

Inovace tarifní struktury v elektroenergetice: cesta k vyšší efektivitě

Alexandr Černý a kolektiv

ERÚ

Od ledna roku 2027 se změní systém úhrad za užití sítí pro více než 25 tisíc zákazníků. Inovace tarifní struktury (ITS) bude zavedena v praxi na hladinách vysokého a velmi vysokého napětí. Energetický regulační úřad očekává, že se díky změnám podaří uvolnit v sítích 3 300 MW, které jsou dnes zbytečně blokovány a nikdo je nevyužívá. Díky vyšší efektivitě využití sítí bude možné připojit nové zákazníky a omezit zbytečný nárůst investic. Všichni tak můžeme ušetřit v regulovaných platbách několik miliard ročně.

Současná tarifní struktura odpovídá době před více než dvěma desetiletími a neodráží rozsáhlou transformaci, kterou energetika prochází. Potřeba změny je nevyhnutelná, zejména vzhledem k rekordní výši potřebných investic v soustavách, které se automaticky propisují do regulovaných plateb za elektřinu. Máme-li omezit dopady transformace do regulovaných cen, je prvním nezbytným krokem efektivní využití kapacit, které již máme vybudované.

Změny v tarifech si mnozí chybně spojují se snahou vybrat vyšší prostředky pro provozovatele soustav. Je to právě naopak. ITS má motivovat odběratele k tomu, aby racionalizovali parametry svého odběru, a díky tomu neplatili zbytečně navíc. Čistě technicky pak platí, že celkový objem úhrad pro provozovatele soustav je určen metodikou cenové regulace, a nikoliv tarifní strukturou. Tarifní struktura stanoví „pouze“ to, jakým způsobem se platby rozkládají mezi jednotlivé zákazníky.

Proč dnešní tarifní struktura přestává stačit

Nesoulad mezi stávající tarifní strukturou a dnešním fungováním soustavy je propastný. Cena, kterou účastníci trhu hradí za využití soustav, má jen velmi omezenou vazbu na to, jaké náklady skutečně vyvolávají. To má za následek plýtvání kapacitami, kdy si firmy často rezervují mnohonásobný příkon oproti skutečně využitému. Dnešní tarify navíc neumožňují širší zapojení nových technologií, např. aktivní využití flexibility při řízení soustav, které může do budoucna snížit náklady na jejich provoz.

Významnou slabinou současné tarifní struktury je také existence řady účelových úlev a zvláštních režimů, které se historicky zaváděly podle typu odběru nebo tech-

nologie účastníka trhu. Ve skutečnosti však neodrážejí reálné náklady a přínosy vyvolané jednotlivými účastníky trhu a celý systém je kvůli těmto výjimkám značně nepřehledný.

Proč ITS začíná na vyšších napěťových hladinách? Právě zde jsou popisované problémy nejvýraznější a zároveň je řešení snáze uchopitelné. Problém spočívá v tom, že doposud je pro zpoplatnění využití sítí používána alokační jednotka rezervované kapacity (maximální čtvrt hodinový výkon, který může účastník trhu odebrat ze soustavy, sjednaný na následující rok nebo měsíc). Tato jednotka ale vůbec neodpovídá nákladům distributorů, které jsou svou povahou z velké části fixní a odvíjejí se především od rezervovaného příkonu sjednaného ve smlouvě o připojení. Účastníci trhu tedy nyní neplatí přímo za rezervovaný příkon, který odpovídá jejich dlouhodobému požadavku na soustavu a který musí účastníkovi trhu provozovatelé soustav dlouhodobě zajistit.

Podotýkáme, že ani na hladině nn není současný tarifní systém udržitelný. Je složitý, s velkým počtem distribučních sazeb, historicky odvozených od instalovaných spotřebičů a způsobů využití elektřiny. Také proto ERÚ i na nn připravuje změny. Vzhledem k historickým zkušenostem a objektivní komplikovanosti změn na hladině nn ale regulátor změny připravuje postupně. Pilotní projekty pro drobné odběratele odstartují po roce 2028 a od roku 2030 bude umožněno zapojení širší veřejnosti, zpočátku na dobrovolné bázi. Již nyní ERÚ eviduje požadavky menších odběratelů, kteří se do nového systému budou chtít zapojit. Nezbytným předpokladem implementace tarifních změn na hladině nn je však také větší rozšíření AMM (chytrých měření).



Energetický regulační úřad uspořádal kulatý stůl, který zahájil představování ITS dotčeným zákazníkům

Základní principy inovace tarifní struktury

ERÚ staví projekt ITS na několika vzájemně provázaných principech. Těmi jsou zejména efektivita, adresnost nákladů, jednoduchost, nediskriminace, technologická neutralita a bezpečnost. V praktické rovině lze tyto principy shrnout do tří nosných tezí: Účastník trhu má platit podle toho, jaké náklady v soustavě skutečně vyvolává, pravidla nemají zvýhodňovat ani znevýhodňovat konkrétní technologie bez věcného důvodu, kterým může být například přínos pro soustavu nebo celý systém. Nastavení tarifů musí navíc vytvořit podmínky pro budoucí zapojení flexibility i na úrovni řízení distribučních soustav, a tedy zavedení dynamických tarifů vedoucích k ještě efektivnějšímu využití soustav.

Adresnost přiřazení nákladů, tedy důraz na posílení vazby mezi skutečnými náklady a skutečnými úhradami za užití sítě, je přitom zásadní. Distribuční a přenosová soustava představují silně kapitálově náročnou infrastrukturu a významná část jejich nákladů souvisí s tím, jaké kapacity je třeba pro účastníky trhu držet podle smluv o připojení. Pokud tarifní struktura tento fakt nereфлекtuje, může vzniknout situace, kdy část účastníků trhu blokuje významnou kapacitu soustavy, aniž by za ni platila.

Technologická neutralita je druhým důležitým pilířem. Moderní elektroenergetika směřuje k prostředí, kde vedle sebe fungují tradiční odběry, decentralizovaná výroba, akumulace, agregace, elektromobilita i nové formy řízení spotřeby. Tarify založené na historických kategoriích spotřebičů nebo na účelových výjimkách by v takovém prostředí vedly k dalším deformacím a neefektivitě v podobě blokace stávajících kapacit a zbytečných investic do navýšení kapacit soustav.

Třetí princip představuje příprava na distribuční dynamické tarify. Ta se v tuzemské debatě někdy zjednodu-

šuje na otázku chytrých elektroměrů, ve skutečnosti však jde o širší změnu. Distribuční dynamický tarif pro své uplatnění potřebuje nejen průběhové měření, ale také logickou tarifní architekturu, která umí pracovat s výkonem, časem a flexibilitou. ITS proto není izolovanou změnou jedné položky ceníku, ale součástí širší adaptace regulovaných cen na nový design trhu.

Nový model v přenosové soustavě a distribučních soustavách na vvn a vn

Klíčovou změnou ITS v rámci přenosové soustavy a distribučních soustav na hladinách vvn a vn je zrušení ceny za rezervovanou kapacitu a za její překročení a jejich nahrazení cenou za rezervovaný

příkon a cenou za maximální odebraný výkon. I po změně od 1. ledna 2027 tarifní model zachová platbu ceny za použití sítě za odebrané množství elektřiny.

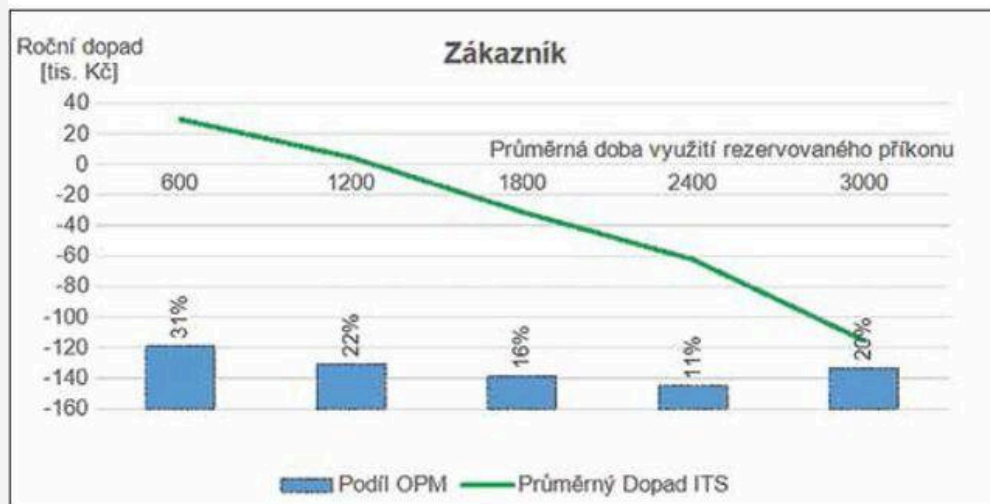
Rezervovaný příkon bude odpovídat technické hodnotě ze smlouvy o připojení. Maximální odebraný výkon (čtvrt hodinový) pak odráží skutečně dosažený výkon odběru v příslušném fakturačním období, tedy v měsíci. Tato dvojice alokačních jednotek zajišťuje, že je adekvátně zpoplatněn nárok účastníka trhu na kapacitu sousta-



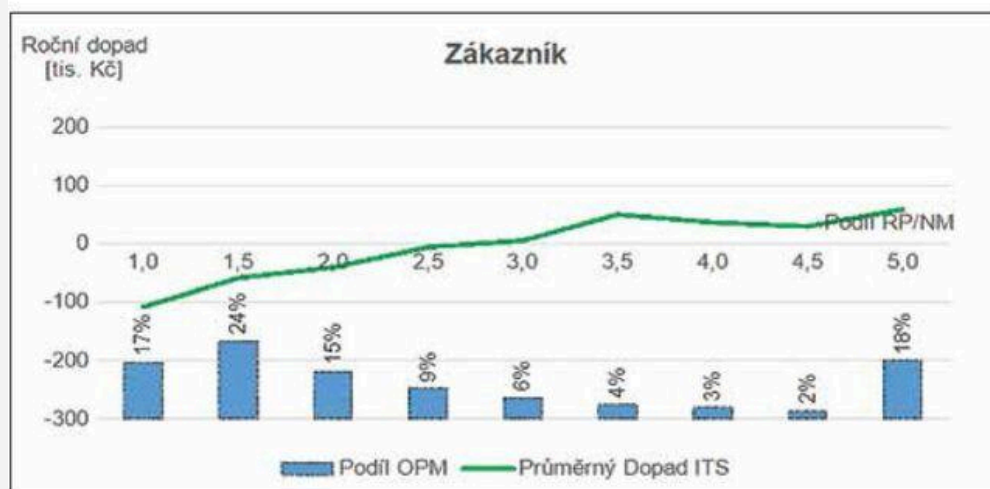
„Zásadní pro úspěšnou implementaci nové tarifní struktury je adekvátní komunikace,“ uvedl předseda ERÚ Jan Šefránek

vy a zároveň jeho reálné odběrové chování. Právě tato kombinace je z hlediska nákladové adresnosti podstatně přesnější než dosavadní model rezervované kapacity.

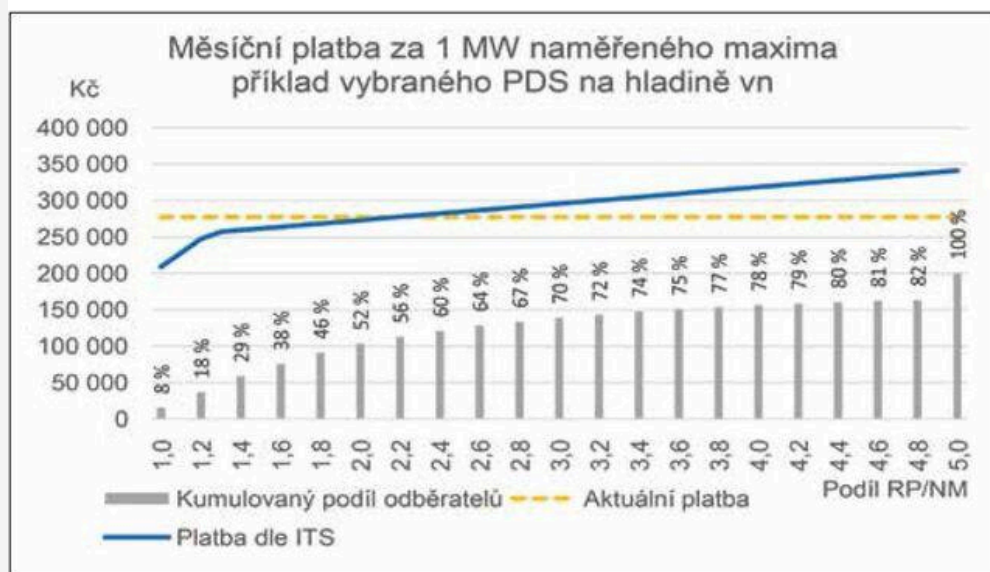
Pro minimalizaci okamžitých dopadů na zákazníky budou zavedeny dva tarify, T1 a T2, které zahrnují jak platbu ceny za rezervovaný příkon, tak platbu ceny za maximální odebraný výkon.



Obr. 1: Dopad ITS dle doby využití rezervovaného příkonu



Obr. 2: Dopady ITS na zákazníka podle poměru využití rezervovaného příkonu k naměřenému maximu



Obr. 3: Měsíční platba za 1 MW naměřeného maxima na příkladu vybraného provozovatele distribuční soustavy na hladině vn

Tarif T1 klade vyšší váhu na cenu za rezervovaný příkon a menší váhu na cenu za maximální odebraný výkon, zatímco tarif T2 více zpoplatňuje maximální odebraný výkon a méně rezervovaný příkon. Účastníkovi trhu bude každý měsíc automaticky vyúčtován ten tarif, který pro něj vychází výhodněji, což představuje uživatelsky přívětivý a z hlediska přechodu citlivý mechanismus, který má v sobě zároveň zahrnutý prvek flexibilnějšího zpoplatnění pro měsíce, kdy není účastníkem trhu rezervovaný příkon zcela využíván.

Nové specifické tarify

Významnou součástí reformy je revize stávajících výjimek. ERÚ navrhuje v tarifní struktuře zrušit řadu účelových slev a speciálních režimů, které nejsou ekonomicky obhajitelné. Nové nastavení specifických tarifů bude založené na poskytování přínosů soustavě nebo celému systému.

První takovou oblastí jsou výrobní se synchronním nebo asynchronním generátorem. Výrobní s generátorem při aktivní dodávce do soustavy může být osvobozena od platby ceny za maximální odebraný výkon v rozsahu obvyklé technologické vlastní spotřeby (pokud se jedná o zdroj setrvačnosti, zkratového příspěvku, umožňuje efektivní management jaloviny nebo poskytuje v definovaném rozsahu služby výkonové rovnováhy).

Druhou významnou oblastí je akumulace. Zařízení pro ukládání elektřiny a přečerpávací vodní elektrárny mohou být za konkrétních podmínek osvobozeny od platby ceny za maximální odebraný výkon. Splnění podmínek bude posuzováno měsíčně

na úrovni celého odběrného a předávacího místa a bude odvozeno od účinnosti provozované akumulace při zohlednění celkového odběru, dodávky a výroby v tomto odběrném a předávacím místě. V budoucnu bude toto vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon u zařízení pro ukládání elektřiny podmíněno uplatněním negarantovaného připojení k soustavě, jehož zavedení se předpokládá od roku 2028. Podmínkou pak mohou být i další technické parametry střídačů u připojené akumulace, které umožní budoucí poskytování různých služeb soustavě, jako je například řízení jalového výkonu. Nastavení tarifu pro samostatně stojící zařízení pro ukládání elektřiny nebude výhodnější než nastavení tarifu pro zařízení pro ukládání elektřiny připojené spolu s výrobnou elektřinou. Zároveň platí, že výhodnost tarifů poroste s napětovou hladinou, na kterou se zařízení připojují, což odpovídá vyvolaným nákladům.

Třetí specifickou oblastí jsou lokální distribuční soustavy (LDS). Nebudou-li LDS využívat celý rezervovaný příkon v daném měsíci, bude jeho hodnota pouze pro výpočet platby snížena tak, aby zůstal určitý prostor pro budoucí rozvoj lokální distribuční soustavy.

Za pozornost stojí i zachování principu zohlednění poskytnuté záporné regulační energie. Pokud účastník trhu poskytuje zápornou regulační energii, hodnota zpoplatněného maximálního odebraného výkonu se snižuje o výkon odpovídající poskytnuté záporné regulační energii v dané čtvrt hodině.

U všech výše zmíněných specifických tarifů platí, že ERÚ bude průběžně analyzovat dopady a měnit podmínky. Podle toho bude v následujících letech upravovat parametry těchto tarifů. V této souvislosti bude sledováno mimo jiné i nastavení případných kapacitních mechanismů a jejich vliv na provoz a ekonomiku zařízení účastníků trhu. Další změny mohou nastat i v souvislosti s výstupy z projektu NAP SG, který se věnuje mimo jiné vlivům akumulace na soustavu.

Dopady: efektivnější využití soustavy a lepší cenové signály

Předně je třeba konstatovat, že dopady do plateb účastníků trhu budou velmi individuální. Zatímco při agregovaném sektorovém pohledu mohou změny vypadat relativně malé, na úrovni konkrétních zákazníků to tak být nemusí. Obecně platí, že účastníci trhu, kteří optimalizují rezervovaný příkon, ušetří. K navýšení plateb může dojít naopak u těch, kteří k optimalizaci nepřistoupí nebo mají v současné době neopodstatněnou výjimku.

ERÚ se všem účastníkům trhu snaží vyjít vstříc intenzivní průběžnou komunikací a praktickými nástroji. Při optimalizaci rezervovaného příkonu pomůže např. kalkulačka, kde si může každý spočítat individuální dopady a v návaznosti na výsledek upravit svůj rezervovaný příkon ve smlouvě o připojení. Musíme zopakovat, že skutečným cílem je posílení efektivity využívání soustavy, nikoliv to, aby někdo platil víc než doposud.

Očekáváme, že přímé zpoplatnění rezervovaného příkonu by díky racionalizaci požadavků na síť mělo uvolnit až 3 300 MW a přinést úsporu investic minimálně ve výši 4,2 mld. Kč. Změna se dotkne i nových požadavků ve smyslu omezení spekulativních rezervací příkonu v odhadované výši cca 150 MW ročně s potenciálem snížení investičních prostředků o dalších cca 190 mil. Kč ročně.

Uvolnění nevyužitého rezervovaného příkonu – pro ilustraci, hovoříme o přibližně 15 % z celkového rezervovaného příkonu – a jeho reálné využití jinými účastníky trhu přinese i další tržby z ceny za maximální odebraný výkon, ze kterých bude uhrazena část fixních nákladů na provoz soustav. Fixní náklady na provoz soustav se rozloží na více účastníků trhu, a stávající účastníci trhu tak budou moci hradit nižší ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny v porovnání se situací, kdy by k inovaci tarifní struktury nedošlo. Potenciál tohoto příspěvku je cca 2,5 mld. Kč ročně, tedy přibližně 2 až 3 % z regulovaných plateb.

Změny jsou nevyhnutelné

Faktem je, že minulé pokusy o reformy tarifů nebyly úspěšné, byly buď rušeny, nebo docházelo k odkladům. Každý odklad nás všechny přitom stál několik miliard ročně, které již nikdo nevrátí. Z tohoto úhlu pohledu šlo o prohru všech účastníků trhu.

Dnes je, doufejme, situace odlišná a podmínky příznivější. Zásadní je průběžná – a skutečně intenzivní – komunikace, kterou ERÚ se všemi relevantními účastníky trhu vede po celou dobu příprav i nyní, před implementací samotných změn. Zmínit můžeme velké oborové svazy zastupující odběratele, výrobce i provozovatele soustav, kterým za spolupráci patří dík. Neméně důležitá je potom skutečnost, že ITS koresponduje s aktuální hospodářskou strategií státu, která výslovně předpokládá změny v systému úhrad za využití sítí, mj. v souvislosti se snižováním tlaku na růst regulovaných cen.

Pokud se podaří udržet kombinaci věcné argumentace, odborné připravenosti, citlivé komunikace a ochoty k vyhodnocení reálných dopadů, může inovace tarifní struktury začít už v prvních letech skutečně plnit své cíle nejen ve smyslu účetního přerozdělení regulovaných výnosů, ale jako nástroj, který pomůže české elektroenergetice lépe využívat soustavu, omezovat neefektivní investice a otevírat prostor pro nové služby.



Alexandr Černý

pracuje na ERÚ od roku 2021 a v roce 2025 se stal ředitelem Sekce regulatorních činností a mezinárodní spolupráce. Předtím působil ve společnosti ČEZ Prodej a ve společnostech Deloitte a KPMG. Vystudoval fyziku na Matematicko-fyzikální fakultě Univerzity Karlovy v Praze. Na CERGE-EI v Praze absolvoval doktorské studium v oboru ekonomie.