

VALSTYBINĖ KAINŲ IR ENERGETIKOS KONTROLĖS KOMISIJA

NUTARIMAS

**DĖL BENDROS KOORDINUOTO PRALAUDUMO SKAIČIAVIMO METODIKOS
BALTIJOS PRALAUDUMO SKAIČIAVIMO REGIONUI PATVIRTINIMO**

2018 m. d. Nr. O3E-
Vilnius

Vadovaudamasi Lietuvos Respublikos energetikos įstatymo 8 straipsnio 1 dalimi, Lietuvos Respublikos elektros energetikos įstatymo 9 straipsnio 2 dalimi, 76 straipsnio 1 dalies 9 punktu, 2015 m. liepos 24 d. Europos Komisijos reglamento (ES) 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės (OL 2015 L 197, p. 24; toliau – Reglamentas), 9 straipsnio 7 dalies a punktu, 20 straipsnio 2 dalimi bei atsižvelgdama į AB „Litgrid“ 2017 m. rugsėjo 15 d. raštą Nr. SD-4298 ir 2018 m. spalio 5 d. raštą Nr. SD-3588, 2018 m. lapkričio 5 d. raštą Nr. SD-4170, 2018 m. spalio 17 d. Baltijos pralaidumo skaičiavimo regiono nacionalinių reguliavimo institucijų darbo grupės susitarimą ir Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės komisijos (toliau – Komisija) Dujų ir elektros departamento Rinkos plėtros ir stebėsenos skyriaus 2018 m. lapkričio d. pažymą Nr. O5E- „Dėl Bendros koordinuoto pralaidumo skaičiavimo metodikos Baltijos pralaidumo skaičiavimo regionui patvirtinimo“, Komisija n u t a r i a:

Patvirtinti Bendrą koordinuoto pralaidumo skaičiavimo metodiką Baltijos pralaidumo skaičiavimo regionui, pateiktą Baltijos pralaidumo skaičiavimo regiono elektros energijos perdavimo sistemos operatorių 2017 m. rugsėjo 15 d. (su 2018 m. spalio 5 d. pateiktais pakeitimais) pasiūlymu, vadovaujantis Reglamento 20 straipsnio 2 dalimi (pridedama).

Komisijos pirmininkas

PATVIRTINTA
Valstybinės kainų ir energetikos kontrolės
komisijos 2018 m. d.
nutarimu Nr. O3E-

**BENDRA KOORDINUOTO PRAL AidUMO SKAIČIAVIMO METODIKA BALTIJOS
PRAL AidUMO SKAIČIAVIMO REGIONUI, PATEIKTA BALTIJOS PRAL AidUMO
SKAIČIAVIMO REGIONO ELEKTROS ENERGIJOS PERDAVIMO SISTEMOS
OPERATORIŲ 2017 M. RUGSĖJO 15 D. (SU 2018 M. SPALIO 5 D. PATEIKTAIS
PAKEITIM AIS) PASIŪLYMU, VADOVAUJANTIS 2015 M. LIEPOS 24 d. EUROPOS
KOMISIJOS REGLAMENTO (ES) 2015/1222, KURIUO NUSTATOMOS PRAL AidUMO
PASKIRSTYMO IR PERKROVOS VADLYMO GAIRĖS, 20 STRAIPSNIO 2 DALIMI**

Dalyviai:

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

**2018 m. spalio 3 d.
Vilnius, Ryga, Talinas, Helsinkis, Stokholmas, Varšuva**

1. BENDROSIOS SĄLYGOS

1.1. Bendrą koordinuoto pralaidumo skaičiavimo metodiką Baltijos pralaidumo skaičiavimo regionui (toliau – Metodika) būtina parengti pagal 2015 m. liepos 24 d. Europos Komisijos reglamento (ES) 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės (toliau – PPPV reglamentas), 20 straipsnio 2 dalies nuostatas.

1.2. Pralaidumo apskaičiavimo metodika Baltijos pralaidumo apskaičiavimo regionui nustato:

1.2.1. tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimo, tiekimo ir paskirstymo taisykles tarp Estijos ir Latvijos elektros energijos sistemų;

1.2.2. tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimo, tiekimo ir paskirstymo taisykles tarp Lietuvos ir Latvijos elektros energijos sistemų;

1.2.3. tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimo, tiekimo ir paskirstymo taisykles tarp Estijos ir Suomijos elektros energijos sistemų;

1.2.4. tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimo, tiekimo ir paskirstymo taisykles tarp Lietuvos ir Švedijos elektros energijos sistemų;

1.2.5. tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimo, tiekimo ir paskirstymo taisykles tarp Lietuvos ir Lenkijos elektros energijos sistemų;

1.3. Pagal PPPV reglamento 9 straipsnio 9 dalies reikalavimus būtina aprašyti prognozuojamą pasiūlymo poveikį PPPV reglamento tikslų įgyvendinimui. Šis poveikis aprašomas toliau, 1.4–1.4.7 papunkčiuose.

1.4. Metodikos pasiūlymas prisideda prie PPPV reglamento 3 straipsnyje numatytų tikslų siekimo ir jokių būdu netrukdo jų siekti. Baltijos pralaidumo apskaičiavimo regiono (toliau -Baltijos PAR) tarpzoniniai pralaidumai apskaičiuojami naudojant koordinuoto grynojo pralaidumo metodą siekiant šių tikslų:

1.4.1. veiksmingos konkurencijos elektros energijos gamybos, prekybos ir tiekimo srityje skatinimas (PPPV reglamento 3 straipsnio a dalis) užtikrinant maksimalų tarpzoninį pralaidumą Baltijos PAR rinkai (atsižvelgiant į eksploataavimo saugą);

1.4.2. optimalaus perdavimo infrastruktūros naudojimo užtikrinimas (PPPV reglamento 3 straipsnio b dalis) taikant koordinuoto grynojo pralaidumo metodą, palyginus su kuriuo srautinio skaičiavimo metodas dar nėra efektyvesnis atsižvelgiant į Baltijos PAR eksploataavimo saugos santykinį lygį.

Metodika vienodai vertina visas Baltijos PAR prekybos zonų ribas ir suteikia nediskriminuojančią prieigą prie tarpzoninio pralaidumo. Metodika siekiama rinkos dalyviams suteikti maksimalų pralaidumą atsižvelgiant į eksploataavimo saugumo ribas. Metodika užtikrina, kad tarpzoniniai pralaidumai apskaičiuojami objektyviai Baltijos PAR.

1.4.3. eksploataavimo saugos užtikrinimas (PPPV reglamento 3 straipsnio c dalis) atsižvelgiant į tinklų apribojimus ir tuo pačiu suteikiant maksimalų galimą pralaidumą rinkos dalyviams laikantis eksploataavimo saugos apribojimų;

1.4.4. tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimo ir paskirstymo optimizavimas (PPPV reglamento 3 straipsnio d dalis) ir užtikrinimas, kad tarpzoniniai pralaidumai kitos dienos ar einamosios dienos rinkoms yra suteikiami ir paskirstomi optimaliausiu ir racionaliausiu būdu, atsižvelgiant į Baltijos PAR elektros tinklų sistemos struktūrą, eksploataavimo saugumo apribojimus ir N-1 situacijos, ribojančias pralaidumą, bei į taisomuosius veiksmus, kurie gali padidinti pralaidumus;

1.4.5. informacijos skaidrumo ir patikimumo užtikrinimas ir didinimas (PPPV reglamento 3 straipsnio f dalis), nes PAM nustato pagrindinius kitos ir einamosios dienos principus ir procesus. Metodika leidžia perdavimo sistemos operatoriams (toliau – PSO) skaidriai suteikti rinkų susiejimo operatoriams (toliau –i RSO) tą pačią patikimą informaciją apie tarpzoninius pralaidumus ir kitos bei einamosios dienos paskirstymų apribojimus;

1.4.6. prisidėjimas prie veiksmingo ilgalaikio Europos Sąjungos elektros energijos perdavimo sistemos ir elektros energijos sektoriaus veikimo bei plėtros (PPPV reglamento 3 straipsnio g dalis). Metodikoje atsižvelgiama į svarbiausius tinklų apribojimus, todėl ji remia efektyvią rinkos kainodarą ir ilgalaikėje perspektyvoje siunčiami tinkamos kainų indikacijos;

1.4.7. atsižvelgimas į sąžiningos bei tinkamai organizuotos rinkos ir sąžiningos bei tinkamos kainodaros poreikį (PPPV reglamento 3 straipsnio h dalis) ir nediskriminacinės galimybės naudotis tarpzoniniu pralaidumu užtikrinimas (PPPV reglamento 3 straipsnio j dalis) užtikrinant, kad RSO paskirstomi visi tarpzoniniai pralaidumai.

1.5. Visas apsisukimo duomenimis tarp PSO ir koordinuotų pralaidumo apskaičiuotojų (toliau vadinami tiesiog „pralaidumo apskaičiuotojas“ ar „pralaidumo apskaičiuotojai“) procesas ir laiko reikalavimai aprašyti Koordinuotų pralaidumo apskaičiuotojų taisyklėse.

Kol bus įkurti koordinuoti pralaidumo apskaičiuotojai ir kol jie pradės pralaidumo apskaičiavimo / koordinavimo funkciją, pralaidumo apskaičiavimą ir koordinavimą atlieka PSO ties atitinkamomis valstybių sienomis.

1.6. Metodikoje aprašyti procesai ir principai aprėpia tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimą (ne ilgalaikio perdavimo teisių paskyrimo, kuriam paruošta išsamesnė Bendra pralaidumo skaičiavimo metodika pagal 2016 m. rugsėjo 26 d. Europos Komisijos reglamento (ES) 2016/1719, kuriuo nustatomos prognozuojamo pralaidumo paskirstymo gairės 10 straipsnį) ateinančių metų, mėnesio ir savaitės laikotarpiams, taip pat jie aprėpia tarpzoninio pralaidumo apskaičiavimą, nustatymą ir paskirstymą kitos dienos ir einamosios dienos laikotarpiams.

1.7. Baltijos PAR PSO atliko galimybių studiją „Techninės srautinio pralaidumo apskaičiavimo galimybės Baltijos šalyse“, kuria ištirtas srautinio pralaidumo apskaičiavimo metodo taikymo efektyvumas Baltijos PAR. Tyrimu nustatyta, kad šiuo metu srautinis pralaidumo apskaičiavimo metodas nebūtų efektyvesnis, nei koordinuoto grynojo pralaidumo metodas (darant prielaidą, kad eksploatacinio saugumo lygis Baltijos PAR būtų panašus). Baltijos PAR TSO pasidalino šiuo tyrimu su kompetentingomis priežiūros institucijomis ir bendrai paprašė šių institucijų apsispręsti dėl koordinuoto grynojo pralaidumo metodo taikymo Baltijos PAR regione pagal PPPV reglamento 20 straipsnio 7 dalį.

1.8. Metodika atsižvelgia į Baltijos PAR nacionalinių priežiūros institucijų sprendimus dėl Tarpzoninės rizikos sumažinimo galimybių pagal 2016 m. rugsėjo 26 d. Komisijos reglamento (ES) 2016/1719 30 straipsnį ir į Baltijos PAR regioninį ilgalaikių perdavimo teisių nustatymą pagal 31 to paties reglamento straipsnį, kuriuo nustatytos prognozuojamo pralaidumo paskirstymo gairės. Tai reiškia, kad fizinis pralaidumo paskirstymas neatliekamas prieš kitos dienos paskirstymą ir fizinis pralaidumas nerezervuojamas ilgalaikiam pralaidumui Baltijos PAR ribose. Todėl į metodiką neįeina taisyklės, susijusios su anksčiau paskirstytu tarpzoniniu pralaidumu kitos dienos laikotarpiui.

1.9. Kitos ir einamosios dienos pralaidumo apskaičiavimo formulės, įtrauktos į šią metodiką, yra paremtos tuo pačiu pralaidumo apskaičiavimo metodu visoms riboms, kad būtų laikomasi eksploatacinio saugumo. Tačiau tarp formulių yra skirtumų, nes elektros energijos perdavimo sistemoms Baltijos šalyse temperatūra daro įtaką skirtingai. Papildomai formulių skirtumai yra pagrindžiami:

- Dabartine Baltijos sinchronizuotos zonos elektros sistemų būkle (įskaitant generavimo ir suvartojimo tendencijas);

- energijos rinkos veikimo galimybėmis, kurioms būtini pralaidumo apskaičiavimo metodų pokyčiai, kad įvykių, įvykusių dėl elektros rinkos veiklos, atveju būtų užtikrintas eksploatavimo saugumas. Pavyzdžiui, prekyba rinkoje galėtų paskatinti elektros gamybos sumažėjimą Latvijoje ir tuo pačiu kiekiu padidinti gamybą Lietuvoje, o tai sukeltų perkrovą Estijos-Latvijos prekybos zonos pasienyje, jei prieš prasidedant prekybai Estijos-Latvijos pasienis jau veikė visa apkrova.

Atsižvelgus į anksčiau paminėtus veiksnius, norint pateikti bendrą formulę, tinkančią visiems atvejams, reiktų sudėtingo skaičiavimo proceso aprašymo, tad sumažėtų skaičiavimo proceso skaidrumas.

1.10. Pralaidumas, apskaičiuotas įtraukiant trečiąsias šalis, nesumažina Baltijos PAR prekybos zonos ribų tarpzoninio pralaidumo.

2. APIBRĖŽTYS

Šioje Metodikoje naudojamos 2015 m. liepos 24 d. Europos Komisijos (ES) reglamento 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės, 2 straipsnio, 2009 m. liepos 13 d. Europos Parlamento ir Tarybos reglamento (EB) Nr. 714/2009 dėl prieigos prie tarpvalstybinių elektros energijos mainų tinklo sąlygų, panaikinančio Reglamentą (EB) Nr. 1228/2003 (toliau – Reglamentas 714/2009), 2 straipsnio, 2013 m. birželio 14 d. Europos Komisijos reglamento (ES) Nr. 543/2013 dėl duomenų teikimo ir skelbimo elektros energijos rinkose, iš dalies keičiančio Europos Parlamento ir Tarybos reglamento (EB) Nr. 714/2009 I priedą, 2 straipsnio, 2017 m. rugpjūčio 2 d. Europos Komisijos reglamento (ES) 2017/1485, kuriuo nustatomos elektros energijos perdavimo sistemos eksploatavimo gairės, 3 straipsnio ir ir 2009 m. liepos 13 d. Europos Parlamento ir Tarybos Direktyvos 2009/72/EB dėl elektros energijos vidaus rinkos bendrųjų taisyklių, panaikinančios Direktyvą 2003/54/EB, 2 straipsnio apibrėžtys. Be to, naudojamos ir šios apibrėžtys:

2.1. **3-iosios šalys** – Baltarusijos Respublika ir Rusijos Federacija išskyrus Kaliningrado sritį.

2.2. **AAC** – jau paskirstytas pralaidumas – visos paskirstytos perdavimo teisės.

2.3. **AST** – AS „Augstsprieguma tīkls“, nepriklausomas Latvijos Respublikos perdavimo sistemų operatorius.

2.4. **ATC** – galimas pralaidumas – tarp sisteminių jungčių pralaidumas, prieinamas rinkai po kiekvienos perdavimo pralaidumo paskirstymo procedūros.

2.5. **Baltijos PSO** – Estijos Respublikos, Latvijos Respublikos ir Lietuvos Respublikos elektros energijos perdavimo sistemų operatoriai.

2.6. **Baltijos PAR PSO** – Suomijos Respublikos, Estijos Respublikos, Latvijos Respublikos, Lietuvos Respublikos, Lenkijos Respublikos ir Švedijos elektros energijos perdavimo sistemų operatoriai.

2.7. **Baltijos PAR** – 9 pralaidumo apskaičiavimo regionas: Baltijos Vadovaujantis 2016 m. lapkričio 18 d. Energetikos reguliavimo institucijų bendradarbiavimo agentūros sprendimu dėl elektros energijos PSO pasiūlytų Pralaidumo apskaičiavimo regionų, į Baltijos PAR įeina toliau išvardintos prekybos zonų ribos: a) Estija – Latvija (EE-LV), „Elering AS“ ir „AST“; b) Latvija – Lietuva (LV-LT), „Augstsprieguma tīkis“ ir AB „Ligrid“, c) Estija – Suomija (EE-FI), „Elering AS“ ir „Fingrid Oyj“; d) Lietuva – Švedija 4 (LT-SE4), AB „LITGRID“ ir „Svenska kraftnat“; ir e) Lietuva – Lenkija (LT-PL), AB „LITGRID“ ir „PSE S.A.“

2.8. **Lygiagretaus tarp sisteminių jungčių veikimo instrukcija (BRELL)** – dokumentas, patvirtintas Baltarusijos, Rusijos, Estijos, Latvijos ir Lietuvos sistemų operatorių ir nustatantis lygiagretaus elektros energijos sistemų veikimo sąlygas tarpvalstybinėms jungtims. Instrukcijoje aprašyta jungtis, jungties perdavimo pajėgumai, jungties veikimas įprastomis ir nepaprastosios padėties aplinkybėmis ir sistemos apsauga.

2.9. **Metodinės stabilaus BRELL elektros žiedo veikimo gairės** – dokumentas, patvirtintas Baltarusijos, Rusijos, Estijos, Latvijos ir Lietuvos sistemų operatorių ir nustatantis pagrindinius sistemos stabilumo reikalavimus, į kuriuos reikia atsižvelgti skaičiuojant didžiausią perdavimo pajėgumą visoms BRELL žiedo jungtims.

2.10. **BRELL žiedas** – Baltijos šalių, Baltarusijos Respublikos ir Rusijos Federacijos (centrinė ir šiaurės vakarinė dalys) elektros energijos sistemų perdavimo tinklai.

2.11. Tarpvalstybinė jungtis – fizinė perdavimo jungtis (pvz., jungiamosios linijos), jungianti dvi elektros energijos sistemas.

2.12. **PPPV** – Europos Komisijos Reglamentas (ES) Nr. 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės.

2.13. **Bendro tinklo modelis** – įvairių PSO suderintas visos Sąjungos duomenų, kuriais apibūdinamos pagrindinės elektros energijos sistemos charakteristikos (gamyba, apkrovos ir tinklo topologija), rinkinys ir tų charakteristikų keitimo skaičiuojant pralaidumą taisyklės;

2.14. **D-1** – diena prieš dieną, kurią tiekama elektra.

2.15. **D-2** – dvi dienos prieš dieną, kurią tiekama elektra.

2.16. **Elering** – „Elering AS“, Estijos Respublikos perdavimo sistemų operatorius.

2.17. **Fingrid** – „Fingrid Oyj“, Suomijos Respublikos elektros perdavimo sistemų operatorius.

2.18. **Litgrid** – AB „LITGRID“, Lietuvos Respublikos elektros perdavimo sistemų operatorius.

2.19. **Rinkų susiejimo operatorius (RSO) / paskirtasis elektros energijos rinkos operatorius (PEERO)** – kitos ir einamosios dienos Baltijos PAR rinkų operatorius.

2.20. **NTC** – koordinuotas grynasis pralaidumas – tarp sisteminių jungčių koordinuotas grynasis pralaidumas yra didžiausia prekybos apimtis, leidžiama tarp sisteminių jungčių pagal eksploatavimo saugumo standartus ir atsižvelgus į techninius planuojamų kiekvieno PSO tinklų sąlygų netikrumus.

2.21. **PSE** – „PSE S.A.“, Lenkijos Respublikos elektros perdavimo sistemų operatorius.

2.22. **Poslinkio koeficientas** – metodas, pagal kurį tam tikros prekybos zonos grynosios pozicijos pakeitimas perskaičiuojamas į bendro tinklo modelyje numatomus padidinti arba sumažinti konkrečius tiekiamos energijos kiekius. Poslinkio koeficientą sudaro gamyba, gamyba iš atsinaujinančių energijos šaltinių ir apkrova.

2.23. **SvK** – „Svenska kraftnät“, Švedijos elektros perdavimo sistemų operatorius.

2.24. **SOPPPV** – Europos Komisijos Reglamentas (ES) Nr. 2017/1485, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės.

2.25. **TRM** – perdavimo patikimumo riba. Ši apibrėžtis reiškia tą patį, kaip ir „patikimumo ribos“ apibrėžtis PPPV.

2.26. **TTC** – didžiausias perdavimo pralaidumas – tai didžiausias galimas aktyvios elektros energijos perdavimas per tarpvalstybinę jungtį pagal eksploatavimo saugumo standartus, taikomus kiekvienam PSO.

2.27. **Pralaidumas prekybai** – didžiausias tarpzoninis pralaidumas, prieinamas prekybai einamosios ir kitos dienos rinkose.

2.28. **Baltijos sinchroninė zona** – Lietuvos, Latvijos ir Estijos elektros energijos sistemos, sinchroniškai sujungtos IPS / UPS elektros sistemomis.

3. Eksploatavimo saugumo apribojimai, nenumatyti atvejai ir paskirstymo apribojimai

3.1. Eksploatavimo saugumo tyrimai atliekami vadovaujantis eksploatavimo saugumo limitais, taikomais Baltijos PAR PSO valdymo rajonuose. Atitinkamų sinchronizuotų zonų PSO bendrai susitaria dėl eksploatavimo saugumo limitų. Eksploatavimo saugumo limitai nustatomi ir nurodomi pagal SOPPPV 25 straipsnį. Stabilumo limitai nustatomi pagal SOPPPV 38 straipsnį. Galios srautų limitai nustatomi pagal SOPPPV 32 straipsnį.

3.2. Nenumatytų atveju analizė atliekama bent jau tiems atvejams, kuriuos Baltijos PSO sutartinai įtraukia į savo nenumatytų atvejų sąrašus. Nenumatytų atvejų sąrašus sudaro ir pralaidumo apskaičiuotojui pralaidumo apskaičiavimo tikslais pateikia Baltijos PSO.

3.3. Vadovaujantis PPPV reglamento 2 straipsnio 6 ir 7 dalimis, 23 straipsnio 3 dalies a punktu ir atsižvelgiant į tikslus, aprašytus PPPV reglamento 3 straipsnyje, be aktyviosios galios srautų apribojimų tarpvalstybinėms jungtims, siekiant užtikrinti saugų tinklo veikimą gali būti būtini kiti konkretūs apribojimai. Pagal PPPV, paskirstymo apribojimai – tai priemonės, skirtos užtikrinti, kad perdavimo sistema veikia eksploatacinio saugumo ribose. Kadangi perdavimo sistemos parametrai, kurie yra naudojami išreikšti eksploatacinio saugumo riboms (dažnis, įtampa, dinaminis stabilumas ir kt.) priklauso nuo konkrečios sistemos gamybos ir suvartojimo, šie konkretūs apribojimai gali būti susiję su generavimu ir apkrova. Kadangi tokių konkrečių apribojimų negalima efektyviai išreikšti individualių tarp sisteminių jungčių eksploatacinio saugumo ribomis, jos yra nurodytos kaip maksimalūs prekybos zonų importo ir eksporto apribojimai.

a. Kai taikoma, paskirstymo apribojimus nustato Baltijos PAR PSO ir į juos (bei į tarp sisteminių jungčių galios srautų apribojimus) atsižvelgiama atliekant bendrą kitos dienos prekybos zonų susiejimą.

b. Šie paskirstymo apribojimai konstruojami kaip bendros grynosios pozicijos apribojimas (konkrečios prekybos zonos visų tarp sisteminių perdavimų suma bendram kitos dienos susiejimui), taip apribojant konkrečios prekybos zonos grynąją poziciją visiems PAR, įeinantiems į bendrą kitos dienos susiejimą.

3.4. Paskirstymo apribojimai paversti į kitimo apribojimus aprašomi 8 skyriuje).

3.5. Centrinio paskirstymo modelyje PSO naudoja paskirstymo apribojimus, kad užtikrintų reikiamą eksploatacinių rezervų lygį balansavimui užtikrinti (toliau vadinama „balansavimo apribojimais“). Balansavimo apribojimai priklauso nuo numatomos balansavimo situacijos ir yra dvikrypčiai, su nepriklausomomis vertėmis kiekvienam rinkos laikotarpio vienetui ir atskiri importo ir eksporto kryptimis. Tai taikoma „PSE“, visiems rinkos laiko vienetams. Paskirstymo apribojimų apskaičiavimo naudojimas ir metodika, aprašyti šiame punkte, išsamiau aptariami Metodikos 1 priede.

3.6. PSO gali nutraukti paskirstymo apribojimo naudojimą, kaip aprašyta Metodikos 3 straipsnio 5 dalyje. PSO apie šį pokytį informuoja Baltijos regiono priežiūros institucijas ir rinkos dalyvius mažiausiai vieną mėnesį iki pokyčio įgyvendinimo.

3.7. Eksploatacinio saugumo apribojimai, naudojami pralaidumo apskaičiavimui, yra tokie patys kaip apribojimai, naudojami eksploatacinio saugumo analizei, atliekamai pagal SOPPPV 74 ir 75 straipsnius.

4. Energijos gamybos ir apkrovos poslinkio koeficientai

4.1. Energijos gamybos ir apkrovos poslinkio koeficientai (toliau vadinami „GAPK“) yra tiksliausios prognozės apie ryšį tarp prekybos zonos gryniosios pozicijos pokyčio ir konkretaus gamybos ar apkrovos pokyčio taikant bendro tinklo modelį. Konkrečiau, prognozėse atsižvelgiama į duomenų apie gamybą ir apkrovą teikimo metodiką pagal PPPV 16 straipsnį. Baltijos PAR taikomos įvairios GAPK strategijos. Apkrovos poslinkio koeficientų strategija konkrečiai energijos sistemos zonai yra kiekvieno PSO atsakomybė, apie kurią prieš pradėdant TTC apskaičiavimą turi būti informuoti kiti PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas, jei nukrypstama nuo proporcingos GAPK strategijos.

4.2. Dažniausias Baltijos PAR taikomas šios GAPK strategijos:

4.2.1. Baltijos PAR taikoma proporcinga gamybos ir apkrovos poslinkio koeficientų strategija, jei nenurodyta kitaip.

Apibrėžtų gamybos / apkrovos padalų pokytis yra proporcingas baziniam zonos „a“ gamybos / apkrovos atvejui:

- $P_g(n, a)$ aktyvi gamyba n padaluje, priklausančioje a zonai,
- $P_g(n, a)$ aktyvi apkrova n padaluje, priklausančioje a zonai

Padalos n reikšmė poslinkyje tarp gamybos padalų (GPK) apskaičiuojama:

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

Padalos n reikšmė poslinkyje tarp apkrovos padalų (APK) apskaičiuojama:

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

$G(a)$ ir $L(a)$ suma kiekvienai zonai yra lygi 1 (t. y., 100 %).

4.2.2. „NordBalt“ ir „LitPol“ jungtims iš Baltijos sinchroninės zonos bei Europos kontinentinės dalies („PSE) pusių, poslinkio strategija vykdoma tokiu būdu, kad būtų įvertintas kritinis poveikis sistemos saugumui, todėl „Nordbalt“ ir „LitPol“ jungtims taikoma GAPK reitingo strategija. GPK reitingo strategija reiškia, kad jei konkretūs generatoriai, darantys didelę įtaką konkrečios AĮNS jungties TTC, yra prieinami, didžiausia šių generatorių gamybos vertė yra pirmoji vertė, naudojama apskaičiuojant pralaidumą. Toks metodas leidžia maksimaliai padidinti konkrečios AĮNS jungties TTC naudojant prieinamą vidinį persikirstymą ir užtikrina, kad nediskriminuojami vidiniai ar tarpzoniniai perdavimai.

4.2.3. Šiaurės šalyse taikoma GAPK strategija išsamiau aprašyta Šiaurės PAR pralaidumo apskaičiavimo metodikoje.

5. Taisomieji veiksmai

5.1. Konkretūs PSO pateikia atitinkamiems pralaidumo apskaičiuotojams informaciją apie galimus ir taikytinus taisomuosius veiksmus, kurie bus naudojami apskaičiuojant pralaidumą, pvz.,

informaciją apie prieinamus energijos rezervus nepaprastosios padėties atveju, prieinamus balansavimo rezervus, taip pat ir apie galimybę pakeisti AĪNS jungčių energijos srautą.

Nebaigtinis galimų taisomųjų veiksmų Baltijos PAR, kurie bus naudojami apskaičiuojant pralaidumą, sąrašas:

- Tinklo topologijos pokyčiai. Tokių taisomųjų veiksmų taikymo pralaidumo apskaičiavimui pavyzdys yra „įjungimas“ linijų, kurias įprastai yra numatyta „išjungti, paliekant parengties būsenoje“ valandomis, kai apkrova yra nedidelė (įtampos padidėjimo rizika);
- Elektros energijos sistemos balanso pakeitimai (pvz., pakeičiant generatorių) – apkrovų perskirstymas ir kompensacinė prekyba. (2), (5) ir (6) formulės yra tokių taisomųjų veiksmų taikymo pralaidumo apskaičiavimui pavyzdys, kai atsižvelgiama į garantuotos rezervinės energijos kiekį nepaprastosios padėties atveju, kad būtų padidintas pralaidumas.

Papildomų išlaidų nesukeliantys taisomieji veiksmai – tai veiksmai, kurie PSO nesukelia papildomų išlaidų suplanuoto eksploatacinio režimo, kuriam atliekamas pralaidumo apskaičiavimas, atveju.

Papildomas išlaidas sukeliantys taisomieji veiksmai – tai veiksmai, kurie PSO sukelia papildomas išlaidas suplanuoto eksploatacinio režimo, kuriam atliekamas pralaidumo apskaičiavimas, atveju.

5.2. Kompensacinės prekybos ir perskirstymo galimybės bei kiti taisomieji veiksmai turi būti visiškai išnaudojami siekiant išvengti vidinio kritinio tinklo elemento poveikio tarpvalstybinei prekybai.

6. Didžiausio perdavimo pralaidumo (TTC) apskaičiavimo metodika

6.1. Maksimalus pralaidumas yra standartinis, o laikini nuokrypiai nuo šio pralaidumo turi būti išsamiai pateisinti pagal eksploatacinio saugumo ir ekonominio efektyvumo kriterijus.

6.2. Kiekvienas koordinuotas pralaidumo apskaičiuotojas apskaičiuodamas ir patvirtindamas pralaidumą bendradarbiauja su kaimyniniais koordinuotais pralaidumo skaičiuotojais.

6.3. PSO ir pralaidumo skaičiuotojas negali apriboti tarpzoninių perdavimų dėl vidinių kritinių tinklo elementų, išskyrus atvejus, kai atliktus nenumatyto atvejo analizę nustatoma grėsmė eksploataciniam saugumui ar kai eksploatacinio saugumo analizė parodo, kad eksploatuojant perdavimo sistemą viršijami stabilumo limitai. Kai tarpzoninis perdavimas yra ribotas, PSO paskelbia informaciją apie tokį įvykį pagal Reglamentą (EK) Nr. 543/2013.

6.4. Didžiausio perdavimo pralaidumo (TTC) apskaičiavimas tarpvalstybiniais tinklams su kintamosios srovės jungtimis Baltijos PSO valdymo rajone:

6.4.1. Tarpsisteminės jungties TTC vertinimas kintamosios srovės jungtims atliekamas laikantis Metodinėse stabilaus BRELL žiedo eksploatacijos gairėse nurodytų principų, taip pat nacionalinių reglamentų ir standartų, įgyvendintų ir aprašytų Lygiagretaus tarpsisteminį jungčių veikimo instrukcijoje, dėl kurių susitarė PSO, taip pat atsižvelgiant į vidinį sistemos ir tarpsisteminį eksploatacinį saugumą.

6.4.2. Metodinės stabilaus BRELL žiedo eksploatacijos gairės yra naudojamos PSO kaip pagrindas užtikrinti kolektyvinį saugų eksploatavimą dirbant su kaimyniniais PSO, su kuriais PSO sieja jungtys. PSO peržiūri metodines gaires.

6.4.3. Tarpsisteminės jungties TTC nustatomas atliekant BRELL žiedo eksploatacinio saugumo limitų ir Baltijos PSO kontroliuojamos zonos nenumatyto atvejų analizę.

6.4.4. Nenumatytų atveju analizė atliekama tiems atvejams, kuriuos Baltijos PSO sutartinai įtraukia į savo nenumatytų atveju sąrašą. Nenumatytų atveju sąrašą sudaro ir tarpusavyje pasidailina bei pralaidumo apskaičiuotojui pateikia Baltijos PSO.

6.4.5. Baltijos PSO valdymo rajono kritinių tinklo elementų sąrašus vieni kitiems ir pralaidumo apskaičiuotojui pateikia Baltijos PSO.

6.4.6. Tarpvalstybinio TTC apskaičiavimas atliekamas naudojant šiuos bendrai koordinuojamus duomenis ir informaciją:

6.4.6.1. Bazinis atvejis – bendro tinklo modelis, į kurį įeina BRELL žiedo energijos perdavimo įrangos modelis ir scenarijus, kuriame aprašytos kiekvieno Baltijos PSO valdymo rajono ir Rusijos / Baltarusijos elektros energijos sistemų gryniosios pozicijos, tinkamos konkrečioms skaičiavimo tikslams;

6.4.6.2. Gamyba, atsinaujinanti gamyba ir apkrovos poslinkio koeficientas;

6.4.6.3. Kritiniai tinklo elementai;

6.4.6.4. Atjungimo atvejai;

6.4.6.5. Nenumatytų atveju sąrašas;

6.4.6.6. Taisomieji veiksmi;

6.4.6.7. Eksploatacinio saugumo apribojimai.

6.4.7. Skaičiavimuose naudojamos poslinkio strategijos yra aprašytos šios metodikos 4 skyriuje.

6.4.8. Apskaičiuodami TTC vertes, PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas gali atsižvelgti į įvairių metų laikų aplinkos temperatūrą valdymo rajone bei į faktinius elektros energijos rezervus nenumatytiems atvejams Baltijos PSO valdymo rajonuose ir Rusijos / Baltarusijos elektros energijos sistemose, kad būtų užtikrintas eksploatacinis saugumas.

6.4.9. Jei pralaidumo patvirtinimo proceso metu kaimynais PSO nustato skirtingas TTC vertes tai pačiai tarpvalstybinei jungčiai, žemiausia vertė bus naudojama kaip koordinuota vertė.

6.5. Didžiausio perdavimo pralaidumo (TTC) apskaičiavimas tarpvalstybiniais tinklams su AİNS jungtimis:

6.5.1. Kiekvieno tarpvalstybinio tinklo, sudaryto vien tik iš AİNS jungčių, TTC riboja aktualias prekybos zonas jungiančių AİNS jungčių reitingų suma. Siekiant apibrėžti TTC ribą, susijusių su gretimais kintamosios srities tinklais, naudojant bendro tinklo modelius atliekamos nenumatytų atveju analizės pagal N-1 kriterijų (pvz., vieno elektros energijos sistemos elemento neteikimas). Atliekant nenumatytų atveju analizes po N-1 kriterijaus pritaikymo, būtina neviršyti šių limitų:

- konkrečių tinklo elementų temperatūros limitai, atitinkantys aplinkos temperatūrą, pvz., didžiausias elektros srovės kiekis, galintis tekėti konkrečiu tinklo elementu nepažeidžiant to elemento ar saugumo reikalavimų;

- grandinės mazgų įtampos limitai, t. y., mažiausia ir didžiausia įtampa, leistina konkrečiame grandinės mazge nepažeidžiant infrastruktūros ar siekiant išvengti įtampos griūtis;

- rotoriaus kampo stabilumo limitai, susiję su sinchronizuotais sujungtos sistemos galimybėmis grįžti į stabilų darbo režimą po trukdžių.

6.5.2. Didžiausias leistinas AİNS sistemos pralaidumas apribojamas, kai trūksta prieinamų elektros energijos rezervų, galinčių kompensuoti AİNS jungties gedimą.

6.5.3. Kai atitinkama šalis pagal Metodikos 6.5.1 papunktį atlieka nenumatytų atveju analizę, patikrinama, ar kiekvienos grandies didžiausias pralaidumas kiekviena kryptimi gali būti tiekiamas rinkai. Jei nenumatytų atveju analizė parodo, kad tinklo saugumas neužtikrinamas kai AİNS jungtys

veikia didžiausia apkrova kuria nors kryptimi, tos jungties ar krypties pralaidumas sumažinamas kol tinklo parametrai analizės metu yra leistinose ribose.

6.5.4. AĪNS jungties TTC yra mažiausia pralaidumo vertė, gauta aktualioms šalims atlikus nenumatytų atvejų analizę iš abiejų jungties pusių.

6.5.5. Baltijos PAR PSO, tarpvalstybinio TTC apskaičiavimas atliekamas naudojant šiuos duomenis ir informaciją:

6.5.5.1. Bendro tinklo modelis, į kurį įeina:

- BRELL žiedo energijos perdavimo įrangos modelis ir scenarijus, kuriame aprašytos kiekvieno Baltijos PSO valdymo rajono ir Rusijos / Baltarusijos elektros energijos sistemų gryniosios pozicijos, tinkamos konkrečioms skaičiavimo tikslams (Baltijos PSO);

- Skaičiavimams naudojamas Lenkijos energijos sistemos modelis sujungimo su Europos tinklais funkcijai, papildytas 110kV skirstomuoju tinklu ir scenarijumi, aprašančiu bendrą „PSE“ poziciją, kuris yra tinkamas skaičiavimo tikslams;

- Skaičiavimams naudojami šiaurės regiono energijos sistemų modeliai, skirti sujungimui su Europos tinklu.

6.5.5.2. Gamyba, atsinaujinanti gamyba ir apkrovos poslinkio koeficientas;

6.5.5.3. Kritiniai tinklo elementai;

6.5.5.4. Planuojamas atjungimas;

6.5.5.5. Nenumatytų atvejų sąrašas;

6.5.5.6. Taisomieji veiksmai;

6.5.5.7. Eksploatacinio saugumo apribojimai.

6.5.6. Nenumatytų atvejų analizė atliekama tiems nenumatytiems atvejams, kuriuos Baltijos PAR PSO įtraukė į nenumatytų atvejų sąrašą. Nenumatytų atvejų sąrašą sudaro ir tarpusavyje pasidailina bei pralaidumo apskaičiuotojui pateikia atitinkami PSO.

6.5.7. Atitinkamų PSO valdymo rajono kritinių tinklo elementų sąrašus vieni kitiems ir pralaidumo apskaičiuotojui pateikia Baltijos PSO.

6.5.8. Poslinkio strategija vykdoma tokiu būdu, kad būtų įvertintas kritinis poveikis sistemos saugumui.

6.5.9. Jei gamybos poslinkis nepakankamas TTC nustatyti, PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas taiko apkrovos poslinkio koeficientą.

6.5.10. Jei AĪNS jungtis „LitPol Link“ yra sujungta su visa elektros sistema tik viena 330 kV jungiamąja linija Alytus-Gardinas, TTC nustatomas bendrai su Baltarusijos elektros sistemų operatoriumi.

6.5.11. Tarpsteminės jungties Estija-Suomija TTC yra AĪNS jungčių „Estlink 1“ ir „Estlink 2“ leistinų pralaidumų suma. Jei būtina apriboti jungčių pralaidumą pagal Metodikos 6.5.2 papunktį, bendras jungčių apribojimais turi būti kaip įmanoma mažesnis, kad rinkai būtų teikiamas didžiausias įmanomas pralaidumas.

7. Perdavimo patikimumo atsargos (TRM) apskaičiavimo metodika

7.1. Perdavimo patikimumo apsauga (toliau vadinama „TRM“) – pralaidumo atsarga, reikalinga užtikrinti saugų sujungtų elektros energijos sistemų veikimą atsižvelgiant į planavimo klaidas, įskaitant klaidas, sukeltas netikslios informacijos iš trečiųjų šalių, panaudotos apskaičiuojant perdavimo pralaidumą.

7.2. TRM apskaičiavimo metodika apima tarpvalstybines jungtis tarp Lietuvos ir Latvijos elektros energijos sistemų ir jungtis tarp Latvijos, Rusijos ir Estijos elektros sistemų.

7.3. TRM atskirai nustatomas kiekvienai tarpvalstybinei jungčiai pagal šios metodikos 7 skyriuje aprašytą metodiką.

7.4. AĪNS jungčių TRM vertė yra 0 MW.

TRM nustatymas

7.5. Statistiniai duomenys

Kiekvienos tarpsisteminės jungties (anksčiau paminėtų jungčių) TRM verčių apskaičiavimui naudojami statistiniai istoriškai suplanuotų ir faktinių (istorinių fizinių) elektros energijos srautų duomenys 1 minutės laiko padalomis. Jei nėra archyvinių duomenų su 1 minutės laiko padalomis, naudojamos mažiausios prieinamos laiko padalos. Tos pačios dienos, kitos dienos, savaitės ir mėnesio planavimo fazėms, TRM apskaičiavimas atliekamas naudojant praėjusių metų statistinius archyvo duomenis (tiek planuotų, tiek faktinių elektros srautų, kad būtų galima palyginti istoriškai suplanuotus srautus su faktiniais istoriniais srautais), tačiau atvejais, kai topologiniai ar kiti tinklo sąlygų pokyčiai daro reikšmingą įtaką elektros srautams lyginant su ankstesniais metais, naudojami ankstesnio mėnesio, savaitės ar dienos duomenys.

Nuokrypiai apskaičiuojami kaip tarpsisteminių jungčių faktinio elektros energijos srauto ir planuoto elektros energijos srauto skirtumas.

Metinio planavimo etapui naudojama paskutinių 12 mėnesių vidutinė TRM vertė.

7.6. TRM nustatymo metodas

TRM gaunamas sudėjus aritmetinio vidurkio vertę ir standartinį nuokrypį. Apskaičiuojamas anksčiau nurodyto statistinių duomenų rinkinio aritmetinis nuokrypio vidurkis ir sudedamas su to paties duomenų rinkinio standartiniu nuokrypiu:

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

kai:

X_i – i-tojo elemento duomenų rinkiniai, apibrėžti kaip faktinio elektros energijos srauto nuokrypis nuo planuoto elektros energijos srauto per tarpvalstybines jungtis;

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i}{n};$$

n – duomenų rinkinio elementų skaičius.

TRM suapvalinamas iki artimiausio sveiką skaičiaus.

7.7. Jei įvertinus įvairias ankstesnio planavimo laikotarpio tinklo būsenas, istorinius rinkos rezultatus ir elektros sistemos balansą ir atsižvelgus į planuojamus elektros sistemų būsenos pokyčius galima daryti išvadą, kad faktiniai elektros srautai bus mažesni nei TTC vertė, kintamosios srovės jungtims naudojama 0 MW TRM vertė.

7.8. Kai TRM apskaičiavimas naudojant laiko intervalus, nurodytus Metodikos 7.5 papunktyje neduoda rezultatų, atitinkančių eksploatacinių saugumą, TRM gali būti didinamas tol, kol atitinkami eksploatacinių saugumo limitai.

7.9. TRM perskaičiuojamas kartą per metus ar, jei to reikalauja eksploatacinių / planavimo sąlygos (pvz., planuojamo ar faktinio elektros energijos sistemos režimo tendencijų pokyčiai), prieš

atliekant NTC apskaičiavimą. TRM galima perskaičiuoti ir prieš atliekant ATC skaičiavimus, jei įvyko reikšmingų elektros sistemos pokyčių.

8. Koordinuoto grynojo pralaidumo (NTC) ir prieinamo pralaidumo (ATC) apskaičiavimo metodika

Toliau nurodyta kiekvieno Baltijos PAR pasienio NTC ir ATC apskaičiavimo metodika.

Įprastai NTC IR ATC apskaičiavimo procesas yra toks:

- PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas apskaičiuoja NTC vertę kitos dienos rinkai;
- PEERO pateikia kitos dienos rinkos rezultatus atsižvelgdamas į NTC ir paskirstymo apribojimus;
- ATC vertė apskaičiuojama einamosios dienos rinkai.

Jei PEERO suplanuotu laiku nepateikia kitos dienos rinko rezultatų, pradedama vykdyti atsarginė kitos dienos procedūra. Tokiu atveju pagal Metodikos 9.1.2 papunktį, ATC vertė dar kartą įvertinama gavus atsarginės procedūros rezultatą. Jei PEERO nepateikia kitos dienos rezultatų iki einamosios dienos tarpzoninės prekybos pradžios (apibrėžta dokumente „Tos pačios dienos tarpzoninės prekybos pradžios ir pabaigos laikas pagal PPPV 59 straipsnį“), einamosios dienos rinkai pateikiama PP vertė yra „0“ (nulis).

Jei dėl laiko apribojimų pralaidumo apskaičiuotojas negali apskaičiuoti ir PSO patvirtinti PP vertės prieš einamosios dienos tarpzoninės prekybos pradžią (apibrėžta dokumente „Tos pačios dienos tarpzoninės prekybos pradžios ir pabaigos laikas pagal PPPV 59 straipsnį“), PSO nurodo savo ribų ATC einamosios dienos laikotarpiui pagal kitos dienos NTC ir kitos dienos rinkos susiejimo rezultatus, bei PSO įvertintą eksploataavimo saugumą. Jai kaimyniniai PSO gauna kitokias PP vertes perdavimui į atitinkamą ribą, žemiausia vertė naudojama kaip koordinuota vertė ir pateikiama einamosios dienos rinkai paskirstymui. Atnaujintos ATC vertės pateikiamos einamosios dienos rinkai kaip įmanoma greičiau po to, kai sėkmingai užbaigiami apskaičiavimas ir patvirtinimas.

AİNS jungtims einamosios ir kitos dienos prekybos metu taikomi didžiausio kitimo greičio apribojimai (informacija apie kitimo greičio vertes yra nurodyta ENTSO-E Skaidrumo platformoje). Didžiausio kitimo greičio apribojimas – tai didžiausias galimas aktyvios elektros energijos pokytis tarp nuoseklios prekybos laikotarpių. Šie apribojimai reiškia, kad visų AİNS jungčių prekybos planai gali būti pakeisti ne daugiau, nei iš anksto nustatytas didžiausio kitimo greičio tarp dviejų prekybos laikotarpių apribojimas. Į kitimo greičio apribojimus atsižvelgiama einamosios dienos rinkos veikloje, kad būtų sumažintos rizikos, galinčios kelti grėsmę eksploataavimo saugumui. Neapribojus didžiausių elektros srauto per valandą mainų (kitimo) jungtyse, dėl eksploataavimo laikotarpiu kylančio disbalanso, sukeliama per jungtis tekančių srautų pokyčių, būtų būtini labai dideli eksploataciniai rezervai. Prekybai einamosios dienos rinkoje prieinamas pralaidumas priklauso ne tik nuo PSO / pralaidumo apskaičiuotojų pateiktų didžiausių prekybos pralaidumo verčių, bet ir nuo gretimų ankstesnių ir vėlesnių prekybos laikotarpių AAC.

Tos pačios dienos prekybos metu ATC vertės, išskyrus pokyčius pagal NTC atnaujinimus, rinkos operatoriaus / platformos koreguojamos automatiškai po kiekvieno sandorio, susijusio su atitinkama zonos riba. ATC korekcijos vertė (padidėjimas ar sumažėjimas) yra lygi po sandorio vykstančiam komerciniam srautui per atitinkamą ribą. Tai taip pat yra taikoma paskirstymo apribojimams, kuriuos, išskyrus pokyčius dėl apribojimų atnaujinimo, rinkos operatorius / platforma koreguoja automatiškai po kiekvieno sandorio, susijusio su atitinkama elektros sistema. Šios korekcijos apimtis (sumažėjimas ar padidėjimas) yra lygi elektros energijos sistemos grynosios

pozicijos pokyčiui, įvykusiam sudarius sandorį.

Baltijos PAR nebūtinai taisyklės, nustatančios efektyvų dalinimąsi kritinių tinklo elementų elektros srauto pajėgumais per skirtingų prekybos zonų ribas, nes Baltijos PAR nėra tokių kritinių tinklo elementų, kurie aiškiai ir daugumoje atvejų darytų įtaką iškart kelių ribų elektros srauto pajėgumams. Todėl per prekybos zonų ribas nesidalinama kritinių tinklo elementų elektros srauto pajėgumais, tad į šią metodiką neįtrauktos taisyklės, nustatančios efektyvų dalinimąsi kritinių tinklo elementų elektros srauto pajėgumais per prekybos zonų ribas.

8.1. Prekybos pralaidumo apskaičiavimo taisyklės Estijos ir Latvijos elektros sistemoms Matematinis NTC apskaičiavimo aprašymas:

8.1.1. Estijos-Latvijos tarpvalstybinė jungtis yra tarpvalstybinė jungtis tarp Estijos, Rusijos ir Latvijos elektros sistemų, kurioms skaičiuojamas bendras TTC. Metodikos 8.1.2 papunktyje nurodyta (2) formulė naudojama, kai pralaidumo prekybai tarp Rusijos ir Latvijos elektros sistemų nepaskiriama.

8.1.2. PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas apskaičiuoja Estijos-Latvijos tarpsisteminės jungties NTC pagal šią formulę:

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

kai:

TTC_1 – Didžiausias perdavimo pralaidumas įvykus (N-1) situacijai pagal faktinę energijos sistemų tinklo būseną, kaip nurodyta Lygiagretaus tarpsisteminių jungčių tarp Estijos, Rusijos ir Latvijos veikimo instrukcijoje. TTC_1 vertė nepriklauso nuo aplinkos temperatūros įtakos – naudojama 0 (nulis) temperatūros vertė;

TTC_2 – Didžiausias perdavimo pralaidumas pagal faktinę energijos sistemų tinklo būseną, kaip nurodyta Lygiagretaus tarpsisteminių jungčių tarp Estijos, Rusijos ir Latvijos veikimo instrukcijoje. TTC_2 vertė priklauso nuo aplinkos temperatūros įtakos perdavimo linijoms konkrečiam pralaidumo apskaičiavimo laikotarpiu.

P_i – visas prieinamas garantuotos rezervinės energijos kiekis elektros energijos sistemai i , kuri PSO nurodo kitiems metams iki gruodžio 1 d. ir pateikia pralaidumo apskaičiuotojui ir kitiems PSO);

n – elektros energijos sistemų skaičius;

K_i – rezervinės elektros energijos paskirstymo koeficientai atsižvelgiant į garantuoto avarinio elektros energijos šaltinio vietą P_i ir

TRM – TRM vertė, apskaičiuota pagal Metodikos 7 punkte aprašytą metodiką.

8.1.3. Jei pralaidumo patvirtinimo proceso metu kaimyniniai PSO nustato kitokias NTC vertes tai pačiai tarpvalstybinei jungčiai, žemiausia vertė naudojama kaip koordinuota vertė.

Tos pačios dienos esamo pralaidumo apskaičiavimas

8.1.4. Naudojamas faktinis D-1 bendro tinklo modelis (toliau vadinamas „BTM“) su kitos dienos prekybos rezultatais, atliekami nauji BRELL žiedo elektros srauto skaičiavimai.

8.1.5. Jei Rusijos D-1 planavimo etapo duomenys nėra prieinami, PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas atsižvelgia į Rusijos D-2 planavimo etapo duomenis. Naujos einamosios dienos PP vertės koordinuojamos iškart kai tik tampa prieinami Rusijos D-1 planavimo etapo duomenys.

8.1.6. Estijos-Latvijos tarpsisteminės jungties ATC vertės apskaičiuojamos taip:

1) Jei ATC kryptis, kuriai atliekami skaičiavimai, sutampa su AAC kryptimi:

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

2) Jei ATC kryptis, kuriai atliekami skaičiavimai, nesutampa su AAC kryptimi:

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

reikšmės:

$KGP_{\text{koord.}}$ – tarpsisteminių jungčių koordinuotas grynasis pralaidumas;

P_{PF} – apskaičiuotas tarpsisteminių jungčių elektros energijos srautas pagal faktinį D-1 CGM;

AAC – po ankstesnių pralaidumo paskirstymo etapų jau paskirstytas tarpsisteminių jungčių pralaidumas;

$TRM_{\text{koord.}}$ – koordinuota TRM vertė, gauta iš koordinuotų TTC ir NTC verčių.

(4) formulės ATC vertė apskaičiuojama atsižvelgiant į tai, kad PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas, kiek tai techniškai įmanoma, koordinuoja priešingų kryptių energijos srautų per perkrautą jungiamąją liniją pralaidumo vertes, kad visiškai išnaudotų linijos pralaidumą.

8.1.7. Jei pralaidumo patvirtinimo proceso metu kaimyniniai PSO nustato kitokias KGP vertes tai pačiai tarpvalstybinei jungčiai, žemiausia vertė naudojama kaip koordinuota vertė.

8.1.8. Rezervinės energijos paskirstymo koeficientai (žr. šios metodikos 1 lentelę) kontroliuojamose tarpsisteminiuose jungtyse parodo energijos mainų tarp dviejų elektros energijos sistemų programos poveikį kontroliuojamų tarpsisteminių jungčių apkrovai. Rezervinės energijos paskirstymo koeficientai kontroliuojamoms BRELL žiedo tarpvalstybinėms jungtims nustatomi naudojant BRELL tinklo modelį, į kurį įeina Baltarusijos, Rusijos (šiaurės vakarų elektros energijos sistema), Estijos, Latvijos, Lietuvos, Ukrainos ir Kaliningrado srities elektros energijos sistemos. Siekiant nustatyti rezervinės energijos paskirstymo koeficientus, elektros energijos srautai modeliuoti didinant gamybą eksportuojančioje elektros sistemoje ir simetriškai mažinant gamybą vartojančioje elektros sistemoje.

8.1.9. Rezervinės energijos paskirstymo koeficientų vertės naudotos pagal reikiamo elektros gamybos sumažinimo rezervų kiekio prieinamumą. Procentinę gamybos sumažinimo rezervų vertę sudaro esamų elektros gamybos sumažinimo rezervų iš vienos tarpsisteminės jungties pusės ir garantuotos avarinės energijos rezervų iš kitos tarpsisteminės jungties pusės proporcija.

1 lentelė Rezervinės energijos paskirstymo koeficientai

Reguliavimo žemyn energijos kiekis (%)	Tarpsisteminės jungtys	Rezervų vieta			
		Lietuva	Latvija	Baltarusija	Estija
100	Estija-Rusija → Latvija	0,62	0,74	0,45	
	Latvija → Rusija-Estija				0,74
50	Estija-Rusija → Latvija	0,48	0,60	0,31	
	Latvija → Rusija-Estija				0,52
0	Estija-Rusija → Latvija	0,34	0,45	0,16	
	Latvija → Rusija-Estija				0,29

8.2. Pralaidumo prekybai apskaičiavimo taisyklės Estijos ir Latvijos elektros sistemoms

Matematinis KGP apskaičiavimo aprašymas

8.2.1. PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas apskaičiuoja Latvijos-Lietuvos tarpsisteminės jungties NTC vertes, atsižvelgdami į garantuotos avarinės energijos rezervą, reikalingą PSO užtikrinti normalų darbą įvykus (N-1) situacijai naudojant šią formulę:

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

reikšmės:

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

reikšmės:

TTC_1 – maksimali galima perduoti aktyvioji galia įvykus (N-1) situacijai pagal faktinę energijos sistemų tinklo būseną, kaip nurodyta Lygiagretaus tarpsisteminių jungčių tarp Lietuvos ir Latvijos veikimo instrukcijoje.

P_i – visos elektros energijos sistemai prieinamas garantuotos avarinės energijos rezervas i (kurį PSO nurodo kitiems metams iki gruodžio 1 d. ir pateikia pralaidumo apskaičiuotojui ir kitiems PSO);

K_i – rezervinės energijos paskirstymo koeficientai atsižvelgiant į garantuoto avarinės energijos rezervo vietą ir P_i gamybos sumažinimą pagal 2 šios metodikos lentelę

n – elektros energijos sistemų skaičius;

TTC – maksimali galima perduoti aktyvioji galia pagal faktinę energijos sistemų tinklo būseną, kaip nurodyta Lygiagretaus tarpsisteminių jungčių tarp Lietuvos ir Latvijos veikimo instrukcijoje.

TRM – TRM vertė, apskaičiuota pagal Metodikos 7 punkte aprašytą metodą.

8.2.2. Jei pralaidumo patvirtinimo proceso metu kaimyniniai PSO nustato kitokias NTC vertes tai pačiai tarpvalstybinei jungčiai, žemiausia vertė naudojama kaip koordinuota vertė.

Tos pačios dienos esamo pralaidumo apskaičiavimas

8.2.3. Naudojamas faktinis D-1 bendro tinklo modelis su kitos dienos prekybos rezultatais, atliekami nauji BRELL žiedo elektros srauto skaičiavimai.

8.2.4. Jei Rusijos D-1 planavimo etapo duomenys nėra prieinami, PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas atsižvelgia į Rusijos D-2 planavimo etapo duomenis. Naujos einamosios dienos ATC vertės apskaičiuojamos ir koordinuojamos iškart kai tik tampa prieinami Rusijos D-1 planavimo etapo duomenys.

8.2.5. Latvijos-Lietuvos tarpsisteminės jungties ATC vertės apskaičiuojamos taip:

8.2.6. PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas apskaičiuoja einamosios tarpsisteminės jungties Lietuva-Latvija KGP vertę pagal šią formulę:

Lietuvos kryptimi:

Jei ATC kryptis, kuriai atliekami skaičiavimai, sutampa su AAC kryptimi:

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

Jei ATC kryptis, kuriai atliekami skaičiavimai, nesutampa su AAC kryptimi::

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

Latvijos kryptimi:

ATC Latvijos kryptimi apskaičiuojamas atsižvelgiant į blogiausią galimą einamosios dienos prekybos scenarijų, dėl kurio padidėja fizinė tarpsisteminių jungčių perkrova:

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

reikšmės:

NTC – tarpsisteminės jungties koordinuotas grynasis pralaidumas;

P_{PF} – apskaičiuotas tarpsisteminių jungčių elektros energijos srautas pagal D-1 BTM;

AAC – po ankstesnių pralaidumo paskirstymo etapų jau paskirstytas tarpsisteminių jungčių pralaidumas;

TRM – koordinuota TRM vertė, gauta iš koordinuotų TTC ir NTC verčių;

$(NTC_{coord} - P_{PF})_{EE \rightarrow LV}$ – apskaičiuotas pralaidumo likutis po ankstesnių pralaidumo paskirstymo etapo, atsižvelgiant į Estijos-Latvijos tarpsisteminės jungties elektros energijos srauto skaičiavimus kryptimi iš Estijos į Latviją.

Šių taisyklių (8) formulės ATC vertė apskaičiuojama atsižvelgiant į tai, kad PSO ir pralaidumo apskaičiuotojas, kiek tai techniškai įmanoma, turi nukreipti bet kurio energijos srauto pajėgumų galią priešinga kryptimi per perkrautą jungiamąją liniją, kad ši linija būtų išnaudota didžiausiu jos pajėgumu.

8.2.7. Jei pralaidumo patvirtinimo proceso metu kaimyniniai PSO nustato kitokias ATC vertes tai pačiai tarpsisteminei jungčiai, žemiausia vertė naudojama kaip koordinuota vertė.

8.2.8. Rezervinės energijos paskirstymo koeficientai (žr. Metodikos 2 lentelę) kontroliuojamose tarpsisteminiuose jungtyse parodo energijos mainų tarp dviejų elektros energijos sistemų programos poveikį kontroliuojamų tarpsisteminių jungčių apkrovai. Rezervinės energijos paskirstymo koeficientai kontroliuojamoms BRELL žiedo tarpsisteminiams jungtims nustatomi naudojant BRELL tinklo modelį, į kurį įeina Baltarusijos, Rusijos (šiaurės vakarų elektros energijos sistema), Estijos, Latvijos, Lietuvos, Ukrainos ir Kaliningrado srities elektros energijos sistemos. Siekiant nustatyti rezervinės energijos paskirstymo koeficientus, elektros energijos srautai modeliuoti didinant gamybą eksportuojančioje elektros sistemoje ir simetriškai mažinant gamybą vartojančioje (importuojančioje) elektros sistemoje.

8.2.9. Rezervinės energijos paskirstymo koeficientų vertės naudotos pagal reikiamo elektros gamybos sumažinimo rezervų kiekio prieinamumą. Procentinę reguliavimo žemyn rezervų vertę sudaro esamų reguliavimo žemyn rezervų iš vienos tarpsisteminės jungties pusės ir garantuotos avarinės energijos rezervų iš kitos tarpsisteminės jungties pusės proporcija.

2 lentelė Rezervinės energijos paskirstymo koeficientai

Reguliavimo žemyn energijos kiekis, %	Tarpsisteminės jungtys	Rezervų vieta			
		Lietuva	Latvija	Baltarusija	Estija
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. Pralaidumo prekybai apskaičiavimo taisyklės tarp Estijos ir Suomijos elektros sistemų:

8.3.1. Estijos-Suomijos tarpsisteminių jungčių TTC apskaičiuoja ir patvirtina atitinkami PSO ir pralaidumo apskaičiuotojai iš abiejų jungties pusių naudodami BTM modelius, nusakančius stebimų sinchroninių zonų sričių kintamosios srovės tinklus.

8.3.2. Pralaidumas prekybai apskaičiuojamas pagal formulę $NTC = TTC - TRM$ iš kiekvienos AİNS jungties pusės.

8.3.3. Rinkai paskirstomas NTC tarp Suomijos ir Estijos apskaičiuojamas pagal formulę:

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

reikšmės:

$FI NTC_{FI-EE}$ – NTC tarp FI ir EE prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AİNS jungties apribojimus (iš Suomijos pusės),

$EE NTC_{FI-EE}$ – NTC tarp FI ir EE prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO

sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Estijos pusės).

Tos pačios dienos pralaidumo paskirstymo procedūra

8.3.4. Po kitos dienos rinkos rezultatų turimas pralaidumas pasiūlomas einamosios dienos rinkoje pagal faktines eksploatavimo sąlygas. Tos pačios dienos pralaidumui įtaką gali daryti pakitęs TTC., kurio pakitimams lemia prognozės, topologijos ir priežiūros darbų planų pokyčiai.

8.3.5. Tos pačios dienos pralaidumas prekybai Estijos-Suomijos tarp sisteminei jungčiai paskirstomas pagal formulę:

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

reikšmės:

NTC_{FI-EE} – NTC tarp FI ir EE prekybos zonų,

AAC_{FI-EE} – per konkretų laikotarpį jau paskirstytas Estijos-Suomijos jungties pralaidumas,

8.4. Pralaidumo prekybai apskaičiavimo taisyklės tarp Lietuvos ir Švedijos elektros sistemų:

8.4.1. Lietuvos-Švedijos tarp sisteminių jungčių TTC apskaičiuoja ir patvirtina atitinkami PSO ir pralaidumo apskaičiuotojai iš abiejų jungties pusių naudodami BTM modelius, nusakančius stebimų sinchroninių zonų sričių kintamosios srovės tinklus, priklausančius kiekvienam PSO / pralaidumo apskaičiuotojui.

8.4.2. Pralaidumas prekybai apskaičiuojamas pagal formulę $NTC = TTC - TRM$ iš kiekvienos AĮNS jungties pusės.

8.4.3. Rinkai paskirstomas NTC tarp Suomijos ir Lietuvos apskaičiuojamas pagal formulę:

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

Reikšmės:

$SE NTC_{SE-LT}$ – NTC tarp SE ir LT prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Švedijos pusės);

$LT NTC_{SE-LT}$ – NTC tarp SE ir LT prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Lietuvos pusės).

Tos pačios dienos pralaidumo paskirstymo procedūra

8.4.4. Po kitos dienos rinkos rezultatų turimas pralaidumas dar kartą įvertinamas ir pasiūlomas einamosios dienos rinkai pagal faktines eksploatavimo sąlygas. Tos pačios dienos pralaidumui įtaką gali daryti pakitęs TTC, kurio pakitimams lemia prognozių, topologijos ir priežiūros darbų planų pokyčiai.

8.4.5. Tos pačios dienos pralaidumas prekybai per Lietuva-Švedija tarp sisteminę jungtį paskirstomas pagal formulę:

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

Reikšmės:

$LT NTC_{LT-SE}$ – NTC tarp LT ir SE prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Lietuvos pusės);

$SE NTC_{LT-SE}$ – NTC tarp LT ir SE prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO

sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Švedijos pusės);

AAC – jungčiai Lietuva-Švedija jau paskirstytas pralaidumas.

8.5. Pralaidumo prekybai apskaičiavimo taisyklės tarp Lietuvos ir Lenkijos elektros sistemų:

8.5.1. Lietuvos-Lenkijos tarpsisteminių jungčių TTC apskaičiuoja ir patvirtina atitinkami PSO ir pralaidumo apskaičiuotojai iš abiejų jungties pusių naudodami iš Lietuvos pusės Baltijos BTM modelius, nusakančius stebimos srities kintamosios srovės tinklus, o iš Lenkijos pusės – Lenkijos individualaus tinklo modelį, papildytą 110 kV skirstomuoju tinklu.

8.5.2. Pralaidumas prekybai apskaičiuojamas pagal formulę $NTC = TTC - TRM$ iš kiekvienos AĮNS jungties pusės atitinkamų PSO ir pralaidumo apskaičiuotojo.

8.5.3. Suderintas NTC paskaičiuojamas pagal toliau nurodytas formules atsižvelgiant į nuostolius, patirtus priklausomai nuo 400 kV Elk Bis-Alytus linijos krypties ir grandinių skaičiaus:

Kryptimi iš Lietuvos į Lenkiją (atsiskaitymo punktas) Elk Bis 400 kV):

8.5.4. Veikia dvi Elk Bis-Alytus 400 kV linijos grandinės:

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

8.5.5. Veikia viena Elk Bis-Alytus 400 kV linijos grandinė:

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

Reikšmės:

$PL NTC_{LT-PL}$ NTC tarp LT ir PL prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Lenkijos pusės); jei apskaičiuotas NTC tarp LT ir PL prekybos zonų yra mažesnis nei 50 MW, naudojama 0 MW $PL NTC_{LT-PL}$ vertė.

$LT NTC_{LT-PL}$ NTC tarp LT ir PL prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus ar pagal techninius AĮNS jungties apribojimus (iš Lietuvos pusės); jei apskaičiuotas NTC tarp LT ir PL prekybos zonų yra mažesnis nei 50 MW, naudojama 0 MW $LT NTC_{LT-PL}$ vertė.

488 MW – techninis jungties pralaidumas atsiskaitymo punkte $NTC_{SettlementPoint}$ kai veikia abi Elk Bis-Alytus linijos grandinės (t. y. dėl techninių AĮNS keitiklio nuostolių sumažėjusi 500 MW „back to back“ intarpo įėjimo galia, dvi 400 kV linijos grandinės ir šuntiniai reaktoriai);

485 MW – techninis jungties pralaidumas atsiskaitymo punkte $NTC_{SettlementPoint}$ kai veikia viena Elk Bis-Alytus linijos grandinė (t. y. dėl techninių AĮNS keitiklio praradimų sumažėjusi 500 MW „back to back“ intarpo įėjimo galia, viena 400 kV linija ir šuntiniai reaktoriai).

Kryptimi iš Lenkijos į Lietuvą (atsiskaitymo punktas Alytuje, 330 kV):

8.5.6. Veikia dvi arba viena Elk Bis-Alytus 400 kV linijos grandinės:

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

Reikšmės:

$PL NTC_{LT-PL}$ NTC tarp LT ir PL prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus (iš Lenkijos pusės); jei apskaičiuotas NTC

tarp LT ir PL prekybos zonų yra mažesnis nei 50 MW, naudojama 0 MW PL NTC_{LT-PL} vertė.

LT NTC_{LT-PL} NTC tarp LT ir PL prekybos zonų, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus (iš Lietuvos pusės); jei apskaičiuotas NTC tarp LT ir PL prekybos zonų yra mažesnis nei 50 MW, naudojama 0 MW LT NTC_{LT-PL} vertė.

492 MW – techninis jungties pralaidumas atsiskaitymo punkte $NTC_{SettlementPoint}$) kai veikia abi arba viena Elk Bis-Alytus linijos grandinės (t. y. dėl techninių praradimų sumažėjusi 500 MW „back to back“ intarpo įėjimo galia).

Einamosios paros pralaidumo paskirstymo procedūra

8.5.7. Po kitos paros rinkos rezultatų turimas pralaidumas dar kartą įvertinamas ir pasiūlomas einamosios paros rinkai pagal faktines eksploatavimo sąlygas. Einamosios paros pralaidumui įtaką gali daryti pakitęs TTC, kurio pakitimus lemia prognozių, topologijos ir priežiūros darbų planų pokyčiai.

8.5.8. Turimas pralaidumas ATC LT-PL apskaičiuojamas:

Kryptimi iš Lietuvos į Lenkiją (atsiskaitymo punktas Elk Bis 400 kV):

8.5.9. Veikia dvi Elk Bis-Alytus 400 kV linijos grandinės:

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

8.5.10. Veikia viena Elk Bis-Alytus 400 kV linijos grandinė:

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

Kryptimi iš Lenkijos į Lietuvą (atsiskaitymo punktas Alytuje, 330 kV):

8.5.11. Veikia dvi arba viena Elk Bis-Alytus 400 kV linijos grandinės:

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

Reikšmės:

PL NTC_{LT-PL} – NTC tarp LT ir PL prekybos zonų einamosios dienos rinkai, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus (iš Lenkijos pusės); jei apskaičiuotas NTC tarp LT ir PL prekybos zonų yra mažesnis nei 50 MW, naudojama 0 MW PL NTC_{LT-PL} vertė.

LT NTC_{LT-PL} – NTC tarp LT ir PL prekybos zonų einamosios dienos rinkai, nustatomas pagal Baltijos PAR PSO sinchroninių zonų eksploatavimo saugumo apribojimus (iš Lietuvos pusės); jei apskaičiuotas NTC tarp LT ir PL prekybos zonų yra mažesnis nei 50 MW, naudojama 0 MW LT NTC_{LT-PL} vertė.

488 MW – techninis jungties pralaidumas atsiskaitymo punkte $NTC_{SettlementPoint}$) kai veikia abi Elk Bis-Alytus linijos grandinės (t. y. dėl techninių AİNS keitiklio nuostolių sumažėjusi 500 MW „back to back“ intarpo įėjimo galia, dvi 400 kV linijos grandinės ir šuntiniai reaktoriai);

485 MW – techninis jungties pralaidumas atsiskaitymo punkte $NTC_{SettlementPoint}$) kai veikia viena Elk Bis-Alytus linijos grandinė (t. y. dėl techninių AİNS keitiklio praradimų sumažėjusi 500 MW „back to back“ intarpo įėjimo galia, viena 400 kV linija ir šuntiniai reaktoriai);

492 MW – techninis jungties pralaidumas atsiskaitymo punkte NTC_{SettlementPoint}) kai veikia abi arba viena Elk Bis-Alytus linijos grandinės (t. y. dėl techninių praradimų sumažėjusi 500 MW „back to back“ intarpo įėjimo galia;

AAC_{Day-ahead} – jau paskirstytas Lietuvos-Lenkijos jungčių pralaidumas po kitos dienos prekybos.

9. Einamosios dienos pralaidumo (ATC) perskaičiavimo dažnumas

9.1. Einamosios dienos pralaidumo (ATC) vertės perskaičiavimas atliekamas kiekvieną kartą įvykus vienai iš šių situacijų:

9.1.1. Perdavimo tinklo topologijos pakitimai – neplanuoti atjungimai ar neplanuotas (ankstesnis) tinklo elementų, turinčių įtaką perdavimo pralaidumui, darbo atnaujinimas;

9.1.2. Gaunami atnaujinti kitos dienos rinkos rezultatai, pvz., jei PEERO panaudoja atsarginę procedūrą.

9.1.3. Reikšmingi gamybos planų pokyčiai, įvykę dėl atsinaujinančios gamybos prognozių pokyčių;

9.2. Perskaičiavimo priežastys – perdavimo tinklo topologijos pokyčiai ir atnaujinti kitos dienos rinkos rezultatai turi įtakos energijos sistemų eksploatacinėms sąlygoms, todėl ATC perskaičiavimas atliekamas tam, kad būtų užtikrintas energijos sistemų eksploatavimo saugumas.

10. Tarpzoninio pralaidumo patvirtinimo metodika

10.1. Kiekvienas PSO pagal PPPV reglamento 27–31 straipsnius patvirtina ir turi teisę pakoreguoti pralaidumo skaičiuotojų apskaičiuotą tarpzoninį pralaidumą, taikomą to PSO prekybos zonos riboms ar kritiniams tinklo elementams.

10.2. Kiekvienas PSO eksploatavimo saugumo sumetimais gali sumažinti tarpzoninį pralaidumą kai tarpzoninis pralaidumas patvirtinimas pagal Metodikos 10.5 papunktį.

10.3. PPPV 26.2 straipsnis (taisyklė, kaip tarpzoninio pralaidumo pataisa padalijama skirtingoms prekybos zonų riboms), neįtrauktas į Metodiką, nes padalijimas tarp Baltijos PAR ribų nėra atliekamas.

11. Atsarginė pralaidumo apskaičiavimo procedūra

Jei pralaidumo skaičiuotojas negali apskaičiuoti tarpzoninio pralaidumo, pralaidumo skaičiuotojas informuoja atitinkamus PSO apie tai, jog jis negali apskaičiuoti pralaidumo. Tada PSO apskaičiuoja ir tarpusavyje koordinuoja atitinkamų tarpsisteminių jungčių pralaidumus ir pralaidumo skaičiuotojui pateikia koordinuotus pralaidumus.

12. Pralaidumo prekybai tiekimas ir paskirstymas

12.1. Baltijos PAR PSO pateikia RSO operatoriui apskaičiuotus ir patvirtintus konkretaus prekybos periodo pralaidumus prekybai ir paskirstymo apribojimus, kad MCO galėtų per susietuosius aukcionus paskirstyti pralaidumą.

Baltijos PAR pralaidumai prekybai yra tiekiami ir paskirstomi (laikantis paskirstymo apribojimų) kitos dienos ir einamosios dienos periodams – kitos dienos rinkai ir einamosios dienos rinkai. Fizinis pralaidumo paskirstymas neatliekamas prieš kitos dienos susietą paskirstymą ir fizinis pralaidumas nerezervuojamas ilgalaikiam pralaidumui Baltijos PAR ribose.

12.2. Tarpsisteminės Lietuvos-Lenkijos rinkos einamosios dienos pralaidumai prekybai nėra teikiami ir paskirstomi kol „PSE“ ir „Litgrid“ nesudarys sutarties dėl tarpsisteminės Lietuvos-Lenkijos einamosios dienos rinkos veikimo. Pradėjus veikti tarpsisteminei Lietuvos-Lenkijos einamosios dienos rinkai, pralaidumas paskirstomas pagal Metodikos 8.5.7–8.5.11 papunkčių taisykles.

Pralaidumo prekybai tiekimas ir paskirstymas tarp Baltijos PAR el. energijos sistemų

12.3. Prekybai tiekiami Baltijos PAR prekybos zonų pralaidumai yra lygūs siūlomiems pralaidumams, apskaičiuotiems pagal šios metodikos skyrių, o šie pralaidumai yra paskirstomi per susietuosius aukcionus laikantis RSO nustatytų prekybos taisyklių ir paskirstymo apribojimų.

13. Pralaidumo garantavimas

13.1. Po kitos paros pralaidumo garantavimo termino, visas tarpzoninis pralaidumas ir paskirstymo apribojimai yra garantuoti paskirstymui kitą parą, išskyrus neįveikiamos jėgos aplinkybes ar avarinę padėtį.

13.2. Kitos paros pralaidumo garantavimo terminas yra 60 minučių iki kitos dienos prekybos pabaigos laiko, nebent yra kitas terminas, nurodytas Visų PSO pasiūlyme dėl vienodo kitos paros pralaidumo garantavimo termino (DAFD) pagal 2015 m. liepos 24 d. Komisijos reglamentą (ES) 2015/1222, kuriuo nustatomos pralaidumo paskirstymo ir perkrovos valdymo gairės.

13.3. Po kitos paros pralaidumo garantavimo termino, nepaskirstytas tarpzoninis pralaidumas laikantis paskirstymo apribojimų gali būti koreguojamas kitiems paskirstymams.

13.4. Einamosios dienos tarpzoninis pralaidumas, atsižvelgiant į paskirstymo apribojimus, yra garantuotas iškart jį paskirsčius, išskyrus neįveikiamos jėgos aplinkybes ar avarinę padėtį.

14. Taisyklės, kaip išvengti nepagrįsto vidaus ir tarpzoninių mainų diskriminavimo

14.1. Nustatant tinkamas tinklo sritis, kurioms ir tarp kurių taikomas perkrovos valdymas, PSO vadovaujasi išlaidų efektyvumo ir neigiamo poveikio elektros energijos vidaus rinkai mažinimo principais. Konkrečiau, TSO neapriboja jungčių pralaidumo, kad išspręstų perkrovos problemą savo valdymo rajone, išskyrus dėl anksčiau išvardintų priežasčių ir eksploataavimo saugumo sumetimų. Įvykus tokiai situacijai, PSO jai aprašo ir skaidriai pateikia visiems sistemos vartotojams. Tokia situacija yra toleruotina tik tol, kol randamas ilgalaikis sprendimas.

14.2. PSO aprašo ilgalaikio sprendimo įgyvendinimo metodiką ir projektus ir skaidriai pateikia juos visiems sistemos vartotojams.

Ilgalaikio sprendimo įgyvendinimo metodika ir projektai gali būti netiesiogiai aprašyti esamuose PSO dokumentuose:

- PSO individualios energijos perdavimo sistemos vystymo dokumentai;
- PSO bendros energijos perdavimo sistemos vystymo dokumentai, pvz., ENTSO-E „Dešimties metų perdavimo tinklų plėtros planas“;

Jei ilgalaikio sprendimo įgyvendinimo metodika ir projektai yra netiesiogiai aprašyti esamuose PSO dokumentuose, papildomų aiškinamųjų dokumentų kurti nebūtina.

15. Metodikos įgyvendinimas

15.1. PSO įgyvendina Metodiką per 3 mėnesius po to, kai įgyvendinamos šios nuostatos:

a) Baltijos PAR nacionalinės reguliavimo agentūros patvirtinta metodiką, arba Energetikos reguliavimo institucijų bendradarbiavimo agentūra priima sprendimą pagal PPPV reglamento 9 straipsnio 11 ir 12 dalis;

b) Pagal PPPV reglamento 35 straipsnį įgyvendinta koordinuoto perskirstymo ir kompensacinės prekybos metodika;

c) Pagal PPPV reglamento 74 straipsnį įgyvendinta apkrovų perskirstymo ir kompensacinės prekybos išlaidų pasidalijimo metodika.

d) Baltijos nacionalinės reguliavimo agentūros patvirtinto ir įgyvendino dokumentą „Tarp sisteminių pralaidumų skaičiavimo, nustatymo ir paskirstymo Baltijos šalyse ir su trečiosiomis šalimis sąlygos, nuostatos ir metodikos“ Baltijos šalių ir 3-ųjų šalių jungtims (Estija-Rusija, Latvija-Rusija, Lietuva-Baltarusija, Lietuva-Rusija (Kaliningrado sritis)).

15.2. Metodika paskelbiama Baltijos PAR PSO per 7 d. po to, kai Baltijos PAR nacionalinės reguliavimo agentūros patvirtina Metodiką arba Energetikos reguliavimo institucijų bendradarbiavimo agentūra priima sprendimą pagal PPPV reglamento 9 straipsnio 11 ir 12 dalis.

Metodikos 1 priedas
Paskirstymo apribojimų naudojimas, kaip
aprašyta Metodikos 3.5 papunktyje

1. Paskirstymo apribojimų importo ir eksporto limitų forma naudojimo pagrindimas
Ryšys tarp grynosios pozicijos ir eksploataavimo saugumo ribų

Pagal PPPV, paskirstymo apribojimai yra apibrėžiami kaip *apribojimai, kurių turi būti paisoma skirstant pralaidumą siekiant užtikrinti, kad perdavimo sistema veiktų neperžengdama tinklo eksploataavimo saugumo ribų*, o šios apibrėžiamos kaip *priimtinos saugaus tinklo veikimo ribos*. Pastarosios sąvokos apibrėžime, (PPPV 2.7 str.) kaip vienos iš ribų, į kurias būtina atsižvelgti, nurodomos dažnio ribos.

Apribojimai, skirti užtikrinti pakankamą eksploataavimo rezervinių išteklių kiekį: jei vienai iš sujungtų sistemų nepakanka rezervinių išteklių netikėto atjungimo ar neplanuoto apkrovos pokyčio (taikoma centrinėms dispečerinėms sistemoms), gali įvykti ilgalaikiai nuokrypiai nuo suplanuotų mainų tarp PSO. Šie nuokrypiai gali sukelti visos sinchroninės zonos disbalansą, o tai sukels sistemos dažnio nuokrypį nuo nominalaus lygio. Net jei nepažeidžiamos dažnio ribos, nuokrypis aktyvuoja dažnio išlaikymo rezervinius išteklius, kurie dėl to nebus prieinami kitiems nenumatytiems atvejams, jei taip buvo numatyta. Įvykus kitam nenumatytam atvejui, dažnis gali greitai viršyti saugias ribas, su visomis susijusiomis neigiamomis pasekmėmis. Todėl tokia situacija gali sukelti eksploataavimo saugumo ribų pažeidimą ir jai būtina užkirsti kelią užtikrinant reikiamus rezervinius išteklius visose prekybos zonose, kad nei vienas PSO ilgam (t. y. daugiau nei 15 minučių, per kurias PSO visiškai panaudoja dažnio išlaikymo rezervą) nenukryptų nuo savo grafiko. Galiausiai, nepakankamų eksploataavimo rezervinių išteklių sukeltas negebėjimas palaikyti planinio zonos balanso sukels nekontroliuojamus elektros energijos srauto pokyčius, kurie gali perkrauti linijas (t. y. viršyti temperatūros ribas), o tai gali sukelti sistemos susiskaidymą (skirtingi dažniai kiekvienoje sistemos dalyje).

Teisinis aiškinimas: tinkamos priežastys taikyti paskirstymo apribojimus

Kalbant apie nustatymo kuriuos paskirstymo apribojimus taikyti procesą, pirmiausia reikia

pažymėti, kad paskirstymo apribojimai (PA) yra pagal poreikį taikomos priemonės. PPPV neįvardina PA sąraše, kad būtų galima patikrinti, ar šis reglamentas leidžia taikyti konkretų apribojimą. Todėl paskirstymo apribojimų taikymo nuostatai būtinas papildomas aiškinimas.

PPPV paskelbtas pagal Reglamentą 714/2009 ir papildo šį reglamentą. Bendras Reglamento 714/2009 (16 straipsnio 3 dalis) principas: PSO teikia didžiausią pralaidumą, kokį leidžia teikti saugaus tinklo eksploatavimo standartai. Eksploatavimo saugumas I priedo išnašoje apibrėžiamas kaip *perdavimo sistemos eksploatavimas sutartose saugiose ribose*. PPPV paskirstymo apribojimų ir eksploatavimo saugumo ribų (ESR) taisyklės išsamiau reglamentuoja tą pačią sritį, kaip ir PPV 16 straipsnio 3 dalis. PA apibrėžimas yra susijęs su ESR, todėl norint apibrėžti kas yra paskirstymo apribojimas pirmiausiai reikia gerai suprasti ESR.

Kaip ir „plati“ paskirstymo apribojimų sąvoka PPPV, ESR apibrėžime (*priimtinos saugaus tinklo veikimo ribos, pvz., temperatūros, įtampos, trumpojo jungimo srovės, taip pat dažnio ir dinaminio stabilumo ribos;*) pateikiamas ne išsamus (baigtinis) sąrašas, bet atviras sistemos eksploatavimo charakteristikų sąrašas, tad į eksploatavimo saugumo ribas įeina visi apribojimai, reikalingi užtikrinti saugų tinklo eksploatavimą. Sąrašas yra pavyzdinis (naudojami tokie žodžiai kaip „pvz.“). Platus (atvirą) šio apibrėžimo pobūdį taip pat parodo jo sistematiška interpretacija, t. y., šios sąvokos naudojimas kitose tinklų taisyklėse ir gairėse.

SOPPV konkrečių sistemos būsenų apibrėžimai atsižvelgia į reikšmingų tinklo naudotojų (elektros energijos gamybos modelių ir apkrovos objektų) vaidmenį. Kad perdavimo sistema veiktų „normaliu“ režimu, jai būtini pakankami aktyviosios ir reaktyviosios galios rezerviniai ištekliai, skirti galintiems įvykti nenumatytiems atvejams (SOPPV 18 str.). Galima tokių problemų įtaka tarpzoninei prekybai aptarta anksčiau. SOPPV eksploatavimo saugumo ribų apibrėžimas taip pat nėra baigtinis sąrašas, SOPPV 25 straipsnis nustato, kad *Kiekvienas PSO nustato kiekvieno savo perdavimo sistemos elemento eksploatavimo saugumo ribas, atsižvelgdamas bent į šias fizines charakteristikas (...)*. Taigi PPPV reglamente nurodytas nenumatyto atvejo apibrėžimas (*nustatytas ir galimas arba jau įvykęs tam tikro elemento (įskaitant ne tik perdavimo sistemos elementus, bet ir svarbius tinklo naudotojus, skirstymo tinklo elementus, jeigu jie yra svarbūs perdavimo sistemos eksploatavimo saugumui) gedimas*) atitinka anksčiau aptartą SOPPV sistemą ir parodo, kad PPPV turėtų būti taikomas aplinkybėmis, susijusiomis su gamyba ir apkrova.

Be to, kalbant apie tai, kaip PSO įsigyja rezervinius balansavimo išteklius, pažymėtina, kad Elektros energijos balansavimo gairės (EEBG) leidžia PSO taikyti integruotą planavimą, kai tuo pačiu metu perkama energija ir rezerviniai ištekliai (tai yra integrali centrinių dispečerinių sistemų dalis). Tokiu atveju, norint užtikrinti pakankamus rezervinius išteklius būtina nustatyti visos sistemos importo ar eksporto apribojimus (išsamiau paaiškinama toliau). Jei aiškinti, kad PPPV neleidžia tokio sprendimo ir nustato, kad PSO turi siūlyti pralaidumą net jei tai galėtų sukelti nepakankamus rezervinius išteklius, EEBG nuostatos tampa niekinėmis, taip pat būtų neįmanoma ar bent jau gerokai sunkiau laikytis SOPPV.

„PSE“ mano, kad sistemingai interpretuojant šių tinklo kodeksų nuostatas galima visus juos taikyti nuosekliai. Šiuo atveju, operacinio saugumo ribų aiškinimas pagal PPPV gali būti išplėstas ir papildytas taikant SOPPV nuostatas. Šios nuostatos savo ruožtu reikalauja PSO taikyti konkrečius rinkos mechanizmus, kad būtų užtikrinta, jog tarpzoninės prekybos nulemti gamybos ir apkrovos planai nekeltų grėsmės saugiam sistemos eksploatavimui. Apibendrinant, į eksploatavimo saugumo ribas įeina platus spektras sisteminių charakteristikų, į kurias būtina atsižvelgti nustatant tarpzoninės prekybos sritį. Gamybos ir apkrovos atžvilgiu, tai daroma taikant pralaidumo apribojimus, šiuo atveju, balansavimo apribojimus importo / eksporto apribojimų forma.

Taip pat būtina sisteminga PPPV paskirstymo apribojimų interpretacija. Šie apribojimai užtikrina didžiausias įmanomas prekybos galimybes, tuo pačiu nekeliant grėsmės eksploatavimo saugumui. PPPV ir Reglamentas 714/2009 taip pat turėtų būti aiškinami Europos Sąjungos energetikos politikos kontekste, pagal Sutarties dėl Europos Sąjungos veikimo 194 straipsnį. Keturi šiame straipsnyje nurodyti tikslai (*užtikrinti energijos rinkos veikimą, užtikrinti energijos tiekimo saugumą Sąjungoje, skatinti energijos vartojimo efektyvumą bei taupymą ir naujų bei atsinaujinančių energijos formų plėtojimą, d) skatinti energetikos tinklų sujungimą*) yra vienodos svarbos ir suderinti vienas su kitu, bei solidariai taikomi ES valstybių narių.

Paskirstymo apribojimų kontekste šie principai reiškia, kad kiekvienos Valstybės narės PSO naudoja rinkos procesus, kad kaip įmanoma labiau užtikrintų elektros tiekimo patikimumą, ribojamą tik pagrįstų (ne savavališkų) apribojimų, kurių netaikymas keltų grėsmę tiekimo patikimumui viename ar daugiau valdymo rajonų.

PPPV reglamento paskirstymo apribojimų nuostatos atsižvelgia į šiuos kompromisus. Žr., pvz., 18 konstatuojamosios dalies punktą, pagal kurį visos Sąjungos mastu atliekamame susiejimo procese būtina atsižvelgti į perdavimo pajėgumus ir paskirstymo apribojimus. Todėl galima daryti išvadą, kad PPPV neskatina prekybos galimybių, galinčių sukelti grėsmę tiekimo patikimumui. Jei nėra savavališkos diskriminacijos, PPPV ir kiti kodeksai leidžia PSO iš anksto užkirsti kelią tinklo nestabilumui ar nepakankam rezervinių išteklių kiekiui.

2. Kaip importo ir eksporto apribojimai prisideda prie PPPV tikslų įgyvendinimo.

Prisidėjimas prie PPPV tikslų įgyvendinimo.

PPPV reglamento konstatuojamosios dalies 2 punkte abipusis ryšys tarp tiekimo patikimumo ir rinkos funkcionavimo. Tinklų jungčių ir tarpzoninių mainų dėka, valstybėms narėms nebūtina kliautis vien tik savo įranga ir ištekliais, kad būtų užtikrintas tiekimo saugumas. Tačiau vidaus rinka taip pat negali tinkamai veikti, jei pažeidžiamas tinklo saugumas, nes prekybą rinkoje pastoviai trikdytų sistemos gedimai, dėl kurių būtų prarasta dalis socialinės gerovės padidinimo potencialo. 18 konstatuojamosios dalies punktą galima vertinti kaip šio principo papildymą, jame nurodomi principai, kurių privalu laikytis siekiant užtikrinti kainų susiejimą Sąjungos mastu, konkrečiau – perdavimo pralaidumo ir paskirstymo apribojimų laikymasis.

Dėl anksčiau paminėtų priešasčių, vienas iš PPPV reglamento tikslų, kaip nurodyta 3 straipsnyje, yra užtikrinti eksploatavimo saugumą. Šį tikslą būtina įgyvendinti, tačiau nekenkiant kitų tikslų įgyvendinimui. Kaip aptariama šioje metodikoje, Baltijos PAR PSO taikomi paskirstymo apribojimai yra taikomi proporcingai su kitais PPPV reglamento tikslais ir nekenkiant jų įgyvendinimui.

3 paskirstymo apribojimo priešasčių atitiktis PPPV 23 straipsniui

PPPV 23 straipsnis reikalauja, kad paskirstymo apribojimai būtų:

1) a) būtini siekiant užtikrinti, kad perdavimo sistemos veiktų neperžengiant eksploatavimo saugumo ribų ar b) kurių negalima veiksmingai transformuoti į didžiausius srautus kritiniuose tinklo elementuose; arba

2) apribojimai, kuriais siekiama padidinti bendro kitos paros ar einamosios paros prekybos rinkų susiejimo ekonominį paviršį.

Kaip anksčiau aptarta 1 punkte, perdavimo sistemos eksploatavimui saugumo ribose taip pat būtini reikiami rezerviniai ištekliai, kuriuos būtų galima panaudoti reaguojant į galimus nenumatytus atvejus. Negebėjimas šiuos apribojimus veiksmingai transformuoti į didžiausius srautus ties

individualiomis prekybos zonų ribomis aptariamas toliau. Todėl siūlomi paskirstymo apribojimai turėtų būti vertinami kaip atitinkantys PPPV reglamentą.

3. Išsamus „PSE“ paskirstymo apribojimų taikymo pagrindimas ir apskaičiavimo metodas

Paskirstymo apribojimai Lenkijoje taikomi pagal Metodikos 8.5 papunktį. Šie apribojimai atspindi Lenkijos gamintojų galimybę padidinti gamybos apimtį (potencialūs apribojimai eksporto kryptimi) ar sumažinti gamybą (potencialūs apribojimai importo kryptimi) pagal atskirų generatorių technines charakteristikas, bei būtinybę palaikyti minimalius rezervinius gamybos išteklius, būtinus užtikrinti saugų visos Lenkijos el. energijos sistemos eksploatavimą. Tai išsamiau aptariama toliau šiame dokumente.

Paskirstymo apribojimų taikymo iš „PSE“ pusės pagrindimas

Paskirstymo apribojimų taikymas iš „PSE“ pusės yra susijęs su tuo, kad integruotu planavimu paremta, Lenkijoje taikomo rinkos modelio (dar vadinama centrine dispečerine sistema) sąlygomis, Lenkijos PSO atsakomybė palaikyti sistemos balansą gerokai padidėja palyginus su standartine PSO atsakomybe taip vadinamame savarankiško skirstymo modelyje. Pastarasis paprastai suplanuojamas kitos valandos prekybos laikotarpiui (įskaitant tikrojo laiko operacijas), o „PSE“ kaip Lenkijos PSO veiks einamosios dienos ir kitos dienos laikotarpiais. Todėl „PSE“ prisiima atsakomybę, kuri savarankiško skirstymo rinkose tenka už balansą atsakingoms šalims (BAŠ). Todėl „PSE“ būtina pasirūpinti visos Lenkijos el. energijos sistemos rezerviniais gamybos ištekliais, o tam kartais būtina taikyti paskirstymo apribojimus, jei jie yra būtini užtikrinti Lenkijos el. energijos sistemos eksploatavimo saugumą, susijusį su gamybos pajėgumais reguliavimui aukštyne ir žemyn ir likutiniu vartojimu¹ (todėl šie paskirstymo apribojimai yra vadinami balansiniais apribojimais). Savarankiško skirstymo rinkose pačios BAŠ privalo pasirūpinti savo rezerviniais gamybos ištekliais ir apkrovos sekimu, o PSO užtikrina rezervinius išteklius tik nenumatytiems atvejams kitos valandos laikotarpiui. Centrinėje dispečerinėje rinkoje, siekdamas užtikrinti gamybos ir apkrovos balansą, PSO paskirsto generatorius atsižvelgdamas į jų eksploatavimo apribojimus, perdavimo apribojimus ir rezervinių išteklių reikalavimus. Tai įgyvendinama taikant integruoto planavimo procesą, kuriam naudojama optimizavimo problema, vadinama saugumo ribojamu vienetu įsipareigojimu ir ekonomišku paskirstymu (angl. *security constrained unit commitment and economic dispatch, SCUD/ED*). Šie du metodai užtikrina panašias galimybes pasiūlyti rinkai perdavimo pralaidumus iš gamybos pajėgumų perspektyvos.

„PSE“ vaidmuo sistemos balansavime

„PSE“ tiesiogiai skirsto visus didžiuosius Lenkijos generatorius atsižvelgdama į jų eksploatacines savybes ir perdavimo apribojimus, kad padengtų planuojamą apkrovą, kurios prognozes taip pat sudaro „PSE“ atsižvelgdama į pakankamų rezervinius išteklių reikalavimus. Kad įgyvendintų šią užduotį, „PSE“ vykdo veiklos planavimą, kuris prasideda trejus metus prieš plano įgyvendinimo datą, numatant reikiamus pertvarkos / priežiūros darbus ir tęsiamas atliekant kasmetinius, kas mėnesinius, kas savaitinius ir kasdienius (SCUD ir ED) atnaujinimus. Tokiu būdu kitos dienos rinkos rezultatai pastoviai atnaujinami einamosios dienos laikotarpiu įvairiais intervalais iki rinkos veikimo tikroju laiku.

„PSE“ stengiasi paskirstyti gamintojų pageidaujamus priežiūros ir pertvarkos darbus vienerių

¹ Likutinis vartojimas yra dalis galutinio vartotojo poreikio, kurio nepadengia komerciniai tiekėjai (individualus gamybos planavimas).

metų laikotarpiui taip, kad minimali kitų metų rezervinių išteklių riba², lyginant su planuojama apkrova ir įskaitant jau paskirstytus jungčių pralaidumus, kiekvieną mėnesį atitiktų šių išteklių ribų vidurkį. Kasmėnesiniais ir kassavaitiniais atnaujinimais siekiama, jei įmanoma, kiekvienai dienai³ užtikrinti tam tikrą rezervinių išteklių ribą. Į šį procesą taip pat įeina tinklo priežiūros darbų planavimas, kad būtų galima tinkamai atsižvelgti į dėl to kilusius tinklo eksploatavimo apribojimus.

Kitos dienos SCUC procesu siekiama užtikrinti nustatytą besisukančių rezervinių išteklių⁴ (ar greitai aktyvuojamų išteklių, nes dabartinė Lenkijos situacija yra tokia, kad tai yra tik hidroakumuliacinės elektrinės) ribą kiekvienai kitos dienos valandai, taip užtikrinant reguliavimo aukštyn ir žemyn galimybę. Į tai įeina pagrindinė ir antrinė reguliavimo galia, iš anksto užsakyta kaip papildoma paslauga. Likusią rezervinių išteklių sudaro balansavimo pasiūlymų panaudojimas. Balansavimo pasiūlymus privalo pateikti visi centralizuotai skirstomi gamintojai (praktikoje, visi gamintojai, prijungti prie perdavimo tinklo ir didieji gamintojai, prijungti prie 110 kV tinklo, išskyrus kogeneracines elektrines, nes jo veikia daugiausia pagal šilumos poreikius). Į likusią gamybą atsižvelgiama pagal savininkų planus, o tai, atsižvelgiant į stabilų gamybos pobūdį (kogeneracinės, mažos šiluminės ir hidroelektrinės) yra veiksmingas sprendimas. Vienintelė šios taisyklės išimtis yra vėjo elektrinės, kurioms dėl nepastovaus generavimo pobūdžio prognozes sudaro „PSE“. Todėl PSE turi teisę naudoti bet kurią centralizuotai skirstomą, įprastu režimu veikiančią gamybą sistemos balansavimui. Taip pat laikomasi ir neigiamų rezervinių išteklių reikalavimų nedidelės apkrovos laikotarpiams (nakties valandos), jei įmanoma, atsižvelgiama ir į hidroakumuliacinių elektrinių hidroakumuliacinės sistemos veikimą.

Einamosios dienos SCUC/ED atnaujinimai atsižvelgia į sistemoje vykstančius pokyčius (priverstiniai atjungimai, generatorių ir tinklo elementų apribojimai, apkrovos ir vėjo prognozių atnaujinimai ir pan.). Tai leidžia palaikyti minimalų 1000 MW kitos valandos besisukančią rezervą, kuris atitinka potencialų didžiausio generatoriaus, šiuo metu 850 MW (gali keistis užsakius naujus generatorius) ir apie 150 MW pagrindinių valdymo rezervinių išteklių (dažnio palaikymo rezerviniai ištekliai), tai yra „PSE“ RGCE dalis.

Balansavimo apribojimų Lenkijoje nustatymas

Nustatydamas balansavimo apribojimus, Lenkijos PSO atsižvelgia į naujausią informaciją apie anksčiau paminėtas generavimo šaltinių technines charakteristikas, prognozuojamą el. energijos sistemos apkrovą ir minimalias rezervinių išteklių ribas, reikalingas užtikrinti visos Lenkijos el. energijos sistemos saugų eksploatavimą bei ateities importo / eksporto sutartis, kurių reikės laikytis pagal ankstesnius pralaidumo paskirstymo periodus.

Balansavimo apribojimai yra dvikrypčiai, su nepriklausomomis vertėmis kiekvienam rinkos laiko vienetui ir atskiri importo į Lenkiją ir eksporto iš Lenkijos kryptims.

Kiekvienos valandos apribojimai apskaičiuojami pagal šias formules:

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

$$\text{IMPORT}_{\text{constraint}} = P_L - P_{DOWNres} - P_{CDmin} - P_{NCD} \quad (2)$$

² Šią ribą nustato Lenkijos tinklo kodeksas, šiuo metu ji yra 18 % (II.4.3.4.18 punktas). Ši riba kinta priklausomai nuo veiklos planavimo procesų rezultatų.

³ Mėnesinio ir savaitinio koordinavimo ribą taip pat nustato Lenkijos tinklo kodeksas (II.4.3.4.18 punktas), šiuo metu šios ribos yra atitinkamai 17 % ir 14 %.

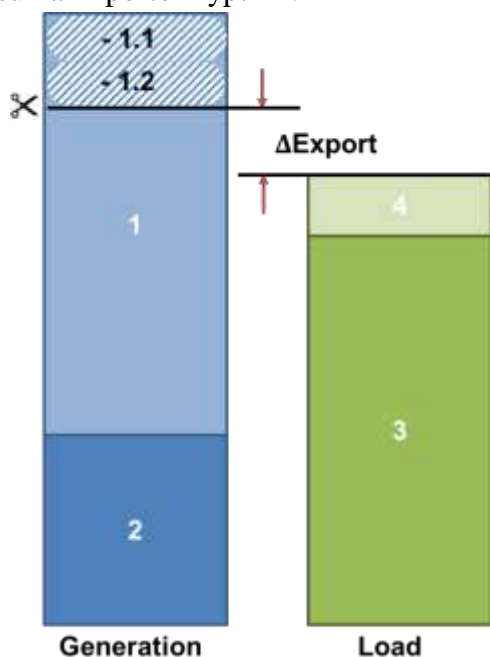
⁴ Nustatytos vertės yra: 9 % virš planuojamos apkrovos reguliavimui viršun ir 500 MW reguliavimui žemyn. Šios vertės yra reglamentuojamos Lenkijos tinklo kodekso (4.3.4.19 punktas) ir gali keistis – žr. 2 išnašą.

Reikšmės:

P_{CD}	prieinamų centralizuotai skirstomų generavimo šaltinių gamybos pajėgumų, deklaruotų gamintojų, suma ⁵
P_{CDmin}	veikiančių centralizuotai skirstomų generavimo šaltinių techninių minimumų suma
P_{NCD}	gamintojų centralizuotai neskirstomų generavimo šaltinių planų suma (vėjo jėgainėms: „PSE“ prognozės)
P_{NA}	gamyba negalima dėl tinklo apribojimų
P_{ER}	negalimos gamybos korekcijos dėl gamintojų nedeklaruotų problemų, prognozuojamų „PSE“ dėl išskirtinių aplinkybių (pvz., vėstantys orai ar užsitęsę pertvarkos darbai)
P_L	„PSE“ prognozuojama apkrova
P_{UPres}	minimalūs reguliavimo aukštyn rezerviniai ištekliai
$P_{DOWNres}$	minimalūs reguliavimo žemyn rezerviniai ištekliai

Toliau pateikiamas praktinio balansavimo apribojimų nustatymas atliekant kitos dienos perdavimo pralaidumo skaičiavimus pavyzdys: 1 ir 2 paveikslai. Paveikslai parodo kaip „PSO“ ryte sudaro Lenkijos el. energijos sistemos balanso valandinę prognozę kitai dienai, kad nustatytų kitos dienos rinkai potencialiam eksportui ir importui prieinamus gamybos rezervus. Einamosios dienos rinkai *mutatis mutandis* taikomas tas pats metodas.

Balansavimo apribojimas eksporto kryptimi taikomas jei vertė Δ „Export“ yra žemesnė nei visų Lenkijos jungčių perdavimo pralaidumų suma eksporto kryptimi. Balansavimo apribojimas importo kryptimi taikomas jei vertė Δ „Import“ yra žemesnė nei visų Lenkijos jungčių perdavimo pralaidumų suma importo kryptimi.



1. prieinamų centralizuotai skirstomų generavimo šaltinių gamybos pajėgumų, deklaruotų gamintojų, suma, iš kurios atimama:

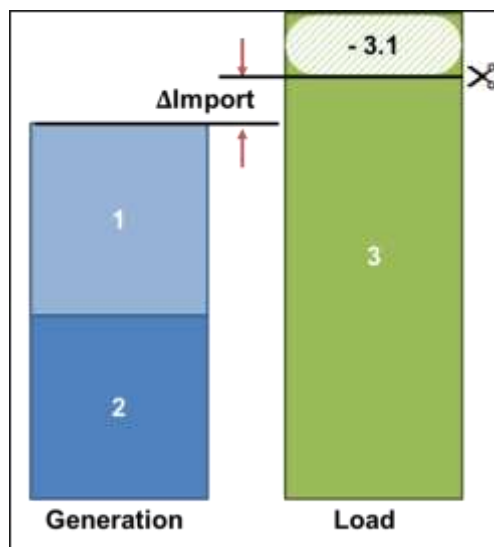
- 1.1 gamyba negalima dėl tinklo apribojimų
- 1.2 negalimos gamybos korekcijos dėl gamintojų nedeklaruotų problemų, prognozuojamų „PSE“ dėl išskirtinių aplinkybių (pvz., vėstantys orai ar užsitęsę pertvarkos darbai)

2. gamintojų pateiktų centralizuotai neskirstomų generavimo šaltinių planų suma (vėjo jėgainėms: „PSE“ prognozės)
3. „PSE“ prognozuojama apkrova

⁵ Atkreiptinas dėmesys, kad generavimo šaltiniai, pagal strateginių rezervinių išteklių sutartis su PSO nedalyvaujantys rinkoje, neįtraukiami į šį skaičiavimą.

4. minimalūs reguliavimo aukšty rezerviniai ištekliai

1 paveikslas: Balansavimo apribojimų nustatymas eksporto kryptimi (potencialiam eksportui prieinami gamybos pajėgumai) kitos dienos perdavimo pralaidumo apskaičiavimui.



1 veikiančių centralizuotai skirstomų generavimo šaltinių techninių minimumų suma

2 gamintojų pateiktų centralizuotai neskirstomų generavimo šaltinių planų suma (vėjo jėgainėms: „PSE“ prognozės)

3 „PSE“ prognozuojama apkrova, iš kurios atimama:

3.1 minimalūs reguliavimo žemyn rezerviniai ištekliai

2 paveikslas: Balansavimo apribojimų nustatymas importo kryptimi (potencialiam importui prieinami gamybos pajėgumų rezerviniai ištekliai) kitos dienos perdavimo pralaidumo apskaičiavimui.

Perskaičiavimo dažnumas

Balansavimo apribojimų nustatymas yra naujausia informacija paremtas pastovus procesas, taikomas kiekvienam pralaidumo paskirstymo laikotarpiui, nuo prognozuojamo pralaidumo paskirstymo iki kitos ir einamosios dienos pralaidumo paskirstymo. Kitos dienos proceso atveju, balansavimo apribojimai apskaičiuojami ryte po D-1 situacijos, tad kiekvienam rinkos laiko vienetui gaunamos atskiros vertės. Atskiros vertės taip pat gaunamos ir importo į Lenkiją ir eksporto iš Lenkijos kryptims.

Balansavimo apribojimų įtaka bendram kitos dienos susiejimui ir bendram einamosios dienos susiejimui

„PSE“ balansavimo apribojimų forma taikomi paskirstymo apribojimai nesumažina kitos dienos ir einamosios dienos rinkos susiejimo proceso efektyvumo. Atsižvelgiant į „PSE“ kaip centrinėje dispečerinėje rinkoje veikiančio PSO pareigą užtikrinti pakankamą gamybos ir gamybos rezervinių išteklių prieinamumą Lenkijos el. energijos sistemai ir į tai, kad „PSO“ neperka eksploatacinių rezervų iki rinkos susiejimo, importo ir eksporto apribojimų taikymas susiejant rinką (jei jis yra būtinas) yra efektyviausias būdas suderinti sistemos saugumą su prekybos galimybėmis. Šis metodas užtikrina bent jau tokius pačius gamybos pajėgumus dalyvaujant tarpvietinėje prekyboje kaip ir savarankiško skirstymo sistemos, kurias naudojant BAŠ ar PSO iš anksto perka rezervinius išteklius ir todėl nedalyvauja tarpvietinėje prekyboje. Be to, tai leidžia išvengti

konkurencijos dėl gamybos išteklių tarp PSO ir rinkos dalyvių.

Būtina pabrėžti, kad Lenkijoje taikomi balansavimo apribojimai nedaro įtakos jokios Baltijos PAR šalies galimybei vykdyti energijos mainus, nes šie apribojimai taikomi tik Lenkijos eksportui ir / ar importui. Todėl tranzitas per Lenkiją yra galimas net jei taikomi balansavimo apribojimai.

Balansavimo apribojimų įtaka kaimyniniams PAR

Balansavimo apribojimai nustatomi visai Lenkijos el. energijos sistemai, todėl jie taikomi vienu metu visiems PAR, su kuriais „PSE“ turi bent vieną bendrą ribą (t. Y., „Core“, Baltijos ir „Hansa“).

Reikia pabrėžti, kad praktikoje patikrinta, kad šis sprendimas yra efektyviausias paskirstymo apribojimų taikymo būdas. Norint atskirai apskaičiuoti pralaidumo apribojimus kiekvienam PAR, PSE reikėtų padalinti bendrus paskirstymo apribojimus į su PAR susietas vertes, o tai būtų ne taip efektyvu, kaip bendros vertės naudojimas. Be to, valandos, kurioms Lenkija negali sukaupti daugiau išorinės energijos dėl minimalaus gamybos mažinimo reikalavimų pažeidimo, ar kai Lenkija negali eksportuoti daugiau energijos dėl nepakankamų rezervinių išteklių gamybos didinimui, Lenkijos perdavimo infrastruktūra vis tiek gali būti ir yra siūloma tranzitui, taip padidinant visų suinteresuotų PAR prekybos galimybes ir socialinę gerovę.

Laiko intervalai, kuriems taikomi balansavimo apribojimai

Kaip aptarta anksčiau, balansavimo apribojimai yra pastoviai nustatomi kiekvienam paskirstymo laikotarpiui, todėl jie yra taikomi visiems atitinkamos paskirstymo dienos rinkos laiko vienetais (valandoms).

Kodėl šių paskirstymo apribojimų negalima efektyviai paversti rinkai siūlomų individualių ribų pralaidumu

Pralaidumo paskirstymo apribojimais siekiama užtikrinti ekonominę rinkos susiejimo mechanizmo efektyvumą šioms jungtims ir laikytis elektros tiekimo klientams saugumo reikalavimų. Jei anksčiau aprašytos gamybos sąlygos būtų įtrauktos į „PSE“ siūlomus tarpsisteminius pralaidumus reikiamų ribų pralaidumų korekcijų forma, tai reikštų, kad „PSE“ reikėtų nuspėti labiausiai tikėtiną rinkos kryptį (importas ir / ar eksportas per konkrečias jungtis) ir atitinkamai sumažinti tarpzoninį pralaidumą šiomis kryptimis. Taikant NTC metodą, tai reikštų ATC sumažinimą prieš ribą. Tačiau iš rinkos dalyvių perspektyvos, dėl rinkos rezultatams būdingo nepastovumo toks metodas yra susijęs su neoptimalaus paskirstymo apribojimų padalinimo individualioms jungtims rizika – per didelis pralaidumas vienai jungčiai ir per mažas kitai jungčiai ar atvirkščiai. Todėl paskirstymo apribojimų taikymas sprendžiant visos Lenkijos balansavimo apribojimus paskirstymo etape užtikrina efektyviausią perdavimo infrastruktūros naudojimą, t. y., visiškai atsižvelgiama į įvairių rinkų kainų skirtumus.
