ÚRAD
PRE REGULÁCIU
SIEŤOVÝCH
ODVETVÍ

ODBOR REGULÁCIE ELEKTROENERGETIKY

R O Z H O D N U T I E

Číslo: 0001/2024/E-EU
Číslo spisu: 826-2024-BA

Bratislava 06. 02. 2024

Úrad pre reguláciu sieťových odvetví, odbor regulácie elektroenergetiky, ako orgán príslušný na konanie podľa § 9 ods. 1 písm. b) druhého bodu a § 9 ods. 1 písm. c) prvého bodu v spojení s § 15 ods. 4 zákona č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach v znení neskorších predpisov v spojení v spojení s čl. 9 ods. 5 nariadenia Komisie (EÚ) č. 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia v spojení s čl. 5 ods. 6 nariadenia Európskeho parlamentu a Rady (EÚ) č. 2019/942 z 5. júla 2019, ktorým sa zriaďuje Agentúra Európskej únie pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky vo veci schválenia druhého dodatku k metodike koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core

r o z h o d o l

podľa čl. 9 ods. 7 písm. a) nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia v spojení s § 13 ods. 2 písm. m) zákona č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach v znení neskorších predpisov tak, že

s ch v a ľ u j e

Druhý dodatok k metodike koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core pre prevádzkovateľa prenosovej sústavy **Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s.**, Mlynské nivy 59/A, 824 84 Bratislava, IČO: 35 829 141.

„

Druhý dodatok k Metodike výpočtu kapacity pre denný trh Core Regiónu výpočtu kapacity

v súlade s článkami 20ff. nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia

28. novembra 2023

Keďže,

PPS regiónu Core CCR („Core PPS“) berúc do úvahy nasledovné:

(1) Hybridný coupling sa vzťahuje na kombinované používanie obmedzení na báze toku (FB) a dostupnej prenosovej kapacity (ATC) v rámci jedného mechanizmu prideľovania kapacity. Existujú dve formy hybridného couplingu: štandardný hybridný coupling (SHC) a pokročilý hybridný coupling (AHC). Rozdiel medzi SHC a AHC je v tom, ako sú toky výkonu na prepojovacích vedeniach medzi Core CCR a priľahlými CCR mapované na Core CNEC. SHC udeľuje prístup k obmedzenej kapacite CNEC rezervovaním kapacity na Core CNEC na základe predpovedaných tokov výkonu na prepojovacích vedeniach. Na druhej strane, v rámci AHC podliehajú toky výkonov na prepojovacích vedeniach medzi Core CCR a priľahlými CCR nediskriminačnej súťaži o kapacitu CNEC so všetkými inými tokmi výkonov v rámci Core CCR. Okrem zabezpečenia nediskriminačnej súťaže o obmedzenú kapacitu CNEC sa očakáva, že Core FB DA MC bude požívať výhodu z implementácie AHC, aj pokiaľ ide o sociálno-ekonomické zabezpečenie;

(2) Šesť mesiacov po spustení Core FB DA MC musí Core PPS predložiť Core NRÚ návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky s uvedením údajov o implementácii AHC. S cieľom vypracovať a prediskutovať tento návrh na zmenu a doplnenie bolo s Core NRÚ dohodnuté predĺženie tohto termínu do konca marca 2023;

(3) Pomocou tohto dodatku sa Core PPS zameriavajú na podrobné opísanie metodiky AHC a nastavenie časovej priamky pre technickú pripravenosť nástrojov používaných v Core FB DA CC a procesoch MC na zavedenie AHC;

(4) Nasledujúce zmeny spĺňajú ciele uvedené v článku 3 CACM. Konkrétne dôjde k zlepšeniu vo vzťahu k článku 3 (b), (d) a (j), čím sa zlepší pridelenie kapacity na hraniciach s ostatnými CCR. Cieľom opatrení je vytvoriť rovnaké podmienky v oblasti jednotného couplingu na dennom trhu (‘SDAC’) vzhľadom na toky vyplývajúce z intra-CCR obchodu a tokov vyplývajúcich z obchodovania s ponukovými oblasťami mimo Core CCR.

Na účely tohto druhého dodatku k Metodike výpočtu kapacity pre denný trh Core CCR PPS majú pojmy používané v tomto dokumente význam definícií uvedených v nariadení (EÚ) 2019/943 Európskeho parlamentu a Rady z 5. júna 2019 o vnútornom trhu s elektrinou, smernici (EÚ) 2019/944 Európskeho parlamentu a Rady z 5. júna 2019 o spoločných pravidlách pre vnútorný trh s elektrinou, ktorou sa mení a dopĺňa smernica 2012/27/EÚ (prepracované znenie), nariadení Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia (Nariadenie CACM), nariadení Komisie (EÚ) 2016/1719 z 26. septembra 2016, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie dlhodobých kapacít (Nariadenie FCA), nariadení Komisie (EÚ) 2017/2195 z 23. novembra 2017 ktorým sa stanovuje usmernenie o zabezpečovaní rovnováhy v elektrizačnej sústave (Nariadenie EB) a nariadení Komisie (EÚ) č. 543/2013 zo 14. júna 2013 o predkladaní a uverejňovaní údajov na trhoch s elektrickou energiou, ktorým sa mení a dopĺňa Príloha I k nariadeniu (EK) č. 714/2009 Európskeho parlamentu a Rady a definícií uvedených v článku 2 Prílohy I rozhodnutia č. 02/2019 Agentúry pre spoluprácu regulačných orgánov z 21. februára 2019 o návrhu Core CCR PPS pre regionálny návrh metodík výpočtu kapacity pre denný a vnútrodenný trh.

Článok 1
Technické ustanovenia na implementáciu pokročilého hybridného couplingu

1. Keďže,

Oddiel Keďže bude primerane zmenený a doplnený zavedením nového odseku (25):

„(25) Na umožnenie presnejšieho a efektívnejšieho vyjadrenia pripojení so susednými CCR sa v Core DA CCM predpovedá pokročilý hybridný coupling (AHC) s cieľom nahradiť štandardný hybridný coupling a zabezpečiť zvýšenú efektívnosť výpočtu kapacity a fázy prideľovania na hraniciach, kde sa používa AHC. Zásady AHC je možné dosť efektívne uplatniť na nízko zahustenej hranici striedavého prúdu (AC) medzi Core a non-Core ponukovou oblasťou, pričom dochádza k zníženiu efektívnosti a presnosti zobrazenia sústavy so zvýšenou prepojenosťou hraníc AC. Implementácia AHC sa predpovedá na všetkých hraniciach spájajúcich Core ponukové oblasti a ponukové oblasti susedných CCR a tých, ktoré sú súčasťou SDAC, okrem spoločných hraníc s Italy North CCR, pri ktorých sa plánuje zlúčenie s Core CCR na základe budúceho spoločného prístupu na báze toku a okrem spoločných hraníc so SWE, kde sa očakáva nízke zvýšenie efektívnosti v porovnaní s výzvami uloženými zo strany AHC.“

2. Článok 2 - Definície a výklad budú primerane zmenené a doplnené:

1. primerane zavedením nových čísiel 1a, 20a, 34a a 67a:

„1a. ‘hranica AHC’ je hranica medzi ponukovou oblasťou v rámci a mimo Core CCR, kde obidve ponukové oblasti tvoria súčasť jednotného prepojenia denných trhov a uplatňuje sa AHC;“

„20a. ‘externý virtuálny uzol (EVH)’ znamená virtuálnu ponukovú oblasť bez akýchkoľvek objednávok na kúpu a predaj používaných na zastupovanie dovozov a vývozov na hranici AHC špecifikovaných v článku 13 tejto Metodiky;“

„34a. ‘interný virtuálny uzol (IVH)’ znamená virtuálnu ponukovú oblasť bez akýchkoľvek objednávok na kúpu a predaj používaných na zastupovanie obchodných výmen na internom prepojovacom vedení Core HVDC, kde sa uplatňuje rozvinutý prístup na báze toku, ako sa uvádza v článku 12 tejto Metodiky;“

„67a. ‘virtuálny uzol (VH)’ je externý alebo interný virtuálny uzol“

2. nahradením definícií 12, 21, 68 a 69, ktoré je potrebné podľa toho interpretovať:

„12. ‘Core čistá pozícia’ je čistá pozícia ponukovej oblasti v Core CCR **alebo virtuálneho uzla** vyplývajúca z pridelenia medzioblastných kapacít v rámci Core CC **a na hraniciach AHC**;“

„21. ‘$F_{0,Core}$’ je tok podľa CNEC v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a s EVH**;“

„68. ‘PTDF zóna-do-referenčného uzla’ je PTDF obchodnej výmeny medzi ponukovou oblasťou a referenčným uzlom **alebo medzi VH a referenčným uzlom**;“

„69. ‘PTDF zóna-do-zóny’ je PTDF obchodnej výmeny medzi dvoma ponukovými oblasťami, **medzi dvoma VH alebo medzi VH a ponukovou oblasťou**;“

3. Článok 4 - Proces výpočtu kapacity pre denný trh bude zmenený a doplnený nahradením písm. b) v odseku 4, ktoré je potrebné podľa toho interpretovať:

„b) hodnoty úpravy pre dlhodobé pridelené kapacity pre každú hranicu Core ponukovej oblasti **a pre každú hranicu AHC** s cieľom rozšíriť štandardnú doménu na báze toku nad rámec dlhodobých pridelených kapacít na účely výpočtu štandardných parametrov na báze toku; a“

4. Článok 5 - Definícia kritických prvkov siete a nepredvídané udalosti budú zmenené a doplnené primerane zavedením nového odseku 1a):

„1a. CNE v súlade s odsekom 1 budú dodatočne zahŕňať tieto prvky na hraniciach AHC. Ak sú obmedzenia kapacity vyplývajúce z medzioblastných sieťových prvkov na hranici AHC už uvažované v inom CCR, môže Core PPS rozhodnúť neurčiť také sieťové prvky ako CNE alebo CNEC v Core. Taký CNE na hranici AHC musí byť pravidelne monitorovaný iba v jednom CCR. Akákoľvek odchýlka od tohto pravidla musí podliehať náležitému odôvodneniu.

5 Článok 7 - Metodika pre obmedzenia pri prideľovaní bude primerane zmenená a doplnená nahradením písm. a) v odseku 2:

„a) obmedzenie na Core čistej pozícii (súčet medzioblastných výmen v rámci Core CCR **a na hraniciach AHC** pre určitú ponukovú oblasť v SDAC), teda obmedzujúce čistú pozíciu príslušnej ponukovej oblasti s ohľadom na jej dovozy a/alebo vývozy do iných ponukových oblastí v Core CCR. Táto možnosť sa uplatňuje dovtedy, kým nie je možné uplatniť možnosť (b).“

6. Článok 8 - Metodika na určenie spoľahlivostnej rezervy bude primerane zmenená a doplnená:

1. V odseku 1 sa nahradí písm. a) a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

   „a) medzioblastné výmeny na hraniciach ponukovej oblasti mimo Core CCR **okrem hraníc AHC**;“

2. Odsek 3 bude nahradený a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

   „FRM sa vypočíta v dvoch hlavných krokoch. V prvom kroku sa vypočíta pravdepodobnostné rozdelenie odchýlok medzi očakávanými tokmi výkonu v čase výpočtu kapacity a realizovanými tokmi výkonu v reálnom čase. Na výpočet očakávaných tokov výkonu (F_exp) sa pre každý DA CC MTU pozorovacieho obdobia použijú historické CGM a GSK použité vo výpočte kapacity. Historické CGM budú aktualizované s úmyselnými opatreniami Core PPS (vrátane minimálne RA uvažovaných počas výpočtu kapacity), ktoré boli uplatnené v

príslušnom DA CC MTU. Toky výkonu takých upravených CGM budú prepočítané (F_exp) a následne upravené tak, aby prihliadali na realizované obchodné výmeny vnútri Core CCR **a na hraniciach AHC**. Tá neskoršia úprava bude vykonaná výpočtom PTDF v súlade s metodikou, ako sa opisuje v článku 11, ale s použitím upravených CGM a historických GSK. Očakávané toky výkonu v čase výpočtu kapacity budú teda vypočítané s uplatnením konečných realizovaných obchodných výmen v Core CCR **a na hraniciach AHC**, ktoré sa odrážajú v realizovaných tokoch výkonu. Tento vyššie uvedený výpočet očakávaných tokov výkonu (F_exp) je opísaný v Rovnici 2.“

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}\left(\overrightarrow{NP}_{real} - \overrightarrow{NP}_{ref}\right)$$

Rovnica 2

kde

$\vec{F}_{exp}$	očakávaný tok výkonu podľa CNEC v zrealizovanej obchodnej situácii v Core CCR
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v aktualizácii CGM s prihliadnutím na úmyselné opatrenia PPS
PTDF	matica distribučného faktora prenosu elektriny vypočítaná s aktualizovaným CGM
$\overrightarrow{NP}_{real}$	Core čisté pozície v zrealizovanej obchodnej situácii
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core čisté pozície v aktualizovanom CGM“

7. Článok 9 - Metodika na určenie kľúčov rozloženia výroby bude zmenená a doplnená primerane zavedením nového odseku 5a):

„5a. CCC určí GSK pre EVH v súlade s článkom 9 ods. 1 takto:

(a) Ak hranica EVH predstavuje iba prepojovacie vedenia HVDC, bude GSK definovaný všetkými konvertorovými stanicami prepojovacích vedení HVDC váženými na základe príslušnej prenosovej kapacity.

(b) Ak EVH predstavuje iba prepojovacie vedenia AC, použije CCC GSK priľahlej ponukovej oblasti poskytnutý zo strany PPS takej ponukovej oblasti. Ak nie je tento GSK k dispozícii, určí CCC GSK na základe všetkých kladných dodávok do IGM priľahlej ponukovej oblasti.

(c) Ak hranica EVH predstavuje prepojovacie vedenia HVDC a prepojovacie vedenia AC, definuje príslušný Core PPS jeden kombinovaný GSK na základe GSK pre prepojovacie vedenia HVDC a GSK pre prepojovacie vedenia AC.“

8. Článok 11 - Výpočet distribučných faktorov prenosu elektriny a referenčných tokov bude primerane zmenený a doplnený:

1. Odsek 2 bude nahradený a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

   „2. V súlade s článkom 29 ods. 3 písm. a) Nariadenia CACM vypočíta CCC dopad zmeny **čistých pozícií** ponukových oblastí **a VH** na tok výkonu na každom CNEC (určený v súlade s pravidlami definovanými v článku 5). Tento vplyv sa nazýva *PTDF* zóna-do-referenčného uzla. Tento výpočet sa vykonáva na základe CGM a *GSK* definovanom v súlade s článkom 9.“

2. V odseku 3 budú definície PTDF zóna-do-referenčného uzla a uhol do zóny GSK nahradené a interpretované podľa toho:

   „ **PTDF**$_{zóna\text{-}do\text{-}referenčného\ uzla}$: matica *PTDF* zóna-do-referenčného uzla (stĺpce: ponukové oblasti **a virtuálne uzly**; rady: CNEC)”

   „ **GSK**$_{uzol\text{-}do\text{-}zóny}$: matica obsahujúca *GSK* všetkých ponukových oblastí (stĺpce: ponukové oblasti **a virtuálne uzly**; rady: uzly; súčet každého stĺpca sa rovná jednej)."

3. Odsek 5 bude nahradený a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

   „5. Maximálny PTDF zóna-do-zóny CNEC ($PTDF_{z2zma\ ,l}$) je maximálny vplyv akejkoľvek Core výmeny na príslušný CNEC vrátane **výmen s virtuálnymi uzlami, t. j.** výmen na prepojovacích vedeniach HVDC, ktoré sú integrované v súlade s článkom 12 **a výmen na hraniciach AHC ktoré sú modelované prostredníctvom EVH v súlade s článkom 13:**

$$PTDF_{z2zmax,l} = max\Big(\max_{X\in\{BZ\cup EVH\}}(PTDF_{X,l}) - \min_{X\in\{BZ\cup EVH\}}(PTDF_{X,l}), \max_{H_1,H_2\in IVH}\big(|(PTDF_{A,l} - PTDF_{H_1,l}) - (PTDF_{B,l} - PTDF_{H_2,l})|, |PTDF_{H_1,l} - PTDF_{H_2,l}|\big)\Big)$$

Rovnica 5

kde

$PTDF_{X,l}$	*PTDF* zóna-do-referenčného uzla ponukovej oblasti **alebo externého virtuálneho uzla X** na CNEC *l*

BZ	súbor všetkých Core ponukových oblastí
EVH	**súbor všetkých virtuálnych uzlov**
$\max_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l})$	Maximálny PTDF zóna-do-referenčného uzla Core ponukových oblastí **alebo EVH** na CNEC *l*
$\min_{X \in \{BZ \cup EVH\}} (PTDF_{X,l})$	minimálny PTDF zóna-do-referenčného uzla Core ponukových oblastí **alebo EVH** na CNEC *l*
$PTDF_{\mathbf{H1},l}$	*PTDF* zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla $\mathbf{H_1}$ na CNEC *l*, pričom $\mathbf{H_1}$ predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci prepojovacieho vedenia HVDC **H** umiestneného v ponukovej oblasti A
$PTDF_{\mathbf{H2},l}$	*PTDF* zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla $\mathbf{H_2}$ na CNEC *l*, pričom $\mathbf{H_2}$ predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci prepojovacieho vedenia HVDC **H** umiestneného v ponukovej oblasti B

4. Definície NPi a NPref v odseku 7 budú nahradené a interpretované podľa toho:

“ $\overrightarrow{NP_i}$	Core čisté pozície v obchodnej situácii
$\overrightarrow{NP_{ref}}$	Core čisté pozície v referenčnej obchodnej situácii“

9. Článok 12 - Integrácia prepojovacích vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR bude primerane zmenená a doplnená;

1. Odsek 1 bude rozšírený podľa toho:

„1. Core PPS uplatnia vyvinutú metodiku na báze toku (EFB) pri zahrnutí prepojovacích vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR[5]. Podľa tejto metodiky sa medzioblastná výmena na prepojovacom vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR modeluje a optimalizuje výslovne ako bilaterálna výmena pri prideľovaní kapacity a je obmedzovaná fyzickým vplyvom, ktorý má taká výmena na všetky CNEC uvažované v konečnej doméne na báze toku používanej pri prideľovaní kapacity

[5] EFB sa odlišuje od AHC. AHC uvaľuje obmedzenia kapacity jedného CCR na medzioblastné výmeny iného CCR prihliadaním na dopad výmen medzi dvoma regiónmi výpočtu kapacity. Napr. vplyv výmen ponukovej oblasti, ktorá je súčasťou CCR uplatňujúceho prístup koordinovanej čistej prenosovej kapacity, sa zohľadňuje v ponukovej oblasti, ktorá je súčasťou CCR uplatňujúceho prístup na báze toku. EFB zohľadňuje obchodné výmeny na cezhraničnom prepojovacom vedení HVDC v rámci jedného CCR uplatňujúceho metódu na báze toku takého CCR.

a modelovaní obmedzení maximálnej možnej výmeny na prepojovacom vedení HVDC.“

2. Odseky 2, 3 a 4 budú zmenené a doplnené na zohľadnenie zavedenia AHC a – následne – na rozlíšenie medzi dvoma typmi virtuálnych uzlov, t. j. internými virtuálnymi uzlami zavedenými na modelovanie prepojovacích vedení HVDC na hraniciach ponukových oblastí Core CCR na jednej strane a externými virtuálnymi uzlami zavedenými na modelovanie hraníc AHC na druhej strane, podľa toho:

„2. S cieľom vypočítať dopad medzioblastnej výmeny na prepojovacom vedení HVDC na CNEC **v súlade s odsekom 1**, je potrebné modelovať konvertorové stanice medzioblastného HVDC ako dva **interné** virtuálne uzly, ktoré ekvivalentne fungujú ako ponukové oblasti. Následne je potrebné vyjadriť vplyv výmeny **medzi A a B, pričom každá je buď** ponuková **oblasť, alebo externý virtuálny uzol A a B alebo externé virtuálne uzly** cez také prepojovacie vedenie HVDC, ako výmenu z ponukovej oblasti **alebo externého virtuálneho uzla** A do **interného** virtuálneho uzla predstavujúceho odosielajúci koniec prepojovacieho vedenia HVDC plus výmenu z **interného** virtuálneho uzla predstavujúceho prijímajúci koniec prepojovacieho vedenia do ponukovej oblasti **alebo externého virtuálneho uzla** B:

$$PTDF_{A\rightarrow B,l} = (PTDF_{A,l} - PTDF_{IVH\ 1,l}) + (PTDF_{IVH\ 2,l} - PTDF_{B,l})$$

Rovnica 7

kde

$PTDF_{IVH_1,l}$ *PTDF* zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla 1 na CNEC *l*, kde **interný** virtuálny uzol 1 predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci interného prepojovacieho vedenia Core HVDC

$PTDF_{IVH_2,l}$ *PTDF* zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla 2 na CNEC *l*, kde **interný** virtuálny uzol 2 predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci interného prepojovacieho vedenia Core HVDC

3. PTDF pre dva **interné** virtuálne uzly $PTDF_{IVH_1,l}$ a $PTDF_{IVH_2,l}$ sa vypočítajú pre každý CNEC a sú pridané ako dva dodatočné stĺpce (predstavujúce dve dodatočné **interné** virtuálne ponukové oblasti) k existujúcej matici *PTDF*, jedna pre každý **interný** virtuálny uzol.

4. **Interné** virtuálne uzly zavedené touto metodikou sa používajú iba na modelovanie dopadu výmeny prostredníctvom prepojovacieho vedenia HVDC a k týmto **interným** virtuálnym uzlom nebudú v algoritme prepojenia pripojené žiadne objednávky. Dva **interné** virtuálne uzly budú mať kombinovanú čistú pozíciu v hodnote 0 MW, ale ich individuálna čistá pozícia bude odrážať výmeny na prepojovacom vedení. Čisté pozície na báze toku týchto **interných** virtuálnych uzlov budú mať rovnakú dôležitosť, ale budú mať opačné znamienko.

10. Článok 13. Prihliadanie na hranice non-Core ponukovej oblasti bude primerane zmenené a doplnené:

1. Prvá veta odseku 3 bude nahradená a interpretovaná podľa toho:

„V ostatných prípadoch zvážia Core PPS používanie štandardného hybridného couplingu (SHC) **alebo** pokročilého hybridného couplingu (AHC).“

2. V odseku 3 sa nahradí písm. b) a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„(b) V AHC nebudú CNEC **Core regiónu** výpočtu kapacity na dennom trhu obmedzovať iba čisté pozície Core ponukových **oblastí z dôvodu** výmen na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR, **ale aj** výmeny na hraniciach ponukovej oblasti **medzi Core CCR a príslušnými priľahlými ponukovými oblasťami**.

Core PPS uplatňujúci AHC musia:

i. Pre každú hranicu AHC musia Core PPS zaviesť minimálne jeden externý virtuálny uzol **pre každú hranicu AHC, čo znamená, že je možné samostatným EVH priradiť viacero HVDC na jednej hranici AHC.**

3. V odseku 3 sa nahradí písm. c) číslo (viii) novým odsekom 4 a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„4. Core PPS môžu uvaliť obmedzenie na čistú pozíciu externých virtuálnych uzlov:

a) **pre prepojovacie vedenia HVDC, pričom obmedzenie prihliada** na fyzické obmedzenia káblov HVDC na hranici a konvertorové stanice na Core strane;
b) Core PPS môžu prihliadať na obmedzenie vo forme hodnoty NTC ako výstupu z výpočtu kapacity susedného CCR.

4. V odseku 3 sa nahradí písm. c) novým odsekom 5 a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„5. Core PPS musia monitorovať presnosť non-Core výmen v CGM, **ktoré neprebiehajú cez AHC**. Core PPS musia podávať informácie o presnosti takých prognóz vo výročnej správe všetkým Core regulačným orgánom.“

11. Článok 16 – Optimalizácia nenákladných nápravných opatrení bude zmenená a doplnená takto:

Rovnica 9 a definícia premennej ‘*susedné páry*’ v Rovnici 9 v odseku 3 písm. d) budú zmenené a doplnené a interpretované podľa toho:

$$RAM_{rel} = \frac{RAM_{nrao}}{\sum_{(A,B) \in neighbour\ pairs} \left| PTDF_{A \to B,nrao} \right|} \; if\ RAM_{nrao} \geq 0$$

$$RAM_{rel} = RAM_{nrao}\ if\ RAM_{nrao} < 0^{6}$$

kde

susedné páry	**Súbor dvoch susedných Core ponukových oblastí alebo súbor Core ponukovej zóny a susedného EVH**

12. Článok 17 - Úprava minimálnej RAM bude zmenená a doplnená takto:

1. Odsek 2 bude nahradený a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„2. S cieľom určiť úpravu minimálnej *RAM* pre CNEC sa tok v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a na hraniciach AHC** vypočíta najprv nastavením čistých pozícií v Ro $\overrightarrow{NP_i}$ i 6 na nulu pre všetky Core ponukové oblasti **a pre všetky VH**, čo vedie k nasledujúcej rovnici:

$$\vec{F}_{0,Core} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF_f}\ \overrightarrow{NP}_{ref,Core}$$

Rovnica 10

kde

$\vec{F}_{0,Core}$	tok podľa CNEC v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a bez obchodných výmen na hraniciach AHC**
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v CGM po NRAO
PTDF$_f$	matica distribučného faktora prenosu elektriny pre Core CCR, **vrátane VH**
$\overrightarrow{NP}_{ref,Core}$	Core čisté pozície zahrnuté v CGM

2. V odseku 4 sa nahradí definícia neplánovaných pridelených tokov F_{uaf} a je potrebné ju podľa toho interpretovať:

„

$\vec{F}_{uaf}$	predpokladaný tok podľa CNEC z obchodných výmen mimo Core CCR **okrem tokov vyplývajúcich z obchodných** výmen na hraniciach AHC

“

3. V odseku 5 sa nahradí druhá veta a je potrebné ju podľa toho interpretovať: „To znamená, že súčet *RAM* (kapacity ponúkanej v rámci Core CCR

[6] RAM_{rel} ignoruje PTDF pre preťažené CNEC s cieľom najprv vyriešiť najväčšie absolútne preťaženia.

a na hraniciach AHC) a F_{uaf} (kapacity ponúkanej mimo Core CCR **okrem hraníc AHC**) na Core CNEC sa musí rovnať alebo byť vyšší než špecifické percento definované v odseku 9 F_{max}."

4. V odseku 8 sa nahradia definície neplánovaných pridelených tokov F_{uaf} a Core tokov s nulovou rovnováhou $F_{0,Core}$ a je potrebné ich podľa toho interpretovať:

"

F_{uaf}	tok podľa CNEC vyplývajúci z predpokladaných obchodných výmen mimo Core CCR, ale **okrem tokov vyplývajúcich z obchodných výmen na hraniciach AHC**
$F_{0,Core}$	tok v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a bez obchodných výmen na hraniciach AHC**

"

13. Článok 18 - Zahrnutie dlhodobých pridelených kapacít (LTA) bude zmenené a doplnené takto:

1. V odseku 1 bude písm. b) primerane zmenené a doplnené:

„b) predtým pridelené kapacity na všetkých hraniciach ponukovej oblasti Core CCR **a na hraniciach AHC** sú dlhodobé pridelené kapacity (LTA) vypočítané a pridelené v súlade s Nariadením FCA"

2. Odsek 3 bude primerane zmenený a doplnený:

„ 3. Prvým krokom v zahrnutí LTA je výpočet toku pre každý CNEC (vrátane externých obmedzení) v každej kombinácii čistých pozícií vyplývajúcich z úplného využitia predtým pridelených kapacít na všetkých hraniciach ponukovej oblasti Core CCR **a na hraniciach AHC** podľa Rovnice 6:

$$\vec{F}_{LTAi} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}_f \left(\overrightarrow{NP}_{LTAi} - \overrightarrow{NP}_{ref}\right)$$

Rovnica 16

kde

$\vec{F}_{LTAi}$	tok podľa CNEC v kombinácii využitia LTA kapacity *i*
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v CGM po NRAO
$\mathbf{PTDF}_f$	matica distribučného faktora prenosu elektriny zóny-do-referenčného uzla
$\overrightarrow{NP}_{LTAi}$	Core čisté pozície v kombinácii využitia LTA kapacity
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core čisté pozície v CGM"

14. Článok 19 - Výpočet parametrov na báze toku pred validáciou bude zmenený a doplnený takto:

Definícia tokov s nulovou rovnováhou $F_{0,Core}$ bude zmenená a doplnená a je potrebné ju podľa toho interpretovať:

„ $\vec{F}_{0,Core}$ Tok bez obchodných výmen v Core CCR **a bez obchodných výmen na hraniciach AHC,** opísaných v Rovnici 10. Pre externé obmedzenia v súlade s článkom 18 ods. 2 sa tento tok rovná nule.“

15. Článok 21 - Výpočet a uverejnenie konečných parametrov na báze toku bude zmenený a doplnený takto:

Definícia NP_{LTN} v odseku 2 bude nahradená a interpretovaná podľa toho:

„

$\overrightarrow{NP}_{LTN}$ Core čisté pozície vyplývajúce z LTN

“

16. Článok 22 - Núdzový postup výpočtu kapacity pre denný trh bude zmenený a doplnený takto:

Písm. a) bude nahradené a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„a) ak výpočet kapacity pre denný trh nepovedie k parametrom na báze toku pre striktne menej než tri po sebe idúce hodiny, vypočíta CCC chýbajúce parametre na báze toku pomocou metódy preklenutia. Metóda preklenutia vychádza zo spojenia predchádzajúcich a následných dostupných parametrov na báze toku (čo bude mať za následok priesečník dvoch domén na báze toku) upravených na nulové Core čisté pozície (na vymazanie dopadu referenčných čistých pozícií **Core ponukových oblastí a VH**). Všetky obmedzenia na báze toku z predchádzajúcich a následných dátových súborov sú najprv prekonvertované na nulové Core čisté pozície. Následne dôjde ku kombinácii všetkých predchádzajúcich a následných obmedzení, odstráneniu redundantných obmedzení a úprave obmedzení s vopred pripraveným riešením pre dlhodobé nominácie v súlade článkom 21. V prípade uplatnenia prístupu rozšíreného zahrnutia LTA obsahuje doména LTA pre chýbajúce hodiny pre každú Core hranicu **a hranicu AHC** minimum z hodnôt dlhodobých pridelených kapacít hodín, pre ktoré sú dostupné predchádzajúce a následné parametre na báze toku.“

Písm. b) bude nahradené a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„b) ak výpočet kapacity pre denný trh nepovedie k parametrom na báze toku pre tri alebo viac po sebe idúcich hodín, definujú Core PPS chýbajúce parametre vypočítaním štandardných parametrov na báze toku. Taký výpočet sa uplatní aj v prípadoch nemožnosti preklenúť chýbajúce parametre v súlade s bodom (a) alebo v situácii opísanej v 1(e)(9). Výpočet štandardných parametrov na báze toku bude vychádzať z dlhodobých pridelených kapacít poskytnutých zo strany PPS v súlade s článkom 4 ods. 4 písm. a). Kapacity na bilaterálnych **hraniciach** Core ponukových oblastí **a na hraniciach AHC** budú definované na základe kapacity LTA pre každú orientovanú hranicu ponukovej oblasti:

i. zvýšené minimálne dvoma úpravami zo strany PPS na každej strane hranice **Core** ponukovej oblasti v súlade s článkom 4 ods. 4 písm. b); **a**

ii. **prispôsobené úpravou zo strany Core PPS na jeho priľahlej hranici AHC v súlade s článkom 4 ods. 4 písm. b).**

Tieto kapacity sú následne upravené pre dlhodobé nominácie v súlade s článkom 21 s cieľom získať konečné parametre."

17. Článok 23 - Výpočet ATC pre núdzový postup SDAC bude primerane zmenený a doplnený takto:

1. V odseku 3 sa nahradí písm. c) a je ho potrebné podľa toho interpretovať:

„c) ak sú definované, je potrebné predpokladať globálne obmedzenia pri prideľovaní na obmedzenie Core čistých pozícií v súlade s článkom 7 ods. 5 a ich opis podľa metodiky opísanej v článku 18 ods. 2. Také obmedzenia je potrebné upraviť pre ponúkané medzioblastné kapacity na **zvyšných** hraniciach non-Core ponukovej oblasti."

2. V odseku 5 sa nahradí písm. a) a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„a) Počiatočné ATC sa stanovujú ako rovnajúce sa LTA pre každú orientovanú hranicu Core **a AHC** ponukovej oblasti, t. j.:

$$\overrightarrow{ATC}_{k=0} = \overrightarrow{LTA}$$

kde

$\overrightarrow{ATC}_{k=0}$	počiatočné ATC pred prvou iteráciou
$\overrightarrow{LTA}$	LTA na orientovaných hraniciach Core **a AHC** ponukových oblastí

"

3. V odseku 5 sa nahradí písm. b) čísla (ii), (iii) a (iv) a je potrebné ich podľa toho interpretovať:

„ ii. pre každý CNEC, podiel $RAM_{ATC}(k)$ s rovnakými podielmi medzi Core **a AHC** orientovanými hranicami ponukových oblastí so striktne kladnými distribučnými faktormi prenosu elektriny zóna-do-zóny na tomto CNEC;

iii. z týchto podielov $RAM_{ATC}(k)$ sa vypočítajú maximálne dodatočné bilaterálne orientované výmeny vydelením podielu každej Core **a AHC** orientovanej hranice ponukovej oblasti príslušným kladným PTDF zóna-do-zóny;

iv. pre každú Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti sa vyp $\overrightarrow{ATC}_k$ pridaním minima všetkých maximálnych dodatočných bilaterálnych orientovaných výmen pre túto hranicu získaných zo všetkých CNEC a externých obmedzení podľa výpočtu v predchádzajúcom kroku k $\overrightarrow{ATC}_{k-1}$

4. V odseku 5 by sa malo písm. c) zmeniť a doplniť a je ho potrebné podľa toho interpretovať:

„c) matica kladného PTDF zóna-do-zóny (**pPTDF**$_{zóna\text{-}do\text{-}zóny}$) pre každú Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti bude vypočítaná z **PTDF**$_{\mathbf{f}}$ takto (pre prepojovacie vedenia HVDC integrované v súlade s článkom 12 sa použije Rovnica 7):

$$pPTDF_{zone-to-zone,A\rightarrow B} = \max\left(0, PTDF_{zone-to-slack,A} - PTDF_{zone-to-slac\ \ ,B}\right)$$

Rovnica 24

kde

$pPTDF_{zone-to-zone,A\rightarrow \imath}$	kladný PTDF zóna-do-zóny pre Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti *A* do *B*
$PTDF_{zone-to-slack,m}$	*PTDF* zóna-do-referenčného uzla pre Core **a AHC** hranicu ponukovej oblasti m“

5. Odsek 5a bude nahradený a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„5a. V prípade uplatnenia prístupu rozšíreného zahrnutia LTA sú ATC pre núdzový postup SDAC nastavené na rovnaké LTA pre každú Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti, znížené o LTN, t. j.:

$$\overrightarrow{ATC} = \overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN}$$

kde

$\overrightarrow{ATC}$	ATC pre núdzový postup SDAC
$\overrightarrow{LTA}$	LTA na Core **a AHC** orientovaných hraniciach ponukových oblastí
$\overrightarrow{LTN}$	nominácia dlhodobej pridelenej kapacity na Core **a AHC** orientovaných hraniciach ponukovej oblasti“

18. Článok 25 - Uverejňovanie údajov bude zmenené a doplnené takto:

V odseku 2 sa nahradí písm. d) čísla (i) a (ii) a je potrebné ich podľa toho interpretovať:

„ i. maximálna a minimálna možná čistá pozícia každej ponukovej oblasti **a EVH**;

ii. maximálne možné bilaterálne výmeny medzi všetkými pármi **dvoch** Core ponukových oblastí, pármi **dvoch EVH a pármi jednej Core ponukovej oblasti a jedného EVH**;“

19. Článok 27 - Monitorovanie, podávanie správ a informácie pre Core regulačné orgány budú zmenené a doplnené takto:

V odseku 4 sa nahradí písm. b) a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„ (b) v súlade s článkom 13 ods. 5 musia Core PPS monitorovať presnosť non-Core výmen v CGM, **ktoré neprebiehajú cez AHC**. **Core PPS musia podávať informácie o presnosti takých prognóz vo výročnej správe všetkým Core regulačným úradom.“**

Článok 2

Časový plán pre implementáciu pokročilého hybridného couplingu

Článok 28 - Časový plán implementácie bude zmenený a doplnený takto:

1. Odsek 1 bude nahradený a je potrebné ho podľa toho interpretovať:

„1. PPS z Core CCR uverejnia túto metodiku bez zbytočného odkladu po tom, ako **Core NRÚ alebo** Agentúra prijali rozhodnutie v súlade s článkom 9 Nariadenia CACM.

2. Budú pridané dva nové odseky, odsek 6 a odsek 7 a je potrebné ich podľa toho interpretovať:

„6. **Do 31. marca 2025 vyvinú Core PPS AHC. Do rovnakého termínu aktualizujú vysvetlivky a uverejnia analýzu umožňujúcu účastníkom trhu pochopiť dopad AHC.**

7. Do 30. júna 2025 zavedú Core PPS AHC pre hranice ponukových oblastí mimo Core CCR v rozsahu, v akom sú tieto ponukové oblasti súčasťou SDAC okrem spoločných hraníc s Italy North CCR a SWE CCR. Implementácia podlieha pripravenosti SDAC. Pred zavedením AHC zapoja Core PPS Core NEMO na účely testovania implementácie AHC v rámci SDAC a účastníkov trhu, aby sa prispôsobili účinkom uplatnenia AHC prostredníctvom externého paralelného chodu, ktorý potrvá minimálne jeden (1) mesiac. Core PPS uverejnia výsledky tohto paralelného chodu vrátane výsledného monitorovania a výkonnostných kritérií stanovených v súlade s odsekom 4.“

“

Odôvodnenie:

Úradu pre reguláciu sieťových odvetví, odboru regulácie elektroenergetiky (ďalej len „úrad“) bol dňa 19. 04. 2023 listom č. PS/2023/007208 zaevidovanom pod podacím číslom úradu 14591/2023/BA doručený návrh na schválenie druhého dodatku prevádzkovateľov prenosových sústav regiónu výpočtu kapacity Core (ďalej len „Core región“) týkajúci sa metodiky koordinovaného výpočtu dennej kapacity (ďalej len „návrh“) v súlade s čl. 20 a nasl. a čl. 9 ods. 13 nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia v znení neskorších predpisov (ďalej len „nariadenie CACM“) od prevádzkovateľa prenosovej sústavy **Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s.**, Mlynské nivy 59/A, 824 84 Bratislava, IČO: 35 829 141 (ďalej len „regulovaný subjekt“).

Dňom doručenia návrhu úradu bolo v zmysle § 15 ods. 2 zákona č. 250/2012 Z. z. o regulácii v sieťových odvetviach v znení neskorších predpisov (ďalej len „zákon o regulácii“) v spojení s § 18 ods. 2 zákona č. 71/1967 Zb. o správnom konaní (správny poriadok) v znení neskorších predpisov (ďalej len „správny poriadok“) začaté konanie o vecnej regulácii vo veci schválenia druhého dodatku k metodike koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core.

Návrh Core prevádzkovateľov prenosových sústav (ďalej len „PPS“) obsahuje zmeny a doplnenia rozhodnutia úradu č. 0004/2021/E-EU zo dňa 08. 06. 2021 a rozhodnutia Agentúry Európskej únie pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky (ďalej len „agentúra“) č. 02/2019. Európska sieť prevádzkovateľov prenosových sústav (ďalej len „ENTSO-E“) mene všetkých Core PPS zorganizovala verejnú konzultáciu prostredníctvom online konzultačného centra ENTSO-E od 25. 11. 2022 do 25. 12. 2022 verejnú konzultácia k návrhu v súlade s čl. 20 ods. 2, čl. 9 ods. 13 a čl. 12 nariadenia CACM.

Návrh Core PPS bol vypracovaný a predložený v súlade s čl. 13 ods. 3 Core metodiky koordinovaného výpočtu dennej kapacity (ďalej len „DA CCM“) schválenej agentúrou dňa 21. 02. 2019 a upraveným prvým dodatkom DA CCM regulačnými orgánmi Core regiónu (ďalej len „Core NRAs“) dňa 10. 05. 2021, ktorý ustanovuje povinnosť, aby najneskôr do 6 mesiacov od implementácie Core DA CCM v súlade s čl. 28 ods. 3 nariadenia CACM, Core PPS spoločne navrhli a predložili na schválenie Core NRAs implementáciu pokročilého hybridného couplingu (ďalej len „AHC“) ako dodatok Core DA CCM v súlade s čl. 9 ods. 13 nariadenia CACM. Nakoľko Core DA CCM bol implementovaný dňa 08. 06.2022, lehota na doručenie návrhu implementácie AHC vo forme druhého dodatku k Core DA CCM (ďalej len „druhý dodatok“) na schválenie Core NRAs bola medzi Core NRAs a Core PPS dohodnutá na koniec marca 2023. Poslednému Core NRA bol doručený návrh druhého dodatku dňa 04. 05. 2023. Na základe uvedeného bola lehota na schválenie návrhu druhého dodatku ustanovená na 06. 11. 2023.

Core NRAs dôkladne zhodnotili predložený návrh druhého dodatku a identifikovali niekoľko častí, ktoré bolo nevyhnutné upraviť. Core NRAs sa jednohlasne zhodli na tom, že tieto úpravy vykonajú vo vlastnej réžii. Návrh rozhodnutia o schválení druhého dodatku bol zaslaný na pripomienky Core NRAs a Core PPS v septembri 2023. Aj keď bola dosiahnutá dohoda na finálnej verzii rozhodnutia Core NRAs o schválení druhého dodatku medzi Core NRAs a Core PPS, Core NRAs potrebovali na finálne odsúhlasenie druhého dodatku viac času ako bola ustanovená lehota 06. 11. 2023.

Na základe uvedeného Core NRAs požiadali agentúru listom zo dňa 24. 10. 2023, zaevidovaný pod podacím číslom úradu 366/2024/BA o predĺženie lehoty na schválenie druhého dodatku o tri mesiace, na 06. 02. 2024, v súlade s čl. 8 ods. 1 Nariadenia Európskeho parlamentu a rady (ES) č. 713/2009 z 13. júla 2009, ktorým sa zriaďuje Agentúra pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky.

Core NRAs zaslali listom zo dňa 29. 11. 2023, zaevidovanom pod podacím číslom úradu 377/2024/BA, Core PPS druhý dodatok spolu so všetkými potrebnými sprievodnými dokumentami v súlade s čl. 20ff nariadenia CACM upraveného vykonávacím nariadením Komisie (EÚ) 2021/280 z 22. februára 2021, ktorý bol schválený Core NRAs prostredníctvom Core Energy Regulators' Regional Forum (CERRF) dňa 29. 11. 2023, čo predstavuje dôkaz, že o schválení druhého dodatku nie je v tejto fáze potrebné rozhodnutie agentúry podľa čl. 9 ods. 11 nariadenia CACM. Toto rozhodnutie Core NRAs o schválení druhého dodatku tvorí základ pre vydanie národných rozhodnutí o schválení druhého dodatku jednotlivými národnými Core NRAs.

Agentúra vydala dňa 20. 12. 2023 rozhodnutie č. 15/2023, zaevidované pod podacím číslom úradu 368/2024/BA, o žiadosti Core NRA na predĺženie ustanovenej lehoty na schválenie druhého dodatku, ktorým agentúra schválila predĺženie lehoty na schválenie druhého dodatku Core NRAs podľa čl. 6 ods. 10 nariadenia Európskeho parlamentu a rady (EÚ) 2019/942 z 5. júna 2019, ktorým sa zriaďuje Agentúra Európskej únie pre spoluprácu regulačných orgánov v oblasti energetiky, o tri mesiace na 06. 02. 2024.

Úrad listom č. 391/2024/BA zo dňa 04. 01. 2024 vyzval regulovaný subjekt podľa § 29 ods. 1 písm. h) a j) zákona o regulácii a v súlade so zásadou súčinnosti, zásadou materiálnej pravdy v spojení s § 32 správneho poriadku, aby v lehote 15 dní odo dňa doručenia výzvy predložil úradu preklad dokumentov upraveného druhého dodatku k metodike koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core, ktoré dňa 29. 11. 2023 elektronicky zaslali Core NRAs zástupcom Core PPS, do slovenského jazyka v elektronickej podobe:

1. upravený druhý dodatok k metodike koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core v anglickom jazyku,
2. konsolidovanú verziu metodiky koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core v anglickom jazyku, aj vo formáte, ktorý zachováva úplnú editovateľnosť dokumentu.

Regulovaný subjekt dňa 18. 01. 2024 listom č. PS/2023/000785 zaevidovanom pod podacím číslom úradu 2498/2024/BA predložil úradu slovenský preklad úradom požadovaných dokumentov.

Na toto konanie sa podľa § 41 zákona o regulácii nevzťahuje ustanovenie § 33 ods. 2 správneho poriadku, pretože úrad vychádzal pri vydaní rozhodnutia iba z podkladov predložených regulovaným subjektom, ktorému sa zároveň vyhovelo v plnom rozsahu.

Úrad v konaní vychádza z podkladov, ktoré sú súčasťou administratívneho spisu č. 826-2024-BA.

Úrad považuje za preukázané, že v konaní vo veci schválenia druhého dodatku k metodike koordinovaného výpočtu dennej kapacity v regióne výpočtu kapacít Core sú splnené všetky podmienky na jeho schválenie vyplývajúce zo všeobecne záväzných právnych

predpisov Európskej únie a rovnako všeobecne záväzných právnych predpisov Slovenskej republiky, a preto rozhodol tak, ako je uvedené vo výrokovej časti rozhodnutia.

Poučenie:

Proti tomuto rozhodnutiu môže regulovaný subjekt podať odvolanie v lehote 15 dní odo dňa oznámenia rozhodnutia, na Úrad pre reguláciu sieťových odvetví, odbor regulácie elektroenergetiky. Toto rozhodnutie je po vyčerpaní riadnych opravných prostriedkov preskúmateľné súdom.

Mgr. Ing. Martin Lepieš
riaditeľ odboru regulácie elektroenergetiky

Rozhodnutie sa doručí:
Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a. s., Mlynské nivy 59/A, 824 84 Bratislava

Príloha:

Konsolidované znenie Metodiky výpočtu kapacity pre denný trh Core Regiónu výpočtu kapacity (iba pre informatívne účely).

Druhý dodatok k Metodike výpočtu kapacity pre denný trh Core Regiónu výpočtu kapacity

v súlade s článkom 20ff. nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia

Konsolidovaná verzia
(iba na informačné účely)

28. november 2023

Obsah

Keďže 4
HLAVA 1 - Všeobecné ustanovenia 7
Článok 1. Predmet a rozsah 7
Článok 2. Definície a výklad 7
Článok 3. Uplatňovanie tejto metodiky 12
HLAVA 2 - Všeobecný opis metodiky výpočtu kapacity pre denný trh 12
Článok 4. Proces výpočtu kapacity pre denný trh 12
HLAVA 3 – Vstupy na výpočet kapacity 14
Článok 5. Definícia kritických sieťových prvkov a nepredvídané udalosti 14
Článok 6. Metodika pre limity prevádzkovej bezpečnosti 16
Článok 7. Metodika pre obmedzenia pri prideľovaní 17
Článok 8. Metodika na určenie bezpečnostnej rezervy 18
Článok 9. Metodika na určenie kľúčov rozloženia výroby 21
Článok 10. Metodika pre nápravné opatrenia vo výpočte kapacity pre denný trh 22
HLAVA 4 - Opis procesu výpočtu kapacity pre denný trh 23
Článok 11. Výpočet distribučných faktorov prenosu elektriny a referenčných tokov 23
Článok 12. Integrácia prepojovacích vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR 25
Článok 13. Zváženie hraníc non-Core ponukovej oblasti 26
Článok 14. Počiatočný výpočet na báze toku 27
Článok 15. Definícia konečného zoznamu CNEC a MNEC pre výpočet kapacity pre denný trh 28
Článok 16. Optimalizácia nenákladných nápravných opatrení 28
Článok 17. Úprava minimálnej RAM 30
Článok 18. Zahrnutie dlhodobých pridelených kapacít (LTA) 33
Článok 19. Výpočet parametrov na báze toku pred validáciou 34
Článok 20. Validácia parametrov na báze toku 35
Článok 21. Výpočet a uverejnenie konečných parametrov na báze toku 39
Článok 22. Núdzový postup výpočtu kapacity pre denný trh 40
Článok 23. Výpočet ATC pre núdzový postup SDAC 41
HLAVA 5 – Aktualizácie a poskytovanie údajov 43
Článok 24. Kontroly a aktualizácie 43
Článok 25. Uverejňovanie údajov 44
Článok 26. Kvalita uverejnených údajov 46
Článok 27. Monitorovanie, podávanie správa a informácie pre Core regulačné orgány 47
HLAVA 6 - Implementácia 48
Článok 28. Harmonogram realizácie 48
HLAVA 7 - Záverečné ustanovenia 49
Článok 29. Jazyk 49

Príloha 1: Odôvodnenie používania a metodiky výpočtu externých obmedzení 50
Príloha 2: Uplatnenie lineárnej trajektórie na výpočet minimálneho faktora RAM 56

Keďže

(1) Tento dokument stanovuje metodiku výpočtu kapacity v súlade s článkom 20ff nariadenia Komisie (EÚ) 2015/1222 z 24. júla 2015, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prideľovanie kapacity a riadenie preťaženia (ďalej len „Nariadenie CACM“). Táto metodika je ďalej v tomto dokumente len „metodika výpočtu kapacity pre denný trh“.

(2) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh prihliada na všeobecné princípy a ciele uvedené v Nariadení CACM a v nariadení Európskeho parlamentu a Rady (ES) č. 714/2009 z 13. júla 2009 o podmienkach prístupu do sústavy pre cezhraničné výmeny elektriny (ďalej len „Nariadenie (ES) č. 714/2009”). Cieľom Nariadenia CACM je koordinácia a harmonizácia výpočtu a prideľovania kapacity na denných a vnútrodenných cezhraničných trhoch. Na tento účel stanovuje požiadavky zriadenia metodiky výpočtu kapacity pre denný trh na zabezpečenie efektívneho, transparentného a nediskriminačného prideľovania kapacity.

(3) V súlade s článkom 9 ods. 9 Nariadenia CACM je potrebné opísať predpokladaný vplyv metodiky výpočtu kapacity pre denný trh na ciele Nariadenia CACM a tento je uvedený ďalej v tomto dokumente.

(4) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh slúži aj snahe podporiť efektívnu hospodársku súťaž v oblasti výroby, obchodovania a dodávky elektriny (článok 3 písm. a) Nariadenia CACM), keďže zabezpečuje, že výpočet medzioblastnej kapacity sa vykonáva spôsobom, ktorý bráni neprimeranej diskriminácii medzi účastníkmi trhu, a keďže rovnaká metodika výpočtu kapacity pre denný trh sa bude vzťahovať na všetkých účastníkov trhu na všetkých príslušných hraniciach ponukových oblastí v Core CCR, čím medzi príslušnými účastníkmi trhu zabezpečí rovnaké podmienky. Účastníci trhu budú mať prístup k rovnakým spoľahlivým informáciám o medzioblastných kapacitách a obmedzeniach pri prideľovaní pre prideľovanie deň vopred, v rovnakom čase a transparentným spôsobom.

(5) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh prispieva k optimálnemu využívaniu prenosovej infraštruktúry a k prevádzkovej bezpečnosti (článok 3 písm. b) a c) Nariadenia CACM), keďže prístup na báze roku sa zameriava na poskytovanie maximálnej dostupnej kapacity v časovom rámci deň vopred účastníkom trhu v rámci limitov prevádzkovej bezpečnosti.

(6) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh prispieva k zabráneniu obmedzeniu medzioblastnej kapacity s cieľom riešiť preťaženie vnútri regulačných oblastí (i) definovaním jasných kritérií, podľa ktorých je možné sieťové prvky nachádzajúce sa vnútri ponukových oblastí považovať za obmedzujúce pre výpočet kapacity, a (ii) zabezpečením toho, aby bol na obchodné výmeny sprístupnený minimálny podiel kapacity pri zabezpečení prevádzkovej bezpečnosti (článok 3 písm. a) až c) Nariadenia CACM a Bodu 1 (7) Prílohy I k Nariadeniu (ES) 714/2009).

(7) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh prispieva k snahe optimálneho prideľovania medzioblastnej kapacity (článok 3 písm. d) Nariadenia CACM), keďže využíva prístup na báze toku, ktorý optimalizuje spôsob prideľovania medzioblastných kapacít účastníkom trhu a keďže uľahčuje efektívnosť riadenia preťaženia porovnávaním prideľovania kapacity s inými alternatívami riadenia preťaženia, ako je uplatnenie nápravných opatrení, rekonfigurácia ponukovej oblasti a investície do sústavy.

(8) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh je navrhnutá na zabezpečenie spravodlivého a nediskriminačného zaobchádzania s PPS, nominovanými organizátormi trhu s elektrinou (‘NEMO’), Agentúrou, regulačnými orgánmi a účastníkmi trhu (článok 3 písm. e) Nariadenia CACM), keďže metodika výpočtu kapacity pre denný trh bola vypracovaná a prijatá v rámci procesu, ktorý zabezpečuje zaangažovanie všetkých relevantných zainteresovaných strán a nezávislosť schvaľovacieho procesu.

(9) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh určuje hlavné zásady a hlavné procesy časového rámca deň vopred. Vyžaduje, aby Core PPS poskytovali účastníkom trhu spoľahlivé informácie o medzioblastných kapacitách a obmedzeniach pri prideľovaní pre prideľovanie deň vopred transparentným spôsobom a v rovnakom čase. Patria sem informácie o všetkých krokoch výpočtu kapacity a pravidelné podávanie správ o konkrétnych procesoch v rámci výpočtu kapacity. Metodika výpočtu kapacity pre denný trh preto prispieva k cieľu transparentnosti a spoľahlivosti informácií (článok 3 písm. f) Nariadenia CACM).

(10) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh uvádza požiadavky na efektívne využívanie existujúcej elektroenergetickej infraštruktúry a zariadení, konkurenčný a rovnaký prístup do prenosovej infraštruktúry, konkrétne v prípade preťažení. To poskytuje dlhodobý signál pre účinné investície do prenosu, výroby a spotreby, čím prispieva k efektívnej dlhodobej prevádzke a rozvoju elektrizačnej prenosovej sústavy a odvetvia elektrickej energie v Únii (článok 3 písm. g) Nariadenia CACM).

(11) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh prispieva aj k cieľu rešpektovania potreby spravodlivého a usporiadaného trhu a cenotvorby (článok 3 písm. h) Nariadenia CACM) sprístupnením informácií o medzioblastných kapacitách, ktoré budú uvoľnené na trh v riadnom čase, maximalizovaním dostupných medzioblastných kapacít a zabezpečením záložného riešenia pre prípady, keď výpočet kapacity neprinesie parametre na báze toku.

(12) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh uľahčuje tvorbu rovnakých podmienok pre NEMO (článok 3 písm. i) Nariadenia CACM), keďže všetci NEMO a všetci ich účastníci trhu budú čeliť rovnakým pravidlám a nediskriminačnému zaobchádzaniu (vrátane načasovania, výmeny údajov, formátov výsledkov atď.) v rámci Core CCR.

(13) V konečnom dôsledku prispieva metodika výpočtu kapacity pre denný trh k cieľu zabezpečiť nediskriminačný prístup k medzioblastnej kapacite (článok 3 písm. j) Nariadenia CACM) zabezpečením transparentného a nediskriminačného prístupu k uľahčeniu prideľovania medzioblastnej kapacity.

(14) Na záver, metodika výpočtu kapacity pre denný trh prispieva k všeobecným cieľom nariadenia CACM v prospech všetkých účastníkov trhu a konečných spotrebiteľov elektriny.

(15) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh je rozdelená na tri stupne: (i) definovanie a zabezpečenie vstupov na výpočet kapacity zo strany Core PPS vrátane základných zásad a metód výpočtu pre tieto vstupy (ii) proces výpočtu kapacity zo strany koordinovaného kalkulátora kapacity v koordinácii s Core PPS, a (iii) validácia kapacity zo strany Core PPS v koordinácii s koordinovaným kalkulátorom kapacity. Je potrebné jasne definovať úlohy a zodpovednosti Core PPS a koordinovaného kalkulátora kapacity.

(16) Metodika výpočtu kapacity pre denný trh vychádza z modelov prognózy prenosovej sústavy. Vstupy sa tvoria dva dni pred dátumom dodávky elektrickej energie s dostupnými poznatkami v tom čase. Preto sa vo výstupoch vyskytujú nepresnosti a neistoty. Cieľom bezpečnostnej rezervy je pokryť úroveň rizika vyvolaného týmito chybami v prognóze.

(17) Metodika uplatňuje dočasné riešenia, kľúče rozloženia výroby a obmedzenia pri prideľovaní. Pokiaľ ide o bezpečnostné rezervy, prvý reálny výpočet je možné urobiť až po získaní istých prevádzkových skúseností s uplatňovaním tejto metodiky. Aby boli PPS schopní zlepšovať kľúče rozloženia výroby, potrebujú isté prevádzkové skúsenosti. Preto, v prípade potreby, po účinnej implementácii tejto metodiky, by mala byť konečná definícia vstupov na výpočet kapacity prehodnotená a nanovo definovaná.

(18) Niektoré limity prevádzkovej bezpečnosti je možné zmeniť na obmedzenia tokov činného výkonu na kritických prvkoch siete, zatiaľ čo niektoré iné nie a je ich možné modelovať ako obmedzenia pri

prideľovaní. Niektoré z limitov prevádzkovej bezpečnosti (*okrem iného* frekvencia, napätie a dynamická stabilita) závisia od úrovne výroby a spotreby v danej ponukovej oblasti, a tieto nie je možné regulovať tokom činného výkonu na kritických sieťových prvkoch. Špecifické obmedzenia výroby a spotreby sú preto potrebné a sú vyjadrené ako maximálne obmedzenia dovozu a vývozu ponukových oblastí. Externé obmedzenia teda predstavujú typ obmedzení pri prideľovaní, ktoré obmedzujú celkový dovoz a vývoz ponukovej oblasti. Napriek tomu na základe nedostatku vhodného právneho a technického odôvodnenia týchto obmedzení pri prideľovaní uvažuje táto metodika s ich uplatnením ako dočasného riešenia s cieľom umožniť PPS preskúmať alternatívne riešenia základných problémov. V prípade, že žiadne z alternatívnych riešení nie je efektívnejšie na riešenie základných problémov, môžu dotknutí PPS navrhnúť pokračovanie v ich uplatňovaní.

(19) Na zabránenie neprimeranej diskriminácii medzi internými výmenami a medzioblastnými výmenami (a základnej diskriminácii medzi účastníkmi trhu obchodujúcimi vnútri alebo medzi ponukovými oblasťami) predstavuje táto metodika dve dôležité opatrenia. Prvé opatrenie je zamerané na obmedzenie situácií, kedy sú medzioblastné výmeny obmedzené preťaženiami vnútri ponukových oblastí. Druhé opatrenie je zamerané minimalizovanie úrovne, do ktorej toky vyplývajúce z výmen vnútri ponukovej oblasti na sieťových prvkoch umiestnených vo vnútri takej oblasti (t. j. interné toky) alebo na sieťových prvkoch na hraniciach ponukových oblastí a vnútri susedných ponukových oblastí (t. j. kruhové toky) znižujú dostupnú medzioblastnú kapacitu.

(20) V oblastnom modeli riadenia preťaženia ustanovenom Nariadením CACM by mali byť ponukové oblasti zriadené tak, aby k fyzickým preťaženiam dochádzalo iba na sieťových prvkoch umiestnených na hraniciach takých ponukových oblastí. Sieťové prvky umiestnené v ponukových oblastiach by preto *a priori* nemali obmedzovať medzioblastnú kapacitu, a teda by sa na ne nemalo pri výpočte kapacity prihliadať. Napriek tomu, v čase prijatia tejto metodiky dochádza na niektorých sieťových prvkoch umiestnených vo vnútri Core ponukových oblastí k častému preťaženiu, a preto PPS potrebujú prechodné obdobie na postupný prechod z obmedzujúcej medzioblastnej kapacity, ako hlavnej metódy riešenia týchto interných preťažení, na iné metódy, v ktorých interné preťaženia obmedzujú medzioblastnú kapacitu iba vtedy, keď ide o najefektívnejšie riešenie s prihliadnutím na iné alternatívy (ako sú nápravné opatrenia, rekonfigurácia ponukových oblastí alebo investície do sústavy). Iba v prípade, keď sa tieto alternatívy ukážu ako neefektívne, by mali byť PPS schopní pokračovať v riešení interných preťažení obmedzením medzioblastnej kapacity nad rámec prechodného obdobia.

(21) Vo vysoko zahustených elektrizačných sústavách vytvárajú výmeny vnútri ponukových oblastí toky cez iné ponukové oblasti (t. j. kruhové toky), ktoré môžu významne znížiť kapacitu na obchodovanie medzi ponukovými oblasťami. Na zabránenie neprimeranej diskriminácii medzi internými výmenami a medzioblastnými výmenami sa táto metodika zameriava na minimalizovanie negatívneho dopadu týchto kruhových tokov. Toto sa dosiahne najprv umožnením PPS definovať počiatočné nastavenia nápravných opatrení s cieľom znížiť kruhové toky na ich prepojovacích vedeniach. Tieto nápravné opatrenia sú následne ďalej koordinované v rámci procesu výpočtu kapacity s obmedzením nezvyšovať kruhové toky nad rámec definovaného prahu. Toto opatrenie je potrebné na zabránenie neprimeranej diskriminácii v situáciách, kedy by koordinácia nápravných opatrení významne zvýšila kruhové toky na účely riešenia preťažení v rámci ponukových oblastí. Keďže toto prvé opatrenie je pre PPS voliteľné, druhé opatrenie sa zameriava na zabezpečenie toho, aby konečný výstup výpočtu kapacity spĺňal dohodnuté prahy pre dostupné medzioblastné kapacity, kde sú také prahy nastavené obmedzením počtu a veľkosti premenných, ktoré znižujú medzioblastné kapacity. Na tento účel by malo byť pre medzioblastný obchod vo všetkých CCR v časovom rámci trhu deň vopred k dispozícii minimálne 70 % technickej kapacity kritických sieťových prvkov uvažovaných vo výpočte kapacity. Napriek tomu v prípade výnimiek alebo odchýlok udelených v súlade s príslušnými právnymi predpismi Únie, je možné cieľovú hodnotu 70 % dočasne nahradiť lineárnou trajektóriou.

(22) Napriek koordinovanému uplatňovaniu výpočtu kapacity sú PPS naďalej zodpovední za udržiavanie prevádzkovej bezpečnosti. Z tohto dôvodu musia validovať vypočítané medzioblastné kapacity na

zabezpečenie toho, aby neporušovali limity prevádzkovej bezpečnosti. Táto validácia je najprv vykonaná koordinovane s cieľom overiť, či koordinované uplatnenie nápravných opatrení môže vyriešiť možné problémy prevádzkovej bezpečnosti. Nakoniec môže každý PPS validovať medzioblastné kapacity individuálne. Obidva validačné kroky môžu viesť k zníženiam medzioblastných kapacít pod hodnoty potrebné na zabránenie neprimeranej diskriminácii. Preto je v prípade znížení medzioblastných kapacít potrebná transparentnosť, monitorovanie a podávanie správ spolu s preskúmaním alternatívnych riešení.

(23) Transparentnosť a monitorovanie výpočtu kapacity tvoria základ pre zabezpečenie jeho účinnosti a pochopenia. Táto metodika stanovuje významné požiadavky pre PPS na uverejnenie informácií požadovaných zainteresovanými stranami s cieľom analyzovať dopad výpočtu kapacity na fungovanie trhu. Okrem toho sa na umožnenie vykonávania povinností monitorovania zo strany regulačných orgánov požadujú ďalšie informácie. Nakoniec metodika stanovuje významné požiadavky na podávanie správ, aby mohli zainteresované strany, regulačné orgány a iné zainteresované strany overiť, či je prenosová infraštruktúra prevádzkovaná efektívnym spôsobom a v záujme spotrebiteľov.

(24) Medzioblastné kapacity určené výpočtom kapacity pre denný trh zabezpečia, že je možné prijať všetky kombinácie čistých pozícií, ktoré by mohli vyplývať z predtým pridelenej medziooblastnej kapacity – Dlhodobé pridelenia (LTA). Na tento účel pristúpia PPS k zahrnutiu LTA, ktoré spočíva v poskytnutí jednotnej domény na báze toku vrátane LTA pre jednotné prepojenie denných trhov. Nový rozšírený prístup zahrnutia LTA sa odlišuje tým, že poskytuje jednotné prepojenie denných trhov s LTA a oddelene doménu na báze toku bez zahrnutia LTA. Algoritmus prepojenia trhov následne vyberie, ktoré spojenie obidvoch domén vytvára väčší prínos.

(25) Na umožnenie presnejšieho a efektívnejšieho vyjadrenia pripojení so susednými CCR sa v Core DA CCM predpovedá pokročilý hybridný coupling (AHC) s cieľom nahradiť štandardný hybridný coupling a zabezpečiť zvýšenú efektívnosť výpočtu kapacity a fázy prideľovania na hraniciach, kde sa používa AHC. Zásady AHC je možné dosť efektívne uplatniť na nízko zahustenej hranici striedavého prúdu (AC) medzi Core a non-Core ponukovou oblasťou, pričom dochádza k zníženiu efektívnosti a presnosti zobrazenia sústavy so zvýšenou prepojenosťou hraníc AC. Implementácia AHC sa predpovedá na všetkých hraniciach spájajúcich Core ponukové oblasti a ponukové oblasti susedných CCR a tých, ktoré sú súčasťou SDAC, okrem spoločných hraníc s Italy North CCR, pri ktorých sa plánuje zlúčenie s Core CCR na základe budúceho spoločného prístupu na báze toku a okrem spoločných hraníc so SWE, kde sa očakáva nízke zvýšenie efektívnosti v porovnaní s výzvami uloženými zo strany AHC.

HLAVA 1 - Všeobecné ustanovenia

Article 1. Predmet a rozsah

Metodika výpočtu kapacity pre denný trh sa považuje za metodiku Core PPS v súlade s článkom 20 ff. Nariadenia CACM a zahŕňa metodiku výpočtu kapacity pre denný trh pre hranice ponukovej oblasti Core CCR.

Article 2. Definície a výklad

1. Na účely metodiky výpočtu kapacity pre denný trh budú mať výrazy použité v tomto dokumente význam definícií uvedených v článku 2 Nariadenia CACM, nariadenia (ES) 714/2009, smernice 2009/72/ES, nariadenia Komisie (EÚ) 2016/1719 (ďalej len „Nariadenie FCA”), nariadenia

Komisie (EÚ) 2017/2195 a nariadenia Komisie (EÚ) 543/2013. Okrem toho platia tieto definície, skratky a zápisy:

1. ‘AHC’ je pokročilý hybridný coupling, čo je riešenie, ktoré plne zohľadňuje vplyvy priľahlých CCR počas prideľovania kapacity;

1a. ‘Hranica AHC’ je hranica medzi ponukovou oblasťou v rámci a mimo Core CCR, kde obidve ponukové oblasti tvoria súčasť jednotného prepojenia denných trhov a uplatňuje sa AHC;

2. ‘AMR’ je úprava minimálnej zvyšnej dostupnej rezervy;

3. ‘Výročná správa’ je správa, ktorú každoročne vydávajú CCC a Core PPS o výpočte kapacity pre denný trh;

4. ‘ATC’ je dostupná prenosová kapacita, t. j. prenosová kapacita, ktorá je naďalej k dispozícii po postupe prideľovania a ktorá rešpektuje fyzické podmienky prenosovej sústavy;

5. ‘CCC’ je koordinovaný kalkulátor kapacity Core CCR, ako sa vymedzuje v článku 2 ods. 11 Nariadenia CACM, pokiaľ nie je uvedené inak;

6. ‘CCR’ je región výpočtu kapacity, ako sa vymedzuje v článku 2 ods. 3 Nariadenia CACM;

7. ‘CGM’ je spoločný sieťový model, ako sa vymedzuje v článku 2 ods. 2 Nariadenia CACM a je to D-2 CGM ustanovený v súlade s CGMM;

8. ‘CGMM’ je metodika spoločného sieťového modelu v súlade s článkom 17 Nariadenia CACM;

9. ‘CNE’ je kritický sieťový prvok;

10. ‘CNEC’ je CNE súvisiaci s nepredvídanou udalosťou, ktorý sa používa pri výpočte kapacity. Na ciele tejto metodiky zahŕňa pojem CNEC aj prípad, keď sa CNE používa pri výpočte kapacity bez špecifikovanej nepredvídanej udalosti;

11. ‘Core CCR’ je Core región výpočtu kapacity podľa Určenia regiónov výpočtu kapacity v súlade s článkom 15 Nariadenia CACM;

12. ‘Core čistá pozícia’ je čistá pozícia ponukovej oblasti v Core CCR **alebo virtuálneho uzla** vyplývajúca z pridelenia medzioblastných kapacít v rámci Core CC **a na hraniciach AHC**;

13. Core PPS sú 50Hertz Transmission GmbH („50Hertz“), Amprion GmbH („Amprion“), Austrian Power Grid AG („APG“), CREOS Luxembourg S.A. („CREOS“), ČEPS, a.s. („ČEPS”), Eles d.o.o. sistemski operater prenosnega elektroenergetskega omrežja („ELES“), Elia System Operator S.A. („ELIA“), Croatian Transmission System Operator Ltd. (HOPS d.o.o.) („HOPS“), MAVIR Hungarian Independent Transmission Operator Company Ltd. („MAVIR“), Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. („PSE“), RTE Réseau de transport d’électricité („RTE“), Slovenská elektrizačná prenosová sústava, a.s. („SEPS“), TenneT TSO GmbH („TenneT GmbH“), TenneT TSO B.V. („TenneT B.V.“), National Power Grid Company Transelectrica S.A. („Transelectrica“), TransnetBW GmbH („TransnetBW“);

14. ‘medzioblastný CNEC’ je CNEC, ktorého CNE je umiestnený na hranici ponukovej oblasti alebo je zapojený v sérii k takému sieťovému prvku, ktorý prenáša rovnaký výkon (bez prihliadnutia na straty v sieťach);

15. ‘kuratívne nápravné opatrenie’ je nápravné opatrenie aplikované iba po výskyte danej nepredvídanej udalosti;

16. ‘D-1’ znamená deň pred dodávkou elektriny;

17. ‘D-2’ znamená deň dva dni pred dodávkou elektriny;

18. ‘DA CC MTU’ je obchodný interval výpočtu kapacity pre denný trh, ktorý je obchodným intervalom výpočtu kapacity pre denný trh a rovná sa 60 minútam;

19. ‘štandardné parametre na báze toku’ sú hodnoty záložného pre-couplingu vypočítané v situáciách, kedy výpočet kapacity pre denný trh neposkytne parametre na báze toku v troch alebo viacerých po sebe idúcich hodinách. Tieto parametre na báze toku vychádzajú z dlhodobých pridelených kapacít;

20. ‘externé obmedzenie’ je typ obmedzenia pri prideľovaní, ktoré obmedzuje maximálny dovoz a/alebo vývoz danej ponukovej oblasti;

20a. ‘externý virtuálny uzol (EVH)’ znamená virtuálnu ponukovú oblasť bez akýchkoľvek objednávok na kúpu a predaj používaných na zastupovanie dovozov a vývozov na hranici AHC špecifikovaných v článku 13 tejto Metodiky;

21. ‘$F_{0,Core}$’ je tok podľa CNEC v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a s EVH**;

22. ‘$F_{0,all}$’ je tok podľa CNEC v situácii bez akejkoľvek obchodnej výmeny medzi ponukovými oblasťami v rámci Kontinentálnej Európy a medzi ponukovými oblasťami v rámci Kontinentálnej Európy a ponukovými oblasťami iných synchrónnych oblastí;

23. ‘F_i’ je očakávaný tok v obchodnej situácii *i*;

24. ‘doména na báze toku’ je súbor obmedzení, ktoré obmedzujú medzioblastnú kapacitu vypočítanú s použitím prístupu na báze toku;

25. ‘FRM’ alebo ‘FRM’ je bezpečnostná rezerva toku, t. j. bezpečnostná rezerva, ako sa vymedzuje v článku 2 ods. 14 Nariadenia CACM a uplatňuje na CNE;

26. ‘F_{LTN}’ je očakávaný tok po dlhodobých nomináciách;

27. ‘F_{max}’ je maximálny prípustný tok elektriny;

28. ‘F_{nrao}’ je zmena očakávaného toku z dôvodu optimalizácie nenákladných nápravných opatrení;

29. ‘F_{ref}’ je referenčný tok;

30. ‘$F_{ref,init}$’ je referenčný tok vypočítaný počas počiatočného výpočtu na báze toku v súlade s Article 14;

31. ‘GSK’ alebo ‘GSK’ je kľúč rozloženia výroby, ako sa vymedzuje v článku 2 ods. 12 Nariadenia CACM;

32. ‘HVDC’ je sieťový prvok vysokého napätia pre jednosmerný prúd;

33. ‘IGM’ je D-2 individuálny sieťový model, ako sa vymedzuje v článku 2 ods. 1 Nariadenia CACM;

34. ‘interný CNEC’ je CNEC, ktorý nie je medzioblastný;

34a. ‘interný virtuálny uzol (IVH)’ znamená virtuálnu ponukovú oblasť bez akýchkoľvek objednávok na kúpu a predaj používaných na zastupovanie obchodných výmen na internom prepojovacom vedení Core HVDC, kde sa uplatňuje rozvinutý prístup na báze toku, ako sa uvádza v článku 12 tejto Metodiky;

35. ‘I_{max}’ je maximálny prípustný prúd;

36. ‘LTA’ je dlhodobá pridelená kapacita;

37. LTA_{margin} je úprava zvyšnej dostupnej rezervy na zakomponovanie do dlhodobých pridelených kapacít;

38. ‘LTN’ je dlhodobá nominácia, t.j. nominácia dlhodobej pridelenej kapacity;

39. ‘agent zlúčenia’ je subjekt poverený zo strany Core PPS vykonať zlúčenie individuálnych sieťových modelov do spoločného sieťového modelu, ako sa uvádza v článku 20ff CGMM;

40. ‘MNEC’ je monitorovaný sieťový prvok s nepredvídanou udalosťou;

41. ‘NP’ alebo ‘NP’ je čistá pozícia ponukovej oblasti, ktorá je čistou hodnotou výroby a spotreby v ponukovej oblasti;

42. ‘NRAO’ je optimalizácia nenákladného nápravného opatrenia;

43. ‘orientovaná hranica ponukovej oblasti’ je daný smer hranice ponukovej oblasti (napr. z Nemecka do Francúzska);

44. ‘doména s predbežným riešením’ je konečný súbor záväzných obmedzení pre prideľovanie kapacity po procese predbežného riešenia;

45. ‘proces predbežného riešenia’ je identifikácia a odstránenie redundantných obmedzení z domény na báze toku;

46. ‘preventívne nápravné opatrenie’ je nápravné opatrenie aplikované na sústavu pred výskytom akejkoľvek nepredvídanej udalosti;

47. ‘predtým pridelené kapacity’ sú dlhodobé kapacity, ktoré už boli pridelené v predchádzajúcich (ročných a/alebo mesačných) časových rámcoch;

48. ‘PST’ je transformátor s priečnou reguláciou;

49. ‘PTDF’ alebo ‘$PTDF$’ je distribučný faktor prenosu elektriny;

50. ‘$\mathbf{PTDF}_{init}$’ je matica distribučných faktorov prenosu elektriny vyplývajúca z počiatočného výpočtu na báze toku;

51. ‘$\mathbf{PTDF}_{nrao}$’je matica distribučných faktorov prenosu elektriny používaná počas NRAO;

52. ‘$\mathbf{PTDF}_{f}$’ je matica distribučných faktorov prenosu elektriny opisujúca konečnú doménu na báze toku;

53. ‘PTR’ je fyzické prenosové právo;

54. ‘štvrťročná správa’ je správa o výpočte kapacity pre denný trh, ktorú každý štvrťrok vydávajú CCC a Core PPS;

55. ‘RA’ je nápravné opatrenie podľa definície v článku 2 ods. 13 Nariadenia CACM;

56. ‘RAM’ alebo ‘RAM’ je zvyšná dostupná rezerva;

57. ‘referenčná čistá pozícia alebo výmena’ je pozícia ponukovej oblasti alebo výmena nad prepojovacím vedením HVDC predpokladaná v rámci CGM;

58. ‘SDAC’ je jednotné prepojenie denných trhov;

59. ‘tieňová cena’ je duálna cena CNEC alebo obmedzenia pri prideľovaní, ktorá predstavuje zvýšenie ekonomického prebytku, ak dôjde k zvýšeniu obmedzenia o jeden MW;

60. ‘referenčný uzol’ je jednotný referenčný uzol používaný na určenie PTDF matice, t. j. zvýšenie výroby generátorov má za následok absorpciu zvýšeného výkonu v referenčnom uzle. Referenčný uzol ostáva konštantný pre každý DA CC MTU;

61. ‘preklenutie’ je záložné riešenie v rámci pre-couplingu v situáciách, kedy pre striktne menej než tri po sebe idúce hodiny neposkytuje výpočet kapacity pre denný trh parametre na báze toku. Tento výpočet vychádza z priesečnice predchádzajúcich a nasledujúcich parametrov na báze toku;

62. ‘Nariadenie SO’ je nariadenie Komisie (EÚ) 2017/1485 z 2. augusta 2017, ktorým sa stanovuje usmernenie pre prevádzkovanie elektrizačnej prenosovej sústavy;

63. ‘štandardný hybridný coupling’ je riešenie na zachytenie vplyvu výmen s non-Core ponukovými oblasťami na CNEC, čo sa explicitne nezohľadňuje počas fázy prideľovania;

64. ‘statický model siete’ je zoznam relevantných prvkov siete prenosovej sústavy vrátane ich elektrických parametrov;

65. ‘U’ je referenčné napätie;

66. ‘UAF’ je neplánovaný pridelený tok;

67. ‘vertikálne zaťaženie’ je celkový objem elektrickej energie, ktorý prenosová sústava danej ponukovej oblasti prenáša do pripojených distribučných sústav, konečným spotrebiteľom pripojeným do prenosovej sústavy a výrobcom elektrickej energie na spotrebu pri výrobe elektrickej energie;

67a. ‘virtuálny uzol (VH)’ je externý alebo interný virtuálny uzol

68. ‘$PTDF$ zóna-do-referenčného uzla’ je PTDF obchodnej výmeny medzi ponukovou oblasťou a referenčným uzlom **alebo medzi VH a referenčným uzlom**;

69. ‘$PTDF$ zóna-do-zóny’ je PTDF obchodnej výmeny medzi dvoma ponukovými oblasťami, **medzi dvoma VH alebo medzi VH a ponukovou oblasťou**;

70. zápis x označuje skalár;

71. zápis $\vec{x}$ označuje vektor;

72. zápis **x** označuje maticu;

73. ‘CZC’ je medzioblastná kapacita, pričom túto kapacitu je potrebné chápať ako spojenie „parametrov na báze toku“ (doména na báze toku) a „hodnoty LTA“ (doména LTA);

74. ‘doména LTA’ je súbor obmedzení bilaterálnych výmen, ktorý pokrýva predtým pridelené medzioblastné kapacity;

75. ‘technická protistrana’ je PPS, ktorý nie je Core PPS a pôsobí v krajine, ktorá nie je členským štátom Európskej únie;

76. ‘CGMES’ je špecifikácia výmeny spoločného sieťového modelu, ktorý vyvinula ENTSO-E podľa CGMM.

2. V tejto metodike výpočtu kapacity pre denný trh, pokiaľ kontext nevyžaduje inak:

   (a) sa singulár chápe ako plurál a opačne;

   (b) akronymy písané pravidelným písmom a kurzívou predstavujú jednotlivo používaný pojem a príslušnú premennú;

   (c) sú obsah a nadpisy uvedené len za účelom prehľadnosti a nemajú vplyv na interpretáciu tejto metodiky výpočtu kapacity pre denný trh;

   (d) akýkoľvek odkaz na výpočet kapacity pre denný trh, proces výpočtu kapacity pre denný trh alebo metodiku výpočtu kapacity pre denný trh znamená spoločný výpočet kapacity pre denný trh, spoločný proces výpočtu kapacity pre denný trh a spoločnú metodiku výpočtu kapacity pre denný trh jednotlivo, ktorú uplatňujú všetci Core PPS bežným a koordinovaným spôsobom na všetkých hraniciach ponukovej oblasti Core CCR; a

   (e) akýkoľvek odkaz na legislatívu, nariadenia, smernicu, poriadok, nástroj, predpis alebo akékoľvek iné uzákonenie zahŕňa akúkoľvek úpravu, rozšírenie alebo opätovné uzákonenie ich vtedajšej platnej verzie.

Article 3. Uplatňovanie tejto metodiky

Táto metodika výpočtu kapacity pre denný trh sa vzťahuje výhradne na výpočet kapacity pre denný trh v rámci Core CCR. Do rozsahu tejto metodiky nespadajú metodiky výpočtu kapacity v rámci iných CCR alebo pre iné časové rámce.

HLAVA 2 - Všeobecný opis metodiky výpočtu kapacity pre denný trh

Article 4. Proces výpočtu kapacity pre denný trh

1. Pre časový rámec denného trhu je potrebné vypočítať medzioblastné kapacity pre každý DA CC MTU využitím prístupu na báze toku, ako sa definuje v tejto metodike.

2. Proces výpočtu kapacity pre denný trh sa skladá z troch hlavných fáz:

   (a) tvorba vstupov na výpočet kapacity zo strany Core PPS;

   (b) proces výpočtu kapacity zo strany CCC; a

   (c) validácia kapacity zo strany Core PPS v koordinácii s CCC.

3. Každý Core PPS poskytne CCC tieto vstupy na výpočet kapacity do termínov uvedených v dokumente s opisom procesu:

   (a) individuálny zoznam CNEC v súlade s Article 5;

   (b) limity prevádzkovej bezpečnosti v súlade s Article 6;

   (c) externé obmedzenia v súlade s Article 7;

   (d) FRM v súlade s Article 8;

   (e) GSK v súlade s Article 9; a

   (f) nenákladné a nákladné RA v súlade s Article 10.

4. Okrem vstupov na výpočet kapacity v súlade s ods. 3 pošlú Core PPS alebo subjekt delegovaný zo strany Core PPS nasledujúce dodatočné vstupy CCC, pre každý DA CC MTU dňa dodávky, do času stanoveného v dokumente s opisom procesu:

   (a) dlhodobé pridelené kapacity(LTA);

   (b) hodnoty úpravy pre dlhodobé pridelené kapacity pre každú Core hranicu ponukovej oblasti **a pre každú hranicu AHC** s cieľom rozšíriť štandardnú doménu na báze toku nad rámec dlhodobých pridelených kapacít na účely výpočtu štandardných parametrov na báze toku; a

   (c) dlhodobé nominované kapacity(LTN).

5. Pri poskytovaní vstupov na výpočet kapacity v súlade s ods. 3 a 4 rešpektujú Core PPS formáty spoločne dohodnuté medzi Core PPS a CCC pri súčasnom splnení požiadaviek a usmernenia definovaného v CGMM.

5a. Najneskôr 3 mesiace po implementácii metodiky spoločného sieťového modelu v súlade s článkom 17 Nariadenia CACM a implementácie tejto metodiky v súlade s článkom 28 doručia Core PPS posúdenie uplatnenia CGMES pri výpočte kapacity vrátane návrhu plánovania s jasnými míľnikmi pre každý implementačný krok.

6. Najneskôr šesť mesiacov pred implementáciou tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 pripravia Core PPS spoločne dokument s opisom procesu, ako sa uvádza v odsekoch 3 a 4 a uverejnia ho na online komunikačnej platforme, ako sa uvádza v Article 25. Tento dokument odráža aktuálny podrobný opis procesu všetkých krokov výpočtu kapacity vrátane časovej priamky každého kroku výpočtu kapacity pre denný trh.

7. Keď agent zlúčenia dostane všetky IGM pripravené podľa CGMM, zlúči ich, aby vytvoril CGM v súlade s CGMM a doručí CGM CCC.

8. Proces výpočtu kapacity pre denný trh a validáciu v Core CCR vykoná CCC a Core PPS podľa tohto postupu:

   Step 1. CCC definuje počiatočný zoznam CNEC v súlade s Article 14;

   Step 2. CCC vypočíta prvé parametre na báze toku ($PTDF_{init}$ a $F_{ref,init}$) pre každý počiatočný CNEC v súlade s Article 14;

   Step 3. CCC určí konečný zoznam CNEC a MNEC pre následné kroky výpočtu kapacity pre denný trh v súlade s Article 15;

Step 4. CCC vykoná optimalizáciu nenákladných nápravných opatrení (NRAO) v súlade s Article 16 a, ako výsledok, získa uplatnené nenákladné RA spolu s konečnými $PTDF_f$ a F_{ref} upravenými pre uplatnené RA;

Step 5. CCC vypočíta CCC úpravu pre minimálnu RAM (AMR) v súlade s Article 17;

Step 6. CCC vypočíta úpravu pre zahrnutia LTA v súlade s Article 18

Step 7. CCC vypočíta RAM pred validáciou (RAM_{bv}) na základe výsledkov predchádzajúcich procesov v súlade s Article 19;

Step 8. Core PPS a CCC, v súlade s 1(e), vykonajú validáciu RAM_{bv} s koordinovanými a individuálnymi validáciami a pri ohrození prevádzkovej bezpečnosti znížia RAM, čo má za následok RAM pred dlhodobými nomináciami (RAM_{bn});

Step 9. V súlade s Article 21 CCC odstráni redundantné CNEC a redundantné externé obmedzenia z konečných $PTDF_f$ a RAM_{bn} a uverejní ich ako počiatočné parametre na báze toku v súlade s Article 25;

Step 10. CCC vypočíta toky vyplývajúce z dlhodobých nominácií (F_{LTN}) a odvodí konečný RAM (RAM_f) v súlade s Article 21;

Step 11. CCC uverejní hodnoty $PTDF_f$ a RAM_f v súlade s Article 25 a poskytne ich NEMO na pridelenie kapacity v súlade s Article 21.

8a. Kroky v článku 4 ods. 7 je potrebné doplniť o IGM technických protistrán podľa článku 13 ods. 2.

HLAVA 3 – Vstupy na výpočet kapacity

Article 5. Definícia kritických sieťových prvkov a nepredvídané udalosti

1. Každý Core PPS definuje zoznam CNE, ktoré sú úplne alebo čiastočne umiestnené v jeho vlastnej regulačnej oblasti a ktorými môžu byť vonkajšie vedenia, podzemné káble alebo transformátory. Všetky medzioblastné sieťové prvky sú definované ako CNE, keďže ako CNE budú definované iba tie interné sieťové prvky, ktoré sú definované v súlade s odsekom 6 alebo 7. Do 30 po schválení návrhu podľa odseku 6 je možné všetky interné sieťové prvky definovať ako CNE.

1a. CNE v súlade s odsekom 1 budú dodatočne zahŕňať tieto prvky na hraniciach AHC. Ak sú obmedzenia kapacity vyplývajúce z medzioblastných sieťových prvkov na hranici AHC už uvažované v inom CCR, môže Core PPS rozhodnúť neurčiť také sieťové prvky ako CNE alebo CNEC v Core. Taký CNE na hranici AHC musí byť pravidelne monitorovaný iba v jednom CCR. Akákoľvek odchýlka od tohto pravidla musí podliehať náležitému odôvodneniu.

2. Každý Core PPS musí definovať zoznam navrhovaných nepredvídaných udalostí použitý v analýze v súlade s článkom 33 Nariadenia SO s obmedzením na ich relevanciu pre súbor CNE podľa definície v odseku 1 a v súlade s článkom 23 ods. 2 Nariadenia CACM. Nepredvídané udalosti Core PPS sa budú nachádzať v oblasti pozorovania takého Core PPS. Tento zoznam bude aktualizovaný minimálne raz ročne a v prípade topologických zmien v sústave Core PPS v súlade s Article 24. Nepredvídanou udalosťou môže byť neplánovaná odstávka:

   (a) vedenia, kábla alebo transformátora;

   (b) zbernice;

   (c) výrobnej jednotky;

(d) zaťaženia; alebo

(e) súboru vyššie uvedených prvkov.

3. Každý Core PPS pripraví zoznam CNEC spojením nepredvídaných udalostí stanovených v súlade s odsekom 2 s CNE stanovenými v súlade s odsekom 1 na základe pravidiel stanovených v súlade s článkom 75 Nariadenia SO. Do stanovenia takých pravidiel a nadobudnutia ich platnosti bude spojenie nepredvídaných udalostí a CNE vychádzať z prevádzkových skúseností každého PPS. Individuálny CNEC je tiež možné zriadiť bez nepredvídanej udalosti.

4. Každý Core PPS poskytne CCC zoznam CNEC zriadených v súlade s odsekom 3. Každý Core PPS môže poskytnúť CCC aj zoznam monitorovaných sieťových prvkov s nepredvídanou udalosťou (MNEC), ktoré je potrebné monitorovať počas výpočtu kapacity.

5. Najneskôr osemnásť mesiacov po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 pripravia všetci Core PPS spoločne zoznam interných sieťových prvkov (v kombinácii s príslušnými nepredvídanými udalosťami), ktoré sa definujú ako CNEC a predložia ho do rovnakého termínu všetkým Core regulačným orgánom ako návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM. Po jeho schválení v súlade s článkom 9 Nariadenia CACM bude tento zoznam interných CNEC tvoriť prílohu k tejto metodike.

6. Zoznam podľa predchádzajúceho odseku bude aktualizovaný každé dva roky. Na tento účel, najneskôr osemnásť mesiacov po schválení návrhu na zmenu a doplnenie tejto metodiky podľa predchádzajúcich odsekov a tohto odseku všetkými Core regulačnými orgánmi, vypracujú všetci Core PPS spoločne nový návrh interných CNEC a predložia ho do rovnakého termínu všetkým Core regulačným orgánom ako návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM. Po jeho schválení v súlade s článkom 9 Nariadenia CACM nahradí tento zoznam interných CNEC príslušnú prílohu k tejto metodike.

7. Navrhovaný zoznam interných CNEC v súlade s odsekom 5 a 6 nebude zahŕňať žiadny interný sieťový prvok s nepredvídanou udalosťou s maximálnym PTDF zóna-do-zóny pod 5 % vypočítaným ako priemerný čas počas posledných dvanástich mesiacov.

8. Návrh v súlade s odsekmi 5 a 6 musí zahŕňať minimálne nasledovné:

   (a) zoznam navrhovaných interných CNEC so súvisiacimi maximálnymi PTDF zóna-do-zóny uvedený v odseku 7;

   (b) posúdenie dopadu zvyšovania prahu maximálneho PTDF zóna-do-zóny na vylúčenie interných CNEC uvedených ďalej v odseku 7 na 10 % alebo viac; a

   (c) pre každý navrhovaný interný CNEC analýzu preukazujúcu, že zahrnutie dotknutého interného sieťového prvku do výpočtu kapacity je ekonomicky najefektívnejšie riešenie na riešenie nepredvídaných udalostí na dotknutom internom sieťovom prvku s prihliadnutím napríklad na tieto alternatívy:

      i. uplatnenie nápravných opatrení;

      ii. rekonfigurácia ponukových oblastí;

      iii. investície do sieťovej infraštruktúry v kombinácii s jednou alebo dvoma vyššie uvedenými možnosťami; alebo

      iv. kombináciu vyššie uvedeného.

Pred vykonaním analýzy v súlade s bodom (c) Core PPS spoločne koordinujú a konzultujú so všetkými Core regulačnými orgánmi o metodike, predpokladoch a kritériách pre túto analýzu.

9. Návrhy v súlade s odsekmi 5 a 6 preukážu tiež aj skutočnosť, že dotknutí Core PPS usilovne preskúmali alternatívy uvedené v odseku 8 v dostatočnom predstihu so zohľadnením ich požadovaného času na implementáciu, ako napr. že by mohli byť uplatnené alebo implementované do času prijatia rozhodnutí zo strany Core regulačných orgánov o návrhu v súlade s odsekmi 5 a 6.

10. Core PPS pravidelne preskúmajú a aktualizujú uplatňovanie metodiky na určenie CNEC, ako sa vymedzuje v Article 24.

Article 6. Metodika pre limity prevádzkovej bezpečnosti

1. Core PPS používajú vo výpočte kapacity pre denný trh rovnaké limity prevádzkovej bezpečnosti ako tie, ktoré sa používajú v analýze prevádzkovej bezpečnosti vykonávanej v súlade s článkom 72 Nariadenia SO.

2. Na zohľadnenie teplotných limitov CNE používajú Core PPS limit maximálneho prípustného prúdu (I_{max}), ktorý je fyzickým limitom CNE podľa limitov prevádzkovej bezpečnosti v súlade s článkom 25 Nariadenia SO. Maximálny prípustný prúd je definovaný takto:

   (a) maximálny prípustný prúd je možné definovať ako:

      i. Sezónny limit, ktorý znamená fixný limit pre všetky DA CC MTU každej zo štyroch sezón.

      ii. Dynamický limit, ktorý znamená hodnotu podľa DA CC MTU a odráža meniace sa okolité podmienky.

      iii. Fixné limity pre všetky DA CC MTU v prípade špecifických situácií, keď fyzický limit odráža schopnosť vonkajších vedení, káblov alebo zariadení elektrických staníc inštalovaných v primárnom silovom okruhu (ako je vypínač alebo odpojovač) s limitmi, ktoré nie sú citlivé na okolité podmienky.

   (b) podľa vhodnosti, sa I_{max} definuje ako dočasný limit prúdu CNE v súlade s článkom 25 Nariadenia SO. Dočasný limit prúdu znamená, že preťaženie je povolené iba počas určitej obmedzenej doby. Výsledkom je, že rôzne CNEC súvisiace s rovnakým CNE môžu mať odlišné hodnoty I_{max} .

   (c) I_{max} predstavuje iba skutočné fyzické vlastnosti CNE a nebude znížený o žiadnu bezpečnostnú rezervu.[1]

   (d) CCC bude využívať I_{max} každého CNEC na výpočet F_{max} pre každý CNEC, ktorý opisuje maximálny prípustný tok činného výkonu na CNEC. F_{max} bude vypočítaný podľa daného vzorca:

$$F_{max} = \sqrt{3} \cdot I_{max} \cdot U \cdot cos(\varphi)$$

Rovnica 1

[1] Neistoty vo výpočte kapacity pokrýva na každom CNEC bezpečnostná rezerva toku (FRM) v súlade s Article 8 a hodnotami úpravy týkajúcimi sa validácie v súlade s 1(e).

(e) kde I_{max} je maximálny prípustný prúd kritického sieťového prvku (CNE), U je fixné referenčné napätie pre každý CNE a $\cos(\varphi)$ je účinník.

(f) CCC štandardne stanovuje účinník $\cos(\varphi)$ na 1 na základe predpokladu, že CNE je zaťažovaný iba činným výkonom a že podiel jalového výkonu je zanedbateľný (t. j. $\varphi = 0$). Ak podiel jalového výkonu nie je zanedbateľný, môže PPS prihliadať na tento aspekt počas fázy validácie v súlade s 1(e).

3. Core PPS sa zameriavajú na postupné zastavenie používania sezónnych limitov v súlade s odsekom 2 písm. a) bod (i) a nahradzujú ich dynamickými limitmi v súlade s odsekom 2 písm. a) bod (ii), kedy benefity prevyšujú náklady. Po ukončení každého kalendárneho roka vykoná každý PPS analýzu očakávaného zvýšenia ekonomického prebytku v nasledujúcich 10 rokoch vyplývajúceho z implementácie dynamických limitov a porovná ju s nákladmi na implementáciu dynamických limitov pre všetky svoje CNE, pre ktoré sa uplatňujú sezónne limity a ktoré majú nenulovú tieňovú cenu minimálne v 0,1 % DA CC MTU v predchádzajúcom kalendárnom roku. Každý PPS poskytne túto analýzu Core regulačným orgánom. Ak je pri zohľadnení iných plánovaných investícií nákladovo-výnosová analýza kladná, do troch rokov po ukončení analyzovaného kalendárneho roka implementuje dotknutý PPS dynamické limity. V prípade prepojovacích vedení, ak je to vhodné, dotknutí PPS spolupracujú pri vykonávaní tejto analýzy a implementácii.

4. PPS pravidelne preskúmajú a aktualizujú limity prevádzkovej bezpečnosti v súlade s Article 24.

Article 7. Metodika pre obmedzenia pri prideľovaní

1. Ak nie je možné účinne transformovať limity prevádzkovej bezpečnosti na I_{max} a F_{max} v súlade s Article 6, môžu ich Core PPS transformovať na obmedzenia pri prideľovaní. Na tento účel môžu Core PPS použiť iba externé obmedzenia ako špecifický typ obmedzenia pri prideľovaní, ktoré limituje maximálny dovoz a/alebo vývoz danej Core ponukovej oblasti v rámci SDAC.

2. Core PPS môžu uplatniť externé obmedzenia ako jednu z nasledujúcich dvoch možností:

   (a) obmedzenie na Core čistej pozícii (súčet medzioblastných výmen v rámci Core CCR **a na hraniciach AHC** pre určitú ponukovú oblasť v SDAC), teda obmedzujúce čistú pozíciu príslušnej ponukovej oblasti s ohľadom na jej dovozy a/alebo vývozy do iných ponukových oblastí v Core CCR. Táto možnosť sa uplatňuje dovtedy, kým nie je možné uplatniť možnosť (b).

   (b) obmedzenie na globálnej čistej pozícii (súčet všetkých medzioblastných výmen pre určitú ponukovú oblasť v SDAC), teda obmedzujúce čistú pozíciu príslušnej ponukovej oblasti s ohľadom na všetky CCR, ktoré sú súčasťou SDAC. Táto možnosť sa uplatňuje, keď: (i) je také obmedzenie schválené v rámci všetkých metodík výpočtu kapacity pre denný trh príslušných CCR, (ii) sa príslušné riešenie implementuje v rámci algoritmu SDAC a (iii) sa príslušné hranice ponukovej oblasti zúčastňujú na SDAC.

3. Externé obmedzenia môžu využiť ELIA, TenneT B.V. a PSE počas prechodného obdobia dvoch rokov po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 a v súlade s dôvodmi a metodikou výpočtu externých obmedzení, ako sa uvádza v Prílohe 1 k tejto metodike. Počas prechodného obdobia Core PPS:

   (a) vypočítajú hodnotu externých obmedzení na dennej báze pre každý DA CC MTU (iba pre PSE) alebo minimálne štvrťročne a uverejnia výsledky základnej analýzy (táto povinnosť sa vzťahuje iba na ELIA a TenneT B.V.);

(b) ak malo externé obmedzenie nenulovú tieňovú cenu vo viac než 0,1 % hodín v štvrťroku, predložia CCC správu obsahujúcu: (i) pre každý DA CC MTU v prípade, keď malo externé obmedzenie nenulovú tieňovú cenu, analýzu straty ekonomického prebytku z dôvodu externého obmedzenia a účinnosti obmedzenia pri prideľovaní pri prevencii porušenia základných limitov prevádzkovej bezpečnosti a (ii) analýzu alternatívnych riešení s cieľom riešiť základné limity prevádzkovej bezpečnosti. CCC zahrnie túto správu ako prílohu k štvrťročnej správe, ako sa vymedzuje v článku 27 ods. 5;

(c) v prípade možnosti, a pokiaľ je to efektívnejšie, implementujú alternatívne riešenia uvedené v bode (b).

4. Ak by dotknutí Core PPS nemohli nájsť a implementovať alternatívne riešenia uvedené v predchádzajúcom odseku, môžu, do osemnástich mesiacov po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3, spolu so všetkými ostatnými Core PPS, predložiť všetkým Core regulačným orgánom návrh zmeny a doplnenia tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM. Taký návrh bude zahŕňať nasledovné:

(a) technické a právne odôvodnenie potreby pokračovania v používaní externých obmedzení naznačujúcich základné limity prevádzkovej bezpečnosti a prečo nemôžu byť účinne transformované na I_{max} a F_{max};

(b) metodiku výpočtu hodnoty externých obmedzení vrátane frekvencie prepočítania.

Ak taký návrh predložili všetci Core PPS, dôjde k predĺženiu prechodného obdobia uvedeného v odseku 3 až do rozhodnutia o návrhu prijatého všetkými Core regulačnými orgánmi.

5. Pre núdzový postup SDAC v súlade s Article 23 budú všetky externé obmedzenia modelované ako obmedzenia limitujúce Core čisté pozície, ako sa uvádza v odseku 2 písm. a).

6. Core PPS môže prerušiť používanie externého obmedzenia. Dotknutí Core PPS oznámia túto zmenu všetkým Core regulačným orgánom a účastníkom trhu minimálne jeden mesiac pred prerušením.

7. Core PPS preskúmajú a aktualizujú obmedzenia pri prideľovaní v súlade s Article 24.

Article 8. Metodika na určenie bezpečnostnej rezervy

1. FRM sa vzťahuje na tieto neistoty v prognóze:

(a) medzioblastné výmeny na hraniciach ponukovej oblasti mimo Core CCR **okrem hraníc AHC**;

(b) vzor výroby vrátane konkrétnej prognózy výroby veternej a solárnej energie;

(c) kľúč rozloženia výroby;

(d) prognóza zaťaženia;

(e) prognóza topológie;

(f) neúmyselná odchýlka toku z dôvodu procesu na zachovanie frekvencie; a

(g) predpoklady výpočtu kapacity na báze toku vrátane lineárnosti a modelovania externých (non-Core) oblastí PPS.

2. Core PPS sa zameriavajú na znižovanie neistôt štúdiom a riešením stimulov neistoty.

3. FRMS sa vypočíta v dvoch hlavných krokoch. V prvom kroku sa vypočíta pravdepodobnostné rozdelenie odchýlok medzi očakávanými tokmi výkonu v čase výpočtu kapacity a realizovanými tokmi výkonu v reálnom čase. Na výpočet očakávaných tokov výkonu (F_exp) sa pre každý DA CC MTU pozorovacieho obdobia použijú historické CGM a GSK použité vo výpočte kapacity. Historické CGM budú aktualizované s úmyselnými opatreniami Core PPS (vrátane minimálne RA uvažovaných počas výpočtu kapacity), ktoré boli uplatnené v príslušnom DA CC MTU[2]. Toky výkonu takých upravených CGM budú prepočítané (F_exp) a následne upravené tak, aby prihliadali na realizované obchodné výmeny vnútri Core CCR **a na hraniciach AHC**. Tá neskoršia úprava bude vykonaná výpočtom PTDF v súlade s metodikou, ako sa opisuje v článku 11, ale s použitím upravených CGM a historických GSK. Očakávané toky výkonu v čase výpočtu kapacity budú teda vypočítané s uplatnením konečných realizovaných obchodných výmen v Core CCR **a na hraniciach AHC**, ktoré sa odrážajú v realizovaných tokoch výkonu. Tento vyššie uvedený výpočet očakávaných tokov výkonu (F_exp) je opísaný v Rovnica 2.

$$\vec{F}_{exp} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}\left(\overrightarrow{NP}_{real} - \overrightarrow{NP}_{ref}\right)$$

Rovnica 2

kde

$\vec{F}_{exp}$	očakávaný tok výkonu podľa CNEC v zrealizovanej obchodnej situácii v Core CCR
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v aktualizácii CGM s prihliadnutím na úmyselné opatrenia PPS
PTDF	matica distribučného faktora prenosu elektriny vypočítaná s aktualizovaným CGM
$\overrightarrow{NP}_{real}$	Core čistá pozícia v zrealizovanej obchodnej situácii
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core čistá pozícia v aktualizovanom CGM

4. Očakávané toky elektriny na každom CNEC v Core CCR sa následne porovnávajú s realizovanými tokmi výkonu pozorovanými na rovnakom CNEC. Pri vypočítavaní očakávaných (alebo realizovaných) tokov pre CNEC musia byť očakávané (alebo realizované) toky najlepším odhadom očakávaného (alebo realizovaného) toku výkonu, ku ktorému by došlo v prípade odstávky. Taký odhad musí, podľa vhodnosti, zohľadniť kuratívne nápravné opatrenie. Všetky rozdiely medzi týmito dvoma tokmi pre všetky DA CC MTU pozorovacieho obdobia sa použijú na definovanie pravdepodobnostného rozdelenia odchýlok medzi očakávanými tokmi výkonu v čase výpočtu kapacity a realizovanými tokmi výkonu;

5. V druhom kroku bude vypočítaný 90. percentil pravdepodobnostného rozdelenia všetkých CNEC[3]. To znamená, že Core PPS uplatňujú spoločnú úroveň rizika vo výške 10 %, a tým hodnoty FRM pokrývajú 90 % historických prognózovaných chýb v rámci pozorovacieho obdobia. Podľa návrhu v súlade s odsekom 6 je hodnota FRM pre každý CNEC buď:

   (h) 90. percentil pravdepodobnostného rozdelenia vypočítaný pre taký CNEC;

[2] Tieto opatrenia kontrolujú potrební Core PPS, a teda sa nepovažujú za neistotu

[3] Táto hodnota je odvodená od skúseností v existujúcich iniciatívach market couplingu na báze toku.

(i) 90. percentil pravdepodobnostného rozdelenia vypočítaný pre CNE tvoriaci základe pre taký CNEC.

5a. Core PPS zopakujú kroky jeden a dva v súlade s odsekmi 3 až 5 s dvoma odlišnými prístupmi k implementácii pre odsek 3, vetu 4, kde jedna implementácia vedie k vyššej odhadovanej hodnote a druhá implementácia vedie k nižšej odhadovanej hodnote skutočnej FRM.

(a) Na určenie vyššej odhadovanej hodnoty je potrebné aktualizovať historické CGM tak, aby sa iba na RA uvažované počas výpočtu kapacity pre denný trh prihliadalo ako na úmyselné opatrenia Core PPS. Z toho vyjde vyššia odhadovaná hodnota FRM, lebo na niektoré úmyselné opatrenia Core PPS, konkrétne redispečing, sa nebude prihliadať, a teda sa nebudú považovať za zdroj FRM.

(b) Na určenie nižšej odhadovanej hodnoty je potrebné dodatočne aktualizovať historické CGM tak, aby sa aj na celý vzor výroby Core CCR prihliadalo ako na úmyselné opatrenia Core PPS. Z toho vyjde nižšia odhadovaná hodnota FRM, lebo výsledkom úmyselných opatrení Core PPS vo forme redispečingu je iba časť celého výrobného dispečingu.

6. Každý PPS môže znížiť hodnoty FRM vyplývajúce z druhého kroku pre svoje vlastné CNEC, ak zváži, že došlo k nadhodnoteniu základných neistôt.

7. Najneskôr osemnásť mesiacov po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 vykonajú Core PPS spoločne prvý výpočet FRM v súlade s vyššie opísanou metodikou a na základe údajov minimálne z prvého roka prevádzky tejto metodiky. Do rovnakého termínu predložia všetci Core PPS návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM spolu s podporným dokumentom uvedeným v odseku 9 všetkým Core regulačným orgánom. Návrh zmien a doplnení bude zahŕňať prístup a odôvodnenie výberu FRM z rozsahu medzi nižšími a vyššími odhadovanými hodnotami, ako aj ďalšie možné kroky na zlepšenie procesu s cieľom čo najviac sa priblížiť skutočnej FRM.

8. Návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s predchádzajúcim odsekom špecifikuje, či bude hodnota FRM vypočítaná pre každý CNEC podľa základného pravdepodobnostného rozdelenia, alebo či majú mať všetky CNEC s rovnakým základným CNE rovnakú hodnotu FRM vypočítanú na základe pravdepodobnostného rozdelenia vypočítaného pre základný CNE. Ak návrh navrhuje výpočet FRM na úrovni CNEC, návrh musí podrobne opísať, ako adekvátne odhadnúť očakávané a realizované toky vrátane RA, ktoré boli by boli bývali aktivované s cieľom, v prípade potreby, riadiť nepredvídanú udalosť.

9. Podporný dokument pre návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s vyššie uvedeným odsekom 7 bude zahŕňať minimálne nasledovné:

(a) hodnoty FRM pre všetky CNEC vypočítané na úrovni CNE a CNEC; a

(b) posúdenie benefitov a nedostatkov výpočtu FRM na úrovni CNE alebo CNEC.

10. Kým návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s odsekom 7 neschváli všetky Core regulačné orgány, budú Core PPS používať tieto hodnoty FRM :

(a) pre CNEC, ktoré sa už používajú v existujúcich iniciatívach výpočtu kapacity na báze toku, sa hodnoty FRM rovnajú hodnotám FRM používaným v týchto iniciatívach v čase prijatia tejto metodiky; a

(b) pre CNEC, ktoré sa ešte nepoužívajú v existujúcich iniciatívach výpočtu kapacity na báze toku, sa hodnoty FRM rovnajú 10 % z F_{max} vypočítaného za normálnych poveternostných podmienok.

11. Po schválení návrhu na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s odsekom 7 všetkými Core regulačnými orgánmi budú hodnoty FRM aktualizované minimálne raz ročne na základe pozorovacieho obdobia jedného roka s cieľom zobraziť účinky sezónnosti. Hodnoty FRM sú následne zafixované až do ďalšej aktualizácie.

Article 9. Metodika na určenie kľúčov rozloženia výroby

1. Každý Core PPS definuje pre svoju ponukovú oblasť a pre každý DA CC MTU kľúč GSK, ktorý premieňa zmenu čistej pozície ponukovej oblasti na konkrétnu zmenu dodávky alebo odberu v CGM. GSK má fixné hodnoty, čo znamená, že relatívny príspevok výroby alebo zaťaženia k zmene čistej pozície ponukovej oblasti ostáva rovnaký bez ohľadu na veľkosť zmeny.

2. Pre daný DA CC MTU bude GSK zahŕňať iba aktuálnu výrobu a/alebo zaťaženie[4] prítomné v CGM pre taký DA CC MTU. Core PPS zohľadnia dostupné informácie o výrobe alebo dostupnom zaťažení v CGM s cieľom vybrať uzly, ktoré prispejú ku GSK.

3. GSK budú opisovať očakávanú reakciu výrobných a/alebo zaťažovacích jednotiek na zmeny čistých pozícií. Toto očakávanie bude vychádzať z pozorovanej historickej reakcie výrobných a/alebo zaťažovacích jednotiek na zmeny čistých pozícií, zúčtovacích cien a ostatných základných faktorov, čím prispejú k minimalizovaniu FRM.

4. GSK bude aktualizovaný a preskúmaný každý deň alebo vždy, keď dôjde k zmene očakávaní uvedených v odseku 3. Core PPS preskúmajú a aktualizujú uplatňovanie metodiky na určenie kľúčov rozloženia výroby v súlade s Article 24.

5. Core PPS patriaci do rovnakej ponukovej oblasti spoločne určia spoločný GSK pre takú ponukovú oblasť a dohodnú sa na metodike takej koordinácie. V prípade Nemecka a Luxemburska vypočíta každý PPS svoj individuálny GSK a CCC ich skombinuje do jedného GSK pre celú nemecko-luxemburskú ponukovú oblasť pridelením relatívnej váhy GSK každého PPS. PPS z Nemecka a Luxemburska sa dohodnú na týchto váhach podľa podielu výroby v regulačnej oblasti každého PPS, ktorá reaguje na zmeny čistej pozície a poskytnú ich CCC.

5a. CCC určí GSK pre EVH v súlade s článkom 9 ods. 1 takto:

(a) Ak hranica EVH predstavuje iba prepojovacie vedenia HVDC, bude GSK definovaný všetkými konvertorovými stanicami prepojovacích vedení HVDC váženými na základe príslušnej prenosovej kapacity.

(b) Ak EVH predstavuje iba prepojovacie vedenia AC, použije CCC GSK priľahlej ponukovej oblasti poskytnutý zo strany PPS takej ponukovej oblasti. Ak nie je tento GSK k dispozícii, určí CCC GSK na základe všetkých kladných dodávok do IGM priľahlej ponukovej oblasti.

(c) Ak hranica EVH predstavuje prepojovacie vedenia HVDC a prepojovacie vedenia AC, definuje príslušný Core PPS jeden kombinovaný GSK na základe GSK pre prepojovacie vedenia HVDC a GSK pre prepojovacie vedenia AC.

6. Do osemnástich mesiacov po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 pripravia všetci Core PPS návrh ďalšej harmonizácie metodiky na určenie kľúčov rozloženia výroby a predložia ho do rovnakého termínu všetkým Core regulačným orgánom ako návrh na zmenu a

[4] A iné prvky pripojené do sústavy, ako sú skladovacie zariadenia.

doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM. Návrh musí obsahovať aspoň nasledovné:

(a) kritériá a metriku na určenie účinnosti a výkonnosti GSK a umožnenie kvantitatívneho porovnania rôznych GSK; a

(b) harmonizovanú metodiku na určenie kľúčov rozloženia výroby v kombinácii, podľa možnosti, s pravidlami a kritériami pre PPS na odchýlenie sa od harmonizovanej metodiky na určenie kľúčov rozloženia výroby.

Article 10. Metodika pre nápravné opatrenia vo výpočte kapacity pre denný trh

1. V súlade s článkom 25 ods. 1 Nariadenia CACM a článkom 20 ods. 2 Nariadenia SO definujú Core PPS jednotlivo RA, ktoré je potrebné zohľadniť vo výpočte kapacity pre denný trh.

2. Ak je RA sprístupnené pre výpočet kapacity pre denný trh v Core CCR sprístupnené aj v inom CCR, zabezpečí PPS, ktorý riadi toto RA pri jeho definovaní, že sa bude pri svojom potenciálnom uplatňovaní používať konzistentne v obidvoch CCR na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti.

3. Podľa článku 25 ods. 2 a 3 Nariadenia CACM budú tieto RA použité na koordinovanú optimalizáciu medzioblastných kapacít pri súčasnom zabezpečení bezpečnej prevádzky v reálnom čase.

4. Na účely NRAO poskytnú všetci Core PPS pre CCC všetky očakávané dostupné nenákladné RA a na účely validácie kapacity poskytnú všetci Core PPS pre CCC všetky očakávané dostupné nákladné a nenákladné RA.

5. Na zabránenie neprimeranej diskriminácii a s cieľom znížiť množstvo očakávaných kruhových tokov môže každý Core PPS individuálne definovať počiatočné nastavenie svojich vlastných nenákladných a nákladných RA na základe najlepšej prognózy ich uplatnenia a s cieľom znížiť celkové kruhové toky na svojich medzioblastných CNEC pod úroveň prahu kruhového toku, ktorý zabraňuje neprimeranej diskriminácii. Tento prah musí byť konzistentný s predpokladmi týkajúcimi sa kruhových tokov pri definovaní minimálneho faktora RAM v súlade s článkom 17 ods. 9 a bude sa rovnať 30 % F_{max} týchto CNEC zníženému *o FRM*, keď PPS uplatní minimálny faktor RAM rovnajúci sa 0,7. Každý PPS poskytne CCC prah kruhových tokov pre svoje medzioblastné CNEC, ktorý sa použije v NRAO.

6. V súlade s článkom 25 ods. 4 Nariadenia CACM môže PPS neposkytnúť iba tie RA, ktoré sú potrebné na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti prevádzky v reálnom čase a pre ktoré nie sú k dispozícii žiadne iné (nákladné) RA, alebo tie, ktoré sú ponúkané na výpočet kapacity pre denný trh v iných CCR, na ktorých sa dotknutý PPS tiež zúčastňuje. CCC bude monitorovať a informovať vo výročnej správe o systematických neposkytnutiach, ktoré neboli na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti prevádzky v reálnom čase podstatné.

7. Výpočet kapacity pre denný trh smie prihliadať iba na tie nenákladné RA, ktoré je možné modelovať. Tieto nenákladné RA môžu najmä, avšak nie výlučne:

   (a) meniť polohu prepínača transformátora s priečnou reguláciou (PST); a

   (b) byť topologickým opatrením: otvorenie alebo zatvorenie jedného alebo viacerých vedení, káblov, transformátorov, spojok prípojníc alebo zmena jedného alebo viacerých sieťových prvkov z jednej prípojnice na druhú.

8. V súlade s článkom 25 ods. 6 Nariadenia CACM sú uvažované RA rovnaké pre výpočet kapacity pre denný trh a pre vnútrodenný trh v závislosti od ich technickej dostupnosti.

9. RA môžu byť preventívne alebo kuratívne, t. j. ovplyvňujúce všetky CNEC alebo iba preddefinované prípady nepredvídanej udalosti.

10. Optimalizované uplatňovanie nenákladných RA vo výpočte kapacity pre denný trh sa vykonáva v súlade s Article 16.

11. PPS preskúmajú a aktualizujú RA, na ktoré sa prihliada vo výpočte kapacity pre denný trh v súlade s Article 24.

HLAVA 4 - Opis procesu výpočtu kapacity pre denný trh

Article 11. Výpočet distribučných faktorov prenosu elektriny a referenčných tokov

1. Výpočet na báze toku je centralizovaným výpočtom, ktorý poskytuje dve hlavné triedy parametrov potrebných na definovanie domény na báze toku: distribučné faktory prenosu elektriny ($PTDFs$) a zvyšné dostupné rezervy ($RAMs$).

2. V súlade s článkom 29 ods. 3 písm. a) Nariadenia CACM vypočíta CCC dopad zmeny **čistých pozícií** ponukových oblastí **a VH** na tok výkonu na každom CNEC (určený v súlade s pravidlami definovanými v článku 5). Tento vplyv sa nazýva PTDF zóna-do-referenčného uzla. Tento výpočet sa vykonáva na základe CGM a GSK definovanom v súlade s Article 9.

3. $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla sa vypočítavajú najprv výpočtom $PTDF$ uzol-do-referenčného uzla pre každý uzol definovaný v GSK. Tieto uzlové PTDF sú odvodené na základe zmien dodávok príslušného uzla v CGM a záznamov rozdielu v toku výkonu na každom CNEC (vyjadrenom ako percento zmeny dodávky). Tieto $PTDF$ uzol-do-referenčného uzla sú prevedené na $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla vynásobením podielu každého uzla na GSK príslušným uzlovým PTDF a sčítaním týchto súčinov. Tento výpočet je matematicky opísaný takto:

$$\boldsymbol{PTDF}_{zone-to-slack} = \boldsymbol{PTDF}_{node-to-slack}\, \boldsymbol{GSK}_{node-to-zone}$$

Rovnica 3

kde

$\mathbf{PTDF}_{zone-to-slack}$	je matica $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla (stĺpce: ponukové oblasti **a virtuálne uzly**; rady: CNEC)
$\mathbf{PTDF}_{node-to-slack}$	je matica $PTDF$ uzol-do-referenčného uzla (stĺpce: uzly; rady: CNEC)
$\mathbf{GSK}_{node-to-zone}$	je matica obsahujúca GSK všetkých ponukových oblastí (stĺpce: ponukové oblasti **a virtuálne uzly**; rady: uzly; súčet každého stĺpca sa rovná jednej).

4. $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla vypočítané vyššie je tiež možné vyjadriť ako $PTDF$ zóna-do-zóny. $PTDF_{A,l}$ zóna-do-referenčného uzla predstavuje vplyv zmeny čistej pozície ponukovej oblasti A na CNEC l a predpokladá obchodnú výmenu medzi ponukovou oblasťou a referenčným uzlom. $PTDF_{A\rightarrow B,l}$ zóna-do-zóny predstavuje vplyv zmeny obchodnej výmeny z ponukovej oblasti A do ponukovej oblasti B na CNEC l. $PTDF_{A\rightarrow B,l}$ zóna-do-zóny je možné odvodiť od $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla nasledovne:

$$PTDF_{A\rightarrow B,l} = PTDF_{A,l} - PTDF_{B,l}$$

Rovnica 4

5. Maximálny PTDF zóna-do-zóny CNEC ($PTDF_{z2zma,l}$) je maximálny vplyv akejkoľvek Core výmeny na príslušný CNEC vrátane **výmen s virtuálnymi uzlami, t. j.** výmen na prepojovacích vedeniach HVDC, ktoré sú integrované v súlade s článkom 12 **a výmen na hraniciach AHC ktoré sú modelované prostredníctvom EVH v súlade s článkom 13:**

$$PTDF_{z2zmax,l} = max\left(\max_{A\in BZ}\left(PTDF_{A,l}\right) - \min_{A\in BZ}\left(PTDF_{A,l}\right), \max_{H\in HVDC}\left(\left|\left(PTDF_{A,l} - PTDF_{VH_1,l}\right) - \left(PTDF_{B,l} - PTDF_{VH_2,l}\right)\right|, \left|PTDF_{VH_1,l} - PTDF_{VH_2,l}\right|\right)\right)$$

Rovnica 5

kde

$PTDF_{X,l}$	$PTDF$ zóna-do-referenčného uzla ponukovej oblasti **alebo externého virtuálneho uzla X** na CNEC l
BZ	súbor všetkých Core ponukových oblastí
EVH	**súbor všetkých virtuálnych uzlov**
$\max_{X\in\{BZ\cup EVH\}}(PTDF_{X,l})$	maximálny PTDF zóna-do-referenčného uzla Core ponukových oblastí **alebo EVH** na CNEC l
$\min_{X\in\{BZ\cup EVH\}}(PTDF_{X,l})$	minimálny PTDF zóna-do-referenčného uzla Core ponukových oblastí **alebo EVH** na CNEC l
$PTDF_{H1,l}$	je $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla **H₁** na CNEC l, pričom **H₁** predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci prepojovacieho vedenia HVDC **H** umiestneného v ponukovej oblasti A
$PTDF_{H2,l}$	$PTDF$ zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla **H₂** na CNEC l, pričom **H₂** predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci prepojovacieho vedenia HVDC **H** umiestneného v ponukovej oblasti B

6. Referenčný tok (F_{ref}) je tok činného výkonu na CNEC na základe CGM. V prípade CNEC bez nepredvídanej udalosti je F_{ref} simulovaný priamo vykonaním výpočtu jednosmerného toku činného výkonu na CGM, pričom v prípade CNEC s nepredvídanou udalosťou je F_{ref} simulovaný najprv uplatnením špecifikovanej nepredvídanej udalosti a následne vykonaním výpočtu jednosmerného toku činného výkonu.

7. Očakávaný tok F_i v obchodnej situácii i je tok činného výkonu CNEC na základe toku F_{ref} a odchýlky medzi obchodnou situáciou uvažovanou v CGM (referenčná obchodná situácia) a obchodnou situáciou i:

$$\vec{F}_i = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF}\left(\overrightarrow{NP}_i - \overrightarrow{NP}_{ref}\right)$$

Rovnica 6

kde

$\vec{F}_i$	očakávaný tok podľa CNEC v obchodnej situácii i
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v CGM (referenčný tok)
PTDF	matica distribučného faktora prenosu elektriny
$\overrightarrow{NP_i}$	Core čisté pozície v obchodnej situácii
$\overrightarrow{NP_{ref}}$	Core čisté pozície v referenčnej obchodnej situácii

7a. Pre sieťové prvky s nepredvídanými udalosťami od technických protistrán v súlade v článkom 20 ods. 6a bude kroky uvedené vyššie v odsekoch 3 až 7 vykonávať CCC s dodatočným zahrnutím ponukovej oblasti technickej protistrany v Rovnici 5 podľa článku 13 ods. 2. Pre výpočet PTDF a komponentov toku pre také sieťové prvky s nepredvídanými udalosťami použije CCC GSK poskytnutý technickou protistranou.

Article 12. Integrácia prepojovacích vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR

1. Core PPS uplatnia vyvinutú metodiku na báze toku (EFB) pri zahrnutí prepojovacích vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR[5]. Podľa tejto metodiky sa medzioblastná výmena na prepojovacom vedení HVDC na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR modeluje a optimalizuje výslovne ako bilaterálna výmena pri prideľovaní kapacity a je obmedzovaná fyzickým vplyvom, ktorý má taká výmena na všetky CNEC uvažované v konečnej doméne na báze toku používanej pri prideľovaní kapacity **a modelovaní obmedzení maximálnej možnej výmeny na prepojovacom vedení HVDC**.

2. S cieľom vypočítať dopad medzioblastnej výmeny na prepojovacom vedení HVDC na CNEC **v súlade s odsekom 1**, je potrebné modelovať konvertorové stanice medzioblastného HVDC ako dva **interné** virtuálne uzly, ktoré ekvivalentne fungujú ako ponukové oblasti. Následne je potrebné vyjadriť vplyv výmeny **medzi A a B, pričom každá je buď** ponuková **oblasť, alebo externý virtuálny uzol A a B alebo externé virtuálne uzly** cez také prepojovacie vedenie HVDC, ako výmenu z ponukovej oblasti **alebo externého virtuálneho uzla** A do **interného** virtuálneho uzla predstavujúceho odosielajúci koniec prepojovacieho vedenia HVDC plus výmenu z **interného** virtuálneho uzla predstavujúceho prijímajúci koniec prepojovacieho vedenia do ponukovej oblasti **alebo externého virtuálneho uzla** B:

$$PTDF_{A\rightarrow B,l} = (PTDF_{A,l} - PTDF_{IVH_1,l}) + (PTDF_{IVH_2,l} - PTDF_{B,l})$$

Rovnica 7

kde

[5] EFB sa odlišuje od AHC. AHC uvaľuje obmedzenia kapacity jedného CCR na medzioblastné výmeny iného CCR prihliadaním na dopad výmen medzi dvoma regiónmi výpočtu kapacity. Napr. vplyv výmen ponukovej oblasti, ktorá je súčasťou CCR uplatňujúceho prístup koordinovanej čistej prenosovej kapacity, sa zohľadňuje v ponukovej oblasti, ktorá je súčasťou CCR uplatňujúceho prístup na báze toku. EFB zohľadňuje obchodné výmeny na cezhraničnom prepojovacom vedení HVDC v rámci jedného CCR uplatňujúceho metódu na báze toku takého CCR.

$PTDF_{IVH_1,l}$ je $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla 1 na CNEC l, kde **interný** virtuálny uzol 1 predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci interného prepojovacieho vedenia Core HVD

$PTDF_{IVH_2,l}$ je $PTDF$ zóna-do-referenčného uzla **interného** virtuálneho uzla 2 na CNEC l, kde **interný** virtuálny uzol 2 predstavuje konvertorovú stanicu na odosielajúcom konci interného prepojovacieho vedenia Core HVDC

3. PTDF pre dva **interné** virtuálne uzly $PTDF_{IVH_1,l}$ a $PTDF_{IVH_2,l}$ sa vypočítajú pre každý CNEC a sú pridané ako dva dodatočné stĺpce (predstavujúce dve dodatočné **interné** virtuálne ponukové oblasti) k existujúcej matici $PTDF$, jedna pre každý **interný** virtuálny uzol.

4. **Interné** virtuálne uzly zavedené touto metodikou sa používajú iba na modelovanie dopadu výmeny prostredníctvom prepojovacieho vedenia HVDC a k týmto **interným** virtuálnym uzlom nebudú v algoritme prepojenia pripojené žiadne objednávky. Dva **interné** virtuálne uzly budú mať kombinovanú čistú pozíciu v hodnote 0 MW, ale ich individuálna čistá pozícia bude odrážať výmeny na prepojovacom vedení. Čisté pozície na báze toku týchto **interných** virtuálnych uzlov budú mať rovnakú dôležitosť, ale budú mať opačné znamienko.

Article 13. Zváženie hraníc non-Core ponukovej oblasti

1. V prípade ovplyvnenia kritických sieťových prvkov v rámci Core CCR výmenami elektriny mimo Core CCR budú Core PPS na tento vplyv prihliadať.

2. Ak Core PPS považujú za podstatné zlepšiť koordináciu vo výpočte kapacity pre denný trh s technickou protistranou, bude taká zlepšená koordinácia vychádzať zo zváženia sieťových prvkov technickej protistrany a/alebo sieťových prvkov (a) Core PPS, ktorý(í) je(sú) významne ovplyvnený(í) výmenami s ponukovou oblasťou riadenou touto technickou protistranou. Medzi všetkých Core PPS a technickou protistranou bude spoločne zriadená dokumentácia opisu koncepcie . Táto dokumentácia bude zahŕňať minimálne jasný opis:

   (a) rozhraní k tejto metodike vrátane zoznamov a hodnôt sieťových prvkov a všetkých parametrov, na ktoré je potrebné prihliadať,

   (b) spoločných a individuálnych postupov vykonávaných zo strany Core PPS, CCC a technickej protistrany,

   (c) práv a povinností technickej protistrany a Core PPS v tejto súvislosti,

   (d) monitorovania účinkov a výkonnosti uplatnenia tejto zlepšenej koordinácie.

   Ak pôsobí technická protistrana v krajine, ktorá uplatňuje právny rámec európskeho trhu s energiou alebo uzatvorila medzivládnu dohodu o trhoch s elektrickou energiou s Európskou úniou, neplatia nasledujúce ustanovenia článku 13 ods. 2.

   Dokumentácia opisu koncepcie podlieha jednomyseľnej validácii zo strany všetkých Core regulačných orgánov a musí byť dohodnutá zmluvne medzi všetkými Core PPS a technickou protistranou. V prípade, kedy nebola dokumentácia opisu koncepcie alebo jej prvky jednomyseľne validovaná zo strany všetkých Core regulačných orgánov, nebudú Core PPS posilňovať spoluprácu s technickou protistranou vo výpočte kapacity pre denný trh.

Dokumentácia opisu koncepcie bude pravidelne kontrolovaná všetkými Core PPS a validovaná všetkými Core regulačnými orgánmi. Príslušný ďalší dátum kontroly a validácie bude špecifikovaný v dokumentácii opisu koncepcie.

Na základe jednomyseľnej validácie všetkými Core regulačnými orgánmi budú Core PPS primerane uplatňovať a prihliadať na výsledky takej zlepšenej koordinácie vo výpočte kapacity pre denný trh.

3. V ostatných prípadoch zvážia Core PPS používanie štandardného hybridného couplingu (SHC) **alebo** pokročilého hybridného couplingu (AHC).

   (a) Pri štandardnom hybridnom couplingu budú Core PPS brať do úvahy výmeny elektriny na hraniciach ponukovej oblasti mimo Core CCR ako fixný vstup do výpočtu kapacity pre denný trh. Tieto výmeny elektriny definované ako najlepšie prognózy čistých pozícií a tokov pre vedenia HVDC sú definované a odsúhlasené v súlade s článkom 19 CGMM a zapracované do každého CGM. Ovplyvňujú F_{ref} a $F_{0,Core}$ na všetkých CNEC, čím zvyšujú alebo znižujú RAM Core CNEC s cieľom prijať toky vyplývajúce z týchto výmen pre tieto CNEC. Neistoty súvisiace s prognózami výmen elektriny sú implicitne integrované v rámci FRM každého CNEC.

   (b) V AHC nebudú CNEC **Core regiónu** výpočtu kapacity na dennom trhu obmedzovať iba čisté pozície Core ponukových **oblastí z dôvodu** výmen na hraniciach ponukovej oblasti Core CCR, **ale aj** výmeny na hraniciach ponukovej oblasti **medzi Core CCR a príslušnými priľahlými ponukovými oblasťami**.

      i. Core PPS uplatňujúci AHC musia pre každú hranicu AHC musia Core PPS zaviesť minimálne jeden externý virtuálny **uzol pre každú hranicu AHC, čo znamená, že je možné samostatným EVH priradiť viacero HVDC na jednej hranici AHC.**

4. Core PPS môžu uvaliť obmedzenie na čistú pozíciu externých virtuálnych uzlov:

   (a) **pre prepojovacie vedenia HVDC, pričom obmedzenie prihliada** na fyzické obmedzenia káblov HVDC na hranici a konvertorové stanice na Core strane;

   (b) Core PPS môžu prihliadať na obmedzenie vo forme hodnoty NTC ako výstupu z výpočtu kapacity susedného CCR.

5. Core PPS musia monitorovať presnosť non-Core výmen v CGM, **ktoré neprebiehajú cez AHC**. Core PPS musia podávať informácie o presnosti takých prognóz vo výročnej správe všetkým Core regulačným orgánom.

Article 14. Počiatočný výpočet na báze toku

1. Ako prvý krok v procese výpočtu kapacity pre denný trh zlúči CCC individuálne zoznamy CNEC poskytnuté všetkými Core PPS v súlade s článkom 5 ods. 4 do jedného zoznamu, ktorý bude tvoriť počiatočný zoznam CNEC.

2. Následne CCC použije počiatočný zoznam CNEC v súlade s odsekom 1, CGM v súlade s Article 4 ods. 7 a GSK pre každú ponukovú oblasť v súlade s Article 9 na výpočet počiatočných parametrov na báze toku pre každý DA CC MTU.

3. Počiatočné parametre na báze toku sa vypočítajú v súlade s Article 11 a pozostávajú z hodnôt $\mathbf{PTDF}_{init}$ a $\vec{F}_{ref,init}$ pre každý pôvodný CNEC.

3a. Pre sieťové prvky s nepredvídanými udalosťami od technických protistrán v súlade v článkom 20 ods. 6a bude kroky opísané v odsekoch 1 až 3 vykonávať CCC s cieľom umožniť potenciálne predloženie sieťových prvkov s nepredvídanou udalosťou technickou protistranou do konečného zoznamu CNEC počas individuálnej validácie, podľa článku 13 odsek 2. Dovtedy sa nebudú sieťové prvky s nepredvídanými udalosťami od technických protistrán považovať za obmedzenia tvorby domény na báze toku, ani pre NRAO.

Article 15. Definícia konečného zoznamu CNEC a MNEC pre výpočet kapacity pre denný trh

1. CCC využije počiatočný zoznam CNEC určený v súlade s článkom 14 a odstráni tie CNEC, pre ktoré neprevyšuje maximálny $PTDF_{init}$ zóna-do-zóny na úrovni 5 %. Zvyšné CNEC budú tvoriť konečný zoznam CNEC.

2. CCC použije zoznamy MNEC predložené Core PPS a zlúči ich do spoločného zoznamu MNEC, ktorý bude monitorovaný počas procesu NRAO na základe informácií od Core PPS v súlade s Article 5. V súlade s Article 16 ods. 3 písm. d) bod (vi) môže byť dodatočné zaťaženie vyplývajúce z uplatnenia procesu NRAO na MNEC obmedzované počas procesu NRAO, pri súčasnom zabezpečení toho, že vždy bude akceptované dodatočné zaťaženie po definovaný prah.

Article 16. Optimalizácia nenákladných nápravných opatrení

1. Proces NRAO koordinuje a optimalizuje používanie a uplatňovanie nenákladných RA v súlade s Article 10 s cieľom rozšíriť a zabezpečiť doménu na báze toku v okolí očakávaného prevádzkového bodu sústavy zastúpeného referenčnými čistými pozíciami a výmenami.

2. NRAO je automatizovaný, koordinovaný a reprodukovateľný proces, ktorý vykonáva CCC uplatňujúci nenákladné RA definované v súlade s Article 10. Pred začiatkom NRAO uplatní CCC počiatočné nastavenie nenákladných a nákladných RA, ako sú určené a poskytnuté jednotlivými PPS v súlade s Article 10 ods. 4 a 5.

3. NRAO sa skladá z nasledovnej objektívnej funkcie, premenných a obmedzení:

   (a) objektívnou funkciou NRAO je maximalizovať najmenšiu relatívnu RAM všetkých obmedzujúcich CNEC. Do tejto objektívnej funkcie nebudú zahrnuté externé obmedzenia.

$$\min_{limiting\ CNECs}(RAM_{rel}) \rightarrow to\ be\ maximised$$

   (b) proces optimalizácie iteruje[6] prepínacie stavy (t. j. aktivované alebo neaktivované) topologických opatrení a polohy prepínača PST s cieľom maximalizovať tento cieľ. Preventívne RA je možné spoločne spojiť so všetkými CNEC, zatiaľ čo kuratívne RA je možné optimalizovať nezávisle pre každú nepredvídanú udalosť.

   (c) pre daný stav optimalizácie prihliada RAM_{nrao} CNEC na toky pochádzajúce z referenčných čistých pozícií a výmen, ako aj prepínacích stavov RA. Výsledkom je aktualizácia $PTDF_{nrao}$ a F_{nrao} pre každý CNEC počas každej iterácie optimalizácie.

[6] Akceptovateľná by bola aj globálna optimalizácia hľadajúca optimálne riešenie v jednej iterácii, pokiaľ by bol výsledok konečnej optimalizácie minimálne taký dobrý ako výsledok získaný prostredníctvom iteračného procesu, t. j. viedol by k vyššej hodnote objektívnej funkcie pri splnení všetkých obmedzení.

Výpočty RAM_{nrao} a relatívnej RAM_{nrao} pre daný CNEC sú vyjadrené v Rovnica 8 a Rovnica 9 a spoliehajú sa na F_{max}, FRM a $F_{ref,init}$.

$$\overrightarrow{RAM}_{nrao} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{ref,init} + \vec{F}_{nrao}$$

Rovnica 8

kde

$\overrightarrow{RAM}_{nrao}$	RAM podľa CNEC počas procesu optimalizácie NRAO
$\vec{F}_{ref,init}$	Referenčný tok podľa CNEC v CGM v počiatočnom výpočte na báze toku
$\vec{F}_{nrao}$	Zmena toku podľa CNEC z dôvodu preventívnych a/alebo kuratívnych RA odvodených od simulácií vykonávaných na CGM (a počiatočne nula)

$$RAM_{rel} = \frac{RAM_{nrao}}{\sum_{(A,B) \in neighbour\ pairs} \left|PTDF_{A \to B,nrao}\right|}\ if\ RAM_{nrao} \geq 0$$
$$RAM_{rel} = RAM_{nrao}\ if\ RAM_{nrao} < 0$$[7]

Rovnica 9

kde

susedné páry	**súbor dvoch susedných Core ponukových oblastí alebo súbor Core ponukovej zóny a susedného EVH**
$PTDF_{A \to B,nrao}$	PTDF zóna-do-zóny pre aktuálnu iteráciu optimalizácie

(d) Obmedzenia NRAO sú:

i. F_{max}, FRM a $F_{ref,init}$ podľa CNEC;

ii. dostupný rozsah polôh prepínača každého PST;

iii. paralelné PST, ako ich definujú PPS, budú mať rovnaké polohy prepínača;

iv. RA je možné spájať s CNEC iba vtedy, ak má minimálny pozitívny dopad na objektívnu funkciu alebo obmedzenie;

v. maximálny počet aktivovaných kuratívnych nenákladných nápravných opatrení podľa CNEC (s nepredvídanou udalosťou);

vi. RAM_{nrao} MNEC musí byť kladný. Pre MNEC platí minimálna počiatočná RAM_{nrao} (v referenčnom bode, bez RA) na úrovni 50 MW;

vii. kruhový tok na každom medzioblastnom CNEC, ktorý sa rovná $F_{0,all}$ vypočítanému v súlade s Article 17 ods. 3 sa nezvýši buď nad:

[7] RAM_{rel} ignoruje PTDF pre preťažené CNEC s cieľom najprv vyriešiť najväčšie absolútne preťaženia

d.vii.1. počiatočnú hodnotu $F_{0,all}$ uvažovaného CNEC pred NRAO, ak je táto hodnota vyššia alebo rovná prahu kruhového toku, ako sa vymedzuje v článku 10 ods. 5;

d.vii.2. prah kruhového toku, ako sa vymedzuje v článku 10 ods. 5, ak je počiatočná hodnota $F_{0,all}$ uvažovaného CNEC pred NRAO nižšia než prah kruhového toku, ako sa vymedzuje v článku 10 ods. 5;

4. Výsledkom NRAO je spojenie súboru RA s každým CNEC $PTDF$ a F_{ref} sú aktualizované takto:

   (e) $\mathbf{PTDF_f = PTDF_{nrao}}$ priamo z výsledkov optimalizácie;

   (f) $\vec{F}_{ref} = \vec{F}_{ref,init} - \vec{F}_{nrao}$, podľa RA spojených s každým CNEC na základe NRAO.

5. Nenákladné RA uplatňované na konci NRAO musia byť transparentné pre všetkých PPS z Core CCR a tiež priľahlých CCR a chápu sa ako vstup pre analýzu koordinovanej prevádzkovej bezpečnosti zriadenej v súlade v článkom 75 Nariadenia SO.

6. CCC navzájom koordinujú výmenu prognózovaných RA v každom CCR s dostatočným dopadom na medzioblastnú kapacitu v iných CCR. CCC na tieto informácie prihliada pri koordinovanom uplatňovaní RA v Core CCR;

7. Každoročne po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 vykoná CCC v koordinácii s Core PPS analýzu účinnosti NRAO a výsledky tejto analýzy prezentuje vo výročnej správe. Súčasťou tejto analýzy je analýza ex-post týkajúca sa toho, či NRAO efektívne zvýšila medzioblastnú kapacitu v najhodnotnejšom smere trhu. Analýza sa zameriava na údaje z minulého roka prevádzky a zahŕňa minimálne tieto informácie:

   (a) posúdenie dostupnosti nenákladných RA poskytnutých zo strany Core PPS vrátane priemerného počtu nenákladných RA, ktoré poskytne každý Core PPS;

   (b) pre Core PPS, ktorí neposkytli nenákladné RA, odôvodnenie, prečo tak neurobili;

   (c) pre každý CNEC s nenulovou tieňovou cenou: $\overrightarrow{PTDF}_{init}$, $\overrightarrow{PTDF}_f$, $F_{ref,init}$ a F_{nrao}; a

   (d) odhad trhového zúčtovacieho bodu (a súvisiacej starostlivosti o trh), ku ktorému mohlo dôjsť, ak by sa nevykonala NRAO (ale vrátane iných krokov výpočtu kapacity, ako je minRAM, zahrnutie LTA a odhad fázy validácie.)

8. Na základe záveru analýzy uvedenej v predchádzajúcom odseku môžu Core PPS navrhnúť zmeny NRAO predložením návrhu na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM všetkým Core regulačným orgánom.

Article 17. Úprava minimálnej RAM

1. Na riešenie požiadavky článku 21 ods. 1 písm. b) bod (ii) Nariadenia CACM zabezpečia Core PPS, aby nebola hodnota RAM pre každý CNEC určujúci medzioblastnú kapacitu pod minimálnou RAM, okrem prípadov znížení validácie definovaných v 1(e).

2. S cieľom určiť úpravu minimálnej RAM pre CNEC, sa tok v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a na hraniciach AHC** vypočíta najprv nastavením čistých pozícií $\overrightarrow{NP_i}$ v Rovnica 6 na nulu pre všetky Core ponukové oblasti **a pre všetky VH**, čo vedie k nasledujúcej rovnici:

$$\vec{F}_{0,Core} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF_f}\ \overrightarrow{NP}_{ref,Core}$$

Rovnica 10

kde

$\vec{F}_{0,Core}$	tok podľa CNEC v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a bez obchodných výmen na hraniciach AHC**
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v CGM po NRAO
$\mathbf{PTDF_f}$	matica distribučného faktora prenosu elektriny pre Core CCR, **vrátane VH**
$\overrightarrow{NP}_{ref,Core}$	Core čisté pozície zahrnuté v CGM

3. Následne vypočíta CCC $F_{0,all}$, čo je tok na každom CNEC v situácii bez akejkoľvek obchodnej výmeny medzi ponukovými oblasťami v rámci Kontinentálnej Európy a medzi ponukovými oblasťami v rámci Kontinentálnej Európy a ponukovými oblasťami iných synchrónnych oblastí. Pre tento výpočet stanoví CCC všetky výmeny na prepojovacích vedení DC medzi Kontinentálnou Európou a inými synchrónnymi oblasťami na nulu a následne vypočíta oblastné PTDF pre všetky ponukové oblasti v rámci synchrónnej oblasti Kontinentálna Európa pre každý CNEC. Pri tomto výpočte použije CCC GSK poskytnuté dotknutými PPS platforme spoločného sieťového modelu, a pokiaľ tieto GSK nie sú k dispozícii, použije CCC GSK, kde všetky uzly s kladnými dodávkami participujú na zvýšení podielu na ich dodávke. Následne CCC vypočíta $F_{0,all}$ podľa tejto Rovnica 11.

$$\vec{F}_{0,all} = \vec{F}_{ref} - \mathbf{PTDF_{all}}\ \overrightarrow{NP}_{ref,all}$$

Rovnica 11

kde

$\vec{F}_{0,all}$	tok podľa CNEC v situácii bez akejkoľvek obchodnej výmeny medzi ponukovými oblasťami v rámci Kontinentálnej Európy a medzi ponukovými oblasťami v rámci Kontinentálnej Európy a ponukovými oblasťami iných synchrónnych oblastí
$\mathbf{PTDF_{all}}$	matica distribučného faktora prenosu elektriny pre všetky ponukové oblasti v Kontinentálnej Európe a všetky Core CNEC
$\overrightarrow{NP}_{ref,all}$	čisté pozície spolu podľa ponukovej oblasti v Kontinentálnej Európe zahrnuté do CGM

4. Predpokladaný tok z obchodných výmen mimo Core CCR (F_{uaf}) sa následne vypočíta pre každý CNEC takto:

$$\vec{F}_{uaf} = \vec{F}_{0,Core} - \vec{F}_{0,all}$$

Rovnica 12

kde

$\vec{F}_{uaf}$ predpokladaný tok podľa CNEC z obchodných výmen mimo Core CCR **okrem tokov vyplývajúcich z obchodných** výmen na hraniciach AHC

5. Hlavným cieľom úpravy minimálnej RAM je zabezpečiť, aby minimálne špecifické percento F_{max}, podľa definície v odseku 9, bolo rezervované pre obchodné výmeny na všetkých hraniciach ponukovej oblasti vrátane tých, ktoré sú mimo Core CCR. To znamená, že súčet RAM (kapacity ponúkanej v rámci Core CCR **a na hraniciach AHC**) a F_{uaf} (kapacity ponúkanej mimo Core CCR **okrem hraníc AHC**) na Core CNEC sa musí rovnať alebo byť vyšší než špecifické percento definované v odseku 9 F_{max}. Ak je špecifické percento definované v odseku 9 vyjadrené vo všeobecnosti ako minimálny faktor RAM (R_{amr}), potom platí:

$$RAM + F_{uaf} \geq R_{amr} \cdot F_{max}$$

Rovnica 13

6. Úprava minimálnej RAM má za cieľom zabezpečiť vždy splnenie predchádzajúcej nerovnosti, preto sa pridáva AMR takto:

$$RAM + F_{uaf} + AMR = R_{amr} \cdot F_{max}$$
$$RAM = F_{max} - FRM - F_{0,Core}$$

Rovnica 14

7. Minimálna RAM dostupná pre obchodovanie na každom CNEC v Core CCR nesmie mať hodnotu pod 20 % F_{max}.

8. Kombináciou predchádzajúcich požiadaviek sa AMR pre CNEC nakoniec určí podľa tejto rovnice:

$$AMR = max\begin{pmatrix} R_{amr} \cdot F_{max} - F_{uaf} - \left(F_{max} - FRM - F_{0,Core}\right), \\ 0.2 \cdot F_{max} - \left(F_{max} - FRM - F_{0,Core}\right), 0 \end{pmatrix}$$

Rovnica 15

kde

F_{max} maximálny prípustný tok

FRM bezpečnostná rezerva toku

F_{uaf} tok podľa CNEC vyplývajúci z predpokladaných obchodných výmen mimo Core CCR, ale **okrem tokov vyplývajúcich z obchodných výmen na hraniciach AHC**

$F_{0,\mathrm{Core}}$ tok v situácii bez obchodných výmen v rámci Core CCR **a bez obchodných výmen na hraniciach AHC**

R_{amr} minimálny faktor RAM

9. Minimálny faktor RAM R_{amr} sa musí rovnať hodnote 0,7 pre všetky CNEC okrem tých, pre ktoré bola udelená derogácia alebo bol stanovený akčný plán na riešenie štrukturálnych preťažení v súlade s relevantnými právnymi predpismi Únie. V prípade takej derogácie alebo akčného plánu bude R_{amr} definovaná pomocou lineárnej trajektórie, ako sa vymedzuje v Prílohe II k tejto metodike, pokiaľ nie je v rozhodnutiach o derogáciách alebo akčných plánoch v súlade s relevantnými právnymi predpismi Únie definované inak. V druhom prípade oznámi(a) PPS

dotknutý(í) takými derogáciami alebo akčnými plánmi všetkým Core regulačným orgánom a Agentúre hodnoty R_{amr} použiteľné počas obdobia, na ktoré bola derogácia udelená alebo pre ktoré bol stanovený akčný plán.

Article 18. Zahrnutie dlhodobých pridelených kapacít (LTA)

1. V súlade s článkom 21 ods. 1 písm. b) bod iii) Nariadenia CACM uplatnia Core PPS nasledujúce pravidlá na zohľadnenie predtým pridelenej medzioblastnej kapacity:

   (a) pravidlá zabezpečia, že medzioblastné kapacity môžu prijať všetky kombinácie čistých pozícií, ktoré by mohli vyplývať z predtým pridelenej medzioblastnej kapacity.

   (b) predtým pridelené kapacity na všetkých hraniciach ponukovej oblasti Core CCR **a na hraniciach AHC** sú dlhodobé pridelené kapacity (LTA) vypočítané a pridelené podľa Nariadenia FCA.

   (c) až do implementácia výpočtu dlhodobej kapacity, ako sa uvádza v odseku 1(b) budú LTA vychádzať z historických hodnôt dlhodobých pridelených kapacít a akúkoľvek zmenu spoločne koordinujú a odsúhlasia všetci Core PPS s podporou CCC.

1a. Od spustenia implementácie tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 implementujú všetci Core PPS pravidlá stanovené v odseku 1 podľa rozšíreného zahrnutia LTA.

Ak Core PPS dospejú k záveru, že implementácia rozšíreného zahrnutia LTA nie je realizovateľná od spustenia implementácie tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3, môžu Core PPS navrhnúť Core NRA na odsúhlasenie spoločnú implementáciu pravidiel stanovených v odseku 1 uplatnením prístupu rezervy LTA ako dočasné riešenie na obmedzené časové obdobie. Core PPS poskytnú Core NRA dôveryhodné odôvodnenie tohto návrhu.

Po sprevádzkovaní rozšíreného zahrnutia LTA môžu Core PPS uplatniť prístup rezervy LTA ako rollback riešenie na obmedzené časové obdobie. Core PPS poskytnú Core NRA dôveryhodné odôvodnenie tohto návrhu.

Core PPS pravidelne preskúmajú výber pre prístup rozšíreného zahrnutia LTA oproti alternatívnemu prístupu rezervy LTA a, v prípade vhodnosti, navrhnú Core NRA zmenu prístupu.

   (a) Prístup rezervy LTA v súlade s odsekmi 2 až 5 zabezpečuje, že RAM každého CNEC ostáva nie záporný vo všetkých kombináciách čistých pozícií, ktoré by mohli vyplynúť z predtým pridelenej medzioblastnej kapacity. Medzioblastné kapacity pozostávajú z domény na báze toku.

   (b) Pri uplatnení rozšíreného zahrnutia LTA pozostávajú medzioblastné kapacity z domény na báze toku bez zahrnutia LTA a z domény LTA.

2. Ak externé obmedzenie obmedzuje Core čisté pozície v súlade s Article 7 ods. 2(a), má byť pridané ako dodatočný riadok k matici $\mathbf{PTDF_f}$ a k vektorom $\vec{F}_{max}$, $\vec{F}_{ref}$, $\overrightarrow{FRM}$ a $\overrightarrow{AMR}$ takto:

   (a) hodnota $PTDF$ v stĺpci týkajúcom sa ponukovej oblasti uplatňujúcej dotknuté externé obmedzenie je stanovená na hodnotu 1 pre limit vývozu a na hodnotu -1 pre limit dovozu;

   (b) hodnoty $PTDF$ v stĺpcoch týkajúcich sa všetkých ostatných ponukových oblastí sú stanovené na nulu;

   (c) hodnota F_{max} je stanovená na množstvo externého obmedzenia;

(d) hodnota F_{ref} je stanovená na Core čistú pozíciu v CGM ponukovej oblasti uplatňujúcej externé obmedzenie, t. j. NP_{ref} v nižšie uvedenej rovnici; a

(e) hodnoty FRM a AMR sú stanovené na nulu;

3. Prvým krokom v zahrnutí LTA je výpočet toku pre každý CNEC (vrátane externých obmedzení) v každej kombinácii čistých pozícií vyplývajúcich z úplného využitia predtým pridelených kapacít na všetkých hraniciach ponukovej oblasti Core CCR **a na hraniciach AHC** podľa Rovnica 6:

$$\vec{F}_{LTAi} = \vec{F}_{ref} + \mathbf{PTDF_f}\left(\overrightarrow{NP}_{LTAi} - \overrightarrow{NP}_{ref}\right)$$

Rovnica 16

kde

$\vec{F}_{LTAi}$	tok podľa CNEC v kombinácii využitia LTA kapacity i
$\vec{F}_{ref}$	tok podľa CNEC v CGM po NRAO
$\mathbf{PTDF_f}$	matica distribučného faktora prenosu elektriny zóna-do-referenčného uzla
$\overrightarrow{NP}_{LTAi}$	Core čisté pozície v kombinácii využitia LTA kapacity i
$\overrightarrow{NP}_{ref}$	Core čisté pozície v CGM

4. Pre daný CNEC je maximálny orientovaný tok zo zahrnutia LTA potom

$$F_{LTA,max} = \max_i F_{LTAi}$$

Rovnica 17

5. Úprava zahrnutia LTA je nakoniec:

$$LTA_{margin} = \max(F_{LTA,max} + FRM - AMR - F_{max}; 0)$$

Rovnica 18

5a. V prípade uplatnenia prístupu rozšírených LTA môžu Core TSO dodatočne vykonať kroky opísané v odsekoch 2 až 5 s jedným cieľom, ktorým je sprístupnenie domény na báze toku so zahrnutím LTA ako vstupu pre individuálnu validáciu opísanú v článkoch 19 a 20.

Article 19. Výpočet parametrov na báze toku pred validáciou

Na základe počiatočnej domény na báze toku a konečného zoznamu CNEC vypočíta CCC RAM pred validáciou pre každý CNEC spoliehajúc sa na tieto následné kroky:

(a) výpočet F_{ref} a $PTDF_f$ prostredníctvom NRAO v súlade s Article 16;

(b) výpočet[8] úpravy pre minimálnu RAM (AMR) v súlade s Article 17;

[8] AMR, $F_{0,Core}$ a FRM sa neuplatňujú na externé obmedzenia a pre také obmedzenia budú nula.

(c) výpočet úpravy pre zahrnutie LTA v súlade s Article 18;

(d) výpočet RAM pred validáciou nasledovne:

$$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{0,Core} + \overrightarrow{AMR} + \overrightarrow{LTA}_{margin}$$

Rovnica 19a

kde

$\vec{F}_{max}$	Maximálny tok činného výkonu v súlade s Article 6
$\overrightarrow{FRM}$	bezpečnostná rezerva toku v súlade s Article 8
$\vec{F}_{0,Core}$	Tok bez obchodných výmen v Core CCR **a bez obchodných výmen na hraniciach AHC,** opísaný v Rovnica 10. Pre externé obmedzenia v súlade s Article 18 ods. 2 sa tento tok rovná nule.
$\overrightarrow{AMR}$	Úprava minimálnej RAM v súlade s Article 17
$\overrightarrow{LTA}_{margin}$	Rezerva toku pre zahrnutie LTA v súlade s Article 18
$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin}$	Zvyšná dostupná rezerva pred validáciou s uplatnením rezervy toku pre zahrnutie LTA v súlade s Article 18

(e) v prípade uplatnenia prístupu rozšírených LTA v súlade s Article 18 ods. 1a písm. b), je výpočet RAM pred validáciou nasledovný;

$$\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin} = \vec{F}_{max} - \overrightarrow{FRM} - \vec{F}_{0,Core} + \overrightarrow{AMR}$$

Rovnica 19b

kde

$\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin}$	Zvyšná dostupná rezerva pred validáciou bez uplatnenia rezervy toku pre zahrnutie LTA v súlade s Article 18

Article 20. Validácia parametrov na báze toku

1. Core PPS validujú a majú právo opraviť medzioblastnú kapacitu z dôvodov prevádzkovej bezpečnosti počas procesu validácie individuálne a koordinovane.

2. Validácia kapacity sa skladá z dvoch krokov. V prvom kroku vykonajú Core PPS koordinovane analýzu toho, či by mohla medzioblastná kapacita porušiť limity prevádzkovej bezpečnosti a či disponujú dostatočnými RA na zabránenie takým porušeniam. V druhom kroku vykoná každý Core PPS individuálne analýzu toho, či by mohla medzioblastná kapacita porušiť limity prevádzkovej bezpečnosti v jeho vlastnej regulačnej oblasti.

2a. Ak Core PPS uplatňujú prístup rezervy LTA v súlade s Article 18 ods. 1a písm. a), bude validácia kapacity vychádzať z domény na báze toku s $RAM_{bv,LTAmargin}$. Ak Core PPS uplatňujú prístup rozšíreného zahrnutia LTA v súlade s Article 18 ods. 1a písm. b), bude validácia kapacity vychádzať z konvexného obalu domény na báze toku s $RAM_{bv,noLTAmargin}$ a domény LTA, ale pre individuálnu validáciu v súlade s odsekom 5 sa môže každý Core PPS rozhodnúť, že bude namiesto toho vychádzať z $RAM_{bv,LTAmargin}$.

3. V procese validácie medzioblastnej kapacity si Core PPS vymenia informácie o všetkých očakávaných dostupných (nenákladných a nákladných) RA v Core CCR, ktoré sú definované v súlade s článkom 22 Nariadenia SO. Ak by medzioblastná kapacita mohla mať za následok porušenie prevádzkovej bezpečnosti, overia všetci Core PPS v koordinácii s CCC, či je možné sa takému porušeniu vyhnúť uplatnením RA. V tomto procese sa vo veci používania RA, ktoré majú dopad na susediace CCR, koordinuje CCC so susednými CCC. Pre tie CNEC, kde všetky dostupné RA nie sú dostatočné na zabránenie porušeniu prevádzkovej bezpečnosti, môžu Core PPS v koordinácii s CCC znížiť $RAM_{bv,LTAmargin}$ alebo $RAM_{bv,noLTAmargin}$ na maximálnu hodnotu, ktorá zabraňuje porušeniu prevádzkovej bezpečnosti. Toto zníženie sa nazýva 'úprava koordinovanej validácie' (CVA) a upravená RAM sa nazýva 'RAM po koordinovanej validácii'.

4. Koordinovanú validáciu je v súlade s odsekom 3 potrebné realizovať postupne. Počas prvého roka nasledujúceho po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 je možné koordinovanú validáciu obmedziť na výmenu informácií o dostupných (nenákladných a nákladných) RA v Core CCR a poradenstvo CCC pre jednotlivých PPS na základe prevádzkových skúseností. Následne, do dvadsiatich štyroch mesiacov po implementácii tejto metodiky, dôjde k postupnému nahradeniu zjednodušeného procesu úplnou analýzou. Do osemnástich mesiacov po implementácii tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 predložia všetci Core PPS všetkým Core regulačným orgánom návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM s ďalšou špecifikáciou procesu a požiadaviek na koordinovanú validáciu. Návrh musí obsahovať aspoň nasledovné:

   (a) úlohu CCC pri posudzovaní a komunikovaní nápravných opatrení; a

   (b) proces koordinovaného posudzovania (medzi Core PPS a CCC) toho, či existuje dostatok RA na zabránenie zníženiam kapacity.

5. Po koordinovanej validácii vykoná každý Core PPS validáciu a má právo znížiť RAM z dôvodov prevádzkovej bezpečnosti počas individuálnej validácie. Úprava z dôvodu individuálnej validácie sa nazýva 'úprava individuálnej validácie' (IVA) a bude mať kladnú hodnotu, t. j. môže iba znížiť RAM. IVA môže znížiť RAM iba na minimálny stupeň potrebný na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti pri prihliadnutí na všetky očakávané dostupné nákladné a nenákladné RA v súlade s článkom 22 Nariadenia SO. Úpravu individuálnej validácie je možné vykonať v týchto situáciách:

   (a) výskyt výnimočnej nepredvídanej udalosti alebo nútenej odstávky, ako sa vymedzuje v článku 3 ods. 39 a článku 3 ods. 77 Nariadenia SO;

   (b) ak všetky dostupné nákladné a nenákladné RA nepostačujú na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti s prihliadnutím na analýzu CCC v súlade s odsekom 0 a, podľa potreby, v koordinácii s CCC;

   (c) chyba vo vstupných údajoch vedúca k nadhodnoteniu medzioblastnej kapacity z hľadiska prevádzkovej bezpečnosti; a/alebo

   (d) potenciálna potreba pokryť toky jalového výkonu na určitých CNEC.

6. Ak sú všetky dostupné nákladné a nenákladné RA nedostatočné na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti na interných sieťových prvkoch so špecifickou nepredvídanou udalosťou, ktorá nie je

definovaná ako CNEC a pre ktorú maximálny PTDF zóna-do-zóny prevyšuje prah PTDF uvedený v Article 15 ods. 1, môže kompetentný Core PPS výnimočne pridať taký interný sieťový prvok so súvisiacou nepredvídanou udalosťou do konečného zoznamu CNEC. RAM na tomto výnimočnom CNEC bude najvyššou RAM zabezpečujúcou prevádzkovú bezpečnosť s prihliadnutím na všetky dostupné nákladné a nenákladné RA. PTDF_{init} v súlade s článkom 14 ods. 3 sa použije na určenie toho, či PTDF dodatočného CNEC prevyšuje prah PTDF. Pri uplatňovaní dodatočného CNEC počas výpočtu konečných parametrov na báze toku sa prihliada na hodnotu $PTDF_f$ z NRAO v súlade s Article 16 .

6a. V súlade s článkom 13 ods. 2 môže technická protistrana pridať sieťový prvok so špecifickou nepredvídanou udalosťou, pre ktorú maximálny PTDF zóna-do-zóny prevyšuje prah PTDF uvedený v článku 15 ods. 1 v spojení s článkom 11 ods. 7a) do konečného zoznamu CNEC.

7. Pri vykonávaní validácie prihliadajú Core PPS limity prevádzkovej bezpečnosti v súlade s Article 6 ods. 1. Pri prihliadnutí na také limity môžu uvažovať o dodatočných sieťových modeloch a iných relevantných informáciách. Preto budú Core PPS využívať nástroje, ktoré vyvinul CCC na analýzu, ale môžu použiť aj nástroje na verifikáciu, ktoré nemá CCC k dispozícii.

8. V prípade požadovaného zníženia z dôvodu situácií definovaných v odseku 1(a) môže PPS použiť kladnú hodnotu IVA pre svoje vlastné CNEC alebo prispôsobiť externé obmedzenia v súlade s Article 7 na zníženie medzioblastnej kapacity pre svoju ponukovú oblasť.

9. V prípade požadovaného zníženia z dôvodu situácií definovaných v odseku 1(b), c) a d) môže PPS použiť kladnú hodnotu pre IVA pre svoje vlastné CNEC. V prípade situácie definovanej v odseku 1(c) môže Core PPS, ako poslednú možnosť, požiadať o spoločné rozhodnutie na zavedenie štandardných parametrov na báze toku v súlade s článkom 22.

10. Po úpravách koordinovanej validácie a úpravách individuálnej validácie vypočíta CCC pre každý CNEC a externé obmedzenie RAM_{bn} pred úpravou dlhodobých nominácií v súlade s Rovnica 20a, ak sa uplatňuje prístup rezervy LTA a v súlade s Rovnicou 20b, ak sa uplatňuje rozšírené zahrnutie LTA :

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

*Rovnica 20*a

$$\overrightarrow{RAM}_{bn} = \overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin} - \overrightarrow{CVA} - \overrightarrow{IVA}$$

Rovnica 20b

kde

$\overrightarrow{RAM}_{bn}$	zvyšná dostupná rezerva pred úpravou dlhodobých nominácií
$\overrightarrow{RAM}_{bv,LTAmargin}$	zvyšná dostupná rezerva pred validáciou v súlade s Article 19(d)
$\overrightarrow{RAM}_{bv,noLTAmargin}$	zvyšná dostupná rezerva pred validáciou v súlade s Article 19(e)
$\overrightarrow{CVA}$	úprava koordinovanej validácie
$\overrightarrow{IVA}$	úprava individuálnej validácie

11. Akékoľvek zníženie medzioblastných kapacít počas procesu validácie, samostatne pre koordinovanú a individuálnu validáciu, bude oznámené účastníkom trhu a všetkým Core regulačným orgánom v súlade s Article 25 a Article 27.

12. Iba vtedy, keď Core PPS uplatňujú prístup rezervy LTA v súlade s Article 18 ods. 1a písm. a), zabezpečia zníženia kapacity prostredníctvom CVA a IVA, že RAM_{bn} ostane nie záporné vo všetkých kombináciách nominácií vyplývajúcich z LTA s cieľom splniť požiadavku v súlade s článkom 18 ods. 1 písm. a). Také obmedzenie je opísané pre každý CNEC vrátane externých obmedzení pomocou nasledujúcej rovnice:

$$CVA + IVA \leq F_{max} - FRM + AMR + LTA_{margin} - F_{LTA,max}$$

Rovnica 21

kde

CVA	úprava koordinovanej validácie
IVA	úprava individuálnej validácie
$F_{LTA,max}$	maximálny orientovaný tok zo zahrnutia LTA v súlade s Rovnica 17

13. Každé tri mesiace poskytne CCC vo štvrťročnej správe všetky informácie o zníženiach medzioblastnej kapacity, samostatne pre koordinované a individuálne validácie. Vo štvrťročnej správe budú pre každý CNEC domény s predbežným riešením ovplyvnený znížením a pre každý DA CC MTU uvedené minimálne tieto informácie:

    (a) identifikácia CNEC;

    (b) všetky zodpovedajúce komponenty toku v súlade s Article 25 ods. 2 písm. d) bod (vii);

    (c) objem zníženia, tieňová cena CNEC vyplývajúca z SDAC a odhadovaná trhová strata ekonomického prebytku z dôvodu zníženia;

    (d) podrobný(é) dôvod(y) zníženia vrátane limitu(ov) prevádzkovej bezpečnosti, k porušeniu ktorých by došlo bez znížení a za akých okolností by k ich porušeniu došlo;

    (e) ak boli do konečného zoznamu CNEC počas validácie pridané interné sieťové prvky so špecifickou nepredvídanou udalosťou: odôvodnenie, prečo bolo pridanie sieťových prvkov so špecifickou nepredvídanou udalosťou jediným spôsobom zabezpečenia prevádzkovej bezpečnosti, názov alebo identifikátor interných sieťových prvkov so špecifickou nepredvídanou udalosťou, DA CC MTU, pre ktoré boli interné sieťové prvky so špecifickou nepredvídanou udalosťou pridané do zoznamu a informácie, na ktoré sa odkazuje vyššie v bodoch b) a (c);

    (f) nápravné opatrenia zahrnuté do CGM pred výpočtom kapacity pre denný trh;

    (g) v prípade zníženia z dôvodu individuálnej validácie PPS dovolávajúci sa zníženia; a

    (h) navrhované opatrenia s cieľom zabrániť podobným zníženiam v budúcnosti.

14. Štvrťročná správa bude zahŕňať aj minimálne tieto agregované informácie:

(a) štatistiku o počte, príčinách, objeme a odhadovanej strate ekonomického prebytku uplatnených znížení zo strany rôznych PPS; a

(b) všeobecné opatreniami na zabránenie zníženiam medzioblastnej kapacity v budúcnosti.

15. Ak daný Core PPS zníži kapacitu pre svoje CNEC o viac než 1 % DA CC MTU analyzovaného štvrťroka, dotknutý PPS predloží CCC podrobnú správu a akčný plán opisujúci spôsob zmiernenia takých odchýlok a ich riešenia v budúcnosti. Táto správa a akčný plán budú zahrnuté ako príloha k štvrťročnej správe.

Article 21. Výpočet a uverejnenie konečných parametrov na báze toku

1. Najneskôr o 8:00 trhového času denných trhov uverejní CCC pre každý DA CC MTU nasledujúceho dňa parametre na báze toku pred dlhodobými nomináciami. Tieto parametre sú $PTDF_f$ a RAM_{bn} CNEC s predbežným riešením a externé obmedzenia. CCC odstráni tie hodnoty RAM_{bn} a $PTDF_f$, ktoré sú redundantné, a preto ich je možné odstrániť bez ovplyvnenia možného pridelenia medzioblastnej kapacity. CNEC s predbežným riešením a externé obmedzenia teda zabezpečia, že pridelenie kapacity neprekročia žiadny obmedzujúci CNEC alebo externé obmedzenie. Okrem toho uverejní CCC doménu LTA.

2. Keď CCC dostane všetky nominácie pridelenej dlhodobej medzioblastnej kapacity (dlhodobé nominácie), pre každý CNEC a externé obmedzenie vypočíta tok vyplývajúci z týchto nominácií (F_{LTN}). Toto sa zabezpečí vynásobením čistých pozícií odrážajúcich dlhodobé nominácie $\mathbf{PTDF_f}$. Tento krok je opísaný v Rovnica *22*:

$$\vec{F}_{LTN} = \mathbf{PTDF_f}\, \overrightarrow{NP}_{LTN}$$

Rovnica 22

kde

$\vec{F}_{LTN}$	tok po zohľadnení LTN
$\mathbf{PTDF_f}$	matica distribučného faktora prenosu elektriny
$\overrightarrow{NP}_{LTN}$	Core čisté pozície vyplývajúca z LTN

3. CCC vypočíta konečnú RAM_f pre každý CNEC a externé obmedzenie nasledovne:

$$\overrightarrow{RAM}_f = \overrightarrow{RAM}_{bn} - \vec{F}_{LTN}$$

Rovnica 23

kde

$\overrightarrow{RAM}_{bn}$	zvyšná dostupná rezerva pred úpravou LTN
$\vec{F}_{LTN}$	tok po zohľadnení LTN
$\overrightarrow{RAM}_f$	konečná zvyšná dostupná rezerva

3a. Keď CCC dostane všetky nominácie pridelenej dlhodobej medzioblastnej kapacity (dlhodobé nominácie), upraví doménu LTA pre dlhodobé nominácie.

4. Konečné parametre na báze toku pozostávajú z $\mathbf{PTDF_f}$ a RAM_f pre CNEC s predbežným riešením a externé obmedzenia. V súlade s článkom 46 Nariadenia CACM zabezpečí CCC, že pre každý DA

CC MTU budú príslušným NEMO poskytnuté konečné parametre na báze toku a doména LTA upravené pre dlhodobé nominácie ihneď, keď budú dostupné a najneskôr o 10:30 trhového času denných trhov. CCC uverejní tieto parametre na báze toku pre každý DA CC MTU nasledujúceho dňa najneskôr o 10:30 trhového času denných trhov.

5. Ak výpočtu konečných parametrov na báze toku bránia chýbajúce údaje, bude konečná doména na báze toku doménou na báze toku vyplývajúcou z núdzového postupu výpočtu kapacity pre denný trh v súlade s Article 22.

6. Ak nie je CCC schopný poskytnúť NEMOS konečné parametre na báze toku do 10:30 trhového času denných trhov, taký koordinovaný kalkulátor kapacity informuje príslušných NEMO. V takých prípadoch poskytne CCC konečné parametre na báze toku pre NEMO najneskôr 30 minút pred časom uzávierky denného trhu.

Article 22. Núdzový postup výpočtu kapacity pre denný trh

V súlade s článkom 21 ods. 3 Nariadenia CACM, pokiaľ výpočet kapacity pre denný trh pre špecifické DA CC MTU nevedie ku konečným parametrom na báze toku z dôvodu, okrem iného, technického zlyhania nástrojov, chyby v komunikačnej infraštruktúre alebo poškodených alebo chýbajúcich vstupných údajov, vypočítajú Core PPS a CCC chýbajúce výsledky použitím výsledkov počiatočného výpočtu na báze toku na priame vykonanie výpočtu konečných parametrov na báze toku v súlade s článkom 21. Ak ani toto nepovedie ku konečným parametrom na báze toku, vypočítajú Core PPS a CCC zvyšné chýbajúce výsledky použitím jedného z nasledujúcich dvoch núdzových postupov výpočtu kapacity:

(a) ak výpočet kapacity pre denný trh nepovedie k parametrom na báze toku pre striktne menej než tri po sebe idúce hodiny, vypočíta CCC chýbajúce parametre na báze toku pomocou metódy preklenutia. Metóda preklenutia vychádza zo spojenia predchádzajúcich a následných dostupných parametrov na báze toku (čo bude mať za následok priesečník dvoch domén na báze toku) upravených na nulové Core čisté pozície (na vymazanie dopadu referenčných čistých pozícií **Core ponukových oblastí a VH**). Všetky obmedzenia na báze toku z predchádzajúcich a následných dátových súborov sú najprv prekonvertované na nulové Core čisté pozície. Následne dôjde ku kombinácii všetkých predchádzajúcich a následných obmedzení, odstráneniu redundantných obmedzení a úprave obmedzení s vopred pripraveným riešením pre dlhodobé nominácie v súlade článkom 21. V prípade uplatnenia prístupu rozšíreného zahrnutia LTA obsahuje doména LTA pre chýbajúce hodiny pre každú Core hranicu **a hranicu AHC** minimum z hodnôt dlhodobých pridelených kapacít hodín, pre ktoré sú dostupné predchádzajúce a následné parametre na báze toku.

(b) ak výpočet kapacity pre denný trh nepovedie k parametrom na báze toku pre tri alebo viac po sebe idúcich hodín, definujú Core PPS chýbajúce parametre vypočítaním štandardných parametrov na báze toku. Taký výpočet sa uplatní aj v prípadoch nemožnosti preklenúť chýbajúce parametre v súlade s bodom (a) alebo v situácii opísanej v 1(e)(9). Výpočet štandardných parametrov na báze toku bude vychádzať z dlhodobých pridelených kapacít poskytnutých zo strany PPS v súlade s článkom 4 ods. 4 písm. a). Kapacity na bilaterálnych **hraniciach** Core ponukových oblastí a **na hraniciach AHC** budú definované na základe kapacity LTA pre každú orientovanú hranicu ponukovej oblasti:

i. zvýšené minimálne dvoma úpravami zo strany PPS na každej strane hranice Core ponukovej oblasti v súlade s článkom 4 ods. 4 písm. b); a

ii. prispôsobené úpravou zo strany Core PPS na jeho priľahlej hranici AHC v súlade s článkom 4 ods. 4 písm. b).

Tieto kapacity sú následne upravené pre dlhodobé nominácie v súlade s článkom 21 s cieľom získať konečné parametre.

Article 23. Výpočet ATC pre núdzový postup SDAC

1. Ak nie je proces SDAC schopný produkovať výsledky, bude uplatnený núdzový postup zriadený v súlade s článkom 44 Nariadenia CACM. Tento proces vyžaduje určenie dostupných prenosových kapacít (ATC) (ďalej len „ATC pre núdzový postup SDAC“) pre každú Core orientovanú hranicu ponukovej oblasti a každý DA CC MTU.

2. Parametre na báze toku slúžia ako základ na určenie ATC pre núdzový postup SDAC. Keďže výber súboru ATC z parametrov na báze toku vedie k nekonečnému súboru výberov, algoritmus určuje ATC pre núdzový postup SDAC systematickým spôsobom.

3. Na výpočet ATC pre núdzový postup SDAC pre každý DA CC MTU sa požadujú nasledujúce vstupy:

   (a) hodnoty LTA;

   (b) parametre na báze toku $\mathbf{PTDF_f}$ a $\overrightarrow{RAM_{bn}}$ v súlade s článkom 16 a 20; a

   (c) ak sú definované, je potrebné predpokladať globálne obmedzenia pri prideľovaní na obmedzenie Core čistých pozícií v súlade s Article 7 ods. 5 a ich opis podľa metodiky opísanej v článku 18 ods. 2. Také obmedzenia je potrebné upraviť pre ponúkané medzioblastné kapacity na **zvyšných** hraniciach non-Core ponukovej oblasti.

4. Nasledujúce výstupy sú výsledkami výpočtu pre každý DA CC MTU:

   (a) ATC pre núdzový postup SDAC; a

   (b) obmedzenia s nulovou rezervou po výpočte pri ATC pre núdzový postup SDAC.

5. Výpočet ATC pre núdzový postup SDAC je iteračným postupom, ktorý postupne vypočítava ATC pre každý DA CC MTU pri súčasnom rešpektovaní obmedzení parametrov na báze toku v súlade s odsekom 3:

   (a) Počiatočné ATC sa stanovujú ako rovnajúce sa LTA pre každú orientovanú hranicu Core **a AHC** ponukovej oblasti, t. j.:

   $$\overrightarrow{ATC}_{k=0} = \overrightarrow{LTA}$$

   kde

$\overrightarrow{ATC}_{k=0}$	počiatočné ATC pred prvou iteráciou
$\overrightarrow{LTA}$	LTA na orientovaných hraniciach Core **a AHC** ponukových oblastí

   (b) Iteračná metóda, ktorá sa používa na výpočet ATC pre núdzový postup SDAC, sa skladá z nasledujúcich opatrení pre každý krok iterácie *k:*

      i. pre každý CNEC a externé obmedzenie parametrov na báze toku v súlade s odsekom 3, vypočítať zvyšnú dostupnú rezervu na základe ATC s iteráciou *k*-1:

$$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k) = \overrightarrow{RAM}_{bn} - \mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}\,\overrightarrow{ATC}_{k-1}$$

kde

$\overrightarrow{RAM}_{ATC}(k)$	zvyšná dostupná rezerva pre výpočet ATC s iteráciou k
$\overrightarrow{ATC}_{k-1}$	ATC s iteráciou k-1
$\mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}$	matica kladného distribučného faktora prenosu elektriny zóna-do-zóny

ii. pre každý CNEC, podiel $RAM_{ATC}(k)$ s rovnakými podielmi medzi Core **a AHC** orientovanými hranicami ponukových oblastí so striktne kladnými distribučnými faktormi prenosu elektriny zóna-do-zóny na tomto CNEC;

iii. z týchto podielov $RAM_{ATC}(k)$ sa vypočítajú maximálne dodatočné bilaterálne orientované výmeny vydelením podielu každej Core **a AHC** orientovanej hranice ponukovej oblasti príslušným kladným PTDF zóna-do-zóny;

iv. pre každú Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti, sa $\overrightarrow{ATC}_k$ vypočíta pridaním minima všetkých maximálnych dodatočných bilaterálnych orientovaných výmen pre túto hranicu získaných zo všetkých CNEC a externých obmedzení podľa výpočtu v predchádzajúcom kroku k $\overrightarrow{ATC}_{k-1}$;

v. vráťte sa ku kroku i;

vi. iterujte až dovtedy, kým nebude rozdiel medzi súčtom ATC iterácií k a k-1 menší než 1 kW;

vii. výsledné ATC pre núdzový postup SDAC vychádzajú z hodnôt ATC určených v iterácii k, po zaokrúhlení nadol celých hodnôt a od ktorých sú LTN odpočítané;

viii. na konci výpočtu existujú niektoré CNEC a externé obmedzenia bez akejkoľvek zvyšnej dostupnej rezervy. Ide o limitujúce obmedzenia na výpočet ATC pre núdzový postup SDAC.

(c) matica kladného PTDF zóna-do-zóny ($\mathbf{pPTDF}_{zone-to-zone}$) pre každú Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti bude vypočítaná z $\mathbf{PTDF}_f$ takto (pre prepojovacie vedenia HVDC integrované v súlade s Article 12 sa použije Rovnica 7):

$$pPTDF_{zone-to-zone,A\rightarrow B} = \max\left(0, PTDF_{zone-to-slack,A} - PTDF_{zone-to-slack,B}\right)$$

Rovnica 24

kde

$pPTDF_{zone-to-zone,A\rightarrow B}$	kladné $PTDFs$ zóna-do-zóny pre Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti A až B
$PTDF_{zone-to-slack,m}$	$PTDF$ zóna-do-referenčného uzla pre Core **a AHC** hranicu ponukovej oblasti m

5a. V prípade uplatnenia prístupu rozšíreného zahrnutia LTA sú ATC pre núdzový postup SDAC nastavené na rovnakú hodnotu ako LTA pre každú Core **a AHC** orientovanú hranicu ponukovej oblasti, znížené o LTN, t. j.:

$$\overrightarrow{ATC} = \overrightarrow{LTA} - \overrightarrow{LTN}$$

kde

$\overrightarrow{ATC}$	ATC pre núdzový postup SDAC
$\overrightarrow{LTA}$	LTA na Core **a AHC** orientovaných hraniciach ponukovej oblasti
$\overrightarrow{LTN}$	nominácia dlhodobej pridelenej kapacity na Core **a AHC** orientovaných hraniciach ponukovej oblasti

HLAVA 5 – Aktualizácie a poskytovanie údajov

Article 24. Kontroly a aktualizácie

1. V súlade s článkom 3 písm. f) Nariadenia CACM a článkom 27 ods. 4 rovnakého Nariadenia budú všetci PPS pravidelne a minimálne raz ročne vykonávať kontrolu a aktualizáciu kľúčových vstupných a výstupných parametrov uvedených v zozname v článku 27 ods. 4 písm. a) až d) Nariadenia CACM.

2. Ak je potrebné aktualizovať limity prevádzkovej bezpečnosti, kritické sieťové prvky, nepredvídané udalosti a obmedzenia pri prideľovaní používané na vstupy pre výpočet kapacity pre denný trh v súlade s Article 5 a Article 7 na základe tejto správy, uverejnia Core PPS dané zmeny minimálne 1 týždeň pred ich realizáciou.

3. Ak sa kontrolou preukáže potreba aktualizácie bezpečnostných rezerv, uverejnia Core PPS zmeny minimálne jeden mesiac pred ich realizáciou.

4. Kontrola spoločného zoznamu RA zohľadnená pri výpočte kapacity pre denný trh bude zahŕňať minimálne hodnotenie účinnosti špecifických PST a topologických RA uvažovaných počas RAO.

5. Ak sa kontrolou preukáže potreba aktualizácie uplatnenia metodík na určenie GSK, kritických sieťových prvkov a nepredvídaných udalostí uvedených v článkoch 22 až 24 Nariadenia CACM, musia byť dané zmeny uverejnené minimálne tri mesiace pred ich realizáciou.

6. Akékoľvek zmeny parametrov uvedených v článku 27 ods. 4 Nariadenia CACM je potrebné oznámiť účastníkom trhu, všetkým Core regulačným orgánom a Agentúre.

7. Core PPS budú komunikovať dopad akejkoľvek zmeny obmedzení pri prideľovaní a parametrov uvedených v článku 27 ods. 4 písm. d) Nariadenia CACM účastníkom trhu, všetkým Core regulačným orgánom a Agentúre. Ak je výsledkom akejkoľvek zmeny prijatie metodiky, vytvoria Core PPS návrh na zmenu a doplnenie tejto metodiky v súlade s článkom 9 ods. 13 Nariadenia CACM.

Article 25. Uverejňovanie údajov

1. V súlade s článkom 3 písm. f) Nariadenia CACM zameraným na zabezpečenie a zvýšenie transparentnosti a spoľahlivosti informácií pre všetky regulačné orgány a účastníkov trhu, budú všetci Core PPS a CCC pravidelne uverejňovať údaje o procese výpočtu kapacity pre denný trh podľa tejto metodiky, ako sa uvádza v odseku 2 na špecializovanej online komunikačnej platforme, kde sa budú uverejňovať údaje o výpočte kapacity pre celý Core CCR. Aby mohli účastníci trhu uverejnené údaje jasne pochopiť, pripravia všetci Core PPS a CCC príručku a uverejnia ju na tejto komunikačnej platforme. Táto príručka bude zahŕňať minimálne opis každej dátovej položky vrátane jej jednotky a základnej dohody.

2. Core PPS a CCC uverejnia minimálne nasledujúce dátové položky (okrem dátových položiek a definícií nariadenia Komisie (EÚ) č. 543/2013 o predkladaní a uverejňovaní údajov na trhoch s elektrickou energiou):

   (a) parametre na báze toku pred dlhodobými nomináciami v súlade s Article 21 ods. 1, ktoré budú uverejnené najneskôr o 8:00 trhového času dňa D-1 pre každý DA CC MTU nasledujúceho dňa;

   (b) dlhodobé nominácie pre každú Core hranicu ponukovej oblasti, kde sú pridelené PTR, ktoré budú uverejnené najneskôr o 10:30 trhového času dňa D-1 pre každý DA CC MTU nasledujúceho dňa;

   (c) konečné parametre na báze toku v súlade s Article 21 ods. 4, ktoré budú uverejnené najneskôr o 10:30 trhového času dňa D-1 pre každý DA CC MTU nasledujúceho dňa;

   (d) nasledujúce informácie, ktoré budú uverejnené najneskôr o 10:30 trhového času dňa D-1 pre každý DA CC MTU nasledujúceho dňa:

      i. maximálna a minimálna možná čistá pozícia každej ponukovej oblasti **a EVH**;

      ii. maximálne možné bilaterálne výmeny medzi všetkými pármi **dvoch** Core ponukových oblastí, pármi **dvoch EVH a pármi jednej Core ponukovej oblasti a jedného EVH**;

      iii. ATC pre núdzový postup SDAC;

      iv. názvy CNEC (podľa vhodnosti, so zemepisnými názvami elektrických staníc a samostatne pre CNE a nepredvídanú udalosť) a externých obmedzení konečných parametrov na báze toku pred predbežným riešením a PPS, ktorí ich definujú;

      v. pre každý CNEC konečných parametrov na báze toku pred predbežným riešením, kód EIC pre CNE a nepredvídanú udalosť;

      vi. pre každý CNEC konečných parametrov na báze toku pred predbežným riešením, metódu určenia I_{max} v súlade s článkom 6 ods. 2 písm. a);

      vii. podrobný rozpis RAM pre každý CNEC konečných parametrov na báze toku pred predbežným riešením: I_{max}, U, F_{max}, FRM, $F_{ref,init}$, F_{nrao}, F_{ref}, $F_{0,\text{core}}$, $F_{0,\text{all}}$, F_{uaf}, AMR, LTA_{margin} (nepoužiteľné pre rezervu LTA parametra v prípade uplatnenia prístupu rozšíreného zahrnutia LTA), CVA, IVA, F_{LTN};

      viii. podrobný rozpis RAM pre každé externé obmedzenie pred predbežným riešením: F_{max}, F_{LTN};

ix. indikácia, či bolo uplatnené preklenutie a/alebo štandardné parametre na báze toku;

x. indikácia, či je CNEC redundantný alebo nie;

xi. informácie o zníženiach validácie:

- identifikácia CNEC;
- v prípade zníženia z dôvodu individuálnej validácie PPS dovolávajúci sa zníženia;
- objem zníženia (CVA alebo IVA);
- podrobný(é) dôvod(y) zníženia v súlade s článkom 20 ods. 5 vrátane limitu(ov) prevádzkovej bezpečnosti, k porušeniu ktorých by došlo bez znížení a za akých okolností by k ich porušeniu došlo;
- ak boli do konečného zoznamu CNEC počas validácie výnimočne pridané interné sieťové prvky so špecifickou nepredvídanou udalosťou: (i) odôvodnenie dôvodov, prečo bolo pridanie interných sieťových prvkov so špecifickou nepredvídanou udalosťou do zoznamu jediný spôsob zabezpečenia prevádzkovej bezpečnosti, (i) názov alebo identifikátor interných sieťových prvkov so špecifickou nepredvídanou udalosťou;

xii. pre každé RA vyplývajúce z NRAO:

- typ RA;
- umiestnenie RA;
- či bolo RA kuratívne alebo preventívne;
- ak bolo RA kuratívne, zoznam identifikátorov CNEC opisujúcich CNEC, s ktorými RA súviselo;

xiii. prognózované informácie uvedené v CGM:

- vertikálne zaťaženie pre každú Core ponukovú oblasť a každého PPS;
- výroba pre každú Core ponukovú oblasť a každého PPS;
- Core čistá pozícia pre každú Core ponukovú oblasť a každého PPS;
- referenčné čisté pozície všetkých ponukových oblastí v synchrónnej oblasti Kontinentálna Európa a referenčné výmeny pre všetky prepojovacieho vedenia HVDC v rámci synchrónnej oblasti Kontinentálna Európa a medzi synchrónnou oblasťou Kontinentálna Európa a inými synchrónnymi oblasťami; a

(e) informácie v súlade s odsekom 2 písm. d) bod (vii) budú doplnené do 14:00 trhového času dňa D-1 s nasledujúcimi informáciami pre každý CNEC a externé obmedzenie konečných parametrov na báze toku:

i. tieňové ceny;

(f) každých šesť mesiacov, uverejnenie aktuálneho statického sieťového modelu zo strany každého Core PPS.

(g) podľa definície v článku 27 ods. 5 zahrnie CCC do svojej štvrťročnej správy toky vyplývajúce z čistých pozícií vyplývajúcich z SDAC na každom CNEC a externé obmedzenie konečných parametrov na báze toku.

3. Jednotlivý Core PPS môže neposkytnúť informácie uvedené v odseku 2(d)iv), 2(d)v) a 2(f), ak sú v ich členských štátoch klasifikované ako citlivé informácie týkajúce sa ochrany kritickej infraštruktúry podľa bodu (d) článku 2 smernice Rady č. 2008/114/ES z 8. decembra 2008 o identifikácii a označení európskych kritických infraštruktúr a zhodnotení potreby zlepšiť ich ochranu. V takom prípade sa informácie, na ktoré sa odkazuje v odseku 2(d)iv a 2(d)v) nahradia anonymným identifikátorom, ktorý bude stabilný pre každý CNEC naprieč všetkými DA CC MTU. Anonymný identifikátor sa používa aj pri iných komunikáciách PPS týkajúcich sa CNEC vrátane statického sieťového modelu v súlade s odsekom 2 písm. f) a pri komunikácii o odstávke alebo investícii do infraštruktúry. Informácie o tom, ktoré informácie boli zadržiavané v súlade s týmto odsekom, sa uverejňujú na komunikačnej platforme uvedenej v odseku 1.

4. Akúkoľvek zmenu v identifikátoroch používaných v odsekoch 2(d)iv), 2(d)v) a 2(f) je potrebné verejne oznámiť aspoň jeden mesiac pred nadobudnutím jej platnosti. Oznámenie musí obsahovať aspoň nasledovné:

(a) deň nadobudnutia platnosti nových identifikátorov; a

(b) korešpondenciu medzi starým a novým identifikátorom pre každý CNEC.

5. V súlade s článkom 20 ods. 9 Nariadenia CACM Core PPS zriadia a sprístupnia nástroj, ktorý umožní účastníkom trhu zhodnotiť interakciu medzi medzioblastnými kapacitami a medzioblastnými výmenami medzi ponukovými oblasťami. Tento nástroj bude vyvinutý v koordinácii so zainteresovanými stranami a všetkými Core regulačnými orgánmi a bude, podľa potreby, aktualizovaný alebo zlepšovaný.

6. Core regulačné orgány môžu požiadať PPS o uverejnenie dodatočných informácií. Na tento účel budú všetky Core regulačné orgány koordinovať svoje žiadosti navzájom medzi sebou a konzultovať ich so zainteresovanými stranami a Agentúrou. Každý Core PPS sa môže rozhodnúť neuverejniť dodatočné informácie, ktoré jeho príslušný regulačný orgán nepožadoval.

7. Každý mesiac poskytnú Core PPS Core regulačným orgánom základný výpočet kapacity a údaje o market couplingu týkajúce sa štvrťročných správ. Rámec na podávanie správ je potrebné vypracovať v koordinácii s Core regulačnými orgánmi a, v prípade potreby, ho aktualizovať a zlepšiť.

Article 26. Kvalita uverejnených údajov

1. Najneskôr šesť mesiacov pred implementáciou tejto metodiky v súlade s článkom 28 ods. 3 Core PPS spoločne pripravia a uverejnia spoločný postup monitorovania a zabezpečenia kvality a dostupnosti údajov na špecializovanej online komunikačnej platforme, ako sa uvádza v Article 25. Pri tom budú konzultovať s príslušnými zainteresovanými stranami a všetkými Core regulačnými orgánmi.

2. Postup podľa odseku 1 bude uplatňovať CCC a tento bude pozostávať z nepretržitého procesu monitorovania a podávania správ vo výročnej správe. Nepretržitý proces monitorovania bude zahŕňať tieto prvky:

(a) individuálne pre každého PPS a pre každý Core CCR ako celok: ukazovatele kvality údajov opisujúce presnosť, správnosť, reprezentatívnosť, kompletnosť údajov, porovnateľnosť a citlivosť údajov;

(b) jednoduchosť používania manuálneho a automatizovaného vyhľadávania údajov;

(c) automatizované kontroly údajov, ktoré budú vykonávané s cieľom automaticky prijať alebo odmietnuť individuálne dátové položky pred uverejnením na základe požadovaných dátových atribútov (napr. typ údajov, nižšia/vyššia limitovanosť údajov atď.); a

(d) prieskum spokojnosti vykonávaný každoročne so zainteresovanými stranami a Core regulačnými orgánmi.

Ukazovatele kvality budú monitorované v každodennej prevádzke a budú sprístupnené na platforme pre každý dátový súbor a poskytovateľa údajov, aby mohli používatelia tieto informácie zohľadniť pri prístupe k údajom a pri ich používaní.

3. Vo výročnej správe uvedie CCC minimálne nasledovné:

(a) zhrnutie kvality údajov poskytnutých každým poskytovateľom údajov;

(b) posúdenie jednoduchosti vyhľadávania údajov (manuálneho a automatizovaného);

(c) výsledky prieskumu spokojnosti vykonávaného každý rok so zainteresovanými stranami a Core regulačnými orgánmi; a

(d) návrhy na zlepšenie kvality údajov a/alebo jednoduchosti vyhľadávania údajov.

4. Core PPS sa zaväzujú k minimálnej hodnote pre minimálne niektoré ukazovatele uvedené v odseku 2, ktorú priemerne mesačne dosiahne každý PPS individuálne. Ak PPS nesplní aspoň jednu z požiadaviek na kvalitu údajov, poskytne taký PPS do jedného mesiaca po nesplnení požiadavky na kvalitu údajov CCC podrobné dôvody nesplnenia požiadaviek na kvalitu údajov spolu s akčným plánom na opravu minulých zlyhaní a na zabránenie budúcim zlyhaniam. Tento akčný plán bude úplne realizovaný a problém bude vyriešený najneskôr tri mesiace po takom zlyhaní. Tieto informácie budú uverejnené na online komunikačnej platforme a vo výročnej správe.

Article 27. Monitorovanie, podávanie správa a informácie pre Core regulačné orgány

1. Core PPS poskytnú Core regulačným orgánom údaje o výpočte kapacity pre denný trh na účely monitorovania jeho súladu s touto metodikou a inými relevantnými právnymi predpismi.

2. Všetkým Core regulačným orgánom budú každý mesiac pre každý CNEC a každý DA CC MTU poskytnuté minimálne informácie o neanonymizovaných názvoch CNEC pre konečné parametre na báze toku pred predbežným riešením, ako sa uvádza v článku 25 ods. 2 písm. d) bod (iv) a (v). Tieto informácie budú mať formát umožňujúci jednoducho kombinovať názvy CNEC s informáciami uverejnenými v súlade s článkom 25 ods. 2.

3. Core regulačné orgány môžu požiadať PPS o poskytnutie dodatočných informácií. Na tento účel budú všetky Core regulačné orgány koordinovať svoje žiadosti navzájom medzi sebou. Každý Core PPS sa môže rozhodnúť neposkytnúť dodatočné informácie, ktoré jeho príslušný regulačný orgán nepožadoval.

4. CCC, s podporou Core PPS, podľa vhodnosti, pripravia návrh výročnej správy a uverejnia ho, čím splnia povinnosti podávania správ uvedené v článkoch 10, 13, 16, 26 a 28 tejto metodiky:

   (a) v súlade s Article 10 ods. 6 predložia Core PPS CCC správu o systematických neposkytnutiach ktoré neboli na zabezpečenie prevádzkovej bezpečnosti prevádzky v reálnom čase podstatné.

   (b) v súlade s článkom 13 ods. 5 musia Core PPS monitorovať presnosť non-Core výmen v CGM, **ktoré neprebiehajú cez AHC**. **Core PPS musia podávať informácie o presnosti takých prognóz vo výročnej správe všetkým Core regulačným úradom.“**

   (c) v súlade s Article 16 ods. 6 bude CCC monitorovať efektívnosť NRAO.

   (d) v súlade s Article 26 ods. 3 bude CCC monitorovať a podávať správy o kvalite údajov uverejnených na špecializovanej online komunikačnej platforme, ako sa uvádza v článku 25, podľa vhodnosti, s podpornou podrobnou analýzou nedosiahnutia dostatočných štandardov kvality údajov zo strany dotknutých PPS.

   (e) v súlade s Article 28 ods. 3, po implementácii tejto metodiky predložia Core PPS správu o ich nepretržitom monitorovaní účinkov a výkonnosti uplatnenia tejto metodiky.

5. CCC, s podporou Core PPS, podľa vhodnosti, pripravia návrh výročnej správy a uverejnia ho, čím splnia povinnosti podávania správ uvedené v článkoch 7, 20, 25 a 28 tejto metodiky:

   (a) v súlade s Article 7 ods. 3 písm. b) zhromaždí CCC všetky správy analyzujúce efektívnosť relevantných obmedzení pri prideľovaní prijaté od dotknutých PPS počas obdobia zahrnutého v tejto správe a pripoja ich ako prílohy k štvrťročnej správe.

   (b) v súlade s (e) ods. 13 poskytne CCC, podľa vhodnosti, všetky informácie o zníženiach medzioblastnej kapacity s podpornou podrobnou analýzou od dotknutých PPS.

   (c) v súlade s Article 28 ods. 3 počas implementácie tejto metodiky predložia Core PPS správu o ich nepretržitom monitorovaní účinkov a výkonnosti uplatnenia tejto metodiky.

   (d) v súlade s článkom 25 ods. 2 písm. g) predložia Core PPS správu o tokoch vyplývajúcich z čistých pozícií vyplývajúcich z SDAC na každom CNEC a externé obmedzenie konečných parametrov na báze toku.

6. Uverejnené výročné a štvrťročné správy môžu neobsahovať obchodne citlivé informácie alebo citlivé informácie týkajúce sa ochrany kritickej infraštruktúry, ako sa uvádza v článku 25 ods. 3. V takom prípade poskytnú Core PPS Core regulačným orgánom úplnú verziu, kde sú všetky také informácie uvedené.

HLAVA 6 - Implementácia

Article 28. Harmonogram realizácie

1. PPS z Core CCR uverejnia túto metodiku bez zbytočného odkladu po tom, ako **Core NRÚ alebo** Agentúra prijali rozhodnutie v súlade s článkom 9 Nariadenia CACM.

2. Najneskôr štyri mesiace po tom, ako Agentúra prijala rozhodnutie v súlade s článkom 9 ods. 12 Nariadenia CACM stanovia všetci Core PPS spoločne koordinovaného kalkulátora kapacity pre Core CCR a stanovia pravidlá, ktorými sa riadi jeho prevádzka.

3. PPS regiónu Core CCR implementujú túto metodiku najneskôr do 28. februára 2022. Proces implementácie, ktorý začína nadobudnutím platnosti tejto metodiky a končí 28. februára 2022, sa skladá z týchto krokov:

   (a) interný paralelný chod, počas ktorého PPS skúšajú prevádzkové procesy pre vstupy na výpočet kapacity pre denný trh, proces výpočtu kapacity pre denný trh a validáciu kapacity pre denný trh, ako aj rozvoj vhodných IT nástrojov a infraštruktúry;

   (b) externý paralelný chod, počas ktorého budú PPS pokračovať v skúšaní svojich interných procesov a IT nástrojov a infraštruktúry. Okrem toho zahrnú Core PPS Core NEMO do skúšania implementácie tejto metodiky v rámci SDAC a účastníkov trhu do skúšania účinkov uplatňovania tejto metodiky na trhu. V súlade s článkom 20 ods. 8 Nariadenia CACM nebude táto fáza kratšia než 6 mesiacov.

4. Počas interných a externých paralelných chodov budú Core PPS nepretržite monitorovať účinky a výkonnosť uplatňovania tejto metodiky. Na tento účel vyvíjajú v koordinácii s Core regulačnými orgánmi, Agentúrou a zainteresovanými stranami kritériá monitorovania a výkonnosti a každý štvrťrok podávajú správu o výstupe z tohto monitorovania vo štvrťročnej správe. Po implementácii tejto metodiky bude výstup z tohto monitorovania uvedený vo výročnej správe.

5. Core PPS budú implementovať metodiku výpočtu kapacity pre denný trh na Core hranici ponukovej oblasti iba vtedy, ak sa táto hranica ponukovej oblasti zúčastňuje v SDAC.

6. **Do 31. marca 2025 vyvinú Core PPS AHC. Do rovnakého termínu aktualizujú vysvetlivky a uverejnia analýzu umožňujúcu účastníkom trhu pochopiť dopad AHC.**

7. **Do 30. júna 2025 zavedú Core PPS AHC pre hranice ponukových oblastí mimo Core CCR v rozsahu, v akom sú tieto ponukové oblasti súčasťou SDAC okrem spoločných hraníc s Italy North CCR a SWE CCR. Implementácia podlieha pripravenosti SDAC. Pred zavedením AHC zapoja Core PPS Core NEMO na účely testovania implementácie AHC v rámci SDAC a účastníkov trhu, aby sa prispôsobili účinkom uplatnenia AHC prostredníctvom externého paralelného chodu, ktorý potrvá minimálne jeden (1) mesiac. Core PPS uverejnia výsledky tohto paralelného chodu vrátane výsledného monitorovania a výkonnostných kritérií stanovených v súlade s odsekom 4.**

HLAVA 7 - Záverečné ustanovenia

Article 29. Jazyk

Referenčným jazykom tejto metodiky bude anglický jazyk. Na zabránenie pochybnostiam platí, že ak PPS potrebujú preložiť túto metodiku do svojho národného jazyka (svojich národných jazykov), tak v prípade nesúladu medzi anglickou verziou uverejnenou zo strany PPS v súlade s článkom 9 ods. 14 Nariadenia CACM a akoukoľvek verziou v inom jazyku poskytnú relevantní PPS v súlade s vnútroštátnymi právnymi predpismi relevantným Core regulačným orgánom aktualizovaný preklad metodiky.

Príloha 1: Odôvodnenie používania a metodiky výpočtu externých obmedzení

Nasledujúca časť podrobne určuje odôvodnenie používania a metodiky, ktorú aktuálne používa každý Core PPS, v prípade vhodnosti, na návrh a implementáciu externých obmedzení. Právny výklad oprávnenosti používania externých obmedzení a opis ich príspevku k cieľom Nariadenia CACM je zahrnutý do Vysvetľujúcej poznámky.

1. Belgicko:

Spoločnosť ELIA môže používať externé obmedzenie na obmedzenie dovozu belgickej ponukovej oblasti.

Technické a právne odôvodnenie

ELIA čelí napäťovým obmedzeniam a rizikám poklesu napätia v prípade nízkej úrovne výroby v rámci belgickej sústavy. Preto ELIA požaduje zachovanie určitého množstva vyrobenej elektriny v rámci Belgicka na zabránenie porušeniu napäťových obmedzení (t. j. na predídenie poklesu napätia pod nižší bezpečnostný limit). Ďalej sú analyzované riziká dynamickej nestability na posúdenie množstva strojov požadovaných v rámci belgickej sústavy na zabezpečenie minimálnej dynamickej stability s cieľom predísť prechodným javom. Tieto analýzy a výsledky vedú k používaniu maximálneho obmedzenia na dovoz.

Metodika výpočtu hodnoty externých obmedzení

Hodnota maximálneho obmedzenia na dovoz pre belgickú ponukovú oblasť bude odhadnutá na základe pravidelne vykonávaných štúdií. Tieto štúdie budú zahŕňať analýzu poklesu napätia vykonanú v súlade s článkom 38 Nariadenia SO. Štúdie sa vykonávajú a uverejňujú minimálne raz ročne a sú aktualizované zakaždým, keď toto externé obmedzenie malo nenulovú tieňovú cenu vo viac než 0,1 % hodín v danom štvrťroku.

2. Holandsko:

Spoločnosť TenneT B.V. môže používať externé obmedzenie na obmedzenie dovozu a vývozu holandskej ponukovej oblasti.

Technické a právne odôvodnenie

Kombinácia napäťových obmedzení a ohraničení vyplývajúcich z používania linearizovaného GSK vyžaduje, aby spoločnosť TenneT B.V. uplatnila externé obmedzenia. Napäťové obmedzenia odôvodňujú používanie maximálneho obmedzenia na dovoz, lebo v Holandsku je potrebné vyrobiť určité množstvo elektriny na zabránenie porušeniu napäťových obmedzení (t. j. predísť poklesu napätia pod nižší bezpečnostný limit). S cieľom zabrániť odchýlkam medzi predpovedanými a realizovanými hodnotami prísunov do výroby z lineárneho GSK na dosiahnutie neakceptovateľných úrovní, je potrebné používať externé obmedzenia na obmedzenie rozsahu realizovateľných čistých pozícií pre holandskú čistú pozíciu v dovoze a vývoze. Nasleduje podrobnejšie vysvetlenie tohto posledného bodu.

Metodika výpočtu kapacity pre denný trh používa kľúč rozloženia výroby (GSK) na určenie mapovania zmeny čistých pozícií vo výrobných jednotkách v konkrétnej ponukovej oblasti. Algoritmus vyžaduje, aby bol GSK lineárny a aby bolo možné uplatnením GSK dosiahnuť minimálnu a maximálnu čistú pozíciu ('rozsah realizovateľnosti') ponukovej oblasti. Spoločnosť TenneT B.V. uplatňuje metódu GSK zameranú na stanovenie realistického harmonogramu výrobcu pre každú hodinu a ktorý je použiteľný pre každú čistú pozíciu v rámci domény na báze toku. Na realizáciu vyššie uvedeného je možné generátory rozdeliť na tri skupiny podľa prednostného poradia: (i) rigid generátory, ktoré vždy vyrábajú s maximálnym výkonom, (ii) nečinné generátory, ktoré sú mimo prevádzky a (iii) 'swing generátory', ktoré poskytujú 'swing kapacitu' na dosiahnutie všetkých prechodných čistých pozícií požadovaných

algoritmom pre špecifickú situáciu sústavy. Na dosiahnutie maximálnej čistej pozície vyrábajú všetky 'swing generátory' s maximálnym výkonom. Na dosiahnutie minimálnou čistej pozície vyrábajú všetky 'swing generátory' s minimálnym výkonom. Absolútny rozdiel medzi minimálnou a maximálnou čistou pozíciou teda určuje množstvo požadovanej 'swing kapacity', t. j. celkovú kapacitu požadovanú od 'swing generátorov'.

Ak by spoločnosť TenneT B.V. neuplatnila externé obmedzenia a boli by možné vyššie dovozné a vývozné čisté pozície, niekoľko generátorov, ktoré prakticky fungujú ako rigid generátory (napr. CHP, elektrárne na čierne uhlie atď.) by bolo potrebné vymodelovať ako 'swing generátory'. V niektorých prípadoch by mohlo prepínanie generátora z 'idle' na 'swing' alebo z 'rigid' na 'swing' znamenať skok o približne 50 % vo výkone takej elektrárne, čo má následne významný dopad na prognózované toky výkonu na CNEC v blízkosti takej elektrárne. Toto má za následok zníženie presnosti GSK, keďže výroba týchto elektrární sa modeluje s menšou presnosťou a odchýlky medzi prognózovanými a realizovanými tokmi na konkrétnych CNEC sa zvyšujú na neakceptovateľné úrovne s významným dopadom na doménu kapacity. Dôsledkom toho by bola potreba uplatniť vyššie FRM na čiastočné pokrytie týchto odchýlok, čo neustále obmedzuje dostupnú kapacitu pre trh. Na zabránenie príliš veľkým odchýlkam v prísune výroby je potrebné obmedziť celkový rozsah realizovateľnosti, ktorý by mal pokryť GSK, pomocou externých obmedzení.

Holandsko je v porovnaní s inými ponukovými oblasťami malá ponuková oblasť s vysokou prepojovacou kapacitou, ktorá naznačuje veľmi široký rozsah realizovateľnosti v porovnaní s celkovým inštalovaným výkonom. Napr. spoločnosť TenneT B.V. uplatnila externé obmedzenia vo výške 5 GW pre dovoznú a vývoznú pozíciu v minulosti, s naznačením rozsahu realizovateľnosti 10 GW na celkovej približne 15 GW výrobnej kapacite zahrnutej do GSK v danom bode v čase. Pre ostatné ponukové oblasti s oveľa vyšším objemom inštalovaného výkonu alebo relatívne menšou prepojovacou kapacitou je relatívne množstvo 'swing kapacity' v ich GSK oveľa nižšie, a preto aj odchýlky medzi predpovedanou a realizovanou výrobou sú nižšie. Alebo, inými slovami povedané, maximálny rozsah realizovateľnosti, ktorý môže byť pokrytý zo strany ,GSK bez zvýšenia odchýlok medzi prognózovanou a realizovanou výrobou na neakceptovateľné úrovne je väčší než celková inštalovaná prepojovacia kapacita pre tieto ponukové oblasti, čím nie je nutné použiť externé obmedzenia ako opatrenie na obmedzenie týchto odchýlok.

Metodika výpočtu hodnoty externých obmedzení

Spoločnosť TenneT B.V. určuje maximálne dovozné a vývozné obmedzenia pre Holandsko na základe štúdií, ktoré kombinujú analýzu poklesu napätia, analýzu stability a analýzu zvýšenej neistoty, ktorú uvádza (lineárny) GSK v rôznych extrémnych dovozných a vývozných situáciách v súlade s článkom 38 Nariadenia SO. Štúdie sa vykonávajú a uverejňujú minimálne raz ročne a sú aktualizované zakaždým, keď toto externé obmedzenie malo nenulovú tieňovú cenu vo viac než 0,1 % hodín v danom štvrťroku.

3. Poľsko:

Spoločnosť PSE môže používať externé obmedzenie na obmedzenie dovozu a vývozu v poľskej ponukovej oblasti.

Technické a právne odôvodnenie

Implementácia externých obmedzení uplatňovaných zo strany PSE sa týka integrovaného postupu plánovania v Poľsku (tiež nazývaného model centralizovaného dispečingu) a spôsobu rezervovania kapacity obstaranej zo strany PSE. V modeli centralizovaného dispečingu na zabezpečenie rovnováhy výroby a dopytu a na zabezpečenie bezpečných dodávok energie vykonáva PPS dispečing výrobných jednotiek so zohľadnením svojich obmedzení pri prevádzke, prenose a požiadavkách na rezervnú kapacitu. Toto sa realizuje v integrovanom postupe plánovania ako jeden problém s optimalizáciou nazývaný security constrained unit commitment (SCUC) a economic dispatch (SCED).

Integrovaný postup plánovania začína po výpočte kapacity pre denný trh a SDAC a pokračuje až do reálneho času. To znamená, že PPS neblokuje rezervnú kapacitu pred SDAC a táto prakticky nie je odstránená z veľkoobchodného trhu a SDAC. Avšak ak by poskytovatelia regulačných služieb (výrobné jednotky) predali príliš veľa energie na dennom trhu z dôvodu vysokej úrovne vývozu, nemusia byť v rámci integrovaného postupu plánovania schopní zabezpečiť dostatočnú zvýšenú rezervnú kapacitu.[9] Preto jedným zo spôsobov zabezpečenia dostatočnej rezervnej kapacity v rámci integrovaného postupu plánovania je stanoviť limit toho, koľko elektriny je možné doviezť alebo vyviesť v SDAC.

Cieľ týkajúci sa obmedzenia poskytovateľov regulačných služieb predať príliš veľa energie na dennom trhu, aby boli schopní poskytovať dostatočnú rezervnú kapacitu v integrovanom postupe plánovania, nie je možné efektívne splniť prenesením tohto limitu do kapacít kritických sieťových prvkov ponúkaných trhu. Ak by sa mal tento limit odraziť v medzioblastných kapacitách ponúkaných zo strany PSE vo forme vhodnej úpravy medzioblastných kapacít, naznačovalo by to, že PSE by potrebovala odhadnúť najpravdepodobnejšie smerovanie trhu (dovozy a/alebo vývozy na konkrétnych prepojovacích vedeniach) a primerane znížiť medzioblastné kapacity v týchto smeroch. V prístupe na báze toku by toto bolo potrebné vykonať na každom CNEC vo forme znížení RAM. Z hľadiska účastníkov trhu však, z dôvodu prirodzených neistôt trhových výsledkov, je takýto prístup zaťažený rizikom suboptimálneho rozdelenia obmedzení pri prideľovaní na individuálne prepojovacie vedenia – nadhodnotené na jednom prepojovacom vedení a podhodnotené na inom alebo opačne. Také zníženia RAM by obmedzovali medzioblastné výmeny pre všetky hranice ponukovej oblasti s dopadom na poľské CNEC, keďže obmedzenie pri prideľovaní ovplyvňuje iba dovoz alebo vývoz poľskej ponukovej oblasti, čím nie je dotknuté obchodovanie ostatných ponukových oblastí.

Externé obmedzenia sa určujú pre celú poľskú elektrizačnú sústavu s tým, že platia súčasne pre všetky CCR, v ktorých má PSE aspoň jednu hranicu ponukovej oblasti (t. j. Core, Baltic a Hansa). Toto riešenie je najefektívnejším uplatnením externých obmedzení. S prihliadnutím na skutočnosť, že obmedzenia pri prideľovaní samostatne v každom CCR by si vyžadovali, aby spoločnosť PSE rozdelila globálne externé obmedzenia na podhodnoty týkajúce sa CCR, ktoré by boli menej efektívne než udržanie globálnej hodnoty. Okrem toho v hodinách, kedy Poľsko nie je schopné absorbovať už žiaden výkon zvonka z dôvodu porušenia požiadaviek na minimálnu zníženú rezervnú kapacitu alebo ak Poľsko už nie je schopné vyvážať žiaden výkon z dôvodu nedostatočných požiadaviek na zvýšenú rezervnú kapacitu, je poľská prenosová infraštruktúra stále k dispozícii pre cezhraničné obchodovanie medzi ostatnými ponukovými oblasťami a medzi rôznymi CCR.

Metodika výpočtu hodnoty externých obmedzení

Pri určovaní externých obmedzení prihliada PSE na najnovšie informácie o technických charakteristikách výrobných jednotiek, prognózovanom zaťažení elektrizačnej sústavy, ako aj minimálnych maržiach na rezervu požadovaných v celej poľskej elektrizačnej sústave na zabezpečenie bezpečnej prevádzky a forwardových zmlúv o dovoze/vývoze, ktoré je potrebné dodržiavať z predchádzajúcich časových rámcov prideľovania kapacity.

Externé obmedzenia sú obojsmerné, s nezávislými hodnotami pre každý DA CC MTU a samostatne pre smery dovozu do Poľska a vývozu z Poľska.

Pre každú hodinu sú obmedzenia vypočítané podľa ďalej uvedených rovníc:

$$EXPORT_{constraint} = P_{CD} \ - (P_{NA} + P_{ER}) + P_{NCD} \ - (P_L + P_{UPres}) \quad (1)$$

[9] Tento záver sa vzťahuje rovnako na prípad nedostatku zníženej disponibility, ktorá by bola ohrozená, ak by poskytovatelia regulačných služieb (výrobné jednotky) predávali príliš málo energie na dennom trhu z dôvodu príliš vysokej úrovne dovozov.

$$IMPORT_{constraint} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CD_{min}} - P_{NCD} \quad (2)$$

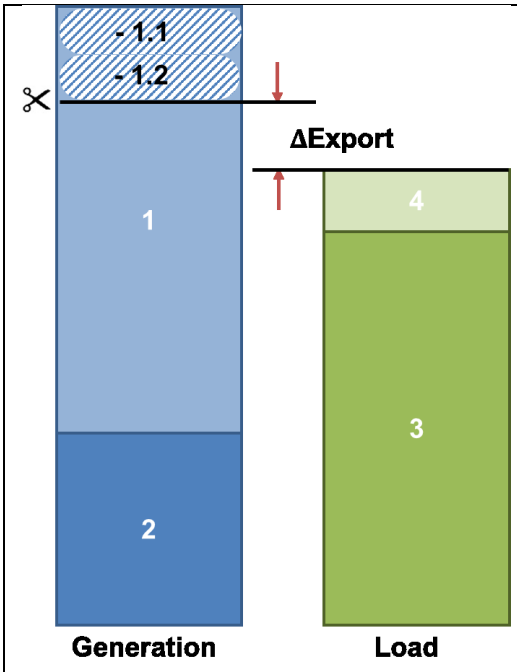
Kde:

P_{CD}	Súčet dostupných výrobných kapacít jednotiek s centrálnym dispečingom podľa generátorov[10]
$P_{CD_{min}}$	Súčet technického minima dostupných výrobných jednotiek s centrálnym dispečingom
P_{NCD}	Súčet harmonogramov výrobných jednotiek bez centrálneho dispečingu na základe vyjadrenia výrobcov (pre veterné farmy: prognóza zo strany PSE)
P_{NA}	Výroba nie je dostupná z dôvodu obmedzení sústavy (plánovaná odstávka a/alebo predpokladané preťaženia)
P_{ER}	Úprava nedostupnosti výroby vyplývajúca z problémov, ktoré výrobcovia nedeklarovali, prognózovaná zo strany PSE z dôvodu výnimočných okolností (napr. podmienky chladenia alebo predĺžené generálne opravy)
P_L	Dopyt prognózovaný zo strany PSE
P_{UPres}	Minimálna rezerva pre zvýšenú reguláciu
$P_{DOWNres}$	Minimálna rezerva pre zníženú reguláciu

Iba pre názornosť je proces praktického určenia externých obmedzení v rámci výpočtu kapacity pre denný trh uvedený ďalej na Obr. 1 a 2. Obrázky znázorňujú, ako PSE ráno v deň D-1 pripravuje prognózu poľskej výkonovej rovnováhy pre každú hodinu dňa dodávky s cieľom určiť rezervy výrobných kapacít dostupných pre potenciálne vývozy a dovozy pre denný trh.

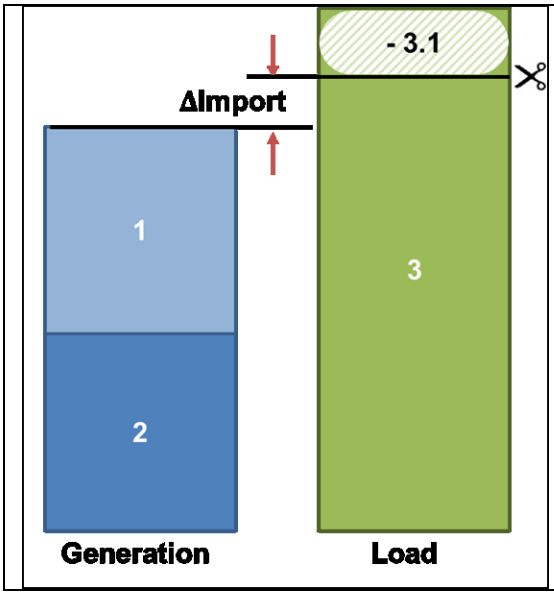
Externé obmedzenie v smere vývozu je použiteľné, ak je ΔVývoz nižší než súčet medzioblastných kapacít na všetkých poľských prepojovacích vedeniach v smere vývozu. Externé obmedzenie v smere dovozu je použiteľné, ak je ΔDovoz nižší než súčet medzioblastných kapacít na všetkých poľských prepojovacích vedeniach v smere dovozu.

[10] Všimnite si, že v tomto výpočte sa neprihliada na výrobné jednotky držané mimo trhu na základe zmlúv o strategických rezervách s PPS.



1. Súčet dostupných výrobných kapacít jednotiek s centrálnym dispečingom ako uvádzajú výrobcovia, znížený o:
   1.1 Výrobu, ktorá nie je dostupná z dôvodu obmedzení sústavy
   1.2 Úprava nedostupnosti výroby vyplývajúca z problémov, ktoré výrobcovia nedeklarovali, prognózovaná zo strany PSE z dôvodu výnimočných okolností (napr. podmienky chladenia alebo predĺžené generálne opravy)
2. Súčet harmonogramov výrobných jednotiek bez centrálneho dispečingu na základe vyjadrenia výrobcov (pre veterné farmy: prognóza zo strany PSE)
3. Dopyt prognózovaný zo strany PSE
4. Minimálna potrebná rezerva pre zvýšenú reguláciu

Obr. 1: Určenie externých obmedzení v smere vývozu (výrobné kapacity dostupné pre potenciálne vývozy) v rámci výpočtu kapacity pre denný trh.



1 Súčet technického minima výrobných jednotiek s centrálnym dispečingom v prevádzke

2 Súčet harmonogramov výrobných jednotiek bez centrálneho dispečingu na základe vyjadrenia výrobcov (pre veterné farmy: prognóza zo strany PSE)

3 Dopyt prognózovaný zo strany PSE, znížený o:
   3.1 Minimálnu potrebnú rezervu pre zníženú reguláciu

Obr. 2: Určenie externých obmedzení v smere dovozu (rezervy vo výrobných kapacitách dostupných pre potenciálne dovozy) v rámci výpočtu kapacity pre denný trh.

Opätovné posúdenie frekvencie

Externé obmedzenia sa určujú nepretržite na základe najnovších informácií, pre každý časový rámec prideľovania kapacity, od forwardových trhov po denné a vnútrodenné trhy. V prípade procesu pre denný trh sa tieto vypočítajú ráno dňa D-1, čo poskytne nezávislé hodnoty pre každý DA CC MTU a samostatne pre smery dovozu do Poľska a vývozu z Poľska.

Časové obdobia, pre ktoré sa uplatňujú externé obmedzenia

Ako už bolo opísané vyššie, externé obmedzenia sa určujú v nepretržitom procese pre každý časový rámec prideľovania kapacity, teda sú uplatniteľné pre všetky DA CC MTU príslušného dňa prideľovania.

Príloha 2: Uplatnenie lineárnej trajektórie na výpočet minimálneho faktora RAM

1. Jedna lineárna trajektória na výpočet minimálneho faktora RAM sa vypočíta podľa členského štátu a bude platiť pre všetky CNEC definovaný zo strany PPS takého členského štátu.[11]

2. Lineárna trajektória na výpočet minimálneho faktora RAM bude definovať ročné hodnoty, ktoré sa uplatnia na každý rok medzi počiatočným rokom a koncovým rokom. Počiatočný rok bude rok 2020 a koncový rok bude rok 2026. Pre každý rok medzi rokom 2020 a 2026 bude minimálny faktor RAM R_{amr} v súlade s Article 17 ods. 9 definovaný takto

$$R_{amr}(year) = R_{amr,start} + \frac{year - 2020}{2026 - 2020} * (R_{amr,end} - R_{amr,start})$$

kde

$R_{amr,start}$	minimálny faktor RAM v roku 2020
$R_{amr,end}$	minimálny faktor RAM v roku 2026, ktorý sa rovná 0,7

3. Minimálny faktor RAM v roku 2020, $R_{amr,start}$ je priemerná celková kapacita pridelená na všetkých CNEC[12] definovaná zo strany PPS členského štátu v roku 2019 alebo priemerná celková kapacita pridelená na všetkých CNEC definovaných zo strany PPS členského štátu v rokoch 2017, 2018 a 2019, podľa toho, ktorá je vyššie:

$$R_{amr,start} = \max(RAM_{rel,avg}\ (2019), RAM_{rel,avg}\ (2017 - 2019))$$

kde

$RAM_{rel,avg}\ (2019)$	priemerná relatívna celková RAM ($RAM_{t,rel}$) vypočítaná na všetkých CNEC definovaných zo strany PPS členského štátu a všetky obchodné intervaly roku 2019
$RAM_{rel,avg}\ (2017 - 2019)$	priemerná relatívna RAM ($RAM_{t,rel}$) vypočítaná na všetkých CNEC definovaných zo strany PPS členského štátu a všetky obchodné intervaly roku 2017, 2018 a 2019

Výber CNEC pre túto analýzu bude definovaný v súlade s odsekom 8.

4. Relatívna celková RAM ($RAM_{t,rel}$) pre každý CNEC a obchodný interval dostupný pre medzioblastný obchod na všetkých hraniciach ponukovej oblasti všetkých CCR je pomer celkovej RAM dostupnej na obchodovanie na všetkých hraniciach ponukovej oblasti všetkých CCR a F_{max}, ako sa definuje v súlade s odsekom 8.

$$RAM_{rel}(CNEC, MTU) = \frac{RAM_t(CNEC, MTU)}{F_{max}}$$

[11] Ak ponuková oblasť pokrýva územie viac než jedného členského štátu, pre takú ponukovú oblasť je potrebné uplatniť spoločnú trajektóriu.

[12] Sem patria všetky medzioblastné kapacity zo všetkých ponukových oblastí vo všetkých CCR s dopadom na tok na tomto CNEC

kde

$RAM_{rel}(CNEC, MTU)$	Relatívna celková RAM ($RAM_{t,rel}$) vypočítaná z konkrétneho CNEC v konkrétnom obchodnom intervale
$RAM_t(CNEC, MTU)$	Celková RAM ($RAM_{t,rel}$) vypočítaná z konkrétneho CNEC v konkrétnom obchodnom intervale
F_{max}	Maximálny prípustný tok konkrétneho CNEC v konkrétnom obchodnom intervale

5. Pre každý CNEC a obchodný interval je potom celková RAM dostupná pre medzioblastný obchod vo všetkých CCR súčtom príspevkov z hraníc ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup na báze toku a príspevkov z hraníc ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup NTC:

$$RAM_t(CNEC, MTU) = RAM_{FB}(CNEC, MTU) + RAM_{NTC}(CNEC, MTU)$$

kde

$RAM_{FB}(CNEC, MTU)$	Kapacita (alebo RAM) CNEC dostupnej pre medzioblastný obchod na hraniciach ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup na báze toku
$RAM_{NTC}(CNEC, MTU)$	Kapacita CNEC dostupná pre medzioblastný obchod na hraniciach ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup NTC

6. Kapacita (alebo RAM) CNEC dostupná pre medzioblastný obchod na hraniciach ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup na báze toku ($RAM_{FB}(CNEC, MTU)$) sa definuje takto:

   a) Pre CNEC, ktoré sa už používajú v existujúcich iniciatívach výpočtu kapacity na báze toku, sa $RAM_{FB}(CNEC, MTU)$ rovná historickým hodnotám DA RAM vypočítaným v týchto iniciatívach a ponúkaným na medzioblastné obchodovanie bez úpravy dlhodobých nominácií;

   b) Pre CNEC, ktoré sa ešte nepoužívajú v existujúcich iniciatívach výpočtu kapacity na báze toku, sa $RAM_{FB}(CNEC, MTU)$ vypočíta takto:

$$\overrightarrow{RAM}_{FB}(CNEC, MTU) = pPTDF_{zone-to-zone}(CNEC, MTU)\, \overrightarrow{NTC}_{fallback}(MTU)$$

kde

$pPTDF_{zone-to-zone}(CNEC, MTU)$	Matica kladného distribučného faktora prenosu elektriny zóna-do-zóny pre daný CNEC, hranicu ponukovej oblasti a obchodný interval v súlade s Rovnica 24.
$\overrightarrow{NTC}_{fallback}(MTU)$	NTC používané pre núdzový postup DA na všetkých orientovaných hraniciach ponukovej oblasti v implementovaných iniciatívach výpočtu kapacity na báze toku pre daný obchodný interval

7. Kapacita CNEC dostupná pre medzioblastný obchod vyplývajúci z hraníc ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup NTC ($RAM_{NTC}(CNEC, MTU)$) bude pre každý obchodný interval definovaná konverziou hodnôt NTC pre denný trh na všetkých orientovaných hraniciach ponukovej oblasti uplatňujúcich prístup NTC so zodpovedajúcimi PTDF zóna-do-zóny (ak sú kladné) pre daný CNEC:

$$\overrightarrow{RAM}_{NTC}(CNEC, MTU) = pPTDF_{zone-to-zone}(CNEC, MTU)\,\overrightarrow{NTC}_{DA}(MTU)$$

kde

$\overrightarrow{NTC}_{DA}(MTU)$	NTC pre denný trh všetkých orientovaných hraníc ponukovej oblasti pre daný obchodný interval

8. Na výpočet vyššie uvedených premenných sa použijú tieto predpoklady:

   (a) Výber CNEC, ktoré budú použité v analýze, sa rovná výberu CNEC, ktorých použitie v Core výpočte kapacity pre denný trh očakávajú PPS.

   (b) $\vec{F}_{max}$ a **PTDF** pre CNEC, ktoré sú rovnaké ako tie, ktoré sa používajú v existujúcej iniciatíve výpočtu kapacity na báze toku, sa bude rovnať historickým hodnotám používaným v týchto iniciatívach. Pre CNEC, ktoré neboli použité v implementovaných iniciatívach výpočtu kapacity na báze toku v období rokov 2017 – 2019, $\vec{F}_{max}$ a **PTDF** vypočítajú PPS podľa článku 6 a článku 11. Pri tom môžu PPS použiť reprezentatívne hodnoty pre viac než jeden obchodný interval.

   (c) $\overrightarrow{NTC}_{fallback}$ uvedená v odseku 6 budú hodnoty ATC používané pre núdzové postupy na hraniciach, pre ktoré bol prístup výpočtu kapacity na báze toku už implementovaný v analyzovanom období rokov 2017 – 2019.

   (d) $\overrightarrow{NTC}_{DA}$ uvedená v odseku 6 budú hodnoty NTC pre denný trh na hraniciach, ktoré uplatňovali prístup NTC v analyzovanom období rokov 2017 – 2019.