
Vyhodnocení zahraničních zkušeností s inovací tarifní struktury v zemích EU a analýza jejich přenositelnosti do prostředí ČR

Konečný uživatel výsledků:

Energetický regulační úřad

Masarykovo náměstí 91/5, Jihlava, 586 01

Název projektu: Provedení analýzy aktuálních zkušeností s inovacemi tarifní struktury v elektroenergetice v zahraničí včetně detailního popisu záměrů a rozboru realizace prováděných inovativních kroků s ohledem na přenositelnost do podmínek ČR

Číslo projektu: TIRDERU104MT01

Řešitel projektu: Svaz moderní energetiky, Korunní 810/104, 120 00 Vinohrady

Doba řešení: 15. 12. 2021 – 28. 2. 2022

Důvěrnost a dostupnost: veřejně přístupný

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost



Informace o autorském týmu:

Ing. Martin Sedlák

Ing. Martin Michek

Ing. Jiří Gavor

Mgr. Pavel Doucha



**Svaz moderní
energetiky**



Další informace o projektu:

Cílem projektu je získání přehledu o provádění inovačních kroků při úpravách tarifních struktur v zahraničí, které byly realizovány od roku 2019 do současnosti, nebo které jsou v současné době připravovány a jsou v pokročilém stádiu (např. konzultační procesy), a to se zaměřením na zohlednění nových trendů a technologií v návaznosti na nejnovější definice a cíle evropské legislativy (Směrnice 2019/944, Nařízení 2019/943; připravovaný Kodex k flexibilitě, návrh Evropské komise Fit for 55 apod.).

Identifikované inovační kroky tarifních struktur v zahraničí nemusí být nezbytně nutně dokončené/finálně aplikované, v takovém případě je klíčové provést zmapování aktuální fáze připravovaných změn, případně důvody, proč nebyly inovační kroky aplikovány, a to s rozborem míry použitelných informací pro situaci v ČR. S ohledem na výše citovanou legislativu požadujeme provést analýzu zkušeností minimálně ve všech státech Evropské unie a Velké Británie, nicméně při znalosti řešitelů o relevantních informacích je možné uvést i zkušenosti z jiných států.

Přehled prováděných inovačních kroků při úpravách tarifních struktur bude zaměřen především na analýzu využití zkušeností s možnými přístupy k nově definovaným účastníkům trhu s elektřinou (např. prosumers, agregátoři, energetická společenství apod.), k účastníkům trhu s elektřinou, kteří mohou specifickým způsobem naplňovat cíle evropské legislativy při využívání moderních prvků pro efektivní řízení distribuční soustavy (akumulace, elektromobilita, veřejné osvětlení, výrobní, zákazníci s výrobnou, zákazníci s AMM a specifickým profilem spotřeby apod.) a k zavádění dynamických tarifů v rámci distribučních tarifů.

U výše uvedeného je zásadní přenositelnost zkušeností do ČR či specifikování podmínek nutné úpravy legislativně technického charakteru prostředí v ČR, která je pro případnou přenositelnost nezbytná. Cílem potřeby není rozbor tarifních struktur v zahraničí, kde nebyly zavedeny nebo nebyly oznámeny žádné inovativní kroky ve zkoumaných oblastech. Podobně nejsou cílem potřeby obecně popisná porovnání přístupů k tarifickaci síťových poplatků v zahraničí, která nesouvisí s novými trendy a technologiemi.

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost



T A
Č R

Program veřejných zakázek v aplikovaném výzkumu a inovacích pro potřeby státní správy BETA2 byl schválen usnesením vlády České republiky č. 278 ze dne 30. 3. 2016 a je zaměřen na podporu aplikovaného výzkumu a inovací pro potřeby orgánů státní správy. Poskytovatelem finančních prostředků je Technologická agentura ČR.

Obsah

1	Souhrn studie a doporučení pro ČR	1
2	Úvod	5
3	Cíle studie tarifních struktur	6
4	Legislativní ohraničení rozsahu srovnávaných zemí	6
5	Rámec porovnávaných kritérií tarifních struktur	8
5.1	Nově definované subjekty energetického trhu	9
5.2	Trh s flexibilitou s vazbou na agregátory	14
5.3	Moderní technologické prvky pro efektivní řízení DS	19
5.4	Využití technických možností technologie AMM	23
5.5	Zavádění dynamických tarifů	24
5.6	Závěry porovnávaných kritérií	27
6	Přehled změn v tarifních strukturách	28
6.1	Přehled změn podle segmentů trhu	28
6.2	Přehled změn podle účastníků trhu	28
7	Struktura distribučních tarifů	29
7.1	Struktura kapacitních plateb a jejich podíl v distribučních tarifech	34
7.1.1	Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech	35
7.1.2	Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech na hladině NN	36
7.1.3	Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech na hladině VN	37
7.2	Analýza jednorázových poplatků za připojení odběrného místa	38
7.3	Časové intervaly vyhodnocení	42
7.4	Závěry ke struktuře distribučních tarifů	44
8	Distribuční tarify pro nové technologie	45
8.1	Tarify pro uživatele sítě, kteří současně vyrábějí elektřinu	45
8.2	Tarify pro technologie akumulace	46
8.3	Tarify pro oblast elektromobility	48
8.4	Tarify pro specifické kategorie odběru	51
8.5	Závěry k technologickým tarifům	51
9	Poslední významné změny	54
10	Připravované a projednávané změny	55
	Přehled použitých zdrojů:	59
	Seznamy:	61

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost



Seznam obrázků	61
Seznam tabulek	61

1 Souhrn studie a doporučení pro ČR

Studie analyzuje inovační kroky, které byly provedeny při úpravách tarifních struktur v zahraničí zejména pro podporu moderních trendů v energetice. Dokument mapuje potenciál přenositelnosti těchto kroků pro budoucí směřování tarifikace v elektroenergetice v ČR s ohledem na klíčové strategické dokumenty EU. Výstup obsahuje přehled států Evropské unie, Velké Británie a Norska. Jednotlivé státy jsou detailně popsány v přílohové části.

Tarify by měly motivovat k efektivnímu využívání sítě poskytováním **cenových signálů, které odrážejí skutečné náklady na distribuční služby**. Tato zásada může být porušena, pokud převáží zájem na podporu moderních technologií především v jejich počátečních fázích. Negativním aspektem podpory pro vybrané odběry bývá ale zvýšení sítových tarifů pro zbývající běžné odběry. **Celkové náklady sítě je totiž vždy třeba v tarifech zaplatit**. Platí to i naopak. Například zvýšení kapacitní části oproti variabilnímu poplatku za energii bude nevýhodné nejen pro samospotřebitele, ale také pro nízké odběry (rekreační domy a chaty), protože poplatek za kapacitu v jejich ročních nákladech v relativním vyjádření převáží, což obecně snižuje i vůli k energetickým úsporám.

Aby se minimalizovaly negativní dopady, měly by být strukturální **změny předem dobře propagovány a předcházet jim informační kampaně**, aby zákazníci měli kompletní informace při rozhodování o investicích do nových elektrospotřebičů, systémů vytápění a chlazení atd.

Závěry a doporučení k celkové struktuře tarifního systému

ČR patří ke většině členských států EU, kde **existuje více tarifních složek v rámci jednoho distribučního tarifu**, aby se pokryly různé části nákladů na distribuci. To je správné.

ČR také patří k většině členských států používající kombinaci poplatků založených na energii doplněných buď výkonovou složkou (např. SR, Portugalsko, Španělsko), nebo paušální platbou pro NN odběratele (Rakousko, Německo, Maďarsko) nebo obojím – tedy 3 složkovým tarifem (Francie, Nizozemí, Polsko). V tomto tedy rovněž **sledujeme převládající uspořádání a neindikuje to potřebu zásadní změny**.

Při detailním pohledu na kapacitní část tarifu je podstatné, zda se platba váže na smluvní či naměřené hodnoty. Český přístup, to je platba podle smluvní kapacity (VN) nebo jmenovité hodnoty jističe (NN) uplatňuje i Francie, Polsko, Slovensko a Lotyšsko. Lze ale konstatovat, že kapacitní platby s plnou či částečnou vazbou na naměřené hodnoty (případně naměřené ve špičce) převládají a s rozvojem AMM i pro hladinu NN se výhoda tohoto přístupu bude prohlubovat. **Přechod ze smluvních hodnot kapacity (s penalizací při jejím překročení) na platby vázané na naměřené maximum na hladinách vyššího napětí doporučujeme zvážit jako jeden z námětů na úpravu tarifní struktury ČR**.

Poměr fixních a variabilních plateb v celkových platbách za distribuci je v praxi EU velmi rozdílný. Od extrémů reprezentovaných čistě variabilním tarifem založeným jen na odebrané energii (Rumunsko, Kypr) až k naprosto dominantní kapacitní fixní složce (Nizozemí, Itálie). ČR patří k zemím s nejvyšším podílem variabilní složky pro odběry NN a naopak k zemím s nejvyšším podílem kapacitní složky pro odběry VN a VVN. Z hlediska struktury skutečných nákladů a

obecného požadavku, tarify by měly reflektovat povahu a výši nákladů, a určitě by bylo namístě uvažovat o **zvýšení kapacitní složky tarifu zejména na NN**. Nicméně nejen negativní ohlas veřejnosti, ale střet se zájmem podpořit motivaci odběratelů k úsporám, nás vede k opatrnosti. Navíc podpora energetických společenství a aktivních spotřebitelů v zahraničí (Rakousko, Portugalsko) je vesměs postavena na prominutí části variabilní složky – a při jejím malém významu by prakticky ztrácela smysl. Je tedy nutné postupovat kompromisně.

Používání časového rozlišení v tarifech (ToU) je v členských státech EU rozšířeno a existují země, které mají i vyšší počet pásem než VT a NT používaný v ČR (Rakousko, Španělsko). Některé země (Rakousko, Francie, Dánsko, Finsko, Švédsko, Španělsko, Portugalsko a Polsko) mají navíc i sezónní rozlišení. Nicméně změny v oblasti ToU nepovažujeme za naléhavé, **zásadní bude až zavedení dynamických tarifů v souvislosti s masivním přechodem na AMM**.

K dynamickým tarifům a k poskytování flexibility je nutné zdůraznit, že v celé Evropě je tržně orientované podporování flexibility vyvíjeno a prosazováno s individualizovanými přístupy řízenými **specifickými potřebami zemí** jako například přetížení z odběru nebo dodávky, nedostatečná kapacita distribuční sítě s vazbami na využití lokální flexibility, či **dále vyspělostí trhu a PDS**. Je také nutné zdůraznit, že zatímco prosté promítání spotových velkoobchodních cen do komoditní části konečných cen (také někdy nazývané „dynamickým tarifem“) je vcelku běžnou záležitostí **poskytování řízené flexibility na úrovni NN (teprve ve stadiu příprav)**.

Výrazným zjednodušením tarifní soustavy by bylo **zrušení rozlišení mezi domácnostmi a podnikatelským malooběrem na hladině NN** po vzoru sousedního Rakouska, Německa a dalších států (např. Belgie, Francie, Maďarsko, Španělsko, Holandsko). Tato změna by se ale v současné době výrazného zvyšování cen elektřiny prosazovala velmi špatně, dobré období nízkých cen jsme nevyužili.

Závěry a doporučení k tarifům pro nové trendy a technologie

G-komponenta (injection charge)

Pod pojmem „injection charge“ rozumíme poplatek, který PDS účtuje zdrojům za to, že mohou dodávat do sítě, v ČR se používá termín G-komponenta. Celkem 11 členských států uplatňuje nějakou formu tohoto poplatku (AT, EE, FI, FR, LT, LU, MT, NL, SK, SE, BE). Většina EU včetně ČR tento poplatek nezavedla. Německo jako zatím jediná členská země aplikuje negativní poplatek, jako příspěvek pro decentralizované zdroje. Zdůvodňuje to úsporou síťových nákladů pro přenos z vyšších napěťových hladin kvůli decentralizované dodávce do sítě. Některé členské země sice obecně uplatňují G-komponentu, ale vybrané zdroje jsou od této platby osvobozeny. Příkladem můžeme uvést sousední Slovensko, které osvobozuje od platby G-komponenty přečerpávající vodní elektrárny, malé vodní elektrárny a zdroje poskytující SVR. **Pro ČR doporučujeme zachovat stávající praxi a G-komponentu do tarifního systému nezavádět.**

Tarify pro technologie akumulace

Akumulační technologie, jako jsou přečerpávací vodní elektrárny nebo baterie, odebírají energii ze sítě při čerpání vody nebo nabíjení baterie. Tato energie je uložena a později dodávána zpět do sítě. Skladování tedy není klasickým spotřebitelem energie.

Každá země má svá specifika pro zpoplatnění strany odběru a dodávky, což se promítá do různých návrhů sazeb uplatňovaných na skladovací zařízení. Za pozornost stojí podpora samostatné akumulace (tedy ne v budovách jako součást PVE) v Německu ve formě **osvobození od distribučních plateb** po dobu 20 let. Rovněž ve Švýcarsku a Španělsku je skladování osvobozeno od tarifů sítě, když je akumulační zařízení přímo připojeno k síti, ale ne, když je za měřicím přístrojem, zabudované do zákaznických zařízení. V Itálii se připravuje (původní plán rok 2022) úleva ze sítových tarifů i na skladování za elektroměrem, při odebírání energie, která bude později dodána, tedy včetně skladování zabudovaného do zákaznických zařízení. V Rakousku jako i ve většině ostatních zemí EU se pro nabíjení a vybíjení uplatňují běžné sítové tarify. Přečerpávací elektrárny ale mají speciální tarif za odběr a platí také standardní poplatky za systémové ztráty a systémové služby. Finsko a Slovensko osvobozují skladování od G-komponenty.

Případná zvýhodnění sítových tarifů pro samostatnou akumulaci v ČR doporučujeme vázat na možnost flexibilního řízeného provozu. I s běžnými ToU sítovými tarify si akumulace u zákazníka nachází ekonomický model využití, například pokud zákazník použije akumulaci ke snížení smluvní kapacity ve špičce.

Tarify pro oblast elektromobility

Většina států EU (23 z 27) aplikují pro nabíjení z veřejně dostupných nabíjecích stanic **stejně distribuční tarify, jako pro ostatní běžné odběry**. Výjimkou jsou podle ACER pouze Itálie, Portugalsko a Španělsko, naše rešerše identifikovala navíc i Německo. Zvýhodnění ve všech zemích spočívá ve **vyšší váze tarifní složky závislé pouze na odebrané energii**. To má za cíl zvýšit atraktivitu výstavby a využívání veřejných nabíjecích stanic při rozběhu elektromobility, kdy využití stanic je ještě nízké.

V ČR provozovatel veřejně přístupné dobíjecí stanice je vázán zákonem o pohonných hmotách a jako první by zřejmě měla být **dotazena legislativní vazba mezi palivovým a energetickým zákonem**. Pro sdílení sítě dobíječek mezi jednotlivým provozovateli už funkční řešení v ČR existují a jsou zavedena.

Speciální sítové tarify pro veřejné dobíjecí stanice by dalšímu rozvoji elektromobility v ČR pomohly. Současný klasický 8 hod. dvoutarif nic neřeší, pro veřejnou síť je to obtížně použitelné. Lze se inspirovat zvýhodněnými sazbami pro trakce, dobíječky mají velké jističe/rezervované kapacity při relativně nízké spotřebě. Snížení podílu fixní složky, a naopak posílení variabilní části tarifu by bylo užitečným nástrojem zejména pro rané fáze rozvoje elektromobility. Doporučujeme sledovat zkušenosti Německa, kde DSO ve své kompetenci poskytují zvýhodněné distribuční tarify výměnou za možnost přímé kontroly nabíjecího místa s cílem ovládat zatížení sítě.

Tarify pro energetická společenství

Pro všechny členské státy s výjimkou Rakouska a Portugalska nebyl dosud na celostátní úrovni zaveden tarifní režim pro energetické komunity. V Rakousku od roku 2021 a v Portugalsku od roku 2019 byl implementován právní rámec a komunity pro obnovitelné zdroje energie mohou požádat o **zvláštní tarifní režim pro vlastní spotřebu**. Obecně platí, že účtování distribučních tarifů pro komunitu obnovitelných zdrojů energie závisí na míře využití veřejné sítě. Čím více bude energetická komunita využívat veřejnou síť, tím více musí přispívat na placení distribučních tarifů.

Tarifní podporu pro energetická společenství vidíme jako jednu z priorit pro úpravu tarifního systému v ČR. Tím spíše, že s masivní investiční podporou pro střešní fotovoltaiky i na bytových domech se rozmáhají provizorní řešení nabízející přechod na fakturační měření typu B na patě domu. Často doprovázené nabídkou na celkovou správu bytové energetiky včetně volby dodavatele. To jistě není optimální, v tomto směru rozvoj fotovoltaiky předběhnul nasazení technologií AMM. Při diskusi o tarifní podpoře energetických společenství můžeme s výhodou využít zkušeností Rakouska (podrobný popis viz příloha) s adaptací na naše potřeby a možnosti. Pracovní kontakty jsou již navázány.

Podpora aktivních spotřebitelů

Podpora energetických společenství znamená automaticky i podporu sdružených aktivních spotřebitelů. Co se týče individuálních samovýrobců, tak ve všech zemích EU se více než speciální distribuční tarify využívá investiční podpora, často kombinovaná s daňovými a poplatkovými úlevami. A specificky pro ČR by pomohlo **odstranění už dlouho diskutované anomálie - měření fotovoltaiky po fázích**.

Sociální tarify

Ve studii jsme si všimli, nad rámec zadání, jak je řešena v zemích EU oblast sociálních tarifů. To je totiž v současné době vysoce aktuální problematika, vzhledem k dopadům prudkého nárůstu cen energií. Příklady z praxe lze nalézt především ze zemí jižního křídla EU, které se dlouhodobě potýkají s energetickou chudobou, např. Portugalsko a Španělsko. Nízkopříjmové domácnosti v Řecku mohou požádat o sociální tarif, který mají v nabídce všichni dodavatelé. Sleva je na komoditě 45 EUR/MWh nebo 75 EUR/MWh (podle situace odběratele) z běžné ceny dodavatele. Nejzranitelnější odběratelé jsou navíc osvobozeni i z plateb za síťové služby. Náklady na tento systém jsou kryty regulovaným poplatkem pro všechny spotřebitele elektřiny. Tento přístup se nám jeví z analyzovaných zemí ještě jako přijatelný, protože se **nenarušuje konkurence na trhu. To by mělo být základní podmínkou pro uplatnění jakékoliv formy řešení energetické chudoby**.

Pro ČR ale doporučujeme využít řešení, které navrhl projekt "Zranitelný zákazník a energetická chudoba", který byl řešen v rámci veřejné soutěže programu THÉTA. Certifikovaná metodika, která v tomto projektu vznikla, navrhuje komplexní řešení uvedené problematiky, kde není navrhováno deformování regulovaných cen a je navrhováno jít cestou přímého příspěvku na energie a další sadou komplexních opatření.

2 Úvod

Vhodné nastavení tarifní struktury pro oblast distribučních elektrických sítí je klíčovým aktivem umožňujícím nákladově efektivní dekarbonizaci společnosti s elektrifikací v jejím jádru. Nově nastavená tarifní politika musí umožnit modernizaci, digitalizaci a řízení soustav, které jsou zásadní pro usnadnění připojení a přepravy distribuované kolísavé výroby obnovitelné energie a pro obsluhu elektrických vozidel, tepelných čerpadel, akumulčních systémů a dalších nových využití elektřiny. Účastníci trhu a zákazníci sítě se postupně mění a k tradičnějším uživatelům se přidávají noví aktéři v oblasti energetiky, jako jsou aktivní spotřebitelé nebo občanská energetická společenství. Stanovení cen síťových tarifů správným způsobem pro výrobce, spotřebitele a všechny nové hráče bude zásadní pro optimalizaci hodnoty sítě ve prospěch zákazníků sítě a společnosti jako celku a zároveň zajistí dostatečné výnosy a správné pobídky pro vlastníky sítí.

Provozovatelé distribučních soustav jsou odpovědní za provoz a investice do distribučních sítí za účelem distribuce elektřiny k a od uživatelů jejich sítě. Provozovatelé distribučních soustav účtují uživatelům sítě distribuční tarify, aby získali zpět částku povolených výnosů stanovených regulačním úřadem. Existuje několik způsobů, jak lze tyto tarify navrhnout, přičemž všechny mají konkrétní důsledky, pokud jde například o to, jak jsou náklady přidělovány uživatelům sítě, jak uživatelé sítě reagují na tarifní signály a jak uživatelé využívají konkrétní tarify.

Zásady návrhu síťových tarifů:

- Tarify by měly odrážet náklady
- Tarify by neměly mezi uživateli diskriminovat
- Alokace nákladů by měla být efektivní
- Tarify by měly být technologicky neutrální
- Tarify by měly být založeny na transparentních a objektivních kritériích

Tyto principy byly tradičně uplatňovány statickým způsobem se zaměřením na návratnost současných nákladů, ale bez dlouhodobého pohledu na vývoj energetického systému a dopad, který by návrh tarifů mohl mít na elektrifikaci, poptávku po elektřině a podporu moderních technologií.

Výsledkem studie je analýza inovačních kroků, které byly provedeny při úpravách tarifních struktur v zahraničí zejména pro podporu moderních trendů v energetice. Dokument mapuje potenciál přenositelnosti těchto kroků pro budoucí směřování tarifikace v elektroenergetice v ČR s ohledem na klíčové strategické dokumenty. Výstup obsahuje přehled států **Evropské unie, navíc Velké Británie a Norska**. Dále obsahuje detaily konkrétních principů a jejich odůvodnění, které vedly k nastavení inovace tarifní struktury daného státu a vyhodnocení reakcí z konzultačních procesů s účastníky trhu týkajících se inovativních kroků. Výsledkem je souhrnný přehled a popis segmentů a jednotlivých účastníků trhu, se kterými uvedené změny tarifních struktur v zahraničí pracovaly a porovnání jednotlivých zahraničních přístupů u těchto segmentů či účastníků trhu navzájem. V případě, že není identifikován významný rozsah provedených či

připravovaných inovativních změn tarifních struktur v zahraničních státech, studie uvádí důvody a vysvětlení postoje těchto států. Součástí výstupu je i detailnější analýza přístupu k dílčím složkám ceny síťových služeb u států, kde byl identifikován inovativní přístup k tarifní struktuře v elektroenergetice.

3 Cíle studie tarifních struktur

Cílem studie je získání přehledu o provádění inovačních kroků při úpravách tarifních struktur v zahraničí, které byly realizovány od roku 2019 do současnosti, nebo které jsou v současné době připravovány a jsou v pokročilém stádiu. Jedná se o inovační kroky tarifních struktur se zaměřením na zohlednění nových trendů a technologií v návaznosti na nejnovější definice a cíle evropské legislativy. Identifikované inovační kroky tarifních struktur v zahraničí nejsou vždy dokončené a ve stávající době finalizovány. Součástí studie je mapování fází změn tarifních struktur s rozbohem míry použitelných informací pro uplatnění na energetickém trhu v ČR.

Síťové distribuční tarify jsou důležité pro energetickou transformaci. Tarify by měly podněcovat k účinnému využívání sítě a umožnit všem účastníkům trhu nenarušený přístup na trh. Tarify by měly motivovat k efektivnímu využívání sítě poskytováním **cenových signálů, které odrážejí skutečné náklady na distribuční služby**. To umožní každému uživateli sítě jednat a investovat na základě minimalizace soukromých nákladů, což je rovněž přínosem pro síť. Tyto nižší náklady jsou přínosem pro spotřebitele. Uživatelé sítě mají v každém okamžiku na výběr, zda budou využívat síť a platit odpovídající náklady, nebo přizpůsobit své chování. Síťový cenový signál by měl koexistovat se signálem komoditního trhu s energií, který bude následovat změny v poptávce a nabídce. Síťový tarif, který spolu s dalšími regulovanými položkami tvoří významnou část účtu koncového zákazníka (v ČR pro maloobdob zhruba polovinu), doplňuje tržní cenu energie. Oba ekonomické signály jsou potřebné k podpoře energetického přechodu s co nejnižšími náklady. Bez správných síťových cenových signálů by iniciativy jednotlivých uživatelů nebo jejich poskytovatelů služeb, reagující na různé pobídky a cenové signály, mohly vést k neefektivnímu využívání sítě a vyšším nákladům pro všechny účastníky.

4 Legislativní ohraničení rozsahu srovnávaných zemí

Legislativním ohraničením studie je získání přehledu o provádění **inovačních kroků při úpravách tarifních struktur v zahraničí, které byly realizovány od roku 2019 do současnosti, nebo které jsou v současné době připravovány a jsou v pokročilém stádiu**. Jedná se zejména o studie tarifních struktur se zaměřením na zohlednění nových trendů a technologií v návaznosti na nejnovější definice a cíle evropské legislativy dle Směrnice EP a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5.června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (dále jen Směrnice 2019/944), Nařízení EP a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen Nařízení 2019/943), připravovaný Kodex k flexibilitě a návrh Evropské komise Fit for 55. Analýza mapuje situaci v EU27 jako celku a v jednotlivých členských státech unie, navíc byla zařazena UK a Norsko.

Všechny modely tarifních struktur zaváděné na území členských států EU musí vycházet z mantinelů nastavených evropskou legislativou, kterou představují především shora uvedená Směrnice 2019/944 a Nařízení 2019/943 jako závazné a aktuální prameny práva. K jejich účinnosti je nutno doplnit, že zatímco Nařízení 2019/943, jako přímo vnitrostátně závazný předpis, je účinné od 1.1. 2020, lhůta pro převzetí Směrnice 2019/944 do českého právního řádu uplynula ke dni 5. června 2021. ČR dosud tuto transpozici směrnice neprovedla, avšak bude tak muset učinit, a proto s požadavky Směrnice 2019/944 v dalším textu pracujeme jako se závaznými.

Oba dokumenty v souhrnu vymezují (a) institucionální rámec pro implementaci tarifních struktur v členských státech a (b) obsahové požadavky na zaváděné tarifní struktury. Považujeme za nutné je na tomto místě stručně shrnout jako východisko dalších úvah.

Pokud jde o institucionální zajištění tvorby tarifních struktur v členských státech, podstatný je čl. 59 Směrnice 2019/944, který svěřuje tuto klíčovou úlohu regulačnímu orgánu, kterým je v ČR Energetický regulační úřad. Členské státy mají na základě tohoto ustanovení tři možnosti, jak k roli regulačního orgánu přistoupit:

- přímo stanovuje nebo schvaluje konkrétní sazby za distribuci a přenos
- stanovuje nebo schvaluje pouze metodiky, podle nichž se pak stanovují konkrétní sazby, například na úrovni provozovatelů soustav,
- stanovuje jak metodiky, tak konkrétní sazby.

Podle platné právní úpravy stanovuje Energetický regulační úřad konkrétní „metodiku“ i sazby na základě energetického zákona a vyhlášky č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu, svým cenovým rozhodnutím. Tento přístup plně odpovídá požadavkům směrnice. Je aplikovatelný i na řešení spočívající v pouhém zavedení zvláštních tarifů (pevných sazeb) specificky pro nové účastníky trhu (energetická společenství, provozovatel akumulčního zařízení), avšak nebude vyhovující pro aplikaci dynamických prvků tarifní struktury, jakým je změna sazeb v čase a v závislosti na zatížení sítě. V takovém případě bude zřejmě nutné přistoupit k řešení, kdy **Energetický regulační úřad stanovuje pouze postup určení výše sazby, ale jeho aplikaci na konkrétní časový úsek dodávky, či na konkrétní spotřebu elektřiny v odběrném místě provede jiný subjekt**, například provozovatel soustavy. Konkrétní řešení je k diskusi.

Přehled obsahových požadavků evropské legislativy na tarifní soustavy vyplývá jak ze Směrnice 2019/944, tak zejména z Nařízení 2019/943. Směrnice kromě obecného požadavku na transparentnost kritérií tarifních sazeb obsahuje v čl. 59 odst. 1 písm. z) specifickou povinnost regulátora, která má spočívat v **odstraňování neodůvodněných překážek a omezení týkající se spotřeby elektřiny vyrobené z vlastních zdrojů a v rámci energetických společenství**. Z pokynu ve směrnici není patrné, zda se má tato povinnost regulátora týkat dodávek elektřiny jako komodity nebo i tarifní složky spotřeby elektřiny vyrobené aktivním zákazníkem nebo ve výrobě, která je součástí energetického společenství.

Za zásadní mantinely je tak nutné považovat spíše úpravu v čl. 18, odst. 7 a částečně odst. 8 Nařízení 2019/943. Z těchto ustanovení vyplývá několik podmínek:

- síťové tarify **musí odrážet náklady a zohledňovat využívání distribuční sítě uživateli**,
- síťové tarify **mohou zohledňovat kapacitu** připojení k síti a **mohou být rozlišeny podle spotřeby** nebo profilů výroby uživatelů soustavy,
- síťové tarify **mohou zohlednit časové rozlišení** (změna výše v čase v závislosti na zatížení soustavy), při zachování nákladové efektivity, předvídatelnosti pro konečné zákazníky a transparentnosti. **Předpokladem** pro rozhodnutí členského státu o zavedení dynamických síťových tarifů **je však „zavedení“ inteligentních měřících systémů**.

Uvedená ustanovení Směrnice 2019/944 a Nařízení 2019/943 je možné interpretovat následujícím způsobem:

- bez dalších podmínek mohou členské státy realizovat zvláštní tarify pro aktivní zákazníky a energetická sdružení na jimi vyrobenou a spotřebovanou elektřinu, pokud identifikují, že bez jejich zavedení by se jednalo o neodůvodněnou překážku uplatnění těchto nových účastníků trhu,
- členské státy nemohou nastavení tarifů postavit zcela na paušálním základě, ale tarify musí do významné míry zohledňovat množství spotřebované elektřiny,
- teprve po „zavedení“ inteligentních elektroměrů mohou členské státy zavést časově rozlišené tarify v závislosti na zatížení sítě. Naplnění podmínka zavedení inteligentního měření podle našeho názoru především předpokládá transpozici článku 19 Směrnice 2019/944, který upravuje podmínky rozšíření inteligentních měřících systémů, do české legislativy a vyžaduje tedy změnu právní úpravy.

Evropské právo nijak neřeší zavedení tarifů, jejichž výše se mění v závislosti na místě výroby a spotřeby elektřiny. V souladu s principem subsidiarity evropského práva je zcela v pravomoci členských států takové tarify zavést, pokud jsou dodrženy obecné podmínky Nařízení 2019/943 – tedy musí odrážet náklady, být transparentní a předvídatelné pro konečné zákazníky. Podobně evropské právo nevyklučuje ani kombinaci dynamických a statických tarifů.

Pokud jde o připravovanou evropskou legislativu, která je součástí balíčku Fit for 55, netýká se přímo řešené problematiky, tedy neobsahuje nová nebo upravená pravidla týkající se síťových poplatků v elektroenergetice. Obsahuje především revizi věcných cílů (obnovitelné zdroje, energetické úspory), úpravy EU ETS systému a některé nové mechanismy, jako například carbon border tax.

5 Rámec porovnávaných kritérií tarifních struktur

Přehled prováděných inovačních kroků při úpravách tarifních struktur je zaměřen především na analýzu **využití zkušeností s možnými přístupy k nově definovaným účastníkům trhu s elektřinou** jako jsou aktivní spotřebitelé (prosumers), agregátoři, energetická sdružení a k dalším účastníkům trhu s elektřinou, kteří mohou specifickým způsobem naplňovat cíle evropské legislativy při využívání moderních prvků pro efektivní řízení distribuční soustavy. U

porovnávaných kritérií je zásadní možnost přenositelnosti zkušeností do ČR a specifikování podmínek úpravy legislativně technického charakteru pro přenositelnost zkušeností do prostředí energetiky v ČR.

Nově je vyžadován komplexnější pohled na síťové distribuční tarify:

- Významné změny ve struktuře a objemech elektřiny vyrobené a přepravované sítí s rostoucí decentralizovanou a nestálou výrobou.
- Růst spotřeby elektřiny s novými a někdy flexibilními modely spotřeby.
- Významná další úložiště, včetně baterií a elektrických vozidel.
- Nové trhy a hráči, jako jsou prosumeři, kteří spotřebovávají i vyrábějí, energetická společenství, agregátoři, provozovatelé nabíjecích stanic pro elektromobily, tepelná čerpadla atd.
- Nová konkurenční rozhraní díky řešením mimo síť, propojení sektorů a konkurenci s jinými nosiči energie v dopravě, vytápění a průmyslových procesech.
- Zvýšení flexibility na straně poptávky a schopnosti všech hráčů reagovat na tarify.
- Digitalizace, chytré měřiče a dostupnost mnohem podrobnějších dat zvyšují flexibilitu a interaktivní vztahy mezi sítěmi a jejich zákazníky.

V této souvislosti je potřeba zajistit uplatňování těchto základních principů v čase a návratnost nákladů nejen dnes, ale i v budoucnu. Kromě toho je nutné zaručit, že síťové tarify přispějí k elektrifikaci a nebudou bránit provozu systému, který budou ovlivňovat nové obnovitelné zdroje energie a uhlíkově neutrální technologie.

5.1 Nově definované subjekty energetického trhu

Energetická společenství (ES)

Stávající ES jsou omezeny na sektor elektřiny (ES mohou v zásadě pokrývat jakýkoli energetický sektor), ale mohou pokrývat více činností, jmenovitě výrobu, distribuci a dodávky, spotřebu, agregaci, skladování nebo služby energetické účinnosti, nabíjecí služby pro elektrická vozidla nebo jiné energetické služby). Akcionáři nebo členové ES by se měli nacházet v blízkosti projektů obnovitelné energie, které vlastní a rozvíjí, i když přesné geografické omezení není určeno.

U všech členských států s výjimkou Portugalska a Rakouska státní regulační orgány (National Regulation Authority – NRA) uvedly, že tarifní režim pro energetická společenství dosud nebyl na celostátní úrovni zaveden, přičemž několik státních regulačních orgánů sdělilo, že se pro tento nový typ uživatelů sítě připravují zvýhodněné tarify na základě výsledků demonstračních projektů (NRA z bruselského regionu Belgie a NRO z Nizozemska).

Tabulka 1 shrnuje poznatky z podpory ES v jednotlivých státech podle [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](#).

Průkopníkem ve speciálních úpravách tarifů s cílem povzbudit ES je **Portugalsko**, kde byl legislativní rámec zaveden již v 2019 (zákon 162/2019). Od roku 2020 byl zaveden speciální tarifní režim pro vlastní spotřebu ES. Podmínkou je AMM. Úleva spočívá v tom, že do tarifu za distribuci se nezapočítává tarif za přenos z vyšších napěťových hladin. Podmínkou je prokázání, že nedochází kvůli ES k reverzním tokům z NN do VN. Osvobození od plateb za přenos z vyšších napěťových hladin se týká pouze energie z vlastní výroby. Zbytek dodávky podléhá normálnímu tarifu včetně nákladům za přenos z vyššího napětí.

Připravují se tarify pro případy, kdy výroba a spotřeba jsou na rozdílných napěťových hladinách.

Rakousko je v současnosti v podpoře ES jak v legislativní, tak i v tarifní oblasti zřejmě nejdále v Evropě. Rakouský parlament přijal v 7.7.2021 zákon na podporu obnovitelných zdrojů, zeleného vodíku či čisté mobility, který má za cíl dostat Rakousko do 10 let na 100% obnovitelnou elektroenergetiku. Zákon o obnovitelných zdrojích je ve skutečnosti komplexní novelou deseti různých energetických norem.

Nové podmínky umožní sdílet elektřinu mezi občany, kteří vytvoří energetické společenství. Navíc k předávání elektřiny budou moci využívat veřejné distribuční sítě za snížený poplatek, tzv. místní tarif a takto sdílená elektřina bude také osvobozena od daně z elektřiny. Podrobnosti ke zvýhodněným tarifům jsou detailněji popsány v přílohové části věnované Rakousku.

Francie: Již v r.2018 byla zavedena možnost levnějších tarifů pro teritoriálně vymezená ES na stejné napěťové hladině, pod stejným transformátorem VN/NN. Tarif je dynamický s cílem, pokud možno synchronizovat spotřebu s vlastní výrobou.

Ve stadiu příprav a ověřování jsou Itálie (návrh předpokládá omezit platbu za přenos, podobně jako v Portugalsku), Nizozemí, Finsko, Belgie (oblast Brusel).

Tabulka 1 - Přehled tarifního režimu distribuce platného pro energetické komunity

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ACER/~/media/ACER/~/media/2021/04/20210401-Report-on-D-Tariff-Methodologies.pdf)

Člen Stát	Popis - Energetická společenství
Belgie (Brusel)	Některé inovativní projekty byly zahájeny v roce 2020. Různé možnosti uplatnění distribučních tarifů zvažovali jak PDS, tak vlastníci projektů ve spolupráci s ÚJD. Projekty mají omezený rozsah a časový rámec, na jehož konci budou vydána doporučení k tarifnímu tématu. Současný právní a regulační rámec umožňuje režim výjimek pro energetické komunity a v krátké době se neplánují žádné globální změny těchto rámců.
Finsko	Energetická společenství dosud nebyla implementována do národní legislativy, takže NRA nemá v této věci zatím žádné zkušenosti. NRA udělil 4 povolení k uzavřené síti a provozovatelé distribučních soustav stanovili tarify. Provozovatelé distribučních soustav stanovují tarify nezávisle, ale vnitrostátní regulační orgán sleduje, zda jsou tarify přiměřené, a stanoví strop příjmů.
Francie	K dnešnímu dni neexistuje žádný konkrétní tarif pro „energetická společenství“ jako takový. V roce 2018 však byl zaveden jeden volitelný tarif pro účastníky tzv. „kolektivních provozů vlastní spotřeby“, kdy spotřebitelé a výrobci NN sdílejí vyrobenou elektřinu v daném perimetru. Lokální odběry jsou podle tohoto tarifu levnější, aby reflektovaly skutečnost, že zatěžují pouze místní infrastrukturu NN sítě. Tento tarif motivuje účastníky těchto operací, aby synchronizovali svou spotřebu s dobou výroby výrobců účastnících se stejné operace. Aby bylo zajištěno, že zisky sítě jsou skutečně prováděny s takovými operacemi, je tato možnost tarifu dostupná pouze pro operace, které probíhají za stejným transformátorem vn/nn.
Itálie	V současné době probíhá konzultace (dokument ARERA 112/2020): návrh neuplatňuje energetické složky síťových tarifů. Avšak vzhledem k tomu, že složka založená na energii je určena pouze pro přenosové náklady, nebyl by žádný rozdíl u tarifu D (který je z velké části založen na výkonu a v malé míře je pevný).
Holandsko	S energetickými komunitami se zachází stejným způsobem jako s jakýmkoli jiným uživatelem sítě, pokud jde o alokaci nákladů a strukturu tarifů. Do konce roku 2019 však existovalo nařízení o výjimkách („Experimentenregeling“), které umožňovalo „experimentům“ v energetickém sektoru žádat o výjimky ze zákona o elektřině a plynu. Jedním z cílů tohoto nařízení – které bylo zaměřeno na energetický sektor jako celek a ne výhradně na distribuční společnosti – bylo usnadnit učení s ohledem na nové technologie, nové role a různé tarifní struktury. Toto nařízení bylo považováno za docela úspěšné, ale jeho platnost vypršela do konce roku 2019 a jeho následná úprava byla připravena, ale kvůli právním problémům se zastavila. V rámci tohoto nařízení o výjimce byla při žádosti o výjimku úspěšná celá řada iniciativ zahrnujících energetické komunity spolupracující s PDS. To jim umožnilo experimentovat například s různými tarifními strukturami (časově a místně rozlišené).
Portugalsko	Pro rok 2020 byl schválen první provizorní tarifní režim pro vlastní spotřebu, který se týká pouze situací, kdy je zaveden inteligentní měřicí systém a odběrná a výrobní jednotka pro sdílení energie ve veřejné síti jsou připojeny ke stejné napěťové hladině. Například v rámci energetické komunity energie je vtačena na NN a spotřebována na NN, pokud jde o energii sdílenou veřejnou sítí jako vlastní spotřebu, bude muset odběrná jednotka platit pouze distribuční tarif vztažený k síti NN, ale bude osvobozena od placení sítě VN a VN (oproti běžnému spotřebiči připojenému k síti NN). Dodavatel dodává zbývající spotřebu a platí běžná distribuční tarifní struktura s kaskádovým efektem nákladů z VN na NN. V průběhu druhé poloviny roku 2020 NRO schválilo tarifní režim s ohledem na všechny možné konfigurace pro vlastní spotřebu (tj. výrobní a spotřební jednotky připojené k různým napěťovým úrovním), který bude aplikován od roku 2021. Konzultační proces proběhl mezi 19. listopadem 2020 a 7. lednem 2021. Rovněž neuplatňování některých distribučních sazeb souvisejících s vyššími napěťovými hladinami je podmíněno nedodržením zpětných toků výkonu (z nižších na vyšší napěťové hladiny).

Poznámka: Zahrnuje pouze členské státy, které poskytují konkrétní informace o energetických společenstvích.

Aktivní spotřebitelé (Prosumers)

Díky nové energetické politice a speciálním podpůrným schématům připadá na soukromé domácnosti podstatný podíl nových fotovoltaických instalací. Atraktivnější se stává zejména částečné vlastní zásobování FVE. Podíl domácností na vlastní výrobě se může dále zvýšit příchodem integrovaných systémů PV a baterií.

V tomto ohledu se objevil termín nových účastníků trhu – prosumers, který popisuje činnost domácnosti, která vyrábí vlastní FV elektřinu, obohacenou o bateriové skladování, a přitom je stále připojena k síti.

Struktura návrhu energetických tarifů ovlivňuje rozhodnutí domácností investovat do fotovoltaických a bateriových úložných systémů i do velikosti jejich kapacit a vlastního využití. Důležité jsou také dopady na energetický sektor, pokud jde o kapacity obnovitelné energie, špičkové dodávky FV a příspěvek domácností k nákladům na infrastrukturu elektrické sítě.

Nižší výkupní ceny elektřiny snižují zájem o investice do FVE, vliv na kapacitu baterií a vlastní výrobu jsou však méně výrazné. Vyšší část stálých plateb a nižší variabilní komponenty v tarifech vedou k nižším optimálním kapacitám baterií a vlastní výrobě. Domácnosti ale v tomto případě přispívají více na náklady provozu distribučních sítí.

Rezidenčního prosumera definujeme jako domácnost připojenou k síti s FVE a případnou baterií. Domácnost vyrábí elektřinu, ze které část spotřebuje a část dodává do sítě. Taková domácnost může odebírat elektřinu ze sítě, tedy z trhu, kdykoli je zapotřebí. K dispozici jsou dvě standardní metriky, které popisují závislost prosumers domácností o poskytování energie z rozvodné sítě:

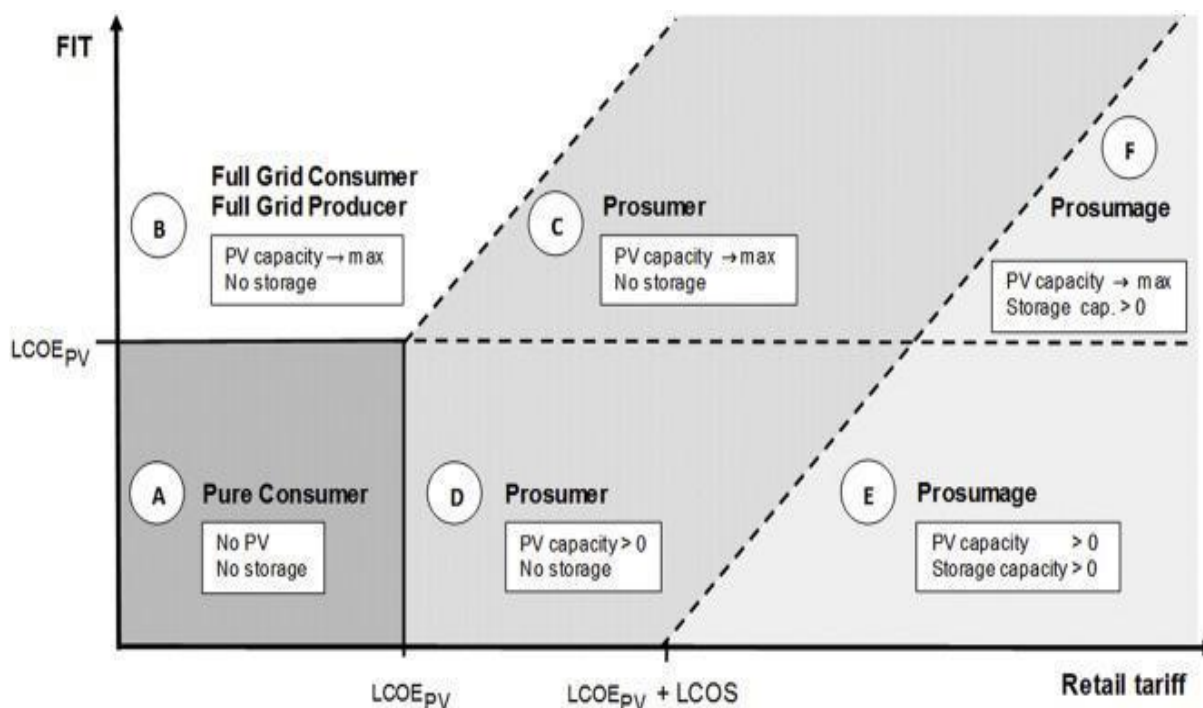
- Míra vlastní spotřeby
- Míra soběstačnosti

Míra vlastní spotřeby je ta část elektřiny vyrobené na místě, která je buď přímo spotřebována, nebo uložena v baterii pro budoucí vlastní spotřebu. Čím nižší je míra vlastní spotřeby, tím vyšší jsou objemy dodávání energie do sítě. Pro racionální domácnost jsou ekonomické pobídky pro prosumers do značné míry řízeny investičními náklady na FVE a skladovací systémy, jakož i distribučními tarify a výkupními cenami.

V zásadě platí, že pokud tarifkace pro maloobběr dosahuje vysokých hodnot, vlastní spotřeba FVE elektřiny se stává ekonomickou. Tento předpoklad nutně neznamená ekonomickou životaschopnost prosumers, protože poptávka v oblasti malooběru a nabídka FVE se mohou časově shodovat jen částečně. Úspory z nahrazování spotřeby ze sítě vlastní spotřebou musí překompenzovat nutné investice do baterie.

Následný diagram používaný v Německu vyjadřuje vztah pobídek pro investice do rezidenčních fotovoltaických a bateriových systémů. Oblast A vlevo dole se týká situace, kdy náklady (Levelized Cost Of Electricity – LCOE) decentralizovaného FVE zařízení jsou vyšší než maloobchodní ceny (v grafu Retail tariff), tak výkupní ceny do sítě (v grafu Feed In Tariffs –

FIT). Domácnosti tedy nemají žádnou finanční pobídku, aby investovaly do vlastních fotovoltaických nebo bateriových systémů.



Obrázek 1 - Ilustrace pobídek pro investice do rezidenčních fotovoltaických a bateriových systémů jako funkce výkupních cen (FIT), maloobchodních tarifů a LCOE lokální tarif pro fotovoltaiku.

Zdroj: [Energy Policy, Volume 152, květen 2021, 112168](#)

Čára 45 stupňů začínající v pravém horním rohu oblasti A označuje body, kde se výkupní ceny z FVE (FIT) a maloobchodní ceny rovnají. V levé horní oblasti B převyšují výkupní ceny (FIT) levelizované náklady na FVE a výkupní ceny jsou také vyšší než maloobchodní tarif (což je spíše hypotetický předpoklad, v praxi tato situace nenastává). Domácnosti mají motivaci dodávat veškerou vyrobenou elektřinu do sítě a uspokojovat svou poptávku spotřebou ze sítě. To znamená, že jsou plnohodnotnými výrobci a spotřebiteli ze sítě. Fotovoltaický systém může generovat kladné výnosy, domácnosti jsou motivovány k tomu, aby investovaly do co největšího fotovoltaického systému. Přesto neexistuje žádná pobídka k instalaci bateriových úložišť, protože je atraktivnější generovat příjmy z výkupních cen než se vyhýbat spotřebě ze sítě.

Když maloobchodní tarif překročí náklady na fotovoltaiku i výkupní ceny, stane se vlastní spotřeba atraktivní (oblasti C a D pro spotřebitele). Nejprve zvažme oblast C. Výkupní ceny z FVE překračují úroveň nákladů na FVE a vytváří pobídku k instalaci maximální FVE kapacity. Maloobchodní tarif je zároveň vyšší než výkupní ceny z FVE, což znamená, že je atraktivní nahradit co největší spotřebu sítě výrobou na místě. V oblasti D nejsou výkupní ceny dostatečně vysoké, aby přinášely zisk z FVE. V této situaci již domácnosti nemají motivaci instalovat maximální možnou FVE kapacitu.

V obou oblastech E a F je instalace PVE spolu s bateriovým úložištěm výhodnější než samostatný FVE systém. Aby tomu tak bylo, musí být maloobchodní tarif vyšší nejen vzhledem k nákladům na

fotovoltaiku, ale také vzhledem k výkupním cenám. Vzhledem k tomu, že baterie se používá k vyrovnání spotřeby sítě vlastní generovanou energií z FVE, která by se jinak dodávala do sítě, musí rozdíl mezi dvěma tarify pokrýt náklady na skladování (Levelized Cost Of Storage – LCOS). Čím vyšší jsou náklady na skladování, tím jsou další oblasti E a F jsou posunuty doprava. Pokud jsou výkupní ceny vyšší než náklady na FVE, v oblasti F, domácnosti nasadí maximální FVE kapacitu s cílem krýt nejen vlastní spotřebu, ale i maximalizovat prodej přebytků. V oblasti E jsou domácnosti motivovány k maximalizaci pokrytí vlastní spotřeby pomocí PVE plus baterie, nikoliv už ale k maximalizaci prodeje do sítě.

5.2 Trh s flexibilitou s vazbou na agregátory

Flexibilita se stala tak důležitou, že Evropská komise podnikla kroky k regulaci, prostřednictvím článku 32 směrnice 2019/944, tržních přístupů pro PDS s cílem zajistit flexibilitu. Studie Accenture a Delta-EE analyzovaly tržně založené přístupy pro zajišťování flexibility, které používají DSO v Evropské unii a Spojeném království, a analyzovali 173 DSO s více než 100 000 klienty v Evropě.

Klíčová zjištění analýzy flexibility pro nejpokročilejší případy použití flexibility:

Pět hloubkově analyzovaných zemí lze rozdělit do dvou skupin:

- První klastr se skládá z francouzských a britských provozovatelů distribučních soustav, kteří mají podobný přístup k využití flexibility – flexibilita je většinou vyhledávána proaktivně, aby bylo možné řešit specifické potřeby provozovatelů distribučních soustav.
- Druhý klastr tvoří PDS, jejichž cílem je řešit přetížení sítě PDS způsobené nedostatkem přenosové kapacity na předřazené přenosové soustavě.

Zdroj: [Accenture - An overview of local European flexibility markets \(executive summary 10/2021\)](#)

Obrázek 2 - Přehled případů využití flexibility v praxi PDS

	Country	DSO Name	System operator leading the approach	Voltage level of the flexibilities	Main driver for flexibility
Cluster 1		Enedis	DSO	MV, LV	DSO needs (planification & operation)
		Scottish & Southern Electricity Network	DSO	LV, MV, HV	
		SP Energy Networks	DSO	LV, MV, HV	
		UKPN	DSO	LV, MV, HV	
		WPD	DSO	LV, MV, HV	
Cluster 2		Stromnetz Berlin GmbH	TSO – DSO collaboration	MV & HV	HV congestion
		Schleswig-Holstein Netz AG	Consortium (DSO led)	MV	
		EWE NETZ GmbH	TSO-DSO collaboration	MV & HV	
		Stedin	Multi SO consortium	MV & HV	
		Enexis Groep	Multi SO consortium	MV & HV	
		Alliander N.V.	Multi SO consortium	MV & HV	
		Vattenfall Eldistribution AB	Multi SO consortium	MV & LV	
		Ellevio AB (publ)	Multi SO consortium	MV & LV	
		E.ON Energidistribution AB	Multi SO consortium	MV & LV	

Ve Spojeném království a ve Francii prosazují provozovatelé distribučních soustav plánovanou integraci flexibility do síťového provozu, aby vyřešili specifické potřeby provozovatelů distribučních soustav. PDS proaktivně hledají flexibilitu při řešení konkrétních problémů.

Flexibilita se nakupuje pomocí dlouhodobých výběrových řízení a tento přístup se často připravuje roky: francouzští provozovatelé distribučních soustav začali plánovat svůj přístup v roce 2016 a Spojené království brzy poté v roce 2018.

Provozovatelé distribučních soustav v obou zemích systematicky prosazují používání flexibility, kdykoli a kdekoli je to na středním napětí ekonomicky optimální. V současné době probíhají pilotní projekty na nízkém napětí ve Francii, zatímco Spojené království zahájilo výběrové řízení na kapacitu pro tyto úrovně napětí.

I když se přístupy ve fázi zavádění liší, s různými procesy oceňování, případy použití pro flexibilitu jsou velmi podobné a zahrnují jak plánování sítě, tak provoz sítě. Nizozemsko, Švédsko a Německo zavádějí flexibilitu v reakci na přetížení sítí vysokého napětí (HV), které často kaskádovitě přechází do sítí s nižším napětím.

Případy použití lokální flexibility vycházející z různých typů zjištěných přetížení u PDS:

- Odklad investice
- Trvale vestavěné řešení
- Přetížení z odběru
- Přetížení z dodávky (vysoká produkce OZE)
- Řízení výpadků

Odklad investice slouží k odložení investice ve fázi plánování na ideální datum investice. V tomto případě flexibilita soutěží s jinými ekonomickými alternativami v procesu plánování sítě PDS. Hodnocení využití flexibility se opírá o ekonomické faktory. Jako příklad integrovaného řešení v procesu plánování a spolupráce TSO-DSO lze uvést např. Enedis.

Požadavek na řízení přetížení je hnacím motorem pro nasazení místní flexibility v oblastech, kde významný růst spotřeby ohrožuje síť. Byly identifikovány dva dílčí případy:

- Vzorce zatížení zaznamenávají nárůst poptávky, tažený faktory, jako je vyšší elektrifikace, růst měst a rostoucí zavádění elektromobilů rychleji, než se očekávalo. To vytváří mezeru mezi plánovaným (a někdy již financovaným) posílením a skutečným výskytem kongescí.
- Rizika přetížení z vyšší poptávky lze také identifikovat ve fázi plánování. Pokud však ekonomické ocenění ukáže, že zesílení nejsou ekonomicky rentabilní, nebo že optimální termín dokončení prací je pozdější, lze výhodně využít flexibilitu.

Přetížení z dodávky nastává, když zvýšení množství připojené obnovitelné kapacity znamená, že přebytečný výkon nemůže být využit, což vytváří riziko přetížení sítě. Obvykle to znamená, že obnovitelné kapacity „ochotných“ se připojit k síti maximalizovala kapacitu sítě nebo že obnovitelná kapacita, která je již připojena, dodává více energie, než může síť pojmout. Síť nemůže převzít dodatečnou výrobu, což vede k přetížení sítě řízené PDS.

Řízení výpadků je další využití flexibility zaměřené na síťové operace, jako jsou:

- Plánovaná práce, kde lze využít flexibilitu k omezení rozsahu a trvání výpadku a/nebo prodloužení období pro naplánování práce bez vyvolání dočasných výpadků
- Neplánované incidenty, kdy lze využít flexibilní kapacitu k levnějšímu a rychlejšímu zásobování sítě.

Ve Francii a Spojeném království pokrývají PDS většinu případů užití, zatímco zbytek analyzovaných PDS pokrývá pouze jeden nebo dva případy užití.

Zdroj: [Accenture - An overview of local European flexibility markets \(executive summary 10/2021\)](#)

Obrázek 3 - Případy použití identifikované pro vybrané PDS

Grid planning		Grid operation		
Investment deferral	Permanent embedded solution	Demand congestion	HV injection congestion	Outage management
Enedis UKPN, SSEN, WPD, SPEN	Enedis	Enedis Vattenfall, Ellevio, E-On UKPN, SSEN, WPD, SPEN	Stedin, Enexis, Alliander Vattenfall Stromnetz Berlin, EWE, S.H Netz	Enedis UKPN, SSEN, WPD, SPEN

Procesy oceňování porovnávací náklady na flexibilitu se stávajícími dostupnými řešeními

Jak je uvedeno ve směrnici EU 2019/944, flexibilita má být využita, pokud je považována za ekonomicky životaschopnou alternativu k běžným alternativám. Tato alternativní řešení jsou popsána níže, seskupená podle případů použití.

Zdroj: [Accenture - An overview of local European flexibility markets \(executive summary 10/2021\)](#)

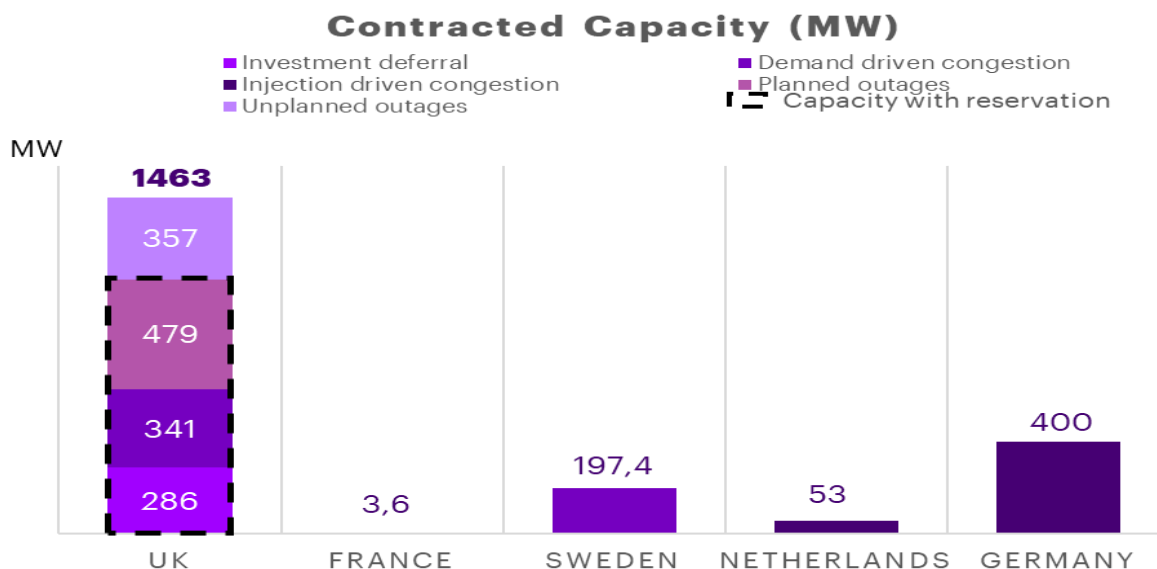
Obrázek 4 - Oceňování flexibility vzhledem k alternativním řešením

	Grid planning		Grid operations		
	Investment deferral	Permanent embedded solution	Demand congestion	HV injection congestion	Outage management
Alternative solution	Network reinforcements	Network reinforcements	Backup generation or re-supply solution	Curtailment Temporary cabling	Manual network operation or backup generation units

Analyzovaní PDS nasmlouvali v roce 2020 flexibilitu 2 GW s velkými odchylkami v závislosti na zemích a specifických potřebách PDS.

Zdroj: [Accenture - An overview of local European flexibility markets \(executive summary 10/2021\)](#)

Obrázek 5 - Nasmlouvaná flexibilita v jednotlivých zemích



Celková kapacita nasmlouvaná provozovateli distribučních soustav je vysoká, zejména ve Spojeném království, kde je nasmlouváno více než 1 GW. Skutečně aktivovanou kapacitu analyzování PDS obvykle nezveřejňují.

Nasmlouvaná kapacita se mezi zeměmi liší z několika důvodů:

- Skutečné potřeby a zkušenosti PDS s místní flexibilitou
- Zajištění viditelnosti dostupné flexibility (v ČR tzv. Semafor)
- Vysoká výše rezervačního poplatku k nasmlouvané flexibilitě stanovený některými britskými provozovateli distribučních soustav
- Povaha přetížení: dodávka do soustavy versus poptávka flexibilního výkonu
- Možnost poskládání požadované flexibility mezi různými napěťovými úrovněmi

Ve Spojeném království je několik produktů dostupných s rezervací kapacity:

1. Udržitelnost: zakoupeno s pevnou rezervací kapacity a použito pro odložení investice.
2. Bezpečnost: rezervováno na týden dopředu mezi způsobilými poskytovateli flexibility (vybranými ve fázi výběrového řízení) a použito pro přetížení z vysoké poptávky.
3. Dynamické řízení: zakoupeno s týdenní rezervací a použito pro plánované odstávky.
4. Obnovitelnost: zakoupeno bez rezervace kapacity a použito pro neplánované výpadky.

Vzhledem k tomu, že analyzované trhy s flexibilitou byly vyvinuty teprve nedávno, neexistují žádné jasné trendy ohledně pravidel přístupu na trh a výsledků výběrových řízení. Existují však

některé pozoruhodné závěry: Překážky vstupu jsou pro místní flexibilní trhy nastaveny poměrně nízko, s minimální velikostí nabídek v rozmezí od 0,1 MW do 0,5 MW. Další nálezy jsou tyto:

- Údaje o objemu aktivované kapacity jsou sdíleny jen zřídka.
- Nasmlouvaná kapacita, zejména prostřednictvím smluv o nerezervované kapacitě, je na trzích, jako je Spojené království, vysoká, protože PDS nenese žádné náklady, pokud není aktivována flexibilita.
- Elektromobily a úložiště jsou často uváděny jako užitečné zdroje flexibility na straně poptávky.

A na závěr k této kapitole uvádíme aktuální příklad z praxe UK k testování rozsahu možné flexibility na nízkém napětí.

Zajímavý pilotní projekt s agregací flexibility na úrovni NN spustil od 11.2.2022 britský dodavatel Octopus Energy ve spolupráci s operátorem přenosové soustavy National Grid. Na vzorku cca 100 tis. vybraných britských domácností, podmínkou je samozřejmě AMM, bude po dobu 2 měsíců testováno, nakolik může být snížena spotřeba během 2 hodin špičkového zatížení. Žádosti o snížení spotřeby budou uplatněny celkově 10krát, s upozorněním den předem, v časových oknech 0–2, 9–11, 16 30–18 30 hod., maximálně jednou za den. Pokud odběratel sníží svou spotřebu smluvně stanoveným způsobem, bude mít celý objem odebrané elektřiny v daném časovém okně zdarma. Očekává se, že tímto způsobem může být snížena spotřeba o 150 MWh/2 hod. Nejde tedy zatím o test funkčnosti **dynamického tarifu**, jako spíše o ověření možného rozsahu využití flexibility v domácnostech.

5.3 Moderní technologické prvky pro efektivní řízení DS

Veřejné dobíjení elektromobilů: nastavení síťových tarifů je komplikované. Zásada spravedlivé alokace skutečných nákladů do tarifů naráží vstupní bariéry při rozvoji této služby. Síťové tarify s vysokými kapacitními poplatky mají negativní dopad na provozovatele při nízkém využití nabíječek (náklady na dodávku je nutné rozdělit na malé množství energie), zejména u rychlých vysokokapacitních nabíječek. Speciální ToU tarify zvýhodňují veřejné nabíječky, protože ty se často používají ve špičce. Dalším zvýhodněním může být posílení komoditní, variabilní složky tarifu.

Některé země proto zavedly specifické síťové tarify na podporu veřejných dobíjecích bodů s nižšími poplatky za kapacitu. Itálie má čistě volumetrický tarif bez kapacitní složky. Nové španělské síťové tarify zahrnují přechodné (do roku 2025) ToU tarify pro veřejné nabíjecí stanice pro elektromobily se 75% slevou v kapacitní složce a naopak 300% příplatkem v době špiček. Švédsko zavádí nový tarif pro veřejné nabíjení s výraznými slevami, pokud je provozovatel dobíjecího bodu flexibilní a nabíječku lze v případě přetížení odpojit.

Flexibilní nabíjení elektromobilů a dalších zátěží v oblasti maloodběru

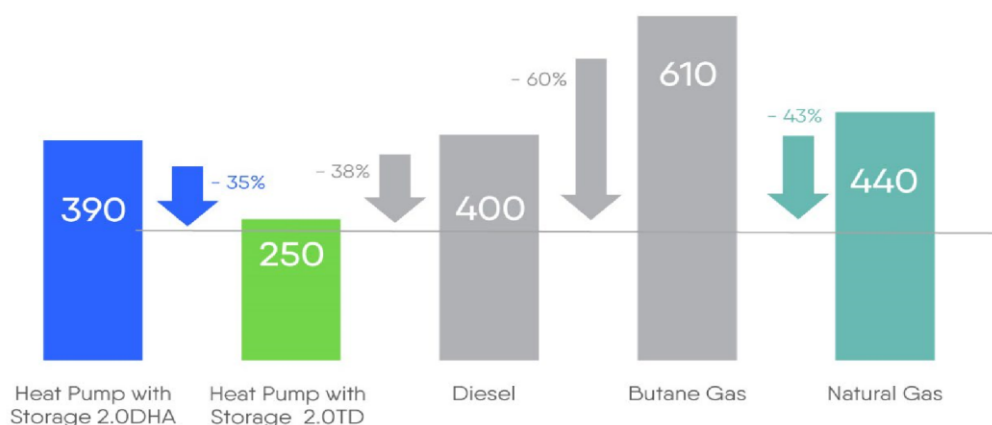
Síťový tarif ToU se velmi dobře přizpůsobí domácímu nabíjení elektromobilu. ToU s různými poplatky za energii v různých obdobích bude účtovat nízkou cenu za kWh v hodinách mimo špičku. Pokud je kapacita nabíječky nižší než nasmlouvaná kapacita domácnosti, bude nabíjení vozidla v noci relativně levné. Síťové tarify ToU s různými kapacitními poplatky jsou efektivním

řešením pro stanovení cen domácího nabíjení elektromobilů, které odráží náklady. V těchto tarifech je poplatek za kapacitu v hodinách mimo špičku nízký, proto je levné nasmlouvat dodatečnou kapacitu pro využití v době mimo špičku.

Podobně pozitivní dopad mají **tarify ToU na tepelná čerpadla**. Například ve Španělsku je tepelné čerpadlo s akumulací se současnými tarify (na obrázku 5.5 níže jako 2.0 DHA) a cenami paliva asi tak drahé jako plynový olej a zemní plyn. Nové španělské ToU (2.0 TD), za předpokladu stejných cen energie) zlevní spotřebu energie tepelného čerpadla o 35% oproti současným síťovým tarifům.

Zdroj: [Eurelectric – The missing piece \(Powering the Energy Transition Through Efficient Network Tariffs\)](#)

Obrázek 6 - Úspora vyplývající z ToU tarifu pro tepelná čerpadla, příklad ze Španělska



Energetický přechod by měl přinést výrazné zvýšení flexibilních zátěží, jako jsou elektromobily a tepelná čerpadla s akumulací. Tyto zátěže mohou odebírat energii v hodinách mimo špičku, kdy síť není ani zdaleka přetížená. ToU s časovou diskriminací v kapacitě umožní zvýšení smluvní kapacity a spotřebovávané energie s nízkými náklady pro uživatele, protože je to možné umístit do sítě s velmi malými dodatečnými investicemi.

Výrobci a G-komponenta

Účtování síťových tarifů výrobcům (injection charge, u nás se vžil název G-komponenta) bylo vždy kontroverzní. Ačkoli jsou výrobci uživateli sítě, energie vyrábí za účelem její spotřeby. Je to stejná energie, jen je dodávána/odebírána v různých spojovacích bodech sítě. Zpoplatnění dodávky by mohlo být chápáno jako snížení poplatku, který musí spotřebitelé platit. To však nejen vytváří deformace na velkoobchodním trhu, ale spotřebitelé za ně nakonec také zaplatí, ale více narušujícím způsobem a plně objemově.

Většina zemí EU včetně ČR neuplatňuje u výrobců/generátorů poplatky za dodávku do sítě. Výjimkou jsou Rakousko, Belgie, Nizozemsko, Slovensko, Estonsko, Litva, Švédsko, Finsko a Portugalsko. Německo uplatňuje negativní poplatek pro OZE, tedy jejich podporu, která bude ale postupně zrušena.

Tuto situace je nutno zvážit s rozvojem distribuované výroby a prosumerů. Hranice mezi generátorem a spotřebičem již není jasná. Například australský regulátor nedávno představil návrh na zavedení nových síťových tarifů, které by zahrnovaly výběr poplatků za dodávku pro vlastní generátory včetně možnosti diferenciací ToU v kombinaci s pobídkami pro PDS ke zvýšení kapacity sítě. Schéma nabízí provozovatelům distribučních soustav flexibilitu při navrhování tarifů přizpůsobených potřebám každé sítě. Toto přehodnocení musí vzít v úvahu, že přístup k rozvodné síti za spravedlivých podmínek je zásadní pro dobře fungující trh, a proto by případné uplatnění síťových tarifů na výrobce, včetně distribuovaných výrobců, mělo být analyzováno opatrně. Síťový tarif odrážející náklady by měl být založen na mezních nákladech. Mezní náklady použitelné na výrobce by mohly být nulové, pokud výrobce poskytuje hodnotu do sítě. Mezní náklady však nepostačují k pokrytí všech nákladů, takže „zbytkové náklady“ může být nutné získat zpět.

Akumulace

Každá země má svá specifika pro zpoplatnění strany dodávky a odběru energie z akumulačního zařízení, což se promítá do různých návrhů sazeb uplatňovaných na skladovací zařízení. Za pozornost stojí podpora samostatné akumulace (tedy ne v budovách jako součást PVE) v Německu ve formě osvobození od distribučních plateb po dobu 20 let. Rovněž ve Švýcarsku a Španělsku je skladování osvobozeno od tarifů sítě, když je akumulační zařízení přímo připojeno k síti, ale ne, když je za měřícím přístrojem, zabudované do zákaznických zařízení. V Itálii se připravuje (původně plán rok 2022) úleva ze síťových tarifů i na skladování za elektroměrem, při odebrání energie, která bude později dodána, tedy včetně skladování zabudovaného do zákaznických zařízení. V Rakousku jako i ve většině ostatních zemí EU se pro nabíjení a vybíjení uplatňují běžné síťové tarify. Přečerpávací elektrárny ale mají speciální tarif za odběr a platí také standardní poplatky za systémové ztráty a systémové služby. Finsko a Slovensko osvobozují skladování od G-komponenty.

Elektrolyzéry

Elektrolyzéry mohou být flexibilní zátěží. V zásadě by měly fungovat, když jsou jak cena energie, tak náklady na používání sítě dostatečně nízké. To ale na druhé straně snižuje load factor zařízení. ToU tarif by pro ně byl výhodný, protože by mohly používat síť v mimošpičkových hodinách. Síťové tarify představují vysoké náklady pro elektrolyzéry připojené k síti, takže existují návrhy podpořit tuto činnost zavedením výjimek při uplatňování síťových tarifů. Výjimky ale porušují zásadu reflektovat v tarifech skutečné náklady sítě. Navzdory omezenému dopadu v krátkodobém horizontu by mohly být z dlouhodobého hlediska neudržitelné: elektrolyzéry budou pravděpodobně v budoucnu představovat velmi významnou zátěž. Pokud nebudou nést svůj spravedlivý podíl na síťových nákladech, dojde k velkým deformacím. Jsou-li však elektrolyzéry relevantní zátěží kvůli vysokému rozšíření obnovitelné elektřiny, efektivní alokace nákladů a jejich flexibilita by vedly k tomu, že by platily nízké síťové tarify (například tím, že by mohly využívat tarify ToU v obdobích mimo špičku), takže potřeba výjimek postupně zmizí.

Možné negativní dopady při úpravě tarifní politiky podporující moderní technologické prvky

Změna tarifkace může sice vést k podpoře výše diskutovaných progresivních směrů v elektroenergetice, nicméně **negativním aspektem může být výrazné zvýšení síťových tarifů pro zbývající běžné odběry**. Celkové náklady sítě je totiž vždy třeba v tarifech zaplatit. Platí to i naopak. Například zvýšení kapacitní části oproti variabilnímu poplatku za energii bude nevýhodné nejen pro samospotřebitele, ale také pro nízké odběry (rekreační domy a chaty), protože poplatek za kapacitu v jejich ročních nákladech v relativním vyjádření převáží, což obecně snižuje i vůli k energetickým úsporám.

Aby se minimalizovaly negativní dopady, měly by být strukturální změny předem dobře propagovány a předcházet jim informační kampaně, aby zákazníci měli kompletní informace při rozhodování o investicích do nových elektrospotřebičů, systémů vytápění a chlazení atd. Kromě velkých změn mohou být vyžadovány pravidelné úpravy síťových tarifů, aby se přizpůsobily vývoji trhu. V souladu s doporučeními by se nemělo jednat o změny metodiky, ale o aktualizaci příslušných složek, jako jsou třeba časové úseky v tarifech ToU, podle toho, jak se vyvíjí chování klientů. V každém případě by se mělo zabránit opakovaným, významným a potenciálně protichůdným změnám, aby nedošlo ke zmatení zákazníků.

Rychlé změny jsou ale přesto někdy potřeba. Jsou-li zavedeny strukturální změny za účelem nápravy předcházejících deformací, lze rychlé a významné zavedení ospravedlnit. Například čistě volumetrický síťový tarif (Rumunsko, Litva, Kypr) může příliš motivovat k vlastní výrobě, což vede k tomu, že velká skupina zákazníků platí méně, než je jejich spravedlivý podíl na síťových tarifech, a přetěžuje zákazníky bez vlastní výroby nadměrným podílem nákladů na síť. To může ospravedlnit rychlou změnu struktury tarifů, možná doprovázenou opatřeními, jako jsou dočasné slevy, s cílem zmírnit dopad na dotčené zákazníky. Nalezení vhodné rychlosti pro změnu je delikátní cvičení zahrnující vnímání klientů, stav trhu a bohužel může se stát i politickou záležitostí.

Zavedení a odstranění zvláštních tarifů nebo úpravy na podporu určitého typu uživatelů, jako je podpora vlastní výroby, výhodné tarify za vytápění, nabíjení elektromobilů, skladování a elektrolyzéry, je citlivé i stupni rozvoje podporované technologie.

Obecně by tyto speciální tarify mohly méně odrážet náklady, a ekonomická náročnost podpory bude přijatelná, pokud jsou aplikovány na malý počet uživatelů začínající technologie. Problém však nastává, když počet uživatelů využívajících tyto zvýhodněné režimy rychle roste a zvláštní zacházení začíná být zátěží pro ostatní uživatele sítě, kteří nakonec ponесou náklady, které zvláštní uživatelé neplatí. V těchto případech je náhlé odstranění zvláštního zacházení lákavé, ale může negativně ovlivnit dříve podporované uživatele sítě a vytvořit regulační nejistotu. Aby se tomu předešlo, při zavádění zvláštních úprav a výhod by měl existovat jasný časový plán jak pro jejich zavádění, tak i pozdější odstranění. Například když pronikání a význam vlastní výroby dosáhne určitých předem stanovených milníků. Zvláštní tarify představují i další problémy. Je obtížné je po zavedení odstranit, i když je to předem dohodnuto, protože jejich provozní náklady (zvláštní účtování) mohou být značné a jejich existence podněcuje lobbování za zvláštní úpravy dalších skupin odběru.

5.4 Využití technických možností technologie AMM

Inteligentní měřiče nabízejí provozovatelům sítí a zákazníkům různé služby a očekává se, že jejich zavedení povede k revoluci v chování zákazníků a související flexibilitě. Tyto měřiče dokážou měřit spotřebu v krátkých časových úsecích a umožňují zákazníkům znát jejich profil spotřeby. Mohou identifikovat maximální výkon kW spotřebovaný zákazníkem v jakémkoli období, vypočítaný jako nejvyšší průměrný výkon použitý v jakémkoli intervalu, například 15 minut. Inteligentní měřiče mohou implementovat smluvní kapacitu (kW), která omezuje maximální spotřebu energie spotřebitelem. Při překročení smluvené kapacity lze dokonce odpojit napájení a znovu připojit, jakmile spotřebitel vypne některé spotřebiče.

Chytré měřiče a maloobchodní elektrické produkty

Podle směrnice 2019/944 dle článku 11 by zákazníci s inteligentními měřiči měli mít přístup ke smlouvám o dynamických cenách elektřiny. Jedná se o smlouvu mezi dodavatelem a konečným zákazníkem, která odráží kolísání cen na spotových trzích, včetně denních a vnitrodenních trhů, v intervalech alespoň rovných frekvenci vypořádání trhu. Tyto dynamické smlouvy již existují ve více zemích EU, extrémním příkladem je Španělsko, kde je výchozí regulovaný tarif pro domácí spotřebitele (známý jako PVPC) přenesením hodinové spotové tržní ceny. Je ale nutné rozlišovat, zda jde pouze o prosté promítání trhu do konečných cen, anebo o navázání na poskytování flexibility. Zatímco **prosté promítání spotových cen je vcelku běžnou záležitostí, poskytování flexibility na úrovni NN je teprve ve stadiu příprav.**

Řada maloobchodních produktů elektřiny využívá informace poskytované inteligentními měřiči a kombinuje je s hodinovými tržními cenami. Někteří obchodníci například pro konečné spotřebitele nabízejí produkty, které uživateli umožňují vybrat si několik hodin, kdy bude elektřina účtována za nulovou cenu (plus síťové náklady a další poplatky). Existují produkty pro optimalizaci nabíjení elektromobilů nebo vytápění a chlazení.

Ve většině případů mají tyto produkty ex-post přístup k odečtu inteligentních měřičů, takže nemohou v reálném čase reagovat na změny cen energie. Směrnice o elektřině (článek 20) vyžaduje, aby spotřebitel měl naměřená data téměř v reálném čase, což umožní nasazení inteligentních termostatů, kotlů a nabíječek elektrických vozidel, které reagují na ceny v reálném čase.

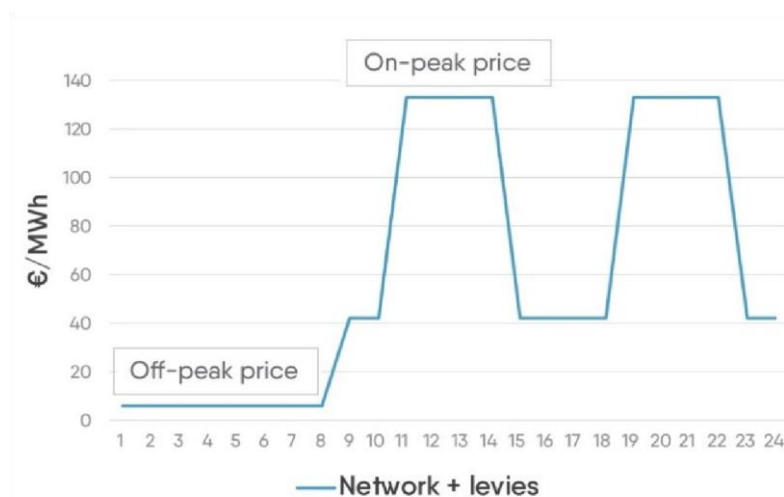
Chytré měřiče a síťové tarify

Z hlediska aplikace síťových tarifů je nejčastějším využitím chytrých měřičů aplikace časově rozlišených síťových tarifů, případně tarifů Time-of-Use (ToU), které účtují různé ceny za používání sítě v různých časových obdobích. Nařízení o elektřině (článek 18) stanoví, že členské státy, které zavedly inteligentní měřiče, zváží časově rozlišené síťové tarify.

Síťové tarify za dobu používání (ToU) jsou obvykle statické; uplatňují různé ceny pro **předem definované** časové intervaly, tj. vyšší ceny „ve špičce“ a nižší ceny „mimo špičku“.

Zdroj: [Eurelectric – The missing piece \(Powering the Energy Transition Through Efficient Network Tariffs\)](#)

Obrázek 7 - Schéma aplikace časově rozlišených síťových tarifů pro domácí spotřebitele s kontraktovanou kapacitou.



Tarify ToU se mohou vztahovat na kapacitní část tarifu, na poplatek za energii nebo obojí. Mohou také zahrnovat možnost nasmlouvat různé kapacity v různých obdobích. Navíc mohou při překročení smluvní kapacity účtovat příplatky (které mohou být také ToU).

ToU tarify aplikované na poplatek za energii jsou často nabízeny zákazníkům nízkého napětí. Obvykle rozlišují denní a noční tarify a pracovní dny a svátky. Tarify ToU s vazbou na variabilní složku jsou dostupné ve většině zemí EU včetně ČR, s výjimkou Bulharska, Německa, Maďarska, Itálie, Norska a Rumunska.

Kapacitní ToU tarify se často používají pro průmyslové zákazníky a některé země je nyní zvažují i pro domácí zákazníky. Tradičně měření při nízkém napětí neumožňovalo ToU v kapacitě nebo dokonce měřit použitou kapacitu. ToU tarify se proto častěji uplatňovaly na energetickou (objemovou) složku. To se s uvedením AMM na trh mění.

5.5 Zavádění dynamických tarifů

V důsledku rozsáhlé integrace obnovitelných energií spolu s elektrifikací využívání energie se evropský trh s energií vyvíjí směrem k decentralizovanějším, méně předvídatelným a flexibilním provozním modelům. Tyto změny vyžadují další úsilí k udržení spolehlivosti a stability sítě. Je tedy potřeba zlepšit energetický management ze strany poptávky. Přestože komerční a průmysloví spotřebitelé jsou zapojeni do programů odezvy na poptávku, střední, malí a rezidenční spotřebitelé nejsou tak aktivními hráči na trhu s energií. Pro domácí spotřebitele je jednou z nejběžnějších metod jejich účasti na řízení poptávky nabídka různých tarifních schémat elektřiny, které si spotřebitelé energie zvolí. V současnosti existují na trzích s elektřinou tato hlavní cenová schémata:

- **Tarify za dobu používání statické (TOU)**
- **Tarify za dobu používání dynamické (dTOU)**

- **Ceny v reálném čase (RTP)**
- **Kritické špičkové ceny (CPP).**

Tarif TOU je nejjednodušší a zatím nejvyužívanější cenové schéma, kde jsou ceny elektřiny stanoveny ve špičce a mimo špičku, zatímco zvláštnost tarifu dTOU spočívá v tom, že úroveň cen elektřiny se pravidelně mění. U tarifů RTP dochází ke změnám cen na hodinové bázi na základě velkoobchodního trhu. Konečně, CPP zahrnuje výrazné zvýšení cen elektřiny během určitých časových období, např. nadměrná poptávka. Spotřebitelé však požadují výklad těchto dynamických tarifů a jejich důsledků z hlediska nákladů na domácí spotřebiče, automatiku řízení zátěže, aby mohli přijímat informovaná rozhodnutí pro optimalizaci vzorců spotřeby. Náklady na napájení konstantních zátěží jako osvětlení, mraznička nebo některých dalších spotřebičů jsou úměrné jejich jmenovitému výkonu a použitému času, zatímco některé speciální systémy, jako je tepelné čerpadlo a klimatizace představují výkon závislý na počasí, který v kombinaci s dynamickými tarify energie vede k nejasnému vztahu nákladů pro netechnické spotřebitele.

Navrhování dynamických tarifů na rezidenční úrovni může být komplikovanější než pro velké spotřebitele nejen kvůli značným požadavkům na infrastrukturu, ale také kvůli politickým a ekonomickým problémům souvisejícím s dodávkami elektřiny jednotlivým občanům a domácnostem. Zavedení dynamických tarifů i pro tuto oblast je však nezbytné, aby efektivně integrovaly více variabilních obnovitelných zdrojů energie a zvládly omezení sítě.

Při volbě dynamických tarifů vycházíme primárně z dvou hlavních kritérií:

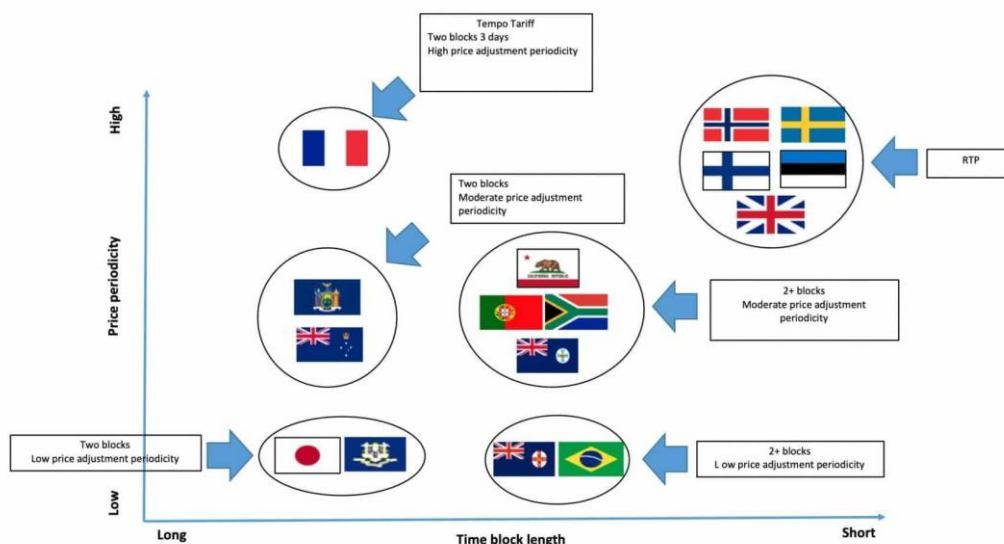
- **Délka časového bloku**
- **Cenová periodicitu**

Délka časového bloku vyjadřuje počet jednotlivých tarifních období, do kterých je den rozdělen, tj. granularitu časových bloků. Například v přístupu k tvorbě cen v reálném čase by mohlo existovat 24 jednohodinových časových bloků (s ohledem na jednohodinovou časovou granularitu na velkoobchodním trhu) a lze je považovat za krátké. V současné praxi se využívají nejčastěji 2 a v některých zemích až 6 časových bloků (Španělsko).

Cenovou periodicitou se rozumí časový interval mezi revizemi tarifu. Při stanovení cen v reálném čase se cena aktualizuje předem pro každou hodinu následujícího dne. Periodicita tarifů je proto vysoká. Naopak, pokud je tarif revidován ročně, dvakrát ročně nebo po dobu regulačního období, lze periodicitu cen považovat za střední až nízkou. Obrázek 8 ilustruje tyto rozdíly v nejpokročilejších maloobchodních tarifech dostupných v různých zkoumaných zemích/státech.

Zdroj: Florencia school of regulation – Implementace dynamických tarifů pro maloobchod s elektřinou

Obrázek 8 - Primární volby designu časově rozlišených tarifů v jednotlivých zemích.



Kromě dvou primárních návrhových voleb o délce časového bloku a cenové periodicitě je třeba učinit dvě implementační volby, které mají přímý dopad na výslednou efektivitu změn tarifního systému.

Odpovědnost regulátora při návrhu dynamického tarifu

Úroveň a způsob regulačního zásahu má silný vliv na návrh časově rozlišených (zde zjednodušeně dynamických) tarifů. Tyto volby zůstávají výhradně na uvážení regulátora a závisí na jeho mandátu. Regulátoři mohou například zasáhnout, aby ochránili zranitelné zákazníky před cenovými riziky nebo aby zajistili ochranu spotřebitelů před odpojením, pokud se dodavatel dostane do úpadku nebo spotřebitel nemá smlouvu s žádným dodavatelem. Některé běžně pozorované regulační zásahy jsou výchozí/standardní tarify, zřízení dodavatele poslední instance, maloobchodní cenové stropy (price cap) a dotace pro energeticky chudé – sociální tarify.

Volby provedené spotřebiteli

O možnostech nabízených spotřebitelům lze nejlépe diskutovat ze dvou hledisek:

- Mohou si spotřebitelé vybrat, zda se rozhodnou pro dynamický tarif
- Kolik možností mají spotřebitelé při výběru dynamických tarifů

V kontextu první perspektivy lze na jedné straně stanovit dynamické sazby povinně pro všechny spotřebitele nebo lze jim poskytnout možnost neúčasti. Na druhou stranu si spotřebitelé mohou vybrat mezi různými dynamickými tarifními nabídkami spolu s tradičním paušálem (opt-

in). Takto provedená konstrukční volba může mít příznivé důsledky, pokud jde o ochotu přijetí nové struktury tarifů spotřebiteli.

Druhý pohled se týká rozmanitosti nabídek, ze kterých si spotřebitelé mohou vybrat. V zemích/státech s vyspělou maloobchodní konkurencí nabízejí různí poskytovatelé služeb své varianty dynamických tarifů pro komoditu. Spotřebitelé si proto v závislosti na svých omezeních a ochotě riskovat mohou vybrat nejvhodnější dynamický tarif pro své potřeby.

Bariéry zavádění dynamických tarifů:

1/ Požadavky na fyzickou a ICT infrastrukturu

První překážkou při implementaci dynamických tarifů může být absence potřebné fyzické a ICT infrastruktury. Nejzákladnější minimální potřebnou infrastrukturou jsou inteligentní měřiče. Na konci sítě jsou vyžadována řešení inteligentních sítí pro monitorování dynamiky sítě, pokud mají být v návrhu dynamických tarifů zohledněna omezení sítě. Potřebná jsou také ICT řešení pro informování spotřebitelů o cenách v reálném čase.

2/ Úroveň vyspělosti trhu s elektřinou

Druhou překážkou při zavádění dynamických tarifů může být nedostatek potřebné úrovně vyspělosti trhu. Například cenový přístup v reálném čase závisí na dynamice cen energie na velkoobchodním trhu s elektřinou. Cena energie na velkoobchodním trhu odráží náklady maloobchodníka na nákup energie. Tento cenový signál se přenáší na spotřebitele. Proto je vyžadována přítomnost velkoobchodního tržního uspořádání, aby bylo možné uplatňovat ceny v reálném čase.

3/ Spotřebitelské chování

Třetí překážkou, kterou je třeba zvážit, je spotřebitelské chování. Aby dynamický tarif dosáhl svých cílů, musí spotřebitelé reagovat na ekonomický signál, který je poskytován. Pokud je například zaveden dynamický tarif ke snížení přetížení v konkrétním čase, spotřebitelé musí reagovat na cenový signál a snížit zatížení během této doby. Spotřebitelé proto musí mít dostatečnou úroveň znalostí a rozumět výhodám plynoucím z používání dynamických tarifů.

5.6 Závěry porovnávaných kritérií

V celé Evropě je tržně orientované podporování flexibility vyvíjeno a prosazováno s lokalizovanými přístupy **řízenými specifickými potřebami země, vyspělostí trhu a DSO**. Přístup k pořizování flexibility se orientuje na tyto otázky:

- Odstranění technických a regulatorních překážek, bránících nabídce a využití flexibility, což vyžaduje silnou koordinaci mezi regulátorem, PDS a subjekty působícími na komoditních trzích
- Definování budoucích návrhů trhu se zaměřením na jednoduché mechanismy na podporu rozvoje flexibility pro místní použití, zajištění přijetí zákazníkem s nižšími provozními náklady

- Vyvinutí rámce pro posuzování flexibility, který zohledňuje různé způsoby přístupu PDS k flexibilitě (povinné či dobrovolné poskytování časově rozlišených tarifů, variabilní smlouvy o připojení a lokální trhy s flexibilitou)
- Podporování různých potřeb přechodné fáze týkající se vývoje platform, procesů a portfolií flexibility pro dlouhodobý prospěch spotřebitelů

6 Přehled změn v tarifních strukturách

6.1 Přehled změn podle segmentů trhu

Segmentace energetického trhu se odlišuje podle potřeb a zvyklostí jednotlivých členských států EU. Některé ze států Unie, jako například naši nejbližší sousedé Německo a Rakousko na napěťové hladině NN nerozdělují segmenty na oblast podnikatelského malooběru a obyvatelstva. Sjednocení oblastí dává dobré a spravedlivější předpoklady pro alokaci vynakládaných nákladů do struktur distribučních tarifů pro všechny kategorie zákazníků na této napěťové úrovni. Sjednocení kategorií na NN zároveň zamezuje vytváření specifických tarifů a podmínek pro tyto sektory energetiky a uplatňování specifického přístupu pro vybrané kategorie zákazníků. Také je nutné vzít na vědomí dlouhodobou tradici v ČR, kde rozdělení kategorií zákazníků umožňuje samostatné sledování vývoje a trendů v jednotlivých oblastech.

Dalšími oblastmi zákaznické segmentace, který se výrazně odlišují od podmínek v ČR je přístup k stanovení struktury distribučních tarifů. Celá řada zemí EU tvoří tarifní distribuční struktury dle jednotlivých technologií, které koneční zákazníci využívají. Vlastní customizace distribučních poplatků se mezi jednotlivými státy odlišují, ale v podstatě je využíván složený tarif a každý zákazník platí skládaným distribučním tarifem pouze za ty části soustav, které skutečně využívá. Tyto struktury jsou složitější než praxe využívaná v ČR, ale z pohledu skladby nákladů za distribuční poplatky jsou tyto složené tarify poměrně přehledné. Vlastní segmenty z tohoto pohledu se pak odvíjejí od skladby složené tarifikace.

Poslední oblastí vstupující do struktur zákaznické segmentace je přístup ke stálým distribučním platbám. Zde záleží na tom, zda stálé platby a z nich vyplývající segmentace vycházejí z **technických, smluvních nebo paušálních položek**. Některé státy EU tyto platby také vzájemně kombinují. Kombinace stálých a variabilních složek pak umožňují upravit segmentaci dle charakteru a potřeb rozvodných sítí. Většina států do nových segmentů distribučních tarifů stále více zahrnují průchodnost a technické využití kapacit cíví. Z tohoto důvodu, se stále více států přechází na vyhodnocení stálých plateb v návaznosti na skutečné hodnoty zatížení odběru. Výjimkou v této oblasti je Holandsko, které využívá na hladině NN pouze stálé platby za výkon a neúčtují zákazníkům žádné poplatky na přepravu.

6.2 Přehled změn podle účastníků trhu

Z pohledu nových účastníků trhu můžeme za poslední období sledovat největší zásahy do tarifních struktur jednotlivých států EU. Vznik tarifních struktur pro nové účastníky trhu vyplývá z nové evropské energetické politiky prosazované příslušnou legislativou, ale i z nových energetických

trendů, které vyplývají z vývoje nových technologií a jejich cenové dostupnosti. Nejvíce nových tarifních změn je v oblasti rozvoje energetických společností. V některých státech jako je Portugalsko a Rakousko jsou tyto tarifní systémy již na pokročilé úrovni, ale ve většině států jsou tyto změny pouze na počátku v pilotních ověřeních. Každý ze států přistupuje k této oblasti individuálně a jinak definuje podmínky pro sdílení energií v jednotlivých lokalitách.

Další oblastí, která je více rozvinuta v tarifních systémech jednotlivých států, je oblast elektromobility. Zatím co domácí a podnikové dobíjení může v široké míře využívat snížené tarifní platby přes ToU ovládání, které je mnohdy speciálně určené pro oblast elektromobility, je oblast veřejného dobíjení stále v počátcích. Velice nízké využití technické kapacity přípojných veřejných dobíjecích stanic vede k návrhu nových nestandardních modelů tarifikace založených na různorodých kritériích.

Poslední z nových významných trendů tarifikace pro nové účastníky trhu je oblast aktivních zákazníků (prosumers). Tito samovýrobci se vyskytují napříč celým spektrem zákaznické segmentace a budou zaujímat stále vyšší zákaznický podíl na měnícím se energetickém trhu. Podpora prosumers, jako rychle rozvíjejícího se nového sektoru účastníků trhu, se odlišuje zejména podmínkami pro dodávku přebytků energií zpět do sítě (případně odpuštění G-komponenty, pokud je zavedena) a zvýhodněnými daňovými podmínkami a přiznanými poplatkovými slevami v jednotlivých státech. Důležité je také vnímat možné zpoplatnění za využívání sítí při uplatňování přebytků, kdy nejsou samospotřebitelé schopni využít vyrobenou energii a jejich dodávka do sítě probíhá v době přebytku energií na energetických trzích.

7 Struktura distribučních tarifů

Z tab. 2 shrnující základní typy distribučních tarifů používaných ve státech EU 27 vyplývá:

- Ve většině členských států existuje více distribučních tarifů za odběr nebo existuje více tarifních složek v rámci jednoho distribučního tarifu, aby se pokryly různé části nákladů na distribuci.
- V jedné třetině členských států (BG, HR, CY, GR, LT, LU, RO, SI) platí uživatel sítě za odběr jednotnou distribuční sazbu, která pokrývá všechny příslušné distribuční náklady. V těchto členských státech neexistuje žádný rozdíl mezi různými složkami tarifu (tj. žádná segmentace tarifu za distribuci) pro různé kategorie nákladů na distribuci.

Detailnější pohled na strukturu distribučních tarifů poskytuje tab. 3. Z tabulky vyplývá, že naprostá většina členských států používá kombinaci poplatků založených na energii buď s výkonovou složkou, nebo s paušální platbou nebo obojí. Ve 3 členských státech se na všechny uživatele vztahují pouze poplatky za energii a v dalších 5 členských státech na některé uživatele. Žádný z členských států neuplatňuje poplatek pouze na základě výkonu nebo pouze paušální částku.

Dále platí, že všem uživatelům sítě jsou v 16 členských státech a regionu Valonsko v Belgii účtovány stejné poplatky, přičemž:

- 3 členské státy (CY, LT, RO) uplatňují pro všechny uživatele sítě poplatek pouze na základě spotřebované energie (energy-based poplatek)
- členských států (HR, CZ, GR, LV, PT, SK, SI, ES) a region Valonsko v Belgii uplatňují kombinaci energy-based a power-based poplatků pro všechny (nebo téměř všechny) uživatele
- 1 členský stát (DK) uplatňuje pro všechny uživatele kombinaci energy-based poplatku s paušální platbou
- 4 členské státy (FR, MT, NL, PL) uplatňují pro všechny uživatele kombinaci poplatků na základě spotřebované energie, výkonu/jističe a paušálních poplatků.

Ve zbývajících 10 členských státech (AT, BG, DE, EE, FI, HU, IE, IT, LU, SE) a v regionech Brusel a Flandry v Belgii se pro různé skupiny uživatelů sítě používá jiný základ, v 1 případě (EE) s tím, že si uživatelé sítě mohou vybrat z předem definovaného seznamu možností základu tarifu, který mají k dispozici, ve 2 případech (FI a SE) se použitý základ také liší v závislosti na PDS.

Vysvětleme si, co se míní konstatací „se pro různé skupiny uživatelů sítě používá jiný základ“ na příkladu Rakouska. Existují různé síťové tarify v závislosti na napětové úrovni sítě, ke které je zákazník připojen. To je důvod, proč v rakouské legislativě o tarifech sítě lze vidět více tabulek s různými tarify pro každou úroveň sítě a federální stát.

Průmysloví a firemní zákazníci (nad 25 MWh/rok) platí částku podle množství spotřebované elektřiny, ale také částku odvozenou od maximální hodnoty přeneseného výkonu v průběhu roku. Domácnosti a maloodběr mají dvousložkový tarif, kde vedle variabilní platby EUR/MWh se platí paušální poplatek EUR/měsíc.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ACER/~/media/ACER/~/media/Files/2014/04/20140423_D-Tariff_Methodologies.pdf)

Tabulka 2 - Základní typy distribučních tarifů používaných ve státech EU 27

Member State	A single D-tariff which covers all relevant costs	Single D-tariff with at least 2 components reflecting different parts of distribution costs	Multiple D-tariffs covering different parts of distribution costs
Austria			X
Belgium (all regions)			X
Bulgaria	X		
Croatia	X		
Cyprus	X		
Czech Republic	optional for some users, rarely used	X	
Denmark			X
Estonia	X (optional)		X (optional)
Finland		X	
France			X
Germany		X	
Greece	X		
Hungary		X	
Ireland			X
Italy		X	
Latvia		X	
Lithuania	X		
Luxembourg ⁶⁵		X	
Malta	<i>N/A no separate distribution tariff from the payment for energy</i>		
The Netherlands			X
Poland			X
Portugal			X ⁶⁶
Romania	X		
Slovak Republic	X		
Slovenia	X		
Spain		X	
Sweden		X	
Total	8MS + 1MS (optional)	9MS	8MS + 1MS (optional)

Poznámka: údaje jsou v tabulce jsou prezentovány podle zdroje i s vědomím, že v některých případech nemusí přesně vystihovat skutečnost. Příkladem je Slovensko, kde využívají dvousložkový tarif podobně jako v ČR. V přílohové části podle jednotlivých států je již zachycena aktuální skutečnost.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/electricity/infrastructure/infrastructure_en)

Tabulka 3 - Struktura distribučních tarifů používaných ve státech EU 27

Member State	Energy-based	Energy + lump sum	Power + lump sum	Energy + Power	Energy + Power + lump sum
Austria		X (some LV users)		X (most users)	
Belgium (Brussels)		X (LV users) ⁶⁷		X (HV users) ⁶⁸	
Belgium (Flanders)	X (households) ⁶⁹			X (non-households) ⁷⁰	
Belgium (Wallonia)				X	
Bulgaria	X (some users)			X (some users)	
Croatia				X ⁷¹	
Cyprus	X				
Czech Republic	X (optional for few users)			X (almost all users) ⁷²	
Denmark		X			
Estonia	X (optional for any user)	X (optional for households only)		X (optional for any user)	X (optional for any user)
Finland ⁷³		X (typical for households)			X (typical for non-households)
France					X ⁷⁴
Germany ⁷⁵		X (in exceptional cases for LV users)		X (in case of power metering + for non-LV users)	
Greece				X	
Hungary		X (other users)			X (for larger users) ⁷⁶
Ireland	X (some users)	X (some users)			X (some users)
Italy	X (few users) ⁷⁷		X (most users) ⁷⁸		
Latvia				X	
Lithuania	X				
Luxembourg		X (LV users) ⁷⁹		X (for non-LV users) ⁸⁰	
Malta					X ⁸¹
The Netherlands					X ⁸²
Poland					X
Portugal				X ⁸³	
Romania	X ⁸⁴				
Slovak Republic				X	
Slovenia				X ⁸⁵	
Spain				X	
Sweden ⁸⁶		X (typical for households)			X (typical for LV non-households and HV)
Total	3 MS: for all, 5MS + 1R: for some	1MS: for all, 8MS + 1R: for some	1MS: for some	8MS + 1R: for all, 5MS + 2R: for some	4MS: for all, 5MS: for some

Poznámka: údaje jsou v tabulce jsou prezentovány podle zdroje i s vědomím, že v některých případech nemusí přesně vystihovat skutečnost. Příkladem je Dánsko, kde kapacitní platba na VN je vázána na technické maximum, a tvoří 25% celkové platby. V přílohové části podle jednotlivých států je již zachycena aktuální skutečnost.

7.1 Struktura kapacitních plateb a jejich podíl v distribučních tarifech

Z hlediska připravované reformy distribučních tarifů v ČR je účelný detailnější pohled na strukturu kapacitních plateb v EU. Ze souhrnné tabulky 5 vyplývá, na základě informací poskytnutých pro 13 členských států a region Valonsko v Belgii, že jsou uplatňována kritéria:

- Skutečný maximální příkon (DK, MT, SE a Valonsko v Belgii)
- Skutečný příkon v určeném čase, např. v době špičky systému (HR)
- Smluvní kapacita nebo jmenovitá hodnota jističe (CZ, FR, LV, PL, SK).

Některé státy (GR, NL, PT, ES) uplatňují kombinaci výše uvedených kritérií nebo různých kritérií pro různé uživatele sítě takto:

- V Řecku skutečný příkon ve specifikovanou dobu (např. období špičky systému) na úrovni vysokého napětí a smluvní kapacita nebo jmenovitá hodnota jističe na úrovni nízkého napětí
- V Nizozemsku se uplatňuje jak smluvní kapacita, tak skutečný maximální příkon během týdne nebo měsíce
- V Portugalsku je kritériem smluvní kapacita a špičkový příkon, s výjimkou některých spotřebitelů připojených na úrovni NN, kde se špičkový příkon neuplatňuje
- Ve Španělsku je pro každé ze 6 různých časových pásem diferencovaně sjednána smluvní kapacita. Navíc se uplatňuje penalizace za překročení smluvní hodnoty.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://www.eurlex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX:52015DC0200)

Tabulka 5 - Struktura kapacitních plateb (power-based) v distribučních tarifech

Member State	Actual maximum power	Actual power at specified time (e.g. system peak periods)	Contracted or rated power	Other
Belgium (Wallonia)	X			
Croatia		X		
Czech Republic			X	
Denmark	X			
France			X	
Greece		X (MV)	X (LV)	
Latvia			X	
Malta	X			
The Netherlands				X ⁸⁷
Poland			X	
Portugal				X ⁸⁸
Slovak Republic			X	
Spain				X ⁸⁹
Sweden	X			
Total	4MS	1MS + 1MS (for MV only)	5MS + 1MS (for LV only)	3MS

Note: includes only those Member States for which this information has been provided by the NRAs.

7.1.1 Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech

Základní představu o procentuálním poměru variabilní (energy-based) a fixní (power based + lump sum) části v distribučních tarifech EU 27 poskytuje tabulka 6.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ACER/~/media/ACER/~/media/Files/2018/08/20180820-D-Tariff-Methodologies.pdf)

Tabulka 6 - Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech

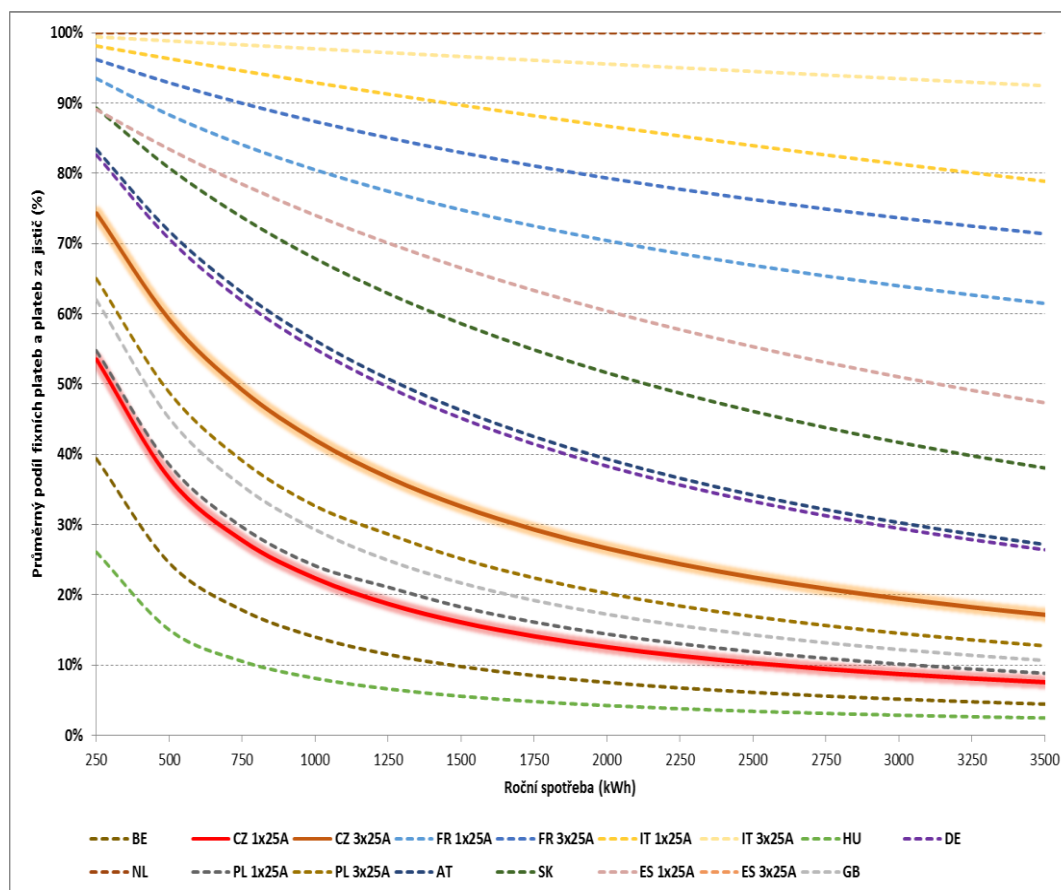
Member State	Energy (%)	Power (%)	Lump-sum (%)	Year
Austria ⁹⁰				2020
Belgium (Brussels) ⁹¹	82	0	18	2020
Belgium (Flanders)	85-90	10-15	<1	2020
Belgium (Wallonia) ⁹²	95	0	5	2020
Bulgaria	75	25	0	2019
Croatia	84.8	15.2	0	2019
Cyprus	100	0	0	2020
Czech Republic ⁹³	51	49	0	2018
Denmark	95	0	5	2019
Estonia	81	Not available	Not available	2018
Finland	Not available	Not available	Not available	
France	70	16	14	2019
Germany ⁹⁴				2020
Greece	82	18	0	2020
Hungary	77	20	3	2019
Ireland	68	9	23	Tariff year (Oct. 2019 – Sept. 2020)
Italy ⁹⁵	0	95	5	2020
Latvia	68	32	0	2020
Lithuania	100	0	0	2020
Luxembourg	59	16	25	2020
Malta	Not available	Not available	Not available	
The Netherlands ⁹⁶				
Poland	71	23	6	
Portugal ⁹⁷	49.4	50.6	0	2020
Romania	100	0	0	2020
Slovak Republic	35	65	0	2020
Slovenia	69.3	30.7	0	2019
Spain	25	75	0	2020
Sweden	Not available	Not available	Not available	

7.1.2 Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech na hladině NN

Podíl fixních plateb v celkových platbách za distribuci je v praxi samozřejmě ovlivněn celkovou roční spotřebou elektřiny a v případě států uplatňujících platbu za jistič také rovněž velikostí jističe. Z tohoto důvodu byl podíl fixních plateb analyzován detailněji ve studii ENA „Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021“ ve formě citlivostní analýzy ceny síťových poplatků (CSP), které vedle distribuce zahrnují i platby za přenos a systémové služby. Výsledek pro hladinu NN, konkrétně závislost podílu fixních plateb v CSP na roční spotřebě elektřiny domácnosti v rozsahu 250–3500 kWh, a to pro dva běžné typy jističů využívaných domácnostmi v ČR, 1x25A a 3x25A, a nejběžnější distribuční sazby (v ČR D02d), ukazuje obrázek níže:

Zdroj: ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021

Obrázek 9 - Citlivostní analýza – závislost podílu fixních plateb v CSP na roční spotřebě elektřiny domácnosti 2021

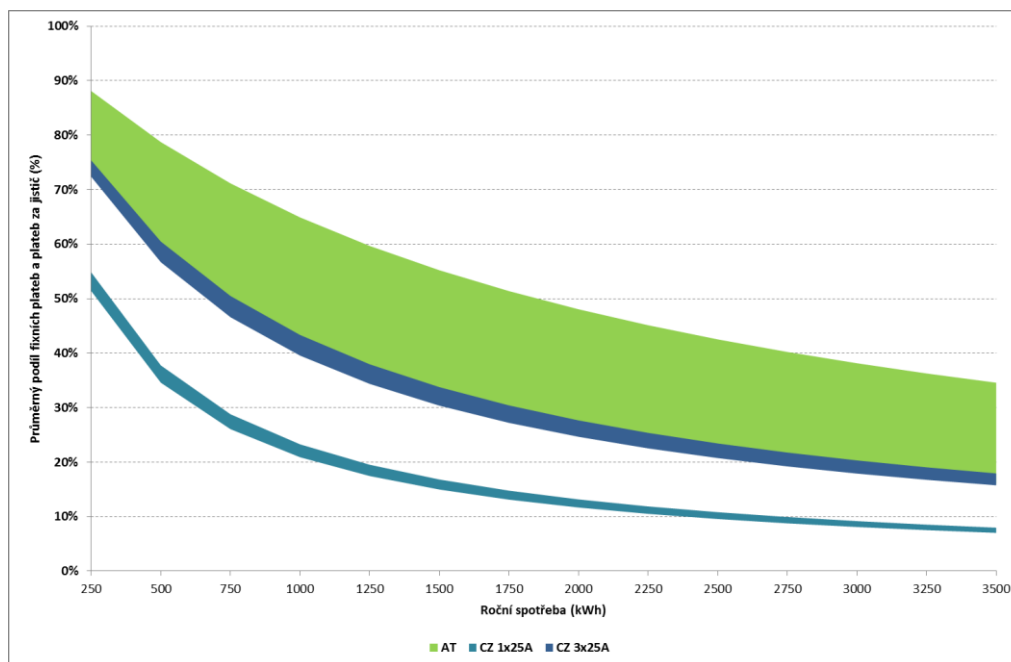


Z výše uvedeného srovnání je zřejmé, že nižší poměr fixních plateb (resp. plateb za jistič) než v ČR může být pozorován v Maďarsku a Belgii. Obdobný poměr fixních/variabilních plateb indikují polské a britské tarifní systémy. **Ve všech ostatních státech je poměr fixních plateb a plateb za jistič vyšší, než je tomu v případě českého tarifního systému.** Nizozemsko je svým 100% podílem fixních plateb extrémem, za službu sítě jsou využívány pouze fixní platby, přičemž roční paušály za platby správcům sítě jsou odstupňovány v závislosti na velikosti jističe.

Následující graf znázorňuje detailnější srovnání podílu fixních plateb ČR oproti Rakousku, a to včetně zjištěného intervalu (různý podíl dle jednotlivých distribučních oblastí):

Zdroj: ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021

Obrázek 10 - Citlivostní analýza – závislost podílu fixních plateb v CSP na roční spotřebě elektřiny domácnosti 2021 – ČR vs. Rakousko

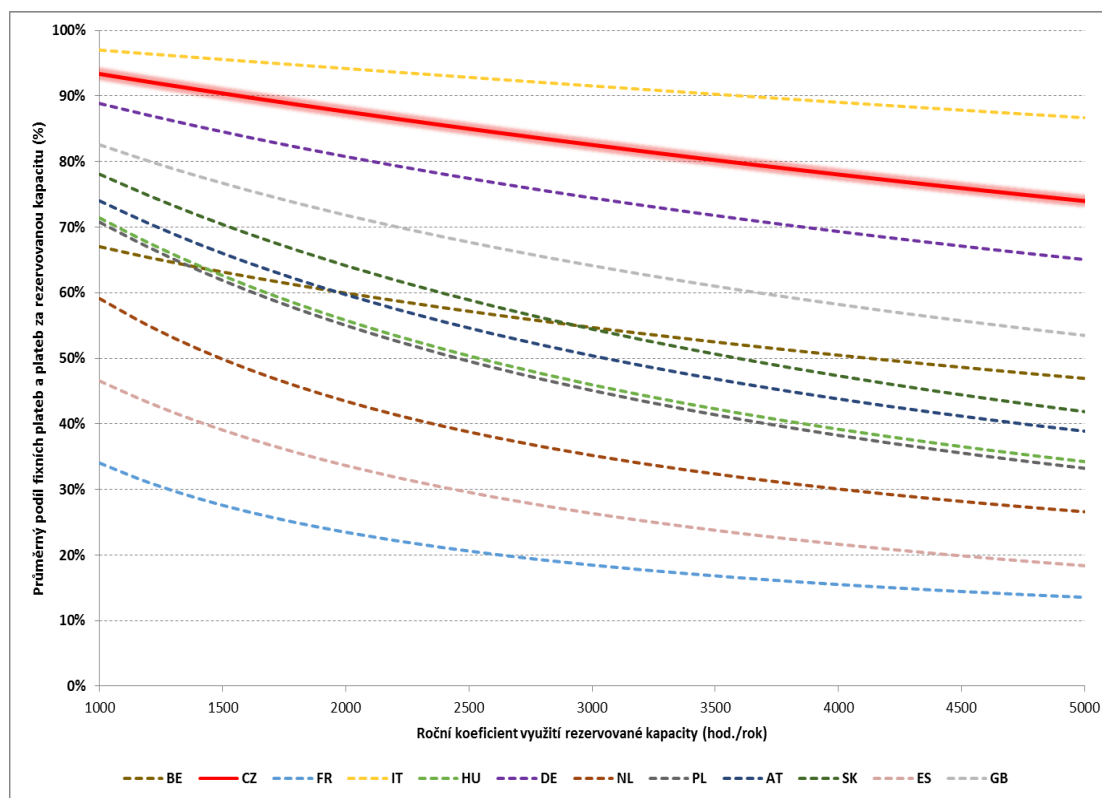


7.1.3 Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech na hladině VN

Podíl plateb za rezervovanou kapacitu v cenách síťových poplatků byl porovnáván ve formě citlivostní analýzy – závislost podílu plateb za rezervovanou kapacitu na ročním koeficientu využití (podíl roční spotřeby a rezervované kapacity, 1000–5000 h/rok) na napěťové hladině VN.

Zdroj: ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021

Obrázek 11 - Citlivostní analýza – závislost podílu plateb za rezervovanou kapacitu v CSP na koeficientu využití rezervované kapacity velkooběratelů VN 2021



Z výše uvedeného srovnání je zřejmé, že **vyšší poměr plateb za rezervovanou kapacitu, než v ČR je pouze v Itálii**. V ostatních analyzovaných státech je poměr plateb za rezervovanou kapacitu na hladině VN nižší.

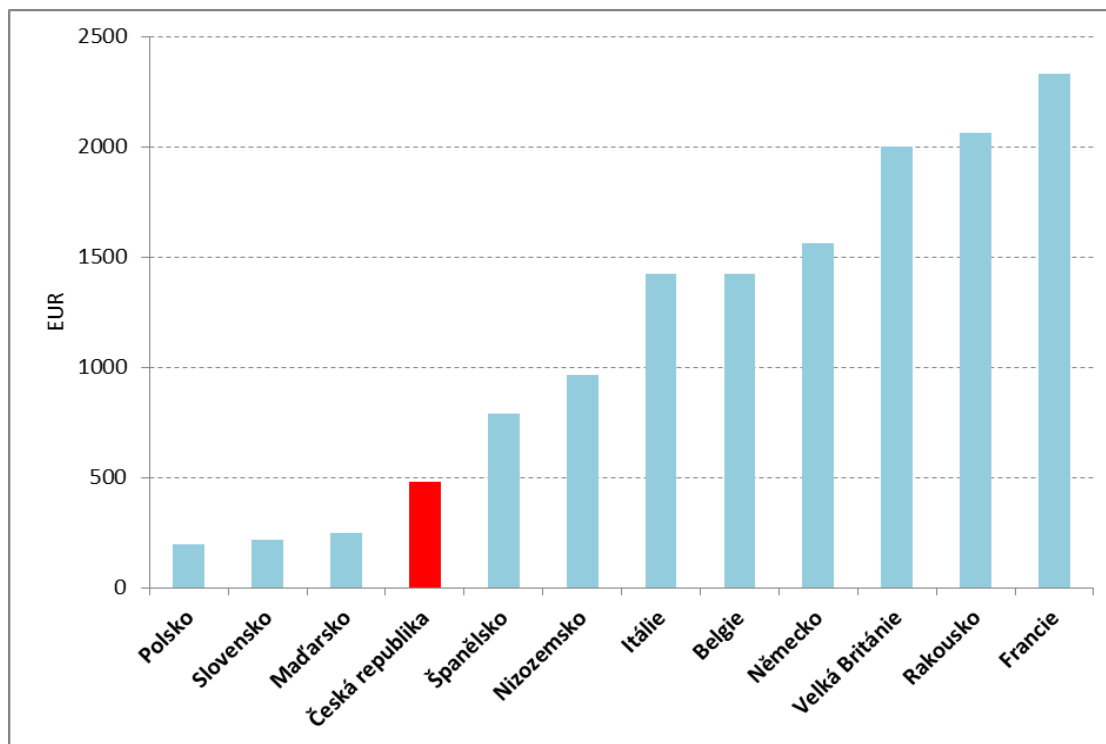
7.2 Analýza jednorázových poplatků za připojení odběrného místa

Mimo pravidelných plateb za služby sítí jsou dalším důležitým faktorem, které ovlivňují celkové náklady odběratelům, rovněž náklady na zřízení elektrické přípojky, které odběratelé hradí jednorázově v rámci zřízení odběrného místa. Stanovení těchto jednorázových plateb za připojení vychází často z odlišné filozofie. Zatímco v některých státech hradí odběratel pouze určený podíl na celkových nákladech vyvolaných zřízením nové přípojky (např. ČR) v jiných státech jsou na odběratele přenášeny veškeré náklady na zřízení elektrické přípojky (např. Velká Británie).

Systém hrazení skutečných nákladů na připojení je ještě výrazněji rozšířený v případě velkooběratelů a podnikatelských odběrů, a proto je srovnání těchto plateb u většiny států možno provést pouze na úrovni jednorázových plateb za připojení domácností.

Zdroj: ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008–2021

Obrázek 12 - Srovnání jednorázových nákladů na připojení 2021 pro odběr domácnosti na hladině NN 3x25A



Ze srovnávacího grafu je patrné, že ve státech Visegrádské čtyřky jsou jednorázové náklady na připojení domácností nižší než v ČR, v ostatních analyzovaných státech jsou pak připojovací poplatky výrazně vyšší. Rakousko a Francie patří mezi nejdražší země.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/electricity/infrastructure/infrastructure_en)

Tabulka 7 - Struktura poplatků za připojení na základě přístupů jednotlivých zemí EU

Člen Stát	Poplatek za připojení použitá kategorie	Nákladové komponenty / nákladové ovladače	Další popis a poplatky za připojení
Rakousko	Mělký	aktuální cena, paušální částka	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny.
Belgie (Brusel)	Mělké a hluboké	aktuální cena, paušální částka, €/MW, vzdálenost	Lze použít různé přístupy ke stanovení poplatku: skutečné náklady jsou obvykle účtovány (možná paušální částka) a mohou být založeny na napětí a vzdálenosti.
Belgie (Flandry)	Hluboký	aktuální cena, paušální částka, €/MW, vzdálenost	Platí různá pravidla, většinou v závislosti na sjednaném výkonu.
Belgie (Valonsko)	Hluboký	paušální částka, Napětí	Poplatky podle úrovně napětí.
Bulharsko	Mělký	€/MW, vzdálenost	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny.
Chorvatsko	Hluboký	aktuální cena, €/MW, typ uživatele	Výrobci účtovali skutečné náklady, spotřebitelé účtovali EUR/MW.
Kypr	Mělký	aktuální cena	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny.
Česká republika	Mělký	€/MW, vzdálenost, Napětí,	Mělký poplatek se používá v městských oblastech. Platba se liší podle připojené kapacity v €/MW. Hluboké nabíjení se používá ve venkovských oblastech a platba odpovídá skutečným nákladům.
Dánsko	Mělké a hluboké	paušální částka	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení.
Estonsko	Mělké a hluboké	aktuální cena, €/MW, vzdálenost, napětí	Odlíšná pravidla platí pro úroveň nízkého napětí a vysokého/středního napětí a také pro různé typy uživatelů (v kombinaci s napětím) a vzdálenost od rozvodny.
Finsko	Mělké a hluboké	aktuální cena, €/MW, paušál, napětí	Na základě kombinací napětí a různých typů uživatelů platí různá pravidla.
Francie	Mělký	aktuální cena, €/MW, typ uživatele, vzdálenost, napětí, paušál	Na základě kombinací napětí a různých typů uživatelů platí různá pravidla. Typické (nízkonapěťové) poplatky mají formu jednorázového součtu (lze kombinovat s nabíjením na dálku). Ve zvláštních případech mohou být účtovány skutečné náklady.
Německo	Mělké a hluboké	paušální částka, typ uživatele, €/MW,	V závislosti na typech uživatelů platí různá pravidla. Obvykle se používá paušální částka (průměrné náklady srovnatelných situací). Ve zvláštních případech lze použít poměr kapacity (nové připojení vs. kapacita sítě).

Člen Stát	Poplatek za připojení použita kategorie	Nákladové komponenty / nákladové ovladače	Další popis a poplatky za připojení
Řecko	Mělké a hluboké	skutečné náklady, paušální částka, €/MW, vzdálenost, typ uživatele	Spotřebitelé si účtovali paušální částku a poplatek podle kapacity a vzdálenosti. Výrobci účtovali skutečné náklady.
Maďarsko	Mělké a hluboké	aktuální cena, €/MW, vzdálenost, typ uživatele, napětí	Generátory účtovaly skutečné náklady. Spotřebitelé na vysoké napětí si účtují 70 % skutečných nákladů. Spotřebitelé s nízkým nebo středním napětím si účtují kapacitu a vzdálenost.
Irsko	Mělký	aktuální cena, €/MW, typ uživatele, vzdálenost, napětí	Připojky NN a VN jsou založeny na standardních poplatcích, které jsou každoročně aktualizovány. Zákazníci NN a VN nepláť za konkrétní hloubkové armovací práce pro jejich připojení. Poplatky za připojení VN vycházejí ze skutečných projektových nákladů na připojení zákazníků, což dosud snižovalo nízké náklady.
Itálie	Mělký	€/MW, vzdálenost, typ uživatele	Spotřebitelé účtují na základě kapacity a vzdálenosti.
Lotyšsko	Mělké a hluboké	aktuální cena, typ uživatele	Spotřebitelé účtovali skutečné náklady (mělké), výrobci skutečné náklady (hluboké).
Litva	Mělký	€/MW, vzdálenost	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny.
Lucembursko	Mělký	aktuální cena, paušální částka, Napětí, €/MW	Nízkonapěťová připojení účtovaná paušálně v závislosti na kapacitě. Ostatní napěťové úrovně účtované skutečnými náklady.
Malta	Mělké a hluboké	aktuální cena, paušální částka, €/MW	Až 60 A, připojení zpoplatněno paušální částkou. Více než 60 ampér, připojení se rozšířilo ze stávající rozvodny na základě skutečných nákladů a kapacity. Pokud je potřeba nová rozvodna, budou účtovány skutečné náklady.
The Holandsko	Mělký	skutečné náklady, vzdálenost, roční poplatek	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny. Roční poplatek pokrývá náklady na kapitál a údržbu.
Polsko	Mělký	aktuální cena, €/MW, vzdálenost, napětí	Střední a vysoké napětí účtováno 25 % CAPEX (malé OZE 50 %, mikrogenerace 0 %, elektromobilita 6 %). Nízké napětí účtované tarifními násobky kapacity.
Portugalsko	Hluboký	aktuální cena, €/MW, vzdálenost	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny. Spojení účtovaná na základě skutečných nákladů, případně v závislosti na vzdálenosti. Posílení účtované na základě skutečných nákladů nebo kapacity.
Rumunsko	Mělké a hluboké	skutečné náklady, paušální částka, typ uživatele, napětí	Spotřebitelé účtovali (mělké) skutečné náklady na středním a vysokém napětí a jednorázově na nízkém napětí. Výrobci účtovali skutečné náklady (hlubkové).
Slovenská republika	Mělké a hluboké	aktuální cena, €/MW, napětí	Pro úroveň nízkého napětí a vysokého napětí platí odlišná pravidla.
Slovensko	Mělké a hluboké	€/MW, typ uživatele	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení podle kapacity. Výrobci jsou účtovány nízké náklady (na základě jejich maximální poptávky po stažení), spotřebitelům jsou účtovány vysoké náklady.
Španělsko	Hluboký	paušální částka, €/MW, vzdálenost	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny. Spojení účtované standardními náklady a náklady na vztužení.
Švédsko	Hluboký	€/MW, vzdálenost	Všichni uživatelé sítě podléhají poplatkům za připojení, stejná pravidla pro všechny.

7.3 Časové intervaly vyhodnocení

Níže uvedená tabulka poskytuje některé informace o používání časového rozlišení v příslušných členských státech, včetně specifikací časových pásem a granularity, jakož i charakteristik časového rozdílu a výsledných rozdílů.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://www.acer.europa.eu/ACER-Report-on-D-Tariff-Methodologies.pdf)

Tabulka 8 - Časová pásma v distribučních tarifech

Člen Stát	Specifikace granularity prvků časové diferenciace
Rakousko	Některé (ale ne všechny) ze 14 síťových oblastí používají variace na základě ročního období (letní/zimní tarif) a/nebo denní dobu (vysoký/nízký tarif). Tarifní možnosti jsou: letní vysoký tarif, letní nízký tarif, zimní vysoký tarif, zimní nízký tarif. V případě různých letních/zimních tarifů je zimní tarif vyšší.
Belgie (Flandry)	Uživatelé sítě si mohou vybrat mezi pouze denním nebo denním a (nočním a víkendovým) tarifem. V druhém případě je denní tarif od 6:00 do 21:00 nebo od 7:00 do 22:00 a ne o víkendech (24 hodin). Nízký tarif v jiných časech. Pro „akumulační vytápění“ koncovým zákazníkem nabízí PDS celkovou dobu nabíjení 8 až 9 hodin za nižší noční sazbu.
Chorvatsko	Vysoký tarif platí od 8:00 do 22:00 a nízký tarif od 22:00 do 8:00
Dánsko	Charakteristika cenového signálu závisí na přístupu každého konkrétního PDS ve vztahu k časově specifické spotřebě spotřebitele. Časově rozlišené tarify odrážejí různé doby zatížení v průběhu dne. Obecnou zásadou je, že celkové tržby elektrizační soustavy od dané kategorie zákazníků se nemění – bez ohledu na to, zda se používají časově rozlišené tarify nebo paušální tarif.
Estonsko	Denní tarify se uplatňují od 8:00 do 00:00 v létě a od 7:00 do 23:00 v zimě. Noční tarify se uplatňují od 00:00 do 8:00 v létě a od 23:00 do 7:00 v zimě.
Francie	Špička/mimo špičku přibližně odpovídá dnu/noci (8 hodin denně „plných hodin“ (špička) a 16 hodin „prázdných hodin“ (mimo špičku), ale PDS má možnost tyto hodiny lokálně umístit dle odpovídající místní reality sítě. V důsledku toho je možné, že se hodiny ve špičce a mimo špičku neshodují s dnem a nocí. U vysokého napětí je k dispozici možnost „mobilní“ špičky: skládá se z daného počtu „špičkových“ dnů, které nejsou nastaveny ex ante. Zákazníci, kteří si předplatili tuto možnost, vědí pouze den předem, kdy nastane období špičky (s nejvyšší cenou), v závislosti na předpovědi DSO, aby co nejlépe odpovídali skutečným přetížením sítě, když k nim dochází.
Irsko	Denní tarify jsou vyšší než noční tarify.
Lotyšsko	Uživatelé sítě si mohou vybrat mezi dvěma nebo třemi časovými pásmy - noční/víkendové pásmo a denní pásmo nebo noční/víkendové pásmo, denní pásmo a pásmo špičky.
Litva	Existují noční, ranní, denní a večerní tarify.
Malta	Denní tarif: mezi 06:00-22:00; Noční tarif: mezi 22:00-6:00
Polsko	Typicky jsou 3 zóny během dne (ranní špička, odpolední špička a mimo špičku) a 2 zóny (špička/mimo špičku a den/noc). Poplatky lze také rozlišit na léto a zimu.
Portugalsko	Pro zákazníky připojené na VN a VN má struktura doby využití 4 období (špička, polovina špičky, normální mimo špičku, super mimo špičku), přičemž doba špičky odpovídá 5 hodinám za pracovní den v zimním období (≈5 měsíců) a až 3 hodiny za pracovní den během letního času (≈7 měsíců). U zákazníků připojených na NN může mít struktura doby užívání 4, 3 nebo 2 období, nebo vůbec žádné časové rozlišení, v závislosti na nasmlouvané úrovni výkonu. Tito zákazníci si mohou vybrat mezi týdenním (pracovní dny ≠ sobota ≠ neděle/státní svátky) nebo denním (každý den stejný) časovým rozlišením. Podobná pravidla platí pro autonomní oblasti (Azory, Madeira).
Slovinsko	Špička: mezi 06:00 - 22:00 v pracovní dny; Mimo špičku: mezi 22:00 - 6:00 v pracovní dny, 0:00 - 24:00 v sobotu, neděli a státní svátky
Španělsko	Kvůli 2 denním špičkám (ráno a odpoledne) jsou každý den 3 období. Navíc 2 typy dnů (pracovní dny/víkendy) a sezónní rozlišení (vysoké, střední a nízké).
Švédsko	Je na rozhodnutí PDS. Provozovatelé distribučních soustav dodržují různé postupy. Obvykle platí následující časové rozlišení: špička je pracovní dny během dne; mimo špičku je pracovní den, noc a víkendy; Sezónní rozlišení mezi létem a zimou.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/electricity/ACER-report-on-d-tariff-methodologies.pdf)

Tabulka 9 - Poměr diferenciací podle různých možností

Člen Stát	Charakteristika časové variace
Rakousko	Poměr závisí na konkrétní oblasti sítě a úrovni napětí.
Belgie (Brusel)	V období 2020-2024 se noční tarif vždy rovná 60 % denních tarifů.
Belgie (Valonsko)	V závislosti na PDS může být rozdíl den/noc vyšší než 2x (u tarifu podle distribuované energie (proporcionální termín) – metodika se u každého PDS liší.
Belgie (Flandry)	Noční tarif: V roce 2020 se noční tarif rovná 45 % průměrného tarifu (= celkové náklady dělené celkovou spotřebou energie) nebo 60 % denního tarifu (v závislosti na PDS). V roce 2021 je noční tarif vždy ve výši 60 % denního tarifu. V roce 2022 nebude rozdíl mezi denním a nočním tarifem. Exkluzivní noční tarif (=akumulační vytápění): V roce 2020 se exkluzivní noční tarif rovná 20 % průměrného tarifu 40 % denního tarifu (v závislosti na PDS). V roce 2021 a 2022 se exkluzivní noční tarif rovná nočnímu tarifu.
Chorvatsko	V energetické složce tarifu je poměr mezi vysokým tarifem a nízkým tarifem přibližně 1:02
Česká republika	Rozdílná cena v energetické složce tarifu (poměr cen mimo špičku/špičku se pohybuje od 1:3 do 1:16 podle daného tarifu)
Estonsko	Časové tarify jsou obvykle levnější než jeden tarif, pokud spotřebitel využívá síťové služby alespoň ze 40 % s nočními tarify.
Finsko	Provozovatelé distribučních soustav mají svůj vlastní mix tarifních struktur. Tento poměr se mezi PDS liší a NRO nemá statistiky o různých možnostech.
Francie	V sezónním tarifu NN (4 časová období) je zimní špička 4krát dražší než letní špička a zimní špička je stále téměř 3krát dražší než letní špička.
Irsko	Poměr denních a nočních sazeb je přibližně 88 % denních poplatků a 12 % nočních poplatků.
Litva	Každý spotřebitel si může vybrat tarif v závislosti na časovém prvku. Obecně je tarif vyšší ve špičce (denní, večerní). Tarif je nižší v noci a brzy ráno.
Malta	Spotřebitelům mimo domácnosti se spotřebou > 5000 MWh nebo 5500 MVAh účtovanou za den a noc je účtována denní prémie ve výši 0,0015 EUR a noční sleva ve výši 0,0262 EUR oproti platným tarifům mimo domácnosti zahrnuje také složky energie a dočlívky.
Polsko	Tarifní období ve třech zónách (ranní špička, odpolední špička, mimo špičku) se mírně liší pro léto a zimu
Portugalsko	Poměr špička/mimo špičku pro distribuční tarify, měřící maximální cenovou diferenciací harmonogramu TOU, se liší podle napěťové úrovně: Uživatel sítě na VN: 7,1; Uživatel sítě na MV: 9,7; Uživatel sítě při NN (> 41,4 kVA): 10,6
Slovensko	Poměr je 1,3 pro všechny uživatele systému. Časově rozlišené tarify platí pro pracovní dny pro všechny skupiny spotřebitelů. Poměr mezi vysokým tarifem (špička) a nízkým tarifem (mimo špičku) odráží průměrný profil zatížení systému (poměr mezi špičkou a špičkou) v zemi a tím i využití sítě.
Španělsko	Při alokaci povolených výnosů na různá období je uvažována účast různých období na špičkové poptávce každé napěťové úrovně. Pokud se období nepodílí na špičkové poptávce, je pro účely výpočtu uvažována jedna hodina. Poměry pro tarify založené na výkonu se liší mezi 11násobkem (pro „≥1 kV a <30 kV“) a 58 (pro „≥30 kV a <72,5 kV“); Poměry pro tarif založený na energii se pohybují mezi 110 (pro „≥72,5 kV a <145 kV“) a 185 (pro „≥30 kV a <72,5 kV“)

7.4 Závěry ke struktuře distribučních tarifů

ČR patří ke většině členských států EU, kde **existuje více tarifních složek v rámci jednoho distribučního tarifu**, aby se pokryly různé části nákladů na distribuci. Struktura distribučních tarifů umožňuje aktivní přístup provozovatelů sítí k efektivnímu řízení provozu distribuční soustavy, využití instalovaných prvků a kapacit distribučních rozvodů. Toto je správný a vhodný způsob, který při vhodném nastavení zefektivní vlastní provoz a následně může i vhodně optimalizovat konečné náklady na distribuční služby. Ne vždy jsou však možnosti tarifní politiky plně využívány.

ČR také patří k většině členských států používající kombinaci poplatků založených na energii doplněných buď výkonovou složkou (např. ČR, SR), nebo paušální platbou pro NN odběratele (Rakousko, Německo, Maďarsko) nebo obojím – tedy 3 složkovým tarifem (Francie, Nizozemí, Polsko). V tomto tedy rovněž **sledujeme převládající uspořádání a neindikuje to potřebu zásadní změny**.

Při detailním pohledu na kapacitní část tarifu je podstatné, zda se platba váže na smluvní či naměřené hodnoty. Český přístup, to je platba podle smluvní kapacity (VN) nebo jmenovité hodnoty jističe (NN) uplatňuje i Francie, Polsko, Slovensko a Lotyšsko. Lze ale konstatovat, že kapacitní platby s plnou či částečnou vazbou na naměřené hodnoty (případně naměřené ve špičce) převládají a s rozvojem AMM i pro hladinu NN se výhoda tohoto přístupu bude prohlubovat. **Přechod ze smluvních hodnot kapacity (s penalizací při jejím překročení) na platby vázané na naměřené maximum na hladinách vyššího napětí doporučujeme zvážit jako jeden z námětů na úpravu tarifní struktury ČR**. Přechod na naměřené maximum nejenom uvolní část kapacit distribuční sítě vázanou na stávající systém, ale také připraví základ pro spravedlivější alokaci nákladů a umožní rozvoj řízení a ovládání stávajících i nově připojovaných technologií.

Poměr fixních a variabilních plateb v celkových platbách za distribuci je v praxi EU velmi rozdílný. Od extrémů reprezentovaných čistě variabilním tarifem založeným jen na odebrané energii (Rumunsko, Kypr) až k naprosto dominantní kapacitní fixní složce (Nizozemí, Itálie). ČR patří k zemím s nejvyšším podílem variabilní složky pro odběry NN a naopak k zemím s nejvyšším podílem kapacitní složky pro odběry VN a VVN. **Zvýšení variabilní složky pro odběry VVN a VN** by umožnilo zavést tarifikaci motivující k rozložení spotřeby v čase a tím zvýšení efektivity a uvolnění kapacity distribučních sítí pro tyto oblasti. Z hlediska struktury skutečných nákladů a obecného požadavku, že tarify by měly reflektovat povahu a výši nákladů, by bylo namísto uvažovat o **zvýšení kapacitní složky tarifu na NN**. Nicméně nejen negativní ohlas veřejnosti, ale střet se zájmem podpořit motivaci odběratelů k úsporám, nás vede k opatrnosti. Navíc podpora energetických společenství a aktivních spotřebitelů v zahraničí (Rakousko, Portugalsko) je vesměs postavena na prominutí části variabilní složky – a při jejím malém významu by prakticky ztrácela smysl. Je tedy nutné postupovat kompromisně.

Používání časového rozlišení v tarifech (ToU) je v členských státech EU rozšířeno a existují země, které mají i vyšší počet pásem než VT a NT používaný v ČR (Rakousko, Španělsko). Některé země (Rakousko, Francie) mají navíc i sezónní rozlišení. Změny v oblasti ToU mohou být v blízké budoucnosti vynucené nástupem nových technologií jako je rozvoj elektromobility nebo

masivním rozvojem OZE. **Zásadní pro tuto oblast je zavedení dynamických tarifů v souvislosti s masivním přechodem na AMM.**

Výrazným zjednodušením tarifní soustavy by bylo **zrušení rozlišení mezi domácnostmi a podnikatelským malooběrem na hladině NN** po vzoru sousedního Rakouska, Německa a dalších států (např. Belgie, Francie, Maďarsko, Španělsko, Holandsko). Tato změna by se ale v současné době výrazného zvyšování cen elektřiny prosazovala velmi špatně, dobré období nízkých cen jsme nevyužili.

Z hlediska regulatorního nevyžadují změny poměrů tarifních složek (výkonové a paušální složky) a případná úprava časových pásem (ToU) v tarifech, aplikované ve zkoumaných státech, zásadní zásah do stávajícího systému v ČR. Její provedení bude otázkou změn podzákonných předpisů v gesci regulátora, tedy zejm. vyhl. č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu a příslušného cenového rozhodnutí ERÚ. Naopak podstatný zásah bude představovat zavedení dynamických tarifů. Přestože v tomto nelze zatím čerpat jasnou zahraniční inspiraci, je již dnes zřejmé, že bude nutné zvažovat přenesení odpovědnosti za stanovení konkrétní výše poplatku v daný časový okamžik z regulátora na jiný subjekt:

- Provozovatel soustavy (posílenou roli provozovatele distribučních soustav v případě časově rozlišených tarifů vidíme například v Dánsku)
- Operátor trhu či jiný provozovatel systému CENTSYS/DATAHUB

Úloha regulátora by v takovém případě spočívala v nastavení kritérií pro určení výše poplatku.

8 Distribuční tarify pro nové technologie

8.1 Tarify pro uživatele sítě, kteří současně vyrábějí elektřinu

Negativní „injection charge“

Pod pojmem „injection charge“ rozumíme poplatek, který PDS účtuje zdrojům za to, že mohou dodávat do sítě, v ČR se používá termín G-komponenta. Celkem 11 členských států uplatňuje nějakou formu tohoto poplatku (AT, EE, FI, FR, LT, LU, MT, NL, SK, SE, BE). Většina EU včetně ČR tento poplatek nezavedla. Německo jako zatím jediná členská země aplikuje **negativní poplatek, jako příspěvek pro decentralizované zdroje**. Zdůvodňuje to úsporou síťových nákladů pro přenos z vyšších napěťových hladin kvůli decentralizované dodávce do sítě. Některé členské země sice obecně uplatňují G-komponentu, ale vybrané zdroje jsou od této platby osvobozeny. Příkladem můžeme uvést sousední Slovensko, které osvobozuje od platby G-komponenty přečerpávající vodní elektrárny, malé vodní elektrárny a zdroje poskytující SVR. Obecně by mělo platit, že ty prvky, které vedou ke stabilizaci a spolehlivosti energetické soustavy by měly mít lepší podmínky než ty, které vedou k její destabilizaci. Zde je však těžké rozhodnout kdy a které působí pozitivně a kdy a které působí negativně.

Pro ČR doporučujeme zachovat stávající praxi a G-komponentu do tarifního systému nezavádět.

8.2 Tarify pro technologie akumulace

Akumulační technologie, jako jsou přečerpávací vodní elektrárny nebo baterie, odebírají energii ze sítě při čerpání vody nebo nabíjení baterie. Tato energie je uložena a později dodávána zpět do sítě. Skladování tedy není klasickým spotřebitelem energie.

Rozvoj akumulace energie se v mnoha zemích EU nevyvíjí očekávaným tempem, pravděpodobně kvůli nedostatečným tržním signálům a deformacím trhu. Při návrhu případných úprav je nutné zohlednit:

- Návrh síťového tarifu pro akumulaci vyžaduje podrobné posouzení nákladů vyvolaných různými typy obchodních modelů pro úložiště v síti.
- Alokace síťových nákladů na úložiště musí být posouzena společně s poplatky za připojení a trhy flexibility, což jsou vhodné mechanismy pro poskytování cenových signálů pro úložiště.
- Zohlednění nákladů a účinné cenové signály budou motivovat k efektivnímu rozvoji skladování, což je zvláště důležité pro akumulaci z elektrických vozidel (Vehicle to Grid – V2G), vzhledem k jejich velkému potenciálnímu objemu.
- Příliš velká podpora sice povzbudí rozvoj technologie v její rané fázi, ale později se může stát neúměrnou ekonomickou zátěží pro ostatní plátce síťových tarifů. Viz negativní zkušenost s podporou fotovoltaiky v ČR v letech 2009-10.

Každá země má svá **specifika pro zpoplatnění strany odběru a dodávky**, což se promítá do různých návrhů sazeb uplatňovaných na skladovací zařízení. Za pozornost stojí podpora samostatné akumulace (tedy ne v budovách jako součást PVE) v Německu ve formě osvobození od distribučních plateb po dobu 20 let. Rovněž ve Švýcarsku a Španělsku je skladování osvobozeno od tarifů sítě, když je akumulační zařízení přímo připojeno k síti, ale ne, když je za měřicím přístrojem, zabudované do zákaznických zařízení. V Itálii se připravuje (původně plán rok 2022) úleva ze síťových tarifů i na skladování za elektroměrem, při odebírání energie, která bude později dodána, tedy včetně skladování zabudovaného do zákaznických zařízení. V Rakousku jako i ve většině ostatních zemí EU se pro nabíjení a vybíjení uplatňují běžné síťové tarify. Přečerpávací elektrárny ale mají speciální tarif za odběr a platí také standardní poplatky za systémové ztráty a systémové služby. Finsko a Slovensko osvobozují skladování od G-komponenty.

Návrh síťového tarifu vyžaduje podrobné posouzení nákladů vyvolaných různými typy obchodních modelů úložiště v síti. Nejrelevantnějšími otázkami je, zda by úložiště mělo platit poplatky a zda by se na dodávku do sítě, odběr ze sítě nebo obojí měly uplatňovat síťové tarify (často známé jako „dvojitě účtování“).

Dvojitě účtování síťových tarifů na úložiště

Pokud jde o dvojí zpoplatnění, článek 15 směrnice 2019/944 uvádí, že aktivní spotřebitelé s úložištěm nebudou podléhat žádným dvojitým síťovým poplatkům, ale upřesňuje „za uskladněnou elektřinu, která zůstává v jejich prostorách nebo při poskytování služeb flexibility“. Rovněž uvádí,

že aktivní spotřebitelé musí podléhat nákladům, které se odráží transparentním a nediskriminačním způsobem v síťových poplatcích, které se účtují odděleně za elektřinu dodávanou do sítě a elektřinu spotřebovanou ze sítě a zajišťují, že přispívají přiměřeným a vyvážená dílem k celkovým nákladům systému.

Regulace (EU) 2019/943, článek 18(1), uvádí že “network charges shall not discriminate either positively or negatively against energy storage”. Výkladové stanovisko podle [CEER paper](#) doporučuje, že akumulární zařízení proto nemůže být v distribučním/přenosovém tarifu zpoplatněno dvakrát za fakticky jednu službu pro soustavu (dodávka/odběr).

Skladování odebírá energii v okamžicích nízké poptávky (kdy jsou přírůstkové náklady způsobené na síti zanedbatelné) a dodává ji v okamžicích vysoké poptávky, kdy skladování přispívá k bezpečnosti dodávek. Tarify odrážející náklady za dodávku, pokud existují, mohou být tedy nulové, když skladovací jednotka poskytuje hodnotu pro stabilitu sítě.

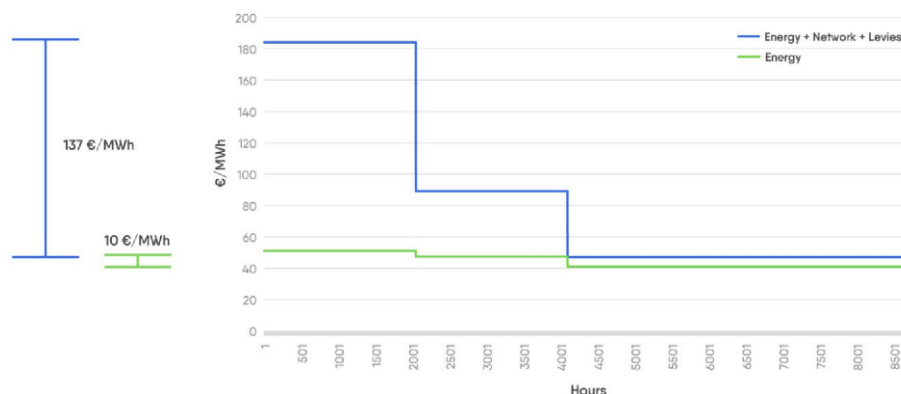
Kromě toho by měly existovat rovné podmínky pro různé zdroje flexibility kde rozlišujeme:

- „jednosměrné“ (reakce na poptávku, flexibilní vytváření). To je třeba vzít v úvahu při navrhování poplatků za skladování. Konečně, stejně jako v případě výrobců, musí být alokace síťových nákladů na úložiště posouzena společně s poplatky za připojení.
- využitím trhů s flexibilitou pro řešení přetížení, což jsou vhodné mechanismy pro poskytování cenových signálů pro rozvoj skladování energie

Vliv ToU tarifů na úložiště energie

Tarify ToU (Time of Use) zvyšují hodnotu úložiště za měřidlem. Obrázek 13 ukazuje rozdíl mezi hodinami ve špičce a mimo špičku pro domácí zákazníky podle nového španělského tarifu ToU s ohledem na dopad síťových poplatků za energii. Zelená čára odpovídá rozdílu mezi cenami energie ve špičce a mimo špičku za předpokladu (50 EUR ve špičce). Modrá čára představuje výrazně snížené celkové náklady (energie za velkoobchodní cenu + síťový tarif + odvody).

Obrázek 13 - Řízená distribuční síť + poplatky, tarif a ceny energií pro domácí spotřebitele (smluvní kapacita do 10 kW – Španělsko)



Zdroj: [Eurelectric – The missing piece \(Powering the Energy Transition Through Efficient Network Tariffs\)](#)

Pokud zákazník použije baterii ke snížení smluvní kapacity ve špičce, může dojít k dalším úsporám. S ToU síťovými tarify úložiště těží nejen z úspor distribučních poplatků v době platnosti nízkého tarifu, ale také z toho, že přispívá ke snížení spotřeby ze sítě ve špičce.

8.3 Tarify pro oblast elektromobility

Naprostá většina států EU (23 z 27) aplikují pro nabíjení z veřejně dostupných nabíjecích stanic stejné distribuční tarify, jako pro ostatní běžné odběry. Výjimkou jsou podle ACER pouze Itálie, Portugalsko a Španělsko, naše rešerše ale identifikovala navíc i Německo. **Zvýhodnění ve všech zemích spočívá ve vyšší váze tarifní složky závislé pouze na odebrané energii.** To má za cíl zvýšit atraktivitu výstavby a využívání veřejných nabíjecích stanic při rozběhu elektromobility, kdy využití stanic je ještě nízké.

Německo: DSO poskytují zvýhodněné distribuční tarify výměnou za možnost přímé kontroly nabíjecího místa s cílem ovládat zatížení sítě. Nabíjení bez této podmínky se zpoplatňuje vyššími sazbami.

Portugalsko: Pro nabíjení se používá tarif závislý pouze na odebrané energii. Majitel vozidla platí dodavateli, nikoliv provozovateli nabíjecího místa (mezi operátorem a dodavatelem pak dochází k vypořádání).

Španělsko: Provozovatel veřejného nabíjecího místa může volit mezi běžným tarifem a speciálním tarifem, který má vyšší váhu energetické složky.

Itálie: Operátoři veřejných nabíjecích stanic si mohou vybrat mezi běžným tarifem a tarifem, který závisí pouze na odebrané energii.

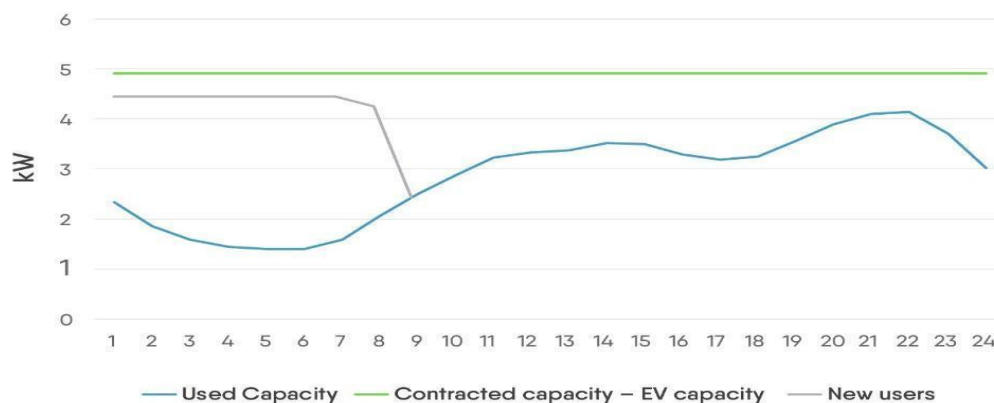
Domácí nabíjení: AMM se využívá pro domácí nabíjení elektromobilů. V Itálii AMM 1.generace bylo realizováno už v letech 2001-2010 a od r.2017 je vyměňováno za AMM 2.generace. Itálie má specifikum velmi nízkých jističů: 90% domácností má pouze smluvní příkon 3,3 kW. Pro nabíjení elektromobilu je to nedostatečné. Proto pro vyšší příkon je určena roční platba 60 EUR/kW dodatečné kapacity (connection charge) a 25 EUR/ kW/ dodatečné kapacity/ rok v pevné části tarifu (včetně DPH 10%).

Domácí nabíječky elektrických vozidel a další flexibilní zátěže

Síťový tarif ToU se velmi dobře přizpůsobí domácímu dobíjení elektromobilu. ToU s různými poplatky za energii v různých obdobích bude účtovat nízkou cenu za kWh v hodinách mimo špičku. Pokud je kapacita nabíječky nižší než nasmlouvaná kapacita domácnosti, bude dobíjení vozidla v noci relativně levné, viz Obrázek 14.

Zdroj: [Eurelectric – The missing piece \(Powering the Energy Transition Through Efficient Network Tariffs\)](#)

Obrázek 14 - Využití smluvní kapacity při domácím nabíjení



Pokud je však kapacita nabíječky značná (nebo je kombinována s jinými elektrospotřebiči, které budou využívány mimo špičku, např. tepelné čerpadlo s akumulací) a vyžaduje navýšení smluvní kapacity domácnosti, které mohou vést ke značným nákladům.

Síťové tarify ToU s různými kapacitními poplatky jsou efektivním řešením pro stanovení cen domácího nabíjení elektromobilů, které odráží náklady. V těchto tarifech je poplatek za kapacitu v hodinách mimo špičku nízký, proto je levné nasmlouvat dodatečnou kapacitu pro využití v době mimo špičku.

Tabulka 10 shrnuje individuální přístupy jednotlivých států EU ke kapacitní části síťového poplatku pro dobíjení elektromobilů

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/electricity/infrastructure/infrastructure_en)

Tabulka 10 - Parametry kapacitního poplatku pro dobíjení elektromobilů

Členský stát	Aktuální maximální výkon	Skutečný výkon v určený čas (např. období špičky systému)	Smluvní nebo jmenovitý výkon	jiný
Belgie (Valonsko)	X			
Chorvatsko		X		
Česká republika			X	
Dánsko	X			
Francie			X	
Řecko		X (MV)	X (LV)	
Lotyšsko			X	
Malta	X			
Nizozemí				X
Polsko			X	
Portugalsko				
Slovenská republika			X	X
Španělsko				
Švédsko	X			
Celkový	4MS	1MS + 1MS (pouze pro MV)	5MS + 1MS (pouze pro LV)	3MS

Kapacitní poplatky lze navázat na různá kritéria:

- skutečný maximální výkon (DK, MT, SE a Valonsko v Belgii);
- skutečný výkon v určeném čase (např. doby špičky systému) (HR);
- smluvní nebo jmenovitý výkon (CZ, FR, LV, PL, SK); nebo
- kombinace výše uvedených kritérií nebo různých kritérií pro různé uživatele sítě (GR, NL, PT, ES):
 - V Řecku skutečný výkon ve specifikovanou dobu (např. období špičky systému) na úrovni vysokého napětí a smluvní nebo jmenovitý výkon na úrovni nízkého napětí;
 - V Nizozemsku se uplatňují jak smlouvené množství energie, tak skutečné maximální množství energie požadované během týdne nebo měsíce;
 - V Portugalsku je kritériem smluvní výkon a špičkový výkon, s výjimkou některých spotřebitelů připojených na úrovni NN, kde se špičkový výkon neuplatňuje;
 - Ve Španělsku je pro každé ze 6 různých časových období nastavena smluvní kapacita. Navíc existuje pokuta za překročení skutečného výkonu nad smlouveným výkonem.

8.4 Tarify pro specifické kategorie odběru

Další případy zvýhodnění pro specifické kategorie odběru: V Itálii je zvýhodněno veřejné osvětlení. V Řecku odběry pro zavlažování se zdůvodněním, že mohou být přerušitelné. Další případy nebyly v rámci studie identifikovány.

V ČR již máme specifický tarif pro veřejné osvětlení a další výjimky v současnosti nedoporučujeme.

8.5 Závěry k technologickým tarifům

Provozovatelé distribučních soustav mají přístup k novým nástrojům pro efektivnější správu svých sítí a pro integraci rostoucího množství proměnných obnovitelných zdrojů do systému. Interakce mezi inteligentními spotřebiči, chytrými sítěmi a domácími platformami zprostředkované zákazníky nebo jejich jménem zahajují nový přístup k tarifkaci. Evropský distribuční systém bude muset přizpůsobit svou roli, aby držel krok s transformací světa energetiky a měnícími se potřebami zákazníků.

Napájení do Power-to-X zařízení

Žádný vnitrostátní regulační orgán nevedl, že by se se zařízeními P2X (Power-to-X) včetně P2G (Power-to-Gas) zacházelo jinak než s ostatními uživateli sítě, pokud jde o distribuční sazby za odběr. Proto tato zařízení podléhají (nebo v některých členských státech budou, až budou instalovány), běžným síťovým tarifům. Zařízení Power-to-X využívají rozvodné soustavy pro přenos nebo distribuci energie, kde by měly být všechny dodávky a odběry v každé síti účtovány samostatně podle nákladů, které způsobují, nebo přínosů, které způsobují. **Nedoporučujeme proto, aby při návrhu reformy tarifní soustavy ČR byly zavedeny zvláštní síťové tarify pro zařízení P2X.**

Veřejnosti přístupné dobíjecí stanice elektromobilů

Veřejně dostupné dobíjecí stanice pro elektromobily existují ve všech členských státech. Ve velké většině členských států platí pro provozovatele veřejně přístupných dobíjecích stanic pro elektrická vozidla stejná struktura tarifů jako pro ostatní uživatele sítě. V Itálii a Portugalsku existuje pro dobíjení elektromobilů na veřejně přístupných dobíjecích stanicích pro elektromobily odlišná struktura tarifů (na základě energie) ve srovnání s ostatními uživateli sítě (smíšené, přičemž největší část je založena na energii) a ve Španělsku existuje specifický tarif (který má podobnou strukturu, ale energetická složka má větší váhu). Tyto různé tarify si může volitelně zvolit provozovatel veřejně přístupné dobíjecí stanice pro elektromobily v Itálii a Španělsku.

V ČR provozovatel veřejně přístupné dobíjecí stanice je vázán zákonem o pohonných hmotách a jako první by zřejmě měla být **dotazena legislativní vazba mezi palivovým a energetickým zákonem. Pro sdílení sítě dobíječek mezi jednotlivým provozovatelem už funkční řešení existují a jsou zavedena** - např. roamingové platformy typu Hsubject, kde každý provozovatel dobíjecích stanic (CPO) může nabídnout "offer to all" nebo si domlouvá bilaterální kontrakt a pokud se dva provozovatelé domluví na smluvních podmínkách za jakých nechávají své zákazníky na cizích dobíječkách dobíjet (a naopak), tak Hsubject následně zajistí roaming přes

řídící systém (backend) obou účastníků. Zde se celý systém stáčí směrem, který je již z energetiky dobře znám – provozovatel dobíječek (CPO adekvátní distributorovi) pak poskytuje svou síť jakémukoliv poskytovateli služeb dobíjení (EMP adekvátní dodavatel elektřiny), se kterým má uzavřenou službu. Aby byl schopen roamingu, kopíruje tento koncept trhu s dobíjením docela dobře liberalizovaný model klasické energetiky.

Speciální sít'ové tarify pro veřejné dobíjecí stanice by dalším rozvoji elektromobility v ČR pomohly. Současný klasický 8 hod. dvoutarif nic neřeší, pro veřejnou síť je to obtížně použitelné. Lze se inspirovat zvýhodněnými sazbami pro trakce, dobíječky mají velké jističe / rezervované kapacity při relativně nízké spotřebě.

Doporučujeme sledovat zkušenosti Německa, kde DSO ve své kompetenci poskytují zvýhodněné distribuční tarify výměnou za možnost přímé kontroly nabíjecího místa s cílem ovládat zatížení sítě. Pro přenos zkušeností lze s výhodou využít fakt, že významnou pozici na českém trhu zaujímají německé energetické firmy.

Energetická společenství

Pro všechny členské státy s výjimkou Rakouska a Portugalska nebyl dosud na celostátní úrovni zaveden tarifní režim pro energetické komunity, přičemž několik vnitrostátních regulačních orgánů navrholo, že se v budoucnu počítá se zvláštním tarifním zacházením pro energetické komunity, jak je definováno v balíčku pro čistou energii. Belgický region Brusel oznámil, že energetické komunity dostávají částečnou výjimku, a Nizozemsko oznámilo, že inovativní projekty by mohly žádat o daňové výjimky v rámci, který trval do konce roku 2019, a pro který se zvažuje alternativa. V Rakousku od roku 2021 a v Portugalsku od roku 2019 byl na vnitrostátní úrovni implementován právní rámec a komunity pro obnovitelné zdroje energie mohou požádat o zvláštní tarifní režim pro vlastní spotřebu. Obecně platí, že účtování distribučních tarifů pro komunitu obnovitelných zdrojů energie závisí na míře využití veřejné sítě. Čím více bude energetická komunita využívat veřejnou síť, tím více musí přispívat na placení distribučních tarifů.

Tarifní podporu pro energetická společenství vidíme jako jednu z priorit pro úpravu tarifního systému v ČR. Tím spíše, že s masivní investiční podporou pro střešní fotovoltaiky i na bytových domech se rozmáhají řešení nabízející přechod na fakturační měření typu B na patě domu. Často doprovázené nabídkou na celkovou správu bytové energetiky včetně volby dodavatele. To jistě není optimální, v tomto směru rozvoj fotovoltaiky předběhnul nasazení technologií AMM. Při diskusi o tarifní podpoře energetických společenství můžeme s výhodou využít zkušeností Rakouska s adaptací na naše potřeby a možnosti. Pracovní kontakty jsou již navázány.

Regulační shrnutí k distribučním tarifům pro nové technologie

Zavádění tarifů v jakékoliv formě pro některé nové technologie a účastníky trhu ve zkoumaných zemích je podmíněno jejich legislativním zakotvením ve vnitrostátních právních rádech. Jedná se především o akumulaci, Power-to-X a energetická společenství. To musí vycházet ze Směrnice 2019/944 o společných pravidlech pro vnitřní trh. V tomto ohledu je patrný handicap České republiky spočívající v tom, že doposud příslušnou směrnicí neimplementovala. Je možné

zavedení těchto tarifů řešit na podzákoné úrovni, tedy na úrovni vyhl. č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu, a cenových předpisů ERÚ, takové řešení však není systémové a po přijetí nového energetického zákona může být nutné jeho další úprava. Situaci v ČR tak komplikuje fakt, že diskusi o tom, jak řešit nastavení tarifů pro konkrétní technologie musí předcházet diskuse o tom, co budeme za akumulaci a energetické společenství považovat a vložit tyto definice do vyhlášky či cenového rozhodnutí. Následně lze diskutovat o použití některých prvků ze zkoumaných zemí, např. v případě energetických společenství rakouského či portugalského modelu.

Pokud jde o akumulaci a její tarify, prvním nezbytným krokem, který je nutno v ČR řešit, je odstranění dvojího zpoplatnění elektřiny ukládané v zařízení na ukládání elektřiny (první platba síťových poplatků provozovatelem zařízení) a následně konečným zákazníkem (druhá platba síťových poplatků téže elektřiny). K tomu je zapotřebí změna energetického zákona. Následné zavedení zvláštních tarifů jakéhokoliv typu již bude řešitelné prostou úpravou tarifní struktury na základě cenových rozhodnutí regulátora a příp. úpravou vyhlášky č. 408/2015 Sb., o pravidlech trhu.

9 Poslední významné změny

Přezkum vnitrostátních tarifních rámců ukazuje, že v poslední době došlo k několika významným změnám v metodikách sazeb, což naznačuje, že tarifní stabilita rámce sazeb za distribuci byla doposud klíčovým cílem při stanovování distribučních sazeb.

Konkrétně bylo zavedeno nebo rozhodnuto o pěti významných změnách v bruselském regionu Belgie, Francie, Lotyšska, Slovinska a Španělska, jak je uvedeno v tabulce níže.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](#)

Tabulka 11 - Poslední významné změny

Stát	Nedávno rozhodnuté změny v tarifní oblasti
Belgie (Brusel)	Pro odběratele nízkého napětí je vytvořen kapacitní tarif (roční paušál za připojovací kapacitu nad nebo pod 13 kVA). Některé režimy výjimek se postupně ukončují.
Francie	Pro uživatele připojené k sítím nízkého napětí byl zaveden volitelný sezónní tarif Time-of-Use.
Lotyšsko	Od roku 2021 bude uplatňován distribuční tarif pro dodávku energie do sítě/vstříkování, aby bylo zajištěno pokrytí nákladů za dodávku do sítě.
Slovinsko	Od roku 2019 se každý uživatel sítě (včetně „menších spotřebitelů“) s inteligentními měřiči schopnými 15minutové registrace může podílet na poskytování doplňkových a/nebo vyrovnávacích služeb prostřednictvím agregace a/nebo reakce na poptávku. Jejich špičková spotřeba nebude uvažována v případě záporné rezervy.
Španělsko	Královská vyhláška z 1/2019 z 1. ledna stanovila, že CNMC bude odpovědná za stanovení přenosových a distribučních tarifů od 1. ledna 2020. Došlo ke změně v rozdělení výroby/zátěže, protože již neplatí žádné poplatky za dodávku do sítě. Do 1. ledna 2020 platily přístupové tarify, které zahrnovaly náklady na přenos a distribuci dodávané energie a další náklady, jako jsou pobídky na podporu kogenerace a obnovitelných zdrojů a další kompenzace.

10 Připravované a projednávané změny

Existuje mnohem širší prostor pro možné změny s nejméně 14 členskými státy, kde se zvažují nebo konzultují možné změny, jak uvádí tabulka níže. Často zvažovanou změnou je přechod (nebo rostoucí role) nabíjení založeného na energii.

Zdroj: [ACER Report on D-Tariff Methodologies.pdf \(europa.eu\)](https://ec.europa.eu/energy/electricity/accer-report-on-d-tariff-methodologies.pdf)

Tabulka 12 - Připravované a projednávané změny

Stát	Připravované a projednávané změny
Rakousko	Probíhá postupná implementace k navrhovaným změnám v oblasti Energetických společenství. Jejich nasazování je od nejmenších integrálních celků až po kombinované na vyšších napětových úrovních. Zároveň s těmito změnami dochází ke zvýšení poplatku za vstup do systému a odstranění poplatku za zřízení systému a dále v rámci služeb systému na integrace poplatku za měření a poplatků za kapacitu pro všechny zákazníky.
Belgie (Valonsko)	Nová struktura by měla poskytovat příslušné pobídky k racionálnímu využívání sítě a předcházet zbytečným investicím.
Belgie (Brusel)	Tarif založený na kapacitě by se mohl stát důležitějším, protože zavedení inteligentních měřičů umožní přesnější rozdělení nákladů (doba použití / sezónní tarify).
Belgie (Flandry)	V příštím regulačním období 2021-2024 se od 1. 1. 2022 výrazně změní tarifní struktura. S cílem usnadnit energetický přechod a předvídat zavádění inteligentních měřičů s přechodem od tarifů založených na energii k tarifům založeným na výkonu. Tarify mimo domácnosti budou plně založeny na smluveném výkonu a špičkovém zatížení plus tarif za případné překročení sjednané odběrné kapacity. Tarify pro domácnost budou zčásti (80 %) založeny na 12měsíční průměrné měsíční špičkové zátěži registrované v digitálním měřiči. Zmizí tarifní rozdíl mezi dnem a nocí. Sníží se sleva z tarifu za akumulaci vytápění. Tarify založené na energii zůstanou v platnosti pro náklady na závazky veřejné služby, penzijní programy a místní odpady.
Estonsko	Největší PDS v Estonsku (Elektrilevi OÜ) by rád uplatňoval energetické tarify, pouze časové (den-noc). Obecně by PDS chtěli uplatňovat vyšší poplatky za výkon a nižší poplatky za energii, protože většina nákladů na distribuci nezávisí na spotřebě elektřiny spotřebitelem.
Francie	Další tarifní struktura, která by měla být implementována v polovině roku 2021, by měla zohledňovat výhledové poplatky na základě podrobnějších údajů poskytnutých provozovateli přenosové soustavy a PDS týkajících se struktury, zatížení a nákladů sítě, které síťový operátor provozují. Na základě těchto údajů by se rozdělení energie/výkonu mohlo vyvíjet ve prospěch výkonu (kontrolovaný je vývoj od aktuálního období k dalšímu).
Německo	Na hladině nízkého napětí nabízejí PDS slevy na síťové tarify výměnou za možnost přímého ovládnutí dobíjecího zařízení za účelem řízení zátěže sítě. Aby se zlepšily možnosti integrace EV, Německo zvažuje obrácení tohoto mechanismu a přechod na systém, kde je podmíněné použití sítě standardní a nepodmíněné použití sítě je možností, která je k dispozici za vyšší cenovou kompenzaci.
Řecko	Řecký vnitrostátní regulační orgán zvažuje řadu změn, jako je: a) sladění tarifních složek (pevná, kapacita, energie) se souvisejícími distribučními náklady (efektivita, spravedlnost), b) zpřesnění procesu přidělování relevantních nákladů kategoriím spotřebitelů na základě jejich příspěvku ke skutečnému využití přidělené kapacity sítě (účinnosti), c) využívání možností nabízených digitálními měřiči, jsou-li k dispozici, k umožnění účtování na základě poptávky ve špičkách nebo tarifů podle nastavené doby používání (efektivita), d) harmonizace výpočtu sazeb pro všechny kategorie spotřebitelů (spravedlnost).
Irsko	Irský NRA zahájil úplný přezkum struktury tarifů v roce 2020. Účelem je zajistit, aby síťové tarify odpovídaly účelu, a aby byl zaveden správný rámec pro usnadnění přechodu energetiky na nízkouhlíkovou budoucnost. NRA plánuje v prvním čtvrtletí roku 2021 zveřejnit dokument „Cíle, principy a výzva k předložení důkazů“ týkající se revize tarifů.
Itálie	Přestože příští regulační období začne v roce 2024, již nyní probíhá proces přezkoumání alokace nákladů uživatelům sítě. Dále je konzultován návrh tarifního zacházení pro energetické komunity. ARERA zkoumá možnosti, jak usnadnit noční dobíjení elektromobilů doma a to zdvojnásobením stávající kapacity dobíjení bez zpoplatnění smluvního výkonu během noci, nebo i v dalších hodinách s nízkým zatížením sítě.

Stát	Připravované a projednávané změny
Portugalsko	V návaznosti na pilotní projekt, realizovaný od června 2018 do května 2019, zaměřený na zlepšení síťových tarifů uplatňovaných na VVN, VN a NN, příští regulační nastavení bude pravděpodobně zahrnovat změny síťových tarifů uplatňovaných na přenos a/nebo distribuci. Mezi nové prvky testované v rámci pilotního projektu patří definice užšího období špičky (superšpička) a aplikace rozvrhů doby používání rozlišených podle geografické oblasti. Protože sousední Španělsko od dubna 2021 zruší poplatek za dodávku/vstříkování, musí portugalský vnitrostátní regulační orgán posoudit, zda zachovat vstříkovací poplatek, aby zajistil rovné podmínky pro výrobce působící na Pyrenejském poloostrově.
Rumunsko	Rumunský NRA hodlá zavést výkonovou složku distribučního tarifu. Hodlá také zavést distribuční tarify pro výrobce elektřiny. Tyto změny budou zvažovány pro příští regulační období (2024-2029).
Slovinsko	V roce 2020 zahájil NRO studii o úpravě tarifního systému v souladu s požadavky CEP. Na základě studie se očekávají změny v příštím regulačním období (počínaje rokem 2022).
Švédsko	Probíhá revize sekundární legislativy, která řídí, jak mohou být tarify ve Švédsku nastaveny. Nová sekundární legislativa určí provozovatelům distribučních soustav jasné pokyny, jak by jejich tarify měly vypadat. Musí být v souladu s legislativou týkající se nastavení tarifů, které budou transparentní, odrážející skutečné náklady a podporující efektivní využívání sítě.

Irský dokument: Cíle, principy a výzva k předložení důkazů

Irský NRA se 19. listopadu 2021 rozhodl prodloužit lhůtu pro odpovědi na svůj dokument „Přehled struktury tarifu elektrické sítě“. Vyplývá to z žádostí zúčastněných stran o prodloužení lhůty a mělo by to zajistit, aby se všechny zúčastněné strany mohly plně zapojit do této důležité konzultace. Dokument „Cíle, principy a výzva k předložení důkazů.“ zahajuje práce, kterou NRA provádí, aby přezkoumal strukturu tarifů, které společnosti vyrábějící elektrické sítě ukládají zákazníkům za používání jejich sítí.

V současnosti je vhodná doba k zahájení přezkumu tarifních struktur elektrické sítě. Elektrický systém prochází rychlou a dalekosáhlou změnou, protože přecházíme na nízkouhlíkovou budoucnost. Decentralizace a digitalizace staví spotřebitele elektřiny přímo do středu tohoto přechodu a mění způsob, jakým elektřinu spotřebováváme, vyrábíme a přemýšlíme o ní. Struktura síťových tarifů může při tomto přechodu hrát klíčovou roli, protože vytváří správné pobídky pro to, jak zákazníci síť využívají, což může mít dopad na stabilitu systému; systémové investiční potřeby; umístění nové generace a poptávky; účinnost využití elektřiny; a spravedlnosti napříč uživateli sítě.

Cíle revize jsou:

- Poskytovat struktury síťových tarifů, které jsou v nejlepším zájmu spotřebitelů a jsou vhodné pro moderní vyvíjející se elektrické sítě;
- Poskytnout struktury síťových tarifů, které pomohou usnadnit nízkouhlíkovou budoucnost, která je bezpečná, konkurenceschopná a nákladově efektivní.
- Dokument „Cíle, principy a výzva k předložení důkazů“ hledá názory široké škály zúčastněných stran ohledně:
 - Cíle a navrhované zásady revize tarifní struktury elektrické sítě;
 - Současné tarifní struktury elektrické sítě;

- Budoucí vývoj, který může mít významné důsledky pro síť a síť uživatelé;
- Zda a jak by bylo možné reformovat struktury síťových tarifů v očekávání těchto změn
- budoucí vývoj.

Příspěvek obsahuje 24 otázek s výzvou k předložení důkazů. NRA uvítá zpětnou vazbu k těmto otázkám, stejně jako jakékoli další komentáře nebo návrhy, které by zainteresované strany mohly chtít poskytnout v souvislosti s revizí struktury tarifu elektrické sítě. Získané odezvy a zpětná vazba umožní NRA vylepšit principy přezkumu, utvářet naše myšlení a přístup ohledně potenciálních strukturálních reforem sazeb a poskytnout širokou platformu, ze které lze zahájit další fázi přezkumu.

Příloha: CRU21123-Electricity-Network-Tariff-Structure-Review-Objectives-Principles-Call-for-Evidence.pdf

Přehled použitých zdrojů:

Použité dokumenty mezinárodních organizací s přehledy za jednotlivé členské státy EU:

- ✓ Srovnání ENTSO-E ve svém Přehledu přepravních tarifů v Evropě pro rok 2019
- ✓ CEER Paper on Electricity Distribution Tariffs Supporting the Energy Transition
Distribution Systems Working Group Ref: C19-DS-55-04 20 (April 2020)
- ✓ [2018.07 CEER Flexibility Use at Distribution Level.pdf](#)
- ✓ <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/fd5890e1-894e-0a7a-21d9-fa22b6ec9da0>
- ✓ ACER Report on Distribution Tariff Methodologies in Europe (February 2021)
- ✓ [2017.05 ACER White Paper Facilitating Flexibility.pdf](#)
- ✓ [https://documents.acer.europa.eu/Official documents/Acts of the Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf](https://documents.acer.europa.eu/Official%20documents/Acts%20of%20the%20Agency/Publication/ACER%20Report%20on%20D-Tariff%20Methodologies.pdf)
- ✓ Eurelectric - A flexible power system in Europe, Integrated vision for flexibility to enable the clean energy future (2021)
- ✓ <https://cdn.eurelectric.org/media/5557/flexibility-final-report-2021-030-0531-01-e-h-9A846946.pdf>
- ✓ Accenture - An overview of local European flexibility markets (October 2021)
- ✓ <https://www.accenture.com/acnmedia/PDF-166/Accenture-Flexibility-Benchmarking-Executive-Summary.pdf#zoom=50>
- ✓ [https://cdn.eurelectric.org/media/5499/powering the energy transition through efficient network tariffs - final-2021-030-0497-01-e-h-2ECE5E5F.pdf](https://cdn.eurelectric.org/media/5499/powering%20the%20energy%20transition%20through%20efficient%20network%20tariffs%20-%20final-2021-030-0497-01-e-h-2ECE5E5F.pdf)
- ✓ <https://cdn.eurelectric.org/media/5089/dso-facts-and-figures-11122020-compressed-2020-030-0721-01-e-h-6BF237D8.pdf>

Výzkumné práce:

- ✓ <https://fsr.eui.eu/implementing-dynamic-tariffs-for-electricity-retail-choices-and-barriers/>
- ✓ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054422031820X>
- ✓ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352484720315377>
- ✓ <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421521000379>
- ✓ Projekt "Zranitelný zákazník a energetická chudoba", program THÉTA,
<https://www.mpo.cz/cz/energetika/vyzkum-a-vyvoj-v-energetice/resene-dokoncene-projekty-a-jejich-vystupy/projekty-podporene-v-ramci-1-verejne-souteze-programu-theta/projekt-zranitelný-zakaznik-a-energeticka-chudoba--260653/>

Energetická legislativa EU:

- ✓ Směrnice EP a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5.června 2019 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou
- ✓ Nařízení EP a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou

Další:

- ✓ Studie ENA, Poplatky související s provozem elektrizační soustavy pro koncového zákazníka ve vybraných státech EU v období 2008 – 2021
- ✓ Norská zpráva [Kostnader i str mnettet - gevinster ved koordinert lading av elbiler](#)
- ✓ Internetové řešerše na téma Electricity distribution tariff
- ✓ Dotazníky zaslané na regulační orgány EU prostřednictvím ERÚ a MPO
- ✓ Dotazníky zaslané na představitele významných mezinárodních firem prostřednictvím jejich firem v ČR (EON, PRE)
- ✓ Přímé konzultace/videokonference s představiteli regulátorů
- ✓ Přímé konzultace/videokonference s představiteli Austrian Energy Agency (AEA)

Seznamy:

Seznam obrázků

Obrázek 1 - Ilustrace pobídek pro investice do rezidenčních fotovoltaických a bateriových systémů jako funkce výkupních cen (FIT), maloobchodních tarifů a LCOE lokální tarif pro fotovoltaiku.	13
Obrázek 2 - Přehled případů využití flexibility v praxi PDS.....	15
Obrázek 3 - Případy použití identifikované pro vybrané PDS.....	17
Obrázek 4 - Oceňování flexibility vzhledem k alternativním řešením.....	17
Obrázek 5 - Nasmlouvaná flexibilita v jednotlivých zemích.....	18
Obrázek 6 - Úspora vyplývající z ToU tarifu pro tepelná čerpadla, příklad ze Španělska.....	20
Obrázek 7 - Schéma aplikace časově rozlišených síťových tarifů pro domácí spotřebitele s kontraktovanou kapacitou.	24
Obrázek 8 - Primární volby designu časově rozlišených tarifů v jednotlivých zemích.	26
Obrázek 9 - Citlivostní analýza – závislost podílu fixních plateb v CSP na roční spotřebě elektřiny domácnosti 2021.....	36
Obrázek 10 - Citlivostní analýza – závislost podílu fixních plateb v CSP na roční spotřebě elektřiny domácnosti 2021 – ČR vs. Rakousko.....	37
Obrázek 11 - Citlivostní analýza – závislost podílu plateb za rezervovanou kapacitu v CSP na koeficientu využití rezervované kapacity velkoobdobatelů VN 2021.....	38
Obrázek 12 - Srovnání jednorázových nákladů na připojení 2021 pro odběr domácnosti na hladině NN 3x25A.....	39
Obrázek 13 - Řízená distribuční síť + poplatky, tarif a ceny energií pro domácí spotřebitele (smluvní kapacita do 10 kW – Španělsko.....	47
Obrázek 14 - Využití smluvní kapacity při domácím nabíjení.....	49

Seznam tabulek

Tabulka 1 - Přehled tarifního režimu distribuce platného pro energetické komunity.....	11
Tabulka 2 - Základní typy distribučních tarifů používaných ve státech EU 27.....	31
Tabulka 3 - Struktura distribučních tarifů používaných ve státech EU 27.....	32
Tabulka 4 - Publikovaný obsah tarifikace s ohledem na distribuční tarify.....	33
Tabulka 5 - Struktura kapacitních plateb (power-based) v distribučních tarifech.....	34
Tabulka 6 - Podíl variabilních a fixních plateb v distribučních tarifech.....	35
Tabulka 7 - Struktura poplatků za připojení na základě přístupů jednotlivých zemí EU.....	40
Tabulka 8 - Časová pásma v distribučních tarifech.....	42
Tabulka 9 - Poměr diferenciacce podle různých možností.....	43
Tabulka 10 - Parametry kapacitního poplatku pro dobíjení elektromobilů.....	50
Tabulka 11 - Poslední významné změny.....	54
Tabulka 12 - Připravované a projednávané změny.....	56

T A
Č R

Tento projekt je financován se státní podporou
Technologické agentury ČR
v rámci programu BETA2

www.tacr.cz
Výzkum užitečný pro společnost



Zpracovali:

Ing. Jiří Gavor
Ing. Martin Michek
Ing. Martin Sedlák
Mgr. Pavel Doucha

28.02.2022