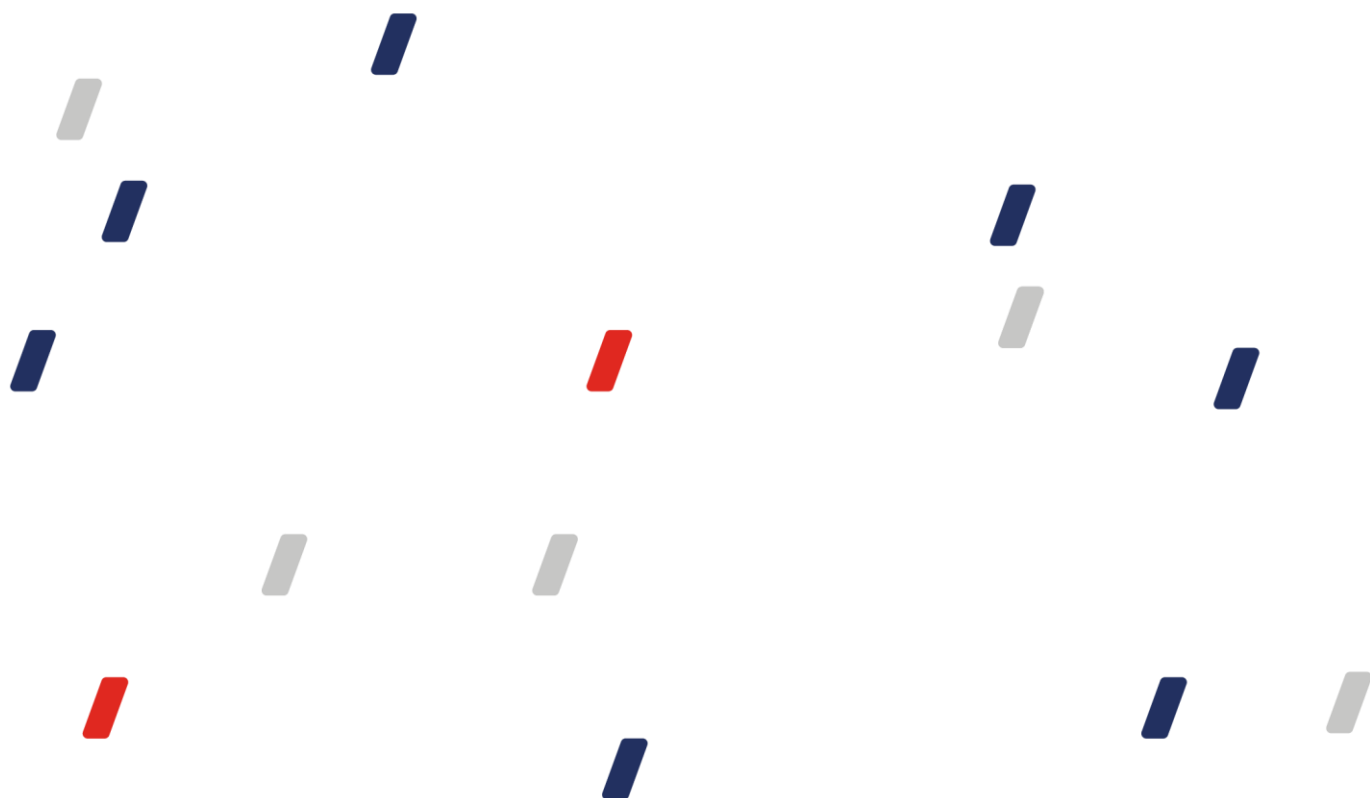


# KONCEPCE PROPOJENÍ NOVÉHO DESIGNU TRHU V ELEKTROENERGETICE S POŽADAVKY NA ZMĚNU V REGULOVANÝCH CENÁCH A TARIFECH



# OBSAH

<b>1</b>	<b>ÚVOD A MANAŽERSKÉ SHRUTÍ .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>CÍLE A PRINCIPY INOVACE V OBLASTI REGULOVANÝCH CEN .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>OBLASTI ŘEŠENÍ K NAPLNĚNÍ CÍLŮ .....</b>	<b>5</b>
<b>3.1</b>	<b>Strategický pohled.....</b>	<b>5</b>
3.1.1	Cena.....	5
3.1.1.1	Strategie nastavení regulovaných síťových tarifů (ilustrativní, zjednodušeno).....	5
3.1.1.2	Zvolená strategie aplikace nových síťových tarifů (ilustrativní, zjednodušeno).....	5
3.1.2	Nová energetika – nové trendy a technologie .....	6
3.1.2.1	Elektromobilita .....	6
3.1.2.2	Akumulace.....	7
3.1.2.3	Decentrální energetika a obnovitelné zdroje energie .....	8
3.1.2.4	Flexibilita a agregace .....	9
3.1.2.5	Sdílení elektřiny účastníků trhu .....	9
3.1.2.6	Chytré měření.....	9
3.1.2.7	Vliv zaváděných trendů na provozovatele sítí.....	9
3.1.3	Technologická neutralita .....	12
3.1.4	Energetická chudoba .....	12
<b>3.2</b>	<b>Postupná aplikace úprav regulovaných cen.....</b>	<b>12</b>
3.2.1	Oblasti k rychlé úpravě .....	13
3.2.1.1	Sdílení energií .....	13
3.2.1.2	Efektivní využívání sítí VVN a VN .....	14
3.2.1.3	Stabilita, kvalita a spolehlivost sítí VVN a VN .....	15
3.2.2	Oblasti k postupné úpravě .....	16
3.2.2.1	Decentralizovaná výroba OZE .....	16
3.2.2.2	Akumulace.....	17
3.2.2.3	Flexibilita a agregace .....	17
3.2.2.4	Zavádění chytrého měření (roll out AMM) a jeho funkce .....	17
3.2.2.5	Motivace k úsporám .....	18
3.2.2.6	Podpůrné služby.....	18
3.2.2.7	Rozvoj sítí.....	19
3.2.2.8	Flexibilní tarify .....	19
3.2.2.9	Elektromobilita .....	20
3.2.2.10	Automatizace a digitalizace.....	21
3.2.2.11	Tepelná čerpadla.....	21
3.2.2.12	Zákazníci s velmi nízkým využitím příkonu .....	21
3.2.2.13	Koncepce budoucích distribučních sazeb na hladině NN.....	21
<b>3.3</b>	<b>Bodové shrnutí nejzásadnějších připravovaných úprav.....</b>	<b>23</b>
<b>4</b>	<b>HARMONOGRAM (ČASOVÁ OSA) POSTUPNÉ INOVACE V REGULOVANÝCH CENÁCH A IMPLEMENTACE ZMĚN.....</b>	<b>24</b>
<b>5</b>	<b>DOPADY ZMĚN NA ÚČASTNÍKY TRHU .....</b>	<b>25</b>
<b>6</b>	<b>NÁVRH KLÍČOVÝCH ZMĚN V OBLASTI LEGISLATIVY .....</b>	<b>26</b>
<b>7</b>	<b>SEZNAM .....</b>	<b>27</b>
7.1	Tabulky .....	27
7.2	Grafy .....	27
7.3	Obrázky .....	27
7.4	Přílohy .....	27

# 1 ÚVOD A MANAŽERSKÉ SHRnutí

*Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech* (Koncepce) navazuje na dosavadní postupy regulace cen, mapuje nastalé nedostatky současného tarifního systému, měnící se prostředí elektroenergetiky, nastiňuje legislativní rámec a technologický vývoj a definuje budoucí cíle a principy v oblasti regulovaných cen a tarifů.

## Obecné problémy současné tarifní struktury

Současný tarifní systém na hladině nízkého napětí (NN) má mnoho distribučních sazeb, které jsou rozděleny podle typu zákazníka, velikosti spotřeby zákazníka a podle účelu použití elektřiny daného převážně strukturou spotřebičů a zařízení v odběrném místě (OM). V současnosti se však struktura spotřebičů zákazníků mění a stává se variabilnější, proto se nabízí přistupovat k zákazníkům, tam kde to je možné, technologicky neutrálně. Rozmanitost distribučních sazeb a podmínek jejich přiznání, z níž některé už ani nelze přiznat, s sebou nese neprehlednost systému.

Přiznávání distribučních sazeb na základě struktury spotřebičů zákazníka v době podání žádosti o distribuční sazbu s sebou nese také velké riziko neaktuálnosti dané distribuční sazby v případě, kdy zákazník změni strukturu spotřebičů nebo přestane spotřebiče, na základě kterých byla distribuční sazba přiznána, využívat. Dvoutarifové distribuční sazby jsou nastaveny tak, aby přinášely výhody zákazníkovi v případě, že umožňuje řízení odebíraného výkonu z distribuční soustavy (DS). Pokud zákazník přestane řízené spotřebiče využívat a aktivně nepodá žádost o změnu distribuční sazby, využívá výhody nižších cen zajišťování distribuce elektřiny (nízký tarif) bez toho, aniž by poskytoval provozovateli distribuční soustavy (PDS) služby, které by nízký tarif ospravedlnily.

Problémem současného tarifního systému na hladině NN je také alokace nákladů do jednotlivých distribučních sazeb a regulovaných cen. Zákazníci s decentrální výrobou při nepřesné alokaci neplatí paušální náklady.

Důsledkem využívání distribuční sazby, na kterou by zákazník neměl mít nárok, případně nepřesná alokace cen podle charakteru nákladů, je přenesení nákladů na ostatní zákazníky, kterým se následně zvýší ceny zajišťování distribuce elektřiny.

Tarifní systém na hladinách velmi vysokého (VVN) a vysokého napětí (VN) nemotivuje k optimalizaci požadavků zákazníka, provozovatele lokální distribuční soustavy nebo výrobce elektřiny (dále jen odběratele) na rezervovaný příkon (RP). RP odběratelů je tak často naddimenzovaný, což může vést až k neefektivnímu posilování kapacit soustav a přenášení zvýšených nákladů na všechny odběratele.

Dalším problémem je administrativní zátěž při sjednávání hodnoty rezervované kapacity (RK), která dnes není využívána provozovateli soustav při optimalizaci soustavy, a náklady na její sjednávání nepřináší účastníkům trhu žádné výhody.

## Očekávané zásadní změny trhu (nový model trhu)

Při změně tarifního systému a regulovaných cen je potřeba brát v úvahu změny na trhu a měnící se prostředí elektroenergetiky. Mezi zásadní změny ovlivňující energetický sektor patří rozvoj akumulace energie. Jednoznačným trendem v energetice je růst počtu decentrálních zdrojů, sdílení vyrobené elektřiny, nebo také očekávaný nárůst počtu elektromobilů a souvisejících dobíjecích stanic, což bude mít dopad na kapacitní dimenzování soustav. V souvislosti s rozvojem decentrální výroby a výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie (OZE) v elektroenergetice a potřebou akumulace lze do budoucna očekávat potřebu zajištění větší flexibility energetické soustavy a propojování jednotlivých odvětví energetiky (elektroenergetiky, plynárenství a teplárenství). Důležitou roli v zajištění flexibility energetické soustavy hraje zavádění chytrého měření, které přinese přesnější informace o využití soustavy, umožní zákazníkům lépe využívat možnosti moderní energetiky a usnadní provoz sítí. Trendy ovlivňující budoucí podoby trhu jsou ukotveny například v rámci legislativního balíčku Fit for 55<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Obsah balíčku Fit for 55 je blíže představen v rámci přílohy Koncepce – Analytická část.

## Vymezení částí tarifního systému, kterými se Koncepce zabývá

Primárním záměrem je věnovat se problematice cenotvorby u přenosu elektřiny včetně ceny za systémové služby a ceny za distribuci elektřiny. Detailně jsou oblasti k řešení uvedeny v kapitole 3 *Oblasti řešení k naplnění cílů*.

Následně může být Koncepce rozšířena i na ostatní regulované ceny. V případě, že se bude Koncepce věnovat oblasti neregulovaných cen za dodávku elektřiny, tak vždy s ohledem na možnou interakci s nastavením regulovaných cen nebo s ohledem na celkové vyhodnocení dopadů ve spojitosti s regulovanými cenami.

## Nastínění legislativního rámce a technického vývoje

Při nastavování regulovaných cen je nezbytné reflektovat legislativní požadavky, strategické priority a zohlednit technický vývoj. Jedná se například o cíle Evropské unie (EU) v oblasti dekarbonizace a ochrany klimatu, na jejichž implementaci a plnění se budou povinně podílet účastníci trhu, budou transponovány do tuzemské legislativy, a které bude nutno zohlednit v tarifním systému. Klíčové oblasti vyplývající z evropské legislativy jsou navýšení podílů OZE, vznik občanských energetických společenství, aktivnější zapojení zákazníků do trhu s elektřinou, zavádění dynamických obchodních tarifů, rozvoj akumulace, dobíjecích stanic pro elektromobily a opatření pro zvyšování účinnosti.

## Nastínění harmonogramu

Změny budou zahájeny od roku 2023. Na hladině NN bude umožněno jednoduché řešení pro sdílení elektřiny v rámci bytových domů. Další změny v tarifním systému budou přicházet v letech následujících. Na hladině VN a VVN bude zrušeno sjednávání RK a dojde ke změně na systém motivující k optimalizaci požadavků odběratelů na soustavu.

## Řízení projektu

Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech vznikla činností probíhajícího projektu „Propojení nového designu trhu v elektroenergetice“. Projekt je řízen v úrovních řídicí výbor – koordinační výbor – pracovní skupiny – otevřená platforma. Průřezově napříč všemi úrovněmi byla v rámci projektu jednotlivá témata v okruzích analyzována a zpracována nejen ve formě této Koncepce, ale rovněž v rámci doplňujícího podkladu – Analytické části, která přímo navazuje na Koncepci a přináší hlubší analýzy a detailní popis problematiky k jednotlivým tématům pojednávaným v této Koncepci. Analytická část bude zveřejněna na webových stránkách Energetického regulačního úřadu (ERÚ).

## Spolupráce s Technologickou agenturou České republiky

Součástí projektu *Propojení nového designu trhu v elektroenergetice* je i koordinace činností se souběžně běžícím projektem *Komplexní inovace tarifní struktury v elektroenergetice* realizovaným skrze rámcovou smlouvu v programu Technologické agentury České republiky (TA ČR) BETA 2, která umožňuje definovat jednotlivé dílčí etapy (minitendry) organicky v průběhu projektu v závislosti na aktuálních potřebách. Dosud řešené minitendry, které navazují na problémy současné tarifní struktury, jsou následující:

- Provedení analýzy aktuálních zkušeností s inovacemi tarifního systému v elektroenergetice v zahraničí, včetně detailního popisu záměrů a detailního rozboru realizace prováděných inovativních kroků s ohledem na přenositelnost do podmínek České republiky (ČR).
- Citlivostní analýza vlivu změny podílu variabilní složky v ceně zajišťování distribuce elektřiny pro získání představy o dopadech možných změn tarifního systému na odběratele na hladině NN tak, aby bylo možné zaujmout komplexnější přístup k implementaci změny tarifního systému.
- Výzkum trendu zákaznické segmentace pro získání přehledu o historickém vývoji spotřebitelského chování a základní rozbor potenciálu vývoje pro budoucí období včetně navržení optimálních segmentací odběratelů, které by mohly lépe odpovídat budoucím trendům a potřebám v ČR.
- Zpracování komplexní analýzy vývoje provozu regionálních distribučních soustav (RDS), lokálních distribučních soustav (LDS) a očekávaných uzavřených distribučních soustav (UDS) a energetických společenství s ohledem na ekonomický model provozu a regulatorní a tarifní podmínky pro navržení efektivního systémového řešení pro budoucí technologický a legislativní vývoj v oblasti.

## 2 CÍLE A PRINCIPY INOVACE V OBLASTI REGULOVANÝCH CEN

Pro nastavení tvorby síťového tarifu<sup>2</sup> byly stanoveny následující základní principy:

- // jednoduchost, snadná aplikovatelnost, vč. přiznávání a kontroly,
- // nediskriminace a adresnost vyvolaných nákladů,
- // rovné podmínky pro obdobné technologie,
- // bez překážek pro vlastní výrobu/spotřebu,
- // transparentnost,
- // nediskriminace připojení do DS/PS,
- // efektivita nákladů,
- // bezpečnost sítě,
- // zohlednění potřeby flexibility na straně provozovatele distribuční soustavy (PDS) nebo provozovatele přenosové soustavy (PPS).

Uvedené základní principy budou ukotveny v opatřeních směřujících k naplnění hlavních cílů inovace v oblasti regulovaných cen. Hlavními cíli inovace v oblasti regulovaných cen jsou:

- // cena, kterou odběratel hradí, odpovídá nákladům a přínosům, které v soustavě vyvolává a které soustavě přináší,
- // dlouhodobá předvídatelnost tarifního systému, jeho nasměrování k nové energetice
- // a vyšší využití a efektivita provozu a rozvoje soustavy.

Uvedené cíle se vzájemně doplňují a tvoří kompaktní celek.

Základním smyslem tarifního systému je alokovat náklady na zajišťování služeb distribuční soustavy mezi odběratele tak, aby byly splněny výše bodově uvedené základní principy a naplněny stanovené cíle. Je zřejmé, že stávající tarifní struktura není se všemi základními principy se síťovým tarifem plně kompatibilní a nespĺňuje všechny uvedené základní cíle. Inovovaný tarifní systém by měl tento nedostatek eliminovat.

V rámci současné tarifní struktury se vyskytují prvky, které jdou proti principu jednoduchosti a snadné aplikovatelnosti. Jsou jimi například relativně vysoký počet distribučních sazeb pro zákazníka připojeného na hladině NN, většinou navázaných na konkrétní technologii v odběrném místě, a navíc část z nich již nelze nově přiznat. U odběratele připojeného na hladině VN a VVN lze jmenovat například sjednávání RK, která se nepoužívá k optimalizaci provozu distribuční soustavy, slouží pouze pro zpoplatnění zajišťování distribuce elektřiny.

Síťový tarif bude následovat princip přiměřeného a adresného přiřazení vyvolaných nákladů odběratelům na jednotlivých napěťových hladinách. Primární příčiny nezbytnosti úpravy tarifní struktury z tohoto pohledu jsou vyvolány technologickými změnami na trhu s elektřinou, jak bylo uvedeno výše. Správné přiřazení nákladů a vytvoření relevantních cenových signálů povede k žádanému cíli, kterým je vyšší efektivita využití soustavy, odstranění tlaků na zbytečné investice do soustav, a tím snížení nákladů pro všechny odběratele. K výše uvedeným požadavkům mohou přispět i tarify založené převážně na technologické neutralitě, kdy bude alokace nákladů provedena podle profilu, resp. požadavků konkrétního odběratele na soustavu, bez ohledu na konkrétní druh zařízení, které má velkou roli v současné tarifní struktuře. Technologická neutralita je ale i nosným prvkem dalších základních požadavků na tarifní systém. Umožní například poskytovat flexibilitu širšímu okruhu odběratelů, významně sníží potřebu veřejnoprávní kontroly nad využíváním distribučních sazeb a ve výsledku přispěje k efektivnímu vynaložení nákladů účastníků trhu.

Z pohledu Energetického regulačního úřadu vzniká základní požadavek na aplikaci většiny základních principů nejen z vlastní vůle účastníků trhu na principu bottom-up v případě správných cenových signálů, ale zároveň jsou tyto principy předmětem evropského sekundárního práva, tedy zohlednění těchto principů je založeno také principem top-down v rámci legislativy. Správně aplikované principy umožní, že síťový tarif zajistí vyvážený dopad napříč všemi kategoriemi účastníků trhu a pokrytí nákladů provozovatelů soustav za současného respektování principů nediskriminačního přístupu mezi odběrateli připojenými

---

<sup>2</sup> Síťovým tarifem je v rámci tohoto dokumentu označována cena zajišťování přenosu a distribuce elektřiny.

do přenosové nebo distribuční soustavy a vytvoří transparentní provázanost mezi poplatky za připojení a síťovým tarifem.

Síťový tarif musí být navržen s ohledem na motivaci účastníků trhu k efektivnímu využívání soustav a k jejich účelnému rozvoji, je nezbytné posuzovat využití RP a dopad na efektivní využívání soustav, vliv objemu a tvaru diagramu typového odběratele na efektivní využívání soustav nebo poskytování flexibility.

Úlohou s vysokou prioritou je, aby tarifní systém nekladl překážky rozvoji pro vlastní výrobu elektřiny. Za jednu z takových překážek je dnes považován stav, kdy lze jen velmi obtížně a s neúměrně prodlouženou dobou návratnosti oproti rodinným domům provozovat vlastní výrobu elektřiny v rámci bytových domů i přesto, že se instalace výroben elektřiny na střechy bytových domů z technologického pohledu přímo nabízí a jde o investice způsobilé čerpat investiční dotaci v rámci různých forem dotačních titulů. Narovnání tohoto stavu a odstranění bariér pro uplatnění takto vyrobené elektřiny v bytových domech by mělo být provedeno i s ohledem na kompatibilitu aplikovaného řešení pro budoucí právní prostředí, které bude definovat nové účastníky trhu s elektřinou – v tomto případě energetické společnosti. Konečné nastavení síťového tarifu by zákazníkům s vlastní výrobnou elektřinou mělo umožnit plně užívat výhod této technologie – snížení své poptávky po elektřině jako komoditě prostřednictvím obchodního tarifu a uplatnění síťového tarifu, kde bude zohledněn přínos této technologie v relativně sníženém nároku na distribuční soustavu z pohledu snížení ztrát elektřiny v distribuční soustavě, ale také náklady související s připojováním výroben do distribuční soustavy.

Výsledným stavem by měl být dlouhodobě udržitelný tarifní systém, který bude poskytovat patřičné signály účastníkům trhu i bez průběžných systémových zásahů, s přijatelnou mírou složitosti, a tedy pochopitelný pro relevantní účastníky trhu, především zákazníky. Správným zapracováním základních principů do opatření v konkrétních oblastech pak povede k naplnění stanovených cílů.

### 3 OBLASTI ŘEŠENÍ K NAPLNĚNÍ CÍLŮ

#### 3.1 Strategický pohled

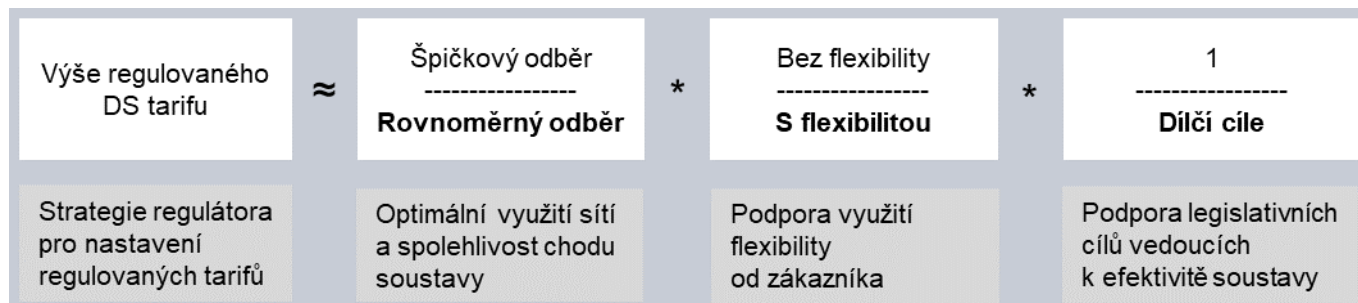
##### 3.1.1 Cena

Cena, kterou odběratel hradí, odpovídá nákladům, které v soustavě vyvolává, to je jeden z hlavních cílů inovace v oblasti regulovaných cen. Ke splnění tohoto cíle povedou následující strategie.

##### 3.1.1.1 Strategie nastavení regulovaných síťových tarifů (ilustrativní, zjednodušeno)

ERÚ bude při nastavování síťových tarifů zohledňovat níže uvedené principy, které podporují efektivní využívání soustav a tím v důsledku snižují konečnou cenu síťového tarifu. Nižší ceny se uplatní pro odběratele s rovnoměrným profilem odběru, odběratele poskytující flexibilitu provozovateli soustavy a odběratele, jejichž odběr naplňuje znaky dílčích strategických cílů definovaných legislativou vedoucích k optimalizaci nákladů. Zjednodušeně popsáno, čím efektivněji bude odběratel využívat distribuční soustavu, tím výhodnější bude mít tarif.

**Obrázek 1 Strategie nastavení regulovaných síťových tarifů**

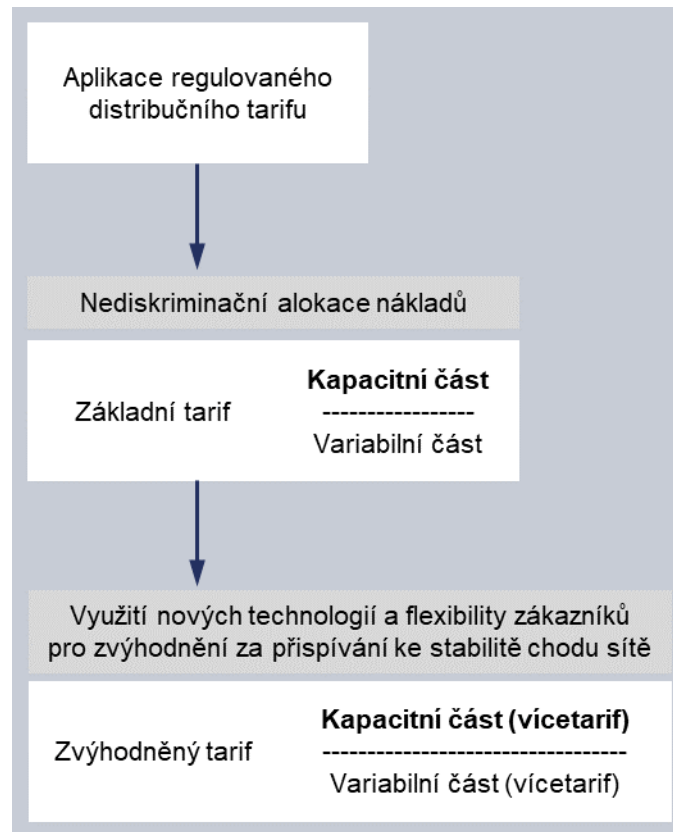


Zdroj: ERÚ

##### 3.1.1.2 Zvolená strategie aplikace nových síťových tarifů (ilustrativní, zjednodušeno)

Vlastní aplikace navrženého tarifu bude vycházet až z detailních ekonomických propočtů a bude vázána na složky cen tak, aby reflektovala postupný vývoj v rámci tarifního systému.

**Obrázek 2 Strategie aplikace regulovaných síťových tarifů**



Zdroj: ERÚ

### 3.1.2 Nová energetika – nové trendy a technologie

Nová energetika integruje dlouho diskutovaná témata a nové principy fungování. Následující témata jsou hlavními technologickými výzvami k zavedení do praxe a současně zásadními výzvami pro integraci do tarifního systému.

Při přípravě inovace tarifního systému je potřeba zohlednit nové trendy a jejich očekávaný vývoj v následujících dekádách.

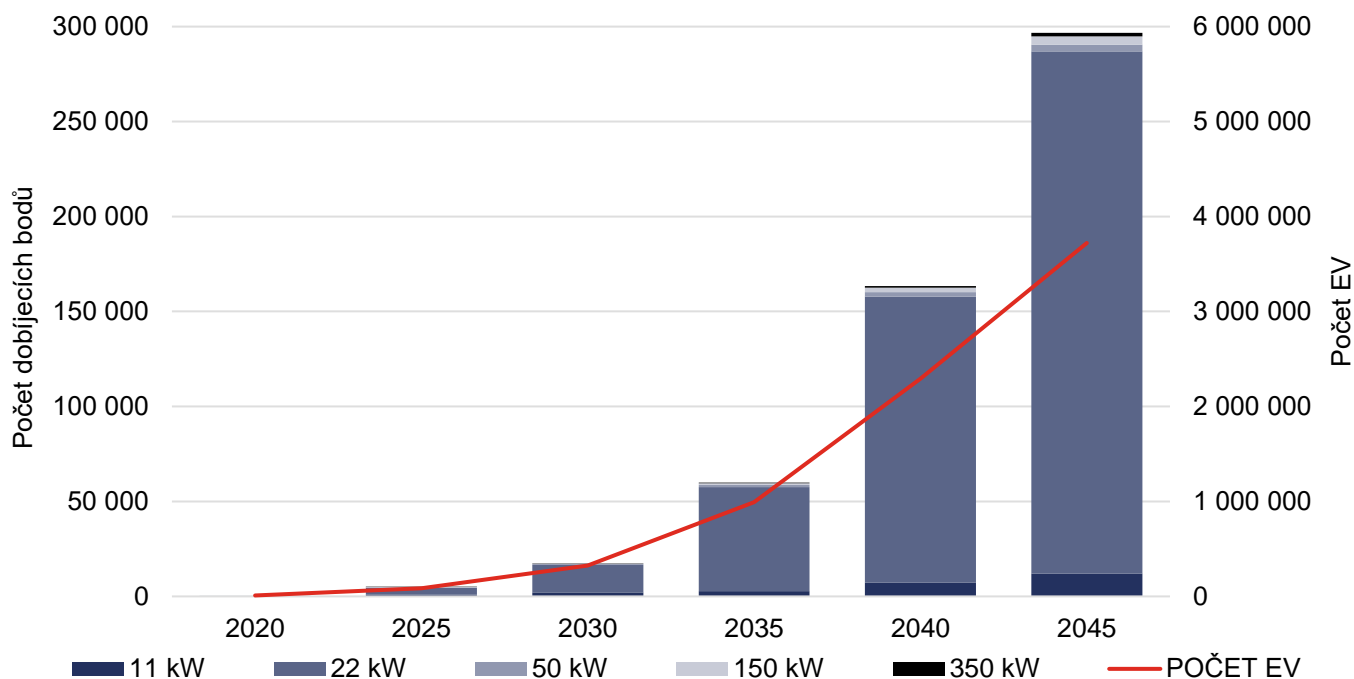
#### 3.1.2.1 Elektromobilita

Elektromobilitu, kde se dá očekávat v příštích letech nárůst výstavby tzv. dobíjecích hubů, které se skládají i z několika desítek ultrarychlých dobíjecích stanic (stejnoseměrný proud) s výkony nad 250 kW a které budou budovány převážně u hlavních dálničních tahů. U rezidentního nabíjení se dá očekávat vybudování robustní sítě s velkým množstvím pomalých dobíjecích stanic (střídavý proud) s výkonem dobíjecího bodu do 22 kW.

V rámci pracovních skupin Národních akčních plánů pro Chytré sítě (NAP SG) a Čisté mobility (NAP CM) jsou provedeny predikce, které definují očekávaný vývoj elektromobility a veřejných dobíjecích stanic do roku 2040, resp. 2030 v NAP CM.



**Graf 1** Očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobíjecích stanic spolu s tímto počtem EV (BEV + PHEV) v letech 2020–2045 – scénář střední



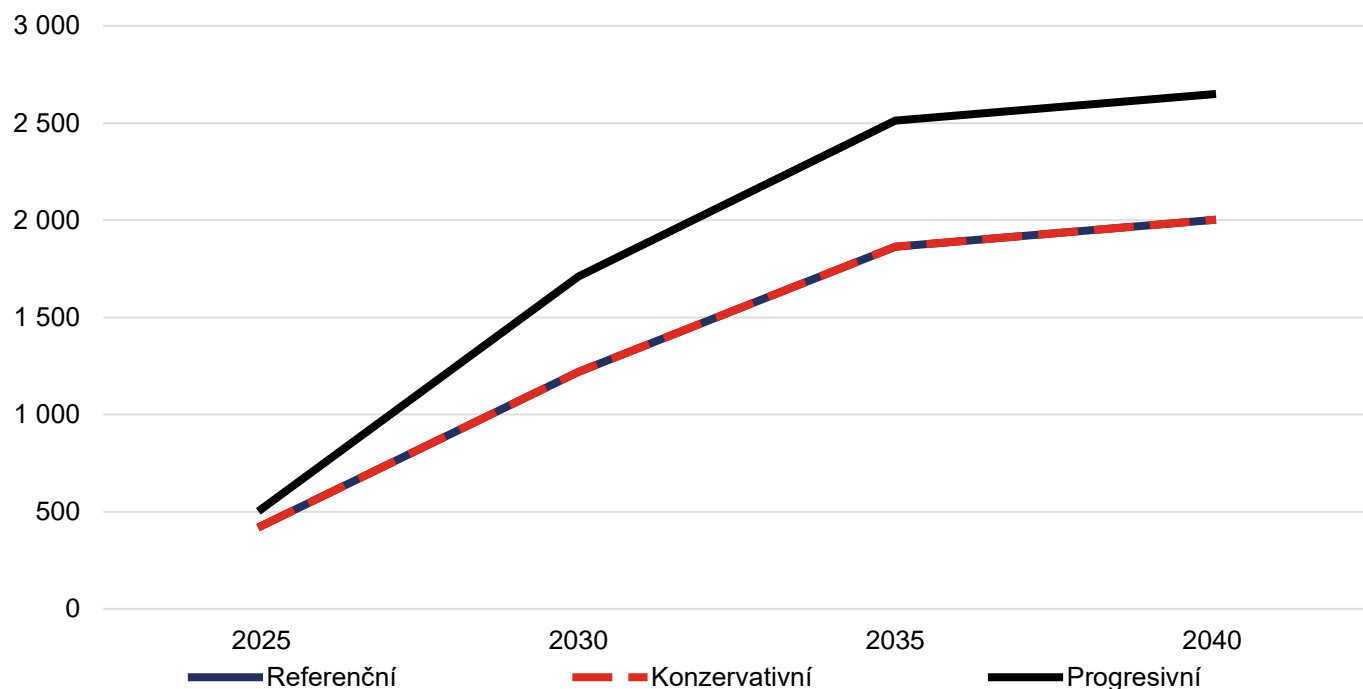
Zdroj: NAP SG ZL17, Aktualizace predikce vývoje elektromobility v ČR do roku 2045, EuroEnergy spol. s r.o., 2021

### 3.1.2.2 Akumulace

V oblasti akumulace se dá očekávat do roku 2040 velké rozšíření této technologie jako součásti systémů fotovoltaických elektráren (FVE), zejména jejich střešní instalace na hladině NN v odběrných místech zákazníků. Vliv na rozvoj akumulace bude mít i vývoj na trhu s elektřinou, neboť s rostoucí cenou energie výrazně vzrůstá ekonomická rentabilita FVE systému s akumulací.

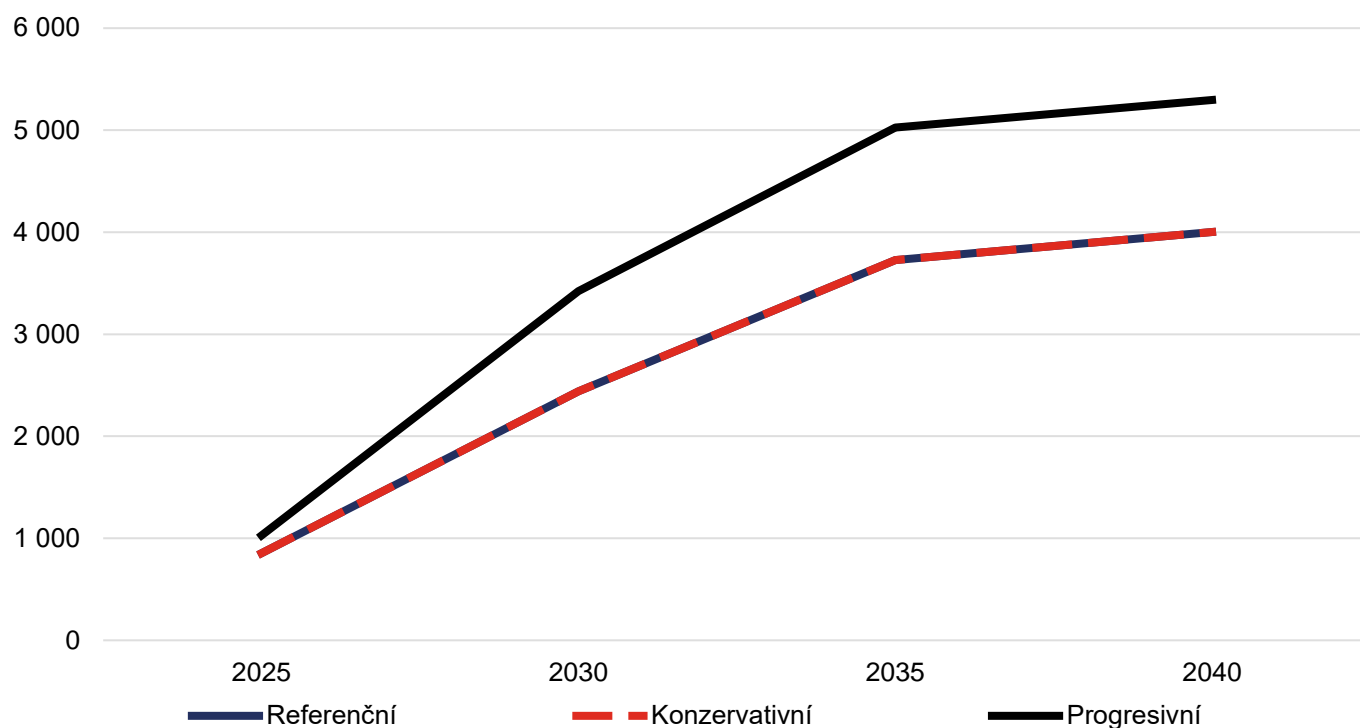
Předpokládaný rozvoj instalovaného výkonu a kapacity je k dispozici např. v *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040*.

**Graf 2** Předpokládaný vývoj instalovaného výkonu bateriové akumulace v ČR [MW]



Zdroj: *Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040* (MAF CZ), ČEPS a.s., 2021

**Graf 3 Předpokládaný vývoj instalované kapacity bateriové akumulace v ČR [MWh]**

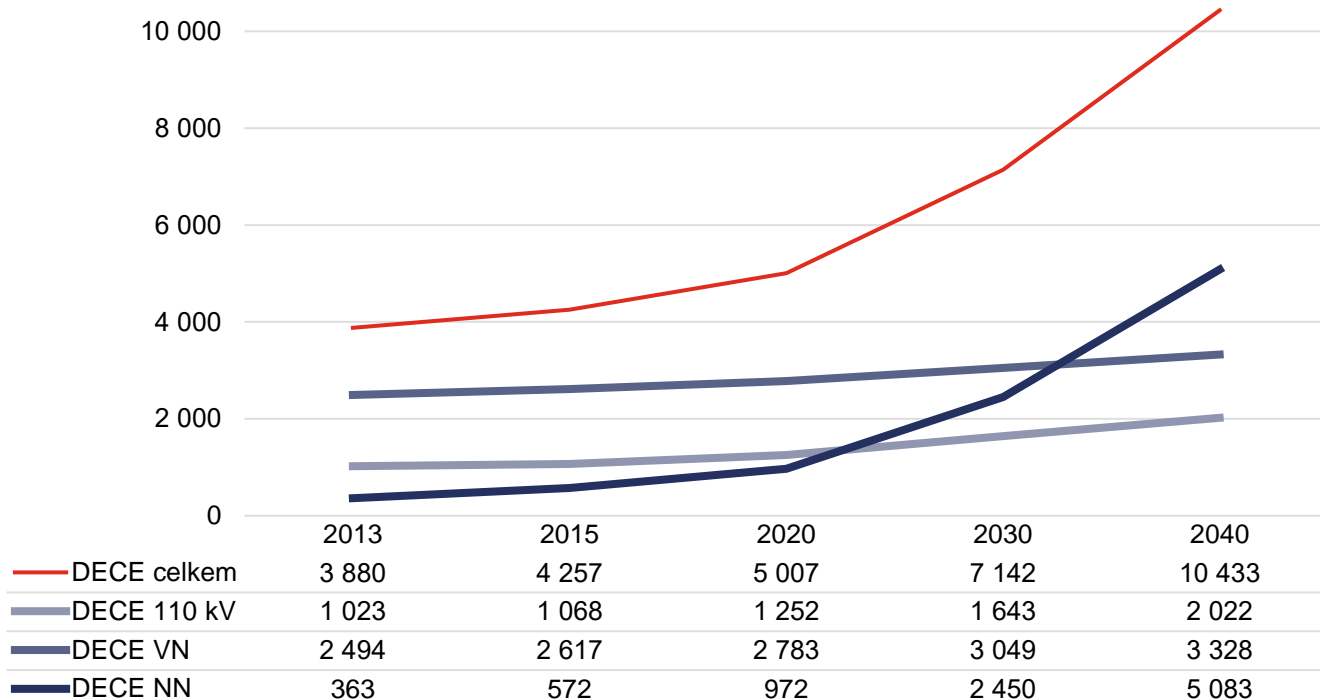


Zdroj: Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ), ČEPS a.s., 2021

### 3.1.2.3 Decentrální energetika a obnovitelné zdroje energie

V rámci decentrální energetiky (DECE) a OZE, jejichž rozvoj je klíčovým trendem v evropské energetice s cílem změnit výrobní mix, se dá očekávat větší nasazení OZE, především FVE připojovaných do nižších napěťových hladin (VN i NN), včetně umístění těchto zdrojů do OM zákazníků.

**Graf 4 Vývoj celkového instalovaného výkonu decentrálních zdrojů podle NAP SG do roku 2040 podle napěťových hladin [MW]**



Zdroj: NAP SG A9+A13, Výpočty dopadu rozvoje decentrálních výroben do provozu distribuční a přenosové soustavy, EGÚ Brno, a. s., a EGC – EnerGoConsult ČB, s.r.o., 2017

Vývoj žádostí o připojení decentrálních zdrojů v současné době významně akceleruje a předbíhá dlouhodobý plán podle NAP SG. V roce 2021 evidovali provozovatelé regionálních distribučních soustav přibližně 25 tis. žádostí o připojení decentrálních zdrojů s požadovaným instalovaným výkonem téměř 12 900 MW, za leden až srpen 2022 evidovali provozovatelé regionálních distribučních soustav více než 68 tis. žádostí o připojení decentrálních zdrojů s požadovaným instalovaným výkonem přibližně 12 600 MW.

#### 3.1.2.4 Flexibilita a agregace

Flexibilitu a agregaci, jejichž potenciál vzrůstá v souvislosti s rozvojem technologií (decentralizovaná výroba, akumulace, elektromobilita atd.), čeká další růst, zejména pokud bude technologický pokrok na straně instalovaných zařízení provázen i zaváděním inteligentních měřicích systémů. Bez efektivní agregace nemusí být tento potenciál dostatečně využit.

#### 3.1.2.5 Sdílení elektřiny účastníků trhu

Sdílení elektřiny účastníků trhu, kde se předpokládá vznik energetických společností (agregace), v rámci kterých bude sdílena vyrobená elektřina. S ohledem na růst ceny silové elektřiny se očekává zásadní rozvoj energetických společností v následujících letech. Technický a ekonomický potenciál popisuje *Studie potenciálu komunitní energetiky v obcích a bytových domech ČR*<sup>3</sup>.

#### 3.1.2.6 Chytré měření

Pro zavedení chytrého měření (AMM = automated metering management) v podmínkách ČR byl zvolen scénář osazení OM se spotřebou nad 6 MWh/rok:

- /// přípravná fáze do 30. 6. 2024,
- /// výběrová instalace OM se spotřebou nad 6 MWh/rok od 1. 7. 2024,
- /// instalace zbývajících plánovaných OM pro osazení AMM od 1. 7. 2027

a následné zavedení AMM v ostatních OM v dalších 10 letech.

Lze očekávat, že rozvoj elektromobility, decentrální výroby a OZE, energetických společností a akumulace bude ještě více akcelarovat díky celé řadě ať už existujících, tak připravovaných dotačních titulů, ale i celosvětovému dění na trzích s energií. Po zavedení AMM lze také očekávat žádoucí přesuny odběru elektřiny z dob většího zatížení soustavy do doby nižšího zatížení soustavy.

#### 3.1.2.7 Vliv zaváděných trendů na provozovatele sítí

Rozvoj výše uvedených trendů má na provozovatele sítí dopady, které je potřeba zohlednit v budoucím nastavení tarifů:

- /// potřeba posílení distribučních soustav a zvýšení investičních nákladů,
- /// snižování odběrů elektřiny ze soustav a riziko přenosu plateb nákladů mezi zákaznickými segmenty,
- /// změny v tocích elektřiny včetně snížení míry jejich predikovatelnosti (výsledkem budou vyšší požadavky na řízení a provozování distribučních soustav),
- /// zpětné vlivy, které ovlivní napětí a míru jeho kolísání v soustavách, což bude znamenat vyšší využití nefrekvenčních podpůrných služeb či jiných nástrojů.

Uvedená témata lze rozdělit na oblasti, které je z pohledu inovace tarifní struktury možné realizovat rychleji, a na oblasti, které sice nejsou méně důležité, ale je možné je realizovat až postupně např. v návaznosti na implementaci AMM nebo v návaznosti na přijetí nezbytné související legislativy.

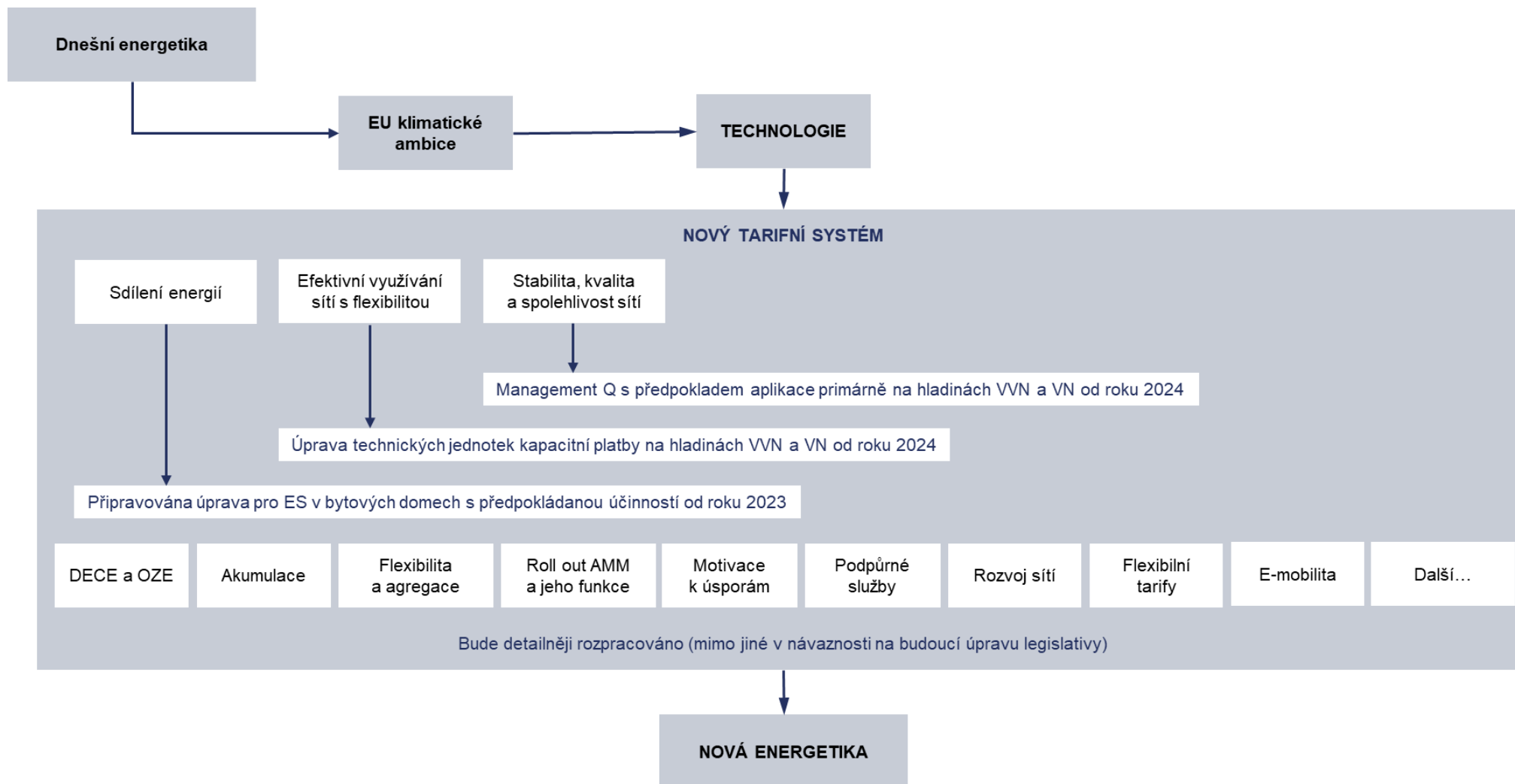
Do oblastí, které je možné realizovat rychleji, patří zejména téma umožnění omezeného sdílení elektřiny v bytovém domě a téma posílení motivace odběratelů k optimalizaci rezervovaného příkonu na hladinách VVN a VN. Dále je plánována rychlejší úprava systému zpoplatnění nedodržení účinnosti a nevyžádané dodávky jalové energie vedoucí k vyšší stabilitě a spolehlivosti soustav.

Mezi další oblasti, kde se práce budou odvíjet od konkrétních podob připravované legislativy a od dostupnosti technologických řešení k realizaci, patří zejména témata akumulace, flexibility

<sup>3</sup> EGÚ Brno, a. s. *Studie potenciálu komunitní energetiky v obcích a bytových domech ČR* [online]. 2021 [cit. 2022-05-25]. Dostupné z: [https://uploads-ssl.webflow.com/624556382bb4ee451535424a/627a0601e5ad78c52ed293f7\\_studie\\_potencialu\\_komunitni\\_energetiky\\_v\\_obcich\\_a\\_bytovych\\_domech.pdf](https://uploads-ssl.webflow.com/624556382bb4ee451535424a/627a0601e5ad78c52ed293f7_studie_potencialu_komunitni_energetiky_v_obcich_a_bytovych_domech.pdf)

a agregace související i s decentralizovanou výrobou, témata související obecně s rolloutem AMM, automatizací a digitalizací a rozvojem sítí. Rozvoj AMM pak přinese možnost komplexnější úpravy tarifů pro elektromobilitu. Mezi oblasti k postupné úpravě jsou zařazena i témata vycházející z koncepce budoucích distribučních sazeb na hladině NN. Uvedená témata jsou blíže rozvedena v kapitolách 3.2.1 a 3.2.2., harmonogram realizace jednotlivých oblastí je uveden v kapitole 4.

Obrázek 3 Koncepte regulovaných cen umožňující přechod na novou energetiku



Zdroj: ERÚ

### 3.1.3 Technologická neutralita

Technologická neutralita bude základním pohledem při nastavování tarifního systému pro novou energetiku, kdy tato technologická neutralita je zároveň úzce propojena s nediskriminačním nastavením tarifního systému.

Pro PS a DS je podstatné, aby fungovaly nákladově optimálně a podporovaly fungování a rozvoj podnikání v ČR. V oblasti rozvoje distribuční infrastruktury jde do budoucna o nasazení jakéhokoli technického řešení, které umožní optimální a efektivní využití sítě a implementaci nových funkcionalit. Tyto technologie by měly být schopny umožnit nové služby, nastavit a podporovat optimalizované procesy při zvýšení stability a bezpečnosti soustavy. V rámci tarifních změn se do budoucna nabízí přistupovat k odběratelům technologicky neutrálně, tedy neřešit k jakým účelům elektřinu odběratel používá, ale hledět na kvantifikovatelné jevy – průběh jeho odběru, kapacitní zatížení sítě apod. Zároveň je potřeba zabránit negativním zpětným vlivům na síť, které by ovlivnily kvalitu dodávek elektřiny ostatním odběratelům.

Záměrem ERÚ je novými tarify motivovat odběratele, aby svůj odběr přesouvali do zvýhodněných časových pásem, která budou v dostatečném předstihu definována. Odběratel se bude zároveň rozhodovat o svém odběru elektřiny i na základě tržních cen komodity podle příslušné smlouvy o dodávce. Omezující podmínkou pak bude zatížení soustavy.

ERÚ bude postupovat v souladu s platnou legislativou a dokumenty definujícími strategické priority pro energetiku v ČR. Princip technologické neutrality nebude nadřazen nad obecné legislativní požadavky a strategické cíle, které jsou na ERÚ kladeny.

### 3.1.4 Energetická chudoba

Energetická chudoba nebude tématem připravovaných úprav tarifní struktury, kdy ERÚ vychází z mapovací a plánovací studie *Zranitelný zákazník a energetická chudoba v ČR*, vypracované Vysokou školou ekonomickou v Praze, Fakultou podnikohospodářskou, v rámci programu na podporu aplikovaného výzkumu, experimentálního vývoje a inovací TA ČR THÉTA. Uvedená studie a související certifikovaná metodika, jejíž aplikačním garantem je MPO, přinesly komplexní pohled na téma energetické chudoby a navrhuje řešení pro její eliminaci (zvýšení dostupnosti dotací na energeticky efektivní vlastnické bydlení, zvýšení dostupnosti dotací na energeticky efektivní nájemní bydlení, oblast edukace a sociální intervence i příspěvky na úhradu energií). U příspěvků na úhradu energií navrhuje studie jako nejvhodnější formu státního příspěvku prostřednictvím energetického vouchery a nenavrhuje zasahovat do struktury tržních nebo regulovaných cen.

U regulovaných cen by pak i podle názoru ERÚ nemělo docházet k deformaci tarifního systému, který ani neumožňuje adresné zacílení podpory a v určitých případech ani neposkytuje prostor ke kompenzacím vysokých tržních cen elektřiny, tj. neregulované obchodní části ceny. Na hladině NN by pak zřejmě ani nebylo efektivní přiřazovat ke každé variantě tarifu jeho sociální podobu. Případné příspěvky na úhradu energií by měly být řešeny komplexně za neregulovanou obchodní i regulovanou část prostřednictvím zmíněného energetického vouchery, což je i administrativně efektivnější řešení, upřednostňována by však měla být investiční řešení spočívající ve větší energetické efektivitě na straně zákazníka. Výsledné řešení je navíc potřeba vnímat v komplexní podpoře zákazníků, tedy řešit i ostatní komodity (teplo a plyn), a to koncepčně navrhovaným způsobem, kdy je cíleno na celkovou platbu zákazníka za energie jako takové.

ERÚ tak bude upřednostňovat řešení, které nepovede k tvorbě paralelního systému sociálních tarifů a platbám ve směru od státní autority (pravděpodobně Ministerstvo práce a sociální věci) k poskytovatelům služeb (PDS a případně dodavatelům). Příznávání sazeb ze strany arbitra by bylo stejně nutné zavést a z jeho strany provádět kontroly, zda tento stav pro dávky trvá. Navrhovaný systém podpory rodin a občanů v těžké sociální situaci bude jednodušší.

Pokud by byla v této oblasti legislativa novelizována, bude ERÚ postupovat v souladu s platnou legislativou a spolupracovat s ostatními správními orgány při stanovování souvisejících dopadů.

## 3.2 Postupná aplikace úprav regulovaných cen

V rámci nastavení tarifního systému jsou hlavní úpravy realizovány především v oblasti odběru elektřiny. Na straně dodávky elektřiny do soustavy nejsou aktuálně navrhována opatření k realizaci zásadních změn z důvodu částečné vhodnosti současného nastavení, které nevytváří narušování celoevropského trhu s elektřinou aplikací poplatků za dodávku elektřiny do soustavy.

Většina států EU v současnosti neaplikuje poplatky vztažené k dodávce elektřiny do soustavy. Nějakou formu tohoto poplatku aplikuje 11 členských států (AT, BE, EE, FI, FR, LT, LU, MT, NL, SK, SE). Některé z uvedených států aplikují poplatek za dodávku elektřiny pouze v rámci přenosové soustavy, nebo pouze v rámci DS, a některé státy z výše uvedených aplikují i další výjimky tak, aby např. motivovaly výrobce k investicím do výroben umístěných blízko spotřebě elektřiny. Obecně ale musí poplatky za dodávku elektřiny reflektovat nákladovou přiměřenost a být co nejvíce harmonizovány v rámci celé EU.

Z uvedených důvodů ERÚ v současné době nenavrhuje změnu ve zpoplatnění dodávky elektřiny do soustavy, avšak tato otázka zůstává i nadále otevřená s ohledem na větší adresnost úhrady nákladů, které výrobci elektřiny vyvolávají. Adresnost nákladů však může být realizována i jinými cestami.

## **3.2.1 Oblasti k rychlé úpravě**

### **3.2.1.1 Sdílení energií**

V roce 2022 připravovaná novela vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou bude částečně řešit problematiku sdílení elektřiny v rámci bytových domů ještě před připravovaným ukotvením energetických společenství v MPO oznámené novele energetického zákona. Předpokládaná účinnost připravovaných změn vyhlášky o Pravidlech trhu s elektřinou je plánována od roku 2023 a bude se týkat bytových domů s instalovanou výrobnou elektřinou.

Z výstupu minitendru *Vyhodnocení zahraničních zkušeností s inovací tarifní struktury v zemích EU a analýza jejich přenositelnosti* realizovaného v rámci programu TA ČR BETA 2 vyplývá, a rovněž shodně většina zástupců v zemích EU uvedla, že tarifní režim pro energetická společenství dosud nebyl na celostátní úrovni jednotlivých zemí EU zaveden, přičemž několik národních regulačních orgánů uvedlo, že pro tento nový typ uživatelů sítě připravují zvýhodněné tarify na základě výsledků pilotních projektů. Pouze v Portugalsku od roku 2019 a v Rakousku od roku 2021 byl na vnitrostátní úrovni implementován právní rámec a SOZE mohou požádat o zvláštní tarifní režim pro vlastní spotřebu. Obecně platí, že účtování síťových tarifů pro SOZE závisí na míře využití veřejné sítě.

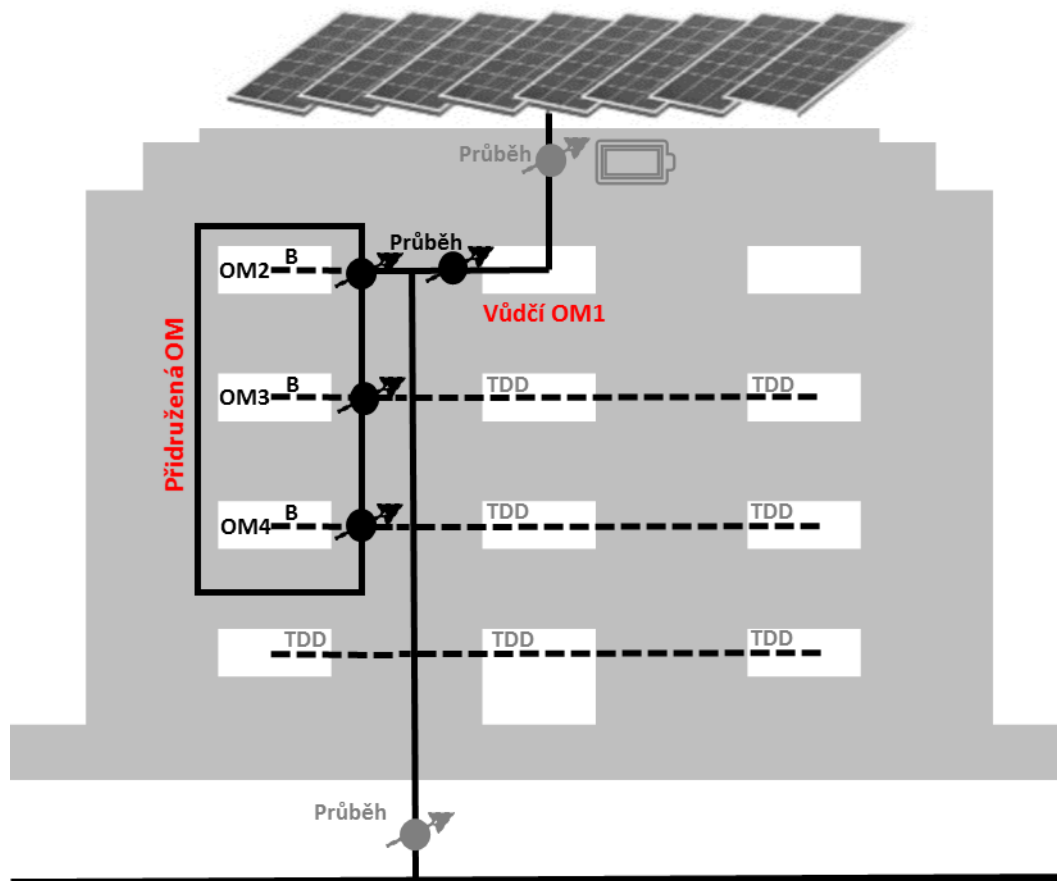
Navrhované jednoduché řešení sdílení energií v bytových domech v ČR definuje tzv. vůdčí odběrné místo, tj. odběrné místo s připojenou výrobnou (OMv). Na vyrobeném množství elektřiny spotřebovaném v rámci OMv i na alokované dodávce z OMv do přidružených odběrných míst (OMP) spoří zákazníci obchodní i regulovanou platbu vztaženou na MWh při respektování principů uvedených v kapitole 2.

Hlavním cílem tohoto řešení je umožnit obyvatelům bytového domu stejné výhody související s instalací FVE, jaké mají obyvatelé rodinných domů. Vůdčí odběrné místo se chová stejně jako v případě OM rodinného domu s FVE, měří se tedy zvlášť jak odběr ze sítě, tak dodávka do sítě, a měření je podle aktuální platné legislativy u OMv vyhodnoceno po fázích.

Téma je řešeno i s ohledem na již připravované developerské projekty, kdy do projektové dokumentace je požadováno ze strany investorů integrovat i podmínky a technická řešení pro budoucí umožnění sdílení elektřiny.

V rámci Koncepce definuje ERÚ svoji rámcovou pozici a budoucí přístup pro detailní řešení a nastavení konkrétních hodnot tarifů a podmínek pro fungování sdílení elektřiny.

Obrázek 4 Sdílení elektřiny v bytovém domě



Zdroj: ERÚ

Na obrázku výše je uveden příklad bytového domu s vůdčím odběrným místem, kde může být instalována baterie pro akumulaci vyrobené elektřiny, a průběhové měření výroby (a případně i přetoků na patě domu) pro optimální řízení baterie. Podle definovaného alokačního klíče je ke každému přidruženému odběrnému místu alokovaná část dodávky z vůdčího odběrného místa, tedy ze změřeného objemu výroby, který vůdčí odběrné místo nespotřebovalo. Alokační klíč musí splňovat základní podmínku, aby u žádného z přidružených odběrných míst nebyla alokace dodávky z vůdčího odběrného místa vyšší než spotřeba daného přidruženého odběrného místa. Veškerá elektřina, která nebyla spotřebovaná vůdčím odběrným místem a nepodařilo se jí podle daného klíče alokovat k přidruženým odběrným místům, je podle zúčtování dodávkou vůdčího odběrného místa, se kterou může dále nakládat.

Paralelně je diskutována konkrétní podoba úpravy zúčtování dodávek odběrných míst a související povinnosti dotčených účastníků trhu včetně podoby předávaných dat pro účely fakturace. Konkrétní podoba řešení bude upravena vyhláškou o Pravidlech trhu s elektřinou. Protože AMM bude distributor instalovat u odběrných míst až od poloviny roku 2024, předpokládá se v odběrných místech energetických společností dočasná instalace průběhového měření.

V návaznosti na novou legislativu, mimo jiné ve smyslu implementace souvisejících ustanovení Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU, bude v následujících letech dopracováno konečné řešení problematiky trhu s elektřinou pro sdílení elektřiny a energetická společenství formou novely energetického zákona.

Toto opatření je zaváděno zejména s ohledem na cíl nasměrování tarifního systému směrem k nové energetice a umožnění využívání nových technologií.

### 3.2.1.2 Efektivní využívání sítí VVN a VN

V rámci síťových tarifů na hladinách VVN a VN dojde v rámci návrhu inovace tarifní struktury zejména k opuštění stávajícího principu sjednávání RK a účtování složky ceny, která je nezávislá na odebraném množství elektřiny, na základě hodnoty RP, hodnoty maximálního čtvrt hodinového odebraného výkonu



naměřeného v daném kalendářním měsíci, případně na základě kombinace obou výše uvedených přístupů. Probíhá studie, jejímž cílem je připravit návrh na úpravu tarifní struktury na napěťových hladinách VVN a VN takovým způsobem, aby byli odběratelé motivováni k jejímu efektivnímu využívání a zároveň došlo ke snížení administrativní zátěže dané sjednáváním RK. Současně by měla studie posoudit možnosti zjednodušení podmínek uplatnění cen a omezení výjimek.

Tato úprava navazuje na předchozí analytické činnosti a projektové práce ERÚ ke změnám stávající tarifní struktury. Pro další práce na projektu je žádoucí principy, parametry a vstupy z předchozích činností zaktualizovat a připravit návrh změn, které budou podkladem k diskusím a pracím v *Koncepční a Analytické pracovní skupině* projektu. V rámci připravované studie bude provedeno i zhodnocení dopadů připravovaných změn na dotčené odběratele a v poslední fázi i návrh úprav cenového rozhodnutí pro napěťové hladiny VVN a VN. Zároveň je nezbytně nutné upravit související vyhlášku č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou a pravděpodobně i vyhlášku č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě.

Uvedená úprava se musí zodpovědně vypořádat s problematikou dopadů na provozovatele lokálních distribučních soustav a dále s problematikou potlačení přirozeného efektivního řízení krátkodobé kapacitní potřeby u odběratele. Svým způsobem by přímý přechod ze smluvní hodnoty krátkodobého charakteru (roční/měsíční rezervovaná kapacita) na smluvní hodnotu dlouhodobého charakteru (rezervovaný příkon definovaný vyhláškou o připojení) přenášel na odběratele úlohu flexibility při optimalizaci soustavy, která vždy bude efektivně řešitelná primárně u PDS. Tento přechod sám o sobě by rovněž vyvíjel zvýšené nároky na optimální interpretaci připojovacích poplatků (včetně administrace souvisejících smluvních změn) nebo generoval zcela nežádoucí rizika uvažování zákazníků, jako by bylo individuální posuzování míry rizika podstoupení platby za překročení rezervovaného příkonu. Samostatnou otázkou je pak nastavení platby na kapacitní složky ve vztahu k výrobcům elektřiny u výkonu potřebného pro technologickou vlastní spotřebu.

Po úpravách na hladině VVN a VN budou následovat navazující úpravy i na hladině NN, kde je dalším cílem významné zjednodušení tarifní struktury a adresnější alokace nákladů určených k zajištění služby distribuční soustavy s ohledem na nově definované účastníky trhu a nově dostupné technologie. Předpokládá se snaha o sjednocení přístupu u všech napěťových hladin.

Toto opatření je zaváděno zejména s ohledem na cíl zvýšit využití soustavy a na cíl, aby cena hrazená odběratelem odpovídala nákladům, které odběratel v soustavě vyvolává.

Mimo problematiky inovace tarifní struktury zavede ERÚ do praxe certifikovanou metodiku hodnocení efektivity investic v elektroenergetice, kdy dojde v čase rovněž k přechodu z reaktivního (zpětného) posuzování investičních celků k pro-aktivnímu schvalování a především směřování investic, a to s cílem podporovat nové funkcionality distribučních soustav pro novou koncepci v energetice. To vedle nového tarifního systému zajistí potřebnou funkcionalitu se zajištěním efektivního provozu sítí při potřebné kvalitě provozu (SAIDI/SAIFI).

### **3.2.1.3 Stabilita, kvalita a spolehlivost sítí VVN a VN**

Nová koncepce v energetice klade vyšší požadavky na funkcionality elektrizační soustavy, což nezbytně vede také k potřebě propracovanějšího a adresnějšího řešení na straně managementu jalové energie (Q). Na provozovatele distribučních soustav budou v souvislosti s rozvojem nových technologií kladeny vyšší požadavky, a je tedy nutné více motivovat odběratele, aby ve větší míře dodržovali nastavené parametry odběru/dodávky a neovlivňovali zpětně distribuční síť.

Současný systém plateb za jalovou energii spočívá v penalizačních platbách za nedodržení účinníku a za nevyžádanou dodávku jalové energie při odběru elektřiny. U nevyžádané dodávky jalové energie je v cenovém rozhodnutí stanovena přímo cena za nevyžádanou dodávku jalové energie. Postup stanovení platby za nedodržení účinníku v induktivní oblasti je poměrně složitý, založený na stanovení cenové přírážky, která se aplikuje na cenu za rezervovanou kapacitu, cenu za použití sítí a cenu silové elektřiny. Výše přírážky se zvedá se zhoršujícím se účinníkem.

Aktuálně je připraven základní koncept změny managementu Q se sjednocením konceptu platby ceny za nevyžádanou dodanou/odebranou jalovou energii s předpokladem aplikace primárně na hladinách VVN a VN od roku 2024. Podstatou úprav je zejména přechod v případě vyhodnocovacího období z měsíčních hodnot na čtvrt hodinové hodnoty a zpoplatnění jak nevyžádané dodávky, tak odběru jalové energie ze sítě mimo povolené pásmo účinníku ve všech 4 kvadrantech. Koncept vychází ze stávajícího

stavu, tj. základní parametry (meze účinníku) budou nastaveny v pravidlech provozovatelů distribučních soustav (PPDS) nebo cenovém rozhodnutí, nicméně musí být i nadále umožněno také individuální nastavení mezí na základě místních podmínek sítě nebo na základě smlouvy o poskytování U/Q regulace mezi odběratelem a PDS.

V konceptu je tedy zpracován jednoduchý, ale adresný systém plateb za jalovou energii čerpanou mimo povolené meze ze strany odběratelů s cílem adresnějšího přiřazení nákladů a posílení motivace odběratelů dodržovat podmínky. Systém umožňuje takové chování odběratelům, které je v souladu s bezpečným provozem sítě (příslušné meze povoleného účinníku umožňující přiměřenou dodávku/odběr jaloviny).

Nastavení nového systému bude zároveň zohledňovat již dohodnutá pravidla pro povolené meze účinníku na základě místních podmínek sítě ve smlouvě o připojení pro stávající odběrná nebo předávací místa, u kterých nejsou provedeny změny v odběru nebo výrobě tak, že by byla podstatně změněna smlouva o připojení v souladu s principy podle síťového kodexu RfG.

Výše uvedené faktory rovněž vyvolávají změny v oblasti řízení a provozování DS a potřebu rozšířit portfolio nástrojů pro dodržování bezpečnostních a kvalitativních parametrů v distribučních soustavách. Jedním z důležitých nástrojů pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu soustavy jsou nefrekvenční podpůrné služby. V rámci Přílohy č. 7 PPDS „Poskytování nefrekvenčních podpůrných služeb pro PDS a poskytování podpůrných služeb pro PPS zdroji připojenými k DS“ jsou definovány druhy nefrekvenčních podpůrných služeb, jejich technické parametry a technické požadavky pro jejich poskytování (nová část Přílohy č. 7 PPDS) a v rámci volné přílohy č. 5 – Studie potřebnosti nefrekvenčních podpůrných služeb je řešena prokazatelnost potřeby nefrekvenčních podpůrných služeb.

## **3.2.2 Oblasti k postupné úpravě**

### **3.2.2.1 Decentralizovaná výroba OZE**

Rozvoj decentralizované výroby přispívá k efektivnějšímu využití distribučních sítí díky fyzickému sblížení výroby a spotřeby elektřiny. Rozvoj tímto směrem ale bude znamenat vyšší nároky na dimenzování soustav a další investiční náklady v relevantních lokalitách a řízení energetické soustavy VVN, VN a NN v reálném čase.

Jedním z řešení jsou propracovanější tarify, ke snížení investičních nákladů může přispět i zajištění maximálního využití vyrobené elektřiny v místě výroby elektřiny. Zároveň při nastavení tarifů bude zabráněno vzniku neodůvodněných cenových disproporcí mezi jednotlivými tarify a bude zajištěno, aby žádný tarif nebyl nepřiměřeně zvýhodněný. Díky fyzikálním podmínkám, které je nutno dodržet pro stabilní chod sítí nové energetiky, bude ze strany ERÚ upřednostňován princip technologické neutrality. Při nastavování síťových tarifů se nicméně ERÚ bude vypořádávat s nalezením optimální úrovně nastavení tarifu zohledňující úsporu nákladů za ztráty za celkovou odebranou energii (např. u energetického společenství), která je dosažena investicemi do vlastních výrobních zdrojů elektřiny ale i investičními náklady vyvolanými decentralními zdroji v OM zákazníků, a to i s ohledem na zajištění maximálního využití vyrobené elektřiny v místě výroby elektřiny.

S ohledem na předpoklady uvedené v tomto dokumentu tak budou úpravy připraveny zejména v rámci změny struktury tarifů na hladině NN ve smyslu přesunu plateb z variabilní složky do kapacitní složky a úpravy tarifního zvýhodnění za optimalizaci spotřebitelského chování. Adresná alokace nákladů do kapacitní složky ceny a vhodný způsob souvisejícího zpoplatnění nemusí znamenat snížení ekonomického potenciálu využití decentralizované výroby spolu s akumulací elektřiny a poskytováním flexibility (více v příslušných kapitolách), stejně jako bude přinášet pozitivní finanční dopady na cenu hrazenou zákazníky bez výroby a zamezovat tak křížovým dotacím. Při nastavování nového tarifního systému je nutné v maximální možné míře bránit vzniku neodůvodněných cenových disproporcí mezi jednotlivými tarify. Současný tarifní systém je počítán historicky daným způsobem přerozdělení nákladů. Například dochází k tomu, že zákazníci s decentralní výrobou snižují svůj odběr elektřiny ze soustavy a díky relativně vysokému podílu variabilní složky síťového tarifu se nepodílí na odpovídající platbě paušálních nákladů, které svými požadavky v minulosti vyvolali. Zároveň je vhodné dále diskutovat způsob měření elektřiny po fázích.

Rovněž bude tarifní systém nastaven ERÚ tak, aby docházelo k plnohodnotnému potenciálu využití podpůrných služeb poskytovaných i menšími odběrateli. V rámci aktuálně připravovaných oblastí k implementaci pak již byla částečně popsána oblast využití elektřiny z decentralní výroby v místě spotřeby

(viz kapitola 3.2.1.1) a oblast podpory vhodně nastavených samoregulačních mechanismů u jednotlivých účastníků trhu a zajištění přiměřeného ocenění dodávky nevyžádané jalové energie (viz kapitola 3.2.1.3).

### **3.2.2.2 Akumulace**

Optimální řešení bude voleno v návaznosti na příslušnou implementaci evropské legislativy do české legislativy, kdy se předpokládá, že komplexní úprava akumulace bude provedena energetickým zákonem až v horizontu let 2024–2026.

V návaznosti na konkrétní podobu připravované legislativy bude v následujících letech probíhat příprava konkrétních kroků ke koncepčnímu zapracování problematiky v souladu s jednotlivými cíli projektu tak, aby byl zachován mimo jiné princip technologické neutrality zvolených řešení, jak již bylo zmíněno výše. Zároveň bude třeba zachovat potenciál flexibility jak pro obchodní příležitosti, tak pro oblasti řízení soustavy a dispečerského řízení.

S ohledem na předpoklady uvedené v tomto dokumentu tak budou úpravy připraveny zejména v rámci změny struktury tarifů na hladině NN ve smyslu určitého přesunu plateb z variabilní složky do kapacitní složky a úpravy tarifního zvýhodnění za optimalizaci spotřebitelského chování za podpory principu technologické neutrality. Adresná alokace nákladů do kapacitní složky ceny zjednoduší a podpoří provoz akumulace ve smyslu potlačení bariér daných současnou potřebou úhrady ceny za ukládanou elektřinu při provozu akumulace.

Nastavení nového tarifního systému bude podporovat využití plného potenciálu podpůrných služeb poskytovaného i menšími odběrateli.

ERÚ předpokládá maximální podporu využití akumulace s podporou vícetarifů na bázi AMM, která zajistí optimální návratnost této technologie a zároveň vyšší využití energie z OZE.

Návrh síťového tarifu vyžaduje podrobné posouzení nákladů vyvolaných různými typy obchodních modelů úložiště v síti.

### **3.2.2.3 Flexibilita a agregace**

Optimální řešení bude voleno v návaznosti na implementaci směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU, do české legislativy. V návaznosti na výstupy pracovní skupiny zabývající se těmito legislativními úpravami dojde v následujících letech k přípravě konkrétních kroků řešení funkcionality agregace tak, aby byl plnohodnotně využit její potenciál pro potřeby flexibility a podpůrných služeb.

S ohledem na předpoklady uvedené v tomto dokumentu tak budou úpravy připraveny zejména v rámci změny struktury tarifů ve smyslu přesunu části plateb z variabilní složky do kapacitní složky a úpravy tarifního zvýhodnění za optimalizaci žádoucího spotřebitelského chování za podpory principu technologické neutrality. Alokační nákladů do kapacitní složky ceny a vhodný způsob souvisejícího zpoplatnění zvýší ekonomické možnosti potenciálu poskytování flexibility, kdy bude docházet k přesunu větší části platby odběratele do roviny platby přímo související s odebíraným výkonem a tím k adresnému zvýhodnění nižšího odebíraného výkonu v určitém období. ERÚ dořeší další oblasti této problematiky tak, aby docházelo k plnohodnotnému využití potenciálu poskytování flexibility i menšími odběrateli.

S nastavením tarifů pro flexibilitu se ERÚ bude inspirovat i pilotními projekty, které v Evropě probíhají a ověřují potenciál flexibility.

K uvedenému řešení bude zapotřebí podpora širokého nasazení průběhového měření jakožto i definice základních podmínek účasti odběratele na trhu s flexibilitou.

### **3.2.2.4 Zavádění chytrého měření (roll out AMM) a jeho funkce**

V rámci postupné implementace AMM dojde v oblasti nastavení inovace tarifní struktury zejména k využití dat průběhového měření pro vytvoření nového přístupu ke stanovení jednotlivých dílčích složek tarifu na hladině NN, kdy AMM může rovněž omezovat maximální spotřebu elektřiny odběratelem při překročení určitého kapacitního profilu. AMM bude využito k zajištění podpory principu technologické neutrality v souvislosti s plánovaným tarifním zvýhodněním spotřebitelského chování. AMM je také možné využít pro budoucí kontrolu oprávněnosti využívání síťových vícetarifů.

AMM je dále základním předpokladem mimo jiné zejména pro další vývoj v oblastech flexibilních tarifů a poskytování flexibility ze strany odběratelů. Tyto funkce a nastavení nového tarifního systému pro tuto oblast jsou zcela odvislé od funkcionalit AMM a poskytovaných služeb u jednotlivých PDS v ČR.

Tyto měřiče dokážou měřit spotřebu v krátkých časových úsecích a umožňují odběratelům znát jejich profil odběru. Mohou identifikovat maximální výkon v kW odebraný v jakémkoli období, vypočítaný jako nejvyšší průměrný výkon použitý v určitém intervalu, například 15 minut. Inteligentní měřiče mohou umožňovat implementaci smluvního příkonu, který omezuje maximální odběr elektřiny. Při překročení smluvené kapacity dojde k odpojení napájení a ke znovu připojení, jakmile odběratel vypne některé spotřebiče.

V návaznosti na výstupy projektu *Komplexní inovace tarifní struktury v elektroenergetice* realizovaného skrze program TA ČR BETA 2 bude provedeno posouzení možností zavedení případné verze flexibilního síťového tarifu, kde je AMM nezbytným prvkem. Flexibilním síťovým tarifem je v kontextu Koncepce myšlen tarif pokrývající služby distribuční soustavy. ERÚ si je vědom toho, že prvky dynamického ocenění dodávky elektřiny se již dnes běžně vyskytují v rámci obchodních tarifů na dodávku elektřiny jako komodity. ERÚ se v tomto případě zaměří výhradně na nastavení flexibilního síťového tarifu tak, aby tarif poskytoval přínosy pro provozovatele distribuční soustavy a tyto přínosy pak promítal do nižší ceny pro odběratele. Samotný odběratel pak bude individuálně volit, zda svou flexibilitu poskytne v rámci síťového nebo obchodního tarifu podle celkových cenových podmínek.

ERÚ připraví v rámci ITS koncept nastavení jednotarif/vícetarif, a to s upřednostněním principů technologické neutrality, jak již bylo zmíněno.

Nové flexibilní tarify budou nadstavbou nad stávajícími neblokovanými a blokovanými tarify, kde odběratelé budou moci volit tyto nové tarify podle svých priorit a podmínek pro odběr jako celek, a to i s vnořenou výrobou.

### 3.2.2.5 Motivace k úsporám

Evropská legislativa, především směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU, neobsahuje v otázce motivace k úsporám specifická pravidla týkající se tarifního systému. Přestože existuje logická vazba mezi motivací k úsporám a velikostí variabilní složky ceny za dodávku elektřiny, je na místě kvalitativní posouzení uvedeného, a to jak v kontextu ostatních cílů tarifní politiky, tak i s ohledem na předpoklad mezního podílu variabilní složky v celkové ceně za dodávku elektřiny, za kterým už nebude rozhodování odběratele efektivně ovlivněno motivací úspor. Existuje důvodný předpoklad, že efektivní motivaci odběratele zajišťuje již samotná cena silové elektřiny. Uvedené bude ověřeno studií.

Energetická účinnost se přitom prolíná napříč politikami EU (kromě energetiky jsou uplatňovány např. standardy na účinnost budov, osobní/nákladní automobily atd.). Specificky pro PDS je nyní v platnosti Nařízení pro ekodesign pro malé, střední a velké výkonové transformátory (stanovující parametry energetické účinnosti). EU postupně navyšuje svoje ambice v tomto ohledu, kdy v rámci balíčku Fit for 55 je předložený cíl na snížení spotřeby o 9 % do roku 2030 oproti roku 2020.

Revize směrnice o energetické účinnosti ponechává stejně jako současně platná norma možnost pro ČR volit mezi alternativním a obligatorním schématem. Tj. stále existuje možnost na národní úrovni neuplatňovat cíle pro energetickou efektivitu také na jednotlivé povinné strany (tedy i na PDS) a tedy uplatnit tzv. alternativní schéma. Na druhou stranu existující normy neustále přinášejí nová pravidla, která stále zpřísňují povinnost pro jednotlivé sektory energetiky. Provozovatelé sítě musí reportovat pravidelně potenciál sítě pro navyšování energetické účinnosti, dle nově navrženého textu mají uplatňovat zásadu Energy efficiency first principle (energetická účinnost v první řadě, tj. aplikování a reportování opatření k navyšování účinnosti v rámci plánování, provozu a údržby sítě). Výše uvedený výčet tedy demonstruje, že sada možných opatření, která mohou uplatnit PDS v případě dalšího zpřísňování politiky Energy efficiency first principle, je již nyní velmi omezená.

Z evropské legislativy dále vyplývá, že provozovatelé sítě musí aplikovat a reportovat opatření k navyšování účinnosti v rámci plánování, provozu a údržby sítě. Uvedené ale nepředpokládá řešení v rámci připravované změny tarifní struktury.

### 3.2.2.6 Podpůrné služby

Základní směr úpravy tarifního systému v oblasti podpůrných služeb umožní poskytování služeb tohoto charakteru většímu okruhu potenciálních zájemců, a to i z řad aktivních zákazníků s malou spotřebou.

Aktivní zákazníci mohou plnohodnotně poskytovat flexibilitu po instalaci AMM. Konkrétní řešení budou dopracována mimo jiné v návaznosti na úpravu legislativy.

ERÚ nastaví takové směřování tarifních úprav, které vždy bude podporovat zvýšení konkurence na trhu s podpůrnými službami (služby výkonové rovnováhy i nefrekvenční podpůrné služby) i rovné podmínky pro účastníky trhu.

V oblasti ceny za systémové služby se předpokládá potřeba analýzy vývoje budoucího odebraného množství elektřiny zpoplatněného cenou za systémové služby, kdy v případě významného očekávaného poklesu odebraného množství v následujících letech bude uvažováno o změně alokace na jinou technickou jednotku. Případná změna alokační jednotky bude podrobena analýze dopadů na odběratele.

### **3.2.2.7 Rozvoj sítí**

Problematika správného směřování investic a tím i rozvoje sítí je zcela zásadní pro koncepci sítí nové energetiky. Bez technologické podpory a tím požadované funkcionality sítí a navazujících technologií by bylo nasazení nového tarifního systému bezpředmětné a nefunkční.

ERÚ zavede do praxe v rámci dalšího regulačního období novou certifikovanou metodiku hodnocení efektivity investic v elektroenergetice tak, aby investice naplňovaly podmínky pro přechod na novou energetiku.

V oblasti plánů rozvoje distribuční soustavy metodika vytváří jednotný a dostatečně podrobný rámec pro formu a obsahové náležitosti plánů, které budou na základě připravovaného zakotvení v legislativě povinni provozovatelé distribučních sítí předkládat ERÚ. Reflektovány tím jsou požadavky evropské legislativy na tyto plány – Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU.

V metodice je formulován rámec analýzy nákladů a přínosů určený pro aplikaci u úzkého spektra vybraných významných investic.

Přínos pro ERÚ spočívá především v získání kontinuálního detailnějšího přehledu nad investicemi v distribuční soustavě v průběhu celého souvisejícího procesu (počínaje plánem, přes hodnocení a vykazování, po sledování realizace). Klíčové ukazatele poskytnou prostředek pro sledování stavu sítě, který dnes prakticky neexistuje.

Přínosem pro regulované subjekty bude především vyšší transparentnost a předvídatelnost v postupech hodnocení investic při vstupu do regulovaných cen a jasný rámec pro povinné předkládání plánu rozvoje distribuční soustavy. Sledování klíčových ukazatelů obnovy a rozvoje sítě a analýzy nákladů a přínosů zásadních investic budou motivací k dobře zdůvodněným a efektivním investicím.

Efektivita investic, a tím i jejich uznání ERÚ do RAB, bude posuzována podle předem definovaných pravidel, to je, jak naplňují tyto investice přechod na novou energetiku a její fungování se všemi požadovanými funkcionalitami. Detailní nastavení těchto pravidel formou klíčových ukazatelů je již připraveno v návrhu metodiky.

### **3.2.2.8 Flexibilní tarify**

Toto téma navazuje na implementaci a funkcionality AMM – viz výše. Přestože se předpokládá implementace flexibilních síťových tarifů i na hladinách VVN a VN, nejzásadnější dopad bude mít plánovaná úprava v oblasti flexibilních tarifů na hladině NN, kde se bude týkat tzv. vícetarifů. Zde se předpokládá implementace změn v souladu s výše uvedenými principy tarifního systému, tedy zjednodušeně řečeno dojde k úpravě struktury distribučních sazeb tak, aby byl podpořen princip technologické neutrality, zároveň byla zachována flexibilita pro potřeby optimalizace a řízení soustavy a aby bylo zachováno související zvýhodnění odběratele za poskytnutou flexibilitu vůči PDS. Ve výsledku by mělo dojít k snížení počtu distribučních sazeb a rozsahu jejich podmínek uplatnění.

Minimálně zpočátku se předpokládá udržení současné úrovně potenciálu poskytované flexibility prostřednictvím blokování spotřebičů tak, aby změna tarifní struktury neohrožovala limity definované současným dimenzováním soustav.

Vzhledem k souvisejícímu předpokladu přesunu alokace do kapacitní složky ceny bude následovat i posouzení vícetarifu nikoliv na jednotku odebraného množství elektřiny, jako je tomu dnes, ale i na technickou jednotku, na kterou bude vázána kapacitní složka vztažená k hodnotě rezervovaného příkonu nebo naměřeného odebraného výkonu nebo jejich kombinaci. V rámci předpokládané dostupnosti

technologického využití AMM v této oblasti bude možné, aby odběratel nabízel v určitých časových intervalech volný výkon PDS. Za toto zvýhodnění by odběratel v uvedeném období hradil levnější kapacitní platbu. Uvažovat lze i o zvýhodněných flexibilních připojeních s možností omezit odběr/dodávku do soustavy, pokud si toto řešení odběratel zvolí.

Jednou z výhod může být adresnější vazba mezi platbou a skutečnou velikostí nabízeného potenciálu flexibility, kdy např. v současnosti platí, že průměrná hodinová spotřeba ve vysokém tarifu nemusí vždy ukazovat významné snížení proti průměrné hodinové spotřebě v nízkém tarifu. Toto pak platí nejen u jednotlivých odběratelů, ale v zásadě i u níže uvedených typických reprezentantů, kdy se rozdíl průměrných hodinových spotřeb v jednotlivých tarifech významně liší mezi jednotlivými reprezentanty, a to v rozmezí od 14 do 47 %, viz následující tabulka.

**Tabulka 1 Potenciál flexibility**

Sazba	Rozsah NT [h]	Ø hodina VT [kWh]	Ø hodina NT [kWh]	Poskytovaný potenciál	
				[kWh]	[%]
D 25d	8	0,38	0,72	0,34	47
D 35d	16	0,58	0,94	0,36	38
D 45d	20	0,55	1,03	0,48	47
D 56d	22	1,10	1,28	0,18	14
D 57d	20	0,68	0,95	0,27	28

Zdroj: ERÚ

I bez dalších analytických prací lze již nyní konstatovat, že část odběratelů zřejmě raději využije pevná pravidla uvedených vícetarifů (např. období současných pevných časových úseků dvoutarifových sazeb, případně vč. blokování určitých spotřebičů), na druhou stranu není z pohledu efektivity nutné omezovat možnosti odběratele poskytovat flexibilitu v jiném rozsahu umožněném PDS. Analýzy pro příslušnou cenotvorbu budou muset zohlednit optimální nastavení i s ohledem na možnost případné progresy v kapacitní složce ceny.

Použití vícetarifů bude také odvislé od technologické podpory a potřeby aplikace. Typickým příkladem může být již zmíněné nabíjení „přes noc doma“ oproti špičkovému nabíjení v komerčních nabíjecích stanicích „během dne“, a to velmi vysokými výkony až 250+ kW na jednu nabíječku.

### 3.2.2.9 Elektromobilita

Koncepce nového tarifního systému pro oblast elektromobility podporuje scénáře vývoje počtu elektromobilů (viz kapitola 3.1.2). V průběhu prací na inovaci tarifní struktury došlo již koncem roku 2021, vzhledem k prioritnímu zájmu o řešení této oblasti, k úpravě podmínek uplatnění u distribučních sazeb C 27d a D 27d, tedy distribučních sazeb, jejichž přiznání souvisí s užíváním elektromobilu. U nového přiznání sazeb pro podnikatele a bytové domy byla zavedena možnost technického blokování zařízení pro dobíjení elektromobilu ze strany provozovatele distribuční soustavy (pouze pro případ nedostatku výkonu v distribuční soustavě jako nouzového nástroje) v dobách platnosti vysokého tarifu. Úpravy se promítly do cenového rozhodnutí již pro rok 2022.

K uvedené problematice rovněž předpokládáme využití výstupů z aktuálně probíhajících aktivit k projektu *Komplexní inovace tarifní struktury v elektroenergetice* realizovaného v rámci programu TA ČR BETA 2, kde první výstupy potvrzují potřebu řešení respektující zásadu technologické neutrality, tedy postup uplatňovaný ERÚ. Výstup z aktivit *Vyhodnocení zahraničních zkušeností s inovací tarifní struktury v zemích EU a analýza jejich přenositelnosti* ukazuje, že většina států EU (23 z 27) aplikuje pro nabíjení z veřejně dostupných nabíjecích stanic stejné síťové tarify jako pro ostatní běžné odběry.

Předpokládá se takové nastavení tarifního systému a jeho podmínek, kdy by byl v maximální možné míře podpořen rozvoj chytrého řízení nabíjení, které výrazně snižuje nutné investice do posílení sítí, urychluje připojování jednotlivých dobíjecích stanic a při správném nastavení stabilizuje distribuční i přenosovou soustavu. Předpokládá se využití úpravy tarifního zvýhodnění a umožnění flexibility ze strany odběratele.

### 3.2.2.10 Automatizace a digitalizace

ERÚ vedle zavedení tarifního systému pro novou koncepci v energetice předpokládá i podporu investic pro další automatizaci (AMM, NN SCADA aj.), ale i digitalizaci služeb PDS a PPS. Především v oblasti elektronické komunikace odběratelů (digitalizace obecně) vůči PPS nebo PDS, ERÚ podpoří investice do komunikace snižující potřebu osobní návštěvy na přepážkách v sídlech společností nebo jejich partnerů.

ERÚ bude podporovat také řešení přístupu odběratelů k datům o jejich aktuální spotřebě, na základě přímého propojení mezi AMM a OM tak, aby odběratel mohl využívat informace o své spotřebě v téměř reálném čase. Těmito propojeními bude odběrateli umožněno získávat i např. častější informace o své spotřebě bez dodatečných nákladů, jak vyplývá z příslušných ustanovení Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou a o změně směrnice 2012/27/EU. Zároveň platí, že PDS nakládá odpovídajícím způsobem s daty z pozice vlastníka měření.

### 3.2.2.11 Tepelná čerpadla

V případě tepelných čerpadel ERÚ očekává nadále zvyšování podílu této technologie na vytápění rezidenčních i komerčních sídel. Vedle ekonomických důvodů, kdy cena této technologie setrvale klesá a návratnost investice se obecně snižuje, uplatnění lze očekávat i s ohledem na aktuální diskurz politik EU, který jednoznačně směřuje k posílení energetické a surovinové bezpečnosti EU, a tedy odklonu od vytápění rezidenčních i komerčních budov spalováním zemního plynu.

Hlavní devizou technologie tepelných čerpadel je relativně vysoký topný faktor COP (COP = Coefficient of Performance) oproti standardním topným, například přímotopným technologiím. Díky této přednosti tak bude část uživatelů této technologie moci sjednávat nižší rezervovaný příkon odběrných míst oproti stávajícím přímotopným technologiím, tedy dlouhodobě relativně méně zatěžovat distribuční soustavu, a z toho titulu hradit nižší složky tarifů vázaných na technickou jednotku výkonu. Uvedený princip se týká především tepelných čerpadel země/voda a voda/voda, která mají vysoký topný faktor i při nízkých teplotách. Vedle toho bude ERÚ motivovat tyto odběratele v rámci tarifního systému k flexibilitě jejich odběru, například formou akumulace tepla instalací přídatných technologií.

### 3.2.2.12 Zákazníci s velmi nízkým využitím příkonu

Zákazníci s velmi nízkým odběrem elektřiny, vzhledem k výši svého rezervovaného příkonu, by v novém tarifním systému měli mít při technologické neutralitě širší možnost pro optimalizaci svojí celkové platby. Po určitou část doby mohou nevyužitý příkon poskytovat v rámci flexibility. Přesto je plánováno zavedení speciální formy tarifikace pro tyto zákazníky, a to ideálně shodným způsobem na všech napěťových hladinách. Finální řešení tedy bude částečně vycházet ze současné existence jednosložkové ceny za službu sítí na vyšších hladinách, případně s částečnou paušální platbou.

Existence této speciální formy tarifikace je opodstatněná, neboť část zákazníků nebude moci svou spotřebu efektivně optimalizovat ani směrem k vyhlazení profilu svého odběru, ani směrem k poskytování případné nadlimitní míry flexibility či půjde obecně o malé zákazníky, u kterých není reálné předpokládat efektivní zapojení do moderních prvků souvisejících s tarifním systémem. Zároveň je však třeba ošetřit, aby existovala určitá minimální výše paušální platby taková, aby úhrada zákazníky pokryla alespoň náklady na příslušné měření odběru elektřiny v odběrném místě a část stálých nákladů na provoz soustavy a nebyla velká část stálých nákladů socializována na ostatní zákazníky.

Výsledná forma tohoto tarifu by mohla být volitelná podle preferencí zákazníka, a to s vysokou alokací nákladů do ceny za odebrané množství elektřiny. Zároveň je předpokládáno, stejně jako u současné jednosložkové ceny na hladinách VVN a VN, uplatnění takovéto sazby minimálně na dvanáct po sobě jdoucích měsících.

### 3.2.2.13 Koncepce budoucích distribučních sazeb na hladině NN

Konkrétní podoba nového tarifního systému na hladině NN bude předmětem budoucích prací s předpokladem postupné implementace v pozdějších letech, mimo jiné i s ohledem na harmonogram dostupnosti AMM a souvisejících požadavků tak, aby systém byl následně udržitelný na delší časové období bez nutnosti zásadních strukturálních změn. Již nyní je níméně zřejmé, že priority budoucích prací v této oblasti vycházejí z výše uvedených zásad pro nový tarifní systém, ten tak na hladině NN bude zahrnovat princip technologické neutrality a dále předpoklad alokace vyššího podílu nákladů v kapacitní složce ceny, která je vhodná nejen z důvodu adresnější alokace nákladů, ale zejména s ohledem

na efektivnější využití nových funkcionalit a technologií moderní energetiky, která odběrateli umožňuje pracovat s hodnotou odebraného výkonu ze soustavy. Vyšší alokace do kapacitní složky ceny pak bude umožňovat nejen výhodnější možnosti poskytování flexibility některými odběrateli, ale prostřednictvím efektivnějšího řízení odběru povede k celkovému snížení nákladů na provoz soustav, tedy k celkovému snížení úrovně ceny hrazené odběrateli obecně.

Implementace principu technologické neutrality představuje skutečnost, že cílem ERÚ není rozhodovat o konkrétních technologiích individuálně, ale soustředit se na optimální využití soustavy a jejího zatížení, které odběr jako celek vyvolá. Navíc bude v OM docházet ke stále většímu prolínání jednotlivých technologií a tvorba distribučních sazeb podle technologií tak není udržitelná. Tento přístup ERÚ umožní přizpůsobení odběru elektřiny potřebám soustavy, pokud o to odběratel projeví zájem, a tím povede k efektivnímu využití stávajících kapacit soustavy, ke snižování nákladů na distribuci elektřiny a ke snížení tlaku na zvyšování cen pro odběratele. Nové technologie umožní větší flexibilitu blokování nebo řízení spotřebičů ze strany odběratele, kdy odběr nemusí být blokován v pevných diagramech v čase jako v současnosti, ale flexibilně podle předpokládaného zatížení soustavy, případně podle aktuální situace v soustavě. Obecně bude tento princip využitelný i pro odběratele, kteří dnes nemůžou dvoutarifové sazby využívat. Uvedené může částečně vést i k nerovnoměrnému využití sítě ze strany odběratelů, jejichž diagram spotřeby byl doposud rovnoměrný, a k poklesu říditelného výkonu ze strany provozovatelů soustav, který může být řízen na základě dohody s provozovatelem soustavy.

Nadále se předpokládá kombinace možností volby mezi jednotarifovými a vícetarifovými síťovými sazbami tak, aby se zachovala jak flexibilita odběru, tak flexibilita poskytovaná v tomto smyslu provozovateli soustavy (viz kapitola 3.2.2.8). Přechod na technologickou neutralitu však vyžaduje komplexní infrastrukturu na straně PDS, dodavatelů i odběratelů. Až v návaznosti na budoucí práce bude proto posouzena nejen konečná skladba jednotlivých složek ceny, která by ideálně měla kopírovat připravovanou úpravu skladby ceny na hladinách VVN a VN, ale i forma vícetarifů s možností vícetarifů i u kapacitní složky ceny.

ERÚ zvolí takovou formu přechodu na nový tarifní systém, kde se předpokládá vedle sebe postupný vývoj aktuální tarifní struktury a zavádění inovovaných sazeb navazujících na tuto současnou tarifní strukturu a současné distribuční sazby. Po jistou dobu bude probíhat částečné paralelní přiřazení starých a nových distribučních sazeb s přiznáváním nových sazeb na základě dobrovolnosti, tam kde to bude technicky realizovatelné.

Dále se předpokládá postupné přiblížení síťových tarifů hrazených odběrateli kategorie C a odběrateli kategorie D s výhledem možného sjednocení uvedené kategorizace. K uvedenému je však nutná důkladná analýza nad konkrétní budoucí podobou tarifního systému na hladině NN, neboť předběžné analýzy naznačují, že u současné tarifní struktury by takový přechod mohl v určitých scénářích znamenat až 10 – 15% navýšení ceny u některých odběratelů kategorie D kompenzující snížení ceny odběratelům kategorie C převážně o cca 20 %.

Rovněž dojde k ověření správnosti nastavení progresu kapacitní ceny pro podporu adresného přiřazení nákladů na rozhraní mezi hladinami NN a VN.

Předpokládá se zachování principu poštovní známky. Princip poštovní známky znamená zachování principu nezávislosti síťového tarifu na vzdálenosti od místa odběru / od zdroje. Rovněž není důvod pro změnu přístupu v oblasti regionalit síťových tarifů, tedy je žádoucí zachování regionálních cen pro dané distribuční území příslušného provozovatele regionální DS.

Nastavení budoucí podoby tarifní struktury by nemělo zanedbávat provázanost mezi poplatky za připojení a síťovým tarifem. V současnosti jsou v ČR nastaveny tzv. paušální připojovací poplatky, kterými se žadatel o připojení částečně spolupodílí na úhradě nákladů spojených s realizací daného připojení. Tyto poplatky by měly žadatele o připojení motivovat k optimalizaci jejich požadavků na soustavu a zároveň zajistit do jisté míry adresné přiřazení vyvolaných nákladů odběratelům, kteří je vyvolali. Připojovací poplatky vybrané ze strany provozovatelů soustav ponížují jejich povolené výnosy, které jsou rozalokovány do standardních síťových poplatků. Pokud se bude měnit přístup ke stanovení síťových poplatků, je potřeba vyhodnotit i provázanost s připojovacími poplatky a v případě potřeby provést příslušné změny.

Možnost volby připojení k síti může hrát důležitou roli v rámci flexibility a rychlejšího připojení decentralizované výroby (zejména OZE). Standardní připojení je dnes spojené se standardním poplatkem za připojení a následně obvyklým procesem připojení, jehož výsledkem je nové OM, které platí standardní



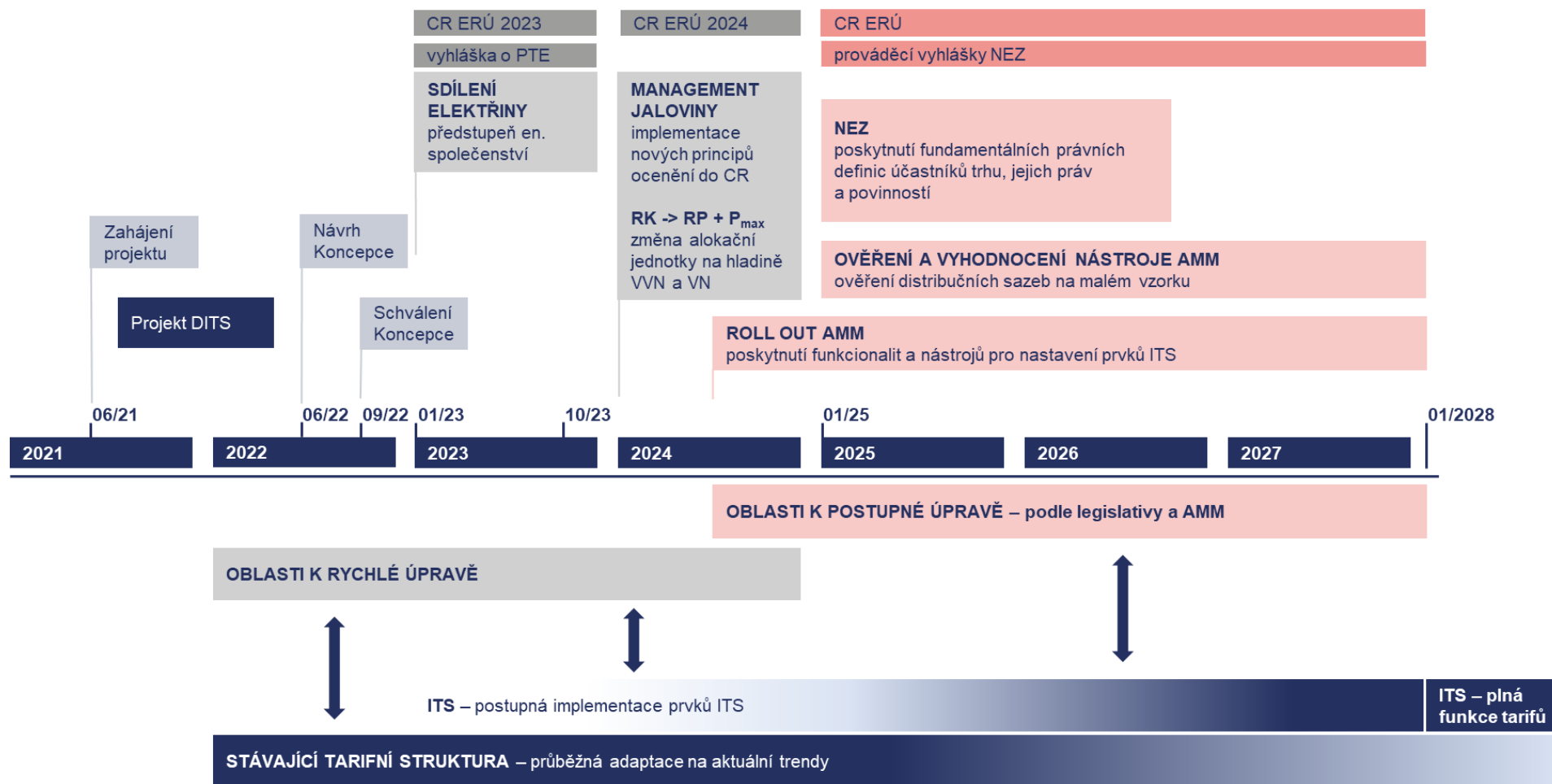
distribuční poplatky. Oproti tomu nový volitelný způsob připojování přes smart / flexibilní připojení, by mohl přinést podstatnou změnu zejména v rychlosti připojení. Odběrateli by mělo být vždy umožněno změnit si flexibilní připojení na standardní, tedy podstoupit klasický proces se všemi nezbytnostmi.

### **3.3 Bodové shrnutí nejzásadnějších připravovaných úprav**

- /** Zefektivnění nastavení regulovaných síťových tarifů na hladinách VVN a VN nahrazením systému sjednávání rezervované kapacity,
- /** umožnění sdílení elektřiny v bytových domech,
- /** zvýšení stability, kvality a spolehlivosti sítí změnou plateb za nedodržení účinníku a nevyžádanou dodávku jalové energie do soustavy,
- /** zásadní budoucí zjednodušení tarifní struktury na hladině NN z pohledu odběratele a přechod na technologickou neutralitu v oblastech, kde je to možné.

## 4 HARMONOGRAM (ČASOVÁ OSA) POSTUPNÉ INOVACE V REGULOVANÝCH CENÁCH A IMPLEMENTACE ZMĚN

Obrázek 5 Harmonogram implementace změn v regulovaných cenách



Zdroj: ERÚ

Každá nově zaváděná oblast k úpravě v rámci tarifní struktury bude v předstihu komunikována a představena tak, aby účastníci trhu měli možnost seznámit se s dopady připravované změny a případně na ně adekvátně reagovat.

## 5 DOPADY ZMĚN NA ÚČASTNÍKY TRHU

Posouzení dopadů změn na účastníky trhu bude probíhat kontinuálně v rámci návrhů jednotlivých opatření v závislosti na detailech jednotlivých řešení.

Podoba navrhovaných opatření pro naplnění stanovených cílů bude zvolena i na základě posouzení dopadů na relevantní účastníky trhu.

Konečné zhodnocení dopadů jednotlivých opatření bude prezentováno při úpravách legislativy v rámci veřejných konzultačních procesů k vyhláškám nebo cenovým rozhodnutím ERÚ tak, aby mohli všichni účastníci trhu relevantně vyhodnotit změny síťových tarifů a podávat připomínky k předkládaným návrhům.

## 6 NÁVRH KLÍČOVÝCH ZMĚN V OBLASTI LEGISLATIVY

Návrhy změn v oblasti legislativy se budou odvíjet od zvolených opatření. Některá opatření bude možné realizovat pouze na základě úprav podzákoných právních předpisů v gesci ERÚ, jakými jsou vyhlášky a cenová rozhodnutí, jiné úpravy si mohou vyžádat spolupráci s jinými orgány státní správy, případně bude nutné provést komplexní úpravu na úrovni zákonů, které jsou mimo gesci ERÚ.

Opatření uvedená v kapitole 3.2.1 předpokládají provedení změn především ve vyhlášce č. 408/2015 Sb., o Pravidlech trhu s elektřinou, a vyhlášce č. 16/2016 Sb., o podmínkách připojení k elektrizační soustavě, v kombinaci s úpravou cenových rozhodnutí, kterými se stanovují ceny za související službu v elektroenergetice.

## 7 SEZNAM

### 7.1 Tabulky

Tabulka 1	Potenciál flexibility.....	20
-----------	----------------------------	----

### 7.2 Grafy

Graf 1	Očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobíjecích stanic spolu s tímto počtem EV (BEV + PHEV) v letech 2020–2045 – scénář střední.....	7
Graf 2	Předpokládaný vývoj instalovaného výkonu bateriové akumulace v ČR [MW] .....	7
Graf 3	Předpokládaný vývoj instalované kapacity bateriové akumulace v ČR [MWh].....	8
Graf 4	Vývoj celkového instalovaného výkonu decentrálních zdrojů podle NAP SG do roku 2040 podle napěťových hladin [MW] .....	8

### 7.3 Obrázky

Obrázek 1	Strategie nastavení regulovaných síťových tarifů .....	5
Obrázek 2	Strategie aplikace regulovaných síťových tarifů .....	6
Obrázek 3	Koncepce regulovaných cen umožňující přechod na novou energetiku .....	11
Obrázek 4	Sdílení elektřiny v bytovém domě .....	14
Obrázek 5	Harmonogram implementace změn v regulovaných cenách .....	24

### 7.4 Přílohy

Příloha 1	Seznam zkratk	
-----------	---------------	--

## **Příloha 1 Seznam zkratk**

AMM	Automated metering management (chytré měření)
BEV	Bateriové elektrické vozidlo
CR	Cenové rozhodnutí
COP	Coefficient of Performance
ČEPS	ČEPS, a.s.
ČR	Česká republika
DECE	Decentrální energetika
DS	Distribuční soustava
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES ČR	Elektrizační soustava ČR
EU	Evropská unie
EV	Elektrické vozidlo
FVE	Fotovoltaická elektrárna
ITS	Inovace tarifní struktury
Koncepce	Koncepce postupné inovace tarifů a regulovaných cen v elektroenergetice
LDS	Lokální distribuční soustava
NAP CM	Národní akční plán čisté mobility
NAP SG	Národní akční plán pro Chytré sítě
NEZ	Nový energetický zákon
NN	Nízké napětí
OM	Odběrné místo
OMv	Odběrné místo vůdčí
OMP	Odběrné místo přidružené
OZE	Obnovitelné zdroje energie
PDS	Provozovatel distribuční soustavy
PHEV	Plug-in hybridní elektrické vozidlo
PPDS	Pravidla provozovatelů distribučních soustav
PPS	Provozovatel přenosové soustavy
PS	Přenosová soustava
RAB	Regulovaná báze aktiv
RDS	Regionální distribuční soustava
RK	Rezervovaná kapacita
RP	Rezervovaný příkon
SAIDI	průměrná souhrnná doba trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období
SAIFI	průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v hodnoceném období
SOZE	Společenství pro obnovitelné zdroje energie
TA ČR	Technologická agentura České republiky

TDD	Typový diagram dodávky
UDS	Uzavřená distribuční soustava
VN	Vysoké napětí
VVN	Velmi vysoké napětí

### **Zkratky států**

AT	Rakousko
BE	Belgie
EE	Estonsko
FI	Finsko
FR	Francie
LT	Litva
LU	Lucembursko
MT	Malta
NL	Nizozemsko
SK	Slovensko
SE	Švédsko

Odbor cenové regulace elektroenergetiky a plynárenství

Vydání 01.11.2022



**Energetický regulační úřad**

Masarykovo náměstí 91/5, 586 01 Jihlava

+420 564 578 666

podatelna@eru.cz

ID datové schránky ERÚ eeuaau7

**[www.eru.cz](http://www.eru.cz)**

© 2022

**Energetický regulační úřad**