

Správa
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok
elektriny za 2018

OBSAH

Úvod.....	1
1 ZHODNOTENIE ROKU 2018.....	2
1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR.....	2
1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny.....	4
1.3 Regulácia sústavy.....	8
1.5 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy.....	11
1.6 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.....	12
1.7 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťaženií.....	14
1.8 Opatrenia na krytie špičkového dopytu a riešenie výpadkov v ES SR.....	17
2 PREDPOKLADANÝ VÝVOJ ZÁSOBOVANIA ELEKTRINOU NA NASLEDUJÚCICH 5 ROKOV.....	20
2.1 Vývoj spotreby.....	20
2.2 Výroba elektriny.....	21
2.3 Disponibilita PpS v roku 2023.....	24
3 PERSPEKTÍVY ZABEZPEČENIA DODÁVOK ELEKTRINY DO ROKU 2030.....	26
4 INVESTIČNÉ ZÁMERY PREVÁDZKOVATEĽA PRENOSOVEJ SÚSTAVY NA NASLEDUJÚCICH 10 ROKOV.....	32
4.1 Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS.....	32
4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS.....	35
ÚLOHY ORGÁNOV ŠTÁTNEJ SPRÁVY.....	36
ZÁVER.....	37
ZOZNAM POUŽITÝCH SKRATIEK.....	39

ÚVOD

Správu o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávky elektriny a o prijatých a predpokladaných opatreniach na riešenie bezpečnosti dodávok elektriny Ministerstvo hospodárstva SR uverejňuje každoročne na základe ustanovenia § 88 ods. 2 písm. j) v- rozsahu podľa ods. 10 zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov (ďalej „zákon o energetike“). Správu uverejňuje na webovom sídle ministerstva a zasiela Komisii. Ministerstvo pripravuje správu v spolupráci s prevádzkovateľom prenosovej sústavy.

Spoločnosť SEPS, a.s. podľa § 28 ods. 3 písm. k) poskytuje ministerstvu na požiadanie návrhy na riešenie rovnováhy medzi ponukou a dopytom elektriny na obdobie piatich rokov a perspektívu zabezpečenia dodávok elektriny na obdobie piatich až pätnástich rokov na účely vypracovania Správy o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny podľa § 88 ods. 2 písm. j) zákona o energetike.

Správa je vypracovaná v súlade so štruktúrou podľa článku 4 smernice Európskeho parlamentu a rady č. 2009/72/ES o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou a podľa článku 7 smernice Európskeho parlamentu a rady 2005/89/ES o opatreniach na zabezpečenie bezpečnosti dodávok elektrickej energie a investícií do infraštruktúry.

Od 1. januára 2005 je stanovená kompetencia Ministerstva hospodárstva SR vo vzťahu k sledovaniu dodržiavania bezpečnosti dodávok elektriny a uverejneniu správy o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny.

Bezpečnosť dodávky elektriny je zákonom o energetike definovaná ako schopnosť sústavy zásobovať koncových odberateľov elektriny, zabezpečenie technickej bezpečnosti energetických zariadení a rovnováhy ponuky a dopytu elektriny na vymedzenom území Slovenskej republiky (SR) alebo jeho časti.

1 ZHODNOTENIE ROKU 2018

Hodnotenie prevádzky ES SR v predchádzajúcom roku vychádza z oficiálnych údajov prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré sú zverejnené na [webovom sídle](#)¹, spoločnosti Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.

1.1 Bilancia výroby a spotreby elektriny v ES SR

Celková spotreba elektriny v roku 2018 dosiahla hodnotu 30 947 GWh, čo je oproti roku 2017 pokles o 109 GWh (-0,35 %). Berúc do úvahy informácie o pretrvávajúcom hospodárskom raste, je možné predpokladať, že mierny pokles spotreby elektriny bol spôsobený predovšetkým vyššou vonkajšou teplotou v zimných mesiacoch.

K poklesu došlo aj pri výrobe elektriny (-877 GWh, -3,1 %). S výnimkou elektrární na fosílné palivá, u ktorých došlo k nárastu vyrobenej energie (+182 GWh, +3,2 %), všetky ostatné kategórie zaznamenali pokles (JE: -238 GWh, -1,6 %; VE: -757 GWh, -16,2 %, OZE: 46 GWh, -1,9 %; ostatné: -18 GWh, -16,1 %). Rok 2018 bol z pohľadu klimatického rokom suchým, čo sa prejavilo zníženou výrobou vo vodných elektrárňach, navyše táto bola ovplyvnená odstávkou kanála Krpel'any – Sučany – Lipovec. Strata na výrobe predstavovala hodnotu viac ako 31 GWh.

Tab. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2009 až 2018

Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2009	26 074	27 386	-1 312	3 126	4 131
2010	27 720	28 761	-1 041	3 283	4 342
2011	28 135	28 862	-727	3 295	4 279
2012	28 393	28 786	-393	3 277	4 395
2013	28 590	28 681	-91	3 274	4 178
2014	27 254	28 355	-1 101	3 237	4 120
2015	27 191	29 548	-2 357	3 377	4 146
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

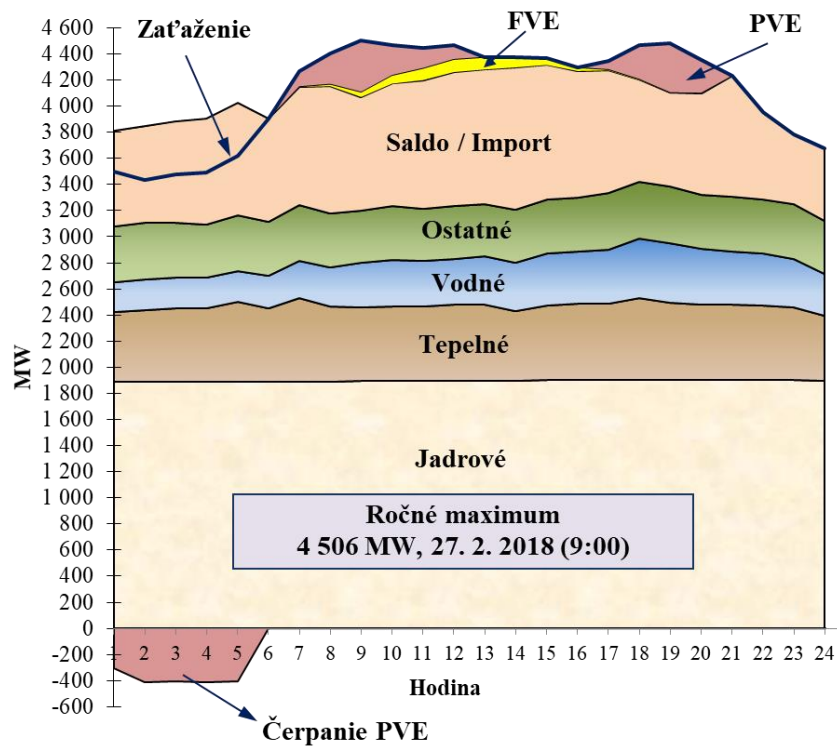
* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import.

** Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku

Podiel importu na celkovej spotrebe elektriny kontinuálne rastie od roku 2013, a dosiahol hodnotu 12,3 % (3 797 GWh). Hlavným dôvodom bol vývoj ceny elektriny na trhu, ktorá sa pohybuje pod výrobnými nákladmi niektorých typov výrobných technológií.

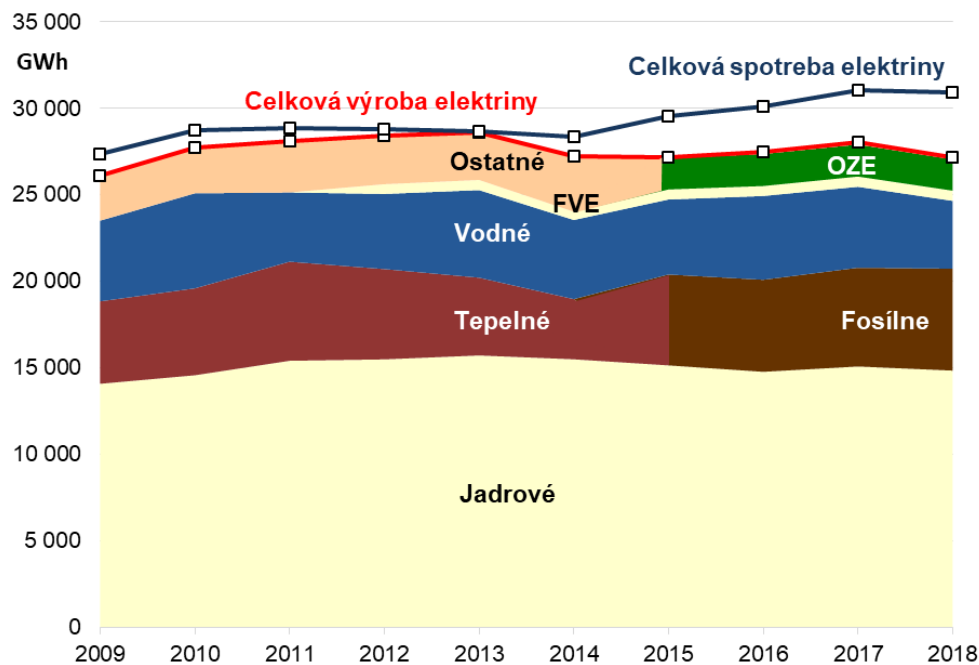
Maximálne zaťaženie sústavy bolo zaznamenané 27. februára o 9:00 vo výške 4 506 MW, čo je pokles oproti predchádzajúcemu roku o 44 MW. Minimum zaťaženia (29. júla o 6:00) dosiahlo hodnotu 2 368 MW.

¹ http://www.sepsas.sk/Zataz_sustavy_Rok.asp?kod=485



Obr. 1.1 Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maxima roku 2018

Poznámka: Kategórie zariadení na výrobu elektriny pre pokrývanie zaťaženia ES SR sú vykazované v štruktúre predchádzajúcich rokov (Zdroj: Ročenka SED uverejnená na [webovom sídle SEPS²](http://www.sepsas.sk))

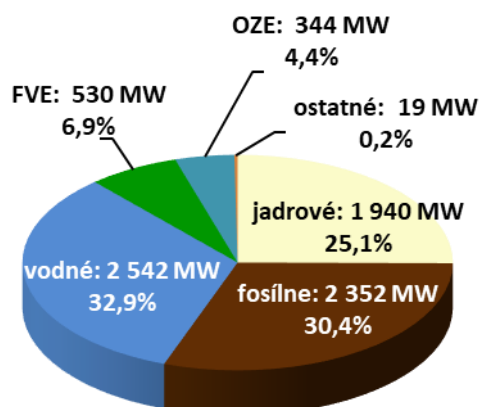


Poznámka: V roku 2015 došlo k zmene v spôsobe vykazovania výroby elektriny

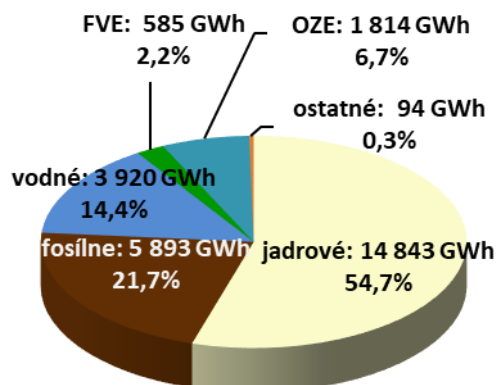
Obr. 1.2 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2009 – 2018

² <http://www.sepsas.sk/Rocenka.asp?kod=496>

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny v ES SR dosiahol v roku 2018 hodnotu 7 728 MW. Oproti roku 2017 došlo k nárastu o cca 7,5 MW.



Obr. 1.3 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2018

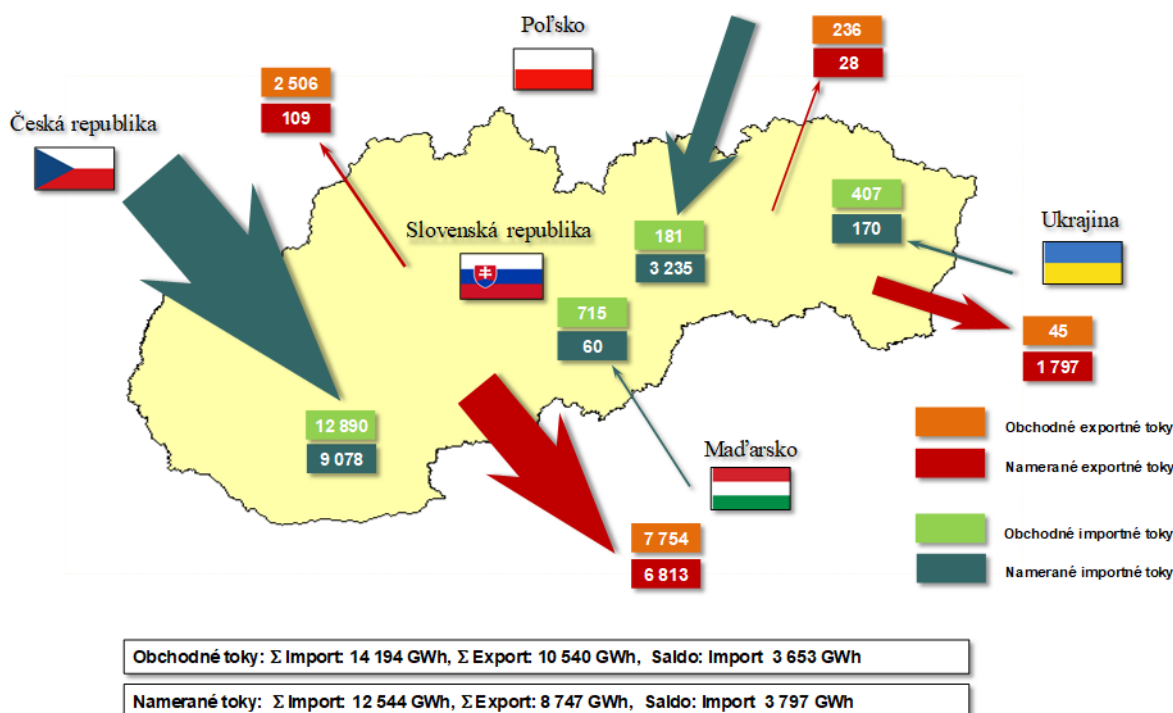


Obr. 1.4 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2018

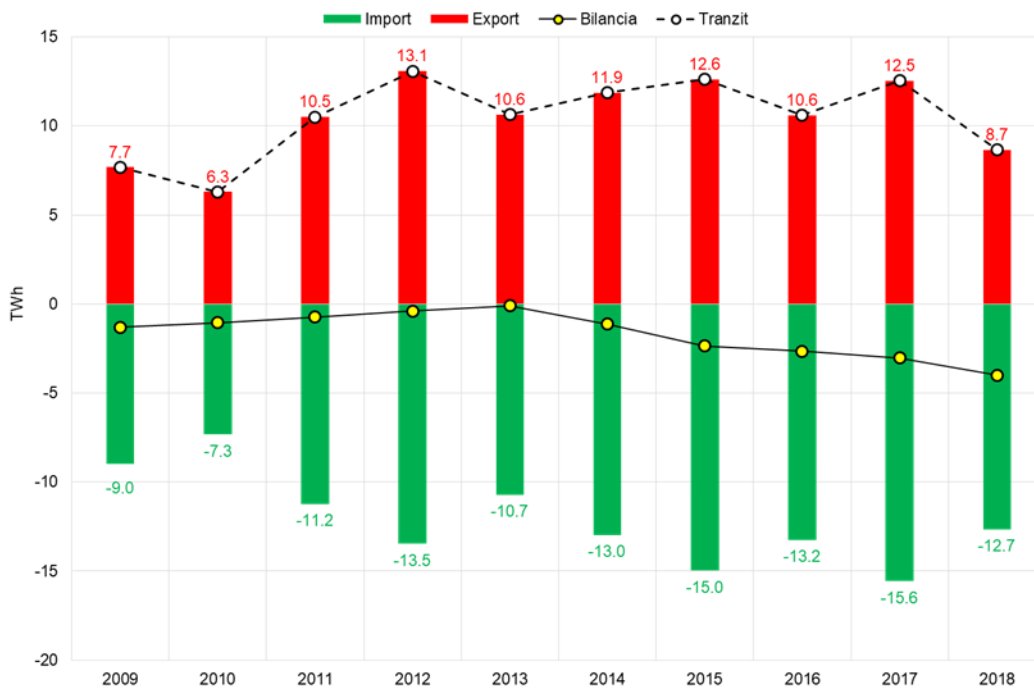
Poznámka: Kategória ostatné zahŕňa zariadenia na výrobu elektriny katalytickým spracovaním odpadu a spaľovne odpadu

1.2 Cezhraničný prenos a tranzitné toky elektriny

V roku 2018 aj napriek zvýšenému importnému saldu (+768 GWh), spôsobenému predovšetkým poklesom celkovej výroby elektriny v SR, došlo oproti roku 2017 k poklesu celkového objemu cezhraničných prenosov. Celkový import klesol o 3 020 GWh, export klesol ešte výraznejšie, o 3 788 GWh.

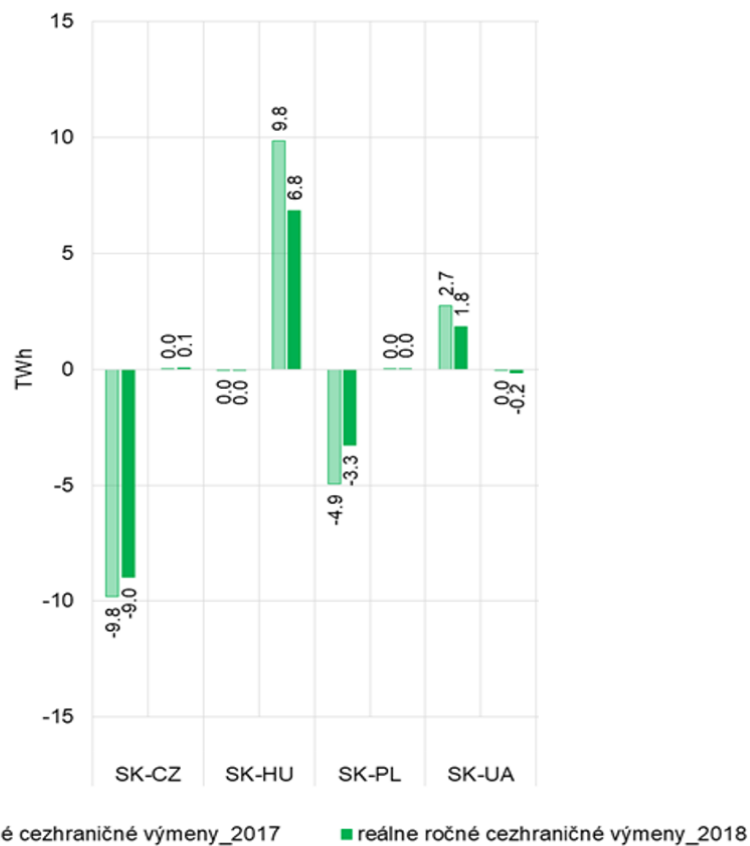


Obr. 1.5 Bilancia cezhraničných výmen ES SR v roku 2018

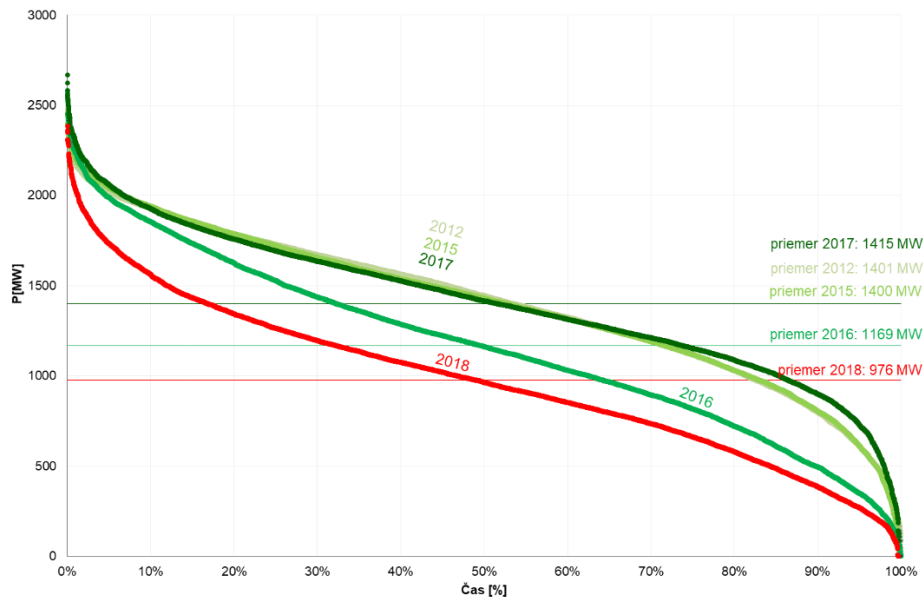


Obr. 1.6 Ročné objemy nameraných importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 2009 – 2018

V roku 2018, tak ako po iné roky, boli dominantné importné toky na profiloch SK-CZ a SK-PL a exportné toky boli prevládajúce na SK-HU a SK-UA profiloch.



Obr. 1.7 Reálne cezhraničné prenosy elektriny v rokoch 2017 a 2018

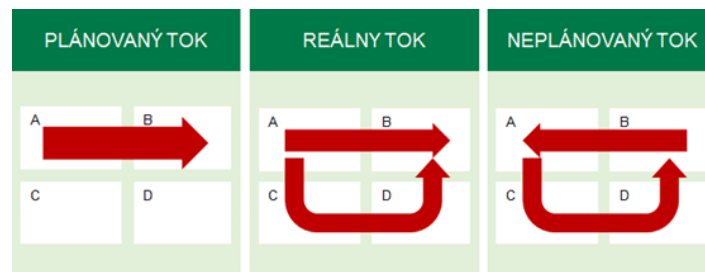


Obr. 1.8 Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR pre vybrané roky 2009 až 2018

Medzi hlavné dôvody poklesu cezhraničných výmen možno považovať:

- zmena bilancie medzi výrobou a spotrebou elektriny v PL a s tým spojený pokles importu elektriny z PL. Dôvodom je pokles výroby elektriny v PL z tepelných uhoľných elektrární, ktoré tvoria podstatnú časť zdrojového mixu PL, spôsobený výrazným zvýšením cien povoleniek CO₂ z priemernej ročnej hodnoty 5€/t (2017) na 15€/t (2018),
- pokles cezhraničných výmen elektriny na DE-PL profile (vypnuté cezhraničné vedenie 2x400kV Krajník (PL) – Vierraden (DE) v časti roka 2018), dôsledkom čoho došlo k zníženiu neplánovaných tokov elektriny z DE do SK cez PL,
- pokles importu elektriny z CZ, spôsobený horeuvedeným znížením bilancie PL (keďže PL-CZ profil je elektricky veľmi blízko SK-CZ profilu) a čiastočne aj vypnutím vedenia Nošovice (CZ) – Varín (SK) v prevažnej časti roka 2018 z dôvodu jeho rekonštrukcie,
- zníženie cezhraničných výmen elektriny na SK-HU profile. Z dôvodu priaznivejšieho vývoja ceny elektriny na Balkáne došlo k uprednostneniu importu elektriny do HU zo Srbska.

PS SR je vzhľadom na svoju polohu, rozloženie cezhraničných prepojení, charakter okolitých ES a tiež spôsob alokácie prenosových kapacít, zaťažovaná neplánovanými – tranzitnými tokmi elektriny.



Obr. 1.9 Schematické zobrazenie plánovaných a neplánovaných tokov elektriny

Neplánované cezhraničné výmeny a tranzitné toky sú spôsobené predovšetkým:

- bilanciou okolitých ES,
- nestálou výrobou elektriny z OZE (najmä výrobou elektriny z veterných a fotovoltaických elektrární) s vysokým celkovým inštalovaným výkonom situovaným na severozápade Európy

a jej prenos do ES krajín s importným saldom v strednej a juhovýchodnej Európe, čo spôsobuje zvýšený prenos elektriny na veľké vzdialenosti,

- nedostatočnou prenosovou infraštruktúrou v oblastiach s prudkým nárastom inštalovaného výkonu OZE a tiež v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny ako dôsledok liberalizácie trhu s elektrinou,
- konfiguráciou obchodných zón na trhu s elektrinou v rámci Európy,
- spôsobom výpočtu a pridelovania cezhraničných kapacít podľa súčasných mechanizmov a metódik.

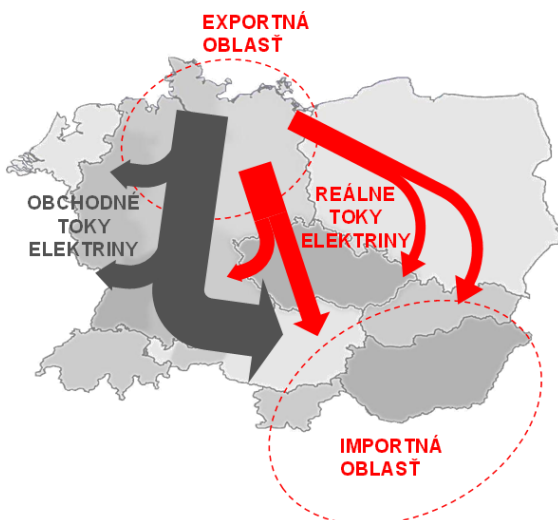
Nežiadúce dôsledky neplánovaných tokov elektriny, ktorým SEPS musí čeliť, sú:

- veľké rozdiely medzi reálnymi a plánovanými tokmi elektriny,
- stanovenie vyššej hodnoty bezpečnostnej rezervy TRM na konkrétnych cezhraničných profiloch, a s tým spojené zníženie voľnej obchodovateľnej kapacity,
- zvýšené celkové nároky 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 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 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E, sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú uvedené v kapitole 1.7.

Nežiadúcim dôsledkom aplikovania týchto nápravných opatrení, v ktorých sa mení zapojenie PS SR, môže byť čiastočné zníženie bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky danej časti PS SR.

V pracovnej skupine „Core CCR project“ ENTSO-E, kde je združených 16 PPS, je vyvíjaná metodika tzv. flow-based výpočtu alokácie cezhraničných prenosových kapacít. Proces jej implementácie do reálnej prevádzky sa očakáva v priebehu roka 2019.



Obr. 1.10 Ilustračné zobrazenie kruhových tranzitných tokov v regióne CCE

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

Dobрым koncepčným rozvojovým krokom v súvislosti so znižovaním tranzitných tokov, je tiež dlhodobou 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. Po ich uvedení do prevádzky by sa objemy a smer

reálnych tokov elektriny (na obrázku zobrazené červenou farbou) mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny (zobrazené tmavosivou farbou).

Ďalším významným krokom na priblíženie obchodných výmen elektriny k reálnym je rozdelenie spoločnej DE-AT obchodnej zóny (platné od 1. októbra 2018). Vplyv tohto kroku na cezhraničné výmeny elektriny v regióne CCE bude zo strany PPS podrobne analyzovaný v priebehu roku 2019.

1.3 Regulácia sústavy

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

Pri dodržiavaní vyrovnannej výkonovej bilancie sa aj v roku 2018 v menšom rozsahu opakovali prípady vedome spôsobenej odchýlky, ktoré nastávali v situáciách vyšších cien za elektrinu ako cien za odchýlku.

V roku 2018 začali vznikať aj väčšie odchýlky frekvencie, ktoré súvisia s cenou elektriny na trhu v kombinácii so správaním sa prevádzkovateľov výkonovo veľkých zariadení na výrobu elektriny s rýchlou zmenou výkonu.

Odchýlky frekvencie v týchto prípadoch dosahovali hodnoty väčšie ako +100 mHz a -100 mHz. Výrazný pokles frekvencie bol zaznamenaný dňa 06.02.2018, kedy frekvencia dosiahla úroveň 49,851 Hz. Veľký nárast frekvencie bol zaznamenaný dňa 05.03.2018 na úrovni 50,119 Hz. Výrazné poklesy frekvencie boli zaznamenané najmä vo večerných hodinách na zlome 21:00 hod a 22:00 hod. Tieto poklesy súvisia s režimom prevádzky PVE (odstavovanie väčšiny z výroby) a súčasným poklesom zaťaženia v celej prepojenej európskej elektrizačnej sústave. K nárastu frekvencie dochádza najmä na zlome 6:00 hod, čo má súvis s rýchlym nábehom výrobní elektriny na vysoký výkon (PVE, PPC), vypínaním čerpania v PVE a súčasným nárastom zaťaženia. 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, kedy by zariadenia na výrobu elektriny prešli do špeciálnych prevádzkových stavov (otáčková regulácia, automatické alebo manuálne znižovanie/zvyšovanie výkonu a pod.).

Prevádzkovateľ prenosovej sústavy ES SR, tak ako väčšina PPS v Európe, prijíma technické opatrenia na zmiernenie príspevku ES SR k zmenám frekvencie. V zmysle Nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485 čl. 137 ods. 4 pripravil SEPS technické podmienky, ktoré dovoľujú vykonávať lineárne zmeny činného výkonu. V zásade ide o obmedzenie zmeny činného výkonu na určitú hodnotu s podmienkou časového rozloženia vykonania tejto zmeny. Ďalším opatrením bolo vypracovanie opatrení na zníženie odchýlky vyžadovaním zmien vo výrobe alebo spotrebe jednotiek na výrobu elektriny alebo odberných jednotiek v zmysle čl. 152 ods. 16 Nariadenia Komisie (EÚ) 2017/1485. Tieto opatrenia boli po odbornej konzultácii s dotknutými subjektami a následnou verejnou konzultáciou predložené na schválenie ÚRSO. Rozhodnutie ÚRSO bolo vydané 13.03.2019 a schválené technické požiadavky sú vo fáze priamej implementácie do Technických podmienok prístupu a pripojenia, pravidiel prevádzkovania prenosovej sústavy. Dotknuté subjekty v ES SR však už od 06/2018 začali aplikovať tieto technické opatrenia v praxi a vykonávali svoje zmeny činného výkonu na zlome hodín v zmysle týchto opatrení.

Aj napriek vyššie uvedeným opatreniam, došlo už v prebiehajúcom roku 2019, konkrétne 10. januára o 21:02, k ešte výraznejšiemu poklesu frekvencie. Zmenou plánovanej výroby niektorých zdrojov

na prelome 21. a 22. hodiny a technickou poruchou merania na profile AT/DE dosiahla jej hodnota úroveň 49,806 Hz.

1.4 Podporné služby

V oblasti dostatočnosti požadovaného objemu PpS dochádza medziročne k jej zlepšovaniu aj vďaka opatreniam prijímaným na strane prevádzkovateľa PS. V niektorých mesiacoch roka však tento objem PpS nebol naplnený. Dôvodov je viacero:

- 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 zariadení na nižšom výkone,
- poruchy a výpadky na zariadeniach poskytujúcich PpS,
- neprevádzkovanie elektrární z dôvodu poklesu výkupných cien silovej elektriny na burze pod ich prevádzkové náklady,
- extrémne výkyvy počasia.

Prevádzka FVE, resp. VTE je spojená so zvýšenými nárokmi na PpS, ktoré je potrebné zabezpečiť zariadeniami na výrobu elektriny s adekvátnymi regulačnými schopnosťami alebo jej dovozom zo zahraničia. Z prevádzkového hľadiska by najväčším rizikom mohla byť situácia, v ktorej by neregulovaná výstavba týchto zdrojov (FVE a VTE) prevládla nad prírastkami zdrojov poskytujúcich PpS.

V regulačnej oblasti SR sa pre potreby zabezpečenia dostatočného množstva PpS využíva aj regulácia na strane spotreby elektriny, a to terciárna regulácia zníženie odoberaného výkonu vybraného odberateľa elektriny (ZNO) a terciárna regulácia zvýšenie odoberaného výkonu vybraného odberateľa elektriny (ZVO).

Nároky na PpS sa od ich obchodného vzniku (r. 2004) postupne zvyšujú. S nárastom inštalovaného výkonu vo FVE sa zvýšila požiadavka na objem PpS, schopných reagovať na rýchle zmeny v sústave (predovšetkým TRV3MIN).

Tab. 1.2 zobrazuje ÚRSO-m schválené požadované objemy PpS na nasledujúci rok, ktoré prevádzkovateľ PS zverejňuje na svojom webovom sídle v zmysle zákona č. 251/2012 Z.z. o energetike a doplnení niektorých zákonov vždy do 30.9. aktuálneho roku.

Z tabuľky vyplýva, že TRV postupne prechádzali od pomalších k rýchlejšim. Služba TRVHOD (doba nábehu do 6 hodín), ktorá bola vhodná v rokoch 2005-2008, prešla v rokoch 2009-2010 na službu TRV120MIN, pri ktorej sa skrátila doba nábehu na 2 hodiny. Aj táto služba sa v roku 2011 zrušila z dôvodu nepoužiteľnosti v dispečerskom riadení a súčasne sa zvýšil objem v PpS TRV30MIN+ (doba nábehu do 30 minút).

Aj v oblasti rýchlych TRV sa prešlo z TRV10MIN± od roku 2009 na TRV3MIN±, t. j. z času aktivácie/deaktivácie do 10 minút na čas do 3 minút. V roku 2012 bola opäť zavedená TRV10MIN±, ktorej objem vyrovnáva predpokladanú dynamiku nábehu, resp. výpadku výroby FVE. V roku 2015 bola pre potreby dispečerského riadenia namiesto TRV30MIN± zavedená rýchlejšia TRV15MIN±.

Tab. 1.2 Vážené priemery podporných služieb v rokoch 2005 - 2019 [MW]

Rok	PRV±	SRV±	TRV	TRV	TRV	TRV	TRV	TRV	TRV	TRV	TRV	TRV	ZNO	ZVO	
			3MIN+	3MIN-	10MIN+	10MIN-	15MIN+	15MIN-	30MIN+	30MIN-	HOD	120MIN			
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

Prínosom k zvýšeniu bezpečnosti prevádzky elektrizačnej sústavy, 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. V systéme e-GCC spočiatku spolupracovali iba prevádzkovatelia prenosových sústav Česka a Slovenska. O rok neskôr do systému e-GCC vstúpil aj prevádzkovateľ prenosovej sústavy Maďarska.

Pred zapojením sa do systému e-GCC presahoval počet aktivácií TRV úroveň 1 500 za rok (napríklad v roku 2010 to bolo až 1 867). Už v prvom roku prevádzky e-GCC sa počet aktivácií TRV oproti roku 2011 znížil o 225. V ďalších rokoch bol pokles počtu aktivácií ešte výraznejší.

Počet aktivácií TRV v roku 2018 dosiahol hodnotu 295, čo je o 185 aktivácii menej ako v roku 2017. Viac ako 40 % z celkového počtu aktivácií TRV bolo zaznamenaných v mesiacoch október (39 krát) a december (43 krát). Potreba aktivácie TRV bola najvýraznejšia v mesiaci november (46 krát), najnižšia v auguste (6 krát). Najviac sa využívala najrýchlejšia TRV3MIN± (208 krát), nasledovala TRV15MIN± (64 krát), TRV10MIN± (16 krát) a ZNO (7 krát). Za celý rok 2018, s výnimkou mesiaca apríl, prevládali kladné aktivácie TRV (celkom 205 krát) nad zápornými (celkom 90 krát).

Mimoriadne prevádzkové stavy, vyvolané prípadnými extrémnymi hydrometeorologickými podmienkami, môžu ohroziť zabezpečenie sústavy požadovaným objemom PpS z dôvodu ovplyvnenia zdrojovej základne v regulačnej oblasti. Môžu to byť napr. vysoké hladiny vodných tokov (nasadený veľký vynútený neregulovaný výkon vodných elektrární), veľké mrazy (zamrznutie paliva a zníženie výkonu v parných elektrárňach), vysoká teplota (obmedzenie chladenia v elektrárňach a zníženie dodávaného výkonu mimo hranice regulačných možností). Ďalšími vplyvmi sú prípadné obmedzenia dodávok zemného plynu do SR, neplánované zníženie spotreby elektriny z dôvodov ťažko predvídateľných hospodárskych alebo politických vplyvov, vysoké cezhraničné prenosy elektriny vplyvom vývoja v sektore elektroenergetiky v zahraničí, alebo tiež už skôr spomínané špekulácie prevádzkovateľov výrobných zariadení, resp. obchodníkov na trhu s elektrinou.

Z technológií výrobných zariadení spôsobujú problémy predovšetkým FVE. V prípade zavedenia zodpovednosti za odchýlku pre FVE a povinnosti nahlasovania údajov o predpokladanej výrobe elektriny deň dopredu (napr. prevádzkovateľovi PS SR alebo operátorovi krátkodobého trhu s elektrinou

spoločnosti OKTE, a.s.) centrálnym výkupcom elektriny z FVE, by objemy PpS mohli ostať na rovnakej úrovni i v prípade nárastu inštalovaného výkonu FVE.

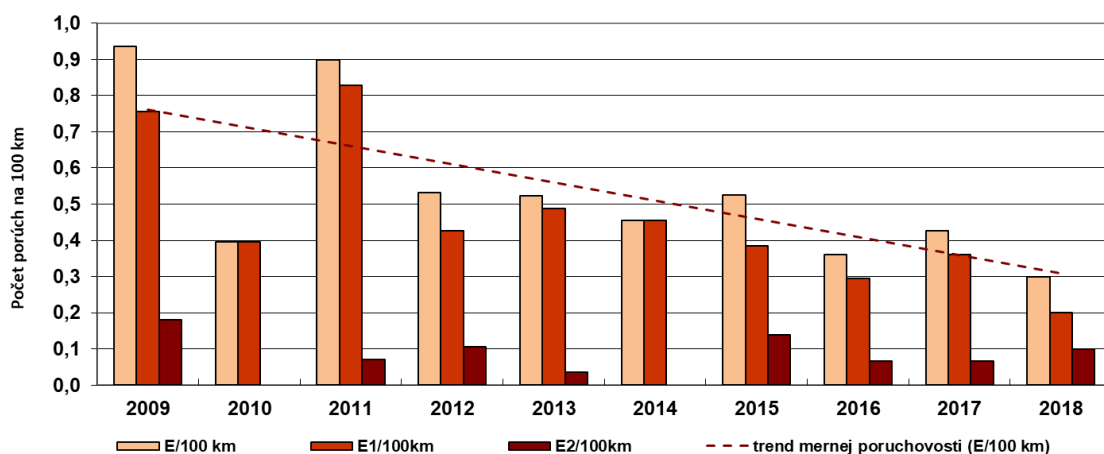
1.5 Kvalita prenosu a úroveň údržby prenosovej sústavy

Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS za rok 2018 v zmysle §11 Vyhlášky ÚRSO č. 236/2016 Z. z. je zverejnené na webovom sídle prevádzkovateľa PS SR (ďalej len „Vyhodnotenie štandardov kvality SEPS“)³.

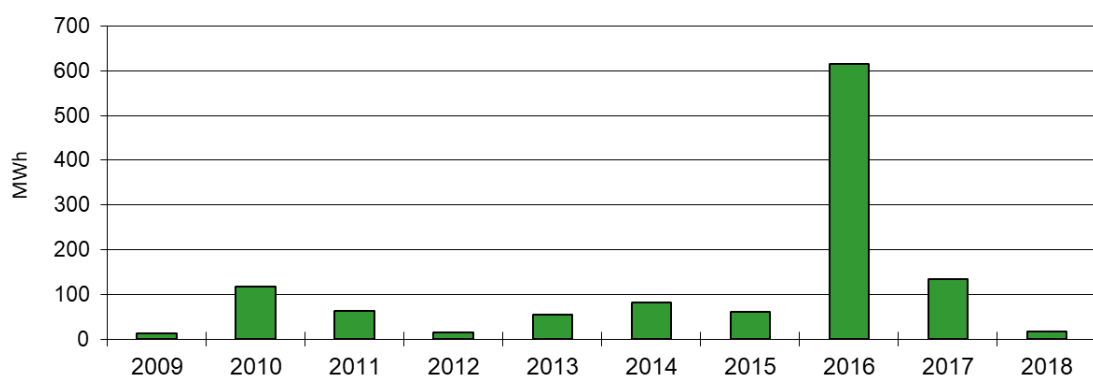
Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2018 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 9 poruchových vypnutí. Z toho 6 typu E1 – bez poškodenia zariadenia a 3 poruchy typu E2 – s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 17,33 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2009 - 2018 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



Obr. 1.11 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2009 až 2018



Obr. 1.12 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2009 až 2018

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

³ https://www.sepsas.sk/Dokumenty/StandKvality/2019/02/Standardy_kvality_2018_podla_Vyhlasiky_236_2016.pdf

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 v čo možno 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 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 požiadaviek pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR v dlhodobom horizonte.

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 2018 nebolo v SEPS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie kvality prenosu elektriny, a teda v roku 2018 nedošlo zo strany PPS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov štandardov kvality. V roku 2018 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 97,35 % z celkového množstva meraných vzoriek je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny.

1.6 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 cezhraničných prenosových kapacít na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2018 prostredníctvom aukčnej kancelárie Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu, pričom na profile SK/PL pridelovala JAO kapacity v ročnej, mesačných a denných aukciách a na profile SK/HU v ročnej a mesačných aukciách.

Na dennej báze boli cezhraničné kapacity na profiloch SK/HU a SK/CZ pridelované implicitne v rámci procedúry štvorstranného Market couplingu medzi Českou republikou, Slovenskom, Maďarskom a Rumunskom (4M MC), ktorého prevádzka začala 19. novembra 2014. Prevádzka počas roka 2018 bola bez mimoriadnych prevádzkových stavov.

Na cezhraničnom profile s Českou republikou počas roka 2018 neboli prenosové kapacity pridelované prostredníctvom dlhodobých aukcií, ale účastníci trhu mali možnosť svoje cezhraničné prenosy voľne nominovať do času D-2 17:00 hod. (kde D je deň prenosu). Prevádzkovatelia PS SR a ČR (ČEPS)

si vyhradili právo požadované zosúhlasené hodnoty prenosov skrátit' v prípade ohrozenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky z dôvodu neplnenia bezpečnostných kritérií, vyplývajúcich z „Operational Handbook ENTSO-E Policy 3: Operational Security“. V takomto prípade boli požadované zosúhlasené hodnoty v danej hodine a danom smere skrátene na nulovú hodnotu a celý kapacitný limit profilu bol v danej hodine a danom smere poskytnutý do implicitnej aukcie v rámci 4M MC.

Nariadenie Komisie (EÚ) 2016/1719 z 26. septembra 2016, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelovanie dlhodobých kapacít (Nariadenie FCA) v článku 30 ukladá povinnosť príslušným národným regulátorom na hraniciach ponukových oblastí, na ktorých v čase nadobudnutia účinnosti tohto nariadenia neexistujú dlhodobé prenosové práva, vykonať analýzu, ktorou sa určí, či forwardový trh s elektrinou poskytuje dostatočné príležitosti na hedžing v dotknutých ponukových oblastiach. Úrad pre reguláciu sieťových odvetví (ÚRSO) na základe predmetnej analýzy svojím rozhodnutím č. 0001/2017/E-EU zo dňa 26.05.2017 uložil SEPS povinnosť zaviesť dlhodobé prenosové práva na hranici SK/CZ od 1. januára 2019 v podobe fyzických prenosových práv s princípom „use-it-or-sell-it“ (UIOSI). V priebehu roku 2018 SEPS v spolupráci s ČEPS a JAO uskutočnili všetky potrebné zmeny na úrovni zmluvných vzťahov, ako aj úpravy IT systémov tak, aby bolo možné začať s pridelovaním cezhraničných kapacít na profile SK-CZ na ročnej a mesačnej báze počnúc ročnou aukciou pre rok 2019, ktorá sa uskutočnila 23.11.2018. Podobne ako v prípade profilov SK-HU a SK-PL, aj na profile SK-CZ sú od roku 2019 dlhodobé kapacity pridelované prostredníctvom JAO formou fyzických prenosových práv s rešpektovaním princípu UIOSI.

V zmysle článku 49 Nariadenia FCA, bol v júni 2017 všetkým regulačným úradom predložený spoločný návrh na zriadenie a prevádzkovanie jednotnej pridelovacej platformy. Tento návrh bol schválený všetkými regulačnými úradmi, pričom ÚRSO schválil predmetný návrh Rozhodnutím číslo: 0007/2017/E-EU zo dňa 4.12.2017. V zmysle schváleného návrhu bol za prevádzkovateľa jednotnej pridelovacej platformy (SAP) ustanovený Joint Allocation Office S.A.. V októbri 2018 SAP začalo pridelovanie dlhodobých prenosových práv na paneurópskej úrovni.

Aukčná kancelária SEPS organizovala v roku 2018 pridelovanie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile PS SR s Ukrajinou. Pridelovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle www.sepsas.sk.

V roku 2018 boli obnovené rokovania so štátnym podnikom National Power Company UKRENERGO ohľadom zavedenia spoločných aukcií prenosových kapacít na profile SK-UA.

Tab. 1.3 Prehľad režimu pridelovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS v roku 2018

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodenne pridelovanie
SK/CZ	voľné nominácie cezhraničných prenosov	voľné nominácie cezhraničných prenosov	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/HU	explicitná (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/PL	explicitná (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SK/UA	nezavedené	explicitné jednostranné (alokačná kancelária SEPS)	explicitné jednostranné (alokačná kancelária SEPS)	nezavedené

Na profiloch SK/CZ, SK/PL a SK/HU sú cezhraničné kapacity pridelované aj na vnútrodennej báze. Funkciu entity, ktorá zabezpečuje pridelovanie kapacít, vykonáva ČEPS. Kapacity sú pridelované

bezodplatne, požiadavky na kapacitu sú vyhodnocované v poradí, v akom prídu do informačného systému alokátora kapacít. Kapacitné práva sú pridelené ako tzv. „práva s povinnosťou“, t. j. účastník trhu je povinný pridelené kapacitné práva využiť v plnom rozsahu. Vnútrodenne pridelenie pre profil SK-PL prebieha v režime šiestich 4-hodinových seáns počas obchodného dňa, v prípade profilu SK-CZ a od 05.09.2018 aj SK-HU funguje režim dvadsaťštyri 1-hodinových seáns počas obchodného dňa.

V súvislosti s nadobudnutím platnosti a účinnosti nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelenie kapacity a riadenie preťaženia (nariadenie CACM) sa v budúcnosti očakáva výrazne širšie prepojenie denných trhov v rámci EÚ vedúce k vytvoreniu jednotného prepojenia týchto trhov, ktoré by umožnilo účastníkom trhu obchodovať elektrinu v rámci celej EÚ. Pre naplnenie tohto cieľa je nutné prepojiť dva veľké celky, v súčasnosti fungujúce ako prepojené denné trhy – 4M MC a tzv. Multi Regional Coupling (MRC), ktorý združuje krajiny západnej, severnej a južnej Európy. Spustenie jednotného integrovaného trhu do prevádzky je plánované na rok 2020.

1.7 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky ES SR, opatrenia na riešenie preťaženi

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 dlhodobo 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“. Prevádzková bezpečnosť plní požiadavky na prenos elektriny a je kontrolovaná v každej etape prípravy prevádzky, a to ročnej, mesačnej, týždennej a dennej. Uvoľňovanie zariadení PS z prevádzky 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 jej náhle preťaženie, prevádzkovateľ PS s cieľom odstrániť preťaženie v zmysle § 21 Vyhlášky ÚRSO č. 24/2013 Z. z. novelizovanou Vyhláškami ÚRSO č. 423/2013 Z. z. a č. 371/2016:

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

Na predchádzanie preťaženi 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, predchádzaní a jeho odstránení stanovené obmedzujúce opatrenia:

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

Vyhláška MH SR 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. Automatické odľahčovanie sústavy začína pri poklese frekvencie na 49 Hz (1. stupeň). Pri poklese frekvencie pod 49 Hz dochádza k ďalšiemu vypínaniu spotreby v sústave pri jednotlivých hladinách frekvencie odstupňovaných od seba o 300 mHz. Frekvenčný vypínací plán je uvedený v tab. 1.4 a je detailne rozpracovaný v TP SEPS, dokument D „Bezpečnosť a kvalita prevádzky PS, časť D4, kap. 4.1.2.“ reflektujúci požiadavky európskej legislatívy a pravidiel prevádzkovania synchronnej prepojenej sústavy RG CE.

Tab. 1.4 Frekvenčný vypínací plán na rok 2018

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1.stupeň	49,0 Hz	11,24 %
2.stupeň	48,7 Hz	10,28 %
3.stupeň	48,4 Hz	11,70 %
4.stupeň	48,1 Hz	15,13 %
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 – 48,1 Hz	48,35 %

Príprava prevádzky

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 PDS, 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 PDS 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 elektriny a PpS.

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

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.

Počas normálneho stavu musí prevádzkovateľ PS v stanovených časových intervaloch monitorovať aktuálny stav sústavy a musí reagovať na odchýlky hodnôt frekvencie 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. 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 a plány obnovy sústavy.

Nápravné opatrenia v zmysle Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E

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 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E 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. 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 posúdení momentálnej situácie v ES, dopadov na bezpečnosť prevádzky sústavy, plnení medzinárodných záväzkov a ekonomických dopadov na SEPS.

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 Prevádzkovou príručkou RG CE ENTSO-E, 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 Policy 4 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E, vstúpila do platnosti povinnosť pre prevádzkovateľov prenosových sústav týkajúca sa poskytovania modelov sústavy, vykonávania 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. Počas roka 2018 došlo k prechodu z testovacej prevádzky na prevádzku ostrú keďže spoločnosť SEPS sa stala právoplatným akcionárom spoločnosti TSCNET Services GmbH. Systém AMICA umožňuje výpočet kontingenčnej analýzy, aplikáciu nápravných opatrení a generovanie výstupných správ z procesu tak z DACF, ako aj z IDCF. Koordinácia nápravných opatrení, ktorých vplyv bol overený výpočtom v module, prebieha na pravidelnej dennej video resp. telekonferencii (DOPT), ktorá môže byť organizovaná v prípade potreby aj v rámci dňa (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.

1.8 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 zdrojov 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 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E,
- 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 zdrojov (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 distribučnej sústavy po dohode s prevádzkovateľmi distribučných sústav.

Nariadenie Komisie (EÚ) č. 2017/2195, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (GL EB), ktoré vstúpilo do platnosti dňa 18.12.2017, zavádza nové prvky v oblasti zabezpečovania PpS, jednotnú štruktúru PpS a spôsob ich obstarania.

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 zdrojov. Pripravujú sa podmienky aj pre nových hráčov na energetickom trhu (agregátor).

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 Prevádzkovou príručkou RG CE ENTSO-E, 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.

2 PREDPOKLADANÝ VÝVOJ ZÁSOBOVANIA ELEKTRINOU NA NASLEDUJÚCICH 5 ROKOV

Predpokladaný vývoj zásobovania elektrinou a perspektívy zabezpečenia dodávok elektriny v nasledujúcom období vychádzajú z predpokladov schváleného desaťročného plánu rozvoja prenosovej sústavy verejne dostupného na [webovom sídle](#)⁴ prevádzkovateľa prenosovej sústavy, ktoré zohľadňujú aktuálny vývoj v sektore elektroenergetiky SR.

Budúci vývoj v zásobovaní elektrinou budú ovplyvňovať najmä nasledovné faktory a riziká:

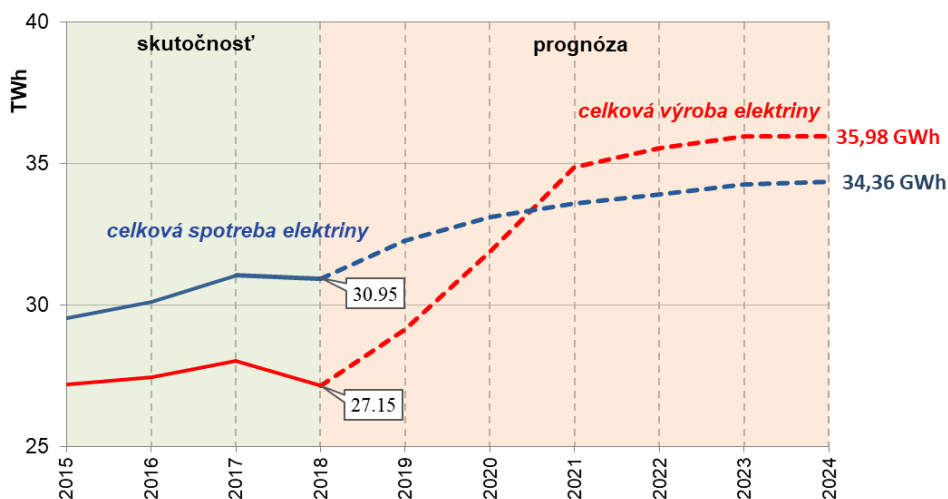
- vývoj spotreby elektriny,
- pripájanie nových kapacít na výrobu elektriny, ako aj vyradovanie kapacít s ukončenou dobou životnosti,
- dostupnosť primárnych palív a ich cenový vývoj na svetových trhoch,
- vývoj cien na trhu s elektrinou,
- vývoj cien v oblasti nových technológií na výrobu elektriny,
- neistoty súvisiace s vývojom výšky poplatkov za emisie skleníkových plynov, predovšetkým CO₂,
- dĺžka návratnosti vložených investičných prostriedkov pri realizácii projektov v elektroenergetike,
- stabilita podnikateľského prostredia a regulačného rámca,
- zvyšovanie podielu OZE na pokrývaní diagramu zaťaženia, ktoré vyplýva zo záväzkov SR v súvislosti s dosahovaním energeticko-klimatických cieľov EÚ (predovšetkým veterné elektrárne (VTE) a fotovoltaické elektrárne (FVE)),
- liberalizácia trhu s elektrinou, zavedenie kapacitných mechanizmov, stanovenie úrovne zdrojovej primeranosti členského štátu a EÚ, zavedenie jednotného celoeurópskeho trhu s elektrinou a podpornými službami a pod.

2.1 Vývoj spotreby

Budúci vývoj spotreby elektriny v SR vychádza zo štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2035 po jednotlivých rokoch a výhľad pre časové horizonty 2040, 2045 a 2050 spracovanej EGÚ Brno, a.s. pre SEPS.

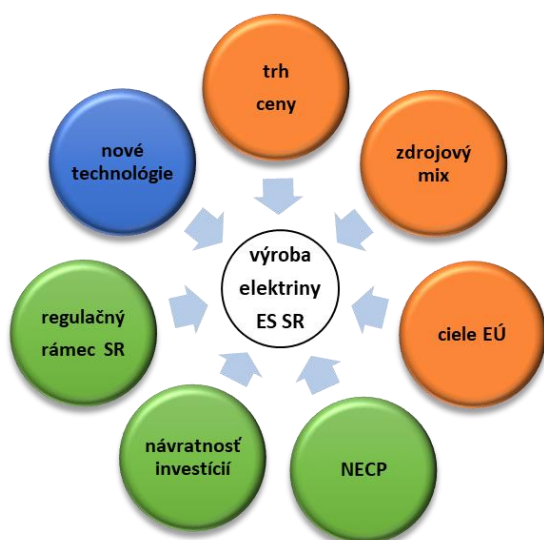
Táto štúdia sa opiera o prognózy ekonomického a demografického vývoja SR, ako aj o predpoklady vývoja energetickej náročnosti a využívania zdrojov primárnej energie. Predpokladá zvyšovanie energetických úspor a efektivity, nové typy spotreby, ako aj nárast elektromobility.

⁴ <http://sepsas.sk/ProgramRozvoja.asp?kod=338>



Obr. 2.1 Celková a netto spotreba elektriny v SR za roky 2005 – 2023

2.2 Výroba elektriny



Obr. 2.2 Hlavné faktory ovplyvňujúce výrobu elektriny

Výroba elektriny v SR bude v rámci celoeurópskeho trhu s elektrinou ovplyvnená vzájomnou interakciou vývoja zdrojového mixu, cenou primárnych palív, cenami emisií a silovej elektriny a výškou záväzkov EÚ k dosiahnutiu cieľov Parížskej dohody. Na národnej úrovni bude na veľkosť výroby vplývať regulačný rámec, národné klimaticko-energetické ciele 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 existuje predpoklad zmeny zdrojového mixu s ústupom od výroby elektriny z uhlia a výrazným nárastom podielu jadrových elektrární na inštalovanom výkone a na celkovej výrobe elektriny v SR. Očakáva sa tiež prírastok inštalovaného výkonu obnoviteľných zdrojov a zdrojov s kombinovanou výrobou elektriny a tepla.

Jadrové elektrárne

Z predpokladaných zmien v existujúcej zdrojovej základni je potrebné spomenúť predĺženie pôvodne plánovanej prevádzkovej životnosti jadrovej elektrárne EBO V2 na 60 rokov, teda do roku 2044, resp. 2045.

Oficiálny termín spustenia 3. a 4. bloku Atómovej elektrárne Mochovce v decembri 2018, resp. 2019, schválený Valným zhromaždením spoločnosti Slovenské elektrárne, a. s., nebol dodržaný. Stretnutie Valného zhromaždenia k novým termínom spustenia sa uskutoční v priebehu mesiaca august alebo september 2019.

Po získaní povolenia na zvyšovanie výkonu by mal celkový výkon týchto blokov dosiahnuť v ďalšom období 2x530 MW.

Fosílné elektrárne

PPC Malženice (420 MW) bol v priebehu roku 2018 opätovne uvedený do prevádzky. Okrem dodávky silovej elektriny má táto elektráreň navyše schopnosť rýchlej zmeny výkonu v pomerne širokom rozsahu, čo je výhodné pre poskytovanie PpS, pre ktoré sa v súčasnosti využíva len DG PPC Malženice (10 MW).

S pravidelnou prevádzkou PPC Bratislava (218 MW) sa z ekonomických dôvodov neuvažuje (absencia zmluvy o dodávke tepla).

Prevádzka hnedouhoľnej elektrárne Nováky (2x110 MW) podľa návrhu NECP a ďalších strategických dokumentov SR pre oblasť energetiky by mala byť podporovaná len do roku 2023. Po roku 2023 sa uvažuje s jej odstavením.

Z dôvodu nerentabilnej prevádzky a dodatočných investičných nákladov pre zmenu pripojenia ostatných čiernouhoľných blokov elektrárne Vojany (2x110 MW) z dozívajúcej 220 kV sústavy dôjde pravdepodobne po roku 2021 k ich odstaveniu, pokiaľ sa nenájde iné riešenie tohto stavu.

Vodné elektrárne

V súčasnosti nie je rozpracovaná žiadna väčšia investícia, ktorá by výrazným spôsobom zmenila, resp. ovplyvnila podiel VE v zdrojovom mixe SR.

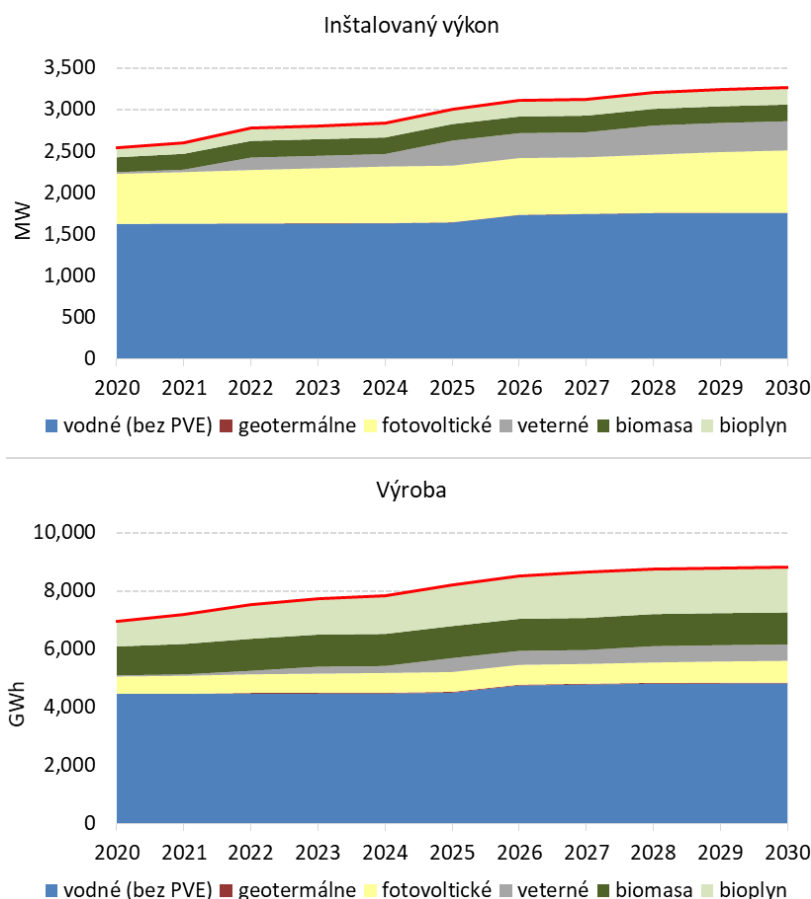
OZE

V súvislosti s novelizáciou Zákona č. 309/2009 Z. z. o podpore obnoviteľných zdrojov energie a vysoko účinnej kombinovanej výroby a o zmene a doplnení niektorých zákonov, a tiež na základe analýzy doterajšieho vývoja bilancie medzi výrobou a spotrebou elektriny, ako aj na základe vyhodnotenia možných rizík pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR, zverejnilo MH SR objem inštalovaného výkonu nových zariadení na výrobu elektriny z OZE a VÚ KVET s podporou a tiež inštalovaný výkon v lokálnych zdrojoch bez povinnosti platby tarify za prevádzkovanie systému pre rok 2019 a 2020. Do roku 2020 je možné do sústavy pripojiť zariadenia na výrobu elektriny o sumárnom inštalovanom výkone 89 MW. Ďalší objem inštalovaného výkonu bude uvoľnený cez aukciu, na príprave ktorej MH SR aktuálne pracuje.

Tab. 2.1 Sumárny inštalovaný výkon nových zariadení na výrobu elektriny [MW], ktoré je možné pripojiť do regionálnej distribučnej sústavy v roku 2019 a 2020

Inštalovaný výkon zariadení na výrobu elektriny	ZSD	SSD	VSD	ES SR
OZE s podporou	9	9	9	27
VÚ KVET s podporou	4	4	4	12
Lokálny zdroj	21	16	13	50
Inštalovaný výkon celkom (MW)	34	29	26	89

V návrhu Národného energetického a klimatického plánu (NECP), ktorý bol spracovaný MH SR na základe nariadenia EP a Rady (EÚ) 2018/1999 o riadení energetickej únie, a ktorého text bol oficiálne publikovaný vo Vestníku EÚ 21.12.2018, je predbežne stanovená trajektória vývoja inštalovaného výkonu a výroby elektriny z OZE, ktorou SR plánuje prispieť k dosiahnutiu spoločných cieľov EÚ v oblasti energetiky a klímy do roku 2030 (Obr. 2.3). Konečná dohoda na príspevku SR bude predmetom negociačného procesu s EK.



Obr. 2.3 Predpokladaný vývoj inštalovaného výkonu a výroby elektriny z OZE v SR podľa návrhu NECP v období do roku 2030

Vzhľadom na neoficiálny charakter podaného návrhu NECP sa v ďalších častiach tejto správy uvažuje s inštalovaným výkonom OZE podľa predpokladov PPS. Tie sa v celkových hodnotách inštalovaného výkonu OZE približujú hodnotám podľa návrhu NECP.

Vyššie uvedené zmeny, predovšetkým komerčná prevádzka blokov č. 3 a 4 JE Mochovce, výrazne zmenia výkonovú bilanciu Slovenska. Po období rokov 2007 až 2018, kedy mala ES SR importný charakter sa nepredpokladá v roku 2019 výrazná zmena. Výraznejší pokles importného salda však nastane už po uvedení tretieho bloku JE Mochovce do prevádzky. K zmene importného charakteru bilancie na exportný dôjde až po uvedení štvrtého bloku JE Mochovce do prevádzky.

Limitujúcim miestom ES SR pre export výroby elektriny, predovšetkým zo zariadení na výrobu elektriny na báze bezuhlíkovej technológie, môže byť medzištátny profil Slovensko – Maďarsko. Jeho posilnenie vybudovaním nových vedení 2x400 kV Gabčíkovo (SK) – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (SK) a 2x400 kV Rimavská Sobota (SK) – Sajóivánka (HU) vyzbrojených jedným poťahom je plánované v termíne 12/2020. Vzhľadom na súčasný harmonogram uvedenia blokov č. 3 a 4 JE Mochovce do prevádzky, si situácia pravdepodobne nebude vyžadovať realizáciu zásadných opatrení pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR.

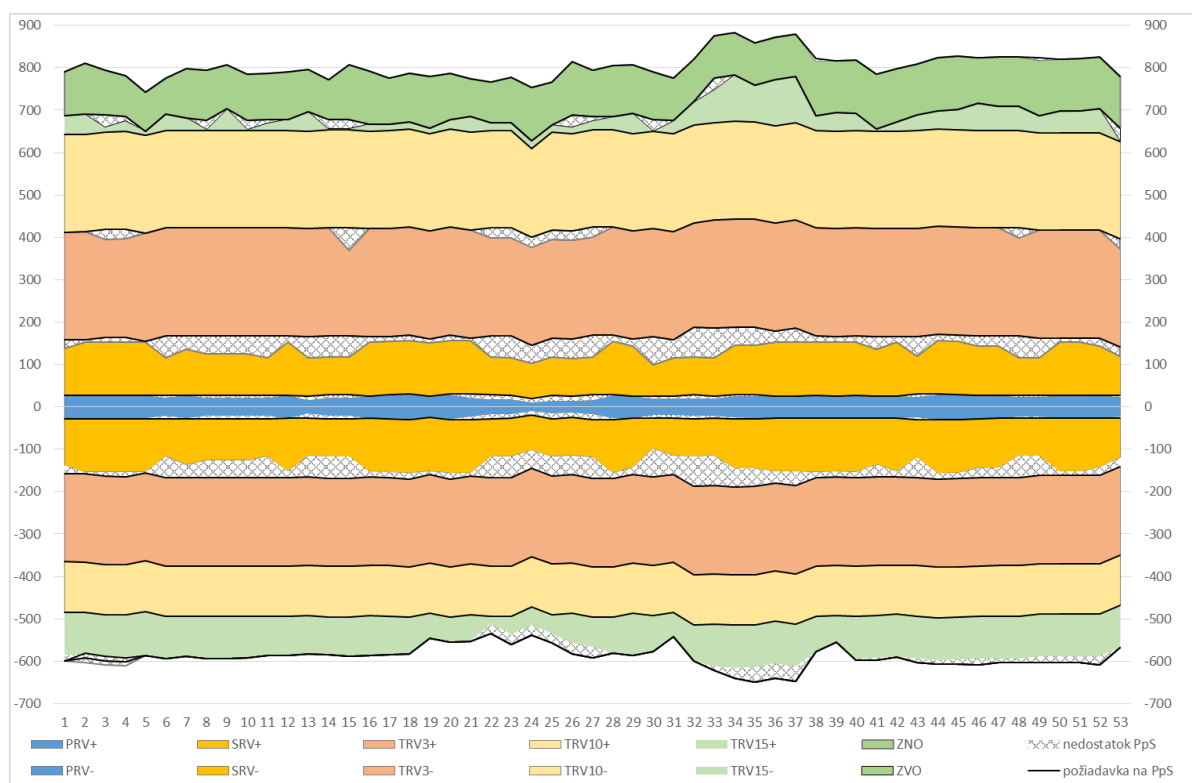
Tab. 2.2 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny na obdobie piatich rokov [TWh]

Referenčný scenár	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Celková spotreba elektriny	30,9	32,3	33,1	33,6	33,9	34,3	34,4
Celková výroba	27,1	29,1	31,9	34,9	35,6	36,0	36,0
Bilančné saldo (výroba – spotreba)	-3,8	-3,1	-1,2	1,3	1,6	1,7	1,6
Bilančné saldo (%)	-12,3 %	-9,7 %	-3,7 %	+3,8 %	+4,8 %	+5,0 %	+4,7 %

Významnými faktormi s dopadom na spotrebu elektriny bude rýchlosť zavádzania opatrení zameraných na zvyšovanie energetickej efektívnosti a tiež rýchlosť rozvoja elektromobility. Zvyšovanie spotreby elektriny bude v budúcnosti spojené s nutnosťou zvýšenia elektrifikácie jednotlivých sektorov hospodárstva za účelom dosiahnutia energeticko-klimatických cieľov EÚ.

2.3 Disponibilita PpS v roku 2023

Vyhodnotenie predpokladanej disponibilít PpS v prierezovom roku 2023 v členení PpS platného pre rok 2018 vychádza z analýzy výsledkov optimalizácie pravdepodobného nasadenia dostupných výrobných jednotiek na základe ich technicko-ekonomických predpokladov a obmedzení pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia v hodinovom rozlíšení, tzv. market-simulácia.



Obr. 2.4 Predpokladaná disponibilita PpS v prierezovom roku 2023

Na základe uvedenej analýzy disponibilít jednotlivých PpS je zrejmé, že požadovaný objem PpS pre pokrytie všetkých predpokladaných požiadaviek v rámci 53 týždňov nebude možné zabezpečiť na 100 %.

V reálnej prevádzke by pravdepodobne bolo možné nahradiť chýbajúcu disponibilitu PpS jej aktiváciou na inom certifikovanom zariadení, ktoré sa uplatní na trhu s elektrickou energiou, rovnako tak využitím zahraničnej výpomoci, či už dovozom danej PpS, prípadne nákupom NRE. Všetky uvedené možnosti by mohli dopomôcť k zníženiu nedostatku PpS.

Dôležité zmeny v oblasti PpS vyplývajú z vyššie spomenutých, v súčasnosti už platných nariadení Komisie (EÚ), predovšetkým však z nariadenia č. 2017/2195. Uvedené nariadenie, ktorým sa ustanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Guideline on Electricity Balancing – GL EB), vstúpilo do platnosti dňa 23.11.2017. GL EB definuje spoločné technické, prevádzkové a trhové pravidlá pre cezhraničný trh s regulačnou elektrinou v Európe, resp. v rámci ENTSO-E.

Prijatím GL EB, boli zároveň zavedené tzv. európske platformy, účelom ktorých je do národných sústav každej krajiny v rámci Európy, implementovať spoločné a harmonizované pravidlá, umožňujúce koordináciu a bližšiu spoluprácu krajín Európy, resp. jednotlivých prevádzkovateľov prenosových sústav z hľadiska výmen regulačnej elektriny.

Jedna zo zavedených platforiem, z ktorej pre prevádzkovateľa PS SR vplývajú úlohy je platforma na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s automatickou aktiváciou (PICASSO – The Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation).

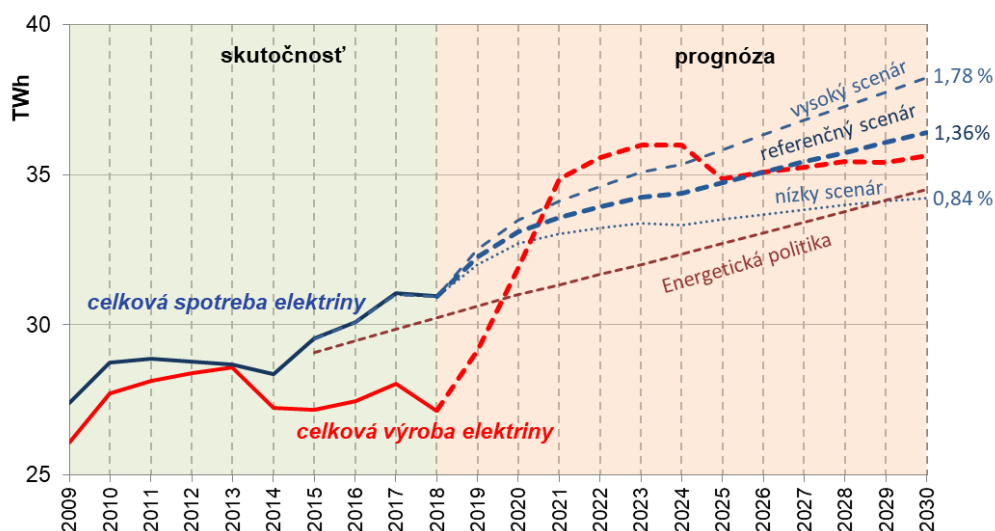
Zmeny vyplývajúce z GL EB, boli v súčasnosti identifikované najmä v súvislosti so SRV a povinnosťou jej rozdelenia na dve nesymetrické zložky SRV+ a SRV-. Z hľadiska dôležitých opatrení pri aplikácii tejto povinnosti sa javí správne nastavenie regulovanej ceny obidvoch zložiek SRV voči ostatným typom PpS zo strany ÚRSO. V prípade nesprávneho nastavenia ceny (podhodnotenia ceny SRV+, SRV-) môže dôjsť k situácii, kedy by poskytovatelia služieb z dôvodu ekonomickej nevýhodnosti a bez dostatočného ekonomickeho stimulu prestali ponúkať jednu, prípadne obe služby, čo by mohlo v konečnom dôsledku viesť až k ohrozeniu tých činností prevádzkovateľa PS, ktoré súvisia s jeho zodpovednosťou za zabezpečenie vyrovnanej výkonovej bilancie v reálnom čase. Jedným z možných riešení, ako uvedenému predísť, je obstaranie PpS na dlhšie obdobie, čo však nepodporuje CEP.

V priebehu roku 2018 bolo zorganizované výberové konanie na PpS na roky 2019 – 2021. Cieľom obstarania PpS na dlhšie obdobie bolo prispieť k eliminácii rizík a neistôt súvisiacich s nedostatočnou ponukou disponibility PpS, čím sa zvýši spoľahlivosť prevádzky ES SR. Taktiež zabezpečuje dosiahnutie stabilnejšieho výhľadu prevádzkovej ekonomiky poskytovateľov PpS, čo sa pozitívne prejaví v znížení prevádzkových nákladov. Viacročné výberové konanie bolo vyhlásené dňa 21.06.2018 a zapojilo sa do neho 24 poskytovateľov PpS. Vo viacročnom výberovom konaní boli dosiahnuté cenové úspory z obstaraného objemu jednotlivých typov PpS v celkovej výške takmer 38 mil. EUR za roky 2019 až 2021 voči maximálnym cenám podľa platného cenového rozhodnutia ÚRSO na rok 2018. Hlavným dôvodom dosiahnutia takých významných cenových úspor bol strop na maximálne ponukové ceny PpS v rámci viacročného výberového konania (VVK) na úrovni 90 % maximálnych cien stanovených cenovým rozhodnutím ÚRSO na rok 2018, ktorý bol podmienkou podávania ponúk. Rozhodnutím ÚRSO č. 0001/2019/E zo dňa 03.10.2018 boli stanovené maximálne ceny jednotlivých PpS (s výnimkou PpS typu ZVO) na úroveň 90 % maximálnych cien z roku 2018, a zároveň ÚRSO rozhodnutím č. 0005/2019/E zo dňa 23.10.2018 znížilo tarifu za systémové služby. Spoločnosť SEPS tak prispela k zníženiu časti nákladov pre koncových odberateľov elektriny.

3 PERSPEKTÍVY ZABEZPEČENIA DODÁVOK ELEKTRINY DO ROKU 2030

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 2035“, ktorú pre potreby SEPS spracoval EGÚ Brno, a.s. V nasledujúcich rokoch sa uvažuje s rastúcim trendom spotreby elektriny so zohľadnením veľkosti vlastnej spotreby pre očakávaný vývoj výrobnéj základne.



Obr. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2018 až 2030 (priemerný rast do roku 2030 vztiahnutý k roku 2017)

Tab. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku (TWh)

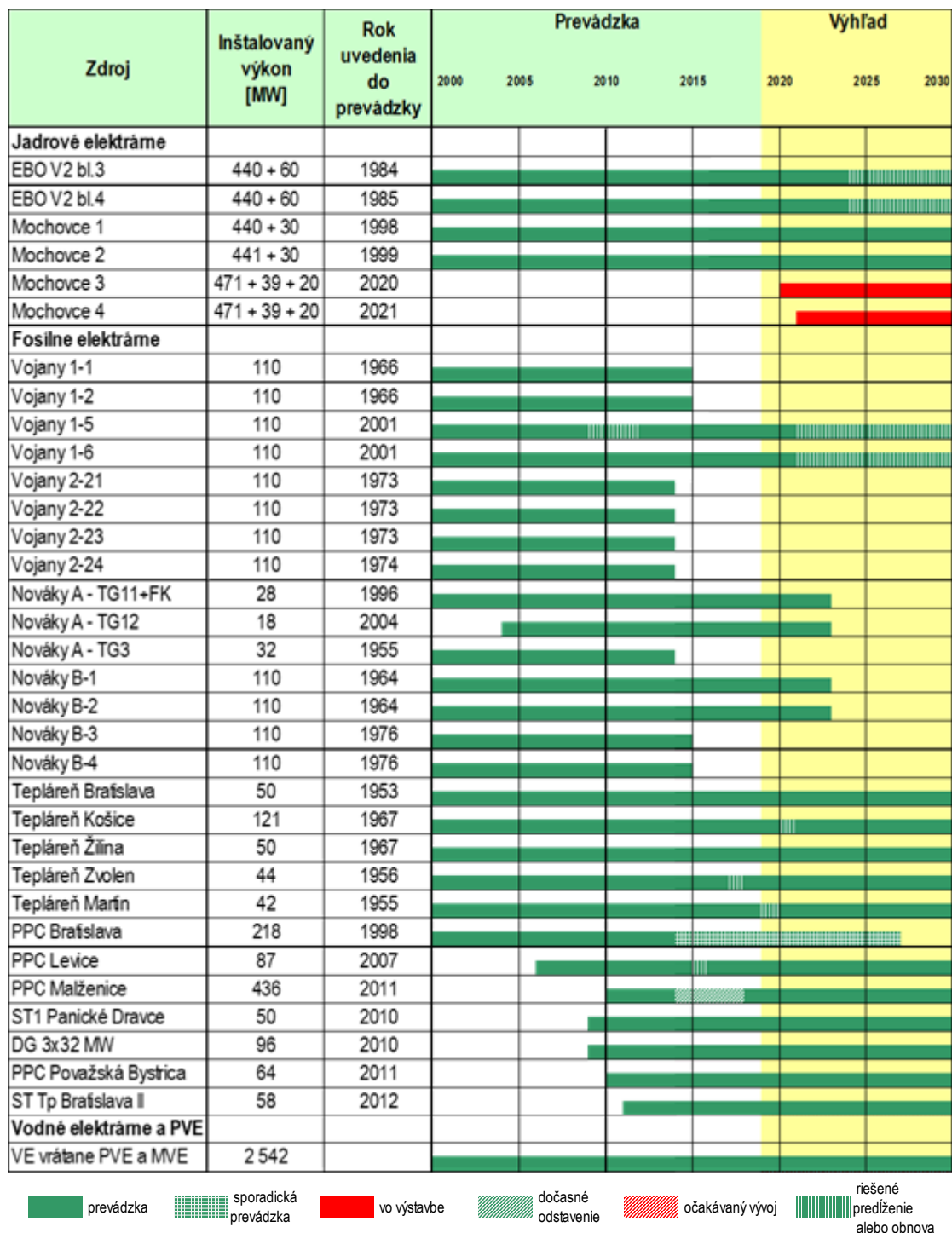
Scenár	Skutočnosť					Prognóza			
	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Nízky scenár						32,01	32,71	33,5	34,2
Referenčný scenár	28,76	29,55	30,10	31,06	30,95	32,27	33,11	34,7	36,4
Vysoký scenár						32,53	33,49	35,8	38,2

Z pohľadu krytia očakávaného dopytu, resp. očakávanej spotreby elektriny v SR sa pozornosť sústreďuje predovšetkým na dostavbu dvoch nových blokov (3 a 4) jadrovej elektrárne Mochovce so sumárnym inštalovaným výkonom 2x471 MW a uvažuje sa s postupným navyšovaním inštalovaného výkonu až na 2x530 MW. Infraštruktúra pre pripojenie obidvoch nových blokov do PS je už vybudovaná. Blok č. 3 je do PS riadne pripojený od konca roku 2017, zatiaľ pre potreby odberu elektriny.

Dôležitou skutočnosťou je predĺženie pôvodne plánovanej prevádzkovej životnosti jadrovej elektrárne EBO V2 na 60 rokov, teda do roku 2044 (EBO V2 blok č. 3), resp. 2045 (EBO V2 blok č. 4).

Nový jadrový zdroj (ďalej len „NJZ“) v lokalite Jaslovské Bohunice s celkovým inštalovaným výkonom 1 200 MW by v prípade jeho realizácie patril medzi významné perspektívne projekty slovenskej energetiky. Z pohľadu celkovej bilancie regulačnej oblasti SR by bola výstavba NJZ efektívnejšia v prípade uvažovania NJZ ako náhrady za existujúcu elektrárňu EBO V2. Súbežná prevádzka EBO V2 s NJZ by vyvolala dodatočné požiadavky v ES SR a rozsiahle investície na strane PS SR vzhľadom na veľkú kumuláciu inštalovaného výkonu takmer v jednom mieste prenosovej sústavy.

Pre zabezpečenie exportu elektriny do zahraničia by museli byť výrazne posilnené dotknuté časti PS SR v smere exportu elektriny. NJZ s inštalovaným výkonom 1 200 MW by si na vymedzenom území SR vyžiadal dodatočný regulačný výkon pre prípad výpadku tohto veľkého zdroja elektriny pre zabezpečenie plnenia spoločných štandardov platných v prepojenej sústave ENTSO-E v čase pripojenia zdroja do sústavy. Vzhľadom na avizované predĺženie životnosti EBO V2, potvrdené vykonaním konkrétnych technických a bezpečnostných opatrení v zmysle požiadaviek ÚJD, a tiež vzhľadom na potreby pokrytia očakávaného dopytu by uvedenie NJZ do prevádzky pripadalo do úvahy v časovom horizonte najskôr po roku 2035 v oboch uvedených alternatívach.



Obr. 3.2 Obdobie prevádzky súčasných a plánovaných väčších výrobných jednotiek

V súčasnej dobe a ani za uplynulých 5 rokov neviduje SEPS záujem o výstavbu významného zdroja elektrickej energie s výkonom nad 50 MW. Investori sa zameriavajú na realizáciu projektov miestneho významu. Sú to zdroje na báze zemného plynu slúžiace na kombinovanú výrobu elektriny a tepla, zdroje, ktoré využívajú odpad z priemyselných prevádzok (drevospracujúci priemysel) alebo z poľnohospodárskych objektov a ktoré majú vylepšovať ekonomiku odberateľov elektriny tým, že čas tepla, potrebného na svoju činnosť si sami vyrobia s bonusom vo forme elektriny, ktorú tiež spotrebujú. Dá sa očakávať, vzhľadom na zvýšený tlak v oblasti efektívneho a ekologického spracovania odpadu, nárast inštalovaného výkonu v zariadeniach typu spaľovňa odpadov a ČOV. Tieto zariadenia budú, vzhľadom na svoj menovitý inštalovaný výkon, pripájané do distribučných sústav, čím by boli bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny.

Na zabezpečenie dodávok elektriny má vplyv aj budúca prevádzka existujúcich zariadení na výrobu elektriny. V dlhodobom horizonte sa neuvažuje s prevádzkou elektrárne Nováky (2x110 MW) z dôvodu ukončenia podpory výroby elektriny z domáceho uhlia. Od roku 2023 bude bezpečnosť zásobovania elektrinou v regióne Bystričany zaistená posilnením väzby medzi PS a DS prostredníctvom novej R400 kV Bystričany s dvoma transformátormi 400/110 kV. Tretí transformátor 400/110 KV v novej rozvodni bude určený pre pripojenie odberateľa Fortischem.

S dlhodobou prevádzkou elektrárne Vojany I. (2x110 MW) sa uvažuje len v prípade, ak návratnosť nevyhnutne potrebných investičných nákladov pre zabezpečenie bezpečného a spoľahlivého vyvedenia výkonu z tejto elektrárne do PS, resp. do DS bude pre prevádzkovateľa tohto zariadenia akceptovateľná.

Analýza zabezpečenia dodávok elektriny v SR do roku 2030 vychádza z predpokladov prognózy spotreby elektriny a očakávaného vývoja disponibilnej výroby elektriny v zariadeniach na výrobu elektriny v SR. Na základe predpokladov PPS sa v očakávanom zdrojovom mixe ES SR predpokladá dostavba a uvedenie EMO 3, 4 do prevádzky, prevádzka existujúcich zdrojov vrátane PPC Malženice a rozvoj OZE podľa príspevku SR k cieľom EÚ do roku 2030. V očakávanom zdrojovom mixe podľa predpokladov PPS sa od roku 2022 neuvažuje s prevádzkou EVO 1 bl. 5 a 6 a v období po roku 2023 by malo dôjsť k ukončeniu prevádzky ENO B bl. 1 a 2. Za uvedených okolností by disponibilná výroba elektriny prevyšovala očakávanú spotrebu elektriny v SR. Veľkosť prebytku disponibilného výkonu zdrojov elektriny na území SR bude závisieť aj od rozsahu výstavby ďalších nových zdrojov elektriny v SR.

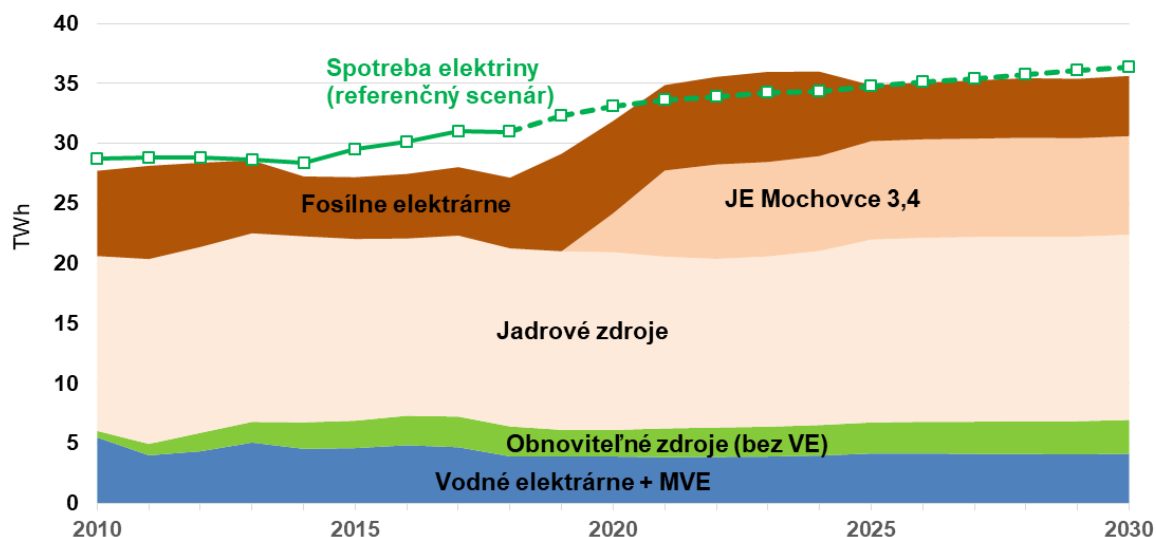
Tab. 3.2 Predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny v SR do roku 2030 (TWh)

	Skutočnosť				Prognóza			
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2025	2030
Celková brutto spotreba	29,55	30,10	31,06	30,95	32,27	33,11	34,7	36,4
Celková výroba	27,19	27,45	28,03	27,15	29,1	31,9	34,9	35,6
Bilančné saldo*	-2,36	-2,7	-3,0	-3,8	-3,1	-1,2	+0,1	-0,8
Bilančné saldo (%)*	-8,0%	-8,8%	-9,8%	-12,3%	-9,7%	-3,7%	+0,4%	-2,1%

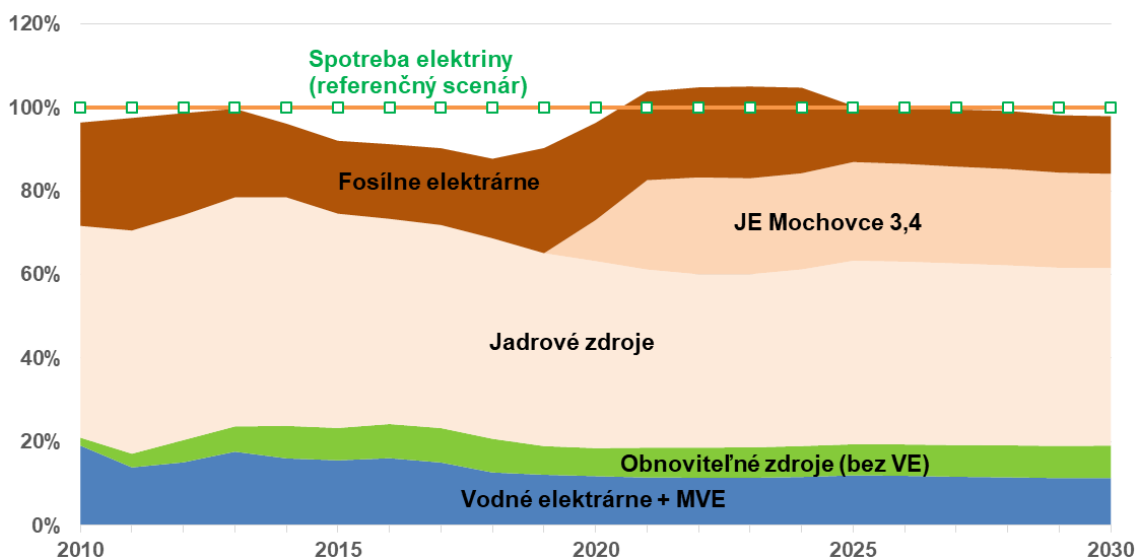
* Bilančné saldo je rozdiel medzi celkovou výrobou a brutto spotrebou

Uvedením tretieho bloku JE Mochovce do prevádzky nastane výrazný pokles v súčasnosti evidovaného importného salda. K zmene importného charakteru bilancie ES SR na exportný dôjde až po uvedení štvrtého bloku JE Mochovce do prevádzky. V celom sledovanom období nie je uvažované s pravidelnou výrobou PPC Bratislava, ktorého potenciálna ročná výroba je 1 TWh.

Z uvedeného vyplýva, že pre dosiahnutie vyrovnanej bilancie medzi spotrebou a výrobou do roku 2030, pri predpoklade dokončenia už rozostavaných výrobných kapacít a predpokladanej realizácie projektov OZE, nebude potrebná výstavba ďalších väčších zdrojov.



Obr. 3.3 Prognóza vývoja spotreby elektriny a jej pokrývania disponibilnou výrobou elektriny podľa očakávaného vývoja do roku 2030



Obr. 3.4 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny na spotrebe elektriny SR v %

SR má v súčasnosti podiel bezuhlíkovej výroby elektriny na úrovni 68,7 % celkovej spotreby elektriny. Podiel bezuhlíkových technológií v roku 2025 na predpokladanej spotrebe elektriny v SR môže po dostavbe EMO 3, 4 a dosiahnutí cieľov výroby elektriny z OZE podľa návrhu NECP dosiahnuť 90 %.

Tab. 3.3 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny podľa očakávaného vývoja na spotrebe elektriny SR v %

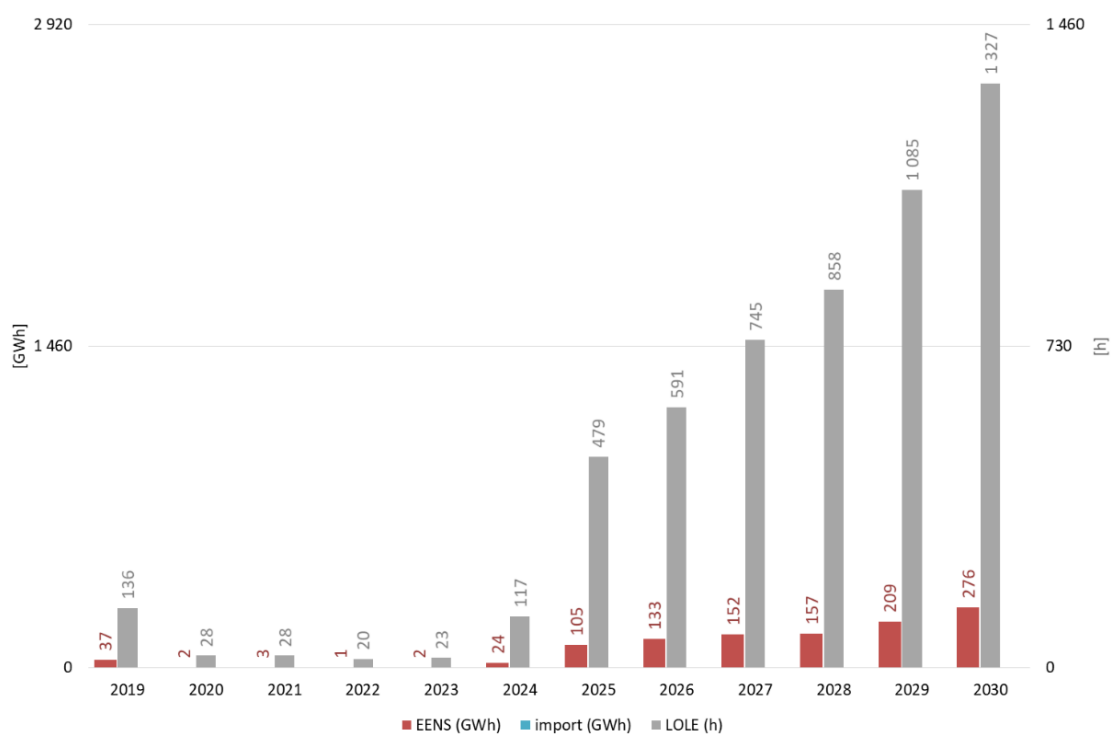
	2010	2016	2017	2018	2020	2025	2030
Bezuhlíkové technológie	71,7%	73,3%	71,9%	68,7%	73,0%	86,9%	84,1%
z toho: OZE + vodné	21,0%	24,3%	23,3%	20,7%	18,5%	19,4%	19,1%
z toho: jadrové	50,7%	49,1%	48,6%	48,0%	54,6%	67,5%	65,0%
Fosílna elektrárne	24,7%	17,9%	18,4%	19,0%	23,3%	13,4%	13,8%
Spolu	96,4%	91,2%	90,2%	87,7%	96,3%	100,4%	97,9%

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

Hodnotenie zdrojovej dostatočnosti ES SR vychádza rovnako ako hodnotenie disponibility PpS z market-simulácie pre obdobie rokov 2019 – 2030. Výstupom z tejto simulácie je, okrem iného, aj informácia o nedodanej energii (ENS – Energy Not Supplied) vyjadrenej v MWh/rok a trvaní nedodávky energie (LOLE – Loss of Load Expectation) v h/rok v prípade. K tomuto prípadu dochádza keď v ES nie je možné zabezpečiť dostatok výkonu (t.j. pokryť predpokladané zaťaženie) prostredníctvom dostupných výrobných jednotiek alebo importom elektriny z okolitých ES (pre zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES). Nenulové hodnoty indikujú vo výsledkoch problém s dostatočnosťou ES.

Pri uvažovaní vyššie spomínaných predpokladov očakávaného rozvoja ES SR (zdrojového mixu a prenosovej infraštruktúry) bude v sústave v každej hodine do roku 2030 dostatok výkonu (výroba elektriny v ES SR alebo import elektriny z okolitých ES) pre pokrývanie predpokladaného zaťaženia. Z výsledkov market-simulácie vyplýva, že sa v sledovanom období 2019-2030 nevyskytuje stav, kedy by bola evidovaná nedodávka elektriny. V prípade nedostatočného výkonu výrobných zariadení na území SR pre pokrytie zaťaženia má ES SR dostatočnú importnú schopnosť pokryť tento rozdiel importom.

V prípade nedostupnosti importu (nedostupná cezhraničná infraštruktúra alebo nedostatok výkonu v okolitých ES) pre pokrytie zaťaženia (zabezpečenia dodávok elektriny v SR) by bola nedodávka elektriny v roku 2030 na úrovni 276 GWh s celkovým trvaním 1 327 hodín, čo predstavuje 15 % z celkového časového fondu roka. Ak bude v uvedenom období zabezpečený import elektriny vo výške nedodanej elektriny, tak EENS aj LOLE bude nulové. Vzhľadom na výšku nevyhnutného importu a importné kapacity PS SR to nepredstavuje v uvedenom horizonte riziko.

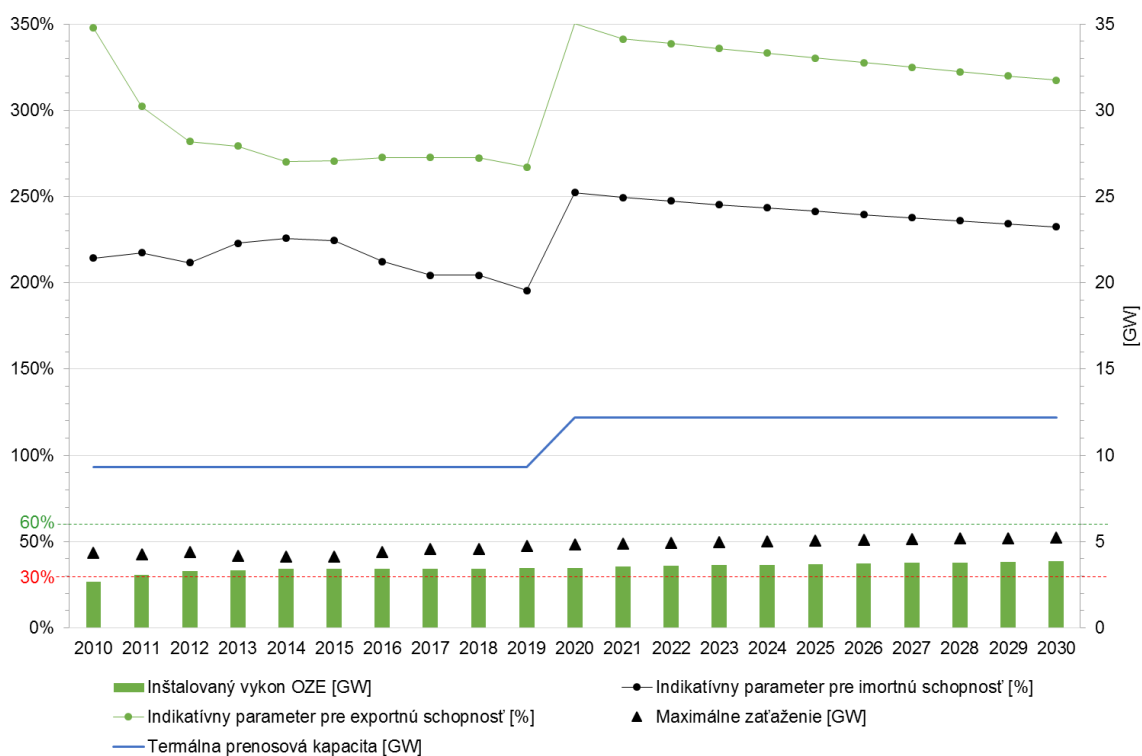


Obr. 3.5 Zdrojová dostatočnosť ES SR v prípade nedostupnosti importu 2019-2030

Na základe oznámenia Komisie o posilnení energetických sietí, dosiahla SR v roku 2018 úroveň prepojenosti prenosovej sústavy 52 % a v roku 2020 podľa predpokladov desaťročného plánu rozvoja celoeurópskej sústavy z roku 2016 (TYNDP 2016) dosiahne SR úroveň prepojenia 60 %. SR tak plní cieľ 10 % úrovne prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2020 prijatých Radou EÚ v roku 2002 a tiež 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 pre všetky uvažované scenáre.

SR rovnako plní indikatívne ukazovatele cieľa prepojenosti prenosových sústav členských štátov Európskej únie do roku 2030 podľa správy Komisie z novembra 2017, podľa ktorých by termálna kapacita cezhraničných prepojení členského štátu mala byť dostatočná pre import 30 % maximálneho zaťaženia sústavy, a tiež dostatočná pre export 30 % inštalovaného výkonu obnoviteľných zdrojov energie. Priemerný ročný rozdiel marginálnej ceny obchodných zón by nemal byť väčší ako 2 €/MWh.

Podľa analýz TYNDP (Ten Year Network Development Plan ENTSO-E) 2018 dosahuje SR v prvých dvoch kritériách úroveň prepojenosti viac ako 60 % pre všetky uvažované scenáre, t. j. termálna importná schopnosť na úrovni 230 – 250 % predpokladaného maximálneho zaťaženia sústavy a termálna exportná schopnosť na úrovni 160 – 282 % predpokladaného inštalovaného výkonu OZE. Rozdiel priemernej ročnej marginálnej ceny je oproti susedným obchodným zónam okrem ČR väčší ako 2€/MWh. Priemerná ročná marginálna cena v obchodných oblastiach predstavuje výšku variabilných nákladov závernej elektrárne, 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. 3.6 Predpokladaný vývoj indikatívnych parametrov prepojenosti SR do roku 2030

Z uvedeného vyplýva, že 15 % cieľ do roku 2030, ako aj indikatívne parametre budú splnené. Cenový rozdiel medzi obchodnými zónami bude závisieť od situácie na trhu s elektrinou v roku 2030.

4 INVESTIČNÉ ZÁMERY PREVÁDZKOVATEĽA PRENOSOVEJ SÚSTAVY NA NASLEDUJÚCICH 10 ROKOV

Rozvoj PS SR je po rozhodnutí SEPS o postupnom útlme prevádzky 220 kV sústavy zameraný z pohľadu prenosovej infraštruktúry (vedenia a transformácia PS/DS) na rozvoj 400 kV sústavy. Riadený útlm 220 kV PS je dlhodobý, technologicky, časovo, organizačne a finančne náročný zámer, pri ktorom je potrebné opravami zariadení PS 220 kV v nevyhnutnom rozsahu, údržbovými činnosťami, prípadne čiastočnými rekonštrukciami zabezpečiť prevádzkyschopnosť niektorých zariadení 220 kV sústavy približne do obdobia okolo roku 2025, kedy už budú na hranici svojej technickej a morálnej životnosti, alebo po nej.

Významný vplyv na rozvoj PS 400 kV má najmä 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. Potreba posilňovania sústavy vychádza aj z požiadaviek na postupnú dekarbonizáciu hospodárstva, ktorej výsledkom bude zvýšený dopyt po elektrickej energii v sektore dopravy a priemyslu (elektromobilita, výroba syntetických palív a iné). Okrem uvedeného je potrebné pokračovať v rozširovaní a posilňovaní 400 kV PS z dôvodu vytvorenia podmienok pre investičné zámery existujúcich alebo potenciálnych nových užívateľov 400 kV PS, prípadne pre uspokojenie požiadaviek zo strany nižších napät'ových úrovní jednotlivých distribučných sústav (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby). Môže ísť taktiež o vonkajšie vplyvy, akými sú napr. tranzitné toky typicky smerujúce zo severu na juh. Zabudnúť sa nesmie ani na pravidelnú obnovu a vylepšenie jestvujúcej 400 kV infraštruktúry SEPS.

Nasledujúce informácie o investičných zámeroch prevádzkovateľa PS vychádzajú z dokumentu Plán Rozvoja SEPS na roky 2020 až 2029 a z návrhu Desiatročného plánu rozvoja prenosovej sústavy na roky 2020 – 2029, ktorý bude verejne dostupný na webovom sídle SEPS v priebehu roka 2019 (nadväzne na ukončenie procesu posudzovania zo strany ÚRSO). Informácie o vybraných projektoch SEPS sú dostupné aj v dokumente Ten Year Network Development Plan ENTSO-E, ktorého aktuálna verzia je dostupná na odkaze <http://tyndp.entsoe.eu/>.

4.1 Vnútroštátne investičné zámery prevádzkovateľa PS

K hlavným investičným zámerom prevádzkovateľa PS vytýčeným v minulých rokoch patrí prebiehajúca prestavba ESt na ich diaľkovo riadenú a bezobslužnú prevádzku. Pri jej realizácii sú zohľadnené požiadavky na dostatočne dlhú bezporuchovú prevádzku zariadení s minimálnymi nárokmi na vykonávanie revízií a údržbových činností.

V súčasnosti prebiehajú výrazné zmeny súvisiace s prechodom z napät'ovej hladiny 220 kV na 400 kV v elektrickej stanici Bystričany a rozbiehajú sa práce na elektrickej stanici Senica (detailnejšie informácie sú uvedené nižšie v texte). V rámci toho bude v uvedených ESt realizovaný aj režim diaľkového riadenia. V prípade ostatných ESt vo vlastníctve SEPS na napät'ovej úrovni 220 kV s transformáciou 220/110 kV (okrem 220 kV ESt Senica, ktorá je už v súčasnosti diaľkovo riadená) sa v týchto ESt s realizáciou diaľkového riadenia už neuvažuje v súvislosti s vyššie spomenutým postupným útlmom a likvidáciou 220 kV PS. Vzhľadom na technický stav rozvodne 220 kV v ESt Sučany je vo fáze prípravy jej obnova s cieľom udržať spoľahlivé napájanie odberateľa OFZ, a.s. a SSD, a.s. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2021.

Predpokladáme, že po roku 2032 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia. V tejto súvislosti je potrebné spomenúť, že ešte stále prebiehajú rokovania so SSD

o budúcnosti ESt Považská Bystrica a o konkrétnom technickom riešení. Na základe výsledkov „Štúdie realizovateľnosti transformácie 400/110 kV v ESt Považská Bystrica a v lokalite Ladce“ sa počíta s jej nahradením a vybudovaním novej ESt Ladce s novou R400 kV a novou transformáciou 400/110/33kV. Do novej ESt Ladce bude zaslučkované súčasné 400 kV vedenie V495 (Bošáca - Varín).

Významnou investíciou v procese postupnej náhrady 220 kV sústavy v PS SR je už spomínaný prechod ESt Bystričany z transformácie 220/110 kV na transformáciu 400/110 kV. Prechod uvedenej transformácie je súčasťou súboru stavieb „Transformácia 400/110 kV Bystričany“. Tento súbor stavieb je spolufinancovaný z podporného fondu BIDSF, spravovaného Európskou bankou pre obnovu a rozvoj, ktorý je určený na zníženie dôsledkov predčasného odstavenia jadrovej elektrárne EBO V1 v Jaslovských Bohuniciach. Súčasťou tohto súboru sú nasledovné stavby:

- rozvodňa 400 kV Bystričany,
- vedenie 2x400 kV Horná Ždaňa – lokalita Oslany,
- rozvodňa 400 kV Horná Ždaňa – rozšírenie,
- vedenie 2x400 kV Bystričany – Križovany,
- rozvodňa 400 kV Križovany – rozšírenie,
- transformácia 400/110 kV Bystričany – transformátory T401 a T402.

Pre nové vedenie bude využitý koridor pôvodného 220 kV vedenia V274 Križovany – Bystričany. Jeden poťah vedenia 2x400 kV Bystričany – Križovany bude prechodne prevádzkovaný ako 220 kV vedenie Bystričany – Križovany, druhý poťah tohto vedenia bude prevádzkovaný ako 400 kV vedenie Bystričany – Križovany. Ide o prechodný stav pred definitívnym ukončením prevádzky transformácie 220/110 kV v Bystričanoch, a to so zreteľom na časovo limitované čerpanie finančných prostriedkov z fondu BIDSF na tento súbor stavieb. V konečnom stave budú obidva poťahy vedenia Bystričany – Križovany prevádzkované na 400 kV, pričom jeden z nich bude v lokalite Oslany prerušený a zaústený do R 400 kV Horná Ždaňa. Súbor stavieb sa rozbieha do realizačnej fázy a jeho ukončenie sa predpokladá v roku 2022.

V západnej časti PS SR plánuje SEPS dva významné investičné projekty. Prvým je súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“ v nasledujúcom rozsahu:

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

Potreba novej transformácie 400/110 kV vzišla zo štúdie vypracovanej spolu s distribučnou spoločnosťou ZSD, a.s., ktorá tiež požiadala o navýšenie transformačného výkonu v ESt Senica.

Prechod na úroveň 400 kV v tejto ESt sa zabezpečí výstavbou novej rozvodne 400 kV v rozsahu piatich polí, zaslučkovaním existujúceho 400 kV vedenia V424 (Križovany – Sokolnice) do novej 400 kV rozvodne a vybudovaním novej transformácie 400/110 kV, 350 MVA. Zároveň, výstavbou R 400 kV Senica dôjde k likvidácii existujúcej R 220 kV Senica. Súbor stavieb je vo fáze projektových a inžinierskych prác. Územné rozhodnutia sú vydané, prebieha proces prípravy na povolenie stavebného konania. Uvedenie novej transformácie 400/110 kV Senica do prevádzky sa predpokladá v roku 2022.

Druhým v poradí je investičný projekt „Diaľkové riadenie a výmena transformátora T404 v ESt Podunajské Biskupice, prechod rozvodne 400 kV Podunajské Biskupice na rozvodňu nového typu“. V rámci uvedeného investičného projektu už prebiehajú súbežne dve akcie. Prvou je prechod 400 kV časti ESt Podunajské Biskupice z režimu diaľkového ovládania na režim bezobslužnej prevádzky v diaľkovom riadení. Súčasťou tejto časti investičnej akcie spojenej s prechodom na diaľkové riadenie

je taktiež aj prechod existujúcej R 400 kV Podunajské Biskupice na nový typ rozvodne s rúrovými prípojnicami a šírkou polí 18 m.

V apríli 2018 bol v rámci tohto investičného projektu (IPR) uvedený do prevádzky vymenený existujúci transformátor T404 (400/110 kV, 250 MVA) za nový transformátor 400/110 kV, 350 MVA. Výmena transformátora T404 bola vyvolaná požiadavkou distribučnej spoločnosti ZSD, a.s., na zvýšenie transformačného výkonu v odbernom mieste Podunajské Biskupice. Realizácia súboru stavieb by mala byť ukončená v roku 2020.

Okrem týchto dvoch už prebiehajúcich projektov, sú v tejto časti PS zvažované a vyhodnocované projekty výstavby ESt Vajnory a Nové Zámky, ktoré sú spoločnou aktivitou SEPS a ZSD. Ide o potenciálne rozvojové zámery, ktoré sa v čase spracovania tejto správy analyzujú prostredníctvom spoločnej technicko-ekonomickej štúdie SEPS a ZSD. Jej výsledky by mali byť známe koncom roka 2019.

Prevádzkové problémy s vysokým napätím v oblasti tzv. severnej vetvy PS SR od ESt Varín, cez ESt Sučany, ESt Medzibrod, ESt Liptovská Mara (aj R400 kV Čierny Váh) až po ESt Spišská Nová Ves bolo rozhodnuté riešiť posilnením kompenzačného výkonu vo vybraných staniách. Prioritné je vybudovanie kompenzácie (2x45 MVar) v terciárnom vinutí transformátorov T401 a T402 Liptovská Mara. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2021.

Nadväzujúcim a nemenej dôležitým projektom je „Inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Varín“. V rámci tohto IPR budú prostredníctvom terciárnej rozvodne pripojená kompenzačná tlmivka s výkonom 60 MVar. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2023. Ďalej bude realizovaný prechod tejto stanice na diaľkové riadenie a výmena T401 s predpokladaným termínom ukončenia v roku 2028. V tejto časti PS sa ešte plánuje výmena transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara do roku 2030 a prechod stanice na diaľkové riadenie v horizonte roku 2032.

Dôležitým zámerom z pohľadu spoľahlivosti zásobovania veľkoodberateľa elektriny, spoločnosti OFZ, a.s., ktorá je priamym odberateľom elektriny z PS, je realizácia transformácie 400/110 kV, 350 MVA, prechod stanice na diaľkové riadenie, nová R 110 kV a rekonštrukcia R 400 kV v ESt Sučany a to v rámci projektu „Prechod ESt Sučany do diaľkového riadenia“. Projekt je vo fáze schvaľovania investičného zámeru a jeho realizácia je naplánovaná na obdobie rokov 2020 – 2026. Okrem uvedeného sa v ESt Sučany začalo s realizáciou projektu na zvýšenie kompenzačného výkonu zo 120 MVar na 180 MVar. V prvom kroku bola v decembri 2018 pripojená do terciárneho vinutia T401 Sučany prvá kompenzačná tlmivka 33 kV, 90 MVar presunutá z ESt Lemešany. V rámci projektu „Prechod ESt Sučany do DR“, bude do terciárneho vinutia T401 Sučany pripojená druhá kompenzačná tlmivka 33 kV, 90 MVar presunutá z ESt Voľa. Jedna kompenzačná 60 MVar tlmivka z T401 Sučany bola presunutá do ESt Moldava (v prevádzke od decembra 2018), druhá 60 MVar tlmivka z T401 Sučany bude presunutá do ESt Voľa.

Vo východnej časti PS SR prebieha realizácia investičného projektu „Výmena transformátorov T401, T402 a diaľkové riadenie v ESt Spišská Nová Ves“, v rámci ktorého sa zrealizuje prechod ESt na diaľkové riadenie a súčasne sa dožívajúce transformátory T401 a T402 vymenia za nové s menovitým výkonom 250 MVA. Nový T402 bol uvedený do prevádzky v 10/2018. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2020.

V oblasti transformácie PS/DS sa do roku 2029 predpokladá doplnenie, resp. výmena fyzicky dožívajúcich transformátorov, pri ktorých sa predpokladá, že ich technický stav po uplynutí ich životnosti nedovolí ich ďalšiu bezpečnú a spoľahlivú prevádzku. Ide o nasledujúce projekty:

- výmena T401 v ESt Stupava,

- výmena T402 v ESt Podunajské Biskupice,
- výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa⁵,
- výmena T403 v ESt Rimavská Sobota,
- výmena T401 v ESt Varín

4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS

Prioritnými cezhraničnými projektmi, ktoré SEPS v súčasnosti pripravuje, sú projekty výstavby prenosových vedení do Maďarska, ktoré majú aj štatút projektov spoločného významu. Ide o vedenie 2x400 kV Gabčíkovo (SK) – Gönyű (HU) – Veľký Ďur (SK) v trase od mesta Veľký Meder po štátnu hranicu s Maďarskom a vedenie 2x400 kV Rimavská Sobota (SK) – Sajóivánka (HU) s predpokladaným dátumom uvedenia vedení do prevádzky v decembri 2020. SEPS získala v júni 2018, resp. v novembri 2018, právoplatné stavebné povolenia na ich výstavbu. Aktuálny stav uvedených projektov spoločného záujmu je dostupný na [webovom sídle MH SR](#)⁶.

Na českom profile je v období rokov 2024 - 2025 naplánovaná obnova cezhraničného vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ). Tento projekt je vo fáze prípravy inžinierskych a projektových činností. Vyššie spomínaná likvidácia prenosovej sústavy na napäťovej hladine 220 kV sa v budúcnosti dotkne aj existujúcich cezhraničných vedení 220 kV (V270 a V280) na slovensko – českom profile. Súvisiaci možný pokles prenosovej kapacity na profile SK - CZ z dôvodu postupnej likvidácie 220 kV cezhraničných vedení však bude čiastočne kompenzovaný zvýšením prenosovej schopnosti vedenia V404 v rámci jeho obnovy.

Rokovania s rakúskym prevádzkovateľom PS v súčasnosti neprebiehajú, nakoľko sa ani v dlhodobom horizonte neuvažuje so vzájomným prepojením PS SR a Rakúska.

Po dlhšej prestávke sa podarilo nadviazať komunikáciu s prevádzkovateľom PS na Ukrajine, spoločnosťou NPC „Ukrenergo“. Slovensko – ukrajinský cezhraničný profil predstavuje často úzke miesto (spolu s profilom do Maďarska) pri cezhraničných prenosoch elektriny a spôsobuje prevádzkové problémy a problémy s riadením aj elektroenergetickému dispečingu SR. V septembri 2018 bola ukončená Technická štúdia možností zvýšenia prenosovej kapacity medzi prenosovými sústavami Slovenska a Ukrajiny spracovaná SEPS v spolupráci s NPC „Ukrenergo“. Výsledky tejto štúdie nepotvrdili potrebu zvyšovať kapacitu na cezhraničnom profile SK-UA, nakoľko existujúca kapacita bude po vybudovaní nových 400 kV vedení na SK-HU profile postačujúca. Obe strany sa súčasne dohodli (kvôli technickému stavu vedenia) na vybudovaní nového 400 kV cezhraničného vedenia Mukačevo – Veľké Kapušany. Projekt „Obnova 400 kV vedenia Mukačevo (UA) – Veľké Kapušany (SK)“ bol zaradený do zoznamu PECEI / PMI 2018, ktorý bol schválený ministerskou radou v rámci Energetického spoločenstva (z angl. „Energy Community“) v novembri 2018. Predpokladaný termín komplexnej obnovy vedenia V440 na území SR je rok 2030.

⁵ 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.

⁶ <https://www.mhsr.sk/energetika/medzinarodna-spolupraca/projekty-spolocneho-zaujmu-pci>

ÚLOHY ORGÁNOV ŠTÁTNEJ SPRÁVY

Ministerstvo hospodárstva SR podľa zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov zabezpečuje sledovanie dodržiavania bezpečnosti dodávky elektriny, prijíma opatrenia zamerané na zabezpečenie bezpečnosti dodávok elektriny, určuje rozsah kritérií technickej bezpečnosti sústavy a siete, rozhoduje o uplatnení opatrení, ak ide o ohrozenie bezpečnosti a spoľahlivosti prevádzky sústavy a siete. Uverejňuje každoročne do 31. júla správu o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok elektriny a o prijatých a predpokladaných opatreniach na riešenie bezpečnosti dodávok elektriny. Na žiadosť URSO vydáva stanovisko o ohrození bezpečnosti dodávok elektriny na vymedzenom území a na území Európskej únie podľa osobitného predpisu (Zákon č. 250/2012 o regulácii a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov).

ZÁVER

Zaistenie bezpečnosti zásobovania elektrinou v SR bolo v uplynulom období na vysokej úrovni a to aj napriek prebiehajúcim zmenám na celoeurópskom trhu s elektrinou v súvislosti s jeho liberalizáciou.

Pre udržanie vysokej úrovne bezpečnosti a spoľahlivosti dodávok bude v rámci koordinovaného rozvoja ES SR v nasledujúcich rokoch potrebné venovať zvýšenú pozornosť:

- rozpracovaným projektom cezhraničných prepojení PS SR a s tým súvisiacej vnútornej infraštruktúry ES,
- nárastu intenzity cezhraničného obchodovania s elektrinou,
- zjednoteniu trhu s podpornými službami v rámci Európy,
- nárastu tranzitných a kruhových tokov elektriny,
- spôsobu plnenia stanovených cieľov EÚ v oblasti elektroenergetiky a ochrany klímy,
- monitorovaniu vývoja energetických politík členských štátov EÚ a analýze ich dopadov na sektor elektroenergetiky SR,
- novým spoločným európskym sieťovým predpisom a metodikám v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav,
- zvyšovaniu bezpečnosti a kvality dodávok elektriny pre všetky kategórie odberateľov,
- obnove viacerých fyzicky a morálne zastaraných energetických zariadení PS SR s reflektovaním najnovších trendov,
- vplyvu odstavovania fosílnych zdrojov elektriny na spoľahlivostné parametre prevádzky ES,
- možnostiam výstavby nových zariadení na výrobu elektriny v SR,
- vplyvu pripájania zariadení decentralizovanej výroby elektriny a rozvoju elektromobility v SR.

Pri predpokladanom 1,23 % priemernom medziročnom raste dosiahne v roku 2030 spotreba elektriny v SR hodnotu 36,4 TWh. Z pohľadu pokrytia dopytu po elektrine sa pozornosť sústreďí predovšetkým na dokončenie blokov 3 a 4 Jadrovej elektrárne Mochovce (2x471 MW). Uvedením týchto blokov do prevádzky by sa bilancia medzi výrobou a spotrebou elektriny v ES SR mala zmeniť na exportnú. Exportná bilancia SR by mala byť zachovaná aj po ukončení prevádzky elektrárne Nováky (2x110 MW) v roku 2023 z dôvodu ukončenia podpory výroby elektriny z domáceho uhlia a teda ukončenie jej nevyhnutnej prevádzky pre zaistenie bezpečnosti dodávok elektriny v danom regióne.

V prípade rizík neprevádzkovania alebo odstavenia ďalších zariadení na výrobu elektriny v súvislosti s neočakávaným vývojom cien primárnych zdrojov, emisií a silovej elektriny má SR dostatočne dimenzované cezhraničné prepojenia pre zaistenie dopytu elektriny v SR. Dôležitým investičným zámerom v štádiu realizácie sú projekty spoločného významu - výstavba prenosových vedení do Maďarska s plánovaným uvedením do prevádzky k 31.12.2020. Uvedenými projektmi bude odstránené identifikované úzke miesto pri prenose elektriny naprieč celoeurópskou sústavou z miest prebytku výroby na severe Európy do miest spotreby na juhu Európy.

Rizikom pre našu sústavu ostávajú aj naďalej neplánované, resp. tranzitné toky. Pracovná skupina „Core CCR project“ ENTSO-E vyvíja metodiku tzv. flow-based výpočtu alokácie cezhraničných prenosových kapacít. Proces jej implementácie do reálnej prevádzky sa očakáva v priebehu roka 2019. Zohľadnenie skutočnej topológie ES a rozdelenie fyzických tokov výkonu na cezhraničných profiloch by malo minimalizovať rozdiely medzi obchodnými a reálnymi tokmi elektriny.

Vývoj energetického mixu SR pri výrobe elektriny bude ovplyvnený vyrokovanou výškou príspevku SR k cieľom EÚ pri plnení energeticko-klimatických cieľov. Ciele pre OZE na roky 2030, resp. 2050 sú súčasťou návrhu NECP, podľa ktorého by podiel OZE v roku 2030 mal dosiahnuť 40 % z celkového inštalovaného výkonu v SR, pričom 1/3 by predstavovali zariadenia FVE a VTE, ktorých prevádzka si bude vyžadovať v sústave ďalší regulačný výkon.

Prijatím GL EB, boli zavedené tzv. európske platformy, účelom ktorých je do národných sústav členských štátov Európy, implementovať spoločné a harmonizované pravidlá, umožňujúce koordináciu a bližšiu spoluprácu prevádzkovateľov prenosových sústav z hľadiska výmen regulačnej elektriny. Zmeny vyplývajúce z GL EB, boli v súčasnosti identifikované najmä v súvislosti s platformou na výmenu regulačnej energie z rezerv na obnovenie frekvencie s automatickou aktiváciou (aFRR), resp. v súvislosti so SRV a jej rozdelením na dve nesymetrické zložky SRV+ a SRV-. Ich nesprávne nastavenie môže priniesť určité riziká možnej nedisponibility jednej, prípadne oboch zložiek SRV z pohľadu pokrývania požiadaviek na PpS. V priebehu roku 2018 bolo zorganizované výberové konanie na PpS na roky 2019 – 2021. Cieľom obstarania PpS na dlhšie obdobie bolo prispieť k eliminácii rizík a neistôt súvisiacich s nedostatočnou ponukou disponibility PpS, čím sa zvýši spoľahlivosť prevádzky ES SR.

ZOZNAM POUŽITÝCH SKRATIEK

4M MC	4M Market Coupling medzi Českou republikou, Slovenskom, Maďarskom a Rumunskom
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
aFRR	Automated Frequency Restoration
BIDSF	Bohunice International Decommissioning Support Fund
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management Guideline
CAO	Central Allocations Office GmbH
CASC.EU	Capacity Allocation Service Company.EU
CCE	Continental Central East
CCR	Capacity Calculation Region
CORE	Región pre koordinovaný výpočet prenosových kapacít
CZ	Česká republika, medzinárodné označenie
ČEPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Českej republike
D	Deň
DACF	Day-Ahead Congestion Forecast
DECE	Decentralizované zdroje elektriny do DS
DOPT	Daily Operational Planning Teleconference
DS	Distribučná sústava
DT	Denný trh
EAS	ENTSO-E Awareness System
EB GL	Electricity Balancing Guideline
EBO	Elektrárň Jaslovské Bohunice
EMO	Elektrárň Mochovce
ENO	Elektrárň Nováky
ENS	Energy Not Supplied
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ERÚ	Energetický regulační úřad v Českej republike
ES	Elektrizačná sústava
ESt	Elektrická stanica
EVO	Elektrárň Vojany
FCA	Forward Capacity Allocation
FCFS	First Comes First Served

FVE	Fotovoltická elektrárň
GCC	Grid Control Cooperation
GL EB	Guideline on Electricity Balancing
HDP	Hrubý domáci produkt
IDCF	Intraday Congestion Forecast
iDOPT	intraDay Operational Planning Teleconference
IPR	Investičný projekt
JAO	Joint Allocation Office S.A.
LOLE	Loss of Load Expectation
MAVIR	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Maďarsku
MC	Market Coupling
MH SR	Ministerstvo hospodárstva Slovenskej republiky
MRC	Multi Regional Coupling
MVE	Malá vodná elektrárň
NECP	Národný energetický a klimatický plán
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
PPC	Paroplynový cyklus
PpS	Podporné služby
PPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy
PRV	Primárna regulácia výkonu
PS	Prenosová sústava
PSE	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy v Poľsku
PST	Phase Shifting Transformer
PTP	Prístrojový transformátor prúdu
PVE	Prečerpávacia vodná elektrárň
R	Rozvodňa
RE	Regulačná elektrina

RG CE	Regional Group Continental Europe
SE	Slovenské elektrárne, a.s.
SED	Slovenský elektroenergetický dispečing
SEPS	Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s.
SRV	Sekundárna regulácia výkonu
SSD	Stredoslovenská distribučná, a.s.
T	Transformátor
TE	Tepelná elektráreň
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
VTE	Veterná elektráreň
VVK	Viacročné výberové konanie
WPS	Prevádzkovateľ prenosovej sústavy na Ukrajine
ZNO	Zníženie odoberaného výkonu
ZSD	Západoslovenská distribučná, a.s.
ZVO	Zvýšenie odoberaného výkonu