



Slovenská
elektrizačná
prenosová
sústava

Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR do roku 2040 Midterm Adequacy Forecast 2023

Október 2023

Obsah

1	Úvod	3
2	Manažérske zhrnutie	3
3	ENTSO-E ERAA	4
4	Vstupné predpoklady a dáta pre hodnotenie zdrojovej primeranosti SR	9
5	Strednodobý výhľad výroby a zdrojového mixu ES SR	10
5.1	Výroba a zdrojový mix ES SR	10
6	Vývoj spotreby ES SR	14
6.1	Popis scenárov vývoja spotreby elektriny	15
6.2	Scenáre spotreby elektriny MAF SEPS	17
7	Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR	29
7.1	Scenáre pre hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR	29
7.2	Podporné služby	38
7.3	Analýzy a vyhodnotenie výsledkov zdrojovej primeranosti	41
7.4	Vyhodnotenie bilancií ES SR	46
8	Závery a odporúčania	50
9	Zoznam skratiek	53
10	Príloha I. - Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti	54

1 Úvod

Dokument **Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR do roku 2040** (ďalej len „**MAF SEPS**“) vychádza z potreby mať k dispozícii strategický dokument s uceleným pohľadom na trajektórie vývoja zdrojového mixu a spotreby elektrickej energie v sektore elektroenergetiky. Trajektórie vývoja sú charakterizované niekoľkými scenármi, pričom analýzy vykonané nad zadanými scenármi zahŕňajú posúdenie zdrojovej primeranosti - možný vývoj na strane zdrojov na výrobu elektriny (ďalej aj „**zdroj elektriny**“) z hľadiska ich dostupnosti pre pokrytie predpokladanej spotreby elektriny SR, pričom tieto zároveň odrážajú aj potenciálne možný vývoj na strane spotreby okrem iného aj z hľadiska ďalšieho pripájania veľkých odberateľov. Posúdenie zdrojovej primeranosti sa vo všeobecnosti opiera o Nariadenie Európskeho parlamentu a Rady (EU) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou (ďalej len „**Nariadenie**“), ktorého transpozícia na podmienky SR bola vykonaná náležitou aktualizáciou príslušnej legislatívy SR (zákon č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov).

Výsledkom hodnotenia zdrojovej primeranosti je identifikácia potenciálnych rizík, spojených s nedostatkom zdrojov elektriny pre pokrývanie spotreby elektriny, vyčíslenie parametrov ENS a LLD, resp. EENS a LOLE a návrh relevantných odporúčaní pre nápravu v prípade identifikovania nedostatkov.

2 Manažérske zhrnutie

Dokument MAF SEPS je dokumentom prevádzkovateľa prenosovej sústavy v Slovenskej republike, t. j. spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s. (SEPS), ktorého cieľom je porovnať možné vývojové scenáre elektroenergetiky, primárne v SR, avšak s ohľadom na fakt, že SR nie je samostatným ostrovom, ale súčasťou komplexnejšieho európskeho celku. Kým európske hodnotenie zdrojovej primeranosti vychádza z podkladov európskej profesijnej asociácie/združenia európskych prevádzkovateľov prenosových sústav ENTSO-E (ERAA) a je založené na pravdepodobnostných scenároch s časovým odhadom na 10 rokov, tak národné hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR do roku 2040 hodnotí okrem pravdepodobnostného scenára aj tzv. Hraničné, t. j. „extrémne“ scenáre. A časový horizont je podstatne dlhší – pre súčasnú verziu MAF SEPS sa posudzuje obdobie do roku 2040. Dokument teda posudzuje, či pre odhadovanú spotrebu elektrickej energie má SR dostatočné zdroje elektrickej energie alebo dostatočné importné kapacity prenosovej sústavy pre dovoz elektrickej energie zo zahraničia. A tento stav sa vyhodnocuje pre rôzne scenáre vývoja spotreby, pre túto verziu MAF SEPS sa určili 3 vybrané scenáre. Výsledkom modelovania zdrojovej primeranosti ES SR do roku 2040 je určenie kľúčových ukazovateľov, a to konkrétne ukazovateľ LOLE („Loss Of Load Expectation“), čo predstavuje počet hodín s nedodávkou elektriny za rok v hodinách a ukazovateľ EENS („Expected Energy Not Served“), čo je celková nedodávka elektriny v GWh za rok.

3 ENTSO-E ERAA

Na základe ustanovenia čl. 23 nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 z 5. júna 2019 o vnútornom trhu s elektrinou¹ podľa metodiky schválenej Agentúrou pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky (ACER) rozhodnutím č. 24/2020 z 2. októbra 2020² vypracovalo ENTSO-E európske hodnotenie zdrojovej primeranosti – ERAA 2022³. Keďže ACER mal k uvedenému hodnoteniu viaceré výhrady, dokument ERAA 2022 neschválil⁴, a preto treba považovať dokument ERAA 2022 za neoficiálny.

V nasledujúcej tabuľke je uvedený prehľad výsledkov ERAA 2022 pre Slovensko.

Rok	Parameter	Priemer	Medián	95. percentil
2025	LLD (h/rok)	0,00	0,00	0,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00
2027	LLD (h/rok)	0,00	0,00	0,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00
2030	LLD (h/rok)	0,00	0,00	0,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00

Tab č. 3.1 Prehľad výsledkov ERAA 2022

Z výsledkov vyplýva, že hodnoty LOLE (priemer LLD) a EENS (priemer ENS) nadobúdajú pre Slovensko nulové hodnoty počas celého sledovaného obdobia (neočakáva sa výskyt nedodávky energie), čo je v úzkom súlade s výsledkami analýzy zdrojovej primeranosti, spracovanej prevádzkovateľom PS podľa základného scenára A.

V nasledujúcej tabuľke sú uvedené výsledky pre EVA (Economic Viability Assessments – posúdenie ekonomickej životaschopnosti technológií) z ERAA 2022 pre Slovensko. Vyhodnotenie EVA bolo spracované za účelom potreby identifikácie technológií, ktoré by bolo za účelom minimalizácie nákladov systému na obstaranie silovej elektriny vhodné buď ako nové uviesť do prevádzky alebo jestvujúce vyradiť z prevádzky.

(MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Technológia
Uvedenie do prevádzky	0	0	0	0	0	170	170	DSR
Vyradenie z prevádzky	-270	-270	-270	-270	-270	-270	-270	ZP

Tab č. 3.2 Výsledky EVA (ENTSO-E) pre rok 2022

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

² https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%20242020%20on%20ERAA_1.pdf

³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

⁴ https://acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER_Ddecision_04-2023_ERAA_2022.pdf

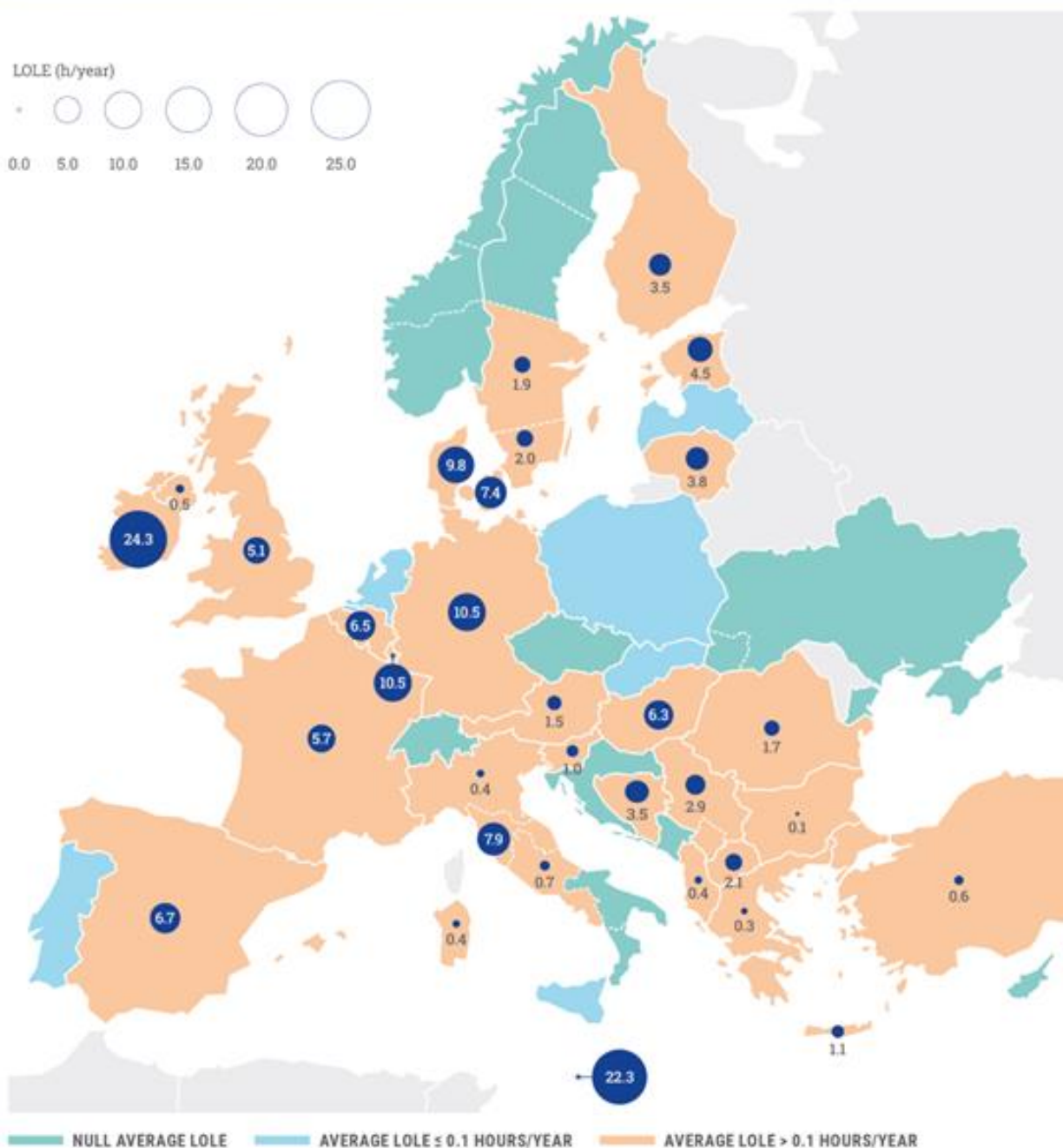
Z výsledkov EVA vyplýva, že z dôvodu minimalizácie nákladov systému na obstaranie silovej elektriny na Slovensku by bolo vhodné:

- a. od roku 2029 uviesť do prevádzky (napr. pomocou aplikácie dynamických taríf) systém DSR (Demand Side Response – odozva na strane odberu) vo veľkosti 170 MW,
- b. už od roku 2024 vyradiť z prevádzky zdroj elektriny na báze ZP vo veľkosti inštalovaného výkonu (netto) 270 MW.

Na tomto mieste je vhodné poznamenať, že výstupy z ERAA sú prevažne krátkodobého charakteru, zatiaľ čo výstupy vnútroštátneho MAFu majú skôr strednodobé zameranie, kde sa výsledky zo simulácií a teda aj odporúčania môžu líšiť. Zatiaľ čo z krátkodobého hľadiska sa môžu niektoré zdroje na Slovensku zdať redundantné, v strednodobom horizonte sa môže ukázať, že naopak budú v neskoršom období zdroje chýbať.

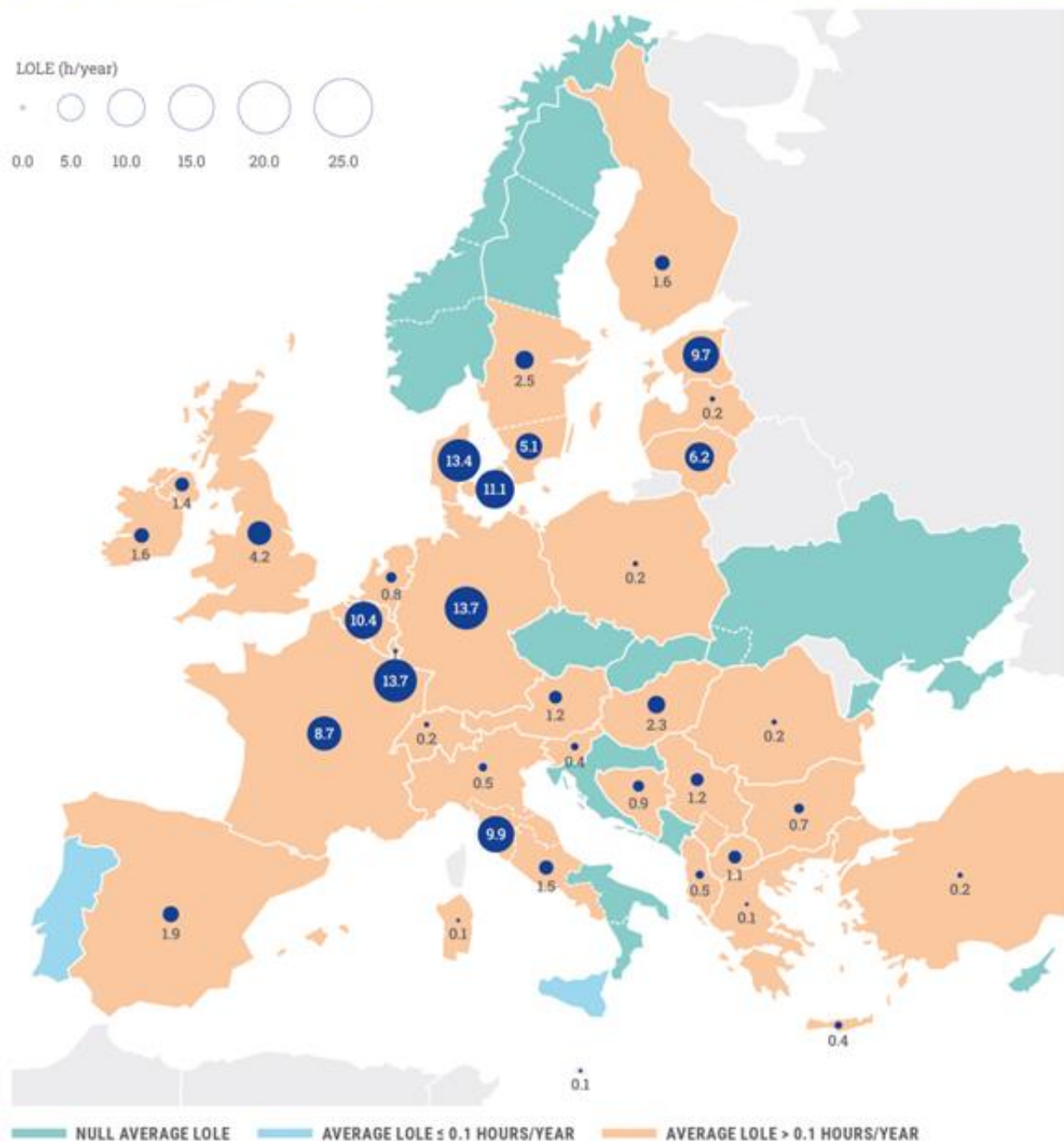
Na nasledujúcich troch obrázkoch sú uvedené výsledky LOLE z ERAA 2022 pre celú prepojenú elektrizačnú sústavu ENTSO-E pre tri časové rezy 2025, 2027 a 2030 pre stredný referenčný scenár bez kapacitných mechanizmov.

LOLE values for the Central Reference Scenario Without CM 2025



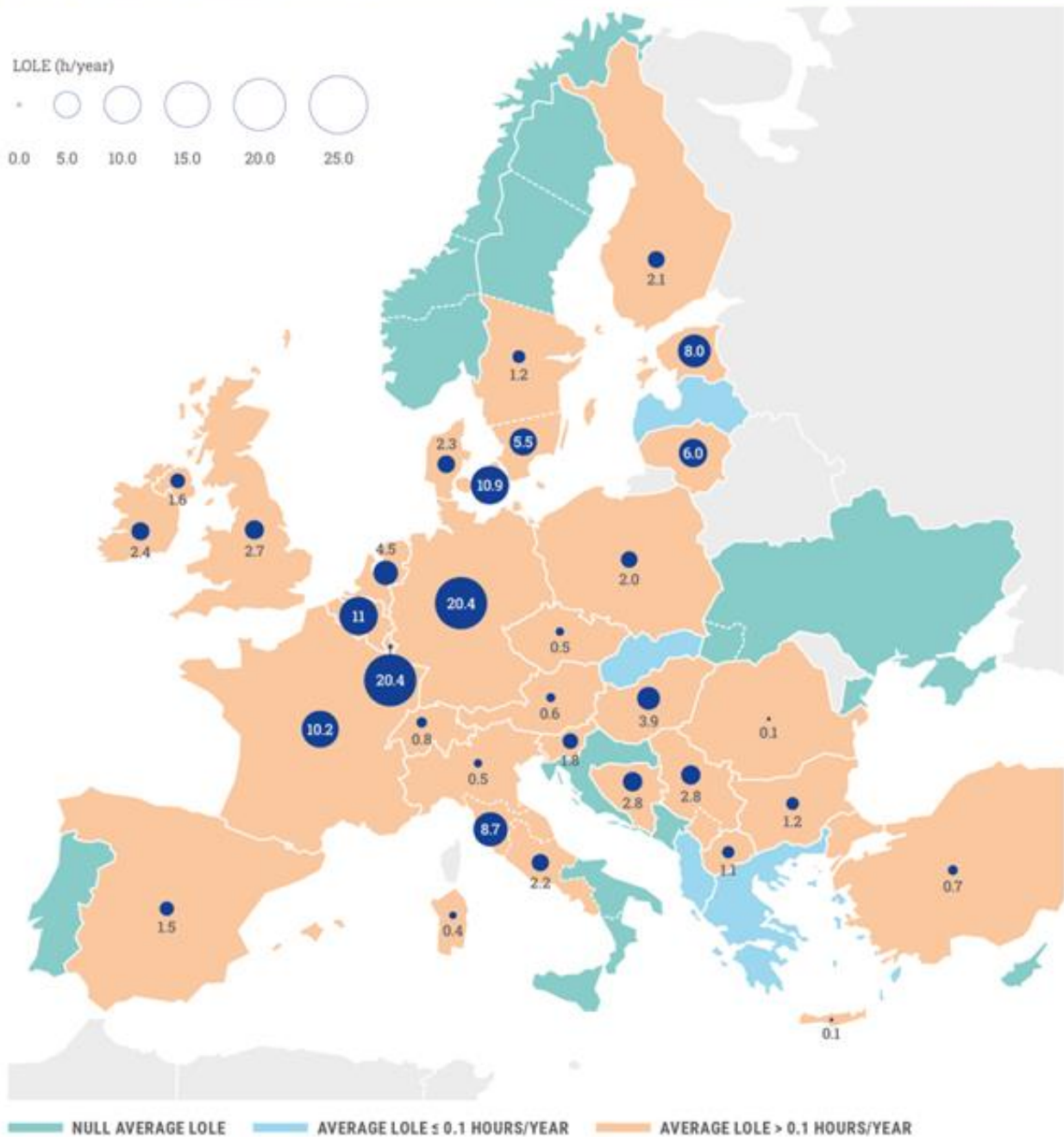
Obr. č. 3.1 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár bez kapacitných mechanizmov – rok 2025

LOLE values for the Central Reference Scenario Without CM 2027



Obr. č. 3.2 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár bez kapacitných mechanizmov – rok 2027

LOLE values for the Central Reference Scenario Without CM 2030



Obr. č. 3.3 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár bez kapacitných mechanizmov – rok 2030

4 Vstupné predpoklady a dáta pre hodnotenie zdrojovej primeranosti SR

Neodmysliteľnou súčasťou pre spracovanie MAF SEPS sú vstupné predpoklady a kvalitné dáta.

Scenáre

Základným určujúcim faktorom pre hodnotenie zdrojovej primeranosti je v prvom kroku definícia scenárov, ktoré v čase spracovania dokumentu vychádzajú z najaktuálnejších predpokladov a informácií účastníkov trhu s elektrickou energiou, národohospodárskeho vnímania vývoja elektroenergetiky a energetiky, platných existujúcich alebo len v súčasnosti pripravovaných návrhov politík, nariadení, strategických dokumentov (ako napr. INECP - Integrovaný národný energetický a klimatický plán, Akčný plán rozvoja elektromobility príp. iné) s ohľadom na záväzné európske ciele v oblasti energetiky a klímy do roku 2030, resp. 2050 pri zachovaní bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR a pre účely tohto dokumentu predovšetkým na úrovni zabezpečenia pokrývania spotreby elektriny výrobou v prešetrovaných časových obdobiach rokov 2030 a 2040 ako aj 2035.

Vstupné dáta

SEPS ako prevádzkovateľ prenosovej sústavy (ďalej len „PPS“) vykonáva rozsiahly zber údajov v rámci ktorého prostredníctvom dotazníkového riešenia oslovuje zainteresovaných účastníkov trhu s elektrickou energiou v SR, od ktorých získava predovšetkým vstupné dáta o výrobných zariadeniach, predpokladaných trajektoriách výroby, inštalovaného výkonu a iných relevantných prevádzkových parametroch výrobných zariadení pre zdrojovú primeranosť. Údaje sú založené na zbere uskutočnenom v roku 2021 a príslušne aktualizované s ohľadom na najnovšie informácie dostupné v čase spracovania MAF SEPS.

Dáta a trajektórie vývoja predpokladanej spotreby elektriny pre účely zdrojovej primeranosti sú/boli spracovávané/spracované v réžii externej konzultačnej organizácie.

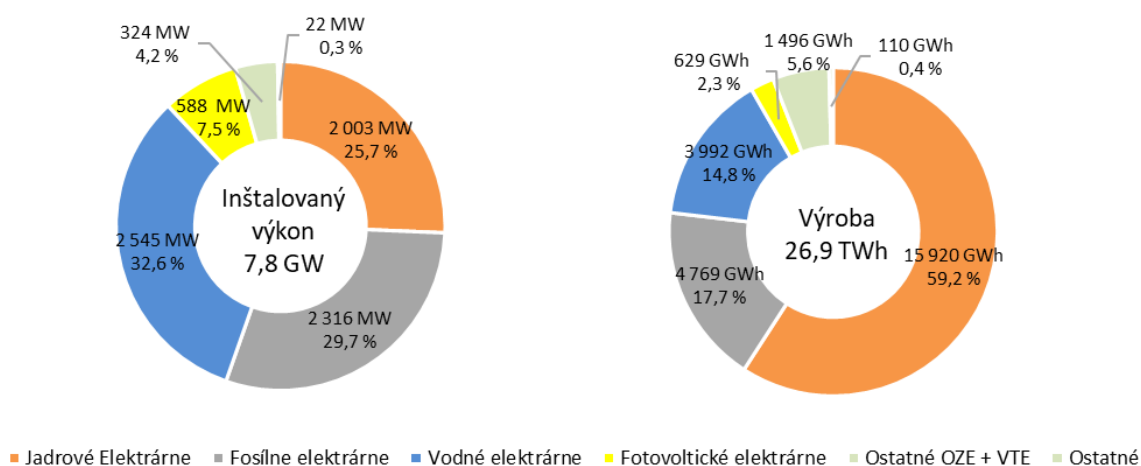
Ďalším významným zdrojom vstupných dát a národných predpokladov je spoločná databáza PEMMDB, do ktorej prispievajú všetci PPS vrátane SEPS ako riadny člen ENTSO-E. Nemenej dôležitým vstupom je aj databáza PECD.

- **Pan European Market Modelling DataBase (PEMMDB)** obsahuje údaje o tepelných elektrárnach, zariadeniach na uskladňovanie elektriny, inštalované výkony VTE, FVE a VE a prenosovú kapacitu cezhraničných profilov ostatných európskych elektrizačných sústav,
- **Pan European Climate Database (PECD)** obsahuje údaje pre klimatické roky 1982 – 2016 ako zaťaženie, pomerný slnečný osvit a pomernú rýchlosť vetra a prítoky pre VE, ktoré následne slúžia pre vytvorenie prognózovanej výroby FVE a VTE a sú podkladmi pre analýzu sledovaného obdobia MAF SEPS.

5 Strednodobý výhľad výroby a zdrojového mixu ES SR

5.1 Výroba a zdrojový mix ES SR

Vývoj zdrojového mixu ES SR je vo veľkej miere ovplyvňovaný pripravovanými plánmi EÚ na zlepšenie klímy. Nariadením „zimného balíčka“ č. 2018/1999 o riadení energetickej únie a opatrení v oblasti klímy, stanovila EÚ členským štátom povinnosť vypracovať vlastné národné integrované energetické klimatické plány na roky 2021 až 2030 (INECP) a stanoviť tak svoj príspevok k naplneniu cieľov EÚ. Sprísňovaním opatrení členských štátov EÚ, s cieľom znížiť do roku 2030 emisie skleníkových plynov aspoň o 40 % oproti roku 1990, dochádza k postupnému útlmu prevádzky fosílnych zdrojov na výrobu elektriny a k masívnej podpore OZE. Navyše, ostatné ciele EÚ sú ešte ambicióznejšie, a to dosiahnuť do roku 2050 uhlíkovú neutralitu.



Obr. č. 5.1_1 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2022⁵

Obr. č. 5.1_2 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2022

Z Obr. č. 5.1_1 je vidieť, že najväčší podiel na inštalovanom výkone majú vodné elektrárne, za ktorými nasledujú fosílna a jadrové elektrárne. Zvyšok portfólia v inštalovanom výkone zdrojov elektriny tvoria FVE a ostatné zdroje elektriny.

Čo sa týka výroby elektriny, bol v roku 2022 zaznamenaný pokles oproti roku 2021 o 10,56 % (-3 177 GWh). JE (+190 GWh, +1,21 %); fosílna elektrárne (-2 505 GWh, -34,44 %); VE (-612 GWh, -13,30 %). Pokles vo výrobe z OZE (-254 GWh, -10,69 %), z toho FVE (+14 GWh, +2,26 %) a ostatné OZE (-268 GWh, -15,21 %).

Výroba je odrazom ekonomickej stratégie prevádzkovateľov výrobných zariadení na trhu s elektrickou energiou, technického stavu výrobných zariadení, ako aj klimatických a hydrologických podmienok a iných faktorov.

⁵ Údaje o inštalovanom výkone zdrojov elektriny v ES SR za rok 2022 v čase spracovania dokumentu MAF SEPS neboli ešte oficiálne.

V horizonte piatich rokov je v SR predpoklad zachovania existujúceho zdrojového mixu s výrazným nárastom podielu jadrových elektrární a OZE na inštalovanom výkone a na celkovej výrobe elektriny v SR.

Jadrové elektrárne

Z predpokladaných zmien v existujúcej zdrojovej základni je potrebné spomenúť predĺženie pôvodne plánovanej prevádzkovej životnosti jadrovej elektrárne EBO V2 (2x500 MW) na 60 rokov, teda do roku 2044, resp. 2045. V uvedených rokoch ukončenia prevádzkovej životnosti elektrárne EBO V2 sa ako náhradou v dlhodobom horizonte uvažuje s výstavbou novej jadrovej elektrárne (NJZ) s predpokladaným inštalovaným výkonom 1200 MW.

Ako ďalšia z možných náhrad elektrárne EBO V2, a teda alternatíva voči NJZ, sa v súčasnej dobe javí myšlienka možnej výstavby tzv. malých modulárnych reaktorov (SMR, Small Modular Reactor). Túto skutočnosť dokladuje aj podpísanie memoranda z 12. júna 2023 siedmimi relevantnými subjektmi (medzi nimi aj SEPS) na pôde MH SR so spoločnosťou Westinghouse Electric Company, ktoré má odštartovať spoluprácu v tejto oblasti. Prvým krokom spolupráce je prihláška do amerického projektu Phoenix, z ktorého by Slovensko mohlo získať grant na štúdiu uskutočniteľnosti, ktorá zmapuje vhodnosť malých modulárnych reaktorov v slovenských podmienkach a navrhne kroky potrebné k ich možnej budúcej výstavbe.

Po navýšení inštalovaného výkonu 2. bloku EMO v roku 2020 z pôvodnej hodnoty 470 MW na 501,44 MW došlo v roku 2021 k rovnakému navýšeniu aj na 1. bloku EMO. Výstavba jadrovej elektrárne EMO, blokov 3 a 4 (2x471 MW) sa dostala do novej fázy. 9.9.2022 sa začalo so zavázaním jadrového paliva do reaktora 3. bloku EMO. 22.10.2022 bola spustená štiepna reakcia. V čase tvorby dokumentu MAF SEPS (júl 2023) sa 3. blok nachádzal v stave energetického spúšťania a jeho výkon sa pohyboval na úrovni 75 %.

Úplnú funkčnosť 3. bloku a dosiahnutie projektových parametrov potvrdí úspešné ukončenie fázy 144-hodinového preukazného chodu na stopercentnom výkone (471 MW). Prvotný predpoklad dosiahnutia uvedeného míľnika bol naplánovaný v priebehu mája až júna 2023, avšak uvedená doba energetického spúšťania sa predĺžila a nový predpoklad chodu 3. bloku na 100 % výkonu sa presunul na neskoršie obdobie.

Čo sa týka 4. bloku JE EMO, jeho uvedenie do prevádzky sa predpokladá v termíne do dvoch rokov od uvedenia EMO 3 do prevádzky na 100% výkon.

Vzhľadom na skutočnosť, že jadrové elektrárne sú z pohľadu výroby elektriny dominantným zdrojom elektriny v SR a predstavujú v súčasnosti až 59 % podiel na celkovej výrobe elektriny, sa v súvislosti so sankciami voči Rusku a konfliktom na Ukrajine do popredia čoraz viac dostáva otázka diverzifikácie dodávok jadrového paliva. Hľadajú sa nové alternatívy dovozu jadrového paliva, čo naznačuje aj fakt, že SE v súčasnosti rokujú s americkou spoločnosťou Westinghouse⁶ aj francúzskou

⁶ <https://www.seas.sk/tlacove-spravy/dohoda-slovenske-elektrarne-westinghouse-jadrove-palivo/>

Framatome⁷ o možnostiach dodávky nového paliva. Slovensko spolu s Českom, Maďarskom a Fínskom, teda krajinami s rovnakými reaktormi, dohadujú spoločný postup a investíciu do vývoja nového paliva týmito firmami.

Ďalšou z možných alternatív je vývoj vlastného paliva, ako náhrada existujúceho, avšak táto možnosť je spojená s dlhším časovým horizontom v odhade na úrovni 8 až 9 rokov.

Fosílna elektrárne

Zdroj PPC Malženice, s inštalovaným výkonom 430 MW, bol v roku 2022 v prevádzke iba v mesiacoch január, február a s minimálnou výrobou aj v máji.

Prevádzka hnedouhoľnej elektrárne Nováky (2x110 MW) by podľa návrhu INECP SR a ďalších strategických dokumentov SR pre oblasť energetiky mala byť podporovaná len do konca roku 2023. Po roku 2023 sa už s jej prevádzkou neuvažuje. Predpokladá sa, že táto elektrárňa by mala byť nahradená zariadením pre výrobu a dodávku tepla pre daný región.

Rovnako je predpoklad, že prevádzka blokov uhoľnej elektrárne Vojany (2x110 MW) bude aj v prípade náhrady technológie spaľovania čierneho uhlia tuhým druhotným palivom najneskôr v roku 2027 ukončená.

Vodné elektrárne

V súčasnosti nie je rozpracovaná žiadna väčšia investícia, ktorá by výrazným spôsobom zmenila, resp. ovplyvnila podiel VE v zdrojovom mixe SR. INECP SR predpokladá do roku 2030 nárast inštalovaného výkonu VE o cca 130 MW.

Ostatné zariadenia na výrobu elektriny

V súčasnej dobe a ani za uplynulých 5 rokov neviduje SEPS okrem NJZ a nových veterných parkov záujem o výstavbu zariadenia na výrobu elektriny s výkonom väčším ako 50 MW. Investori sa zameriavajú na realizáciu projektov miestneho významu. Sú to zariadenia na výrobu elektriny na báze zemného plynu, slúžiace na kombinovanú výrobu elektriny a tepla, prípadne zariadenia, ktoré využívajú odpad z priemyselných prevádzok (drevospracujúci priemysel) alebo z poľnohospodárskych objektov, ktoré majú vylepšovať ekonomiku odberateľov elektriny tým, že časť tepla, potrebného na svoju činnosť si sami vyrobia navyše s elektrinou, ktorú tiež spotrebujú. Vzhľadom na zvýšenú požiadavku na efektívne a ekologické spracovanie odpadu sa dá očakávať nárast inštalovaného výkonu v zariadeniach na spaľovanie existujúcich a nových odpadov a ČOV. Tieto zariadenia budú, vzhľadom na svoj menovitý inštalovaný výkon, pripájané do distribučných sústav, čím budú umiestnené bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny.

⁷ <https://www.seas.sk/tlacove-spravy/slovenske-elektrarne-framatome-memorandum>

Obnoviteľné zdroje energie

Spoločnosť SEPS, ako prevádzkovateľ PS SR, uviedla dňa 05.04.2021 v spolupráci s prevádzkovateľom PS v Maďarsku do komerčnej prevádzky nové vedenia 2x400 kV Veľký Ďur – Gabčíkovo – Gönyű a 1x400 kV Rimavská Sobota – Sajóivánka na slovensko-maďarskom cezhraničnom profile. Týmto prišlo k odstráneniu úzkeho miesta v PS SR z pohľadu priepustnosti sústavy, čo umožní opätovné pripájanie nových elektroenergetických zariadení na výrobu elektriny do ES SR a zvyšovanie inštalovaného výkonu existujúcich zdrojov elektriny pripojených do ES SR.

Na základe uvedeného prevádzkovateľa regionálnych distribučných sústav (ďalej len „RDS“) Západoslovenská distribučná, a. s. (ďalej len „ZSD“), Stredoslovenská distribučná, a. s. (ďalej len „SSD“) a Východoslovenská distribučná, a. s. (ďalej len „VSD“) v spolupráci s prevádzkovateľom PS a MH SR týmto ukončili „stop-stav“ pre pripájanie nových zdrojov elektriny do ES SR a zvyšovanie inštalovaného výkonu existujúcich zdrojov elektriny v ES SR.

Z dôvodu zamedzenia nekontrolovaného rozvoja zdrojov elektriny, čo by malo negatívny vplyv na prevádzkovú bezpečnosť a spoľahlivosť ES SR, boli prevádzkovateľom PS stanovené limitné hodnoty voľného inštalovaného výkonu zdrojov, ktoré je možné pripojiť do ES SR ako z pohľadu jej priepustnosti, tak i z pohľadu jej flexibility. Tieto údaje sú prevádzkovateľom PS pravidelne aktualizované. Z tohto dôvodu bolo možné z celkového voľného inštalovaného výkonu 1 837 MW v roku 2021 vyčleniť 407 MW a v roku 2022 ďalších 170 MW pre pripojenie fotovoltických a veterných elektrární.

Cieľ Európskej únie pre podiel energie z obnoviteľných zdrojov na hrubej konečnej energetickej spotrebe predstavuje v roku 2030 aspoň 32 %. MH SR v INECP SR v zmysle povinností členských štátov EÚ v zmysle nariadenia EP a Rady (EÚ) 2018/1999 o riadení energetickej únie stanovilo príspevok SR k dosiahnutiu dekarbonizačných cieľov EÚ v roku 2030 na úrovni 19,2 % podielu OZE na celkovej spotrebe energie v SR, pričom podiel výroby elektriny z OZE na celkovej spotrebe elektriny predstavuje 27,3 % (OZE-E). Pre dosiahnutie uvedeného cieľa predpokladá INECP SR do roku 2030 nárast inštalovaného výkonu predovšetkým vo FVE (1 200 MW, t. j. +612 MW oproti súčasnosti) a VTE (500 MW, t. j. +497 MW oproti súčasnosti). Ako reakciu na situáciu v oblasti klímy EK predstavila balík Fit for 55 s cieľom znížiť emisie skleníkových plynov o 55 % oproti roku 1990 a následne dosiahnuť v roku 2050 klimatickú neutralitu. Toto opatrenie má tiež pomôcť znížiť závislosť EÚ na fosílnych palivách dovážaných z Ruska.

Inštitút environmentálnej politiky pri Ministerstve životného prostredia SR vypracoval dokument „Analýza vplyvov balíka Fit for 55⁸“, podľa ktorého dodatočný potenciál OZE na výrobu elektriny pre SR predstavuje v roku 2030 ďalších 300 MW vo FVE, 215 MW vo VTE a 8 MW v geotermálnej energii voči INECP z roku 2019. Podľa týchto predpokladov bol určený inštalovaný výkon OZE. (Aktuálne MH SR zverejnilo návrh aktualizácie INECP SR do roku 2030.) **Tento predpoklad je iba odhad a neurčuje, aký bude skutočný budúci výkon OZE pripojený v SR.**

⁸ https://www.minzp.sk/files/iep/iep_analyza_fit_for_55_.pdf

6 Vývoj spotreby ES SR

Prognóza spotreby elektriny v SR je základným vstupom pre analýzu zabezpečenia dodávok elektriny v dlhodobom horizonte a pre celkové strategické smerovanie budúceho vývoja elektroenergetiky SR. Výhľad prognózy spotreby elektriny je tvorený makroekonomickou metódou, pričom sa vo všeobecnosti z pohľadu ekonomiky opiera o štatistické analýzy hrubej pridanej hodnoty (HPH), ktorá je členená do 5 základných sektorov hospodárstva. V tomto prípade je vývoj spotreby elektriny analyzovaný v základných sektoroch národného hospodárstva, a to priemysel, stavebníctvo, poľnohospodárstvo, doprava a služby, ktoré nakoniec dopĺňa odber elektriny na strane obyvateľstva (t. j. domácnosti).

Štruktúrovanie spotreby je dvojaké, v prvom prípade (priemysel, stavebníctvo, poľnohospodárstvo, doprava, služby a domácnosti) ide o tzv. Národohospodárske štruktúrovanie a v druhom prípade sa pracuje s pojmom odberové štruktúrovanie, kde vývoj spotreby elektriny je analyzovaný v 3 energetických skupinách, a to veľkoodber (VO), malo-odber podnikateľský (MOP) a malo-odber obyvateľstva (MOO).

Vývoj spotreby sektora MOP je odvodzovaný od vývoja spotreby určitého spektra ekonomických činností. Predikcie pre sektor MOP predpokladajú, že tvorba pridanej hodnoty MOP pozostáva z činností charakteru služieb (75 %) a zvyšok z činností charakteru priemyslu (25 %).

Netto spotreba zahŕňa všetku užitočne spotrebovanú energiu v SR, zahŕňa elektrinu distribuovanú aj elektrinu priamo odobranú z prenosovej sústavy. Do netto spotreby je zahrnutá aj elektrina spotrebovaná na čiastočný prechod k DZT (decentralizované zásobovanie teplom).

Výsledná netto spotreba potom pozostáva zo zložiek VO, MOP a MOO. Všetky uvedené zložky sú prognózované v závislosti od zadefinovaného scenára resp. variantov spotreby elektriny. Vývoj MOP je však uvažovaný na rovnakej úrovni pre všetky varianty, resp. scenáre spotreby elektriny.

Vo väčšine modelových výpočtov prevádzky ES je východiskovou veličinou tuzemská netto spotreba elektriny vrátane strát v sieťach. Táto spotreba je pokrývaná zdrojmi, a vstupuje tak do simulačných výpočtov.

Pri znalosti tvorby HPH a odhadu vývoja elektroenergetickej náročnosti HPH (EEN) je vytvorený výhľad dopytu po elektrine.

HPH za všetky odvetvia v národnom hospodárstve, alebo za všetky inštitucionálne sektory, navýšené o čisté dane (t. j. dane bez dotácií) z produktov, potom predstavuje hrubý domáci produkt (HDP).

Pre účely tohto dokumentu MAF SEPS a potreby simulácií trhu s elektrickou energiou k hodnoteniu zdrojovej primeranosti SR sa využíva tzv. TNS (Tuzemská netto spotreba), zahŕňajúca, okrem iného, aj predpokladaný vývoj elektromobility, tepelných čerpadiel s uvažovaním strát v PS a DS. Uvedený model spotreby je v súlade s modelom spracovávaným v rámci aktivít ENTSO-E, čiže taktiež je uvažovaná závislosť spotreby elektriny na teplote, a to v podobe prepočtu na teplotný normál, ako

aj relevantné klimatické roky po vzore metodík využívaných v ENTSO-E. Výhľad prognózy spotreby elektriny vychádza zo štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2040 po jednotlivých rokoch s výhľadom do roku 2050“ (ďalej len „Štúdia prognózy spotreby“), spracovaná spoločnosťou EGÚ BRNO v roku 2023.

6.1 Popis scenárov vývoja spotreby elektriny

V rámci Štúdie prognózy spotreby boli pre predikciu spotreby elektriny vytvorené dva scenáre s označením „Scenár dlhodobého vývoja“ a doplnkový „Scenár krátkodobého vývoja, ošetrojúci krátkodobé (dočasné) zmeny v predikčných očakávaniach. Odchýlky od scenárov dlhodobého a krátkodobého vývoja popisujú potom jednotlivé varianty.

Varianty Štúdie prognózy spotreby elektriny:

- 1) **Očakávaný vývoj**: najlepší odhad budúcnosti.
- 2) **Nové technológie – elektrifikácia**: rýchla transformácia energetiky s dôrazom na elektrifikáciu.
- 3) **Nové technológie – stred**: stred medzi variantami 2 a 4.
- 4) **Nové technológie – zelené molekuly**: rýchla transformácia energetiky s dôrazom na vyšší podiel zelený molekúl v energetickej bilancii.

Predpoklady definované v scenári dlhodobého vývoja nepredpokladajú prudké zmeny. Výraznejšie zmeny sa očakávajú v oblasti dopravy a výroby tepla, v oboch prípadoch ide o výraznú zmenu zdrojov primárnej energie (vyššie využitie zemného plynu a elektriny). Scenár reprezentuje názorový konsenzus expertov z oblastí sociálnej ekonomiky a energetiky.

Pre dlhodobý vývoj spotreby elektriny v SR je možné považovať za významné 3 množiny podmienok, a to:

- 5) podmienky prírodné (napr. stabilita klimatických a geologických podmienok)
- 6) spoločenské a politické podmienky (napr. dostatok zdrojov zemného plynu pre zásobovanie európskej sústavy)
- 7) ekonomické a technické podmienky (napr. podpora úspor energie, alternatívnych zdrojov energie a decentralizovanej výroby elektriny)

Ďalšími podmienkami vývoja elektrizačnej sústavy SR sú podmienky vývoja energetiky a samotnej elektroenergetiky SR :

- 1) Bezkrízový vývoj.
- 2) Nízka cenová elasticita dopytu po elektrine.
- 3) Nárast lokálnej výroby elektriny.
- 4) Navyšovanie účinnosti výroby elektriny a tepla.
- 5) Zachovanie koncepcie prepojení elektrizačnej sústavy.

- 6) Navyšovanie použitia nových technologických prvkov v energetických sústavách.
- 7) Nárast podielu elektriny v energetickej bilancii.
- 8) Zachovanie dôležitosti existujúcich technológií výroby elektriny a tepla.
- 9) Prechod priamej výroby tepla na tepelné čerpadlá (najmä domácnosti a podnikateľský malo odber).
- 10) Znižovanie využitia inštalovaných elektrických jednotiek na výrobu tepla.
- 11) Prechod jednoduchej výroby tepla z plynu na kogeneráciu.
- 12) Čiastočný prechod od centralizovanej výroby tepla k výrobe decentralizovanej, pomocou elektriny.
- 13) Nárast využívania elektrickej energie v doprave.
- 14) Zachovanie regulácie energetických trhov (zachovanie dielčích regulačných mechanizmov).
- 15) Zachovanie zásady sebestačnosti SR v pokrytí dopytu po elektrine.
- 16) Pokračujúca podpora OZE s proporcionálnym poklesom.
- 17) Energia z vetra a slnka ako najvýznamnejších OZE.
- 18) Obnovenie záujmu o jadrovú energetiku.

Čo sa týka scenára krátkodobého vývoja spotreby elektriny s platnosťou pre roky 2023 až 2027, ten je formulovaný nasledovne:

- 1) Dopady prudkého rastu ceny zemného plynu
 - približne od polovice roku 2021 sa priebežne zvyšovali ceny zemného plynu; v dôsledku toho sa postupne zvyšuje cena plynu aj pre koncových odberateľov; následkom cenového a bezpečnostného vývoja je zvýšená miera úspor zemného plynu a jeho náhrada ostatnými médiami, do istej miery aj elektrinou; Očakáva sa, že tento efekt bude pre prevažnú väčšinu odberných miest krátkodobý a mal by byť eliminovaný do roku 2025 vrátane, kedy sa situácia s dodávkami zemného plynu vyrieši praktickou náhradou ruského zemného plynu.
- 2) Dopady prudkého nárastu ceny elektriny
 - s cenou zemného plynu súvisí cena elektriny; zjednodušene povedané cena elektriny je závislá na cene zemného plynu a cene emisných kvót CO₂; s rastom cien zemného plynu sa zvyšuje miera úspor; uplatňuje sa efekt čiastočného prechodu od zemného plynu k elektrine; Očakáva sa, že tento efekt nebude výrazný a bude len krátkodobý a že prevažná väčšina efektu by mala byť eliminovaná do roku 2025.
- 3) Obmedzenie niektorých odberov elektriny vplyvom vyššej cenovej úrovne elektriny

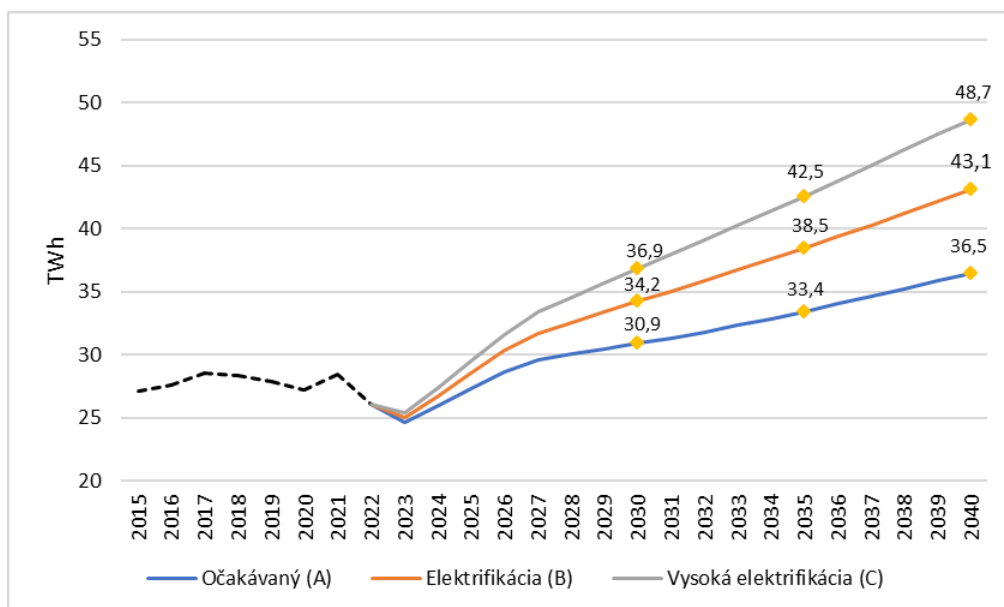
- medzi rokmi 2022 a 2023 došlo k prepadu spotreby priamych odberateľov elektriny z PS na hodnotu pod 50 % pôvodného stavu. U niektorých až k odstaveniu prevádzky (Slovalco). Očakáva sa, že odber priemyselného komplexu Slovalco sa už neobnoví a že bude strana spotreby o tento vplyv (teda o približne 2,6 TWh) znížená (Očakávaný (A) scenár spotreby). U ostatných významných odberateľov sa očakáva návrat na obvyklú úroveň spotreby v priebehu rokov 2024 až 2027.

6.2 Scenáre spotreby elektriny MAF SEPS

Scenáre MAF SEPS spotreby elektriny vychádzajú zo scenárov a ich variantov Štúdie prognózy spotreby (Kap. 6.1).

Pre účely dokumentu MAF SEPS boli teda navrhnuté 3 základné scenáre vývoja prognózy spotreby elektriny, a to:

- **Očakávaný vývoj spotreby elektriny – Očakávaný (A)** predstavuje ekvivalent Variantu 1) Štúdie prognózy spotreby,
- **Stredný vývoj spotreby elektriny – Elektrifikácia (B)** predstavuje ekvivalent Variantu 3) Štúdie prognózy spotreby,
- **Vysoký vývoj spotreby elektriny – Vysoká elektrifikácia (C)** predstavuje ekvivalent Variantu 2) Štúdie prognózy spotreby.



Obr. č. 6.2_1 Vývoj TNS⁹ vrátane elektromobilov, strát v PS a DS a veľkoodberateľov (VO)

Významnými zložkami určujúcimi rozdiely v scenároch spotreby MAF SEPS okrem uvažovaných veľkoodberateľov (VO) je tá časť spotreby, ktorá súvisí s elektrifikáciou a dekarbonizáciou a je odvodená od energetickej transformácie fosílnych primárnych zdrojov ku náhradným primárnym zdrojom, a to:

⁹ TNS vzťahnuté k teplotnému normálu

- obnoviteľným: biomasa, bioplyn, fotovoltika a veterná energia,
- menej emisne náročným: zemný plyn,
- transformačným: vodík, prípadne syntetický metán.

Uvažuje sa predovšetkým prechod k elektrickej energii a vodíku.

Okrem vyššie uvedeného, významnú úlohu v spotrebe elektriny zohrávajú taktiež nové technológie v podobe :

- elektromobilov – kľúčovým míľnikom pre elektromobilitu v SR je rok 2035. Základný rok 2022 pre počet kusov elektromobilov vychádza zo štatistík Ministerstva vnútra SR, pričom následný výhľad do roku 2040 je založený na viacerých premenných, ako sú napr. demografia, politické očakávania, nové registrácie a ďalšie relevantné premenné. Ako indikatívne, bol pre vývoj elektromobility v SR do roku 2040 v jednotlivých scenároch spotreby, do úvahy vzatý taktiež dokument Akčný plán rozvoja elektromobility a v nadväznosti na uvedené aj dokument Slovensko a elektromobilita z dielne Asociácie elektrických vozidiel. Na obrázkoch č. 6.2_3, 6.2_6, 6.2_9 sú uvedené pre jednotlivé scenáre spotreby elektriny grafy vývoja počtu a spotreby elektromobilov v SR v jednotlivých kategóriách.
- tepelných čerpadiel (TČ) – ide o novú technológiu s nezanedbateľným dopadom do štruktúry a množstva spotreby elektrickej energie. Čo sa týka vykurovania, z hľadiska primárnej energie, najpočetnejšiu skupinu tvoria TČ vzduch-voda odoberajúce na primárnej strane nízko-potenciálne teplo z vonkajšieho vzduchu s inštaláciami predovšetkým v domácnostiach. Do celkovej bilancie počtu TČ a spotreby elektriny ďalej patria, avšak v oveľa menšej miere inštalácií, TČ zem-voda a voda-voda s oveľa vyšším tepelným faktorom COP ako majú TČ vzduch-voda, čo ich predurčuje k inštalácii do väčších objektov s vyššou spotrebou tepla. Poslednú kategóriu tvoria TČ uplatňované v podnikateľskom prostredí a priemysle. Na obrázkoch č. 6.2_4, 6.2_7, 6.2_10 sú uvedené pre jednotlivé scenáre spotreby elektriny grafy vývoja počtu a spotreby TČ.
- technológií na výrobu vodíka (najmä elektrolyzéry) – výhľad počíta s náhradou fosílnych primárnych zdrojov elektrolyticky vyrobeným vodíkom, ktorého výroba bude autonómna a mimo sieťovú. Elektrolyza bude prebiehať v miestach výroby elektriny z FVE, VTE či ďalších zdrojov. Predpokladanou energetickou transformáciou bude do energetickej bilancie elektriny pridané značné množstvo novej spotreby, ktorá však pravdepodobne nebude vykazovaná ako sieťovo prenášaná a je otázkou, kde sa bude vyskytovať v úplnej energetickej bilancii.

V závislosti od scenára sa pre časové horizonty rokov 2030, 2035 a 2040 teda predpokladá nasledovná spotreba elektriny na výrobu vodíka:

TWh	2030	2035	2040
Očakávaný (A)	3,0	5,2	7,2
Elektrifikácia (B)	7,5	13,0	18,2
Vysoká elektrifikácia (C)	3,5	6,2	8,8

Tab. č. 6.1_1 Spotreba elektriny (mimo sieťová) na výrobu vodíka v elektrolyzéroch (TWh)

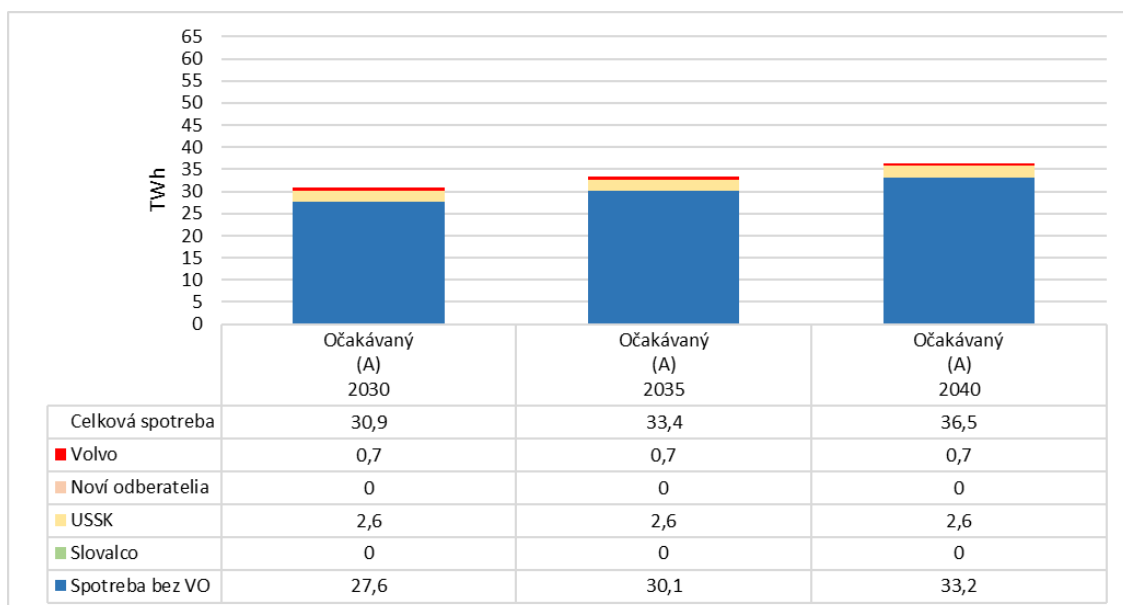
Uvedené zložky spotreby elektriny, okrem iného, ďalej vhodným spôsobom dopĺňajú domácnosti, kde hlavným prediktorom je demografický vývoj.

Scenár – Očakávaný (A)

Scenár je charakterizovaný očakávanou spotrebou elektriny, ovplyvnenou nedávnymi udalosťami spojenými s dopadmi energetickej krízy. Tieto dopady mali vplyv predovšetkým na odstavenie významných veľkých odberateľov (VO) elektriny, ako napr. SLOVALCO. S novými VO sa v tomto scenári neuvažuje, avšak predpokladá sa elektrifikácia na strane spotreby, kde významný odberateľ USSK pripojený do PS SR na úrovni 400 kV, avizuje náhradu pôvodnej technológie spaľujúcej fosilne palivo oblúkovými pecami napájanými elektrickou energiou. Spotrebu elektriny v tomto scenári navyše pripravovaný projekt automobilky Volvo (Obr. č. 6.2_2).

Scenár ďalej charakterizuje:

- stredný rozvoj dopytu po elektrine; stredné navyšovanie efektivity; stredný rozvoj nových elektro technológií v energetike (najmä elektromobilita, TČ).



Obr. č. 6.2_2 TNS¹⁰ v rokoch 2030, 2035 a 2040, Očakávaný (A)

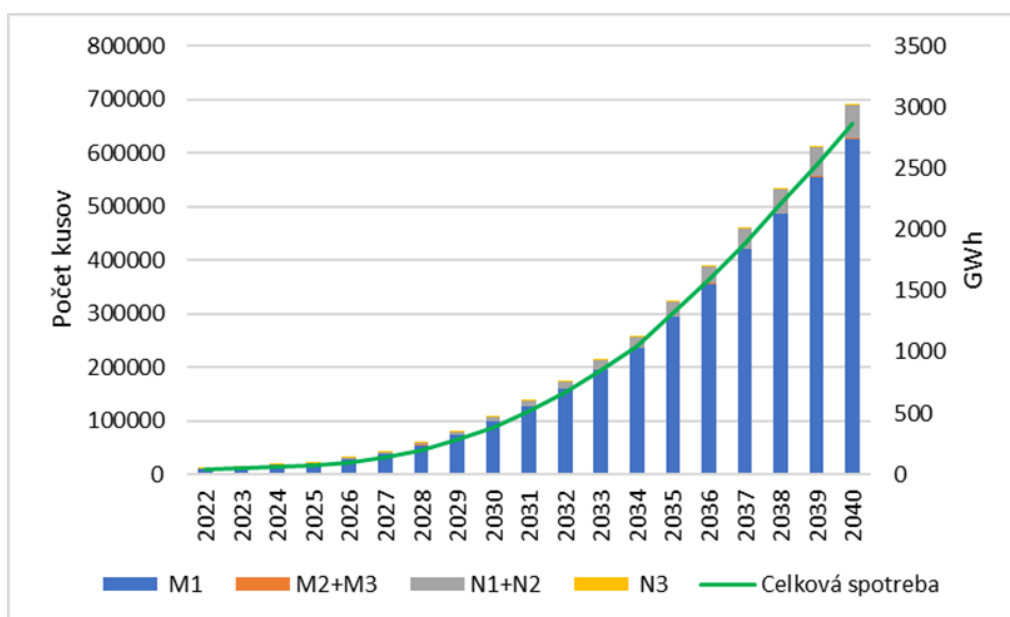
¹⁰ TNS vztiahnuté k teplotnému normálu

Výhľad energetickej transformácie:

- odzrkadľuje najlepší odhad budúcnosti s uvažovanou dekarbonizáciou na úrovni:
 - 90 % pre tuhé fosílné palivá,
 - 70% pre ropné palivá a
 - 25 % pre zemný plyn.

Do celkovej spotreby elektriny v SR v rozvojových scenároch je premietnutý aj predpoklad vývoja spotreby elektriny elektromobilov a tepelných čerpadiel.

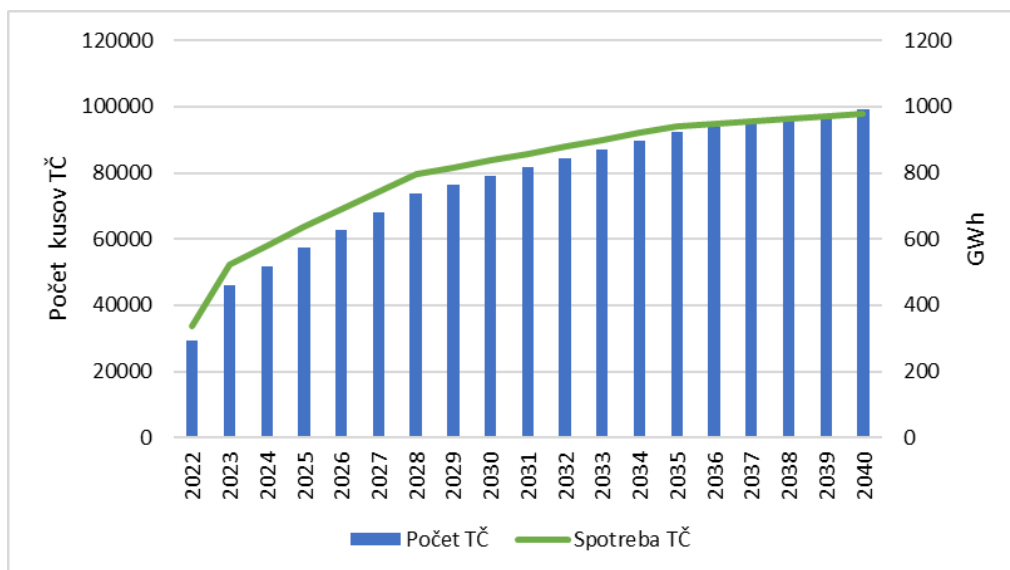
Elektromobilita:



Obr. č. 6.2_3 Vývoj počtu a spotreby elektromobilov v jednotlivých kategóriách do roku 2040

Graf č. 6.2_3 dáva pohľad na vývoj počtu a spotrebu elektromobilov v kategóriách M1, M2, M3, N1+N2 a N3 do roku 2040. Scenár Očakávaný (A) predpokladá pozvoľnejší nástup elektromobility, ktorý sa začína prejavovať okolo roku 2030, pričom dosiahnutie míľnika 1 TWh sa predpokladá v roku 2034. Pre rok 2040 sa očakáva spotreba elektriny na úrovni 2,9 TWh.

Tepelné čerpadlá:



Obr. č. 6.2_4 Vývoj počtu a spotreby TČ v domácnostiach do roku 2040

V súčasnosti prebieha podpora inštalácie TČ z programu Zelená domácnostiam a z Plánu obnovy RD 2023. Do roku 2027 pobeží Program Slovensko, v rámci ktorého je plánovaná podpora pre TČ v Opatrení č. 2.2.3.: Podpora využívania OZE v domácnostiach (inovácia projektu "Zelená domácnostiam").

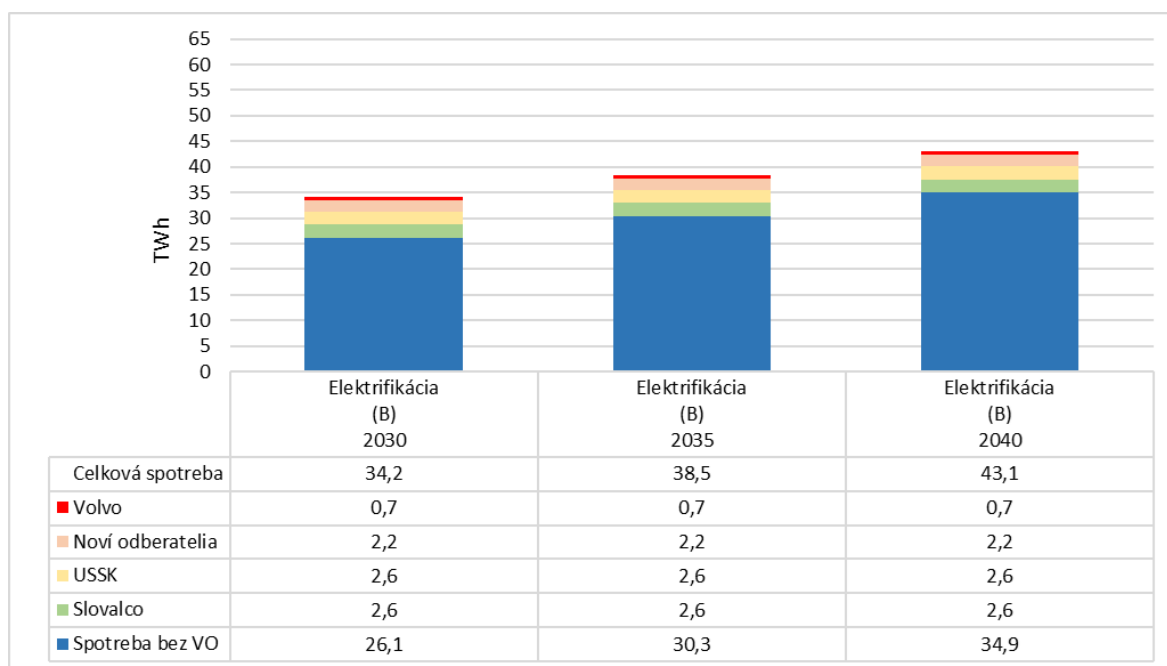
Zo štedrej alokácie finančných prostriedkov v dotačných tituloch plyní skokový nárast počtu inštalácií TČ v rodinných domoch v rokoch 2022 a 2023 a predikované rýchlejšie tempo rastu až do rokov 2027/2028. Ďalej sa počíta s menším ročným prírastkom a po horizonte roku 2035 so spomalením počtu nových inštalácií, pretože objem trhu s TČ začne vo väčšej miere zásobovať postupnú obmenu dosluhujúcich zariadení. Životnosť v súčasnosti hojne inštalovaných TČ vzduch-voda sa uvádza na 15 (až 20) rokov.

Scenár – Elektrifikácia (B)

Scenár je charakterizovaný stredným nárastom spotreby elektriny, kde oproti očakávanému scenáru sa navyše uvažuje s odberateľom SLOVALCO (okamžitý odber na úrovni 289 MW), s ďalšími novými VO a taktiež ako v očakávanom scenári, so strednou mierou elektrifikácie energetiky SR, (Obr. č. 6.2_5).

Scenár ďalej charakterizuje:

- stredný rozvoj dopytu po elektrine; stredné navyšovanie efektivity; stredný rozvoj nových elektro technológií v energetike (najmä elektromobilita, TČ).



Obr. č. 6.2_5 TNS¹¹ v rokoch 2030, 2035 a 2040, Elektrifikácia (B)

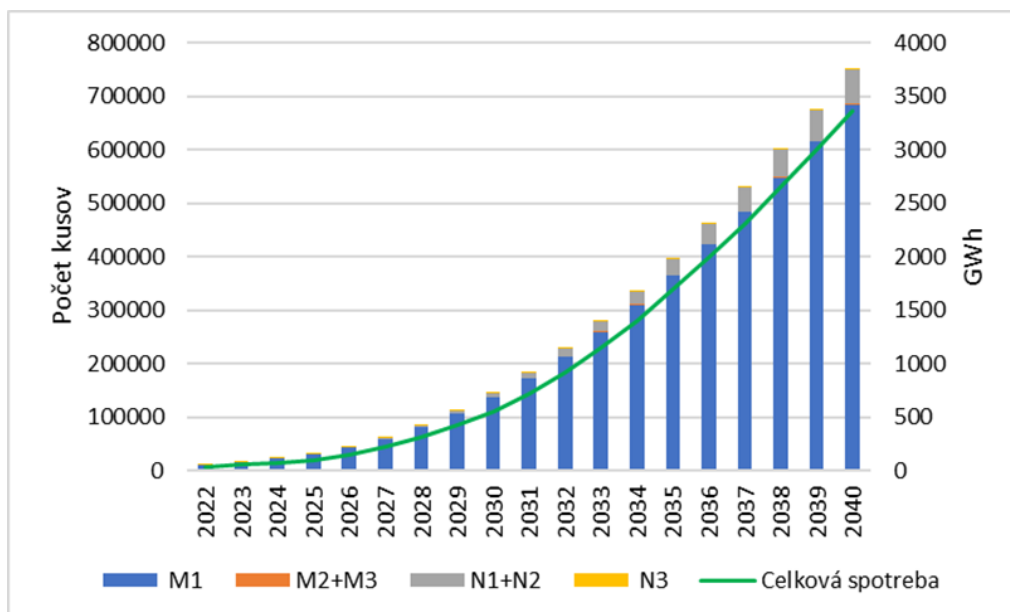
Výhľad energetickej transformácie:

- odzrkadľuje stredný variant zavádzania nových technológií a dekarbonizáciu na úrovni:
 - 95 % pre tuhé fosílné palivá,
 - 80% pre ropné palivá a
 - 80 % pre zemný plyn.

Do celkovej spotreby elektriny v SR v rozvojových scenároch je premietnutý aj predpoklad vývoja spotreby elektriny elektrovozidiel a tepelných čerpadiel.

¹¹ TNS vztiahnuté k teplotnému normálu

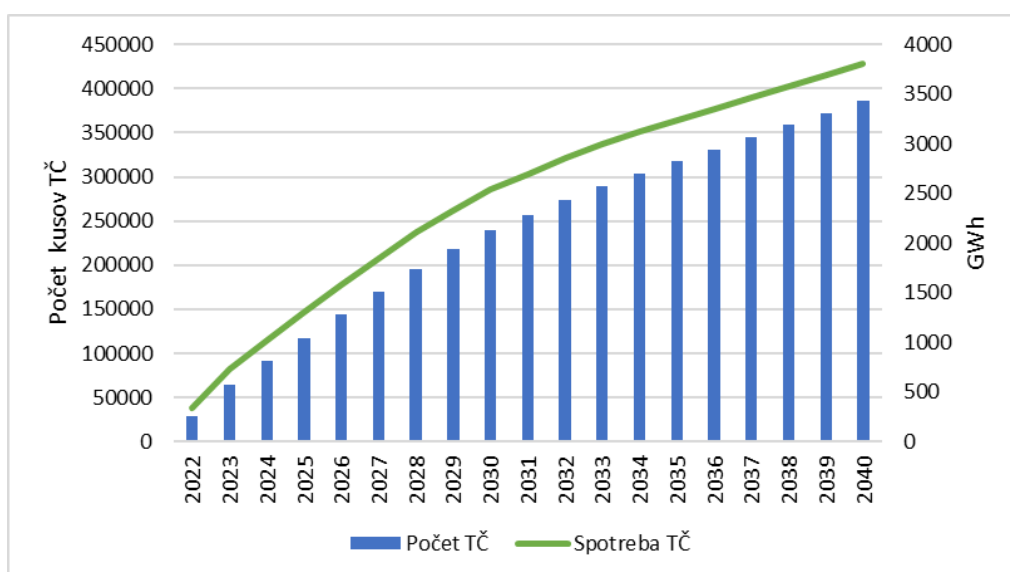
Elektromobilita:



Obr. č. 6.1_6 Vývoj počtu a spotreby elektromobilov v jednotlivých kategóriách do roku 2040

Graf č. 6.2_6 dáva pohľad na vývoj počtu a spotrebu elektromobilov v kategóriách M1, M2, M3, N1+N2 a N3 do roku 2040. Scenár Elektrifikácia (B) predpokladá taktiež pozvoľnejší nástup elektromobility rovnako ako v scenári Očakávaný (A), ktorý sa začína prejavovať okolo roku 2030, pričom dosiahnutie míľnika 1 TWh sa predpokladá na prelome rokov 2032 a 2033. Pre rok 2040 sa očakáva spotreba elektriny na úrovni 3,4 TWh.

Tepelné čerpadlá:



Obr. č. 6.1_7 Vývoj počtu a spotreby TČ v domácnostiach do roku 2040

Vývoj TČ v scenári Elektrifikácia (B) je na pomedzí scenára Očakávaný (A) a scenára Vysoká elektrifikácia (C). Do určitej miery sa v scenári Elektrifikácia (B) uplatňuje aj prechod k CZT, v ktorom je možné účinnejšie uplatňovať vodík, a to buď v kogeneračných spaľovacích jednotkách (KGJ) alebo v iných zatiaľ nie príliš diskutovaných technológiách – napríklad tepelné čerpadlá na odpadové teplo z výroby vodíka.

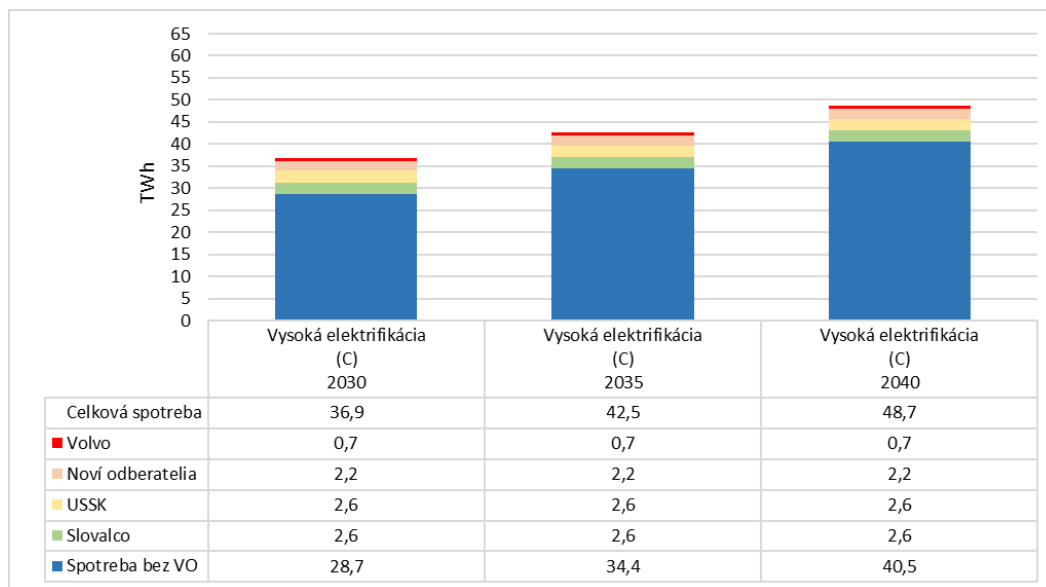
V najbližších rokoch sa predpokladá o niečo rýchlejší nárast TČ v porovnaní so scenárom Očakávaný (A), avšak vo všeobecnosti sa inštalácie TČ k roku 2040, resp. 2050 približujú výraznejšie k scenáru Vysoká elektrifikácia (C).

Scenár – Vysoká elektrifikácia (C)

Z navrhovaných scenárov je scenár Vysoká elektrifikácia (C) charakterizovaný najvyšším nárastom v spotrebe elektriny a vysokou mierou elektrifikácie energetiky SR. Rovnako ako v scenári Elektrifikácia (B) sa uvažuje so všetkými VO, (Obr. č. 6.2.8).

Scenár ďalej charakterizuje:

- stredný rozvoj dopytu po elektrine; stredné navyšovanie efektivity; vysoký rozvoj nových elektro technológií v energetike (najmä elektromobilita, TČ)



Obr. č. 6.2_8¹² TNS v rokoch 2030, 2035 a 2040, Vysoká elektrifikácia (C)

Výhľad energetickej transformácie:

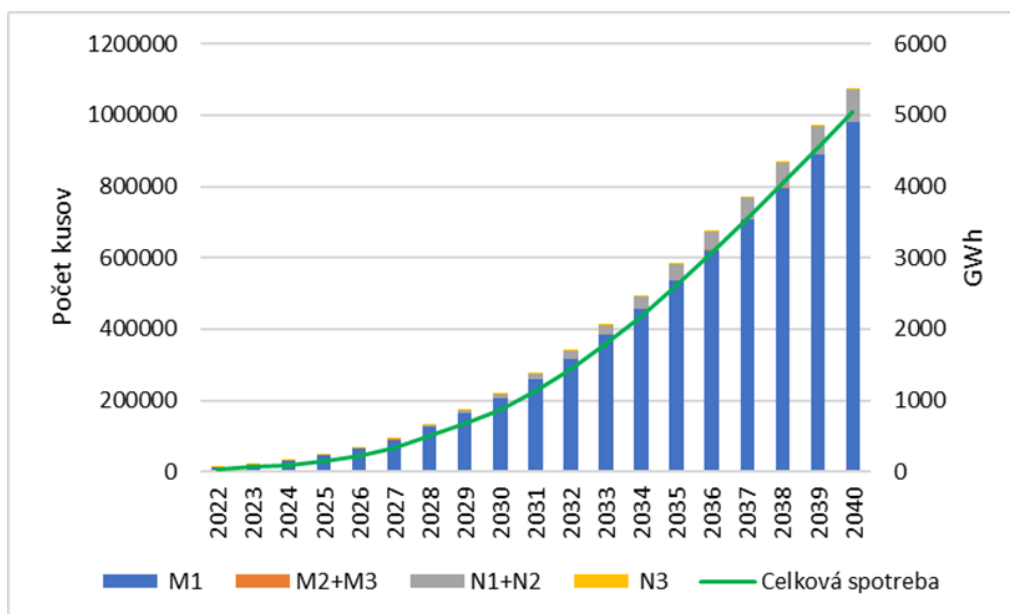
- odzrkadľuje rýchlu transformáciu energetiky s dôrazom na elektrifikáciu s dekarbonizáciou na úrovni:

¹² TNS vztiahnuté k teplotnému normálu

- 95 % pre tuhé fosílné palivá,
- 80% pre ropné palivá a
- 80 % pre zemný plyn.

Do celkovej spotreby elektriny v SR v rozvojových scenároch je premietnutý aj predpoklad vývoja spotreby elektriny elektromobilov a tepelných čerpadiel.

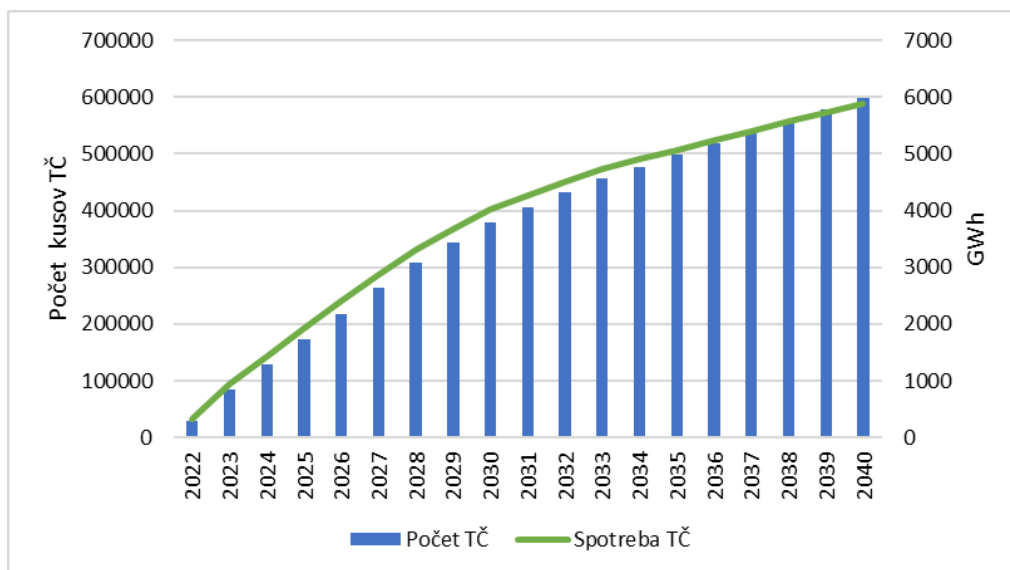
Elektromobilita:



Obr. č. 6.2_9 Vývoj počtu a spotreby elektromobilov v jednotlivých kategóriách do roku 2040

Graf č. 6.2_9 dáva pohľad na vývoj počtu a spotrebu elektromobilov v kategóriách M1, M2, M3, N1+N2 a N3 do roku 2040. Scenár Vysoká elektrifikácia (C) predpokladá navyšovanie spotreby už okolo roku 2025 a dosiahnutie míľnika 1 TWh sa predpokladá v roku 2031. V roku 2040 sa očakáva spotreba elektriny na úrovni 5 TWh.

Tepelné čerpadlá:



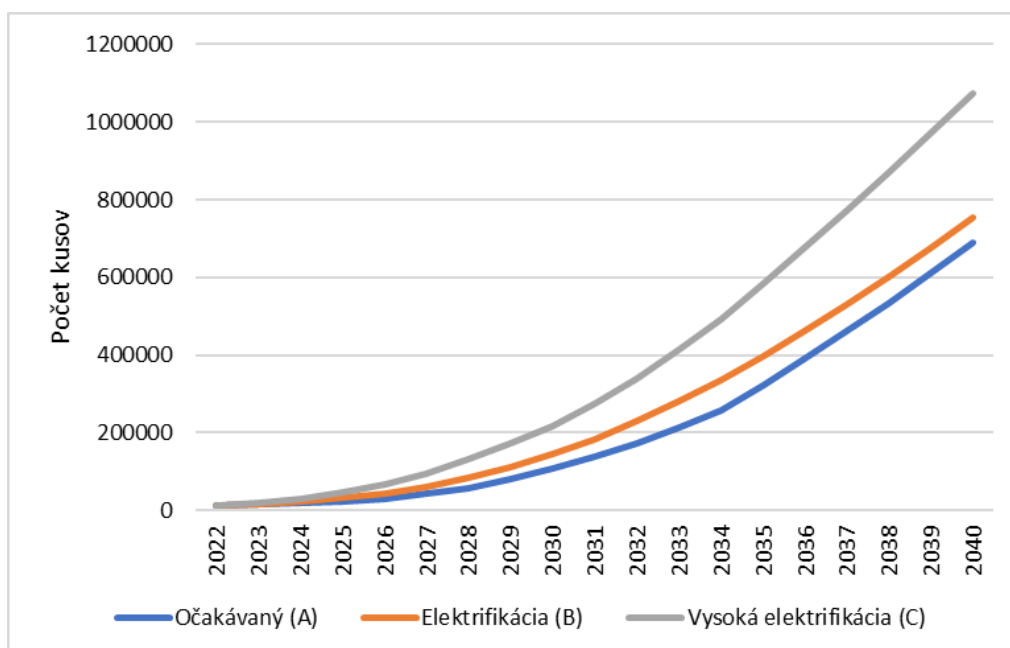
Obr. č. 6.2_10 Vývoj počtu a spotreby TČ v domácnostiach do roku 2040

Dokument REPowerEU, ktorý má definovať trajektóriu na zaistenie zníženia závislosti EÚ od plynu z Ruska, predstavuje stratégiu pre tepelné čerpadlá, podľa ktorej by malo byť do piatich rokov nainštalovaných v EÚ 10 mil. nových TČ a do roku 2030 celkom 30 mil. nových TČ (v ktorých je na sekundárnej strane voda).

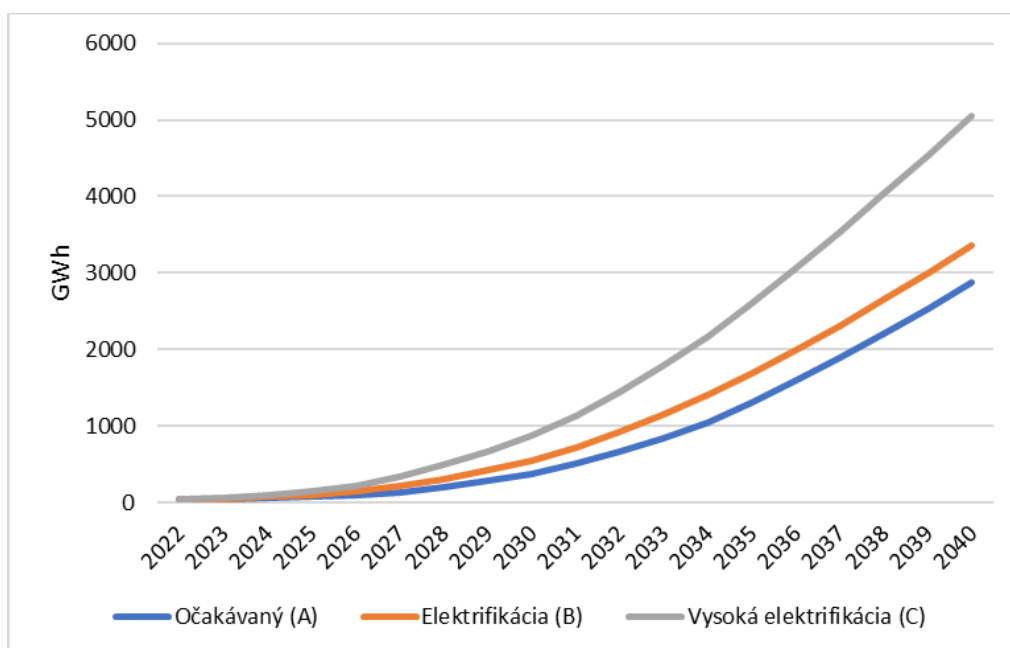
EHPA (European Heat Pump Association) uvažuje nielen s tepelnými čerpadlami zdroj-voda, ale aj vzduch-vzduch a predikuje tak celkový počet nových inštalácií TČ do roku 2030 na 43 mil., z čoho by podľa EPHA malo 433 tisíc pripadnúť na Slovensko. To zodpovedá asi 350 tisíc nových domácich inštalácií TČ určených primárne na vykurovanie (teda bez jednotiek vzduch-vzduch).

Keďže plán REPowerEU nie je v plnej miere záväzný, vychádza z neho do určitej miery iba vývoj TČ pre scenár Vysoká elektrifikácia (C). Do roku 2030 čiastočne zodpovedá tento variant predikcii EHPA, v roku 2050 potom nedosahuje Net Zero scenáre, ale predpokladá TČ inštalované v 40 % domácností.

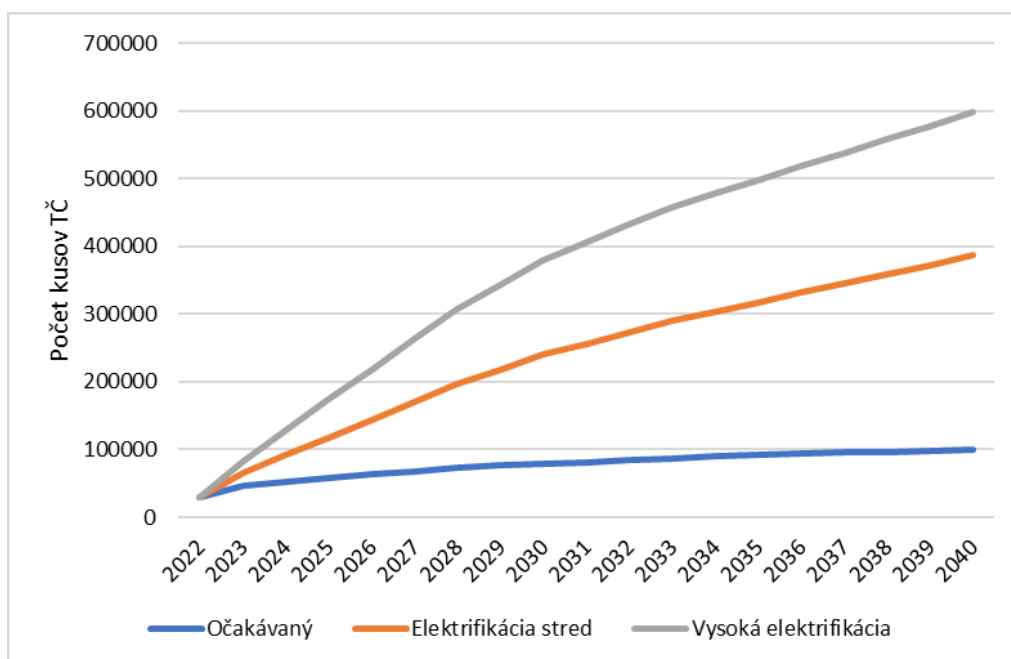
Nasledujúce obrázky č. 6.2_11, 6.2_12, 6.2_13 a 6.2_14 uvádzajú porovnanie vývoja počtu a spotreby elektromobilov a TČ.



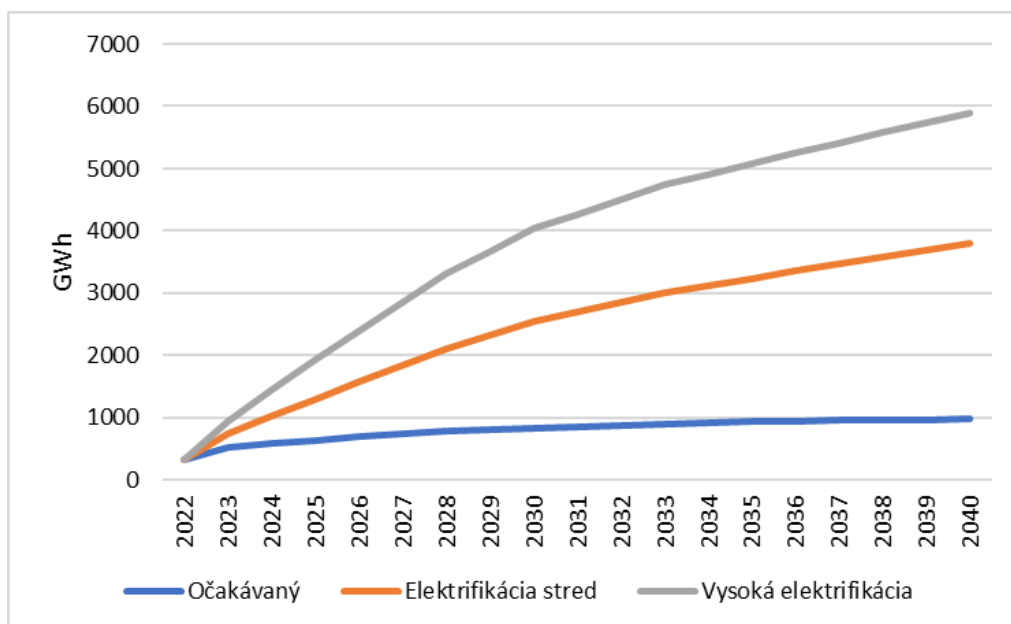
Obr. č. 6.2_11 Porovnanie vývoja počtu elektromobilov v jednotlivých scenároch do roku 2040



Obr. č. 6.2_12 Porovnanie vývoja spotreby elektromobilov v jednotlivých scenároch do roku 2040



**Obr. č. 6.2_13 Porovnanie vývoja počtu TČ
v jednotlivých scenároch do roku 2040**



**Obr. č. 6.2_14 Porovnanie vývoja spotreby TČ
v jednotlivých scenároch do roku 2040**

7 Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

7.1 Scenáre pre hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

Scenáre možného vývoja výkonovej bilancie ES SR boli zostavené na základe informácií a podkladov dostupných v čase spracovania tohto MAF SEPS. Scenáre pre obdobie rokov **2030, 2040, ako aj 2035**, sú kombináciou neurčitosti prevádzky a predpokladanej životnosti existujúcich zariadení na výrobu elektriny, resp. zdrojov, a prevádzky významných odberateľov elektriny. Zohľadňujú tiež termín avizovaného spustenia EMO 4 do komerčnej prevádzky, rešpektujú rozvoj OZE podľa schváleného INECP SR a návrh Fit for 55.

Pre potreby MAF SEPS boli stanovené tri scenáre:

- **Scenár (A) – Základný,**
- **Scenár (B) – Progresívny,**
- **Scenár (C) – Dekarbonizačný,**

ktoré vymedzujú predpokladaný vývoj zaťaženia a zdrojového mixu ES SR.

Hlavná charakteristika a popis jednotlivých scenárov sú uvedené nižšie v tabuľke a v texte dokumentu.

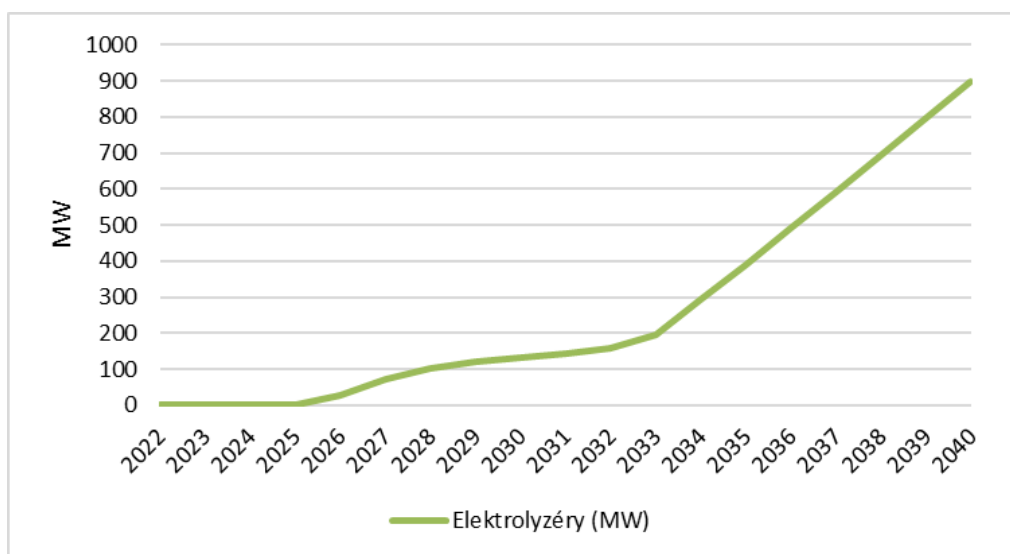
Scenáre	Rok	Spotreba	Scenár spotreby	Odberatelia				Zdroj elektriny			
				SLOVALCO	Zrýšený odber USSK	Noví odberatelia		PPC Malženice	EMO4	FVE (MW)	VTE (MW)
A - Základný	2030	Očakávaný nárast	Očakávaný (A)				Výroba			1500	715
	2035*	Očakávaný nárast	Očakávaný (A)							1956	858
	2040	Očakávaný nárast	Očakávaný (A)							2400	1000
B - Progresívny	2030	Stredný nárast	Elektrifikácia (B)							2700	715
	2035*	Stredný nárast	Elektrifikácia (B)							2950	858
	2040	Stredný nárast	Elektrifikácia (B)							3200	1000
C - Dekarbonizačný	2030	Vysoký nárast	Vysoká elektrifikácia (C)							2700	715
	2035*	Vysoký nárast	Vysoká elektrifikácia (C)							2950	858
	2040	Vysoký nárast	Vysoká elektrifikácia (C)							3200	1000

* pozn: prierezový rok 2035 je uvádzaný ako indikatívny medzi rokmi 2030 a 2040 na prezentáciu skutočnosti, kedy (v akom časovom horizonte) začína dochádzať k výskytu nedodávky vo vyšetrovaných scenároch. Z uvedeného dôvodu boli zrealizované len pravdepodobnostné výpočty bez vyhotovenia výsledných bilancií.

Tab. č. 7.1_1 Hlavná charakteristika scenárov MAF SEPS (legenda: zelená značka = je v prevádzke; červená značka = nie je v prevádzke)

Spoločné predpoklady pre scenáre

Pre všetky scenáre A, B, C sa predpokladá rovnaká trajektória inštalovaného výkonu elektrolyzátorov a batérií zúčastňujúcich sa na trhu s elektrickou energiou. V prípade elektrolyzátorov je to výkon, ktorý je pripojený a napájaný z elektrizačnej sústavy SR a ktorý pokrýva len časť výroby vodíka spotrebovaného v SR. Ostatný vodík je vyrábaný elektrolyzérmi, ktoré sú prevádzkované v ostrovnej prevádzke voči elektrizačnej sústave, ako aj zabezpečeným importom zo zahraničia.



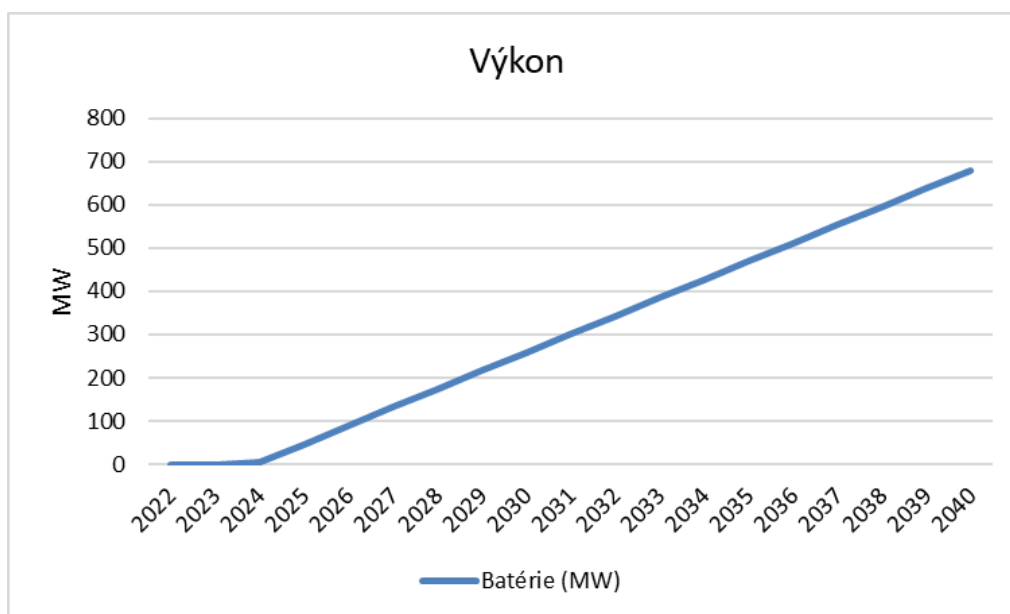
Obr. č. 7.1_1 Vývoj inštalovaného výkonu elektrolyzéroov do roku 2040

Energetické využitie vodíka v rôznych oblastiach slovenského hospodárstva popisuje návrh Národnej vodíkovej stratégie. Na základe uvedeného dokumentu bol v júni 2023 spracovaný Národný akčný plán, ktorý už konkrétnejšie stanoví podmienky pre využitie vodíka k dekarbonizácii hospodárstva, teda energetiky, priemyselných procesov a dopravy.

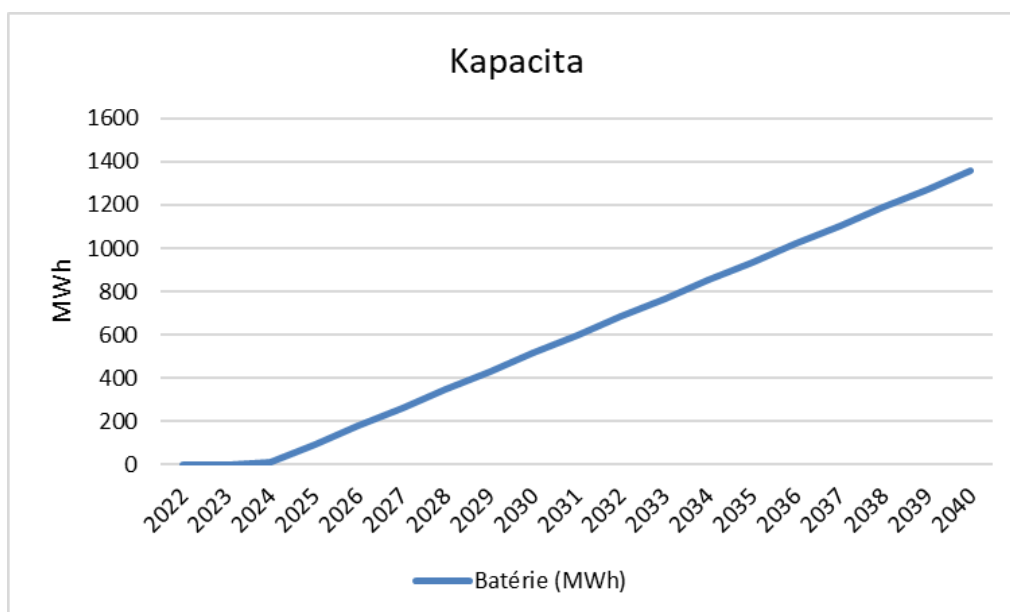
Hlavný cieľ pre pokrývanie dopytu po vodíku smeruje k predpokladu, že bude predovšetkým pochádzať z domácich zdrojov, a to najmä z elektrolyzéroov prípadne z iných foriem výroby vodíka (ako napr. zemného plynu, biomasy či odpadu).

V súvislosti s výrobou vodíka v elektrolyzérooch sa uvažuje v závislosti od použitého zdroja elektriny, a to s ohľadom na dekarbonizačné ciele a zdrojový mix SR, dodávka elektrickej energie pre výrobu nízko-emisného, tzv. „zeleného“ vodíka z obnoviteľných zdrojov elektriny (napr. VTE, FVE), prípadne tzv. „ružového“ vodíka z jadrových elektrární.

Trajektória vývoja inštalovaného výkonu elektrolyzéroov, participujúcich na trhu s elektrickou energiou na obr. č. 7.1_1, predpokladá konzervatívny, a teda nižší rozvoj vodíka z OZE, ktorý nedosahuje predpoklady vodíkovej stratégie.



Obr. č. 7.1_2 Vývoj inštalovaného výkonu batérií do roku 2040



Obr. č. 7.1_3 Vývoj kapacity batérií do roku 2040

Rozvoj batérií je predovšetkým určený rozvojom fotovoltaických elektrární, ktorý zohľadňuje trend rozvoja nastavený v navýšenom INECP (F55). Uvedenému trendu zodpovedá na trhu zúčastňujúca sa akumulácia, pričom výkonový faktor medzi inštalovaným výkonom a kapacitou batérií bol zvolený v pomere 1 MW/2 MWh. Je potrebné taktiež spomenúť, že trajektórie vývoja na obrázkoch č. 7.1_2 a č. 7.1_3 sú súčtom batérií s inštalovaným výkonom/kapacitou v nižších desiatkach megawatov/megawathodín a výkonu/kapacity zariadenia na uskladňovanie elektrickej energie s kumulatívnym inštalovaným výkonom 384 MW s úložnou kapacitou umožňujúcou čistú ročnú výrobu elektriny 250 GWh. Úložisko by malo tvoriť niekoľko menších jednotiek (o výkone ~32 až ~64 MW) umiestnených v SR.

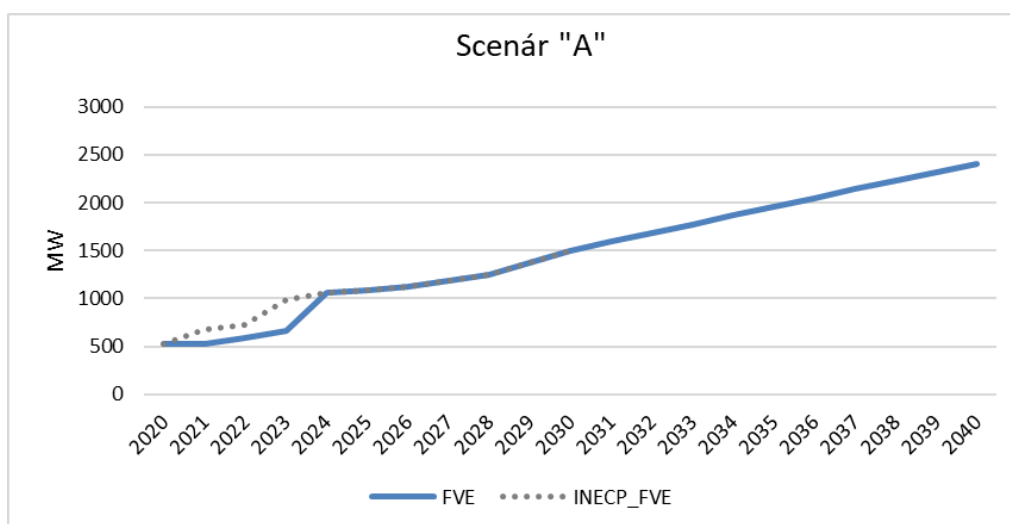
Základný scenár (A):

Scenár je charakterizovaný očakávanou spotrebou elektriny (popis scenárov vývoja spotreby elektriny, Kap. 6.1).

Scenár očakávanej spotreby elektriny teda predstavuje najlepší odhad vývoja energetiky so zohľadnením aktuálnych poznatkov a predpokladov pravdepodobného vývoja energetiky SR.

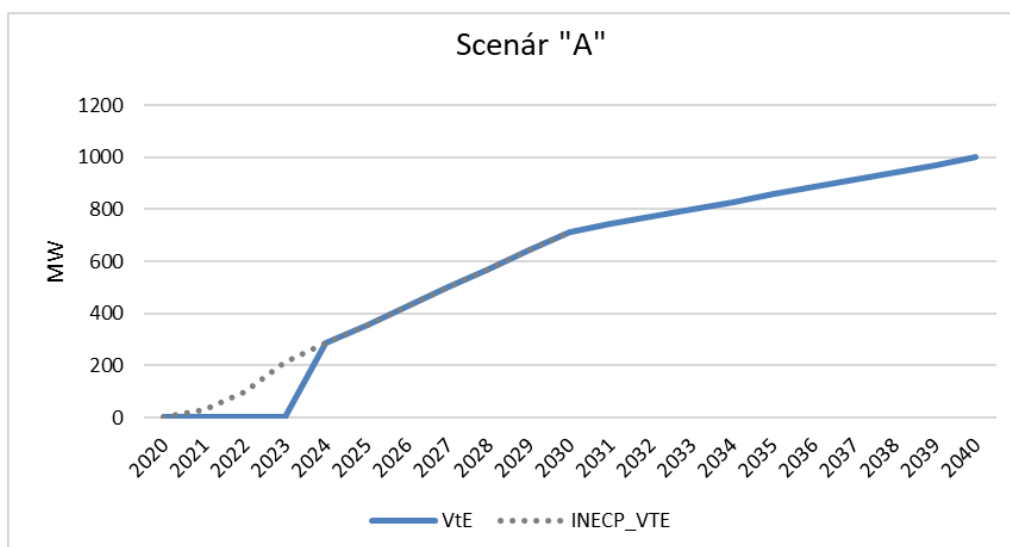
Na strane výroby sa naďalej uvažuje s významným flexibilným zdrojom PPC Malženice a taktiež s prevádzkou nového jadrového bloku EMO4 s predpokladaným uvedením do prevádzky do 2 rokov od uvedenia bloku č. 3 JE EMO do prevádzky na 100% výkon.

Miernejší nárast spotreby elektriny (elektrifikácie na strane spotreby) oproti scenáru B implikuje aj miernejší rast inštalovaného výkonu OZE, najmä vo FVE do roku 2040.



Obr. č. 7.1_4 Vývoj inštalovaného výkonu FVE do roku 2040 - scenár A

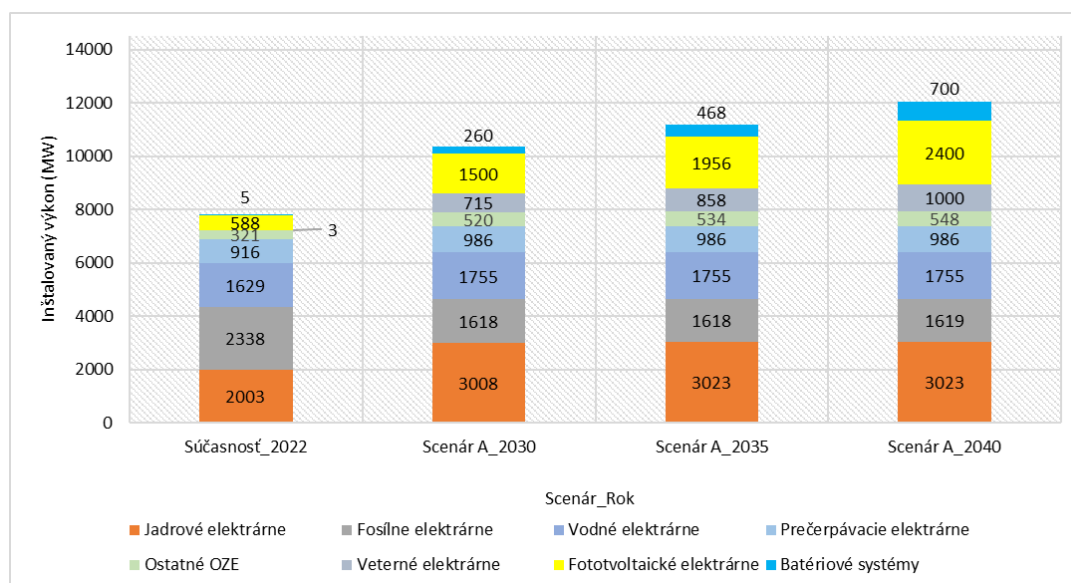
Trajektória vývoja FVE do roku 2023 rešpektuje súčasnosť, pričom ďalšie výhľadové roky, počnúc rokom 2030, kopírujú vývoj navýšeného inštalovaného výkonu INECP (F55). Ostatné roky do roku 2040 sú charakterizované lineárnym nárastom výkonu vo FVE odvodeného od trajektórie navýšeného INECP (F55).



Obr. č. 7.1_5 Vývoj inštalovaného výkonu VTE do roku 2040 - scenár A

Čo sa týka VTE, graf predstavuje nárast do roku 2030 podľa trajektórie vývoja VTE navýšeného INECP (F55). V roku 2030 sa uvažuje s určitou saturáciou inštalácií VTE, odkiaľ následne až do roku 2040 pozvoľne narastá výkon až na hodnotu 1 000 MW.

Vývoj inštalovaného výkonu SR – scenár A:



Obr. č. 7.1_6 Predpokladaný hrubý inštalovaný výkon zariadení na výrobu a uskladňovanie elektriny v scenári A

Progresívny scenár (B):

Scenár B je charakterizovaný stredným nárastom spotreby elektriny (Popis scenárov vývoja spotreby elektriny, Kap. 6.1).

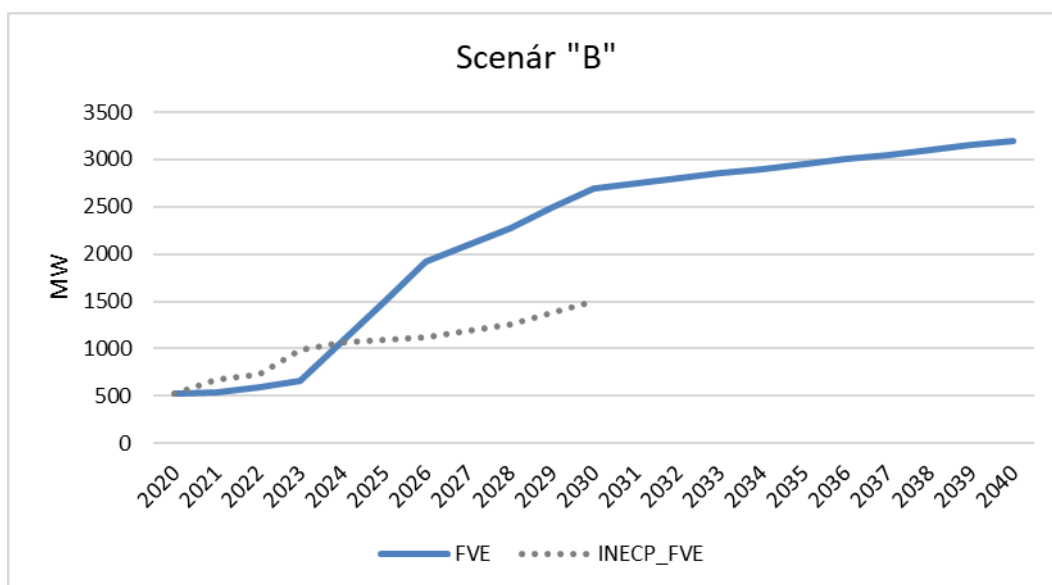
Na strane výroby sa uvažuje s PPC Malženice len pre časový horizont roku 2030. V rokoch 2035 a 2040 v scenári B sa nepredpokladá jeho prevádzkovanie, a to z dôvodu nastavených emisných limitov spojených s vyššou mierou dekarbonizácie na strane výroby a tiež z dôvodu rizika jeho odstavenia z dôvodu neekonomickosti prevádzky.

Uvedený zdroj PPC Malženice nebol uvažovaný aj s ohľadom:

- na veľkosť inštalovaného výkonu - jeho nasadzovanie v market simuláciách, a teda príspevok k zdrojovej primeranosti v porovnaní s ostatnými existujúcimi zdrojmi na báze ZP,
- na výsledky ERAA ENTSO-E, ktoré z dôvodu minimalizácie systémových nákladov indikujú odstavenie zdroja elektriny na báze ZP na úrovni minimálne 270 MW,
- na identifikáciu hraničného stavu, kedy začína dochádzať k neprimeranosti (súvisí s veľkosťou inštalovaného výkonu a najmä s príspevkom PPC Malženice k zdrojovej primeranosti),
- na charakter jeho prevádzky - len výroba elektriny bez výroby a dodávky tepla (na rozdiel od ostatných elektrární na ZP v SR),
- na jeho vyššiu citlivosť na vývoj trhových cien komodít v porovnaní s ostatnými existujúcimi zdrojmi elektriny na báze ZP (zdokumentovaná skutočnosť zakonzervovania PPC Malženice z dôvodu nepriaznivého vývoja trhových cien komodít od roku 2013 do roku 2018).

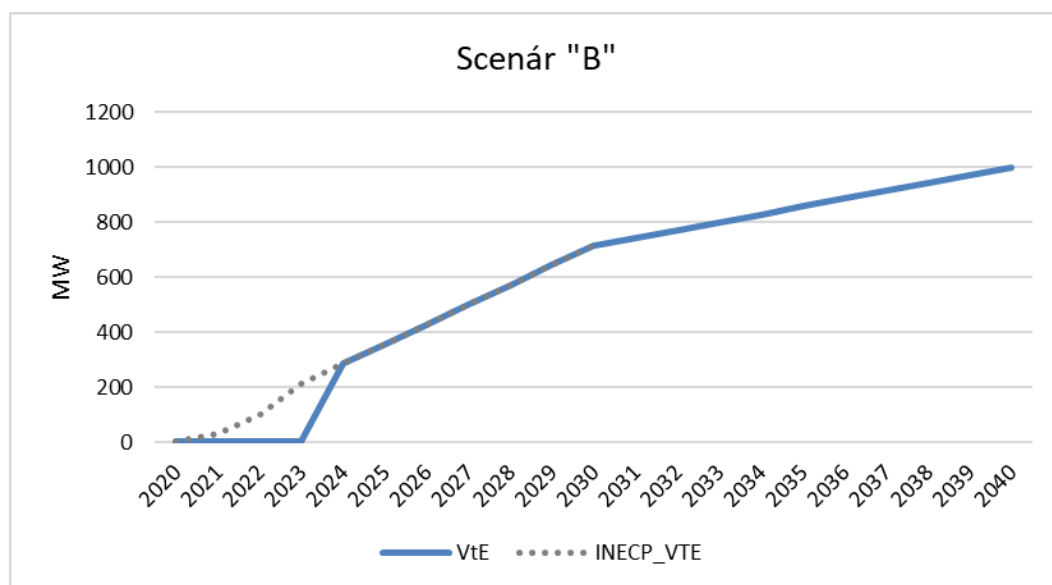
Prevádzka nového jadrového bloku EMO4 je uvažovaná v obidvoch vyšetrovaných horizontoch 2030 a 2040 s predpokladaným uvedením do prevádzky do 2 rokov od uvedenia bloku č. 3 JE EMO do prevádzky na 100% výkon.

K vysokému nárastu výroby elektriny v tomto scenári vo vyšetrovaných horizontoch bude prispievať aj vysoký nárast inštalácií najmä vo FVE do roku 2040.



Obr. č. 7.1_7 Vývoj inštalovaného výkonu FVE do roku 2040 - scenár B

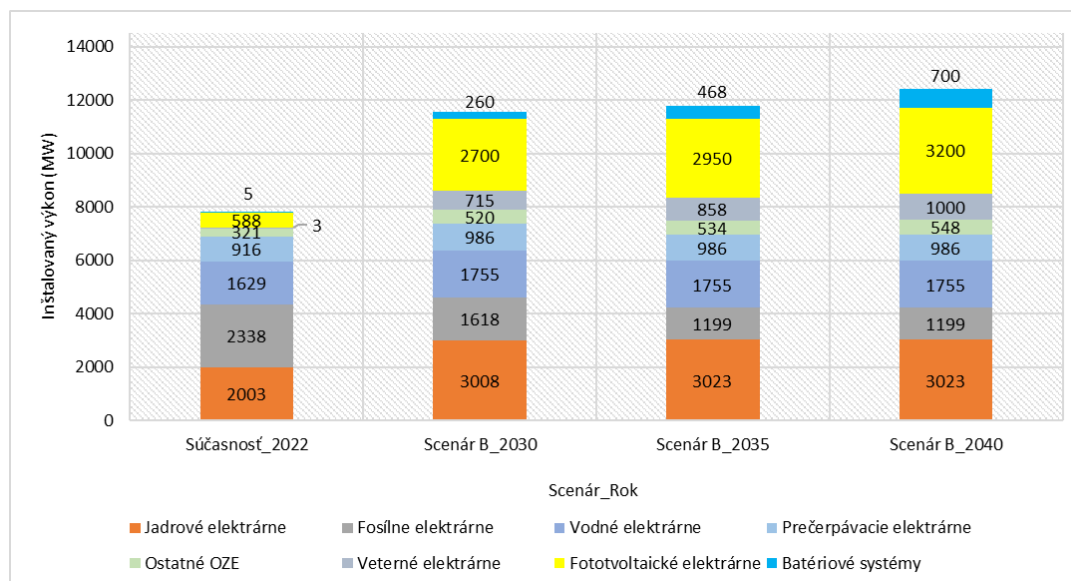
Trajektória vývoja FVE do roku 2023 rešpektuje súčasnosť, pričom vývoj od uvedeného roku je charakterizovaný dvoma „zlomovými“ bodmi, a to v rokoch 2026 a 2030, kedy sa predpokladá určitá saturácia v inštaláciách FVE a následný pozvoľnejší nárast výkonu vo FVE až do roku 2040.



Obr. č. 7.1_8 Vývoj inštalovaného výkonu VTE do roku 2040 - scenár B

Čo sa týka VTE, graf predstavuje nárast do roku 2030 podľa trajektórie vývoja VTE navýšeného INECP (F55). V roku 2030 sa uvažuje s určitou saturáciou inštalácií VTE, odkiaľ následne až do roku 2040 pozvoľne narastá výkon až na hodnotu 1 000 MW.

Vývoj inštalovaného výkonu SR – scenár B:



Obr. č. 7.1_9 Predpokladaný hrubý inštalovaný výkon zariadení na výrobu a uskladňovanie elektriny v scenári B

Dekarbonizačný scenár (C):

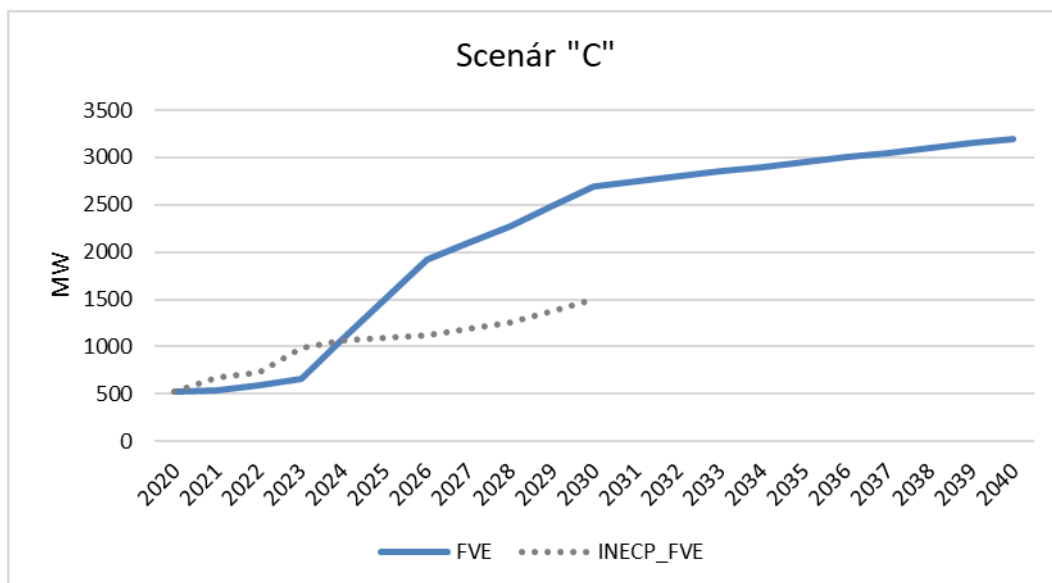
Z navrhovaných scenárov je scenár C charakterizovaný najvyšším nárastom v spotrebe elektriny a vysokou mierou elektrifikácie energetiky SR (Popis scenárov vývoja spotreby elektriny, Kap. 6.1).

V porovnaní so scenármi A a B, scenár C na strane výroby neuvažuje s prevádzkou nového jadrového bloku EMO4 a s významným flexibilným zdrojom PPC Malženice

Zdroj elektriny PPC Malženice nebol uvažovaný aj s ohľadom:

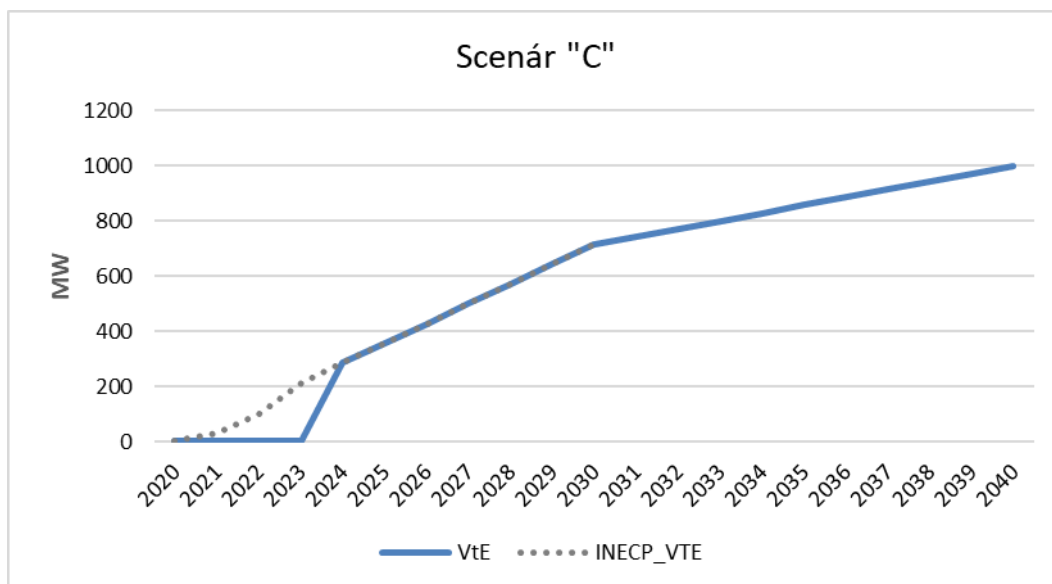
- na veľkosť inštalovaného výkonu - jeho nasadzovanie v market simuláciách, a teda príspevok k zdrojovej primeranosti v porovnaní s ostatnými existujúcimi zdrojmi na báze ZP,
- na výsledky ERAA ENTSO-E, ktoré z dôvodu minimalizácie systémových nákladov indikujú odstavenie zdroja elektriny na báze ZP na úrovni minimálne 270 MW,
- na identifikáciu hraničného stavu, kedy začína dochádzať k neprimeranosti (súvisí s veľkosťou inštalovaného výkonu a najmä s príspevkom PPC Malženice k zdrojovej primeranosti),
- na charakter jeho prevádzky - len výroba elektriny bez výroby a dodávky tepla (na rozdiel od ostatných elektrární na ZP v SR),
- na jeho vyššiu citlivosť na vývoj trhových cien komodít v porovnaní s ostatnými existujúcimi zdrojmi elektriny na báze ZP (zdokumentovaná skutočnosť zakonzervovania PPC Malženice z dôvodu nepriaznivého vývoja trhových cien komodít od roku 2013 do roku 2018).

Čo sa týka OZE, v scenári C sa uvažuje s vysokým nárastom inštalovaného výkonu najmä vo FVE.



Obr. č. 7.1_10 Vývoj inštalovaného výkonu FVE do roku 2040 - scenár C

Trajektória vývoja FVE do roku 2023 rešpektuje súčasnosť, pričom vývoj od uvedeného roku je charakterizovaný dvoma „zlomovými“ bodmi, a to v rokoch 2026 a 2030, kedy sa predpokladá určitá saturácia v inštaláciách FVE a následný pozvoľnejší nárast výkonu vo FVE až do roku 2040.

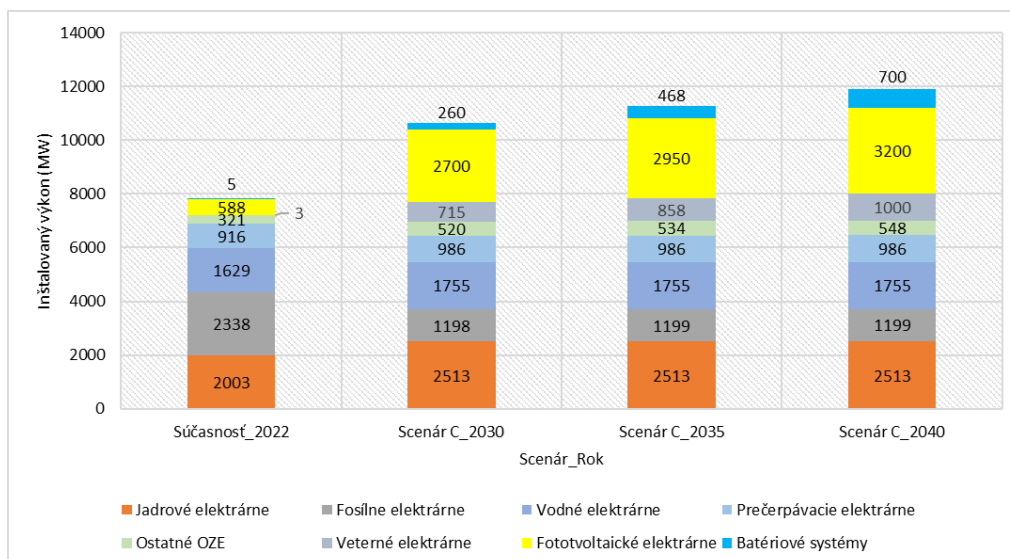


Obr. č. 7.1_11 Vývoj inštalovaného výkonu VTE do roku 2040 - scenár C

Čo sa týka VTE, graf predstavuje nárast do roku 2030 podľa trajektórie vývoja VTE navýšeného INECP (F55). V roku 2030 sa uvažuje s určitou saturáciou inštalácií

VTE, odkiaľ následne až do roku 2040 pozvoľne narastá výkon až na hodnotu 1 000 MW.

Vývoj inštalovaného výkonu SR – scenár C:



Obr. č. 7.1_12 Predpokladaný hrubý inštalovaný výkon zariadení na výrobu a uskladňovanie elektriny v scenári C

Na vyššie uvedených obrázkoch č. 7.1_6 až 7.1_12 je znázornený predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny v SR pre scenáre A, B a C. K nárastu inštalovaného výkonu, v porovnaní so súčasnosťou, dochádza vo všetkých preverovaných scenároch a horizontoch. Na náraste sa podieľa hlavne pripojenie EMO 3 a pripojenie EMO 4 (okrem scenára C) a taktiež aj nové inštalácie FVE a VTE. Do sústavy sa postupne pripájajú aj batériové úložiská, ktorých inštalovaný výkon sa v rámci sledovaného obdobia MAF SEPS pohybuje rádovo v nižších stovkách MW.

Pokles inštalovaného výkonu fosílnych elektrární oproti súčasnému stavu je spôsobený odstavením ENO od 1.1.2024, EVO od 1.1.2028 a tiež variantným uvažovaním PPC Malženice (scenár B a scenár C).

7.2 Podporné služby

Pre všetky scenáre a prešetrované časové horizonty sa podporné služby uvažujú s ohľadom na v súčasnosti známy a dostupný certifikovaný výkon na existujúcich zdrojoch elektriny. Uvažuje sa s kladnou regulačnou rezervou FCR a FRR, ktorá sa však pri hodnotení zdrojovej primeranosti neuplatňuje (t. j. nie je dostupná pre tzv. EOM – Energy Only Market) a je modelovaná v zmysle metodiky ENTSO-E¹³.

Podrobná analýza problematiky podporných služieb je spracovaná v dokumente SEPS "Stratégia zabezpečenia dostatočného objemu podporných služieb do roku 2024" a v súvisiacom podkladovom dokumente k uvedenému dokumentu, ktorý bol spracovaný

¹³ [European Resource Adequacy Assessment 2022 | Annex 2 – Methodology \(azureedge.net\)](https://www.azureedge.net/energyresources/adequacyassessment2022/Annex2-Methodology)

v rámci projektu „Príprava a aktualizace materiálu „Stratégia zabezpečenia dostatočného objemu podporných služieb“ na rok 2024“. Pre úplnosť je nižšie uvedené stručné zhrnutie výstupov uvedených dokumentov v kontexte MAF.

Regulačná záloha FCR

Pre súčasné obdobie bola dostupnosť regulačných záloh FCR v uvedených materiáloch hodnotená ako "na hranici potrebného množstva". Zabezpečujú ju klasické uhoľné elektrárne, teplárne, závodné energetiky a vodné elektrárne, ďalej je pokrytá aj prostredníctvom zahraničných zdrojov a najnovšie aj batériových úložísk.

V prípade uhoľných elektrární je uvažované ich postupné odstavovanie, ktorého priamym dôsledkom je aj negatívny dopad na celkovú disponibilitu regulačných záloh FCR. Disponibilita zaistovaná závodnými energetikami a teplárnami je do budúcnosti uvažovaná na súčasnej úrovni. Možnosti využitia vodných elektrární sú z hľadiska spoľahlivosti obmedzené, najmä v súvislosti s ich prevádzkovým režimom (aktuálny prietok, radenie turbín...). Zahraničné zdroje medziodobne zvýšili svoj podiel, čo môže byť ďalšou rizikovou oblasťou, predovšetkým s ohľadom na fakt, že ide o neštandardnú cezhraničnú spoluprácu a zároveň o jediného poskytovateľa, ktorého výpadok by mohol mať za následok ďalší negatívny dopad na celkovú disponibilitu a bolo by zrejme značne ťažké tento príspevok do celkového objemu disponibility nahradiť.

Kľúčový tak bude v problematike disponibility FCR už prebiehajúci vznik a rozvoj nových poskytovateľov FCR. V tomto ohľade sa jedná najmä o batériové úložiská, pričom jeden takýto zdroj už začal poskytovanie na úrovni 2 MW FCR. Očakávaná úroveň nových zdrojov (v súčasnosti vo fáze zámeru či výstavby) dosahuje rámcovo 15 MW. Táto skutočnosť indikuje výrazné zlepšenie situácie v oblasti disponibility FCR a to aj v súvislosti s možnosťou celoročného využitia týchto zdrojov.

Regulačná záloha aFRR

Čo sa týka súčasnej úrovne regulačných záloh a FRR, dosahuje ich potrebný objem v niektorých obdobiach roka hranice reálnej disponibility. To sa týka najmä aFRR+.

Na poskytovaní aFRR+ sa podieľajú uhoľné elektrárne, paroplynové zdroje, teplárne (v zodpovedajúcom rozsahu, obmedzenom dodávkami tepla), závodnej energetiky a okrajovo aj vodné elektrárne. Služba aFRR- je potom zabezpečovaná aj s príspevom jadrových elektrární a elektrokotlov. V porovnaní s aFRR+ možno teda situáciu v tomto ohľade považovať za lepšiu.

V rámci výhľadu je očakávané zapojenie nových poskytovateľov na úrovni cca 3 MW aFRR+ a 1 MW aFRR- (najmä vo forme batériových úložísk a agregácie).

Všeobecne možno ale očakávať riziko nedostatku disponibility a FRR, ktoré sa týka predovšetkým letných období, kedy je spravidla utlmená prevádzka teplárenských zdrojov. Ďalšie zhoršenie situácie by potom mohlo nastať pri zmene štandardného produktu aFRR, kedy dôjde k zrýchleniu služby v zmysle skrátenia doby do plnej aktivácie FAT (Full Activation Time) zo 7,5 min na 5 min. Táto zmena by mala nastať od roku 2025.

Regulačná záloha mFRR (a špecifické produkty TRV3MIN+/-)

V oblasti mFRR došlo v podkladovom materiáli k zjednoteniu tejto služby so špecifickým produktom TRV3MIN+/-.

Kladné služby zaisťujú prevažne vodné elektrárne, dieselgenerátory a plynové zdroje disponujúce možnosťou rýchleho štartu. Svoju úlohu donedávna hrala aj strana spotreby, predovšetkým vo forme priemyselných odberateľov schopných rýchleho obmedzenia spotreby (pre poskytnutie kladnej služby). V tejto oblasti však došlo v dôsledku energetickej krízy k čiastočnému ochromeniu niektorých poskytovateľov.

Celková disponibilita je ale aj bez uvažovania týchto subjektov nad úrovňou potrebného objemu mFRR+ (a TRV3MIN+) a ani do budúcnosti nič nenasvedčuje významnému obmedzeniu dostupnosti tohto typu regulačného výkonu. Na základe indikácií sa naopak objavujú potenciálni noví poskytovatelia (kogeneračné jednotky, dieselgenerátory a ich prípadná agregácia) s celkovým objemom regulačnej zálohy na úrovni cca 35 MW.

Záporné služby sú v súčasnosti zabezpečované predovšetkým prostredníctvom (prečerpávacích) vodných elektrární, prípadne aj jadrovými elektrárnami a okrajovo aj závodnými energetikami.

Jedným z dôsledkov energetickej krízy (v súvislosti s jej dopadmi na spotrebiteľov) bolo aj zníženie objemu potrebnej zápornej regulácie. Ani v prípade jeho navýšenia na pôvodnú hodnotu ale podľa výstupov z podkladových materiálov nie je potrebné predpokladať významné riziko nedostatku disponibilít. Ako hlavný dôvod sú uvedené dostatočné rezervy na poskytovanie týchto služieb (najmä vo forme prečerpávacích vodných elektrární a prípadne aj nových jadrových blokov EMO3 a EMO4). Na základe indikácií sa naopak objavujú potenciálni noví poskytovatelia (kogeneračné jednotky, dieselgenerátory a ich prípadná agregácia) s celkovým objemom regulačnej zálohy na úrovni cca 25 MW.

Súhrn PpS v súvislosti s MAF

V súčasnej dobe je hlavné riziko nedostatku regulačných záloh identifikované v oblasti FCR a aFRR.

V prípade FCR sa výhľad situácie zdá byť optimistickejší ako v prípade aFRR, a to hlavne vďaka indikácii nových zámerov (najmä) z radu batériových úložísk, ktoré spravidla vznikajú primárne za účelom poskytovania FCR. Hlavným rizikom je naproti tomu potenciálne znemožnenie využitia zahraničného poskytovateľa FCR, ktorý má významný podiel na súčasnej výške disponibilít FCR.

V oblasti aFRR je už v súčasnosti v niektorých obdobiach (najmä v prípade aFRR+) dosiahnutá hranica disponibilít tejto služby. Ďalšie zhoršenie situácie je predpokladané v súvislosti s očakávaným odstavovaním uhoľných zdrojov a zrýchlením štandardného produktu aFRR. Ako problematické sa javí najmä letné obdobie, pri ktorých dochádza k útlmu zdrojov s teplárenským prevádzkovým režimom a disponibilita aFRR by tak mohla podkročiť požadovanú úroveň.

SEPS aktívne rieši riziká nedostatku PpS tým, že zostáva v úzkom kontakte so súčasnými poskytovateľmi PpS, ako aj s potenciálnymi budúcimi poskytovateľmi PpS a v rámci svojich kompetencií odstraňuje prekážky poskytovania PpS konvenčným a novým technológiam. SEPS tiež pripravuje prostredie pre možnú budúcu cezhraničnú spoluprácu v oblasti poskytovania PpS. SEPS v súčasnosti pracuje na prepojení s platformami MARI a PICASSO, ktoré umožní cezhraničnú výmenu regulačnej energie a zároveň otvorí priestor pre ďalšiu možnú spoluprácu v oblasti cezhraničnej výmeny disponibilít.

7.3 Analýzy a vyhodnotenie výsledkov zdrojovej primeranosti

Účelom hodnotenia zdrojovej primeranosti je určiť, či je možné zariadeniami na výrobu elektriny pokryť dopyt spotrebiteľov po elektrine pri rešpektovaní prevádzkových požiadaviek systému. Metodiku hodnotenia zdrojovej primeranosti vysvetľuje Príloha I. (Kap. 10).

Výsledky pre každý scenár sú tvorené väčším počtom simulácií, ktoré sa líšia v klimatických podmienkach (osvit, veternosť, vodnatosť) a náhodných výpadkoch zdrojov elektriny. Výsledky jednotlivých simulácií sa aj preto môžu medzi sebou výrazne líšiť.

Typickými ukazovateľmi sú potom buď očakávané ukazovatele (LOLE / EENS), alebo vybraný percentil LLD a ENS. Prehľad výsledkov pre daný scenár a časový horizont zobrazuje nasledujúca tabuľka.

Rok Scenár	Parameter	Minimum	Priemer*	Medián	95. percentil	Maximum
2030 A	LLD (h/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2030 B	LLD (h/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2030 C	LLD (h/rok)	0,00	0,01	0,00	0,00	2,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,19
2035 A	LLD (h/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2035 B	LLD (h/rok)	0,00	33,97	24,00	102,95	128,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	26,64	12,95	89,30	130,30
2035 C	LLD (h/rok)	82,00	236,43	237,00	337,60	346,00
	ENS (GWh/rok)	26,27	156,54	135,46	308,08	370,59
2040 A	LLD (h/rok)	0,00	4,77	0,00	30,10	31,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	1,27	0,00	8,88	10,01
2040 B	LLD (h/rok)	0,00	86,13	88,00	173,10	215,00
	ENS (GWh/rok)	0,00	59,54	34,55	185,29	218,31
2040 C	LLD (h/rok)	213,00	396,00	419,50	497,85	502,00
	ENS (GWh/rok)	134,97	379,68	364,11	589,70	678,97

*priemer LLD = LOLE; priemer ENS = EENS

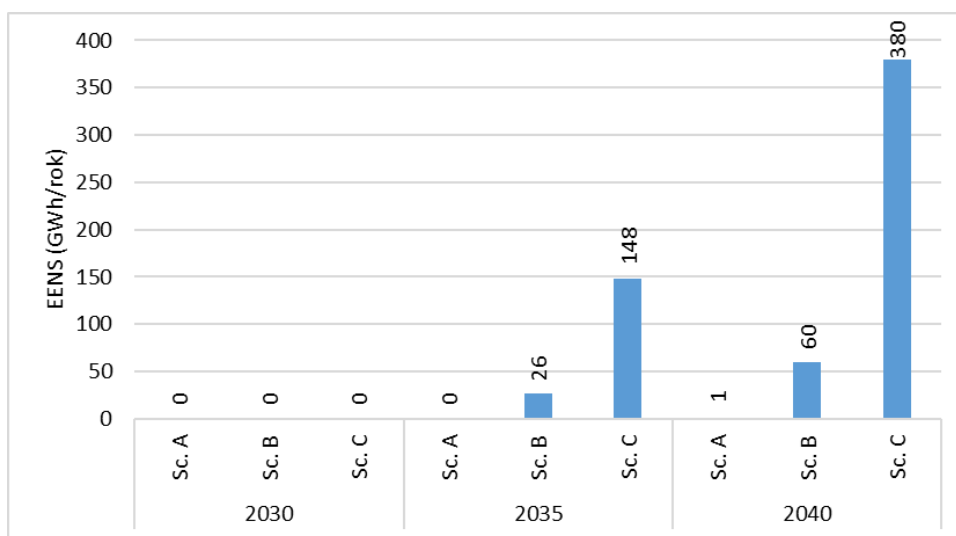
Tab. č. 7.3_1 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR pre roky 2030,2035 a 2040

Z pohľadu celkového hodnotenia primeranosti zdrojov elektriny je v ES SR indikovaný nedostatok výrobných kapacít najmä v scenároch s výrazným nárastom spotreby oproti základnému vývoju, t. j. scenáre B a C. Trvanie nedodávky dosahuje v extrémnych prípadoch stovky hodín ročne (do 6 % celého ročného hodinového fondu).

Výraznou mierou sa na zmierňovaní výskytu nedodávky podieľa import elektriny zo zahraničia, ktorý v extréme (scenár C, 2040) pokrýva tretinu spotreby ES SR. Viac o bilančnom vyhodnotení ES SR pojednáva kapitola 7.4.

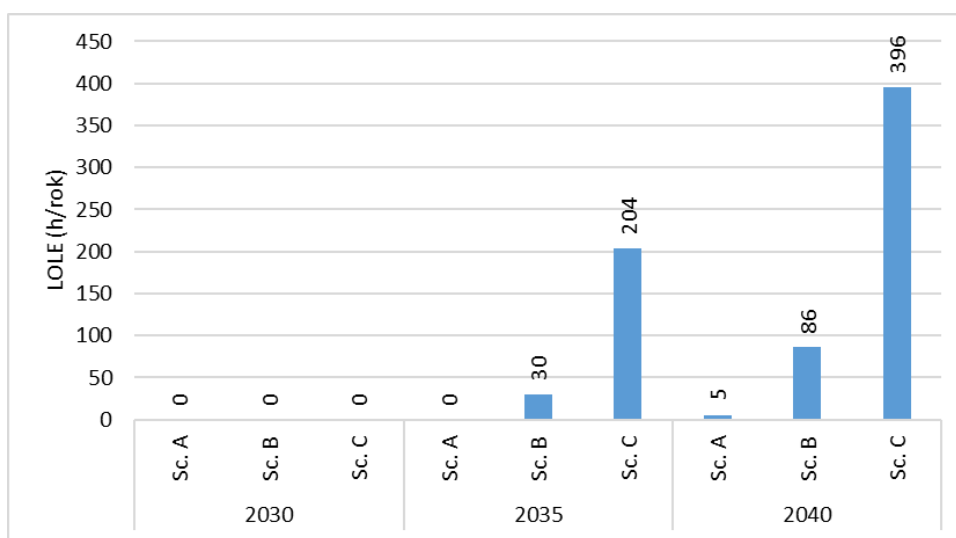
V nasledujúcich grafoch je možné pozorovať nárast objemu aj trvania nedodanej elektriny vplyvom (ne)dostupnosti výrobných kapacít (PPC Malženice a EMO 4), a zvyšujúcim sa dopytom po elektrine vplyvom dekarbonizácie (scenáre B a C).

Nedodávka elektriny sa objavuje najmä počas odberových špičiek v zimných mesiacoch, nízkej výrobe z FVE a VTE, náhodných výpadkoch veľkých zdrojov a vyčerpanej energii v PVE a batériách.



Obr. č. 7.3_1 Vývoj EENS v scenároch A, B a C pre roky 2030, 2035 a 2040; GWh/rok

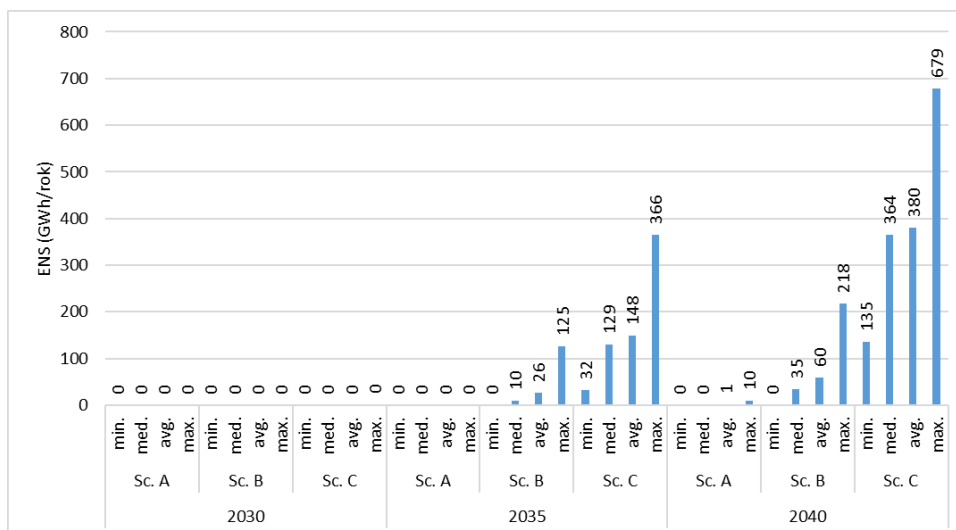
Mierna nedodávka v trvaní 4,77 hodín/rok sa očakáva aj v základnom scenári (A), ktorý má najmenší nárast spotreby oproti súčasnosti. Dá sa očakávať, že ak by malo Slovensko stanovený štandard spoľahlivosti, tak by tento mohol byť pre scenár A splnený aj v roku 2040. Pre elimináciu nedodávky v ostatných scenároch horizontu 2035 a 2040 by bolo nutné urobiť rôzne opatrenia na zamedzenie vzniku nedodávky elektriny, ktoré sú popísané v kapitole 8.



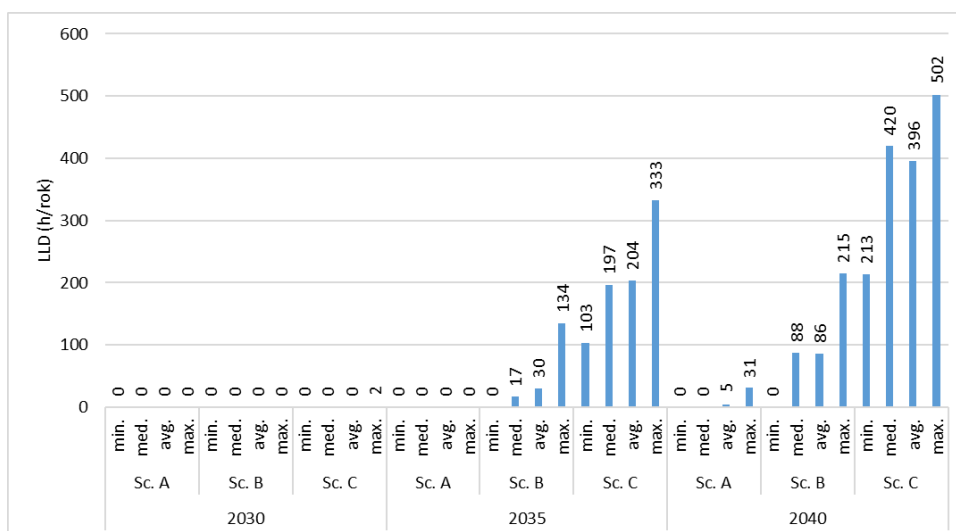
Obr. č. 7.3_2 Vývoj LOLE v scenároch A, B a C pre roky 2030, 2035 a 2040; h/rok

Štatistické vyhodnotenie výsledkov hodnotenia zdrojovej primeranosti zo súboru množstva simulácií pre daný scenár a časový horizont ukazuje minimálnu, očakávanú (priemernú), strednú (mediánovú) a maximálnu nedodávku resp. jej trvanie. Platí, že krajné hodnoty sa od očakávaných výrazne líšia, čo je spôsobené rôznou

nedostupnosťou zdrojov elektriny v rámci roka (náhodné výpadky) a rôznymi klimatickými podmienkami, zohľadnenými v jednotlivých simuláciách.



Obr. č. 7.3_3 Vývoj ENS v scenároch A, B a C pre roky 2030, 2035 a 2040

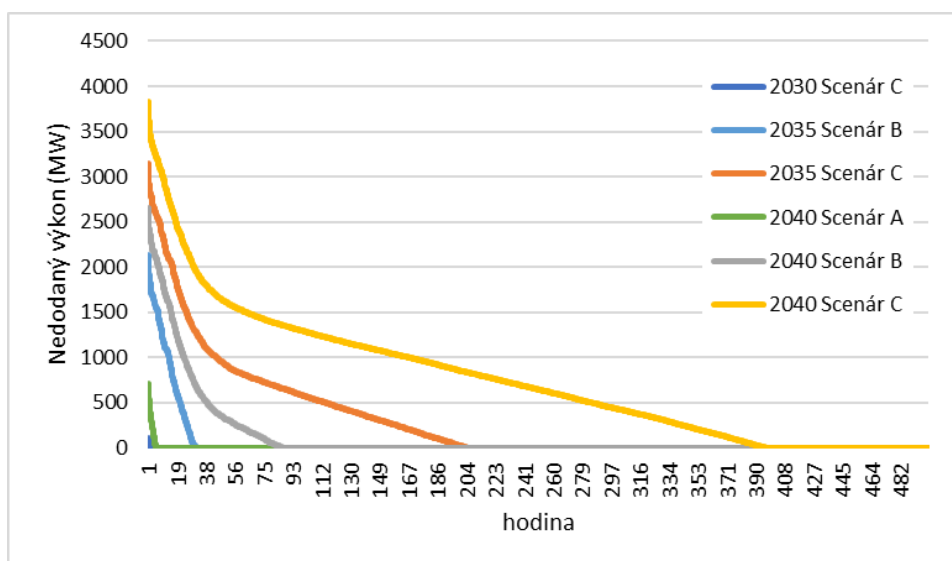


Obr. č. 7.3_4 Vývoj LLD v scenároch A, B a C pre roky 2030, 2035 a 2040

Na základe závislosti veľkosti nedodaného výkonu od jeho trvania je možné odhadnúť, koľko pohotového výkonu na výrobu elektriny by bolo do sústavy potrebné pripojiť, aby bol splnený štandard spoľahlivosti (Reliability Standard – RS), ktorý by bol stanovený ukazovateľmi $LOLE_{RS}$, prípadne hodnotou $EENS_{RS}$ pre prepojenú sústavu. Slovensko tento nemá v súčasnosti stanovený. Metodika výpočtu RS je špecifikovaná v rozhodnutí ACER¹⁴ z 2.10.2020 a je odvodená z ceny nedodanej energie (Value of

¹⁴ ACER Decision NO 23/2020

Lost Load – VOLL) a nákladov na výstavbu nového zdroja elektriny (Cost of New Entry - CONE).



Obr. č. 7.3_5 Krivka trvania nedodaného výkonu v scenároch A, B a C pre roky 2030, 2035 a 2040; MWh/h

Keďže Slovensko nemá určený štandard spoľahlivosti sme pre ilustráciu zvolili štandard spoľahlivosti na úrovni $LOLE_{RS} = 10$ h/rok. Aby bol takýto štandard spoľahlivosti dodržaný, bolo by v scenároch B a C potrebné do sústavy pripojiť flexibilné zdroje vhodnej technológie s netto inštalovaným výkonom podľa tabuľky č. 7.3_2. Zároveň, zdroje s takýmto výkonom by do značnej miery eliminovali objem nedodanej elektriny. Keďže nie je známa technológia výroby elektriny týchto zdrojov, tak sme pre zjednodušenie zanedbali nedostupnosť ich výroby formou výpadkov a plánovanej údržby.

Rok/scenár	Pinšt. (netto MW)	Prevádzka (h)	Využitie Pinšt. (h/rok)	Dodávka elektriny (GWh)	Pokrytie EENS (%)
2030_A	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2030_B	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2030_C	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2035_A	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2035_B	1 144	30	20	22,3	84,7%
2035_C	2 287	204	64	145,1	97,9%
2040_A	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2040_B	1 763	86	44	56,2	94,4%
2040_C	2 952	396	162	376,8	99,2%

Tab. č. 7.3_2 Veľkosť požadovaného nového flexibilného inštalovaného výkonu pre dodržanie zvoleného štandardu spoľahlivosti

7.4 Vyhodnotenie bilancií ES SR

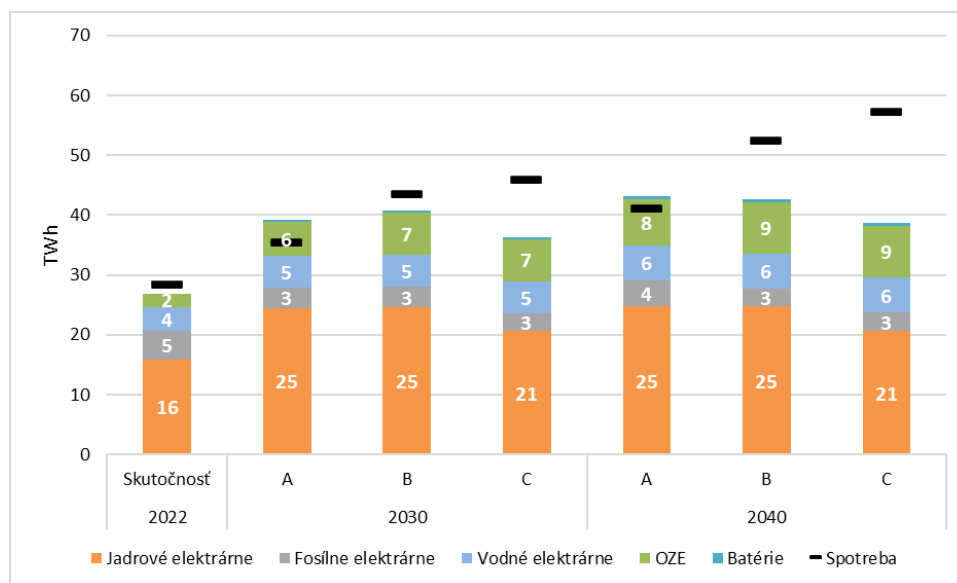
Na účel bilančného vyhodnotenia sústavy boli pre jednotlivé scenáre a časové rezy použité výsledky z market-simulácie, ktoré sú blízke mediánovému stavu ENS ako najpravdepodobnejšiemu stavu.

Z pohľadu výroby elektriny sú najvýznamnejším a najstabilnejším zdrojom jadrové elektrárne, ktoré vyrábajú viac ako polovicu celkovej tuzemskej výroby elektriny v každom preverovanom scenári a časovom horizonte.

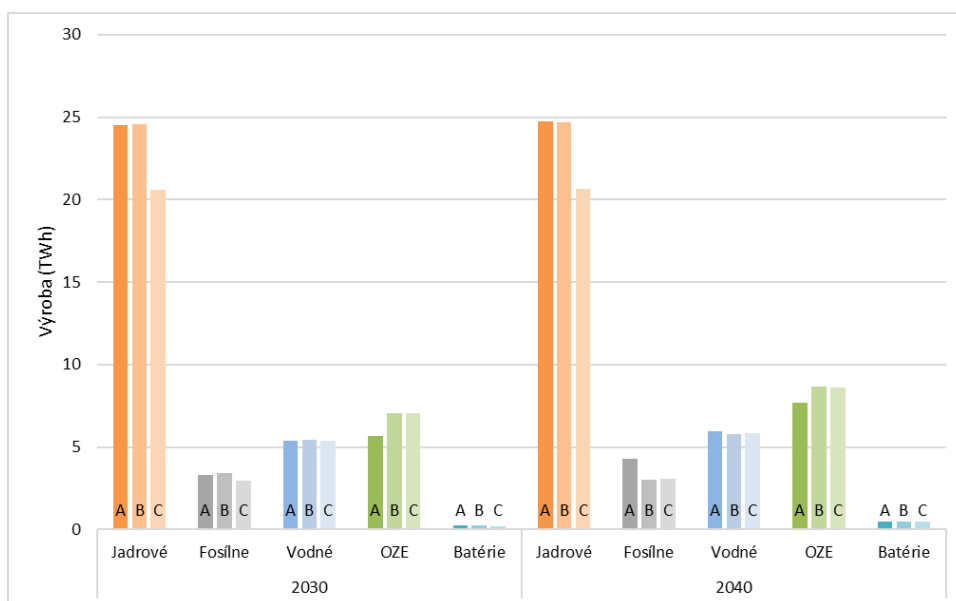
Vyššia výroba VE súvisí s miernym nárastom inštalovaného výkonu MVE (NECP SR) a tiež častejším využívaním PVE.

Výrazný nárast inštalovaného výkonu fotovoltických a veterných elektrární so sebou prináša v preverovaných časových horizontoch viac ako trojnásobný objem vyrobenej energie z OZE oproti roku 2022 a v závislosti na scenári pokrývajú 15 až 22 % z celkovej výroby elektriny na SR.

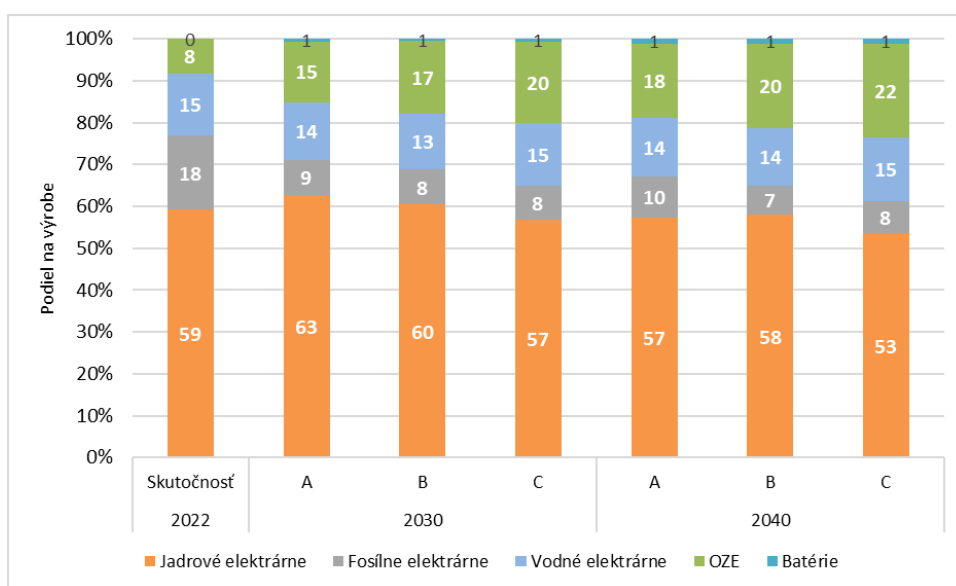
Dodávka elektriny z batérií je vzhľadom na ostatné technológie zanedbateľná, ale ich pripojenie do ES SR je žiaduce hlavne v kombinácii s ťažko predikovateľnými OZE ako VTE a FVE.



Obr. č. 7.4_1 Výroba elektriny v členení po palivách



Obr. č. 7.4_2 Výroba elektriny v členení po palivách



Obr. č. 7.4_3 Podiel na výrobe elektriny v členení po palivách

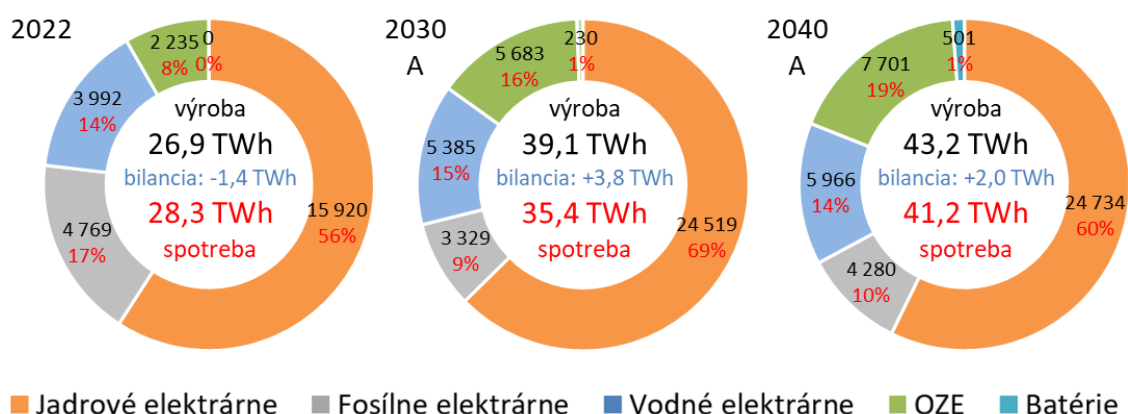
Na nasledujúcich troch obrázkoch sú znázornené hodnoty výroby, spotreby a salda ES SR v členení po jednotlivých typoch paliva, a tiež je uvedený podiel výroby z daného paliva na spotrebe ES SR. Medzi časovými horizontmi 2030 a 2040 došlo k zmene pomerov v zahraničných sústavách (odstavenie fosílnych elektrární, inštalácia veľkého výkonu v OZE, a pod.). Tieto skutočnosti v menšej či väčšej miere vplývajú na objem celkovej vyrobenej elektriny jednotlivými zdrojmi v ES SR.

V **základnom scenári (A)** sa nepredpokladajú výrazné zmeny v súčasnej zdrojovej základni SR, s výnimkou dlhodobu avizovaných zmien ako uvedenie nových jadrových blokov EMO 3,4 do prevádzky, či ukončenie prevádzky ENO a EVO.

Pripojenie EMO bude pre bilanciú ES SR znamenať prechod z mierne importného charakteru na exportný. Výroba v roku 2030 prevyšuje spotrebu o +3,8 TWh. Menšie saldo v roku 2040 (+2,0 TWh) je spôsobené rýchlejším tempom nárastu spotreby ako výroby z OZE medzi týmito dvoma časovými horizontmi.

Pokles vo výrobe z fosílnych elektrární o 1,4 TWh pre rok 2030, resp. o 0,5 TWh pre rok 2040 oproti súčasnosti je spôsobený už spomínanými tepelnými elektrárnami ENO a EVO. V roku 2030 sa prejavilo aj nižšie nasadzovanie plynových elektrární, avšak v roku 2040 boli tieto nasadzované vo väčšej miere. K tejto kategórii prispievajú aj závodné elektrárne a teplárne, v ktorých sa uvažuje so spaľovaním fosílnych palív aj naďalej.

Prudký nárast v inštalovanom výkone OZE, ktorý reflektuje ciele znižovania emisií skleníkových plynov (INECP SR), má za následok nárast výroby zo súčasných 2,2 TWh (2022) na 7,7 TWh v prierezovom roku 2040. Výroba OZE tak v roku 2040 predstavuje 19 % spotreby SR. K nárastu výroby VE v porovnaní so súčasnosťou (2022) dochádza vďaka viac ako trojnásobnej výrobe PVE, ktorá je v roku 2040 na úrovni cca 1,1 TWh. Na výrobu vodných elektrární priaznivo vplyvajú aj klimatické podmienky vyhodnocovaných časových horizontov, ktoré sú z pohľadu vodnatosti normálne, vodnatosť v roku 2022 sa v porovnaní s predošlými rokmi (2020, 2021) javí ako podpriemerná.

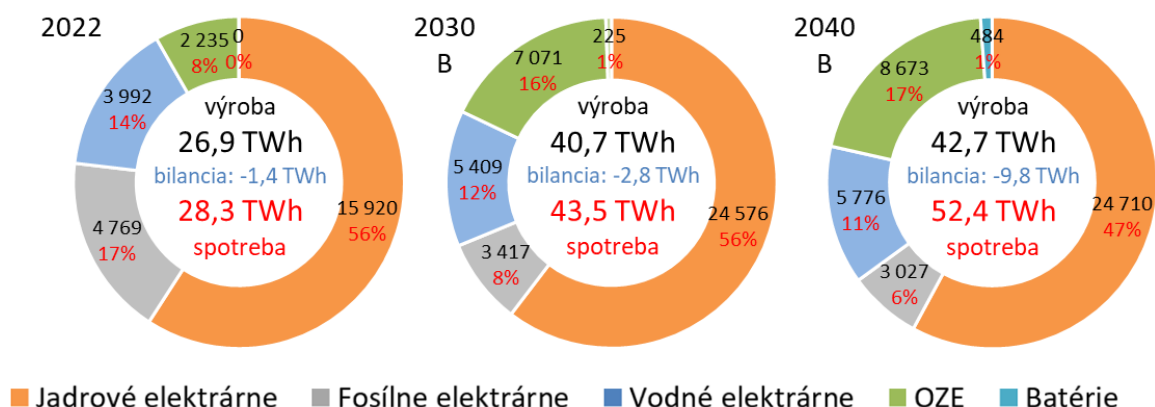


Obr. č. 7.4_4 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2030 a 2040, základný scenár (A)

Pre **progresívny scenár (B)**, ktorý uvažuje s rýchlejším rastom spotreby, vyšším inštalovaným výkonom vo FVE a neprevádzkovaním PPC Malženice, je pre horizont 2040 indikovaná importná bilancia ES SR vo výške -9,8 TWh, import tak pokrýva cca 19 % celkovej ročnej spotreby.

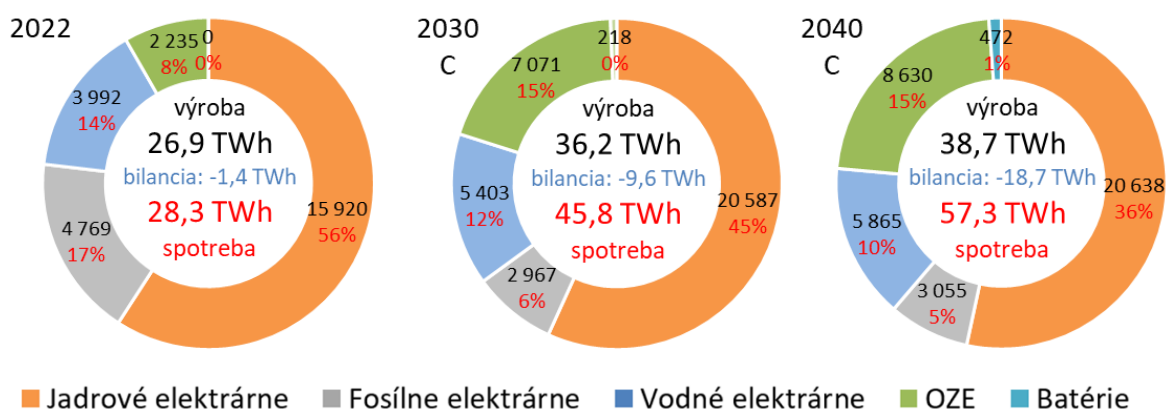
Celková výroba je oproti súčasnosti vyššia o takmer 16 TWh, čo je stále menej ako nárast spotreby o viac ako 24 TWh medzi súčasným stavom a rokom 2040.

Medzi scenármi A a B dochádza k zanedbateľnému nárastu výrob, avšak nárast potreby o 11,2 TWh (2040) znamená pre sústavu zmenu bilančných pomerov.



Obr. č. 7.4_5 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2030 a 2040, progresívny scenár (B)

V **dekarbonizačnom scenári (C)**, ktorý neuvažuje s prevádzkou EMO 4 ani PPC Malženice a zároveň uvažuje s najväčšou mierou dekarbonizácie je v časovom horizonte 2040 pokrývaných importom zo zahraničia takmer tretina domácej spotreby elektriny (-18,7 TWh).



Obr. č. 7.4_6 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2030 a 2040, dekarbonizačný scenár (C)

8 Závery a odporúčania

Posúdenie zdrojovej primeranosti ES SR bolo vypracované pre 3 scenáre, ktoré sa líšia na jednej strane rôznym vývojom (nárastom) spotreby a na druhej strane rôznym vývojom obnoviteľných zdrojov elektriny, dokončením EMO4 a dobou zotrvania PPC Malženice v prevádzke.

Základný scenár (A) predpokladá mierny nárast spotreby, mierny nárast OZE, včasné dokončenie EMO4 a udržanie PPC Malženice v prevádzke po celú dobu hodnotenia primeranosti ES SR.

Progresívny scenár (B) predpokladá výraznejší nárast spotreby oproti základnému scenáru (A), výrazný rast OZE, včasné dokončenie EMO4 a nedostupnosť PPC Malženice od roku 2035.

Dekarbonizačný scenár (C) predpokladá výrazný nárast spotreby, výrazný rast OZE, nedokončenie EMO4 a nedostupnosť PPC Malženice.

Nasledujúca tabuľka zhrňa dosiahnuté výsledky hodnotiaceho parametra LOLE (počet hodín nepokrytého zaťaženia za rok).

LOLE (h/rok)	2030	2035	2040
Scenár A (základný)	0	0	4,77
Scenár B (progresívny)	0	33,97	86,13
Scenár C (dekarbonizačný)	0,01	236,43	396

Tab. č. 8.1 Súhrn výsledkov parametra LOLE v jednotlivých scenároch pre vyšetrované roky 2030, 2035 a 2040

Scenár A možno z hľadiska dosiahnutých výsledkov simulácií označiť za uspokojivý. Z pohľadu ročnej bilancie predstavuje prechod z mierne importného charakteru ES SR na výrazne exportný.

Scenár B už od roku 2035 vykazuje zvýšené hodnoty parametra LOLE, ktoré indikujú možné riziká zdrojovej neprimeranosti spojené s odstavením PPC Malženice. Z pohľadu ročnej bilancie scenár B vedie k importnému charakteru na úrovni 19 % ročnej spotreby v roku 2040.

Scenár C od roku 2035 vykazuje výrazne zvýšené hodnoty LOLE (nad 100 hodín/rok), čo už môže predstavovať závažné problémy so zdrojovou primeranosťou. Príčinou tejto neprimeranosti je kombinácia výrazného nárastu na strane spotreby a

nedostatočného nárastu na strane spoľahlivých zdrojov energie (nedokončenie EMO4 a odstavenie PPC Malženice). Z hľadiska ročnej bilancie potom vedie scenár C k značne importnému charakteru spotreby ES SR na úrovni 33 % ročnej spotreby v roku 2040.

Keďže Slovensko nemá určený štandard spoľahlivosti sme pre ilustráciu zvolili štandard spoľahlivosti na úrovni $LOLE_{RS} = 10$ h/rok. Aby bol takýto štandard spoľahlivosti dodržaný, bolo by v scenároch B a C potrebné do sústavy pripojiť flexibilné zdroje vhodnej technológie s netto inštalovaným výkonom podľa tabuľky č. 8.2. Zároveň, zdroje s takýmto výkonom by do značnej miery eliminovali objem nedodanej elektriny. Keďže nie je známa technológia výroby elektriny týchto zdrojov, tak sme pre zjednodušenie zanedbali nedostupnosť ich výroby formou výpadkov a plánovanej údržby.

Rok/scenár	Pinšt. (netto MW)	Prevádzka (h)	Využitie Pinšt. (h/rok)	Dodávka elektriny (GWh)	Pokrytie EENS (%)
2030_A	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2030_B	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2030_C	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2035_A	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2035_B	1 144	30	20	22,3	84,7%
2035_C	2 287	204	64	145,1	97,9%
2040_A	spĺňa zvolený štandard spoľahlivosti				
2040_B	1 763	86	44	56,2	94,4%
2040_C	2 952	396	162	376,8	99,2%

Tab. č. 8.2 Veľkosť požadovaného nového flexibilného inštalovaného výkonu pre dodržanie zvoleného štandardu spoľahlivosti

Ak bude európske alebo národné hodnotenie primeranosti indikovať neprimeranosť zdrojového mixu, môže členský štát zaviesť vhodné opatrenia, ktorými by sa zabránilo vzniku nedodávky, alebo by dokázali znížiť ukazovatele LOLE a/alebo EENS na prípustné hodnoty. Medzi takéto opatrenia sa radia napríklad: posilnenie cezhraničných profilov, výstavba nového zdroja vhodnej technológie, zavedenie strategickej rezervy (kapacitný mechanizmus), a iné.

Vyššie uvedené hodnoty požadovaného nového flexibilného inštalovaného výkonu je v zmysle vymenovaných opatrení, možné za určitých okolností, okrem relevantných zdrojov elektriny s príslušnou technológiou a inštalovaným výkonom zabezpečiť aj importom zo zahraničia. Na rozdiel od flexibilných zdrojov elektriny na území SR, ktoré sú v čase nedodávky k dispozícii v každom okamihu, pri importe elektriny zo zahraničia je potrebné brať do úvahy viaceré skutočnosti, súvisiace predovšetkým s úrovňou zdrojovej primeranosti, teda s dostatkom zdrojov elektriny v okolitých sústavách. Vo všeobecnosti, z analýz vyplýva, že ENS je možné zmierniť importom

len čiastočne v niektorých hodinách vzniknutej nedodávky. Nedodávka bola zaznamenaná primárne v období mesiacov november a december večer, resp. v noci, kedy fotovoltické elektrárne nevyrábajú, pričom v okolitých sústavách bol zaznamenaný nedostatok výroby pre import a eliminovanie ENS. V takýchto prípadoch sa javí, že výstavba nových cezhraničných kapacít by nemala prínos k eliminácii nedodávky až do úrovne v tejto štúdii zvoleného štandardu spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 10$ h/rok.

Pre zavedenie kapacitného mechanizmu musí mať členský štát stanovený štandard spoľahlivosti - Reliability Standard (RS) minimálne v podobe cieľového trvania nedodávky, tzv. $LOLE_{RS}$ (v zmysle Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou¹⁵).

Na základe výsledkov hodnotenia zdrojovej primeranosti ES SR je možné vyvodiť nasledujúce:

- Sprevádzkovanie EMO 4 bude hrať zásadnú úlohu pre zabezpečenie, resp. navýšenie zdrojovej primeranosti ES SR, najmä v scenároch s prudkým nárastom spotreby elektriny vyvolanej vysokou mierou elektrifikácie.
- Udržanie PPC Malženice v ES SR môže v budúcnosti zohrať významnú úlohu, najmä v scenároch s prudkým nárastom spotreby elektriny.
- Zavedenie spoľahlivostných štandardov pre ES SR.
- Po zavedení spoľahlivostných štandardov pre ES SR, následné zavedenie vhodnej schémy podpory pre flexibilné zdroje za účelom dosiahnutia hodnôt spoľahlivostného štandardu v prípade indikovaného nepriaznivého vývoja zdrojovej primeranosti ES SR, (a to najmä s ohľadom na veľkosť inštalovaného výkonu, jeho využitie h/rok a prevádzku zdroja elektriny (h)).
- Pravidelné kompletne hodnotenie zdrojovej primeranosti (MAF) umožní presnejšie vyhodnocovať a navrhovať nákladovo optimálne opatrenia na strane výroby alebo spotreby na zabezpečenie zdrojovej primeranosti ES SR v kritických scenároch vývoja ES SR (potreba stanovenia spoľahlivostných štandardov pre ES SR)
- Pravidelné vyhodnocovanie disponibility PpS v súlade so scenármi MAF umožní lepšie upozorňovať na možné riziká spojené s očakávaným vývojom zdrojovej základne v ES SR.

¹⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=CELEX%3A32019R0943>

9 Zoznam skratiek

CZT	Centrálné zásobovanie teplom
DSR	Demand Side Response
EBO	Elektrárň Bohunice
EENS	Expected Energy Not Served – očakávané nedodaná energia
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
ENS	Energy Not Served – nedodaná energia
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERAA	European Resource Adequacy Assessment
ES	Elektrizačná sústava
EÚ	Európska únia
EVA	Economic Viability Assessments - posúdenie ekonomickej životaschopnosti technológií
EVO	Elektrárň Vojany
F55	Fit-for-55
FCR, FRR	Frequency Containment Reserve, Frequency restoration reserve
FVE	Fotovoltaické elektrárne
HPH	Hrubá pridaná hodnota
INECP	Integrovaný národný energetický a klimatický plán
KGJ	Kogeneračná jednotka
LLD	Loss of Load Duration – trvanie nedodávky
LNG	Liquefied natural gas – skvapalnený zemný plyn
LOLE	Loss Of Load Expectation – očakávané trvanie nedodávky
MAF	Mid-term Adequacy Forecast
MH SR	Ministerstvo hospodárstva SR
MVE	Malá vodná elektrárň
NJZ	Nový jadrový zdroj
OZE	Obnoviteľné zdroje elektriny
PECD	Pan European Climate Database
PEMMDB	Pan European Market Modelling DataBase
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PS	Prenosová sústava
PVE	Prečerpávací vodná elektrárň
RDS	Regionálna distribučná sústava
RS	Reliability standard – štandard spoľahlivosti
SMR	Small Modular Reactor
SR	Slovenská Republika
SSD	Stredoslovenská distribučná, a. s.
TČ	Tepelné čerpadlo
VE	Vodná elektrárň
VO	Veľkoodberateľ
VSD	Východoslovenská distribučná, a. s.
VTE	Veterné elektrárne
ZP	Zemný plyn
ZSD	Západoslovenská distribučná, a. s.

10 Príloha I. - Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti

Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie systémovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie optimálneho zdrojového mixu pre bezpečné a spoľahlivé prevádzkovanie sústavy. Spôsob prevádzky zariadení na výrobu elektriny v ES SR vzhľadom na ich povahu a regulačné možnosti výrazne ovplyvňuje prevádzku systému. Napríklad jadrové elektrárne z dôvodu efektivity využívania primárneho paliva majú obmedzené regulačné schopnosti. Rovnako nie je možné uvažovať s využitím OZE pri riešení krízových stavov.

Vstupné údaje pre modelovanie sú založené na zbere uskutočnenom v roku 2021 a príslušne aktualizované s ohľadom na najnovšie informácie dostupné v čase spracovania MAF SEPS.

Dáta a trajektórie vývoja predpokladanej spotreby elektriny pre účely zdrojovej primeranosti sú/boli spracovávané/spracované v réžii externej konzultačnej organizácie.

Ďalším významným zdrojom vstupných dát a národných predpokladov je spoločná databáza PEMMDB, do ktorej prispievajú všetci PPS vrátane SEPS ako riadny člen ENTSO-E. Nemenej dôležitým vstupom je aj databáza PECD.

- **Pan European Market Modelling DataBase (PEMMDB)** obsahuje údaje o tepelných elektrárnach, zariadeniach na uskladňovanie elektriny, inštalované výkony VTE, FVE a VE a prenosovú kapacitu cezhraničných profilov ostatných európskych elektrizačných sústav,
- **Pan European Climate Database (PECD)** obsahuje údaje pre klimatické roky 1982 – 2016 ako zaťaženie, pomerný slnečný osvit a pomernú rýchlosť vetra a prítoky pre VE, ktoré následne slúžia pre vytvorenie prognózovanej výroby FVE a VTE a sú podkladmi pre analýzu sledovaného obdobia MAF SEPS.

Pre každý z N uvažovaných klimatických rokov je vytvorených M náhodných sád výpadkov zdrojov elektriny, čím vznikne $M \times N$ rôznych stavov sústavy, ktoré sú analyzované samostatnou market simuláciou a vyhodnotené z hľadiska zdrojovej primeranosti.

Na posúdenie úrovne primeranosti pre daný časový horizont a geografickú oblasť sa používajú nasledovné ukazovatele;

- LLD (Loss of Load Duration – **trvanie nedodávky**) v hodinách za rok – počet hodín za rok, v ktorých je zdrojová základňa nedostatočná na pokrytie zaťaženia v danej zóne.
- LOLE (Loss Of Load Expectation – **očakávané trvanie nedodávky**) v hodinách za rok – matematický priemer príslušných LLD vo všetkých uvažovaných simulačných behoch. Ak J je počet simulácií, a LLD_j je trvanie nedodávky simulácie j , potom platí:

$$LOLE = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J LLD_j \quad (1)$$

- ENS (Energy Not Served – **nedodaná energia**) v GWh/rok – množstvo energie na strane spotreby, ktoré nebolo dodané.
- EENS (Expected Energy Not Served – **očakávaná nedodaná energia**) – matematický priemer príslušných ENS vo všetkých uvažovaných simulačných behoch. Ak je J počet simulácií, a ENS_j je nedodaná energia simulácie j , potom platí:

$$EENS = \frac{1}{J} \sum_{j=1}^J ENS_j \quad (2)$$

Zdrojová primeranosť systému znamená existenciu takej zdrojovej základne na výrobu elektriny, ktorá vedie k pokrytiu dopytu spotrebiteľov po elektrine pri rešpektovaní prevádzkových požiadaviek systému. Typickými ukazovateľmi sú potom buď očakávané ukazovatele (LOLE / EENS), alebo vybraný percentil LLD a ENS.

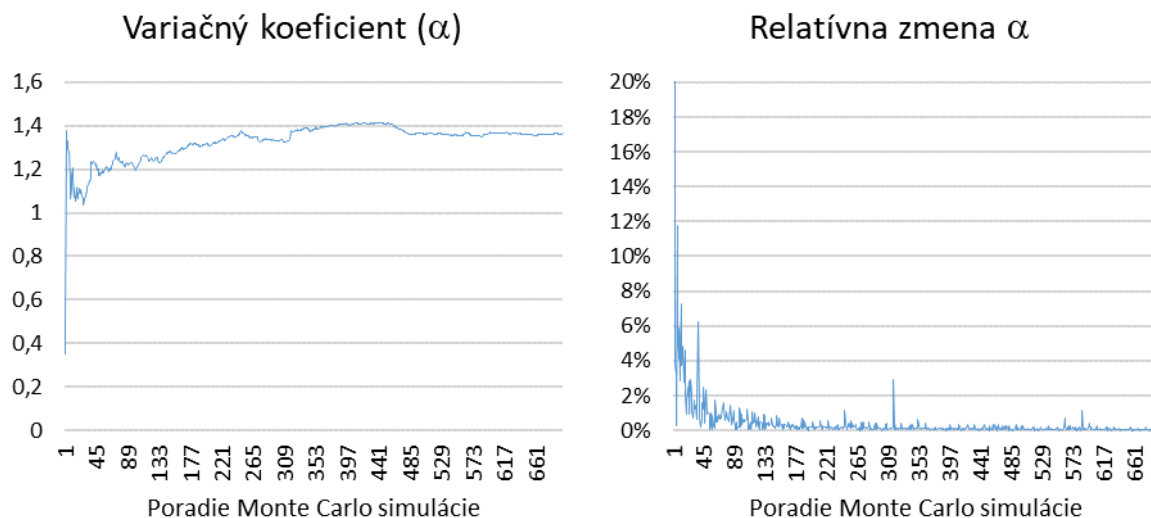
V závislosti od konkrétnej situácie výroby a spotreby môžu mať náhodné výpadky na strane výroby významný vplyv na hodnoty jednotlivých indikátorov zdrojovej primeranosti, napríklad výpadok konvenčného zdroja elektriny s veľkým inštalovaným výkonom pri nízkej výrobe z OZE v kombinácii so simulovaným klimatickým rokom s chladnejšou zimou. Výsledky jednotlivých simulácií sa teda môžu medzi sebou výrazne líšiť.

Získané výsledky je možné považovať za spoľahlivé za predpokladu, že výsledky ďalších Monte Carlo simulácií majú malý alebo zanedbateľný vplyv na existujúce výsledky predošlých simulácií. V takomto prípade hovoríme o konvergencii modelu, ktorá sa hodnotí pomocou relatívnej zmeny variačného koeficientu a získaného z celosystémovej nedodanej energie ENS:

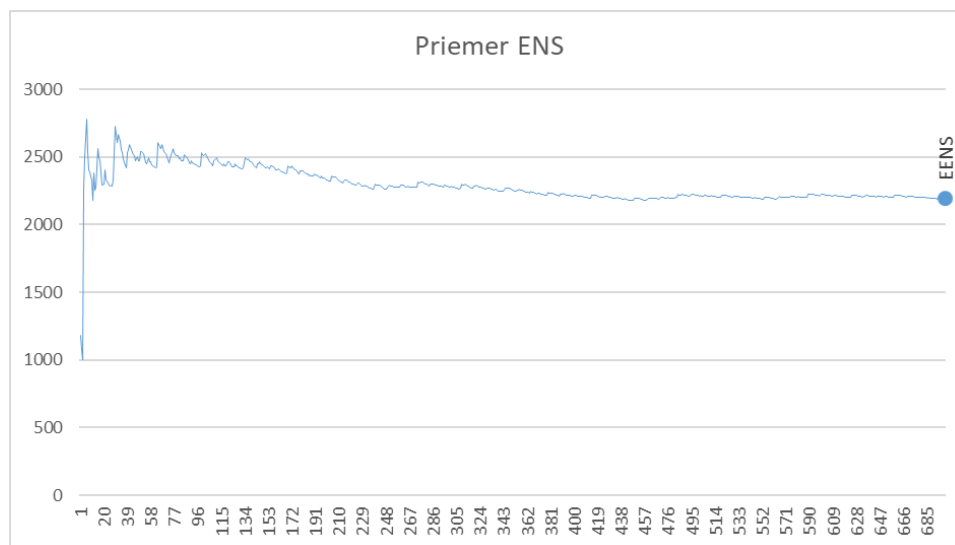
$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{Var}[EENS]}}{EENS}, \quad (3)$$

kde hodnota EENS je vypočítaná zo všetkých vykonaných Monte Carlo simulácií do momentu posúdenia a $\text{Var}[EENS]$ je rozptyl odhadu očakávania (t.j. $\text{Var}[EENS] = \frac{\text{Var}[ENS]}{N}$).

Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívnej zmeny konvergujúceho modelu je zobrazený na Obr. č. 10.1. Ak je dosiahnutá presnosť výpočtu napr. na úrovni 0,05 %, znamená to, že každá ďalšia simulácia spôsobí menšiu relatívnu zmenu variačného koeficientu ako táto hodnota.



Obr. č. 10.1 *Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívna zmena so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli*



Obr. č. 10.2 *Typický vývoj ENS so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli*