

Správa
o výsledkoch monitorovania bezpečnosti dodávok
elektriny za 2016

OBSAH

ÚVOD	3
1 ZHODNOTENIE ROKU 2016.....	4
2 PREDPOKLADANÝ VÝVOJ ZÁSOBOVANIA ELEKTRINOU NA NASLEDUJÚCICH 5 ROKOV	11
2.1 Vývoj spotreby	11
2.2 Výroba elektriny.....	12
2.3 Podporné služby	13
2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.....	15
2.5 Prevádzka modulu pre vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz.....	17
3 PERSPEKTÍVY ZABEZPEČENIA DODÁVOK ELEKTRINY NA OBDOBIE 5 AŽ 15 ROKOV.....	18
4 INVESTIČNÉ ZÁMERY PREVÁDZKOVATEĽA PRENOSOVEJ SÚSTAVY NA NASLEDUJÚCICH 10 ROKOV.....	23
4.1 Vnútroštátne investičné zámery PPS.....	23
4.2 Cezhraničné investičné zámery PPS	25
5 BEZPEČNOSŤ A SPOĽAHLIVOSŤ PREVÁDZKY ES SR, OPATRENIA NA RIEŠENIE PREŤAŽENÍ.....	27
5.1 Príprava prevádzky ES SR	28
5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR	28
5.3 Problematika vysokých neplánovaných tokov v PS SR.....	29
5.4 Nápravné opatrenia v zmysle Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E.....	29
6 OPATRENIA NA KRYTIE ŠPIČKOVÉHO DOPYTU A RIEŠENIE VÝPADKOV V ES SR.....	31
7 KVALITA A ÚROVEŇ ÚDRŽBY PRENOSOVEJ SÚSTAVY	33
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu	33
7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS	34
ÚLOHA ORGÁNOV ŠTÁTNEJ SPRÁVY	35
ZÁVER.....	36

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 2016

V roku 2016 dosiahla celková spotreba elektriny Slovenskej republiky historické maximum. Hodnota 30 103 GWh predstavuje oproti roku 2015 nárast o 555 GWh (+1,88 %). Zásadný vplyv na túto skutočnosť mali pretrvávajúci hospodársky rast a klimatické podmienky v závere roka.

Nárast výroby elektriny (+261 GWh) bol oproti predchádzajúcemu roku menej výrazný (+0,96 %), čoho dôsledkom bol aj nárast importu elektriny (saldo) o 294 GWh (+12,5 %) pre pokrytie dopytu v SR.

Maximálne zaťaženie sústavy bolo 7. decembra o 17:00 vo výške 4 382 MW, čo je nárast oproti predchádzajúcemu roku o 236 MW. Minimum zaťaženia (7. augusta o 6:00) dosiahlo hodnotu 2 254 MW. Vývoj zásobovania SR elektrinou v rokoch 2005 až 2016 je uvedený v nasledujúcej tabuľke:

Tab. 1.1 Výroba, spotreba a zaťaženie ES SR v rokoch 2005 až 2016

Rok	Výroba [GWh]	Celková spotreba [GWh]	Saldo* [GWh]	Priemerné zaťaženie** [MW]	Maximálne zaťaženie [MW]
2005	31 294	28 572	+2 722	3 262	4 346
2006	31 227	29 624	+1 603	3 382	4 423
2007	27 907	29 632	-1 725	3 383	4 418
2008	29 309	29 830	-521	3 396	4 342
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	4 175
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

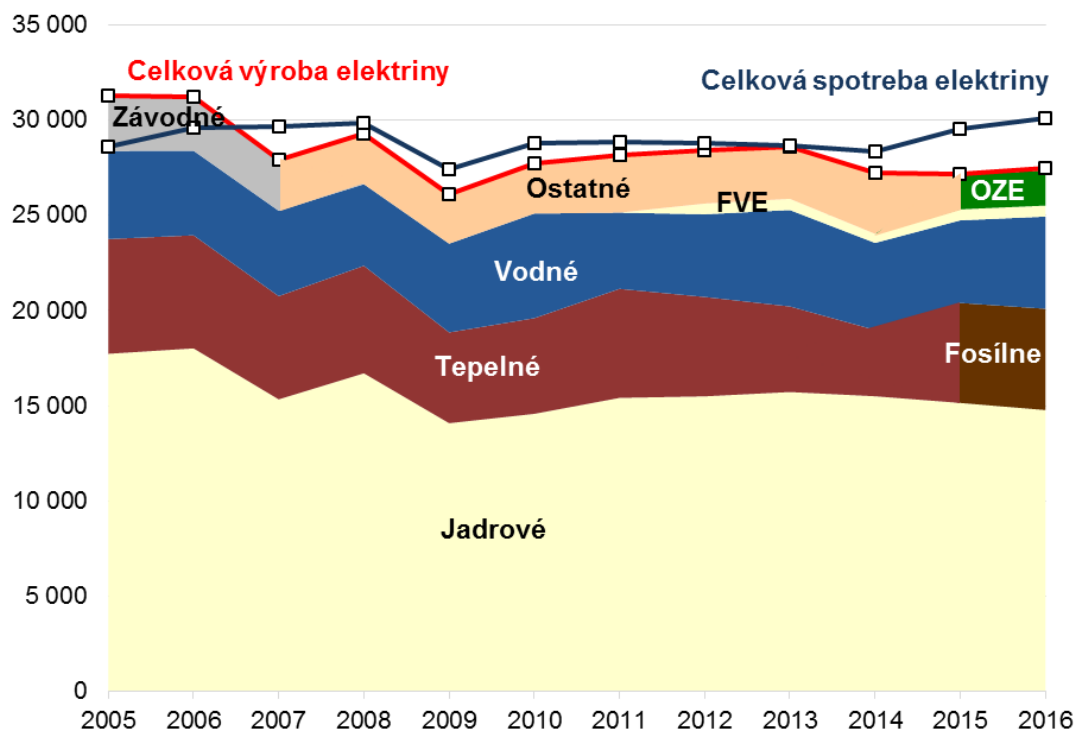
* Kladná/záporná hodnota salda znamená export/import

** Celková spotreba podelená počtom hodín v príslušnom roku

Z pohľadu bilancie elektriny je Slovensko od roku 2007 (po odstavení EBO V1) importnou krajinou, avšak do roku 2013 mal import zostupnú tendenciu. V rokoch 2014 až 2016 sa tento trend zmenil. V roku 2016 došlo k medziročnému nárastu importu elektriny o 294 GWh, čím sa jeho podiel na spotrebe elektriny v SR zvýšil z 8,0 % v roku 2015 na 8,8 % v roku 2016.

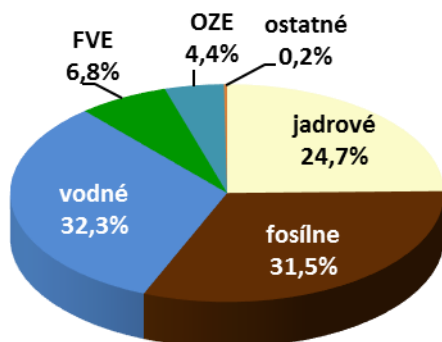
Hlavnou príčinou je nerovnováha medzi cenou elektriny na trhu a výrobnými nákladmi zdrojov elektriny¹, ktoré nemôžu využiť dotáciu na svoju produkciu (t.j. nedotované zdroje elektriny). Výsledkom je nákup elektriny v zahraničí.

¹ pre účel podkladov SEPS je zdroj elektriny, resp. zdroj chápaný v zmysle § 2, písm. b), ods. 1 zákona o energetike ako zariadenie na výrobu elektriny, ktoré slúži na premenu rôznych zdrojov energie na elektrinu; zahŕňa stavebnú časť a technologické zariadenie

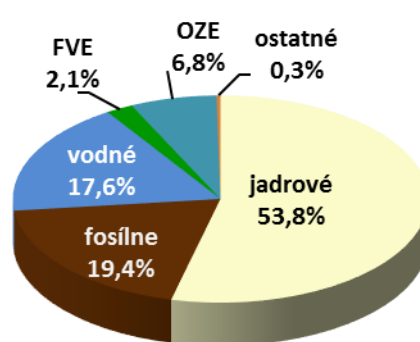


Obr. 1.1 Bilancia celkovej výroby a spotreby elektriny SR za roky 2005 – 2016

Celková spotreba elektriny SR aj v roku 2016 bola pokrývaná hlavne jadrovými elektrárnami. Došlo však k poklesu ich celkovej výroby elektriny z 15 146 GWh (r. 2015) na 14 774 GWh (r. 2016) a taktiež aj k poklesu ich podielu na výrobe elektriny (z 55,7 % na 53,8 %). K nárastu došlo vo výrobe elektriny z vodných elektrární z hodnoty 4 338 GWh (r. 2015) na hodnotu 4 844 GWh (r. 2016) a vo fosílnych elektrárnach (TE) z 5 252 GWh na 5 319 GWh. V kategórii OZE a ostatné zdroje bol zaznamenaný nárast z 2 455 GWh (r. 2015) na 2 515 GWh (r. 2016), z čoho produkcia fotovoltaických elektrární (FVE) ostala prakticky nezmenená (577 GWh).



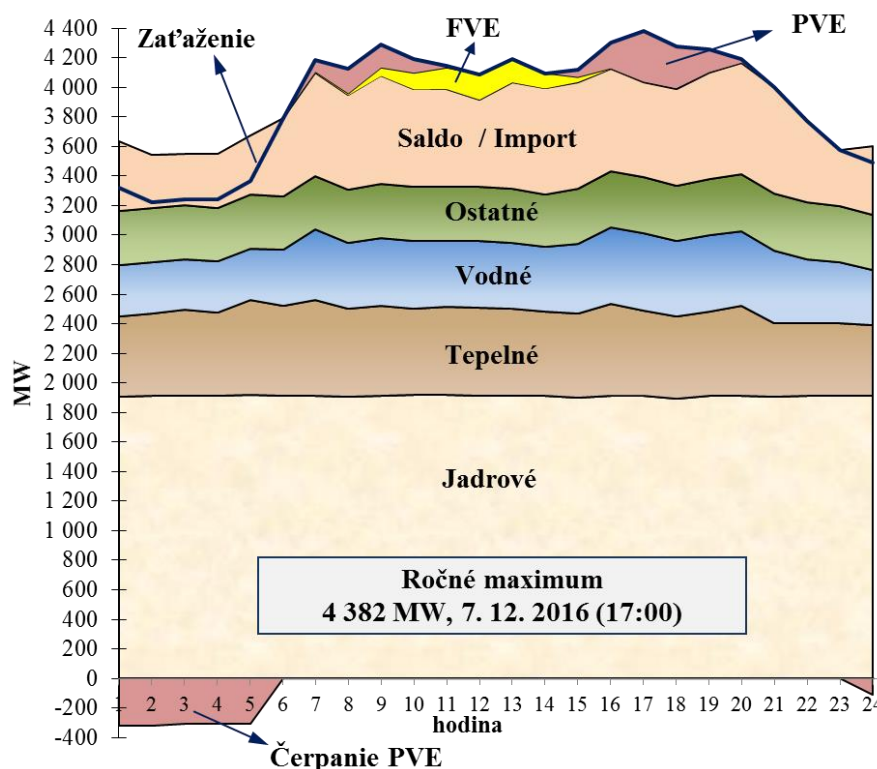
Obr. 1.2 Štruktúra inštalovaného výkonu v ES SR v roku 2016



Obr. 1.3 Štruktúra výroby elektriny v ES SR v roku 2016

Vyradením dvoch blokov v elektrárni Vojany a jedného bloku v elektrárni Nováky v roku 2016 došlo k poklesu inštalovaného výkonu, ktorý nebol kompenzovaný uvedením nových zdrojov do prevádzky. Pokles bol 3,1 % z 8 095 MW (r. 2015) na 7 848 MW (r. 2016).

Pokrývanie zaťaženia ES SR zdrojmi elektriny v deň maximálneho zaťaženia je zobrazené na nasledujúcom obrázku.



Poznámka: Kategórie zdrojov elektriny pre pokrývanie zaťaženia ES SR sú vykazované v štruktúre predchádzajúcich rokov

Obr. 1.4 Priebeh zaťaženia a jeho pokrývanie v dni maxima roku 2016

PS SR bola v roku 2016 zaťažovaná fyzikálnymi tranzitnými tokmi elektriny, väčšinu času z roka v smere zo severu, resp. severozápadu na juh, resp. juhovýchod, čo graficky dokumentuje aj obr. 1.5. Dôsledkami tranzitných tokov, s ktorými sa prevádzkovateľ PS musí vysporiadať, sú zvýšené nároky na zaistenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR a zvýšené straty na prenosových zariadeniach v PS SR.

Príčiny vzniku tranzitných tokov sú:

- výroba elektriny z OZE s vysokým celkovým inštalovaným výkonom na severozápade Európy – prenášanie elektriny na veľké vzdialenosti do miesta jej spotreby,
- import elektriny krajín v juhovýchodnej časti Európy - zvýšenie vzdialenosti medzi miestami výroby a spotreby,
- konfigurácia obchodných zón na trhu s elektrinou v rámci Európy,
- vysoký export elektriny z krajín susediacich so SR na severozápade,
- topológia jednotlivých prenosových sústav Európy.

Prevádzkovateľ PS SR má obmedzené možnosti čo sa týka nápravných opatrení pre obmedzenie tranzitných tokov. Pre zaistenie prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti ES SR pri zvýšených tranzitných tokoch a ich dopadoch na ES SR je jedným z krajných, rizikových a neekonomických dispečerských opatrení, rekonfigurácia PS SR, t. j. zmena topológie PS SR za účelom zaistenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky PS SR.

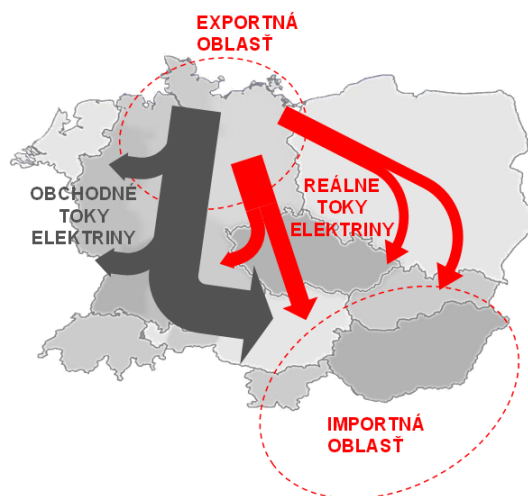
Za rok 2016 dosiahol objem fyzických tranzitných tokov cez PS SR hodnotu 10 598 GWh (obr. 1.7), čo je oproti roku 2015 pokles približne o 16 %, v porovnaní s maximálnou hodnotou 13 080 GWh v roku 2012 je to pokles o 19 %. Narastajúci trend tranzitných tokov v niektorých PS v regióne Central Eastern Europe v rokoch 2012 až 2015 mal za následok aplikácie nápravných opatrení u tých

prevádzkovateľov PS, ktorí mali so zaistením bezpečnej prevádzky PS pri neustále sa zvyšujúcich tranzitných tokoch najväčšie ťažkosti. Pokles v roku 2016 mohol byť preto spôsobený:

- uvedením transformátorov s reguláciou fázového uhla (tzv. Phase Shifting Transformer – PST) do prevádzky na poľsko-nemeckom profile, na 2x400 kV vedení Mikulowa – Hagenwerder koncom roka 2015 (december 2015);
- vypnutím cezhraničného vedenia 2x220 kV Krajnik – Vierraden (od júna 2016), z dôvodu upgradu 220 kV sústavy v danej oblasti na 400 kV, aby mohli byť uvedené do prevádzky PST transformátory na poľsko-nemeckom profile, na 2x400 kV vedení Krajnik – Vierraden;
- uvedením do prevádzky nových prenosových vedení vo vnútornej časti PS Nemecka, konkrétne nového vedenia 400 kV Altenfeld – Redwitz (december 2015). Druhý poťah tohto vedenia sa plánuje uviesť do prevádzky v polovici roku 2017.

Keďže PST na česko-nemeckom profile na jednom poťahu 2x400 kV vedenia Hradec Východ – Röhrsdorf bol uvedený do prevádzky v decembri 2016, jeho vplyv na tranzitné toky sa prejaví najskôr v roku 2017. Na druhom poťahu tohto vedenia je v pláne inštalovať PST v polovici roku 2017.

Dobрым koncepčným rozvojovým signálom ohľadom znižovania tranzitných tokov je posilňovanie vnútornej nemeckej PS výstavbou nových 400 kV vedení, čoho následkom by mala byť ďalšia eliminácia kruhových tranzitných tokov, ktoré ohrozujú bezpečnosť prevádzky okolitých PS. V konečnom dôsledku by sa objemy a smer reálnych tokov elektriny (zobrazené červenou na obr. 1.5) mali výrazne priblížiť obchodným tokom elektriny (zobrazené tmavosivou na obr. 1.5). Reálne toky elektriny tak nebudú prechádzať cez okolité PS, ale cez tie profily, na ktorých boli obchodne dohodnuté.



Obr. 1.5 Zobrazenie súčasného stavu problematiky kruhových tranzitných tokov

Je nutné poznamenať, že sumárny objem tranzitných tokov za rok 2016 poklesol, ale v niektorých hodinách roku sa stále vyskytovali také vysoké hodnoty tranzitných tokov (obr. 1.6 a tab. 1.2), pri ktorých musel prevádzkovateľ PS SR za účelom zaistenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky sústavy SR aplikovať operatívne rizikové nápravné opatrenia, ako sú rekonfigurácie. Z pohľadu absolútnych hodnôt dosiahli okamžité toky v roku 2016 maximálnu hodnotu 2 581 MW, čo predstavuje 115 % minimálneho zaťaženia, resp. 59 % maximálneho zaťaženia ES SR. Pre porovnanie, v roku 2015 dosiahli maximálne okamžité toky hodnotu 2631 MW.

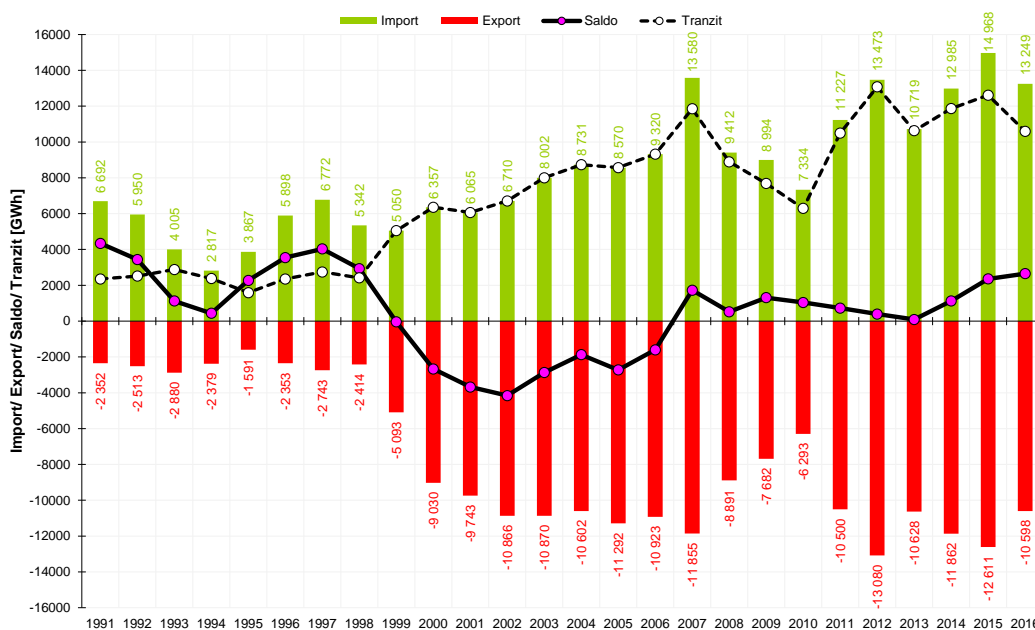
Problematike neplánovaných a tranzitných tokov z hľadiska opatrení pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky sa venuje kapitola č. 5 Bezpečnosť a spoľahlivosť prevádzky elektrizačnej sústavy.



Obr. 1.6 Krivky trvania tranzitných výkonov v PS SR za vybrané roky od 2010 do 2016

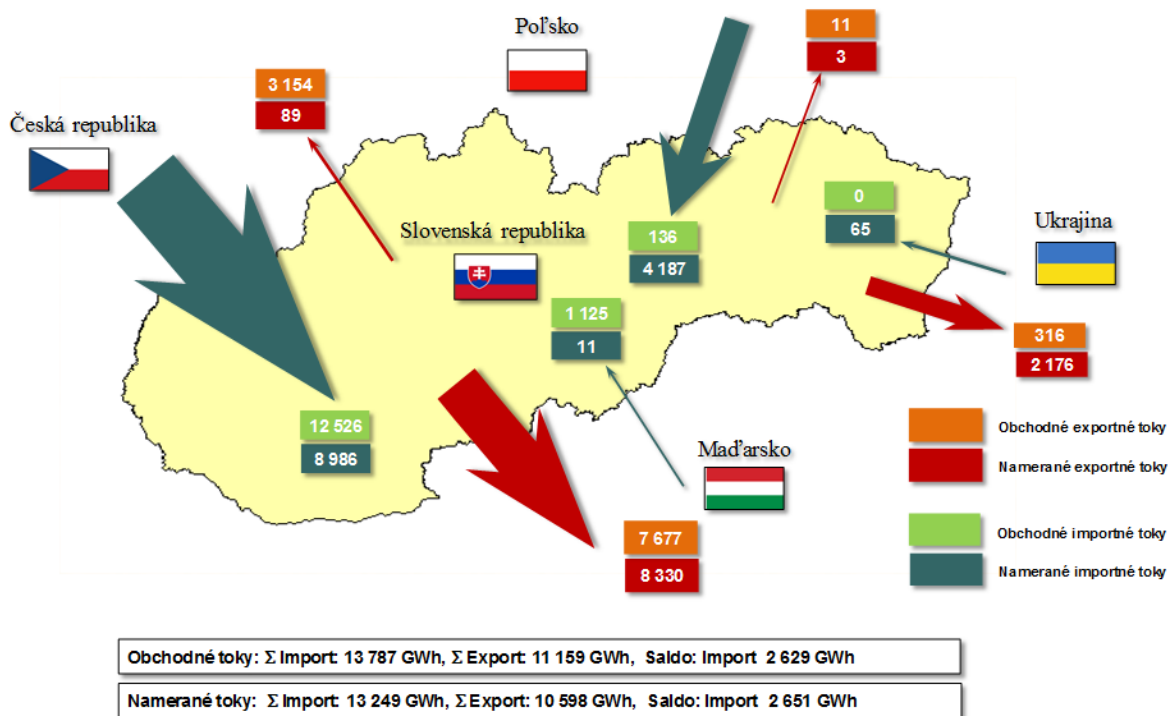
Tab. 1.2 Priemerné a maximálne hodnoty tranzitu cez PS SR za roky 2010 – 2016 [MW]

Rok	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Priemer	610	1 105	1 401	1 105	1 267	1 400	1 169
Maximum	1 738	2 617	2 482	2 674	2 520	2 460	2 581



Obr. 1.6 Ročné objemy fyzických importných a exportných tokov elektriny na cezhraničných profiloch PS SR za roky 1991 – 2016 [GWh]

Bilancia exportných a importných fyzikálnych a obchodných tokov je znázornená na nasledujúcom obrázku:



Obr. 1.7 Bilancia cezhraničných výmen ES SR v roku 2016

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).

V roku 2016 neboli v každom časovom okamihu naplnené požadované objemy PpS na 100 %. Z analýzy pokrývania diagramu zaťaženia v hodinách týždenných maxim počas roka evidujeme v priemere predovšetkým nedostatok zápornej terciárnej regulácie výkonu (TRV-) vo výške 13,74 %. Ďalej bol nedostatok aj pri pokrývaní požadovaného rozsahu sekundárnej regulácie výkonu (SRV) vo výške 7,93 % (vrátane garantovaného výkonu SRV \pm v rámci plnenia stanoveného všeobecného hospodárskeho záujmu na využívaní domáceho uhlia pri výrobe elektriny a zavedenia možnosti poskytovania SRV \pm z virtuálneho bloku). Nedostatok pri pokrývaní požadovaného rozsahu primárnej regulácie výkonu (PRV \pm) bol vo výške 1,73 % (vrátane garantovaného výkonu PRV \pm zo zahraničia). Taktiež sa objavovali aj nedostatky pri pokrývaní kladnej terciárnej regulácie výkonu (TRV+) vo výške 8,99 %, čo je oproti roku 2015 (7,98 %) mierne zhoršenie.

Kritickým obdobím pre zabezpečenie dostatočnej zápornej regulačnej rezervy bol v roku 2016 27. energetický týždeň (25.06.2016 – 01.07.2016), v ktorom bol nedostatok zápornej regulačnej rezervy spôsobený odstávkou PVE Čierny Váh v dňoch 28.06. – 29.06.2016. Na základe plánovaných odstávok prevádzkovateľ PS vypísal mimoriadne týždenné krátkodobé výberové konanie na tento týždeň pre PpS typu TRV-. Mimoriadnym výberovým konaním boli v dňoch 25.6.2016 a 26.6.2016 požiadavky na zápornú regulačnú rezervu pokryté v plnom rozsahu. Pre ostatné dni zostali požiadavky čiastočne nenaplnené.

V roku 2016 však nedošlo v ES SR k stavu, v ktorom by tento deficit ohrozil bezpečnosť a spoľahlivosť jej prevádzky, nebola potrebná ani aktivácia negarantovanej regulačnej elektriny. V prípade výskytu takých udalostí by museli byť nedostatkové druhy PpS pokryté práve negarantovanou regulačnou elektrinou, či už z regulačnej oblasti SR alebo zo zahraničia, prípadne dovozom v rámci havarijnej výpomoci od susedného PPS. Pri výpadku bloku EMO 1 dňa 16.9.2016 na približne 20 hodín bola aktivovaná havarijná výpomoc v objeme 450 MWh. Ako pozitívny fakt je možné

hodnotiť zapojenie PS SR do systému automatickej výmeny SRV \pm v rámci prepojených sústav okolitých krajín, tzv. e-GCC (Grid Control Cooperation) a tiež opatrenia prevádzkovateľa PS týkajúce sa možnosti a spôsobu využívania poskytovania PpS v tzv. virtuálnom bloku. Očakávaný vývoj v oblasti PpS je spracovaný v kapitole 2.3 Podporné služby.

Jednou z povinností prevádzkovateľa PS je zabezpečenie dlhodobého spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok pri dodržaní podmienok ochrany životného prostredia. Rozvoj PS s rešpektovaním všetkých povinností prevádzkovateľa PS prebieha v SEPS kontinuálne.

V roku 2016 bola ukončená výstavba novej spínacej stanice 400kV Gabčíkovo vrátane 2x400kV vedenia Gabčíkovo – Veľký Ďur. Pre ďalší projekt v oblasti Gabčíkova pokračovala projekčná a inžinierska činnosť pre pripravovanú realizáciu medzinárodných cezhraničných prepojení „Vedenie 400 kV Gabčíkovo – št. hr. SK/HU – Veľký Ďur“, ako aj pre projekt „Vedenie 400 kV Rimavská Sobota – št. hr. SK/HU“.

Spomedzi ďalších významných projektov prevádzkovateľa PS treba spomenúť aj prebiehajúce práce na projektoch „Diaľkové riadenie a výmena T404 v ESt Podunajské Biskupice“, „Výmena transformátorov T401, T402 a diaľkové riadenie v ESt Spišská Nová Ves“, „Transformácia 400/110 kV Bystričany“ a „Výmena transformátora T401 v ESt Moldava“. V spolupráci so ZSD sa pripravuje súbor stavieb „Transformácia 400/110 kV Senica“, ktorý je spojený s prechodom ESt Senica z existujúcej napäťovej hladiny 220 kV na 400 kV. Začali sa študijné práce pre projekt: „Výmena transformátora T401, inštalácia kompenzačných tlmiviek a diaľkové riadenie v ESt Varín“. V súčasnosti sa v spolupráci s prevádzkovateľom distribučnej sústavy rozhoduje o budúcnosti ESt Považská Bystrica. Optimálne riešenie z hľadiska vhodnejšieho umiestnenia by mala navrhnuť pripravovaná štúdia realizovateľnosti transformácie 400/110 kV pre lokality Považská Bystrica a Ladce.

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

2 PREDPOKLADANÝ VÝVOJ ZÁSOBOVANIA ELEKTRINOU NA NASLEDUJÚCICH 5 ROKOV

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

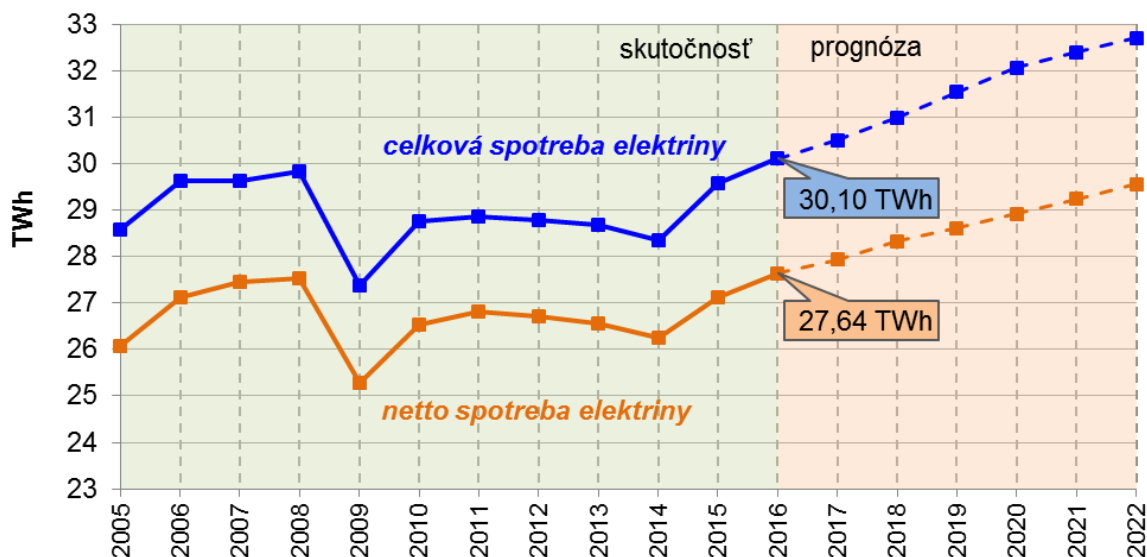
- vývoj spotreby elektriny,
- pripájanie nových výrobných kapacít, ako aj vyradovanie výrobných kapacít s ukončenou dobou životnosti,
- dostupnosť primárnych palív a ich cenový vývoj na svetových trhoch,
- vývoj cien na trhu s elektrinou,
- vývoj cien v oblasti nových výrobných technológií,
- neistoty súvisiace s vývojom výšky poplatkov za emisie skleníkových plynov, predovšetkým CO₂,
- dlhodobá návratnosť vložených investičných prostriedkov pri realizácii projektov v elektroenergetike,
- stabilita podnikateľského prostredia a regulačného rámca,
- tlak na zvyšovanie podielu veterných elektrární (VTE) a fotovoltických elektrární (FVE) na pokrývaní diagramu zaťaženia, ak cenové rozhodnutia ÚRSO tento trend podporia,
- vývoj stratégie energetickej politiky v EÚ, resp. v SR, a jej premietnutie do novej legislatívy, prípadne úpravy existujúcej legislatívy,
- značný nárast dôsledkov stále sa zvyšujúcej liberalizácie trhu s elektrinou na území EÚ na technické aspekty prevádzky prepojenej nadnárodnej elektrizačnej sústavy.

2.1 Vývoj spotreby

Budúci vývoj spotreby elektriny v SR vychádza zo štúdie „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2035“ spracovanej nezávislou inštitúciou, pričom požiadavka na jej aktualizáciu vznikla na základe vyššieho rastu spotreby v rokoch 2015 a 2016 oproti pôvodnému spracovaniu prognózy spotreby elektriny v SR.

Celková spotreba elektriny je ovplyvnená viacerými faktormi (okrem iného aj výkyvmi vlastnej spotreby pri výrobe elektriny). Pre potreby vývoja spotreby elektriny sa prednostne analyzuje kategória tzv. netto spotreby elektriny vrátane strát v sieťach, čo je celková spotreba elektriny bez vlastnej spotreby elektrární a bez elektriny potrebnej na čerpanie v prečerpávacích vodných elektrárnach. Táto kategória spotreby elektriny zachytáva predpokladaný vývoj využitia elektriny v ekonomicky aktívnych sektoroch a v domácnostiach, pričom vychádza z prognóz ekonomického vývoja, vývoja elektroenergetickej náročnosti, tvorby pridanej hodnoty a prognóz demografického vývoja. Z predchádzajúceho vyplýva, že vývoj netto spotreby sa mierne líši od vývoja celkovej spotreby elektriny.

Rast spotreby za prvé štyri mesiace roku 2017 bol výrazne ovplyvnený extrémne nízkymi teplotami v mesiaci január a dlhšie trvajúcim chladným zimným obdobím, v porovnaní s rovnakým obdobím roku 2016 narástla spotreba o 4,9 %. Na základe uvedeného vývoja spotreby elektriny, analýzy vplyvu teploty na spotrebu elektriny a predpokladoch pre nasledujúce mesiace, je predpoklad, že medziročný nárast celkovej spotreby elektriny by mal byť v roku 2017 minimálne na úrovni 1,3 %.



Obr. 2.1 Celková a netto spotreba elektriny v SR za roky 2005 – 2022

Do roku 2020 sa predpokladá medziročný nárast celkovej spotreby elektriny zhruba na úrovni rastu spotreby v roku 2016. Po roku 2020 očakávame miernejší nárast celkovej spotreby oproti predošlému obdobiu. Spotreba elektriny v SR môže v roku 2017 a v nasledujúcich 5 rokoch dosiahnuť nasledujúce hodnoty (netto a celkové):

Tab. 2.1 Prognóza vývoja spotreby elektriny v TWh a medziročný rast v % na nasledujúcich 5 rokov

Referenčný scenár	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Netto spotreba elektriny	27,9	28,3	28,6	28,9	29,2	29,6
	1,1 %	1,4 %	1,0 %	1,1 %	1,1 %	1,1 %
Celková spotreba elektriny	30,5	31,0	31,5	32,1	32,4	32,7
	1,3 %	1,6 %	1,8 %	1,6 %	1,1 %	0,9 %

2.2 Výroba elektriny

Uvedením niekoľkých menších zdrojov elektriny do prevádzky v rokoch 2007 až 2012, zvýšením inštalovaného výkonu EBO V2, EMO 1, 2 a uvedením PPC Malženice do trvalej prevádzky v roku 2011 mala ES SR z hľadiska disponibilít výkonu potenciálne proexportnú bilanciu.

V roku 2014 však došlo z ekonomických dôvodov k dlhodobému zakonzervovaniu PPC Malženice. Od roku 2014 nevyrába silovú elektrinu ani ďalší významný zdroj PPC Bratislava. Ich neprevádzkovaním je v ES SR značne znížený aj potenciál dostupného regulačného výkonu.

V roku 2013 bola vyradená z evidencie celkového inštalovaného výkonu ES SR elektrárne EVO 2 s inštalovaným výkonom 4 x 110 MW, avšak táto elektrárňa bola z ekonomických dôvodov trvalo mimo prevádzky už od roku 2006. Z rovnakého dôvodu nie sú od roku 2014 v elektrárni EVO 1 prevádzkované bloky 1 a 2. V marci 2015 boli uvedené bloky vo vlastníctve SE vyňaté z licencie na podnikanie v elektroenergetike.

Na konci roka 2015 bola z dôvodu emisných limitov ukončená prevádzka blokov č. 3 a 4 elektrárne Nováky. Blok č. 3 bol koncom roka 2016 uvedený do testovacej prevádzky, ale dňa 28.2.2017 bola testovacia prevádzka bloku ukončená.

V nasledujúcich rokoch sa predpokladá nárast inštalovaného výkonu dokončením blokov č. 3 a 4 JE Mochovce. Podľa posledných informácií má byť blok EMO 3 uvedený do komerčnej prevádzky

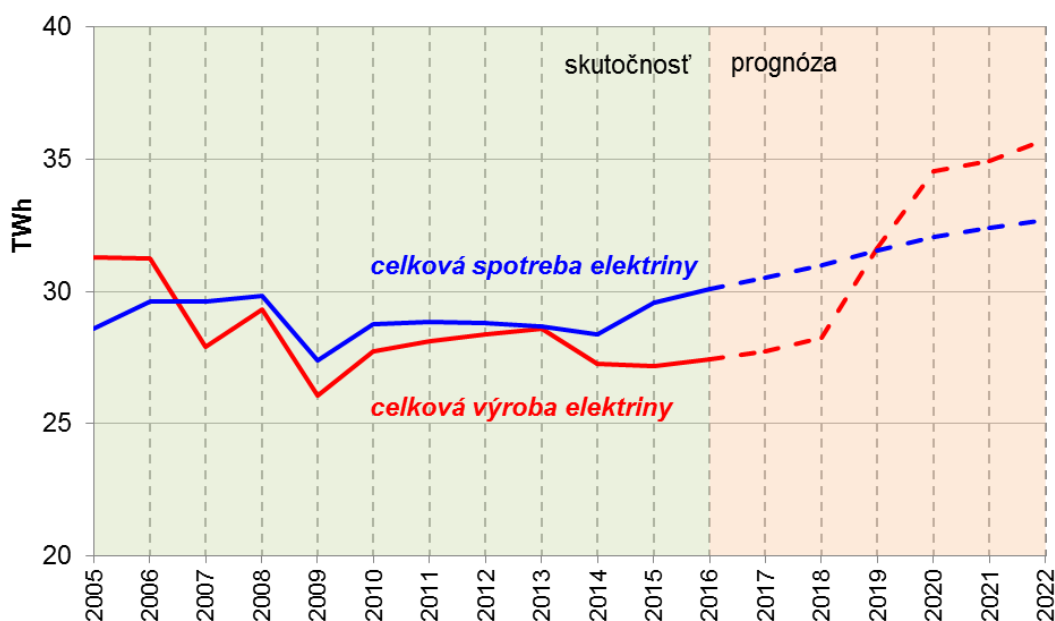
v decembri 2018. S odstupom jedného roka sa predpokladá spustenie bloku EMO 4 (december 2019). Predpokladá sa, že produkciou týchto blokov nastane v SR prebytková bilancia medzi výrobou a spotrebou elektriny, pričom rozhodujúcim limitujúcim miestom ES SR môže byť medzištátny profil Slovensko – Maďarsko. Podrobnejší popis tohto investičného zámeru je dostupný v kapitole 4.2 Cezhraničné investičné zámery prevádzkovateľa PS.

Celková predpokladaná bilancia spotreby a výroby elektriny na obdobie nasledujúcich piatich rokov je v nasledujúcej tabuľke (v údajoch nie je uvažované s výrobou v PPC Malženice a PPC Bratislava):

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

Referenčný scenár	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Celková spotreba elektriny	30,5	31,0	31,5	32,1	32,4	32,7
Celková výroba	27,7	28,2	31,6	34,5	34,9	35,7
Bilančné saldo (výroba – spotreba)	-2,8	-2,8	0,1	2,5	2,5	3,0
Bilančné saldo (%)	-9,1 %	-8,9 %	+0,3 %	+7,7 %	+7,8 %	+9,2 %

Na základe údajov uvedených v tab. 2.2 je možné konštatovať, že po uvedení blokov 3 a 4 EMO do komerčnej prevádzky sa charakter ES SR zmení z mierne importného, resp. vyrovnaného, na exportný s vysokým podielom výroby zo zdrojov elektriny na báze bezuhlíkovej technológie. Prípadný veľký nový odberateľ elektriny na Slovensku by znížil prebytkové bilančné saldo v období do roku 2020.



Obr. 2.2 Vývoj bilancie celkovej výroby a spotreby elektriny v SR pre roky 2005 – 2022

2.3 Podporné služby

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

- pretrvávajúce odstavenie elektrární na báze spaľovania zemného plynu z dôvodu nerentability výroby elektriny (napr. PPC Malženice, PPC Bratislava),
- odstávky teplární počas letného obdobia,
- prevádzka zariadení na nižšom výkone,

- poruchy a výpadky na zariadeniach poskytujúcich PpS,
- neprevádzkovanie zdrojov elektriny z dôvodu poklesu výkupných cien silovej elektriny na burze (v roku 2016 dosiahli ceny silovej elektriny historické minimá) pod ich prevádzkové náklady.

Aj napriek týmto skutočnostiam nedošlo k stavu ohrozenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR.

Prevádzka FVE je spojená so zvýšenými nárokmi na PpS, ktoré je potrebné zabezpečiť zdrojmi s adekvátnymi regulačnými schopnosťami. Z prevádzkového hľadiska by najväčším rizikom mohla byť situácia, v ktorej by neregulovaná výstavba týchto zdrojov 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. 2.3 Vážené priemery podporných služieb v rokoch 2005 - 2017 [MW]

Rok	PRV±	SRV±	TRV 3MIN+	TRV 3MIN-	TRV 10MIN+	TRV 10MIN-	TRV 15MIN+	TRV 15MIN-	TRV 30MIN+	TRV 30MIN-	TRV HOD	TRV 120MIN	ZNO	ZVO
2005	34,0	123,6	-	-	318,3	-			165,7	156,6	200,0	-	-	-
2006	32,0	120,4	-	-	323,6	158,6			165,9	136,7	177,6	-	-	-
2007	32,0	114,8	-	-	320,0	150,0			152,9	124,4	173,7	-	-	-
2008	33,0	109,9	-	-	310,0	150,0			159,9	119,9	130,0	-	-	-
2009	32,0	109,5	220,0	130,0	-	-			188,6	128,9	-	120,0	-	-
2010	30,0	120,0	220,0	130,0	-	-			249,9	130,0	-	80,0	-	-
2011	29,0	130,0	250,0	135,0	-	-			260,0	210,0	-	-	-	-
2012	28,0	134,0	255,0	135,0	220,0	100,0			150,0	130,0	-	-	70,0	20,0
2013	29,0	137,0	255,0	135,0	215,0	100,0			150,0	130,0	-	-	70,0	20,0
2014	29,0	139,0	255,0	135,0	215,0	100,0			120,0	130,0	-	-	69,0	10,0
2015	28,0	139,0	255,0	135,0	215,0	100,0	130,0	130,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2016	27,0	140,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0
2017	26,0	143,0	255,0	135,0	215,0	100,0	120,0	120,0	-	-	-	-	70,0	10,0

V tab. 2.3 sú uvedené ÚRSO-m schválené požadované objemy PpS, 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. na nasledujúci rok. Z tab. 2.3 je zrejmé, že najmä 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 nepoužitelnosti 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±.

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 z Česka a Slovenska. O rok neskôr do systému e-GCC vstúpil aj prevádzkovateľ prenosovej sústavy Maďarska.

Pred zapojením sa do systému e-GCC počet aktivácií TRV presahoval úroveň 1 500 za rok (napríklad v roku 2010 to bolo až 1 870). Už v prvom roku prevádzky e-GCC sa počet aktivácií TRV oproti roku 2011 znížil o 223. V ďalších rokoch bol pokles počtu aktivácií ešte výraznejší. V roku 2015 bol celkový počet aktivácií TRV už iba 413, v roku 2016 klesol na 192.

Mimoriadne prevádzkové stavy, vyvolané prípadnými extrémnymi hydrometeorologickými podmienkami, môžu ohroziť zabezpečenosť 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 (zamrzanie 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 a pod.

Predovšetkým v prípade FVE je potrebné opakovane zdôrazniť, že FVE nielenže neposkytujú potrebné PpS pre bezpečnú prevádzku ES SR, ale naopak, ak by ich výstavba v SR výrazne stúpila, prípadne neregulovane rástla, vyžiadalo by si to nároky na dodatočné objemy regulačných výkonov v ES SR.

Dňa 16.03.2017 bol na zasadnutí komitologického výboru pre cezhraničné otázky výmeny elektriny schválený finálny návrh Nariadenia Komisie EÚ, ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (predpis EB GL), ktorý by mal nadobudnúť účinnosť koncom roka 2017. Predpis EB GL zavedie nové prvky v oblasti zabezpečovania PpS, pričom by sa mala vytvoriť spoločná kniha objednávok na aktiváciu regulačnej elektriny v rámci celej Európy. Tento predpis bude mať vplyv nielen na spôsob obstarávania PpS, ale aj na samotnú štruktúru (jednotlivé typy) PpS, nakoľko definuje vytvorenie štandardných produktov v rámci celej Európy.

Pre prevádzkovateľa PS vyplývajú z tohto predpisu viaceré možné riziká a to najmä povinnosť obstarávať sekundárnu reguláciu výkonu zvlášť v kladnom a zvlášť v zápornom smere a povinnosť zavedenia štandardných produktov, ktoré sa môžu líšiť od súčasne používaných produktov v rámci regulačnej oblasti SR. Schválená verzia predpisu EB GL ustanovuje vypracovanie celoeurópskej metodiky pre zúčtovanie ceny regulačnej elektriny, ktorá by mala byť rovnaká pre všetky členské štáty. Cena regulačnej elektriny sa bude tvoriť na základe spoločného cenového rebríčka, na základe ktorého budú aktivovať regulačnú elektrinu všetky členské štáty. Po implementácii predpisu EB GL bude cena regulačnej elektriny ovplyvnená cenami regulačnej elektriny a konaním všetkých subjektov zúčtovania v rámci celej Európy.

2.4 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 Comes First Served (FCFS), kedy

požiadavky na pridelenie kapacity sú vyhodnocované priebežne v poradí, v akom sú prijaté alokačným systémom.

Prideľovanie cezhraničných prenosových kapacít na profile PS SR (SEPS) s Poľskom (PSE) a s Maďarskom (MAVIR) prebiehalo v roku 2016 prostredníctvom aukčnej kancelárie Joint Allocation Office S.A. (JAO) so sídlom v Luxemburgu. JAO vznikla v roku 2015 zlúčením dvoch regionálnych alokačných kancelárií CAO a CASC. JAO poskytuje služby dvadsiatim operátorom prenosových sústav zo sedemnástich európskych krajín. Hlavnou činnosťou JAO je vykonávanie ročných, mesačných a denných aukcií prenosových kapacít na dvadsiatich siedmich cezhraničných profiloch.

Na dennej báze boli cezhraničné kapacity na profiloch SEPS/MAVIR a SEPS/ČEPS prideľované 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 2016 bola bez mimoriadnych prevádzkových stavov.

Na cezhraničnom profile s Českou republikou nie je zavedené prideľovanie prenosových kapacít na ročnej/mesačnej báze formou aukcií, ale účastníci trhu majú možnosť svoje cezhraničné prenosy voľne nominovať do času D-2 17,00 hod. (kde D je deň prenosu). Prevádzkovatelia PS SEPS a ČEPS si vyhradujú právo požadované odsúhlasené hodnoty prenosov skrátiť 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 sú požadované odsúhlasené hodnoty v danej hodine a danom smere skrátené na nulovú hodnotu a celý kapacitný limit profilu je v danej hodine a danom smere poskytnutý do implicitnej aukcie v rámci 4M MC.

Aukčná kancelária SEPS organizovala v roku 2016 prideľovanie prenosových kapacitných práv na cezhraničnom profile PS SR s Ukrajinou (WPS). Prideľovanie cezhraničných prenosových kapacít sa uskutočňovalo formou mesačných a denných explicitných jednostranných aukcií podľa pravidiel zverejnených na webovom sídle www.sepsas.sk.

profil	ročná aukcia	mesačné aukcie	denné aukcie	vnútrodné prideľovanie
SEPS/ČEPS	voľné nominácie	voľné nominácie	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SEPS/MAVIR	explicitná (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	implicitné (market coupling CZ-SK-HU-RO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SEPS/PSE	explicitná (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné (aukčná kancelária JAO)	explicitné FCFS (alokačná kancelária ČEPS)
SEPS/WPS	nezavedené	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS)	explicitné jednostranné (aukčná kancelária SEPS)	nezavedené

Obr. 2.4 Prehľad režimu prideľovania kapacít na cezhraničných profiloch SEPS

Na profiloch SEPS/ČEPS, SEPS/PSE a SEPS/MAVIR 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.

Aj v súvislosti s nadobudnutím platnosti a účinnosti nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre pridelovanie kapacity a riadenie preťaženia (nariadenie CACM) rok 2016 priniesol z pohľadu ďalšieho rozvoja a rozširovania obchodovania na dennom a vnútrodnom trhu zahájenie niekoľkých paralelných projektov regionálneho ako aj celoeurópskeho významu, prostredníctvom ktorých sa v strednodobom horizonte zabezpečí účastníkom trhu možnosť obchodovať v ešte likvidnejšom trhovom prostredí. Tieto sa z pohľadu SEPS ako prevádzkovateľa prenosovej sústavy zameriavajú najmä na výpočet a optimalizáciu dostupných prenosových kapacít pre potreby cezhraničného obchodovania v rámci regiónu CORE (CORE CCR - región pre koordinovaný výpočet prenosových kapacít ustanovený podľa čl. 15 nariadenia CACM).

Počas roka 2016 boli spracované analýzy realizovateľnosti pre projekt, ktorého cieľom by bolo v strednodobom horizonte prepojiť súčasný 4M MC s tzv. Multi Regional Coupling (MRC) na báze čistej prenosovej kapacity. Kľúčovým integračným projektom z pohľadu prevádzkovateľa prenosovej sústavy bol počas roka 2016 vývoj koordinovaného výpočtu prenosových kapacít na báze metódy toku výkonu (tzv. Flow Based) pre región CORE a adaptácia k projektu pre Market Coupling v rámci týchto nových regionálnych podmienok. Cieľom oboch projektov je v horizonte niekoľkých rokov (2019/2020) obchodne prepojiť významnú časť kontinentálnej Európy na báze Flow Based.

2.5 Prevádzka modulu pre 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 prijímanou európskou legislatívou (predpis SO GL). 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 aktualizovanej verzie Policy 4 Prevádzkovej príručky RG CE ENTSO-E v 06/2016 vošla do platnosti povinnosť pre prevádzkovateľov prenosových sústav poskytovať modely sústavy, vykonávať bezpečnostné analýzy a koordinovať nápravné opatrenia aj v rámci IDCF.

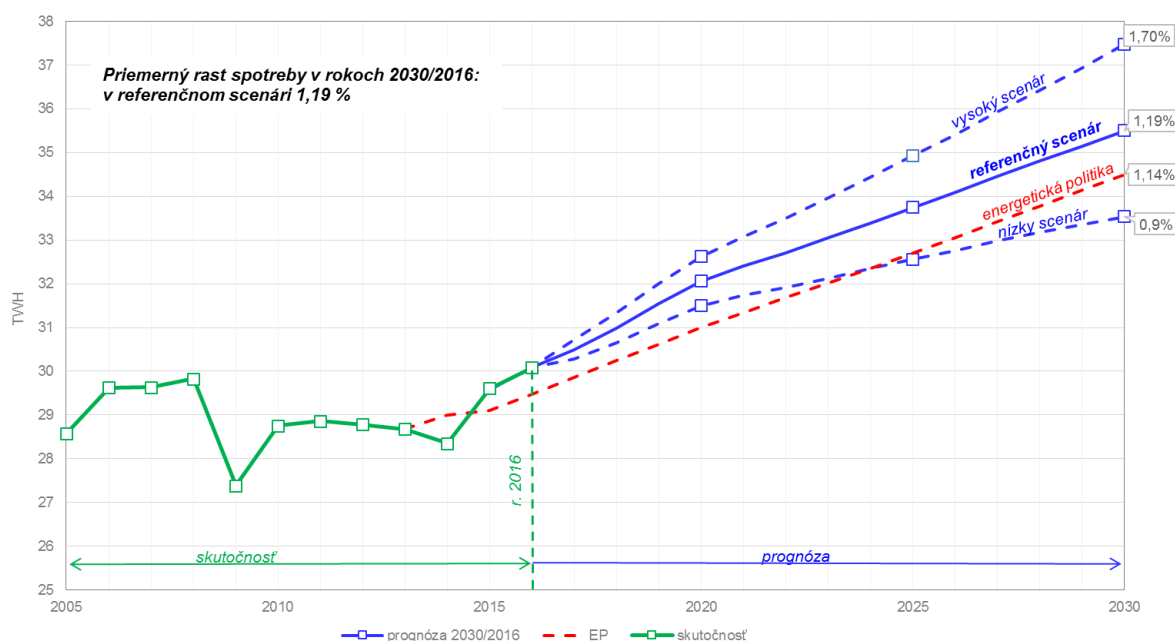
Pre splnenie predmetných povinností, ako aj poskytnutie čo najpresnejších informácií pre zvýšenie spoľahlivosti prevádzky sústavy, je nevyhnutný robustný automatizovaný systém spoločný pre všetkých prevádzkovateľov PS v regióne. V októbri 2016 bola z tohto dôvodu spustená v spolupráci so spoločnosťou TSCNET Services GmbH testovacia prevádzka modulu pre vykonávanie koordinovaných bezpečnostných analýz s názvom „AMICA“. Modul umožňuje výpočet kontingenčnej analýzy, aplikáciu nápravných opatrení a generovanie výstupných správ ako z procesu DACF, tak aj z IDCF. Koordinácia nápravných opatrení, ktorých vplyv bol overený výpočtom v module, prebieha na pravidelnej dennej báze formou videokonferencie resp. telekonferencie (Daily Operational Planning Teleconference - DOPT), ktorá môže byť organizovaná v prípade potreby aj v rámci dňa (iDOPT).

Z dôvodu ukončenia testovacej prevádzky k 30.6.2017, národný PPS uvažuje o následnom prechode na trvalú „ostrú“ prevádzku, resp. o alternatívnom spôsobe plnenia povinností vyplývajúcich zo spomínaných predpisov.

3 PERSPEKTÍVY ZABEZPEČENIA DODÁVOK ELEKTRINY NA OBDOBIE 5 AŽ 15 ROKOV

Výhľad spotreby elektriny v SR je základným vstupom pre analýzu zabezpečenia dodávok elektriny v dlhodobom horizonte a pre celkové strategické smerovanie budúceho vývoja elektroenergetiky SR.

Na základe výraznejšieho rastu spotreby elektriny v roku 2015 boli scenáre výhľadu spotreby už v predchádzajúcej správe mierne navýšené oproti predchádzajúcim predpokladom z roku 2014. Spotreba elektriny v r. 2016 dosiahla hodnotu 30,103 TWh. Výhľad pre nasledujúce obdobie naďalej vychádza z predpokladaných prognóz rastu HDP a vývoja energetickej náročnosti, spracovanej v štúdiu „Aktualizácia prognózy spotreby elektriny v SR do roku 2035“ (spracovaná v roku 2016), ktorá uvažuje s rastúcim trendom spotreby elektriny, pričom táto bola taktiež korigovaná s ohľadom na veľkosť vlastnej spotreby výrobných základne pre očakávaný scenár.



Obr. 3.1 Prognóza vývoja celkovej spotreby elektriny na Slovensku v rokoch 2017 až 2030 (východiskový rok 2016)

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

Scenár	Skutočnosť							Prognóza			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2020	2025	2030
Nízky scenár								30,3	31,5	32,6	33,5
Referenčný scenár	28,76	28,86	28,79	28,68	28,36	29,58	30,10	30,5	32,1	33,7	35,5
Vysoký scenár								30,7	32,6	34,9	37,5

Menšie fosílné zdroje s kombinovanou výrobou elektriny a tepla a niektoré typy OZE sú vzhľadom na svoj menovitý inštalovaný výkon pripájané do regionálnych distribučných sústav, čím sú bližšie k miestam konečnej spotreby elektriny. Nástrojom v oblasti regulácie výstavby zdrojov elektriny na území SR je osvedčenie MH SR na výstavbu energetického zariadenia.

Z dôvodu záujmu investorov o výstavbu zariadení na výrobu elektrickej energie pripájaných do distribučných sústav, boli prevádzkovateľmi sústav v SR v spolupráci s nezávislou inštitúciou analyzované maximálne hodnoty inštalovaného výkonu zdrojov elektriny pripájaných do distribučných sústav pre uzlové oblasti elektrizačnej sústavy SR. Nekontrolované pripájanie

decentralizovaných zdrojov elektriny do DS by totiž mohlo spôsobiť nežiaduce zvyšovanie tokov elektriny na existujúcich cezhraničných vedeniach v PS a takisto aj na rozhraní PS/DS. Výsledky analýz by mali v konečnom dôsledku ukázať limity jednotlivých DS pre pripájanie decentralizovaných zdrojov elektriny.

Taktiež je deklarovaný záujem aj o výstavbu veľkých centralizovaných zdrojov elektriny, ktoré by boli vzhľadom na svoj menovitý inštalovaný výkon pripojené do PS. Ide predovšetkým o dva nové bloky jadrovej elektrárne Mochovce so sumárnym inštalovaným výkonom 2x440 MW. Tento výkon výrobných zariadení by mal byť k dispozícii 12/2018 (blok č. 3) a s odstupom jedného roka 12/2019 (blok č. 4) s postupným zvyšovaním až na 2x530 MW. Infraštruktúra na pripojenie oboch nových blokov do PS je už vybudovaná.

Nový jadrový zdroj (ďalej len „NJZ“) v lokalite Jaslovské Bohunice s celkovým inštalovaným výkonom 1 200 MW by bol vzhľadom na jeho vplyv na celú elektrizačnú sústavu a energetickú bezpečnosť SR najvýznamnejším perspektívnym projektom slovenskej energetiky v dlhodobom horizonte. Nakoľko ešte v súčasnosti nie je jasná stratégia dlhodobej prevádzky EBO V2, Energetická politika SR (2014) v jednom z variantov uvádza, že v prípade predĺženia prevádzky EBO V2 po roku 2035 je potrebné uvažovať aj s alternatívou súbežnej prevádzky EBO V2 a NJZ. Z pohľadu celkovej bilancie regulačnej oblasti SR by bola výstavba NJZ efektívnejšia v prípade uvažovania NJZ ako náhrady za existujúcu elektrárňu EBO V2. Vzhľadom k tomu, že ide o významný projekt s nezanedbateľným vplyvom na ES SR a okolité sústavy a vzhľadom k tomu, že do doby výstavby môže dôjsť k výrazným zmenám predpokladov, bude nevyhnutné vplyvy a požiadavky aktualizovať v ďalšom období prípravy tohto projektu.

Projekt prečerpávacej vodnej elektrárne Ipeľ (PVE Ipeľ) s týždenným cyklom prečerpávania bol v minulosti už viackrát avizovaný. Tento možný zdroj elektriny predstavuje zároveň významný potenciál pri poskytovaní podporných služieb. Realizácia projektu bude závisieť od vývoja medzinárodného trhu s elektrinou a rozhodnutí strategického investora, ktorý sa má na realizácii tohto projektu podieľať. Pripojenie PVE Ipeľ do PS SR by si taktiež vyžiadalo rozsiahle investície na strane PS SR. Vybudovaním PVE Ipeľ by sa výrazným spôsobom zvýšila spoľahlivosť dodávok elektriny na území SR, nakoľko pôjde o flexibilný zdroj s vynikajúcimi regulačnými schopnosťami.

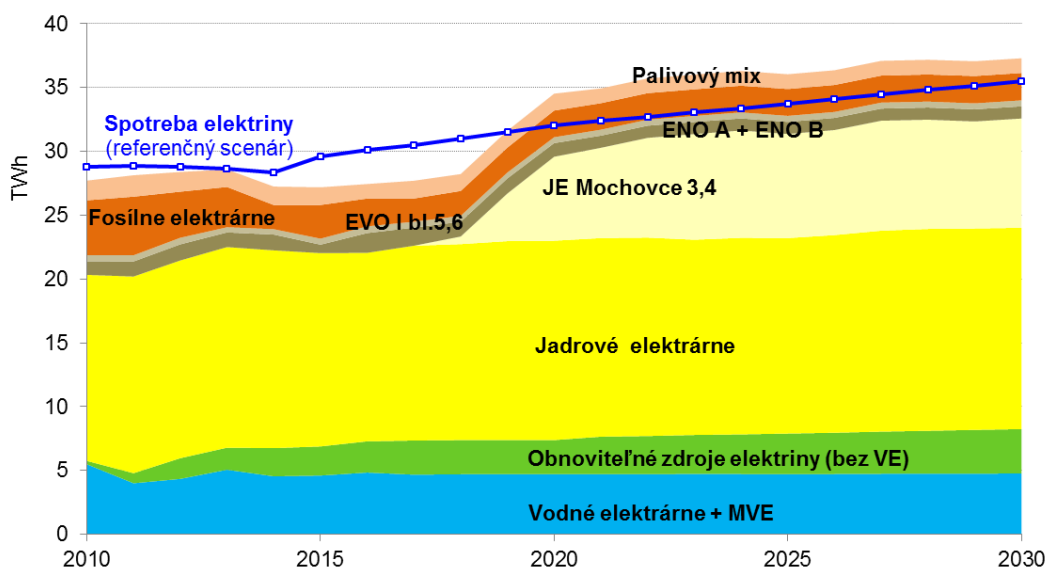
Pre porovnanie prognózy vývoja spotreby a výroby elektriny v SR je ďalej bilancovaná disponibilná výroba zo zdrojov v SR na úrovni očakávaného scenára. Očakávaný scenár predpokladá dostavbu a uvedenie EMO 3,4 do prevádzky, prevádzku existujúcich zdrojov ENO A, ENO B bl. 1 a 2 a EVO 1 bl. 5 a 6. a výstavbu OZE podľa cieľov EÚ do roku 2030. 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 TWh do roku 2030

	2015	2016	2017	2020	2025	2030
Celková brutto spotreba	29,60	30,10	30,5	32,1	33,7	35,5
Celková výroba*	27,2	27,5	27,7	34,5	36,1	37,3
Bilančné saldo	-2,41	-2,7	-2,8	+2,5	+2,3	+1,8
Bilančné saldo (%)	-8,13%	-8,8%	-9,1%	+7,7%	+6,8%	+5,1%

*očakávaný scenár = neuvažuje sa s prevádzkou PPC Malženice a PPC Bratislava

V celom sledovanom období nie je uvažované s výrobou v PPC Malženice a PPC Bratislava. Ich spoločná potenciálna výroba je viac ako 3 TWh. Pokiaľ budú tieto významné zdroje znovu uvedené do prevádzky, celková výroba SR vzrastie a s ňou úmerne aj bilančné saldo.



Obr. 3.2 Prognóza vývoja spotreby elektriny a jej pokrývania disponibilnou výrobou elektriny podľa očakávaného scenára do roku 2030

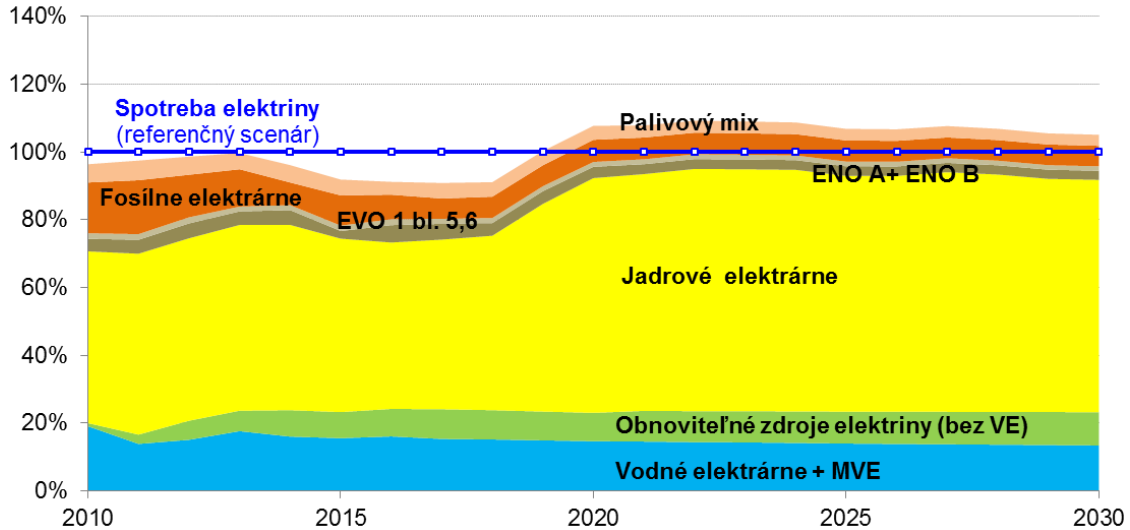
Tab. 3.3 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny podľa očakávaného scenára na spotrebe elektriny SR v %

	2010	2015	2016	2017	2020	2025	2030
Bezuhlíkové technológie	70.7%	74.4%	73.3%	74.2%	92.3%	93.0%	91.8%
z toho: OZE vrátane VE	20.0%	23.3%	24.2%	24.1%	23.0%	23.4%	23.2%
z toho: Jadrové elektrárne (bez NJZ)	50.7%	51.2%	49.1%	50.0%	69.3%	69.6%	68.5%
Fosilne elektrárne	20.3%	12.8%	14.1%	12.1%	11.3%	10.5%	10.0%
Palivový mix	5.4%	4.7%	3.8%	4.6%	4.1%	3.4%	3.2%
Spolu	96.4%	91.9%	91.2%	90.9%	107.7%	106.8%	105.1%

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

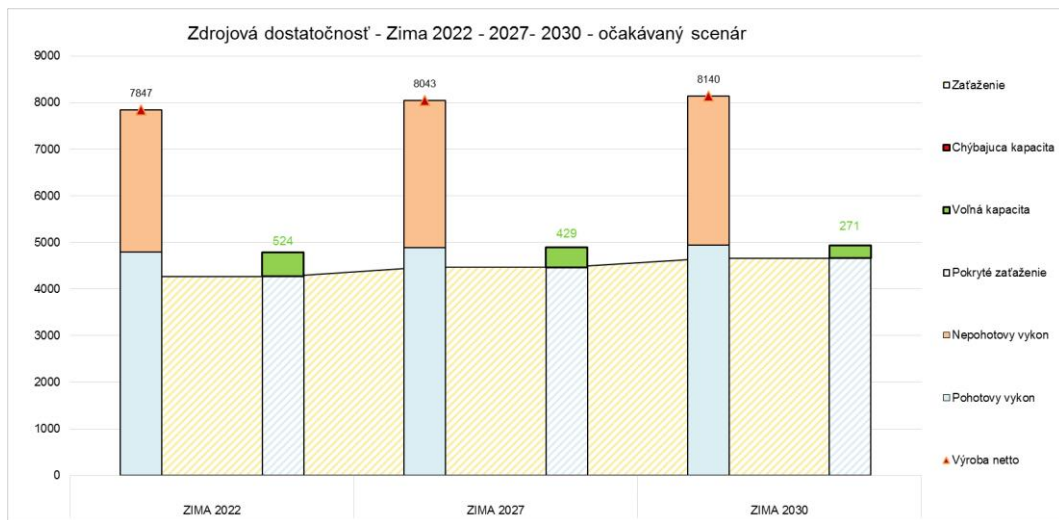
SR má už v súčasnosti podiel bezuhlíkovej výroby elektriny na úrovni 74,2 % celkovej spotreby elektriny. Podiel bezuhlíkových technológií v roku 2020 na predpokladanej spotrebe elektriny v SR môže po dostavbe EMO 3, 4 a dosiahnutí cieľov stanovených v Národnom akčnom pláne výroby elektriny z OZE dosiahnuť 92,3 %.

Dôležitým aspektom pri rozvoji zdrojovej základne je zabezpečenie systémovej dostatočnosti, tzn. zabezpečenie optimálneho mixu zdrojov pre spoľahlivé a bezpečné prevádzkovanie sústavy v dlhodobom horizonte. Technický a ekonomický spôsob prevádzky zdrojov elektriny v ES SR vzhľadom na ich povahu a regulačné možnosti výrazne ovplyvňuje prevádzku systému. Napríklad jadrové zdroje svojou povahou majú obmedzené regulačné schopnosti a taktiež nie je možné uvažovať s využitím OZE pri riešení krízových stavov.

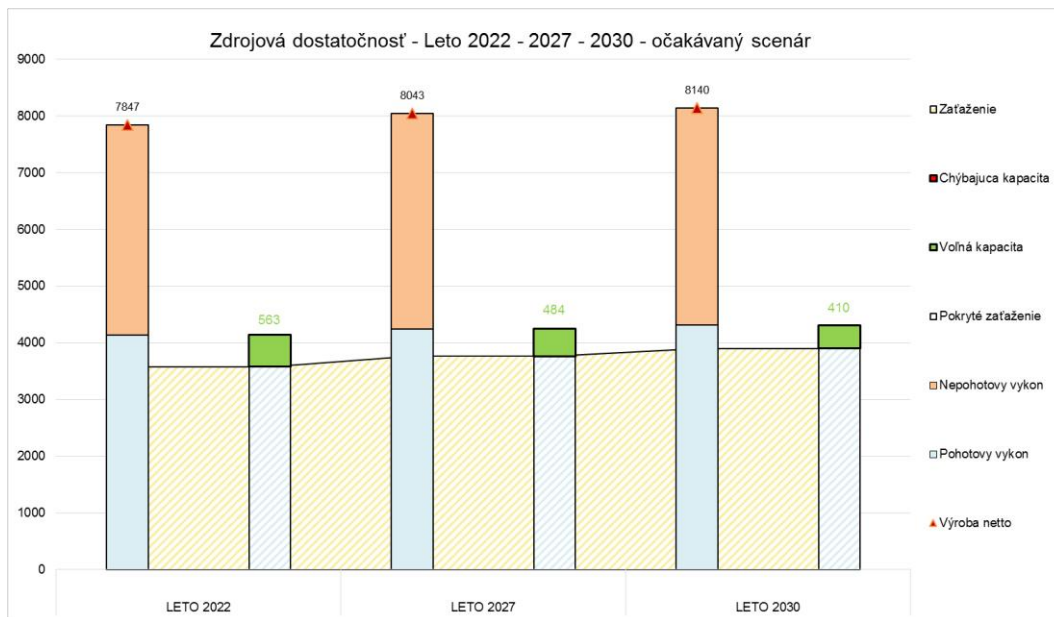


Obr. 3.3 Prognóza vývoja podielu disponibilnej výroby elektriny na spotrebe elektriny SR v %

Pre kvantifikáciu tejto problematiky bola spracovaná analýza zdrojovej dostatočnosti v zmysle metodiky hodnotenia zdrojovej dostatočnosti ENTSO-E pre zimné a letné maximum časových horizontov 2022, 2027 a 2030 v očakávanom scenári vývoja bilancie výroby a spotreby elektriny v ES SR. Výsledky sú znázornené v grafoch na obr. 3.4 a 3.5.



Obr. 3.4 Zdrojová dostatočnosť ES SR v zimnom maxime rokov 2022, 2027 a 2030



Obr. 3.5 Zdrojová dostatočnosť ES SR v letnom maxime rokov 2022, 2027 a 2030

Z analýzy zdrojovej dostatočnosti (podľa deterministickej metodiky ENTSO-E) vyplýva, že sústava z hľadiska zabezpečenia silovej elektriny bude v očakávanom scenári bezpečná. Disponibilná kapacita z čistého inštalovaného výkonu zdrojov elektriny (v grafoch vyznačená na zeleno), dosahuje v zimnom ako aj v letnom maxime zaťaženia sústavy v období rokov 2022, 2027 a 2030 kladné hodnoty. V prípade scenára neprevádzkovania fosílnych zdrojov elektriny ENO A, ENO B bl.1 a 2, EVO 1 bl. 5 a 6 a tiež za predpokladu, že nedôjde k dokončeniu EMO 3, 4, bude v období od roku 2022 do roku 2030 chýbať v ES SR kapacita pre pokrytie očakávaného zaťaženia vo výške cca 400 až 800 MW.

Situácia je nepriaznivá aj z pohľadu zabezpečenia systémových služieb. Z analýz dostatočnosti PpS vyplýva, že v prípade pretrvávajúceho neprevádzkovania PPC Malženice a PPC Bratislava bez adekvátnej náhrady bude situácia so zabezpečením PpS naďalej napätá a to najmä pri zabezpečovaní SRV. Pri zabezpečovaní potrebného rozsahu tejto dôležitej služby môže v sústave reálne chýbať 30 až 40 % požadovaného výkonu (v závislosti od uvažovaného zdrojového mixu SR), čo bude potrebné riešiť vhodnými opatreniami v dostatočnom časovom predstihu pre zníženie potenciálneho rizika z hľadiska zabezpečenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR.

4 INVESTIČNÉ ZÁMERY PREVÁDZKOVATEĽA PRENOSOVEJ SÚSTAVY NA NASLEDUJÚCICH 10 ROKOV

Rozvoj PS SR je po rozhodnutí o postupnom útlme prevádzky 220 kV sústavy zameraný z pohľadu prenosovej infraštruktúry (vedenia a transformácia PS/DS) predovšetkým 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 za ňou.

Významný vplyv na rozvoj PS 400 kV má najmä rozvoj nových elektrárenských kapacít a ich meniacia sa štruktúra tak na území SR, ako aj na území okolitých štátov. Oba faktory majú priamy či nepriamy dopad na zaťaženie zariadení ES SR, z čoho vyplýva potreba posilňovania infraštruktúry PS SR. Okrem toho, strategický cieľ SR vo výrobe elektriny je Energetickou politikou SR nasmerovaný k exportnej bilancii SR (EMO 3,4, decentralizovaná výroba a OZE, okolo roku 2035 aj nový jadrový zdroj), čo má, resp. bude mať vplyv na zaťažovanie cezhraničných profilov exportnými tokmi. Rozširovanie a s tým spojené posilňovanie 400 kV PS, je okrem už vyššie spomenutého postupného útlmu 220 kV PS podmienené taktiež nemenej dôležitými vplyvmi, či už v podobe investičných zámerov existujúcich, ako aj potenciálne nových užívateľov 400 kV PS alebo nepriamo vplývajúcich podnetov zo strany nižších napätových úrovní jednotlivých distribučných sústav (predovšetkým z pohľadu decentralizovanej výroby), a taktiež vonkajšími vplyvmi reprezentujúcimi napríklad tranzitné toky typicky smerujúce zo severu na juh. Prevádzkovateľ PS musí neustále na tieto vplyvy pružne reagovať, čo z pohľadu rozvojových zámerov prevádzkovateľa PS vyúsťuje k nevyhnutnému plánovaniu a realizácii ako vnútroštátnych, tak aj cezhraničných investičných projektov.

4.1 Vnútroštátne investičné zábery PPS

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.

Výraznými zmenami, súvisiacimi s ich prechodom z napätovej hladiny 220 kV na 400 kV, prejdú približne do roku 2023 elektrické stanice Bystričany a Senica (detailnejšie informácie sú uvedené nižšie v texte). V rámci toho bude v týchto ESt realizovaný aj režim diaľkového riadenia. V prípade ostatných ESt vo vlastníctve SEPS na napätovej 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 vzhľadom na vyššie spomínaný postupný útlm a likvidáciu 220 kV PS. Vzhľadom na technický stav rozvodne 220 kV v ESt Sučany, je vo fáze prípravy realizácie jej obnova, a to s cieľom udržať spoľahlivé napájanie odberateľa OFZ, a.s. a SSE-D, a.s. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2019, pričom už v roku 2018 by mala byť nainštalovaná nová tlmivka 90 MVA_r.

Pokiaľ nenastanú nepredvídateľné ťažkosti pri realizácii investičného plánu SEPS, tak po roku 2030 by mali byť všetky ESt vo vlastníctve SEPS prevádzkované v režime diaľkového riadenia. V tejto súvislosti treba spomenúť, že v súčasnosti sa rozhoduje o ESt Považská Bystrica. O jej budúcnosti bude spolu s prevádzkovateľom distribučnej sústavy rozhodnuté po ukončení štúdie realizovateľnosti

transformácie 400/110 kV pre lokality Považská Bystrica a Ladce, ktorá má určiť vhodnejšiu lokalitu, na ktorej bude realizovaná náhrada za transformáciu 220/110 kV Považská Bystrica.

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 nasledujúce 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.

Jeden poťah vedenia 2x400 kV Bystričany – Križovany bude prechodne prevádzkovaný ako 220 kV vedenie Bystričany – Križovany, pričom pre toto nové vedenie bude využitý koridor pôvodného 220 kV vedenia V274 Križovany – Bystričany. Druhý poťah tohto vedenia bude prevádzkovaný ako 400 kV vedenie Bystričany – Križovany a v lokalite Oslany bude prerušený a zaústený do R400 kV Horná Ždaňa. 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. Ukončenie celého súboru stavieb sa predpokladá v roku 2021.

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

- rozvodňa 400 kV Senica – náhrada R220 kV na R400 kV,
- transformácia 400/110 kV Senica,
- zaslučkovanie vedenia V424 do R400 kV v ESt Senica.

Tento súbor stavieb je spojený s prechodom ESt Senica z existujúcej napät'ovej hladiny 220 kV na 400 kV. Realizácia uvedeného investičného projektu má za cieľ vyriešiť najmä problematiku zabezpečenia dlhodobého napájania uzlovej oblasti Senica, a to v koordinácii s dotknutou distribučnou spoločnosťou. 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 R400 kV Senica dôjde k likvidácii existujúcej R220 kV Senica. Uvedenie novej transformácie 400/110 kV Senica do prevádzky sa predpokladá v roku 2022.

Druhým v poradí je investičný projekt „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 R400 kV Podunajské Biskupice na nový typ rozvodne s rúrovými prípojnícami a šírkou polí 18 m.

Druhou, paralelne prebiehajúcou, časťou tohto investičného projektu (IPR) je výmena existujúceho transformátora T404 (400/110 kV, 250 MVA) za nový transformátor 400/110 kV, 350 MVA vrátane vybudovania samostatného 400 kV poľa pre pripojenie transformátora. Výmena transformátora T404 bola vyvolaná požiadavkou distribučnej spoločnosti na zvýšenie transformačného výkonu v odbernom mieste Podunajské Biskupice. Realizácia súboru stavieb by mala byť ukončená v roku 2019.

Dôležitým investičným projektom v strednej časti PS SR je vybudovanie kompenzácie (2x45 MVar) v terciárnom vinutí transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara. Tieto kompenzačné tlmivky majú efektívne znižovať vysoké napätia v severnej časti PS SR. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2019. Ďalším významným projektom je „Výmena transformátora T401, inštalácia kompenzačných tlmiviek v ESt Varín“. V rámci tohto IPR bude vymenený existujúci transformátor T401 za nový s menovitým výkonom 350 MVA. K jeho terciárnemu vinutiu budú v novovybudovanej terciárnej rozvodni pripojené kompenzačné tlmivky. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2021. Ďalej bude realizovaný prechod stanice na diaľkové riadenie s predpokladaným termínom ukončenia v roku 2027. V tejto časti PS sa ešte plánuje výmena transformátorov T401 a T402 v ESt Liptovská Mara a prechod stanice na diaľkové riadenie. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2030.

Dôležitým zámerom z pohľadu spoľahlivosti zásobovania veľkoodberateľa elektriny, spoločnosti OFZ, a.s., ktorá je priamym odberateľom elektriny z PS, je realizácia akcie transformácia T402, 400/110 kV, 350 MVA, prechod stanice na diaľkové riadenie, nová R110 kV a rekonštrukcia R400 kV v ESt Sučany. Tento projekt umožní SEPS postupne zlikvidovať 220 kV vedenie V273 (vrátane súvisiacich zariadení v ESt Lemešany) pri súčasnom dodržaní kvality a spoľahlivosti dodávok elektriny pre OFZ, a.s. Súčasťou tohto projektu bude aj posilnenie kompenzačných prostriedkov v ESt Sučany z celkového kompenzačného výkonu 120 MVar na 180 MVar. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2024.

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. Realizácia by mala byť ukončená v roku 2019.

V oblasti transformácie PS/DS sa do roku 2025 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 Moldava,
- výmena T401 v ESt Stupava,
- výmena T402 v ESt Podunajské Biskupice,
- výmena T401 a T402 v ESt Liptovská Mara,
- výmena T401 a T402 v ESt Spišská Nová Ves,
- výmena T401 v ESt Varín,
- výmena T401 a T403 v ESt Horná Ždaňa.

4.2 Cezhraničné investičné zámery PPS

Prioritnými cezhraničnými projektmi, ktoré SEPS plánuje realizovať do roku 2020, sú projekty výstavby prenosových vedení do Maďarska. 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) vyzbrojené na strane SR jedným poľom. V súvislosti s výstavbou uvedených cezhraničných vedení bola 1.3.2017 podpísaná zmluva o výstavbe medzi

prevádzkovateľmi prenosových sústav SR a Maďarska, spoločnosťami SEPS a MAVIR. Na strane SEPS sa s finančným príspevkom z nástroja Európskej únie „Spájame Európu“ začali projekčné a inžinierske práce na získanie potrebných povolení na výstavbu oboch vedení.

Na českom profile je v období rokov 2024 a 2025 naplánovaná rekonštrukcia cezhraničného vedenia V404 Varín (SK) – Nošovice (CZ). Likvidácia prenosovej sústavy na napäťovej hladine 220 kV sa v budúcnosti dotkne aj cezhraničných vedení 220 kV (V270 a V280). V tejto súvislosti bude v rámci rekonštrukcie na strane SEPS zvýšená prenosová schopnosť vedenia V404, čím by malo dôjsť ku kompenzácii uvedeného poklesu prenosovej kapacity na profile CZ-SK.

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

Došlo tiež k obnove komunikácie s prevádzkovateľom PS na Ukrajine, spoločnosťou „NPC“ Ukrenergo. V júni 2017 bolo podpísané Memorandum o porozumení o zámere oboch prevádzkovateľov posilniť existujúce cezhraničné vedenie Veľké Kapušany (SK) – Mukačevo (UA). Spolupráca medzi SEPS a „NPC“ Ukrenergo by mala byť v zmysle tohto Memoranda následne konkretizovaná formou zmluvy o spolupráci.

SK – UA cezhraničný profil, spolu s SK – HU profilom, predstavuje často úzke miesto pre cezhraničné prenosy elektriny a spôsobuje prevádzkové problémy a problémy s riadením PS SR aj elektroenergetickému dispečingu SEPS.

Ďalšie podrobnosti o vnútroštátnych a cezhraničných investičných zámeroch prevádzkovateľa PS sú uvedené v Desaťročnom pláne rozvoja prenosovej sústavy na roky 2017 – 2026 (DPR PS 2026), ktorý je uverejnený na webovom sídle SEPS (www.sepsas.sk). Termíny realizácie jednotlivých IPR uvedené v tejto kapitole boli oproti uverejnenému DPR PS 2026 aktualizované.

5 BEZPEČNOSŤ A SPOĽAHLIVOSŤ PREVÁDZKY ES SR, OPATRENIA NA RIEŠENIE PREŤAŽENÍ

Vo všetkých etapách prípravy prevádzky sa navrhujú vhodné riešenia prevádzky ES SR a vytvára sa potrebný priestor pre údržbu, inováciu a výstavbu elektroenergetických zariadení na zabezpečenie dlhodobu spoľahlivého, bezpečného a účinného prevádzkovania sústavy za hospodárnych podmienok. Pre riešenie stavov núdze, alebo na predchádzanie týchto stavov, má prevádzkovateľ PS vypracovaný plán obrany na predchádzanie vzniku závažných porúch, opatrenia pri havarijných zmenách frekvencie a napätia, ako aj plán obnovy sústavy po vzniku poruchy typu „black-out“. 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. a tiež Vyhlášky ÚRSO č. 423/2013 Z. z.:

- aktivuje nakúpené podporné služby,
- využije zmluvne dohodnuté havarijné rezervy,
- zmení zapojenie elektroenergetických zariadení prenosovej sústavy a distribučnej sústavy.

Na predchádzanie preťaženia zariadení PS sa priebežne podľa potreby vykonáva výpočet ustáleného chodu siete s údajmi vlastnej elektrizačnej sústavy, ako aj s údajmi ostatných sústav v rámci regionálnej skupiny RG CE (Regional Group Continental Europe) pod výborom pre riadenie prevádzky (System Operation Committee) združenia európskych prevádzkovateľov prenosových sústav (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 a výpočtov skratových pomerov, nastavenie ochrán, optimalizácia vypínacieho plánu, pravidelná údržba prenosových zariadení a spracovanie opatrení na riešenie havarijných situácií. Ďalej sú to opatrenia proti šíreniu veľkých systémových porúch a opatrenia na elimináciu dôsledkov po vzniku veľkých systémových porúch (tzv. Defence Plan), 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 charakteristík a automatickej regulácie napätia.

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

- 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 tabuľke tab. 5.1 a je detailne rozpracovaný v TP dokument D „Bezpečnosť a kvalita prevádzky PS, časť D4, kap. 4.1.2.“

Tab. 5.1 Frekvenčný vypínací plán na rok 2016

Stupne vypínania	Prahová frekvencia	Vypínaná časť zaťaženia v PS SR
1.stupeň	49,0 Hz	9,68 %
2.stupeň	48,7 Hz	10,39 %
3.stupeň	48,4 Hz	12,28 %
4.stupeň	48,1 Hz	17,13 %
Spolu vo všetkých stupňoch	49,0 – 48,1 Hz	49,48 %

5.1 Príprava prevádzky ES SR

Cieľom prípravy prevádzky na všetkých úrovniach dispečerského riadenia je vytvoriť podmienky na 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 dispečingami 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.

Prevádzkovateľ elektroenergetického zariadenia a príslušný dispečing zodpovedá za prijatie opatrení zameraných na predchádzanie stavu núdze 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.

Plánovanie a príprava prevádzky ES sa člení na:

- plánovanie a koordináciu prevádzky silových zariadení PS,
- 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.

5.2 Vypracovanie Plánu obrany a obnovy ES SR

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

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:

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

5.3 Problematika vysokých neplánovaných tokov v PS SR

Prenosová sústava Slovenska je v posledných rokoch vystavená zvýšeným tranzitom elektriny, ktoré ohrozujú bezpečnosť prevádzky PS SR. Príčiny zvýšených tranzitných tokov v PS SR sú nasledovné:

- obnoviteľné zdroje elektriny s veľkou fluktuáciou výroby (najmä veterné a fotovoltické elektrárne) lokalizované na severozápade Európy, ktorých výrobu je ťažko predpovedať, resp. plánovať, či regulovať,
- zaostávanie rozvoja infraštruktúry PS v krajinách, kde došlo k prudkému nárastu inštalovaného výkonu OZE v posledných rokoch,
- nedostatok výrobných kapacít v oblasti juhovýchodnej Európy a naopak lokalizácia nadbytku zdrojov elektriny na severozápade Európy,
- zaostávanie rozvoja cezhraničných a vnútorných prepojení prenosových sústav ENTSO-E v súvislosti so zvýšenými nárokmi na prenos elektriny ako dôsledku liberalizácie trhu s elektrinou,
- mechanizmy výpočtu a pridelovania cezhraničných kapacít neodrážajú reálne možnosti vnútorných PS a cezhraničných profilov.

Následkom uvedených príčin mimo územia Slovenska sú prenosy elektriny na veľké vzdialenosti (prakticky cez celú Európu) s dopadom aj na PS SR. Zvýšené tranzitné toky, resp. neplánované toky majú vplyv na bezpečnosť prevádzky sústavy vyjadrenú najmä plnením bezpečnostného kritéria N-1. Prevádzka v roku 2016 spolu s vývojom tranzitných tokov je podrobne popísaná v kapitole 1 - Zhodnotenie roku 2016.

5.4 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-E² sú akékoľvek opatrenia, ktoré prevádzkovateľ PS uplatní včas, aby plnil kritérium N-1. Možnosti využívania nápravných opatrení v ES SR sú nasledovné:

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

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.

² <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>

6 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,
- spresnené 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 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.

V zmysle schváleného finálneho návrhu predpisu EB GL, ktorý má nadobudnúť účinnosť koncom roka 2017, budú v rámci celej Európy zavedené nové prvky zabezpečovania PpS, jednotnú štruktúru PpS a spôsob ich obstarania. Vývoj v oblasti PpS je bližšie popísaný v kapitole 2.3. Podporné služby.

Po analýze rôznych technických riešení sa do aplikačnej praxe zavádzajú niektoré varianty, ktoré pokrývajú nedostatok PpS. Realizuje sa nákup PpS od susedných prevádzkovateľov PS, napr. nákup PRV z iných regulačných oblastí. Prostredníctvom aktualizácie Technických Podmienok SEPS (dokument B), sa pre PpS typu SRV otvorila možnosť ich poskytovania prostredníctvom virtuálnych elektrární.

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. Proces pridelenia prenosových kapacít je popísaný v kapitole 2.4 Alokácia prenosových kapacít na cezhraničných profiloch PS SR.

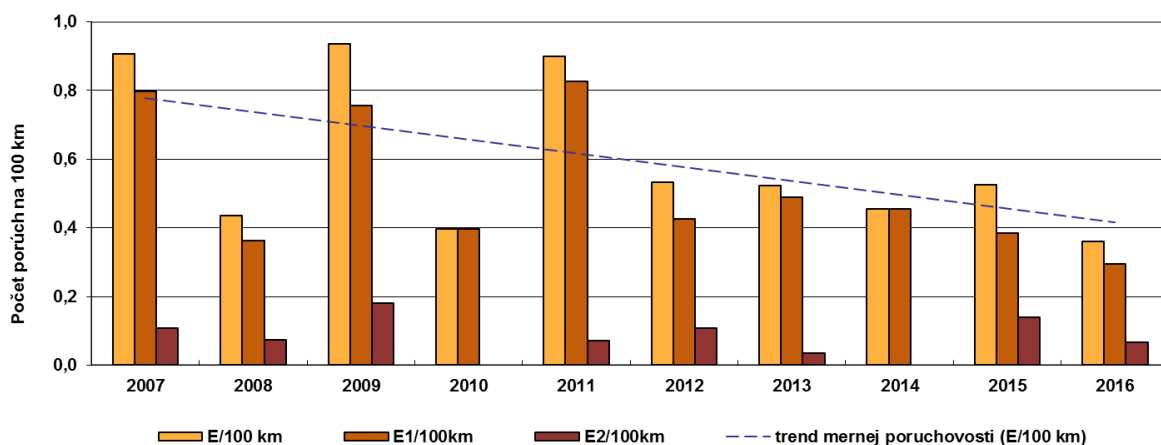
7 KVALITA A ÚROVEŇ ÚDRŽBY PRENOSOVEJ SÚSTAVY

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

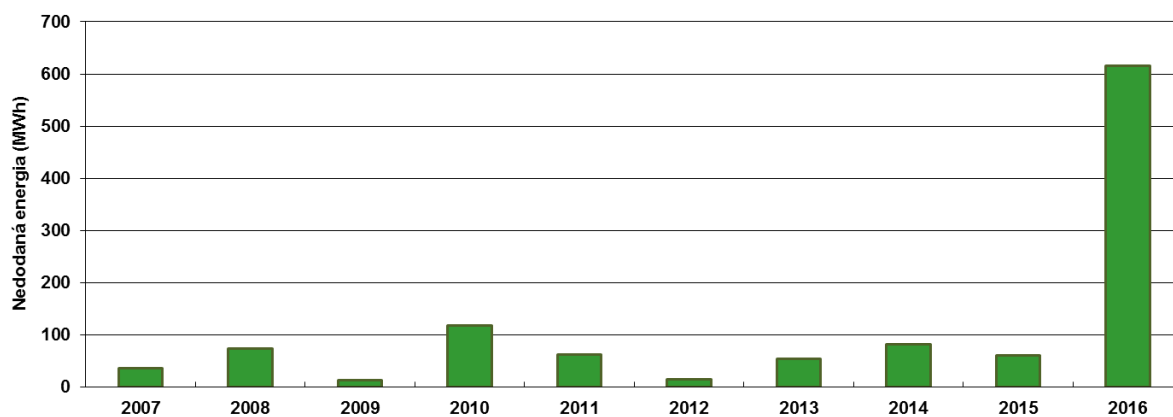
7.1 Poruchovosť a štandardy kvality prenosu

V roku 2016 bolo na zariadeniach prevádzkovateľa PS zaevidovaných celkom 11 poruchových vypnutí. Z toho 9 typu E1 - bez poškodenia zariadenia a 2 poruchy typu E2 - s poškodením zariadenia. Pri všetkých poruchách došlo k obmedzeniu dodávky elektrickej energie zo strany prevádzkovateľa PS vo výške 616,20 MWh.

Vývoj mernej poruchovosti zariadení PS a nedodanej elektriny prevádzkovateľom PS v období 2007 – 2016 je uvedený v grafoch na nasledujúcich obrázkoch.



Obr. 7.1 Vývoj mernej poruchovosti v prenosovej sústave SR za roky 2007 až 2016



Obr. 7.2 Vývoj nedodanej elektriny v prenosovej sústave SR za roky 2007 až 2016

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

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

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

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

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

7.2 Vyhodnotenie parametrov kvality elektriny v PS

Na základe vyhodnotenia štandardov kvality elektriny v PS je možné konštatovať, že v roku 2016 nebolo prevádzkovateľom PS evidované žiadne podanie užívateľa PS na nedodržanie parametrov kvality elektriny, a teda v roku 2016 nedošlo zo strany prevádzkovateľa PS k žiadnemu porušeniu povinne sledovaných ukazovateľov kvality elektriny.

V roku 2016 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 96,93 % z celkového množstva meraných vzoriek je v súlade s predpísanými limitnými hodnotami kvality elektriny. Oproti roku 2015 bolo v PS zaznamenaných o 110 prekročení kvalitatívnych parametrov viac, čo predstavuje zhoršenie dodržiavania kvality v PS o 0,23 %.

ÚLOHA ORGÁNOV ŠTÁTNEJ SPRÁVY

Ministerstvo hospodárstva SR podľa zákona č. 251/2012 Z. z. o energetike a o zmene a doplnení niektorých zákonov v znení neskorších predpisov 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

V oblasti zabezpečovania bezpečnej a spoľahlivej dodávky elektriny odberateľom a v oblasti plnenia kritérií a odporúčaní ENTSO-E boli v uplynulom období vykázané dobré výsledky. Aj napriek tomu je potrebné v nasledujúcich rokoch venovať zvýšenú pozornosť koordinovanému rozvoju ES SR tak, aby bola schopná reagovať na nasledujúce skutočnosti:

- veľký význam PS SR v rámci spolupráce členských krajín EÚ/ENTSO-E a s tým súvisiaca nevyhnutnosť budovania nových spojovacích a nadväzujúcich vnútorných vedení PS,
- zvyšujúca sa intenzita obchodných aktivít na liberalizovanom trhu s elektrinou a jej vplyv na prvky PS SR, ako aj na jej prevádzku,
- rozvoj trhu s podpornými službami a možnosť obstarávať niektoré typy podporných služieb aj z iných regulačných oblastí,
- zložitá a nedoriešená situácia v oblasti tranzitných a kruhových tokov, dôsledkom čoho je ťažko predvídateľný vývoj v oblasti alokácie prenosových kapacít,
- závažné strategické zmeny prístupov niektorých národných vlád v regióne EÚ k vlastným národným energetickým politikám s dopadmi na okolité štáty,
- napĺňanie stanovených cieľov EÚ v oblasti elektroenergetiky a ochrany klímy, v tejto súvislosti narastajúci vplyv Európskej komisie v oblasti rozvoja elektroenergetiky, presadzovaný na úroveň jednotlivých členských štátov EÚ a na jednotlivých prevádzkovateľov PS v ENTSO-E,
- implementácia nových spoločných európskych sieťových predpisov v oblasti synchronnej prevádzky prenosových sústav a cezhraničného obchodovania a z toho vyplývajúce závažné riziká najmä pri zabezpečovaní PpS,
- neustály tlak európskej komisie na zvyšovanie bezpečnosti a kvality dodávok elektriny pre všetky kategórie odberateľov formou zavádzania príslušných ukazovateľov,
- morálna a fyzická zastaranosť viacerých energetických zariadení PS SR a potreba ich obnovy s reflektovaním najnovších trendov v oblasti zariadení prenosových sústav,
- negatívny vplyv odstavovania fosílnych zdrojov elektriny (zastaraných a ekonomicky nevýhodných), bez adekvátnej náhrady, z prevádzky na území SR na spoľahlivostné parametre prevádzky elektrizačnej sústavy,
- pretrvávajúci záujem o výstavbu podporovaných obnoviteľných zdrojov elektriny na území SR, ktoré na rozdiel od ostatných zdrojov elektriny vyvolávajú (predovšetkým FVE a VTE) potrebu na dodatočné objemy podporných služieb,
- výstavba nových strategických zdrojov elektriny a rozvoj distribuovaných zdrojov elektriny na území SR.

Z pohľadu celkovej bilancie elektriny a zabezpečenia primeranej úrovne prevádzkovej bezpečnosti a spoľahlivosti regulačnej oblasti SR bude rozhodujúce to, kedy dôjde k dobudovaniu rozostavaných blokov č. 3 a č. 4 JE Mochovce, prípadne k ich uvedeniu do komerčnej prevádzky a či ostanú naďalej neprevádzkované flexibilné paroplynové elektrárne v Malženiciach a v Bratislave, resp. v akom režime budú prevádzkované. V pomerne krátkom období došlo v regulačnej oblasti SR k odstaveniu takmer 1 100 MW inštalovaného výkonu vo flexibilných fosílnych zdrojov elektriny (PPC Malženice, PPC Bratislava, EVO 1 bloky č. 1 a č. 2 a ENO B bloky č. 3 a 4), čo už z pohľadu prevádzky ES SR nie je zanedbateľná hodnota. Náhrada tohto chýbajúceho výkonu by mala byť primeraná, t.j. v prípade odstavenia veľkého regulovateľného výkonu, je potrebné ho nahradiť technológiou výrobného zariadenia, ktorá dokáže rovnako flexibilne meniť hodnotu dodávaného výkonu podľa potrieb sústavy. Vzhľadom na pretrvávajúce riziká zaistenia bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR z pohľadu krytia špičkového dopytu ES SR a riešenia výpadkov a vzhľadom na ďalšie možné odstavovanie, resp.

neprevádzkovanie flexibilných zdrojov, je potrebná koordinovaná spolupráca a prijatie adekvátnych riešení čo najskôr. Dobudovanie bloku č.3 a bloku č.4 JE Mochovce s inštalovaným výkonom 2x471 MW a ich uvedenie do komerčnej prevádzky nepredstavuje adekvátnu náhradu za odstavenie regulovateľných elektrární. Táto skutočnosť bude mať dopad aj na ďalší rozvoj distribuovanej výroby elektriny, hlavne čo sa týka obnoviteľných zdrojov energie, ktoré vyvolávajú potrebu dodatočných objemov podporných služieb (FVE, VTE). V každom prípade bude rozvoj flexibilných zdrojov elektriny na území Slovenska určujúci pre ďalší rozvoj zdrojov elektriny s ostatnými výrobnými technológiami.

Podpora a zvýhodňovanie určitých druhov technológií výroby elektriny, predovšetkým s cieľom naplnenia cieľov EÚ v oblasti OZE, má za následok deformáciu trhu s elektrinou. Výsledkom je ekonomicky nerentabilná prevádzka a/alebo odstavovanie flexibilných zdrojov elektriny v regulačnej oblasti SR, následný nedostatok PpS potrebný aj pre prevádzkovanie a rozvoj DECE zdrojov elektriny typu FVE a VTE. Z tohto dôvodu je potrebné stanoviť technické limity rozvoja decentralizovaných zdrojov elektriny (predovšetkým FVE a VTE) pre zabezpečenie bezpečnej a spoľahlivej prevádzky ES SR.

Na základe vyššie uvedených skutočností je nevyhnutné prehĺbiť a skoordinať spoluprácu všetkých účastníkov trhu s elektrinou na Slovensku pri plnení povinností vyplývajúcich z legislatívy SR a EÚ ako aj pri plnení záväzkov v združení prevádzkovateľov prenosových sústav ENTSO-E.