Energetický
regulační
úřad

Efektivní využívání přenosové soustavy a distribučních soustav na hladinách VVN a VN v oblasti výkonové složky odběru elektřiny

Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech

Revize listopad 2026

Energetický regulační úřad

Obsah

ÚVOD A MANAŽERSKÉ SHRNUTÍ 3

Prvky vedoucí k efektivnímu využívání sítí VVN a VN 6

Vytvoření ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon 6

Zrušení ceny za překročení rezervované kapacity 8

Zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav 8

Zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie 8

Uplatnění cen při využití záložního vedení 9

Uplatnění cen pro výrobce elektřiny a zařízení pro ukládání elektřiny 9

Uplatnění cen pro provozovatele lokálních distribučních soustav 11

Zrušení výjimek pro odběr elektřiny na základě technologie zákazníka 11

Sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu 12

Ostatní změny 12

Analýza dopadů na účastníky trhu 13

Roční dopady na platbu z ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny 14

Sumární dopady podle doby využití rezervovaného příkonu 14

Sumární dopady podle podílu rezervovaného příkonu a naměřeného maxima 16

Individuální rozložení dopadů 20

Roční dopady na platbu regulované složky ceny 23

Roční dopady na platbu za dodávku elektřiny 24

ZÁVĚR 25

ÚVOD A MANAŽERSKÉ SHRNUTÍ

Energetický regulační úřad představuje rozpracování *Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech* (Koncepce) v oblasti efektivního využívání sítí přenosové soustavy a distribuční soustavy na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí (VVN a VN). Koncepce, jejíž základní verzi Energetický regulační úřad zveřejnil již v listopadu 2022[1], stanovuje základní principy inovace v oblasti regulovaných cen, cíle inovace tarifní struktury (ITS) a opatření, kterými budou stanovené cíle dosaženy.

Pro nastavení tvorby ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny jsou v Koncepci stanoveny následující základní principy:

- jednoduchost, snadná aplikovatelnost, vč. přiznávání a kontroly,
- nediskriminace a adresnost vyvolaných nákladů,
- rovné podmínky pro obdobné technologie,
- odstranění překážek pro vlastní výrobu/spotřebu,
- transparentnost,
- efektivita nákladů,
- bezpečnost sítě,
- zohlednění potřeby flexibility na straně provozovatele distribuční soustavy nebo provozovatele přenosové soustavy.

Uvedené základní principy jsou ukotveny v opatřeních směřujících k naplnění hlavních cílů inovace v oblasti regulovaných cen, které lze shrnout v těchto tezích:

- Cena, kterou odběratel hradí, odráží náklady a přínosy, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší.
- Tarifní struktura je dlouhodobě předvídatelná a pomáhá směrování k nové energetice.
- Soustava je efektivněji využívána, což umožňuje vyšší efektivitu provozu a optimální budoucí rozvoj.

V této fázi jsou představena opatření spočívající v inovaci tarifní struktury pro účastníky trhu s elektřinou připojené k přenosové soustavě nebo distribuční soustavě na hladinách VVN a VN. Změna nastává v oblasti zpoplatnění za výkonovou složku odběru elektřiny, které míří především na správné přiřazení nákladů a vytvoření relevantních cenových signálů vedoucích k žádanému cíli, kterým je vyšší efektivita využití soustavy.

Hlavní navrhovanou změnou je v této fázi zrušení ceny za rezervovanou kapacitu a její nahrazení cenou za rezervovaný příkon a cenou za maximální odebraný výkon, a to s účinností od 1. ledna 2027.

Souhrn celkových tarifních výnosů je v počátku totožný ve stavu před i po změně tarifní struktury. Celkové povolené výnosy provozovatelů distribučních soustav a provozovatele přenosové soustavy podléhající cenové regulaci ze strany Energetického regulačního úřadu a zůstávají samotnou změnou tarifní struktury nedotčeny. Díky efektivnímu nastavení tarifní struktury však dojde k odstranění tlaků na zbytečné budoucí investice do soustav, a tím v budoucnu i ke snížení nákladů pro všechny

[1] https://eru.gov.cz/koncepce-propojeni-noveho-designu-trhu-v-elektroenergetice-s-regulovanymi-cenami

odběratele oproti situaci, kdy by bylo zachováno současné nastavení tarifů postavených na platbě ceny za rezervovanou kapacitu.

Shrnutí nejvýznamnějších změn navrhovaných v této fázi ITS:

Cena zajišťování přenosu elektřiny:

- zrušení ceny za rezervovanou kapacitu, zrušení sjednávání rezervované kapacity,
- zrušení ceny za překročení rezervované kapacity,
- vytvoření ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon,
- zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav,
- zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie,
- zrušení kategorizace výrobců elektřiny a souvisejícího osvobození od hrazení ceny zajišťování přenosu elektřiny vztažené na výkonovou složku odběru,
- vytvoření specifického nastavení tarifů pro ukládání elektřiny i přečerpávací vodní elektrárny,
- vytvoření specifického nastavení tarifů pro výrobce elektřiny se synchronními nebo asynchronními generátory,
- sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu.

Cena zajišťování distribuce elektřiny:

- zrušení ceny za rezervovanou kapacitu, zrušení sjednávání rezervované kapacity,
- zrušení ceny za překročení rezervované kapacity,
- vytvoření ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon,
- zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav,
- zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie,
- úprava režimů pro záložní vedení,
- zrušení kategorizace výrobců elektřiny a souvisejícího osvobození od hrazení ceny zajišťování distribuce elektřiny vztažené na výkonovou složku odběru,
- vytvoření specifického nastavení tarifů pro ukládání elektřiny i přečerpávací vodní elektrárny,
- vytvoření specifického nastavení tarifů pro výrobce elektřiny se synchronními nebo asynchronními generátory,
- vytvoření specifického režimu pro zpoplatnění cenou za rezervovaný příkon pro lokální distribuční soustavy,
- zrušení výjimek pro odběr elektřiny na základě technologie zákazníka (s případnou odloženou účinností),
- sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu.

Obecné vyčíslení dopadů na účastníky trhu s elektřinou je uvedeno v části 3 tohoto dokumentu. Konkrétní vyčíslení dopadů pro konkrétního účastníka trhu je možné provést na základě předběžného návrhu cenového výměru, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, obsahujícího hypotetické ceny podle inovované tarifní struktury pro rok 2026, případně na základě kalkulátoru zveřejněného na webu ERÚ. Návrh konkrétního cenového výměru pro rok 2027 již vycházejícího z inovované tarifní struktury bude zveřejněn na konci října 2026 v rámci standardního veřejného konzultačního procesu.

Koncepce původně počítala již od roku 2027 i se změnou managementu jaloviny. Z důvodu zpřesnění výpočtů, aktualizace na nové podklady a poskytnutí většího prostoru na přizpůsobení odběrných a předávacích míst účastníků trhu budou však změny v oblasti managementu jaloviny odloženy na rok 2028.

Prvky vedoucí k efektivnímu využívání sítí VVN a VN

Níže uvedené změny se týkají výhradně účastníků trhu připojených do přenosové soustavy nebo do distribuční soustavy na hladině VVN a VN.

Vytvoření ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon

Hlavním prvkem inovace tarifní struktury je zrušení alokačních jednotek roční a měsíční rezervované kapacity a jejich nahrazení kombinací alokačních jednotek rezervovaného příkonu a maximálního čtvrthodinového elektrického výkonu odebraného ze soustavy. Dochází tedy k nahrazení alokační jednotky ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny se smluvní volitelnou hodnotou (rezervovaná kapacita) za dvojici alokačních jednotek: rezervovaný příkon - alokační jednotku smluvní, která se váže k odběrnému místu účastníka trhu a vyjadřuje dlouhodobý požadavek a maximální čtvrthodinový výkon odebraný ze soustavy - alokační jednotku, která vyjadřuje skutečný krátkodobý požadavek na rozsah zajišťování služby přenosové a distribuční soustavy. Záměrem této změny je motivace účastníků trhu k efektivnímu využívání soustavy a optimalizaci požadavků na soustavu. Rezervovaný příkon účastníků je často naddimenzovaný, což může vést až k neefektivnímu posilování kapacit soustav a přenášení zvýšených nákladů na všechny odběratele. Cenová motivace k optimalizaci rezervovaného příkonu účastníka trhu pomůže k dosažení hlavního koncepčního cíle – vyššího využití a efektivity provozu a rozvoje soustavy. Optimalizace stávajících rezervovaných příkonů přinese širší dostupnost služeb přenosové soustavy a distribučních soustav. Dále dochází k zamýšlenému zjednodušení celé struktury a aplikování principu snížení administrativních nároků na všechny účastníky trhu s elektřinou, kteří již nebudou muset provozovatelům soustav pravidelně oznamovat hodnoty rezervované kapacity pro následující měsíční nebo roční období.

V následujících tabulkách je uvedeno porovnání hodnot rezervovaných příkonů s hodnotami rezervovaných kapacit a maximálních odebraných výkonů za rok 2024.

Maximální hodnoty	Rezervovaný příkon	Rezervovaná kapacita	Maximální odebraný výkon
	[MW]	[MW]	[MW]
Zákazník	9 656	5 080	4 954
Výrobce elektřiny	7 582	1 346	3 528
Provozovatel LDS	4 174	1 808	2 088
Celkem	**21 412**	**8 234**	**10 570**

Hodnoty zákazníků, výrobců elektřiny a provozovatelů lokálních distribučních soustav připojených do přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav na hladinách VVN a VN. Rezervovaná kapacita je vyjádřena sumou maximálních ročních hodnot součtu roční a měsíční rezervované kapacity jednotlivých účastníků trhu. Maximální odebraný výkon je suma maximálních ročních hodnot účastníků trhu.

Průměrné hodnoty	Rezervovaný příkon	Rezervovaná kapacita	Maximální odebraný výkon
	[MW]	[MW]	[MW]
Zákazník	9 656	4 108	3 966
Výrobce elektřiny	7 582	1 099	2 560
Provozovatel LDS	4 174	1 350	1 570
Celkem	**21 412**	**6 558**	**8 096**

Hodnoty zákazníků, výrobců elektřiny a provozovatelů lokálních distribučních soustav připojených do přenosové soustavy a regionálních distribučních soustav na hladinách VVN a VN. Rezervovaná kapacita je vyjádřena sumou průměrných ročních hodnot součtu roční a měsíční rezervované kapacity jednotlivých účastníků trhu. Maximální odebraný výkon je suma průměrných ročních hodnot účastníků trhu.

Ceny dle alokační jednotky rezervovaného příkonu a maximálního odebraného čtvrthodinového výkonu účastníka trhu s elektřinou jsou navrženy ve dvou tarifech, tarifu T1 a T2. Tarif T1 klade vyšší váhu na cenu za rezervovaný příkon, zatímco tarif T2 klade vyšší váhu na cenu za maximální odebraný výkon. Účastníci trhu budou platit každý měsíc ceny buď podle tarifu T1 nebo podle tarifu T2 podle toho, který z těchto dvou tarifů je pro ně v daném měsíci výhodnější. Provozovatelé soustav tedy automaticky a bez další součinnosti účastníka trhu s elektřinou účtují vždy nižší ze součtu plateb z ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon podle tarifu T1 nebo tarifu T2 za zúčtovací období. Obecně platí, že tarif T1 se uplatní v měsících s vysokým využitím rezervovaného příkonu maximálním čtvrthodinovým elektrickým výkonem odebraným ze soustavy, přičemž tarif T2 se uplatní v měsících s nižším využitím rezervovaného příkonu.

Ceny jsou nastaveny tak, aby předpokládaný poměr celkového výběru prostředků z plateb ceny za rezervovaný příkon a prostředků z plateb ceny za maximální odebraný výkon od všech účastníků trhu s elektřinou činil 30/70. Jedná se ale o očekávaný poměr na celku vypočtený na základě současného chování účastníků trhu. U jednotlivých účastníků trhu s elektřinou bude samozřejmě poměr individuální. Po dvou letech dojde k vyhodnocení plnění cíle vyššího využití a efektivity provozu a rozvoje soustavy a v případě, že nedojde k významnému snížení rezervovaného příkonu u stávajících účastníků trhu, kdy cílová hodnota snížení je až 3 300 MW, dojde k přehodnocení poměru platby ceny za rezervovaný příkon a platby ceny za maximální odebraný výkon.

Pro eliminaci dopadů na segment účastníků trhu s velmi malým využitím soustavy je v rámci tarifní struktury nadále zachována možnost platby zajišťování služby distribuční soustavy formou tzv. jednosložkové ceny za službu sítě, a navíc je tato možnost nově rozšířena na účastníky trhu připojené do přenosové soustavy. V případě volby jednosložkové ceny za službu sítě hradí účastník trhu s elektřinou namísto složek ceny za rezervovaný příkon, maximální odebraný výkon a ceny za použití sítí pouze jednosložkovou cenu za odebrané množství elektřiny. Platí, že tato forma platby je ekonomicky optimální pro účastníky trhu s relativně nízkým odběrem elektřiny ze soustavy, ale s velkým rezervovaným příkonem a maximálním odebraným výkonem. Jednosložková cena je stanovena tak, aby optimalizovala platbu pro účastníky trhu s elektřinou s využitím svého rezervovaného příkonu čtvrthodinovým elektrickým výkonem odebraným ze soustavy méně než 600 hodin v kalendářním roce. Jednosložkovou cenu za službu sítě lze zvolit pro libovolné předávací místo bez omezení maximální hodnoty rezervovaného příkonu. Nadále však platí pravidlo, že po aplikaci jednosložkové ceny za službu sítě je nutné, aby byla zachována alespoň po dobu 12 měsíců.

V následujících letech bude docházet k dalším projektovým činnostem a monitoringu souvisejících strategických a analytických materiálů, které k problematice tarifikace vznikají. Zejména budou

analyzovány možné přínosy dynamického nastavení tarifů, tedy rozdílného zpoplatnění odebraného výkonu z přenosové soustavy nebo distribučních soustav na hladinách VVN a VN v závislosti na zatížení soustavy. Výstupy těchto analýz budou do tarifní struktury případně zakomponovány v dalších fázích po roce 2027.

Zrušení ceny za překročení rezervované kapacity

Zavedení ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon namísto ceny za rezervovanou kapacitu umožní od ledna 2027 zjednodušit cenový výměr a opustit dříve aplikované postupy pro stanovení ceny za překročení rezervované kapacity. Veškerá ustanovení týkající se ceny za překročení rezervované kapacity budou z cenového výměru vyjmuta. Tím bude umožněna vyšší transparentnost a nediskriminace uplatnění regulovaných cen.

Zrušení speciálních režimů pro provozovatele regionálních distribučních soustav

V souladu s principy technologické neutrality nastavení rovných podmínek pro obdobné technologie a nediskriminace připojení do přenosové a distribuční soustavy jsou uvedené změny implementovány také do zpoplatnění zajišťování přenosu elektřiny pro provozovatele regionálních distribučních soustav. Provozovatelé regionálních distribučních soustav budou tedy dle úpravy tarifní struktury hradit ceny zajišťování přenosu elektřiny ze součtu plateb z ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon podle tarifu T1 nebo tarifu T2. Upouští se tedy od dříve uplatňovaného způsobu stanovení plateb mezi provozovateli regionálních distribučních soustav a provozovatelem přenosové soustavy, kdy alokační jednotka povolených nákladů byla stanovena průměrem bilančních sald hodinových maxim výkonů na rozhraní přenosové a distribuční soustavy ze čtyř zimních měsíců za poslední tři ukončená zimní období před regulovaným rokem.

V rámci elektrizační soustavy existují rovněž propojení mezi jednotlivými provozovateli regionálních distribučních soustav a dochází tak k odběru výkonu i mezi nimi. Cenový výměr se s tímto specifikem dříve vypořádával tak, že byla stanovena cena za rezervovanou kapacitu mezi provozovateli regionálních distribučních soustav. S ohledem na výsledek dlouhodobého salda výkonů se za příjemce platby této ceny považoval vždy jeden provozovatel regionální distribuční soustavy. Toto řešení však nerespektuje rovný přístup pro účastníky trhu. V rámci úpravy tarifní struktury od ledna 2027 se i na tyto případy bude uplatňovat standardní kombinace plateb ceny za rezervovaný příkon a ceny za naměřené maximum, spolu s cenou za použití sítí. Pouze nebude uplatňována platba za překročení rezervovaného příkonu a výkonu na rozhraní mezi provozovateli distribučních soustav. To by totiž vedlo k situacím, kdy by jeden provozovatel regionální distribuční soustavy hradil cenu za překročení rezervovaného výkonu a druhý současně cenu za překročení rezervovaného příkonu.

Zrušení speciálního režimu pro provoz pro ověření technologie

Na přijatou novelu vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů, reaguje i úprava podmínek účtování cen v režimech provozu pro ověření technologie. Do prosince 2026 je účastníkům trhu s elektřinou v režimu pro ověření technologie stanovena úleva z platby za překročení rezervované kapacity. Tato výjimka je opodstatněna tím, že ve zkušebním provozu není možné přesně odhadnout nároky na odebíraný výkon nově instalované technologie a tím pádem jen obtížně sjednat odpovídající hodnotu rezervované kapacity. Se změnou alokačních jednotek, kdy účastníci trhu s elektřinou již nebudou rezervovanou kapacitu sjednávat, bude i v případech provozu

pro ověření technologie stanovena platba z kombinace jednotek rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu.

Uplatnění cen při využití záložního vedení

Platbou ceny za rezervovaný příkon budou v tarifní struktuře od ledna 2027 zatíženi i účastníci trhu s elektřinou, kteří využívají záložní vedení. Důvodem pro přistoupení ke zpoplatnění této služby je Koncepcí uvedený princip nediskriminace a adresnosti vyvolaných nákladů. Energetický regulační úřad vnímá záložní vedení jako formu služby, která dotčeným účastníkům trhu přináší nadstandardní zajištění služby distribuční soustavy zvýšenou spolehlivostí dodávky elektřiny, a je proto přirozené i tuto službu zpoplatnit alespoň cenou za rezervovaný příkon v tarifu T2, který je pro účastníka trhu v tomto případě výhodnější. Tím je sledován koncepční cíl vyššího využití a efektivity provozu a rozvoje soustav. V cenovém výměru proto bude stanoven i způsob uplatnění ceny za maximální odebraný výkon účastníkem trhu s elektřinou u záložních vedení. Při využití záložního vedení z provozních důvodů na straně provozovatele soustavy poskytujícího v daném předávacím místě službu distribuční soustavy se maximální odebraný výkon záložním vedením účtuje tak, jako by odpovídající výkon byl odebrán prostřednictvím hlavního vedení. I pro záložní vedení platí, že účastníkům trhu je dána možnost volby jednosložkové ceny za službu sítě. Zároveň doporučujeme účastníkům trhu s elektřinou ověřit smluvní ujednání ve smlouvě o připojení, kde se záložní vedení definuje. Pokud je ve smlouvě o připojení označené vedení jako záložní a zároveň je vyvedeno ze stejného uzlu soustavy jako vedení hlavní, obecně doporučujeme zahájit jednání o úpravě smlouvy o připojení s provozovatelem přenosové nebo distribuční soustavy.

Uplatnění cen pro výrobce elektřiny a zařízení pro ukládání elektřiny

Změny účtování cen se týkají také výrobců elektřiny. Cenový výměr bude navazovat na přijatou novelu vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů, kde již nejsou od roku 2027 na hladině VVN a VN nadále rozlišováni výrobci elektřiny první a druhé kategorie (kromě výjimky u managementu jaloviny v roce 2027). V tarifní struktuře od ledna 2027 platí, že se na výrobce elektřiny standardně uplatní kombinace ceny za rezervovaný příkon a ceny za maximální odebraný výkon, spolu s cenou za použití sítí, a to na veškerý odebraný výkon z přenosové nebo distribuční soustavy. Tímto postupem budou lépe reflektovány principy nediskriminace a adresnosti vyvolaných nákladů i princip technologické neutrality. Tarifní struktura tak povede k naplňování cílů, kdy cena, kterou odběratel hradí, odráží náklady a přínosy, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší.

Cenový výměr však umožní existenci a další rozvoj zařízení pro ukládání elektřiny a přečerpávacích vodních elektráren a zavádí způsob uplatnění ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny, kdy účastníci trhu s elektřinou se zařízením pro ukládání elektřiny nebo s přečerpávací vodní elektrárnou budou hradit platbu z ceny za maximální odebraný výkon podle dosažené účinnosti odvozené od množství elektřiny odebrané a zpětně dodané do soustavy a množství odebrané elektřiny. V případě dosažení spodní hranice stanoveného pásma účinnosti, nebo nižší hodnoty, bude hrazena plná výše ceny za maximální odebraný výkon. V případě dosažení horní hranice stanoveného pásma, nebo vyšší hodnoty, nebude hrazena cena za maximální odebraný výkon. Pokud bude dosaženo hodnoty účinnosti mezi spodní a horní hranicí stanoveného pásma, bude zpoplatnění cenou za maximální odebraný výkon stanoveno lineárně. Konkrétní parametrizace tohoto nastavení předpokládá základní limitní hodnoty účinnosti pro zařízení pro ukládání elektřiny připojené do přenosové soustavy a distribučních soustav na hladině VVN ve výši 0,6 (spodní hranice) a 0,7 (horní hranice), pro zařízení pro ukládání elektřiny připojené do distribuční soustavy na hladině VN ve výši 0,6 a 0,75. Dále předpokládáme úpravu uvedené parametrizace v případě kombinace s výrobnou elektřiny tak, aby

nedocházelo k neopodstatněnému rozdílu ve zpoplatnění u zařízení pro ukládání elektřiny připojeném v předávacím místě výrobny a u zařízení pro ukládání elektřiny připojeném samostatně. Pro přečerpávací vodní elektrárny budou limitní hodnoty poměru množství odebrané a zpětně dodané elektřiny do soustavy k množství odebrané elektřiny nastaveny na 0,5 a 0,7. Konečná podoba zpoplatnění u zařízení pro ukládání elektřiny i přečerpávací vodní elektrárny bude podrobena standardnímu veřejnému konzultačnímu procesu v říjnu roku 2026. Do budoucna je pak dále uvažováno o využití tarifu pro ukládání elektřiny v rámci distribučních soustav na hladině VN případně i VVN pouze s podmínkou flexibilního/negarantovaného příkonu, kdy bude moci v případě hrozícího přetížení provozovatel distribuční soustavy částečně rezervovaný příkon omezit, přičemž na hladině VVN lze očekávat menší četnost případů omezení rezervovaného příkonu. Konkrétní podoba nastavení tarifu pro ukládání elektřiny bude v následujících letech dále analyzována a případně upravena mimo jiné dle výstupů zadávacího listu 10 v Národním akčním plánu pro chytré sítě, který se problematice také věnuje. Rovněž bude v této souvislosti sledováno nastavení nově vypsaných dotačních titulů pro zařízení pro ukládání elektřiny, které může mít vliv na podobu tarifu pro ukládání elektřiny. S ohledem na připravované aukce pro kapacitní mechanismy můžeme již nyní konkretizovat, že nebude umožněna úprava hodnoty odebraného výkonu na základě dosažené účinnosti v předávacím místě, kde je instalováno zařízení pro ukládání elektřiny nebo přečerpávací vodní elektrárna, v případě, kdy se toto zařízení pro ukládání elektřiny nebo přečerpávací vodní elektrárna bude v daném zúčtovacím období účastnit kapacitního mechanismu. Účastí zařízení pro ukládání elektřiny nebo přečerpávací vodní elektrárny v kapacitním mechanismu se rozumí existence závazku poskytování kapacitního produktu prostřednictvím tohoto zařízení v daném období na základě úspěchu v aukci pořádané provozovatelem přenosové soustavy. Nastavení tarifu pro ukládání elektřiny může být v budoucnosti dále upraveno i v souvislosti s potřebou zajistit další přínosy pro soustavu, jako je schopnost plynulého řízení jalových výkonů v soustavě i bez dodávky činného výkonu nebo schopnost střídače fungovat v ostrovním provozu.

Výše uvedené je změnou přístupu proti variantě diskutované v minulých letech, kdy měla být úleva u platby z ceny za maximální odebraný výkon vztahována k poskytnutým službám výkonové rovnováhy v kladném směru. Touto změnou dochází ke zvýšení efektivity původního záměru, neboť bude možné daná zařízení komplexněji provozovat nejen pro účely poskytování služeb výkonové rovnováhy (kde není z tržního principu možné zajistit garanci trvalého využití), což zajistí reálnější možnost rozvoje těchto zařízení a zvýší potenciál pro jejich využití právě i k zajištění bezpečnosti elektrizační soustavy. Cena za rezervovaný příkon bude účastníky trhu s elektřinou se zařízením pro ukládání elektřiny nebo s přečerpávací vodní elektrárnou hrazena standardním způsobem.

Princip bezpečnosti elektrizační soustavy byl dále zohledněn z pohledu přínosů výrobců elektřiny, kteří elektřinu vyrábějí specifickým způsobem. Např. výrobny elektřiny se synchronními nebo asynchronními generátory, tzv. točivé zdroje (poskytující setrvačnost), napomáhají bezpečnosti elektrizační soustavy svými přirozenými vlastnostmi a soustavě poskytují přínosy, které jsou jen částečně nebo nejsou vůbec doceněny v modelu ocenění služeb výrobců elektřiny, nicméně bez těchto příspěvků by si zajištění bezpečného provozu elektrizační soustavy vyžádalo vyšší náklady formou různých schémat podpůrných služeb. V rámci novely vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou byl definován okruh výrobců elektřiny s odlišným vyhodnocením platby ceny za maximální odebraný výkon, kdy úleva bude poskytnuta v rozsahu obvyklé technologické vlastní spotřeby elektřiny pro danou výrobní technologii. Uplatnění úlevy z platby je podmíněno naplněním uvedených teoretických premis o přínosech elektrizační soustavě (např. pokud výrobna elektřiny aktivně a trvale elektřinu vyrábí a dodává elektřinu do soustavy, případně poskytuje služby výkonové rovnováhy v kladném směru) a výpočet úlevy byl implementován do přílohy navrhovaného cenového výměru. Cena za rezervovaný příkon bude i výrobci elektřiny se synchronními nebo asynchronními generátory hrazena standardním způsobem.

Pro částečnou optimalizaci celkové platby výrobce elektřiny je v tarifní struktuře stanovena a ponechána možnost volby jednosložkové ceny za službu sítě, kterou můžou využívat výrobci elektřiny, kteří odebírají elektřinu v době odstávky nebo výpadku zdroje pro své technologie i pro ostatní odběratele, kteří jsou na tyto výrobce často připojené. Jednosložková cena za službu sítě může být uplatněna nejen na hladinách VVN a VN distribuční soustavy, ale rovněž nově i v přenosové soustavě. Po uplatnění jednosložkové ceny služby sítě je tato cena účastníkem trhu s elektřinou uplatňována minimálně po dobu následujících 12 měsíců.

V některých případech bude zejména u výrobců elektřiny, ale i ostatních účastníků trhu, docházet ke kombinaci speciálních režimů zpoplatnění. Přesná pravidla kombinace speciálních režimů zpoplatnění budou dána cenovým výměrem, ale obecně platí, že kombinace speciálních režimů zpoplatnění bude možná pouze v případech, kdy bude tato kombinace relevantní a kompatibilní.

Uplatnění cen pro provozovatele lokálních distribučních soustav

Vzhledem ke specifické situaci provozovatelů lokálních distribučních soustav, dochází ke specifickému přístupu k platbě z ceny za rezervovaný příkon pro tuto kategorii odběratelů. Provozovatelé lokálních distribučních soustav v řadě případů vynaložili investiční náklady na výstavbu a provoz jejich distribuční soustavy s předpokladem budoucího rozvoje a dlouhodobého požadavku po rezervovaném příkonu na svém vymezeném území. U provozovatele lokální distribuční soustavy není proto cenou za rezervovaný příkon zpoplatněna část objemu rezervovaného příkonu převyšující maximální odebraný výkon, a to až do výše 40 % rezervovaného příkonu. Uvedený specifický přístup ke zpoplatnění rezervovaného příkonu bude podroben v průběhu 2 let od změny tarifní struktury na VVN a VN analýze a následně bude přehodnocen. Zároveň cenový výměr zavádí mechanismus přeneseného uplatnění výjimek z platby u ceny za maximální odebraný výkon pro takové provozovatele lokálních distribučních soustav, ve kterých čerpají tyto výjimky připojení odběratelé. Vlivem odchodu od principu rezervace kapacity na druhou stranu automaticky dochází k rušení současné výhody pro provozovatele lokálních distribučních soustav spočívající ve zpoplatnění překročení rezervované kapacity do 10 % pouze cenou za měsíční rezervovanou kapacitu.

Zrušení výjimek pro odběr elektřiny na základě technologie zákazníka

V souladu s vytvořením nové jednotky ceny za rezervovaný příkon a maximální odebraný výkon dochází ke zrušení jednotky ceny za rezervovanou kapacitu, spolu se způsoby vyhodnocení rezervované kapacity a rovněž i s výjimkami, které byly v cenovém výměru uvedeny a uplatňovány. V duchu principu technologické neutrality dochází ke zrušení výjimek z vyhodnocování rezervované kapacity pro odběratele odebírající z hladiny VN s akumulačním nebo přímotopným vytápěním nebo odběrem pro zimní stadiony. Uplatňovaná systémová výjimka pouze pro několik přesně vymezených technologií nadále nemá oporu v principech a cílech, které jsou v Koncepci formulovány a které jsou v rámci nové tarifní struktury sledovány. Částečná výjimka bude dočasně zachována pouze pro skupinu odběratelů s odběrem pro závlahy a toto dočasné zachování výjimky se předběžně předpokládá pouze do roku 2028, přičemž bude diskutováno i o legislativním ukotvení možnosti flexibilního připojení a souvisejícího zpoplatnění hodnoty rezervovaného příkonu těchto sezónních odběratelů. U odběrů pro závlahy tak bude dočasně docházet k vyhodnocení platby ceny za maximální odebraný výkon z distribuční soustavy v době, kdy jsou definované spotřebiče u zákazníků této kategorie blokovány. Důvodem pro toto opatření je skutečnost, že odběratelé s odběrem pro závlahy by byli po jednorázovém zrušení výjimky

pro odběr elektřiny na základě technologie vystaveni velmi vysokému navýšení platby ceny zajišťování distribuce elektřiny.

Sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu a výkonu

Princip nediskriminace a adresnosti vyvolaných nákladů byl promítnut do sjednocení ceny za překročení rezervovaného příkonu s cenou za překročení rezervovaného výkonu, kdy cena za překročení je totožná, bez ohledu na směr toku výkonu. Tato struktura více odpovídá očekávané podobě trhu, kde se v souvislosti s rozvojem inteligentních prvků, decentrálních a obnovitelných zdrojů budou stírat rozdíly v chování účastníků trhu. Stanovená cena za překročení rezervovaného příkonu a výkonu nadále odpovídá čtyřnásobku ceny za rezervovaný příkon, konkrétně v tarifu T1.

Ostatní změny

Ostatní změny a přesná pravidla aplikace cen zajišťování přenosu a distribuce elektřiny jsou obsažena v novele vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů a v návrhu cenového výměru, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny. Koncepce zároveň počítala se změnou managementu jaloviny od roku 2027, z důvodu postupného zavádění inovace tarifní struktury a poskytnutí většího prostoru na uzpůsobení odběrných míst a předávacích míst účastníků trhu budou změny v oblasti managementu jaloviny odloženy na rok 2028.

Analýza dopadů na účastníky trhu

Všechny níže uváděné dopady vycházejí z předběžné kalkulace cen zajišťování přenosu a distribuce elektřiny na základě podkladů dostupných v době simulace. Jedná se o dopady na hypotetických cenách zajišťování přenosu a distribuce elektřiny pro rok 2026. Individuální platby pro jednotlivé odběratele se mohou od níže uvedeného obecného přehledu lišit díky specifikům každého odběrného místa. Vyčíslení dopadů může účastník trhu provést na základě návrhu cenového výměru, kterým se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice a ostatní regulované ceny, a novely vyhlášky č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, ve znění pozdějších předpisů, případně na základě kalkulátoru zveřejněného na webu ERÚ. V simulaci dopadů bylo dále uvažováno s využitím jednosložkové ceny za službu sítě pro takové předávací místo, pro které bude jednosložková cena za službu sítě výhodnější.

Uvedené dopady dále nepočítají s reakcí na zpoplatnění rezervovaného příkonu takových účastníků trhu, kteří už byli v dnešní době částečně motivováni k optimalizaci rezervovaného příkonu prostřednictvím složky ceny na podporu elektřiny. **V případě optimalizace hodnoty rezervovaného příkonu u těchto účastníků trhu, budou dopady na ně významně nižší.**

Dopady byly analyzovány individuálně pro různé kategorie odběratelů a výsledkem jsou specifické návrhy úprav v cenovém výměru popsané výše. V této kapitole jsou pro celkovou představu uvedeny dopady pouze za souhrnné kategorie zákazníků, výrobců elektřiny a provozovatelů LDS, přičemž následující části kapitoly se věnují jednotlivým kategoriím podrobněji.

Dopady u ceny zajišťování distribuce elektřiny	Platba ITS [tis. Kč]	Platba aktuálně [tis. Kč]	Absolutní dopad [tis. Kč]	Relativní dopad [%]
Zákazník	14 412 510	14 868 008	-455 498	-3,1 %
Výrobce elektřiny	4 194 695	3 749 122	445 573	11,9 %
Provozovatel LDS	3 806 058	3 796 133	9 925	0,3 %
Celkem	**22 413 263**	**22 413 263**		

Dopady na regulovanou složku (včetně ceny za systémové služby a nulového POZE)	Platba ITS [tis. Kč]	Platba aktuálně [tis. Kč]	Absolutní dopad [tis. Kč]	Relativní dopad [%]
Zákazník	17 355 873	17 811 371	-455 498	-2,6 %
Výrobce elektřiny	5 232 710	4 787 138	445 573	9,3 %
Provozovatel LDS	5 039 470	5 029 545	9 925	0,2 %
Celkem	**27 628 054**	**27 628 054**		

Dopady na celkovou platbu za dodávku elektřiny (včetně obchodní složky ceny)	Platba ITS [tis. Kč]	Platba aktuálně [tis. Kč]	Absolutní dopad [tis. Kč]	Relativní dopad [%]
Zákazník	64 252 011	64 707 510	-455 498	-0,7 %
Výrobce elektřiny	21 771 250	21 325 677	445 573	2,1 %
Provozovatel LDS	24 691 225	24 681 299	9 925	0,0 %
Celkem	**110 714 486**	**110 714 486**		

Jak vyplývá z tabulek výše, v souhrnných údajích se zejména promítá zavedení ceny za rezervovaný příkon, kterou nově hradí i výrobci elektřiny I. kategorie, kteří byli doposud z kapacitní složky ceny zcela osvobozeni. Celková platba výrobců elektřiny se tak zvýší o cca 2,1 %, což se projeví snížením plateb u ostatních kategorií.

Údaje v tabulkách poskytují pouze souhrnný přehled po uvedených kategoriích odběratelů. Individuální dopady na jednotlivé účastníky trhu mohou být velmi specifické, zejména s ohledem na to, jak dobře je již optimalizovaná výše sjednaného rezervovaného výkonu v předávacím místě.

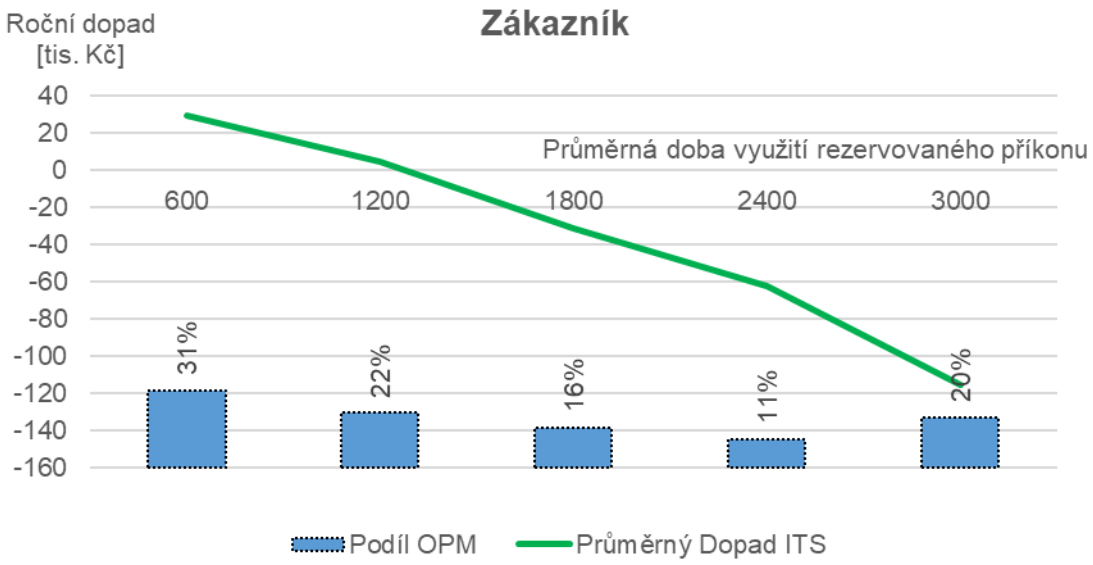
Roční dopady na platbu z ceny zajišťování přenosu a distribuce elektřiny

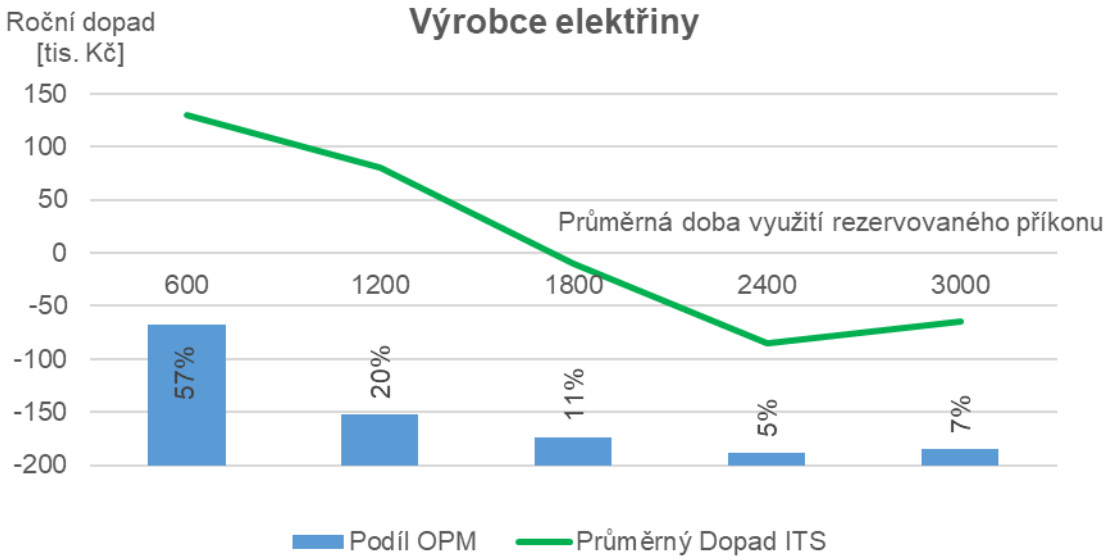
Sumární dopady podle doby využití rezervovaného příkonu

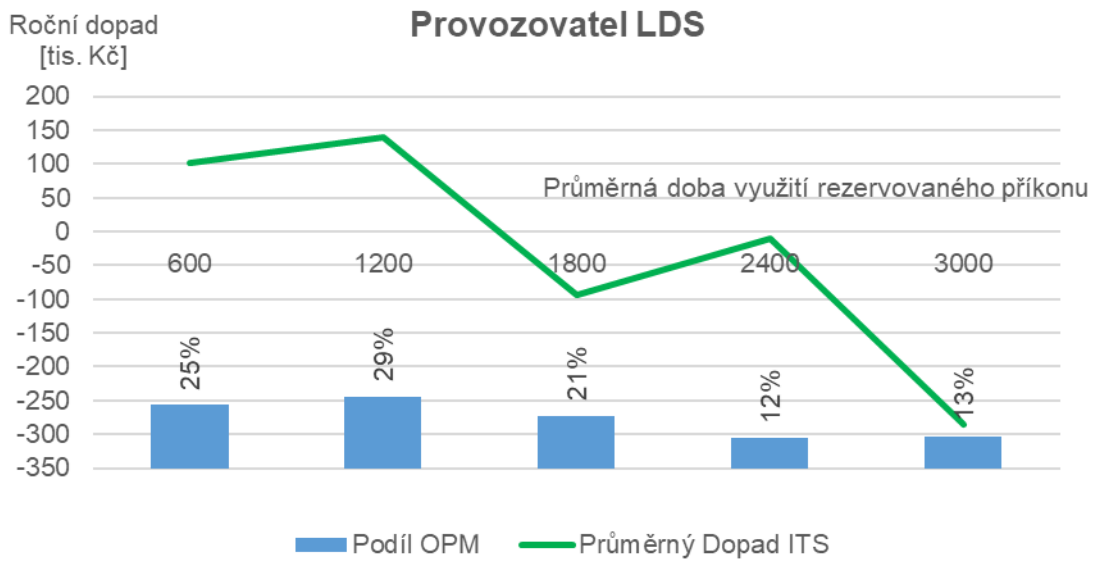
Segmentace doby využití rezervovaného příkonu je v rozsahu pásem:

- 0 – 600 hodin,
- 600 – 1 200 hodin,
- 1 200 – 1 800 hodin,
- 1 800 – 2 400 hodin,
- 2 400 a více hodin.

Grafy zobrazují dopady ITS na jednotlivé základní kategorie odběratelů: Zákazník, Výrobce elektřiny a Provozovatel LDS.


Zákazník
Roční dopad
[tis. Kč]
40
20
0
-20
-40
-60
-80
-100
-120
-140
-160
Průměrná doba využití rezervovaného příkonu
600
1200
1800
2400
3000
31%
22%
16%
11%
20%
Podíl OPM
Průměrný Dopad ITS


Výrobce elektřiny
Roční dopad
[tis. Kč]
150
100
50
0
-50
-100
-150
-200
Průměrná doba využití rezervovaného příkonu
600
1200
1800
2400
3000
57%
20%
11%
5%
7%
Podíl OPM
Průměrný Dopad ITS



Průměrný dopad v každém segmentu je nutné brát s určitou interpretační rezervou, neboť každý segment obsahuje odběratele s extrémními dopady.

Z grafů nicméně vyplývá, že:

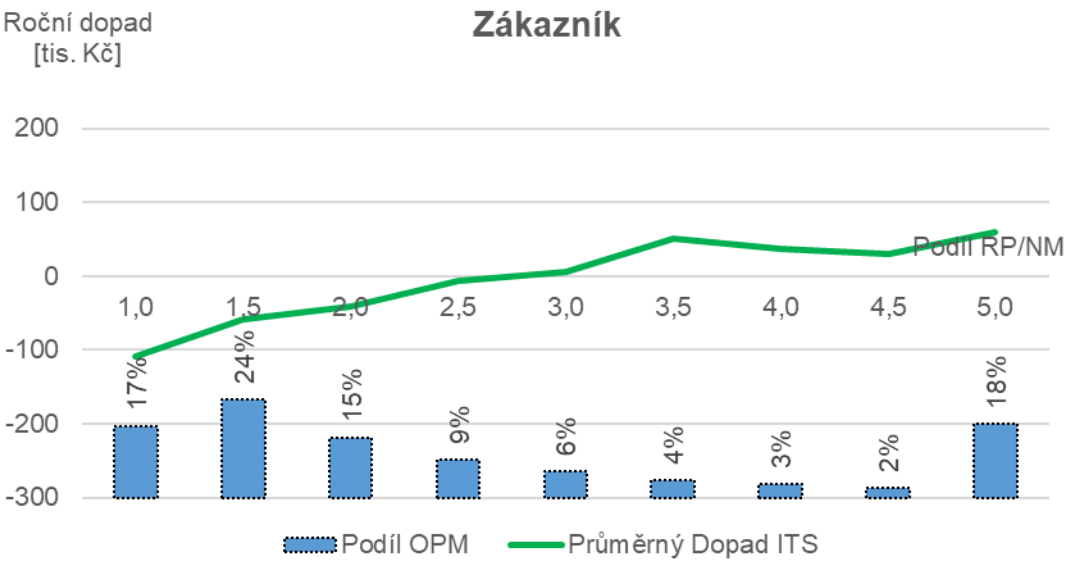
- U zákazníků dochází k pozitivnímu efektu se zvyšující se hodnotou využití rezervovaného příkonu, a to již v pásmu průměrného využití 1 200 – 1 800 hodin.
- U výrobců je situace podobná jako u zákazníků s tím rozdílem, že odlišnost průběhu křivky zejména ovlivňují nově zpoplatněné jednotky kusů velkých výrobců I. kategorie připojených do hladiny VVN a přenosové soustavy, kteří se významně projevují v pásmu 3 000 hodin.
- U provozovatelů LDS je situace obdobná jako u zákazníků, pouze zkreslená nízkým počtem provozovatelů LDS.

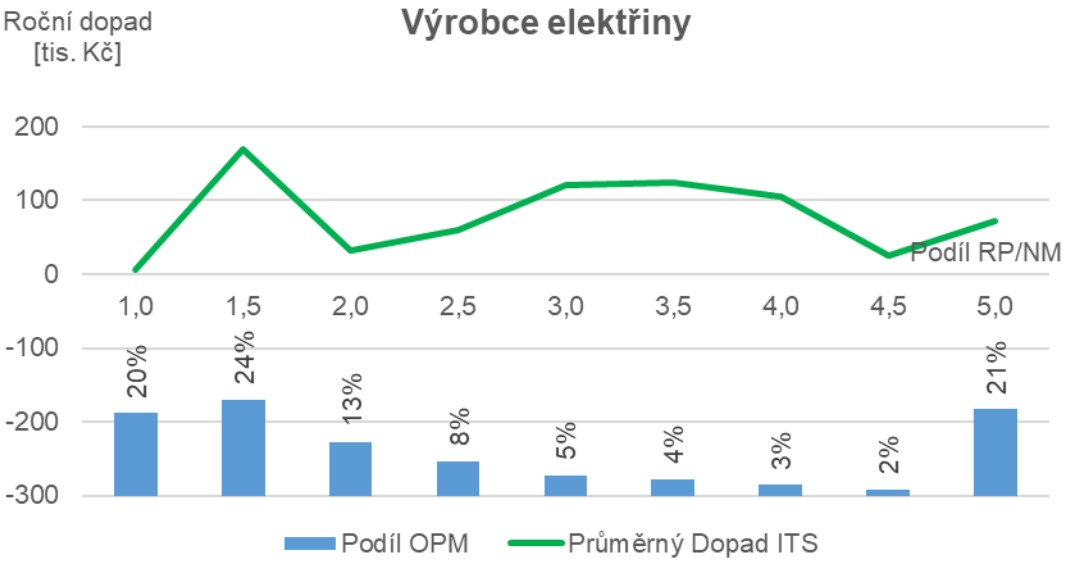
Sumární dopady podle podílu rezervovaného příkonu a naměřeného maxima

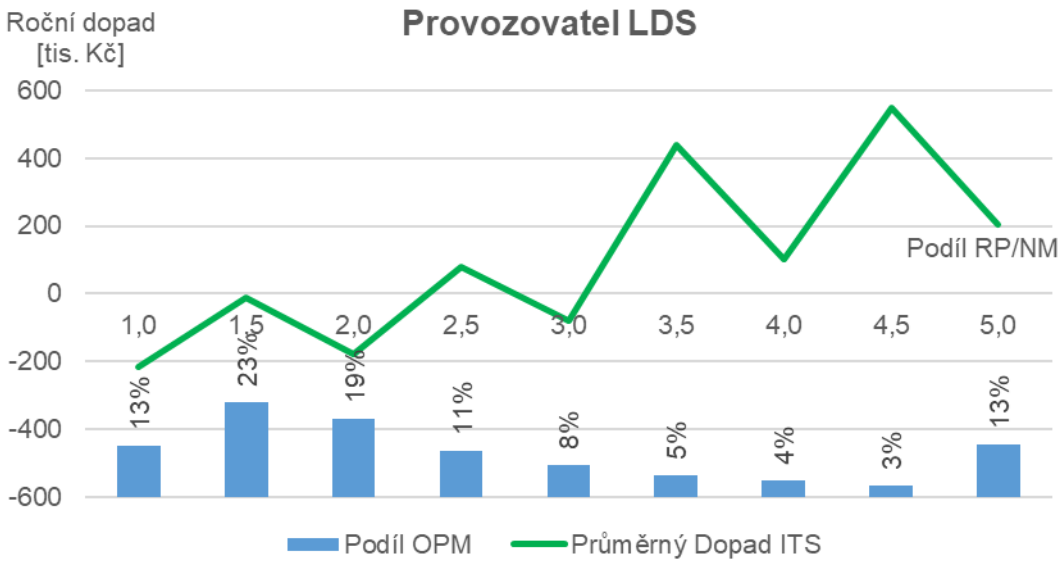
V následujících grafech je vyjádřena závislost dopadů změny tarifikace dle podílu aktuální výše rezervovaného příkonu a maximálního čtvrthodinového odebraného elektrického výkonu v předávacích místech, která je zobrazena v zaokrouhlení po 0,5 bodech s maximálním omezením na hodnotu 5.

V kategorii o hodnotě 5 jsou tak zobrazeni odběratelé s málo optimalizovaným rezervovaným příkonem, neboť analýzy ukazují situaci s předpokladem optimalizace rezervovaného příkonu pouze u výrobců I. kategorie (kde se nepředpokládá zpoplatnění měrným podílem za případné opětovné navýšení rezervovaného příkonu viz vazba na § 12 vyhlášky 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, ve znění pozdějších předpisů).

V případě optimalizace hodnoty rezervovaného příkonu u dalších účastníků trhu než výrobců I. kategorie, budou dopady na ně významně nižší.


Zákazník
Roční dopad
[tis. Kč]
200
100
0
-100
-200
-300
1,0
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0
4,5
5,0
Podíl RP/NM
17%
24%
15%
9%
6%
4%
3%
2%
18%
Podíl OPM
Průměrný Dopad ITS


Výrobce elektřiny
Roční dopad
[tis. Kč]
200
100
0
-100
-200
-300
1,0
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0
4,5
5,0
Podíl RP/NM
20%
24%
13%
8%
5%
4%
3%
2%
21%
Podíl OPM
Průměrný Dopad ITS



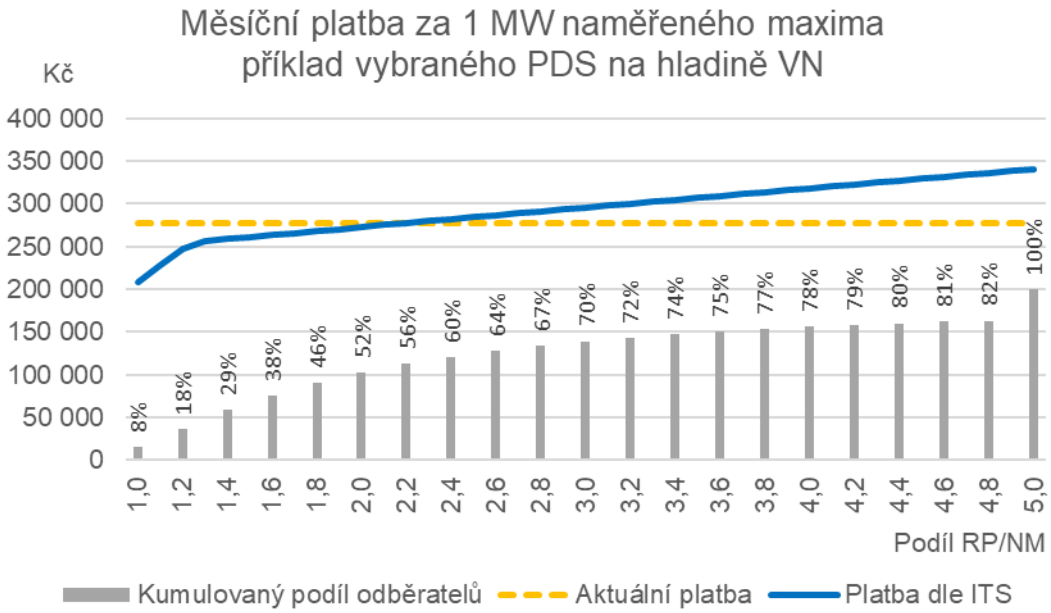
NM – maximální čtvrthodinový odebraný výkon

Průměrný dopad v každém segmentu je opět nutné brát s interpretační rezervou, neboť každý segment obsahuje odběratele s extrémními dopady a výsledky za segmenty s malým zastoupením jsou více ovlivněny individuálními dopady specifických situací u odběratelů.

Z grafů nicméně vyplývá, že:

- U zákazníků dochází k pozitivnímu efektu v případě lepší optimalizace rezervovaného příkonu (pro hodnotu podílu rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu vyšší než 2,5 dochází k vyšší motivaci zákazníků pro snížení rezervovaného příkonu ve smlouvě o připojení oproti současné platbě). Vysoká pásma podílu rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu mohou být zkreslena větším počtem zákazníků s předpokládaným zpoplatněním jednosložkovou cenou (jde o zákazníky s malou příležitostnou spotřebou).
- U výrobců je situace podobná jako u zákazníků s tím rozdílem, že nově zpoplatnění výrobci první kategorie posunují křivku nahoru ve všech segmentech. Pásmo podílu rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu o hodnotě 4,5 je nejméně zastoupený segment s vyšším zastoupením výrobců druhé kategorie (kteří jsou již zpoplatněni současnou tarifní strukturou). Pásmo podílu rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu o hodnotě 1,5 je zkresleno zahrnutím velkých přečerpávacích vodních elektráren.
- U provozovatelů LDS je situace obdobná, pouze zkreslená nízkým počtem provozovatelů LDS zejména ve vyšších segmentech podílu rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu.

Základním poznatkem je tak opět potvrzení předpokladu, že lepší využití nasmlouvaného rezervovaného příkonu bude změnou tarifikace bonifikováno. Zlomová hodnota podílu rezervovaného příkonu a maximálního čtvrthodinového odebraného elektrického výkonu pro automatické rozhodování mezi tarifem T1 a tarifem T2 je přitom rovna cca 1,25 viz např. dopady na platbu vzorového zákazníka jednoho provozovatele distribuční soustavy podle případné úrovně optimalizace rezervovaného příkonu v grafu níže.



V grafu je pro srovnání rovněž zobrazena teoretická úroveň platby za 1 MW maximálního čtvrthodinového odebraného elektrického výkonu v současné tarifní struktuře, kdy se jedná o cenu za roční rezervovanou kapacitu upravenou koeficientem průměrného využití kapacity u dané napěťové hladiny daného provozovatele soustavy.

Z tohoto teoretického porovnání vyplývá, že si v nové tarifní struktuře polepší zákazníci, kteří mají podíl rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu nižší než hodnoty 2,1, což rámcově potvrzují i praktické analýzy viz výše (kde byl zlomovým segmentem zaokrouhlený podíl rezervovaného příkonu a maximálního odebraného výkonu u hodnoty 2,5).

Individuální rozložení dopadů

Jednotlivé výpočty probíhaly v detailu předávacích míst a tabulka níže ukazuje strukturu dopadů po předávacích místech v jejich finančním vyjádření za kalendářní rok, seřazené od pozitivních k negativním, uvnitř sledovaných kategorií zákazníků, výrobců elektřiny a provozovatelů LDS. Tabulka zobrazuje vybrané X-té dopady seřazené od největších snížení v platby k největším zvýšením (např. řádek označený „5 %“ ukazuje roční změnu platby, pro kterou platí, že 5 % odběratelů má lepší dopady a 95 % odběratelů má horší dopady, než je uvedená hodnota). Pro analýzu rozložení dopadů byla zapracována některá specifika současné tarifní struktury tak, aby bylo porovnání vyvážené, zejména u zpoplatnění překročení rezervované kapacity.

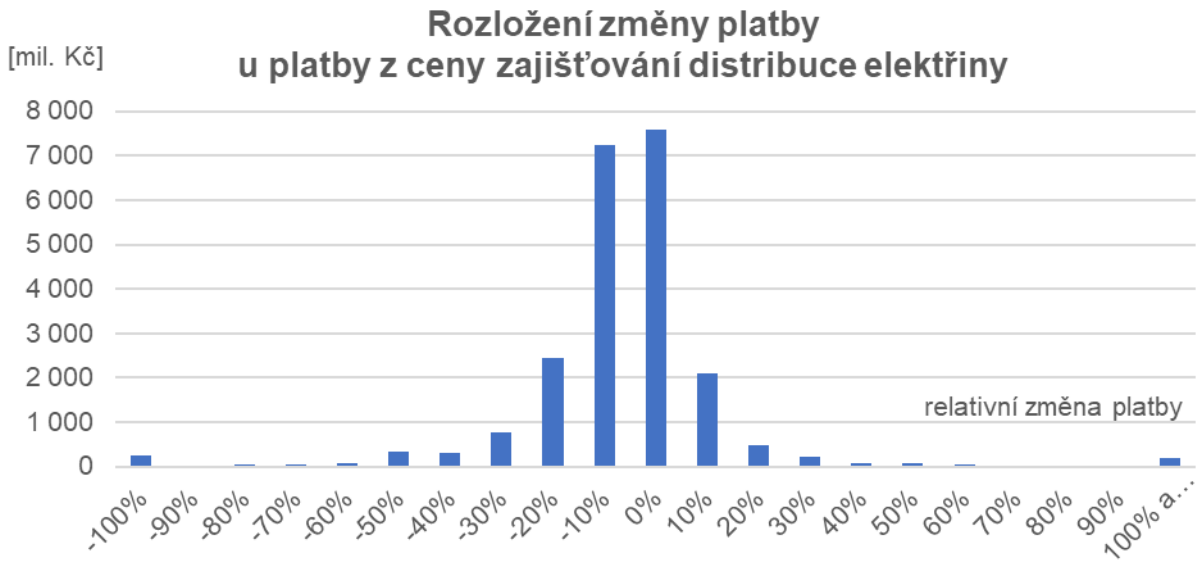
Rozložení dopadů přechodu na ITS	Zákazník [tis. Kč]	Výrobce elektřiny [tis. Kč]	Provozovatel LDS [tis. Kč]
Největší snížení	-7 498	-8 958	-19 651
1 %	-875	-795	-4 491
2 %	-567	-539	-2 252
3 %	-433	-383	-1 545
4 %	-344	-298	-1 056
5 %	-293	-251	-801
10 %	-165	-132	-315
20 %	-82	-62	-137
30 %	-48	-26	-75
40 %	-28	-5	-47
50 %	-14	1	-26
60 %	-3	2	-12
70 %	5	6	-4
80 %	22	16	9
90 %	66	48	82
95 %	133	95	230
96 %	168	131	273
97 %	212	190	394
98 %	286	299	609
99 %	447	677	1 498
Největší zvýšení	12 736	136 814	12 395

Komplexnější pohled pak ukazuje, že změna tarifikace bude pro více než polovinu odběratelů pozitivní a pro většinu odběratelů budou dopady do úrovně desítek tis. Kč ročně. Dále platí, že:

- pro 90 % zákazníků (celkový počet 18 680) budou dopady mezi snížením platby o 293 tis. Kč a zvýšením o 133 tis. Kč,
- pro 90 % výrobců elektřiny (celkový počet 5 567) budou dopady mezi snížením platby o 251 tis. Kč a zvýšením o 95 tis. Kč,
- pro 90 % provozovatelů LDS (celkový počet 1 214) budou dopady mezi snížením platby o 801 tis. Kč a zvýšením o 230 tis. Kč.

Extrémní absolutní dopady u každé kategorie jsou dané velikostí odběratelů v kombinaci s podstatou změny tarifní struktury.

- Největší negativní dopad v kategorii zákazníků je u zákazníka s nevhodně optimalizovaným rezervovaným příkonem 69,2 MW při maximálním odebíraném výkonu 19,5 MW, u kterého dochází k navýšení roční platby o cca 12,7 mil. Kč. Jde nicméně o zákazníka s velkým odběrem a v relativním vyjádření jde o navýšení platby z ceny zajišťování distribuce elektřiny jen o 6 %. Tento dopad může být jiný v případě optimalizace hodnoty rezervovaného příkonu.
- Největší pozitivní dopad v kategorii zákazníků je u zákazníka s velmi dobře optimalizovaným rezervovaným příkonem 16,0 MW při průměrném maximálním odebíraném výkonu za měsíc ve výši 15,5 MW, u kterého dochází ke snížení roční platby o cca 7,5 mil. Kč. Jde nicméně opět o zákazníka s velkým odběrem a v relativním vyjádření jde o snížení platby z ceny zajišťování distribuce elektřiny jen o 1,9 %.
- V kategorii výrobců elektřiny je situace obdobná a nejvyšší pozitivní dopady bývají opět u výrobců II. kategorie s dobře optimalizovanou výší rezervovaného příkonu. Nejvyšší negativní dopady jsou nicméně díky zpoplatnění cenou za rezervovaný příkon u velkých výrobců I. kategorie.
- V kategorii provozovatelů LDS je opět situace obdobná, tedy největší dopady jsou dané dobrou či špatnou optimalizací rezervovaného příkonu v kombinaci s velikostí daného předávacího místa. V relativním vyjádření jsou extrémní dopady nicméně malé a například deset nejvíce negativních absolutních dopadů mají průměrné relativní vyjádření 12,94 % z platby ceny zajišťování distribuce elektřiny, což odpovídá průměrnému navýšení o 1,79 % z celkové platby za dodávku elektřiny.
- Nad rámec uvedených extrémních dopadů byly analýzou potvrzeny i další předpokládané efekty změny tarifikace, zejména s ohledem na některé nevýhody související s aktuálním procesem sjednávání rezervované kapacity. Např. významné pozitivní dopady byly sledovány u odběrných míst s výkyvy odběru (kolísání maximálního odebraného výkonu v jednotlivých měsících v průběhu roku), kdy někteří odběratelé přes současnou možnost sjednání měsíční rezervované kapacity zřejmě nebyli schopni dané výkyvy dostatečně dobře predikovat.
- Rozložení dopadů změny tarifikace v relativním vyjádření lze již vyjádřit graficky, přičemž současné základní zpoplatnění (z ceny za rezervovanou kapacitu a ceny za použití sítí) je realokováno převážně v rozmezí od snížení plateb o 30 % do zvýšení plateb o 20 %. Procentní změna platby je zobrazena v její zaokrouhlené hodnotě na desítky %.



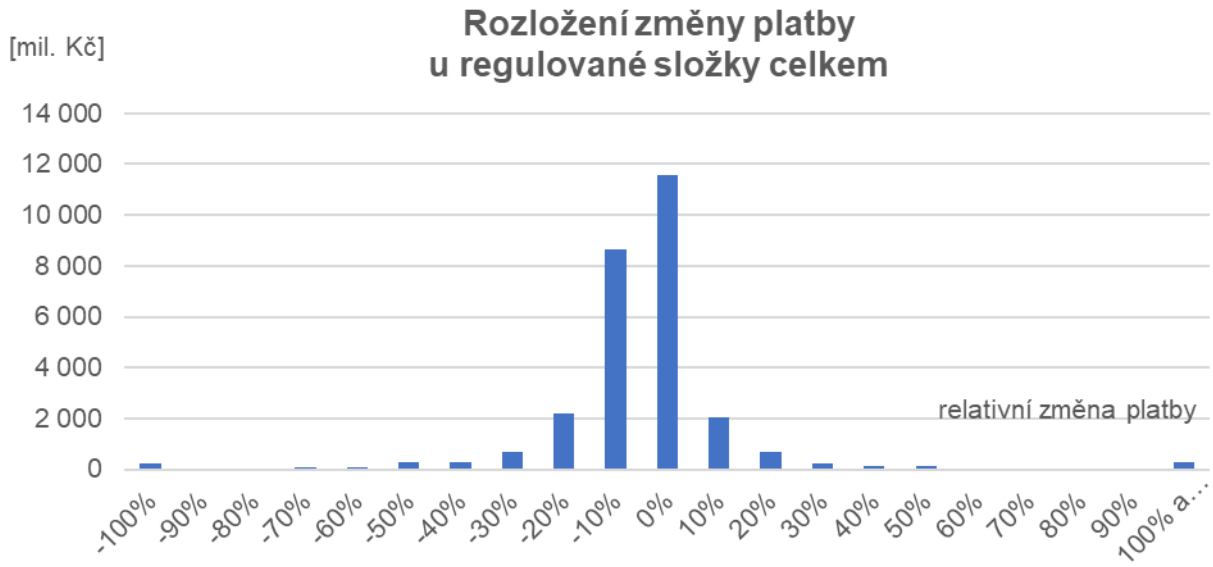
Zvýšení platby o 100 % a více se týká převážně výrobců I. kategorie nebo zákazníků se současnými úlevami z platby za rezervovanou kapacitu a z části i odběratelů s relativně malým odběrem (malé absolutní dopady).

Změna plateb maximálně do 10 % zaokrouhleně se týká 95 % současného rozsahu zpoplatnění u 79 % odběratelů. Zbylých 21 % odběratelů jsou rovněž odběratelé s málo optimalizovaným rezervovaným příkonem (v průměru je u těchto odběratelů sjednán 3,9krát větší rezervovaný příkon, než byla hodnota maximálního odebraného výkonu v předávacím místě za rok 2024).

Roční dopady na platbu regulované složky ceny

Vyčíslení dopadů na platby z ceny zajišťování distribuce elektřiny lze doplnit o další regulované ceny, tedy zejména o cenu za systémové služby a složku ceny na podporu elektřiny z podporovaných zdrojů energie. Aktuální dopady nicméně počítají se současnou úrovní zpoplatnění v roce 2026 a složka ceny na podporu elektřiny je proto uvažována nulová.

Vzhledem k tomu, že doplněné regulované ceny jsou vyjádřeny zejména v Kč/MWh, nejsou v této kapitole uváděny absolutní dopady, které se v zásadě shodují s absolutními dopady u platby z ceny zajišťování distribuce elektřiny. Rozložení dopadů změny tarifikace v relativním vyjádření se mírně mění směrem ke snížení negativních i pozitivních dopadů, neboť je absolutní změna vztažena k většímu základu.



Změna plateb maximálně do 10 % zaokrouhleně se týká 95 % současného rozsahu zpoplatnění u 80 % odběratelů.

Roční dopady na platbu za dodávku elektřiny

Vyčíslení dopadů na celkové platby za dodávku elektřiny lze provést doplněním o předpokládanou výši obchodní složky ceny.

Vzhledem k tomu, že obchodní složka ceny je na vyšších napěťových hladinách vyjádřena zejména v Kč/MWh, nejsou v této kapitole uváděny absolutní dopady, které se v zásadě shodují s absolutními dopady u platby z ceny zajišťování distribuce elektřiny. Rozložení dopadů změny tarifikace v relativním vyjádření se opět mění směrem ke snížení negativních i pozitivních dopadů, neboť je absolutní změna vztažena k ještě většímu základu než při zobrazování relativních dopadů u regulované složky ceny.



Změna plateb maximálně do 10 % zaokrouhleně se týká 98 % současného rozsahu zpoplatnění u 88 % odběratelů. Zbylých 12 % odběratelů jsou odběratelé s málo optimalizovaným rezervovaným příkonem (v průměru je u těchto odběratelů sjednán čtyřikrát větší rezervovaný příkon, než byla hodnota maximálního odebraného výkonu v předávacím místě za rok 2024).

ZÁVĚR

Tento dokument popisuje cíle a principy inovace tarifní struktury a popisuje jejich implementaci do ceny zajišťování přenosu elektřiny a ceny zajišťování distribuce elektřiny na hladinách velmi vysokého a vysokého napětí.

Klíčovou změnou, tedy zrušením ceny za rezervovanou kapacitu a jejím nahrazením cenou za rezervovaný příkon a cenou za maximální odebraný výkon, dojde k přímému propojení dlouhodobých i aktuálních požadavků účastníků trhu s cenou služby přenosové i distribuční soustavy. V důsledku této změny očekáváme snížení celkového rezervovaného příkonu zákazníků, výrobců elektřiny a provozovatelů lokálních distribučních soustav přibližně o 3 300 MW, což je snížení celkového rezervovaného příkonu uvedených účastníků trhu s elektřinou přibližně o 15 % s potenciálem úspory budoucích investičních prostředků provozovatelů soustav ve výši minimálně 4,2 mld. Kč. Zároveň aktuální fáze změny tarifní struktury vytvoří efektivní prostředí i pro nové požadavky odběratelů a může omezit spekulativní rezervace příkonu v odhadované výši necelých 150 MW ročně. Aktuálně navrhovaná změna tak může přinést i další průběžné roční snížení budoucích investičních prostředků provozovatelů soustav v odhadované výši 190 mil. Kč ročně. Snížení investičních prostředků provozovatelů soustav se projeví budoucím snížením nákladů pro všechny odběratele oproti situaci, kdy by byla zachována současná tarifní struktura. Uvolnění rezervovaného příkonu může být i významnější v závislosti na skutečné reakci jednotlivých účastníků trhu.

Uvolnění nevyužitého 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 3,8 % z upravených povolených výnosů provozovatelů soustav.

Dopady na všechny účastníky trhu byly analyzovány a bylo zvoleno takové řešení, které nejvíce odpovídá cílům a principům definovaných v Koncepci při minimalizaci dopadů na účastníky trhu s elektřinou. Cena, kterou bude účastník trhu hradit, bude lépe odrážet náklady a přínosy, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší. Dopady na některé účastníky trhu s elektřinou jsou i tak relativně vysoké, což je dáno vysokými požadavky těchto účastníků na soustavu nebo historicky nastaveným a nesystémovým zpoplatněním v současné tarifní struktuře, která některým účastníkům trhu dává výrazné slevy bez relevantního odůvodnění. Náklady neuhrazené těmito účastníky trhu se nyní přenášejí na ostatní účastníky trhu.

Změnou tarifní struktury nedojde ke změně výnosů provozovatele přenosové soustavy a provozovatelů distribučních soustav. Jednotlivé prvky budoucí tarifní struktury zajistí naplnění sledovaných principů a cílů, které byly dříve v Koncepci vytyčeny, dojde k odstranění tlaků na zbytečné investice do soustav, a tím i ke snížení budoucích nákladů pro všechny účastníky trhu oproti situaci, kdy by byla zachována současná tarifní struktura.