



RĪGAS TEHNISKĀ  
UNIVERSITĀTE

**Aigars Sīlis**

# **ENERGOSISTĒMAS VADĪBA TIRGUS APSTĀKĻOS AR AUGSTU IZKLIEDĒTĀS, ATJAUNOJAMĀS ENERĢIJAS RAŽOŠANU**

Promocijas darba kopsavilkums



RTU Izdevniecība  
Rīga 2024

# RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Datorzinātnes, informācijas tehnoloģijas un enerģētikas fakultāte  
Industriālās elektronikas, elektrotehnikas un enerģētikas institūts

**Aigars Silis**

Doktora studiju programmas "Viedā elektroenerģētika" doktorants

## ENERGOSISTĒMAS VADĪBA TIRGUS APSTĀKĻOS AR AUGSTU IZKLIEDĒTĀS, ATJAUNOJAMĀS ENERĢIJAS RAŽOŠANU

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskie vadītāji

profesors *Dr. habil. sc. ing.*

ANTANS SAUĻUS SAUHATS

profesors *Dr. sc. ing.*

GATIS JUNGHĀNS

Zinātniskais konsultants

*Dr. sc. ing.* KĀRLIS BALTPUTNIS

RTU Izdevniecība

Rīga 2024

Sīlis A. Energosistēmas vadība tirgus apstākļos ar augstu izkliedētās, atjaunojamās enerģijas ražošanu. Promocijas darba kopsavilkums. Rīga: RTU Izdevniecība, 2024. – 64 lpp.

Publicēts saskaņā ar promocijas padomes “RTU P-05” 2024. gada 25. aprīļa lēmumu Nr. 100/24.

Promocijas darbs izstrādāts ar Rīgas Tehniskās universitātes Doktorantūras grantu programmas atbalstu un Eiropas Sociālā fonda atbalstu darbības programmas “Izaugsme un nodarbinātība” 8.2.2. specifiskā atbalsta mērķa “Stiprināt augstākās izglītības institūciju akadēmisko personālu stratēģiskās specializācijas jomās” projektā Nr. 8.2.2.0/20/I/008 “Rīgas Tehniskās universitātes un Banku augstskolas doktorantu un akadēmiskā personāla stiprināšana stratēģiskās specializācijas jomās”.

Vāka attēls – AS “Augstsprieguma tīkls”

<https://doi.org/10.7250/9789934370878>

ISBN 978-9934-37-087-8 (pdf)

# PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS ZINĀTNES DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2024. gada 29. augustā plkst. 10.00 Rīgas Tehniskās universitātes Datorzinātnes, informācijas tehnoloģijas un enerģētikas fakultātē, Āzenes ielā 12/1, 306. auditorijā.

## OFICIĀLIE RECENZENTI

Profesore *Dr. sc. ing.* Anna Mutule,  
Rīgas Tehniskā universitāte

Profesors *Dr. sc. ing.* Saulius Gudzius,  
Kauņas Tehnoloģiskā universitāte, Lietuva

Pētnieks *Dr. sc. ing.* Artjoms Obuševs,  
Cīrihes Lietišķo zinātņu universitāte, Šveice

## APSTIPRINĀJUMS

Apstiprinu, ka esmu izstrādājis šo promocijas darbu, kas iesniegts izskatīšanai Rīgas Tehniskajā universitātē zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai. Promocijas darbs zinātniskā grāda iegūšanai nav iesniegts nevienā citā universitātē.

Aigars Sīlis..... (paraksts)

Datums: .....

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā, tajā ir ievads, četras nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 18 attēli, trīs tabulas, 14 pielikumi, kopā 143 lappuses, ieskaitot pielikumus. Literatūras sarakstā ir 97 nosaukumi.

## Saturs

IEVADS .....	6
Pētījumu priekšvēsture un nozīmīgums .....	7
Promocijas darba hipotēze, mērķis un uzdevumi .....	9
Pētījuma metodes un rīki .....	10
Zinātniskā novitāte .....	10
Autora personīgais ieguldījums .....	11
Rezultātu aprobācija .....	11
Zinātniskās konferences un žurnāli .....	12
Promocijas darba struktūra .....	14
1. ENERĢĒTIKAS NOZARES TRANSFORMĀCIJA BALTIJAS VALSTĪS .....	15
1.1. Baltijas valstu energosistēma .....	15
1.2. Eiropas vienotā elektroenerģijas tirgus daļas .....	18
1.3. Energosistēmas frekvences regulēšanas stratēģijas .....	20
1.4. Izmaiņu tendence .....	22
1.5. Ko darīt? .....	26
2. BALTIJAS ELEKTROENERĢIJAS SISTĒMAS PIETIEKAMĪBAS PROGNOZĒŠANA .....	27
2.1. Modelēšanas metodoloģija .....	27
2.2. Baltijas elektroenerģijas sistēmas modelis .....	28
2.3. Enerģijas tirgus modelis .....	29
2.4. Minimālās jaudas rezerves uzturēšanas aplēses .....	31
2.5. Elektroautomobiļu enerģijas patēriņa modelēšana .....	33
2.6. Gadījumu izpēte un rezultāti .....	34
2.7. Secinājumi .....	38
3. REĢIONĀLO LĪDZSVARĒŠANAS ZONU PRIEKŠROCĪBAS .....	39
3.1. Ievads .....	39
3.2. Kopēja balansēšanas tirgus izveide .....	40
3.3. Ietekme uz baltijas balansēšanas rezervju pieejamības kontroles kļūdu .....	41
3.4. Tirgus likviditāte .....	42
3.5. Nelīdzsvarotības cenu noteikšana .....	43
3.6. Secinājumi .....	45

4. TIRGŪ BALSTĪTA UZGLABĀŠANAS PĀRVALDĪBAS STRATĒGIJA FCR PAKALPOJUMU SNIEDZĒJAM.....	47
4.1. Ievads.....	47
4.2. <i>SOC</i> pārvaldības stratēģija.....	48
4.3. Algoritms.....	49
4.4. Validācija.....	50
4.5. Secinājumi.....	52
SADAĻU SECINĀJUMI UN TURPMĀKAIS DARBS.....	53
IZMANTOTĀ LITERATŪRA.....	55

## IEVADS

Lai mazinātu klimata pārmaiņu ietekmi, Eiropas energosistēma strauji mainās, integrējot vairāk atjaunojamo energoresursu, attīstot elastīgumu un ļaujot dominējošo lomu uzņemties patērētājiem. Elektroenerģijas tirgiem šī pāreja nozīmē, ka tirdzniecība jātuvina reālajam laikam, vienlaikus ievērojot sistēmas atbilstību, pieejamību un drošību. Ņemot vērā to, ka sistēma mainās, ir jāattīsta arī efektīvāka elektroenerģijas sistēmas plānošana, grafiku izveide un balansēšana. Promocijas darbā ir sniegta kopējās balansēšanas zonas darbības analīze, pamatojoties uz Baltijas kopējā elektroenerģijas tirgus modeļa gadījumu izpēti. Šis modelis ietver nākamās dienas, tekošās dienas un balansēšanas tirgus. Baltijas kopējā tirgus attīstības mērķi bija palielināt drošību, balansēšanas efektivitāti un resursu pieejamību un samazināt enerģijas izmaksas. Kopējā Baltijas balansēšanas tirgus izveidei bija nepieciešams saskaņot trīs Baltijas valstu tirgus sistēmas, tostarp tirgus dalībnieku savstarpējo norēķinu noteikumus, ieviest koordinētu balansēšanas kontroli reģionālā līmenī un kopēju balansēšanas IT platformu. Tomēr, lai palēninātu klimata pārmaiņas, ir ne tikai jānovērš elektroenerģijas ražošanas radītās emisijas, bet arī jārisina sarežģītāka problēma – jānovērš emisijas citās infrastruktūrās, jo īpaši – transporta nozarē. Daļa darba ir veltīta izmaiņām energosistēmā, kas notiks līdz 2050. gadam, kad tiks nodotas ekspluatācijā līdz pat 10 GW AER elektrostaciju, kā arī elektromobiļu skaits sasniegts 2 miljonus, kas kopumā ir ļoti būtiski energosistēmu ietekmējoši faktori. Tiek pētīts jautājums par reģiona spēju pašpietiekamībai, enerģijas eksportam/importam un emisiju samazināšanai atmosfērā [1]. Veikta analīze, pamatojoties uz Baltijas valstu energosistēmas stāvokļa modelēšanu, ņemot vērā savienojumus ar Zviedriju, Somiju un Poliju.

Interesantāko problēmu sarakstā ir vairāki uzdevumi.

- Veikta padziļināta Baltijas valstu energosistēmu pārveides mērķu, uzdevumu, risināšanas metožu un tehnoloģiju analīze, kā arī apzināti svarīgākie pētniecības virzieni.
- Veikta rezerves jaudas novērtēšana saskaņā ar Baltijas energosistēmas attīstības plānu 2050. gadam.
- Veikts novērtējums par riskiem, kas saistīti ar ražošanas jaudas trūkumu maksimālās slodzes segšanai un balansēšanas jaudas deficītu nākamajā desmitgadē. Veikta arī balansēšanas jaudas tirgu un jaudas atlīdzības mehānismu kā pasākumu, kas var mazināt šo risku, ieviešanas analīze.
- Ņemot vērā ievērojamo atjaunojamo enerģijas avotu integrāciju (10 GW) un divus miljonus elektrisko transportlīdzekļu, ir rūpīgi izpētīti scenāriji, kā panākt Baltijas reģiona energosistēmu pašpietiekamību. Izpētīts jautājums par reģiona spēju eksportēt/importēt enerģiju un samazināt emisijas atmosfērā.
- Pamatojoties uz Ziemeļvalstu un Baltijas valstu tirgus datiem, pierādīts, ka līgumi, kas saistīti ar dinamiskām elektroenerģijas tirgus cenām, kopumā nodrošina zemākas cenas galalietotājiem.

- Izstrādāta tirgus virzīta stratēģija, lai pārvaldītu enerģijas piegādātāju, kas piedalās primārajā frekvences regulēšanā, uzglabāšanas slodzes stāvokli. Šī pieeja parāda tās spēju saglabāt pietiekamu noturību pat visnelabvēlīgāko scenāriju gadījumā, pat ja ierīce vienlaikus nodrošina vairākus rezerves produktus.

### **Pētījumu priekšvēsture un nozīmīgums**

Eiropas Savienībā (ES) patlaban tiek izstrādāta enerģētikas politikas sistēma, tās mērķis ir veicināt pāreju uz tīru enerģiju [1] un palielināt energoapgādes drošību un uzticamību. Tīras enerģijas pakete, kas ietver visaptverošu regulu un direktīvu kopumu, ir gatava radīt būtiskas pārmaiņas [3], [4], [5], [6] elektroenerģijas nozarē Eiropā un Baltijas valstīs. Līdz 2050. gadam Baltijas valstis ir definējušas vērienīgus mērķus – palielināt atjaunojamās enerģijas ražošanu līdz 100 % [7]. Turpmāka atjaunojamo energoresursu izplatīšanās prasa lielākus ieguldījumus un centienus nodrošināt enerģijas ražošanas un patēriņa līdzsvaru. Ražošanas periodiskums un patēriņa vājā kontrolējamība palielina enerģijas uzkrāšanas problēmas, kā arī elektrostaciju un starpsavienojumu līniju ierobežotās jaudas [8]. No otras puses, paredzams, ka straujas pārmaiņas piedzīvos arī elektroenerģijas pieprasījums, jo notiks vairāku tautsaimniecības nozaru elektrifikācija, piemēram, rūpniecības, transporta, lauksaimniecības, ēku un atkritumu apsaimniekošanas nozare [9].

Šis jaunais politikas satvars palielina tiesisko noteiktību, ieviešot inaugurējošos valsts enerģētikas un klimata plānus, tādējādi veicinot ieguldījumus šajā svarīgajā nozarē. Turklāt tā mērķis ir ievērojami palielināt patērētāju lomu un sniegt viņiem iespēju aktīvi iesaistīties enerģētikas pārejas procesā. ES ir noteikti divi jauni mērķi, kas jāsasniedz līdz 2030. gadam:

- 1) saistošu atjaunojamo energoresursu enerģijas mērķis – vismaz 32 %;
- 2) energoefektivitātes mērķis – ne mazāk kā 32,5 % apmērā ar iespējamu paaugstināšanu 2023. gadā.

Attiecībā uz elektroenerģijas tirgu jaunajā politikā ir atkārtoti apstiprināts 2030. gadam noteiktais starpsavienojumu mērķis – 15 % no uzstādītās ražošanas jaudas, tādējādi paplašinot 10 % mērķi, kas bija noteikts laikposmam līdz 2020. gadam [10].

Lai sasniegtu noteiktos mērķus, ir jāīsteno virkne tehnisku pasākumu, lai nodrošinātu elektroenerģijas sistēmu pieejamību, stabilitāti un drošību, tostarp turpmāk nosauktie.

- Baltijas pārvades tīkla sinhronizācija ar kontinentālās Eiropas energosistēmu līdz 2025. gadam. Baltijas pārvades sistēmu operatoriem būs jānodrošina spēja piedalīties frekvences regulēšanā gan normālos apstākļos, gan incidentu gadījumā pēc liela ģenerators atslēgšanas vai starpsavienojuma līnijas bojājuma. Tāpēc Baltijas PSO būs jāuztur



frekvences regulēšana un balansēšanas rezerves, kā noteikts Kontinentālās Eiropas sinhronās darbības nolīgumā.

- Pārvades un sadales elektrotīklu modernizācija, tostarp starpsavienojumu elektrolīniju savienošana, lai pielāgotos prognozētajam straujajam elektroenerģijas pieprasījuma pieaugumam.
- Enerģijas uzkrāšanas iekārtu, tostarp sinhrono kondensatoru, hidroelektrostaciju un akumulatoru, uzstādīšana. Akumulatoru nepieciešamība ir uzsvērtā pētījumā, ko Baltijas valstu elektrotīklu operatoru – Lietuvas “*Litgrid*”, Latvijas “Augstsprieguma tīkls” (AST) un Igaunijas “*Elering*” – uzdevumā veica Japānas enerģētikas uzņēmums “*TEPCO Power Grid Inc.*”. Pētījumā uzsvērts, ka akumulatoru enerģijas uzglabāšanas sistēmu (*BESS*) attīstība ir visefektīvākā stratēģija Lietuvai, Latvijai un Igaunijai, lai nodrošinātu savu elektrotīklu drošu un noturīgu darbību, jo īpaši tādēļ, ka tās cenšas pilnībā paļauties uz atjaunojamajiem enerģijas avotiem. Konkrēti, ieviešot tīklu veidojošu akumulatoru sistēmu ar 240 MW jaudu, tiktu mazinātas problēmas, ko rada sinhrono ģeneratoru jaudas samazināšanās un vēja un saules enerģijas ražošanas pieaugošā integrācija, tādējādi uzlabojot sistēmas stabilitāti [11].

Minētie pasākumi ir nozīmīgs izaicinājums energosistēmu pētniekiem, attīstības plānotājiem un lēmumu pieņēmējiem, tostarp pārvades sistēmu operatoriem. Joprojām ir nepieciešams izveidot ārkārtīgi dārgus elektroenerģijas ražošanas un balansēšanas resursus [12], nostiprināt pārvades un sadales tīklus, pārveidot enerģijas patēriņu, kā arī izstrādāt sarežģītu vadības un kontroles sistēmu, kas balstītos pilnvērtīgos enerģijas tirgos, tostarp balansēšanas rezervju tirgū. Ļoti svarīgi ir arī veicināt patērētāju reakciju un agregāciju.

Lai īstenotu iepriekš minētos enerģētikas pārveides plānus, ir nepieciešami saskaņoti dažādu tautsaimniecības nozaru pētnieku, inženieru un vadītāju centieni un rīcība, kā arī daudzmiljardu investīcijas pat tādos salīdzinoši nelielos reģionos kā Baltijas valstis. Strauji attīstās nepieciešamo iekārtu ražošanas nozare, samazinās saules un vēja enerģijas elementu cenas [13], strauji attīstās informācijas tehnoloģijas un komunikācijas, notiek transporta elektrifikācija. Tomēr daudzas problēmas joprojām nav atrisinātas vai arī tiek risinātas nepietiekami. Šajā promocijas darbā identificēta viena no tām, apzīmējot to ar diviem atslēgvārdiem – nepārtraukta līdzsvarošana un pietiekamība. Henriks Nordstroms (*Henrik Nordstrom*) [12] jautājumu par nepārtrauktu balansēšanu energosistēmā dēvē par uzdevumu nodrošināt pieprasīto jaudu katrā laika momentā [12]. Resursu pietiekamība elektroenerģijas jomā ir elektrotīkla spēja jebkurā laikā apmierināt galalietotāja pieprasījumu pēc elektroenerģijas. Adekvātuma standartam ir jāatbilst izvēlētajam uzticamības rādītājam, kas parasti ir sagaidāmie slodzes zudumi vienā dienā 10 gados (t. s. “*I-in-10*”) [13].

Risinot nepārtrauktas balansēšanas problēmu, autors aprobežosies ar konkrētiem galējiem gadījumiem.

1. Energosistēmas struktūras ilgtermiņa plānošana, kur galvenais uzdevums ir nodrošināt pieejamās enerģijas ražošanas un nekontrolējamā patēriņa līdzsvaru [14].
2. Energosistēmas darbības režīma pārvaldība, kur, neraugoties uz ģenerācijas un patēriņa mainīgumu, frekvence tiek uzturēta pieņemamās šaurās robežās.

Abas minētās problēmas tiks aplūkotas Baltijas reģiona energosistēmu apstākļos un īpatnībās.

## **Promocijas darba hipotēze, mērķis un uzdevumi**

### **Hipotēze**

Izstrādājot piemērotu energosistēmas struktūru un izmantojot enerģijas uzkrāšanas tehnoloģijas, ir iespējams nodrošināt rentablu un energoefektīvu energoapgādi. Tas var uzlabot sistēmas adekvātumu, stabilitāti un elastīgumu, vienlaikus mazinot resursu un elektroenerģijas tirgus cenu svārstības, ko izraisa nepastāvīgas atjaunojamās enerģijas ražošanas pieaugums Baltijas reģionā.

### **Mērķis**

Promocijas darba mērķis ir izstrādāt un novērtēt metodoloģiju un algoritmus, lai atvieglotu tehnoloģiju, tīkla pārvaldības, darbības un attīstības plānu un vadības algoritmu izvēli. Mērķis ir veicināt netraucētu enerģijas pāreju galalietotājiem, nodrošinot, ka elektroenerģija joprojām ir droša, uzticama un pieejama.

### **Uzdevumi**

1. Veikt padziļinātu analīzi par Baltijas valstu energosistēmu pielāgošanu atbilstošiem mērķiem, uzdevumiem, risināšanas metodēm un tehnoloģijām, kā arī apzināt kritiskākos pētniecības virzienus.
2. Veikt rezerves jaudas novērtēšanu saskaņā ar Baltijas energosistēmas 2050. gada attīstības plānu.
3. Veikt risku, kas saistīti ar ražošanas jaudas trūkumu maksimālās slodzes segšanai un balansēšanas jaudas deficītu nākamajā desmitgadē, novērtējumu. Analizēt arī balansēšanas jaudas tirgu un jaudas atlīdzības mehānismu kā pasākumu, kas spēj mazināt šo risku, ieviešanu.
4. Ņemot vērā ievērojamo atjaunojamo energoresursu integrāciju (10 GW) un divus miljonus elektrisko transportlīdzekļu, rūpīgi izpētīt scenārijus Baltijas reģiona energosistēmu pašpietiekamības sasniegšanai. Izpētīt jautājumu par reģiona spēju eksportēt/importēt enerģiju un samazināt emisijas atmosfērā.
5. Pamatojoties uz Ziemeļvalstu un Baltijas valstu tirgu datiem, pierādīt, ka līgumi, kas saistīti ar dinamiskām elektroenerģijas tirgus cenām, nodrošina zemākas cenas galalietotājiem.

6. Izstrādāt tirgus virzītu stratēģiju, lai pārvaldītu enerģijas krātuves uzlādes stāvokli enerģijas piegādātājiem, kas piedalās primārajā frekvences regulēšanā. Šī pieeja parādīs tās spēju saglabāt pietiekamu noturību pat visnelabvēlīgāko scenāriju gadījumā, pat ja iekārta vienlaikus nodrošina vairākus rezerves produktus.

### **Pētījuma metodes un rīki**

Promocijas darbā izklāstītie pētījuma rezultāti tika iegūti, izmantojot RTU Enerģētikas institūtā (kopš 2024. gada 1. maija – Industriālās elektronikas, elektrotehnikas un enerģētikas institūts) izstrādātos adaptētos programmatūras modelēšanas rīkus un algoritmus.

Veicot dažādu nākotnes scenāriju modelēšanu (2., 3. un 4. nodaļa), tika izmantota *MATLAB* un *Excel* programma, lai sakārtotu ievades datus, tos mērogotu un pielāgotu atbilstoši situācijas pieņēmumiem. Elektroenerģijas sistēmas pārejas stabilitātes modelēšanai tika izmantota *ETAP 12.5* tīkla simulācijas programmatūra (saskaņā ar RTU izsniegto licenci).

Elektroenerģijas sistēmas modelēšanai tika adaptēti un izmantoti *NordPool*, AS “Augstsprieguma tīkls”, AS “Latvenergo” un Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra elektroenerģijas tirgus datu kopumi.

### **Zinātniskā novitāte**

Analizēti Baltijas valstu enerģētikas sistēmu pārveides mērķi, uzdevumi, risināšanas metodes un tehnoloģijas, kā arī apzināti svarīgākie pētniecības virzieni. Papildus izstrādāta metodoloģija rezerves elektrostaciju jaudas novērtēšanai saistībā ar Baltijas energosistēmas attīstības plānu 2050, ņemot vērā Polijas, Zviedrijas un Somijas ietekmi [16].

Veikts risks, kas saistīts ar ražošanas jaudu trūkumu, novērtējums, lai apmierinātu maksimālās slodzes pieprasījumu un novērstu balansēšanas jaudu deficītu nākamajā desmitgadē. Turklāt veikta arī balansēšanas jaudas tirgu un jaudas atlīdzības mehānismu ieviešanas kā pasākumu šo risku mazināšanai analīze.

Ņemot vērā ievērojamo atjaunojamo energoresursu (10 GW) un divu miljonu elektrisko transportlīdzekļu integrāciju, izpētīti arī scenāriji Baltijas reģiona energosistēmu pašpietiekamības sasniegšanai. Turklāt tiek pētītas reģiona iespējas veicināt enerģijas eksportu/importu un samazināt emisijas atmosfērā.

Novērtēta līdzsvarošanas tirgus apstākļu un akumulatoru enerģijas uzkrāšanas sistēmu (*BESS*) lietojamības ietekme uz Baltijas energosistēmas darbību. Lai simulētu *BESS* darbību, izstrādāta *BESS* vadības modeļa simulācijas programmatūra, tās darbību simulējot dažādos noteiktos darbības režīmos un scenārijos.

Pamatojoties uz Ziemeļvalstu un Baltijas valstu tirgu datiem, pierādīts, ka līgumi, kas saistīti ar dinamiskām elektroenerģijas tirgus cenām, nodrošina zemākas cenas galalietotājiem [17].

Izstrādāta tirgus virzīta stratēģija, lai pārvaldītu krātuves uzlādes stāvokli enerģijas piegādātājiem, kas piedalās primārajā frekvences regulēšanā. Šī pieeja demonstrē tās spēju saglabāt pietiekamu noturību pat visnelabvēlīgāko scenāriju gadījumā, pat tad, ja iekārta vienlaikus nodrošina vairākus rezerves produktus. Tika pārbaudīti divi galvenie tirgi – Baltijas balansēšanas tirgus un Baltijas nākamās dienas tirgus.

### **Autora personīgais ieguldījums**

Promocijas darba izstrādes laikā autors piedalījās vairākos sadarbības projektos, kas paredz ciešu sadarbību ar citiem RTU Enerģētikas institūta ekspertiem. Proti, Baltijas valsts energosistēmas parametru meklēšanas rīku un “*EV Assess*” rīku autors apguva kopā ar pētniekiem K. Baltpuņi, Z. Broku, R. un L. Petričenko profesora A. S. Sauhata un profesora G. Junghāna vadībā. Autors bija iesaistīts visos darba posmos, tostarp datu ieguvē, modeļa konceptualizācijā un definēšanā, gadījumu izpētē un rezultātu analizē.

### **Rezultātu aprobācija**

Promocijas darba izstrādes laikā autora veikto pētījumu praktiskā nozīme ir sekmējusi vairāku pētniecības un inovāciju projektu īstenošanu. Turpmāk uzskaitītie projekti ietver ne tikai valsts un starptautiskus zinātniskos projektus, bet arī līgumdarbus nozīmīgai nozares ieinteresētajai pusei.

1. Pētniecības līgums “Matemātisko modeļu izstrāde pieprasījuma puses elastības resursu ekonomiskai novērtēšanai un balansēšanas rezervju aktivizācijas optimizācijai” (2017–2018), pasūtītājs AS “Augstsprieguma tīkls” (Latvijas PSO).

2. Latvijas Zinātnes padomes finansēts projekts “Inovatīva avārijas vadība zemas inerces energosistēmās ar dominējošiem AER (*INNOVA*)” (2024–2026). Inovatīva avārijas režīmu vadība zemas inerces energosistēmām ar lielu AER īpatsvaru (*INNOVA*).

3. Projekts “Latvijas energosistēmas nākotnes attīstībai integrētā Eiropā (*FutureProof*)” (2018–2021), ko finansē Latvijas Republikas Ekonomikas ministrija saistībā ar valsts pētījumu programmu “Enerģētika”.

4. *H2020 INTERFACE* projekts, Eiropas Savienības pētniecības un inovāciju programmas “Apvārsnis 2020” finansējums saskaņā ar granta līgumu Nr. 824330.

## Zinātniskās konferences un žurnāli

Promocijas darbā iekļautie pētījumu rezultāti prezentēti un apspriesti piecās starptautiskās zinātniskās konferencēs. Papildus tam publicēti astoņi raksti starptautiskos nozares žurnālos un viens raksts Latvijas žurnālā. Turklāt vairākas publikācijas ir publicētas vietējās tīmekļa vietnēs.

1. **A. Sīlis**, A., Lavrinovičs, V., Junghāns, G., Sauhats, A. *Benefits of Electricity Industry Switching from Fixed to Spot-Linked End-User Prices*. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM 2018), Poland, Lodz, 27–29 June, 2018. Piscataway: IEEE, 2018, pp. 999–1003. ISBN 978-1-5386-1489-1. e-ISBN 978-1-5386-1488-4. e-ISSN 2165-4093. Available from: doi: 10.1109/EEM.2018.8469824.
2. **Sīlis, A.**, Ermanis, K., Kurevska, L., Junghāns, G., Sauhats, A. *Benefits of Regional Balancing Areas*. In: The 16th International Conference on the European Energy Markets, Slovenia, Ljubljana, 18–20 September, 2019. Ljubljana: EEM, 2019, pp. 1–5.
3. Sauhats, A., Petričenko, R., Petričenko, Ļ., **Sīlis, A.**, Komarovs, R. *The Assessment of the Impact of Electric Vehicles on the Power Balance of the Baltic Energy System*. In: 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2021), Latvia, Riga, 15–17 November, 2021. Piscataway: IEEE, 2021, pp. 220–224. ISBN 978-1-6654-3805-6. e-ISBN 978-1-6654-3804-9. Available from: doi: 10.1109/RTUCON53541.2021.9711587.
4. Petričenko, R., Kozadaļevs, J., Petričenko, Ļ., **Sīlis, A.** *Reserve Power Estimation according to the Baltic Power System 2050 Development Plan*. In: 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON 2022), Latvia, Riga, 9–12 May, 2022. Piscataway: IEEE, 2022, pp. 1–6. ISBN 978-1-6654-7983-7. e-ISBN 978-1-6654-7982-0. Available from: doi: 10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830517.
5. Baltputnis, K., Broka, Z., **Sīlis, A.**, Cingels, G., Junghāns, G. *Efficient Market-Based Storage Management Strategy for FCR Provider with Limited Energy Reservoir*. In: 2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM 2023): Proceedings, Finland, Lappeenranta, 6–8 June, 2023. Piscataway: IEEE, 2023, pp. 211–216. ISBN 979-8-3503-2452-5. e-ISBN 979-8-3503-1258-4. ISSN 2165-4077. e-ISSN 2165-4093. Available from: doi: 10.1109/EEM58374.2023.10161770).
6. Junghāns, G., **Sīlis, A.**, Mārciņa, K., Ertmanis, K. *Role of Balancing Markets in Dealing with Future Challenges of System Adequacy Caused by Energy Transmission*. Latvian Journal of Physics and Technical Sciences, 2020, Vol. 57, No. 3, pp. 48–56. ISSN 0868-8257. e-ISSN 2255-8896.

7. Junghāns G., **Silis A.** “*Latvijas integrācija Eiropas elektroenerģijas tirgū*” (Latvia's Integration into the European Electricity Market), *Enerģija un pasaule*. 2017. februāris, Nr. 6/107, 26.–30. lpp. ISSN 1407-5911.
8. Bāliņš A., **Silis A.**, Mārciņa K., “*Ceļā uz vienotu iekšējo elektroenerģijas tirgu – progress Eiropas Savienības tīkla kodeksu ieviešanā*”. *Enerģija un Pasaule*. 2019. Nr. 2/115, 26.–31. lpp. ISSN 1407-5911.
9. Junghāns G., **Silis A.** “*Latvijas integrācija Eiropas elektroenerģijas tirgū*” (Latvia's Integration into the European Electricity Market), *Enerģija un pasaule*. 2017. februāris, Nr. 6/107, 26.–30. lpp. ISSN 1407-5911.
10. Žbanovs A., **Silis A.**, Kutjuns A. “*Latvijas elektroenerģijas sistēmas attīstības pamats – ikgadējais pārvades sistēmas operatora AS “Augstsprieguma tīkls” novērtējuma ziņojums*” (The Annual Report of the Transmission system operator “Augstsprieguma tīkls” AS), *Enerģija un pasaule*, 2017. oktobris, 23.–27. lpp. ISSN 1407-5911.
11. Junghāns G., L̄vovs A., **Silis A.** “*Elektroenerģijas pārvades tīklā būtisko palielināta starpvalstu tirdzniecības jauda*” (Transnational Trading Capacity has Significantly Increased In Electricity Transmission Network), *Enerģija un pasaule*, 2019. janvāris, 30.–34. lpp. ISSN 1407-5911.
12. Junghāns G., **Silis A.** *Nākotnē pieaugs elektroapgādes jaudu nepietiekamības risks* (The risk of a shortage of electricity production in Europe), *Enerģija un Pasaule*. 2019. decembris, 24.–27. lpp. ISSN 1407-5911.
13. **Silis A.**, Ertmanis K. “*Neaplicinātās elektroenerģijas izcelsmes sastāvs*”, *Enerģija un pasaule*, 2021. oktobris, 30.–33. lpp. ISSN 1407-5911.
14. **Silis A.**, Zikmanis I. “*Vienota elastības platforma – INTERFACE*”, *Enerģija un pasaule*, 2021. decembris, 30.–39. lpp. ISSN 1407-5911.
15. Petričenko, R., Kozadajevs, J., Petričenko, L., **Silis, A.** *Reserve Power Estimation according to the Baltic Power System 2050 Development Plan*. In: 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON 2022), Latvia, Riga, 9–12 May, 2022. Piscataway: IEEE, 2022, pp. 1–6. ISBN 978-1-6654-7983-7. e-ISBN 978-1-6654-7982-0. Available from: doi: 10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830517.
16. Baltputnis, K., Broka, Z., **Silis, A.**, Cingels, G., Junghāns, G. *Efficient Market-Based Storage Management Strategy for FCR Provider with Limited Energy Reservoir*. In: 2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM 2023): Proceedings, Finland, Lappeenranta, 6–8 June, 2023. Piscataway: IEEE, 2023, pp. 211–216. ISBN 979-8-3503-

## Promocijas darba struktūra

Promocijas darbs ir rakstīts angļu valodā. Tajā ir ievads, četras galvenās nodaļas, secinājumi un izmatoto avotu saraksts ar 97 atsaucēm. Promocijas darbā ir 18 attēli un trīs tabulas. Promocijas darba apjoms kopā ar pielikumiem ir 143 lappuses. Pielikumos ir iekļauti raksti, kas attiecas uz promocijas darba tēmu.

**Pirmajā nodaļā** sniegts pārskats par Baltijas enerģosistēmas pašreizējo stāvokli, kā arī par paredzamajām nākotnes norisēm saistībā ar Baltijas valstu sinhronizāciju ar *ENTSO-E* tīklu līdz 2025. gadam un formulēti klimata neitralitātes mērķi, kas noteikti 2050. gadam. Tiek aplūkota pamatinformācija par enerģosistēmas infrastruktūru, tostarp elektrolīnijām, primārajām elektrostacijām, inerci, frekvenci un sinhronajiem kondensatoriem. Tiek uzsvērti ieguvumi, ko elektroenerģijas nozarei sniedz pāreja no fiksētām cenām uz tūlītējām cenām galalietotājiem.

**Otrajā nodaļā** izskaidrota reģionālo balansēšanas apgabalu loma un ieguvumi saistībā ar turpmāko problēmu risināšanu attiecībā uz sistēmas pietiekamību, ko rada enerģijas pārvade. Tajā aplūkota šo apgabalu nozīme, lai efektīvi organizētu balansēšanas tirgus.

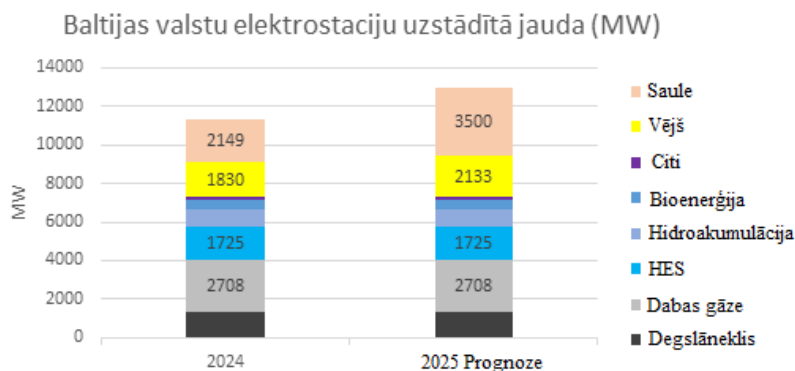
**Trešajā nodaļā** izklāstīta visaptveroša koncepcija un metodoloģija sistēmas pietiekamības prognozēšanai 2030.–2050. gadam. Tajā izveidota strukturēta sistēma rezerves jaudas novērtēšanai, izmantojot Baltijas elektroenerģijas sistēmas 2050. gada attīstības plānā gūtās atziņas. Analīzē tiek izmantoti gan vēsturiskie, gan prognozētie dati, izmantojot Furjē cenu transformāciju, lai uzlabotu precizitāti un ticamību. Rezerves jaudas aplēses ir stingri pamatotas, saskaņojot tās ar Baltijas elektroenerģijas sistēmas 2050. gada attīstības plānā izklāstītajiem mērķiem. Tiek izmantots iekšējais RTU elektroenerģijas tirgus modelis.

**Ceturtnā nodaļā** veltīta Baltijas valstu enerģosistēmu attīstības scenāriju izskatīšanai. Paredzams, ka līdz 2050. gadam ekspluatācijā tiks nodotas ievērojamas AES jaudas (10 GW) un divi miljoni elektromobiļu. Tiek pētīts jautājums par reģiona spēju pašpietiekami nodrošināties ar enerģiju, tās eksportu/importu un samazināt emisijas atmosfērā. Analīze ir pabeigta, pamatojoties uz Baltijas valstu enerģosistēmas uzvedības modelēšanu, ņemot vērā savienojumus ar Zviedriju, Somiju un Poliju. Papildus nodaļā izskaidrota tirgū balstīta uzglabāšanas pārvaldības stratēģija *FCR* piegādātājam ar ierobežotu enerģijas rezervuāru kontekstā, risinot nākotnes problēmas saistībā ar sistēmas adekvātumu.

# 1. ENERĢĒTIKAS NOZARES TRANSFORMĀCIJA BALTIJAS VALSTĪS

## 1.1. BALTIJAS VALSTU ENERGOSISTĒMA

Latvijas pārvades sistēmas operatora mērķi saskaņā ar Eiropas Savienības kopējās enerģētikas politikas pamatnostādņēm ir nodrošināt stabilu elektroenerģijas pārvades sistēmas darbību un drošu elektroenerģijas piegādi patērētājiem [17]. Vienlaikus pārvades sistēmas operatoram jāveicina elektroenerģijas tirgus darbība [18] un jāpalīdz elektroenerģijas ražošanas nozarei pakāpeniski pāriet uz videi draudzīgāku elektroenerģijas ražošanu. Latvijas elektroenerģijas tirgus ir salīdzinoši neliels – no elektroenerģijas patēriņa viedokļa [19] Latvijas tirgus lielums veido mazāk nekā 2 % no kopējā Skandināvijas un Baltijas valstu tirgus jeb aptuveni 0,25 % no kopējā Eiropas elektroenerģijas tirgus. Pašpietiekamas elektroenerģijas piegādes un drošības nodrošināšana Latvijai izmaksātu ļoti dārgi. Tāpēc Latvijai ir ārkārtīgi svarīga integrācija vienotajā Eiropas elektroenerģijas tirgū [20]. Pēdējo 10 gadu laikā Baltijas pārvades sistēmu operatori ir nenogurstoši strādājuši pie Baltijas energosistēmas integrācijas Eiropas tirgū [21]. Pirmais starpsavienojums starp Baltijas un Skandināvijas pārvades sistēmām tika nodots ekspluatācijā 2007. gada sākumā, un tā jauda bija 350 MW (Igaunija–Somija) [22]. Līdz 2023. gadam ekspluatācijā ir nodoti četri starpsavienojumi starp Baltijas un Eiropas pārvades sistēmām [23], kuru kopējā uzstādītā jauda ir 2200 MW, kas veido aptuveni 50 % no maksimālā Baltijas elektroenerģijas patēriņa. Starpsavienojumu izbūve ir ievērojami palielinājusi elektroapgādes drošību Baltijas reģionā un nodrošinājusi Baltijas valstu integrāciju Eiropas elektroenerģijas tirgū.



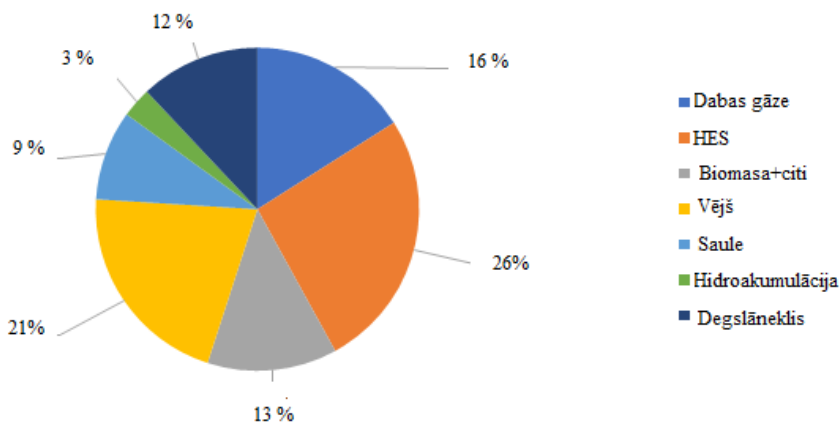
1.1. att. Baltijas valstu elektrostaciju uzstādītā jauda (MW) [24].



Baltijā gaidāms ražošanas jaudas samazinājums. Patlaban kopējā uzstādītā jauda Baltijas valstu elektrostacijās (1.1. att.) ir aptuveni 9000 MW [24], kas ir aptuveni divas reizes vairāk nekā maksimālais patēriņš Baltijas reģionā.

No tām aptuveni 5000 MW uzstādītās jaudas (1.2. att.) ir lielajās termoelektrostacijās (kā kurināmo galvenokārt izmanto gāzi un ogles). Saskaņā ar Baltijas pārvades sistēmu operatoru veikto jaudas pietiekamības novērtējumu nākamajiem 10 gadiem [25] pēc 2020. gada ir paredzams ievērojams ražošanas jaudas samazinājums, jo vecākās gāzes un ogļu spēkstacijas pamet tirgu.

Baltijas valstīs saražotā elektroenerģija 2023. gadā MW

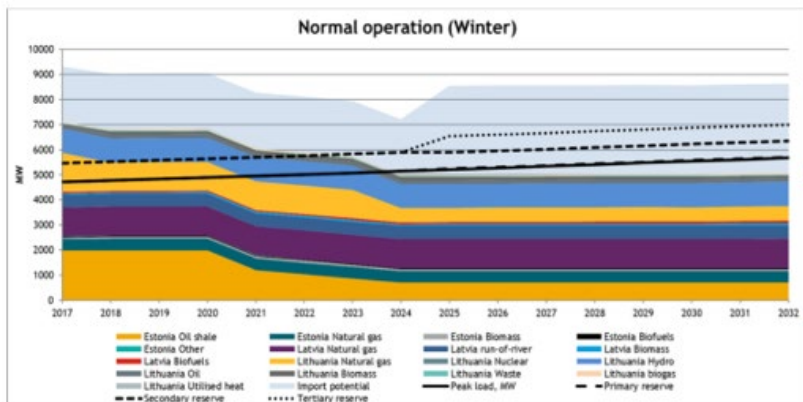


1.2. att. Baltijas valstīs saražotā elektroenerģija 2023. gadā [26].

Līdz 2030. gadam Baltijā varētu slēgt ražošanas jaudas ar kopējo jaudu aptuveni 2300 MW, kas ir aptuveni puse no esošo lielo termoelektrostaciju jaudas. Samazinoties ražošanas jaudām Baltijā, palielināsies starpsavienojumu nozīme elektroenerģijas piegādes nodrošināšanā. Starpsavienojumi nodrošinās gan elektroenerģijas apmaiņu, gan sistēmisko pakalpojumu (rezervju) sniegšanu, kas nepieciešami piegādes drošībai starp valstīm [27].

Pasaulē strauji samazinās ražošanas tehnoloģiju izmaksas, kuru pamatā ir atjaunojamie enerģijas avoti [28]. Paredzams, ka nākotnē Eiropā un Baltijā turpinās attīstīties decentralizētā ražošana un ražošana, kas balstīta atjaunojamajos enerģijas avotos [29]. Patlaban Baltijā jau darbojas aptuveni 5500 decentralizētās ģenerācijas vienību, un nākotnē paredzama turpmāka attīstība. Kopējā uzstādītā vēja elektrostaciju jauda Baltijā patlaban pārsniedz 1871 MW, saules enerģijas – 2280 MW [24], kas ir aptuveni 87 % no Baltijas valstu maksimālā patēriņa (MW) (1.2. att.) [30]. Ņemot vērā vēja enerģijas ražošanas konkurētspējīgās izmaksas, salīdzinot ar citiem ražošanas veidiem, Baltijā ir paredzama turpmāka šī ražošanas veida attīstība. Baltijas pārvades tīkla nostiprināšana un integrācija ar Eiropas pārvades tīklu ir priekšnoteikums, lai Baltijas

energosistēmai varētu turpmāk pieslēgt lielus atjaunojamās enerģijas elektrostaciju apjomus. Ziemeļvalstu un Baltijas valstu pārvades sistēmu operatori kopīgi veikuši analīzi par elektroapgādes pietiekamību reģionā (1.3. att.).

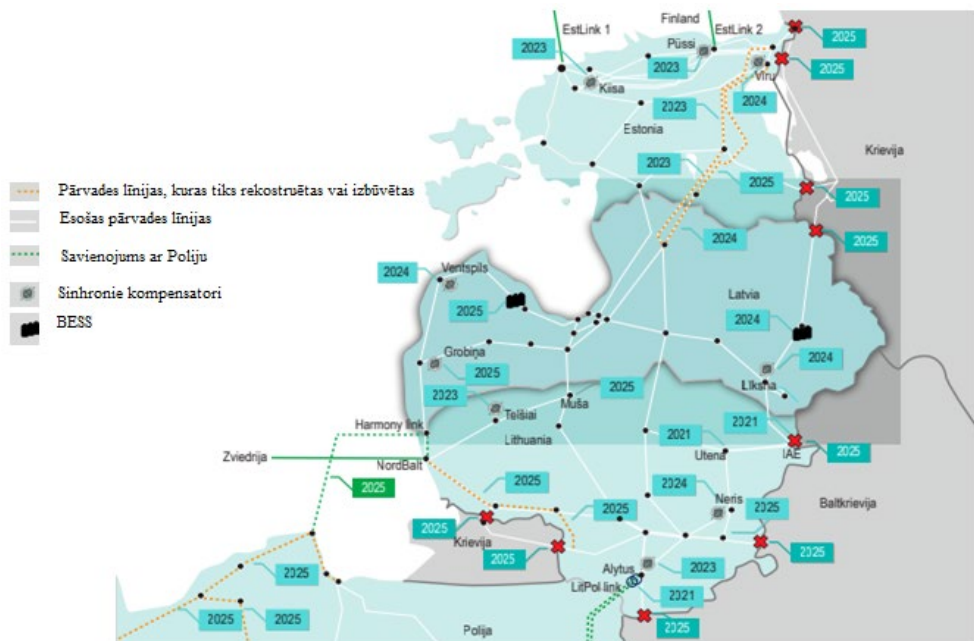


1.3. att. Ražošanas un starpsavienojumu jaudas pietiekamības novērtējums ziemas periodam. Avots: AST, Elering, Litgrid.

Saskaņā ar ENTSO-E ziņojumu [31] 2022. gada ziemā, jo īpaši janvārī un februārī, paredzēja, ka, salīdzinot ar iepriekšējiem gadiem, būs lielāks enerģijas nepieciešamības risks un kopumā mazākas drošības rezerves. Ja ūdens līmenis hidroelektrostaciju ūdenskrātuvēs būs zems, Zviedrijas un Norvēģijas dienvidu daļā, kā arī Dānijas austrumu reģionos var rasties elektroenerģijas piegādes pietiekamības risks. Ja samazināsies ražošanas jauda atomelektrostacijās, var palielināties enerģijas nepieciešamības riski Zviedrijas dienvidos un Somijā – elektroenerģijas tirdzniecības apgabalos, kas atkarīgi no importa.

Līdztekus Baltijas un Eiropas pārvades sistēmu starpsavienojumu izbūvei Baltijas pārvades sistēmu operatori stiprina Baltijas pārvades tīklu.

Latvijas elektroenerģijas pārvades sistēmas attīstības plānā laika posmā no 2023. līdz 2032. gadam plānotas investīcijas 445 miljonu eiro apmērā [32]. Pieciem projektiem paredzamās investīcijas 10 gadu laikā ir 224 miljoni eiro.



1.4. att. Baltijas 330 kV elektropārvades tīkla galvenie attīstības projekti.

Patlaban finansējums ir piešķirts trim projektiem – trešās līnijas izbūvei “Kurzemes loks” elektropārvades līnijas un apakšstaciju posmam (kopējās investīcijas – 128 miljoni eiro), trešās starpsavienojuma elektropārvades līnijas starp Latviju un Igauniju izbūvei un apakšstacijas paplašināšanai (kopējās investīcijas – 102 miljoni eiro), kā arī jaunu 330 kV elektropārvades līniju izbūvei, kas savieno Rīgas TEC-2 ar Rīgas HES (kopējās investīcijas – 20 miljoni eiro) (1.4. att.) [27].

## 1.2. EIROPAS VIENOTĀ ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS DAĻAS

Turpinās Baltijas elektroenerģijas tirgus modeļa saskaņošana ar vienoto Eiropas tirgus modeli [33]. Lai izveidotu vienotu reģionālo elektroenerģijas tirgu, ir nepieciešams ne tikai izveidot starpsavienojumus. Atšķirīgi tirgus modeļi var būtiski ierobežot vai pat bloķēt pārrobežu tirdzniecību, neraugoties uz fizisku starpsavienojumu esamību. Tāpēc, pamatojoties uz Eiropas Komisijas izstrādātajiem elektrotīklu kodeksiem, ES dalībvalstu pārvades sistēmu operatori savās valstīs ievieš vienotu tirgus modeli ar mērķi nodrošināt, lai elektroenerģijas tirgus Eiropā efektīvi darbotos kā viens vienots tirgus [34].

Eiropas elektroenerģijas tirgus modelis ietver četras daļas.

- **Nākamās dienas tirgus** patlaban ir galvenais tirgus, kurā tiek slēgti standartizēti piegādes darījumi nākamajai dienai, nosakot iepirtās un pārdotās elektroenerģijas apjomu stundā. Eiropas Tīkla kodekss paredz noteikumus koordinēta Eiropas nākamās dienas tirgus izveidei. Tāpēc ES dalībvalstu pārvades sistēmu operatori sadarbībā ar elektroenerģijas biržām īsteno *Multi-Regional Coupling* projektu, kura galvenais princips ir vienota platforma un vienots algoritms cenu un pārrobežu plūsmu noteikšanai. Šis kompleksais projekts, kas ir lielākais šāda veida projekts ES praksē, tiek veiksmīgi īstenots, un patlaban ar centralizētās platformas starpniecību ir integrēti 75 % no visa Eiropas elektroenerģijas tirgus, tostarp arī Latvija un pārējās Baltijas valstis.
- **Tekošās dienas tirgus** darbojas arī kā fiziskās piegādes tirgus, kas tiek atvērts uzreiz pēc nākamās dienas tirgus slēgšanas. Šajā tirgū dalībnieki var slēgt piegādes darījumus ne vēlāk kā vienu stundu pirms reālā laika stundas. Pieaugot ražošanas mainīgumam un decentralizācijai, tirgus dalībniekiem kļūst arvien grūtāk sabalansēt piedāvājumu un pieprasījumu nākamās dienas tirgū. Tāpēc tekošās dienas tirgū dalībnieki var veikt papildu darījumus, lai sabalansētu piegādes. Eiropas Tīkla kodeksā ir noteiktas prasības koordinēta Eiropas tekošās dienas tirgus izveidei. Tāpēc Eiropas pārvades sistēmu operatori sadarbībā ar biržām strādā pie vienotas Eiropas tekošās dienas tirgus platformas izveides (*XBID* projekts). Šā plašā projekta pirmais posms tika ieviests 2018. gada pirmajā ceturksnī, un pirmais ES dalībvalstu kopums, tostarp Baltijas valstis, organizēja, izmantojot vienoto Eiropas *XBID* platformu. Dažu pēdējo gadu laikā dienas un tekošās dienas tirgos tika panākts ievērojams progress tirgus integrācijas ziņā. Abi tirgi tagad pilnībā savieno visas Eiropas piedāvājumu zonas, tādējādi nodrošinot, ka elektroenerģijas apmaiņa vienmēr notiek virzienā, kas maksimāli palielina sociālo labklājību. Lai to panāktu, jauda tiek netieši piešķirta elektroenerģijas tirdzniecības darījumiem, kas rada vislielāko labklājību saistītājām Eiropas piedāvājumu zonām, tāpēc visas solīšanas zonas tagad ir daļa no viena saistīta tirgus nākamās dienas un tekošās dienas laikā [21].
- **Balansēšanas tirgus** ir būtisks rīks pārvades sistēmu operatoriem, lai veiktu vienu no savām svarīgākajām funkcijām – nodrošinātu nepārtrauktu elektroenerģijas līdzsvaru sistēmā, kurā strauji pieaug mainīgo un dalīto ģenerāciju skaits. Balansēšanas tirgū tirgus dalībnieki pārdod pārvades sistēmas operatoriem reāllaikā manuāli aktivizējamas frekvences regulēšanas rezerves (piemēram, palielinot vai samazinot elektroenerģijas ražošanu elektrostacijās pēc sistēmas operatora pieprasījuma). Lai ieviestu vienotu Eiropas balansēšanas tirgu, kura pamatā būtu vienota Eiropas balansēšanas tirgus platforma, patlaban vairāk nekā 20 Eiropas pārvades sistēmu operatori, tostarp no visām Baltijas valstīm, strādā pie Vienotās balansēšanas tirgus platformas projekta (*MARI* projekts).

Jaudas tirgus kalpo tam, lai garantētu pietiekamu un uzticamu enerģijas apjomu, nodrošinot maksājumus, kas veicina investīcijas jaunās jaudās vai esošo elektrostaciju darbības

turpināšanu. Papildus Eiropas platformām balansēšanas enerģijas apmaiņai pastāv trīs kooperācijas, kas ļauj veikt balansēšanas jaudas apmaiņu.

- **Ziemeļvalstu aFRR tirgus.** Saskaņā ar Elektroenerģijas balansēšanas regulas 41. pantu Ziemeļvalstu PSO ir iesnieguši Ziemeļvalstu VRI metodoloģiju tirgū balstītam starpzonu jaudas piešķiršanas procesam balansēšanas jaudas apmaiņai vai rezervju koplietošanai. Šī metodika tika nodota ACER, kas to apstiprināja 2020. gada augustā. Pēc ACER lēmuma pieņemšanas Ziemeļvalstu PSO ieviesa Ziemeļvalstu aFRR jaudas tirgu, kas sāka darboties 2022. gada 7. decembrī. Ņemot vērā šo veiksmīgo projektu, paredzams, ka turpmākajos gados tiks izveidots kopīgs Ziemeļvalstu jaudas tirgus arī mFRR vajadzībām [21], [36].

### 1.3. ENERGOSISTĒMAS FREKVENCES REGULĒŠANAS STRATĒGIJAS

Energosistēmas tiek plānotas darbam ar noteiktu nominālo frekvenci (parasti 50 Hz vai 60 Hz) atkarībā no reģiona. Elektroenerģijas pieprasījuma svārstības, izmaiņas ražošanas jaudā un neparedzēti notikumi, piemēram, iekārtu bojājumi, var izraisīt sistēmas frekvences novirzes. Frekvences kontrole un regulēšana attiecas uz instrumentiem un metodēm, ko izmanto, lai uzturētu energosistēmas frekvenci pieņemamās, stingri ierobežotās robežās. Savstarpēji savienotā elektrotīklā maiņstrāvas (AC) viļņu formas frekvence ir stingri jāregulē, lai nodrošinātu elektrisko ierīču un iekārtu stabilu darbību. Frekvences kontrole un regulēšana ietver darbību spektru, ko var iedalīt divās pamatgrupās – avārijas kontrole un regulēšana.

1. **Avārijas kontrole.** Lai atjaunotu tīkla frekvenci līdz tās nominālajai vērtībai neplānotu, pēkšņu un lielu frekvences noviržu laikā, tiek īstenoti ārkārtas kontroles pasākumi. Šiem pasākumiem ir būtiska nozīme, lai novērstu kaskādveida traucējumus un elektrības padeves pārtraukumus. Avārijas kontroles pasākumi var ietvert darbības, lai sabalansētu enerģijas piedāvājumu ar pieprasījumu:
  - slodzes samazināšana;
  - ģeneratoru izslēgšana;
  - uzkrāto enerģijas resursu, piemēram, akumulatoru enerģijas uzkrāšanas sistēmu (BESS), izmantošana, lai pēc vajadzības ievadītu vai izņemtu papildu enerģiju no tīkla.
2. **Frekvences regulēšana (FR).** FR attiecas uz nepārtrauktu elektroenerģijas ražošanas vai pieprasījuma regulēšanu, lai uzturētu sistēmas frekvenci pieņemamās robežās normālos ekspluatācijas apstākļos. FR sistēmas nepārtraukti uzrauga tīkla frekvenci un reāllaikā koriģē ģeneratoru jaudas, lai uzturētu frekvenci noteiktā diapazonā. FR sistēmas izmanto atgriezeniskās saites kontroles cilpas, lai uzturētu līdzsvaru starp ražošanu un patēriņu, veicot ātras korekcijas, pamatojoties uz frekvences novirzēm. Energosistēmu frekvences kontrole un regulēšana kļūst sarežģītāka savstarpēji savienotos tīklos, kuros ir iesaistīti vairāki komunālo pakalpojumu uzņēmumi un ražošanas avoti. Savstarpēji savienotiem

tīkliem nepieciešama precīza frekvences un fāzes sinhronizācija starp dažādiem reģioniem, lai saglabātu sistēmas stabilitāti.

Kopumā frekvenču avārijas kontrole un regulēšana nodrošina tīkla stabilitāti, uzticamību un noturību pret traucējumiem un ārkārtas situācijām, un tai ir izšķiroša nozīme šo uzdevumu sekmīgā izpildē. Frekvences regulēšana ietver trīs atšķirīgas pasākumu grupas – primāro, sekundāro un terciāro regulēšanu.

1. **Primārā frekvences regulēšana.** Primārā frekvences regulēšana ir elektroenerģijas ražošanas avotu tūlītēja reakcija uz slodzes pieprasījuma vai ražošanas jaudas izmaiņām. Automātiskās ražošanas regulēšanas (*AGC*) sistēmas nepārtraukti uzrauga sistēmas frekvenci un attiecīgi regulē ģeneratoru jaudu, lai sekundēs vai minūtēs atjaunotu frekvences novirzes. Ģeneratori ar ātru reakcijas laiku, piemēram, gāzes turbīnas un hidroelektrostacijas, bieži nodrošina primāro frekvences regulēšanu.
2. **Sekundārais frekvences regulējums.** Sekundārais frekvences regulējums papildina primāro frekvences regulēšanu, nodrošinot papildu precīzu ģeneratoru jaudas regulēšanu, lai uzturētu sistēmas frekvenci stingrākās pielaidēs. To parasti panāk, izmantojot automātiskās ģenerācijas vadības algoritmus un vairāku ģeneratoru un vadības ierīču koordinētu darbību.
3. **Terciārā frekvences regulēšana.** Terciārais frekvences regulējums attiecas uz elektroenerģijas ražošanas vai patēriņa precizējošām korekcijām, kas tiek veiktas, reaģējot uz ilgāka termiņa tīkla frekvences svārstībām. Atšķirībā no primārās un sekundārās frekvences regulēšanas, kas attiecas uz tūlītējām un īstermiņa frekvences novirzēm, terciārā regulēšana regulē pakāpeniskākas izmaiņas ilgākā laika posmā (Baltijas valstīs – 1 h). Terciārā frekvences regulēšana darbojas ilgākā laika posmā, salīdzinot ar primāro un sekundāro regulēšanu. Primārais un sekundārais regulējums reaģē uz frekvences novirzēm dažu sekunžu vai minūšu laikā, savukārt terciārais regulējums var ietvert korekcijas no dažām minūtēm līdz stundām. Terciārās frekvences regulēšanas resursi parasti ietver lēnāk reaģējošus aktīvus, piemēram, rezerves elektroenerģijas ražošanas jaudu, pieprasījuma reakcijas programmas, enerģijas uzkrāšanas sistēmas (piemēram, baterijas vai sūkņētās hidroakumulācijas) un starpsavienojumus ar kaimiņos esošām energosistēmām vai tīkla reģioniem.

Īstenojot uzskaitītos frekvences regulēšanas pasākumus, tiek saglabātas divu veidu rezerves – **ierobežošanas rezerves un atjaunošanas rezerves.**

#### **Frekvences ierobežošanas rezerve (*FCR*)**

- Ar frekvences ierobežošanas rezervi apzīmē rezerves jaudu, ko var ātri aktivizēt, lai neitralizētu sistēmas frekvences novirzes.
- *FCR* ir daļa no primārā frekvences regulēšanas mehānisma.

- *FCR* nodrošina ģeneratori un citi resursi, kas spēj ātri pielāgot savu jaudu, reaģējot uz frekvences novirzēm. Šie resursi parasti ir aprīkoti ar automātiskām frekvences regulēšanas sistēmām.

### **Frekvences atjaunošanas rezerve (*FRR*)**

- *FRR* ir rezerves jauda, kas tiek aktivizēta ievērojamu traucējumu vai neparedzētu apstākļu gadījumā, kas izraisa lielas frekvences novirzes.
- *FRR* ir daļa no sekundārā frekvences regulēšanas mehānisma.
- *FRR* resursi parasti reaģē lēnāk nekā *FCR* resursi, bet nodrošina lielākas rezerves un var uzturēt savu jaudu ilgāku laiku.
- *FRR* resursi var ietvert papildu ražošanas jaudu, enerģijas uzkrāšanas sistēmas vai pieprasījuma reakcijas programmas, ko var aktivizēt, lai atjaunotu sistēmas frekvenci.

Kopumā frekvences ierobežošanas rezerves (*FCR*) un frekvences atjaunošanas rezerves (*FRR*) ir divu veidu rezerves jauda enerģosistēmā, kas tiek aktivizēta, lai regulētu sistēmas frekvenci un saglabātu stabilitāti, reaģējot uz izmaiņām elektroenerģijas pieprasījumā vai piedāvājumā un neparedzētiem traucējumiem vai neparedzētiem gadījumiem. *FCR* nodrošina ātru reakciju uz nelielām frekvences novirzēm, savukārt *FRR* nodrošina papildu rezerves jaudu, lai novērstu lielākus traucējumus un atjaunotu sistēmas frekvenci līdz tās nominālajai vērtībai [38]–[43].

## **1.4. IZMAIŅU TENDENCE**

Nākotnē palielināsies nepietiekamas elektroenerģijas piegādes jaudas risks. Baltijas valstu izstrādātajos nacionālajos enerģētikas un klimata plānos [44] laikposmam līdz 2030. gadam paredzēts ievērojami palielināt atjaunojamo energoresursu īpatsvaru galapatēriņā [47]. Tāpēc nākamajā desmitgadē Baltijas elektroenerģijas sistēmā gaidāma ievērojama vēja, saules [47] un sadalītās ģenerācijas [51] attīstība, kas radīs lielāku vajadzību pēc balansēšanas jaudas. Plānotā Baltijas enerģosistēmas sinhronizācija ar kontinentālās Eiropas enerģosistēmu 2025. gadā arī palielinās vajadzību pēc frekvences un balansēšanas rezervēm [51]. Tajā pašā laikā, pakāpeniski izbeidzot nekonkurētspējīgo termoelektrostaciju darbību, centralizētās un regulējamās jaudas Baltijā samazināsies. Šādai tendencei turpinoties, nākotnē palielināsies nepietiekamas elektroenerģijas piegādes jaudas risks. Tāpēc ir svarīgi apzināties darbības, kas palīdz [58]–[66] mazināt šo risku, un savlaicīgi rīkoties. Atjaunojamie energoresursi aizstāj fosilo kurināmo.

Pēdējos gados Baltijas elektroenerģijas ražošanas struktūrā nav notikušas straujas izmaiņas [26], taču ir skaidri redzama noturīga tendence palielināt ražošanu no atjaunojamiem energoresursiem [45] un samazināt ražošanu no fosilā kurināmā. Elektroenerģijas patēriņš pēdējos gados ir bijis stabils ar nelielu pieauguma tendenci. Pēdējo piecu gadu laikā Igaunijā patēriņš ir palielinājies par 7 %, Latvijā – par 2 %. Lietuvā publicētie dati [47] liecina par 26 % patēriņa pieaugumu pēdējo piecu gadu laikā, taču lielākā daļa no paziņotā patēriņa pieauguma kopš 2017.

gada ir saistīta ar izmaiņām patēriņa uzskaites metodoloģijā, iekļaujot patēriņu no Kronas hidroelektrostacijas sūkņa režīmā. Pēdējos gados aptuveni 80 % patērētās elektroenerģijas Baltijas reģionā ir saražoti uz vietas, aptuveni 60 % iegūstot no fosilā kurināmā (galvenokārt oglēm un dabasgāzes) un 40 % – no atjaunojamiem energoresursiem (galvenokārt hidroenerģijas un vēja enerģijas). Elektroenerģijas ražošana no atjaunojamajiem energoresursiem 2017. un 2018. gadā sasniedza vēsturiski augstu līmeni, pārsniedzot attiecīgi 10 TWh un 8 TWh.

Lielākie CO<sub>2</sub> emitētāji tiks pakāpeniski izstumti no tirgus. Igaunijas ogļu spēkstacijām ir bijusi liela nozīme Baltijas enerģētikas sistēmā. Pēdējos gados ar oglēm darbināmās elektrostacijas ir saražojušas aptuveni 9–10 TWh elektroenerģijas gadā, kas veido aptuveni pusi no kopējās saražotās elektroenerģijas Baltijas reģionā. Svarīgi atzīmēt, ka, ņemot vērā to, ka Igaunijā ogles tiek iegūtas iekšzemes tirgū, šīs elektrostacijas ir nodrošinājušas elektroenerģijas ražošanu neatkarīgi no ārējiem resursu piegādātājiem.

Tomēr, sadedzinot ogles, rodas ievērojams daudzums emisiju, īpaši CO<sub>2</sub> emisiju, tāpēc šo elektrostaciju rentabilitāti īpaši ietekmē CO<sub>2</sub> emisiju kvotu cenu izmaiņas Eiropas tirgū. Pēdējos gados ogļu spēkstaciju stabilos ražošanas apjomus pastāvīgi ir veicinājušas zemas un stabilas CO<sub>2</sub> emisijas kvotu cenas (1.5. att.). Tomēr, sākot no 2019. gada, CO<sub>2</sub> emisijas kvotu cena pārsniedza 20 EUR par tonnu, jūlijā vien sasniedzot pat 29 EUR par tonnu. Tā rezultātā ievērojami samazinājās elektroenerģijas ražošana no ogļu elektrostacijām.



1.5. att. CO<sub>2</sub> emisijas kvotu cena Eiropā (EUR/t) un elektroenerģijas ražošana Igaunijā.  
Avots: Nord Pool.

2019. gada jūlijā Igaunijas valsts enerģētikas uzņēmums “Eesti Energia” paziņoja, ka pirmo reizi uzņēmuma vēsturē 28. jūnijā astoņu stundu laikā ogļu elektrostacijās netika ražota elektroenerģija. 2019. gada janvārī Narvas elektrostacijā elektroenerģijas ražošana patēriņa maksimuma stundās sasniedza 1900 MW, savukārt jūnijā ražošana svārstījās 50–200 MW robežās.



2019. gada pirmajos 10 mēnešos Igaunija saražoja 517 GWh elektroenerģijas, kas ir par 41 % mazāk nekā šajos mēnešos 2018. gadā. Kopumā Baltijas reģionā elektroenerģijas ražošana tajā pašā periodā samazinājās par 22 %.

Reģionā samazinās centralizētas, regulētas ražošanas jaudas. Pēdējo piecu gadu laikā kopējā uzstādītā spēkstaciju jauda Baltijas reģionā ir bijusi relatīvi stabila un patlaban pārsniedz 9000 MW, kas ir aptuveni divas reizes vairāk nekā maksimālais patēriņš Baltijas valstīs. Pēdējo piecu gadu laikā ar gāzi darbināmo elektrostaciju uzstādītā jauda ir samazinājusies par 25 % (aptuveni 1000 MW) galvenokārt vecāku ar gāzi darbināmu elektrostaciju bloku, kas atrodas Lietuvā, slēgšanas dēļ. Savukārt ievērojamu ražošanas jaudas pieaugumu veicināja jaunu vēja un biomasas elektrostaciju (ar kopējo jaudu aptuveni 600 MW) nodošana ekspluatācijā, kā arī jaunās 300 MW Auveres ogļu elektrostācijas nodošana ekspluatācijā Igaunijā 2015. gadā.

Paredzams, ka turpmākajos gados lielo centralizēto bāzes elektrostaciju jauda Baltijā turpinās samazināties galvenokārt tāpēc, ka Igaunijā un Lietuvā samazināsies nekonkurētspējīgo veco termoelektrostaciju bloku ražošanas apjoms. Tajā pašā laikā, galvenokārt pateicoties vēja parku attīstībai, paredzams, ka kopējā uzstādītā ražošanas jauda Baltijas reģionā palielināsies. Ņemot vērā Baltijas valstu publicētos Nacionālos enerģētikas un klimata plānus, kuros izklāstītas valstu ieceres attiecībā uz atjaunojamās enerģijas ražošanas attīstību līdz 2030. gadam, var secināt, ka līdz 2030. gadam no atjaunojamajiem energoresursiem saražotās elektroenerģijas apjoms Baltijā varētu sasniegt vismaz 13 TWh gadā, kas ir par 5 TWh gadā vairāk nekā 2018. gadā un atbilst vismaz 40 % no elektroenerģijas patēriņa Baltijā [52]–[56]. Turklāt paredzams, ka lielāko daļu no jaunās ražošanas jaudas nodrošinās vēja elektrostācijas.

Turpmākajos gados palielināsies nepietiekamas elektroenerģijas piegādes jaudas risks. Baltijas pārvades sistēmu operatori regulāri novērtē Baltijas reģiona elektroenerģijas sistēmu drošību un jaudu pietiekamību reģionā. Pārvades sistēmu operatori sagatavo ražošanas jaudu attīstības scenārijus, kas sniedz priekšstatu par to, kā turpmākajos gados mainīsies līdzsvars starp ražošanas jaudu un pieprasījumu, kā arī par riskiem energoapgādes drošībai. Saskaņā ar PSO novērtējumu līdz 2020. gadam būs tehniski iespējams nosegt maksimālo slodzi Baltijas reģionā ar vietējām ražošanas jaudām (bez elektroenerģijas piegādes atbalsta, izmantojot starpsavienojumus no kaimiņu energosistēmām). Pēc 2020. gada Baltijas valstu elektroapgādes jaudas pietiekamība ir atkarīga no importa, izmantojot starpsavienojumus no kaimiņu energosistēmām. Pēc 2025. gada, kad Baltijas pārvades sistēma atvienosies no integrētās Krievijas energosistēmas un sāks darboties sinhronā režīmā ar kontinentālās Eiropas energosistēmu, ievērojami samazināsies maksimālās slodzes segšanai pieejamā rezerves jauda. Tomēr pēc 2030. gada Baltijas energosistēmu ražošanas un importa jauda vairs nebūs pietiekama, lai segtu maksimālo slodzi un nodrošinātu pietiekamu Baltijas valstu elektroenerģijas sistēmu drošības līmeni normālos apstākļos, un jaudas deficīts sasniegs 360 MW. Pārvades sistēmu operatoru izstrādātie ražošanas jaudu attīstības scenāriji liecina par nepieciešamību Baltijas reģionā attīstīt jaunus elektroenerģijas un balansēšanas resursus, lai nodrošinātu elektroenerģijas piegādes drošību un kvalitāti.

Ir nepieciešamas jaunas balansēšanas jaudas. Paredzams, ka pieprasījums pēc balansēšanas jaudām energosistēmā palielināsies. Pirms aptuveni 12–15 gadiem, kad tika ieviests elektroenerģijas tirgus, pārvades sistēmu operatori pirmo reizi saskārās ar svārstīguma pieaugumu. Starpreģionālās elektroenerģijas tirdzniecības plūsmas kļuva neparedzamākas. Pārvades sistēmu operatori vairs neietekmēja plūsmu virzienu, bet gan pārvietojās no reģioniem ar zemākām cenām uz reģioniem ar augstākām cenām, kā tas notiek ar jebkuru preci, kur cenu nosaka, pamatojoties uz tirgus principiem. Pirms sešiem līdz astoņiem gadiem, kad sākās vēja un saules enerģijas elektrostaciju straujā attīstība, pārvades sistēmu operatori saskārās ar otro svārstīguma pieaugumu. Jau vairākus gadus, līdzīgi kā citur Eiropā, vēja un saules spēkstacijas ir dominējušas jaunievietajās ražošanas jaudās Baltijā. Pašlaik energosistēmas pārvaldība strauji mainās. Energosistēmā palielinās plūsmu un enerģijas bilanču svārstīgums, kas apgrūtina sistēmas stāvokļa prognozēšanu. Tāpēc pieaug vajadzība pēc papildu balansēšanas jaudām, ko izmantot energosistēmas pārvaldībā.

Turklāt jāatzīmē, ka patlaban Baltijas elektroenerģijas pārvades sistēma ir integrēta vienotajā energosistēmā *BRELL*, kur tīkla frekvenci centralizēti regulē Krievijā. Saistībā ar plānoto Baltijas pārvades tīkla pāreju uz sinhronu darbību ar kontinentālās Eiropas energosistēmu līdz 2025. gadam Baltijas pārvades sistēmu operatori būs jānodrošina spēja piedalīties frekvences regulēšanā gan normālos apstākļos, gan incidentu gadījumā pēc liela ģeneratora vai starpsavienojuma līnijas atvienošanas. Tāpēc Baltijas valstu pārvades sistēmu operatori būs jāuztur frekvences regulēšana un balansēšanas rezerves saskaņā ar kontinentālās Eiropas sinhronās darbības nolīguma prasībām. 1.1. tabulā apkopoti indikatīvie nepieciešamo rezervju apjomi [54]. Tas rada ievērojamu izaicinājumu pārvades sistēmu operatoriem, jo Baltijas valstīs vēl ir jāizveido pilnvērtīgs balansēšanas rezervju tirgus un jāveido nepieciešamie balansēšanas resursi.

1.1. tabula

Indikatīvie nepieciešamo rezervju apjomi Baltijas PSO pēc sinhronizācijas ar kontinentālās Eiropas elektroenerģijas sistēmu 2025. gadā (MW)

Rezervju veidi	Baltijas PSO (MW)
<i>FCR</i>	30
<i>aFRR uz noslodzi</i>	100
<i>aFRR uz atslozdi</i>	100
<i>mFRR uz noslodzi</i>	600
<i>mFRR uz atslozdi</i>	600

*FCR* – frekvences ierobežošanas rezerve (tai jāspēj ieslēgties dažu sekunžu laikā pēc negadījuma un 30 sekunžu laikā jāaktivizē 100 % rezerves jaudas).

*aFRR* – automātiskā frekvences atjaunošanas rezerve (tiek pārvaldīta ar centralizētu, automātisku ražošanas kontroli; pēc sistēmas incidenta dažu minūšu laikā aktivizējas līdz pilnai jaudai).

*mFRR* – manuālā frekvences atjaunošanas rezerve (aktivizēta manuāli, līdz pilnai jaudai tiek sasniegta dažu minūšu laikā).

## 1.5. KO DARĪT?

Aktivitātes, lai veicinātu energoapgādes pietiekamību un līdzsvarošanas jaudas attīstību

1. Veicināt ražošanas attīstību. Ir pieejami dažādi veicināšanas instrumenti, taču vispirms jā sāk ar esošo šķēršļu mazināšanu un jāizvairās no jaunu šķēršļu radīšanas (tostarp birokrātisko šķēršļu, atļauju iegūšanas, ražotāju nodevu u. c.).

2. Ieguldīt tīkla attīstībā. Tīklu attīstība ir nepieciešama, lai pieslēgtu liela mēroga atjaunojamās enerģijas ražošanu un līdzsvarotu energosistēmu. Piemēram, šogad AS “Augstsprieguma tīkls” nodeva ekspluatācijā Kurzemes 330 kV elektropārvades līnijas pēdējo posmu. Tagad pārvades tīkls Latvijas rietumu daļā spēj uzņemt līdz pat 800 MW vēja enerģijas.

3. Veicināt patērētāju reakciju un apkopošanu. Patlaban Latvijā un Baltijas reģionā netiek izmantots patērētāju reakcijas potenciāls energosistēmas līdzsvarošanai. Lai to panāktu, pirmās nepieciešamais solis ir izveidot nepieciešamo regulējumu neatkarīgu agregatoru ienākšanai tirgū, kas ir priekšnoteikums patērētāju reakcijas un agregācijas attīstībai. Tas nodrošinātu ražotājiem līdzvērtīgu agregatoru konkurenci, padarītu energosistēmu elastīgāku un drošāku, samazinot ieguldījumus elektrostacijās, un vienlaikus veicinātu jaunu tirgus produktu attīstību.

4. Izstrādāt balansēšanas tirgu. Īpaši pēc plānotās Baltijas energosistēmas sinhronizācijas ar kontinentālās Eiropas tīklu 2025. gadā Latvijas pārvades sistēmas operatoram būs nepieciešamas papildu un jauna veida balansēšanas rezerves. Tāpēc ir nepieciešams turpināt veikt nepieciešamās darbības, lai Latvijā attīstītu balansēšanas rezervju tirgu, kas ietver integrāciju plašākā Eiropas balansēšanas tirgū, kalpojot par komerciālu vidi balansēšanas resursu attīstībai un tirdzniecībai. Ir būtiski nodrošināt, lai Baltijas valstis, tostarp Latvija, līdz 2024. gada beigām varētu pievienoties *MARI* enerģijas tirgus platformai, bet 2025. gada sākumā – *PICASSO* enerģijas tirgus platformai. Šis gads būs nozīmīgs ne tikai tāpēc, ka Baltijas valstis tiks sinhronizētas ar kontinentālo Eiropu, bet arī tāpēc, ka būtiski mainīsies balansēšanas tirgus modelis, jo tirgus dalībnieki iegūs piekļuvi Baltijas balansēšanas rezerves jaudas izsolei. Ņemot vērā veicamās darbības, tās nevar veikt atrauti no elektroenerģijas tirgus. Elektroenerģijas tirgū ir nepieciešamas arī izmaiņas tirgus struktūrā, jo īpaši 15 minūšu tirdzniecības intervāla ieviešana no nākamās dienas tirgus uz balansēšanas tirgu.

## 2. BALTIJAS ELEKTROENERĢIJAS SISTĒMAS PIETIEKAMĪBAS PROGNOZĒŠANA

### 2.1. MODELĒŠANAS METODOLOĢIJA

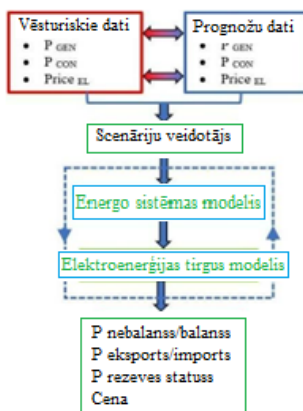
Modelēšanas platforma Baltijas elektroenerģijas sistēmas (*BPS*) enerģijas bilances visaptverošam novērtējumam ir nepieciešams matemātisko modeļu saraksts. Shēma 2.1. attēlā atspoguļo *BPS* enerģijas bilances analīzei nepieciešamo modeļu struktūru.

Kā redzams 2.1. attēlā, *BPS* darbības režīma prognozēšanai izmanto divas dažādas metodes:

- reģistrēto laika rindu ietekmes uz *BPS* darbības režīmu novērtējums (vēsturiskie dati);
- scenāriju pieeja; galvenais mērķis ir prognozēt *BPS* elektroenerģijas patēriņu, elektroenerģijas ražošanu utt.

Scenāriju ģenerators bloks, kas redzams 2.1. attēlā, darbojas ar salīdzinoši lielu datu apjomu *BPS* modelēšanai – elektroenerģijas ražošanas (*P GEN*) un patēriņš (*P CON*) *BPS*, elektroenerģijas tirgus cenas (*Price EL*) kaimiņvalstīs, kurām ir starpsavienojumi ar *BPS*, izmantojot pārvades līnijas, utt.

Pēdējais *BPS* modelēšanas posms sniedz iespēju ar stundas diskretizācijas soli analizēt *BPS* jaudas disbalansu, tās enerģijas importu/eksportu un enerģijas cenas.



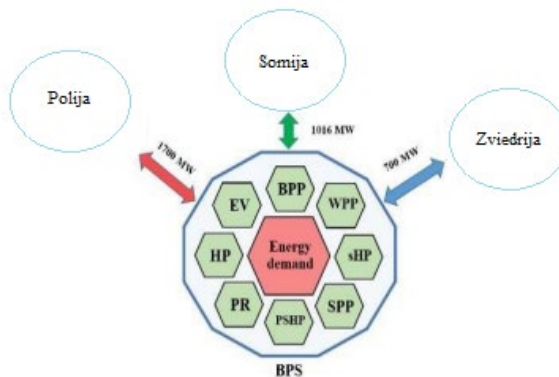
2.1. att. Modelēšanas platformas struktūra.

## 2.2. BALTIJAS ELEKTROENERĢIJAS SISTĒMAS MODELIS

Baltijas elektroenerģijas sistēma (*BPS*) redzama 2.2. attēlā. modelis ietver atsevišķus visaptverošus matemātiskos modeļus (apakšmodeļus) atbilstoši esošajiem un paredzamajiem enerģijas avotiem: hidroelektrostacijām [60], [59]; hidroelektrostacijām (*HES*) [59], [61]; mazajām hidroelektrostacijām (*sHPP*); saules elektrostacijām (*SPE*); vēja elektrostacijām (*WPP*); elektrotransportlīdzekļiem (*EV*); jaudas rezervei (*PR* (koģenerācijas elektrostacijas un termoelektrostacijas)) [62]–[64]; bioenerģijas elektrostacijām (*BPP*); *BPS* elektroenerģijas pieprasījumam un starpsavienojumiem starp Baltijas elektroenerģijas sistēmu un Somijas, Zviedrijas un Polijas elektroenerģijas sistēmām [66].

Turklāt katrā apakšmodelī ir ņemtas vērā dažādas specifiskas iezīmes – tehniski ekonomiskie ierobežojumi, kā arī vides ierobežojumi. *BPS* iekšējais sadales tīkls (330 kV) ir vienkāršots matemātiskais modelis, kurā nav iekļauti jaudas zudumi un pārvades līniju jaudas ierobežojumi.

Aplūkotais *BPS* matemātiskais modelis ietver Somijas (Igaunija-Somija), Zviedrijas (Lietuva-Zviedrija) un Polijas (Lietuva-Polija) starpsavienojumu potenciālu. Vides apstākļi ietekmē pārvades līniju īpašības [66]. Promocijas darbā ir pieņemtas atbilstošas pārvades līniju jaudas: 1 016 MW (Igaunija-Somija), 700 MW (Lietuva-Zviedrija) un 1 700 MW (Lietuva-Polija). Tādējādi *BPS* matemātiskais modelis dod iespēju analizēt Baltijas elektroenerģijas sistēmas enerģijas bilanci.



2.2. att. Modelētās *BPS* struktūra.

## 2.3. ENERĢIJAS TIRGUS MODELIS

Viens no pieņēmumiem ir, ka elektrostaciju turētāji cenšas palielināt to rentabilitāti un ir spiesti ievērot tehniskos un juridiskos ierobežojumus, ko nosaka *NordPool* [68] nākamās dienas elektroenerģijas tirgus likumi, valdība un tīkli. Pēdējie divi modelēšanas struktūras posmi darbojas kopā, lai panāktu optimālas elektroenerģijas plūsmas. Mērķis ir maksimāli palielināt ieguvumus no enerģijas eksporta, vienlaikus samazinot izdevumus, kas saistīti ar enerģijas importu un vietējām jaudas rezervēm.

2.1. tabulā sniegti dati par prognozēto kopējo elektroenerģijas patēriņu un elektroenerģijas ražošanu pa avotiem 1. scenārijā (*BPS 2030*), 2. scenārijā (*BPS 2050*) un 3. scenārijā (*BPS 2050*).

Informācija 2.2. tabulā attiecas uz prognozētā elektroenerģijas patēriņa un elektroenerģijas ražošanas maksimālajām vērtībām pa avotiem aplūkotajiem *BPS* modelēšanas scenārijiem [70]. Prognozētais Baltijas elektroenerģijas sistēmas patēriņš (*BPSC*) 2030. gadā ir 37,86 TWh. Prognozētais *BPS* patēriņš 2050. gadā – 41,80 TWh [74]–[79].

Ņemot vērā Baltijas valstu attīstības plānus attiecībā uz elektromobiļu integrāciju, promocijas darbā ir ņemti vērā šādi pieņēmumi:

- kopējais elektromobiļu skaits 2030. un 2050. gadā ir attiecīgi 1 miljons un 3 miljoni;
- vidējais dienas nobraukums ir 15 km/dienā; vidējais enerģijas patēriņš – 0,3 kWh/km;
- elektroautomobiļu akumulatoru enerģijas uzglabāšanas jauda ir 90 kWh.

Turklāt visi automobiļi tiks vienmērīgi uzlādēti arī naktī no plkst. 23 līdz 7 (astoņas stundas), kad prognozētā tirgus cena būs zemāka nekā darba laikā. Atjaunojamo energoresursu (*AER*) uzstādītās jaudas pieauguma tendence redzama 2.3. tabulas otrajā daļā, attiecīgi *SPP* un *WPP* slejās. Jāatzīmē, ka 2. scenārijā un 3. scenārijā *AER* uzstādītā jauda atšķiras divas reizes. Atjaunojamo energoresursu ietekmes novērtējums uz *BPS* enerģijas bilanci ir galvenais minēto parametru atšķirību iemesls. Vietējās enerģijas rezerves jaudu nodrošina tradicionālās elektrostacijas, kas atmosfērā emitē siltumnīcefekta gāzes. Jaudas rezerves (*PR*) vērtība apkopo Igaunijā izvietoto termoelektrostaciju (*TEC*), ko darbina ar degslānekli, jaudu. *PR* ietver arī Latvijā un Lietuvā esošās un plānotās *TEC*. Ilgtermiņa perspektīvā fosilās enerģijas ražošanas jaudu plānots ierobežot. Piemēram, Igaunijas Nacionālajā enerģētikas nozares attīstības plānā ilgtermiņā paredzēts samazināt CO<sub>2</sub> emisijas, samazinot degslānekļa *TEC* [67]. Pēdējā 2.2. tabulas slejā (*PR*) atspoguļota tradicionālo elektrostaciju jaudas samazināšanās tendence. Tādējādi ik stundu pieejamā *PR* jauda 2030. gadā ir 4 300 MWh (1. scenārijs). Ņemot vērā CO<sub>2</sub> emisiju atmosfērā samazināšanas politiku, ir plānots samazināt rezerves jaudas stundas jaudu līdz 1 500 MWh (2. un 3. scenārijs). Tradicionālo spēkstaciju jaudas samazināšana ir apšaubāms enerģētikas nozares attīstības plāns, un ir nepieciešama padziļināta analīze un argumentācija.

2.1. tabula

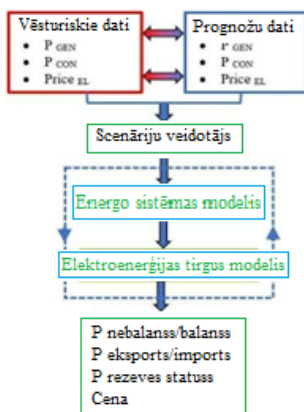
Elektroenerģijas patēriņš un saražotās enerģijas dati 1., 2. un 3. modelēšanas scenārijam

	<i>BPSC</i> TWh	<i>SPP</i> TWh	<i>WPP</i> TWh	<i>HP</i> TWh	<i>sHP</i> TWh	<i>BPP</i> TWh	<i>PSHP</i> TWh
1.	37,86	1,74	11,66	1,9	0,34	3,52	2,85
2.	41,8	2,19	17,64	1,9	0,34	3,52	2,85
3.	41,8	4,52	34,57	1,9	0,34	3,52	2,85

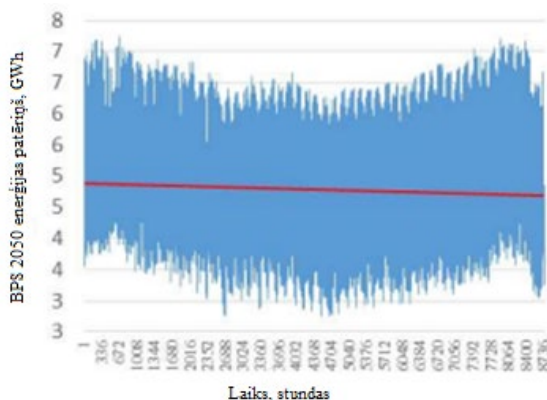
2.2. tabula

Dati par maksimālo enerģijas patēriņu un maksimālo saražoto jaudu 1., 2. un 3. modelēšanas scenārijam

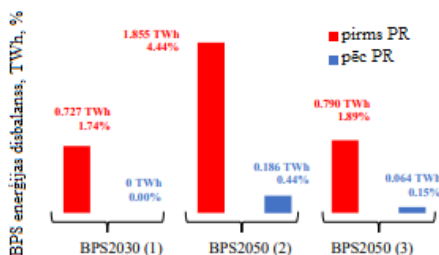
	<i>BPSC</i> MW	<i>SPP</i> MW	<i>WPP</i> MW	<i>HP</i> MW	<i>sHP</i> MW	<i>BPP</i> MW	<i>PSHP</i> MW	<i>PR</i> MW
1.	6 026	1 489	3 907	1 562	165	522	1 625	4 300
2.	7 233	1 876	5 913	1 562	165	522	1 625	1 500
3.	7 233	3 872	11 586	1 562	165	522	1 625	1 500



2.3. att. Enerģijas tirgus modeļa vienkāršotā struktūra.



2.4. att. *BPS 2050* modelētais enerģijas patēriņš stundā.



2.5. att. Jaudas rezerves ietekme uz *BPS* enerģijas bilanci.

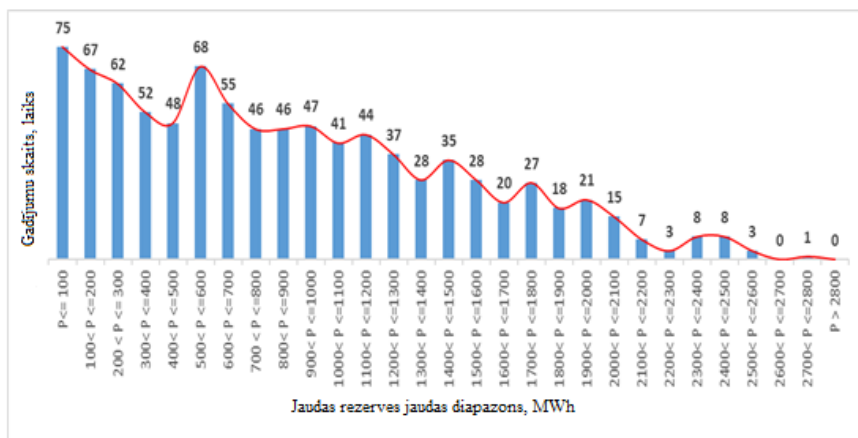
Vietējās elektroenerģijas rezerves jaudu nodrošina tradicionālās spēkstacijas, kas atmosfērā emitē siltumnīcefekta gāzes. Jaudas rezerves (*PR*) vērtība apkopo Igaunijā esošo termoelektrostaciju (*TEC*), ko darbina ar degslānekli, jaudu. *PR* ietver arī Latvijā un Lietuvā esošās un plānotās *TEC*.

## 2.4. MINIMĀLĀS JAUDAS REZERVES UZTURĒŠANAS APLĒSES

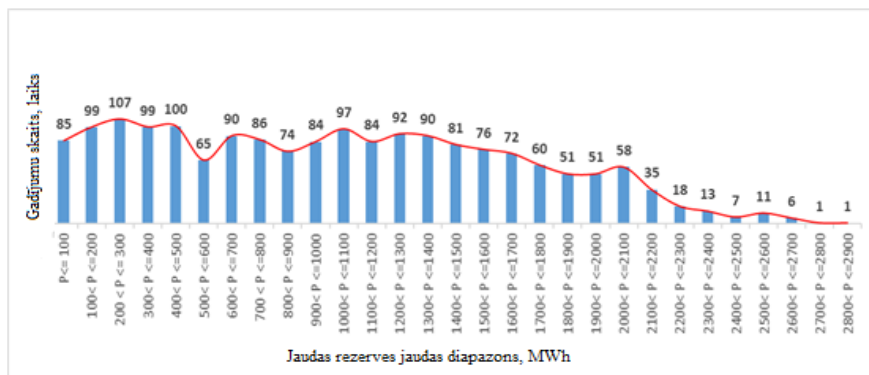
Jaudas rezerves vērtība, kas nepieciešama, lai izbeigtu *BPS* enerģijas deficītu, var mainīties pietiekami plašā diapazonā. Tādējādi maksimālā jaudas rezerves jauda, kas nepieciešama, lai kompensētu enerģijas deficītu *BPS* 2030. gadā, ir 1 740 MWh (2.6. att.). Tajā pašā laikā *BPS* 2030 enerģijas deficīta kompensēšanai nepieciešamās *PR* aktivizēšanas biežuma analīze liecina, ka iepriekš minētā maksimālā vērtība tika piemērota tikai vienu reizi visa gada laikā. Tomēr, lai nodrošinātu *BPS* 2030. gada enerģijas bilanci, ir būtiski uzturēt nepieciešamo jaudas rezerves apjomu. Saskaņā ar 2.2. tabulas datiem 2030. gadā jaudas rezerves jauda būs 4 300 MWh. Var atzīmēt, ka saglabātā *PR* vērtība sedz enerģijas deficītu *BPS* 2030. gadā. 2.7. attēla histogrammā



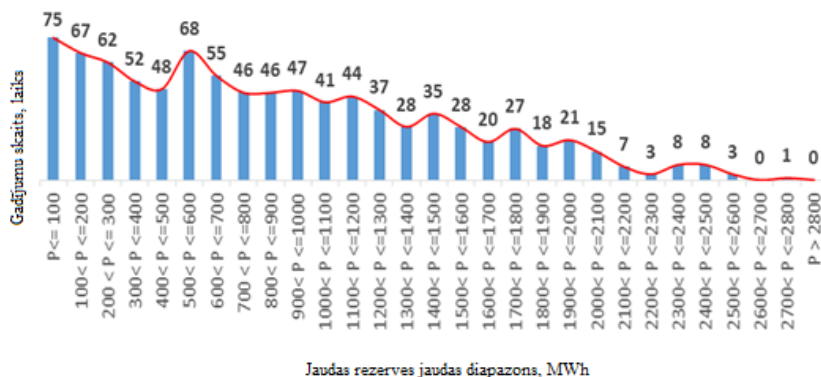
redzams pretējs rezultāts. Šeit maksimālā enerģijas deficīta jauda 2050. gadā ir 2 890 MWh. Kā norādīts 2.1. tabulā, plānotā enerģijas rezerves jauda 2050. gadā ir 1 500 MW. Īstermiņa enerģētikas nozares attīstības politikas rezultātā plānotā PR jauda nevar kompensēt enerģijas deficītu. Rezultātā maksimālais enerģijas deficīts stundā BPS 2050 joprojām ir 1 390 MWh. Paredzams, ka ievērojams atjaunojamo energoresursu skaits palīdzēs līdzsvarot enerģiju. 2.8. attēlā redzama nepieciešamās jaudas joslu diagramma, lai līdzsvarotu BPS 2050. gada enerģijas deficītu 3. scenārijā. Atšķirībā no iepriekšējā 2. scenārija, kad maksimālā enerģijas deficīta jauda stundā bija 2 890 MWh, divkārtā AER uzstādītās jaudas pieauguma rezultātā maksimālais enerģijas deficīts stundā bija 2 756 MWh. Tāpat kā iepriekšējā gadījumā, arī šajā scenārijā plānotais jaudas rezerves apjoms nevar segt enerģijas deficītu, un BPS 2050. gadā joprojām nav līdzsvarota.



2.6. att. Enerģijas deficīta histogramma *BTS 2030* (1. scenārijs) pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām.



2.7. att. Enerģijas deficīta histogramma *BTS 2030* (2. scenārijs) pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām.



2.8. att. Enerģijas deficīta histogramma *BTS 2030* (3. scenārijs) pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām.

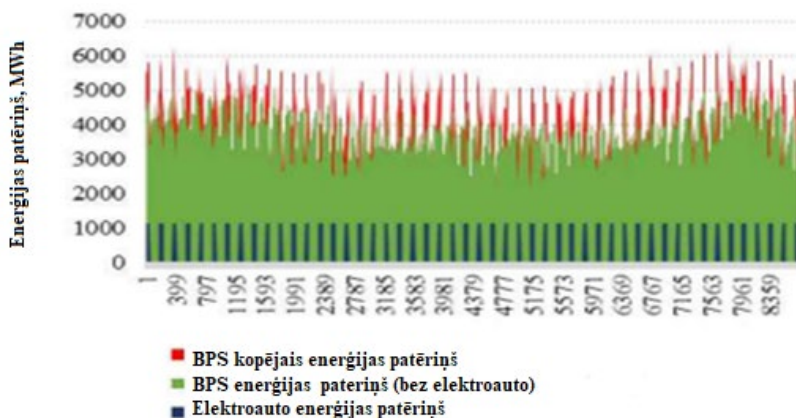
## 2.5. ELEKTROAUTOMOBĪĻU ENERĢIJAS PATĒRĪŅA MODELĒŠANA

Šī apakšnodaļa ir veltīta transporta elektrifikācijas problēmai.

Modelējot elektromobiļu patēriņu [70]–[72], tiek pieņemti šādi pieņēmumi:

- kopējais elektromobiļu skaits Baltijas valstīs ir 2 miljoni; tiek pieņemts, ka līdz 2050. gadam visi automobiļi reģionā būs elektriskie;
- vidējais dienas nobraukums ir zināms (pieņemam 15 km/dienā); ir zināms arī vidējais enerģijas patēriņš (0,3 kWh/km);

- elektroautomobiļu akumulatoru enerģijas uzglabāšanas jauda ir 90 kWh, visas automašīnas tiks vienmērīgi uzlādētas naktī no plkst. 23 līdz 7 (astoņu stundu laikā);
- naktī un 2050. gadā enerģijas cena būs zemāka nekā darba laikā; 2.9. attēlā redzams Baltijas enerģijas patēriņš 2050. gadā.



2.9. att. BPS 2050 modelētais enerģijas patēriņš.

2.9. attēlā redzams, ka elektromobiļu patēriņš ir aptuveni 10 % no enerģijas patēriņa Baltijā. Tas ir ievērojams daudzums, kas ietekmē energosistēmas darbību.

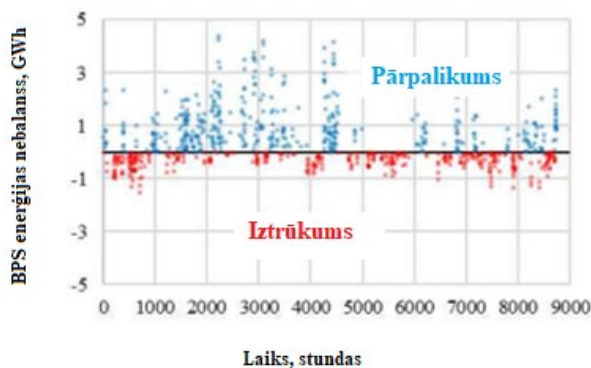
## 2.6. GADĪJUMU IZPĒTE UN REZULTĀTI

Lai parādītu transporta elektrifikācijas ietekmi uz Baltijas energosistēmas pašpietiekamību un nepieciešamību apmainīties ar enerģiju ar kaimiņvalstīm, tiks aplūkoti divi galvenie gadījumi:

- 1) energosistēma darbojas bez elektromobiļiem;
- 2) modeļa nosacījumiem saskaņā ar pirmo punktu tiek pievienota automobiļu akumulatoru uzlādes enerģija.

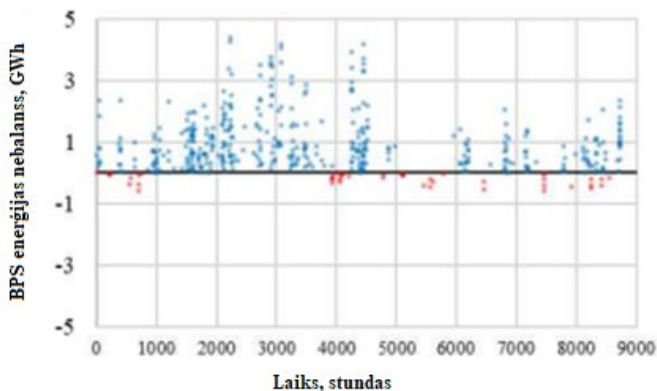
### 1. gadījums

2.10. attēlā parādīta BPS enerģijas ražošanas/patēriņa nelīdzsvarotība situācijā, kad netiek izmantotas rezerves stacijas, kurās izmanto dabasgāzi.



2.10. att. *BPS 2050* enerģijas nelīdzsvarotība pēc enerģijas importa/eksporta procedūrām (rezerves stacijas netiek izmantotas).

Grafikā redzami laika intervāli, kad enerģijas līdzsvars nav nodrošināts. Importa pieaugums nav iespējams līniju ierobežotās jaudas dēļ. Tajā pašā laikā ir periodi, kad tiek saražots enerģijas pārpalikums. Enerģijas pārpalikumu var novērst, izslēdzot ģeneratorus. Tomēr enerģijas deficīts ir 0,13 TWh. Katru stundu enerģijas deficīts ir 4,36 %. Līdz ar to ir nepieciešams izmantot rezerves spēkstaciju jaudas. 2.11. attēlā redzams *BPS* enerģijas ražošanas/patēriņa nelīdzsvarotība gadījumā, ja tiek izmantotas rezerves stacijas.

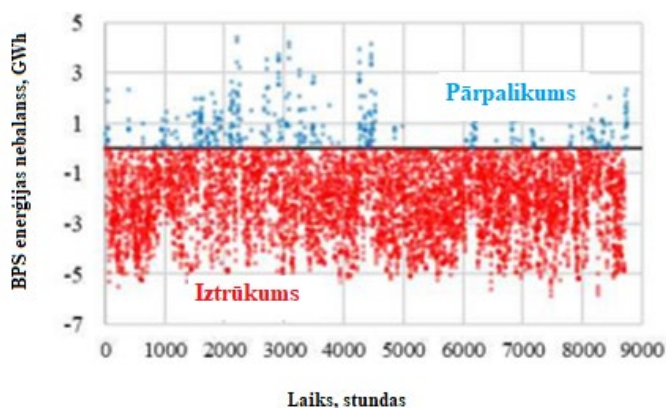


2.11. att. Enerģijas nelīdzsvarotība 2050. gadā pēc enerģijas importa/eksporta procedūrām (tiek izmantotas rezerves stacijas).

Analizējot 2.11. attēlā sniegtos rezultātus, var secināt, ka rezerves staciju izmantošana samazina enerģijas deficītu līdz 0,009 TWh līmenim, kas ir 0,03 % no enerģijas patēriņa. Arī

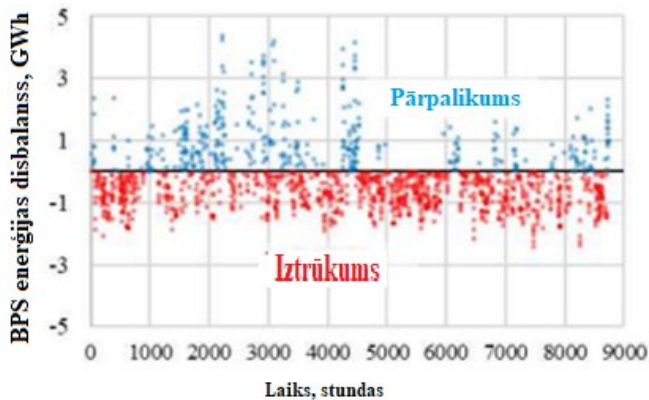
enerģijas deficīta rašanās biežums samazinājās līdz 0,52 %. Nenožīmīgā enerģijas apjoma deficītu varētu novērst, piemēram, ar organizatoriskiem pasākumiem (tarifu paaugstināšana vai prēmijas par patēriņa samazināšanu). Tomēr, kā tiks parādīts turpmāk, automobiļu elektrifikācija krasi pasliktinās situāciju.

2.12. attēlā redzama *BPS* enerģijas ražošanas/patēriņa nelīdzsvarotība, kas atbilst elektromobiļu izmantošanai. Grafiks atspoguļo situāciju, kas atbilst divu miljonu elektromobiļu energoapgādei. Analizējot šo grafiku, var konstatēt, ka 2050. gadā enerģijas deficīta rašanās biežums ir 65,57 % (1. gadījumā tas ir 61,66 %). Tas ļauj secināt, ka aplūkojamās struktūras energosistēmas nespēj apmierināt pieprasījumu pēc enerģijas (bez rezerves stacijām).



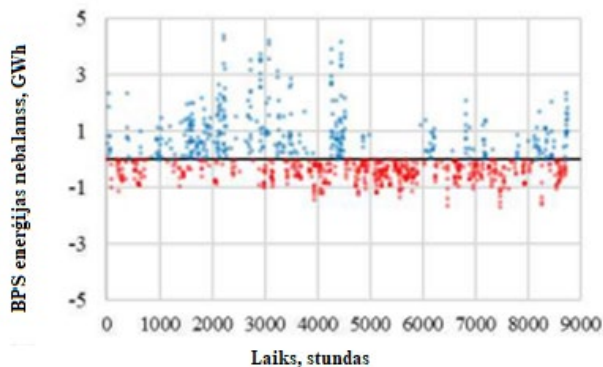
2.12. att. *BPS 2050* enerģijas nelīdzsvarotība pēc enerģijas eksporta procedūras (rezerves stacijas netiek izmantotas, tiek izmantoti divi miljoni elektromobiļu).

Nepieciešami vai nu papildu elektroenerģijas ģeneratori, vai papildu stacijas, kas spēj uzglabāt enerģiju, vai arī ciešākas saites ar kaimiņvalstīm. Enerģijas imports *BPS 2050* praktiski samazina enerģijas deficītu līdz 12,19 % (2.13. att.). Tomēr arī šī deficīta vērtība nav pieņemama.



2.13. att. *BPS* 2050. gada enerģijas nelīdzsvarotība pēc enerģijas importa/eksporta procedūrām (rezerves stacijas netiek izmantotas, tiek izmantoti divi miljoni elektromobiļu).

2.14. attēlā redzama *BPS* 2050. gada elektroenerģijas nelīdzsvarotība, izmantojot rezervētās enerģijas elektrostacijas.



2.14. att. *BPS 2050* enerģijas nelīdzsvarotība pēc enerģijas importa/eksporta procedūrām (tiek izmantotas rezerves stacijas, tiek izmantoti divi miljoni elektromobiļu).

Enerģijas rezerves aktivizēšanas rezultātā elektroenerģijas deficīts, parādoties biežumam, samazinājās līdz 6,08 % līmenim, kas ir daudz vairāk nekā 1. gadījumā. Salīdzinot enerģijas nelīdzsvarotību *BPS* pirmajā un otrajā gadījumā, kļūst redzama būtiska enerģijas deficīta problēma.

## 2.7. SECINĀJUMI

Lai sasniegtu minēto mērķi un apturētu klimata pārmaiņas, pasaules un Eiropas enerģētikas attīstības plānos ir ierosināts izmantot vairākas stratēģijas, no kurām vismaz divas būtiski ietekmē enerģētikas sistēmu struktūru. 1. stratēģija – strauji palielināt to spēkstaciju jaudu, kas izmanto atjaunojamus enerģijas avotus; 2. stratēģija – samazināt jaudu, apturēt vai slēgt spēkstacijas, kurās izmanto fosilo kurināmo. Ir labi zināms, ka elektroenerģijas ražošana no AER ir neproгноzējams un nepastāvīgs process. Tā rezultātā rodas problēma, kas saistīta ar enerģijas ražošanas pārvaldību un jebkuras energosistēmas jaudas līdzsvara nodrošināšanu. Dažkārt pilnībā kompensēt elektroenerģijas deficītu, importējot enerģiju no kaimiņvalstīm, ir neiespējami pārvades līniju ierobežotās jaudas dēļ. Tādējādi pēdējā iespēja, kā mazināt enerģijas deficītu, ir aktivizēt vietējo enerģijas rezervi. *BPS 2030.* gada enerģētikas attīstības plānā ir paredzēta rezerves jauda 4 300 MW. Tādējādi *BPS 2030.* gada enerģijas deficīts tiek pilnībā segts un enerģijas bilance tiek saglabāta.

Iepriekš minētās enerģētikas attīstības plāna stratēģijas (1. un 2. stratēģija) tiek īstenotas *BPS 2050* (2. scenārijs). Tādējādi *BPS 2050* (2. scenārijs) simulācijas rezultāti liecina, ka mēģinājumi nodrošināt enerģijas līdzsvaru ar elektroenerģijas importu un kompensēt enerģijas deficītu, palielinot AER uzstādīto jaudu, nav sekmīgi. Tajā pašā laikā rezervēto spēkstaciju jaudas samazinājums neļauj atbrīvoties no enerģijas deficīta. *BPS 2050* (3. scenārijs) ir apsvērts gandrīz divkārtš vēja un saules enerģijas avotu uzstādītās jaudas pieaugums. Tomēr iepriekš aprakstītais elektroenerģijas ražošanas potenciāls nav panaceja, un *BPS 2050* sistēmā joprojām ir enerģijas deficīts.

Automobiļu elektrifikācija ievērojami pasliktinās Baltijas energosistēmu jaudas balansēšanas situāciju. Lai apmierinātu pieprasījumu pēc elektroenerģijas, būs nepieciešams būvēt papildu stacijas, kas var ražot enerģiju bez saules un vēja, vai izveidot jaunas pārrobežu pārvades līnijas un ilgtermiņa enerģijas uzglabāšanas jaudas.

Rezultāti pierāda, ka *BPS* atbilstība ir jānovērtē un jāanalizē detalizētāk. Izstrādātais matemātiskais modelis ļauj noteikt minimālo jaudas rezerves vērtību, kas jāuztur, lai nodrošinātu *BPS* enerģijas līdzsvaru. Tikai racionāla, pamatota un savlaicīga *BPS* elektrostaciju darbības režīma izvēle, kā arī rūpīgi pārdomāta attīstības stratēģija ir vienīgais veids, kā nākotnē izveidot ilgtspējīgu un līdzsvarotu energosistēmu.

## 3. REĢIONĀLO LĪDZVAROŠANAS ZONU PRIEKŠROCĪBAS

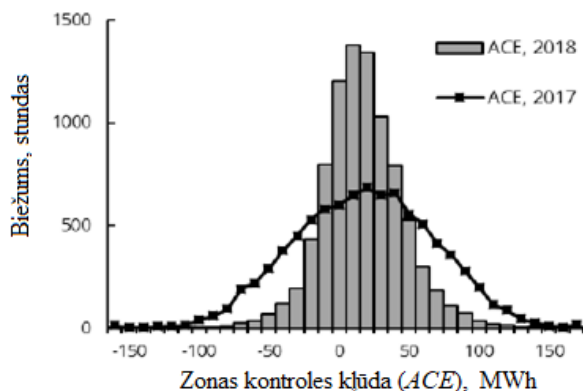
### 3.1. IEVADS

Šajā nodaļā sniegta kopējās balansēšanas zonas darbības analīze, pamatojoties uz Baltijas kopējā balansēšanas enerģijas tirgus modeļa, kas tika ieviests no 2018. gada 1. janvāra, gadījumu izpēti. Manuālā frekvences atjaunošanas rezerve (*mFRR*) ir tā, kas palīdz stabilizēt elektroenerģijas tīkla frekvenci. Lielākajā daļā valstu tās atrašanu un aktivizēšanu kontrolē PSO (pārvades sistēmas operators). *mFRR* (arī terciārā rezerve) palīdz atjaunot nepieciešamo 50 Hz tīkla frekvenci. Kopējā Baltijas balansēšanas tirgus attīstības mērķi bija palielināt balansēšanas efektivitāti, palielināt balansēšanas resursu pieejamību un samazināt elektroenerģijas sistēmas balansēšanas izmaksas. Kopējā Baltijas balansēšanas tirgus izveidei bija nepieciešams saskaņot trīs Baltijas valstu balansēšanas tirgus regulējumu, tostarp norēķinu noteikumus starp tirgus dalībniekiem, ieviest koordinētu balansēšanas kontroli reģionālā līmenī un kopēju balansēšanas IT platformu.

Šajā nodaļā analizēti darbības rādītāji, kas novērtē jaunās balansēšanas sistēmas darbību, tostarp izmaiņas apgabala kontroles kļūdās, izmaiņas tirgus likviditātē un daudzveidībā, izmaiņas tirgus dalībnieku balansēšanas izmaksās. Nodaļā analizētas arī balansēšanas enerģijas cenu dinamikas izmaiņas Baltijas valstīs, tostarp cenu svārstīgums un cenu korelācija, lai saprastu, kā nelīdzsvarotības cenas varētu motivēt par līdzsvaru atbildīgo pušu līdzsvara vadību. Nodaļā sniegti arī priekšlikumi turpmākai balansēšanas tirgus modeļa izstrādei. Lai novērtētu jaunās balansēšanas sistēmas darbību, tiek izmantoti vairāki rādītāji, kas ietver izmaiņas apgabala kontroles kļūdās (kas liecina par bilances vadības kvalitāti), izmaiņas tirgus likviditātē un daudzveidībā, kā arī izmaiņas tirgus dalībnieku balansēšanas izmaksās. Turklāt šajā nodaļā analizētas arī nelīdzsvarotās enerģijas cenu dinamikas izmaiņas Baltijas valstīs, tostarp cenu svārstīgums un korelācija.

Izmantojot 2017. un 2018. gada datus (3.1. att.), kas aptver pilnu darbības gadu saskaņā ar jauno modeli, ir vieglāk salīdzināt veco un jauno pieeju. Tas ļauj noteikt tendences, kas izriet no kopējā Baltijas balansēšanas tirgus ieviešanas, un sniedz ieskatu par iespējamiem uzlabojumiem turpmākajos darbības periodos. Turklāt iegūtā pieredze kalpo kā vērtīgas zināšanas citiem reģioniem, kas īsteno līdzīgas iniciatīvas.





3.1. att. Baltijas zonas kontroles kļūda (*ACE*).

No 2017. līdz 2018. gadam bija vērojama būtiska ietekme uz galvenajiem balansēšanas tirgus darbības rādītājiem.

### 3.2. KOPĒJA BALANSĒŠANAS TIRGUS IZVEIDE

Kopējā Baltijas balansēšanas tirgus mērķis ir palielināt pārvades sistēmas darbības uzticamību, veicināt balansēšanas resursu pieejamību un samazināt sistēmas balansēšanas izmaksas. Kopējais balansēšanas tirgus rada konkurenci starp balansēšanas pakalpojumu sniedzējiem, kas attiecīgi samazina par balansēšanu atbildīgo pušu izmaksas.

Galvenie Baltijas kopējā balansēšanas tirgus mērķi ir šādi:

- palielināt atkarību no vietējiem balansēšanas resursiem un uzlabot balansēšanas tirgus likviditāti;
- izlīdzināt konkurences apstākļus un izveidot stimulējošus cenu signālus, kas veicina *BRP* pašbalansēšanu;
- saskaņotas norēķinu procedūras, lai novērstu šķēršļus ienākšanai tirgū;
- uzlabot datu pārredzamību.

Ar *Baltic CoBA* tika ieviestas šādas funkcijas:

- kopīga balansēšana attiecībā uz Krieviju;
- PSO un PSO nelīdzsvarotības ieraksts;
- kopējs centralizēts *mFRR* aktivizācijas modelis ar kopīgu nopelnu pasūtījumu sarakstu (*shared merit order list*);
- Ziemeļvalstu un Baltijas valstu *mFRR* apmaiņa;

- saskaņots *BRP* bilances pārvaldības modelis un nelīdzsvarotības cenu noteikšanas metodoloģija.

### 3.3. IETEKME UZ BALTIJAS BALANSĒŠANAS REZERVJU PIEEJAMĪBAS KONTROLES KĻŪDU

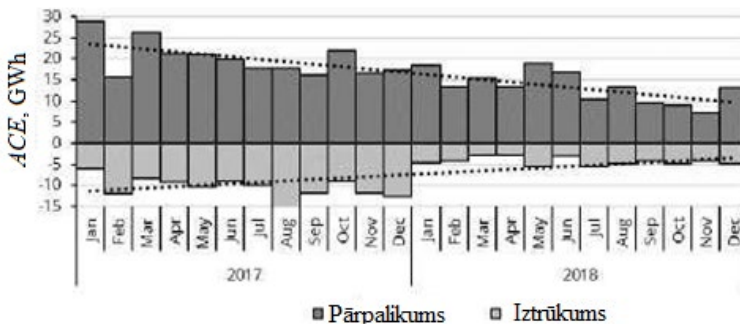
Baltijas reģiona kontroles kļūda (turpmāk – *ACE*) ir Baltijas valstu neutralizētā nelīdzsvarotība attiecībā pret Krieviju.

Jau kādu laiku pastāv veiksmīgi sadarbības modeļi starp PSO līdzsvara kontroles un nelīdzsvarotības prasījuma dzēšana ar preprasījumu (ieskaita) jomā, un viens no veiksmīgiem piemēriem ir Vācijas PSO sadarbība tīkla kontroles jomā (*Grid Control Cooperation, GCC*) [95], kas pārauga Eiropas mēroga nelīdzsvarotības ieskaita projektā, kurā piedalās 24 valstis. Līdzīgu principu ieviešana kopējā Baltijas balansēšanas apgabalā ļauj optimizēt balansēšanas darbu. Katra valsts atsevišķi balansēta netiek, tāpēc ir iespējams izvairīties no pretdarbības, ieskaita “garās” un “īsās” pozīcijas, un rezultātā ir lielāka *mFRR* rezervju pieejamība Baltijas zonas kontroles kļūdas (*ACE*) minimizēšanai.

Nebalansa ieskaita priekšrocības un problēmas ir plaši apspriestas; [96] uzsver PSO-PSO norēķinu nozīmi, lai saglabātu finansiālo neitralitāti, tādējādi visi PSO gūst labumu no nebalansa ieskaita.

Analizējot vēsturiskos datus par Baltijas AER darbību, atklājās, ka centralizētā balansēšanas tirgus pieeja ir radījusi ievērojamu Baltijas *ACE* samazinājumu. Vidējais *ACE* samazinājās par 43 % – no 42 MWh līdz 24 MWh vienā nelīdzsvarotības norēķinu periodā (*ISP*) 2018. gadā, salīdzinot ar 2017. gadu. Tāpat tika novēroti uzlaboti rezultāti *ACE* uzturēšanā tuvu 0 MWh. *ACE* 2018. gadā bija 50 MWh robežās 89 % darbības stundu, salīdzinot ar 65 % 2017. gadā.

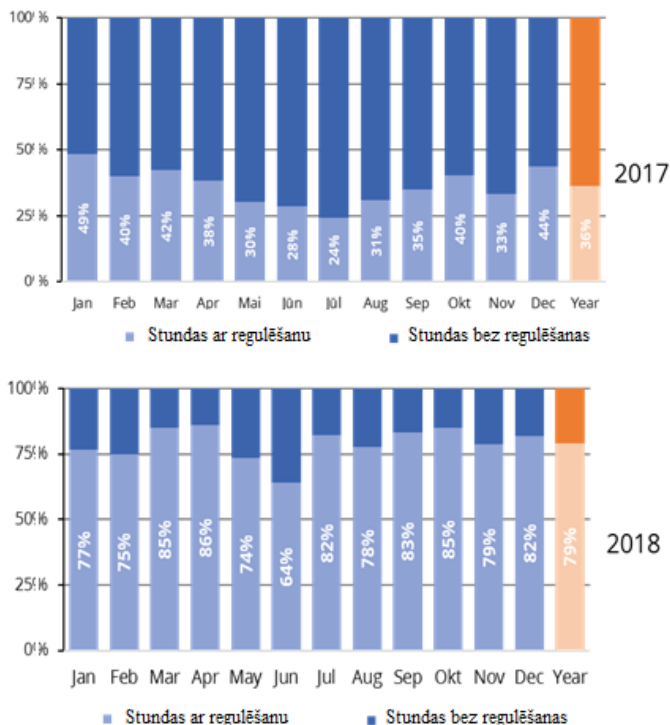
Ikmēneša uzkrāto *ACE* tendence (3.2. att.) liecina, ka *ACE* varētu turpināt samazināties vēl vairāk, gūstot pieredzi optimāla balansēšanas enerģijas apjoma izvēlē un pasūtīšanā. *ACE* prognozēšanas uzlabošana arī veicinās *ACE* samazināšanos.



3.2. att. Ikmēneša uzkrātā *ACE*.

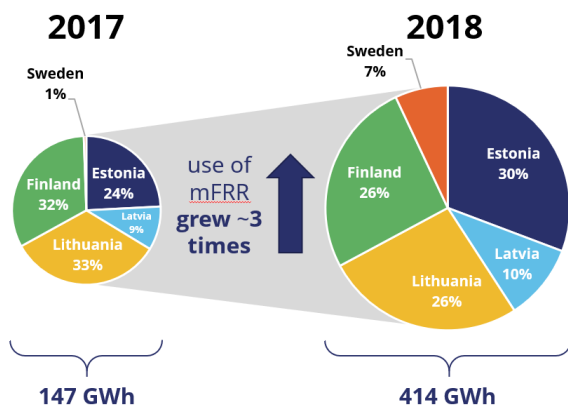
### 3.4. TIRGUS LIKVIDITĀTE

Aktīvāka *CoBA* balansēšana ar mērķi minimizēt Baltijas *ACE* balansēšanas enerģijas piedāvājumu biežāku izmantošanu. 2018. gadā Baltijas PSO pasūtīja *mFRR* produktus 79 % stundu, kas ir divreiz vairāk nekā 2017. gadā (36 % stundu; 3.3. att.).



3.3. att. Regulēto stundu īpatsvars, %.

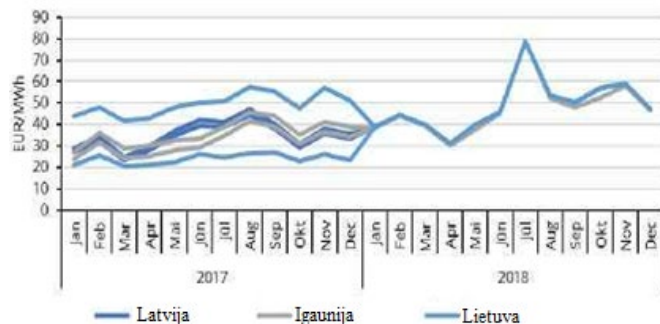
Tas palielināja pieprasījumu pēc balansēšanas resursiem, palielināja balansēšanas tirgus likviditāti un padarīja to pievilcīgāku vietējai ražošanai. Tāpēc izmantotās balansēšanas enerģijas apjoms 2018. gadā, salīdzinot ar 2017. gadu, trīskāršojās (3.4. att.), bet tajā pašā laikā vietējo balansēšanas resursu īpatsvars saglabājās 66 % līmenī.



3.4. att. Balansēšanas enerģijas izmantošana.

### 3.5. NELĪDZSVAROTĪBAS CENU NOTEIKŠANA

Būtiskas izmaiņas ir vērojamas ne tikai balansēšanas pakalpojumu sniedzējiem, bet arī par bilanci atbildīgajām pusēm – ieviesta vienota cenu noteikšana BRP neatkarīgi no nelīdzsvarotības stāvokļa. Līdz 2018. gadam norēķinu procedūras bija atkarīgas no valsts, un nelīdzsvarotības cenās bija iekļautas katrai valstij specifiskas komponentes. Norēķinu procedūras saskaņošana un vienota nelīdzsvarotības cenu modeļa ieviešana (iepriekš – divu cenu modelis) 2018. gadā radīja gandrīz pilnīgu nelīdzsvarotības cenu konvergenci Baltijas valstīs. Stundu nelīdzsvarotības cenas Latvijā, Igaunijā un Lietuvā 2018. gadā 97 % stundu bija vienādas (3.5. att.).

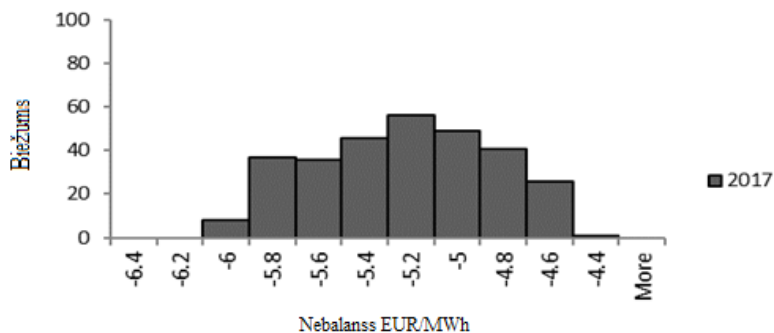


3.5. att. Nelīdzsvarotības cena.

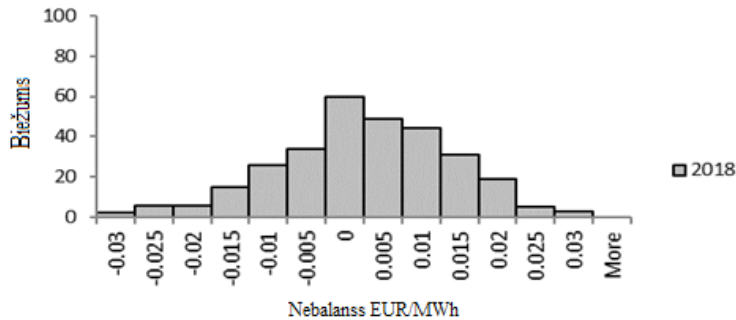
Nebalansa cena 2018. gadā, salīdzinot ar nākamās dienas tirgu, Baltijas valstīs liecina, ka 43 % stundu nebalansa cena ir augstāka nekā nākamās dienas cena. Turklāt ir nepārtraukti periodi līdz pat 88 stundu garumā ar nelīdzsvarotības cenas atšķirību vienā virzienā (mazāku vai lielāku), salīdzinot ar nākamās dienas cenu. Ilgstoši periodi ar cenu starpību vienā virzienā var motivēt *BRP* plānot paredzēto nelīdzsvarotību ar “garo” vai “īso” pozīciju. Šis efekts jāturpina uzraudzīt un analizēt, lai saprastu, vai tas nerada neproduktīvu rīcību sistēmas līmenī.

Izmaiņas nelīdzsvarotības cenu noteikšanas sistēmā radīja vienlīdzīgākus konkurences apstākļus Baltijas valstu *BRP* un *BSP*. Kopējās Baltijas valstu *BRP* balansēšanas izmaksas samazinājās no 19,9 milj. euro 2017. gadā līdz 15,1 milj. euro 2018. gadā. Lai novērtētu nelīdzsvarotības cenu noteikšanas modeļa izmaiņu ietekmi uz Baltijas valstu *BRP* nelīdzsvarotības izmaksām, tika simulēts *BRP* portfelis.

Baltijas valstu *BRP* tika izveidots ar vidējo plānoto stundas patēriņu 100 MWh katrā valstī. Stundas patēriņš tika profilēts atbilstoši Baltijas valstu nedēļas vidējam patēriņa profilam. Lai izveidotu vairākus scenārijus ar nejausi izvēlētām nelīdzsvarotībām attiecībā pret plānoto grafiku, katrai stundai faktiskais stāvoklis tika nejausi ģenerēts no plānotās vērtības. Izlozēšana tika veikta ar normālu sadalījumu un 5 MW standartnovirzi, lai iegūtu vidēji 4 % nelīdzsvarotību (bez novirzes uz pārpalikumu vai deficītu). Rezultātā tika aprēķinātas izmaksas/peļņa no nopirkta/pārdota nelīdzsvarotības apjoma. Vidējās gada izmaksas/peļņa no nelīdzsvarotības MWh (300 scenāriji) redzamas 3.6. un 3.7. attēlā. Rezultātā redzams, ka modelētās *BRP* izmaksas ievērojami samazinājās, salīdzinot 2017. un 2018. gadu, un *BRP* var gūt labumu no nebalansa maksājumu ieskaita starp Baltijas valstīm, tādējādi samazinot balansēšanas izmaksas.

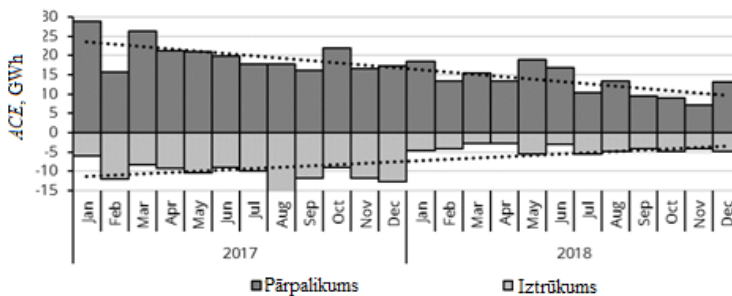


3.6. att. *BRP* nelīdzsvarotības izmaksas.



3.7. att. BRP nelīdzsvarotības izmaksas.

Mēneša uzkrāto ACE tendence (3.8. att.) liecina, ka ACE varētu turpināt samazināties vēl vairāk, gūstot pieredzi optimāla balansēšanas enerģijas daudzuma izvēlē un pasūtīšanā. ACE samazināšanos veicinās arī ACE prognozēšanas uzlabošana.



3.8. att. Ikmēneša uzkrātais ACE.

### 3.6. SECINĀJUMI

Baltijas balansēšanas sistēmas darbības rādītāju analīze liecina par skaidriem ieguvumiem no kopējām balansēšanas zonām un koordinētas balansa pārvaldības. Tirdzniecības dalībnieki, tostarp balansēšanas pakalpojumu sniedzēji un par bilanci atbildīgās puses, guva labumu no vienotas cenas un vienota portfeļa modeļa ieviešanas. Ņemot vērā to, ka 2018. gadā 97% stundu nelīdzsvarotības cenas visās trijās Baltijas valstīs bija līdzīgas, par balansēšanas pakalpojumiem atbildīgās puses var veikt nelīdzsvarotības ieskaitu un būtiski samazināt balansēšanas izmaksas, kas tiek pārnestas uz galalietautājiem. Analīze liecina, ka kopējās balansēšanas zonas un

centralizētas bilances pārvaldības ieviešana reģionālā līmenī ir uzlabojusi sistēmas balansēšanas efektivitāti, samazinājusi *ACE*, uzlabojusi balansēšanas resursu pieejamību, tādējādi uzlabojot piegādes drošību.

Šajā nodaļā aplūkots modelis vēl nav gatavs nodrošināt aktīvu balansēšanu reālajā laikā no *BRP* puses, jo nelīdzsvarotības un balansēšanas cenas tiek publicētas pēc reālā laika, un tas ir jautājums, kas prasa turpmāku izpēti.

## 4. TIRGŪ BALSTĪTA UZGLABĀŠANAS PĀRVALDĪBAS STRATĒGIJA *FCR* PAKALPOJUMU SNIEDZĒJAM

### 4.1. IEVADS

Šis nodaļas uzmanības centrā bija publikācija [83], kurā aprakstīta tirgū balstīta uzlādes stāvokļa pārvaldības stratēģija primāro frekvences regulēšanas pakalpojumu sniedzējiem ar ierobežotiem enerģijas rezervuāriem, piemēram, akumulatoru enerģijas uzkrāšanas sistēmām. Frekvences ierobežošanas rezerve (*FCR*), kas pazīstama arī kā primārās kontroles rezerve, ir pirmā reakcija uz frekvences traucējumiem. Ja rodas novirze, automātiskā frekvences atjaunošana (*aFRR*) automātiski iesaistās dažu sekunžu laikā, lai atjaunotu nominālo frekvenci un līdzsvaru starp piedāvājumu un pieprasījumu. Šī stratēģija ir pētniecības darba rezultāts, ko pamato salīdzinoši nesēn veiktie regulatīvo nosacījumu atjauninājumi kontinentālajā Eiropā, kuros noteikts, ka frekvences ierobežošanas rezervju nodrošinātāji, lai pārvaldītu savas rezerves, nevar paļauties uz "mirušās" joslas izmantošanu un piegādi, kas pārsniedz izpildi. Turklāt tiek parādīts, kā izstrādātā stratēģija liela izmēra akumulatoru sistēmai ļauj pienācīgi izturēt vissliktākā scenārija realizāciju pat tad, ja vienība nodrošina vairākus rezerves produktus vienlaikus un tai ir atļauts atjaunot tās uzlādes stāvokli tikai ar dienas tirgus starpniecību.

Lai gan veicinātu, gan regulētu uzglabāšanas sistēmu integrāciju palīgpakalpojumu tirgos, jo īpaši frekvences ierobežošanas rezerves (*FCR*) nodrošināšanai, ES sistēmas darbības pamatnostādņēs [85] ir paredzēti īpaši noteikumi, kas piemērojami ierobežotas enerģijas rezervuāriem (*LER*), t. i., uzglabāšanas iekārtām, ko var iztukšot divu stundu laikā. Proti, minimālais aktivizācijas periods ( $T_{min}$  *LER* kritērijs), kas jānodrošina *FCR* nodrošinātājiem, kuri kvalificēti kā *LER*, ir 15–30 min. sistēmas trauksmes stāvokļa laikā, un katra sinhronā apgabala visiem PSO jāierosina konkrēta vērtība. Lai gan kontinentālās Eiropas (*CE*) PSO sliecas noteikt 30 min.  $T_{min}$  *LER* vismaz jaunuzstādītajām akumulācijas elektrostacijām, galīgais priekšlikums 2023. gada vidū vēl tika izstrādāts.

*LER* kā *FCR* un frekvences atjaunošanas rezervju (*FRR*) nodrošinātāji ir īpaši svarīgi Baltijas elektroenerģijas sistēmai, kurai līdz 2025. gadam plānots atteikties no *IPS/UPS* un pievienoties *CE* sinhronajai zonai [86]. Līdz tam laikam Baltijas PSO būtu jāspēj pašiem nodrošināt savas *FCR* un *FRR* vajadzības, kamēr vēsturiski primāro frekvences kontroli ir nodrošinājusi kaimiņos esošā Krievijas energosistēma [87], [88]. Tāpēc Baltijas valstīs tiek izstrādāti liela mēroga akumulatoru enerģijas uzkrāšanas sistēmu (*BESS*) projekti, lai nodrošinātu *FCR* un *FRR* pietiekamību [89]–[91]. Aprakstītās ES līmeņa norises un reģionālās problēmas saistībā ar Baltijas sinhronizācijas projektu ir motivējušas šā pētījuma jautājumu – izstrādāt efektīvu tirgū balstītu *BESS* darbības pārvaldības stratēģiju, ievērojot tehnisko un regulatīvo ierobežojumu kopumu, kas saistīts ar



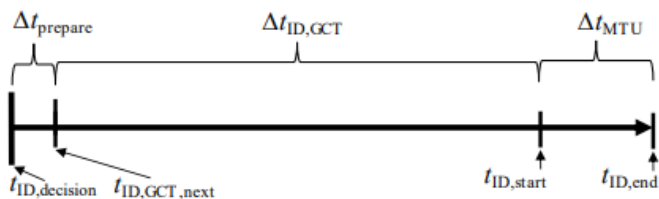
palīgpakalpojumu tirgiem un īpašiem rezervju produktiem, kā arī ar elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgiem krātuvju atjaunošanai.

## 4.2. SOC PĀRVALDĪBAS STRATĒGIJA

Stratēģijas galvenais mērķis ir sagatavot *ID* piedāvājumus, vienlaikus nodrošinot rezerves, lai nodrošinātu pietiekamu *SOC* līmeni saskaņā ar uzņemtajām rezervju (*FCR* un/vai *FRR*) saistībām. Stratēģijas vispārējā filozofija paredz robustu pieeju, t. i., *BESS* jācenšas būt gatavai sliktākā scenārija īstenošanai jebkurā brīdī nākotnē.

Pieņēmumi un vienkāršojumi

Tiek pieņemts, ka *FCR* nodrošinātājs ir viena *BESS* ar *LER*, kas var izmantot tikai tirgū balstītus mehānismus, lai atjaunotu enerģijas saturu savā rezervuārā (t. i., nav alternatīvas ģenerācijas vai slodzes ne rezerves nodrošinātāja portfeli, ne divpusēji noslēgtos līgumus, ko varētu izmantot *BESS* uzlādei/izlādei; apzināta nelīdzsvarotība, lai pārvaldītu uzglabāšanu, nav atļauta). Galu galā tas nozīmē, ka *BESS* var pārvaldīt savu *SOC*, tikai piedaloties *ID* tirgū, jo tam ir daudz īsāks sagatavošanās laiks nekā *DA* tirgum, un tādējādi tas nodrošina lielāku elastību. Lai saskaņā ar izklāstītajiem nosacījumiem panāktu visefektīvāko uzglabāšanas pārvaldību, optimālais lēmuma pieņemšanas laiks par to, vai ir jāiesniedz *ID* tirdzniecības piedāvājums, būtu pēdējais iespējamais brīdis pirms *GCT*. Tomēr, lai nodrošinātu stabilitāti, pirms katra *ID GCT*, ar kuru tiek pieņemts lēmums, būtu jāpieskaita zināms piedāvājuma sagatavošanas laiks. Saistība starp dažādiem ar laiku saistītiem mainīgajiem, kas izmantoti pārvaldības stratēģijā, ir izskaidrota 4.1. attēlā, kur  $t_{ID, \text{lēmums}}$  – *ID* piedāvājuma lēmuma pieņemšanas laiks;  $t_{ID, GCT, \text{nākamais}}$  – tuvākais *ID GCT*;  $t_{ID, \text{sākums}}$  un  $t_{ID, \text{beigas}}$  – *ID* tirdzniecības perioda ar tuvāko *GCT* sākuma un beigu laiks;  $\Delta t_{\text{prepare}}$  – lietotāja izvēlēts piedāvājuma sagatavošanas laiks (izteikts minūtēs pirms *GCT*, piemēram, 5 min.);  $\Delta t_{ID, GCT}$  – *ID GCT* (izteikts minūtēs pirms piegādes sākuma, piemēram, 60 min. Baltijā [91]);  $\Delta t_{MTU}$  – tirgus laika vienības ilgums (pieņemts 15 min. [87]).



4.1. att. Savstarpējā saistība starp mainīgajiem lielumiem, kas mainās laika gaitā

*ID* darījumi tiek plānoti tikai uz īsiem piegādes periodiem, lai izvairītos no pārmērīgām izmaiņām, ņemot vērā faktoru izmaiņas laika gaitā, t. i., katrā lēmuma pieņemšanas laikā piegādei

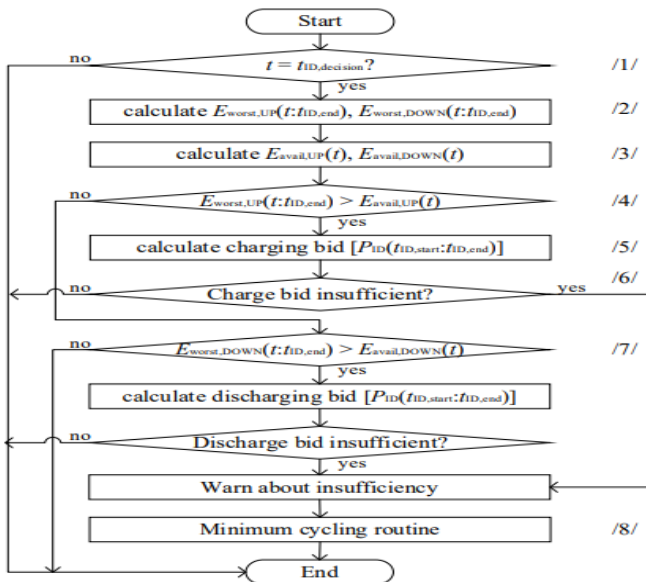
tiek ņemts vērā tikai viens potenciālais *MTU*. No otras puses, tas nozīmē, ka pirms katra *ID GCT* ir jāizvērtē korekcijas darījuma nepieciešamība; ar 15 min. *MTU* tas nozīmē 96 lēmumus dienā.

Pamatojoties uz ES tiesiskā regulējuma analīzi, tiek noteiktas šādas galvenās prasības *BESS SOC* pārvaldības stratēģijai, lai nodrošinātu *FCR* ar *LER* kvalifikāciju:

- spēja nodrošināt ilgstošu *FCR* pilnīgu aktivizēšanu vismaz līdz brīdim, kad sistēmas trauksmes stāvokļa laikā tiek izpildīts *TminLER* kritērijs;
- spēja nodrošināt nepārtrauktu ilgstošu *FCR* līdz 25 % no kopējās piešķirtās rezerves jaudas vienā virzienā sistēmas normālā stāvoklī;
- pietiekama uzkrāšanas līmeņa atjaunošana, lai varētu atkal izpildīt *TminLER* kritēriju ne vēlāk kā divas stundas pēc iepriekšējā sistēmas trauksmes stāvokļa beigām;
- iepriekšējās trīs prasības jāizpilda arī tad, ja *BESS* nodrošina *FRR* līdztekus *FCR*. Tomēr *FRR*, kas nodota rīcībā, jāspēj pilnībā aktivizēt jebkurā laikā un uz jebkuru laiku neatkarīgi no *TminLER* kritērija un atjaunošanās stāvokļa pēc trauksmes stāvokļa, jo *FRR* nodrošinātājam ar *LER* nav definētas īpašas īpašības vai atļauti izņēmumi.

### 4.3. ALGORITMS

Izstrādātā algoritma galvenie soļi apkopoti 4.2. attēlā un detalizēti izskaidroti sagatavotajā pielikumā [83].



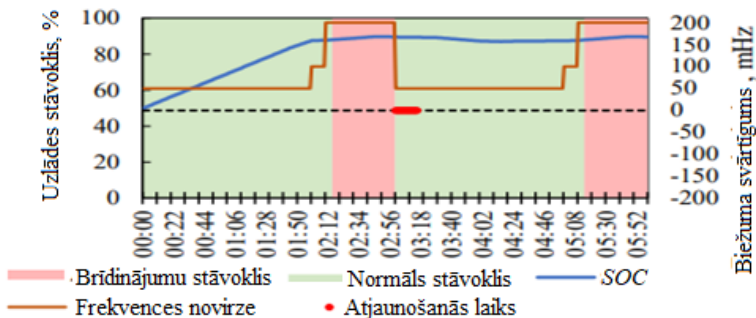
4.2. att. Enerģijas atgūšanas algoritma galvenie soļi [83].

Turklāt matemātisko modeli, kas izstrādāts, lai simulētu un apstiprinātu izklāstīto stratēģiju, varētu izmantot turpmākajā darbā, lai pētītu BESS tehnisko parametru ietekmi uz to rezervju nodrošināšanas iespējām, kā arī tirgus noteikumu ietekmi uz BESS darbību.

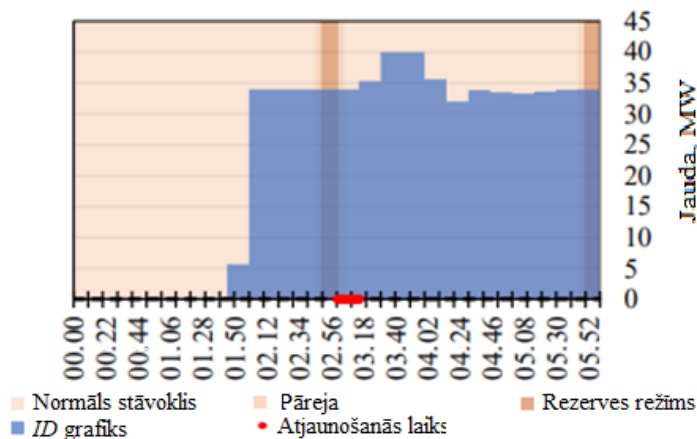
#### 4.4. VALIDĀCIJA

Izveidojot modeli algoritma validācijai, publikācijā [83] tika izmantots BESS ar 80 MW uzlādes/izlādes jaudu, 160 MWh nominālo krātuvi, 0,95 uzlādes un izlādes efektivitāti, rezervuāra robežvērtībām 10 % un 90 %. BESS jānodrošina 8 MW FCR un 32 MW FRR katrā virzienā. Izvēlētie parametri ir iegūti, pamatojoties uz aplēstajām rezervju vajadzībām Latvijas enerģosistēmā pēc desinhronizācijas no IPS/UPS 2025. gadā un BESS specifikāciju, kas tiek apspriesta uzstādīšanai Latvijā [84]. Attiecībā uz rezervju aktivizēšanu FCR gadījumā tika pieņemts sešu stundu frekvences novirzes profils, kā parādīts 4.3. attēlā (brūnā līnija / labā ass; NB! FCR nodrošinātāji ievēro ± 10 mHz "mirušo" joslu, kam seko proporcionāla reakcija, sasniedzot pilnīgu aktivizēšanu pie ± 200 mHz novirzes). Šis profils ir pilnīgi mākslīgs, jo tā vienīgais mērķis ir parādīt, ka izstrādātā BESS pārvaldības stratēģija var nodrošināt paredzētās

rezerves. *FRR* aktivizācijas arī tiek simulētas, lai īstenotu sliktākā scenārija realizāciju (t. i., pilnīga aktivizācija visu sešu stundu laikā).



4.3. att. Simulētā frekvences novirze un *LER SOC* attīstība.



4.4. att. Korektīvo *ID* darījumu un *FCR* nodrošināšanas režīma grafiks.

Simulētajā scenārijā *BESS* spēj nepārtraukti nodrošināt 25 % *FCR* aktivizāciju elektroenerģijas sistēmas normālā stāvoklī kopā ar pilnu *FRR* aktivizāciju bez jebkādam problēmām. Plkst. 2.15 tiek izsludināts trauksmes stāvoklis, jo frekvences novirze pārsniedz 50 mHz uz 15 minūtēm un 100 mHz uz 5 minūtēm. *LER* sāk pāreju uz rezerves režīmu tikai plkst. 2.44, kad ir izpildīts 30 minūšu  $T_{minLER}$  kritērijs. Plkst. 3 trauksmes stāvoklis beidzas, jo frekvences novirze samazinās nedaudz zem 50 mHz, un tad sākas divu stundu atpakaļskaitīšana *LER* atjaunošanai. Tomēr plkst. 3.16 *LER* jau pabeidz atjaunošanos, kas nozīmē, ka tās pabeigšanai bija nepieciešamas tikai 16 minūtes. Tas skaidrojams ar uzglabāšanas pārvaldības algoritma robustumu. Daļēji arī tāpēc, ka, izvērtējot atkopšanas nosacījumus, tiek ņemtas vērā plānotās *ID*

piegādes nākotnē, ja vien nepastāv risks pārkāpt *SOC* ierobežojumus jebkurā brīdī attiecīgajā nākotnes laika periodā. Plkst. 5.15 tiek izsludināts vēl viens trauksmes stāvoklis, un atkal *LER* sāk pāreju uz rezerves režīmu tikai tad, kad ir izturētas 30 minūtes pilnīgas aktivizācijas. 4.3. attēlā redzams, kā *SOC* trajektorija tuvojas 90 % augšējā ierobežojumam, bet to nepārkāpj, taču paliek tā tuvumā. Turklāt, pateicoties plānotajām *ID* piegādēm (4.4. att.), *LER* var pat garantēt nepārtrauktu spēju nodrošināt nepieciešamo *FCR* un *FRR*, neraugoties uz to, ka *SOC* patlaban ir tuvu ierobežojumam.

## 4.5. SECINĀJUMI

Apstiprinātā tirgū balstītā *BESS SOC* pārvaldības stratēģija nodrošina stabilu un uzticamu *LER* dalību *FCR* nodrošināšanā, kas atbilst visām papildu īpašībām un regulatīvajiem noteikumiem, kas kontinentālajā Eiropā ir jāievēro *FCR* nodrošinātājiem ar *LER*. Tā ir piemērota arī *LER*, kas nodrošina gan *FCR*, gan *FRR*. Izstrādāto stratēģiju var piemērot potenciālajām *BESS* iekārtām Baltijas elektroenerģijas sistēmā pēc sinhronizācijas ar *CE* un arī citur ES, jo tā atbilst jaunākajiem noteikumiem, kas jāpieņem dalībvalstīm. Turklāt rīks ļauj pārbaudīt svarīgu tehnisko parametru un tirgus iestatījumu ietekmi, lai palīdzētu pieņemt lēmumus. Piedāvātās pieejas būtība ir prognozēt un sagatavoties sliktākā scenārija rašanās gadījumiem. Ņemot vērā nodaļas apjoma ierobežojumus, ir izklāstīta tikai daļa no vispārējās *BESS* darbības pārvaldības stratēģijas, kas turklāt pārvalda arī *LER* pāreju starp normālo/rezerves režīmu un novērtē brīvprātīgos *FRR* enerģijas piedāvājumus. Tāpēc papildu modeļa komponentu un funkciju izstrāde ir turpmākā darba temats. Turklāt matemātisko modeli, kas izstrādāts, lai simulētu un apstiprinātu izklāstīto stratēģiju, varētu izmantot turpmākajā darbā, lai pētītu *BESS* tehnisko parametru ietekmi uz to rezervju nodrošināšanas spējām, kā arī tirgus noteikumu ietekmi uz *BESS* darbību. Potenciālie turpmāko pētījumu temati ietver *BESS* un rezerves lieluma noteikšanu, *LER* kvalifikācijas plusus un mīnus,  $T_{minLER}$  kritērija ilgumu, atjaunošanas ilgumu, tirgus sagatavošanās laiku utt. Turklāt modeli var paplašināt, ņemot vērā arī dažādus ekonomiskos kritērijus, lai sniegtu visaptverošu izmaksu un ieguvumu novērtējumu *BESS*, kas kvalificēts kā *LER*, ar dažādām vadības stratēģijām.

## SADAĻU SECINĀJUMI UN TURPMĀKAIS DARBS

Galvenie priekšnoteikumi Baltijas valstīm, kas minēti 1. nodaļā par enerģētikas nozares pārveidi Baltijas valstīs, lai veicinātu energoapgādes pietiekamību un balansēšanas jaudas attīstību, ir šādi:

- 1) veicināt ražošanas attīstību;
- 2) ieguldīt tīkla attīstībā;
- 3) veicināt patērētāju reakciju un agregāciju;
- 4) attīstīt balansēšanas tirgu. Īpaši pēc plānotās Baltijas energosistēmas sinhronizācijas ar kontinentālās Eiropas tīklu 2025. gadā.

Otrajā nodaļā tika uzsvērts, ka globālajos un Eiropas enerģētikas attīstības plānos ir ierosināts piemērot vairākas stratēģijas, no kurām vismaz divas būtiski ietekmē energosistēmu struktūru.

1. stratēģija – straujš atjaunojamo energoresursu spēkstaciju jaudas palielinājums.
2. stratēģija – samazināt jaudu, apturēt vai slēgt spēkstacijas, kurās izmanto fosilo kurināmo.

Ir labi zināms, ka elektroenerģijas ražošana no AER ir neprognozējams un nepastāvīgs process. Tā rezultātā rodas problēma, kas saistīta ar enerģijas ražošanas pārvaldību un jebkuras energosistēmas jaudas līdzsvara nodrošināšanu. Dažkārt pilnībā kompensēt elektroenerģijas deficītu, importējot enerģiju no kaimiņvalstīm, ir neiespējami pārvades līniju ierobežotās jaudas dēļ.

Visu *BPS 2050* scenāriju simulācijas rezultāti liecina, ka mēģinājumi nodrošināt enerģijas līdzsvaru ar enerģijas importu un kompensēt enerģijas deficītu, palielinot AER uzstādīto jaudu, nav sekmīgi.

Turklāt automobiļu elektrifikācija ievērojami pasliktinās Baltijas energosistēmu jaudas līdzsvarošanas situāciju. Lai apmierinātu pieprasījumu pēc elektroenerģijas, būs nepieciešams būvēt papildu stacijas, kas var ražot enerģiju bez saules un vēja, vai izveidot jaunas starpsavienojumu pārvades līnijas un ilgtermiņa enerģijas uzglabāšanas jaudas.

Trešās nodaļas secinājumi, kas balstīti Baltijas balansēšanas sistēmas darbības rādītāju analīzē, liecina par skaidriem ieguvumiem no kopējām balansēšanas zonām un koordinētas balansēšanas pārvaldības. Tirgus dalībnieki, tostarp balansēšanas pakalpojumu sniedzēji un par bilanci atbildīgās puses, guva labumu no vienotas cenas un vienota portfeļa modeļa ieviešanas. Ņemot vērā to, ka 2018. gadā 97 % stundu nelīdzsvarotības cenas visās trijās Baltijas valstīs bija līdzīgas, par balansēšanas pakalpojumiem atbildīgās puses var veikt nelīdzsvarotības ieskaitu un būtiski samazināt balansēšanas izmaksas, kas tiek pārnestas uz galalietotājiem.

Analīze liecina, ka kopējas balansēšanas zonas un centralizētas bilances pārvaldības ieviešana reģionālā līmenī ir uzlabojusi sistēmas balansēšanas efektivitāti, samazinājusi *ACE*, uzlabojusi balansēšanas resursu pieejamību, tādējādi uzlabojot piegādes drošību.

Šajā nodaļā izklāstītais modelis vēl nav gatavs nodrošināt aktīvu balansēšanu reāllaikā no *BRP* puses, jo nelīdzsvarotības un balansēšanas cenas tiek publicētas pēc reālā laika, un tas ir jautājums, kas vēl jāizpēta.

Ceturtais nodaļas secinājumi, kas balstīti apstiprinātā tirgus principos balstītu *BESS SOC* pārvaldības stratēģijā, ļauj nodrošināt stabilitu un uzticamu *LER* dalību *FCR* nodrošināšanā, ievērojot visas papildu īpašības un normatīvos noteikumus, kas kontinentālajā Eiropā ir jāievēro *FCR* nodrošinātājiem ar *LER*. Tā ir piemērota arī *LER*, kas nodrošina gan *FCR*, gan *FRR*. Izstrādāto stratēģiju var piemērot potenciālajām *BESS* iekārtām Baltijas elektroenerģijas sistēmā pēc sinhronizācijas ar *CE* un arī citur ES, jo tā atbilst jaunākajiem noteikumiem, kas jāpieņem dalībvalstīs. Turklāt rīks ļauj pārbaudīt svarīgu tehnisko parametru un tirgus iestatījumu ietekmi, lai palīdzētu pieņemt lēmumus. Piedāvātās pieejas būtība ir prognozēt un sagatavoties sliktākā scenārija rašanās gadījumiem. Ņemot vērā nodaļas apjoma ierobežojumus, ir izklāstīta tikai daļa no vispārējās *BESS* darbības pārvaldības stratēģijas, kas pārvalda arī *LER* pāreju starp normālo/rezerves režīmu un novērtē brīvprātīgos *FRR* enerģijas piedāvājumus. Tāpēc papildu modeļa komponentu un funkciju izstrāde ir turpmākā darba temats. Turklāt matemātisko modeli, kas izstrādāts, lai simulētu un apstiprinātu izklāstīto stratēģiju, varētu izmantot turpmākajā darbā, lai pētītu *BESS* tehnisko parametru ietekmi uz to rezervju nodrošināšanas spējām, kā arī tirgus noteikumu ietekmi uz *BESS* darbību. Potenciālie turpmāko pētījumu temati ietver *BESS* un rezerves lieluma noteikšanu, *LER* kvalifikācijas plusus un mīnus,  $T_{minLER}$  kritērija ilgumu, atjaunošanas ilgumu, tirgus sagatavošanās laiku utt. Turklāt modeli var paplašināt, ņemot vērā arī dažādus ekonomiskos kritērijus, lai sniegtu visaptverošu izmaksu un ieguvumu novērtējumu *BESS*, kas kvalificēts kā *LER*, ar dažādām vadības stratēģijām.

## IZMANTOTĀ LITERATŪRA

- [1] BP. Statistical Review of World Energy. 2022. Available online: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>.
- [2] Petričenko R., Petričenko Ļ., Ozgonenel O., Komarovs R. The Assessment of Long-Term Import-Export Capabilities of Baltic Power System. In: 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2021), Latvia, Riga, 15–17 November, 2021. Piscataway: IEEE, 2021, pp. 1–7. ISBN 978-1-6654-3805-6. e-ISBN 978-1-6654-3804-9. Available from: doi:10.1109/RTUCON53541.2021.9711721.
- [3] IEA Wind TCP. Annual Report 2021. 2022. Available online: [https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2022/12/IEA\\_Wind\\_TCP\\_Annual\\_Report\\_2021.pdf](https://iea-wind.org/wp-content/uploads/2022/12/IEA_Wind_TCP_Annual_Report_2021.pdf) (accessed on 29 May 2023).
- [4] IEA. Renewables 2022: Analysis and Forecast to 2027. 2022. Available online: <https://www.iea.org/reports/renewables-2022> (accessed on 29 May 2023).
- [5] IEA – International Energy Agency. Net Zero by 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector. 2021. Available online: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/405543d2-054d-4cbd-9b89-d174831643a4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector\\_CORR.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/405543d2-054d-4cbd-9b89-d174831643a4/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf) (accessed on 29 May 2023).
- [6] Voropai N. Electric Power System Transformations: A Review of Main Prospects and Challenges. *Energies*. 2020, 13. 5639. 10.3390/en13215639.
- [7] European Commission, COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS, An EU Strategy to harness the potential of offshore renewable energy for a climate neutral future, Available online: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX%3A52020DC0741>.
- [8] PÉREZ-ARRIAGA, IGNACIO J., and CARLOS BATLLE. “Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation.” *Economics of Energy & Environmental Policy*, vol. 1, no. 2, 2012, pp. 3–18. JSTOR, <http://www.jstor.org/stable/26189488>. Accessed 29 Mar. 2024.
- [9] IEA, Electricity Market Report 2023, IEA, Paris Available online: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023>, Licence: CC BY 4.0.



- [10] European Commission, Renewable energy targets, Available online: [https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-targets_en).
- [11] “Augstsprieguma tīkls”, TEPCO STUDY PROVIDES RECOMMENDATIONS FOR BALTIC STATES ON EXPANSION OF RENEWABLE ENERGY SOURCES BY 2050, available online: <https://www.ast.lv/en/content/tepcostudy-provides-recommendations-baltic-states-expansion-renewable-energy-sources-2050>.
- [12] Enrique Rosales-Asensio, David Borge Diez, Paula Sarmiento, Electricity balancing challenges for markets with high variable renewable generation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 189, Part A, 2024, 113918, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113918>.
- [13] The ENTSO-E System Adequacy Retrospect, Available online, <https://docstore.entsoe.eu/publications/system-development-reports/adequacy-retrospect/Pages/default.aspx> (accessed on 30 May 2011).
- [14] Welsch M., Mentis D., Howells M., Chapter 17 – Long-Term Energy Systems Planning: Accounting for Short-Term Variability and Flexibility, Editor(s): Lawrence E. Jones, *Renewable Energy Integration*, Academic Press, 2014, Pages 215–225, ISBN 9780124079106, <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-407910-6.00017-X>.
- [15] Algarvio H., Lopes F., Couto A., Estanqueiro A. Participation of wind power producers in day-ahead and balancing markets: An overview and a simulation-based study. *WIREs Energy Environ.* 2019, <https://doi.org/10.1002/wene.343>.
- [16] Petričenko R., Kozadajevs J., Petričenko L., Sīlis A. Reserve Power Estimation according to the Baltic Power System 2050 Development Plan. In: 2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON 2022), Latvia, Riga, 9–12 May 2022. Piscataway: IEEE, 2022, 1.-6.lpp. ISBN 978-1-6654-7983-7. e-ISBN 978-1-6654-7982-0. Pieejams: doi: 10.1109/ENERGYCON53164.2022.9830517.
- [17] Junghāns, G., Sīlis A. Integration of Latvia into the European electricity market. *Enerģija un Pasaule*, 2017, Nr. 6, pp. 26–30. ISSN 1407-5911.
- [18] Energy Community Secretariat, Electricity market functions – short overview and description Online capacity-building material. Available online: [https://energy-community.org/dam/jcr:ce2c5ded-112c-4a6b-9ddc-45a5de7cf5fc/Elearning\\_EL\\_market\\_032020.pdf](https://energy-community.org/dam/jcr:ce2c5ded-112c-4a6b-9ddc-45a5de7cf5fc/Elearning_EL_market_032020.pdf).
- [19] The Public Utilities Commission’s, 2021 Annual Report of the Public Utilities Commission of the Republic of Latvia on the National Energy Sector, Prepared for the European Commission, Available online: <https://www.sprk.gov.lv/sites/default/files/editor/2021%20Annual%20Report%20of%20the%20PUC%20Latvia%20on%20the%20National%20Energy%20Sector.pdf>.

- [20] Bompard E., Carpaneto E., Huang T., Pi R., Fulli G., Purvins A., and Mutule, A., Electricity independence of the Baltic States: Present and future perspectives, SUSTAINABLE ENERGY, GRIDS AND NETWORKS, 2017, ISSN 2352-4677, 10, p. 55–64, JRC106248.
- [21] ACER, Progress of EU electricity wholesale market integration. 2023. Market Monitoring Report November 2023 Available online: [https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023\\_MMR\\_Market\\_Integration.pdf](https://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/2023_MMR_Market_Integration.pdf).
- [22] ABB, The Estlink interconnection, Available online: <https://library.e.abb.com/public/e6b62149ed14a78983257377006a5a6f/6%20The%20Estlink%20interconnection%20Indrek%20Aarna.pdf>.
- [23] Baltic wind, Elering and AST signed the memorandum to develop a new Estonian-Latvian interconnection, 2023. Available online: <https://balticwind.eu/elering-i-ast-podpisaly-memorandum-w-sprawie-rozwoju-nowego-estonsko-lotewskiego-polaczenia-miedzysystemowego/>.
- [24] ENTSO-E Transparency Platform, Available online: Installed Capacity per Production Type.
- [25] “Augstsprieguma tīkls” AS, Annual Statement of Transmission System Operator for the Year 2018. Available online: [http://www.ast.lv/sites/default/files/editor/TSO\\_Annual\\_Statement\\_2018.pdf](http://www.ast.lv/sites/default/files/editor/TSO_Annual_Statement_2018.pdf).
- [26] AS “Augstsprieguma tīkls”, Latvian electricity market overview, Available online: <https://www.ast.lv/en/electricity-market-review?year=2023&month=13>.
- [27] Junghāns G., Sīlis A. “Latvijas integrācija Eiropas elektroenerģijas tirgū” (Latvia's Integration into the European Electricity Market), Enerģija un pasaule 2017.februāris; Nr.6/107 26.-30.lpp. ISSN 1407-5911.
- [28] IRENA, Renewable power: Sharply falling generation costs. 2017, Available online: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/%20IRENA\\_Sharply\\_falling\\_costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Nov/%20IRENA_Sharply_falling_costs_2017.pdf).
- [29] World Economic Forum, Explained: why renewables became so cheap so fast, Available online: <https://www.weforum.org/agenda/2020/12/renewables-energy-price-cost-cheap-climate-change-sustainability/>.
- [30] ENTSO-E Transparency Platform, Available online: Total Load – Day Ahead.
- [31] ENTSO-E, Winter Outlook 2022-203 Summer 2022 Review report, Available online: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2022/Winter%20Outlook%202022-2023\\_Report.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2022/Winter%20Outlook%202022-2023_Report.pdf).

- [32] AS “Augstsprieguma tīkls”, The Ten-Year Development Plan of the Latvian Electricity Transmission System, Available online: <https://www.ast.lv/en/content/power-transmission-system-development-plan>.
- [33] European Commission, Electricity market design, Available online: [https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design\\_en](https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/market-legislation/electricity-market-design_en).
- [34] Eurelectric, Europe’s Electricity Market Design: where are we and where are we headed?, Available online: <https://www.eurelectric.org/in-detail/electricitymarketdesign>.
- [35] Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing.
- [36] Nordic balancing model, 2022. Available online: <https://nordicbalancingmodel.net/the-nordic-afr-capacity-market-went-live-7th-of-december-2022/>.
- [37] Silis, A., Lavrinovičs V., Junghāns G., A. Benefits of Electricity Industry Switching from Fixed to Spot-Linked End-User Prices. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM 2018), Poland, Lodz, 27–29 June, 2018. Piscataway: IEEE, 2018, pp. 999–1003. ISBN 978-1-5386-1489-1. e-ISBN 978-1-5386-1488-4. e-ISSN 2165-4093. Available from: doi:10.1109/EEM.2018.8469824.
- [38] Md. Nahid Haque Shazon, Nahid-Al-Masood, Atik Jawad, Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review, Energy Reports, Volume 8, 2022, Pages 6191–6219, ISSN 2352-4847, <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.04.063>.
- [39] Benato R., Bruno G., Palone F., Polito R., Massimo M. (2017) Benato R., Bruno G., Palone F., Polito R., Massimo M. (2017), “Large-scale electrochemical energy storage in high voltage grids: overview of the Italian experience”, Energies, vol. 10, no. 108, pp. 1–17, 2017.
- [40] R. C. Kjaer R. Lærke, Tarnowski G., “Ancillary services provided from wind power plant augmented with energy storage”, 15th European Conf. on Power Electronics and Applications (EPE), 2013.
- [41] Al Hasheme J., Toma L., Eremia M., "Battery Energy Storage System for Frequency Control in Power System" 2023 15th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI), Bucharest, Romania, 2023, pp. 1-6, doi: 10.1109/ECAI58194.2023.10194099.
- [42] Toma L., Dobrescu R., Chenaru O., Florea G., "Battery energy storage based balancing of a microgrid," 2021 12th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE), Bucharest, Romania, 2021, pp. 1-6, doi: 10.1109/ATEE52255.2021.9425203.

- [43] Billimoria F., Mancarella B., Poudineh R., Market and regulatory frameworks for operational security in decarbonizing electricity systems: from physics to economics, Oxford Open Energy, Volume 1, 2022, oiac007, <https://doi.org/10.1093/ooenergy/oiac007>.
- [44] Global EV Outlook 2019. Scaling-up the transition to electric mobility. May, 2019. Available online: <https://www.iea.org/reports/global-evoutlook-2019/>.
- [45] Renewable Energy Statistics. Available online: [https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Renewable\\_energy\\_statistics](https://ec.europa.eu/eurostat/statisticsexplained/index.php?title=Renewable_energy_statistics).
- [46] Ministry of Economics Republic of Latvia, National Energy and Climate Plan for 2021–2030, Available online: <https://www.em.gov.lv/en/national-energy-and-climate-plan-2021-2030>.
- [47] Nord Pool energy market. Available online: <https://www.nordpoolgroup.com/>.
- [48] Renewable energy statistic. 2019. Available online: [https://arnhemspeil.nl/nap/dok/2019-01-00-eurostat-report-renewable-energy-statistics-renewable-energy-produced-in-the-eu-increased-by-two-thirds-in-2007-2017%20\(2\).pdf](https://arnhemspeil.nl/nap/dok/2019-01-00-eurostat-report-renewable-energy-statistics-renewable-energy-produced-in-the-eu-increased-by-two-thirds-in-2007-2017%20(2).pdf).
- [49] Nordström H., Söder L., Flynn D., Matevosyan J., Kiviluoma J., Holttinen H., Vrana TK., Welle A., Morales-España G., Pudjianto D., Strategies for Continuous Balancing in Future Power Systems with High Wind and Solar Shares. *Energies*. 2023; 16(14):5249. <https://doi.org/10.3390/en1614524>.
- [50] European Commission, National long-term strategies. General Principles of Climate Policy until 2050 Available online: [https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/lts/lts\\_ee\\_et.pdf](https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/lts/lts_ee_et.pdf).
- [51] The International Renewable Energy Agency (IRENA), [accessed on 09 May 2021]. Available online: <https://www.irena.org/>
- [52] Dawei Zhao, Minhui Qian, Jin Ma, Koji Yamashita, Photovoltaic generator model for power system dynamic studies, *Solar Energy*, Volume 210, 2020, Pages 101–114, <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.077>.
- [53] Dong Z., Tan J., St-Hilaire A., Muljadi E., Corbus D., Nelms R., Jacobson M. (2019). Modeling and Simulation of Ternary Pumped Storage Hydropower for Power System Studies. *IET Generation Transmission & Distribution*. 10.1049/iet-gtd.2018.5749.
- [54] AS “Augstsprieguma tīkls”, AST Elektroenerģijas tirgus forums, 2022. The details of the balancing market. Available online: [https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/Prezentacija\\_VISS\\_kopa\\_FINAL-90-107.pdf](https://www.ast.lv/sites/default/files/editor/Prezentacija_VISS_kopa_FINAL-90-107.pdf).

- [55] Miri I., Fotouhi A., Nathan E., Electric vehicle energy consumption modelling and estimation – A case study. *International Journal of Energy Research*. 2020. 45. 10.1002/er.5700.
- [56] Gaete -Morales C., Kramer H., Schill W. P. . An open tool for creating battery-electric vehicle time series from empirical data, *emobpy*. *Sci Data* 8, 152 (2021). <https://doi.org/10.1038/s41597-021-00932-9>
- [57] AS “Augstsprieguma tīkls”, Synchronisation with Europe, 2023. Available online: <https://www.ast.lv/en/projects/synchronisation-europe>.
- [58] Emil Hillberg (RISE), Antony Zegers (AIT), Barbara Herndler (AIT), Steven Wong (NRCAN), Jean Pompee (RTE), Jean-Yves Bourmaud (RTE), Sebastian Lehnhoff (OFFIS), Gianluigi Migliavacca (RSE), Kjetil Uhlen (NTNU), Irina Oleinikova (NTNU), Hjalmar Pihl (RISE), Markus Norström (RISE), Mattias Persson (RISE), Joni Rossi (RISE) & Giovanni Beccuti (ETHZ). *Power Transmission & Distribution Systems Flexibility needs in the future power system*, Discussion paper, 2019.
- [59] Petrichenko R., Petrichenko L., Sauhats A., Slivikas A., Gudzius S., Zima-Bockarjova M., “Profitability Study of Floating PV and Storage Pumped Hydropower Plant”, *Int. Conf. Eur. Energy Mark. EEM*, vol. 2020-September, no. 1, pp. 1–6, 2020, doi: 10.1109/EEM49802.2020.9221983.
- [60] Sauhats A., Petrichenko R., Broka Z., Baltputnis K., Sobolevskis D., ‘ANN-based forecasting of hydropower reservoir inflow’, 2016 57th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ. RTUCON 2016, pp. 2–7, 2016, doi: 10.1109/RTUCON.2016.7763129.
- [61] Sauhats A., Petrichenko R., Baltputnis K., Broka Z., Varfolomejeva R., ‘A multi-objective stochastic approach to hydroelectric power generation scheduling’, 19th Power Syst. Comput. Conf. PSCC 2016, pp. 0–6, 2016, doi: 10.1109/PSCC.2016.7540821.
- [62] Moshkin I., Sauhats A., ‘Solving district heating problems by using cooperative game theory methods’, *EEEIC 2016 – Int. Conf. Environ. Electr. Eng.*, pp. 2–7, 2016, doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555462.
- [63] Ivanova P., Grebesh E., Linkevics O., ‘Optimisation of Combined Cycle Gas Turbine Power Plant in Intraday Market: Riga CHP-2 Example’, *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 55, no. 1, pp. 15–21, 2018, doi: 10.2478/lpts-2018-0002.
- [64] Oleksijs R, Sauhats A., Olekshii B., ‘Generator cooperation in district heating market considering open electricity market’, 2020 IEEE 61st Annu. Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ. RTUCON 2020 – Proc., pp. 0–5, 2020, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316566.
- [65] Zicmane I., Kovalenko S., Beryozkina S., Berzina K., Sobolevskis A.. ‘Evaluation of Latvian power system static stability according to a new development strategy until 2025’, *Sustain.*, vol. 13, no. 12, pp. 1–27, 2021, doi: 10.3390/su13126860.

- [66] Petrichenko L., Petrichenko R., Sauhats A., Baltputnis K., Broka Z., ‘Modelling the Future of the Baltic Energy Systems: A Green Scenario’, *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 58, no. 3, pp. 47–65, 2021, doi: 10.2478/lpts-2021-0016.
- [67] Beryozkina S., Sauhats A., Vanzovichs E., ‘Climate conditions impact on the permissible load current of the transmission line’, 2011 IEEE PES Trondheim PowerTech Power Technol. a Sustain. Soc. POWERTECH 2011, pp. 1–6, 2011, doi: 10.1109/PTC.2011.6019252.
- [68] Nord Pool, ‘Rules and Regulations’, Available online: <https://www.nordpoolgroup.com/trading/Rules-and-regulations/>.
- [69] Sauhats A., Broka Z., Baltputnis K. ‘Energy transition of the Baltic states: Problems and solutions’, *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 58, no. 3, pp. 3–14, 2021, doi: 10.2478/lpts-2021-0013.
- [70] Petrichenko L., Petrichenko R., Sauhats A., Baltputnis K., Broka Z. ‘Modelling the Future of the Baltic Energy Systems: A Green Scenario’, *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 58, no. 3, pp. 47–65, 2021, doi: 10.2478/lpts-2021-0016.
- [71] Petrichenko L., Sauhats A., Petrichenko R., Bezrukovs D. ‘Long-Term Price Forecasting for the Cost-Benefit Analysis of Power Equipment’, 2018 IEEE 9th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ. RTUCON2018, pp. 6–10, 2018.
- [72] Petrichenko R., Petrichenko L., Baltputnis K., Sauhats A., Gudzius S., Slivikas A. ‘Selection of the initial state and duration of the planning period in the tasks of managing energy storage systems’, 2020 IEEE 61st Annu. Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ. RTUCON 2020 – Proc., no. 1, pp. 18–23, 2020, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316613.
- [73] Ministry of Economic Affairs and Communications, ‘National Development Plan of the Energy Sector until 2030’, Est. Available online: [https://www.mkm.ee/sites/default/files/ndpes\\_2030\\_eng.pdf](https://www.mkm.ee/sites/default/files/ndpes_2030_eng.pdf), no. 285, p. 124, 2017
- [74] SKM Market Predictor AS, ‘Long-Term Power Outlook 2019’. Available online: <https://www.skmenenergy.com/reports/long-term-power-outlook>.
- [75] L. Ab, ‘Scenario Building for the Evolution of Lithuanian Power Sector for 2020 - 2050.’, Available online: [https://lsta.lt/wp-content/uploads/2020/12/201217-Scenario-building-for-Lithuanian-electric-power-sector\\_final-report.pdf](https://lsta.lt/wp-content/uploads/2020/12/201217-Scenario-building-for-Lithuanian-electric-power-sector_final-report.pdf), 2020.
- [76] M. Neeme, ‘Faculty of Natural Resources and Agricultural Sciences The future of the Estonian energy sector in relation to EU 2050 low carbon economy roadmap’, Available online: [https://stud.epsilon.slu.se/9368/1/neeme\\_m\\_160706.pdf](https://stud.epsilon.slu.se/9368/1/neeme_m_160706.pdf), 2016
- [77] Estonian Parliament, ‘Resolution of the Riigikogu. General Principles of Climate Policy until 2050’, Est. Available online [https://www.envir.ee/sites/default/files/low\\_carbon\\_strategy\\_until\\_2050.pdf](https://www.envir.ee/sites/default/files/low_carbon_strategy_until_2050.pdf), vol. 20, no.

- 1, pp. 1–6, 2017, [Online]. Available: [https://www.envir.ee/sites/default/files/low\\_carbon\\_strategy\\_until\\_2050.pdf](https://www.envir.ee/sites/default/files/low_carbon_strategy_until_2050.pdf).
- [78] Ministry of Economic Affairs and Communications in Estonia, “Summary of the Estonian national energy and climate plan 2030”, Available online: <https://www.mkm.ee/en/objectives-activities/energy-sector/summary-estonian-national-energy-and-climate-plan-2030-0>, 2020
- [79] European Commission, ‘European Commission, 2050 long-term strategy’, Available online: [https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_en#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en#tab-0-0).
- [80] Henrik N., Söder L., Flynn D., Matevosyan J., Kiviluoma J., Holttinen H., Vrana T., Welle A., España G., Pudjianto D., 2023. "Strategies for Continuous Balancing in Future Power Systems with High Wind and Solar Shares" *Energies* 16, no. 14: 5249. <https://doi.org/10.3390/en16145249>.
- [81] Enrique Rosales-Asensio, David Borge Diez, Paula Sarmiento, Electricity balancing challenges for markets with high variable renewable generation, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 189, Part A, 2024, 113918, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113918>.
- [82] Algarvio H., Lopes F., Couto A., Estanqueiro A. Participation of wind power producers in day-ahead and balancing markets: An overview and a simulation-based study. *WIREs Energy Environ.* 2019, 8, e343.
- [83] Baltputnis K., Broka Z., Sīlis A., Cingels G., Junghāns G. Efficient Market-Based Storage Management Strategy for FCR Provider with Limited Energy Reservoir. In: 2023 19th International Conference on the European Energy Market (EEM 2023): Proceedings, Finland, Lappeenranta, 6–8 June, 2023. Piscataway: IEEE, 2023, pp. 211–216. ISBN 979-8-3503-2452-5. e-ISBN 979-8-3503-1258-4. ISSN 2165-4077. e-ISSN 2165-4093. Available from: doi:10.1109/EEM58374.2023.10161770.
- [84] Augstsprieguma tīkls, “Annual Statement of Transmission System Operator for the Year 2021,” 2022. Accessed: Mar. 08, 2023. Available online: [https://www.ast.lv/sites/default/files/edi-tor/AST\\_PSO\\_zinojums\\_2022\\_EN%20v2.pdf](https://www.ast.lv/sites/default/files/edi-tor/AST_PSO_zinojums_2022_EN%20v2.pdf)
- [85] Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation (Text with EEA relevance)Text with EEA relevance. 2021. Accessed: Mar. 08, 2023. Available online: <http://data.europa.eu/eli/reg/2017/1485/2021-03-15/eng>
- [86] Elering, “Synchronisation with continental Europe.” <https://elering.ee/en/synchronization-continental-europe> (accessed Mar. 08, 2023).
- [87] Kurevska L, Sauhats A., Junghans G., Lavrinovcs V., “Harmonization of Imbalance Settlement Period Across Europe: the Curious Case of Baltic Energy Markets,” in 2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and

- Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCon), Oct. 2019, pp. 1–5. Doi: 10.1109/RTUCon48111.2019.8982334.
- [88] Radziukynas V., Klementavicius A., Kadisa S., Radziukyniene N., “Challenges for the Baltic Power System connecting synchronously to Continental European Network,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 140, pp. 54–64, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.epsr.2016.06.043
- [89] Elering, Augstsprieguma tīkls, Litgrid, “Baltic reserve capacity market study,” Jun. 2021. Available online: [https://elering.ee/sites/de-fault/files/2021-07/Market%20test%20study%20report\\_1.pdf](https://elering.ee/sites/de-fault/files/2021-07/Market%20test%20study%20report_1.pdf)
- [90] AST, “The Cabinet of Ministers of the Republic of Latvia gives AST the green light to acquire, manage, and operate electricity storage facilities (batteries).” <https://ast.lv/en/events/cabinet-ministers-republic-latvia-gives-ast-green-light-acquire-manage-and-operate> (accessed Mar. 08, 2023).
- [91] C. Murray, “Construction starts on 200MWh Fluence BESS projects in Lithuania for 2022 completion,” *Energy Storage News*, Jun. 30, 2022. <https://www.energy-storage.news/construction-starts-on-200mwh-flu-ence-bess-projects-in-lithuania-for-2022-completion/> (accessed Mar. 08, 2023).
- [92] Nord Pool AS, “Product Specifications. Nordic/ Baltic Market Areas.” Dec. 07, 2022. Accessed: Mar. 08, 2023. Available online: <https://www.nordpoolgroup.com/4ac203/globalassets/download-center/rules-and-regulations/product-specifications---nordic-and-baltic-market-areas-valid-from-07.12.2022.pdf>
- [93] ENTSO-E, Available online, Winter Outlook 2022-2023\_Report.
- [94] MARI Accession roadmap, mFRR-Platform Accession roadmap, Available online: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2023/MARI\\_Accession\\_roadmap\\_Oct\\_2023.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2023/MARI_Accession_roadmap_Oct_2023.pdf).
- [95] Zolotarev P., Gokeler M., Kuring M., “Grid Control Cooperation - A Framework for Technical and Economical Cross-Border Optimization for Load-Frequency Control,” in *Cigre 2012 Session*, C2-107, 2012.
- [96] Avramiotis-Falireas I., Margelou S., Zima M. Investigations on a fair TSO- TSO settlement for the imbalance netting process in European power system, *International Conference on the European Energy Market, EEM*, 2018.
- [97] Kalimoldayev M., Drozdenko A., Kopyk I., Marinich, T., Abdildayeva A. Zhukabayeva T. "Analysis of modern approaches for the prediction of electric energy consumption" Open Authorized licensed use limited to: Riga Technical University. Downloaded on February 22,2024 at 00:27:50 UTC from IEEE Xplore. Restrictions apply. 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical



Engineering of Riga Technical University (RTUCON) Engineering, vol. 10, no. 1, 2020, pp. 350–361. <https://doi.org/10.1515/eng-2020-0028>.



**Aigars Silis** dzimis 1982. gadā Rīgā. Latvijas Universitātē ieguvis baka-laura grādu un ekonomista kvalifikāciju (2007), profesionālā maģistra grādu uzņēmējdarbības vadībā un uzņēmumu un iestāžu vadītāja kva-lifikāciju (2009). No 2004. līdz 2010. gadam strādājis banku un finanšu sektora uzņēmumos AS "Swedbank" un "Lindorff Oy" Latvijas filiālē. Kopš 2010. gada strādā AS "Augstsprieguma tīkls", ieņemot Tīrgus uz-raudzības un datu analīzes grupas vadītāja amatu. Kopš 2018. gada ir Eiropas vienotās jaudas izsoles platformas JAO padomes loceklis un Izcelsmes apliecinājumu izdevējiestāžu asociācijas AIB valdes loceklis. Zinātniskās intereses saistītas AER attīstību un to ietekmi uz energo-sistēmu.