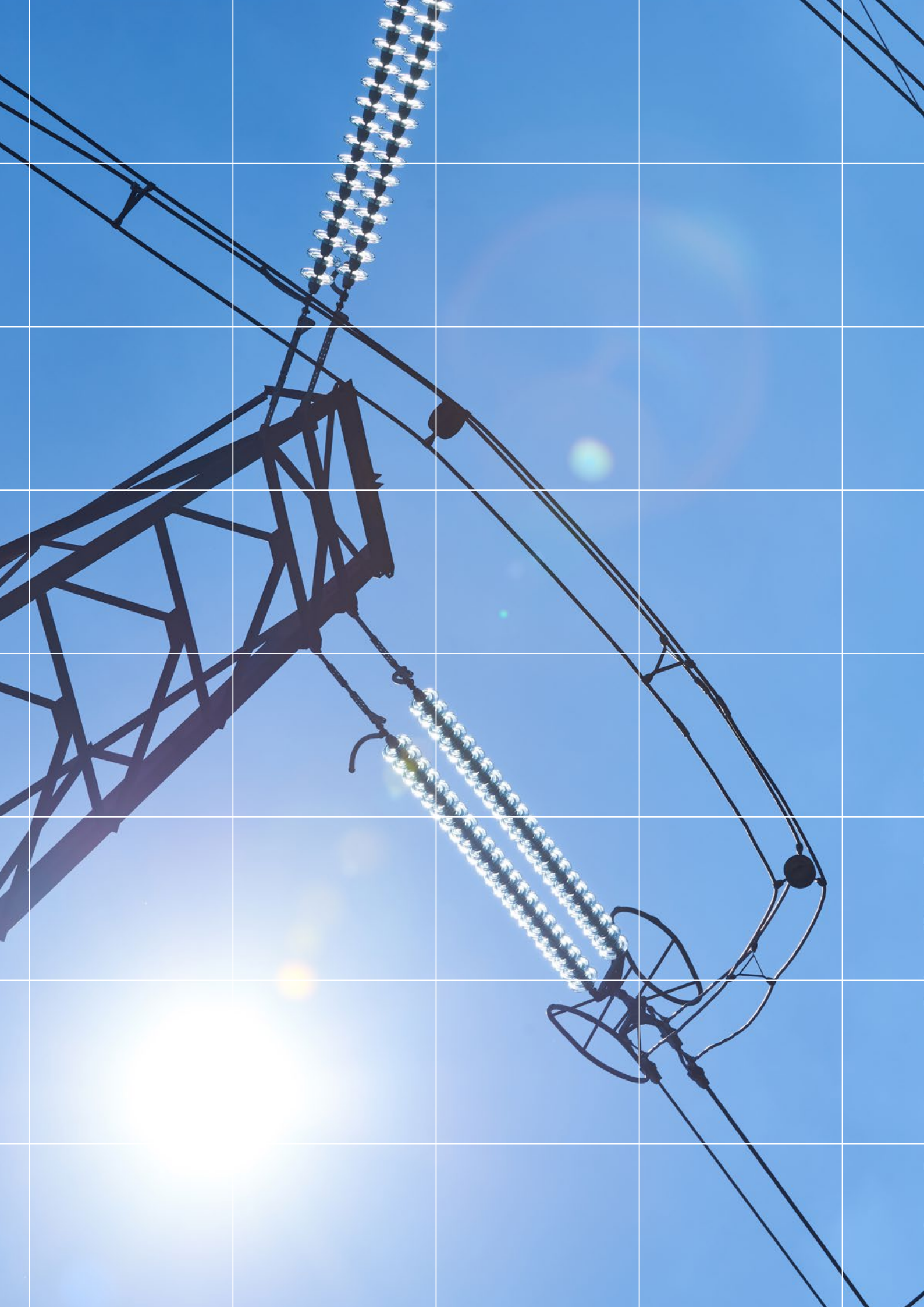


Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040 (MAF CZ)

Hodnocení zdrojové
přiměřenosti ES ČR
do roku 2040
(MAF CZ)

2020



OBSAH

1	Úvod	4
2	Hodnocení zdrojové přiměřenosti ENTSO-E MAF 2020	6
3	Střednědobý výhled výrobních kapacit ES ČR	8
3.1	Spalovací zdroje využívající fosilní paliva	9
3.1.1	Uhelné elektrárny	9
3.1.2	Plynové elektrárny	11
3.1.3	Teplárenství	11
3.2	Jaderné elektrárny	12
3.3	Velké vodní elektrárny	12
3.4	OZE a decentralizovaná energetika	12
3.4.1	Scénář vývoje FVE a VTE	13
3.4.2	Vývoj ostatních segmentů decentralizované výroby elektřiny	13
3.4.3	Bateriová akumulace	14
3.4.4	P2G	14
3.4.5	Dozdrojování	15
4	Spotřeba elektřiny v ČR	16
4.1	Prognóza vývoje spotřeby	16
4.1.1	Vývoj faktorů ovlivňujících spotřebu ČR	16
4.1.2	Elektromobilita a tepelná čerpadla	17
4.2	Predikce spotřeby elektřiny ČR do roku 2040	19
5	Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR	20
5.1	Popis scénářů	20
5.1.1	Společné předpoklady	20
5.1.2	Referenční scénář	21
5.1.3	Koncepční scénář	22
5.1.4	Progresivní scénář	23
5.2	Podpůrné služby (PpS)	25
5.3	Analýza výsledků simulací nasazení zdrojů	25
5.3.1	Referenční scénář	26
5.3.2	Koncepční scénář	29
5.3.3	Progresivní scénář	34
5.4	Souhrnné vyhodnocení scénářů	38
5.4.1	Útlum uhelných zdrojů a výhled potřeby dozdrojování	39
5.4.2	Emisní stopa	40
5.4.3	Srovnání ekonomických dopadů	41
5.4.4	Vyhodnocení efektivity investic do nových zdrojů ve vztahu k dosažené úspoře emisí	43
6	Závěr	45
7	Příloha I. – Seznam zkratk	48
8	Příloha II. – Seznam obrázků	49
9	Příloha III. – Seznam tabulek	50
10	Příloha IV. – Roční výroba	51

1. Úvod

"Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR do roku 2040" (MAF CZ) je zpracováno v souladu s Nařízením Evropského parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnitřním trhu s elektřinou, článek 23 a 24.

ČEPS, obdobně jako ostatní provozovatelé přenosových soustav v EU, má povinnost podílet se na zpracování evropského posouzení zdrojové přiměřenosti. Evropské posouzení provádí ENTSO-E každoročně.

Nařízením 2019/943 je výrobcům a dalším účastníkům trhu (v ČR např. obchodníci, zákazníci, operátor trhu a další) uloženo poskytnout provozovatelům přenosových soustav údaje o očekávaném využívání výrobních zdrojů s přihlédnutím k dostupnosti primárních zdrojů a vhodným scénářům předpokládané poptávky a nabídky. Scénáře zpracované v rámci ENTSO-E mohou být dále rozšířeny ve vnitrostátním posouzení zdrojové přiměřenosti, pokud lze v daném státě předpokládat změny v sektoru.

Proces a podmínky pro zpracování vnitrostátního posouzení zdrojové přiměřenosti jsou definovány Nařízením 2019/943 v článku 24.

Cílem vnitrostátního posouzení zdrojové přiměřenosti je mj. určení budoucích rizik a identifikace příčin, které ke vzniku těchto rizik vedou. V návaznosti na identifikaci možných rizik by následně měl být na úrovni členského státu zpracován návrh nápravných opatření. Vnitrostátní posouzení zdrojové přiměřenosti přitom vychází z údajů, využitých pro provedení evropského posouzení zdrojové přiměřenosti. Mezinárodní a vnitrostátní posouzení jsou tedy vzájemně velmi úzce propojena, zejména metodicky, ale také centrálními referenčními scénáři, které musí dle nařízení 2019/943 obě posouzení obsahovat.

V analýzách ČEPS přednostně používá rozvojové scénáře a metodiky, které jsou definovány jednotně v rámci EU (ENTSO-E) a koordinovány s ostatními sektory (např. ENTSG).

Pro své predikce ČEPS využívá strategické dokumenty (ASEK, NEKP) se současným zohledněním závazků ČR na evropské úrovni. V oblasti rozvoje obnovitelných zdrojů a predikce spotřeby elektřiny koordinuje postup s MPO. Útlum produkce z uhelných elektráren reflektuje předpoklady jednotlivých výrobců, které jsou aktualizovány každoročně na základě dotazníkového šetření ČEPS a MPO. Vzhledem k dožívání zdrojů a přísnějším požadavkům na emisní limity dle BAT/BREF lze předpokládat, že v roce 2050, který je milníkem EU pro bezemisní energetiku, nebudou již tyto zdroje v provozu.

Vzhledem ke komplexnosti a šíři problematiky, kterou hodnocení zdrojové přiměřenosti zasahuje, zpracovává ČEPS toto hodnocení v dalších scénářích s cílem stanovit určité koridory možného vývoje ukazatelů zdrojové přiměřenosti. Využití scénářů rovněž umožňuje zohlednění trendů (např. Green Deal, bezemisní politika apod.). Při zpracování scénářů je kladen důraz na několik klíčových aspektů:

- Spolehlivost – udržení spolehlivostních standardů dodávky elektřiny (zejména ukazatele LOLE na úrovni do 6–8 hodin/rok)
- Soběstačnost – zachování výroby elektřiny na území ČR alespoň na úrovni 90 % poptávky po elektřině (požadavek ASEK)
- Ekonomická oprávněnost – uvažování ekonomicky opodstatnitelného rozvoje zdrojové základny, především v oblasti rozvoje špičkových a pološpičkových zdrojů nezbytných pro udržení bezpečné a spolehlivé dodávky
- Emisní stopa – snižování emisí skleníkových plynů

Proces zpracování hodnocení zdrojové přiměřenosti se nařízením 2019/943 výrazně změnil a upevnil tak nenahraditelnou pozici provozovatele přenosové soustavy jako významného koordinačního prvku tohoto procesu. ČEPS jako kompetenční centrum státu v oblasti (elektro)energetiky disponuje unikátním expertním a technologickým know-how. Hodnocení zdrojové přiměřenosti slouží jako podklad pro mnohá rozhodnutí členského státu např. o zavedení kapacitních mechanismů (kapacitní trhy, strategické rezervy), o nastavení spolehlivostních standardů apod.

Hodnocení zdrojové přiměřenosti zpracované ČEPS vychází každoročně a je k dispozici online umístěné na stránkách ČEPS a MPO.

2. Hodnocení zdrojové přiměřenosti ENTSO-E MAF 2020

Evropské hodnocení zdrojové přiměřenosti „Mid-term Adequacy Forecast 2020“ (MAF 2020) vychází z předpokladu neustálého vyrovnávání výrobních zdrojů a zatížení s využitím pokročilých metodologií a modelů v kombinaci s novými prvky v soustavách. MAF 2020 má za cíl:

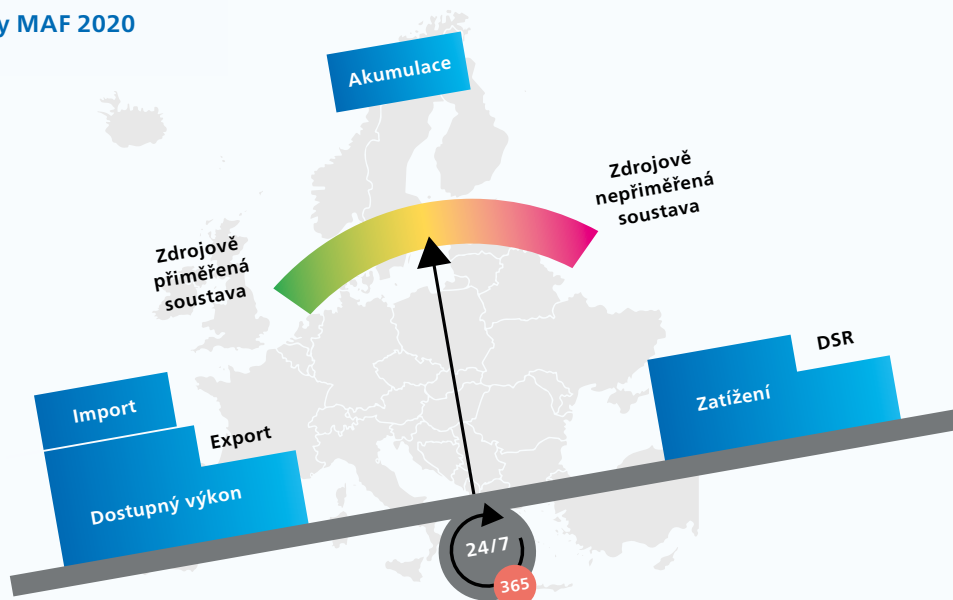
- Poskytnout zúčastněným stranám údaje nezbytné k tomu činit informovaná a kvalifikovaná rozhodnutí a podporovat rozvoj evropského energetického systému spolehlivým, udržitelným a propojeným způsobem
- Přispět k harmonizaci metodik přiměřenosti mezi provozovateli evropských přenosových soustav (TSO)
- Snahu o koordinaci zdrojů dat (nově na základě nařízení 2019/943), kde provozovatel přenosové soustavy hraje klíčovou roli

Výsledkem MAF 2020 jsou hodnoty LOLE pro časové řezy 2025 a 2030. Z porovnání jednoznačně vyplývá zhoršující se situace v evropském měřítku mezi roky 2025 a 2030.

Cílový rok 2025 byl zvolen, protože představuje stěžejní rok pro hodnocení přiměřenosti z důvodu očekávaného snížení uhelné a jaderné kapacity v Evropě a umožňuje srovnání s MAF 2019, ve kterém byl studován stejný řez.

Cílový rok 2030 byl zvolen tak, aby bylo možné vyhodnotit situaci přiměřenosti dále do budoucna, na konci desetiletého časového horizontu.

Obr. 2.1 Výsledky MAF 2020

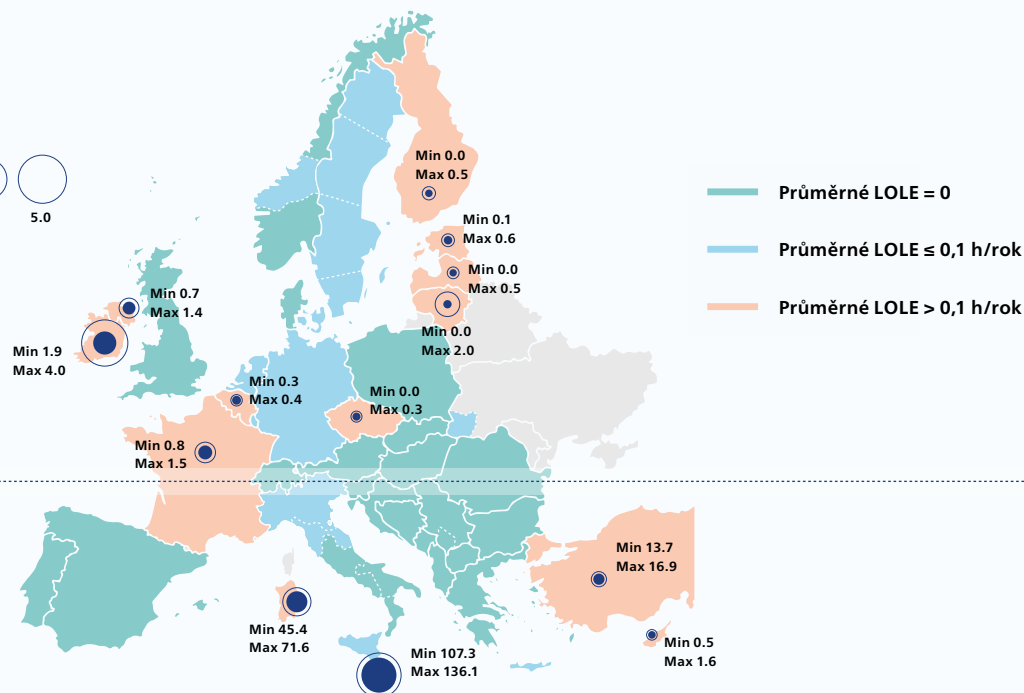


LOLE 2025

LOLE (h/rok)



LOLE (h/rok)

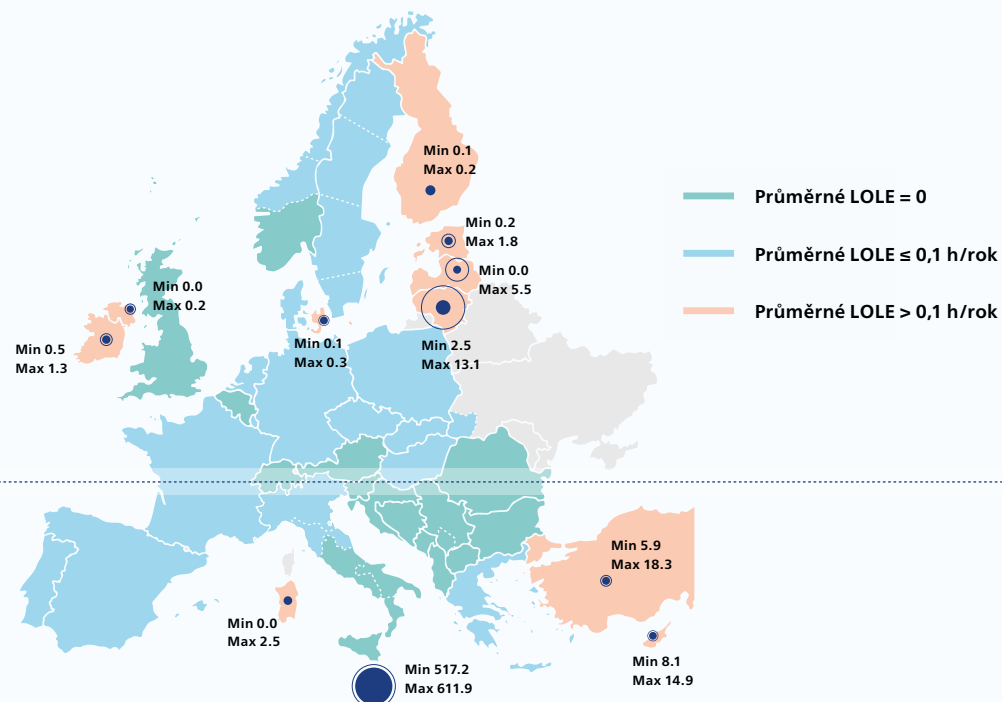


LOLE 2030

LOLE (h/rok)



LOLE (h/rok)

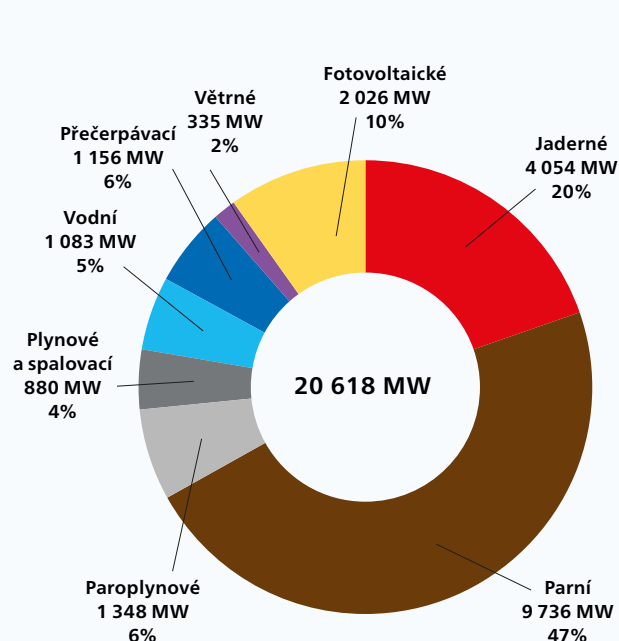


3. Střednědobý výhled výrobních kapacit ES ČR

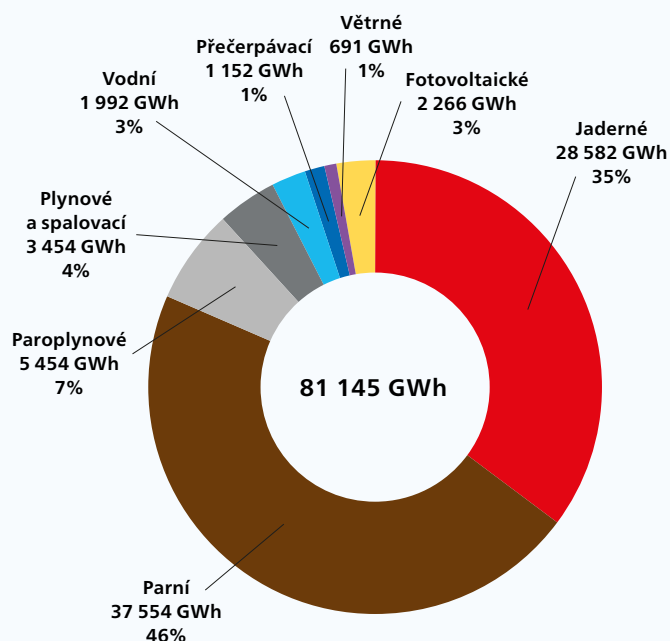
Cílem této kapitoly je představit předpoklady v oblasti výrobních kapacit ES ČR, a to zejména se zaměřením na výhled provozu jednotlivých výrobních typů zdrojové základny. Současná struktura výroby a zdrojového mixu ES ČR je pak patrná z následující dvojice grafů.

Obr. 3.1 Netto instalovaný výkon a výroba elektřiny netto v ES ČR v roce 2019, zdroj: ERÚ, přepočten ČEPS

ES ČR – NETTO INSTALOVANÝ VÝKON



ES ČR – VÝROBA ELEKTŘINY NETTO



Nejvyšší podíl na výrobě v ČR nadále představují zdroje s palivovými kotli a parními turbínami (elektrárny, teplárny a závodní energetiky). Převažujícím palivem u těchto výroben je hnědé a černé uhlí. Výroba v tomto segmentu zdrojů po dvou letech mírného poklesu, především v důsledku omezení výroby elektřiny v teplárnách, zaznamenala výraznější snížení z důvodu odstavování výkonu zdrojů a navýšením výroby paroplynových elektráren.

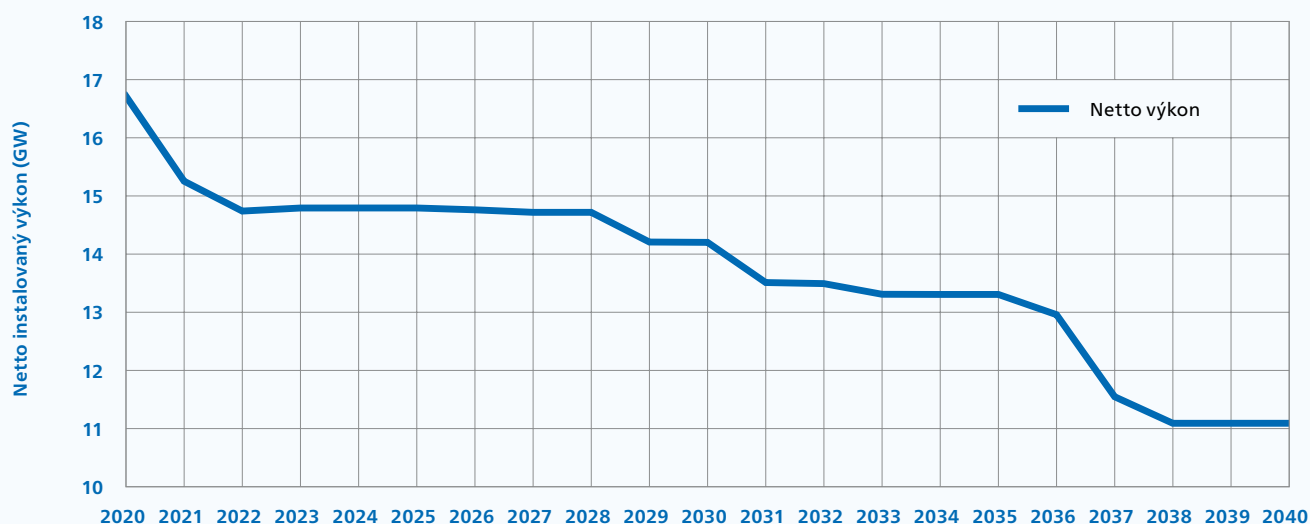
Výroba v jaderných elektrárnách opět meziročně vzrostla (roky 2016 a 2017 byly ovlivněny nadstandardně dlouhou dobou odstávek bloků pro údržbu a kontroly).

Výše uvedená statistika paroplynových elektráren zahrnuje rovněž výrobu ze zplyňování uhlí, která již několik let v řadě klesá.

Pro stanovení předpokladů v oblasti střednědobého výhledu provozu zdrojů provádí ČEPS každoroční dotazníkové šetření zahrnující všechny tepelné a vodní elektrárny s instalovaným výkonem nad 10 MWe (zdroje, jejichž souhrnný výkon dosahuje 18,3 GW a na celkové tuzemské výrobě se podílí z 90,4 %). Od roku 2018 využívá ČEPS digitalizované online webové rozhraní, které uchovává již dříve vložená data a zmírňuje tak časovou náročnost spojenou se zadáváním dat.

Na následujícím grafu je vyobrazen vývoj instalovaného výkonu tepelných, vodních a přečerpávacích vodních elektráren s instalovaným výkonem nad 10 MWe do roku 2040. Nezahrnuje obnovitelné zdroje (FVE, VTE, MVE, biomasa a bioplyn). Graf vychází z dat získaných v rámci dotazníkového šetření ČEPS provedeného koncem roku 2019.

Obr. 3.2 Vývoj netto instalovaného výkonu ES ČR pro stávající zdroje nad 10 MWe, vyjma OZE



Pro střednědobý výhled zdrojové základny ČR bude na úrovni velkých zdrojů (o instalovaném výkonu v řádu stovek MWe) určující právě provoz stávajících výroben elektřiny, protože v současnosti neprobíhá výstavba žádného takového nového zdroje, který by mohl být do ES ČR připojen ve výhledu do roku 2030. Rozvoj zdrojové základny lze tedy předpokládat především na úrovni decentrálních zdrojů.

3.1 SPALOVACÍ ZDROJE VYUŽÍVAJÍCÍ FOSILNÍ PALIVA

3.1.1 UHELNÉ ELEKTRÁRNY

Uhlí (především tuzemské hnědé uhlí) představuje aktuálně zásadní část palivového mixu výroby elektřiny v ČR. Uhlí je využíváno ve velkých systémových elektrárnách (které obvykle dodávají i teplo) a současně v teplárnách a závodních energetikách pro kombinovanou výrobu elektřiny a tepla. Podíl uhlí na výrobě elektřiny se dlouhodobě pohyboval na úrovni přibližně 1/2 výroby elektřiny v ČR, v roce 2019 došlo k poklesu především s ohledem na rostoucí cenu povolenek CO₂. Z roční zprávy ERÚ je vývoj netto výroby z uhelných paliv, které tvoří naprostou většinu výroby kategorie parních zdrojů, následující:

Tab. 3.1 Netto výroba elektřiny z uhlí a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny, zdroj: ERÚ

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Hnědé uhlí	32,4 TWh (40,5 %)	32,5 TWh (41,7 %)	32,8 TWh (42,4 %)	33,5 TWh (41,3 %)	34,2 TWh (41,7 %)	31,8 TWh (39,2 %)
Černé uhlí	4,5 TWh (5,7 %)	4,8 TWh (6,1 %)	5,3 TWh (6,8 %)	4,1 TWh (5,1 %)	3,2 TWh (3,9 %)	2,0 TWh (2,4 %)
Uhlí celkem	36,9 TWh (46,2 %)	37,2 TWh (47,8 %)	38,1 TWh (49,2 %)	37,6 TWh (46,4 %)	37,4 TWh (45,6 %)	33,8 TWh (41,7 %)

Uhelné elektrárny přispívají nejen ke krytí roční bilance elektřiny, ale i k pokrytí sezonních rozdílů ve spotřebě a zejména k poskytování podpůrných služeb – služeb výkonové rovnováhy (SVR). Uhelné zdroje téměř kompletně zajišťují pokrytí automatické regulace frekvence FCR, představují cca 80 % dostupného výkonu pro zápornou regulaci výkonové rovnováhy (aFRR-, mFRR-) a přibližně ½ dostupného výkonu pro kladnou regulaci výkonové rovnováhy (aFRR+, mFRR+).

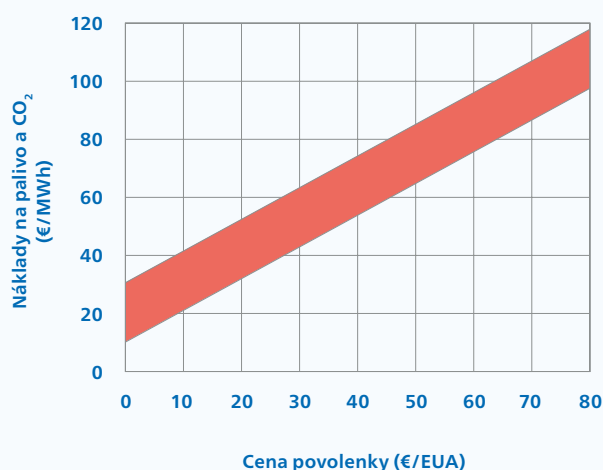
Výroba uhelných elektráren má přesahy i do teplárenství, jelikož většina z nich dodává i teplo pro soustavy dálkového vytápění (CZT).

Uhelné elektrárny prošly v průběhu posledního desetiletí modernizací nebo ekologizací tak, aby jejich provoz byl uveden do souladu s požadavky na emise znečišťujících látek.

Vysoká intenzita emisí CO₂ na jednotku vyrobené elektřiny může vést k vynucenému odstavení uhelných elektráren v důsledku dekarbonizačních cílů, které jsou vyžadovány dosavadními politikami a zintenzivněnou Zelenou dohodou pro Evropu (European Green Deal, EGD).

Z uvedené zásadní role uhlí v energetickém sektoru ČR je zřejmé, že útlum využití uhelných zdrojů představuje značné výzvy jak pro pokrytí poptávky po elektřině, tak i pro zajištění služeb výkonové rovnováhy pro elektrizační soustavu a centrální výroby tepla pro obyvatelstvo a průmysl. Bez ohledu na to, jaký bude stanoven termín a jaká trajektorie útlumu výroby, se uhelné elektrárny nadále budou potýkat s dopadem nákladů na CO₂. Povolenky představují již při stávajících cenách let 2019 a 2020 pro uhelné elektrárny vyšší náklad než palivo (viz graf citlivosti nákladů na palivo a CO₂ na cenu povolenky CO₂). V případě dalšího růstu ceny povolenky, který by nebyl následován růstem ceny elektřiny, by došlo k odstavování uhelných elektráren z ekonomických důvodů. Útlum výroby z uhlí tedy může nastat nezávisle na rozhodnutí týkajících se jejich vynuceného odstavení.

Obr. 3.3 Citlivost palivových a CO₂ nákladů uhelných zdrojů na cenu povolenky (pro blok s účinností 33 %)



3.1.2 PLYNOVÉ ELEKTRÁRNY

Většina výroby elektřiny z plynu do roku 2014 byla vyprodukována v rámci KVET. Plynové elektrárny v dřívějším období plnili v elektrizační soustavě především roli pološpičkového a špičkového zdroje elektřiny vč. regulační energie. Jejich příspěvek k výrobě elektřiny v ČR byl poměrně marginální. Nárůst výroby elektřiny v posledních letech souvisí především s uvedením do provozu a navyšování využití PPC Počerady.

Tab. 3.2 Netto výroba elektřiny ze ZP a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny, zdroj: ERÚ

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Zemní plyn	1,3 TWh (1,6 %)	1,9 TWh (2,5 %)	3,3 TWh (4,3 %)	3,3 TWh (4,1 %)	3,4 TWh (4,2 %)	5,4 TWh (6,7 %)

Rostoucí cena povolenek CO₂ v kombinaci s příznivými cenami zemního plynu může vytvářet podmínky pro další navyšování využití plynových elektráren. Zemní plyn by měl (jako náhradu za původní energoplyn) nadále využívat paroplynový cyklus ve Vřesové. Menší paroplynové cykly v Brně (Červený Mlýn) a Kralupech plní roli zdrojů s KVET. Samostatné plynové turbíny a plynové motorgenerátory jsou využívány jako rychle startující zdroje pro služby výkonové rovnováhy. Další rozvoj plynových zdrojů je indikován v rámci popisu transformace teplárenství a potřeby dozdrazování mixu ČR.

3.1.3 TEPLÁRENSTVÍ

Uhelné zdroje s KVET dodávají teplo pro soustavy CZT většiny velkých měst ČR (např. Praha, Ostrava, Plzeň, Olomouc, České Budějovice, Hradec Králové, Pardubice, Ústí n. L., Zlín). Uhlí současně využívají zdroje v závodních energetikách (např. Unipetrol Litvínov, TAMEH Ostrava, Energetika Třinec, Synthesia Pardubice), které zajišťují dodávky technologické páry a elektřinu pro průmyslové závody. Centrální uhelné zdroje v ČR dodají pro potřeby CZT a průmyslu přibližně 80 PJ tepla (tj. ½ celkového množství).

V rámci požadavků na dekarbonizaci tedy bude nezbytné provést transformaci velkých teplárenských zdrojů. Tento fakt se dotýká i elektrizační soustavy, jelikož převážná část uhelných centrálních uhelných zdrojů tepla je provozována v režimu KVET, tedy s výrobou elektřiny.

Dle požadavků Green Deal má být budoucí energetické odvětví založeno na OZE. Z hlediska paliv lze tedy předpokládat, že určitý podíl v transformaci teplárenství zaujme lokální biomasa a energetické využití odpadu. V rámci využití těchto paliv uvažujeme technické koncepce založené především na výrobě tepla s omezeným přínosem pro elektrizační soustavu.

Vzhledem k omezenému potenciálu biomasy a odpadu by převažující část transformace měly zajistit technologie využívající zemní plyn. Následující tabulka uvádí souhrn předpokladů k přechodu z uhlí na zemní plyn ve skupině zdrojů, které jsou v rámci výpočtů zdrojové přiměřenosti vedeny jako teplárny a závodní energetiky. Je však třeba zmínit, že se nejedná o kompletní výčet zdrojů dodávajících teplo, jelikož některé velké zdroje s KVET jsou vedeny ve skupině uhelných elektráren (např. zdroje: Kladno, Mělník, Komořany, Opatovice, Dětmárovice, Tisová aj.).

Transformace teplárenství bude zahrnovat investice do nových technologií a využití paliv s vyššími náklady než v případě využití uhlí. Provedení transformace proto bude podmíněno nastavením takových opatření, které umožní provozovatelům realizovat investiční záměry (např. investiční nebo provozní podpory).

Tab. 3.3 Transformace v segmentu tepláren a závodních energetik

		2019	2025	2030	2033	2035	2038	2040
TE (MW)	uhlí	904	820	–	–	–	–	–
	plyn	529	359	1 546	1 583	1 608	1 664	1 670
ZE (MW)	plyn	149	148					
	uhlí	483	437	–	–	–	–	–
suma netto instal. výkonu TE + ZE (MW)		2 066	1 764	1 546	1 583	1 608	1 664	1 670
suma netto výroby TE + ZE (GWh)		6 596	6 748	5 970	5 986	6 164	6 468	6 492
doba využití (h)		3 193	3 825	3 862	3 781	3 833	3 887	3 887

Transformace teplárenství je v tomto hodnocení zdrojové přiměřenosti řešena z pohledu provozu ES ČR s předpokladem, že dojde k nastavení těchto podpůrných opatření.

3.2 JADERNÉ ELEKTRÁRNY

Elektrárna Temelín disponuje dvěma bloky o netto instalovaném výkonu 1069 MW. Roční netto výroba elektřiny z obou bloků by v budoucích letech měly dosahovat cca 15,2 až 15,4 TWh/rok. Aktuálně platný plán je provozovat bloky elektrárny až na hranici 60 let provozu, tj. do období roku 2060/62.

Elektrárna Dukovany disponuje čtyřmi bloky o netto instalovaném výkonu 479 MW. Roční netto výroba elektřiny ze všech bloků by v budoucích letech měly dosahovat cca 14,0 až 15,0 TWh/rok (v závislosti na provádění opatření k prodloužení provozu). Aktuálně platný plán je provozovat bloky elektrárny až na hranici 60 let provozu, tj. do období let 2045 až 2047. Od druhé poloviny třicátých let je v rámci simulací a výpočtů uvažováno s provozem nového jaderného bloku s instalovaným brutto výkonem 1 200 MWe. Po určité období je tedy uvažováno se souběhem všech stávajících bloků jaderných elektráren společně s novým blokem. Tento předpoklad je nebytnou podmínkou pro provedení útlumu výroby elektřiny z uhlí.

3.3 VELKÉ VODNÍ ELEKTRÁRNY

V oblasti výroby velkých vodních elektráren se nepředpokládají žádné významnější změny. Z celkového netto výkonu vodních elektráren v ČR 2,2 GW připadá 1,9 GW na velké vodní elektrárny (nad 10 MWe), z toho pak 1,2 GW tvoří přečerpávací vodní elektrárny (PVE) Dalešice, Dlouhé Stráně a Štěchovice II a 0,7 GW akumulární a průtočné vodní elektrárny. V rámci výhledu se předpokládá výroba PVE ve výši cca 1,2 TWh/rok a výroba cca 1,0 TWh/rok u akumulárních vodních elektráren. Vyjma statické funkce elektráren se dále předpokládá využití dynamických vlastností pro poskytování regulačního výkonu, a to jak na přečerpávacích vodních elektrárnách, tak i na elektrárnách Vltavské kaskády.

3.4 OZE A DECENTRALIZOVANÁ ENERGETIKA

Pro oblast výroby elektřiny na zdrojích s instalovaným výkonem pod 10 MW nebylo provedeno dotazníkové šetření. V rámci modelování se proto vychází z centrálních statistik ČR, predikčních nástrojů EU a dále z výhledů vývoje jednotlivých typů výroben dle koncepčních dokumentů ČR a podkladů Uhelné komise korigovaných o aktuálně dosažený stav a předpokládané požadavky na ČR z hlediska rozvoje OZE.

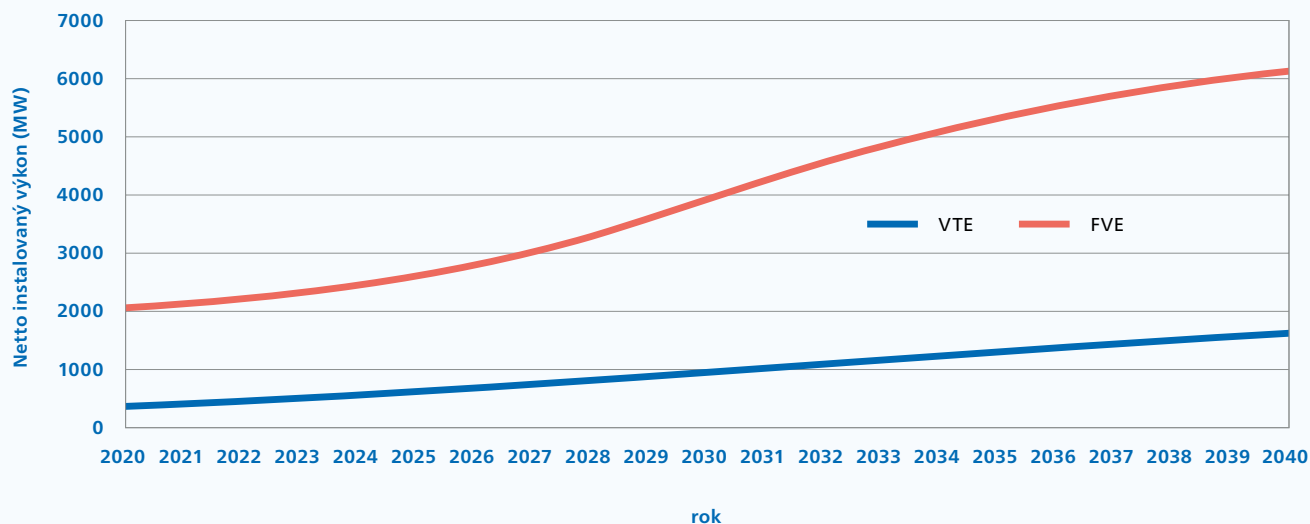
3.4.1 SCÉNÁŘ VÝVOJE FVE A VTE

V kategorii fotovoltaických elektráren (FVE) činila dle dat ERÚ na konci roku 2019 celková netto výroba 2 266 GWh při celkovém instalovaném výkonu 2 026 MW. Běžná doba využití maxima FVE v ČR je cca 1000-1100 hodin/rok. V oblasti větrných elektráren (VTE) byla ke konci roku 2019 vykázána celková netto výroba 691 GWh při celkovém netto instalovaném výkonu 335 MW, s dobou využití maxima 2036 hod/rok. V rámci modelování provozu je pro tento typ zdrojů využita evropská klimatická databáze (PECD v2.2).

Pro potřeby formulace scénářů a následující modelování byly použity následující předpoklady vývoje FVE a VTE:

- FVE a VTE dle Vnitrostátního plánu v oblasti energetiky a klimatu (NEKP)
- FVE dle Komory obnovitelných zdrojů (KOZE) a VTE dle Konzervativního scénáře Akademie věd ČR
- Konzervativní scénář VTE uveden ve studii Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020 (David Hansilian, Ústav fyziky atmosféry AV ČR, v.v.i. Praha, 2020)
- FVE se zohledněním maximálně přípustného výkonu tak, aby v soustavě nedocházelo k velkým přebytkům energie (nad 100 GWh) – omezení bylo třeba reflektovat, jelikož na rozdíl od NEKP tyto studie jsou zpracovány nezávisle a neposuzují průnik potenciálu obou technologií současně

Obr. 3.4 Grafické znázornění vývoje predikce FVE a VTE do roku 2040, zdroj: NEKP a ČEPS

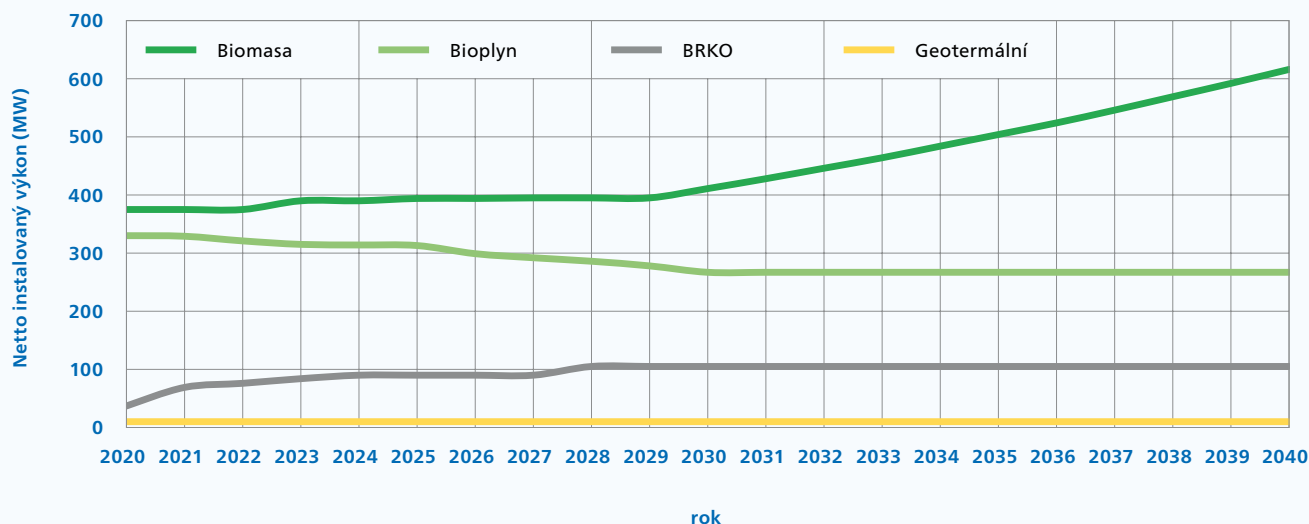


Křivky FVE a VTE (obr. 3.4) jsou v souladu s predikcí, ke které se ČR zavázala v Národním energeticko-klimatickém plánu (NEKP). Ten představuje závazky jednotlivých států Evropské unie, a to nejen v oblasti rozvoje obnovitelných zdrojů do roku 2030.

3.4.2 VÝVOJ OSTATNÍCH SEGMENTŮ DECENTRALIZOVANÉ VÝROBY ELEKTRINY

Česká republika je především vývozcem pevné biomasy. Do roku 2030 v NEKP resort Ministerstva zemědělství ČR připouští navýšení energetického využití zemědělské biomasy. Toto navýšení bude však muset zároveň respektovat strategickou úroveň zemědělské produkce pro potravinové využití.

Obr. 3.5 Výhled vývoje instalovaného výkonu biomasy a bioplynu, dle návrhu NEKP



3.4.3 BATERIOVÁ AKUMULACE

K rozvoji bateriové akumulace dochází postupně především díky poklesu cen technologie a podmíněné instalaci zejména k fotovoltaickým elektrárnám. Rychlost rozvoje akumulace je závislá na ekonomické návratnosti investice ovlivněné v dnešní době podporou na instalaci a rovněž na ukotvení akumulace v české i unijní legislativě. Pro potřeby výpočtů zdrojové přiměřenosti je uvažován rostoucí vývoj penetrace baterií, a to až k 20% poměru jejich instalovaného výkonu k instalovanému výkonu FVE po roce 2030. Dále jsou uvažovány mimo domácích bateriových systémů ke střešní fotovoltaice i velké stacionární baterie, schopné dosahovat výkonů v řádu jednotek až desítek MW. Baterie jsou v poměru 1 MW výkonu na 2 MWh energie.

3.4.4 P2G

V roce 2020 byla zpracována v rámci NAP SG studie *Využití technologie Power-to-gas pro akumulaci přebytků elektřiny z OZE*.

Ze studie v podstatě vyplývá, že rozšíření technologie P2G je možné pouze tam, kde je připraven legislativní a regulační rámec a kde je dostatečně rozšířená výroba z intermitentních obnovitelných zdrojů elektřiny. P2G pak slouží k ukládání přebytků výroby těchto zdrojů elektřiny a využití znovu v době nedostatku elektřiny.

V ČR prozatím nejsou splněny obě výše uvedené základní podmínky. Podle závěrů studie lze tedy konstatovat, že do roku 2030 nedojde k významnému rozšíření této technologie. K rozšíření technologie P2G by pravděpodobně mohlo dojít po roce 2030, kdy bude již nastaven legislativní a regulační rámec a bude dostatečně rozšířena výroba z intermitentních OZE.

Téma P2G je třeba i nadále sledovat v rámci NAP SG a ve vazbě na realizaci NEKP.

3.4.5 DOZDROJOVÁNÍ

Dodržení bezpečnostních a spolehlivostních parametrů provozu ES ČR bude vyžadovat (v závislosti na útlumu uhelných elektráren a rozvoji ostatních elektráren) různou úroveň doplnění mixu o další zdroje (tzv. „dozdrojování“). Kromě referenčního scénáře je proto v rámci simulací chodu elektrizační soustavy uvažováno doplnění plynovými elektrárnami tak, aby byla zajištěna spolehlivost (LOLE 6-8 h) a soběstačnost pokrytí spotřeby alespoň z 90 % tuzemskými zdroji (dle ASEK). Vzhledem k emisním cílům je dozdrojování říditelné výroby možné pouze ve formě moderních paroplynových bloků.

Je třeba zmínit, že v rámci dozdrojování se jedná pouze o hypotézu. Předpoklad výstavby nových plynových elektráren totiž není podložen skutečnými investičními projekty, ani nastavením mechanismů umožňujících výstavbu těchto zdrojů s přijatelným rizikem pro investora. Současně nelze vyloučit, že možnost výstavby nových zdrojů na zemní plyn bude za hranicí roku 2030 v EU omezena.

4. Spotřeba elektřiny v ČR

Při zpracování scénářů spotřeby společnosti ČEPS je kladen důraz na využití primárních dat a možnost reagovat v predikcích na aktuální změny ve struktuře spotřeby, týkající se například počtu elektromobilů, tepelných čerpadel či vybavenosti domácností. Zároveň je brán ohled na další dostupné primární údaje, které korespondují s makroekonomickými a demografickými odhady.

Při hodnocení zdrojové přiměřenosti jsou na straně spotřeby posuzovány všechny aktivní komponenty (energetická náročnost, využívání nových technologií při vytápění, klimatizování, akumulace přebytků výroby a elektromobilita), které kromě přirozeného chování spotřeby reagují na změny v její struktuře. Kromě řady agregovaných ukazatelů energetické spotřeby a míry penetrace jednotlivých vlivů je nezbytné mít k dispozici dostatek statistických modelů, včetně hodinových průběhů a závislostí na klimatických faktorech.

Aby byly při následných analýzách odstraněny náhodné klimatické vlivy, používá se korekce na teplotní normál (metodika byla detailněji popsána v dokumentu „Hodnocení přiměřenosti výrobních kapacit ES ČR do roku 2030“ vydaném 1. 6. 2017).

4.1 PROGNOZA VÝVOJE SPOTŘEBY

Pro potřeby střednědobých analýz hodnocení zdrojové přiměřenosti je využit model netto spotřeby dle ENTSO-E. Vychází se z predikce TNS (= tuzemská netto spotřeba MO a VO) se započítáním spotřeby tepelných čerpadel a elektromobility, což nejvíce odpovídá nárokům na modelování koncové spotřeby zákazníků připojených k síti a používá se jak pro střednědobé, tak i dlouhodobé predikce. Pro účely výpočtů je třeba započítat i ztráty v sítích PS a DS.

Výsledná predikce spotřeby, která se používá pro modelování soustavy, je určena dle vzorce uvedeného níže. Navýšení spotřeby o čerpání PVE a nabíjení baterií je pak výsledkem optimalizace nasazení zdrojů simulačním programem.

Netto spotřeba ČR dle ENTSO-E = $TNS_{\text{základní VO+MO}} + TČ + EM + \text{ztráty v sítích}$

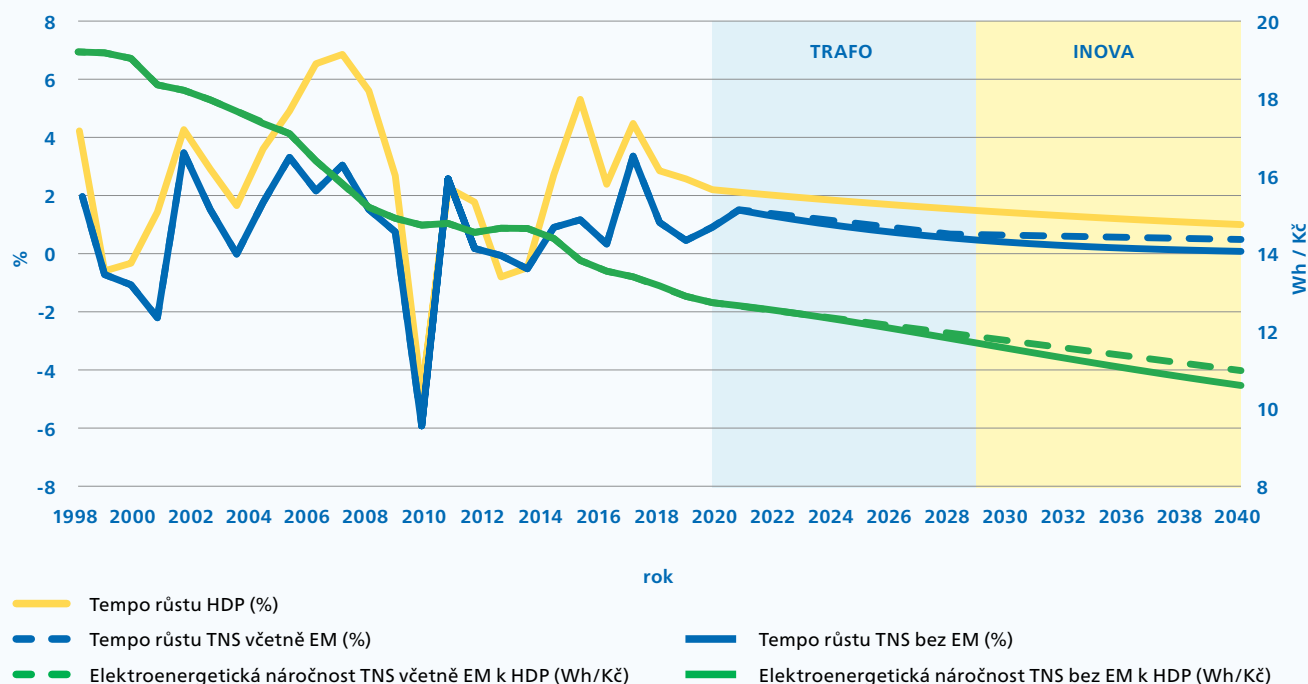
4.1.1 VÝVOJ FAKTORŮ OVLIVŇUJÍCÍCH SPOTŘEBU ČR

Predikce je formulována do jednoho hlavního scénáře. Ten vychází ze známých aktuálních strategií, vizí a plánů Vlády ČR, a z definujících podmínek a předpokladů budoucího vývoje ČR při současném předpokladu nastupující dekarbonizace. V hlavním scénáři je v roce 2050 předpokládáno dosažení dekarbonizace v indikativní úrovni 80 % oproti roku 1990, a to s ohledem na dostupnost podkladů v závislosti na probíhajícím schvalování energetických cílů EU. Data pro vyšší úroveň dekarbonizace prozatím nejsou k dispozici (vyšší úroveň dekarbonizace by se projevila např. zvýšením spotřeby elektřiny při rozsáhlejší elektrifikaci dopravy a průmyslu) Predikce je dále v souladu konkrétně s Vnitrostátním plánem ČR v oblasti energetiky a klimatu a Inovační strategií ČR pro 2019-2030 (INOS). Scénář predikuje, jakou spotřebu elektřiny lze v ČR konzervativně předpokládat. Zároveň uvažuje pouze omezenou elektrifikaci konečné spotřeby (především elektromobilitu) a snižující se elektroenergetickou náročnost tvorby HDP.

Predikční období do roku 2040 je rozděleno na dvě hlavní etapy rozvoje ČR – TRAFO a INOVA. Období TRAFO bude trvat zhruba do roku 2030 a je charakteristické transformací extenzivně se rozvíjející ekonomiky (tzv. „montovny“) dle záměrů NEKP a INOS. Predikce se v tomto období shoduje s dosavadními predikcemi ČEPS

založenými na předpokladu evolučního vývoje spotřeby a elektroenergetické náročnosti tvorby HDP. Od roku 2031 do 2040 následuje etapa INOVA, ve které dochází k nástupu inovativní pokročilé ekonomiky (tzv. „myslivny“). Predikce zde předpokládá intenzivnější zvyšování energetické účinnosti, snižování elektroenergetické náročnosti tvorby HDP a rychlejší rozvoj elektromobility.

Obr. 4.1 Vývoj meziroční změny HDP, TNS a vývoj EEN

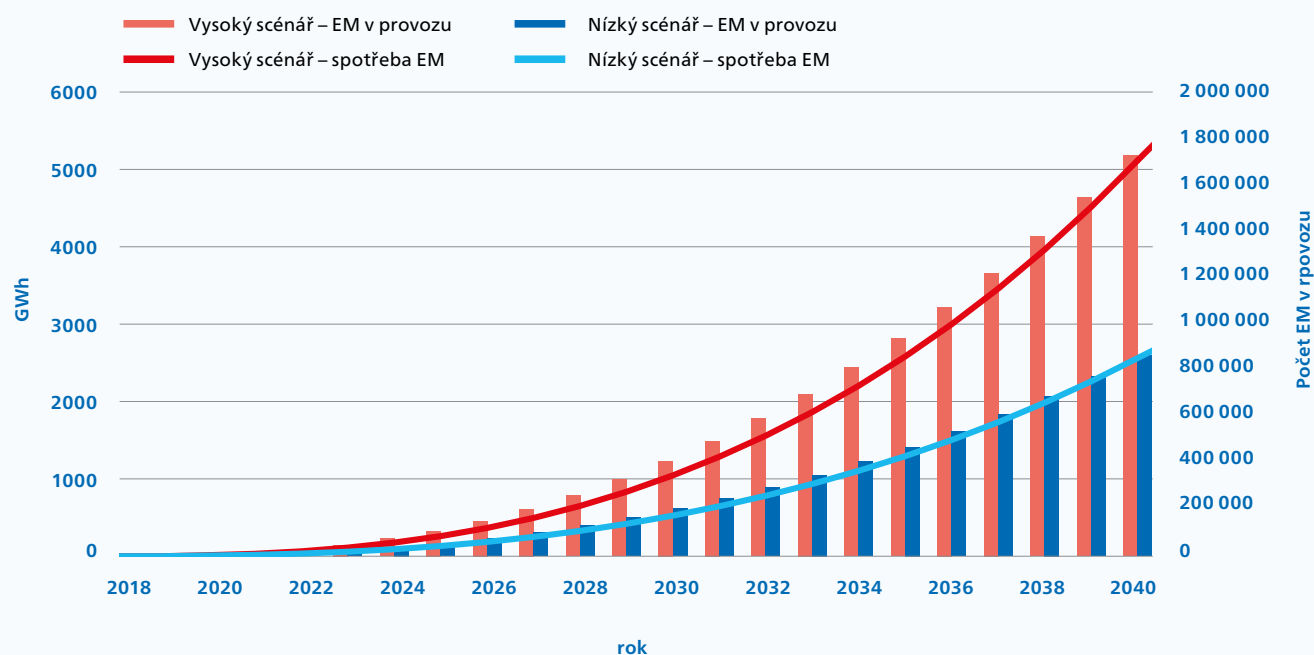


Co se týče vývoje TNS v závislosti na HDP, lze v predikci i nadále očekávat vysokou míru korelace, zhruba do roku 2030. Růst HDP se bude postupně snižovat a roku 2040 dosáhne trvale udržitelné úrovně 1 %. Scénář rovněž předpokládá zvyšující se počet obyvatel ČR díky kladnému imigračnímu saldu dle vysoké varianty projekce ČSÚ, kterou rovněž potvrzuje současný vývoj. Průměrný počet členů domácnosti pak sleduje trend NEKP.

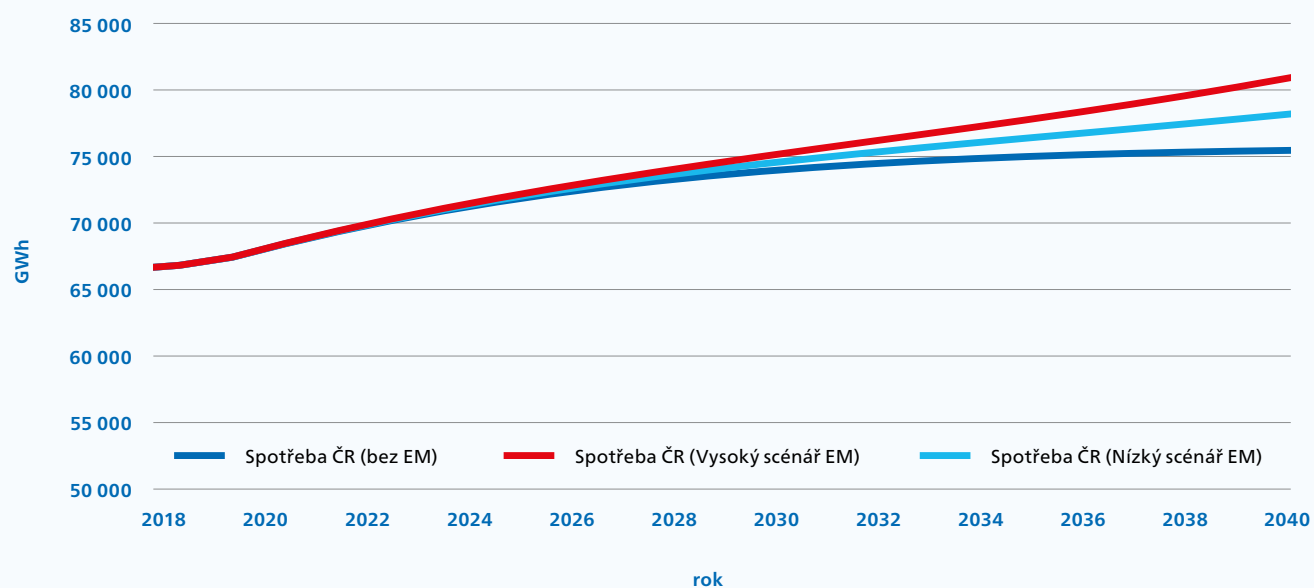
4.1.2 ELEKTROMOBILITA A TEPELNÁ ČERPADLA

Rozvoj elektromobility je predikován ve dvou scénářích – Nízký a Vysoký. Oba scénáře obsahují jak osobní bateriové elektromobily, tak lehké užitkové vozy. Nízký scénář vývoje elektromobility je zahrnutý do hlavního scénáře vývoje spotřeby ČR. Vysoký scénář lze použít alternativně pro demonstraci velikosti vlivu elektromobility na celkovou spotřebu elektřiny.

Obr. 4.2 Predikce vývoje elektromobility

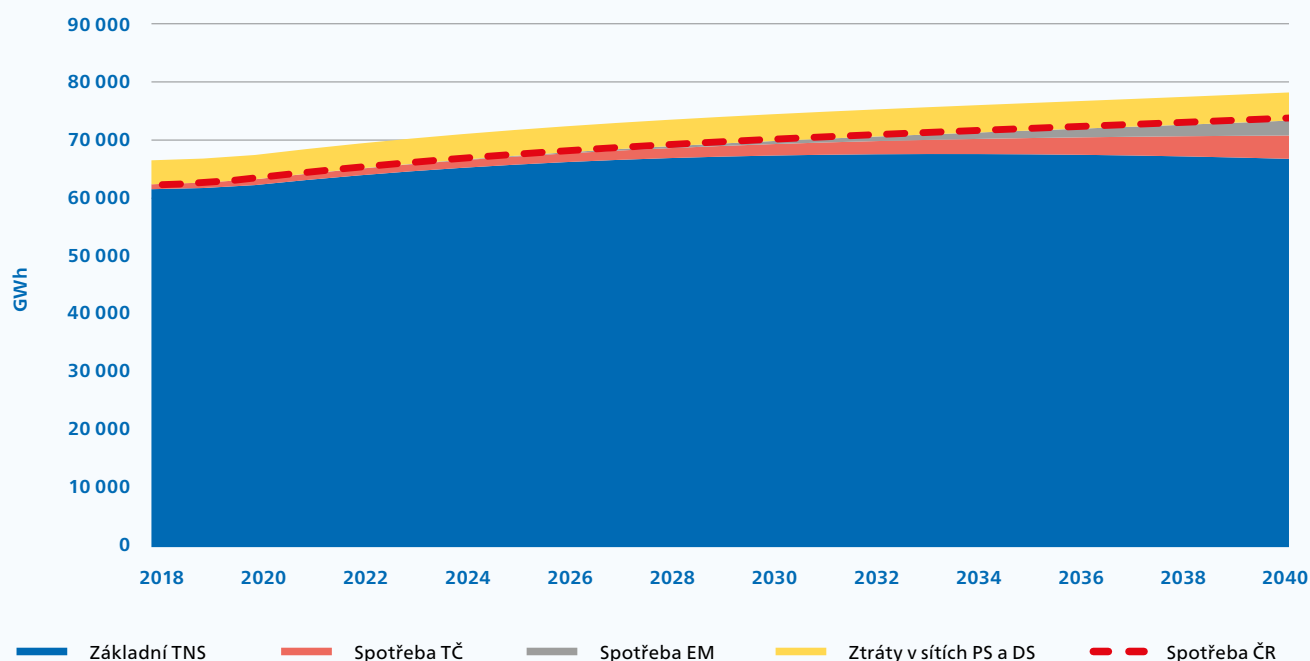


Obr. 4.3 Vliv elektromobility na TNS jakožto jednoho z nástrojů dekarbonizace konečné spotřeby elektřiny k roku 2050



4.2 PREDIKCE SPOTŘEBY ELEKTŘINY ČR DO ROKU 2040

Obr. 4.4 Vývoj netto spotřeby elektřiny ČR do roku 2040



V grafu je znázorněn vývoj spotřeby elektřiny se zobrazením jeho struktury. Je vidět, že ač základní odběr domácností a průmyslu začne v druhé polovině třicátých let klesat, celková spotřeba bude dál růst. Důvodem je postupný přechod části sektoru dopravy a vytápění na využívání elektřiny, jako metody k dosažení ekologických cílů a snížení koncové spotřeby energie ve všech jejích formách (snížení spalování paliv a větší využívání energie okolí).

V současné době je obtížné přesně predikovat, jakým způsobem a na jak dlouho pandemie a vládní opatření budou ovlivňovat spotřebu ČR. Ve scénářích MAF CZ může dojít k dočasnému poklesu spotřeby v letech 2020-2025. S ohledem na tzv. rebound efekt, který reaguje na oživení ekonomiky, předpokládáme v tomto období návrat k původní výkonnosti tvorby HDP na základě historické zkušenosti z předchozí krize. V případě poklesu spotřeby (řádově v jednotkách TWh) předpokládáme návrat na původní křivku vývoje spotřeby nejpozději v roce 2025. Proto tyto mimořádné efekty pandemie nejsou v prognóze spotřeby obsaženy.

5. Hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR

Tato kapitola se věnuje popisu jednotlivých scénářů uvažovaných v rámci posouzení zdrojové přiměřenosti ES ČR, použitým vstupním datovým podkladům a vyhodnocení výstupů simulací chodu propojené evropské soustavy. Výsledky jsou předkládány především pomocí standardních ukazatelů LOLE a EENS.

Vzhledem k tomu, že v současné době jsou jak odbornou, tak i laickou veřejností diskutovány různé směry vývoje české energetiky, je i v tomto dokumentu pracováno s různými směry vývoje energetického mixu ČR ve formě několika scénářů. Tyto scénáře odrážejí různé potenciální směry budoucího vývoje českého energetického mixu a zahrnují v sobě odlišné pohledy na odklon od uhlí či predikci vývoje obnovitelných zdrojů.

Data použitá při výpočtech vychází jednak z dotazníkového šetření (sběr dat realizován ve spolupráci s MPO), tak z veřejných zdrojů, a to jak českých, tak evropských. Výpočty jsou provedeny v souladu s metodikou ENTSO-E, což umožňuje srovnávání s výsledky obdobných zahraničních analýz.

5.1 POPIS SCÉNÁŘŮ

V této kapitole jsou popsány parametry jednotlivých scénářů vývoje energetiky v ČR. Referenční, Koncepční a Progresivní scénář a jejich závěry navazují na aktivity Uhlé Komise. Z koncepčního scénáře pak vychází dokument ODDR do roku 2050.

5.1.1 SPOLEČNÉ PŘEDPOKLADY

Výčet předpokladů společných pro všechny scénáře vyplývajících z informací v předchozích kapitolách:

- Transformace teplárenství (CZT) a závodních energetik z uhlí na zemní plyn, biomasu, odpad, popřípadě jiná paliva nebo spoluspalování
- Zprovoznění nového jaderného bloku v Dukovanech v roce 2036 v souladu s právě probíhajícím notifikačním řízením u EK a souběh s původními bloky do období 2045-47
- Společný scénář predikce spotřeby ČR se zahrnutím rozvoje elektromobility a tepelných čerpadel
- Alokace výkonu pro PpS (více informací o modelování PpS je uvedeno v kapitole 5.2)
- Dozdrojování (neplatí pro Referenční scénář) ve formě paroplynových bloků k dodržení požadavku spolehlivosti a soběstačnosti ES ČR (LOLE max 6-8 h a import max 10 % spotřeby)
- Využití vodních elektráren
- Vývoj poměru výkonu bateriové akumulace k výkonu zprovozňovaných FVE

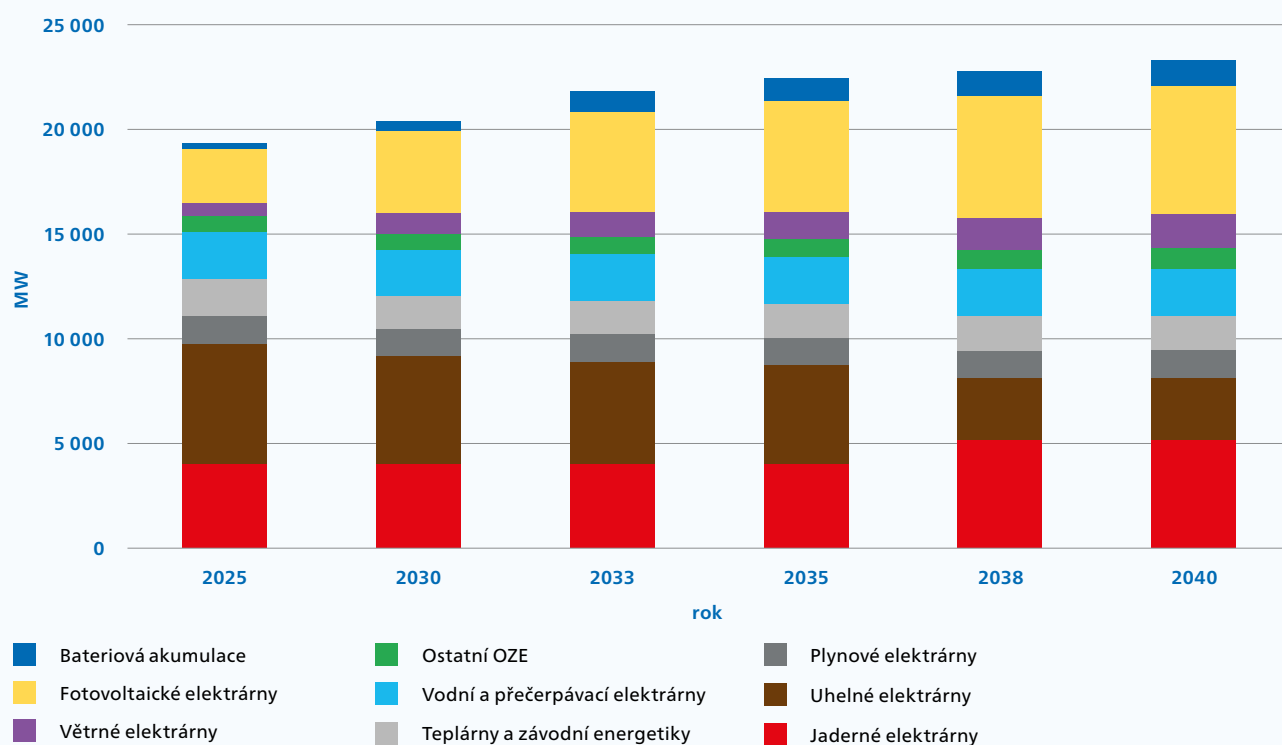
5.1.2 REFERENČNÍ SCÉNÁŘ

Referenční scénář vychází z primárních dat získaných v rámci dotazníkového šetření ČEPS uskutečněného na přelomu 2019/2020. Z dotazníkového šetření vyplynuly dva základní předpoklady:

- Předpokládá se budoucí postupný útlum v současnosti provozovaných fosilních zdrojů z důvodu dožívání technologie
- Nepředpokládá se výstavba žádného nového zdroje využívajícího fosilní paliva

Vývoj instalovaného výkonu FVE a VTE je v souladu s NEKP. Budoucí vývoj instalovaného výkonu biomasy a bioplynu vychází z podkladu návrhu NEKP.

Obr. 5.1 Netto instalovaný výkon v Referenčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů



NGC (MW)	Referenční 2025	Referenční 2030	Referenční 2033	Referenční 2035	Referenční 2038	Referenční 2040
Bateriová akumulace	267 MW	449 MW	967 MW	1 064 MW	1 175 MW	1 226 MW
Fotovoltaické elektrárny	2 601 MW	3 935 MW	4 836 MW	5 321 MW	5 875 MW	6 130 MW
Větrné elektrárny	619 MW	960 MW	1 170 MW	1 302 MW	1 494 MW	1 623 MW
Ostatní OZE	808 MW	793 MW	846 MW	885 MW	950 MW	998 MW
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW
Teplárny a závodní energetiky	1 764 MW	1 546 MW	1 583 MW	1 608 MW	1 664 MW	1 670 MW
Plynové elektrárny	1 321 MW	1 321 MW	1 321 MW	1 321 MW	1 321 MW	1 321 MW
Uhelné elektrárny	5 750 MW	5 143 MW	4 888 MW	4 719 MW	2 957 MW	2 957 MW
Jaderné elektrárny	4 055 MW	4 055 MW	4 055 MW	4 055 MW	5 195 MW	5 195 MW
Celkem	19 416 MW	20 434 MW	21 897 MW	22 506 MW	22 862 MW	23 352 MW

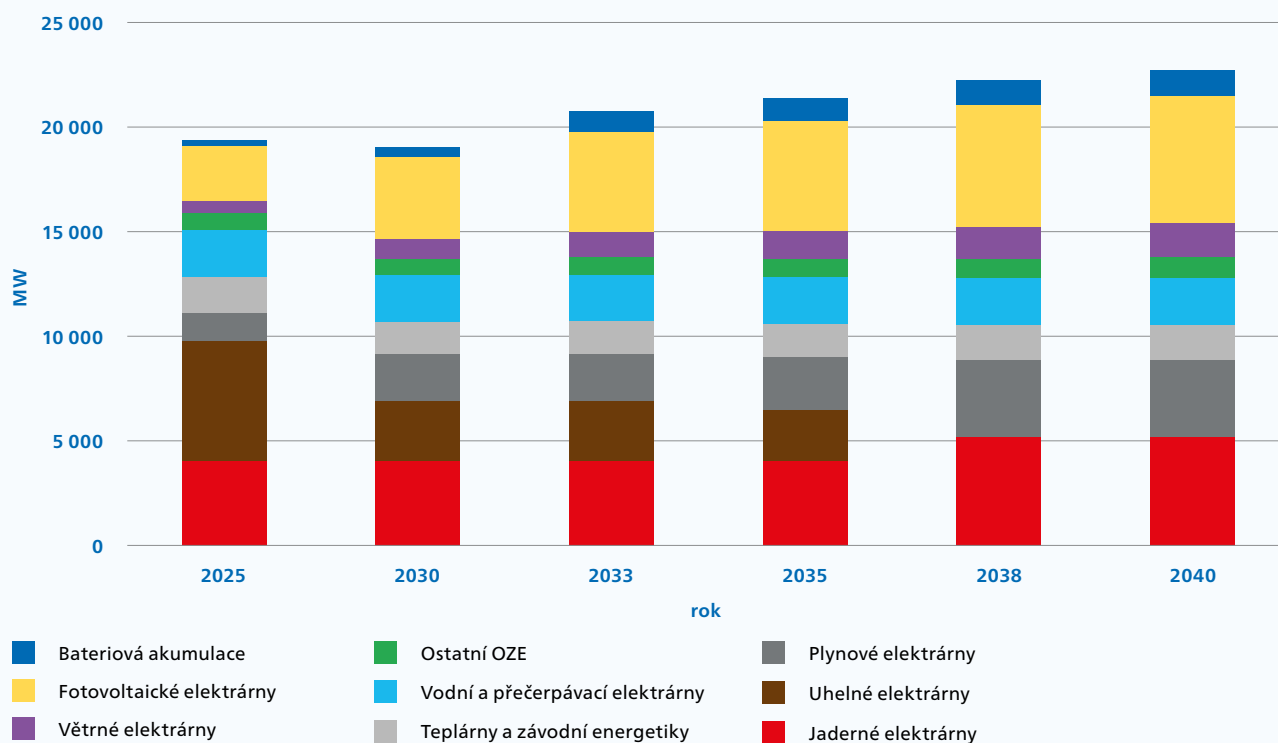
5.1.3 KONCEPČNÍ SCÉNÁŘ

V tomto scénáři se stejně jako v Referenčním vychází pro rok 2025 z dotazníkového šetření. Od roku 2030 však dochází k výraznějšímu útlumu uhelných zdrojů až do roku 2038, který je rokem úplného odklonu od uhlé energetiky.

Vývoj instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů v horizontu let 2020 až 2040 je shodný s vývojem OZE použitým pro Referenční scénář, (dle NEKP) a s bateriovou akumulací, která po roce 2030 progresivně vystoupá k poměru 20 % celkového netto instalovaného výkonu fotovoltaických elektráren.

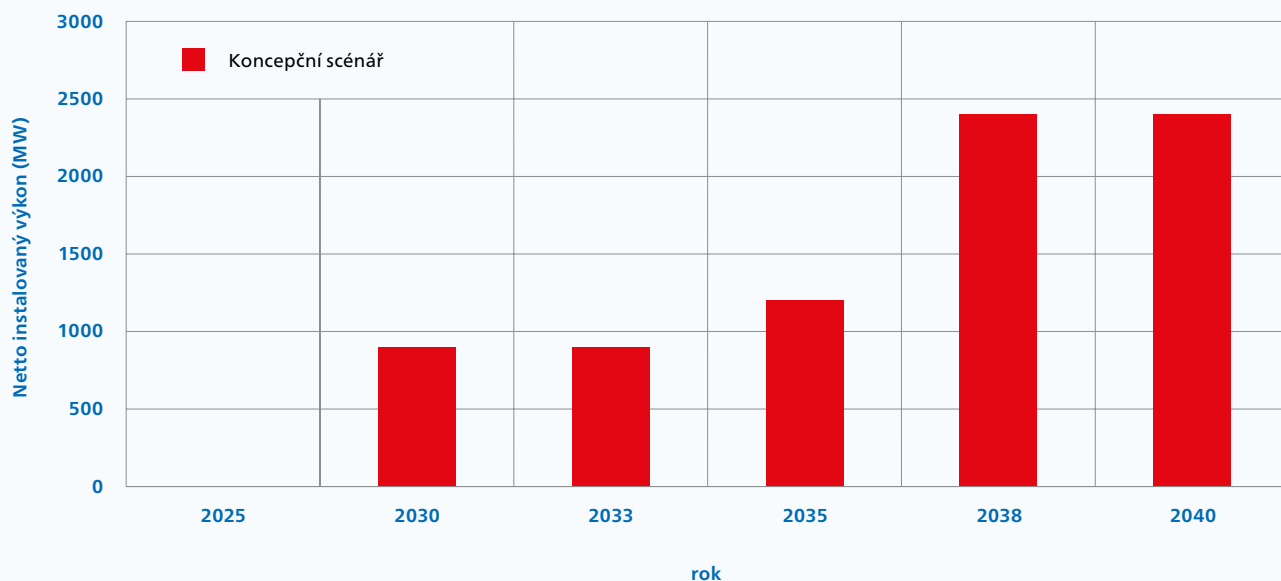
Aby byly včas dostupné nové paroplynové elektrárny k zajištění bezpečnosti dodávky v pozdějších letech, je v roce 2030 uvedeno do provozu nejprve 900 MW, do roku 2035 dalších 300 MW a do roku 2038 pak dalších 1 200 MW netto instalovaného výkonu nových zdrojů. Celkem dochází k výstavbě až 2 400 MW do roku 2040.

Obr. 5.2 Netto instalovaný výkon v Koncepčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů



NGC (MW)	Koncepční 2025	Koncepční 2030	Koncepční 2033	Koncepční 2035	Koncepční 2038	Koncepční 2040
Bateriová akumulace	267 MW	449 MW	967 MW	1 064 MW	1 175 MW	1 226 MW
Fotovoltaické elektrárny	2 601 MW	3 935 MW	4 836 MW	5 321 MW	5 875 MW	6 130 MW
Větrné elektrárny	619 MW	960 MW	1 170 MW	1 302 MW	1 494 MW	1 623 MW
Ostatní OZE	808 MW	793 MW	846 MW	885 MW	950 MW	998 MW
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW
Teplárny a závodní energetiky	1 764 MW	1 546 MW	1 583 MW	1 608 MW	1 664 MW	1 670 MW
Plynové elektrárny	1 321 MW	2 221 MW	2 221 MW	2 521 MW	3 721 MW	3 721 MW
Uhlé elektrárny	5 750 MW	2 902 MW	2 902 MW	2 461 MW	0 MW	0 MW
Jaderné elektrárny	4 055 MW	4 055 MW	4 055 MW	4 055 MW	5 195 MW	5 195 MW
Celkem	19 416 MW	19 093 MW	20 811 MW	21 448 MW	22 306 MW	22 794 MW

Obr. 5.3 Požadavek na velikost dozdrcovaného výkonu pro koncepční scénář



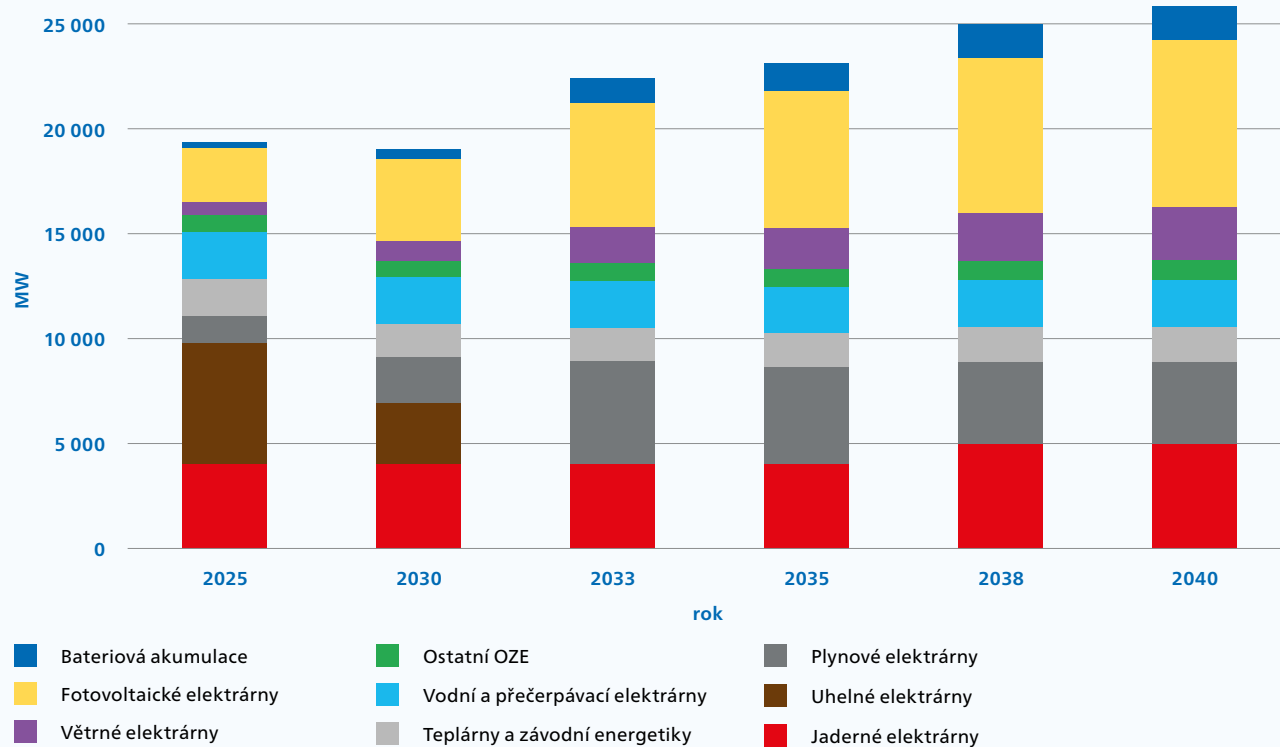
5.1.4 PROGRESIVNÍ SCÉNÁŘ

Tento scénář reprezentuje zrychlený útlum uhelných zdrojů a vyšší úroveň penetrace obnovitelných zdrojů. V porovnání s Koncepčním scénářem je kompletní odklon od uhlí stanoven o pět let dříve, na rok 2033.

Vývoj instalovaného výkonu obnovitelných zdrojů v horizontu let 2019 až 2030 (včetně) je shodný s vývojem OZE použitým pro Referenční scénář (dle NEKP). Mezi lety 2030 až 2040 se ale v případě FVE vychází z rychlejšího vývoje instalovaného výkonu uvažovaného ve středním scénáři Komory obnovitelných zdrojů (KOZE). Na základě simulací je zohledněn maximálně přípustný výkon pro soustavu tak, aby nedocházelo k velkým přebytkům energie, které už není možné nikam exportovat ani ukládat do akumulace a bylo by je nutné bezúčelně mařit. Instalovaný výkon VTE pak v rozmezí let 2030 až 2040 vychází z Konzervativního scénáře Akademie věd ČR (Aktualizace potenciálu větrné energie v České republice z perspektivy roku 2020, Ústav fyziky atmosféry, Praha 2020).

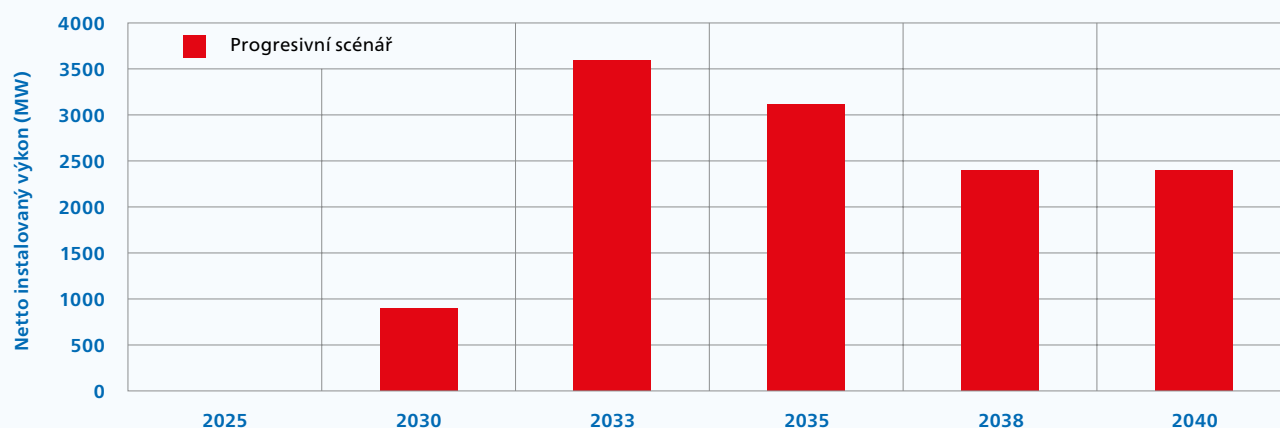
Předpoklad provozu jaderných zdrojů a konverze teplárenství je shodný s oběma předchozími scénáři.

Obr. 5.4 Netto instalovaný výkon v Progresivním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů



NGC (MW)	Progresivní 2025	Progresivní 2030	Progresivní 2033	Progresivní 2035	Progresivní 2038	Progresivní 2040
Bateriová akumulace	267 MW	449 MW	1 181 MW	1 300 MW	1 480 MW	1 600 MW
Fotovoltaické elektrárny	2 601 MW	3 935 MW	5 903 MW	6 502 MW	7 401 MW	8 000 MW
Větrné elektrárny	619 MW	960 MW	1 743 MW	1 959 MW	2 283 MW	2 500 MW
Ostatní OZE	808 MW	793 MW	846 MW	885 MW	950 MW	998 MW
Vodní a přečerpávací elektrárny	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW	2 231 MW
Teplárny a závodní energetiky	1 764 MW	1 546 MW	1 583 MW	1 608 MW	1 664 MW	1 670 MW
Plynové elektrárny	1 321 MW	2 221 MW	4 916 MW	4 617 MW	3 721 MW	3 721 MW
Uhelné elektrárny	5 750 MW	2 902 MW	0 MW	0 MW	0 MW	0 MW
Jaderné elektrárny	4 055 MW	4 055 MW	4 055 MW	4 055 MW	5 195 MW	5 195 MW
Celkem	19 416 MW	19 093 MW	22 458 MW	23 158 MW	24 925 MW	25 915 MW

Obr. 5.5 Požadavek na velikost dozdvojaného výkonu pro progresivní scénář

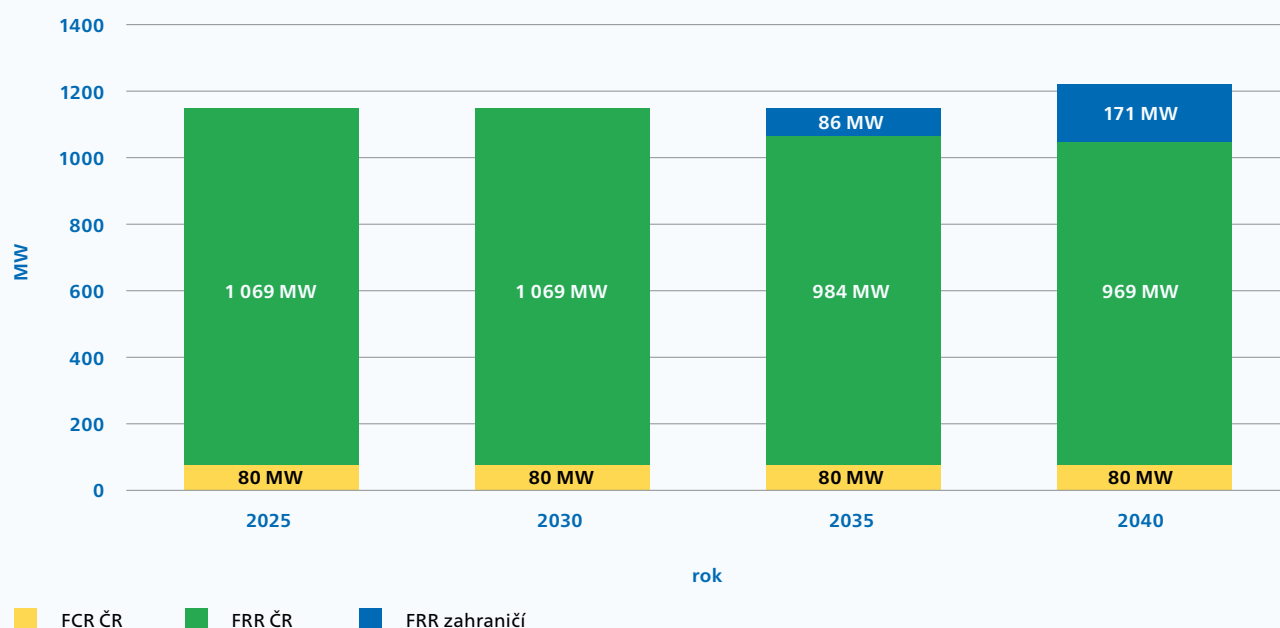


Na grafu (Obr. 5.5) je znázorněna minimální velikost potřebného výkonu dozdrojení pro Progresivní scénář. Nezbytná potřeba po roce 2033 klesá z důvodu instalace nových FVE a VTE a zprovozněním NJZ. Po zprovoznění 3 600 MW dozdrožovaného výkonu v roce 2033 by v následujících letech mohlo dojít k riziku snížení jejich uplatnitelnosti na trhu (nižší využití z důvodu emisí nebo ekonomičností provozu) a tím ke zmaření části investic.

5.2 PODPŮRNÉ SLUŽBY (PPS)

Do výpočtu bylo zahrnuto modelování podpůrných služeb pomocí vyčlenění regulačního výkonu alokovaného na zdrojích pro potřeby SVR. Tento regulační výkon se nepodílí na pokrývání predikované spotřeby. Dle Nařízení Komise (EU) 2017/1485 (SO GL), článek 157 o dimenzování FRR je možné část nároků na FRR v rámci propojené soustavy pokrývat z jiného regulačního bloku, tedy ze zahraničí. Výše poměru sdílené FRR je legislativně omezena na 30 %. Ve výpočtech po roce 2030 se předpokládá postupný rozvoj přeshraničního sdílení PpS. K maximálnímu využití potenciálu sdílení dochází až za horizontem tohoto dokumentu v dekádě následující po roce 2040. Celková výše potřebného výkonu pro FRR od roku 2036 vzroste spolu se zprovozněním NJZ z 1 069 MW na 1 140 MW.

Obr. 5.6 Skladba PpS v rozmezí let 2025 - 2050

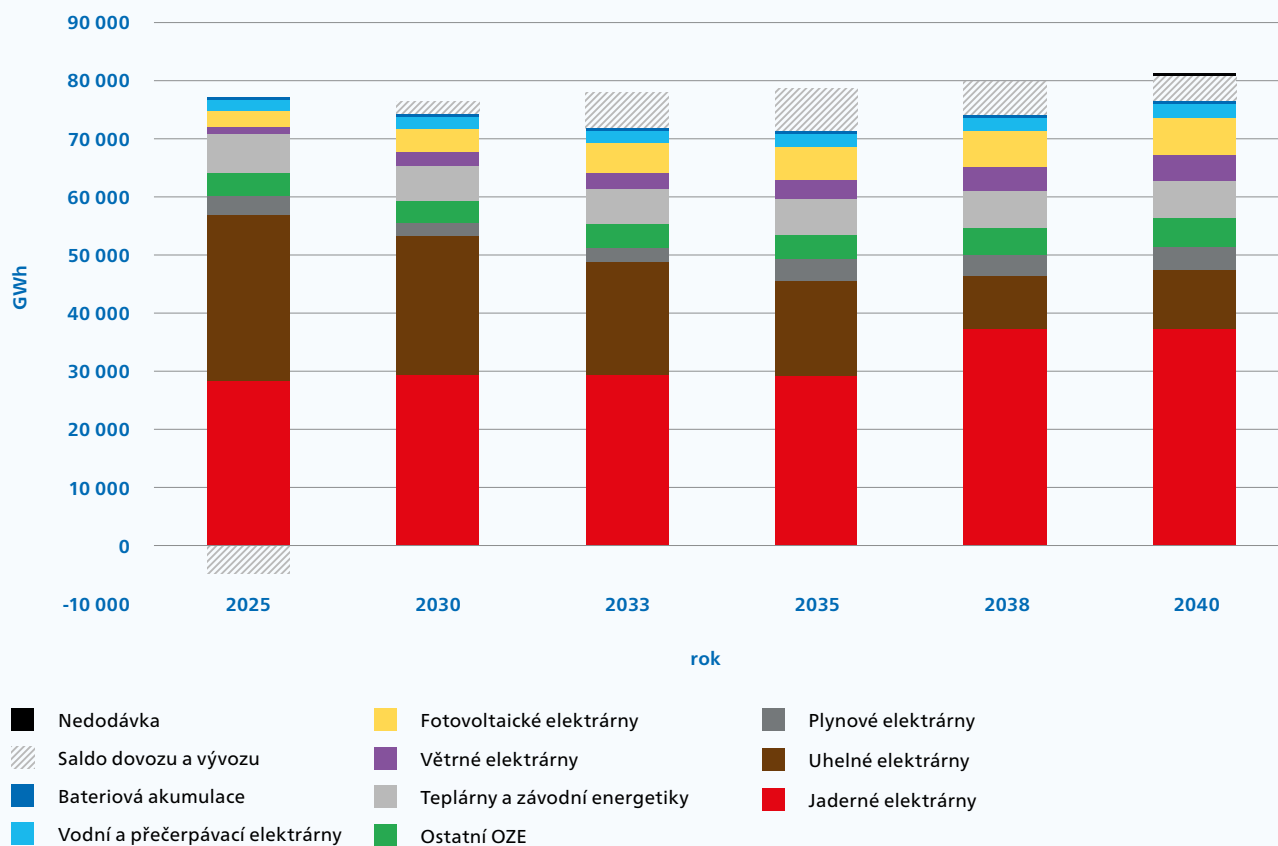


5.3 ANALÝZA VÝSLEDKŮ SIMULACÍ NAsAZENÍ ZDROJŮ

Výpočet ekonomického nasazení zdrojů (tzv. Unit Commitment) byl proveden v souladu s metodikou ENTSO-E, tedy s netto výkonem zdrojů (příslušné veličiny byly sníženy o vlastní spotřebu). Započítány byly výpadky, odstávky a klimatické podmínky. Prezentovanými výsledky jsou stav balance – saldo, nedodávka EENS a LOLE, výroba jednotlivých typů zdrojů, ekonomické ukazatele a emisní stopa jednotlivých scénářů.

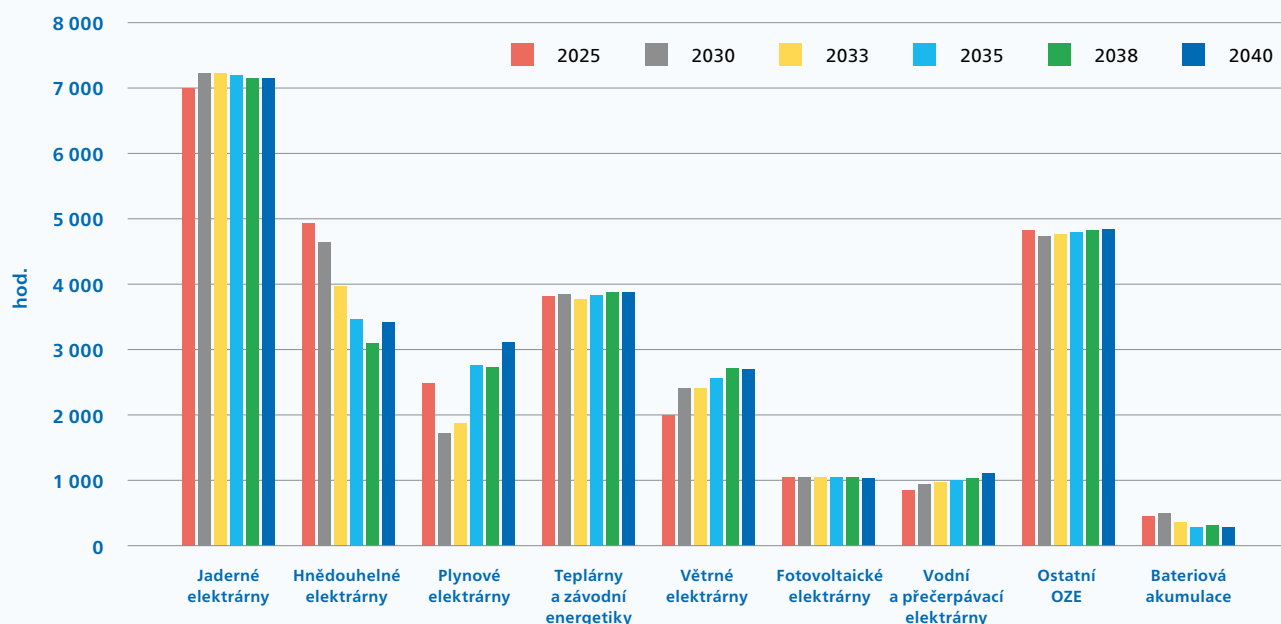
5.3.1 REFERENČNÍ SCÉNÁŘ

Obr. 5.7 Roční bilance v Referenčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů

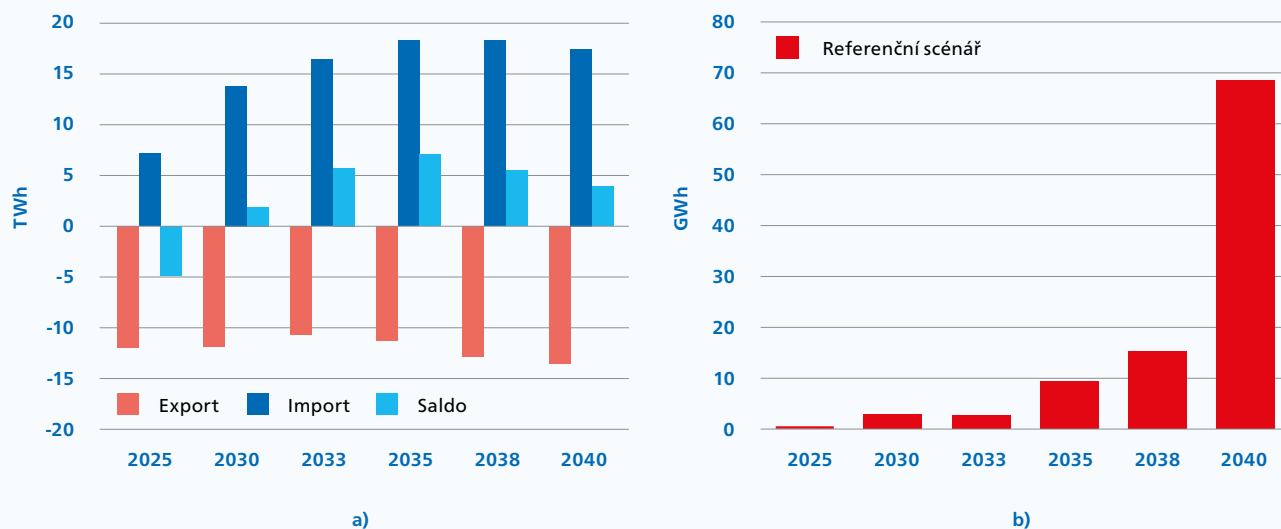


Netto výroba (GWh)	Referenční 2025	Referenční 2030	Referenční 2033	Referenční 2035	Referenční 2038	Referenční 2040
Nedodávka	0 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh	1 GWh
Saldo dovozu a vývozu	-4 878 GWh	1 914 GWh	5 726 GWh	7 080 GWh	5 486 GWh	3 947 GWh
Bateriová akumulace	120 GWh	225 GWh	350 GWh	302 GWh	368 GWh	339 GWh
Vodní a přečerpávací elektrárny	1 909 GWh	2 103 GWh	2 188 GWh	2 254 GWh	2 306 GWh	2 478 GWh
Fotovoltaické elektrárny	2 729 GWh	4 128 GWh	5 073 GWh	5 579 GWh	6 157 GWh	6 382 GWh
Větrné elektrárny	1 240 GWh	2 320 GWh	2 830 GWh	3 339 GWh	4 059 GWh	4 397 GWh
Teplárny a závodní energetiky	6 748 GWh	5 970 GWh	5 986 GWh	6 164 GWh	6 468 GWh	6 492 GWh
Ostatní OZE	3 905 GWh	3 766 GWh	4 046 GWh	4 254 GWh	4 594 GWh	4 847 GWh
Plynové elektrárny	3 288 GWh	2 280 GWh	2 475 GWh	3 660 GWh	3 607 GWh	4 115 GWh
Uhlé elektrárny	28 441 GWh	23 938 GWh	19 450 GWh	16 382 GWh	9 179 GWh	10 140 GWh
Jaderné elektrárny	28 463 GWh	29 371 GWh	29 371 GWh	29 241 GWh	37 260 GWh	37 260 GWh
Dump/Přebytek	0 GWh	3 GWh	3 GWh	9 GWh	15 GWh	69 GWh
LOLE	0 h	0 h	0 h	0 h	0 h	5 h
Celková výroba	76 843 GWh	74 103 GWh	71 770 GWh	71 175 GWh	73 997 GWh	76 449 GWh

Obr. 5.8 Roční využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů v Referenčním scénáři pro období 2025 - 2040

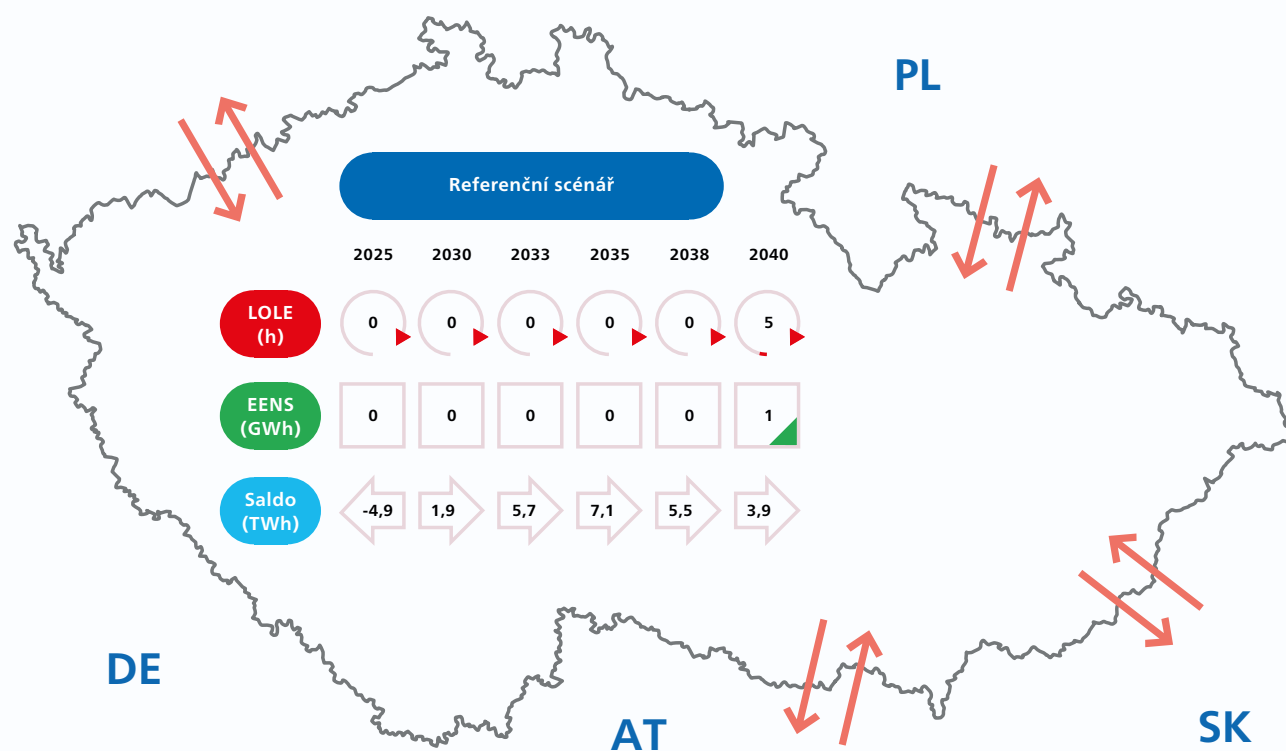


Obr. 5.9 Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie v Referenčním scénáři v jednotlivých letech



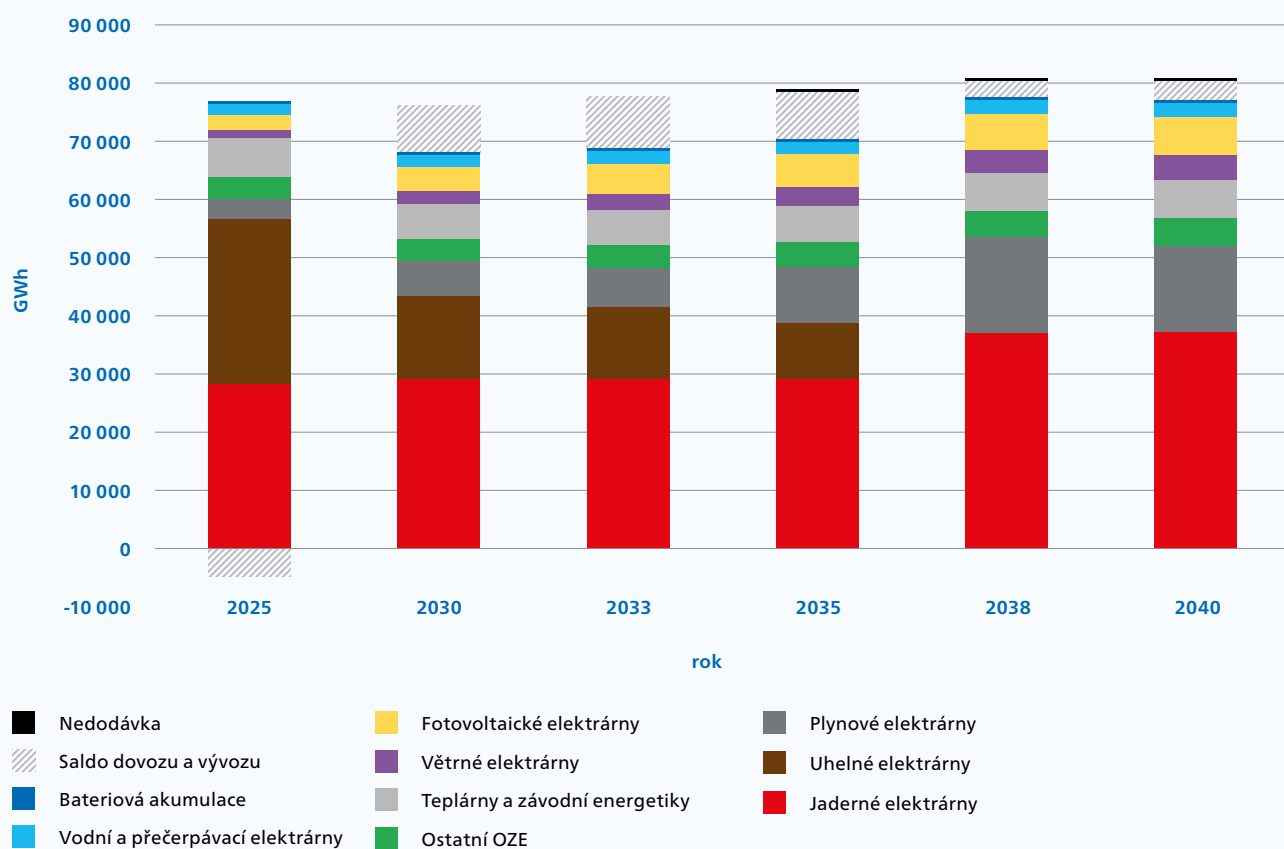
Jak je patrné z Obr. 5.10, při požadavku na disponibilitu regulačního výkonu ve výši nutné k pokrytí výpadku největšího bloku v soustavě, bez uvažování jakéhokoliv dozdvojení a při respektování informací poskytnutých provozovateli zdrojů v rámci dotazníkového šetření, vychází mezi roky 2025 až 2038 nulové LOLE a v roce 2040 činí LOLE 5 hodin s ročním EENS ve výši 1 GWh. Příznivé hodnoty jsou získány díky tomu, že v tomto scénáři není uvažováno předčasné odstavení uhelných zdrojů (ještě v roce 2040 je výroba na uhelných zdrojích 10 TWh). Tento scénář vývoje energetiky lze z hlediska zabezpečení soustavy, splnění soběstačnosti a dostatku regulačních služeb vyhodnotit jako zdrojově přiměřený.

Obr. 5.10 Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro Referenční scénář pro období 2025 - 2040, včetně salda



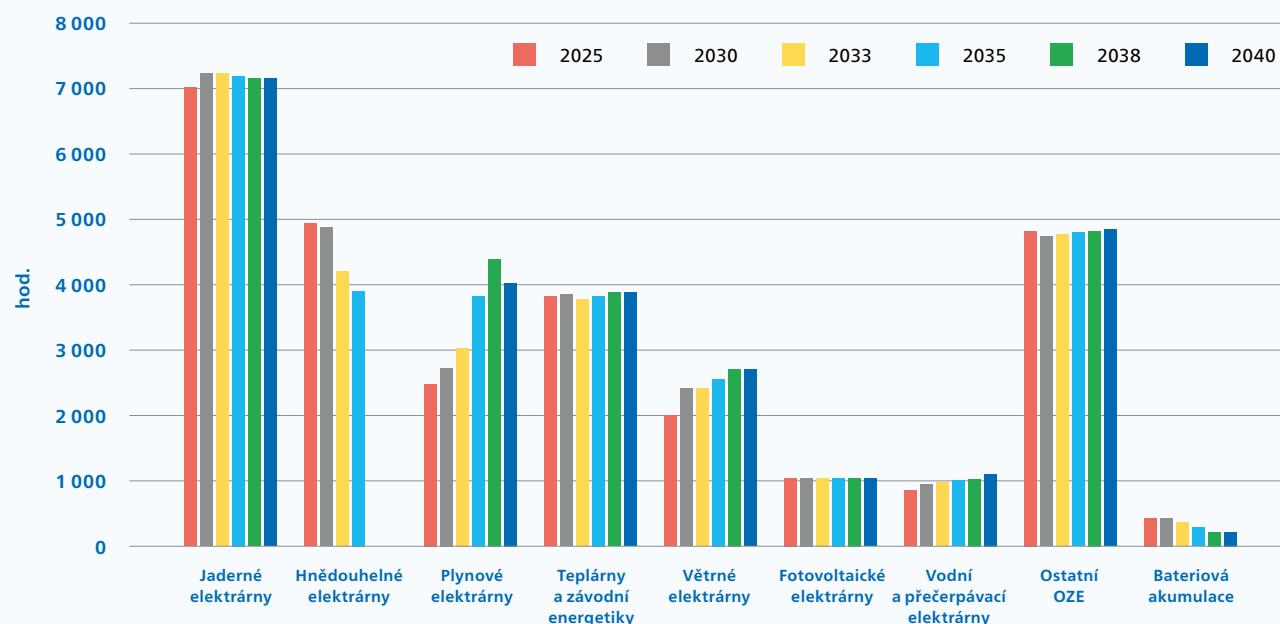
5.3.2 KONCEPČNÍ SCÉNÁŘ

Obr. 5.11 Roční bilance v Koncepčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů

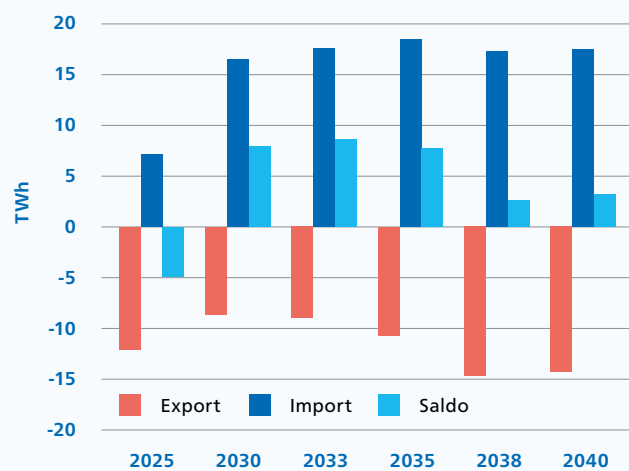


Netto výroba (GWh)	Koncepční 2025	Koncepční 2030	Koncepční 2033	Koncepční 2035	Koncepční 2038	Koncepční 2040
Nedodávka	0 GWh	0 GWh	0 GWh	1 GWh	1 GWh	1 GWh
Saldo dovozu a vývozu	-4 878 GWh	7 888 GWh	8 658 GWh	7 745 GWh	2 617 GWh	3 172 GWh
Bateriová akumulace	120 GWh	207 GWh	366 GWh	304 GWh	256 GWh	281 GWh
Vodní a přečerpávací elektrárny	1 909 GWh	2 080 GWh	2 179 GWh	2 231 GWh	2 364 GWh	2 423 GWh
Fotovoltaické elektrárny	2 729 GWh	4 128 GWh	5 073 GWh	5 581 GWh	6 157 GWh	6 419 GWh
Větrné elektrárny	1 240 GWh	2 323 GWh	2 831 GWh	3 343 GWh	4 058 GWh	4 408 GWh
Teplárny a závodní energetiky	6 748 GWh	5 970 GWh	5 986 GWh	6 164 GWh	6 468 GWh	6 493 GWh
Ostatní OZE	3 905 GWh	3 766 GWh	4 046 GWh	4 254 GWh	4 594 GWh	4 847 GWh
Plynové elektrárny	3 288 GWh	6 083 GWh	6 751 GWh	9 701 GWh	16 374 GWh	14 952 GWh
Uhlé elektrárny	28 441 GWh	14 146 GWh	12 240 GWh	9 661 GWh	0 GWh	0 GWh
Jaderné elektrárny	28 463 GWh	29 371 GWh	29 371 GWh	29 241 GWh	37 260 GWh	37 260 GWh
Dump/Přebytek	0 GWh	0 GWh	1 GWh	3 GWh	16 GWh	21 GWh
LOLE	0 h	0 h	0 h	7 h	2 h	4 h
Celková výroba	76 843 GWh	68 076 GWh	68 844 GWh	70 481 GWh	77 530 GWh	77 083 GWh

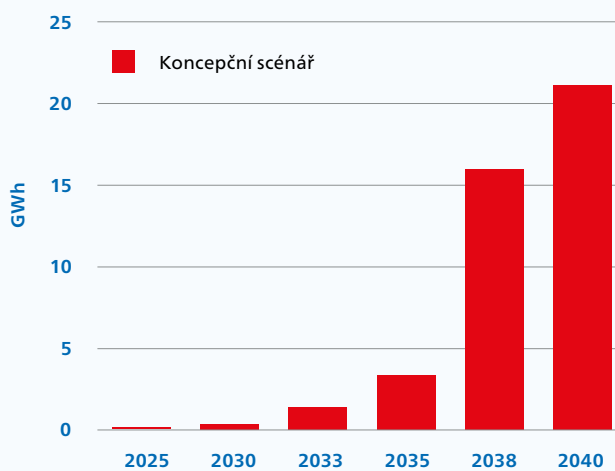
**Obr. 5.12 Roční využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů
v Konceptním scénáři pro období 2025–2040**



**Obr. 5.13 Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie
v Konceptním scénáři v jednotlivých letech**



a)

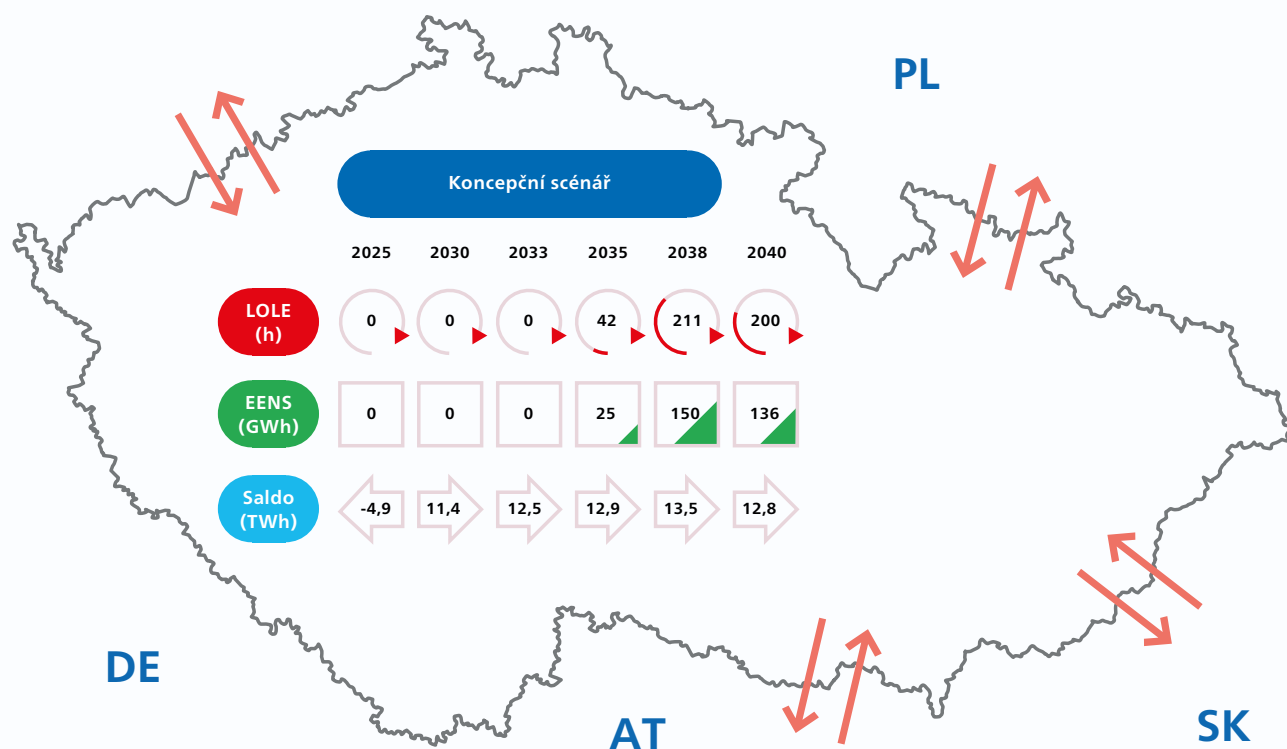


b)

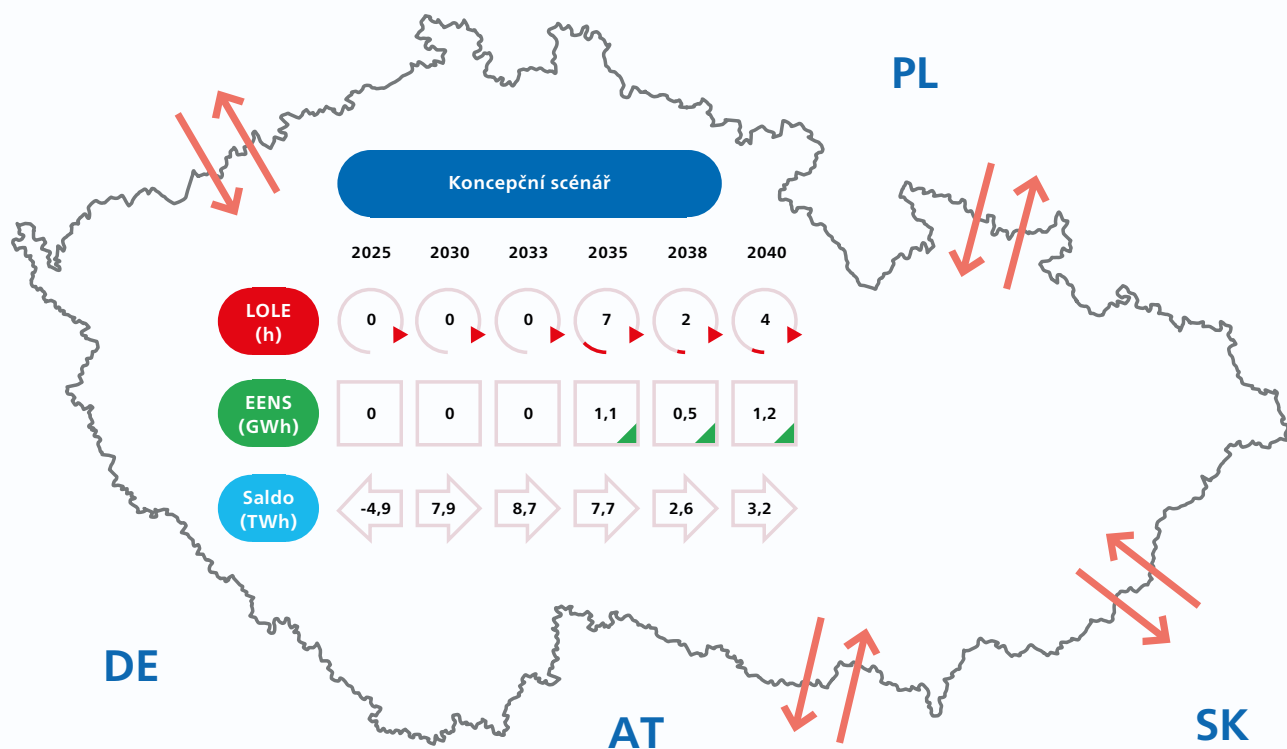
V porovnání s předchozím scénářem se v tomto scénáři uvažuje výraznější útlum uhelných zdrojů s cílem, aby po roce 2038 nebyly v provozu uhelné zdroje. Pokud by do výpočtů nebylo zahrnuto dozdrojování, hodnota LOLE by se po roce 2035 pohybovala nad 200 hodinami při nepokrytém zatížení přesahujícím více jak 100 GWh (viz Obr. 5.14 a). Provoz takové soustavy by znamenal řadu výpadků dodávek a dalších síťových nestabilit, soustava by za těchto předpokladů byla zdrojově nepřiměřená. Pro optimální splnění požadavku na spolehlivost (LOLE 6-8 h) a soběstačnost (dle ASEK) je nezbytné pro jednotlivé počítané roky provést dozdrojování (viz Kapitola 3.4.5). Po provedení tohoto kroku dosahuje LOLE v rozmezí let 2035 až 2040 v maximální výši 7 hodin, při maximální hodnotě ročního EENS ve výši zhruba 1 GWh (viz Obr. 5.14 b).

Obr. 5.14 Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro
Koncepční scénář pro období 2025–2040, včetně salda

a) bez dozdřování



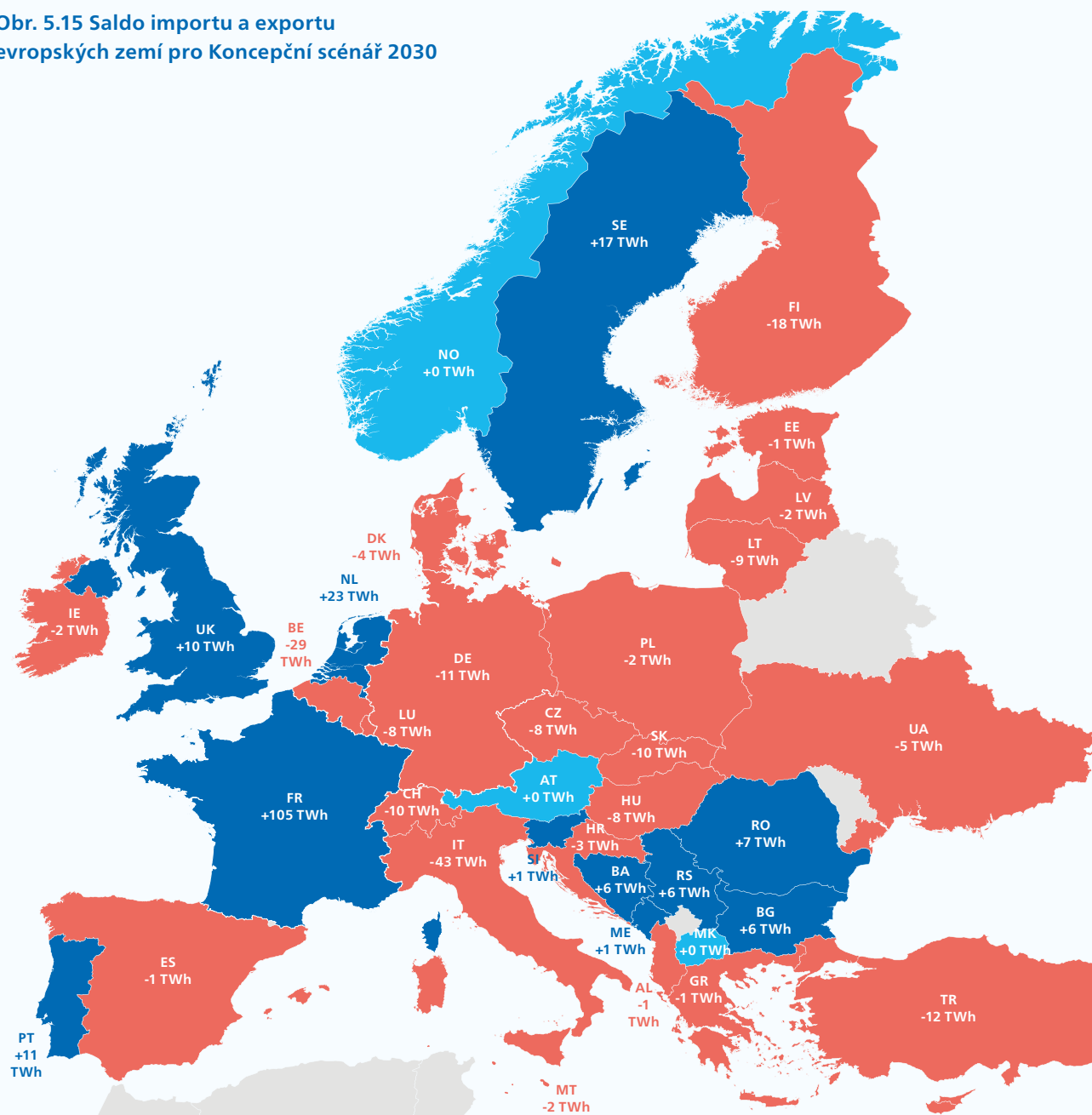
b) včetně dozdřování



Kalkulace sald obchodních toků ilustrovaných na následujících dvou obrázcích vychází z Koncepčního scénáře včetně alokace PpS pro roky 2030 a 2040. Při pohledu napříč kalkulovanými roky je zřejmé, že Francie je jedinou ze zemí EU s významným přebytkem, s jehož uplatněním se počítá od Itálie po Německo a Pobaltí a od Lucemburska po Polsko a Maďarsko. V případě, kdy by ve Francii z libovolného důvodu takto vysoký výkon instalován nebyl, Evropa bude jako celek zcela jistě deficitní.

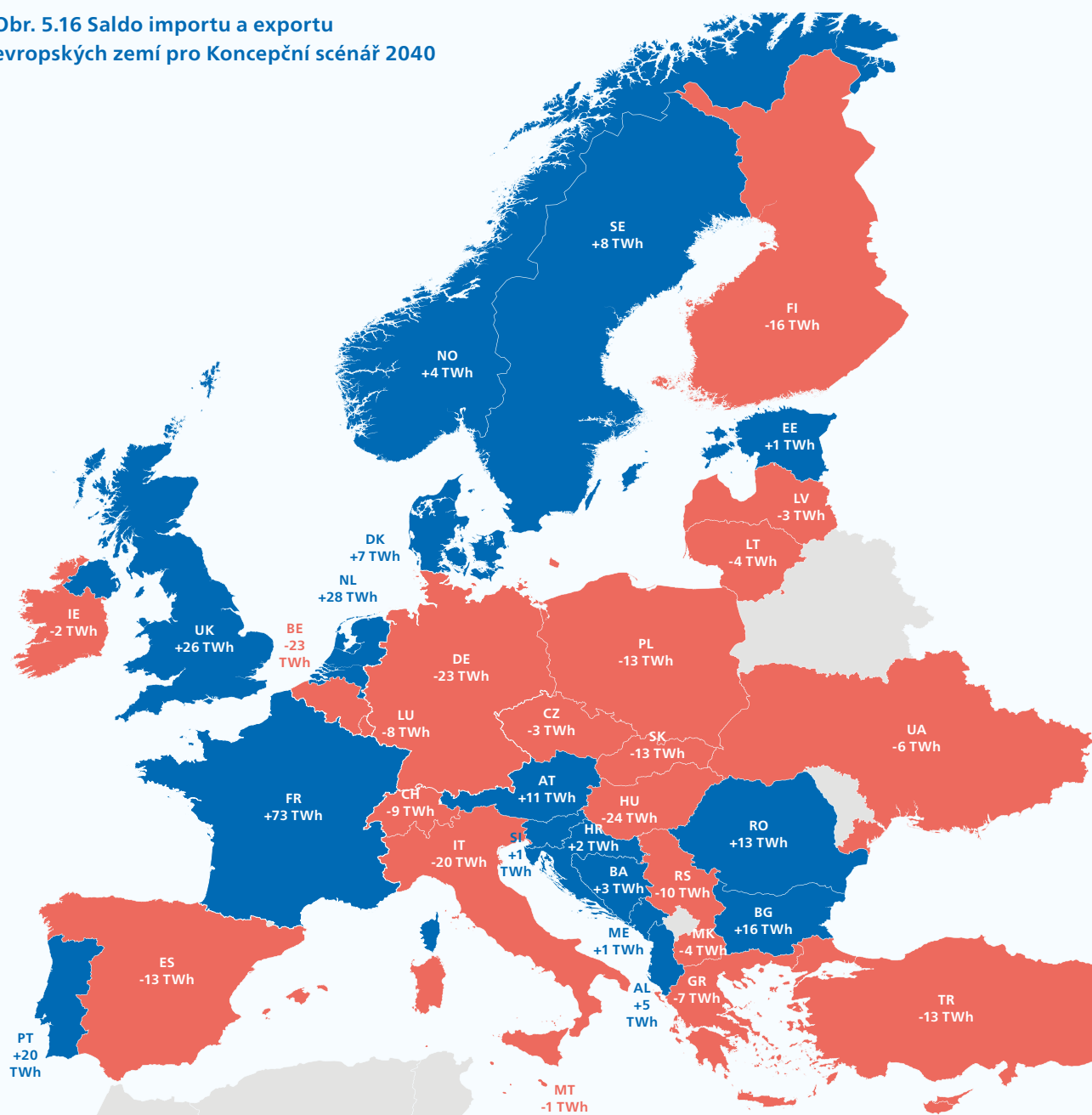
Pokud se podíváme na bližší okolí ČR a naši republiku zjistíme, že s výjimkou Rakouska jsou všechny země deficitní již v roce 2030. V tomto roce by se ještě mohlo zdát, že Balkán jako celek bude rovněž přebytkový a těžit z toho budou moci na sever od něj. Tento předpoklad se přestává potvrzovat v následujícím řezu v roce 2040. Deficity Německa, Itálie, Švýcarska, Polska, Česka, Slovenska a Maďarska jsou pokryty převážně z Francie a podstatně menší měrou z Rakouska, Pyrenejí a Velké Británie.

Obr. 5.15 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Koncepční scénář 2030



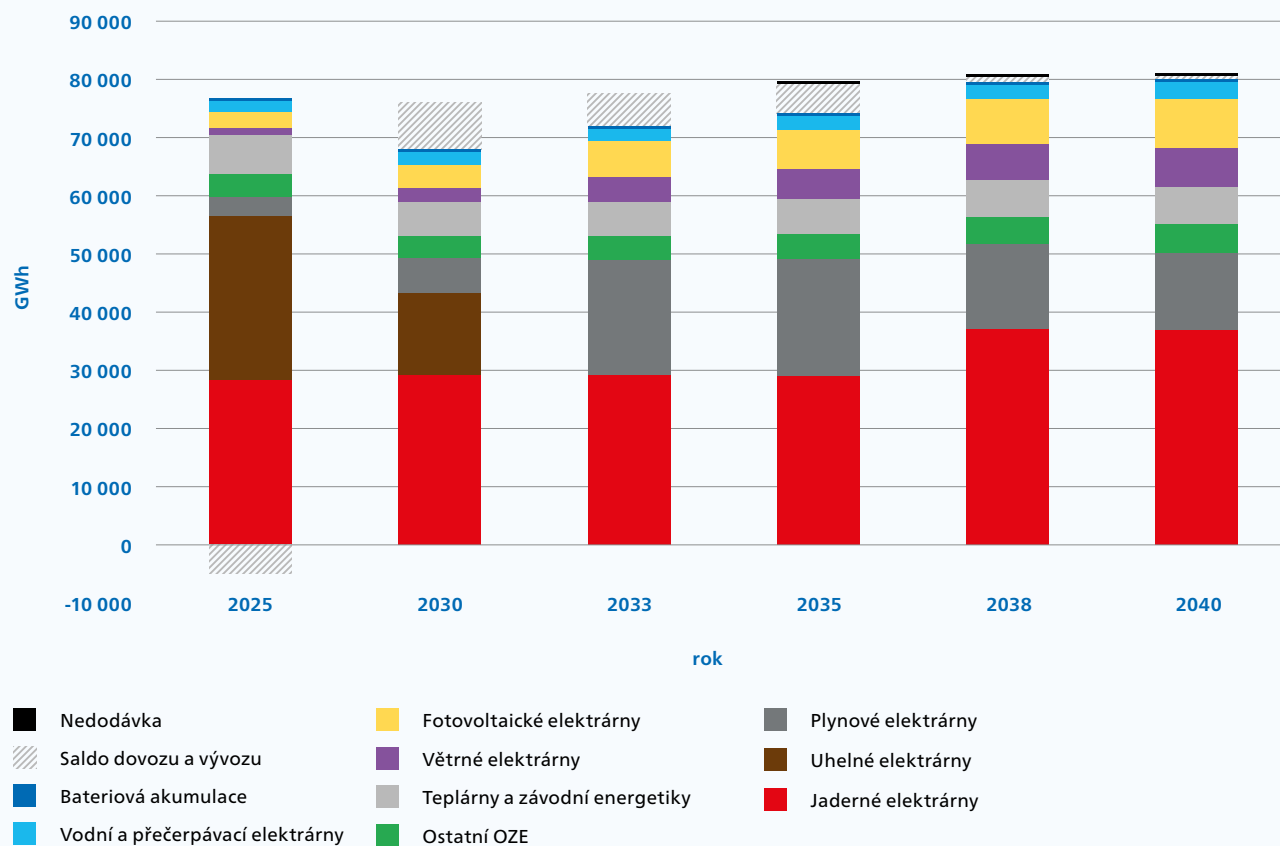
To může znamenat významné riziko pro bezpečnost dodávek v rámci ES ČR a pro případy nestability dodávek po roce 2035 je strategicky výhodné podporovat dostavbu baseloadových zdrojů, které v případě rozpojení soustav zajistí udržení sítě ČEPS v chodu. Analyzovaný Evropský scénář se dále vyznačuje velkými obchodními výměnami. Většina zemí, až na vzácné výjimky, vykazuje vzhledem k velikosti udávané spotřeby velké přebytky nebo velké deficity. Z tohoto důvodu lze očekávat významné zatížení přeshraničních vedení.

Obr. 5.16 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Koncepční scénář 2040



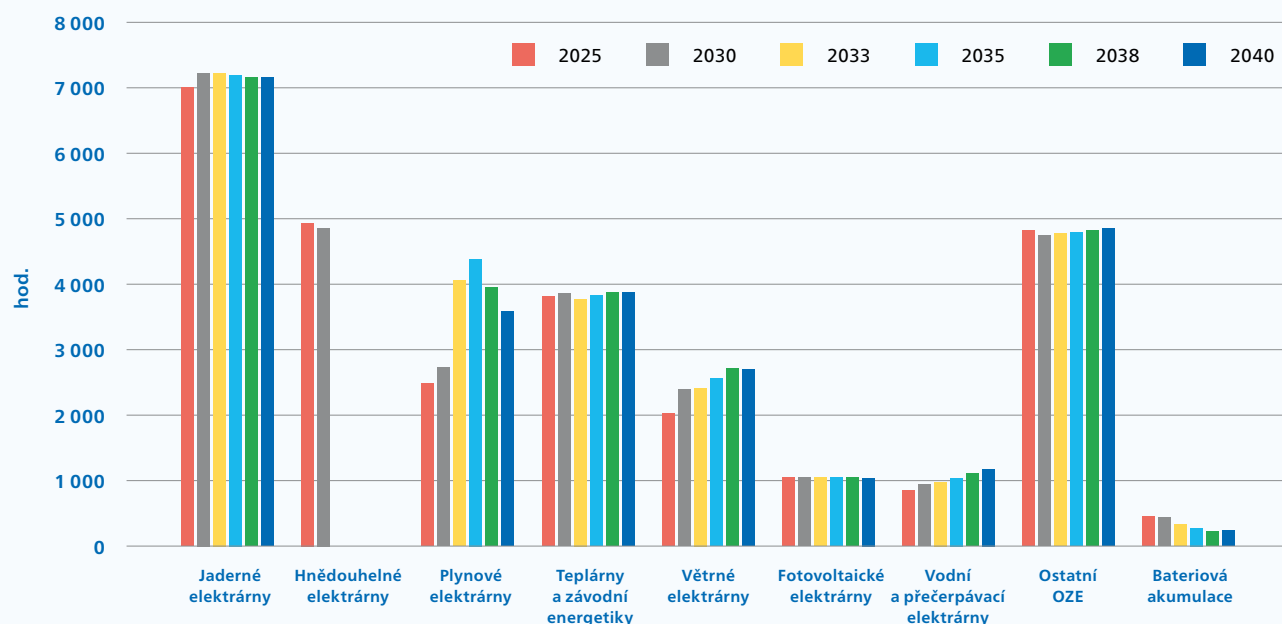
5.3.3 PROGRESIVNÍ SCÉNÁŘ

Obr. 5.17 Roční bilance v Progresivním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů

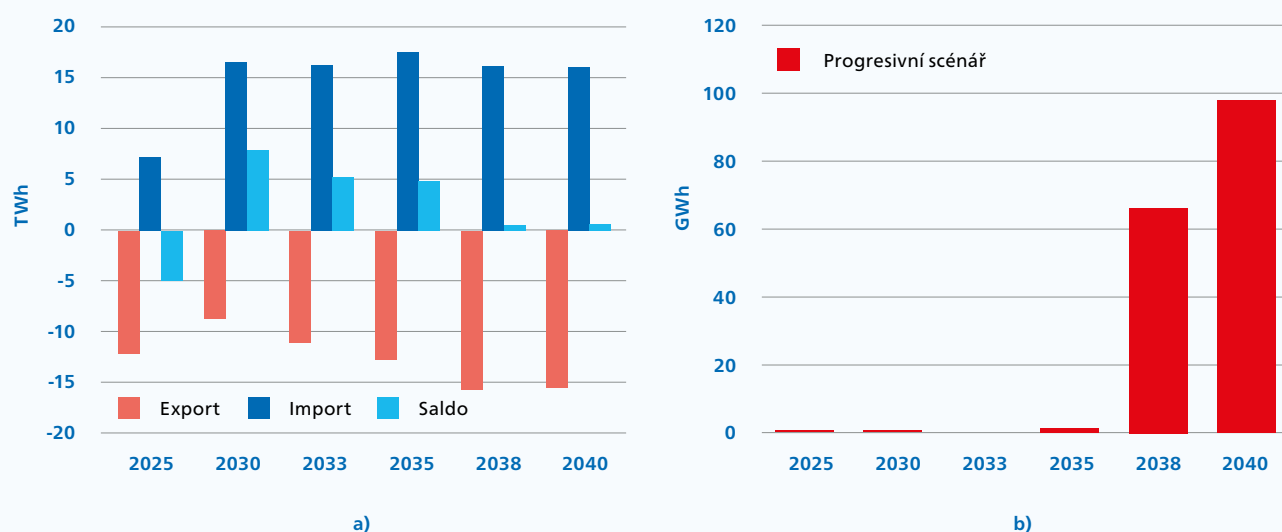


Netto výroba (GWh)	Progresivní 2025	Progresivní 2030	Progresivní 2033	Progresivní 2035	Progresivní 2038	Progresivní 2040
Nedodávka	0 GWh	0 GWh	0 GWh	1 GWh	1 GWh	1 GWh
Saldo dovozu a vývozu	-4 878 GWh	7 888 GWh	5 213 GWh	4 888 GWh	563 GWh	637 GWh
Bateriová akumulace	120 GWh	207 GWh	404 GWh	363 GWh	349 GWh	427 GWh
Vodní a přečerpávací elektrárny	1 909 GWh	2 080 GWh	2 192 GWh	2 332 GWh	2 538 GWh	2 654 GWh
Fotovoltaické elektrárny	2 729 GWh	4 128 GWh	6 193 GWh	6 821 GWh	7 716 GWh	8 320 GWh
Větrné elektrárny	1 240 GWh	2 323 GWh	4 217 GWh	5 034 GWh	6 195 GWh	6 777 GWh
Teplárny a závodní energetiky	6 748 GWh	5 970 GWh	5 986 GWh	6 164 GWh	6 468 GWh	6 493 GWh
Ostatní OZE	3 905 GWh	3 766 GWh	4 046 GWh	4 254 GWh	4 594 GWh	4 847 GWh
Plynové elektrárny	3 288 GWh	6 083 GWh	19 942 GWh	20 234 GWh	14 806 GWh	13 319 GWh
Uhlé elektrárny	28 441 GWh	14 146 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh	0 GWh
Jaderné elektrárny	28 463 GWh	29 371 GWh	29 371 GWh	29 241 GWh	37 260 GWh	37 260 GWh
Dump/Přebytek	0 GWh	0 GWh	0 GWh	1 GWh	66 GWh	98 GWh
LOLE	0 h	0 h	0 h	3 h	2 h	2 h
Celková výroba	76 843 GWh	68 076 GWh	72 350 GWh	74 444 GWh	79 926 GWh	80 098 GWh

Obr. 5.18 Roční využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů
v Progresivním scénáři pro období 2025 - 2040



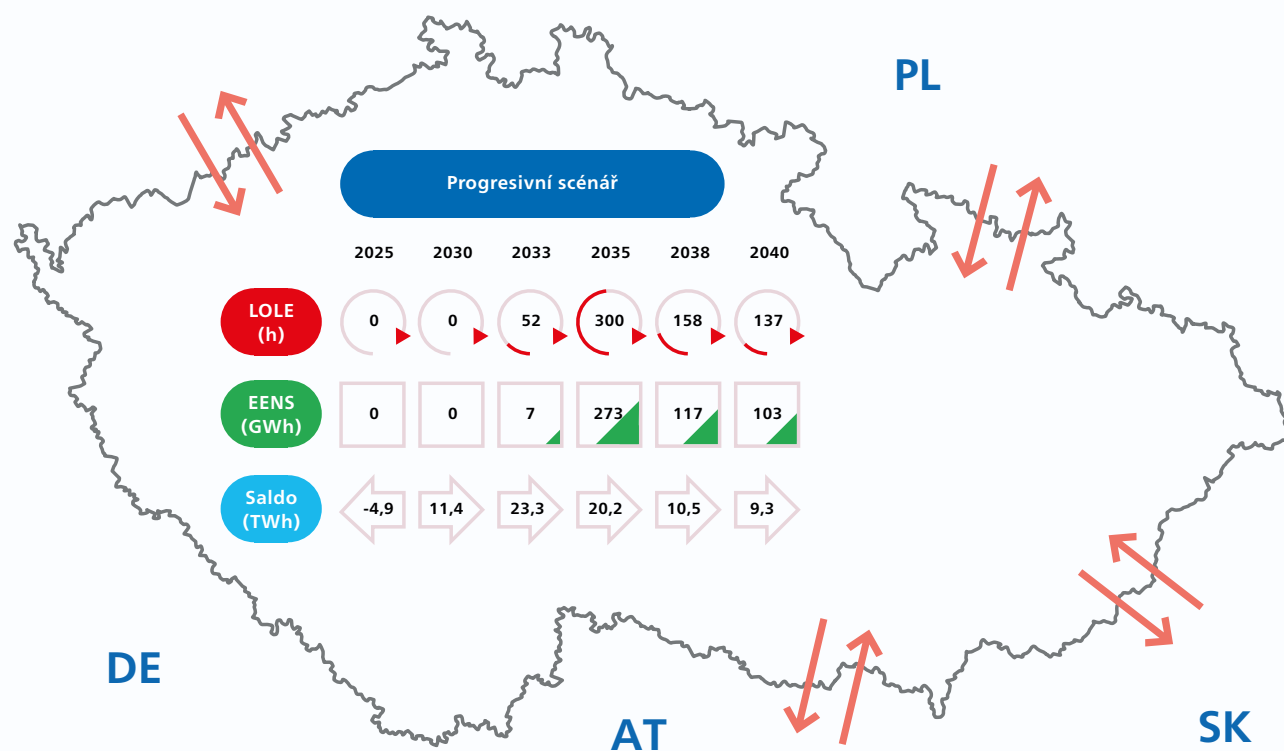
Obr. 5.19 Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie
v Progresivním scénáři v jednotlivých letech



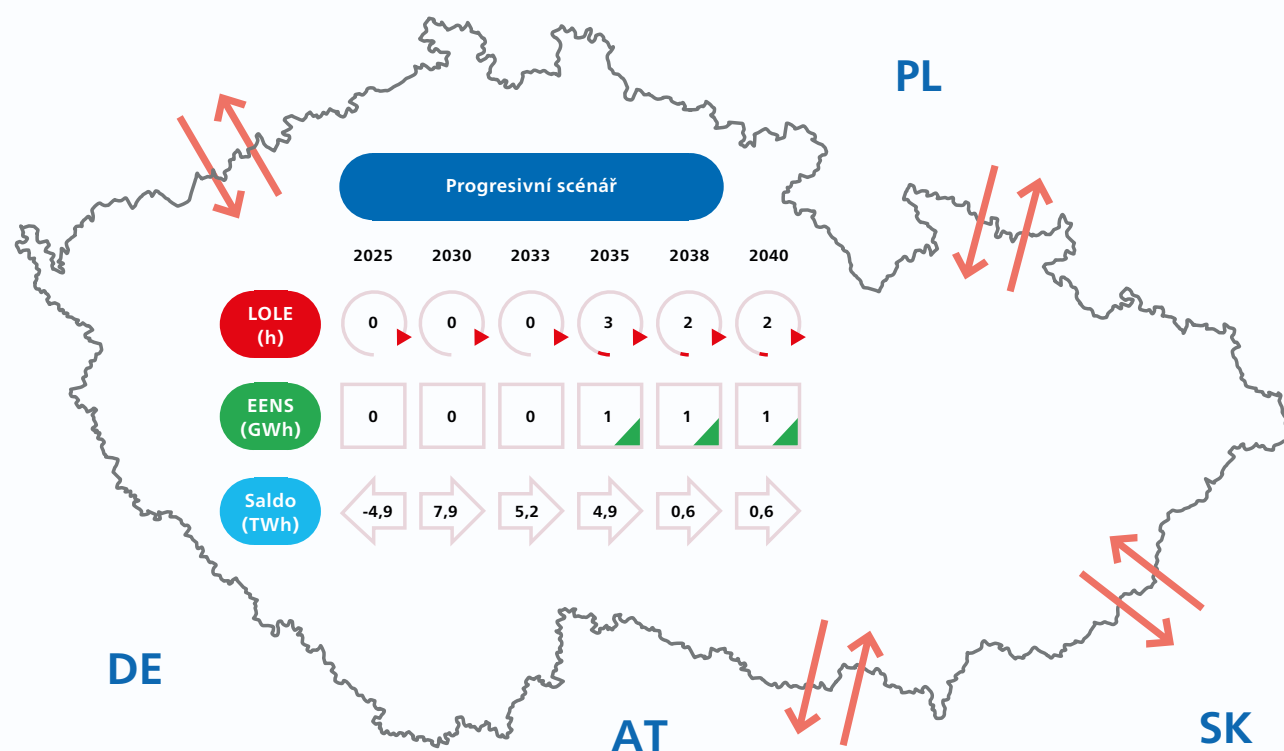
V Progresivním scénáři se uvažuje ještě výraznější útlum uhelných zdrojů, a to s cílem, aby po roce 2033 nebyly v provozu žádné uhelné zdroje. Pokud by do výpočtů nebylo zahrnuto dozdrojování, hodnota LOLE by se po roce 2035 pohybovala ve vyšší několika set hodin (až 300 hodin) s roční EENS blížící se k 300 GWh (viz Obr. 5.20 a). Soustava by tedy byla stejně jako v případě nedozdrojovaného Konceptního scénáře zdrojově značně nepřiměřená. Pro dosažení přijatelných hodnot spolehlivosti a soběstačnosti je nutné provést dozdrojování, tentokrát vzhledem k razantnějšímu útlumu uhelných zdrojů ve vyšší míře, a to i přes progresivnější růst OZE. Po provedení tohoto kroku vychází LOLE v rozmezí let 2035 až 2040 v maximální výši 3 hodin, při maximální hodnotě ročního EENS ve výši okolo 1 GWh (viz Obr. 5.20 b).

Obr. 5.20 Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro
Progresivní scénář pro období 2025–2040, včetně salda

a) bez dozdřování

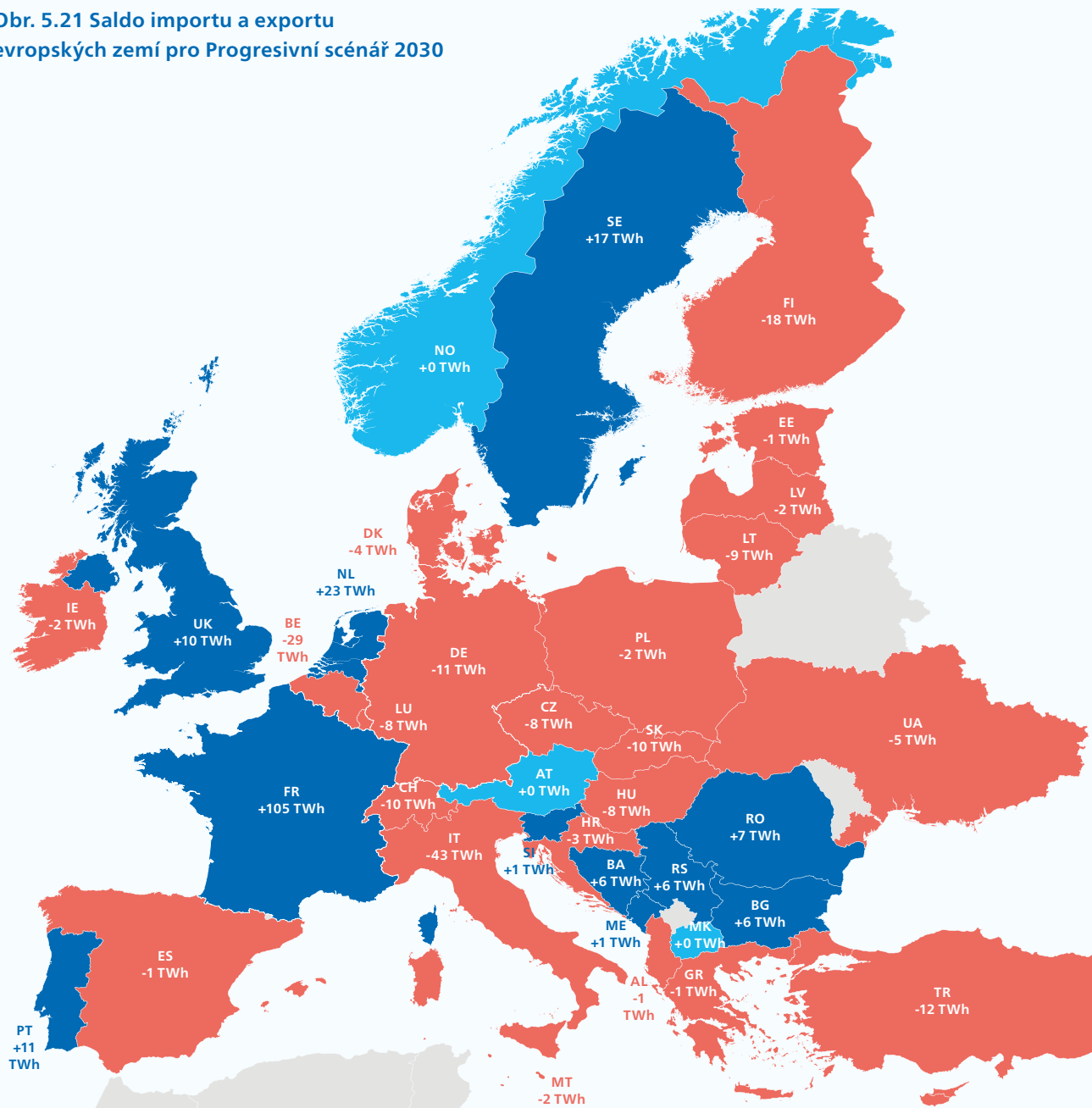


b) včetně dozdřování

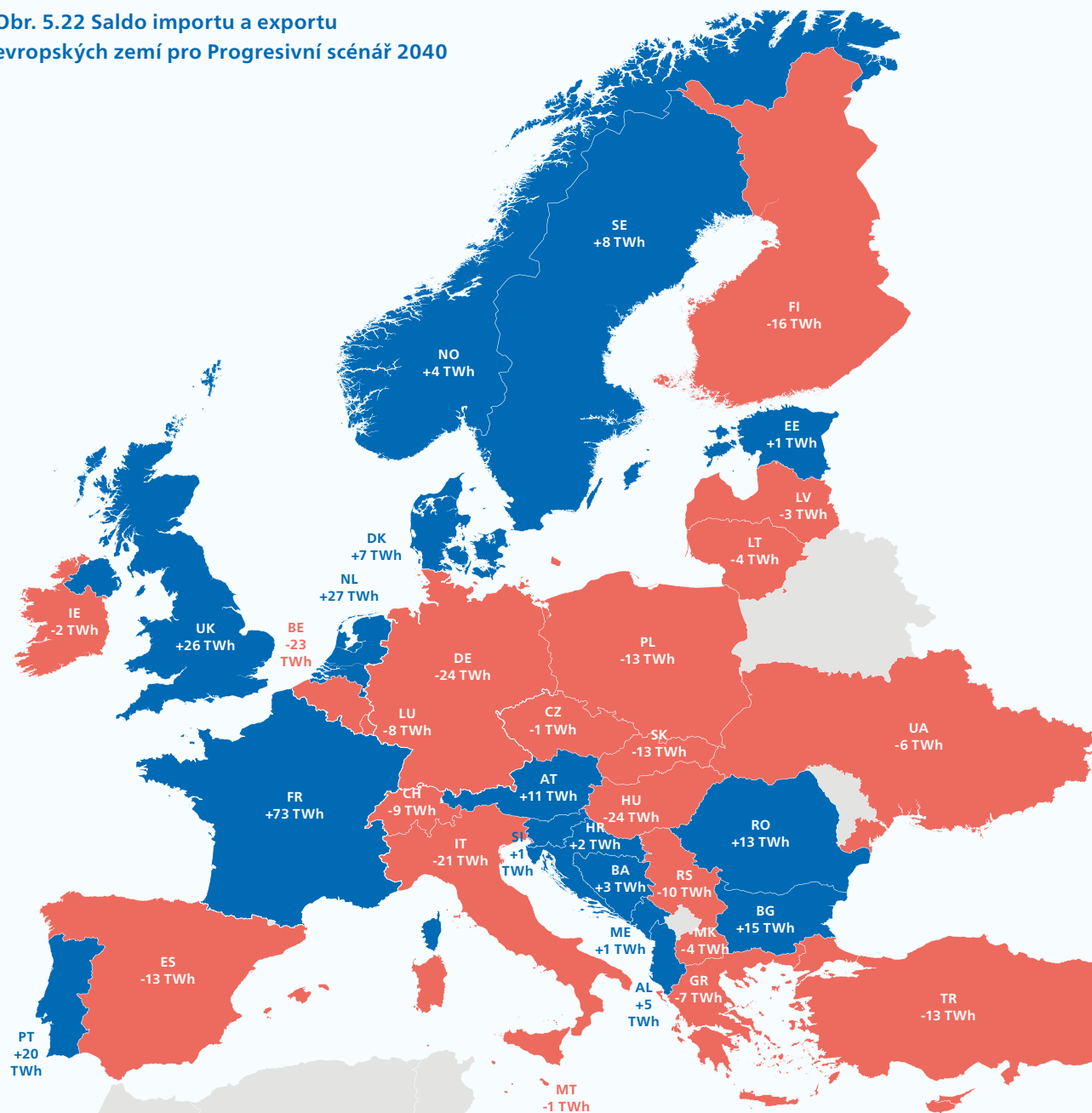


Vzhledem k tomu, že výpočty pro jednotlivé scénáře proběhly na základě jednotného evropského modelu, jsou obchodní výměny v rámci Evropy odlišné pouze v ohledu na situaci v ČR. Hlavní trendy vývoje v Evropě, tak jak byly popsány u Koncepčního scénáře, tedy zůstávají obdobné.

Obr. 5.21 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Progresivní scénář 2030



Obr. 5.22 Saldo importu a exportu
evropských zemí pro Progresivní scénář 2040



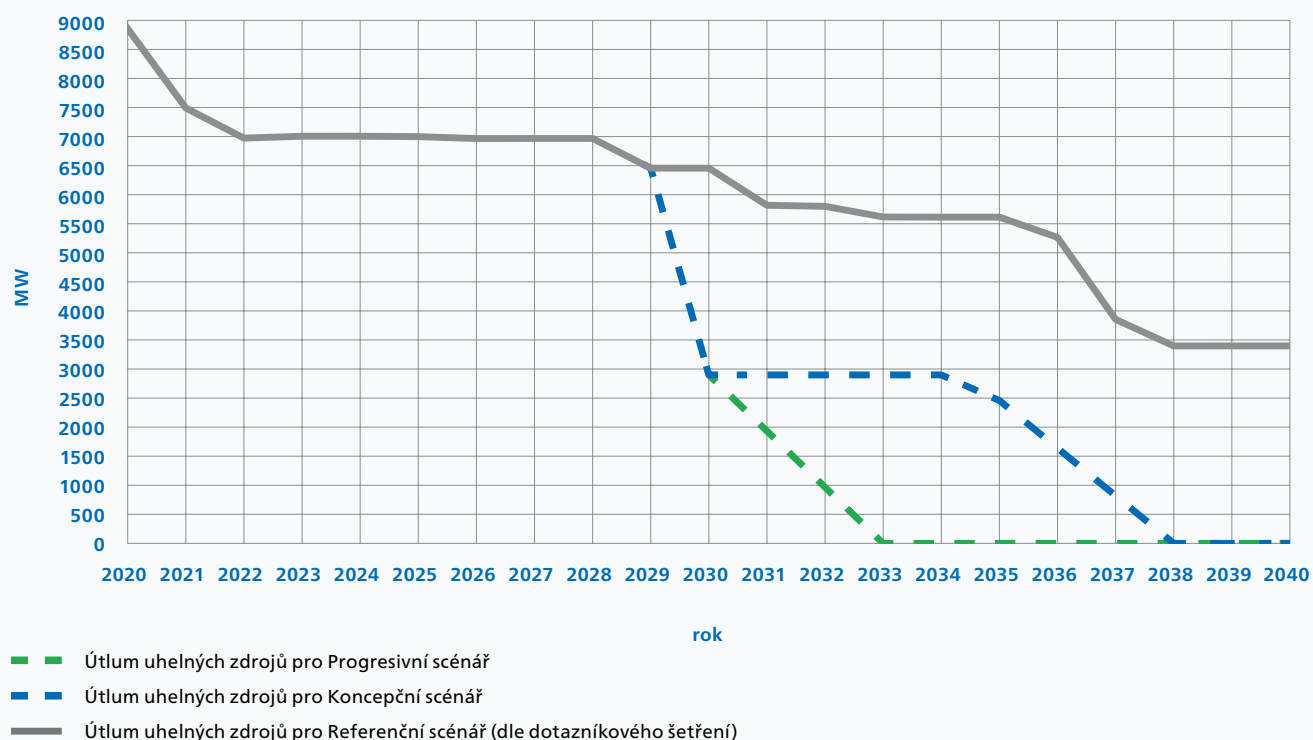
5.4 SOUHRNNÉ VYHODNOCENÍ SCÉNÁŘŮ

Mimo jednotlivé vyhodnocení a posouzení bilancí scénářů v předchozích kapitolách bylo provedeno i vyhodnocení ekologických a ekonomických dopadů.

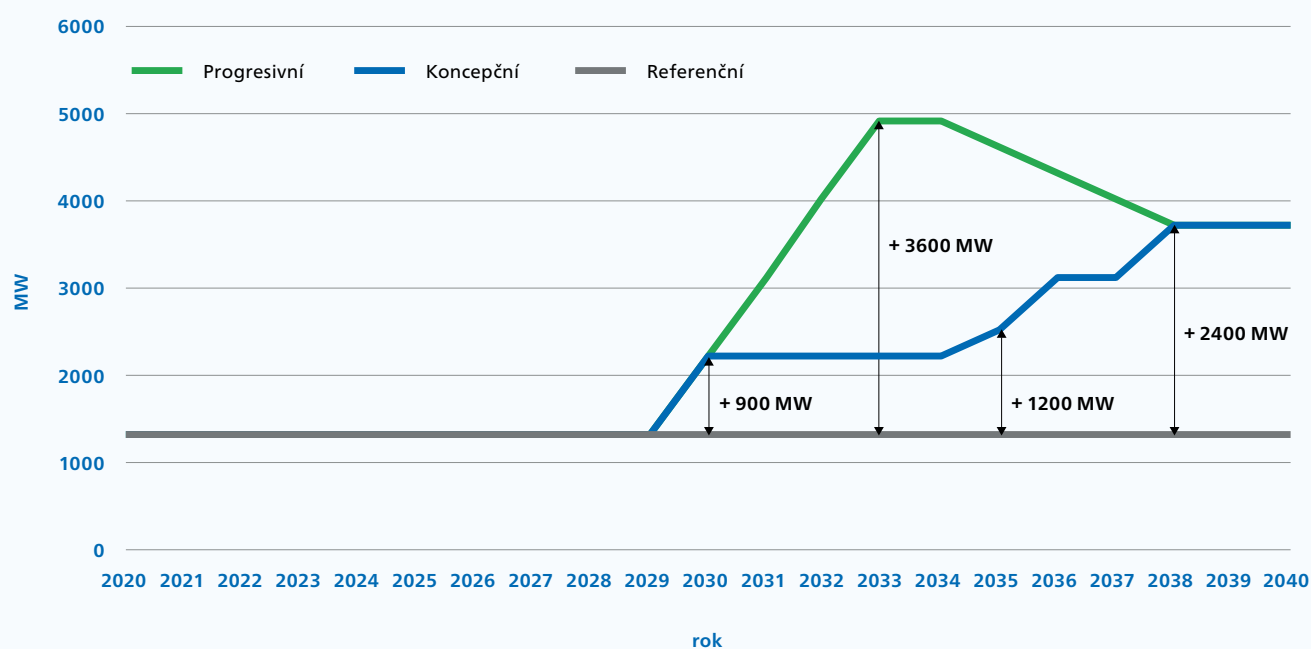
5.4.1 ÚTLUM UHELNÝCH ZDROJŮ A VÝHLED POTŘEBY DOZDROJOVÁNÍ

Na následujících grafech jsou znázorněny křivky útlumu netto instalovaného výkonu uhelných zdrojů (elektrárenské bloky, závodní energetiky a teplárenství) a vývoj potřeby dozdrojování paroplynovými zdroji pro všechny scénáře.

Obr. 5.23 Výhled útlumu uhlí (instalovaný výkon netto) dle Koncepčního, Referenčního a Progresivního scénáře



Obr. 5.24 Výkon plynových elektráren včetně potřeby dozdrojování



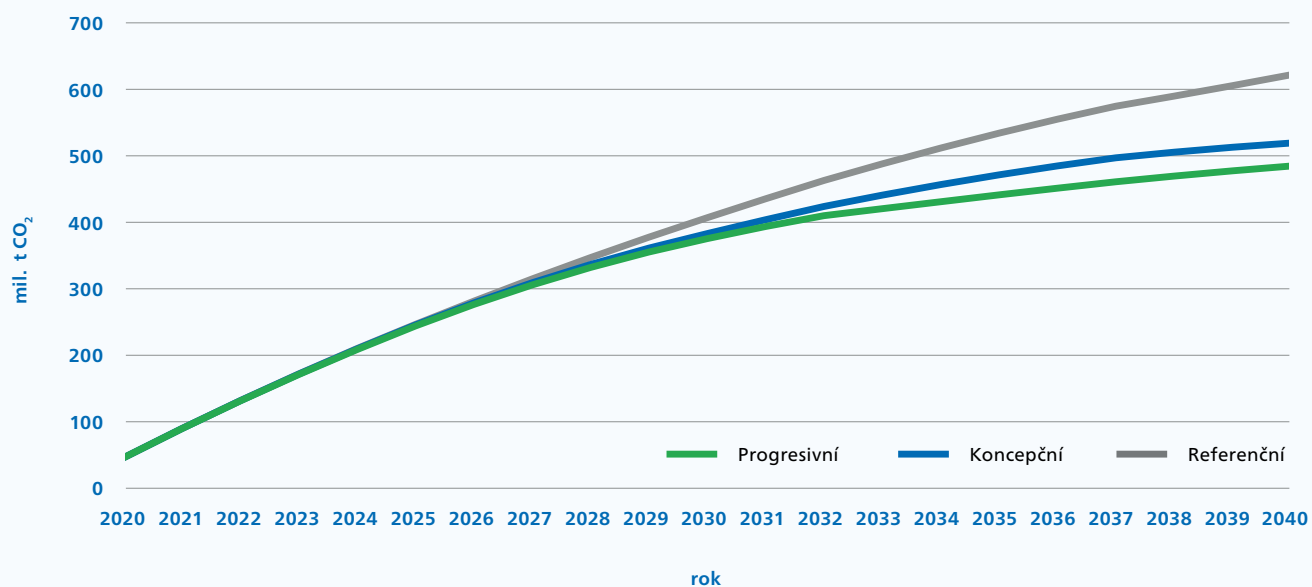
Z trajektorie výkonu plynových elektráren jsou zřejmé potřeby dozdírování.

- Referenční scénář neklade požadavky na rozvoj plynových elektráren.
- Koncepční scénář indikuje postupný nárůst potřeby nových plynových elektráren (900 MW pro období 2030 až 2034, s následným růstem na 2400 MW).
- V Progresivním scénáři dochází k rychlému útlumu uhelných zdrojů, což i přes částečnou náhradu prostřednictvím FVE a VTE vyvolává již pro rok 2035 potřebu nových plynových elektráren ve výši až 3600 MW. Část výkonu plynových zdrojů by po uvedení nového bloku JE do provozu nenacházelo uplatnění na trhu a jednalo by se o zmařené investice.

5.4.2 EMISNÍ STOPA

Celkové kumulované emise CO₂ na výrobu elektřiny v letech 2020-2040 u Referenčního scénáře odpovídají cca 622 mil. tun. Úspora emisí Koncepčního scénáře proti Referenčnímu činí 103 mil. tun. Úspora emisí Progresivního scénáře proti Referenčnímu činí 137 mil. tun (rozdíl mezi scénáři rychlejšího útlumu je za 20leté období 43 mil. tun).

Obr. 5.25 Kumulované emise CO₂ v období 2020-2040 (v mil. tun CO₂)



Tab. 5.1 Kumulované emise CO₂ při výrobě elektřiny v období 2020-2040 (v mil. tun CO₂)

	2020	2025	2030	2035	2040
Referenční	46	246	407	534	622
Koncepční	46	246	383	471	519
Progresivní	46	244	375	441	485

5.4.3 SROVNÁNÍ EKONOMICKÝCH DOPADŮ

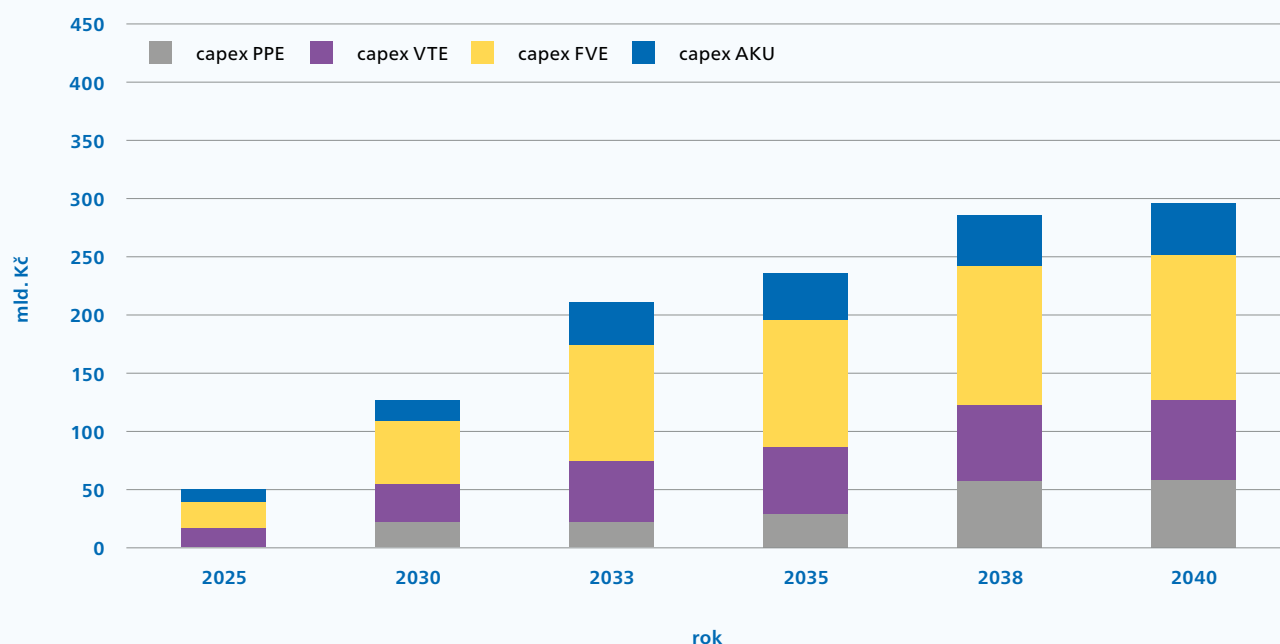
Pro výpočet kumulovaných investic byly použity následující jednotkové investiční náklady pro plynové zdroje, FVE, VTE a bateriovou akumulaci. – viz následující tabulka.

Tab. 5.2 Vývoj jednotkových investičních nákladů období 2020-2040 tis €/MW (v cenách r. 2018), zdroj: Fraunhofer, IEA, prognóza verifikována EY

rok	2025	2030	2033	2035	2038	2040
Plynové elektrárny (P2G)	898	898	898	898	898 (1 302)	898 (1 302)
FVE	811	730	706	689	665	649
Bateriová akumulace	1 200	1 188	1 176	1 164	1 153	1 141
VTE	1 622	1 541	1 468	1 419	1 346	1 298

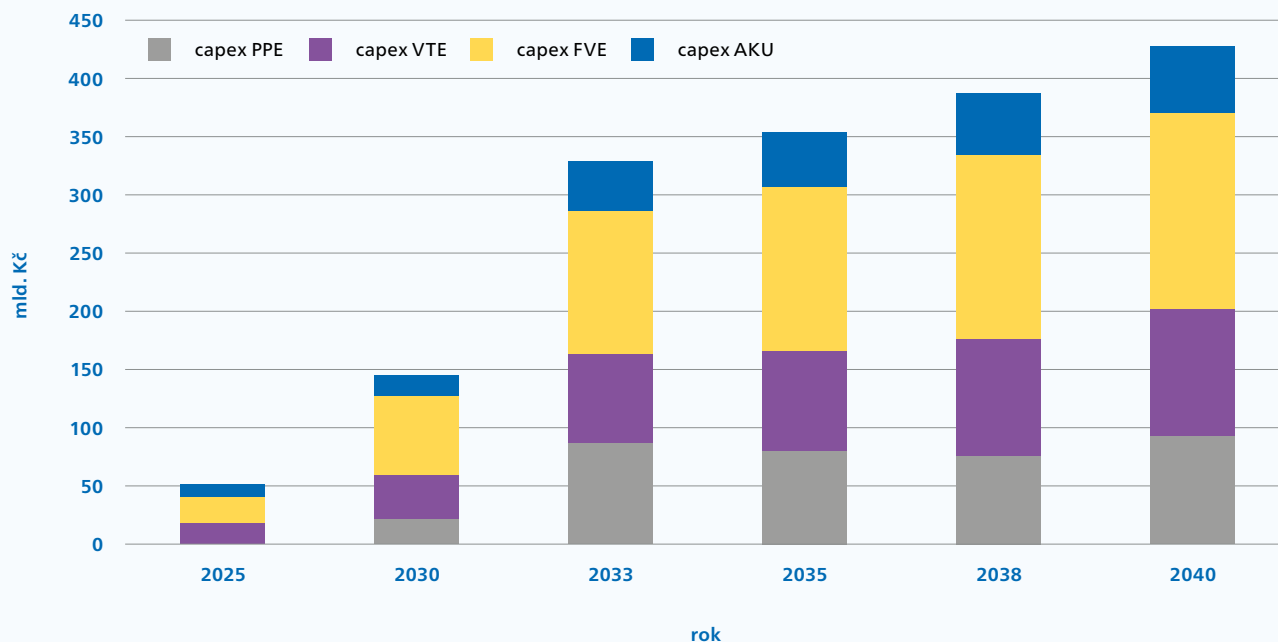
U kategorií OZE, včetně bateriové akumulace je uvažován pokles jednotkových investičních nákladů, a to až o 20 % proti roku 2020. Investiční náklady pro nové plynové zdroje jsou na stálé úrovni a u Progresivního scénáře je po roce 2038 zvažován cca 50 % nárůst, spojený se zaváděním technologií P2G (údaj v závorce – průměrná hodnota). Do výpočtu kumulovaných investičních nákladů jsou započítány investice do nových kapacit a také náklady na obnovu dožívajících solárních a větrných parků s hranicí životnosti max. 25 let – viz Obr. 5.26 a Obr. 5. 27. Rozdíl nákladů na modernizaci uhelných zdrojů z důvodu přísnějších limitů BAT/BREF je srovnatelný se změnou investic do sítí PS a DS, které souvisí s náklady na integraci vyššího objemu nových decentralizovaných zdrojů a odpovídající rozvoj síťové infrastruktury.

Obr. 5.26 Vývoj kumulované investiční náročnosti – Koncepční scénář



Dodatečné investiční náklady na Konceptní scénář činí cca 292 mld. Kč (za období do r. 2040 – náklady na nové plynové zdroje, FVE, VTE a akumulaci). Ty jsou v porovnání s Referenčním scénářem vyšší o 58 mld. Kč v roce 2040. Tato je změna dána investicemi do nových plynových elektráren, které v Referenčním scénáři uvažovány nejsou, a u ostatních kategorií zdrojů včetně bateriové akumulace je výše investic shodná.

Obr. 5.27 Vývoj kumulované investiční náročnosti – Progresivní scénář



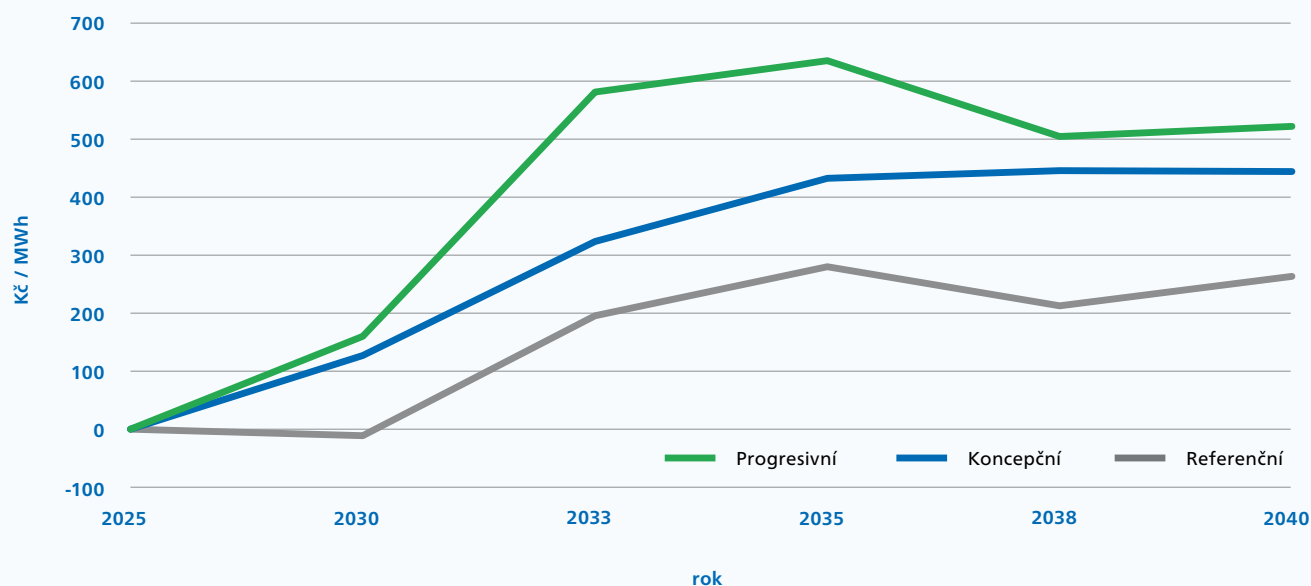
Progresivního scénáře s útlumem v roce 2033 tyto náklady rostou na cca 420 mld. Kč (s potřebou jejich dřívější realizace v r. 2033, s rizikem utopení části těchto nákladů po zprovoznění NJZ v období po roce 2036).

Tab. 5.3 Kumulované investiční náklady (capex) do roku 2040 (v mld. Kč)

	2025	2030	2033	2035	2038	2040
Referenční	51	103	185	202	223	234
Konceptní	51	125	207	231	282	292
Progresivní	51	150	327	352	382	420

Se znalostí kumulovaných investičních nákladů (capex) a provozních nákladů (opex), při započítání odpovídající ceny paliv, povolenek CO₂ a údržby je možné analyzovat dopad do velkoobchodních cen elektřiny. Roční provozní náklady jednotlivých kategorií jsou vypočítány vynásobením měrných provozních nákladů ročním objemem výroby. Anualizované (roční) investiční náklady v roce jsou přepočteny na roční hodnotu odpovídající životnosti zvolených technologií – 20 let a diskontní míře ve výši WACC 6 %. Za výchozí (tzv. bazický) je zvolen rok 2025 a proti němu je v daném roce posuzována změna investičních a provozních nákladů (capex+opex), vztažených na jednotku celkové výroby ze všech zdrojů – viz Obr. 5.28.

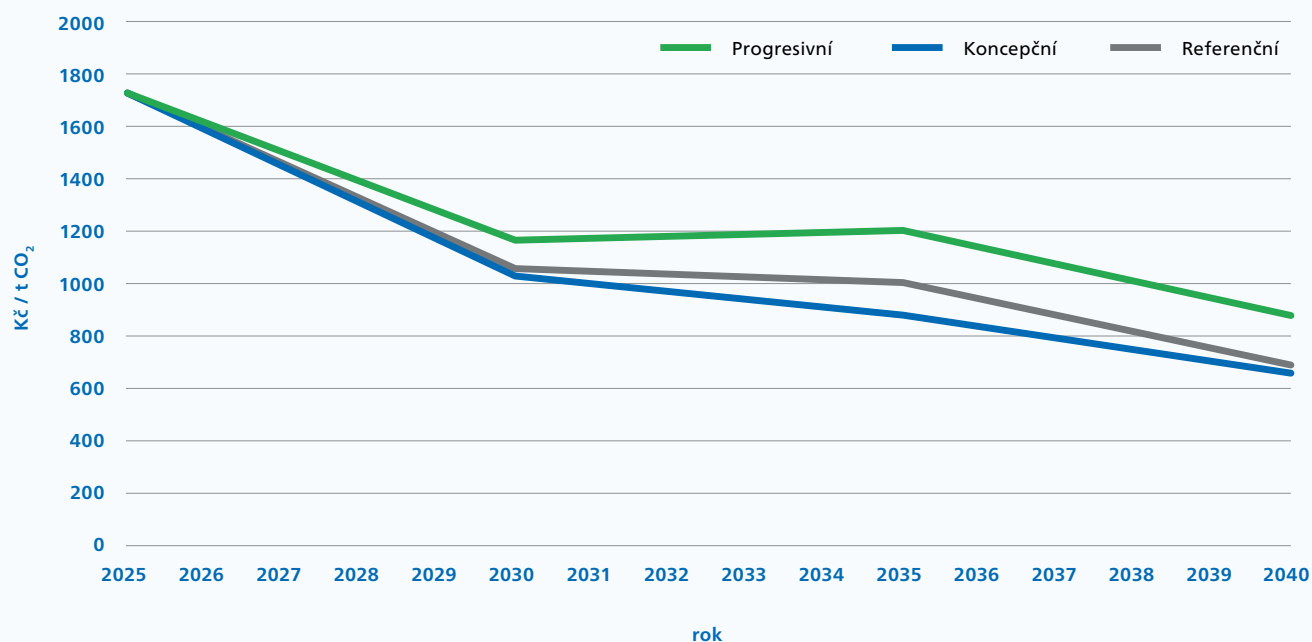
Obr. 5.28 Relativní vývoj nákladů (capex + opex) vůči roku 2025 (zahrnuje nové plynové zdroje, FVE, VTE a akumulaci)



V případě Progresivního scénáře je patrný nárůst cen v roce 2033 vyvolaný investicemi do nových plynových kapacit, které nahrazují vyřazené uhelné zdroje. Nárůst je ovlivněn také dřívějšími a vyššími investicemi do OZE z důvodu jejich realizace při vyšších jednotkových cenách technologií. Razantní pokles nákladů u těchto technologií se přepokládá až po roce 2035.

5.4.4 VYHODNOCENÍ EFEKTIVITY INVESTIC DO NOVÝCH ZDROJŮ VE VZTAHU K DOSAŽENÉ ÚSPORĚ EMISÍ

V této části je vyhodnocena efektivita vynaložených investičních prostředků do nových výrobních kapacit (Tab. 5.3) ve vztahu k uspořeným emisím CO_2 (v Tab. 5.4). Na Obr. 5.29 je graficky znázorněn průběh měrné ceny úspory emisí v Kč/t CO_2 . Hodnoty v grafu odpovídají podílu kumulovaných investic v jednotlivých časových řezech proti dosaženým kumulovaným úsporám emisí za celé období od roku 2020. Jednotková cena úspory emisí CO_2 klesá ve všech scénářích. U Referenčního scénáře je vyšší proti Koncepčnímu z důvodu nízkého objemu uspořených emisí CO_2 . Progresivní scénář vykazuje nejvyšší hladinu jednotkové ceny, a to až o cca 50 %, zejména v období 2033–2035, z důvodu vyšších investic do plynových kapacit a vyšším jednotkovým investičním nákladům do rychlejšího náběhu OZE.

Obr. 5.29 Měrná cena úspory emisí CO₂ (v Kč/t CO₂)

V následující tabulce (Tab. 5.4) je provedeno srovnání dodatečných investičních nákladů na uspořené emise mezi jednotlivými scénáři. V Koncepčním scénáři je nárůst investic proti Referenčnímu scénáři v roce 2040 relativně nízký (58 mld. Kč), proti dosaženým úsporám emisí ve výši 103 mil. t CO₂. Po přepočtu hodnoty 563 Kč/t (Tab. 5.4) na € vychází jednotková hodnota úspory emisí zaokrouhleně 21 €/t, což je výrazně níže, než je predikovaná cena povolenky CO₂ do roku 2040 v maximální výši 70 €/t.

Tab. 5.4 Měrná cena úspory emisí CO₂ (v Kč/t CO₂),
porovnání změny nákladů mezi scénáři

Porovnání scénářů	2025	2030	2035	2040
Koncepční (vyhodnoceno proti Referenčnímu)	–	913	464	563
Progresivní (vyhodnoceno proti Koncepčnímu)	–	3 361	4 021	3 703

Pokud podobným postupem porovnáme Progresivní scénář proti Koncepčnímu, činí rozdíl investic v r. 2040 do nových zdrojů 128 mld. Kč proti relativně nízké dodatečné úspoře emisí ve výši pouhých 34 mil. t CO₂. Po přepočtu hodnoty 3 703 Kč/t (v Tab. 5.4) vychází jednotková hodnota úspory emisí zaokrouhleně 140 €/t, což je dvojnásobek maximální výše predikované ceny povolenky CO₂ v období do roku 2040.

6. Závěr

Hodnocení zdrojové přiměřenosti pro rok 2020 předkládá v souladu s metodickými doporučeními ENTSO-E aktualizované výstupy hodnocení zdrojové přiměřenosti ES ČR. Kromě zavedeného střednědobého výhledu zdrojové přiměřenosti obsahuje rovněž dlouhodobější strategický výhled do roku 2040.

Z provedených výpočtů a simulací podložených kvalitními a ověřenými vstupy jednoznačně vyplývá, že zdrojová přiměřenost podle zvoleného scénáře závisí především na:

- Rozhodnutí o ukončení provozu uhelných zdrojů a jeho načasování
- Existenci nových plynových zdrojů (tzv. dozdrojování), resp. včasné přípravě a realizaci nových plynových zdrojů
- Zprovoznění NJZ nejpozději do roku 2036

Všechny výše uvedené podmínky jsou závislé na rozhodnutí státu, a to v podobě rozhodnutí o transformaci energetiky na energetiku nízkoemisní a dále v podobě dostatečné ekonomické motivace pro výstavbu nových plynových zdrojů, které by naplnily tzv. dozdrojování uvažované v modelovaných scénářích (vyjma Referenčního).

Následující tabulka shrnuje hodnoty LOLE a celkových nutných dodatečných investic pro jednotlivé scénáře:

Tab. 6.1 Shrnutí hodnot LOLE a celkových nutných dodatečných investic ve scénářích

		LOLE (h)						Investice
		2025	2030	2033	2035	2038	2040	Σ mld. Kč
Referenční scénář	Bez dozdrojování	0	0	0	0	0	5	234
	Včetně dozdrojování	–	–	–	–	–	–	–
Koncepční scénář	Bez dozdrojování	0	0	0	42	211	200	–
	Včetně dozdrojování	0	0	0	7	2	4	292
Progresivní scénář	Bez dozdrojování	0	0	52	300	158	137	–
	Včetně dozdrojování	0	0	0	3	2	2	420

Z výše uvedené tabulky jednoznačně vyplývá, že příliš rychlý odklon od uhelných zdrojů v kombinaci s neexistujícími novými zdroji (dozdrojování) povede ke zcela neuspokojivým hodnotám LOLE, a tedy ke značné zdrojové nepřiměřenosti. Rovněž by tento rychlý odklon od uhelných zdrojů znamenal významné investice do nových zdrojů (dozdrojování) a významně rostoucí požadavek na inženýrské a dodavatelské kapacity.

Tab. 6.2 Shrnutí sald obchodních toků ve scénářích (- export, + import)

		Saldo (GWh)					
		2025	2030	2033	2035	2038	2040
Referenční scénář	Bez dozdrojování	-4 878	1 914	5 726	7 080	5 486	3 947
	Včetně dozdrojování	–	–	–	–	–	–
Konceptní scénář	Bez dozdrojování	-4 878	11 391	12 482	12 879	13 540	12 797
	Včetně dozdrojování	-4 878	7 888	8 658	7 745	2 617	3 172
Progresivní scénář	Bez dozdrojování	-4 878	11 391	23 262	20 172	10 479	9 281
	Včetně dozdrojování	-4 878	7 888	5 213	4 888	563	637

Pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES ČR s ohledem na další rozvoj OZE, a požadavku na vyšší flexibilitu systému (např. prostřednictvím akumulace), bude třeba i nadále respektovat principy ekonomické racionality a technologické neutrality.

Při posuzování dosažitelnosti navrhovaných opatření v oblasti budoucího výrobního mixu ČR a s tím souvisejících dopadů do přenosové soustavy ČEPS dále doporučuje tato základní kritéria: spolehlivost, soběstačnosti, náklady (provozní a investiční), rizika realizovatelnosti a v neposlední řadě též emise skleníkových plynů.

Na základě provedených výpočtů a simulací se dále doporučuje:

- Zajistit hodnocení zdrojové přiměřenosti v horizontu až do 2050 jako podklad pro strategická rozhodnutí státu
- Identifikovat rizika a příležitosti vývoje výrobního mixu v souladu s požadavky národní a EU legislativy s ohledem na základní principy/kritéria: spolehlivost, soběstačnost, náklady (investiční+ provozní), rizika realizovatelnosti, emise CO₂
- Posoudit míru ohrožení naplňování národních strategií (ASEK, NEKP) spojených s bezpečností dodávek elektřiny v dlouhodobém horizontu
- Stanovit limity a transparentní spolehlivostní a ekonomická kritéria pro zajištění bezpečného a spolehlivého provozu ES ČR s ohledem na hodnocení zdrojové přiměřenosti dle Nařízení EU 2019/943
- Identifikovat technická omezení pro zajištění importních kapacit (přenosová kapacita) s ohledem na dodatečné náklady (např. redispečink)
- Iniciovat kroky k zavedení kapacitních mechanismů do české legislativy jako pojistky v případě, že nebude možný dovoz výkonu ze zahraničí, nebo bude z neovlivnitelných důvodů zpožděna příprava a realizace zdrojů sloužících k dozdrojování
- Posoudit bezpečný limit pro nárůst intermitentních zdrojů v soustavě, (např. akumulace, dostatečná transformační a přenosová kapacita) a stanovit podmínky pro jejich další integraci a navyšování tohoto limitu
- Za účelem zajištění potřebného objemu PpS zohlednit možnosti využití přeshraničního sdílení PpS v souladu s ustanoveními uvedenými v legislativě EU
- Dále prohlubovat spolupráci s provozovateli distribučních sítí při zavádění nových nástrojů pro řízení ES ČR v oblasti flexibility, DSR, decentrálních zdrojů, digitalizace



7. Příloha I. – Seznam zkratk

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators	NJZ	Nový jaderný zdroj
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve	ODDR	Očekávaná dlouhodobá rovnováha
ASEK	Aktualizace státní energetické koncepce	OPEX	Operating Expense
BAT/BREF	Best Available Techniques/Reference Document on Best Available Techniques	OZE	Obnovitelné zdroje energie
BRKO	Biologicky rozložitelný komunální odpad	P2G	Power to Gas
CAPEX	Capital Expenditure	PECD	Pan-European Climate Database
CO₂	Oxid uhličitý	PPC	Paroplynový cyklus
CZ	Česká republika	PPE	Paroplynové elektrárny
CZT	Centrální zásobování teplem	PpS	Podpůrné služby
ČEPS	Provozovatel přenosové soustavy ČEPS, a.s.	PS	Přenosová soustava
ČR	Česká republika	PVE	Přečerpávací vodní elektrárny
ČSÚ	Český statistický úřad	SO GL	System Operation Guideline
DS	Distribuční soustava	SVR	Služby výkonové rovnováhy
DSR	Demand Side Response	TČ	Tepelná čerpadla
EEN	Elektroenergetická náročnost	TE	Teplárny
EENS	Expected Energy Not Served	TNS	Tuzemská netto spotřeba
EGD	European Green Deal	VO	Velkoobchod
EK	Evropská komise	VTE	Větrné elektrárny
EM	Elektromobilita	WACC	Weighted Average Cost of Capital
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	ZE	Závodní energetiky
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas		
ERAA	European Resource Adequacy Assessment		
ERÚ	Energetický regulační úřad ČR		
ES	Elektrizační soustava		
EU	Evropská unie		
EUA	EU Allowance		
FCR	Frequency Containment Reserve		
FRR	Frequency Restoration Reserve		
FVE	Fotovoltaické elektrárny		
HDP	Hrubý domácí produkt		
INOS	Inovační strategie ČR		
JE	Jaderné elektrárny		
KOZE	Komora obnovitelných zdrojů energie ČR		
KVET	Kombinovaná výroba elektřiny a tepla		
LOLE	Loss of Load Expectation		
MAF	Mid-term Adequacy Forecast		
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve		
MO	Maloobchod		
MPO	Ministerstvo průmyslu a obchodu ČR		
MVE	Malé vodní elektrárny		
NAP SG	Národní akční plán chytrých sítí (Smart Grids)		
NEKP	Národní energeticko-klimatický plán		

8. Příloha II. – Seznam obrázků

Obr. 2.1 Výsledky MAF 2020	7
Obr. 3.1 Netto instalovaný výkon a výroba elektřiny netto v ES ČR v roce 2019, zdroj: ERÚ, přepočten ČEPS	8
Obr. 3.2 Vývoj netto instalovaného výkonu ES ČR pro stávající zdroje nad 10 MWe, vyjma OZE	9
Obr. 3.3 Citlivost palivových a CO ₂ nákladů uhelných zdrojů na cenu povolenky (pro blok s účinností 33 %)	10
Obr. 3.4 Grafické znázornění vývoje predikce FVE a VTE do roku 2040, zdroj: NEKP a ČEPS	13
Obr. 3.5 Výhled vývoje instalovaného výkonu biomasy a bioplynu, dle návrhu NEKP	14
Obr. 4.1 Vývoj meziroční změny HDP, TNS a vývoj EEN	17
Obr. 4.2 Predikce vývoje elektromobility	18
Obr. 4.3 Vliv elektromobility na TNS jakožto jednoho z nástrojů dekarbonizace konečné spotřeby elektřiny k roku 2050	18
Obr. 4.4 Vývoj netto spotřeby elektřiny ČR do roku 2040	19
Obr. 5.1 Netto instalovaný výkon v Referenčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	21
Obr. 5.2 Netto instalovaný výkon v Koncepčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	22
Obr. 5.3 Požadavek na velikost dozdřovaného výkonu pro koncepční scénář	23
Obr. 5.4 Netto instalovaný výkon v Progresivním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	24
Obr. 5.5 Požadavek na velikost dozdřovaného výkonu pro progresivní scénář	24
Obr. 5.6 Skladba PpS v rozmezí let 2025–2050	25
Obr. 5.7 Roční bilance v Referenčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	26
Obr. 5.8 Roční využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů v Referenčním scénáři pro období 2025–2040	27
Obr. 5.9 Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie v Referenčním scénáři v jednotlivých letech	27
Obr. 5.10 Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro Referenční scénář pro období 2025–2040, včetně salda	28
Obr. 5.11 Roční bilance v Koncepčním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	29
Obr. 5.12 Roční využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů v Koncepčním scénáři pro období 2025–2040	30
Obr. 5.13 Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie v Koncepčním scénáři v jednotlivých letech	30
Obr. 5.14 Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro Koncepční scénář pro období 2025–2040, včetně salda	31
Obr. 5.15 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Koncepční scénář 2030	32
Obr. 5.16 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Koncepční scénář 2040	33
Obr. 5.17 Roční bilance v Progresivním scénáři pro jednotlivé roky a kategorie zdrojů	34
Obr. 5.18 Roční využití výkonu jednotlivých kategorií zdrojů v Progresivním scénáři pro období 2025–2040	35
Obr. 5.19 Celková roční a) přeshraniční výměna a b) zmařená energie v Progresivním scénáři v jednotlivých letech	35
Obr. 5.20 Pravděpodobnostní indikátory LOLE a EENS pro Progresivní scénář pro období 2025–2040, včetně salda	36
Obr. 5.21 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Progresivní scénář 2030 (stejně jako Koncepční 2030)	37
Obr. 5.22 Saldo importu a exportu evropských zemí pro Progresivní scénář 2040	38
Obr. 5.23 Výhled útlumu uhlí (instalovaný výkon netto) dle Koncepčního, Referenčního a Progresivního scénáře	39
Obr. 5.24 Výkon plynových elektráren včetně potřeby dozdřování	39
Obr. 5.25 Kumulované emise CO ₂ v období 2020–2040 (v mil. tun CO ₂)	40
Obr. 5.26 Vývoj kumulované investiční náročnosti – Koncepční scénář	41
Obr. 5.27 Vývoj kumulované investiční náročnosti – Progresivní scénář	42
Obr. 5.28 Relativní vývoj nákladů (capex + opex) vůči roku 2025 (zahrnuje nové plynové zdroje, FVE, VTE a akumulaci)	43
Obr. 5.29 Měrná cena úspory emisí CO ₂ (v Kč/t CO ₂)	44

9. Příloha III. – Seznam tabulek

Tab. 3.1 Netto výroba elektřiny z uhlí a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny, zdroj: ERÚ	9
Tab. 3.2 Netto výroba elektřiny ze ZP a podíl na celkové brutto výrobě elektřiny, zdroj: ERÚ	11
Tab. 3.3 Transformace v segmentu tepláren a závodních energetik	12
Tab. 5.1 Kumulované emise CO ₂ při výrobě elektřiny v období 2020-2040 (v mil. tun CO ₂)	40
Tab. 5.2 Vývoj jednotkových investičních nákladů období 2020-2040 tis €/MW (v cenách r. 2018)	41
Tab. 5.3 Kumulované investiční náklady (capex) do roku 2040 (v mld. Kč)	42
Tab. 5.4 Měrná cena úspory emisí CO ₂ (v Kč/t CO ₂), porovnání změny nákladů mezi scénáři	44
Tab. 6.1 Shrnutí hodnot LOLE a celkových nutných dodatečných investic ve scénářích	45
Tab. 6.2 Shrnutí sald obchodních toků ve scénářích (- export, + import)	46
Tab. 10.1 Roční výroby v jednotlivých scénářích po jednotlivých kategoriích	51
Tab. 10.2 Očekávaný vývoj a parametry akumulace	51

10. Příloha IV. – Roční výroba a parametry akumulace

Tab. 10.1 Roční výroby v jednotlivých scénářích po jednotlivých kategoriích

		2025	2030	2033	2035	2038	2040
REFERENČNÍ SCÉNÁŘ ROČNÍ VÝROBA (GWh)	Jaderné elektrárny	28 463	29 371	29 371	29 241	37 260	37 260
	Uhelné elektrárny	28 441	23 938	19 450	16 382	9 179	10 140
	Plynové elektrárny	3 288	2 280	2 475	3 660	3 607	4 115
	Větrné elektrárny	1 240	2 320	2 830	3 339	4 059	4 397
	Fotovoltaické elektrárny	2 729	4 128	5 073	5 579	6 157	6 382
	Ostatní OZE	3 905	3 766	4 046	4 254	4 594	4 847
	Teplárny a závodní energetiky	6 748	5 970	5 986	6 164	6 468	6 492
	Vodní a přečerpávací elektrárny	1 909	2 103	2 188	2 254	2 306	2 478
	Bateriová akumulace	120	225	350	302	368	339
	Celková výroba	76 843	74 103	71 770	71 175	73 997	76 449
KONCEPČNÍ SCÉNÁŘ ROČNÍ VÝROBA (GWh)	Jaderné elektrárny	28 463	29 371	29 371	29 241	37 260	37 260
	Uhelné elektrárny	28 441	14 146	12 240	9 661	0	0
	Plynové elektrárny	3 288	6 083	6 751	9 701	16 374	14 952
	Větrné elektrárny	1 240	2 323	2 831	3 343	4 058	4 408
	Fotovoltaické elektrárny	2 729	4 128	5 073	5 581	6 157	6 419
	Ostatní OZE	3 905	3 766	4 046	4 254	4 594	4 847
	Teplárny a závodní energetiky	6 748	5 970	5 986	6 164	6 468	6 493
	Vodní a přečerpávací elektrárny	1 909	2 080	2 179	2 231	2 364	2 423
	Bateriová akumulace	120	207	366	304	256	281
	Celková výroba	76 843	68 076	68 844	70 481	77 530	77 083
PROGRESIVNÍ SCÉNÁŘ ROČNÍ VÝROBA (GWh)	Jaderné elektrárny	28463	29371	29371	29241	37260	37260
	Uhelné elektrárny	28441	14146	0	0	0	0
	Plynové elektrárny	3288	6083	19942	20234	14806	13319
	Větrné elektrárny	1240	2323	4217	5034	6195	6777
	Fotovoltaické elektrárny	2729	4128	6193	6821	7716	8320
	Ostatní OZE	3905	3766	4046	4254	4594	4847
	Teplárny a závodní energetiky	6748	5970	5986	6164	6468	6493
	Vodní a přečerpávací elektrárny	1909	2080	2192	2332	2538	2654
	Bateriová akumulace	120	207	404	363	349	427
	Celková výroba	76 843	68 076	72 350	74 444	79 926	80 098

Tab. 10.2 Očekávaný vývoj a parametry akumulace

		2025	2030	2033	2035	2038	2040
Referenční scénář	Instalovaný výkon (MW)	267	449	967	1064	1175	1226
	Kapacita (MWh)	534	898	1934	2128	2350	2452
Koncepční scénář	Instalovaný výkon (MW)	267	449	967	1064	1175	1226
	Kapacita (MWh)	534	898	1934	2128	2350	2452
Progresivní scénář	Instalovaný výkon (MW)	267	449	1181	1300	1480	1600
	Kapacita (MWh)	534	898	2362	2600	2960	3200
Účinnost	85 %						







Zpracoval: Sekce 18300 – Strategie
Vydáno: prosinec 2020

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., 2020

