

POSÚDENIE PRIMERANOSTI ZDROJOV ES SR ZA ROK 2023

**spracované podľa nariadenia EP a Rady (EÚ) 2019/943
o vnútornom trhu s elektrinou**

Obsah

1	Úvod	3
2	Zhodnotenie roku 2023.....	3
2.1	Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR	3
2.2	Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny	7
2.3	Regulácia sústavy	11
3	Vstupné predpoklady.....	15
3.1	Popis scenárov pre PPZ 2023	15
3.2	Vývoj spotreby elektriny	16
3.3	Vývoj výroby elektriny.....	16
3.4	Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.....	20
4	Analýzy a vyhodnotenie výsledkov	21
4.1	Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR.....	21
4.2	Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti - ERAA 2023	24
4.3	Bilancie ES SR	29
4.4	Podporné služby	35
5	Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR	39
6	Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy	41
6.1	Poruchovosť a štandardy kvality prenosu	41
6.2	Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny PS.....	42
7	Záver a odporúčania	43
8	Zoznam skratiek.....	46
9	Príloha I. - Metodika hodnotenia zdrojovej primeranosti.....	47

1 Úvod

Posúdenie primeranosti zdrojov ES SR je spracované v súlade s Nariadením Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou (ďalej len Nariadenie 2019/943), a to konkrétne s článkami 23 a 24. Posudzovanie primeranosti zdrojov vychádza z údajov za rok 2023 s predpokladom budúceho vývoja do roku 2033 s naznačením výhľadu až do roku 2040.

2 Zhodnotenie roku 2023

Hodnotenie prevádzky ES SR za rok 2023 vychádza z údajov dostupných prevádzkovateľovi prenosovej sústavy v čase prípravy podkladov pre spracovanie tohto dokumentu. Tieto údaje môžu byť korigované a následne budú v priebehu roka 2024 zverejnené na webovom sídle spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.

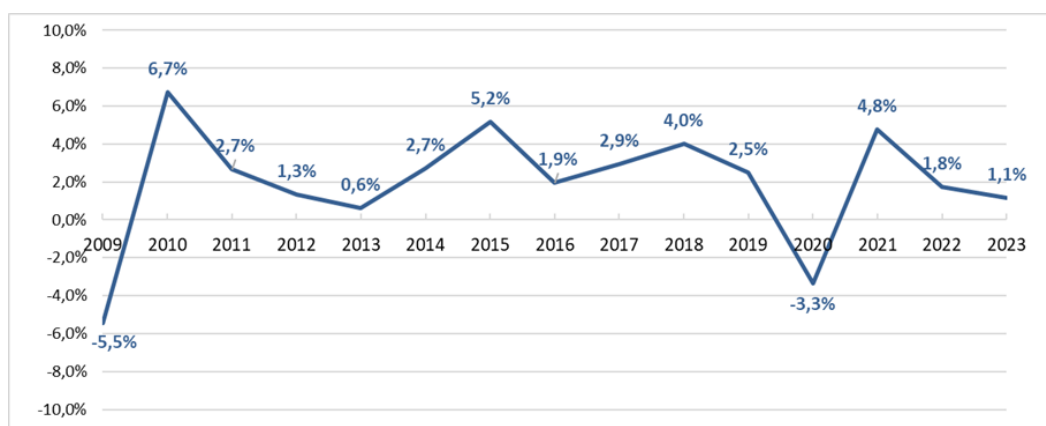
2.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR

Celková spotreba elektriny v roku 2023 dosiahla hodnotu 26 539 GWh, čo je oproti roku 2022 (28 328 GWh) pokles o 1 789 GWh (6,3 %).

Po prepade spotreby, spôsobenom útlmom ekonomiky z dôvodu viacerých vln pandémie COVID-19, došlo v roku 2021 k postupnému oživeniu jednotlivých sektorov hospodárstva, čo sa premietlo do opätovného nárastu spotreby. Rok 2022 mal byť rokom ďalšieho nárastu ekonomiky, avšak vojnový konflikt na Ukrajine, zvrátil tieto predpoklady. Obavy o dostupnosť primárnych zdrojov energií sa premietli do ich trhových cien. Neistoty vyústili do ukončenia prevádzky viacerých firiem, čo sa prejavilo v poklese spotreby Slovenska.

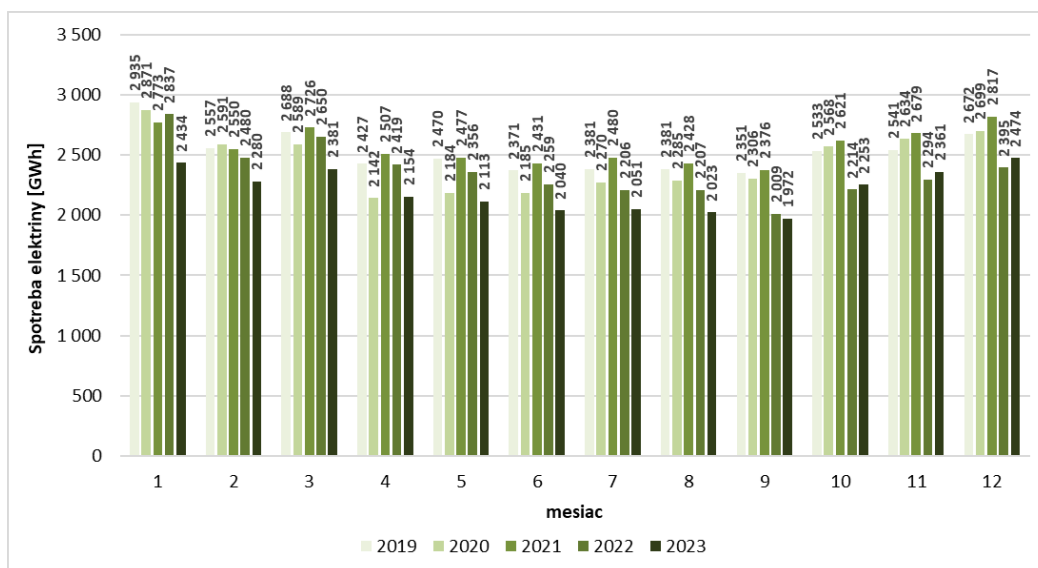
Rok 2023 bol rokom pokračujúceho vojnového konfliktu na Ukrajine. Pokračovalo vyrovnávanie sa z dôsledkami uvalených sankcií na Rusko, čo malo vplyv na zmenu tokov primárnych zdrojov. Vysoké ceny energií zvyšovali náklady firiem a spôsobili spomalenie ekonomického tempa rastu jednotlivých ekonomík. Vypuklá bola situácia v Nemecku, čo malo priamy dosah na slovenské firmy. Vysoká inflácia, ako aj pretrvávajúca neistota z ďalšieho vývoja sa odzrkadlila v opatrnosti, zvýšenom šetrení, hlavne v sektore domácností, čo tiež malo vplyv na pokles spotreby, resp. výdavkov.

Slovenská ekonomika v roku 2023 rástla aj vďaka využitiu fondov EÚ. Medziročný rast HDP dosiahol hodnotu 1,1 %¹.

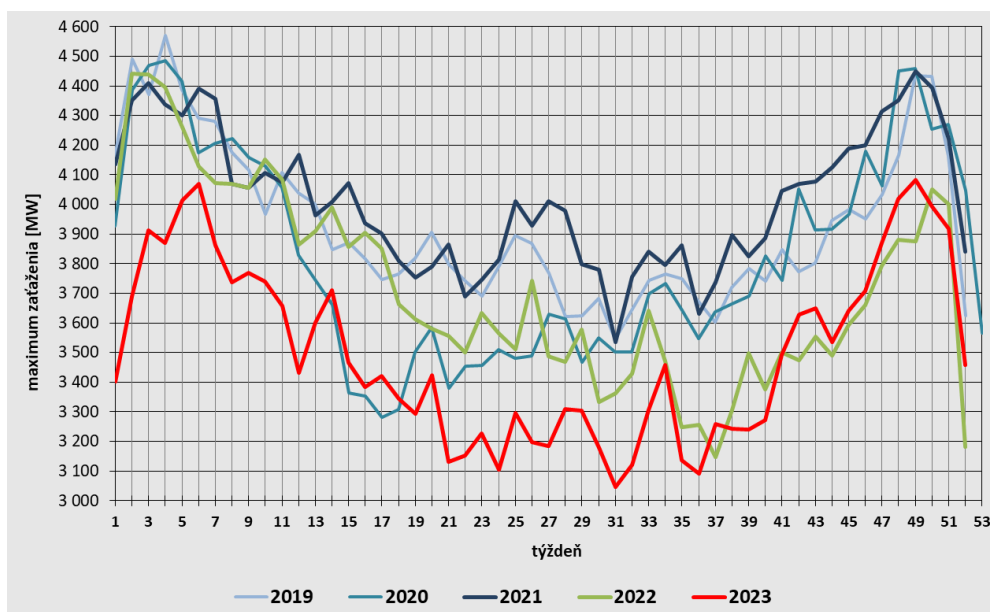


Obr. č. 2.1 Vývoj HDP v rokoch 2009 – 2023

¹ [Makroekonomické prognózy | Ministerstvo financií Slovenskej republiky \(mfsr.sk\)](https://mfsr.sk/)



Obr. č. 2.2 Vývoj mesačnej spotreby elektriny v rokoch 2019 – 2023 (Poznámka: Bez uvažovania spotreby pokrytej výrobou zo zdrojov do 11 kW celkového inštalovaného výkonu, ktorú výrobcovia nahlásujú na OKTE podľa Vyhlášky č. 207 ÚRSO („pravidlá trhu“), § 48, bod 7, raz ročne (do 5. pracovného dňa nasledujúceho roka)



Obr. č. 2.3 Vývoj týždenných maxím zaťaženia ES SR v rokoch 2019 – 2023

Vo výrobe elektriny bol v roku 2023 oproti roku 2022 zaznamenaný výrazný nárast (+3 045 GWh; +11,3 %). JE (+2 423 GWh; +15,2 %); fosílné elektrárne (-360 GWh; -7,6 %); VE (+1 102 GWh; +27,6 %). Pokles vo výrobe z OZE (-123 GWh; -5,8 %), z toho FVE (-35 GWh; -5,6 %) a ostatné OZE (-88 GWh; -5,9 %). 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.

Maximálne zaťaženie sústavy bolo zaznamenané 5. decembra o 9:00 hod. vo výške 4 083 MW, čo je pokles oproti roku 2022 o 359 MW. Minimum zaťaženia sústavy (30. júla o 6:00 hod.) dosiahlo hodnotu 1 872 MW, čo je pokles o 9 MW.

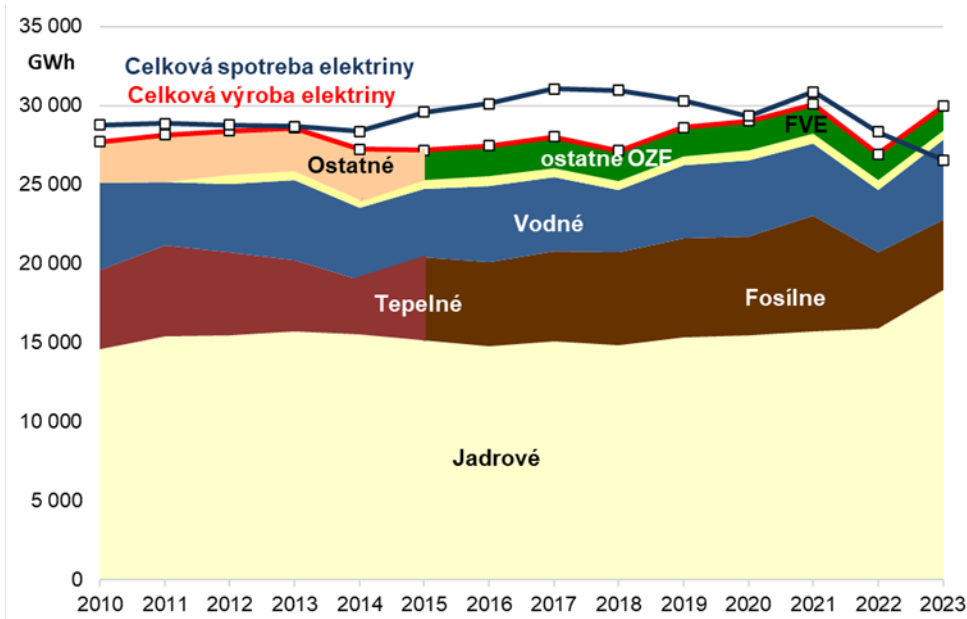
Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2017	28 027	31 056	-3 030	3 545	4 550
2018	27 149	30 947	-3 797	3 533	4 506
2019	28 610	30 309	-1 700	3 460	4 571
2020	29 010	29 328	-318	3 339	4 485
2021	30 093	30 867	-774	3 524	4 448
2022	26 916	28 328	-1 412	3 234	4 442
2023	29 961	26 539	3 422	3 030	4 083

* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

** Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku

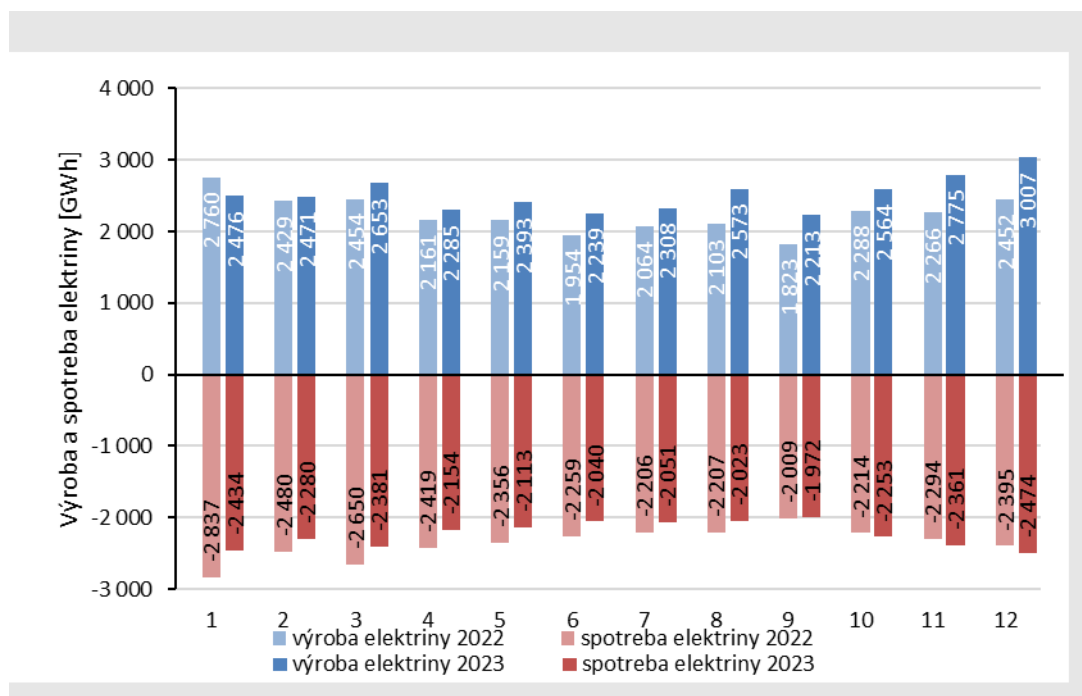
Tab. č. 2.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2017 až 2023

Podiel exportu (3 422 GWh) predstavoval 12,9 % z celkovej spotreby elektriny, resp. 11,4% z výroby.

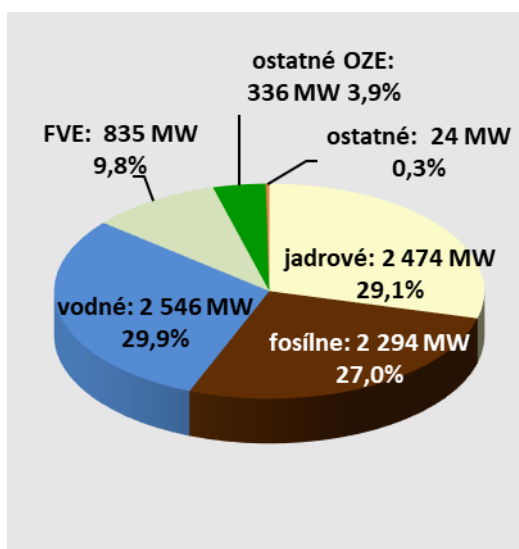


Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

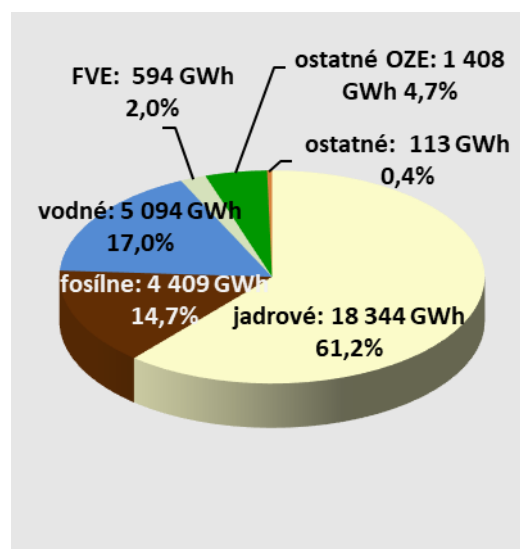
Obr. č. 2.4 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2010 – 2023



Obr. č. 2.5 Porovnanie spotreby a výroby elektriny v rokoch 2022 a 2023 po jednotlivých mesiacoch



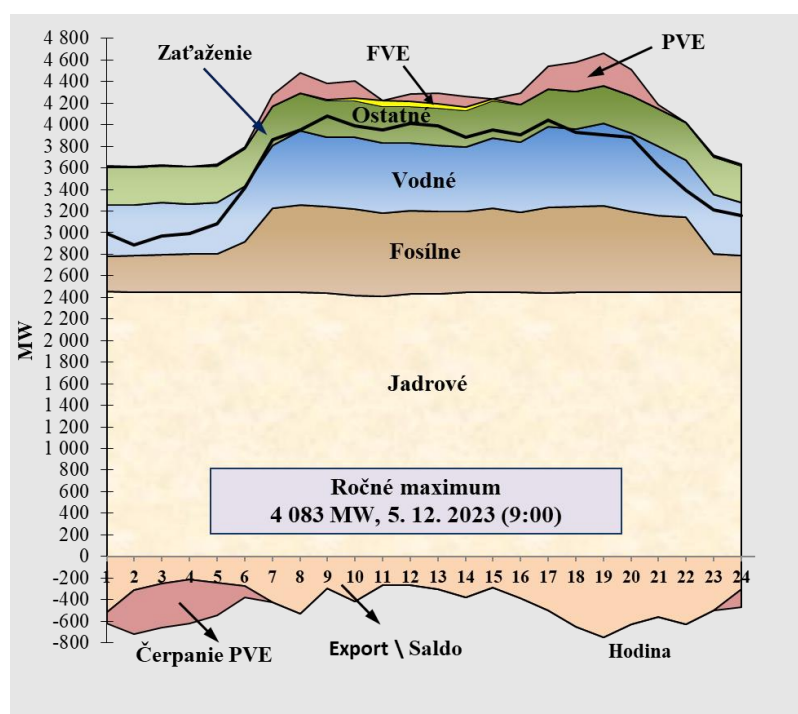
Obr. č. 2.6 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2023



Obr. č. 2.7 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2023

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR sa v porovnaní s rokom 2022 zvýšil z hodnoty 7 801,4 MW na hodnotu 8 508,6 MW.

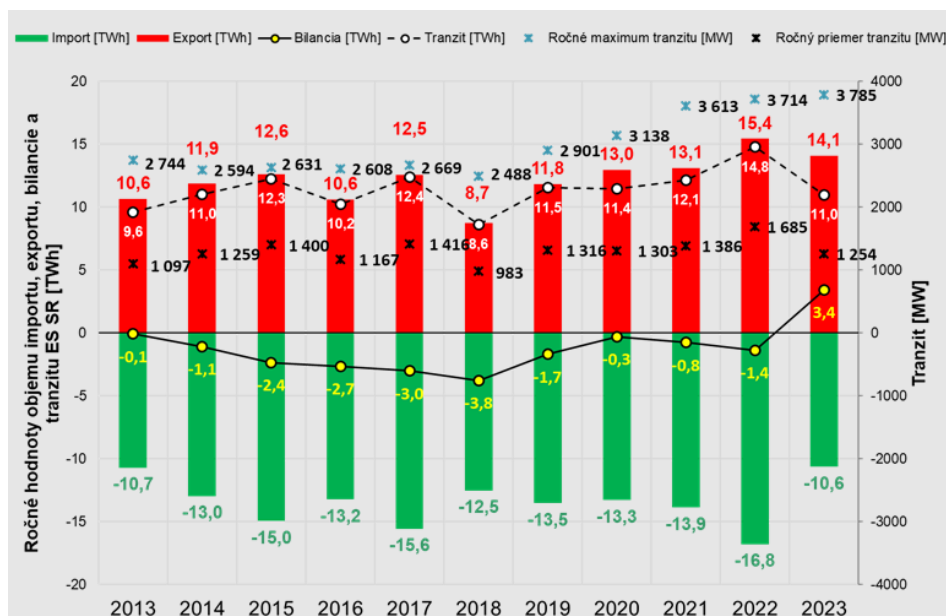
(pozn.: údaje o inštalovanom výkone, neboli zozbierané oficiálnou cestou, ale len na informačné účely, preto ich nie je možné považovať za záväzné. Údaj o výrobe elektriny zo slnečných elektrární v grafe č. 2.7 predstavuje hodnotu, ktorá bola poskytnutá od prevádzkovateľa prenosovej sústavy na základe merania, ale MH SR vzhľadom na inštalovaný výkon 835 MW odhaduje výrobu z týchto zdrojov na úrovni 900 GWh.)



Obr. č. 2.8 *Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maximálneho zaťaženia v roku 2023*

2.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

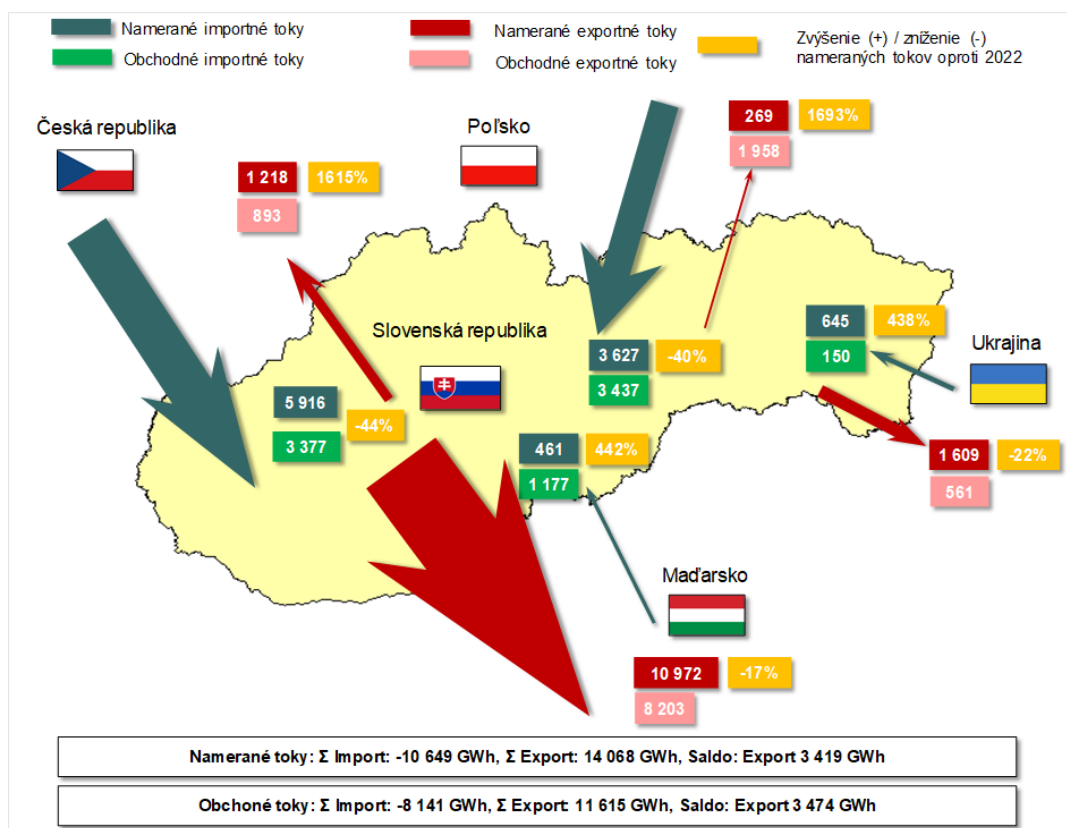
V roku 2023 došlo k zmene charakteru salda ES SR, z importného (-1 412 GWh) na exportný (+3 422 GWh). Pri cezhraničných prenosoch došlo k poklesu, tak v importe o 6 151 GWh, ako aj v exporte o 1 357 GWh.



Obr. č. 2.9 *Ročné objemy nameraných importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2013 - 2023*

V roku 2023, tak ako po iné roky (Obr. č. 2.9), boli dominantné importné toky na cezhraničných profiloch SK-CZ a SK-PL a exportné toky prevládali na SK-HU a SK-UA profiloch. Výrazná zmena však nastala v ročnej bilancii prenesenej elektriny, ktorá mala v roku 2023 na rozdiel od minulých rokov exportný charakter. To je následok najmä spustenia tretieho bloku JE Mochovce, ale tiež nižšieho zaťaženia sústavy spôsobeného odstávkami priemyselnej výroby v dôsledku ekonomickej situácie. Zároveň, hoci bolo zaznamenané historicky najvyššie namerané ročné maximum tranzitu, a to 3 785 MW, priemerný a aj celkový ročný tranzit v porovnaní s rokom 2022 klesli.

Dňa 8. júna 2022 šesťnásť prevádzkovateľov prenosových sústav regiónu „Core Capacity Calculation Region“ spolu s desiatimi nominovanými prevádzkovateľmi trhu s elektrinou spustilo projekt jednotného denného trhu s elektrinou „Core Flow-Based Day-Ahead Market Coupling“. Nový mechanizmus prepojenia trhu, ktorý zavádza výpočet kapacity siete metódou uvažovania toku, je ďalším medzníkom v transformácii energetického sektora. Zvyšuje schopnosť európskej elektrizačnej sústavy zvládať výkyvy v dodávkach veternej, slnečnej a inej obnoviteľnej energie, čo má priamy vplyv na bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky sústavy a navyše prispieva k udržateľnosti životného prostredia. Zároveň by tento mechanizmus mal zabezpečiť optimálnejšie využitie cezhraničných prenosových vedení.



Obr. č. 2.10 Namerané a obchodné cezhraničné prenosy za rok 2023

Na obr. č. 2.10 je vidieť, že nastal pokles nameraných cezhraničných prenosov v dominantných smeroch na všetkých profiloch. Väčší pokles bol pozorovaný na prevažne importných profiloch, konkrétne o 44 % na profile CZ→SK, a o 40 % na profile PL→SK, čo mohlo byť spôsobené nárastom výroby na SK, no pokles tokov bol viditeľný aj na prevažne exportných profiloch, teda na SK→HU o 17 % a SK→UA o 22 % aj ako dôsledok nižšieho tranzitu v porovnaní s minulým rokom. Okrem toho bol zaznamenaný voči roku 2022 veľký nárast tokov na profiloch SK-PL, SK-CZ a SK-UA v minoritnom smere, t.j. SK→PL, SK→CZ

a UA→SK. To mohlo byť spôsobené práve poklesom tokov v opačnom smere, teda aj poklesom počtu hodín tokov v dominantných smeroch.

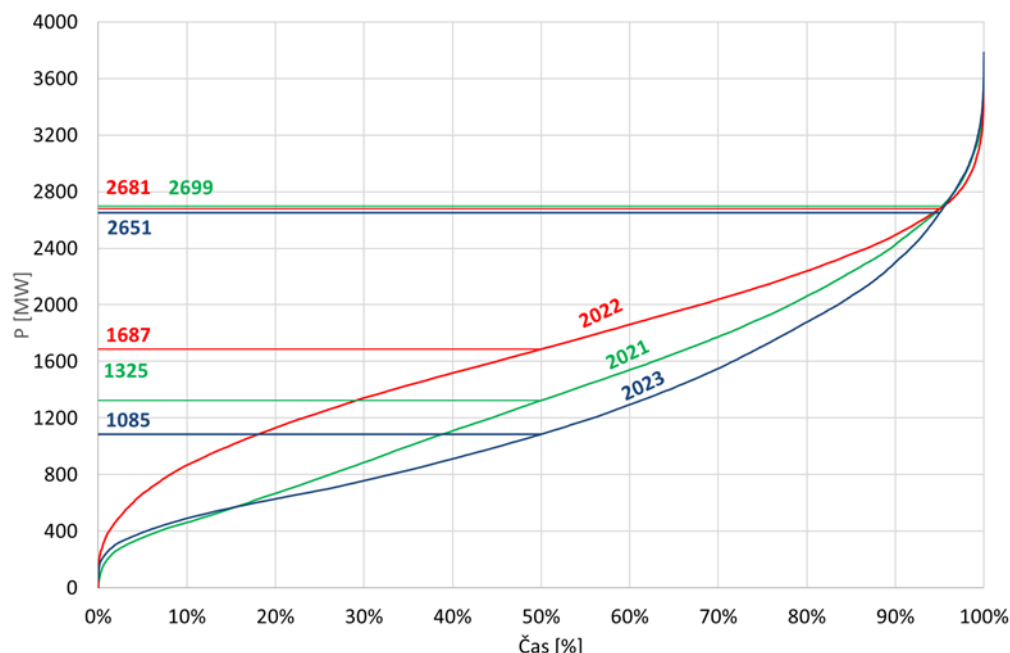
Rok	UA→SK		SK→CZ		HU→SK		SK→PL	
	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]
2016*	655	64,8	218	88,8	38	11,5	59	3,1
2017	306	9,7	52	21,1	1	6,4	3	0,4
2018	1 246	170,5	290	108,8	170	60,0	295	28,0
2019	350	29,9	149	121,7	31	43,7	292	26,8
2020*	710	92,7	187	262,0	67	56,6	829	92,6
2021	1 759	263,7	575	326,5	138	109,6	611	77,7
2022	1 147	129,4	135	35,0	57	13,7	111	16,1
2023	3 018	644,9	2 151	1 218,2	367	460,7	1 456	268,9

* priestupný rok

Tab. č. 2.2 Objem nameraných tokov elektriny na vybraných profiloch v minoritnom smere

Uvedenú skutočnosť možno konštatovať aj z vyhodnotenia minoritných tokov na Tab. č. 2.2, kde vidíme nárast prenesených objemov, ako aj nárast počtu hodín týchto tokov. Zvýšenie tokov výkonu v minoritnom smere môže byť zapríčinené zvyšujúcim sa zastúpením zdrojov s prerušovaným charakterom výroby elektrickej energie. Tento stúpajúci trend je dôsledne sledovaný a analyzovaný, no v súčasnosti tieto toky nedosahujú také hodnoty, aby bolo potrebné prijímať obchodné, prevádzkové, resp. investičné opatrenia.

Zmena charakteru salda ES SR z importného na exportný spôsobila pokles tranzitných tokov. Maximálne hodnoty tranzitu však narastajú alebo zostávajú rovnaké. Tie sa od uvedenia nových SK-HU vedení do prevádzky v roku 2021 a zavedenia flow-based alokácie kapacít v roku 2022 zvýšili na dnešnú úroveň.

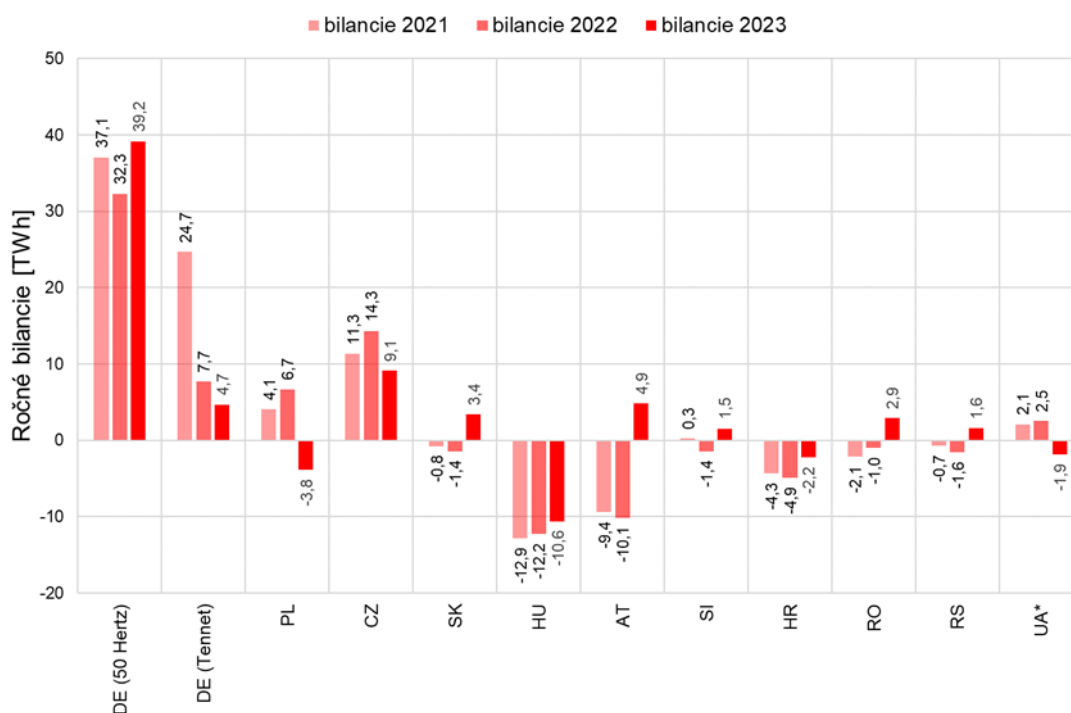


Obr. č. 2.11 Krivky trvania tranzitných tokov v PS SR pre roky 2021, 2022 a 2023

Za účelom analýzy tranzitných tokov v rámci regiónu CCE sú na Obr. č. 2.12 porovnané hodnoty bilancií jednotlivých ES za roky 2021 až 2023 a na Obr. č. 2.13 sú porovnané hodnoty reálnych cezhraničných výmen na vybraných cezhraničných profiloch tiež za roky 2021 až

2023. Bilancie sú vypočítané z reálnych importných a exportných tokov výkonu v hodinovom rozlíšení.

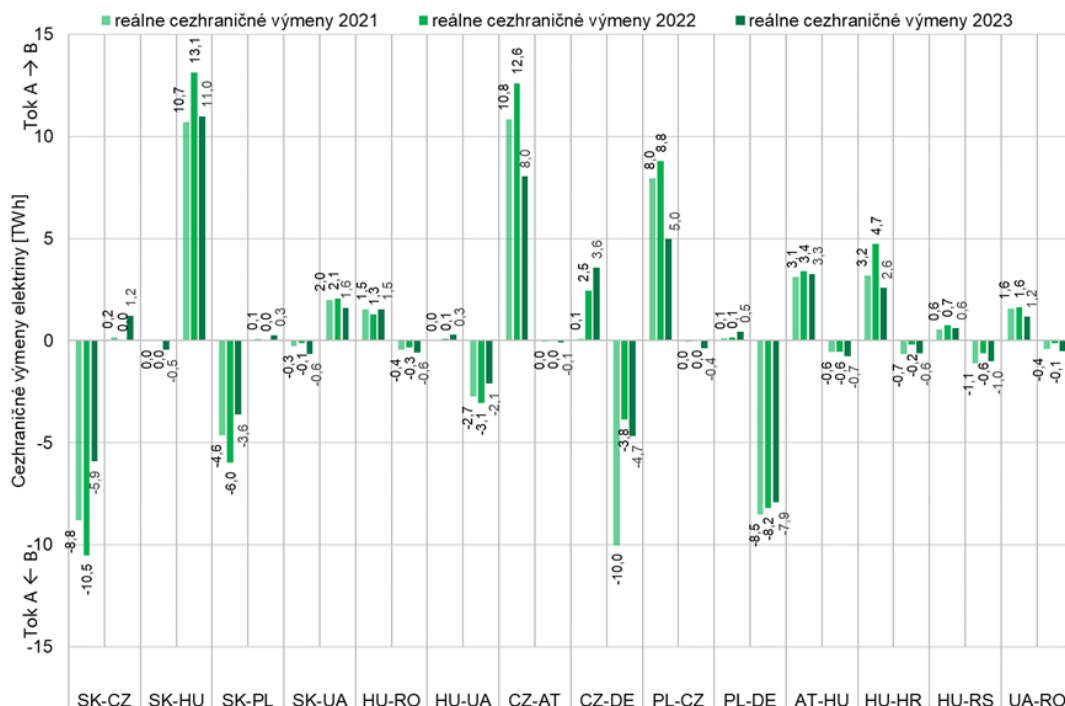
Aj na týchto údajoch je možné vidieť zvyšovanie tokov minoritným smerom. Z bilancií je zrejmy pokles exportu v krajinách s vysokým zastúpením fosílnych zdrojov ako je Poľsko a Česko. V minulosti došlo aj k zníženiu exportu Nemecka (v oblastiach prevádzkovateľov PS TenneT a 50Hertz), čo bolo zapríčinené postupným vyradovaním jadrových zdrojov, no z hodnôt možno konštatovať, že tento útlm bol už sfinalizovaný. Pri balkánskych krajinách naopak export narastá vplyvom rozvíjajúcich sa OZE. Saldo Ukrajiny je výrazne ovplyvnené súčasným vojnovým stavom v krajine, ale je potrebné upozorniť na skutočnosť, že vzhľadom na dostupné dáta bolo do grafu vyhodnotené saldo celej UA, nielen jej časti ako po minulé roky.



Kladná hodnota = export; záporná hodnota = import

* V roku 2023 uvedená bilancia pre celú UA (v rokoch 2021 a 2022 iba tzv. Burštýnsky ostrov)

Obr. č. 2.12 Bilancie ES v regióne CCE v rokoch 2021, 2022 a 2023



Poznámka: Kladná/záporná hodnota salda a cezhraničných výmen znamená export/import.

Obr. č. 2.13 Reálne cezhraničné výmeny elektriny v regióne CCE v rokoch 2021, 2022 a 2023

Tranzitné toky, definované ako menšia hodnota z importných a exportných tokov v ES SR, spôsobujú zvýšené nároky na PPS na zaistenie plnenia základného bezpečnostného kritéria N-1 v ES SR. Možnými príčinami vzniku tranzitných tokov sú:

- Zmena veľkosti a umiestnenia zdrojového mixu v regióne CCE, t.j. vysoký nárast inštalovaného výkonu OZE, najmä VTE a FVE lokalizovaných na severozápade regiónu CCE, postupné odstavovanie jadrových a uhoľných elektrární v DE.
- Náhle zmeny výroby FVE a VTE z dôvodu rýchlej neočakávanej zmeny poveternostných podmienok.
- Zaostávanie rozvoja vnútroštátnej, resp. cezhraničnej infraštruktúry PS v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny v dôsledku liberalizácie trhu s elektrinou, resp. v dôsledku výraznej zmeny skladby a rozmiestnenia zariadení na výrobu elektriny (napr. nahrádzanie uhoľných a jadrových elektrární veternými elektrárnami na pobreží), čím sa geograficky aj elektricky vzdialila výroba od spotreby elektriny.
- Pokrývanie importného salda v juhovýchodnej oblasti regiónu CCE a Balkánu z exportných oblastí regiónu CCE na severozápade.
- Mechanizmy výpočtu a prideľovania cezhraničných obchodovateľných kapacít, ktoré nezohľadňujú reálne toky na cezhraničných profiloch.

2.3 Regulácia sústavy

Pre spoľahlivé a bezpečné prevádzkovanie ES SR je, okrem iného, potrebné v každom časovom okamihu zabezpečiť rovnováhu medzi spotrebou, výrobou elektriny a plánovanými cezhraničnými výmenami, k čomu elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS využíva podporné služby (PpS).

Povinnosť zaistiť nákup PpS potrebných na zabezpečenie poskytovania systémových služieb pre dodržanie kvality dodávky elektriny a na zabezpečenie prevádzkovej spoľahlivosti sústavy, je prevádzkovateľovi PS stanovená zákonom č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení skorších predpisov (ďalej iba „Zákon o energetike“).

Obstarané PpS sú využívané v procese dispečerského riadenia na zabezpečenie poskytovania systémových služieb, najmä na vyrovňovanie systémovej odchýlky ES SR v reálnom čase. Objemy PpS dopytované zo strany SEPS sú stanovené tak, aby bolo možné dispečersky zvládnuť nie len bežnú prevádzku ES SR a prevádzku počas plánovaných odstávok a údržby zariadení na výrobu elektriny, ale aj neplánované výpadky na strane výroby alebo spotreby elektriny.

Z prevádzkových skúseností za rok 2023 vyplýva, že pri bežných prevádzkových stavoch sú požadované objemy disponibility PpS nastavené dostatočne na zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR. V tomto období však došlo aj k niekoľkým incidentom, pri ktorých bolo nevyhnutné aktivovať všetky dostupné zdroje disponibility PpS.

Incidenty mali obchodný charakter a súviseli s konaním komerčných subjektov (obchodníkov) na trhu s elektrinou. Spoločnosť SEPS bola vzhľadom na závažnosť situácie nútená uvedenú vec riešiť a vyvolať zmenu Prevádzkového poriadku OKTE (konkrétne spôsobu výpočtu ceny odchýlky), a tiež zmenu rozhodnutia ÚRSO (zmena spôsobu výpočtu maximálnej ceny ponúkanej kladnej a zápornej regulačnej elektriny podľa typu aktivovanej služby). Po úprave podmienok viac nedošlo k opakovaniu sa situácie.

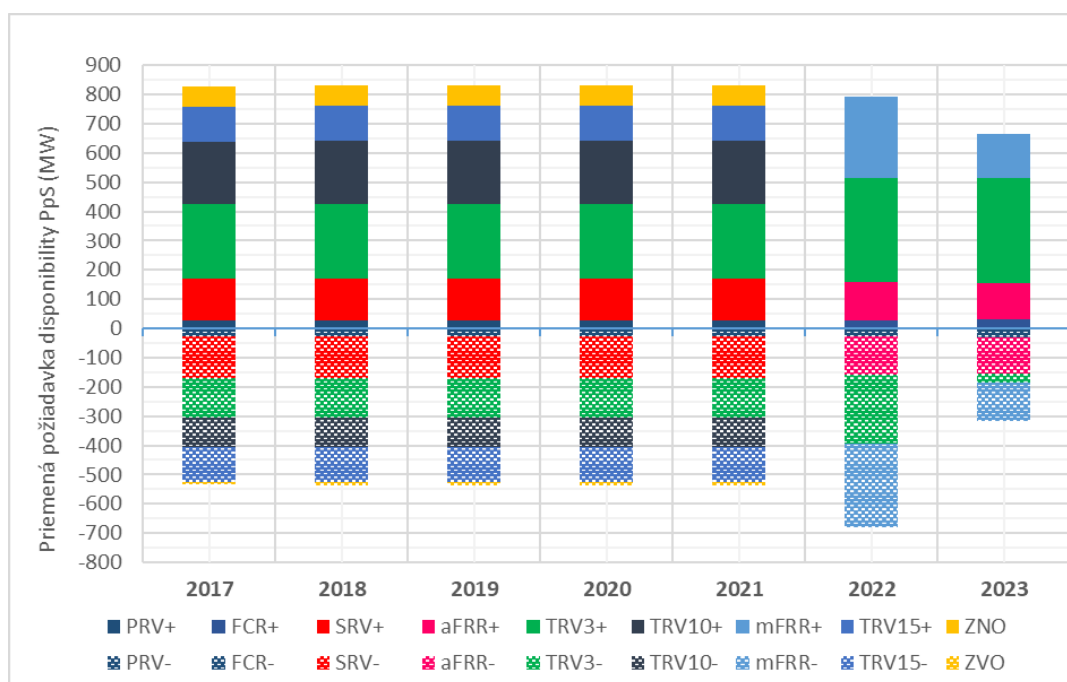
Zabezpečenie disponibility PpS

Na obr. č. 2.14 je zobrazený rozsah priemerných ročných požadovaných objemov disponibility pre jednotlivé typy PpS pre roky 2017 až 2023. Požadované objemy sú stanovované podľa metodiky výpočtu objemov PpS v súlade s požiadavkami SAFA, dodatočnej procedúry², SOGL, dodržania parametrov kvality regulácie (Level 1, Level 2) a zohľadnenia úrovne retrofitu fotovoltických elektrární³. Objemy disponibility pre príslušný rok sú schvaľované regulačným Úradom.

Keďže na úrovni ENTSO-E dochádza k harmonizácii produktov PpS, pristúpila spoločnosť SEPS od 01.10.2020 k rozdeleniu symetrie služby SRV± na nesymetrickú SRV+ a SRV-. Od 01.01.2022 došlo následne k premenovaniu a prispôbieniu technických parametrov jednotlivých produktov PpS v rámci procesu štandardizácie produktov.

² [TP-Dok F \(sepsas.sk\)](https://sepsas.sk/TP-Dok-F)

³ [Sprava-o-vysledkoch-quantitativnej-analyzy-nakladov-a-prinosov-aplikacie.pdf](#)



Obr. č. 2.14 Rozsah priemerných ročných požadovaných objemov disponibilít PpS v rokoch 2017 až 2023

PRV	primárna regulácia činného výkonu	SRV	sekundárna regulácia činného výkonu
TRV3	terciárna regulácia činného výkonu 3 minútová	TRV10	terciárna regulácia činného výkonu 10 minútová
TRV15	terciárna regulácia činného výkonu 15 minútová	ZNO	zníženie odberu
ZVO	zvýšenie odberu	FCR	Frequency Containment Reserves
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves	mFRR	manual Frequency Restoration Reserves

Pre rok 2023 SEPS pristúpila k výpočtu požadovaných objemov PpS na základe požiadaviek externého auditu z 22.12.2020, čo viedlo k zníženiu požiadavky na disponibilitu PpS typu mFRR+, mFRR- a TRV3MIN-. Nová metodika bola vytvorená prehodnotením prístupu k výpočtu objemov PpS na základe požiadaviek auditu spoločnosti Boston Consulting Group, ktorú poveril Útvar hodnoty za peniaze. Audit bol zameraný na analýzu možností finančných úspor na strane PPS pri obstarávaní disponibilít PpS. Súčasné nastavenie minimalizácie objemov PpS zohľadňuje najnovšie európske prístupy a metodiky výpočtu v rámci ENTSO-E a tiež prípadné zmeny energetického mixu v elektrizačnej sústave SR. Cieľom spoločnosti SEPS je dodržať kritériá kvality regulácie odchýlok v rámci RGCE pre referenčné incidenty vo svojej regulačnej oblasti, ktoré sa každým rokom sprísňujú.

Rok	FCR +/-	aFRR+	aFRR-	mFRR+	mFRR-	TRV3MIN+	TRV3MIN-
2022	28,0	130,0	130,0	280,0	288,0	355,0	235,0
2023	30,0	125,0	125,0	150,0	130,0	360,0	30,0
rozdiel	2,0	-5,0	-5,0	-130,0	-158,0	5,0	-205,0

Tab. č. 2.3 Zmena priemernej ročnej požadovanej disponibilít PpS po zavedení novej metodiky na výpočet požadovanej disponibilít PpS

Z pohľadu budúceho vývoja požadovaných objemov PpS bude zohrávať dôležitú úlohu najmä vývoj podielu vyrobenej energie z nepredikovateľných obnoviteľných zdrojov na celkovej

výrobe elektriny v SR. Pripájanie týchto zdrojov totiž vyvoláva zvýšené nároky na schopnosť sústavy regulovať náhodné zmeny ich výroby elektriny.

Vzhľadom na identifikovanú nedostatočnosť niektorých typov PpS využila spoločnosť SEPS pri obstarávaní disponibility PpS v roku 2023 prístup rozloženia rizika, tzn., že výberové konania boli organizované pre rôzne časové horizonty:

- denný nákup - PpS sú požadované na jednotlivé obchodné hodiny nasledujúceho dňa,
- krátkodobý nákup - PpS sú požadované na viac ako jeden kalendárny deň a najviac na jeden kalendárny mesiac, pričom predmetom dopytu je hodinová dodávka,
- strednodobý nákup - PpS sú požadované na obdobie maximálne jedného kalendárneho roka. Predmetom dopytu je pásmová dodávka požadovanej služby pre jednotlivé energetické týždne roku (začína sobotou 0:00:00 h a končí piatkom 24:00:00 h).

Z dôvodu neschopnosti domácich zdrojov poskytovať PpS typu FCR v úplnom požadovanom objeme, spoločnosť SEPS na základe „Dohody o pravidlách pre rezerváciu a poskytovanie automatickej regulácie frekvencie“ so spoločnosťou ČEPS (PPS pre vymedzené územie ČR), obstarala pásmo disponibility v rozmedzí 8 až 15 MW priemernej hodnoty výkonu v jednotlivých hodinách aj z regulačnej oblasti ČEPS.

Pre zlepšenie situácie súvisiacej s nedostatočnou ponukou služby FCR pristúpil PPS k úprave technických podmienok, v ktorých umožnil účasť zariadení s obmedzenou zásobou energie (LER) na poskytovaní PpS. Vplyvom tejto úpravy podmienok bol zvýšený záujem poskytovateľov PpS o poskytovanie služby typu FCR z batériových zariadení (BESS). Z pohľadu zabezpečenia služby FCR umožnil tento nárast certifikovaného výkonu zaistiť dostatočnosť FCR pre rok 2024.

Uvedené kroky realizované spoločnosťou SEPS pomohli zabezpečiť pre rok 2024 dostatočný objem jednotlivých typov PpS pre zaistenie kvality regulácie a dodávky elektriny v PS SR.

Všetky produkty pre regulačnú elektrinu a disponibilitu PpS, ktoré spoločnosť SEPS v roku 2023 využívala, sú podľa EBGL osobitnými produktami. Štandardné produkty budú využívané až od momentu pripojenia sa SEPS k príslušnej platforme na výmenu regulačnej energie. V roku 2023 pokračovala spoločnosť SEPS v aktivitách spojených s pripojením sa do platforiem MARI a PICASSO. Pripojenie k platforme aFRR je naplánované na 05.11.2024 a k platforme mFRR na 03.12.2024.

Využívanie produktov regulačnej energie a disponibility PpS spoločnosťou SEPS je riešené v dokumente „Návrh na využívanie osobitných produktov pre regulačnú energiu a disponibilitu“, ktorý je zverejnený na webovom sídle spoločnosti SEPS.

Udržanie napätia v požadovaných limitoch na úrovni PS je zabezpečované súborom oparení na strane PPS, medzi ktoré patrí využívanie nefrekvenčných PpS. Povinnosť udržania napätia v rámci stanovených rozsahov je definovaná v nariadení komisie (EÚ) 2017/1485, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy. Regulácia napätia je realizovaná službou typu sekundárna regulácia napätia v 6 pilotných uzloch PS SR a kompenzačnou prevádzkou PVE Čierny Váh.

PPS zaznamenáva v posledných rokoch postupné zhoršovanie napäťových pomerov v ES SR. Tento trend je spojený najmä so zvyšovaním pretokov jalového výkonu z distribučných sústav do prenosovej sústavy SR, ktorý sa najvýraznejšie prejavuje na severnej vetve, kde pravidelne dochádza k problémom s vysokým napätím. Výsledkom je vznik situácií, kedy je ES SR prevádzkovaná s vyčerpanými všetkými regulačnými napäťovými prostriedkami, vrátane maximálneho nasadenia zdrojov sekundárnej regulácie napätia pre potreby PS SR ako celku. Prekročenia napäťových limitov sú riešené aj vypínaním vedení a inštaláciou tlmiviek, ktoré však v prevádzke dosahujú svoje technické maximá a predlžuje sa aj doba ich

využitia. Podiel SEPS na celkovom inštalovanom výkone tlmiviek v SR predstavuje 99,3 %, t.j. v DS je pripojených iba zvyšných 0,7 %.

3 Vstupné predpoklady

Predpoklady pre spracovanie posúdenia primeranosti zdrojov vychádzajú z oficiálnych dokumentov, ako napr. NECP⁴, návrh aktualizácie NECP⁵, z interných aj externých štúdií PPS, ako aj z expertných odhadov, hlavne v období po roku 2030.

3.1 Popis scenárov pre PPZ 2023

Pre hodnotenie zdrojovej primeranosti aj vyhodnotenie bilancií výroby a spotreby ES SR boli pre toto spracovanie dokumentu zvolené tri scenáre, ktoré vychádzajú z podkladov a scenárov pre budúce spracovanie DPRPS prevádzkovateľa PS. Tieto scenáre zohľadňujú doterajší a pravdepodobný budúci vývoj spotreby elektriny, ako aj nárast inštalovaného výkonu nových zdrojov elektriny. Jadrová elektrárň EMO3 začala s trvalou prevádzkou od začiatku roka 2024. Spustenie štvrtého bloku jadrovej elektrárne Mochovce sa očakáva približne dva roky po spustení tretieho bloku. V sledovanom období bol uvažovaný postupný nárast inštalovaného výkonu OZE a neboli uvažované žiadne nové tepelné zdroje spaľujúce fosílné palivo.

Scenár A

Tento scenár bol vytvorený ako očakávaný vývoj energetiky v budúcnosti. Uvažuje s miernejším nástupom elektrifikácie spotreby energií, bez nových veľkých odberov elektriny a s nárastom inštalovaného výkonu OZE podľa návrhu aktualizácie NECP, ktorý MH SR poskytlo pre použitie v PPZ.

Scenár A2

Scenár A2 uvažuje rovnaké predpoklady týkajúce sa spotreby ako v scenári A, avšak predpokladá sa výraznejšie navýšenie inštalovaného výkonu FVE a VTE. Navýšenie tohto výkonu vychádza z analýzy súčasného vývoja a prijíma predpoklad, že podobný záujem o pripájanie FVE bude pretrvávať aj v ďalších rokoch. Týmto scenárom sa posúdi dostupnosť zdrojov pre zabezpečenie PpS, resp. ich možné vytlačenie vyššou a lacnejšou výrobou z FVE a VTE. Ďalším účelom voľby tohto scenára je analyzovať flexibilitu sústavy pri možnom nadmernom množstve vyrobenej elektriny a následného vzniku potreby jej obmedzovania vo forme obmedzovania výroby FVE a VTE.

Scenár B

Tento scenár je oproti predchádzajúcim dvom scenárom charakteristický vysokou spotrebou elektriny z dôvodu vysokej elektrifikácie spotreby energií a predpokladaného pripojenia nových veľkých odberateľov. Inštalovaný výkon FVE a VTE je zhodný so scenárom A2, t.j. je uvažované s vyšším nárastom FVE a VTE. Posúdením zdrojovej primeranosti s uvedenými predpokladmi môžeme zistiť pripravenosť elektrizačnej sústavy a zdrojovej základne na aplikáciu Európskych energetických politík, v ktorých sa očakáva výrazná elektrifikácia na strane spotreby.

⁴ [Integrovaný národný energetický a klimatický plán na roky 2021 - 2030 \(MH SR, 2019\)](#)

⁵ [Návrh aktualizácie Integrovaného národného energetického a klimatického plánu na roky 2021 - 2030 \(MH SR, 2023\)](#)

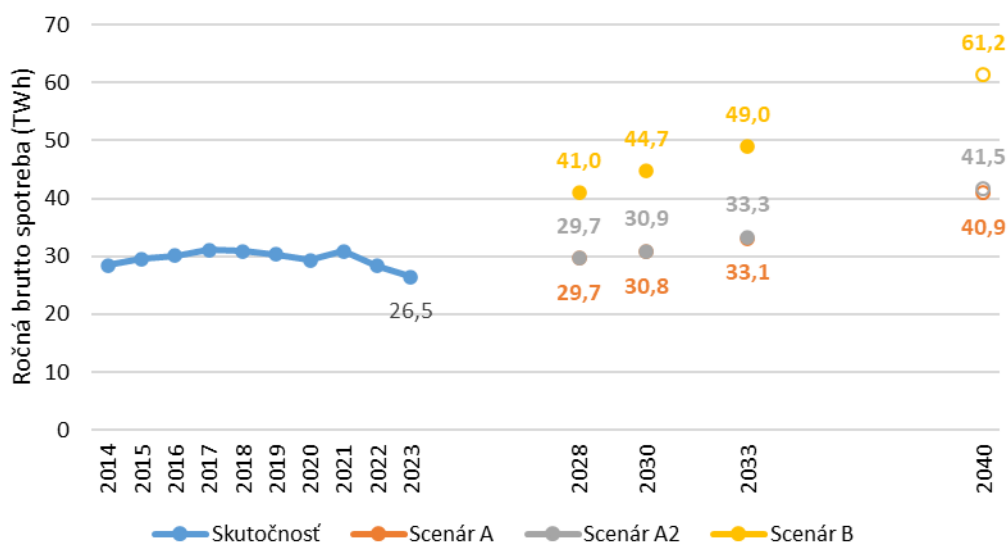
3.2 Vývoj spotreby elektriny

Prognóza vývoja spotreby elektriny v SR je jedným zo základných vstupov pre analýzu zabezpečenia dodávok elektriny v dlhodobom horizonte a pre celkové strategické smerovanie budúceho vývoja elektroenergetiky SR. Prognóza vývoja spotreby elektriny pre nasledujúce obdobie vychádza zo záverov štúdie spracovanej pre SEPS.

Vysoká spotreba elektriny v scenári B zohľadňuje:

- prudší nárast elektromobility,
- rýchlejší prechod k decentralizovanému zásobovaniu teplom, t.j. rýchlejší rozvoj tepelných čerpadiel,
- noví odberatelia elektriny v energeticky náročných priemyselných odvetviach (napr. výroba batérií do elektromobilov),
- výrazná dekarbonizácia priemyslu formou elektrifikácie.

Tieto faktory, ktoré ovplyvňujú vývoj spotreby elektriny, sú uvažované aj v scenári A a A2, avšak sú aplikované v menšej miere.



Obr. č. 3.1 Prognóza vývoja spotreby elektriny ES SR do roku 2033 s výhľadom pre rok 2040

3.3 Vývoj výroby elektriny

Jadrové elektrárne

Významným spôsobom sa v zdrojovom mixe ES SR prejavujú jadrové elektrárne (JE). Okrem už existujúcich JE a nedávno spusteného tretieho bloku elektrárne Mochovce do prevádzky sa vo všetkých scenároch uvažuje s uvedením 4. bloku JE EMO do prevádzky pred začiatkom analyzovaného obdobia PPZ 2023, t.j. ešte pred rokom 2028. V rámci analyzovaného obdobia sa s ďalšími jadrovými zdrojmi (ako sú napr. SMR - malé modulárne reaktory v rámci projektu „Phoenix“ alebo nový jadrový zdroj) neuvažuje.

Fosílné elektrárne

Prevádzka hneďdouhoľnej elektrárne Nováky (2x110 MW) bola ukončená na konci roka 2023 a v roku 2024 bola ukončená aj prevádzka uhoľnej elektrárne Vojany (2x110 MW) a s obnovením prevádzky týchto elektrární sa neuvažuje.

Celkový podiel fosílnych zdrojov elektriny na zdrojovom mixe SR nakoniec dopĺňajú ostatné zdroje s menším inštalovaným výkonom, spaľujúce prevažne zemný plyn, či uhlie alebo iný druh paliva, t. j. teplárne, závodné elektrárne a ďalšie menšie decentralizované zdroje elektriny na báze kogeneračných jednotiek.

V žiadnom scenári sa neuvažuje s novými systémovými zdrojmi na báze spaľovania fosílnych palív.

Vodné elektrárne

V súčasnosti nie je rozpracovaná žiadna väčšia investícia v oblasti výstavby vodných elektrární, ktorá by výrazne zmenila ich podiel v zdrojovom mixe SR. Vo všetkých scenároch je preto uvažované len s nárastom inštalovaného výkonu malých vodných elektrární (MVE) podľa NECP SR.

Fotovoltické elektrárne

Dôležitým nástrojom Európskej únie k dosiahnutiu jedného z klimaticko-energetických cieľov, ktorý by mal výrazne prispieť k akcelerácii pripájania OZE, a teda k vyššiemu podielu týchto technológií v energetickom mixe Európy, je Smernica o podpore využívania energie z obnoviteľných zdrojov RED III, ktorá je súčasťou klimaticko-energetického balíčka Fit for 55.

S príchodom týchto strategických dokumentov v oblasti dosahovania klimaticko-energetických cieľov EÚ, najmä však RED III, sa výraznejším spôsobom do popredia v celej EÚ dostávajú predovšetkým inštalácie nových FVE a VTE. Výnimkou nie je ani SR, kde je v súčasnosti viditeľný nárast nových inštalácií FVE, predovšetkým typu „malý zdroj“ a „lokálny zdroj“, čo znamená, že tak obyvateľstvo, ako aj podnikateľský, či verejný sektor (podniky, školy, a pod.), postupne pristupujú k znižovaniu svojho vlastného odberu elektriny inštaláciou fotovoltických systémov najmä na strechách budov.

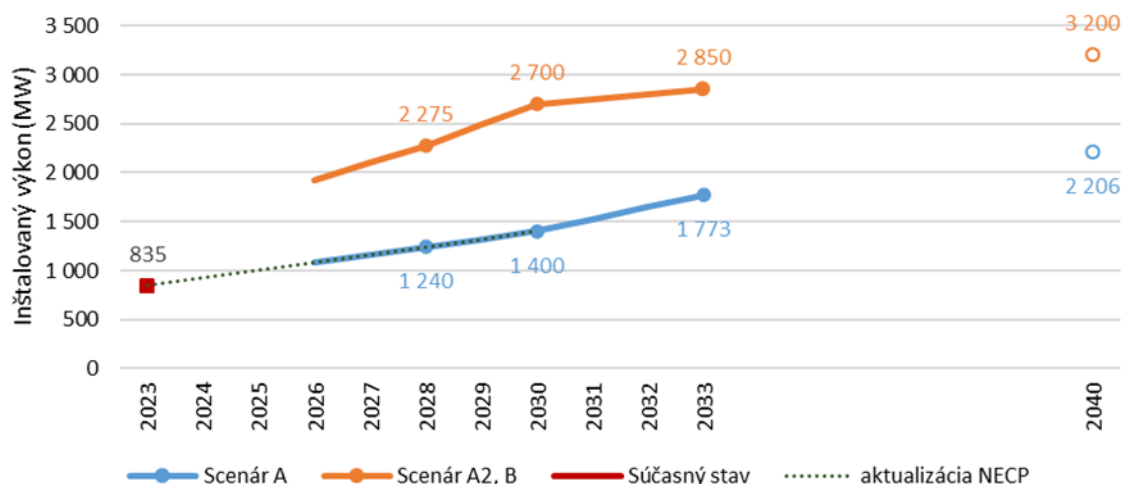
Celkový inštalovaný výkon FVE pripojených k ES SR za obdobie od tzv. ukončenia stop stavu pre pripájanie zdrojov do sústavy⁶ (6.4.2021) do 31.12.2023 je 276 MW. Spolu s už skôr pripojenými FVE bol k 31.12.2023 evidovaný celkový pripojený výkon vo FVE na úrovni 835 MW. V prípade VTE je za uvedené obdobie evidovaný nulový nárast pripojených VTE.

Na nasledujúcich obrázkoch (3.2 a 3.3) je znázornený predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu FVE a VTE v scenároch A, A2 a B do roku 2033 s výhľadom do roku 2040.

V scenári A sa predpokladá trend nárastu inštalovaného výkonu FVE do roku 2030 podľa návrhu aktualizácie NECP. Za týmto horizontom vývoj inštalovaného výkonu FVE pokračuje takmer v lineárnom trende nárastu zohľadňujúc návrh aktualizácie NECP.

⁶ [Uvoľnenie obmedzenia pripájania nových zdrojov](#)

Časť inštalácií FVE, najmä typu „malý zdroj“ na napäťovej úrovni nn, tvoria inštalácie FVE v kombinácii s batériovým úložiskom.



Obr. č. 3.2 Vývoj inštalovaného výkonu FVE do roku 2033 s výhľadom pre rok 2040

Scenáre A2 a B, v porovnaní so scenárom A, výrazne prekračujú predpokladaný nárast inštalovaného výkonu FVE z návrhu aktualizácie NECP do roku 2030. Akceleráciu pripájania nových inštalácií FVE predurčuje viacero faktorov, najmä však odstránenie existujúcich bariér súvisiacich s realizáciou FVE najmä veľkých výkonov mimo typov „malý zdroj“ a „lokálny zdroj“.

V neposlednom rade je to aj nastavenie ďalších legislatívnych, podporných a dotačných mechanizmov zo strany štátu umožňujúcich ďalšie pripájanie FVE.

V roku 2030 sa uvažuje s určitou saturáciou počtu inštalácií FVE v scenároch A2 a B, odkiaľ sa následne až do roku 2033 predpokladá nižší trend nárastu inštalovaného výkonu FVE.

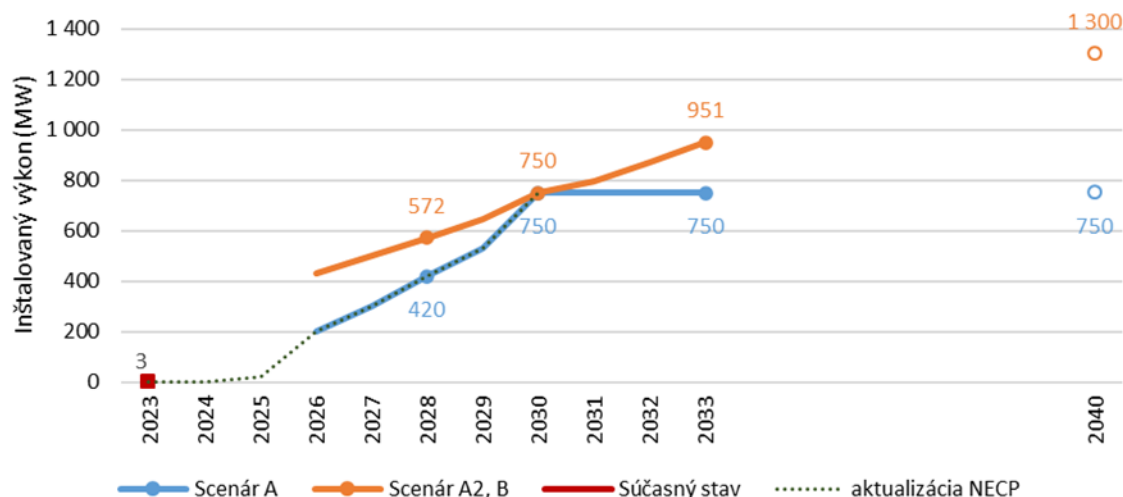
Veterné elektrárne

V scenári A sa predpokladá trend nárastu inštalovaného výkonu VTE do roku 2030 podľa návrhu aktualizácie NECP. Po roku 2030 vývoj inštalovaného výkonu VTE pokračuje v línii predpokladaného inštalovaného výkonu 750 MW pre rok 2030 podľa návrhu aktualizácie NECP na roky 2021 – 2030, a to bez ďalšieho navyšovania až do roku 2033.

V scenároch A2 a B po roku 2030 naďalej pokračuje nárast inštalovaného výkonu VTE až do výšky 951 MW v roku 2033. Tieto scenáre predpokladajú lepšie podmienky pre realizáciu VTE. Predpokladaný vývoj VTE v scenároch A2 a B súvisí s účelom analýzy týchto scenárov, ktorý je vysvetlený v kapitole 4.1.

V oboch scenároch A a B akceleráciu pripájania nových inštalácií VTE predurčuje viacero faktorov, najmä však odstránenie existujúcich bariér súvisiacich s realizáciou VTE. V neposlednom rade je to aj nastavenie ďalších legislatívnych, podporných a dotačných mechanizmov zo strany štátu umožňujúcich ďalšie pripájanie VTE.

Jedným z takýchto mechanizmov v oblasti legislatívy je vytvorenie akceleračných zón pre urýchlenie rozvoja veternej energetiky, ktoré majú za úlohu zrýchliť výstavbu a pripájanie veterných parkov na území SR.



Obr. č. 3.3 Vývoj inštalovaného výkonu VTE do roku 2033 s výhľadom do roku 2040

Všetky uvedené predpoklady by mali zabezpečiť, aby inštalovaný výkon vo VTE dosiahol prinajmenšom úroveň predpokladaného výkonu VTE v roku 2030, ktorý sa v návrhu aktualizácie NECP odhaduje na 750 MW.

Ostatné OZE

Do portfólia OZE, okrem významného podielu v inštalovanom výkone FVE, VTE a VE, prispievajú aj zdroje elektriny na báze geotermálnej energie a taktiež zariadenia spaľujúce biomasu v tuhej či kvapalnej forme, ktoré využívajú odpad z priemyselných prevádzok (drevospracujúci priemysel) alebo z poľnohospodárskych objektov.

Vzhľadom na zvýšenú požiadavku na efektívne a ekologické spracovanie odpadu, definovanú v návrhu aktualizácie NECP a v legislatíve EÚ, sa dá očakávať nárast inštalovaného výkonu v zariadeniach na spaľovanie odpadov a ČOV. Tieto zariadenia budú, vzhľadom na svoj inštalovaný výkon, pripájané do distribučných sústav, čím budú umiestnené bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny.

Nárast inštalovaného výkonu v týchto technológiách je v scenároch uvažovaný v súlade s trendom nárastu tak, ako ho predpokladá návrh aktualizácie NECP. V kategórii "ostatné OZE" sa po roku 2030 v tomto spracovaní neuvažuje s ďalším navyšovaním výkonu, a to ani výhľadovo pre rok 2040.

Zdroj	Inštalovaný výkon [MW]	Rok uvedenia do prevádzky	Prevádzka					Výhľad		
			2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Jadrové elektrárne										
EBO V2 bl.3	500	1984								
EBO V2 bl.4	500	1985								
Mochovce 1	501	1998								
Mochovce 2	501	1999								
Mochovce 3	471	2023								
Mochovce 4	471	2026								
Fosílné elektrárne										
Vojany 1-5	110	2001								
Vojany 1-6	110	2001								
Nováky A - TG11+FK	28	1996								
Nováky A - TG12	18	2004								
Nováky B-1	110	1964								
Nováky B-2	110	1964								
Tepláreň Bratislava	50	1953								
Tepláreň Košice	104	1967								
Tepláreň Žilina	50	1967								
Tepláreň Zvolen	35	1956								
Tepláreň Martin	42	1955								
PPC Bratislava	218	1998								
PPC Levice	87	2007								
PPC Malženice	430	2011								
ST1 Panické Dravce	50	2010								
DG 3x32 MW	96	2010								
PPC Považská Bystrica	64	2011								
ST Tp Bratislava II	58	2012								
Nové FVE a VTE	cca 2 450 *									
Vodné elektrárne a PVE										
VE vrátane PVE a MVE	2 542									
Nové VE	cca 130 *									

* - INECP + Fit for 55



Tab. č. 3.1 Obdobie prevádzky súčasných a plánovaných väčších výrobných jednotiek

3.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR

Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch SEPS sú pridelované v niekoľkých časových horizontoch – na ročnej, mesačnej, dennej a vnútrodennej báze. Na pridelovanie kapacít sú v závislosti od príslušného časového horizontu a cezhraničného profilu aplikované postupy explicitných aukcií a implicitných aukcií, resp. na vnútrodennej báze prebieha priebežné obchodovanie.

Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít na ročnej a mesačnej báze na cezhraničných profiloch SK-PL, SK-CZ a SK-HU prebiehalo v roku 2023 prostredníctvom aukčnej kancelárie Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu. Cezhraničné kapacity boli pridelované v explicitných aukciách vo forme finančných prenosových práv (FTR options).

JAO plní funkciu prevádzkovateľa SAP (Single Allocation Platform) na základe dohody o spolupráci formou jednotnej pridelovacej platformy (Single Allocation Platform Cooperation Agreement) medzi JAO a participujúcimi európskymi prevádzkovateľmi prenosových sústav.

Na dennej báze boli v roku 2023 cezhraničné kapacity na profiloch SK-HU, SK-CZ, SK-PL pridelované implicitne v rámci procesov SDAC (Single Day-ahead Coupling).

Na vnútrodennej báze prebiehalo v roku 2023 na profiloch SK-CZ, SK-HU a SK-PL priebežné obchodovanie prostredníctvom platformy XBID.

Spoločnosť SEPS organizovala v roku 2023 pridelovanie prenosových kapacitných práv len na cezhraničnom profile prenosovej sústavy SR s Ukrajinou. Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na www.sepsas.sk. Na to, aby úspešní účastníci jednostranných aukcií organizovaných SEPS mohli pridelené kapacity využiť, museli si zároveň zabezpečiť prenosovú kapacitu aj na ukrajinskej strane, kde jednostranné aukcie prenosových kapacít organizovala spoločnosť Ukrenergo. Denná aukcia bola dostupná počas celého roka 2023 a ponúkaná kapacita bola využívaná prevažne v importnom smere na Ukrajinu.

Zároveň počas roku 2023 pokračovali prípravy na zavedenie spoločných denných explicitných aukcií na cezhraničnom profile SK-UA s termínom spustenia dňa 4.3.2024. Aukčnou kanceláriou pre pridelovanie kapacít v rámci spoločných aukcií bude JAO. Zavedenie spoločných aukcií znamená krok vpred pri koordinácii pridelovania kapacít na profile SK-UA, čím sa tiež zjednoduší prístup k cezhraničnej kapacite pre účastníkov trhu. Zavedením spoločných aukcií bolo ukončené pridelovanie cezhraničných kapacít na profile SK-UA formou jednostranných aukcií.

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodenné pridelovanie
SK/CZ	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (market coupling)	kontinuálne obchodovanie (XBID)
SK/HU	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (market coupling)	kontinuálne obchodovanie (XBID)
SK/PL	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (market coupling)	kontinuálne obchodovanie (XBID)
SK/UA	nezavedené	pozastavené	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS)	nezavedené

Tab. č. 3.2 Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS v roku 2023

4 Analýzy a vyhodnotenie výsledkov

4.1 Hodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

Štandard spoľahlivosti (ďalej aj ako **RS** z angl. „Reliability Standard“) je parameter, ktorý sa používa na hodnotenie zdrojovej primeranosti elektrizačnej sústavy. Udáva medzný počet hodín, kedy ešte môžeme považovať sústavu za zdrojovo primeranú. Ak je hodnota trvania očakávanej nedodávky vyššia ako stanovený štandard spoľahlivosti, je elektrizačná sústava

zdrojovo neprimeraná a vyžaduje investície do nových zdrojov elektriny, zvýšenia importnej kapacity, prípadne rozvoja opatrení, ktoré pomôžu zabezpečiť zdrojovú primeranosť sústavy, ako je napr. riadenie na strane spotreby.

RS je odvodený od ceny nedodanej elektriny (Value of Lost Load - VoLL) a nákladov na nový zdroj (Cost of New Entry – CONE) a je vyjadrený aspoň ukazovateľom trvania očakávanej nedodávky (Loss of Load Expectation – LOLE), prípadne ďalším ukazovateľom v podobe očakávanej nedodanej energie (Expected Energy Not Served – EENS).

Článok 25 Nariadenia (EÚ) č. 943/2019 ukladá členským štátom povinnosť riadiť sa štandardom spoľahlivosti pri uplatňovaní kapacitných mechanizmov.

Výsledky pre stanovenie RS uvedené v tomto PPZ si dala spracovať SEPS pre svoje vlastné analýzy v roku 2020, t.j. pred celosvetovou pandémiou COVID a vojenským útokom Ruska na Ukrajinu, ktoré mohli mať dopad na VoLL, CONE a celkovo RS. Tento bol stanovený jednoduchšou metodikou, ktorá nebola schválená ACER, a teda hodnota $LOLE_{RS}$ sa dá považovať iba za indikatívnu. **Takto bol referenčný štandard spoľahlivosti pre ES SR stanovený $LOLE_{RS}$ na úrovni 11 hodín za rok.** V súčasnosti SR nemá oficiálne určený štandard spoľahlivosti, ktorý by bol stanovený v súlade s metodikou ACER.

Na posúdenie úrovne primeranosti pre vybraný časový horizont a geografickú oblasť sa používajú nasledovné ukazovatele:

- **LLD** (Loss of Load Duration) – trvanie nedodávky elektriny pre jeden náhodný analyzovaný stav sústavy, určený pomocou metódy Monte Carlo,
- **LOLE** (Loss Of Load Expectation) – očakávané trvanie nedodávky elektriny. LOLE je aritmetický priemer LLD zo všetkých náhodných analyzovaných stavov sústavy,
- **ENS** (Energy Not Served) – nedodaná energia pre jeden náhodný analyzovaný stav sústavy, určený pomocou metódy Monte Carlo,
- **EENS** (Expected Energy Not Served) – očakávaná nedodaná elektrická energia. EENS je aritmetický priemer ENS zo všetkých náhodných analyzovaných stavov sústavy.

Scenár	horizont 2028		horizont 2030		horizont 2033	
	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)	EENS (GWh/rok)	LOLE (h/rok)
A	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
A2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
B	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	1,7

Tab. č. 4.1 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR

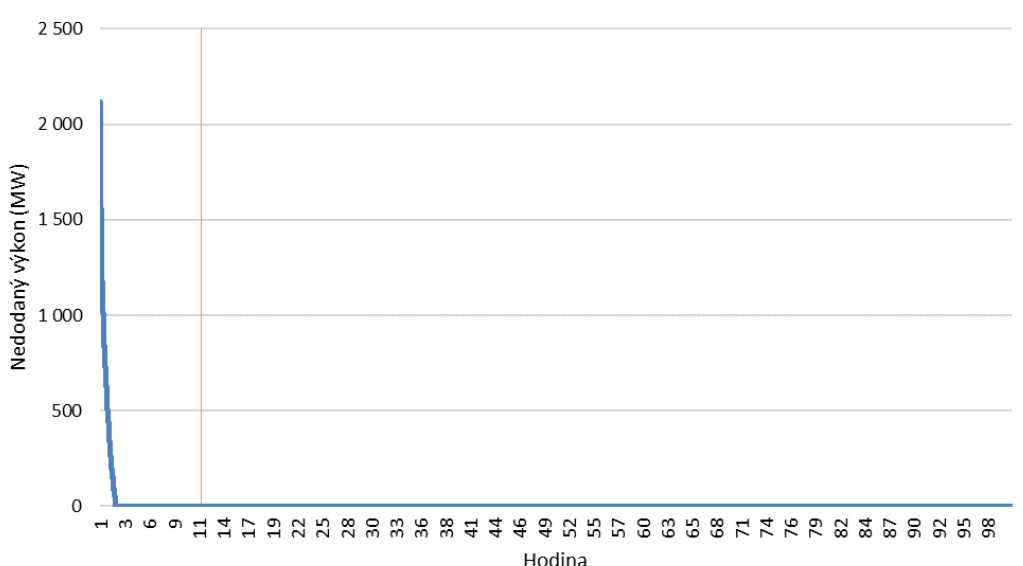
Rok	Parameter	Priemer	Medián	95. percentil
2028	LLD (hod/rok)	0,0	0,0	0,0
	ENS (GWh/rok)	0,0	0,0	0,0
2030	LLD (hod/rok)	0,0	0,0	0,0
	ENS (GWh/rok)	0,0	0,0	0,0
2033	LLD (hod/rok)	1,7	0,0	12,1
	ENS (GWh/rok)	1,0	0,0	6,7

Tab. č. 4.2 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR, scenár B

Z výsledkov vyplýva, že hodnoty LOLE (priemer LLD) a EENS (priemer ENS) nadobúdajú pre Slovensko veľmi nízke hodnoty (pre LOLE hlboko pod predpokladaným parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok) počas celého sledovaného obdobia s veľmi nízkou očakávanou nedodávkou energie (EENS). Mediánové výsledky reprezentujú najpravdepodobnejší stav a výsledky pre 95. percentil reprezentujú nepriaznivý stav, ktorého pravdepodobnosť výskytu je raz za 20 rokov.

Jediný scenár s nenulovou nedodanou elektrickou energiou je scenár B. V extrémnych stavoch sústavy prevyšuje nedodaný výkon hranicu 2 000 MW. Takéto extrémne stavy vyvoláva súbeh viacerých udalostí, ako napr.: vysoké večerné zaťaženie v zimných mesiacoch, nedostupná výroba z FVE po západe slnka, bezveterné obdobie s minimálnou výrobou VTE, nedostupnosť výroby VE kvôli slabým hydrologickým podmienkam, prípadne odstávka, zväčša, viacerých zdrojov súčasne vplyvom plánovanej údržby a/alebo náhodného výpadku. Všetky spomenuté udalosti majú/môžu mať regionálny charakter.

Výskyt nedodanej elektriny je indikovaný len v minime prípadov a nie je prekročený referenčný štandard spoľahlivosti.



Obr. č. 4.1 Nedodaný výkon EENS a jeho trvanie LOLE ES SR s vyznačeným referenčným štandardom spoľahlivosti $LOLE_{RS}$ (oranžová čiara), scenár B, rok 2033

Výhľad pre rok 2040

Výhľadovo by pre rok 2040 mali byť pre scenáre A a A2 aj naďalej indikované nulové ukazovatele LOLE a EENS. Nedodaná elektrina pre scenár B by v roku 2040 mohla dosiahnuť vyššie desiatky GWh ročne ($EENS = \sim 44$ GWh/rok) v trvaní 83 hodín ročne. Podrobnejšie výsledky pre rok 2040 sa nachádzajú v Tab. č. 4.10. V tomto prípade nebolo do roku 2040 uvažované s výstavbou žiadneho nového konvenčného zdroja, t.j. ani s výrobou z prípadných SMR, čo do značnej miery vplýva na veľkosť ukazovateľov LOLE a EENS v scenári B s vysokou spotrebou.

Vzhľadom k tomu, že v prípade roku 2040 ide o dlhodobý výhľad presahujúci 10 rokov, je s ním spojená významne vyššia miera neistoty na strane vstupných predpokladov, a teda aj na strane výstupov.

4.2 Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti - ERAA 2023

Na základe ustanovenia čl. 23 nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 z 5. júna 2019 o vnútornom trhu s elektrinou⁷ podľa metodiky schválenej Agentúrou pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky (ACER) rozhodnutím č. 24/2020 z 2. októbra 2020⁸ vypracovalo ENTSO-E európske hodnotenie zdrojovej primeranosti – ERAA 2023⁹. Toto hodnotenie bolo schválené ACER-om rozhodnutím č. 06/2024¹⁰ z 2. mája 2024.

ENTSO-E hodnotilo dva scenáre:

- **Scenár „A“** - stredný referenčný scenár, ktorý bol vytvorený na základe bottom-up scenára „National Trends“ vychádzajúceho z očakávaní jednotlivých PPS ENTSO-E. Pričom zastúpenie váh jednotlivých klimatických rokov v analýze ekonomickej životaschopnosti (EVA) je kalibrované na základe výsledkov analýzy zdrojovej primeranosti z ERAA 2022.
- **Scenár „B“** – citlivostný scenár, ktorý bol vytvorený ako doplnkový. Pričom zastúpenie váh jednotlivých klimatických rokov v analýze ekonomickej životaschopnosti je kalibrované na základe výsledkov analýzy EVA z ERAA 2022.

V nasledujúcej tabuľke je uvedený prehľad výsledkov ERAA 2023 pre Slovensko (scenár ENTSO-E „A“) ako stredný referenčný scenár hodnotenia.

	Parameter	Priemer	Medián	95. percentil
2025	LLD (hod/rok)	0,39	0,00	2,00
	ENS (GWh/rok)	0,01	0,00	0,03
2028	LLD (hod/rok)	0,81	0,00	4,00
	ENS (GWh/rok)	0,07	0,00	0,25
2030	LLD (hod/rok)	0,48	0,00	2,00
	ENS (GWh/rok)	0,03	0,00	0,04
2033	LLD (hod/rok)	1,55	0,00	9,80
	ENS (GWh/rok)	0,38	0,00	1,25

Tab. č. 4.3 Prehľad výsledkov ERAA 2023 – scenár ENTSO-E „A“

Z výsledkov vyplýva, že hodnoty LOLE (priemer LLD) a EENS (priemer ENS) nadobúdajú pre Slovensko veľmi nízke hodnoty (pre LOLE hlboko pod predpokladaným parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok) počas celého sledovaného obdobia s veľmi nízkou očakávanou nedodávkou energie (EENS). Mediánové výsledky reprezentujú najpravdepodobnejší stav a výsledky pre 95. percentil reprezentujú nepriaznivý stav, ktorého pravdepodobnosť výskytu je raz za 20 rokov. Tieto výsledky sú v úzkom súlade s výsledkami analýzy zdrojovej primeranosti spracovanej prevádzkovateľom PS.

V nasledujúcej tabuľke sú uvedené výsledky pre EVA (Economic Viability Assessments – posúdenie ekonomickej životaschopnosti technológií) z ERAA 2023 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 / zakonzervovať.

⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

⁸ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%20242020%20on%20ERAA_1.pdf

⁹ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2023/>

¹⁰ https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER_Ddecision_06-2024_ERAA_2023.pdf

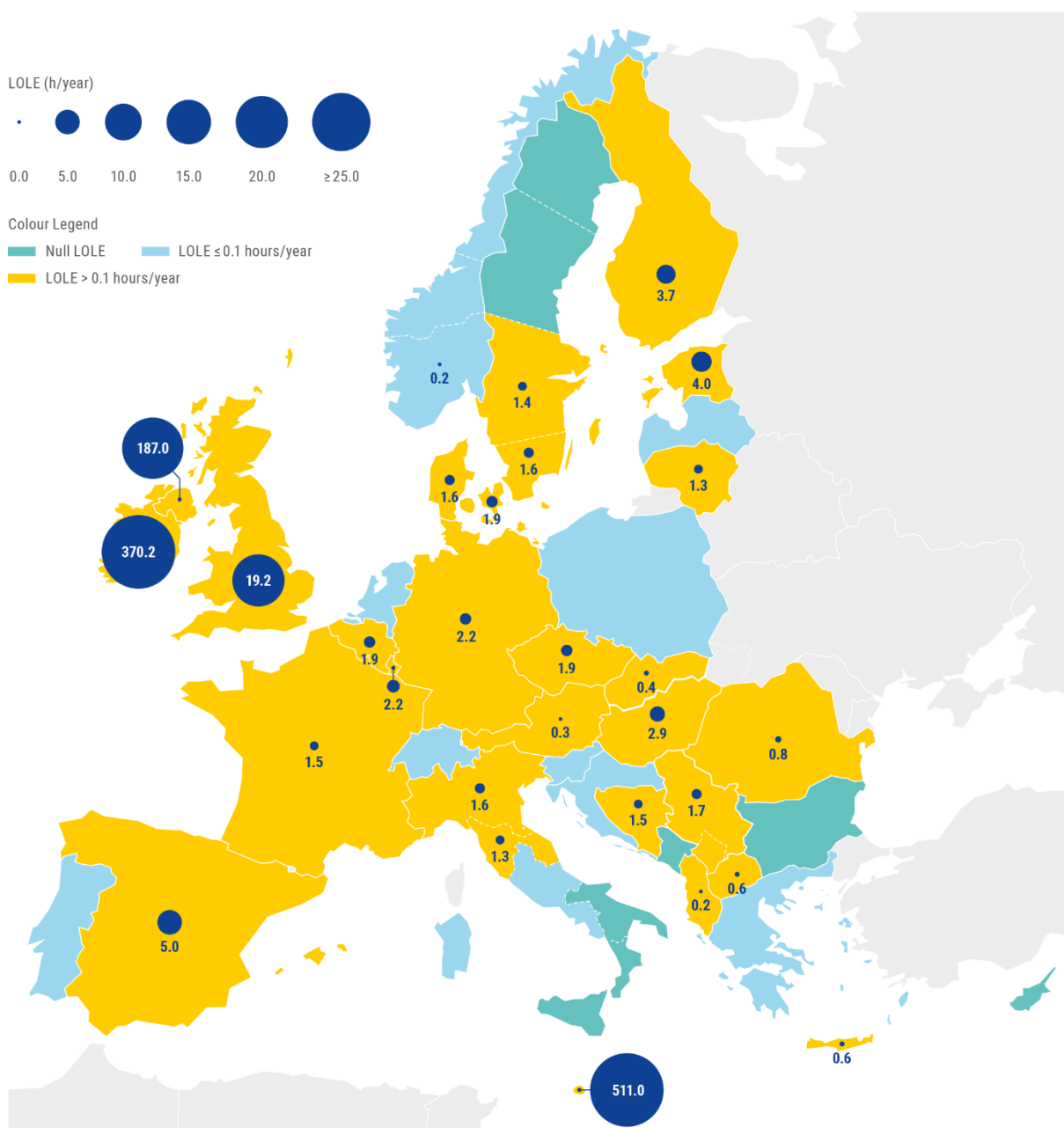
MW	2025	2028	2030	2033	Technológia
Uvedenie do prevádzky	0	0	320	320	DSR
Vyradenie z prevádzky / zakonzervovanie	0	0	0	0	N/A

Tab. č. 4.4 Výsledky EVA (ENTSO-E) pre rok 2023 – scenár ENTSO-E „A“

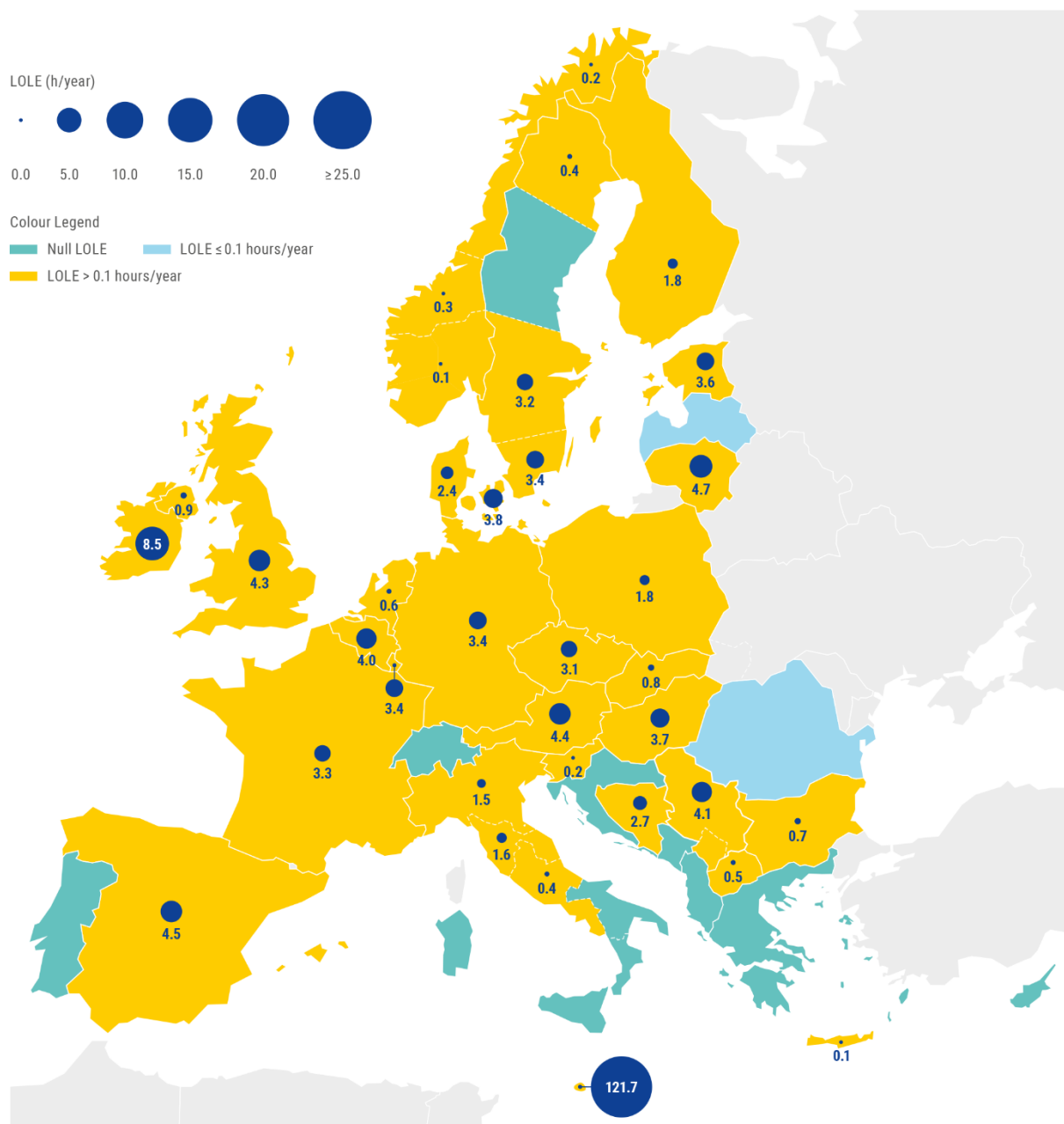
Z výsledkov EVA vyplýva, že z dôvodu minimalizácie nákladov systému na obstaranie silovej elektriny na Slovensku by bolo vhodné:

- od roku 2030 uviesť do prevádzky (napr. pomocou aplikácie dynamických taríf) systém DSR (Demand Side Response – odozva na strane odberu) vo veľkosti 320 MW,
- vyradiť z prevádzky / zakonzervovať netreba vôbec žiadny zdroj elektriny.

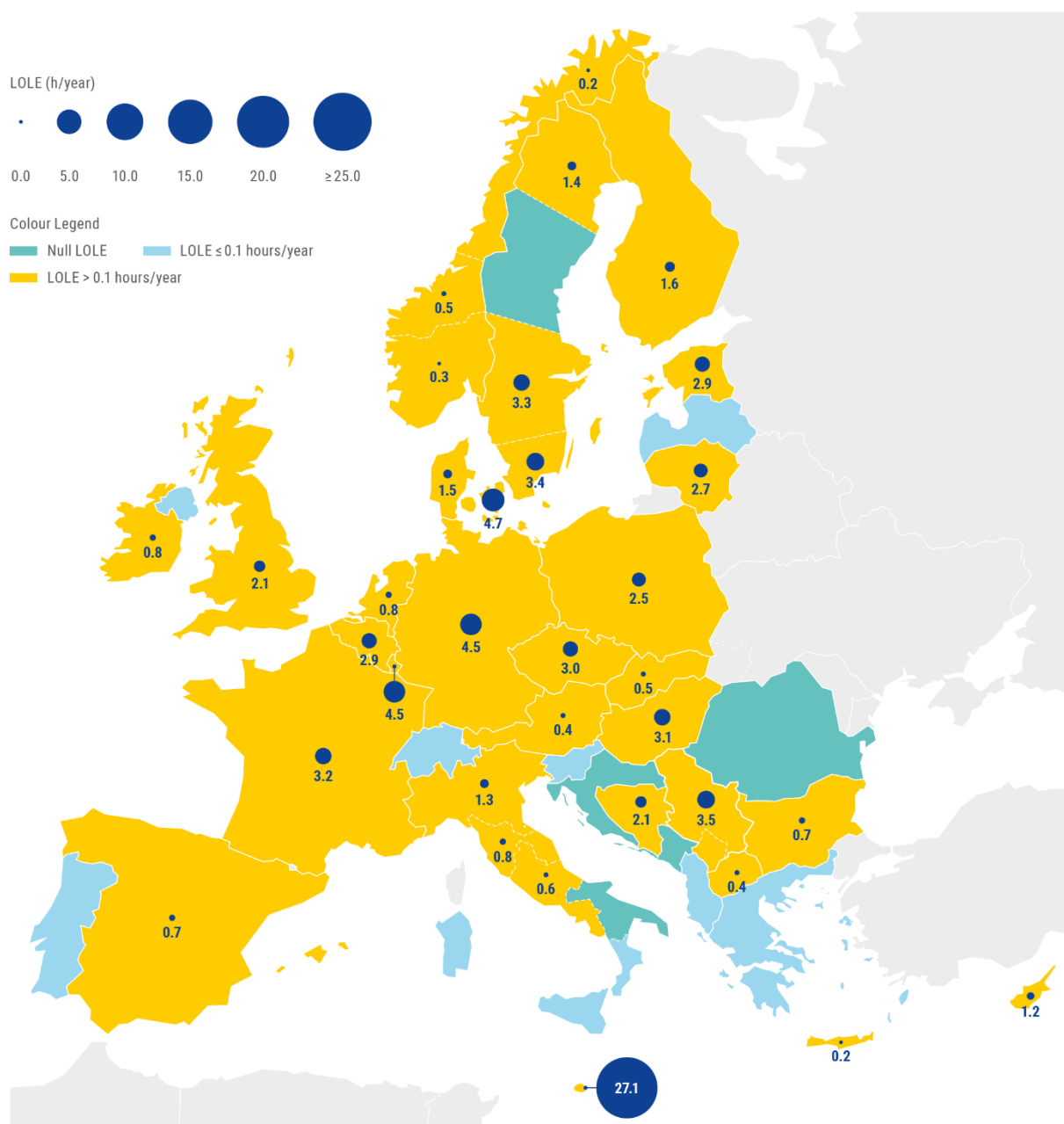
Na nasledujúcich obrázkoch sú uvedené výsledky LOLE z ERAA 2023 pre celú prepojenú elektrizačnú sústavu ENTSO-E pre časové rezy 2025, 2028, 2030 a 2033 pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „A“.



Obr. č. 4.2 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „A“ – rok 2025



Obr. č. 4.3 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „A“ – rok 2028



Obr. č. 4.4 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár ENTSO-E „A“ – rok 2030

4.3 Bilancie ES SR

Bilancie výroby a spotreby jednotlivých scenárov podľa vstupných predpokladov uvedených v predchádzajúcej kapitole sú výsledkom tzv. market simulácie¹¹ prevádzky celoeurópskej sústavy pomocou matematického modelu.

Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a očakávaného vývoja disponibilného inštalovaného výkonu v zariadeniach na výrobu elektriny v SR.

Z pohľadu výroby elektriny sú najvýznamnejším a najstabilnejším zdrojom JE, ktoré vyrábajú viac ako polovicu celkovej slovenskej výroby elektriny v každom scenári.

Aj napriek relatívne vysokému predpokladanému nárastu inštalovaného výkonu OZE je ich využitie oproti konvenčným elektrárnám nízke.

Ani vplyvom odstavenia EVO v roku 2024 alebo vplyvom vyššieho zastúpenia OZE v zdrojovom mixe SR nedochádza k významnému poklesu vo výrobe z fosílnych palív, čo je spôsobené prevádzkou najmä závodných elektrární či teplární, ktoré na výrobu elektriny využívajú fosílnu palivá.

Objem vyrobenej elektriny vodných elektrární mierne narastá kvôli nárastu inštalovaného výkonu MVE podľa NECP SR, a tiež kvôli vyššiemu využívaniu PVE spôsobenému rastúcim podielom FVE a VTE na výrobe.

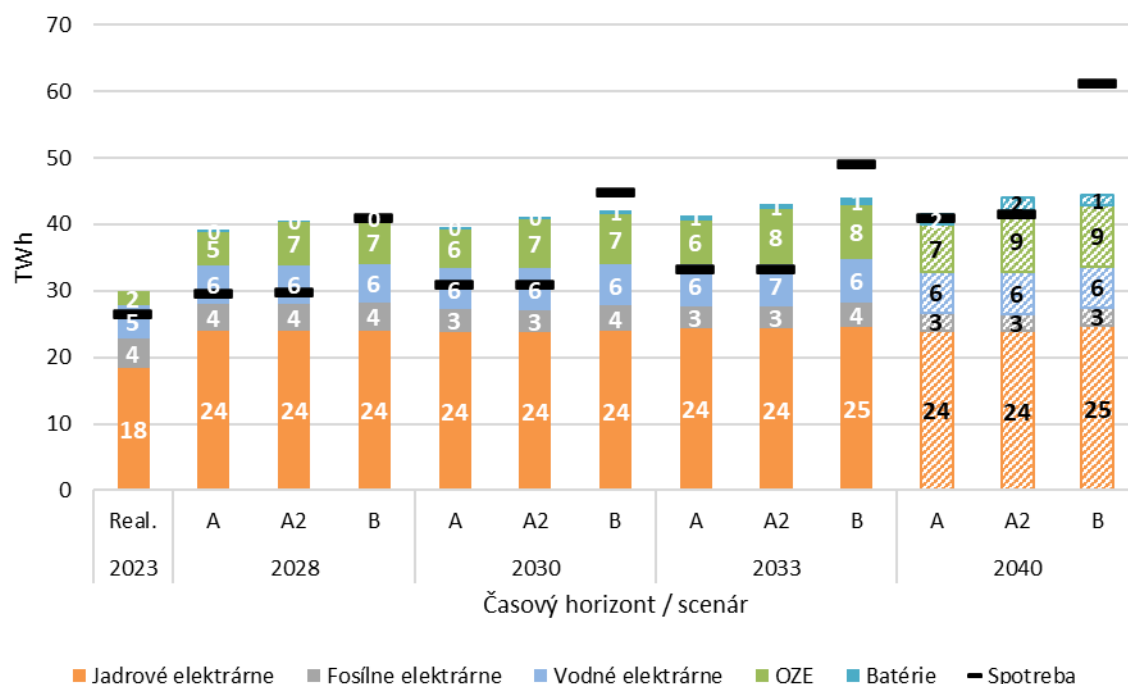
Dodávka elektriny z batérií je vzhľadom na ostatné technológie nízka, ale na ich primárny účel krátkodobého skladovania elektriny je ich pripojenie do ES SR žiaduce hlavne na vyrovnanie špičiek výroby z ťažko predikovateľných zdrojov OZE, ako sú FVE a VTE. Zároveň môžu časť kapacity poskytnúť pre poskytovanie PpS, čo je popísané v kapitole 4.4.

V scenároch A a A2 výroba elektriny prevyšuje spotrebu, sústava je výrazne exportná. Vyrovnaná bilancia medzi výrobou a spotrebou v scenároch A a A2 je indikovaná až vo výhľade pre rok 2040.

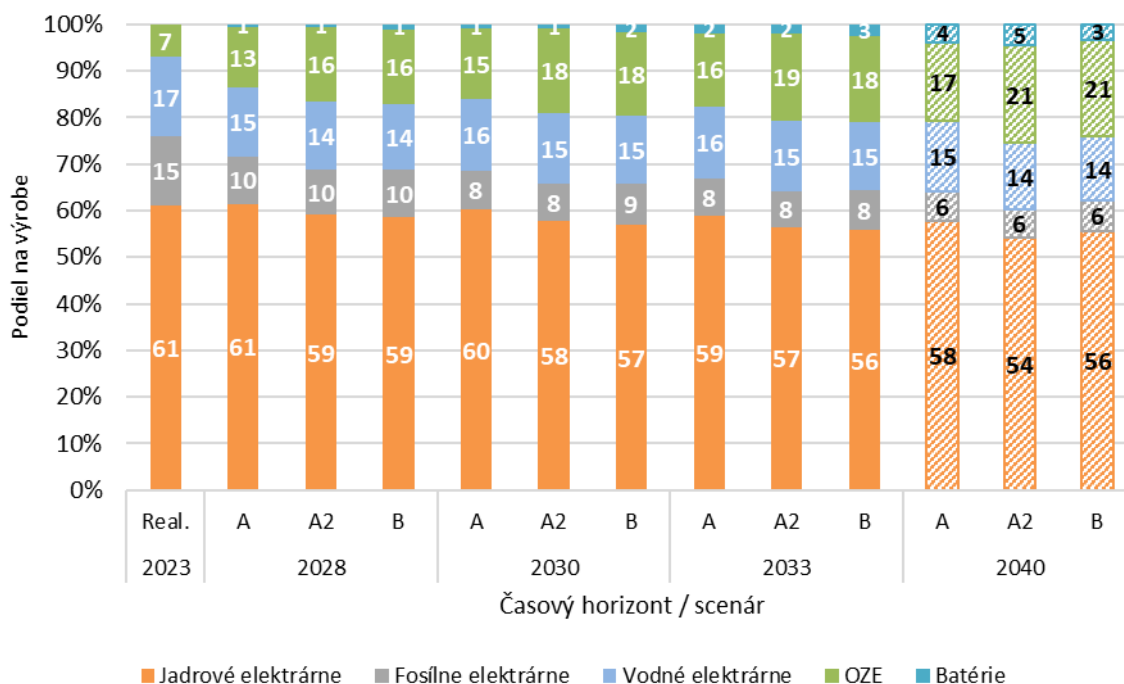
V scenári B je indikovaná importná bilancia sústavy na úrovni 6 % (rok 2030), resp. 10 % (rok 2033) spotreby elektriny SR. Výhľadovo pre rok 2040 je chýbajúci objem elektriny v sústave, ktorú treba zaistiť importom zo zahraničia, na úrovni takmer 17 TWh, čo predstavuje 28 % spotreby elektriny SR v danom roku.

Podrobnejšie výsledky sú uvedené v tab. č. 4.7 až 4.10.

¹¹ pravdepodobné zaraďovanie výrobných jednotiek a ekonomické nasadzovanie ich dostupného výkonu pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia sústavy v hodinovom rozlíšení pri zohľadnení technicko-ekonomických parametrov výroby elektriny, výpadkov a obmedzení pri výrobe a v prenose elektriny



Obr. č. 4.6 Výroba elektriny v členení po palivách a spotreba elektriny SR do roku 2033 s výhľadom do roku 2040



Obr. č. 4.7 Podiel na výrobe elektriny do roku 2033 s výhľadom do roku 2040

Bezuhlíkové technológie, do ktorých radíme jadrové elektrárne a OZE vrátane vodných elektrární, pokrývajú v scenároch A a A2 celú tuzemskú spotrebu. V scenári B s vysokou spotrebou elektriny je podiel bezuhlíkových technológií na spotrebe od 65 do 88 % v závislosti na časovom horizonte.

	2028			2030		
	A	A2	B	A	A2	B
Celková brutto výroba (TWh)	39,1	40,6	41,1	39,7	41,2	42,2
z toho: jadrové (TWh)	24,0	24,0	24,1	23,9	23,8	24,0
z toho: fosílné (TWh)	4,0	4,0	4,2	3,3	3,3	3,8
z toho: OZE + vodné (TWh)	10,9	12,4	12,3	12,1	13,7	13,7
Celková brutto spotreba (TWh)	29,7	29,7	41,0	30,8	30,9	44,7
Bezuhlíkové technológie - podiel na spotrebe	116,8%	121,5%	88,2%	114,7%	119,0%	82,3%
z toho: OZE + vodné (bez PVE)	35,7%	40,7%	29,5%	37,2%	42,0%	28,6%
z toho: jadrové	81,1%	80,8%	58,7%	77,5%	77,0%	53,7%
Fosílné elektrárne	13,5%	13,4%	10,3%	10,8%	10,7%	8,4%
Spolu (bezuhlíkové + fosílné)	130,3%	134,9%	98,4%	125,5%	129,7%	90,7%

Tab. č. 4.5 Výsledky analýzy vývoja podielu výroby elektriny na spotrebe elektriny SR pre roky 2028 a 2030

	2033			2040		
	A	A2	B	A	A2	B
Celková brutto výroba (TWh)	41,4	43,0	44,0	41,5	44,1	44,3
z toho: jadrové (TWh)	24,4	24,3	24,6	24,0	23,9	24,7
z toho: fosílné (TWh)	3,3	3,2	3,7	2,6	2,6	2,9
z toho: OZE + vodné (TWh)	12,9	14,6	14,6	13,3	15,6	15,4
Celková brutto spotreba (TWh)	33,1	33,3	49,0	40,9	41,5	61,2
Bezuhlíkové technológie - podiel na spotrebe	110,0%	114,4%	78,0%	89,8%	93,6%	64,6%
z toho: OZE + vodné (bez PVE)	36,4%	41,4%	28,0%	31,1%	35,9%	24,4%
z toho: jadrové	73,6%	73,1%	50,1%	58,8%	57,7%	40,3%
Fosílné elektrárne	9,8%	9,7%	7,6%	6,4%	6,3%	4,7%
Spolu (bezuhlíkové + fosílné)	119,8%	124,1%	85,7%	96,3%	99,9%	69,3%

Tab. č. 4.6 Výsledky analýzy vývoja podielu výroby elektriny na spotrebe elektriny SR pre rok 2033 a výhľadom pre rok 2040

Údaje v GWh	2028		
	A	A2	B
Výroba – fosílné elektrárne	3 998	3 979	4 218
Výroba – jadrové elektrárne	24 049	24 024	24 078
Výroba – FVE	1 462	2 682	2 682
Výroba – VTE	809	1 103	1 103
Výroba – ostatné OZE	2 785	2 785	2 785
Výroba – vodné elektrárne	5 808	5 851	5 760
Vybíjanie batérií	209	215	454
Výroba elektriny – brutto	39 120	40 638	41 079
Vlastná spotreba elektrární	2 465	2 469	2 476
Výroba elektriny – netto	36 656	38 169	38 603
Nevyužitá energia	0	3	0
Využitá energia	36 656	38 166	38 603
Zahraničné saldo (-) exp. / (+) imp.	-9 464	-10 907	-1 535
Celková brutto spotreba	29 657	29 731	39 544
Čerpanie PVE	365	421	301
Nabíjanie batérií	227	234	493
Spotreba elektrolyzéro	171	179	179
Spotreba netto (TNS) + straty	26 429	26 429	36 096
Dodaná energia	26 429	26 429	36 096
Nedodaná energia	0	0	0

Tab. č. 4.7 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2028

Údaje v GWh	2030		
	A	A2	B
Výroba – fosílné elektrárne	3 323	3 302	3 759
Výroba – jadrové elektrárne	23 888	23 825	23 990
Výroba – FVE	1 768	3 183	3 183
Výroba – VTE	1 446	1 446	1 446
Výroba – ostatné OZE	2 843	2 843	2 843
Výroba – vodné elektrárne	6 156	6 222	6 211
Vybíjanie batérií	375	388	745
Výroba elektriny – brutto	39 732	41 141	42 178
Vlastná spotreba elektrární	2 448	2 451	2 473
Výroba elektriny – netto	37 284	38 690	39 704
Nevyužitá energia	84	117	0
Využitá energia	37 200	38 573	39 704
Zahraničné saldo (-) exp. / (+) imp.	-8 899	-10 193	2 533
Celková brutto spotreba	30 833	30 947	44 710
Čerpanie PVE	816	903	888
Nabíjanie batérií	408	421	809
Spotreba elektrolyzérov	73	84	82
Spotreba netto (TNS) + straty	27 088	27 088	40 458
Dodaná energia	27 088	27 088	40 458
Nedodaná energia	0	0	0

Tab. č. 4.8 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2030

Údaje v GWh	2033		
	A	A2	B
Výroba – fosílné elektrárne	3 261	3 235	3 731
Výroba – jadrové elektrárne	24 400	24 331	24 554
Výroba – FVE	2 090	3 360	3 359
Výroba – VTE	1 446	1 833	1 833
Výroba – ostatné OZE	2 932	2 932	2 932
Výroba – vodné elektrárne	6 443	6 449	6 444
Vybíjanie batérií	795	829	1 152
Výroba elektriny – brutto	41 367	42 969	44 008
Vlastná spotreba elektrární	2 504	2 506	2 531
Výroba elektriny – netto	38 863	40 463	41 476
Nevyužitá energia	3	29	0
Využitá energia	38 863	40 463	41 476
Zahraničné saldo (-) exp. / (+) imp.	-8 220	-9 671	5 017
Celková brutto spotreba	33 146	33 298	49 024
Čerpanie PVE	1 150	1 242	1 153
Nabíjanie batérií	863	900	1 251
Spotreba elektrolyzéro	189	211	234
Spotreba netto (TNS) + straty	28 440	28 440	43 855
Dodaná energia	28 440	28 440	43 854
Nedodaná energia	0	0	1

Tab. č. 4.9 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2033

Údaje v GWh	2040		
	A	A2	B
Výroba – fosílna elektrárne	2 622	2 600	2 871
Výroba – jadrové elektrárne	24 026	23 941	24 659
Výroba – FVE	2 556	3 707	3 707
Výroba – VTE	1 469	2 546	2 546
Výroba – ostatné OZE	3 017	3 017	3 017
Výroba – vodné elektrárne	6 275	6 301	6 101
Vybíjanie batérií	1 569	1 989	1 442
Výroba elektriny – brutto	41 533	44 102	44 344
Vlastná spotreba elektrární	2 470	2 472	2 523
Výroba elektriny – netto	39 063	41 630	41 821
Nevyužitá energia	365	398	0
Využitá energia	38 698	41 233	41 821
Zahraničné saldo (-) exp. / (+) imp.	-663	-2 595	16 895
Celková brutto spotreba	40 871	41 507	61 239
Čerpanie PVE	822	856	600
Nabíjanie batérií	1 703	2 160	1 564
Spotreba elektrolyzérův	2 828	2 972	3 192
Spotreba netto (TNS) + straty	33 048	33 048	53 359
Dodaná energia	33 048	33 048	53 315
Nedodaná energia	0	0	44

Tab. č. 4.10 Bilančné vyhodnotenie ES SR pre rok 2040

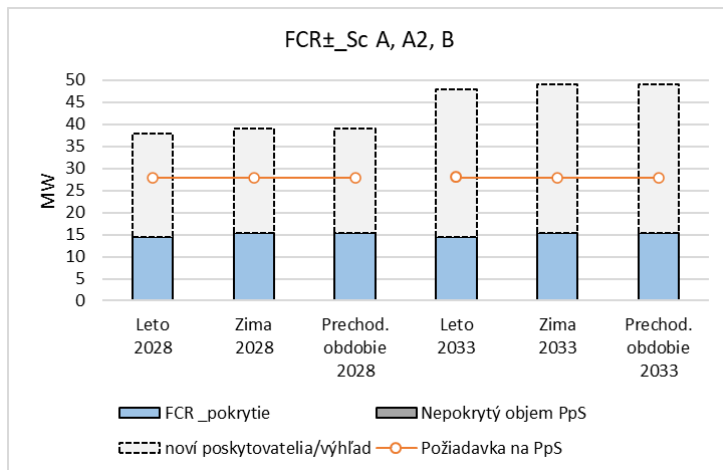
4.4 Podporné služby

Jedným zo zásadných faktorov, ovplyvňujúcich dostatočnosť PpS, je prevádzka zdrojov elektriny a ich disponibilita pre pokrývanie jednotlivých typov PpS. Do existujúceho portfólia certifikovaných zdrojov elektriny na pokrývanie PpS sa veľmi pozvoľným tempom začínajú zaraďovať taktiež alternatívne technológie schopné poskytovať PpS. V tomto posúdení dostatočnosti PpS boli teda zahrnuté už v súčasnosti známe projekty, ako aj predpokladaný výhľad a to v podobe kogeneračných jednotiek, bioplynových staníc, či batériových úložných systémov. Čo sa týka technológie riadenia na strane spotreby (DSR), neboli uvažované žiadne ďalšie tohto typu nad rámec už existujúcich (OFZ, FORTISCHEM) poskytujúcich služby mFRR a mFRR3-.

Do posúdenia nebol zahrnutý vplyv **plánovaného pripojenia SEPS k platformám PICASSO a MARI (t. j. nebolo uvažované s pravidlami pre výmenu a zdieľanie v rámci platforiem a teda s objemom regulačných záloh z inej ponukovej zóny), ktorý v tomto štádiu prístupu do platforiem nie je možné ešte dostatočne presne prognózovať.**

Overenie dostatočnosti PpS bolo preverené pre scenáre A, A2 a B bez prevádzky EVO I, bez ENO A a B a s plánovaným spustením nového jadrového bloku EMO 4 v roku 2026.

Dostatočnosť PpS v prierezových rokoch **2028** a **2033** bola vyhodnotená pre FCR, aFRR, mFRR a mFRR3.



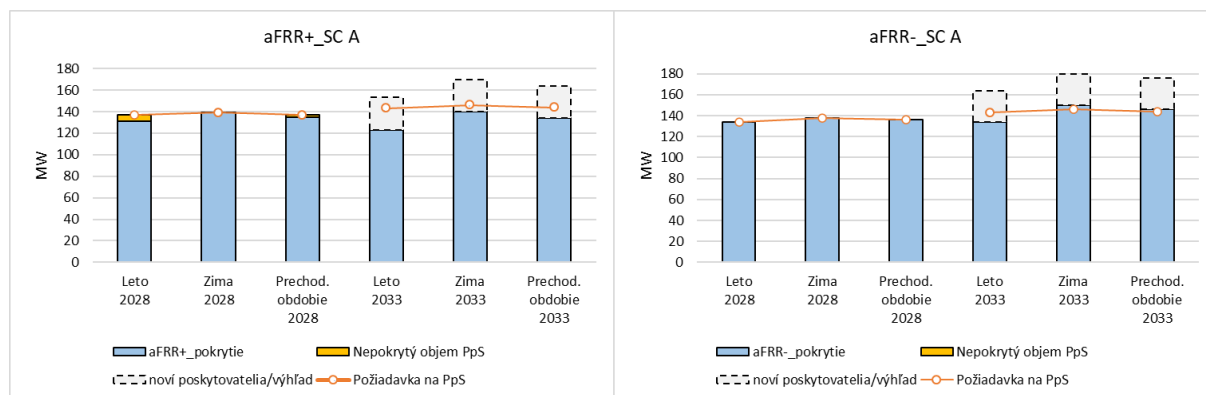
Pozn: požadované objemy FCR± vztiahnuté na súčasnosť; rok 2024

Obr. č. 4.8 Predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania FCR± v rokoch 2028 a 2033 v scenároch A, A2 a B.

Na obrázku č. 4.8 je znázornené pokrývanie požadovaného objemu FCR± v obdobiach leto, zima a prechodné obdobie v rokoch 2028 a 2033. Vo všetkých obdobiach prešetrovaných rokov a scenárov sa predpokladá pokrytie požadovaného objemu FCR± na 100 %.

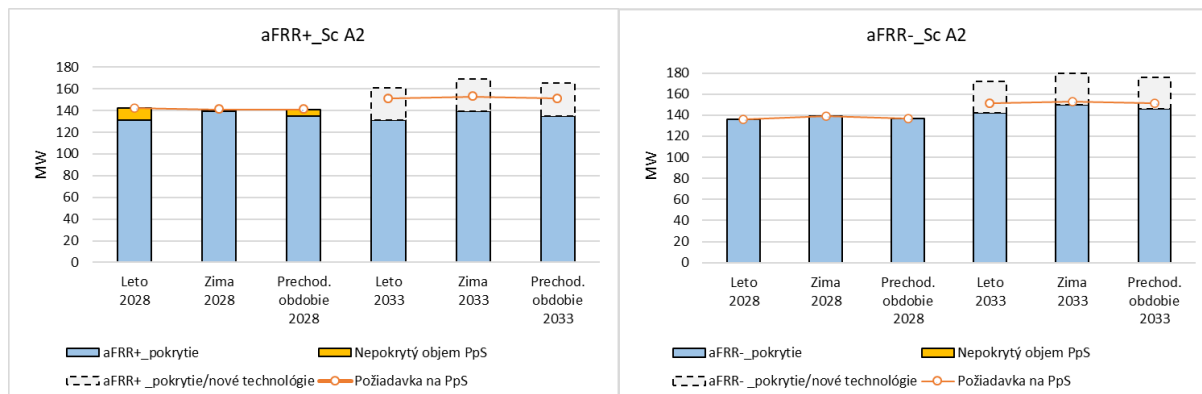
Pokrytie tejto služby navyše prekračuje požadovanú hodnotu FCR±, a to predovšetkým vďaka novému certifikovanému výkonu najmä v technológiách BESS a taktiež KGJ a možnosti zavedenia agregácie. Podľa „Stratégie PpS na rok 2025“¹² sa predpokladá ponuka FCR z BESS v roku 2025 na úrovni 19,7 MW. V prierezovom roku 2033 bol výhľadovo vo všetkých scenároch pre FCR± navyše využitý aj potenciál z technológie SE integrátor.

Vo výpočtoch už nie je počítané s výkonom (5,5 – 7,5 MW) zo zdroja EVO56, ktorý ukončil prevádzku 26.03.2024.

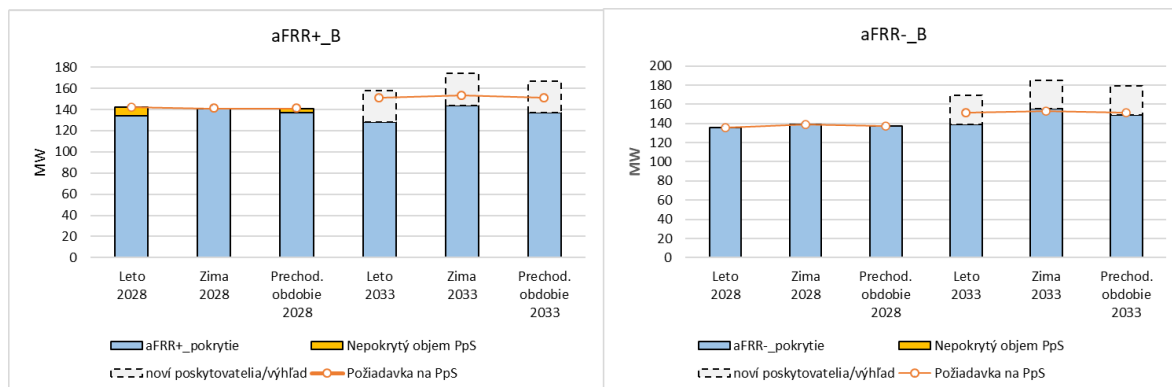


¹² [Stratégia zabezpečenia PpS na rok 2025](#)

Obr. č. 4.9 Predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR± v rokoch 2028 a 2033 v scenári A



Obr. č. 4.10 Predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR± v rokoch 2028 a 2033 v scenári A2



Obr. č. 4.11 Predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania aFRR± v rokoch 2028 a 2033 v scenári B

Výpočty požadovaného objemu aFRR± indikujú možnú potrebu jeho navýšenia oproti súčasnosti (125 MW; rok 2024), a to vplyvom nárastu inštalovaného výkonu FVE a VTE. Podstatná časť navýšenia požadovaného objemu tohto typu PpS je vplyvom VTE s prognózovaným inštalovaným výkonom podľa kapitoly 3.3.

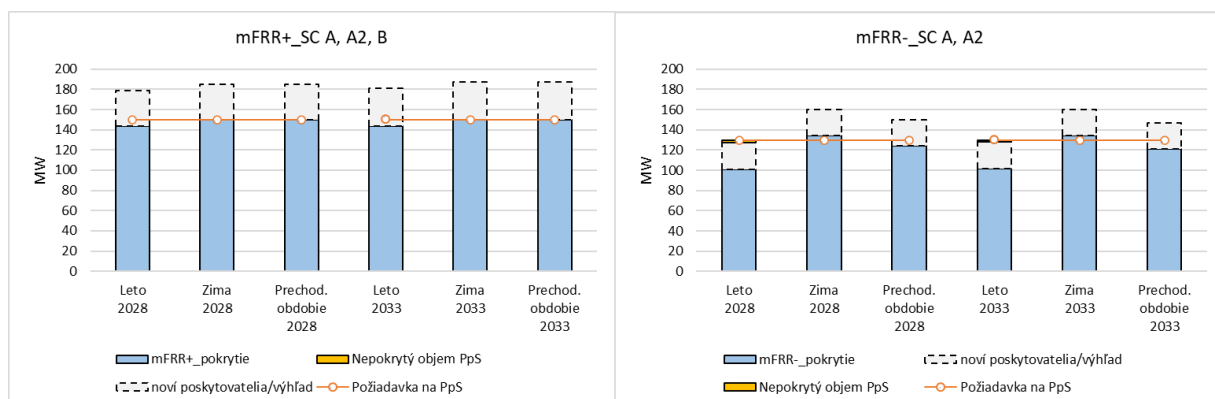
Na obrázkoch č. 4.9 až č. 4.11 je znázornené pokrývanie požadovaného objemu aFRR± v obdobiach leto, zima a prechodné obdobie. V niektorých obdobiach roka 2028, najmä však v lete, môže byť v každom analyzovanom scenári zaznamenané nepokrytie kladnej aFRR+. Dôvodom nepokrytia môže byť nižšie nasadzovanie plynových elektrární ako aj nedisponibilita spôsobená náhodnými výpadkami, či údržbou/odstavkami niektorých zdrojov elektriny.

Čo sa týka prierezového roku 2033 pre aFRR+, v tomto prípade nepokrytie služby aFRR+ nie je indikované. Naopak, predpokladá sa prekročenie požadovaného objemu aFRR+, a to vďaka tomu, že sa výhľadovo navyše uvažuje aj potenciál z technológie SE integrátor pre túto službu.

Obdobná situácia je indikovaná aj pre zápornú aFRR-, kde k pokrývaniu aFRR- výrazne napomáhajú aj elektrokotle inštalované v jadrových elektrárnach EBO a EMO.

Výpočty dostatočnosti aFRR± v PPZ sa spoliehajú len na domáce existujúce, nové plánované portfólio certifikovaných zdrojov elektriny. Neuvažuje sa s možnosťami ponúkanými po pripojení sa do platformy PICASSO pre výmenu regulačnej elektriny a rezerv na obnovenie

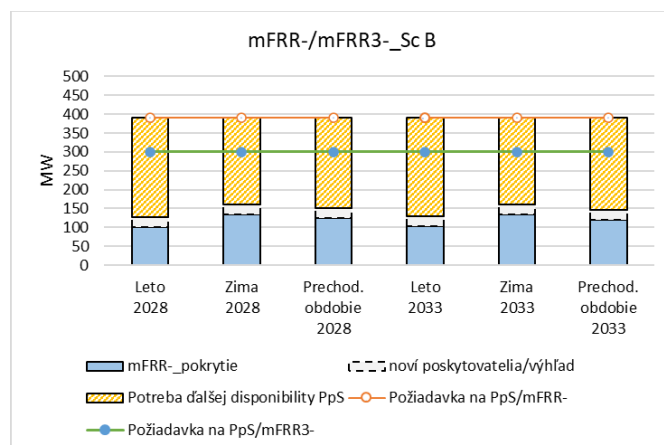
frekvencie s automatickou aktiváciou (aFRR). Oficiálne pripojenie SEPS do platformy PICASSO je naplánované na 5.11.2024.



Pozn: požadované objemy mFRR± vztiahnuté na súčasnosť; rok 2024

Obr. č. 4.12 Predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR± v rokoch 2028 a 2033 v scenári A, A2 a B

Z obr. č. 4.12 vyplýva, že mFRR± je pokrytá vo všetkých obdobiach prierezových rokov 2028 a 2033, kde disponibilita PpS aj vďaka novým plánovaným projektom, predovšetkým z agregovaných zariadení (ako napr. bioplynové stanice (BPS), KGJ, dieselgenerátory), dokonca prekračuje požadovaný objem mFRR± s výnimkou letného obdobia pre zápornú mFRR- v scenári A, A2, kedy môže kvôli nedisponibiliti spôsobenej najmä údržbou/odstávkami niektorých zdrojov nastať nepokrytie požadovaného objemu tejto služby.



Obr. č. 4.13 Predpokladaný vývoj požadovaného objemu a pokrývania mFRR- v rokoch 2028 a 2033 v scenári B so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby.

Významná elektrifikácia veľkého odberateľa (USSK) na strane spotreby v scenári B indikuje pre prierezové roky 2028 a 2033 možný nárast požadovaného objemu PpS oproti súčasnosti (mFRR- = 130 MW, mFRR3- = 109 MW bez retrofitu; rok 2024) v mFRR- a taktiež mFRR3-. Z uvedeného dôvodu sa pre mFRR-, mFRR3- predpokladá aj potreba vyššej disponibilít na certifikovaných zdrojoch pre tieto služby. Disponibilita je vo veľkej miere umiestnená najmä na prečerpávacích vodných elektrárnach a taktiež na zdrojoch Vážskej kaskády, ktorých celkový certifikovaný technický potenciál je mnohonásobne vyšší a teda dostatočný aj na pokrytie v scenári B indikovaného navýšenia požadovaných objemov PpS.

Obdobné konštatovanie platí aj pre službu mFRR3+, kde na pokrytie požadovaného objemu (mFRR3+ = 360 MW; vztiahnuté k roku 2024) je k dispozícii dostatočný potenciál na PVE Č. Váh a agregovanom bloku Vážskej kaskády.

Výpočty dostatočnosti mFRR $\pm$ v tomto dokumente sa spoliehajú len na domáce existujúce, nové plánované portfólio certifikovaných zdrojov elektriny. Neuvažuje sa s možnosťami ponúkanými po pripojení sa do platformy MARI pre výmenu regulačnej elektriny a rezerv na obnovenie frekvencie s manuálnou aktiváciou (mFRR $\pm$). Oficiálne pripojenie SEPS do platformy MARI je naplánované na 3.12.2024.

Zhrnutie

Vo všeobecnosti disponibilita a teda aj pokrývanie požadovaných objemov podporných služieb vždy závisí od ponúk jednotlivých prevádzkovateľov zdrojov elektriny certifikovaných na konkrétne podporné služby. Tieto ponuky však majú sezónny charakter, na ktoré vplyvajú napr. letné odstávky niektorých zdrojov elektriny (najmä teplárne), stav naplnenia vodných nádrží a celková hydrologická situácia. Naplnenie vodných nádrží a celková hydrologická situácia majú vplyv najmä na pokrytie požiadaviek na mFRR a mFRR3.

Z pohľadu pokrývania predpokladaného požadovaného objemu PpS v scenároch A, A2 a B vo vyšetrovaných rokoch 2028 a 2033, **je potrebné, aby boli k dispozícii v súčasnosti už existujúce a certifikované flexibilné zdroje elektriny, aby portfólio flexibilných zdrojov poskytujúcich PpS z hľadiska použitých technológií bolo čo najviac diverzifikované a dbalo sa predovšetkým na vytváranie vhodných legislatívnych a technických podmienok pre pripájanie nových flexibilných technológií** (ako napr. batériové úložné systémy, agregácia flexibilnej výroby, riadenie na strane spotreby a pod.). Tieto by sa spoločne s existujúcimi flexibilnými technológiami mohli uplatniť nie len na vnútornom trhu s PpS v rámci našej regulačnej zóny, ale s blížiacim sa oficiálnym pripojením SEPS k platformám PICASSO a MARI aj na celoeurópskom trhu s podpornými službami, a takto spoločne prispievali k bezpečnej prevádzke ES SR.

5 Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR

Vo všetkých etapách prípravy prevádzky sa navrhujú vhodné riešenia prevádzky ES SR a vytvára sa potrebný priestor pre údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení na zabezpečenie dlhodobu spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok. Pre riešenie stavov núdze, alebo na predchádzanie týchto stavov, má prevádzkovateľ PS vypracovaný plán obrany na predchádzanie vzniku závažných porúch, opatrenia pri havarijných zmenách frekvencie a napätia, ako aj plán obnovy sústavy po vzniku poruchy typu „black-out“. Bezpečná a spoľahlivá prevádzka a plnenie požiadaviek na prenos elektriny je kontrolovaná v každej etape prípravy prevádzky (ročná, mesačná, týždenná a denná). Vypínanie zariadení PS sa vykonáva v koordinácii so susednými prevádzkovateľmi PS v rámci všetkých etáp prípravy prevádzky. Základným hodnotiacim kritériom sledovaným vo všetkých etapách prípravy prevádzky je bezpečnostné kritérium N-1.

Ak dôjde v sústave pri jej prevádzke k takým zmenám, ktoré vyvolajú náhle preťaženie niektorého z prvkov v prenose elektriny (zaťaženie prvku nad normou stanovenú hodnotu), prevádzkovateľ PS s cieľom odstrániť preťaženie v zmysle § 21 Vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z., ktorou sa ustanovujú pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s elektrinou a pravidlá pre fungovanie vnútorného trhu s plynom v znení neskorších predpisov:

- a) aktivuje nakúpené podporné služby,

- b) využije zmluvne dohodnuté havarijné rezervy,
- c) zmení zapojenie elektroenergetických zariadení v prenosovej a distribučnej sústave.

Na predchádzanie preťaženia zariadení PS sa priebežne podľa potreby vykonáva výpočet ustáleného chodu siete s údajmi vlastnej elektrizačnej sústavy, ako aj s údajmi ostatných sústav v ENTSO-E.

Otázke bezpečnosti a spoľahlivosti je venovaná zo strany prevádzkovateľa PS vysoká pozornosť. Pre jej zaistenie sú v rámci ES SR vykonávané:

- **preventívne opatrenia** – analýza výsledkov výpočtov chodu siete, výpočtov skratových pomerov, nastavenie ochrán, optimalizácia vypínacieho plánu, pravidelná údržba prenosových zariadení a spracovanie opatrení na riešenie havarijných situácií. Ďalej sú to opatrenia v oblasti prípravy prevádzky a opatrenia v oblasti optimalizácie údržby a rozvoja PS,
- **dispečerské opatrenia** – havarijná výpomoc, prerušenie prác na zariadeniach PS v koordinácii s prevádzkovateľmi distribučných sústav (PDS), využívanie PpS a systémových služieb, využitie opatrení pre riešenie havarijných situácií, rekonfigurácia PS,
- **technické opatrenia** – nastavenie pôsobenia ochrán, využívanie PpS, pôsobenie frekvenčných automatík a automatickej regulácie napätia,
- **opatrenia plánu obrany** - technické a organizačné opatrenia prijímané na zabránenie šíreniu alebo zhoršeniu poruchy v prenosovej sústave s cieľom zamedziť rozsiahlemu poruchovému stavu a stavu bez napätia.

Okrem spomínaných opatrení sú v zmysle legislatívy pri stave núdze v elektroenergetike a pri predchádzaní stavu núdze v elektroenergetike a jeho odstránení stanovené obmedzujúce opatrenia:

- a) obmedzenie spotreby elektriny,
- b) prerušenie distribúcie elektriny,
- c) zmena hodnoty výkonu dodávaného výrobcom elektriny do sústavy,
- d) použitie voľných výrobných kapacít,
- e) operatívne vypnutie časti zariadenia v rozsahu nevyhnutnom na vyrovnanie výkonovej bilancie dotknutej časti sústavy,
- f) opatrenia pre obnovu prenosu a distribúcie elektriny.

Vyhláška MH SR č. 416/2012 Z. z. o obmedzujúcich opatreniach následne špecifikuje prípravu obmedzujúcich opatrení, ktoré sú každoročne z úrovne dispečingu PPS aktualizované:

- plán obmedzovania spotreby,
- havarijný vypínací plán,
- frekvenčný vypínací plán.

Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS aktualizuje každoročne plán frekvenčného odľahčovania (frekvenčný vypínací plán) v zmysle štandardov a odporúčaní RG CE ENTSO-E v súlade s nariadením Komisie (EÚ) 2017/2196 z 24. novembra 2017, ktorým sa stanovuje sieťový predpis o stavoch núdze a obnovy prevádzky v sektore elektrickej energie.

Automatické odľahčovanie sústavy začína pri poklese frekvencie na 49,0 Hz (1. stupeň). Pri poklese frekvencie pod 49,0 Hz dochádza v intervaloch 200 mHz k postupnému vypínaniu spotreby v sústave. Frekvenčný vypínací plán, uvedený v tabuľke č. 5.1, je detailne rozpracovaný v TP SEPS (Dokument O, časť O 2 Plán obrany, kap. 2.1.4.)

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1. stupeň	49,0 Hz	9,19%
2. stupeň	48,8 Hz	9,21%
3. stupeň	48,6 Hz	9,20%
4. stupeň	48,4 Hz	8,40%
5. stupeň	48,2 Hz	7,46%
6. stupeň	48,0 Hz	3,97%
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 - 48,0 Hz	47,43%

Tab. č. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2023

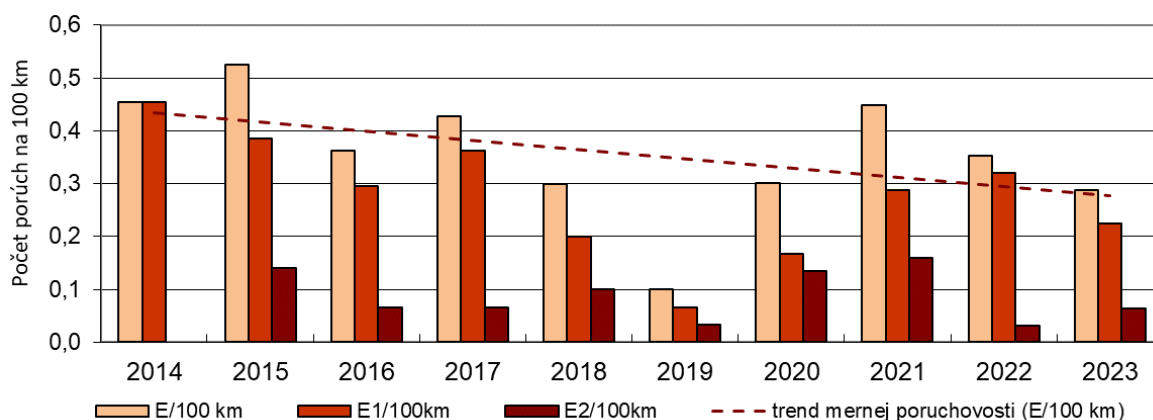
6 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

Súhrnné vyhodnotenie štandardov kvality prenosu elektriny za rok 2023 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)¹³.

6.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

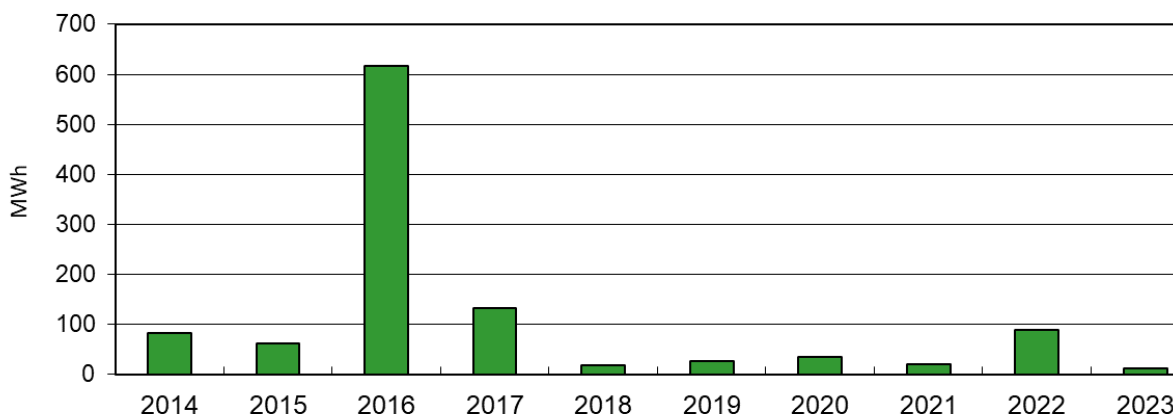
V roku 2023 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 9 poruchových vypnutí. Z toho 7 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 2 poruchy typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 11,70 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2014 – 2023 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



¹³https://www.sepsas.sk/engine/wp-content/uploads/2024/02/Standardy_kvality_2023_podla_Vyhlasaky_236_2016.pdf

Obr. č. 6.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2014 až 2023



Obr. č. 6.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2014 až 2023

Z grafov je zrejmé, že veľkosť nedodanej energie v PS nie je úmerná počtu porúch, ale závisí od množstva špecifických faktorov konkrétnej poruchy v PS.

Údržba zariadení PS bola v predchádzajúcom období zabezpečovaná kontinuálne podľa vopred stanoveného harmonogramu zosúladeného s prípravou prevádzky, pri zohľadnení pravidelne monitorovaného, diagnostikovaného a vyhodnocovaného stavu zariadení PS (asset monitoring).

V rámci prípravy prevádzky PS dochádza k maximálnej koordinácii vypínacích plánov s odstávkami výrobných zariadení. Je snaha, čo možno v najväčšej miere zabrániť zníženiu spoľahlivosti vyvedenia výkonov z jednotlivých výrobní. Táto oblasť je náročná hlavne pri vyvedení výkonu z jadrových elektrární. Dôležitou časťou je zabezpečenie rezervného napájania vlastnej spotreby jadrových elektrární.

Súčasne sa kladie dôraz aj na koordináciu vypínacích plánov zariadení SEPS s prevádzkovateľmi regionálnych distribučných sústav tak, aby nedošlo k obmedzeniu, resp. k zníženiu bezpečnosti ich zásobovania, predovšetkým pri údržbe rozvodní elektrických staníc PS s transformačnou väzbou PS/DS napájaných len dvoma prenosovými vedeniami.

Všetky strednodobé a dlhodobé investičné a rozvojové zámery prevádzkovateľa PS rešpektujú vyššie uvedené skutočnosti, týkajúce sa prípravy prevádzky, asset monitoringu zariadení PS a požiadavky pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR v dlhodobom horizonte.

6.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny PS

Na základe vyhodnotenia štandardov kvality prenosu elektriny vypracovaného v zmysle § 11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. (Štandardy kvality prenosu elektriny, distribúcie elektriny a dodávky elektriny) je možné konštatovať, že v roku 2023 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2023 nedošlo zo strany PPS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2023 sa realizoval systém merania a vyhodnocovania kvality elektriny v PS v súlade s Technickými podmienkami SEPS.

Celková úroveň kvality elektriny v prenosovej sústave je na vysokej úrovni, nakoľko až 97,83 % z celkového množstva meraných vzoriek za rok 2023 je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny.

7 Závery a odporúčania

- Optimistické predpoklady ďalšieho výrazného oživenia ekonomiky, ktoré nastalo po zmiernení protipandemických opatrení v roku 2021, sa ani v roku 2023 nenaplnili. Rok 2023 bol rokom pokračujúceho vojnového konfliktu na Ukrajine. Pokračovalo vyrovňovanie sa z dôsledkami uvalených sankcií na Rusko, čo malo vplyv na zmenu tokov primárnych zdrojov energií. Vysoké ceny energií zvyšovali náklady firiem a spôsobili spomalenie ekonomického tempa rastu jednotlivých ekonomík. Vypuklá bola situácia v Nemecku, čo malo priamy dosah na slovenské firmy. Vysoká inflácia, ako aj pretrvávajúca neistota z ďalšieho vývoja sa odzrkadlila v opatrnosti, zvýšenom šetrení, hlavne v sektore domácností, čo tiež malo vplyv na pokles spotreby, resp. výdavkov. Slovenská ekonomika v roku 2023 rástla hlavne vďaka využitiu fondov EÚ. Medziročný rast HDP dosiahol hodnotu 1,1 %. Po odznení cenového šoku sa však zotavuje. Reálne HDP v roku 2024 stúpne o 2,5 %, a jeho rast bude podporený najmä domácim dopytom. V roku 2025 stúpne HDP o 2,6 %, keď spotrebu domácností vystrieda realizácia projektov z Plánu obnovy a odolnosti EÚ. **[kap. 2.1]**
- Prevádzka ES SR v roku 2023 bola bezpečná a spoľahlivá bez výraznejších obmedzení dodávok elektriny. Celková úroveň kvality elektriny v prenosovej sústave je na vysokej úrovni, nakoľko až 97,83 % z celkového množstva meraných vzoriek za rok 2023 je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny. V roku 2023 došlo k zmene charakteru salda ES SR, z importného (-1 412 GWh) na exportný (+3 422 GWh). **[kap. 6.2]**
- V rozvojových rokoch 2028, 2030, 2033 je pre scenáre s očakávaným vývojom spotreby (A a A2) indikovaný exportný charakter salda ES SR vo výške 8-10 TWh. Vo výhľade pre rok 2040 sa saldo ES SR vplyvom rýchlejšieho nárastu spotreby ako výroby blíži nule, t.j. sústava má vyrovnanú bilanciu medzi výrobou a spotrebou elektriny SR.
V scenári s vysokou spotrebou (B) je indikovaný vývoj smerom od vyrovnanej bilancie v rozvojovom roku 2028 až po výrazne importný charakter salda sústavy vo výhľadovom roku 2040, s importom zo zahraničia vo výške takmer 17 TWh, čo predstavuje 28 % spotreby elektriny SR. **[kap. 4.3]**
- V roku 2023 narástol objem minoritných tranzitných tokov z juho-východu na severo-západ EÚ oproti roku 2022 na takmer všetkých profiloch, okrem profilu SK-UA a boli zatiaľ najväčšie zaznamenané. To môže byť spôsobené meniacim sa zdrojovým mixom v rámci EÚ a väčším zastúpením OZE ako na severe Európy, tak aj v balkánskych štátoch. Tieto toky rovnako mohli ovplyvniť aj výrazná zmena salda ES SR. Predpokladá sa, že minoritné tranzitné toky sa budú aj naďalej zväčšovať. **[kap. 2.2]**
- Záver roka 2024 a následne rok 2025 bude veľkým míľnikom v regulácii elektrizačnej sústavy z dôvodu pripojenia sa k platformám MARI / PICASSO. Pre PPS v SR vznikne trh s vysokou likviditou regulačnej elektriny a zároveň vzniknú viaceré obchodné príležitosti pre poskytovateľov PpS v SR, pretože cena silovej elektriny v zahraničí

často krát v rámci dňa prudko stúpne alebo klesne vplyvom vysokej inštalácie OZE. PPS a tiež subjekty poskytujúce PpS budú mať možnosť využívať tzv. free-bidy, čo je významným prostriedkom pre zníženie nákladov pre PPS v SR, pretože nevzniká potreba nákupu disponibility a je možné regulovať sústavu priamo, bez rezervácie výkonu. Zároveň platformy umožnia pre SEPS využívať zahraničných poskytovateľov PpS. Pripojenia sa k európskym platformám nebude mať síce vplyv na zníženie prevádzkovej bezpečnosti sústavy, ale bude to mať vplyv na cenu za odchýlku v ES SR. Predpokladá sa nárast priemerných mesačných cien regulačnej energie (RE), keďže do výpočtu zúčtovanej ceny vstupuje cena najdrahšie aktivovanej RE a zaplatenú ju budú mať aj ostatné zariadenia s nižšou cenou. **[kap. 2.3, kap. 4.4]**

- Agregácia flexibility je účinným nástrojom ako dostatočne pokryť dopyt po PpS. SEPS musí, na základe nadradenej legislatívy, vyžadovať minimálny regulačný príspevok 1 MW. Agregácia flexibility ale umožňuje spájať malé zariadenia do agregáčnych blokov a tie vystupujú voči PPS ako jedno sumárne zariadenie. Už v roku 2024 nastal nárast poskytovateľov agregovanej flexibility a predpokladáme, že v roku 2025 sa tento trend potvrdí predovšetkým z technológií bio-plynových elektrární, ktorým končí doplatok k vyrobenej silovej elektrine. Tieto technológie sú schopné poskytovať PpS a ich prevádzkovatelia musia nájsť obchodný model, ktorý ich udrží konkurencie schopnými, k čomu PpS významné napomáhajú. Zároveň je pravdepodobné, vzhľadom na zvýšený dopyt po inštalácii BESS pod 1 MW, že viaceré subjekty budú mať záujem poskytovať PpS formou agregácie flexibility BESS. **[kap. 4.4]**
- Predpokladá sa, že v ďalšom období sa bude neustále zvyšovať dopyt po PpS z dôvodu prudkého nárastu OZE v Európe a v rámci SR predovšetkým FVE. Už v júli 2024 bol zaznamenaný vysoký rozdiel v cenách silovej elektriny na trhu medzi časom 12:00-14:00 hod. (vysoká ponuka – často krát až záporné ceny silovej elektriny aj pod hodnotu -100 €/MWh) a 20:00-22:00 hod. (vysoký dopyt – vysoké ceny silovej elektriny až nad 500 €/MWh). Daný rozdiel v cenách sa bude prudko zvyšovať v Európe k roku 2030 kvôli dodržaniu záväzku tzv. Green deal. Tento veľký rozdiel medzi ponukou a dopytom v rôznych časoch bude mať dopad na obstarávanie disponibility PpS.
- Vzhľadom na predpoklad zvyšujúceho sa dopytu po PpS zapríčinený výrazným nárastom inštalovaného výkonu OZE, najmä FVE a VTE v Európe, či výraznou elektrifikáciou na strane spotreby s premenlivým odberom (napr. USSK), môže v niektorých prípadoch v rozvojových rokoch indikovať zvýšené nároky na disponibilitu výkonu a pokrývanie požadovaného objemu PpS. Navyše do toho vstupujú faktory spojené s odstavovaním konvenčných fosílnych zdrojov elektriny ako napr. (EVO, ENO), sezónnosť prevádzky zdrojov elektriny, hydrologické podmienky, naplnenosť nádrží a pod. Z uvedeného dôvodu z pohľadu obstarávania, disponibility a pokrývania požadovaného objemu PpS je potrebné, aby boli k dispozícii v súčasnosti existujúce a certifikované flexibilné zdroje elektriny, aby portfólio flexibilných zdrojov poskytujúcich PpS z hľadiska použitých technológií bolo čo najviac diverzifikované a dbalo sa predovšetkým na vytváranie vhodných legislatívnych a technických podmienok pre pripájanie nových flexibilných technológií (ako. napr. batériové úložné systémy, agregácia flexibilnej výroby, riadenie na strane spotreby a pod.). Tieto by sa spoločne s existujúcimi flexibilnými technológiami mohli uplatniť nie len na vnútornom trhu s PpS v rámci našej regulačnej zóny, ale aj na celoeurópskom trhu s podpornými službami, a takto spoločne prispievali k bezpečnej prevádzke ES SR. **[kap. 4.4]**
- Z výsledkov analýzy zdrojovej primeranosti SR vypracovanej pri uvažovaní ES SR ako celku, t.j. bez delenia na západ a východ SR vyplýva, že hodnoty parametra LOLE nadobúdajú pre SR veľmi nízke hodnoty, najviac 1,7 h/rok v roku 2033, čo je hlboko

pod stanoveným parametrom spoľahlivosti $LOLE_{RS} = 11$ h/rok, s veľmi nízkou očakávanou nedodávkou energie ($EENS =$ najviac 1,0 GWh/rok v roku 2033). Tieto výsledky sú v súlade s výsledkami ERAA spracovanej v roku 2023 v ENTSO-E.

Výhľad pre rok 2040 v scenári B indikuje zhoršenie ukazovateľov posudzujúcich zdrojovú primeranosť, pričom trvanie nedodávky dosahuje hodnotu 83 h/rok, čo prevyšuje stanovený štandard spoľahlivosti. Trvanie nedodávky by bolo možné znížiť vhodnými opatreniami, ako je napr. vybudovanie dodatočných zdrojov, napr. SMR (projekt Phoenix). **[kap. 4.1]**

8 Zoznam skratiek

ACER	Agentúra pre spoluprácu energetických regulátorov
BESS	Battery Energy Storage System
CONE	Cost of New Entry - náklady na nový zdroj
CZT	Centrálne zásobovanie teplom
DPRPS	Desaťročný plán rozvoja prenosovej sústavy
DSR	Demand Side Response – Odozva na strane spotreby
EBGL	Electricity Balancing Guideline
EBO	Elektrárň Bohunice
EENS	Expected Energy Not Served – očakávaná 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 – Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti
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
JE	Jadrová elektrárň
KGJ	Kogeneračná jednotka
LER	Limited energy reservoir - zariadenie na uskladňovanie elektriny s obmedzenou zásobou energie
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 – Hodnotenie zdrojovej primeranosti
MH SR	Ministerstvo hospodárstva SR
MVE	Malá vodná elektrárň
NECP	National energy and climate plans – Integrovaný národný energetický a klimatický plán
NJZ	Nový jadrový zdroj
OKTE	Organizátor krátkodobého trhu s energiou
OZE	Obnoviteľné zdroje elektriny
PECD	Pan European Climate Database – paneurópska klimatická databáza
PEMMDB	Pan European Market Modelling DataBase – paneurópska databáza pre market modelovanie
PpS	Podporné služby
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PS	Prenosová sústava
PVE	Prečerpávací vodná elektrárň
RDS	Regionálna distribučná sústava
RS	Reliability standard – štandard spoľahlivosti
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s.
SMR	Small Modular Reactor – malý modulárny reaktor
SOGL	System Operation Guide Line

SR	Slovenská Republika
SSD	Stredoslovenská distribučná, a. s.
TČ	Tepelné čerpadlo
TTC	Maximálna prenosová kapacita
UO	Uzlová oblasť
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
VE	Vodná elektrárňa
VO	Veľkoodberateľ
VOLL	Value of Lost Load – cena nedodanej elektriny
VSD	Východoslovenská distribučná, a. s.
VTE	Veterné elektrárne
ZP	Zemný plyn
ZSD	Západoslovenská distribučná, a. s.

9 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 2022 a 2023 a príslušne aktualizované s ohľadom na najnovšie informácie dostupné v čase spracovania PPZ 2023.

Dáta a trajektórie vývoja predpokladanej spotreby elektriny pre účely zdrojovej primeranosti boli spracované v režii 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.

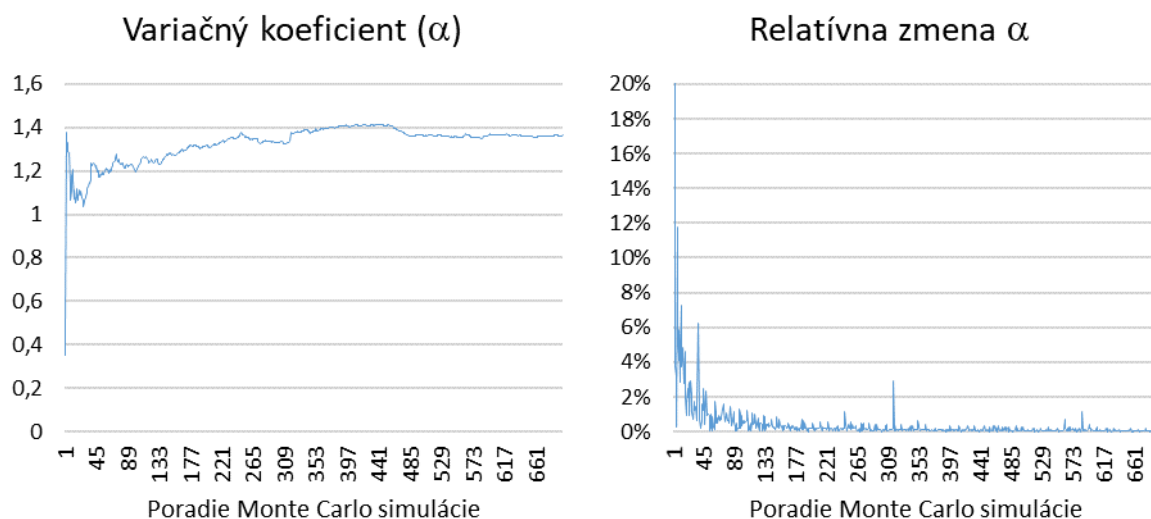
V závislosti od konkrétnej situácie výroby a spotreby môžu mať náhodné výpadky na strane výroby významný vplyv na hodnoty jednotlivých indikátorov zdrojovej primeranosti, napríklad výpadok konvenčného zdroja elektriny s veľkým inštalovaným výkonom pri nízkej výrobe z OZE v kombinácii so simulovaným klimatickým 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 α získaného z celosystémovej nedodanej energie ENS:

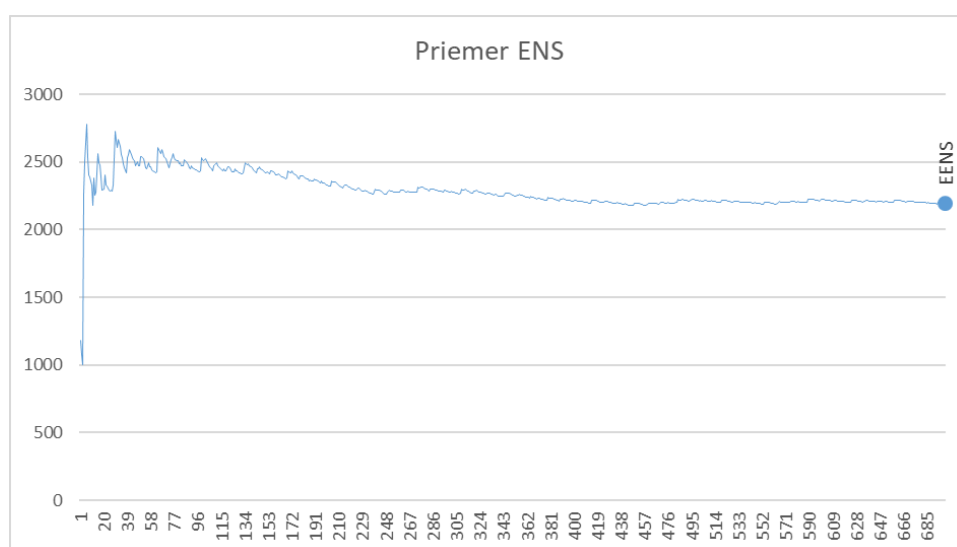
$$\alpha = \frac{\sqrt{\text{Var}[EENS]}}{EENS}, \quad (3)$$

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. 9.1. 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. 9.1 Typický vývoj variačného koeficientu a jeho relatívna zmena so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli



Obr. č. 9.2 Typický vývoj ENS so zvyšujúcim sa počtom simulácií v konvergujúcom modeli