

Co může (a nemůže) regulátor dělat s cenami

Stanislav Trávníček

Energetický regulační úřad

V listopadu loňského roku vydal Energetický regulační úřad (ERÚ) cenová rozhodnutí, kterými stanovil regulované složky cen na rok 2024. Ačkoliv se jedná o každoroční proces, loni mu byla věnována mimořádná pozornost kvůli vysokým meziročním nárůstům regulovaných plateb. V souvisejících debatách pak často větší úlohu než relevantní informace hrály emoce a ERÚ byly nezřídka přisuzovány mnohem větší pravomoci, než úřadu svěřuje a vymezuje zákon.

Pojďme se tedy podívat na to, z čeho se ve skutečnosti skládají regulované složky cen energií a jakou úlohu má úřad v jejich nastavení, tedy co konkrétně může ovlivnit. Vysvětlíme si nejen důvody meziročního nárůstu, ale alespoň v náznaku představíme i výhled, jak se budou náklady na provoz energetických soustav vyvíjet do budoucna.

Koho ERÚ reguluje a koho ne?

ERÚ jako samostatný a nezávislý úřad, kterému byla svěřena regulace v energetických odvětvích, vznikl k 1. lednu 2001. Energetika tehdy procházela tzv. unbundlingem, tedy zákonným rozdělením celého odvětví na tři části: výrobu, distribuci a obchod. Primárním úkolem úřadu přitom bylo, a dodnes je, dohlížet na síťovou část energetiky, ve které se uplatňují principy přirozeného monopolu. Regulovány jsou tedy distribuční sítě a jim nadřazená přenosová soustava v elektroenergetice, resp. přepravní soustava v plynárenství. Velmi zjednodušeně bychom mohli regulovanou oblast energetiky vymezit „dráty“

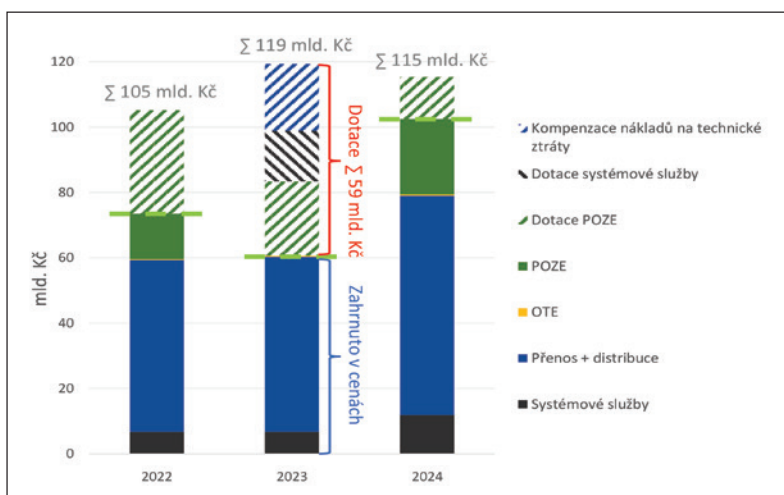
a „trubkami“ – cestami, kterými proudí energie od výrobců k odběratelům. Naopak výroba energie a obchodování s ní regulaci nepodléhají. ERÚ tak nemůže regulovat obchodní složky cen (stanovené výlučně dodavateli) ani strategie nákupů dodavatelů.

I když se mnozí domnívají, že pravomoci ERÚ jsou prakticky neomezené, úřad se musí řídit platnou legislativou, tedy tím, co je mu zákonem dovoleno. Obdobné vymezení kompetencí nemá jen ERÚ, stejná pravidla platí v celé Evropské unii, tedy pro všechny evropské regulátory. Ilustruje to i případ cenových stropů na elektřinu a plyn pro rok 2023. Tehdy musela nejprve s takovým opatřením přijít vláda a zákonodárci. Bylo třeba natříkrát novelizovat energetický zákon a zároveň definovat finanční kompenzace, které přísluší dodavatelům za zásah do jejich hospodaření.

Jak se počítají regulované ceny

Meritem regulace jsou tzv. oprávněné výnosy provozovatelů energetických soustav, hovoříme o oprávněných nákladech, odpisech a přiměřeném zisku. Evropská pravidla, např. Nařízení o vnitřním trhu s elektřinou, a především tuzemský energetický zákon regulátorovi výslovně nakazují, že regulované platby musí nastavit 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 (§ 19a energetického zákona).

Jedná se o náklady, které musejí být hrazeny v souvislosti s provozem, údržbou a rozvojem energetických soustav. Zároveň následující výčet dobře ilustruje důvody, které vedly k tak razantnímu meziročnímu navýšení regulovaných cen.



Regulované náklady v elektroenergetice 2022–2024

Náklady na krytí ztrát a systémové služby

Nejprve se podívejme na náklady na provoz soustav, které můžeme označit za „průtočné“. V první řadě jde o výdaje na krytí technologických ztrát v soustavách – fyzikálních ztrát, kterým se nelze vyhnout. Žádný vodič v praxi nemá nulový odpor, resp. impedanci, a například transformátory také nemají stoprocentní účinnost. A podobně v plynárenství – při přepravě plynu dochází také ke ztrátám, z něčeho je nutné pohánět i kompresní stanice apod.

Tyto fyzikální ztráty přitom provozovatelé soustav musí něčím dorovnat. To znamená, že musí nakupovat energii na volném trhu, ať už jde o elektřinu nebo plyn. Stačí přitom nahlédnout do sjetiny z energetické burzy, za kolik provozovatelé mohli nakoupit energii na krytí ztrát ještě v roce 2021 a za kolik ji nakupovali loni, kdy zajišťovali pokrytí ztrát na tento rok. Rozdíl v případě elektřiny přesahuje 130 %, v případě plynu 120 %. V tomto bodě si dovolím jen krátkou odbočku, proč srovnáváme roky 2021 a 2023, nikoliv 2022 a 2023. Více se tomu budu věnovat dále v textu (u dotací), nicméně v principu jde o to, že náklady na krytí ztrát byly v loňském roce sanovány dotacemi ze státního rozpočtu, a z pohledu zákazníků se proto mezi lety 2021 a 2022 nezměnily.

V elektroenergetice kromě ztrát vstupují do hry i tzv. systémové služby. Jde o náklady na služby udržování výkonové rovnováhy, které dopadají na provozovatele přenosové soustavy (společnost ČEPS). ČEPS musí v každém okamžiku zajišťovat, aby bylo v síti přesně takové množství energie, které je poptáváno, tedy spotřebováváno. Jestliže se elektřiny nedostává, poptává ji od „rychlých“ zdrojů, které čekají v rezervě jen za tímto účelem. Jestliže je elektřiny nadbytek, omezuje výrobu dalších zdrojů, se kterými má k tomuto účelu vysoutěžené kontrakty.

V obou případech se cena elektřiny „vyrobené navíc“ nebo „záměrně nevyrobené“ určuje podle vývoje na burze. I když ČEPS soutěží dodavatele těchto služeb ve vlastních tendrech, nikdo nebude vyrábět elektřinu nebo odstavovat svůj zdroj za cenu nižší, než by získal na energetickém trhu. Zákon k tomu nikoho nenutí a podle platných unijních i tuzemských pravidel nutit ani nemůže.

Údržba a rozvoj soustav

V souvislosti se zvyšováním cen se hovořilo o investičních nákladech v soustavách, často ve spojení s rozvojem obnovitelných zdrojů a decentralizací. Tyto myšlenky se sice zakládají na pravdě, nicméně jde o faktor, který bude větší roli hrát spíše v budoucnosti. K „boomu“ decentralních zdrojů totiž došlo hlavně v posledních letech a investiční náklady se promítají do regulovaných cen ve formě odpisů, tedy postupně.

Už teď ale můžeme ilustrovat nárůst potřebných investic na datech. Předloni činily aktivované investice v elektroenergetických soustavách necelých 27 miliard korun. Přibližně 3,5 miliardy přitom připadalo na přenosovou soustavu, zbývající část na distribuční síť. Loni už to bylo téměř 28 miliard korun. Pro letošní rok jsou plánovány

aktivované investice ve výši 36 miliard korun, z čehož jen na přenosovou soustavu připadá téměř 8 miliard.

Jistě, zčásti se jedná o obnovu starých vedení a zařízení. Významná část jde ale na vrub decentralizaci a „chytření“ sítí, které je nevyhnutelné; dochází-li k decentralizaci energetiky, roste samovýroba, přichází sdílení a energetika naráží na další nové pojmy, o kterých jsme ještě před deseti, natož před dvaceti lety vedli spíše akademické debaty.

V delším výhledu jsou pak investiční odhady v soustavách ještě podstatně vyšší. Do roku 2030 (vč. letošního roku) předpokládají provozovatelé distribučních soustav investice v úhrnné výši přesahující 210 miliard korun, přenosová soustava hovoří přibližně o 70 miliardách. Dohromady tak bude potřeba zafinancovat investice, které velmi pravděpodobně přesáhnou 280 miliard korun.

Zároveň si musíme uvědomit, že nepůjde jen o rozvoj soustav. Řízení moderní energetiky bude také složitější, dražší tak může být i provoz. Větší zapojování obnovitelných zdrojů bude velmi pravděpodobně vytvářet rostoucí odchylky v soustavách, které bude složitější, a tedy i dražší vybalancovat. Slovo pravděpodobně ale užívám záměrně. Do značné míry bude záležet na tom, jak se podaří do naší energetiky začlenit nástroje flexibility a akumulace. Budoucí novela energetického zákona s nimi již počítá, otázkou ale bude praxe. Otazníky visí nejen nad nasazením těchto technologií z pohledu byznysu, ale také technologického vývoje.

Spotřeba energie a změna toků plynu

Do jednotkových nákladů, které odběratelé platí za provoz soustav v každé spotřebované megawatthodině elektřiny nebo plynu, se logicky promítá i celkový objem spotřeby. Řada výdajů na provoz soustav má fixní povahu. Údržbu elektrických vedení, transformátorů, plynovodů aj. neovlivní příliš to, kolik energie jimi ve skutečnosti proteče. A zde se do jednotkových nákladů negativně promítá pokles spotřeby v posledních dvou letech. V elektroenergetice jsme se loni dostali na čtrnáctileté, v plynárenství dokonce na dvaatřicetileté minimum spotřeby. Zjednodušeně řečeno tak v energetice začíná působit tzv. vodárenský efekt, kdy se údržba soustav rozprostírá na nižší spotřebovaný objem.

Zvláště patrné je to v plynárenství, kdy do hry vstupuje i rapidní propad tranzitu. Naše přepravní soustava byla od počátku budována jako masivní tranzitní síť, přes kterou proudil plyn do okolních zemí. Poplatky za přepravu přitom pomáhaly z většiny financovat její provoz. Po vypuknutí války na Ukrajině se vše změnilo. Změnily se totiž evropské toky plynu. Snad nejlépe pokles tranzitu ilustruje objem plynu, který z tuzemské přepravní soustavy odtéká. Meziročně klesl na dvacetinu původního množství. Jinak řečeno, do Česka už přiteče jen o málo více plynu, než kolik ho sami spotřebujeme. A vzhledem k zákonné povinnosti regulátora zajistit spolehlivý a bezpečný provoz soustavy to znamená, že náklady z velké

části hradí tuzemští zákazníci. Bez přepravní soustavy by totiž soustava jako celek nemohla sloužit ani českým odběratelům.

Dotace, řešení pro rok 2023

Dosud jsme popisovali objektivní růst nákladů, kterému čelí provozovatelé soustav a který se nevyhnutelně promítá do výše regulovaných plateb. Faktem však je, že ke skokovému nárůstu těchto výdajů došlo již o rok dříve, v roce 2022, po vypuknutí horké fáze energetické krize, kdy cena energie na burze násobně vzrostla. Čím to, že se v regulovaných platbách nárůst projevil až nyní, paradoxně ve chvíli, kdy obchodní ceny energie spíše klesají? Vysvětlením jsou dotace, kterými se vláda v roce 2022 rozhodla energetiku podpořit při stanovení cen na rok 2023. Ačkoliv většina zákazníků sledovala především zastropování obchodních cen energie, tedy neregulované složky, ve skutečnosti masivní dotace proudily i do složky regulované. Dotace ze státního rozpočtu se týkaly jednak výdajů na krytí ztrát, dále na systémové služby a v plné výši z nich byly hrazeny i výdaje na podporované zdroje energie. V úhrnu tak vláda zadotovala regulované ceny v roce 2023 přibližně 60 miliardami korun. Nebýt těchto dotací, již v roce 2023 by zákazníci platili vyšší regulované ceny, než je tomu v roce 2024.

Nicméně, stejně jako u zastropování obchodní složky cen, také dotace na provoz soustav či úhradu příspěvku na podporované zdroje byly časově omezené. Státní rozpočet a jeho stav umožnily poskytnutí dotací jen ve výši 13 miliard korun. Pro ilustraci, jen snížení dotace pro podporované zdroje znamenalo, že se na faktury odběratelů vrací příspěvek prodávající každou spotřebovanou megawatthodinu elektřiny o necelých šest set korun (vč. DPH). A ačkoliv vláda následně uvolnila další prostředky, ovlivnily tyto dodatečné dotace již pouze platby na hladinách vysokého a velmi vysokého napětí. Další případné dotace, které by mohly být uvolněny ještě v průběhu roku 2024, se také budou týkat jen velkých průmyslových odběratelů.

Možnosti zásahu ERÚ

ERÚ stanoví základní regulační rámec v zásadách pro regulační periodu, která trvá zpravidla pět let. Regulační pravidla stanoví přiměřený zisk, pravidla pro započítávání odpisů, oprávněných nákladů aj. Zákon ale nabízí jen velmi omezený manipulační prostor, jak výdaje v soustavách snížit. Oprávněné náklady, které provozovatelé soustav vynakládají na zajištění jejich provozu, musí být uhrazeny.

Jisté možnosti skýtá například posun nákladů v rámci tzv. korekčních faktorů. I zde ale musí dojít k dohodě s regulovanými subjekty, respektující zákon. Navíc jde svým způsobem jen o odsunutí problému do budoucna, kdy náklady tak či tak budou muset být uhrazeny.

I když to v rámci mediálních tahanic dost možná nezáznělo dost jasně, ERÚ své zákonné možnosti, jak regu-

lované ceny snížit, využil beze zbytku – v rámci dohod s regulovanými subjekty, kdy byly upravovány regulační parametry, např. co se týče časové hodnoty peněz nebo inflačních indexů. Oproti původním předpokladům se díky aktivitě ERÚ povedlo snížit dopad růstu nákladů na zákazníky v elektroenergetice a plynárenství přibližně o 15 miliard korun, z čehož 4 miliardy byly ušetřeny ještě během posledního měsíce, když už cenová rozhodnutí procházela konzultačním procesem. Ani tato úspora však nemohla vynahradit ukončení masivních dotací, které státní rozpočet poskytl o rok dříve.

Jaký bude regulovaný rok 2025?

Tato otázka se přímo nabízí. Řada parametrů, které vstupují do našich výpočtů, především vývoj cen energií na burze, je ale zatím velkou neznámou. Za námi je pouze krátká část roku, abychom mohli usuzovat na celoroční vývoj. Pustím-li se do roviny odhadů, budu mírně pozitivní. Jestliže se ceny elektřiny a plynu udrží na současné úrovni nebo budou dále klesat, je velmi pravděpodobné, že mírně klesne i regulovaná složka, kterou oznámíme na příští rok. Nepůjde o razantní změnu jako na přelomu letošního roku. Ale drobný pokles na úrovni jednotek procent očekávat lze, ačkoliv proti tomu stále působí nižší spotřeba a vodárenský efekt.

Dlouhodobě pak bude záležet i na tom, zda a do jaké míry bude subvencován rozvoj soustav, který jsme si popisovali v souvislosti s decentralizací. Za ERÚ apelujeme na to, aby šly dotace do energetických soustav ruku v ruce s dotacemi, které jsou poskytovány na rozvoj samotných obnovitelných zdrojů. Jedině tak lze předejít pozvolnému, ale v úhrnu značnému nárůstu výdajů, které jejich připojování a provoz v síti přinesou všem zákazníkům – nehlédě na to, zda sami decentrální zdroj vlastní, či nikoliv.

Vláda, konkrétně Ministerstvo průmyslu a obchodu, již některé dotační tituly pro provozovatele soustav vypsala. Stále jde ale jen o zlomek toho, co si změna fungování energetiky, přechod z centralizované na decentralizovanou výrobu, do konce desetiletí vyžádá.



Ing. Stanislav Trávníček, Ph.D.

vystudoval inženýrské a doktorské studium na ČVUT v Praze na Fakultě elektrotechnické se zaměřením na ekonomiku a řízení energetiky. Energetikou se pracovně zabývá od roku 1998. V letech 2004 až 2012 působil jako ředitel Odboru elektroenergetiky ERÚ. Byl také členem pracovních skupin za elektřinu v organizaci CEER a ACER v Bruselu. V letech 2005 až 2008 předsedal výboru účastníků trhu při OTE. Od roku 2012 se jako manažer ve společnosti Ernst & Young podílel na modelování a designu různých aspektů trhu s elektřinou. Zabýval se také strategickým poradenstvím pro energetické společnosti v ČR a ve střední a východní Evropě. Od srpna 2019 je předsedou Rady ERÚ.