

Hodnocení flexibility elektrizační soustavy ČR

FNA CZ 2026



**Hodnocení flexibility elektrizační soustavy ČR
v souladu s čl. 19e Nařízení 2019/943
o vnitřním trhu s elektřinou**

FNA CZ 2026



Manažerské shrnutí	4
Seznam pojmů a zkratk	6
1 Posouzení potřeb a potenciálu flexibility	9
1.1 Modelovaný scénář FNA CZ 2026	9
1.2 Přístup k hodnocení flexibility	11
1.3 Výsledky hodnocení flexibility	13
1.3.1 Analýza struktury zbytkového zatížení v souladu s čl. 8 a 9 metodiky FNA	14
1.3.2 Plnění cíle pro integraci OZE v souladu s čl. 8 metodiky FNA	16
1.3.3 Potřeby rampovací flexibility v souladu s čl. 9(11) metodiky FNA	18
1.3.4 Potřeby krátkodobé flexibility v souladu s čl. 10 metodiky FNA	21
2 Hodnocení bariér rozvoje flexibility	29
2.1 Oblasti, ve kterých mohou vznikat bariéry flexibility	29
2.1.1 Regulační oblast	29
2.1.2 Technická oblast	30
2.1.3 Ekonomická oblast	30
2.1.4 Spotřebitelsko-inovační oblast	31
2.2 Aktuální stav v České republice	32
2.2.1 Regulační oblast	32
2.2.2 Technická oblast	35
2.2.3 Ekonomická oblast	37
2.2.4 Spotřebitelsko-inovační oblast	39
2.3 Doporučení možných opatření	41
2.3.1 Krátkodobá opatření	41
2.3.2 Střednědobá opatření	42
2.3.3 Dlouhodobá opatření	43
Příloha A – Ostatní grafy	46
Příloha B – Mapování aktérů	60

Manažerské shrnutí

Cílem tohoto hodnocení potřeb a potenciálu flexibility elektrizační soustavy (dále jen FNA CZ) je analyzovat dostupnou flexibilitu a poskytnout podklady pro rozhodování o opatřeních a rozvoji flexibility v České republice. Hodnocení vzniká v souladu s Nařízením 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou a odpovídajícími metodikami schválenými agenturou ACER. FNA CZ vychází ze scénáře a dat nejaktuálnějšího schváleného evropského posouzení zdrojové přiměřenosti ERAA 2025 a analyzuje flexibilitu v cílových letech 2030 a 2035. FNA CZ bude aktualizováno každé dva roky v souladu s požadavky unijní i národní legislativy.

V kontextu FNA CZ je flexibilita definována jako schopnost elektrizační soustavy zvládat proměnlivost a nejistotu poptávky po elektřině, nabídky elektřiny a dostupnosti sítí ve všech časových rámcích, a to za využití všech zapojených prvků. Mezi prvky přispívající k flexibilitě patří zejména výroby, prvky přenosové a distribuční soustavy, zařízení pro ukládání energie a odezva na straně spotřeby. Podle způsobu jejího využití je dále flexibilita rozlišena na:

- technickou flexibilitu – využívá ČEPS, provozovatel přenosové soustavy České republiky, zejména k udržení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektřiny prostřednictvím služeb výkonové rovnováhy, SVR;
- obchodní flexibilitu – schopnost účastníků trhu s elektřinou vyrovnat své obchodní pozice tak, aby nebyly v odchylce, a se schopností reagovat na měnící se cenu elektřiny ve formě tzv. cenových signálů.

Pokud se naplní modelovaný scénář dle ERAA 2025, Česká republika bude v letech 2030 a 2035 plnit požadovaný cíl pro integraci obnovitelných zdrojů energie. Dle metodiky FNA tak není nutné navrhovat další rozvoj flexibility nad rámec scénáře modelovaného pro Českou republiku v ERAA 2025. Další rozšiřování flexibility nicméně může pomoci snížit modelované omezování výroby z OZE, případně integrovat větší než scénářem předpokládanou výrobu z OZE.

Metodika FNA stanovuje čtyři indikátory pro hodnocení flexibility, které jsou na sobě závislé. Stejně zdroje flexibility, zejména akumulace a odezva na straně poptávky, mohou přispívat k pokrytí potřeb flexibility ve všech indikátorech flexibility a nad rámec FNA CZ také ke zdrojové přiměřenosti. Hodnocení flexibility zároveň doplňuje plán rozvoje soustav TYNDP a evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti ERAA i národní hodnocení zdrojové přiměřenosti MAF CZ právě pohledem na flexibilitu elektrizační soustavy. Závěry těchto analýz je tedy třeba posuzovat holisticky, což odpovídá například legislativnímu požadavku koordinovat kapacitní mechanismy s případným schématem podpory flexibility. Požadované indikátory pro hodnocení flexibility jsou:

- zbytkové zatížení – sleduje, kolik flexibilního výkonu je potřeba k vyrovnání rozdílu mezi spotřebou elektřiny a výrobou neflexibilních zdrojů;
- integrace OZE – ověřuje, jestli je plněn cíl pro integraci výroby z OZE analýzou omezování výroby z OZE;
- rampovací flexibilita – posuzuje, jaká část modelované nedodávky a omezení OZE je způsobena neflexibilitou stávajících zařízení a jaká část chybějícím instalovaným výkonem zařízení;
- krátkodobá flexibilita – vyhodnocuje, zda je k dispozici dostatek flexibility pro zvládnutí neočekávaných krátkodobých odchylek, tzv. chyb predikce spotřeby, výroby z OZE. Krátkodobá flexibilita je rozdělena na technickou a obchodní.

Pro Českou republiku pro jednotlivé indikátory flexibility vyplývá následující:

- Analýza zbytkového zatížení a integrace OZE poukazuje na možnosti, jak řídit další rozvoj OZE a flexibility tak, aby byl dodržen uvedený cíl pro integraci OZE. Rozvoj FVE nad rámec scénáře je podmíněn rozvojem DSR a akumulace, přičemž další rozvoj VTE je spojen s nižšími nároky na další rozvoj DSR a akumulace.
- Posouzení rampovací flexibility ukazuje, že teoretické zflexibilnění stávajících zařízení může snížit potřebu dodatečných zařízení nad rámec scénáře. Metodika FNA však neposuzuje technickou a ekonomickou proveditelnost takové změny. Indikátor rampovací flexibility je tak nutné interpretovat v návaznosti na hodnocení zdrojové přiměřenosti ERAA a nelze jej chápat izolovaně jako samostatný deficit flexibility.
- V rámci krátkodobé obchodní flexibility nebyly identifikovány strukturální problémy způsobené modelovaným rozvojem OZE a akumulace. Nedostatek je pozorován v záporné obchodní flexibilitě, a to v řádu desítek hodin v cílových letech 2030 i 2035. Tento nedostatek bude v předmětných hodinách možné řešit zajištěním dostatečného objemu záporných SVR nad rámec modelované poptávky ČEPS nebo řízením výroby z OZE pomocí omezovacího plánu.
- Analýza technické flexibility ukazuje na dostatečný disponibilní výkon v SVR pro pokrytí potřeb ČEPS. Import/export výrazně přispívá k potenciálu jak obchodní, tak technické flexibility. V exponovaných hodinách však mohou být jak přeshraniční kapacity, tak zahraniční zdroje nedostupné pro Českou republiku. Nelze proto rezignovat na rozvoj národní energetiky a spoléhat se pouze na flexibilitu ze zahraničí.

FNA CZ 2026 popisuje bariéry rozvoje flexibility v České republice a doporučuje opatření k jejich odstranění. Tato doporučení staví na již probíhajících aktivitách v rámci transformace elektroenergetiky v ČR a vyžadují aktivní zapojení subjektů v českém energetickém sektoru. Bariéry rozvoje flexibility jsou hodnoceny v souladu s doporučením číslo 01-2026 ACER a ve třech krocích:

1. popis oblastí, ve kterých mohou vznikat bariéry rozvoje flexibility – regulatorní, technická, ekonomická a spotřebitelsko-inovační;
2. posouzení aktuálního stavu v České republice;
3. doporučení možných opatření včetně návrhu termínů a odpovědností.

Doporučení jsou rozdělena dle předpokládaných termínů realizace do tří kategorií:

I. Krátkodobá opatření do 1 roku

- Inovace tarifní struktury na VVN a VN dokončena. (ERÚ)
- Opatření k odstranění rizik ze studie ČSRES o kybernetické bezpečnosti navržena pracovní skupinou. (MPO)
- Možnosti zkrácení procedur při budování energetické infrastruktury posouzeny. (MPO, MMR)
- Informovanost zákazníků o možnostech flexibility zajištěna. (MPO, MŽP)

II. Střednědobá opatření v rozmezí 1–3 let

- Klíč pro vyhodnocení sdílení elektřiny upraven do flexibilní podoby. (EDC, ERÚ)
- Vyhláška o měření elektřiny aktualizována dle potřeby MPO a PDS. (MPO, PDS)
- Funkcionality EDC plně implementovány. (EDC)
- Koncept pro přístup ČR k inovacím v oblasti flexibility připraven. (MPO)

III. Dlouhodobá opatření s realizací nad 3 roky

- Inovace tarifní struktury (ITS) na NN dokončena. (ERÚ)
- Legislativní balíček NC DR implementován v ČR. (MPO, ERÚ, PPS, PDS a EDC)
- Trhy s flexibilitou zavedeny dle potřeby a koordinovaně. (MPO, ERÚ, PPS, PDS a EDC)
- Koncepty řešení obav spotřebitelů z vysokých cen elektřiny u tarifů se spotovou cenou připravena. (MPO, ERÚ)

Seznam pojmů a zkratek

ACER	Agentura pro spolupráci energetických regulačních orgánů (Agency for Cooperation of Energy Regulators)
ADSEND	Automatizovaný digitalizovaný sběr energetických dat
aFRR	Záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s automatickou aktivací (automatic Frequency Restoration Reserve)
ALPACA	Spolupráce pro výměnu regulačních záloh aFRR mezi Českou republikou, Německem a Rakouskem
Cenový výměr	Cenové výměry vydávané ERÚ pro hladinu nízkého napětí a pro hladiny velmi vysokého a vysokého napětí v elektroenergetice
CCGT	Plynová turbína s kombinovaným cyklem (Combined Cycle Gas Turbine)
ČEPS	Česká elektroenergetická přenosová soustava (provozovatel přenosové soustavy v ČR)
ČR	Česká republika
ČSRES	České sdružení regulovaných elektroenergetických společností
DNDP	Plán rozvoje regionální distribuční soustavy (Distribution Network Development Plan)
DS	Distribuční soustava
DSR	Odezva na straně poptávky (Demand-Side Response)
ED	Modelování ekonomického nasazení zdrojů (Economic Dispatch)
EDC	Elektroenergetické datové centrum, a.s.
EK	Evropská komise
EENS	Očekávaná nedodávka energie (Expected Energy Not Served)
ENTSO-E	Evropská síť provozovatelů přenosových soustav elektřiny (European Network of Transmission System Operators)
ERAA	Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti (European Resource Adequacy Assessment)
ERÚ	Energetický regulační úřad
ES	Elektrizační soustava
ES ČR	Elektrizační soustava České republiky
EU	Evropská unie
EVA	Modelování ekonomické životnosti zdrojů (Economic Viability Assessment)
EZ	Zákon č. 458/2000 Sb., o podmínkách podnikání a o výkonu státní správy v energetických odvětvích a o změně některých zákonů (Energetický zákon)
FCR	Záloha pro automatickou regulaci frekvence (Frequency Containment Reserve)
Flexibilita	Flexibilita je schopnost elektrizační soustavy zvládat proměnlivost a nejistotu poptávky po elektřině, nabídky elektřiny a dostupnosti sítí. Z pohledu zdrojů flexibility se jedná o změnu výroby nebo spotřeby elektřiny oproti sjednaným/předpokládaným diagramům odběru nebo dodávky v reakci na cenové signály (obchodní flexibilita) nebo povel (technická flexibilita).
FNA CZ	Hodnocení potřeb a potenciálu flexibility elektrizační soustavy České republiky v souladu s Nařízením 2019/943.
FVE	Fotovoltaická elektrárna
MARI	Projekt implementující společnou platformu pro aktivaci regulační energie ze záloh s manuální aktivací (Manually Activated Reserves Initiative)
mFRR	Záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací (manual Frequency Restoration Reserve)
mFRR5	Záloha pro regulaci výkonové rovnováhy s manuální aktivací do 5 minut (specifický mFRR produkt v ČR)
MMR	Ministerstvo pro místní rozvoj
MMS	Obchodní portál ČEPS (Market Management System)
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu
MŽP	Ministerstvo životního prostředí
Nařízení 2017/2195	Nařízení Komise (EU) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav

Nařízení 2017/2195

Nařízení Komise (EU) 2017/2195 ze dne 23. listopadu 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice

Nařízení 2019/943

Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou

NEKP

Vnitrostátní plán České republiky v oblasti energetiky a klimatu

NN

Napětová hladina nízkého napětí

NPO

Národní plán obnovy

OPM

Odběrné a předávací místo

OTE

Operátor trhu s elektřinou

OZE

Obnovitelný zdroj energie

PDS

Provozovatel distribuční soustavy

PICASSO

Projekt implementující společnou platformu pro aktivaci regulační energie ze záloh s automatickou aktivací (The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation)

PLEXOS

Nástroj pro modelování energetických systémů od společnosti Energy Exemplar, který se používá pro modelování ekonomického nasazení zdrojů

PPS

Provozovatel přenosové soustavy

PS

Přenosová soustava

RE

Regulační energie

RL

Zbytkové zatížení (Residual Load)

RZ

Regulační zálohy

SMR

Malý modulární reaktor (Small Modular Reactor)

Směrnice 2019/944

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

SVR

Služby výkonové rovnováhy

TYNDP

Desetiletý plán rozvoje sítě (Ten-Year Network Development Plan)

VN

Napětová hladina vysokého napětí

VVN

Napětová hladina velmi vysokého napětí

VTE

Větrná elektrárna

Vyhláška o měření

Vyhláška č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny

Vyhláška o PTE

Vyhláška č. 408/2015 Sb. o pravidlech trhu s elektřinou

WS

Klimatický scénář (Weather Scenario)



1 Posouzení potřeb a potenciálu flexibility

FNA CZ 2026 je vypracováno v souladu s čl. 19e Nařízení 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou¹ (dále jen Nařízení 2019/943) a metodikou pro posouzení flexibility schválenou ACER dne 25. července 2025² (dále jen metodika FNA). FNA CZ navazuje na analýzy rozvoje přenosové soustavy v rámci TYNDP a hodnocení zdrojové přiměřenosti v ERAA posouzením potřeb a dostupnosti flexibility v elektrizační soustavě. Tato analýza slouží také orgánům státní správy České republiky jako podklad pro stanovení orientačního národního cíle pro nefosilní flexibilitu dle čl. 19f Nařízení 2019/943.

1.1 Modelovaný scénář FNA CZ 2026

Modelovaný scénář vychází z referenčního scénáře nejaktuálnějšího Evropského posouzení zdrojové přiměřenosti ERAA 2025³, schváleného ACER dne 24. dubna 2026. Výpočet ekonomického nasazení zdrojů byl proveden v souladu s Nařízením 943/2019, metodikou ENTSO-E a ACER pro tvorbu ERAA a metodikou FNA. Analýza je provedena pro dva cílové roky 2030 a 2035 na třech klimatických scénářích (WS 23, WS 27 a WS 35) a patnácti Monte Carlo simulacích odstávek zdrojů, přičemž jsou uvažovány výsledky modelu Economic Viability Assessment (EVA).

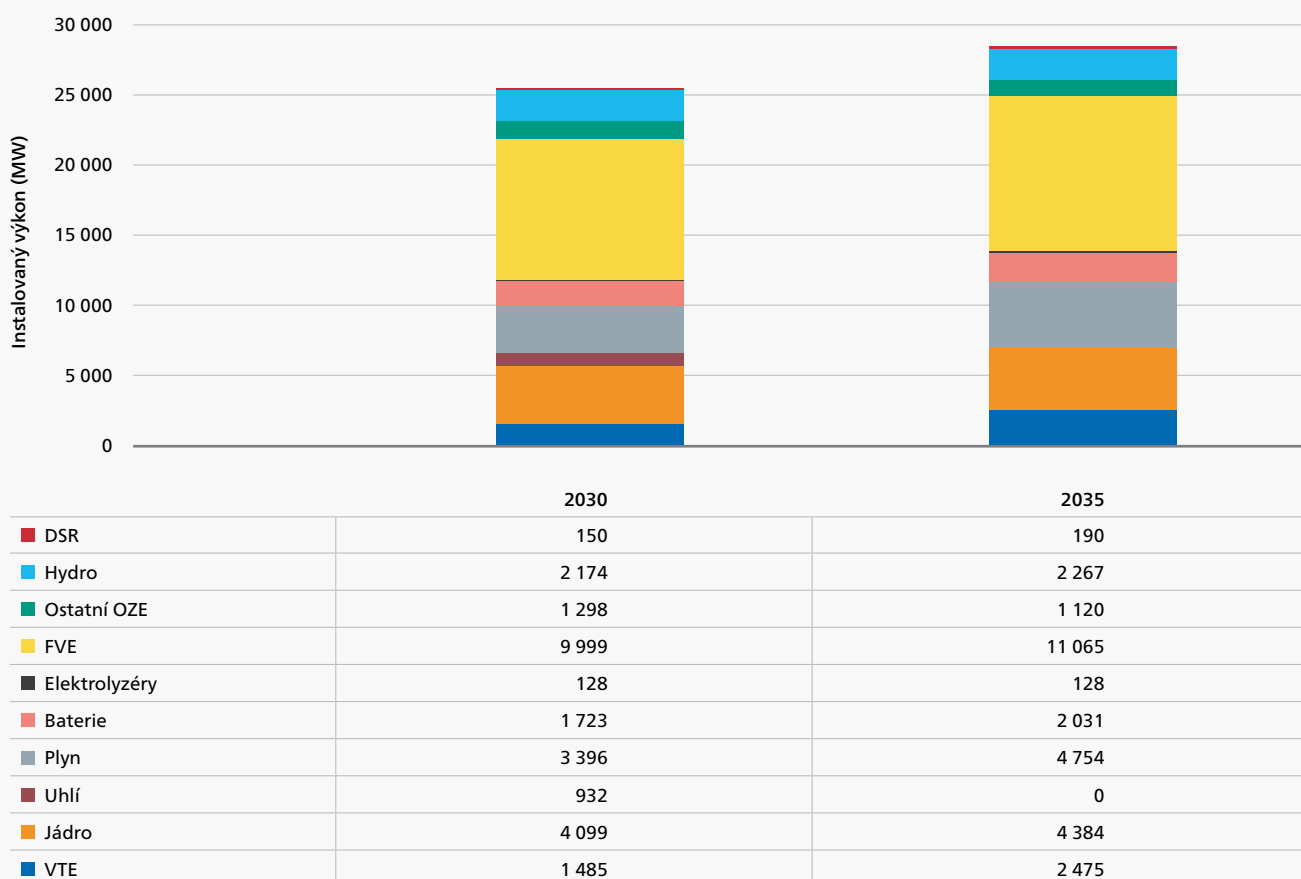
ERAA 2025 vychází z projekcí provozovatelů přenosových soustav a reflektuje aktuální národní i evropské politiky, zejména aktualizované Národní energeticko-klimatické plány (NEKP) a cíle balíčku Fit for 55, přičemž data jsou doplněna studii a expertními odhady. Scénář předpokládá významnou transformaci výrobního mixu směrem

¹ Nařízení Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 ze dne 5. června 2019 o vnitřním trhu s elektřinou

² Type and format of data and the methodology for TSOs' and DSOs' flexibility needs analysis

³ ERAA 2025 a Rozhodnutí ACER 06-2026 o schválení ERAA 2025

Obr. 1.1 Instalované výkony pro ČR (MW) v ERAA 2025 po EVA



k nízkoemisním a obnovitelným zdrojům, zejména fotovoltaice, doplněnou rozvojem akumulace a flexibilních zdrojů, při současném útlumu uhelných kapacit.

Predikce vývoje **uhelných zdrojů** vychází z dotazníkového šetření ADSEND, uskutečněného společností ČEPS na jaře 2024. Někteří provozovatelé uhelných zdrojů v rámci sběru dat indikovali rozmezí let, v němž pravděpodobně dojde k ukončení provozu zdroje v závislosti na ceně elektřiny, emisních povolenek a také existenci provozní podpory. V tomto scénáři se tak počítá s dřívějším datem z indikovaného rozmezí. Zbývající uhlé zdroje (zejména pro teplárenství a závodní energetiku) budou po roce 2030 transformovány převážně na spalování zemního plynu. Zároveň výsledky modelu EVA indikují odstavení přibližně 1,76 GW uhelné kapacity v roce 2028. Ve sledovaném horizontu do roku 2030 se pak předpokládá, že zbývající instalovaná kapacita bude postupně vyřazena v důsledku technologického dožití. Celkově se tedy předpokládá útlum uhelné energetiky do konce roku 2030.

Vývoj **plynových zdrojů** rovněž vychází z výsledků sběru dat. Transformace teplárenství (CZT), podpořená již přidělenou podporou, a závodních energetik na plyn, biomasu, odpad a další alternativní paliva probíhá do roku 2030. Na konci sledovaného horizontu dosahuje instalovaný výkon plynových zdrojů hodnoty 4 754 MW. Tento výkon zahrnuje i dozdělování tzv. hydrogen-ready CCGT jako výstup modelu EVA. Zařazení těchto zdrojů však vykazuje významnou míru nejistoty, neboť technologie výroby a využití vodíku není dosud dostatečně rozvinutá ani investičně prioritizovaná a současně předpokládá existenci robustní vodíkové infrastruktury, jejíž vybudování nelze v daném horizontu považovat za garantované. Jako pravděpodobnější scénář se proto jeví rozvoj obdobné kapacity CCGT zdrojů využívajících zemní plyn.

V oblasti **jaderné energetiky** se plánovaná dostavba jaderných bloků v elektrárně Dukovany dle aktuálních výsledků tendru nachází až za horizontem této analýzy. Scénář však uvažuje uvedení malého modulárního reaktoru (SMR) do provozu kolem roku 2035.

Hodnoty instalovaného výkonu **fotovoltaických a větrných elektráren (FVE a VTE)** byly převzaty ze schváleného Vnitrostátního plánu České republiky v oblasti energetiky a klimatu (NEKP), konkrétně ze scénáře WAM (With Additional Measures), tedy scénáře s dodatečnými opatřeními pro plnění klimatických závazků EU. Tento scénář reflektuje trajektorii rozvoje energetiky směřující k naplnění národních i evropských závazků v oblasti dekarbonizace, zejména ke zvýšení podílu obnovitelných zdrojů energie na konečné spotřebě.

V návaznosti na růst instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů byly predikovány také možnosti rozvoje **bateriové akumulace**, jejíž hodnoty byly rovněž převzaty ze schváleného NEKP. Výkon bateriové akumulace je v tomto scénáři úzce navázán na rozvoj obnovitelných zdrojů.

Pozvolné zvyšování instalovaného výkonu u **vodních zdrojů** je dáno zejména plánovaným vybudováním nové přečerpávací elektrárny na soustavě vodních děl Orlík–Kamýk.

Hodnoty kategorie **ostatní OZE (biomasa, bioplyn a odpad)** byly rovněž převzaty ze schváleného NEKP. Tyto zdroje představují stabilní nízkoemisní zdroje energie, které přispívají k plnění cílů v oblasti dekarbonizace, zajištění bezpečnosti dodávek a efektivního využívání domácích energetických zdrojů, včetně energetického využití odpadů.

Hodnoty instalovaného výkonu **elektrolyzérů** vycházejí ze schváleného NEKP, konkrétně ze scénáře WAM. Tento scénář reflektuje plánovaný rozvoj vodíkových technologií s cílem podpořit dekarbonizaci průmyslu a energetiky. NEKP v této souvislosti stanovuje ambici rozvoje výroby nízkoemisního vodíku, který má přispět k pokrytí očekávané spotřeby zejména v domácím průmyslu.

Potenciál **odezvy na straně poptávky (DSR)** vychází ze „Studie Demand Side Response“ vypracované pro společnost ČEPS na konci roku 2023. Trajektorie jeho rozvoje je dále korigována s ohledem na výsledky ERAA 2024, v jejichž rámci model EVA zahrnul technologii DSR do dozdělování, a současně s ohledem na aktuální stav implementace DSR v ČR. Explicitní DSR (tzv. load shedding) zahrnuje přímé zapojení spotřebitelů do trhu s elektřinou, kdy jsou odměňováni za snížení spotřeby na základě cenových signálů nebo požadavků provozovatele soustavy. Potenciál explicitní DSR v ČR se pohybuje od 150 MW v roce 2030 až po 190 MW na konci sledovaného horizontu. Implicitní DSR (load shifting) není v modelu uvažována z důvodu vysoké míry nejistoty budoucího vývoje.

Predikce **spotřeby elektřiny** vychází z trajektorie NEKP, které zahrnuje dodatečná opatření zaměřená mimo jiné na vyšší míru elektrifikace spotřeby energie v ČR s cílem naplnění dekarbonizačních cílů EU, zejména dosažení klimatické neutrality do roku 2050. Do hodnot tuzemské netto spotřeby jsou zahrnuty také ztráty v sítích. V rámci sledovaných let scénář pro Českou republiku předpokládá růst spotřeby elektřiny (z 69 TWh v roce 2030 na 74 TWh v roce 2035).

1.2 Přístup k hodnocení flexibility

Metodika FNA umožňuje několik variant implementace. V následujících odstavcích je stručně nastíněn implementační postup zvolený pro Českou republiku. Detailní popis je zveřejněn v samostatné metodice FNA CZ⁴.

Modelování ekonomického nasazení zdrojů v programu PLEXOS pro potřeby FNA se od modelování v rámci ERAA 2025 liší v několika klíčových bodech:

- **modelování flexibility** kombinované výroby elektřiny a tepla (**KVET**) – ERAA 2025 modeluje KVET na úrovni kategorií primárního paliva – uhlí, plyn, biomasa, bioplyn, odpad. FNA tyto kategorie dále rozděluje podle konkrétních technologií a jejich schopnosti flexibilně dodávat elektřinu v závislosti na výrobě tepla, na základě studie zpracované pro ČEPS. Modifikace umožňuje nasazovat část výkonu KVET flexibilně v rámci modelování ekonomického nasazení zdrojů (ED);
- **modelování chování OZE a bateriové akumulace** – dle informací od energetických asociací a PDS jsou modelované různé kombinace provozu FVE, VTE a baterií – od domácích FVE bez možnosti přetoků do sítě až po velké FVE/VTE parky se zmluvněnou cenou na dodávku elektřiny a od spotových tarifů po fixní tarify, což má výrazný dopad na využití potenciálu flexibility baterií. To umožňuje kvantifikovat také nebilanční omezování výroby OZE. Každá kategorie svým chováním navíc jinak přispívá k modelovaným potřebám a potenciálu flexibility v ČR;
- **modelování pouze tří klimatických scénářů** – v souladu s metodikou FNA schválenou ACER jsou pro toto první vydání FNA CZ modelované pouze tři klimatické scénáře. Ty musí dle metodiky FNA odpovídat scénářům, na kterých se provádí výpočet EVA (WS 23, WS 27 a WS 35). ERAA 2025 je počítaná na 36 klimatických scénářích, což ovlivňuje zejména rozložení objemů a počtu hodin nedodávky elektřiny (EENS) v kapitole 1.3.3 FNA v porovnání s ERAA. Pro příští hodnocení bude FNA také modelovat všech 36 klimatických scénářů;
- jiný **objem** rezervovaného výkonu pro služby výkonové rovnováhy (**SVR**) v **PLEXOS** – v rámci ERAA 2025 dochází k rezervaci výkonu pro pokrytí dimenzování kladné FRR v objemu cca 960 MW na flexibilních zdrojích, které může PLEXOS nasadit pro pokrytí spotřeby. Ve FNA je tento rezervovaný výkon nižší. Důvodem je dedikovaná analýza dostupnosti disponibilního výkonu pro SVR. Ta předpokládá, že některé zdroje budou provozované pouze za účelem poskytování SVR (mimo tržní model PLEXOS). O tento objem výkonu pro SVR je snížen rezervovaný výkon v PLEXOS, což vede k většímu objemu výkonu, který je dostupný pro pokrytí spotřeby v modelovaných cílových letech;
- **modelování technických omezení flexibility výroby zdrojů** – PLEXOS zohledňuje další parametry zdrojů, jako například rampovací omezení, minimální čas v provozu nebo ve vypnutém stavu.

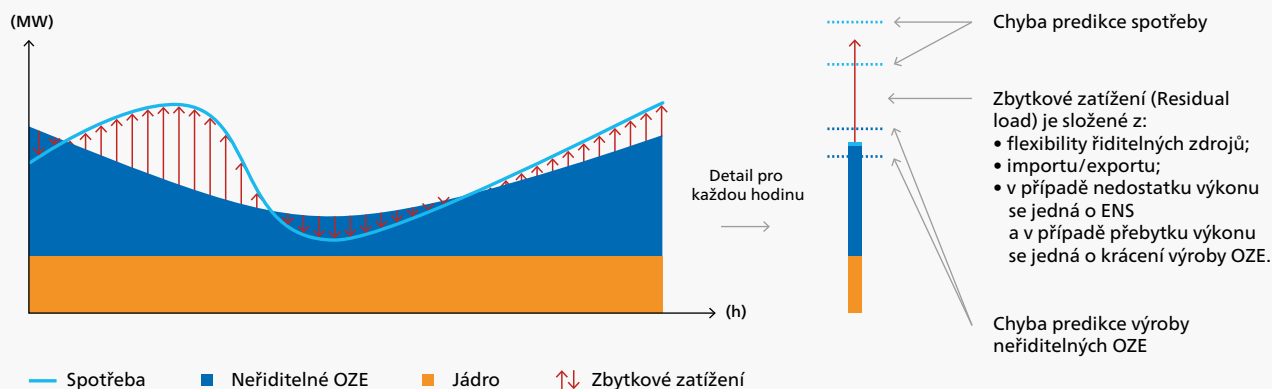
Základem analýzy flexibility je tzv. **zbytkové zatížení** (RL), které je popsáno na Obr. 1.2. RL vyjadřuje výkon, který je nutné v dané hodině dodat/odebrat do/ze soustavy tak, aby byla zachována rovnováha mezi výrobou a spotřebou elektřiny. RL je spočten jako rozdíl mezi spotřebou elektřiny a výrobou z neřiditelných OZE a must-run zdrojů, přičemž v analýze jsou uvažovány jako:

- neřiditelné OZE – FVE, VTE průtočné VE;
- must-run zdroje – jaderné elektrárny.

RL je prakticky možné pokrýt řiditelnými zdroji elektřiny, akumulací, DSR a importem/exportem. Zbytkové zatížení je v kapitole 1.3.1 analyzováno dle čl. 8 metodiky FNA. Jednotlivé komponenty, tedy spotřeba a výroba z neřiditelných OZE, podléhají chybám predikce. Analýza schopnosti ES ČR vypořádat se s těmito chybami predikce je prezentována v kapitole 1.3.4 dle požadavků čl. 10 metodiky FNA.

⁴ Metodika FNA CZ

Obr. 1.2 Zbytkové zatížení v kontextu FNA



Na základě čl. 8 metodiky FNA je spočteno omezování OZE, které je následně srovnáno s **cílem pro integraci OZE** v kapitole 1.3.2. Objem omezování je získán z analýzy bilance jednotlivých simulovaných hodin v rámci ED simulace v PLEXOS v kombinaci se samostatným modelováním omezování přetoků výroby vybraných typů střechních instalací FVE do ES ČR. Cíl pro integraci OZE byl stanoven v souladu s čl. 8(7) a po domluvě s ERÚ jako maximálně pětiprocentní omezení roční výroby z OZE. Hodnota 5 % vychází z čl. 13(5)(a) Nařízení 2019/943. Roční výroba z OZE je spočtena jako maximum možné výroby dané modelovanými výkony FVE, VTE a průtočnými VE v kombinaci s osvětlením, foukáním a průtokem řek pro daný klimatický scénář a cílový rok. Do této hodnoty jsou započítávány pouze ty OZE, jejichž energie je zmařena, není-li v daný čas vyrobena a okamžitě spotřebována nebo akumulována. To neplatí pro kategorii ostatní OZE – není-li dané palivo spáleno okamžitě, výroba není omezena, může být posunuta v čase.

Dle čl. 9 metodiky FNA má analýza také stanovit, jaké chyby v hodnotách EENS a omezování OZE se ED simulace v PLEXOS dopouští tím, že zanedbává **rampovací omezení jednotlivých zdrojů** a zdroje jsou tak ve výpočtu uvažovány jako plně flexibilní. Analýza ve FNA CZ 2026 však tato rampovací omezení v PLEXOS modeluje. Pro tyto případy čl. 9(11) omezuje tento indikátor na analýzu struktury EENS a omezování OZE. Cílem je tedy stanovit, jaká část EENS a omezování OZE je způsobena neflexibilitou stávajících zařízení ve scénáři a jaká část chybějícím instalovaným výkonem zařízení. Výsledky ED simulace jsou použity v následné analýze, která uměle plně zflexibilní veškeré zařízení v ES ČR, včetně jaderných elektráren, a kvantifikuje tak požadovaný indikátor flexibility.

Čl. 10 metodiky FNA ukládá povinnost analyzovat schopnost ES ČR vyrovnat se **chybami predikce spotřeby, výroby OZE a odstávek zdrojů**. Plánované i neplánované odstávky zdrojů jsou modelovány přímo v ED simulaci v PLEXOS, takže analýza pro FNA CZ 2026 je omezena pouze na chyby predikce spotřeby a výroby OZE. Chyby predikce pro cílové roky 2030 a 2035 byly získány extrapolací dat z let 2024 a 2025 koeficientem nárůstu spotřeby a instalovaných výkonů OZE. Metodika FNA dále umožňuje zvolit časový rámec chyb predikce. Ve FNA CZ byla pro analýzu zvolena chyba predikce stanovená jednu hodinu před časem dodávky. Tato volba odpovídá aktuálně celoevropsky používané hodinové MTU v ED simulacích v programu PLEXOS. Díky tomu je možné smysluplně vyhodnotit potenciál pokrytí této chyby predikce – lze totiž určit, o kolik mohou jednotlivé zdroje během jedné hodiny zvýšit nebo snížit svůj výkon.

Metodika FNA vyžaduje od ES ČR schopnost pokrýt extrémní hodnoty v chybách predikce, konkrétně 0,1. a 99,9. percentily pravděpodobnostního rozložení. Jelikož tyto extrémy nastanou zřídka, dle čl. 10(4)(c) a 10(5) je zohledněna také pravděpodobnost výskytu těchto extrémů. Ve FNA CZ je proto pro každou analyzovanou hodinu náhodně (s respektováním pravděpodobnostního rozdělení) vybraná hodnota chyby predikce, kterou musí být ES ČR schopna pokrýt. Výběr je pro každou analyzovanou hodinu omezen na chyby predikce ve shodné hodině, přičemž je rozlišeno, jestli se analyzovaná hodina nachází v pracovním nebo nepracovním dni a v topné sezóně nebo mimo ni. Dále je dle čl. 10(4)(b) provedena také dobrovolná analýza potenciálu a potřeb SVR. K pokrytí chyb predikce následně slouží potenciál obchodní flexibility spočítaný dle čl. 10(2) a 10(3) metodiky FNA a potenciál SVR o maximální hodnotě potřeb SVR. Příspěvek SVR k pokrytí chyb predikce je omezen, protože část výkonu některých zdrojů může být započítána jak pro obchodní flexibilitu, tak pro SVR. Potenciál obchodní flexibility je zároveň snížen o výkon, který je potřebný primárně pro pokrytí potřeb SVR.

Dle čl. 10(2) a 10(3) musí být zbývající přeshraniční přenosové kapacity započteny jako potenciál importu/exportu flexibility. K potenciálu flexibility nepřispívají pouze v hodinách, kdy je modelovaná marginální cena elektřiny dané sousední zemí extrémní, tzn. pod 1. percentilem nebo nad 99. percentilem všech marginálních cen v daném cílovém roce. Zbývající importní a exportní kapacity jsou na jednotlivých hranicích české nabídkové zóny stanoveny z flow-based modelu PLEXOS pomocí tzv. ATC extrakce. Ta je ve FNA CZ založena na metodice pro vnitrodenní výpočet kapacit v regionu Core/Central.

Čl. 11 požaduje zohlednit **potřeby flexibility PDS**, což z pohledu metodiky FNA znamená zejména omezování OZE vyvolané lokálními přetíženími DS. PDS v ČR však neomezují a ani v cílových letech neplánují omezovat výrobu z OZE, jelikož možným stavům, které by tyto zásahy mohly vyžadovat, PDS předchází již v rámci pravidel připojení do DS, včetně institutu negarantovaného připojení popsaného v kapitole 2. Omezování OZE, které způsobují limitace přetoků u střešních panelů FVE, je analyzováno v rámci kapitoly 1.3.2. Z těchto důvodů jsou potřeby flexibility PDS dle čl. 11 metodiky FNA modelovány jako nulové. Modelování je tak v souladu s přístupem českých PDS k flexibilitě v plánech rozvoje regionální distribuční soustavy (DNDP)⁵.

Analýzy dle čl. 12, 13 a 14 metodiky FNA nejsou povinné a z důvodu nedostupnosti relevantních dat nejsou ve FNA CZ 2026 provedeny.

Veškerá data jsou statisticky zpracována a zobrazena za pomoci následujících grafů:

- sloupcový – slouží k vizuálnímu porovnání objemů (například množství energie) nebo počtů hodin, ve kterých se určitý jev vyskytuje. V těchto grafech je vždy zobrazen průměr z dat všech WS a Monte Carlo simulací odstávek;
- houslový (violin plot) – umožňuje zobrazit rozložení velkého souboru dat, včetně četnosti výskytu různých hodnot, mediánu a rozsahu. Jeho tvar ukazuje, kde je největší koncentrace dat, tzn. kde se zobrazovaná hodnota typicky nachází. Ve vybraných grafech jsou navíc vyznačeny 5. percentil, 95. percentil a průměrná hodnota;
- roční průběh hodinových hodnot – tento graf zobrazuje, jak se analyzovaná veličina mění v jednotlivých hodinách během celého roku. Umožňuje identifikovat sezónní trendy, pravidelné výkyvy a extrémní hodnoty v cílových letech;
- grafy korelace hodinových hodnot – ukazuje vztah mezi dvěma proměnnými v jednotlivých hodinách, například mezi výrobou z fotovoltaických elektráren a zbytkovým zatížením. Pomáhá odhalit, zda a jak spolu souvisejí – tedy zda zvýšení jedné veličiny ovlivňuje druhou a jak silná je tato souvislost.

1.3 Výsledky hodnocení flexibility

V souladu s metodikou FNA byly z výsledků modelování ES ČR v programu PLEXOS stanoveny požadované indikátory:

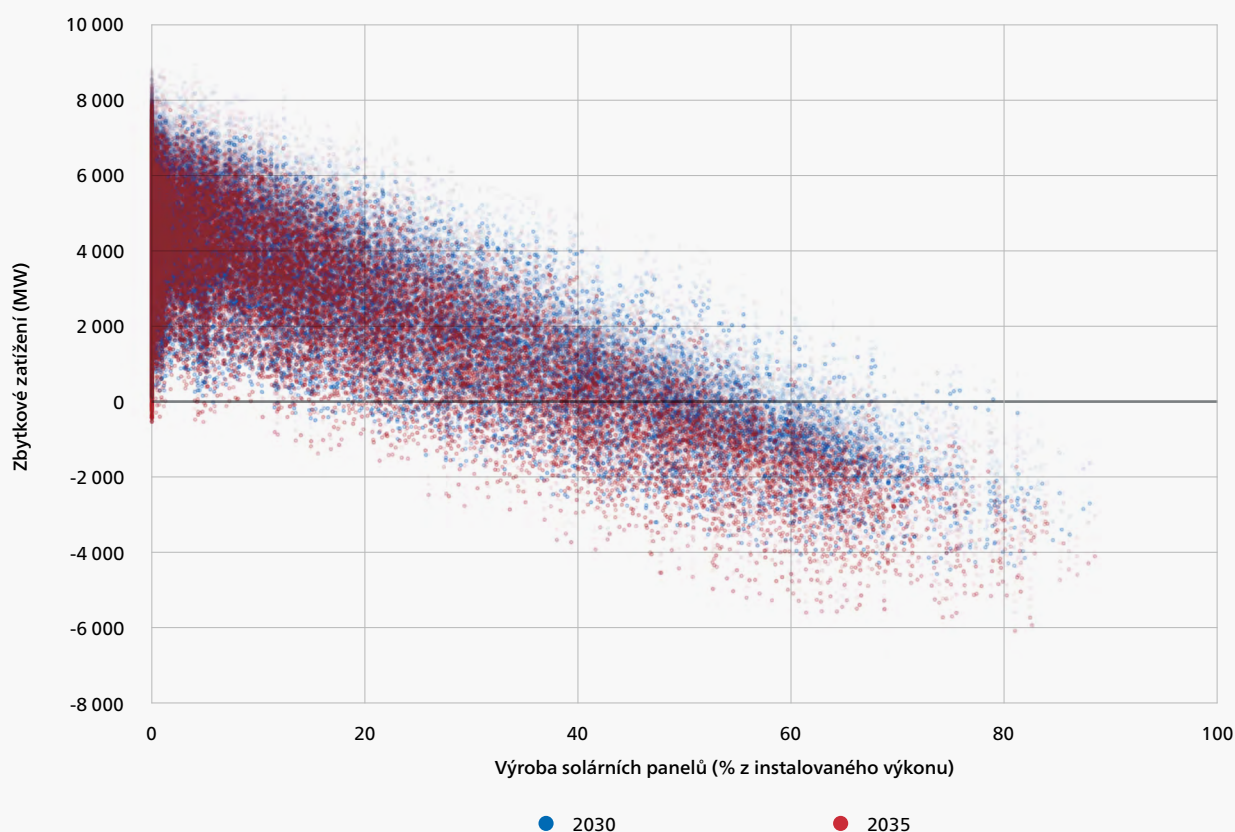
- struktura zbytkového zatížení – analýza časových řad zbytkového zatížení v závislosti na výrobě z FVE, VTE a spotřebě a také zobrazení hodinových, denních a sezónních hodnot;
- plnění cíle pro integraci OZE – analýza omezování výroby z OZE v kontextu cíle pro integraci OZE a posouzení hodinových, denních a sezónních hodnot omezování;
- rampovací flexibilita – cílem je analyzovat, jaká část modelované nedodávky elektřiny a omezování výroby z OZE je způsobena neflexibilitou již uvažovaných zdrojů ve scénáři a jaká část chybějící výrobou, spotřebou nebo akumulací v ES ČR;
- krátkodobá flexibilita – vyhodnocení flexibility, která je nutná k pokrytí chyb predikce zatížení a výroby z OZE. Analýza zkoumá, jak potřeby ES ČR, tak potenciál zdrojů tuto flexibilitu poskytnout. Vyhodnocení je provedeno pro obchodní i technickou (SVR) flexibilitu.

⁵ [Konzultace plánů rozvoje regionálních distribučních soustav ČEZdistribuce, PREdistribuce, EG.D](#)

1.3.1 Analýza struktury zbytkového zatížení v souladu s čl. 8 a 9 metodiky FNA

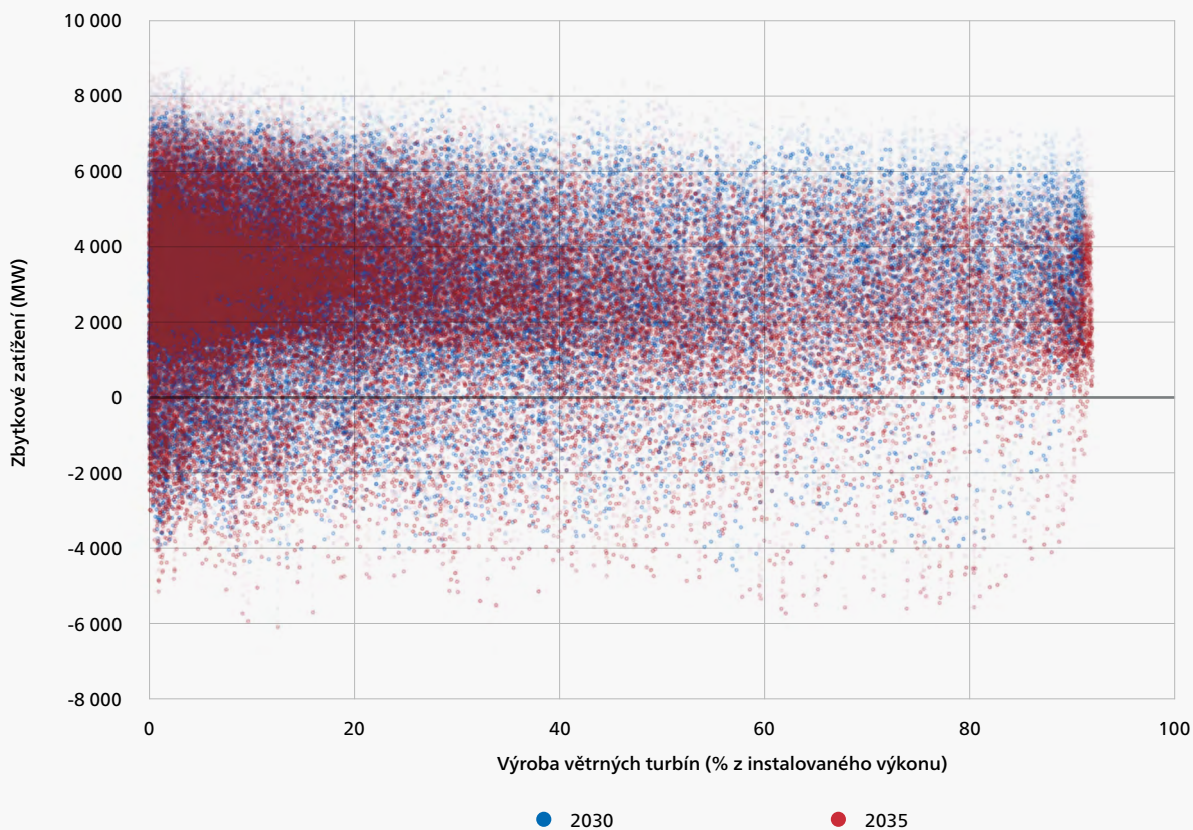
Analýza zbytkového zatížení prokazuje závislost zbytkového zatížení na výrobě z FVE. Dle Obr. 1.3 dochází k poklesu a k záporným hodnotám zbytkového zatížení s rostoucí relativní výrobou FVE. Relativní výroba FVE znamená, jaké % instalovaného výkonu FVE z modelovaného scénáře v dané hodině vyrábí elektřinu. Záporné zbytkové zatížení znamená potřebu záporné flexibility, tzn. snížení výroby flexibilních zdrojů, zvýšení spotřeby, akumulace nebo exportu elektřiny. Tyto situace se ve scénáři roku 2035 vyskytují častěji než v roce 2030, což odpovídá předpokládanému nárůstu instalovaného výkonu FVE. Další rozvoj FVE nad rámec modelovaného scénáře by nebylo možné adekvátně integrovat do ES ČR bez odpovídajícího posílení spotřeby, exportu anebo akumulace v dotčených hodinách.

Obr. 1.3 Závislost zbytkového zatížení na výrobě FVE



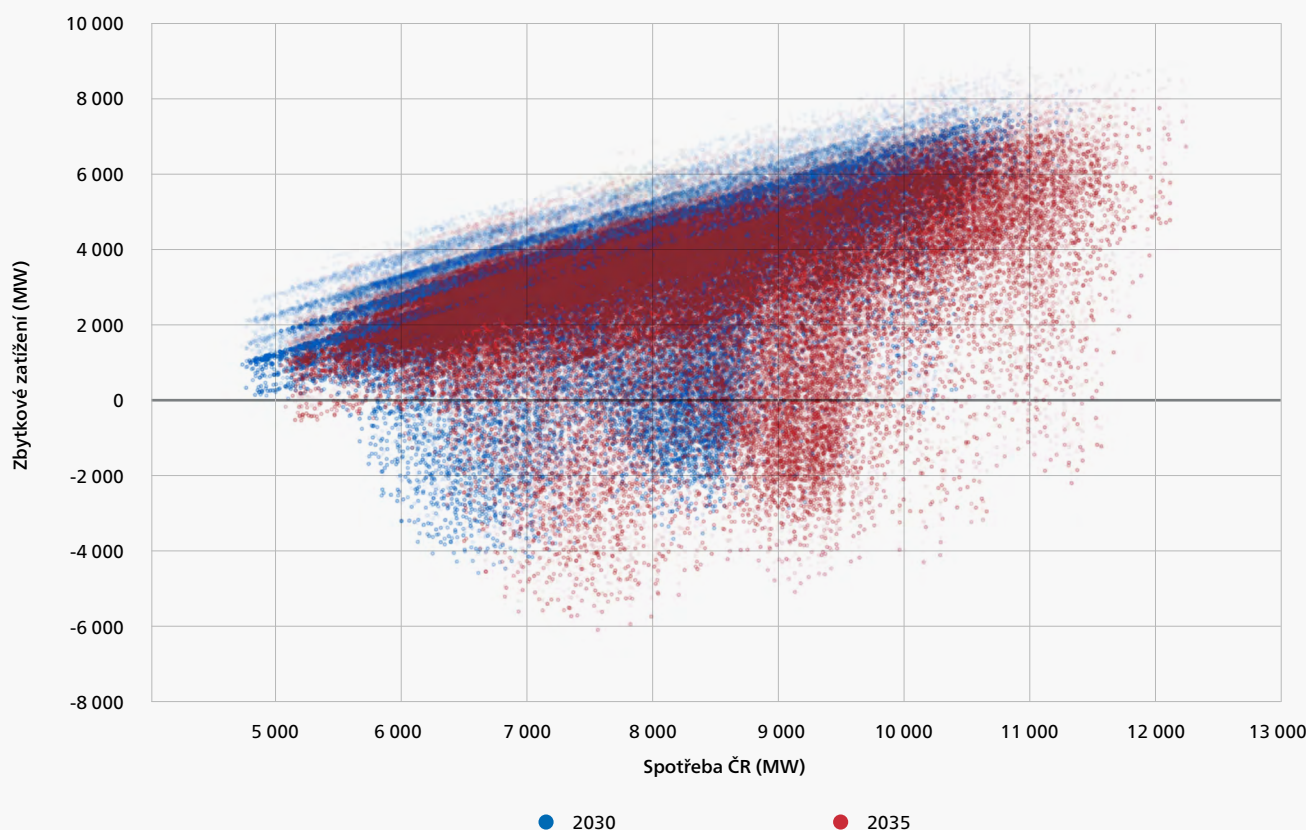
Obr. 1.4 ukazuje, že mezi výrobou z VTE a zbytkovým zatížením neexistuje tak silný vztah jako v případě FVE. Výroba větru je více rozložena v čase a častěji se překrývá s hodinami s vyšší spotřebou. Z toho plyne několik implikací pro další rozvoj VTE v ČR. Rozložení výroby z VTE v průběhu dne a roku znamená, že předpokládaný instalovaný výkon VTE se bude na pokrytí spotřeby ČR podílet, aniž by vytvářel strukturální potřebu záporné flexibility. Z tohoto pohledu lze další rozvoj VTE nad rámec modelovaného scénáře adekvátně integrovat do ES ČR bez nutnosti posílit flexibilní opatření.

Obr. 1.4 Závislost zbytkového zatížení na výrobě VTE



Zbytkové zatížení vykazuje očekávanou vazbu na spotřebu elektřiny – s rostoucí spotřebou roste i zbytkové zatížení, což vyžaduje vyšší výrobu flexibilních zdrojů nebo import elektřiny. Dle Obr. 1.5 a dalších výstupů analýzy RL v Příloze A se přebytky výroby, resp. záporné hodnoty zbytkového zatížení, typicky objevují uprostřed dne a během jarních a letních měsíců. V noci, kdy je spotřeba typicky nejnížší, zpravidla zbytkové zatížení pod nulu neklesá. Zbytkové zatížení se v ČR dostává do záporných hodnot v hodinách, ve kterých je vyšší sluneční osvit v kombinaci s nízkou spotřebou. K tomu dochází typicky o víkendech a o svátcích – pokles nalevo, anebo se v pracovních dnech – pokles uprostřed.

Obr. 1.5 Závislost zbytkového zatížení na spotřebě ČR



Návazná analýza struktury zbytkového zatížení je zobrazena v Příloze A v Obr. 0.1 až Obr. 0.10, které dále osvětlují výše popsané závěry.

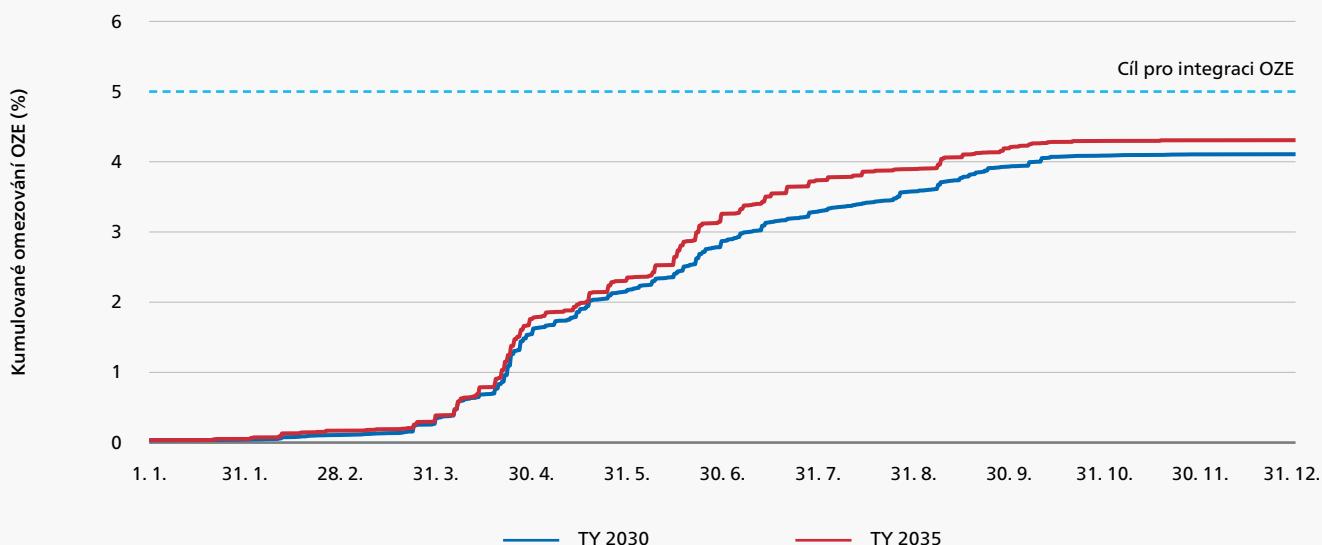
1.3.2 Plnění cíle pro integraci OZE v souladu s čl. 8 metodiky FNA

Kumulovaný průběh omezování výroby z OZE v průběhu cílových let na Obr. 1.6 ukazuje, že v obou cílových letech k omezování dochází od dubna do začátku října. To odpovídá obdobím s vyšší výrobou FVE. Celkový podíl omezené výroby však zůstává v obou cílových letech pod stanoveným cílem pro integraci OZE. V rámci tohoto indikátoru je na Obr. 1.6 zobrazena suma dvou různých vlivů na omezování výroby z OZE:

- bilanční – omezování v rámci ED simulace v PLEXOS. Dochází k němu v hodinách, ve kterých výroba z OZE a tzv. must-run zdrojů převyšuje spotřebu, dostupnou zápornou flexibilitu, včetně akumulace, a možný export;
- limitace přetoků střešních instalací FVE do ES ČR – omezování s ohledem na předpokládané procento střešních instalací FVE s nulovými nebo omezenými přetoky vyrobené elektřiny do ES ČR. Dochází k němu v hodinách, ve kterých aktuální výroba těchto FVE přesahuje aktuální spotřebu v OPM, včetně akumulace, a možný přetok nadvýroby do ES ČR.

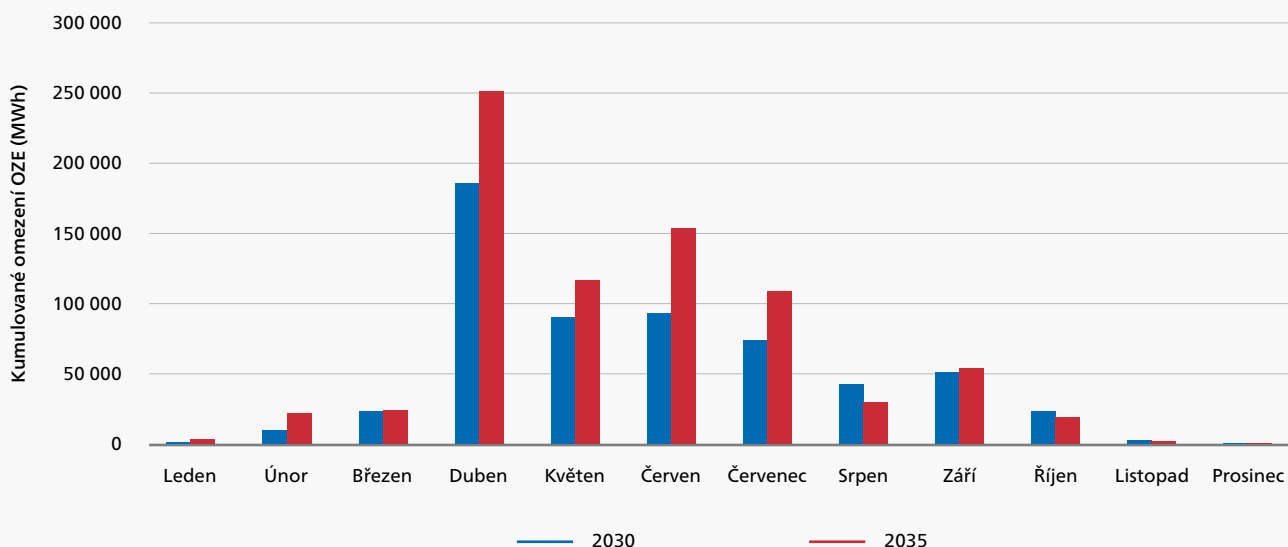
Indikované bilanční omezování OZE nastane buď neprodáním daného výkonu na trzích se silovou elektřinou, nebo dispečerským zásahem PPS/PDS. Omezení OZE způsobené limitací přetoků je realizováno automaticky řídicím systémem dané střešní instalace na základě měření v reálném čase.

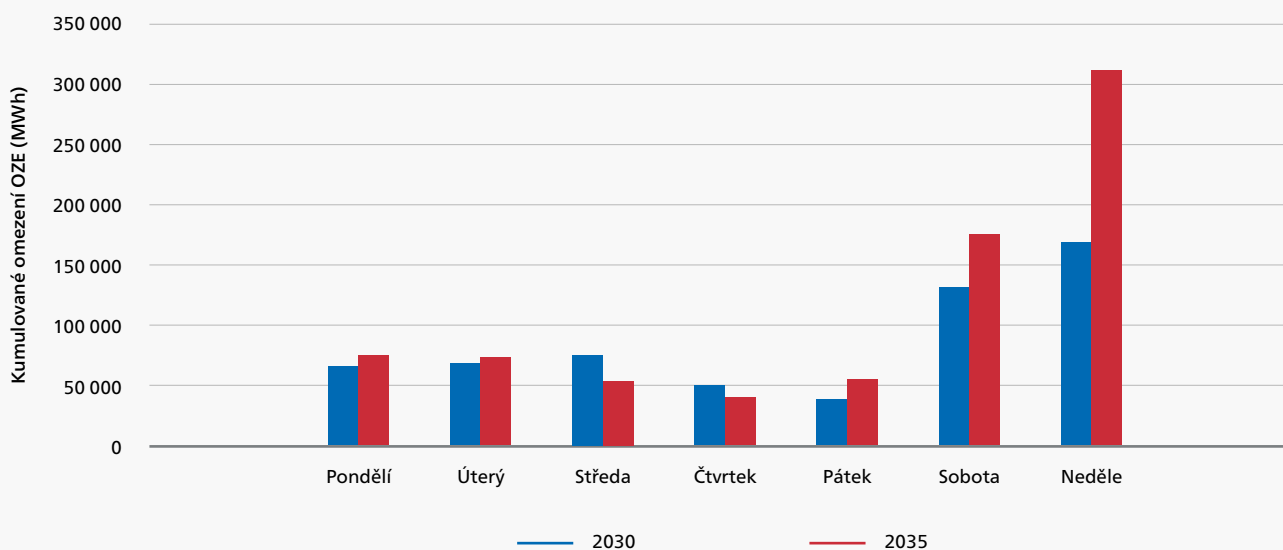
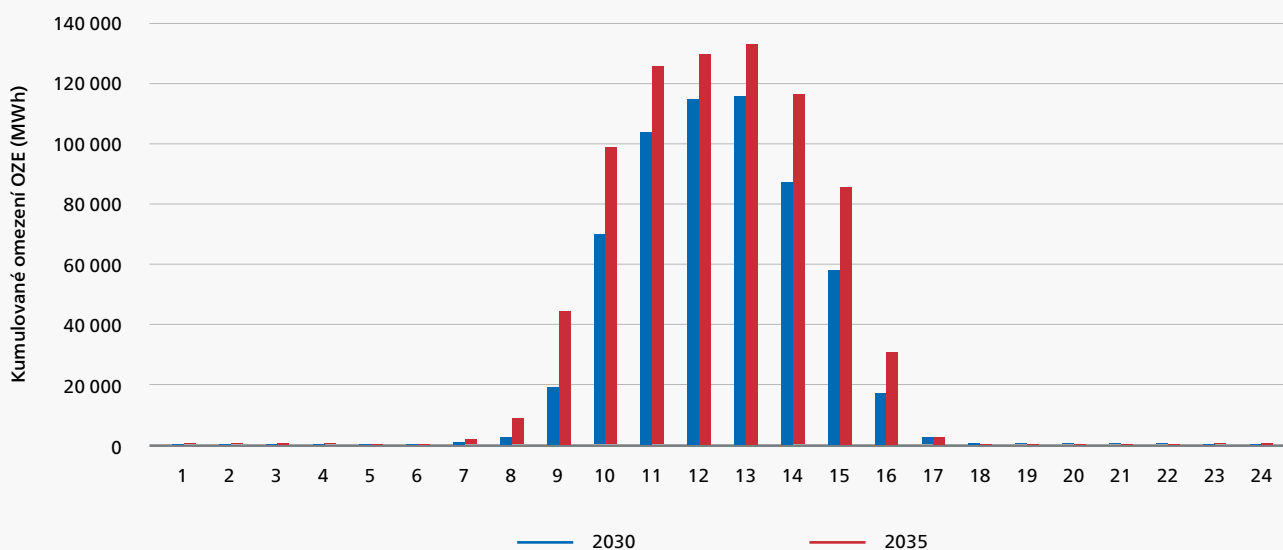
Obr. 1.6 Kumulované omezování OZE v cílových letech



Omezování výroby z OZE je dle Obr. 1.7 až Obr. 1.9 soustředěno zejména do poledních a odpoledních hodin. Toto koreluje s maximy výroby elektřiny z FVE a spotřebou nižší než během ranních a večerních špiček. Z týdenního pohledu je největší objem omezení modelován během víkendů, zejména v neděli, což souvisí s nižší spotřebou v nepracovních dnech. V ročním pohledu pak v jarních a letních měsících, především od dubna do června. V zimním období jsou hodnoty omezování v porovnání s jarním a letním obdobím nízké. Největší objem omezování OZE je indikován v dubnu, z důvodu typicky nízké spotřeby během Velikonoc, vyššího osvitů po zimě, ale zatím nižších venkovních teplot než v létě – to vede k vyšší účinnosti FVE a nižší potřebě topit nebo klimatizovat.

Obr. 1.7 Rozložení kumulovaného omezování OZE v rámci roku



Obr. 1.8 Rozložení kumulovaného omezování OZE v rámci týdne**Obr. 1.9 Rozložení kumulovaného omezování OZE v rámci dne**

Další grafy požadované v čl. 8 metodiky FNA jsou prezentovány v Příloze A v Obr. 0.11 až Obr. 0.14.

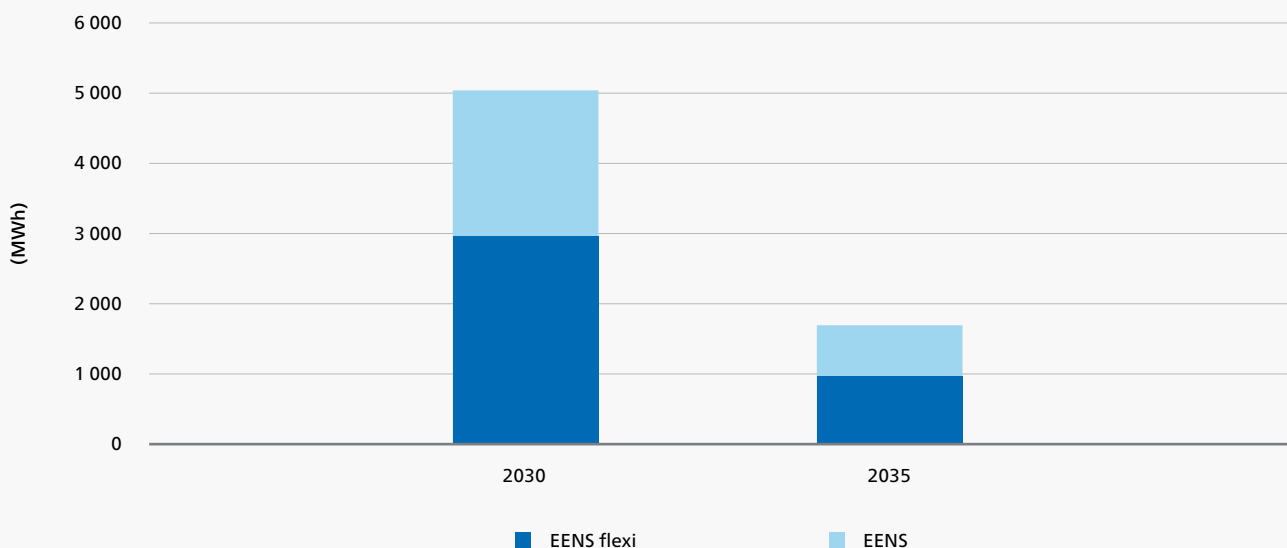
1.3.3 Potřeby rampovací flexibility v souladu s čl. 9(11) metodiky FNA

V rámci tohoto indikátoru⁶ je posouzeno, jaká část objemu nebo počtu hodin *EENS* je způsobena neflexibilitou stávajících zařízení v ES ČR a jaká chybějícím instalovaným výkonem. V grafech na Obr. 1.10 a Obr. 1.11 jsou zobrazeny objemy a počty hodin nedodávky elektřiny, přičemž pro každou veličinu jsou zobrazeny dvě hodnoty. První hodnota (*EENS*) vychází přímo z modelu v PLEXOS a je způsobena jak neflexibilitou zdrojů, tak chybějícím instalovaným výkonem. Druhá hodnota (*EENS flexi*) je teoretická hodnota získána následným zpracováním dat s přijatým předpokladem, že jsou veškerá zařízení v ES ČR plně flexibilní – tzn. že dokážou pracovat v rámci celého

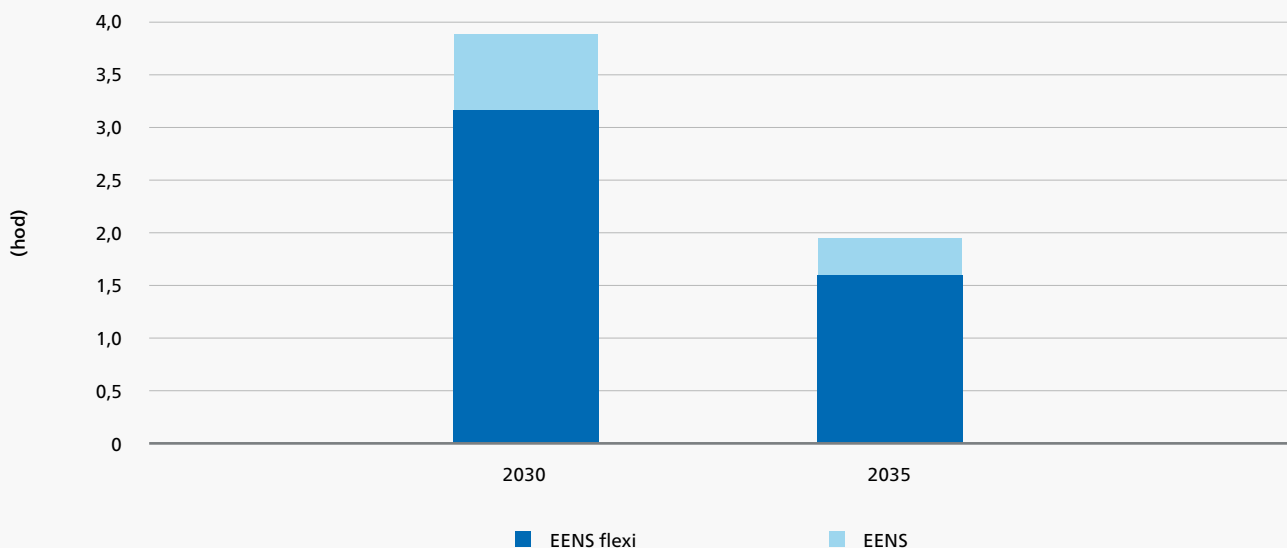
⁶ Vzhledem k modelování technických omezení flexibility výroby zdrojů viz kapitola 1.2 je analýza potřeb rampovací flexibility omezena na čl. 9(11) metodiky FNA.

rozsahu instalovaného výkonu bez omezení v rámci krátkých časových intervalů, např. hodiny, a nepotřebují pro svůj provoz minimální dobu mezi aktivacemi ani minimální dobu na určitém výkonu. Je nutno podotknout, že u stávajících zařízení, například uhelných a jaderných, je taková úprava na plně flexibilní zdroj technicky i ekonomicky nerealistická, nicméně rozdíly těchto dvou hodnot jsou vodítkem, do jaké míry může zflexibilnění stávajících zdrojů přispět k řešení otázky zdrojové přiměřenosti.

Obr. 1.10 Objem EENS v MWh – stávající vs. plně flexibilní zařízení v ES ČR. EENS flexi je podmnožinou EENS

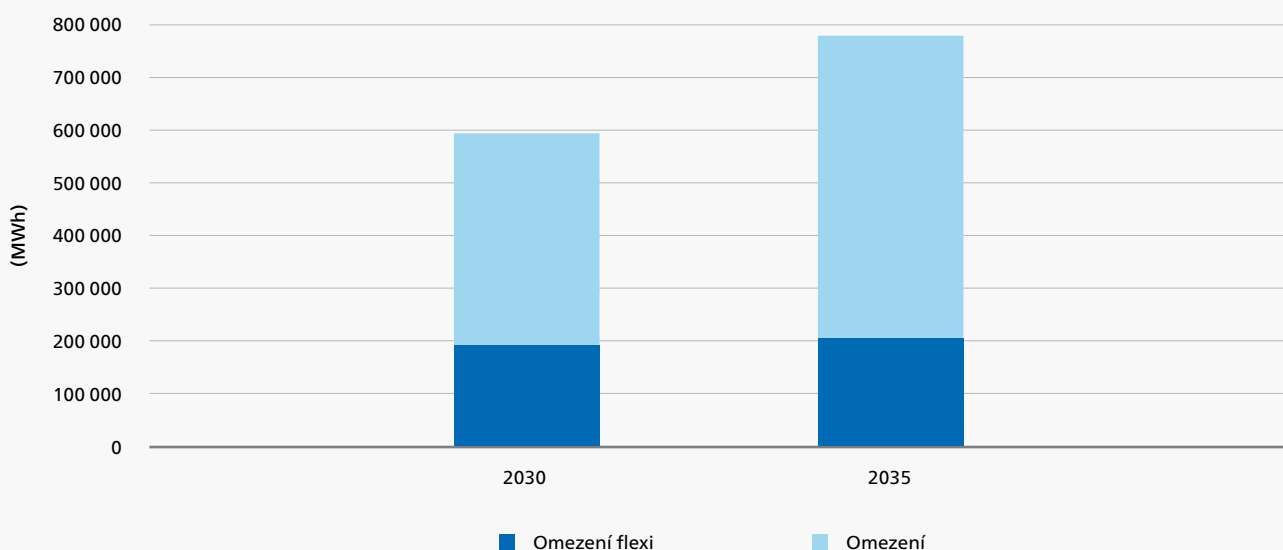


Obr. 1.11 Počet hodin s EENS – stávající vs. plně flexibilní zařízení v ES ČR. EENS flexi je podmnožinou EENS

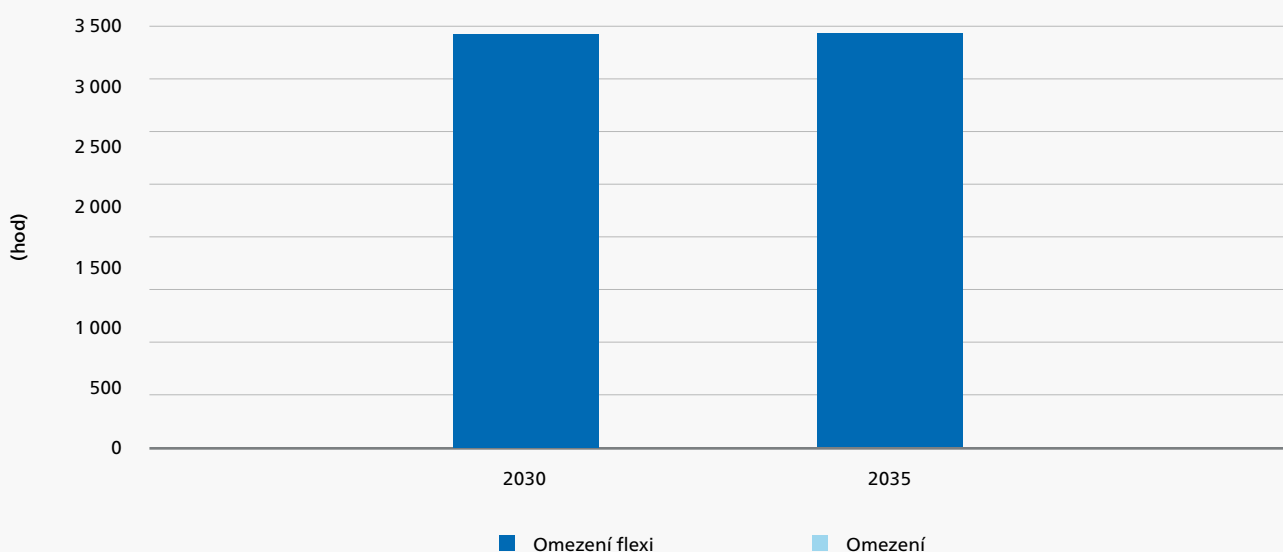


Obdobně probíhá také analýza omezování OZE (v MWh i v hodinách). Opět jsou v obou grafech na Obr. 1.12 a Obr. 1.13 zobrazeny dvě hodnoty. První hodnota (*Omezení*) vychází přímo z modelu v PLEXOS a vyjadřuje celkový objem a dobu omezování OZE v letech 2030 a 2035, které jsou způsobené jak neflexibilitou zdrojů, tak chybějící DSR a akumulací. Druhá hodnota (*Omezení flexi*) je opět teoretická hodnota získána následným zpracováním dat se stejným přijatým předpokladem jako v odstavci výše – veškerá zařízení v ES ČR plně flexibilní. Rozdíl mezi *Omezení* a *Omezení flexi* je opět vodítkem, do jaké míry je omezování OZE řešitelné úpravami stávajících zdrojů vs. rozvojem DSR a akumulace. Na grafech si lze povšimnout, že ačkoliv umělým zflexibilněním lze snížit objem omezené výroby z OZE, ke snížení počtu hodin nedochází. Toto je dáno modelováním limitace přetoků střešních instalací FVE do ES ČR dle kapitoly 1.3.2, na kterou zflexibilnění stávajících zdrojů nemá vliv. Toto zflexibilnění ovlivňuje pouze bilanční omezování OZE.

Obr. 1.12 Objem omezování výroby z OZE v MWh – stávající vs. plně flexibilní zařízení v ES ČR. Hodnoty Omezení flexi jsou podmnožinou Omezení.



Obr. 1.13 Počet hodin s omezováním výroby z OZE – stávající vs. plně flexibilní zařízení v ES ČR. Omezení flexi je podmnožina Omezení.



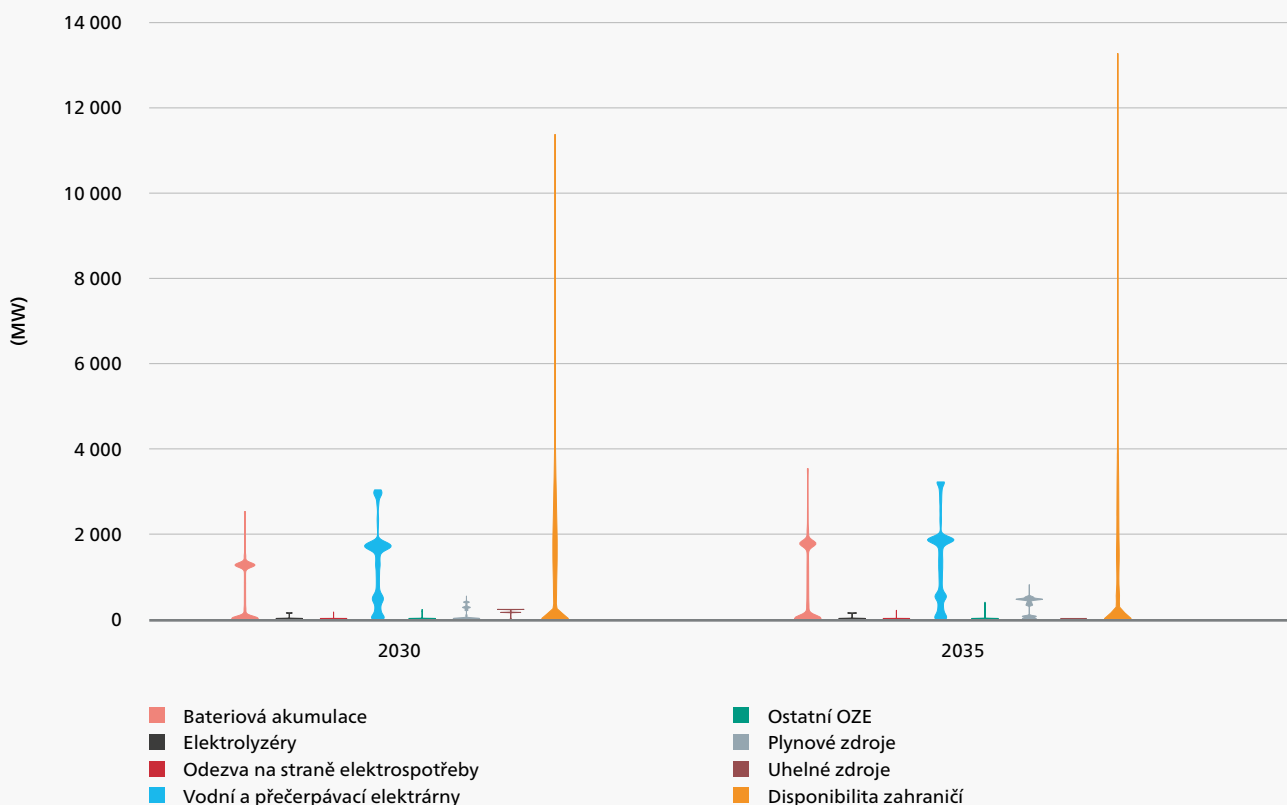
1.3.4 Potřeby krátkodobé flexibility v souladu s čl. 10 metodiky FNA

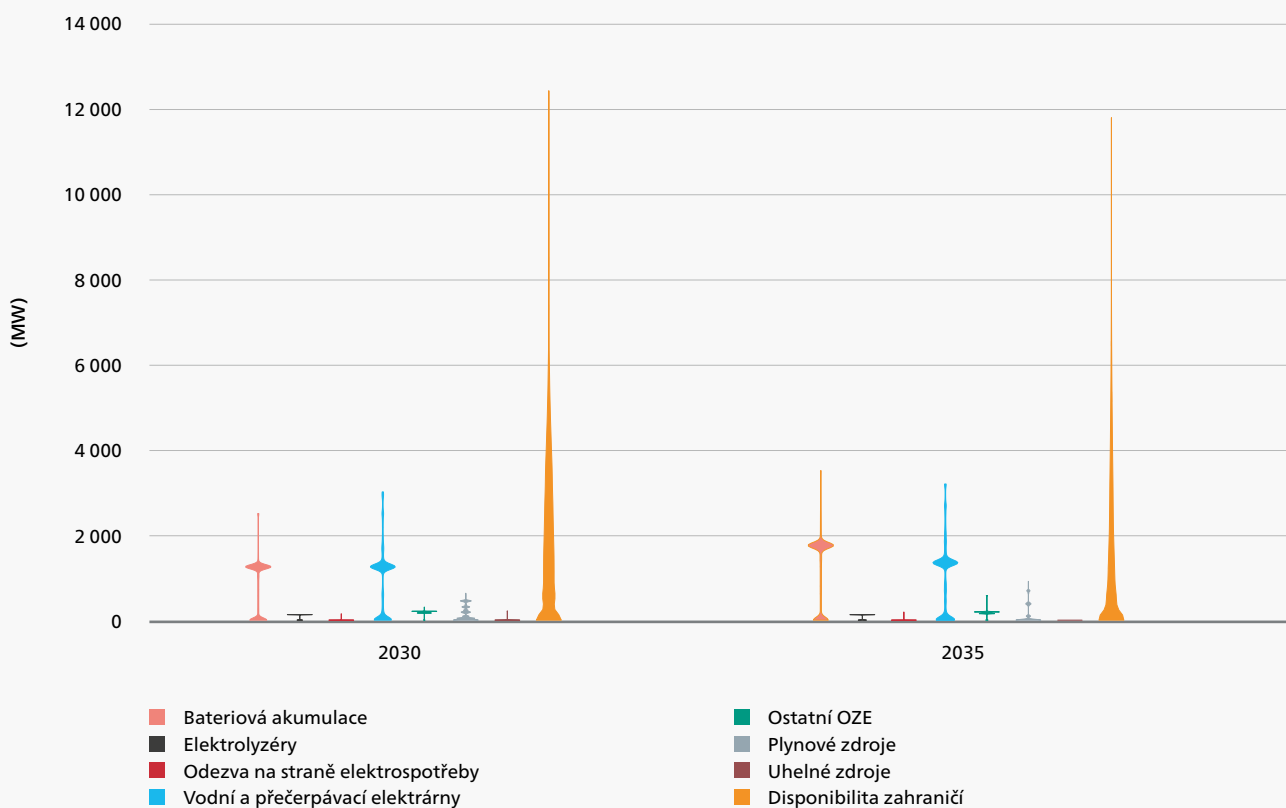
1.3.4.1 Obchodní flexibilita

Tento indikátor hodnotí, zda je v ES ČR a v zahraničí v rámci poslední hodiny před reálným časem dodávky dostatek disponibilního flexibilního výkonu k pokrytí chyb predikce spotřeby a výroby OZE. K pokrytí těchto chyb predikce přispívají kromě obchodní flexibility také SVR, které jsou kvantifikovány v následující kapitole. Tento indikátor je doplňkem k indikátoru EENS, známého z analýz zdrojové přiměřenosti, a k indikátoru omezování OZE dle kapitoly 1.3.2. Zejména při vyšším instalovaném výkonu OZE mohou být hodnoty EENS a omezování OZE generovány zejména chybami predikce – zařízení spíše nestihnou zareagovat na chyby predikce v rámci vnitrodenního trhu s elektřinou, než že by v ES ČR chyběla.

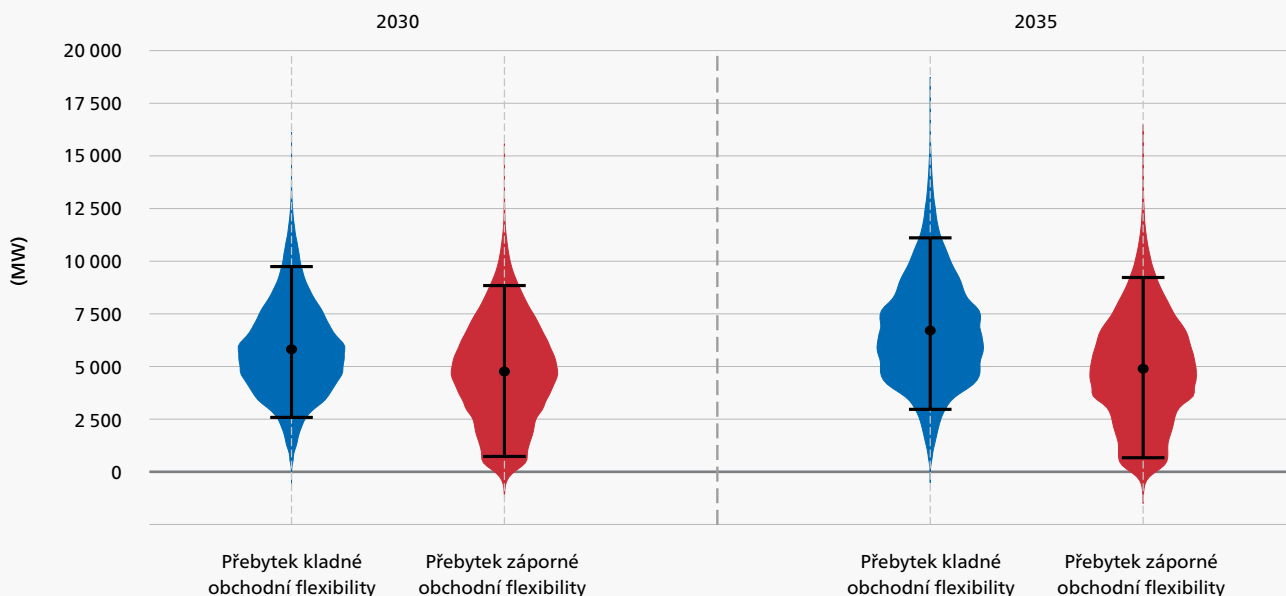
Na Obr. 1.14 a Obr. 1.15 je zobrazen potenciál kladné a záporné obchodní flexibility v ES ČR. Potenciál kladné obchodní flexibility pro danou hodinu znamená, o kolik MW může být výroba a import vyšší, nebo spotřeba, export a akumulace nižší v porovnání s výsledkem simulace v PLEXOS. Potenciál záporné obchodní flexibility pro danou hodinu naopak znamená, o kolik MW může být výroba a import nižší, nebo spotřeba, export a akumulace vyšší v porovnání s výsledkem simulace v PLEXOS. Dostupná přeshraniční kapacita je stanovena metodou ATC extrakce zbylých kapacit po ED simulaci v rámci PLEXOS pro každou hodinu a každou hranici nabídkové zóny České republiky. Z grafů je patrné, že k obchodní flexibilitě nejvíce přispívají baterie, vodní elektrárny a schopnost soustavy obchodní flexibilitu importovat nebo exportovat.

Obr. 1.14 Potenciál kladné obchodní flexibility po kategoriích

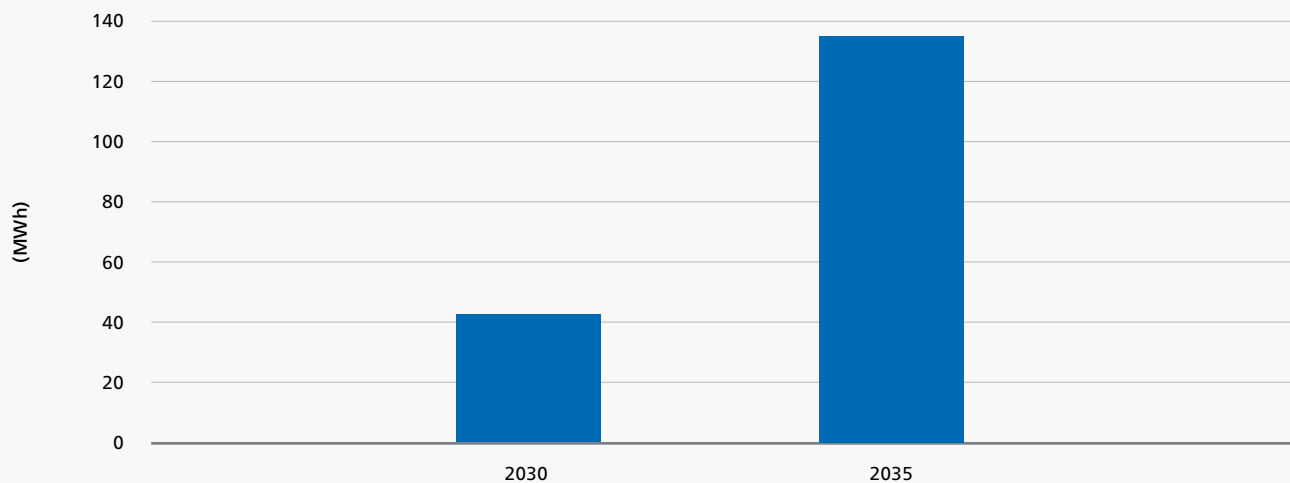


Obr. 1.15 Potenciál záporné obchodní flexibility po kategoriích

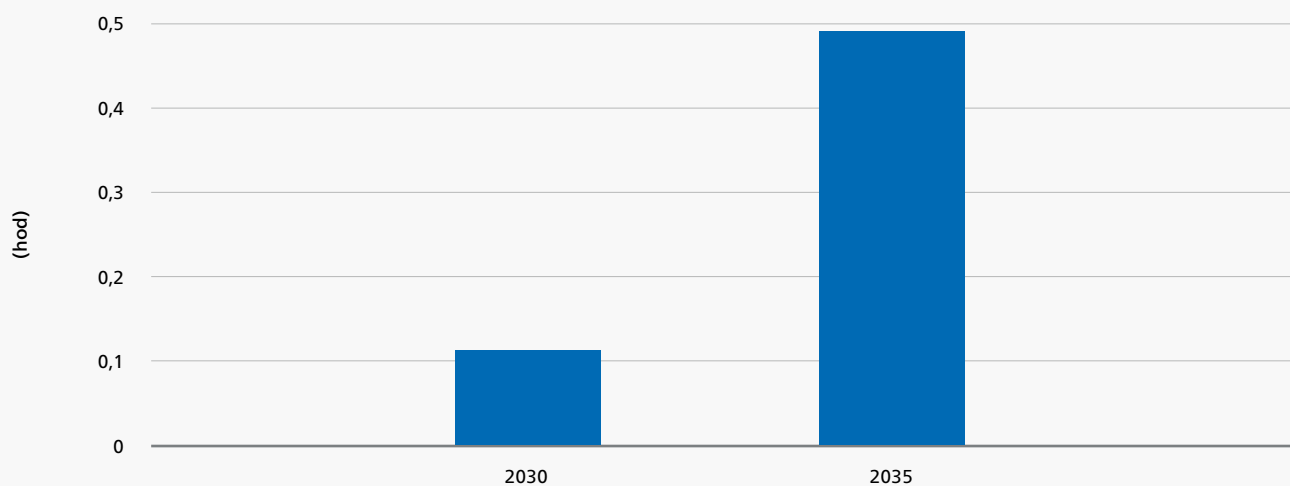
Na Obr. 1.16 až Obr. 1.20 je zobrazena analýza přebytku kladné a záporné obchodní flexibility, tzn. rozdílu mezi potenciálem a potřebou v každé analyzované hodině. Houslové grafy zobrazují veškeré hodinové hodnoty přebytků napříč všemi klimatickými scénáři a MC simulacemi. V houslových grafech jsou vyznačené hodnoty 5. percentilu, 95. percentilu a průměrné hodnoty přebytků.

Obr. 1.16 Přebytek kladné a záporné obchodní flexibility

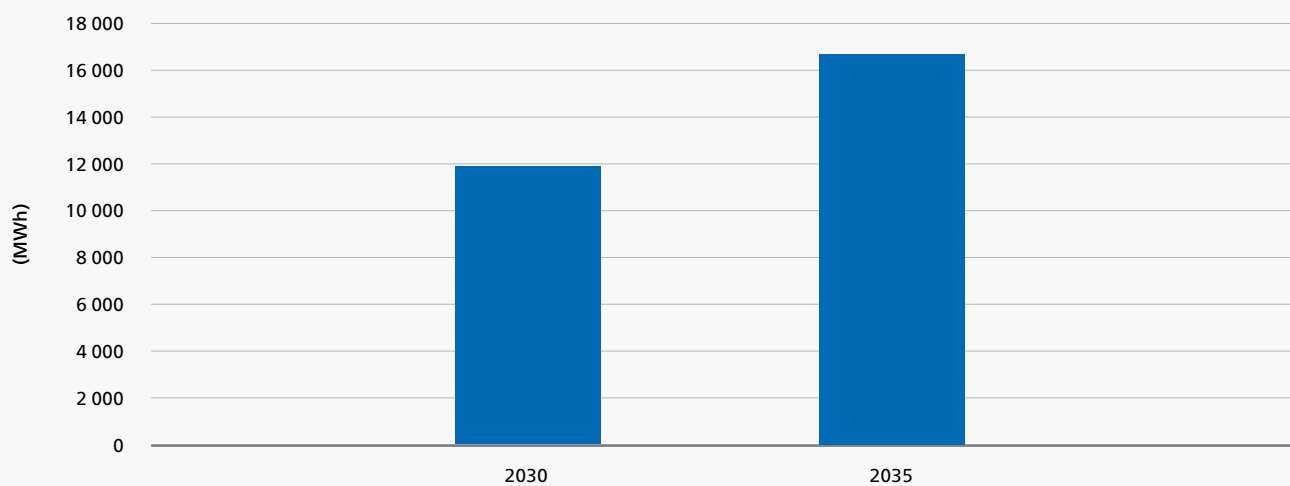
Obr. 1.17 Kumulovaný objem nedostatku kladné obchodní flexibility za celý cílový rok

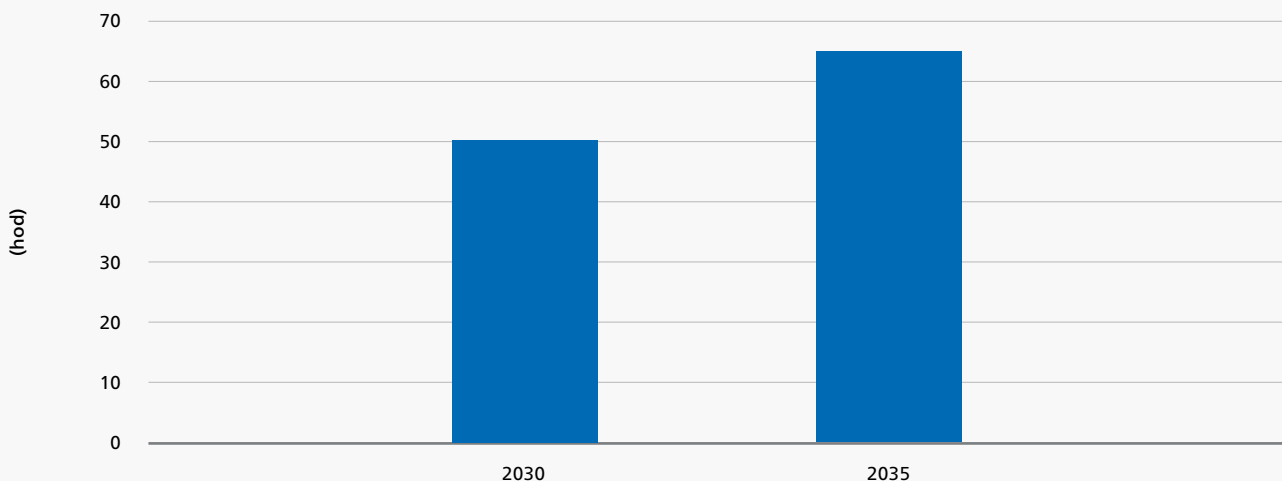


Obr. 1.18 Počet hodin s nedostatkem kladné obchodní flexibility za celý cílový rok



Obr. 1.19 Kumulovaný objem nedostatku záporné obchodní flexibility za celý cílový rok



Obr. 1.20 Počet hodin s nedostatkem záporné obchodní flexibility za celý cílový rok

Z výsledků vyplývá, že plánovaný rozvoj OZE dle scénáře z kapitoly 1.1 povede k výše indikovanému nedostatku záporné obchodní flexibility, kterého objem v nižších desítkách GWh je zanedbatelný v porovnání s modelovaným omezováním OZE v kapitole 1.3.2 v desetínách TWh. Není však nulový a bude jej nutné v indikovaných hodinách regulovat zápornými SVR nad rámec modelované poptávky po regulačních zálohách (RZ) ČEPS nebo, nebudou-li k dispozici v dostatečném objemu, odpojováním výroby OZE v rámci omezovacího plánu. U kladné obchodní flexibility je modelovaný nedostatek vlivem chyb predikce zanedbatelný v porovnání se zdrojovou nepřiměřeností modelovanou v ERAA. Další grafy požadované v čl. 10 metodiky FNA jsou prezentovány v Příloze A v Obr. 0.20 až Obr. 0.31.

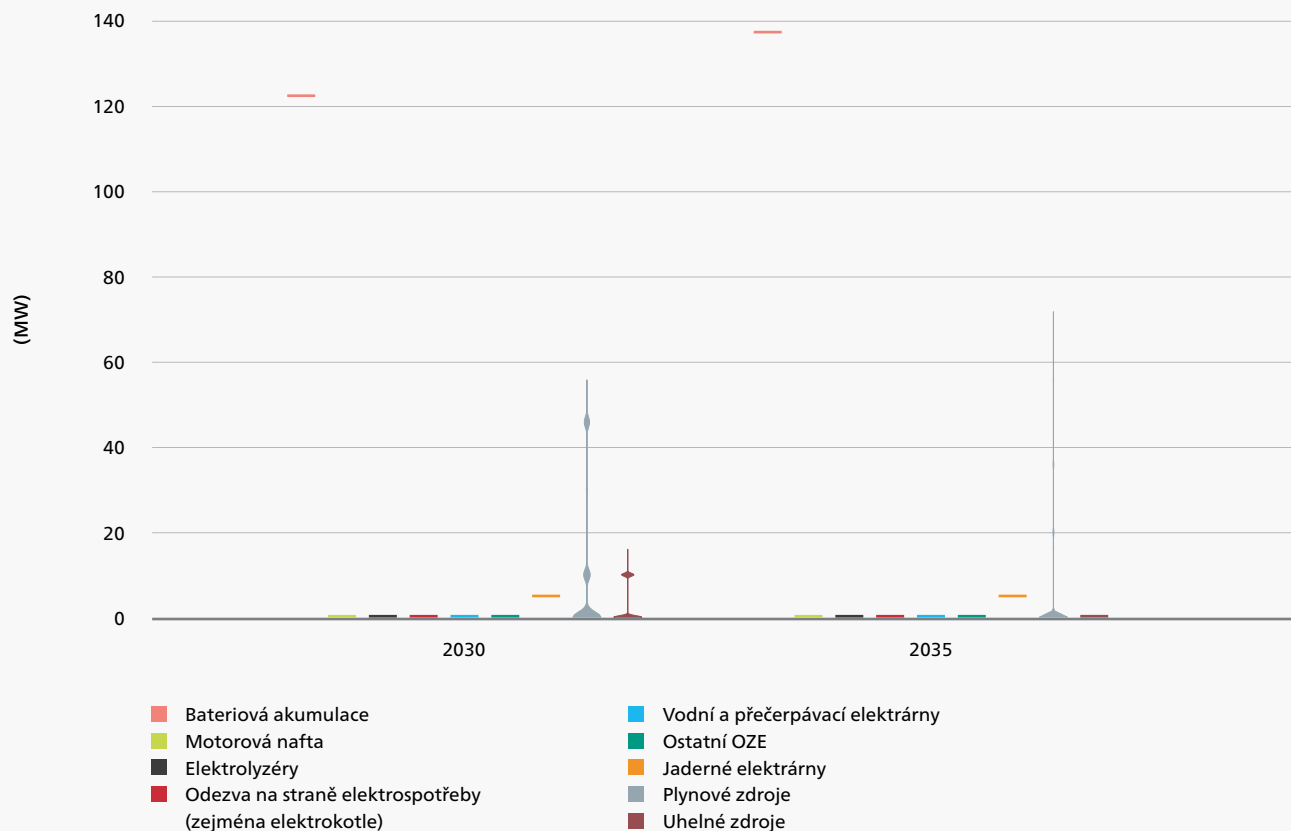
1.3.4.2 Technická flexibilita (SVR)

V rámci FNA je provedena také dobrovolná analýza dostupnosti certifikovaného výkonu pro pokrytí potřeb ČEPS po službách výkonové rovnováhy, které se spolu s obchodní flexibilitou podílejí na pokrytí chyb predikce spotřeby a výroby OZE. Analýza je provedena v souladu s čl. 10(4)(b) metodiky FNA a pro následující kategorie regulačních záloh:

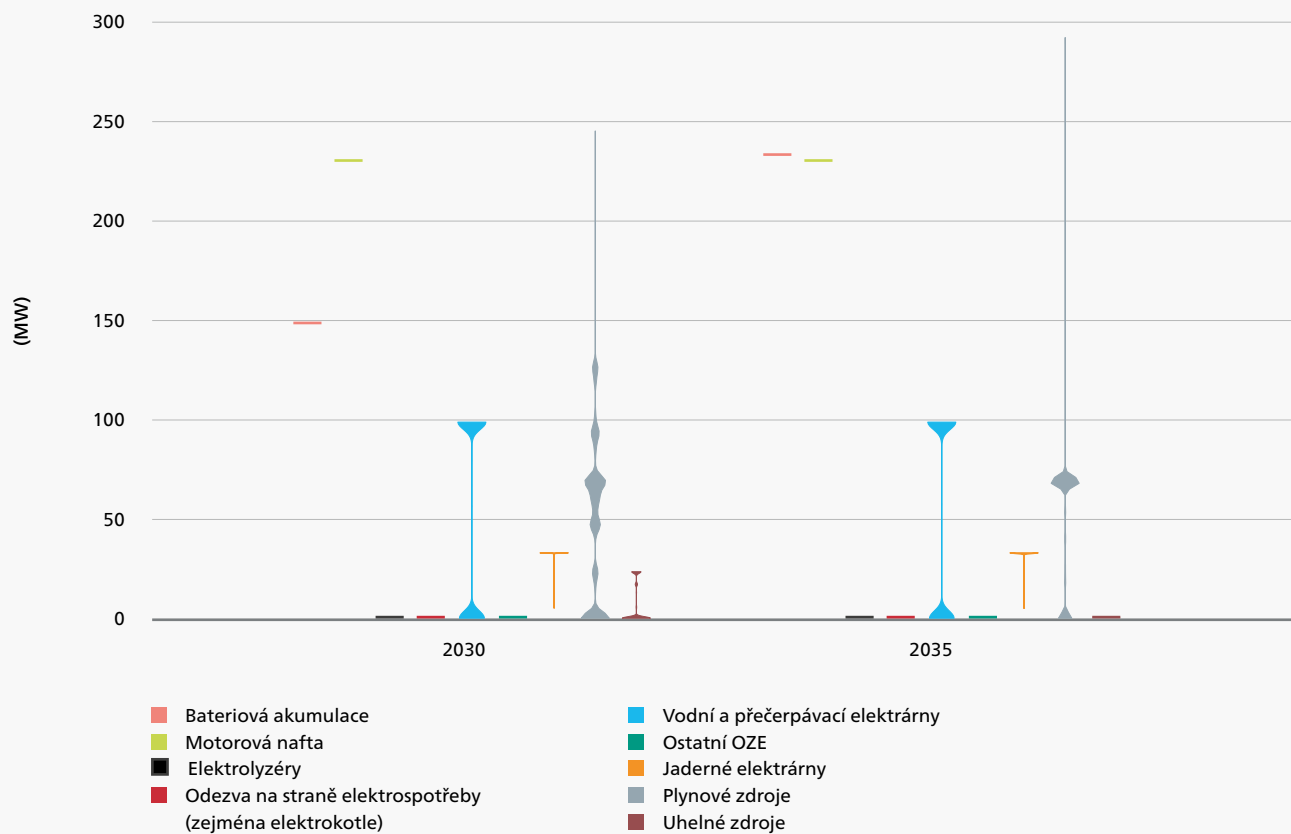
- FCR;
- aFRR+;
- aFRR-;
- FRR+, která sdružuje služby aFRR+, mFRR+ a mFRR5;
- FRR-, která sdružuje služby aFRR- a mFRR-.

Obr. 1.21 až Obr. 1.25 zobrazují potenciály jednotlivých SVR po kategoriích zdrojů, které se na celkovém potenciálu podílejí. Také je patrné, zda daná kategorie je pro SVR dostupná stabilně, nebo je dostupnost proměnlivá v čase. Z výsledků vyplývá, že jednotlivé kategorie zdrojů mají rozličná uplatnění napříč SVR. Baterie poskytují podstatnou část výkonu pro rychlé služby – FCR a aFRR+/- . Motorová nafta značně přispívá k disponibilnímu výkonu pro aFRR+. Odezva na straně spotřeby, v modelu tvořena zejména certifikovaným výkonem elektrokotlů, přispívá v rámci záporných služeb aFRR- a mFRR-. Vodní a přečerpávací elektrárny poskytují stabilní základ pro FRR+ poskytováním služby mFRR5. Jaderné elektrárny vzhledem k provozu typicky na maximálním možném výkonu nemají prostor přispívat ke kladným SVR, nicméně je indikován jejich možný příspěvek k záporným SVR. Kategorie ostatní OZE, která agreguje teplárny na biomasu a bioplynové stanice, poskytuje rovnoměrný potenciál napříč většinou SVR. Plynové zdroje jsou významným přispěvatelem do většiny SVR, nicméně disponibilita jejich výkonu pro SVR není konstantní a je závislá na aktuálním nasazení daného zdroje. Potenciál uhelných zdrojů napříč SVR je v roce 2035 nulový, což koresponduje se scénářem a modelovaným odstavením nebo transformací uhelných zdrojů.

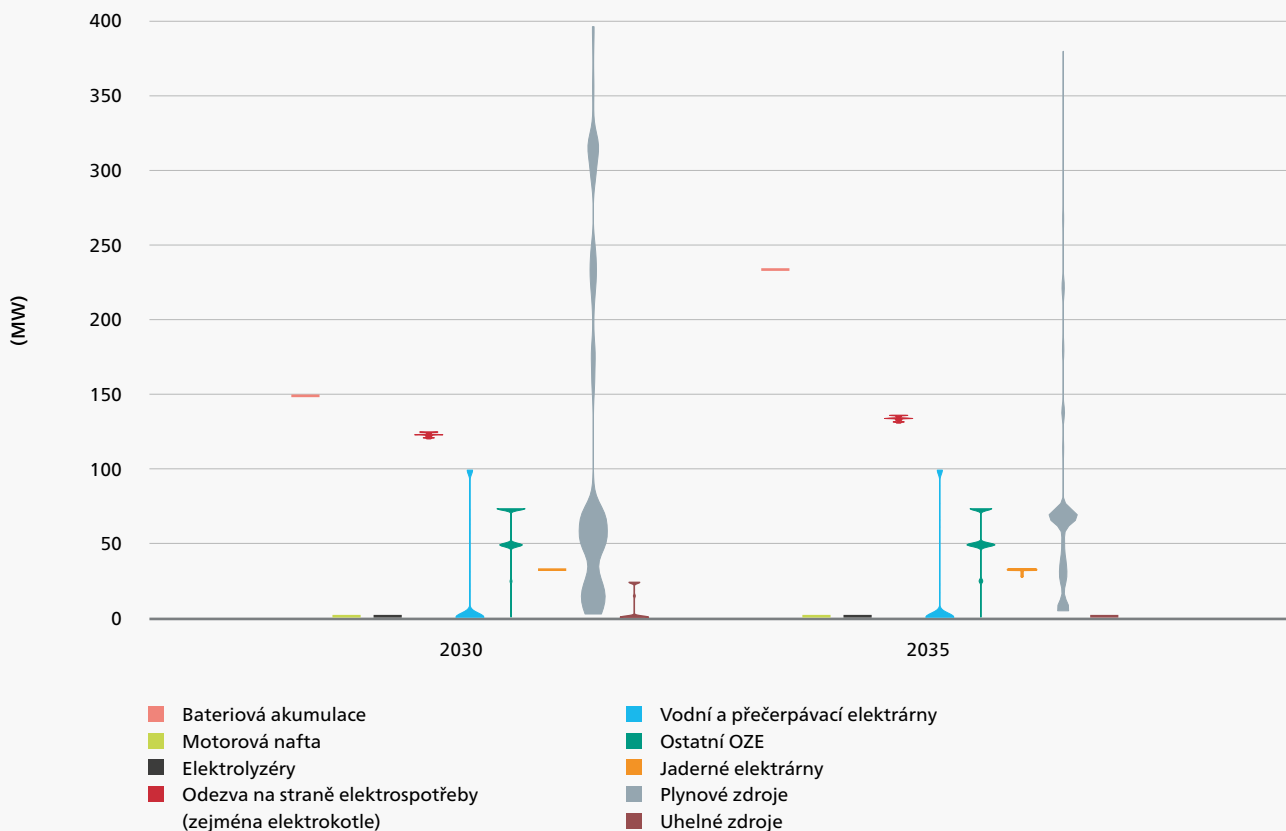
Obr. 1.21 Potenciál FCR



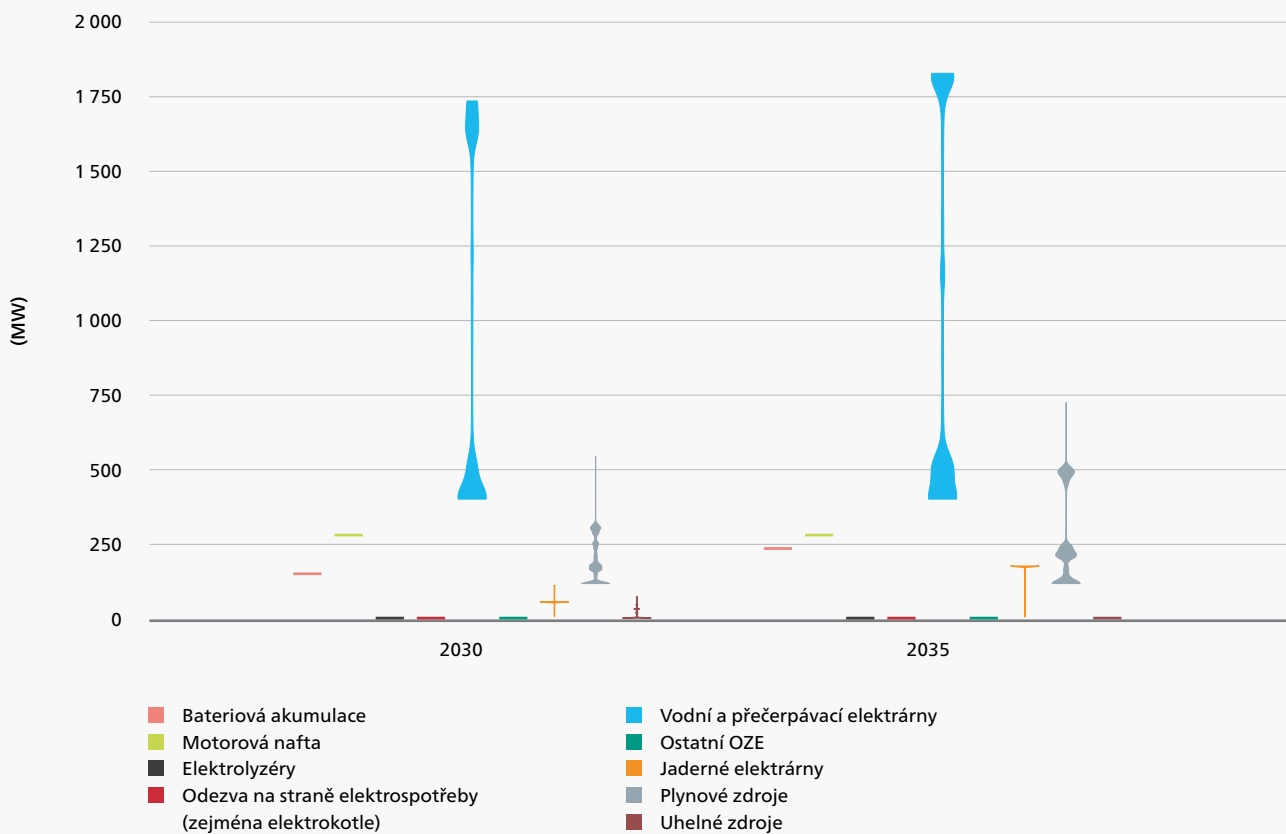
Obr. 1.22 Potenciál aFRR+



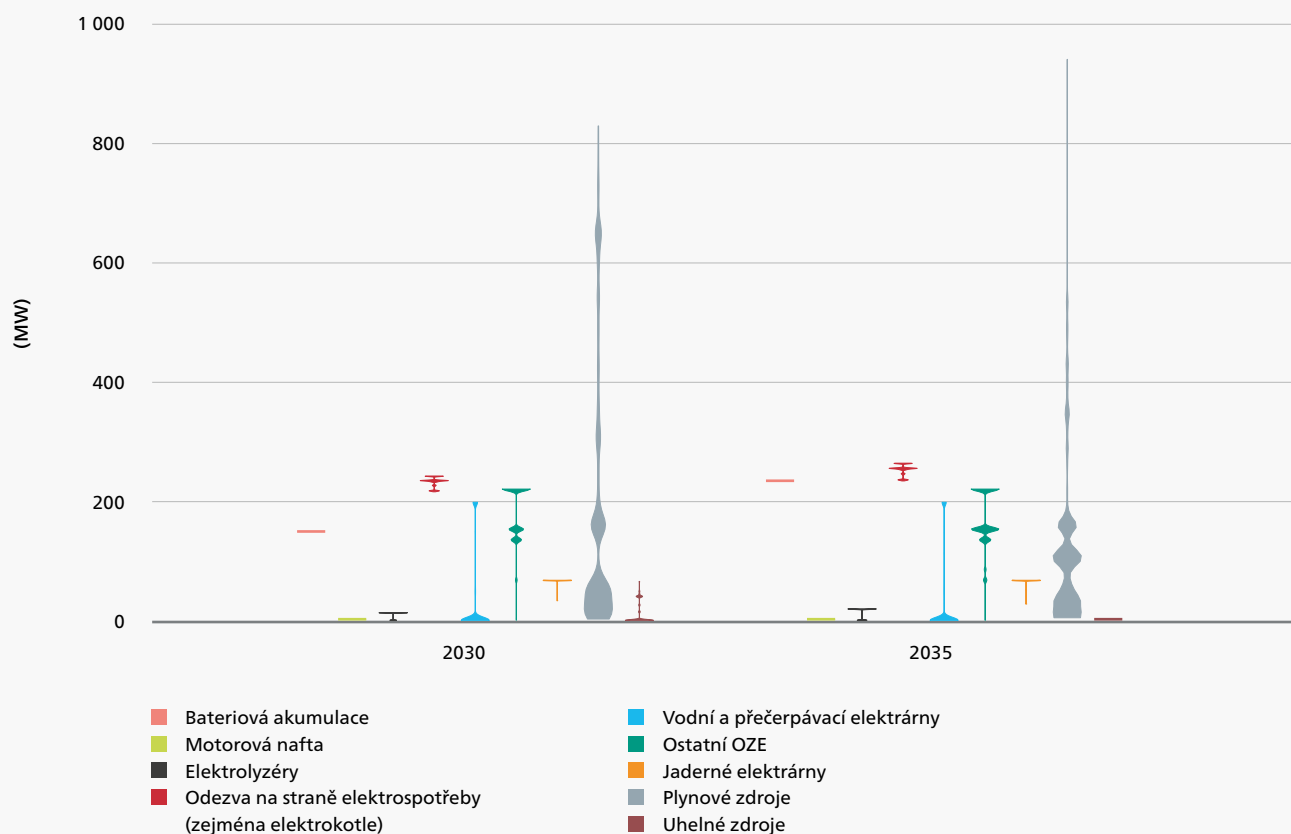
Obr. 1.23 Potenciál aFRR-



Obr. 1.24 Potenciál FRR+

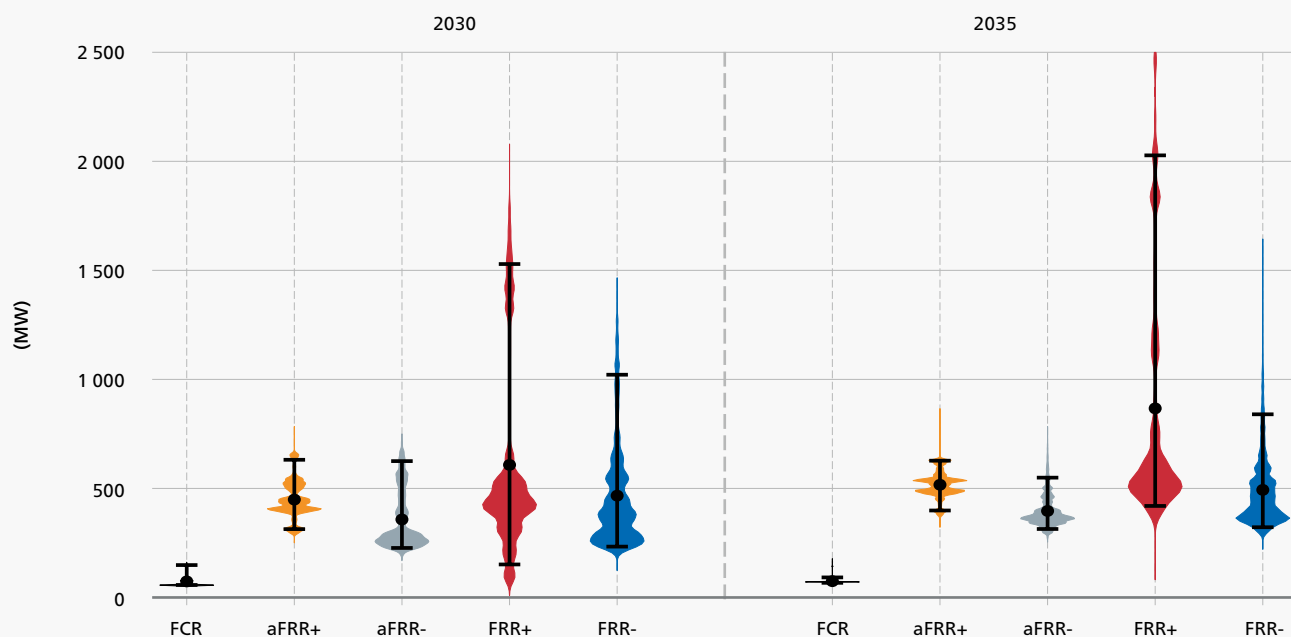


Obr. 1.25 Potenciál FRR-



Z houslového grafu na Obr. 1.26 plyne, že v ES ČR bude v obou cílových letech dostatečný potenciál disponibilního výkonu pro pokrytí potřeb ČEPS. V grafech jsou zobrazeny přebytky služeb, které jsou dané rozdílem potenciálů zdrojů poskytovat SVR a poptávky ČEPS v jednotlivých hodinách. V grafech je znázorněn 5. percentil, 95. percentil a průměrná hodnota přebytků.

Obr. 1.26 Přebytek disponibilního výkonu pro SVR



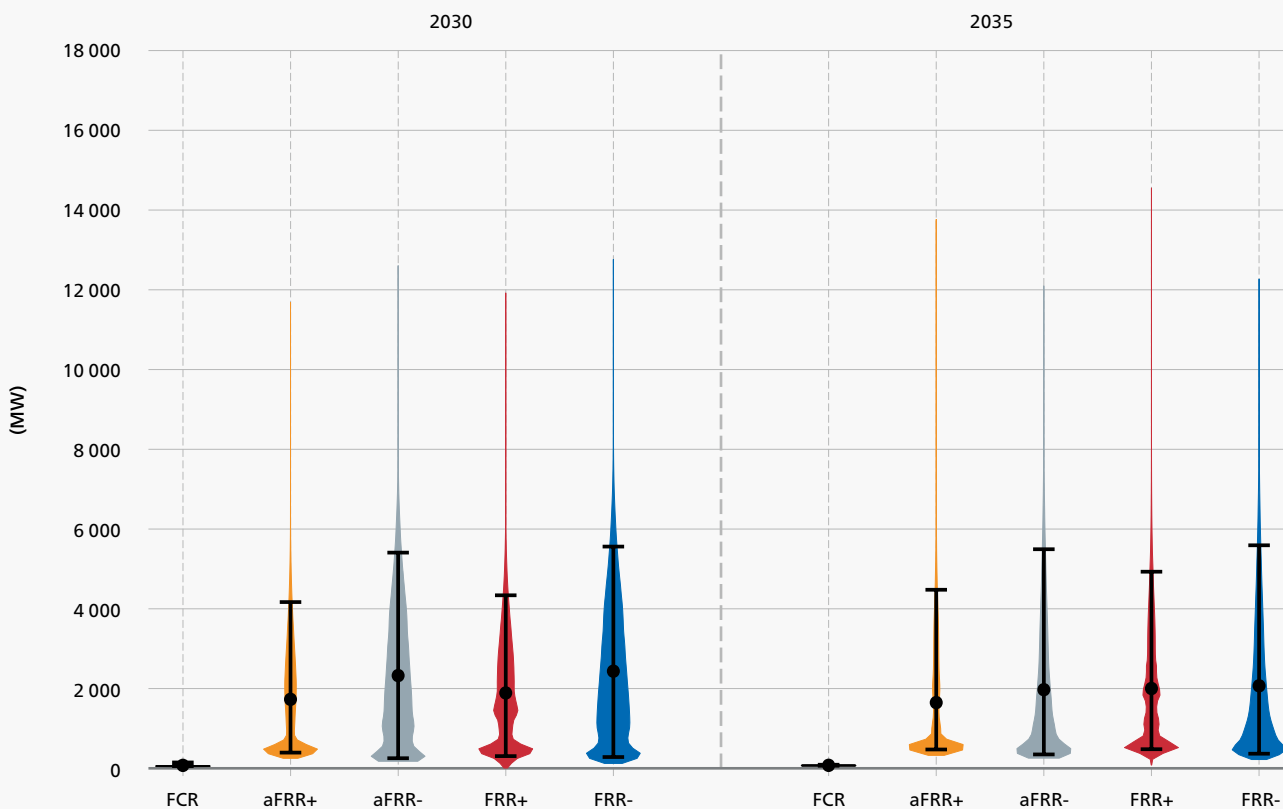
ČEPS má také následující možnosti zajištění a využití technické flexibility ze zahraničí:

- nákup RZ aFRR+/- s Německem a Rakouskem v rámci projektu ALPACA a FCR v rámci projektu FCRC; a
- aktivace regulační energie (RE) z mFRR+/- a aFRR+/- v platformách MARI a PICASSO.

Analýza dostupnosti zdrojů pro nákup RZ anebo aktivaci RE v zahraničí přesahuje rámec této studie. Na Obr. 1.27 je proto zobrazeno teoretické maximum možnosti zajištění a využití technické flexibility ze zahraničí, které je limitované dostupnou přeshraniční kapacitou. Přeshraniční kapacity pro technickou flexibilitu jsou sníženy o ty kapacity, které v kapitole 1.3.4.1 přispívají k pokrytí potřeb obchodní flexibility. Skutečné možnosti ČEPS se tak nachází mezi dvěma extrémy zobrazenými na Obr. 1.26 a Obr. 1.27. Pro zajištění RZ navíc platí pravidla pro geografické rozložení – Nařízení 2017/1485⁷ požaduje, aby se alespoň 30 % FCR a alespoň 50 % celkového objemu FRR+/- nacházelo v regulačním bloku daného PPS. ČEPS si tak musí tyto minimální objemy RZ zajistit na zdrojích v rámci České republiky.

⁷ [Nařízení Komise \(EU\) 2017/1485 ze dne 2. srpna 2017, kterým se stanoví rámcový pokyn pro provoz elektroenergetických přenosových soustav](#)

Obr. 1.27 Přebytek disponibilního výkonu pro SVR za předpokladu uvažování zbylé přeshraniční kapacity nevyužitý v rámci obchodní flexibility jako dalšího potenciálu pro SVR



2 Hodnocení bariér rozvoje flexibility

FNA CZ hodnotí bariéry rozvoje flexibility dle čl. 19e odst. 2(c) Nařízení 2019/943 a v souladu s doporučením ACER⁸ a ve třech následujících krocích:

1. popis oblastí, ve kterých mohou vznikat bariéry rozvoje flexibility;
2. posouzení aktuálního stavu v České republice;
3. doporučení možných opatření, včetně návrhu termínů a odpovědností.

Tyto kroky jsou dále rozpracovány v následujících podkapitolách. FNA CZ se zabývá čtyřmi oblastmi – regulatorní, technickou, ekonomickou a spotřebitelsko-inovační. Doporučení jsou rozdělena dle termínů na krátkodobé změny do jednoho roku, střednědobá opatření s plánovanou implementací do tří let a dlouhodobá opatření s termínem realizace přesahujícím tři roky. V Příloze A jsou dále uvedeni aktéři, kteří se v České republice podílí na rozvoji flexibility a odstraňování bariér s ní spojených.

2.1 Oblasti, ve kterých mohou vznikat bariéry flexibility

2.1.1 Regulatorní oblast

Bariéry v regulatorní oblasti mohou vznikat v případě, že pro rozvoj a využití flexibility neexistuje odpovídající národní legislativa, metodiky či jiná pravidla a požadavky, případně tato pravidla a požadavky přímo zamezují rozvoji a využití flexibility.

Členské státy by měly zajistit, aby provozovatelé soustav používali transparentní a digitální postup podávání žádosti o připojení k soustavě. Podle čl. 15(5)(e) Směrnice 2019/944 členský stát musí zajistit, aby aktivní zákazníci, kteří vlastní zařízení pro ukládání energie, měli právo na připojení k síti v přiměřené lhůtě od podání žádosti.

Základním předpokladem pro vznik efektivního legislativního rámce podporujícího rozvoj flexibility je vymezení aktivního zákazníka, agregace včetně nezávislého agregátora, akumulace elektřiny a energetických společenství dle Směrnice 2019/944⁹. Dle čl. 15 Směrnice 2019/944 musí být aktivním zákazníkům umožněno vykonávat svou činnost, včetně prodeje vlastní vyrobené elektřiny a zapojení do mechanismů flexibility, aniž by čelili neodůvodněným technickým či administrativním překážkám, včetně nespravedlivých poplatků za připojení do sítě, které by je mohly znevýhodňovat. Musí být také zajištěno, aby aktivní zákazníci, kteří vlastní zařízení pro ukládání energie, nepodléhali dvojímu zpoplatnění, včetně síťových poplatků za uloženou elektřinu. Akumulace elektřiny musí být umožněna jak za bodem připojení do sítě, tak v případech, kdy není přímo spojená s výrobním zdrojem nebo spotřebou elektřiny, ale funguje nezávisle a může být připojena přímo do distribuční nebo přenosové soustavy.

Směrnice 2019/944 v čl. 33 umožňuje provozovatelům distribučních soustav (PDS) podílet se na rozvoji elektromobility, přičemž mohou vlastnit a provozovat veřejné dobíjecí stanice pro elektromobily pouze v určitých případech. Elektromobilita přispívá k rozvoji flexibility například prostřednictvím konceptu Vehicle-to-Grid (V2G).

Směrnice 2019/944 dále zavádí plně integrované komponenty sítě v PS nebo DS, včetně zařízení pro ukládání energie. Tato zařízení se mohou použít pouze za účelem zajištění bezpečného a spolehlivého provozu PS nebo DS, nikoli pro účely zajišťování výkonové rovnováhy nebo řízení přetížení.

Podle čl. 17 Směrnice 2019/944 mohou agregátoři, včetně nezávislých, vstoupit na trh bez souhlasu ostatních účastníků trhů. Nesou odpovědnost za odchylky, nebo ji mohou přenést dle čl. 5 Nařízení 2019/943. ACER uvádí odezvu na straně poptávky prostřednictvím agregace jako klíčový nástroj pro integraci rostoucího podílu výroby elektřiny z OZE i nově vznikající spotřeby, například způsobených tepelnými čerpadly a elektromobily, nákladově efektivním způsobem.¹⁰ Pro úspěšnou integraci tepelných čerpadel, elektromobilů a dalších je možné v členském

⁸ [RECOMMENDATION No 01/2026 OF THE EUROPEAN UNION AGENCY FOR THE COOPERATION OF ENERGY REGULATORS of 19 March 2026 on NRAs' reporting on barriers for non-fossil flexibility](#)

⁹ [Směrnice Evropského parlamentu a Rady \(EU\) 2019/944 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou](#)

¹⁰ [ACER initiates the drafting of new framework guidelines on demand response](#)

státě implementovat víc agregačních modelů.¹¹ Podle hlavy V Nařízení 2017/2195¹² je pro vyhodnocení flexibility nutné mít metodiku baseline, která se může lišit podle poskytované služby a typu zařízení. Existují dvě oblasti použití baseline – v rámci obchodní flexibility mezi zákazníkem a agregátorem a v rámci technické flexibility mezi agregátorem a provozovatelem soustavy¹³.

Podle čl. 16 Směrnice 2019/944 je účast v energetických společenství dobrovolná a členové mají možnost vystoupit ze společenství, aniž by ztratili svá práva jako zákazníci. Energetická společenství mají přístup k trhům s elektřinou a mohou vlastnit nebo provozovat distribuční sítě. Členské státy mohou umožnit přeshraniční zapojení energetických společenství, přičemž je zároveň nutné zajistit, aby tato společenství nesla finanční odpovědnost za odchylky, které způsobí v elektrizační soustavě. Energetická společenství mohou sdílet vyrobenou elektřinu.

Dle čl. 22 Směrnice 2018/2001¹⁴ musí členské státy zajistit, aby koneční zákazníci, zejména domácnosti, mohli vstoupit do společenství pro obnovitelné zdroje bez ztráty svých práv a povinností. Účast nesmí být omezena diskriminačními podmínkami a pro soukromé podniky platí, že tato činnost nesmí být jejich hlavní obchodní nebo profesní činností.

2.1.2 Technická oblast

Bariéry v technické oblasti mohou vznikat při pomalé nebo pouze částečné implementaci flexibilních technologií, například kvůli nedostatečnému technickému vybavení, chybějícím nástrojům, slabé digitální infrastruktuře či omezené integraci flexibilních zdrojů do stávajících procesů.

Pro podporu účasti zákazníků na trhu a rozvoj flexibility musí členské státy zavést inteligentní měřicí systémy (IMS) dle čl. 19(2) Směrnice 2019/944. Bez IMS nelze měřit spotřebu průběhově (v 15minutových intervalech), což omezuje vyúčtování a reakci na cenové signály. Zavedení IMS může být podmíněno analýzou nákladů a přínosů (CBA) dle přílohy II Směrnice 2019/944. Relevantní účastníci trhu musí mít přístup k datům spotřeby z průběhového měření. V ČR je instalace průběhového elektroměru podmínkou pro umožnění sdílení elektřiny, sjednání dynamických obchodních tarifů nebo účast na agregaci flexibility. Provozovatelé sítí a regulátoři mají vyvíjet ICT služby pro sběr, zpracování a sdílení údajů z IMS s oprávněnými třetími stranami, jako jsou agregátoři, mobilní aplikace a procesy registrace či certifikace poskytovatelů a produktů flexibility.

Členské státy zohlední rozvoj tzv. chytrých sítí s využitím digitálních technologií a automatizací ke zlepšení efektivity, spolehlivosti a udržitelnosti dodávky elektřiny. Provozovatelé sítí ve spolupráci s členským státem zohlední způsoby, jak síť stabilizovat a spravovat, bez nutnosti stavět nové vedení, rozvodny a další síťové prvky – tzv. non-wire solutions.

Využívání digitálních technologií a chytrých zařízení v elektrizační soustavě zvyšuje zranitelnost sítí vůči kybernetickým útokům, které mohou narušit provoz soustavy a/nebo integritu dat. Provozovatelé soustav a národní regulační orgány by proto měly zavést a vymáhat konzistentní pravidla pro kybernetickou bezpečnost, zavést pravidelné bezpečnostní audity, požadovat aktuálnost propojených systémů a posilnit bezpečnost přenosu dat z jednotlivých prvků v síti.

Podle čl. 24 Směrnice 2019/944 je nutné usnadnit interoperabilitu energetických služeb s cílem podpořit hospodářskou soutěž na maloobchodním trhu a zabránit vzniku nadměrných administrativních nákladů. Interoperabilita je definována jako schopnost dvou nebo více energetických či komunikačních sítí, systémů, zařízení, aplikací či komponent spolupracovat, vyměňovat si a používat informace za účelem provádění požadovaných funkcí.

2.1.3 Ekonomická oblast

Bariéry v ekonomické oblasti mohou vznikat v případech, kdy chybí finanční pobídky, tržní mechanismy nebo závazky státu pro podporu rozvoje a využití zdrojů flexibility. To se následně promítá do nízké dostupnosti nebo nevýhodnosti flexibility, zejména v počátečních fázích jejího rozvoje. Pokud neexistují trhy či služby, které by umožnily uplatnění nově vznikajících flexibilních zdrojů a zajistily jejich ekonomickou návratnost, stává se financování těchto projektů rizikovým. Bariérou však může být také opačný extrém – příliš nákladná flexibilita se na trzích neuplatní a účastníci trhů, včetně PPS a PDS, ji nebudou využívat.

¹¹ Framework Guideline on Demand Response 2022 str. 16

¹² Nařízení Komise (EU) 2017/2195, kterým se stanoví rámec pro obchodní zajišťování výkonové rovnováhy v elektroenergetice

¹³ Framework Guideline on Demand Response 2022 str. 17

¹⁴ Směrnice Evropského parlamentu a Rady 2018/2001 o podpoře využívání energie z obnovitelných zdrojů

Podle čl. 3 Nařízení 2017/2195 mají být služby výkonové rovnováhy, jakožto součást technické flexibility, obstarávány tržně a bez zbytečných překážek bránících vstupu nových účastníků na trh. Tržní zajištění může být podpořeno spoluprací PPS při výměně a sdílení SVR. Zdroje poskytující SVR musí mít zajištěn přístup k trhům bez ohledu na velikost i napěťovou hladinu, přičemž do 1 MW je toto zajištěné prostřednictvím agregace. Obstarávání kladné a záporné regulační zálohy má probíhat odděleně, pokud regulační orgán neschválí výjimku. Smlouvy na poskytování SVR se uzavírají den před jejím poskytnutím a délka smluvního období nepřesahuje jeden den, pokud toto neumožní národní regulátor jinak formou výjimky. Od 1. ledna 2026 dle čl. 6(11) Nařízení 2019/943 nesmí délka smluvního období, i v případě výjimky, přesahovat šest měsíců. Dodaná regulační energie musí být oceněna marginálně.

Pro řízení přetížení mohou PPS a PDS využívat nástroje jako rozvoj síťové infrastruktury, přezkum nabídkových zón, redispečink, nástroj pro řízení zátěže formou optimalizace spínání časů nízkého a vysokého tarifu u zákazníků na nízkém napětí, protiobchod nebo připojení tzv. negarantovaného výkonu. Redispečink představuje klíčový nástroj pro řízení přetížení, přičemž lokální trhy pro jeho realizaci budou primárně využívat flexibilní zdroje na úrovni distribuční soustavy. Nařízení 2019/943 stanovuje, že redispečink výroby a řízení spotřeby (DSR) musí být založen na objektivních, transparentních a nediskriminačních kritériích a otevřen všem technologiím, včetně přeshraničních řešení, pokud jsou technicky proveditelná. Netržní redispečink je povolen pouze za podmínek uvedených v čl. 13(3) Nařízení 2019/943. Bariéry v této oblasti zahrnují netržní nákup služeb bez splnění výjimek, chybějící transparentní proces pro posouzení podmínek netržního redispečinku a nedostatečné pravidelné přehodnocování důvodů jeho využití.

Podle čl. 18 Nařízení 2019/943 by měly síťové tarify vycházet z reálných nákladů PPS a PDS a reflektovat způsob využívání elektrizační soustavy. V případě zavedení IMS mají regulační orgány povinnost zvážit zavedení časově diferencovaných tarifů, které odpovídají skutečnému zatížení sítě a jsou pro konečné zákazníky srozumitelné a předvídatelné.

Směrnice 2019/944 ukládá členským státům povinnost zajistit regulační rámec umožňující dodavatelům nabízet smlouvy s dynamickým stanovením ceny elektřiny. Jednou z hlavních překážek pro zákazníky, kteří chtějí poskytovat DSR, je nedostatek cenových signálů, které by dostatečně odrážely skutečnou hodnotu elektřiny a náklady na její distribuci. Náklady na pořízení potřebného vybavení a IT nástrojů by neměly odrazovat aktivní zákazníky a vlastníky menších zdrojů flexibility od účasti na trzích.

Nařízení 2019/943 dále stanovuje povinnost zavedení 15minutového intervalu zúčtování odchylek ve všech oblastech plánování od 1. ledna 2021. Kromě upraveného intervalu zúčtování odchylek jsou pro flexibilní zdroje vhodné i produkty na denním a vnitrodenním trhu s 15minutovou granularitou.

2.1.4 Spotřebitelsko-inovační oblast

Bariéry ve spotřebitelsko-inovační oblasti mohou vznikat, pokud neexistuje dostatečné povědomí, důvěra a ochota spotřebitelů se aktivně zapojit do mechanismů flexibility, zejména v oblasti řízení spotřeby. Významnou roli hraje vnímání kontroly nad vlastní spotřebou a schopnost reagovat na cenové či technické signály. Tato schopnost musí být umožněna jak technicky, tak i dostatkem relevantních informací. Původem těchto bariér je např. neexistence informační kampaně, infocentra, zákaznické portály a motivační systémy, které mají za cíl zvýšit informovanost spotřebitelů¹⁵, posílit jejich důvěru a motivovat je k poskytování flexibility.

Běžným standardem pro interaktivní řízení spotřeby jsou i mobilní aplikace. Umožňují sledovat aktuální a historickou spotřebu, přijímat notifikace o možnostech úspory, automaticky řídit spotřebiče nebo integrovat řízení nabíjení elektromobilů či tepelného čerpadla. Příkladem jsou aplikace od energetických společností, agregátorů nebo nezávislých poskytovatelů (např. britský Octopus Energy¹⁶, německý Tibber¹⁷, německý Next Kraftwerke nebo francouzský Voltalis).

Prohloubení spolupráce mezi průmyslem a vzdělávacími institucemi může vytvořit prostor pro testování nových flexibilních řešení v praxi bez nutnosti jejich okamžitého plného souladu se stávajícími pravidly. Tento přístup

¹⁵ [E.ON Kundenportal \(komerční portál\)](#) nebo [Energiebesparen.nl \(státní portál\)](#), který má roli informačního centra zaměřeného na úspory energie, tipy na flexibilní využití energie a informace o energetických produktech.

¹⁶ Aplikace [Octoscope](#)

¹⁷ Aplikace [Tibber](#)

umožňuje ověřit funkčnost a přínosy inovací bez předčasného zafixování na jediné řešení, čímž podporuje technologickou neutralitu a otevřenou soutěž mezi různými přístupy, zvýšit atraktivitu technických oborů pro studenty, přispět k lepší informovanosti o možnostech uplatnění a podpoře inovací, a tím zvýšit počet kvalifikovaných odborníků v oblastech.

V neposlední řadě energetická chudoba představuje významnou překážku pro rozvoj flexibility. Domácnosti, které čelí ekonomickým, právním nebo sociálním omezením, si nemohou dovolit investice do technologií umožňujících aktivní řízení spotřeby nebo výrobu elektřiny – například domácí FVE, bateriová úložiště, tepelná čerpadla, chytré spotřebiče či elektromobily. Tyto domácnosti jsou tak vyloučeny z možnosti poskytovat flexibilitu, což snižuje celkový potenciál flexibility v soustavě a prohlubuje nerovnost v přístupu k energetické transformaci. Těmito technologiemi naopak typicky disponují vysokopříjmové domácnosti, pro které odměna za poskytování flexibility nemusí být motivační nebo relevantní, a tak zůstává tento potenciál nevyužit.

2.2 Aktuální stav v České republice

Tato kapitola popisuje aktuální stav v identifikovaných oblastech v České republice k datu předání FNA CZ na ERÚ v dubnu 2026. Předpokladem je, že aktivity plánované do konce Q3/2026 proběhnou v souladu s deklarovanými harmonogramy a budou dokončeny.

2.2.1 Regulatorní oblast

2.2.1.1 Aktivní zákazník

V České republice je aktivnímu zákazníkovi umožněna účast na energetických trzích a uzavírat dlouhodobé smlouvy s dodavatelem elektřiny. Aktivní zákazník může také vyrábět elektřinu v rámci svého odběrného místa. Po překročení limitu instalovaného výkonu 100 kW je zákazník povinen získat licenci pro výrobu elektřiny od ERÚ. Aktivní zákazník má právo účastnit se všech trhů samostatně, prostřednictvím energetického společenství nebo agregace. Aktivní zákazník nese odpovědnost za odchylku, nebo může smluvně přenést odpovědnost za odchylku na třetí stranu. V případě, že aktivní zákazník nespotřebuje nebo neuloží veškerou elektřinu vyrobenou v rámci svého OPM, má povinnost uzavřít smlouvu s obchodníkem i na výkup přetoků elektřiny¹⁸.

2.2.1.2 Smlouva o připojení výrobce a spotřebitele

Připojení výroby a spotřeby do PS je podmíněné uzavřením smlouvy o připojení dle vyhlášky č. 16/2016 Sb. v platném znění (Vyhláška o připojení)¹⁹. Připojení do sítě je možné bez ohledu na typ technologie v předávacím místě, avšak výrobny z podporovaných zdrojů mají přednost při posouzení smlouvy o připojení²⁰. V rámci žádosti o připojení PPS může vyžádat od žadatele zpracování a předložení studie připojitelnosti, jejichž rozsah stanoví PPS. Součástí studie může být např. síťové a zkratové výpočty, zpětné vlivy zařízení či technické provedení připojení.

Instrukce k podání žádosti o smlouvu o připojení jsou veřejně dostupné na webových stránkách ČEPS²¹. Komunikace k žádosti probíhá poštou nebo v elektronické podobě. Lhůta pro předložení studie připojitelnosti v případě žádosti o připojení do PS je 180 dnů. Není-li studie kompletní, žadatel má možnost doplnit studii. Po kladném vyřízení studie připojitelnosti, PPS žadateli předloží návrh smlouvy o smlouvě budoucí (SoSB). Po obdržení návrhu SoSB má žadatel 60 dnů na její přijetí.

SoSB rezervuje výkon zdroje a stanovuje veškeré práce nutné pro připojení zdroje do soustavy. Po podpisu SoSB žadatel okamžitě hradí nevratnou zálohu za oprávněné náklady související s pořízením, výstavbou nebo úpravami PS ve výši 50 % z hodnoty podílu na oprávněných nákladech, nejvýše však 50 mil. Kč. Pokud žadatel odstoupí od smlouvy o připojení, uhradí veškeré náklady, které provozovatel soustavy již vynaložil. Trvání mezi uzavřením SoSB a smlouvy o připojení se určuje individuálně na základě rozsahu prací, na kterých se podílí žadatel a provozovatel. Po uzavření smlouvy o připojení následuje vydání provozního oznámení, které potvrzuje splnění technických požadavků, a poté dochází k fyzickému připojení zdroje k PS.

¹⁸ Vyhláška č. 408/2015 Sb. o Pravidlech trhu s elektřinou

¹⁹ Vyhláška č. 16/2016 Sb. o podmínkách připojení k elektrizační soustavě

²⁰ Obnovitelné zdroje, druhotné energetické zdroje nebo kombinovaná výroba elektřiny a tepla dle [zákona č. 165/2012 o podporovaných zdrojích energie](#)

²¹ [Obecný postup připojování k PS, ČEPS](#)

Připojení zdroje v případech, kdy chce zákazník do stávajícího nebo nového odběrného místa připojit výrobu elektřiny s dodávkou vyrobené elektřiny do distribuční soustavy, musí s PDS uzavřít smlouvu o připojení. To platí i pro situace, kdy zákazník mění instalovaný či rezervovaný výkon, nebo mění způsob provozu zdroje (např. přidáním akumulace). Po podání žádosti o připojení (zpravidla online) a jejím vyhodnocení, zákazník s PDS uzavře smlouvu o připojení. Následně zákazník začne s přípravou odběrného místa, kdy zpravidla odborná elektromontážní firma provede instalaci výroby včetně vyhotovení požadované dokumentace a přípravu elektroměrového rozváděče podle podmínek uvedených ve smlouvě o připojení. Postup se řídí Vyhláškou o připojení a Pravidly provozování distribuční soustavy (PPDS). Včas a úplně podaná žádost je posouzena a PDS standardně do 30 dnů pro NN nebo 60 dnů pro VN/VVN předkládá návrh smlouvy, případně může vyžádat studii připojitelnosti. Tytéž přesné kroky a lhůty shrnuje metodika ERÚ.

Do 12 měsíců od termínu připojení uvedeného ve smlouvě o připojení by měl zákazník požádat o uvedení výroby do provozu (doba jeho rezervace). PDS může vyžadovat přiložení územně-plánovací informace a harmonogramu (zejména u výroby ≥ 100 kW). Pro uvedení výrobních modulů A1 a A2 (výroby do 100 kW) do provozu je nutné provést proces umožnění trvalého provozu výroby v paralelním provozu s DS (tzv. UTP), na jejímž základě je vydáno konečné provozní oznámení od PDS vůči zákazníkovi. U výroby nad 100 kW je před UTP nutné projít umožněním provozu pro ověření technologie a souladu (UPOS) – ověření souladu výrobního modulu s Nařízením 2016/631²² a PPDS. Teprve poté následuje UTP. Existuje modifikace pro mikrozdroje do 10,8 kW určené výhradně pro vlastní spotřebu bez přetoků – žádá se až po instalaci. Nutné je splnit limit impedance smyčky a technicky zamezit dodávkám do DS; rezervovaný výkon je 0 kW.

Po vystavení konečného provozního oznámení je zákazníkovi vyměněn elektroměr a může začít dodávat do DS. Je třeba mít na paměti, že dle platné legislativy by si měl sjednat i subjekt zúčtování pro odpovědnost za odchylku v předávacím místě výroby. Modifikace procesu existuje pro Zjednodušené připojení mikrozdroje na hladině NN (výroby bez přetoků), kdy zákazník žádá o smlouvu o připojení až po realizaci výstavby a přípravě jeho odběrného místa.

Přednost připojení mají dle zákona podporované zdroje energie (POZE); jinak PDS posuzuje žádosti zejména podle pořadí došlých žádostí, dostupné kapacity a bezpečného provozu. Specifickou možností, jak zvýšit připojitelnost, je připojení s negarantovaným výkonem. Mimo POZE není v předpisech obecně dána další priorita. Vyhláška o připojení a metodika ERÚ zároveň výslovně uvádí, že PDS při posouzení zohledňuje pořadí podaných žádostí. U souběhu požadavků postupuje PDS dle pravidel ve vyhlášce a PPDS; v případě vyčerpání kapacit PDS žádost odůvodněně odmítne nebo nabídne alternativní podmínky.

Vyhláška o připojení stanovuje také sazby i postupy pro stanovení oprávněných nákladů, které se liší podle napěťové hladiny a charakteru připojení. Novelizace Vyhlášky stanovila část podílu na oprávněných nákladech jako nevratnou. Obvyklé sazby pro nevratnou část jsou 0 % (NN), 30 % (rezervace kratší než 12 měsíců) nebo 50 % (rezervace delší než 12 měsíců) z podílu, s limitem maximálně 50 mil. Kč. Při dokončení projektu dochází k vyúčtování skutečných nákladů a doplatku/případných zůstatků dle smlouvy. U stávajících smluv musí žadatelé odsouhlasit dodatek nejpozději do 1. 11. 2026, jinak rezervace zaniká. PDS může již ve fázi žádosti/smlouvy vyžadovat relevantní územně-plánovací informaci a harmonogram (u větších zdrojů). Stavební povolení je předmětem stavebního řízení mimo PDS; pro PDS je zásadní splnění technických a provozních podmínek dle smlouvy a PPDS. Konkrétní požadované podklady (PD, revize apod.) jsou popsány v postupech distributorů.

Zájemci o připojení mají možnost ověření, zda je v žádané lokalitě dostupná distribuční kapacita pro jejich připojení. Tuto možnost nabízí všechny tři regionální provozovatele distribučních soustav. PREdistribuce nabízí přehled mapy podle napěťové hladiny²³, EG.D umožňuje přehled podle adresy nebo geosouřadnic²⁴ a ČEZdistribuce umožňuje přístup k interaktivní mapě, která rozlišuje připojení pro výroby, akumulace a odběry.²⁵ Podobné informace je možné najít i ve zprávě ERÚ, která se zabývá analýzou připojování výroby elektřiny do distribuční soustavy. Tato zpráva hodnotí vývoj počtu podaných žádostí o připojení, jejich schvalování či odmítání a skutečně realizovaná připojení v určitém období. Součástí je také odhad budoucích realizací připojení pro roky 2025–2027, včetně členění podle napěťových hladin. Poslední aktualizace proběhla v roce 2025.²⁶

²² Nařízení Komise (EU) 2016/631 kterým se stanoví kodex sítě pro požadavky na připojení výroby k elektrizační soustavě

²³ PREdistribuce mapa volné distribuční kapacity pro připojování

²⁴ EG.D mapa připojitelnosti

²⁵ ČEZdistribuce mapa dostupné kapacity

²⁶ Monitoring připojování výroby Elektřiny 2025

2.2.1.3 Proces připojení zařízení pro ukládání energie

Akumulace elektřiny, tzn. odběr, uložení a zpětná dodávka za bodem připojení k síti je legislativně umožněna a podmíněna měřením dodávky a odběru elektřiny. Akumulaci lze do přenosové nebo distribuční soustavy připojit samostatně nebo v rámci OPM se zařízením pro výrobu elektřiny. Pro připojení akumulace k již licencovanému zařízení bez dodatečné licence je potřeba, aby výkon akumulace nepřesáhl 1,2násobek výkonu již licencovaného zařízení ve stejném místě připojení^{27, 28}. Připojení zařízení pro ukládání energie do DS v případech, kdy chce zákazník do stávajícího nebo nového odběrného místa připojit výrobu elektřiny s dodávkou vyrobené elektřiny do distribuční soustavy, musí být s PDS řešeno uzavřením smlouvy.

Bez licence je možné provozovat akumulaci s výkonem do 100 kW. V tom případě je možná zpětná dodávka pouze obchodníkovi nebo agregátorovi, se kterým má takový provozovatel akumulace uzavřenou smlouvu. Provoz akumulace s instalovaným výkonem nad 100 kW je licencovanou činností, přičemž licenci uděluje ERÚ. Provozovatel akumulace nad 100 kW má právo dodávat elektřinu do sítě nebo ji obchodovat na trzích s elektřinou dle pravidel jednotlivých trhů, která definují OTE²⁹ a ČEPS v Kodexu přenosové soustavy část II³⁰.

Akumulovaná elektřina dodaná zpět do sítě není zatížena regulovanými platbami za zajišťování přenosu nebo distribuce, za systémové služby, za provoz nesíťové infrastruktury a ze složky ceny na POZE^{31, 32}, pokud jsou splněny podmínky EZ, Vyhlášky o PTE a cenového výměru ERÚ. Na tyto úlevy prakticky dosáhne pouze výrobce nebo akumulace I. kategorie. Stávající úlevy plánuje ERÚ upravit v rámci inovace tarifní struktury a tato inovace je navržena v doporučení č. 1 uvedeném v kapitole 2.3.1 a doporučení č. 1 uvedeném v kapitole 2.3.3.

PPS a PDS mohou vlastnit a provozovat zařízení pro ukládání energie pouze ve dvou případech – pokud se jedná o zařízení pro vlastní potřebu nesouvisející s řízením a PS a DS, nebo na základě povolení ERÚ, pokud se jedná o plně integrovaný prvek soustavy. V obou případech PPS a PDS nesmí ze zařízení dodávat elektřinu jinému účastníkovi trhu s elektřinou, ukládat elektřinu pro jiného účastníka trhu s elektřinou, poskytovat podpůrné služby nebo flexibilitu ani využívat toto zařízení jako náhradu za SVR nebo řízení přetížení podle čl. 13 Nařízení 2019/943.

V České republice je možnost vlastnictví, vývoje, správy nebo provozu veřejných dobíjecích stanic PDS předmětem §25b EZ. PDS může vlastnit, vyvíjet, spravovat nebo provozovat dobíjecí stanici pro elektrická vozidla, pouze pokud se nejedná o veřejně přístupnou dobíjecí stanici pro elektrická vozidla podle zákona o pohonných hmotách.

2.2.1.4 Sdílení elektřiny, energetická společenství a společenství pro obnovitelné zdroje

Sdílení elektřiny je v ČR umožněno s využitím i bez využití distribuční soustavy, vždy však musí být spotřebována ve stejném, patnáctiminutovém intervalu, ve kterém byla vyrobena. Aktivní zákazník může sdílet elektřinu mezi 11 členy s využitím distribuční soustavy nebo v rámci bytového domu mezi 1000 členy bez využití distribuční soustavy.

Energetická společenství jsou založena na dobrovolné otevřené účasti občanů, obcí či malých podniků. Jejich hlavním cílem je přinášet environmentální, sociální a ekonomické přínosy místním komunitám, nikoli generovat zisk. Obchodníci nesmí právo na sdílení nijak omezovat. Skupiny sdílení mohou mít až 1000 členů, a to jak při sdílení přes distribuční síť, tak v bytových domech. Společenství mohou volně kombinovat výrobní a odběrná místa. Aktivní zákazníci nejsou místně omezeni a mohou sdílet elektřinu bez geografických limitů. Vyhodnocení sdílení elektřiny probíhá na základě tzv. fixního klíče, kdy se vyrobená elektřina dělí rovnoměrně mezi členy společenství. Tento přístup však nezohledňuje reálnou spotřebu nebo technické možnosti jednotlivých členů, co doporučuje upravit doporučení č. 1 v kapitole 2.3.2. V roce 2025 bylo v České republice registrováno 82 energetických společenství, 19 418 aktivních zákazníků a 840 bytových domů zapojených do sdílení elektřiny³³.

Společenství pro obnovitelné zdroje je možné založit dle §20b EZ. Na rozdíl od energetického společenství se společenství pro obnovitelné zdroje zaměřuje výhradně na výrobu energie z obnovitelných zdrojů. Členy se mohou stát i střední podniky a hlasovací práva jsou omezena na členy, kteří se nachází v blízkosti provozovaných zařízení.

²⁷ Vyhláška o podmínkách připojení k elektrizační soustavě

²⁸ Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou

²⁹ Parametry krátkodobých trhů

³⁰ Kodex přenosové soustavy ČEPS část II

³¹ Vyhláška o Pravidlech trhu s elektřinou

³² Energetický zákon

³³ Tisková zpráva EDC 2025

2.2.1.5 Agregace

Agregátor sdružuje flexibilitu poskytovanou účastníky trhu v předávacích místech za účelem nabízení flexibility na trhu nebo pro řízení odchylky. Definice této entity, její činnosti a forma smlouvy, kterou může uzavírat, jsou definovány v národních právních předpisech dle evropské legislativy. V ČR se využívá tzv. korekční agregační model, při kterém obchodníkovi nevznikají ušlé zisky, jelikož spotřebitelé fakturuje předem zajištěné množství energie. Nezávislý agregátor je oddělen od obchodníka s elektřinou, přičemž tato činnost vyžaduje licenci pro obchodování s elektřinou od ERÚ. Integrovaný agregátor – agregátor a zároveň i dodavatel elektřiny – v ČR působí již od roku 2020³⁴. Agregaci lze realizovat na úrovni jednotlivých zařízení v rámci jednoho předávacího místa. Na základě požadavků na měření a výpočet odchylek je alokovaný právě jeden agregátor pro jedno zařízení. Nainstalované podružné měření umožňuje samostatné sledování výkonu jednotlivých agregovaných zařízení. Zařízení se sdružují do agregačních bloků, kde může být i jediné zařízení, pokud splňuje požadavky na měření a řízení³⁵.

Z právního hlediska mají možnost jak nezávislý, tak integrovaný agregátor, decentralizovaná výroba, zařízení pro akumulaci, spotřebitelé (vč. průmyslu a domácností) i členové energetických společenství vstupu na trhy, včetně trhu pro řízení přetížení v rámci ČR i přeshraničně při připojení do přenosové soustavy. Zdroje flexibility připojené do distribuční soustavy musejí mít před zahájením poskytování jakékoli flexibility povolen provoz od PDS, a to schválením žádostí o UPOS a následně o UTP. Každý subjekt musí respektovat specifická pravidla daného trhu, například minimální velikost nabídky – 0,1 MW pro krátkodobé trhy se silovou elektřinou dle jednotných parametrů³⁶ nebo 1 MW pro SVR dle Kodexu přenosové soustavy ČEPS část II³⁷. Subjekty s výkonem pod technická minima trhů mají možnost svůj výkon nabídnout agregátorovi. Využití agregace v ČR je navázané na vývoj EDC – agregace technické flexibility je možná již od 1. 8. 2026, zatímco agregace obchodní flexibility je v plánu od 1. 12. 2027.

2.2.1.6 Lokální trhy pro řízení přetížení nebo napětí v sítích

V ČR zatím neexistují lokální trhy pro řízení přetížení nebo napětí v sítích. NCDR vytváří příležitost pro vznik těchto trhů, v rámci kterých budou mít flexibilní zdroje možnost poskytovat služby za účelem řízení přetížení nebo napětí v sítích. Implementací těchto trhů bude možné využívat i rezidenční flexibilní zdroje (např. dodávku energie z akumulátorů elektromobilů, tzv. V2G, tepelná čerpadla, elektrokotle)³⁸. Implementací těchto trhů se zabývají doporučení č. 2 a č.3 uvedené v kapitole 2.3.3.

2.2.1.7 Povolovací procesy výstavby infrastruktury

V oblasti rozvoje elektrizační soustavy čelí PPS a PDS protichůdným tlakům – na jedné straně stojí transformace unijní elektroenergetiky a rozvoj intermitentních zdrojů energie, pro které je klíčové mít robustní a bezpečné přenosové i distribuční soustavy. Na straně druhé existuje bariéra v podobě délky trvání povolovacích procesů. Například celková doba výstavby technické infrastruktury v přenosové soustavě je velmi dlouhá a nutí ČEPS zahajovat předprojektovou přípravu více než 10 let před samotnou výstavbou. Takto dlouhý interval přináší rizika v podobě propadnutí platných povolení a stanovisek. Příkladem je souhlasné stanovisko k EIA, které má dle současné legislativy platnost 7 let s možností jednoho prodloužení o dalších 5 let. Toto stanovisko musí být platné po celou dobu povolovacího procesu, tedy až do vydání posledního povolení ke stavbě. Probíhající novelizace stavebního zákona má za cíl adresovat tyto bariéry, přičemž doporučení č. 3 uvedené v kapitole 2.3.1 tuto změnu navrhuje.

2.2.2 Technická oblast

2.2.2.1 Měření elektřiny

Východiskem zavádění IMS v České republice lze označit postup, jaký byl kodifikován přijetím vyhlášky č. 359/2020 Sb., o měření elektřiny³⁹ (Vyhláška o měření). Jejím prostřednictvím byly do národního právního rámce zapracovány nové požadavky unijních předpisů pro oblast vnitřního trhu s elektřinou týkající se zavádění IMS. V ČR se k měření elektřiny a vyhodnocení údajů používají tři typy měření – A, B a C, přičemž inteligentní měření bylo do předpisu zakotveno tak, že v rámci ustanovení definující měření typu C (§5) byly vytvořeny čtyři kategorie označované jako „C1“, „C2“, „C3“ a „C4“. První dvě C1 a C2 přitom naplňují požadavky na IMS dle evropské legislativy.

³⁴ Energetický zákon

³⁵ Kodex přenosové soustavy ČEPS část II

³⁶ Parametry krátkodobých trhů OTE

³⁷ Kodex přenosové soustavy ČEPS část II

³⁸ Unlocking flexibility: No-regret actions to remove barriers to demand response

³⁹ Vyhláška o měření elektřiny

Zároveň elektřina odebíraná z distribuční soustavy na napětové hladině nižší než 1 kV s přímým měřením a ročním odběrem elektřiny přesahujícím 6 MWh se má nejpozději od 1. července 2027 rovněž měřit typem C kategorie C1 nebo C2. Revizi Vyhlášky o měření elektřiny navrhuje doporučení č. 2 uvedené v kapitole 2.3.2, přičemž odhadem půjde až o 850 tisíc zákazníků. Jedná se především o odběratele s vyšší spotřebou, kteří využívají elektřinu i na vytápění a ohřev vody. Podíl odběrných míst na nízkém napětí s roční spotřebou nad 6 MWh činí 14,18 %. Tato skupina však představuje výrazně vyšší podíl na celkové spotřebě elektřiny, přibližně 60,86 %. Z toho vyplývá, že do poloviny roku 2027 bude dosaženo minimálně 60% pokrytí celkové spotřeby elektřiny na hladině nízkého napětí prostřednictvím chytrých elektroměrů⁴⁰. Jednotliví PDS zákazníkům IMS nainstalují podle svého vlastního harmonogramu.⁴¹ IMS má být vybavena i samostatná výrobní elektřiny, např. malá FVE, připojena přímo do distribuční sítě, s instalovaným výkonem do 10 kW a na napětové hladině do 1 kV, a také výrobní, která je součástí odběrného místa, např. domácnosti, jež elektřinu odebírá, případně i vyrábí a přetoky dodává zpět do sítě. IMS mají být vybaveni také členové energetických společenství a zákazníci, kteří se rozhodnou účastnit trhu s flexibilitou nebo žádají o nové OPM. Minimální technické požadavky na inteligentní měřicí systémy jsou definovány ve Vyhlášce o měření a jsou v souladu se Směrnicí 2019/944. Funkční a technické standardy, které by měly splňovat inteligentní měřicí systémy pro elektřinu, jsou popsány v metodice pro zavedení chytrého měření v České republice⁴².

2.2.2.2 Elektroenergetické datové centrum (EDC)

Za účelem podpory rozvoje decentralizované energetiky, posílení energetické soběstačnosti komunit, využívání obnovitelných zdrojů energie a odezvy na straně spotřeby bylo v České republice zavedeno Elektroenergetické datové centrum (EDC). EDC zajišťuje interoperabilitu dle referenčního modelu pro přístup k údajům o měření a spotřebě podle nařízení (EU) 2023/1162. Provoz EDC byl zahájen v Q4/2023, od kdy EDC podporuje sdílení elektřiny v rámci energetických společenství. K srpnu 2026 bude EDC umožňovat vyhodnocení akumulace s cílem zamezení dvojího zpoplatnění akumulace a bude umožněna agregace technické flexibility. Plnou implementaci funkcionalit EDC popisuje doporučení č. 3 uvedené v kapitole 2.3.2. Flexibilní zařízení mohou být registrována v EDC, přičemž v obchodním systému ČEPS je veden záznam o jejich certifikačním statusu. Vyhodnocení, zda je energetické zařízení nebo OPM zohledněno ve vyhodnocení flexibility, je prováděno EDC. Údaje o energetických zařízeních, včetně jejich technických možností, jsou zpřístupněny poskytovatelům flexibility, agregátorům, subjektům zúčtování DOD a PDS/PPS.

2.2.2.3 Připojení negarantovaného výkonu

V případech, kdy kapacita přenosové nebo distribuční sítě neumožňuje okamžité připojení nových zdrojů či odběrů, realizují PPS a PDS dílčí technická opatření, která lze provést v kratším časovém horizontu. Tato opatření slouží jako dočasné řešení, které umožňuje podmíněné připojení zákazníků do doby, než budou dokončena systémová opatření vedoucí k plnému rozvoji sítě. V ČR jsou umožněny smlouvy o připojení výroby elektřiny, dle kterých připojovaný výkon není garantovaný v plném rozsahu, ale jen v míře, která nemá nepříznivý dopad na provoz distribuční soustavy. Tento typ smlouvy umožňuje PDS/RDS připojit výrobu i v případě, kdy není možné garantovat veškerou potřebnou kapacitu ve 100 % času, a zároveň také poskytují PDS/RDS nástroj pro řízení přetížení a řešení N-1 v dotčených uzlových oblastech. Výrobcům v takovém případě do určitého procenta omezení nenáleží náhrada za nevyrobenou elektřinu.

2.2.2.4 Kybernetická bezpečnost sítě

V České republice probíhají také aktivity pro zabezpečení kybernetické bezpečnosti včetně nového zákona o kybernetické bezpečnosti (č. 264/2025 Sb.) s účinností od 1. listopadu 2025. Provozovatel přenosové soustavy i provozovatelé distribučních soustav podnikají kroky v podobě zajištění řady školení, konferencí a cvičení pro zaměstnance. Stávající bariérou v oblasti kybernetické bezpečnosti je zajištění bezpečnosti chytrých prvků sítě nebo digitálních technologií vyrobených mimo státy EU a NATO. Tato bariéra se odvíjí od skutečnosti, že u takovýchto střídačů byly zaznamenány zranitelnosti, na které výrobci nereagují. Tyto zranitelnosti je pak možné zneužít ze strany jakéhokoli útočníka. Připojení do internetu výrobci umožňuje převzít plně kontrolu nad daným zařízením. Pokud je těchto zařízení dostatečné množství, mohou svou aktivitou způsobit výpadky sítě, které pak mohou vést až k blackoutu. V rámci sdružení ČSRES byla k dané tématice vypracována neveřejná studie kybernetické bezpečnosti střídačů pro výrobní moduly fotovoltaických elektráren, která měla za cíl vyhodnotit současný stav v rámci České republiky a navrhnout možné kroky, které by pomohly situaci řešit. Tyto kroky jsou však ve velké většině netriviální, vyžadují komplexní pohled na řešení, spolupráci státních institucí jako například NÚKIB, nebo ERU i legislativní

⁴⁰ [Implementation plan of the Czech Republic in accordance with Article 20 of Regulation \(EU\) 2019/943](#), strana 32

⁴¹ [Zpráva z webu Ministerstva průmyslu a obchodu](#)

⁴² [Požadavky na smart metering v ČR z pohledu uživatele](#)

změny. Spolupráce napříč institucemi byla sjednocena pod platformu NAP SG gesčně spadající do kompetencí MPO s vedoucím pracovní skupiny NÚKIB. Zajištění kybernetické bezpečnosti popisuje doporučení č. 2 uvedené v kapitole 2.3.1.

2.2.3 Ekonomická oblast

2.2.3.1 Trh se SVR a certifikace

Český trh se SVR je plně transparentní a v souladu s unijní legislativou. Pravidla pro všechny SVR jsou detailně popsány v Kodexu přenosové soustavy část II⁴³ a informace o aukcích jsou také dostupné na stránkách provozovatele přenosové soustavy.⁴⁴ Poskytovatel SVR musí mít platnou a účinnou Dohodu o poskytování a platný certifikát. Vystavení certifikátu je podmíněné certifikačním měřením, které je prováděné podle metodiky měření jednotlivých služeb. Záměnce o poskytování SVR zajišťuje certifikaci prostřednictvím certifikátora a s dostatečným předstihem informuje ČEPS o termínech certifikace. Certifikátor zpracuje výsledky do tzv. zprávy o měření a technické zprávy, které spolu s datovými soubory zadá do obchodního portálu ČEPS (MMS), na základě kterých se vygeneruje certifikát. ČEPS následně do 11 pracovních dnů posoudí úplnost a správnost údajů. Pokud jsou v pořádku, certifikát potvrdí a zašle automatické oznámení o schválení a počátku platnosti (den po potvrzení). V případě nedostatků ČEPS certifikát zamítne a sdělí důvody s 30denní lhůtou pro nápravu; po opravě běží nová 11denní lhůta na posouzení.

ČEPS v procesu certifikace umožňuje využití typové certifikace, kdy je certifikační měření SVR provedeno pouze na jednom reprezentativním zařízení daného typu. Na základě výsledků tohoto měření může být následně vydán certifikát SVR i pro další zařízení stejného typu bez nutnosti opakování certifikačního měření. Záměnce o poskytování SVR/výrobce energetického zařízení zajišťuje provedení typové certifikace prostřednictvím certifikátora. Následující procesy odpovídají procesům v rámci běžného procesu certifikace.

ČEPS umožňuje provádět změny v agregačním bloku (AB) i bez nutnosti opětovného certifikačního měření. Poskytovatel SVR o takovou změnu žádá prostřednictvím obchodního portálu podle stanovených podmínek. ČEPS žádost posoudí a změnu schválí nejpozději do 11 pracovních dnů od jejího podání. Schválená změna je následně zaznamenána do Seznamu zařízení AB. Pokud je navrhovaná změna spojena s přidáním energetického zařízení, které nemá samostatný ani typový certifikát, ověřuje ČEPS nové hodnoty SVR pomocí zkušební aktivace. V případě neúspěšné zkušební aktivace vyzve ČEPS poskytovatele k jejímu opakování. Pokud ani opakovaná zkušební aktivace není úspěšná, vrátí ČEPS hodnoty SVR agregačního bloku na původní hodnoty uvedené v Seznamu zařízení AB. Pro další pokusy o přidání takového zařízení je pak nutné provést standardní certifikační měření prostřednictvím certifikátora. Změny agregačního bloku provedené bez opětovného certifikačního měření neprodlužují platnost certifikace jednotky. U energetických zařízení s instalovaným výkonem 1,5 MW a vyšším musí být před jejich přidáním do agregačního bloku proveden test komunikace a řízení mezi energetickým zařízením / agregačním blokem a dispečerským systémem ČEPS.

2.2.3.2 Podmínky pro poskytování SVR

V České republice je možné poskytovat SVR na zdrojích připojených jak do distribuční soustavy, tak i na skupině zdrojů. Zdroje v rámci jedné skupiny mohou být připojené do různých napěťových hladin a mohou mít rozdílné technologie. Účast na trhu je možná samostatně, prostřednictvím integrovaného agregátora nebo od 1. srpna 2026 také prostřednictvím nezávislého agregátora. Hlavní parametry trhů s RZ a RE jsou následující:

- Minimální velikost nabídek RZ i RE je 1 MW v souladu s Nařízením 2017/2195, přičemž poskytování prostřednictvím agregátora je umožněno.
- V souladu s výjimkou, kterou ČEPS udělilo ERÚ, probíhá obstarávání alespoň 40 % standardních produktů RZ a alespoň 30 % všech regulačních záloh jeden den před dnem poskytování a smluvní období nepřesahuje jeden den. Zbytek regulačních záloh je zajištěných v období delším než den před dodávkou.⁴⁵
- V souladu s čl. 6(11) Nařízení 2019/943 od 1. ledna 2026 délka smluvního období uzavřených kontraktů nepřesahuje šest měsíců.
- ČEPS je plně integrovaná v unijních platformách MARI, PICASSO a IGCC.
- Uzávěrka pro podávání nabídek regulační energie je 25 minut před okamžikem dodávky, tzn. až po uzavěrce vnitrodenního přeshraničního obchodování.

⁴³ [Kodex přenosové soustavy ČEPS část II](#)

⁴⁴ [Poskytovatelé PpS ČEPS](#)

⁴⁵ [Žádost o udělení výjimky podle čl. 6\(10\) Nařízení 2019/943](#)

- Poskytovatelé mají možnost nabízet RE i bez kontraktu na SVR formou tzv. volných nabídek RE.
- Oceňování RE z aFRR i mFRR je založeno na marginálním ocenění.
- Obstarávání kladné a záporné regulační zálohy probíhá odděleně.
- Pro standardní produkty RE z aFRR a mFRR je doba platnosti nabídky je 15 min. Pro specifický produkt mFRR5 je doba platnosti nabídky 1 hodina.
- Doba platnosti nabídek RZ u všech produktů je hodina/4 hodiny/den/týden/měsíc.
- Doba mezi deaktivací a následnou aktivací u standardního produktu aFRR a specifického produktu mFRR5 je 0 min. U standardního produktu mFRR je to 5x15 min a je to umožněno pouze zařízením, které z důvodu technologických omezení nejsou schopna poskytnout službu neomezeně. Toto omezení musí být řádně popsáno a odůvodněno a potvrzeno certifikační autoritou.

2.2.3.3 Integrace českých trhů do evropských a soulad s evropskými právními předpisy

ČEPS také podniká kroky k dobrovolné integraci trhů s RZ. ČEPS se zapojila do ALPACA a od 3. září 2025 přeshraničně vyměňuje RZ aFRR+ a aFRR- s PPS z Rakouska a Německa. Již před ALPACA ČEPS dobrovolně vstoupila 1. března 2023 do spolupráce FCRC, která umožňuje přeshraniční obstarávání RZ FCR a zahrnuje dvanáct provozovatelů přenosových soustav. ČEPS tímto umožnila poskytovatelům flexibility vstup do momentálně největšího evropského trhu s RZ FCR.⁴⁶

Nominovaný organizátor trhu s elektřinou, společnost OTE, a.s., umožňuje podat nabídky na denním trhu, kontinuálním vnitrodenním trhu i do vnitrodenních aukcí o minimální velikosti 100 kW a s granularitou 100 kW. Obchodovat 15minutové produkty je na vnitrodenním trhu možné od 1. července 2024, na denním trhu od 30. září 2025. Odchylna subjektů je rovněž od 1. července 2024 zúčtována v 15minutovém intervalu. Na začátku roku 2026 byla zkrácena uzávěrka kontinuálního, přeshraničního vnitrodenního trhu na 30 minut před dobou dodávky, v souladu s požadavkem revidovaného Nařízení 2019/943.

2.2.3.4 Redispečink

Pro řízení přetížení ČEPS používá především nenákladová nápravná opatření (změny topologie sítě, změny odboček PST transformátorů). Pokud tato opatření nejsou dostačující, může být použit redispečink. Historicky má ČEPS uzavřené dohody o redispečinku s výrobcí elektřiny připojenými do přenosové soustavy pro roky 2026 a 2027. Při aktivaci redispečinku ČEPS zohledňuje umístění zdroje a celkové náklady na provedení RD. Smlouva je uzavřena s každým poskytovatelem zvlášť a ve smlouvě je uvedená cena, kterou si stanoví poskytovatel redispečinku. Při potřebě provádět redispečink a za podmínek, že je možné vybírat z nabídky více různých poskytovatelů, ČEPS vybírá ty nejlevnější poskytovatele na základě cen, které jsou uvedené ve smlouvách. Cenu stanoví poskytovatel a v průběhu roku ji má možnost změnit. V případě, kdy neexistuje dohoda s výrobcem nebo je k dispozici jeden výrobce, který může přetížení efektivně odstranit, náklady se následně vypočítají zpětně (ex-post) podle ustanovení čl. 13 Nařízení (EU) 2019/943 tak, že poskytovatel předloží ČEPS výpis oprávněných nákladů, které ČEPS uhradí přímo poskytovateli. Za účelem řízení přetížení v PS, zdroje připojené do distribuční soustavy poskytují redispečink pouze na základě souhlasu PDS. Komunikace a aktivace těchto zdrojů probíhá telefonicky a prostřednictvím dispečinku PDS. Tyto zdroje tak musí být schopné komunikovat a přijímat povely k redispečinku, což je zejména relevantní pro menší zdroje připojené do distribuční soustavy, které nemají trvalý provoz dispečinku. Proto platí, že pokud ČEPS využívá netržní redispečink, není k dispozici žádná tržní alternativa a počet dostupných výrobních zdrojů, zařízení pro ukládání energie nebo zařízení řízení spotřeby je příliš nízký na to, aby byla zajištěna účinná konkurence v oblasti, kde se nacházejí vhodná zařízení pro poskytování této služby i vzhledem k omezením na straně zdrojů připojených do distribuční soustavy, která mají být zmírněna platformou pro redispečink a ROSC. Regulační oblast ČEPS nevykazuje opakující se ani předvídatelná přetížení. Nicméně problémy s přepětím se pravidelně objevují ve stejných lokalitách a v případě vyčerpání standardních opatření (automatická regulace jalového výkonu na provozovaných zdrojích, vypínání nezátížených vedení, zapínání kompenzačních tlumivek) je i v tomto případně nutné přistoupit k použití netržního redispečinku. I přes zpoždění v rámci implementace ROSC ČEPS a PDS navrhují centralizovanou platformu pro redispečink dle doporučení č. 3 uvedeného v kapitole 2.3.3.

Provozovatelé distribuční soustavy nepoužívají redispečink, protože momentálně k řízení přetížení používají jiná nápravná opatření. PDS primárně dlouhodobě rozvíjejí DS v návaznosti na průběžně aktualizované predikce růstu zatížení tak, aby v nich k přetížení za normálních provozních podmínek nedocházelo. V tomto smyslu je také řízen proces připojování zákazníků k DS, kde jedním z hlavních kritérií při posuzování připojitelnosti je právě

⁴⁶ Spolupráce FCR

limit dosažitelnosti lokálního přetížení síťových prvků. Současná legislativa PDS také umožňuje uzavírat smlouvy o připojení negarantovaného výkonu pro výrobní elektřiny a zařízení pro ukládání elektřiny (viz kap. 2.2.2.3). Tento typ připojení je využíván až v krajním případě. V síti NN je prostředkem k předcházení přetížení odezva na straně poptávky prostřednictvím odpovídajících tarifů (resp. Dvoutarifů a časy spínání HDO/ToU tabulek AMM). U sítě VN PDS využívají širokých manipulačních možností a rekonfigurace sítě tak, aby včas provedly vhodné přerozdělení zátěže mezi různé části sítě. Obdobně je tomu i v sítích VVN. Určitou míru řízení navíc poskytuje také nástroj síťový semafor, kterým se aktuálně řídí všichni poskytovatelé podpůrných služeb, do budoucna se plánuje rozšíření i na obchodní flexibilitu. Zpravidla se tato opatření využívají k řešení lokálních problémů bez specifické definice produktů čistě pro přetížení a bez specifické definice konkrétních požadavků na typ poskytovatele či typ technologie.

2.2.3.5 Časově diferencované kontrakty

V České republice existuje podoba časově diferencovaných kontraktů. Časové rozlišení na nízký a vysoký tarif existuje v rámci běžných distribučních sazeb (např. D25d, D26d). Nejedná se o dynamické ceny na základě trhu ale předem stanovené časy přepínání tarifů, řízené PDS.⁴⁷ Kromě produktů s fixní cenou elektřiny po celou dobu smlouvy někteří dodavatelé nabízejí také produkty s dynamickými cenami elektřiny⁴⁸. Odběratelé si v ČR mohou vybrat mezi cenou podle aktuální tržní ceny podle denních hodin a špičkových období⁴⁹ nebo produktů s dvoutarifním nastavením.⁵⁰ Dynamické určení ceny⁵¹ je možné i podle typového diagramu a ceny na trzích, což je podmíněno průběhovým měřením elektřiny, ideálně měřením typu C1 nebo C2. Spotřebitel má právo tuto smlouvu kdykoli vypovědět s výpovědní dobou 1 měsíc.⁵² Síťové tarify jsou součástí regulované složky ceny elektřiny a stanovuje je ERÚ. Dynamické síťové tarify nejsou v ČR zatím implementovány. Nicméně ERÚ provádí pilotní projekty jako např. Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech⁵³.

2.2.3.6 Síťový kodex pro odezvu na straně poptávky

Spotřebitel poskytující odezvu na straně poptávky potřebuje říditelné zařízení a řídicí jednotku, IMS a přístup k internetu. Zákazníci, kteří se zapojí do sdílení elektřiny, obdrží od svého distributora IMS zdarma. Pro ostatní spotřebitele mohou být vstupní náklady nízké, zejména pokud spotřebitel využije své stávající vybavení a agregátor část zbývajících technologií poskytne nebo pronajme. Vyhodnocení služby na základě specifického měření konkrétní části zátěže, které umožní nezávislé ověření poskytnuté flexibility (DMD) dle revidovaného Nařízení 2019/943, může dále výrazně snížit náklady malých spotřebitelů. Toto DMD měřicí zařízení by ale mělo mít stejnou granularitu, třídu přesností a další funkcionality jako běžné chytré měřicí přístroje. Implementaci legislativního balíčku NC DR pro zavedení pravidel v oblasti odezvy na straně poptávky navrhuje doporučení č. 2 uvedené v kapitole 2.3.3.

2.2.4 Spotřebitelsko-inovační oblast

2.2.4.1 Informovanost zákazníků o flexibilitě

V České republice informují jak ústřední orgány státní správy (MPO, MŽP), ERÚ, tak regulované subjekty v elektroenergetice o flexibilitě i možnostech se na ní podílet – jak ČEPS⁵⁴, EDC⁵⁵, ERÚ^{56, 57}, i MŽP⁵⁸. Pro samosprávy, lokální akční skupiny a firmy informace koordinuje Unie komunitní energetiky⁵⁹. MPO zajišťuje bezplatné energetické poradenství pro širokou veřejnost prostřednictvím Komplexního Energetického konzultačního a informačního střediska (K-EKIS). Energetičtí specialisté se zaměřují na oblasti úspor energií, využívání obnovitelných zdrojů a dotačních programů. Komponenta 7.3 v Národním plánu obnovy s názvem „Komplexní reforma poradenství týkajícího se renovační vlny v České republice (REPowerEU)“ se mimo jiné zaměřuje i na

47 Distribuční sazby jsou způsoby účtování distribuce podle využití a denní doby. Určuje, jak a kdy zákazník odebírá elektřinu (časové pásmo, účel použití – např. D25d = dvoutarifní, ohřev vody a topení). Síťový tarif stanoví, kolik zákazník zaplatí za používání sítě podle množství spotřebované elektřiny.

48 [Ceníky ČEZ ESCO](#)

49 Produkt SPOT od ČEZ je dynamický tarif, kde se cena elektřiny každý měsíc odvíjí od hodinových cen na denním trhu OTE a přepočítává se podle kurzu ČNB. Výsledná cena je váženým průměrem těchto cen a očekávané spotřeby podle typového diagramu dodávky. Platí jednotná cena pro oba tarify (VT/NT) a zahrnuje i cenu za odchylku a služby. Pokud vyjde záporná cena, zákazník platí symbolickou 1 Kč/MWh.

50 Pro zákazníky s dvoutarifní distribuční sazbou platí různá cena elektřiny pro vysoký a nízký tarif. K vypočtené ceně elektřiny dodavatel přičítá cenu za odchylku a další související služby, přičemž konečná cena za 1 MWh již tyto náklady zahrnuje.

51 [Vzory pro vypovězení smlouvy dle EZ para 11ca](#)

52 [Co pro spotřebitele změnila letošní novela energetického zákona ERÚ](#)

53 [Koncepce propojení nového designu trhu v elektroenergetice s požadavky na změnu v regulovaných cenách a tarifech](#)

54 [Poskytovatelé PpS](#)

55 [Elektroenergetické datové centrum](#)

56 [Média ERÚ](#)

57 [Webinář ERÚ: Sdílení elektřiny | eru.cz](#) a [Webinář ERÚ: Sdílení elektřiny II. | eru.cz](#)

58 [Brožura pro sdílení elektrické energie v bytových domech OEOK](#)

59 [Články Unie komunitní energetiky](#)

renovaci K-EKIS⁶⁰ pro systematickou osvětu rozvoje flexibility, cílené komunikace a podpory obousměrné interakce mezi institucemi a všechny účastníky trhu se speciálním zaměřením na spotřebitele⁶¹. Rozšířením informovanosti zákazníků o flexibilitě se zabývá doporučení č. 4 uvedené v kapitole 2.3.1.

2.2.4.2 Využití smluv s dynamickým určením obchodní ceny

Aktivní zákazníci v EU vykazují averzi k přechodu na smlouvy s dynamickým určením obchodní ceny z důvodu nemožnosti mitigace rizika dlouhodobého zvýšení cen (tzv. Peak-to-Bill Anxiety⁶²). Zákazníci proto preferují smlouvy s fixní cenou, které sice nabízejí ochranu před cenovými riziky, ale poskytují minimální pobídky k využití potenciálu flexibility těchto zákazníků. V důsledku toho zůstává značná část jejich potenciálu nevyužita, což má negativní dopady na efektivitu celého energetického systému a na integraci obnovitelných zdrojů energie. Stejný přístup zákazníků je možné očekávat i v ČR při uvádění těchto dynamických produktů na trh. Obavu zákazníků z nečekaného růstu účtů za elektřinu kvůli cenovým špičkám navrhuje zmírnit doporučení č. 4 uvedené v kapitole 2.3.3.

2.2.4.3 Projekty s flexibilními technologiemi

Implementaci inovativních technologií pro podporu rozvoje flexibility podporují akční kroky v národních strategiích a akčních plánech. Vodíková strategie České republiky zadává pilotní projekt výstavby elektrolyzérů pro výrobu vodíku⁶³. Národní akční plán pro chytré sítě 2025–2030 zadává pilotní projekty jako implementace chytrých stanic pro vybrané napěťové hladiny nebo integrace elektromobility do distribuční sítě⁶⁴. Národní akční plán pro rozvoj flexibility navrhuje opatření pro podporu rozvoje flexibility⁶⁵.

V České republice zatím není zaveden systematický rámec pro realizaci projektů zaměřených na flexibilní technologie, konkrétně na odezvu na straně poptávky, dlouhodobé úložiště energie a na další nefosilní technologie. Přestože některé iniciativy probíhají, neexistuje transparentní mechanismus, který by umožňoval testování alternativních a nových technologií jako vodík a biometan nebo například různé modely agregace. Koncept pro přístup ČR k inovacím v oblasti flexibility navrhuje doporučení č. 4 uvedené v kapitole 2.3.2.

2.2.4.4 Odezva na straně poptávky

Nevyužitý potenciál flexibility představuje odezva na straně poptávky domácností, které se nezapojují do poskytování flexibility z důvodu nedostatečné informovanosti a přítomnosti výše popsaných technických a ekonomických bariér. Domácnosti ohrožené energetickou chudobou navíc nejsou schopné investovat do flexibilních technologií – fotovoltaiky, bateriových úložišť, tepelných čerpadel, elektromobilů nebo chytrých spotřebičů. Bez flexibilních technologií nebudou mít možnost profitovat z dynamických síťových tarifů a odpovídajících dynamických smluv na dodávku elektřiny tak jako domácnosti disponující těmito technologiemi.

2.2.4.5 Flexibilní technologie pro domácnosti

Program Nová zelená úsporám Light nabízí podporu pro úspory energií pro byty a domy obyvatelů, zároveň otevírá také možnost aktivního zapojení domácností do trhu s flexibilitou. Příspěvek je primárně určen na úspory energií v rodinných a bytových domech, například na výměnu kotle na fosilní palivo za tepelné čerpadlo. Tento program MŽP je administrovaný Státním fondem životního prostředí ČR⁶⁶. Obecně je potřebné stávající programy zaměřené na obstarání flexibilních technologií zahrnout do informačních kampaní o možnostech a benefitech poskytování flexibility a zaměřit je na skupiny ohrožené energetickou chudobou. Takový přístup sníží energetickou zranitelnost spotřebitelů a může postupně omezit i potřebu přímé finanční podpory v případě energetických krizí.

⁶⁰ MPO Efekt

⁶¹ Národní plán obnovy ČR

⁶² [Dynamic electricity tariffs are not as risky as they seem: Peak-to-Bill Anxiety](#)

⁶³ [Vodíková strategie ČR 2024](#)

⁶⁴ [Národní akční plán pro chytré sítě 2025–2030](#)

⁶⁵ [Národní akční plán rozvoje flexibility](#)

⁶⁶ [Závazné pokyny pro žadatele a příjemce podpory – Nová zelená úsporám Light](#)

2.3 Doporučení možných opatření

Tato kapitola shrnuje konkrétní doporučení pro odstranění identifikovaných bariér a podporu rozvoje flexibility v České republice ve třech kategoriích:

- Krátkodobá opatření – opatření, která lze realizovat v horizontu do 1 roku. Tato doporučení shrnují již probíhající změny, reagují na aktuální nedostatky a mohou rychle odblokovat potenciál flexibility.
- Střednědobá opatření – opatření s horizontem realizace 1–3 let. Tato doporučení vyžadují dodatečnou přípravu, koordinaci anebo legislativní základ, proto je doba realizace delší.
- Dlouhodobá opatření – opatření s výhledem realizace nad 3 roky. Tato doporučení směřují k systémovým změnám, které umožní plné využití potenciálu flexibility v ES ČR.

2.3.1 Krátkodobá opatření

1. **Inovace tarifní struktury (ITS) na VVN a VN.** Cílem této změny je adresovat výjimky ve stávajícím tarifním systému, zaměřit se na technologickou neutralitu a zlepšit adresnost nákladů spojených s provozem sítí VVN a VN. Hlavní připravovanou změnou je nahrazení ceny za rezervovanou kapacitu cenou za rezervovaný příkon a cenou za maximální naměřený čtvrt hodinový odebraný výkon ze soustavy.

Indikátor plnění	Schválený cenový výměr pro hladiny VVN a VN pro rok 2027 obsahuje navrhovaná opatření z ITS.		
Gesce	ERÚ	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	1. 1. 2027	Stav opatření	Probíhá

2. **Zajištění kybernetické bezpečnosti.** Z pohledu kybernetické bezpečnosti je nutné, aby MPO vzalo na vědomí závěry studie ČSRES o kybernetické bezpečnosti a navrhlo další kroky vedoucí k odstranění rizik a k zajištění bezpečnosti digitálních technologií a chytrých prvků v elektrizační soustavě ČR.

Indikátory plnění	Studie ČSRES posouzena a opatření k odstranění zjištěných rizik navržena pracovní skupinou, kterou svolá MPO.		
Gesce	MPO	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	12/2026	Stav opatření	Nezahájeno

3. **Zkrácení procedur při budování energetické infrastruktury.** Celková doba výstavby technické infrastruktury v elektrizační soustavě je velmi dlouhá a takto dlouhý interval přináší rizika v podobě propadnutí platných povolení a stanovisek. Je potřeba posoudit možnosti zkrácení povolovacích procedur.

Indikátory plnění	Posouzení možností zkrácení povolovacích procedur pro energetické stavby v rámci novelizace zákona č. 283/2021 Sb. (Stavební zákon).		
Gesce	MPO, MMR	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	06/2027	Stav opatření	Probíhá

4. **Zajištění informovanosti zákazníků o flexibilitě.** Doplnit a rozšířit stávající informační nástroje, resp. doplnit připravované informační kampaně a nástroje plynoucí z milníků NPO o informace o možnostech a benefitech poskytování flexibility v rámci ES ČR. Možností je rozšířit o tyto informace E-KIS a také zacílit stávající dotační programy na flexibilní technologie a na skupiny ohrožené energetickou chudobou.

Indikátory plnění	Jednotné kontaktní místo pro energetiku nabízí informace spojené s agregací, akumulací a poskytováním flexibility v ES ČR.		
Gesce	MPO, MŽP	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	Q2/2026 v návaznosti na plnění NPO ČR	Stav opatření	Nezahájeno

2.3.2 Střednědobá opatření

1. **Vytvoření dynamického nebo hybridního alokačního klíče pro vyhodnocení sdílení elektřiny.** Tento nový klíč umožní dynamické rozdělování sdílené elektřiny podle aktuálních potřeb a schopností jednotlivých účastníků energetického společenství.

Indikátor plnění	Flexibilní klíč pro vyhodnocení sdílení elektřiny pro energetické společenství definován v pravidlech trhu a implementován v EDC.		
Gesce	EDC, ERÚ	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	01/2028	Stav opatření	Nezahájeno

2. **Revize Vyhlášky o měření elektřiny.** Zavádění IMS má dopad nejen na dostupnost a vyhodnocení flexibility, ale také na zavádění kapacitního mechanismu (KM) v ČR. Vyhláška určuje podmínky pro zavedení IMS v ČR, aktuálně pro OPM na napěťové hladině nižší než 1 kV s přímým měřením a ročním odběrem elektřiny přesahujícím 6 MWh. MPO a PDS přehodnotí hranici ročního odběru a doporučí její snížení s cílem zvýšit penetraci IMS v ČR. Revize zohlední požadavky stávající legislativy⁶⁷, včetně případného posouzení způsobu zavedení IMS, a zajistí dostatečnou penetraci chytrého měření, aby náklady na KM bylo možné alokovat na spotřebitele podle jejich spotřeby v obdobích s nejvyšší cenou elektřiny⁶⁸.

Indikátory plnění	Vyhláška o měření aktualizována dle potřeby.		
Gesce	MPO, PDS	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	2026	Stav opatření	Nezahájeno

3. **Plná implementace funkcionalit EDC.** V roce 2027 dojde ke spuštění funkcionalit EDC, které umožní poskytování služeb pro agregaci obchodní flexibility, plnou verzi síťového semaforu a další činnosti. Tato rozšíření navazují na milník plánovaný k srpnu 2026, kdy EDC umožní vyhodnocení akumulace pro zamezení dvojího zpoplatnění bateriových systémů, spustí nový síťový semafor a podpoří agregaci technické flexibility. Společně tak vytvoří základní infrastrukturu pro efektivní rozvoj nefosilní flexibility v České republice.

Indikátory plnění	EDC poskytuje služby agregace obchodní i technické flexibility a plnou verzi síťového semaforu.		
Gesce	EDC	Typ opatření	Technická implementace
Termín	12/2027	Stav opatření	Probíhá

4. **Koncept pro přístup ČR k inovacím v oblasti flexibility.** Technologie hrají klíčovou roli v moderní elektroenergetice, zejména v kontextu rostoucího podílu obnovitelných zdrojů, decentralizace výroby a potřeby efektivního řízení spotřeby. Česká republika (společně s EU) by měla aktivně podporovat vývoj, testování a nasazení technologií s cílem posílit svou konkurenceschopnost, technologickou soběstačnost a energetickou bezpečnost, a to zejména

- spoluprací průmyslu a vzdělávacích institucí na testování nových flexibilních technologií a pilotních projektů, například s využitím stávajících českých a evropských dotačních titulů;
- podporou vzdělávání a rekvalifikace v oblastech, které jsou pro ČR relevantní v oblastech vývoje a výroby inovativních flexibilních technologií;
- zjednodušením administrativy a zvýšením informovanosti o podpoře pro inovace, jak v ČR (TAČR) tak v EU (Horizon Europe).

Indikátory plnění	Koncept pro přístup ČR k inovacím v oblasti flexibility schválen MPO. Koncept implementován do národních plánů a koncepcí v oblasti průmyslu, energetiky, místního rozvoje a vzdělávání.		
Gesce	MPO	Typ opatření	Vypracování konceptu
Termín	01/2027	Stav opatření	Nezahájeno

⁶⁷ Směrnice Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/944 o společných pravidlech pro vnitřní trh s elektřinou, Příloha II

⁶⁸ Bod 26 Přílohy I Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF)

2.3.3 Dlouhodobá opatření

- Inovace tarifní struktury (ITS) na NN.** Cílem této změny je stávající, technologicky konkrétní tarify zjednodušit pro obchodníky, provozovatele sítí i zákazníky a učinit je technologicky neutrálními. Nyní je zvažováno testování nové sazby v rámci pilotního projektu od roku 2027/2028. Předpokladem je možnost přiznání této sazby pro všechny zákazníky s IMS nejdříve od roku 2030.

Indikátory plnění	Pilotní projekt ITS na NN vyhodnocen ERÚ. Schválený cenový výměr pro hladinu NN pro rok 2030 obsahuje navrhovaná opatření z ITS.		
Gesce	ERÚ	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	Pilotní projekt pro ITS na NN zvažován v období 2027–2029. Od 2030 mohou zákazníci s IMS aplikovat nový tarif	Stav opatření	Nezahájeno

- Implementace legislativního balíčku NC DR.** Nová unijní pravidla připustí tržní obstarávání některých služeb flexibility, které umožní PPS a PDS řídit soustavu a optimalizovat investice do nové infrastruktury, včetně rozvoje sítí. Plná implementace předpokládá vytvoření národních pravidel pro:

- poskytovatele, jimž umožní podávat nabídky na tyto nové trhy. Národní pravidla také sjednotí procesy pro certifikaci poskytovatelů;
- tzv. flexibility information system, který centralizuje informace o zařízeních a poskytovatelích flexibility, např. o jejich platné certifikaci;
- tržní obstarávání flexibility na lokálních trzích;
- koordinaci provozovatele přenosové soustavy a provozovatelů distribučních soustav;
- stanovení a validaci metody baseline nejen pro trh se SVR, ale také pro lokální trhy a velkoobchodní trhy s elektřinou.

Indikátory plnění	Metodiky a národní pravidla schválené ERÚ. Změny plynoucí z metodik implementované do procesů a postupů v ČR.		
Gesce	MPO, ERÚ, PPS, PDS a EDC	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	Dle aktuálního stavu NCDR – bude doplněno	Stav opatření	Zahájeno v oblasti baseline a certifikace pro SVR

- Implementace nových trhů s flexibilitou v ČR.** V kontextu využívání zdrojů flexibility může od roku 2028 vznikat několik trhů, na kterých se mohou tyto zdroje uplatnit. PPS a PDS prostřednictvím EDC plánují implementovat centralizovanou platformu pro redispečink (PLATR) s cílem snížit administrativu a zlepšit koordinaci mezi provozovateli sítí a poskytovateli. V souladu se Směrnicí 2019/944 je také nutné zajistit tržní nákup nefrekvenčních podpůrných služeb. Otevřeným bodem je podoba trhů s obchodní flexibilitou, která může mít formu stávajících trhů se silovou elektřinou, nebo také formu nového trhu, na kterém si subjekty zúčtování koupí závazek od poskytovatelů dodat flexibilitu pro vyrovnání možných odchylek obchodních pozic. V neposlední řadě NC DR umožňuje implementaci lokálních trhů, např. se službami řízení přetížení nebo napětí, jako doplněk nebo alternativu k posilování elektrizační soustavy a připojování zařízení do uzavřených oblastí. Je nutné koordinovat vznik těchto trhů na národní úrovni tak, aby docházelo k efektivnímu využívání flexibility.

Indikátory plnění	Parametry trhů a produktů schváleny ERÚ. Trhy a platformy implementovány a otevřeny poskytovatelům.		
Gesce	MPO, ERÚ, PPS, PDS a EDC	Typ opatření	Implementace nových trhů a produktů
Termín	2029	Stav opatření	Nezahájeno

- 4. Koncepce řešení obav spotřebitelů z vysokých cen elektřiny (tzv. Peak-to-Bill Anxiety) u tarifů se spotovou cenou.** Se zaváděním smluv s dynamickým určením ceny se pojí také obava zákazníků z nečekaného růstu účtů za elektřinu kvůli cenovým špičkám, což představuje zásadní bariéru pro využití potenciálu flexibility těchto domácností a firem. Je potřebné na tuto bariéru v ČR koncepčně reagovat. Vznikající koncepce proto popíše možné řešení nebo jejich kombinaci a zaměří se zejména na:

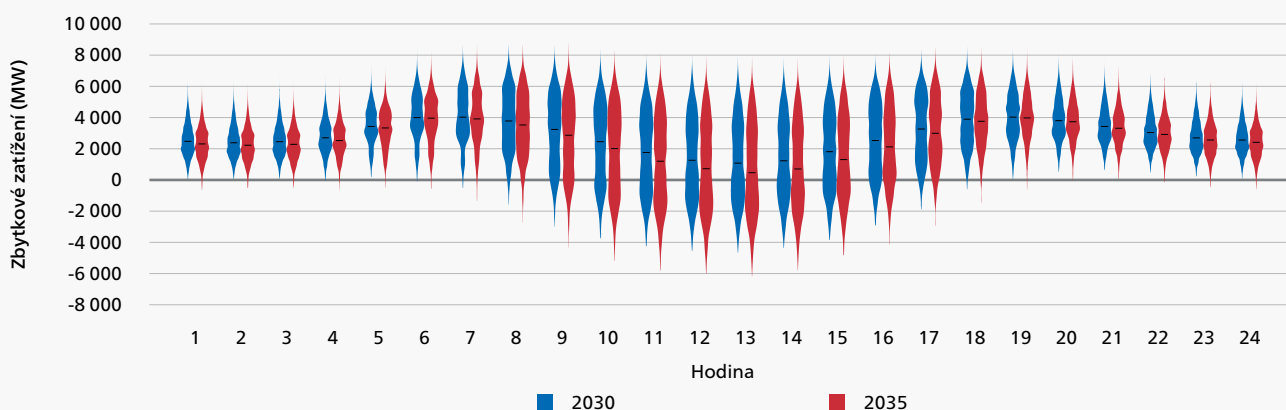
- regulační ochranné mechanismy, například státní garance, cenové stropy, povinnost pojištění obchodníků nebo zákazníků proti cenovým špičkám, a další způsoby ochrany aktivních zákazníků i zákazníků ohrožených energetickou chudobou. Tyto mechanismy však na druhou stranu musí zachovat dostatečnou motivaci měnit spotřebu aktivních zákazníků a chovat se tak flexibilně;
- hybridní smlouvy na dodávku elektřiny rozdělením na spotřebu s fixní cenou a spotřebu se spotovou cenou, například fixní cena pro předem definovaný profil odběru a spotová cena pro spotřebu nad rámec profilu;
- cílené vzdělávání a informovanost v návaznosti na doporučení k rozšíření E-KIS, například zajištěním transparentnosti v nabídce produktů s dynamickým určením ceny nebo zvýšením povědomí o možných regulačních ochranných mechanismech. Informace je potřeba zákazníkům poskytovat cíleně podle jejich energetické gramotnosti a dostupnosti flexibilních technologií.

Indikátory plnění	Koncepce řešení obav spotřebitelů z vysokých cen elektřiny u tarifů se spotovou cenou připravena.		
Gesce	MPO, ERÚ	Typ opatření	Změna legislativy a národních pravidel
Termín	2029	Stav opatření	Nezahájeno

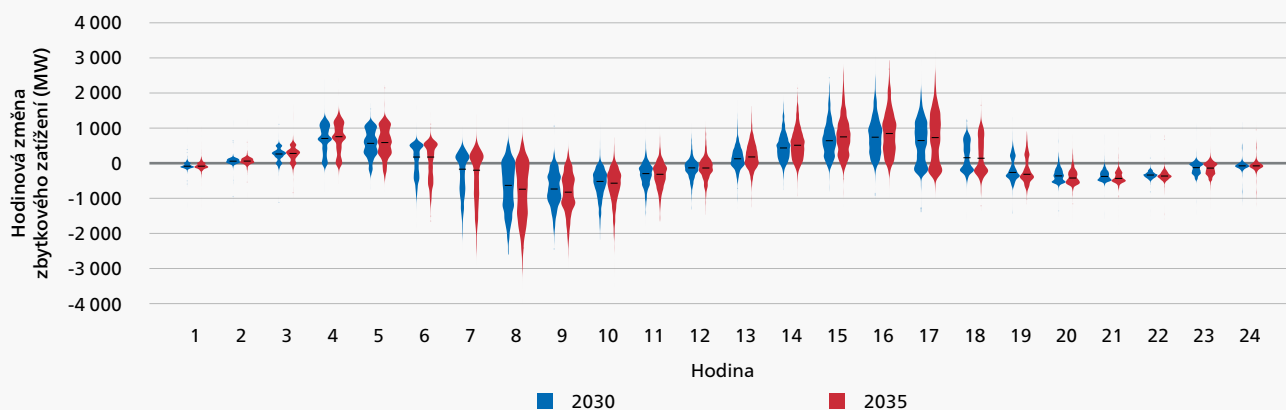


Příloha A – Ostatní grafy

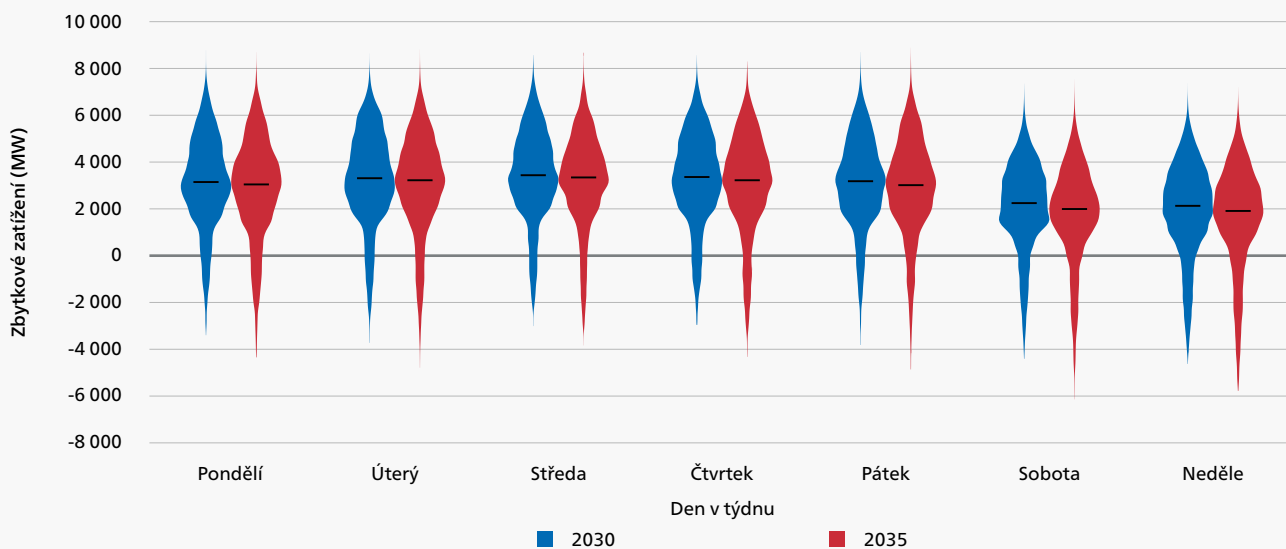
Obr. 0.1 Rozložení zbytkového zatížení v hodinách dne



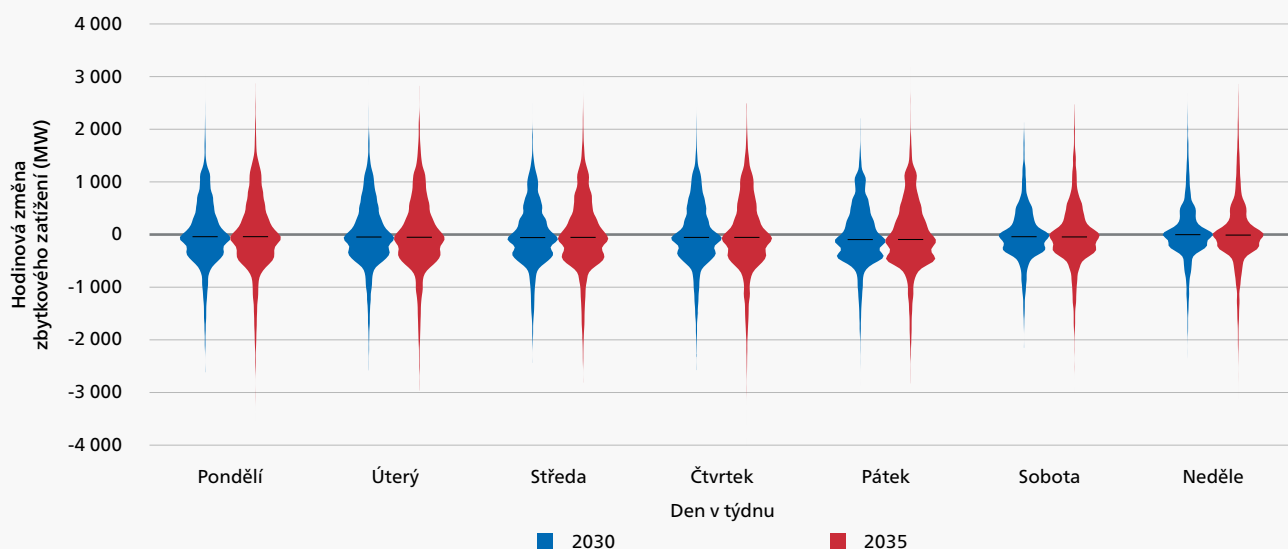
Obr. 0.2 Rozložení hodinové změny zbytkového zatížení v hodinách dne (na základě požadavku v čl. 9(1) metodiky FNA)



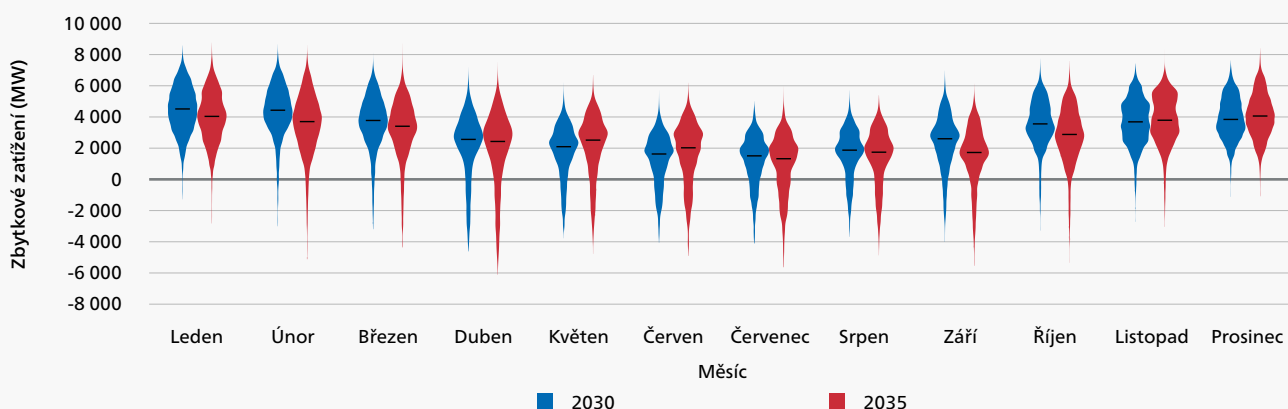
Obr. 0.3 Rozložení zbytkového zatížení v dnech týdne



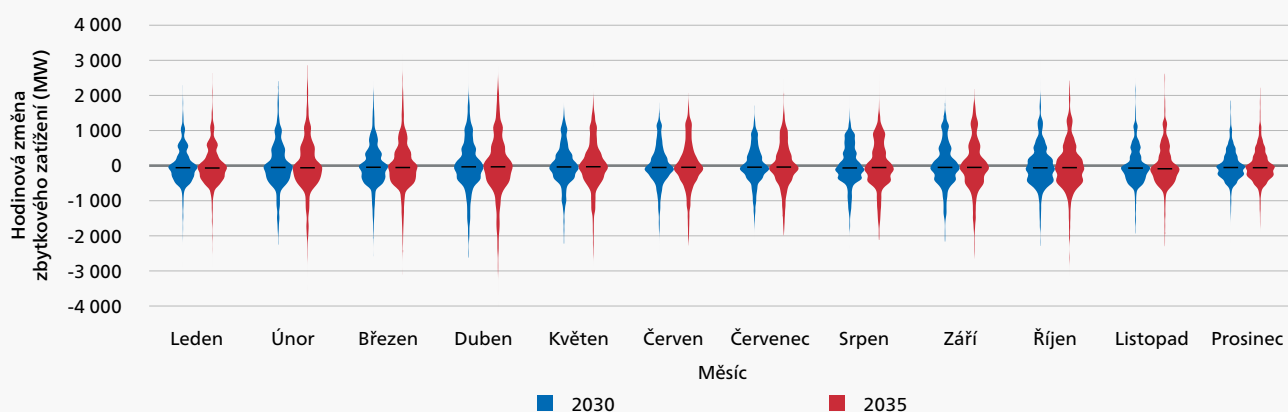
Obr. 0.4 Rozložení hodinové změny zbytkového zatížení v dnech týdne (na základě požadavku v čl. 9(1) metodiky FNA)



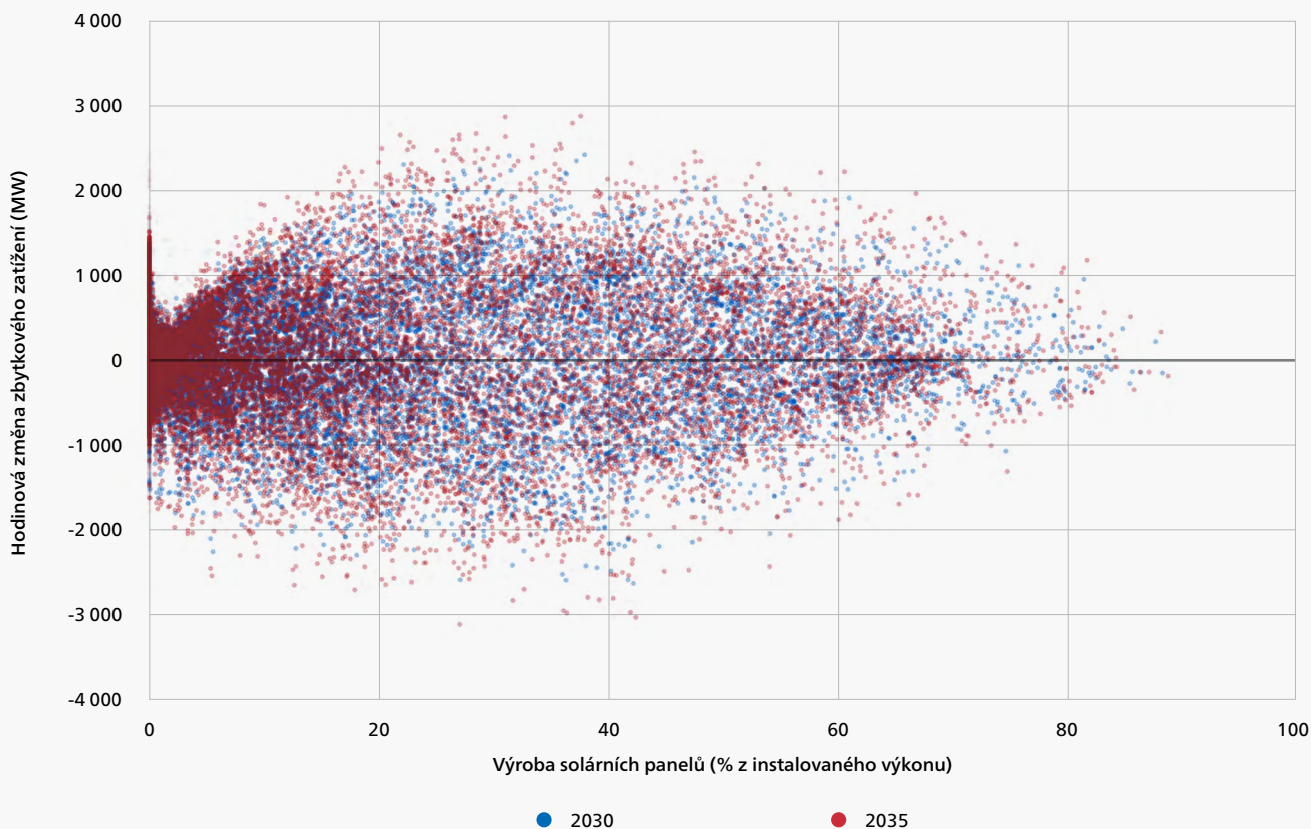
Obr. 0.5 Rozložení zbytkového zatížení v měsících roku



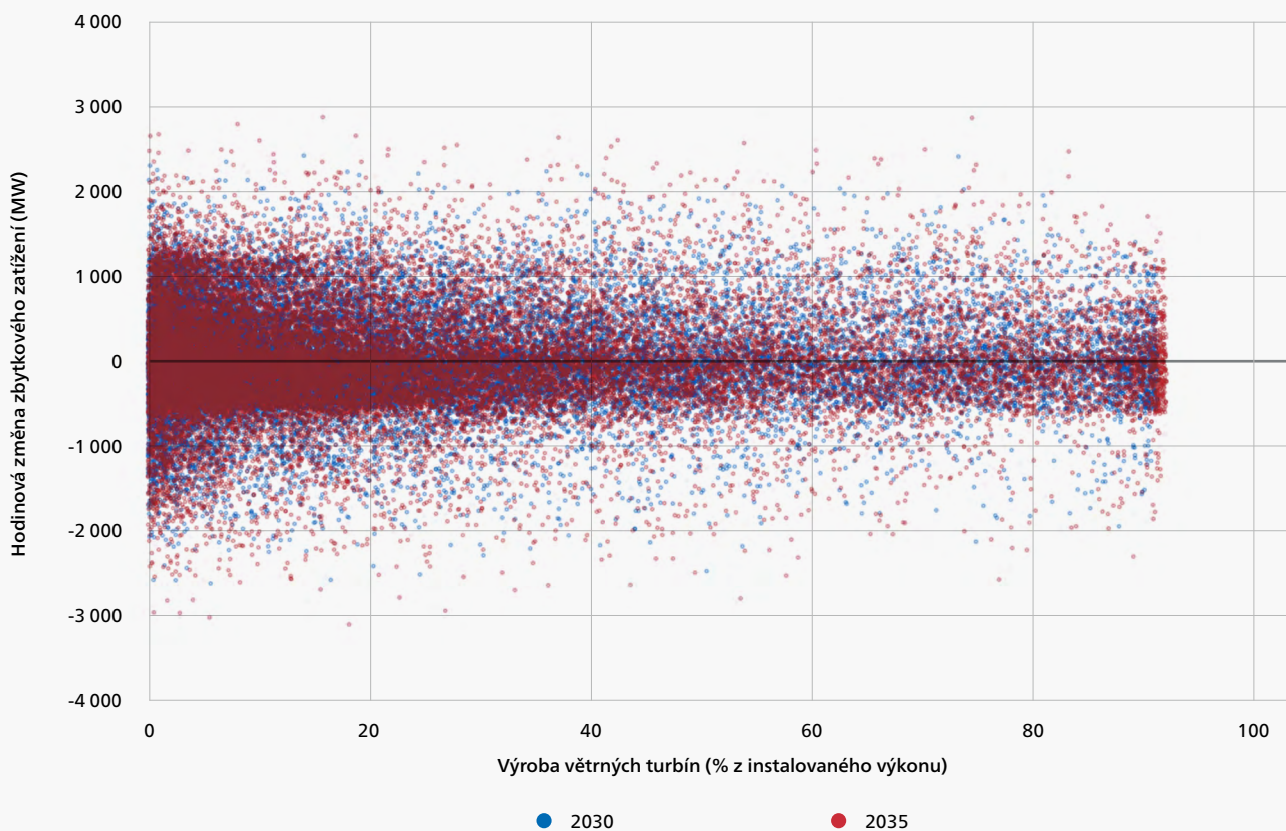
Obr. 0.6 Rozložení hodinové změny zbytkového zatížení v měsících roku (na základě požadavku v čl. 9(1) metodiky FNA)



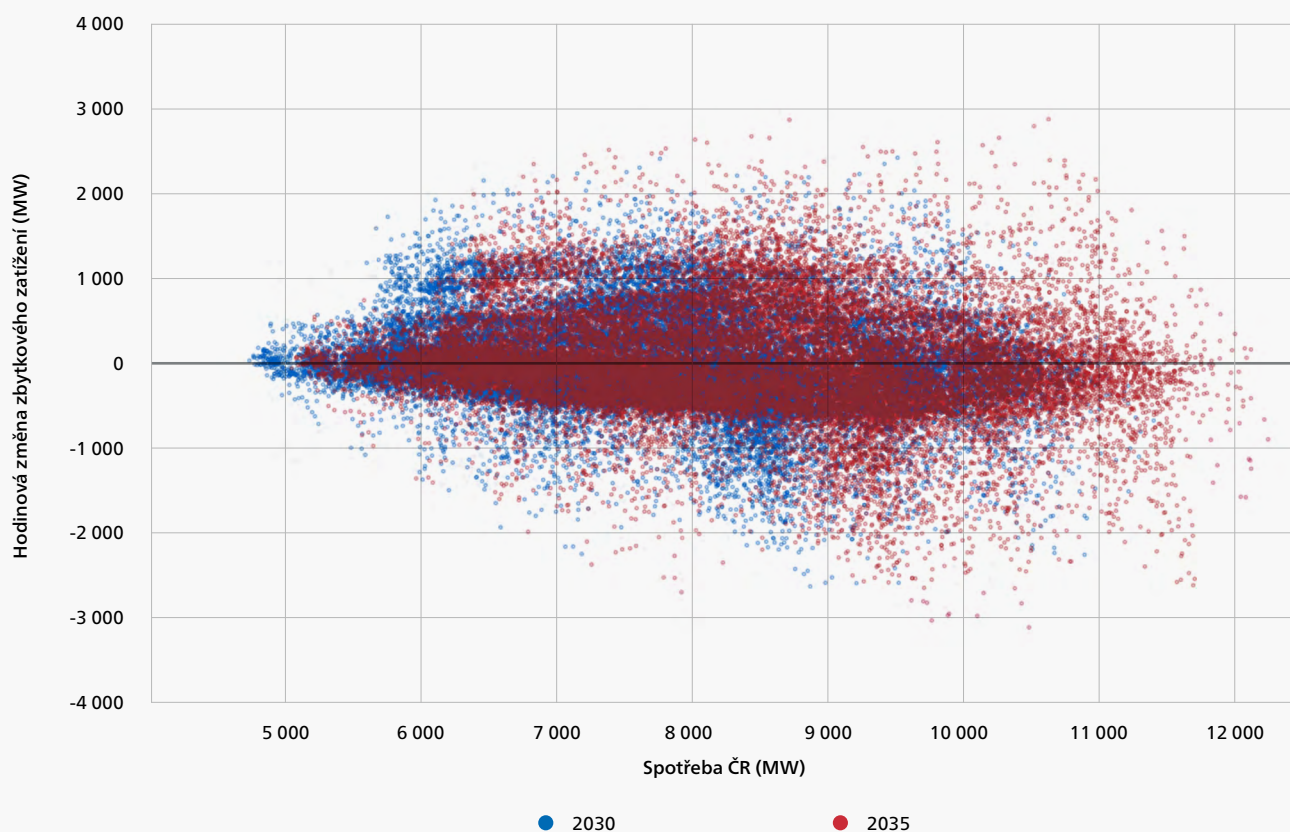
Obr. 0.7 Hodinová změna zbytkového zatížení vs. výroba solárních panelů (na základě požadavku v čl. 9(1) metodiky FNA)



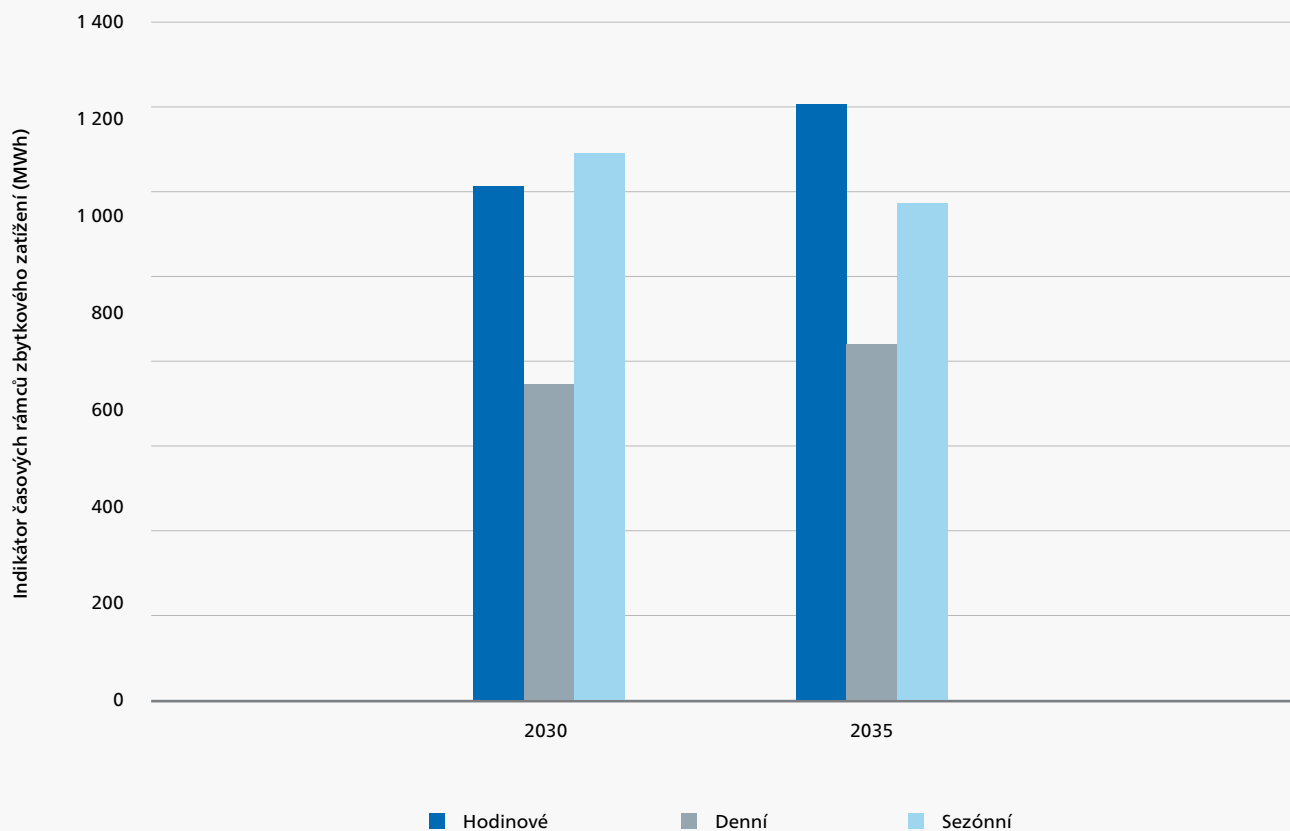
Obr. 0.8 Hodinová změna zbytkového zatížení vs. výroba větrných turbín (na základě požadavku v čl. 9(1) metodiky FNA)

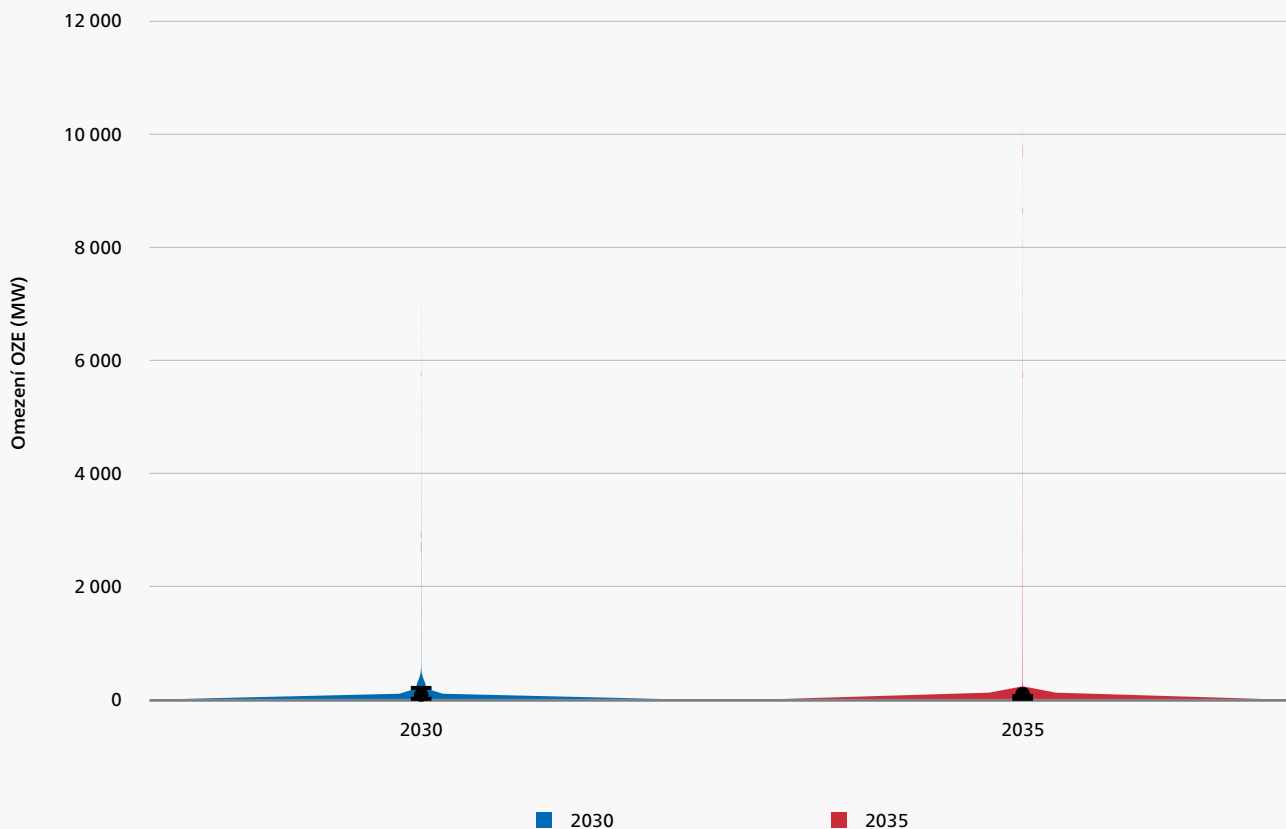
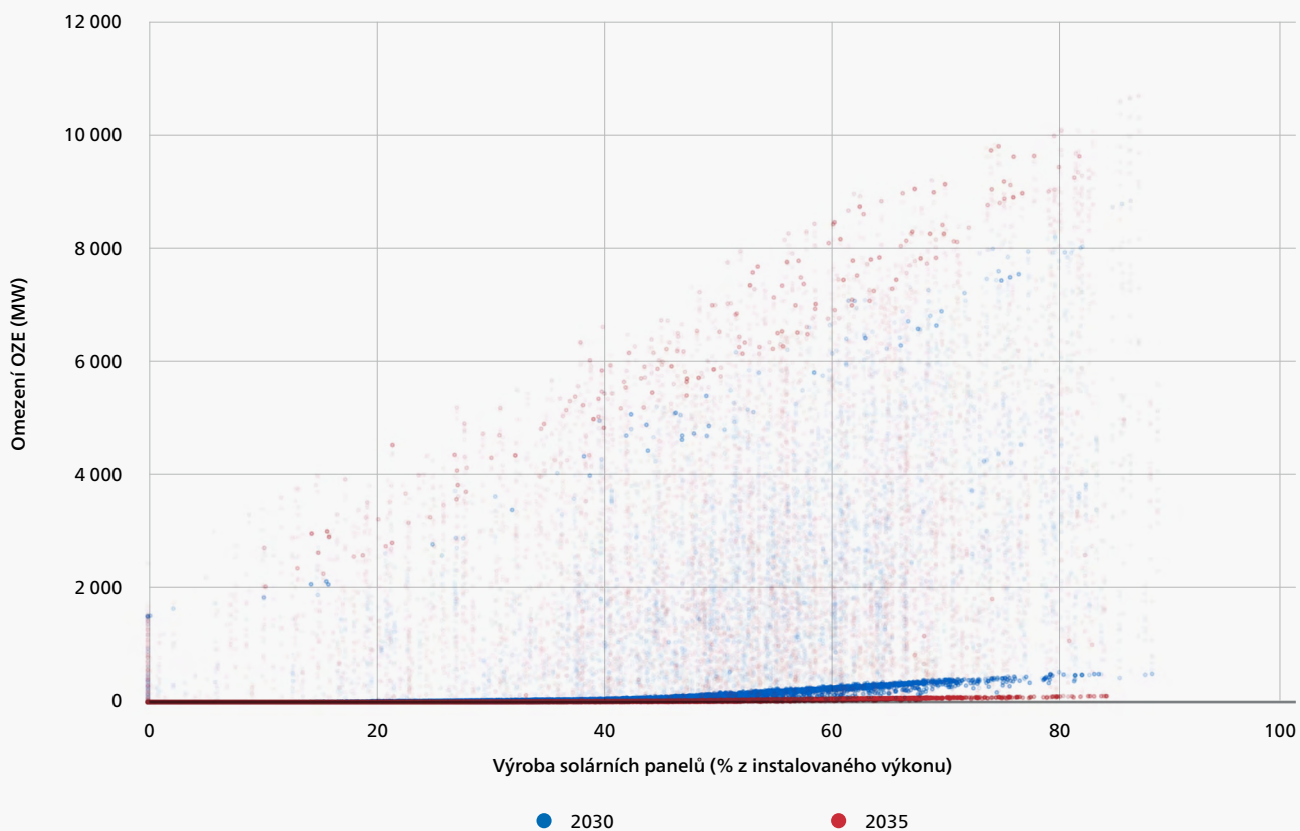


Obr. 0.9 Hodinová změna zbytkového zatížení vs. spotřeba ČR (na základě požadavku v čl. 9(1) metodiky FNA)

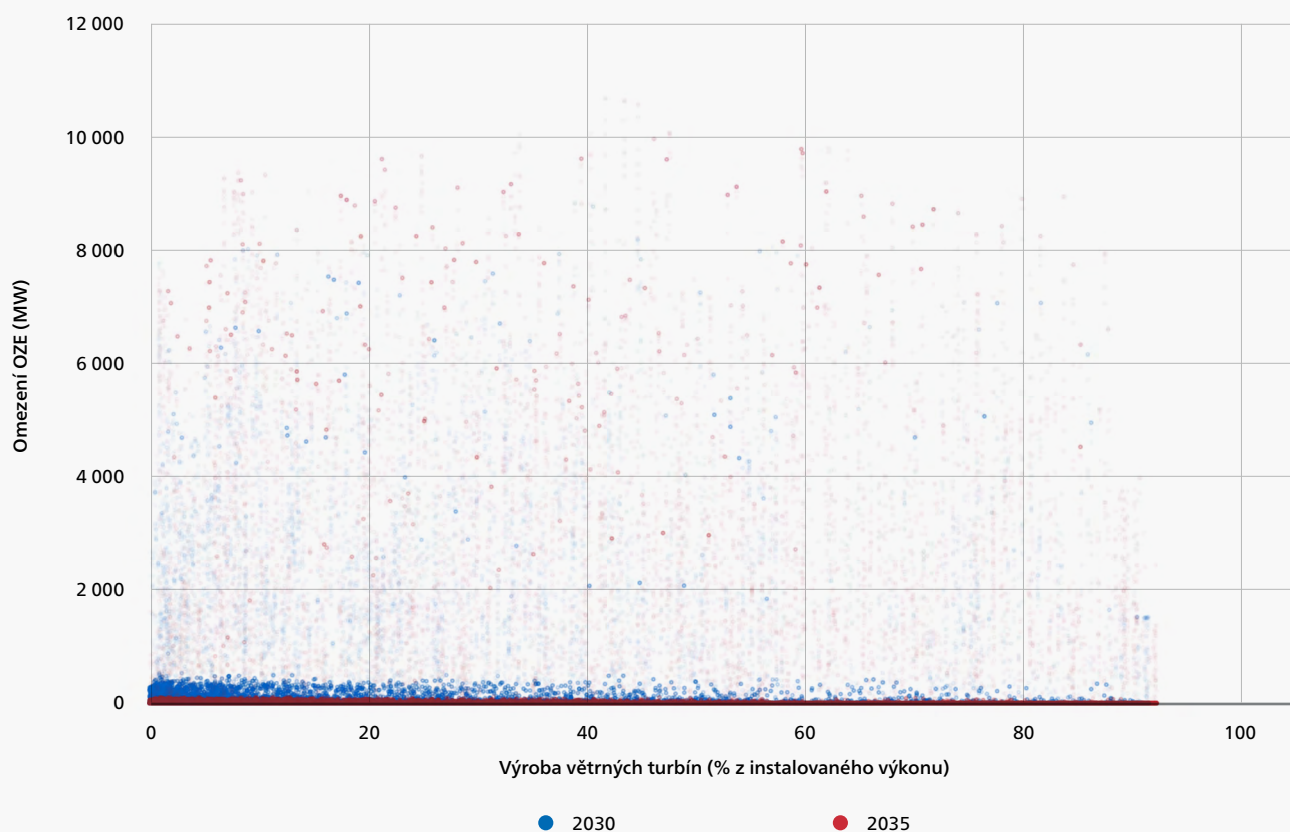


Obr. 0.10 Indikátory variability zbytkového zatížení dle čl. 8(5) metodiky FNA

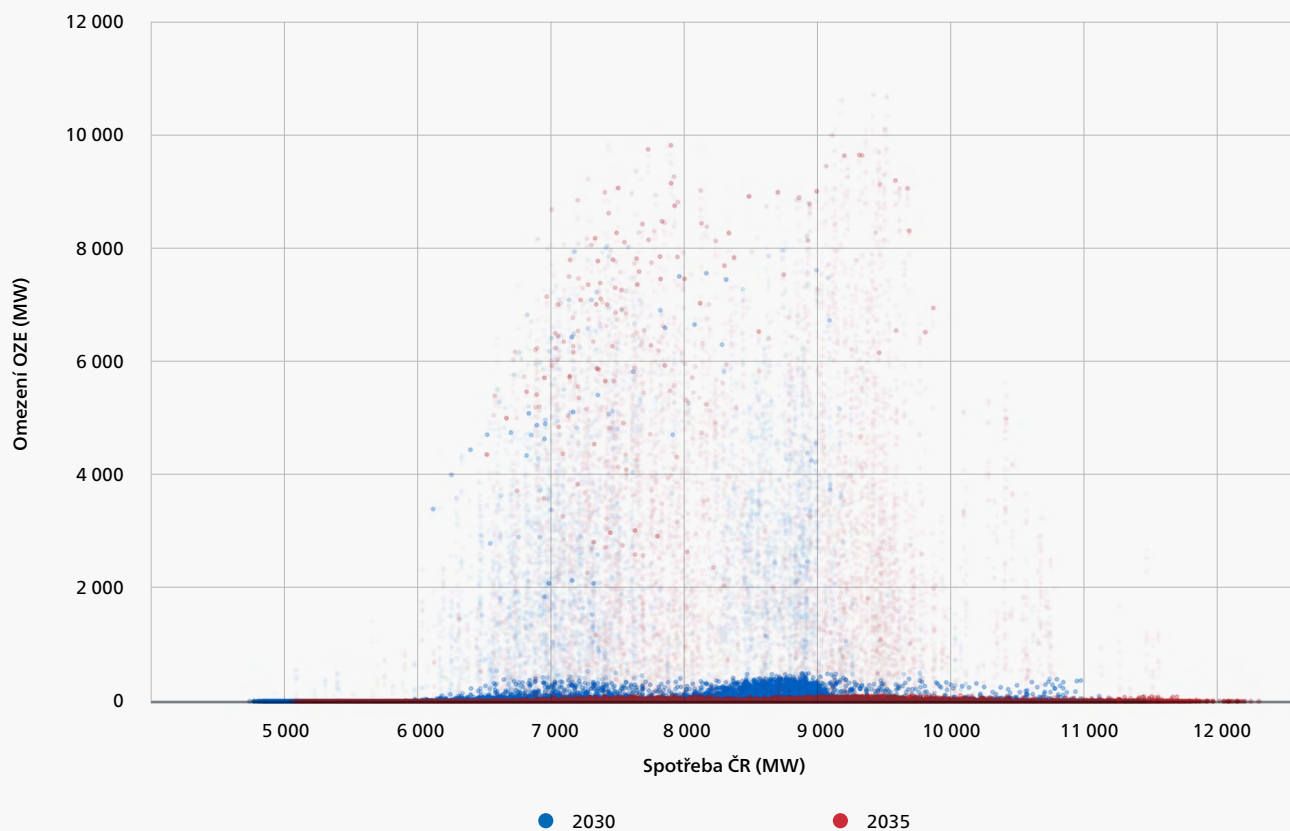


Obr. 0.11 Rozložení omezování OZE (na základě požadavku v čl. 8(4) metodiky FNA)**Obr. 0.12 Omezování OZE vs. výroba solárních panelů (na základě požadavku v čl. 8(4) metodiky FNA)**

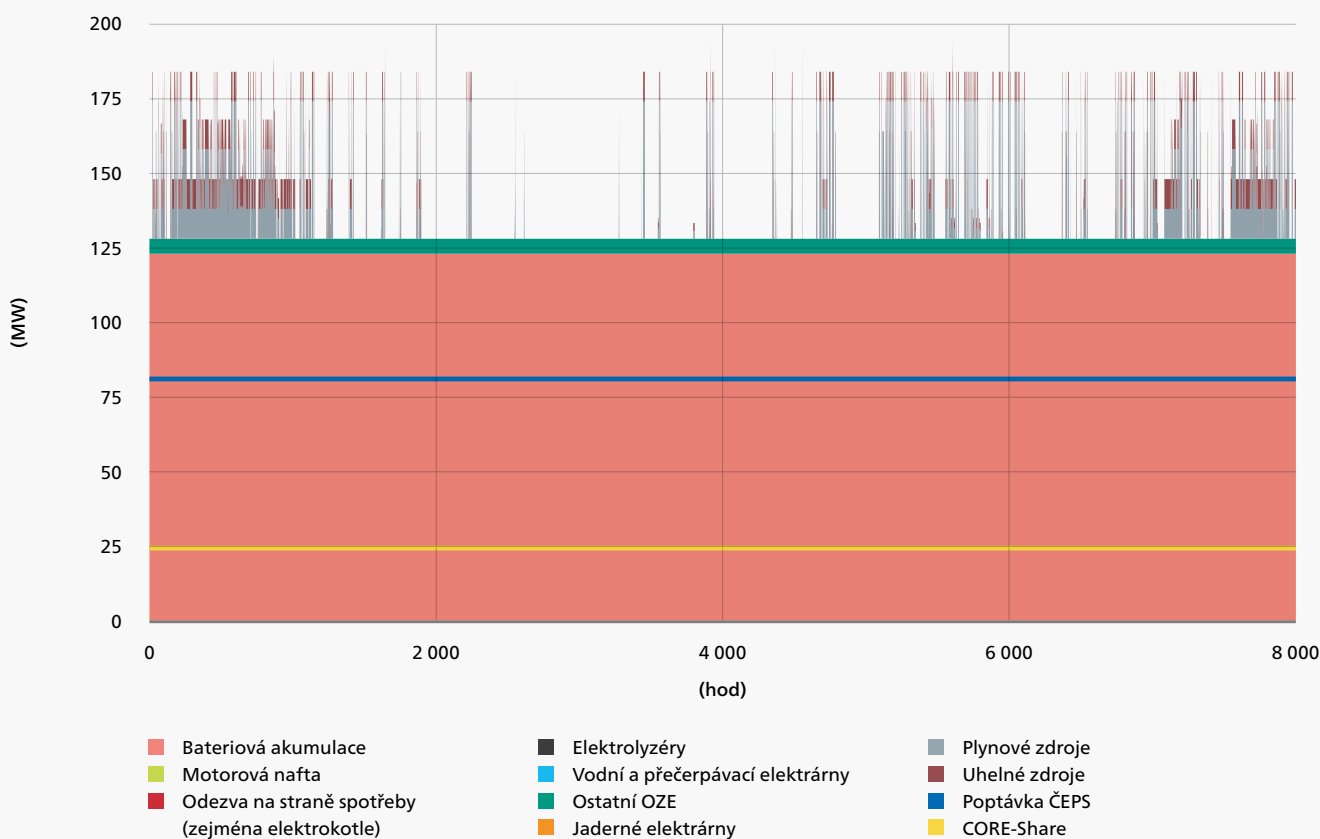
Obr. 0.13 Omezování OZE vs. výroba větrných turbín (na základě požadavku v čl. 8(4) metodiky FNA)



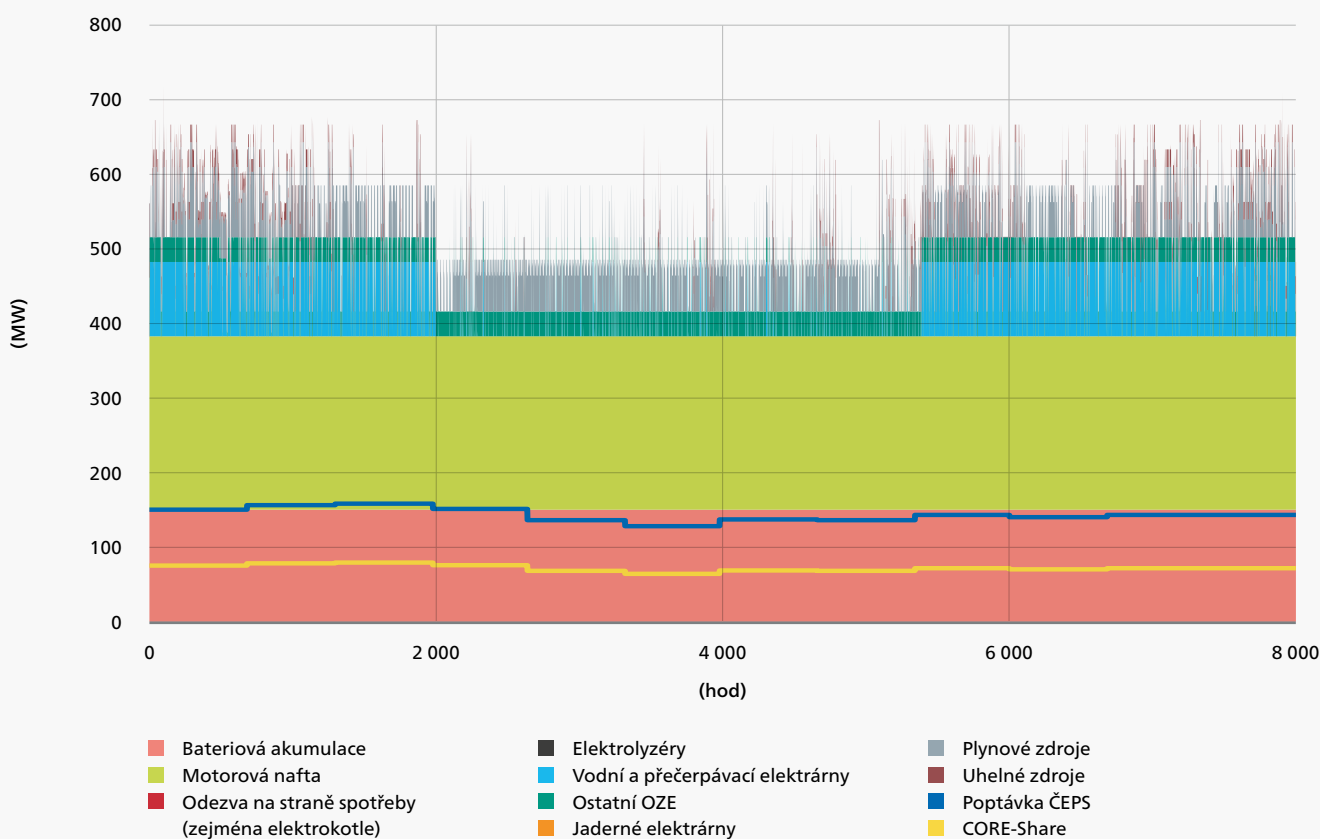
Obr. 0.14 Omezování OZE vs. spotřeba ČR (na základě požadavku v čl. 8(4) metodiky FNA)



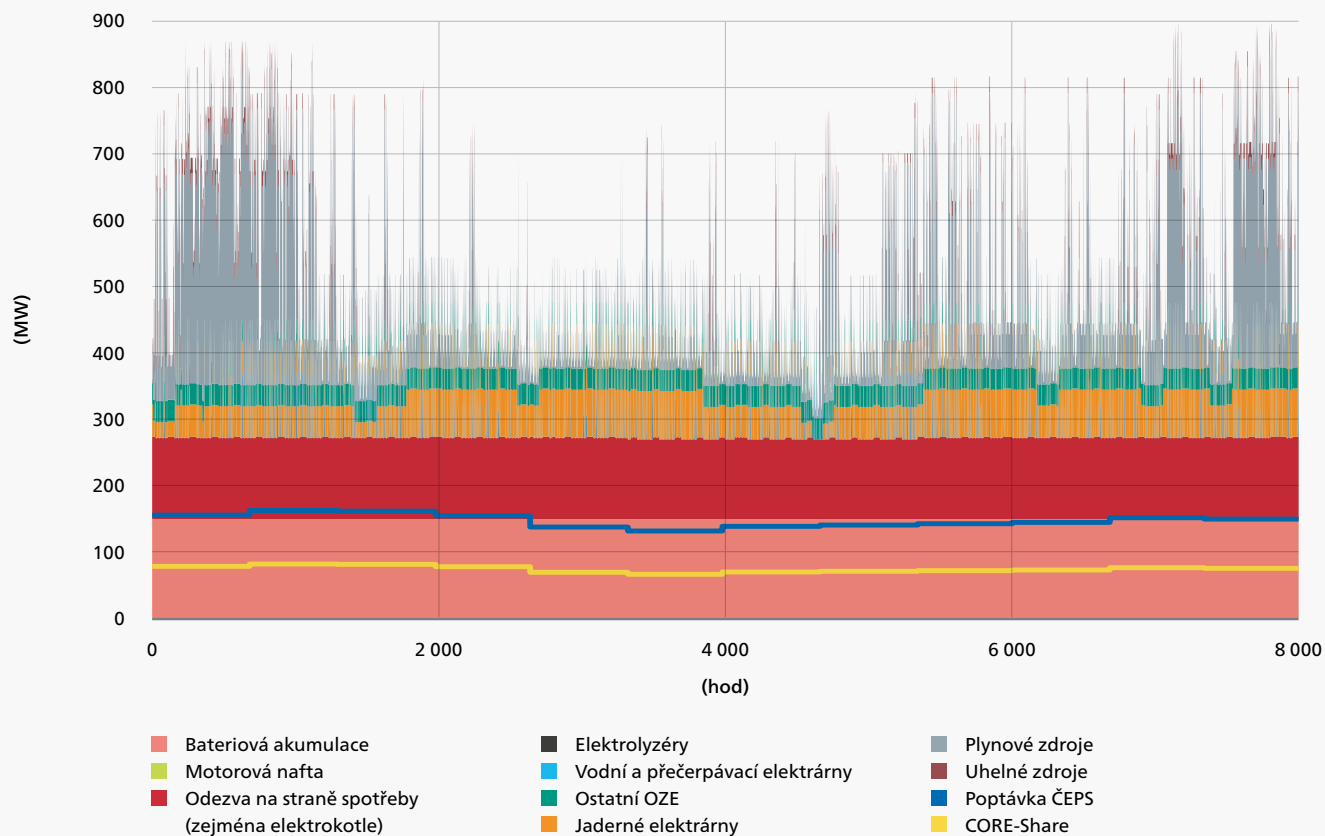
Obr. 0.15 Ukázkový roční průběh potenciálu a potřeb FCR (cílový rok 2030, klimatický scénář 23, 1. Monte Carlo simulace odstávek)



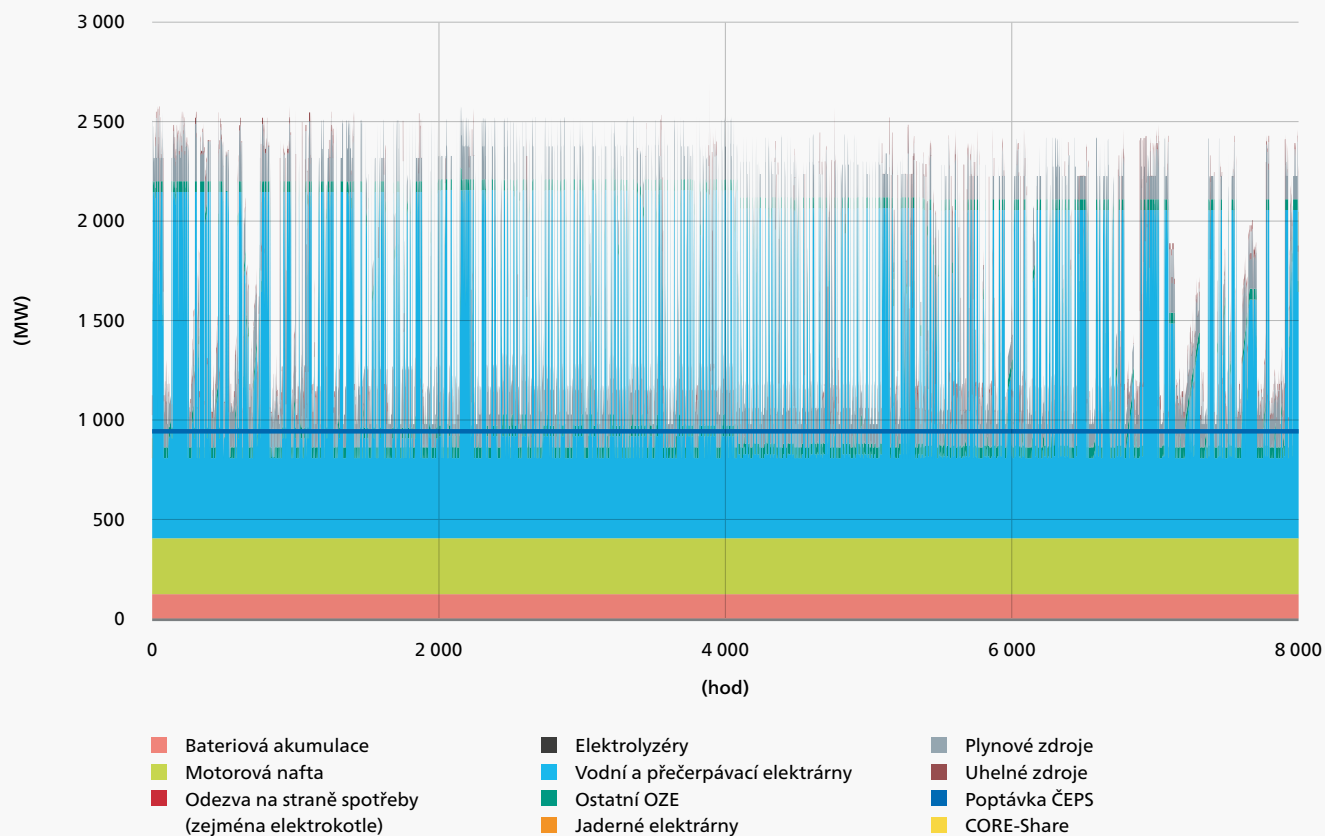
Obr. 0.16 Ukázkový roční průběh potenciálu a potřeb aFRR+ (cílový rok 2030, klimatický scénář 23, 1. Monte Carlo simulace odstávek)



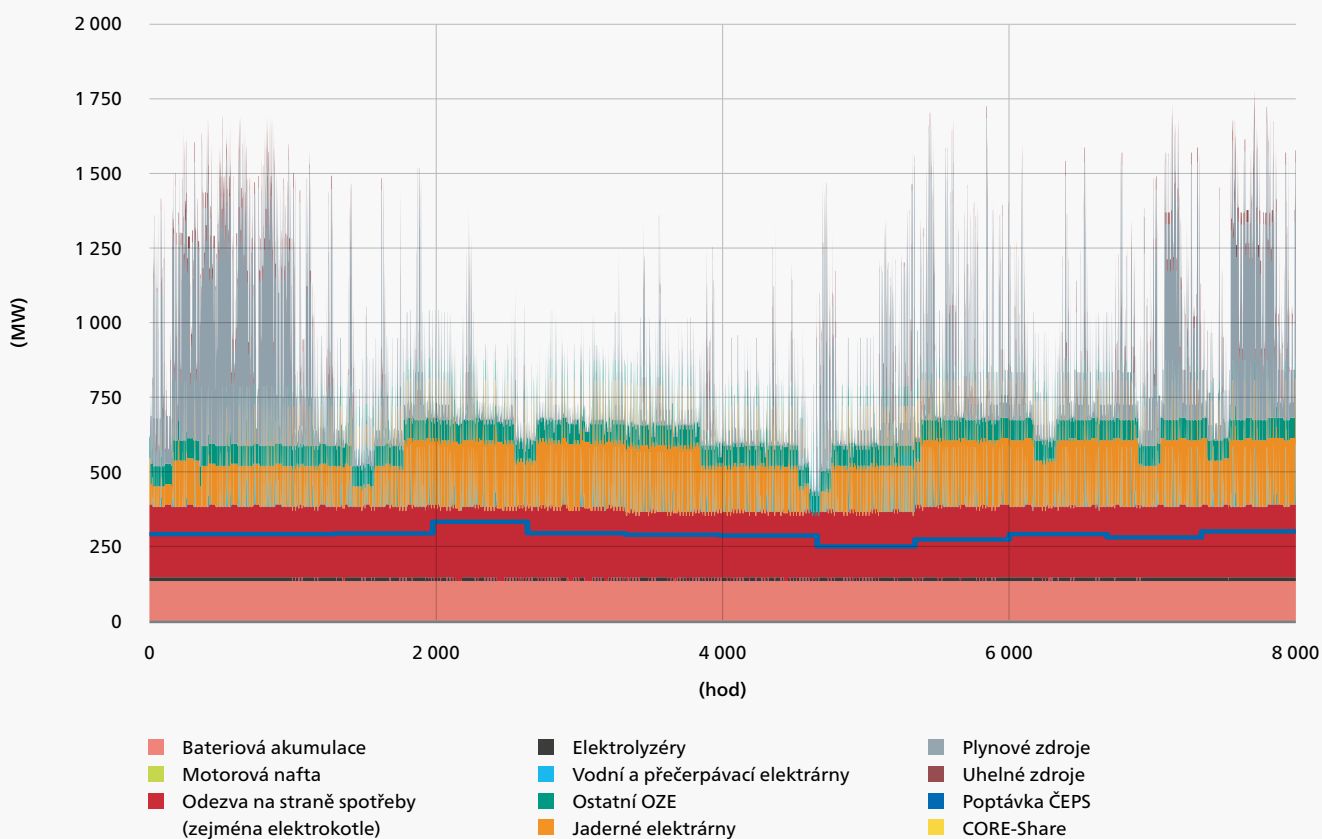
Obr. 0.17 Ukázkový roční průběh potenciálu a potřeb aFRR- (cílový rok 2030, klimatický scénář 23, 1. Monte Carlo simulace odstávek)



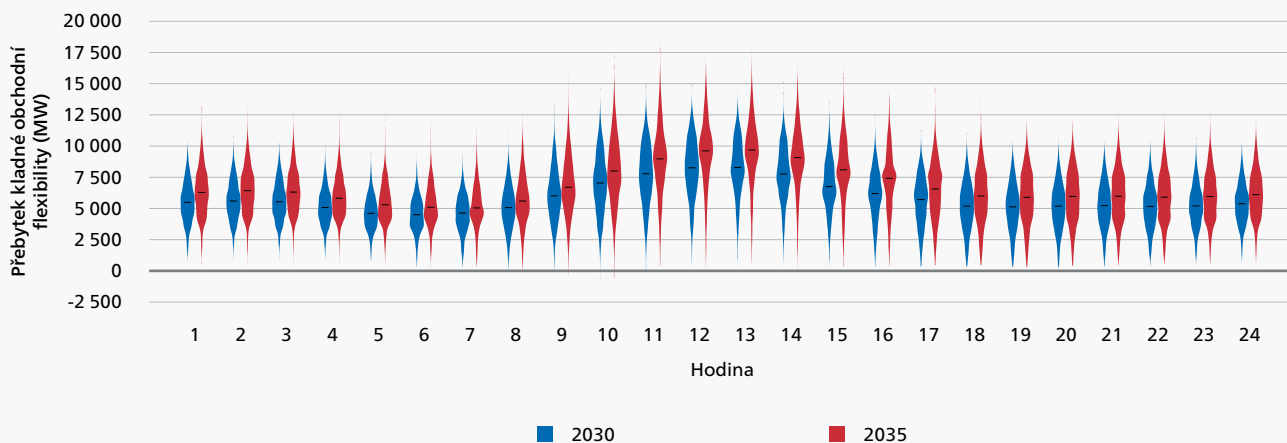
Obr. 0.18 Ukázkový roční průběh potenciálu a potřeb FRR+ (cílový rok 2030, klimatický scénář 23, 1. Monte Carlo simulace odstávek)



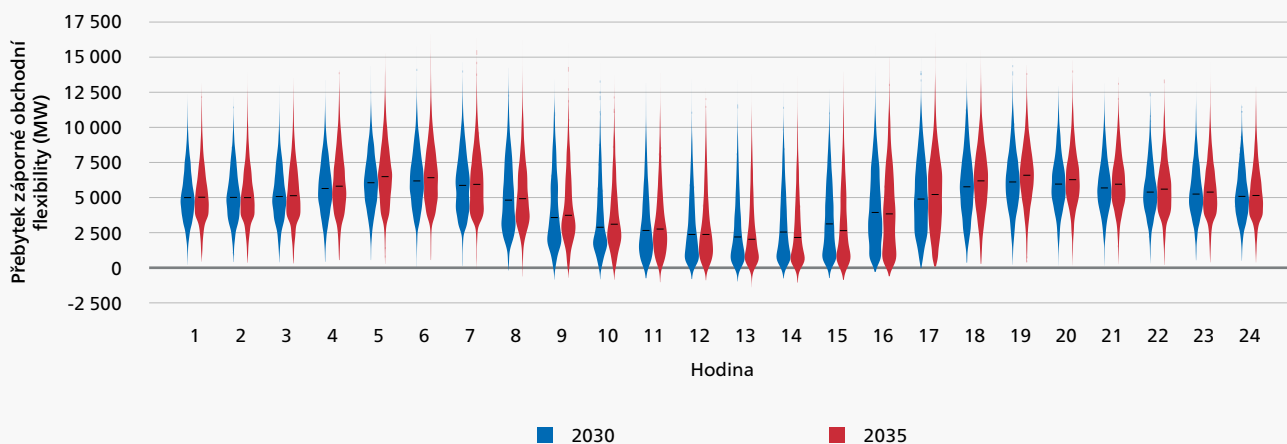
Obr. 0.19 Ukázkový roční průběh potenciálu a potřeb FRR- (cílový rok 2030, klimatický scénář 23, 1. Monte Carlo simulace odstávek)



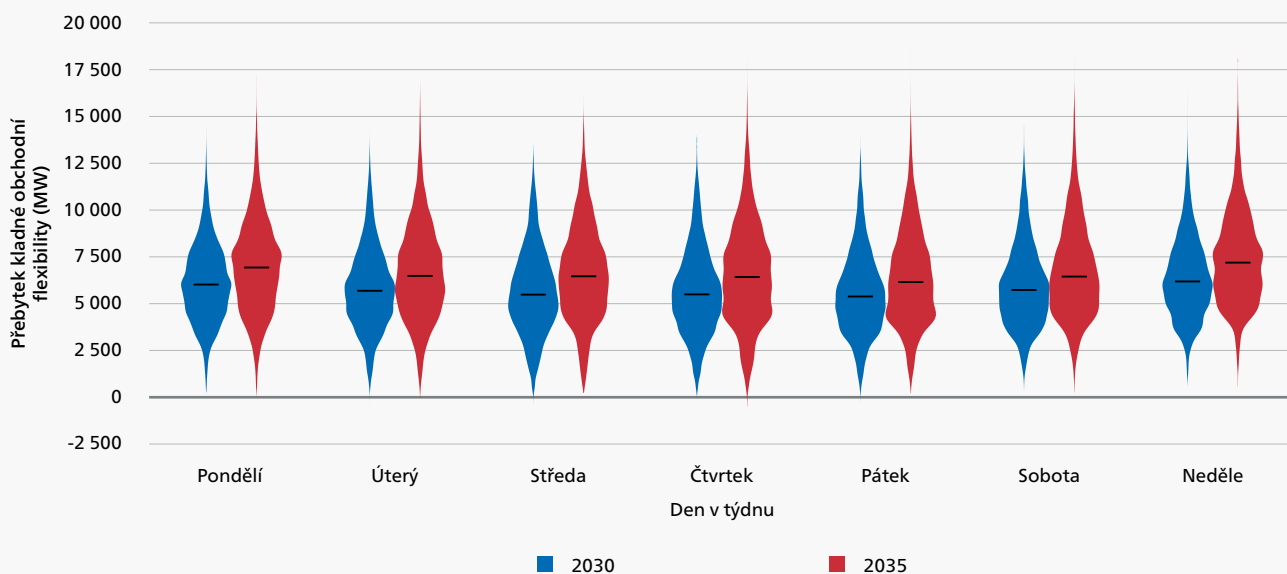
Obr. 0.20 Rozložení přebytku kladné obchodní flexibility v hodinách dne (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)

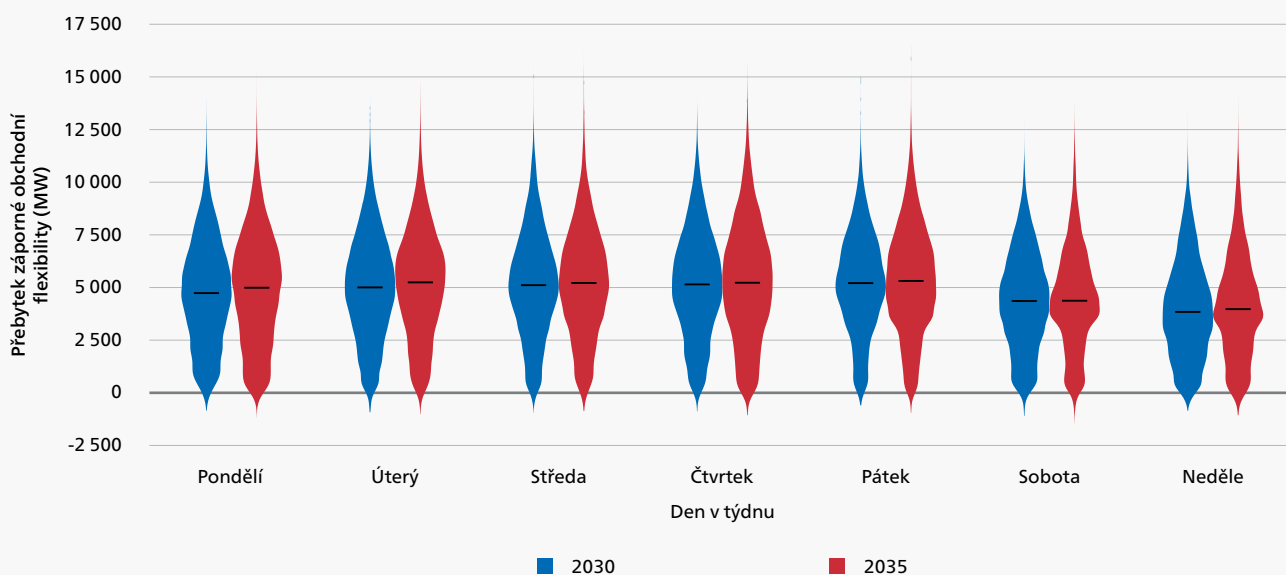
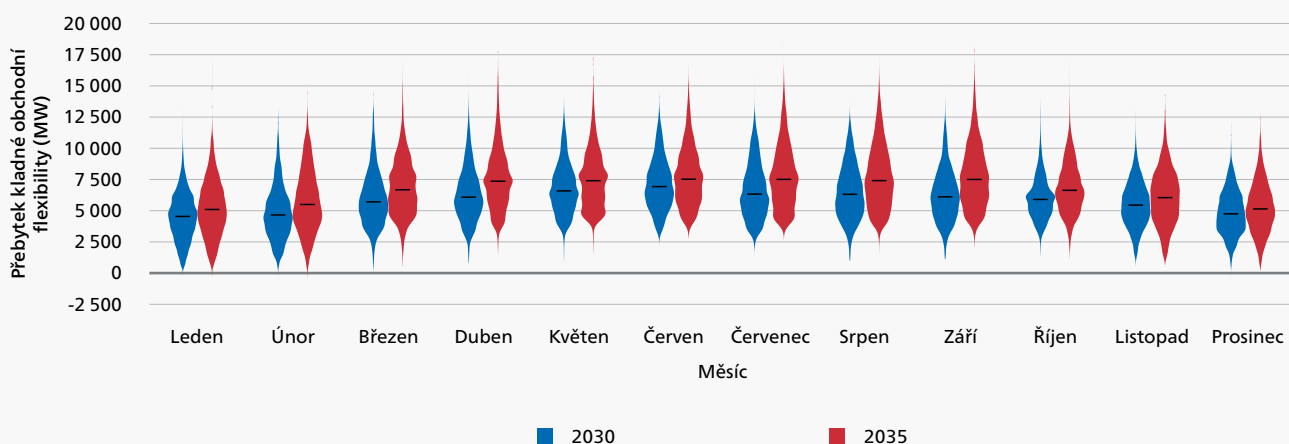
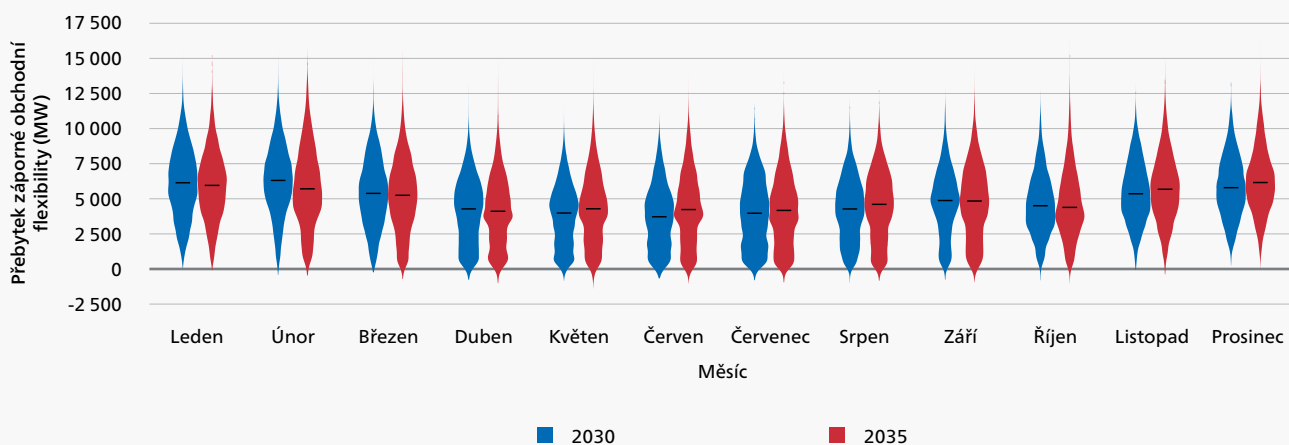


Obr. 0.21 Rozložení přebytku záporné obchodní flexibility v hodinách dne (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



Obr. 0.22 Rozložení přebytku kladné obchodní flexibility ve dnech týdne (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)

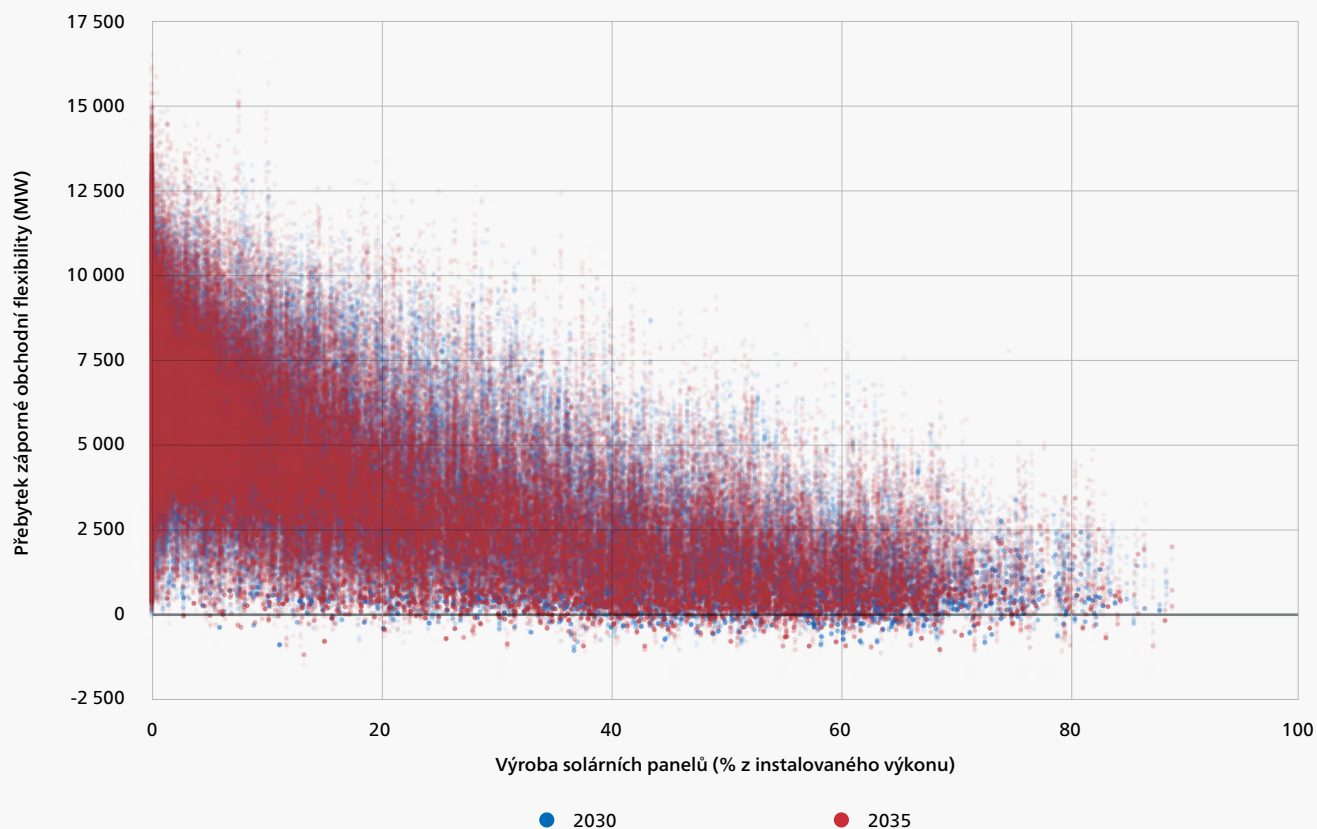


Obr. 0.23 Rozložení přebytku záporné obchodní flexibility ve dnech týdne (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)**Obr. 0.24 Rozložení přebytku kladné obchodní flexibility v měsících roku (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)****Obr. 0.25 Rozložení přebytku záporné obchodní flexibility v měsících roku (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)**

Obr. 0.26 Přebytek kladné obchodní flexibility vs. výroba solárních panelů (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



Obr. 0.27 Přebytek záporné obchodní flexibility vs. výroba solárních panelů (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



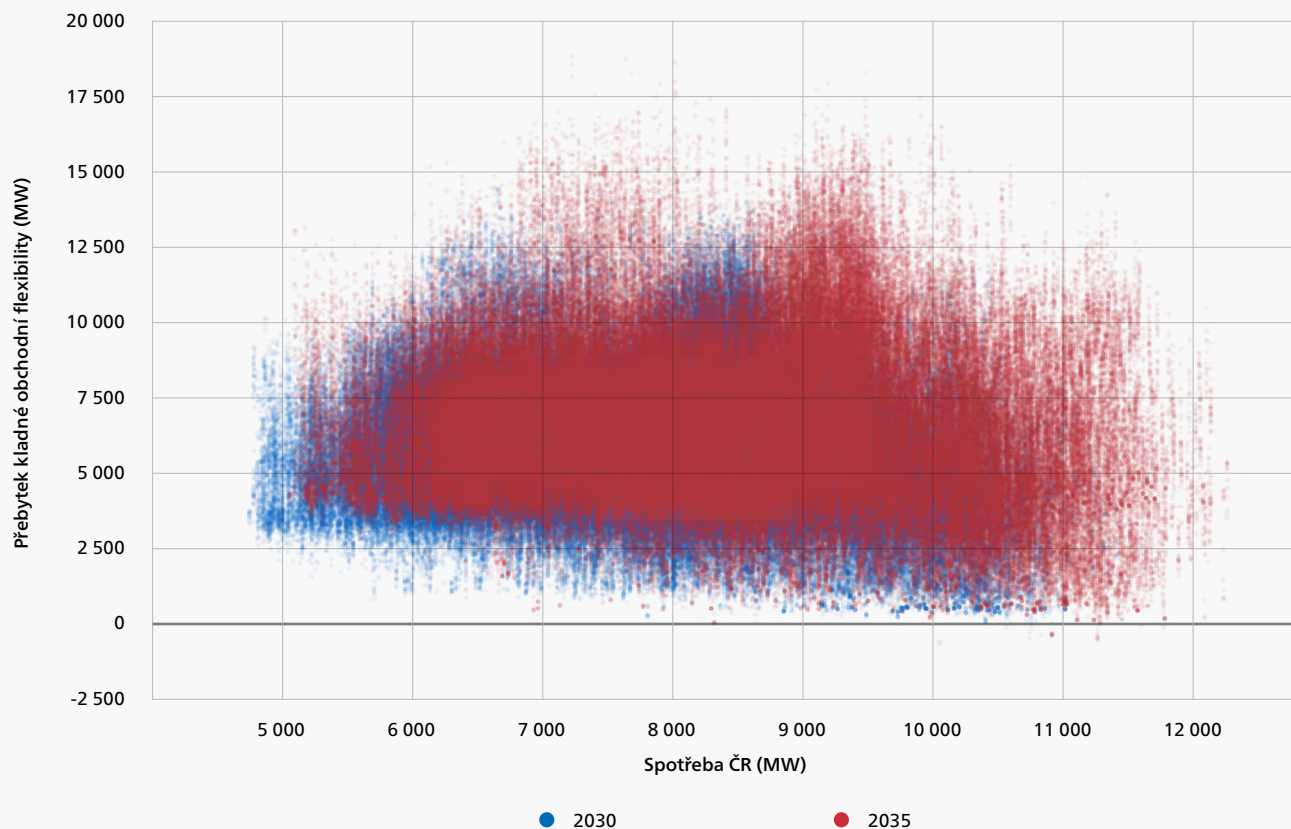
Obr. 0.28 Přebytek kladné obchodní flexibility vs. výroba větrných turbín (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



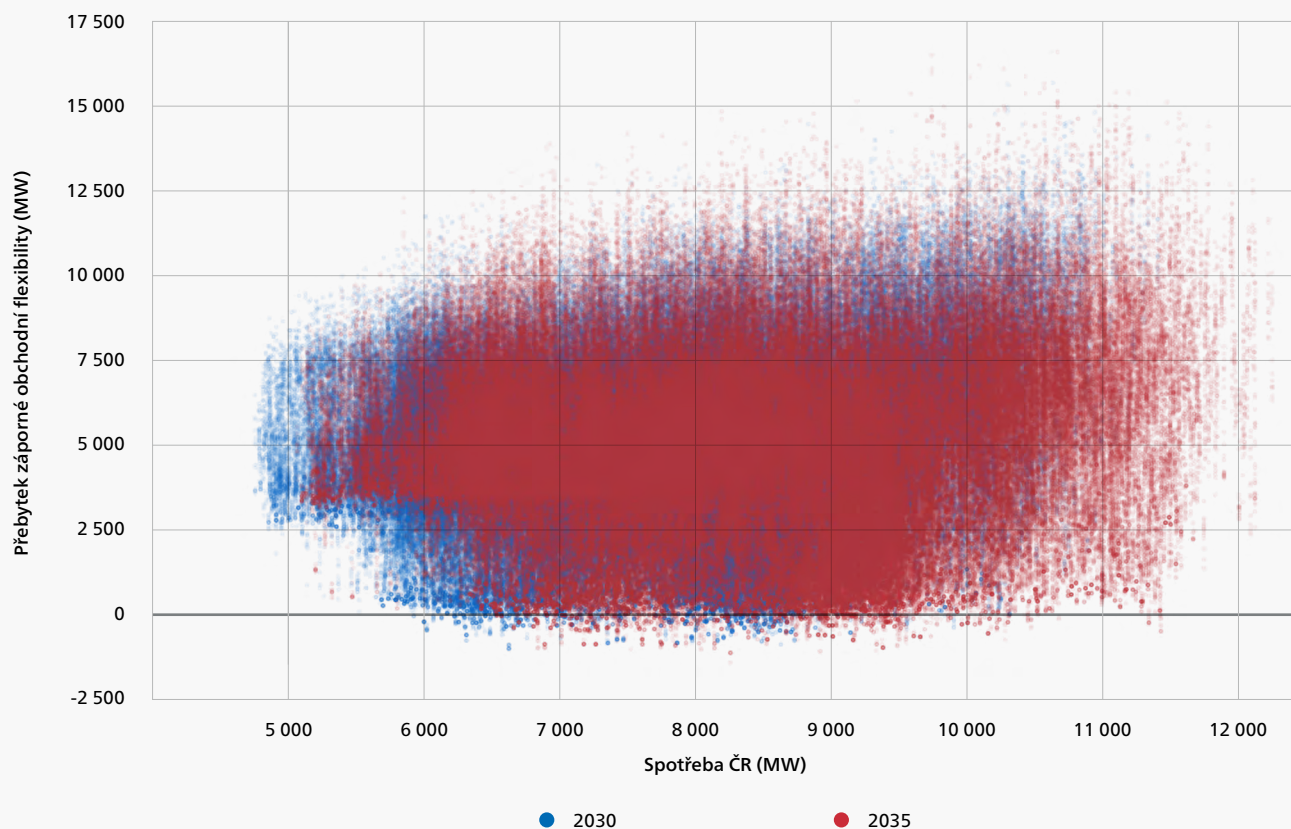
Obr. 0.29 Přebytek záporné obchodní flexibility vs. výroba větrných turbín (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



Obr. 0.30 Přebytek kladné obchodní flexibility vs. spotřeba ČR (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



Obr. 0.31 Přebytek záporné obchodní flexibility vs. spotřeba ČR (na základě požadavku v čl. 10(6) metodiky FNA)



Příloha B – Mapování aktérů

Ministerstvo průmyslu a obchodu (MPO)

MPO jako ústřední orgán státní správy je odpovědný za energetickou politiku ČR a vystupuje jako zástupce České republiky v evropských strukturách při vyjednávání legislativy v oblasti elektroenergetiky. MPO je také gestorem strategických dokumentů (například Národní akční plán pro chytré sítě, Národní akční plán rozvoje flexibility), připravuje legislativní rámec pro současný rozvoj flexibility a stanovuje cíle budoucího rozvoje podle čl. 19f Nařízení 2019/943. Ve spolupráci s dalšími institucemi, např. MŽP, SFŽP, koordinuje výzvy a nastavuje pobídky pro rozvoj zdrojů flexibility.

Energetický regulační úřad (ERÚ)

ERÚ jako nezávislý regulační orgán vytváří pravidla a dohlíží na flexibilitu v kontextu elektroenergetiky. Konkrétněji schvaluje pravidla fungování zdrojů flexibility na trzích, jako např. rozhodnutí s dopadem na ceny – kompenzace ušlých zisků obchodníka při aktivaci odezvy na straně poptávky. Také stanovuje podmínky pro připojení, včetně flexibilních zdrojů, a vydává licence pro účast na energetických trzích v ČR.

Operátor trhu s elektřinou (OTE)

OTE organizuje obchodování na denním a vnitrodenním trhu s elektřinou, včetně kontinuálního obchodování a vnitrodenních aukcí, které mají být přístupné pro všechny zdroje, včetně těch flexibilních. OTE dále vyhodnocuje odchylky na trhu s elektřinou a zajišťuje zúčtování a vypořádání odchylek subjektů zúčtování. Ve spolupráci s PDS zpracovává typové diagramy dodávek, které jsou také ovlivněné rozvojem flexibility a aktivních zákazníků.

Česká elektroenergetická přenosová soustava (ČEPS)

ČEPS je výhradním provozovatelem přenosové soustavy v České republice a zajišťuje bezpečný, spolehlivý a efektivní přenos elektrické energie na napěťových hladinách 400 a 220 kV. Pro plnění tohoto úkolu ČEPS mimo jiné využívá technickou flexibilitu jako nástroj pro řízení rovnováhy mezi výrobou a spotřebou elektrické energie nebo pro řízení přetížení. ČEPS také navrhuje pravidla pro přístup zdrojů flexibility na trhy s regulačními zálohami, regulační energií a trhy pro řízení přetížení. Při využívání flexibility se ČEPS koordinuje s PDS.

Provozovatel distribuční soustavy (PDS)

Provozovatelé distribučních soustav provozují elektrizační soustavu ČR na napěťových hladinách do 110 kV včetně. V České republice jsou rozlišené regionální distribuční soustavy a lokální distribuční soustavy. V ČR jsou provozovatelé regionálních soustav – ČEZ Distribuce, EG.D a PREdistribuce. Provozovatelé menších, lokálních soustav působí na omezeném území, typicky v rámci průmyslových areálů, obchodních center, bytových komplexů nebo obcí. S rostoucím podílem obnovitelných zdrojů energie a dalších decentralizovaných technologií v distribučních sítích se rozšiřují role a odpovědnosti PDS. Příkladem je Směrnice (EU) 2019/944, která umožňuje a motivuje PDS využívat flexibilitu, například akumulací energie či řízením spotřeby. PDS mohou využívat flexibilitu pro řízení napětí a přetížení ve vlastních sítích za účelem efektivnějšího řízení sítě a optimalizaci investic do distribuční sítě s cílem minimalizace nákladů. PDS mají roli také v procesu agregace flexibilních zdrojů na nižších napěťových hladinách a efektivně se koordinují s ČEPS, aby bylo využito potenciálu zdrojů flexibility při řízení těchto soustav.

Elektroenergetické datové centrum (EDC)

EDC je společnost vlastněná ČEPS a RDS, založená s cílem podpořit dekarbonizaci a decentralizaci české elektroenergetiky. Zajišťuje sběr dat, jejich standardizaci a sdílení pro podporu rozvoje komunitní energetiky a agregace. V cílovém řešení bude EDC poskytovat podkladová data měření pro sdílení elektřiny, akumulaci a zúčtování odchylek. EDC také podpoří agregaci obchodní i technické flexibility pro využití na stávajících trzích. EDC poskytne podporu pro řízení sítí při aktivaci flexibility a umožní koordinaci mezi PPS a PDS/ RDS při plánování provozu.

Subjekt zúčtování odchylek

Subjekt zúčtování je klíčovým účastníkem trhu s elektřinou, který má uzavřenou smlouvu o zúčtování odchylek s OTE a je odpovědný za odchylky mezi plánovanou a skutečnou výrobou nebo spotřebou elektřiny. Může se jednat o výrobce elektřiny, obchodníka, agregátora, poskytovatele podpůrných služeb nebo zákazníka.

Agregátor flexibility

Agregátor je subjekt, který sdružuje flexibilitu od více zdrojů, např. zařízení, ale i domácností nebo podniků, a nabízí ji na trzích jako jeden celek. Nezávislý agregátor nese odpovědnost za vlastní odchylku, kterou v soustavě způsobí. Existence agregátorů je nezbytným předpokladem pro využití flexibility zdrojů menších výkonů tak, aby tyto zdroje společně mohly dosáhnout alespoň minimálních požadavků na nabídky pro jednotlivé energetické trhy.

Obchodník s elektřinou

Obchodník nakupuje a prodává elektřinu na trzích s elektřinou a je zodpovědný za dodávky smluvním partnerům a/ nebo koncovým zákazníkům. Obchodník může využívat obchodní flexibilitu svých zákazníků k optimalizaci nákladů, řízení odchylky nebo jako součást agregace. Flexibilitu si může zajistit i od jiných subjektů, typicky agregátorů flexibility.

Zákazník

Zákazník je fyzická nebo právnická osoba, která nakupuje elektřinu pro vlastní spotřebu. V kontextu flexibility existuje také aktivní zákazník, který vyrábí elektřinu pro vlastní spotřebu, sdílí elektřinu, uchovává ji nebo prodává, a to prostřednictvím přímých smluv nebo prostřednictvím agregátora. Pro tyto služby využívá flexibilní technologie, jako například bateriová akumulace, tepelná čerpadla nebo elektromobily.

Energetické společenství

Energetické společenství je skupina občanů, obcí nebo podniků, která společně vyrábí, sdílí a spotřebovává elektřinu, často z obnovitelných zdrojů energie. Komunity mohou společně poskytovat flexibilitu, například koordinovaným řízením spotřeby nebo sdílením akumulace, a účastnit se trhu prostřednictvím agregátora.







Vydání: červenec 2026

ČEPS, a.s.
Elektrárenská 774/2
101 52 Praha 10
T: +420 211 044 111
F: +420 211 044 568
ceps@ceps.cz
www.ceps.cz
© ČEPS, a.s., 2026

