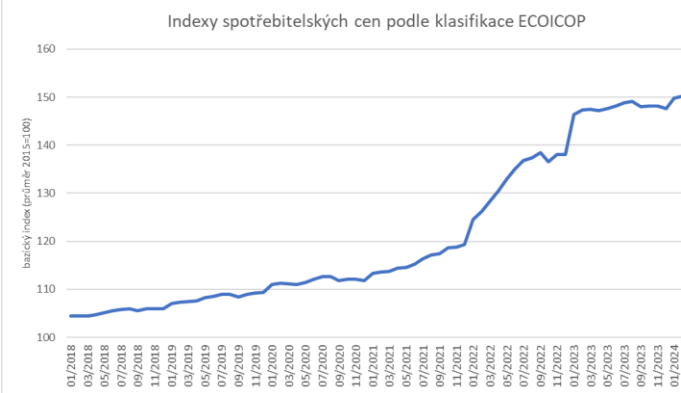


Přehled připomínek a jejich vypořádání k návrhu Metodiky cenové regulace pro regulační období 2026–2030 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství, pro elektroenergetické datové centrum, povinně vykupujícího a dodavatele poslední instance

Číslo připo mínky	Subjekt	Bod Metodiky	Připomínka	Návrh promítnutí	Odůvodnění	Vypořádání připomínky
1	Asociace stavitelů plynovodů a produktovodů z.s.	Obecná připomínka	Požadujeme nastavení takových podmínek regulačního rámce pro VI. regulační období, které umožní regulovaným společnostem v oblasti plynárenství financovat a realizovat investice v rozsahu, který je nezbytný pro efektivní provoz plynárenské soustavy.	Obecná připomínka bez navazující úpravy textu.	<p>ASPP je sdružením významných společností, které se zabývají výstavbou potrubních rozvodů pro různá média, zejména plynovodů, ropovodů, vodovodů a kanalizací. Naším cílem je podporovat kvalitu a bezpečnost infrastruktury v energetickém sektoru. Vzhledem ke změnám, ke kterým v současné době dochází, existuje několik klíčových výzev, které nyní řešíme a budeme řešit. Jednou z nich je financování a ekonomika produktovodů. Vzhledem k tomu, že jejich výstavba je nákladnou záležitostí, je zajištění finančních prostředků a udržitelnosti projektů velkou výzvou. Především vysoká kumulovaná inflace a nárůst cen za materiál a práce o 30 – 60% z let 2021 – 2023 realizaci projektů prodražuje a velmi komplikuje.</p> <p>Jedním z důležitých parametrů ovlivňujících naši budoucí činnost je proto nastavení regulačních podmínek pro regulované společnosti v plynárenství v dalších letech. Výsledná podoba těchto podmínek je a bude klíčová pro naši činnost a plánování budoucích projektů. Zcela nepochybně ovlivní i naši schopnost udržet současný stav technických a lidských kapacit schopných tuto vysoce kvalifikovanou činnost provádět. Případné omezení investic ze strany regulovaných společností v plynárenství by mělo negativní dopad na zaměstnanost v oblasti výstavby plynovodů a produktovodů (nyní cca 2 500 zaměstnanců) a hospodářský růst v ČR.</p> <p>Prosíme proto o zohlednění problematiky našeho odvětví a naší obecné připomínky v rámci procesu dokončení metodiky regulace pro VI. regulační období.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p>
2	CZ Biom – České sdružení pro biomasu, z.s.	Obecná připomínka	<p>CZ Biom oceňuje možnost zapojit se do diskuze k Návrhu Metodiky cenové regulace pro VI. regulační období pro sektory elektroenergetiky a plynárenství. Tento dokument považujeme za zásadní pro zajištění stability regulačního rámce, který ovlivní rozvoj obou sektorů minimálně na příštích pět let, s významnými dopady i po tomto období.</p> <p>Společným cílem členů CZ Biom je zachovat a posilovat regulační opatření, která podpoří bezpečné, spolehlivé a dlouhodobě udržitelné dodávky energie za konkurenceschopné ceny. Považujeme za klíčové, aby budoucí regulační rámec vytvořil podmínky pro financování nezbytných investic do obnovy a rozvoje energetické</p>			<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p>

		<p>infrastruktury a pokryl náklady na její provoz.</p> <p>Energetický sektor čelí dynamické transformaci, kterou pohání klimaticko-energetické cíle EU, technologický pokrok a dopady nedávných krizí. Významnými faktory jsou změny legislativy, rozvoj decentralizované výroby energie, odklon od uhlí, využívání nízkoemisních a obnovitelných plynů, rozvoj elektromobility, a nové služby přinášené agregátory či tzv. prosumers (spotřebiteli s vlastní výrobou). Zásadní proměnou prochází i teplárenství a distribuční sítě, které musí umožňovat přechod na ekologičtější zdroje energie.</p> <p>S ohledem na tyto trendy je potřeba kapitálově náročných investic a efektivního využívání prostředků, které se promítnou do cen energií pro firmy a domácnosti. Transformace energetiky bude vyžadovat dlouhodobou strategii a stabilitu regulačního prostředí. Náhlé změny v regulaci a opomenutí makroekonomických vlivů, jako vysoké inflace, zvyšují investiční riziko a mohou investory odradit od dalších potřebných investic. Nedostatek finanční motivace by mohl vést k omezení kapacit pro nová připojení a rozvoj infrastruktury.</p> <p>Pro úspěšnou transformaci průmyslově orientované České republiky je zásadní, aby regulační rámec podporoval přechod k obnovitelným zdrojům, decentralizaci a dekarbonizaci, přičemž by měl zajistit cenovou dostupnost a stabilitu energetických dodávek. Zvláštní pozornost by měla být věnována podpoře investic do posílení přenosových a distribučních soustav a rozvoji automatizace a řízení těchto systémů.</p> <p>Sektor plynárenství, stejně jako elektroenergetika, nezbytně</p>			<p>Součástí Metodiky cenové regulace jsou zároveň dílčí metodiky - certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic v elektroenergetice a plynárenství. Certifikované metodiky zpracovávají poznatky z vědecko-výzkumného programu Technologické agentury ČR a jejich přínos spočívá především v získání kontinuálního přehledu nad investicemi v elektroenergetice a plynárenství. Metodiky tedy do rukou ERÚ svěřují nástroj, který umožní provádět kontinuální posouzení efektivity investiční aktivity provozovatelů soustav v průběhu VI. regulačního období.</p>
--	--	--	--	--	--

				potřebuje nové investice, které umožní rozvoj obnovitelných zdrojů, zejména biometanu a vodíku, a zaručí dlouhodobou udržitelnost dodávek energií. Žádáme proto, aby ERÚ v Metodice cenové regulace reflektoval dopady svého návrhu na všechny účastníky trhu a zajistil regulační rámec podporující dlouhodobý rozvoj soustav a splnění požadavků zákazníků.		
3	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	2.10 Další motivační programy v regulaci	<p>V kapitole „2.10 Další motivační programy v regulaci“ žádáme nahrazení textu</p> <p>„Výše motivačního bonusu případně i jednotlivé KPI motivačních programů mohou být v průběhu VI. RO upraveny kromě případů definovaných v bodě 2.7 také v případě mimořádného vývoje indexu spotřebitelských cen.“</p> <p>novou samostatnou kapitolou „x.xx Inflační úprava parametrů regulace“, kde bude detailně popsán způsob zohlednění mimořádného nárůstu inflace v regulaci.</p> <p><u>„x.xx Inflační úprava parametrů regulace</u></p> <p>WACC stanovený v kapitole 3.2.4.9 Parametry pro stanovení hodnoty WACC na VI. regulační období ve výši x,xx % je referenčním WACC. Vedle hodnoty referenčního WACC je stanovena pro každý rok regulačního období prognózovaná hodnota indexu spotřebitelských cen obsažená v referenční hodnotě WACC. Prognózovaná hodnota indexu spotřebitelských cen vychází z prognózy ČNB pro první 3 roky a z inflačního cíle ČNB pro zbývající roky VI. regulačního období.</p> <p>S dvouletým zpožděním je porovnávána skutečná a prognózovaná kumulovaná hodnota indexu spotřebitelských cen. Pokud je kladný rozdíl mezi těmito hodnotami vyšší než 3 % body, je zohledněn vyčíslený rozdíl formou Fisherovy úpravy v referenčním WACC roku i-2 a zkalkulován korekční faktor zisku, který bude uplatněn v povolených výnosech regulovaného roku i.“</p> <p>Referenční hodnota WACC se změní v závislosti na změně daně z příjmů právnických osob.</p> <p>Úpravu je potřeba zohlednit v dalších kapitolách včetně pasáží se vzorci.</p> <p>Připomínka ČEZ Distribuce, a.s. a EG.D, a.s.</p>	<p>S ohledem na zkušenosti z V. RO (viz graf níže) souhlasíme s tím, že je nezbytně nutné mít v regulaci nástroj, který bude pružně reagovat na aktuální ekonomický vývoj a v případě překročení stanovené míry inflace dojde k jejímu zohlednění v regulovaných cenách.</p> <p>V navrhovaném textu Metodiky chybí konkrétní pravidla, při jaké výši inflace a jakým způsobem bude tento nástroj použit. Zároveň je potřeba dořešit, jak bude inflační nárůst zohledněn v případě, že regulovaný subjekt nebude čerpat bonus či bude čerpat bonus na nižší než maximální úrovni.</p> <p>S ohledem na výše uvedené a s ohledem na zajištění předvídatelnosti regulačních pravidel navrhuje stanovit konkrétní postup pro zohlednění zvýšených hodnot inflace v regulaci. Za dlouhodobě udržitelné, systémové a plnohodnotné řešení inflačního rizika považujeme indexaci RAB a odpisů, která je zmíněna v obecné připomínce v úvodu.</p> <div></div>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Postup navrhovaný v připomínce neodpovídá metodice ocenění nákladů kapitálu, která je používána. Inflace se ve WACC projevuje nejen svou očekávanou hodnotou v bezrizikové míře výnosnosti, ale i rizikem jiného než očekávaného vývoje této veličiny v nákladech rizik. Nastavení WACC je navíc komplexní záležitost a dle názoru ERÚ nelze v případě mimořádných situací aktualizovat pouze vybrané komponenty WACC. Navrhovaná úprava rovněž není vyvážená a změnu WACC zavádí pouze v případě nárůstu indexu spotřebitelských cen a nikoliv v případě jeho poklesu.</p> <p>Mimořádnému vývoji indexu spotřebitelských cen je nicméně potřeba věnovat pozornost z pohledu optimálního plnění předpokladů, na kterých je postavena metodika cenové regulace pro celé regulační období. Zejména pak půjde o dopady do optimální úrovně nastavení potřebných KPI. Proto je připomínka částečně akceptována rozšířením o konkretizaci situace, kdy bude docházet k revizi nastavení motivačního bonusu. Na konec kapitoly 2.10 bude doplněna následující textace, která revizi svazuje s hodnotou inflace na úrovni dlouhodobého ročního maxima za předkrizové období 2001 až 2020:</p> <p>„Za mimořádný vývoj indexu spotřebitelských cen v VI. regulačním období bude považována situace, kdy průměr indexu spotřebitelských cen za poslední tři uplynulé roky z VI. regulačního období bude vyšší než hodnota 106,3.“</p>	

				<p>Pokud v průběhu VI.RO dojde k realizaci navrhované inflační úpravy, pak toto musí být adekvátně reflektováno i v následujících letech regulačního období, respektive v následujících regulačních obdobích, kdy jedním z konkrétních řešení může být zavedení indexace RAB a odpisů.</p>		
4	<p>ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.</p>	<p>3.1.2. Povolené odpisy a 3.1.4. Regulační báze aktiv</p>	<p>V rámci nastavení Metodiky VI. RO žádáme zohlednění inflace způsobem, který v regulaci zajistí financovatelnost investic umožňujících udržení bezpečných dodávek a dosažení cílů energetické transformace, jejichž splnění se od regulovaných subjektů očekává. Dlouhodobým a systematickým řešením zohledňujícím vývoj inflace je například indexace RAB a povolených odpisů, přičemž částečná či plná indexace RAB a povolených odpisů odpovídá běžné zahraniční regulační praxi.</p>		<p>Při tomto stanovení není nijak reflektován bezprecedentní nárůst inflace v letech 2021 až 2023 a stanovené odpisy tak nepokrývají ani prostou obnovu majetku potřebného k licencované činnosti.</p> <p>Odůvodnění ČEPS, a.s.:</p> <p>Kumulovaná výše inflace za roky 2021 až 2023 dosáhla téměř 30 %, reálná výnosnost kapitálu regulovaných subjektů naopak byla záporná. Provozovatelé soustav výrazně navyšují objem finančních prostředků do obnovy a rozvoje soustav. To je dáno jednak technologickým a legislativním vývojem uplynulých let, zejména rozvojem decentralizované energetiky a souvisejícím nárůstem zákaznických požadavků na připojení do soustavy, ale právě i vývojem inflace, která zapříčinila růst cen surovin a materiálů, a v důsledku toho výrazný nárůst cen zařízení a komponent. Je potřeba také zdůraznit, že provozovatelé soustav investují obrovský objem finančních prostředků do majetku s dlouhodobou průměrnou životností (více jak 30 let) a velmi nízkou likviditou. K pokrytí potřebných investic je třeba použít nejen celé odpisy a celý zisk, ale i stále větší objemy externích zdrojů. Zvyšující se zadluženost společností může v určitém okamžiku ztížit schopnost profinancovat budoucí investiční potřeby a tak může dojít k ohrožení naplnění cílů energetické transformace, energetické bezpečnosti a k zaostávání české energetiky vůči evropské.</p> <p>Odůvodnění ČEZ Distribuce, a.s. a EG.D, a.s., PREdistribuce, a.s. :</p> <p>Kumulovaná výše inflace za roky 2021 až 2023 dosáhla téměř 30 %, reálná výnosnost kapitálu regulovaných subjektů naopak byla záporná. Na provozovatele soustav a investory je vyvíjen obrovský tlak, aby investovali výrazně více finančních prostředků do obnovy a rozvoje soustav. To je dáno jednak technologickým a legislativním vývojem uplynulých let, zejména rozvojem decentralizované energetiky a souvisejícím nárůstem zákaznických požadavků na připojení do soustavy, ale právě i vývojem inflace, která zapříčinila růst cen surovin a materiálů, a v důsledku toho výrazný nárůst cen zařízení a komponent. Je potřeba také zdůraznit, že provozovatelé soustav investují obrovský objem finančních prostředků do majetku s dlouhodobou průměrnou životností (více jak 30 let) a velmi nízkou likviditou. Investoři se v posledních letech potýkali se zápornými výnosnostmi a na druhou</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Úhrada nákladů inflace probíhá komponentou zisku, kam se promítají základní mírou inflace očekávanou investory v bezrizikové míře výnosnosti a dále inflačním rizikem, tedy rizikem, že skutečná inflace bude vyšší než dopředu očekávaná, v nákladech rizik.</p> <p>Již z výše uvedeného pak vyplývá, že princip investování určité části komponenty zisku pro obnovu soustavy je metodicky v pořádku, neboť současný regulační rámec využívá tzv. historické (nominální) schéma úhrady nákladů kapitálu, kde jsou součástí komponenty zisku i náklady inflace. V jiných státech, kde je používáno reprodukční (reálné) schéma, vstupují náklady inflace místo toho do komponenty odpisů, které jsou o hodnotu inflace vyšší a vyjadřují tak adekvátní vazbu na aktuální potřebu investic sami o sobě. Při správném nastavení nicméně poskytují obě schémata z dlouhodobého hlediska stejné výsledky, vyznačují se pouze jinak rozloženými prostředky pro regulovaný subjekt v čase (nominální schéma vrací regulovanému subjektu finanční prostředky v principu dříve vyšší ziskovostí pomaleji odepisovaného RAB) a v jednotlivých regulačních komponentách (náklady inflace u reálného schématu vstoupí do pravidelně přeceňovaných odpisů) . Stejně tak je v tržním a přeneseně i regulatorním prostředí běžné, že k investování do rozvoje firmy (například v souvislosti s rozvojem decentralizované energetiky) využívá společnost vyšší část svého zisku, než kolik odpovídá účetním odpisům a nákladům inflace. Tyto investice se společnosti vyplatí ve zvýšeném zisku následujících období.</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období, aniž by bylo potřeba použít nepřiměřeně velkou část komponenty zisku. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let.</p>

					<p>stranu je na ně vyvíjen tlak, aby investovali výrazně více prostředků do rozvoje soustav. K pokrytí potřebných investic by museli investoři teoreticky použít celé odpisy a celý zisk. Logickým výsledkem výše popsané situace je, že motivace investorů k navyšování investičních plánů je v porovnání s minulostí nulová a tuto situaci je potřeba urgentně řešit. Pokud společně s ERÚ nenajdeme řešení, může dojít k ohrožení naplnění cílů energetické transformace, energetické bezpečnosti a k zaostávání české energetiky vůči evropské.</p>	<p>ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p>
5	<p>ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.</p>	<p>2.9, 14.1 Principy zohlednění dotací v regulaci</p>	<p>Vzhledem k tomu, že stále není známa finální verze novely zákona o účetnictví, včetně prováděcích předpisů, obsahuje Metodika zatím pouze základní principy zohlednění dotací v regulaci. V rozporu s tím jsou, v kapitole 14.1, detailně až do vzorců rozepsané nové parametry dotací, které nemusí reflektovat finální stav.</p> <p>Navrhujeme tuto oblast dopracovat až v okamžiku, kdy bude známá výsledná podoba legislativy a do té doby k dotacím přistupovat dle pravidel pro V. RO.</p>		<p>V tuto chvíli nemůžeme s jistotou konstatovat, jak budou řešena přechodná ustanovení k novele zákona o účetnictví, tj. např., jak se bude přistupovat k majetku, který byl již v rámci jednoho dotačního rozhodnutí pořízen, resp. aktivován do majetku před přijetím novely zákona. V důsledku změny metody totiž mohou existovat různé varianty řešení, které by měly významný vliv na hodnoty majetku, odpisů a výnosů vykázaných v jednotlivých letech. Záleží na tom, jak se bude přistupovat ke změně metody u již běžících dotačních projektů ve vztahu k majetku nebo k dotačnímu příslibu - tj. zda by se nová metoda použila buď jen pro nově pořízený a aktivovaný majetek a majetek pořízený do doby přijetí zákona by zůstal zaúčtován dosavadní metodou (i v rámci jednoho dotačního příslibu by tedy byl majetek oceněn jinou metodou), nebo zda by se uplatnila nová metoda jen pro majetek s vazbou k novému dotačnímu příslibu, nebo se bude postupovat retroaktivně, tedy zda nová metoda ovlivní již zaúčtované hodnoty majetku a odpisů v roce přijetí její platnosti.</p> <p>Zároveň při změně metody dle novely zákona o účetnictví pravděpodobně také dojde ke změně okamžiku, kdy se bude účtovat o nezpochybnitelném nároku na dotaci. Aktuální metodou je to obvykle už k datu získání písemného příslibu dotačního orgánu s konkrétními podmínkami dotace (rozhodnutí o přidělení dotace, podepsaná smlouva o poskytnutí dotace), zatímco novou metodou bude patrně okamžikem nezpochybnitelného nároku na dotaci až samotné přijetí peněz na účet – vyplývá to z obecných postupů účtování o výnosech příštích období – jde o příjmy účetní jednotky, které obdržela v aktuálním období a které se stanou výnosem až v následujících obdobích. Tato skutečnost může rovněž ovlivnit výkazy – odepisovat majetek se bude dříve, než se začne rozpouštět dotace do výnosů.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, který se může případně upravit v návaznosti na rozpor ve finálním znění zákona o účetnictví, s čímž samotná Metodika cenové regulace počítá. Nastavení metodiky je v souladu s principem transparentnosti a předvídatelnosti přístupu bez toho, aby byla příslušná oblast ponechána otevřená bez řešení, přičemž nový systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné pozdržení implementace. Ostatně ani současné postupy ve IV. a V. regulačním období neodpovídaly plně účetním standardům.</p>

6	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady	<p>V kapitole „3.1.1 Povolené náklady“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>Hodnota povolených nákladů na VI. RO se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů (dříve označované jako „profit-loss sharing“). Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem produktivity a koeficientem dlouhodobého vyrovnání nákladů, jehož hodnota je pro roky VI. RO stanovena na 0,25 (v případě volby koeficientu 0,25 bude úprava již aplikována pro všechny tři roky vstupující do výpočtu povolených nákladů v prvním roce regulačního období) nebo 0,5 dle volby regulovaného subjektu před začátkem regulačního období. Regulovaný subjekt předběžně oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.04.2025 a následně svou volbu potvrdí do 15.08.2025. V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného druhého termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.</p>	<p>Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů má být stanovena před začátkem regulačního období a po celou dobu, tzn. dalších pět let, neměnná.</p> <p>Její stanovení vyžaduje ze strany regulovaných subjektů dlouhodobou predikci, která by měla být navázána na nejaktuálnější plány nákladů. Sestavování těchto plánů u jednotlivých regulovaných subjektů probíhá v různých termínech jejich dokončení, ovšem u žádné společnosti nejsou konečné a schválené do konce dubna.</p> <p>Navrhujeme proto ponechat termín do 30. dubna jako předběžnou indikaci zvoleného režimu pro hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů. Konečná volba, případně potvrzení, by pak proběhla v termínu do 15. srpna. Navrhované datum bude, shodně jako 30. duben, navázáno na legislativně stanovený termín odevzdávání regulačního výkaznictví ze strany regulovaných subjektů, a to mj. pro případnou aktualizaci výkazu roční bilance elektřiny.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Zvolený režim je dlouhodobý (do roku 2030) a nelze tak očekávat, že v období několika měsíců bude mít provozovatel k dispozici významně jiné informace pro své rozhodování. Zvolený režim by měl být z principu nastaven na plánech, které byly součástí přípravy Metodiky cenové regulace.</p> <p>Termíny předkládání regulačních výkazů podle vyhlášky o regulačním výkaznictví bude nutné v návaznosti na změnu termínu předávání parametrů upravit. Vzhledem k tomu, že v souladu s Metodikou cenové regulace je termín stanovení parametrů 4 měsíce před začátkem regulačního období, bude nezbytné předložení vstupních hodnot v takovém termínu, aby byl dostatečný prostor pro jejich stanovení při detailním posouzení nových nákladů a jejich případné vazby na související činnosti vykonávané standardně.</p> <p>ERÚ tak vyhověl připomínce v maximální možné míře a upravil datum pro volbu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů na 31. května 2025.</p>
7	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady	<p>V kapitole „3.1.1 Povolené náklady“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>Protože současný regulační rámec nehodnotí náklady jako celek, ale pracuje s provozními i investičními náklady odděleně, může docházet k riziku double countingu (tedy riziku zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň), např. u povolených nákladů v případě jejich kapitalizace. Pro VI. regulační období bude proto k problematice přistupováno tak, že v případě nahrazení provozních nákladů investičními bude základna povolených nákladů понížena o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, bude stanoven dle konkrétní situace komplexně také se zohledněním výše investičních výdajů v posuzovaných letech. Limitem, od kterého bude postup aplikován, je meziroční změna objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň meziroční změna objemu kapitalizace vyšší než 4 2 % z ročního objemu povolených nákladů. Odpovídajícím způsobem bude přistupováno k případům nahrazení investičních nákladů provozními, kdy bude docházet k navyšování základny povolených nákladů,</p>	<p>Pokud má být základna povolených nákladů ponižována o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, měla by být pro limit, od kterého bude postup aplikován, použita meziroční změna předmětných nákladů, protože např. u kapitalizace nákladů na stabilní úrovni za roky i-2 až i-4 ve výši 300 mil. Kč, není důvod k ponižování základny nákladů. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, nemůže vycházet pouze z výše kapitalizovaných nákladů, ale musí být komplexní, tzn. včetně zohlednění investičních výdajů v posuzovaných letech.</p> <p>S ohledem na ambiciózní investiční plány provozovatelů soustav navrhujeme zvýšení limitu, od kterého bude postup aplikován, na meziroční změnu objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň vyšší než 2 % z ročního objemu povolených nákladů. Při původním 1% limitu by zřejmě docházelo k jeho téměř každoročnímu překračování právě z důvodu zvyšujících se investičních výdajů a s nimi spojenou vyšší kapitalizací nákladů. V tomto případě však nedochází k nahrazení provozních nákladů investičními</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Navýšení hranice objemu kapitalizace není akceptovatelné, vedlo by k vyšší úhradě nákladů zákazníky za jednu vynaloženou činnost. Navrhované 1 % vyvažuje dle názoru ERÚ důraz na přesnost regulace a praktickou použitelnost, vyšší investiční výdaje nemohou být důvodem k navýšení limitu.</p>

				nicméně tento postup bude aplikován až na případnou žádost regulovaného subjektu.		
8	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.1.7 Faktor trhu		<p>V kapitole „3.1.7 Faktor trhu“ žádáme provést následující úpravu:</p> <p>Faktor trhu bude kryt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykázání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech, v odůvodněných případech také ex-ante, tedy plánovaných hodnot s korekcí na hodnoty skutečné. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok, nebo v odůvodněných případech budou rozděleny do více regulovaných let tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.</p> <p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutno zohlednit i v kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“.</p>	S ohledem na praktické použití tohoto instrumentu a zejména zamezení budoucích meziročních skokových změn v rámci povolených výnosů navrhujeme použití faktoru trhu nejen ex-post (s využitím časové hodnoty peněz), ale také v rámci plánovaných hodnot, tj. ex-ante s následnou korekcí na skutečné hodnoty.	Akceptováno
9	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. NET4GAS, s.r.o. PREdistribuce, a.s.	3.1.7 Faktor trhu		<p>V kapitole „3.1.7 Faktor trhu“ žádáme provést následující úpravu:</p> <p>„Pokud regulovaný subjekt zvolil koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 a základna povolených nákladů nedostačuje k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok, mohou být faktorem trhu uznány i náklady nových činností, které nemají charakter mimořádného nákladu, a to do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. O tyto náklady, bude upravována hodnota povolených výnosů přiměřeným způsobem tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování.“</p>	<p>Zvolený režim, resp. koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,25 nezakládá automatický předpoklad, že každý rok regulačního období bude základna povolených nákladů dostačovat k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok.</p> <p>Tento přístup vytváří diskriminační prostředí, možnost požádat o uznání nákladů by měly mít všechny subjekty.</p> <p>Dále ERÚ žádáme o bližší vysvětlení a zpřesnění na konkrétních příkladech, jakým způsobem se bude postupovat v případě posouzení a uznání nových nákladů.</p>	Neakceptováno Regulovaný subjekt si může libovolně zvolit jeden z možných režimů, které byly do Metodiky cenové regulace zavedeny. ERÚ se nedomnívá, že by některý regulovaný subjekt volbou konkrétního režimu vytvářel diskriminační prostředí pro ostatní regulované subjekty, neboť i ty mají možnost volby stejného režimu.
10	ČEPS, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.2.2 Faktor produktivity		<p>V kapitole „3.2.2 Faktor produktivity“ žádáme provést následující úpravu:</p> <p>„Jde o faktor, který byl v V. RO označován jako „faktor efektivity“. Pro VI. RO je zavedeno nové označení tohoto faktoru, neboť původní označení jako „faktor efektivity“ vedlo k některým zavádějícím očekáváním ohledně jeho funkcí. Z regulačního pohledu nemá tento faktor funkci korekce potenciální</p>	<p>Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména:</p> <p>→ Dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů se stává neudržitelným, může limitovat výkon provozních činností a poskytování kvalitních služeb zákazníkům;</p>	Neakceptováno Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity. Protože jde o poměrně často opakující se připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných

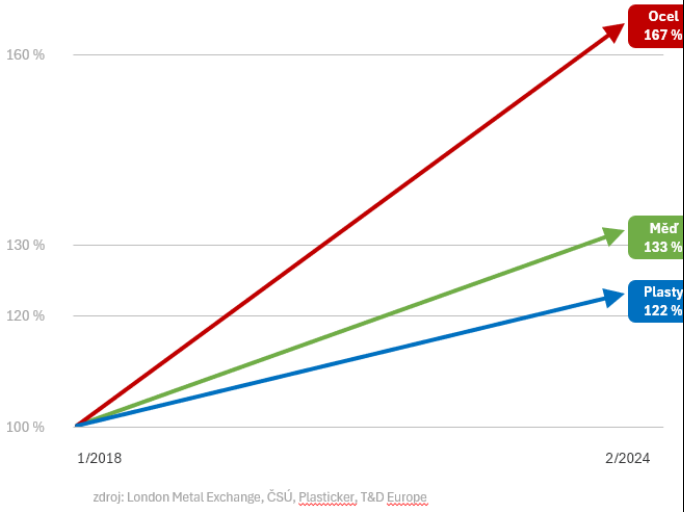
				<p>neefektivity ve skutečných nákladech určitého roku. Jde o faktor, který simuluje tržní prostředí a podobně jako dochází k vývoji cenové hladiny určitého zboží nebo služby (zohledňované indexy cen podnikatelských služeb a mzdovým indexem případně indexem cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství) dochází postupem času rovněž ke změně objemu množství těchto zboží a služeb, které jsou pro zajištění výkonu licencované služby potřebné (např. produktivita práce se zvyšuje v důsledku dokonalejších technologií, pracovních postupů či růstu vybavenosti práce kapitálem). Navrhován je proto název používaný některými jinými regulátory. Roční hodnota faktoru produktivity se stanovuje ve výši 0,2 %, tedy na minimální úrovni používané v V. RO. K přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. RO bude v průběhu VI. RO využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p> <p>Faktor produktivity je pro VI. RO aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů i samotných povolených nákladů na regulovaný rok. Nová hodnota faktoru produktivity je již aplikována pro všechny 3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období.</p> <p>Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná.“</p> <p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutno zohlednit i v kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“.</p>	<p>→ Zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností;</p> <p>→ Násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách;</p> <p>→ Snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných;</p> <p>→ Index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění.</p> <p>Navrhujeme uplatnit hodnotu faktoru produktivity ve výši 0,2 % p.a. při přepočtu základny povolených nákladů na povolené náklady regulovaného roku.</p>	<p>nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí regulatorních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na poslední rok by bylo metodicky chybné, podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p> <p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulační období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>
11	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.2.5. Doplnkové služby (navrhována nová kapitola)		<p>Navrhujeme doplnit novou kapitolu „3.2.5. Doplnkové služby“, která by stanovila přístup k doplňkovým službám. Uvítali bychom diskuzi nad níže uvedeným návrhem.</p> <p>„3.2.5. Výnosy z doplňkových služeb</p> <p>V případě vzniku výnosů z doplňkových služeb poskytovaných regulovaným subjektem nad rámec výkonu licencované činnosti, ke kterým není možné prokazatelně vyčíslit související náklady (např. pronájmy), budou tyto výnosy maximálně do výše 1 % z hodnoty povolených výnosů rozděleny v poměru 30:70 mezi držitele licence a zákazníky. 70 % těchto výnosů bude vstupovat do upravených povolených výnosů regulovaného subjektu prostřednictvím korekčního faktoru bez zohlednění časové hodnoty peněz.“</p>	<p>Provozovatelé soustav při výkonu své licencované činnosti vykonávají aktivity dané zákonem, které jsou nezbytné pro bezpečný a spolehlivý provoz přenosové a distribuční soustavy. Nad rámec těchto činností jsou požtovány/vyžadovány od regulovaných subjektů i další služby, pomocí nichž mohou provozovatelé soustav optimalizovat svoje činnosti (využití synergií), zlepšovat využití zdrojů (lidských zdrojů a majetku). Typicky se může jednat o úkony vykonávané zaměstnanci regulovaného subjektu nad rámec zákonných povinností (např. provozování, údržba a opravy energetických zařízení cizích vlastníků, odstranění poruch na odběrném zařízení zákazníka, ověření elektroměrů, diagnostika zařízení, zkoušky (OOPP), revize a další), služby ve prospěch zákazníka nebo obchodníka zlepšující podmínky zákazníků (např. faktura na požádání, prodej či dodávka materiálu a zboží (např. jistič) atd.), doplňkový pronájem (např. plošiny, náhradního zdroje, mobilního transformátoru) a v neposlední řadě i nové činnosti</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Jak již ERÚ diskutoval před V. regulačním obdobím, u každé takové doplňkové služby musí být doložitelné příslušné související náklady. Bez této možnosti vytváří návrh připomínkový prostor, aby se na zákazníky přenášel i dopad z neefektivně vykonávaných doplňkových služeb. Pokud bude 70 % výnosů z dané doplňkové služby nižších než související náklady, bude zákazník na tomto nastavení fakticky trtit.</p> <p>U takových doplňkových služeb, kde je možné vyčíslit související náklady, lze využít již dnes režim, který je pro provozovatele u efektivně vykonávané doplňkové služby výhodný. Tuto službu může provozovatel provozovat zcela mimo výkon licence, podobně jako se již v některých případech u některých provozovatelů děje nyní.</p>

				<p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutno zohlednit i v kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“.</p>	<p>provozovatele přenosové nebo distribuční soustavy vyplývající z příslušných předpisů EU pro oblast elektroenergetiky (jmenovitě nařízení 2019/943 a směrnice 2019/944 pro trh s elektřinou, jež zahrnují např. podporu 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 takového 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>Návrh zohledňuje do regulace část výnosů z doplňkových služeb, ke kterým není možné prokazatelně vyčíslit související náklady (např. pronájmy), a to pouze do výše 1 % z hodnoty povolených výnosů. Výnosy přesahující tento limit a výnosy, které vůči sobě mají vyčíslitelné náklady, by nadále zůstaly v režimu neregulovaných nákladů či nákladů snižujících základnu pro výpočet povolených nákladů.</p>	
12	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. NET4GAS, s.r.o. PREdistribuce, a.s.	3.1.2. Povolené odpisy		<p>V kapitole „3.1.2. Povolené odpisy“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„S odpisy z dotovaného majetku bude od roku 2026 pro VI. RO nakládáno jako s odpisy z běžného majetku, viz dle očekávané novely zákona o účetnictví, podle které dotovaný majetek bude účetně vykázán v aktivech i odpisech v plné hodnotě a přijatou dotaci účetní jednotka vykáže jako výnos příštích období, a to od data účinnosti této novely. Nově tak bude dotace následně rozpouštěna (vykázána) do výnosů. Motivaci k čerpání dotace, kterou v V. RO zajišťovalo specifické uznávání odpisů z dotovaného majetku, nově zajišťuje schéma specificky popsané v bodě 2.9. Přístup k odpisům majetku, na který byly čerpány dotace před 01.01.2026 a pro dotace čerpané od 01.01.2026 do data účinnosti novely zákona o účetnictví, se řídí Zásadami cenové regulace pro V. RO, pokud nedojde v návaznosti na legislativní předpisy i zde k potřebě přechodu na nové motivační schéma.“</p>	<p>Pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví včetně návazné legislativy, žádáme uplatňovat přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Tento postup je osvědčený, zažitý, provozovatelé soustav na něj mají nastavené systémy a bude aplikován jen po omezenou dobu (do data účinnosti novely zákona o účetnictví).</p> <p>Oproti tomu návrh ERÚ, pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví vychází z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let), bude znamenat na omezenou dobu zavést novou fiktivní evidenci těchto investičních majetků z části financovaných z dotací, které nebudou v českém účetnictví, ale budou vstupovat do RAB a odpisů, k tomu ruční dopočítávání rozpouštění dotací do UPV po dobu 20 let, také bez obrazu v účetnictví. To by znamenalo značný nárůst administrativní zátěže provozovatelů soustav.</p> <p>Navíc tento postup zřejmě nebude možné následně převést na postup dle novely zákona o účetnictví a hrozí tak hned tři různé evidence majetků financovaných z dotací a různé zacházení s nimi po desítky let (až 40 let podle životnosti dotovaného majetku).</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, přičemž tento systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné odůvodňovat pozdržení implementace zvýšenou pracností evidence či vyšší administrací.</p>

13	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. NET4GAS, s.r.o. PREdistribuce, a.s.	3.1.4. Regulační báze aktiv (RAB)	<p>V kapitole „3.1.4. Regulační báze aktiv“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„Nově bude do hodnoty RAB od roku 2026 vstupovat i hodnota majetku pořízeného z dotace v návaznosti na očekávanou změnu účetních postupů definovanou novelou zákona o účetnictví, a to od data účinnosti této novely, viz principy zohlednění dotací v regulaci popsané v bodě 2.9. Součástí hodnoty RAB může dále být i hodnota majetku používaného pro výkon licencované činnosti, který je poskytován do užívání za úplatu, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku. Tato hodnota majetku může vstoupit do RAB pouze na základě smluv uzavřených do 31.12.2020. Úplata za užívání se v takovém případě nepovažuje za ekonomicky oprávněný náklad.“</p>	<p>Pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví včetně návazné legislativy, žádáme uplatňovat přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Tento postup je osvědčený, zažitý, provozovatelé soustav na něj mají nastavené systémy a bude aplikován jen po omezenou dobu (do data účinnosti novely zákona o účetnictví).</p> <p>Oproti tomu návrh ERÚ, pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví vychází z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let), bude znamenat na omezenou dobu zavést novou fiktivní evidenci těchto investičních majetků z části financovaných z dotací, které nebudou v českém účetnictví, ale budou vstupovat do RAB a odpisů, k tomu ruční dopočítávání rozpouštění dotací do UPV po dobu 20 let, také bez obrazu v účetnictví. To by znamenalo značný nárůst administrativní zátěže provozovatelů soustav.</p> <p>Navíc tento postup zřejmě nebude možné následně převést na postup dle novely zákona o účetnictví a hrozí tak hned tři různé evidence majetků financovaných z dotací a různé zacházení s nimi po desítky let (až 40 let podle životnosti dotovaného majetku).</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, přičemž tento systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné odůvodňovat pozdržení implementace zvýšenou pracností evidence či vyšší administrací.</p>
14	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	2.9. Principy zohlednění dotací v regulaci	<p>V kapitole „2.9. Principy zohlednění dotací v regulaci“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„Principy této úpravy jsou následující:</p> <p>a) Pravidla zohlednění čerpání dotací v VI. RO budou vycházet z novely zákona o účetnictví, od data její účinnosti až bude přijata. Dle očekávané podoby novely bude majetek pořízený z dotace vstupovat do RAB, přijatá dotace se vykáže jako výnos příštích období a tento výnos příštích období bude postupně rozpouštěn do UPV po dobu vyplývající z novely. Pokud novela dobu rozpouštění přímo ani nepřímo nestanovuje, považuje se za ni období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let).</p> <p>b) Pro dotace čerpané před 01.01.2026 a také od 01.01.2026 do data účinnosti doby přijetí novely zákona o účetnictví bude uplatněn přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Se bude vycházet z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let).</p> <p>e) Pro dotace čerpané před 01.01.2026 bude po dobu VI. RO uplatněn přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO.</p> <p>d) V případě, že s novelou zákona o účetnictví dojde k překlasifikaci dosud pořízeného majetku</p>	<p>Pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví včetně návazné legislativy, žádáme uplatňovat přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Tento postup je osvědčený, zažitý, provozovatelé soustav na něj mají nastavené systémy a bude aplikován jen po omezenou dobu (do data účinnosti novely zákona o účetnictví).</p> <p>Oproti tomu návrh ERÚ, pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví vychází z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let), bude znamenat na omezenou dobu zavést novou fiktivní evidenci těchto investičních majetků z části financovaných z dotací, které nebudou v českém účetnictví, ale budou vstupovat do RAB a odpisů, k tomu ruční dopočítávání rozpouštění dotací do UPV po dobu 20 let, také bez obrazu v účetnictví. To by znamenalo značný nárůst administrativní zátěže provozovatelů soustav.</p> <p>Navíc tento postup zřejmě nebude možné následně převést na postup dle novely zákona o účetnictví a hrozí tak hned tři různé evidence majetků financovaných z dotací a různé zacházení s nimi po desítky let (až 40 let podle životnosti dotovaného majetku).</p> <p>Navrhujeme tedy spojení bodů b) a c), body d) až g) budou přečíslovány.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, přičemž tento systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné odůvodňovat pozdržení implementace zvýšenou pracností evidence či vyšší administrací.</p> <p>S ohledem na text připomínky byla nicméně zpřesněna textace vztahující se ke kritériu případné změny úročení nerozpuštěného objemu výnosů příštích období. Konkrétní text bodu f) nově zní:</p> <p>„Objem výnosů příštích období, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV, bude úročen, a to primárně bezrizikovou mírou výnosnosti, pokud nebude na základě posouzení rozhodnuto Úřadem jinak (např. s ohledem na to, aby celkové IRR daného investičního projektu vycházelo v rozmezí 1–2% nad míru výnosnosti stanovenou WACC podle doby životnosti majetku a podílu dotace k vlastním prostředkům).“</p>

				<p>z dotace a tento majetek vstoupí do rozvahy a bude rozpouštěn jako výnos příštích období, budou principy podle bodu b) a – e) aplikovány tak, aby uvedenou skutečnost přiměřeně zohlednily a byla zachována oprávněná očekávání regulovaných subjektů k výnosnosti těchto projektů z IV. A V. RO.</p> <p>Ed) Výnosy příštích období budou do regulace rozpuštěny ze 100 %.</p> <p>Fe) Objem výnosů příštích období, který ještě nebyl rozpouštěn do UPV, bude určen, a to primárně bezrizikovou mírou výnosnosti, pokud nebude na základě individuálního posouzení rozhodnuto Úřadem jinak (např. s ohledem na to, aby průměrné IRR daných investičních projektů pod dotační výzvou daného projektu vycházelo v rozmezí 1–2 %1,5 % s tolerancí +/-0,5 % nad míru výnosnosti stanovenou WACC podle průměrné doby životnosti majetku anebo podílu dotace k vlastním prostředkům). O posouzení mohou Úřad požádat i regulované společnosti na základě daných investičních projektů pod dotační výzvou, průměrné doby životnosti majetku těchto plánovaných investičních projektů a podílu dotace k vlastním prostředkům.</p> <p>Gf) Náklady spojené s pořízením a další administrací dotačního titulu budou na základě žádosti RS specificky zohledněny v komponentě faktoru trhu.“</p>	<p>V případě, že s novelou zákona o účetnictví dojde k překlasifikaci dosud pořízeného majetku z dotace a tento majetek vstoupí do rozvahy a bude rozpouštěn jako výnos příštích období, požadujeme, aby čekávaná výnosnost těchto projektů zIV. A V. RO. Byla zachována.</p> <p>Pro majetek pořízený z dotace nemusí být v systémech regulovaných společností provazba mezi přijatou dotací a konkrétním majetkem.</p> <p>K jednomu dotačnímu projektu může být velké množství majetků a vést takovou evidenci mimo systém by bylo velmi komplikované.</p> <p>Navrhujeme tedy posouzení IRR provádět souhrnně, nikoliv individuálně, na daných investičních projektech pod dotační výzvou a na základě průměrné doby životnosti majetku těchto plánovaných investičních projektů a podílu dotace k vlastním prostředkům.</p> <p>Dále žádáme, aby o posouzení IRR daných investičních projektů pod dotační výzvou mohly Úřad žádat i regulované společnosti a měly tak zajištěnu deklarovanou IRR daných investičních projektů pod dotační výzvou 1,5 % s tolerancí +/-0,5 % nad míru výnosnosti stanovenou WACC.</p>	
15	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice	<p>V kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„DOT_{pei} [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB, stanovený vztahem</p> $„DOT_{pei} = -\frac{RF_{pei}}{100} \times RAB_{XXX_{pedotpli}} - \theta_{YYY_{pedotpli}} + KF_{pedoti},$ <p>kde</p> <p>RF_{pei} [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9, případně hodnota stanovená na základě individuálního posouzení Úřadem dle bodu 2.9. písmeno (e),</p> <p>RAB XXX_{pedotpli} [Kč] je plánovanýá hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví, který ještě nebyl rozpouštěn do UPV k 31.12. roku <i>i</i>,</p> <p>ΘYYY_{pedotpli} [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví v roce <i>i</i>,</p>	<p>Do parametru zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB vstupuje i hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9. Bod 2.9. písmeno f, připouští i jinou hodnotu, stanovenou na základě individuálního posouzení Úřadu jinak, proto ji požadujeme doplnit.</p> <p>Pro plánovanou, resp. skutečnou hodnotu souhrnného objemu obdržených investičních dotací a plánovanou, resp. skutečnou hodnotu rozpouštění dotací žádáme použít jiné zkratky, neboť označení “RAB”, resp. „O“, která jsou využita pro jiné parametry regulačního vzorce, jsou značně zavádějící.</p> <p>Pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví včetně návazné legislativy, žádáme uplatňovat přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Tento postup je osvědčený, zažitý, provozovatelé soustav na něj mají nastavené systémy a bude aplikován jen po omezenou dobu (do data účinnosti novely zákona o účetnictví).</p> <p>Oproti tomu návrh ERÚ, pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví vychází z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let), bude znamenat na omezenou dobu zavést novou fiktivní evidenci těchto</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, přičemž tento systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné odůvodňovat pozdržení implementace zvýšenou pracností evidence či vyšší administrací.</p> <p>Označení RAB a O s patřičným indexem označuje specifickou hodnotu dotací s příslušností k základnímu parametru, plán vs skutečná hodnota je také určena příslušným indexem.</p> <p>S ohledem na konkrétní podobu nového modelu je nicméně připomínka akceptována v oblasti zpřesnění popisu parametru RF_{pei} [%], kde je doplněna textace:</p> <p>„...případně hodnota stanovená na základě individuálního posouzení Úřadem dle bodu 2.9. písmeno (f),“</p>	

				<p>KF_{pedoti} [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.1.4</p> <p>(...)</p> $KF_{pedotpei} = \left(-\frac{RF_{pei}}{100} \times \cancel{RABXXX}_{pedotski-2} - \Theta_{YYY}_{pedotski-2} + \frac{RF_{pei}}{100} \times \cancel{RABXXX}_{pedotpli-2} + \Theta_{YYY}_{pedotpli-2} \right) \times \frac{100 + PRIB_{pei-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{pei-1}}{100}$ <p>kde</p> <p>$\cancel{RABXXX}_{pedotski-2}$ [%Kč] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku $i-2$,</p> <p>$\Theta_{YYY}_{pedotski-2}$ [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví v roce i,</p> <p>$\cancel{RABXXX}_{pedotpli-2}$ [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku $i-2$,</p> <p>$\Theta_{YYY}_{pedotpli-2}$ [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví v roce i.</p> <p>Pozn.: Navržené úpravy je nutno provést obdobným způsobem v parametrech pro provozovatele distribučních soustav v elektroenergetice RF_{dei}, $RAB_{dedotpli}$, $O_{dedotpli}$, KF_{dedoti}, $RAB_{dedotski-2}$, $O_{dedotski-2}$, $RAB_{dedotpli-2}$, $O_{dedotpli-2}$. Poslední dva parametry je navíc nutné do textu doplnit, neboť jejich popis v této části zcela chybí.</p>	<p>investičních majetků z části financovaných z dotací, které nebudou v českém účetnictví, ale budou vstupovat do RAB a odpisů, k tomu ruční dopočítávání rozpouštění dotací do UPV po dobu 20 let, také bez obrazu v účetnictví. To by znamenalo značný nárůst administrativní zátěže provozovatelů soustav.</p> <p>Navíc tento postup zřejmě nebude možné následně převést na postup dle novely zákona o účetnictví a hrozí tak hned tři různé evidence majetků financovaných z dotací a různé zacházení s nimi po desítky let (až 40 let podle životnosti dotovaného majetku).</p>	
16	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	Obecná připomínka WACC	Žádáme navýšení hodnoty WACC pro VI. RO na úroveň, která náležitě zohlední situaci v energetice a na finančních trzích, a to dle navrhovaných konkrétních úprav uvedených níže.		<p>Regulovaná míra výnosnosti (WACC) je pro provozovatele soustav, ale i pro investory, financující banky a ratingové agentury klíčovým ukazatelem. Mezi V. a VI. regulačním obdobím dochází k mírnému navýšení hodnoty WACC z 6,63 % na 6,9 % (nominální hodnota před zdaněním).</p> <p>Navýšení hodnoty WACC vnímáme pozitivně, nicméně s ohledem na dramatický nárůst</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Hodnota WACC již byla v návrhu Metodiky cenové regulace navýšena proti původní kalkulaci ERÚ více založené na současném přístupu v V. regulačním období.</p> <p>Hodnota WACC stanovená pro VI. regulační období vyhovuje požadavku přiměřeného zisku zajišťujícího návratnost realizovaných investic a dostatečně zohledňuje rizika energetického sektoru působící na</p>

				<p>zákaznických požadavků na připojení k síti, související potřebu investic do obnovy a rozvoje sítě, situaci na finančních trzích a zvyšující se rizika energetického sektoru, je hodnota 6,9 % nedostačující.</p> <p>V uplynulých letech byli provozovatelé soustav výrazně zasaženi zvýšenou mírou inflace, která na jedné straně způsobila propad reálné míry výnosnosti do záporných hodnot a na straně druhé zapříčinila významný růst cen nezbytných surovin a materiálů (jmenovitě mědi, zinku, plastů apod.) a v důsledku tedy i cen zařízení a komponent, například transformátorů a kabelů.</p>  <p>zdroj: London Metal Exchange, ČSÚ, Plasticker, T&D Europe</p> <p>Vedle tržní situace jsou provozovatelé soustav ovlivňováni i zvyšujícími se legislativními požadavky (nejenom energetického, ale např. i informačně-bezpečnostního charakteru), které rozšiřují povinnosti, provozovatelů soustav.</p> <p>Náš negativní pohled na navrhovanou míru výnosnosti mohou částečně napravit Úřadem navržená motivační schémata, která mají provozovatele soustav motivovat k vyšším investicím zejména do chytrých a digitalizačních opatření a k efektivnímu provozu soustav, ze kterých budou profitovat zákazníci. Přesto nebude dostatečně zajištěna motivace k investicím a financovatelnost aktiv.</p> <p>Z pohledu regulovaných subjektů předložený návrh nepostihuje všechny základní potřeby společností při financování dlouhodobého majetku a nepokrývá nová rizika vyplývající z energetické transformace, změn na kapitálových trzích a nárůstu inflace.</p> <p>Doplňné dodatečné stanovisko ČEZ Distribuce, a.s.</p> <p>Společně s ostatními provozovateli soustav trvale zdůrazňujeme význam spravedlivého a náležitého nastavení hodnoty regulované míry výnosnosti (WACC) pro zajištění dlouhodobé stability a rozvoje</p>	<p>provozovatele soustav, přičemž jednotlivé komponenty WACC byly detailně diskutovány i se zástupci společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o, kteří jménem připomínkujícího předkládali detailní analýzu k navýšení hodnoty WACC. Některé prvky z předkládané analýzy ERÚ zohlednil, některé zohledněny být nemohly (namátkou Blumeho úprava koeficientu beta).</p> <p>Ve veřejném konzultačním procesu obdržel ERÚ od některých provozovatelů soustav i výpočet WACC od společnosti ČSOB Advisory, a.s., kde je nicméně použito několik vstupních údajů v rozporu s dříve předkládanou analýzou společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o. Zejména jde o použití peer group u koeficientu beta v podobě, kterou předchází analýza označuje za chybnou, přičemž po použití správně stanoveného koeficientu beta, který i více odpovídá běžné regulační praxi v evropských státech, vychází hodnota WACC od společnosti ČSOB Advisory, a.s., již na úrovni hodnoty WACC uvedené v Metodice cenové regulace. Někteří provozovatelé argumentují i výpočtem WACC od společnosti ČSOB, a.s., nicméně ERÚ touto analýzou nedisponuje, a proto ji nekomentuje.</p> <p>ERÚ nicméně vnímá výše uvedené předkládané odborné analýzy k hodnotě WACC jako zdroj současného pohledu regulovaných subjektů na optimální hladinu míry výnosnosti pro VI. regulační období a i z tohoto důvodu navyšuje hodnotu bonusu u nově zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujícího. Úhrada nákladů inflace probíhá komponentou zisku, kam se promítají základní mírou inflace očekávanou investory v bezrizikové míře výnosnosti a dále inflačním rizikem, tedy rizikem, že skutečná inflace bude vyšší než dopředu očekávaná, v nákladech rizik.</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období aniž by bylo potřeba použít nepřiměřeně velkou část komponenty zisku. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínky vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p>
--	--	--	--	--	--

					<p>distribuční soustavy. WACC je pro provozovatele klíčovým ekonomickým ukazatelem.</p> <p>V souladu s tímto jsme iniciovali vypracování odborných analýz od renomovaných poradenských společností – ČSOB, a.s., Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o. – jejichž předmětem bylo zpracovat a předložit vstupy pro optimální nastavení hodnoty WACC, reflektující situaci na trhu a specifické potřeby provozovatelů soustav s přihlédnutím ke stávajícím, ale i očekávaným tržním reáliím. Ze zpracovaných analýz vychází základní hodnota WACC v rozmezí 7,99 – 8,41 %. V případě zájmu jsme připraveni ERÚ poskytnout detailní analýzy.</p> <p>Přílohou emailu, kterým ERÚ tyto připomínky od ČEZd 20. 11. 2024 obdržel, je shrnutí analýzy ČSOB.</p>	
17	<p>ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.</p>	<p>Obecná připomínka WACC, Bezriziková míra výnosnosti (Risk free rate) - Rf</p>	<p>Uvádíme komentář k využitelnosti navrhovaného způsobu stanovení bezrizikové míry výnosnosti pro VI. RO v delší budoucnosti.</p>		<p>Za účelem stanovení bezrizikové míry výnosnosti Úřad navrhuje použít hodnoty za zkrácené referenční období 5 let. Zkrácení referenčního období pro odvození bezrizikové míry výnosnosti na 5 let vnímáme jako krátkodobé a mimořádné řešení situace na finančních trzích. Takový přístup zvolili mimořádně i někteří zahraniční regulátoři.</p> <p>V dlouhodobém horizontu by však tento krok představoval odklon od finanční praxe související s financováním distribučních aktiv s dlouhou životností (v průměru více jak 30 let) a dlouhou zbytkovou životností (v průměru více jak 20 let). Z pohledu dluhového financování je 5leté období krátké a pro subjekty představuje zvýšené riziko při refinancování dluhu. Použití navržené metodiky si dokážeme představit pro nadcházející regulační období, nikoliv však pro VII. RO a další.</p> <p>Za dlouhodobě udržitelné a v budoucnu aplikovatelné řešení považujeme stanovení risk-free rate na výnosech státních dluhopisů s 20letou splatností a vstupních hodnotách za 10 let, a to evropské ekonomicky vyspělé země. V tomto případě se nabízí jako vhodný kandidát Německo. Pro použití dluhopisů s delší dobou splatnosti hovoří průměrná zbytková životnost aktiv regulovaných subjektů, která je cca 25 let. Dluhopisy s delší dobou splatnosti používá také celá řada evropských regulátorů, např. Velká Británie, Francie, Itálie. Ideální variantou je použití dluhopisů ČR s 20letou splatností, avšak s ohledem na nízkou likviditu těchto dluhopisů na kapitálovém trhu ČR je jejich využití pro regulační účely nevhodné.</p> <p>Výše uvedené řešení je doporučováno i ze strany společností Česká spořitelna a Továrek Consulting, které pro provozovatele soustav v elektroenergetice</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ zkrátil referenční období u některých komponent WACC z důvodu doporučení zástupců bankovního sektoru. Za jiných podmínek by i ERÚ zastával názor zachovat 10leté referenční období.</p> <p>Použití 10leté zbytkové splatnosti využívaných dluhopisů je zcela převažujícím standardem v regulacích evropských zemí. V teoreticky optimální (ale s ohledem na dostupné údaje nerealizovatelné) rovině kalkulace bezrizikové míry výnosnosti by bylo potřeba kombinovat dluhopisy s různou zbytkovou splatností podle různé doby splatnosti současné úrovně investovaného kapitálu u regulovaných subjektů, tedy nejen uvažovat dluhopisy s vysokou zbytkovou splatností, ale z významné části i dluhopisy pro aktiva, která jsou již téměř odepsána. Ke splácení kapitálu zároveň dochází postupně prostřednictvím úhrady regulačních odpisů, tedy v průměru rychleji, než by odpovídalo jednorázové úhradě u klasického dluhopisu. Na základě kalkulací, které ERÚ zpřesňoval díky podkladům poskytnutým provozovateli soustav, je nadále považován dluhopis s 10letou zbytkovou splatností jako v průměru nejvhodnější reprezentant zbytkové splatnosti kapitálu provozovatelů soustav.</p>

					a plynárenství zpracovaly studii „Analýza způsobu stanovení WACC, RAB a povolených odpisů“.																																										
18	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	WACC, 3.2.4.4 Nezadlužená beta (βunlevered)	<p>V kapitole „3.2.4.4 Nezadlužená beta (βunlevered)“ žádáme upravit přístup ke stanovení nezadluženého koeficientu beta.</p> <p>„Na základě srovnatelných společností (peer group) byl stanoven medián ukazatele nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají, za období let 2018 až 2022 s výjimkou společnosti E.ON SE, u které byly použity kvůli omezené dostupnosti dat hodnoty za roky 2016 až 2022.</p> <p>Peer group byla sestavena tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru v EU podnikající dominantně v oblasti síťových odvětví a jde o údaje nezadlužené bety podle následujícího přehledu.</p> <p>Návrh promítnutí ČEPS, a.s.a PREdistribuce, a.s</p> <table><caption>Tabulka 13 Nezadlužená beta – peer group</caption><thead><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2018–2022</th><th>Podíl 2018</th></tr></thead><tbody><tr><td>E.ON SE</td><td>0,53</td><td>48</td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,30</td><td>48</td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,40</td><td>37</td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.</td><td>0,29</td><td>57</td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,49</td><td>39</td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,42</td><td>42</td></tr></tbody></table> <p>Zdroj: Bloomberg</p> <table><caption>Tabulka 13 Nezadlužená beta - peer group</caption><thead><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2013-2022</th><th>Podíl 2013</th></tr></thead><tbody><tr><td>E.ON SE</td><td>0,67</td><td>20</td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,27</td><td></td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,48</td><td></td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.</td><td>0,26</td><td></td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,44</td><td></td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,40</td><td></td></tr></tbody></table> <p>Zdroj: Bloomberg</p> <p>Výsledný medián nezadlužené bety má hodnotu 0,4142. V tabulce výše je rovněž uvedený podíl dluhu každé společnosti, který byl stanoven jako podíl dlouhodobého dluhu společnosti vůči součtu dlouhodobého dluhu a tržní kapitalizace“</p> <p>Návrh promítnutí ČEZ Distribuce, a.s. a EG.D, a.s.</p>	Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022	Podíl 2018	E.ON SE	0,53	48	National Grid plc	0,30	48	Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40	37	REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29	57	Snam S.p.A.	0,49	39	Terna S.p.A.	0,42	42	Společnost	Nezadlužená beta 2013-2022	Podíl 2013	E.ON SE	0,67	20	National Grid plc	0,27		Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,48		REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,26		Snam S.p.A.	0,44		Terna S.p.A.	0,40		<p>Odůvodnění ČEPS, a.s. a PREdistribuce, a.s.:</p> <p>V souladu s metodikou aktuálního V. RO žádáme zachovat desetileté referenční období s výjimkou společností, které nedisponují plnohodnotnou datovou řadou. To se týká společnosti E.ON SE, kde by se použila maximální možná řada údajů (od roku 2016).</p> <p>Desetileté referenční období přispěje ke stabilizaci parametru beta napříč regulačními obdobími, což je žádoucí jev z hlediska poskytnuté investorské jistoty pro poskytovatele vlastního kapitálu. V určitých letech se totiž může stát, že z hlediska relativního vývoje akcií vybraných síťových společností a zvoleného tržního indexu může dojít k určitým krátkodobým excesům, které z krátkodobého hlediska hodnotu beta koeficientu mohou vychýlit a v dlouhodobějším horizontu způsobovat nežádoucí rozptyl jeho regulačních hodnot.</p> <p>Odůvodnění ČEZ Distribuce, a.s. a EG.D, a.s. :</p> <p>U koeficientu beta spatřujeme zásadní nesoulad mezi ERÚ a regulovanými subjekty. Důvodem je zejména rozdílné pokrytí rizik v jednotlivých evropských regulačních rámcích, které se u společností zahrnutých do peer group promítá nižší hodnotou koeficientu Beta těchto společností a dále vyšší expozice subjektů působících v ČR vůči rizikům.</p> <p>Nejsme v souladu s Úřadem navrženým postupem pro stanovení hodnoty koeficientu Beta. Návrh ERÚ vychází z Beta koeficientů regulovaných společností z peer-group. Nicméně regulace většiny těchto společností se zásadně liší od pravidel tuzemské regulace. Regulační orgány ve Velké Británii, Itálii či Německu například zcela nebo z části uplatňují tzv. reálný model, tj. aplikaci reálné hodnoty WACC a přeceněného RAB a odpisů. Regulované subjekty v těchto zemích tak jsou částečně nebo zcela chráněny proti inflačními riziku. Přitom se inflace v těchto zemích mezi lety 2022 a 2023 projevila ve výrazně menší míře, nežli tomu bylo v České republice. Totéž se týká Portugalska, kde je regulační WACC každoročně indexován dle vývoje bezrizikové míry výnosnosti, která na inflaci reaguje.</p> <p>Dřívější než v regulaci tuzemské je obdobně i reakce na změnu podkladové bezrizikové míry výnosnosti ve většině regulací zemí, z nichž pochází společnosti z peer group. Ty tak jsou v porovnání s českými regulovanými</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Ohledně délky referenčního období ERÚ potvrzuje analytická zjištění, že koeficient beta u regulovaných sektorů elektroenergetiky a plynárenství se dlouhodobě pohybuje blízko hodnoty 0,4. Konkrétně byla pro VI. regulované období vypočtena hodnota 0,41 z pětiletého období let 2018 až 2022. ERÚ zastává názor, že při zkrácení referenčního období při stanovení bezrizikové míry výnosnosti na 5 let z důvodu mimořádné tržní situace by mělo být rovněž ze stejného důvodu zkráceno i referenční období při stanovení koeficientu beta. Zároveň ERÚ konstatuje, že pokud by aktuálně došlo k přepočtu na 10leté referenční období, zůstal by koeficient beta stále na hodnotě 0,41, neboť by desetileté období zahrnovalo nikoliv roky 2013 až 2022, ale aktuálně dostupné období 2014 až 2023. Výše uvedené dle názoru ERÚ potvrzuje stabilitu koeficientu beta.</p> <p>Koeficient beta odráží míru systematického rizika, kterému regulované společnosti čelí ve srovnání s průměrnou společností na trhu. Hlavním určujícím faktorem pro rizikovost podnikání v regulovaném odvětví tak není konkrétní regulační schéma v jednotlivých evropských zemích, ale specifická regulativní prostředí jako takového, ve kterém je regulovanému subjektu legislativně garantován nárok na úhradu nákladů a přiměřeného zisku z jeho podnikání. Pro eliminaci pochybností ohledně správnosti nastavení nákladů rizik provozovatelů soustav byla zvolena peer group, která je zastoupena společnostmi z více zemí, které mají různé regulační rámce a z výsledných hodnot byl stanoven medián. Peer group obsahuje státy s horším ratingem než Česká republika i státy nevyužívající reálný model. Hodnota koeficientu beta 0,4 je zcela běžně používanou hodnotou v regulacích evropských zemí a tedy i takové regulované společnosti nebo země, které nejsou zahrnuty v peer group, mohou být označeny za společnosti s odpovídající rizikovostí.</p> <p>Dle dostupných podkladů ERÚ není v současné době potřeba umělým způsobem navyšovat předpoklad rizikovosti regulovaného sektoru nad rámec očekávání trhu. Specifická úprava koeficientu beta, tzv. Blumeho úprava, kterou připomínkující doporučuje, spočívá v umělé korekci výsledné hodnoty beta o třetinu blíže k hodnotě 1. Tato úprava, se kterou přišel v 80. letech minulého století Marshall Blume, je postavena na předpokladu, že tržně orientovaná společnost upravuje</p>
Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022	Podíl 2018																																													
E.ON SE	0,53	48																																													
National Grid plc	0,30	48																																													
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40	37																																													
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29	57																																													
Snam S.p.A.	0,49	39																																													
Terna S.p.A.	0,42	42																																													
Společnost	Nezadlužená beta 2013-2022	Podíl 2013																																													
E.ON SE	0,67	20																																													
National Grid plc	0,27																																														
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,48																																														
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,26																																														
Snam S.p.A.	0,44																																														
Terna S.p.A.	0,40																																														

				<div>Tabulka 13 Nezadlužená beta – peer group</div> <table><thead><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2018–2022</th><th>Podíl dluhu 2018–2022</th></tr></thead><tbody><tr><td>E.ON SE</td><td>0,53</td><td>48,4</td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,30</td><td>46,1</td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,40</td><td>37,1</td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.</td><td>0,29</td><td>57,0</td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,49</td><td>39,6</td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,42</td><td>42,8</td></tr></tbody></table> <div>Zdroj: Bloomberg</div> <div>Tabulka 13 Nezadlužená beta - peer group</div> <table><thead><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2013-2022</th><th>Podíl dluhu 2013-2022</th></tr></thead><tbody><tr><td>E.ON SE</td><td>0,60</td><td>48,4</td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,45</td><td>46,1</td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,51</td><td>37,1</td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.</td><td>0,36</td><td>57,0</td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,48</td><td>39,6</td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,44</td><td>42,8</td></tr></tbody></table> <div>Zdroj: Bloomberg</div> <p>Pro výpočet nezadluženého koeficientu beta byly převzaty hodnoty z databáze Bloomberg (včetně Blumeho úpravy) s cílem pokrytí vyšších rizik, kterým subjekty v ČR podléhají.</p> <p>Výsledný medián nezadlužené bety má hodnotu 0,4447. V tabulce výše je rovněž uvedený podíl dluhu každé společnosti, který byl stanoven jako podíl dlouhodobého dluhu společnosti vůči součtu dlouhodobého dluhu a tržní kapitalizace.“</p>	Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022	Podíl dluhu 2018–2022	E.ON SE	0,53	48,4	National Grid plc	0,30	46,1	Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40	37,1	REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29	57,0	Snam S.p.A.	0,49	39,6	Terna S.p.A.	0,42	42,8	Společnost	Nezadlužená beta 2013-2022	Podíl dluhu 2013-2022	E.ON SE	0,60	48,4	National Grid plc	0,45	46,1	Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,51	37,1	REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,36	57,0	Snam S.p.A.	0,48	39,6	Terna S.p.A.	0,44	42,8	subjekty lépe chráněny proti úrokovému riziku i riziku změny míry výnosnosti.	
Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022	Podíl dluhu 2018–2022																																														
E.ON SE	0,53	48,4																																														
National Grid plc	0,30	46,1																																														
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40	37,1																																														
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29	57,0																																														
Snam S.p.A.	0,49	39,6																																														
Terna S.p.A.	0,42	42,8																																														
Společnost	Nezadlužená beta 2013-2022	Podíl dluhu 2013-2022																																														
E.ON SE	0,60	48,4																																														
National Grid plc	0,45	46,1																																														
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,51	37,1																																														
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,36	57,0																																														
Snam S.p.A.	0,48	39,6																																														
Terna S.p.A.	0,44	42,8																																														
19	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. NET4GAS, s.r.o. PREdistribuce, a.s.	WACC, 3.2.4.5 Zadlužená beta (βlevered)	<p>V kapitole „3.2.4.5 Zadlužená beta (βlevered)“ žádáme upravit přístup ke stanovení zadluženého koeficientu beta:</p> <p>„Za účelem výpočtu nákladů vlastního kapitálu je třeba ukazatel beta zadlužit na úroveň sektorového zadlužení.</p> <p>Za tímto účelem byl použit medián podílu dluhu za posledních 510 let společností z peer group ve výši 44,4862 %. Zadlužená beta byla stanovena vztahem (...)“</p>	Úprava je svázána s rozšířením období pro stanovení nezadluženého beta koeficientu (viz předchozí připomínka).	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ zastává názor, že při zkrácení referenčního období při stanovení bezrizikové míry výnosnosti na 5 let z důvodu mimořádné tržní situace by mělo být rovněž ze stejného důvodu zkráceno i referenční období při stanovení koeficientu beta a referenční období pro stanovení podílu dluhu.</p>																																											
20	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. NET4GAS, s.r.o. PREdistribuce, a.s.	Obecná připomínka, WACC, 3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (Cost of Debt) - kd	<p>Uvádíme komentář ke kapitole „3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd“, konkrétně k využitelnosti navrhovaného způsobu stanovení nákladů pro VI. RO v delší budoucnosti.</p>	Pro náklady cizího kapitálu platí totéž, co pro bezrizikovou míru výnosnosti. Zkrácení 10letého referenčního období pouze na 5 let nepovažujeme za dlouhodobě udržitelné , a to s ohledem na postupné dlouhodobé financování a refinancování regulovaných aktiv.	<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ zkrátil referenční období u některých komponent WACC z důvodu doporučení zástupců bankovního sektoru. Za jiných podmínek by i ERÚ zastával názor zachovat 10leté referenční období.</p>																																											

21	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. NET4GAS, s.r.o. PREdistribuce, a.s.	Obecná připomínka, WACC, 3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (Cost of Debt) - kd	V kapitole „3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (Cost of debt) – kd“ požadujeme zpřesnění některých parametrů použitých pro výpočet nákladů na cizí kapitál.	<p>Využití navrhovaných korporátních dluhopisů utilitních společností s ratingem BBB a vládních dluhopisů s ratingem AAA se zbytkovou desetiletou splatností lze pro účely valuace kreditního spreadu vůči bezrizikové sazbě akceptovat.</p> <p>Stejně tak kvitujeme využití aritmetického průměru.</p> <p>Z hlediska přesnosti metodiky je ale zapotřebí konkretizovat, o které vládní dluhopisy se jedná. Dle indikovaných hodnot se zřejmě jedná o německé dluhopisy.</p> <p>Totéž platí i pro zpřesnění definice stanovení přírážky korporátního trhu České republiky. Z indikovaných hodnot usuzujeme, že se jedná o rozdíl německých a českých desetiletých CDS denominovaných v USD.</p>	Akceptováno
22	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	Motivační regulace Kapitoly 4.2, 5.3, 4.2.1 až 4.2.3 a 5.3.2 až 5.3.4	<p>V kapitolách „4.2 Motivační regulace provozovatele přenosové soustavy“ a „5.3 Motivační regulace provozovatele distribuční soustavy“ žádáme navýšit hodnotu bonusu s cílem zajistit dostatečnou motivaci k plnění KPI.</p> <p>Vzorový příklad navržené úpravy např. pro kapitolu „5.3.1. Podpora robustnosti distribuční soustavy“:</p> <p>„Pokud bude poměr plánovaných aktivovaných investic a plánovaných účetních odpisů (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic i odpisů) pro regulovaný rok <i>i</i> vyšší nebo roven hodnotě uvedené v tabulce výše, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy motivační bonus ve výši 1,5 p. b. * 0,7 (váha 70 %) na celou regulační bázi aktiv. Pokud bude tento poměr nižší nebo roven hodnotě 100 %, nebude bonus přiznán. Pokud bude poměr v rozmezí mezi hodnotou 100 % a hodnotou stanovenou pro daný rok pro provozovatele distribuční soustavy, bude bonus stanoven lineárně.“</p> <p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutné provést obdobným způsobem i v kapitolách 4.2.1 až 4.2.3 a 5.3.2 až 5.3.4.</p>	<p>Výchozí hodnotu WACC je s ohledem na masivní potřebu investic a nutnou implementaci moderních technologií žádoucí doplnit o bonus, který by provozovatele soustav cíleně motivoval k plnění dlouhodobých úkolů v oblasti energetiky. Takový bonus byl, či je v různé podobě využíván celou řadou evropských regulátorů (např. Polsko, Slovensko, Rumunsko, Francie, Itálie). Potřeba masivního navýšení investic do sítí je celoevropským tématem a předmětem řady studií a analýz, jmenovitě např.:</p> <p>→ IEA: <i>Electricity Grids and Secure Energy Transitions</i>, a</p> <p>→ Eurelectric: <i>Grid4Speed</i>.</p> <p>ERÚ nastavený motivační bonus ve výši 1 % požadujeme zvýšit na 1,5 %. Důvodem je posílení motivace k chytrým a digitalizačním opatřením a zajištění financovatelnosti těchto opatření. Aplikace bonusů bude mít celou řadu benefitů jak pro provozovatele soustav, tak pro zákazníky:</p> <p>→ úsporu provozních nákladů (včetně ztrát v sítích) v dlouhodobém horizontu;</p> <p>→ snížení výdajů na tradiční investice v budoucnosti;</p> <p>→ zajištění adekvátní reakce na požadavky zákazníků (snížení doby připojování, umožnění účasti zákazníků na „trhu s flexibilitou“, zvýšení informovanosti zákazníků atd.);</p> <p>→ zdokonalení některých procesů a činností provozovatelů soustav (monitorování soustavy, odhalování a odstraňování poruch atd.) s pozitivním dopadem na spokojenost zákazníků;</p> <p>→ udržení kroku v oblasti inovací a nových technologií s vyspělými státy Evropy.</p> <p>Aplikace bonusu má také oporu v evropské legislativě (např. čl. 18 Nařízení 943/2019 pro vnitřní trh s elektřinou) a toto téma je řešeno i na úrovni evropských platforem (ENTSO-E, EU-DSO entity).</p>	Akceptováno <p>Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciozní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu.</p>

					<p>Aplikace bonusu je i reakcí na rizika spojená s implementací chytrých technologií:</p> <ul style="list-style-type: none"> → riziko morálního zastarávání, jelikož většina nových technologií je více či méně založena na IT a zde jsou výrazně kratší morální doby životnosti; → rizika spojená se zajištěním informační a kybernetické bezpečnosti a dalších legislativních povinností; → riziko vyplývající z menších zkušeností dodavatelů s výrobou a dodávkou chytrých technologií. Dodavatelé se v řadě případů začínají, nebo relativně nedávno začali, na danou problematiku teprve zaměřovat. <p>Dle studie Deloitte z března 2024 zajistí navýšení investic směřujících do elektrizační soustavy ČR zvýšení připojitelnosti nových zdrojů, podniků a maloodběru, potřebnou spolehlivost a bezpečnost dodávek, ale také významné makroekonomické přínosy v příštích 10 letech. Mimo jiné lze zmínit vytvoření 21 tisíc nových pracovních míst, navýšení příjmů domácností o 131 mld. Kč a navýšení příjmů veřejných rozpočtů o dalších 120 mld. Kč. Investice do soustav mají vysoký multiplikační efekt ve výši 2,1, ze kterého bude benefitovat i ekonomika ČR.</p> <p>V případě zájmu jsme připraveni studii úřadu poskytnout.</p>	
23	ČEPS, a.s. ČEZ Distribuce, a.s. NET4GAS, s.r.o. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.2.3 Časová hodnota peněz		<p>V kapitole „3.2.3 Časová hodnota peněz“ žádáme provést následující úpravu textu:</p> <p>„Hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších vybraných komponent regulačního rámce určených časovou hodnotou peněz, je určena saldem za licenci u provozovatele přenosové soustavy, přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, povinně vykupujících, elektroenergetického datového centra a saldem za společnost u operátora trhu.</p> <p>Pro poslední dva roky V. RO (2024 a 2025) půjde o hodnotu součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších vybraných komponent regulačního rámce určených časovou hodnotou peněz, dle znamének, kterými ovlivňují hodnotu upravených povolených výnosů.“</p>	<p>Souhlasíme se změnou přístupu k časové hodnotě peněz vycházející z výsledného salda korekcí za daný regulovaný rok. Dle našeho názoru ale uvedené pravidlo do výsledného salda započítává veškeré položky bez ohledu na jejich původ a následné zacházení v regulaci.</p> <p>Proto navrhuje drobnou úpravu textu umožňující větší flexibilitu.</p> <p>Již při přechodu stanovení časové hodnoty peněz z indexu cen průmyslových výrobců na PRIBOR +0,5 % pro rok 2024 jsme s Úřadem komunikovali vhodnost použití této přírážky, resp. jakékoliv jednostranné přírážky k základní sazbě PRIBOR vzhledem k možnosti vzniku jak kladných, tak záporných korekcí. Proto vítáme navrhované nastavení časové hodnoty peněz dle sazby PRIBOR ± 0,5 p.b.</p> <p>Aby tento nově nastavený postup kladné či záporné přírážky 0,5 % k sazbě PRIBOR, dle vyhodnocení korekcí za daný regulovaný rok, mohl platit od prvního roku VI. RO, tedy i pro korekční faktory za roky 2024 a 2025, požadujeme uvedenou úpravu textu. Stanovení časové hodnoty peněz tak bude konzistentní po celé VI. RO.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Za principu dané úpravy musí být do výsledného salda započítány všechny komponenty určené danou časovou hodnotou peněz.</p> <p>V připomínce není konkrétně specifikováno, které komponenty by měly být vybrané a zahrnuté do součtu. Nezahrnutím všech komponent by byl popřen princip, na základě kterého byl nově princip ± 0,5 % zaveden.</p> <p>Metodika již dnes rovněž stanovuje, že korekční faktory za poslední dva roky regulačního období počínajícího dnem 01.01.2021 a končícího dnem 31.12.2025 jsou stanoveny podle přílohy cenového rozhodnutí ERÚ, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a plynárenství pro příslušný regulovaný rok, za který jsou korekční faktory stanoveny.</p>

24	ČEPS, a.s.	3.1.6 Zisk z nedokončených rozvojových investic	<p>V kapitole „3.1.6 Zisk z nedokončených rozvojových investic“ navrhujeme provést následující úpravu:</p> <p>„Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice a očekávanou nebo přiznanou dotaci, přesahující v daném roce 0,53 mld. Kč. O hodnotu majetku pořízeného z dotace bude případně upravena i skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.</p> <p>(...)</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 rozloženě ve více regulovaných letech.“</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 meziročních skokových změn regulovaných cen.</p> <p>Na základě praktických zkušeností s tímto prvkem regulace žádáme snížit minimální roční rozpracovanost na hodnotu 300 mil. Kč, která lépe odpovídá charakteru největších investičních akcí u provozovatele přenosové soustavy. Tímto bude možné identifikovat nenulový počet nedokončených rozvojových investic, které nicméně nadále budou podléhat schválení ze strany ERÚ.</p> <p>V neposlední řadě je vhodné zmínit, že zavedení institutu nedokončené rozvojové investice 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 vproaktivního přístupu regulátora.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Opatření zachovávané z metodiky pro V. regulační období slouží k mimořádným investičním případům. Vzhledem k vysoké inflaci ovlivňující ceny investic je rozšířením možného uplatnění této komponenty již samotné ponechání limitu 0,5 mld. Kč.</p> <p>Není nezbytně nutné upravovat parametr takovým způsobem, aby odpovídal charakteru investic a byl každoročně nenulový.</p> <p>I ve výši 0,5 mld. Kč bylo zavedení parametru oceněno ratingovými agenturami a z tohoto důvodu není nutné výši upravovat.</p>												
25	ČEPS, a.s.	4.2.2 Investice do nových technologií (ICT, regulace napětí/jaloviny a inovace)	<p>V kapitole „4.2.2 Investice do nových technologií (ICT, regulace napětí/jaloviny a inovace)“ žádáme upravit text následovně:</p> <p>Inovace</p> <p>Cílem motivace je měřit míru úspěšnosti naplňování Strategie inovací a digitalizace ČEPS, která je schválená ČEPS do roku 2030 a definuje nutné předpoklady pro dosažení požadovaného stupně inovace a digitalizace ČEPS do konce VI. regulačního období, v nových podmínkách české energetiky.</p> <p>Přínosem pro zákazníka bude efektivní řešení usnadňující dekarbonizaci, decentralizaci a digitalizaci.</p> <table border="1"> <tr> <th colspan="2">Ukazatel</th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th></tr> <tr> <td>ČEPS</td><td>Referenční počet projektů</td><td>4</td><td>4</td><td>4</td><td>5</td></tr> </table> <p>Ukazatelem výkonosti je poměr počtu inovačních projektů ČEPS v regulovaném roce i k celkovému referenčnímu počtu plánovaných inovačních</p>	Ukazatel		2026	2027	2028	2029	ČEPS	Referenční počet projektů	4	4	4	5	<p>Původní text tohoto KPI založeného na počtu nově zahájených inovačních projektů spolufinancovaných z dotačních titulů v regulovaném roce i nereflektuje možnosti ČEPS, jde nad rámec jeho kompetencí, je z pohledu ČEPS nesplnitelný, a to z následujících důvodů:</p> <ol style="list-style-type: none"> Není realistický: <ul style="list-style-type: none"> Je zcela mimo působnost ČEPS, jaké výzvy budou v daném roce vypsány, jaké projekty budou naplánovány, s jakým harmonogramem a zda vůbec získají podporu od poskytovatele dotace. Může se tedy například stát, že ČEPS bude jeden rok úspěšná s několika projekty a v jiném roce neuspěje žádný. Není možné dopředu zajistit a garantovat, že ČEPS v daném roce ve vyhlášených výzvách uspěje. (Upozorňujeme, že míra úspěšnosti některých výzev EU HE je na úrovni pouze 25 %). Realizace inovačních projektů by neměla být motivována prostou kvantitou (bez ohledu na další kritéria), která by mohla vést k neefektivnímu čerpání finančních a lidských kapacit ČEPS. 	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Ukazatele výkonosti vyjádřené počtem inovačních projektů byly upraveny takovým způsobem, aby cíle byly dostatečně ambiciozní, ale zároveň bylo možné je splnit.</p> <p>Pro přiznání plného bonusu je nezbytná účast ve třech mezinárodních referenčních projektech typu Horizont Evropa během VI. regulačního období a zároveň každý rok ve třech běžících inovačních projektech spolufinancovaných Technologickou agenturou ČR, případně inovačních projektech spolufinancovaných z dalších relevantních dotačních programů.</p> <p>Hodnocení po ukončení regulačního období bude proporcionální, nesplnění podmínky neznamená plné zamítnutí motivačního bonusu.</p>
Ukazatel		2026	2027	2028	2029												
ČEPS	Referenční počet projektů	4	4	4	5												

				<p>projektů pro regulovaný rok <i>i</i> (navržených formou projektu) obsažených ve Strategii inovací a digitalizace ČEPS a splňujících podmínku odbornosti.</p> <p>Pro splnění podmínky odbornosti KPI v daném regulovaném roce <i>i</i> je požadováno, aby vybraná strategická inovační témata byla řešena inovačními projekty typu Horizont Evropa (HE), projekty TA ČR, popřípadě jinými relevantními podpůrnými programy. Tak bude zajištěna kvalita odbornosti spočívající v mezinárodní výměně zkušeností a propojení s akademickou a průmyslovou sférou. Za splnění této podmínky bude považováno, pokud ČEPS bude v každém roce VI. regulačního období (2026–2030) členem alespoň 90 % plánovaného referenčního počtu projektů, tj. inovačních mezinárodních projektů typu Horizont Evropa (HE), inovačních projektů spolufinancovaných TA ČR, případně inovačních projektů spolufinancovaných z dalších relevantních dotačních programů. Současně minimálně jeden z realizovaných projektů bude podporován z mezinárodního dotačního programu. Požadovaná forma účasti ČEPS v inovačních projektech je minimálně ve stupni člena konsorcia/s účastí na pracích v pracovních skupinách, popřípadě vedoucí pracovních skupin projektu, popřípadě koordinátory projektu. Za relevantní účast v inovačním projektu se nepovažuje pro toto KPI zapojení ČEPS formou člena poradních struktur projektu (Supervisory Board, Advisory Board apod).</p> <p>KPI = počet inovačních projektů ČEPS v daném regulovaném roce <i>i</i> / celkový počet plánovaných referenčních inovačních projektů ČEPS obsažených v ve Strategii inovací a digitalizace ČEPS pro daný regulovaný rok <i>i</i>.</p> <p>Pokud bude pro regulovaný rok <i>i</i> v realizaci minimálně 90 % plánovaného počtu inovačních projektů, současně splněna podmínka odbornosti bude přiznán provozovateli přenosové soustavy motivační bonus ve výši 1 p. b. * 0,05 (váha 5 %) na celou regulační bázi aktiv.</p> <p>Zahrnutí projektu z mezinárodního dotačního programu nebude vyžadováno, pokud nebudou vyhlášeny relevantní dotační výzvy nebo nebude získána příslušná dotační podpora. Tato situace nebude považována za nesplnění podmínky odbornosti. V takovém případě, může, po předchozí domluvě s ERÚ, ČEPS KPI naplnit jinými inovačními projekty dotačního nebo nedotačního charakteru, ke kterým ČEPS předloží relevantní informace.</p> <p>Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorrigována v návaznosti na plnění KPI počtu inovačních projektů a současné</p>	<p>3) Požadavek na pevný počet každoročně nově zahajovaných projektů, a to bez ohledu na velikost lidských zdrojů v ČEPS, by vedl k jejich přetížení a v konečném důsledku k jejich vyčerpání.</p> <p>4) Inovační roadmapy, které jsou součástí interního dokumentu Strategie, nejsou koncipovány ve formě „závazně plánovaných inovačních projektů“, ale jako rámcové inovační oblasti. Není je tedy možné zjednodušeně používat k vyhodnocení plánu versus realizace, tak jak bylo navrženo. Zde je nutné zdůraznit, že Roadmapy, které jakou součástí dílčí strategie Společnosti, mají interní charakter (nejsou veřejně dostupnou informací a mohou obsahovat obchodně citlivé informace).</p> <p>ČEPS proto navrhuje řešení, aby KPI bylo založeno na počtu probíhajících (včetně ukončených) projektů v daném roce <i>i</i>, které splňují podmínku odbornosti (tedy jsou spolufinancovány z relevantních dotačních titulů atd.), nikoliv počtu nově zahajovaných.</p> <p>Vzhledem ke skutečnosti, že KPI by mělo být splnitelné, bylo dále doplněno, že v případě, kdy nebude z objektivních důvodů možné naplnit podmínku odbornosti, protože je zcela mimo kontrolu a kompetence ČEPS (např. nebudou vyhlášeny relevantní výzvy nebo podané projektové přihlášky nezískají podporu od poskytovatele dotace), navrhuje ČEPS možnost, aby po předchozí domluvě s ERÚ, KPI naplnil i jinými inovačními projekty dotačního nebo nedotačního charakteru.</p> <p>Text navrhovaný ČEPS jako kompromisní je ambiciózní, ale realistický.</p>	
--	--	--	--	--	---	--

				splnění podmínky odbornosti, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.		
26	ČEPS, a.s.	4.4 Fond k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů – fond rozvoje soustavy		<p>V kapitole „4.4 Fond k úhradě budoucích nákladů souvisejících se zajištěním prioritních cílů – fond rozvoje soustavy“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„Nově uložené prostředky ve fondu vzniklé od počátku VI. RO (od roku 2026) budou úročeny samostatně jako kladný zůstatek časovou hodnotou peněz podle bodu 3.2.3 Metodiky cenové regulace, vzniklý „úrok“ bude zohledněn v ceně za rezervovanou kapacitu na následující rok. (...)“</p>	Výnosy z přetížení, resp. fond rozvoje soustavy se svým charakterem v regulaci zásadně liší od zbývajících korekčních faktorů, které vznikají rozdílem mezi plánem a skutečností a jsou standardně vypořádány v roce $i+2$. Zároveň by zahrnutím fondu rozvoje soustavy do celkového salda ostatních korekčních faktorů docházelo nejen ke zkreslení jednotlivých regulovaných cen, ale také neodpovídalo účelu fondu jako jednoho ze zdrojů financování budoucích přeshraničních projektů. Z tohoto důvodu doporučujeme pro potřeby stanovení časové hodnoty peněz přistupovat k výnosům z přetížení samostatně.	<p>Neakceptováno</p> <p>Za principu dané úpravy musí být do výsledného salda započítány všechny komponenty úročené časovou hodnotou peněz. Charakter nebo účel jednotlivých komponent nemá vliv na princip, že jsou finanční prostředky zákazníkům půjčovány nebo dlužené za celou společnost dohromady.</p> <p>Prostředky fondu se liší od ostatních výnosů a mají sloužit k financování budoucích přeshraničních projektů, ovšem k tomuto účelu slouží i zisk regulovaného subjektu, ke korekčnímu faktoru zisku není přistupováno odděleně. Pokud prostředky nejsou provozovatelem soustavy využity k předem danému účelu, mohou krátkodobě sloužit i k jinému účelu jako ostatní výnosy a snižují potřebu společnosti řešit financování prostřednictvím půjčky.</p>
27	ČEPS, a.s.	4.9 Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě		<p>V kapitole „4.9. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v přenosové soustavě“ žádáme doplnit následující text:</p> <p>„Stanovení jednotkové ceny silové elektřiny probíhá podle metodiky oceněním nákladů v několika kategoriích:</p> <p>1) náklady na obstarání elektrické energie na pokrytí diagramu (včetně záruk původu),</p> <p>2) náklady za odchylku ztrát ...</p>	<p>ESG standardy a udržitelnost jsou klíčové pro transformaci energetiky směrem k nízkouhlíkové ekonomice.</p> <p>Zahrnutí nákladů na záruky původu v rámci obstarávání silové elektřiny na ztráty je z pohledu provozovatele přenosové soustavy jednou z možností plnit požadavky ESG a evropské legislativy, např. směrnice CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive).</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Z připomínky nevyplývá, že zahrnutí nákladů na záruky původu do nákladů na obstarávání elektřiny na krytí technických ztrát generuje kvantifikovatelný přínos pro zákazníka. Zároveň je navrhovaný postup provozovatelem přenosové soustavy pouze volitelný, nikoliv však už nezbytný, a vynaložení takového nákladu by mělo splňovat patřičné nároky na efektivitu.</p>
28	Český svaz zaměstnavatelů v energetice	Obecná připomínka	<p>ČSZE je nucena uvést, že Metodika regulace v navržené podobě nemusí vést ke kýžené transformaci a modernizaci české energetiky, která je klíčová pro zajištění energetické bezpečnosti ČR a její celkové konkurenceschopnosti. Metodika regulace je zásadním dokumentem ovlivňujícím provozní, investiční a další aktivity nejen v odvětví energetiky, ale i v oblasti školství a průmyslu. Proto požadujeme průběžně vyhodnocovat situaci, která se nejen v České republice, ale i v ostatních státech EU výrazně mění tak, aby mohly být naplněny vytyčené cíle.</p>	<p>Metodika regulace by měla být nastavena tak, aby přinášela dostatečnou motivaci k nezbytným investicím v energetice (zejména rozvoje energetických sítí), avšak zároveň by měla obsahovat mechanismy zaručující přiměřené a efektivní vynakládání těchto investic.</p>		<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě</p>

		<p>Oblast cenové regulace a její metodika na pětileté období vyžaduje pozornost ČSZE a jeho členů, protože má dlouhodobý dopad na plánování jejich činnosti. V oblasti energetiky dochází k zásadním změnám a transformaci jejího fungování a na chystané změny musí být ČR dostatečně připravena. Probíhající a chystané změny energetiky zahrnují masivní ukončování velkých uhelných zdrojů, výstavbu nových plynových, jaderných nebo obnovitelných zdrojů a jejich decentralizaci, instalaci zařízení na ukládání energie, rozšiřování využití elektromobilů a s tím související požadavky na rozvoj dobíjecí infrastruktury apod. Součástí těchto změn je i transformace teplárenství, zdrojová obměna a navyšování energetické účinnosti včetně energetických úspor v budovách. To vše má a bude mít podstatný dopad na energetickou infrastrukturu, ať už je to nutnost posilování elektrizační soustavy, rozvoj sítě dobíjecích stanic atd.</p> <p>Tyto všechny hluboké strukturální změny vyžadují rozsáhlé investice nejen do zařízení, ale i do personálních kapacit, do vzdělávání, rozšiřování a osvojování potřebných znalostí a dovedností. Jedná se o dlouhodobý proces. Již probíhají vládní dotace do elektromobility či zateplování, existuje podpora rozvoje obnovitelných zdrojů, chystá se výstavba jaderných zdrojů. Je nutné na probíhající procesy dostatečně včas a vhodně reagovat a nastavit podmínky pro další nezbytné investice především do rozvoje energetických sítí, které zajistí, že všechny tyto prvky budou moci být včas a řádně integrovány tak, aby bylo zajištěno fungování nové podoby energetiky.</p>			uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.
--	--	---	--	--	--

			<p>Klíčem k zajištění úspěchu přerodu energetiky do nové efektivnější a „zelenější“ podoby je přitom komplexní přístup k věci. Je nutné zajistit podmínky pro fungování a rozvoj celého dodavatelskoodběratelského řetězce zahrnující investice do infrastruktury, zařízení, technologií, vzdělávání, zajistit dostatek kvalifikovaných pracovních sil apod. Případný pokles či nedostatečný rozvoj nezbytných investic v celém tomto řetězci může vést k narušení či oslabení některých jeho částí. Těmto potížím je potřeba se vyhnout, protože náprava, tedy dobudování chybějících článků řetězce, je velmi zdoluhavá a finančně náročná. V současné době nastartované změny v energetice přinášejí pozitivní dopady na rozvoj znalostní ekonomiky, zavádění nových efektivních technologií, poskytování komplexních služeb. To vše je provázané s požadavkem na otevírání nových studijních oborů a rozšiřování zejména technického vzdělání obecně. Rovněž probíhá přizpůsobování trhu formou poptávky po školení a další přípravě pracovníků v energetice a na ni navázaných odvětvích. Pokud by došlo k narušení tohoto vývoje, bude pozdější navázání na tento proces mnohem složitější.</p>			
29	ČEZ, a.s. (skupina ČEZ)	Připomínka ke kapitole 2,3,5 a 8	<p>Požadujeme přehodnocení a úpravu návrhu Metodiky cenové regulace tak, aby bylo možné realizovat nezbytné investice do distribučních sítí (elektrických i plynových), a to jak z pohledu obnovy sítí, tak z pohledu rozšiřování sítí a nových připojení. Bez nezbytných investic hrozí, že rozvoj distribučních sítí bude výrazně zaostávat za rozvojem na straně výrobců i zákazníků, ale i nových účastníků trhu (provozovatelů zařízení pro ukládání elektřiny, poskytovatelů flexibility apod.), a zásadně by se tak ovlivnila</p>	<p>Vzhledem k rozsahu této principiální připomínky neuvádíme konkrétní způsob promítnutí této připomínky, neboť je nezbytné posuzovat Metodiku cenové regulace jako celek.</p>	<p>V pravidlech konzultačního procesu je stanoveno, že každý, jehož oprávněné zájmy mohou být návrhem Metodiky cenové regulace přímo dotčeny, může u ERÚ uplatnit připomínky s jejich odůvodněním. Společnost ČEZ, a.s., jako 100% vlastník společnosti ČEZ Distribuce, a.s. a také majoritní vlastník společnosti GasNet, s.r.o., je toho názoru, že způsob nastavení Metodiky cenové regulace významným způsobem ovlivňuje schopnost Skupiny ČEZ naplňovat úkoly, které jí v oblasti distribuce vyplývají z Energetického zákona. Tímto si dovoluujeme zaslat ERÚ v otevřené lhůtě zásadní obecnou připomínku Skupiny ČEZ k předloženému návrhu Metodiky cenové regulace.</p> <p>Rádi bychom přitom zasadili přípravu podmínek pro VI. regulační období (dále jen „RO“) do širšího rámce. Česká energetika prochází bezprecedentním obdobím</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve</p>

		<p>(zpomalila) proměna české energetiky, což by mělo negativní dopad na energetickou udržitelnost, konkurenceschopnost a bezpečnost ČR.</p> <p>Vzhledem k rozsahu této principiální připomínky neuvádíme konkrétní část textu Metodiky cenové regulace, ale je hodnocen návrh jako celek v kapitolách 2, 3, 5 a 8.</p>	<p>transformace, modernizace a digitalizace, která je kritická pro zajištění energetické bezpečnosti, udržitelnosti a konkurenceschopnosti ČR. Nedávná energetická krize způsobená válkou na Ukrajině nám všem ukázala možné dopady, pokud energetická bezpečnost zajištěna není. Zahájená transformace české energetiky si přitom vyžádá minimálně 3–4 biliony Kč nových investic do nových zdrojů elektřiny i tepla, úložišť a přenosových a distribučních sítí.</p> <p>Jen pro ilustraci, vláda ČR vyhradila celkem téměř 380 mld. Kč do Modernizačního fondu na výstavbu nových obnovitelných zdrojů, energetické úspory či výstavbu nových teplárenských zdrojů. Státní fond životního prostředí ČR pak vypisuje program na podporu lokální výroby elektřiny i přeměnu vytápění na úrovni jednotlivých domácností. ČR též notifikovala provozní podporu kombinované výroby elektřiny a tepla (dále jen „KVET“) či financování nových jaderných zdrojů. Prostředky z 2 Modernizačního fondu i provozní podpora KVET musí být navíc využity již do roku 2030, tedy přesně v období připravovaného VI. RO. Investice do nových výrobních zdrojů podporované z Modernizačního fondu však nebude moci být možné realizovat nebo jejich realizace nepřispěje k dosažení cílů snížení emisí, zvýšení energetické bezpečnosti a konkurenceschopnosti, pokud úměrně neporostou i investice do distribučních sítí (elektrických i plynových), které nové zdroje propojí se zákazníky.</p> <p>Tento proces již započal. Jen ČEZ Distribuce, a.s. připojila pro ilustraci za poslední období více než 100 000 nových obnovitelných zdrojů, zejména střešních fotovoltaických elektráren. Skupina ČEZ pak oznámila záměr vybudovat 1 400 MW nové plynové kapacity pro KVET a dalších 1 600 MW nových záložních plynových zdrojů. Pro část z nich už požádala o nové připojení do plynové distribuční sítě a první zdroje budou uvedeny do provozu v průběhu let 2025 a 2026. Své plány oznámili i další výrobci elektřiny a tepla a velcí průmysloví zákazníci.</p> <p>Společným prvkem všech těchto plánů je závislost na dostatečném novém připojení do elektrických a plynových distribučních sítí. Vytvoření podmínek pro takové připojení je pak právě hlavním úkolem cenového rozhodnutí pro rok 2025 a následně pravidel VI. RO.</p> <p>Metodika cenové regulace zveřejněná ERÚ bohužel tyto podmínky nevytváří, a rozvoj distribučních sítí tak může výrazně zaostávat za rozvojem na straně výrobců i zákazníků, ale i nových účastníků trhu (provozovatelů zařízení pro ukládání elektřiny), a zásadně tak ovlivnit (zpomalit) proměnu české energetiky.</p>	<p>smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p>
--	--	--	--	--

				<p>Z pohledu investora v regulovaném segmentu je důležitá stabilita, předvídatelnost a transparentnost nastavení pravidel. Klíčovým parametrem pro realizaci investic je stanovení a reálné dosažení míry výnosnosti aktiv, která jsou svým charakterem do značné míry atypickými aktivy (velmi vysoká kapitálová náročnost s dlouhou životností zařízení, avšak s jejich relativně velmi nízkou likviditou). Způsob nakládání s majetkem, resp. jeho provozem je pak dále podmíněn řadou legislativních pravidel a povinností, které omezují možnost nakládání s tímto majetkem.</p> <p>Před společností ČEZ Distribuce, a.s., jakož i všemi ostatními distribučními společnostmi tak stojí masivní investiční požadavky. Jak víte, jejich schopnost očekávané investice realizovat, bude stát výlučně na připravovaných parametrech VI. RO. Hlavním zdrojem prostředků pro nové investice ČEZ Distribuce, a.s. jsou zejména povolené odpisy a sekundárně ta část zisku, která nebyla vyplacena akcionářům ve formě dividend. Pokud tyto prostředky nestačí, musí ČEZ Distribuce čerpat na svoje investice nové úvěry. Pro zvládnutí energetické transformace je proto zásadní, jakým způsobem dlouhodobě rostou investice ku velikosti odpisů, resp. zisku, a jaká je jejich návratnost včetně zohlednění velikosti inflace a skutečných nákladů externího financování. Skutečnost je však bohužel taková, že rostoucí investice jsou z povolených odpisů pokrývány čím dál tím méně. Současně dramaticky vzrostly náklady na cizí i vlastní kapitál.</p> <p>Od roku 2019 do roku 2025 se výše ročních investic do distribučních sítí ČEZ Distribuce, a.s. prakticky zdvojnásobila (z 10,9 mld. Kč na 19,8 mld.). Za poslední dvě RO tedy ČEZ Distribuce, a.s. investovala o 47 mld. Kč více, než vybrala od zákazníků formou povolených odpisů. Výhled na VI. RO je, že investice překročí odpisy o dalších 40 mld. Kč. Jen za rok 2022 dosáhla ČEZ Distribuce, a.s. záporného cash-flow 3 ve výši 4,9 mld. Kč kvůli masivním vyvolaným investicím a zároveň rozhodnutí akcionářů ČEZ o výplatě dividendy ve výši 100 % čistého zisku ČEZ Distribuce, a.s. (jako součást konsolidované Skupiny ČEZ). Za rok 2023 dosáhla z obdobných důvodů ČEZ Distribuce, a.s. záporného cash-flow ve výši 3,4 mld. Kč.</p> <p>Graf 1: Srovnání výše aktivovaných investic vs. velikost ročních odpisů</p> <p>Elektroenergetika - ČEZd miliardy Kč</p> <p>■ Aktivované investice ■ Roční odpisy</p> <table><tr><th>RO</th><th>Aktivované investice (mld. Kč)</th><th>Roční odpisy (mld. Kč)</th><th>Prostředek (%)</th></tr><tr><td>IV. RO: 2016–2020</td><td>50</td><td>37</td><td>+35%</td></tr><tr><td>V. RO: 2021–2025</td><td>80</td><td>46</td><td>+74%</td></tr><tr><td>VI. RO: 2026–2030</td><td>95</td><td>55</td><td>+72%</td></tr></table>	RO	Aktivované investice (mld. Kč)	Roční odpisy (mld. Kč)	Prostředek (%)	IV. RO: 2016–2020	50	37	+35%	V. RO: 2021–2025	80	46	+74%	VI. RO: 2026–2030	95	55	+72%	
RO	Aktivované investice (mld. Kč)	Roční odpisy (mld. Kč)	Prostředek (%)																		
IV. RO: 2016–2020	50	37	+35%																		
V. RO: 2021–2025	80	46	+74%																		
VI. RO: 2026–2030	95	55	+72%																		

				<p>Kromě strmě rostoucích požadavků na připojení nových výroben elektřiny či nových odběrných míst přispívá k tomuto trendu i vysoká inflace minulých let. Od začátku energetické krize je kumulovaná inflace více než 30 % (obecná inflace) resp. 35 % specifická inflace související se zařízeními v energetice, a tedy ani prostá náhrada dožitého zařízení není pokrytá uznatelnými odpisy a nutí distribuční společnosti k zadlužování.</p> <p>Graf 2: Vývoj inflace a indexu CPI od roku 2006</p> <p>Obdobně i v případě společnosti GasNet dochází k nárůstu investic, které významně převyšují odpisy. Rozdíl mezi plánovanými investicemi a odpisy v roce 2025 činí u GasNet cca 1,7 mld. Kč. V průběhu celého VI. RO by měl tento rozdíl vzrůst až na téměř 14 mld. Kč.</p> <p>Investice GasNet jsou vynakládány především na obnovu částí distribuční soustavy s cílem udržet vysoký stupeň bezpečnosti a spolehlivosti dodávek plynu. Část těchto investic je rovněž nezbytná k zajištění připojení nových zákazníků a k přípravě provozované soustavy na distribuci obnovitelných a nízkouhlíkových plynů. Investice do plynárenské soustavy mají vytvořit předpoklady pro budoucí dekarbonizaci průmyslu a sektoru vytápění.</p> <p>Vzhledem k výše uvedenému je pro další regulační období rozsah investic při zachování navrhovaných parametrů Metodiky cenové regulace neudržitelný.</p>	
30	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s.	3.1.1 Povolené náklady	<p>V kapitole „3.1.1 Povolené náklady“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„Hodnota povolených nákladů na VI. RO se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů (dříve označované jako „profit-loss sharing“). Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem produktivity a koeficientem dlouhodobého vyrovnání nákladů, jehož hodnota je pro roky VI. RO stanovena na 0,25 (v případě volby koeficientu 0,25 bude</p>	<p>Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména:</p> <ul style="list-style-type: none"> → Dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů se stává neudržitelným, může limitovat výkon provozních činností a poskytování kvalitních služeb zákazníkům; → Zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností; → Násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách; 	<p>Neakceptováno</p> <p>Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity.</p> <p>Protože jde o poměrně často opakující se připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí regulačních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na</p>

				<p>úprava již aplikována pro všechny tři roky vstupující do výpočtu povolených nákladů v prvním roce regulačního období) nebo 0,5 dle volby regulovaného subjektu před začátkem regulačního období. Regulovaný subjekt oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.4.2025. V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.</p> <p>(...)</p> <p>S ohledem na dostupnost relevantních auditovaných dat držitelů licencí se pro každý regulovaný rok základna povolených nákladů stanoví na základě skutečně dosažených nákladů posledních tří ukončených referenčních let. Pro výpočet se použijí skutečně dosažené hodnoty v tomto období, které se mohou očistit o takové historické náklady, které se již nadále nebudou opakovat. Hodnoty skutečných ekonomicky oprávněných nákladů jednotlivých společností se upraví eskalačním faktorem (bod Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.) na časovou hodnotu roku, který předchází regulovanému roku. a faktorem produktivity (bod Chyba! Nenalezen zdroj odkazů.)“</p> <p>Pozn.: Navržené úpravy je nutno zohlednit i v kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“.</p>	<p>→ Snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných</p> <p>→ Index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění.</p> <p>Navrhujeme stanovit hodnotu faktoru produktivity na hodnotu 0 %. Za dostatečný nástroj ke snižování nákladů regulovaných subjektů považujeme model dlouhodobého vyrovnávání nákladů.</p>	<p>poslední rok by bylo metodicky chybné, podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p> <p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulační období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>
31	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady		<p>V kapitole „3.1.1 Povolené náklady“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„Na SLA ve skupině týkající se těchto okruhů podpůrných činností bude pohlíženo jako na služby, které jsou na trhu obecně nabízeny a u kterých je outsourcing obvyklou možností, která je na trhu zvažována pro oslovení potřeby efektivity vynaložených nákladů. U těchto SLA bude Úřad posuzovat přiměřené ceny na základě některých z metod transfer pricing dle interních postupů ve společnostech.</p> <p>U SLA ve skupině týkající se primárních činností bude v průběhu VI. RO přístupováno shodně jako v případě SLA ve skupině týkajících se okruhů podpůrných činností.</p> <p>Od následujícího VII. regulačního období bude postupováno tak, aby povolené náklady regulovaného subjektu od roku 2026³¹ odpovídaly situaci, kdy by si primární hodnototvorné činnosti zajišťoval vlastními prostředky, a s využitím příslušného ustanovení zákona o cenách bude označen samotný náklad servisní organizace na</p>	<p>Pokud správně rozumíme předloženému návrhu, Energetický regulační úřad jeho prostřednictvím vyslal jednoznačný směr regulovaným subjektům, a to zajišťovat primární hodnototvorné činnosti vlastními silami a nikoli na základě smluv SLA v rámci skupiny.</p> <p>Jakkoli můžeme polemizovat nad legitimitou, či případnou diskriminací např. vzhledem k těm, kteří by si některé činnosti zajistili externími dodavateli mimo skupinu a u kterých by se tedy „vyšší ziskovost, než by odpovídalo Metodice cenové regulace“ neřešila, respektujeme záměr Úřadu.</p> <p>Co ovšem nemůžeme ponechat bez zásadní připomínky, je jednoznačný retrospektivní zásah do nákladů, které nemohl regulovaný subjekt v dané době ovlivnit tak, aby mu nyní nebyla zcela novým nastavením způsobena ztráta. Jinými slovy, navrhovaný princip by neměl být použit na náklady V. regulačního období, neboť dosavadní principy regulace nijak nenaznačují, ani nezakládají očekávání, že by mohlo dojít v regulaci k tak zásadní změně přístupu ve stanovení nákladů.</p> <p>Pokud mají navržená pravidla platit, musí být regulovanému subjektu poskytnut prostor tak, aby byl</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ částečně vnímá předkládané argumenty ohledně historického nastavení SLA do roku 2025, které se promítá i do povolených nákladů v pozdějších letech. Z tohoto důvodu ERÚ přistupuje k úpravě původního záměru odečítat ze základny povolených nákladů dopad v plném rozsahu pro každý rok VI. regulačního období. Při výpočtu základny povolených nákladů v jednotlivých letech VI. regulačního období budou částečně ponechány dopady z předmětných SLA využívaných do roku 2025 s tím, že ponechané části dopadů se budou v průběhu VI. regulačního období snižovat.</p>

			<p>plnění daných SLA jako náklad obdobné činnosti. Praktická aplikace uvedeného opatření bude spočívat v takové úpravě základny povolených nákladů, která pro každý rok VII. regulačního období odečte dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace. Základna povolených nákladů tak bude ponížena o rozdíly skutečných objemů nákladů vynaložených za plnění SLA regulovaným subjektem a objemů nákladů vynaložených za plnění SLA servisní organizací, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Do objemu nákladů vynaložených servisní organizací budou promítány jak provozní, tak i investiční náklady servisní organizace, a tato hodnota bude určena součtem provozních nákladů, odpisů a součinu ZHA a WACC u servisní organizace, vztahujících se výhradně k plnění předmětného SLA.</p> <p>(...)</p> <p>Za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, operátora trhu, elektroenergetického datového centra nebo povinně vykupujících se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle zákona o daních z příjmů, účtované podle zákona o účetnictví, po vyjmutí:</p> <p>1) nákladů, které se týkají oblastí řešených v nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,</p> <p>2) kladného rozdílu skutečného objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině a objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině definovaných Metodikou cenové regulace,</p> <p>3) nákladů na úhradu náhrad podle vyhlášky upravující požadovanou kvalitu dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice³ a plynárenství</p> <p>4³) finančních nákladů, kromě bankovních poplatků, a kromě nákladových úroků operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, a kromě nákladových úroků operátora trhu a elektroenergetického datového centra, které odpovídají nejnižším úrokovým nákladům stanovených na základě poptávky u největších bank v České republice,</p> <p>5⁴) úplaty za používání majetku pro výkon licencované činnosti, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku (tj. ze smluv uzavřených do 31.12.2020),</p> <p>6⁵) nákladů na tvorbu a čerpání rezerv,</p>	<p>schopen záměr a požadavek Úřadu splnit, nebo se rozhodnout jinak. Transformace společností ve skupině není jednoduchá záležitost a celý proces od rozhodnutí k její realizaci a následně tedy zajišťování primárních činností provozovatelem distribuční soustavy může mít dlouhodobější charakter.</p> <p>Vzhledem k legitimnímu očekávání regulovaných subjektů, zásadám transparentnosti a předvídatelnosti, které by měly principy každé regulace splňovat, což je mimo jiné uvedeno v kapitole „2.4. Strategické principy pro VI. regulační období“, navrhuje stanovit účinnost daného ustanovení až od VII. regulačního období.</p>	
--	--	--	---	---	--

				<p>76) nákladů na tvorbu a čerpání opravných položek k pohledávkám, kromě nákladů na tvorbu opravných položek k pohledávkám vytvořených od 01.01.2020 a s nimi souvisejícího čerpání opravných položek,</p> <p>87) zůstatkové hodnoty dlouhodobého majetku a materiálu vyřazeného v důsledku prodeje, darování, mank a škod,</p> <p>98) peněžitých vyrovnání nad rámec minimálních povinností stanovených zákoníkem práce (poskytované např. na základě kolektivní smlouvy nebo jiného vnitřního předpisu),</p> <p>109) daně z příjmů.“</p> <p>Pozn.: Navržené úpravy je nutno zohlednit i v kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“</p>		
32	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady		<p>V kapitole „3.1.1 Povolené náklady“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„V návaznosti na výše uvedené bude Úřad nově posuzovat, zda se SLA týká jedné ze dvou základních kategorií logikou hodnotového řetězce, tj. zda jde o taková SLA ve skupině, která se věnují primárním hodnototvorným činnostem regulovaného subjektu (u provozovatelů soustav půjde o legislativní povinnosti související s výkonem licence, technické služby typu výstavby, provozu a údržby soustavy, provádění měření nebo dále zajištění různých druhů zákaznických služeb), a taková SLA ve skupině, která se věnují podpurným činnostem regulovaného subjektu (napomáhají plnit funkci primárních činností), která jsou definována níže uvedeným explicitním výčtem a jde o SLA:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) zajištění nákupu a skladování, 2) zajištění podpory IT, datové služby a telekomunikace, 3) zajištění řízení pracovních sil lidských zdrojů, 4) zajištění účetnictví, daní, financování, správy pohledávek a interního auditu, 5) zajištění právní podpory a BOZP, 6) zajištění správy nemovitostí, vozového parku a pronájmy, 7) zajištění různých druhů zákaznických služeb 8) zajištění centrálně poskytovaných služeb, např. podatelna, spisovna, interní a externí komunikace a ostatní administrativní činnosti, 9) zajištění jednotného řízení skupiny.“ 	<p>Největší objem zákaznických služeb je poskytován v rámci smlouvy o sdružených službách dodávky, jedná se tedy primárně o fakturační záležitosti týkající se obchodní činností. Naopak objem služeb obsluhujících zákazníky čistě z hlediska provozovatele distribuční soustavy, je mnohem menší a výrazně využívá synergických efektů ze strany poskytovatele, tedy převážně obchodníka dané energetické skupiny. Proto žádáme, aby oblast SLA týkající se zákaznických služeb byla zařazena ke skupině podpurných činností.</p> <p>Žádáme doplnit výčet činností o další podpurné služby, které regulované společnosti využívají.</p> <p>Vzhledem k charakteru rozdělení a označení interních činností ve společnostech žádáme o upřesnění názvosloví, konkrétně místo řízení pracovních sil použití označení řízení lidských zdrojů.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Připomínka byla akceptována s výjimkou bodu „9) zajištění jednotného řízení skupiny“, která se týká nákladů, o nichž nelze apriori tvrdit, že se týkají nákladů souvisejících s výkonem licence. Řízení skupiny je prováděno v zájmu vlastníka a tato SLA by se neměla do regulovaných cen promítat.</p>

33	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s.	3.2.2 Faktor produktivity		<p>Žádáme z textu Metodiky vymazat kapitolu „3.2.2 Faktor produktivity“.</p> <p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutno zohlednit i v kapitole „14.1. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v elektroenergetice“.</p>	<p>Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména:</p> <p>→ Dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů se stává neudržitelným, může limitovat výkon provozních činností a poskytování kvalitních služeb zákazníkům;</p> <p>→ Zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností;</p> <p>→ Násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách;</p> <p>→ Snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných</p> <p>→ Index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění.</p> <p>Navrhujeme stanovit hodnotu faktoru produktivity na hodnotu 0 %. Za dostatečný nástroj ke snižování nákladů regulovaných subjektů považujeme model dlouhodobého vyrovnávání nákladů.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity.</p> <p>Protože jde o poměrně často opakující se připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí regulačních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na poslední rok by bylo metodicky chybné, podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p> <p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulační období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>
34	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s.	WACC, 3.2.4.6 Riziková prémie vlastního kapitálu (ERP)		<p>V kapitole „3.2.4.6 Riziková prémie vlastního kapitálu – ERP“ žádáme upravit přístup ke stanovení rizikové prémie vlastního kapitálu:</p> <p>„Jedná se o přírážku investorů za investici do kapitálového trhu vypočítanou jako rozdíl očekávaného výnosu kapitálového trhu a výnosu z bezrizikového aktiva. Stanovení ERP pro V. RO vycházelo z nejlepší praxe a bylo proto odvozeno z největšího a nejrozvinutějšího kapitálového trhu světa, USA, z výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana.</p> <p>Z tohoto důvodu je zachován postup stanovení ERP i pro VI. RO, a to včetně referenčního období 10 let, které je aktualizováno na období let 2014 až 2023, nicméně je zohledněn princip dlouhodobé úhrady nákladů kapitálu, a proto došlo k nahrazení původní metriky agregace, kterou byl medián. S ohledem na použití ERP v její implikované formě (zohledňující očekávanou výnosnost trhu do budoucna) byl použit aritmetický průměr ročních hodnot.</p> <p>Vzhledem k tomu, že riziková přírážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přírážka ČR adekvátně přepočtena</p>	<p>Dokážeme si představit, že za účelem nastavení market risk premium budou využity hodnoty kapitálového trhu USA, kdy jsou data čerpána z výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana. Souhlasíme také s posunem od mediánu historicky dosahovaných hodnot k aritmetickému průměru, který je jednoznačně teoreticky korektnější a má i oporu v zahraniční regulační praxi.</p> <p>Avšak nesouhlasíme s pokračováním využívání desetiletého referenčního období a stávajícího konkrétního datového souboru prof. Damodarana. Referenční období je zapotřebí nastavit co možná nejdelší a hodnotu tržní prémie založit nikoli na implikované tržní prémii, ale na základě historicky dosahovaných výnosností amerických vládních dluhopisů vůči tamnímu tržnímu indexu (S&P 500) – těmito hodnotami databáze prof. Damodaran také disponuje. Zároveň žádáme použít kombinaci aritmetického (50 %) a geometrického (50 %) průměru za referenční období.</p> <p>Výše uvedené požadavky můžeme opřít jak o robustní teoretické zdůvodnění, tak o zahraniční regulační praxi. Prof. Damodaran sice používá implicitní rizikovou prémii, ovšem je třeba korektně vnímat, pro jaké konkrétní účely. Těmi účely je obecně oceňování a související investiční rozhodování. Nikde se nezabývá (alespoň jsme</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ nezpochybňuje různé možnosti nastavení rizikové prémie vlastního kapitálu a konstatuje, že návrh na využití dlouhodobé historie k jejímu stanovení byl již historicky zakotven v Zásadách cenové regulace pro dřívější regulační období. Riziková prémie vlastního kapitálu stanovená z dlouhodobých dat však byla zpochybněna přímo aktuálně připomínkujícími během konzultačního procesu k návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období a to s odůvodněním vazby na referenční období bezrizikové míry výnosnosti. Současný způsob nastavení je tak důsledkem akceptované připomínky připomínkujícího z minulého konzultačního procesu, která uváděla obecné tvrzení, že vzájemnou závislost těchto dvou komponent je možné doložit celou řadou teoretických i praktických podkladů a ve výsledku i přístupy zahraničních regulátorů.</p> <p>Situaci je možné dále analyzovat a vrátit se při nastavení VII. regulačního období k dlouhodobému referenčnímu období pro stanovení rizikové prémie vlastního kapitálu. Tato hodnota a způsob jejího stanovení se však ze své podstaty nemůže výrazně odchylovat od hodnot a způsobů nastavení, které používají regulační orgány v evropských státech se stejným metodickým přístupem, na které se připomínkující odvolává. V tomto ohledu konstatujeme, že hodnota rizikové prémie vlastního kapitálu u těchto zemí nepřekračuje 5 %.</p>

				<p>zahrnutím rizikové prémie ČR, rovněž aritmetickým průměrem z téhož zdroje</p> <p>Hodnota přírážky je pro VI. regulační období stanovena na základě rozdílu historických hodnot tržní prémie S&P 500 vůči 10letým vládním dluhopisům USA za období 1928 až 2023. Hodnoty jsou získané z databáze prof. Damodarana a je použita kombinace 50 % aritmetického a 50 % geometrického průměru za dané referenční období, což odpovídá běžné praxi zahraničních regulátorů.</p> <p>Vzhledem k tomu, že riziková přírážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přírážka ČR adekvátně přepočtena zahrnutím rizikové prémie ČR, a to aritmetickým průměrem příslušných hodnot.</p> <p>Výsledná hodnota ERP vstupující do výpočtu WACC má hodnotu 5,52 6,2 % a skládá se ze základní hodnoty 5,33 6,01 % a rizikové prémie ČR ve výši 0,19 %.</p>	<p>neidentifikovali jediný případ) determinací tržní rizikové prémie coby parametru cenové regulace.</p> <p>→ Z hlediska oceňování (což je aktivita zaměřená na aktuální tržní situaci a budoucnost) lze samozřejmě implikovanou hodnotu použít a běžně se to takto děje.</p> <ul style="list-style-type: none"> Takováto hodnota je pak relativně volatilní z titulu odvozování od dividendového růstového modelu, což konkrétně znamená vysokou citlivost na parametr „růst dividend“. Názory na růst dividend se v čase dynamicky vyvíjejí v souladu s vnímáním tržní situace. Tyto prognózy nejsou nikterak zpětně reflektovány (tj. např. hodnota MRP roku 2020 obsahuje předpoklad pro následující roky, který se však nakonec nenaplnil). Výsledná hodnota implikované tržní prémie je silně závislá na tržní hodnotě indexu k okamžiku jejího výpočtu. Při použití implikované rizikové prémie v rámci oceňování ke konkrétnímu datu je toto často vnímáno jako žádoucí vlastnost, v rámci cenové regulace to však považujeme jednoznačně za negativum. I když by se tento problém dal teoreticky zmírnit průměrem dostatečného množství dat z dané časové periody, datová základna profesora Damodarana nám toto bohužel neumožňuje. Hodnoty implikované rizikové prémie zveřejňuje pouze na měsíční bázi, navíc neaktualizuje každý měsíc všechny parametry vzorce pro její výpočet <p>→ Z hlediska regulace je žádoucí použít historickou analogii, tj. vykázaný rozdíl mezi fakticky dosahovanou výnosností zvoleného tržního indexu a referenčního vládního dluhopisu.</p> <ul style="list-style-type: none"> V tomto případě zde nefigurují žádné nekorigované předpoklady či predikce a dostatečně dlouhé referenční období zajistí žádoucí stabilizaci tohoto regulačního parametru v čase. <p>Z hlediska zahraniční praxe lze jednoznačně potvrdit, že všechny země s vyspělým regulačním rámcem využívají přístup založený na historické tržní analogii s referenčním obdobím přesahujícím 100 let. Samozřejmě zde existují odlišnosti z hlediska použitého akciového indexu a typu zvoleného národního vládního dluhopisu, ale pravidlo použití historických dat a dlouhého referenčního období je všudypřítomné. Stejně tak je poměrně často využívána v zahraniční praxi kombinace aritmetického a geometrického průměru výchozích hodnot.</p>	<p>Rovněž upozorňujeme, že samotný postup navrhovaný připomínkujícím rozporuje vlastní návrh v oblasti délky použitého období. Databáze prof. Damodarana využívá údaje od roku 1928, přičemž připomínkující konstatuje potřebu nastavit referenční období co nejdelší. Např. databáze ze zdroje <i>Elroy Dimson, Paul Marsh and Mike Staunton, Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2022</i> využívající data od roku 1900 by rizikovou prémii vlastního kapitálu USA navrhovaným postupem stanovila na hodnotu 5,65 %, přičemž ve výpočtu samotném jsou sporné body. Spornými body jsou např. použití dat USA (evropští regulátoři stanovují evropskou prémii zpravidla na základě evropských dat) nebo subjektivní návrh využívat z 50 % aritmetický průměr historických hodnot (prof. Damodaran ve své studii doporučuje pouze geometrický průměr).</p>
--	--	--	--	---	--	--

35	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s.	WACC, 3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (Cost of Debt) - kd	<p>V kapitole „3.2.4.7 Náklady cizího kapitálu (<i>Cost of debt</i>) – kd“ žádáme plně zohlednit tzv. nepřímé náklady dluhu v regulované míře výnosnosti:</p> <p>„Náklady na cizí kapitál byly dále navýšeny o nepřímé náklady dluhu ve výši 0,125 0,525 % představující odhad hodnoty new issue premium, execution a credit spread. Hodnota nákladů cizího kapitálu před zdaněním je ve výši 4,67 5,07 %.“</p>	<p>V této hodnotě by měly být zohledněny jak náklady spojené s financováním aktiv pomocí úvěrů, tak dluhopisů. Jsme názoru, že navržená Metodika zohledňuje náklady spojené s vydáním dluhopisů (new issue premium), avšak zcela nepostihuje náklady vyplývající ze zajištění kurzového a úrokového rizika, tzv. exekuční a kreditní přírážku. I tyto transakční náklady se v praxi projevují stejně jako výše uvedená new issue premium, tj. jako přírážka k tržní úrokové sazbě, a nejsou tedy zohledněny v oprávněných nákladech regulovaných subjektů. Taktéž nejsou zohledněny ani v regulačním WACC, jelikož ten reflektuje pouze tržní úrokové sazby.</p> <p>Dle aktuální bankovní indikace může hodnota exekuční a kreditní přírážky, vlivem nízké likvidity, činit až cca. 0,8 %. Bankovní indikace jsme připraveni v případě zájmu předat ERÚ. Za regulované subjekty žádáme, i s přihlédnutím k praktickým zkušenostem a kombinaci financování aktiv z tuzemských i zahraničních zdrojů, použít hodnotu ve výši 0,4 %.</p> <p>Pro úplnost dodáváme, že regulované subjekty ze zemí eurozóny nebo rozvinutých kapitálových trhů jako např. Velké Británie, tyto náklady nemají, jelikož jsou, na rozdíl od českých regulovaných subjektů, schopny celý svůj dluh emitovat ve funkční měně, tj. v EUR / GBP.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Přestože ERÚ nezpochybňuje, že pokud by provozovatel soustavy zajišťoval cizí kapitál vydáním dluhopisů, byl by vystaven uvedeným nákladům vyplývajícím ze zajištění kurzového a úrokového rizika, bylo dříve konstatováno, že ke stanovení nákladů cizího kapitálu byl použit jiný metodický postup. Jde o postup navržený předkládanou analýzou společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o., který byl upraven pouze ve vazbě na finální použití bezrizikové míry výnosnosti. V tomto postupu jsou již rizika související s pořízením hypotetického cizího kapitálu v ČR místo v zahraničí zohledněna, pouze jiným způsobem.</p> <p>Pro VII. regulační období se ERÚ nebrání dopracovat jiný postup stanovení nákladů cizího kapitálu, který by vycházel z metodického postupu při vydání firemního dluhopisu, v současné době však bude postupovat na základě přijaté metodologie předložené konzultanty doporučených připomínkujícím.</p>																												
36	ČEZ Distribuce, a.s.	5.3.1 Podpora robustnosti distribuční soustavy	<p>V kapitole „5.3.1 Podpora robustnosti distribuční soustavy“ žádáme snížit hodnoty v tabulce 17 „KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice“.</p> <table><tr><th colspan="7">Tabulka 17 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice</th></tr><tr><th>Ukazatel</th><th></th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th><th></th></tr><tr><td>ČEZ Distribuce</td><td>Podíl</td><td>170 %</td><td>160 %</td><td>165 %</td><td>160 %</td><td></td></tr><tr><td></td><td></td><td>130 %</td><td>130 %</td><td>130 %</td><td>130 %</td><td></td></tr></table>	Tabulka 17 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice							Ukazatel		2026	2027	2028	2029		ČEZ Distribuce	Podíl	170 %	160 %	165 %	160 %				130 %	130 %	130 %	130 %		<p>Žádáme nastavit cílové hodnoty KPI na 130 %, což bude provozovatele soustav motivovat k investování nad hodnotou odpisů a určitým způsobem zohlední inflační nárůst z posledních let.</p> <p>Námi upravené hodnoty reflektují reálné možnosti distributorů a zohledňují úřadem předložený návrh podmínek regulace VI. RO. Již v V. RO jsme z důvodu zvýšených zákaznických požadavků na připojování do soustavy vynaložili významně vyšší investice oproti předchozím letům, v případě ČEZd se jedná o navýšení z průměrných 10 mld. Kč/rok (za období 2016 až 2020) na téměř 17 mld. Kč/rok (za období 2021 až 2025). Tento trend není bez adekvátní reakce na straně regulačního rámce dlouhodobě udržitelný.</p> <p>Nastavení cílových hodnot KPI na 130 % by se mělo týkat společností, které byly nejvíce dotčeny masivními požadavky na připojování během V. RO.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciozní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu.</p> <p>Ponížení KPI na v připomínce navrhovanou úroveň by znamenalo, že KPI by ztratilo motivační charakter. K jeho splnění by docházelo i přirozenou obnovou majetku, bez investic, které se dají charakterizovat typickými znaky uvedenými v kapitole 5.3.1. sloužícími k cílům v souvislosti s posilováním robustnosti distribuční soustavy. ERÚ zastává názor, že motivační regulace má být nastavena tak, aby provozovatel distribuční soustavy musel vyvinout dodatečné úsilí pro splnění KPI.</p>
Tabulka 17 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice																																	
Ukazatel		2026	2027	2028	2029																												
ČEZ Distribuce	Podíl	170 %	160 %	165 %	160 %																												
		130 %	130 %	130 %	130 %																												

37	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	5.3.4. Aktivní zákazník – podpora implementace průběhového měření	<p>V kapitole „5.3.4. Aktivní zákazník – podpora implementace průběhového měření“ žádáme provést následující zkorigování hodnoty příslušného roku o neplnění KPI z minulosti.</p> <p>„Motivační pobídka spočívá v dosažení určeného podílu počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst na hladině NN v procentech. Pokud bude plánovaná hodnota podílu počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst na hladině NN pro regulovaný rok i vyšší nebo rovna hodnotě 0,9 * hodnota ukazatele v tabulce níže, bude přiznán provozovateli soustavy bonus ve výši 1 p. b. * 0,1 (váha 10 %).</p> <p>S ohledem na využití kumulovaných ročních hodnot KPI bude při stanovení hodnoty KPI pro každý regulovaný rok a při následném vyhodnocení KPI zohledněno případné neplnění KPI v předchozích letech.“</p>	<p>Důvodem návrhu je, že u tohoto KPI jsou nastaveny kumulované cílové hodnoty a problém může nastat při vyhodnocování ročních KPI. Pokud některý rok nebude regulovaný subjekt plnit KPI, bude to mít dopad do vyhodnocování KPI v dalších letech.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Smyslem tohoto KPI je motivace k průběžnému nasazování chytrého měření, tedy zajištění funkcionality předem stanovenému podílu zákazníků. Zároveň se kumulovaný stav implementace chytrého měření prolíná se zákonnou povinností provozovatelů distribučních soustav, která je stanovena vyhláškou č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny, ve znění pozdějších předpisů. Pokud dojde zároveň k úplnému dosažení zákonné povinnosti osazení počtu OPM průběhovým měřením k 01.07.2027 podle vyhlášky o měření elektřiny v takové trajektorii, která nebude zakládat nárok na splnění KPI, může dojít k přenastavení hodnot KPI pro zbývající roky VI. regulačního období.</p>
38	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	5.3.5.1 Základní principy nastavení motivační regulace	<p>V kapitole „5.3.5.1 Základní principy nastavení motivační regulace“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>Středů neutrálního pásma—pro konkrétní ukazatel bude navázány na středů neutrálního pásma již vyhlášeného pro rok 2025 pouze v případě, že konkrétní hodnoty daného ukazatele nebudou zřetelně a dlouhodobě mimo trajektorii očekávanou Úřadem. V opačném případě bude místo středů nahrazeny vyhlášeného pro rok 2025 použita hodnota a, která leží přesně mezi tímto středem a pětiletým průměrem z dvouletých průměrů dosažených hodnot v letech 2020 až 2024. Hodnoty Ukazatele budeou posouzeny jako mimo trajektorii v případě, že takto vypočtený pětiletý průměr z dvouletých průměrů dosažených hodnot je nižší než bod, který se nachází v polovině pásma proporcionality pro bonus pro daný ukazatel a rok 2025. Tento postup je aplikován na každý ukazatel samostatně a zajistí jistou adaptivitu se zachováním motivačního charakteru. Níže je uvedeno názorné schéma.“</p>	<p>Jedná se o zpřesnění textace, aby se předešlo rozporuplným výkladům během regulačního období.</p> <p>Navržená formulace nastavení středů neutrálních pásem jednotlivých ukazatelů nepodává jasné sdělení, že střed neutrálního pásma prvního roku VI. RO pro každý z ukazatelů nepřetržitosti distribuce bude navázán na střed neutrálního pásma posledního roku V. RO, tedy na střed neutrálního pásma vyhlášeného pro rok 2025.</p> <p>Obdobně je pak nejednoznačně stanoven interval pro výpočet změny nastavení středu neutrálního pásma každého ukazatele nepřetržitosti distribuce, založený na porovnání pětiletého průměru posledních ukončených období, který v případě roku 2026 odpovídá pětiletému průměru dosažených hodnot v letech 2020-2024.</p>	<p>Akceptováno</p>
39	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	Vyjasnění v bodech 5.7 Struktura plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách a 5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na	<p>V kapitolách „5.7 Struktura plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách“ a „5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách“ žádáme vyjasnění výkladu následujícího textu:</p> <p>„Stanovení skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát</p>	<p>Text se odkazuje na diagram R-1. V Metodice na VI. RO ovšem není nikde označení R-1 specifikováno, o jaký diagram se jedná (rok, období, plán x skutečnost).</p> <p>Pokud by se mělo vycházet z plánů předaných v rámci regulačního výkaznictví, pak se plány na rok i předávají v rámci výkazu 12-B4 v září i1, což je pro zjištění objemu nakupovaného od března i-2 v rámci hedgingu pozdě.</p> <p>Po diskusi s ERÚ a obchodníky bylo dohodnuto, že pro účely stanovení hedgingu se bude vycházet z nejaktuálnějšího diagramu ztrát v rozsahu výkazu 12-B4 před zahájením nákupu ztrát na rok i, tj. plánovaný digram</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Výchozím diagramem pro stanovení hodnoty objemu diagramu ztrát pokrytého formou BL CAL bude poslední známý plánovaný diagram ztrát k prvnímu dni, kdy se dle metodiky má začít s obstaráváním elektřiny na krytí ztrát formou nákupu BL CAL, tedy v březnu i-2. V této souvislosti je předpokládána novela vyhlášky o regulačním výkaznictví s účinností od začátku roku 2026, dle které by vznikal aktuálnější plánovaný diagram ztrát.</p>

		krytí ztrát v distribučních soustavách	v distribučních soustavách vychází z: → Nákladů na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Hedging je stanoven ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu R-1 v roce pro BL CAL, → Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu D-1 a části diagramu R-1 pokrytého hedgingem oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE, (...)“		ztrát z výkazu 12-B4 ze září i-3. Pak se musí změnit označení diagramu, protože to není tentýž diagram, který se bude používat pro stanovení skutečných nákladů na ztráty v kap. 5.11.								
40	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách		V kapitole „5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách“ žádáme provést následující úpravy a jednoznačně specifikovat používané indexy: → „Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy D-1 a části diagramu R-1 pokrytého hedgingem oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE. → Vícenákladů na odchylky ztrát daných oceněním rozdílu diagramu D-1 a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a jeho oceněním cenami odchylky/protiodchylky sníženými o marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu za rok i-2.“	Úprava je vázána na další odrážku textu ohledně vícenákladů na odchylky ztrát. Pokud se vyhodnocují vícenáklady na odchylku, pak je potřeba stanovit a vyhodnotit rozdíl mezi skutečností a diagramem R-1 za spotové ceny. Pokud by se vyhodnocení dělalo na diagram D-1, pak by dorovnání na skutečnost nebylo jen v rozsahu vícenákladů, ale celkových nákladů na odchylky. V textu kapitoly 5.11 je dvakrát použit index i-2 a pokaždé určuje jiný rok. Bylo by vhodné upřesnit, o jaké roky se jedná, aby byl text jednoznačný.	Akceptováno							
41	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s.	5.12 Motivační složka zisku za stanovení přesného diagramu ztrát dne D-1	V kapitole „5.12 Motivační složka zisku za stanovení přesného diagramu ztrát dne D-1“ žádáme provést navýšení limitní hodnoty odchylek pro přiznání motivační složky zisku. Tabulka 1 Hodnoty pro motivační složku zisku <table><tr><th>Provozovatel distribuční soustavy</th><th>Limitní hodnoty odchylek přiznání motivační složky zisku</th></tr><tr><td>ČEZ Distribuce, a. s.</td><td>2,88 6 %</td></tr><tr><td>EG.D, a.s.</td><td>3,09 6 %</td></tr><tr><td>PREdistribuce, a.s.</td><td>4,08 6 %</td></tr></table>	Provozovatel distribuční soustavy	Limitní hodnoty odchylek přiznání motivační složky zisku	ČEZ Distribuce, a. s.	2,88 6 %	EG.D, a.s.	3,09 6 %	PREdistribuce, a.s.	4,08 6 %	Od 1. 7. 2024 došlo ke změně zúčtovací periody OTE, a tím i změně periody diagramu ztrát z hodinové na 15minutovou. Predikce diagramu ztrát D-1 předávané na obchodníka jsou tudíž od 1. 7. 2024 také ve čtvrt hodinové periodě. Diagram v 15minutové periodě může být více nestabilní, což souvisí se zkrácením obchodní periody a čtyřnásobným počtem predikovaných hodnot. Predikční modely nelze v současnosti nastavit, jelikož neexistují historická data (byla pouze hodinová perioda). Dalším negativním faktorem ovlivňujícím predikce je rozmach decentrální intermitentní výroby s BSAE. Žádáme sjednocení limitní hodnoty pro vyhodnocování motivační složky zisku na 6 % a na základě následného vyhodnocení přesnosti realizovaných predikcí s 15minutovou periodou po dobu alespoň 2 let provést další přehodnocení výše limitní hodnoty odchylek pro přiznání motivační složky zisku.	Akceptováno
Provozovatel distribuční soustavy	Limitní hodnoty odchylek přiznání motivační složky zisku												
ČEZ Distribuce, a. s.	2,88 6 %												
EG.D, a.s.	3,09 6 %												
PREdistribuce, a.s.	4,08 6 %												

42	ČEZ Distribuce, a.s.	5.6. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách	<p>V kapitole „5.6. Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách“ žádáme doplnit následující text:</p> <p>Metodika stanovení ceny silové elektřiny pro krytí ztrát v distribučních soustavách bude zahrnovat náklady na certifikáty původu, a to s ohledem na plnění cílů a povinností vyplývajících z ESG</p>	<p>Zahrnutí nákladů na implementaci ESG v oblasti certifikátů původu u silové elektřiny na ztráty je jednoznačným krokem k dosažení klimatických cílů a podporou transformace energetického sektoru směrem k udržitelnosti a rovnováze mezi environmentálními, sociálními a ekonomickými faktory. Rovněž se jedná o naplnění požadavků evropské legislativy, např. směrnice CSRD (Corporate Sustainability Reporting Directive).</p> <p>Energetický sektor hraje zásadní roli při plnění klimatických cílů, které jsou stanoveny jak na národní, tak evropské úrovni, například v rámci Green Deal EU. ESG standardy a udržitelnost jsou klíčové pro transformaci energetiky směrem k nízkouhlíkové ekonomice. Umožnění nakupování záruk původu by znamenalo, že distribuční společnosti můžou pokrýt ztráty v síti elektřinou z obnovitelných zdrojů. To napomáhá k plnění jejich klimatických cílů a aktivně přispívá k podpoře obnovitelných zdrojů energie. Zároveň tato možnost podporuje zapojování nových zelených zdrojů do sítě a posiluje transformaci k udržitelnější energetické infrastruktuře</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Z připomínky nevyplývá, že zahrnutí nákladů na záruky původu do nákladů na obstarávání elektřiny na krytí technických ztrát generuje kvantifikovatelný přínos pro zákazníka.</p>
43	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	5.8 Zdrojová data, měnový kurz	<p>V kapitole „5.8 Zdrojová data, měnový kurz“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„V případě výrazných neodůvodnitelných vícenákladů na odchylku u jednotlivých provozovatelů soustav může dojít během VI. RO k přehodnocení přístupu ke stanovení skutečných vícenákladů na odchylku a ke stanovení maximálních jednotkových vícenákladů na odchylku ztrát, maximálních relativních vícenákladů na odchylku ztrát vzhledem k jinému provozovateli soustav nebo k obdobné úpravě limitující vícenáklady na odchylku.“</p>	<p>Výrazné vícenáklady na odchylku mohou vzniknout z několika důvodů a provozovatel distribuční soustavy nemá šanci je všechny ovlivnit. Jde zejména o vliv ceny odchylky, odchylky způsobené neočekávanými vlivy OZE apod. Takové vlivy by měly být zohledněny.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Úprava textu akceptována. Předmětné ustanovení bude použito pouze, pokud bude docházet k dlouhodobému negativnímu vlivu u společnosti v porovnáním s ostatními společnostmi.</p>
44	ČEZ Distribuce, a.s. EG.D, a.s. PREdistribuce, a.s.	5.5 Cena za použití sítě distribuční soustavy	<p>V kapitole „5.5 Cena za použití sítě distribuční soustavy“ žádáme provést následující úpravy:</p> <p>„Při regulaci ceny za použití sítě postupuje Úřad podle bodu 14.1.3 Zásad Metodiky cenové regulace. Základní způsob výpočtu jednotkové ceny za použití sítě distribučních soustav zůstává zachován. Jednotková cena za použití sítě je tedy stanovena vydělením plánovaných proměnných nákladů na technické ztráty a technologickou vlastní spotřebu plánovaným odebraným množstvím elektřiny zpoplatněným cenou za použití sítě.</p> <p>Hlavními složkami plánovaných proměnných nákladů na ztráty jsou povolené množství ztrát a cena silové elektřiny pro krytí ztrát v distribuční soustavě. Povolené množství ztrát je stanoveno na základě plánované roční výše ztrát, pokud je nižší nebo rovna hodnotě vypočtené na základě povolené míry ztrát, v opačném případě je povolené množství ztrát stanoveno z hodnoty povolené míry ztrát</p>	<p>Do ceny za použití sítě nevstupují jen technické ztráty, ale celkové plánované ztráty.</p> <p>Žádáme, aby náklady na technologickou vlastní spotřebu (komodita, daň z elektřiny a stálý plat) vč. nákladů na systémové služby, podporované zdroje energie a nesít'ovou infrastrukturu hrazené za technologickou vlastní spotřebu byly zohledněny již v ceně za použití sítě distribuční soustavy na regulovaný rok, nikoli až formou korekce</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Náklady na technologickou vlastní spotřebu u odběrných míst, která jsou samostatně měřená a registrovaná v systému OTE, budou po vykázání plánovaných hodnot v regulačních výkazech zahrnuty do proměnných nákladů. Plánované hodnoty těchto nákladů budou následně podléhat korekci na skutečnost.</p>

				<p>a plánovaného množství elektřiny vstupujícího do distribuční soustavy. Maximální povolená cena silové elektřiny na krytí ztrát v distribuční soustavě je stanovena Úřadem podle metodiky uvedené v bodě 5.6. Na proměnné náklady na krytí ztrát bude uplatňován korekční faktor.</p> <p>Korekční faktor je upraven o náklady na použití sítí přenosové soustavy a o saldo nákladů a výnosů za použití sítí sousedních soustav. V VI. RO budou nově součástí nákladů zahrnovaných do korekčního faktoru za použití sítí i skutečné náklady na technologickou vlastní spotřebu provozovatele distribuční soustavy.</p>		
45	ČEZ – obchodníci skupiny (ČEZ Prodej, a.s. a ČEZ ESCO, a.s.)	5.5 Cena za použití sítí distribuční soustavy	Navrhujeme sjednotit datovou základnu pro výpočet zákaznického clearingů a clearingů ztrát v distribuční soustavě v elektroenergetice.	Konkrétní návrh na promítnutí připomínky do návrhu Metodiky bude doplněn na základě závěrů (z rozhodnutí o způsobu řešení).	V současnosti se clearing na zákazníky provádí z rozdělení zákaznické spotřeby do jednotlivých let podle modelu operátora trhu s elektřinou (dále jen „OTE“). Nicméně clearing ztrát se počítá z rozdělení dat o odběru zákazníků do jednotlivých let z údajů provozovatele distribuční soustavy, které je však odlišné od modelu OTE (využívají se jiná TDD). V důsledku toho dochází k finančním nekonzistencím. V letech s vyšší volatilitou cen jsou tyto nekonzistence finančně významné. Navrhujeme proto sjednotit metodiku rozdělení údajů o odběrech zákazníků do jednotlivých let mezi OTE a provozovateli distribučních soustav nebo použít pro oba clearingy stejný datový model. Pokud bychom měli vyjádřit určitou preferenci, doporučujeme, aby metodika rozdělení odběrů do jednotlivých let byla postavena na datech provozovatelů distribučních soustav. Jsme si vědomi, že řešení může mít dopad rovněž do vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou a tedy bude vyžadovat širší diskusi, proto prozatím konkrétní návrh na promítnutí připomínky do textu Metodiky nenavrhujeme.	Vysvětleno Připomínka se netýká textace Metodiky cenové regulace.
46	ČEZ – obchodníci skupiny (ČEZ Prodej, a.s. a ČEZ ESCO, a.s.)	5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách	<p>1.1 V případě první odrážky textu považujeme za nezbytné vymezit, jak je definován diagram R-1 pro stanovení plánu nákupu BL CAL. Zároveň považujeme za nezbytné zakotvit povinnost provozovatele distribuční soustavy (dále jen „PDS“) poskytnout obchodníkovi s elektřinou tento diagram před zahájením nákupu elektřiny na ztráty v distribučních soustavách.</p> <p>1.2 V případě druhé odrážky je nesprávně uveden diagram D-1 v této části textu „Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných</p>	<p>S výjimkou připomínky k první odrážce textu níže uvádíme konkrétní návrhy na úpravy textace návrhu Metodiky (v případě první odrážky bude text navržen po diskusi a odsouhlasení přístupu ze strany ERÚ).</p> <p>„Stanovení skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách vychází z:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nákladů na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Hedging je stanoven ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu R-1 v roce pro BL CAL, Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu D-1 diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a části diagramu R-1 pokrytého hedgingem oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE marginálními cenami čtvrt hodinových produktů denního trhu, 	<p>1.1 Z návrhu textace není zřejmé, co je myšleno diagramem R-1 pro stanovení plánu nákupu BL CAL (o jaký typ diagramu se jedná, kdy je stanoven a na základě jakých údajů). Vzhledem k tomu, že nákup elektřiny na ztráty v distribučních soustavách na straně obchodníka s elektřinou začíná již v březnu dva roky před dodávkou elektřiny na ztráty v distribučních soustavách, je nezbytné, aby diagram „R-1“ PDS poskytnul obchodníkovi s elektřinou před zahájením tohoto nákupu. Logicky se tak nabízí vymezit tento diagram např. jako poslední známý diagram ztrát před zahájením této dodávky; v tomto případě nemáme vyhraněný názor, který z diagramů použít. Nicméně nabízí se např. použít poslední stanovený diagram plánovaných ztrát a předkládaný ERÚ v souladu s legislativou (tj. např. pro nákup elektřiny na rok 2028 by byl použit diagram ztrát stanovený PDS a předkládaný ERÚ na podzim roku 2025 jako</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>K bodu 1.1 Výchozím diagramem pro stanovení hodnoty objemu diagramu ztrát pokrytého formou BL CAL bude poslední známý plánovaný diagram ztrát k prvnímu dni, kdy se dle metodiky má začít s obstaráváním elektřiny na krytí ztrát formou nákupu BL CAL, tedy v březnu i-2. V této souvislosti je předpokládána novela vyhlášky o regulačním výkaznictví s účinností od začátku roku 2026, dle které by vznikl aktuálnější plánovaný diagram ztrát. Předávání diagramu ERÚ předpokládá na základě smlouvy mezi provozovatelem soustavy a obchodníkem.</p> <p>K bodu 1.2 Bude upraveno na skutečné ztráty.</p> <p>K bodu 1.3 Kapitoly týkající se metodiky stanovení ceny elektřiny na krytí ztrát budou upraveny tak, aby používané pojmosloví vylučovalo alternativní výklady.</p>

			<p>oceněním rozdílu diagramu D-1“, kdy správně má být použita formulace „diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy“. Návrh je promítnut níže v textu.</p> <p>1.3 Navrhujeme nahradit časový údaj „rok i-2“ termínem „rok dodávky elektřiny na ztráty“.</p> <p>1.4 Navrhujeme sjednotit použitou terminologii napříč ustanoveními této části návrhu Metodiky.</p>	<ul style="list-style-type: none"> Vícenákladů na odchylky ztrát, kteřé budou stanoveny rozdílem diagramu D-1 a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a jeho oceněním cenami odchylky/protiodchylky sníženými o marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu za rok i-2 dodávky elektřiny na ztráty, Vícenákladu realizace obchodů na burze viz Tabulka 21, Marže na nákup elektřiny na krytí ztrát viz Tabulka 21.“ 	<p>plán na rok 2026). Tento diagram by pak měl být používán automaticky jako výchozí diagram pro určení objemu BL CAL. Použití odlišných diagramů pro reálný nákup a pro ocenění do regulace není vhodné, případné rozdíly budou dorovnány dalšími (kratšími) produkty na trhu s elektřinou. Konkrétní návrh úpravy textu v tomto případě není předkládán a bude navržen po diskusi a odsouhlasení přístupu ze strany ERÚ.</p> <p>1.2 Náklady tvarování se určují jako rozdíl mezi naměřenými údaji a výchozím diagramem R-1. K němu se dále přičítají pouze vícenáklady, které jsou definované v navazujícím bodě. Vzhledem k tomu, že v definici vícenákladů jsou odečteny čtvrt hodinové ceny denního trhu, musí být tyto přidány do nákladů vymezených v rámci věty první.</p> <p>1.3 Časový údaj „i-2“ je v daném případě použit ne zcela vhodně, neboť v roce, kdy probíhá vyhodnocení, je to rok po dodávce. Zároveň je v první odrážce tohoto odstavce použit rok „i-2“ ve smyslu „2 roky před dodávkou komodity“. Návrh je promítnut níže v textu.</p> <p>1.4 Zatímco v rámci druhé odrážky je použita terminologie „čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE“, ve třetí odrážce se používá terminologie „marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu“. Doporučujeme proto sjednotit (návrh je promítnut níže v textu).</p>	<p>K bodu 1.4</p> <p>Bude sjednoceno.</p>
47	ČEZ – obchodní skupiny (ČEZ Prodej, a.s. a ČEZ ESCO, a.s.)	<p>Připomínka ke stanovení plánovaných a skutečných cen plynu na ztráty v distribučních soustavách a vlastní spotřeby plynu pro činnost distribuce – tj. k částem 8.1.2, 9.2.2.1 a 14.2.2</p>	<p>Navrhujeme komplexnější úpravu stanovení maximální ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu pro regulovaný rok <i>i</i> (NCP_{dpi}) v níže uvedeném smyslu:</p> <ul style="list-style-type: none"> základní cenu energie plynu odvozovat ideálně od trhu EEX CZ VTP (a nikoliv od THE); pokud by mělo být odvozeno od jiného než českého trhu, je zásadní zohlednit v maximální ceně variabilní stanovení nákladu na přepravu plynu do ČR; ke zvážení je rovněž revize základních baseload produktů, kterými se nákup komodity konkrétně zajišťuje (CAL vs. Q) 	<p>Konkrétní návrhy na úpravu nejsou v tomto okamžiku předkládány. Budou doplněny v závislosti na výsledném rozhodnutí o přístupu k jednotlivým parametrům (viz připomínku a odůvodnění).</p>	<p>Obecně vítáme návrh ERÚ na postup regulace ceny plynu na ztráty v distribučních soustavách a ke krytí technologické vlastní spotřeby. Nicméně máme za to, že na rozdíl od sektoru elektroenergetiky méně reflektuje provázanost cen na aktuální tržní podmínky. Z tohoto důvodu se navrhuje některá zpřesnění a změny, aby návrh Metodiky lépe zohlednil skutečný vývoj na trhu s plynem.</p> <p>Pokud začneme nákupem komodity jako takové, rozumíme záměru navázat nákup plynu ve vazbě na likvidnější zahraniční produkty, nicméně doporučujeme raději vycházet z produktů českého trhu CZVTP, díky kterému lze eliminovat nejistý náklad na přepravu plynu do ČR. Pokud by přesto měl být zdrojem ocenění navrhovaný zahraniční trh, je zcela nezbytné zrealizovat a správně promítnout náklad na dopravu plynu do ČR, což dosavadní návrh Metodiky bohužel nereflektuje (podrobněji viz dále).</p> <p>Z hlediska způsobu, resp. velikosti nákupu plynu vnímáme, že existuje více možných přístupů, a proto dáváme ke zvážení ještě otevřít diskusi, a případně zvážit některou z uvedených variant:</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje návrhy na využívání českého trhu (EEX CZ VTP) pro stanovení ceny plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu, na posun času nejlepší nabídkové ceny (Best Ask) na 13:00, spotové vyrovnání (vypořádání skutečnosti nákup/prodej) na základě cen českého trhu a zahrnutí budoucích nákladů na emisní povolenky podle EU ETS 2 do nákladů na ztráty a vlastní technologickou spotřebu.</p> <p>ERÚ však stále ponechává jako primární prostředek pro volbu dodavatele plynu výběrové řízení. Tento postup je podle názoru ERÚ pro výběr dodavatele plynu na ztráty transparentní, zajišťuje minimální cenu pro zákazníky vzhledem ke konkurenci mezi dodavateli a zároveň odstraňuje nevýhody fixně stanovené přírážky N na celé regulační období. Nevýhody fixně stanoveného N se v plynárenství projevily v průběhu V.regulačního období. Pro případy, kdy z výběrového řízení nevzejde vítězný uchazeč, ERÚ stanoví přírážku N, která v souladu s požadavkem připomínkujícího již nebude obsahovat náklady na přepravu plynu do ČR.</p>

			<p>a také způsob pokrývání diagramu (tj. metodika minimálního zatížení v roce navržená pro sektor elektroenergetiky vs. tvarování podle profilu, a tedy nákup komodity na průměrné denní dodávky) – blíže viz odůvodnění;</p> <ul style="list-style-type: none"> nejlepší nabídkovou cenu (Best Ask) produktu uvažovat v čase 13:00 namísto 10:30 hod.; náklady N zahrnující pořízení a dopravu plynu do ČR revidovat tak, aby nepředstavovaly fixní hodnotu pro celé regulační období, ale jednotlivé komponenty se vyvíjely v závislosti na vývoji trhu s plynem; zároveň uplatnit tento postup nejen na případy, kdy nebude výběrové řízení úspěšné, ale obecně na jakoukoli situaci (tj. i když výběrové řízení není vůbec organizováno); objem a diagram dodávek aplikovaný ve skutečnosti musí být totožný jako objem plánu; spotové vyrovnání (vypořádání skutečnosti nákup/prodej) se navrhuje jako v sektoru elektroenergetiky (dokupy, případně i odkupy), a to na tržních cenách EEX CZVTP Eod DA + Weekend; vypořádání clearingů: přefakturace kladného i záporného clearingů; administrativní náklady navrhuje řešit obdobně jako v případě sektoru elektroenergetiky (pevnou částkou v EUR/MWh); v případě marže obchodníka rovněž doporučujeme shodný přístup, jako je 	<p>Varianta 1: Nákup reflektuje tvarování podle profilu ztrát / technologické vlastní spotřeby, přičemž v tomto případě může být základní jednotkou jak Q produkt nebo tradičně CAL, tj. pořízení FWD BL CAL nebo Q pro zajištění komodity na průměrné denní dodávky. Následuje pak spotové vyrovnání (detailněji viz připomínka výše).</p> <p>Varianta 2: Je obdobou nákupu na ztráty v případě sektoru elektroenergetiky, kdy se pokrývá jen základní baseload pásmo pořízením FWD BL CAL, Q pro zajištění komodity v celkové hodnotě podle měsíce s minimálním zatížením v roce (pro nákup BL Cal) a dále podle měsíce s minimálním zatížením v daném kvartálu (pro dokup na BL Q) a následuje spotové vyrovnání (viz připomínka výše).</p> <p>Výhodou pokrývání diagramu obecně prostřednictvím čtvrtletních produktů může být reflektování aktuálnější situace na trhu s plynem, avšak ne všechny Q produkty mohou být v čase obchodování dostupné. Z pohledu Skupiny ČEZ jsme v tomto případě indiferentní, zda budou zvoleny produkty kvartální anebo se bude vycházet z ročních pásem.</p> <p>Obecně souhlasíme s návrhem uvedeným v návrhu Metodiky na nákup v 10 tranších, a to v nejlepších nabídkových cenách (BEST ASK), nicméně dáváme ještě ke zvážení změnu z 10:30 na 13:00, kdy jsou již ceny na trhu stabilnější (ustálenější). Nicméně na této změně nijak netrváme.</p> <p>Pokud jde o náklady N zahrnující pořízení a dopravu plynu do ČR, zde by mělo být reflektováno několik skutečností. Souhlasíme s tím, že je-li vypsáno výběrové řízení na dodávku plynu na ztráty a technologickou vlastní spotřebu, je výslednou povolenou hodnotou náklad, který vzejde z tohoto výběrového řízení. Nicméně toto výběrové řízení nemusí být primárním řešením pro stanovení tohoto nákladu (výběrové řízení nemusí být vůbec organizováno), a je tak o to více zásadní, aby tento parametr v případě regulačního omezení (stanovení maximálního limitu do regulovaných cen) reflektoval případné změny a vývoj na trhu s plynem v průběhu regulačního období 2026–2030, což stanovení pevného jednotkového nákladu bez možnosti korekce v jednotlivých letech nijak neumožňuje. Navrhujeme proto náklady N, zahrnující náklady na pořízení diagramu, přepravu plynu do ČR, náklad na odchylku, náklad na riziko nákupu za vypořádací cenu (kdy vypořádací cena je v podstatě průměr nejlepších nabídkových cen za určitý časový úsek, přičemž za tuto cenu se reálně nakoupit komodita nedá; nákup se realizuje za nejlepší nabídkovou cenu, která se od závěrečné vypořádací ceny může výrazně lišit, a vzniká tak riziko, které je nutné promítnout</p>	<p>ERÚ pro stanovení ceny plynu na ztráty ponechává pouze produkt CAL pro zajištění dodávek plynu, protože čtvrtletní produkty na českém trhu nejsou příliš likvidní a některé čtvrtletní produkty v době stanovení cen na ztráty nejsou dostupné.</p>
--	--	--	--	--	--

			<p>v současnosti uplatňován v sektoru elektroenergetiky, tj. pevně danou částkou v EUR/MWh, případně % z výsledné ceny;</p> <ul style="list-style-type: none"> nákupní tranše by měly být prováděny v měně EUR bez zajištění kurzu; vypořádání měny u skutečných nákladů bude provedeno až při fakturaci, a to kurzem ČNB k poslednímu dni měsíce dodávek, čímž se eliminuje náklad na kurzové riziko; v neposlední řadě považujeme za klíčové v návrhu Metodiky otevřít rovněž otázku zohlednění povinnosti nákupu povolenek v rámci EU ETS2 pro technologickou vlastní spotřebu (ztráty jako takové by měly být osvobozeny z povinnosti vyřazení povolenek). 		<p>do N) a také přiměřenou marži obchodníka, rozdělit na jednotlivé komponenty a přistupovat k nim odlišně v závislosti na jejich povaze.</p> <p>Pokud jde tedy o náklad na pořízení a přepravu plynu do ČR, tento je silně provázán s vývojem tržních cen a tato skutečnost by měla být v regulaci zohledněna. Doporučuje se proto stanovení hodnoty nějakým vzorcem. Konkrétní návrh bude doplněn nejpozději v rámci vypořádání připomínek.</p> <p>V případě přiměřené marže obchodníka a administrativních nákladů lze naopak obdobně (jako je dnes uplatňováno v sektoru elektroenergetiky) stanovit tyto parametry jako pevnou částku v EUR/MWh, v případě marže obchodníka lze i např. jako % z ceny.</p> <p>Zároveň vnímáme absenci jedné z důležitých oblastí k dořešení v rámci návrhu Metodiky, a to mechanismus promítnutí budoucí povinnosti dodavatele plynu pořizovat a vyřazovat emisní povolenky v rámci EU ETS2 minimálně na technologickou vlastní spotřebu plynu PDS (v případě ztrát v distribuční plynárenské soustavě předpokládáme osvobození těchto dodávek od povinnosti vyřazovat povolenky). Jsme si vědomi, že na úrovni primární legislativy dosud nebyla přijata odpovídající právní úprava, která by tuto povinnost s účinností od 2027 (jak vyžaduje unijní legislativa) zavedla. Nicméně návrh Metodiky by měl alespoň umožnit takovouto změnu promítnout a co nejdříve poté, kdy budou pravidla vyřazování povolenek známa, do regulace zohlednit.</p>	
48	ČEZ – obchodníci skupiny (ČEZ Prodej, a.s. a ČEZ ESCO, a.s.)	9.2.1.1 Režim a povinnosti provozovatelů lokálních distribučních soustav v plynárenství (Parametry cenové regulace)	Navrhujeme věcně sjednotit přístup k ocenění nákladů na nákup plynu ztráty v distribučních soustavách napříč celým návrhem Metodiky.	„Princip stanovení ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu je shodný pro všechny provozovatele lokálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok. Cena dodávky plynu je stanovena jako aritmetický průměr vypořádacích nejlepších nabídkových cen (Settlement-price) (Best Ask) produktu Cal-i za 10 obchodních střed počínaje druhou středou v červnu i-1 zveřejněných na webových stránkách energetické burzy European Energy Exchange AG.“	Zatímco v ostatních částech návrhu Metodiky se vychází z nejlepší nabídkové ceny (ze strany ERÚ navrženo v čase 10:30), v případě parametrů cenové regulace pro provozovatele lokálních distribučních soustav se ve výše uvedené kapitole nesystematicky navrhuje vycházet z vypořádacích cen. Doporučujeme sjednotit a vycházet vždy z nejlepších nabídkových cen, které jsou více vypovídající.	Neakceptováno V případě provozovatelů lokálních distribučních soustav není vhodné použít nejlepší nabídkové ceny z určitého data, které nejsou veřejně dostupné. Nejlepší nabídková cena se i u provozovatelů regionálních distribučních soustav využije pouze v případě, kdy je cena stanovena na základě výběrového řízení. Vzhledem k tomu, že není provádění výběrových řízení u provozovatelů lokálních distribučních soustav předpokládáno, využívá se pro stanovení ceny plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu vypořádací cena.

49	ČEZ – obchodníci skupiny (ČEZ Prodej, a.s. a ČEZ ESCO, a.s.)	12.1 Cena za činnost povinně vykupujícího	Doporučujeme do návrhu Metodiky přesněji vymezit výpočet vícenákladů na odchylky.	„Skutečné vícenáklady na odchylky jsou vypočítány stejně jako v V. RO pro každou ze tří skupin obnovitelných zdrojů – fotovoltaických elektráren, větrných elektráren a ostatních obnovitelných zdrojů energie. Nově bude pro výpočet plánovaných vícenákladů na odchylky zohledněn přepočet na základě plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupeného povinně vykupujícím v jednotlivých skupinách obnovitelných zdrojů místo současného postupu zohlednění instalovaného výkonu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen. Výpočet vícenákladů bude vycházet z predikce vytvořené před uzavírkou organizovaného denního trhu s elektřinou den před výkupem zdrojů (D-1). “	Doporučujeme v rámci návrhu Metodiky zpřesnit, z čeho se při stanovení vícenákladů na odchylky vychází. Uvedené je klíčové zejména ve vazbě na přechod nejen na čtvrt hodinovou obchodní a zúčtovací periodu, ale zejména i v souvislosti s přechodem na čtvrt hodinový zelený bonus, bude-li přijat tzv. Lex OZE III, kterým se mění v této části zákon č. 165/2012 Sb., o podporovaných zdrojích energie a o změně některých zákonů.	Akceptováno
50	ČEZ – obchodníci skupiny (ČEZ Prodej, a.s. a ČEZ ESCO, a.s.)	14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice	Navrhujeme, aby maximální cena stálého měsíčního platu dodavatele poslední instance vycházela nikoli z váženého průměru produktů jednotlivých obchodníků s elektřinou zajišťujících dodávku poslední instance, ale aby byla stanovena jako nejvyšší ze stálých měsíčních platů hlavních produktů s dynamickým určením ceny obchodníků s elektřinou zajišťujících dodávku poslední instance (kdy za hlavní produkt se považuje ten, který využívá nejvíce zákazníků).	„Maximální cena stálého měsíčního platu se stanoví jako vážený průměr z benchmarku nejvyšší z uplatňovaných stálých měsíčních platů aktuálně nabízených veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny s největším počtem zákazníků u každého z každého z obchodníků s elektřinou, kteří rovněž zajišťují činnost dodavatele poslední instance. Váhou produktu ve váženém průměru je počet odběrných míst dodavatele zveřejněný na webových stránkách operátora trhu s elektřinou za září roku i-1. V případě, že dodavatel aktuálně nabízí více veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny je vstupem do výpočtu váženého průměru za tohoto dodavatele hodnota aritmetického průměru cen stálého měsíčního platu za jednotlivé aktuálně nabízené veřejné tržní produkty na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny. “ Nebo variantně: „Maximální cena stálého měsíčního platu se stanoví jako vážený průměr z benchmarku nejvyšší z uplatňovaných stálých měsíčních platů aktuálně nabízených veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny každého z obchodníků s elektřinou, kteří rovněž zajišťují činnost dodavatele poslední instance. Váhou produktu ve váženém průměru je počet odběrných míst dodavatele zveřejněný na webových stránkách operátora trhu s elektřinou za září roku i-1. V případě, že dodavatel aktuálně nabízí více veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny, je vstupem do výpočtu váženého průměru stanovení maximální ceny stálého měsíčního platu za tohoto dodavatele hodnota aritmetického průměru cen stálého měsíčního platu za jednotlivé aktuálně nabízené	Rozumíme návrhu předloženému ze strany ERÚ, nicméně považujeme takový přístup za nešťastný, protože povede k situaci, kdy tržní produkty jednoho konkrétního dodavatele budou dražší než cena dodavatele poslední instance, přestože legitimně odráží náklady tohoto dodavatele. Důsledkem by mohly být cílené žádosti zákazníků o dodávku poslední instance (pokud zákazník splní podmínky pro takovou dodávku). Navrhujeme proto nastavit tento strop na ceny dodavatele poslední instance, jehož tržní produkty s dynamickým určením cen jsou nejvyšší.	Neakceptováno Regulace ceny dodavatele poslední instance je stanovena na principu benchmarku odpovídajících tržních produktů, navýšených o prokazatelně navýšené náklady na zajišťování dodávky poslední instance v porovnání s odpovídajícím tržním produktem. Akceptací této připomínky by byl tento základní princip popřen.

				veřejné tržní produkty na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny stálý měsíční plat aktuálně nabízeného veřejného tržního produktu na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny s největším počtem zákazníků.		
51	ČVUT, Doc. Vašíček	2.9	V kap. 2.9. metodika navrhuje zohlednit dotace dle budoucí (!?) novely zákona o účetnictví v ČR. Princip spočívající v odepisování celkové hodnoty aktiv do nákladů spolu s časovým rozlišováním dotace do výnosů je zcela v souladu s jednou z metod, doporučovaných pro tyto případy v IFRS (viz standard IAS 20 v čl. 26). Návrh metodiky regulace navrhuje jeho aplikaci až do nového regulačního období od 1.1.2026 – viz bod c) kap.2.9 . a podmiňuje ji schválením novely zákona o účetnictví. Navrhuji aplikovat tento princip včetně uznání odpisů dotovaných aktiv do oprávněných nákladů od počátku VI. Regulačního období bez vazby na zatím nepřijatou novelu účetního zákona s nejasným obsahem a nejasnou platností, tedy	<p>a) nevázat zohlednění dotací na novelu zákon o účetnictví, ale uplatnit ji (po dohodě s regulovanými subjekty) dříve, a to již od počátku VI. regulačního období, tedy</p> <p>b) metodu uplatnit již pro investice, dokončené i před navrhovaným datem (např. v r. 2024 a 2025). Důvodem je mj. to, že i tato aktiva bude potřeba časem obnovit, a proto i tyto odpisy by měly být součástí oprávněných nákladů a RAB.</p>	<p>Období 20 let (popř. kratší dle životnosti aktiva) pro časové rozlišování dotací lze sice pro elektrické sítě stanovit generálně, přestože principy IFRS hovoří o době životnosti stanovené po odepisování. Osobně nepředpokládám, že v účetní novele bude stanovena nějaká paušální doba odepisování pro všechna dotovaná aktiva v celé ČR, nicméně ERÚ by takovou dobu odpisování mohl pro regulované subjekty (distribuce a přenos) stanovit.</p> <p>Důsledkem současných pravidel účetního odepisování dotovaných aktiv je mj. i to, že u energetických investic prostředky, promítnuté do uznatelných výnosů tvořené ve výši historických odpisů nestačí ani na jejich prostou obnovu. Kumulovaný index cen stavebních prací (rok 2015=100) je dle údajů ČSÚ asi 146,5 %, tedy jen za uplynulých 10 let do roku 2024 ceny stavebních prací vzrostly prakticky o 50 %. Ačkoliv by z tohoto důvodu bylo namístě uvažovat o zrealnění základny pro stanovení odpisů podobně jako to proběhlo při unbundlingu v r. 2005, toto (jednorázové) přecenění nedoporučuji. Přeměna distribučních společností ale není na pořadu dne, takže účetní odpisy ani ocenění dosavadních aktiv se zřejmě nezmění. Případné změny v ocenění aktiv je nutno citlivě zvažovat tak, aby nedošlo ke skokové změně RAB i oprávněných nákladů, promítaných do regulovaných cen (viz závěr kap. 3.1.4.)</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>S ohledem na skutečnost, že motivační schéma pro využití investičních dotací při výkonu licence deklarované pro V. regulační období garantovalo regulovanému subjektu vyšší výnosnost při čerpání dotace, než je garantována schématem navrhovaným pro VI. regulační období, nelze nové schéma uplatnit zpětně bez faktického negativního retrospektivního zásahu do principu, který byl regulovaným subjektem očekáván jako platný pro V. regulační období.</p>
52	ČVUT, Doc. Vašíček	3.1.4		c) Kap. 3.1.4. Počáteční hodnota RAB (výchozí hodnota RAB₀, měla navazovat na hodnotu RAB ke konci předchozí regulační periody (rok 2025, nikoli roku 2024) tak, aby byla zachována zejména kontinuita hodnot. Nemělo by tak dojít ke skokovým změnám v RAB a/nebo v oprávněných nákladech a následně v regulovaných cenách.		<p>Akceptováno</p>

53	ČVUT, Doc. Vašíček	4.1.1.		<p>d) Kap. 4.1.1. má chybný název „cena za rezervovanou kapacitu přenosové soustavy“, neboť to není kapacita, ale výkon v MW – viz např. v textu na konci téže kapitoly, kde se tato tzv. kapacita stanovuje správně jako průměr bilančních sald výkonů na rozhraní PS a DS.</p> <p>Stejná nepřesnost se opakuje i v dalším textu metodiky – viz např. kapitola 5.2., kdy zákazníci si ve skutečnosti nerezervují žádnou kapacitu sítě, ale. příkon, odebíraný z distribuční soustavy, resp. v žádosti o připojení zdroje je to jeho dodávaný výkon. U zákazníků s podrobnějším měřením se také neměří žádná kapacita, ale jejich maximální odebíraný výkon, resp. příkon, popř. při průběhovém měření diagram odebíraného výkonu, nikoli odebírané kapacity.</p>	<p>Pojem kapacita má svoji logiku spíše v plynárenství, nikoli u výkonů/příkonů dodávek /odběrů v elektrické síti. V metodice doporučuji používat správné pojmy se správným významem a ne hantýrku, přebíranou v některých médiích neodborným překladem z angličtiny.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Jedná se o použití ustáleného názvu ceny, způsob účtování ceny za rezervovanou kapacitu je definován v cenových rozhodnutích.</p> <p>V připravované změně tarifní struktury, jejíž účinnost je odložena na 01.01.2027, bude cena za rezervovanou kapacitu nahrazena kombinací cen za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon.</p>
54	Elektroenergetické datové centrum, a. s.	11.4. Motivační regulace datového centra	<p>Pro EDC, a.s. jako provozovatele činnosti datového centra není stanovena motivační regulace. Je vhodné i pro EDC, a.s. motivační regulaci zavést</p>	<p>Přidat do metodiky novou kapitolu 11.4. jejíž znění je v příloženém souboru. Následující kapitoly příslušně přečíslovat.</p> <p>11.4. Motivační regulace datového centra</p> <p>Pro úspěšné dosažení cílů v VI. regulačním období je integrována motivační regulace ve formě nastavení programů a jejich ukazatelů dosažení. Motivační program definuje bonus výnosnosti ve výši bonusu v hodnotě 1 p. b. dle bodu 2.10, aplikovaný na základní kapitál společnosti. Splněním parametrů jednotlivých programů na základě plánovaných hodnot je daný bonus v regulaci přiznán formou ex ante pro příslušný rok i regulačního období. K vyhodnocení splnění a případné úpravě bonusu dochází o dva roky později na základě skutečných hodnot.</p> <p>Každý motivační program má při vyhodnocení bonusu stanovenou váhu, jakou se podílí na výsledném přiznání výše bonusu – podíl KPI na celkovém bonusu.</p> <p>V motivačním programu je stanovený ukazatel, který je faktorem pro vyhodnocení splnění daného programu.</p>	<p>EDC, a.s. jako regulovaný subjekt vykonává činnost datového centra dle EZ. S rostoucí digitalizací elektroenergetiky porostou nároky na rozsah poskytovaných služeb, objem dat, které bude EDC zpracovávat a nároky na kybernetickou bezpečnost systému EDC. Všechny tyto rozvojové činnosti budou vyžadovat zvýšené investice ze strany EDC, proto navrhuje, aby EDC bylo motivováno k těmto investicím prostřednictvím motivační regulace.</p>	<p>Akceptováno</p>
55	Elektroenergetické datové centrum, a. s.	11.4.1. Kybernetická bezpečnost	<p>Pro EDC, a.s. jako provozovatele činnosti datového centra není stanovena motivační regulace. Je vhodné i pro EDC, a.s. motivační regulaci zavést</p>	<p>11.4.1. Kybernetická bezpečnost</p> <p>Činnosti datového centra lze beze všech pochybností označit za důležité pro většinu účastníků trhu. Výkon povinností společnosti EDC jako držitele licence na činnosti datového centra je úzce propojen s provozem informačních systémů, datovými toky a výměnou informací mezi jednotlivými účastníky trhu. Nastavením tohoto motivačního programu je zajištění cílené podpory posilování kybernetické a IT bezpečnosti,</p>	<p>EDC, a.s. jako regulovaný subjekt vykonává činnost datového centra dle EZ. S rostoucí digitalizací elektroenergetiky porostou nároky na rozsah poskytovaných služeb, objem dat, které bude EDC zpracovávat a nároky na kybernetickou bezpečnost systému EDC. Všechny tyto rozvojové činnosti budou vyžadovat zvýšené investice ze strany EDC, proto navrhuje, aby EDC bylo motivováno k těmto investicím prostřednictvím motivační regulace.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Do roku 2026 bude váha tohoto KPI 100 %, od roku 2027 bude váha tohoto KPI 50 %.</p>

				<p>k zabezpečení priorit pro ochranu účastníků trhu před nebezpečnými útoky a plánovaných zvýšených nároků na společnosti ze strany budoucí legislativy v oblasti kybernetické bezpečnosti tak, aby zajistily své systémy a procesy interní kontroly.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Pravidelné inovace systému datového centra především v oblasti agregace flexibility a síťového semaforu musí splňovat požadavky na zajištění bezpečnosti. • Bonusový program bude uplatněn v oblasti elektroenergetiky. <p>Z pohledu zákazníka je klíčový bezproblémový provoz informačního systému EDC, úzké propojení s provozem, datové toky a výměna informací s ostatními účastníky trhu, zabezpečení kybernetické bezpečnosti, GDPR dat. Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel stanovený ve vazbě na kompletní nedostupnost systému EDC způsobenou kybernetickými útoky kumulovaně za období jednoho kalendářního roku nepřekročí stanovenou časově definovanou referenční hodnotu. Referenční hodnota stanovená dle standardů na 48 hodin za kalendářní rok v trvání maximálně 16 hodin v jednom případě. Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele plněna v rozsahu definovaného ukazatele bude přiznán regulovanému subjektu v oblasti elektroenergetiky bonus ve výši 1 p. b. * 0,50 (váha 50 %).</p> <p>Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.</p>		
56	Elektroenergetické datové centrum, a. s.	11.4.2. Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření	<p>Pro EDC, a.s. jako provozovatele činnosti datového centra není stanovena motivační regulace. Je vhodné i pro EDC, a.s. motivační regulaci zavést</p>	<p>11.4.2. Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření</p> <p>Metodika cenové regulace nastavením tohoto motivačního programu sleduje cíl, aby datové centrum díky své centrální roli zpracovatele dat pro účastníky trhu aktivně reagovalo na měnící se situaci na trhu a přizpůsobovalo své systémy a v tomto případě reagovalo na legislativní povinnost provozovatelů distribučních soustav osazovat určená odběrná místa průběhovými měřidly.</p> <p>Zabezpečení činností v požadovaném rozsahu souvisejících s nárůstem implementace průběhového měření, tedy nárůstem komunikace mezi dotčenými subjekty, tzn. tlak na posílení infrastruktury, SW podpory a souvisejících procesů. Bonusový program bude uplatněn v oblasti elektroenergetiky.</p>	<p>EDC, a.s. jako regulovaný subjekt vykonává činnost datového centra dle EZ. S rostoucí digitalizací elektroenergetiky porostou nároky na rozsah poskytovaných služeb, objem dat, které bude EDC zpracovávat a nároky na kybernetickou bezpečnost systému EDC. Všechny tyto rozvojové činnosti budou vyžadovat zvýšené investice ze strany EDC, proto navrhuje, aby EDC bylo motivováno k těmto investicím prostřednictvím motivační regulace.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Do roku 2026 bude váha tohoto KPI 0 %, od roku 2027 bude váha tohoto KPI 50 %.</p>

				<p>Zpracování dat z průběhových měření je přínosem pro všechny účastníky trhu. Zvýšený význam má v souvislosti s rozvojem decentralních zdrojů a se zavedením komunitního sdílení.</p> <p>Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel, stanovený jako podíl počtu průběhových měření zpracovaných v EDC na celkovém počtu odběrných míst. Odběrné místo je definováno podle adresy odběrného místa, kdy spotřební a výrobní EAN na stejné adrese a se stejným majitelem je posuzováno jako jedno odběrné místo.</p> <p>Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele podíl počtu odběrných míst s průběhovým měřením na celkovém počtu odběrných míst pro regulovaný rok i vyšší nebo rovna hodnotě 0,9 * hodnota ukazatele v tabulce níže, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. * 0,25 (váha 25 %).</p> <p>Tabulka XX KPI č. X datového centra</p> <table><tr><td>Ukazatel</td><td>2026</td><td>2027</td></tr><tr><td>Podíl</td><td>16,92 %</td><td>21,47 %</td></tr></table> <p>Zdroj: ERÚ</p> <p>Oprávněnost tohoto bonusu bude s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována dle skutečně dosažených hodnot příslušných ukazatelů včetně zohlednění časové hodnoty peněz.</p>	Ukazatel	2026	2027	Podíl	16,92 %	21,47 %		
Ukazatel	2026	2027										
Podíl	16,92 %	21,47 %										
57	Elektroenergetické datové centrum, a. s.	11.4.3. Rozvoj LOT II	<p>Pro EDC, a.s. jako provozovatele činnosti datového centra není stanovena motivační regulace. Je vhodné i pro EDC, a.s. motivační regulaci zavést</p>	<p>11.4.3. Rozvoj LOT II</p> <p>Činnost datového centra bude rozvíjena do nových oblastí dle požadavků účastníků trhu, či připravovanými legislativními změnami ze strany Evropské komise či národní legislativy. Dle dostupných informací by se činnost datového centra měla rozvíjet především v těchto oblastech:</p> <ul style="list-style-type: none">• Zúčtování odchylek• SVR• Redispečing• Nefrekvenční PpS• Příprava provozuU/Q• Dynamické tarify <p>Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel, stanovený jako počet implementovaných výše uvedených funkcionalit, za každou implementovanou funkcionalitu bude přiznán regulovanému subjektu v oblasti elektroenergetiky bonus ve výši 1/n*1 p. b. * 0,25, kde n je počet zamýšlených funkcionalit.</p>	<p>EDC, a.s. jako regulovaný subjekt vykonává činnost datového centra dle EZ. S rostoucí digitalizací elektroenergetiky porostou nároky na rozsah poskytovaných služeb, objem dat, které bude EDC zpracovávat a nároky na kybernetickou bezpečnost systému EDC. Všechny tyto rozvojové činnosti budou vyžadovat zvýšené investice ze strany EDC, proto navrhuje, aby EDC bylo motivováno k těmto investicím prostřednictvím motivační regulace.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Navrhovaný motivační program nemá přesné obsahové vymezení, není popsáno, z čeho vychází zmíněné funkcionality a jejich provozování ze strany EDC, není jasné, v jakém rozsahu musí dané funkcionality provozovat, proč např. má EDC řešit zúčtování odchylek, které řeší ze zákona operátor trhu apod.</p>						

58	EG.D, a.s.	Obecná připomínka	<p>Obecná připomínka k Certifikované metodě hodnocení efektivnosti investic (dále Certifikovaná metodika) – příloha návrhu Metodiky cenové regulace pro regulační období 2026-2030 – odkaz v kap.2.6 . Investiční výhled pro VI. regulační období</p> <p>Připomínková oblast</p> <p>„2.6. Investiční výhled pro VI. regulační období</p> <p>(...) Aby byla zajištěna efektivita vynaložených investic regulovaných subjektů, Úřad bude ověřovat účelnost investic za pomoci certifikovaných metodik hodnocení efektivnosti investic v elektroenergetice a v plynárenství, které byly zpracovány během vědecko-výzkumného programu Technologické agentury ČR.</p> <p>Certifikovaná metodika hodnocení efektivnosti investic v elektroenergetice je přínosem především v získání kontinuálního detailnějšího přehledu nad investicemi v elektrizační soustavě v průběhu celého souvisejícího procesu investice (počínaje plánem, přes hodnocení a vykazování, po sledování realizace investice). Klíčové ukazatele obnovy a rozvoje poskytnou prostředek pro sledování stavu elektrizační soustavy, a to ve větším rozsahu, než v jakém byly ukazatele dostupné a využitelné v předchozích regulačních obdobích. Certifikovaná metodika není přínosem jen pro Úřad, ale rovněž regulované subjekty ocení především vyšší transparentnost a předvídatelnost v postupech hodnocení investic z pohledu uplatnění regulace cen ex ante. Sledování klíčových ukazatelů obnovy a rozvoje sítě a analýzy nákladů a přínosů zásadních investic je východiskem ke zdůvodněným a efektivním</p>	Navrhujeme zvážit odložení účinnosti této metodiky od VII.RO	Regulované subjekty, jakožto řádní hospodáři, jsou již z podstaty udržitelnosti podnikání a zajištění bezpečnosti dodávky nuceny investovat do svých aktiv dlouhodobě efektivně. Naplnění všech požadavků Certifikované metodiky hodnocení efektivnosti investic by tak pro ně bylo jen další administrativní zátěží spojenou se zvýšenými náklady a časovou pracností zejména z pohledu nového nastavení systémů pro vykazování všech nových příznaků jednotlivých investičních akcí. Zároveň je potřeba zdůraznit časový nesoulad mezi účinností nové Metodiky cenové regulace a účinností Vyhlášky o regulačním výkaznictví, jejíž novela bude k dispozici nejdříve v polovině roku 2025 a regulované subjekty tak nebudou mít dostatek času svoje systémy připravit na vykazování investičních akcí dle požadavků Certifikované metodiky.	<p>Neakceptováno</p> <p>Součástí Metodiky cenové regulace jsou zároveň dílčí metodiky - certifikovaná metodika hodnocení efektivnosti investic v elektroenergetice a plynárenství. Certifikované metodiky zpracovávají poznatky z vědecko-výzkumného programu Technologické agentury ČR a jejich přínos spočívá především v získání kontinuálního přehledu nad investicemi v elektroenergetice a plynárenství. Metodiky tedy do rukou ERÚ svěřují nástroj, který umožní provádět kontinuální posouzení efektivnosti investiční aktivity provozovatelů soustav v průběhu VI. regulačního období. Obecná povinnost statutárního orgánu, péče řádného hospodáře, neznamená totéž jako hodnocení efektivnosti investic z pohledu dohledového orgánu, kterým je ERÚ. Vzhledem k plánované investiční aktivitě v průběhu VI. regulačního období považuje ERÚ tento nástroj za stěžejní.</p>
----	------------	-------------------	---	--	---	--

		<p>investicím, tedy přínosem pro zákazníka.</p> <p>Metodika je tvořena multikriteriálním hodnocením investic prostřednictvím 21 ukazatelů obnovy a rozvoje elektrizační soustavy, rozšířeným vykazováním investic regulovanými subjekty, základním rámcem pro tvorbu plánu rozvoje distribuční soustavy předkládaným provozovatelem distribuční soustavy Úřadu, rámcem pro rozšířené hodnocení ekonomické efektivity vybraných investic a stanovením ocenění přerušení distribuce pro potřeby takového hodnocení.</p> <p>Metodika tedy svým pojetím umožňuje primárně automatické vyhodnocení investic v závislosti na účelu investice a plnění konkrétních výkonnostních ukazatelů investice. Zároveň však umožňuje Úřadu provádět rozšířené hodnocení pro zdůvodnění efektivity vybrané investice tam, kde si to Úřad vyžádá. V takovém případě je předkladatel povinen seznámit Úřad se základním popisem investičního záměru s předložením různých investičních variant, kdy bude variantně provedena identifikace nákladů a přínosů investičních variant, citlivostní analýzy a komplexní analýzy rizika a zhodnocení alternativ.</p> <p>Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic v plynárenství je nástrojem, který umožní Úřadu efektivnější výkon regulace v oblasti investic a investičních plánů. Metodika je navržena jako souhrn nástrojů pro výkon regulace v oblasti investic v plynárenství. Metodika zahrnuje kategorizaci a definice jednotlivých typů investic, zásady a způsoby hodnocení i plánování investic, vykazování investic a investičních plánů a popis procesů spojených s hodnocením a plánováním investic. Certifikovaná metodika</p>			
--	--	--	--	--	--

			<p>hodnocení efektivity investic představuje transparentní popis hodnocení budoucích investic v plynárenství a dává Úřadu možnost detailně posoudit efektivitu vybraných investic. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, který je součástí certifikované metodiky, je aktualizován na základě stávajících podmínek v sektoru distribuce plynu.</p> <p>Certifikované metodiky hodnocení efektivity investic jsou zveřejněny na internetových stránkách Úřadu a tvoří přílohy Metodiky cenové regulace pro VI. RO.</p> <p>Úřad bude ověřovat účelnost investic za pomoci certifikovaných metodik hodnocení efektivity investic v elektroenergetice a v plynárenství, které byly zpracovány během vědecko-výzkumného programu Technologické agentury ČR. (...)“</p>																										
59	EG.D, a.s.	5.3.1 Podpora robustnosti distribuční soustavy	<p>V kapitole „5.3.1 Podpora robustnosti distribuční soustavy“ žádáme snížit hodnoty v tabulce 17 „KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice“.</p> <p>Tabulka 17 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice</p> <table><tr><th>Ukazatel</th><th></th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th></tr><tr><td>EG.D</td><td>Podíl</td><td>180 %</td><td>175 %</td><td>175 %</td><td>175 %</td></tr></table> <p>Zdroj: ERÚ</p> <p>Tabulka 17 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v elektroenergetice</p> <table><tr><th>Ukazatel</th><th></th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th></tr><tr><td>EG.D</td><td>Podíl</td><td>130 %</td><td>130 %</td><td>130 %</td><td>130 %</td></tr></table> <p>Zdroj: ERÚ</p>	Ukazatel		2026	2027	2028	2029	EG.D	Podíl	180 %	175 %	175 %	175 %	Ukazatel		2026	2027	2028	2029	EG.D	Podíl	130 %	130 %	130 %	130 %	Navrhujeme cílové hodnoty KPI pro provozovatele distribučních soustav v elektroenergetice nastavit s ohledem na rovný přístup na 130%, což motivuje k investování nad hodnotu odpisů, zohledňuje inflační nárůst z posledních let, energetickou transformací a dopadá shodně na provozovatele distribučních soustav v elektroenergetice.	<p>Neakceptováno</p> <p>Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciozní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu.</p> <p>Ponížení KPI na v připomínce navrhovanou úroveň by znamenalo, že KPI by ztratilo motivační charakter. K jeho splnění by docházelo i přirozenou obnovou majetku, bez investic, které se dají charakterizovat typickými znaky uvedenými v kapitole 5.3.1. sloužícími k cílům v souvislosti s posilováním robustnosti distribuční soustavy. ERÚ zastává názor, že motivační regulace má být nastavena tak, aby provozovatel distribuční soustavy musel vyvinout dodatečné úsilí pro splnění KPI.</p>
Ukazatel		2026	2027	2028	2029																								
EG.D	Podíl	180 %	175 %	175 %	175 %																								
Ukazatel		2026	2027	2028	2029																								
EG.D	Podíl	130 %	130 %	130 %	130 %																								

60	EG.D, a.s.	Obecná připomínka	<p>Navrhovaný postup stanovení plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách může generovat značné korekční faktory s dopady do cash flow regulovaných společností a následně regulovaných cen.</p> <p>Jde o ocenění vícenákladů na odchylky ztrát jednotkovými vícenáklady na odchylky roku i-2, kdy pak skutečné vícenáklady mohou být dramaticky jiné. Bylo by vhodné nevycházet pouze ze skutečných vícenákladů na odchylky, ale i případně zohlednit realitu na trhu v době stanovení plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát.</p>			<p>Částečně akceptováno</p> <p>Primárním zdrojem ocenění vícenákladů odchylky ztrát bude poslední známá skutečnost. Pokud bude existovat důvodný předpoklad, že historická cena nebude odpovídat ceně budoucí, vzhledem k zakomponovanému prvku metodiky, korekčnímu faktoru, může být náhradním způsobem stanovena expertní hodnota jiným způsobem, než převzetím cen dle poslední známé skutečnosti.</p>
61	EG.D, a.s.	8.1.1 Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu Povolené ztráty - plyn	<p>V kapitole „8.1.1. Povoleno množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu“ požadujeme změnit text následujícím způsobem:</p>	<p>Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy stanoví individuálně jako součin plánovaného distribuovaného množství plynu a normativu ztrát. Normativ ztrát bude stanoven pro každý regulovaný rok na základě údajů o skutečných ztrátách evidovaných Operátorem trhu a skutečného distribuovaného množství z posledních tří let (tzn. pro první rok VI. RO bude normativ stanoven z poměru celkového množství ztrát za roky 2021 až 2023 a celkového distribuovaného množství za roky 2021 až 2023). Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu stanoví na základě regulačních výkazů jako klouzavý aritmetický průměr skutečného množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu za poslední tři vykázané roky. Pro první rok regulačního období se aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023. <u>fixně na celé VI. RO. Hodnota bude kalkulována jako 5-ti letý průměr poměru skutečných ztrát ke skutečně distribuovanému množství za roky 2019 – 2023. Hodnoty skutečných ztrát let budou stanoveny na základě výkazů distributora (22BR).</u></p>	<p>Pro výpočet normativu ztrát považujeme časové období 3 let dle návrhu ERU za nedostatečně dlouhé zejména vzhledem k povaze odečtů zákazníků MODOM, kdy vždy první a poslední rok počítaného průměru je zatížen velkou statistickou chybou. Navrhujeme použití alespoň 5-letého průměru, což pak výše zmíněnou statistickou chybu výrazně koriguje. Normativ ztrát by měl být fixní na celou RP tak, aby zůstala zachována jeho motivační funkce.</p> <p>Hodnota skutečných ztrát za roky 2019-2023 by měla vycházet z dat výkazů distributora (22-BR), neboť data OTE nejsou k tomuto účelu plně relevantní, mají krátkou historii a neobsahují všechna data, která jsou zachycena v systému distributora. Pokud by byla započtena data pouze v systému OTE, tzn. data, která může PDS reklamovat (opravovat) v souladu s obchodními podmínkami OTE pouze do 3 měsíců po skončení měsíce, jehož se týká reklamace, a nebyla by tedy již využita data PDS uvedené ve výkazu č. 22-BR, tj. skutečná data PDS, která jsou v souladu se zákonem č. 235/2004 Sb., o dani z přidané hodnoty (tj. skutečná data, která byla opravena v období 3 let), pak by došlo ke zkrácení práv PDS předložit ERÚ podklady ke skutečně ekonomicky uznatelným nákladům na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje pro stanovení normativu ztrát využití známých dat z posledních pěti let před zahájením regulovaného roku, která provozovatelé distribučních soustav předkládají ERÚ v regulačních výkazech 22-BR. Nebudou se tak pro stanovení normativu využívat data OTE, jejichž historie je krátká. Data OTE však budou sloužit k ověřování vykazovaných hodnot ve výkaze 22-BR s cílem vyššího využití dat OTE pro následující regulační období.</p> <p>ERÚ neakceptuje požadavek na stanovení fixního normativu ztrát na celé regulační období, především z důvodu očekávaného snižování množství ztrát v důsledku schváleného evropského nařízení o snižování emisí metanu. Použitím klouzavého průměru se efekt snižujících se ztrát rychleji projeví ve prospěch zákazníků, na druhou stranu použití pětiletého průměru pro stanovení normativu ztrát zachovává motivaci pro provozovatele distribučních soustav pro snižování ztrát.</p>
62	EG.D, a.s.	8.4.3 Investice za účelem snižování ztrát plynu v sítích Motivační regulace - plyn	<p>V kapitole „8.4.3. Investice za účelem snižování ztrát plynu v sítích“ požadujeme doplnit následující text:</p>	<p>Pokud dojde k nesplnění hodnoty KPI v případě časového posunu jednotlivé investiční akce překračující 15% celkových plánovaných investičních výdajů, pak na žádost regulovaného subjektu ERÚ tuto situaci adekvátně zohlední ve vyhodnocení plnění KPI za 2 po sobě jdoucí roky.</p>	<p>Pokud společnost plánuje realizovat velké rozvojové akce (v poměru k celkovému ročnímu objemu investic), může dojít k nesouladu mezi plánovanou a skutečnou realizací z pohledu konkrétního roku realizace a tím k ohrožení splnění KPI v konkrétním roce. Vzhledem k složitosti přípravy takto velkých investičních akcí, majetko-právní projednání, věcná břemena, výběrová řízení na zhotovitele a případná odvolávání, existuje vysoká pravděpodobnost zdržení těchto akcí vůči plánu. Tuto</p>	<p>Akceptováno</p>

					skutečnost nemůže regulovaná společnost ovlivnit a měla by být ošetřena ve vyhodnocení KPI.	
63	EG.D, a.s.	14.2.4.1 Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení – parametry výpočtu	V kapitole 14.2.4.1. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, odstavec 3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení“ navrhujeme následující úpravu textu:	c) míra inflace 2,0%, stanovena ve výši dlouhodobého inflačního cíle ČNB, <u>stanovena jako aritmetický průměr měsíčních hodnot míry inflace vyjádřené přírůstkem průměrného ročního indexu spotřebitelských cen, zveřejněných Českým statistickým úřadem, za určené období.</u>	Je žádoucí odstranit rozpor ve stanovení míry inflace mezi Metodikou cenové regulace (pevně 2%) a Certifikovanou metodikou hodnocení efektivnosti investic v plynárenství (aritmetický průměr)	Částečně akceptováno Uvedený nesoulad vznikl z důvodu, že metodika hodnocení efektivnosti investic vznikla již v roce 2021 a nereflexuje tak aktuální situaci v plynárenství. Toho si je ERÚ vědom, proto již v návrhu Metodiky cenové regulace na VI. regulační období v kapitole 2.6. uvedl: „ <i>Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, který je součástí certifikované metodiky, je aktualizován na základě stávajících podmínek v sektoru distribuce plynu.</i> “ Na základě této připomínky dojde k upřesnění metodiky tak, aby byl přístup k této oblasti jednoznačný.
64	EG.D, a.s.	14.2.4.1 Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení – parametry výpočtu	V kapitole „14.2.4.1. Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, odstavec 3. Parametry výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení“ navrhujeme následující úpravu textu:	d) doba návratnosti investice je 20 let <u>25 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 přepravní nebo distribuční soustavy. Vzhledem k tomu, že tento způsob hodnocení je navržen pro investice se zachováním technologické úrovně, nesmí doba návratnosti přesáhnout počet let zbývajících do roku, ve kterém bude ukončena spotřeba zemního plynu v energetice. V případě investice do plynárenské infrastruktury s navýšením technologické úrovně, která umožní provozovat infrastrukturu v delším časovém horizontu než investice do zemního plynu, který není v souladu s dekarbonizačními cíli, navrhujeme stanovit dobu návratnosti minimálně na 30 let.</u>	Je žádoucí odstranit rozpor v určené době návratnosti investice mezi Metodikou cenové regulace (20 let) a Certifikovanou metodikou hodnocení efektivnosti investic v plynárenství (25 let při zachování technické úrovně / 30 let při zvýšení technické úrovně)	Částečně akceptováno Uvedený nesoulad vznikl z důvodu, že metodika hodnocení efektivnosti investic vznikla již v roce 2021 a nereflexuje tak aktuální situaci v plynárenství. Toho si je ERÚ vědom, proto již v návrhu Metodiky cenové regulace na VI. regulační období v kapitole 2.6. uvedl: „ <i>Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, který je součástí certifikované metodiky, je aktualizován na základě stávajících podmínek v sektoru distribuce plynu.</i> “ Na základě této připomínky dojde k upřesnění metodiky tak, aby byl přístup k této oblasti jednoznačný.
65	EG.D, a.s.	8.1.2 Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu	V kapitole „8.1.2. Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu“ požadujeme následující změnu textu:	Princip stanovení ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu je shodný pro všechny provozovatele regionálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok podle vývoje příslušné referenční ceny na energetické burze THE . EEX CZ VTP . Součástí ceny jsou také náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži. Pro přepočet ceny na české koruny bude zohledněn aktuální směnný kurz EUR/CZK vyhlášený ČNB.	Navrhujeme navázat ceny na český trh. Pokud bude ERÚ trvat na trhu THE, pak ale navrhujeme v dalších kapitolách lépe tržně uchopit náklad na přepravu plynu do ČR.	Akceptováno

66	EG.D, a.s.	14.2.2 Postup stanovení služby distribuční soustavy	V kapitole „14.2.2 Postup stanovení služby distribuční soustavy“ navrhujeme následující změnu textu:	N [EUR/MWh] jsou náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži; náklady N jsou stanoveny ve výši vycházející z uskutečněného výběrového řízení na dodavatele plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu; v případě, že výběrové řízení nebude úspěšné, jsou stanoveny ve výši 2,4 EUR/MWh	Navrhujeme obecně změnit přístup stanovení ceny plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu a přiblížit ho elektřině. V případě elektřiny byla vedena s předstihem řádná diskuse napříč účastníky trhu a model tedy lépe vystihuje aktuální postoj angažovaných subjektů a je dle nás aplikovatelný i pro plyn. Navrhujeme i v případě plynu aplikovat jako primární zdroj ceny cenu stanovenou dle principů uvedených v Metodice analogicky jako v případě elektřiny a nevyužívat pro stanovení plynu výběrové řízení. Máme za to, že k nutnosti využít v minulosti aukci vedlo to, že byla netržně stanovená přírážka (v minulosti 2, nyní 2,4 €/MWh). Netržní přístup se stanovením přírážky 2,4 EUR/MWh nijak neřeší, navrhujeme proto nahradit tento postup přístupem v elektřině, mj. protože není pokryta situace, kdy se nezdaří výběrové řízení a žádný dodavatel nebude ochoten akceptovat ztrátového zákazníka při vyšších nákladech. Hodnota 2,4 € řádově neodpovídá hodnotám již proběhlých aukcí, jen samotný náklad na přepravu plynu může vyčerpat celou hodnotu tohoto paušálu.	Neakceptováno Vzhledem k problematičnosti stanovování fixních přírážek na celé regulační období je pro VI. regulační období pro stanovení nákladů na plyn na ztráty preferována varianta uskutečnit výběrové řízení na dodavatele plynu na ztráty, což ERÚ považuje za transparentní a tržní přístup vedoucí k nejnižší možné ceně plynu na ztráty, která se promítá do regulovaných cen pro zákazníky. Zkušenosti z posledních let ukazují, že v případě zajištění dodavatele plynu na ztráty je forma výběrového řízení proveditelná. Pro případ, že z výběrového řízení nevzejde vítězný uchazeč, je v Metodice cenové regulace stanovena i náhradní výše přírážky. Akceptováním předchozí připomínky dochází k odstranění vlivu nákladů na přepravu na výši přírážky N.
67	E.ON Energie, a.s. EG.D, a.s.	5.5 Cena za použití distribuční soustavy	Navrhujeme sjednotit datovou základnu pro výpočet zákaznického clearingů a clearingů ztrát v distribuční soustavě v elektroenergetice.	Konkrétní návrh na promítnutí připomínky do textu Metodiky jsme připraveni navrhnout/diskutovat na základě v návaznosti na zvolené variantě řešení.	V současnosti se clearing na zákazníky provádí z rozdělení zákaznické spotřeby do jednotlivých let podle modelu operátora trhu s elektřinou (dále jen „OTE“). Nicméně clearing ztrát se počítá z rozdělení dat o odběru zákazníků do jednotlivých let z údajů provozovatele distribuční soustavy, které je však odlišné od modelu OTE. V důsledku toho dochází k finančním nekonzistencím. V letech s vyšší volatilitou cen jsou tyto nekonzistence finančně významné. Navrhujeme proto sjednotit metodiku rozdělení údajů o odběrech zákazníků do jednotlivých let mezi OTE a provozovateli distribučních soustav nebo použít pro oba clearingy stejný datový model. Pokud bychom měli vyjádřit určitou preferenci, doporučujeme, aby metodika rozdělení odběrů do jednotlivých let byla postavena na datech provozovatelů distribučních soustav. Jsme si vědomi, že řešení může mít dopad rovněž do vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou a tedy bude vyžadovat širší diskusi a proto prozatím konkrétní návrh na promítnutí připomínky do textu Metodiky nenavrhujeme.	Vysvětleno Připomínka se netýká textace Metodiky cenové regulace.
68	E.ON Energie, a.s.	5.7 Struktura plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách	Náklady na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Hedging je předpokládán ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu R-1 v roce. Navrhujeme úpravu textace tak, abychom předešli nejasnosti ohledně aplikace hodnoty z roku R-1.	Náklady na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Hedging je předpokládán ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu v roce i-3, vychází se ze skutečných hodnot dodávek vstupujících měsíční verze zúčtování odchylek OTE za i-3.	Celkovou hodnotu objemu pořizovaného prostřednictvím BL CAL je nutné znát před zahájením zajišťování, tzn. 1.3. i-2 a v ten okamžik lze odvodit minimální měsíční průměr dodávky za i-3, anebo za na základě plánovaného diagramu pro rok i-2.	Částečně akceptováno Výchozím diagramem pro stanovení hodnoty objemu diagramu ztrát pokrytého formou BL CAL bude poslední známý plánovaný diagram ztrát k prvnímu dni, kdy se dle metodiky má začít s obstaráváním elektřiny na krytí ztrát formou nákupu BL CAL, tedy v březnu i-2. V této souvislosti je předpokládána novela vyhlášky o regulačním výkaznictví s účinností od začátku roku 2026, dle které by vznikala aktuálnější plánovaný diagram ztrát.

69	E.ON Energie, a.s.	5.11 odst. 1 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách	Nákladů na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Hedging je stanoven ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu R-1 v roce pro BL CAL. Navrhujeme úpravu textace tak, abychom předešli nejasnosti ohledně aplikace hodnoty z roku R-1.	Nákladů na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Objem hedgingu je stanoven ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu v roce i-3, vychází se ze skutečných hodnot dodávek vstupujících měsíční verze zúčtování odchylek OTE za i-3.	Objem pro následné vyhodnocení skutečných nákladů by se měl opírat o totožnou hodnotu celkové hodnoty objemu BL CAL, která byla plánována před zahájením zajišťování, jediné tak nebude vznikat riziko dodatečných vícenákladů na straně obchodníka.	Vysvětleno Diagram, na který se nakupovalo, nebude ve skutečných nákladech měněn. Výchozím diagramem pro stanovení hodnoty objemu diagramu ztrát pokrytého formou BL CAL bude poslední známý plánovaný diagram ztrát k prvnímu dni, kdy se dle metodiky má začít s obstaráváním elektřiny na krytí ztrát formou nákupu BL CAL, tedy v březnu i-2. V této souvislosti je předpokládána novela vyhlášky o regulačním výkaznictví s účinností od začátku roku 2026, dle které by vznikl aktuálnější plánovaný diagram ztrát.
70	E.ON Energie, a.s.	5.11 odst. 2 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách	Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu D-1 a části diagramu R-1 pokrytého hedgingem oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE. Navrhujeme upravit tak, aby bylo jednoznačnější patrné, kterých roků se které parametry výpočtu týkají, tj. že pro vyhodnocení se použije pouze a vždy zajištěný profil objemu definovaný v bodě 5.7., tedy odvození z plánovaných objemů ztrát r i-3. Pro vyhodnocení na spotu a nákladů na odchylky již dává smysl použít aktuální ceny ze měsíčního resp. k závěrečného měsíčního zúčtování odchylek aktuálního roku dodávky i.	Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním objemového rozdílu diagramu D-1 regulovaného roku a forwardově zajišťovaného diagramu formou BL CAL definovaného v kapitole 5.7., oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE regulovaného roku.	Nejednoznačné používání reference R-1, i-R.	Vysvětleno Hedging je předpokládán ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu definovaného v bodě 5.7. V tomto směru budou kapitoly týkající se metodiky stanovení krytí ztrát upraveny tak, aby používané pojmosloví vylučovalo alternativní výklady.
71	E.ON Energie, a.s.	5.11 odst. 3 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách	Vícenákladů na odchylky ztrát budou stanoveny rozdílem diagramu D-1 a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a jeho oceněním cenami odchylky/protiodchylky sníženými o marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu za rok i-2. Navrhujeme upravit pro zajištění konzistence s návrhem v předchozím odstavci 5.11 odst 2.	Nákladů na odchylky u ztrát budou stanoveny rozdílem objemu diagramu D-1 regulovaného roku a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy dle hodnoty dodávek vstupujících do zúčtování odchylek OTE, oceněným cenami odchylky/protiodchylky za regulovaný rok,	Pokud vyhodnocení na spotu provádíme pouze do úrovně diagramu predikce (D-1), pak náklady na odchylky musí pokrývat i rozdíl objemů mezi skutečnými ztrátami a predikcí D-1. Tj. nelze aplikovat pouze rozdíl spotové ceny a odchylky/protiodchylky, ale i objem odchylek.	Částečně akceptováno Problematika byla připomínkována rovněž v připomínce č. 46, která byla akceptována. Tato připomínka tedy byla zapracována v jiné formě.

72	E.ON Energie, a.s.	8.1.2 Maximální cena dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu	Princip stanovení ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu je shodný pro všechny provozovatele regionálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok podle vývoje příslušné referenční ceny na energetické burze THE. Součástí ceny jsou také náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži. Pro přepočet ceny na české koruny bude zohledněn aktuální směnný kurz EUR/CZK vyhlášený ČNB. Navrhujeme buď navázat ceny na český trh. Pokud bude konsensuální požadavek trvat na trhu THE, pak ale navrhujeme v dalších kapitolách lépe tržně uchopit náklad na přepravu plynu do ČR.	Princip stanovení ceny dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu je shodný pro všechny provozovatele regionálních distribučních soustav na každý jednotlivý regulovaný rok podle vývoje příslušné referenční ceny na energetické burze EEX pro CZ VTP (s dodávkou na virtuálním bodě CZ VTP). Součástí ceny jsou také náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži. Pro přepočet ceny na české koruny bude zohledněn aktuální směnný kurz EUR/CZK vyhlášený ČNB.	Aplikace českého trhu umožní pokrýt jednoduchým způsobem náklady na přepravu do ČR a tedy vynechání této komponenty v plánované i skutečných nákladech na ztráty.	Akceptováno
73	E.ON Energie, a.s.	12.1 Cena za činnost povinně vykupujícího	Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu plánovaných administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů a korekčního faktoru. Jelikož navrhovaná metodika nezahrnuje úpravu profit/loss sharingu, kterým argumentoval Úřad absenci přiměřeného zisku dříve, shledáváme požadavek na zahrnutí přiměřeného zisku do kalkulace za oprávnění. Vzhledem k relativní složitosti stanovení přiměřeného zisku za činnost povinně vykupujícího navrhujeme uplatnit obdobný model jako v případě kapitoly 10.5 Stanovení výchozí hodnoty vícenákladů odchylky ztrát a vícenákladů obchodu na burze a marže. Zde je marže stanovena na minimální hodnotě 17 Kč/MWh.	Upravené povolené výnosy povinně vykupujícího vychází ze součtu plánovaných administrativních nákladů, plánovaných odpisů, plánovaných vícenákladů na odchylky, plánovaných finančních nákladů, přiměřeného zisku a korekčního faktoru.	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 výsledné ceny.	Neakceptováno Zákon č. 458/2000 Sb. v ustanovení § 19a odst. 6 stanovuje, že při regulaci ostatních cen postupuje ERÚ tak, aby stanovené ceny byly alespoň nákladové. Vzhledem k tomu, že povinně vykupující již z podstaty své činnosti benefituje na synergiích povinného výkupu a klasického obchodu s elektřinou, není nutné zavádět specifickou komponentu dodatečně upravující specifický zisk povinně vykupujícího.

74	E.ON Energie, a.s.	12.1 Cena za činnost povinně vykupujícího	<p>Skutečné vícenáklady na odchylky jsou vypočítány stejně jako v V. RO pro každou ze tří skupin obnovitelných zdrojů – fotovoltaických elektráren, větrných elektráren a ostatních obnovitelných zdrojů energie. Nově bude pro výpočet plánovaných vícenákladů na odchylky zohledněn přepočet na základě plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupeného povinně vykupujícím v jednotlivých skupinách obnovitelných zdrojů místo současného postupu zohlednění instalovaného výkonu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen.</p> <p>V 6. RO není zmíněna potřeba zohlednění 15l min. granularit u spotových cen, finanční dopady intradenních aukcí, ani odchylek</p>	Skutečné vícenáklady na odchylky jsou vypočítány ve stejné nejvyšší možné časové granularitě pro každou ze tří skupin obnovitelných zdrojů – fotovoltaických elektráren, větrných elektráren a ostatních obnovitelných zdrojů energie, jaké provádí v daném období dodávky OTE zúčtování odchylek subjektům zúčtování odchylek. Nově bude pro výpočet plánovaných vícenákladů na odchylky zohledněn přepočet na základě plánovaného vyrobeného množství elektřiny z obnovitelných zdrojů vykoupeného povinně vykupujícím v jednotlivých skupinách obnovitelných zdrojů místo současného postupu zohlednění instalovaného výkonu jednotlivých druhů obnovitelných zdrojů s podporou formou výkupních cen.	Nejasnost přístupu k 15min granularitě je riziková z pohledu povinně vykupujícího, ale i státu. Dopady aplikace čtvrtodin můžou být finančně významné a korekční mechanismus pro tyto dopady není vyjasněn.	<p>Vysvětleno</p> <p>Povinně vykupující má náklady na odchylku kompenzovány ve skutečné výši v korekčním faktoru. O uznání mimořádných nákladů souvisejících s výkonem licence je nicméně možné požádat standardním způsobem a budou individuálně posouzeny dle konkrétní situace.</p>
75	E.ON Energie, a.s.	14.2.2 Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy	<p>N [EUR/MWh] jsou náklady zahrnující pořízení a dopravu plynu do České republiky a přiměřenou marži; náklady N jsou stanoveny ve výši vycházející z uskutečněného výběrového řízení na dodavatele plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu; v případě, že výběrové řízení nebude úspěšné, jsou stanoveny ve výši 2,4 EUR/MWh</p> <p>Navrhujeme obecně změnit přístup a přiblížit ho elektřině. V případě elektřiny byla vedena s předstihem řádná diskuze napříč účastníky trhu a model tedy lépe vystihuje aktuální postoj angažovaných subjektů a je dle nás aplikovatelný i pro plyn. Navrhujeme i v případě plynu aplikovat jako primární zdroj ceny cenu stanovenou dle principů uvedených v těchto zásadách analogicky jako v případě elektřiny a nevyužívat pro stanovení plynu výběrové řízení.</p>	<p>Navrhujeme nahradit text novou oddělenou podkapitolou "Metodika stanovení ceny plynu pro krytí ztrát a vlastní technologické spotřeby v distribučních soustavách".</p> <p>Metodika stanovení ceny plynu pro krytí ztrát a vlastní technologické spotřeby v distribučních soustavách</p> <p>Na rozdíl od metodiky používané pro V. RO, nebude docházet k hedgingu veškerého plánovaného objemu, ale pouze v rozsahu odpovídajícím minimu z měsíčního průměru zatížení ztrát v jednotlivých kvartálech roku.</p> <p>V závislosti na konkrétním plánovaném diagramu dodávky jde o cca 50 – 80 % objemu diagramu a k dokoupení zbylého objemu na denním trhu. Dále bude docházet ke korekci plánovaných nákladů na skutečnost s dvouletým zpožděním. Korekce zohlední skutečné náklady na tvarování diagramu ztrát a vlastní technologické spotřeby za ceny burzovního produktu EEX CZ VTP DA (s dodávkou na virtuálním bodě CZ VTP, spotový produkt day ahead).</p>	<p>Máme za to, že k nutnosti využít v minulosti aukci vedlo to, že byla netržně stanovená přírážka (v minulosti 2, nyní 2,4 €/MWh). Netržní přístup se v případě přírážky 2,4 EUR/MWh zde nevyřešil, a navrhujeme proto nahradit tento postup přístupem v elektřině, mj. protože není pokryta situace, kdy se nezdaří výběrové řízení a žádný dodavatel nebude ochoten akceptovat ztrátového zákazníka při vyšších nákladech. Hodnota 2,4 € řádově neodpovídá hodnotám již proběhlých aukcí, jen náklad na přepravu plynu samotnou může vyčerpat celou hodnotu tohoto paušálu.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Vzhledem k problematičnosti stanovování fixních přírážek na celé regulační období je pro VI. regulační období pro stanovení nákladů na plyn na ztráty preferována varianta uskutečnit výběrové řízení na dodavatele plynu na ztráty, což ERÚ považuje za transparentní a tržní přístup vedoucí k nejnižší možné ceně plynu na ztráty, která se promítá do regulovaných cen pro zákazníky. Zkušenosti z posledních let ukazují, že v případě zajištění dodavatele plynu na ztráty je forma výběrového řízení proveditelná. Pro případ, že z výběrového řízení nevzejde vítězný uchazeč, je v Metodice cenové regulace stanovena i náhradní výše přírážky. Akceptováním připomínky č. 65 dochází k odstranění vlivu nákladů na přepravu na výši přírážky N.</p>

76	E.ON Energie, a.s.	14.2.2 Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy	<p>$NCP_{dpi} = ((THE_{cali} + N) \times ER) + soti$,</p> <p>Kde</p> <p>THE_{cali} [EUR/MWh] je základní cena energie plynu na regulovaný rok i stanovená jako aritmetický průměr nejlepších nabídkových cen Trading Hub Europe (THE Best Ask) produktu Cal-i v 10:30 nebo v nejbližším možném čase za 10 obchodních střed počínaje druhou středou v červnu i-1 doložených provozovatelem distribuční soustavy; v případě, že nelze součet povoleného množství energie plynu na krytí ztrát a pro vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok i rozdělit do 10 nákupních dní, bude období z 10 obchodních střed zkráceno na počet střed odpovídající počtu nákupních dní, do kterých jej lze rozdělit,</p> <p>Navrhujeme sjednotit s elektřinou a vytvořit nové kapitoly pro plánované ztráty, tak i pro skutečné náklady. I zde platí zdůvodnění z předchozí připomínky.</p> <p>Námi navrhovaná varianta preferovaně uvažuje se zajištěním na úrovni kvartálních velkoobchodních produktu BL Q na trhu THE, ale nebráníme se ani jiné, a to variantě zajišťování forwardem pouze prostřednictvím produktů Cal na CZ VTP, nebo kombinací pásem Cal + Q (ve výši nejnižšího měsíčního plánu dodávky * 12, a pak přes Q produkty do úrovně pokrytí minimální dodávky měsíce každého kvartálu * 3).</p> <p>Pokud by byla zvolena varianta CZ VTP, pak je možné z návrhu vypustit položky nákladů na přepravu plynu do ČR a ze zajišťování kvartálů přejít na CALi z důvodu snížené likvidity kvartálů. Stejně tak striktně</p>	<p>Struktura plánovaných nákladů na plyn na krytí ztrát a vlastní technologické spotřeby v distribučních soustavách</p> <p>Plánované náklady na plyn na krytí ztrát a vlastní technologické v distribučních soustavách jsou tvořeny následujícími položkami:</p> <p>1) Produkt THE Q1i, Q2i, Q3i, Q4i [EUR/MWh] je základní cena energie plynu na regulovaný rok i, pro jednotlivá čtvrtletí dodávky stanovená jako aritmetický průměr nejlepších nabídkových cen Trading Hub Europe (THE Best Ask) v 10:30 nebo v nejbližším možném čase za 10 obchodních střed počínaje druhou středou v červnu i-1, doložených provozovatelem distribuční soustavy.</p> <p>2) Náklady na tvarování diagramu za denní ceny SPOT – použití denní PFC křivky pro zbylou energii diagramu; náklady stanovené Energetickým regulačním úřadem dle cenové úrovně forwardových produktů k datu první z 10 tranší.</p> <p>3) Náklady na přepravu plynu do České republiky budou stanoveny aritmetickým průměrem rozdílů settlement cen burzovních produktů EEX VTP CZ CALi a EEX THE CALi.</p> <p>4) Vícenáklady na realizaci obchodů na burze budou stanoveny v konstantní výši 0,5 EUR/MWh. Jde o náklady související s nákupem a prodejem plynu na krytí ztrát a vlastní technologické spotřeba na burze a poměrnou část osobních nákladů, nákladů na přístup na trhy a nákladů na informační systémy související s nákupem elektřiny na krytí ztrát.</p> <p>5) Marže na nákup plynu je určena ve výši 1% z hodnoty tranší pořízených v bodě 1, minimálně však ve výši 0,7 EUR/MWh</p>	<p>Dle nás není důvod velmi rozdílných přístupů v elektřině a plynu. Elektřina dle našeho názoru lépe odráží potřeby a rizika účastníků trhu a na rozdíl od plynu proběhla v rámci případných pracovních skupin diskuze napříč účastníky trhu a řada požadavků a námětů byla již zohledněna.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje návrhy na využívání českého trhu (EEX CZ VTP) pro stanovení ceny plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu, na posun času nejlepší nabídkové ceny (Best Ask) na 13:00, spotové vyrovnání (vypořádání skutečnosti nákup/prodej) na základě cen českého trhu a zahrnutí budoucích nákladů na emisní povolenky podle EU ETS 2 do nákladů ztráty a vlastní technologickou spotřebu.</p> <p>ERÚ však stále ponechává jako primární prostředek pro volbu dodavatele plynu výběrové řízení. Tento postup je podle názoru ERÚ pro výběr dodavatele plynu na ztráty transparentní, zajišťuje minimální cenu pro zákazníky vzhledem ke konkurenci mezi dodavateli a zároveň odstraňuje nevýhody fixně stanovené přírážky N na celé regulační období. Nevýhody fixně stanoveného N se v plynárenství projevily v průběhu V. regulačního období. Pro případy, kdy z výběrového řízení nevzejde vítězný uchazeč, ERÚ stanoví přírážku N, která již nebude obsahovat náklady na přepravu plynu do ČR.</p> <p>ERÚ pro stanovení ceny plynu na ztráty ponechává pouze produkt CAL pro zajištění dodávek plynu, protože čtvrtletní produkty na českém trhu nejsou příliš likvidní a některé čtvrtletní produkty v době stanovení cen na ztráty nejsou dostupné.</p>
----	--------------------	---	---	--	--	--

			<p>netrváme na načasování nabídkových cen, je možné posunout až na čas 13:30. Ocenění přepravy plynu navrhujeme ocenit ve vazbě na aktuální tržní situaci, a to dle korelace cen mezi THE a VTP na produktu CALi v době zajišťování základní části diagramu.</p> <p>V případě stanovení nákladů na obchody na burze jsme ochotni přistoupit na jinou výši jednotkového nákladu, kterou určí ERU na základě vlastní analýzy a po diskuzi s účastníky.</p> <p>Pokud by nebyla zvolena varianta zajišťování přímo na VTP, pak náklady na přepravu plynu navrhujeme zjednodušeně odvodit z ročních produktů a pro porovnatelnost bází jako rozdíl settlement cen na burze EEX.</p> <p>Pokud by bylo nutná existence plánované ceny na ztráty a spotřeby plynu v Kč/MWh, pak je pro účel plánu přijatelné použít zjednodušeně např. aritmetický průměr spotových kurzů k datům tranší. Preferujeme ale stanovení plánované ceny dodávky v EUR/MWh a dopad kurzu pokrýt až ve stanovení skutečné ceny dodávky, tím je možné se téměř zcela vyhnout rizikům a nákladům na převody měn.</p> <p>Pokud by nebyla akceptována tato připomínka a nádále zůstal stávající princip záchytné poslední varianty s aplikací koeficientu N 2,4 EUR/MWh, pak navrhujeme zde navrhovaný text aplikovat alespoň pro dynamické odvození hodnoty N, namísto pevně dané hodnoty 2,4 EUR/MWh.</p>			
--	--	--	--	--	--	--

77	E.ON Energie, a.s.	14.2.2 Postup stanovení ceny služby distribuční soustavy	<p>$NCP_{dpi} = ((THE_{cali} + N) \times ER) + soti$,</p> <p>Kde</p> <p>THE_{cali} [EUR/MWh] je základní cena energie plynu na regulovaný rok i stanovená jako aritmetický průměr nejlepších nabídkových cen Trading Hub Europe (THE Best Ask) produktu Cal-i v 10:30 nebo v nejbližším možném čase za 10 obchodních střed počínaje druhou středou v červnu i-1 doložených provozovatelem distribuční soustavy; v případě, že nelze součet povoleného množství energie plynu na krytí ztrát a pro vlastní technologickou spotřebu provozovatele distribuční soustavy pro regulovaný rok i rozdělit do 10 nákupních dní, bude období z 10 obchodních střed zkráceno na počet střed odpovídající počtu nákupních dní, do kterých jej lze rozdělit,</p> <p>Navrhujeme sjednotit s elektřinou a vytvořit nové kapitoly pro plánované ztráty, tak i pro skutečné náklady. I zde platí zdůvodnění a principy z předchozích připomínek</p> <p>Navrhujeme zpřesnit způsob vypořádání clearing, především situaci, kdy obchodník obdrží od OTE faktury za clearing i za období dodávek, v němž nebyl subjektem zúčtování.</p> <p>Navrhujeme měnu fakturace (s výjimkou clearing) uvažovat v EUR s následným přepočtem kurzu za účelem platby až k datumu DUZP a tedy umožnit platbu distributora v CZK.</p>	<p>Struktura skutečných nákladů na plyn na krytí ztrát a vlastní technologické spotřeby v distribučních soustavách</p> <p>1) Cena za základní část objemu zajišťovaného s předstihem formou 10 tranší je totožná jako v případě plánovaných nákladů a vztahuje se i k totožnému objemu.</p> <p>2) Náklady na plyn pro krytí rozdílu skutečného diagramu dodávky a objemu zajištěného s předstihem, definovaného v bodě 1, budou oceněny settlement cenou burzovního produktu EEX VTP CZ DA v EUR/MWh. Za skutečnou dodávku plynu v MWh na krytí ztrát a vlastní technologické spotřeby se zde považuje hodnota dodávek ve výši vstupující do závěrečného měsíčního zúčtování odchylek OTE.</p> <p>3) Jednotkové náklady na přepravu plynu do České republiky EUR/MWh budou stanoveny v totožné výši, jako v plánované ceně na ztráty a vlastní technologickou spotřebu, a budou aplikovány na skutečnou dodávku plynu v MWh</p> <p>4) Jednotkové náklady na realizaci obchodů na burze v EUR/MWh budou stanoveny v totožné výši, jako plánované náklady v ceně na ztráty a vlastní technologickou spotřebu, a budou aplikovány na skutečnou dodávku plynu v MWh</p> <p>5) Jednotková marže na nákup plynu na burze v EUR/MWh bude stanovena v totožné výši, jako plánované náklady v ceně na ztráty a vlastní technologickou spotřebu, a budou aplikovány na skutečnou dodávku plynu v MWh</p> <p>6) Výsledná cena v EUR bude převedena do Kč směnným kurzem vyhlášeným ČNB každý měsíc v den uskutečnitelného zdanitelného plnění dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu</p> <p>7) Vypořádání clearing ztrát bude aplikováno ve výši stanovené OTE při závěrečném měsíčním zúčtování odchylek. Dodavatel plynu vypořádá s distributorem veškeré přijaté i vydané faktury za clearing ztrát za registrovaná OPM příslušného distributora dle podkladu OTE, bez ohledu na to, kterých období dodávek se clearing týkal. Clearing se bude vypořádávat v měně Kč/MWh.</p> <p>8) Pokud by byla část dodávek plynu na ztráty a vlastní technologické spotřebu plynu zatížena pořizováním EU ETS2, budou zásady cenové regulace dodatekovány v souladu s novou legislativou.</p>	<p>Dle nás není důvod velmi rozdílných přístupů v elektřině a plynu. Elektřina dle našeho názoru lépe odráží potřeby a rizika účastníků trhu a na rozdíl od plynu proběhla v rámci případných pracovních skupin diskuze napříč účastníky trhu a řada požadavků a námětů byla již zohledněna.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje návrhy na upřesnění postupu stanovení skutečných nákladů na ztráty.</p> <p>Jedná se o upřesnění pravidla pro spotové dorovnání rozdílu skutečného diagramu a objemu dodávky zajištěné s předstihem, kdy budou použity vypořádací ceny z českého denní trhu. Dále pravidlo pro zohlednění clearing na základě faktur od OTE i za období dodávek, v němž nebyl dodavatel plynu subjektem zúčtování. Směnný kurz pro převod z CZK na EUR se použije z data uskutečnitelného zdanitelného plnění.</p> <p>ERÚ však stále ponechává jako primární prostředek pro volbu dodavatele plynu výběrové řízení. Tento postup je podle názoru ERÚ pro výběr dodavatele plynu na ztráty transparentní, zajišťuje minimální cenu pro zákazníky vzhledem ke konkurenci mezi dodavateli a zároveň odstraňuje nevýhody fixně stanovené přírážky N na celé regulační období. Nevýhody fixně stanoveného N se v plynárenství projevily v průběhu V. regulačního období. Pro případy, kdy z výběrového řízení nevzejde vítězný uchazeč, ERÚ stanoví přírážku N, která již nebude obsahovat náklady na přepravu plynu do ČR.</p>
----	--------------------	---	--	--	--	---

78	E.ON Energie, a.s.	14.5.2 Postup stanovení korekčního faktoru za činnost povinně vykupujícího	Navrhujeme jako součást korekčního faktoru (například ve výpočtu skutečných nákladů) zohlednit mimořádné poplatky (např. daně jako daň z nadměrných zisků nebo jiné daňové změny).	Stávající znění vzorce pro výpočet $Npvs_{i-2}$ navrhujeme upravit (doplnit) následovně: $Npvs_{i-2} = NApvs_{i-2} + Opvs_{i-2} + NODCHpvi_{i-2} + NFpvs_{i-2} + KFpvi_{i-2} + Fpvi_{i-2} + Tpvi_{i-2}$, kde $Tpvi_{i-2}$ [Kč] jsou mimořádné poplatky nebo daně vzniklé roku i-2, které ovlivnili výsledek hospodaření.	V případě, kdy dojde k uvalení mimořádného poplatku (daně) například z důvodu nadměrného zisku, máme za to, že je tento poplatek, pokud je uplatňován i pro regulovanou činnost, která má pro tyto případy nastaveny korekční faktory, neopodstatněný. V souvislosti s tím by tak bylo vhodné tuto skutečnost promítnout do kalkulace korekčního faktoru.	Neakceptováno Vzhledem k tomu, že povinně vykupující nemá klasický zisk na výkonu licencované činnosti, nelze apriori akceptovat navrhovanou metodickou úpravu regulačního rámce v oblasti očekávaného zdanění takového potenciálního zisku. O uznání mimořádných nákladů souvisejících s výkonem licence je nicméně možné požádat standardním způsobem a budou individuálně posouzeny dle konkrétní situace.
79	E.ON Energie, a.s.	14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice	CDPIvsORo [Kč/MWh] se stanoví jako 1,65násobek systémového jednotkového vícenákladu na odchylku za použití dat roční zprávy OTE a veřejných dat ČEPS u hodnot zatížení elektrizační soustavy za období září i-2 až srpen roku i-1. Hodnota násobku byla stanovena analýzou dostupných historických bilančních dat obchodníků s elektřinou, kteří zajišťovali činnost dodavatele poslední instance, a to rozdílem průměrného vícenákladu na odchylku zákazníka kterému dodávali elektřinu jako dodavatel poslední instance a vícenákladu na odchylku zákazníka, kterému dodávali elektřinu jako smluvní dodavatel. Hodnota vyjadřuje vážený průměr dodavatelů poslední instance, pro které byla potřebná data dostupná. Orientační hodnota pro rok 2024 by odpovídala přírážce 123,87 Kč/MWh.[TM1] [LV2] Navrhujeme upřesnit granularitu čtvrtodin/hodin pro první rok RO 2026.		Není definovaná granularita marginální ceny, berou se data za 12 měsíců od 1.9. Y-2 Pro rok 2026 tedy nebude stejná granularita pro celé benchmarkové období.	Akceptováno Formulace bude doplněna o pasáž: <i>CDPIvsORo [Kč/MWh] se stanoví jako 1,65násobek systémového jednotkového vícenákladu na odchylku za použití dat roční zprávy OTE a veřejných dat ČEPS u hodnot zatížení elektrizační soustavy za období září i-2 až srpen roku i-1. V případě přechodu datového zdroje z hodinových na čtvrt hodinové hodnoty bude pro odpovídající část datového zdroje volen náhradní postup, kdy budou simulovány čtvrt hodinové ceny denního trhu použitím hodinových cen (...).</i>
80	E.ON Energie, a.s.	Použité zkratky	Navrhujeme doplnit o v metodice užívanou zkratku THE	Navrhujeme doplnit následovně? THE - Trading Hub Europe	Navrhujeme doplnit vysvětlení zkratky THE.	Akceptováno

81	Hospodářská komora České republiky	Obecná připomínka	Požadujeme řádné zachování a rozvíjení takových regulačních opatření, která umožní dlouhodobě udržitelné poskytování bezpečné a spolehlivé dodávky energií za horizont jednoho regulačního období, a to za konkurenceschopné ceny. Považujeme za klíčové, aby budoucí regulační rámec zajistil energetickým společnostem finanční podmínky pro realizaci investic nezbytných pro obnovu a rozvoj energetické infrastruktury a umožnil pokrytí nákladů vynaložených na její provoz. Metodika cenové regulace musí vytvořit podmínky pro nezbytné investice.	Upravit metodiku cenové regulace tak, aby umožňovala nezbytné rozsáhlé investice do sítí (předložený návrh není dostatečný z pohledu zajištění investorského prostředí). Zároveň s ohledem na dopady do regulovaných cen pro firmy by měly být opětovně přehodnoceny motivační pobídky a programy. Pozornost musí být přikládána na správnost jejich nastavení, smysluplnost a zmíněnou maximální efektivitu.	Adaptace na nové trendy a dekarbonizace průmyslu budou kapitálově náročné. Proto je nezbytné zajistit maximální efektivitu vynakládání prostředků, které se následně promítnou do ceny energií, které zaplatí firmy i domácnosti. To by měl být i jeden z pilířů přístupu ERÚ. Požadujeme, aby byla zdůrazněná závažnost a potřeba mechanismů pro monitorování, kontrolu a vyhodnocování jejich účelovosti a efektivitu tak, abychom se vyhnuli výstavbě nových nevyužitých síťových kapacit, které v nemalé míře finančně zatíží všechny spotřebitele.	Částečně akceptováno Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu. Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.
82	Hospodářská komora České republiky	2.3 Strategická východiska, 2.4 Strategické principy pro VI. regulační období a 2.10 Další motivační programy v regulaci	Požadujeme, aby ERÚ v předloženém návrhu přehodnotil nastavení motivačních programů tak, aby metodika cenové regulace vytvářela podmínky pro investice a rozvoj sítí, současně však, aby zajistila efektivitu vynakládaných investic a zavedla i negativní motivaci v případě, kdy regulované subjekty nebudou plnit stanovená kritéria. Je důvodné se obávat, že předložený návrh nezajistí odpovídající financovatelnost potřebných investic, nepovažujeme ho proto za dostatečně proinvestiční.	V tuto chvíli nelze předložit konkrétní návrh promítnutí připomínky, jelikož připomínka svým rozsahem požaduje vyhodnocení výše uvedených aspektů ze strany ERÚ a následné komplexnější úpravy návrhu metodiky v souladu s odůvodněním.	Česká republika bude muset svůj energetický sektor transformovat a fakticky jej už dlouhodobě transformuje. Důležité je, aby tato transformace na jednu stranu umožňovala přechod průmyslových zákazníků na elektřinu či plyn jako více ekologické druhy energie ve srovnání s uhlím, na stranu druhou přinášela co nejnižší dopad do cen, které bude průmysl platit za zajištění energií. Jen tak lze zajistit konkurenceschopnost a investiční atraktivitu České republiky, protože se potvrzuje, že cena energie je jedním z aspektů při získávání zakázek firem například v konkurenci s firmami ze sousedních států, nemluvě o konkurenci z Asie či USA. Nezohlednění makroekonomických vlivů do povolených výnosů, resp. regulovaných cen, může být na první pohled pro všechny uživatele soustav pozitivním signálem, avšak na druhou stranu máme vážné obavy, zda uživatelé soustav nebudou z této změny profitovat pouze krátkodobě. Riziko spočívá v tom, že nastavená pravidla mohou zastavit či významným způsobem omezit rozvoj soustav a uvádění nových služeb na trh, neboť provozovatelé soustav budou mít problém ufinancovat investice do těchto sítí. Pro rozvoj průmyslu v ČR je klíčové, aby byly sítě dostatečně připraveny na nové technologické trendy, jako je rozvoj obnovitelných zdrojů energie, resp. obecně decentralizace, dekarbonizace plynárenství 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.	Částečně akceptováno Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu. Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025 . Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.

					<p>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. Takové podmínky však podle našeho názoru předložený návrh nevytváří.</p> <p>Motivační program je v řadě případů nedostatečný a nezajistí potřebné finance do rozvoje sítí (viz výše uvedené), současně však musí být zajištěna kontrola vynakládání finančních prostředků s cílem zamezit neúměrnému a nevyváženému přenášení nákladů na zákazníky.</p>	
83	HYTEP Česká vodíková technologická platforma z.s.	Obecná připomínka	<p>Česká vodíková technologická platforma (HYTEP) vítá možnost zapojit se do diskuze k Návrhu Metodiky cenové regulace pro VI. regulační období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství, který považujeme za zcela zásadní dokument ovlivňující stabilitu regulačního rámce a rozvoj sektorů elektroenergetiky a plynárenství v následujících minimálně pěti letech (v délce trvání VI. regulačního období (dále též jen „VI. RO“), avšak i s významným dopadem za tento časový horizont. Klíčová role Metodiky 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.</p> <p>Společným zájmem členů HYTEP je zachování a rozvíjení takových regulačních opatření, která umožní dlouhodobě udržitelné poskytování bezpečné a spolehlivé dodávky energií za horizont jednoho regulačního období a za konkurenceschopné ceny a zároveň podpoří investice do rozvoje soustav a přechodu na obnovitelné plyny. Vzhledem k bezprecedentně zrychlujícímu se technologickému pokroku, který zasahuje i do tradičně konzervativního energetického sektoru, považujeme za klíčové, aby budoucí regulační rámec umožnil</p>	<p>Žádáme proto, aby ERÚ v Metodice cenové regulace:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Zhodnotil dopady svého návrhu na všechny účastníky elektroenergetického a plynárenského trhu a vzal v úvahu i dopady na navazující obory. V návaznosti na to by měl ERÚ nastavit pravidla regulace, která zajistí dlouhodobý rozvoj soustav a plnění požadavků zákazníků. • Nastavil pravidla regulovaným subjektům k podpoře investic do soustav a projektů, které budou s ohledem na předpokládané trendy v elektroenergetice a plynárenství realizovány (jedná se například i o přípravu projektů vedoucích do budoucna k přepravě a distribuci vodíku). • Zahrnul makroekonomické vlivy do výnosů, resp. regulovaných cen mezi regulačními obdobími. • Umožnil účastníkům trhu na obou stranách optimalizaci provozních nákladů změnou relevantních parametrů cenové regulace. 	<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, dekarbonizace plynárenství 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, přepravu a distribuce plynu a automatizace řízení soustav, regulace napětí, dálkové ovládání, příprava na přepravu a distribuci vodíku 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>Částečně akceptováno</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p>

			<p>společnostem realizovat nezbytné investice pro obnovu, a zejména rozvoj energetické infrastruktury, a to jak elektroenergetické, tak plynárenské.</p> <p>Energetický sektor prochází v posledních letech transformací sektoru způsobenou zejména klimaticko-energetickými cíli EU podpořený rozvojem technologií a samozřejmě dopadem krizí posledních let. Vodíkové technologie a uplatnění vodíku jako energetické nosiče, suroviny a paliva, které platforma HYTEP zastupuje, mohou sehrát významnou roli v synergii se změnami v energetice, které již probíhají, a to v dlouhodobém horizontu. Přestože nástup vodíku bude pozvolný a plně v souladu s jeho cenovou dostupností, projekty, které budou podpořeny dnes vytvoří do budoucna kompetitivní výhodu s ohledem na ambiciózní cíle okolních evropských států a celosvětového trendu dekarbonizace.</p> <p>Česká republika bude muset svůj energetický sektor transformovat a fakticky jej už dlouhodobě transformuje. Pro HYTEP je zásadní požadavek, aby transformace umožňovala přechod průmyslových zákazníků na elektřinu či plyn (do budoucna obnovitelný a nízkouhlíkový) jako více ekologické druhy energie ve srovnání s uhlím. Jen tak lze zajistit konkurenceschopnost a investiční atraktivitu České republiky.</p>			
84	innogy Energie, s.r.o.	14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice část a)	<p>Cena DPI je dle bodu 14.7.1 a 14.7.2 stanovena jako dvousložková. Fixní složka ceny DPI, která představuje cenu stálého měsíčního platu má být určena pro DPI v plynárenství ve stejné výši jako pro DPI v elektroenergetice podle bodu 14.7.1. jako vážený průměr z benchmarku uplatňovaných stálých měsíčních platů aktuálně</p>	<p><i>Navrhujeme upravit text bodu 14.7.1 následujícím způsobem:</i> <i>„a) CDPIfs [Kč/odběrné místo/měsíc] je maximální cena stálého měsíčního platu dodavatele poslední instance představující fixní složku ceny dodavatele poslední instance.</i> <i>Maximální cena stálého měsíčního platu se stanoví jako dvojnásobek váženého průměru z benchmarku uplatňovaných stálých měsíčních platů aktuálně nabízených veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny obchodníků</i></p>	<p>Podle aktuální situace na trhu by nastavení fixní složky ceny DPI tímto způsobem znamenalo stálý plat ve výši cca 130 Kč/měsíc/odběrné místo, přičemž pro rok 2024 i 2025 samotný Energetický regulační úřad stanovil v bodě 14.3 Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. 4/2023 ze dne 29. listopadu 2023 o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu a v bodě 15.3 návrhu Cenového rozhodnutí Energetického regulačního úřadu č. X/2024 ze dne XX. listopadu 2024 o regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu hodnotu výrazně vyšší, a to</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Regulace ceny dodavatele poslední instance je stanovena na principu benchmarku odpovídajících tržních produktů, navýšených o prokazatelně navýšené náklady na zajišťování dodávky poslední instance v porovnání s odpovídajícím tržním produktem. Akceptací této připomínky by byl tento základní princip popřen.</p>

			nabízených veřejných tržních produktů na dodávku plynu s dynamickým určením ceny obchodníků s plynem, kteří rovněž zajišťují činnost DPI. S takto stanovenou výší stálého měsíčního platu nesouhlasíme.	<i>s elektřinou, kteří rovněž zajišťují činnost dodavatele poslední instance. Váhou produktů ve váženém průměru je počet odběrných míst dodavatele zveřejněný na webových stránkách operátora trhu s elektřinou za září roku i-1. V případě že dodavatel aktuálně nabízí více veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny, je vstupem do výpočtu váženého průměru za tohoto dodavatele hodnota aritmetického průměru cen stálého měsíčního platu za jednotlivé aktuálně nabízené veřejné tržní produkty na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny.“</i>	224 Kč/měsíc/odběrné místo. Dle našeho názoru platí, že i když budeme zákazníkovi v rámci DPI dodávat maximálně 3 měsíce, náklady s takovou dodávkou spojené prakticky odpovídají nákladům na obsluhu zákazníka, kterému dodáváme celý rok, což by měla výše měsíčního stálého platu pro DPI zohledňovat.	
85	Ocelářská unie, a.s.	Obecná připomínka	Pokud návrh počítá s investicemi do přepravních/distribučních sítí v souvislosti se zelenou transformací, přičemž se tyto mají následně promítat do regulované složky ceny energií, je třeba, aby byla ze strany ERÚ maximálně vyhodnocována, kontrolována a monitorována účelovost a efektivita těchto vynakládaných prostředků a současně vyhodnocován dopad na konkurenceschopnost průmyslu, který čelí silné mezinárodní konkurenci na světovém ale i vnitřním trhu EU. Zároveň požadujeme zajištění transparentnosti uplatňovaných investic a jejich přínosů i vůči průmyslu, jakožto významnému spotřebiteli energií. Stejně tak by měl být v návrhu maximálně omezen systém motivace a odměňování v případech, kdy nedává smysl (viz konkrétní připomínky), neboť i tyto položky se promítají do cen zákazníkům a zhoršují jejich pozici.	Nastavit mechanismy kontroly efektivnosti a účelovosti investic a dalších položek, které se mohou promítnout do cen pro domácí zákazníky. Z textu odstranit položky, které jsou nesmyslné a akorát se promítají do cen tuzemským zákazníkům, kterým zhoršují konkurenceschopnost (viz konkrétní připomínky).	Průmysl v ČR, zejména energeticky náročná odvětví, prochází obdobím slábnoucí konkurenceschopnosti v důsledku nejrůznějších vnějších vlivů, v nichž ceny energií hrají významnou roli. Stát, resp. ERÚ by tedy měl domácí odběratele maximálně chránit a limitovat jejich zátěž tak, aby byli konkurenceschopní a mohli pokračovat v úspěšné zelené transformaci.	Vysvětleno ERÚ nemůže nastavením regulovaných cen kompenzovat dopady tržních změn na některé zákazníky, na druhou stranu ERÚ v rámci svých kompetencí zajišťuje, aby regulované ceny, které jsou pro energeticky náročné podniky podstatné, byly ze své podstaty co nejnižší, neboť jsou jejich prostřednictvím hrazeny efektivně vynaložené náklady. Požadovanou transparentnost investic tak budou od VI. regulačního období zajišťovat metodiky hodnocení efektivnosti investic v elektroenergetice a plynárenství vypracované s podporou Technologické agentury ČR.
86	Ocelářská unie, a.s.	4.2.1 Podpora robustnosti přenosové soustavy	Navrhujeme tento ukazatel výkonnosti zcela vypustit. Pokud nebude připomínka přijata, pak alespoň výrazně snížit váhu tohoto KPI. Tato připomínka je zásadní.	Kapitolu 4.2.1. vypustit nebo alespoň zásadně snížit její váhu.	Daný KPI vůbec evidentně nezohledňuje efektivitu investic a jejich potřebnost. Provozovatel přenosové soustavy tak bude motivován realizovat co možná nejdražší investice bez ohledu na jejich efektivitu a smysluplnost. KPI by měl být zaměřen např. na plnění předem schváleného investičního programu, nikoliv na maximalizaci proinvestovaných prostředků. Podstatné je, jaká aktiva se pořídí, nikoliv aby byla co nejdražší (šlo by o rozpor s principem efektivní regulace).	Neakceptováno Navržený způsob stanovení zisku regulovaných společností odráží zvýšené požadavky na činnost regulovaného subjektu a je komplexní, kdy přiměřený zisk regulovaný subjekt dosáhne pouze v případě dosažení předem definovaných cílů. Na rozdíl od minulosti tak není automatický nárok regulovaných společností na stanovený zisk. Nerozlišuje se, zda je regulovaný podnik ve vlastnictví státu nebo soukromého subjektu. Stanovení pravidel regulace na základě vlastnictví regulovaného subjektu by tak bylo diskriminační. Obecně je potřeba výrazných investic do elektroenergetické soustavy v nejbližších letech, která je vyvolaná zejména odklonem od fosilních paliv. Je nezbytné zajistit i v budoucnu efektivní, bezpečnou a dostatečně robustní soustavu. Toho lze dosáhnout

						<p>dostatečnými investicemi, které budou samozřejmě vynakládány efektivně.</p> <p>Motivační přírážka k rentabilitě aktiv při splnění zadaných parametrů zajistí provozovateli přenosové soustavy dodatečný zisk, který je zdrojem prostředků k investicím do rozvoje aktiv sloužících k přenosu elektřiny. Navržené konkrétní ukazatele jsou dostatečně ambiciózní a pro jejich splnění bude provozovatel přenosové soustavy nucen investovat výrazný podíl zisku. Díky těmto investicím bude zajištěno splnění požadavků vyplývajících z transformace energetiky.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciózní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu.</p> <p>Investice do soustavy musí každý provozovatel vynakládat účelně a efektivně. Efektivitu vynaložených prostředků do investic do nových technologií budou od VI. regulačního období zajišťovat metodiky hodnocení efektivity investic v elektroenergetice a plynárenství vypracované s podporou Technologické agentury ČR.</p>
87	Ocelářská unie, a.s.	4.2.2 Investice do nových technologií (ICT, regulace napětí/jaloviny a inovace)	<p>Navrhujeme tento ukazatel výkonnosti zcela vypustit.</p> <p>Tato připomínka je zásadní.</p>	Kapitolu 4.2.2. vypustit.	<p>KPI je formulován jako roční investice 200 mil. Kč do nového ICT. De facto se jedná o motivaci pořizovat drahé ICT. Provozovatel přenosové soustavy buď nový systém ICT nutně potřebuje, pak není důvod ho k jeho nutnému pořízení dále motivovat a za jeho pořízení odměňovat, anebo nový systém ICT nepotřebuje, a pak je nesmyslné ho k jeho pořízení motivovat a zatěžovat zákazníky zbytečnými náklady. Analogicky vidíme situaci u požadavku instalace 1 tlumivky ročně. Stejně tak je zvláště podána motivace k inovacím – KPI by měly být objektivně měřitelné.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>KPI obecně cílí na zajištění připravenosti energetické soustavy na budoucí energetiku, a to mj. v souladu s energetickou koncepcí státu a evropského propojeného energetického trhu. Garantem energetické koncepce státu jsou primárně orgány státní správy a nikoliv jednotlivé regulované subjekty.</p> <p>V případě provozovatele přenosové soustavy jsou KPI orientována na prioritní oblasti investic, mezi které patří kromě vlastního posilování robustnosti přenosové soustavy i oblast ICT, problematika napětí a jalových výkonů a v neposlední řadě snižování technických ztrát v soustavě prostřednictvím moderních nízkoztrátových prvků PS.</p> <p>Oblast ICT reflektuje posilování kybernetické bezpečnosti, rozvoj energetických trhů, integraci nových technologií atd. KPI má motivovat provozovatele přenosové soustavy k investicím, které souvisí nejen s jeho zákonnou povinností zajišťovat přenosové a systémové služby, ale zejména odpovídají energetické koncepci státu v oblasti moderní energetiky, posilování konkurence atd.</p> <p>Realizace tlumivek je nedílnou součástí dlouhodobého investičního plánu provozovatele přenosové soustavy. S ohledem na topologii a charakter elektrizační soustavy ČR je řešení problematiky jalové energie prostřednictvím instalací tlumivek primárně na úrovni přenosové soustavy optimálním řešením z technického i ekonomického pohledu. Požadavek na minimální počet nových instalací</p>

						tlumívek na úrovni přenosové soustavy ročně tak přispívá k optimálnímu celosystémovému řešení.
88	Ocelářská unie, a.s.	Obecná připomínka ke kapitolám 7.1. a 7.2.	Nesouhlasíme s přenášením dalších nákladů přepravní soustavy na tuzemské zákazníky. Měl by být vyhodnocen rozsah aktiv provozovatele přepravní soustavy, která jsou nezbytná pro zajištění přepravy pro domácí zákazníky. Pouze taková aktiva by měla být zahrnuta do RAB. Nepřenášet finanční břemeno spojené s pohledávkami u ruského Gazpromu na domácí zákazníky. Tato připomínka je zásadní.	Odstranit z materiálu veškeré texty, které vedou ke zvýšení zátěže domácích zákazníků v souvislosti s připomínkou a odůvodněním. Zejména je třeba z materiálu odstranit kapitolu 7.1 a 7.2.	Přesunem nákladů přepravní soustavy (viz připomínka) na domácí zákazníky by došlo k zásadnímu oslabení konkurenceschopnosti průmyslu a energetiky a k neúměrnému a nespravedlivému zatížení všech odběratelů v ČR. Je potřeba přizpůsobit rozsah přepravní kapacity (soustavy) reálným potřebám a do RAB zahrnout pouze aktiva skutečně nezbytná pro zajištění dodávek pro tuzemské zákazníky. Z návrhu se navíc zdá, že nebyl zohledněn nedávný výsledek Rozhodčího soudu, který potvrdil povinnost ruského Gazpromu uhradit provozovateli přepravní soustavy neoprávněné výpadky plateb za její využívání. Nelze akceptovat, aby tyto pohledávky byly přenášeny na domácí zákazníky (stát by měl tento dluh řádně vymáhat). Rolí ERÚ je ochrana zákazníků.	Neakceptováno Po změnách na trhu s plynem vyvolaných válkou na Ukrajině bylo nezbytné přistoupit k úpravě pravidel cenové regulace pro provozovatele přepravní soustavy. Navržená podoba cenové regulace provozovatele přepravní soustavy je komplexní, kdy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Tomu odpovídají i stanovené hodnoty koeficientu redukce výnosů v jednotlivých letech, který snižuje rozsah soustavy (RAB a odpisy) zohledněný v regulovaných cenách. Stanovených cílů je dosaženo zavedením jednotného režimu revenue cap, zavedením koeficientu redukce výnosů a zavedením pravidla na zohlednění veškerých případných příjmů ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy v regulovaných cenách.
89	Ocelářská unie, a.s.	7.5.1. Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy	Navrhujeme motivační program vypustit. Tato připomínka je zásadní.	Motivační program vypustit.	Považujeme za nesmyslné odměňovat provozovatele přepravní soustavy za to, že nebude porušovat energetický zákon a bude dodržovat zákonné povinnosti. Pokud už má být nějaká motivace zavedena, tak v tomto případě naopak formou snížení rentability aktiv v případě, kdy provozovatel přepravní soustavy svoje povinnosti poruší.	Částečně akceptováno Vždy existuje volba mezi pozitivním a negativním způsobem motivace k jakékoliv činnosti. Pozitivní motivace je z hlediska proaktivního přístupu k poskytování kvalitní služby zákazníkům podle názoru ERÚ vhodnějším nástrojem. Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy nesměřuje pouze k odměňování za pouhé dodržování zákona, ale motivuje k dosažení vysoké úrovně bezpečnosti a spolehlivosti přepravní soustavy. Motivační program bude doplněn měřitelnými cíli tak, aby bylo možné jeho přesné vyhodnocení. ERÚ blíže stanoví doby trvání plánovaných stavebních úprav a oprav na zařízení přepravní soustavy (§58 odst. 1 písm. i) bod 3 zákona č. 458/2000 Sb.) ve vztahu k provozovatelům distribučních soustav, virtuálním zásobníkům plynu a přímo připojeným zákazníkům. Při překročení stanovených dob bude přiznání tohoto bonusu omezeno.

90	Ocelářská unie, a.s.	7.5.2. Podpora transformace plynárenství a teplárenství	Navrhujeme motivační program vypustit nebo přeformulovat tak, aby byl jasně měřitelný a dával reálný smysl. Tato připomínka je zásadní.	Motivační program vypustit nebo alespoň upravit v souladu s odůvodněním.	Motivační program je formulován tak, že „investice do rozvoje soustavy zajistí připravenost přepravovat nízkoe emisní a obnovitelné plyny, nebo podpoří přechod z uhlí na plyn, a nebo umožní monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě“. Není jasné, za co tedy má být provozovatel přepravní soustavy bonifikován? Mělo by být alespoň upřesněno, že bonifikace proběhne při plnění harmonogramu investic v souladu s Desetiletým plánem rozvoje přepravní soustavy.	Částečně akceptováno Uvedený motivační program směřuje k posílení investic, které nejsou vyvolané legislativou, ale směřují k požadovanému účelu např. v oblastech snižování emisí, zlepšení klimatu či ke snížení provozních nákladů. Motivační program bude v Metodice cenové regulce upřesněn tak, aby byl více zřejmý jeho účel. Dále budou blíže určeny podmínky, za kterých budou investice vyhodnoceny v souladu s cílem připravenosti soustavy na přepravu nízkoe emisního a obnovitelného plynu. Popis motivačního programu bude doplněn i o bližší popis procesu jeho vyhodnocování.
91	Ocelářská unie, a.s.	7.5.3. Investice za účelem zajistit přepravu směsi vodíku se zemním plynem (včetně měření)	Navrhujeme motivační program vypustit. Tato připomínka je zásadní	Motivační program vypustit.	Pokládáme obecně za velice diskutabilní odměňovat subjekty za splnění požadavků, pokud tyto vycházejí přímo z legislativy.	Neakceptováno Nařízení Evropského Parlamentu a Rady (EU) 2024/1789 v článku 21 uvažuje s alternativou, že provozovatelé přepravních soustav nemohou omezení přeshraničních toků v důsledku rozdílů v kvalitě plynu v rámci standardního provozu zabránit, a stanovuje proces, který má směřovat k odstranění případných překážek. Proces upravovaný nařízením spočívá ve vzájemné koordinaci dotčených provozovatelů přepravních soustav, národních regulačních orgánů, případně Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů a jeho délka v případě nesouhlasu dotčených stran může činit více než 2 roky (minimálně 24 – 30 měsíců) po postoupení podnětu regulačním orgánům. Aby tato alternativa nenastala a např. neohrozila bezpečnost dodávek, zavádí ERÚ uvedený motivační prvek. Podle informací, které ERÚ poskytnul provozovatel přepravní soustavy, budou související investice provozovatele přepravní soustavy do měření řádově vyšší, než uvádí odhad v připomínce.
92	Ocelářská unie, a.s.	7.5.4. Podpora zvýšení bezpečnosti dodávek	Navrhujeme motivační program vypustit Tato připomínka je zásadní	Motivační program vypustit.	Pokud požadavek zajištění oboustranného toku vychází přímo z legislativy, pokládáme obecně za velice diskutabilní za jeho splnění odměňovat.	Neakceptováno Povinnost zajištění oboustranného toku plynu na hraničních bodech není bezpodmínečná, o čemž svědčí opakovaně udělované výjimky na žádost provozovatele, a souvisí např. i s ekonomickou stránkou/náklady na splnění tohoto požadavku. Záměrem tohoto motivačního programu je za účelem posílení bezpečnosti dodávek plynu (jejichž hodnota se obtížně kvantifikuje) do ČR alespoň pro případ mimořádného stavu nouze podpořit rychlou realizaci ekonomicky racionální varianty zajištění obousměrného toku na česko-polské hranici.

93	Ocelářská unie, a.s.	7.5.5. Podpora provozování odepsaných aktiv	Navrhujeme celou kapitolu vypustit. Tato připomínka je zásadní	Celou kapitolu 7.5.5 vypustit.	Zpětné zařazování odepsaných aktiv do RAB, či uznávání výměny odepsaných, ale funkčních zařízení (aktiv) by vedlo k poškození zákazníků. Rolí ERÚ je jejich ochrana.	Neakceptováno Zajištění bezpečného a spolehlivého provozování soustavy je primární povinností jejich provozovatelů. V kompetenci ERÚ není rozhodovat o technickém stavu, provozuschopnosti a náhradě aktiv. Z uvedených důvodů řeší ERÚ danou záležitost formou pozitivní motivace pro udržování regulatorně odepsaných aktiv po co nejdelší dobu v provozuschopném stavu, což je výhodné i pro zákazníky.
----	----------------------	---	--	--------------------------------	--	--

94	OTE, a.s.	3.1.7 Faktor trhu	<p>Mimořádné náklady (tj. vícenáklady, se kterými regulační rámec pro dané regulační období neuvažoval v tom smyslu, že pro ně objektivně neexistuje historie tříletého klouzavého průměru fakticky vynaložených nákladů) je třeba rozdělit na dvě skupiny:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mimořádné náklady krátkodobé; Mimořádné náklady dlouhodobé. <p><u>Mimořádné náklady krátkodobé</u> Ize v podstatě řešit způsobem, který zásady regulace popisují u faktoru trhu. Na názvu parametru až tak nezáleží, ze strany ERÚ navrhovaná definice je sice oproti stávajícímu regulačnímu období precizována, ovšem stále platí, že např. z hlediska vlivu různých živelných událostí (které nemají s trhem nic společného) může být do určité míry zavádějící. Překvapila nás limitace uznávání faktoru trhu pouze na přístup ex post, jelikož jsme na základě diskusí na projektových schůzkách pochopili, že umožněny bude jak přístup ex post, tak v odůvodněných případech i ex ante.</p> <p><u>Mimořádné náklady dlouhodobé</u> – zde je zapotřebí definovat specifický postup regulačního uznání v rámci povolených nákladů, protože řešení prostřednictvím krátkodobých mimořádných nákladů (resp. faktoru trhu) je metodicky nevhodné, co do hodnotového efektu nedostatečné, a především administrativně zatěžující obě zúčastněné strany – regulovaný subjekt i regulační autoritu. Jsme přesvědčeni, že správným řešením by v případě dlouhodobých, resp. permanentních mimořádných nákladů byl tento rámcový přístup:</p>	<p>Do regulačního rámce navrhujeme zakotvit dva způsoby reflexe mimořádných nákladů:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dočasných mimořádných nákladů (Ize případně využívat stávající název „faktor trhu“); <ul style="list-style-type: none"> V souladu s principem (v rámci návrhu zásad regulace) navrženým pro faktor trhu, tj. na základě vyčlenění těchto nákladů ze základní regulační trajektorie povolených nákladů, ovšem na principu ex ante s následnou korekcí po dvou letech se zohledněním časové hodnoty peněz. Konkrétně by se jednalo o tento postup: <ul style="list-style-type: none"> Regulovaný subjekt předloží plán mimořádných nákladů pro následující regulační rok (i+1). ERÚ požadavek zanalyzuje, prodiskutuje s dotčeným regulovaným subjektem a do jeho povolených výnosů roku i+1 zahrne (obhájenou, resp. schválenou) část mimořádných nákladů. V roce i+1 se vyhodnotí faktická vykázaná hodnota mimořádných nákladů, přičemž se zohlední to, že tato hodnota může reprezentovat jak (I) náklady původně plánované, tak (II) náklady neplánované. Korekční faktor pro rok i+2 bude mít tedy dvě složky: <ul style="list-style-type: none"> Korekce plánovaných mimořádných nákladů na skutečnost (v případě překročení je legitimní počítat s možností, že ERÚ v odůvodněných případech vykázanou hodnotu neuzná plnohodnotně). Zohlednění (ze strany ERÚ schválených) mimořádných nákladů, jejichž výskyt nebyl předpokládán, a tudíž ani plánován. Dlouhodobých mimořádných nákladů. <ul style="list-style-type: none"> V průběhu regulační periody je postup identický jako u krátkodobých mimořádných nákladů. Rozdíl je v tom, že existuje jednoznačná indikace, že charakter nákladu je spíše permanentní 	<p>Navržená koncepce faktoru trhu nebude bohužel dostatečně zajišťovat přiměřenou a včasnou regulační reflexi objektivně vznikajících vícenákladů (oproti základní trajektorii povolených výnosů). Základním nedostatkem je nezohlednění časového charakteru vznikajících vícenákladů. Navržený faktor trhu uvažuje pouze s krátkodobým trváním vynakládání vícenákladů, pokud je však výskyt vícenákladů trvalý či alespoň dlouhodobý (přesahující trvání regulační periody), mechanismus vyčlenění ze základní regulační trajektorie zásadním způsobem selhává.</p> <p>Pokud vznikne vícenáklad, který má dočasný charakter, pak na základě jeho vykazání budou odpovídajícím způsobem (schválení ERÚ, časová hodnota peněz apod.) korigovány povolené výnosy regulovaného subjektu a je tím zajištěna včasná (dle konkrétní situace a dohody s ERÚ buď ex ante nebo ex post) a přiměřená úhrada těchto nákladů. Regulovaný subjekt se může samozřejmě rozhodnout, že vícenáklady zahrne do výchozí trajektorie povolených nákladů a bude preferovat pozitivní efekty na povolené výnosy ve vzdálenější budoucnosti – to je plně v pořádku a závisí to na ekonomickém vyhodnocení a preferencích dané společnosti.</p> <p>Pakliže však se jedná o skokové a trvalé navýšení nákladů z titulu vzniku (předem definovaného ze strany ERÚ akceptovaného) vícenákladu, není patrně v zájmu ERÚ ani regulovaného subjektu, aby se žádost o korespondující navýšení povolených výnosů neustále opakovala a administrativně tak zatěžovala všechny zúčastněné strany. Na tomto místě je třeba zdůraznit, že základní nákladová regulační trajektorie (klouzavý průměr) není schopna takového nákladové skoky adekvátně absorbovat – pokud by regulovaný subjekt nezažádal o faktor trhu / mimořádný náklad, tak by se v závislosti na výši faktoru efektivity pohybovala doba plnohodnotné reflexe nákladového navýšení minimálně kolem 30 let! A to je pochopitelně neakceptovatelné.</p> <p>Z hlediska způsobu zohlednění mimořádných nákladů (platí pro krátkodobé i dlouhodobé náklady) v povolených výnosech z hlediska ex post či ex ante je zapotřebí zohlednit hned několik stěžejních faktorů:</p> <ul style="list-style-type: none"> Náročnost / složitost jejich regulační reflexe v povolených výnosech; <ul style="list-style-type: none"> Je třeba počítat s dvouletým (v některých specifických případech i tříletým) informačním zpožděním, kdy faktická hodnota mimořádných nákladů, kterou je možno regulačně zohlednit v roce i+2 je známa až v roce i+1 (v případě daňových efektů dokonce až v roce i+2). Navíc ERÚ bude objektivně potřebovat pro vyhodnocení jak plánu mimořádných nákladů, tak jejich skutečně vykázaných hodnot určitý čas. 	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Uznávání nákladů v odůvodněných případech formou ex ante ve faktoru trhu je akceptováno.</p> <p>Předkládaný návrh k bodu 3.1.7. Faktoru trhu obsahuje několik návrhů na změny, které přesahují rámec tohoto bodu a jsou předmětem celkové společné koncepce regulace povolených nákladů pro jednotlivé regulované subjekty, která byla vytvořena v rámci přípravy Metodiky cenové regulace pro roky 2026-2030. Akceptace daných návrhů by významně narušila koncept uznávání povolených nákladů včetně nastavení komponenty dlouhodobého vyrovnávání a vedla by k nesprávným hodnotám, ke složitějšímu přístupu, kontrolám a nižší transparentci ve vazbě na shodný přístup k jednotlivým účastníkům trhu, a proto nemohly být tyto změny akceptovány.</p> <p>U regulovaných subjektů, jejichž povolené náklady tvoří zcela zásadní část povolených výnosů, budou více zohledněna specifika těchto subjektů a jejich činností jiným způsobem.</p>
----	-----------	-------------------	---	--	--	---

			<ul style="list-style-type: none"> • V rámci <u>probíhajících regulačních období</u> budou případné mimořádné dlouhodobé náklady uznány (po schválení jejich struktury a výše ze strany ERÚ) do povolených výnosů formou speciálního parametru povolených nákladů mimo základní regulační trajektorii. ▪ V režimu ex ante uznání nákladů nepředpokládáme nutnost inflační úpravy těchto nákladů, neboť budou každoročně schvalovány při respektování aktuální cenové hladiny. Inflační korekce bude nutná pouze při následné korekci oproti skutečnosti. U ex post regulační reflexe je nutná úprava o změnu cenové hladiny mezi obdobími vynaložení a regulačního uznání (patrně dva roky). ▪ Nepředpokládáme též působení faktoru X, protože realizace úsporných opatření a zvyšování nákladové efektivity je možná až ve střednědobém až dlouhodobém horizontu (tj. v příštím regulačním období). ▪ Ačkoli je tento navrhovaný mechanismus v podstatě identický jako u krátkodobých mimořádných nákladů, resp. faktoru trhu, je nanejvýš vhodné oba tyto typy mimořádných nákladů evidovat 	<p>a nelze očekávat, že by důvody pro jeho vynakládání v nejbližších letech pominuly či došlo k výraznější redukci výše takto vynakládaných nákladů. Každopádně tyto náklady budou figurovat v samostatné „škatulce“.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Při přelomu regulačních období proběhne během roku I-1 (rok předcházející začátku nové periody, tj. aktuálně 2025) diskuse s ERÚ nad mimořádnými náklady doznívající regulační periody, zejména dojde k poslednímu případnému „přeřazení“ mezi krátkodobými a dlouhodobými mimořádnými náklady z hlediska jejich vykázání. ▪ Následně bude hodnota regulačně uznaná v letech I-4 až I-2 (2022 až 2024) přičtena k hodnotě vykázaných nákladů vstupujících do klouzavého průměru povolených nákladů pro účely determinace základní regulační trajektorie nadcházející regulační periody. <ul style="list-style-type: none"> ➤ V podstatě se tedy jedná pouze o jakési přeřazení těchto nákladů z hlediska jejich historického vykázání. ▪ Mimořádné náklady roku I-1 (2025) vstoupí do povolených výnosů až v roce I+2 (2027) ve speciálním regulačním režimu, kdy nebudou součástí (případně nově vznikajících) mimořádných nákladů dalšího regulačního období, nýbrž budou sledovány / regulačně reflektovány separátně, kdy budou upravovány o inflační eskalační index a bude na ně působit stanovený faktor efektivity. ▪ Ostatní principy determinace povolených nákladů (vyrovnání nákladů, působení inflačních eskalačních faktorů) zůstanou zachovány, resp. budou probíhat dle návrhu regulační zásad pro VI. periodu. <p>Za klíčový faktor úspěchu korektního zohlednění mimořádných (dlouhodobých i krátkodobých) nákladů považujeme detailní vymezení charakteru mimořádných nákladů zejména z hlediska důvodu vzniku (co lze považovat za mimořádný náklad), doby trvání (kde je předěl mezi dočasnými a trvalými náklady), způsobu vykazování (vhodná úprava regulačního výkaznictví) a procesu žádosti</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Samotná konstrukce základní regulační trajektorie založená na tříletém klouzavém průměru vykázaných nákladů a zpětném vyrovnání nákladů je relativně složitá a patrně není žádoucí stávající schéma ještě více zesložitovat ve smyslu např. každoročních zpětných úprav, korekčních faktorů apod. • Objektivní prognózovatelnost různých typů mimořádných nákladů; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Některé nákladové výkyvy nelze objektivně předvídat, a tudíž ani plánovat (živelné události), zatímco u jiných typů nákladů (legislativní změny) je možná relativně přesná predikce nákladového efektu. • Finanční situace regulovaných subjektů; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Jednak z hlediska vztahu vícenáklad versus případná nákladová úspora. <ul style="list-style-type: none"> ➤ Pokud regulovaný subjekt dlouhodobě překračuje úroveň svých povolených nákladů, v případě výskytu (plánovatelného) vícenákladu v průběhu regulačního období je nanejvýš vhodné umožnit mu regulační reflexi takového vícenákladu ex ante, neboť regulovaná společnost (ceteris paribus) nedisponuje volnými peněžními prostředky pro krytí těchto vícenákladů. ➤ Regulovaný subjekt s potenciálem realizace nákladových úspor (oproti regulační trajektorii) pak (opět za jinak stejných podmínek) benefituje z jejich realizace, což mu teoreticky umožní financovat vznikající vícenáklady. V tomto případě lze z hlediska regulační reflexe takovýchto vícenákladů postupovat formou ex post. ▪ Vztah k celkovým nákladům. <ul style="list-style-type: none"> ➤ V případě, že rozsah mimořádného nákladu je vzhledem k celkovým (povoleným) nákladům uznaným v povolených výnosech významný, jedná se opět o legitimní důvod umožnit reflexi takovýchto vícenákladů formou ex ante. V případě zanedbatelného relativního finančního objemu mimořádných nákladů samozřejmě platí opačná analogie. <p>Z výše uvedeného tím pádem vyplývají kontury žádoucího řešení pro dlouhodobé mimořádné náklady:</p>	
--	--	--	---	--	--	--

			<p>a regulačně uznávat separátně. Důvodem je níže popsany rozdílný přístup při přechodu na novou regulační periodu.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Při <u>přechodu na další regulační období</u> dojde k přehodnocení základní regulační trajektorie ve smyslu zohlednění dlouhodobých mimořádných nákladů. <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dlouhodobé mimořádné náklady, které byly v rámci končící regulační periody uznávány formou specifického regulačního parametru budou pro účely kalkulace základní regulační trajektorie na bázi klouzavého tříletého průměru zahrnuty zpětně do běžných nákladů jak z hlediska fakticky vynaložených nákladů, tak regulačně uznaných nákladů. ▪ Tím dojde k tomu, že u historicky potvrzených dlouhodobých mimořádných nákladů již nebude nutno každoročně žádat o jejich regulační uznání, což zjednoduší práci jak regulovanému subjektu, tak ERÚ. Na tyto náklady pak navíc bude působit faktor efektivity a mechanismus dlouhodobého vyrovnávání nákladů, z čehož budou jednoznačně 	<p>a následného schvalování (předání relevantních podkladů, lhůty pro rozhodnutí ERÚ). Dovolujeme si zároveň zdůraznit, že tato připomínka je z pohledu dlouhodobého fungování pro OTE zásadní a jsme připraveni s ERÚ aktivně spolupracovat na její implementaci do zásad cenové regulace i na metodických aspektech připomínky.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Regulační reflexe dlouhodobých mimořádných nákladů <u>v rámci regulační periody</u>; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Postupuje se obdobným způsobem jako u krátkodobých mimořádných nákladů (resp. faktoru trhu), kdy je hodnota těchto nákladů pro jednotlivé roky plánována ex ante. ▪ V rámci následné analýzy fakticky vykázaných nákladů pak dojde ke korekci výše nákladů (I) jak ve smyslu zohlednění (toho času, tj. před dvěma lety) objektivně neplánovatelných vícenákladů, (II) tak výše původního existujícího plánu mimořádných nákladů z hlediska případné prognostické chyby. ▪ Toto je dle našeho názoru univerzální schéma defaultně kombinující přístup ex ante (plánovatelné náklady) a ex post (neplánovatelné náklady), ze kterého benefitují jak regulované subjekty (včasná reflexe prognózovatelných vícenákladů), tak ERÚ (více času na analýzu a proces případné revize plánovaných nákladů). • Regulační reflexe dlouhodobých mimořádných nákladů <u>při přechodu regulační periody</u>; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pokud předpokládáme začlenění části mimořádných nákladů vykazovaných v rámci předcházející regulační periody do základní regulační trajektorie pro nastávající periodu, je třeba si uvědomit, že toto vyústí v nutnost zpětné modifikace jak vstupních hodnot klouzavého průměru vykazovaných nákladů, tak regulačně akceptovatelných nákladů. To přitom není jednoduchá záležitost. ▪ Domníváme se, že toto lze s ohledem na zmiňované komplikace úspěšně realizovat pouze tím způsobem, že k modifikaci dojde jen jednou za periodu – konkrétně před jejím začátkem, a navíc na bázi ex post. ▪ Pokud bychom totiž připustili princip ex ante, došlo by nezbytně ke dvojí úpravě základní regulační trajektorie – poprvé na základě plánu mimořádných nákladů 2025 pro 1. rok VI. regulačního období 2026 a následně by na základě zjištění faktické výše mimořádných nákladů bylo nutno provést korekci v roce 2027 (ve výkazech 2026 by byly k dispozici informace o fakticky vykázaných mimořádných dlouhodobých nákladech 2025). 	
--	--	--	---	--	--	--

			<p>benefitovat zákazníci.</p> <ul style="list-style-type: none"> U krátkodobých mimořádných nákladů / faktoru trhu se nic nemění – pakliže se nějaké takové náklady objeví a jsou ze strany ERÚ schváleny, jsou i nadále uznávány specificky mimo základní nákladovou trajektorii povolených nákladů. <p>Vícenákklady může objektivně vykazovat jak regulovaný subjekt dlouhodobě překračující povolené náklady, tak společnost realizující oproti regulační trajektorii nákladové úspory. Vznik vícenákladů, resp. objektivní nutnost nákladově reagovat na ekonomické změny nemá jednoznačný vztah k historické nákladové situaci (s některými objektivními výjimkami). Jedná se tedy o fenomén nákladové budoucnosti odvíjející se od nových událostí s nulovým či naprosto zanedbatelným vztahem k fundamentům ovlivňující historickou úroveň vynakládaných nákladů.</p> <p>O mimořádné náklady (dlouhodobé i krátkodobé) by tedy mělo být umožněno žádat jak regulovaným subjektům s nižší hodnotou faktických nákladů vůči regulační trajektorii povolených nákladů, tak společností tuto trajektorii překračující. Režim regulační reflexe mimořádných nákladů by tedy měl být principiálně identický pro regulované subjekty se zvoleným koeficientem nákladového vyrovnání 0,25 i 0,5.</p>		<ul style="list-style-type: none"> Při využití principu ex post dojde k úpravě základní regulační trajektorie pouze jednou: <ul style="list-style-type: none"> Vykázané běžné náklady let I-4 až I-1 se v rámci klouzavého průměru navýší o konsensuální hodnotu permanentních mimořádných nákladů z pohledu znalosti věcí roku I-1 (tj. do roku 2024). <ul style="list-style-type: none"> O tyto vícenákklady pak nebude možno logicky následně žádat v průběhu regulační periody, jelikož by se jednalo o multiplikaci. Vyrovnání nákladů není potřeba zpětně upravovat, neboť (za předpokladu korektního vykazání mimořádných nákladů mimo běžné náklady v minulém regulačním období) reflektují faktický rozdíl mezi povolenými a vykázanými běžnými náklady bez efektu mimořádných nákladů. V roce 2027 budou navíc v povolených výnosech zahrnuty vykázané (a schválené) dlouhodobé mimořádné náklady roku 2025 (tedy jejich rozdíl oproti roku 2024). Tyto náklady budou evidovány a v regulaci reflektovány zvlášť, přičemž je férové, že budou vystaveny působení faktoru X obdobně jako základní regulační nákladová trajektorie (jedná se o pomyslnou korekci této trajektorie). <p>V praktickém životě bude docházet zcela přirozeně k určitému „přelévání“ mimořádných nákladů mezi krátkodobými a dlouhodobými, jelikož se může (oproti původním předpokladům) ukázat, že důvod pro vynakládání některého nákladu v čase pomine, a naopak některý dočasný náklad získá permanentní charakter. Proto je záhodno, aby (v rámci regulační periody) byl regulační přístup k oběma typům těchto mimořádných nákladů identický. V případě dlouhodobých nákladů – a jen u nich – dojde při přelomu regulačních období k začlenění do základní regulační nákladové trajektorie.</p> <p>Pokud bychom měli tedy shrnout důvody, pro výše popsanou modifikaci přístupu k mimořádným nákladům, jednalo by se zejména o tyto:</p> <ul style="list-style-type: none"> V případě dlouhodobého trvání zvýšení nákladů je stávající návrh zbytečně administrativně zatěžující. Při limitaci regulační reflexe pouze na ex post variantu může u některých regulovaných subjektů 	
--	--	--	--	--	--	--

					<p>vyvolat nákladový skok nežádoucí negativní tlak na cash flow.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Při podcenění schopnosti základní regulační nákladové trajektorie absorbovat nákladové skoky je tím pádem i pokřiven pohled na charakter (důvod vzniku, načasování apod.) mimořádných nákladů ve smyslu jednoznačného podcenění jejich významu. • Při dlouhodobém řešení mimořádných nákladů mimo základní regulační trajektorii připraví ERÚ zákazníky o efekt vyrovnaní nákladů a efekt faktoru X, což znamená jednoznačné nevyužití možnosti motivačně působit i na tuto nákladovou oblast. 	
--	--	--	--	--	--	--

95	OTE, a.s.	10.3.2.1 a 10.4.1 Kalkulace zisku	<p>Kalkulace zisku – rozdělení elektroenergetika vs. Plynárenství</p> <p>V kapitolách 10.3.2.1 a 10.4.1 je zisk kalkulován jakožto součin základního kapitálu roku $i-2$, WACC a koeficientu který představuje alokaci zisku mezi oblast elektroenergetiky a plynárenství. To je samozřejmě v pořádku, chybí zde však provázanost mezi oběma sektory, tj. deklarace, že celkový regulovaný zisk je beze zbytku rozdělen na obě regulované oblasti činností.</p> <p>Vzhledem k předpokladu, že bonusové schéma k WACC se týká jak oblasti elektroenergetiky, tak plynárenství, ovšem vzhledem k rozdílné definici KPI pro jednotlivé oblasti, je třeba zajistit rozlišení působení motivačního schématu zvláště pro elektroenergetiku a pro plynárenství.</p> <p>Tak jak je uvedeno ve stávajícím návrhu, by se totiž motivační schéma týkalo pouze oblasti plynárenství.</p>	<p>Navrhujeme v rámci kapitoly 10.3.2.1 (potažmo toto vhodným způsobem reflektovat i v rámci kapitol 14.3.1 a 14.3.3) uvést v zásadách toto modifikované znění:</p> <p><i>Hodnota povoleného zisku bude pro VI. RO každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:</i></p> $ZISK_{OTE\text{elektroenergetika}} = \text{Základní kapitál}_{i-2} \times RZ_{EL} \times (WACC_{OTE} + BN_{OTEEL})$ <p>kde</p> <p>WACC_{OTE} [%] je hodnota WACC stanovená podle bodu 3.2.4.9.</p> <p>RZ_{EL} je koeficient podílu regulovaného zisku pro oblast elektroenergetiky</p> <p>BN_{OTEEL} [%] je bonus k WACC pro oblast elektroenergetiky (podle bodu 10.6.)</p> <p>Kapitolu 10.4.1 navrhujeme napsat do zásad následovně:</p> <p><i>Hodnota povoleného zisku bude pro VI. RO každoročně přepočítávána a je stanovena následujícím způsobem:</i></p> $ZISK_{OTE\text{plynárenství}} = \text{Základní kapitál}_{i-2} \times (1 - RZ_{EL}) \times (WACC_{OTE} + BN_{OTEPL})$ <p>kde</p> <p>WACC_{OTE} [%] je hodnota WACC stanovená podle bodu 3.2.4.9.</p> <p>RZ_{EL} je koeficient podílu regulovaného zisku pro oblast elektroenergetiky</p> <p>BN_{OTEPL} [%] je bonus k WACC pro oblast plynárenství (podle bodu 10.6.)</p>	<p>Z dané textace není jednoznačně zřejmé, že se vždy musí jednat o doplněk, tj. že celkový regulovaný zisk OTE, a.s. je rozdělen mezi oblast elektroenergetiky a plynárenství.</p> <p>Pokud se zvolí pro jednu oblast – patrně pro elektroenergetiku coby dominantní oblast působení subjektu – hodnota koeficientu a pro druhou oblast (plynárenství) bude rozsah zisku vyjádřen doplňkem do jedné, bude toto vyjádření jednoznačné. Obdobně se v regulaci postupuje i např. u inflačního eskalačního faktoru, považujeme tedy za rozumné toto v rámci regulačního rámce sjednotit.</p> <p>Jelikož pro oblast elektroenergetiky a plynárenství jsou navrhována odlišná KPI a taktéž rozdílné váhy pro stanovení celkové výše bonusu, domníváme se, že je nezbytné efekt bonusového schématu z hlediska kalkulační pro obě oblasti vhodně rozdělit, aby bylo možno pro elektroenergetiku a plynárenství splnění motivačních podmínek nezávisle vyhodnocovat a následně korektně stanovovat rozsah bonusu k WACC.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Motivační regulace vytváří samostatnou komponentu, která se nepromítá do komponenty zisku.</p>
96	OTE, a.s.	10.3.1 a 10.3.2. Kalkulace zisku	<p>Kalkulace zisku – činnost v rámci elektroenergetiky</p> <p>Návrh počítá s alokací veškerého zisku v rámci elektroenergetiky výhradně na činnost organizace trhu. Je otázkou, zda neumožnit (alespoň v teoretické rovině) alokovat část zisku i na činnost zúčtování odchylek jakožto nástroj žádoucí stabilizace cen v případě neočekávaného tržního vývoje, kdy defaultně stanovený</p>	<p>V rámci kapitol 10.3.1 a 10.3.2 je na zvážení stanovit, že část zisku příslušná pro oblast elektroenergetiky je daným způsobem (dle stanoveného % koeficientu) alokována na činnost zúčtování odchylek a činnost organizace trhu.</p> <p>Konkrétně by došlo k doplnění, že část povoleného zisku příslušného pro oblast elektroenergetiky se dělí (dle každoročně modifikovatelného koeficientu) na:</p> <ul style="list-style-type: none"> (I) činnost zúčtování odchylek a 	<p>Nerozporujeme v zásadě návrh ERÚ. Jen si dokážeme představit situaci, kdy vzhledem k tržnímu vývoji (např. volatilitě likvidity na trzích) by bylo vhodné přikročit k dočasné změně navrhované alokace zisku. V tomto případě pak bude patrně univerzálnější řešení v zásadách regulace stanovit koeficient alokace zisku mezi obě činnosti, který by bylo možno v odůvodněných případech změnit. Jednalo by se tedy o parametr oznamovaný ze strany ERÚ před začátkem každého roku v rámci regulačního období.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Faktická ziskovost operátora trhu není přijetím, či zamítnutím dotčena a podle názoru ERÚ je úprava navrhovaná připomínkujícím složitější na implementaci. ERÚ navrhuje změnu v obecné formulaci v bodě 10.1.3., že zisk operátora trhu může být alokován k jiné činnosti v případě mimořádných změn na trhu.</p>

			<p>podíl by se mohl žádoucím způsobem modifikovat bez nutnosti měnit regulační rámec.</p>	<ul style="list-style-type: none">• (II) činnost organizace trhu. <p>Tyto změny je třeba reflektovat pomocí vzorců v rámci kapitoly 14.3.1. Konkrétně tak, že (na straně 149) je upravena definice povolených nákladů ve smyslu přidání části alokovaného povoleného zisku:</p> $PV_{otzui} = PN_{otzui} + O_{otzui} + Z_{otzui}$ <p>Kde Z_{otzui} je část zisku pro oblast elektroenergetiky alokovaná na činnost zúčtování odchylek stanovená tímto způsobem:</p> $Z_{otzui} = ZISK_{OTEelektroenergetika} \times AZ_{otzui}$ <p>Kde AT_{otzui} je koeficient alokace zisku na činnost zúčtování odchylek pro daný regulační rok.</p> <p>Obdobně na straně 153 je zapotřebí taktéž korespondujícím způsobem definovat zisk pro činnost organizace trhu:</p> $Z_{otori} = ZISK_{OTEelektroenergetika} \times (1 - AZ_{otzui})$		
97	OTE, a.s.	14.3.3 (14.3.4)	<p>Začlenění poplatku ERÚ do povolených výnosů OTE</p> <p>V rámci činnosti zúčtování odchylek je u obou oblastí – elektroenergetiky a plynárenství – odlišně z pohledu stanovení ceny přistupováno k poplatku za činnost ERÚ (resp. zvláštnímu poplatku dle § 17d energetického zákona):</p> <ul style="list-style-type: none">• V rámci elektroenergetiky v ceně OTE nefiguruje;• V rámci plynárenství v ceně OTE figuruje. <p>Domníváme se, že přístup by se měl pro oba sektory sjednotit – konkrétně vyčleněním z ceny zúčtování odchylek v plynárenství.</p>	<p>Navrhujeme pro plynárenství na straně 164 eliminovat ze vzorce parametr S_{osrpi}.</p> $S_{oti} \frac{UPV_{oti}}{RMDP_{otpi}} + S_{osrpi}$ <p>Tento krok má teoreticky dopad i na způsob stanovení souvisejícího korekčního faktoru, v rámci uvedených vzorců se nám ale nejeví, že by se s poplatkem na činnost ERÚ v rámci korekce počítalo.</p>	<p>Hlavním důvodem je především rozdílný způsob stanovení obou cen a potenciálně i jejich jiné načasování. Dále se domníváme, že v rámci cenových rozhodnutí není pozice poplatku ERÚ korektně zakotvena.</p> <p>V plynárenských cenových rozhodnutích (regulovaných cenách souvisejících s dodávkou plynu) se praví, že „<i>K ceně za zúčtování se podle § 17d zákona č. 458/2000 Sb., ve znění pozdějších předpisů, přičítá zvláštní poplatek, jehož sazbu stanoví vláda svým nařízením.</i>“</p> <p>Dle zásad regulace však tento poplatek již v ceně OTE za zúčtování obsažen je, jeho následné připočtení se tedy jeví jako redundantní.</p> <p>V elektroenergetických cenových rozhodnutích (kterými se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny) se praví, že:</p> <p>„<i>Cenu za činnosti operátora trhu tvoří:</i></p> <ol style="list-style-type: none">1. <i>Cena za činnosti související se zúčtováním odchylek</i>2. <i>Cena za činnosti související s výplatou a administrací podpory z podporovaných zdrojů (včetně záruk původu)</i>3. <i>Poplatek na činnost ERÚ</i>“ <p>Zde je to tedy správně, protože cena za činnosti související se zúčtováním odchylek poplatek za činnost ERÚ definovaných ve vzorcích neobsahuje.</p>	Akceptováno

98	OTE, a.s.	14.3.1 (14.3.2)	<p>Vymezení nákladů/odpisů souvisejících se zárukami původu</p> <p>Definice odpisů a nákladů v rámci povolených výnosů činnosti vydávání záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice je chybná ve smyslu neuvažování části odpisů / nákladů na vydávání záruk s podporovanými zdroji nesouvisejícími.</p>	<p>V rámci postupu pro stanovení ceny činnosti vydávání záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice (začátek na straně 156) je zapotřebí u vybraných dílčích parametrů zaměnit sousloví „související s vydáváním záruk původu pro podporované zdroje“ za tento text: „související s vydáváním záruk původu“. Týká se to těchto parametrů:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Notzpski • Notzpplsi-1 <p>Obdobně je třeba upravit i definici parametru PN_{otzpi-2} na straně 161 v rámci korekčního faktoru.</p>	<p>Záruky původu jsou vystavovány jak pro podporované zdroje, tak v některých specifických případech i pro nepodporované zdroje, přičemž nákladová alokace mezi těmito dvěma skupinami by byla zbytečně složitá. Pro stanovení povolených výnosů činnosti vydávání záruk původu pro podporované zdroje v elektroenergetice je proto v rámci odpisů a nákladů uvažovat se všemi souvisejícími relevantními náklady.</p>	Akceptováno
99	OTE, a.s.	10.6.1	<p>Vyhodnocování příjmu a zpracování dat z nárůstu průběhových měření</p> <p>V kapitole 10.6.1 je uvedeno toto vymezení odběrného místa: „Odběrné místo je definováno podle adresy odběrného místa, kdy spotřební a výrobní EAN na stejné adrese a se stejným majitelem je posuzováno jako jedno odběrné místo.“</p>	<p>Navrhujeme vymezení odběrného místa koncipovat takto: „Pro vyhodnocení motivačního programu je definován ukazatel, stanovený jako podíl počtu průběhových měření zpracovaných v CS OTE na celkovém počtu odběrných míst ke konci kalendářního roku. V případě, že předávací místo s průběhovým měřením má registrován samostatný EAN pro data dodávky a samostatný EAN pro data odběru, je toto místo posuzováno jako jedno odběrné místo, pokud jsou oba tyto EAN (tzn. EAN pro data dodávky a EAN pro data odběru) příslušným provozovatelem distribuční soustavy spárovány v informačním systému operátora trhu.“</p>	<p>V systému OTE z důvodů pravidel GDPR nedisponujeme u odběrných míst adresou a nebudeme tudíž schopni vyhodnotit počet odběrných míst v režimu kontinuálního odečtu navrhovaným způsobem.</p> <p>Taktéž není zcela zjevné, k jakému okamžiku se počty odběrných míst vyhodnocují.</p>	Akceptováno
100	OTE, a.s.	10.6.2	<p>Vyhodnocení motivace v oblasti obchodování na krátkodobých trzích</p> <p>V kapitole 10.6.2 je uvedena podmínka pro splnění motivace, resp. přiznání korespondující část bonusu k WACC v této oblasti následovně: „Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele plněna v rozsahu očekávaného procentuálního nárůstu bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1p. b. * 0,25 (váha 25 %).“</p>	<p>Navrhujeme následující formulaci: „Pokud bude plánovaná hodnota ukazatele pro daný rok regulačního období plněna minimálně v rozsahu příslušnému stanoveného referenčního roku, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1p. b. * 0,25 (váha 25 %).“</p>	<p>Na základě společných diskusí nad podobou motivačního mechanismu pro operátora trhu jsme nabyli dojmu, že u tohoto parametru nebudou stanovovány požadované meziroční nárůsty počtu obchodních transakcí, pouze se bude předpokládat, že nepoklesnou pod úroveň referenčního roku (2025). Definici splnění motivačního mechanismu je proto vhodné korespondujícím způsobem upravit.</p>	Akceptováno

101	OTE, a.s	10.6.3	<p>Vymezení dostupnosti systému OTE</p> <p>V kapitole 10.6.3 je stanovena požadovaná hodnota přístupnosti (resp. tolerované nepřístupnosti) centrálního informačního systému OTE takto: „Referenční hodnota stanovená dle standardů na 48 hodin za kalendářní rok v trvání maximálně 16 hodin v jednom případě.“</p>	Navrhujeme textaci modifikovat následujícím způsobem: „Referenční hodnota je stanovena dle standardů na 48 hodin za kalendářní rok, přičemž nedostupnost v rámci jednoho kalendářního dne se do referenční hodnoty započítává maximálně do časového trvání 16 hodin. Při překročení tohoto časového období se další hodiny do referenční hodnoty již nezapočítávají.“	Navrženou definici navrhujeme drobně přeformulovat za účelem posílení jednoznačnosti, resp. zamezení případných variantních výkladů šestnáctihodinové limitace započítávání případného výpadku do hodnocení splnění ukazatele. KPI se týká výpadků způsobených kybernetickými útoky. Odstranění důsledků kybernetických útoků, zejména jsou-li úspěšné, bývá složité a časově velmi náročné. V některých případech, může být odstavení systému pro minimalizaci dopadů/ztrát takových útoků, vysloveně žádoucí. Limit 16 h pro jeden výpadek, by tedy neměl být koncipován jako nesplnění KPI, ale naopak jako maximální hodnota takového výpadku, vstupující do vyhodnocení KPI v případě delší doby trvání pro zotavení systému. V opačném případě, by poměrně snadno mohlo dojít k vyčerpání nastaveného limitu celkové nedostupnosti (48 hodin) jedním takovým kybernetickým útokem, což by postrádalo motivační charakter, který je pro funkční nastavení KPI žádoucí.	Částečně akceptováno
102	OTE, a.s	10.6.3	<p>Způsob vyjádření bonusu k WACC</p> <p>V kapitole 10.1.3 je stanoveno, že: „Jsou implementovány principy motivační regulace pro dosažení cílů s nastavením ukazatelů, jejich hodnot a vyhodnocením pro stanovení bonusu ve výši 1 % míry výnosnosti na základním kapitálu v bodě 10.6.“.</p> <p>Namísto 1 % by zde měl figurovat 1 pcb, tj. procentní bod.</p>	Výše uvedený úsek textu nahradit tímto zněním: „Jsou implementovány principy motivační regulace pro dosažení cílů s nastavením ukazatelů, jejich hodnot a vyhodnocením pro stanovení bonusu ve výši 1 pcb míry výnosnosti na základním kapitálu v bodě 10.6.“.	Uvedením % by mohlo dojít k nejasnostem ohledně fakticky zamýšlené výše bonusu.	Akceptováno
103	OTE, a.s.	3.1.1 ke kapitolám 14.3.1 až 14.3.4	<p>Daňová uznatelnost úrokových nákladů</p> <p>Připomínka ke kapitole 3.1.1 (modifikace regulačně uznatelných nákladů na straně 29), 10.1 (definice specifické situace pro OTE), potažmo ke kapitolám 14.3.1 až 14.3.4 (zakotvení do vzorců).</p> <p>V případě, že očekávaná novela související legislativy Zákona č. 162/2012 Sb. o podporovaných zdrojích energie neumožní zahrnout daňovou povinnost z neuznané části úroků z půjček od spojených osob do skutečně vynaložených nákladů operátora trhu na podporu elektřiny,</p>	<p>Navrhujeme na bázi ex post (jak bylo uvedeno ve zdůvodnění, predikce je velmi problematická) zohlednit v povolených výnosech OTE pro činnost financování POZE daňový efekt části úrokových nákladů. Konkrétní kalkulace by byla realizována tímto způsobem:</p> $DE_{OTPUi} = \frac{UN_{OTPi-2} \times DP_{i-2}}{1 - DP_{i-2}}$ <p>DE_{OTPUi} ... Kompenzace daňového efektu části finančních nákladů financování POZE v roce i;</p> <p>UN_{OTPi-2}... Výše daňově neuznatelných úrokových nákladů financování POZE v roce i-2;</p> <p>DP_{i-2} ... Sazba daně z příjmů aplikovaná na OTE v roce i-2.</p> <p>Za předpokladu, že dojde k novelizační změně až v průběhu periody, bude hodnota daňově</p>	<p>V rámci financování POZE vznikají z titulu časového nesouladu mezi výdaji (hrazení podpory) a příjmy OTE dodatečné finanční náklady. Ministerstvo financí sice umožňuje OTE čerpání adekvátní zápůjčky k pokrytí rozdílů v peněžním toku, z hlediska aktuálních pravidel uznatelnosti souvisejících úrokových nákladů z titulu daně z příjmu právnických osob (dle § 25, odst. 1, písm. w) Zákona č. 586/1992 Sb. o daních z příjmů za výdaje (náklady) k dosažení, zajištění a udržení příjmů pro daňové účely nelze uznat úroky z úvěrových finančních nástrojů a související výdaje, pokud je věřitel osobou spojenou ve vztahu k dlužníkovi, a to ve výši finančních nákladů z částky, o kterou úhrn úvěrových finančních nástrojů přesahuje čtyřnásobek výše vlastního kapitálu (tzv. test nízké kapitalizace) však takovýto postup generuje pro OTE významný objem daňově neuznatelných nákladů.</p> <p>Přesto, že regulační rámec refunduje OTE veškeré finanční náklady v rámci schématu financování POZE,</p>	Akceptováno

			<p>provozní podporu tepla, přechodnou transformační podporu tepla a podporu biometanu dle § 28 Zákona č. 162/2012 Sb., je zapotřebí adekvátně upravit regulační rámec OTE tak, aby mu byly vhodným způsobem kompenzovány vznikající negativní daňové efekty z úvěrového financování činnosti POZE.</p>	<p>neuznatelných úrokových nákladů započtena do vypořádání dotace a regulační rámec tedy nebude zapotřebí z tohoto důvodu modifikovat.</p>	<p>část daňově neuznatelných nákladů „uměle“ navyšuje daňový výsledek hospodaření OTE a ve svém důsledku vede k vyšší hodnotě daně z příjmů právnických osob, která však není hrazena v rámci WACC (režim před zdaněním).</p> <p>Dochází zde tedy k situaci, že způsob nastavení finančních toků v rámci systému podpory POZE způsobuje zprostředkovatelskému subjektu (OTE) náklady (vyšší daň z příjmů), které mu aktuálně nejsou nikterak kompenzovány. Situace je navíc problematická v tom smyslu, že nelze přesně predikovat případné změny ve způsobu financování systému POZE, čímž se hodnota daňového efektu neuznaných úroků může z roku na rok dramaticky měnit i za jinak stejného (ročním kumulovaném) rozsahu požadavků POZE na jejich financování. OTE se tedy dostává do situace, kdy tento nežádoucí daňový efekt může za rok dosáhnout hodnoty pouhých jednotek či dokonce vyšších desítek milionů Kč.</p> <p>Přetrvávání tohoto problému nelze z titulu principu řádného hospodáře ze strany OTE připustit, proto by byl nucen při nezměněné situaci (přetrvávající daňová neuznatelnost a žádná regulační refundace) přinejmenším část zápůjčky korespondující s rozsahem daňově neuznatelných úrokových nákladů přesměrovat ze stávajícího poskytovatele (Ministerstvo financí) na některý komerční subjekt (banku). V tomto případě by sice odpadl problém s generováním nežádoucího daňového efektu, ve svém důsledku by však došlo k navýšení souvisejících úrokových nákladů financování POZE, neboť lze předpokládat, že finanční náklady budou u komerčního subjektu vyšší.</p> <p>Naše simulace indikují, že takovýto výše popsáný postup by způsobil navýšení povolených výnosů (a tedy i ceny pro zákazníky) ve výrazně větším rozsahu než zahrnutí generovaného daňového rozdílu do povolených výnosů. Proto jednoznačně preferujeme a navrhujeme variantu vhodného zohlednění efektu daňově neuznatelných finančních nákladů činnosti financování POZE do povolených nákladů OTE.</p>	
104	OTE, a.s.	<p>14.3.1 (strana 153) a 14.3.3 (strana 166).</p>	<p>Kalkulace hodnot motivační složky</p> <p>Připomínka ke kapitole 14.3.1 (strana 153) a 14.3.3 (strana 166).</p> <p>Kalkulace parametru plánovaná roční hodnota motivační složky ($MV_{otormpxpli}$) dle našeho názoru tak, jak je v návrhu zásad uveden, nedává smysl a je třeba ji vhodným způsobem modifikovat.</p>	<p>Navrhujeme alternativně použití přístupu buď (I) top-down nebo (II) bottom-up.</p> <p><u>Princip top-down lze vyjádřit tímto způsobem:</u></p> $MV_{otormpxpli} = \frac{KPI_{otormpli}}{100} \times \frac{k_{otormpxli}}{100}$ <p>$MV_{otormpxli}$... plánovaná roční hodnota motivační složky míry výnosnosti zohledňující plnění motivačního programu č. x (kde x označuje číslo programu= 1,2,3);</p>	<p>Pakliže je pro výpočet dílčí (tj. pro konkrétní KPI) výše bonusu stanovena konkrétní váha, tím pádem je možno:</p> <ul style="list-style-type: none"> Determinovat celkovou hodnotu motivační složky z celkové motivační složky (top-down), kdy je však třeba zohlednit v rámci aplikovaných vah splnění či nesplnění dílčího KPI. Stanovit celkovou hodnotu motivační složky pouhým prostým součtem plnění dílčích KPI (bottom-up), které již z titulu jejich definice implicitně zahrnují jak vážení, tak hodnotu, tj. dosažení (či nedosažení) dílčího bonusu. 	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Došlo k úpravě v souladu s popisem a vzorci u motivačních složek ostatních licencí.</p> <p>Je uplatněn princip bottom up, upraven vzorec propočtu a indexy, postup bude detailněji popsán.</p>

			<p>$KPI_{otormmpli}$... procentuální hodnota maximální výše přiznaného bonusu pro všechny programy (nikoli tedy jen programu č. x);</p> <p>$K_{otormpxli}$... procentuální hodnota váhy motivačního programu x.</p> <p>Je třeba si uvědomit, že v tomto případě dojde vždy ke 100 % zahrnutí motivační složky do povolených výnosů a roli vyhodnocení splnění či neplnění převeze následně až korekční faktor.</p> <p><u>Princip bottom-up lze pak pojmut následovně:</u></p> $MV_{otormbpli} = MV_{otormb1pli} + MV_{otormb2pli} + MV_{otormb3pli}$ <p>Následně by byla každá část individuálně popsána:</p> <p><u>Hodnota $MV_{otormb1pli}$</u> (příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření):</p> <p>Pokud platí: $POD_{PLi} \geq 0,9 \times POD_{REFi}$, hodnota $MV_{otormb1pli} = 0,25 \text{ pcb}$, jinak $MV_{otormb1pli} = 0 \text{ pcb}$.</p> <p>Kde:</p> <p>$POD_{PLi}$... Plánovaný podíl počtu odběrných míst s průběhovým měřením na celkovém počtu odběrných míst pro regulovaný rok i</p> <p>POD_{REFi} ... Referenční podíl počtu odběrných míst s průběhovým měřením na celkovém počtu odběrných míst pro regulovaný rok i</p> <p><u>Hodnota $MV_{otormb2pli}$</u> (obchodování na krátkodobých trzích):</p> <p>Pokud platí: $OKT_{PLi} \geq OKT_{REF2025}$, hodnota $MV_{otormb2pli} = 0,25 \text{ pcb}$, jinak $MV_{otormb2pli} = 0 \text{ pcb}$.</p> <p>Kde:</p> <p>$OKT_{PLi}$... Plánovaný počet transakcí na krátkodobých trzích a trhu s nevyužitou flexibilitou pro regulovaný rok i</p> <p>$OKT_{REF2025}$... Referenční počet transakcí na krátkodobých trzích a trhu s nevyužitou flexibilitou pro regulovaný rok i založený na počtu transakcí uskutečněných v roce 2025.</p> <p>U tohoto ukazatele dojde pro rok 2026 k paradoxní situaci, kdy koncem roku 2025 ještě nebudou známy hodnoty za celý referenční rok 2025 a je tedy teoreticky možné, že se (nevědomky) naplánuje nesplnění dílčího KPI.</p>	<ul style="list-style-type: none">Vlastní stanovení celkové hodnoty motivační složky je triviální (součet tří prvků), je však třeba uvést vzorce pro stanovení hodnoty dílčích KPI, což je vzhledem k jejich poněkud rozdílné charakteristice dle našeho názoru žádoucí. <p>Návrh zásad regulace operuje s určitým hybridním pojetím stanovení hodnoty motivační složky – pro praktické účely (následné zakotvení do cenových rozhodnutí) je však třeba se rozhodnout, který koncept bude preferován.</p>	
--	--	--	--	---	--

				<p>Hodnota $MV_{otormb3pli}$ (robustnost, spolehlivost fungování a zabezpečení centrálního informačního systému):</p> <p>Pokud platí: $KNS_{PLi} \leq KNS_{REF}$, hodnota $MV_{otormb3pli} = 0,50$ pcb, jinak $MV_{otormb3pli} = 0$ pcb.</p> <p>Kde:</p> <p>KNS_{PLi} ... Plánovaná doba komplexní nedostupnosti systému OTE z důvodu kybernetických útoků pro regulovaný rok i</p> <p>KNS_{REF} ... Referenční doba komplexní nedostupnosti systému OTE z důvodu kybernetických útoků pro všechny regulované roky regulačního období stanovená na hodnotu 48 hodin.</p> <p>V tomto režimu je možno naplánovat i nesplnění motivačního programu. Navíc návrh korekčního faktoru je koncipován taktéž ve formě bottom-up. Proto za OTE tento způsob preferujeme.</p> <p>Přirozeně platí, že zisk, potažmo motivační složka je přítomna v elektroenergetice i pro činnost zúčtování odchylek a je nutno korespondujícím způsobem toto v popisu postupu stanovení cen zajistit.</p> <p>Identickým způsobem (dle zvolené varianty) je třeba postupovat i u motivační složky zisku v oblasti plynárenství (strana 166 a dále).</p> <p>.</p>																										
105	OTE, a.s.	10.6.1	<p>Hodnoty podílu počtu průběhových měření</p> <p>Připomínka ke kapitole 10.6.1. V rámci motivace u parametru „Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření“ jsou pro OTE stanoveny hodnoty vyšší, než činí aritmetický průměr obdobného ukazatele (podíl počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst) pro regionální provozovatele distribučních soustav.</p> <table><tr><td>Stanovený podíl průběhového měření / podíl instalov</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr></table>	Stanovený podíl průběhového měření / podíl instalov	2026	2027	2028	2029	2030	<p>Navrhujeme sjednocení hodnot pro ukazatele „příjem a zpracování z nárůstu průběhových měření“ s průměrnou hodnotou (aritmetický průměr) provozovatelů regionálních distribučních soustav u ukazatele „podíl počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst“ pro všechny roky VI. regulačního období.</p> <table><tr><td>Stanovený podíl průběhového měření / podíl instalovaných průběhových měřidel na NN</td><td>2026</td><td>2027</td><td>2028</td><td>2029</td><td>2030</td></tr><tr><td>OTE</td><td>15,8 %</td><td>20,4 %</td><td>24,0 %</td><td>28,5 %</td><td>32,1 %</td></tr><tr><td>DSO celkem</td><td>15,8 %</td><td>20,4 %</td><td>24,0 %</td><td>28,5 %</td><td>32,1 %</td></tr></table>	Stanovený podíl průběhového měření / podíl instalovaných průběhových měřidel na NN	2026	2027	2028	2029	2030	OTE	15,8 %	20,4 %	24,0 %	28,5 %	32,1 %	DSO celkem	15,8 %	20,4 %	24,0 %	28,5 %	32,1 %	<p>Stávající situace dává provozovatelům distribučních soustav v podstatě 10 % toleranční pásmo, kdy aplikací koeficientu 0,9 postačí, když stanovený plán splní na 90 %. V tomto případě již ale OTE svoje KPI související s příjmem a zpracováním dat z průběhových měření nesplní. Pomyslná hranice plnění plánu DSO, kdy i OTE dané KPI splní, se pohybuje kolem cca 95 %.</p> <p>Ve výše uvedeném kontextu se jeví jako adekvátní při vyhodnocování splnění ukazatele použít pro OTE srovnatelné hodnoty jako u provozovatelů distribučních soustav.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Došlo k úpravě v souladu s nastavením motivačních složek provozovatelů regionálních distribučních soustav.</p>
Stanovený podíl průběhového měření / podíl instalov	2026	2027	2028	2029	2030																									
Stanovený podíl průběhového měření / podíl instalovaných průběhových měřidel na NN	2026	2027	2028	2029	2030																									
OTE	15,8 %	20,4 %	24,0 %	28,5 %	32,1 %																									
DSO celkem	15,8 %	20,4 %	24,0 %	28,5 %	32,1 %																									

			<table><tr><td>aných průběhových měřidel na NN</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr><tr><td>OTE</td><td>16,9 %</td><td>21,5 %</td><td>24,9 %</td><td>29,4 %</td><td>33,7 %</td></tr><tr><td>DSO celkem</td><td>15,8 %</td><td>20,4 %</td><td>24,0 %</td><td>28,5 %</td><td>32,9 %</td></tr></table> <p>Je tedy vhodné stanovit hodnoty pro OTE jiným způsobem tak, aby byla zajištěna srovnatelná citlivost na plnění tohoto kazatele ze strany OTE a provozovatelů distribučních soustav.</p>	aných průběhových měřidel na NN						OTE	16,9 %	21,5 %	24,9 %	29,4 %	33,7 %	DSO celkem	15,8 %	20,4 %	24,0 %	28,5 %	32,9 %			
aných průběhových měřidel na NN																								
OTE	16,9 %	21,5 %	24,9 %	29,4 %	33,7 %																			
DSO celkem	15,8 %	20,4 %	24,0 %	28,5 %	32,9 %																			
106	OTE, a.s.	<p>Filosofie vyhodnocování KPI podílu průběhových měření</p> <p>Připomínka ke kapitole 10.6.1. V rámci motivace u parametru „Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření“ je pro OTE stanoven rozsah požadovaného podílu počtu průběhových měření zpracovaných v CS OTE na celkovém počtu odběrných míst absolutními hodnotami pro jednotlivé roky regulačního období.</p> <p>Jako vhodnější spatřujeme pojetí tohoto ukazatele na bázi řetězového ukazatele – jinými slovy soustředit se na meziroční nárůsty rozsahu průběhově měřených míst na NN.</p>	<p>Navrhujeme koncipovat KPI založené na příjmu a zpracování dat z nárůstu průběhových měření nikoli na bázi absolutního podílu průběhového měření vyhodnocovaného individuálně pro každý rok regulačního období, nýbrž prostřednictvím relativního (procentního) meziročního nárůstu mezi roky i a i-1.</p> <p>Aplikace takového postupu by byla velmi jednoduchá – bylo by pouze zapotřebí definovat výchozí hodnotu podílu průběhového měření k začátku regulační periody (tj. k 31. 12. 2025). Následně by se stanovily požadované procentní nárůsty podílu průběhového měření mezi jednotlivými lety regulační periody, které by byly vyhodnocovány individuálně pro každý rok formou srovnání meziročního nárůstu skutečných hodnot (i vs. i-1) vůči nárůstu plánovaných hodnot (opět i vs. i-1).</p> <p>Akceptace této připomínky má smysl pouze v případě, že obdobným způsobem bude vyhodnocován taktéž nárůst podílu odběrných míst s průběhovým měřením i pro držitele licence na distribuci elektřiny.</p>	<p>Pro využití meziročních nárůstů podílu průběhově měřených odběrných míst na NN hovoří zejména to, že může docházet k nežádoucímu přelévání efektu případného nesplnění parametru / KPI do dalších let.</p> <ul style="list-style-type: none">Při (významnějším) nedodržení plánu osazování nových typů měřidel v jednom roce dojde k situaci, kdy absolutní výši požadovaného ukazatele již nebude možno v následujících letech objektivně naplnit (s negativními dopady na povolené výnosy), ale zároveň bude zapotřebí reagovat na následující meziroční (již v relativním pojetí dle původního plánu) navyšování rozsahu průběhového měření.V pomyslném extrémním případě např. objektivního zpoždění instalace průběhových měřidel (např. vyšší moc) v prvním roce periody se defaultně znemožní splnění daného absolutně koncipovaného KPI přes následné plnění harmonogramu penetrace inteligentních měřidel po zbytek periody, čímž se jakákoli motivace v podstatě vytrácí. U relativně koncipovaného KPI (meziroční nárůst podílu) nedojde k přiřknutí bonusu právě jen v tom roce, kdy došlo k odchylce o plánu. <p>V neposlední řadě ve své podstatě i název ukazatele obsahuje slovo „nárůst“.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Smyslem tohoto KPI je motivace k průběžnému nasazování chytrého měření, tedy zajištění funkcionality předem stanovenému podílu zákazníků. Zároveň se kumulovaný stav implementace chytrého měření prolíná se zákonnou povinností provozovatelů distribučních soustav, která je stanovena vyhláškou č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny, ve znění pozdějších předpisů. Pokud dojde zároveň k úplnému dosažení zákonné povinnosti osazení počtu OPM průběhovým měřením k 01.07.2027 podle vyhlášky o měření elektřiny v takové trajektorii, která nebude zakládat nárok na splnění KPI, může dojít k přenastavení hodnot KPI pro zbývající roky VI. regulačního období.</p>																			

107	Pražská energetika, a.s.	5.7 Struktura plánovaných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách	V první odrážce navrhujeme podrobněji definovat tvorbu diagram R-1 pro stanovení plánu nákupu BL CAL a současně stanovit povinnost PDS poskytnout tento diagram obchodníkovi v termínu před zahájením nákupu elektřiny na ztráty.	Nenavrhujeme konkrétní úpravy textu, neboť k této připomínce předpokládáme diskusi s Energetickým regulačním úřadem a finální text vyplyne z vybraného řešení.	Z návrhu textu není zřejmé, o jaký typ diagramu R-1 se jedná a na základě jakých údajů a kdy vzniká. Nákup elektřiny na ztráty obchodníkem začíná již v březnu dva roky před dodávkou elektřiny a obchodník musí mít diagram k dispozici v předstihu před zahájením nákupu. Diagram „R-1“ lze stanovit jako poslední známý roční diagram ztrát předávaný PDS v regulačním výkazu 12- B4. Pro nákup na rok 2028, který obchodník zahájí v březnu 2026, je ve výkazu 12-B4 uveden skutečný diagram ztrát za rok 2024 a plánovaný na rok 2026. Použil by se jeden z těchto diagramů a my navrhujeme ten nejnovější, tj. v tomto případě plánovaný na rok 2026.	Akceptováno Výchozím diagramem pro stanovení hodnoty objemu diagramu ztrát pokrytého formou BL CAL bude poslední známý plánovaný diagram ztrát k prvnímu dni, kdy se dle metodiky má začít s obstaráváním elektřiny na krytí ztrát formou nákupu BL CAL, tedy v březnu i-2. V této souvislosti je předpokládána novela vyhlášky o regulačním výkaznictví s účinností od začátku roku 2026, dle které by vznikal aktuálnější plánovaný diagram ztrát.
108	Pražská energetika, a.s.	5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách		<p>Připomínky k části 5.11 Struktura skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách</p> <p>1.1 Ve druhé odrážce navrhujeme nahradit část věty „Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu D-1 a ...“, textem „Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a...“</p> <p>1.2 Ve třetí odrážce navrhujeme nahradit údaj „rok i-2“ textem „rok dodávky elektřiny na krytí ztrát“.</p> <p>1.3 Doporučujeme sjednotit terminologii v celé této oblasti návrhu Metodiky cenové regulace .</p> <p><u>Návrh na promítnutí připomínek k části 5.11 do návrhu Metodiky:</u> „Stanovení skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát v distribučních soustavách vychází z:</p> <ul style="list-style-type: none"> Nákladů na hedging elektřiny na pokrytí diagramu ztrát formou BL CAL za období obchodování 18 měsíců (březen i-2 až srpen i-1) české obchodní zóny. Hedging je stanoven ve výši minima z měsíčních průměrů diagramu R-1 v roce pro BL CAL, Nákladů na tvarování diagramu ztrát daných oceněním rozdílu diagramu D-1 diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a části diagramu R-1 pokrytého hedgingem oceněného čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE marginálními cenami čtvrt hodinových produktů denního trhu, Vícenákladů na odchylky ztrát budou stanoveny rozdílem diagramu D-1 a diagramu skutečných ztrát provozovatele distribuční soustavy a jeho oceněním cenami odchylky/protiodchylky sníženými o marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu za rok i-2 rok dodávky elektřiny na krytí ztrát, Vícenákladu realizace obchodů na burze viz Tabulka 21, 	<p>1.1 Náklady na tvarování jsou stanoveny z rozdílu mezi naměřenými údaji a diagramem R-1. Při kalkulaci ceny ztrát se připočítávají vícenáklady, které jsou definované v navazujícím bodě. Vzhledem k tomu, že v definici vícenákladů jsou odečteny čtvrt hodinové ceny denního trhu, musí být tyto přidány do této části nákladů. Po vysvětlení dalších připomínek bude níže uveden kompletní návrh.</p> <p>1.2 Údaj „i-2“ může být matoucí, protože ke stanovení skutečných nákladů na elektřinu na krytí ztrát dochází rok po dodávce. Zároveň je v první odrážce tohoto odstavce 5.11 použit údaj rok „i-2“ ve smyslu „2 roky před dodávkou komodity“. Po vysvětlení další připomínky bude níže uveden kompletní návrh.</p> <p>1.3 V části 5.7 a ve třetí odrážce 5.11 je použita terminologie „marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu“, v části 5.10 „marginální cenu denního trhu v dané čtvrt hodině“, ale ve druhé odrážce 5.11 je použito „čtvrt hodinovými cenami denního trhu OTE“. Doporučujeme proto sjednotit na „marginální ceny čtvrt hodinových produktů denního trhu“. Návrh k části 5.11 je promítnut níže v textu.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>K bodu 1.1 Akceptováno</p> <p>K bodu 1.2 Kapitoly týkající se metodiky stanovení ceny elektřiny na krytí ztrát budou upraveny tak, aby používané pojmosloví vylučovalo alternativní výklady</p> <p>K bodu 1.3 Bude sjednoceno.</p>

				<ul style="list-style-type: none"> • Marže na nákup elektřiny na krytí ztrát viz Tabulka 21. 		
109	Pražská energetika, a.s.	14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice	<p>Připomínka k části 14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice</p> <p>Navrhujeme, aby maximální cena stálého měsíčního platu dodavatele poslední instance nevycházela z váženého průměru produktů jednotlivých obchodníků s elektřinou zajišťujících dodávku poslední instance, ale aby byla stanovena jako maximální cena z hlavních produktů s dynamickým určením ceny obchodníků zajišťujících dodávku poslední instance. Za hlavní produkt se považuje ten, který využívá nejvíce zákazníků daného obchodníka.</p>	<p>14.7.1 Postup stanovení ceny dodavatele poslední instance v elektroenergetice</p> <p>Cena dodavatele poslední instance CDPI se skládá ze dvou složek CDPIfs a CDPIvs.</p> <p>a) CDPIfs [Kč/odběrné místo/měsíc] je maximální cena stálého měsíčního platu dodavatele poslední instance představující fixní složku ceny dodavatele poslední instance.</p> <p>Maximální cena stálého měsíčního platu se stanoví jako vážený nejvyšší průměr z benchmarku z uplatňovaných stálých měsíčních platů aktuálně nabízených veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny obchodníků s elektřinou, kteří rovněž zajišťují činnost dodavatele poslední instance. Váhou produktu ve váženém průměru je počet odběrných míst dodavatele zveřejněný na webových stránkách operátora trhu s elektřinou za září roku i-1.</p> <p>V případě že dodavatel aktuálně nabízí více veřejných tržních produktů na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny, je vstupem do výpočtu váženého průměru za tohoto dodavatele hodnota aritmetického průměru cen stálého měsíčního platu za jednotlivé aktuálně nabízené veřejné tržní produkty na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny za maximální cenu stálého měsíčního platu se považuje stálý měsíční plat aktuálně nabízeného veřejného tržního produktu na dodávku elektřiny s dynamickým určením ceny s největším počtem zákazníků.</p>	<p>Přístup navrhovaný v Metodice povede k situaci, kdy tržní produkty dodavatele, férově obsahující vygenerované náklady, budou dražší než jeho cena DPI. To může vyústit až do spekulativních žádostí zákazníků o dodávku DPI (když zákazník splní podmínky pro takovou dodávku). Navrhujeme proto nastavit tento strop stálého měsíčního platu na ceny dodavatele DPI, jehož tržní produkty s dynamickým určením cen jsou nejvyšší.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Regulace ceny dodavatele poslední instance je stanovena na principu benchmarku odpovídajících tržních produktů, navýšených o prokazatelně navýšené náklady na zajišťování dodávky poslední instance v porovnání s odpovídajícím tržním produktem. Akceptací této připomínky by byl tento základní princip narušen.</p>

110	Svaz chemického průmyslu ČR, z.s.	Obecná připomínka	<p>Svaz chemického průmyslu ČR si je vědom potřeby investic do energetické infrastruktury , která je nezbytná v souvislosti s předpokládanými nárůsty objemů přepravovaných energií v návaznosti na předpokládané kroky vedoucí k dosažení uhlíkové neutrality průmyslu.</p> <p>Nicméně jsme přesvědčeni, že celkový předkládaný investiční program a metodika cenové regulace v oblasti energetiky by měly být nastaveny tak, aby nesměřovaly k vysokému zatížení průmyslových spotřebitelů energií a k dalšímu oslabení konkurenceschopnosti českého průmyslu.</p>	<p>4.Dopady na konkurenceschopnost a cenovou regulaci</p> <p>Navrhujeme přehodnotit metodiku cenové regulace tak, aby lépe odrážela náklady průmyslu a zajistila přístup k cenově dostupné energii.</p>	<p>1.Nerovnováha v návrhu</p> <p>Návrh nedostatečně věnuje pozornost otázce dopadů plánovaných investic na velké průmyslové spotřebitele v situaci, kdy je plánován nárůst regulovaných tržeb například v oblasti elektro z 54,8 mld. Kč v roce 2024 na 76,9 mld. Kč v roce 2030, tj. o 40%! Promítnutí těchto nákladů na velké spotřebitele ještě více poškodí konkurenceschopnost zpracovatelského průmyslu v situaci, kdy cílem Hospodářské strategie ČR je zajištění přijatelných cen energií pro průmysl, tedy na úrovni průměru EU (doslova je v Hospodářské strategii uvedeno: „Snížit hladiny konečných cen energie na úroveň průměru zemí Evropské unie a následně tento stav bez významných odchylek udržet“), což by mělo být zohledněno v plánování regulačních opatření. Upozorňujeme, že již nyní je v ČR nastavena regulační složka cen energií na vysoké úrovni v porovnání s ostatními členskými zeměmi EU.</p> <p>2.Zvýšené investice bez jasného přínosu</p> <p>Uvádí se, že investiční program je značně rozšířen oproti minulosti, ale chybí hodnocení efektivity těchto investic a jejich konkrétní přínos pro různé skupiny spotřebitelů energie.</p> <p>3.Nutnost zhodnocení načasování a objemu investic</p> <p>Domníváme se, že by mělo být posouzeno, zda jsou investice nutné v plánovaném rozsahu a čase, což je připomínka i pro následující regulační období.</p> <p>4.Dopady na konkurenceschopnost a cenovou regulaci</p> <p>Navrhujeme přehodnotit metodiku cenové regulace tak, aby lépe odrážela náklady průmyslu a zajistila přístup k cenově dostupné energii.</p> <p>5.Specifický příklad plynové infrastruktury</p> <p>Jsme přesvědčeni, že akviziční kroky státu by neměly zásadně ovlivňovat konkurenceschopnost odběratelů plynu. Stát by neměl přenášet náklady na sanaci dříve realizovaných investic v oblasti energetiky tak, že bude tyto náklady přenášet na průmyslové zákazníky, ale měl by hledat jiné nástroje pro stabilizaci této infrastruktury. Rovněž postrádáme například informaci o tom, jak bylo reflektováno rozhodnutí, že společnost Gazprom je povinna uhradit své dluhy vůči společnosti Net4Gas.</p> <p>Závěrem konstatujeme, že ačkoli jsou investice do infrastruktury potřebné, měly by být podmíněny jasnými pravidly, posouzením efektivity a dopadů na všechny zúčastněné strany.</p> <p>Tedy podpora infrastruktury musí být ekonomicky odůvodněná a férově rozložená, aby nepoškodila průmysl a byla v souladu s cíli konkurenceschopnosti průmyslu a dostupnosti energií.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ nemůže nastavením regulovaných cen kompenzovat dopady tržních změn na některé zákazníky, na druhou stranu ERÚ v rámci svých kompetencí zajišťuje, aby regulované ceny, které jsou pro energeticky náročné podniky podstatné, byly ze své podstaty co nejnižší, neboť jsou jejich prostřednictvím hrazeny efektivně vynaložené náklady.</p> <p>Požadovanou transparentnost investic tak budou od VI. regulačního období zajišťovat metodiky hodnocení efektivity investic v elektroenergetice a plynárenství vypracované s podporou Technologické agentury ČR.</p> <p>V oblasti cenové regulace dochází ke komplexní změně reagující na významné změny na trhu s plynem po vykupnutí války na Ukrajině. Podoba cenová regulace provozovatele přepravní soustavy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Jedním ze zaváděných pravidel je i zohlednění případných příjmů z arbitráží, vedených se společností Gazprom, ve prospěch zákazníků.</p>
-----	-----------------------------------	-------------------	--	--	---	--

111	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 5.3.	Podatel oceňuje, že ERÚ poprvé v historii cenové regulace navrhuje pro provozovatele regionálních distribučních soustav (dále jen „PDS“) motivační programy s konkrétně vymezenými výkonnostními ukazateli (dále jen „KPI“). Motivační efekt programů je nesporný, neboť v případě jejich splnění bude mezi PDS každoročně rozdělena odměna ve výši přibližně 3 mld. Kč. 2 Zároveň však podatel upozorňuje, že vymezení jednotlivých motivačních programů i KPI není provedeno plně v souladu se strategickými východisky Metodiky, ani s požadavky EZ, ani s povinnostmi, které pro Českou republiku vyplývají z evropského práva.			<p>Vysvětleno</p> <p>Z návrhu připomínky není zřejmé, čím konkrétně motivační schémata nemají být v souladu se strategickými principy Metodiky cenové regulace nebo související právní úpravou. Podle názoru ERÚ jsou motivační schémata v souladu se strategickými principy Metodiky cenové regulace i související právní úpravou.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciózní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu.</p>
112	Unie komunitní energetiky, z.s.	5.3.1. – 5.3.4	Podle § 19a odst. 9 EZ má ERÚ povinnost vytvářet prostřednictvím Metodiky transparentní podmínky v odvětví elektroenergetiky. Jednotlivá KPI v motivačních programech, popsaná v podkapitolách 5.3.1. – 5.3.4. jsou však stanovena netransparentně. Konkrétně chybí dostatečně určitý popis výchozího stavu , na jehož základě by bylo možné posoudit míru ambice jednotlivých KPI.	<p>Doplnit popis výchozího stavu pro stanovení jednotlivých KPI</p> <p>Podatel proto požaduje, aby byly do Metodiky doplněny následující údaje:</p> <ul style="list-style-type: none"> • V kapitole 5.3.1. – hodnoty podílu výše investic nad odpisy jednotlivých PDS v letech 2020 – 2024 (pro každý rok zvlášť) a očekávané hodnoty v roce 2025, • V kapitole 5.3.2. – hodnoty podílu aktivovaných investic do digitalizace distribuční soustavy na celkové aktivované investice v letech 2020 – 2024 (pro každý rok zvlášť) a očekávané hodnoty v roce 2025, ideálně také s rozlišením dle jednotlivých technologií (tj. pilotní projekty, měření v DTS, chytrá DTS, atd.), tak jak jsou vymezeny v této kapitole Metodiky, • V kapitole 5.3.3. – hodnoty délky nových kabelů na VN a NN v km/rok, obnovených kabelů na VN a NN v km/rok a počet nově instalovaných nízkoztrátových transformátorů v letech 2020 – 2024 (pro každý rok zvlášť) v ks/rok, údaje o celkové délce kabelů VN a NN v km a celkovému počtu nízkoztrátových transformátorů k 1. 1. 2025 a očekávaný výhled pro rok 2025. • V kapitole 5.3.4. – počet OPM s průběhovým měřením v letech 2020 – 2024 (pro každý rok zvlášť) a očekávané hodnoty v roce 2025 a podíl těchto OPM na celkovém počtu OPM 		<p>Částečně akceptováno</p> <p>Výchozí hodnoty budou doplněny.</p>

113	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 2.6	<p>Všechny navrhované motivační programy v kapitole 5.3. se odvíjejí od rozsahu investic PDS do distribuční soustavy, které mají v následujícím regulačním období „nabývat historických rozměrů, pokud má být transformace energetiky úspěšně provedena“ (str. 18 Metodiky). S ohledem na bezprecedentní růst plánovaných investic a na dopady na koncové zákazníky je však pro zajištění souladu s § 19a odst. 9 EZ klíčové, aby Metodika obsahovala alespoň základní investiční plány PDS, které ve stávajícím návrhu zcela absentují. Podatel připomíná, že je běžnou praxí, aby byly investiční plány PDS součástí metodiky cenové regulace, jak vyplývá mimo jiné ze stávajících Zásad cenové regulace pro V. regulační období. 3 Požadavek na transparentní plány rozvoje distribuční soustavy vyplývá také ze čl. 32 odst. 3 směrnice 2019/944, která má ve vztahu k České republice a jejím správním orgánům (vč. ERÚ) přímý účinek do doby, než dojde k její řádné transpozici.</p>	<p>Doplnit investiční plány PDS</p> <p>Podatel proto požaduje, aby ERÚ zajistil do kapitoly 2.6. (nebo jiné vhodné části Metodiky) doplnění plánů rozvoje distribuční soustavy jednotlivých PDS s hlavním důrazem na informace o plánovaném navyšování kapacity distribuční soustavy v oblastech s vyčerpanou, příp. významně omezenou kapacitou, pro časový horizont 2026 – 2030 odpovídající následujícímu regulačnímu období.</p>		<p>Neakceptováno</p> <p>Smyslem Metodiky cenové regulace není uvalovat paralelní povinnosti pro subjekty, vůči kterým metodika cenové regulace primárně směřuje.</p> <p>Po nabytí účinnosti novely 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, označované jako lex OZE III bude § 25 odst. 10 písm. j) zákona, provozovateli distribuční soustavy uložena povinnost každé 2 roky zpracovávat a zveřejňovat plán rozvoje regionální distribuční soustavy, a to na období příštích 5 až 10 let, a předložit jej do 30. června ERÚ společně s vyhodnocením plnění plánu rozvoje regionální distribuční soustavy za předchozí období.</p>
114	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 5.3.	<p>Jedním ze základních strategických východisek Metodiky je vytvoření prostoru pro umožnění transformace české energetiky při současném zvyšování efektivity investic, díky níž dojde k zajištění odpovídající ceny pro zákazníky. Z tohoto důvodu podatel navrhuje, aby byly motivační programy v kapitole 5.4. doplněny také o některá neinvestiční opatření, která jsou z hlediska navyšování kapacity připojení k distribuční soustavě stejně tak důležitá jako investice do infrastruktury. Vedou navíc ke zvyšování celkové efektivity investic, neboť umožňují efektivněji využít již existující kapacitu sítě, a tím i ke snižování ceny pro koncové zákazníky.</p>	<p>Doplnit motivační programy o neinvestiční opatření vedoucí k efektivnějšímu využití stávající kapacity distribuční soustavy</p> <p>Podatel navrhuje, aby byly motivační programy rozšířeny o následující opatření:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Uvolnění části kapacity ze spekulativních rezervací s KPI dosáhnout do roku 2030 uvolnění alespoň 5 % dosavadní rezervované kapacity (tj. zhruba 1 GW uvolněného rezervovaného výkonu do roku 2030, který lze u KPI lineárně rozdělit mezi jednotlivé roky). Podle údajů provozovatelů distribuční soustavy je současný objem rezervovaného výkonu (cca 20 GW) 4 podstatně naddimenzovaný a je zřejmé, že významnou část rezervací tvoří spekulativní projekty, které nikdy nebudou zrealizovány. Díky nedávným novelám energetického zákona⁵ a vyhlášky o připojování disponují PDS vhodnými nástroji, které zrušení alespoň části spekulativních rezervací umožní. • Podpora přednostního připojování bateriové akumulace (BESS) s KPI dosáhnout do roku 2030 připojení alespoň 		<p>Neakceptováno</p> <p>Možnost provozovatele soustavy zajistit uvolnění nevyužitých kapacit je v současné době omezená. K omezení tzv. „spekulací“ je vhodné realizovat další změny legislativy. Zároveň by k tomuto cíli mohla v budoucnu částečně vést i připravovaná změna tarifní struktury.</p> <p>Dále k rozšíření schématu o připojený výkon BESS uvádíme, že ERÚ nepovažuje za vhodné do motivačních schémat implementovat KPI, na jejichž plnění má vliv především strana poptávky účastníků trhu s elektřinou, nikoliv provozovatel distribuční soustavy. Zároveň by upřednostnění jedné konkrétní kategorie účastníků trhu bylo vůči ostatním žadatelům o připojení diskriminační.</p> <p>Informace o kapacitě sítě a připojitelnosti by měly být součástí plánů rozvoje regionální distribuční soustavy, které budou provozovatelé distribučních soustav připravovat na základě novely energetického zákona známé jako lex OZE III podle detailů uvedených v podzákoných právních předpisech.</p>

				<p>2,5 GW nových BESS (lze lineárně rozdělit mezi jednotlivé roky), které významně pomohou k efektivnějšímu využití stávající kapacity distribuční soustavy. Návrh vychází z konzervativního scénáře aktuálního hodnocení zdrojové přiměřenosti společnosti ČEPS (MAF)6 i ze zájmu investorů, které od 1. 1. 2025 již nebude brzdit chybějící legislativa.</p> <ul style="list-style-type: none">• Zvýšení transparentnosti připojování s KPI vyžadujícími další zdokonalení map připojitelnosti, které PDS aktuálně využívají ke zveřejňování informací o kapacitě sítě. Doporučujeme zejména zvýšit podrobnost informací uváděných na VN a VVN (zejm. kapacita VN a VVN na úrovni jednotlivých trafostanic), doplnit mapy o možnosti flexibilního připojení (tj. připojení s negarantovaným rezervovaným výkonem) v konkrétních přetížených oblastech a předpokládané náklady na připojení a odhad termínu připojení v jednotlivých oblastech. <p>Stanovení váhy výše uvedených opatření navrhuje v souhrnné hodnotě 25 %. Váhu ostatních motivační opatření bude nutné přiměřeně upravit (podrobně viz shrnutí v bodě 1.9.)</p>		
115	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka	<p>Stávající návrh motivačních opatření je zpracován způsobem, který zvýhodňuje kvantitu na úkor kvality. To je způsobeno zejména 70 % váhou kritéria podílu investic do distribuční soustavy (kapitola 5.3.1), kde je motivační bonus PDS přiznán vždy, když podíl investic převýší hodnotu odpisů, a to bez ohledu na povahu vynaložené investice. Podatel proto doporučuje snížit váhu tohoto kritéria maximálně na 25 %, a především ho doplnit o další motivační opatření, která budou v souladu s tím, jaké investice jsou s ohledem na českou legislativu a strategické dokumenty nejvíce podporovány.</p> <p>S tím úzce souvisí také požadavky na „kvalitu připojování“, které podpoří rozvoj komunitní energetiky jakožto jednoho z klíčových pilířů dekarbonizace české energetiky.7 Podle zprávy ERÚ o připojování bylo v roce 2021 „z celkového žádaného</p>	<p>Doplnit motivační programy o opatření zvyšující kvalitu investic do distribuční soustavy a kvalitu připojování Podatel proto navrhuje, aby byly motivační programy doplněny takto:</p> <ul style="list-style-type: none">• Podpora komunitní energetiky a sdílení elektřiny s KPI hodnotícím poměr připojení s požadovaným rezervovaným výkonem, kdy v roce 2030 podíl schválených žádostí s požadovaným rezervovaným výkonem tvoří alespoň 30 % z celkově vyřízených žádostí.• Podpora navyšování kapacity distribuční soustavy v akceleračních zónách, které budou vymezeny nejpozději do února 2026. KPI doporučujeme stanovit jako poměr investic do posilování kapacity distribuční soustavy v akceleračních zónách v poměru k celkovým investicím, a to v poměru alespoň 30 – 35 %.• Podpora přechodnosti smluv s negarantovaným rezervovaným výkonem s KPI zajišťujícím, že do roku 2030 přejde alespoň 20 % uzavřených smluv s negarantovaným rezervovaným výkonem do režimu standardního připojení. V dalším KPI pak doporučujeme stanovit, že omezení negarantovaného rezervovaného výkonu v průměru nepřesáhne 5 %		<p>Neakceptováno</p> <p>Rozšíření schématu o navrhované prvky ERÚ nepovažuje za vhodné. Na plnění navrhovaných programů má vliv především strana poptávky účastníků trhu s elektřinou, nikoliv provozovatel distribuční soustavy.</p> <p>Obecně považujeme za diskriminační vůči ostatním účastníkům trhu nastavení motivačního programu vedoucího k podpoře jedné specifické kategorie. Vnímáme potřebu plnění požadavků účastníků trhu na připojení k soustavě, ale navržené motivační programy výrazně podporují připojování výroben, přičemž na zvýšených nákladech vyplývajících z těchto prioritních investic se budou podílet všichni zákazníci, a to i ti, pro které bude přínos uvedených programů minimální.</p>

			<p>rezervovaného výkonu odmítnuto 54 % požadovaného výkonu. V roce 2022 bylo z celkového žádaného rezervovaného výkonu odmítnuto 59 % rezervovaného výkonu. Největší podíl odmítnutého rezervovaného výkonu z celkového požadovaného rezervovaného výkonu vykazuje rok 2023, kdy tato hodnota dosáhla až 84 %” To je pro vznikající projekty komunitní energetiky podstatnou komplikací, neboť v případě nulového, příp. významně omezeného, rezervovaného výkonu nelze plánované projekty realizovat.</p>	<p>objemu roční výroby takto připojených zařízení. Tento limit byl ze strany PDS navrhován v rámci platformy NAP SG a lze proto předpokládat jeho dodržování.</p> <p>Stanovení váhy výše uvedených opatření navrhujeme v souhrnné hodnotě 25 %. Váhu ostatních motivační opatření bude nutné přiměřeně upravit (podrobně viz shrnutí v bodě 1.9.)</p>		
116	Unie komunitní energetiky, z.s.	5.3.1., 5.3.2., 5.3.3. a 5.3.4.	<p>Podatel doporučuje odstranit nelogické a příliš benevolentní pravidlo, které umožňuje přiznání motivačního bonusu i v případě, kdy nejsou splněna KPI u jednotlivých kritérií. Konkrétně se jedná o odstranění následujících částí Metodiky (návrhy na odstranění doplněny červeně)</p>	<p>Odstranit nárok na motivační bonus ve chvíli, kdy nejsou splněna stanovená KPI</p> <ul style="list-style-type: none"> V kapitole 5.3.1. text „Pokud bude poměr v rozmezí mezi hodnotou 100 % a hodnotou stanovenou pro daný rok pro provozovatele distribuční soustavy, bude bonus stanoven lineárně.“ V kapitole 5.3.2. text: „Pokud bude podíl plánovaných aktivovaných investic souvisejících s posílením provozuschopnosti, spolehlivosti a digitalizace distribuční soustavy a plánovaného celkového objemu aktivovaných investic (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic) pro regulovaný rok i vyšší nebo roven hodnotě 0,9 * ukazatel[i] viz tabulka níže, bude přiznán bonus ve výši 1 p. b. * 0,15 (váha 15 %) na celou regulační bázi aktiv.“ V kapitole 5.3.3. text „Pokud bude plánovaná délka nových nebo obnovených kabelů VN a NN v km pro regulovaný rok i vyšší nebo rovna hodnotě 0,9 * hodnota ukazatele v tabulce níže, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy bonus ve výši 1 p. b. * 0,025 (váha 2,5 %). Pokud bude plánovaná hodnota počtu nově instalovaných nízkoztrátových transformátorů VN/NN pro regulovaný rok i vyšší nebo rovna hodnotě 0,9*ukazatel v tabulce níže, bude přiznán provozovateli distribuční soustavy bonus ve výši 1 p. b. * 0,025 (váha 2,5 %).“ V kapitole 5.3.4. text: „Pokud bude plánovaná hodnota podílu počtu odběrných míst s průběhovým měřením na hladině NN na celkovém počtu odběrných míst na 		<p>Neakceptováno</p> <p>Vzhledem k povaze problematiky, kdy aktivace investice je často podmíněna nejen vůlí samotného investora, ale do procesu vstupuje více třetích osob, které mají obvykle opačný zájem, může docházet k nerovnoměrné trajektorii aktivace investic v čase. V takovém případě je vhodné Metodikou cenové regulace zavést prvky, které onu nerovnoměrnost více rozloží v čase, aby byla zachována povaha motivační regulace a provozovatel distribuční soustavy investoval i přes objektivní překážky.</p>

				<p><i>hladině NN pro regulovaný rok i vyšší nebo rovna hodnotě 0,9 * hodnota ukazatele v tabulce níže, bude přiznán provozovateli soustavy bonus ve výši 1 p. b. * 0,1 (váha 10 %).</i></p>		
117	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 5.3.3.	<p>V kapitole 5.3.3. je stanoveno jedno souhrnné KPI, které v sobě zahrnuje celkovou délku nových nebo obnovených kabelů VN a NN v kilometrech. PDS tak může uvedené KPI splnit i v případě, kdy se například rozhodne investovat pouze do nových kabelů VN a NN, zatímco obnovu již existujících kabelů zcela upozadí. Pro rozvoj komunitní a komunální energetiky v České republice je přitom klíčová především obnova již existujících kabelů (tj. jejich posilování) v oblastech, kde již došlo k vyčerpání dostupné kapacity. Podatel proto požaduje rozdělit uvedené KPI na dvě samostatná KPI a stanovit obnově kabelů VN a NN vyšší váhu ve srovnání s ostatními KPI v této kapitole (podrobně viz shrnutí v bodě 1.9.)</p>	Rozdělit KPI k délce nového vedení a délce opraveného vedení		<p>Neakceptováno</p> <p>Topologie soustavy vychází z rozhodnutí konkrétního provozovatele distribuční soustavy, který disponuje ucelenými znalostmi pro rozhodnutí, jakou formou obnovovat a rozvíjet soustavu. ERÚ zastává názor, že motivační regulace by neměla kolidovat s technicky podloženým rozhodnutím o obnově a rozvoji soustavy a tento návrh by takový stav mohl vytvořit.</p>
118	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 5.3.4.	<p>Podle návrhu Metodiky má být do konce roku 2030 osazeno průběhovým měřením přibližně 30 % odběrných míst připojených k síti nízkého napětí, ačkoli podle požadavků evropského práva by tou dobou měla být průběhovým měřením osazena všechna odběrná místa v České republice. Navíc by se mělo jednat o tzv. inteligentní průběhové měření, jehož definici v českém kontextu odpovídají pouze průběhové elektroměry typu C1 až C3 (nikoli však průběhové elektroměry typu B).</p> <p>Inteligentní měření neznamena pouze schopnost elektroměru měřit průběhově. Z hlediska pozitivního dopadu na koncové zákazníky je klíčová zejména schopnost obousměrné</p>	<p>Zvýšit ambice v instalaci inteligentního měření</p> <p>S ohledem na výše uvedené podatel požaduje v kapitole 5.3.4. provedení následujících úprav:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Upřesnit, že se musí jednat o elektroměry typu C1 až C3. • Zvýšit podíl instalací v KPI pro rok 2030 na alespoň 75 % odběrných míst připojených k síti nízkého napětí, která o instalaci inteligentního měření projeví aktivní zájem. • Doplnit KPI spočívající ve sledování úplnosti poskytnutých dat z měření C1 až C3 Elektroenergetickému datovému centru, přičemž KPI je považováno za splněné, pokud PDS ročně neposkytne více než 5 % náhradních hodnot namísto skutečně naměřených hodnot. • Doplnit KPI spočívající v podílu úspěšně vyřízených žádostí o zpřístupnění naměřených hodnot pomocí komunikačního rozhraní elektroměru ve smyslu § 11 odst. 2 vyhlášky o měření. KPI 	<p>Podatel si je vědom skutečnosti, že Česká republika v implementaci inteligentních elektroměrů dlouhodobě zaostává a osazení všech odběrných míst těmito elektroměry do roku 2030 může narazit na omezenou kapacitu PDS. KPI uvedená v kapitole 5.3.4. jsou však významně podhodnocená i ve vztahu k odhadům uváděným samotnými PDS.</p> <p>Zároveň podatel podotýká, že aby se v České republice mohl vytvořit trh s flexibilitou a energetickým managementem napojeným na dynamické tarify, je nezbytné z hlediska KPI sledovat zejména zájmy koncových spotřebitelů. Zájmem spotřebitele není mít průběhový elektroměr, ale získat přístup k datům v co nejrychlejší době a v dostatečné kvalitě. Stanovená KPI by proto měla zejména sledovat, jak dobře je provozovatel distribuční soustavy schopen tato data poskytnout zákazníkovi nebo subjektu, který zákazník určí (agregátor, energetický poradce, provozovatel energetického managementu). Klíčová je rychlost poskytnutí služby (instalace inteligentního měření na požádání a zprovoznění), rychlost poskytnutí dat a jejich kvalita/úplnost – u těch zákazníků, kteří o tu</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Umožnění trhu s distribuční flexibilitou a energetickým managementem napojeným na dynamické distribuční tarify na hladině nízkého napětí bude možné až po změně tarifní struktury na hladině nízkého napětí, která bude navazovat na změnu tarifní struktury na vyšších hladinách. Je proto předčasné a ekonomicky neefektivní masivně instalovat inteligentní měření širší skupině zákazníků jen na základě jejich zájmu bez možnosti efektivního využití jejich funkcí. Náklady na instalaci těchto elektroměrů jsou socializované na všechny zákazníky. V budoucnu se navíc počítá s oboustrannou komunikací i u dnešních elektroměrů typu B.</p>

			<p>komunikace inteligentního elektroměru a poskytování naměřených dat zákazníkům a dalším účastníkům trhu skrze standardizované rozhraní. To je zcela zásadní, aby se zákazníci mohli účinně zapojit do poskytování flexibility a řízení odezvy na straně poptávky. Česká republika se v tomto ohledu může poučit z příkladu Rakouska, kde je sice podstatně vyšší podíl zákazníků s průběhovým měřením než v České republice, avšak v mnohých případech se nejedná o inteligentní měření a zákazníci v Rakousku se tak nemohou zapojit do poskytování flexibility a využívat přínosů, které by pro ně inteligentní měření mohlo mít. Podatel proto apeluje, aby se Česká republika z chyb svého souseda poučila a neopakovala je</p>	<p>doporučujeme považovat za splněné v případě schválení alespoň 80 % žádostí ročně.</p> <ul style="list-style-type: none"> Doplnit KPI spočívající v zavedení pilotního projektu, který do roku 2030 na vzorku zákazníků otestuje pokročilejší inteligentní elektroměry, které umí dálkově předávat data z měření v reálném čase (tj. zpoždění max. do 1 minuty) a ve větší granularitě než 15 minut (ideálně každou 1 minutu). Obdobné pilotní projekty momentálně probíhají ve Skandinávii. 	<p>službu požádají, a nikoli pouze plošné procento osazení odběrných míst průběhovým elektroměrem.</p>	
119	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 5.3.2.	<p>Motivace regulátora k digitalizaci v kapitole 5.3.2. vede výhradně přes podporu investic (CAPEX), která však často diskvalifikuje nejlepší technické řešení. Trend v digitalizaci aktuálně směřuje zejména ke cloudovým službám, které se na trhu nabízí jako služba (OPEX). Mnohé technologie (AI, big data) nelze technicky lokálně vůbec provozovat a nelze je proto koupit jako investici. Doporučujeme proto do kapitoly 5.3.2. doplnit nové KPI, které se bude vztahovat k poměru OPEX souvisejících s integrací cloudových služeb u PDS v poměru k celkovým ročním nákladům na služby v hodnotě alespoň 5 %.</p>	<p>Motivovat PDS k využívání pokročilých digitálních služeb.</p>		<p>Neakceptováno</p> <p>Jednotlivé technologie uvedené v kap 5.3.2 mají charakter investic, nejedná se o služby, které lze provozovat vzdáleně na síti. Často se nejedná o již nabízenou obecnou službu, systémy využívané provozovateli soustav mohou mít unikátní charakter.</p> <p>Nelze předjímat, že integrace cloudových služeb přinese nejvýhodnější, případně nejlevnější řešení zajištění požadované služby pro provozovatele soustavy.</p>
120	Unie komunitní energetiky, z.s.	Shrnutí		<p>Podatel shrnuje, že s ohledem na výše uvedené navrhuje upravit motivační programy a stanovit jejich váhu následovně:</p>		<p>Neakceptováno</p> <p>Váhy kritérií byly nastaveny takovým způsobem, že splnění nejvýznamnějšího ukazatele, kterým je podpora robustnosti soustavy, zajistí přínos všem účastníkům trhu. Váhy motivačních programů nebyly navrhovaným způsobem upraveny vzhledem k nepřijetí souvisejících připomínek.</p>

				<table><tr><th>Název motivačního programu</th><th>Původní váha kritéria</th><th>Nová váha kritéria</th></tr><tr><td>Podpora robustnosti distribuční soustavy</td><td>70 %</td><td>15 %</td></tr><tr><td>Podpora digitalizace distribuční soustavy</td><td>15 %</td><td>10 %</td></tr><tr><td>Délka nových kabelů</td><td>2,5 %</td><td>2,5 %</td></tr><tr><td>Délka obnovených kabelů</td><td></td><td>10 %</td></tr><tr><td>Počet nízkoztrátových transformátorů</td><td>2,5 %</td><td>2,5 %</td></tr><tr><td>Podpora implementace průběhového měření</td><td>10 %</td><td>10 %</td></tr><tr><td>Uvolnění spekulativních rezervací</td><td>0 %</td><td>10 %</td></tr><tr><td>Podpora připojování BESS</td><td>0 %</td><td>10 %</td></tr><tr><td>Zvýšení transparentnosti připojování</td><td>0 %</td><td>5 %</td></tr><tr><td>Podpora sdílení elektřiny</td><td>0 %</td><td>10 %</td></tr><tr><td>Posilování kapacity v akceleračních zónách</td><td>0 %</td><td>10 %</td></tr><tr><td>Přechodnost smluv s negarantovaným RV</td><td>0 %</td><td>5 %</td></tr></table>	Název motivačního programu	Původní váha kritéria	Nová váha kritéria	Podpora robustnosti distribuční soustavy	70 %	15 %	Podpora digitalizace distribuční soustavy	15 %	10 %	Délka nových kabelů	2,5 %	2,5 %	Délka obnovených kabelů		10 %	Počet nízkoztrátových transformátorů	2,5 %	2,5 %	Podpora implementace průběhového měření	10 %	10 %	Uvolnění spekulativních rezervací	0 %	10 %	Podpora připojování BESS	0 %	10 %	Zvýšení transparentnosti připojování	0 %	5 %	Podpora sdílení elektřiny	0 %	10 %	Posilování kapacity v akceleračních zónách	0 %	10 %	Přechodnost smluv s negarantovaným RV	0 %	5 %		
Název motivačního programu	Původní váha kritéria	Nová váha kritéria																																											
Podpora robustnosti distribuční soustavy	70 %	15 %																																											
Podpora digitalizace distribuční soustavy	15 %	10 %																																											
Délka nových kabelů	2,5 %	2,5 %																																											
Délka obnovených kabelů		10 %																																											
Počet nízkoztrátových transformátorů	2,5 %	2,5 %																																											
Podpora implementace průběhového měření	10 %	10 %																																											
Uvolnění spekulativních rezervací	0 %	10 %																																											
Podpora připojování BESS	0 %	10 %																																											
Zvýšení transparentnosti připojování	0 %	5 %																																											
Podpora sdílení elektřiny	0 %	10 %																																											
Posilování kapacity v akceleračních zónách	0 %	10 %																																											
Přechodnost smluv s negarantovaným RV	0 %	5 %																																											
121	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 5. 5.	<p>Připomínky ke stanovení ceny za použití distribuční soustavy</p> <p>Kapacita sítí je hlavní překážkou pro potřebný rozvoj OZE. Vedle potřeby investic do rozvoje kapacit bude schopnost přiblížit čas a místo spotřeby a výroby. Cílem PDS je maximalizace investic a zisku, což nemusí být vždy v souladu s veřejným zájmem a v této situaci je proto klíčová role nezávislého regulátora. Proběhnuvší liberalizace sektoru energetiky ukázala, že zavedením tržních principů na přirozeně monopolním trhu dokáže zvýšit efektivitu celého sektoru a tím i snížit ceny pro koncové spotřebitele. Cílem regulátora by tedy mělo být vytvoření tržního prostředí, které umožní novým subjektům mimo PDS nabízet produkty a služby vedoucí ke snížení zátěže distribuční a přenosové soustavy. To je možné přes cenové modely motivující koncové zákazníky, aby využívali síť šetrně.</p> <p>V kapitole 5.5. je uvedeno, že výsledná cena za použití distribuční soustavy je stanovena jako kumulativní. To znamená, že cena za použití sítě na dané napěťové hladině zahrnuje rovněž náklady za použití vyšších napěťových hladin. Nejvyšší náklady proto hradí zákazníci připojení k síti nízkého napětí.</p> <p>Podle čl. 15 odst. 1 a odst. 2 písm. e) a čl. 16 odst. 1 písm. e)</p>	<p>Požadujeme proto v kapitole 5.5. uvést, že princip kumulativního stanovení ceny za využití distribuční soustavy se nevyužije při sdílení elektřiny, pokud pro sdílení ve skupině sdílení není využita vyšší napěťová hladina. Cena za využití distribuční soustavy při sdílení elektřiny musí zohledňovat pouze reálné náklady na přepravu elektřiny od výrobce k odběrateli. Tímto způsobem funguje stanovení ceny za využití distribuční soustavy v Rakousku, kde existují tři tarify pro cenu za využití distribuční soustavy s ohledem na (ne)využití jednotlivých napěťových hladin, což vede k rozvoji lokálních a pro distribučních soustavu přínosných obnovitelných zdrojů</p>		<p>Neakceptováno</p> <p>Pokud není sdílení realizováno ve skupině sdílení připojené do stejného vedení, pro kterou byla cíleně vybudována výrobní elektřiny, která by jinak vybudována nebyla, nedochází ke snížení ztrát v soustavě. Odběrná místa, která sdílenou elektřinu v rámci skupiny spotřebovávají, vyvolávají náklady na svůj odběr stejným způsobem jako ostatní zákazníci, tzn. s využitím vyšších napěťových hladin. Elektřina dodaná výrobcem elektřiny zapojeným do sdílení je fyzicky spotřebovaná odběrateli v jeho nejbližším okolí bez ohledu na zapojení výrobce elektřiny do sdílení. Způsob navržený předkladatelem by zvýhodňoval jednu skupinu účastníků trhu, náklady vyvolané odběrem sdílejících ve skupině by ve skutečnosti byly přenášeny na ostatní účastníky trhu. Současný způsob stanovení ceny za použití sítí je v souladu se směrnicí č. 2019/944 a kumulativní cena za použití sítí je nediskriminační a odráží náklady provozovatelů soustav vyvolané odběrem místa, které využívá sdílení.</p>																																							

			<p>směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou. se na aktivní zákazníci a energetická společenství musí vztahovat nediskriminační síťové poplatky, které odrážejí reálné náklady provozovatelů distribuční soustavy.</p> <p>Podatel je přesvědčen, že v případě, kdy aktivní zákazníci nebo energetická společenství sdílejí elektřinu s využitím stejné sítě nízkého napětí (tj. bez využití vyšších napěťových hladin), příp. bez využití hladiny velmi vysokého napětí, je navrhovaný způsob stanovení ceny za použití distribuční soustavy nepřiměřený a znevýhodňující. Neexistuje totiž jediný legitimní důvod, proč by aktivní zákazníci a energetická společenství sdílející skrze tutéž síť nízkého napětí, měla hradit také náklady na vyšší napěťové hladiny, které pro sdílení elektřiny nevyužijí. Nemůže zde dojít ani k socializaci nákladů na ostatní spotřebitele, neboť náklady na využití vyšších napěťových hladin při sdílení elektřiny na stejné síti nízkého napětí neexistují. Naopak je třeba v souladu s principem bezpečného a stabilního rozvoje distribuční soustavy takové přínosné chování pro síť tržně zohlednit a podpořit</p>			
122	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 2.9	<p>Návrh Metodiky oproti stávajícímu regulačnímu období podstatně zlepšuje způsob zohlednění dotací v regulaci. Odstraňuje dosavadní pravidlo, kvůli kterému si regulované subjekty mohou zahrnout majetek pořízený z dotací do odpisů, vstupujících do výpočtu povolených výnosů, z nichž bývá stanovena regulovaná cena. Jinými slovy, doposud hrozí riziko, že regulovaným subjektům jsou jejich náklady uhrazeny dvakrát – jednou prostřednictvím dotace</p>	Uplatnit nový princip pro zohlednění dotací pro dotace čerpané od 1. 7. 2024		<p>Neakceptováno</p> <p>S ohledem na skutečnost, že motivační schéma pro využití investičních dotací při výkonu licence deklarované pro V. regulační období garantovalo regulovanému subjektu vyšší výnosnost při čerpání dotace, než je garantována schématem navrhovaným pro VI. regulační období, nelze nové schéma uplatnit zpětně bez faktického negativního retrospektivního zásahu do principu, který byl regulovaným subjektem očekáván jako platný pro V. regulačním období.</p>

			<p>a podruhé skrze regulovanou cenu.</p> <p>V Metodice je správně identifikováno, že takový postup by byl do budoucna nežádoucí, a to zejména s ohledem na významný nárůst objemu dotačních prostředků pro regulované subjekty, spojených s dekarbonizací energetického sektoru. Proto je navržen nový způsob zohlednění dotací v regulaci, který dvojí úhradě těchto nákladů zamezuje. Podatel však považuje za problematické, že nové pravidlo má být využito pouze pro dotace čerpané od 1. 1. 2026, ačkoliv regulované subjekty většinu nejvýznamnějších dotací čerpají již v letech 2024 a 2025 a tyto roky budou využity pro standardní korekci regulovaných cen v rámci VI. Regulačního období. Jedinou výjimku z tohoto pravidla tvoří Elektroenergetické datové centrum, u něž mají být zohledněny dotace již od 1. 7. 2024.</p> <p>Podatel je přesvědčen, že k odlišným pravidlům pro jednotlivé regulované subjekty neexistuje žádný legitimní důvod a požaduje, aby se nový způsob zohlednění dotací v cenové regulaci u všech regulovaných subjektů (tj. nejen na EDC) uplatňoval shodně na dotace čerpané od 1. 1. 2024.</p>			
123	Unie komunitní energetiky, z.s.	Obecná připomínka 3.1.4, 14.1.1, 14.1.3, 14.1.4, 14.2.2 a 14.2.3	<p>Výchozí hodnota regulační báze aktiv (RAB₀) významně ovlivní výši regulovaných cen pro koncové zákazníky a je proto nezbytné předejít nejasnostem v Metodice, které by mohly způsobit její nadhodnocení. K tomu by mohlo dojít zejména vlivem přecenění majetku provozovatelů soustav v průběhu roku 2024. Tato situace je z důvodu provedených významných fúzí v letech 2023 a 2024 velmi pravděpodobná.</p>	Jednoznačně stanovit postup pro stanovení výchozí hodnoty regulační báze aktiv při přecenění majetku před novým regulačním obdobím		Akceptováno

		<p>Z návrhu Metodiky není zřejmý přístup pro situaci přecenění majetku před zahájením nového regulačního období. V návrhu Metodiky je ošetřena situace případného přecenění majetku regulovaných subjektů v průběhu roku 2025 a celého VI. regulačního období. Není však dostatečně jasně popsána situace pro případné přecenění majetku regulovaných subjektů v průběhu roku 2024. Dle návrhu Metodiky má být v takovém případě výchozí hodnota RAB_0 provozovatelů soustav pro VI. regulační období stanovena jako skutečná zůstatková hodnota majetku regulovaných subjektů za rok 2024, což není kontinuální postup při stanovování výchozí hodnoty RAB_0 s postupem uplatněným na počátku V. regulačního období. Hrozí tak významné riziko nadhodnocení hodnoty RAB_0 a negativního dopadu na koncové zákazníky.</p> <p>Podatel proto navrhuje v Metodice srozumitelněji definovat stanovení hodnoty RAB_0 s ohledem na možné přeceňování majetku regulovaných subjektů. Jako dobrý příklad jasného a srozumitelného postupu při stanovení výchozí hodnoty regulační báze aktiv při přechodu regulačních období podatel považuje postup uplatněný při přechodu mezi IV. a V. regulačním období, kdy byla výchozí hodnota RAB_0 stanovena ve výši poslední známé hodnoty RAB před zahájením regulačního období, tedy ve výši plánované hodnoty RAB pro rok 2020.</p>			
--	--	--	--	--	--

124	Svaz chemického průmyslu České republiky	Zásadní přípoinka – přesouvání nákladů na domácí zákazníky	ERÚ nemá právo přesouvat náklady celé přepravní soustavy, vybudované a používané původně primárně pro mnohonásobně větší tranzitní toky, na prakticky pouze domácí zákazníky.	Odstranit z materiálu veškeré texty, které vedou ke zvýšení zátěže domácích zákazníků, nad současný stav, který již dnes není z pohledu domácích zákazníků spravedlivý, neboť již část nákladů generovaných nadbytečnými aktivy určenými pro tranzit je přenášena na domácí zákazníky. Zejména je třeba z materiálu odstranit kapitolu 7.1 a 7.2. <i>Potřebné prostředky pro přežití zadluženého a ztrátového státního podniku je třeba hledat ve vymáhání dlužné částky po zákazníkovi Gazprom na základě nedávno vyhrané soudní arbitráže, při paralelním ořezání již nyní nepotřebných aktiv a relevantních nákladů.</i>	Přesunem nákladů celé přepravní soustavy na domácí zákazníky by došlo k zásadnímu podkopání konkurenceschopnosti průmyslu a energetiky a k neúměrnému a zcela nespravedlivému zatížení všech odběratelů zemního plynu v ČR. Tak jako každý jiný podnikatelský subjekt, měl by i provozovatel přepravní soustavy přizpůsobit své kapacity poptávce, a nezatěžovat zákazníky v ČR dnes již zcela neobhájitelnými náklady na provoz a údržbu aktiv, která jsou z pohledu bezpečnosti dodávky plynu do ČR zcela nepotřebná.	Neakceptováno Po změnách na trhu s plynem vyvolaných válkou na Ukrajině bylo nezbytné přistoupit k úpravě pravidel cenové regulace pro provozovatele přepravní soustavy. Navržená podoba cenové regulace provozovatele přepravní soustavy (uvedená v kapitolách 7.1 a 7.2) je komplexní, kdy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Tomu odpovídají i stanovené hodnoty koeficientu redukce výnosů v jednotlivých letech, který snižuje rozsah soustavy (RAB a odpisy) zohledněný v regulovaných cenách. Stanovených cílů je dosaženo zavedením jednotného režimu revenue cap, zavedením koeficientu redukce výnosů a zavedením pravidla na zohlednění veškerých případných příjmů ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy v regulovaných cenách.
125	Svaz chemického průmyslu České republiky	Zásadní připomínka – podpora zvýšení bezpečnosti dodávek Kapitola 7.5.4	Obousměrný tok přes hraniční bod Český Těšín není z pohledu bezpečnosti nezbytný.	Odstranit kapitolu 7.5.4.	Region je připojen vysoce kapacitními plynovody DN 1000 a DN 700 a disponuje navíc třemi podzemními zásobníky plynu s těžebním výkonem a kapacitou výrazně převyšující potřeby severní Moravy. Množství plynu přepravené propojem DN 500 Český Těšín nemůže nijak významně pozitivně ovlivnit bezpečnost regionu, jde spíše jen o další zvýšení nákladů pro domácí zákazníky. Navíc, pokud by zpětný tok přes bod Český Těšín měl zvýšit bezpečnost regionu, musela by být k dispozici také odpovídající kapacita v LNG terminálu a dále kapacita pro přepravu plynu z tohoto terminálu na hranice České republiky, což není splněno. Domníváme se, že investice je zcela zbytečná, nebude v praxi nijak využívána, a pouze přispěje k dalšímu zvýšení tarifů za přepravu plynu pro domácí zákazníky.	Neakceptováno Povinnost zajištění oboustranného toku plynu na hraničních bodech vyplývá z evropské legislativy. Přestože tato povinnost není bezpodmínečná, o čemž svědčí opakovaně udělované výjimky na žádost provozovatele přepravní soustavy, je záměrem ERÚ za účelem posílení bezpečnosti dodávek plynu (jejichž hodnota se obtížně kvantifikuje) do ČR alespoň pro případ mimořádného stavu nouze podpořit rychlou realizaci ekonomicky racionální varianty zajištění obousměrného toku na česko-polské hranici.
126	Svaz chemického průmyslu České republiky	Zásadní připomínka - motivační podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy	Tato motivační podpora je nadbytečná.	Odstranění motivační podpory bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy.	Tato motivační podpora podmíněná pouze nepřerušením nepřerušitelných kapacit je pouze skrytým zvýhodněním provozovatele přepravní soustavy a odměňuje jej za něco, co musí dělat povinně ze zákona.	Částečně akceptováno Vždy existuje volba mezi pozitivním a negativním způsobem motivace k jakékoliv činnosti. Pozitivní motivace je z hlediska proaktivního přístupu k poskytování kvalitní služby zákazníkům podle názoru ERÚ vhodnějším nástrojem. Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy nesměňuje pouze k odměňování za pouhé dodržování zákona, ale motivuje k dosažení vysoké úrovně bezpečnosti a spolehlivosti přepravní soustavy. Motivační program bude doplněn měřitelnými cíli tak, aby bylo možné jeho přesné vyhodnocení. ERÚ blíže stanoví doby trvání plánovaných stavebních úprav a oprav na zařízení přepravní soustavy (§58 odst. 1 písm. i) bod 3 zákona č. 458/2000 Sb.) ve vztahu k provozovatelům

						distribučních soustav, virtuálním zásobníkům plynu a přímo připojeným zákazníkům. Při překročení stanovených dob bude přiznání tohoto bonusu omezeno.
127	Svaz chemického průmyslu České republiky	Zásadní připomínka – podpora provozování odepsaných aktiv Kapitola 7.5.5	ERÚ nemůže uznávat již odepsaná aktiva zpět do RAB	Odstranit kapitolu 7.5.5	Provozoval přepravní soustavy by získal neoprávněný prospěch z nového odepisování zařízení, které již odepsáno bylo, a tudíž relevantní prostředky na reinvestici již provozovatel přepravní soustavy má. ERÚ navíc nemůže povolit investici, která by nahrazovala funkční, ale odepsané zařízení novým zařízením. Zpětné zařazování odepsaných zařízení do RAB, či uznávání výměny odepsaných, ale funkčních zařízení by vedlo k poškozování zákazníků, kterému musí ERÚ bránit.	Neakceptováno Zajištění bezpečného a spolehlivého provozování soustavy je primární povinností jejich provozovatelů. V kompetenci ERÚ není rozhodovat o technickém stavu, provozuschopnosti a náhradě aktiv. Z uvedených důvodů řeší ERÚ danou záležitost formou pozitivní motivace pro udržování regulatorně odepsaných aktiv po co nejdelší dobu v provozuschopném stavu, což je výhodné i pro zákazníky.
128	Teplárenské sdružení České republiky	2.10	Navrhujeme vypustit motivační programy pro státem plně vlastněné regulované subjekty. Pokud nebude připomínka přijata, pak navrhujeme jejich změny v souladu s dalšími připomínkami a zásadně požadujeme, aby nebyly bonusy přiznávány dopředu, ale až po splnění příslušných úkolů.	Vypustit motivační programy pro státem plně vlastněné subjekty. Pokud nebude připomínka přijata, provést jejich změny v souladu s touto připomínkou a dalšími připomínkami ke konkrétním motivačním programům a nepřiznávat bonusy dopředu, ale až po splnění příslušných úkolů.	Je zcela absurdní vytvářet ekonomické programy pro státem plně vlastněné korporace, kde je stát jediným akcionářem, na bázi zisku. Stát může v těchto případech přímo úkolovat management k zajištění požadavků regulace. Stačí tedy tyto požadavky vymezit. Navržené motivační programy pro plně státní subjekty jsou ve skutečnosti pouze podporou rentability státních investic na úkor zákazníků, a tedy v přímém rozporu se základní misí ERÚ. Jen společnost Net4Gas by na základě motivačního programu inkasovala ročně navíc více než 400 milionů Kč. Některé motivační programy jsou navíc nastaveny zcela absurdně a podporují plýtvání, nebo odměňují regulované subjekty za plnění jejich zákonných povinností, což bude uvedeno dále v konkrétních případech. Jedná se o provozovatele přenosové soustavy, přepravní soustavy a OTE. Tyto subjekty vykonávají zcela specifické činnosti, nelze zde tedy uplatňovat analogie s distribucí elektřiny a plynu, které jsou v soukromém vlastnictví a podílí se na nich více subjektů. Odmítáme případný argument ERÚ, že nebere v úvahu formu vlastnictví. Forma vlastnictví je totiž zcela zásadní faktor v rozhodování daného subjektu, a tedy i ve vhodné motivaci pro tento subjekt. Motivace plně státního subjektu je úplně jiná než subjektu soukromého, což je evidentně nepominutelná skutečnost pro motivační program. Dále je zcela absurdní ekonomicky motivovat regulované společnosti k plnění jejich zákonných povinností, to by mělo být zahrnuto už v základní rentabilitě aktiv. Naopak, pokud regulované subjekty své zákonné povinnosti neplní, tak by měly být vystaveny malusu, tj. snížení rentability báze aktiv. Pokud už mají být zavedeny ekonomické pobídky, pak na obě strany, tedy pozitivní i	Neakceptováno Navržený způsob stanovení zisku regulovaných společností je komplexní, kdy přiměřený zisk regulovaný subjekt dosáhne pouze v případě dosažení předem definovaných cílů ve formě stanovených KPI. Na rozdíl od minulosti tak není automatický nárok regulovaných společností na stanovený zisk. Odměnu za splnění KPI je nutné posuzovat komplexně ve vztahu k dalším stanoveným parametrům regulace, především pak hodnotě WACC – viz např. připomínky regulovaných subjektů k její výši. Navržený způsob stanovení KPI je nediskriminační a v souladu s českou i evropskou legislativou, která v oblasti regulace cen v energetice nerozlišuje, zda je regulovaný podnik ve vlastnictví státu nebo soukromého subjektu. Stanovení výnosů plynoucích z motivačních programů ex-ante dává do časového souladu jak výnosy, tak i náklady vztahující se k příslušným činnostem. Následně jsou tyto výnosy, stejně jako ostatní parametry regulačního rámce, předmětem korekce pro případ, že by došlo k odchylce od plánovaného cíle, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.

					<p>negativní v případě neplnění zákonných povinností regulovaného subjektu.</p> <p>Naprosto odmítáme, aby byla bonifikace zahrnuta do rentability aktiv, jako by byly podmínky plněny. Případná bonifikace by měla být zahrnována až na základě splnění konkrétních podmínek. Plnění podmínek by také mělo být transparentně vyhodnocováno a veřejnost by o něm měla být informována.</p>	
129	Teplárenské sdružení České republiky	3.2.4.4 Nezadlužen á beta	Navrhujeme pro provozovatele přenosové soustavy, přepravní soustavy a operátora trhu stanovit nezadluženou betu na 0 a tuto změnu promítnout do výpočtu WACC pro tyto subjekty.	Pro provozovatele přenosové soustavy, přepravní soustavy a operátora trhu stanovit nezadluženou betu na 0 a tuto změnu promítnout do výpočtu WACC pro tyto subjekty.	<p>Domníváme se, že společnosti uvedené v tabulce 13 na str. 35 návrhu, na jejich základě byla odvozena nezadlužená beta ve výši 0,41, nejsou v žádném ohledu srovnatelné s firmami, které mají vydanou licenci jako výlučnou na území ČR. Domníváme se, že tyto společnosti s ohledem na nastavení cenové regulace ve skutečnosti nenesou vůbec žádné tržní riziko ve smyslu klasického Modelu oceňování kapitálových aktiv, a tudíž není důvod je za něj odměňovat. Pokud se ERÚ domnívá, že provozovatel přenosové soustavy, provozovatel přepravní soustavy a OTE nesou nějaké tržní riziko ve smyslu Modelu oceňování kapitálových aktiv, na které je výpočet WACC založen, tak prosíme o jeho konkrétní specifikaci. Ostatně postup ERÚ, který na zákazníky v České republice přehazuje náklady aktiv provozovatele přepravní soustavy, která jsou v porovnání s potřebami tuzemských zákazníků předimenzovaná přibližně 10x, aniž by tuto společnosti nutil k nějakým zásadnějším úsporám, jasně ukazuje, že této společnosti umožňuje fungování zcela mimo jakékoliv tržní principy. Pokud tak regulátor činí, nemůže současně tutéž společnost odměňovat za tržní riziko, když ve skutečnosti žádné nese, a to zjevně ani v případě úplného kolapsu tranzitu plynu přes území České republiky. Je navíc zřejmé, že uvedené subjekty mají na rozdíl od společností obchodovaných na burze implicitní záruku státu, která se ostatně projevuje i postupem úřadu při sanaci provozovatele přepravní soustavy na úkor zákazníků.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ nemůže při výkonu své působnosti postupovat v rozporu s platnou legislativou a ustanovení § 19a odst. 1 zákona č. 458/2000 Sb., hovoří o tom, aby regulované ceny pokrývaly odpisy a přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti. Je nesporné, že regulovaný subjekt má nižší rizika spojená s návratností investice než klasický tržní subjekt a z tohoto důvodu je peer group koeficientu beta složena nově výhradně z dominantně regulovaných společností. ERÚ nicméně nemůže vyhovět připomínce, neboť rizika návratnosti vloženého kapitálu jsou v principu obdobná, ať je akcionářem držitelem licence soukromý subjekt nebo stát.</p> <p>Klasickým příkladem projevu systematického rizika z poslední doby bylo inflační riziko, které působilo na znehodnocování vlastního vloženého kapitálu. Prostřednictvím koeficientu beta jsou nicméně dle poznatků ERÚ kompenzována nejen klasická tržní rizika, jako je kromě inflačního rizika např. riziko úrokové, úvěrové nebo měnové. Určujícím faktorem pro hodnotu koeficientu beta je samotná podstata regulace, tedy riziko situace, kdy dojde ke změně očekávaného regulačního prostředí a zákonného předpokladu kompenzace vzniklých nákladů kapitálu. Toto obecné riziko nelze vyloučit na základě konkrétních příkladů z minulosti.</p>
130	Teplárenské sdružení České republiky	4.2.1 Podpora robustnosti přenosové soustavy	Navrhujeme tento ukazatel výkonnosti zcela vypustit. Pokud nebude připomínka přijata, pak alespoň výrazně snížit váhu tohoto KPI.	Kapitulu 4.2.1. vypustit nebo alespoň zásadně snížit její váhu.	<p>K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Daný KPI vůbec nezohledňuje efektivitu investic a jejich potřebnost. Provozovatel přenosové soustavy bude motivován realizovat co možná nejdražší investice bez ohledu na jejich efektivitu a smysluplnost. Když už, tak by měl být KPI zaměřen na plnění předem schváleného investičního programu, ne na maximalizaci proinvestovaných prostředků. Podstatné totiž je, jaká aktiva se pořídí, nikoliv, aby byla co nejdražší, to je v naprostém rozporu s principem efektivní regulace.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Navržený způsob stanovení zisku regulovaných společností odráží zvýšené požadavky na činnost regulovaného subjektu a je komplexní, kdy přiměřený zisk regulovaný subjekt dosáhne pouze v případě dosažení předem definovaných cílů. Na rozdíl od minulosti tak není automatický nárok regulovaných společností na stanovený zisk. Nerozlišuje se, zda je regulovaný podnik ve vlastnictví státu nebo soukromého subjektu. Stanovení pravidel regulace na základě vlastnictví regulovaného subjektu by tak bylo diskriminační.</p> <p>Obecně je potřeba výrazných investic do elektroenergetické soustavy v nejbližších letech, která je vyvolaná zejména odklonem od fosilních paliv. Je nezbytné zajistit i v budoucnu efektivní, bezpečnou a</p>

						<p>dostatečně robustní soustavu. Toho lze dosáhnout dostatečnými investicemi, které budou samozřejmě vynakládány efektivně.</p> <p>Motivační přírůžka k rentabilitě aktiv při splnění zadaných parametrů zajistí provozovateli přenosové soustavy dodatečný zisk, který je zdrojem prostředků k investicím do rozvoje aktiv sloužících k přenosu elektřiny. Navržené konkrétní ukazatele jsou dostatečně ambiciózní a pro jejich splnění bude PPS nucen investovat výrazný podíl zisku. Díky těmto investicím bude zajištěno splnění požadavků vyplývajících z transformace energetiky.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciózní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu. Investice do soustavy musí každý provozovatel vynakládat účelně a efektivně. Efektivitu vynaložených prostředků do investic do nových technologií budou od VI. regulačního období zajišťovat metodiky hodnocení efektivit investic v elektroenergetice a plynárenství vypracované s podporou Technologické agentury ČR.</p>
131	Teplárenské sdružení České republiky	4.2.2 Investice do nových technologií (ICT, regulace napětí/jaloviny a inovace)	Navrhujeme tento ukazatel výkonnosti zcela vypustit.	Navrhujeme tento ukazatel výkonnosti zcela vypustit.	<p>K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírůžky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. KPI je formulován jako roční investice 200 mil. Kč do nového ICT. Opět se jedná o nesmyslnou motivaci požadovat co nejdražší ICT. Navíc provozovatel přenosové soustavy buď A) nový systém ICT nutně potřebuje, a pak není důvod ho k jeho pořízení dále motivovat a za jeho pořízení odměňovat, protože si ho pořídí v každém případě nebo B) nový systém ICT nutně nepotřebuje a pak je absurdní ho k jeho pořízení vůbec motivovat a zatěžovat zákazníky zbytečnými náklady. Stejně absurdní a groteskní je motivace ke zprovoznění minimálně 1 tlumivky ročně. Vůbec není jasné, jak má být taková tlumivka velká, kde má být umístěna a zda je vůbec potřeba. Provozovatel přenosové soustavy má povinnost ze zákona zajistit bezpečný a spolehlivý provoz přenosové soustavy. K tomu buď A) tlumivky nutně potřebuje a pak je jeho povinností je instalovat a není důvod ho k tomu dále motivovat anebo B) tlumivky nutně nepotřebuje a pak je nesmysl ho k jejich neúčelné instalaci motivovat. Naprosto vágní je také motivace k inovacím. Přínosem pro zákazníka má být údajně „nalezení efektivních řešení usnadňujících dekarbonizaci, decentralizaci a digitalizaci“. KPI by měly být objektivně měřitelné, takto formulované KPI je pouhou proklamací a přínos pro zákazníky je značně diskutabilní. Účast v programech TAČR a Horizont Evropa není žádnou zárukou konkrétního přínosu těchto projektů pro zákazníky.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>V případě provozovatele přenosové soustavy jsou KPI orientována na prioritní oblasti investic, mezi které patří kromě vlastního posilování robustnosti přenosové soustavy i oblast ICT, problematika napětí a jalových výkonů a v neposlední řadě snižování technických ztrát v soustavě prostřednictvím moderních nízkoztrátových prvků přenosové soustavy.</p> <p>Oblast ICT reflektuje posilování kybernetické bezpečnosti, rozvoj energetických trhů, integraci nových technologií atd. KPI má motivovat provozovatele přenosové soustavy k investicím, které souvisí nejen s jeho zákonnou povinností zajišťovat přenosové a systémové služby, ale zejména odpovídají energetické koncepci státu v oblasti moderní energetiky, posilování konkurence atd.</p> <p>Realizace tlumivek je nedílnou součástí dlouhodobého investičního plánu provozovatele přenosové soustavy. S ohledem na topologii a charakter elektrizační soustavy ČR je řešení problematiky jalové energie prostřednictvím instalací tlumivek primárně na úrovni přenosové soustavy optimálním řešením z technického i ekonomického pohledu. Požadavek na minimální počet nových instalací tlumivek na úrovni přenosové soustavy ročně tak přispívá k optimálnímu celosystémovému řešení.</p>

132	Teplárenské sdružení České republiky	4.2.3 Investice za účelem snižování technických ztrát	Navrhujeme tento ukazatel výkonnosti zcela vypustit nebo alespoň zásadně přepracovat.	Navrhujeme kapitolu 4.2.3 vypustit nebo zcela přepracovat tak, aby byla stanovena norma ztrát ve vztahu k množství přenesené elektřiny a následně byl přidělován bonus/malus v závislosti na jejím plnění.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Ještě by se dalo pochopit, kdyby byla stanovena norma ztrát při přenosu elektřiny v závislosti na množství přepravené elektřiny a při jejich překročení by byl nastaven malus a při podkročení bonus. Motivace ke snižování ztrát zprovozňováním dalších vedení a transformátorů je absurdní, protože odlehčená vedení a transformátory mají samozřejmě také ztráty. Budování zbytečných nevyužitých vedení a transformátorů tedy ztráty nesnižuje, ale naopak zvyšuje. Doporučujeme zaměstnancům ERÚ, aby se seznámili se základními fyzikálními zákonitostmi provozu sítí VVN. Navíc se takto nastavený KPI fakticky zcela překrývá s KPI v kapitole 4.2.1, provozovatel přepravní soustavy je tak fakticky odměňován za totéž dvakrát.	Neakceptováno Provozovatel soustavy by bez ohledu na jeho vlastníka měl přijímat opatření vedoucí ke snižování technických ztrát. Nejedná se o budování zbytečných a nevyužitých zařízení za účelem zajištění dosažení bonusu, ale o efektivní náhradu případně rozšíření stávajících zařízení. Investice do přenosové soustavy jsou dlouhodobý proces a efekt realizované investice se nemusí projevit v následujícím roce po jejich realizaci. Efektivitu vynaložených prostředků do investic budou obecně od VI. regulačního období zajišťovat metodiky hodnocení efektivity investic v elektroenergetice a plynárenství vypracované s podporou Technologické agentury ČR.
133	Teplárenské sdružení České republiky	4.10 Cena za systémové služby	Navrhujeme nahradit princip stanovení ceny za systémové služby vydělením upravených povolených výnosů odebraným množstvím elektřiny z elektrizační soustavy principem jejich vztažení na výkon (rezervovaný, dosažení atd.).	Alokovat náklady na systémové služby na výkon (rezervovaný/dosažený) namísto množství elektřiny odebrané z přenosové soustavy.	S nárůstem samovýrobců je uvedený princip rozpočítávání nákladů na množství elektřiny odebrané z elektrizační soustavy stále méně férový. Je zřejmé, že samovýrobci mají přinejmenším stejné, ale spíše podstatně vyšší nároky na čerpání systémových služeb, za které ovšem při uvedeném principu současně platí výrazně méně než zákazníci, kteří si elektřinu sami nevyrábí. Dochází tak k neférovému přenášení nákladů na systémové služby na ostatní zákazníky, kteří si elektřinu sami nevyrábí. Vhodným řešením je přejít k alokaci nákladů na systémové služby na výkon.	Neakceptováno Vzhledem k nízké efektivitě využití rezervovaného příkonu zákazníků připojených na hladině nízkého napětí není pravděpodobné, že by navrhované zpoplatnění podle této veličiny správným způsobem rozložilo odpovědnost za náklady způsobené nákupem služeb výkonové rovnováhy. Otázka samovýrobců není v tomto ohledu klíčová, neboť náklady na nákup služeb výkonové rovnováhy (tj. zasmluvnění záloh) jsou primárně definovány rozsahem potřeby pokrývání očekávaných výpadků zdrojové základny ČR.
134	Teplárenské sdružení České republiky	7.1 Volba regulatorního režimu	Zásadně odmítáme přenášení dalších nákladů přepravní soustavy za tuzemské zákazníky. Navrhujeme vyhodnotit rozsah aktiv provozovatele přepravní soustavy, která jsou nezbytná pro zajištění přepravy pro tuzemské zákazníky, pouze taková aktiva by měla být zahrnuta do RAB. To se týká například kapacity rour, kompresních stanic atd. Dále navrhuje zakotvit princip, že cena přepravy pro tuzemské zákazníky nebude vyšší, než cena přepravy na trase Brandov-Lanžhot. Pokud by výše uvedené nebylo přijato, pak alespoň nahradit tabulku 23 následující:	Započítat výnosy od zahraničního zákazníka, který má platnou smlouvu na přepravu plynu, pouze nehradí své závazky, do regulovaných tržeb. Pokud by došlo k vypovězení této smlouvy, vyhodnotit rozsah aktiv provozovatele přepravní soustavy, která jsou nezbytná pro zajištění přepravy pro tuzemské zákazníky, pouze taková aktiva by měla být zahrnuta do RAB. To se týká například kapacity rour, kompresních stanic atd. Dále zakotvit princip, že cena přepravy pro tuzemské zákazníky nebude vyšší, než cena přepravy na trase Brandov-Lanžhot. Pokud by výše uvedené nebylo přijato, pak alespoň nahradit tabulku 23 následující: Tabulka 23: Koeficient redukce výnosů v jednotlivých letech	Mise ERÚ je ochrana zákazníků, nikoliv zajišťování maximální rentability státních investic. Pokud je nám známo, je kapacita v přepravní soustavě nadále dlouhodobě rezervována pro tranzit a příslušná smlouva je nadále platná a nebyla vypovězena. Je zcela absurdní, pokud ERÚ, který má tuzemské zákazníky chránit, na ně fakticky přesouvá pohledávky za zahraničním zákazníkem, které podle provozovatele přepravní soustavy objektivně existují (a také je vymáhá) a jejich oprávněnost byla potvrzena i Rozhodčím soudem. Nelze přenášet náklady, které má i podle Rozhodčího soudu uhradit jeden ze zákazníků na ostatní zákazníky provozovatele přepravní soustavy. Takový přístup by byl zjevně ilegální a v rozporu s právem. I kdyby byla smlouva se zahraničním zákazníkem, která je předmětem soudního sporu, ukončena, nepokládáme za oprávněné, aby byly na tuzemské zákazníky postupně přeneseny plně náklady provozování přepravní soustavy v jejím současném rozsahu z prostého důvodu, že přepravní kapacita této soustavy překračuje potřeby tuzemských zákazníků cca desetkrát. Je tedy potřeba přizpůsobit její rozsah skutečným potřebám a do RAB zahrnout pouze aktiva skutečně nezbytná pro zajištění dodávek pro tuzemské zákazníky. Je třeba také zajistit, aby domácí zákazníci neplatili za přepravu více, než bude stát jeho tranzit přes celé území České republiky na trase Brandov Lanžhot. Situace, kdy by domácí zákazníci platily více než by byly náklady na tranzit na této trase, by	Neakceptováno Podoba regulace na VI. regulační období zohledňuje významné změny na trhu s plynem po zahájení války na Ukrajině, které se projevily významným snížením tranzitu plynu přes ČR. Obdobně, jako navrhuje ERÚ, situaci vyhodnotily národní regulační orgány v okolních zemích, kdy ceny pro vnitrostátní zákazníky v Rakousku a na Slovensku stouply pro rok 2025 trojnásobně, rakouský regulátor dokonce již uvedl, že v roce 2027 to bude čtyřnásobek původních cen před válkou. Tyto kroky jsou ze strany regulačních orgánů činěny za účelem nezbytné stabilizace provozovatelů přepravních soustav a zajištění spolehlivé a bezpečné přepravy plynu a dodávek plynu zákazníkům v dotčených zemích. Co se týče potřebných aktiv české přepravní soustavy pro domácího zákazníka, ERÚ pro stanovení regulovaných cen zavedl obecný procentuální koeficient (koeficient redukce výnosů) na uznání hodnoty veškerých aktiv a odpisů do režimu výnosového stropu. Veškeré výnosy z tranzitu i příjmy z arbitráží budou do tohoto stropu zahrnuty, tudíž mohou v budoucnu vést ke snížení ceny pro české zákazníky a tím dále snižovat podíl nákladů celé soustavy hrazených domácími zákazníky. I z tohoto důvodu je proto nezbytné stanovit ceny za tranzit plynu na optimální a konkurenceschopnou úroveň tak, aby zajistily maximální výnosy z přepravy plynu přes území ČR. Požadavek na trvalejší relaci/závislost tarifů za přepravu plynu přes ČR a pro domácí zákazníky je proto

					<p>byla zcela absurdní a zjevně v rozporu s ochranou domácích zákazníků.</p> <p>V 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 z 31. května 2024 Energetický regulační úřad uvedl: „Návrh provozovatele přepravní soustavy na zavedení jednotného režimu výnosového stropu s výnosy stanovenými na základě nákladů celé současné přepravní infrastruktury přenáší veškerá rizika na domácího zákazníka, který by tak ručil za veškeré výnosy provozovatele přepravní soustavy při jakékoliv úrovni rezervací tranzitních kapacit.“ Jen o několik měsíců později Energetický regulační úřad podlehl tlaku provozovatele přepravní soustavy a navrhuje zavést režim jednotného výnosového stropu v rozporu se zájmy zákazníků v České republice.</p>	<p>logicky nesprávný, neboť může vést k cenové nekonkurenceschopnosti české přepravní trasy ve srovnání s alternativními trasami v okolních zemích nebo k nezajištění nezbytných prostředků pro spolehlivý a bezpečný provoz přepravní soustavy.</p> <p>Zavedením koeficientu redukce výnosů omezuje ERÚ maximální výši nákladů hrazených domácími zákazníky, a zároveň budou veškeré výnosy z tranzitní přepravy (včetně případných budoucích příjmů z vedených arbitráží) zohledněny ve prospěch domácích zákazníků. Těmito kroky tak ERÚ stále zajišťuje ochranu domácího zákazníka. Na druhou stranu je také nezbytné zajistit provozovateli přepravní soustavy přiměřenou jistotu dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Tomu odpovídají i stanovené hodnoty koeficientu redukce výnosů v jednotlivých letech.</p>
135	Teplárenské sdružení České republiky	7.5.1 Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy	Navrhujeme motivační program vypustit, případně ho nahradit malusem v případě, že provozovatel přepravní soustavy omezí nebo přeruší přepravu plynu s pevnou přepravní kapacitou podle smlouvy o poskytnutí přepravy plynu s pevnou přepravní kapacitou z jiných než zákonných důvodů.	Motivační program vypustit nebo ho upravit tak, aby v případě, kdy bude přeprava podle smlouvy o poskytnutí služby přepravy plynu s pevnou přepravní kapacitou v regulovaném roce omezena či fyzicky přerušena z jiných než zákonných důvodů uvedených v § 58 odst. 1 písm. i) energetického zákona, bude na provozovatele uvalen motivační malus ve výši 1 p. b. na celou regulační bázi aktiv.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Považujeme za naprosto absurdní odměňovat provozovatele přepravní soustavy za to, že nebude porušovat energetický zákon a bude dodržovat svoje zákonné povinnosti. Pokud už má být nějaká motivace zavedena, tak v tomto případě naopak formou snížení rentability aktiv v případě, kdy provozovatel přepravní soustavy svoje povinnosti poruší.	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Vždy existuje volba mezi pozitivním a negativním způsobem motivace k jakékoliv činnosti. Pozitivní motivace je z hlediska proaktivního přístupu k poskytování kvalitní služby zákazníkům podle názoru ERÚ vhodnějším nástrojem.</p> <p>Podpora bezpečného a spolehlivého provozu přepravní soustavy nesměřuje pouze k odměňování za pouhé dodržování zákona, ale motivuje k dosažení vysoké úrovně bezpečnosti a spolehlivosti přepravní soustavy.</p> <p>Motivační program bude doplněn měřitelnými cíli tak, aby bylo možné jeho přesné vyhodnocení. ERÚ blíže stanoví doby trvání plánovaných stavebních úprav a oprav na zařízení přepravní soustavy (§58 odst. 1 písm. i) bod 3) ve vztahu k provozovatelům distribučních soustav, virtuálním zásobníkům plynu a přímo připojeným zákazníkům. Při překročení stanovených dob bude přiznání tohoto bonusu omezeno.</p>
136	Teplárenské sdružení České republiky	7.5.2 Podpora transformace plynárenství a teplárenství	Navrhujeme motivační program vypustit nebo přeformulovat tak, aby byl jasně měřitelný a dával reálný smysl.	Motivační program vypustit nebo alespoň upravit v souladu s odůvodněním.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Motivační program je formulován tak, že „investice do rozvoje soustavy zajistí připravenost přepravovat nízkoemisní a obnovitelné plyny, nebo podpoří přechod z uhlí na plyn, a nebo umožní monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě“. Za co tedy má být provozovatel přepravní soustavy bonifikován? Za to, že bude provádět smysluplné investice v souladu s desetiletým plánem rozvoje přepravní soustavy? Když už, tak by mělo být vyhodnocováno plnění harmonogramu investic v souladu s Desetiletým plánem rozvoje přepravní soustavy. Druhá část motivačního programu je formulována zcela absurdně, když vychází z ukazatele podílu investic do obnovy soustavy, které zajistí připravenost přepravovat	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Uvedený motivační program směřuje k posílení investic, které nejsou vyvolané legislativou, ale směřují k požadovanému účelu např. v oblastech snižování emisí, zlepšení klimatu či ke snížení provozních nákladů. Motivační program bude v Metodice cenové regulace upřesněn tak, aby byl více zřejmý jeho účel. Dále budou blíže určeny podmínky, za kterých budou investice vyhodnoceny v souladu s cílem připravenosti soustavy na přepravu nízkoemisního a obnovitelného plynu. Popis motivačního programu bude doplněn i o bližší popis procesu jeho vyhodnocování</p>

					nízkoemisní a obnovitelné plyny, a investic vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě na celkových investicích do obnovy. Tento podíl může provozovatel přepravní soustavy dosáhnout tak, že výrazně omezí celkové investice, přestože jeho investice do sledovaného cíle budou zcela minimální.	
137	Teplárenské sdružení České republiky	7.5.3 Investice za účelem zajistit přepravu směsi vodíku se zemním plynem (včetně měření)	Navrhujeme motivační program vypustit nebo změnit na malus, pokud provozovatel přepravní soustavy nesplní včas svou zákonnou povinnost přijímat směs vodíku se zemním plynem v souladu s nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1789.	Motivační program vypustit nebo změnit na malus, pokud provozovatel přepravní soustavy nesplní včas svou zákonnou povinnost přijímat směs vodíku se zemním plynem v souladu s nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2024/1789.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Pokládáme za zcela absurdní odměňovat provozovatele přepravní soustavy za to, že splní požadavek přímo použitelné legislativy EU, to je přece jeho povinnost! Když už, tak by v případě, že provozovatel přepravní soustavy nesplní své zákonné povinnosti měl být postižen snížením rentability aktiv. Náklady provozovatele přepravní soustavy pro umožnění zákonného podílu vodíku lze odhadovat na desítky milionů Kč (jedná se v zásadě o úpravu měření a případně dotěsnění některých armatur). Odměna ve výši 0,1 p.b. na celou regulační bázi aktiv představuje více než 40 milionů Kč. Jen tento bonus tedy zajišťuje návratnost investice do 2 let, což je pro energetiku zcela neslýchané. Za regulační období by se jen na bonusu vrátila investice provozovateli přepravní soustavy více než 2x.	Neakceptováno Nařízení Evropského Parlamentu a Rady (EU) 2024/1789 v článku 21 uvažuje s alternativou, že provozovatelé přepravních soustav nemohou omezení přeshraničních toků v důsledku rozdílů v kvalitě plynu v rámci standardního provozu zabránit, a stanovuje proces, který má směřovat k odstranění případných překážek. Proces upravovaný nařízením spočívá ve vzájemné koordinaci dotčených provozovatelů přepravních soustav, národních regulačních orgánů, případně Agentury pro spolupráci energetických regulačních orgánů a jeho délka v případě nesouhlasu dotčených stran může činit více než 2 roky (minimálně 24 – 30 měsíců) po postoupení podnětu regulačním orgánům. Aby tato alternativa nenastala a např. neohrozila bezpečnost dodávek, zavádí ERÚ uvedený motivační prvek. Podle informací, které ERÚ poskytnul provozovatel přepravní soustavy, budou související investice provozovatele přepravní soustavy do měření řádově vyšší, než uvádí odhad v připomínce.
138	Teplárenské sdružení České republiky	7.5.4 Podpora zvýšení bezpečnosti dodávek	Navrhujeme motivační program vypustit nebo změnit na malus, pokud provozovatel přepravní soustavy nesplní včas svou zákonnou povinnost zajistit obousměrný tok plynu na všech hraničních bodech.	Motivační program vypustit nebo změnit na malus, pokud provozovatel přepravní soustavy nesplní do určeného termínu legislativní povinnost zajistit na všech hraničních bodech oboustranný tok plynu.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Pokládáme za zcela absurdní odměňovat provozovatele přepravní soustavy za to, že splní legislativní požadavek zajištění oboustranného toku plynu na všech hraničních bodech. Když už, tak by provozovatel přepravní soustavy měl být postižen snížením rentability aktiv, pokud nebude plnit svou legislativní povinnost.	Neakceptováno Povinnost zajištění oboustranného toku plynu na hraničních bodech není bezpodmínečná, o čemž svědčí opakovaně udělované výjimky na žádost provozovatele, a souvisí např. i s ekonomickou stránkou/náklady na splnění tohoto požadavku. Záměrem je za účelem posílení bezpečnosti dodávek plynu (jejichž hodnota se obtížně kvantifikuje) do ČR alespoň pro případ mimořádného stavu nouze podpořit rychlou realizaci ekonomicky racionální varianty zajištění obousměrného toku na česko-polské hranici.
139	Teplárenské sdružení České republiky	7.5.5 Podpora provozování odepsaných aktiv	Navrhujeme celou kapitolu vypustit.	Celou kapitolu 7.5.5 vypustit bez náhrady.	ERÚ má nástroje, aby si ohlídal, že provozovatel přepravní soustavy nebude zbytečně nahrazovat provozuschopná aktiva a pokud je nemá, tak by si je měl v rámci metodiky cenové regulace vytvořit. Ekonomická motivace spočívající v navýšení regulovaných tržeb na úkor zákazníků je neopodstatněná, protože daného účelu lze dosáhnout podstatně levněji při využití důsledné kontroly ze strany ERÚ.	Neakceptováno Zajištění bezpečného a spolehlivého provozování soustavy je primární povinností jejích provozovatelů. V kompetenci ERÚ není rozhodovat o technickém stavu, provozuschopnosti a náhradě aktiv. Z uvedených důvodů řeší ERÚ danou záležitost formou pozitivní motivace pro udržování regulačně odepsaných aktiv po co nejdelší dobu v provozuschopném stavu, což je výhodné i pro zákazníky.

140	Teplárenské sdružení České republiky	10.6.1 Příjem a zpracování dat z nárůstu průběhových měření	Navrhujeme kapitolu vypustit.	Celou kapitolu 10.6.1 vypustit bez náhrady.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Pokládáme za zcela absurdní, aby byl Operátor trhu odměňován na základě ukazatele podílu počtu odběrných míst s průběhovým měřením, na jehož plnění nemá žádný vliv, protože osazování průběhových měřidel je zcela v kompetenci provozovatelů distribučních soustav a Operátor trhu má zákonnou povinnost jimi poskytovaná data zpracovávat.	Neakceptováno Navržený způsob stanovení zisku regulovaných společností odráží zvýšené požadavky na činnost regulovaného subjektu a je komplexní, kdy přiměřený zisk regulovaný subjekt dosáhne pouze v případě dosažení předem definovaných cílů ve formě stanovených KPI. Na rozdíl od minulosti tak není automatický nárok regulovaných společností na stanovený zisk. Odměnu za splnění KPI je nutné posuzovat komplexně ve vztahu k dalším stanoveným parametrům regulace, především pak hodnotě WACC – viz např. připomínky regulovaných subjektů k její výši. Navržený způsob stanovení KPI je nediskriminační a v souladu s českou i evropskou legislativou, která v oblasti regulace cen v energetice nerozlišuje, zda je regulovaný podnik ve vlastnictví státu nebo soukromého subjektu.
141	Teplárenské sdružení České republiky	10.6.2 Podpora obchodování na krátkodobých trzích s cílem zlepšení obchodního bilancování	Navrhujeme kapitolu vypustit.	Celou kapitolu 10.6.2 vypustit bez náhrady.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Operátor trhu má zákonnou povinnost zajistit obchodování na krátkodobých trzích, pokládáme za absurdní přiznávat bonus za plnění činností, k nimž byl Operátor trhu zřízen.	Neakceptováno Daný ukazatel odráží zvýšené požadavky na činnost operátora trhu ve významně rozvíjející se oblasti, za zabezpečení zvýšeného počtu požadavků by měl být i operátor trhu motivován a odměněn. Navržený způsob stanovení KPI je nediskriminační a v souladu s českou i evropskou legislativou, která v oblasti regulace cen v energetice nerozlišuje, zda je regulovaný podnik ve vlastnictví státu nebo soukromého subjektu.
142	Teplárenské sdružení České republiky	10.6.3 Podpora robustnosti, spolehlivosti fungování a zabezpečení centrálního informačního systému OTE	Navrhujeme kapitolu 10.6.3 vypustit.	Celou kapitolu 10.6.3 vypustit bez náhrady.	K obecné nesmyslnosti motivace státem plně vlastněného subjektu pomocí přírážky k rentabilitě aktiv viz připomínka č. 1. Plnění požadavků na kybernetickou bezpečnost a dalších zákonných požadavků je povinností Operátora trhu, nedává tedy smysl ho za plnění povinností zvlášť odměňovat.	Neakceptováno Daný ukazatel je součástí komplexního návrhu nastavení ziskovosti regulovaných subjektů, prostřednictvím i dosažení předem definovaných cílů, tento cíl reflektuje stěžejní oblast bezpečnosti a spolehlivosti systémů, a motivuje společnost kontinuálně monitorovat a vytvářet procesy zabraňující nefunkčnosti systémů a splnění vysokých standardů kyberbezpečnosti. Navržený způsob stanovení KPI je nediskriminační a v souladu s českou i evropskou legislativou, která v oblasti regulace cen v energetice nerozlišuje, zda je regulovaný podnik ve vlastnictví státu nebo soukromého subjektu.

143	Teplárenské sdružení České republiky	14.1.2 Postup stanovení ceny za systémové služby	Navrhujeme nahradit princip stanovení ceny za systémové služby vydělením upravených povolených výnosů odebraným množstvím elektřiny z elektrizační soustavy principem jejich vztažení na výkon (rezervovaný, dosažení atd.).	Alokovat náklady na systémové služby na výkon (rezervovaný/dosažený) namísto množství elektřiny odebrané z přenosové soustavy.	S nárůstem samovýrobců je uvedený princip rozpočítávání nákladů na množství elektřiny odebrané z elektrizační soustavy stále méně férový. Je zřejmé, že samovýrobci mají přinejmenším stejné, ale spíše podstatně vyšší nároky na čerpání systémových služeb, za které ovšem při uvedeném principu současně platí výrazně méně než zákazníci, kteří si elektřinu sami nevyrábí. Dochází tak k neférovému přenášení nákladů na systémové služby na ostatní zákazníky, kteří si elektřinu sami nevyrábí. Vhodným řešením je přejít k alokaci nákladů na systémové služby na výkon.	Neakceptováno Vzhledem k nízké efektivitě využití rezervovaného příkonu zákazníků připojených na hladině nízkého napětí není pravděpodobné, že by navrhované zpoplatnění podle této veličiny správným způsobem rozložilo odpovědnost za náklady způsobené nákupem služeb výkonové rovnováhy. Otázka samovýrobců není v tomto ohledu klíčová, neboť náklady na nákup služeb výkonové rovnováhy (tj. zasmělnění záloh) jsou primárně definovány rozsahem potřeby pokrývání očekávaných výpadků zdrojové základny ČR.
144	Asociace projektantů plynárenských zařízení („APPZ“)	Obecná připomínka	Požadujeme nastavení takových podmínek regulačního rámce pro VI. regulační období, které umožní regulovaným společnostem v oblasti plynárenství financovat a realizovat investice v rozsahu, který je nezbytný pro efektivní provoz plynárenské soustavy.	Obecná připomínka bez navazující úpravy textu.	APPZ je sdružením významných společností, které se zabývají projektováním a návrhem potrubních rozvodů pro různá média, zejména pak plynovodů. Nezbytnou součástí naší práce je podporovat kvalitu a bezpečnost infrastruktury v energetickém sektoru. Vzhledem ke změnám, ke kterým v současné době dochází k několika klíčových výzev, které nyní řešíme a budeme řešit. Jednou z nich je financování a ekonomika produktovodů. Vzhledem k tomu, že jejich výstavba je nákladnou záležitostí, je zajištění finančních prostředků a udržitelnosti projektů velkou výzvou. Především vysoká kumulované inflace a nárůst cen za materiál a práce o 30-60% z let 2021-2023 realizaci projektů prodražuje a velmi komplikuje a dochází tím k útlumu požadavků regulovaných plynárenských společností na projektování nových staveb či rekonstrukcí. Tento útlum může znamenat významné omezení zásobníku práce pro specializované podniky zabývající se návrhem a projektováním plynárenských staveb na distribuční i přepravní síti. Nastavení adekvátních regulačních podmínek pro regulované společnosti v plynárenství v dalších letech je jedním z důležitých parametrů ovlivňujících naši budoucí činnost. Výsledná podoba těchto podmínek je a bude klíčová pro naši činnost a celkovou další existenci projektových společností. Zcela nepochybně ovlivní i naši schopnost udržet současný stav technických a lidských kapacit schopných tuto vysoce kvalifikovanou činnost provádět. Případné omezení investic ze strany regulovaných společností v plynárenství by mělo negativní dopad na zaměstnanost v oblasti návrh30u a projektování plynovodů a produktovodů (nyní cca 235 zaměstnanců) a hospodářský růst v ČR. Prosíme proto o zohlednění problematiky našeho odvětví a naší obecné připomínky v rámci procesu dokončení metodiky regulace pro VI. regulační období.	Částečně akceptováno Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu. Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.

145	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	2.7 Opatření k naplnění cílů Metodiky cenové regulace	„Provázání RAB na hodnotu optimální úrovně ZHA, které bylo postupně realizováno již v průběhu V. RO tak, aby se minimalizovaly dopady tohoto přechodu. Tímto krokem jsou zajištěny cíle týkající se posílení finanční stability regulovaných subjektů a zvýšení transparentnosti regulačního rámce pro investory i stability pro zákazníka. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB a odpisů.“ Připomínka: ERÚ nezohlední přecenění majetku regulovaných subjektů uskutečněné v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období.	„Provázání RAB na hodnotu optimální úrovně ZHA, které bylo postupně realizováno již v průběhu V. RO tak, aby se minimalizovaly dopady tohoto přechodu. Tímto krokem jsou zajištěny cíle týkající se posílení finanční stability regulovaných subjektů a zvýšení transparentnosti regulačního rámce pro investory i stability pro zákazníka. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB a odpisů. “	ERÚ neobjasnil, z jakého důvodu neakceptuje přecenění majetku uskutečněné v roce 2025 a následujících letech.	Neakceptováno Přecenění majetku, které je realizováno reprodukčními cenami, promítá do zůstatkové hodnoty aktiv náklady související s daným majetkem, které již byly regulovanému subjektu jednou uhrazeny. Jedná se zejména o náklady inflace, které regulovaný subjekt obdržel v komponentě zisku, dále náklady provozního i investičního charakteru vynaložené na údržbu daného majetku, které prodlužují jeho technickou životnost, a v neposlední řadě také odpisy daného majetku, pakliže byla technická životnost vyšší než účetní (v principu je obvyklé, že přeceněním získává nenulovou zůstatkovou hodnotu i majetek, který byl účetně zcela odepsán, ale může být dále k výkonu licence využit).
146	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	2.10 Další motivační programy v regulaci	„Výše motivačního bonusu je pro VI. RO stanovena na 1 p. b. ročně. Motivační bonus je stanoven pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele distribučních soustav, do jehož distribuční soustavy je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků a pro operátora trhu. Výše motivačního bonusu případně i jednotlivé KPI motivačních programů mohou být v průběhu VI. RO upraveny kromě případů definovaných v bodě 2.7 také v případě mimořádného vývoje indexu spotřebitelských cen.“ Připomínka: V návrhu ERÚ není uveden princip, na jehož základě by došlo k úpravě výše motivačního programu v případě mimořádného vývoje indexu spotřebitelských cen. Proto navrhuje doplnění o tento princip.	„Výše motivačního bonusu je pro VI. RO stanovena na 1,0 p. b. ročně. Motivační bonus je stanoven pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele distribučních soustav, do jehož distribuční soustavy je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků a pro operátora trhu. Výše motivačního bonusu případně i jednotlivé KPI motivačních programů mohou být v průběhu VI. RO upraveny kromě případů definovaných v bodě 2.7 také v případě mimořádného vývoje indexu spotřebitelských cen.“ Za mimořádný vývoj inflace se bude považovat, pokud index spotřebitelských cen v roce i-2 překročí hodnotu 104. V takovém případě bude motivační bonus pro regulovaný rok i navýšen o polovinu rozdílu mezi skutečnou inflací a hodnotou 104.	Podporujeme návrh, který umožní upravit výši motivačního bonusu v reakci na neočekávaný vývoj inflace. Na základě zkušeností z předchozího regulačního období je klíčové mít k dispozici mechanismus, který umožní flexibilně reagovat na aktuální ekonomické podmínky a v případě překročení stanovené úrovně inflace ji zohlednit v regulovaných cenách následujícího roku.	Částečně akceptováno Připomínka je částečně akceptována rozšířením o konkretizaci situace, kdy bude docházet k revizi nastavení motivačního bonusu. Na konec kapitoly 2.10 bude doplněna následující textace, která revizi svazuje s hodnotou inflace na úrovni dlouhodobého ročního maxima za předkrizové období 2001 až 2020: „Za mimořádný vývoj indexu spotřebitelských cen v VI. regulačním období bude považována situace, kdy průměr indexu spotřebitelských cen za poslední tři uplynulé roky z VI. regulačního období bude vyšší než hodnota 106,3.“

147	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady Koeficient dlouhodobé ho vyrovnání nákladů – oznámení výběru	„Hodnota povolených nákladů na VI. RO se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů (dříve označované jako „profit-loss sharing“). Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem produktivity a koeficientem dlouhodobého vyrovnání nákladů, jehož hodnota je pro roky VI. RO stanovena na 0,25 (v případě volby koeficientu 0,25 bude úprava již aplikována pro všechny tři roky vstupující do výpočtu povolených nákladů v prvním roce regulačního období) nebo 0,5 dle volby regulovaného subjektu před začátkem regulačního období. Regulovaný subjekt oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.04.2025. V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.“ Připomínka: Navrhujeme prodloužení termínu pro oznámení hodnoty koeficientu dlouhodobého vyrovnávání nákladů.	Regulovaný subjekt oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.04.2025, s tím, že svou volbu definitivně potvrdí do 31. července 2025. V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.“	Navrhujeme považovat termín do 30. dubna jako předběžný, pro zvolení režimu pro hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnávání nákladů, přičemž jako konečné datum potvrzení výběru hodnoty navrhujeme 31. července 2025. Tím by regulované subjekty měly dostatek času na přípravu plánů nákladů, provedení analýz.	Částečně akceptováno Zvolený režim je dlouhodobý (do roku 2030) a nelze tak očekávat, že v období několika měsíců bude mít provozovatel k dispozici významně jiné informace pro své rozhodování. Zvolený režim by měl být z principu nastaven na plánech, které byly součástí přípravy Metodiky cenové regulace. Termíny předkládání regulačních výkazů podle vyhlášky o regulačním výkaznictví bude nutné v návaznosti na změnu termínu předávání parametrů upravit. Vzhledem k tomu, že v souladu s Metodikou cenové regulace je termín stanovení parametrů 4 měsíce před začátkem regulačního období, bude nezbytné předložení vstupních hodnot v takovém termínu, aby byl dostatečný prostor pro jejich stanovení při detailním posouzení nových nákladů a jejich případné vazby na související činnosti vykonávané standardně. ERÚ tak vyhověl připomínce v maximální možné míře a upravit datum pro volbu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů na 31. května 2025.
148	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady Přístup ERÚ k nákladům v rámci SLA (Service-level agreement)	„Nadále bude v průběhu VI. RO ze strany ERÚ prováděno ověřování ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné ověřování bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu. Analýzy nákladů v průběhu VI. RO vedly k potřebě úpravy metodiky uznávání nákladů v případě SLA (Service-level agreement), které jsou	Nadále bude v průběhu VI. RO ze strany ERÚ prováděno ověřování ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné ověřování bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu. Analýzy nákladů v průběhu VI. RO vedly k potřebě úpravy metodiky uznávání nákladů v případě SLA (Service-level agreement), které jsou	ERÚ dovozuje, že využitím SLA smluv nedochází k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně, a proto navrhuje, aby poskytování tzv. primárních služeb bylo do regulace promítnuto pouze ve výši jako pro výpočet povolených výnosů (náklady + odpisy + RAB x WACC vztažené ke službě poskytované podle daného SLA). I z pohledu regulovaných subjektů však nelze na druhou stranu přijmout předpoklad, že tyto činnosti, pokud jsou vykonávané regulovanou společností, jsou prováděny ve všech případech nejefektivněji. A pokud je ta samá činnost vykonávána třetí stranou, ve skutečnosti třeba i	Částečně akceptováno ERÚ částečně vnímá předkládané argumenty ohledně historického nastavení SLA do roku 2025, které se promítá i do povolených nákladů v pozdějších letech. Z tohoto důvodu ERÚ přistupuje k úpravě původního záměru odečítat ze základny povolených nákladů dopad v plném rozsahu pro každý rok VI. regulačního období. Při výpočtu základny povolených nákladů v jednotlivých letech VI. regulačního období budou částečně ponechány dopady z předmětných SLA využívaných do roku 2025 s tím, že ponechané části

		<p>postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu. Analýzy nákladů v průběhu V. RO vedly k potřebě úpravy metodiky uznávání nákladů v případě SLA (Service-level agreement), které jsou obecně zajištěny externím dodavatelem v rámci skupiny, při které nedochází k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně. Z analýz vyplývá, že marže servisních organizací u některých SLA dosahují 30 %, kdy jde zároveň o specifické služby, které na trhu nejsou běžně nabízeny, týkají se hlavního předmětu podnikání regulovaného subjektu (nejde o podpůrnou činnost), a daná servisní organizace poskytuje služby téměř výhradně příslušnému regulovanému subjektu. V takovém případě outsourcing dané činnosti nepřináší úspory nákladů vůči variantě, kdy si danou službu zajistí regulovaný subjekt vlastními prostředky, naopak jsou náklady regulovaného subjektu navýšeny o marže servisní organizace a dále i o administrativní/transakční náklady, které s pořízením a udržováním daného SLA regulovaný subjekt má.</p> <p>V návaznosti na výše uvedené bude Úřad nově posuzovat, zda se SLA týká jedné ze dvou základních kategorií logikou hodnotového řetězce, tj. zda jde o taková SLA ve skupině, která se věnují primárním hodnototvorným činnostem regulovaného subjektu (u provozovatelů soustav půjde o legislativní povinnosti související s výkonem licence, technické služby typu výstavby, provozu a údržby soustavy, provádění měření nebo dále zajištění různých druhů zákaznických služeb), a taková SLA ve skupině, která se věnují podpůrným</p>	<p>obecně zajištěny externím dodavatelem v rámci skupiny, při které nedochází k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně. Z analýz vyplývá, že marže servisních organizací u některých SLA dosahují 30 %, kdy jde zároveň o specifické služby, které na trhu nejsou běžně nabízeny, týkají se hlavního předmětu podnikání regulovaného subjektu (nejde o podpůrnou činnost), a daná servisní organizace poskytuje služby téměř výhradně příslušnému regulovanému subjektu. V takovém případě outsourcing dané činnosti nepřináší úspory nákladů vůči variantě, kdy si danou službu zajistí regulovaný subjekt vlastními prostředky, naopak jsou náklady regulovaného subjektu navýšeny o marže servisní organizace a dále i o administrativní/transakční náklady, které s pořízením a udržováním daného SLA regulovaný subjekt má.</p> <p>V návaznosti na výše uvedené bude Úřad nově posuzovat, zda se SLA týká jedné ze dvou základních kategorií logikou hodnotového řetězce, tj. zda jde o taková SLA ve skupině, která se věnují primárním hodnototvorným činnostem regulovaného subjektu (u provozovatelů soustav půjde o legislativní povinnosti související s výkonem licence, technické služby typu výstavby, provozu a údržby soustavy, provádění měření nebo dále zajištění různých druhů zákaznických služeb), a taková SLA ve skupině, která se věnují podpůrným činnostem regulovaného subjektu (napomáhají plnit funkci primárních činností), která jsou definována níže uvedeným explicitním výčtem a jde o SLA:</p> <p>1) zajištění nákupu,</p> <p>2) zajištění podpory IT, datové služby a telekomunikace,</p> <p>3) zajištění řízení pracovních sil,</p> <p>4) zajištění účetnictví, daní, správy pohledávek a interního auditu,</p> <p>5) zajištění právní podpory a BOZP,</p> <p>6) zajištění správy nemovitostí, vozového parku a pronájmy.</p> <p>Na SLA ve skupině týkající se těchto okruhů podpůrných činností bude pohlíženo jako na služby, které jsou na trhu obecně nabízeny a u kterých je outsourcing obvyklou možností, která je na trhu zvažována pro oslovení potřeby efektivity vynaložených nákladů. U těchto SLA bude Úřad posuzovat přiměřené ceny na základě některých z metod transfer pricing dle interních postupů ve společnostech.</p> <p>U SLA ve skupině týkající se primárních činností bude postupováno tak, aby povolené náklady</p>	<p>levněji, než by ji vykonával samotný regulovaný subjekt, tak je z logiky ERÚ takový stav nežádoucí a regulované subjekty jsou ze strany ERÚ nuceny tuto efektivitu odstranit. Pro poskytování služeb na základě SLA mezi propojenými osobami platí stejná pravidla jako pro jakékoliv jiné poskytování služeb a regulované subjekty vždy postupují se snahou o zajištění co největšího výkonu regulované činnosti, přičemž právě v případě SLA podléhají tyto většímu dohledu, a to nejen externě (daňové orgány), ale i interním kontrolám, na které jsou v rámci koncernu Pražská plynárenská kladeny přísné nároky. V kontextu regulovaných subjektů je důležité hledat rovnováhu mezi interním zajišťováním služeb a jejich externím nákupem, s cílem dosáhnout maximální efektivity a minimalizovat náklady pro koncové zákazníky.</p> <p>1. Ekonomicky oprávněné náklady a jejich kontrola</p> <p><u>Posouzení předmětného nákladu podle Zákona o daních z příjmů</u></p> <p>S ohledem na skutečnost, že ceny za poskytování služeb na základě SLA mohou být přezkoumávány jednak externími auditory, daňovými poradci a také správcem daně jako orgánem státní správy, tak se vychází z premisy, že pokud výše této nákladové položky nebyla ani jedním z uvedených subjektů zpochybněna, tak se jedná o náklad, který odpovídá požadavkům § 23 odst. 7 Zákona o daních z příjmů. Je zcela zřejmé, že při prověřování těchto cen se posuzuje i zisk z poskytování těchto služeb, ale vedle toho se do úvahy berou i další aspekty, o nichž bude pojednáno dále. Jedná se tak o daňově uznatelný náklad držitele licence, u něhož bylo potvrzeno, že jeho výše sjednaná v rámci SLA mezi spojenými osobami se neliší od cen, které by byly sjednány mezi nespojenými osobami v běžných obchodních vztazích za stejných nebo obdobných podmínek.</p> <p>Ustanovení § 19a odst. 1 energetického zákona č. 458/2000 Sb. stanovuje, že „<i>Při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupuje ERÚ transparentním a předvídatelným způsobem v souladu s metodikou 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.</i>“. Ekonomicky oprávněné náklady jsou vymezeny v § 2 odst. 7 písm. a) zákona č. 526/1990 Sb., o cenách, ve znění pozdějších předpisů.</p> <p>ERÚ by měl prověřovat, zda se jedná o ekonomicky oprávněný náklad sloužící k zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované</p>	<p>dopadů se budou v průběhu VI. regulačního období snižovat.</p>
--	--	--	---	---	---

		<p>činnostem regulovaného subjektu (napomáhají plnit funkci primárních činností), která jsou definována níže uvedeným explicitním výčtem a jde o SLA:</p> <p>1) zajištění nákupu,</p> <p>2) zajištění podpory IT, datové služby a telekomunikace,</p> <p>3) zajištění řízení pracovních sil,</p> <p>4) zajištění účetnictví, daní, správy pohledávek a interního auditu,</p> <p>5) zajištění právní podpory a BOZP,</p> <p>6) zajištění správy nemovitostí, vozového parku a pronájmy.</p> <p>Na SLA ve skupině týkající se těchto okruhů podpurných činností bude pohlíženo jako na služby, které jsou na trhu obecně nabízeny a u kterých je outsourcing obvyklou možností, která je na trhu zvažována pro oslovení potřeby efektivity vynaložených nákladů. U těchto SLA bude Úřad posuzovat přiměřené ceny na základě některých z metod transfer pricing dle interních postupů ve společnostech.</p> <p>U SLA ve skupině týkající se primárních činností bude postupováno tak, aby povolené náklady regulovaného subjektu od roku 2026 odpovídaly situaci, kdy by si primární hodnototvorné činnosti zajišťoval vlastními prostředky, a s využitím příslušného ustanovení zákona o cenách bude označen samotný náklad servisní organizace na plnění daných SLA jako náklad obdobné činnosti. Praktická aplikace uvedeného opatření bude spočívat v takové úpravě základny povolených nákladů, která pro každý rok VI. regulačního období odečte dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace. Základna povolených nákladů tak bude ponížena o rozdíly skutečných objemů nákladů vynaložených za</p>	<p>regulovaného subjektu od roku 2026 odpovídaly situaci, kdy by si primární hodnototvorné činnosti zajišťoval vlastními prostředky, a s využitím příslušného ustanovení zákona o cenách bude označen samotný náklad servisní organizace na plnění daných SLA jako náklad obdobné činnosti. Praktická aplikace uvedeného opatření bude spočívat v takové úpravě základny povolených nákladů, která pro každý rok VI. regulačního období odečte dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace. Základna povolených nákladů tak bude ponížena o rozdíly skutečných objemů nákladů vynaložených za plnění SLA regulovaným subjektem a objemů nákladů vynaložených za plnění SLA servisní organizací, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Do objemu nákladů vynaložených servisní organizací budou promítány jak provozní, tak i investiční náklady servisní organizace, a tato hodnota bude určena součtem provozních nákladů, odpisů a součinu ZHA a WACC u servisní organizace, vztahujících se výhradně k plnění předmětného SLA.</p> <p>Vzhledem k tomu, že mohou existovat i SLA týkající se primárních činností, u kterých nelze vyloučit potenciál úspor z rozsahu servisní organizace (např. zajišťování měření pro více společností), je možné výše uvedený postup doplnit o možnost předložení analýzy efektivity outsourcingu vztahující se k určitému SLA. Pokud Úřad obdrží kalkulaci dokladující výši úspor nákladů servisní organizace z rozsahu poskytování služeb (např. rozpočtem pevných nákladů obecně poskytované služby pouze na jednotku služby poskytované regulovanému subjektu), je možné po individuálním posouzení k nákladům servisní organizace uznávat i část marže servisní organizace do velikosti kalkulované úspory z rozsahu po odečtení transakčních nákladů.</p> <p>Pokud dojde k takové transformaci v rámci skupiny, že primární činnosti, původně zajišťované servisní organizací ve skupině, si bude nově zajišťovat regulovaný subjekt sám, je možné žádat Úřad o uznání nákladů souvisejících se zajištěním této transformace. Tyto náklady budou posouzeny Úřadem a případně uhrazeny ve Faktoru trhu.</p> <p>V průběhu VI. RO je dále předpokládáno náklady podrobně analyzovat a prakticky hodnotit výstupy projektu TK04010177 s názvem „<i>Ekonomicky oprávněné náklady v regulovaných sektorech elektroenergetiky a plynárenství</i>“, který se danou problematikou také zabývá.</p> <p>Za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, operátora trhu,</p>	<p>činnosti. Jestliže ERÚ shledá, že se jedná o takový náklad (tj. službu poskytovanou na základě SLA, která slouží k výkonu regulované činnosti), tak s ohledem na skutečnost, že jiným věcně příslušným správním orgánem byla stvrzena oprávněnost výše uplatňované ceny za poskytovanou službu od spojené osoby, tak by ERÚ neměl takovou výši zpochybňovat. To z důvodu, že za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů regulovaných subjektů se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle Zákona o daních z příjmů, a věcně příslušný k porovnání výše takových nákladů je správce daně.</p> <p>Výkon dozoru ERÚ</p> <p>Regulaci cen v energetice provádí ERÚ, který zároveň vykonává dozor nad dodržováním zákona o cenách v energetice. Je známo, že ERÚ prováděl u regulovaných subjektů (regionálních distribučních společností) v letech 2016–2018 šetření zaměřené na uplatňované náklady, v rámci, nichž se zabýval i náklady na služby poskytované na základě SLA. Vedle toho každoročně regulované osoby odevzdávají ERÚ v rámci regulačních výkazů velký objem dat týkajících se výkonu regulované činnosti a ERÚ pak při stanovování regulovaných cen provádí monitoring uplatňovaných nákladů s možností snížení regulovaných plateb při dodržení zákonného požadavku, že regulované ceny musejí pokrývat ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního provozu energetických soustav.</p> <p>Zároveň platí, že ERÚ má možnost si podle § 15a odst. 1 energetického zákona vyžadovat nezbytné údaje a podklady nejen od držitelů licencí (regulovaných subjektů), ale i od jiných právnických osob nebo podnikajících fyzických osob, tj. mimo jiné i od subjektů poskytujících služby na základě SLA. Pokud tedy má ERÚ jakékoliv pochybnosti ohledně efektivnosti využívání SLA, má možnost si vyžádat od dotčených subjektů nezbytné informace a podklady.</p> <p>Není veřejně známo, že by ERÚ v rámci provedených šetření, případně jakékoliv jiné dozorové či regulační činnosti, dosud jakkoliv zpochybnil uplatňované ceny za službu poskytovanou podle SLA. V rámci uvedených šetření byly zpochybněny pouze dílčí položky, které však byly spíše marginálního významu a nebyl jimi, jakkoliv zpochybněn dosud uplatňovaný princip fungování SLA. V případě, že by ERÚ při dozorové činnosti zjistil porušení cenových předpisů, tak by takový náklad (náklad z transakce se spřízněnou osobou) neuznal jako ekonomicky oprávněný a do regulované ceny jej nezahrnul. Jestliže dosud byl takový náklad ze strany ERÚ uznáván jako ekonomicky oprávněný a nedošlo k žádné události, která by takovýto přístup ERÚ zpochybnila (nebyly provedeny žádné kontroly, které by zjistily porušení zákona o cenách, nebyla provedena žádná hloubková a detailní analýza, z níž by vyplývalo jakékoliv jednání regulovaných subjektů narušující trh),</p>	
--	--	--	---	--	--

			<p>plnění SLA regulovaným subjektem a objemů nákladů vynaložených za plnění SLA servisní organizací, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Do objemu nákladů vynaložených servisní organizací budou promítány jak provozní, tak i investiční náklady servisní organizace, a tato hodnota bude určena součtem provozních nákladů, odpisů a součinu ZHA a WACC u servisní organizace, vztahujících se výhradně k plnění předmětného SLA.</p> <p>Vzhledem k tomu, že mohou existovat i SLA týkající se primárních činností, u kterých nelze vyloučit potenciál úspor z rozsahu servisní organizace (např. zajišťování měření pro více společností), je možné výše uvedený postup doplnit o možnost předložení analýzy efektivity outsourcingu vztahující se k určitému SLA. Pokud Úřad obdrží kalkulaci dokladující výši úspor nákladů servisní organizace z rozsahu poskytování služeb (např. rozpočtem pevných nákladů obecně poskytované služby pouze na jednotku služby poskytované regulovanému subjektu), je možné po individuálním posouzení k nákladům servisní organizace uznávat i část marže servisní organizace do velikosti kalkulované úspory z rozsahu po odečtení transakčních nákladů.</p> <p>Pokud dojde k takové transformaci v rámci skupiny, že primární činnosti, původně zajišťované servisní organizací ve skupině, si bude nově zajišťovat regulovaný subjekt sám, je možné žádat Úřad o uznání nákladů souvisejících se zajištěním této transformace. Tyto náklady budou posouzeny Úřadem a případně uhrazeny ve Faktoru trhu.</p>	<p>elektroenergetického datového centra nebo povinně vykupujících se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle zákona o daních z příjmů, účtované podle zákona o účetnictví, po vyjmutí:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) nákladů, které se týkají oblastí řešených v nastavení regulačního rámce specifickým způsobem, 2) kladného rozdílu skutečného objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině a objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině definovaných Metodikou cenové regulace, 3) nákladů na úhradu náhrad podle vyhlášky upravující požadovanou kvalitu dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice* a plynárenství*, (* Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. Vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu a souvisejících služeb v plynárenství.) 4) finančních nákladů, kromě bankovních poplatků, a kromě nákladových úroků operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, a kromě nákladových úroků operátora trhu a elektroenergetického datového centra, které odpovídají nejnižším úrokovým nákladům stanovených na základě poptávky u největších bank v České republice, 5) úplaty za používání majetku pro výkon licencované činnosti, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku (tj. ze smluv uzavřených do 31.12.2020), 6) nákladů na tvorbu a čerpání rezerv, 7) nákladů na tvorbu a čerpání opravných položek k pohledávkám, kromě nákladů na tvorbu opravných položek k pohledávkám vytvořených od 01.01.2020 a s nimi souvisejícího čerpání opravných položek, 8) zůstatkové hodnoty dlouhodobého majetku a materiálu vyřazeného v důsledku prodeje, darování, mank a škod, 9) peněžitých vyrovnání nad rámec minimálních povinností stanovených zákoníkem práce (poskytované např. na základě kolektivní smlouvy nebo jiného vnitřního předpisu), 10) daně z příjmů. <p>Za náklady držitele licence vstupující do povolených nákladů se dále považují členské příspěvky jednomu spolku, u kterého dochází ke sdružení regulovaných subjektů a tím k optimalizaci relevantních nákladů regulovaných subjektů.</p>	<p>tak není důvodné přistupovat k navrhovaným změnám. Změna v regulačním přístupu by měla být odůvodněna potřebností takové změny a nemožností řešení určité situace, která dle ERÚ změnu odůvodňuje, jiným způsobem.</p> <p><u>Absence předvídatelnosti postupu ERÚ</u></p> <p>Zároveň by důvodnost změny neměla vznikat s odkazem na nějaký ojedinělý případ, ale mělo by se jednat o „systémovou“ chybu, která je využívána v rámci celého sektoru. Pouze taková situace si vyžaduje nápravu, která dopadá na celý sektor. Regulační změnou dopadající na všechny subjekty by se nemělo řešit případné nestandardní ojedinělé jednání, a to zvláště v případě, kdy ani zřejmě nebylo dostatečně analyzováno, proč k tomuto jednání dochází. S ohledem na skutečnost, že nejsou známy žádné informace o tom, že by ERÚ zjistil porušení cenových předpisů v dané oblasti, nadto, že by se mělo dokonce jednat o nějaké rozšířené porušování více subjektů, není postup ERÚ odůvodnitelný a pro dotčené regulované subjekty očekávatelný.</p> <p>ERÚ má možnost změny přístupu k regulaci určitých nákladových položek, ale nutno zohlednit i postavení regulovaných subjektů. Pokud dosud nebyly náklady na poskytování služeb podle SLA ze strany ERÚ zpochybňovány, tak existuje oprávněné očekávání regulovaných subjektů v kontinuitu regulačního přístupu k dané oblasti. Regulované subjekty i společnosti poskytující služby podle SLA vynaložili nemalé finanční prostředky na chod a optimalizaci vzájemného obchodního vztahu, na optimalizaci využívání služeb na základě SLA a na co největší využívání synergií a úspor z rozsahu. Tyto finanční prostředky by tak navrhovaným přístupem ERÚ byly negovány a regulované subjekty by musely nově nastavovat procesy a činit kroky, aby nově optimalizovaly provoz. S ohledem na skutečnost, že nebyly na trhu informace o potřebě regulačních zásahů v této oblasti, je pro regulované subjekty postup ERÚ nepředvídatelný a není možno se do začátku 6. regulačního období plně adaptovat na navrhované změny, procesy optimalizovat a dané činnosti efektivně vykonávat.</p> <p><u>Absence analýzy odůvodňující změnu přístupu ERÚ</u></p> <p>Zároveň platí, že ERÚ nepředložil žádnou detailní analýzu, která by se věnovala předmětné problematice. Z analýzy by mělo být zřejmé, že tvrzená vysoká marže u některé ze spojených osob poskytujících služby jednomu z regulovaných subjektů není zcela jistě standardem a může být dosahována i z činností, které nejsou poskytovány regulovanému subjektu. Vedle toho by analýza měla obsahovat odůvodnění, proč pro ERÚ není dostatečná možnost dohledu správce daně jako orgánu státní správy kompetentního posuzovat výše převodních cen (a tedy i dosahovaný zisk) za služby poskytované podle SLA. Je zřejmé, že správce daně vedle přiměřenosti zisku hodnotí celkovou uplatňovanou</p>	
--	--	--	--	--	--	--

		<p>V průběhu VI. RO je dále předpokládáno náklady podrobně analyzovat a prakticky hodnotit výstupy projektu TK04010177 s názvem „<i>Ekonomicky oprávněné náklady v regulovaných sektorech elektroenergetiky a plynárenství</i>“, který se danou problematikou také zabývá.</p> <p>Za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, operátora trhu, elektroenergetického datového centra nebo povinně vykupujících se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle zákona o daních z příjmů, účtované podle zákona o účetnictví, po vyjmutí:</p> <p>1) nákladů, které se týkají oblastí řešených v nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,</p> <p>2) kladného rozdílu skutečného objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině a objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině definovaných Metodikou cenové regulace,</p> <p>3) nákladů na úhradu náhrad podle vyhlášky upravující požadovanou kvalitu dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice³ a plynárenství⁴,</p> <p>3 Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice.</p> <p>4 Vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu a souvisejících služeb v plynárenství.</p> <p>4) finančních nákladů, kromě bankovních poplatků, a kromě nákladových úroků operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, a kromě</p>	<p>Za náklady vstupující do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu se dále považují i prokazatelné náklady držitele licence na vědu a výzkum po schválení Úřadem.</p> <p>Výsledná hodnota nákladů je ponížena o hodnotu provozních výnosů snižujících provozní náklady, s výjimkou:</p> <p>1) finančních výnosů (kromě finančních výnosů operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů),</p> <p>2) tržeb z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu,</p> <p>3) výnosů řešených v rámci nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,</p> <p>4) výnosů nesouvisejících s licencovanou činností.</p> <p>Tyto druhy nákladů (kromě nákladů na SLA) byly do roku 2025 uváděny v přílohách cenových rozhodnutí a vychází tedy z dlouhodobě uplatňovaných principů regulace jednotlivých regulovaných subjektů a jejich legislativních povinností.</p>	<p>cenu za poskytované služby a bere do úvahy všechny aspekty takto uplatňované ceny. ERÚ by tak měl vymezit, z jakého důvodu pro něj nejsou závěry externích auditorů a daňových orgánů relevantní a proč by neměl být zisk těmito subjekty posouzený jako obvyklý a v souladu s tržními podmínkami a v souladu s daňovými předpisy, posouzen obdobně i ze strany ERÚ. Analýza by tak rovněž měla obsahovat komplexní rozbor cen za poskytování služeb, když samotný zisk bez posouzení uplatňovaných nákladů není dostatečně vypovídající hodnotou.</p> <p>Je zároveň otázkou, zda z důvodu určitého případného nestandardního jednání nějakého subjektu má ERÚ přistupovat ke změně regulačního přístupu pro celý sektor, aniž by byly dostatečně analyzovány důvody tohoto případného nestandardního jednání.</p> <p>Analýza by rovněž měla identifikovat, jaké jsou reálné očekávané výhody nového regulačního nastavení. Ze samotného faktu, že by došlo k regulaci marže služeb poskytovaných na základě SLA, nelze bez dalšího dovozovat, že skutečně dojde k úspoře ekonomicky oprávněných nákladů u regulovaných subjektů. Regulované subjekty standardně postupují tak, že vyhodnocují efektivitu vykonávaných služeb a identifikují, zda je pro ně výhodnější (efektivnější) zajišťovat určitou činnost vlastními prostředky či prostřednictvím uzavřených SLA, kdy jejich využití je efektivnější z důvodu rozložení režii i na jiné činnosti vykonávané pro jiné subjekty, případně může docházet k větší utilizaci využívaných zařízení sloužících k zajištění určité služby. Zpětné insourcování služeb poskytovaných na základě SLA do regulovaného subjektu tak může vést ke ztrátě efektivitu, přičemž předmětné režijní náklady, které již nebudou rozpouštěny na jiné činnosti, bude nutno považovat za ekonomicky oprávněný náklad v plné výši. To bude v konečném důsledku znamenat navýšení provozních nákladů a zdražení služby pro konečného zákazníka.</p> <p>Obecně je možno konstatovat, že neexistují žádné studie, které by prokazovaly, že by na základě provedeného insourcingu došlo ke zvýšení produktivity a efektivitu vykonávaných činností. V případě společností vykonávajících regulovanou činnost se standardně jedná o společnosti s velkým majetkem a velkým počtem zaměstnanců, které musí zabezpečovat velké množství činností (a to nejen spadajících pod regulovanou činnost, ale i administrativních, pracovněprávních atd.), což má za nezbytný následek mnohaúrovňovou hierarchii rozhodování. Na rozdíl od takových společností se u společností poskytujících služby na základě SLA jedná o společnosti plně orientované na výkon s jednodušším rozhodovacím procesem, u nichž dochází k efektivnějšímu přizpůsobení se vzniklým situacím s lepší možností nalézání synergií a sharingem prostředků i mezi jednotlivými úseky napříč firmami. Právě toto může být důvodem, že v mnohých případech</p>	
--	--	--	---	---	--

		<p>nákladových úroků operátora trhu a elektroenergetického datového centra, které odpovídají nejnižším úrokovým nákladům stanovených na základě poptávky u největších bank v České republice,</p> <p>5) úplaty za používání majetku pro výkon licencované činnosti, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku (tj. ze smluv uzavřených do 31.12.2020),</p> <p>6) nákladů na tvorbu a čerpání rezerv,</p> <p>7) nákladů na tvorbu a čerpání opravných položek k pohledávkám, kromě nákladů na tvorbu opravných položek k pohledávkám vytvořených od 01.01.2020 a s nimi souvisejícího čerpání opravných položek,</p> <p>8) zůstatkové hodnoty dlouhodobého majetku a materiálu vyřazeného v důsledku prodeje, darování, mank a škod,</p> <p>9) peněžitých vyrovnání nad rámec minimálních povinností stanovených zákoníkem práce (poskytované např. na základě kolektivní smlouvy nebo jiného vnitřního předpisu),</p> <p>10) daně z příjmů.</p> <p>Za náklady držitele licence vstupující do povolených nákladů se dále považují členské příspěvky jednomu spolku, u kterého dochází ke sdružení regulovaných subjektů a tím k optimalizaci relevantních nákladů regulovaných subjektů.</p> <p>Za náklady vstupující do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu se dále považují i prokazatelné náklady držitele licence na vědu a výzkum po schválení Úřadem.</p> <p>Výsledná hodnota nákladů je ponížena o hodnotu provozních výnosů snižujících provozní náklady, s výjimkou:</p>	<p>jsou takové společnosti schopné oproti velkým regulovaným společnostem poskytnout službu za nižší cenu. V minulosti proto docházelo k vyčlenění těchto služeb z původních regulovaných entit právě z toho důvodu, že je pak možné efektivně alokovat a vytěžovat jednotlivé zdroje a regulovaná společnost si pak může nakoupit pouze takový výkon, který skutečně potřebuje s tím, že se nemusí starat o maximální využití daného zdroje a tato starost je na třetí straně.</p> <p><u>Neodůvodněnost rozdělení činností</u></p> <p>ERÚ navrhuje odlišný přístup pro tzv. technické SLA (primární) a netechnické SLA (podpůrné). Technickými SLA se podle ERÚ rozumí SLA, jejichž obsahem je specifická činnost, která není na externím trhu běžně dostupná; netechnickými SLA se pak podle ERÚ rozumí SLA, jejichž obsahem je činnost na externím trhu zpravidla běžně dostupná. ERÚ dovozuje, že pouze v případě netechnických SLA je služba zajišťována servisní organizací s určitou přidanou hodnotou a ERÚ předpokládá uznání plné výše nákladů, za podmínky, že bude jejich ekonomická oprávněnost doložena postupy na úrovni vhodně ošetřených výběrových řízení. Naopak v případě SLA ve skupině týkající se primárních činností je podle ERÚ služba zajišťována servisní organizací bez zjevné hodnoty a měl by být aplikován regulovaný zisk, který by na majetku sloužícím k licencované činnosti měla servisní organizace, pokud by sama byla držitelem licence (viz. níže).</p> <p>Opět ani v tomto případě nepředložil ERÚ žádnou detailnější analýzu, která by odůvodňovala rozdělování činností poskytovaných na základě SLA, a především pak rozdílný přístup k těmto subjektům. Takové rozdělení postrádá jakýkoliv smysl, je zjevně diskriminační vůči subjektům poskytujícím služby na základě SLA ve skupině týkající se primárních činností a mnohdy může být i obtížné zařadit jednoznačně některou činnost pod jednu z vymezených kategorií.</p> <p>2. Regulace zisku služeb poskytovaných na základě SLA</p> <p>Jak bylo výše uvedeno, podle § 19a odst. 1 energetického zákona platí, že ERÚ při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupuje tak, aby regulované ceny pokrývaly mimo jiné přiměřený zisk zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti.</p> <p>Pokud by za ekonomicky oprávněný náklad ERÚ považoval pouze část zisku, který se za služby poskytované podle SLA uplatňuje (a to navzdory skutečnosti, že daňové orgány by považovaly za akceptovatelnou celou výši zisku), tak by docházelo k nepřímé regulaci zisku společností poskytujících služby na základě SLA. V takovém případě však není možné,</p>	
--	--	--	---	--

		<p>1) finančních výnosů (kromě finančních výnosů operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů),</p> <p>2) tržeb z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu,</p> <p>3) výnosů řešených v rámci nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,</p> <p>4) výnosů nesouvisejících s licencovanou činností. 30/201</p> <p>Tyto druhy nákladů (kromě nákladů na SLA) byly do roku 2025 uváděny v přílohách cenových rozhodnutí a vychází tedy z dlouhodobě uplatňovaných principů regulace jednotlivých regulovaných subjektů a jejich legislativních povinností.“</p> <p>Připomínka:</p> <p>V oblasti SLA navrhujeme pro VI. RO zachovat stávající přístup.</p>	<p>aby ERÚ bez dalšího na takové společnosti aplikoval regulační přístup, který má k regulovaným společnostem v elektroenergetice a plynárenství pro činnost distribuce, přenosu elektřiny a přepravy plynu, a je nezbytné, aby reflektoval specifika těchto společností a jejich činností. Oproti regulovaným společnostem vykonávajícím činnost distribuce, přepravy plynu a přenosu elektřiny, které vlastní rozsáhlý majetek sloužící k výkonu regulované činnosti, se v případě společností poskytujících služby podle SLA mnohdy jedná o subjekty, které mají v porovnání s regulovanými společnostmi v poměru k výnosům malý majetek a orientují se převážně na poskytování služeb. Takové společnosti mají ve výkazu zisku a ztrát především provozní náklady oproti společnostem s rozsáhlým majetkem (plynovody, regulační stanice v případě plynárenství) s velkým podílem odpisů. Jestliže pak ERÚ určuje v případě distribučních společností přiměřený zisk z hodnoty výše zůstatkové hodnoty aktiv sloužících k výkonu licencované činnosti, je takové určení na společnosti poskytující služby podle SLA neaplikovatelné a negarantující pro tyto společnosti dostatečný přiměřený zisk. Dosahování zisku je přitom jednou ze základních premis podnikání jakéhokoliv subjektu.</p> <p>Je nezbytné si uvědomit, že smyslem regulace společnosti v elektroenergetice a plynárenství pro činnost distribuce, přenosu elektřiny a přepravy plynu způsobem RAB x WACC je motivovat uvedené společnosti k obnově majetku využívaného k výkonu regulované činnosti. Oproti tomu společnosti poskytující služby (a to nejenom na základě SLA pro regulované společnosti, ale obecně všechny takové společnosti) majetek sloužící k výkonu regulované činnosti většinou nemají (dražší majetek – stroje apod. - si pak spíše účelově pronajímají) a nejsou, jakkoliv primárně motivovány k pořízení a následné obnově majetku – z pohledu regulátora je irelevantní, jak svůj majetek obnovují. Pokud by takový majetek skutečně pořídili (kvůli zajištění zisku) a takový majetek by nebyl plně využit, jednak by se na trhu firmy neuplatnily kvůli vysokým nákladům a jednak by zákazník prostřednictvím regulovaného tarifu hradil neefektivně využitý majetek. Motivací těchto servisních společností je vykonávat svou činnost co neefektivněji, a tudíž aplikace principu RAB x WACC na tyto společnosti není smysluplná a nevede k motivaci zvýšení efektivnosti dotčených společností, ale naopak by mohla vést k neefektivnosti provozu, když by podněcovala dotčené společnosti k tomu, aby si pořizovaly „nepotřebný“ majetek pouze za účelem zvýšení možného uplatňovaného zisku. Takový postup však zcela zřejmě má za následek neúčinnost provozu společnosti poskytující služby na základě SLA, a to z důvodu, že se dané společnosti stanou na základě nesprávně zvoleného způsobu regulace ze strany ERÚ nákladově nekonkurenceschopnými. Jak však již bylo výše uvedeno, není nám tedy známo, že by nucený</p>	
--	--	---	---	--

					<p>insourcing zvýšil efektivitu a zaručoval snížení nákladů společnosti.</p> <p>Malý majetek společností poskytujících služby podle SLA musí být zohledněn při stanovování přiměřeného zisku právě se zohledněním specifik těchto společností. ERÚ by měl postupovat obdobným způsobem jako v případě regulace zisku operátora trhu (OTE) a elektroenergetického datového centra (EDC). V bodě 10.1.3 Návrhu metodiky pro 6RP je uvedeno, že <i>„Zisk je stanoven způsobem reflektujícím specifika operátora trhu, zároveň však respektujícím míru výnosnosti stanovenou regulovaným subjektům v relevantních oborech – elektroenergetice a plynárenství.“</i>. Bod 11.1.3 Návrhu metodiky pro 6RP pak stanovuje, že <i>„Zisk je stanoven způsobem reflektujícím specifika EDC, zároveň však respektujícím míru výnosnosti stanovenou ostatním regulovaným subjektům v elektroenergetice. Hodnota povoleného zisku bude založena na stejném principu, jako je hodnota povoleného zisku pro operátora trhu vycházející z hodnoty základního kapitálu a míry výnosnosti stanovené pro sektor elektroenergetiky, která je stanovena prostřednictvím nominální hodnoty WACC před zdaněním.“</i>.</p> <p>V případě nově vzniklého EDC, stejně jako v případě již řadu let fungujícího OTE, se jedná o společnost, která má malý majetek a jestliže by byl aplikován na tuto společnost stejný přístup jako na distribuční společnosti, nemohla by dosáhnout dostatečného přiměřeného zisku. ERÚ si je právě této skutečnosti vědom, a proto v případě OTE i EDC přistoupil k odlišnému přístupu ke stanovení přiměřeného zisku. Ze strany ERÚ tak jsou a budou při stanovování zisku OTE i EDC reflektována specifika těchto společností. Přiměřeně stejně tak by se mělo případně přistupovat i k zisku společností poskytujících služby podle SLA, jelikož v opačném případě postup ERÚ odpírá těmto společnostem zisk v dostatečné výši, která by motivovala tyto společnosti předmětné služby poskytovat. Nadto v situaci, kdy ERÚ navrhovaným způsobem reguluje zisk pouze integrovaným společnostem poskytujícím služby v rámci SLA, aniž by jakkoliv řešil neintegrované společnosti, tak je takový postup zcela zjevně diskriminační a nereflektující tržní principy.</p> <p>Je známo, že v současné době nově vznikající EDC má velmi omezené personální obsazení a většina služeb je mu poskytována prostřednictvím SLA od jeho zakládajících společností. V návrhu metodiky regulace pro 6RP tato oblast není řešena a lze tedy předpokládat, že ERÚ nebude regulovat marži u služeb poskytovaných EDC prostřednictvím SLA stejným způsobem jako reguluje marži u distribučních společností.</p>	
--	--	--	--	--	---	--

149	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	3.1.1 Povolené náklady Kapitalizace povolených nákladů	<p>„Protože současný regulační rámec nehodnotí náklady jako celek, ale pracuje s provozními i investičními náklady odděleně, může docházet k riziku double countingu (tedy riziku zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň), např. u povolených nákladů v případě jejich kapitalizace. Pro VI. regulační období bude proto k problematice přistupováno tak, že v případě nahrazení provozních nákladů investičními bude základna povolených nákladů ponížena o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, bude stanoven dle konkrétní situace. Limitem, od kterého bude postup aplikován, je objem kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň objem kapitalizace vyšší než 1 % z ročního objemu povolených nákladů. Odpovídajícím způsobem bude přistupováno k případům nahrazení investičních nákladů provozními, kdy bude docházet k navyšování základny povolených nákladů, nicméně tento postup bude aplikován až na případnou žádost regulovaného subjektu.“</p> <p>Připomínka:</p> <p>Navýšení limitu pro posouzení vlivu kapitalizace.</p>	<p>Protože současný regulační rámec nehodnotí náklady jako celek, ale pracuje s provozními i investičními náklady odděleně, může docházet k riziku double countingu (tedy riziku zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň), např. u povolených nákladů v případě jejich kapitalizace. Pro VI. regulační období bude proto k problematice přistupováno tak, že v případě nahrazení provozních nákladů investičními bude základna povolených nákladů ponížena o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, bude stanoven dle konkrétní situace. Limitem, od kterého bude postup aplikován, je meziroční změna objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň meziroční změna objemu kapitalizace vyšší než 2 % z ročního objemu povolených nákladů. Odpovídajícím způsobem bude přistupováno k případům nahrazení investičních nákladů provozními, kdy bude docházet k navyšování základny povolených nákladů, nicméně tento postup bude aplikován až na případnou žádost regulovaného subjektu.</p>	<p>V souladu s navýšením investičních plánů provozovatelů soustav navrhujeme zvýšit limit, od kterého se bude navržený postup aplikovat na meziroční změny v objemu kapitalizace, a to na úroveň převyšující 10 mil. Kč a zároveň vyšší než 2 % z ročního objemu povolených nákladů. Při původně navrhovaném limitu 1 % by pravděpodobně docházelo k jeho téměř každoročnímu překračování z důvodu rostoucích investičních výdajů a s tím spojené vyšší míry kapitalizace nákladů. V tomto případě nedochází k nahrazení provozních nákladů investičními.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Navýšení hranice objemu kapitalizace není akceptovatelné, vedlo by k vyšší úhradě nákladů zákazníky za jednu vynaloženou činnost. Navrhované 1 % vyvažuje dle názoru ERÚ důraz na přesnost regulace a praktickou použitelnost, vyšší investiční výdaje nemohou být důvodem k navýšení limitu.</p>
-----	--------------------------------------	---	---	---	---	--

150	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	3.1.7 Faktor trhu Uznání nákladů pro oba koeficienty (0,5 i 0,25)	<p>„Pokud regulovaný subjekt zvolil koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 a základna povolených nákladů nedostačuje k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok, mohou být faktorem trhu uznány i náklady nových činností, které nemají charakter mimořádného nákladu, a to do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. O tyto náklady, bude upravována hodnota povolených výnosů přiměřeným způsobem tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování.“</p> <p>Připomínka:</p> <p>Neomezovat aplikaci pouze na koeficient ve výši 0,5. Bylo by vhodné, kdyby ERU v rámci povolených nákladů měl přímo mechanismus, který by pracoval s takovými náklady bez rozdílu, zda si regulovaný subjekt vybere koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 či 0,25.</p>	Pokud regulovaný subjekt zvolil koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 a základna povolených nákladů nedostačuje k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok, mohou být faktorem trhu uznány i náklady nových činností, které nemají charakter mimořádného nákladu, a to do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. O tyto náklady, bude upravována hodnota povolených výnosů přiměřeným způsobem tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování.	Zvolený koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,25 neznamena automaticky, že základna povolených výnosů bude v každém roce dostatečná k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu. Umožnění aplikace pro oba koeficienty zajistí, že všechny subjekty budou mít možnost požádat o uznání nákladů, pokud jejich skutečné náklady přesáhnou povolené výnosy.	Neakceptováno
151	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	3.1.7 Faktor trhu Obecně	<p>Mimořádné náklady (tj. vícenáklady, se kterými regulační rámec pro dané regulační období neuvažoval v tom smyslu, že pro ně objektivně neexistuje historie tříletého klouzavého průměru fakticky vynaložených nákladů) je třeba rozdělit na dvě skupiny:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mimořádné náklady krátkodobé; Mimořádné náklady dlouhodobé. <p>Mimořádné náklady krátkodobé</p> <p>– lze řešit způsobem, který zásady regulace popisují u faktoru trhu. Na názvu parametru až tak nezáleží, ze strany ERÚ navrhovaná definice je sice oproti stávajícímu regulačnímu období precizována, ovšem stále platí, že např. z hlediska vlivu různých živelných událostí (které nemají s trhem nic</p>	<p>Do regulačního rámce navrhuje zakotvit dva způsoby reflexe mimořádných nákladů:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dočasných mimořádných nákladů (lze případně využívat stávající název „faktor trhu“); V souladu s principem (v rámci návrhu zásad regulace) navrženým pro faktor trhu, tj. na základě vyčlenění těchto nákladů ze základní regulační trajektorie povolených nákladů, ovšem na principu ex-ante s následnou korekcí po dvou letech se zohledněním časové hodnoty peněz. Konkrétně by se jednalo o tento postup: <ul style="list-style-type: none"> Regulovaný subjekt předloží plán mimořádných nákladů pro následující regulační rok (i+1). ERÚ požadavek zanalyzuje, prodiskutuje s dotčeným regulovaným subjektem a do jeho povolených výnosů roku i+1 zahrne (obhájenou, resp. schválenou) část mimořádných nákladů. 	<p>ERU navržená koncepce faktoru trhu nebude bohužel dostatečně zajišťovat přiměřenou a včasnou regulační reflexi objektivně vznikajících vícenákladů (oproti základní trajektorii povolených výnosů). Základním nedostatkem je nezohlednění časového charakteru vznikajících vícenákladů. Navržený faktor trhu uvažuje pouze s krátkodobým trváním vynakládání vícenákladů, pokud je však výskyt vícenákladů trvalý či alespoň dlouhodobý (přesahující trvání regulační periody), mechanismus vyčlenění ze základní regulační trajektorie je nedostatečný.</p> <p>Pokud vznikne vícenáklad, který má dočasný charakter, pak na základě jeho vykazání budou odpovídajícím způsobem (schválení ERÚ, časová hodnota peněz apod.) korigovány povolené výnosy regulovaného subjektu a je tím zajištěna včasná (dle konkrétní situace a dohody s ERÚ buď ex-ante nebo ex-post) a přiměřená úhrada těchto nákladů. Regulovaný subjekt se může samozřejmě rozhodnout, že vícenáklady zahrne do výchozí trajektorie povolených nákladů a bude preferovat pozitivní efekty na povolené výnosy ve vzdálenější budoucnosti – to je plně v pořádku a závisí to na ekonomickém vyhodnocení a preferencích dané společnosti.</p> <p>Pakliže však se jedná o skokové a trvalé navýšení nákladů z titulu vzniku (předem definovaného ze strany</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Uznávání nákladů v odůvodněných případech formou ex-ante ve faktoru trhu je akceptováno.</p> <p>Předkládaný návrh k bodu 3.1.7. Faktoru trhu obsahuje několik návrhů na změny, které přesahují rámec tohoto bodu a jsou předmětem celkové společné koncepce regulace povolených nákladů pro jednotlivé regulované subjekty, která byla vytvořena v rámci přípravy Metodiky cenové regulace pro roky 2026-2030. Akceptace daných návrhů by významně narušila koncept uznávání povolených nákladů včetně nastavení komponenty dlouhodobého vyrovnávání a vedla by k nesprávným hodnotám, ke složitějšímu přístupu, kontrolám a nižší transparentci ve vazbě na shodný přístup k jednotlivým účastníkům trhu, a proto nemohly být tyto změny akceptovány.</p> <p>U regulovaných subjektů, jejichž povolené náklady tvoří zcela zásadní část povolených výnosů, budou více zohledněna specifika těchto subjektů a jejich činností jiným způsobem.</p>

			<p>společného) může být do určité míry zavádějící.</p> <p>Mimořádné náklady dlouhodobé – zde je zapotřebí definovat specifický postup regulačního uznání v rámci povolených nákladů, protože řešení prostřednictvím krátkodobých mimořádných nákladů (resp. faktoru trhu) je co do hodnotového efektu nedostatečné, a především administrativně zatěžující obě zúčastněné strany – regulovaný subjekt i regulační autoritu.</p> <p>Navrhujeme v případě dlouhodobých, resp. permanentních mimořádných nákladů tento rámcový přístup:</p> <ul style="list-style-type: none"> • V rámci probíhající regulační periody budou případné mimořádné dlouhodobé náklady uznány (po schválení jejich struktury a výše ze strany ERÚ) do povolených výnosů formou speciálního parametru povolených nákladů mimo základní regulační trajektorii. ▪ V režimu ex-ante uznání nákladů nepředpokládáme nutnost inflační úpravy těchto nákladů, neboť budou každoročně schvalovány při respektování aktuální cenové hladiny. Inflační korekce bude nutná pouze při následné korekci oproti skutečnosti. U ex-post regulační reflexe je nutná úprava o změnu cenové hladiny mezi obdobími vynaložení a regulačního uznání (patrně dva roky). ▪ Nepředpokládáme též působení faktoru produktivity, protože 	<ul style="list-style-type: none"> - V roce i+1 se vyhodnotí faktická vykázaná hodnota mimořádných nákladů, přičemž se zohlední to, že tato hodnota může reprezentovat jak (I) náklady původně plánované, tak (II) náklady neplánované. Korekční faktor pro rok i+2 bude mít tedy dvě složky: <ul style="list-style-type: none"> - Korekce plánovaných mimořádných nákladů na skutečnost (v případě překročení je legitimní počítat s možností, že ERÚ v odůvodněných případech vykázanou hodnotu neuzná plnohodnotně). - Zohlednění (ze strany ERÚ schválených) mimořádných nákladů, jejichž výskyt nebyl předpokládán, a tudíž ani plánován. • Dlouhodobých mimořádných nákladů. <ul style="list-style-type: none"> ▪ V průběhu regulační periody je postup identický jako u krátkodobých mimořádných nákladů. Rozdíl je v tom, že existuje jednoznačná indikace, že charakter nákladu je spíše permanentní a nelze očekávat, že by důvody pro jeho vynakládání v nejbližších letech pominuly či došlo k výraznější redukci výše takto vynakládaných nákladů. Každopádně tyto náklady budou figurovat v samostatné evidenci. ▪ Při přelomu regulačních období proběhne během roku I-1 (rok předcházející začátku nové periody, tj. aktuálně 2025) diskuse s ERÚ nad mimořádnými náklady doznívající regulační periody, zejména dojde k poslednímu případnému „přeřazení“ mezi krátkodobými a dlouhodobými mimořádnými náklady z hlediska jejich vykazání. ▪ Následně bude hodnota regulačně uznaná v letech I-4 až I-2 (2022 až 2024) přičtena k hodnotě vykázaných nákladů vstupujících do klouzavého průměru povolených nákladů pro účely determinace základní regulační trajektorie nadcházející regulační periody. - V podstatě se tedy jedná pouze o jakési přeřazení těchto nákladů 	<p>ERÚ akceptovaného) vícenákladu, není patrně v zájmu ERÚ ani regulovaného subjektu, aby se žádost o korespondující navýšení povolených výnosů neustále opakovala a administrativně tak zatěžovala všechny zúčastněné strany. Na tomto místě je třeba zdůraznit, že základní nákladová regulační trajektorie (klouzavý průměr) není schopna takového nákladové skoky adekvátně absorbovat – pokud by regulovaný subjekt nezažádal o faktor trhu / mimořádný náklad, tak by se v závislosti na výši faktoru produktivity pohybovala doba plnohodnotné reflexe nákladového navýšení minimálně kolem 30 let.</p> <p>Z hlediska způsobu zohlednění mimořádných nákladů (platí pro krátkodobé i dlouhodobé náklady) v povolených výnosech z hlediska ex-post či ex-ante je zapotřebí zohlednit hned několik stěžejních faktorů:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Náročnost / složitost jejich regulační reflexe v povolených výnosech; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Je třeba počítat s dvouletým (v některých specifických případech i tříletým) informačním zpožděním, kdy faktická hodnota mimořádných nákladů, kterou je možno regulačně zohlednit v roce i+2 je známá až v roce i+1 (v případě daňových efektů dokonce až v roce i+2). Navíc ERÚ bude objektivně potřebovat pro vyhodnocení jak plánu mimořádných nákladů, tak jejich skutečně vykázaných hodnot určitý čas. ▪ Samotná konstrukce základní regulační trajektorie založená na tříletém klouzavém průměru vykázaných nákladů a zpětném vyrovnání nákladů je relativně složitá a patrně není žádoucí stávající schéma ještě více zesložitovat ve smyslu např. každoročních zpětných úprav, korekčních faktorů apod. • Objektivní předvídatelnost různých typů mimořádných nákladů; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Některé nákladové výkyvy nelze objektivně předvídat, a tudíž ani plánovat (živelné události), zatímco u jiných typů nákladů (legislativní změny) je možná relativně přesná predikce nákladového dopadu. • Finanční situace regulovaných subjektů; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Jednak z hlediska vztahu vícenáklad versus případná nákladová úspora. <ul style="list-style-type: none"> - Pokud regulovaný subjekt dlouhodobě překračuje úroveň svých povolených nákladů, v případě výskytu (plánovatelného) vícenákladu v průběhu regulačního období je nanejvýš vhodné umožnit mu regulační reflexi takového vícenákladu ex-ante, neboť regulovaná 	
--	--	--	---	---	---	--

			<p>realizace úsporných opatření a zvyšování nákladové efektivity je možná až ve střednědobém až dlouhodobém horizontu (tj. v příštím regulačním období).</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ačkoli je tento navrhovaný mechanismus v podstatě identický jako u krátkodobých mimořádných nákladů, resp. faktoru trhu, je nanejvýš vhodné oba tyto typy mimořádných nákladů evidovat a regulačně uznávat samostatně. Důvodem je níže popsany rozdílný přístup při přechodu na novou regulační periodu. • Při přechodu na další regulační období dojde k přehodnocení základní regulační trajektorie ve smyslu zohlednění dlouhodobých mimořádných nákladů. ▪ Dlouhodobé mimořádné náklady, které byly v rámci končící regulační periody uznávány formou specifického regulačního parametru budou pro účely kalkulace základní regulační trajektorie na bázi klouzavého tříletého průměru zahrnuty zpětně do běžných nákladů jak z hlediska fakticky vynaložených nákladů, tak regulačně uznaných nákladů. ▪ Tím dojde k tomu, že u historicky 	<p>z hlediska jejich historického vykazání.</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mimořádné náklady roku I-1 (2025) vstoupí do povolených výnosů až v roce I+2 (2027) ve speciálním regulačním režimu, kdy nebudou součástí (případně nově vznikajících) mimořádných nákladů dalšího regulačního období, nýbrž budou sledovány / regulačně reflektovány samostatně, kdy budou upravovány o inflační eskalační index a bude na ně působit stanovený faktor produktivity. ▪ Ostatní principy úpravy povolených nákladů (vyrovnání nákladů, působení inflačních eskalačních faktorů) zůstanou zachovány, resp. budou probíhat dle návrhu regulační zásad pro VI. periodu. <p>Za klíčový faktor úspěšného zohlednění mimořádných nákladů (krátkodobých i dlouhodobých) považujeme jasné vymezení jejich charakteru. To zahrnuje důvod vzniku (co je považováno za mimořádný náklad), dobu trvání (oddělení dočasných a trvalých nákladů), způsob vykazování (úprava regulačního výkaznictví) a proces žádosti a schvalování (předání relevantních podkladů a lhůty pro rozhodnutí ERÚ).</p>	<p>společnost (předpoklad) nedisponuje volnými peněžními prostředky pro krytí těchto vícenákladů.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Regulovaný subjekt s potenciálem realizace nákladových úspor (oproti regulační trajektorii) pak (opět za jinak stejných podmínek) benefituje z jejich realizace, což mu teoreticky umožní financovat vznikající vícenáklady. V tomto případě lze z hlediska regulační reflexe takovýchto vícenákladů postupovat formou ex-post. ▪ Vztah k celkovým nákladům. - V případě, že rozsah mimořádného nákladu je vzhledem k celkovým (povoleným) nákladům uznaným v povolených výnosech významný, jedná se opět o legitimní důvod umožnit reflexi takovýchto vícenákladů formou ex-ante. V případě zanedbatelného relativního finančního objemu mimořádných nákladů samozřejmě platí opačná analogie. <p>Z výše uvedeného tím pádem vyplývají předpoklady žádoucího řešení pro dlouhodobé mimořádné náklady:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Regulační reflexe dlouhodobých mimořádných nákladů v rámci regulační periody; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Postupuje se obdobným způsobem jako u krátkodobých mimořádných nákladů (resp. faktoru trhu), kdy je hodnota těchto nákladů pro jednotlivé roky plánována ex-ante. ▪ V rámci následné analýzy fakticky vykázaných nákladů pak dojde ke korekci výše nákladů (I) jak ve smyslu zohlednění (toho času, tj. před dvěma lety) objektivně neplánovatelných vícenákladů, (II) tak výše původního existujícího plánu mimořádných nákladů z hlediska případné prognostické chyby. ▪ Toto je dle našeho názoru univerzální schéma defaultně kombinující přístup ex-ante (plánovatelné náklady) a ex-post (neplánovatelné náklady), ze kterého benefitují jak regulované subjekty (včasná reflexe předvídatelných vícenákladů), tak ERÚ (více času na analýzu a proces případné revize plánovaných nákladů). • Regulační reflexe dlouhodobých mimořádných nákladů při přechodu regulační periody; <ul style="list-style-type: none"> ▪ Pokud předpokládáme začlenění části mimořádných nákladů vykazovaných v rámci předcházející regulační periody do základní 	
--	--	--	--	--	---	--

			<p>potvrzených dlouhodobých mimořádných nákladů již nebude nutno každoročně žádat o jejich regulační uznání, což zjednoduší práci jak regulovanému subjektu, tak ERÚ. Na tyto náklady pak navíc bude působit faktor produktivity a mechanismus dlouhodobého vyrovnávání nákladů, z čehož budou jednoznačně profitovat zákazníci.</p> <ul style="list-style-type: none"> U krátkodobých mimořádných nákladů / faktoru trhu se nic nemění – pakliže se nějaké takové náklady objeví a jsou ze strany ERÚ schváleny, jsou i nadále uznávány specificky mimo základní nákladovou trajektorii povolených nákladů. <p>Vícenáklady může objektivně vykazovat jak regulovaný subjekt dlouhodobě překračující povolené náklady, tak společnost realizující oproti regulační trajektorii nákladové úspory. Vznik vícenákladů, resp. objektivní nutnost nákladově reagovat na ekonomické změny nemá jednoznačný vztah k historické nákladové situaci (s některými objektivními výjimkami). Jedná se tedy o fenomén nákladové budoucnosti, který se odvíjí od nových událostí s nulovým či naprosto zanedbatelným vztahem k historicky vynaloženým nákladům.</p> <p>O mimořádné náklady (dlouhodobé i krátkodobé) by tedy mělo být umožněno žádat jak regulovaným subjektům s nižší hodnotou faktických nákladů vůči regulační trajektorii povolených</p>		<p>regulační trajektorie pro nastávající periodu, je třeba si uvědomit, že toto vyústí v nutnost zpětné modifikace jak vstupních hodnot klouzavého průměru vykazovaných nákladů, tak regulačně akceptovatelných nákladů. To přitom není jednoduchá záležitost.</p> <ul style="list-style-type: none"> Domníváme se, že toto lze s ohledem na zmiňované komplikace úspěšně realizovat navrhovaným způsobem, že k modifikaci dojde jen jednou za periodu – konkrétně před jejím začátkem, a navíc na bázi ex-post. Pokud bychom totiž připustili princip ex-ante, došlo by nezbytně ke dvojí úpravě základní regulační trajektorie – poprvé na základě plánu mimořádných nákladů 2025 pro 1. rok VI. regulačního období 2026 a následně by na základě zjištění faktické výše mimořádných nákladů bylo nutno provést korekci v roce 2027 (ve výkazech 2026 by byly k dispozici informace o fakticky vykázaných mimořádných dlouhodobých nákladech 2025). Při využití principu ex-post dojde k úpravě základní regulační trajektorie pouze jednou: <ul style="list-style-type: none"> Vykázané běžné náklady let I-4 až I-1 se v rámci klouzavého průměru navýší o dohodnutou hodnotu permanentních mimořádných nákladů z pohledu znalosti věcí roku I-1 (tj. do roku 2024). <ul style="list-style-type: none"> O tyto vícenáklady pak nebude možno logicky následně žádat v průběhu regulační periody, jelikož by se jednalo o multiplikaci. Vyrovnání nákladů není potřeba zpětně upravovat, neboť (za předpokladu korektního vykazání mimořádných nákladů mimo běžné náklady v minulém regulačním období) reflektují faktický rozdíl mezi povolenými a vykázanými běžnými náklady bez efektu mimořádných nákladů. V roce 2027 budou navíc v povolených výnosech zahrnuty vykázané (a schválené) dlouhodobé mimořádné náklady roku 2025 (tedy jejich rozdíl oproti roku 2024). Tyto náklady budou evidovány a v regulaci reflektovány zvlášť, přičemž je férové, že budou vystaveny působení faktoru produktivity obdobně jako základní regulační nákladová trajektorie (jedná se o pomyslnou korekci této trajektorie). 	
--	--	--	--	--	---	--

			nákladů, tak společností tuto trajektorii překračující. Režim regulační reflexe mimořádných nákladů by tedy měl být principiálně identický pro všechny regulované subjekty bez ohledu na zvolený koeficient nákladového vyrovnání.		<p>V praktickém životě bude docházet zcela přirozeně k určitému „přelévání“ mimořádných nákladů mezi krátkodobými a dlouhodobými, jelikož se může (oproti původním předpokladům) ukázat, že důvod pro vynakládání některého nákladu v čase pomine, a naopak některý dočasný náklad získá permanentní charakter. Proto je záhodno, aby (v rámci regulační periody) byl regulační přístup k oběma typům těchto mimořádných nákladů identický. V případě dlouhodobých nákladů – a jen u nich – dojde při přelomu regulačních období k začlenění do základní regulační nákladové trajektorie.</p> <p>Pokud bychom měli tedy shrnout důvody, pro výše popsanou modifikaci přístupu k mimořádným nákladům, jednalo by se zejména o tyto:</p> <ul style="list-style-type: none"> • V případě dlouhodobého trvání zvýšení nákladů je stávající návrh zbytečně administrativně zatěžující pro obě strany. • Při limitaci regulační reflexe pouze na ex-post variantu může u některých regulovaných subjektů vyvolat nákladový skok nežádoucí negativní tlak na cash flow. • Při podcenění schopnosti základní regulační nákladové trajektorie absorbovat nákladové skoky je tím pádem i pokřiven pohled na charakter (důvod vzniku, načasování apod.) mimořádných nákladů ve smyslu jednoznačného podcenění jejich významu. • Při dlouhodobém řešení mimořádných nákladů mimo základní regulační trajektorii připraví ERÚ zákazníky o efekt vyrovnání nákladů a efekt faktoru produktivity, což znamená jednoznačné nevyužití možnosti motivačně působit i na tuto nákladovou oblast. 	
152	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	3.2.2 Faktor produktivity	<p>„Roční hodnota faktoru produktivity se stanovuje ve výši 0,2 %, tedy na minimální úrovni používané v V. RO. K přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. RO bude v průběhu VI. RO využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p> <p>Faktor produktivity je pro VI. RO aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.</p> <p>Nová hodnota faktoru produktivity je již aplikována pro všechny</p>	<p>Roční hodnota faktoru produktivity se stanovuje ve výši 0,2 %, tedy na minimální úrovni používané v V. RO. K přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. RO bude v průběhu VI. RO využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p> <p>Faktor produktivity je pro VI. RO aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.</p> <p>Nová hodnota faktoru produktivity je již aplikována pouze na jeden poslední rok, který vstupuje do výpočtu stanovení povolených nákladů, a nikoliv pro všechny 3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období. Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná.</p>	<p>Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména:</p> <ul style="list-style-type: none"> • dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů by mohl vést ke snižování kvality poskytovaných služeb; • zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností; • násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách; • snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných; 	<p>Neakceptováno</p> <p>Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity.</p> <p>Protože jde o poměrně často opakující se připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí regulačních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na poslední rok by bylo metodicky chybné, podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p>

			<p>3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období.</p> <p>Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná.“</p> <p>Připomínka:</p> <p>Úprava mechanismu pro uplatnění faktoru produktivity při výpočtu báze povolených nákladů.</p>		<ul style="list-style-type: none"> index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění. <p>Navrhujeme proto uplatnit hodnotu faktoru produktivity ve výši 0,2 % p. a. pouze na jeden rok při přepočtu základny povolených nákladů na povolené náklady regulovaného roku.</p>	<p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulační období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>
153	Pražská plynárenská Distribuce, a.s.	8.1.1 Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	<p>„Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy stanoví individuálně jako součin plánovaného distribuovaného množství plynu a normativu ztrát. Normativ ztrát bude stanoven pro každý regulovaný rok na základě údajů o skutečných ztrátách evidovaných operátorem trhu a skutečného distribuovaného množství z posledních tří let (tzn. pro první rok VI. RO bude normativ stanoven z poměru celkového množství ztrát za roky 2021 až 2023 a celkového distribuovaného množství za roky 2021 až 2023). Normativ ztrát bude stanoven na základě předložených regulačních výkazů 22-BR. Bude vypočten jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot ztrát za roky 2019–2023.</p> <p>Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu stanoví na základě regulačních výkazů jako klouzavý fixní aritmetický průměr skutečného množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu za poslední tři vykázané roky. Pro první rok regulačního období se aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023.“</p> <p>Připomínka:</p> <p>Nesoulad v datech OTE a v datech v regulačním výkazu 22-BR.</p>	<p>Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy stanoví individuálně jako součin plánovaného distribuovaného množství plynu a normativu ztrát. Normativ ztrát bude stanoven pro každý regulovaný rok na základě údajů o skutečných ztrátách evidovaných operátorem trhu a skutečného distribuovaného množství z posledních tří let (tzn. pro první rok VI. RO bude normativ stanoven z poměru celkového množství ztrát za roky 2021 až 2023 a celkového distribuovaného množství za roky 2021 až 2023). Normativ ztrát bude stanoven na základě předložených regulačních výkazů 22-BR. Bude vypočten jako aritmetický průměr skutečně dosažených hodnot ztrát za roky 2019–2023.</p> <p>Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu stanoví na základě regulačních výkazů jako klouzavý fixní aritmetický průměr skutečného množství plynu pro vlastní technologickou spotřebu za poslední tři vykázané roky. Pro první rok regulačního období se aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023.“</p>	<p>V případě, že by metodika cenové regulace byla změněna tak, že by byla do nákladů na bilanční rozdíly započtena data pouze v systému OTE, tzn., data, která může PDS reklamovat (opravovat) v souladu s obchodními podmínkami OTE pouze do 3 měsíců po skončení měsíce, jehož se týká reklamace, a nebyla by tedy již využita data PDS uvedená ve výkazu č. 22-BR, tj. skutečná data PDS, která jsou v souladu se zákonem č. 235/2004 Sb., o dani z přidané hodnoty (tj. skutečná data, která byla opravena v období 3 let), pak by došlo ke zkrácení práv PDS předložit ERÚ podklady ke skutečně ekonomicky uznatelným nákladům na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti. Tudíž by nebyly v metodice cenové regulace stanoveny metody, podmínky a postupy regulace cen pro celé regulační období tak, aby vytvořily podmínky pro transparentní, předvídatelné a dlouhodobě stabilní prostředí v odvětví plynárenství, tak jak je uvedeno v § 19a) Energetického zákona. Na základě naší interní analýzy bylo zjištěno, že cca 50 % opravných faktur je řešeno po více než 3 měsících od vystavení řádné faktury.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ akceptuje pro stanovení normativu ztrát využití známých dat z posledních pěti let před zahájení regulovaného roku, která provozovatelé distribučních soustav předkládají ERÚ v regulačních výkazech 22-BR. Nebudou se tak pro stanovení normativu využívat data OTE, jejichž historie je krátká. Data OTE však budou sloužit k ověřování předkládaných dat s cílem jejich využití pro následující regulační období.</p> <p>Energetický regulační úřad neakceptuje požadavek na stanovení fixního normativu ztrát na celé regulační období, především z důvodu očekávaného snižování množství ztrát v důsledku schváleného evropského nařízení o snižování emisí metanu. Použitím klouzavého průměru se efekt snižujících se ztrát rychleji projeví ve prospěch zákazníků, na druhou stranu použití pětiletého průměru pro stanovení normativu ztrát zachovává motivaci pro provozovatele distribučních soustav pro snižování ztrát.</p>

154	Pražská plynárenská a.s.	SLA smlouvy	<p>Pražská plynárenská, a.s., nesouhlasí s navrhovanými změnami Energetického regulačního úřadu (ERÚ) týkajícími se přístupu k SLA smlouvám, nenalézá v nich žádné výhody z pohledu zákazníků a požaduje zachování stávajícího stavu.</p>	<p>Na základě výše uvedených argumentů žádáme ERÚ o zachování stávajícího přístupu k SLA smlouvám a o důkladné zvážení dopadů navrhovaných změn na regulované subjekty a jejich efektivitu.</p> <p>Nadále bude v průběhu VI. RO ze strany ERÚ prováděno ověřování ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné ověřování bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu. Analýzy nákladů v průběhu V. RO vedly k potřebě úpravy metodiky uznávání nákladů v případě SLA (Service-level agreement), které jsou obecně zajištěny externím dodavatelem v rámci skupiny, při které nedochází k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně. Z analýz vyplývá, že marže servisních organizací u některých SLA dosahují 30 %, kdy jde zároveň o specifické služby, které na trhu nejsou běžně nabízeny, týkají se hlavního předmětu podnikání regulovaného subjektu (nejde o podpůrnou činnost), a daná servisní organizace poskytuje služby téměř výhradně příslušnému regulovanému subjektu. V takovém případě outsourcing dané činnosti nepřináší úspory nákladů vůči variantě, kdy si danou službu zajistí regulovaný subjekt vlastními prostředky, naopak jsou náklady regulovaného subjektu navýšeny o marže servisní organizace a dále i o administrativní/transakční náklady, které s pořízením a udržováním daného SLA regulovaný subjekt má.</p> <p>V návaznosti na výše uvedené bude Úřad nově posuzovat, zda se SLA týká jedné ze dvou základních kategorií logikou hodnotového řetězce, tj. zda jde o taková SLA ve skupině, která se věnují primárním hodnototvorným činnostem regulovaného subjektu (u provozovatelů soustav půjde o legislativní povinnosti související s výkonem licence, technické služby typu výstavby, provozu a údržby soustavy, provádění měření nebo dále zajištění různých druhů zákaznických služeb), a taková SLA ve skupině, která se věnují podpůrným činnostem regulovaného subjektu (napomáhají plnit funkci primárních činností), která jsou definována níže uvedeným explicitním výčtem a jde o SLA:</p> <p>1) zajištění nákupu,</p> <p>2) zajištění podpory IT, datové služby a telekomunikace,</p>	<p>V prvním řadě chceme upozornit na to, že ceny za služby, které se účtují v rámci skupiny, jsou přezkoumávány nezávislými auditory, daňovými poradci, a v neposlední řadě mohou podléhat přezkumu i ze strany správce daně. Tyto autority zajišťují, že ceny za služby ve skupině jsou přiměřené a odpovídají tržním podmínkám. Byla-li těmito subjekty kalkulace služeb shledána přiměřenou a správnou, měly by být považovány také náklady či výnosy za přiměřené a ekonomicky oprávněné i ze strany ERÚ. ERÚ by měl respektovat závěry těchto zjištění a nezpochybňovat oprávněnost nákladů, které byly potvrzeny jako přiměřené.</p> <p>V případě pochybností má ERÚ možnost kdykoliv požádat o informace a podklady, aby zjistil, jestli jsou ceny za služby přiměřené a odpovídající. Doposud ERÚ na základě provedených šetření nezpochybnil ceny služeb poskytovaných na základě SLA. Naše společnost investovala nemalé prostředky na optimalizaci obchodních procesů a využívání synergií a úspor z rozsahu v rámci skupiny. Náhlé změny pravidel jsou těžko předvídatelné, nelze spravedlivě požadovat, abychom se jim rychle přizpůsobili. I z tohoto důvodu je z naší strany legitimní očekávání předvídatelnosti, transparentnosti a kontinuity regulačního přístupu ze strany ERÚ. Vzhledem k tomu, že náklady na poskytování SLA služeb nebyly ze strany ERÚ zpochybněny, existuje oprávněné očekávání, že přístup k ekonomicky oprávněným nákladům na SLA služby zůstane zachován.</p> <p>Rovněž jsme toho názoru, že převedení činností poskytovaných na základě SLA smluv přímo na jejich stávající příjemce (tzn. regulované subjekty) neznamená automaticky nižší náklady. Zejména v dlouhodobějším horizontu tyto náklady porostou rychleji než při zachování jejich poskytování na bázi SLA smluv. Důvodem je, že při poskytování SLA služeb jsou tyto službyvzhledem k vnitropodnikovému ocenění nákladů a simultánnímu poskytování služeb externím subjektům, předmětem částečné konkurence, která zajišťuje dlouhodobou optimalizaci těchto nákladů. V případě insourcingu těchto služeb bude tlak na zvyšování efektivity mnohem omezenější. Existuje značné riziko, že tyto náklady budou značně vyšší než při jejich poskytování prostřednictvím SLA smluv.</p> <p>Navrhované změny by měly být v prvním řadě odůvodněny potřebností a nemožností řešení situace jiným způsobem a až v poslední řadě by mělo dojít ke změně regulačního přístupu. Případná změna by měla být založena na důkladné analýze, a ne na ojedinělých případech.</p> <p>ERÚ při návrhu změny regulačního přístupu k SLA nákladům nepředložil žádnou podrobnou analýzu, která by vysvětlovala, proč jsou navrhované změny nutné. Analýza by měla obsahovat komplexní rozbor cen za poskytování služeb a zohledňovat všechny aspekty</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ částečně vnímá předkládané argumenty ohledně historického nastavení SLA do roku 2025, které se promítá i do povolených nákladů v pozdějších letech. Z tohoto důvodu ERÚ přistupuje k úpravě původního záměru odečítat ze základny povolených nákladů dopad v plném rozsahu pro každý rok VI. regulačního období. Při výpočtu základny povolených nákladů v jednotlivých letech VI. regulačního období budou částečně ponechány dopady z předmětných SLA využívaných do roku 2025 s tím, že ponechané části dopadů se budou v průběhu VI. regulačního období snižovat.</p>
-----	--------------------------	-------------	---	--	--	---

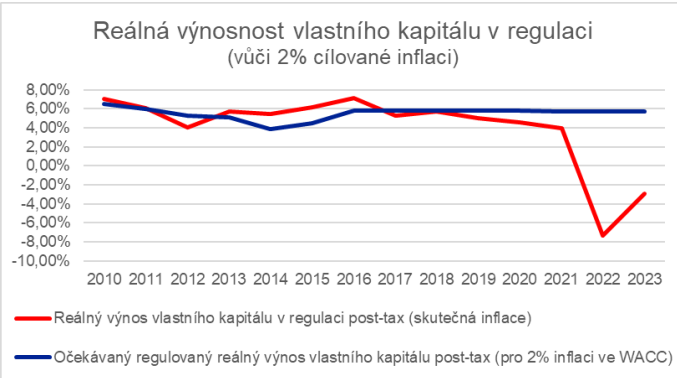
				<p>3) – zajištění řízení pracovních sil,</p> <p>4) – zajištění účetnictví, daní, správy pohledávek a interního auditu,</p> <p>5) – zajištění právní podpory a BOZP,</p> <p>6) – zajištění správy nemovitostí, vozového parku a pronájmy.</p> <p>Na SLA ve skupině týkající se těchto okruhů podpůrných činností bude pohlíženo jako na služby, které jsou na trhu obecně nabízeny a u kterých je outsourcing obvyklou možností, která je na trhu zřována pro oslovení potřeby efektivity vynaložených nákladů. U těchto SLA bude Úřad posuzovat přiměřené ceny na základě některých z metod transfer pricing dle interních postupů ve společnostech.</p> <p>U SLA ve skupině týkající se primárních činností bude postupováno tak, aby povolené náklady regulovaného subjektu od roku 2026 odpovídaly situaci, kdy by si primární hodnototvorné činnosti zajišťoval vlastními prostředky, a s využitím příslušného ustanovení zákona o cenách bude označen samotný náklad servisní organizace na plnění daných SLA jako náklad obdobné činnosti. Praktická aplikace uvedeného opatření bude spočívat v takové úpravě základny povolených nákladů, která pro každý rok VI. regulačního období odečte dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace. Základna povolených nákladů tak bude ponížena o rozdíly skutečných objemů nákladů vynaložených za plnění SLA regulovaným subjektem a objemů nákladů vynaložených za plnění SLA servisní organizací, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok t. Do objemu nákladů vynaložených servisní organizací budou promítány jak provozní, tak i investiční náklady servisní organizace, a tato hodnota bude určena součtem provozních nákladů, odpisů a součinu ZHA a WACC u servisní organizace, vztahujících se výhradně k plnění předmětného SLA.</p> <p>Vzhledem k tomu, že mohou existovat i SLA týkající se primárních činností, u kterých nelze vyloučit potenciál úspor z rozsahu servisní organizace (např. zajišťování měření pro více společností), je možné výše uvedený postup doplnit o možnost předložení analýzy efektivity outsourcingu vztahující se k určitému SLA. Pokud Úřad obdrží kalkulaci dokladující vyšší úspor nákladů servisní organizace z rozsahu poskytování služeb (např. rozpočtem pevných nákladů obecně poskytované služby pouze na jednotku služby poskytované regulovanému subjektu), je možné po individuálním posouzení k nákladům servisní organizace uznávat i část marže</p>	<p>uplatňovaných nákladů. Změna regulačního přístupu by měla být založena na reálných očekávaných výhodách a neměla by vést ke ztrátě efektivity a navýšení provozních nákladů. Bez důkladné analýzy nelze předpokládat, že navrhované změny přinesou zamýšlené úspory.</p> <p>Navíc navrhované rozdělení služeb na primární a podpůrné činnosti regulovaného subjektu postrádá smysl a je nespravedlivé vůči společnostem poskytujícím primární činnosti. ERÚ by měl přistupovat k regulaci zisku služeb poskytovaných na základě SLA obdobně jako v případě Operátora trhu a Elektroenergetického datového centra, reflektující specifika těchto společností. Rozdělení je diskriminační a může být obtížné jednoznačně zařadit některé činnosti regulovaného subjektu pod jednu z vymezených kategorií.</p>	
--	--	--	--	---	--	--

				<p>servisní organizace do velikosti kalkulované úspory z rozsahu po odečtení transakčních nákladů.</p> <p>Pokud dojde k takové transformaci v rámci skupiny, že primární činnosti, původně zajišťované servisní organizací ve skupině, si bude nově zajišťovat regulovaný subjekt sám, je možné žádat Úřad o uznání nákladů souvisejících se zajištěním této transformace. Tyto náklady budou posouzeny Úřadem a případně uhrazeny ve Faktoru trhu.</p> <p>V průběhu VI. RO je dále předpokládáno náklady podrobně analyzovat a prakticky hodnotit výstupy projektu TK04010177 s názvem „<i>Ekonomicky oprávněné náklady v regulovaných sektorech elektroenergetiky a plynárenství</i>“, který se danou problematikou také zabývá.</p> <p>Za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, operátora trhu, elektroenergetického datového centra nebo povinně vykupujících se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle zákona o daních z příjmů, účtované podle zákona o účetnictví, po vyjmutí:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) nákladů, které se týkají oblastí řešených v nastavení regulačního rámce specifickým způsobem, 2) kladného rozdílu skutečného objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině a objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině definovaných Metodikou cenové regulace, 3) nákladů na úhradu náhrad podle vyhlášky upravující požadovanou kvalitu dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice* a plynárenství* 4) finančních nákladů, kromě bankovních poplatků, a kromě nákladových úroků operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, a kromě nákladových úroků operátora trhu a elektroenergetického datového centra, které odpovídají nejnižším úrokovým nákladům stanovených na základě poptávky u největších bank v České republice, 5) úplaty za používání majetku pro výkon licencované činnosti, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku (tj. ze smluv uzavřených do 31.12.2020), 6) nákladů na tvorbu a čerpání rezerv, 7) nákladů na tvorbu a čerpání opravných položek k pohledávkám, kromě nákladů na tvorbu opravných 	
--	--	--	--	--	--

				<p>položek k pohledávkám vytvořených od 01.01.2020 a s nimi souvisejícího čerpání opravných položek,</p> <p>8) zůstatkové hodnoty dlouhodobého majetku a materiálu vyřazeného v důsledku prodeje, darování, mank a škod,</p> <p>9) peněžitých vyrovnání nad rámec minimálních povinností stanovených zákoníkem práce (poskytované např. na základě kolektivní smlouvy nebo jiného vnitřního předpisu),</p> <p>10) daně z příjmů.</p> <p>Za náklady držitele licence vstupující do povolených nákladů se dále považují členské příspěvky jednomu spolku, u kterého dochází ke sdružení regulovaných subjektů a tím k optimalizaci relevantních nákladů regulovaných subjektů.</p> <p>Za náklady vstupující do povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu se dále považují i prokazatelné náklady držitele licence na vědu a výzkum po schválení Úřadem.</p> <p>Výsledná hodnota nákladů je ponížena o hodnotu provozních výnosů snižujících provozní náklady, s výjimkou:</p> <p>1) finančních výnosů (kromě finančních výnosů operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů),</p> <p>2) tržeb z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu,</p> <p>3) výnosů řešených v rámci nastavení regulačního rámce specifickým způsobem,</p> <p>4) výnosů nesouvisejících s licencovanou činností.</p> <p>30/201</p> <p>Tyto druhy nákladů (kromě nákladů na SLA) byly do roku 2025 uváděny v přílohách cenových rozhodnutí a vychází tedy z dlouhodobě uplatňovaných principů regulace jednotlivých regulovaných subjektů a jejich legislativních povinností.</p> <p>(* Vyhláška č. 540/2005 Sb., o kvalitě dodávek elektřiny a souvisejících služeb v elektroenergetice. Vyhláška č. 545/2006 Sb., o kvalitě dodávek plynu a souvisejících služeb v plynárenství.)</p>	
--	--	--	--	--	--

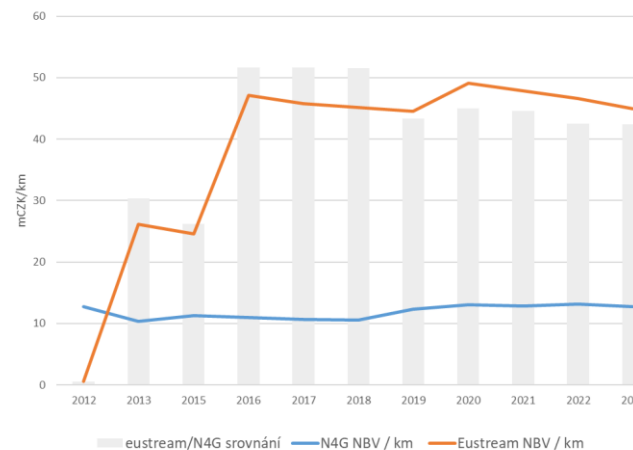
155	Pražská plynárenská a.s.	Metodika výpočtu ceny plynu pro krytí ztrát a vlastní spotřebu při distribuci plynu – nákup plynu	<p>Navrhovaný přístup k určení ceny plynu pro krytí ztrát a vlastní spotřebu se výrazně liší od přístupu v elektroenergetice. Navrhujeme, aby se i v plynárenství stanovila primárně regulovaná cena obdobně jako u elektřiny, s aukcí jako sekundárním institutem. Dále navrhujeme změnit konstrukci ceny a související přírážky tak, aby odpovídala reálným tržním podmínkám.</p>	<p>Navrhujeme použít přepočten z EUR do CZK směnným kurzem vyhlášeným ČNB k datu uskutečnění zdanitelného plnění.</p> <p>Navrhujeme úpravu výše přírážky a převodu kurzu podle výše uvedených principů s doporučenou změnou cenové základy z produktu Cal na produkt Quarter. Tento přístup by zajistil větší stabilitu a předvídatelnost cen pro všechny zúčastněné strany, což by vedlo k lepšímu plánování a řízení nákladů.</p> <p>Navrhujeme, aby se i u plynu stanovila primárně regulovaná cena podobně jako u elektřiny, s aukcí jako sekundárním institutem.</p>	<p>Historický princip stanovení ceny plynu pro krytí ztrát a vlastní spotřebu na základě nákupu plynu na rok X na ceně produktu Cal X s přírážkou narazil v minulých letech na mnoho překážek a komplikací. Navržený princip v elektroenergetice tyto komplikace z našeho pohledu do značné míry eliminuje a navrhujeme alespoň částečnou inspiraci těmito principy.</p> <p>a) Hodnotu $N=2,4 \text{ €/MWh}$ (při aplikaci produktu Cal) považujeme za neodpovídající a nekryje náklady, které by měla zahrnovat a vůbec neodráží aktuální tržní situaci. Navíc nepokrývá riziko změny cenového profilu a objemové odchylky dodávky na ztráty a vlastní spotřebu, ani administrativní náklady obchodníka. Navrhujeme detailnější rozklad hodnoty N z pohledu jednotlivých složek, které byly výše vyjmenovány, aby byla transparentnější a lépe reflektovala skutečné náklady, což by vedlo k spravedlivějšímu a přesnějšímu stanovení ceny.</p> <p>b) Převod do CZK navrhujeme za pomoci směnného kurzu vyhlášeného ČNB k datu uskutečnění zdanitelného plnění. Odstraní se tak rozdíly mezi spotovým a forwardovým kurzem platným v době fixace komodity, který v této chvíli není ve výpočtu nijak zohledněn a který s sebou nese významné riziko. Tento postup zajistí konzistentní a transparentní přístup k měnovým kurzům, což sníží riziko kurzových výkyvů a usnadní finanční plánování.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>ERÚ ponechává jako primární prostředek pro volbu dodavatele plynu výběrové řízení. Tento postup je podle názoru ERÚ pro výběr dodavatele plynu na ztráty nejtransparentnější, zajišťuje minimální cenu pro zákazníky vzhledem ke konkurenci mezi dodavateli a zároveň odstraňuje nevýhody fixně stanovené přírážky N na celé regulační období. Nevýhody fixně stanoveného N se v plynárenství projevily v průběhu V. regulačního období. Pro případ, že z výběrového řízení nevzejde vítězný uchazeč, je v metodice stanovena i náhradní výše přírážky.</p> <p>V regulaci bude také zohledněn aktuální směnný kurz ze dne uskutečnitelného zdanitelného plnění.</p>
156	NET4GAS, s.r.o.	2.9 Principy zohlednění dotací v regulaci	<p>Vzhledem k tomu, že stále není známa finální verze novely zákona o účetnictví, včetně prováděcích předpisů, obsahuje Metodika zatím pouze základní principy zohlednění dotací v regulaci. V kontrastu s tím jsou v kapitole 14.1, detailně až do vzorců rozepsané nové parametry dotací, které však nemusí reflektovat finální stav.</p>	<p>Navrhujeme tuto oblast dopracovat až v okamžiku, kdy bude známá výsledná podoba legislativy a do té doby k dotacím přistupovat dle pravidel pro V. RO.</p>	<p>V tuto chvíli nemůžeme s jistotou konstatovat, jak budou řešena přechodná ustanovení k novele zákona o účetnictví, tj. např., jak se bude přistupovat k majetku, který byl již v rámci jednoho dotačního rozhodnutí pořízen, resp. aktivován do majetku před přijetím novely zákona. V důsledku změny metody totiž mohou existovat různé varianty řešení, které by mohly mít významný vliv na hodnoty majetku, odpisů a výnosů vykázaných v jednotlivých letech. Záleží na tom, jak se bude přistupovat ke změně metody u již běžících dotačních projektů ve vztahu k majetku nebo k dotačnímu příslibu - tj. zda by se nová metoda použila buď jen pro nově pořízený a aktivovaný majetek a majetek pořízený do doby přijetí zákona by zůstal zaúčtován dosavadní metodou (i v rámci jednoho dotačního příslibu by tedy byl majetek oceněn jinou metodou), nebo zda by se uplatnila nová metoda jen pro majetek s vazbou k novému dotačnímu příslibu, nebo se bude postupovat retroaktivně, tedy zda nová metoda ovlivní již zaúčtované hodnoty majetku a odpisů v roce přijetí její platnosti.</p> <p>Zároveň při změně metody dle novely zákona o účetnictví pravděpodobně také dojde ke změně okamžiku, kdy se bude účtovat o nezpochybnitelném nároku na dotaci. Aktuální metodou je to obvykle už k datu získání písemného příslibu dotačního orgánu s konkrétními</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, který se může případně upravit v návaznosti na rozpor ve finálním znění zákona o účetnictví, s čímž samotná Metodika cenové regulace počítá. Nastavení Metodiky cenové regulace je v souladu s principem transparentnosti a předvídatelnosti přístupu, bez toho, aby byla příslušná oblast ponechána otevřená bez řešení, přičemž nový systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné pozdržení implementace. Ostatně ani současné postupy ve IV. a V. regulačním období neodpovídaly plně účetním standardům.</p>

					podmínkami dotace (rozhodnutí o přidělení dotace, podepsaná smlouva o poskytnutí dotace), zatímco novou metodou bude patrně okamžikem nezpochybnitelného nároku na dotaci až samotné přijetí peněz na účet – vyplývá to z obecných postupů účtování o výnosech příštích období – jde o příjmy účetní jednotky, které obdržela v aktuálním období a které se stanou výnosem až v následujících obdobích. Tato skutečnost může rovněž ovlivnit výkazy – odepisovat majetek se bude dříve, než se začne rozpouštět dotace do výnosů.	
157	NET4GAS, s.r.o.	3.1.3 – Fond obnovy a rozvoje	Fond obnovy a rozvoje je nadbytečným parametrem regulace, jehož smysl a účel je neurčitý.	Zrušení parametru Fondu obnovy a rozvoje, coby parametru, který v současné době nemá a ani v VI. regulačním období nebude mít reálné opodstatnění v regulaci přepravy plynu.	ERÚ v návrhu Metodiky deklaruje zachování parametru Fondu obnovy a rozvoje i v průběhu VI. regulačního období (dále jen „RO“) pro provozovatele přepravní soustavy, tj. sledování a vyhodnocování rozdílů mezi povolenými odpisy a investicemi. ERÚ v Metodice uvádí: „V případě provozovatele přepravní soustavy bude parametr fondu obnovy a rozvoje vyhodnocen na konci VI. RO a závěry vyhodnocení případně zohledněny v pravidlech regulace na následující regulační období.“, z čehož vyplývá, že v současné době neexistuje konkrétnější představa ERÚ o tom, k jakému účelu by měl takový parametr v budoucí regulaci sloužit, a tudíž provozovateli přepravní soustavy není zřejmé, jakým způsobem by měl k výkonu licencované činnosti vzhledem k existenci a funkci uvedeného parametru přistupovat. Je-li cílem tohoto parametru přimět provozovatele k investování nad rámec odpisů, pak vzhledem ke specifické situaci, ve které se nachází, není ani v jeho zájmu, ani v zájmu zákazníků, aby byly vynakládány investice nad rámec skutečných potřeb soustavy k udržení spolehlivé a bezpečné přepravy plynu. Regulované odpisy navíc primárně zajišťují návratnost již realizovaných investic a nezakládají povinnost jejich reinvestice, nehledě na to, že vzhledem k rizikům spojeným s dekarbonizací se např. v zahraničních regulacích pro plynárenské soustavy (Německo, Holandsko) projevuje opačný trend spočívající v akceleraci odpisů a zajištění rychlejší návratnosti vynaložených investic. Dalším aspektem, který působí v neprospěch udržování tohoto faktoru v regulaci je skutečnost, že provozovatel přepravní soustavy, na rozdíl od ostatních provozovatelů soustav, nemá pro VI. regulační období navržen motivační (WACC) prvek pro investice nad rámec odpisů, což má racionální ekonomické opodstatnění.	Akceptováno
158	NET4GAS, s.r.o.	3.1.4 a 14.2.1 – Zůstatková hodnota aktiv (ZHA) a Regulační báze aktiv (RAB)	Stanovení hodnot RAB na základě skutečných (účetních) hodnot ZHA bez přihlédnutí k dopadům bezprecedentně vysoké inflace v předchozích letech znevýhodňuje provozovatele přepravní soustavy.	Upravit hodnoty RAB o kompenzaci vlivu neočekávaně vysoké inflace v letech 2021-2023, nebo použít jiný kompenzační nástroj jako například Faktor trhu. Přejít na reálný model regulace, zabezpečující mj. ochranu investorů před dopady neočekávané inflace a promítnout reálnou hodnotu aktiv do regulovaných cen (viz rovněž připomínka 6.), čímž přispět k rozložení rizik a nastavení	Vzhledem k používanému způsobu regulace založenému na nominálních hodnotách RAB a WACC došlo v důsledku bezprecedentního růstu skutečné inflace v předchozích letech k poklesu reálné míry výnosnosti vynaložených investic i stávajících hodnot ZHA/RAB vyjádřených v běžných cenách. Fixace hodnoty WACC pro celé 5-leté regulační období, s hodnotou bezrizikové sazby založenou na historickém vývoji sazeb státních dluhopisů se splatností 10 let způsobila, že skutečná míra inflace významně překročila její očekávanou úroveň	Neakceptováno Úhrada nákladů inflace probíhá komponentou zisku, kam se promítají základní mírou inflace očekávanou investory v bezrizikové míře výnosnosti a dále inflačním rizikem, tedy rizikem, že skutečná inflace bude vyšší než dopředu očekávaná, v nákladech rizik. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně případného zabezpečení financování investic provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu

				<p>rovnováhy mezi zájmy regulovaných subjektů a zákazníků.</p>	<p>zakomponovanou v těchto dluhopisových sazbách (není důvod se domnívat, že by se očekávaná úroveň inflace před počátkem 3., 4. nebo 5. regulačního období v případě sazeb 10 letých státních dluhopisů v průměru významněji odchylovala od úrovně dlouhodobého inflačního cíle ČNB, tj. od 2 % p.a.).</p> <p>Vývoj reálné míry výnosnosti vlastního kapitálu v regulaci naznačuje následující graf:</p>  <p>Z červené křivky v grafu je patrné, že zejména v letech 2021-2023 byl negativní dopad vysoké inflace na skutečnou výnosnost plynárenských investic bezprecedentní, z čehož jednoznačně benefitovali zákazníci, avšak na vrub provozovatelů soustav. Tento dopad může být v obvyklé regulační praxi stanovení nominálního WACC kompenzován v průběhu VI. regulačního období jen částečně (např. prostřednictvím použití navrhované 5leté, tj. zkrácené historie sazeb státních dluhopisů pro výpočet bezrizikové míry, které v sobě vliv krátkodobě vyšší očekávané inflace částečně zahrnou), avšak nikoliv dostatečně. Dopad neočekávané vysoké inflace na v běžných cenách vyjádřenou hodnotu (kupní sílu) stávajících ZHA a RAB založených na historických cenách tak bude přetrvávat v neprospěch provozovatelů soustav, pokud nedojde k nějaké formě jeho kompenzace.</p> <p>Prostředkem narovnání podmínek pro investice do přepravy plynu a dosažení rovnováhy mezi zájmy zákazníků a investorů může být přechod na reálný model regulace, resp. na reálnou (tržní / nákladovou) hodnotu RAB, reálné odpisy a reálný WACC. V důsledku specifického postavení NET4GAS coby výlučného provozovatele přepravní soustavy, jehož dominantní podíl nákladů soustavy nesli v předchozích dvou dekádách tranzitní zákazníci (do roku 2020 z výnosů založených na používání benchmarkových tarifů alternativních tranzitních tras, na čemž profitoval i český stát formou daňových příjmů), a tudíž domácí zákazníci se až do roku 2022 podíleli zhruba jen do 20 % na úhradě nákladů společně využívaných aktiv, byla problematika férové hodnoty aktiv ve vnitrostátní regulaci doposud upozaděna. K tomu částečně přispěl i „normální“ vývoj inflace až do roku 2021 (s výjimkou roku 2008).</p>	<p>s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p> <p>Přecenění majetku, které je realizováno reprodukčními cenami, promítá do zůstatkové hodnoty aktiv náklady související s daným majetkem, které již byly regulovanému subjektu jednou uhrazeny. Jedná se zejména o náklady inflace, které regulovaný subjekt obdržel v komponentě zisku, dále náklady provozního i investičního charakteru vynaložené na údržbu daného majetku, které prodlužují jeho technickou životnost, a tak v neposlední řadě také odpisy daného majetku, pakliže byla technická životnost vyšší než účetní (v principu je obvyklé, že přeceněním získává nenulovou zůstatkovou hodnotu i majetek, který byl účetně zcela odepsán, ale může být dále k výkonu licence využit).</p>
--	--	--	--	--	--	---

159	NET4GAS, s.r.o.	3.1.7 – Faktor trhu	<p>Faktor trhu lze dle ustanovení Metodiky použít jen v případech vzniku významných mimořádných nákladů. Regulovaným subjektům mohou však v průběhu VI. regulačního období vznikat i významné nové náklady, které mohou být trvalého charakteru a mohou být způsobeny mj. rovněž souvisejícími změnami české i EU legislativy, implementací evropských kodexů apod., jak je uvedeno v této kapitole.</p>	<p>Navrhujeme následující úpravu první věty této kapitoly:</p> <p>Faktor trhu je možné použít v případech, kdy budou držitelům licence vznikat významné mimořádné nebo nové náklady, které budou odděleny od výpočtu povolených nákladů prostřednictvím klouzavých průměrů s komponentou dlouhodobého vyrovnávání nákladů.</p>	<p>V případě, že regulovaným subjektům vzniknou významné nové náklady v průběhu VI. regulačního období, pak by v současném postupu stanovení povolených nákladů nesystémově ovlivnily výši komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů a dále by na tyto nové náklady byl uplatněn faktor produktivity, ač jsou nové a realizace zvyšování nákladové efektivity je možná až ve střednědobém až dlouhodobém horizontu. Zároveň jejich zahrnutí do komponenty povolených nákladů vede k jejich úhradě až v delším časovém horizontu, což by u významných nových nákladů vedlo k negativnímu dopadu na cash flow regulovaných subjektů.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Nové náklady budou parametrem faktoru trhu uznány při splnění definovaných podmínek.</p>
160	NET4GAS, s.r.o.	7.2 a 14.2.3 – Výnosy/příjmy ze sporných řízení	<p>Potenciální příjmy, které by byly inkasovány ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy by se měly podílet na úhradě ztrát NET4GAS v letech 2023-2024 a na úhradě celkových budoucích nákladů soustavy neuznaných do výnosového stropu.</p>	<p>a) navrhujeme úpravu formulace v kap. 7.2. následovně:</p> <p>V režimu jednotného výnosového stropu jsou veškeré výnosy z tranzitní přepravy (včetně příjmů inkasovaných ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy) zohledněny ve prospěch domácích zákazníků. Příjmy inkasované ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy v souvislosti s tranzitní přepravou jsou zohledněny v tomto pořadí: 1. ve prospěch domácích zákazníků v rozsahu snížení zůstatku vynaložených nákladů na vedení sporných řízení od roku 2023 včetně, které byly uznány v regulovaných cenách; 2. k úhradě zůstatku regulovaných výnosů celé přepravní soustavy, které nebyly zahrnuty do povolených výnosů v režimu výnosového stropu od roku 2023 včetně; 3. ve prospěch snížení ostatních nákladů domácích zákazníků.</p> <p>b) navrhujeme úpravu parametru CT_{ppi-2} v kap. 14.2.3 následovně:</p> <p>CT_{ppi-2} [Kč] jsou celkové dosažené výnosy za službu přepravy plynu (včetně příjmů inkasovaných ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní</p>	<p>ERÚ navrhuje, aby v režimu jednotného výnosového stropu byly veškeré výnosy z tranzitní přepravy (včetně příjmů inkasovaných ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy) zohledněny ve prospěch domácích zákazníků. Tento přístup rovněž implementuje do korekčního faktoru pro službu přepravy plynu.</p> <p>V letech 2023-2024 však zůstala velmi významná část rizika souvisejícího s úhradou realizovaných investic provozovatele přepravní soustavy v cenové regulaci nezajištěna, tedy nedostatek výnosů z tranzitní přepravy, jež nebyl nahrazen příspěvkem na úhradu nákladů přepravní soustavy od vnitrostátních zákazníků, znamenal pro společnost významnou ekonomickou újmu, což mj. vyplývá i z dosažených provozních zisků před úroky a zdaněním (EBIT). Rovněž tak v letech 2025–2030 bude docházet k redukci povolených výnosů pod hranici celkových nákladů přepravní soustavy.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ souhlasí s mimořádnými dopady změny toků plynu na provozovatele přepravní soustavy. Na druhou stranu má tato situace dopad i na domácí zákazníky, kteří se významně podílí na úhradě nákladů soustavy od roku 2024. Navržený mechanismus zohlednění veškerých příjmů z arbitráže v jednotném výnosovém stropu tak představuje kompenzaci domácích zákazníků za nesení vysokých nákladů přepravní soustavy od roku 2024.</p> <p>Jako problematický lze hodnotit požadavek připomínkujícího na úhradu ztrát za roky 2023 a 2024. Z pohledu ERÚ není důvod se omezovat pouze na srovnání regulovaných a skutečných výnosů za roky 2023 a 2024 a nezohledňovat tak roky předchozí, kdy byla naopak z pohledu provozovatele přepravní soustavy situace příznivá.</p> <p>Navržená podoba cenové regulace provozovatele přepravní soustavy je komplexní, kdy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna, čemuž odpovídají i stanovené hodnoty koeficientu redukce výnosů v jednotlivých letech. Těchto cílů je dosaženo zavedením jednotného režimu revenue cap, zavedením koeficientu redukce výnosů a zavedením pravidla na zohlednění veškerých případných příjmů ze</p>

				<p>soustavy) – bez plateb za variabilní složku ceny a bez výnosů souvisejících s obchodním a fyzickým vyrovnáváním odchylek v roce i-2, do skutečně dosažených výnosů bude zahrnuto 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu v případě, že budou realizovány výnosy z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k licencované činnosti; a dále budou do těchto výnosů zahrnuty i příjmy inkasované ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy podle kap. 7.2.</p>		<p>sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy.</p>
161	NET4GAS, s.r.o.	7.2 – Jednotný výnosový strop s aplikací koeficientu redukce výnosů	<p>Jednotný výnosový strop založený na účetních hodnotách aktiv spolu s uplatněním koeficientu redukce výnosů neberou v úvahu reálnou hodnotu aktiv potřebných pro zajištění bezpečné a spolehlivé přepravy plynu.</p>	<p>V režimu výnosového stropu neaplikovat koeficient redukce výnosů na stávající účetní hodnoty aktiv a odpisů, neboť tyto hodnoty jsou výrazně podhodnoceny vůči reálným (tržním / nákladovým) hodnotám aktiv a odpisů přepravní soustavy.</p> <p>Do kapitoly 2.4. Strategické principy pro VI. regulační období v části “Vyváženost dopadů na regulované subjekty a na zákazníky” doplnit následující bod: “Provedení analýz souvisejících s adekvátním oceněním hodnoty majetku (RAB) a odpisů v regulaci pro případný přechod na reálný model regulace od VII. regulačního období”.</p>	<p>Přestože ERÚ v VI. regulačním období navrhuje zavedení jediného výnosového stropu s postupným uznáním stávajících hodnot aktiv a odpisů, vychází tento postup z historických účetních hodnot a není založen na použití reálných (tržně či nákladově orientovaných) hodnot majetku. K zvýraznění tohoto rozdílu přispěla i vysoká inflace v předchozím období, která zapříčinila pokles zůstatkové hodnoty majetku / RAB, pokud je vyjádříme v běžných cenách - blíže viz 3. připomínka. Použití tzv. reálného modelu v cenové regulaci odrážejícího časovou (inflační) hodnotu aktiv přitom není nic neobvyklého, neboť je v evropských zemích využíván a produkuje mj. i korektní cenový signál odpovídající relevantní/reálné hodnotě majetku používaného pro poskytování služeb přepravy či distribuce energií zákazníkům.</p> <p>Pro příklad a srovnání – do regulovaných cen přepravy plynu např. na Slovensku se promítá pravidelné přeceňování hodnoty majetku, ke kterému došlo v letech 2013, 2016 a naposledy ve 2019. Další zreálnění/ přecenění hodnoty majetku je pravděpodobně ve fázi příprav, i za tímto účelem slovenský regulátor v nedávné době zveřejnil „<i>Metodiku pre stanovenie hodnoty zariadení využívaných pre výkon regulovaných činností</i>“ týkající se elektroenergetiky, plynárenství, tepelné energetiky a vodního hospodářství (viz ÚRSO zveřejnil metodiku pre stanovenie hodnoty zariadení využívaných pre výkon regulovaných činností Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (gov.sk)).</p> <p>Ostatně, významný nepoměr ukazatele hodnoty aktiv na délku provozovaných plynovodů mezi slovenským provozovatelem přepravní soustavy eustream, a.s. a NET4GAS, s.r.o. je zřejmý i z tohoto grafu¹:</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Navržená podoba cenová regulace provozovatele přepravní soustavy je komplexní, kdy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Tomu odpovídají i stanovené hodnoty koeficientu redukce výnosů v jednotlivých letech. Těchto cílů je dosaženo zavedením jednotného režimu revenue cap, zavedením koeficientu redukce výnosů a zavedením pravidla na zohlednění veškerých případných příjmů ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy.</p> <p>Koeficient redukce výnosů je tak nezbytný pro vyvážený dopad změn na trhu s plynem na jednotlivé účastníky trhu, v tomto případě především zákazníky a provozovatele přepravní soustavy.</p> <p>Bod 2.4 bude upraven dle návrhu uvedeného v připomínce.</p>

				<div data-bbox="1552 86 2193 556"><p>NBV na km srovnání Eustream a NET4GAS</p><table><tr><th>Year</th><th>NET4G NBV / km</th><th>Eustream NBV / km</th><th>eustream/N4G srovnání</th></tr><tr><td>2012</td><td>12</td><td>0</td><td>0</td></tr><tr><td>2013</td><td>10</td><td>26</td><td>26</td></tr><tr><td>2015</td><td>11</td><td>25</td><td>23</td></tr><tr><td>2016</td><td>11</td><td>47</td><td>43</td></tr><tr><td>2017</td><td>11</td><td>46</td><td>42</td></tr><tr><td>2018</td><td>11</td><td>45</td><td>41</td></tr><tr><td>2019</td><td>12</td><td>44</td><td>37</td></tr><tr><td>2020</td><td>13</td><td>49</td><td>38</td></tr><tr><td>2021</td><td>13</td><td>46</td><td>35</td></tr><tr><td>2022</td><td>13</td><td>45</td><td>35</td></tr><tr><td>2023</td><td>13</td><td>44</td><td>34</td></tr></table></div> <p>Zuvedeného grafu vyplývá, že poměr zůstatkové hodnoty aktiv (NBV/RAB) na kilometr délky přepravní soustavy v případě slovenského provozovatele společnosti eustream, a.s. více než trojnásobně převyšuje tentýž poměr u NET4GAS, s.r.o. Tedy majetková základna pro výkon regulované činnosti a tvorbu regulovaných cen přepravy plynu je na Slovensku v důsledku zreálnění její hodnoty podstatně vyšší než v České republice. Přičemž míra výnosnosti WACC v plynárenství aplikovaná na hodnotu RAB je na Slovensku od 1.1.2025 stanovena ve výši 5,39 %.</p> <p>NET4GAS, s.r.o. pověřil dvě mezinárodní renomované poradenské společnosti, aby provedly expertní ocenění reálné hodnoty aktiv přepravy plynu. Provedené expertní ocenění jednou ze společností dospělo vůči současnému stavu k přibližně dvojnásobným hodnotám, kdy hodnotě dlouhodobých aktiv v účetnictví NET4GAS, s.r.o. 51 mld. Kč (k 31.12.2023) odpovídá jejich reálná hodnota v rozmezí 90-110 mld. Kč (na základě předpokládaných fyzických životností aktiv). Ocenění současné (reálné) hodnoty aktiv provedené druhou společností se pohybuje na úrovni 122 mld. Kč s použitím metody lineárního odepisování aktiv.</p> <p>Pro stanovení regulovaných výnosů pro VI. regulační období 2026-2030 přitom ERÚ vychází z hodnoty majetku (RAB) pouze 33,3 – 36,4 mld. Kč. Navíc se na úhradě této RAB budou kromě českých zákazníků podílet i zákazníci tranzitní přepravy, byť míru jejich participace nelze v současné době dobře předvídat a garantovat.</p> <p>¹ Zdroj: Annual Reports Eustream; Financial reports – NET4GAS</p> <p>Jedna z těchto nezávislých celosvětově respektovaných poradenských společností se rovněž zabývala otázkou, jakou hodnotu by měla infrastruktura, která by byla hypoteticky vybudována optimálně pro zajištění bezpečnosti dodávek plynu pouze pro české zákazníky v současné době a byl na ni, pro určení její zbytkové (zůstatkové) hodnoty, uplatněn stejný stupeň opotřebení, v jakém se nachází stávající (historicky</p>	Year	NET4G NBV / km	Eustream NBV / km	eustream/N4G srovnání	2012	12	0	0	2013	10	26	26	2015	11	25	23	2016	11	47	43	2017	11	46	42	2018	11	45	41	2019	12	44	37	2020	13	49	38	2021	13	46	35	2022	13	45	35	2023	13	44	34	
Year	NET4G NBV / km	Eustream NBV / km	eustream/N4G srovnání																																																		
2012	12	0	0																																																		
2013	10	26	26																																																		
2015	11	25	23																																																		
2016	11	47	43																																																		
2017	11	46	42																																																		
2018	11	45	41																																																		
2019	12	44	37																																																		
2020	13	49	38																																																		
2021	13	46	35																																																		
2022	13	45	35																																																		
2023	13	44	34																																																		

					<p>vybudovaná) infrastruktura (jedná se tedy o tzv. „greenfield“ přístup). Na základě vyhodnocení cen známých infrastrukturních projektů realizovaných v předchozích letech pak její experti dospěli k vyčíslení hodnoty takové infrastruktury v rozmezí 63 - 77 mld.Kč, tedy opět významně vyšší, než je výše uvedená navrhovaná hodnota regulované báze aktiv RAB pro VI. regulační období.</p> <p>Přestože oproti minulosti, a to zejména v důsledku ruské války na Ukrajině, změn toků plynu v Evropě a téměř kolapsu tranzitu plynu přes ČR, významněji narůstá podíl domácích zákazníků na úhradě nákladů přepravní infrastruktury (stejně jako v řadě okolních zemí – Německo, Rakousko, Slovensko), s cílem aby i nadále mohla sloužit k spolehlivým a bezpečným dodávkám plynu, je z uvedených expertních hodnot evidentní, že náklady vnitrostátních zákazníků na přepravu plynu v ČR zdaleka neodrážejí reálnou hodnotu příslušné infrastruktury jako je tomu např. na zmíněném Slovensku.</p> <p>V neposlední řadě lze uvést i to, že majetek a náklady plynovodu Gazela jsou z regulovaných cen vyloučeny v plném rozsahu, na rozdíl např. od nákladů plynovodu OPAL v Německu, a zároveň by měl být prostřednictvím koeficientu redukce výnosů v průběhu regulačního období redukován i rozsah regulatorní uznatelnosti nově vynaložených investic a jejich odpisů.</p> <p>Již v Zásadách cenové regulace pro roky 2021-2025 v kapitole 14.1.2.2. bylo předjímano, že ERÚ se bude nadále zabývat implementací modelu cenové regulace reflektujícího spravedlivé ocenění aktiv (reálný model) a spravedlivé ocenění míry rizik podstupovaných provozovateli soustav. Aktuálně konzultovaná Metodika pro roky 2026-2030 v rámci strategických principů pro regulační období rovněž uvádí princip vyváženosti dopadů na regulované subjekty a zákazníky, specificky pak zajištění potřeby návratnosti vloženého kapitálu, včetně kompenzace rizik. Dále se však k předmětné problematice využití reálného regulačního modelu nic neuvádí, přestože se Řídící výbor projektu návrhu regulace pro VI. regulační období touto problematikou zabýval a mj. konstatoval, že: <i>„diskuze a analýzy případného přechodu na reálné schéma bude v průběhu VI. RO probíhat.“</i></p>	
--	--	--	--	--	---	--

162	NET4GAS, s.r.o.	7.5.2 Podpora transformace plynárenství a teplárenství	U ukazatele KPI chybí ve výčtu podpory připravenosti soustavy na splnění klimatických cílů k roku 2050 uvedení snižování emisí nesouvisejících se ztrátami v soustavě a dále podpora udržitelnosti.	<p>Tento motivační program si klade za cíl podporu udržitelnosti, podporu investic do transformace plynárenství, do obnovy a výstavby nových částí soustavy, které budou schopné zajistit připravenost soustav na splnění klimatických cílů k roku 2050, investic nezbytných k přechodu sektoru teplárenství na využití plynu, investic nezbytných pro připojení výroben elektřiny spalujících plyn a investic vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě anebo ke snižování emisí.</p> <p>Ukazatelem výkonnosti (KPI) je:</p> <p>a) Investice do rozvoje soustavy zajistí připravenost přepravovat nízkoemisní a obnovitelné plyny, nebo podpoří přechod z uhlí na plyn, nebo podpoří udržitelnost anebo umožní monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě anebo snižování emisí.</p> <p>Pokud budou investice do rozvoje v souladu s výše uvedeným, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. * 0,15 (váha 15 %) na celou regulační bázi aktiv.</p> <p>b) Podíl investic do obnovy soustavy, které zajistí připravenost přepravovat nízkoemisní a obnovitelné plyny, investic do podpory udržitelnosti a investic vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě anebo snižování emisí na celkových investicích do obnovy.</p>	K plnění klimatických cílů povede rovněž podpora udržitelnosti a snižování emisí, které nesouvisí se ztrátami v soustavě.	Akceptováno
163	NET4GAS, s.r.o.	7.5.2 Podpora transformace plynárenství a teplárenství	U ukazatele KPI není zřejmý výklad pojmu „investice“.	Navrhujeme upřesnění, že se u tohoto KPI jedná o investiční výdaje: „Podíl investic investičních výdajů do obnovy soustavy, které zajistí připravenost přepravovat nízkoemisní a obnovitelné plyny, a investic investičních výdajů vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě na celkových investicích investičních výdajích do obnovy.“ Stejně upřesnění navrhujeme provést obdobně i ve zbývající části kapitoly.	Pojem investice by u tohoto KPI měl představovat investiční výdaje, nikoliv aktivace jednotlivých projektů, které mohou vykazovat meziroční volatilitu ovlivněnou mj. i trváním stavebního řízení a kolaudačními procesy.	Akceptováno
164	NET4GAS, s.r.o.	14.2.1 – Postup stanovení cen služeb přepravy plynu a kapitole 14.2.3 A) Korekční faktor pro provozovatele přepravní soustavy	Chybí zohlednění motivační složky míry výnosnosti za provozování odepsaného majetku.	Oprava vzorce pro stanovení parametru M_{ppPOMi} a rovněž provedení stejné opravy ve vzorci korekčního faktoru motivačního prvku za provozování odepsaného majetku v kapitole 14.2.3. A) Korekční faktory pro provozovatele přepravní soustavy, v části (6).	U vzorce pro výpočet motivačního prvku za provozování odepsaného majetku (M_{ppPOMi}) není zohledněn motivační bonus $MV_{ppmbpli}$, ačkoliv je v kapitole 7.5.5. výslovně uvedeno, že výše výnosu z provozování odepsaného aktiva bude dána součinem uvedené hodnoty RAB a hodnoty WACC (včetně motivačních bonusů).	Akceptováno

165	NET4GAS, s.r.o.	7.5.4 Podpora zvýšení bezpečnosti dodávek	Po realizaci propojení v PZP Třanovice bude tok z PL možný pouze v mimořádném stavu nouze.	<p>Žádáme doplnit do prvního souvětí:</p> <p>„Cílem motivace je zajištění obousměrného toku na hraničním bodě Český Těšín v případě vyhlášení mimořádného stavu nouze, který zvýší bezpečnost dodávek plynu do České republiky, především v regionu severní Moravy, kteý za určitých podmínek a předpokladů vykazuje kapacitní nedostatečnost vzhledem k případnému budoucímu nárůstu spotřeby.“</p> <p>Pokud provozovatel přepravní soustavy doloží pro regulovaný rok <i>i</i> zajištění obousměrného toku na hraničním bodě Český Těšín pro případ vyhlášení mimořádného stavu nouze, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1 p. b. * 0,2 (váha 20 %) na celou regulační bázi aktiv. Tento bonus bude provozovateli přepravní soustavy přiznán ex ante a oprávněnost přiznání tohoto bonusu s dvouletým zpožděním ověřena a zkorigována v návaznosti na splnění či nesplnění podmínky přiznání tohoto bonusu, a to včetně zohlednění časové hodnoty peněz.</p>	Polský provozovatel přepravní soustavy GAZ-SYSTEM je kvůli topologii své sítě schopen poskytnout na hraničním bodě IP Cieszyn předávací tlak pouze ve výši 17 barg. Tato hodnota je nízká nejen pro přepravní soustavu, ale i distribuci v oblasti severní Moravy. Proto zrealizované opatření (propoj DN500 mezi plynovodem Stork I a PS Třanovice (předávací stanicí do GasNet) v rámci areálu ZP Třanovice) bude možné použít pouze v mimořádné stavu nouze podle § 73d zákona č. 458/2000 Sb., kdy bude provozní tlak DSO snížen tak, aby byla distribuční soustava schopna plyn z PL přijmout.	Akceptováno
166	NET4GAS, s.r.o.	14.2.3 A) Korekční faktory pro provozovate -le přepravní soustavy, část (4)	Vzorec pro stanovení korekčního faktoru pro službu přepravy plynu by měl zohlednit výnosy za službu přeshraničního využití zásobníku plynu.	<p>Rozšíření vzorce pro korekční faktor o parametr výnosů za službu přeshraničního využití zásobníku plynu</p> $KF_{ppi} = (PV_{ppi-2} + KF_{ppi-2} + MB_{ppi-2} + M_{ppPOMi-2} + DOT_{ppi-2} - CT_{ppi-2} + ODN_{ppski-2} - ODV_{ppski-2} - PVS_{ppski-2} - VCBS_{ppi-2}) \times \frac{100 + PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-1}}{100}$ <p>VCBS_{ppi-2} [Kč] jsou skutečné výnosy provozovatele přepravní soustavy související se službou přeshraničního využití zásobníku plynu v roce <i>i-2</i>.</p>	<p>Po připojení zásobníku plynu společnosti SPP Storage, s.r.o., k přepravní soustavě v České republice a nabytí účinnosti vyhlášky č. 349/2015, o Pravidlech trhu s plynem, ze znění pozdějších předpisů, je prostřednictvím tohoto zásobníku umožněno předávání plynu mezi českým a slovenským vstupně-výstupním systémem. Toto předání plynu aktivuje službu přeshraničního využití zásobníku plynu. V případě využití této služby budou výnosy provozovatele přepravní soustavy odpovídat součinu množství plynu předaného mezi systémy a ceny za využití služby přeshraničního uskladňování, přičemž se pro každý směr vyhodnocují zvlášť. Tyto výnosy by měly být zahrnuty do výpočtu korekčního faktoru pro službu přepravy plynu.</p> <p>Parametr CT_{ppi-2} definičně zahrnuje výnosy za službu přepravy plynu, pod kterou službu přeshraničního využití zásobníku plynu nelze přiřadit.</p>	Akceptováno jinak Vzhledem k tomu, že služba přeshraničního využití zásobníku plynu není podle energetického zákona považována za přepravu plynu, budou výnosy provozovatele přepravní soustavy související se službou přeshraničního využití zásobníku plynu uvedeny u popisu parametru CT_{ppi-2} .

167	NET4GAS, s.r.o.	14.2.3 A) Korekční faktory pro provozovatele -le přepravní soustavy	Doplnit korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přepravní soustavy.	<p>(8) Korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přepravní soustavy KF_{pposti}, aplikovaný od roku $i \geq 3$ v Kč je stanoven tímto postupem:</p> <p>a) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přepravní soustavy je stanoven jako roční hodnota PRIBOR s přírážkou PRIR_{ppi} stanovená pro rok i-2 a i-1 a součtu skutečných výnosů z připojení, výnosů z prodeje dlouhodobého majetku a materiálu doposud sloužícího k výkonu licencované činnosti stanovených jako 60 % z hodnoty kladného rozdílu mezi tržbami z prodaného dlouhodobého majetku a materiálu a zůstatkovou cenou prodaného dlouhodobého majetku a materiálu vykázaných provozovatelem přepravní soustavy v roce i-2,</p> <p>b) korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přepravní soustavy podle písmene a) je vynásoben hodnotou -1 a následně přičítán k povoleným výnosům provozovatele přepravní soustavy pro regulovaný rok.</p> <p>V návaznosti na výše uvedenou úpravu výše upravit i popis parametru CT_{ppi-2}. a vzorce pro výpočet upravených povolených výnosů.</p>	<p>Navrhujeme doplnit nový Korekční faktor ostatních výnosů provozovatele přepravní soustavy zahrnující výnosy vyplývající z vyhlášky č 488/2021 Sb., o podmínkách připojení k plynárenské soustavě. Důvodem je novelizace vyhlášky o podmínkách připojení k plynárenské soustavě v V. regulačním období, která změnila podmínky výpočtu stanovení podílu žadatele o připojení na nákladech spojených s připojením k přepravní soustavě.</p> <p>Do tohoto korekčního faktoru by měly být zahrnuty výnosy/poplatky za připojení vyplývající z této vyhlášky, a to způsobem, který bude odpovídat přístupu aplikovanému v regulaci elektroenergetiky. Tato úprava zajistí, aby regulační rámec odrážel aktuální realitu nastavení modelu trhu s plynem v České republice a odstranil případnou nejednoznačnost výkladu pravidel regulace v této oblasti.</p>	Akceptováno
168	NET4GAS, s.r.o.	14.2.3 A) Korekční faktory pro provozovatele -le přepravní soustavy	Doplnit do korekčního faktoru odpisů prvek zajišťující plnou úhradu odpisů z nových investic.	<p>Navrhujeme upravit výpočet korekčního faktoru odpisů takto:</p> $KF_{ppoi} = (O_{ppppmski-2} - O_{ppppmpli-2}) \times rn_{ppi-2} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-1}}{100} + (1 - rn_{ppi-2}) \times O_{ppppmnski-2}$ <p>$O_{ppppmnski-2}$ [Kč] je skutečná hodnota přímo přiřaditelných odpisů dlouhodobého hmotného a nehmotného majetku provozovatele přepravní soustavy zařazeného od 1.1.2026 sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro rok i-2,</p>	<p>Vzhledem k existenci koeficientu redukce výnosů podle kapitoly 7.2, který má být v VI. regulačním období uplatňován na regulovaný zisk i odpisy, se domníváme, že v případě nových investic je aplikace tohoto koeficientu nepřiměřená, neboť de facto stanovuje, že nové investice nejsou zcela efektivní již od jejich pořízení a snižuje tak ex-ante míru jejich návratnosti.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ stanovil obecný koeficient redukce výnosů, který se bude vztahovat na zůstatkovou hodnotu aktiv i na hodnoty odpisů. Zároveň je stanoveno, že hodnota tohoto koeficientu se bude zvyšovat na hodnotu 100% v roce 2030 právě i z důvodu nových investic v průběhu VI. regulačního období. Zvyšující se hodnota tohoto koeficientu má tedy za cíl do roku 2030 dosáhnout stejného přístupu k provozovateli přepravní soustavy jako je přístup k provozovatelům distribučních soustav, zároveň však zohledňuje i uskutečňované investice v průběhu VI. regulačního období.</p> <p>Navržená podoba cenová regulace provozovatele přepravní soustavy je komplexní, kdy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Tomu odpovídá zavedení jednotného režimu revenue cap, zavedením koeficientu redukce výnosů a stanovení pravidel pro jeho aplikaci a stanovení pravidla na zohlednění veškerých případných příjmů ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy.</p>

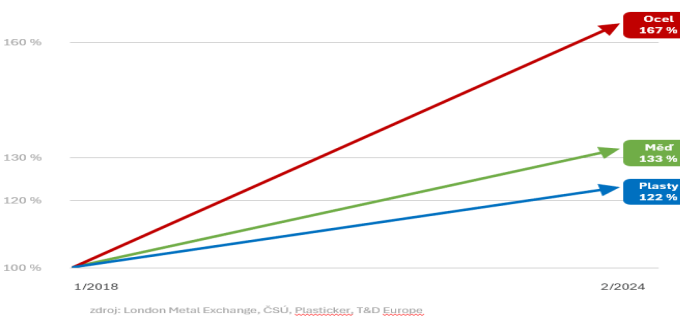
169	NET4GAS, s.r.o.	14.2.3 A) Korekční faktory pro provozovatele -le přepravní soustavy	Doplnit do korekčního faktoru zisku prvek zajišťující plnou úhradu přiměřeného zisku z nových investic.	<p>Navrhujeme upravit výpočet korekčního faktoru zisku takto:</p> $KF_{ppzi} = (RAB_{ppski-2} - RAB_{ppi-2}) \times \frac{MV_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-1}}{100} + (1 - rn_{ppi-2}) \times ZHA_{ppnski-2}$ <p>$ZHA_{ppnski-2}$ [Kč] je skutečná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy zařazených od 1.1.2026 a sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok $i-2$,</p>	Vzhledem k existenci koeficientu redukce výnosů podle kapitoly 7.2, který má být v VI. regulačním období uplatňován na regulovaný zisk i odpisy se domníváme, že v případě nových investic je aplikace tohoto koeficientu nepřiměřená, neboť de facto stanovuje, že nové investice nejsou zcela efektivní již od jejich pořízení a snižuje tak ex-ante míru jejich návratnosti.	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ stanovil obecný koeficient redukce výnosů, který se bude vztahovat na zůstatkovou hodnotu aktiv i na hodnoty odpisů. Zároveň je stanoveno, že hodnota tohoto koeficientu se bude zvyšovat na hodnotu 100% v roce 2030 právě i z důvodu nových investic v průběhu VI. regulačního období. Zvyšující se hodnota tohoto koeficientu má tedy za cíl do roku 2030 dosáhnout stejného přístupu k provozovateli přepravní soustavy jako je přístup k provozovatelům distribučních soustav, zároveň však zohledňuje i uskutečňované investice v průběhu VI. regulačního období. .</p> <p>Navržená podoba cenová regulace provozovatele přepravní soustavy je komplexní, kdy cílí na ochranu domácího zákazníka a na zajištění přiměřené jistoty provozovateli přepravní soustavy na dosažení určité úrovně výnosů, což mu umožní dosáhnout potřebné stability pro provozování a financování soustavy a realizovat i jeho strategickou roli v české energetice do budoucna. Tomu odpovídá zavedení jednotného režimu revenue cap, zavedením koeficientu redukce výnosů a stanovení pravidel pro jeho aplikaci a stanovení pravidla na zohlednění veškerých případných příjmů ze sporných řízení vedených provozovatelem přepravní soustavy.</p>
170	NET4GAS, s.r.o.	15.2 (Tabulka 30) – Předpokládá ný vývoj povolených výnosů v plynárenství	Poznámka pod tabulkou nemusí být správně pochopena / interpretována.	Upřesnit text poznámky pod tabulkou následovně: „*) v letech 2026-2030 jsou v tabulce uvedeny zaručené výnosy z poskytování služby přepravy plynu, které mohou být maximálně uhrazeny vnitrostátními zákazníky za předpokladu nulových výnosů (rezervací) z tranzitu, nulových příjmů ze sporných řízení a 100% splnění všech motivačních ukazatelů (viz kapitola 7.5). “	Poznámka pod tabulkou uvádějící, že v letech 2026-2030 jsou v tabulce uvedeny maximální výnosy z přepravy plynu, nemusí být správně interpretována, neboť v konkrétním roce může provozovatel přepravní soustavy dosáhnout i vyšších celkových výnosů z přepravy plynu. V tabulce se tedy spíše jedná o zaručené výnosy z poskytování služby přepravy plynu, které mohou být maximálně hrazeny vnitrostátními zákazníky za předpokladu nulových výnosů (rezervací) z tranzitu, nulových příjmů ze sporných řízení a 100% splnění všech motivačních ukazatelů (viz kapitola 7.5.).	<p>Akceptováno</p> <p>Text pod tabulkou bude v Metodice cenové regulace pro lepší interpretaci upraven.</p>
171	NET4GAS, s.r.o.	3.1.1 Povolené náklady		„Hodnota povolených nákladů na VI. RO se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů (dříve označované jako „profit-loss sharing“). Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem produktivity a koeficientem dlouhodobého vyrovnání nákladů, jehož hodnota je pro roky VI. RO stanovena na 0,25 (v případě volby koeficientu 0,25 bude úprava již aplikována pro všechny tři roky vstupující do výpočtu povolených nákladů v prvním roce regulačního období) nebo 0,5 dle volby regulovaného subjektu před začátkem regulačního	Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů má být stanovena před začátkem regulačního období a po celou dobu, tzn. dalších pět let, neměnná.	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Zvolený režim je dlouhodobý (do roku 2030) a nelze tak očekávat, že v období několika měsíců bude mít provozovatel k dispozici významně jiné informace pro své rozhodování. Zvolený režim by měl být z principu nastaven na plánech, které byly součástí přípravy Metodiky cenové regulace.</p> <p>Termíny předkládání regulačních výkazů podle vyhlášky o regulačním výkaznictví bude nutné v návaznosti na změnu termínu předávání parametrů upravit. Vzhledem k tomu, že v souladu s Metodikou cenové regulace je termín stanovení parametrů 4 měsíce před začátkem regulačního období, bude nezbytné předložení vstupních hodnot v takovém termínu, aby byl dostatečný prostor pro jejich stanovení při detailním posouzení nových nákladů</p>

				období. Regulovaný subjekt předběžně oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.04.2025 a následně svou volbu potvrdí do 15.08.2025 . V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného druhého termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.“		a jejich případné vazby na související činnosti vykonávané standardně. ERÚ tak vyhověl připomínce v maximální možné míře a upravil datum pro volbu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů na 31. května 2025
172	NET4GAS, s.r.o.	3.1.1 Povolené náklady		„Protože současný regulační rámec nehodnotí náklady jako celek, ale pracuje s provozními i investičními náklady odděleně, může docházet k riziku double countingu (tedy riziku zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň), např. u povolených nákladů v případě jejich kapitalizace. Pro VI. regulační období bude proto k problematice přistupováno tak, že v případě trvalého nahrazení provozních nákladů investičními bude základna povolených nákladů ponížena o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, bude stanoven dle konkrétní situace komplexně také se zohledněním výše investičních výdajů v posuzovaných letech . Limitem, od kterého bude postup aplikován, je meziroční změna objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň meziroční změna objemu kapitalizace vyšší než 42 % z ročního objemu povolených nákladů. Odpovídajícím způsobem bude přistupováno k případům nahrazení investičních nákladů provozními, kdy bude docházet k navyšování základny povolených nákladů, nicméně tento postup bude aplikován až na případnou žádost regulovaného subjektu.“	Pokud má být základna povolených nákladů ponižována o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, měla by být pro limit, od kterého bude postup aplikován, použita meziroční změna předmětných nákladů, protože např. u kapitalizace nákladů na stabilní úrovni za roky i-2 až i-4 ve výši 300 mil. Kč, není důvod k ponižování základny nákladů. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, nemůže vycházet pouze z výše kapitalizovaných nákladů, ale musí být komplexní, tzn. včetně zohlednění investičních výdajů v posuzovaných letech. S ohledem na ambiciózní investiční plány provozovatelů soustav navrhujeme zvýšení limitu, od kterého bude postup aplikován, na meziroční změnu objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň vyšší než 2 % z ročního objemu povolených nákladů . Při původním 1% limitu by zřejmě docházelo k jeho téměř každoročnímu překračování právě z důvodu zvyšujících se investičních výdajů a s nimi spojenou vyšší kapitalizací nákladů. V tomto případě však nedochází k nahrazení provozních nákladů investičními.	Neakceptováno Navýšení hranice objemu kapitalizace není akceptovatelné, vedlo by k vyšší úhradě nákladů zákazníky za jednu vynaloženou činnost. Navrhované 1 % vyvažuje dle názoru ERÚ důraz na přesnost regulace a praktickou použitelnost, vyšší investiční výdaje nemohou být důvodem k navýšení limitu.
173	NET4GAS, s.r.o.	3.1.7 Faktor trhu		„Faktor trhu bude krýt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů ex post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykazání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykazáním v regulačních výkazech, v odůvodněných případech také ex-ante, tedy plánovaných hodnot s korekcí na hodnoty skutečné . O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok, nebo v odůvodněných případech budou rozděleny do více regulovaných let tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.“	S ohledem na praktické použití tohoto instrumentu a zejména zamezení budoucích meziročních skokových změn v rámci povolených výnosů navrhujeme použití faktoru trhu nejen ex-post (s využitím časové hodnoty peněz), ale také v rámci plánovaných hodnot, tj. ex-ante s následnou korekcí na skutečné hodnoty .	Akceptováno

				<p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutno zohlednit i v kapitole „14.2 Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství“.</p>		
174	NET4GAS, s.r.o.	3.2.2 Faktor produktivity		<p>„Jde o faktor, který byl v V. RO označován jako „faktor efektivity“. Pro VI. RO je zavedeno nové označení tohoto faktoru, neboť původní označení jako „faktor efektivity“ vedlo k některým zavádějícím očekáváním ohledně jeho funkcí. Z regulačního pohledu nemá tento faktor funkci korekce potenciální neefektivity ve skutečných nákladech určitého roku. Jde o faktor, který simuluje tržní prostředí a podobně jako dochází k vývoji cenové hladiny určitého zboží nebo služby (zohledňované indexy cen podnikatelských služeb a mzdovým indexem případně indexem cen služeb poskytovaných v oblasti programování a poradenství) dochází postupem času rovněž ke změně objemu množství těchto zboží a služeb, které jsou pro zajištění výkonu licencované služby potřebné (např. produktivita práce se zvyšuje v důsledku dokonalejších technologií, pracovních postupů či růstu vybavenosti práce kapitálem). Navrhován je proto název používaný některými jinými regulátory.</p> <p>Roční hodnota faktoru produktivity se stanovuje ve výši 0,2 %, tedy na minimální úrovni používané v V. RO. K přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. RO bude v průběhu VI. RO využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p> <p>Faktor produktivity je pro VI. RO aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů i samotných povolených nákladů na regulovaný rok. Nová hodnota faktoru produktivity je již aplikována pro všechny 3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období.</p> <p>Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná.“</p> <p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutno zohlednit i v kapitole „14.2 Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství“.</p>	<p>Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména:</p> <ul style="list-style-type: none"> → Dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů se stává neudržitelným, může limitovat výkon provozních činností a poskytování kvalitních služeb zákazníkům; → Zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností; → Násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách; → Snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných; → Index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění. <p>Navrhujeme uplatnit hodnotu faktoru produktivity ve výši 0,2 % p.a. při přepočtu základny povolených nákladů na povolené náklady regulovaného roku.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity.</p> <p>Protože jde o poměrně často opakující se připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí regulatorních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na poslední rok by bylo metodicky chybné podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p> <p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulačního období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>

175	NET4GAS, s.r.o.	2.9. Principy zohlednění dotací v regulaci	<p>„Principy této úpravy jsou následující:</p> <p>a) Pravidla zohlednění čerpání dotací v VI. RO budou vycházet z novely zákona o účetnictví, od data její účinnosti az bude přijata. Dle očekávané podoby novely bude majetek pořízený z dotace vstupovat do RAB, přijatá dotace se vykáže jako výnos příštích období a tento výnos příštích období bude postupně rozpouštěn do UPV po dobu vyplývající z novely. Pokud novela dobu rozpouštění přímo ani nepřímo nestanovuje, považuje se za ni období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let).</p> <p>b) Pro dotace čerpané před 01.01.2026 a také od 01.01.2026 do data účinnosti doby přijetí novely zákona o účetnictví bude uplatněn přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Se bude vycházet z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let).</p> <p>c) Pro dotace čerpané před 01.01.2026 bude po dobu VI. RO uplatněn přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO.</p> <p>d) V případě, že s novelou zákona o účetnictví dojde k překlasifikaci dosud pořízeného majetku z dotace a tento majetek vstoupí do rozvahy a bude rozpouštěn jako výnos příštích období, budou principy podle bodu b) a c) aplikovány tak, aby uvedenou skutečnost přiměřeně zohlednily a byla zachována oprávněná očekávání regulovaných subjektů k výnosnosti těchto projektů z IV. A V. RO.</p> <p>e) Výnosy příštích období budou do regulace rozpuštěny ze 100 %.</p> <p>f) Objem výnosů příštích období, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV, bude úročen, a to primárně bezrizikovou mírou výnosnosti, pokud nebude na základě individuálního posouzení rozhodnuto Úřadem jinak (např. s ohledem na to, aby průměrné IRR daných investičních projektů pod dotační výzvou daného projektu vycházelo v rozmezí 1–2 % 1,5 % s tolerancí +/-0,5 % nad míru výnosnosti stanovenou WACC podle průměrné doby životnosti majetku a nebo podílu dotace k vlastním prostředkům). O posouzení mohou Úřad požádat i regulované společnosti na základě daných investičních projektů pod dotační výzvou, průměrné doby životnosti majetku těchto plánovaných</p>	<p>Pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví včetně návazné legislativy, žádáme uplatňovat přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Tento postup je osvědčený, zažitý, provozovatelé soustav na něj mají nastavené systémy a bude aplikován jen po omezenou dobu (do data účinnosti novely zákona o účetnictví).</p> <p>Oproti tomu návrh ERÚ, pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví vychází z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let), bude znamenat na omezenou dobu zavést novou fiktivní evidenci těchto investičních majetků z části financovaných z dotací, které nebudou v českém účetnictví, ale budou vstupovat do RAB a odpisů, k tomu ruční dopočítávání rozpouštění dotací do UPV po dobu 20 let, také bez obrazu v účetnictví. To by znamenalo značný nárůst administrativní zátěže provozovatelů soustav.</p> <p>Navíc tento postup zřejmě nebude možné následně převést na postup dle novely zákona o účetnictví a hrozí tak hned tři různé evidence majetků financovaných z dotací a různé zacházení s nimi po desítky let (až 40 let podle životnosti dotovaného majetku).</p> <p>Navrhujeme tedy spojení bodů b) a c), body d) až g) budou přečíslovány.</p> <p>V případě, že s novelou zákona o účetnictví dojde k překlasifikaci dosud pořízeného majetku z dotace a tento majetek vstoupí do rozvahy a bude rozpouštěn jako výnos příštích období, požadujeme, aby čekávaná výnosnost těchto projektů z IV. A V. RO. Byla zachována.</p> <p>Pro majetek pořízený z dotace nemusí být v systémech regulovaných společností provazba mezi přijatou dotací a konkrétním majetkem. K jednomu dotačnímu projektu může být velké množství majetků a vést takovou evidenci mimo systém by bylo velmi komplikované.</p> <p>Navrhujeme tedy posouzení IRR provádět souhrnně, nikoliv individuálně, na daných investičních projektech pod dotační výzvou a na základě průměrné doby životnosti majetku těchto plánovaných investičních projektů a podílu dotace k vlastním prostředkům.</p> <p>Dále žádáme, aby o posouzení IRR daných investičních projektů pod dotační výzvou mohly Úřad žádat i regulované společnosti a měly tak zajištěnu deklarovanou IRR daných investičních projektů pod dotační výzvou 1,5 % s tolerancí +/-0,5 % nad míru výnosnosti stanovenou WACC.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, přičemž tento systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</p> <p>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné odůvodňovat pozdržení implementace zvýšenou pracností evidence či vyšší administrací.</p> <p>S ohledem na text připomínky bylo nicméně zpřesněna textace vztahující se ke kritériu případné změny úročení nerozpuštěného objemu výnosů příštích období. Konkrétní text bodu f) nově zní:</p> <p>„Objem výnosů příštích období, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV, bude úročen, a to primárně bezrizikovou mírou výnosnosti, pokud nebude na základě posouzení rozhodnuto Úřadem jinak (např. s ohledem na to, aby celkové IRR daného investičního projektu vycházelo v rozmezí 1–2% nad míru výnosnosti stanovenou WACC podle doby životnosti majetku a podílu dotace k vlastním prostředkům).“</p>
-----	-----------------	--	--	--	---

				<div>investičních projektů a podílu dotace k vlastním prostředkům.</div> <div>Gf) Náklady spojené s pořízením a další administrací dotačního titulu budou na základě žádosti RS specificky zohledněny v komponentě faktoru trhu.“</div>		
176	NET4GAS, s.r.o.	14.2. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství	<div>V kapitole „14.2 Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství“ žádáme provést následující úpravy:</div> <div>DOT_{ppi} [Kč] je parametr zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB, stanovený vztahem</div> <div>$DOT_{ppi} = -\frac{RF_{ppi}}{100} \times RAB_{XXX_{ppdotpli}} - \Theta_{YYY_{ppdotpli}} + KF_{ppdoti}$</div> <div>kde</div> <div>RF_{ppi} [%] je hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9, případně hodnota stanovená na základě individuálního posouzení Úřadem dle bodu 2.9. písmeno €,</div> <div>RAB_{XXX_{ppdotpli}} [Kč] je plánovanýá hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku i,</div> <div>Θ_{YYY_{ppdotpli}} [Kč] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví v roce i,</div> <div>KF_{ppdoti} [Kč] je korekční faktor poskytnutých investičních dotací stanovený postupem podle bodu 14.2.3</div> <div>(...)</div> <div>$KF_{ppdoti} = \left(-\frac{RF_{ppi}}{100} \times RAB_{XXX_{ppdotski-2}} - \Theta_{YYY_{ppdotski-2}} + \frac{RF_{ppi}}{100} \times RAB_{XXX_{ppdotpli-2}} + \Theta_{YYY_{ppdotpli-2}} \right) \times \frac{100 + PRIB_{ppi-2}}{100} \times \frac{100 + PRIB_{ppi-1}}{100}$</div> <div>kde</div>	<div>Do parametru zohlednění poskytnutých investičních dotací vstupujících do RAB vstupuje i hodnota bezrizikové míry výnosnosti, stanovená dle 3.2.4.9. Bod 2.9. písmeno f), připouští i jinou hodnotu, stanovenou na základě individuálního posouzení Úřadu jinak, proto ji požadujeme doplnit.</div> <div>Pro plánovanou, resp. skutečnou hodnotu souhrnného objemu obdržených investičních dotací a plánovanou, resp. skutečnou hodnotu rozpouštění dotací žádáme použít jiné zkratky, neboť označení “RAB”, resp. „O“, která jsou využita pro jiné parametry regulačního vzorce, jsou značně zavádějící.</div> <div>Pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví včetně návazné legislativy, žádáme uplatňovat přístup definovaný v Zásadách cenové regulace pro V. RO. Tento postup je osvědčený, zažitý, provozovatelé soustav na něj mají nastavené systémy a bude aplikován jen po omezenou dobu (do data účinnosti novely zákona o účetnictví).</div> <div>Oproti tomu návrh ERÚ, pro dotace čerpané od 1. 1. 2026 do doby přijetí novely zákona o účetnictví vychází z podoby aktuálně očekávaného budoucího postupu, kdy se za dobu rozpouštění dotace do UPV považuje období 20 let (případně období životnosti majetku, pokud je takové období kratší než 20 let), bude znamenat na omezenou dobu zavést novou fiktivní evidenci těchto investičních majetků z části financovaných z dotací, které nebudou v českém účetnictví, ale budou vstupovat do RAB a odpisů, k tomu ruční dopočítávání rozpouštění dotací do UPV po dobu 20 let, také bez obrazu v účetnictví. To by znamenalo značný nárůst administrativní zátěže provozovatelů soustav.</div> <div>Navíc tento postup zřejmě nebude možné následně převést na postup dle novely zákona o účetnictví a hrozí tak hned tři různé evidence majetků financovaných z dotací a různé zacházení s nimi po desítky let (až 40 let podle životnosti dotovaného majetku).</div>	<div>Částečně akceptováno</div> <div>Metodika cenové regulace vychází z předpokládaného modelu založeného na návrhu novely zákona o účetnictví a principech mezinárodních standardů, přičemž tento systém mnohem lépe definuje přiměřenou podporu k čerpání dotací.</div> <div>Vzhledem k tomu, že tento vhodnější systém je technicky možné implementovat již od začátku VI. regulačního období (tedy před samotnou účinností novely zákona o účetnictví), nepovažuje ERÚ za vhodné odůvodňovat pozdržení implementace zvýšenou pracností evidence či vyšší administrací.</div> <div>Označení RAB a O s patřičným indexem označuje specifickou hodnotu dotací s příslušností k základnímu parametru, plán vs skutečná hodnota je dána také určena příslušným indexem.</div> <div>S ohledem na konkrétní podobu nového modelu je nicméně připomínka akceptována v oblasti zpřesnění popisu parametru RF_{ppi} [%], kde je doplněna textace:</div> <div>„...případně hodnota stanovená na základě individuálního posouzení Úřadem dle bodu 2.9. písmeno (f),“</div>	

				<p>RAB^{XXX}_{ppdotski-2} [%KČ] je skutečná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku <i>i-2</i>,</p> <p>Θ^{YYY}_{ppdotski-2} [%] je skutečná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví v roce <i>i</i>,</p> <p>RAB^{XXX}_{ppdotpli-2} [%] je plánovaná hodnota souhrnného objemu obdržených investičních dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví, který ještě nebyl rozpuštěn do UPV k 31.12. roku <i>i-2</i>,</p> <p>Θ^{YYY}_{ppdotpli-2} [%] je plánovaná hodnota rozpouštění dotací čerpaných po 01.01.2026 od data účinnosti novely zákona o účetnictví v roce <i>i</i>.“</p>		
177	NET4GAS, s.r.o.	WACC	<p>Žádáme navýšení hodnoty WACC pro VI. RO na úroveň, která náležitě zohlední situaci v energetice a na finančních trzích, a to dle navrhovaných konkrétních úprav uvedených níže.</p>	<p>Regulovaná míra výnosnosti (WACC) je pro provozovatele soustav, ale i pro investory, financující banky a ratingové agentury klíčovým ukazatelem. Mezi V. a VI. regulačním obdobím dochází k mírnému navýšení hodnoty WACC z 6,63 % na 6,9 % (nominální hodnota před zdaněním).</p> <p>Navýšení hodnoty WACC vnímáme pozitivně, nicméně s ohledem na situaci na finančních trzích a zvyšující se rizika energetického sektoru, je hodnota 6,9 % nedostačující.</p> <p>V uplynulých letech byli provozovatelé soustav výrazně zasaženi zvýšenou mírou inflace, která na jedné straně způsobila propad reálné míry výnosnosti do záporných hodnot a na straně druhé zapříčinila významný růst cen nezbytných surovin a materiálů (jmenovitě mědi, zinku, plastů apod.) a v důsledku tedy i cen zařízení a komponent.</p>  <p>Vedle tržní situace jsou provozovatelé soustav ovlivňováni i zvyšujícími se legislativními požadavky (nejenom energetického, ale např. i informačně-</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Hodnota WACC již byla v návrhu Metodiky cenové regulace navýšena proti původní kalkulaci ERÚ více založené na současném přístupu v V. regulačním období.</p> <p>Hodnota WACC stanovená pro VI. regulační období vyhovuje požadavku přiměřeného zisku zajišťujícího návratnost realizovaných investic a dostatečně zohledňuje rizika energetického sektoru působící na provozovatele soustav, přičemž jednotlivé komponenty WACC byly detailně diskutovány s připomínkujícím a se zástupci společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o, kteří jménem připomínkujícího předkládali detailní analýzu k navýšení hodnoty WACC. Některé prvky z předkládané analýzy ERÚ zohlednil, některé zohledněny být nemohly (například namátkou Blumeho úprava koeficientu beta).</p> <p>Ve veřejném konzultačním procesu obdržel ERÚ od některých provozovatelů soustav i výpočet WACC od společnosti ČSOB Advisory, a.s., kde je nicméně použito několik vstupních údajů v rozporu s dříve předkládanou analýzou společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o. Zejména jde o použití peer group u koeficientu beta v podobě, kterou předchází analýza označuje za chybnou, přičemž po použití správně stanoveného koeficientu beta, který i více odpovídá běžné regulační praxi v evropských státech, vychází hodnota WACC od společnosti ČSOB Advisory, a.s. již na úrovni hodnoty WACC uvedené v Metodice cenové regulace. Někteří provozovatelé argumentují i výpočtem WACC od společnosti ČSOB, a.s., nicméně ERÚ touto analýzou nedisponuje a proto ji nekomentuje.</p> <p>ERÚ nicméně vnímá výše uvedené předkládané odborné analýzy k hodnotě WACC jako zdroj současného pohledu</p>	

					<p>bezpečnostního charakteru), které rozšiřují povinnosti, provozovatelů soustav.</p> <p>Náš negativní pohled na navrhovanou míru výnosnosti mohou částečně napravit Úřadem navržená motivační schémata, která mají provozovatele soustav motivovat k vyšším investicím zejména do chytrých a digitalizačních opatření a k efektivnímu provozu soustav, ze kterých budou profitovat zákazníci. Přesto nebude dostatečně zajištěna motivace k investicím a financovatelnost aktiv.</p> <p>Z pohledu regulovaných subjektů předložený návrh nepostihuje všechny základní potřeby společností při financování dlouhodobého majetku a nepokrývá nová rizika vyplývající z energetické transformace, změn na kapitálových trzích a nárůstu inflace.</p>	<p>regulovaných subjektů na optimální hladinu míry výnosnosti pro VI. regulační období a i z tohoto důvodu navyšuje hodnotu bonusu u nově zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujícího. Úhrada nákladů inflace probíhá komponentou zisku, kam se promítají základní mírou inflace očekávanou investory v bezrizikové míře výnosnosti a dále inflačním rizikem, tedy rizikem, že skutečná inflace bude vyšší než dopředu očekávaná, v nákladech rizik.</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období, aniž by bylo potřeba použít nepřiměřeně velkou část komponenty Zisku. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p>
178	NET4GAS, s.r.o.	WACC Bezriziková míra výnosnosti (Risk-free rate) – Rf	Uvádíme komentář k využitelnosti navrhovaného způsobu stanovení bezrizikové míry výnosnosti pro VI. RO v delší budoucnosti.		<p>Za účelem stanovení bezrizikové míry výnosnosti Úřad navrhuje použít hodnoty za zkrácené referenční období 5 let. Zkrácení referenčního období pro odvození bezrizikové míry výnosnosti na 5 let vnímáme jako krátkodobé a mimořádné řešení situace na finančních trzích. Takový přístup zvolili mimořádně i někteří zahraniční regulátoři.</p> <p>V dlouhodobém horizontu by však tento krok představoval odklon od finanční praxe související s financováním distribučních aktiv s dlouhou životností (v průměru více jak 30 let) a dlouhou zbytkovou životností (v průměru více jak 20 let). Z pohledu dluhového financování je 5leté období krátké a pro subjekty představuje zvýšené riziko při refinancování dluhu. Použití navržené metodiky si dokážeme představit pro nadcházející regulační období, nikoliv však pro VII. RO a další.</p> <p>Za dlouhodobě udržitelné a v budoucnu aplikovatelné řešení považujeme stanovení risk-free rate na výnosech státních dluhopisů s 20letou splatností a vstupních hodnotách za 10 let, a to evropské ekonomicky vyspělé země. V tomto případě se nabízí jako vhodný kandidát Německo. Pro použití dluhopisů s delší dobou splatnosti hovoří průměrná zbytková životnost aktiv regulovaných subjektů, která je cca 25 let. Dluhopisy s delší dobou splatnosti používá také celá řada evropských regulátorů, např. Velká Británie, Francie, Itálie. Ideální variantou je použití dluhopisů ČR s 20letou</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ zkrátil referenční období u některých komponent WACC z důvodu doporučení zástupců bankovního sektoru. Za jiných podmínek by i ERÚ zastával názor zachovat 10leté referenční období.</p> <p>Použití 10leté zbytkové splatnosti využívaných dluhopisů je zcela převažujícím standardem v regulacích evropských zemí. V teoreticky optimální (ale s ohledem na dostupné údaje nerealizovatelné) rovině kalkulace bezrizikové míry výnosnosti by bylo potřeba kombinovat dluhopisy s různou zbytkovou splatností podle různé doby splatnosti současné úrovně investovaného kapitálu u regulovaných subjektů, tedy nejen uvažovat dluhopisy s vysokou zbytkovou splatností, ale z významné části i dluhopisy pro aktiva, která jsou již téměř odepsána. Ke splácení kapitálu zároveň dochází postupně prostřednictvím úhrady regulačních odpisů, tedy v průměru rychleji, než by odpovídalo jednorázové úhradě u klasického dluhopisu. Na základě kalkulací, které ERÚ zpřesňoval díky podkladům poskytnutým provozovateli soustav, je nadále považován dluhopis s 10letou zbytkovou splatností jako v průměru nejvhodnější reprezentant zbytkové splatnosti kapitálu provozovatelů soustav.</p>

					<p>splatností, avšak s ohledem na nízkou likviditu těchto dluhopisů na kapitálovém trhu ČR je jejich využití pro regulační účely nevhodné.</p> <p>Výše uvedené řešení je doporučováno i ze strany společností Česká spořitelna a Továrek Consulting, které pro provozovatele soustav v elektroenergetice a plynárenství zpracovaly studii „Analýza způsobu stanovení WACC, RAB a povolených odpisů“.</p>																																										
179	NET4GAS, s.r.o.	WACC Nezadlužená beta (βunlevered)	<p>V kapitole „3.2.4.4 Nezadlužená beta (βunlevered)“ žádáme upravit přístup ke stanovení nezadluženého koeficientu beta.</p> <p>„Na základě srovnatelných společností (peer group) byl stanoven medián ukazatele nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají, za období let 2018 až 2022 s výjimkou společnosti E.ON SE, u které byly použity kvůli omezené dostupnosti dat hodnoty za roky 2016 až 2022.</p> <p>Peer group byla sestavena tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru v EU podnikající dominantně v oblasti síťových odvětví a jde o údaje nezadlužené bety podle následujícího přehledu.</p> <p>Tabulka 13 Nezadlužená beta – peer group</p> <table><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2018–2022</th><th></th></tr><tr><td>E.ON SE</td><td>0,53</td><td></td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,30</td><td></td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,40</td><td></td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.</td><td>0,29</td><td></td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,49</td><td></td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,42</td><td></td></tr></table> <p>Zdroj: Bloomberg</p> <p>Tabulka 13 Nezadlužená beta - peer group</p> <table><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2013-2022</th><th>Pod 20</th></tr><tr><td>E.ON SE</td><td>0,67</td><td></td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,27</td><td></td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,48</td><td></td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.</td><td>0,26</td><td></td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,44</td><td></td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,40</td><td></td></tr></table> <p>Zdroj: Bloomberg</p> <p>Výsledný medián nezadlužené bety má hodnotu 0,4142. V tabulce výše je rovněž uvedený podíl dluhu každé společnosti, který byl stanoven jako podíl dlouhodobého dluhu společnosti vůči součtu dlouhodobého dluhu a tržní kapitalizace“</p>	Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022		E.ON SE	0,53		National Grid plc	0,30		Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40		REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29		Snam S.p.A.	0,49		Terna S.p.A.	0,42		Společnost	Nezadlužená beta 2013-2022	Pod 20	E.ON SE	0,67		National Grid plc	0,27		Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,48		REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,26		Snam S.p.A.	0,44		Terna S.p.A.	0,40		<p>V souladu s metodikou aktuálního V. RO žádáme zachovat desetileté referenční období s výjimkou společností, které nedisponují plnohodnotnou datovou řadou. To se týká společnosti E.ON SE, kde by se použila maximální možná řada údajů (od roku 2016).</p> <p>Desetileté referenční období přispěje ke stabilizaci parametru beta napříč regulačními obdobími, což je žádoucí jev z hlediska poskytnuté investorské jistoty pro poskytovatele vlastního kapitálu. V určitých letech se totiž může stát, že z hlediska relativního vývoje akcií vybraných síťových společností a zvoleného tržního indexu může dojít k určitým krátkodobým excesům, které z krátkodobého hlediska hodnotu beta koeficientu mohou vychýlit a v dlouhodobějším horizontu způsobovat nežádoucí rozptyl jeho regulačních hodnot.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Ohledně délky referenčního období ERÚ potvrzuje analytická zjištění, že koeficient beta u regulovaných sektorů elektroenergetiky a plynárenství se dlouhodobě pohybuje blízko hodnoty 0,4. Konkrétně byla pro VI. regulované období vypočtena hodnota 0,41 z pětiletého období let 2018 až 2022. ERÚ zastává názor, že při zkrácení referenčního období při stanovení bezrizikové míry výnosnosti na 5 let z důvodu mimořádné tržní situace by mělo být rovněž ze stejného důvodu zkráceno i referenční období při stanovení koeficientu beta. Zároveň ERÚ konstatuje, že pokud by aktuálně došlo k přepočtu na 10leté referenční období, zůstal by koeficient beta stále na hodnotě 0,41, neboť by desetileté období zahrnovalo nikoliv roky 2013 až 2022, ale aktuálně dostupné období 2014 až 2023. Výše uvedené dle názoru ERÚ potvrzuje stabilitu koeficientu beta.</p> <p>Koeficient beta odráží míru systematického rizika, kterému regulované společnosti čelí ve srovnání s průměrnou společností na trhu. Hlavním určujícím faktorem pro rizikovost podnikání v regulovaném odvětví tak není konkrétní regulační schéma v jednotlivých evropských zemích, ale specifická regulatorního prostředí jako takového, ve kterém je regulovanému subjektu legislativně garantován nárok na úhradu nákladů a přiměřeného zisku z jeho podnikání. Pro eliminaci pochybností ohledně správnosti nastavení nákladů rizik provozovatelů soustav byla zvolena peer group, která je zastoupena společnostmi z více zemí, které mají různé regulační rámce a z výsledných hodnot byl stanoven medián. Peer group obsahuje státy s horším ratingem než Česká republika i státy nevyužívající reálný model. Hodnota koeficientu beta 0,4 je zcela běžně používanou hodnotou v regulacích evropských zemí a tedy i takové regulované společnosti nebo země, které nejsou zahrnuty v peer group mohou být označeny za společnosti s odpovídající rizikovostí.</p>
Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022																																														
E.ON SE	0,53																																														
National Grid plc	0,30																																														
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40																																														
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,29																																														
Snam S.p.A.	0,49																																														
Terna S.p.A.	0,42																																														
Společnost	Nezadlužená beta 2013-2022	Pod 20																																													
E.ON SE	0,67																																														
National Grid plc	0,27																																														
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,48																																														
REN - Redes Energéticas Nacionais, SGPS, S.A.	0,26																																														
Snam S.p.A.	0,44																																														
Terna S.p.A.	0,40																																														

180	NET4GAS, s.r.o.	Motivační regulace	<p>V kapitole „7.5 Motivační regulace provozovatele přepravní soustavy“ žádáme navýšit hodnotu bonusu s cílem zajistit dostatečnou motivaci k plnění KPI.</p> <p>Vzorový příklad navržené úpravy např. pro kapitolu „7.5.2. Podpora transformace plynárenství a teplotárenství“:</p> <p>„Pokud bude plánovaný podíl takových investic do obnovy na celkovém objemu investic do obnovy pro regulovaný rok <i>i</i> vyšší nebo roven hodnotě 90 % * hodnota uvedená v tabulce výše, bude přiznán regulovanému subjektu bonus ve výši 1,5 p. b. * 0,15 (váha 15 %) na celou regulační bázi aktiv.</p> <p>Pozn.: Navrženou úpravu je nutné provést obdobným způsobem i v kapitolách, 2.10, 7.5.1 až 7.5.4.</p>	<p>Výchozí hodnotu WACC je s ohledem na masivní potřebu investic a nutnou implementaci moderních technologií žádoucí doplnit o bonus, který by provozovatele soustav cíleně motivoval k plnění dlouhodobých úkolů v oblasti energetiky. Takový bonus byl, či je v různé podobě využíván celou řadou evropských regulátorů (např. Polsko, Slovensko, Rumunsko, Francie, Itálie).</p> <p>ERÚ nastavený motivační bonus ve výši 1 % požadujeme zvýšit na 1,5 %. Důvodem je zejména posílení motivace k přechodu od uhlí k plynu i přechodu k nízkouhlíkovým a obnovitelným plynům a zajištění financovatelnosti příslušných opatření. Aplikace bonusů bude mít celou řadu benefitů jak pro provozovatele soustav, tak pro zákazníky:</p> <ul style="list-style-type: none"> → úsporu provozních nákladů v dlouhodobém horizontu; → snížení výdajů na tradiční investice v budoucnosti; → zajištění adekvátní reakce na požadavky zákazníků (snížení doby připojování, zvýšení informovanosti zákazníků atd.); → zdokonalení některých procesů a činností provozovatelů soustav (monitorování soustavy, odhalování a odstraňování poruch atd.) s pozitivním dopadem na spokojenost zákazníků; → udržení kroku v oblasti inovací a nových technologií s vyspělými státy Evropy. 	<p>Akceptováno</p> <p>Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínajících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC.</p>
181	NET4GAS, s.r.o.	2.10 Další motivační programy v regulaci - Inflační otvůrka	<p>V kapitole „2.10 Další motivační programy v regulaci“ žádáme nahrazení textu</p> <p>„Výše motivačního bonusu, případně i jednotlivé KPI motivačních programů mohou být v průběhu VI. RO upraveny kromě případů definovaných v bodě 2.7 také v případě mimořádného vývoje indexu spotřebitelských cen.“</p> <p>Doplnit novou samostatnou kapitolou „x.xx Inflační úprava parametrů regulace“, kde bude detailně popsán způsob zohlednění mimořádného nárůstu inflace v regulaci.</p> <p><u>„x.xx Inflační úprava parametrů regulace</u></p> <p>WACC stanovený v kapitole 3.2.4.9 Parametry pro stanovení hodnoty WACC na VI. regulační období ve výši x,xx % je referenčním WACC. Vedle hodnoty referenčního WACC je stanovena pro každý rok regulačního období prognózovaná hodnota indexu spotřebitelských cen obsažená v referenční hodnotě WACC. Prognózovaná hodnota indexu spotřebitelských cen vychází z prognózy ČNB pro první 3 roky a z inflačního cíle ČNB pro zbývající roky VI. regulačního období.</p> <p>S dvouletým zpožděním je porovnávána skutečná a prognózovaná kumulovaná hodnota indexu spotřebitelských cen. Pokud je kladný</p>	<p>S ohledem na zkušenosti z V. RO (viz graf níže) souhlasíme s tím, že je nezbytně nutné mít v regulaci nástroj, který bude pružně reagovat na aktuální ekonomický vývoj a v případě překročení stanovené míry inflace dojde k jejímu zohlednění v regulovaných cenách.</p> <p>V navrhovaném textu Metodiky chybí konkrétní pravidla, při jaké výši inflace a jakým způsobem bude tento nástroj použit.</p> <p>S ohledem na výše uvedené a s ohledem na zajištění předvídatelnosti regulačních pravidel navrhuje stanovit konkrétní postup pro zohlednění zvýšených hodnot inflace v regulaci.</p> <p>Za dlouhodobě udržitelné, systémové a plnohodnotné řešení inflačního rizika považujeme indexaci RAB a odpisů, která je zmíněna v obecné připomínce v úvodu.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Postup navrhovaný v připomínce neodpovídá metodice ocenění nákladů kapitálu, která je používána. Inflace se ve WACC projevuje nejen svou očekávanou hodnotou v bezrizikové míře výnosnosti, ale i rizikem jiného než očekávaného vývoje této veličiny v nákladech rizik. Nastavení WACC je navíc komplexní záležitost a dle názoru ERÚ nelze v případě mimořádných situací aktualizovat pouze vybrané komponenty WACC. Navrhovaná úprava rovněž není vyvážená a změnu WACC zavádí pouze v případě nárůstu indexu spotřebitelských cen a nikoliv v případě jeho poklesu.</p> <p>Mimořádnému vývoji indexu spotřebitelských cen je nicméně potřeba věnovat pozornost z pohledu optimálního plnění předpokladů, na kterých je postavena Metodika cenové regulace pro celé regulační období. Zejména pak půjde o dopady do optimální úrovně nastavení potřebných KPI. Proto je připomínka částečně akceptována rozšířením o konkretizaci situace, kdy bude docházet k revizi nastavení motivačního bonusu. Na konec kapitoly 2.10 bude doplněna následující textace, která revizi svazuje s hodnotou inflace na úrovni dlouhodobého ročního maxima za předkrizové období 2001 až 2020:</p> <p>„Za mimořádný vývoj indexu spotřebitelských cen v VI. regulačním období bude považována situace, kdy průměr indexu spotřebitelských cen za poslední</p>

				<p>rozdíl mezi těmito hodnotami vyšší než 3 % body, je zohledněn vyčíslený rozdíl formou Fisherovy úpravy v referenčním WACC roku <i>i-2</i> a zkalkulován korekční faktor zisku, který bude uplatněn v povolených výnosech regulovaného roku <i>i</i>.“</p> <p>Referenční hodnota WACC se změní v závislosti na změně daně z příjmů právnických osob.</p> <p>Úpravu je potřeba zohlednit v dalších kapitolách včetně pasáží se vzorci.</p>		<p>tři uplynulé roky z VI. regulačního období bude vyšší než hodnota 106,3.“</p>
182	NET4GAS, s.r.o.	<p>Zisk z nedokončených investic</p>	<p>V kapitole „3.1.6 Zisk z nedokončených rozvojových investic“ navrhujeme provést následující úpravu:</p> <p>„Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice a očekávanou nebo přiznanou dotaci, přesahující v daném roce 0,53 mld. Kč. O hodnotu majetku pořízeného z dotace bude případně upravena i skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.</p> <p>(...)</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</p>	<p>„Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice, které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice a očekávanou nebo přiznanou dotaci, přesahující v daném roce 0,53 mld. Kč. O hodnotu majetku pořízeného z dotace bude případně upravena i skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic.</p> <p>(...)</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>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 žádáme snížit minimální roční rozpracovanost na hodnotu 300 mil. Kč, která lépe odpovídá charakteru největších investičních akcí u provozovatele přepravní soustavy. Tímto bude možné identifikovat nenulový počet nedokončených rozvojových investic, které nicméně nadále budou podléhat schválení ze strany ERÚ.</p> <p>V neposlední řadě je vhodné zmínit, že zavedení institutu nedokončené rozvojové investice 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>Neakceptováno</p> <p>Opatření zachovávané z metodiky pro V. regulační období slouží k mimořádným investičním případům. Vzhledem k vysoké inflaci ovlivňující ceny investic je rozšířením možného uplatnění této komponenty již samotné ponechání limitu 0,5 mld. Kč.</p> <p>Není nezbytně nutné upravovat parametr takovým způsobem, aby odpovídal charakteru investic a byl každoročně nenulový.</p> <p>I ve výši 0,5 mld. Kč bylo zavedení parametru oceněno ratingovými agenturami a z tohoto důvodu není nutné výši upravovat.</p>

			rozloženě ve více regulovaných letech.“			
183	NET4GAS, s.r.o.	Obecná připomínka		<u>Navrhujeme v celém dokumentu sjednotit formát uvádění české měny.</u> V některých případech je použito CZK, v jiných Kč (viz např. kapitola 7.3.2. Stanovení variabilní složky ceny za službu přepravy plynu).		Akceptováno
184	NET4GAS, s.r.o.	Obecná připomínka		<u>Navrhujeme v celém dokumentu zpřesnit terminologii v tomto smyslu:</u> <ul style="list-style-type: none"> • pojem tranzitní/mezinárodní přeprava plynu lze používat nadále ve smyslu přepravy plynu mezi systémy (dle NC TAR terminologie) • pokud je pojem „tranzitní“ nebo „vnitrostátní“ používán ve vztahu k vymezení infrastruktury, která slouží jak uživatelům za hranicemi, tak i domácím uživatelům nebo výhradně jen domácím uživatelům, pak tyto pojmy doporučujeme nahradit termíny „sdružená přeprava plynu mezi systémy a v rámci systému“ a „přeprava v rámci systému“. Používání dosavadního označení „tranzitní infrastruktura“ v době, kdy přeprava mezi systémy již pravděpodobně nebude dominantní formou přepravy plynu nevystihuje správně její funkci. Obdobně navrhujeme upravit z toho vyplývající názvosloví, a to včetně nové podoby regulačních výkazů.		Akceptováno
185	NET4GAS, s.r.o.	2.2 Popis V. regulačního období		<u>Kapitola 2.2. Popis V. regulačního období</u> Celková výše investic provozovatele přepravní soustavy byla v prvních třech letech V. RO ve výši 6,1 mld. Kč, v této výši byly investice vykázány v regulačních výkazech na ERÚ. Žádáme opravit na tuto hodnotu.		Akceptováno

186	NET4GAS, s.r.o.	2.6. Investiční výhled pro VI. regulační období, Tabulka 12 Plán aktivovaných h investic NET4GAS, s.r.o.	V tabulce jsou uvedeny plány aktivovaných investic pro jednotlivé roky VI. regulačního období vycházející z finančního plánu společnosti platného k datu vydání Metodiky cenové regulace do veřejného konzultačního procesu. V mezidobí byl společností schválen nový finanční plán, tedy navrhujeme aktualizovat plány aktivovaných investic pro VI. regulační období v tabulce a zároveň i terminologii, viz připomínka výše, takto:	NET4GAS. s.r.o.	2026	2027	2028	2029	2030	Akceptováno Hodnoty v tabulce budou aktualizovány na základě posledních známých informací a podkladů před vydáním dokumentu.
				Aktivovaný majetek [tis. Kč]	1 441 291	1 477 947	1 273 908	1 565 582	675 578	
				Sdružená přeprava	568 026	782 352	567 385	537 717	561 445	
				Sdružené plynovody	421 307	515 655	450 287	278 391	310 194	
				Hraniční předávací stanice	65 319	38 533	33 000	43 828	50 192	
				Kompresní stanice	81 400	228 164	84 098	215 498	201 060	
				Přeprava v rámci systému	687 545	603 726	631 050	981 936	63 941	
				Plynovody v rámci systému	255 433	111 675	511 993	101 518	50 192	
				Vnitrostátní předávací stanice	432 112	492 051	119 057	880 418	13 749	
				Podpůrný majetek	185 720	91 868	75 473	45 928	50 192	
187	NET4GAS, s.r.o.	2.7 Opatření k naplnění cílů Metodiky cenové regulace		Navrhujeme doplnění textu: „Provázání RAB na hodnotu optimální úrovně ZHA, které bylo postupně realizováno již v průběhu V. RO tak, aby se minimalizovaly dopady tohoto přechodu. Tímto krokem jsou zajištěny cíle týkající se posílení finanční stability regulovaných subjektů a zvýšení transparentnost regulačního rámce pro investory i stability pro zákazníka. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB a odpisů v tomto regulačním období. “ (viz připomínka č. 4 ke kapitole 7.2. – reálný model regulace).						Neakceptováno Případný přechod na reálné schéma od VII. regulačního období nebo od některého z dalších regulačních období bude proveden na základě analýz, které nebyly plnohodnotně dosud vypracovány. Zatím tak není možné předpokládat, že jakékoliv přecenění majetku (zejména reprodukčními cenami nad majetkem, který má jinou technickou a účetní dobu životnosti) provedené bez dohledu ERÚ bude apriori možné využít při nastavení reálného modelu.
188	NET4GAS, s.r.o.	2.9 Principy zohlednění dotací v regulaci	V bodě b) není jasné, co se rozumí pod pojmem dotace čerpané do 01/01/2026 – jedná se o schválení dotace, podpis grantové dohody, přijetí platby nebo závěrečné zúčtování? Čerpání dotací má mnoho milníků, avšak jen některé z nich jsou spojené s příjmem finančních prostředků – předfinancování, průběžné (interim) platby a závěrečná vyrovnávací platba (balance payment).	Navrhujeme doplnit do bodu b), že se jedná o přijetí jednotlivých plateb z dotace regulovaným subjektem.						Vysvětleno Rozhodným okamžikem pro uplatnění pravidel pro zohlednění dotací od 01.01. 2026 je přijetí finančního plnění z příslušného dotačního programu.

189	NET4GAS, s.r.o.	2.10 Další motivační programy v regulaci	V textu kapitoly je uvedeno: „Výše motivačního bonusu je pro VI. RO stanovena na 1 p. b. ročně. Motivační bonus je stanoven pro provozovatele přenosové soustavy, provozovatele distribuční soustavy, do jehož distribuční soustavy je připojeno více než 90 000 odběrných míst zákazníků a pro operátora trhu.“ Tedy z textu lze mylně dovozovat, že na provozovatele přepravní soustavy se motivační bonus nevztahuje, přitom v motivačních programech vyjmenovaných v této kapitole jsou i programy týkající se provozovatele přepravní soustavy a rovněž kapitola 7.5. Motivační regulace provozovatele přepravní soustavy uvádí motivační programy týkající se provozovatele přepravní soustavy vč. výše motivačního bonusu.	Žádáme do textu doplnit ve výčtu i provozovatele přepravní soustavy.		Akceptováno
190	NET4GAS, s.r.o.	7.1 Volba regulatořníh o režimu		Navrhujeme upřesnit výpočet povolených odpisů, který vychází z plánované a skutečné výše přímo přiraditelných odpisů: Do povolených výnosů provozovatele přepravní soustavy budou od roku 2026 uznány plné provozní náklady soustavy zahrnující rovněž odpisy z podpůrného majetku a postupně až do roku 2030 nastane přechod na výnosový strop založený na celkovém majetku a odpisech soustavy. Tempo tohoto přechodu se bude vyznačovat stejným meziročním přírůstkem příslušného koeficientu redukce výnosů (menšího než jedna) aplikovaného na aktuální celkovou účetní zůstatkovou hodnotu majetku a přímo přiraditelných odpisů daného roku. Výhodou tohoto postupu je to, že na vnitrostátního zákazníka nebudou v průběhu VI. regulačního období přenášeny veškeré náklady soustavy ani v případě nízkých tranzitních výnosů.		Akceptováno
191	NET4GAS, s.r.o.	7.2 Jednotný výnosový strop s aplikací koeficientu redukce výnosů, Tabulka 23 Koeficient redukce výnosů		K tabulce 23 uvést doplnění, že uvedené hodnoty koeficienty redukce nákladů nezahrnují plynovod Gazela a nejedná se tak o veškerý majetek, na němž provozovatel přepravní soustavy vykonává licencovanou činnost.		Neakceptováno Plynovod Gazela není majetkem držitele licence na přepravu plynu, proto se na něj nevztahují pravidla cenové regulace, která se týkají majetku regulovaných společností. Není proto nutné tento plynovod k tabulce speciálně uvádět.

		v jednotlivých letech				
192	NET4GAS, s.r.o.	7.3.2 Stanovení variabilní složky ceny za službu přepravy plynu		<p>Navrhujeme toto upřesnění:</p> <p>Pro stanovení plánované roční ceny plynu pro účely výpočtu variabilní složky ceny se použije průměr denních Settlement cen forwardového produktu dodávky plynu pro rok <i>i</i> na virtuálním obchodním bodě ČR (CZ VTP) za měsíc srpen roku <i>i-1</i> zveřejněných na webových stránkách energetické burzy European Energy Exchange AG, v případě nedostupnosti této hodnoty bude použita příslušná hodnota pro německou obchodní zónu THE. Roční cena Pro převod roční ceny v EUR/MWh je převedena na CZK/MWh kurzem předikovaným se použije průměrný kurz predikovaný ČNB v měsíci srpnu pro následující regulovaný rok <i>i</i> v EUR/CZK uveřejněným v sekci „Inflační očekávání finančního trhu“ ve sloupci „1 rok“ řádek „průměr“ „Finanční trhy“ v části „Inflační očekávání finančního trhu“.</p>		Akceptováno
193	NET4GAS, s.r.o.	7.6.2 Parametry cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku		<p>Navrhujeme doplnit do Parametrů cenové regulace oznamované před začátkem regulovaného roku z důvodu transparentnosti alokace povolených výnosů bod 24) plánované rezervované pevné přepravní kapacity ve vstupních a výstupních bodech.</p>		Akceptováno
194	NET4GAS, s.r.o.	7.6.4. Variabilní složka ceny pro vnitrostátní a mezinárodní přepravu plynu		<p>Navrhujeme doplnit upřesnění rozsahu parametrů použitých pro výpočet cen takto:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) plánovanou nákupní cenu energie plynu pro krytí ztrát a pro ocenění plynu na pohon kompresních a předávacích stanic v přepravní soustavě, 2) plánované množství ztrát v přepravní soustavě, 3) plánované množství energie elektřiny a plynu pro pohon kompresních a předávacích stanic v přepravní soustavě, 4) plánované náklady na elektřinu na pohon kompresních a předávacích stanic, 5) plánovanou daň ze spotřeby plynu, 6) plánované náklady na pořízení povolenek nad bezplatně přidělené množství, 		Akceptováno

				<p>7) korekční faktory variabilní složky ceny za službu přepravy plynu za vnitrostátní přepravu na jednotlivých výstupních bodech,</p> <p>8) korekční faktor variabilní složky ceny za službu přepravy plynu za mezinárodní přepravu,</p> <p>8 9) plánované množství přepraveného plynu pro každý ze tří typů výstupních bodů</p>		
195	NET4GAS, s.r.o.	14.2.1. Postup stanovení cen služeb přepravy plynu		<p>U popisu rn_{ppi} [%] navrhujeme následující úpravu, jelikož bod 7.2. neobsahuje žádné další podbody: „je koeficient redukce výnosů, který je stanoven podle kapitoly jednoho z bodů 7.2“.</p> <p>ZHAppli [Kč] je plánovaná zůstatková hodnota aktiv provozovatele přepravní soustavy sloužících k zajištění služby přepravy plynu pro regulovaný rok i, Pokud dojde ke změně ZHA mezi roky $i-2$ a $i-3$, mohou být tyto změny po posouzení Úřadem v hodnotě RAB zohledněny.</p> <p>IMt [%] - Odkaz na Mzdový index dle uvedené tabulky (kód: MZD02-A) byl podle našich informací od Českého statistického úřadu (dále jen „ČSÚ“) zrušen a nahrazen novými tabulkami pod jiným odkazem Nastavení parametrů výstupního objektu VDB. Zároveň ČSÚ doporučuje využívat standardní výstupy statistiky zaměstnanců a mezd, např. aktuální časové řady https://csu.gov.cz/produkty/pmz_cr > Tab. 2. Tab. 2 Průměrná hrubá měsíční mzda podle odvětví – sekce CZ-NACE (na přepočtené počty). Doporučujeme tedy zdroje prověřit a zmíněný index aktualizovat dle jeho nového oficiálního názvu vedeném u ČSÚ. Stejná připomínka je pak validní v dalších kapitolách Metodiky cenové regulace zmiňujících index IMt.</p>		<p>Částečně akceptováno</p> <p>Popis rn_{ppi} bude upraven dle připomínky.</p> <p>Ustanovení k možné úpravě RAB se týká pouze meziroční změny alokace společného majetku do majetku sloužícího k regulovaným činnostem. V případě společností, které nemají společný majetek nebude toto ustanovení použito. Metodika cenové regulace bude doplněna o specifikaci případu použití tohoto ustanovení.</p>
196	NET4GAS, s.r.o.	14.2.3. A) Korekční faktory pro provozovatele přepravní soustavy		<p>V popisu $O_{ppppmski-2}$ a $O_{ppppmpli-2}$ je uveden chybný odkaz na kapitolu 2.9 namísto kapitoly 3.1.2</p> <p>U popisu korekčního faktoru služby přepravy plynu je PVS je uvedena jen korekce přebytku z variabilní složky ceny, ale v textaci korekce variabilní složky ceny je uvedena difference, navrhujeme místo přebytku uvést „diference“.</p> <p>U korekčního faktoru poskytnutých investičních dotací je RAB_{ppdotski-2} a O_{ppdotski-2} v [Kč], nikoli v [%].</p>		Akceptováno

197	NET4GAS, s.r.o.	15.2. Přepokládán ý vývoj povolených výnosů v plynárenst ví, Tabulka 30 Předpokládá né předběžné povolené výnosy na VI. RO - plynárenství	V tabulce jsou uvedeny povolené výnosy NET4GAS, s.r.o. vycházející z finančního plánu společnosti platného k datu vydání Metodiky cenové regulace do veřejného konzultačního procesu. V mezidobí byl společností schválen nový finanční plán, tedy navrhujeme aktualizovat povolené výnosy NET4GAS pro VI. regulační období v tabulce takto:	<table><tr><th colspan="2">Plynárenství Povolené výnosy (tis. Kč)</th><th colspan="2">V. regulační období</th><th>Suma V. RO</th><th colspan="5">VI. regulační období</th><th>Suma VI. RO</th></tr><tr><th colspan="2"></th><th>2024</th><th>2025</th><th></th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th><th>2030</th><th></th></tr><tr><td rowspan="2">NET4GAS, s.r.o.*</td><td></td><td>4 228 421</td><td>5 373 207</td><td>15 463 276</td><td>5 575 054</td><td>5 888 968</td><td>6 188 413</td><td>6 347 880</td><td>6 296 082</td><td>30 296 397</td></tr><tr><td></td><td></td><td></td><td></td><td>3,76%</td><td>5,63%</td><td>5,08%</td><td>2,58%</td><td>-0,82%</td><td></td></tr></table>	Plynárenství Povolené výnosy (tis. Kč)		V. regulační období		Suma V. RO	VI. regulační období					Suma VI. RO			2024	2025		2026	2027	2028	2029	2030		NET4GAS, s.r.o.*		4 228 421	5 373 207	15 463 276	5 575 054	5 888 968	6 188 413	6 347 880	6 296 082	30 296 397					3,76%	5,63%	5,08%	2,58%	-0,82%		Akceptováno Výnosy v tabulce budou aktualizovány na základě posledních známých hodnot před vydáním dokumentu.
Plynárenství Povolené výnosy (tis. Kč)		V. regulační období		Suma V. RO	VI. regulační období					Suma VI. RO																																						
		2024	2025		2026	2027	2028	2029	2030																																							
NET4GAS, s.r.o.*		4 228 421	5 373 207	15 463 276	5 575 054	5 888 968	6 188 413	6 347 880	6 296 082	30 296 397																																						
					3,76%	5,63%	5,08%	2,58%	-0,82%																																							
198	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 3.1.2 Kvalitativní rozvoj	Upřesnění definice investic do kvalitativního rozvoje.	Doplnit text kapitoly 3.1.2. následovně: „...je realizována z titulu plnění povinností držitele licence stanovených právními předpisy (kromě kvantitativních investic na základě oprávněného požadavku a projektů přírůstkové kapacity prováděných podle příslušných evropských nařízení) nebo z technických důvodů“.	Navrhujeme upřesnit, že ačkoliv jsou investice do připojení nových přímo připojených zákazníků vyvolány právními předpisy, spadají tyto investice do kvantitativního rozvoje. Dále dle kapitoly 3.3.1. Obligatorní investice mohou být investice do kvalitativního rozvoje vyvolané i technickými důvody.					Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.																																						
199	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 3.1.4 Strategické investice	Investice do dekarbonizace přepravy a pilotních projektů jsou již plánovány a připravovány.	Aktualizovat text metodiky tak, aby odrážel současnou situaci.	Návrh Metodiky je z roku 2021 a neodráží tak nejnovější vývoj v oblasti investic do dekarbonizace přepravy a pilotních projektů.					Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.																																						
200	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 3.2.2 Investice se zvýšením technologick é úrovně	Upřesnění definice investic se zvýšením technologické úrovně.	Navrhujeme upravit text následujícím způsobem: „Investice se zvýšením technologické úrovně jsou takové investice v přepravě nebo distribuci plynu, jejichž technické řešení umožňuje využití investice pro zajištění přepravy nebo distribuce nového (dekarbonizovaného) plynu nebo se jedná o investici do zařízení umožňujícího dekarbonizaci zemního plynu nebo o investici do technologií, které přispějí k úsporám energie. nízkoemisních a obnovitelných plynů, investice do podpory udržitelnosti a investice vedoucích k monitorování, detekci a snižování ztrát v soustavě anebo snižování emisí.	Níže navrhujeme upřesnění pojmu dekarbonizace a investice do technologií, které přispějí k úsporám energie. Tento návrh je v souladu s našimi připomínkami k Metodice cenové regulace pro regulační období 2026-2030					Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.																																						

201	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 3.3 Kategorizace investic podle rozhodovacího vlivu regulovaného o subjektu	V kapitole chybí zařazení strategických investic do výčtu fakultativních a obligatorních investic.	Doplnit do výčtu fakultativních a obligatorních investic strategické investice, které mohou být řazeny pod oba typy investic	V kapitole nejsou vůbec zmíněny strategické investice.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
202	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 3.3.1 Obligatorní investice	Metodika hodnocení investic nepovažuje všechny kvantitativní investice za obligatorní.	Obligatorní investice jsou takové investice v přepravě nebo distribuci plynu, které jsou realizovány z titulu plnění povinností držitele licence stanovených právními předpisy. Mezi obligatorní investice řadíme investice do obnovy, investice do kvalitativního rozvoje vyvolané technickými důvody, investice do kvalitativního rozvoje vyvolané legislativou a investice do kvantitativního rozvoje připojení k přepravní soustavě na základě oprávněného požadavku a projektů přírůstkové kapacity prováděných podle příslušných evropských nařízení. Obdobně navrhuje upravit textaci v kapitole 3.3.2. Fakultativní investice.	Mezi obligatorní investice jsou zařazeny pouze investice do připojení k přepravní soustavě na základě oprávněného požadavku. Dle našeho názoru sem ale spadají i investice související s měřitelným navýšením kapacity, jako např. navýšení výstupní kapacity z přepravní soustavy do vstupního bodu DSO, kdy je provozovatel přepravní soustavy povinen na žádost DSO tuto přepravní kapacitu navýšit. Rovněž sem spadají projekty přírůstkové kapacity prováděné podle příslušných evropských nařízení.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
203	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 3.4. Kategorizace investic podle výše pořizovací ceny investice	Hodnoty stanovené pro výkaz 23-IA nejsou v souladu s vyhláškou 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví.	Stanovit limity ve výkaze 23-IA pro sektor přepravy plynu u investičních akcí v oblasti tranzitní a vnitrostátní přepravy na 10 mil. Kč a u investic do podpůrného majetku na 5 mil. Kč.	Metodika hodnocení investic stanovuje, že investice budou ve výkaze 23-IA pro sektor přepravy plynu vykazovány jednotlivě od pořizovací ceny přesahující u investičních akcí v oblasti tranzitní přepravy objem 5 mil. Kč, v oblasti vnitrostátní přepravy objem 1 mil. Kč a u investic do podpůrného majetku objem 1 mil. Kč. Vyhláška 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví však pro vnitrostátní přepravu stanovuje limit na 5 mil. Kč. Pro vnitrostátní přepravu tak dochází k výraznému snížení limitu, a to bez jakéhokoliv odůvodnění či vysvětlení. Navíc, co se týče těchto limitů, je třeba podotknout, že jsou již řadu let neměnné a nijak nezohledňují inflační vývoj posledních let. Namísto jejich snížení by tak bylo na místě spíše tyto limity zvýšit a novelizovat vyhláškou 262/2015 Sb., o regulačním výkaznictví.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
204	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 4.1 Hodnocení přiměřenosti investičních výdajů	Provozovatel přepravní soustavy nesestavuje standardní/typizovaný investiční ceník společnosti, ale postupuje dle interního předpisu.	Namísto investičního ceníku společnosti navrhuje pro provozovatele přepravní soustavy využití interního předpisu, který bude odsouhlasen ERÚ.	Pro plánování investičních výdajů není využíván standardní/typizovaný investiční ceník. Hlavním důvodem absence standardizovaného ceníku je to, že naprostá většina projektů NET4GAS není natolik typizovaná, aby umožnila sestavit univerzální ceník – jednak by takový ceník musel být velice rozsáhlý, aby pokrýval možnou míru variability a rozdílnosti podmínek budoucích projektů, a rovněž tak i vypovídací schopnost v něm uvedených cen by vzhledem k budoucnosti nejspíše nebyla vysoká. Případně by se ceník omezil pouze na několik nejpodstatnějších prvků, u kterých by se dala	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.

					<p>předpokládat určitá stabilita cen v čase. Rozhodující váhu v hodnocení investic u NET4GAS mají výsledky výběrových řízení, přes něž prochází převažující většina nákupu materiálu a služeb. Ceny ve výběrových řízeních bývají ovlivněny mnoha faktory (stavem konkurence, dostatkem výrobních kapacit, spojením a synergiami dodavatelů apod.), což rovněž ztěžuje sestavení univerzálně platného ceníku. Navíc NET4GAS nerealizuje a nejspíše ani do budoucna nebude realizovat fakultativní investice.</p> <p>NET4GAS obvykle postupuje dle interního předpisu týkajícího se sestavení nákladů stavby. Účelem tohoto dokumentu je definování složek investičních nákladů plánovaných při návrhu investičních projektů a přístup k jejich ocenění. Pro účely Metodiky hodnocení investic navrhujeme pro provozovatele přepravní soustavy využití tohoto interního předpisu, který bude předložen a odsouhlasen ERÚ, obdobně jako investiční ceník.</p>	
205	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 4.1 Hodnocení přiměřenosti investičních výdajů	Dostupnost mezinárodního benchmarku cen nových technologií není ověřena.	Bude-li povinnost využití mezinárodního benchmarku nakonec provozovateli přepravní soustavy uložena, je třeba aby došlo k zahrnutí vynaložených nákladů jakožto mimořádných do jeho povolených výnosů prostřednictvím faktoru trhu.	<p>V kapitole 4.1 se uvádí, že pro hodnocení přiměřenosti investičních výdajů u investic se zvýšením technologické úrovně by měl být využit mezinárodní benchmark cen nových technologií. Nikde však není stanoveno, kdo bude tento mezinárodní benchmarking cen nových technologií zajišťovat a každoročně aktualizovat. Dostupné databáze jsou buď zastaralé nebo placené.</p> <p>Bude-li povinnost využití mezinárodního benchmarku nakonec provozovateli přepravní soustavy uložena, je třeba, aby došlo k zahrnutí vynaložených nákladů do jeho povolených výnosů.</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflektuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.</p>
206	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 4.2 Hodnocení ekonomické efektivity investic (DCF)	V DCF jsou provozní náklady DSO pouze stanoveny procentem z ceny pořízení.	Navrhujeme doplnit možnost stanovení provozních nákladů na základě plánu provozních nákladů investice, a nikoliv pouze (pevně stanoveným) procentem z ceny pořízení investice.	Metodika hodnocení investic stanovuje, že provozní náklady jsou stanoveny procentem z ceny pořízení (1,2 %), a neuvádí možnost stanovení provozních nákladů na základě jejich plánu, který by poskytl přesnější údaje než pouhý odhad procentem.	<p>Vysvětleno</p> <p>Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflektuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.</p>

207	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 4.4.2 Hodnocení environmentálních dopadů investice	Hodnocení enviromentálních dopadů investice je již řešeno v povolení záměru, ERÚ by tak zdvojoval práci jiných dotčených orgánů.	Navrhujeme kapitolu 4.4.2 neaplikovat na projekty, které podléhají povolení záměru dle stavebního zákona.	Pokud investice podléhá povolení záměru dle zákona č. 283/2021 Sb., stavební zákon, ve znění pozdějších předpisů (dále jen „stavební zákon“), je součástí řízení vždy i část týkající se životního prostředí (někdy i na vyšší úrovni jako EIA, zjišťovací řízení nebo podlimitní záměr), dopadu na ochranu vody, nakládání s odpady, znečištění, náhradní výsadba apod. Hodnocení enviromentálních dopadů investice je tak zde již ošetřeno, podléhá vyjádření dotčených orgánů a rozhodnutí příslušného stavebního úřadu.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
208	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 4.5 Cost benefit analýza (CBA)	V případě PCI projektů nebo PCI kandidátských projektů by měla být použita PS-CBA od ENTSG.	Navrhujeme tento bod doplnit tak, že pro PCI projekty a kandidátské projekty přihlášené na PCI list se bude pro hodnocení používat PS-CBA od ENTSG.	Pokud je investice kandidátem na PCI status nebo ho již obdržela, měla by pro její hodnocení být využita analýza na evropské úrovni provedená ENTSG. Metodika pro hodnocení těchto projektů je veřejně konzultována a schválena ACER a Evropskou komisí a postihuje všechny aspekty investice dle Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2022/869 ze dne 30. května 2022, kterým se stanoví hlavní směry pro transevropské energetické sítě, mění nařízení (ES) č. 715/2009, (EU) 2019/942 a (EU) 2019/943 a směrnice 2009/73/ES a (EU) 2019/944 a zrušuje nařízení (EU) č. 347/2013.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
209	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 5.1 Přiřazení způsobů a zásad hodnocení k definovaným kategoriím investic	V Obrázku 1 a 2 chybí hraniční hodnoty pro hodnocení investic a rovněž rozlišení, že se jedná o hodnocení plánované investice.	Aktualizovat Obrázek 1 a 2, tak aby byl v souladu s kapitolou 3.4 Kategorizace investic podle výše požizovací ceny a s Obrázkem 3 v kapitole 5.2 Proces hodnocení investic.	V kapitole 3.4 Kategorizace investic podle výše požizovací ceny jsou pro proces plánování investic a pro hodnocení v procesu plánování stanoveny dvě hraniční hodnoty – a to ve výši 50 milionů Kč pro fakultativní investice s navýšením technologické úrovně a ve výši 100 milionů Kč pro všechny ostatní kategorie investic. V Obrázku 1 však u investic se zvýšením technologické úrovně limit není zobrazen. A obdobně ani v Obrázku 2 nejsou tyto limity promítnuty. Rovněž zde u způsobu hodnocení investice chybí rozlišení, že se jedná o hodnocení plánované investice. Přehledněji situaci hodnocení plánované/realizované investice zobrazuje až Obrázek 3 v kapitole 5.2 Proces hodnocení investic.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
210	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 5.2 Proces hodnocení investic	V kapitole chybí upřesnění u hodnocení realizovaných investic a v Obrázku 3 nejsou uvedeny strategické investice a u investic plánovaných v souhrnu v hodnocení realizovaných investic v případě kvantitativního rozvoje chybí upřesnění, že hodnocení metodou DCF se použije jen pro investice bez zvýšení technologické úrovně.	Doplnit, že hodnocení přiměřenosti investičních výdajů realizovaných investic probíhá prokázáním optimalizace investičních výdajů prostřednictvím výběrového řízení na dodavatele investice. Dále doplnit do Obrázku 3 strategické investice a poznámku pod čarou, že u investic do kvantitativního rozvoje plánovaných v souhrnu se při hodnocení realizovaných investic použije hodnocení metodou DCF jen pro investice bez zvýšení technologické úrovně.	V kapitole chybí upřesnění, že hodnocení přiměřenosti investičních výdajů realizovaných investic probíhá prokázáním optimalizace investičních výdajů prostřednictvím výběrového řízení na dodavatele investice, viz ustanovení kapitoly 4.1.2. V kapitole 4.1.2 Hodnocení přiměřenosti investičních výdajů u realizované investice je uvedeno, že hodnocení ekonomické efektivity investic metodou DCF se využije jen pro hodnocení kvantitativně rozvojové investice bez zvýšení technologické úrovně. Dále v Obrázku 3 v buňce Obnova + kvalitativní rozvoj chybí strategické investice.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.

211	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 6. Investiční plány	Součástí Desetiletého plánu jsou i strategické investice.	V Desetiletém plánu rozvoje přepravní soustavy jsou uváděny investice charakterizované Metodikou hodnocení investic jako investice do kvantitativního i kvalitativního rozvoje a strategické investice , nezahrnuje investice do obnovy.	V kapitole 6 je uvedeno, že v Desetiletém plánu jsou uvedeny investice charakterizované Metodikou hodnocení investic jako investice do kvantitativního a kvalitativního rozvoje. Součástí Desetiletého plánu však mohou být i strategické investice.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
212	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 6. 1 Vykazování plánovaných investic	Hranice stanovené v této kapitole pro samostatné vykazování plánovaných investic nejsou v souladu s kapitolou 3.4. Kategorizace investic podle výše pořizovací ceny investice.	Sjednotit hranice pro samostatné vykazování plánovaných investic dle kapitoly 3.4 Kategorizace investic podle výše pořizovací ceny investice napříč celou Metodikou hodnocení investic.	V kapitole 3.4 Kategorizace investic podle výše pořizovací ceny jsou pro proces plánování investic a pro hodnocení v procesu plánování stanoveny dvě hraniční hodnoty – a to ve výši 50 milionů Kč pro fakultativní investice s navýšením technologické úrovně a ve výši 100 milionů Kč pro všechny ostatní kategorie investic. V kapitole 6.1 Vykazování plánovaných investic jsou však tyto dvě hraniční hodnoty – ve výši 50 milionů Kč pro všechny fakultativní investice a pro obligatorní investice s navýšením technologické úrovně a ve výši 100 milionů Kč pro obligatorní investice se zachováním technologické úrovně.	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
213	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic 6.3.2 Výkaz plánovaných investičních akcí	Ve výkazu 23-IP ve výběru způsobu realizace investic chybí možnost zvolit kombinovaný způsob realizace.	Doplnit do výkazu 23-IP možnost zvolit kombinovaný způsob realizace.	Způsob realizace investice může být i kombinovaný, tj. investice může být zčásti realizována jinými subjekty a z části interně (např. projektová dokumentace interně a výstavba externě).	Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
214	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic Obecné připomínky		pokud je pojem „tranzitní“ nebo „vnitrostátní“ používán ve vztahu k vymezení infrastruktury, která slouží jak uživatelům za hranicemi, tak i domácím uživatelům nebo výhradně jen domácím uživatelům, pak tyto pojmy doporučujeme nahradit termíny „sdružená přeprava plynu mezi systémy a v rámci systému“ a „přeprava v rámci systému“. Obdobně navrhuje upravit z toho vyplývající názvosloví, a to včetně nové podoby regulačních výkazů. Používání dosavadního označení „tranzitní infrastruktura“ v době, kdy přeprava mezi systémy již pravděpodobně nebude dominantní formou přepravy plynu, nevystihuje správně její funkci. Tento návrh je v souladu s našimi připomínkami k Metodice cenové regulace pro regulační období 2026-2030.		Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflexuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.

215	NET4GAS, s.r.o.	Metodika hodnocení investic Obecné připomínky		část textu na straně 44 a 45 je duplicitní („V současnosti společnosti musejí zveřejňovat údaje o...a bude mít jednotnou reportovací metodologii“)		Vysvětleno Certifikovaná metodika hodnocení efektivity investic byla zpracována v roce 2021 a nereflkuje tak poslední vývoj v oblasti přepravy plynu. ERÚ bude v průběhu VI. regulačního období posuzovat efektivitu investic podle principů uvedených v certifikované metodice. Hlavním nástrojem pro implementaci certifikované metodiky do regulačního rámce bude vyhláška o regulačním výkaznictví, při jejíž novele budou všechny připomínky k certifikované metodice vyhodnoceny a zohledněny.
216	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	9.2.1 Režim regulace individuální cenou	V návrhu Metodiky se uvádí: „Hodnoty povolených nákladů a odpisů, vycházející z vykázaných skutečností, jsou limitovány k délce soustavy a k plánovanému distribuovanému množství. Tyto limity jsou stanoveny na základě hodnot regionálních distribučních soustav a jsou aktualizovány pro VI. RO. Hodnota zisku je limitována poměrem zisku k celkovým povoleným výnosům a vycházející opět z hodnot regionálních distribučních soustav.“ Návrh je v rozporu s Energetickým zákonem.	Zrušení příslušné pasáže: „ Hodnoty povolených nákladů a odpisů, vycházející z vykázaných skutečností, jsou limitovány k délce soustavy a k plánovanému distribuovanému množství. Tyto limity jsou stanoveny na základě hodnot regionálních distribučních soustav a jsou aktualizovány pro VI. RO. Hodnota zisku je limitována poměrem zisku k celkovým povoleným výnosům a vycházející opět z hodnot regionálních distribučních soustav. “	Uvedené ustanovení je v rozporu § 19a, odst. 1, EZ: „Při regulaci ceny související služby v elektroenergetice a ceny související služby v plynárenství postupuje Energetický regulační úřad transparentním a předvídatelným způsobem v souladu s metodikou cenové regulace tak, aby regulované ceny pokrývaly ekonomicky oprávněné náklady na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti, dále <u>odpisy a přiměřený zisk</u> zajišťující návratnost realizovaných investic do zařízení sloužících k výkonu licencované činnosti a <u>oprávněné náklady na zvyšování energetické účinnosti</u> při výstavbě a provozu přenosové soustavy, přepravní soustavy a distribučních soustav.“ Domnívám se, že neexistuje zákonný rámec pro to, aby ERÚ snižoval lokálním distributorům povolené náklady, odpisy a zisk podle relativních hodnot dosažených u regionálních distributorů tak, jak to dosud dělá a chystá se dělat i v budoucnu. V celku logické a normální, pokud by provozovatelé malé lokální distribuční soustavy měli větší relativní náklady (vůči délce soustavy a plánovanému distribuovanému množství) než provozovatelé velkých distribučních soustav, kteří disponují lepší vyjednávací silou vůči obchodním partnerům.	Neakceptováno Cenová regulace provozovatelů lokálních distribučních soustav je do značné míry obdobná jako u provozovatelů regionálních distribučních soustav. Provozovatelé lokálních distribučních soustav mohou za své služby účtovat ceny až do výše cen stanovených provozovateli nadřazené regionální distribuční soustavy. V definovaných případech může ERÚ podle § 19a odst. 7 na žádost provozovatele lokální distribuční soustavy rozhodnout o odlišném stanovení povolených výnosů a proměnných nákladů takového provozovatele. Ustanovení § 19a odst. 7 dává ERÚ možnost v takovém případě upravit stanovený způsob regulace nebo jeho jednotlivé podmínky. Využití limitů je tak jedním ze způsobů aplikace § 19a odst. 7 při regulaci cen. Využití limitů zajišťuje motivaci provozovatelů lokálních distribučních soustav k efektivnímu a hospodárnému provozování soustavy.
217	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	9.2.1.2 odst. 2 Harmonogram oznamování parametrů cenové regulace provozovatel i LDS v režimu s individuální cenou v plynárenství	V návrhu Metodiky se uvádí: „Úřad žádosti zcela nebo zčásti vyhoví, prokáže-li provozovatel lokální distribuční soustavy, že stanovený způsob regulace cen mu neumožňuje pokrytí účelné vynaložených nákladů na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti alespoň ve třech po sobě následujících letech předcházejících regulovaný rok.“ Návrh je v rozporu s Energetickým zákonem.	Změna příslušné pasáže: „Úřad žádosti zcela nebo zčásti vyhoví, prokáže-li provozovatel lokální distribuční soustavy, že stanovený způsob regulace cen mu neumožňuje pokrytí ekonomicky oprávněných nákladů 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 distribuční soustavy. “	Uvedené ustanovení je v rozporu § 19a, odst. 1, EZ. Není možné, aby ERÚ nutil provozovatele lokální distribuční soustavy, aby byl tři roky ve ztrátě. Navíc kromě „ <i>pokrytí účelně vynaložených nákladů na zajištění spolehlivého, bezpečného a efektivního výkonu licencované činnosti</i> “ má provozovatel lokální distribuční soustavy zákonný nárok na odpisy, přiměřený zisk a oprávněné náklady na zvyšování energetické účinnosti.	Neakceptováno Uvedený text Metodiky cenové regulace vychází z energetického zákona, konkrétně z ustanovení §19a odst. 7, kde je přímo uvedeno: „ <i>Energetický regulační úřad žádosti zcela nebo zčásti vyhoví, prokáže-li žadatel, že stanovený způsob regulace ceny mu dlouhodobě neumožňuje alespoň pokrytí oprávněných nákladů podle odstavce 1.</i> “ ERÚ tak v Metodice cenové regulace z důvodu transparentnosti a předvídatelnosti pouze stanovuje, jak bude aplikovat pojem „dlouhodobě“.

218	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4 Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení	Vlastníci plynárenských zařízení jsou při uzavírání smlouvy o provozování nebo nájemní smlouvy znevýhodněním oproti velkým distribučním společnostem, které provozují jejich zařízení. ERÚ sice přímo nereguluje odkup nebo nájem plynárenských zařízení vůči vlastníkům PZ (smluvní vztah vlastník vs. provozovatel), ale zjevně jde o nepřímou, skrytou regulaci. Pokud dochází k znevýhodnění drobných vlastníků plynárenských zařízení (oproti velkým distributorům), musí ERÚ situaci řešit.	V záhlaví bodu 14.2.4. vložit: „ Před uzavřením smlouvy, která se týká provozování, koupě nebo nájmu plynárenského zařízení (včetně budoucího provozování, koupě či nájmu), s vlastníkem plynárenského zařízení nebo investorem, je provozovatel distribuční soustavy povinen prokazatelně informovat protistranu o celém textu bodu 14.2.4 Metodiky a v případě žádosti protistrany předložit všechna data a výpočty, které byly použity ke stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a výše nájmu plynárenského zařízení (vlastník nebo investor musí mít možnost data a výpočty zkontrolovat). “	Před zahájením stavby plynárenského zařízení musí mít investor (budoucí vlastník) uzavřenou smlouvu s budoucím provozovatelem (distribuční společností). Tato smlouva je buď přímo smlouvou o smlouvě budoucí nebo alespoň závazně stanovuje parametry budoucí (nájemní, kupní, užívací) smlouvy. Distribuční společnosti při vyjednávání podmínek smlouvy mají silnější pozici a náležitě ji využívají. Pokud investor nesouhlasí se zněním smlouvy, mohou distribuční společnosti protahovat jednání i v řádech let a fakticky tak znemožnit stavbu. Distribuční společnosti také využívají toho, že budoucí vlastník (obec, sdružení majitelů bytů apod.) nemá potřebné znalosti energetických zákonů, vyhlášek a metodických pokynů a předkládají mu neúplné, zavádějící nebo přímo chybné informace (regulovanou výši plynárenského zařízení a regulovanou výši nájmu nelze spočítat bez informací /dat/ poskytnutých ze strany distribuční společnosti).	Neakceptováno Regulovaná hodnota plynárenského zařízení a regulované náklady na nájem plynárenského zařízení jsou stanoveny jako maximální možná hodnota , která může být v případě odkupu plynárenského zařízení zahrnuta do RAB a v případě nájmu plynárenského zařízení do povolených výnosů regulovaného subjektu. Výše odkupní ceny plynárenského zařízení nebo výše nájmu je výsledkem dohody smluvních stran. Požadavek na povinné poskytování detailních výpočtů a použitých dat pro stanovení regulované hodnoty a nájemného plynárenského zařízení není z tohoto pohledu relevantní. V konkrétních opodstatněných případech ERÚ může ověřit správnost postupu stanovení maximální hodnoty pro akceptaci do RAB. Vlastník plynárenského zařízení má možnost se na ERÚ v případě pochybností nebo nedostatku informací obrátit. Při stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení, resp. regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení, nedochází ke znevýhodnění vlastníků těchto zařízení. Vlastník plynárenského zařízení má možnost toto zařízení provozovat sám jako lokální distributor a provozovat tak svoji podnikatelskou činnost na základě licence. Nejedná se o skrytou regulaci, ERÚ zde jednoznačně a otevřeně stanovuje pravidla, jejichž cílem je nezahrnovat do majetku distribučních společností (RAB) neefektivní plynárenské sítě v hodnotách, které neodpovídají jejich ekonomickému přínosu a které by následně neúměrně zvyšovaly cenu distribuce plynu.
219	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.1, odst. 1 Způsob výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení	V schématu „Peněžní toky a čistá současná hodnota plynárenského zařízení“ je čistá současná hodnota v roce N označena „V“, což vzhledem k výpočtu může být matoucí.	Čistá současná hodnota v roce N označená jako „hodnota 0“.	Regulovaná hodnota plynárenského zařízení se vypočítá tak, aby čistá současná hodnota rozdílu kladného a záporného peněžního toku, který je vytvářen provozováním hodnoceného plynárenského zařízení, byla za určenou dobu návratnosti rovna nule. Z toho důvodu by bylo logičtější, kdyby byla uvedena hodnota „0“ jako základní parametr iteračního výpočtu.	Akceptováno
220	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.1, odst. 2 Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení, c) Obvyklá cena pořízení	V návrhu Metodiky se uvádí: „Obvyklá cena pořízení plynárenského zařízení je stanovena na základě investičního ceníku provozovatele distribuční soustavy, na jehož území je dané plynárenské zařízení umístěno.“ Použití tzv. investičních ceníků není vhodné z více důvodů.	Změna příslušné pasáže (a promítnutí v ostatních částech Metodiky, kde je uvedeno používání investičních ceníků): „Obvyklá cena pořízení plynárenského zařízení je stanovena na základě cenové soustavy ÚRS .“	Provozovatelům distribučních soustav je od roku 2016 dána možnost, aby si sami určovali regulovanou cenu plynárenských zařízení, která postaví, koupí nebo si pronajmou, tím, že obvyklá ceny pořízení PZ je stanovována pomocí tzv. investičních ceníků, které si sami vytvářejí. Zcela logicky a přirozeně si budou stanovovat ceny, které jim vyhovují. ERÚ tyto ceny dlouhodobě nekontroluje a i kdyby je kontroloval, tak nemá stanovený mechanismus, jak tyto ceny korigovat, pokud by ceny v jednotlivých cenících na sebe „neseděly“ nebo by ceny u některé položky ve všech cenících byly nadsazené. Nikdo jiný než ERÚ ceníky nemůže kontrolovat, tj. ani rozporovat, jelikož je distribuční	Neakceptováno ERÚ trvá na svém předcházejícím vyjádření, které bylo připomínkujícím poskytnuto již v rámci jiného podání. Struktura a podrobnost cenové soustavy ÚRS není dostatečná a vhodná z pohledu požadovaného členění investičního ceníku plynárenských distribučních společností. ERÚ bude strukturu investičních ceníků definovat ve vyhlášce o regulačním výkaznictví, nově bude ERÚ používat cenovou soustavu ÚRS pro pravidelné ověřování přiměřenosti hodnot vykazovaných v investičních cenících distribučních společností.

					společnosti nezveřejňují a podle svých vyjádření je považují za obchodní tajemství. Řešením by bylo používat ceny z všeobecně přijímané a transparentní cenové soustavy ÚRS (využívané i ve státní správě). Neobstojí tvrzení, že z cenové soustavy ÚRS nelze zjistit ceny dle struktury požadované ERÚ. V průběhu posledního roku jsem doložil ERÚ vyjádření ÚRS, že to je možné. Z dlouhodobého hlediska by používání cen z cenové soustavy ÚRS značně zjednodušilo práci ERÚ, protože pravděpodobně bude muset začít kontrolovat investiční ceníky distribučních společností a snad bude také donucena posuzovat rozdíly mezi nimi.	
221	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.1, odst. 2 Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení, c) Obvyklá cena pořízení	(pozn. připomínka je k původnímu textu, bez zahrnutí připomínky č.1) V návrhu Metodiky se uvádí: <i>„Do obvyklé ceny pořízení se zahrnují náklady na pořízení projektové dokumentace, geodetické zaměření, věcná břemena a ostatní investiční náklady a poplatky na výstavbu, úpravu nebo pořízení plynárenského zařízení.“</i> Ocenění věcných břemen nelze dobře promítnout do investičních ceníků.	Doplnění příslušné pasáže: „Do obvyklé ceny pořízení se zahrnují náklady na pořízení projektové dokumentace, geodetické zaměření, věcná břemena a ostatní investiční náklady a poplatky na výstavbu, úpravu nebo pořízení plynárenského zařízení. Náklady na zřízení věcných břemen nejsou uvedeny v investičních cenících (připočítají se k výsledné ceně plynárenského zařízení), jejich výše je limitována zákonnými předpisy.“	ERÚ uvádí, že do obvyklé ceny pořízení patří náklady na věcná břemena, a současně v jiné pasáži uvádí, že obvyklá cena pořízení je stanovena na základě investičního ceníku. Vzhledem k tomu, že ocenění věcných břemen má jednak své zákonné mantinely a jednak se může značně lišit případ od případu i v rámci jedné „lokality“, nelze je postihnout v investičních cenících.	Částečně akceptováno Věcná břemena mohou být součástí obvyklé ceny plynárenského zařízení, nejsou přičítána k výsledné ceně plynárenského zařízení. První odstavec bodu 14.2.4.1., odst. 2 písm. c) Obvyklá cena pořízení bude doplněn takto: „Náklady prokazatelně vynaložené na zřízení věcných břemen mohou být k ceně obvyklé přičteny v hodnotě dané zákonnými předpisy.“
222	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.1, odst. 2 Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení, c) Obvyklá cena pořízení	(pozn. připomínka je k původnímu textu, bez zahrnutí připomínky č.1) V návrhu Metodiky se uvádí: <i>„Obvyklá výše investičních nákladů je provozovatelem distribuční soustavy dokládána investičním ceníkem platným pro výchozí rok hodnocení v předepsaném členění. Minimální struktura investičního ceníku a pravidla pro jeho vykazování jsou stanoveny ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví⁵.“</i> Navržený text dává distribučním společnostem možnost velkého „manévrování“ s cílem získat neoprávněnou výhodu.	Změna a doplnění příslušné pasáže: „Obvyklá výše investičních nákladů je provozovatelem distribuční soustavy dokládána investičním ceníkem platným pro výchozí rok hodnocení v předepsaném členění. Minimální struktura investičního ceníku a pravidla pro jeho vykazování jsou stanoveny ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví⁵. V případě důvodných pochybností o výši některé z cen v investičním ceníku může ERÚ rozhodnout o její úpravě.“	Metodika odkazuje na vyhlášku, kde úprava ještě není zapracována. Bude tudíž záležet na textu vyhlášky. Je ale zřejmé, že pokud nebudou nastaveny dostatečně pevné mantinely, distributoři využijí každou mezeru ve vyhlášce k získání výhody (přirozené chování). Jednou z „mezer“, která se již teď nabízí v Metodice, je formulace „minimální struktura investičního ceníku“. Pokud budou mít distributoři možnost vykazovat ceníky v rozdílné struktuře, umožní jim to vyhnout se přímému porovnání cen mezi sebou. Není důvod, proč by distributoři neměli používat jednotnou strukturu cen. Neobstojí argument, že každá oblast má svá specifika. Investiční ceníky používají největší distributoři – GasNet, Pražská plynárenská Distribuce a EG.D. Jejich distribuční území jsou tak velká, že specifika jednoho jsou i specifika druhého. Pokud má distributor potřebu používat jemnější členění investičního ceníku např. pro své investiční plánování nebo rozpočtování, nikdo mu nebrání, aby si pro svoji potřebu jemnější strukturu vytvořil. K vykazování ale použije transparentní ceník. Další „mezerou“ je absence možnosti korekce cen ze strany ERÚ. Ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví	Částečně akceptováno Ve vyhlášce o regulačním výkaznictví bude upraven minimální požadovaný detail investičního ceníku, ze kterého vyplyne i požadovaná struktura. Struktura i minimální detail budou upraveny tak, aby bylo možné investiční ceníky srovnávat a ověřovat. ERÚ považuje za přínosné, pokud regulovaný subjekt použije v investičním ceníku větší detail, který bude reflektovat např. specifika územních částí nebo délky realizovaných plynovodů. ERÚ má z principu své činnosti oprávnění k ověřování hodnot vykázaných regulovaným subjektem, a tedy i k rozhodnutí o požadavku na jejich úpravu, není tedy důvod toto explicitně uvádět. První odstavec bodu 14.2.4.1., odst. 2 písm. c) Obvyklá cena pořízení bude pro upřesnění upraven takto: „Minimální Struktura a minimální detail investičního ceníku a pravidla pro jeho vykazování jsou stanoveny ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví⁵.“

					<p>je stanoveno, jakým způsobem a v jakém členění tu kterou položku vykazovat. Ve vyhlášce se neřeší a předpokládám, že ani nebude řešit, co dělat, když je položka správně vykázána (odpovídá vydanému ceníku), ale cena je moc vysoká nebo zásadně nekoresponduje s cenou z ceníku jiného distributora.</p>	
--	--	--	--	--	---	--

223	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.1, odst. 2 Vstupy výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení, c) Obvyklá cena pořízení	<p>V návrhu Metodiky se uvádí:</p> <p><i>„Pokud je regulovaná hodnota stanovována pro plynárenské zařízení uvedené do provozu (zkolaudované) před výchozím rokem hodnocení, bude obvyklá cena pořízení stanovena na základě investičního ceníku platného pro výchozí rok hodnocení a přepočtena prostřednictvím příslušných ročních indexů cen stavebních děl na hodnotu roku, ve kterém bylo toto zařízení uvedeno do provozu (zkolaudováno). Přepočet bude proveden maximálně do roku 2007 (unbundling distribuce plynu s přeceněním aktiv). Podle charakteru plynárenského zařízení budou pro přepočet obvyklé ceny pořízení plynárenských zařízení na dálkovodech použity roční hodnoty indexu „Vedení plynu, ropy a ostatních produktů dálková trubní“ a pro přepočet obvyklé ceny pořízení pro místní síť roční hodnoty indexu „Vedení plynu místní trubní“.“</i></p> <p>Přepočet není navržen tak, aby se vyrovnaly podmínky pro všechny investory.</p> <p>Některé formulace by bylo vhodné upřesnit, aby se předešlo budoucím sporům.</p>	<p>Doplnění příslušné pasáže:</p> <p>„Pokud je regulovaná hodnota stanovována pro plynárenské zařízení uvedené do provozu (<u>tj.</u> zkolaudované) před výchozím rokem hodnocení, bude obvyklá cena pořízení stanovena na základě investičního ceníku platného pro výchozí rok hodnocení (<u>tj. cena pořízení nového plynárenského zařízení na daném místě v roce hodnocení</u>) a přepočtena prostřednictvím příslušných ročních indexů cen stavebních děl na hodnotu roku, ve kterém bylo toto zařízení uvedeno do provozu (zkolaudováno). Přepočet bude proveden maximálně do roku 2007 (unbundling distribuce plynu s přeceněním aktiv). Podle charakteru plynárenského zařízení budou pro přepočet obvyklé ceny pořízení plynárenských zařízení na dálkovodech použity roční hodnoty indexu CZ-CC 2211 „Vedení plynu, ropy a ostatních produktů dálková trubní“ a pro přepočet obvyklé ceny pořízení pro místní síť roční hodnoty indexu CZ-CC 2221 „Vedení plynu místní trubní“.“</p>	<p>ERÚ sice uvádí, že přepočet bude prováděný „pouze“ do roku 2007, kdy byl provedený unbundling distribuce plynu s přeceněním aktiv, a tím naznačuje srovnání podmínek pro všechny investory – velké distribuční společnosti i drobné vlastníky plynárenských zařízení, ale pozapomněla zohlednit, že u velkých distribučních společností bylo také provedeno dorovnání výše regulované báze aktiv na zůstatkovou hodnotu aktiv, tj. u velkých distribučních společností byla regulovaná hodnota PZ zvýšena, zatímco u drobných vlastníků nikoliv. <u>U této dílčí připomínky nenavrhují konkrétní úpravu textu, ale apelují na ERÚ, aby se o úpravu pokusil v rámci srovnání podmínek pro všechny investory.</u></p> <p>Konkrétní úpravy textu se týkají pouze dopřesnění, aby bylo zcela jasné, jak je text myšlený, a aby bylo zamezeno případným budoucím sporů mezi jednotlivými subjekty, na něž text dopadá (distributoři, investoři).</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Doplněný text <i>„tj. cena pořízení nového plynárenského zařízení na daném místě v roce hodnocení“</i> ERÚ nepovažuje za zpřesnění, naopak by mohl umožnit různý výklad. Plynárenské zařízení může být uvedeno do provozu nebo být zkolaudováno před výchozím rokem hodnocení, dotčený text bude tak pro lepší srozumitelnost podle toho upraven.</p> <p>ERÚ má za to, že není nutné uvádět čísla cenových indexů, ta se mohou v průběhu času změnit.</p> <p>Nové znění odstavce:</p> <p><i>„Pokud je regulovaná hodnota stanovována pro plynárenské zařízení uvedené do provozu {nebo zkolaudované} před výchozím rokem hodnocení, bude obvyklá cena pořízení stanovena na základě investičního ceníku platného pro výchozí rok hodnocení a přepočtena prostřednictvím příslušných ročních indexů cen stavebních děl na hodnotu roku, ve kterém bylo toto zařízení uvedeno do provozu {nebo zkolaudováno}. Přepočet bude proveden maximálně do roku 2007 (unbundling distribuce plynu s přeceněním aktiv), ve kterém byl proveden unbundling distribuce plynu se vstupním přeceněním aktiv. Podle charakteru plynárenského zařízení budou pro přepočet obvyklé ceny pořízení plynárenských zařízení na dálkovodech použity roční hodnoty indexu „Vedení plynu, ropy a ostatních produktů dálková trubní“ a pro přepočet obvyklé ceny pořízení pro místní síť roční hodnoty indexu „Vedení plynu místní trubní“.</i></p>
-----	------------------------	--	---	--	--	---

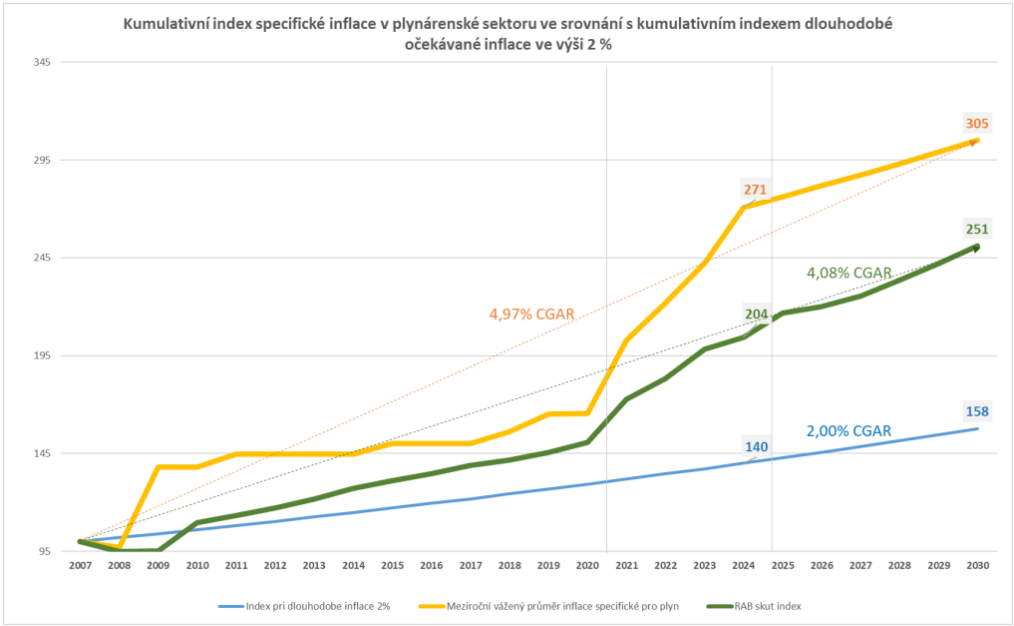
224	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.1, odst. 6. Úprava regulované hodnoty plynárenského zařízení o zaplacené regulované náklady na úhradu nájemného	<p>Odečtem zaplaceného nájemného z ceny plynárenského zařízení při jeho prodeji přesahuje regulace ze strany ERÚ spravedlivou mez a v budoucnu může způsobit velké problémy.</p>	<p>Var. I.</p> <p>Vypuštění bodu 14.2.4.1, odst. 6 (při odkupu PZ se nebude odečítat nájem)</p> <p>Var. II.</p> <p>Změna bodu 14.2.4.1, odst. 6 (změna pravidel pouze pro „nové“ investory):</p> <p>„V případě nabytí plynárenského zařízení provozovatelem distribuční soustavy od třetích stran se regulovaná hodnota plynárenského zařízení snižuje o úhrn regulovaných nákladů na úhradu nájemného plynárenského zařízení, které byly na základě smlouvy o nájmu tohoto zařízení vyplaceny od roku 2026. Snížení se netýká vlastníků plynárenských zařízení, jejichž výstavba začala před 1.1. 2016.“</p>	<p>V metodice je od r. 2026 při prodeji PZ změna v odpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného (dále též jen „nájem“). Dlouhodobě jsem upozorňoval na skutečnost, že odpočet zaplacených nájmů není spravedlivý a diskriminuje zejména vlastníky, kteří vlastní starší plynárenská zařízení. Nově se odpočet nájmu bude provádět až od roku 2026, tj. nebude diskriminovat vlastníky starších PZ, ale těch novějších.</p> <p>Ze sekce regulace ERÚ mi na můj dotaz o vysvětlení bylo odpovězeno:</p> <p><i>„....Výpočet regulovaného nájemného je tedy založen na principu dosažení stejného výnosu v případě odprodeje i pronájmu konkrétního PZ. Pokud by nebyla v Postupu ustanovena podmínka odečtu vyplacených hodnot nájemného, tak v případech, kdy majitel PZ využije v roce i nájemní vztah a následně před uběhnutím stanovené doby návratnosti PZ odprodá, realizoval by vyšší výnos než v případě, že v roce i bude zařízení odprodáno nebo vznikne nájemní vztah, který bude trvat po celou stanovenou dobu návratnosti.</i></p> <p><i>Cílem výše uvedeného ustanovení o odečtu uhrazených nájmů je tedy dosažení stejných ekonomických podmínek pro případ odprodeje PZ, nájmu PZ trvajícího celou stanovenou dobu návratnosti nebo kombinace nájemního vztahu a následného odprodeje v rámci stanovené doby návratnosti.</i>“</p> <p><u>Nájem je spravedlivá odměna pronajímatele za to, že poskytuje k užívání (zde k ekonomické činnosti) svůj majetek nájemci.</u> Není možné snižovat hodnotu (odkupovaného) majetku o zaplacený nájem. Z ekonomického hlediska je to nesmysl. Je vcelku logické a přirozené, že výnos z vlastnictví trvajícího 1 rok bude nižší než výnos z vlastnictví trvajícího 20 let. Navíc z nájmu musí pronajímatel platit daně, takže pokud by se po X letech dohodl s provozovatelem na prodeji (osvobozeném od daně), v konečném důsledku nezíská ani regulovanou hodnotu sníženou o nájem.</p> <p>ERÚ si tímto dlouhodobě zadělává na velký problém, protože vlastníci PZ za těchto podmínek nebudou chtít svá zařízení odprodat (pokud tak neučiní hned na počátku provozování PZ). Distributoři (provozovatelé) ani nemají velký zájem PZ odkoupit, protože nastavená pravidla nájmu jim umožňují provozovat PZ s minimálními náklady. Nejspíš dojde po několika desítkách let ke sporům mezi distributory a vlastníky, do kdy je možné dané PZ při dobré údržbě provozovat (a zda distributor prováděl dobrou údržbu), protože distributoři mají povinnost udržovat distribuční soustavu (tj. i pronajaté PZ) v provozuschopném a bezpečném stavu a za tímto účelem jim ERÚ dlouhé roky alokuje finanční prostředky (prostřednictvím povolených nákladů).</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ považuje za dostatečné vysvětlení tohoto principu, které bylo připomínkujícím poskytnuto již v rámci jiného podání. Výpočet regulovaného nájemného je nadále založen na principu dosažení stejného výnosu v případě odprodeje i pronájmu konkrétního plynárenského zařízení. Pokud by nebyla v postupu ustanovena podmínka odečtu vyplacených hodnot nájemného, tak v případech, kdy majitel plynárenského zařízení využije v roce i nájemní vztah a následně před uběhnutím stanovené doby návratnosti plynárenské zařízení odprodá, realizoval by vyšší výnos než v případě, že v roce i bude zařízení odprodáno nebo vznikne nájemní vztah, který bude trvat po celou stanovenou dobu návratnosti.</p> <p>Vzhledem k tomu, že dochází ve výpočtu regulované hodnoty plynárenského zařízení i nájemného od roku 2026 ke změnám, které mění rámec návratnosti pro odkup i pronájem na 20 let, je odečet nájemného omezen právě rokem 2026.</p>
-----	------------------------	--	--	--	--	--

					<p>Argumentace ERÚ při vypořádání její obdobné připomínky ve VKP pro rok 2024:</p> <p><i>„Potenciální vlastník (investor) plynárenského zařízení se o své investici rozhoduje na základě aktuální energetické legislativy a regulačních pravidel. Na základě daných regulačních a dalších podmínek se také rozhoduje o způsobu jeho provozování. Pokud mu nevyhovují podmínky stanovené pro odkup nebo nájem, má možnost investici neuskutečnit nebo provozovat dané plynárenské zařízení formou lokální distribuční soustavy.“</i></p> <p><u>Argumentace ERÚ ve spojení s pravidly Metodiky znamená, že ERÚ nemá zájem o investory do plynárenství</u>, pokud nejsou zároveň provozovateli PZ, protože stanovuje pravidla nájmu a odkupu taková, že žádný příčetný investor nemůže do stavby plynárenského zařízení investovat. V každém případě by i dle argumentace ERÚ neměla mít nová pravidla dopad na investice do PZ uskutečněných před jejich platností. V letech 2016-2024 platilo pravidlo o odpočtu nájmu, před rokem 2016 nikoliv. Návrh promítnutí připomínky tudíž rozdělují na dvě varianty (preferuji variantu I.).</p>	
--	--	--	--	--	--	--

225	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.2, odst. 1. Způsob výpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za plynárenské zařízení	<p>V návrhu Metodiky se uvádí:</p> <p><i>„Hodnota regulovaných nákladů na úhradu nájemného je stanovena jako pravidelná roční splátka regulované hodnoty, která při stanovené úrokové míře za dobu návratnosti stanovenou podle bodu 14.2.4.1 odst. 3 písm. d) uhradí pronajímateli regulovanou hodnotu daného plynárenského zařízení.“</i></p> <p><i>Výše úrokové míry je stanovena ve výši bezrizikové míry výnosnosti stanovené ERÚ pro výpočet míry výnosnosti regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy ...“</i></p> <p>Výše úrokové míry stanovená ve výši bezrizikové míry výnosnosti nedává ekonomický smysl, je v rozporu s podmínkami stanovenými velkým distributorům a nezohledňuje žádná rizika drobného vlastníka nebo investora PZ.</p>	<p>Změna příslušné pasáže bodu 14.2.4.2, odst. 1.:</p> <p>„Výše úrokové míry je stanovena ve výši nákladů dluhového financování (bezriziková úroková míra + riziková prémie sektoru) stanovené ERÚ pro výpočet míry výnosnosti regulační báze aktiv provozovatele distribuční soustavy ...“</p>	<p>Výpočet s anuitou jako náhrada výpočtu s odpisy a přiměřeným ziskem je jistě možný, nicméně není možné stanovit úrokovou míru ve výši bezrizikové míry. Bezriziková míra výnosnosti je v bodě 3.2.4.3 stanovena jako výnos dluhopisového koše státních dluhopisů České republiky denominovaných v CZK s průměrnou zbytkovou splatností 10 let. ERÚ tudíž říká, že investice do plynárenského zařízení je podle něj stejně rizikové jako zakoupení 10ti-letých státních dluhopisů. Proč by potom někdo investoval do PZ, když si může koupit státní dluhopisy se stejným výnosem?</p> <p>Samozřejmě použití bezrizikové míry výnosnosti má logiku při použití vůči regulovanému subjektu (provozovatel-distributor), který využíváním cizího zařízení nepodstupuje žádné riziko (všechny opravy, údržbu apod. mu v povolených nákladech uhradí odběratelé). Jak ale uvádím v jiné připomínce, ERÚ nepřímo reguluje smluvní vztah provozovatel-distributor vs. vlastník-investor a pro vlastníka nebo investora postrádá použití bezúrokové míry výnosnosti ekonomickou logiku.</p> <p>Domnívám se, že výše úrokové míry by měla být počítána obdobně jako náklady cizího kapitálu v bodě 3.2.4.7, tj. měla by být zohledněna <u>riziková prémie sektoru</u>. Je to vcelku logické, jelikož vůči distributorům lze náklady nezávislých investorů opravdu považovat za náklady cizího kapitálu.</p> <p><u>Započtení rizikové prémie sektoru do úrokové míry používané při výpočtu nájemného lze považovat za naprosté minimum toho, co by mělo být započteno.</u> Vůbec tam nejsou zohledněna regulační rizika (regulátor změnil pravidla během životnosti investice jako nyní), operační rizika, riziko menšího odběru (viz. připomínka č.2) apod.</p>	Akceptováno
-----	------------------------	---	--	---	---	--------------------

226	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.2, odst. 1. Způsob výpočtu regulovaných nákladů na úhradu nájemného za plynárenské zařízení	<p>V návrhu Metodiky se uvádí:</p> <p><i>„Regulované náklady na úhradu nájemného budou přepočteny při změně parametrů regulace pro další regulační období. Součástí tohoto přepočtu bude zohlednění aktuálního množství plynu distribuovaného z pronajímaného plynárenského zařízení a uvažovaného budoucího využití tohoto zařízení.“</i></p> <p>Přepočet není zohledněný u investic velkých distributorů. Riziko pro drobné investory není zohledněno přírážkou v úrokové míře. Kritérium uvažovaného budoucí využití je formulováno neurčitě a může být zneužito.</p>	<p>Vypuštění příslušné pasáže bodu 14.2.4.2, odst. 1.:</p> <p>„Součástí tohoto přepočtu bude zohlednění aktuálního množství plynu distribuovaného z pronajímaného plynárenského zařízení a uvažovaného budoucího využití tohoto zařízení.“</p>	<p>Při zprovoznění plynárenského zařízení je vypočtena regulovaná cena PZ za použití stejných pravidel pro provozovatele-distributora i pro nezávislého vlastníka-investora. Provozovatel promítne cenu pořizovací (regulovanou) cenu PZ do regulované báze aktiv a tím to pro něj končí. Dále bude zhodnocovat cenu, která byla jednou započtena do RAB a už se nemění (kromě odpisů). Nezávislý vlastník bude „ohrožený“ tím, že z jeho zařízení budou odběratelé odebírat míň plynu. Pokud by tomu tak bylo, musela by být připočtena další riziková přírážka k započítávané úrokové míře (viz. připomínka č.1). Další kritérium „uvažované budoucí využití“ – kdo ho bude stanovovat a jak ho bude hodnotit? Všechna nejednoznačně formulovaná (neurčitelná) pravidla a kritéria mohou zneužívat provozovatelé.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Zohlednění rizika je vyřešeno akceptací předcházející připomínky, která spočívá v zahrnutí rizikové přírážky v úrokové míře.</p> <p>Z příslušné pasáže bodu 14.2.4.2, odst. 1 bude vypuštěna druhá část věty takto:</p> <p><i>„Součástí tohoto přepočtu bude zohlednění aktuálního množství plynu distribuovaného z pronajímaného plynárenského zařízení a uvažovaného budoucího využití tohoto zařízení.“</i></p>
227	Ing. Tomáš Prokeš, MBA	14.2.4.2, odst. 2. Provoz a údržba pronajatých plynárenských zařízení	<p>V návrhu Metodiky se uvádí:</p> <p><i>„Náklady na provoz a údržbu pronajatých plynárenských zařízení jsou součástí celkových povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy určených Úřadem.“</i></p> <p>Z formulace zcela jasně nevyplývá, že provozovatel hradí náklady na provoz, opravy a údržbu pronajatých plynárenských zařízení.</p>	<p>Doplnění bodu 14.2.4.2, odst. 2.:</p> <p><i>„Náklady na provoz, opravy a údržbu pronajatých plynárenských zařízení hradí provozovatel distribuční soustavy a jsou součástí celkových povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy určených Úřadem.“</i></p>	<p>Pravidlo, které bylo i součástí Metodiky v předchozím regulačním období. Váže se na povinnost provozovatele distribuční soustavy „zajistit bezpečný, spolehlivý a hospodárny provoz, údržbu, obnovu a rozvoj distribuční soustavy ...“ (§ 59, odst. 8a EZ). Součástí distribuční soustavy jsou i pronajatá PZ.</p> <p>Je zřejmé, že nezávislí vlastníci PZ nemohou platit údržbu (včetně oprav) svých zařízení, protože ERÚ jim na to nealokuje finanční prostředky. Pokud by jim je alokoval, potom by nepostupoval hospodárně, protože podle EZ jsou za údržbu zodpovědní provozovatelé.</p> <p>Problém je v tom, že provozovatelé zneužívají neznalosti drobných vlastníků EZ a požadují ve smlouvách o nájmu (nebo provozování) ustanovení, že údržbu a opravy hradí vlastníci EZ. Také není zcela zřejmě stanoveno (a může to být předmětem sporu), že mezi údržbu jsou započteny i opravy (i když to opět vyplývá z EZ i z alokace fin. prostředků prostřednictvím ERÚ),</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Záměrem ERÚ je umožnit, aby nájemci plynárenských zařízení hradili náklady spojené s běžným provozem a údržbou těchto zařízení. Pro zpřesnění formulace bude odstavec upraven a doplněn takto:</p> <p>„Náklady na provoz a údržbu pronajatých plynárenských zařízení spojené se zajištěním provozu pronajatých plynárenských zařízení hradí provozovatel distribuční soustavy a jsou součástí celkových povolených nákladů provozovatele distribuční soustavy určených Úřadem.“</p> <p>Zajištěním provozu se rozumí provádění následujících činností přímo souvisejících s pronajatým plynárenským zařízením:</p> <ol style="list-style-type: none"> Inspekce a revize zaměřené na zjištění, zda stav plynárenského zařízení odpovídá předpisům k zajištění bezpečnosti a ochrany zdraví při práci a provozně bezpečnostních požadavků. Údržba, která je souhrnem pravidelných činností na plynárenském zařízení a jeho

						<i>součástí či příslušenství směřujících k udržení provozuschopného stavu plynárenského zařízení. Do údržby není zahrnuta výměna částí plynárenského zařízení nebo jeho součástí či příslušenství.“</i>
228	GasNet, s.r.o.	Kontext, ve kterém připomínky uplatňují	<p>Vedle konkrétních připomínek k návrhu metodiky regulace pro 6. regulační období (dále jen „návrh“), které uvádíme k jednotlivým částem návrhu, bychom chtěli přiblížit kontext, ve kterém naše připomínky uplatňujeme, a poukázat na tři hlavní nedostatky, které z pohledu společnosti GasNet činí navrhovanou metodiku regulace neudržitelnou.</p> <p>1. Přenesení břemene inflace na regulované subjekty:</p> <p>i. Současný regulatorní rámec je nominálním modelem založeným na historických pořizovacích nákladech. Tento model vychází při kalkulaci nákladů kapitálu (WACC) z dlouhodobého inflačního očekávání ve výši 2 % p.a. Skutečná specifická průměrná inflace u konkrétních investic do distribuce plynu v období 2007 až 2030 však činí 4,97 % p.a¹ .</p> <p>ii. Především vysoká kumulovaná inflace a nárůst cen za materiál a práce o 30-60 % z let 2021- 2023 vedl k výraznému rozevření nůžek mezi skutečným růstem cen a předpokladem inflačního očekávání ve WACC. Inflace z předchozích období má přitom trvalý charakter, ceny materiálu a práce neklesají zpět na úroveň před tímto obdobím. Toto má zásadní vliv na nárůst výše investic a možnost regulovaných společností tyto zvýšené investice financovat.</p> <p>iii. Regulovaná báze aktiv (RAB), jak je v současnosti stanovena, je o 32 % nižší (poměr indexu inflace 271/204) než by měla být, aby umožnila regulovaným společnostem kompenzovat negativní dopad inflace z minulých let a zajistila financovatelnost nových investic a návratnost investovaného kapitálu.</p> <p>_____</p> <p>¹ 2007-2024 skutečnost, FINCO, 2025-2030 2% očekávaná inflace</p>		<p>Částečně akceptováno</p> <p>Úhrada nákladů inflace probíhá komponentou zisku, kam se promítají základní mírou inflace očekávanou investory v bezrizikové míře výnosnosti a dále inflačním rizikem, tedy rizikem, že skutečná inflace bude vyšší než dopředu očekávaná, v nákladech rizik.</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období aniž by bylo potřeba použít nepřiměřeně velkou část komponenty zisku. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu. Rizika regulovaných subjektů jsou ošetřena dostatečně, přičemž určujícím faktorem pro hodnotu koeficientu beta je samotná podstata regulace, tedy riziko situace, kdy dojde ke změně očekávaného regulačního prostředí a zákonného předpokladu kompenzace vzniklých nákladů kapitálu. ERÚ každopádně není subjektem, který by arbitrárně zhodnocoval rizikovost regulovaných subjektů, koeficient beta je přejímán z tržního prostředí a rizikovost regulovaného sektoru tak posuzují investoři na kapitálových trzích. Toto vyjádření rizikivosti je pak dlouhodobě stabilní a snížení hodnoty koeficientu beta je způsobeno jeho nepřiměřeným vyčíslením pro V. regulační období, kde byla peer group referenčních společností zastoupena i společnostmi s větší mírou tržní orientace a na koeficient beta byla aplikována Blumeho úprava, která se při zpětném hodnocení ukázala jako nevhodná.</p> <p>Pro VI. regulační období dochází k posílení pobídkové regulace, jak je zřejmé z textu návrhu Metodiky cenové regulace.</p>	



iv. Zatímco neregulované ekonomické subjekty přizpůsobují své ceny inflaci na straně vstupů pro materiály a investice. U regulovaných subjektů regulátor v případě provozních nákladů sice inflaci zohledňuje, to však již neplatí pro investiční náklady při inflaci nad úroveň 2 %.

v. Regulátor přesunul inflační zátěž na regulované společnosti a jejich akcionáře. Báze regulovaných aktiv (RAB) ztrácí reálnou hodnotu podstatně rychleji než dlouhodobá inflace 2,0 %, a odpisy ani povolený zisk odvozené z historické hodnoty RAB nepostačují k financování investic v aktuálních cenách.

vi. Regulované společnosti jsou postupem regulátora nuceny opakovaně a dlouhodobě vynakládat dodatečné finanční prostředky na krytí negativního dopadu inflace nad úrovní 2 % na nové investice, a to na úkor výnosnosti z již realizovaných investic

vii. **Skutečná výnosnost vloženého kapitálu během 6. regulačního období se v podmínkách aktuálního návrhu ERÚ očekává na úrovni ve výši 2,8-3,0 %, což je významně pod úrovní výnosnosti, kterou ERÚ předjímá v hodnotě WACC (5,45 % po zdanění při WACC před zdaněním 6,9 %), resp. pod úrovní výnosnosti, která odpovídá podmínkám v infrastrukturálním odvětví a aktuálním podmínkám kapitálového trhu (v rozmezí 6,3% až 6,65 % po zdanění při WACC před zdaněním 7,96% až 8,4 % na základě provedených studií od ČSOB Advisory, a.s. (Příloha č. 3.) a ČS, a.s. & Martin Továrek).**

viii. Jedním z nástrojů, kterým lze zajistit financovatelnost investic při zachování reálné výnosnosti kapitálu, je zahrnutí specifické inflace a přeceněných hodnot majetku do RAB. Tento model v různých variantách aplikuje řada zemí, například Velká Británie, Itálie, Francie či Nizozemí, přestože je úroveň inflace v těchto zemích dlouhodobě podstatně nižší.

ix. Aktuální i navrhovaný regulační rámec není v situaci s vysokou inflací udržitelný. Pokud se vysoká inflace a s tím související nárůst investic nezohlední odpovídajícím způsobem v regulačním rámci, nemají regulované společnosti jinou volbu než významně omezit investice pod potřebnou úroveň. Bude tak ohrožena nejen nezbytná obnova, ale zároveň vznikne investiční deficit, který se během let 2030-2040 bude muset vyrovnat. Vedle toho lze v dalších letech očekávat postupný nárůst provozních nákladů, protože distribuční soustava bude vyžadovat větší četnost inspekcí a budou narůstat požadavky na pohotovost. Je třeba rovněž počítat s nárůstem nákladů na krytí ztrát a poplatků za CO2 a metanové emise. V neposlední řadě bude ohrožena transformace plynárenské distribuční soustavy pro účely dekarbonizace české ekonomiky. Existuje velké riziko, že tyto kroky, společně s nevyhnutelným přeceněním regulované báze aktiv (RAB) v 7RP

ERÚ dále vnímá odborné analýzy k hodnotě WACC, předkládané připomínkujícím, jako zdroj současného pohledu regulovaných subjektů na optimální hladinu míry výnosnosti pro VI. regulační období. Z tohoto důvodu navyšuje hodnotu bonusu u nově zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1% na 1,5% tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujícího.

			<p>od 2030, povedou ke kumulaci faktorů, které by mohly významně navýšit distribuční tarify v období 2030-2040.</p> <p>Jako součást připomínek přikládáme analýzu společnosti EY k problematice zohlednění inflace v regulaci (Příloha č. 1).</p> <p>2. Nedostatečné zohlednění rizika</p> <p>Energetická transformace zvyšuje míru rizikovosti vynaložených investic. Není zaručené, zda energetická infrastruktura bude využívána po celou dobu životnosti (cca 40 let), mění se sezónní využití infrastruktury a zvyšují se technologická rizika v důsledku aplikace nových, dříve neznámých technologií.</p> <p>I když podnikatelské riziko v oblasti energetiky výrazně roste, regulátor předpokládá nižší rizikový profil ve srovnání s předchozím obdobím. Regulátor uplatňuje nižší rizikové parametry pro MRP a beta v rámci stanovení WACC, než tomu bylo v předchozích obdobích, kdy byla rizika nižší. To znamená, že tyto rizikové parametry vlastního kapitálu 0,41 % pro parametr nezadluženého beta a 5,52 % pro ERP, navrhované ERU jsou zjevně příliš nízké ve srovnání se 4 standardní tržní sazbou pro plynárenský sektor 0,62 % pro parametr nezadluženého beta a 6,00-6,20 % pro ERP.</p> <p>3. Odklon od pobídkových regulačních mechanismů:</p> <p>i. Důležitou součástí moderní regulace je zavedení mechanismů "pobídkové regulace" pro regulované subjekty jako alternativy k tradiční regulaci "cost + ". Předpokládá se, že pobídkové mechanismy regulace jsou účinnějším nástrojem snižování nákladů, zlepšování kvality služeb a zavádění nových produktů a služeb. Tento pobídkový přístup v minulosti opakovaně ukázal, a to i v České republice, že regulované společnosti dosáhly významného snížení nákladů nebo zvýšení kvality služeb, které se pak postupně přenášely jako úspora na konečné zákazníky. V aktuálním návrhu však regulátor tento princip pobídkové regulace ve velké míře, bohužel, opouští.</p> <p>ii. V oblasti ztrát v síti návrh oslabuje motivační mechanismy využitím krátkodobých, klouzavých 3letých průměrných úseků, ve kterých jsou ztráty sledovány a vyhodnocovány. V tomto systému neexistuje z pohledu regulovaných společností významnější motivace ke snižování ztrát v síti. To má pro zákazníka v následujících letech negativní důsledky. Negativní dopad zvyšují také dodatečné emisní náklady, které přímo se ztrátami v síti souvisí (např. poplatky za emise metanu). Vyzýváme proto regulátora, aby přehodnotil současný návrh a obnovil dlouhodobé motivační mechanismy používané v minulosti nebo zavedl nové motivační mechanismy ke snížení ztrát.</p>		
--	--	--	---	--	--

229	GasNet, s.r.o.	2.7 Opatření k naplnění cílů Metodiky cenové regulace	Uznat přecenění aktiv rovněž od roku 2025 dále	Provázání RAB na hodnotu optimální úrovně ZHA, které bylo postupně realizováno již v průběhu V. RO tak, aby se minimalizovaly dopady tohoto přechodu. Tímto krokem jsou zajištěny cíle týkající se posílení finanční stability regulovaných subjektů a zvýšení transparentnosti regulačního rámce pro investory i stability pro zákazníka. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude bude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB a odpisů.	Regulované společnosti čelí problému financování investic, jejíž hodnoty stouply i z důvodu inflace, která v minulých letech významně překročila hodnoty inflačního očekávání obsažené WACC (2%). V této situaci je přecenění majetku jedním z hlavních nástrojů zajištění finančních zdrojů a adekvátní výnosnosti kapitálu regulovaných společností. Tzv. reálný model regulace založený na průběžném přeceňování aktiv by měl být uplatněn nejpozději v VII. regulačním období. ERÚ nenabízí v rámci VI. regulačního období žádný nástroj, který by umožnil reagovat na minulé i budoucí výkyvy inflace oproti původním inflačním očekáváním a komplikuje tak regulovaným společnostem jejich finanční situaci a možnost realizace investic. ERÚ rovněž nezdůvodnil, proč nelze v hodnotě RAB zohlednit přecenění provedené pouze v roce 2025 a později, Takovýto přístup lze považovat za netransparentní, a tedy v rozporu s podmínkami regulace dle energetického zákona. Požadujeme, aby přecenění majetku regulovaných společností bylo zohledněno bez ohledu na okamžik realizace přecenění. Obecné vyjádření společnosti GasNet k problematice inflace je uvedeno výše v úvodu těchto připomínek.	Neakceptováno Přecenění majetku, které je realizováno reprodukčními cenami, promítá do zůstatkové hodnoty aktiv náklady související s daným majetkem, které již byly regulovanému subjektu jednou uhrazeny. Jedná se zejména o náklady inflace, které regulovaný subjekt obdržel v komponentě zisku, dále náklady provozního i investičního charakteru vynaložené na údržbu daného majetku, které prodlužují jeho technickou životnost, a tak v neposlední řadě také odpisy daného majetku, pakliže byla technická životnost vyšší než účetní (v principu je obvyklé, že přeceněním získává nenulovou zůstatkovou hodnotu i majetek, který byl účetně zcela odepsán, ale může být dále k výkonu licence využit). Úhrada nákladů inflace probíhá komponentou zisku, kam se promítají základní mírou inflace očekávanou investory v bezrizikové míře výnosnosti a dále inflačním rizikem, tedy rizikem, že skutečná inflace bude vyšší než dopředu očekávaná, v nákladech rizik. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu. Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.
230	GasNet, s.r.o	2.6 Investiční výhled pro VI. regulační období	Upravit způsob stanovení hodnoty KPI pro získání bonusu na WACC	Obecná připomínka bez navazující úpravy textu: Navrhujeme, hodnota KPI pro získání bonusu k WACC byla stanovena na základě poměru investic a odpisů regulovaných společností stanoveného jednotně pro všechny společnosti. Konkrétní text u připomínky č. 27.	Hodnota KPI's pro získání bonusu k WACC by neměla být stanovena na základě různorodých indikativních plánů investic jednotlivých společností, které se navíc mohou v čase měnit. Návrh ERÚ v současné podobě lze považovat za netransparentní a diskriminační.	Neakceptováno Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC. Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciózní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu

231	GasNet, s.r.o.	2.8 Motivační pobídky v regulaci	Zavést chybějící motivaci k úsporám v oblasti ztrát	Obecná připomínka , konkrétní text u připomínky č. 25.	V období od roku 2010, kdy byly zavedeny odpovídající motivační mechanismy ve vztahu k regulovaným společnostem, došlo k poklesu počtu úniků v soustavě a ke snížení celkového objemu ztrát. Nově navržený způsob vyhodnocování ztrát a alokace finančních prostředků na ztráty plynu v soustavě nemotivuje regulované subjekty k dalším úsporám a může tento dosavadní pozitivní trend zastavit. Zejména navrhované použití průměru pouze posledních 3 let pro určení povoleného objemu ztrát je neobjektivní z hlediska krátkého časového intervalu, neposkytuje statisticky relevantní zachycení reálného chování dat. Zároveň navržený způsob mění zdroj dat z výkazů regulovaných společností na data OTE, která nenesou dostatečnou historicky prokázanou objektivitu. Klouzavost využití těchto dat neposkytuje principiálně prostor pro distribuční společnost zavádět opatření ke snižování ztrát. V případě úspěchů klouzavost směřuje vždy velmi rychle k nule, resp. záporné "motivaci"/trestu	Vysvětleno Na základě doručených připomínek byl přístup ke stanovení nákladů na ztráty upraven tak, aby zajišťoval vyšší motivaci pro regulované subjekty ke snižování ztrát v soustavě (bližší informace u vypořádání připomínek č. 253 a 254).
232	GasNet, s.r.o.	2.10 Další motivační programy v regulaci	Navýšit motivační bonus. Hodnota motivačního bonusu ve výši 1pcb je příliš nízká	Navýšit hodnotu bonusu k WACC při splnění 100 % KPI alespoň na hodnotu 1,5 p. b. všude v připomínkovaném textu.	Základní hodnota WACC a bonus WACC v nedostatečné míře reflektuje rizika související s transformací energetiky a zvýšeným nákladům financování, kterým regulované společnosti čelí. Vzhledem k aplikaci nominálního modelu regulace a neakceptaci přecenění RAB je nutné zohlednit dopad mimořádné inflace v průběhu RP5, v jejímž důsledku rostou významným způsobem investice nad odpisy regulovaných společností ve WACC, resp. bonus WACC tak, aby bylo zajištěna návratnost vloženého kapitálu, a tedy dostatečné CF na obnovu regulovaných aktiv.	Akceptováno
233	GasNet, s.r.o.	3.1.1 Povolené náklady	Zahrnout tržní úroveň nákladů SLA jako oprávněný náklad	Nadále bude v průběhu VI. RO ze strany ERÚ prováděno ověřování ekonomické oprávněnosti nákladů, které vstoupily do základny hodnoty povolených nákladů jednotlivých společností. Prováděné ověřování bude respektovat legislativu platnou ve sledovaných letech s konkrétními dopady v průběhu VI. RO, případně v následujících regulačních obdobích. Takový postup považuje Úřad za objektivní, transparentní, spravedlivý, nediskriminační a akceptovatelný pro všechny účastníky trhu. Analýzy nákladů v průběhu V. RO vedly k potřebě úpravy metodiky uznávání nákladů v případě SLA (Service-level agreement), které jsou obecně zajištěny externím dodavatelem v rámci skupiny, při které nedochází k automatické motivaci, aby náklady vynaložené regulovaným subjektem na tuto činnost byly vynaložené z pohledu regulace efektivně. Z analýz vyplývá, že marže servisních organizací u některých SLA dosahují 30 %, kdy jde zároveň o specifické služby, které na trhu nejsou běžně nabízeny, týkají se hlavního předmětu podnikání regulovaného subjektu (nejde o podpůrnou činnost), a daná servisní organizace poskytuje služby téměř výhradně příslušnému regulovanému subjektu. V takovém případě outsourcing dané činnosti nepřináší úspory nákladů	Úprava metodiky výpočtu báze nákladů, kdy jsou dotčené roky poníženy arbitrárně o marži smluv SLA, není v souladu se zásadami předvídatelnosti a transparentnosti. Návrh ERÚ není podložen žádnou analýzou, která by doložila neoprávněnost cen účtovaných servisní společností. ERÚ neprovedl žádnou srovnávací analýzu cen mezi ostatními regulovanými subjekty a externími poskytovateli služeb, na jejímž základě by bylo možné podloženým a věrohodným způsobem určit výši ceny na úrovni ekonomicky oprávněných nákladů. Návrh ERÚ žádným způsobem nebere v potaz nákladovou efektivnost. Výše marže o povaze ceny jako ekonomicky oprávněného nákladu sama o sobě o ničem nevypovídá. Ekonomicky efektivní poskytovatel služeb může mít ve srovnání se subjekty poskytujícími tytéž či obdobné služby marži sice vyšší, ovšem náklady výrazně nižší, přičemž jeho výsledná cena je ve srovnání s těmito konkurenčními subjekty daleko nižší. Zde je třeba uvést, že společnost GasNet je i díky využití služeb na základě SLA nákladově nejefektivnější plynárenskou distribuční společností s nejnižší cenou za distribuci v ČR. ERÚ v rámci přípravy návrhu vůbec nezkoumal, zda je cena sjednaná mezi integrovanými společnostmi	Částečně akceptováno ERÚ částečně vnímá předkládané argumenty ohledně historického nastavení SLA do roku 2025, které se promítá i do povolených nákladů v pozdějších letech. Z tohoto důvodu ERÚ přistupuje k úpravě původního záměru odečítat ze základny povolených nákladů dopad v plném rozsahu pro každý rok VI. regulačního období. Při výpočtu základny povolených nákladů v jednotlivých letech VI. regulačního období budou částečně ponechány dopady z předmětných SLA využívaných do roku 2025 s tím, že ponechané části dopadů se budou v průběhu VI. regulačního období snižovat.

				<p>vůči variantě, kdy si danou službu zajistí regulovaný subjekt vlastními prostředky, naopak jsou náklady regulovaného subjektu navýšeny o marže servisní organizace a dále i o administrativní/transakční náklady, které s pořízením a udržováním daného SLA regulovaný subjekt má. V návaznosti na výše uvedené bude Úřad nově posuzovat, zda se SLA týká jedné ze dvou základních kategorií logikou hodnotového řetězce, tj. zda jde o taková SLA ve skupině, která se věnují primárním hodnototvorným činnostem regulovaného subjektu (u provozovatelů soustav půjde o legislativní povinnosti související s výkonem licence, technické služby typu výstavby, provozu a údržby soustavy, provádění měření nebo dále zajištění různých druhů zákaznických služeb), a taková SLA ve skupině, která se věnují podpůrným činnostem regulovaného subjektu (napomáhají plnit funkci primárních činností), která jsou definována níže uvedeným explicitním výčtem a jde o SLA: 1) zajištění nákupu, 2) zajištění podpory IT, datové služby a telekomunikace, 3) zajištění řízení pracovních sil, 4) zajištění účetnictví, daní, správy pohledávek a interního auditu, 5) zajištění právní podpory a BOZP, 6) zajištění správy nemovitostí, vozového parku a pronájmy. Na SLA ve skupině týkající se těchto okruhů podpůrných činností bude pohlíženo jako na služby, které jsou na trhu obecně nabízeny a u kterých je outsourcing obvyklou možností, která je na trhu zvažována pro oslovení potřeby efektivity vynaložených nákladů. U těchto SLA bude Úřad posuzovat přiměřené ceny na základě některých z metod transfer pricing dle interních postupů ve společnostech. U SLA ve skupině týkající se primárních činností bude postupováno tak, aby povolené náklady regulovaného subjektu od roku 2026 odpovídaly situaci, kdy by si primární hodnototvorné činnosti zajišťoval vlastními prostředky, a s využitím příslušného ustanovení zákona o cenách bude označen samotný náklad servisní organizace na plnění daných SLA jako náklad obdobné činnosti. Praktická aplikace uvedeného opatření bude spočívat v takové úpravě základny povolených nákladů, která pro každý rok VI. regulačního období odečte dopad vyšší ziskovosti obsažené v SLA, než by odpovídalo Metodice cenové regulace. Základna povolených nákladů tak bude ponížena o rozdíly skutečných objemů nákladů vynaložených za plnění SLA regulovaným subjektem a objemů nákladů vynaložených za plnění SLA servisní organizací, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Do objemu nákladů vynaložených servisní organizací budou promítány jak provozní, tak i investiční náklady servisní organizace, a tato hodnota bude určena součtem provozních nákladů, odpisů a součinu ZHA a WACC u servisní</p>	<p>a hrazená regulovaným subjektem, představuje náklad, který by řádný hospodář vynaložil, aby zajistil efektivní poskytování regulovaných služeb. Kritérium řádného hospodáře vyžadovaného ustálenou judikaturou českých soudů ERÚ naprosto pominul.</p> <p>ERÚ ve svém návrhu nevzal do úvahy ekonomickou podstatu poskytování služeb, jelikož tato činnost nemusí být náročná na kapitálové výdaje (vlastnictví aktiv). Za těchto okolností nedává žádný ekonomický smysl, opírat výši zisku o zůstatkovou hodnotu aktiv, neboť nejenže tento přístup nereflektuje povahu nákladů podstatných pro poskytování těchto služeb, nýbrž v případě minimálních či nulových kapitálových výdajů v rozporu s judikaturou Ústavního soudu zbavuje společnost poskytující tyto služby možnosti tvorby zisku.</p> <p>ERÚ tak postupuje v rozporu s ústavním pořádkem, netransparentně, a diskriminačně. Návrh ERÚ je nezákonný jak z hlediska jeho výsledku, tak i z hlediska zákonem předepsaného postup jeho přípravy. Subjektivní přesvědčení ERÚ za žádných okolností nelze vydávat za podkladovou analýzu, či metodiku cenové regulace. ERÚ je vázán ústavní povinností přistupovat vůči všem subjektům ve srovnatelném postavení nediskriminačně a v čase neměnit aplikovaný postup nedůvodně resp. neodůvodněně.</p> <p>V žádném případě rovněž nelze souhlasit s úpravou povolených nákladů již v roce 2026, což by při stávajícím způsobu kalkulace povolených nákladů znamenalo zpětně snížení skutečných nákladů z let V. RO. Postup ERÚ se jeví jako nepředvídatelný, netransparentní a diskriminační.</p>	
--	--	--	--	---	--	--

				<p>organizace, vztahujících se výhradně k plnění předmětného SLA. Vzhledem k tomu, že mohou existovat i SLA týkající se primárních činností, u kterých nelze vyloučit potenciál úspor z rozsahu servisní organizace (např. zajišťování měření pro více společností), je možné výše uvedený postup doplnit o možnost předložení analýzy efektivity outsourcingu vztahující se k určitému 20/201 SLA. Pokud Úřad obdrží kalkulaci dokladující výši úspor nákladů servisní organizace z rozsahu poskytování služeb (např. rozpočtem pevných nákladů obecně poskytované služby pouze na jednotku služby poskytované regulovanému subjektu), je možné po individuálním posouzení k nákladům servisní organizace uznávat i část marže servisní organizace do velikosti kalkulované úspory z rozsahu po odečtení transakčních nákladů. Pokud dojde k takové transformaci v rámci skupiny, že primární činnosti, původně zajišťované servisní organizací ve skupině, si bude nově zajišťovat regulovaný subjekt sám, je možné žádat Úřad o uznání nákladů souvisejících se zajištěním této transformace. Tyto náklady budou posouzeny Úřadem a případně uhrazeny ve Faktoru trhu.</p> <p>V průběhu VI. RO je dále předpokládáno náklady podrobně analyzovat a prakticky hodnotit výstupy projektu TK04010177 s názvem „Ekonomicky oprávněné náklady v regulovaných sektorech elektroenergetiky a plynárenství“, který se danou problematikou také zabývá. Za náklady vstupující do hodnoty povolených nákladů provozovatele přenosové soustavy, provozovatele přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, operátora trhu, elektroenergetického datového centra nebo povinně vykupujících se považují náklady nebo výdaje držitele licence k dosažení, zajištění a udržení příjmů podle zákona o daních z příjmů, účtované podle zákona o účetnictví, po vyjmutí: 1) nákladů, které se týkají oblastí řešených v nastavení regulačního rámce specifickým způsobem, 2) kladného rozdílu skutečného objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině a objemu nákladů vynaložených za plnění SLA ve skupině definovaných Metodikou cenové regulace, 3) nákladů na úhradu náhrad podle vyhlášky upravující požadovanou kvalitu dodávek a souvisejících služeb v elektroenergetice³ a plynárenství , 4) finančních nákladů, kromě bankovních poplatků, a kromě nákladových úroků operátora trhu a povinně vykupujících souvisejících s podporou elektřiny z obnovitelných zdrojů, a kromě nákladových úroků operátora trhu a elektroenergetického datového centra, které odpovídají nejnižším úrokovým nákladům stanovených na základě poptávky u největších bank v České republice, 5) úplaty za používání majetku pro výkon licencované činnosti, kdy držitel licence je v průběhu užívání nebo po jeho ukončení oprávněn</p>	
--	--	--	--	--	--

				nebo povinen nabýt vlastnické právo k poskytnutému majetku (tj. ze smluv uzavřených do 31.12.2020), 6) nákladů na tvorbu a čerpání rezerv, 7) nákladů na tvorbu a čerpání opravných položek k pohledávkám, kromě nákladů na tvorbu opravných položek k pohledávkám vytvořených od 01.01.2020 a s nimi souvisejícího čerpání opravných položek, 8) zůstatkové hodnoty dlouhodobého majetku a materiálu vyřazeného v důsledku prodeje, darování, mank a škod, 9) peněžitých vyrovnání nad rámec minimálních povinností stanovených zákoníkem práce (poskytované např. na základě kolektivní smlouvy nebo jiného vnitřního předpisu), 10) daně z příjmů. Za náklady držitele licence vstupující do povolených nákladů se dále považují členské příspěvky jednomu spolku, u kterého dochází ke sdružení regulovaných subjektů a tím k optimalizaci relevantních nákladů regulovaných subjektů.		
234	GasNet, s.r.o.	3.1.1 Povolené náklady	Prodloužit termíny pro oznámení hodnoty koeficientu dlouhodobého vyrovnávání nákladů	Hodnota povolených nákladů na VI. RO se stanoví ze skutečně dosažených hodnot ekonomicky oprávněných nákladů upravených o hodnotu komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů (dříve označované jako „profit-loss sharing“). Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnání nákladů se stanoví jako tříletý průměr uznaných částí rozdílů mezi povolenými náklady a skutečnými ekonomicky oprávněnými náklady v předchozích letech, upravených eskalačním faktorem, faktorem produktivity a koeficientem dlouhodobého vyrovnání nákladů, jehož hodnota je pro roky VI. RO stanovena na 0,25 (v případě volby koeficientu 0,25 bude úprava již aplikována pro všechny tři roky vstupující do výpočtu povolených nákladů v prvním roce regulačního období) nebo 0,5 dle volby regulovaného subjektu před začátkem regulačního období. Regulovaný subjekt předběžně oznámí ERÚ výši koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů do 30.4.2025 a následně svou volbu potvrdí do 31.7.2025 . V případě, že regulovaný subjekt neoznámí ERÚ výši koeficientu do daného druhého termínu, bude po celé VI. regulační období uplatněn koeficient 0,25.	Hodnota komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů má být stanovena před začátkem regulačního období, a po celou dobu, tzn. dalších pět let, neměnná. Její stanovení vyžaduje ze strany regulovaných subjektů dlouhodobou predikci, která by měla být navázána na nejaktuálnější plány nákladů. Sestavování těchto plánů u jednotlivých regulovaných subjektů probíhá v různých termínech jejich dokončení, ovšem u žádné společnosti nejsou konečné a schválené do konce dubna. Navrhujeme proto ponechat termín do 30. dubna jako předběžnou indikaci zvoleného režimu pro hodnotu koeficientu dlouhodobého vyrovnávání nákladů. Konečná volba, případně potvrzení, by pak proběhla v termínu do 31.7.2025. Navrhované datum je, shodně jako 30. 4., navázáno na legislativně stanovený termín odevzdávání regulačního výkaznictví ze strany regulovaných subjektů,	Částečně akceptováno Zvolený režim je dlouhodobý (do roku 2030) a nelze tak očekávat, že v období několika měsíců bude mít provozovatel k dispozici významně jiné informace pro své rozhodování. Zvolený režim by měl být z principu nastaven na plánech, které byly součástí přípravy Metodiky cenové regulace. Termíny předkládání regulačních výkazů podle vyhlášky o regulačním výkaznictví bude nutné v návaznosti na změnu termínu předávání parametrů upravit. Vzhledem k tomu, že v souladu s Metodikou cenové regulace je termín stanovení parametrů 4 měsíce před začátkem regulačního období, bude nezbytné předložení vstupních hodnot v takovém termínu, aby byl dostatečný prostor pro jejich stanovení při detailním posouzení nových nákladů a jejich případné vazby na související činnosti vykonávané standardně. ERÚ tak vyhověl připomínce v maximální možné míře a upravil datum pro volbu koeficientu dlouhodobého vyrovnání nákladů na 31.05.2025.
235	GasNet, s.r.o.	3.2.2 Povolené náklady	Odstranit faktor produktivity	Žádáme z textu Metodiky vymazat kapitolu: 3.2.2 Faktor produktivity Navrhujeme uplatnit hodnotu faktoru produktivity ve výši 0,0 % p.a. při přepočtu základny povolených nákladů na povolené náklady regulovaného roku. Pozn. Navrženou úpravu je nutno zohlednit v kapitole 14.2. Postup stanovení upravených povolených výnosů a cen provozovatelům soustav v plynárenství.	Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména: → Dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů překračuje hranici únosnosti, → Zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností;	Neakceptováno Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity. Protože jde o poměrně často opakující se připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí

					<p>→ Násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách;</p> <p>→ Snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných;</p> <p>→ Index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění.</p>	<p>regulatorních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na poslední rok by bylo metodicky chybné, podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p> <p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulační období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>
236	GasNet, s.r.o.	3.1.1. povolené náklady	Zvýšit limit pro posouzení vlivu kapitalizace	<p>Protože současný regulační rámec nehodnotí náklady jako celek, ale pracuje s provozními i investičními náklady odděleně, může docházet k riziku double countingu (tedy riziku zohlednění určitého typu nákladu v různých komponentách regulačního rámce zároveň), např. u povolených nákladů v případě jejich kapitalizace. Pro VI. regulační období bude proto k problematice přistupováno tak, že v případě nahrazení provozních nákladů investičními bude základna povolených nákladů понížena o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, které budou postupem pro stanovení základny povolených nákladů přepočteny na regulovaný rok i. Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, bude stanoven dle konkrétní situace, komplexně také se zohledněním výše investičních výdajů v posuzovaných letech. Limitem, od kterého bude postup aplikován, je meziroční změna objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň meziroční změna objemu kapitalizace vyšší než 42 % z ročního objemu povolených nákladů. Odpovídajícím způsobem bude přistupováno k případům nahrazení investičních nákladů provozními, kdy bude docházet k navyšování základny povolených nákladů, nicméně tento postup bude aplikován až na případnou žádost regulovaného subjektu</p>	<p>Pokud má být základna povolených nákladů ponižována o výši nákladů u předmětných činností, které již nadále nebudou provozně vynakládány, měla by být pro limit, od kterého bude postup aplikován, použita meziroční změna těchto nákladů, protože např. u kapitalizace nákladů na stabilní úrovni za roky i-2 až i-4 ve výši 300 mil. Kč, není důvod k ponižování základny nákladů.</p> <p>Konkrétní výpočet nákladů, které již nebudou provozně vynakládány, nemůže vycházet pouze z výše kapitalizovaných nákladů, ale musí být komplexní i se zohledněním investičních výdajů v posuzovaných letech.</p> <p>S ohledem na ambiciózní investiční plány provozovatelů soustav navrhujeme zvýšení limitu, od kterého bude postup aplikován na meziroční změnu objemu kapitalizace nad 10 mil. Kč a zároveň vyšší než 2 % z ročního objemu povolených nákladů. Při původním 1 % limitu by zřejmě docházelo k jeho téměř každoročnímu překračování kvůli zvyšujícím se investičním výdajům a s nimi spojené vyšší kapitalizaci nákladů. V tomto případě však nedochází k nahrazení provozních nákladů investičními.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Navýšení hranice objemu kapitalizace není akceptovatelné, vedlo by k vyšší úhradě nákladů zákazníky za jednu vynaloženou činnost. Navrhované 1 % vyvažuje dle názoru ERÚ důraz na přesnost regulace a praktickou použitelnost, vyšší investiční výdaje nemohou být důvodem k navýšení limitu.</p>
237	GasNet, s.r.o.	3.1.2. Povolené odpisy	Uznat přeceněné odpisy v případě přecenění v roce 2025 dále	<p>Povolené odpisy se stanoví na základě plánovaných hodnot odpisů (vypočtených s použitím odpisových sazeb – minimálních dob životnosti uvedených v příloze vyhlášky upravující regulační výkaznictví5 či pokynech k této vyhlášce) v jednotlivých letech VI. RO. V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, bude toto přecenění zohledněno v hodnotě povolených odpisů.</p>	Viz 2.7	<p>Neakceptováno</p> <p>Přecenění majetku, které je realizováno reprodukčními cenami, promítá do zůstatkové hodnoty aktiv náklady související s daným majetkem, které již byly regulovanému subjektu jednou uhrazeny. Jedná se zejména o náklady inflace, které regulovaný subjekt obdržel v komponentě zisku, dále náklady provozního i investičního charakteru vynaložené na údržbu daného majetku, které prodlužují jeho technickou životnost, a v neposlední řadě také odpisy daného majetku, pakliže byla technická životnost vyšší než účetní (v principu je obvyklé, že přeceněním získává nenulovou zůstatkovou</p>

						hodnotu i majetek, který byl účetně zcela odepsán, ale může být dále k výkonu licence využit).
238	GasNet, s.r.o.	3.1.4 Regulační báze aktiv	Uznat přecenění od roku 2025 dále	V případě, že dojde v roce 2025 nebo v průběhu VI. regulačního období k přecenění majetku regulovaných společností, nebude toto přecenění zohledněno v hodnotě RAB	Viz 2.7	Neakceptováno Přecenění majetku, které je realizováno reprodukčními cenami, promítá do zůstatkové hodnoty aktiv náklady související s daným majetkem, které již byly regulovanému subjektu jednou uhrazeny. Jedná se zejména o náklady inflace, které regulovaný subjekt obdržel v komponentě zisku, dále náklady provozního i investičního charakteru vynaložené na údržbu daného majetku, které prodlužují jeho technickou životnost, a v neposlední řadě také odpisy daného majetku, pakliže byla technická životnost vyšší než účetní (v principu je obvyklé, že přeceněním získává nenulovou zůstatkovou hodnotu i majetek, který byl účetně zcela odepsán, ale může být dále k výkonu licence využit).
239	GasNet, s.r.o.	3.1.6 Zisk z nedokončených rozvojových investic	Zohlednit nedokončené investice v RAB	Do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené rozvojové investice v odvětví plynárenství. Dále do zisku mohou vstupovat jednotlivé nedokončené investice v odvětví elektroenergetiky, které mají plánovanou dobu pořízení delší než 24 měsíců (doba realizace, bez zahrnutí přípravy) a hodnotu kumulované části jednotlivé nedokončené investice, očištěné o případnou aktivaci dílčích částí investice a očekávanou nebo přiznanou dotaci, přesahující v daném roce 0,5 mld. Kč. O hodnotu majetku pořízeného z dotace bude případně upravena i skutečná kumulovaná hodnota nedokončených investic vstupující do korekčního faktoru zisku z hodnoty nedokončených investic. Zahrnutí takové investice do regulace bude podléhat posouzení a následnému schválení ERÚ. Do hodnoty zisku bude vstupovat v příslušném regulovaném roce pouze plánovaná část nedokončené investice pro daný rok – počítáno kumulovaně od počátku investice a očištěno o případnou aktivaci dílčích částí investice. Tato hodnota bude s dvouletým zpožděním podléhat korekci podle skutečně proinvestovaných prostředků, podle skutečné doby pořízení investice a podle případné částečné aktivace. Po zahrnutí části investice do plánu aktivovaných investic, tedy do RAB, nebude již příslušná část investice při výpočtu zisku zahrnuta v parametru „nedokončené investice“. Dobou pořízení investice je takový časový úsek, který začíná termínem předání a převzetí staveniště (mezi stavebníkem a zhotoviteli) a končí převzetím díla	V odvětví elektroenergetiky podmiňuje ERÚ aplikaci míry výnosnosti na nedokončené investice omezením institutu připojovacích poplatků. Daný institut však neexistuje v odvětví plynárenství, přičemž ERÚ nezdůvodnil způsob určení kritérií pro uznání nedokončených investic do RAB. Není zřejmé, proč ERÚ uznává pro účely stanovení hodnoty RAB pouze jednotlivé investice přesahující částku 0,5 mld. Kč. Pokud ERÚ hodlá nadále uznávat nedokončené investice v RAB, měl by tak činit bez omezujícího kritéria hodnoty jednotlivé investice, které mohou reálně naplnit pouze provozovatel přepravní, resp. přenosové soustavy. GasNet eviduje průměrnou hodnotu nedokončených investic ve výši 800 mil Kč, která ještě vzhledem k plánovanému nárůstu investic v RP6 ještě poroste. Navržený postup ERÚ společnost GasNet finančně poškozuje a jeví se jako netransparentní a diskriminační.	Neakceptováno Zahrnutí nedokončeného majetku do hodnoty regulační báze aktiv (RAB) není v evropských regulačních rámcích příliš běžné a ani v případě ČR není hodnota nedokončeného majetku zohledňována v hodnotě RAB. Výjimku představují pouze investičně náročné projekty, jejichž realizace trvá po dlouhou dobu. V případě těchto projektů je možné při splnění daných podmínek požádat o zahrnutí nedokončené investice do RAB. V případě ČR byl v V.regulačním období tento způsob uplatněn pouze v jednotkách případů. ERÚ zachovává stejný přístup k zohledňování nedokončených investic v regulaci i pro VI. regulační období, a to jednotně pro sektor elektroenergetiky i plynárenství.

				<p>stavebníkem a jeho úplnou aktivací bez ohledu na to, kdy je zhotoviteli stavebníkem uhrazena cena. Do doby pořízení investice se nezapočítávají přípravné fáze (např. projektová příprava, stavební povolení). Držiteli licence může být přiznána nedokončená investice až pro regulovaný rok, pro který je plánována první platba za výstavbu investice objednatelem zhotoviteli. Náklady spojené s přípravou investice označené jako nedokončená investice budou započteny do parametru plánovaná kumulovaná hodnota nedokončených investic při jeho prvním přiznání k dané investici. Pokud bude skutečná doba pořízení investice v odvětví elektroenergetiky kratší než 24 měsíců, budou držiteli 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 v odvětví elektroenergetiky i v případě, kdy kumulovaná část jednotlivé nedokončené investice se statutem nedokončená investice, očištěná o případnou aktivaci dílčích částí investice, bude nižší než 0,5 mld. Kč. Příslušné snížení upravených povolených výnosů je možné provést jednorázově v jednom regulovaném roce, případně rozloženě ve více regulovaných letech. Pokud bude část takovéto aktivované nedokončené investice pořízena formou dotace, vztahují se na tuto část majetku pravidla zohledňování dotací v regulaci podle bodu 2.9. Harmonogram projednání nedokončených investic: 1) do 15.04. držitel licence zašle ERÚ k projednání seznam investičních projektů, u kterých žádá zohlednění v cenách nadcházejícího regulovaného roku a které splňují výše uvedená pravidla, 2) do 15.05. ERÚ posoudí a vyjádří se k zaslaným investičním projektům navrhovaným na zohlednění v parametru „nedokončené investice“, 3) do 30.06. držitel licence odevzdá výkaz nedokončených investic.</p> <p><i>Pozn. Text je nutno ve stejném smyslu upravit i dalších částech Metodiky</i></p>		
240	GasNet, s.r.o.	3.1.7 Faktor trhu	Stanovit podmínky, za kterých může být FT rozložen do více let.	<p>O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků. V případě odsouhlasení budou takové náklady započteny do povolených výnosů a cen pro následující rok, nebo v odůvodněných případech budou, na základě dohody mezi ERÚ a regulovaným subjektem, rozděleny do více regulovaných let tak, aby nedocházelo k významným meziročním změnám regulovaných cen.</p>	ERÚ v textu nespecifikuje podmínky, za kterých bude rozhodovat o možném rozložení faktoru trhu do více let. Jediným kritériem je meziroční pohyb regulovaných cen. Navrhujeme, aby možnost rozložení faktoru trhu do více let byla podmíněna souhlasem dotčené regulované společnosti.	<p>Akceptováno</p> <p>I na faktor trhu se budou vztahovat stejná pravidla jako jsou pravidla pro rozdělování korekčních faktorů do více let, proto bude i v případě faktoru trhu stanoveno, že případné rozdělování bude s regulovanými společnostmi projednáno.</p>

241	GasNet, s.r.o.	3.1.7 Faktor trhu	Nové náklady uznávat bez ohledu na úroveň povolených nákladů	Pokud regulovaný subjekt zvolil koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 a základna povolených nákladů nedostačuje k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok, mohou být faktorem trhu uznány i náklady nových činností, které nemají charakter mimořádného nákladu ,- a to do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. O tyto náklady, bude upravována hodnota povolených výnosů přiměřeným způsobem tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování.	Nové náklady, které nemají charakter mimořádných nákladů, mohou být rovněž uznány prostřednictvím faktoru trhu, pokud si společnost zvolí koeficient dlouhodobého vyrovnávání nákladů ve výši 0,5. Tyto vícenáklady však budou dle navržené metodiky uznávány do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. Pokud tedy regulovaná společnost spoří (skutečné náklady jsou nižší než povolené), ERÚ nebude uznávat část nákladů nových činností až do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. Tento přístup lze označit jako demotivující a diskriminující vůči efektivním společnostem, které se snaží o snižování a optimalizaci nákladů.	Neakceptováno Stanovené podmínky pro uznávání faktoru trhu a přístup ke stanovení povolených nákladů zajišťují v dlouhodobém horizontu úhradu nákladů. Za splnění daných podmínek lze dosáhnout rychlejší úhrady nových nákladů přes parametr faktor trhu. Zvolené nastavení pravidel pro uznávání nových nákladů má za cíl zajistit úhradu veškerých ekonomicky oprávněných nákladů i v případě vzniku nových nákladů. Proto mohou regulované společnosti v definovaných případech žádat pomocí faktoru trhu úhradu veškerých skutečně vynaložených nákladů v případě, že budou skutečné náklady vyšší než náklady povolené.
242	GasNet, s.r.o.	3.1.7 Faktor trhu	Nové náklady uznávat i ex-ante	Faktor trhu bude kryt ekonomicky oprávněné náklady, které budou zahrnovány do povolených výnosů bud' ex post, tedy až po jejich skutečném vynaložení a vykázání v regulačních výkazech, nebo po jejich skutečném vynaložení, avšak před jejich vykázáním v regulačních výkazech, nebo ex-ante. V případě uznání nákladů ex-ante, budou tyto sledovány zvlášť v regulačních výkazech a budou podléhat stejné korekci jako je tomu u jiných plánovaných parametrů. Na tyto náklady se nebudou aplikovat eskalační mechanismus, ani faktor efektivity. O uznání nákladů mohou regulované společnosti požádat a Úřad posoudí tuto žádost z hlediska oprávněnosti jednotlivých požadavků.	Zcela absentuje možnost uznávat nové náklady ex-ante, tedy je plánovat stejným způsobem jako například investice, odpisy apod. Není jasné, proč takový mechanismus není umožněn alespoň u některých nových nákladů. Tato změna by podstatným způsobem zkrátila časové období mezi vynaložením finančních prostředků na nové náklady a jejich uznáním a vrácením regulovaným společnostem, tak aby nebyla negativně ovlivněna situace regulovaných společností v oblasti cash-flow. Navrhujeme proto, aby bylo možné plánovat dopředu očekávané nově vznikající náklady. Odchytky od plánu by byly korigovány podobně jako u jiných parametrů povolených výnosů.	Akceptováno
243	GasNet, s.r.o.	3.1.7 Faktor trhu	Vyčlenit náklady na metanovou legislativu mimo standartní povolené náklady a umožnění jejich plánování exante s následnou korekcí	Pokud regulovaný subjekt zvolil koeficient dlouhodobého vyrovnání nákladů ve výši 0,5 a základna povolených nákladů nedostačuje k pokrytí skutečných nákladů regulovaného subjektu v daný regulovaný rok, mohou být faktorem trhu uznány i náklady nových činností, které nemají charakter mimořádného nákladu, a to do výše rozdílu mezi skutečnými a povolenými náklady. O tyto náklady, bude upravována hodnota povolených výnosů přiměřeným způsobem tak, aby nedošlo ke dvojímu zohledňování. V souvislosti evropskou legislativou vzniknou nové náklady spojené s emisemi metanu a poplatky za EU ETS2. Tyto nákladové položky budou vstupovat samostatně do Upravených Povolených Výnosů podobně jako je tomu např. u ztrát plynu. Tyto položky budou plánovány a budou rovněž podléhat mechanismu korekce v Y+2.	Nařízení k emisím metanu přinesou nové povinnosti, s jejichž plněním budou spojeny dodatečné náklady. Bude se jednat o náklady na poplatky za emise, provozní opatření a s tím spojené nezbytné investice. Tyto náklady mohou dosáhnout až 500 mil. Kč/rok (v závislosti na ceně emisních povolenek).	Částečně akceptováno Náklady související s poplatky s EU ETS2 budou v regulačním rámci zohledněny v parametru náklady na ztráty a vlastní technologickou spotřebu. Ostatní nové náklady, které budou vznikat v průběhu VI. regulačního období, budou v regulaci zohledněny podle navržených pravidel pro stanovení povolených nákladů, případně podle navržených pravidel pro uznávání faktoru trhu, které zajišťují uhrazení ekonomicky oprávněných nákladů v regulaci.

244	GasNet, s.r.o.	3.2.2 Faktor produktivity	<p>Změnit mechanismus uplatnění faktoru produktivity při výpočtu báze povolených nákladů</p>	<p>Roční hodnota faktoru produktivity se stanovuje ve výši 0,2 %, tedy na minimální úrovni používané v V. RO. K přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. RO bude v průběhu VI. RO využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p> <p>Faktor produktivity je pro VI. RO aplikován při výpočtu základny povolených nákladů, při výpočtu komponenty dlouhodobého vyrovnávání nákladů i samotných povolených nákladů na regulovaný rok.</p> <p>Nová hodnota faktoru produktivity je již aplikována pro všechny 3 roky vstupující do výpočtu stanovení povolených nákladů v prvním roce regulačního období.</p> <p>Hodnota tohoto faktoru je v průběhu regulačního období neměnná</p> <p>Pozn: Tato připomínka je relevantní pouze v případě, že nebude akceptována připomínka č. 7.</p>	<p>Stávající podmínky a uplatnění faktoru produktivity (dříve efektivity) je z hlediska regulovaných subjektů značně problematické a již nevyhovující z řady důvodů, ke kterým patří zejména:</p> <p>→ Dlouhodobý tlak (v regulačním rámci od roku 2002) na neustálé snižování nákladů by mohl vést ke snižování kvality poskytovaných služeb,</p> <p>→ Zvětšující se rozsah činností regulovaných subjektů a jejich zařízení klade na tyto subjekty rostoucí nároky, se kterými je spojen i růst nákladů potřebných k efektivnímu plnění regulačních a legislativních povinností;</p> <p>→ Násobné využívání faktoru způsobuje nelogické neuznání již zefektivněných oprávněných nákladů v regulovaných cenách;</p> <p>→ Snižování nákladů souvisejících s výkonem činnosti regulovaných subjektů je možné pouze u ovlivnitelných nákladů, nikoliv u nákladů neovlivnitelných;</p> <p>→ Index cen podnikatelských služeb je odvozen z vývoje tržních cen jednotlivých služeb zahrnutých do tohoto indexu, tím pádem je již produktivita / efektivita v cenách zohledněna. V tomto případě se jedná o další vícenásobné uplatnění.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Textace návrhu Metodiky cenové regulace, která byla zveřejněna do veřejného konzultačního procesu, obsahuje již významně sníženou hodnotu faktoru produktivity.</p> <p>Protože jde o poměrně často se opakující připomínku, ERÚ uvedl přímo do textu Metodiky cenové regulace, že tento faktor nesouvisí s efektivitou vynakládaných nákladů jako takovou, ale jde o klasický faktor simulující vývoj tržního prostředí. Podobně jako je zohledňován mzdový index, je nutné zohlednit i index produktivity práce. Jde o klasický režim, který je součástí regulačních rámců v zahraničí, kde je faktor produktivity spolu s ostatními příslušnými indexy aplikován při každé meziroční indexaci. Použití faktoru produktivity pouze na poslední rok by bylo metodicky chybné, podobně jako by bylo metodicky chybné zohledňovat inflační vlivy pouze poslední rok.</p> <p>Hodnota faktoru produktivity je stanovena v minimální výši a v Metodice cenové regulace je uvedeno, že k přesnějšímu nastavení faktoru produktivity pro VII. regulační období bude v průběhu VI. regulačního období využito některého z připravovaných programů Technologické agentury ČR.</p>
245	GasNet, s.r.o.	3.2.3 Časová hodnota peněz	<p>Uplatnění navrženého principu časové hodnoty peněz také na veškeré korekce, vstupující do Upravených povolených výnosů z V. regulačního období</p>	<p>Hodnota součtu všech korekčních faktorů, faktoru trhu a dalších komponent regulačního rámce úročených časovou hodnotou peněz, je určena saldem za licenci u provozovatele přenosové soustavy, přepravní soustavy, provozovatelů distribučních soustav, povinně vykupujících, elektroenergetického datového centra a saldem za společnost u operátora trhu.</p> <p>Výše uvedené ustanovení časové hodnoty peněz se uplatní také na korekční faktory a další komponenty regulačního rámce úročených časovou hodnotou peněz, vstupující do Upravených povolených výnosů regulovaných subjektů z V. regulačního období.</p>	<p>Navržená úprava zajistí konzistentní přístup k časové hodnotě peněz v průběhu celého IV. regulačního období.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Energetický regulační úřad zachovává princip stanovení korekčních faktorů z V. regulačního období podle pravidel daných na V. regulační období. Takový postup je v souladu s požadavkem na transparentnost regulačních pravidel. Obdobně ERÚ postupoval i při stanovení korekčních faktorů při přechodu mezi IV. a V. regulačním obdobím.</p>
246	GasNet, s.r.o.	3.2.4.3 Bezriziková míra výnosnosti (Risk-free rate) -R _f	<p>Nedostatečně dlouhá průměrná zbytková splatnost referenčních dluhopisů</p>	<p>Obecná připomínka bez navazující úpravy textu: vztahuje se k podmínkám dalšího regulačního období</p>	<p>Za účelem stanovení bezrizikové míry výnosnosti Úřad navrhuje použít hodnoty za zkrácené referenční období 5 let. Zkrácení referenčního období pro odvození bezrizikové míry výnosnosti na 5 let vnímáme jako krátkodobé a mimořádné řešení situace na finančních trzích. Takový přístup zvolili mimořádně i někteří zahraniční regulátoři.</p> <p>V dlouhodobém horizontu by však tento krok představoval odklon od finanční praxe související s financováním distribučních aktiv s dlouhou životností (v průměru více jak 30 let) a dlouhou zbytkovou životností (v průměru více jak 20 let). Z pohledu dluhového financování je 5leté období krátké, a pro subjekty představuje zvýšené riziko při refinancování dluhu. Použití navržené metodiky si</p>	<p>Vysvětleno</p> <p>ERÚ zkrátil referenční období u některých komponent WACC z důvodu doporučení zástupců bankovního sektoru. Za jiných podmínek by i ERÚ zastával názor zachovat 10leté referenční období.</p> <p>Použití 10leté zbytkové splatnosti využívaných dluhopisů je zcela převažujícím standardem v regulacích evropských zemí. V teoreticky optimální (ale s ohledem na dostupné údaje nerealizovatelné) rovině kalkulace bezrizikové míry výnosnosti by bylo potřeba kombinovat dluhopisy s různou zbytkovou splatností podle různé doby splatnosti současné úrovně investovaného kapitálu u regulovaných subjektů, tedy nejen uvažovat dluhopisy s vysokou zbytkovou splatností, ale z významné části i dluhopisy pro aktiva, která jsou již téměř odepsána. Ke</p>

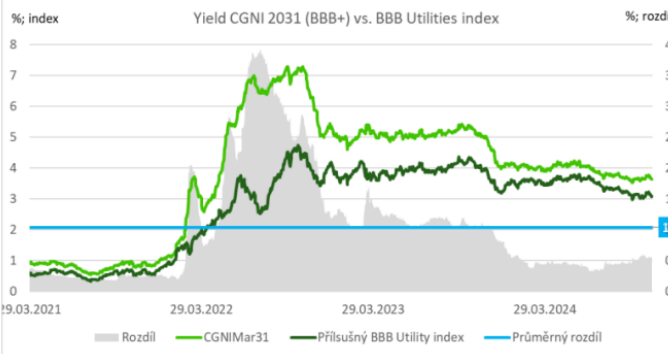
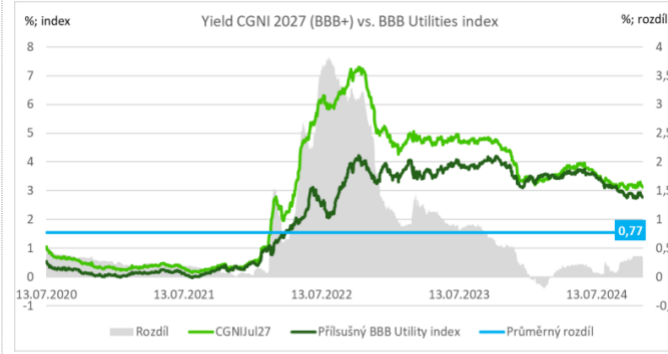
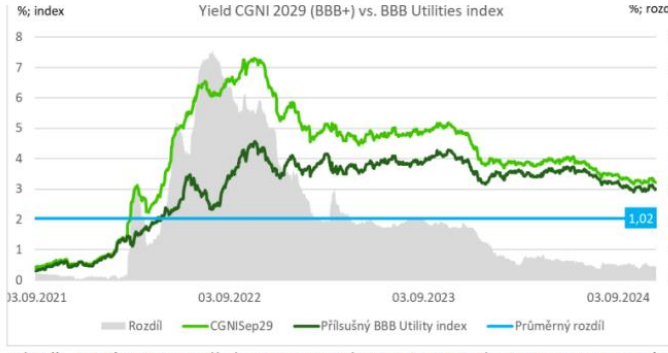
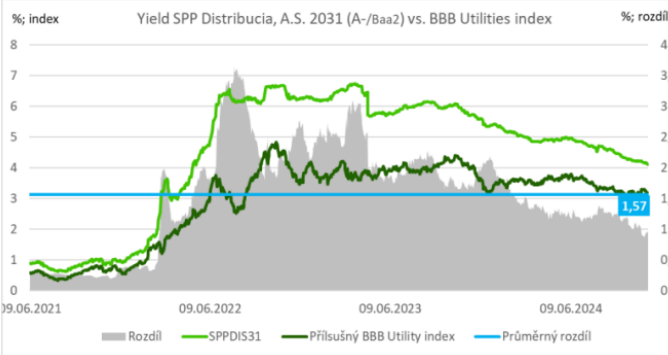
					<p>dokážeme představit pro nadcházející regulační období, nikoliv však pro VII. RO a další.</p> <p>Jako dlouhodobě udržitelné a v budoucnu aplikovatelné řešení považujeme stanovení risk-free rate na výnosech státních dluhopisů s 20letou splatností a vstupních hodnotách za 10 let, a to evropské ekonomicky vyspělé země. V tomto případě se nabízí jako vhodný kandidát Německo. Pro použití dluhopisů s delší dobou splatnosti hovoří průměrná zbytková životnost aktiv regulovaných subjektů, která je cca 25 let. Dluhopisy s delší dobou splatnosti používá také celá řada evropských regulátorů, např. Velká Británie, Francie, Itálie. Ideální variantou je použití dluhopisů ČR s 20letou splatností, avšak s ohledem na nízkou likviditu těchto dluhopisů na kapitálovém trhu ČR je jejich využití pro regulační účely nevhodné.</p> <p>Výše uvedené řešení je doporučováno i ze strany společností Česká spořitelna a Továrek Consulting, které pro provozovatele soustav v elektroenergetice a plynárenství zpracovaly studii „Analýza způsobu stanovení WACC, RAB a povolených odpisů“.</p>	<p>splácení kapitálu zároveň dochází postupně prostřednictvím úhrady regulačních odpisů, tedy v průměru rychleji, než by odpovídalo jednorázové úhradě u klasického dluhopisu. Na základě kalkulací, které ERÚ zpřesňoval díky podkladům poskytnutým provozovateli soustav, je nadále považován dluhopis s 10letou zbytkovou splatností jako v průměru nejvhodnější reprezentant zbytkové splatnosti kapitálu provozovatelů soustav.</p>																				
247	GasNet, s.r.o.	3.2.4.4 Míra výnosnosti – Nezadlužená beta)	<p>Nízký koeficient beta pro sektor plynárenství</p> <p>Na základě srovnatelných společností (peer group) byl stanoven medián ukazatele nezadlužená beta odpovídající citlivosti pohybu „nezadluženého“ energetického sektoru vzhledem k pohybu kapitálového trhu, na kterém vybrané společnosti podnikají, za období let 2018 až 2022. Peer group byla sestavena tak, aby zahrnovala veřejně obchodované společnosti z energetického sektoru v EU podnikající dominantně v oblasti síťových odvětví a jde o údaje nezadlužené bety podle následujícího přehledu.</p> <p>Tabulka 13 Nezadlužená beta – peer group</p> <p>Tabulka 13 Nezadlužená beta – peer group</p> <table><tr><th>Společnost</th><th>Nezadlužená beta 2018–2022</th><th>P</th></tr><tr><td>E.ON SE</td><td>0,53</td><td></td></tr><tr><td>National Grid plc</td><td>0,30</td><td></td></tr><tr><td>Red Eléctrica Corporación, S.A.</td><td>0,40</td><td></td></tr><tr><td>REN - Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A.</td><td>0,29</td><td></td></tr><tr><td>Snam S.p.A.</td><td>0,49</td><td></td></tr><tr><td>Terna S.p.A.</td><td>0,42</td><td></td></tr></table> <p>Zdroj: Bloomberg</p> <p>Výsledný medián nezadlužené bety má hodnotu 0,41. V tabulce výše je rovněž uvedený podíl dluhu každé společnosti, který byl stanoven jako podíl dlouhodobého dluhu společnosti vůči součtu dlouhodobého dluhu a tržní kapitalizace.</p> <p>Pro sektor plynárenství bude výsledný medián nezadlužené bety v hodnotě 0,41 upraven o koeficient 0,08, tak aby byla reflektována vyšší rizikovost sektoru v porovnání s elektroenergetikou, která se výrazně projevila v průběhu pátého regulačního období (2021-25) jednak v souvislosti</p>	Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022	P	E.ON SE	0,53		National Grid plc	0,30		Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40		REN - Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A.	0,29		Snam S.p.A.	0,49		Terna S.p.A.	0,42		<p>Rozumíme využití shodné peer-group pro stanovení koeficientu nezadlužená beta pro obě odvětví – elektroenergetiku i plynárenství – z důvodu absence reprezentativního vzorku dat pro každý sektor samostatně. Ve skutečnosti se nicméně rizikovost těchto sektorů liší, a tak – jak dokládá analýza zpracovaná společností Ernst & Young, s.r.o. „koeficient beta v kontextu budoucích výzev v plynárenství“ – nezřídka kdy – např. v Itálii (která je dávana za příklad progresivní regulace) nebo Francii či Švédsku – dochází k arbitrárnímu navýšení koeficientu nezadlužená beta ze strany příslušné regulační autority. Dle uvedené studie má toto navýšení v případě Itálie hodnotu 0,04, v případě Francie a Švédska pak 0,12 resp. 0,4.</p> <p>Vyšší rizikovost plynárenského sektoru promítnutou ve vyšší hodnotě koeficientu nezadlužená beta pak předjímá i prof. Damodaran, od něhož čerpá ERÚ data pro stanovení hodnoty Rizikové prémie vlastního kapitálu. Pro sektor „Oil/Gas Distribution“ je koeficient beta o 0,24 vyšší (0,65), než pro sektor utilitních společností obecně (0,41). Hodnota tohoto koeficientu je přitom shodná s hodnotou, kterou ERÚ navrhuje použít pro stanovení míry výnosnosti. Hodnota pro elektroenergetiku (bez rozdílu, zda se jedná o distribuci či výrobu elektřiny z konvenčních zdrojů) pak činí 0,44.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Návrh peer group vychází z analýzy společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o., kterou předložil samotný připomínkující. Kategorizace peer group prof. Damodarana byla tvořena k jiným účelům a potřebě regulace stanovené uváděnou analýzou nevyhovuje. ERÚ chápe, že uvedený název může být na první pohled zavádějící, ale v jím definovaném vzorku „Oil/Gas Distribution“ jsou zastoupeny zcela dominantně společnosti zabývající se námořní dopravou pro převoz ropy a zkapalněného plynu, tedy tržní společnosti s výrazně odlišnými riziky než která charakterizují distribuci plynu v ČR. V tomto ohledu je tedy studie bankovní poradenské společnosti ČSOB advisory, a.s., v zásadním rozporu s analýzou dříve předloženou připomínkujícím a s poznatky ERÚ o správně stanovené peer group.</p>
Společnost	Nezadlužená beta 2018–2022	P																								
E.ON SE	0,53																									
National Grid plc	0,30																									
Red Eléctrica Corporación, S.A.	0,40																									
REN - Redes Energéticas Nacionales, SGPS, S.A.	0,29																									
Snam S.p.A.	0,49																									
Terna S.p.A.	0,42																									

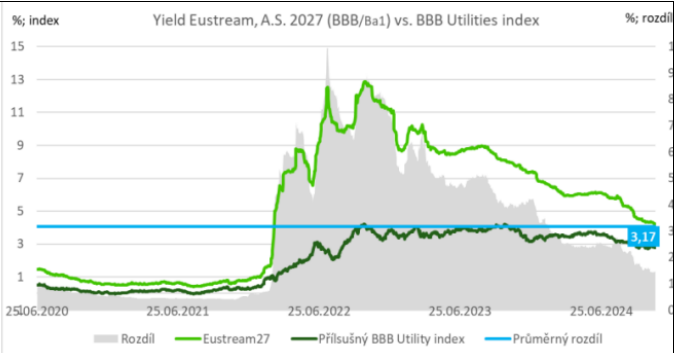
				<p>s tzv. zelenou dohodou (Green deal), a především pak v souvislosti s evropskou energetickou krizí v letech 2021 – současnost.</p>	<table><tr><th>Damodaran / Industry Name</th><th>Green & Renewable Energy</th><th>Oil/Gas Distribution</th><th>Power</th><th>Utility (General)</th></tr><tr><td>Number of firms</td><td>17</td><td>24</td><td>50</td><td>14</td></tr><tr><td>2020</td><td>0,59</td><td>0,62</td><td>0,38</td><td>0,19</td></tr><tr><td>2021</td><td>0,68</td><td>0,60</td><td>0,43</td><td>0,48</td></tr><tr><td>2022</td><td>1,10</td><td>0,86</td><td>0,56</td><td>0,60</td></tr><tr><td>2023</td><td>0,88</td><td>0,66</td><td>0,46</td><td>0,41</td></tr><tr><td>2024</td><td>0,56</td><td>0,53</td><td>0,39</td><td>0,36</td></tr><tr><td>2020-2024 Průměr</td><td>0,76</td><td>0,65</td><td>0,44</td><td>0,41</td></tr></table> <p>Využití hodnoty koeficientu beta dle profesora Damodarana nežli dle peer-group, pak navrhuje i studie bankovní poradenské společnosti ČSOB advisory, a.s. „Výpočet vážených průměrných nákladů kapitálu“ jež byla zpracována pro společnost GasNet, s.r.o. v listopadu 2024. V případě této studie, jejíž shrnutí je přílohou těchto připomínek (Příloha č.3), je pro stanovení koeficientu beta pro sektor plynárenství využita poslední známá hodnota pro odvětví distribuce ropy a plynu (Oil/gas Distributions) pro oblast západní Evropy (Western Europe) ve výši 0,53.</p> <p>Totéž, tedy anticipaci vyšší rizikovosti plynárenského sektoru v porovnání s elektroenergetikou vnímají i kapitálové trhy, kdy obecně dochází vůči plynárenskému sektoru k uplatňování vyšších kreditních přírážek (více viz. komentář k bodu 3.2.4.7 – Náklady cizího kapitálu)</p> <p>Z výše uvedených důvodů navrhuje navýšení koeficientu nezadlužená beta oproti sektoru elektroenergetiky o 0,08. Jinými slovy, navrhuje ponechat hodnotu koeficientu beta pro sektor plynárenství na její hodnotě pro páté regulační období (2021-2025).</p> <p>Jako součást připomínek přikládáme i analýzu společnosti EY k problematice parametru beta (Příloha č. 2).</p>	Damodaran / Industry Name	Green & Renewable Energy	Oil/Gas Distribution	Power	Utility (General)	Number of firms	17	24	50	14	2020	0,59	0,62	0,38	0,19	2021	0,68	0,60	0,43	0,48	2022	1,10	0,86	0,56	0,60	2023	0,88	0,66	0,46	0,41	2024	0,56	0,53	0,39	0,36	2020-2024 Průměr	0,76	0,65	0,44	0,41	
Damodaran / Industry Name	Green & Renewable Energy	Oil/Gas Distribution	Power	Utility (General)																																										
Number of firms	17	24	50	14																																										
2020	0,59	0,62	0,38	0,19																																										
2021	0,68	0,60	0,43	0,48																																										
2022	1,10	0,86	0,56	0,60																																										
2023	0,88	0,66	0,46	0,41																																										
2024	0,56	0,53	0,39	0,36																																										
2020-2024 Průměr	0,76	0,65	0,44	0,41																																										
248	GasNet, s.r.o.	3.2.4.6 Míra výnosnosti	MRP na úrovni 6 %	<p>Jedná se o přírážku investorů za investici do kapitálového trhu vypočítanou jako rozdíl očekávaného výnosu kapitálového trhu a výnosu z bezrizikového aktiva. Stanovení ERP pro V. RO vycházelo z nejlepší praxe a bylo proto odvozeno z největšího a nejrozvinutějšího kapitálového trhu světa, USA, z výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana. Z tohoto důvodu je zachován postup stanovení ERP i pro VI. RO, a to včetně referenčního období 10 let, které je aktualizováno na období let 2014 až 2023, nicméně je zohledněn princip dlouhodobé úhrady nákladů kapitálu, a proto došlo k nahrazení původní metriky agregace, kterou byl medián. S ohledem na použití ERP v její implikované formě (zohledňující očekávanou výnosnost trhu do budoucna) byl použit aritmetický průměr ročních hodnot. Vzhledem k tomu, že riziková přírážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na</p>	<p>Dokážeme si představit, že za účelem nastavení market risk premium budou využity hodnoty kapitálového trhu USA, kdy data jsou čerpána z výzkumu a pravidelně aktualizovaných dat uznávané autority, prof. Damodarana. Souhlasíme také s posunem od mediánu historicky dosahovaných hodnot k aritmetickému průměru, který je jednoznačně teoreticky korektnější a má i oporu v zahraniční regulační praxi.</p> <p>Avšak nesouhlasíme s pokračováním využívání desetiletého referenčního období a stávajícího konkrétního datového souboru prof. Damodarana. Referenční období je zapotřebí nastavit co možná nejdelší a hodnotu tržní prémie založit nikoli na implikované tržní prémii, ale na základě historicky dosahovaných výnosností amerických vládních dluhopisů vůči tamnímu tržnímu indexu (S&P 500) – těmito hodnotami databáze prof. Damodaran taktéž disponuje. Zároveň žádáme použít kombinaci</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>ERÚ nezpochybňuje různé možnosti nastavení rizikové prémie vlastního kapitálu a konstatuje, že návrh na využití dlouhodobé historie k jejímu stanovení byl již historicky zakotven v Zásadách cenové regulace pro dřívější regulační období. Riziková prémie vlastního kapitálu stanovená z dlouhodobých dat však byla zpochybněna přímo aktuálně připomínkujícími během konzultačního procesu k návrhu Zásad cenové regulace pro V. regulační období a to s odůvodněním vazby na referenční období bezrizikové míry výnosnosti. Současný způsob nastavení je tak důsledkem akceptované připomínky připomínkujícího z minulého konzultačního procesu, která uváděla obecné tvrzení, že vzájemnou závislost těchto dvou komponent je možné doložit celou řadou teoretických i praktických podkladů a ve výsledku i přístupy zahraničních regulátorů.</p> <p>Situaci je možné dále analyzovat a vrátit se při nastavení VII. regulačního období k dlouhodobému referenčnímu</p>																																								

				<p>úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přírážka ČR adekvátně přepočtena zahrnutím rizikové prémie ČR, rovněž aritmetickým průměrem z téhož zdroje. Výsledná hodnota ERP vstupující do výpočtu WACC má hodnotu 5,52 % a skládá se ze základní hodnoty 5,33 % a rizikové prémie ČR ve výši 0,19 %.</p> <p>Hodnota přírážky je pro VI. regulační období stanovena na základě rozdílu historických hodnot tržní prémie S&P 500 vůči 10Y US vládním dluhopisům za období 1928 až 2023. Hodnoty jsou získané z databáze prof. Damodarana a je použita kombinace 50 % aritmetického a 50 % geometrického průměru za dané referenční období, což odpovídá běžné praxi zahraničních regulátorů.</p> <p>Vzhledem k tomu, že riziková přírážka dat prof. Damodarana je konstruována pro použití bezrizikové výnosnosti na úrovni státních dluhopisů USA, je riziková přírážka ČR adekvátně přepočtena zahrnutím rizikové prémie ČR, a to aritmetickým průměrem příslušných hodnot. Výsledná hodnota ERP vstupující do výpočtu WACC má hodnotu 6,2 % a skládá se ze základní hodnoty 6,01 % a rizikové prémie ČR ve výši 0,19 %.</p>	<p>aritmetického (50 %) a geometrického (50 %) průměru za referenční období.</p> <p>Výše uvedené požadavky můžeme opřít jak o robustní teoretické zdůvodnění, tak o zahraniční regulační praxi. Prof. Damodaran sice používá implicitní rizikovou prémii, ovšem je třeba korektně vnímat, pro jaké konkrétní účely. Těmi účely je obecně oceňování a související investiční rozhodování. Nikde se nezabývá (alespoň jsme neidentifikovali jediný případ) determinací tržní rizikové prémie coby parametru cenové regulace.</p> <p>→ Z hlediska oceňování (což je aktivita zaměřená na aktuální tržní situaci a budoucnost) lze samozřejmě implikovanou hodnotu použít a běžně se to takto děje.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Takováto hodnota je pak relativně volatilní z titulu odvozování od dividendového růstového modelu, což konkrétně znamená velkou citlivost na parametr „růst dividend“. • Názory na růst dividend se v čase dynamicky vyvíjejí v souladu s vnímáním tržní situace. • Tyto prognózy nejsou nikterak zpětně reflektovány (tj. hodnota MRP např. 2020 obsahuje předpoklad pro následující roky, který se však nakonec nenaplnil). • Výsledná hodnota implikované tržní prémie je silně závislá na tržní hodnotě indexu k okamžiku jejího výpočtu. Při použití implikované rizikové prémie v rámci oceňování ke konkrétnímu datu je toto často vnímáno jako žádoucí vlastnost, v rámci cenové regulace to však považujeme jednoznačně za negativum. I když by se tento problém dal teoreticky zmírnit průměrem dostatečného množství dat z dané časové periody, datová základna profesora Damodarana nám toto bohužel neumožňuje. Hodnoty implikované rizikové prémie zveřejňuje pouze na měsíční bázi, a navíc každý měsíc neaktualizuje všechny parametry vzorce pro její výpočet. <p>→ Z hlediska regulace je žádoucí použít historickou analogii, tj. fakticky vykázaný rozdíl mezi fakticky dosahovanou výnosností zvoleného tržního indexu a referenčního vládního dluhopisu.</p> <ul style="list-style-type: none"> • V tomto případě zde nefigurují žádné nekorigované předpoklady či predikce a dostatečně dlouhé referenční období zajistí žádoucí stabilizaci tohoto regulačního parametru v čase. <p>Z hlediska zahraniční praxe lze jednoznačně potvrdit, že všechny země s vyspělým regulačním rámcem využívají přístup založený na historické tržní analogii s referenčním obdobím přesahujícím 100 let. Samozřejmě zde existují odlišnosti z hlediska použitého akciového indexu a typu zvoleného národního vládního dluhopisu, ale pravidlo použití historických dat a dlouhého referenčního období je všudypřítomné. Stejně tak je poměrně často využívána v zahraniční praxi kombinace aritmetického a geometrického průměru výchozích hodnot.</p>	<p>období pro stanovení rizikové prémie vlastního kapitálu. Tato hodnota a způsob jejího stanovení se však ze své podstaty nemůže výrazně odchylovat od hodnot a způsobů nastavení, které používají regulační orgány v evropských státech se stejným metodickým přístupem, na které se připomínkující odvolává. V tomto ohledu konstatujeme, že hodnota rizikové prémie vlastního kapitálu u těchto zemí nepřekračuje 5 %.</p> <p>ERÚ rovněž upozorňuje, že samotný postup navrhovaný připomínkujícím rozporuje vlastní návrh v oblasti délky použitého období. Databáze prof. Damodarana využívá údaje od roku 1928, přičemž připomínkující konstatuje potřebu nastavit referenční období co nejdelší. Např. databáze ze zdroje <i>Elroy Dimson, Paul Marsh and Mike Staunton, Credit Suisse Global Investment Returns Sourcebook 2022</i> využívající data od roku 1900 by rizikovou premii vlastního kapitálu USA navrhovaným postupem stanovila na hodnotu 5,65 %, přičemž ve výpočtu samotném jsou sporné body. Spornými body jsou např. použití dat USA (evropští regulátoři stanovují evropskou premii zpravidla na základě evropských dat) nebo subjektivní návrh využívat z 50 % aritmetický průměr historických hodnot (prof. Damodaran ve své studii doporučuje pouze geometrický průměr).</p>
--	--	--	--	--	---	---

249	GasNet, s.r.o.	3.2.4 Míra výnosnosti	Absence inflační doložky v případě významné změny	<p>Žádáme ERÚ, aby zohlednil v míře výnosnosti případné mimořádné inflační nárůsty cenové hladiny následující navrženou úpravou textu:</p> <p>Úřad stanovil hodnoty parametru WACC jako pevné pro celé regulační období, s výjimkou případů, kdy dojde ke změně sazby daně z příjmu právnických osob a v případě mimořádného nárůstu inflace. Hodnota míry výnosnosti je stanovena jednotně pro sektor elektroenergetiky i plynárenství. Za mimořádný vývoj inflace bude považována výše indexu spotřebitelských cen v roce i-2 vyšší než 104. V případě takového vývoje inflace bude celková výše motivačního bonusu pro regulovaný rok i navýšena o rozdíl mezi skutečně dosaženou hodnotou indexu spotřebitelských cen a hodnotou 104.</p>	<p>Vzhledem ke zkušenostem z V.RO (viz graf níže) je nezbytně nutné mít k dispozici nástroj, který bude pružně reagovat na aktuální ekonomický vývoj a v případě překročení stanovené míry inflace dojde k jejímu zohlednění již v regulovaných cenách následujícího roku.</p>  <p>Obr. č. 1: Indexy spotřebitelských cen</p> <p>V navrhovaném textu ale zatím chybí konkrétnější pravidlo, při jaké výši inflace bude tento nástroj použit. Žádáme proto blíže specifikovat postup přehodnocení např. výše bonusu k WACC včetně termínu, zdrojových dat a limitních hodnot.</p> <p>Námi navržený princip přepočtu motivační výše bonusu z důvodu nárůstu inflace nepřímou zohledňuje zvýšené náklady na cizí kapitál nezbytné pro financování investičních akcí při zachování garantované výnosnosti vlastních prostředků pro VI. RO.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Postup navrhovaný v připomínce neodpovídá metodice ocenění nákladů kapitálu, která je používána. Inflace se ve WACC projevuje nejen svou očekávanou hodnotou v bezrizikové míře výnosnosti, ale i rizikem jiného než očekávaného vývoje této veličiny v nákladech rizik. Nastavení WACC je navíc komplexní záležitost a dle názoru ERÚ nelze v případě mimořádných situací aktualizovat pouze vybrané komponenty WACC. Navrhovaná úprava rovněž není vyvážená a změnu WACC zavádí pouze v případě nárůstu indexu spotřebitelských cen a nikoliv v případě jeho poklesu.</p> <p>Mimořádnému vývoji indexu spotřebitelských cen je nicméně potřeba věnovat pozornost z pohledu optimálního plnění předpokladů, na kterých je postavena Metodika cenové regulace pro celé regulační období. Zejména pak půjde o dopady do optimální úrovně nastavení potřebných KPI. Proto je připomínka částečně akceptována rozšířením o konkretizaci situace, kdy bude docházet k revizi nastavení motivačního bonusu. Na konec kapitoly 2.10 bude doplněna následující textace, která revizi svazuje s hodnotou inflace na úrovni dlouhodobého ročního maxima za předkrizové období 2001 až 2020:</p> <p>„Za mimořádný vývoj indexu spotřebitelských cen v VI. regulačním období bude považována situace, kdy průměr indexu spotřebitelských cen za poslední tři uplynulé roky z VI. regulačního období bude vyšší než hodnota 106,3.“</p>
250	GasNet, s.r.o.	3.2.4.7 – Míra výnosnosti – Náklady cizího kapitálu	Využití dat za 5leté referenční období	Obecná připomínka bez navazující úpravy textu: vztahuje se k podmínkám dalšího regulačního období	Pro náklady cizího kapitálu platí totéž, co pro bezrizikovou míru výnosnosti. Zkrácení 10letého referenčního období pouze na 5 let nepovažujeme za dlouhodobě udržitelné, a to s ohledem na postupné dlouhodobé financování a refinancování regulovaných aktiv.	Vysvětleno
251	GasNet, s.r.o.	3.2.4.7 – Míra výnosnosti – Náklady cizího kapitálu	Nízká hodnota nepřímých nákladů dluhu	<p>Náklady dluhového financování byly stanoveny vztahem</p> $kd = Rf + \text{credit risk margin (CRM)},$ <p>kde kd [-] je Cost of debt (náklady dluhového financování), Rf [%] je bezriziková úroková míra, CRM [%] je riziková prémie sektoru.</p> <p>Způsob výpočtu CRM je dán vztahem:</p>	<p>Hodnota rizikové prémie sektoru nepostihuje (a objektivně ani nemůže postihnout) veškeré náklady, kterým RS při sjednávání dluhového financování čelí. Tržní křivky, od nichž je odvozena, totiž nezohledňují náklady související se získáním dluhového financování ve funkční měně regulovaných subjektů. V tomto ohledu se jedná nejen o tzv. new issue premium, jíž ERÚ navrhuje zakomponovat do hodnoty nákladů cizího kapitálu, ale i o náklady související se zajištěním měnového a úrokového rizika - tzv. exekuční a kreditní přírážku. I tyto transakční náklady se v praxi projevují stejně jako výše uvedená new issue premium, tj. jako přírážka k tržní</p>	Neakceptováno

				<p>$CRM = EUR\ Utilities\ (IGEEUB10) - AAA\ Eur\ 10Y + CDS\ \check{C}R$,</p> <p>Kde EUR Utilities (IGEEUB10) [%] je index výnosu evropského korporátního dluhopisu společností orientovaných na síťová odvětví s desetiletou zbytkovou splatností za období 2020 až 2024, AAA EUR 10Y [%] je výnos evropského státního dluhopisu s ratingem AAA s desetiletou zbytkovou splatností za období 2020 až 2024, CDS ČR [%] přírážka korporátního trhu ČR ve výši 0,07 %.</p> <p>V návaznosti na způsob stanovení bezrizikové míry výnosnosti je i u nákladů cizího kapitálu použité pětileté období vstupních dat za roky 2020 až 2024. Hodnoty EUR Utilities, AAA EUR 10Y a CDS ČR pro rok 2024 jsou stanoveny na základě plánů.</p> <p>Náklady na cizí kapitál byly dále navýšeny o nepřímé náklady dluhu ve výši 0,125 % představující odhad hodnoty new issue premium.</p> <p>Náklady na cizí kapitál byly dále navýšeny o nepřímé náklady dluhu ve výši 0,475 % představující i) odhad hodnoty new issue premium ve výši 0,125% a ii) odhad hodnoty tzv. kreditní a exekuční přírážky ve výši 0,35%.</p> <p>Hodnota nákladů cizího kapitálu před zdaněním je ve výši 5,602 %</p>	<p>úrokové sazbě, a nejsou tedy zohledněny v oprávněných nákladech regulovaných subjektů.</p> <p>Dle aktuálních bankovních indikací může hodnota exekuční a kreditní přírážky vlivem nízké likvidity činit až ca. 0,8 %. Za regulované subjekty žádáme s přihlédnutím i) k reálným zkušenostem a ii) kombinaci financování aktiv z tuzemských i zahraničních zdrojů, použít hodnotu ve výši 0,35 %.</p> <p>Pro úplnost dodáváme, že regulované subjekty ze zemí eurozóny nebo rozvinutých kapitálových trhů jako např. Velké Británie, tyto náklady nemají, jelikož jsou, na rozdíl od českých regulovaných subjektů, schopny celý svůj dluh emitovat ve své funkční měně, tj. v EUR / GBP a nemusí se tedy zajišťovat vůči měnovému riziku.</p>	<p>hypotetického cizího kapitálu v ČR místo v zahraničí zohledněna, pouze jiným způsobem.</p> <p>Pro VII. regulační období se ERÚ nebrání dopracovat jiný postup stanovení nákladů cizího kapitálu, který by vycházel z metodického postupu při vydání firemního dluhopisu, v současné době však bude postupovat na základě přijaté metodologie předložené konzultanty doporučených připomínkujícím.</p>
252	GasNet, s.r.o.	3.2.4.7 – Míra výnosnosti – Náklady cizího kapitálu	Nízká riziková premie sektoru pro sektor plynárenství	<p>Náklady dluhového financování byly stanoveny vztahem</p> $kd = Rf + credit\ risk\ margin\ (CRM),$ <p>kde</p> <p>kd [-] je Cost of debt (náklady dluhového financování), Rf [%] je bezriziková úroková míra, CRM [%] je riziková premie sektoru.</p> <p>Způsob výpočtu CRM je dán vztahem:</p> <p>$CRM = EUR\ Utilities\ (IGEEUB10) - AAA\ Eur\ 10Y + CDS\ \check{C}R$,</p> <p>Kde EUR Utilities (IGEEUB10) [%] je index výnosu evropského korporátního dluhopisu společností orientovaných na síťová odvětví s desetiletou zbytkovou splatností za období 2020 až 2024, AAA EUR 10Y [%] je výnos evropského státního dluhopisu s ratingem AAA s desetiletou zbytkovou splatností za období 2020 až 2024,</p>	<p>Z analýzy výnosnosti dluhopisů regulovaných subjektů v plynárenství zpracované společností na základě dat z Bloomberg vyplývá, že kapitálové trhy považují RS v plynárenství v CEE regionu za výrazně rizikovější, než ostatní BBB „utilitní“ společnosti, jejichž dluhopisy jsou součástí indexu EUR Utilities. To indikuje, že riziková premie sektoru stanovená právě na základě indexu EUR Utilities je mimořádně podhodnocená. Spread mezi indexem EUR Utilities a výnosem do splatnosti dluhopisů emitovaných RS v plynárenství za uváděné referenční období 2020-2024 se pohybuje mezi 0,77 a 3,17 procentními body.</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Zvolený index byl navržen odborným zástupcem připomínkujícího, resp. předkládanou analýzou společností Česká spořitelna, a.s., a Továrek Consulting, s.r.o. Je samozřejmé, že daný index obsahuje komplexní pohled na regulovaný sektor a hodnota indexu je výsledkem průměru různých korporátních dluhopisů různých společností. ERÚ nepovažuje za vhodné upravovat přístup na základě pouze vybraných podkladů, potenciálně vychýlených jedním směrem.</p> <p>Z dostupných grafických znázornění je nicméně zřejmé, že v období první fáze konfliktu na Ukrajině nemusel být evropský index plně adekvátní pro některé státy. I z uvedeného důvodu je zajišťování cizím kapitálem rozšířeno o novou komponentu investiční faktor tak, aby regulovaný subjekt nemusel v případě mimořádné situace čerpat dluhové financování za nevýhodných podmínek proti nastavené úrovni nákladů cizího kapitálu.</p>

				<p>CDS ČR [%] přírážka korporátního trhu ČR ve výši 0,07 %.</p> <p>V návaznosti na způsob stanovení bezrizikové míry výnosnosti je i u nákladů cizího kapitálu použité pětileté období vstupních dat za roky 2020 až 2024. Hodnoty EUR Utilities, AAA EUR 10Y a CDS ČR pro rok 2024 jsou stanoveny na základě plánů. Hodnota indexu EUR Utilities je pak pro sektor plynárenství mimořádně zvýšena o 0,5 procentního bodu, a to vzhledem k vývoji skutečné výnosnosti dluhopisů regulovaných subjektů z CEE regionu v uvedeném pětiletém období oproti indexu BBB Utilities.</p> <p>Náklady na cizí kapitál byly dále navýšeny o nepřímé náklady dluhu ve výši 0,125 % představující odhad hodnoty new issue premium.</p> <p>Náklady na cizí kapitál byly dále navýšeny o nepřímé náklady dluhu ve výši 0,475 % představující i) odhad hodnoty new issue premium ve výši 0,125% a ii) odhad hodnoty tzv. kreditní a exekuční přírážky ve výši 0,35%.</p> <p>Hodnota nákladů cizího kapitálu před zdaněním sektoru elektroenergetika je ve výši 5,602 %.</p> <p>Hodnota nákladů cizího kapitálu před zdaněním sektoru plynárenství je ve výši 4,687 5,52%.</p>	<div><p>Obr. 2: Výnosnost dluhopisu Czech Gas Networks Investments S.à r. 2031</p></div> <div><p>Obr. 3: Výnosnost dluhopisu Czech Gas Networks Investments S.à r. 2027</p></div> <div><p>Obr. 4: Výnosnost dluhopisu Czech Gas Networks Investments S.à r. 2029</p></div> <div><p>Obr. 5: Výnosnost dluhopisu SPP Distribucia, A.S. 2031</p></div>	
--	--	--	--	---	--	--

					 <p>Obr. č. 6: Výnosnost dluhopisu Eustream, A.S. 2027</p> <p>Vzhledem k tomu, že index EUR Utilities nedostatečně reprezentuje rizikovost plynárenského sektoru nejen v době evropské energetické krize, ale i v době před ní i po ní (připustíme-li, že rok 2024 je již rokem stabilizace), navrhuje navýšit rizikovou premii sektoru plynárenství o 0,5% oproti hodnotě uvedené v bodě 24 výše.</p>	
253	GasNet, s.r.o.	8.1.1 Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologickou spotřebu	Krátké období pro výpočet normativu ztrát	<p>Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy stanoví individuálně jako součin plánovaného distribuovaného množství plynu a normativu ztrát. Normativ ztrát bude stanoven pro celé regulační období jako fixní. Hodnota normativu bude kalkulována jako poměr 5- ti hodnot skutečných ztrát a 5-ti hodnot skutečné distribuce. Pro 6.RO budou skutečné ztráty použity z let 2019–2021 z výkazů regulovaného subjektu (22-BR) a současně z let 2021–2022 z dat OTE. Vzhledem k ke změně metodiky určení skutečných ztrát z dosud používaného výpočtu PDS na metodiku OTE bude hodnota r. 2021 použita 2x, tj. metodikou PDS a metodikou OTE. Výše uvedený součet skutečných ztrát bude vztažen k součtu skutečné distribuce z let 2019–2023. každý regulovaný rok na základě údajů o skutečných ztrátách evidovaných operátorem trhu a skutečného distribuovaného množství z posledních tří let (tzn. pro první rok VI. RO bude normativ stanoven z poměru celkového množství ztrát za roky 2021 až 2023 a celkového distribuovaného množství za roky 2021 až 2023).</p> <p>Pro jednotlivé roky VI. Regulačního období se aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023)</p>	<p>Vzhledem k povaze odečtů zákazníků MODOM je vždy první a poslední rok počítaného průměru ztrát zatížen mnohem větší statistickou chybou, která je dána použitou křivkou pro rozpočet spotřeb do jednotlivých let. Při celkové výši ztrát může být tato chyba již velmi významná. Použitím delšího období se toto odstraní. Při navrhované délce 3 roky je pak v průměru jen jedna relevantní hodnota. Navrhujeme alespoň 5leté období. Navrhované určení normativu ztrát pouze z dat OTE považujeme za neobjektivní, a to zejména s ohledem na krátkou historii, resp. délku vyhodnocení a zároveň s ohledem na to, že metodou OTE jsou ztráty rozkládány jinou časovou křivkou, než dosud používanou metodou PDS, což v krátkém období způsobuje výraznou nepřesnost při výpočtu.</p> <p>Jako výrazně nemotivační je navrhované použití pouze 3letého průměrování pro nastavení ztrát do budoucích období. Takto krátký referenční interval nemůže postihnout reálné chování dat, resp. Distribuce plynu a ztrát. Nesprávnost časového určení ztrát do jednotlivých kalendářních let metodou OTE jsme prokazatelně doložili. Současně považujeme za nemotivační používání klouzavého průměrování pro určení normativu ztrát, tj. změnu normativu pro každý regulovaný rok 6.RO. V takovém případě je motivace regulovaných subjektů k aplikaci opatření na snižování ztrát výrazně nižší, než nastavení jasného fixního plánovatelného normativu pro celé regulované období.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Pro stanovení normativu ztrát bude využita pětiletá řada dat vykazovaná v regulačním výkaze 22-BR.</p> <p>Data dostupná v databázi operátora trhu nebudou použita přímo ke stanovení normativu ztrát, nicméně budou využívána pro ověření vykazované výše ztrát provozovateli distribučních soustav.</p> <p>ERÚ neakceptuje požadavek na stanovení fixního normativu ztrát na celé regulační období, především z očekávaného snižování množství ztrát v důsledku schváleného evropského nařízení o snižování emisí metanu. Použitím klouzavého průměru se efekt snižujících se ztrát rychleji projeví ve prospěch zákazníků, na druhou stranu použití pětiletého průměru pro stanovení normativu ztrát zachovává motivaci pro provozovatele distribučních soustav pro snižování ztrát.</p>

254	GasNet, s.r.o.	8.1.1 Povolené množství plynu na krytí ztrát a vlastní technologick ou spotřebu	Skutečné ztráty evidované na OTE	Pro jednotlivé roky VI. RO se povolené množství plynu na krytí ztrát pro každého provozovatele regionální distribuční soustavy stanoví individuálně jako součin plánovaného distribuovaného množství plynu a normativu ztrát. každý regulovaný rok na základě údajů o skutečných ztrátách evidovaných operátorem trhu a skutečného distribuovaného množství z posledních tří let (tzn. pro první rok VI. RO bude normativ stanoven z poměru celkového množství ztrát za roky 2021 až 2023 a celkového distribuovaného množství za roky 2021 až 2023). Pro jednotlivé roky VI. RO se pro první rok regulačního období se aritmetický průměr stanoví z let 2021 až 2023.	Není dostatečně dlouhá historie, viz předchozí připomínka.	Akceptováno Data dostupná v databázi operátora trhu nebudou použita přímo ke stanovení normativu ztrát, nicméně budou využívána pro ověření vykazované výše ztrát provozovateli distribučních soustav.
255	GasNet, s.r.o.	8.4.1 Podpora rozvoje a obnovy sítí	Vyhodnotit fond obnovy a rozvoje za celé regulační období	Pokud bude průměrný poměr plánovaných aktivovaných investic a plánovaných účetních odpisů (bez zahrnutí vlivu dotací v hodnotách aktivovaných investic i odpisů) pro VI. regulované období rok i vyšší nebo roven hodnotě 105% uvedené v tabulce výše , bude přiznán provozovateli distribuční soustavy motivační bonus ve výši 1,0 p. b. * 0,7 (váha 70 %) na celou regulační bázi aktiv. Pokud bude tento poměr nižší nebo roven hodnotě 105 %, nebude bonus přiznán. Pokud bude průměrný poměr v rozmezí mezi hodnotou 105 % a hodnotou 130% stanovenou pro daný rok pro daného provozovatele distribuční soustavy, bude bonus stanoven lineárně do maximální výše 1,5 p.b. * 0,7 (váha 70%) na celou regulační bázi aktiv. <i>Vyhodnocení koeficientu za celou RP6</i>	Navrhovaný mechanismus trestá RS v případě, že dosáhnou požadovaného parametru, nicméně ne přesně v dohodnutém roce. To platí jak pro případ uspíšení investic (rychlejší náběh s poklesem ke konci periody), tak pro opoždění investic (pozvolnější náběh s nárůstem ke konci periody). V těchto případech dodrží RS svůj investiční plán pro RP6, nicméně paradoxně nesplní ve všech letech kritéria pro přiznání plného bonusu. Navržený mechanismus spíše, než k podpoře investic motivuje společnosti k umělému snižování plánovaných hodnot investic tak, aby splnily podmínky pro přiznání bonusu. Společnostem s vyššími investičními plány není prostřednictvím bonusu k WACC zajištěn větší objem finančních prostředků. Naopak tyto společnosti jsou znevýhodněny, protože v případě nenaplnění jejich investičních plánů jim bude krácen bonus WACC i v případě, kdy jiné společnosti s nižšími objemy plánovaných investic budou mít přiznáno 100% bonusu k WACC. Navrhujeme, aby ERÚ při stanovení hodnoty WACC předpokládal splnění podmínek pro dosažení bonusu k WACC a následně tyto vyhodnotil za celou RP6. V případě, že podmínky nebudou naplněny, sníží ERÚ výnosy dotčenému regulovanému subjektu v následujícím období. Dále navrhujeme, aby podmínky pro dosažení bonusu k WACC byly spojeny s úrovní investic vůči odpisům, nikoliv vůči plánům investic jednotlivých společností.	Neakceptováno Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC. Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciozní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu Ponížení KPI na navrhovanou úroveň by znamenalo, že KPI by ztratilo motivační charakter. ERÚ zastává názor, že motivační regulace má být nastavena tak, aby provozovatel distribuční soustavy musel vyvinout dodatečné úsilí pro splnění KPI. Vyhodnocení splnění nastavených KPI bude na roční bázi, nicméně vzhledem k tomu, že se jedná o plány až do roku 2030, a skutečné výše investic a odpisů v jednotlivých letech mohou být odlišné, nastavil ERÚ pravidlo, že bonus bude částečně přiznán, i když nebude dosaženo stanovených hodnot KPI. Toto pravidlo tak řeší i situaci popsanou v připomínce.

256	GasNet, s.r.o.	8.4.4 Podpora provozování odepsaných aktiv	Více podpořit provozování odepsaných aktiv	Aktiva, která budou účetně plně odepsaná k 31.12. roku i-1 a která budou v roce i provozována, se zahrnou do RAB v hodnotě vypočtené jako podíl pořizovací ceny aktiva a jeho minimální délky odepisování (x let) stanovené ve vyhlášce upravující regulační výkaznictví ⁵ . Vypočtená hodnota se tedy bude rovnat 1/x z pořizovací hodnoty majetku. O stejnou hodnotu bude navýšena i hodnota povolených odpisů. U majetku, který není uveden ve zmíněné vyhlášce, bude použita hodnota 25 % z pořizovací hodnoty majetku. V této hodnotě je aktivum ponecháno v RAB a povolených odpisech po dobu, po kterou je provozováno (do doby investice do obnovy nebo do ukončení provozování). Výše výnosu pro regulovaný subjekt z provozování odepsaného aktiva tak bude dán součinem uvedené hodnoty RAB a hodnoty WACC (včetně bonus WACC) a uvedené hodnoty povolených odpisů.	Navržený mechanismus není dostatečně motivační z pohledu regulovaných společností. Regulované společnosti tak budou nadále preferovat investice do obnovy sítě oproti provozování již odepsané sítě, a to i s ohledem na ně kladené legislativní požadavky, ESG a snižování ztrát. Regulátoři v ostatních zemích toto řeší jinak. Je více brána do úvahy celková úspora z dalšího provozování již odepsaných investic. Absence motivace může vést k zbytečným investicím v oblastech u kterých se předpokládá v budoucnosti útlum případně kompletní odpojení od zbytku distribuční sítě. Navrhujeme proto upravit.	Neakceptováno ERÚ souhlasí, že absence motivace k provozování odepsaného majetku může vést k neefektivnímu provozování distribuční soustavy. Navržený mechanismus proto cílí na provozování odepsaného majetku i po skončení jeho ekonomické životnosti v případech, kdy není ohrožena spolehlivost provozování takového majetku, což vede k efektivnějšímu provozování soustavy s pozitivním dopadem do cen pro zákazníky. Jedná se o nový parametr regulace, který v minulosti nebyl uplatňován, proto se jedná jednoznačně o posun v této oblasti.
257	GasNet, s.r.o.	14.2.3 Postup stanovení korekčních faktorů v plynárenství	Upřesnit parametr NZ _{dpski-3} ve vzorci pro výpočet korekčního faktoru nákladů na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě	NZ _{dpski-3} [Kč] jsou skutečné náklady na nákup plynu pro krytí povoleného množství ztrát v distribuční soustavě včetně uhrazené ceny za činnost operátora trhu v plynárenství vztahující se k regulovanému roku i-3, které jsou limitovány maximální cenou dodávky plynu na ztráty a vlastní technologickou spotřebu se zohledněním směnného kurzu vyhlášeného ČNB každý měsíc v den uskutečnitelného zdanitelného plnění, včetně nákladů/výnosů souvisejících s clearingem ztrát, zaúčtovaném v roce i-3,	Doplnění definice přispívá k jejímu jednoznačnému výkladu, jaký clearing je považován za součást skutečných nákladů na ztráty v roce i-3. Použití Clearingu účtovaném v roce i-3 zajišťuje transparentnost a celkové skutečné náklady na ztráty pak odpovídají již vykázané hodnotě z regulačních výkazů 22-HV.	Akceptováno
258	GasNet, s.r.o.	14.2.4 Postup stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení a postup stanovení regulovaných nákladů na nájem plynárenského zařízení	Doplnit přechodné období mezi 5 a 6 regulačním obdobím.	Navrhujeme rozšířit text o přechodné období, které by stanovilo, že smluvně deklarovaná stanovená hodnota plynárenského zařízení z předchozího regulačního období platí i v následujícím období a není nutné ji přepočítávat dle aktuální metodiky, pokud k tomu neexistují jiné závažné důvody.	Aplikace navrženého postupu vykazuje velmi odlišné výsledky stanovení regulované hodnoty plynárenského zařízení ve srovnání s aktuální metodikou, přičemž daná metodika je nejčastěji používána pro odkupu plynárenského zařízení od třetích stran. Realita odkupování probíhá téměř vždy formou uzavření tzv. smlouvy o budoucí kupní smlouvě, tzn. závazkem DSO, odkoupit nově budované plynárenské zařízení. Tato smlouva obsahuje také indikaci odkupní ceny – ta však mohla být kalkulována dle stávajících pravidel. Není přijatelné, aby byla dohodnutá kupní cena přepočítávána (jakýmkoliv směrem) jen z důvodu realizace fyzického odkupu v následujícím regulačním období.	Akceptováno
259	Svaz průmyslu a dopravy ČR	Obecná připomínka		Svaz průmyslu a dopravy ČR (SP ČR) vítá možnost zapojit se do diskuze k Návrhu Metodiky cenové regulace pro VI. regulační období pro odvětví elektroenergetiky a plynárenství, který považujeme za zásadní dokument ovlivňující konkurenceschopnost českého průmyslu, stabilitu regulačního rámce a rozvoj sektorů elektroenergetiky a plynárenství v následujících minimálně pěti letech, avšak i s významným dopadem za tento časový horizont.		Částečně akceptováno Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční

			<p>Český, zejména energeticky náročný průmysl, se již nyní ocitá v nelehké pozici v mezinárodní konkurenceschopnosti z pohledu cen energie a z pohledu výzev spojených s klimaticko-energetickými a dalšími environmentálními cíli, které představují nemalé investice v prostředí vysokých nejistot a tvrdé globální konkurence.</p> <p>Evropský energetický i průmyslový sektor prochází v posledních letech bezprecedentní transformací způsobenou zejména výše uvedenými klimaticko-energetickými cíli EU a samozřejmě dopadem krizí posledních let. Transformace se týká i jednotlivých spotřebitelů, kteří v rámci dekarbonizace například přechází z uhlí na plyn, elektřinu či jiné nízko či bezemisní druhy energie či zvyšují poptávku po emisně méně náročných technologiích, které však často přímo či nepřímo vyžadují zvýšený přísun energií. Energetická soustava – elektrická i plynová – musí potřebnou změnu palivové základny a současně zvýšenou potřebu dodávek energie reflektovat a umožňovat. Zároveň by dopady nových investic a dodatečné náklady měly být rozloženy v čase tak, aby co nejméně zatěžovaly domácí průmysl a nesnižovaly jeho konkurenceschopnost. Kromě samotných zásad je potřeba vyřešit alokaci a rozložení vzniklých nákladů i v rámci připravované tarifní struktury. Další diskusi budou vyžadovat také například budoucí dopady výstavby nových jaderných zdrojů.</p> <p>Společným zájmem členů SP ČR je zachování a rozvíjení takových regulačních opatření, která umožní dlouhodobě udržitelné poskytování bezpečné a spolehlivé dodávky energií za horizont jednoho regulačního období a za konkurenceschopné ceny. Považujeme proto za klíčové, aby budoucí regulační rámec zajistil energetickým společnostem finanční podmínky pro realizaci investic nezbytných pro obnovu a rozvoj energetické infrastruktury a umožnil pokrytí nákladů vynaložených na její provoz. SP ČR proto považuje za nezbytné, aby byla požadována a pečlivě kontrolována maximální efektivita vynakládání prostředků. To by měl být i jeden z pilířů přístupu ERÚ. Důležitým krokem v kapitálově náročném odvětví, které má zcela zásadní strategický význam nejen z pohledu průmyslu, ale i každodenního života občanů, je také zpracování dlouhodobé strategie a definování cílů, kterých má být dosaženo.</p> <p>SP ČR si v kontextu dekarbonizace průmyslu a energetické tranzice uvědomuje důležitost investic do infrastruktury. Nejsme si však jistí, zda návrh metodiky cenové regulace tento aspekt vhodně zohledňuje. Nutnou součástí musí být kontinuální analýza a vyhodnocení přínosu ale i dopadu těchto investic na ceny a konkurenceschopnost průmyslu</p>	<p>prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p>
--	--	--	--	--

				<p>a míry naplnění předdefinovaných cílů. Dané investice budou mít nemalý dopad právě na český průmysl, a proto požadujeme, aby byla v zásadách zdůrazněná závažnost a potřeba mechanismů pro monitorování, kontrolu a vyhodnocování jejich účelovosti a efektivity tak, abychom se vyhnuli výstavbě nových nevyužitých síťových kapacit, které v nemalé míře finančně zatíží všechny spotřebitele. Tím bude zajištěna alokace nezbytných prostředků tam, kde budou potřeba.</p> <p>Vzhledem k výše uvedenému požadujeme upravit metodiku cenové regulace tak, aby umožňovala nezbytné investice do sítí a její digitalizaci (návrh metodiky není dostatečný z pohledu zajištění investorského prostředí). Zároveň s ohledem na dopady do regulovaných cen pro firmy by dle SP ČR měly být opětovně přehodnoceny motivační pobídky a programy. Pozornost musí být přikládána na správnost jejich nastavení, smysluplnost a zmíněnou maximální efektivitu.</p>		
260	Svaz průmyslu a dopravy ČR	<p>Připomínka k částí 2.3 Strategická východiska, 2.4 Strategické principy pro VI. regulační období a 2.10 Další motivační programy v regulaci</p>	<p>Svaz průmyslu a dopravy ČR požaduje, aby ERÚ v Metodice cenové regulace přehodnotil nastavení motivačních programů tak, aby metodika cenové regulace vytvářela podmínky pro investice a rozvoj sítí, současně však, aby zajistila efektivitu vynakládaných investic. I přes výše uvedené má SP ČR zároveň obavy, že předložený návrh, nezajistí odpovídající financovatelnost potřebných investic, není tedy dostatečně proinvestiční - samozřejmě za předpokladů výše uvedeného principu efektivity.</p>	<p>V tuto chvíli nelze promítnout, jelikož připomínka svým rozsahem požaduje vyhodnocení výše uvedených aspektů ze strany ERÚ a následné komplexnější úpravy návrhu metodiky v souladu s odůvodněním.</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 na jednu stranu umožňovala přechod průmyslových zákazníků na nízkoemisní či bezemisní elektřinu, plyn a další více ekologické druhy energie ve srovnání s uhlím, na stranu druhou přinášela co nejnižší dopad do cen pro průmysl. Jen tak lze zajistit konkurenceschopnost a investiční atraktivitu České republiky, protože se potvrzuje, že cena energie je jedním z aspektů při získávání zakázek firem například v konkurenci s firmami ze sousedních států, nemluvě o konkurenci z Asie či USA.</p> <p>Nezohlednění makroekonomických vlivů (vysoká inflace v letech 2021 až 2023) do povolených výnosů, resp. regulovaných cen, může být na první pohled 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 rozvoj soustav a uvádění nových služeb na trh, neboť provozovatelé soustav budou mít problém ufinancovat investice do těchto sítí. Pro rozvoj průmyslu v ČR (připomeňme, že 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, dekarbonizace plynárenství, 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.</p>	<p>Částečně akceptováno</p> <p>Dle dostupných analýz ERÚ budou mít provozovatelé soustav regulačním rámcem zajištěn dostatek finančních prostředků na objem investic, který byl ERÚ předložen jako plánovaný objem investic na VI. regulační období. Pro potlačení jakékoliv pochybnosti ohledně zabezpečení financování provozovatelů soustav bude regulační rámec rozšířen o novou komponentu s názvem Investiční faktor, nebo o obdobný nástroj, která umožní provozovatelům soustav čerpat regulačním rámcem mimořádné finanční prostředky za podmínek vyvážených pro všechny dotčené účastníky trhu.</p> <p>Nová komponenta investičního faktoru pak není jedinou úpravou směřující k posílení regulačního rámce řešícího zvýšené potřeby investic vlivem inflace posledních let. ERÚ dále přistupuje k posílení motivačních schémat ve smyslu jejich částečného rozšíření i na rok 2025. Rovněž bude zaveden nový parametr porovnávající dlouhodobě uhrazené a skutečné náklady inflace regulovaného subjektu.</p>

					<p>Pro úspěšnou transformaci průmyslu musí být vytvořeny podmínky, které odpovídajícím způsobem připraví na tyto změny i energetické sítě. Nejsme si jistí, zda takové podmínky návrh vytváří.</p> <p>Motivační program je v řadě případů nedostatečný a nezajistí potřebné finance do rozvoje sítí (viz výše uvedené) současně však musí být zajištěna kontrola vynakládání finančních prostředků s cílem zamezit neúměrnému a nevyváženému přenášení nákladů na zákazníky.</p>																													
261	EG.D	Motivační regulace	<p>Požadujeme snížit hodnoty u KPI č. 1 „Podpora rozvoje a obnovy sítí“.</p>	<p>Tabulka 1 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v plynárenství</p> <table><tr><th colspan="2">Ukazatel</th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th><th>2030</th></tr><tr><td>EG.D</td><td>Podíl</td><td>125 %</td><td>115 %</td><td>105 %</td><td>105 %</td><td>105 %</td></tr></table> <p>Tabulka 2 KPI č. 1 provozovatele distribuční soustavy v plynárenství</p> <table><tr><th colspan="2">Ukazatel</th><th>2026</th><th>2027</th><th>2028</th><th>2029</th><th>2030</th></tr><tr><td>EG.D</td><td>Podíl</td><td>105 %</td><td>105 %</td><td>105 %</td><td>105 %</td><td>105 %</td></tr></table>	Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030	EG.D	Podíl	125 %	115 %	105 %	105 %	105 %	Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030	EG.D	Podíl	105 %	105 %	105 %	105 %	105 %	<p>Navrhujeme cílové hodnoty KPI pro provozovatele distribučních soustav v plynárenství nastavit s ohledem na rovný přístup na 105 %, což motivuje k investování nad hodnotou odpisů, zohledňuje dekarbonizační požadavky a nové podmínky transformace energetiky zejména budoucí distribuci tzv. zelených plynů a dopadá shodně na provozovatele distribučních soustav v plynárenství</p>	<p>Neakceptováno</p> <p>Jak bylo uvedeno u vypořádání jiných připomínek, ERÚ navyšuje hodnotu bonusu u zaváděných motivačních schémat z původně navrhovaného 1 % na 1,5 % tak, aby v součtu se základní hodnotou WACC odpovídala výnosnost při 100% plnění KPI horní hranici očekávání přiměřené míry výnosnosti ze strany připomínkujících, definované předkládanými odbornými analýzami k hodnotě WACC.</p> <p>Zároveň však dojde k částečné úpravě struktury nastavení některých programů a příslušných kritérií u dotčených regulovaných subjektů a k úpravě podmínek pro vybrané motivační programy tak, aby jejich naplnění bylo ambiciózní, nicméně dosažitelné v kontextu zajištění přiměřenosti nastavení motivační složky programu.</p> <p>Ponížení KPI na navrhovanou úroveň by znamenalo, že KPI by ztratilo motivační charakter. ERÚ zastává názor, že motivační regulace má být nastavena tak, aby provozovatel distribuční soustavy musel vyvinout dodatečné úsilí pro splnění KPI.</p>
Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030																												
EG.D	Podíl	125 %	115 %	105 %	105 %	105 %																												
Ukazatel		2026	2027	2028	2029	2030																												
EG.D	Podíl	105 %	105 %	105 %	105 %	105 %																												