

Jaudas aprēķināšanas metodika Baltijas jaudas aprēķināšanas reģionā

starp:

**AS “Augstsprieguma tīkls”
“Elering AS”
“LITGRID AB”
“PSE S.A.”
“Svenska kraftnät”
“Fingrid Oyj”**

**2018. gada 3. oktobrī
Viļņā, Rīgā, Tallinā, Helsinkos, Stokholmā, Varšavā**

SATURS

1. VISPĀRĪGIE NOSACĪJUMI.....	3
2. DEFINĪCIJAS	5
3. DARBĪBAS DROŠĪBAS ROBEŽAS, BOJĀJUMSITUĀCIJAS UN PIEŠĶIRŠANAS IEROBEŽOJUMI.....	7
4. RAŽOŠANAS UN SLODZES SADALĪŠANAS ATSLĒGAS.....	8
5. KOREKTĪVĀS DARBĪBAS	9
6. KOPĒJĀS NODODAMĀS JAUDAS (<i>TTC</i>) APRĒĶINĀŠANAS METODIKA.....	9
7. PĀRVADES DROŠUMA REZERVES (<i>TRM</i>) APRĒĶINĀŠANAS METODIKA	12
8. KOORDINĒTĀS NETO PĀRVADES JAUDAS (<i>NTC</i>) UN PIEEJAMĀS PĀRVADES JAUDAS (<i>ATC</i>) APRĒĶINĀŠANAS METODIKA.....	14
9. TEKOŠĀS DIENAS JAUDAS (<i>ATC</i>) ATKĀRTOTAS NOVĒRTĒŠANAS BIEŽUMS	23
10. STARPZONU JAUDAS VALIDĒŠANAS METODIKA	23
11. JAUDAS APRĒĶINĀŠANAS REZERVES PROCEDŪRA.....	23
12. TIRDZNIECĪBAS JAUDAS NODROŠINĀŠANA UN PIEŠĶIRŠANA	23
13. GARANTĒŠANA	24
14. NOTEIKUMI ATTIECĪBĀ UZ NEPAMATOTAS DISKRIMINĀCIJAS NOVĒRŠANU STARP IEKŠĒJO UN STARPZONU APMAIŅU.....	24
15. METODIKAS IEVIEŠANA	25
PIELIKUMS NR. 1 PIEŠĶIRŠANAS IEROBEŽOJUMU IZMANTOJUMS SASKAŅĀ AR 3.5. PUNKTU.....	26

1. VISPĀRĪGIE NOSACĪJUMI

- 1.1. Jaudas aprēķināšanas metodika Baltijas jaudas aprēķināšanas reģionā ir nepieciešama saskaņā ar Komisijas Regulas (ES) Nr. 2015/1222, ar ko izveido jaudas piešķiršanas un pārslodzes vadības vadlīnijas (turpmāk tekstā – “CACM regula”), 20. panta 2. punktu.
- 1.2. Jaudas aprēķināšanas metodika Baltijas jaudas aplēse reģionā (turpmāk tekstā – “Metodika”) definēs:
 - 1.2.1. starpzonu jaudas aprēķināšanas, nodrošināšanas un piešķiršanas noteikumus starp Igaunijas un Latvijas energosistēmām;
 - 1.2.2. starpzonu jaudas aprēķināšanas, nodrošināšanas un piešķiršanas noteikumus starp Lietuvas un Latvijas energosistēmām;
 - 1.2.3. starpzonu jaudas aprēķināšanas, nodrošināšanas un piešķiršanas noteikumus starp Igaunijas un Somijas energosistēmām;
 - 1.2.4. starpzonu jaudas aprēķināšanas, nodrošināšanas un piešķiršanas noteikumus starp Lietuvas un Zviedrijas energosistēmām;
 - 1.2.5. starpzonu jaudas aprēķināšanas, nodrošināšanas un piešķiršanas noteikumus starp Lietuvas un Polijas energosistēmām;
- 1.3. CACM regulas 9. panta 9. punktā ir noteikts, ka ir jāapraksta Priekšlikuma paredzamā ietekme uz CACM regulas mērķiem. Ietekme ir aprakstīta turpmāk tekstā 1.4.–1.4.7. sadaļā.
- 1.4. Metodikas priekšlikums veicina un nekādā veidā nekavē CACM regulas 3. panta mērķu sasniegšanu. Starpsavienojumu jaudas Baltijas jaudas aprēķināšanas reģionā (turpmāk tekstā – “Baltijas JAR”) aprēķina, izmantojot saskaņoto neto pārvades jaudas pieeju veidā, kas sekmē un ļauj sasniegt šādus mērķus:
 - 1.4.1. veicināt efektīvu konkurenci elektroenerģijas ražošanā, tirdzniecībā un piegādē (CACM regulas 3. panta a) apakšpunkts), nodrošinot, ka Baltijas JAR tirgū ir pieejama maksimālā starpzonu jauda (attiecībā uz darbības drošību);
 - 1.4.2. nodrošināt pārvades infrastruktūras optimālu izmantojumu (CACM regulas 3. panta b) apakšpunkts), piemērojot neto pārvades jaudas pieeju, salīdzinājumā ar kuru plūsmabalstīta pieeja joprojām nav efektīvāka, pieņemot salīdzināmu darbības drošības līmeni Baltijas JAR;

Baltijas JAR metodika vienādi attiecas uz visām tirdzniecības zonu robežām Baltijas JAR un nodrošina nediskriminējošu piekļuvi starpzonu jaudai. Ierosinātās pieejas mērķis ir nodrošināt tirgus dalībniekiem maksimālo pieejamo jaudu darbības drošības robežās. Baltijas JAR Metodika nepieļauj diskrimināciju starpzonu jaudas aprēķināšanā.
 - 1.4.3. nodrošināt darbības drošību (CACM regulas 3. panta c) apakšpunkts), jo tiek ņemti vērā tīkla ierobežojumi, nodrošinot tirgus dalībniekiem maksimālo pieejamo jaudu darbības drošības robežās; pilnveidot starpzonu jaudas aprēķināšanu un piešķiršanu (CACM regulas 3. panta d) apakšpunkts), kā arī starpzonu jaudas nodrošināšanu un piešķiršanu nākamās dienas un tekošās dienas tirgos optimālākajā un saprātīgākajā veidā, ņemot vērā Baltijas JAR energosistēmu struktūru, kā arī, no vienas puses, darbības drošības robežas un N-1 situācijas, kas ierobežo jaudu, un, no otras puses, korektīvās darbības jaudas palielināšanai;

- 1.4.4. nodrošināt un uzlabot pārredzamību un informācijas ticamību (*CACM* regulas 3. panta f) apakšpunkts), jo jaudas aprēķināšanas metodikā ir noteikti nākamās dienas un tekošās dienas laikposmu galvenie principi un procesi; Metodika ļauj pārvades sistēmu operatoriem (turpmāk tekstā – “PSO”) pārredzamā veidā sniegt tirgus sasaistīšanas operatoram (turpmāk tekstā – “TSO”) tādu pašu uzticamu informāciju par starpzonu jaudu un sadales ierobežojumiem nākamās dienas un tekošās dienas piešķiršanai;
- 1.4.5. sekmēt elektroenerģijas pārvades sistēmas un elektroenerģijas sektora efektīvu ilgtermiņa darbību un attīstību Savienībā (*CACM* regulas 3. punkta g) apakšpunkts). Metodika, ņemot vērā svarīgākos tīkla ierobežojumus, atbalstīs efektīvu cenu noteikšanu tirgū, ilgtermiņa perspektīvā nodrošinot pareizus signālus;
- 1.4.6. ievērot nepieciešamību nodrošināt taisnīgu un sakārtotu tirgu un taisnīgu un sakārtotu cenu veidošanu (*CACM* regulas 3. panta h) apakšpunkts), kā arī nodrošināt nediskriminējošu piekļuvi starpzonu jaudai (*CACM* regulas 3. panta j) apakšpunkts), nodrošinot visas starpzonu jaudas piešķirumiem TSO.
- 1.5. Viss datu apmaiņas process un grafiks starp pārvades sistēmu operatoriem un Koordinētiem jaudas aprēķinātājiem (turpmāk tekstā vienkārši – “Jaudas aprēķinātājs” vai “Jaudas aprēķinātāji”) ir aprakstīts attiecīgajos Koordinēto jaudas aprēķinātāju noteikumos.
- Līdz brīdim, kad Koordinētie jaudas aprēķinātāji ir izveidoti un veic jaudas aprēķināšanas/koordinēšanas funkciju, jaudas aprēķināšanu un koordinēšanu veic ar attiecīgajām robežām saistītie PSO.
- 1.6. Šajā metodikā aprakstītie procesi un principi aptver starpzonu jaudas aprēķināšanu (nevis ilgtermiņa pārvades tiesību piešķiršanu, attiecībā uz kuru ir izstrādāta detalizētāka metodika saskaņā ar Regulas Nr. 2016/1719 10. pantu) par nākamā gada, mēneša un nedēļas laikposmu, kā arī starpzonu jaudas aprēķinu nodrošināšanu un piešķiršanu nākamās dienas un tekošās dienas laikposmam.
- 1.7. Baltijas JAR PSO ir veikuši priekšizpēti “Plūsmbalstītas jaudas aprēķināšanas tehniskā iespējamība Baltijas valstīs”, kurā tika pētīta plūsmbalstītas jaudas aprēķināšanas pieejas efektivitāte Baltijas JAR. Pētījumā tika secināts, ka pašreizējā situācijā jaudas aprēķināšanas metodikas lietošana, izmantojot plūsmbalstītu pieeju, pagaidām vēl nebūs efektīvāka salīdzinājumā ar koordinēto neto pārvades jaudas aprēķināšanas pieeju un pieņemot salīdzināmu darbības drošības līmeni Baltijas JAR. Baltijas JAR PSO ir nodevuši pētījumu kompetentajām regulatīvajām iestādēm un kopīgi lūguši kompetentās regulatīvās iestādes saskaņā ar *CACM* regulas 20. panta 7. punktu lemt par saskaņotas neto pārvades jaudas pieejas piemērošanu Baltijas JAR reģionam.
- 1.8. Šajā metodikā ir ņemti vērā Baltijas JAR VRI lēmumi par starpzonu riska ierobežošanas iespējām saskaņā ar 30. pantu un Baltijas JAR ilgtermiņa pārvades tiesību reģionālo koncepciju saskaņā ar Komisijas Regulas (ES) Nr. 2016/1719 (2016. gada 26. septembrī), ar ko izveido nākotnes jaudas piešķiršanas vadlīnijas, 31. pantu. Tas nozīmē, ka pirms nākamās dienas piešķiršanas netiek veikta fiziskā jaudas piešķiršana un Baltijas JAR robežu ilgtermiņa jaudai netiek rezervēta nekāda fiziska jauda. Tādēļ metodikā nav iekļauti noteikumi par iepriekš piešķirto starpzonu jaudu nākamās dienas laika grafikam.
- 1.9. Šajā metodikā iekļautie vienādojumi nākamās dienas un tekošās dienas jaudas aprēķināšanai kopumā demonstrē vienu un to pašu pieeju jaudas aprēķināšanā starp visām robežām nolūkā ievērot darbības drošību. Tomēr vienādojumiem piemīt dažas atšķirības, pamatojoties uz faktu, ka Baltijas energosistēmu pārvades aktīvi ir atšķirīgi atkarīgi no temperatūras. Papildu vienādojumu atšķirību pamatojums balstās šādos apstākļos:
- esošās energosistēmas stāvoklis Baltijas sinhronajā zonā (tostarp ražošanas un patēriņa modeļi);

- enerģētikas tirgus darbības iespējas, kas prasa pielāgot jaudas aprēķināšanas pieeju nolūkā nodrošināt darbības drošību gadījumos, kas var izrietēt no enerģētikas tirgus darbības. Piemēram, tirdzniecība tirgū, kas izraisa ražošanas samazinājumu Latvijā un tāda paša ražošanas apjoma pieaugumu Lietuvā, radītu Igaunijas un Latvijas tirdzniecības zonas robežas pārslodzi, ja pirms Igaunijas un Latvijas tirdzniecības robeža jau bija pilnībā noslogota.

Ņemot vērā iepriekšminētos iemeslus, lai rastu kopēju vienādojumu, kas būtu piemērots visiem gadījumiem, būtu nepieciešams pārāk detalizēts aprēķināšanas procesa apraksts, kas tādējādi mazinātu aprēķināšanas procesa pārredzamību.

- 1.10. Ar trešām valstīm aprēķinātā jauda nemazina starpzonu jaudu uz Baltijas JAR tirdzniecības zonas robežām.

2. DEFINĪCIJAS

Šīs Metodikas nolūkiem tiek piemērotas Regulas (EK) Nr. 2015/1222, Nr. 714/2009, Nr. 543/2013 2. pantā, Regulas (EK) Nr. 2017/1485 3. pantā un Direktīvas Nr. 2009/72/EK 2. pantā sniegtās definīcijas. Turklāt tiek izmantotas arī šādas definīcijas un tām ir šāda nozīme:

- 2.1. **Trešās valstis** – Baltkrievijas Republika un Krievijas Federācija, izņemot Kaļiņingradas zonu.
- 2.2. **AAC** – jau piešķirtā jauda ir kopējais piešķirto fiziskās pārvades tiesību apjoms.
- 2.3. **AST** – AS “Augstsprieguma tīkls”, Latvijas Republikas neatkarīgs pārvades sistēmu operators.
- 2.4. **ATC** – noteikto pārrobežu starpsavienojumu pieejamā pārvades jauda, kas ir pieejama tirgum pēc katra pārvades jaudas piešķiršanas procedūras posma.
- 2.5. **Baltijas PSO** – elektroenerģijas pārvades sistēmu operatori Igaunijas Republikā, Latvijas Republikā un Lietuvas Republikā.
- 2.6. **Baltijas JAR PSO** – elektroenerģijas pārvades sistēmu operatori Somijas Republikā, Igaunijas Republikā, Latvijas Republikā un Lietuvas Republikā, kā arī Polijas Republikā un Zviedrijā.
- 2.7. **Baltijas JAR** – 9. jaudas aprēķināšanas reģions: Baltija. Saskaņā ar ACER lēmumu par elektroenerģijas PSO priekšlikumu jaudas aprēķināšanas reģionam (18.11.2016.) Baltijas JAR iekļauj šādas tirdzniecības zonas robežas: a) Igaunija–Latvija (EE–LV) – “Elering” AS un “AST”; b) Latvija–Lietuva (LV–LT) – “Augstsprieguma tīkls” un “LITGRID AB”; un c) Igaunija–Somija (EE–FI) – “Elering” AS un “Fingrid Oyj”; d) Lietuva–Zviedrija 4 (LT–SE4) – “LITGRID AB” un “Svenska kraftnat”; un e) Lietuva–Polija (LT–PL) – “LITGRID AB” un “PSE S.A.”.
- 2.8. **Instrukcija paralēlai darbībai pārrobežu starpsavienojumā (BRELL)** – starp Baltkrievijas, Krievijas, Igaunijas, Latvijas un Lietuvas sistēmu operatoriem apstiprināts dokuments, ar ko nosaka paralēlo energosistēmu darbības nosacījumus pārrobežu starpsavienojumam. Tas iekļauj starpsavienojumu aprakstu, starpsavienojumu pārvades jaudas, starpsavienojumu normālā un avārijas stāvokļa darbības un sistēmas aizsardzības aprakstu.

- 2.9. **Metodiskās vadlīnijas stabilai BRELL enerģētikas loka darbībai** – dokuments, kas ir apstiprināts starp Baltkrievijas, Krievijas, Igaunijas, Latvijas un Lietuvas sistēmas operatoriem un ar ko nosaka galvenās sistēmas stabilitātes prasības, kas jāņem vērā, aprēķinot *TTC* visos *BRELL* loka starpsavienojumos.
- 2.10. **BRELL loks** – Baltijas valstu, Baltkrievijas Republikas un Krievijas Federācijas (centrālā un ziemeļrietumu daļa) energosistēmu pārvades tīkli.
- 2.11. **Pārrobežu starpsavienojums** – fizisks pārvades posms (piemēram, pieslēguma līnijas), kas savieno divas energosistēmas.
- 2.12. **CACM** – Eiropas Komisijas Regula (ES) Nr. 2015/1222, ar ko izveido jaudas piešķiršanas un pārslodzes vadības vadlīnijas.
- 2.13. **Kopējs tīkla modelis** – datu kopa, par ko ir vienojušies PSO un kas iekļauj elektroenerģijas sistēmas galvenos raksturlielumus (ražošanu, slodzi un tīkla topoloģiju) un noteikumus par izmaiņu izdarīšanu minētajos raksturlielos jaudas aprēķina procesā.
- 2.14. **D-1** – diena pirms enerģijas piegādes dienas.
- 2.15. **D-2** – diena pirms dienas, kas ir pirms enerģijas piegādes dienas.
- 2.16. **Elering** – Elering AS, Igaunijas Republikas pārvades sistēmas operators.
- 2.17. **Fingrid** – Fingrid Oyj, Somijas Republikas elektroenerģijas pārvades sistēmas operators.
- 2.18. **Litgrid** – LITGRID AB, Lietuvas Republikas elektroenerģijas pārvades sistēmas operators.
- 2.19. **Tirgus sasaistīšanas operators (TSO)/nominēts elektroenerģijas tirgus operators (NETO)** – nākamās dienas un tekošās dienas tirgus operators(-i) Baltijas JAR.
- 2.20. **NTC** – noteikto pārrobežu starpsavienojumu neto pārvades jauda ir maksimālā tirdzniecības jauda, kas ir pieļaujama pārrobežu starpsavienojumu pārvadei, kura ir saderīga ar ekspluatācijas drošības standartiem un ņemot vērā tehnisko nenoteiktību attiecībā uz plānotajiem tīkla nosacījumiem katram PSO.
- 2.21. **PSE** – PSE S.A., Polijas Republikas elektroenerģijas pārvades sistēmas operators.
- 2.22. **Sadalīšanas atslēga** – metode, ar kuru izmaiņas konkrētas energosistēmas neto pozīcijā pārveido aplēstos konkrētos ražošanas apjomu palielinājumos vai samazinājumos kopējā tīkla modelī. Sadalīšanas atslēgu iedala ražošanas, atjaunojamo energoresursu ražošanas un slodzes.
- 2.23. **SvK** – Svenska kraftnät, Zviedrijas elektroenerģijas pārvades sistēmas operators.
- 2.24. **SO GL** – Eiropas Komisijas Regula (ES) Nr. 2017/1485, ar ko izveido elektroenerģijas pārvades sistēmas darbības vadlīnijas.
- 2.25. **TRM** – pārvades drošuma rezerve, kam ir *CACM* “drošuma rezerves” definīcijā minētā nozīme.
- 2.26. **TTC** – noteikto pārrobežu starpsavienojumu kopējā nododamā jauda ir maksimālā aktīvās enerģijas pārvade, kas ir pieļaujama pārrobežu starpsavienojumu pārvadē, kura ir saderīga ar katram PSO piemērojamajiem ekspluatācijas drošības standartiem.
- 2.27. **Tirdzniecības jauda** – maksimālā tirdzniecībai pieejamā starpzonu jauda nākamās dienas tirgū un tekošās dienas tirgū.
- 2.28. **Baltijas sinhronā zona** – Lietuvas, Latvijas un Igaunijas energosistēmas, kas ir sinhroni savstarpēji savienotas ar *IPS/UPS* energosistēmām.

3. **DARBĪBAS DROŠĪBAS ROBEŽAS, BOJĀJUMSITUĀCIJAS UN PIEŠĶIRŠANAS IEROBEŽOJUMI**
- 3.1. Darbības drošības analīzes veic, ņemot vērā darbības drošības robežas, ko piemēro Baltijas JAR PSO kontroles zonās. Darbības drošības robežas saskaņo attiecīgo sinhrono zonu PSO. Darbības drošības robežas definē un precizē atbilstīgi *SO GL 25.* pantam. Stabilitātes ierobežojumus nosaka atbilstīgi *SO GL 38.* pantam. Elektroenerģijas plūsmas ierobežojumus nosaka atbilstīgi *SO GL 32.* pantam.
- 3.2. Bojājumsituāciju analīzi veic vismaz tām bojājumsituācijām, par kurām bojājumsituāciju sarakstos ir vienojušies Baltijas PSO. Par bojājumsituāciju sarakstiem vienojas un tos izsniedz Baltijas PSO un Jaudas aprēķinātājam jaudas aprēķināšanas nolūkā.
- 3.3. Saskaņā ar *CACM* regulas 2. panta 6. un 7. punktā, 23. panta 3. punkta a) apakšpunktā sniegtajām definīcijām un ievērojot mērķus, kas ir aprakstīti *CACM* regulas 3. pantā, papildus aktīvajām elektroenerģijas plūsmas robežām pārrobežu starpsavienojumos var būt nepieciešami citi konkrēti ierobežojumi drošas tīkla darbības nodrošināšanai. Saskaņā ar *CACM* piešķiršanas ierobežojumi ir pasākumi, kas ir definēti attiecībā uz mērķi uzturēt pārvades sistēmu tās darbības drošības robežās. Tā kā pārvades sistēmas parametri, kurus izmanto darbības drošības robežu (cita starpā frekvences, sprieguma un dinamiskās stabilitātes) izteikšanai, ir atkarīgi no ražošanas un patēriņa konkrētajā sistēmā, šie konkrētie ierobežojumi var būt saistīti ar ražošanu un slodzi. Tā kā šādus konkrētus ierobežojumus nevar efektīvi pārveidot par atsevišķu pārrobežu starpsavienojumu darbības drošības robežām, tos izsaka kā maksimālos tirdzniecības zonu importa un eksporta ierobežojumus.
- a. Attiecīgajā gadījumā piešķiršanas ierobežojumus nosaka Baltijas JAR PSO un tos ņem vērā vienotā nākamās dienas tirgus sasaistīšanā papildus elektroenerģijas plūsmas ierobežojumiem pārrobežu starpsavienojumos.
- b. Šos piešķiruma ierobežojumus modelē kā ierobežojumu globālajai neto pozīcijai (visu pārrobežu apmaiņu summa konkrētai tirdzniecības zonai vienotās nākamās dienas tirgus sasaistīšanā), tādējādi ierobežojot attiecīgās tirdzniecības zonas neto pozīciju attiecībā uz visiem JAR, kas ir iekļauti vienotā nākamās dienas tirgus sasaistīšanā.
- 3.4. Piešķiršanas ierobežojumi, kurus pārveido par rampveida izmaiņu ierobežojumiem, ir aprakstīti 8. sadaļā.
- 3.5. PSO izmanto piešķiršanas ierobežojumus centrālā dispečēšanas modeļa gadījumā, lai nodrošinātu balansēšanai nepieciešamo darbības rezervju līmeni (turpmāk tekstā – “Balansēšanas ierobežojumi”). Balansēšanas ierobežojumi ir atkarīgi no paredzamās balansēšanas situācijas un ir divvirzienu ar neatkarīgām vērtībām katrai tirgus laika vienībai un atsevišķi importa un eksporta virzienos. Tie ir piemērojami *PSE* visām tirgus laika vienībām. Piešķiršanas ierobežojumu aprēķināšanas metodika un izmantošana, kā aprakstīts šajā punktā, ir izklāstīta 1. pielikumā.
- 3.6. PSO var pārtraukt izmantot piešķiršanas ierobežojumus, kā aprakstīts 3.5. punktā. Attiecīgais PSO informē Baltijas regulatīvās iestādes un tirgus dalībniekus par šīm izmaiņām vismaz vienu mēnesi pirms to ieviešanas.

3.7. Jaudas aprēķinā izmantotie darbības drošības ierobežojumi ir tādi paši kā tie, kas tika izmantoti darbības drošības analīzē, kura tika veikta saskaņā ar *SO GL 74.* un *75.* pantu.

4. RAŽOŠANAS UN SLODZES SADALĪŠANAS ATSLĒGAS

4.1. Ražošanas un slodzes sadalīšanas atslēgas (turpmāk tekstā – “*GLSK*”) ir vislabākā prognoze attiecībā uz tirdzniecības zonas neto pozīcijas izmaiņām attiecībā pret konkrētām ražošanas vai slodzes izmaiņām kopējā tīkla modelī. Šajā prognozē jo īpaši ņem vērā informāciju, kas ir iegūta no ražošanas un slodzes datu sniegšanas metodikas saskaņā ar *CACM 16.* pantu. Baltijas JAR tiek piemērotas atšķirīgas *GLSK* stratēģijas. Sadalīšanas atslēgu stratēģija katram energosistēmas apgabalam ir katra iesaistītā PSO atbildība, kuram par to ir jāinformē citi PSO un Jaudas aprēķinātāji pirms TTC aprēķināšanas procesa uzsākšanas, ja rodas novirzes no proporcionālās *GLSK* stratēģijas.

4.2. Parasti Baltijas JAR tiek piemērotas turpmāk minētās *GLSK* stratēģijas:

4.2.1. Ja nav norādīts citādi, Baltijas JAR izmanto proporcionālo ražošanas un slodzes sadalīšanas atslēgu stratēģiju.

Atslēga definētajos ražošanas/slodzes mezglos ir proporcionāla pamata gadījuma ražošanai/slodzei apgabalā “a”:

- $P_g(n, a)$ aktīva ražošana mezglā n , kas pieder apgabalam a ;
- $P_g(n, a)$ aktīva slodze mezglā n , kas pieder apgabalam a .

Mezгла n dalību atslēgā starp ražošanas mezgliem (*GSK*) iegūst:

$$K_g(n, a) = G(a) \frac{P_g(n, a)}{\sum_i P_g(i, a)}$$

Mezгла n dalību atslēgā starp slodzes mezgliem (*LSK*) iegūst:

$$K_l(n, a) = L(a) \frac{P_l(n, a)}{\sum_i P_l(i, a)}$$

G(a) un L(a) summai katram apgabalam ir jābūt vienādei ar 1 (t. i., 100%).

- 4.2.2. Attiecībā uz “NordBalt” un “LitPol” savienojumu no Baltijas sinhronās zonas un Eiropas kontinentālās puses (PSE) pārejas stratēģiju veic, lai novērtētu vissvarīgāko ietekmi uz sistēmas drošību, tādēļ “NordBalt” un “LitPol” savienojumu pēc noklusējuma piemēro Ranga *GLSK* stratēģijai. Ranga *GSK* stratēģija nozīmē, ka, ja ir pieejamas konkrētas dispečējamās ražošanas vienības, kam ir būtiska ietekme uz konkrētās *HVDC* saites *TTC*, tās ražošanu līdz pieejamajai robežai vispirms izmanto jaudas aprēķināšanā. Šāda pieeja nozīmē *TTC* maksimizēšanu konkrētā *HVDC* saitei, izmantojot pieejamo iekšējo dispečēšanu, un nodrošina, ka starp iekšējiem un starpzonu starpsavienojumiem nav nepamatotas diskriminācijas.
- 4.2.3. Ziemeļvalstīs piemērotā *GLSK* stratēģija ir sīki aprakstīta Ziemeļvalstu JAR jaudas aprēķina metodikā.

5. KOREKTĪVĀS DARBĪBAS

- 5.1. Attiecīgie PSO sniedz attiecīgajiem jaudas aprēķinātājiem informāciju par pieejamajām un piemērojamajām korektīvajām darbībām, kas ir jāizmanto jaudas aprēķināšanas procesā, piemēram, informāciju par pieejamām elektroenerģijas rezervēm avārijas gadījumā, pieejamām balansēšanas rezervēm, kā arī iespējām mainīt elektroenerģijas plūsmu *HVDC* saitēs.

Jaudas aprēķināšanas procesā izmantojamo Baltijas JAR iespējamo korektīvo darbību neizsmeļošs saraksts:

- elektrotīkla topoloģijas izmaiņas. Šādas korektīvās darbības piemērs jaudas aprēķināšanas procesā ir līniju, kas parasti ir “izslēgtas miega režīmā” stundām ar zemu slodzi (sprieguma palielināšanas risks) “ieslēgšana darbībā”;
- energosistēmas līdzsvara izmaiņas (piemēram, mainot ražošanu) nozīmē pārdispečēšanas un kompensācijas tirdzniecības darbību izmantošanu. Kā piemēru šādai korektīvai rīcībai jaudas aprēķināšanas procesā var sniegt 2., 5. un 6. vienādojumu, kur jaudas palielināšanai tiek ņemts vērā nodrošināto avārijas elektroenerģijas rezervju apjoms.

Izmaksu neietilpīgas korektīvās darbības ir tādas darbības, kas nerada PSO papildu izmaksas plānotā darbības režīma gadījumā, par kuru tiek veikts jaudas aprēķins.

Izmaksu ietilpīgas korektīvās darbības ir tādas darbības, kas rada PSO papildu izmaksas pat plānotā darbības režīma gadījumā, par kuru tiek veikts jaudas aprēķins.

- 5.2. Kompensācijas tirdzniecības un pārdispečēšanas iespējas kopā ar citām korektīvām darbībām ir jāizmanto pilnībā, pirms iekšējais kritiskais tīkla elements var ietekmēt pārrobežu tirdzniecību.

6. KOPEJĀS NODODAMĀS JAUDAS (*TTC*) APRĒĶINĀŠANAS METODIKA

- 6.1. Maksimālajai jaudai ir jābūt noklusējuma jaudai un jebkādas pagaidu novirzes no tās ir rūpīgi jāpamato, balstoties uz darbības drošību un ekonomisko efektivitāti.
- 6.2. Jaudas aprēķināšanas un validācijas laikā katrs koordinētais jaudas aprēķinātājs veic saskaņošanu ar kaimiņos esošajiem koordinētajiem jaudas aprēķinātājiem.
- 6.3. PSO un jaudas aprēķinātājs neierobežo starpzonu apmaiņu iekšējo kritisko tīkla elementu dēļ, izņemot gadījumus, kad bojājumsituāciju analīzē ir konstatēti draudi darbības drošībai vai darbības drošības analīzēs ir redzams, ka pārvades sistēmas darbības laikā ir pārsniegtas stabilitātes ierobežojumu robežas. Ja starpzonu apmaiņa ir ierobežota, PSO publicē informāciju par notikumu saskaņā ar Regulu (EK) Nr. 543/2013.

6.4. **Kopējās nododamās jaudas (*TTC*) aprēķināšana pārrobežu situācijas ar maiņstrāvas starpsavienojumiem Baltijas PSO kontroles zonā**

- 6.4.1. Pārrobežu starpsavienojumu *TTC* novērtējums maiņstrāvas starpsavienotājiem atbilst metodiskajiem principiem, kas ir izklāstīti metodiskajās vadlīnijās *BRELL* loka stabilai darbībai, kā arī valstu noteikumos un standartos, kas ir ieviesti un saskaņoti instrukcijā paralēlai darbībai pārrobežu starpsavienojumā starp iesaistītajiem PSO, vienlaikus ņemot vērā darbības drošību gan sistēmas iekšienē, gan starp sistēmām.
- 6.4.2. Metodiskās vadlīnijas *BRELL* loka stabilai darbībai PSO izmanto kā pamatojumu un tos pārskata, lai nodrošinātu kolektīvu drošu darbību ar kaimiņos esošajiem savstarpēji savienotajiem PSO.
- 6.4.3. Pārrobežu starpsavienojumu *TTC* nosaka, veicot bojājumsituāciju analīzi, ņemot vērā *BRELL* loka un Baltijas PSO kontroles zonas darbības drošības robežas.
- 6.4.4. Bojājumsituāciju analīzi veic tām bojājumsituācijām, par kurām bojājumsituāciju sarakstos ir vienojušies Baltijas PSO. Par bojājumsituāciju sarakstiem vienojas un tos izsniedz Baltijas PSO un jaudas aprēķinātājam.
- 6.4.5. Baltijas PSO kontroles zonas kritisko tīkla elementu sarakstu izsniedz Baltijas PSO un jaudas aprēķinātājam.
- 6.4.6. Pārrobežu *TTC* aprēķināšanu veic, kā ievades datus izmantojot šādus savstarpēji koordinētus datus un informāciju:
 - 6.1.6.1 pamatgadījums – kopējais tīkla modelis, kas iekļauj *BRELL* loka elektroenerģijas pārvades iekārtu modeli un scenāriju, kurā ir aprakstītas katras Baltijas PSO kontroles zonas un Krievijas/Baltkrievijas energosistēmu neto pozīcijas, kas ir derīgas attiecīgā aprēķina vajadzībām;
 - 6.1.6.2 ražošanas, atjaunojamo energoresursu ražošanas un slodzes sadalīšanas atslēga;
 - 6.1.6.3 kritiskie tīkla elementi;
 - 6.1.6.4 pārtrauces gadījumi;
 - 6.1.6.5 bojājumsituāciju saraksts;
 - 6.1.6.6 korektīvās darbības;
 - 6.1.6.7 darbības drošības robežas.
- 6.4.7. Aprēķinos izmantotās pārslēgšanas stratēģijas ir aprakstītas šīs metodikas 4. sadaļā.
- 6.4.8. Nosakot *TTC* vērtības, PSO un jaudas aprēķinātājs, lai nodrošinātu darbības drošību, var ņemt vērā apkārtējās vides temperatūru dažādiem sezonas periodiem kontroles zonā, kā arī reālās ārkārtas elektroenerģijas rezerves Baltijas PSO kontroles zonā un Krievijas/Baltkrievijas energosistēmās.
- 6.4.9. Ja jaudas validēšanas procesā kaimiņos esošie PSO vienam pārrobežu starpsavienojumam nosaka dažādas *TTC* vērtības, zemāko vērtību izmanto kā koordinēto vērtību.

6.5. **Kopējās nododamās jaudas (*TTC*) aprēķināšana pārrobežu posmam ar *HVDC* starpsavienotājiem**

- 6.5.1. *TTC* katru pārrobežu posmu, kuru veido tikai *HVDC* savienojumi, ierobežo ar *HVDC* starpsavienotāju, kas savieno attiecīgās tirdzniecības zonas, vērtējumu summu. Lai definētu *TTC* ierobežojumus saistībā ar blakus esošajiem maiņstrāvas tīkliem, veic bojājumsituāciju analīzes, pamatojoties uz N-1 kritēriju (t. i., jebkura viena energosistēmas elementa zudumu), izmantojot kopējus tīklu modeļus. Veicot bojājumsituāciju analīzi pēc N-1 kritēriju piemērošanas, nedrīkst pārsniegt šādus ierobežojumus:

- tīkla elementu temperatūras ierobežojumi, kas atbilst attiecīgajai apkārtējās vides temperatūrai, t. i., maksimālais elektriskās strāvas daudzums, ko attiecīgais tīkla elements var veikt, nenodarot bojājumus vai nepārkāpjot drošības prasības;
 - tīkla mezglos esošie sprieguma ierobežojumi, proti, maksimālie un minimālie sprieguma līmeņi, kas ir pieļaujami konkrētajā tīkla mezglā, lai novērstu attiecīgi iekārtas bojājumus vai sprieguma “nosēšanos”;
 - rotora leņķa stabilitātes robežas, kas ir saistītas ar sinhroni savstarpēji savienotas sistēmas spēju atgriezties stabilā stāvoklī pēc jebkādiem traucējumiem.
- 6.5.2. Maksimālā pieļaujamā jauda *HVDC* starpsavienotājā ir ierobežota, ja trūkst pieejamas elektroenerģijas rezerves, ar ko aizstāt *HVDC* starpsavienotāja atteici.
- 6.5.3. Kaut arī attiecīgā pusē veic bojājumsituāciju analīzi saskaņā ar 6.5.1. punktu, tiek pārbaudīts, vai tirgū varētu piedāvāt maksimālo jaudu katrai saitei katram virzienam. Ja bojājumsituāciju analīze atklāj, ka tīkla drošība netiek nodrošināta, ja *HVDC* starpsavienotāji ir pilnībā noslogoti jebkurā virzienā, attiecīgā pārrobežu posma jauda attiecīgajā virzienā tiek samazināta, līdz tīkla parametri analīzes laikā atgriežas pieļaujamajās robežās.
- 6.5.4. *TTC* attiecīgajam *HVDC* starpsavienotājam ir minimālā jaudas vērtība, kas ir bojājumsituāciju analīžu, kuru veic attiecīgās puses katrā attiecīgā starpsavienotāja pusē, rezultāts.
- 6.5.5. Baltijas JAR PSO pārrobežu *TTC* aprēķināšanu veic, kā ievades datus izmantojot šādus datus un informāciju:
- 6.5.5.1 kopējais tīkla modelis, kurā ir iekļauts:
 - elektroenerģijas pārvades iekārtu modelis un scenārijs, kurā ir aprakstītas katras Baltijas PSO kontroles zonas un Krievijas/Baltkrievijas energosistēmu neto pozīcijas, kas ir derīgas attiecīgā aprēķina vajadzībām (Baltijas PSO);
 - aprēķiniem izmanto Eiropas apvienošanas funkcijas Polijas energosistēmas modeli, ko papildina ar 110 kV apakšpārvades tīklu un scenāriju, kurā ir aprakstīta *PSE* tīkla pozīcija, kas ir derīga konkrētam aprēķinam;
 - aprēķiniem izmanto Eiropas apvienošanās funkcijas Ziemeļvalstu energosistēmu modeļus.
 - 6.5.5.2 ražošanas, atjaunojamo energoresursu ražošanas un slodzes sadalīšanas atslēga;
 - 6.5.5.3 kritiskie tīkla elementi;
 - 6.5.5.4 plānotās pārtrauces;
 - 6.5.5.5 bojājumsituāciju saraksts;
 - 6.5.5.6 korektīvās darbības;
 - 6.5.5.7 darbības drošības robežas.
- 6.5.6. Bojājumsituāciju analīzi veic tām bojājumsituācijām, par kurām attiecīgajos bojājumsituāciju sarakstos ir vienojušies Baltijas JAR PSO. Par bojājumsituāciju sarakstiem vienojas un tos izsniedz attiecīgajiem PSO un attiecīgajam jaudas aprēķinātājam.
- 6.5.7. Attiecīgo PSO kontroles zonas kritisko tīkla elementu sarakstu izsniedz attiecīgajiem Baltijas JAR PSO un attiecīgajam jaudas aprēķinātājam.
- 6.5.8. Pārslēgšanas stratēģija tiek īstenota tā, lai novērtētu būtiskāko ietekmi uz sistēmas drošību.
- 6.5.9. PSO un jaudas aprēķinātāji piemēro slodzes sadalīšanas atslēgu ikreiz, kad ražošanas pārslēgšana nav pietiekama *TTC* noteikšanai.

- 6.5.10. Ja *HVDC* starpsavienotājs “LitPol Link” ir pievienots visai enerģosistēmai tikai ar vienu 330 kV pieslēguma līniju Alīta–Grodņa (*Alytus–Hrodna*), šajā gadījumā *TTC* tiek noteikts sadarbībā ar Baltkrievijas enerģosistēmas operatoru.
- 6.5.11. *TTC* pārrobežu posmā Igaunija–Somija ir – “Estlink 1” un “Estlink 2” *HVDC* saišu pieļaujamās jaudas summa. Ja ir jāierobežo saišu jauda saskaņā ar 6.5.2. punktu, saites ierobežo līdz minimālajai iespējamai kombinācijai – tas nozīmē, ka tirgū ir maksimālā iespējamā jauda.

7. PĀRVADES DROŠUMA REZERVES (*TRM*) APRĒĶINĀŠANAS METODIKA

- 7.1. Pārvades drošuma rezerve (turpmāk tekstā – “*TRM*”) ir jaudas rezerve, kas ir nepieciešama savstarpēji savienotu enerģosistēmu drošai darbībai, ņemot vērā plānošanas kļūdas, tostarp kļūdas saistībā ar nepilnīgu trešo valstu sniegtu informāciju pārvades jaudas aprēķināšanas laikā.
- 7.2. *TRM* aprēķināšanas metodika aptver pārrobežu starpsavienojumus starp Lietuvas un Latvijas enerģosistēmām, kā arī starp Latvijas, Krievijas un Igaunijas enerģosistēmām.
- 7.3. *TRM* nosaka katram atsevišķam pārrobežu starpsavienojumam saskaņā ar šīs Metodikas 7. sadaļā aprakstīto metodiku.
- 7.4. *HVDC* starpsavienotāju *TRM* vērtība ir 0 MW.

TRM noteikšana

7.5. Statistikas dati

TRM vērtību noteikšanai katram pārrobežu starpsavienojumam izmanto iepriekšminēto starpsavienojumu vēsturiski plānoto un faktisko jaudas plūsmu (vēsturisko fizisko plūsmu) statistikas datus, piemērojot vienas minūtes intervālu. Ja nav arhīva datu ar vienas minūtes intervālu, var izmantot mazāko arhīva datnēs pieejamo intervālu. Attiecībā uz tekošās dienas, nākamās dienas, nedēļas un mēneša plānošanas fāzēm TRM aprēķinos izmanto statistikas arhīvu datus (gan plānotās, gan faktiskās elektroenerģijas plūsmas dati tiek ņemti no arhīva, lai salīdzinātu vēsturiski plānotās plūsmas ar vēsturiskajām fiziskajām plūsmām) par iepriekšējo gadu, bet, ja topoloģijas izmaiņas vai citi tīkla apstākļi būtiski ietekmē elektroenerģijas plūsmu salīdzinājumā ar iepriekšējo gadu, izmanto pagājušā mēneša, nedēļas vai iepriekšējās dienas datus.

Novirzes aprēķina kā starpību starp pārrobežu starpsavienojumu faktiskajām elektroenerģijas plūsmām un plānotajām elektroenerģijas plūsmām.

Gada plānošanas fāzē izmanto pēdējo 12 mēnešu vidējo TRM vērtību.

7.6. Pieeja TRM noteikšanai

TRM nosaka kā vidējo aritmētisko vērtību plus standarta novirze. Iepriekšminēto statistikas datu kopas vidējā aritmētiskā vērtība tiek noteikta un pievienota tai pašai datu kopas standartnovirzei: kur:

$$TRM = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n} + \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}{n-1}} \quad (1)$$

X_i – i -th elementu datu kopas, kas ir definētas kā faktiskās elektroenerģijas plūsmas novirze no plānotās elektroenerģijas plūsmas pārrobežu starpsavienojumiem;

\bar{X} – X_i aritmētiskā vidējā vērtība; $\frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n}$

n – elementu skaits datu kopā.

TRM noapaļo līdz tuvākajam veselam skaitlim.

7.7. Gadījumā, ja pēc dažādu tīklu stāvokļu novērtēšanas iepriekšējā plānošanas periodā, kā arī vēsturiskajiem tirgus rezultātiem un energosistēmu bilances, un, ņemot vērā plānotās izmaiņas energosistēmu PSO stāvoklī, var secināt, ka faktiskās elektroenerģijas plūsmas būs mazākas nekā *TTC* vērtība, tad var izmantot TRM vērtību 0 MW maiņstrāvas starpsavienojumam.

7.8. Ja TRM aprēķins, izmantojot šīs Metodikas 7.5. punktā noteiktos laikposmus, nedod rezultātus, kuri ir atbilstoši darbības drošībai, tad TRM var tikt palielināts, līdz tiek nodrošināta atbilstība visiem darbības drošības ierobežojumiem.

7.9. TRM tiek atkārtoti aprēķināts reizi gadā vai, ja to pieprasa drošības/plānošanas nosacījumi (piemēram, plānotās vai faktiskās energosistēmas režīma izmaiņas), pirms katra *NTC* aprēķina procesa. TRM var arī pārrēķināt pirms *ATC* aprēķiniem, ja ir būtiskas izmaiņas energosistēmā.

8. **KOORDINĒTĀS NETO PĀRVADES JAUDAS (*NTC*) UN PIEEJAMĀS PĀRVADES JAUDAS (*ATC*) APRĒĶINĀŠANAS METODIKA**

NTC un *ATC* aprēķina metodika katrai Baltijas JAR robežai ir norādīta turpmāk tekstā. Parasti *NTC* un *ATC* aprēķināšanas process ir šāds:

- PSO un jaudas aprēķinātājs aprēķina *NTC* vērtību, kas ir aprēķināta nākamās dienas tirgum;
- NETO iesniedz nākamās dienas tirgus rezultātus, ievērojot *NTC* un piešķiršanas ierobežojumus;
- *ATC* vērtība tiek aprēķināta tekošās dienas tirgum.

Ja NETO neiesniedz nākamās dienas tirgus rezultātus paredzētajā laikā, tiek uzsākta nākamās dienas rezerves procedūra. Šādā gadījumā saskaņā ar šīs Metodikas 9.1.2. punktu *ATC* jaudu pārvērtē pēc tam, kad rezerves procedūra ir sniegusi rezultātu. Ja NETO nav iesnieguši nākamās dienas tirgus rezultātus pirms tekošās dienas starpzonu tirgus atvēršanas laika (kas ir definēts dokumentā "Tekošās dienas starpzonu tirgus atvēršanas un slēgšanas laiki saskaņā ar *CACM* 59. pantu"), tekošās dienas tirgum tiek nodrošinātas *ATC* vērtības, kas ir vienādas ar "0" (nulli).

Ja laika ierobežojumu dēļ jaudas aprēķinātājs nevar aprēķināt *ATC* vērtības un PSO nevar tās validēt pirms tekošās dienas starpzonu tirgus atvēršanas laika (kas ir definēts dokumentā "Tekošās dienas starpzonu tirgus atvēršanas un slēgšanas laiki saskaņā ar *CACM* 59. pantu"), PSO nodrošina *ATC* jaudu attiecīgajām robežām tekošās dienas tirgus laika ietvaros, pamatojoties uz nākamās dienas *NTC*, kā arī nākamās dienas tirgus sasaistīšanas rezultātiem, kā arī PSO darbības drošības novērtējumu. Ja kaimiņos esošie PSO iegūst dažādas *ATC* vērtības attiecīgajai robežai, zemāko vērtību izmanto kā koordinēto vērtību un to iesniedz tekošās dienas tirgum piešķiršanas nolūkā. Atjauninātās *ATC* vērtības tiek iesniegtas tekošās dienas tirgum pēc iespējas drīzāk pēc aprēķināšanas un validācijas pabeigšanas.

HVDC starpsavienojumiem tiek piemēroti maksimālie rampveida izmaiņu ierobežojumi nākamās dienas un tekošās dienas tirgum (informācija par rampveida izmaiņu vērtībām ir pieejama *ENTSO-E* pārredzamības platformā). Maksimālais rampveida izmaiņu ierobežojums norāda maksimālo iespējamo aktīvās elektroenerģijas izmaiņu ātrumu secīgos tirdzniecības periodos. Ierobežojumi nozīmē, ka visu *HVDC* savienojumu tirdzniecības plānus nedrīkst mainīt, pārsniedzot iepriekš noteikto maksimālo rampveida izmaiņu ierobežojumu no viena tirdzniecības perioda uz nākamo. Rampveida izmaiņu ierobežojumi tiek ņemti vērā nākamās dienas tirgū, lai mazinātu riskus, kas varētu apdraudēt darbības drošību. Neierobežojot maksimālo plūsmas apmaiņu stundā (rampveida izmaiņas) starpsavienojumiem, būtu nepieciešams ļoti liels darbības rezervju apjoms, lai varētu novērst nebalansu darbības laikposmā, kas rodas izmaiņu starpsavienotāju plūsmās dēļ. Jaudas, kuras ir pieejamas tirdzniecībā tekošās dienas tirgū, ir atkarīgas ne tikai no maksimālajām tirdzniecības jaudām, ko iesniedz PSO/jaudas aprēķinātāji, bet arī no AAC secīgiem iepriekšējiem un nākamajiem tirdzniecības periodiem.

Tekošās dienas tirdzniecības laikā *ATC* vērtības, izņemot izmaiņas, kas izriet no *NTC* atjauninājumiem, automātiski koriģē attiecīgajam tirgus operatoram/tirgus platformai pēc katra tirdzniecība darījuma, kas ietekmē attiecīgo robežu. *ATC* koriģētā vērtība (palielinājums vai samazinājums) ir vienāda ar komerciālo plūsmu pāri attiecīgajai robežai, kas rodas tirdzniecības rezultātā. Tas pats attiecas uz piešķiršanas ierobežojumiem, kurus, izņemot izmaiņas, kas izriet no to atjauninājumiem, automātiski koriģē attiecīgais tirgus operators/tirgus platforma pēc katra

tirdzniecības darījuma, kas ietekmē attiecīgo energosistēmu. Šīs korekcijas apjoms (palielinājums vai samazinājums) ir vienāds ar attiecīgās energosistēmas neto pozīcijas izmaiņām tirdzniecības rezultātā.

Baltijas JAR nav nepieciešami noteikumi efektīvai kritisko tīklu elementu elektroenerģijas plūsmas spēju kopīgai izmantošanai starp dažādām tirdzniecības zonas robežām, jo Baltijas JAR nav šāda kritiskā tīkla elementa(-u), kas skaidri un lielākajā daļā gadījumu ietekmētu elektroenerģijas plūsmas spēju vairākās robežās vienlaikus. Tādēļ nepastāv kritisko tīklu elementu elektroenerģijas plūsmas spēju kopīga izmantošana starp tirdzniecības zonu robežām, un šajā Metodikā nav noteikumu par kritisko tīkla elementu efektīvas elektroenerģijas plūsmas spēju kopīgu izmantošanu starp dažādām tirdzniecības zonas robežām.

8.1 Igaunijas un Latvijas elektroenerģijas sistēmu tirdzniecības jaudas aprēķināšanas noteikumi

NTC aprēķina matemātisks apraksts

8.1.1 Igaunijas un Latvijas pārrobežu starpsavienojums ir Igaunijas, Krievijas un Latvijas energosistēmu pārrobežu savienojums, par kuru aprēķina kopējo *TTC*. 8.1.2. punktā sniegto 2. vienādojumu izmanto, ja tirdzniecībai starp Krievijas un Latvijas energosistēmām nepiešķir nekādu jaudu.

8.1.2 PSO un jaudas aprēķinātājs aprēķina *NTC* vērtību Igaunijas un Latvijas pārrobežu starpsavienojumiem, izmantojot šādu vienādojumu:

$$NTC = \min((TTC_1 + \sum_{i=1}^n K_i \cdot P_i) - TRM); TTC_2 - TRM) \quad (2)$$

kur:

TTC1 - kopējā pārvades jauda pēc (N-1) situācijas no faktiskā energosistēmas tīkla statusa saskaņā ar instrukciju paralēlai darbībai Igaunijas, Krievijas un Latvijas energosistēmu pārrobežu savienojumos. *TTC1* vērtība nav atkarīga no apkārtējās temperatūras ietekmes - izmanto vērtības 0 (nulles) temperatūrā;

TTC2 - kopējā pārvades jaudas vērtība faktiskajam energosistēmas tīkla statusam saskaņā ar instrukciju paralēlai darbībai Igaunijas, Krievijas un Latvijas energosistēmu pārrobežu savienojumos. *TTC2* vērtība ir atkarīga no apkārtējās temperatūras ietekmes uz pārvades līniju vadiem konkrētās jaudas aprēķināšanas laikā;

P_i – viss pieejamais nodrošināto avārijas elektroenerģijas rezervju apjoms attiecīgajai energosistēmai *i* (attiecīgais PSO nodrošina nākamajam gadam līdz 1. decembrim jaudas aprēķinātājam un attiecīgajiem PSO);

n - energosistēmu skaits;

K_i - rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti, ņemot vērā nodrošināto avārijas jaudas rezervju P_i atrašanās vietu un regulēšanu samazinājuma virzienā saskaņā ar šīs Metodikas 1. tabulu;

TRM - TRM vērtība, kas aprēķināta saskaņā ar šīs Metodikas 7. pantā aprakstīto metodiku.

8.1.3 Ja jaudas validēšanas procesā kaimiņos esošie PSO vienam pārrobežu starpsavienojumam nosaka dažādas *NTC* vērtības, zemāko vērtību izmanto kā koordinēto vērtību.

Tekošās dienas pieejamās pārvades jaudas aprēķināšana

8.1.4 Izmanto faktisko D-1 kopējā tīkla modeli (turpmāk tekstā - “KTM”) ar nākamās dienas tirdzniecības rezultātiem un veic jaunus *BRELL* loka elektroenerģijas plūsmas aprēķinus.

8.1.5 Ja Krievijas D-1 plānošanas stadijas dati nav pieejami, PSO un jaudas aprēķinātājs ņem vērā Krievijas D-2 plānošanas stadijas datus. Jaunas tekošās dienas ATC vērtības tiek saskaņotas, tiklīdz ir pieejami Krievijas D-1 plānošanas stadijas dati.

8.1.6 Igaunijas un Latvijas pārrobežu starpsavienojuma ATC vērtības aprēķina šādi:

8.1.6.1 Ja ATC virziens, par kuru tiek veikts aprēķins, atbilst AAC virzienam:

$$ATC = \min(NTC_{\text{coord}} - P_{\text{PF}}; NTC_{\text{coord}} - AAC + TRM_{\text{coord}}) \quad (3)$$

8.1.6.2 Ja ATC virziens, par kuru tiek veikts aprēķins, neatbilst AAC virzienam:

$$ATC = NTC_{\text{coord}} - P_{\text{PF}} \quad (4)$$

kur:

NTC_{coord} - koordinēta neto pārvades jauda konkrētos pārrobežu starpsavienojumos;

P_{PF} - aprēķinātā elektroenerģijas plūsma konkrētos pārrobežu starpsavienojumos, kas veikti, izmantojot faktisko D-1 KTM;

AAC - jau piešķirtā jauda konkrētos pārrobežu starpsavienojumos pēc iepriekšējām jaudas piešķiršanas fāzēm;

TRM_{coord} - koordinēta TRM vērtība no koordinētām TTC un NTC vērtībām.

ATC vērtība 4. formulā tiek aprēķināta, ņemot vērā to, ka PSO un jaudas aprēķinātājs, ciktāl tas tehniski iespējams, atskaita jebkādu elektroenerģijas plūsmu jaudas vērtības pretējā virzienā pār pārslogotu starpsavienojumu līniju, lai izmantotu šīs līnijas maksimālo jaudu.

8.1.7 Ja jaudas validēšanas procesā kaimiņos esošie PSO vienam pārrobežu starpsavienojumam nosaka dažādas ATC vērtības, zemāko vērtību izmanto kā koordinēto vērtību.

8.1.8 Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti (skat. šīs Metodikas 1. tabulu) kontrolētajos pārrobežu posmos parāda elektroenerģijas apmaiņas programmas ietekmi starp divām energosistēmām attiecībā uz kontrolēto pārrobežu starpsavienojumu noslodzi. Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti *BRELL* loka kontrolētajos pārrobežu starpsavienojumos tiek noteikti, izmantojot *BRELL* tīkla modeli, kas ietver Baltkrievijas, Krievijas (ziemeļrietumu energosistēmas), Igaunijas, Latvijas, Lietuvas, Ukrainas un Kaļiņingradas apgabala energosistēmas. Lai noteiktu rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficientus, elektroenerģijas plūsmas ir modelētas, palielinot ražošanu eksportējošā elektroenerģijas sistēmā un simetriski samazinot ražošanu patērējošā energosistēmā.

8.1.9 Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficientu vērtības, kuras izmanto saskaņā ar regulēšanas samazinājuma virzienā atbilstošo rezervju apjomu pieejamību. Regulēšanas samazinājuma virzienā rezervju apjoms procentuālā izteiksmē tiek vērtēts kā pieejamo rezervju regulēšanas samazinājuma virzienā proporcija vienā pārrobežu posma pusē līdz pieejamajam nodrošinātam ārkārtas elektroenerģijas rezervju apjomam citā pārrobežu posma pusē.

Tabula Nr. 1 Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti

Elektroenerģijas apjoms regulēšanas samazinājuma virzienā (%)	Pārrobežu starpsavienojumi	Rezervju atrašanās vieta			
		Lietuva	Latvija	Baltkrievija	Igaunija
100	Igaunija – Krievija → Latvija	0,62	0,74	0,45	
	Latvija → Krievija - Igaunija				0,74
50	Igaunija – Krievija → Latvija	0,48	0,60	0,31	
	Latvija → Krievija - Igaunija				0,52
0	Igaunija – Krievija → Latvija	0,34	0,45	0,16	
	Latvija → Krievija - Igaunija				0,29

8.2 Tirdzniecības jaudas aprēķināšanas noteikumi starp Lietuvas un Latvijas energosistēmām

NTC aprēķināšanas matemātisks apraksts

- 8.2.1 PSO un jaudas aprēķinātājs aprēķina *NTC* vērtības Lietuvas un Latvijas pārrobežu starpsavienojumam, ņemot vērā PSO nodrošinātās ārkārtas elektroenerģijas rezerves, lai nodrošinātu gatavību normālai darbībai, kad iestājusies (N-1) situācija, izmantojot šādu formulu:

$$NTC = (TTC_1 + \sum_{i=1}^n K_i \cdot P_i) - TRM \quad (5)$$

kur:

$$(TTC_1 + \sum_{i=1}^n K_i \cdot P_i) \leq TTC \quad (6)$$

kur:

TTC1 - kopējā pārvades jauda pēc (N-1) situācijas no faktiskā energosistēmas tīkla statusa saskaņā ar instrukciju paralēlai darbībai Lietuvas un Latvijas pārrobežu savienojumos.

P_i - viss pieejamais nodrošināto avārijas elektroenerģijas rezervju apjoms attiecīgajai energosistēmai *i* (attiecīgais PSO nodrošina nākamajam gadam līdz 1. decembrim jaudas aprēķinātājam un attiecīgajiem PSO);

K_i - rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti, ņemot vērā nodrošināto avārijas jaudas rezervju *P_i* atrašanās vietu un regulēšanu samazinājuma virzienā saskaņā ar šīs Metodikas 2. tabulu;

n - energosistēmu skaits;

TTC - kopējā pārvades jauda faktiskajā energosistēmas tīkla statusā saskaņā ar instrukciju paralēlai darbībai Lietuvas un Latvijas pārrobežu savienojumos;

TRM - pārvades drošuma rezerve, kas aprēķināta saskaņā ar šīs Metodikas 7. sadaļā aprakstīto metodi.

- 8.2.2 Ja jaudas validēšanas procesā kaimiņos esošie PSO vienam pārrobežu starpsavienojumam nosaka dažādas *NTC* vērtības, zemāko vērtību izmanto kā koordinēto vērtību.

Tekošās dienas pieejamās pārvades jaudas aprēķināšana

- 8.2.3 Izmanto faktisko D-1 KTM ar nākamās dienas tirdzniecības rezultātiem un veic jaunus *BRELL* loka elektroenerģijas plūsmas aprēķinus.
- 8.2.4 Ja Krievijas D-1 plānošanas stadijas dati nav pieejami, PSO un jaudas aprēķinātājs ņem vērā Krievijas D-2 plānošanas stadijas datus. Jaunas tekošās dienas ATC vērtības tiek aprēķinātas un saskaņotas, tiklīdz ir pieejami Krievijas D-1 plānošanas stadijas dati.
- 8.2.5 Lietuvas un Latvijas pārrobežu starpsavienojuma ATC vērtības aprēķina šādi:
- 8.2.6 PSO un jaudas aprēķinātājs šādi aprēķina tekošās dienas ATC vērtības Lietuvas un Latvijas pārrobežu starpsavienojumiem:

Lietuvas virzienā:

Ja ATC virziens, par kuru tiek veikts aprēķins, atbilst AAC virzienam:

$$ATC = \min(NTC - P_{PF}; NTC - AAC + TRM) \quad (7)$$

Ja ATC virziens, par kuru tiek veikts aprēķins, neatbilst AAC virzienam:

$$ATC = NTC - P_{PF} \quad (8)$$

Latvijas virzienā:

ATC Latvijas virzienā tiek rēķināts, ņemot vērā iespējamo sliktāko diennakts tirgus stāvokli, kas palielina fizisko pārrobežu savienojumu sastrēgumu:

$$ATC_{LT \rightarrow LV} = \min(NTC - P_{PF}; NTC - AAC + TRM; (NTC_{coord} - P_{PF})_{EE \rightarrow LV}) \quad (9)$$

kur:

NTC - koordinēta neto pārvades jauda konkrētā pārrobežu starpsavienojumā;

P_{PF} - aprēķinātā elektroenerģijas plūsma konkrētos pārrobežu starpsavienojumos, kas veikti, izmantojot faktisko D-1 KTM;

AAC - jau piešķirtā jauda konkrētā pārrobežu starpsavienojumā pēc iepriekšējām jaudas piešķiršanas fāzēm;

TRM- koordinēta *TRM* vērtība no koordinētām *TTC* un *NTC* vērtībām;

$(NTC_{coord} - P_{PF})_{EE \rightarrow LV}$ - aprēķinātā atlikusī jauda pēc iepriekšējām jaudas piešķiršanas fāzēm, ņemot vērā elektroenerģijas plūsmas aprēķinu Igaunijas un Latvijas pārrobežu starpsavienojumam virzienā no Igaunijas uz Latviju.

ATC vērtība šo noteikumu 8. formulā tiek aprēķināta, ņemot vērā to, ka PSO un jaudas aprēķinātājs, ciktāl tas tehniski iespējams, atskaita jebkādu elektroenerģijas plūsmu jaudas vērtības pretējā virzienā pār pārslogotu starpsavienojumu līniju, lai izmantotu šīs līnijas maksimālo jaudu.

- 8.2.7 Ja jaudas validēšanas procesā kaimiņos esošie PSO vienam pārrobežu starpsavienojumam nosaka dažādas ATC vērtības, zemāko vērtību izmanto kā koordinēto vērtību.
- 8.2.8 Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti (skat. šīs Metodikas 2. tabulu) kontrolētajos pārrobežu posmos parāda elektroenerģijas apmaiņas programmas ietekmi starp divām energosistēmām attiecībā uz kontrolēto pārrobežu starpsavienojumu noslodzi. Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti *BRELL* loka kontrolētajos pārrobežu starpsavienojumos tiek noteikti, izmantojot *BRELL* tīkla modeli, kas ietver Baltkrievijas, Krievijas (ziemeļrietumu energosistēmas), Igaunijas, Latvijas, Lietuvas, Ukrainas un Kaļiņingradas apgabala energosistēmas. Lai noteiktu rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficientus, elektroenerģijas plūsmas ir modelētas, palielinot ražošanu eksportējošā elektroenerģijas sistēmā un simetriski samazinot ražošanu patērējošā energosistēmā.
- 8.2.9 Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficientu vērtības, kuras izmanto saskaņā ar regulēšanas samazinājuma virzienā atbilstošo rezervju apjomu pieejamību. Regulēšanas samazinājuma virzienā rezervju apjoms procentuālā izteiksmē tiek vērtēts kā pieejamo rezervju regulēšanas samazinājuma virzienā proporcija vienā pārrobežu posma pusē līdz pieejamajam nodrošinātam ārkārtas elektroenerģijas rezervju apjomam citā pārrobežu posma pusē.

Tabula Nr. 2. Rezerves elektroenerģijas sadalījuma koeficienti

Elektroenerģijas apjoms regulēšanas samazinājuma virzienā (%)	Pārrobežu starpsavienojumi	Rezervju atrašanās vieta			
		Lietuva	Latvija	Baltkrievija	Igaunija
100	Latvija → Lietuva	0,88		0,72	
	Lietuva → Latvija		0,88		0,62
50	Latvija → Lietuva	0,61		0,44	
	Lietuva → Latvija		0,72		0,46
0	Latvija → Lietuva	0,34		0,16	
	Lietuva → Latvija		0,55		0,29

8.3. Tirdzniecības jaudas aprēķināšanas noteikumi starp Igaunijas un Somijas enerģosistēmām

- 8.3.1 *TTC* Igaunijas-Somijas pārrobežu posmā apstiprina un aprēķina attiecīgie PSO un jaudas aprēķinātāji abās starpsavienotāja pusēs, izmantojot KTM, kas pārstāv novēroto sinhrono zonu teritoriju, kurai katrs no tiem pieder, maiņstrāvas tīklus.
- 8.3.2 Tirdzniecības jaudu definē, izmantojot formulu $NTC = TTC - TRM$ katrā HVDC saites pusē.
- 8.3.3 Tirgum piešķirto *NTC* starp Somiju un Igauniju aprēķina pēc formulas:

$$NTC_{FI-EE} = \min (FI NTC_{FI-EE}; EE NTC_{FI-EE}) \quad (10)$$

kur:

$FI NTC_{FI-EE}$ - *NTC* starp FI un EE tirdzniecības zonām, ko nosaka darbības drošības ierobežojumi Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai HVDC starpsavienojuma tehniskie ierobežojumi (no Somijas puses),

$EE NTC_{FI-EE}$ - *NTC* starp FI un EE tirdzniecības zonām, ko nosaka darbības drošības ierobežojumi Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai HVDC starpsavienojuma tehniskie ierobežojumi (no Igaunijas puses).

Tekošās dienas jaudas piešķiršanas procedūra

- 8.3.4 Pieejamo jaudu pēc nākamās dienas tirgus rezultātiem piedāvā tekošās dienas tirgū atbilstīgi faktiskajiem darbības nosacījumiem. Tekošās dienas jaudu var ietekmēt izmaiņas *TTC*, ko ir izraisījušas izmaiņas prognozē, topoloģijā un uzturēšanas plānos.
- 8.3.5 Tekošās dienas tirdzniecības jaudu Igaunijas un Somijas pārrobežu posmā piešķir pēc formulas:

$$ATC_{FI-EE} = NTC_{FI-EE} - AAC_{FI-EE} \quad (11)$$

kur:

NTC_{FI-EE} – *NTC* starp FI un EE tirdzniecības zonām;

AAC_{FI-EE} – jau piešķirtā jauda Somijas–Igaunijas starpsavienojumā attiecīgajam laika periodam.

8.4 Tirdzniecības jaudas aprēķināšanas noteikumi starp Lietuvas un Zviedrijas enerģosistēmām

- 8.4.1 *TTC* Lietuvas–Zviedrijas pārrobežu posmā pārbauda un aprēķina attiecīgie PSO un jaudas aprēķinātāji abās starpsavienotāja pusēs, izmantojot KTM, kas pārstāv novēroto sinhrono zonu teritoriju, kurai katrs no tiem pieder, maiņstrāvas tīklus.
- 8.4.2 Tirdzniecības jaudu definē, izmantojot formulu $NTC = TTC - TRM$ katrā HVDC saites pusē.
- 8.4.3 Tirgum piešķirto *NTC* starp Zviedriju un Lietuvu aprēķina pēc formulas:

$$NTC_{SE-LT} = \min (SE NTC_{SE-LT}; LT NTC_{SE-LT}) \quad (12)$$

kur:

$SE NTC_{SE-LT}$ – *NTC* starp SE un LT tirdzniecības zonām, ko nosaka darbības drošības ierobežojumi Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai HVDC starpsavienojuma tehniskie ierobežojumi (no Zviedrijas puses);

$LT NTC_{SE-LT}$ – *NTC* starp SE un LT tirdzniecības zonām, ko nosaka darbības drošības ierobežojumi Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai HVDC starpsavienojuma tehniskie ierobežojumi (no Lietuvas puses).

Tekošās dienas jaudas piešķiršanas procedūra

- 8.4.4 Pieejamo jaudu pēc nākamās dienas tirgus rezultātiem atkārtoti izvērtē un piedāvā tekošās dienas tirgū atbilstīgi faktiskajiem darbības nosacījumiem. Tekošās dienas jaudu var ietekmēt izmaiņas TTC, ko ir izraisījušas izmaiņas prognozē, topoloģijā un uzturēšanas plānos.
- 8.4.5 Savietoto tirdzniecības jaudu Lietuvas un Zviedrijas pārrobežu posmā piešķir pēc formulas:

$$ATC_{LT-SE} = \min(LT NTC_{LT-SE}; SE NTC_{LT-SE}) - AAC \quad (13)$$

kur:

LT NTC_{LT-SE} – NTC starp LT un SE tirdzniecības zonām, ko nosaka darbības drošības ierobežojumi Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai HVDC starpsavienojuma tehniskie ierobežojumi (no Lietuvas puses);

SE NTC_{LT-SE} – NTC starp LT un SE tirdzniecības zonām, ko nosaka darbības drošības ierobežojumi Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai HVDC starpsavienojuma tehniskie ierobežojumi (no Zviedrijas puses);

AAC – jau piešķirtā jauda Lietuvas–Zviedrijas starpsavienojumā.

8.5 Tirdzniecības jaudas aprēķināšanas noteikumi starp Lietuvas un Polijas energosistēmām

- 8.5.1 TTC Lietuvas–Zviedrijas pārrobežu posmā pārbauda un aprēķina attiecīgie PSO un jaudas aprēķinātāji abās starpsavienotāja pusēs, izmantojot Lietuvas puses Baltijas KTM, kas pārstāv novērotās zonas maiņstrāvas tīklus, un Polijas pusē – Polijas individuālā tīkla modeli, ko papildina apakšpārvides 110 kV tīkls.
- 8.5.2 Tirdzniecības jaudu definē attiecīgie PSO un jaudas aprēķinātājs, izmantojot formulu $NTC = TTC - TRM$ katrā HVDC saites pusē.
- 8.5.3 Savietotos NTC definē saskaņā ar šādām formulām, ņemot vērā zaudējumus atkarībā no virziena un shēmu skaita ekspluatācijā esošajā Elkas Bis–Alītas (*Elk Bis-Alytus*) 400 kV līnijā:

Virzienā no Lietuvas uz Poliju (norēķinu punkts stacijā Elka Bis, 400 kV):

- 8.5.4 Ekspluatācijā esošās Elkas Bis–Alītas 400 kV līnijas divas shēmas:

$$NTC_{LT-PL} = \min(PL NTC_{LT-PL}; LT NTC_{LT-PL}; 488 \text{ MW}) \quad (14)$$

- 8.5.5 Ekspluatācijā esošās Elkas Bis–Alītas 400 kV līnijas viena shēma:

$$NTC_{LT-PL} = \min(PL NTC_{LT-PL}; LT NTC_{LT-PL}; 485 \text{ MW}) \quad (15)$$

kur:

$PL NTC_{LT-PL}$ – NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām, ko nosaka pēc darbības drošības ierobežojumiem Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai tehniskajiem ierobežojumiem uz HVDC starpsavienojumam (no Polijas puses); ja aprēķinātā NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām ir mazāka nekā 50 MW, $PL NTC_{LT-PL}$ ir 0 MW;

$LT NTC_{LT-PL}$ – NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām, ko nosaka pēc darbības drošības ierobežojumiem Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās vai tehniskajiem ierobežojumiem uz HVDC starpsavienojumam (no Lietuvas puses); ja aprēķinātā NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām ir mazāka nekā 50 MW, $LT NTC_{LT-PL}$ ir 0 MW;

488 MW – norēķinu punkta saites tehniskā jauda ($NTC_{SettlementPoint}$), ja darbojas abas Elkas Bis–Alītas līnijas shēmas (t. i., HVDC pārveidotāja tehnisko zudumu rezultātā samazināta BtB 500 MW pievadītā jauda, divas 400 kV līnijas shēmas un šuntējošie reaktori);

485 MW – norēķinu punkta saites tehniskā jauda ($NTC_{SettlementPoint}$), ja darbojas viena Elkas Bis–Alītas līnijas shēma (t. i., HVDC pārveidotāja tehnisko zudumu rezultātā samazināta BtB 500 MW pievadītā jauda, viena 400 kV līnijas shēma un šuntējošie reaktori);

Virzienā no Polijas uz Lietuvu (norēķinu punkts stacijā Alīta, 330 kV):

8.5.6 Eksploatācijā esošās Elkas Bis–Alītas 400 kV līnijas viena vai divas shēmas:

$$NTC_{LT-PL} = \min (PL NTC_{LT-PL}; LT NTC_{LT-PL}; 492 \text{ MW}) \quad (16)$$

kur:

PL NTC_{LT-PL} – NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām, ko nosaka pēc darbības drošības ierobežojumiem Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās (no Polijas puses); ja aprēķinātā NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām ir mazāka nekā 50 MW, PL NTC_{LT-PL} ir 0 MW;

LT NTC_{LT-PL} – NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām, ko nosaka pēc darbības drošības ierobežojumiem Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās (no Lietuvas puses); ja aprēķinātā NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām ir mazāka nekā 50 MW, LT NTC_{LT-PL} ir 0 MW;

492 MW – norēķinu punkta saites tehniskā jauda ($NTC_{SettlementPoint}$), ja darbojas viena vai abas Elkas Bis–Alītas līnijas shēmas (t. i., HVDC pārveidotāja tehnisko zudumu rezultātā ir samazināta BtB 500 MW pievadītā jauda).

Tekošās dienas jaudas aprēķināšanas procedūra

8.5.7 Pieejamo jaudu pēc nākamās dienas tirgus rezultātiem atkārtoti izvērtē un piedāvā tekošās dienas tirgū atbilstīgi faktiskajiem darbības nosacījumiem. Tekošās dienas jaudu var ietekmēt izmaiņas TTC, ko ir izraisījušas izmaiņas prognozē, topoloģijā un uzturēšanas plānos.

8.5.8 ATC LT-PL pieejamo pārvades jaudu aprēķina šādi:

Virzienā no Lietuvas uz Poliju (norēķinu punkts stacijā Elka Bis, 400 kV):

8.5.9 Eksploatācijā esošās Elkas Bis–Alītas 400 kV līnijas divas shēmas:

$$ATC_{LT-PL} = \min (PL NTC_{LT-PL}; LT NTC_{LT-PL}; 488 \text{ MW}) - AAC_{Day\ ahead} \quad (17)$$

8.5.10 Eksploatācijā esošās Elkas Bis–Alītas 400 kV līnijas viena shēma:

$$ATC_{LT-PL} = \min (PL NTC_{LT-PL}; LT NTC_{LT-PL}; 485 \text{ MW}) - AAC_{Day\ ahead} \quad (18)$$

Virzienā no Polijas uz Lietuvu (norēķinu punkts stacijā Alīta, 330 kV):

8.5.11 Eksploatācijā esošās Elkas Bis–Alītas 400 kV līnijas viena vai divas shēmas:

$$ATC_{LT-PL} = \min (PL NTC_{LT-PL}; LT NTC_{LT-PL}; 492 \text{ MW}) - AAC_{Day\ ahead} \quad (19)$$

kur:

PL NTC_{LT-PL} – NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām tekošās dienas tirgum, ko nosaka pēc darbības drošības ierobežojumiem Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās (no Polijas puses); ja aprēķinātā NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām ir mazāka nekā 50 MW, PL NTC_{LT-PL} ir 0 MW;

LT NTC_{LT-PL} – NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām tekošās dienas tirgum, ko nosaka pēc darbības drošības ierobežojumiem Baltijas JAR PSO sinhronajās zonās (no Lietuvas puses); ja aprēķinātā NTC starp LT un PL tirdzniecības zonām ir mazāka nekā 50 MW, LT NTC_{LT-PL} ir 0 MW;

488 MW – norēķinu punkta saites tehniskā jauda ($NTC_{SettlementPoint}$), ja darbojas abas Elkas Bis–

Alītas līnijas shēmas (t. i., HVDC pārveidotāja tehnisko zudumu rezultātā samazināta BtB 500 MW pievadītā jauda, divas 400 kV līnijas shēmas un šuntējošie reaktori);

485 MW – norēķinu punkta saites tehniskā jauda ($NTC_{\text{SettlementPoint}}$), ja darbojas viena Elkas Bis–Alītas līnijas shēma (t. i., HVDC pārveidotāja tehnisko zudumu rezultātā samazināta BtB 500 MW pievadītā jauda, viena 400 kV līnijas shēma un šuntējošie reaktori);

492 MW – norēķinu punkta saites tehniskā jauda ($NTC_{\text{SettlementPoint}}$), ja darbojas viena vai abas Elkas Bis–Alītas līnijas shēmas (t. i., HVDC pārveidotāja tehnisko zudumu rezultātā samazināta BtB 500 MW pievadītā jauda);

$AAC_{\text{Day-ahead}}$ – jau piešķirtā jauda Lietuvas–Polijas starpsavienojumos pēc nākamās dienas tirdzniecības.

9 TEKOŠĀS DIENAS JAUDAS (ATC) ATKĀRTOTAS NOVĒRTĒŠANAS BIEŽUMS

9.1 Tekošās dienas jaudas vērtības (ATC) atkārtotu novērtēšanu veic ik reizi, kad iestājas kāda no šādām situācijām:

9.1.1 pārvades tīkla topoloģijas izmaiņas – neplānoti atslēgumi vai neplānota (agrāka) atgriešanās pie tīkla elementu darbības, kas ietekmē pārvades jaudu;

9.1.2 nākamās dienas tirgus rezultātu atjaunināšana, piem., ja NETO piemēro rezerves procedūru;

9.1.3 atjaunojamo energoresursu ražošanas prognožu izmaiņu rezultātā notiek būtiskas izmaiņas ražošanas plānos.

9.2 Atkārtotas novērtēšanas iemesli – izmaiņas pārvades tīkla topoloģijā, kā arī nākamās dienas tirgus rezultātu atjaunināšana ietekmē energosistēmu darbības apstākļus, tādēļ, lai nodrošinātu energosistēmu darbības drošību, veic atkārtotu ATC novērtēšanu.

10 STARPZONU JAUDAS VALIDĒŠANAS METODIKA

10.1 Katrs PSO validē starpzonu jaudu, kas attiecas uz PSO tirdzniecības zonu robežām un kritiskajiem tīkla elementiem, ko ir piešķīruši koordinētie jaudas aprēķinātāji saskaņā ar CACM 27.–31. pantu, un tam ir tiesības to koriģēt.

10.2 Katrs PSO 10.1. punktā minētās starpzonu jaudas validēšanas laikā starpzonu jaudu darbības drošības apsverumu dēļ var samazināt.

10.3 CACM 26. panta 2. punkts (noteikums par pārrobežu jaudas korekcijas sadalīšanu) nav iekļauts šajā metodikā, jo jaudas sadalīšana starp Baltijas JAR robežām netiek veikta.

11 JAUDAS APRĒĶINĀŠANAS REZERVES PROCEDŪRA

11.1 Ja jaudas aprēķinātājs nevar aprēķināt starpsavienojuma jaudu, jaudas aprēķinātājs informē attiecīgos PSO par nespēju veikt jaudas aprēķinu. Tad attiecīgie PSO aprēķina un koordinē attiecīgo pārrobežu starpsavienojumu jaudas un iesniedz jaudas aprēķinātājam koordinētu jaudu.

12 TIRDZNICĪBAS JAUDAS NODROŠINĀŠANA UN PIEŠĶIRŠANA

12.1 Baltijas JAR PSO iesniedz TSO aprēķināto un validēto tirdzniecības jaudu un piešķiršanas ierobežojumus attiecīgajiem tirdzniecības laikposmiem turpmākai jaudas piešķiršanai, izmantojot TSO veikto netiešo izsoli.

Tirdzniecības jaudas Baltijas JAR nodrošina un piešķir atkarībā no piešķiršanas ierobežojumiem nākamās dienas un dienas tekošās dienas laikposmiem - nākamās dienas tirgum un tekošās dienas

tirgum. Pirms nākamās dienas netiešās piešķiršanas netiek veikta fiziskā jaudas piešķiršana un Baltijas JAR robežu ilgtermiņa jaudai netiek rezervēta nekāda fiziska jauda.

- 12.2 Tirdzniecības jaudas tekošās dienas tirgum Lietuvas un Polijas pārrobežu posmam netiek nodrošinātas un piešķirtas, līdz tiks noslēgta PSE un Litgrid vienošanās par tekošās dienas tirgus darbību Lietuvas un Polijas pārrobežu posmā. Pēc tekošās dienas tirgus sākuma Lietuvas un Polijas pārrobežu posmā jaudu aprēķina saskaņā ar 8.5.7.-8.5.11. punktā aprakstītajiem noteikumiem.

Tirdzniecības jaudas nodrošināšana un piešķiršana starp Baltijas JAR energosistēmām

- 12.3 Tirdzniecības jauda starp Baltijas JAR tirdzniecības zonām ir vienāda ar piedāvāto jaudu, kas aprēķināta saskaņā ar šīs Metodikas 8. sadaļu, un kura pēc tam tiek piešķirta, izmantojot netiešo izsoli, ievērojot TSO noteiktos tirdzniecības noteikumus un piešķiršanas ierobežojumus.

13 GARANTĒŠANA

- 13.1 Pēc nākamās dienas garantēšanas termiņa beigām visi starpzonu jaudas un piešķiršanas ierobežojumi ir garantēti nākamās dienas jaudas piešķiršanai, izņemot nepārvaramas varas vai ārkārtas situācijas gadījumos.
- 13.2 Nākamās dienas garantēšanas termiņš ir 60 minūtes pirms nākamās dienas tirgus slēgšanas laika, ja vien nav norādīts cits termiņš “Visu PSO priekšlikumam attiecībā uz nākamās dienas garantēšanas termiņu (DAFD) saskaņā ar Komisijas Regulas (ES) 2015/1222 (2015. gada 24. jūlijs), ar ko izveido jaudas piešķiršanas un pārslodzes vadības vadlīnijas, 69. pantu”.
- 13.3 Pēc nākamās dienas garantēšanas termiņa beigām starpzonas jauda, kas nav piešķirta, var tikt koriģēta turpmākiem piešķirumiem, ievērojot piešķiršanas ierobežojumus.
- 13.4 Tekošās dienas starpzonu jauda ir garantēta, tiklīdz tā tiek piešķirta, ievērojot piešķiršanas ierobežojumus, izņemot nepārvaramas varas vai ārkārtas situācijas gadījumā.

14 NOTEIKUMI ATTIECĪBĀ UZ NEPAMATOTAS DISKRIMINĀCIJAS NOVĒRŠANU IEKŠĒJĀ UN STARPZONU APMAIŅĀ

- 14.1 Nosakot atbilstīgas tīkla jomas starp tām, kurās ir piemērojama pārslodzes vadība, PSO ir jāizmanto elektroenerģijas iekšējā tirgū valdošie izmaksu lietderības un negatīvās ietekmes samazināšanas principi. Jo īpaši PSO neierobežo starpsavienojumu jaudu, lai atrisinātu pārslodzes problēmas savas kontroles jomā, izņemot gadījumus, kad tas nepieciešams iepriekšminēto apsvērumu dēļ un vadīšanas drošuma labad. Ja rodas tāda situācija, PSO to apraksta un nepārprotami izskaidro visiem lietotājiem. Šādu situāciju pieņem vienīgi tik ilgi, kamēr netiek rasts ilgtermiņa risinājums.
- 14.2 PSO visiem sistēmas lietotājiem apraksta un nepārprotami izskaidro ilgtermiņa risinājumu metodoloģiju un projektus to īstenošanai.

Metodiku un projektus ilgtermiņa risinājumu sasniegšanai var netieši izskaidrot esošajos PSO dokumentos:

- PSO individuālajos elektroenerģijas pārvades sistēmu attīstības dokumentos;
- PSO kopējos elektroenerģijas pārvades sistēmu attīstības dokumentos, piemēram, ENTSO-E “Desmit gadu tīkla attīstības plāns”;

Gadījumā, ja metodika un projekti ilgtermiņa risinājuma sasniegšanai ir netieši aprakstīti esošajos PSO dokumentos, papildu skaidrojoša dokumenta (-u) izveide nav nepieciešama.

15 METODIKAS IEVIEŠANA

- 15.1 PSO ievieš šo Metodiku 3 mēnešu laikā pēc tam, kad ir izpildīti visi turpmāk uzskaitītie nosacījumi:
- a) ir saņemts VRI apstiprinājums Metodikai Baltijas JAR vai arī Energoregulatoru sadarbības aģentūra ir pieņēmusi lēmumu saskaņā ar *CACM* regulas 9. panta 11. un 12. punktu;
 - b) Koordinētas pārdispečēšanas un kompensāciju tirdzniecības metodikas ieviešana saskaņā ar *CACM* regulas 35. pantu;
 - c) Pārdispečēšanas un kompensācijas tirdzniecības izmaksu sadales metodikas ieviešana Baltijas JAR pieprasīta *CACM* regulas 74. pantā.
 - d) Dokumenta, ar ko nosaka noteikumus, nosacījumus un metodiku starpzonu jaudas aprēķināšanai, nodrošināšanai un piešķiršanai trešajām valstīm uz Baltijas valstu un trešo valstu (Igaunijas-Krievijas, Latvijas-Krievijas, Lietuvas-Balkrievijas, Lietuvas-Krievijas (Kaļiņingradas apgabals)) robežas, Baltijas VRI apstiprinājums un ieviešana.
- 15.2 Metodiku publicē Baltijas JAR PSO tīmekļa vietnēs 7 dienu laikā no dienas, kad ir saņemts VRI apstiprinājums Metodikai Baltijas JAR vai arī Energoregulatoru sadarbības aģentūra ir pieņēmusi lēmumu saskaņā ar *CACM* regulas 9. panta 11. un 12. punktu;

PIELIKUMS NR. 1 PIEŠKIRŠANAS IEROBEŽOJUMU IZMANTOJUMS SASKAŅĀ AR 3.5. PUNKTU

1. Pamatojums piešķiršanas ierobežojumu izmantošanai importa un eksporta ierobežojumu veidā

Saikne starp neto pozīciju un darbības drošības robežām

Saskaņā ar CACM piešķiršanas ierobežojumus uzskata par ierobežojumiem, kas nepieciešami, lai noturētu pārvades sistēmu darbības drošības robežās, kas savukārt tiek definētas kā *pieņemamas darbības robežas drošai tīkla darbībai*. Darbības drošības robežu definīcijā (CACM 2.7. pants) cita starpā norādītas frekvences ierobežojumi kā vieni no ierobežojumiem, kas jāņem vērā.

Attiecībā uz ierobežojumiem, ko izmanto, lai nodrošinātu pietiekamas darbības rezerves, ja vienai no savstarpēji savienotajām sistēmām ir nepietiekamas rezerves neparedzētas pārtrauces vai neplānotu slodzes izmaiņu gadījumā (attiecas uz centrālajām dispečēšanas sistēmām), var iestāties ilgstoša novirze no attiecīgajām PSO grafikā paredzētajām apmaiņām. Šīs novirzes var radīt nebalansu visā sinhronajā zonā, izraisot sistēmas frekvences novirzi no tās nominālā līmeņa. Pat, ja frekvences ierobežojumi netiek pārkāpti, kā rezultātā novirze aktivizē frekvences noturēšanas rezerves, kas līdz ar to nepieciešamības gadījumā nebūs pieejamas citām bojājumsituācijām, kā paredzēts. Ja rodas cita bojājumsituācija, frekvence var ievērojami pārsniegt tās drošās robežas ar visām izrietošajām negatīvajām sekām. Tāpēc šāda situācija var izraisīt darbības drošības robežu pārkāpumu, un tā jānovērš, saglabājot nepieciešamās rezerves visās tirdzniecības zonās, lai nevienam PSO nebūtu ilgstošas novirzes no grafika (t. i., vairāk nekā 15 minūtes, kuru laikā attiecīgais PSO pilnībā izmanto frekvences atjaunošanas rezerves). Visbeidzot, nespēja saglabāt grafikā paredzētās zonas balansu nepietiekamu darbības rezervju rezultātā novedīs pie nekontrolētām izmaiņām elektroenerģijas plūsmā, kas var izraisīt līniju pārslodzi (t. i., pārsniegt temperatūras ierobežojumus), un rezultātā var rasties sistēmas sadalīšanās ar atšķirīgām frekvencēm katrā apakšsistēmā.

Juridiska interpretācija: piemērots pamatojums piešķiruma ierobežojumu piemērošanai

Attiecībā uz to, kā noteikt, kādi piešķiršanas ierobežojumi jāpiemēro, vispirms jāatzīmē, ka piešķiršanas ierobežojumi (PI) ir instrumenti, kas definēti saskaņā ar nolūku, kādam tie paredzēti. CACM nav uzskaitīts PI saraksts, kurā varētu pārbaudīt, vai saskaņā ar regulu konkrētais ierobežojums ir pieļaujams. Tādējādi, lai piemērotu noteikumus par piešķiršanas ierobežojumiem, ir nepieciešama plašāka interpretācija.

CACM tika izdota, balstoties uz Regulu 714/2009, un papildina šo regulu. Regulas 714/2009 (16. panta 3. punkts) vispārējais princips ir tāds, ka PSO dara pieejamu maksimālo jaudu, kas atļauta saskaņā ar drošiem tīkla ekspluatācijas standartiem. I pielikuma zemsvītras piezīmē ir paskaidrots, ka darbības drošība ir *pārvades sistēmas uzturēšana saskaņotajās drošības robežās*. CACM noteikumi par PI un darbības drošības robežām (DDR), šķiet, sīkāk reglamentē to pašu jautājumu, kuru 16. panta 3. punkts. PI definīcija attiecas uz DDR, tāpēc, lai noteiktu, kas ir piešķiršanas ierobežojums, vispirms ir jābūt skaidram priekšstatam par DDR.

Līdzīgi kā CACM ietvertais "atvērtais" piešķiršanas ierobežojumu jēdziens, DDR definīcija (*pieņemamās darbības robežas, ar ko nodrošina drošu tīkla ekspluatāciju, piemēram, temperatūras ierobežojumi, sprieguma ierobežojumi, īsslēguma strāvas ierobežojumi, frekvences un dinamiskās stabilitātes ierobežojumi*) neietver uzskaitījumu (noslēgtu kopumu), bet gan atvērtu sistēmas darbības raksturlielumu kopums, kas definēts atbilstīgi nolūkam, kam tie paredzēti – drošas tīkla darbības nodrošināšanai. Saraksts ir orientējošs (izmantojot vārdus "piemēram"). Uz definīcijas atvērtu raksturu norāda arī sistēmiskā interpretācija, t. i., izmantojot terminu citos tīkla kodeksos un vadlīnijās.

SO GL konkrētu sistēmu stāvokļu definīcijās iesaistīti būtiski tīkla lietotāji (veidojot moduļus un pieprasījuma iekārtas). Lai atrastos "normālā" stāvoklī, pārvades sistēmai ir nepieciešamas pietiekamas aktīvās un reaktīvās jaudas rezerves, lai kompensētu notikušos bojājumgadījumus (18. pants) - šādu problēmu iespējamā ietekme uz starpzonu tirdzniecību ir minēta iepriekš. Darbības drošības robežas SO GL izpratnē arī nav definētas kā noslēgts kopums, jo 25. pantā noteikts, ka *katrs PSO norāda darbības drošības robežas katram pārvades sistēmas elementam, ņemot vērā vismaz šādas fizikālās īpatnības: (...)*.

CACM bojājumgadījuma definīcija (*apzinātais un iespējamais vai jau notikušais bojājums kādā elementā, tostarp ne tikai pārvades sistēmas elementos, bet arī būtiskos tīkla lietotāju un sadales tīklu elementos, ja tiem ir nozīme pārvades sistēmas darbības drošības saglabāšanā*) tādējādi atbilst iepriekš minētajai SO GL sistēmai un parāda, ka CACM piemērošanā jābūt ar ražošanu un slodzi saistītiem apstākļiem.

Turklāt attiecībā uz veidu, kādā PSO nodrošina balansēšanas rezerves, jāatzīmē, ka saskaņā ar Elektroenerģijas balansēšanas vadlīnijām (*EB GL*) PSO var piemērot integrētu grafika plānošanas procesu, kurā vienlaikus nodrošina enerģiju un rezerves (centrālās dispečēšanas sistēmām raksturīga iezīme). Šādā gadījumā, lai nodrošinātu pietiekamas rezerves, ir jānosaka ierobežojums, cik daudz sistēma kopumā var importēt vai eksportēt (precīzāk paskaidrots turpmāk). Ja *CACM* tiek interpretēts kā šādu risinājumu izslēdzošs un paredz, ka PSO piedāvā jaudu, pat ja tā rezultātā var būt nepietiekamas rezerves, tas padarītu *EB GL* noteikumus par spēkā neesošiem un padarītu *SO GL* izpildi neiespējamu vai vismaz daudz grūtāku.

No *PSE* viedokļa sistēmiskā interpretācija ļauj konsekventi īstenot visus tīkla kodeksus. Šajā konkrētajā gadījumā *CACM* darbības drošības robežu izpratni var papildināt, piemērojot *SO GL* normas. Saskaņā ar tām, savukārt, PSO ir jāpiemēro konkrēti tirgus mehānismi, lai nodrošinātu, ka ražošanas un slodzes grafiki, kas izriet no starpzonu tirdzniecības, neapdraud sistēmas drošu darbību. Kopumā darbības drošības robežas aptver plašu sistēmas parametru kopumu, kas jāievēro, definējot pārrobežu tirdzniecības jomu. Attiecībā uz ražošanu un slodzi to dara, piemērojot piešķiršanas ierobežojumus, šajā gadījumā balansēšanas ierobežojumus importa/eksporta ierobežojumu veidā.

CACM noteikumi par PI arī ir jāinterpretē sistēmiski. Tie nodrošina maksimālās iespējamās tirdzniecības iespējas, vienlaikus saglabājot sistēmas drošību. *CACM* un Regula Nr. 714/2009 arī jāinterpretē Savienības enerģētikas politikas kontekstā, kā noteikts LESD 194. pantā. Četri mērķi (*nodrošināt enerģijas tirgus darbību, nodrošināt energoapgādes drošību Savienībā, veicināt energoefektivitāti un taupību, kā arī jaunu un neizsīkstošu enerģijas veidu attīstību un veicināt enerģijas tīklu savstarpēju savienojamību*) ir vienlīdz svarīgi un savstarpēji līdzsvaroti, kā arī piemēroti, ievērojot solidaritāti starp dalībvalstīm.

Piešķiršanas ierobežošanas kontekstā šos principus var uzskatīt par tādiem, kas pieprasa, lai PSO katrā dalībvalstī izmantotu tirgus procesus piegādes drošības nodrošināšanai, ciktāl tas ir iespējams, ievērojot tikai leģitīmus (ne patvaļīgus) ierobežojumus gadījumos, kad to nepiemērošana varētu apdraudēt piegādes drošību vienā vai vairākās kontroles zonās.

CACM normās par piešķiršanas ierobežojumiem ir atspoguļoti šie kompromisi. Sk., piemēram, 18. apsvērumu, kurā noteikts, ka Savienības mēroga cenu sasaistīšanas procesā ir ievēroti pārvades jaudas un piešķiršanas ierobežojumi. Tādēļ var secināt, ka *CACM* nav paredzētas tirdzniecības iespējas, kas apdraudētu piegādes drošību. Ja nav patvaļīgas diskriminācijas, *CACM* kopā ar citiem kodeksiem ļauj PSO *ex ante* novērst tīkla stabilitātes zudumu vai nepietiekamu rezervju rašanos.

2. Kā importa un eksporta ierobežojumi palīdz sasniegt *CACM* mērķus?

Devums *CACM* mērķu sasniegšanā

CACM regulas preambulas 2. apsvērumā ir noteiktas piegādes drošības un funkcionējošo tirgu savstarpējās attiecības. Pateicoties tīklu starpsavienojumiem un pārrobežu apmaiņai, dalībvalstīm nav pilnībā jāpaļaujas uz saviem aktīviem piegādes drošības nodrošināšanai. Vienlaikus tomēr iekšējais tirgus nevar pareizi darboties, ja tiek apdraudēta tīkla drošība, jo tad tirgus darbību nepārtraukti pārtrauktu sistēmas nepilnības, kā rezultātā tiktu zaudēti potenciālie sociālās labklājības guvumi. 18. apsvērumu var uzskatīt par turpinājumu, ar ko norāda robežas, lai nodrošinātu Savienības mēroga cenu sasaistīšanas procesu, proti, nolūkā ievērot pārvades jaudu un piešķiršanas ierobežojumus.

Iepriekš minēto iemeslu dēļ viens no *CACM* regulas mērķiem, kas pausts 3. pantā, ir nodrošināt darbības drošību. Šis mērķis būtu jāsasniedz, ciktāl tas neierobežo citus mērķus. Kā skaidrots šajā metodikā, Baltijas JAR PSO piešķiršanas ierobežojumi ir samērīgi un neapdraud citus *CACM* regulas mērķus.

Trīs piešķiršanas ierobežojumu iemeslu atbilstība 23. pantam

Saskaņā ar 23. pantu piešķiršanas ierobežojumi ir:

- 1) a) nepieciešami, lai nodrošinātu, ka pārvades sistēma darbojas darbības drošības robežās, un b) to nevar efektīvi pārveidot maksimālajās plūsmās kritiskajos tīkla elementos; vai
- 2) paredzēti, lai palielinātu ekonomisko papildu ieguvumu vienotai nākamās dienas vai tekošās dienas tirgus sasaistīšanai.

Kā parādīts iepriekš 1. punktā, pārvades sistēmas uzturēšana darbības drošības robežās prasa uzturēt nepieciešamās rezerves, lai varētu reaģēt iespējamās bojājumsituācijās. Turpmāk izskaidrota nespēja efektīvi pārveidot šos ierobežojumus uz atsevišķām robežām par maksimālajām plūsmām. Tādēļ ierosinātie piešķiršanas ierobežojumi būtu jāuzskata par atbilstošiem *CACM* regulai.

3. *PSE* piešķiršanas ierobežojumu detalizētāki iemesli un aprēķināšanas metode

Polijā piešķiršanas ierobežojumus piemēro, kā noteikts kopīgas jaudas aprēķināšanas metodikas 8.5. punktā. Šajos ierobežojumos atspoguļota Polijas ražotāju spēja palielināt ražošanu (iespējamie ierobežojumi eksporta virzienā) vai to samazināt (iespējamie ierobežojumi importa virzienā), ievērojot atsevišķu ražošanas vienību tehniskās īpašības, kā arī nepieciešamību saglabāt minimālās ražošanas rezerves visā Polijas energosistēmā, lai nodrošinātu drošu darbību. Tas sīkāk paskaidrots turpmākajās šā dokumenta daļās.

Piešķiršanas ierobežojumu īstenošanas pamatojums *PSE* pusē, kā tos piemēro *PSE*, ir saistīta ar faktu, ka Polijā īstenojot integrētā plānošanā balstītā tirgus modeļa apstākļos (ko dēvē arī par centralizēto dispečēšanas sistēmu), Polijas PSO atbildība par sistēmas līdzsvaru ir ievērojami plašāka nekā šādu PSO standarta atbildība tā sauktajos pašdispečēšanas tirgus modeļos. Pēdējo minēto parasti definē līdz pat nākamās stundas laika laikposmam (ieskaitot reāllaika operācijas), savukārt *PSE*, kas ir Polijas PSO, to piemēro arī tekošās dienas un nākamās dienas laikposmiem. Tādējādi *PSE* uzņemas atbildību, kas pašdispečēšanas tirgos tiek piešķirta par balansu atbildīgajām personām (BAP). Tāpēc *PSE* ir jā rūpējas par visu Polijas energosistēmas rezervju dublēšanu, kas reizēm noved pie piešķiršanas ierobežojumu īstenošanas, ja tas ir nepieciešams, lai nodrošinātu Polijas energosistēmas darbības drošību attiecībā uz pieejamo ražošanas jaudu uz palielinājumu vai samazinājumu vērsta regulēšanas jaudai un atlikušo pieprasījumu¹ (tādēļ šādus piešķiršanas ierobežojumus sauc par balansēšanas ierobežojumiem). Pašdispečēšanas tirgos BAP pašām ir jā rūpējas par to radītajām rezervēm un jāseko noslodzei, savukārt PSO tos nodrošina tikai, novēršot bojājumgadījumus laikposmā līdz vienai stundai uz priekšu. Centrālās dispečēšanas tirgū, lai nodrošinātu ražošanas un pieprasījuma līdzsvaru, PSO dispečē ražošanas vienības, ņemot vērā to darbības ierobežojumus, pārvades ierobežojumus un rezervju prasības. Tas tiek realizēts integrētā plānošanas procesā kā optimizācijas problēma, ko sauc par vienības, kam piemēro drošības ierobežojumus, saistībām un ekonomisko dispečēšanu (*SCUC/ED*). Tādējādi šīs divas pieejas nodrošina no ražošanas jaudas viedokļa līdzīgu pārvades jaudas piedāvāšanas tirgū iespējamību.

PSE loma sistēmas balansēšanā

PSE tieši dispečē visas galvenās ražošanas vienības Polijā, ņemot vērā to darbības raksturlielumus un pārvades ierobežojumus nolūkā segt paredzamo slodzi, kuru arī prognozē *PSE*, ņemot vērā pienācīgas rezerves prasības. Lai izpildītu šo uzdevumu, *PSE* vada darbības plānošanas procesu, kas sākas trīs gadus iepriekš, veicot attiecīgu kapitālremontu (apkopes) koordināciju, un to turpina, izdarot gada, mēneša un nedēļas atjauninājumus nākamās dienas SCUD un ED. Šā nākamās dienas tirgus rezultāti tiek pastāvīgi atjaunoti tekošās dienas laikposmā līdz reāllaika operācijai.

¹Atlikušais pieprasījums ir daļa no galalietotāju pieprasījuma, uz ko neattiecas komerciālie līgumi (ražošanas pašplānošana)

Gada griezumā *PSE* cenšas sadalīt apkopes kapitālremontus, ko ražotāji gada garumā ir pieprasījuši, tā, lai vidēji katru mēnesi saglabātos minimālais nākamā gada rezerves atlikums², kas pārsniedz prognozēto pieprasījumu, ieskaitot jau piešķirtās starpsavienojumu jaudas. Mēneša un iknedēļas atjauninājumu mērķis ir saglabāt noteiktu rezerves atlikumu katrai dienai³, ja iespējams. Šis process ietver arī tīkla uzturēšanas plānošanu, tādēļ pienācīgi tiek ņemti vērā jebkādi ierobežojumi, kas izriet no tīkla darbības.

Nākamās dienas *SCUC* procesa mērķis ir sasniegt rotējošās rezerves jaudas⁴ noteikto vērtību (vai ātri aktivizēt pašreizējos Polijas apstākļos tikai vienības hidroakumulācijas iekārtās) rezervi katrai nākamās dienas stundai, nodrošinot uz palielinājumu un samazinājumu vērstu regulējumu. Tas ietver primārās un sekundārās regulēšanas jaudu, par ko iepriekš noslēgts līgums kā par papildpakalpojumu. Šīs rezerves atlikušo daļu iegūst no balansēšanas piedāvājumu izmantošanas, kas visām centralizēti dispečētām ražošanas vienībām obligāti jāiesniedz (praksē visas vienības, kas savienotas ar pārvades tīklu, un galvenās, kas pievienotas 110 kV, izņemot koģenerācijas stacijas, jo tās galvenokārt darbojas saskaņā ar pieprasījumu pēc siltuma). Atlikušo ražošanas apjomu ņem vērā saskaņā ar īpašnieku plānoto grafiku, un, pateicoties tā stabilajam raksturam (koģenerācijas stacijas, mazās termoelektrostacijas un hidrostacijas), ir praktiski īstenojams risinājums. Vienīgais izņēmums šim noteikumam ir vēja ģeneratori, kurus *PSE* prognozē to nepastāvīgā rakstura dēļ. Tādējādi, *PSE* ir tiesības izmantot jebkuru pieejamu centralizēti dispečētu ražošanu parastajā darbībā sistēmas balansēšanas nolūkā. Tiek ievērotas arī negatīvās rezerves prasības zemas noslodzes periodos (nakts stundās), un, ja iespējams, tiek ņemta vērā iespējamā sūkņēšanas darbība hidroakumulācijas iekārtās.

SCUC / ED turpmākajos atjauninājumos darbības dienas laikā ņem vērā visas sistēmā notiekošās izmaiņas (piespiedu atslēgumi un ražošanas vienību un tīkla elementu ierobežojumi, noslodzes un vēja prognožu atjauninājumi utt.). Tas ļauj uzturēt rotējošās rezerves jaudu vienu stundu uz priekšu vismaz 1000 MW apjomā, t. i. lielākās ražošanas vienības iespējamais zaudējums, šobrīd 850 MW apmērā (var mainīties, jo ekspluatācijā tiek nodotas jaunas vienības) un aptuveni 150 MW primārās regulēšanas rezerves (frekvences ierobežošana rezerve), kas ir *PSE* daļa RGCE.

Balansēšanas ierobežojumu noteikšana Polijā

Nosakot balansēšanas ierobežojumus, Polijas PSO ņem vērā jaunāko informāciju par iepriekšminētajiem ražošanas jaudas tehniskajiem parametriem, prognozēto energosistēmas noslodzi, kā arī obligātajiem rezervju atlikumiem, kas nepieciešami visā Polijas energosistēmā, lai nodrošinātu drošu darbību un nākotnes importa / eksporta līgumus, kas jāievēro no iepriekšējā jaudas piešķiršanas laika perioda.

Balansēšanas ierobežojumi ir divvirzienu ar neatkarīgām vērtībām katrai tirgus laika vienībai un atsevišķi importa virzienam uz Poliju un eksporta virzienam no Polijas.

Katrai stundai ierobežojumi tiek aprēķināti atbilstīgi turpmāk minētajiem vienādojumiem:

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

² Atlikumu reglamentē Polijas tīkla kodekss, un šobrīd ir noteikts 18% apmērā (II.4.3.4.18. punkts). Tas var mainīties atkarībā no darbības plānošanas procesa attīstības rezultātiem.

³ Mēneša un nedēļas koordinēšanas atlikumu arī reglamentē Polijas tīkla kodekss (II.4.3.4.18. punkts), un pašlaik tas noteikts attiecīgi 17% un 14% apmērā.

⁴ Noteiktās vērtības ir attiecīgi: 9% virs prognozētā pieprasījuma uz palielinājumu vērstam regulējumam un 500 MW uz samazinājumu vērstam regulējumam. Šīs vērtības reglamentē Polijas tīkla kodekss (4.3.4.19. punkts), un tas var mainīties - sk. 2. zemspētras piezīmi.

$$\text{IMPORT}_{\text{constraint}} = P_L - P_{\text{DOWNres}} - P_{\text{CDmin}} - P_{\text{NCD}}$$

kur:

P_{CD} ražotāju deklarēto centrāli dispečēto vienību pieejamās ražošanas jaudas summa⁵

P_{CDmin} ekspluatācijā esošo centralizēti dispečēto vienību tehniski mazākā iespējamā summa

P_{NCD} ražotāju iesniegto ne centralizēti dispečēto ražošanas vienību grafiku summa (vēja enerģijas ražotņu prognozes: ko prognozē PSE)

P_{NA} ražošana nav pieejama sakarā ar tīkla ierobežojumiem

P_{ER} ražošanas nepieejamības korekcijas, kas izriet no ražotāju nedeklarētiem jautājumiem, ko PSE prognozē ārkārtas apstākļu dēļ (piemēram, dzesēšanas apstākļi vai ilgstoši kapitālremonti)

P_L PSE prognozētais pieprasījums

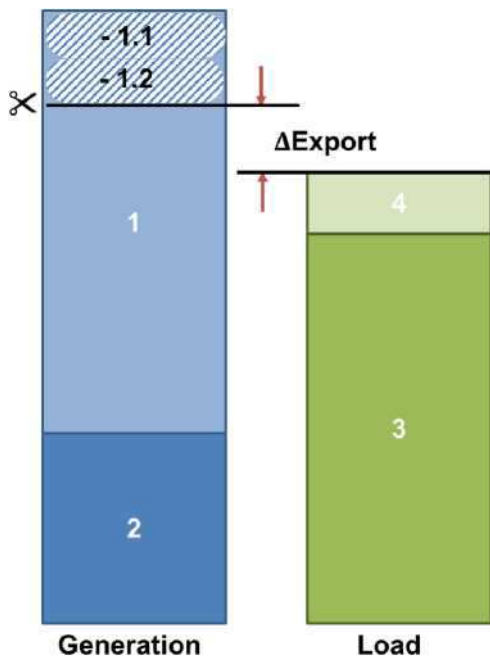
P_{UPres} minimālā rezerve uz palielinājumu vērštam regulējumam

P_{DOWNres} minimālā rezerve uz samazinājumu vērštam regulējumam

Ilustrēšanas nolūkā turpmāk parādīts balansēšanas ierobežojumu praktiskās noteikšanas process nākamās dienas pārvades jaudas aprēķina ietvaros - 1. un 2. attēlā. Attēlos redzams, kā PSO dienu iepriekš no rīta izstrādā Polijas enerģētikas līdzsvara prognozi katrai nākamās dienas stundai, lai noteiktu ražošanas jaudas rezerves, kas pieejamas attiecīgi potenciālajam eksportam un importam nākamās dienas tirgū. Attiecībā uz tekošās dienas tirgu šo pašu metodi piemēro *mutatis mutandis*.

Balansēšanas ierobežojums eksporta virzienā ir piemērojams, ja Δ eksports ir mazāks nekā pārvades jaudas summa visos Polijas starpsavienojumos eksporta virzienā. Balansēšanas ierobežojums importa virzienā ir piemērojams, ja Δ imports ir mazāks nekā pārvades jaudas summa visos Polijas starpsavienojumos importa virzienā.

⁵ Jāatzīmē, ka šajā aprēķinā netiek ņemtas vērā ražošanas vienības, kuras tiek turētas ārpus tirgus, pamatojoties uz stratēģiskajiem rezervju līgumiem ar PSO.



1. ražotāju deklarēto centrāli dispečēto vienību pieejamās ražošanas jaudas summa, ko samazina:

1.1 ražošana, kas nav pieejama sakarā ar tīkla ierobežojumiem

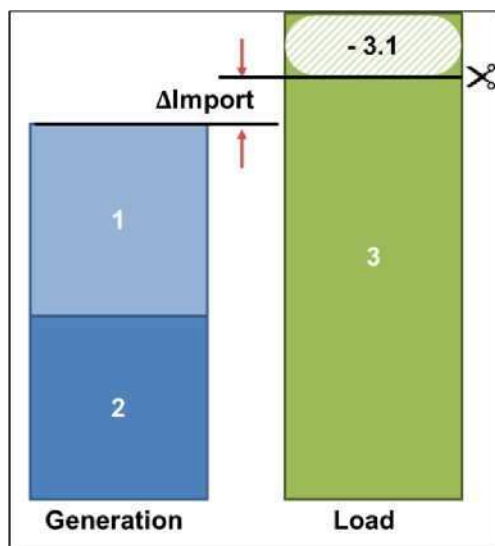
1.2 ražošanas nepieejamības korekcijas, kas izriet no ražotāju nedeklarētiem jautājumiem, ko PSE prognozē ārkārtas apstākļu dēļ (piemēram, dzesēšanas apstākļi vai ilgstoši kapitālremonti)

2. ražotāju iesniegto ražošanas vienību, kas nav centralizēti dispečētas, grafiku summa (vēja enerģijas ražotņu prognozes: ko prognozē PSE)

3. PSE prognozētais pieprasījums

4. minimālā nepieciešamā rezerve uz palielinājumu vērstam regulējumam

1. attēls: Balansēšanas ierobežojumu noteikšana eksporta virzienā (potenciālajam eksportam pieejamā ražošanas jauda) nākamās dienas pārvades jaudas aprēķina ietvaros.



1 ekspluatācijā esošo centralizēti dispečēto vienību tehniski mazākā iespējamā summa

2 ražotāju iesniegto ražošanas vienību, kas nav centralizēti dispečētas, grafiku summa (vēja enerģijas ražotņu prognozes: ko prognozē PSE)

3 PSE prognozētais pieprasījums, ko samazina:

3.1. minimālā nepieciešamā rezerve uz samazinājumu vērstam regulējumam

2. attēls Balansēšanas ierobežojumu noteikšana importa virzienā (potenciālajam importam pieejamās ražošanas jaudas rezerves) nākamās dienas pārvades jaudas aprēķina ietvaros.

Atkārtotas novērtēšanas biežums

Balansēšanas ierobežojumus nosaka nepārtrauktā procesā, pamatojoties uz visjaunāko informāciju par katru jaudas piešķiršanas laika periodu, no nākotnes līdz nākamajai dienai un tekošajai dienai. Nākamās dienas procesa gadījumā tos aprēķina D-1 rītā, kā rezultātā iegūst neatkarīgas vērtības katrai tirgus laika vienībai un atsevišķi attiecībā uz importa virzieniem uz Poliju un eksporta virzieniem no Polijas.

Balansēšanas ierobežojumu ietekme uz vienotas nākamās dienas tirgus sasaistīšanas un vienotas tekošās dienas tirgus sasaistīšanas piešķiršanas ierobežojumiem balansēšanas ierobežojumu formā, kā tos piemēro *PSE*, nesamazina nākamās dienas un tekošās dienas tirgus sasaistīšanas procesa efektivitāti. Ņemot vērā nepieciešamību *PSE* kā *PSO*, kas darbojas saskaņā ar centralizētās dispečēšanas tirgus modeli, nodrošināt elektroenerģijas ražošanas un ražošanas rezervju pienācīgu pieejamību Polijas energosistēmā un to, ka *PSE* neiegādājas darbības rezerves pirms tirgus sasaistīšanas procesa, maksimālā importa un importa apjoma ierobežošana tirgus sasaistīšanas procesā, ja nepieciešams, ir visefektīvākais veids, kā salāgot sistēmas drošību ar tirdzniecības iespējām. Šāda pieeja nodrošina vismaz tādu pašu ražošanas jaudas līmeni pārrobežu tirdzniecībā, kā tas ir pašdispečēšanas sistēmās, kur arī BAP vai *PSO* rezerves iegādājas iepriekš, līdz ar to tās arī nepiedalās pārrobežu tirdzniecībā. Turklāt tas ļauj izvairīties no konkurences starp *PSO* un tirgus dalībniekiem attiecībā uz ražošanas resursiem.

Jāuzsver, ka Polijā piemērotie balansēšanas ierobežojumi neietekmēs nevienas Baltijas JAR valsts iespējas veikt elektroenerģijas apmaiņu, jo šie ierobežojumi skar tikai Polijas eksportu un/vai importu. Tātad, piemērojot balansēšanas ierobežojumus, būs iespējams tranzīts caur Poliju.

Balansēšanas ierobežojumu ietekme uz kaimiņos esošajiem JAR

Balansēšanas ierobežojumi ir noteikti visai Polijas energosistēmai, t. i., tie tiek piemēroti vienlaikus visiem JAR, ar kuriem *PSE* ir vismaz viena robeža (t. i., Centra, Baltijas un Hanzas).

Jāuzsver, ka šis risinājums izradījies visefektīvākais piešķiršanas ierobežojumu piemērošanai. Ņemot vērā piešķiršanas ierobežojumus katrā JAR atsevišķi, *PSE* būtu jāsadala globālie piešķiršanas ierobežojumi uz JAR attiecināmās apakšvērtībās, kas būtu mazāk efektīvi nekā globālās vērtības uzturēšana. Turklāt stundās, kad Polija nespēj absorbēt vairāk elektroenerģijas no ārpusē, jo ir pārkāptas minimālās pazemināšanas ražošanas prasības, vai arī, ja Polija nevar eksportēt vairāk elektroenerģijas, jo augšupejošā virzienā ir nepietiekamas ražošanas rezerves, Polijas pārvades infrastruktūru joprojām var - un patiešām tas tiek darīts, piedāvāt tranzītam, tādējādi palielinot tirdzniecības iespējas un sociālo labklājību visos skartajos JAR.

Laika periodi, kuriem piemēro balansēšanas ierobežojumus

Kā minēts iepriekš, balansēšanas ierobežojumi tiek noteikti nepārtrauktā procesā katram piešķiršanas laikposmam, tāpēc tie ir piemērojami visām attiecīgās piešķiršanas dienas tirgus laika vienībām (stundām).

Kāpēc šos piešķiršanas ierobežojumus nevar efektīvi pārvērst tirgū piedāvātā atsevišķu robežu jaudā

Jaudas piešķiršanas ierobežojumu izmantošana ir vērsta uz tirgus sasaistīšanas mehānisma ekonomisko efektivitāti šajos starpsavienojumos, vienlaikus izpildot elektroapgādes drošības prasības attiecībā uz klientiem. Ja iepriekš aprakstītie ražošanas apstākļi būtu jāatspoguļo pārrobežu jaudā, ko *PSE* piedāvā kā robežas pārvades jaudas pienācīgus pielāgojumus, *PSE* būtu jāuzmin visticamākais tirgus virziens (imports un/vai eksports konkrētā starpsavienojumā) un attiecīgi jāsamazina starpzonu jauda šajos virzienos. Izmantojot *NTC* pieeju, būtu jāveic *ATC* samazināšana pirms robežas. Tomēr no tirgus dalībnieku viedokļa, pateicoties tirgus rezultātu raksturīgajām neskaidrībām, šādai pieejai ir risks, piešķiršanas ierobežojumi individuālajos starpsavienojumos netiek sadalīti optimāli - vienā starpsavienojumā pārmērīgi, citā nepietiekami, un otrādi. Līdz ar to piešķiršanas ierobežojumu piemērošana nolūkā novērst vispārējos Polijas balansēšanas ierobežojumus piešķiršanas fāzē, ļauj vislietderīgāk izmantot pārvades infrastruktūru, t. i., pilnībā atbilstoši cenu atšķirībām atsevišķos tirgos.