

Připomínky společnosti E.ON Distribuce, a.s. k Zásadám cenové regulace pro regulační období 2021 – 2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující – 2. kolo

V rámci možnosti podat připomínky k návrhu Zásad cenové regulace pro regulační období 2021 – 2025 pro odvětví elektroenergetiky, plynárenství, pro činnosti operátora trhu v elektroenergetice a plynárenství a pro povinně vykupující (dále jen „Zásady cenové regulace“) zveřejněných Energetickým regulačním úřadem (dále také „ERÚ“ nebo „Úřad“) dne 30. srpna 2019 v rámci veřejného konzultačního procesu ve dvou kolech, uplatňujeme ve 2. kole následující připomínky. Připomínky jsou společné za licenci distribuce elektřiny a zemního plynu.

I. Připomínka (nová) ke kapitole 6.1.1. Vazba mezi IV. a V. regulačním obdobím

Relevantní text:

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

Připomínka a návrh na úpravu textu:

Žádáme o vypuštění výše uvedeného odstavce.

Odůvodnění:

Nemáme samozřejmě ambice doporučovat či radit, co má Úřad činit v oblasti úprav legislativy, ale jsme přesvědčeni, že řešit potenciální či reálný problém odlivu finančních prostředků prostřednictvím poskytování služeb servisními organizacemi v rámci podnikatelského uskupení lze řešit operativněji a efektivněji než změnou zákona. Uvažovaná změna legislativy je podle našeho názoru nejistá, zdlouhavá a představuje riziko značného zvýšení administrativní a byrokratické zátěže, narušení principu svobodné volby smluvních dodavatelů služeb a v neposlední řadě může nastat případ nemožnosti plnit povinnosti držitele licence z důvodu neuzavřených či neschválených smluv na služby. Domníváme se, že daná problematika by měla být řešena dle individuálních podmínek a nikoliv tak, že se zkomplikuje činnost a zpřísní podmínky všem regulovaným subjektům. Současně je nutné si uvědomit, že v některých případech dává smysl sdílet služby mezi společnostmi v koncernu,

a to s ohledem na synergické efekty nebo na úspory z množství v rámci energetické skupiny (např. účetnictví, HR, některé služby IT, apod.). Zajištění těchto služeb ze strany společností ve skupině je efektivnější, než kdyby si tyto služby zajišťoval provozovatel soustavy vlastními silami. Podstatným faktem také je, že smlouvy mezi společnostmi ve skupině a s tím související transferové ceny jsou v souladu s daňovými předpisy, které navazují na evropské předpisy. Nepřiměřeně nízká či v extrémním případě nulová marže by jistě byla napadnuta ze strany Finančního úřadu jako nepřipustné snížení základu pro výpočet daně z příjmu a ve výsledku by byla vyšší daň dodatečně vyměřena. Účelnějším a přínosnějším bude, pokud ERÚ jednoznačně vyjádří své cíle v oblasti sdílených služeb v rámci koncernu a zavede do regulačního rámce taková pravidla, která budou regulované subjekty přirozeně motivovat a směřovat k vytyčeným cílům. Závěrem je třeba připomenout, že zavedením moderního způsobu stanovení povolených nákladů pomocí klouzavého průměru skutečných nákladů posledních vykázaných 3 let spolu s vyváženým profit-sharingem 50:50 a se zahrnutím indexu růstu mezd do eskalačního faktoru bude samovolně a zcela dostatečně motivovat regulované subjekty k hledání úspor a k výkonu licencovaných činností vlastními silami.

II. Připomínka (nová) ke kapitole 7.2.3. Časová hodnota peněz

Relevantní text:

Pro korekci plánovaných hodnot vstupujících do parametrů regulace je časovou hodnotou peněz parametr míry inflace stanovený jako index cen průmyslových výrobců (PPI). Ve specifických případech je jako časová hodnota peněz použita míra výnosnosti regulační báze aktiv.

Připomínka a zdůvodnění:

Požadujeme upřesnit, ve kterých specifikovaných případech je jako časová hodnota peněz použita míra výnosnosti regulační báze aktiv.

Návrh řešení:

Pro korekci plánovaných hodnot vstupujících do parametrů regulace je časovou hodnotou peněz parametr míry inflace stanovený jako index cen průmyslových výrobců (PPI). Ve specifických případech (**pro část korekčního faktoru odpisů, jejíž hodnota bude vyšší než 5 % skutečných odpisů a pro část korekčního faktoru zisku, která přesahuje 5 % ze skutečné hodnoty změny regulační báze aktiv**), bude jako časová hodnota peněz použita míra výnosnosti regulační báze aktiv.

III. Připomínka (nová) ke kapitole 9.1.1. Cena za rezervovanou kapacitu

Relevantní text:

Pro V. regulační období je vyhodnocován korekční faktor za distribuci elektřiny ve dvou krocích – dvou po sobě následujících letech. V prvním kroku za rok i-2 je korekční faktor za distribuci elektřiny vyhodnocován na základě údajů z regulačních výkazů vykázaných podle jiného právního předpisu⁵) způsobem obdobným jako v rámci IV. regulačního období. V regulačních výkazech za rok i-2 však může docházet díky nepřesnému odhadu nevyfakturovaného množství elektřiny k vykázaní množství ztrát na hladině nízkého napětí, které neodpovídá skutečnosti a tím je ovlivněno díky zachování bilanční rovnice i množství

elektřiny odebrané zákazníky připojenými na hladině nízkého napětí, které vstupuje do výpočtu tržeb od zákazníků připojených na hladině nízkého napětí. Zároveň může docházet z principu vyplňování regulačních výkazů za rok i-2 při neznalosti skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a neznalosti skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku k dalším nepřesnostem ve stanovení skutečných výnosů provozovatelů soustav od zákazníků připojených na hladině nízkého napětí. Proto bude v rámci druhého kroku korekce za rok i-3 docházet k opravě korekčního faktoru za distribuci elektřiny po vyfakturování veškerého odebraného množství elektřiny vztahujícího se k roku i-3, týkajícího se i všech odběrných míst s neprůběhovým měřením, na základě množství elektřiny za rok i-3 skutečně vyfakturovaného zákazníků připojeným na napěťové hladině nízkého napětí. Oprava za rok i-3 bude vycházet i ze skutečného rozložení odebraného množství elektřiny mezi skupiny zákazníků podle distribučních sazeb a ze skutečného fakturovaného počtu odběrných míst v průběhu roku. V rámci výpočtu korekčního faktoru za rok i-3 budou prováděny i opravy hodnot z měření. V rámci V. regulačního období budou opraveny i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z výše popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů. Tato korekce za IV. regulační období se týká pouze korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny v rámci kterého se korigují skutečné výnosy a náklady s upravenými povolenými výnosy provozovatelů distribučních soustav a netýká se korekčního faktoru za použití sítí, v rámci, kterého se korigují skutečné výnosy a náklady týkající se elektřiny na krytí ztrát.

Připomínka a zdůvodnění:

Stanovení korekčního faktoru s využitím dodatečně zjišťovaného množství elektřiny vyfakturované za rok i-3 je podle našeho názoru zcela zbytečné, protože proti množství vykázaného v regulačních výkazech v roce i-2 za rok i-3 nepředstavuje žádné významné zpřesnění a znamená jen zvýšení pracnosti a nákladů. Je totiž nutné si uvědomit, že pro určení obou množství se budou využívat typové diagramy dodávky, jejichž přesnost ovlivní i přesnost zjišťovaných množství v obou případech. Jinými slovy: nahradíme přijatelně nepřesnou hodnotu jinou hodnotou, o níž s jistotou nevíme, zda je přesnější. Při správném postupu vykazování nevyfakturované dodávky a ztrát se případná nepřesnost za delší období stává naprosto nevýznamnou. Zavádět tento způsob úpravy ztrát zcela postrádá smysl v souvislosti s očekávaným nasazením AMM, jehož důsledkem bude, že objem nevyfakturované (nezměřené) elektřiny se ve vykazovaném roce výrazně zmenší, hrubým odhadem o 2/3, což umožní podstatně přesnější stanovení ztrát.

Pokud by se měly v rámci V. regulačního období opravovat i nepřesnosti ve stanovení korekčního faktoru za činnost distribuce elektřiny za IV. regulační období, které vychází z výše popsaného nepřesného vyplňování regulačních výkazů je pro zachování bilanční rovnice nutné provést i opravu korekčního faktoru za použití sítí.

Návrh řešení:

Neuplatňovat navrhovaný postup od počátku V. regulačního období a důkladně objasnit záměry ERÚ a možné postupy v této oblasti, k čemuž je nutná diskuze s regulovanými subjekty.

IV. Připomínka ke kapitole 9.1.1.3. Management jalové energie **(Management Q)**

Relevantní text:

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

Připomínka a zdůvodnění:

Jedná se o zpřesnění návrhu v oblasti managementu jaloviny.

Návrh na úpravu textu:

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

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

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

❖ Základní rámec:

- **Jalové výkony se stávají nedílnou součástí vztahů mezi účastníky trhu na všech úrovních (PS – DS, DS - odběratel/výrobce, DS – LDS, DS – DS). Velikost tarifu za nevyžádanou dodávku jalové energie má motivační charakter (v případě potřeby by uživatelé ES měli být dlouhodobě motivováni k pořízení a spolehlivému provozování vlastní kompenzace).**

- Řešení v rámci Managementu Q reflektují výše uvedené změny a zároveň respektují zahraniční zkušenosti v oblasti principů regulace U/Q.
 - K jalovému výkonu se přistupuje podobně jako k činnému výkonu (princip rezervace jalového výkonu, platba za nevyžádanou odebranou/dodanou jalovou energii).
 - Cena za nevyžádanou jalovou energii může být jednotná nebo v budoucnu diferencována pro jednotlivé napěťové hladiny.
 - Finanční prostředky získané za překračování dohodnutých mezí jalového výkonu, resp. za nevyžádanou jalovou energii (Q) jsou součástí korekce povolených výnosů.
- ❖ **Oblast vyhodnocení a zpoplatnění nevyžádané jalové energie pro zákazníky, výrobce a LDS s méně než 90 000 OM:**
- Navrhovaný tarif za Q (Kč/MVArh) se bude týkat v první etapě jen napěťových hladin 110 kV a vn. Zavedení opatření na hladině nn bude předcházet důkladná analýza a zavedení potřebného měření na této hladině.
 - Bude 1/4 hodinově vyhodnocována nevyžádaná dodávka nebo odběr jalové energie (MVArh), kterou se rozumí dodávka nebo odběr jalové energie mimo rozsah povoleného, resp. sjednaného účinníku. Zapojení výrobní elektřiny nebo jiného zařízení do regulace napětí pomocí jalového výkonu je uvedeno spolu s rozsahem povoleného účinníku ve smlouvě o připojení nebo v jiném smluvním ujednání s příslušným provozovatelem distribuční soustavy. Velikost dodávané/odebírané jalové elektřiny je vyhodnocována v měřicím intervalu v každém místě připojení, která jsou vybavena příslušným měřením (měření čtvrt hodinový profil činné i jalové elektřiny).
 - Způsob vyhodnocení a zpoplatnění uvede „novela“ Cenové rozhodnutí v příslušném ustanovení.
 - U zařízení, která se podílí na regulaci dodané/odebrané jalové elektřiny se považuje za překročení pouze nedodržení příslušného regulačního schématu.
 - Bude respektována již dnes zavedená praxe, že část nákladů souvisejících s řešením jalové energie (v oblasti nezpoptatněného účinníku) je součástí plateb za P.
 - Zůstane zachováno pásmo povolených nezpoptatněných účinníků pro I., II., III. kvadrant, které je (1–0,95).
 - Ve IV. kvadrantu (odběr činný, dodávka jalová) bude zatím ponechán stávající přístup, kdy je nevyžádanou celá dodávka Q s tím, že je zachována s ohledem na činnost kompenzačních zařízení stávající možnost krátkodobých překmitů. Případné nové doporučení pro IV. kvadrant bude vypracováno po zpracování podrobné analýzy.
- ❖ **Oblast vyhodnocení a zpoplatnění jalového výkonu provozovatelů RDS a LDS nad 90 000 OM:**
- Bude vyhodnocováno překročení sjednaného jalového výkonu (rezervační systém).

- *Způsob sjednávání rezervovaného jalového výkonu, vyhodnocení jeho překročení a měrný podíl žadatele spojený se zajištěním jalového výkonu bude řešen ve vyhlášce o připojení.*
- *Bude zavedena kontrola mezní hodnoty přenosů jalového výkonu po jednotlivých předacích místech (dle smyslu čl. 15 Evropského kodexu (NC DCC).*
- *Důvody pro použití sjednaného jalového výkonu [MVAR]:*
 - *PDS, popř. LDS nad 90 000 OM nejsou souběžným držitelem licence na distribuci a výrobu elektřiny nebo licence na obchod s elektřinou, tedy nezajišťují dodávku elektřiny;*
 - *změny jalové energie, resp. jalového výkonu vyvolané PDS nad 90 000 OM jsou dány v převážné míře stavebními a technologickými změnami zařízení DS, LDS a tedy mají dlouhodobý charakter;*
 - *stavební a technologická (nápravná) opatření nadřazené soustavy jsou proto také dlouhodobého charakteru.*
- *Důvody pro zpoplatnění nevyžádané jalové energie [MVARh]:*
 - *LDS s méně než 90 000 OM mohou mít a převážně mají souběžně licenci na distribuci a licenci na výrobu elektřiny nebo licenci na obchod s elektřinou, ve většině případů zajišťují dodávku elektřiny svým zákazníkům;*
 - *změny jalové energie vyvolané LDS jsou dány stejně jako u zákazníků hlavně obchodováním s elektřinou a mají časově proměnný charakter obdobně jako změny P (vliv rozsahu sítě do oblasti jalové energie se významně neuplatní).*
- ❖ *Opatření v oblasti obchodního a provozního měření:*
 - *systém měření 1/4 hodinového jalového výkonu bude postupně doplněn na všechny napěťové hladiny (podklady ze všech provozních měření musí být transformovatelné na ¼hodiny);*
 - *obchodní měření jsou instalována ve všech místech připojení mezi jednotlivými provozovateli soustav a mezi provozovateli soustav a jejich uživateli (výrobci a odběratelé elektřiny);*
 - *provozní měření budou plně instalována na všech transformacích mezi napěťovými hladinami a na všech vývodech zvn, vvn a vn.*
- ❖ *Technická a podpůrná opatření:*
 - *Technická opatření provozovatele PS předpokládáme:*
 - *efektivní využívání výrobních modulů připojených do přenosové soustavy v systému automatické regulace napětí a jalového výkonu;*
 - *instalace dalších tlumivek do terciárů transformace 400/110 kV jako vazba na rezervační systém jalového výkonu od PDS vůči PPS. Konkrétní velikosti jalového výkonu vyhodnocovaných oblastí za PDS (pro rezervační systém) jsou s ohledem na značnou rozdílnost charakteru jednotlivých oblastí předmětem probíhajících analýz;*
 - *instalace nových regulovatelných tlumivek do hladiny 400 kV;*

- využití nefrekvenčních podpůrných služeb.
 - **Technická opatření pro hladiny 110 kV a vn:**
 - větší využití možností připojených výroben (zdrojů) pro Management Q. Jedná se např. o rezervy jalové energie u zdrojů dnes většinou provozovaných s neutrálním $\cos \varphi$ a v budoucnu vyšší dispečerské využití zdrojů s funkcemi $Q(U)$, $P(U)$;
 - využití nefrekvenčních podpůrných služeb (dále jen „PpS-N“) podle novely Přílohy 7 PPDS (předpokládané potřebné objemy jalových výkonů a finančních prostředků PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 jsou uvedeny níže);
 - pro využití PpS-N podle novely Přílohy 7 PPDS bude dopracováno:
 - Studii potřeby PpS-N.
 - Typy PpS-N budou převzaty z přílohy 7 PPDS.
 - Metodika pro tržní zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb, která bude plně naplňovat požadavky nařízení 2019/943.
 - Metodika pro netržní zajištění nefrekvenčních podpůrných služeb. Nefrekvenční podpůrnou službu jalového výkonu lze nahradit instalací kompenzačního zařízení. Na základě nákladů na instalaci a provoz kompenzačních zařízení bude stanovena pro jednotlivé napěťové hladiny mezní cena nefrekvenčních podpůrných služeb jalového výkonu.
 - zajištění informačního propojení mezi měřenými hodnotami P , Q a dispečerskými pokyny při zadávání účinníku Q/U zdrojům, příp. poskytovatelům nefrekvenčních podpůrných služeb (PpS-N);
 - doplnění dispečerských řídicích systémů o schopnost řídit toky jalové energie využitím potenciálu jalové energie zdrojů v pásmech povinné podpory sítě (v rozsahu $\cos(\phi)=0,9$) při současném udržování napětí v požadovaných mezích;
 - přísnější dohled nad dodržováním podmínek U/Q v odlehčených stavech pro VO a zdroje (nepřekračování dohodnutého pásma).
 - Na hladině nn je doporučeno postupné zavádění podpůrných systémů pro měření U/Q , provozní měření na úrovni DTS a příprava využití informací z dalších systémů, např. AMM.
- ❖ **Předpokládané potřebné objemy na kompenzaci jalových výkonů a finančních prostředků PpS-N pro řízení U/Q v ES ČR do roku 2030 pro časové řezy 2020, 2025 a 2030 a předpoklad odstavení 4000 MW**
- **Tabulka 1 – objem potřebných přídavných jalových výkonů**

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

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

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

Předpokládaný harmonogram opatření Managementu Q:

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

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

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

V Brně dne 30. 12. 2019

Zpracoval: Ing. Petr Koláček, Ing. Jaroslav Strejček