

ANALYTICKÁ ČÁST

legislativní a strategická východiska, nové trendy a technologie

LEGISLATIVA

Evropská legislativa (Směrnice 944/2019, Nařízení 943/2019; připravovaný Kodex k flexibilitě atd.) a návrh Evropské komise Fit for 55

Důležitým východiskem pro novou tarifní strukturu jsou změny v evropské energetické politice, která od přijetí třetího liberalizačního balíčku dostala značných změn. V listopadu 2016 byl zveřejněn balíček předpisů Čistá energie pro všechny Evropany, který legislativně ukotvil původní klimaticko-energetické cíle pro rok 2030 a také reagoval na nové technologické trendy na trhu s elektřinou.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 ze dne 5. června 2019, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou (dále jen „Směrnice 2019/944“), která nahradila původní směrnici 2009/72/ES, stanovuje pravidla pro oblasti akumulace energie, agregace zákazníků, flexibility, a tím přináší nevyhnutně důsledek pro nastavení distribučních a přenosových tarifů.

Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou (dále jen „Nařízení 2019/943“), které je se směrnicí provázáno, stanovuje principy pro tvorbu tarifů a pravidla pro obchodování. Na tyto předpisy budou v nejbližší době legislativně navazovat prováděcí předpisy Evropské komise, konkrétně síťový kodex k flexibilitě a prováděcí akt k interoperabilitě dat.

Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů (dále jen „Směrnice o OZE“) pak ukotvuje způsoby dosahování cílů pro navýšení podílu obnovitelných zdrojů energie v EU. Doplnění této směrnice je aktuálně projednáváno v rámci balíčku Fit for 55, který byl zveřejněn v červenci 2021, a kromě změny Směrnice o OZE přináší také změny směrnice o energetické účinnosti a směrnice o EU ETS, které jsou z hlediska tarifní struktury rovněž relevantní.

V rámci svých legislativních aktivit Evropská unie v uplynulých letech navyšuje své ambice v rámci ochrany klimatu se závazným cílem učinit Unii do roku 2050 klimaticky neutrální. Aktuálně prosazované cíle EU v oblasti dekarbonizace a ochrany klimatu byly Komisí navrženy v rámci balíčku Fit for 55 a obsahují

- snížení emisí do roku 2030 nejméně o 55 % (v porovnání s rokem 1990);
- zvýšení stávajícího cíle 32 % podílu energie z OZE na energetickém mixu (daný směrnicí 2018/2001 RED II) na 40 % do roku 2030 a omezení podpor na některé druhy OZE (zejména biomasy);
- do roku 2030 55 % snížení emisí z osobních automobilů a 50 % snížení emisí z dodávek, 0 emisí z nových automobilů a dodávek od roku 2035;
- implementace povinných národních cílů pro zavádění infrastruktury alternativních paliv a dobíjecí infrastruktury (návrh nařízení o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva, tzv. AFIR);
- stanovení ceny uhlíku i pro odvětví letecké a námořní dopravy (EU ETS) a zvýšit cíl ze 43 % proti 2005 na 61 % v roce 2030, přičemž 100 % příjmů z povolenek by měly státy dát na klimaticko-energetické či sociální účely (nyní 50 %);
- nový cíl 36–39 % v oblasti energetické účinnosti do roku 2030 pro konečnou spotřebu energie a spotřebu primární energie;
- podíl OZE na konečné spotřebě energie budov by měl do roku 2030 dosáhnout hodnoty 49 %;
- podíl obnovitelného vodíku v průmyslu ve výši 50 % do roku 2030;
- navýšení podílu OZE v teplárenství nejméně o 1,1 % ročně do roku 2030 (2,1 % v dálkovém vytápění a chlazení z OZE a odpadního tepla a chladu);
- úpravy energetického zdanění (i vstupů pro výrobu elektřiny) založeného na energetickém obsahu a environmentální výkonnosti paliv a energetických produktů, včetně elektřiny.

Z hlediska podílu PDS na naplňování těchto cílů je dáno, že společně s dalšími účastníky trhu budou PDS povinni se podílet na jejich implementaci a ve své činnosti přispějí k jejich plnění, viz i opatření v rámci směrnice 2019/944, o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, jež mají být transponovány v rámci nového energetického zákona. Provozovatelé soustav mají v rámci svých činností spojených s distribucí elektřiny provozovat svou činnost s náležitým ohledem na životní prostředí a energetickou účinnost. Členský stát může provozovatelům soustav uložit, aby při nasazování výrobních zařízení dávali přednost zařízením využívajícím OZE nebo využívajícím vysoce účinnou KVET (čl. 12 nařízení 2019/943).

- ▮ PDS podpoří přijímání opatření v oblasti energetické účinnosti, pokud tyto služby nákladově efektivně snižují potřebu modernizovat nebo nahradit elektroenergetické kapacity a podporují efektivní a bezpečný provoz distribuční soustavy.
- ▮ PDS budou nákladově efektivním způsobem integrovat novou výrobu elektřiny, zejména výrobní zařízení, která vyrábějí elektřinu z obnovitelných zdrojů, a nové spotřebiče, jako jsou tepelná čerpadla a elektrická vozidla. Za tímto účelem by PDS měli mít možnost na základě tržních postupů a existence příslušné právní úpravy, využívat služby distribuovaných zdrojů energie, jako jsou odezva strany poptávky a ukládání energie, a být k využívání těchto služeb motivováni, aby své sítě provozovali efektivně a předešli nákladnému rozšiřování sítí. Mělo by být definováno, co je efektivní výše integrace decentralní výroby a spotřeby, aby nedocházelo k plýtvání investičních prostředků díky povinnosti DSO připojit každý zdroj (POZE) za jakýchkoliv podmínek.
- ▮ Členské státy by měly zavést vhodná opatření, například vnitrostátní kodexy sítě a tržní pravidla, a poskytovat pobídky provozovatelům distribučních soustav prostřednictvím síťových tarifů, které nevytvářejí překážky pro flexibilitu nebo pro zvyšování energetické účinnosti v rámci sítě.

Součástí výše uvedeného balíčku opatření Fit for 55 je také návrh nařízení o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva a o zrušení směrnice Evropského parlamentu a Rady 2014/94/EU, který stanoví mj. povinné národní cíle pro počty dobíjecích stanic pro silniční vozidla (osobní, lehká a těžká užitková) s elektrickým pohonem.

Nejdůležitější ustanovení výše uvedených právních předpisů jsou tato:

- ▮ navýšení podílu obnovitelných zdrojů energie ve výrobním mixu, a to nejenom z velkých instalací, ale i z malých distribuovaných zdrojů u konečných zákazníků;
- ▮ vznik občanských energetických společenství (komunit), která mají zajištěn nediskriminační přístup na všechny trhy s elektřinou a mohou sdílet jimi vyrobenou elektřinu vevnitř i vně společenství;
- ▮ aktivnější zapojení se zákazníků do trhu s elektřinou prostřednictvím decentralizovaných OZE, akumulace, agregace nebo energetických komunit (definice tzv. aktivního zákazníka);
- ▮ zachování tržních cen za dodávky elektřiny v souladu s čl. 5 Směrnice 2019/944;
- ▮ povinnost zavést dynamické obchodní tarify a možnost zavést flexibilní síťové tarify;
- ▮ tržní přístup k nákupu podpůrných služeb, služeb flexibility jakož i redispečinku;
- ▮ rozvoj akumulace energie, včetně přeměny energie (power-to-X systémy, například power-to-gas); další rozvoj chytrých sítí spojený s nárůstem decentralizovaných OZE, elektromobility, aktivních zákazníků a agregace;
- ▮ každoroční zajištění adekvátního příkonu energie (1 kW pro elektromobil a 0,66 kW pro plug-in hybrid) ve veřejných dobíjecích stanicích;
- ▮ zajištění infrastruktury pro možnost rovnoměrného rozmístění dobíjecích stanic pro silniční vozidla s elektrickým pohonem s ohledem na hlavní i globální síť TEN-T (každých 60 km, respektive každých 100 km v případě dobíjecích stanic pro těžká nákladní vozidla na globální síti TEN-T).

Dopadem výše uvedených trendů a legislativních změn bude, že koneční zákazníci budou čím dále tím častěji elektřinu nejen spotřebovávat, ale i vyrábět a dodávat do sítě. Tím se bude postupně proměňovat role provozovatelů distribučních soustav z čistých odběratelů z přenosové soustavy směrem k dodávce do přenosové soustavy, což se již děje v současné době především díky POZE připojených do VN sítí.

Bude nutné přizpůsobit tomuto rozvoji flexibilitu sítě, tedy hlavně chování zákazníků, a prostřednictvím většího využívání flexibility zdrojů, a to i pro podpůrné služby, jakož i nových systémů pro řízení sítí na hladinách VN a NN, a také využití všech dat prostřednictvím chytrého řízení, pro které je nutným předpokladem instalace chytrých elektroměrů. Článek 18 Nařízení 2019/943 stanovuje základní principy pro síťové tarify, které zohledňují výše uvedené trendy, a kromě principu transparentnosti, efektivity provozu soustav, přiměřenosti a nediskriminace mimo jiné stanovuje principy pro tvorbu tarifů týkající se akumulace, agregace, vlastní spotřeby či energetické účinnosti.

Na Nařízení dále navazuje zpráva ACER o osvědčených postupech v metodikách pro stanovení přenosových a distribučních tarifů. Tyto zprávy byly zveřejněny v prosinci 2019 pro přenosové tarify a v únoru 2021 pro distribuční tarify a v souladu s Nařízením 2019/943 jsou aktualizovány každé dva roky.

Národní legislativa (energetický zákon)

Úprava české legislativy musí zohlednit i vývoj mnoha přijatých opatření v rámci Evropské Unie. Jejich cílem bylo a je harmonizovat, případně unifikovat, právní řády členských států za účelem vytvoření jednotného a liberalizovaného trhu s energiemi.

Implementace legislativních předpisů EK z listopadu 2016 pod názvem „**Čistá energie pro všechny Evropany**“ nebo též „**Zimní balíček**“ (jednotlivé legislativní předpisy Zimního balíčku byly přijaty postupně v průběhu let 2018 a 2019) do českého právního řádu byla zahájena v letech 2019 a 2020.

Z pohledu budoucí úpravy tarifní struktury pravděpodobně dojde k dalšímu významnému posunu v kumulaci rolí fyzických a právnických osob. Zákazník bude moci být v jednom okamžiku i výrobcem, provozovatelem zařízení na ukládání energie, poskytovatelem flexibility a současně dodávat elektřinu jinému zákazníkovi. Všechny tyto role pak může i nemusí činit jako nepodnikající osoba nebo osoba podnikající. Bude tak přímo umožněno nejen sloučení několika rolí pro účastníky trhu s elektřinou, ale i vznik nových subjektů, které jsou relevantní pro další rozvoj tarifní struktury. Konkrétně se jedná o následující okruhy, které budou do energetického zákona zakotveny.

STRATEGICKÁ VÝCHODISKA A DOKUMENTY

- ▮ strategické dokumenty ČR (SEK, NIKEP, NAP SG, NAP ČM, ...)
- ▮ definování základních strategií – motivační/restriktivní nastavení, decentrální řízení – nechat zákazníka rozhodovat na základě cenových signálů/centrální řízení – stanovování omezujících podmínek
- ▮ jednoduchost a pochopitelnost pro zákazníka bez velkého množství výjimek

Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu

Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu tvoří nastavení příspěvku ČR k tzv. evropským klimaticko-energetickým cílům EU v oblastech:

- ▮ snižování emisí,
- ▮ zvyšování podílu obnovitelných zdrojů energie,
- ▮ zvyšování energetické účinnosti.

Celkové investice spojené s naplněním Vnitrostátního plánu ČR v oblasti energetiky a klimatu se odhadují na úrovni nižších jednotek miliard korun. Tyto investice byly detailněji vyčísleny s ohledem na plnění cíle v oblasti OZE a energetické účinnosti. Celkové náklady spojené s rozvojem obnovitelných zdrojů energie odpovídají téměř 900 mld. Kč. V tomto ohledu je účelné zdůraznit, že se jedná o náklady na úrovni veřejné podpory, celkové investice budou vyšší než uvedená částka.

Pro naplnění výše uvedených základních cílů Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu definuje škálu tzv. rozměrů, v nichž se realizují dané aktivity.

- ▮ Rozměr „Snižování emisí uhlíku“
 - ▮ Emise skleníkových plynů a jejich pohlcování
 - ▮ Energie z obnovitelných zdrojů (Rámcový cíl 2030)
- ▮ Rozměr „Energetická účinnost“
- ▮ Rozměr „Energetická bezpečnost“
- ▮ Rozměr „Vnitřní trh s energií“
 - ▮ Propojitelnost elektroenergetických soustav (Rámcový cíl 2030)
 - ▮ Infrastruktura pro přenos energie
 - ▮ Integrace trhu
 - ▮ Energetická chudoba

Skrze tento dokument mají členské státy mimo jiné povinnost informovat Evropskou komisi o vnitrostátním příspěvku ke schváleným evropským cílům v oblasti emisí skleníkových plynů, obnovitelných zdrojů energie, energetické účinnosti a interkonektivity elektrizační, respektive přenosové soustavy.

Tarifní struktura by měla mít za cíl přiměřeným způsobem podpořit žádoucí aktivity (ve směru dosažení základních cílů v definovaných rozměrech). Z praktického pohledu se jedná o nalezení rovnováhy v působení cenových signálů vysílaných novou tarifní strukturou, neboť působení jednotlivých opatření může být protichůdné.

Ve vazbě na Národní akční plán pro chytré sítě se jeví jako zásadní zejména tarifní inovace v těchto oblastech:

- ▮ Využití agregace, flexibility pro elektrizační soustavy (decentralizované zdroje energie, spotřeba);
- ▮ Elektromobilita (integrace a využití pro provoz elektrizační soustavy);
- ▮ Decentralizované zdroje energie (integrace a využití pro provoz elektrizační soustavy);
- ▮ Akumulace (integrace a využití pro provoz elektrizační soustavy);
- ▮ Využití potenciálu inteligentního měření (AMM).

Státní energetická koncepce

Státní energetická koncepce představuje dokument, který definoval strategii energetiky v ČR na dobu 25 let. Turbulentní vývoj a zejména exponenciální zvyšování ambicí v dekarbonizaci a aktuální návrhy „Fit

for 55“ již některé pasáže původního dokumentu překonávají, ale i tak je obsah Státní energetické koncepce využitelný (byť s dílčími omezeními) i jako východisko pro tvorbu inovované tarifní struktury.

Nosnými atributy ASEK jsou mimo jiné bezpečnost, konkurenceschopnost a udržitelnost.

V rámci priorit státní energetické koncepce lze v návaznosti na jednu z jejích hlavních priorit (priorita II.), a to zvyšování energetické účinnosti národního hospodářství, uvést následující strategické oblasti:

Národní akční plán pro chytré sítě

Strategickými cíli aktualizovaného NAP SG a vybudování chytré sítě jsou

- ▮ Vytvořit podmínky pro vyšší penetraci decentralizovaných, zejména obnovitelných, zdrojů elektřiny, akumulace a elektromobility v souladu s Vnitrostátní plánem ČR v oblasti energetiky a klimatu a jejich zapojení do koordinace a řízení energetické soustavy.
- ▮ Zvýšit spolehlivost, kvalitu a bezpečnost dodávek elektrické energie. Zajistit jak nižší míru přerušení dodávek a vyšší kvalitu dodávané elektřiny definovanou zejména stabilitou frekvence a napětí, tak i vysokou míru schopnosti obnovy dodávky po výpadku a odolnost energetických sítí vůči vnějším podmínkám (terorismus, klimatické jevy a kybernetická bezpečnost).
 - ▮ Míru zvyšování kvality síťových služeb určuje ERÚ prostřednictvím kombinace ukazatelů nepřetržitosti SAIFI a SAIDI¹. Ukazatele jsou nastaveny individuálně pro každého držitele licence na distribuci a zvyšování jejich hodnoty nutí PDS trvale zlepšovat kvalitu svých služeb. Dodržení předepsaných limitů kontroluje ERÚ.
- ▮ Zajistit vyšší dostupnost informací zákazníkům s cílem umožnit zvýšení energetické účinnosti spotřeby energie a jejich aktivní zapojení do trhu s elektřinou a souvisejícími službami včetně peer-to-peer platformem.

V rámci zadávacího listu č. 1 byl v rámci NAP SG vytvořen projekt Legislativní podpora NAP SG. Úkolem tohoto projektu je aktivně analyzovat dopady realizace projektu NAP SG do legislativy, technických norem, tarifního systému a regulace, shromažďovat podněty z ostatních projektů a zpracovávat návrhy úprav legislativy všech stupňů v paragrafovém znění.

Národní akční plán čisté mobility

Národní akční plán čisté mobility do roku 2030 dle zvoleného scénáře předpokládá v roce 2030 ca 70-800 tis. elektromobilů. Z hlediska tarifní struktury se lze zaměřit zejména na:

- ▮ tarify pro domácí nabíjení, podmínky flexibility
- ▮ tarify pro dobíjecí stanice (dle využití, podíl variabilní složky)
- ▮ podpora flexibility, střednědobě i dodávky „vehicle to grid“
- ▮ poplatky za připojení
- ▮ tarify pro nabíjení prostředků veřejné hromadné dopravy

¹ Parametr SAIFI vyjadřuje průměrný počet přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v dané soustavě za hodnocené období jednoho kalendářního roku. Parametr SAIDI vyjadřuje průměrnou souhrnnou dobu trvání přerušení distribuce elektřiny u zákazníků v dané soustavě za hodnocené období jednoho kalendářního roku.

PRŮŘEZOVÁ OPATŘENÍ

Související legislativa, strategická východiska a dokumenty se konkrétněji projevují ve vybraných odvětvích formou průřezových opatření takto:

Elektroenergetika a teplárenství

- ▮ Zabezpečit zvýšení účinnosti přeměn a využití energie s využitím parametrů nejlepších dostupných technik (BAT) pro všechny nově budované a rekonstruované zdroje. Nové spalovací zdroje budovat jako vysokoúčinné či kogenerační.
- ▮ Omezit nízko-účinnou kondenzační výrobu elektřiny z uhlí s pomocí finančních nástrojů.
- ▮ Přechod většiny vytopen na vysokoúčinnou kogenerační výrobu tam, kde je to ekonomicky výhodné, s efektivním využitím tepelných čerpadel a související snížení ztrát v distribuci tepla.
- ▮ Využití elektřiny pro výrobu tepla v konečné spotřebě zejména na bázi tepelných čerpadel (postupná substituce přímotopných systémů).

Domácnosti, služby a veřejný sektor (budovy, zařízení budov a spotřebiče)

- ▮ Podpořit vyšší účinnost spotřebičů pomocí přirozené obměny a zajistit zvýšení informovanosti o výhodách úsporných spotřebičů pomocí podpory informačních kampaní.
- ▮ Zajistit plnění příkladné role státu formou výběru energeticky nejúspornějších spotřebičů (nejvyšších energetických tříd), budov a dopravních prostředků na trhu při hromadném nakupování. Snížit spotřebu ve standby režimu pomocí nástrojů inteligentních sítí.
- ▮ Snižovat energetickou náročnost budov, tzn. plnit požadavky na energetickou náročnost budovy podle zákona o hospodaření energií.

Strategie renovace budov

- ▮ Realizovat energetické úspory budov ústředních institucí podle článku 5 směrnice o energetické účinnosti.
- ▮ Maximalizovat využití dotačních programů EU k dosažení energetických úspor (míra dosažených energetických úspor jako jedno z výběrových kritérií v operačních programech).
- ▮ Podporovat využívání energetických služeb se zaručeným výsledkem (EPC) v nerezidenčním sektoru.
- ▮ Podporovat zavádění systémů hospodaření s energií ve veřejném sektoru (Systém energetického managementu a jeho certifikaci podle ČSN EN ISO 50001 - Systém managementu hospodaření s energií).

Průmysl

- ▮ Snižovat energetickou náročnost budov v průmyslu.
- ▮ Podporovat rekonstrukce zařízení a technologií za účelem zvýšení jejich efektivity a celkově zvyšovat energetickou účinnost průmyslových provozů.
- ▮ Podporovat zavádění systému energetického managementu a jeho certifikaci podle ČSN EN ISO 50001 - Systém managementu hospodaření s energií.

Doprava

- ▮ Zvýšit účinnost energetické přeměny u spalovacích motorů se souběžným účinkem a snížení měrných emisí z dopravy, a to i fiskálními nástroji (odstupňovaná silniční daň, platba za využití infrastruktury/mýto).
- ▮ Snížit ztráty při provozu napájecích soustav a zařízení v elektrické trakci.

- ▮ Zvýšit účinnost přeměny u hnacích vozidel v kolejové dopravě při obnově vozového parku vč. využívání rekuperace.
- ▮ Zvýšit využívání alternativních pohonných hmot – CNG a elektromobility

NOVÉ TRENDY A TECHNOLOGIE

Rozvoj elektromobility a dobíjecích stanic

Popis daného trendu/technologie

Technologie v oblasti elektromobility prochází poměrně dynamickým obdobím výrazného technologického rozvoje jak v oblasti elektromobilů, tak v oblasti dobíjecích stanic. Dřívější standardy pro elektromobily (kapacita baterie 30 kWh, 7,2kW AC palubní nabíječka a využití 50 kW DC nabíjení) jsou rychle překonávány. Dnešním standardem je baterie v rozmezí 50 až 100 kWh, pro palubní AC dobíjení nových modelů je používán výkon alespoň 11 kW (s příplatkovou výbavou až 22 kW) a pro DC nabíjení se dnes běžně objevují hodnoty kolem 150 kW. Nově se navíc začínají dodávat i v středních cenových segmentech elektrická vozidla s vysokonapěťovou baterií (800+ V), která jsou schopná využít u DC nabíjení až 250 kW.

V nadcházejících letech je očekáván výrazný nárůst počtu elektromobilů a souvisejících dobíjecích stanic. To bude mít dopad na dimenzování soustav a tuto skutečnost bude potřeba zohlednit i při úpravách stávajícího tarifního systému.

V rámci úprav tarifní struktury bude nezbytné zohlednit kombinaci elektromobility s lokální výrobou elektřiny z obnovitelných zdrojů a s ukládáním energie. V případě mnoha nehlášených nabíjecích stanic zapojených ve stejné fázi v síti NN může dojít k asymetrii napětí, a dokonce až k přetížení sítě, jestliže budou provozovány současně. Taktéž existuje riziko potenciálního přetížení sítě, které může být způsobeno dodatečným zatížením (EV), pokud nebude existovat řízení časů dobíjení ze strany PDS obdobně jako je tomu dnes u topných sazeb. Pro tyto účely se jeví jako možné teoretické využití nástroje pro vyvažování sítě (např. V2G). Energie z baterie pomocí technologie V2G je „tlačena“ zpět do sítě a naopak na základě různých signálů, jako je výroba energie nebo spotřeba v okolí. Velikost nabíjecích výkonů a jejich soudobost bude v nadcházejícím období klást značné nároky na investice do sítí především NN a VN všech DSOs v ČR.

PDS se s elektromobilitou setkávají na celém svém území od připojování rychlých DC dobíjecích stanic 50/150 kW u hlavních tahů nebo v místech zájmu (obchody, restaurace apod.), až po pomalé nabíjení v garážích rodinných domů o výkonu nižším než 11 kW.

Rozvoj dobíjecí infrastruktury a elektromobilů bude také podpořen celou řadou dotačních programů (např. Národní plán obnovy, Operační program Doprava, atd.).

Ve vztahu k elektromobilitě a z hlediska platných pravidel trhu mají dle směrnice 2019/944 členské státy stanovit regulační rámec, který usnadní připojení veřejně přístupných a soukromých dobíjecích stanic k distribučním sítím, přičemž, pokud jde o připojení k síti, mají PDS spolupracovat se všemi podniky, které vlastní, vyvíjí, provozují nebo spravují dobíjecí stanice pro elektrická vozidla.

Přijatý regulační rámec na podporu elektromobility nesmí být nastaven na úkor bezpečnosti a spolehlivosti dodávek pro odběratele sítí všech napěťových úrovní.

V rámci připravované evropské, resp. Národní legislativy bude klíčová konečná podoba opatření z balíčku Fit for 55, zejména pak návrhu nařízení o zavádění infrastruktury pro alternativní paliva (AFIR), jímž dochází ke značnému rozšíření a zpřísnění stávajících opatření vyplývajících ze směrnice 2014/94. Jedná se o:

- zavedení povinných národních cílů pro infrastrukturu pro alternativní paliva;
- závazné cíle pro nabíjecí infrastrukturu pro osobní/lehká užitková/těžká užitková vozidla;
- stanovení závazných cílů veřejně přístupných dobíjecích stanic podél hlavních tahů sítě TEN-T.

Na národní úrovni je téma e-mobility aktuální nejenom z hlediska připravované legislativy – v současnosti (září 2021) čeká na projednání vládní návrh zákona o podpoře nízkoemisních vozidel, který by transponoval směrnici 2019/1161, o podpoře čistých a energeticky účinných vozidel – ale i z hlediska dotačních titulů (např. Operační program Doprava), v rámci kterých bude možné čerpat finanční prostředky na podporu cílů e-mobility z evropského víceletého finančního rámce na roky 2021-2027. Tématu se podrobně věnuje i NAP SG, jenž v rámci zpracovaných studií očekává, že většina dobíjení osobních vozidel bude probíhat v domácnostech či v rámci firemního parkování.

Zpracované analýzy:

<https://www.mpo.cz/cz/prumysl/zpracovatelsky-prumysl/automobilovy-prumysl/aktualizace-narodniho-akcniho-planu-ciste-mobility--254445/>

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/konference-seminare/2018/11/Studie-NAPS-SG-A25_Elektromobilita.pdf

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/9/Dopad-elektromobility-do-DS-CR_1.pdf

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

Po stránce technologie se dá očekávat v příštích letech nárůst výstavby tzv. dobíjecích hubů, které se skládají i z několika desítek ultrarychlých DC dobíjecích stanic s výkonem 250+ kW. Tyto budou budovány výhradně u hlavních dálničních tahů. U míst zájmu se dá očekávat používání dobíjecích stanic o výkonech 50 kW (cílem není co nejrychlejší nabití vozidla). U rezidentního nabíjení se dá očekávat vybudování robustní sítě s velkým množstvím pomalých AC dobíjecích stanic s výkonem dobíjecího bodu do 22 kW. Zvýšení výkonu nad tuto hodnotu se v tuto chvíli neočekává.

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 do roku 2040, resp. 2030 v NAP CM.

Scénáře jsou založeny na „Dílčí studii pro pracovní tým A25 - Predikce vývoje elektromobility v ČR“ připravené v rámci provádění prací na výše zmíněné Kartě opatření A25 NAP SG. NAP CM přebírá data pro Střední scénář jako nejvíce pravděpodobný pro období do roku 2030.

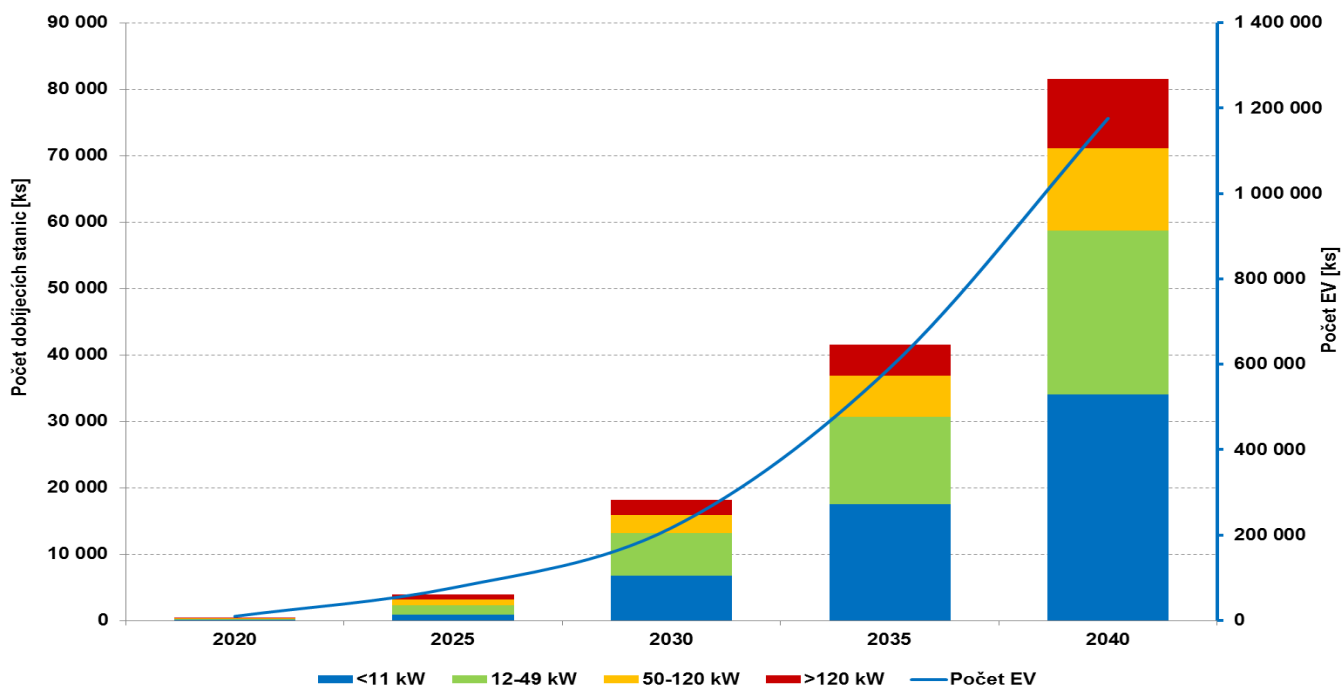
V tabulce níže jsou data o očekávaném množství EV (BEV+PHEV) pro ČR do roku 2040.

Tabulka 1 Očekávané množství EV (BEV+PHEV) pro ČR do roku 2040

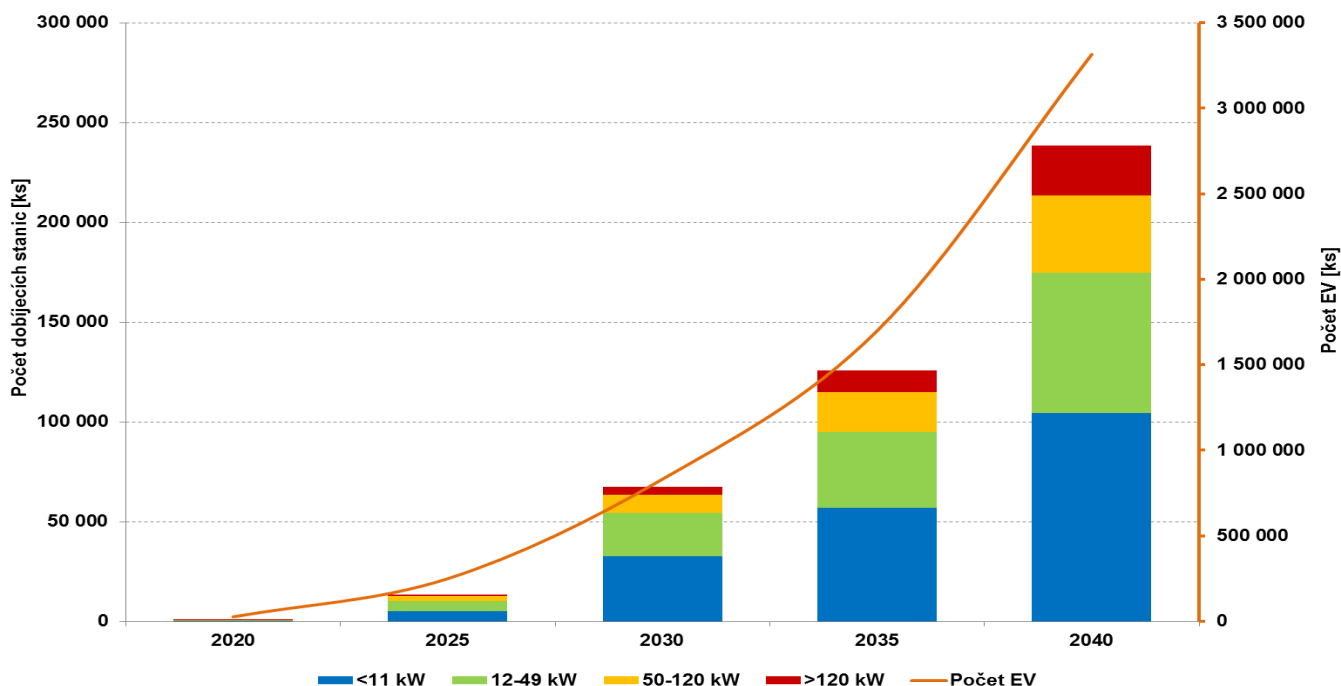
Scénář	2020	2025	2030	2035	2040
Nízký	4 107	10 991	74 331	217 867	469 063
Střední	8 551	70 597	200 647	549 419	1 090 491
Vysoký	24 195	232 978	785 788	1 591 398	3 091 888

V Grafech níže je pak očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobíjecích stanic spolu s tímto počtem EV (BEV+PHEV) v letech 2020 – 2040 pro scénáře střední a vysoký:

Graf 1 Očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobijecích stanic spolu s tímto počtem EV (BEV+PHEV) v letech 2020 – 2040 – scénář střední



Graf 2 Očekávaná potřeba počtu a struktury veřejných dobijecích stanic spolu s tímto počtem EV (BEV+PHEV) v letech 2020–2040 – scénář vysoký



Tato dílčí studie predikcí prochází v současnosti aktualizací, která do scénářů promítne nově diskutované zpřísněné klimatické cíle, změny v technologiích a v legislativě.

Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

V rámci činnosti pracovního týmu ke kartě A25 NAP SG Integrace elektromobility do DS ČR (po aktualizaci NAP SG přečíslováno na zadávací list 17) byly dále zpracovány dvě síťové studie, které se zabývají optimalizací integrace elektromobilů do sítí DS.

Všeobecně akceptovaným způsobem integrace elektromobility je použití forem řízení nabíjení, tzv. smart chargingu. Tento koncept je přijímán a rozpracováván i v zahraničí, zvláště v zemích s vysokou mírou penetrace EV (v EU je nejdále Nizozemsko).

Trend elektromobility bude znamenat nárůst požadavků na připojení dobíjecích stanic a s tím související dimenzování kapacity soustav. Z hlediska nákladů na dimenzování soustavy pro dobíjení je klíčovým faktorem schopnost PDS ovládat časy dobíjení, což významně snižuje požadavky na dimenzování kapacity soustav. To stávající tarifní systém umožňuje u topných sazeb a je nanejvýš smysluplné tento nástroj zachovat i do budoucna. Přesto je nutné počítat s vícenáklady na posílení kapacity sítí, jelikož zachování schopnosti PDS ovládat časy dobíjení neřeší celý požadavek na nárůst kapacity. U ovládaní časů nabíjení a obecně využití ToU tarifů je nutné rozlišovat mezi veřejnými a soukromými dobíjecími stanicemi. Blokované nabíjení nebude uplatňováno u veřejných dobíjecích stanic vzhledem k charakteru jejich odběrů – tyto však budou mít větší dopad na řízení soustavy.

První studie (Dopad elektromobility do DS ČR z roku 2019) se zabývala prostým připojením potřebného množství dobíjecích stanic a jejich přirozeným využitím podle dojezdu uživatelů na parkovací místa. Toto vedlo k výraznému zvýšení okamžitého zatížení soustav v dobách večerních špiček v residenčních oblastech. Studie identifikovala výkonové dopady, potřeby posílení distribučních sítí a na jejich základě určila přibližné investiční náklady.

Druhá studie (Dopad elektromobility do DS ČR II z roku 2019) se na základě stejných vstupních předpokladů jako První studie zabývala vlivem řízení nabíjení. V tomto případě se analyzovalo Statické řízení nabíjení bez aktuálních dat o zatížení nadřazené soustavy (sofistikovanost řešení na úrovni řízení pomocí HDO/AMM) a zpětnovazební řízení, tzv. Dynamické řízení, kde již bude informace o aktuálním zatížení nadřazené soustavy a jednotlivé dobíjecí stanice se podle tohoto zatížení budou aktivovat tak, aby se více využil potenciál soustavy. Dynamické řízení bylo řešeno ve dvou podvariantách: Nespojitě, kde je úroveň řízení a výměny informací nižší. Druhá podvarianta Spojitého řízení již pracuje s vysokou sofistikovaností a maximální úrovní přenosu dat mezi DS, dobíjecí infrastrukturou a informacemi o EV.

Srovnání nutných nákladů nad rámec přirozené obnovy DS je vidět v tabulce níže pro rok 2040 (mld. Kč):

Tabulka 2 Srovnání nutných nákladů nad rámec přirozené obnovy DS

Typ řízení	Síť NN		Síť VN, VVN		Celkem	
	Střední	Vysoký	Střední	Vysoký	Střední	Vysoký
Scénář						
Bez řízení	3,8	80,7	3,6	10,1	7,4	90,8
Statické	1,7	49,5	1,5	6,5	3,2	56,0
Dynamické nespojitě	0,6	26,3	1,3	3,5	1,9	26,9
Dynamické spojitě	0	6,5	1,4	3,6	1,4	10,1

Důležité je také zmínit, že koncepty a infrastrukturu pro chytré řízení nabíjení je paralelně možné použít i pro integraci dalších flexibilních spotřebičů a zdrojů (FVE, zdroje tepla/chladu apod.).

Možnosti nastavení pro inovovanou tarifní strukturu

■ Nastavení inovované tarifní struktury tak, aby v maximální možné míře podpořila rozvoj chytrého řízení nabíjení.

Tento způsob integrace výrazně snižuje nutné investice do posílení sítí, urychluje připojování jednotlivých dobíjecích stanic při vyšší penetraci EV a při správném nastavení stabilizuje distribuční i přenosovou soustavu. Od roku 2025 se navíc očekává rozvoj konceptu zpětného vybíjení vozidel do sítě (tzv. Vehicle to grid), který umožní ještě navýšit využitelnost připojených elektromobilů pro stabilizaci sítí.

/// Rozvoj distribučních tarifů

Motivace pro rozvoj systémů řízení nabíjení (i lokálních pro jedno odběrné místo na garážová stání bytových domů), správné nastavení tarifů se zaměřením na kapacitní platby s možností blokování nabíjení v dobách vysokého využití sítě a naopak bonifikace při nabíjení EV v dobách nižšího zatížení sítě, definice a stanovení flexibilních distribučních tarifů. Zákazník by vždy měl mít právo vybrat si tarif s blokováním spotřebiče nebo bez něj.

Rozvoj akumulace

Popis daného trendu/technologie

Akumulace je ukládání elektrické energie ve stejné nebo jiné formě energie pro její pozdější využití – tím může být buď zpětná přeměna uložené energie zpět na elektrickou energii, nebo lze takto například vyrábět syntetický zemní plyn a ten dodávat do plynárenské soustavy. Akumulaci elektrické energie lze provádět s využitím rozličných technologií v závislosti na požadované kapacitě, výkonu, rychlosti změny režimu dobíjení/výroba, investiční a provozní náročnosti a požadovaném účelu.

Nejpoužívanější fyzikální principy a technologie jsou:

/// Mechanické systémy

- /// Přečerpávací vodní elektrárny**

- /// Stlačený vzduch**

- /// Setrvačníky**

/// Elektrochemické systémy

- /// Akumulátory (bateriové systémy)**

- /// Průtokové baterie**

/// Chemické systémy

- /// Vodíkové technologie**

- /// Syntetický zemní plyn**

/// Elektrické systémy

- /// Superkapacitory**

- /// Supravodivá magnetická cívka**

/// Tepelné systémy

- /// Akumulace v roztavených solích**

- /// Akumulace přečerpáváním tepla**

- /// Zkapalněný vzduch**

S ohledem na konstrukční, provozní a celkovou technologickou náročnost lze předpokládat významný rozvoj v oblasti elektrochemických akumulátorů. Tyto bateriové systémy jsou dnes poměrně dobře dostupné pro aplikace v domácích podmínkách a další část se zabývá právě tímto segmentem akumulace.

Návrh věcných řešení v oblasti ukládání energie vyplývá zejména z povinnosti transponovat směrnici 2019/944, která se však vztahuje pouze na odvětví elektroenergetiky. V odvětvích plynárenství a teplárenství se požadavky vyplývající ze směrnice 2019/944 ohledně ukládání energie promítnou pouze v obecné rovině.

V současném EZ není uvedena definice ukládání energie ani zařízení pro ukládání energie ve smyslu směrnice 2019/944. Z tohoto důvodu neobsahuje EZ ani jakékoliv další vymezení práv a povinností souvisejících s výkonem této činnosti.

Implementace pravidel pro akumulaci energie v českém právním prostředí bude provedena úpravou stávajícího, nebo přijetím nového energetického zákona.

Ze střednědobého hlediska (následujících cca 5 let) bude akumulace nad 10 kVA instalována s cílem zajistit flexibilitu a akumulace pod 10 kVA primárně k uspokojování vlastní potřeby a k eliminaci toků ze střešních FVE do distribuční sítě.

Do budoucna lze očekávat v souvislosti s rozvojem decentrální výroby a výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů energie v elektroenergetice a potřebou akumulace rozvoj nových služeb, které by mohly zajistit větší flexibilitu energetické soustavy a mohly by vést k propojování (sector-coupling) jednotlivých odvětví energetiky (elektroenergetiky, plynárenství i teplárenství).

Společné evropské klimaticko-energetické ambice a zvyšující se podíl intermitentních obnovitelných zdrojů v národních energetických mixech vytváří prostor k ukotvení ukládání elektřiny a přeměny energie jako subkategorie činnosti ukládání energie, která nabízí flexibilitu potřebnou pro stabilizaci elektroenergetických sítí i maximální využití vyrobené energie z obnovitelných zdrojů. Obnovitelné plyny, které jsou např. výstupem technologie Power-to-gas, jsou identifikovány jako vhodné nástroje pro dosažení tzv. dekarbonizačních cílů EU.

S ohledem na požadavky směrnice 2019/944 je třeba do českého právního řádu transponovat novou činnost v podobě ukládání energie. Směrnice 2019/944 rozumí ukládáním energie „v elektrizační soustavě odložení spotřeby elektřiny na pozdější okamžik, než byla vyrobená, nebo přeměna elektřiny na takovou formu energie, kterou lze ukládat, ukládání takové energie, a následná zpětná přeměna takové energie na elektřinu nebo použití jako jiný nosič energie“. Z uvedené definice lze dovodit, že pod definici ukládání energie lze podřadit jak ukládání elektřiny, tak i přeměnu energie.

V NEZ se proto nabízí definicí rozdělit ukládání energie do dvou (dílčích) činností, které obě ve svém důsledku splňují výše citovanou definici ukládání energie dle směrnice 2019/944. Za jednu z forem ukládání energie bude považováno ukládání elektřiny. Druhou formou činnosti ukládání energie, která by v budoucnu mohla být nástrojem sektorového propojení elektroenergetiky, plynárenství a případně i teplárenství (sector-coupling), kdy společně vytváří hybridní energetický systém, je činnost přeměny energie. Z hlediska technologií je činnost přeměny energie realizována skrze širší množinu zařízení obecně označovaných „Power-to-X“.

Definice:

- ▮ ukládáním elektřiny v elektrizační soustavě se rozumí přeměna elektřiny na takovou formu energie, kterou lze ukládat, ukládání takové energie, a následná zpětná přeměna takové energie na elektřinu, a to v rámci jednoho odběrného místa;
- ▮ zařízením pro ukládání elektřiny v elektrizační soustavě se rozumí zařízení, v němž probíhá ukládání elektřiny.

Činnost ukládání energie, pokud bude vykonávána podnikatelsky, bude vykonávána na základě licence na dodávku do soustavy.

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

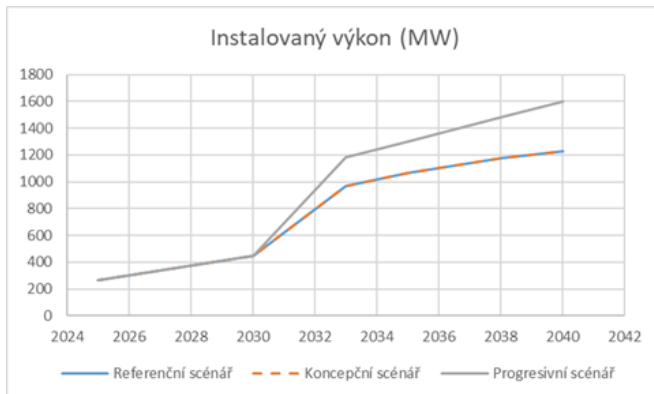
Rozvoj akumulačních zařízení bude vyplývat z potřeb zákazníků a dále také z rozsahu a formy podpor ze strany dotačních programů. V horizontu do roku 2040 lze očekávat velké rozšíření systémů FVE, jejichž součástí bude akumulační zařízení (zejména střešní instalace FVE na hladině NN v odběrných místech zákazníků), přičemž větší počet takových instalací bude pravděpodobně vznikat v hospodářsky silnějších regionech. 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.

Kromě samotného rozvoje instalace akumulace (viz níže) můžeme do budoucna předpokládat také vývoj integrovaných aplikací k řízení nabíjení a vybíjení akumulátoru vícekriteriální optimalizací se vstupy o prognóze cen komodit, počasí a spotřeby elektřiny, resp. její samovýroby, dále údajů o aktuálním příkonu ve vztahu k rezervované kapacitě i stavu v dálkovém přepínání tarifů na připojení na hladině nízkého napětí. Tyto aplikace umožní efektivnější využívání akumulace, mohou ale také přispět k lepšímu zapojení strany poptávky do trhu s elektřinou (prostřednictvím akumulace), respektive do řízení soustav prostřednictvím poskytování podpůrných služeb, včetně nefrekvenčních.

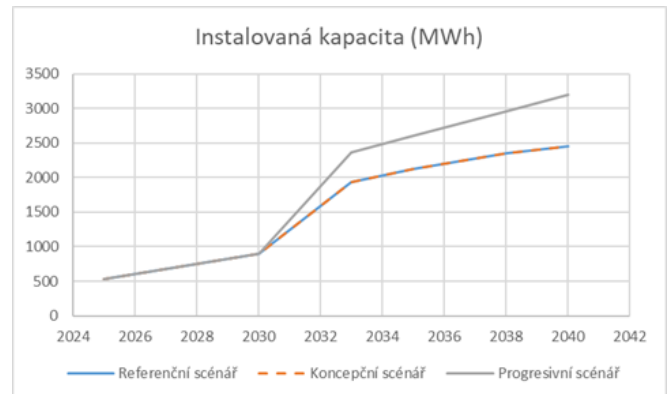
Předpokládaný rozvoj instalovaného výkonu a kapacity je k dispozici např. v Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040

(https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/elektroenergetika/2021/2/Hodnoceni-zdrojove-primerenosti-ES-CR-_2020_.pdf)

Graf 3 a 4 Předpokládaný vývoj instalovaného výkonu a kapacity bateriové akumulace v ČR



Zdroj: Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040



Zdroj: Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040

Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

Zpětné vlivy akumulčních zařízení jsou z pohledu PDS srovnatelné s výrobny – není rozdíl, zda určitý výkon do DS dodává výroba nebo akumulční zařízení, vliv na zvýšení napětí v DS v daném místě je stejný v obou případech. Do roku 2040 lze očekávat, že největší část akumulčních systémů bude realizována pomocí akumulátorů (bateriových systémů) a střídačů. Zpětné vlivy tak v případě akumulčních systémů budou obdobné jako u FVE. V případě rychlých změn dodávek a odběrů, například při využití akumulčního zařízení pro nabídku primární regulace, může být negativní vliv na DS větší než u výroben. Akumulace zatím není v české legislativě ukotvena, z pohledu PPDS se na ní pohlíží jako na doplněk ke stávající/nové výrobě. To se netýká baterií bez schopnosti dodávky do sítí.

V případech, kdy akumulční zařízení bude možné nabíjet z distribuční soustavy a/nebo bude možné dodávat z akumulčního zařízení zpět do distribuční soustavy, je nutné posuzovat akumulční zařízení i jako odběry ve stavu, kdy je toto akumulční zařízení nabíjeno, a/nebo je nutné akumulční zařízení posuzovat obdobně jako výroby. Lze očekávat, že provozovatelé akumulčních zařízení připojených do DS budou tuto technologii využívat dle svých potřeb za účelem dosažení maximálního přínosu (např. reakce na cenové signály obchodníka či při poskytování podpůrných služeb PDS (nefrekvenční) nebo PPS (frekvenční a nefrekvenční). Dále se může způsob provozu akumulčního zařízení v průběhu životnosti zařízení často měnit v závislosti na vnějších podmínkách (ceny elektrické energie, nedostupnost energie, ceny za podpůrné služby a další).

Rozvojem akumulčních systémů ve spojení s OZE u zákazníků bude docházet ke snižování odběrů z distribuční soustavy – ta bude sloužit pouze jako „záložní zdroj“ v případě, kdy OZE nedokáže bateriový systém nabít na takovou úroveň, aby pokryl celou spotřebu zákazníka, což se bude stávat zejména v zimě v případě FVE či v létě v případě kogenerací s výrobou tepla.

Z pohledu potřeb PDS se teoreticky nabízí potenciál do určité míry řídit dodávku z OZE (zejména FVE) do sítí v době velké výroby OZE, pokud by zařízení u zákazníka bylo osazeno říditelnou technologií. Pro zákazníka však musí být možnost regulace pro potřeby PDS ekonomicky atraktivní.

Možnosti nastavení pro novou tarifní strukturu

- Kompenzace úbytku plateb za distribuci elektrické energie navázaných na variabilní složku, částečný přesun plateb z variabilní složky do kapacitní složky.
- Zajištění dostatečné motivace zákazníků, aby na základě aktuální situace na trhu s elektřinou a v distribuční soustavě optimalizovali své chování.
 - Na hladině NN je vhodné uvažovat o zavedení flexibilních distribučních tarifů, obdobně k současnému systému HDO.
 - Rovněž lze uvažovat o flexibilních připojeních s možností omezit odběr / dodávku do soustavy, s finančním zvýhodněním oproti obdobnému tarifu bez omezení.
 - Nastavení nefrekvenčních podpůrných služeb tak, aby je bylo možné poskytovat i menšími zákazníky, bude-li to technicky možné a ekonomicky výhodné (na základě relevantní studie).

Rozvoj DECE a OZE

Popis daného trendu/technologie

Jednoznačným trendem v energetice je posilování decentralizace výrobní základny, a tím změny struktury výrobního mixu. Je to dáno větším nasazením OZE, především FVE, připojovaných do nižších napěťových hladin (VN i NN), včetně umístění těchto zdrojů do odběrných míst zákazníků.

Lze očekávat pokračující elektrifikaci firem i domácností, zejména s ohledem na nadále se zpřísnující emisní limity, které povedou k eliminaci spalování topných paliv (uhlí, plyn, dřevo atd.) a přechod k elektrickým tepelným čerpadlům. Zvýšená spotřeba energie sítě v extrémním počasí v létě a spouštění klimatizačních jednotek během dne by mohla být pokryta zvýšeným přístupem OZE k síti během doby slunečního osvětlení.

Rozvoj decentralizované výroby má potenciál přispět k efektivnějšímu využití distribučních sítí díky fyzickému sblížení výroby a spotřeby elektřiny. Rozvoj tímto směrem ale bude znamenat vyšší nároky na dimenzování a řízení energetické soustavy. Decentralizovanou výrobu často zajišťují zdroje závislé na aktuálním počasí a povětrnostních podmínkách (tzv. intermitentní zdroje), a lze tedy hůře předvídat její objemy, resp. okamžitou výši dodávky. Aby se dařilo v celé soustavě udržovat výkonovou rovnováhu, musí na to být schopny flexibilně reagovat klasické centrální zdroje, ale také strana spotřeby. Při rapidním nárůstu objemu decentralizované výroby a spotřeby bude nutné provést instalace inteligentního měření a systémů ochrany i do oblasti NN u všech DSO. Informace bude nutné z NN sítí přenášet i na dispečinky DSOs/TSO. Část této funkcionality může zajistit i AMM.

V NAP SG jsou zahrnuty obnovitelné DECE do DS a mikrokogenerace, jejichž instalovaný výkon k roku 2040 se předpokládá 10 433 MW. Uvedené výkony jsou poplatné době zpracování studie – rok 2017.

Kromě decentralizovaných zdrojů připojených do DS jsou v soustavě i další zdroje (obnovitelné a velké systémové) připojené do PS ve velikosti 10 546 MW. Celkový instalovaný výkon všech zdrojů k roku 2040 se předpokládá 24 801 MW.

<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/5/A9-A13-Vypocty-dopadu-rozvoje-decentralnich-vyroben.pdf>

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2019/10/Management_Q_Executive_Summary_1.pdf

Je nutné upozornit, že oproti výše uvedeným analýzám, které jsou poplatné době svého zpracování, se situace na energetickém trhu změnila.

Za účelem podpory klimaticko-energetických cílů vznikají také nejrůznější typy dotačních programů a fondů (jako je např. Modernizační fond, Fond spravedlivé transformace, Národní plán obnovy atd.), které budou formou dotací poskytovat finanční prostředky projektům směřujícím k naplnění těchto cílů. Podpůrné programy mají přinést peníze investorům a motivovat je k novým projektům. Jedná se především o projekty obnovitelných zdrojů, projekty související s přechodem na nízkoemisní zdroje a projekty v oblasti energetických úspor.

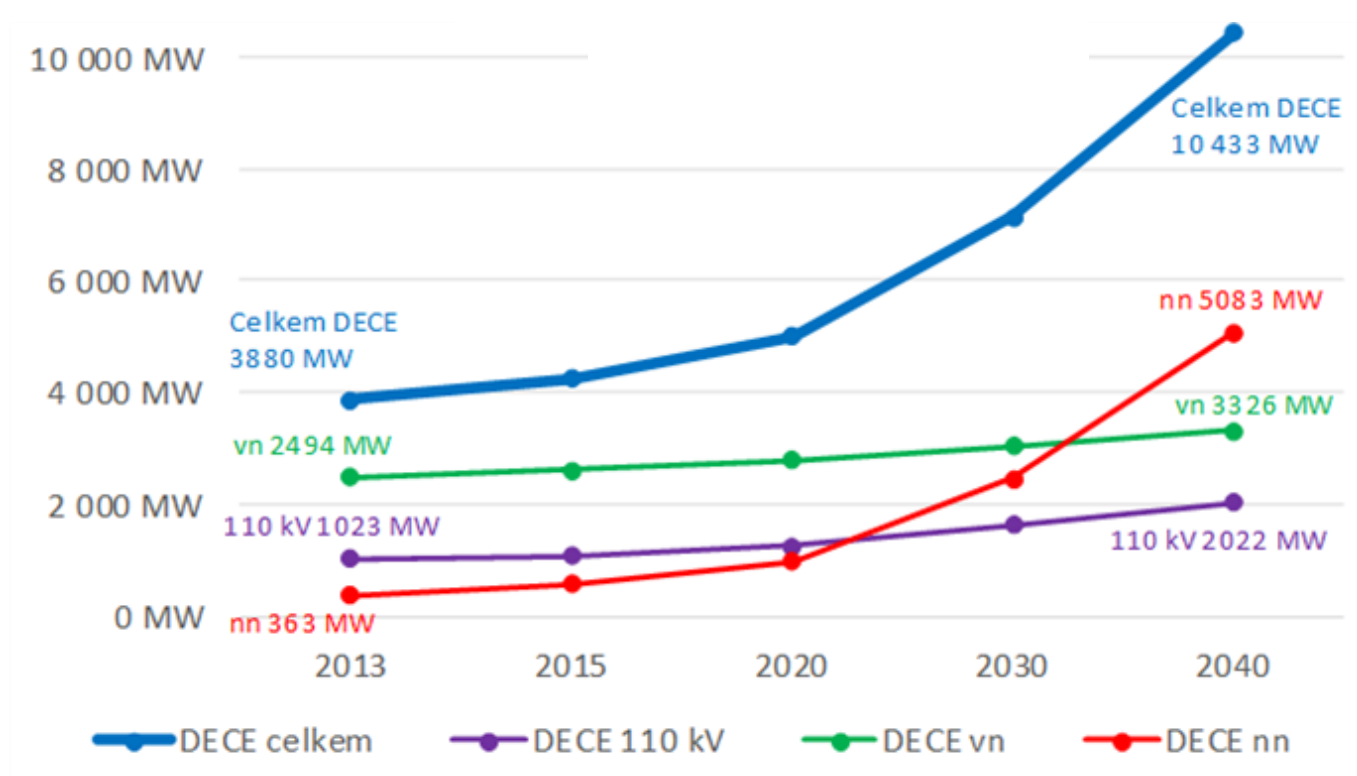
Provozovatelé elektrizační soustavy se dosud ve svých strategiích opírali o koncepční dokumenty jako je Státní energetická koncepce z roku 2015 nebo Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu z roku 2019.

Díky výše uvedeným skutečnostem se však dá oproti koncepčním dokumentům předpokládat větší nárůst projektů v oblasti obnovitelných zdrojů, na který se budou muset provozovatelé elektrizační soustavy připravit.

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

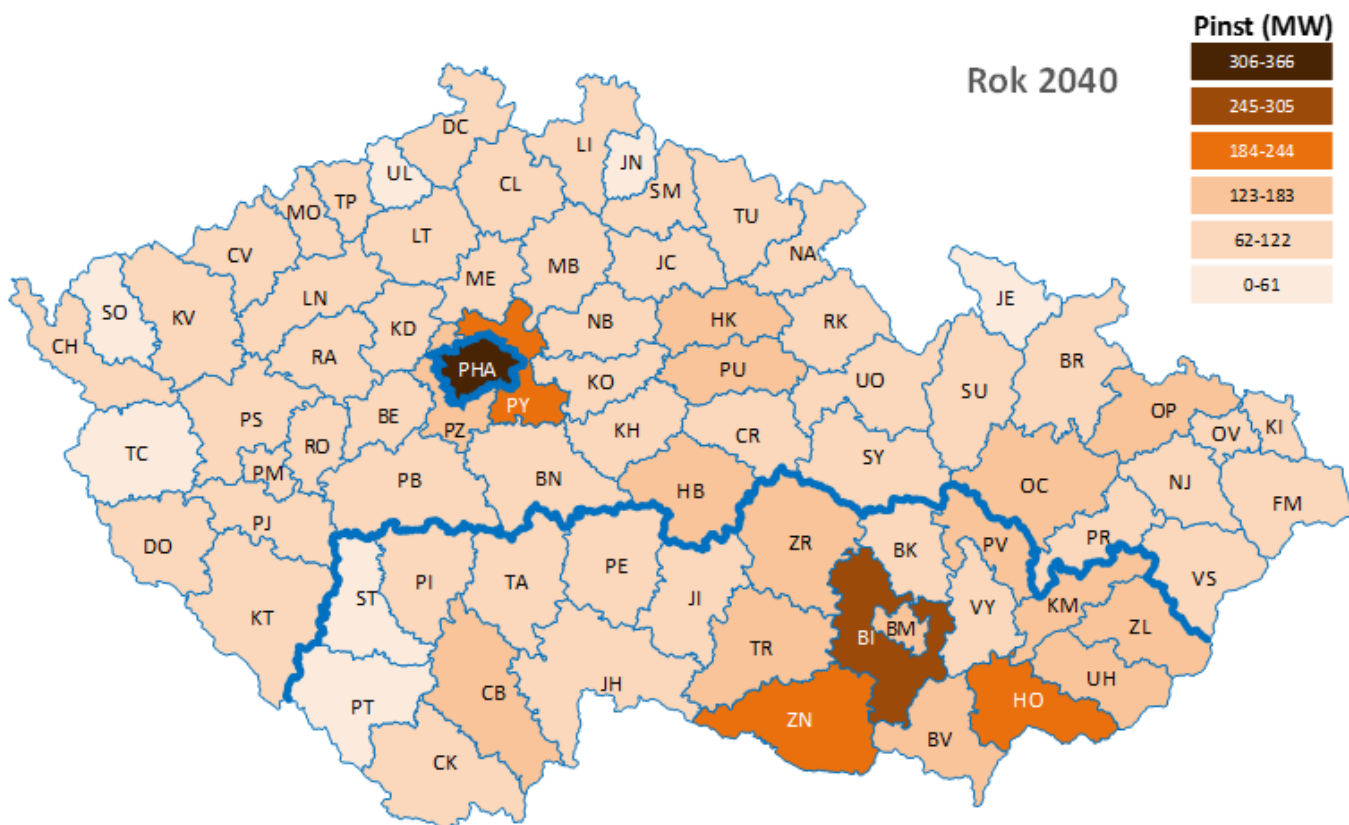
Vývoj celkového instalovaného výkonu decentralizovaných zdrojů dle NAP SG do roku 2040 dle napěťových hladin sítí:

Graf 5 Vývoj celkového instalovaného výkonu decentralních zdrojů dle NAP SG do roku 2040 dle napěťových hladin sítí



Regionálnost rozvoje instalovaného výkonu decentralních zdrojů v sítích VN + NN v jednotlivých okresech a dle působnosti PDS k roku 2040:

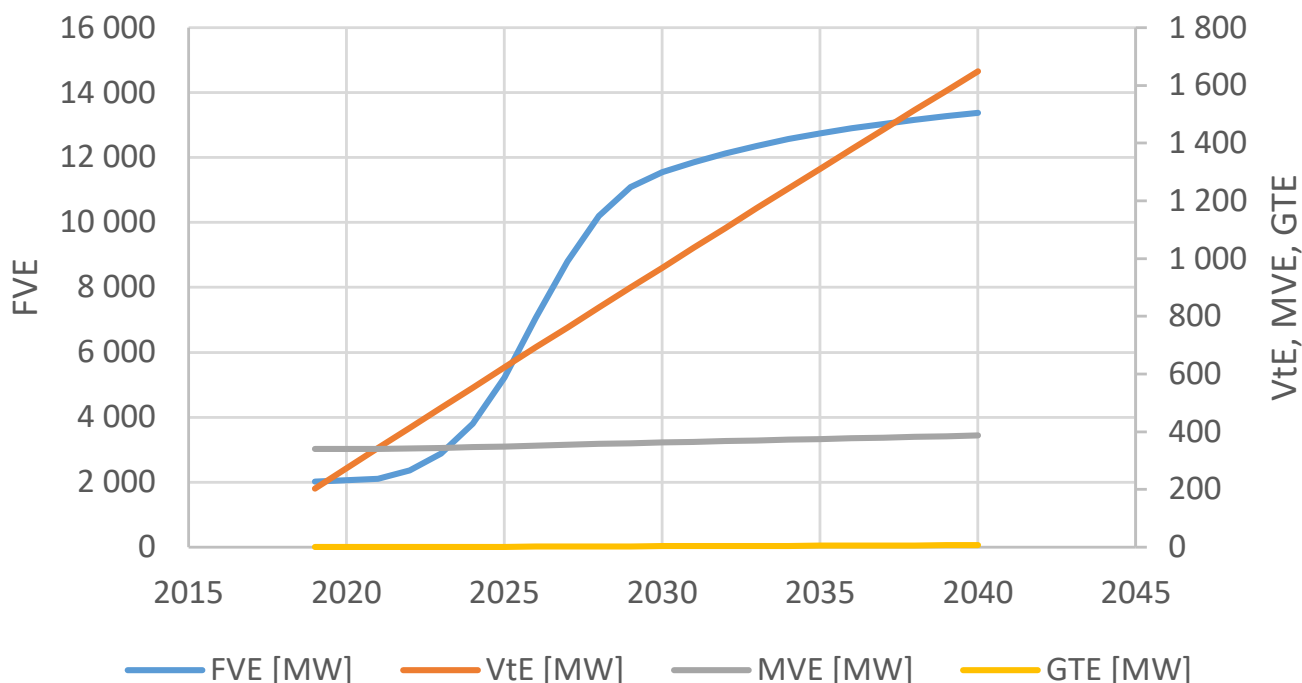
Obrázek 1 Regionálnost rozvoje instalovaného výkonu decentralních zdrojů v sítích VN + NN v jednotlivých okresech a dle působnosti PDS k roku 2040



Projekce instalovaného výkonu OZE do roku 2040 s korigovaným vývojem instalovaného výkonu větrných elektráren– maximalistický scénář dle analýzy KPMG/ENVIROS, „Analýza rozvoje energetických zdrojů do roku 2040 včetně dopadů na bezpečnost a spolehlivost ES ČR“, 2021:

Graf 4 **Projekce instalovaného výkonu OZE do roku 2040**

Instalovaný výkon v OZE



Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

Tabulka 3 **Popis dopadu rozvoje DECE**

Napěťová hladina	Technické dopady DECE	Opatření pro integraci DECE
NN	Dopad na napěťové profily NN Kolísání napětí NN vlivem DECE Nesymetrie napětí a proudu Dodávky do sítě NN od prosumers Zatěžování dTS Dopad na ztráty výkonu v sítích NN Dodržení impedance sítě NN	Přirozená obnova sítí NN Charakteristiky zdrojů DECE Q(U), P(U) Akumulace na hladině nn, ideálně v kombinaci s limitací rezervovaného výkonu (RV) pro dané OM Nové stanice dTS VN/NN Nové kabelová vedení NN Rekonstrukce venkovních vedení NN Podpora dispečerského řízení na hladině NN pro DECE Flexibilní připojení s možností omezování dodávky / odběru Flexibilní distribuční tarify
VN	Udržení úrovně napětí VN Kolísání napětí VN vlivem DECE Zatěžování transformace 110kV/VN Zatížení páteřních vedení VN	Přirozená obnova sítí VN Regulace Q na zdrojích ve VN dle potřeb PDS Nefrekvenční podpůrné služby Připojení zdrojů DECE samostatným vývodem do přípojnice VN Posílení nevyhovujících vedení Nová transformace 110kV/VN

Napěťová hladina	Technické dopady DECE	Opatření pro integraci DECE
		Akumulace ve VN místo Tr. 110/VN a reziduální akumulace, ideálně v kombinaci s limitací RV pro dané OM Podpora dispečerského řízení na hladině VN pro DECE Využívání tržních nástrojů dispečerského řízení, včetně redispečinku
VVN	Udržení napětí 110 kV Kolísání napětí 110 kV Zatížení vedení 110 kV Nárůst přetoků výkonů mezi DS a PS a na hranici technických limitů	Přirozená obnova sítí 110kV Nová transformace PS/110kV pro podporu sítí k DECE Podpora dispečerského řízení na hladině VVN pro DECE
Přenosová síť	Volatilita zatížení od DS Otáčení směru toků výkonů z DS do PS Odlehčování PS a růst napětí Přetoky Q z DS a dopad na napěťové problémy Kapacita transformační vazby PS/110kV Snížení zkratových poměrů	Rozvoj topologie PS a transformace PS/110kV Instalace dodatečných kompenzačních prostředků v PS pro DECE Další transformace PS/110kV pro podporu sítí k DECE Větší koordinace dispečerského řízení PS a DS Využívání tržních nástrojů v rámci dispečerského řízení, včetně redispečinku
Provoz ES	Navyšování potřeb rezervačních výkonů Vyrovnávání se s rampami změn OZE Růst požadavku na flexibilitu Vyšší požadavky na řízení ES	Trvá potřeba zdrojů základního výkonu (JE zdroje) Nové zdroje flexibility Flexibilita statická a dynamická Flexibilita na straně zdrojů, spotřeby, akumulace Flexibilita systémová a nesystémová Omezování dodávky FVE Řízení a telekomunikace

Rozvoj decentralizovaných zdrojů energie tedy povede k nárůstu investic do přenosové a distribuční soustavy. Toto ale bude zároveň spojeno se snížením odběru elektřiny z distribuční soustavy u zákazníků se samovýrobou.

Změny v oblasti řízení a provozování DS rovněž vyvolají potřebu vyššího využití nefrekvenčních podpůrných služeb a nápravných opatření pro PDS, prostřednictvím kterých distributoři zajišťují bezpečný a spolehlivý provoz soustav ve specifických situacích.

Možnosti nastavení pro novou tarifní strukturu

- ▮ Kompenzace úbytku plateb za distribuci elektrické energie navázaných na variabilní složku, částečný přesun plateb z variabilní složky do kapacitní složky.
- ▮ Zajištění dostatečné motivace zákazníků, aby na základě aktuální situace na trhu s elektřinou a v distribuční soustavě optimalizovali své chování.
 - ▮ Na hladině NN je vhodné uvažovat o zavedení flexibilních distribučních tarifů, obdobně k současnému systému HDO.
 - ▮ Rovněž lze uvažovat o flexibilních připojeních s možností omezit odběr / dodávku do soustavy s finančním zvýhodněním oproti obdobnému tarifu bez omezení.
 - ▮ Nastavení nefrekvenčních podpůrných služeb tak, aby je bylo možné poskytovat i menšími zákazníky, bude-li to technicky možné a ekonomicky výhodné (na základě relevantní studie).
- ▮ Zajištění maximalizace využití elektřiny z DECE v místě výroby.

- ▮ Podpora vhodně nastavených samoregulačních mechanismů u jednotlivých účastníků trhu (využití akumulace, řízení spotřeby, management Q a povinná podpora sítě apod.), které sníží potřebu transakcí flexibility mezi účastníky trhu, ale nebude demotivační vůči dalšímu rozvoji OZE.
- ▮ Vytvoření motivačního rámce pro řízení DECE nad rámec povinné podpory (dle RfG / PPDS) pro potřeby sítě.
- ▮ Zajistit přiměřené ocenění nevyžádané dodávky/odběru jalové energie pro posílení motivace zákazníků dodržovat podmínky dle potřeb sítě.
- ▮ Vytvoření adekvátních podmínek pro rozvoj nabídky nefrekvenčních podpůrných služeb.

Rozvoj flexibility a agregace

Popis daného trendu/technologie

Definice:

- ▮ flexibilitou se rozumí změna množství elektřiny (činné energie) odebírané účastníkem trhu z přenosové nebo distribuční soustavy nebo dodávané do přenosové nebo distribuční soustavy v daném časovém intervalu oproti sjednanému nebo předpokládanému diagramu odběru nebo dodávky v reakci na cenové signály nebo povel;
- ▮ agregace je činnost vykonávaná fyzickou nebo právnickou osobou, která kombinuje zatížení či vyrobenou elektřinu (včetně akumulované) od více zákazníků za účelem prodeje, nákupu nebo aukce na jakémkoli trhu s elektřinou, a to pouze těch, kteří jsou vybaveni průběhovým nebo inteligentním měřením;
- ▮ nezávislý agregátor je subjekt vykonávající služby agregace, který není současně dodavatelem elektřiny účastníkovi trhu nebo odběratelem elektřiny od účastníka trhu a který zodpovídá za odchylku způsobenou poskytováním flexibility a nezodpovídá za celkovou odchylku v daném místě, v němž je poskytována flexibilita (návrh je odlišný od českého překladu definice uvedené ve směrnici 2019/944 s cílem upravit definici tak, aby reflektovala i odpovědnost za odchylku).

Flexibilitou rozumíme schopnost zařízení spotřebovávajících, vyrábějících nebo skladujících elektrickou energii měnit v reakci na cenové signály nebo povel množství spotřebovované, vyráběné nebo skladované energie v určitém množství v daném časovém intervalu oproti sjednaným/předpokládaným diagramům. Poskytovatel flexibility (aktivní zákazník) je subjekt poskytující flexibilitu individuálně nebo prostřednictvím agregátora. Obecně lze konstatovat, že každý odběratel/výrobní/akumulační zařízení může být zároveň poskytovatelem flexibility.

Agregátor je účastník trhu, který agreguje flexibilitu jednotlivých poskytovatelů za účelem prodeje standardních produktů na trzích s elektřinou a/nebo trhu s podpůrnými službami a případně ostatními službami, nebo pro úpravu vlastní pozice. Za agregátora se nepovažuje provozovatel přenosové soustavy a provozovatel regionální distribuční soustavy. Agregátora dále rozlišujeme na integrovaného a nezávislého. Agregátor integrovaný na základě NEZ spojuje roli agregátora a subjektu zúčtování přebírajícího odpovědnost za odchylku svých poskytovatelů flexibility. Agregátor nezávislý je subjekt, který uzavírá smlouvu na využití flexibility s poskytovatelem flexibility, aniž by přebíral odpovědnost za jejich celkovou odchylku v daném OPM. Přímo odpovídá pouze za vlastní odchylku způsobenou případným nedodáním nasmlouvaných produktů na jednotlivých trzích.

Agregace je směrnicí 2019/944 definována jako funkce vykonávaná fyzickou osobou nebo právnickou osobou, která kombinuje zatížení či vyrobenou elektřinu od více zákazníků za účelem prodeje, nákupu nebo aukce na jakémkoli trhu s elektřinou.

Nezávislý agregátor je směrnicí 2019/944 definován jako účastník trhu vykonávající služby agregace, který zároveň není přidružen k dodavateli svého zákazníka. Nicméně z pohledu fungování trhu a kompenzací je při vymezení typu agregátora klíčová rovněž i odpovědnost za odchylku, tedy zda agregátor je současně subjektem, který v daném místě s aktivovanou flexibilitou odpovídá za odchylku či nikoliv (přičemž z tohoto pohledu nezávislý agregátor je nezávislým subjektem na subjektu zúčtování odpovědným za odchylku v místě s touto flexibilitou).

Agregátoři (integrovaní/nezávislí) agregují flexibilitu od více zákazníků, ale pouze těch, kteří jsou vybaveni průběhovým nebo inteligentním měřicím systémem. Na flexibilitu lze nahlížet jednak z pohledu změny

množství elektřiny odebírané z přenosové nebo distribuční soustavy nebo dodávané do přenosové nebo distribuční soustavy v daném časovém intervalu oproti sjednaným/předpokládaným diagramům odběru nebo dodávky v reakci na cenové signály nebo povel, tak i z pohledu agregace nefrekvenčních služeb. Oba tyto produkty (flexibilita činného výkonu i nefrekvenční služby) by měla nová právní úprava umožnit agregovat a nabízet na všech trzích, pokud budou splněny podmínky daného trhu.

Agregovaná flexibilita může být uplatněna:

- ▮ na velkoobchodních trzích;
- ▮ na trzích s podpůrnými službami a pro řízení přetížení/redispečink;
- ▮ případně jako nefrekvenční podpůrná služba pro provozovatele přenosové soustavy a provozovatele distribuční soustavy;
- ▮ obchodníky k úpravě vlastní obchodní pozice a řízení odchylky;
- ▮ v rámci občanského energetického společenství.

Činnost agregace lze vykonávat pouze podnikatelsky, ledaže činnost agregace vykonává energetické společenství, které je oprávněno činnost agregace vykonávat i bez podnikatelského oprávnění za předpokladu, že tuto činnost vykonává nepodnikatelsky

S ohledem na vyhodnocování a případnou korekci dopadů poskytování flexibility na ostatní subjekty na trhu v odběrném místě je navrženo určit, že zákazník může uzavřít smlouvu o agregaci pouze s jedním agregátorem v jednom odběrném místě.

Využití flexibility způsobuje odchylku oproti předpokládanému diagramu (tzv. výchozímu diagramu zdroje flexibility bez poskytnuté flexibility a rebound efektu) subjektu zúčtování přebírajícího odpovědnost za odchylku v daném místě, a to jak z pohledu vlastní aktivace flexibility, tak i tzv. rebound efektu (tj. odložení spotřeby/navýšení výroby po ukončení poskytování flexibility).

V případě nezávislého agregátora je nezbytné ošetřit dopady negativních externalit (nákladů na odchylku oproti předpokládanému diagramu odběrného a předávacího místa) vůči subjektu zúčtování výběrem vhodného kompenzačního mechanismu, jehož smyslem je „přenést zodpovědnost za odchylku“ (tedy odpovědnost za rozdíl plynoucí z působení agregátora od jinak standardního chování účastníka trhu v daném odběrném místě, které by se projevilo, pokud by flexibilita poskytována nebyla) po dobu aktivace ze subjektu zúčtování na agregátora.

Předmětem vypořádání mezi agregátorem a subjektem zúčtování je v případě snížení odběru poskytovatele flexibility odchylka způsobená aktivací flexibility po dobu aktivace (popř. po určité období po aktivaci flexibility v případě rebound efektu), a finanční vyrovnání subjektu zúčtování /dodavatele za otevřenou obchodní pozici a v případě zvýšení odběru poskytovatele flexibility odchylka způsobená aktivací flexibility po dobu aktivace.

Flexibilitu je třeba vnímat jako klíčový nástroj pro integraci intermitentních a decentralních zdrojů, čímž přispívá ke splnění cílů na produkci elektřiny z obnovitelných zdrojů. Na zajišťování rovnováhy v soustavě by se měla do budoucna více podílet i strana decentralizované výroby a spotřeby, která může díky inteligentním technologiím poskytovat provozovateli elektrizační soustavy potřebnou flexibilitu. Do budoucna je třeba podpořit roli aktivního zákazníka.

V minulosti byly tyto služby téměř výlučně poskytovány ze strany výrobců elektřiny a v rámci spolupráce provozovatelů přenosových a distribučních soustav. S ohledem na charakteristiku tarifního systému nebylo nutné v rámci tarifkace specificky řešit oblast poskytování podpůrných služeb ve vazbě na hrazení regulovaných cen. Naopak do roku 2020 bylo za účelem zvýšení konkurence na straně poskytovatelů/výrobců v rámci definice tzv. výrobce 1. kategorie zohledněno i poskytování podpůrných služeb pro provozovatele přenosové soustavy.

Například 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 100 000 vybraných britských domácností, podmínkou je instalace 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 hod., 9-11 hod., 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 během 2 hodin. Nejde tedy zatím o test funkčnosti dynamického tarifu, jako spíše o ověření možného rozsahu využití flexibility v domácnostech.

Současná situace a očekávaný legislativní a technologický vývoj otvírá oblast poskytování podpůrných služeb nad rámec výroby elektřiny i novým technologiím a subjektům (akumulace, agregátor, aktivní zákazník a další). Zároveň dojde v oblasti služeb výkonové rovnováhy a regulační energie k přeshraničnímu využívání prostřednictvím evropských platform. Lze očekávat, že legislativní a technologický vývoj spolu s aktivními opatřeními na straně provozovatelů soustav povedou ke vstupu nových hráčů na trh a zvýšení konkurence v oblasti podpůrných služeb.

Flexibilitu zřejmě nebude možné plně využít bez efektivní agregace. Důvodem jsou ekonomické podněty k poskytování flexibility na straně výroby, spotřeby a skladování. Ve výrobě bude flexibilita podněcována cenou komodity na krátkodobém trhu a poptávkou po podpůrných službách ze strany PPS, ve spotřebě bude podněcována minimalizací nákladovosti se započtením samovýroby, cenových signálů včetně nastavení tarifní struktury PDS a nasazováním nových vlastních systémů řízení akumulace. V oblasti skladování bude klíčové nastavení agregace trhu s podněty distribuce elektřiny a službami pro přenos. Efektivní agregace bude pomáhat maximalizaci ekonomického přínosu ve všech uvedených případech.

V tomto ohledu bude předmětem nastavení budoucí podoby tarifní struktury definovat zdroj financování flexibility, uvažovat lze formy slevy vs. formy příplatky. Sleva znamená, že část nákladů platí někdo jiný, který tím financuje aktivitu cizího subjektu, uplatnění se předpokládá zejména na hladině NN prostřednictvím distribučních tarifů. Adresným přiřazením vyvolaných nákladů je příplatek. Tento příplatek může být použit nejen pro financování posilování kapacity soustav, ale i k nákupu flexibilní služby. Tento model by mohl být pravděpodobně aplikován v případě vyšších napěťových hladin.

Lze očekávat, že legislativní a technologický vývoj spolu s aktivními opatřeními na straně provozovatelů soustav povedou ke vstupu nových hráčů na trh a zvýšení konkurence v oblasti trhu s flexibilitou.

Směrnice 2019/944 mimo jiné zmiňuje flexibilitu jako klíčový nástroj pro PDS ke splnění cíle na produkci elektřiny z obnovitelných zdrojů: „Provozovatelé distribučních soustav musí nákladově efektivním způsobem integrovat novou výrobu elektřiny, zejména výrobní zařízení, která vyrábějí elektřinu z obnovitelných zdrojů“. Za tímto účelem mají mít možnost „na základě tržních postupů využívat služby distribuovaných zdrojů energie“.

EK tímto konceptem posiluje koncept aktivního zákazníka (prosumera), který bude participovat na energetickém trhu, bude se zapojovat do fungování energetických komunit a bude využívat výhod smart technologií v distribuční síti (AMM, automatizovaná síť, domácí řízení výroby/spotřeby).

<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/2/Flexibilita.pdf>

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

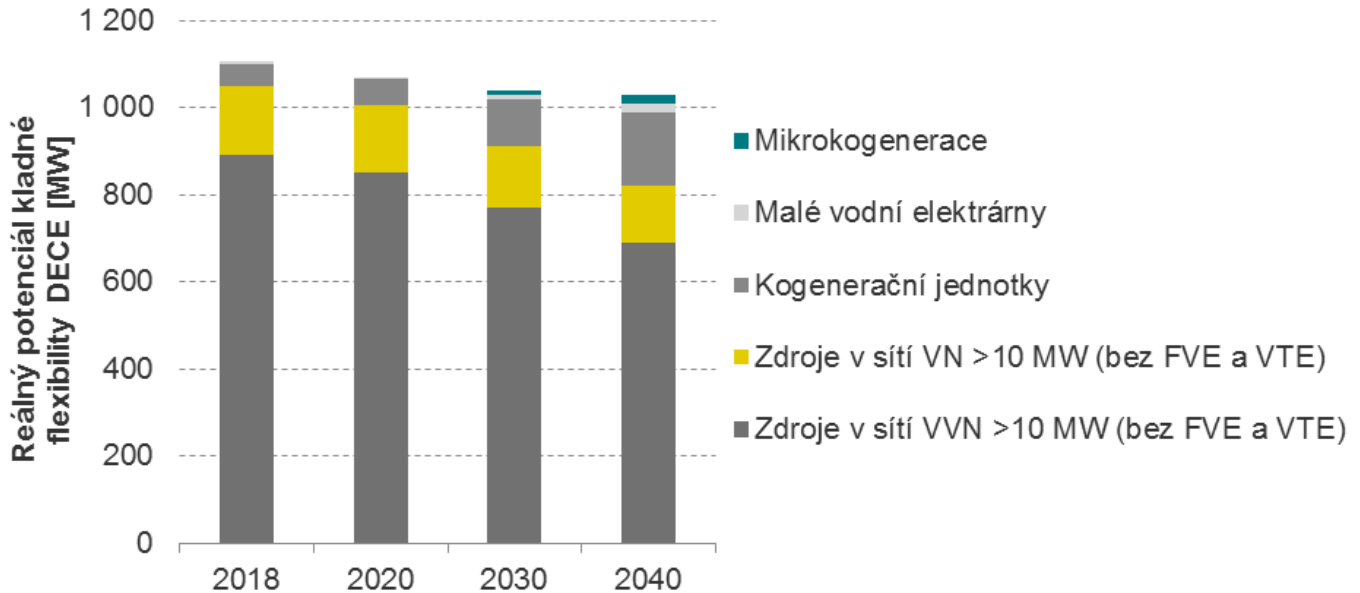
V souvislosti s rozvojem technologií (decentralizovaná výroba, ukládání energie, elektromobilita atd.) postupně vzrůstá potenciál flexibility, přičemž se pomalu rozšiřuje i na úroveň běžných zákazníků. Očekává se, že tento potenciál ještě nadále poroste (zejména pokud bude technologický pokrok na straně instalovaných zařízení provázen i zaváděním inteligentních měřicích systémů). Bez efektivní agregace nemusí být tento potenciál dostatečně využit.

Tabulka 4 Vývoj potenciálu kladné flexibility v DS

Vývoj potenciálu kladné flexibility v DS	2018	2020	2030	2040
Zdroje v síti VVN >10MW vyjma FVE a VTE	890	850	770	690
Zdroje v síti VN >10MW vyjma FVE a VTE	160	155	140	130
Kogenerační jednotky	50	60	110	170
Malé vodní elektrárny	5	5	10	20
Bioplynové stanice	---	---	---	---
Biomasové zdroje	---	---	---	---
VTE	---	---	---	---

Vývoj potenciálu kladné flexibility v DS	2018	2020	2030	2040
FVE na úrovni VN	---	---	---	---
FVE na úrovni NN	---	---	---	---
Mikrokogenerace	---	---	10	20
Souhrn	1 105	1 070	1 040	1 030

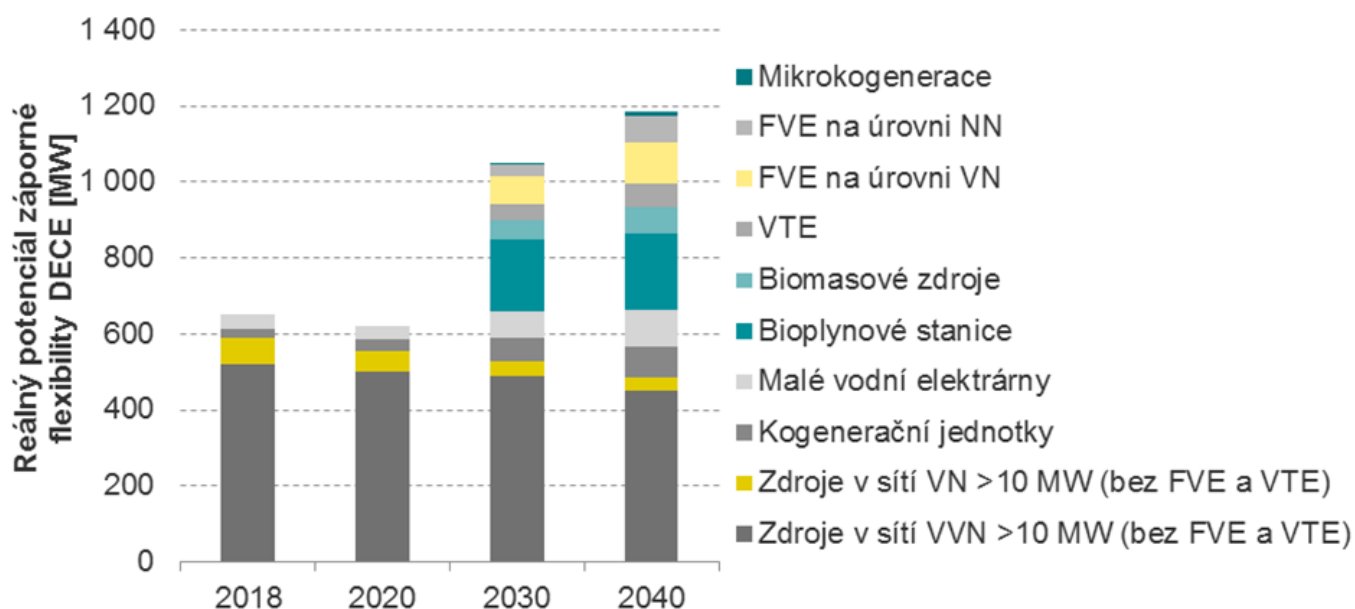
Graf 5 Vývoj potenciálu kladné flexibility v DS



Tabulka 5 Vývoj potenciálu záporné flexibility v DS

Vývoj potenciálu záporné flexibility v DS	2018	2020	2030	2040
Zdroje v síti VVN >10MW vyjma FVE a VTE	520	500	490	450
Zdroje v síti VN >10MW vyjma FVE a VTE	70	55	40	35
Kogenerační jednotky	25	30	60	80
Malé vodní elektrárny	35	35	70	100
Bioplynové stanice	---	---	190	200
Biomasové zdroje	---	---	50	70
VTE	---	---	40	60
FVE na úrovni VN	---	---	75	110
FVE na úrovni NN	---	---	30	70
Mikrokogenerace	---	---	5	10
Souhrn	650	620	1 050	1 185

Graf 6 Vývoj potenciálu záporné flexibility v DS



Tabulka 6 Technický potenciál flexibility spotřebičů – domácnosti

Typ flexibility	Spotřebič	2020	2030	2040
Kladná minutová flexibilita [MW]	Chladnička	159	134	109
	Mraznička	13	9	7
	Pračka	203	174	142
	Sušička	49	98	141
	Myčka	71	83	91
Kladná hodinová flexibilita [MW]	Chladnička	0	0	0
	Mraznička	13	9	7
	Pračka	203	174	142
	Sušička	49	98	141
	Myčka	71	83	91

Tabulka 7 Reálný potenciál flexibility

Typ flexibility	Segment	2020	2030	2040
Kladná minutová flexibility [MW]	Průmysl VVN	7	454	428
	Průmysl VN	28	1910	1800
	Maloodběr – vytápění a ohřev TUV	1923	2037	1995
	Maloodběr - ostatní	1	102	273
	Elektromobilita	0	14	73
	Akumulace	1	50	233
	Celkem	1960	4568	4802
Kladná hodinová flexibility [MW]	Průmysl VVN	0	24	23
	Průmysl VN	1	102	98
	Maloodběr – vytápění a ohřev TUV	318	310	282
	Maloodběr - ostatní	0	75	212
	Elektromobilita	0	8	44
	Akumulace	0	7	26
	Celkem	319	525	685

Výše uvedené tabulky a grafy byly převzaty ze studie pro pracovní skupinu NAP SG A12 Potenciál flexibility DECE a spotřeby vč. akumulace a elektromobility pro řízení ES ČR v prostředí SG vypracované v roce 2018. Je zde vidět, že reálný potenciál kladné minutové i hodinové flexibility bude v nadcházejících desetiletích stoupat. Je však třeba si uvědomit, že studie byla poplatná své době a vlivem rozvoje technologií bude stávající potenciál i vyšší než uvedené hodnoty, což lze ilustrovat například na reálném potenciálu flexibility elektromobility s novějšími predikcemi flexibility o 1-2 řády vyšším, než bylo závěrem této studie.

Dále byly v rámci NAP SG ZL6 v roce 2020 provedeny hrubé odhady potenciálu flexibility v oblasti elektromobility a prosumers na základě aktualizovaných predikcí vývoje a ASEK. Pokud by došlo k využití 10 - 20 % celkové kapacity akumulátorů (tzv. virtuální baterie) elektromobilů a statických baterií u FVE v rodinných domech pro potřeby flexibility, pak by dostupná flexibility byla následující.

Tabulka 8 Potenciál flexibility při využití 10 % kapacity baterií elektromobilů

rok	2025	2030	2035	2040
„virtuální baterie“ (GWh)	3,4	10,9	25	50
10% využití (MWh/den)	341	1086	2 500	5 000

Tabulka 9 Potenciál flexibility při využití 20 % kapacity baterií u FVE (O-optimalizovaný scénář ASEK 2014, Z – zelený scénář ASEK 2014)

scénář		2020	2025	2030	2035	2040
O (MW)	střecha	240	1070	2667	3150	3923
Z (MW)	střecha	240	1089	3246	4071	4897
O (MWh)	VB	320	1426	3555	4199	5229
Z (MWh)	VB	320	1452	4327	5427	6528
O (MWh/den)	využití VB	64	285	711	840	1046
Z (MWh/den)	využití VB	64	290	865	1085	1306

VB – virtuální baterie

Všechny předpoklady jsou uvedeny v Závěrečné zprávě I. etapy projektu ZL6 NAP SG dostupné na stránkách MPO. Z výsledných tabulek je patrné, že odhadovaný potenciál dostupné flexibility vlivem nových technologií by mohl být až řádově vyšší, než byly závěry předchozích studií.

Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

Provozovatel distribuční soustavy je v případě zajištění transakcí flexibility klíčovým hráčem, neboť jím spravovaná infrastruktura umožňuje využití flexibility. Aktivovaná flexibilita může být kladná (snížení spotřeby, zvýšení výroby), či záporná (zvýšení spotřeby, snížení výroby).

Využívání flexibility připojené do DS pro potřeby třetích stran povede ke změně dosavadního pojetí soudobosti v DS. To s sebou nese jiné nároky na dimenzování sítě a využití současných kapacit. Řešením může být zavedení síťového semaforu, který bude monitorovat aktuální stav soustavy, jejího zatížení a informovat dle toho účastníky trhu o výpadech, poruchách či jiných událostech, případně může být provázán i s nástroji dispečerského řízení jako je redispečink. Pro tyto účely bude také potřeba zajistit v dostatečné míře přenos a sdílení potřebných dat a to jak pro potřeby samotného řízení celé ES, tak pro vyhodnocování a finanční hodnocení aktivované flexibility.

Výrazné odlehčení sítě by mohlo vést k nárůstu napětí v pilotních uzlech DS a současných přetoků jalového výkonu do přenosové soustavy.

V obou případech bude nutné získávat v reálném čase více informací ze sítě, např. v podobě průběhového měření s online přenosem pro estimaci stavu sítě a to jak z jednotlivých odběrných míst, tak i z dalších klíčových bodů DS, jako jsou například vývody NN/transformátory NN a další nadřazené prvky. V návaznosti na nárůst počtu měření v síti pak bude nutné rozšiřovat a posilovat komunikační infrastrukturu a v neposlední řadě též zavést dálkově ovládané prvky pro předcházení výpadků v případě přetížení.

V optimálním případě by využití flexibility pro distribuční účely mohlo znamenat odložení nutnosti rozšiřování/posilování sítě.

Možnosti nastavení pro novou tarifní strukturu

- ▀ Zajistit podporu role aktivního zákazníka při poskytování flexibility – podpořit rozhodování zákazníka na základě cenových signálů.
- ▀ Nastavení nefrekvenčních podpůrných služeb a služeb pro řízení přetížení tak, aby je bylo možné poskytovat i menšími zákazníky, bude-li to technicky možné a ekonomicky výhodné (na základě relevantní studie).
- ▀ Zajištění dostatečné motivace zákazníků, aby na základě aktuální situace na trhu s elektřinou a v distribuční soustavě optimalizovali své chování.

- ▮ Na hladině NN je vhodné uvažovat o zavedení flexibilních distribučních tarifů, obdobně k současnému systému HDO.
- ▮ Rovněž lze uvažovat o flexibilních připojeních s možností omezit odběr / dodávku do soustavy, s finančním zvýhodněním oproti obdobnému tarifu bez omezení.
- ▮ Nastavením distribučních tarifů zachovat zdroj flexibility pro provozovatele distribučních soustav.
- ▮ V rámci nastavení tarifního systému zajistit technologickou neutralitu pro jednotlivé zdroje flexibility.
- ▮ Podpora samoregulačních mechanismů u jednotlivých účastníků trhu (využití akumulace, řízení spotřeby, management Q, apod.), které sníží potřebu transakcí flexibility mezi účastníky trhu.
- ▮ Podpora širokého nasazení průběhového měření jakožto základní podmínky účasti zákazníka na trhu s flexibilitou.

Rozvoj sdílení elektřiny účastníků trhu

Popis daného trendu/technologie

Energetické komunity, komunitní energetika, neboli energetická společenství představují moderní přístup kolektivní výroby, spotřeby, sdílení a distribuce elektrické energie na lokální úrovni. Energetické komunity jsou legislativně definovány a ukotveny v rámci tzv. CEP 2019, a to zejména v rámci dvou směrnic:

- ▮ SMĚRNICE EVROPSKÉHO PARLAMENTU A RADY (EU) 2018/2001 ze dne 11. prosince 2018, o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů
- ▮ 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 nové právní úpravě se navrhuje zakotvit jednotnou a obecnou definici, která by byla společná pro občanská energetická společenství (dle směrnice 2019/944) a společenství pro obnovitelné zdroje (dle směrnice 2018/2011), přičemž základními východisky této právní úpravy budou společné definiční znaky obou společenství. Současně se navrhuje pro oba typy společenství používat v nové právní úpravě společné označení „energetické společenství“, aby bylo jednoznačně patrné, že se obecná právní úprava vztahuje na oba typy společenství upravené legislativou EU. Navrhovaná jednotná definice zastřešuje požadavky obou směrnic. Specifické požadavky na společenství pro OZE budou uvedeny v zákoně o POZE.

Definice energetického společenství v nové právní úpravě

Společnými pojmovými znaky občanského energetického společenství a společenství pro obnovitelné zdroje je to, že:

- ▮ jde o právní subjekt (právní osobu ve smyslu právního řádu ČR);
- ▮ hlavním účelem není vytvářet zisk, ale poskytování environmentálních, hospodářských nebo sociálních společenských přínosů svým podílníkům nebo členům anebo místním oblastem, kde provozují svou činnost;
- ▮ účast je založena na dobrovolné bázi, tedy svobodném rozhodnutí subjektů o tom, že se chtějí stát členy nebo podílníky společenství.

Za situace, kdy směrnice 2019/944 přiznává občanským energetickým společenstvím oprávnění zapojit se do výroby elektřiny, včetně výroby elektřiny z obnovitelných zdrojů, její distribuce a dodávek, spotřeby, agregace, ukládání energie, poskytování služeb spojených se zvyšováním energetické účinnosti nebo služeb nabíjení elektrických vozidel nebo oprávnění poskytovat svým členům či podílníkům další energetické služby, vztahují se na občanská energetická společenství relevantní povinnosti, které z provozování uvedených činností vyplývají, jelikož na energetická společenství se aplikuje stejná úprava jako na ostatní subjekty v elektroenergetice.

Podle preambule směrnice 2019/944 je na členských státech, aby určily, zda občanská energetická společenství budou oprávněna provozovat za stanovených podmínek část distribuční soustavy. V takovém případě se na občanská energetická společenství aplikují stejná pravidla jako na obecné provozovatele distribučních soustav.

Energetická společenství budou také povinna hradit síťové a obdobné poplatky shodně jako ostatní subjekty na trhu, aby nedocházelo k jakékoliv diskriminaci mezi jednotlivými subjekty.

V případě, že bude mít energetické společenství zájem vykonávat některou činnost podnikatelsky (za předpokladu splnění stanovených definičních podmínek pro energetická společenství, tedy dosahování zisku a podnikání nesmí být jeho hlavním účelem), bude nezbytné, aby energetické společenství pro tyto účely disponovalo odpovídající licencí od ERÚ.

Energetické společenství se musí registrovat v databázi provozované ERÚ.

Mezi hlavní přínosy vzniku energetických společenství řadíme zejména posílení pozice koncového zákazníka na energetickém trhu a jeho přechod z pasivního „spotřebitele“ na tzv. aktivního zákazníka, tedy plnohodnotného účastníka energetického trhu.

Energetická společenství se mají v budoucnu stát hlavním nástrojem trhu při úspěšné energetické transformaci, a to zejména následujícími kroky:

- ▮ motivací konečných zákazníků k aktivní účasti na dění na energetických trzích
- ▮ zvyšování podílu soukromých investic v oblasti obnovitelných a lokálních zdrojů energie
- ▮ zvyšování energetické účinnosti a lokální energetické soběstačnosti
- ▮ snižování nákladů na energie koncovým zákazníkům
- ▮ předcházení hrozby energetické chudoby v ohrožených regionech
- ▮ zvyšování odolnosti a flexibility elektrizační soustavy prostřednictvím poskytování služeb flexibility a odezvy strany poptávky, tzv. demand-side response

Za současné situace je plošnější rozvoj energetických komunit v České republice brzděn chybějící legislativou, která by umožnila jejich efektivní provoz a využívání lokálních obnovitelných zdrojů energie. Mezi několik pilotních projektů EK v ČR za současné situace řadíme:

- ▮ Mikroelektrárna Wave v Mikolajicích, která zásobuje teplem a elektřinou tři obecní budovy
- ▮ Energeticky soběstačná obec Kněžice
- ▮ Ekologická vesnice Hostětín

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

Vzhledem k objemu peněz a množství dotačních titulů je možné předpokládat tlak na vznik energetických komunit, přičemž bez odpovídajícího nastavení legislativy a tarifní struktury může dojít k nežádoucím vlivům na skupinu pasivních zákazníků a díky tzv. vodárenskému efektu i na celý systém financování distribučních soustav.

Za současné situace neexistuje žádná ucelená studie na budoucí vývoj či predikci počtu energetických komunit v prostředí ES ČR.

Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

- ▮ Decentralizace a rozpad sítě na menší územní „samostatné“ celky
 - ▮ EK nebudou plně soběstačné
 - ▮ Budou stále využívat distribuční infrastrukturu, a to méně predikovatelně
- ▮ Samospotřeba elektrické energie v rámci HDV – síťové poplatky se odvíjejí od výkonových požadavků zákazníků.
 - ▮ Sdílení elektrické energie za využití DS – Jsou aplikovány síťové poplatky
- ▮ Snižování objemu odebíraného množství elektrické energie z DS v časech PEAK-Loadu, tedy v časech výroby FVE
 - ▮ Nižší výběr systémových poplatků, které jsou navázány na variabilní složku ceny elektrické energie, tedy nežádoucí přesun nákladů systému na zákazníky bez výroby
- ▮ Změna charakteru odběru (odběrového diagramu) OM, které budou členy EK

- ▮ FVE je intermitentní a proměnlivý zdroj
- ▮ Vyšší nepredikovatelnost zatížení uzlů DS – fluktuace výroby FVE
- ▮ Hrozba Sdružování odběrných míst, vzniku LDS
 - ▮ Snižování výběru paušálních poplatků
 - ▮ Snižování platby za příkon jističe
 - ▮ Snížení poplatků za připojení při připojování nových projektů
- ▮ Nutnost instalace průběhových typů měření pro zajištění integrity dat o spotřebě, dodávkách, sdílení elektřiny mezi členy EK a zajištění zúčtování

Možnosti nastavení pro novou tarifní strukturu

- ▮ Kompenzace úbytku plateb za distribuci elektrické energie navázaných na variabilní složku, částečný přesun plateb z variabilní složky do kapacitní složky.
- ▮ Zavedení progresivních paušálních plateb odvíjejících se od hodnoty jističe – v souladu s principem adresného podílení se na nákladech, který daný typ uživatele elektrizační soustavy vyvolává.
- ▮ Adekvátní nastavení místních distribučních poplatků.
- ▮ Zhodnocení ekonomického dopadu energetických komunit na výběr regulovaných poplatků.
 - ▮ Platby za OZE a KVET, apod.
 - ▮ (EK sami o sobě představují entitu podporující rozvoj decentralizace a lokálního využívání OZE)

Rozvoj AMM

Popis daného trendu/technologie

Zavedením AMM se mění instalace nové technologie založené na zcela jiných principech než je stávající systém odečtu, který spočívá ve vybudování komunikačních cest s obousměrnou komunikací, napojení na datovou centrálu, a v rozšířeném zpracování a využití dat.

AMM elektroměr je měřidlo s průběhovým záznamem výkonu a obsahuje tyto základní funkcionality:

- ▮ řízení zátěže pomocí TOU (aktivně, pasivně);
- ▮ limitér, breaker;
- ▮ rozhraní na zákazníka (HAN);
- ▮ záznamníky událostí;
- ▮ fyzické a kybernetické zabezpečení proti neoprávněné parametrizaci
- ▮ dálková parametrizace a aktualizace FW

Použitá komunikační technologie závisí na lokalitě, kde bude AMM systém realizován (města, obce, ...).

Stávající systém HDO umožňuje optimalizaci zátěže na základě predikce spotřeby a výroby a rovněž možnost nouzového řízení zatížení. Díky budoucímu nasazení chytrého měření (AMM) budou mít provozovatelé soustav přesnější informace o průběhu zatížení i celkových požadavcích na síť, což bude vhodné využít při nastavování budoucí tarifní struktury. Systém HDO technicky dožije vedle postupně nasazovaného AMM, které díky své nadstavbě umožní tyto funkce nejen nahradit, ale doplnit o další úroveň funkcionalit vyžadovaných po DSOs. Díky AMM bude např. možné lépe vyhodnotit, zda zákazník plní podmínky příslušného tarifu či nikoliv.

S implementací AMM bude pravděpodobně postupně omezena využitelnost TDD a bude možné i na hladině NN účtovat dle skutečně naměřených profilů.

Zpracované analýzy:

<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/3/Vytah-studie-NAP-SG-Algoritmy-mereni.pdf>

<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/3/Vytah-Studie-NAP-SG-kvality-dat.pdf>

<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/3/Vytah-studie-NAP-SG-rozhrani-na-zakaznika.pdf>

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/4/NAP_SG_Analyza_moznosti_mereni_napeti_vytah.pdf

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/4/NAPSG_Analyza-mereni-frekvence-vytah.pdf

https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/4/NAPSG_Analyza-mereni-nesymetrie_vytah.pdf

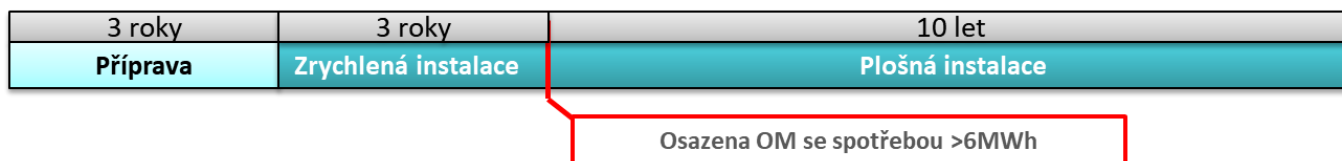
<https://www.mpo.cz/assets/cz/energetika/strategicke-a-koncepcni-dokumenty/narodni-akcni-plan-pro-chytre-site/2020/5/Vytah-studie-NAP-SG-kyberneticka-bezpecnost.pdf>

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

Pro zavedení AMM v podmínkách České republiky byl zvolen scénář osazení OM se spotřebou nad 6 MWh/rok a zavedení AMM na OM v následujících 10 letech. Zavedení AMM v kombinovaném scénáři (3 a 3 a 10 let) OPM nad 6 MWh do 6 let a zbývající OPM v následujících 10 letech minimálně dle požadavku Směrnice EK 2009/72. Někteří provozovatelé se v případě všech dvou tarifních odběrů rozhodli pro implementaci AMM.

Obrázek 2 Předpokládaný vývoj osazení OM

Kombinovaná varianta



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

Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

- System AMM je technicky složitější a vnáší do sítě a jejích komponent nová technická zařízení, která budou vyžadovat péči, údržbu a řešení poruch nebo řešení vadných nebo neuskutečněných přenosů dat.
- Přes zvýšení celkových provozních nákladů na měření se očekává snížení měrných nákladů na provedení jednoho odečtu, neboť systém AMM umožní dálkový odečet měřicích zařízení, avšak za předpokladu bezchybného a kvalitního přenosu dat do odečtové centrály. Celková míra úspor je dána především četností pravidelného odečtu.
- Po zavedení systému AMM v oblasti dvoutarifů, kdy tento systém umožní plně převzít stávající možnosti řízení spotřeby a optimalizace zátěže sítě pomocí HDO, lze poté uvažovat o postupném nahrazení systému HDO, čímž se dosáhne úspory současných nákladů na jeho provoz, údržbu a další rozvoj.
- Očekávání přínosů ve snížení netechnických ztrát v části neoprávněných odběrů způsobených zásahy do měřicích zařízení a nikoli neoprávněnými odběry uskutečněnými přímo v síti nebo v neměřených částech domovních rozvodů.

- ▮ Přínosy v oblasti asistenčních služeb² je možné korektně uvažovat až po úplném zavedení AMM a jeho provozním osvojení.
- ▮ Řízení a provedení dálkových odečtů prostřednictvím systému AMM vyžaduje určitý počet zaměstnanců s vyšší kvalifikací, než je vyžadována u profese odečítač.
- ▮ Náklady spojené s provozem IT aplikací pro zajištění odečtů a provoz odečtové centrály.
- ▮ Náklady pro zajištění komunikace mezi OM a centrálou řízení AMM.
- ▮ Zavedením AMM se nezmění procesy, činnosti a náklady spojené s vyúčtováním dodávek, při nezměněné frekvenci fakturace.
- ▮ Investice a náklady spojené se zavedením systému AMM a získání očekávaných benefitů.
- ▮ AMM elektroměr s rozhraním na zákazníka (HAN) umožňuje připojení na domácí automatizaci.
- ▮ AMM elektroměr umožňuje sdílení dat ohledně aktuální spotřeby prostřednictvím uživatelského rozhraní pro zákazníka, čímž je zajištěno naplnění požadavků směrnice EU 2019/944.
- ▮ Zajištění kybernetické bezpečnosti všech prvků řetězce systému AMM není v tuto chvíli jednoznačně definováno legislativou pouze doporučeními na základě praxe v oblasti AMM systémů.
- ▮ S implementací AMM bude postupně omezena využitelnost TDD a bude možné i na hladině NN účtovat dle skutečně naměřených profilů

Možnosti nastavení pro novou tarifní strukturu

- ▮ Využití dat průběhového měření pro vytvoření nového přístupu ke stanovení jednotlivých dílčích složek tarifu
- ▮ Zajištění dostatečné motivace zákazníků, aby na základě aktuální situace na trhu s elektřinou a v distribuční soustavě optimalizovali své chování
 - ▮ Využití AMM pro zavedení flexibilních distribučních tarifů na hladině NN, obdobně k současnému systému HDO.
 - ▮ Využití AMM pro poskytování nefrekvenčních podpůrných služeb, ty musí být nastaveny tak, aby je bylo možné poskytovat i menšími zákazníky, bude-li to technicky možné a ekonomicky výhodné (na základě relevantní studie).

Zavedení 15min. zúčtovacího intervalu

Popis daného trendu/technologie

Měření elektrické energie je rozděleno podle typu měření:

- ▮ **Měření typu A, B** - základním měřicím intervalem je 15 minut a základním vyhodnocovacím intervalem je nyní 1 hodina.
- ▮ **Měření typu C** – vyhláška o měření neupravuje měřicí interval, pouze rozlišuje, zdali se jedná o měřidlo s průběhovým typem měření nebo neprůběhovým a zdali má dálkový přenos údajů měřidla či nikoli

Přínosy v oblasti zavedení 15minutového zúčtovacího intervalu je možné u OPM typu C s AMM elektroměrem (průběhové měření) korektně uvažovat až po úplném zavedení systému AMM a jeho provozním osvojení.

² Monitoring spotřeby domácnosti – reporting, zaslání upozornění na nestandardní stavy, možnost nastavení např. režimu dovolená; Doporučení na optimalizaci tarifu, jističe, identifikace potenciálu v oblasti flexibility; Pomoc v případě řešení poruchy na OM – na základě dat i ze sousedních AMM navedení zákazníka na pravděpodobné místo poruchy.

Předpokládaný vývoj daného trendu/technologie

Zavedení 15minutové zúčtovací periody v ČR bude od 1. 7. 2024

Popis dopadu trendu/technologie na provozovatele sítí

Zavedení 15minutového zúčtovacího intervalu dojde ke sjednocení vyhodnocovacího intervalu v rámci Evropy.

Zavedení 15minutového zúčtovacího intervalu má u distributora vliv na úpravu systému pro odesílání reportu základního vyhodnocovacího intervalu z 1 hodiny na 15 minut.

Není definován interval, jak často odesílat data z elektroměrů AMM a není stanoven mechanismus pro stanovení náhradních dat v případě, že neproběhne odečet.

Možnosti nastavení pro novou tarifní strukturu

15min. zúčtovací interval využít v rámci nastavení inovované tarifní struktury, např. změny ve zpoplatnění dodávky/odběru jalové energie nebo zavedení flexibilních tarifů