

POSÚDENIE PRIMERANOSTI ZDROJOV ES SR ZA ROK 2022

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

Obsah

1	Úvod	3
2	Zhodnotenie roku 2022	4
2.1	Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR	4
2.2	Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny	7
2.3	Regulácia sústavy	13
2.4	Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy	16
3	Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou	17
3.1	Vývoj spotreby	17
3.2	Výroba elektriny	18
3.3	Podporné služby	22
3.4	Limity OZE s ohľadom na dostatočnosť PpS	25
3.5	Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR	26
4	Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny	28
4.1	Popis scenárov pre vyhodnotenie bilancií ES SR	28
4.2	Vyhodnotenie bilancie ES SR	30
4.3	Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti SR	35
4.4	Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti – ERAA 2022	36
4.5	Prepojenosť ES SR s okolitými sústavami	39
5	Investičné zábery prevádzkovateľa PS na nasledujúcich 10 rokov	40
5.1	Vnútroštátne investičné zábery prevádzkovateľa PS	41
5.2	Cezhraničné investičné zábery prevádzkovateľa PS	43
6	Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie pretiažení	44
6.1	Príprava prevádzky ES SR	46
6.2	Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR	46
6.3	Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej dohody SAFA	47
6.4	Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz	47
7	Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR	48
8	Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy	49
8.1	Poruchovosť a štandardy kvality prenosu	49
8.2	Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS	51
9	Záver	52
10	Zoznam použitých skratiek	54

1 Úvod

Posúdenie primeranosti zdrojov ES SR do roku 2040 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.

SEPS, podobne ako ostatní prevádzkovatelia prenosových sústav v EÚ, má legislatívne povinnosť podieľať sa na spracovaní európskeho posúdenia primeranosti zdrojov (ERAA). Európske posúdenie primeranosti zdrojov vykonáva ENTSO-E každoročne a zahŕňa centrálné scenáre, ktoré v strednodobom horizonte desiatich rokov mapujú možnú trajektóriu vývoja európskej elektroenergetiky. Nariadenie 2019/943 ukladá výrobcovi a ďalším účastníkom trhu (v SR napr. obchodníci, zákazníci, operátor trhu a ďalšie) poskytnúť prevádzkovateľom prenosových sústav údaje o očakávanom využívaní výrobných zdrojov s prihliadnutím na dostupnosť primárnych zdrojov a vhodným scenárom predpokladaného dopytu a ponuky. Dáta získané od prevádzkovateľov prenosových sústav vstupujú spolu s centrálnymi predpoklady stanovenými ENTSO-E do simulácií centrálnych referenčných scenárov. Tieto scenáre môžu byť ďalej rozšírené vo vnútroštátnom posúdení primeranosti zdrojov, pokiaľ možno v danom štáte proti centrálnym referenčným scenárom ENTSO-E predpokladať zmeny v sektore energetiky. Proces a podmienky na spracovanie národného posúdenia primeranosti zdrojov sú definované Nariadením 2019/943 v článku 24. Cieľom vnútroštátneho posúdenia primeranosti zdrojov je aj určenie budúcich rizík a identifikácia príčin, ktoré ku vzniku týchto rizík vedú. Vnútroštátne posúdenie primeranosti zdrojov pritom vychádza z údajov využitých na vykonanie európskeho posúdenia primeranosti zdrojov. Európske a vnútroštátne hodnotenia sú teda vzájomne veľmi úzko prepojené, a to najmä metodicky, ale aj centrálnymi referenčnými scenármi, ktoré musia oba dokumenty obsahovať.

Posudzovanie primeranosti zdrojov vychádza z údajov za rok 2022 s predpokladom budúceho vývoja do roku 2032 s naznačením výhľadu až do roku 2040, vrátane porovnania vyhodnotenia zdrojovej primeranosti vykonanej SEPS a ERAA.

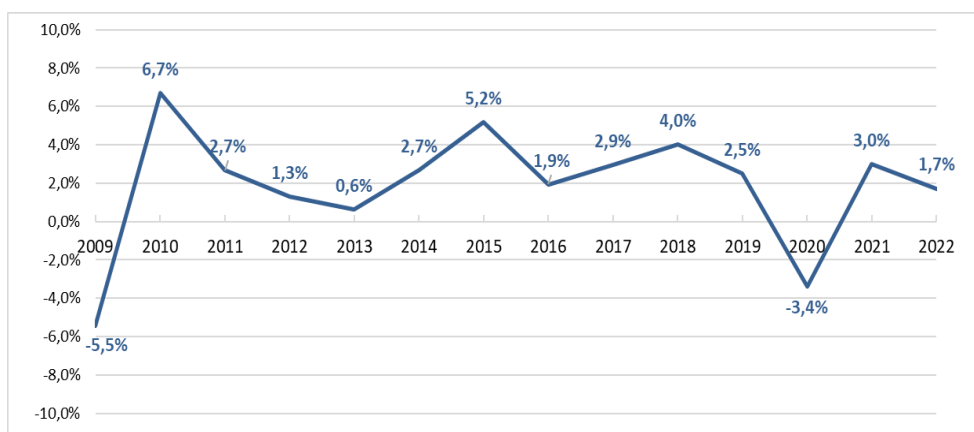
2 Zhodnotenie roku 2022

Hodnotenie prevádzky ES SR za rok 2022 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 2023 zverejnené na [webovom sídle](#) spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.

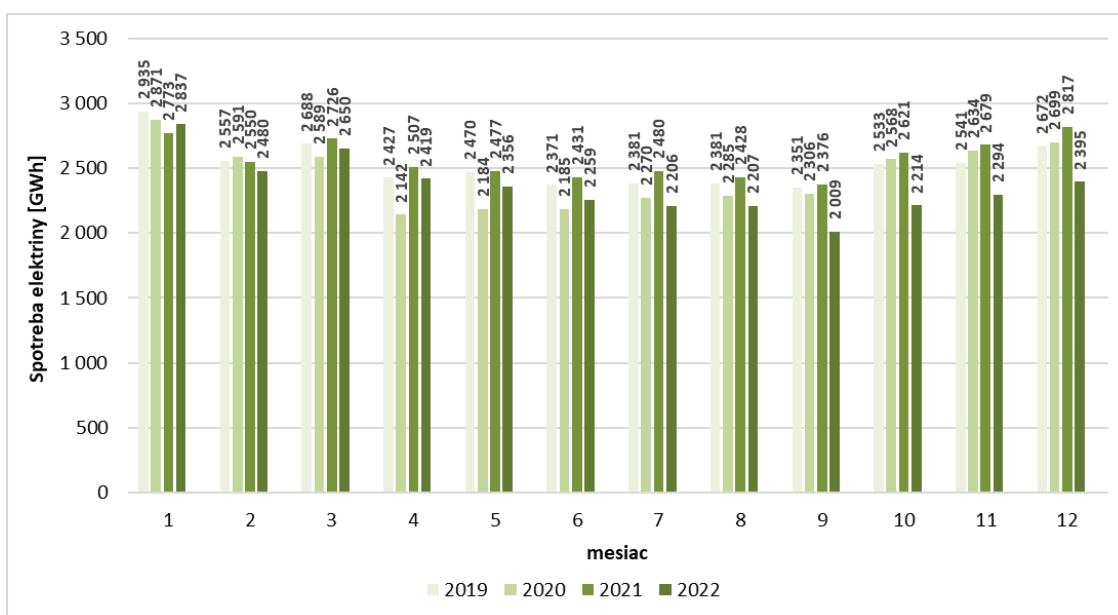
2.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR

Celková spotreba elektriny v roku 2022 dosiahla hodnotu 28 328 GWh, čo je oproti roku 2021 pokles o 2 539 GWh (-8,22 %). 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.

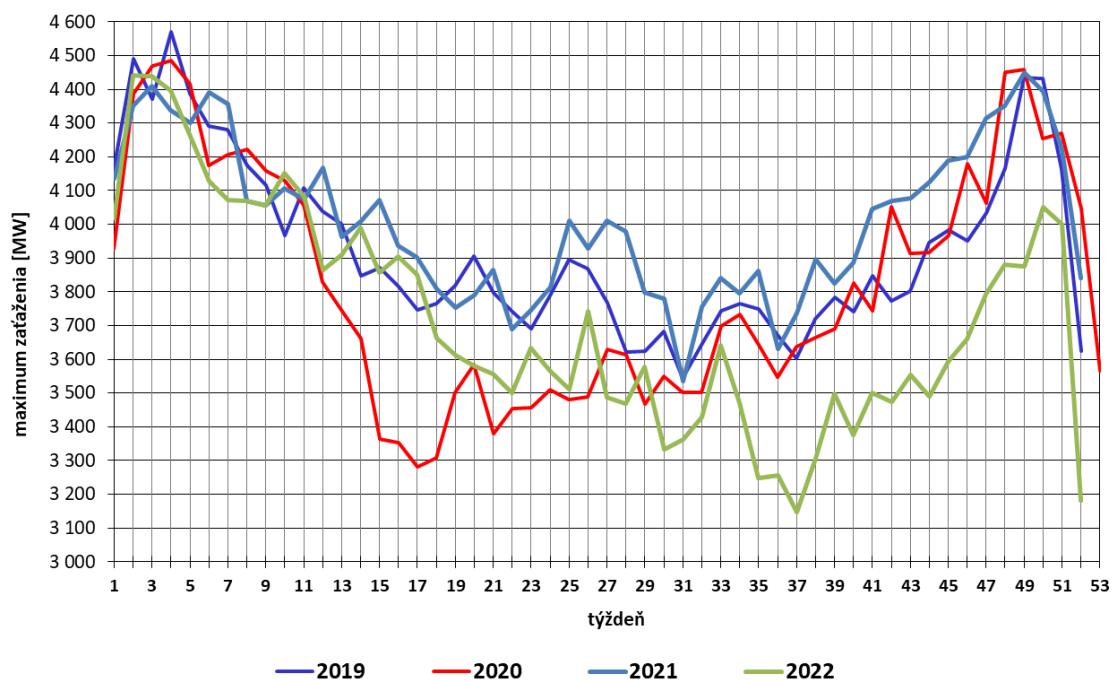
Rok 2022 mal byť rokom ďalšieho nárastu ekonomiky, avšak vojnový konflikt na Ukrajine, zvrátil tieto predpoklady. Obavy o dostupnosť primárnych zdrojov energií sa premietli do ich trhových cien. Neistoty vyústili do ukončenia prevádzky viacerých firiem, čo sa prejavilo v poklese spotreby Slovenska.



Obr. č. 1.1 Vývoj HDP v rokoch 2009 - 2022



Obr. č. 1.2 Vývoj mesačnej spotreby elektriny v rokoch 2019 – 2022



Obr. č. 1.3 Vývoj týždenných maxim zaťaženia ES SR v rokoch 2019 – 2022

Vo výrobe elektriny bol v roku 2022 zaznamenaný pokles oproti roku 2021 o 10,56 % (- 3 177 GWh). JE (+190 GWh, +1,21 %); fosílné 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.

Maximálne zaťaženie sústavy bolo zaznamenané 12. januára 2022 o 17:00 hod. vo výške 4 442 MW, čo je pokles oproti roku 2021 o 6 MW. Minimum zaťaženia sústavy (11. septembra 2022 o 3:00 hod.) dosiahlo hodnotu 1 881 MW, čo je pokles o 324 MW.

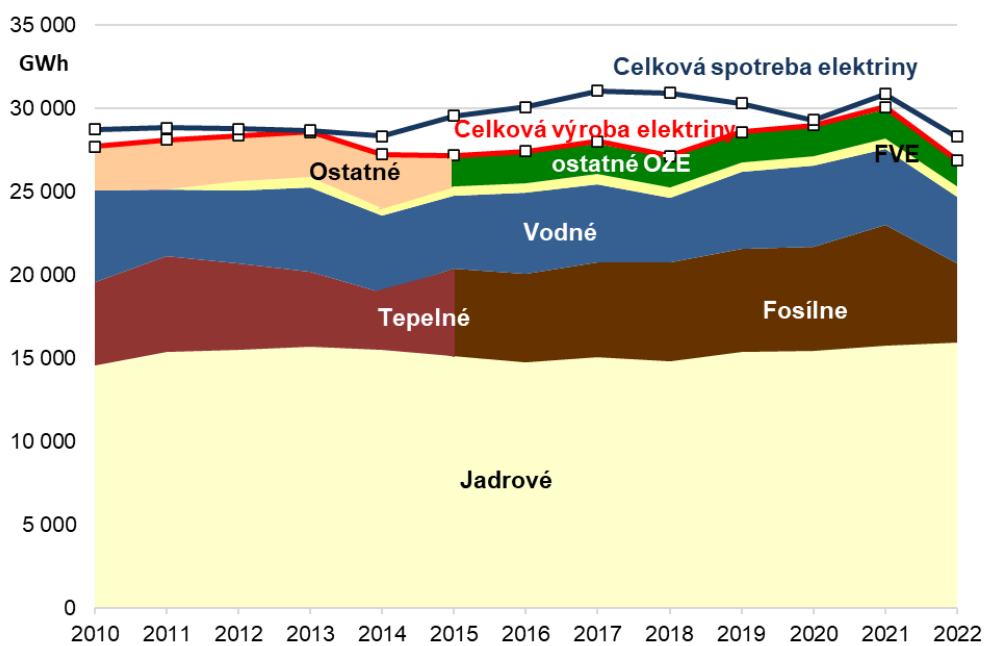
Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2016	27 451	30 103	-2 651	3 427	4 382
2017	28 027	31 056	-3 030	3 545	4 550
2018	27 149	30 947	-3 797	3 533	4 506
2019	28 610	30 309	-1 700	3 460	4 571
2020	29 010	29 328	-318	3 339	4 485
2021	30 093	30 867	-774	3 524	4 448
2022	26 916	28 328	-1 412	3 234	4 442

* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

** Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku

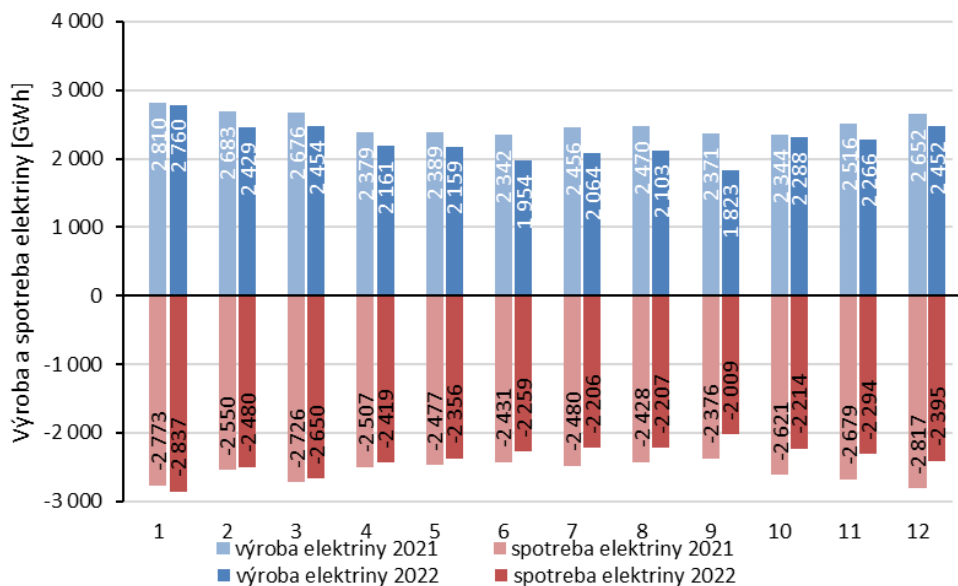
Tab. č. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2016 až 2022

Podiel importu na celkovej spotrebe elektriny stúpol na hodnotu 4,98 % (1 412 GWh).

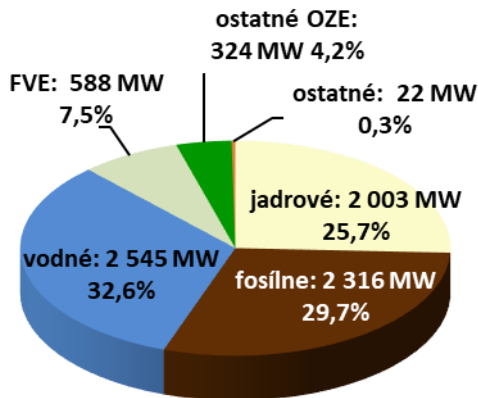


Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

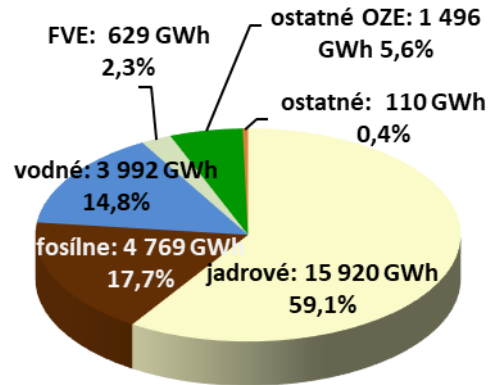
Obr. č. 1.4 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2010 – 2022



Obr. č. 1.5 Porovnanie spotreby a výroby elektriny v rokoch 2021 a 2022 po jednotlivých mesiacoch

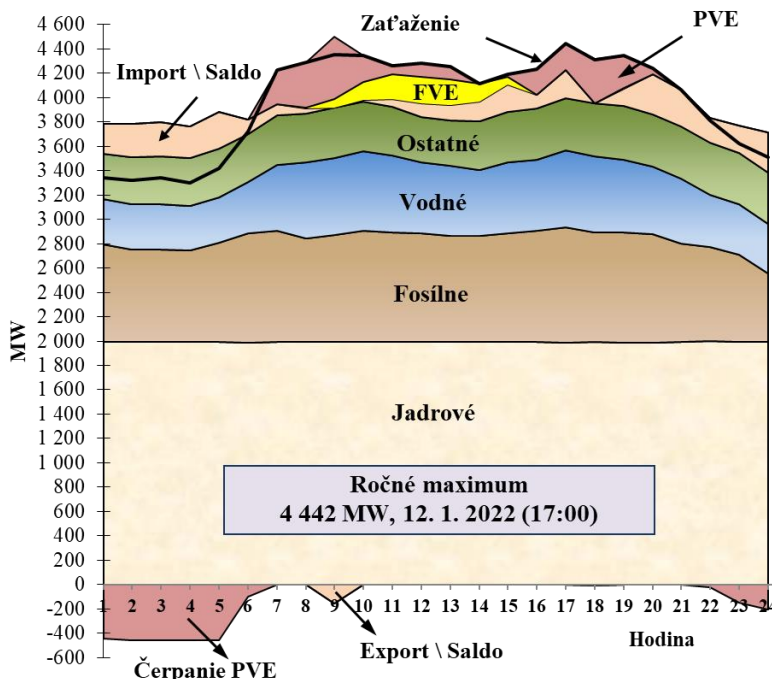


Obr. č. 1.6 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2022



Obr. č. 1.7 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2022

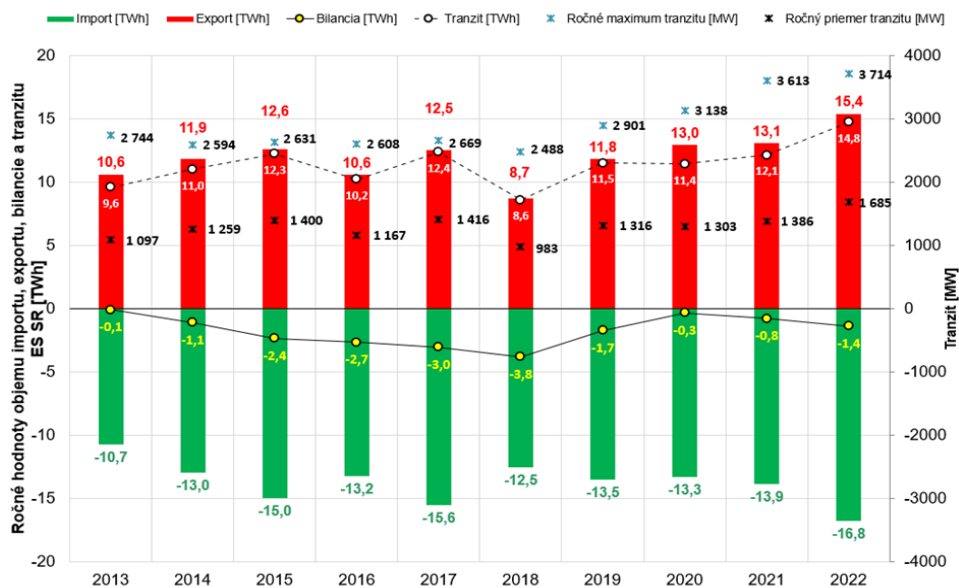
Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR sa v porovnaní s rokom 2021 zvýšil z hodnoty 7 779,7 MW na hodnotu 7 798,7 MW.



Obr. č. 1.8 Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maximálneho zaťaženia v roku 2022

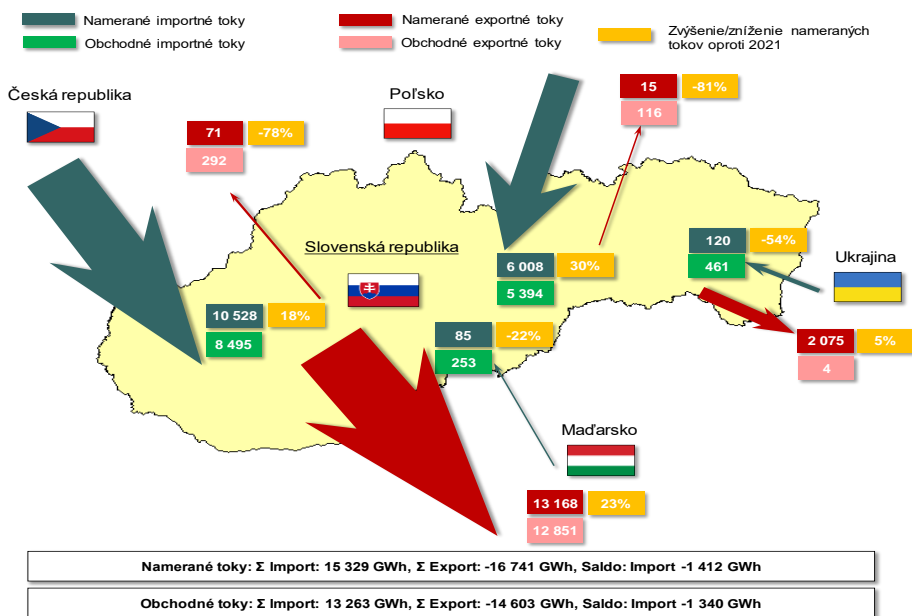
2.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

PS SR je vzhľadom na svoju polohu v rámci Európy a rozloženie cezhraničných prepojení zaťažovaná neplánovanými cezhraničnými tokmi elektriny, následkom čoho sa zvyšujú nároky na prevádzkovateľa PS zaistiť prevádzkovú bezpečnosť a spoľahlivosť sústavy.



Obr. č. 1.9 Ročné objemy nameraných importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2013 - 2022

V roku 2022, tak ako po iné roky (Obr. č. 1.10), boli dominantné importné toky na cezhraničných profiloch SK-CZ a SK-PL a exportné toky boli prevládajúce na SK-HU a SK-UA profiloch. Výšku tranzitu ovplyvňujú pomery v celej Európe, avšak je možné predpokladať, že uvedenie do komerčnej prevádzky nových cezhraničných vedení do Maďarska 5. apríla 2021 prispelo k nárastu tranzitu cez PS SR aj v roku 2022 a to až o 2,62 TWh (Obr. č. 1.9) v porovnaní s predchádzajúcim rokom. Zároveň bolo zaznamenané historicky najvyššie namerané ročné maximum tranzitu, a to 3 714 MW pri rekordnom priemernom ročnom tranzite 1 685 MW.



Obr. č. 1.10 Namerané a obchodné cezhraničné prenosy za rok 2022

Z Obr. č. 1.10 možno pozorovať fakt, že dochádza k nárastu nameraných cezhraničných prenosov v dominantných smeroch na profiloch. Na profile CZ→SK stúpol prenesený objem elektriny o 18 % oproti roku 2021 aj vplyvom spustenia dlhodobu odstaveného vedenia V424 Sokolnice (CZ) – Križovany (SK) a vedenia V497 Sokolnice (CZ) – Stupava (SK), ktoré po

poruche malo dočasne zníženu prenosovú schopnosť, čo malo vplyv na dlhodobé zníženie NTC na CZ-SK profile. Na profile SK→HU stúpol prenesený objem o 22 %, kedy už všetky novovybudované prepojenia s Maďarskom boli k dispozícii počas celého roka 2022.

Čo sa týka minoritných smerov, tak pozorujeme pokles tokov na všetkých profiloch, čo mohlo mať za príčinu práve nárast tokov v opačnom smere, čiže aj počet hodín tokov v dominantných smeroch.

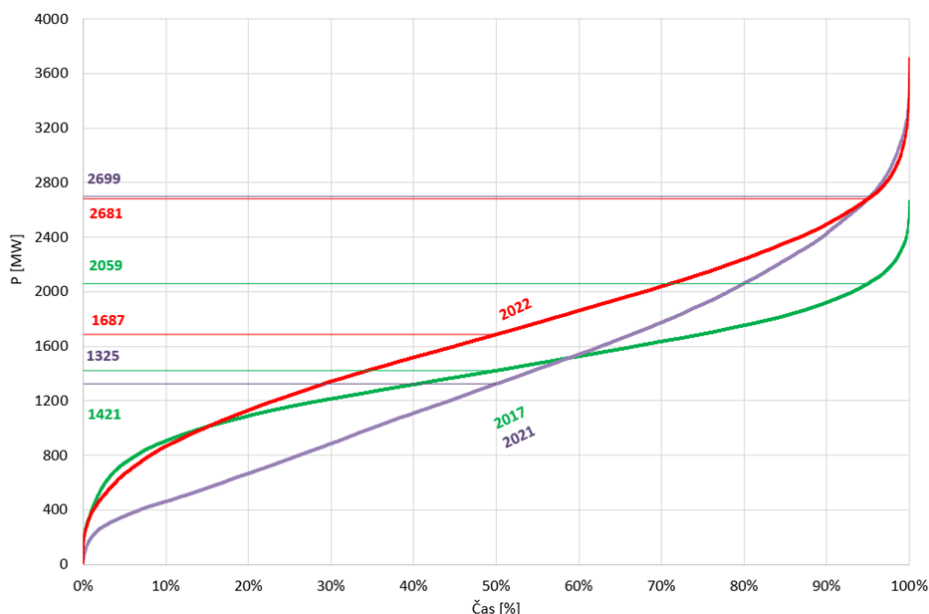
Rok	UA→SK		SK→CZ		HU→SK		SK→PL	
	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]	Počet hodín [h]	Prenesený objem [GWh]
2016*	655	64,83	218	88,81	38	11,47	59	3,11
2017	306	9,71	52	21,14	1	6,38	3	0,35
2018	1 246	170,46	290	108,84	170	60,03	295	28,03
2019	350	29,89	149	121,69	31	43,68	292	26,84
2020*	710	92,70	187	261,97	67	56,60	829	92,59
2021	1 759	263,70	575	326,51	138	109,57	611	77,72
2022	1 147	129,37	135	34,95	57	13,67	111	16,11

* priestupný rok

Tab. č. 1.2 Objem nameraných tokov elektriny na vybraných profiloch v minoritnom smere

Na základe analýzy minoritných tokov (Tab. č. 1.2) je možné konštatovať, že nedochádza k trendovému nárastu týchto tokov, ani čo sa týka preneseného objemu, ani počtu hodín trvania daných tokov. Tento stav je dôsledne sledovaný a analyzovaný, na základe čoho je možné konštatovať, že v súčasnosti tieto toky nedosahujú také hodnoty, aby bolo potrebné prijímať obchodné, prevádzkové, resp. investičné opatrenia. V prípade závažných zistení, na základe vykonaných analýz s vplyvom na zaistenie bezpečnosti prevádzky ES SR, bude tento fakt relevantne zahrnutý do tvorby scenárov a variantov rozvojových dokumentov spoločnosti SEPS.

Aj napriek posilňovaniu cezhraničných prepojení v celoeurópskej sústave, nárast inštalovaného výkonu a ťažko predvídateľná výroba z VTE na severe Európy spôsobujú, že maximálne hodnoty tranzitných tokov, ako aj ich trvanie oproti predchádzajúcemu obdobiu, vzrástli (Obr. č. 1.11).



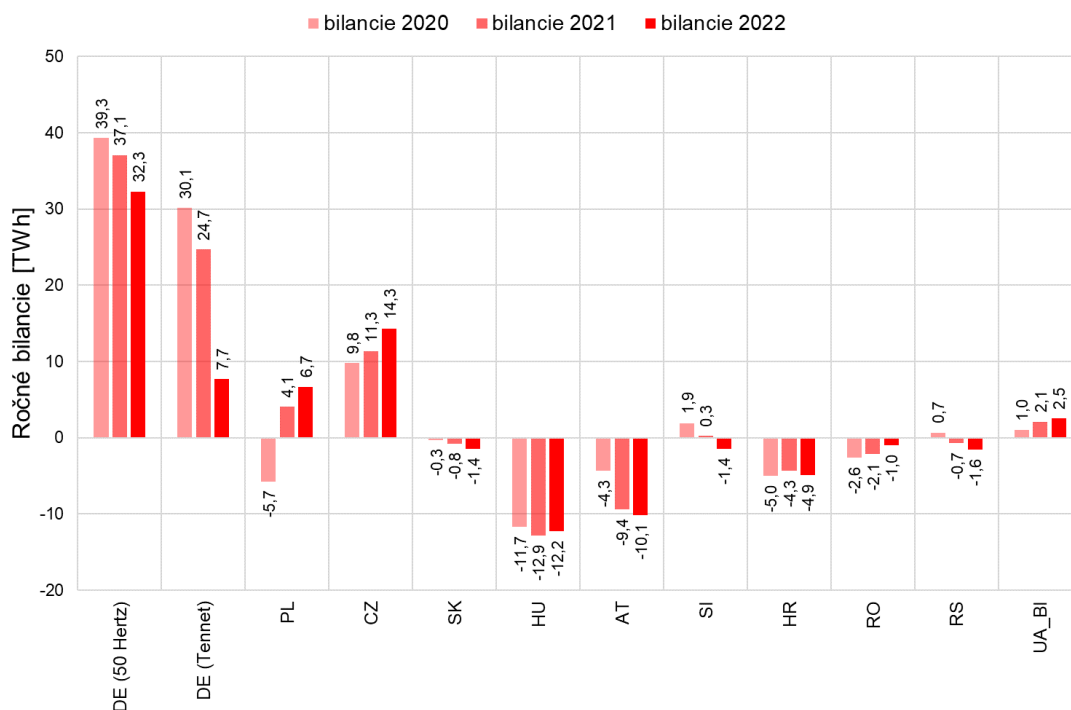
Obr. č. 1.11 Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR pre roky 2017, 2021 a 2022

V ES SR, ako aj v okolitých ES, došlo v období prvej polovice roku 2020 v dôsledku protiepidemických opatrení proti šíreniu COVID-19 znížením priemyselnej výroby k poklesu zaťaženia. Táto pandemická situácia pokračovala až do marca 2022 a zároveň firmy čelili významnému zvyšovaniu vstupných nákladov (energie, pohonné hmoty...), čím dochádzalo ku krátkodobému odstaveniu výrobných podnikov a závodov na Slovensku aj v zahraničí. Spustenie nových cezhraničných vedení do Maďarska do komerčnej prevádzky malo vplyv na lepšiu priepustnosť sústavy. Tieto faktory majú zásadný vplyv na dosiahnuté vyššie maximálne tranzitné toky v sústave.

Za účelom analýzy hore uvedenej skutočnosti sú na Obr. č. 1.12 porovnané namerané toky sáld ES v regióne CCE za roky 2020 až 2022 a na Obr. č. 1.13 sú porovnané hodnoty nameraných cezhraničných výmen na vybraných cezhraničných profiloch ES v regióne CCE. Hodnoty sáld sú vypočítané z reálnych importných a exportných tokov výkonu v hodinovom rozlíšení. Pri porovnávaní hodnôt za rok 2022 s ostatnými rokmi je potrebné podotknúť, že rok 2020 bol priestupným rokom a hodnoty bilancí okolitých ES boli rovnako zasiahnuté dôsledkami pandémie COVID-19 a zvyšovaním cien energií, avšak v každej krajine bol dopad na energetickú bilanciu rôzny.

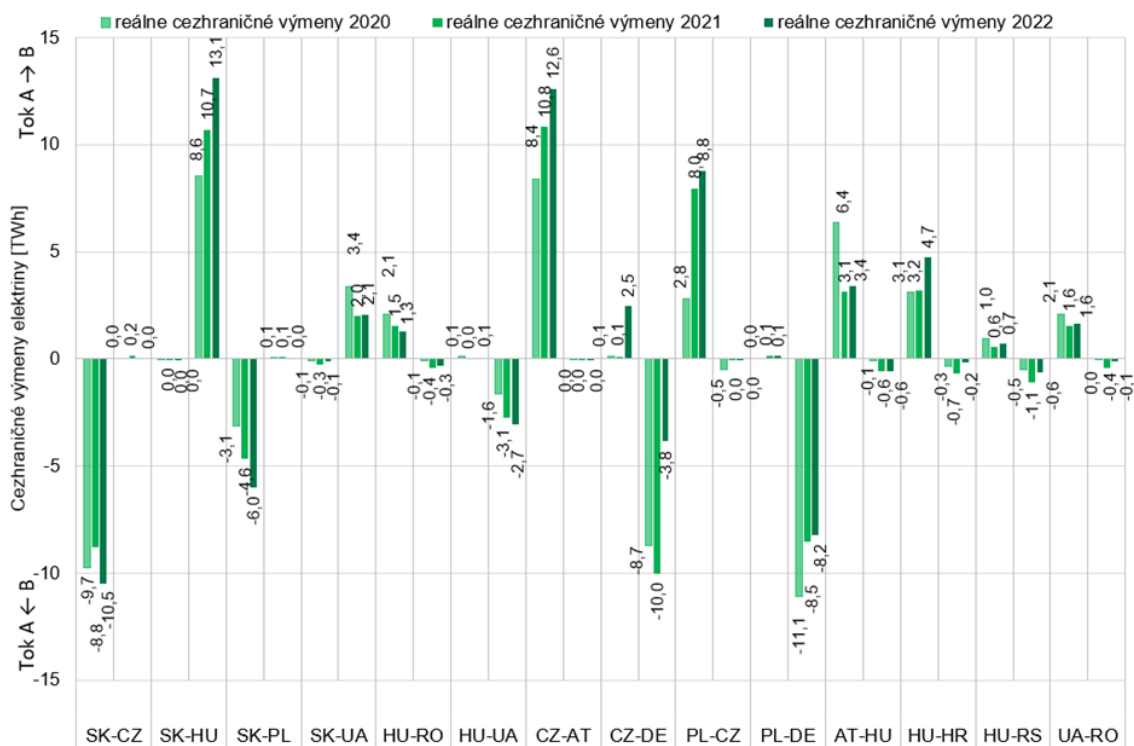
Z pohľadu SR cezhraničných výmen je potrebné spomenúť vyšší import z Poľska (Obr. č. 1.13), ktorý bol zapríčinený exportom z Poľska. Vyššie exportné saldo Česka v roku 2022 oproti roku 2021 mohol spôsobiť fakt, že zdrojový mix Česka a Poľska disponuje významným podielom uhoľných elektrární, hoci s vysokými prevádzkovými nákladmi v porovnaní s ostatnými dostupnými zdrojmi v regióne CCE, ale pri enormnom náraste ceny elektriny sa stala prevádzka aj týchto zdrojov rentabilná.

Zníženie exportu Nemecka (v oblastiach prevádzkovateľov PS TenneT a 50Hertz) mohlo byť zapríčinené postupným vyradovaním jadrových elektrární v Nemecku.



Kladná hodnota = export; záporná hodnota = import
 Poznámka: nedostupné dáta bilancie TenneT pre január 2021

Obr. č. 1.12 Saldo ES v regióne CCE v rokoch 2020, 2021 a 2022

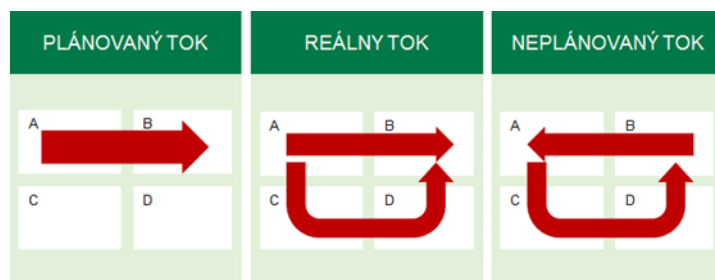


Poznámka: Kladná/záporná hodnota salda a cezhraničných výmen znamená export/import.

Obr. č. 1.13 Namerané cezhraničné prenosy elektriny v regióne CCE v rokoch 2020, 2021 a 2022

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 vyrábaného výkonu fotovoltaických a veterných elektrární 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, čím sa geograficky aj elektricky vzdialila výroba od spotreby elektriny.
- Pokrývanie importných bilancií v juhovýchodnej oblasti regiónu CCE a Balkánu z exportných oblastí regiónu CCE.
- Mechanizmy výpočtu a pridelenia cezhraničných obchodovateľných kapacít, ktoré nezohľadňujú reálne toky na cezhraničných profiloch.



Obr. č. 1.14 Schematické zobrazenie plánovaných a neplánovaných tokov elektriny

Nežiadúce dôsledky neplánovaných tokov elektriny, ktorým SEPS ako prevádzkovateľ PS musí čeliť, sú:

- veľké rozdiely medzi reálnymi a plánovanými tokmi elektriny,
- potreba stanovenia vyššej hodnoty bezpečnostnej rezervy TRM na konkrétnych cezhraničných profiloch, čo má vplyv na zníženie voľnej obchodovateľnej kapacity,
- zvýšené celkové náklady na zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR,
- nárast strát na zariadeniach PS SR.

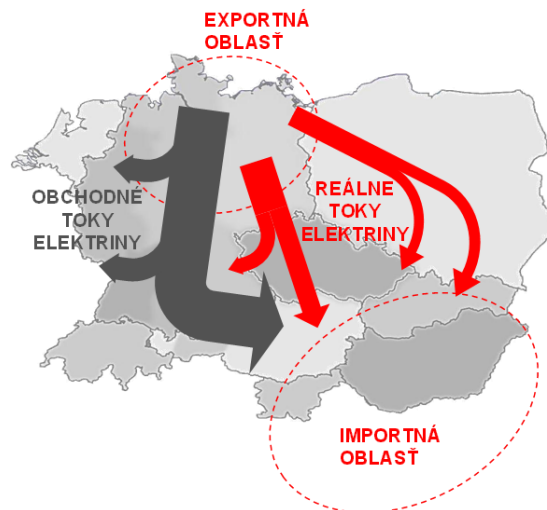
Prevádzkovateľ PS SR má obmedzené možnosti na vysporiadanie sa s dôsledkami neplánovaných tokov elektriny a tiež na zaistenie prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti ES v tejto súvislosti. V prostredí liberalizovaného trhu nemajú prevádzkovatelia PS povolené zasahovať do trhových mechanizmov, pokiaľ nie je ohrozená bezpečnosť sústavy. Nápravné opatrenia, ktoré PPS môže použiť v zmysle zmluvy SAFA (z angl. Synchronous Area Framework Agreement), sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil okamžité základné bezpečnostné kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú uvedené v kapitole 5.3.

Nežiadúcim dôsledkom aplikovania týchto nápravných opatrení, v ktorých sa mení zapojenie PS SR, môže byť, paradoxne, čiastočné zníženie bezpečnosti a/alebo spoľahlivosti prevádzky v niektorej časti PS SR a zvýšenie nákladov na prevádzku sústavy.

Dňa 8. júna 2022 šesť 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 čím prináša hodnotu celej spoločnosti.

Základom myšlienky flow-based výpočtu a alokácie prenosových kapacít vedení je snaha zahrnúť do procesu pridelovania týchto kapacít reálnu topológiu PS a tiež zohľadniť skutočné rozdelenie reálnych tokov výkonu na jednotlivých cezhraničných profiloch, čo by sa malo prejavovať v maximálnej možnej miere minimalizáciou rozdielov medzi obchodnými a reálnymi tokmi výkonu, t.j. minimalizáciou neplánovaných tranzitných tokov elektriny.

Dobрым koncepčným rozvojovým krokom za účelom znižovania tranzitných tokov je taktiež dlhodobé avizované posilňovanie vnútornej nemeckej PS výstavbou nových 400 kV vedení, čo by prispelo k eliminácii kruhových, resp. tranzitných tokov elektriny, ktoré ohrozujú bezpečnosť prevádzky okolitých PS, vrátane SR. V konečnom dôsledku by sa objemy a smer reálnych tokov elektriny (na Obr. č. 1.15 zobrazené červenou farbou) mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny (zobrazené tmavosivou farbou).



Obr. č. 1.15 Ilustračné zobrazenie obchodných a reálnych tokov v regióne Strednej Európy

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).

Na rozdiel od roku 2021, neboli v 2022 zaznamenané disproporcie medzi očakávanou spotrebou ES SR a obchodným diagramom, ktorý je zložený z výroby elektriny v SR a dovozu elektriny.

Situácia so vznikom veľkej obchodnej odchýlky v regulačnej oblasti SR sa začala opätovne objavovať začiatkom roka 2023 po zavedení vnútrodenného obchodovania k 1.10.2022.

Pri bežnej prevádzke sústavy nastávajú poklesy frekvencie najmä vo večerných hodinách na zlome 21:00 a 22:00. Tieto poklesy súvisia s režimom prevádzky PVE (odstavovanie väčšej časti z výroby) a súčasným poklesom zaťaženia v celej prepojenej európskej elektrizačnej sústave. K nárastu frekvencie dochádza najmä na zlome 6:00 hodiny, čo má súvis s rýchlym nábehom výrobní elektriny na veľký výkon (PVE, PPC), s vypínaním čerpania PVE a súčasným nárastom ostatného zaťaženia sústavy. Odstavovanie a nábehy zariadení na výrobu elektriny úzko súvisia s obchodovaním na trhoch s elektrinou, nakoľko v priebehu dňa sú ceny za dodávku elektriny vyššie ako v nočných hodinách.

V prípade dosiahnutia frekvencie 49,8 Hz alebo 50,2 Hz (t.j. pri odchýlke ± 200 mHz od 50 Hz) by došlo k aktivácii frekvenčného obranného plánu, t.z. zariadenia na výrobu elektriny by prešli do špeciálnych prevádzkových stavov (otáčková regulácia, automatické alebo manuálne znižovanie/zvyšovanie výkonu a pod.).

Disponibilita PpS a regulačná elektrina

Napriek zaznamenanému medziročnému zlepšovaniu pokrývania požadovaného objemu PpS, aj vďaka opatreniam prijímaným na strane prevádzkovateľa PS, dochádza v niektorých mesiacoch k nepokrytiu požadovaného objemu niektorých PpS a to z nasledujúcich dôvodov:

- nestála prevádzka elektrární predovšetkým na báze spaľovania zemného plynu z dôvodu vyšších nákladov na výrobu elektriny voči cene silovej elektriny na trhu,

- odstávky teplární počas letného obdobia,
- prevádzka elektrární na nižšom výkone,
- poruchy a výpadky na zariadeniach poskytujúcich PpS,
- neprevádzkovanie elektrární z dôvodu vysokých cien emisných povoleniek na burze,
- extrémne výkyvy počasia,
- vysoké ceny elektriny a plynu na energetických trhoch

Nižšie uvedená tabuľka zobrazuje regulačným úradom schválené požadované objemy PpS, ktoré prevádzkovateľ PS zverejňuje na svojom webovom sídle v zmysle Zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a upresnení podľa par. 18, ods. 8 Vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z. o pravidlách vnútorného trhu s elektrinou a vnútorného trhu s plynom vždy do 30.9. aktuálneho roku na nasledujúci rok.

Rok	PRV ±	SRV ±	TRV 3MIN+	TRV 3MIN-	TRV 10MIN+	TRV 10MIN-	TRV 15MIN+	TRV 15MIN-	TRV 30MIN+	TRV 30MIN-	TRV 120MIN	TRV HOD	ZNO	ZVO
2005	34.0	123.6	-	-	318.3	-	-	-	165.7	156.6	-	200.0	-	-
2006	32.0	120.4	-	-	323.6	158.6	-	-	165.9	136.7	-	177.6	-	-
2007	32.0	114.8	-	-	320.0	150.0	-	-	152.9	124.4	-	173.7	-	-
2008	33.0	109.9	-	-	310.0	150.0	-	-	159.9	119.9	-	130.0	-	-
2009	32.0	109.5	220.0	130.0	-	-	-	-	188.6	128.9	120.0	-	-	-
2010	30.0	120.0	220.0	130.0	-	-	-	-	249.9	130.0	80.0	-	-	-
2011	29.0	130.0	250.0	135.0	-	-	-	-	260.0	210.0	-	-	-	-
2012	28.0	134.0	255.0	135.0	220.0	100.0	-	-	150.0	130.0	-	-	70.0	20.0
2013	29.0	137.0	255.0	135.0	215.0	100.0	-	-	150.0	130.0	-	-	70.0	20.0
2014	29.0	139.0	255.0	135.0	215.0	100.0	-	-	120.0	130.0	-	-	69.0	10.0
2015	28.0	139.0	255.0	135.0	215.0	100.0	130.0	130.0	-	-	-	-	70.0	10.0
2016	27.0	140.0	255.0	135.0	215.0	100.0	120.0	120.0	-	-	-	-	70.0	10.0
2017	26.0	143.0	255.0	135.0	215.0	100.0	120.0	120.0	-	-	-	-	70.0	10.0
2018	26.0	145.0	255.0	135.0	215.0	100.0	120.0	120.0	-	-	-	-	70.0	10.0
2019	26.0	145.0	255.0	135.0	215.0	100.0	120.0	120.0	-	-	-	-	70.0	10.0
2020	27.0	143.0	255.0	135.0	215.0	100.0	120.0	120.0	-	-	-	-	70.0	10.0
2021	27.0	143.0	255.0	135.0	215.0	100.0	120.0	120.0	-	-	-	-	70.0	10.0
Rok	FCR ±	aFRR ±	TRV 3MIN+	TRV 3MIN-	mFRR+				mFRR-					
2022	28.0	130.0	355.0	235.0	280.0				288.0					

Tab. č. 1.3 Vážené priemery max. požiadaviek na podporné služby v rokoch 2005 - 2022 (MW)

Veľkosti požadovaných objemov PpS v Tab. č. 1.3 a ich pokrytie sa ďalej upresňujú a optimalizujú na dennej báze, z ktorej vychádza aj nasledovné vyhodnotenie pokrývania PpS v roku 2022.

Počnúc začiatkom roku 2020 spoločnosť SEPS z dôvodu legislatívnych zmien vyplývajúcich z Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou v rámci harmonizácie pravidiel organizovania denných výberových konaní na obstaranie podporných služieb pristúpila na obstarávanie disponibility jednotlivých PpS už len na dennej báze, a to výhradne prostredníctvom obchodného systému PPS.

Pri obstarávaní disponibility PpS na rok 2022 bol evidovaný pretrvávajúci nedostatok:

- aFRR+ vo výške 16,23 % z požadovaného objemu,
- aFRR- vo výške 10,91 % z požadovaného objemu,
- mFRR+ vo výške 28,50 % z požadovaného objemu,
- mFRR- vo výške 63,45 % z požadovaného objemu.

Pri pokrývaní služby FCR predstavoval nedostatok z obchodne uznaného objemu 2,14 % celkovej požiadavky. Služba TRV3min+ a TRV3min- bola pokrytá na 100 %.

Nedostatok PpS sa prejavil najmä v mesiacoch august a september 2022, kedy bola spoločnosť SEPS nútená spustiť systém výstrahy celkovo 8 krát v čase trvania 267 hodín. Tento stav bol reportovaný aj na medzinárodnú organizáciu ENTSO-E.

V uvedenom období došlo ku kumulácii viacerých nepriaznivých javov, ako boli vysoké ceny elektriny, znižovanie disponibilít už nakúpeného objemu podporných služieb z technických a finančných dôvodov a ukončovanie prevádzky významných poskytovateľov PpS. Z dôvodu vysokých cien elektriny v súbehu s regulovanou nízkou maximálnou cenou obstarania disponibilít bol evidovaný veľmi slabý záujem o účasť v krátkodobých a denných výberových konaniach na PpS. Napriek deficitu PpS sa však nedošlo k takej situácii, kedy by bola reálne ohrozená bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky sústavy.

Prínosom k zvýšeniu bezpečnosti prevádzky ES SR a najmä k zníženiu potreby aktivácie regulačného výkonu v SRV a počtu aktivácií TRV bolo zapojenie sa do projektu cezhraničnej výmeny regulačnej elektriny v systéme Grid Control Cooperation (e-GCC) začiatkom roka 2012.

Prevádzka e-GCC bola v roku 2020 ukončená, a to z dôvodu zapojenia sa do spoločného systému s názvom International Grid Control Cooperation (IGCC).

Základná myšlienka systému IGCC je optimalizácia aktivácie podporných služieb, konkrétne služby SRV/aFRR a to v zmysle zabránenia protichodnej aktivácie tejto podpornej služby v rámci spolupracujúcich krajín v IGCC. Zapojením do IGCC sa taktiež potvrdil očakávaný menší počet aktivácií TRV/mFRR voči predchádzajúcim rokom, ako aj zníženým objemom RE z domácich zariadení na výrobu elektriny poskytujúcich podpornú službu SRV/aFRR.

Jedným z hlavných cieľov SEPS v rámci prípravy zavádzania zmien je zvýšenie konkurenčného prostredia na trhu s PpS a postupná integrácia SEPS do cezhraničných projektov výmeny/zdieľania regulačnej energie a disponibilít PpS. Pre pripojenie sa k cezhraničným projektom pre výmenu disponibilít PpS alebo harmonizovanú aktiváciu RE musí SEPS splniť niekoľko legislatívnych požiadaviek, ktoré sa týkajú deregulácie cien, harmonizácie časových intervalov poskytovania disponibilít a regulačnej energie a harmonizácie pravidiel zúčtovania odchýlok.

Od 1.1.2022 spoločnosť SEPS pristúpila k úprave parametrov produktov regulačnej elektriny a disponibilít PpS a tiež harmonizácii názvoslovie produktov PRV na FCR, SRV+/SRV- na aFRR+/aFRR- a TRV+/TRV- na mFRR+/mFRR-. Zmena bola aplikovaná na základe požiadaviek nariadenia Komisie (EÚ) 2017/2195, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (ďalej len „nariadenie EBGL“) a z neho vyplývajúcich implementačných rámcov pre implementáciu európskych platforiem na výmenu rezerv obnovy frekvencie a nahradzujúcich rezerv. Konkrétne zmeny sú uvedené v materiáli „Návrh na využívanie osobitných produktov pre regulačnú energiu a disponibilitu“ zverejnenom na stránke spoločnosti SEPS.

Štandardizácia produktov je spojená s prípravou spoločnosti SEPS na pripojenie sa k platformám na výmenu rezerv obnovy frekvencie:

- 1. jún 2024 – k platforme PICASSO (výmena rezerv aFRR)
- 24. júl 2024 – k platforme MARI (výmena rezerv mFRR)

Z dôvodu vysokého napätia v severnej časti PS boli pri určitých prevádzkových stavoch ES SR analyzované možné technické prevádzkové opatrenia za účelom jeho zníženia, ktoré je možné v čo najkratšom čase aplikovať do prevádzky, okrem tých, ktoré využíval PPS doteraz (prepínanie odbočiek transformátorov, riadenie jalového výkonu na zariadeniach na výrobu elektriny, sekundárna regulácia napätia, využívanie kompenzačných tlmiviek, vypínanie vedení), nakoľko nie sú dostatočné na jeho zníženie. V období 04/2017 bolo v spolupráci so spoločnosťou SE, a.s. úspešne otestované využitie špeciálneho prevádzkového stavu

na turbogenerátoroch PVE Čierny Váh – tzv. kompenzačná prevádzka. Tento stav na generátore umožňuje riadiť väčší jalový výkon vyrobený generátorom pri minimálnom odbere činného výkonu z PS. V prípade jedného TG na PVE Čierny Váh to predstavuje rozsah -50 až +65 MVar pri odbere 2,25 MW. Týmto spôsobom dokáže kompenzačná prevádzka jedného TG ovplyvniť napätie v najbližšej aj vzdialenejšej ESt PS o 1-3 kV. V priebehu rokov 2018-2019 sa hľadalo optimálne technicko-obchodné zosúladenie s legislatívou, Technickými podmienkami PPS, Prevádzkovým poriadkom PPS, zmluvnými vzťahmi a potrebou certifikácie tejto služby. Na prelome rokov 2019 a 2020 bol tento spôsob riadenia napätia implementovaný do obchodného systému PPS a od 04/2020 je dispečermi PPS využívaný pri regulácii napätia v severnej vetve ES SR. Kompenzačná prevádzka je zahrnutá pod PpS sekundárna regulácia napätia (SRN). Na rozdiel od SRN je kompenzačná prevádzka spustená telefonickou aktiváciou prostredníctvom dispečingu SE, a.s. - ROVE.

2.4 Realizácia investičných zámerov prevádzkovateľa prenosovej sústavy

V roku 2022 bola ukončená výmena vodičov a preizolácia na vedení V424 Sokolnice – Križovany, ktorá patrila medzi objemovo najvýznamnejšie investičné akcie. Ide o jedno z najdôležitejších cezhraničných vedení, cez ktoré sú plánované a realizované obchodné prenosy a ktoré musí zabezpečiť aj prípadné medzinárodné havarijné výpomoci v kritických situáciách. Predmetnou investíciou sa zabezpečí jeho bezpečná a spoľahlivá prevádzka a trvalá prenosová schopnosť. Ďalšími objemovo významnými investičnými akciami v roku 2022 boli výmena vodičov a preizolácia na vedení V428 ESt Moldava – ESt Kapušany a výmena vodičov a preizolácia na vedení V429 ESt Podunajské Biskupice – VE Gabčíkovo. Realizáciou predmetných investičných akcií sa zabezpečí spoľahlivá prevádzka vedení na trvalé maximálne dovolené prúdové zaťaženie vodičov až do teploty vodičov +80 °C.

V oblasti výstavby a rekonštrukcie elektrických staníc boli investície zamerané na realizáciu obnovy sekundárnej techniky a inovácie riadiaceho a informačného systému. V roku 2022 boli ukončené investičné projekty „Obnova sekundárnej techniky a inovácia RIS – centrála v ESt Horná Ždaňa 400 kV“, „Inovácia zariadení RIS pre riadenie R 110 kV v Est Horná Ždaňa“ a „Inovácia RIS – centrála v ESt Voľa“.

V roku 2022 boli vypracované dokumentácie pre výber zhotoviteľa a získané stavebné povolenia na viaceré investičné projekty. Pre investičné projekty „Transformovňa 400/110 kV Senica“ a „Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek ESt Podunajské Biskupice“ boli vypísané verejné obstarávania s celkovou predpokladanou hodnotou zákazky 41,43 mil. eur. Pokračovala aj inovácia obchodných systémov podľa požiadaviek platnej legislatívy SR a EÚ. Investičný projekt „Legislatívny upgrade obchodného systému Damas Energy“ bol koncom roka ukončený.

V rámci napĺňania legislatívnych povinností vyplývajúcich z požiadaviek zákona o kybernetickej bezpečnosti bola ukončená prvá etapa realizácie projektu „Optimalizácia, zvýšenie bezpečnosti a dostupnosti Technologickkej informačnej siete ochrán“. V oblasti optimalizácie prvkov kritickej infraštruktúry bola na vybraných objektoch ukončená tretia etapa realizácie výmeny zastaraných a výrobcami nepodporovaných komponentov IMS.

Podrobnejší popis týchto, ale aj ďalších investičných projektov SEPS, je dostupný v kapitole 4 Investičné zámery prevádzkovateľa prenosovej sústavy na nasledujúcich 10 rokov.

3 Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou

Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou a perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny v nasledujúcom období vychádzajú z predpokladov aktuálneho desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy na roky 2024 až 2033 a tiež zohľadňujú aktuálny vývoj v sektore elektroenergetiky SR.

Budúci vývoj v zásobovaní elektrinou budú ovplyvňovať najmä nasledovné, viac či menej predvídateľné faktory:

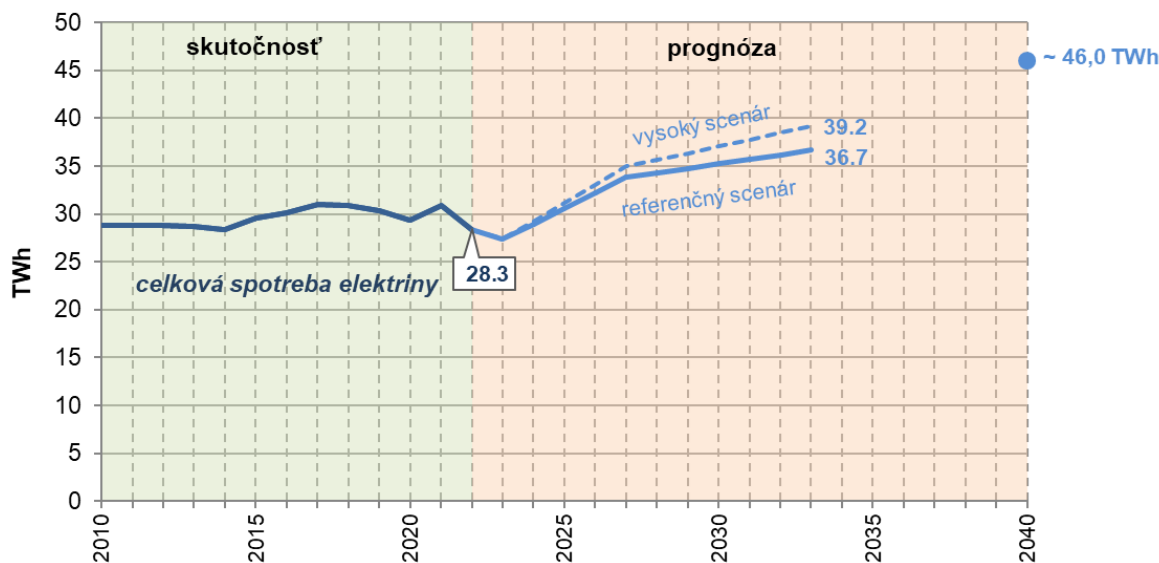
- vývoj spotreby elektriny,
- pripájanie nových zariadení na výrobu elektriny, ako aj vyradaťovanie zariadení na výrobu elektriny s ukončenou dobou životnosti, tlak na zvyšovanie podielu OZE pre dodržanie dekarbonizačných cieľov SR, predovšetkým zvýšeným podielom VTE a FVE na pokrývaní diagramu zaťaženia, vyplývajúci zo stanovených hodnôt inštalovaného výkonu OZE v INECP SR,
- dostupnosť primárnych palív a ich cenový vývoj na svetových trhoch,
- vývoj cien na trhu s elektrinou,
- vývoj cien v oblasti nových technológií na výrobu elektriny,
- neistoty súvisiace s vývojom výšky poplatkov za emisie skleníkových plynov, predovšetkým CO₂,
- doba návratnosti vložených investičných prostriedkov pri realizácii projektov v elektroenergetike,
- stabilita podnikateľského prostredia a regulačného rámca,
- vývoj stratégie energetickej politiky v EÚ, resp. v SR, a jej premietnutie do novej legislatívy, prípadne úpravy existujúcej legislatívy,
- liberalizácia trhu s elektrinou, zavedenie kapacitných mechanizmov, úroveň zdrojovej primeranosti SR a EÚ, zavedenie jednotného celoeurópskeho trhu s elektrinou a podpornými službami a pod.

3.1 Vývoj spotreby

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 spotreby elektriny pre nasledujúce obdobie vychádza zo záverov štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2040 po jednotlivých rokoch s výhľadom do roku 2050“ (ďalej len „**Štúdia prognózy spotreby**“), ktorú pre potreby SEPS spracovala spoločnosť EGÚ Brno, a.s., v roku 2022. Pre hodnotenie budúceho vývoja sú základnými parametrami spotreba elektriny a zdrojová základňa. Pri spotrebe sa uvažuje s dvomi variantmi – referenčná spotreba a vysoká spotreba.

Vysoká spotreba zohľadňuje prudší nárast elektromobility, zvýšený demografický vývoj, rýchlejší prechod k decentralizovanému zásobovaniu teplom, nové investície do energetickej náročných priemyselných odvetví (napr. výroba batérií do elektromobilov), výrazná dekarbonizácia priemyslu a optimistickjší ekonomický rast v energetickej náročnom priemysle.

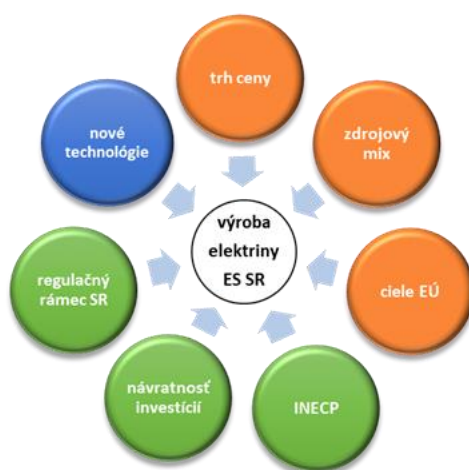


Obr. č. 2.1 Skutočnosť a prognóza celkovej spotreby elektriny v SR (roky 2010 – 2033; 2040)

3.2 Výroba elektriny

Výroba elektriny v SR bude v rámci celoeurópskeho trhu s elektrinou ovplyvnená vzájomnou interakciou vývoja zdrojového mixu SR, cien primárnych palív, emisií a silovej elektriny na základe klimaticko-energetických cieľov EÚ. Na národnej úrovni bude na veľkosť výroby vplývať regulačný rámec, národné klimaticko-energetické záväzky v súlade s cieľmi EÚ, ako aj vytváranie podmienok pre nové investície v sektore výroby elektriny. V neposlednom rade bude zdrojový mix ovplyvnený nástupom a dostupnosťou nových technológií.

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



Obr. č. 2.2 Hlavné faktory ovplyvňujúce výrobu elektriny

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.

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 zaváňaním jadrového paliva do reaktora 3. bloku EMO. 22.10.2022 bola spustená štíepna reakcia. V súčasnosti sa nachádza vo fáze energetického spúšťania a pracuje na výkone 55 % (koniec apríla 2023).

Úplnú funkčnosť 3. bloku a dosiahnutie projektových parametrov potvrdí úspešné ukončenie fázy 144-hodinového preukazného chodu na stopercentnom, 471-megawattovom výkone. Dosiahnutie tohto míľnika sa predpokladá v druhej polovici roka 2023.

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

Pôvodný zámer, ukončiť v roku 2021 prevádzku zvyšných 2 blokov elektrárne Vojany (2x110 MW) z dôvodu nerentabilnej prevádzky a potreby dodatočných investičných nákladov pre zmenu pripojenia do ES SR, prevádzkovateľ tohto zariadenia na výrobu elektriny prehodnocuje. V súčasnosti prebieha v elektrárni testovanie samostatného spaľovania tzv. tuhého druhotného paliva. V prípade úspešnosti testov je odhadovaná doba prevádzky elektrárne do konca roku 2027.

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.

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	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
EBO V2 bl.4	500	1985	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Mochovce 1	470	1998	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Mochovce 2	470	1999	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Mochovce 3	471	2022	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Mochovce 4	471	2024	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Fosílna elektrárne										
Vojany 1-5	110	2001	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Vojany 1-6	110	2001	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Nováky A - TG11+FK	28	1996	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Nováky A - TG12	18	2004	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Nováky B-1	110	1964	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Nováky B-2	110	1964	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Tepláreň Bratislava	50	1953	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Tepláreň Košice	104	1967	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Tepláreň Žilina	50	1967	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Tepláreň Zvolen	35	1956	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Tepláreň Martin	42	1955	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
PPC Bratislava	218	1998	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
PPC Levice	87	2007	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
PPC Malženice	430	2011	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
ST1 Panické Dravce	50	2010	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
DG 3x32 MW	96	2010	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
PPC Považská Bystrica	64	2011	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
ST Tp Bratislava II	58	2012	[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Nové OZE	cca 1 200 *		[Red hatched bar]					[Red hatched bar]		
Vodné elektrárne a PVE										
VE vrátane PVE a MVE	2 542		[Solid green bar]					[Grid pattern]		
Nové VE	cca 130 *		[Red hatched bar]					[Red hatched bar]		

* - INECP



Obr. č. 2.3 Obdobie prevádzky súčasných a plánovaných väčších výrobných jednotiek

Ostatné zariadenia na výrobu elektriny

V súčasnej dobe a ani za uplynulých 5 rokov neexistuje 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.

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 (ďalej len „zdroje“) do ES SR a zvyšovanie inštalovaného výkonu existujúcich zdrojov 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 do ES SR a zvyšovanie inštalovaného výkonu existujúcich zdrojov v ES SR.

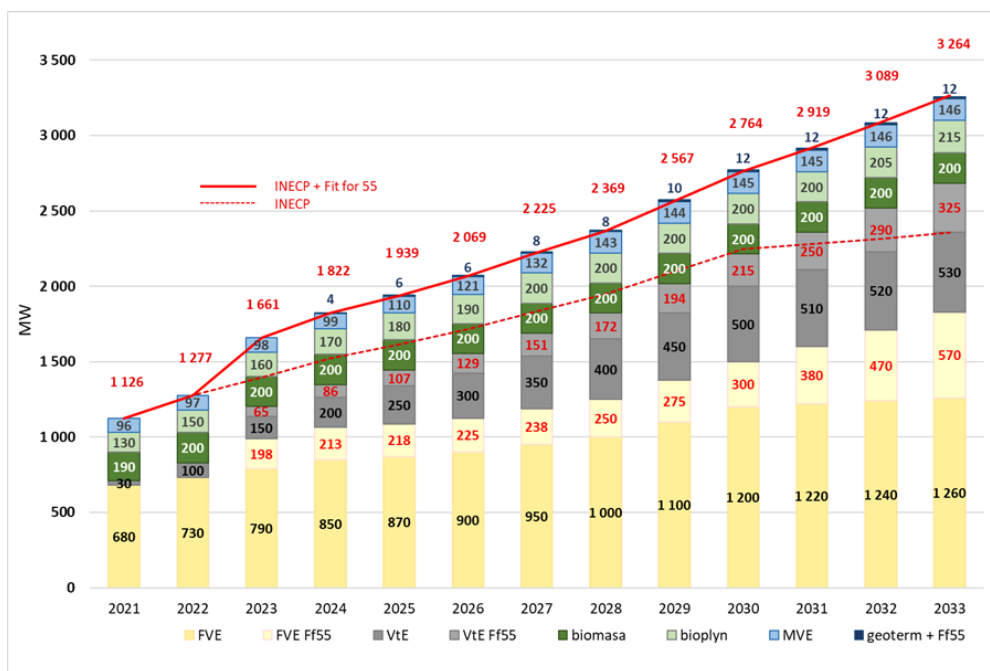
Z dôvodu zamedzenia nekontrolovaného rozvoja zdrojov, čo by malo negatívny vplyv na prevádzkovú bezpečnosť a spoľahlivosť ES SR, boli prevádzkovateľom PS stanovené limitné hodnoty voľného inštalovaného výkonu zdrojov, ktoré je možné pripojiť do ES SR ako z pohľadu jej priepustnosti, tak i z pohľadu jej 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 elektrární a veterných elektrární, ktoré majú najvýznamnejší vplyv na potrebu zaistenia podporných služieb. Dostatočnosť podporných služieb má zásadný vplyv na celkovú hodnotu inštalovaného výkonu FVE a VTE, ktorý je možné pripojiť do ES SR.

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 stanovila 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 Európskej únie 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 55“, 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 v DPRPS. **Tento predpoklad je iba odhad a neurčuje, aký bude skutočný budúci výkon OZE pripojený v SR.**



Obr. č. 2.4 Vývoj inštalovaného výkonu OZE podľa INECP a „Analýzy vplyvov balíka Fit for 55“ spracovanej Inštitútom environmentálnej politiky pri MŽP SR

V ďalších častiach tohto dokumentu je uvažované s inštalovaným výkonom OZE podľa predpokladov SEPS, ktoré v celkových hodnotách inštalovaného výkonu OZE kopírujú navrhované hodnoty z INECP SR, ktoré sú ešte zvýšené o ciele vyplývajúce z návrhu aplikácie balíka Fit for 55.

Budúci vývoj výroby elektriny v SR môže byť ovplyvnený rozhodnutím vlastníkov a prevádzkovateľov niektorých významných zariadení na výrobu elektriny o ukončení alebo zmene spôsobu ich prevádzky z dôvodu zmeny trhových a regulačných podmienok.

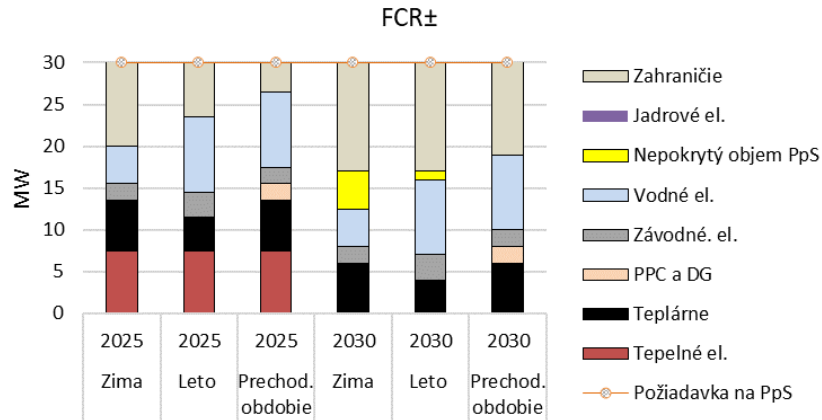
Rovnako aj vývoj spotreby elektriny je závislý od významných odberateľov elektriny. V prípade ukončenia prevádzky jedného či viacerých z nich môže byť po uvedení blokov č. 3 a 4 JE Mochovce do komerčnej prevádzky potenciálny prebytok výroby v ES SR ešte výraznejší. Na druhej strane, prípadný veľký nový odberateľ elektriny na Slovensku by prebytkové saldo znížil.

3.3 Podporné služby

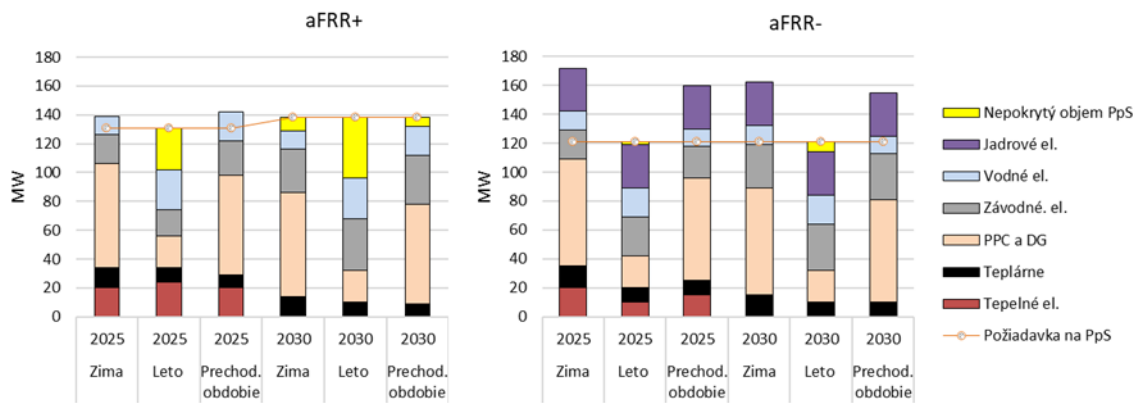
Vyhodnotenie predpokladanej disponibilnosti PpS vychádza z Podporného a argumentačného materiálu¹ k dokumentu „Stratégia zabezpečenia dostatočného objemu podporných služieb pre rok 2023“² (ďalej len „Stratégia“), ku ktorej prebehla v termínoch od 31.03. do 15.04.2022 verejná konzultácia.

¹ <https://www.sepsas.sk/media/5535/05-dr-ee-seps-strategie-pps.pdf>

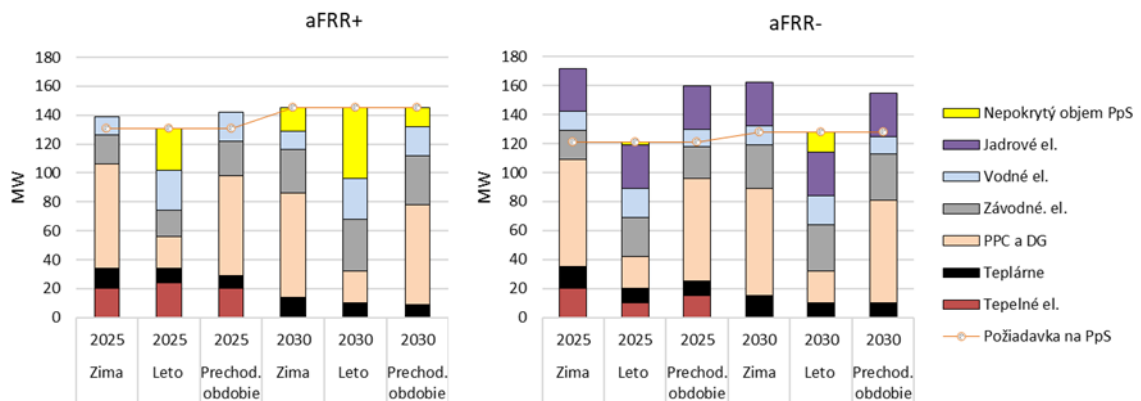
² <https://www.sepsas.sk/media/5537/strategia-pps-2023.pdf>



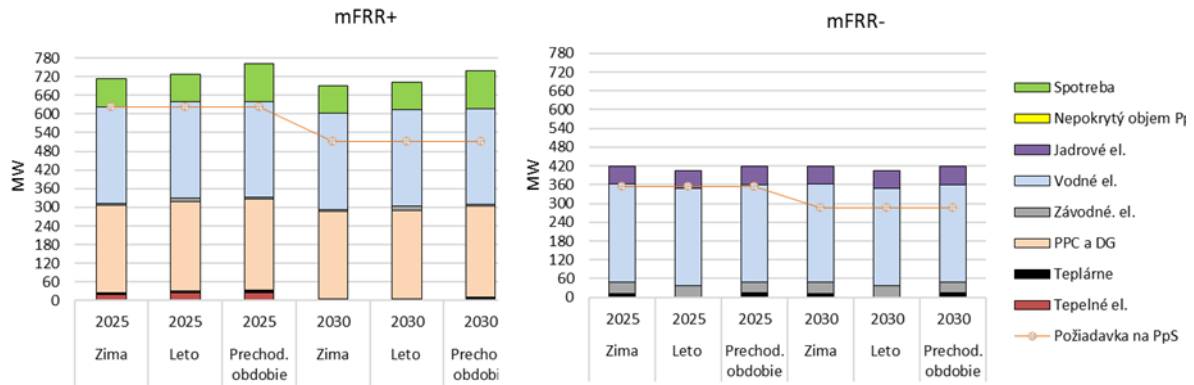
Obr. č. 2.5 Predpokladaný vývoj disponibilít FCR± v rokoch 2025 a 2030



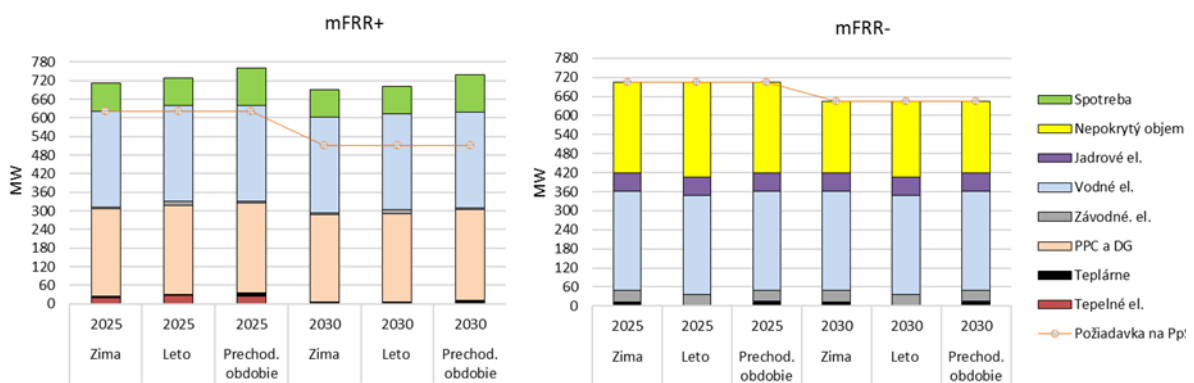
Obr. č. 2.6 Predpokladaný vývoj disponibilít aFRR± v rokoch 2025 a 2030



Obr. č. 2.7 Predpokladaný vývoj disponibilít aFRR± v rokoch 2025 a 2030 so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby



Obr. č. 2.8 Predpokladaný vývoj disponibilít mFRR± v rokoch 2025 a 2030



Obr. č. 2.9 Predpokladaný vývoj disponibilít mFRR± v rokoch 2025 a 2030 so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby

Z vyššie uvedených grafov predpokladaného vývoja disponibilít jednotlivých PpS je zrejmé, že požadovaný objem PpS pre pokrytie všetkých predpokladaných požiadaviek v roku 2025 a 2030 nebude možné v niektorých obdobiach rokov 2025 a 2030 zabezpečiť na 100 %.

Vzniknutý nedostatok mFRR- (obr. č. 2.9) súvisí so zvýšenou elektrifikáciou na strane spotreby, v dôsledku ktorej sa predpokladá navýšenie potrebného objemu záporných regulačných záloh. Vzniknutý nedostatok je však naviazaný na súčasnú dostupnosť poskytovania záporných regulačných rezerv, poskytovaných predovšetkým z vodných a prečerpávacích vodných elektrární. Na pokrytie vzniknutého nedostatku mFRR- sú však ešte k dispozícii ďalšie rezervy pre tento typ regulačnej zálohy, a to predovšetkým na prečerpávacích vodných elektrárnach.

K vyhodnoteniu predpokladaného vývoja disponibilít PpS je potrebné poznamenať, že analýzy vychádzajú zo súčasných predpokladov na dostupnosť existujúcich a certifikovaných zdrojov elektriny a dimenzovanie objemu PpS bez uvažovania zmien súvisiacich s plánovaným pripojením SEPS k platformám PICASSO a MARI, ktoré v tomto štádiu prístupu do platforiem nie je možné bez predchádzajúcich skúseností prognózovať.

Navrhované odporúčania na možné riešenie zaistenia dostatočnosti PpS v zmysle Stratégie:

- FCR:
 - Uskutočniť rokovania s ČEPS k téme zváženia možnosti spoločného pripojenia k projektu FCR kooperácie, ktorý by zabezpečil prístup k likvidnému trhu pre nákup

služby FCR zo zahraničia (nadväzne na informácie pripájania ČEPS ku FCR kooperácii, čo je platforma "Regelleistung" pre cezhraničné zdieľanie FCR.

- Plnenie: SEPS je od 01/2023 v úlohe pozorovateľa
- Zabezpečenie disponibility FCR na strednodobej báze (v ročnom výberovom konaní) a prípadné nepokrytie riešiť v rámci krátkodobých/denných dokupov.
 - Plnenie: Bolo realizované obstaranie FCR v ročnom výberovom konaní
- Rozšírenie ponúkaných objemov v podobe pripojenia batériových systémov (alebo iných LER systémov) do distribučnej siete.
 - Plnenie: Bolo umožnené poskytovanie FCR z LER
- Využitie služieb nezávislých agregátorov.
 - Plnenie: Projekt PIAF (Pilot Agregácie Flexibility pre podporné služby), s hlavnými cieľmi:
 - otestovať koncept agregácie flexibility decentralizovaných zariadení na účely poskytovania podporných služieb pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy,
 - identifikovať legislatívne bariéry rozvoja tohto konceptu a
 - navrhnuť prípadné úpravy energetickej legislatívy
- aFRR:
 - Zahájenie všetkých potrebných krokov pripojenia SEPS k cezhraničnej platforme PICASSO pre výmenu regulačnej energie aFRR.
 - Plnenie: Príprava implementácie v rámci pracovných skupín
 - Pripojenie SEPS k projektu DE/AT spolupráce pre výmenu disponibility aFRR - povolenie poskytovania služby zo strany nezávislých agregátorov - zavedenie agregácie menších regulačných celkov na VN a NN úrovni do jedného riadiaceho bloku.
 - Plnenie: V súčasnosti neprebiehajú aktivity smerujúce k pripojeniu sa k projektu DE/AT spolupráce
- mFRR:
 - V prípade vyššej elektrifikácie na strane spotreby, aktivácia ďalších regulačných záloh predovšetkým na prečerpávacích vodných elektrárňach.
 - Potenciál pre výmenu alebo zdieľanie tejto služby so susednými krajinami (pripojenie SEPS k platforme MARI).
 - Plnenie: Príprava implementácie v rámci pracovných skupín

3.4 Limity OZE s ohľadom na dostatočnosť PpS

Po uvedení do prevádzky nových cezhraničných vedení na cezhraničnom profile SK-HU v apríli 2021 sa do popredia dostala otázka uvoľnenia obmedzení pre pripájanie nových elektroenergetických zariadení na výrobu elektriny do ES SR a zvyšovania inštalovaného výkonu existujúcich zariadení na výrobu elektriny pripojených do ES SR, najmä však OZE s veľkou fluktuáciou výroby (FVE, VTE).

Preto, na základe úzkej spolupráce MH SR, prevádzkovateľov RDS a SEPS, vzniklo Usmernenie k uvoľneniu obmedzení „stop-stavu“ pre pripájanie nových zdrojov elektriny do ES SR, ktoré bolo následne v zmysle naplnenia zákonnej povinnosti danej prevádzkovateľovi

PS nahradené a zverejnené v TP SEPS (Dokument S)³ ako „Pravidlá rozvrhnutia voľnej kapacity pripojenia do sústavy pre zariadenia na výrobu elektriny a osobitne pre lokálne zdroje medzi prevádzkovateľa prenosovej sústavy a prevádzkovateľov distribučných sústav“ (ďalej len Pravidlá) s účinnosťou od 1.6.2022.

Okrem toho prevádzkovateľ PS zriadil na svojom webovom sídle platformu, na ktorej zverejňuje limity pre pripájanie nových zdrojov elektriny do ES SR, vychádzajúce z výpočtov a simulácií vplyvu na priepustnosť PS SR a flexibilitu ES SR (ďalej aj „dostatočnosť PpS“).

Z pohľadu vplyvu na flexibilitu ES SR bol k 5.4.2021 stanovený limit pre pripájanie FVE a VTE vo výške 407 MW. Tento bol s účinnosťou od 1.6.2022 následne navýšený o ďalších 170 MW na celkovú hodnotu 577 MW, ktorá je určujúcou limitnou hodnotou pre pripájanie OZE (FVE, VTE). V súčasnosti je uvoľnený výkon 577 MW už vyčerpaný, pričom jeho aktualizácia je stanovená v zmysle Pravidiel zverejnených v TP (Dokument S, kap. 4.5).

Rozvojový rok	Limit pre rozvoj OZE	
	Schválený limit (MW)	Prírastok stavu z predchádzajúceho roku (MW)
2023	407 (k 4.5.2021)	407
2024	577 (k 1.6.2022)	170
Spolu		577

Tab. č. 2.1 Limity rozvoja OZE (FVE, VTE) pre rozvojové roky 2023 a 2024

Z Tab. č. 2.1 vyplýva, že celkový inštalovaný výkon pripojených zdrojov typu FVE a VTE k roku 2024 v prípade naplnenia stanovených limitov bude spolu s inštalovaným výkonom pripojených zdrojov k 31.12.2021 vo FVE (532 MW) a VTE (3 MW) predstavovať celkovo hodnotu 1 112 MW. V porovnaní s predpokladanou hodnotou inštalovaného výkonu v INECP (1050 MW) to predstavuje k roku 2024 nárast o 5,8 %.

3.5 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR

Prenosové kapacity na cezhraničných profiloch PS SR sú pridelované v niekoľkých časových rámcoch – na ročnej, mesačnej, dennej a vnútrodennej báze. Na pridelovanie kapacít sú v závislosti od príslušného časového rámca a príslušného cezhraničného profilu aplikované postupy explicitných aukcií, implicitných aukcií a explicitných alokácií metódou First Come, First Served (FCFS), kedy požiadavky na pridelenie kapacity sú vyhodnocované priebežne v poradí, v akom sú prijaté alokačným systémom.

Pridelovanie dlhodobých cezhraničných prenosových kapacít na ročnej a mesačnej báze na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE), s Českou republikou (ČEPS) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2022 prostredníctvom Jednotnej alokačnej platformy SAP (Single Allocation Platform), ktorú prevádzkuje Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu. Cezhraničné kapacity boli pridelované formou explicitných aukcií.

³ [Rozhodnutie-URSO-0002_2023_E-TP.pdf \(sepsas.sk\)](#)

Na dennej báze boli v roku 2022 cezhraničné kapacity na profiloch SK/HU, SK/CZ, SK/PL pridelované implicitne v rámci procesov SDAC.

Samostatný odbor riadenia obchodu SEPS organizoval v roku 2022 pridelovanie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile SK-UA. Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle www.sepsas.sk. Jednostranný spôsob pridelovania cezhraničných kapacít pre účastníkov trhu znamená, že si kapacitné prenosové práva musia zabezpečiť osobitne na oboch stranách hranice, tzn. v SEPS, a tiež v Ukrenergo.

Mesačné aukcie sa uskutočnili len pre obdobie január – marec 2022, následne boli mesačné jednostranné aukcie pozastavené až do konca roku 2022. Denné aukcie boli od obchodného dňa 24.2.2022 pozastavené. Denné aukcie boli opäť spustené pre obchodný deň 7.7. 2022, pričom dostupná kapacita sa menila z exportnej z UA na importnú do UA podľa dostupnosti resp. nedostatočnosti zdrojov na UA. Rozdeľovanie kapacitného importného limitu, ktorý stanovovala RGCE ENTSO-E sa jednoducho delil medzi profily dostupné na obchodovanie, pričom ku koncu roka ostal na obchodovanie iba profil SK-UA. Zároveň počas roku 2022 pokračovali rokovania s Ukrajinou stranou o zavedení spoločných aukcií na cezhraničnom profile SK-UA, ktoré by mali byť spustené v priebehu roku 2023. Aukčnou kanceláriou pre pridelovanie kapacít v rámci spoločných aukcií bude JAO. Zavedenie spoločných aukcií bude znamenať krok vpred pri koordinácii pridelovania kapacít na profile SK-UA, čím sa tiež zjednoduší prístup k cezhraničnej kapacite pre účastníkov trhu.

Na profiloch SK-CZ, SK-HU a SK-PL sú cezhraničné kapacity pridelované aj na vnútrodennej báze. Funkciu alokátora kapacít vykonávala v období od 1.1. do 29.11.2022 spoločnosť ČEPS. Kapacity boli pridelované bezodplatne, požiadavky na kapacitu boli vyhodnocované v poradí, v akom boli prijaté do informačného systému alokátora kapacít. Kapacitné práva boli pridelené ako tzv. práva s povinnosťou, t. j. účastník trhu bol povinný pridelené kapacitné práva využiť v plnom rozsahu. Vnútrodenné pridelovanie pre profil SK-PL prebiehalo v režime šiestich 4-hodinových seáns počas obchodného dňa, v prípade profilu SK-CZ a SK-HU fungoval režim dvadsaťštyri 1-hodinových seáns počas obchodného dňa.

Počnúc obchodným dňom 30.11.2022 bolo spustené kontinuálne vnútrodenné obchodovanie na profiloch SK/CZ, SK/HU a SK/PL prostredníctvom platformy XBID. Pre obchodovanie na profiloch SK/CZ a SK/PL sa uplatňuje 60 min obchodný interval, na profile SK/HU sa uplatňuje 15 min obchodný interval.

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodenné pridelovanie
SK/CZ	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (market coupling)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/HU	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (market coupling)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/PL	explicitná (SAP)	explicitné (SAP)	implicitné (market coupling)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK-UA	nezavedené	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS) do 3/2022	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS) prerušené od 24.2-6.7.	nezavedené

Tab. č. 2.2 Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS do 29.11.2022 (obchodného dňa)

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodné 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. 2.3 Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS od 30.11.2022 (obchodného dňa)

4 Perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny

4.1 Popis scenárov pre vyhodnotenie bilancií ES SR

Scenáre možného vývoja výkonovej bilancie ES SR vychádzajú z DPRPS prevádzkovateľa PS. Scenáre pre obdobie rokov 2024 až 2033 sú kombináciou neurčitosti prevádzky a predpokladanej životnosti existujúcich zariadení na výrobu elektriny, resp. zdrojov, a prevádzky významných odberateľov elektriny. Zohľadňujú tiež termín avizovaného spustenia 4. bloku EMO do komerčnej prevádzky a rešpektujú rozvoj OZE podľa schváleného INECP SR [1] a „Analýzy vplyvov balíka Fit for 55“ spracovanej Inštitútom environmentálnej politiky pri Ministerstve životného prostredia SR.

Scenáre predpokladaného vývoja ES SR:

Očakávaný (A),

Očakávaný + noví veľkí odberatelia elektriny (B),

Očakávaný + noví veľkí odberatelia bez EMO 4 (C),

Očakávaný – bez odberateľa Slovalco (D),

Scenár s obmedzenou dostupnosťou plynu (E),

Uvedené scenáre vymedzujú predpokladaný vývoj zaťaženia a zdrojového mixu ES SR.

Nasledujúci obrázok charakterizuje rozdiely medzi jednotlivými scenármi z pohľadu prevádzkovaných zdrojov a veľkoodberateľov elektriny.

	Zdroj - EMO 4	Zdroj - EVO I	Zdroj - PPC Malženice	Odber - Slovalco	Odber - Zvýšenie odberu vplyvom dekarbonizácie priemyslu	Odber - Nový odberateľ
Scenár A						
Scenár B						
Scenár C						
Scenár D						
Scenár E						

Obrázok č. 3.1 Hlavná charakteristika scenárov

(legenda: zelená značka = je v prevádzke; červená značka = nie je v prevádzke)

Popis scenárov:

Očakávaný (A):

Scenár reprezentuje z pohľadu SEPS najpravdepodobnejší vývoj zaťaženia a zdrojového mixu ES SR. Predpokladá sa spustenie 4. bloku EMO v predpokladanom termíne 1.Q roku 2025. Prevádzková životnosť EVO I sa predpokladá maximálne do konca roku 2027.

Očakávaný + noví veľkí odberatelia elektriny (B):

Scenár pracuje s predpokladom pripojenia nových veľkých odberateľov do PS, resp. so zvýšením spotreby existujúcich odberateľov v PS.

Očakávaný + noví veľkí odberatelia bez EMO 4 (C):

Rovnako, ako v scenári B, aj tento scenár pracuje s predpokladom pripojenia nových veľkých odberateľov, avšak v energetickom mixe SR chýba 4. blok EMO z dôvodu oneskorenia uvedenia tohto zdroja do prevádzky.

Očakávaný – bez odberateľa Slovalco (D):

Z hľadiska energetického mixu SR je tento scenár zhodný s Očakávaným scenárom (A), avšak nie je uvažované s prevádzkou odberateľa Slovalco.

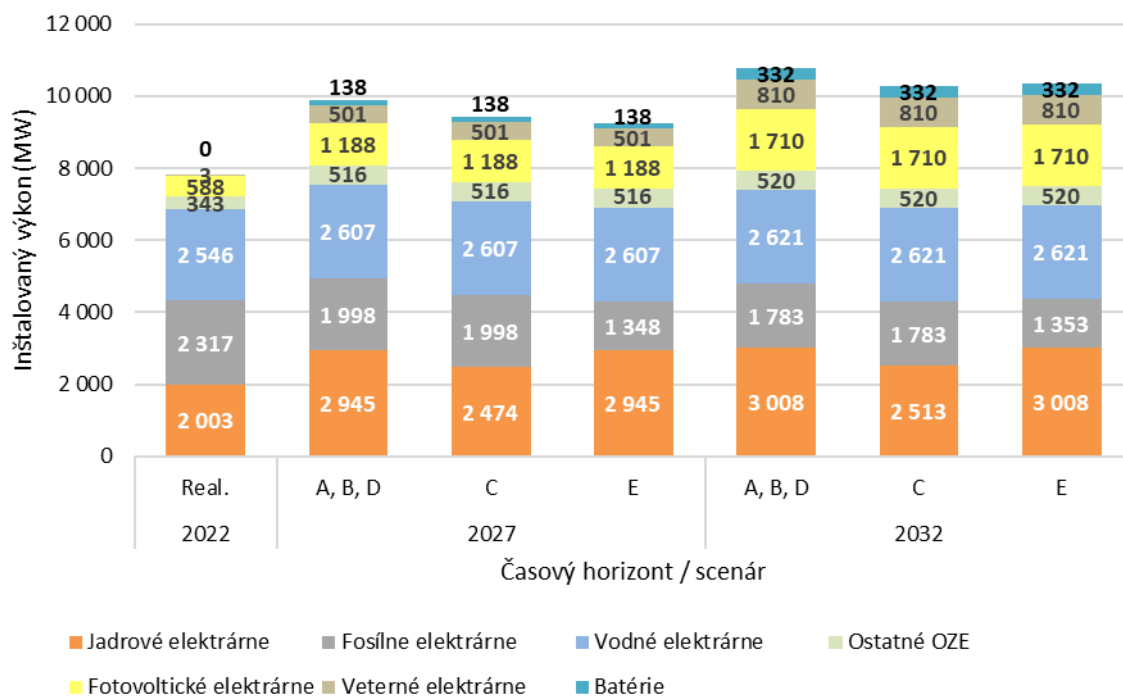
Scenár s obmedzenou dostupnosťou plynu (E):

V scenári je uvažovaná spotreba elektriny ako v Očakávanom scenári (A) a dostupnosť inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny v zahraničí, spaľujúcich zemný plyn, bola znížená o 50 %, pričom táto hodnota bola stanovená na základe analýzy ENTSO-E Summer Outlook 2022 [3] ako kritická pre zdrojovú primeranosť Európy počas zimy 2022/2023. V rámci SR sa v tomto scenári neuvažuje s prevádzkou PPC Malženice a EVO I.

Na základe uvedených predpokladov je na nasledujúcom obrázku znázornený predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu zariadení na výrobu elektriny v SR. K nárastu inštalovaného výkonu, v porovnaní so súčasnosťou, dochádza vo všetkých scenároch. Na náraste sa podieľa hlavne pripojenie 3. bloku EMO a pripojenie 4. bloku EMO (okrem scenára C) do sústavy. Tiež sa predpokladá významný nárast inštalovaného výkonu OZE, na základe INECP a „Analýzy vplyvov balíka Fit for 55“ až do výšky 2,2 GW FVE a VTE v roku 2030. Do sústavy sa postupne pripájajú aj batériové úložiská, ktorých inštalovaný výkon sa v rámci sledovaného obdobia DPRPS pohybuje rádovo v nižších stovkách MW.

Pokles inštalovaného výkonu fosílnych elektrární oproti súčasnému stavu je spôsobený odstavením ENO k 31.12.2023, EVO k 31.12.2027 a tiež variantným uvažovaním prevádzky PPC Malženice (scenár E).

Z pohľadu zdrojovej základne výhľadovo do roku **2040** je možné očakávať pokračujúci trend v inštaláciách ďalších kapacít OZE, predovšetkým FVE a VTE z 2,2 GW z roku 2030 podľa INECP a IEP MŽP až k úrovni 4 GW, spolu s rozvojom batériových úložísk. Plnenie dekarbonizačných cieľov a to najmä v priemyselných prevádzkach a teplárňach, môže viesť k ďalšiemu nárastu inštalovaného výkonu OZE, nakoľko budú technológie produkujúce emisie nahrádzané technológiami akceptovateľnými z pohľadu ochrany životného prostredia.



Obrázok č. 3.2 Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu zariadení na výrobu a uskladňovanie elektriny v jednotlivých scenároch

Legenda: A – očakávaný; B – noví veľkí odberatelia; C – noví veľkí odberatelia bez EMO 4; D – očakávaný bez odberu Slovalco; E – obmedzená dostupnosť plynu

4.2 Vyhodnotenie bilancie ES SR

Bilancie výroby a spotreby jednotlivých scenárov podľa vstupných predpokladov uvedených v predchádzajúcej kapitole sú výsledkom tzv. market simulácie⁴ prevádzky celoeurópskej sústavy pomocou matematického modelu.

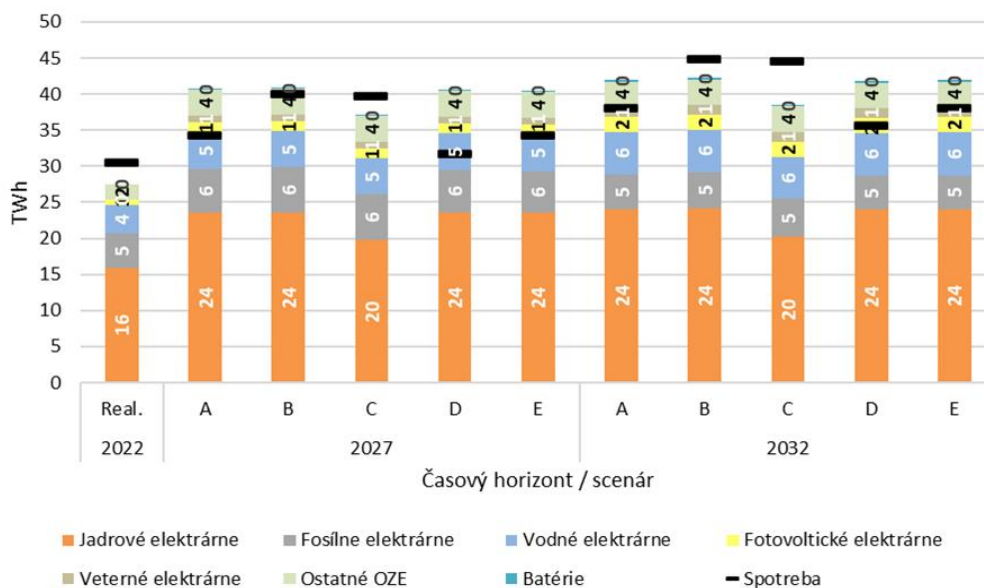
Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR do roku 2033 vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a očakávaného vývoja disponibilného inštalovaného výkonu v zariadeniach na výrobu elektriny v SR.

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 po odstavení EVO k 31.12.2027 alebo vplyvom vyššieho zastúpenia OZE v zdrojovom mixe SR nedochádza k významnému poklesu vo výrobe z fosílnych palív, či už oproti súčasnosti alebo medzi prierezovými rokmi 2027 a 2032. Okrem nízkeho využitia EVO, ktoré spaľuje tuhé druhotné palivo, je to vplyvom prevádzky najmä závodných elektrární či teplární, ktoré na výrobu elektriny využívajú fosílna palivá.

⁴ 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.

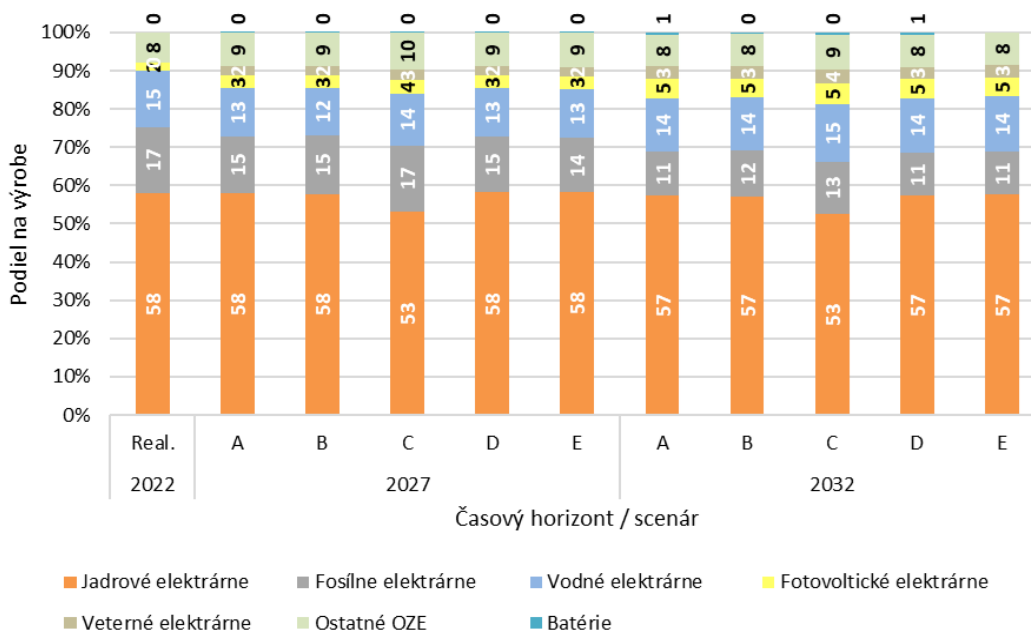


Obrázok. č. 3.3 Výroba elektriny v členení po palivách

Legenda: A – očakávaný; B – noví veľkí odberatelia; C – noví veľkí odberatelia bez EMO 4; D – očakávaný bez odberu Slovalco; E – obmedzená dostupnosť plynu

Podiel VE na celkovej výrobe rastie kvôli vyššiemu využívaniu PVE spôsobenému rastúcim podielom FVE a VTE na výrobe najmä v zahraničí.

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 sú VTE a FVE.



Obr. č. 3.4 Podiel na výrobe elektriny

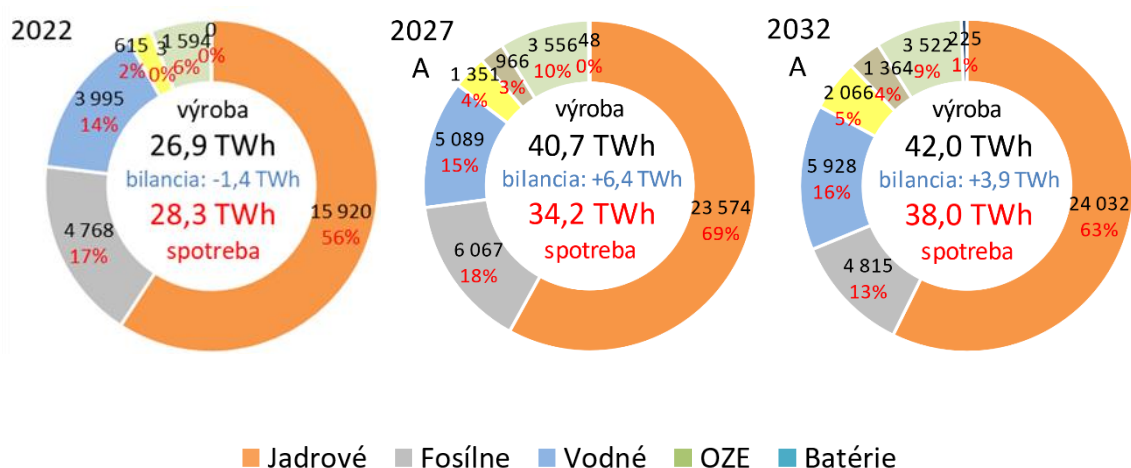
Legenda: A – očakávaný; B – noví veľkí odberatelia; C – noví veľkí odberatelia bez EMO 4; D – očakávaný bez odberu Slovalco; E – obmedzená dostupnosť plynu

Výhľadovo do roku **2040** treba počítať s nárastom spotreby vplyvom zvyšovania životnej úrovne, rastu počtu elektromobilov a tepelných čerpadiel, a celkovo postupnej dekarbonizácie všetkých odvetví hospodárstva. Spotreba by mohla narásť až o 60 % oproti súčasnosti (pozri tab. č. 3.2). Predpokladá sa zvyšovanie podielu OZE na celkovej výrobe elektriny, častejšie využívanie prečerpávacích vodných elektrární a batérií a tiež prechod z exportnej bilancie sústavy na importnú. Predpoklad objemu importovanej elektriny v roku 2040 by sa mohol pohybovať na úrovni do 5 % z celkovej ročnej spotreby.

Na obrázkoch č. 3.5 až 3.9 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.

JE sú na pokrývaní domácej spotreby elektriny dominantné vo všetkých scenároch. Tieto zdroje pokrývajú v horizonte roku 2032 od 46 % spotreby v scenári bez EMO 4 a navýšenou spotrebou vplyvom pripojenia nových odberateľov (C) až po 67 % v scenári so spotrebou zníženou o odber Slovalco (D).

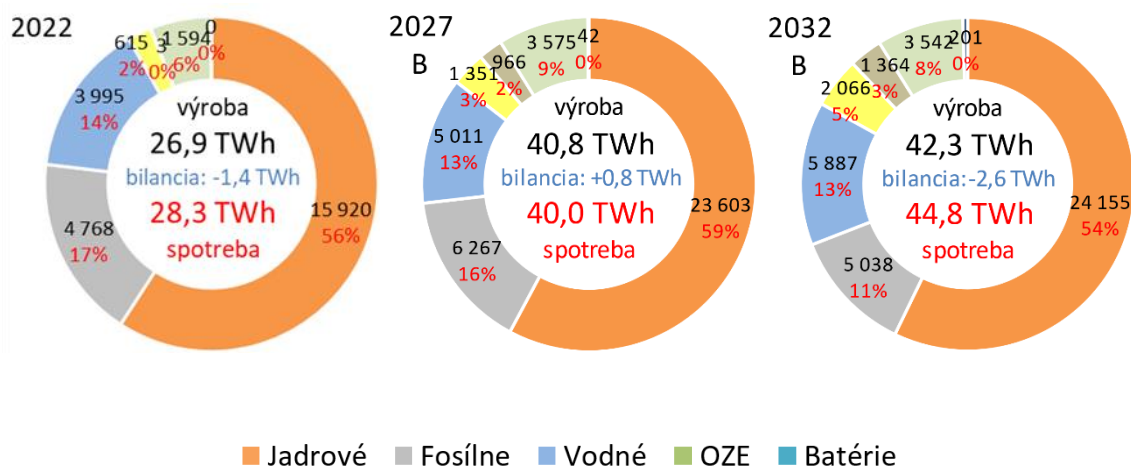
V **scenári A** sa nepredpokladajú výrazné zmeny v súčasnej zdrojovej základni, s výnimkou dlhodobého avizovaných zmien, ako je uvedenie nového jadrového bloku EMO 4 do prevádzky, či ukončenie prevádzky ENO a EVO. Pripojenie 4. bloku EMO bude pre bilanciu ES SR znamenať prechod z mierne importného charakteru na výrazne exportný. Výroba v roku 2027 prevyšuje spotrebu o 6,4 TWh. Menšie saldo v roku 2032 (+3,9 TWh) je spôsobené rýchlejšim tempom nárastu spotreby ako výroby z OZE medzi týmito dvoma časovými horizontmi. Mierny nárast vo výrobe z fosílnych elektrární pre rok 2027 oproti súčasnosti je spôsobený výrobou elektriny v závodných elektrárnach a teplárnach, kde sa aj naďalej predpokladá spaľovanie fosílnych palív. Výrazný nárast v inštalovanom výkone OZE, ktorý reflektuje ciele znižovania emisií skleníkových plynov, má za následok nárast výroby zo súčasných 2,1 TWh (2022, bez VE) na 7 TWh v prierezovom roku 2032. Výroba elektriny v OZE tak v roku 2032 predstavuje 18 % spotreby elektriny SR. K nárastu výroby VE v roku 2032 oproti roku 2027 dochádza kvôli miernemu nárastu inštalovaného výkonu v malých vodných elektrárnach podľa INECP a tiež vďaka vyššej výrobe PVE, ktorá je v roku 2032 na úrovni cca 1,1 TWh.



Obr. č. 3.5 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2027 a 2032, scenár A – očakávaný

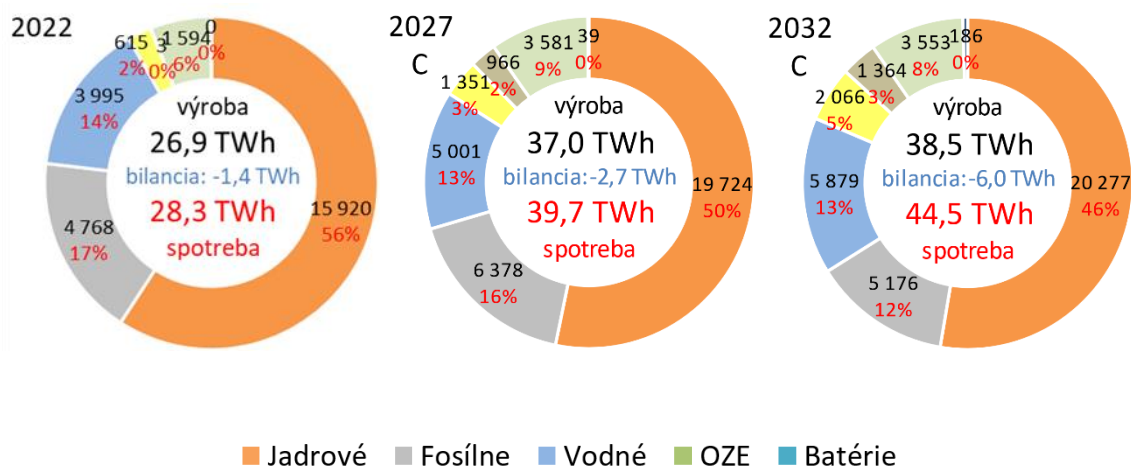
Pre **scenár B**, ktorý zohľadňuje nárast spotreby vplyvom nárastu elektrifikácie a pripájaním prípadných nových priemyselných odberateľov, je pre horizont 2032 indikovaná importná bilancia ES SR vo veľkosti -2,6 TWh, čo predstavuje necelých 6 % ročnej spotreby. Celková

výroba je oproti súčasnosti vyššia o 15 TWh, čo je však stále menej ako nárast spotreby o 16,5 TWh medzi súčasným stavom a rokom 2032. Medzi scenármi A a B dochádza k zanedbateľnému nárastu výroby, avšak nárast spotreby o 6,8 TWh (2032) znamená pre sústavu zmenu bilančných pomerov.



Obr. č. 3.6 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2027 a 2032, scenár B – noví veľkí odberatelia

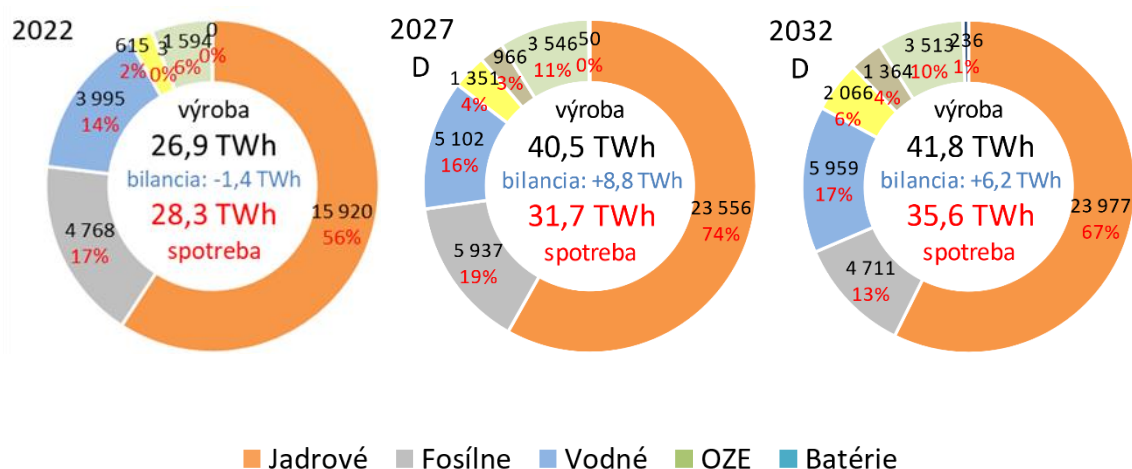
V **scenári C**, ktorý oproti scenáru B navyše predpokladá oneskorenie uvedenia 4. bloku EMO do prevádzky, je pre rok 2032 indikovaná importná bilancia ES SR v objeme 13 % ročnej spotreby (-6,0 TWh). Importná bilancia na úrovni -2,7 TWh by bola už aj v horizonte 2027 (v scenári B bola sústava exportná +0,8 TWh).



Obr. č. 3.7 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2027 a 2032, scenár C – noví veľkí odberatelia bez EMO 4

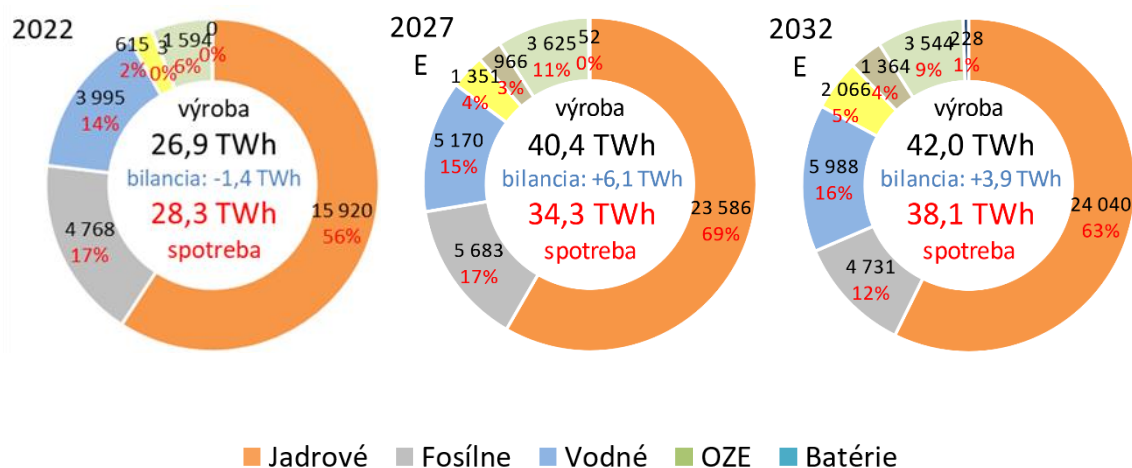
Prevádzka Slovalco nebola v zmysle vstupných predpokladov v **scenári D** uvažovaná. Ročná spotreba tohto veľkoodberateľa je v ostatných scenároch uvažovaná na úrovni 2,6 TWh. V porovnaní so scenárom A tak dôjde k poklesu v spotrebe SR o túto hodnotu, čo sa premietne do zvýšenia exportnej bilancie ES SR v porovnaní so scenárom A o podobnú

hodnotu. Export by tak bol +8,8 TWh v roku 2027 (28 % spotreby elektriny SR) a do roku 2032 by klesol vplyvom nárastu spotreby na +6,2 TWh, čo je cca 18 % z domácej spotreby elektriny.



Obr. č. 3.8 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2027 a 2032, scenár D – očakávaný bez odberateľa Slovalco

V **scenári E** s obmedzenou dostupnosťou plynu na výrobu elektriny je aj napriek nedostupnosti zdroja PPC Malženice indikovaný len veľmi malý pokles vo výrobe elektriny z fosílnych palív (pokles o necelých 400 GWh pre rok 2027 a menej ako 100 GWh pre rok 2032) oproti scenáru A. Treba poznamenať, že výroba závodných elektrární a teplární, taktiež spadajúcich do tejto „fosílnnej“ kategórie, nebola ovplyvnená nedostatkom plynu. Prevádzka PPC Malženice bola aj v simuláciách ostatných scenárov nízka, a to najmä z dôvodu vysokej penetrácie sústavy lacnejšími zdrojmi, ako sú OZE a JE.



Obr. č. 3.9 Výroba elektriny a jej podiel na celkovej spotrebe elektriny v členení po palivách pre roky 2027 a 2032, scenár E – obmedzená dostupnosť plynu

Výroba z bezuhlíkových technológií (JE, VE, OZE), ktorým sa venuje tabuľka č. 3.1, sa v jednotlivých scenároch podieľajú na pokrývaní spotreby SR na úrovni od 72 % v scenári C, kde sa neuvažuje s uvedením EMO 4 do prevádzky, až po 100 % v scenári D s nízkou spotrebou (bez odberateľa Slovalco). V očakávanom scenári A je úroveň pokrytia domácej

spotreby elektriny bezuhlíkovými technológiami na úrovni takmer 94 %. Vo všetkých scenároch s výnimkou scenára C tak ide o nárast podielu pokrývania domácej spotreby elektriny výrobou z bezuhlíkových technológií oproti súčasnému stavu.

	2022	2032				
		A	B	C	D	E
Celková brutto výroba (TWh)	26.9	42.0	42.3	38.5	41.8	42.0
z toho: jadrové (TWh)	15.9	24.0	24.2	20.3	24.0	24.0
z toho: fosílné (TWh)	4.8	4.8	5.0	5.2	4.7	4.7
z toho: OZE + vodné (TWh)	6.2	12.9	12.9	12.9	12.9	13.0
Celková brutto spotreba (TWh)	28.3	38.0	44.8	44.5	35.6	38.1
Bezuhlíkové technológie	77.2%	94.0%	80.1%	72.0%	100.3%	93.9%
z toho: OZE + vodné (bez PVE)	21.0%	30.8%	26.2%	26.4%	32.9%	30.8%
z toho: jadrové	56.2%	63.2%	53.9%	45.6%	67.4%	63.1%
Fosílné elektrárne	16.8%	12.7%	11.2%	11.6%	13.2%	12.4%
Spolu	94.0%	106.7%	91.3%	83.6%	113.5%	106.4%

Tab. č. 3.1 Prognóza vývoja podielu výroby elektriny na spotrebe elektriny SR

Legenda: A – očakávaný; B – noví veľkí odberatelia; C – noví veľkí odberatelia bez EMO 4; D – očakávaný bez odberateľa Slovalco; E – obmedzená dostupnosť plynu

TWh	Skutočnosť		Prognóza										
	2021	2022	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2040
Celková spotreba	30.5	28.3	29.3	31.0	32.5	34.2	35.0	36.5	37.0	37.5	38.0	38.6	46.0
Celková výroba	29.8	26.9	36.4	40.0	40.4	40.7	40.8	41.0	41.4	41.7	42.0	42.2	44.7
Bilančné saldo*	-0.7	-1.4	7.1	9.0	7.9	6.4	5.8	4.5	4.4	4.2	3.9	3.6	-1.3
Bilančné saldo (%)*	-2 %	-5 %	+24 %	+29 %	+24 %	+19 %	+17 %	+12 %	+12 %	+11 %	+10 %	+9 %	-3 %

Poznámka: *rozdiel medzi celkovou výrobou a spotrebou

Tab. č. 3.2 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny v SR, očakávaný scenár (A) [TWh]

4.3 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti SR

Na účel vyhodnotenia primeranosti zdrojovej základne v ES SR pre časové horizonty 2027 a 2032 boli použité výsledky z market simulácie, ktorá zodpovedá mediánu ENS ako najpravdepodobnejšiemu stavu, ktorý môže nastať s pravdepodobnosťou raz za 2 roky.

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

- LLD (Loss of Load Duration) – trvanie nedodávky pre jeden analyzovaný stav sústavy,
- LOLE (Loss Of Load Expectation) – očakávané trvanie nedodávky, aritmetický priemer LLD zo všetkých stavov pravdepodobnostnej simulácie Monte Carlo,
- ENS (Energy Not Served) – nedodaná energia pre jeden analyzovaný stav sústavy,
- EENS (Expected Energy Not Served) – očakávaná nedodaná energia, aritmetický priemer ENS zo všetkých stavov pravdepodobnostnej simulácie Monte Carlo.

Z pohľadu celkového hodnotenia primeranosti zdrojov má ES SR vo všetkých scenároch dostatok výkonu pre pokrytie predpokladaného zaťaženia v oboch časových horizontoch (LLD = 0 h/rok; ENS_{P50} = 0 GWh/rok).

Scenár	horizont 2027		horizont 2032	
	ENS (GWh/rok)	LLD (h/rok)	ENS (GWh/rok)	LLD (h/rok)
A	0*	0*	0*	0*
B	0	0	0	0
C	0	0	0	0
D	0	0	0	0
E	0	0	0	0

*uvedené hodnoty ENS a LLD sú zároveň aj hodnoty EENS a LOLE pre dané časové horizonty

Tab. č. 3.3 Vyhodnotenie zdrojovej primeranosti ES SR pre roky 2027 a 2032

Aj v prípade výskytu určitého počtu hodín s nedostatočnou dostupnosťou výkonu pre pokrytie zaťaženia zdrojmi pripojenými do ES SR má sústava dostatočnú úroveň prepojenia, pre zaistenie chýbajúceho výkonu dodávkou zo zahraničia.

Ak bude európske alebo národné hodnotenie primeranosti indikovať neprimeranosť zdrojového mixu, môže členský štát zaviesť vhodný kapacitný mechanizmus na zníženie ukazovateľov LOLE a/alebo EENS na také hodnoty, aby bol splnený štandard spoľahlivosti členského štátu. Na tento účel musí mať členský štát stanovený štandard spoľahlivosti - Reliability Standard minimálne v podobe cieľového trvania nedodávky, tzv. LOLE_{RS} (v zmysle Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou⁵). V súčasnosti SR nemá určený takýto štandard spoľahlivosti.

4.4 Európske hodnotenie zdrojovej primeranosti – ERAA 2022

Na základe ustanovenia čl. 23 nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 z 5. júna 2019 o vnútornom trhu s elektrinou⁶ podľa metodiky schválenej Agentúrou pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky (ACER) rozhodnutím č. 24/2020 z 2. októbra 2020⁷ vypracovalo ENTSO-E európske hodnotenie zdrojovej primeranosti – ERAA 2022⁸. Keďže ACER mal k uvedenému hodnoteniu viaceré výhrady, nebolo ním schválené⁹ a 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)	0,0	0,0	0,0
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00
2027	LLD (h/rok)	0,0	0,0	0,0
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00
2030	LLD (h/rok)	0,0	0,0	0,0
	ENS (GWh/rok)	0,00	0,00	0,00

Tab. č. 3.4 Prehľad výsledkov ERAA 2022 pre Slovensko – scenár bez kapacitných mechanizmov

⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/SK/TXT/?uri=CELEX:32019R0943>

⁷ https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2024-2020%20on%20ERAA_1.pdf

⁸ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/2022/>

⁹ https://acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER_Decision_04-2023 ERAA_2022.pdf

Z výsledkov vyplýva, že hodnoty LOLE a EENS 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.

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.

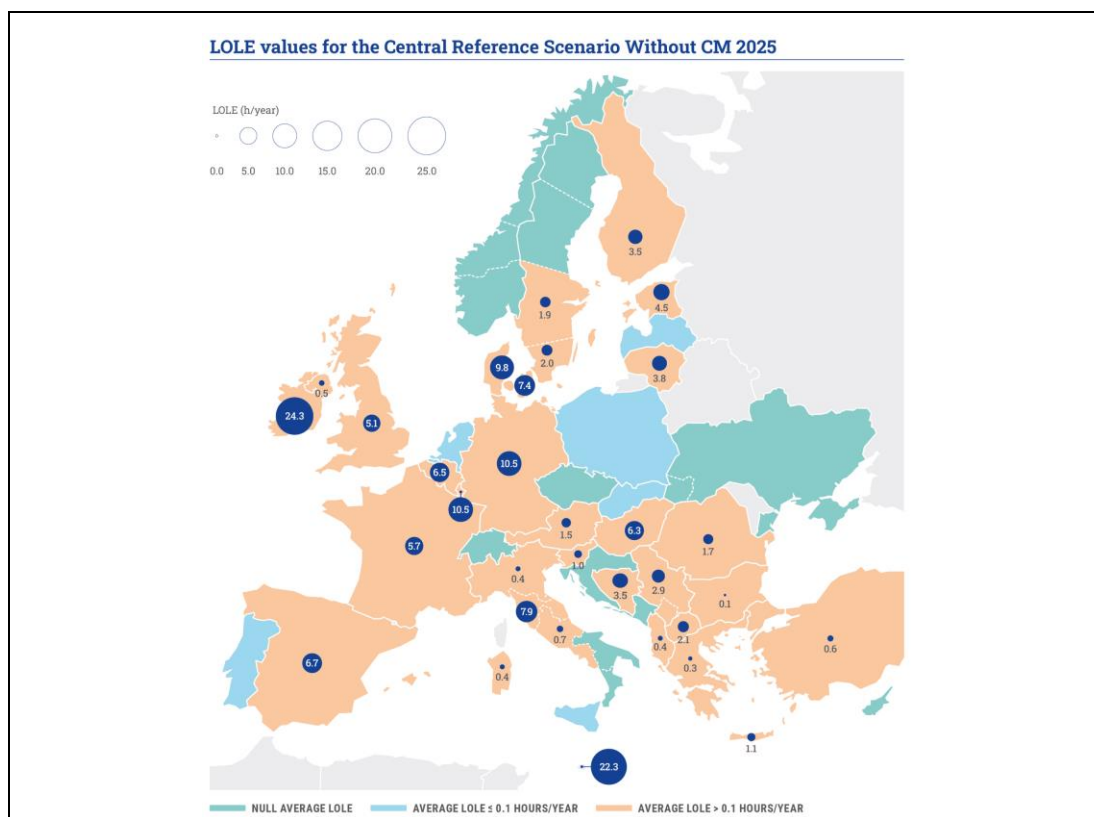
(MW)	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Technológia
Uvedenie do prevádzky	0	0	0	0	0	170	170	DSR
Vyradenie z prevádzky	-270	-270	-270	-270	-270	-270	-270	Zemný plyn

Tab. č. 3.5 Výsledky EVA z ERAA 2022 pre Slovensko

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

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

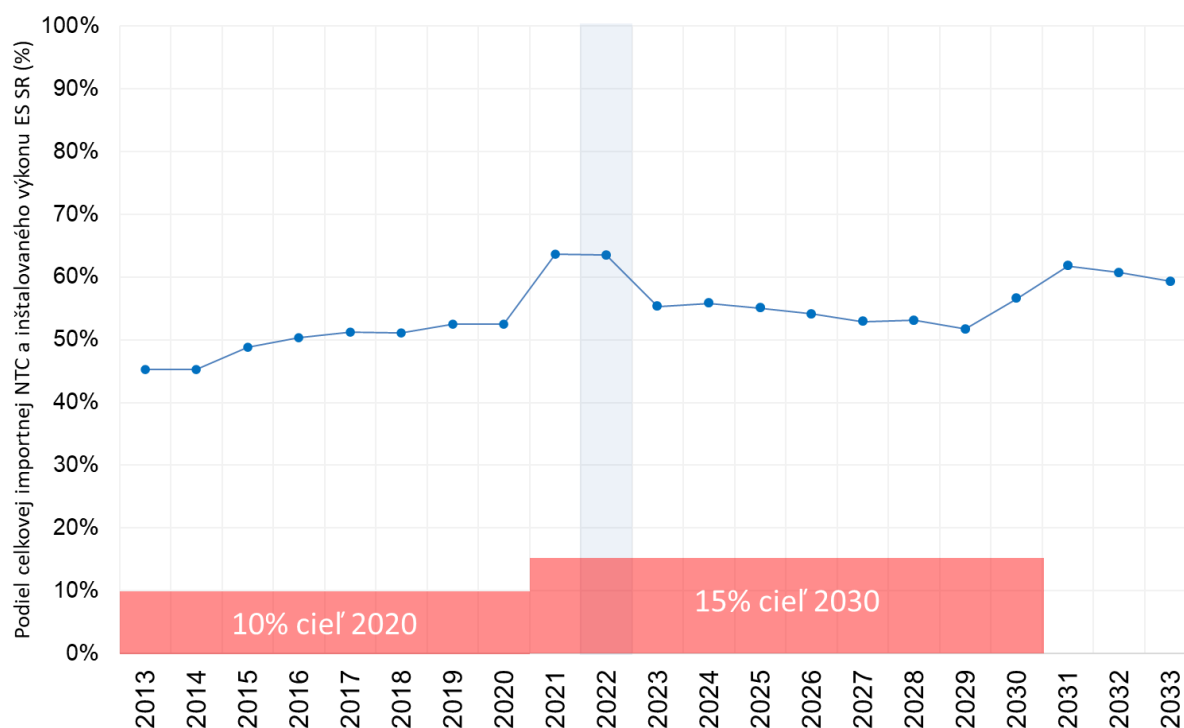
Na nasledujúcich troch obrázkoch sú uvedené výsledky LOLE z ERAA 2022 pre celú prepojenú elektrizačnú sústavu ENTSO-E pre tri časové rezy 2025, 2027 a 2030 pre stredný referenčný scenár bez kapacitných mechanizmov.



Obr. č. 3.10 Hodnoty LOLE (h/rok) pre stredný referenčný scenár bez kapacitných mechanizmov – rok 2025

4.5 Prepojenosť ES SR s okolitými sústavami

SR splnila cieľ 10 % úrovne prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2020 prijatých Radou EÚ v roku 2002 a tiež plní cieľ 15 % úrovne prepojenosti do roku 2030, stanovený Radou EÚ v roku 2014 ako podiel čistej importnej prenosovej kapacity k celkovému inštalovanému výkonu zariadení na výrobu elektriny členského štátu, pričom importnou kapacitou ES SR sa rozumie súčet importných NTC na jednotlivých cezhraničných profiloch. Ani výhľadovo sa v budúcnosti neočakáva pokles prepojenosti pod 15 %.



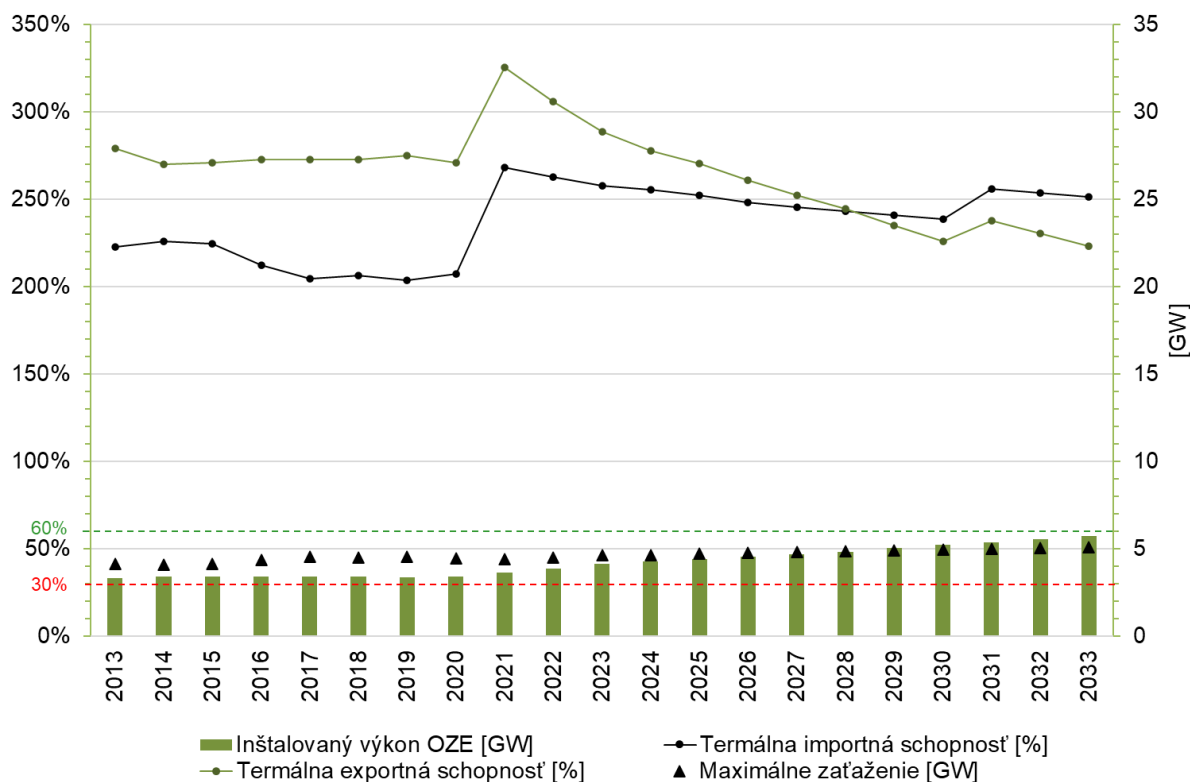
Obr. č. 3.13 Predpokladaný vývoj prepojenosti SR do roku 2033

Rovnako tak SR plní indikatívne ukazovatele cieľa prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2030 podľa správy Komisie z novembra 2017, podľa ktorých by súčet termálnych kapacít (maximálna letná dovolená výkonová zaťažiteľnosť) cezhraničných prepojení členského štátu mal byť dostatočný pre import 30 % maximálneho zaťaženia sústavy, a tiež dostatočný pre export 30 % inštalovaného výkonu OZE a priemerný ročný rozdiel marginálnej ceny obchodných zón by nemal byť väčší ako 2 €/MWh.

V prvých dvoch kritériách dosahuje SR v období do roku 2033 úroveň prepojenosti viac ako 60 % pre očakávaný scenár, t. j. termálna importná schopnosť je na úrovni 252 % predpokladaného maximálneho zaťaženia sústavy a termálna exportná schopnosť je na úrovni 223 % predpokladaného inštalovaného výkonu OZE. Pokles prepojenosti pod stanovenú úroveň sa nepredpokladá ani v horizonte **2040**. V prípade, že do roku 2030 budú realizované všetky plánované projekty posilnenia európskej prepojenej sústavy, mal by byť rozdiel priemernej ročnej marginálnej ceny medzi 2 a 10 €/MWh pre susedné obchodné zóny CZ a HU, medzi 10 a 20 €/MWh pre susedné zóny PL, a väčší ako 50 €/MWh pre obchodnú zónu UA¹⁰.

¹⁰[Needs Platform \(entsoe.eu\)](https://entsoe.eu)

Priemerná ročná marginálna cena v obchodných oblastiach predstavuje výšku variabilných nákladov závernej elektrárne (nasadená elektrárň do výroby s najvyššími variabilnými nákladmi na 1 MWh), teda je závislá od variabilných nákladov zdrojového mixu členského štátu. Rozdiel cien v susedných oblastiach indikuje mieru deformity trhu obmedzením prenosu. V prípade, že na všetkých profiloch bude dostatočná kapacita, rozdiel priemernej ročnej marginálnej ceny by nemal byť väčší ako 2 €/MWh.



Obr. č. 3.14 Predpokladaný vývoj indikatívnych parametrov prepojenosti SR do roku 2033

Z uvedeného vyplýva, že 15 % cieľ do roku 2030, ako aj indikatívne parametre budú splnené. Cenový rozdiel medzi obchodnými zónami bude závisieť, okrem iného, aj od vývoja situácie na trhu s elektrinou a rozvoja prenosových vedení jednotlivých krajín v okolí SR v sledovanom období do roku 2033.

Výhľadovo sa ani v roku 2040 neočakáva pokles pod takto stanovený cieľ prepojenosti sústav.

5 Investičné zámery prevádzkovateľa PS na nasledujúcich 10 rokov

Rozvoj PS SR je zameraný najmä na rozvoj 400 kV prenosovej sústavy. Mnohé z plánovaných investícií PPS na nasledujúce obdobie sa, po rozhodnutí SEPS o postupnom útlme prevádzky 220 kV sústavy z pohľadu prenosovej infraštruktúry (vedenia a transformácia PS/DS), týkajú práve náhrady časti PS prevádzkovej na 220 kV napäťovej hladine.

Významný vplyv na rozvoj PS 400 kV má rozvoj nových výrobných kapacít a zmena ich štruktúry tak na území SR, ako aj na území okolitých štátov. Oba faktory majú priamy či nepriamy dopad na zaťaženie zariadení ES SR, z čoho vyplýva potreba posilňovania infraštruktúry PS SR. Okrem toho, SR sa vo výrobe elektriny stane krajinou s exportnou bilanciou (EMO 3 a EMO 4, decentralizovaná výroba a OZE, po roku 2035 je aj naďalej zvažovaný nový jadrový zdroj), čo má, resp. bude mať vplyv na zaťažovanie cezhraničných vedení exportnými tokmi. Posilňovanie infraštruktúry 400 kV PS je podmienené taktiež

investičnými zámermi existujúcich, ako aj potenciálne nových užívateľov 400 kV PS alebo podnetmi zo strany nižších napätových úrovní jednotlivých DS (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby), a taktiež vonkajšími vplyvmi, akými sú napríklad tranzitné toky smerujúce väčšinu roka zo severu na juh Európy. Ďalším významným vplyvom je potreba regulácie nadbytočného jalového výkonu v PS, a to aj v súvislosti s jeho pretokmi z DS. Viac informácií o investičných zámeroch PPS je dostupných na webovom sídle SEPS¹¹.

5.1 Vnútroštátne investičné zábery prevádzkovateľa PS

K hlavným investičným zámerom prevádzkovateľa PS patrí prechod elektrických staníc do ich diaľkovo riadenej a bezobslužnej prevádzky, spojený s celkovou rekonštrukciou stanice. Predpokladáme, že po roku 2032 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia a ovládania.

V súvislosti s prechodom prevádzky PS z napätovej hladiny 220 kV na 400 kV napreduje v súčasnosti investičný projekt v ESt Senica a zároveň sa pripravuje projekt výstavby novej ESt Ladce s transformáciou 2x 400/110kV, ktorá nahradí prevádzku ESt Považská Bystrica s transformáciou 220/110 kV, ako aj projekt odstavenia 220 kV PS v ESt Križovany z prevádzky, realizáciou novej transformácie 400/110kV.

Súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“ sa realizuje v nasledujúcom rozsahu:

- transformácia 400/110 kV Senica,
- zaslučkovanie vedenia V424 do R400 kV v ESt Senica.

Prechod na napätovú úroveň 400 kV v tejto ESt bude realizovaný výstavbou novej rozvodne 400 kV, inštalovaním nového transformátora T401, 400/110/33 kV, 350 MVA a zaslučkovaním existujúceho 400 kV vedenia V424 (Križovany – Sokolnice) do novej R400 kV v ESt Senica. Súčasťou súboru stavieb je aj výstavba kompenzácie 1x60 MVar. Zároveň s výstavbou R400 kV Senica dôjde k likvidácii existujúcej R220 kV v ESt Senica. Uvedenie do prevádzky sa predpokladá v roku 2025 .

V štádiu prípravy je aj investičný záber výstavby súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV ESt Ladce“, budovaný v nasledovnom rozsahu:

- transformácia 400/110 kV v ESt Ladce,
- zaslučkovanie V495 do ESt Ladce.

Cieľom investičného projektu je vybudovanie novej ESt v lokalite Lednické Rovne, ktorej súčasťou bude transformácia 400/110 kV s dvoma transformátormi PS/DS, R400 kV a R110 kV. ESt Ladce bude pripojená do PS zaslučkovaním existujúceho 400 kV vedenia V495 (Bošáca – Varín) do novej R400 kV Ladce. Transformačný výkon z novej transformácie v ESt Ladce bude cez novú R110 kV vyvedený prostredníctvom štyroch 110 kV vedení SSD. Dve z týchto 110 kV vedení budú spájať novú R110 kV Ladce SEPS s existujúcou R110 kV Považská Bystrica SSD s možnosťou využitia prevádzkovania časti existujúcich 220 kV vedení V270/V275 SEPS na napätovej hladine 110 kV. Dve novovybudované 110 kV vedenia spoja novú R110 kV v ESt Ladce s existujúcou R110 kV VE Ladce SSD. Uvedenie novej ESt Ladce do prevádzky sa predpokladá v roku 2028.

Z pohľadu spoľahlivosti zásobovania veľkoodberateľov elektriny z PS, súvisia s procesom postupného útlmu prevádzky PS na napätovej hladine 220 kV aj ďalšie dva investičné zábery SEPS. Pre zabezpečenie spoľahlivého napájania spoločnosti OFZ, ktorá je priamym

¹¹ <https://www.sepsas.sk/legislativa/plany-rozvoja/desatrocny-plan-rozvoja-prenosovej-sustavy/>

odberateľom elektriny z PS, je dôležitým zámerom realizácia transformácie 400/110 kV v ESt Sučany vrátane vybudovania R110 kV SEPS a rekonštrukcie R400 kV. Realizácia projektu „Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia“ sa plánuje ukončiť v roku 2028. Súčasťou projektu je presun 3x30 MVAr kompenzačnej tlmivky z ESt Voľa do terciárneho vinutia existujúceho T401 Sučany. Pôvodná 3x20 MVAr kompenzačná tlmivka od T401 Sučany bude presunutá do ESt Voľa.

Prebieha príprava projektu „Nová transformácia 400/110 kV Križovany“, ktorého realizácia vyrieši napájanie odberateľa Duslo, a. s., z PS po dožití a odstavení z prevádzky existujúceho transformátora T401, 400/220 kV v ESt Križovany a súčasne zvýši spoľahlivosť zásobovania ZSD, a .s.. Projekt sa plánuje v rozsahu:

- T401, 400/110 kV, 350 MVA
- R110 kV SEPS, vybudovaná na mieste dnešnej R220 kV SEPS.

Uvedenie novej transformácie 400/110 kV v ESt Križovany do prevádzky sa predpokladá v roku 2027.

Pretrvávajúce prevádzkové problémy s vysokým napätím v oblasti tzv. severnej vetvy PS SR od ESt Varín, cez ESt Sučany, ESt Medzibrod, ESt Liptovská Mara, ESt Spišská Nová Ves a ESt Voľa (vrátane R400 kV Čierny Váh) sa bude riešiť zvýšením inštalovaného výkonu kompenzačných zariadení vo vybraných staniciach SEPS (v ESt Sučany, Varín, Spišská Nová Ves). SEPS pripravuje aj výstavbu kompenzačných tlmiviek v ESt Voľa (1x45 MVAr) a Bošáca (2x45 MVAr). Účelom oboch je regulácia zvýšených hodnôt napätia v PS v dôsledku pretrvávajúcich pretokov jalového výkonu z DS do PS.

Investičný zámer výmeny transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara a prechod stanice do diaľkového riadenia je plánovaný s predpokladaným termínom ukončenia v horizonte roku 2032. Nemenej dôležitým projektom je „Výmena transformátora T401 a kompenzačné tlmivky v ESt Varín“. V rámci tohto IPR bude prostredníctvom 33 kV rozvodne pripojená k novému T401 kompenzačná tlmivka s výkonom 2x45MVAr. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2025. Prechod tejto stanice do diaľkového riadenia je plánovaný s predpokladaným termínom ukončenia investície v roku 2029.

Významným rozvojovým zámerom, ktorého cieľom je posilnenie transformačnej väzby PS/RDS v západoslovenskom regióne, je realizácia investičného projektu súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Vajnory“. Investičný zámer je súčasťou projektu spoločného záujmu (PCI) Danube InGrid, v rámci ktorého SEPS získala možnosť spolufinancovať časť nákladov na realizáciu z Nástroja na prepájanie Európy (CEF). Súbor stavieb SEPS je v nasledovnom rozsahu:

- Rozvodňa 400 kV Vajnory, transformátor T401, kompenzačné tlmivky 2x45 MVAr,
- Rozšírenie ESt Stupava,
- Rozšírenie ESt Podunajské Biskupice + dozbrojenie prípojnice W2,
- zaslučkovanie 400 kV vedenia V499 (pôvodné V8499) do ESt Vajnory.

Rozsahom ide o vybudovanie novej R400 kV Vajnory s jedným transformátorom 400/110 kV vrátane kompenzačných tlmiviek. Transformačný výkon bude vyvedený cez novovybudovanú R110 kV v ESt Vajnory v majetku ZSD. Nová R400 kV bude do PS SR pripojená zaslučkovaním existujúceho vedenia V8499 Stupava – Podunajské Biskupice, ktoré je v súčasnosti prevádzkované na napäťovej hladine 110 kV. Z dôvodu prechodu prevádzky V8499 z napäťovej hladiny 110kV na napäťovú hladinu 400 kV (V499), budú v rámci súboru stavieb vykonané úpravy súvisiace s rozšírením R400 kV Stupava a R400 kV Podunajské Biskupice. Ukončenie realizácie súboru stavieb sa predpokladá v roku 2027.

Udržateľnosť rozvoja v danom regióne posilnením transformácie PS/RDS je taktiež zámerom realizácie investičných projektov „Výmena transformátora T402 a inštalácia kompenzačných tlmiviek ESt Podunajské Biskupice“ a „Výmena transformátora T401 v ESt Stupava“. Predpokladaný termín uvedenia zariadení oboch týchto projektov do prevádzky je rok 2025. Tieto projekty sú súčasťou PCI Danube InGrid, s možnosťou spolufinancovania časti nákladov na realizáciu z nástroja CEF.

V oblasti transformácie PS/DS sa do roku 2030 predpokladá výmena fyzicky dožívajúcich transformátorov, pri ktorých sa predpokladá, že ich technický stav po uplynutí ich životnosti nedovolí ich ďalšiu bezpečnú a spoľahlivú prevádzku. Okrem vyššie spomínaných ide o nasledujúce projekty:

- Výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa¹²,
- Výmena T403 v ESt Rimavská Sobota.

Pripravovaný projekt „Zaústenie V492 do ESt Levice“ má za cieľ zaústenie vedenia V492 Veľký Ďur – Horná Ždaňa do R400kV v ESt Levice a prepojenie vedení V490 Veľký Ďur – Levice a V449 Veľký Ďur – št. hr. SR/HU (Göd) vrátane úprav sekundárnych zariadení v súvisiacich ESt SEPS. Vedenia 400 kV Veľký Ďur – Levice (V490 a V491) patria medzi úzke miesta vo vnútri prenosovej sústavy SR, čo má za následok neplnenie povinnosti SEPS podľa Nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) 2019/943 o vnútornom trhu s elektrinou, článok 16, odstavec 8, mať k dispozícii pre prenos elektriny minimálne 70% z kapacity každého vedenia PS.

Z hľadiska vplyvu na vysoko zaťažené prepojenia Veľký Ďur – Levice dochádza v prípade prepojenia vedení V490 Veľký Ďur – Levice a V449 Veľký Ďur – št. hr. SR/HU (Göd) k výraznému odľahčeniu vedení V490 a V491, a to približne do veľkosti toku výkonu vedenia V449. Týmto prepojením vznikne vedenie V449 Veľký Ďur – št. hr. SR/HU (Göd), kedy nedochádza k zaťaženiu a potrebe kontroly základného bezpečnostného kritéria N-1 vedení V490 a V491 nad sledovanú hranicu v základnom stave a ani pri údržbových stavoch.

Perspektívny investičný projekt „Vedenie 2x400 kV Ladce – Bystričany“ posilní PS SR pred vybudovaním vedenia 1x400 kV Ladce (SK) – Otrokovice (CZ) (uvedenie do prevádzky po roku 2035). Cieľom je plnenie bezpečnostného kritéria N-1 v ESt Bystričany. Vedenie bude trasované v koridore existujúceho vedenia 220 kV V271 Považská Bystrica – Sučany, v úseku medzi ESt Ladce a ESt Bystričany.

5.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS

Na slovensko – českom profile je do roku 2027 naplánovaná obnova cezhraničného vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ) na strane SEPS. V súvislosti s postupným útlmom a likvidáciou prenosovej sústavy na napäťovej hladine 220 kV, sa predpokladá ukončenie prevádzky vedenia V270 P. Bystrica (SK) – Lískovec (CZ) cca v roku 2028. Pre potreby navýšenia prenosovej kapacity na slovensko – českom profile, spolupracuje SEPS s českým prevádzkovateľom prenosovej sústavy ČEPS, na príprave projektu výstavby nového 400 kV cezhraničného prepojenia medzi ESt Ladce (SK) a Otrokovice (CZ). Predpokladaný termín uvedenia cezhraničného vedenia do prevádzky je po roku 2035.

Čo sa týka slovensko – ukrajinského profilu prevádzkovateľa PS SR a Ukrajiny sa dohodli na možnej obnove existujúceho cezhraničného 400 kV vedenia V440 Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA). Predpokladaný termín obnovy SK – UA vedenia v celom rozsahu s možnosťou jeho zdvojenia je v horizonte po roku 2030. Finálne technické riešenie a

¹² Definitívne rozhodnutie a konkrétny harmonogram výmeny bude závisieť od konečnej dohody so spoločnosťou Slovalco, a. s., o ďalšej prevádzke jej zariadení v PS a o celkovej výške odberu z PS.

rozsah obnovy vedenia V440, ako aj prípadné úpravy v časovom harmonograme obnovy, sa upresnia po dohode PPS SR a Ukrajiny.

6 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťaženií

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 preťaženií 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 výrobcami 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.

Frekvenčný vypínací plán bol v roku 2021 aktualizovaný 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.a reflektuje na požiadavky európskej legislatívy a pravidiel prevádzkovania synchronnej prepojenej sústavy RG CE.

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1. stupeň	49,0 Hz	10,00%
2. stupeň	48,8 Hz	9,00%
3. stupeň	48,6 Hz	9,00%
4. stupeň	48,4 Hz	8,00%
5. stupeň	48,2 Hz	8,01%
6. stupeň	48,0 Hz	5,33%
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 - 48,0 Hz	49,34%

Tab. č. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2022

6.1 Príprava prevádzky ES SR

Cieľom prípravy prevádzky na všetkých úrovniach dispečerského riadenia je vytvoriť podmienky pre bezpečnú, spoľahlivú a hospodárnu prevádzku ES SR pri rešpektovaní platnej legislatívy, Technických podmienok SEPS a PRDS, záväzkov vyplývajúcich z členstva SEPS v medzinárodných organizáciách, prevádzkových zmlúv so zahraničnými prevádzkovateľmi PS, uzatvorených zmlúv medzi účastníkmi trhu s elektrinou. Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS v spolupráci s dispečingmi PRDS zodpovedá za koordináciu a vypracovanie jednotlivých etáp prípravy prevádzky ES SR pre optimálne riešenia prevádzky a vytvorenie potrebného časového priestoru na údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení za účelom zabezpečenia dlhodobu spoľahlivej a bezpečnej prevádzky ES SR.

Plánovanie a príprava prevádzky ES sa člení na:

- a) plánovanie a koordináciu prevádzky silových zariadení PS,
- b) prípravu prevádzky zariadení na výrobu a odber elektriny a poskytovanie PpS.

Elektroenergetický dispečing prevádzkovateľa PS spracováva v rozsahu svojich kompetencií daných príslušnou legislatívou prípravu prevádzky na ročnej, mesačnej, týždennej a dennej báze.

6.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR

PS môže byť z hľadiska bezpečnosti, spoľahlivosti a riadenia prevádzky v normálnom a v mimoriadnom stave, ktorý sa ďalej člení na poruchový stav a na stav, kedy hrozí vyhlásenie alebo je vyhlásený stav núdze v elektroenergetike.

Počas normálneho stavu musí prevádzkovateľ PS v stanovených časových intervaloch monitorovať aktuálny stav sústavy a musí reagovať na odchýlky hodnôt frekvencie, maximálnych skratových prúdov alebo napätia, ako aj na preťaženia zariadení. Na túto reguláciu využíva zálohy zariadení na výrobu elektriny (činný a jalový výkon) a manipulácie s prenosovými zariadeniami.

Pri poruchovom stave elektroenergetický dispečing lokalizuje poruchové miesto, zisťuje rozsah a dopady poruchového stavu na zásobovanie odberateľov, na výrobu elektriny a na cezhraničné prenosy. Rieši obnovenie dodávky a výroby elektriny a cezhraničné prenosy tak, aby prerušenie dodávky alebo výroby bolo čo najkratšie.

Na účel stanovenia podmienok a pravidiel pre zabránenie šírenia porúch, ako aj na účel stanovenia podmienok a pravidiel pre obnovu bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR po prípadnej poruche, je pravidelne (spravidla v dvojročnom cykle) spracovávaný:

- a) **Plán obrany** proti šíreniu veľkých systémových porúch v ES SR ako súhrn všetkých technických a organizačných opatrení na zabránenie šírenia alebo zhoršovania poruchy ES, aby sa zabránilo jej kolapsu,
- b) **Plán obnovy** prevádzky ES SR po veľkom systémovom výpadku typu „black-out“ ako súhrn technicko-organizačných opatrení pre zabezpečenie uvedenia sústavy do normálneho stavu po jej úplnom alebo čiastočnom rozpade.

Prevádzkovateľ elektroenergetického zariadenia a príslušný dispečing zodpovedá za prijatie opatrení zameraných na predchádzanie stavu núdze v elektroenergetike a za riešenie stavov núdze v elektroenergetike. Pre tento účel je povinný vypracovať obranné plány. Obranné plány riešia problematiku predchádzania a likvidácie závažných a systémových porúch, obsahujú plány na nasadzovanie systémových a lokálnych frekvenčných relé (f relé) na reguláciu

spotreby elektriny, rôzne automatické a manuálne opatrenia tak na strany výroby, ale aj spotreby a plány obnovy sústavy.

6.3 Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej dohody SAFA

Bezpečnosť sústavy je primárnym cieľom prevádzky prepojených sústav. V prostredí liberalizovaného trhu nemajú prevádzkovatelia PS povolené zasahovať do trhových mechanizmov, pokiaľ nie je ohrozená bezpečnosť sústavy.

Nápravné opatrenia v zmysle Rámcovej dohody SAFA sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú nasledovné:

- a) zrušenie plánovaných prác na zariadeniach PS,
- b) rekonfigurácia v PS SR,
- c) vypínanie vedení v PS SR,
- d) zníženie kapacít na cezhraničných profiloch,
- e) obmedzenie spotreby (realizácia obmedzenia spotreby v ES SR je možná až po vyhlásení stavu núdze v ES SR).

Nápravné opatrenia redispečing a protiobchod v súčasnosti nemá možnosť PPS využívať, ich implementácia v podmienkach ES SR momentálne prebieha.

Všetky nápravné opatrenia susedných prevádzkovateľov PS, ktoré majú dopad na prevádzku PS SR, by mali byť vopred konzultované a koordinované s dispečerom elektroenergetického dispečingu prevádzkovateľa PS. Rozhodnutie dispečera elektroenergetického dispečingu prevádzkovateľa PS je vždy na základe posúdenia momentálnej situácie v ES, dopadov na bezpečnosť prevádzky sústavy, plnení medzinárodných záväzkov a ekonomických dopadov na SEPS.

6.4 Vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz

Vykonávanie bezpečnostných analýz ustáleného chodu sústavy deň vopred (DACF) a v rámci dňa (IDCF) je jednou zo základných povinností prevádzkovateľov prenosových sústav, ktorá je požadovaná nie len platnou Rámcovou dohodou SAFA, ale rovnako tiež aktuálne platnou európskou legislatívou. Z dôvodu zvyšujúceho sa výskytu situácií, ktoré vyžadujú nasadenie rôznych nápravných opatrení za účelom zachovania spoľahlivosti a stability prevádzky sústavy, vyplynula potreba prípravy a koordinácie týchto opatrení už deň vopred. To je realizované v rámci DACF procesu s prevádzkovateľmi prenosových sústav v celom regióne. Schválením Nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy spolu s Rámcovou dohodou SAFA prišla do platnosti povinnosť pre prevádzkovateľov prenosových sústav týkajúca sa poskytovania modelov sústavy, vykonávanie bezpečnostných analýz a koordinácie nápravných opatrení aj v rámci IDCF.

Plnenie predmetných povinností je zabezpečované prostredníctvom systému pre koordinované bezpečnostné analýzy AMICA. Systém je prevádzkovaný spoločnosťou TSCNET Services GmbH. Systém AMICA umožňuje výpočet kontingenčnej analýzy, aplikáciu nápravných opatrení a generovanie výstupných správ tak z DACF procesu, ako aj z IDCF procesu. Koordinácia jednotlivých možných nápravných opatrení, ktorých vplyv bol predtým overený výpočtom v samotnom systéme AMICA, prebieha na pravidelnej dennej video resp. telekonferencii (DOPT), ktorá môže byť organizovaná v prípade potreby aj v rámci dňa (tzv. iDOPT).

Výsledky resp. reporty vygenerované z procesov DACF a IDCF sú automaticky importované do systému MES2 a tým sú hneď k dispozícii pre potreby odboru riadenia ES.

Koordinácia na úrovni bezpečnostných analýz je komplexný proces, ktorý každoročne napreduje v oblasti rozvoja nástrojov, výmeny údajov, charakteru a optimalizácie nasadzovaných nápravných opatrení a podobne.

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

Prevádzkovateľ PS zabezpečuje systémové služby pre udržanie prevádzkyschopnosti ES, bezpečnosti, kvality a spoľahlivosti dodávky elektriny z PS, udržiavanie vyrovnanej výkonovej bilancie a obnovy synchronnej prevádzky pri rozpade ES SR. Podporné služby potrebné pre zabezpečenie systémových služieb zabezpečuje SEPS, ako prevádzkovateľ PS, nákupom od certifikovaných poskytovateľov podporných služieb. Zabezpečenie spoľahlivej a bezpečnej prevádzky ES SR z hľadiska pokrytia diagramu zaťaženia v hodinách špičkového dopytu, alebo v prípade výpadkov zariadení na výrobu elektriny je riešené prostredníctvom elektroenergetického dispečingu najmä aktivovaním PpS, ďalej využitím havarijnej výpomoci od susedných prevádzkovateľov PS a tiež nákupom negarantovanej regulačnej elektriny.

Pri stanovení optimálneho objemu jednotlivých druhov PpS sa uplatňuje najmä kritérium spoľahlivosti, princíp časového rozvrstvenia a sezónnosti. Východiskovými údajmi sú najmä očakávané maximálne zaťaženia regulačnej oblasti pre sledovaný časový úsek podľa časového rozvrstvenia a štatistické údaje podľa sezónnosti, pod ktorú daný časový úsek spadá.

Ďalej sa pre stanovenie jednotlivých objemov PpS vychádza z nasledovných súvislostí:

- záväzné štandardy Rámcovej dohody SAFA,
- upresnené predpokladané maximálne zaťaženie v príslušnom časovom období,
- očakávané dynamické zmeny zaťaženia v regulačnej oblasti (ES SR),
- očakávané dynamické zmeny výroby OZE v regulačnej oblasti (ES SR),
- pravdepodobnosť výpadku jednotlivých zariadení na výrobu elektriny (ES SR).

Jednotlivé PpS sa zabezpečujú v rámci viacročného, ročného, mesačného a denného výberového konania, alebo na základe priamych dlhodobých zmlúv. Na každú obchodnú hodinu je vypočítaný požadovaný objem jednotlivých PpS, potrebný pre zabezpečenie bezpečnej prevádzky sústavy. Príprava prevádzky obsahuje zoznam nasadených výrobných zariadení, nakúpené objemy PpS, cenu regulačnej elektriny, plánované zapojenie PS po dohode so susednými prevádzkovateľmi PS a zapojenie regionálnej distribučnej sústavy po dohode s prevádzkovateľmi susediacich regionálnych distribučných sústav.

Nariadenie Komisie (EÚ) č. 2017/2195, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (EBGL), ktoré vstúpilo do platnosti dňa 18.12.2017, zavádza nové prvky v oblasti zabezpečovania PpS, jednotnú štruktúru PpS a spôsob ich obstarania. Vývoj v oblasti PpS je bližšie popísaný v kapitole 2.3. Podporné služby.

Po analýze rôznych technických riešení sa do aplikačnej praxe zavádzajú niektoré varianty, ktoré pokrývajú nedostatok PpS. Realizuje sa nákup PpS od susedných prevádzkovateľov PS, napr. nákup PRV z iných regulačných oblastí. Prostredníctvom aktualizácie Technických Podmienok SEPS (dokument B), sa pre PpS typu SRV otvorila možnosť ich poskytovania prostredníctvom virtuálnych blokov zariadení na výrobu elektriny. Pripravujú sa podmienky aj pre nových hráčov na energetickom trhu (agregátor, energetické spoločenstvá, poskytovateľ flexibility a pod.).

Cezhraničné prenosy na účely dovozu a vývozu elektriny na úrovni prenosovej sústavy v rámci medzinárodnej energetickej spolupráce sa riadia dvoj a viacstrannými zmluvami medzi jednotlivými prevádzkovateľmi PS a ich oprávnenými subjektmi. V prípade ohrozenia prevádzkovej bezpečnosti sústavy môže dispečer využiť nákup havarijnej negarantovanej regulačnej elektriny zo zahraničia. V prípade havarijnej výpomoci zo susednej regulačnej oblasti sa nákup regulačnej elektriny uskutočňuje podľa zásad uvedených v zmluve o poskytnutí havarijnej výpomoci s príslušným susedným prevádzkovateľom PS.

Operatívne riadenie cezhraničných prenosov na účel dovozu a vývozu elektriny v rámci platných zmlúv a dohôd medzi SEPS a susednými prevádzkovateľmi PS, technické plnenie týchto zmlúv a dohôd a vnútrodenné zmeny prenosov na spojovacích vedeniach sú zabezpečované prostredníctvom SED.

Všetky postupy pre riadenie cezhraničných prenosov, koordináciu vypínacích plánov spojovacích vedení, určovanie kapacít na spojovacích vedeniach, kontrolu a riadenie preťaženia sú v súlade s Rámcovou dohodou SAFA, Technickými podmienkami a Prevádzkovým poriadkom prevádzkovateľa PS. Pridelovanie prenosových kapacít na spojovacích vedeniach sa určuje na základe výpočtov prenosových kapacít so susediacimi prevádzkovateľmi PS a následného vzájomného odsúhlasenia, pričom platí menšia hodnota. Hodnoty prenosových kapacít sa určujú pre ročnú, mesačnú a dennú prípravu prevádzky. Pridelovanie kapacít sa vykonáva na základe bilaterálnych a multilaterálnych dohôd medzi prevádzkovateľmi PS. V prípade vypnutia prenosových prvkov sa určený objem cezhraničnej prenosovej kapacity prispôsobuje technickým podmienkam v sústave. Proces pridelovania prenosových kapacít je popísaný v kapitole 2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.

8 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

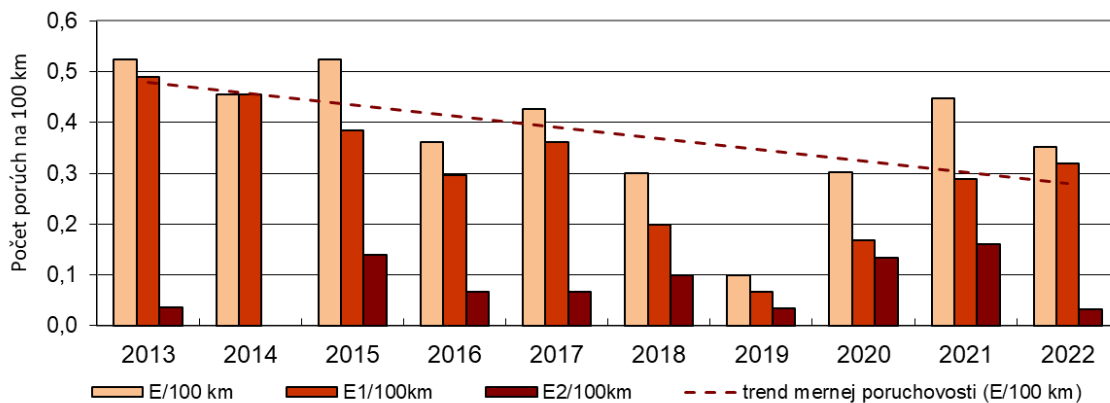
Súhrnné vyhodnotenie štandardov kvality prenosu elektriny za rok 2022 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)¹³.

8.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

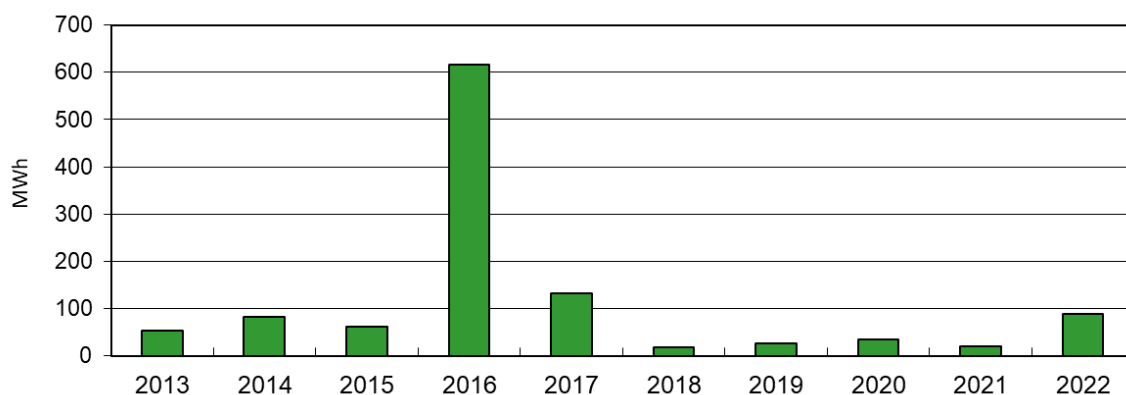
V roku 2022 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 11 poruchových vypnutí. Z toho 10 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 1 porucha typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 87,73 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2013 – 2022 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.

¹³ https://www.sepsas.sk/engine/wp-content/uploads/2023/02/Standardy_kvality_2022_podla_Vyhlasiky_236_2016.pdf.pdf



Obr. č. 7.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2013 až 2022



Obr. č. 7.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2013 až 2022

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.

8.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v 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 2022 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny.

V roku 2022 nebol podľa vyhlášky č. 236/2016 Z. z. dodržaný štandard kvality elektriny podľa § 2 odseku i) dodržiavanie plynulosti prenosu elektriny v bode 2. Priemerný počet neplánovaných prerušení prenosu elektriny vzťahujúci sa na jeden transformátor okrem väzobných transformátorov 400/220 kV a záložných transformátorov 400/110 kV a 220/110 kV bol na napäťovej úrovni 220 kV $N_{220} = 0,71$ t. j. $N_{220} > 0,50$ (povolených vyhláškou ÚRSO). V zmysle § 6 ods. 1 písm. a) vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. spoločnosť SEPS splnila požadovanú úroveň dodržiavania štandardov kvality prenosu elektriny $XP = 97,93\%$, t.j. $XP > 94,70\%$ (povolené minimum vyhláškou). Z uvedeného nevyplývajú žiadne kompenzačné platby užívateľom prenosovej sústavy podľa § 7 vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. V roku 2022 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 97,73 % z celkového množstva meraných vzoriek je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny.

9 Záver

Prevádzka ES SR v roku 2022 bola bezpečná a spoľahlivá bez výraznejších obmedzení dodávok elektriny. Boli zaznamenané disproporcie medzi očakávanou/reálnou spotrebou ES SR a obchodným diagramom zabezpečenia pokrytia spotreby (odchýlka) z dôvodu vysokých cien elektriny na burzách. Na zmiernenie veľkosti obchodných odchýlok boli použité vysoké objemy PpS, ktoré slúžia najmä na krytie výkonu pri výpadku výrobných a odberných zariadení. Z tohto dôvodu došlo na popud SEPS k zmene stanovenia ceny RE a k zmene koeficientu výpočtu ceny odchýlky. Cena RE a teda aj výpočet ceny odchýlky sa naviazal na ceny elektriny na burze.

Predpokladaná zvýšená elektrifikácia na strane spotreby môže mať výrazný vplyv na navýšenie potreby disponibilít PpS, najmä mFRR-. S ohľadom na riešenie zaistenia disponibilít všetkých typov PpS bude potrebné vyhodnotiť a prípadne uviesť do praxe odporúčania uvedené v kapitole č. 2.3.

V roku 2022 nedošlo k takému porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality elektriny, na základe ktorého by vyplývali kompenzačné platby užívateľom PS. V nasledujúcich rokoch bude potrebné kvalitu elektriny naďalej pozorne monitorovať a vyhodnocovať.

Rozvoj PS SR kontinuálne smeruje k útlmu prevádzky 220 kV sústavy a rozvoju 400 kV sústavy. S tým súvisí aj predpokladané ukončenie prevádzky existujúcich cezhraničných 220 kV vedení (vedenie V280 Senica – Sokolnice bolo odstavené v 01/2023; odstavenie vedenia V270 P. Bystrica – Lískovec sa predpokladá v 2028). Výstavba nových 400 kV vedení je plánovaná medzi ESt Ladce (SK) a Otrokovice (CZ) po roku 2035 a medzi ESt Ladce a Bystričany po roku 2028. Obnovu vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ) na území SR sa predpokladá realizovať do roku 2027 a posilnenie vedenia V440 Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA) je očakávané po roku 2030.

Značná pozornosť je zo strany PPS venovaná problematike kompenzácie jalového výkonu v PS SR, najmä jeho nadbytku, ktorý do PS SR preteká z distribučných sústav. SEPS má na tento účel pripravených viacero investičných projektov, ktorých cieľom je zmierniť vplyv nadbytočného jalového výkonu na veľkosť napätia v PS. V priebehu roku 2023, resp. v čase spracovania tohto dokumentu, prebieha aj spoločná analýza prevádzkovateľa PS a prevádzkovateľov RDS v súlade s § 95 ods. 2 písm. l) bod 2, nadväzne na § 28 ods. 2 písm. ab), ktorej cieľom je stanoviť limitné hodnoty pretokov jalového elektrického výkonu z DS do PS a navrhnuť opatrenia na jeho kompenzáciu. .

Optimistické predpoklady ďalšieho oživenia ekonomiky, podobné tomu, ktoré nastalo po zmiernení protipandemických opatrení v roku 2021, sa v roku 2022 nenaplnili. Vojnový konflikt na Ukrajine vyvolal obavy o dostupnosť primárnych zdrojov energií, čo sa premietlo do ich trhových cien. Taktiež boli narušené tradičné zmluvné a obchodné vzťahy nielen s Ukrajinou, ale aj s Ruskom, z dôvodu uplatňovania ekonomických sankcií, ktoré prijala EÚ. Neistoty vyústili do ukončenia prevádzky viacerých firiem, čo sa prejavilo tak v poklese rastu HDP z 3,0 % medzi rokmi 2021 a 2020 na hodnotu 1,7 % (2022 vs. 2021), ako aj v poklese celkovej spotreby Slovenska z 30,9 TWh v roku 2021 na 28,3 TWh v roku 2022.

Tento dokument analyzuje primeranosť zdrojového mixu pre pokrývanie spotreby elektriny na nasledujúcich 10 rokov, predovšetkým časové horizonty 2027 a 2032, s výhľadom do roku 2040. Matematický model prevádzkovateľa PS ako aj ENTSO-E neindikuje riziko výskytu nedodávky elektriny pre žiadny časový horizont a scenár, teda pravdepodobnostné ukazovatele LOLE = 0 h/rok a EENS = 0 GWh/rok vykazujú nulové hodnoty.

Predpokladaná referenčná celková brutto spotreba elektriny dosiahne v roku 2032 hodnotu 38 040 GWh, čo predstavuje celkový nárast +9 725 GWh (+34 %) oproti roku 2022.

Z pohľadu zdrojového mixu SR sa v najbližších desiatich rokoch v ES SR očakáva dostatok výkonu pre pokrývanie predpokladanej spotreby elektriny SR. Vplyvom uvedenia 3. bloku EMO do komerčnej prevádzky, očakávaným spustením 4. bloku EMO v roku 2025 a aj vplyvom rastúcej výroby elektriny z OZE sa v celom desaťročnom horizonte očakáva exportný charakter ES SR. Výhľadovo v roku 2040 by sústava mohla byť mierne deficitná, pričom importom by bolo krytých do 5 % celkovej ročnej spotreby.

Pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR bude v rámci ďalšieho rozvoja sústavy dôležité:

- zabezpečiť obnovu energetických zariadení PS SR v zmysle aktuálneho DPRPS,
- implementovať nové spoločné európske sieťové predpisy a metodiky v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav,
- zaviesť jednoznačné, stabilné a predvídateľný legislatívne prostredie v elektroenergetickom odvetví SR,
- zabezpečiť dostatočnosť primárnych palív,
- zabezpečiť požadovanú úroveň flexibility sústavy pri pokračujúcom a očakávanom zvyšovaní podielu OZE na výrobe elektriny.

Pre zaistenie bezpečnej, spoľahlivej a ekonomicky efektívnej prevádzky ES SR v časoch, kedy pred prevádzkovateľmi sústav stoja nové výzvy, je nevyhnutné sledovať a analyzovať vývoj v oblasti elektroenergetiky a koordinovanou spoluprácou národných autorít a relevantných účastníkov trhu prijímať v dostatočnom časovom predstihu prevádzkové, investičné, regulačné a legislatívne opatrenia.

10 Zoznam použitých skratiek

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR	Automated Frequency Restoration Reserve
AT	Rakúsko, medzinárodné označenie
BIDSF	Bohunice International Decommissioning Support Fund
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
CCE	Continental Central East
CCR	Capacity Calculation Region
CONE	Cost of New Entry – náklady na nový zdroj
CORE	Región pre koordinovaný výpočet prenosových kapacít
CZ	Česká republika, medzinárodné označenie
ČEPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Českej republike
ČOV	Čistiareň odpadových vôd
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DE	Nemecko, medzinárodné označenie
DOPT	Daily Operational Planning Teleconference
DS	Distribučná sústava
EBGL	Electricity Balancing Guideline
EBO	Elektrárň Jaslovské Bohunice
e-GCC	Grid Control Cooperation ČEPS, MAVIR, SEPS
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ES	Elektrizačná sústava
ESt	Elektrická stanica
EÚ	Európska únia
EVO	Elektrárň Vojany
FCFS	First Comes First Served
FCR	Frequency Containment Reserve
FVE	Fotovoltická elektrárň
GCC	Grid Control Cooperation
HDP	Hrubý domáci produkt
HU	Maďarsko, medzinárodné označenie
IDCF	IntraDay Congestion Forecast
iDOPT	intraDay Operational Planning Teleconference
IGCC	International Grid Control Cooperation
I_{dov}	Prúdová zaťažiteľnosť vedenia
INECP	Integrovaný národný energetický a klimatický plán
IPR	Investičný projekt
JAO	Joint Allocation Office S.A.
JE	Jadrová elektrárň
KVET	Kombinovaná výroba elektriny a tepla
LER	Limited Energy Resource - Zariadenia s obmedzenou zásobou elektrickej energie
LLD	Loss of Load Duration – trvanie nedodávky v hodinách

LOLE	Loss of Load Expectation – očakávaná nedodávka elektriny v hodinách
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
MAVIR	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Maďarsku
MC	Market Coupling
mFRR	manual Frequency Restoration Reserve
MH SR	Ministerstvo hospodárstva Slovenskej republiky
MRC	Multi Regional Coupling
MVE	Malá vodná elektrárňa
MŽP SR	Ministerstvo životného prostredia
NJZ	Nový jadrový zdroj
NRE	Negarantovaná regulačná elektrina
OFZ	Oravské ferozliatinové závody, a.s.
OKTE	Organizátor krátkodobého trhu s elektrinou
OZE	Obnoviteľné zdroje energie
PDS	Prevádzkovateľ distribučnej siete
PICASSO	The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PL	Poľsko, medzinárodné označenie
PPC	Paroplynový cyklus
PpS	Podporné služby
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PRV	Primárna regulácia výkonu
PS	Prenosová sústava
PSE	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Poľsku
PVE	Prečerpávací vodná elektrárňa
R	Rozvodňa
RE	Regulačná elektrina
RG CE	Regional Group Continental Europe
RG CCE	Regional Group Continental Central East Europe
ROVE	Riadenie obchodu a výroby elektrární
RS	Reliability Standard – štandard spoľahlivosti
SAFA	Synchronous Area Framework Agreement
SAP	Single Allocation Platform
SE	Slovenské elektrárne, a.s.
SED	Slovenský elektroenergetický dispečing
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
SK	Slovensko, medzinárodné označenie
SR	Slovenská republika
SRV	Sekundárna regulácia výkonu
SSD	Stredoslovenská distribučná, a.s.
T	Transformátor
TE	Tepelná elektrárňa
TNS	Tuzemská netto spotreba
TP	Technické podmienky
TRM	Transmission Reliability Margin
TRV	Terciárna regulácia výkonu

TYNDP	Ten Years Network Development Plan
UA	Ukrajina, medzinárodné označenie
UIOSI	Use it or sell it
ÚRSO	Úrad pre reguláciu sieťových odvetví
V	Vedenie
VE	Vodná elektrárň
VOLL	Value of Lost Load – cena nedodanej energie
VTE	Veterná elektrárň
VÚ KVET	Vysoko účinná kombinovaná výroba elektriny a tepla
VVK	Viacročné výberové konanie
XBID	European Cross-border Intraday
ZNO	Zníženie odoberaného výkonu
ZSD	Západoslovenská distribučná, a.s.
ZVO	Zvýšenie odoberaného výkonu