

Dmitrijs Guzs

IZMAKSAS OPTIMIZĒJOŠS, INOVATĪVS RISINĀJUMS PĀRVADES TĪKLA KAPACITĀŠU PĀRVALDĪBAI ZEMAS INERCES VĀJI SAVIENOTĀS ENERGOSISTĒMĀS

Promocijas darba kopsavilkums



RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultāte

Enerģētikas institūts

Dmitrijs Guzs

Doktora studiju programmas “Enerģētika un elektrotehnika” students

Izmaksas optimizējošs, inovatīvs risinājums pārvades tīkla kapacitāšu pārvaldībai zemas inerces vāji savienotās energosistēmās

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskie vadītāji:

profesors *Dr. habil. sc. ing.*

ANTANS SAUĻUS SAUHATS,

profesors *Dr. sc. ing.*

ANDREJS UTĀNS,

asociētais profesors *Dr. sc. ing.*

GATIS JUNGHĀNS

RTU Izdevniecība

Rīga 2023

Guzs D. Izmaksas optimizējošs, inovatīvs risinājums pārvades tīkla kapacitāšu pārvaldībai zemas inerces vāji savienotās energosistēmās. Promocijas darba kopsavilkums. Rīga: RTU Izdevniecība, 2023. – 38 lpp.

Iespiests saskaņā ar promocijas padomes “RTU P-05” 2023. gada 26. aprīļa lēmumu, protokols Nr. 93/23.



Pētījumu līdzfinansējusi Latvijas Zinātnes padome, projekts “Daudzfunkcionāls modelēšanas rīks mainīgajiem nākotnes elektroenerģijas tirgiem un to attīstībai (*SignAture*)”, projekta nr. lzp-2021/1-0227, un Latvijas Republikas Ekonomikas ministrija, projekts “Ilgspējīga Latvijas energosistēmas attīstība un integrācija Eiropā (*FutureProof*)”, projekta Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0005, un projekts “Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (*INGRIDO*)”, projekta Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0006.

<https://doi.org/10.7250/9789934229152>

ISBN 978-9934-22-915-2 (pdf)

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS ZINĀTNES DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2023. gada 27. jūnijā plkst. 11.00 Rīgas Tehniskās universitātes Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultātē, Āzenes ielā 12 k-1, 306. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Asociētā profesore *Dr. sc. ing.* Ļubova Petričenko,
Rīgas Tehniskā universitāte

Vadošais pētnieks *Dr. sc. ing.* Arturas Klementavičius,
Lietuvas Enerģētikas institūts, Lietuva

Pētnieks *Dr. sc. ing.* Artjoms Obuševs,
ZHAW 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.

Dmitrijs Guzs (paraksts)

Datums:

Promocijas darbs uzrakstīts angļu valodā, tajā ir ievads, sešas nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 31 attēls, 19 tabulu, trīs pielikumi, kopā 92 lappuses, ieskaitot pielikumus. Literatūras sarakstā ir 97 nosaukumi.

SATURS

SATURS.....	4
IEVADS	5
1. TEORĒTISKAIS IETVARŠ UN LITERATŪRAS APSKATS	11
1.1. Energosistēmu inerces un inerciālā reakcija	11
1.2. Sinhronie kompensatori.....	13
1.3. Atslodzes shēmas sinhronās energosistēmās.....	14
1.4. Elektroenerģijas vairumtirdzniecības nākamās dienas tirgus.....	15
1.5. Baltijas valstu energosistēma	17
2. JAUNA ATSLODZES SHĒMA – KONCEPCIJA, MATERIĀLI UN METODES, EKONOMISKĀ RACIONALITĀTE.....	19
2.1. Inerces un inerciālā reakcija reālās daudzģeneratoru maiņstrāvas energosistēmās..	19
2.2. Piedāvātās jaunās atslodzes shēmas koncepcija.....	20
2.3. Piedāvātās jaunās atslodzes shēmas sociālekonomiskā motivācija.....	22
2.4. Materiāli un metodes sociālekonomiskajai analīzei	23
3. ENERGOŠISTĒMAS MODELĒŠANA AR PIEDĀVĀTO JAUNO ATSLODZES SHĒMU	28
3.1. Testa gadījumu kopa Nr. 1	28
3.2. Testa gadījumu kopa Nr. 2	29
3.3. Rezultāti	29
4. PIEDĀVĀTĀS JAUNĀS ATSLODZES SHĒMAS IETEKMES SOCIĀLEKONOMISKAIS NOVĒRTĒJUMS. VĒSTURISKIE IEVADDATI	30
4.1. Vispārīga informācija un izpētes gadījumu scenāriju definēšana	30
4.2. Rezultāti	31
5. PIEDĀVĀTĀS JAUNĀS ATSLODZES SHĒMAS IETEKMES SOCIĀLEKONOMISKAIS NOVĒRTĒJUMS. PROGNOZĒTIE IEVADDATI.....	32
5.1. Vispārīgas ziņas un pētāmo gadījumu scenāriju definēšana	32
5.2. Rezultāti	34
SECINĀJUMI	35
IZMANTOTĀ LITERATŪRA	36

IEVADS

Pētījuma aktualitāte

Saistībā ar klimata izmaiņu problēmas nozīmīgumu, ko plaši atzinusi pasaules sabiedrība [1], un nepieciešamību risināt šo problēmu, samazinot oglekļa emisijas, attīstīto valstu energosistēmas patlaban piedzīvo liela mēroga transformāciju. Gaidāmās transformācijas augstākais mērķis ir līdz 2050. gadam panākt nulles oglekļa emisijas, lai noturētu globālās temperatūras paaugstināšanos 1,5 °C līmenī, un tiek saukts par enerģētikas transformāciju (angļu val. – *energy transition*) [2]. Tā ietver ekonomiku visu energoietilpīgo nozaru transformāciju: enerģijas ražošanu; pārvadi un sadali; siltumenerģijas un kurināmā piegādi un patēriņu; transportu; lauksaimniecību; mājsaimniecību utt., un notiek, aizstājot fosilos kurināmā avotus ar oglekļa neitrāliem/atjaunīgiem, kā arī elektrifikācijas ceļā. Lai gan šis mērķis ir definēts viennozīmīgi un ceļš tā sasniegšanai ir skaidrs, jau ir noprotams, ka radīsies vairākas nopietnas problēmas un šķēršļi, ko izraisa šādi faktori:

- pašreizējo konvenciālo elektroenerģijas ražošanas jaudu lielmēroga likvidācija, ieskaitot kodolenerģijas avotus, un steidzamā vajadzība šīs jaudas aizstāt [2];
- saražotās elektroenerģijas apjoma trīskāršošanās līdz 2050. gadam, salīdzinot ar pašreizējo, atjaunīgajiem resursiem veidojot 90 % no šī jaunā kopapjoma [2];
- atjaunīgo enerģijas avotu nepastāvība, ko galvenokārt nosaka laikapstākļi; dažos reģionos šo nepastāvību vēl sarežģī atkarība no koģenerācijas elektrostacijām, kas tiek darbinātas, balstoties tikai siltumenerģijas pieprasījumā;
- enerģijas ražošanas struktūras maiņa no centralizētas uz decentralizētu/izkliedētu ģenerāciju;
- fakts, ka ieplānotajai energosistēmai ar nulles oglekļa emisijām joprojām jāpaliek ilgtspējīgai, drošai, par saprātīgu cenu un noturīgai pret avārijām [3].

Nepastāvīgo atjaunīgās enerģijas avotu ienākšana energosistēmās elektroenerģijas apgādē rada nozīmīgu paradigmas maiņu. Minētie ģenerācijas avoti ne tikai ir nevadāmi, bet arī nesinhroni, t. i., tie ražo enerģiju, neizmantojot rotējošas elektriskās sinhronmašīnas, kādi ir sinhronie ģeneratori.

Minētie faktori ir daļēji pretrunīgi, tādēļ nepieciešamība tos atrisināt vienlaikus veido sarežģītu uzdevumu, ko var atrisināt tikai pasaules starpdisciplinārā sadarbībā, piedaloties tehnoloģiju izstrādātājiem un ražotājiem, ģenerācijas uzņēmumiem, pārvades un sadales tīklu operatoriem un miljoniem patērētāju. Šo problēmu saasina augošās saites starp dažādiem inženierinfrastruktūras veidiem. Elektroapgādes procesu var pārtraukt komunikācijas sistēmu traucējumi, ūdensapgādes, transporta traucējumi u. c. Gāzes apgāde var traucēt elektroapgādi un otrādi. Savukārt pat īslaicīgi elektroenerģijas padeves pārtraukumi var izraisīt milzīgus ekonomiskus zaudējumus un traģiskas sekas saistībā ar dzīves paralizēšanos pilsētās un lauku rajonos. Liela mēroga enerģijas padeves pārtraukumi energosistēmās rada ārkārtīgi lielus zaudējumus. Vairumu šādu liela mēroga enerģijas padeves pārtraukumu energosistēmās izraisa nejauši notikumi, kas rada energosistēmas stabilitātes zudumu. Tādēļ enerģētikas

transformācijā ir ārkārtīgi svarīgi saglabāt elektroenerģijas apgādes stabilitāti un nepārtrauktību [3].

Enerģētikas transformācijas pārvaldība būtu jāveic, paturot prātā iepriekšminētos mērķus. Visas šīs problēmas var ietvert daudzus aspektus, ieskaitot spēju uzturēt drošības, stabilitātes un noturības pret avārijām (angļu val. – *security, stability and resilience; SSR*) rādītājus. Energoapgādes drošības problēma ietver zināmo jautājumu par liela mēroga enerģijas padeves pārtraukumu nepieļaušanu. Taču enerģētikas transformācijas periodā šī problēma īpaši saasinās, jo nepastāvīgas ģenerācijas attīstība no atjaunīgajiem avotiem var mazināt elektrotīklu stabilitāti, samazinoties sistēmas inerces līmenim, jo netiks ekspluatēti lielie sinhronie ģeneratori un tie būs aizstāti ar asinhrona rakstura enerģijas avotiem. Inerces trūkums savukārt izraisa energosistēmas frekvences stabilitātes problēmas. Nav iespējams pilnībā izslēgt liela mēroga avāriju iespēju. Rodas arī papildu prasība attīstības plānošanai – energosistēmai jāspēj līdz minimumam samazināt ekstremālu laikapstākļu, ļaunprātīgu fizisku uzbrukumu vai kibernetisku radītās sekas. Jeb, citiem vārdiem, energosistēmai jābūt drošai, stabilai un noturīgai pret avārijām.

Vērienīgo uzdevumu nodrošināt drošību, stabilitāti un noturību pret avārijām var iedalīt divos savstarpēji saistītos uzdevumos.

1. Ilgtermiņa enerģijas drošības, stabilitātes un noturības pret avārijām nodrošināšana, kas galvenokārt ir saistīta ar investīcijām, lai uzturētu enerģijas balansu saskaņā ar ilgtermiņa plāniem ekonomiskai neto nulles oglekļa emisiju attīstībai.

2. Īstermiņa drošības, stabilitātes un noturības pret avārijām nodrošināšana, kur uzsvars ir uz spēju ātri reaģēt uz pēkšņām novirzēm elektroenerģijas ražošanas un pieprasījuma bilancē.

Jautājums par ievērojamu inerces līmeņu samazināšanos sinhronās energosistēmās ir kļuvis par plaši atzītu problēmu, kas skar pat apvienotas energosistēmas ar vēsturiski pietiekamu inerces līmeni un stabilitātes rezervēm, piemēram, *ENTSO-E* un Ziemeļvalstu energosistēmas [4], [5]. Sagaidāms, ka paredzamais sistēmu inerces samazinājums pasliktinās energosistēmu frekvences stabilitāti un sarežģīs noteiktos drošības, stabilitātes un noturības pret avārijām uzdevumus, liekot energosistēmu operatoriem meklēt pretpasākumus un no jauna definēt sistēmu ekspluatācijas filozofiju. Īpaši tas attiecas uz mazākām/salas režīmā strādājošām energosistēmām, piemēram, Īrijas vai Baltijas valstu energosistēmu gadījumos, kad tā darbosies salas režīmā pēc desinhronizācijas no Krievijas apvienotās energosistēmas [6].

Viens no populārākajiem un apspriestākajiem pasākumiem, lai pretdarbotos sinhrono ģeneratoru relatīvā daudzuma samazinājumam energosistēmās un tādējādi inerces līmeņa samazinājumam, ir sinhrono kompensatoru (SK) ieviešana energosistēmā [7], [8], [9], [10]. Labi pārbaudītā un zināmā SK tehnoloģija atvieglo energosistēmu operatoru darbību un palīdz uzturēt pietiekamu inerces un īsslēguma strāvas līmeni neatkarīgi no elektroenerģijas ģeneratoru noslodžu konfigurācijas. Līdz ar energosistēmas izmēru samazināšanos sinhrono kompensatoru ieviešana kļūst nozīmīgāka tās frekvences stabilitātes nodrošināšanā.

Šī promocijas darba virstematā ir SK inovatīvā izmantošana kā aktīvās jaudas sensoru straujas atslodzes palaišanai, lai ātri stabilizētu energosistēmas frekvenci apstākļos, kad energosistēmas inerces līmenis ir zems. Šī pieeja ir ļoti labi piemērota salas režīmā strādājošām vai mazāka izmēra energosistēmām, tāpēc pierādīsies, ka tā ir īpaši piemērota Baltijas sinhronajai

energosistēmai, tai darbojoties salas režīmā pēc desinhronizācijas no Krievijas apvienotās energosistēmas. Piedāvātā risinājuma ieviešanai ir arī liels finansiālais potenciāls veicināt Baltijas energosistēmas lietotāju sociālekonomisko labklājību (*SEL*). Piedāvātās atslodzes shēmas ar SK izmantošanu par frekvences sensoru pozitīvo tehnisko un finansiālo ieguvumu demonstrēšana ir šī promocijas darba galvenais pienesums.

Nav zināms, ka šajā promocijas darbā piedāvātā shēma būtu aprakstīta kādos citos literatūras avotos. Tādēļ pieņemams, ka promocijas darbs piedāvā unikālu risinājumu zināmai un plaši aprakstītai energosistēmu problēmai.

Darbs iekļaujas energosistēmu frekvences stabilitātes starptautisko pētījumu kontekstā.

Promocijas darba hipotēze, mērķis un uzdevumi

Promocijas darba hipotēze. Atslodzes shēma, kas balstīta sinhrono kompensatoru izmantošanā par frekvences sensoriem, ievērojami uzlabo frekvences stabilitāti un energosistēmas lietotāju sociālekonomisko labklājību pie energosistēmas ar zemu inerci.

Promocijas darba mērķis. Pierādīt, ka atslodzes shēmai, kas balstīta sinhronā kompensatora izmantošanā par frekvences sensoru, ir ievērojama pozitīva tehniskā un finansiālā ietekme uz Baltijas sinhrono energosistēmu, tai darbojoties salas režīmā pēc desinhronizācijas no Krievijas apvienotās energosistēmas.

Promocijas darba uzdevumi:

- 1) iepazīstināt ar inovatīvas atslodzes shēmas, izmantojot sinhrono kompensatoru par frekvences sensoru, teorētiskajiem un praktiskajiem aspektiem, aprakstīt tos;
- 2) izmantojot energosistēmas modelējumus, pierādīt, ka aprakstītā atslodzes shēma uzlabo frekvences stabilitāti;
- 3) izmantojot enerģijas tirgus modelējumus un analīzi, parādīt, ka aprakstītajai atslodzes shēmai ir ievērojama finansiālā ietekme uz Baltijas sinhrono energosistēmu, tai darbojoties salas režīmā pēc desinhronizācijas no Krievijas apvienotās energosistēmas.

Pētījumu metodes un rīki

- 1) Dinamiskai energosistēmas frekvences modelēšanai izmantota *SIEMENS PSSE* energosistēmu modelēšanas programmatūras 34. versija (licenci nodrošināja Latvijas pārvades sistēmas operators AS “Augstsprieguma tīkls”).
- 2) Energosistēmas pārejas stabilitātes modelēšanai izmantota energosistēmu modelēšanas programmatūra *ETAP 12.5* (licenci nodrošināja Rīgas Tehniskā universitāte).
- 3) Sociālekonomiskās labklājības analīze veikta, izmantojot algoritmu modelēšanas rīka *Euphemia* modelēšanas funkciju (licenci nodrošināja Latvijas pārvades sistēmas operators AS “Augstsprieguma tīkls”).

Zinātniskā novitāte

Promocijas darbā prezentēto pētījumu zinātniskā novitāte kopumā ir šāda:

- 1) unikāla un inovatīva atslodzes shēma, kas balstās sinhronā kompensatora izmantošanā par frekvences sensoru;
- 2) dinamiskās frekvences stabilitātes modelējumi salas režīmā strādājošai zemas inerces sinhronai energosistēmai ar sinhrono kompensatoru, izmantojot piedāvāto inovatīvo atslodzes shēmu, un bez tās;
- 3) sociālekonomiskās labklājības modelējumi/analīze, kas parāda piedāvātās inovatīvās atslodzes shēmas finansiālo efektu salas režīmā strādājošai zemas inerces sinhronai energosistēmai.

Pētījumu praktiskā nozīme

Promocijas darba izstrādes gaitā veiktie pētījumi, kā arī to rezultāti devuši ieguldījumu vairākos pētniecības projektos:

- Latvijas Zinātnes padomes projekts “Viedās enerģētikas stratēģiskā un operatīvā vadība (*I-POWER*)” (2018–2021);
- valsts pētījumu programmas “Enerģētika” projekts “Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (*INGRIDO*)” (2018–2021);
- valsts pētījumu programmas “Enerģētika” projekts “Ilgtspējīga Latvijas energosistēmas attīstība un integrācija Eiropā (*FutureProof*)” (2018–2021).

Autora personiskais ieguldījums

Ideja un koncepcija par atslodzes shēmu, kas balstās sinhronā kompensatora izmantošanā par frekvences sensoru, tika izstrādāta kopā ar profesoru A. S. Sauhatu.

Darbs, pierādot koncepcijas efektivitāti un tehnisko īstenojamību, veikts, modelējot salas režīmā strādājošas Baltijas energosistēmas dinamiskās frekvences stabilitāti, izmantojot energosistēmu modelēšanas programmatūras *SIEMENS PSSE* 34. versiju. Lai veiktu šos modelējumus, bija nepieciešams realizējams Baltijas energosistēmas modelis; darbs pie energosistēmas modeļa, kā arī modelējumi tika veikti ciešā sadarbībā ar *Mg. sc. J. Siliņēviču* (AS “Augstsprieguma tīkls”).

Darbs, analizējot ietekmi uz sociālekonomisko labklājību, ja Baltijas salas režīmā strādājošā energosistēmā tiek lietota piedāvātā atslodzes shēma, veikts ar šādiem līdzekļiem:

- sociālekonomiskās labklājības modelēšana, izmantojot algoritmu modelēšanas rīka *EUPHEMIA* modelēšanas funkciju, veikta ciešā sadarbībā ar *Dr. sc. ing.. A. Ļvovu* un *Dr. sc. ing.. G. Junghānu* (abi – AS “Augstsprieguma tīkls”);
- sociālekonomiskās labklājības modelēšana, izmantojot Rīgas Tehniskās universitātes modelēšanas rīku, veikta ciešā sadarbībā ar *Dr. sc. ing.. R. Petričenko* un profesoru A. S. Sauhatu.

Rezultātu aprobācija

Promocijas darbā iekļautie pētījumu rezultāti prezentēti piecās **starptautiskās zinātniskās konferencēs/konkursos**.

1. MEDPOWER 2020 – Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion, 2020. gada 9.–12. novembris, Pafosa (*Paphos*), Kipra.
2. 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2020. gada 5.–7. novembris, Rīga, Latvija.
3. 31st European Safety and Reliability Conference, ESREL 2021, 2021. gada 19.–23. septembris, Anžē (*Angers*), Francija.
4. 60th ESReDA Seminar: Advances in Modelling to Improve Network Resilience, 2022. gada 4.–5. maijs, Grenoble, Francija.
5. 2023 IEEE PES Grid Edge Technologies Conference, Ph.D. Dissertation Challenge, 2023. gada 10.–13. aprīlis, Sandjogo, ASV
(<https://drive.google.com/file/d/1IRCgOdnmsmj3w5RGrK--LSAmUKXlakaG/view?usp=sharing>).

Promocijas darbā iekļautie rezultāti publicēti piecās **speciālistu recenzētās zinātniskajās publikācijās** (indeksēšana *Scopus/Web of Science (WoS)* norādīta iekavās).

1. **D. Guzs**, A. Utans, A. Sauhats, G. Junghans and J. Silinevics, “Resilience of the Baltic power system when operating in island mode”, 2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Rīga, Latvija, 2020. g., 1.–6. lpp, doi: 10.1109/RTUCON51174.2020.9316616.
2. Sauhats A., Utans A., Silinevics J., Junghans G., **Guzs D.**, “Enhancing power system frequency with a novel load shedding method including monitoring of synchronous condensers’ power injections”, 2021 *Energies*, 14 (5), art. no. 1490, doi: 10.3390/en14051490.
3. **Guzs D.**, Utans A., Sauhats A., “Evaluation of the resilience of the Baltic power system when operating in island mode”, *Proceedings of the 31st European Safety and Reliability Conference, ESREL 2021*, 1876.–1883. lpp., doi: 10.3850/978-981-18-2016-8_056-cd.
4. Utans A., Sauhats A., Zemite L., **Guzs D.**, “Improving Power System Frequency Response with a Novel Load Shedding Method”, 60th ESReDA Seminar: Advances in Modelling to Improve Network Resilience, Francija, Grenoble, 2022. gada 4.–5. maijs, 1.–6. lpp.
5. **D. Guzs**, A. Utans, A. Sauhats, G. Junghans and J. Silinevics, “Resilience of the Baltic Power System When Operating in Island Mode”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, 58. sēj., Nr. 3, 3175.–3183. lpp., 2022. gada maijs–jūnijs, doi: 10.1109/TIA.2022.3152714.

Promocijas darba apjoms un struktūra

Promocijas darbs uzrakstīts angļu valodā. Tajā ir ievads, sešas galvenās nodaļas, 21 apakšnodaļa, 21 trešā līmeņa apakšnodaļa, secinājumi un izmantoto literatūras avotu saraksts ar 97 avotiem. Darbā iekļauts arī 31 attēls un 19 tabulas. Promocijas darba apjoms ir 92 lpp.

1. nodaļa veltīta teorētiskajai un vispārīgai informācijai par energosistēmu inerci, frekvenci, sinhronajiem kompensatoriem, atslodzes shēmām un pastāvošo situāciju Baltijas energosistēmā, kā arī paredzamajiem nākotnes notikumiem attiecībā uz Baltijas valstu sinhronizāciju ar *ENTSO-E* tīklu 2025. gadā.

2. nodaļā izklāstīta koncepcija un metodes inovatīvai atslodzes shēmai, kur tiek izmantoti sinhronie kompensatori kā frekvences/frekvences izmaiņas ātruma sensori. Tālāk tiek plaši aprakstītas metodes, lai novērtētu sociālekonomiskās labklājības ieguvumus no šīs inovatīvās atslodzes shēmas ieviešanas gan *EUPHEMIA* modelim (vēsturiskie dati par 2020. gadu), gan RTU izstrādātajam enerģijas tirgus modelim, izmantojot prognozēšanas datus 2030.–2050. gadam.

3. nodaļā aprakstīta virkne modelēšanas testa gadījumu, kur tiek vērtēta modelētās Baltijas energosistēmas frekvences stabilitāte lielu ģenerācijas zuduma atgadījumu laikā. Abos dažādajos testa gadījumu kopumos izmantoti divi dažādi Baltijas valstu energosistēmas modeļi, un tie dod visaptverošus rezultātus par piedāvātās atslodzes shēmas iespējamo ietekmi uz sistēmas frekvenci.

4. nodaļā aprakstīts testa gadījumu kopums, kur tiek pētīta piedāvātās atslodzes shēmas potenciālā ietekme uz sociālekonomiskās labklājības ieguvumiem, balstoties modelī, kurā izmantoti Baltijas enerģijas tirgus vēsturiskie dati par 2020. gadu.

5. nodaļā aprakstīts testa gadījumu kopums, kur tiek pētīta piedāvātās atslodzes shēmas potenciālā ietekme uz sociālekonomiskās labklājības ieguvumiem, balstoties modelī, kurā izmantoti prognozētie Baltijas enerģijas tirgus dati 2030., 2040. un 2050. gadam.

6. nodaļā iztirzāti visu modelējumu rezultāti gan attiecībā uz frekvences stabilitāti, gan sociālekonomisko labklājību.

Visbeidzot, kopējie secinājumi atrodami nodaļā “**Secinājumi**”.

1. TEORĒTISKAIS IETVARŠ UN LITERATŪRAS APSKATS

1.1. Energosistēmu inerce un inerciālā reakcija

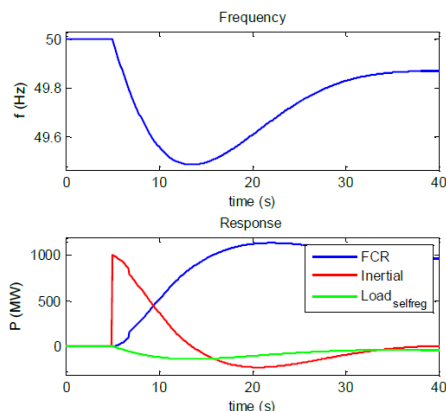
Mainīstrāvas energosistēmu frekvences stabilitāte kopā ar sprieguma stabilitāti un pārejas procesu leņķisko stabilitāti ir jebkuras mūsdienīgas energosistēmas darbības drošības un drošuma stūrakmens. Sistēmas frekvence energosistēmā jāuztur nominālajā vērtībā 50/60 Hz (atkarībā no reģiona). Sistēmas operatoram jānodrošina, lai jebkuram traucējumam vai frekvences novirzei vadāmajā mainīstrāvas energosistēmā tiktu piemēroti atbilstoši un savlaicīgi pretpasākumi, kas nodrošina, ka frekvences novirzes vienmēr tiek noturētas pieņemamās robežās. Fundamentālā attiecība starp aktīvās jaudas bilanci un energosistēmas frekvenci tiek iegūta no energosistēmas svārstību vienādojuma (1.1. formula) [11].

$$\frac{df}{dt} = \Delta P \frac{f_{syn}}{2H_{tot}} \quad (1.1)$$

No energosistēmas svārstību vienādojuma izriet, ka sistēmas frekvences izmaiņas ātrums (angļu val. – *ROCOF*) ir tieši proporcionāls momentānajam aktīvās jaudas nebalansam ΔP sistēmā un apgriezti proporcionāls kopējai sistēmas inercei H_{tot} . Tas nozīmē, ka aktīvās jaudas nebalansa gadījumā sistēmas frekvence sāks kristies ar izmaiņas ātrumu, kas tieši proporcionāls zaudētās aktīvās jaudas apjomam un apgriezti proporcionāls sistēmas inercei. Reālā energosistēmā ar daudziem ģeneratoriem sistēmas frekvence brīdī, kad notiek pārejas jaudas nebalansa svārstības, no globāla parametra kļūst par lokālu [12] un 1.1. formula sāk aprakstīt katra ģenerators uzvedību atsevišķi. Šajā situācijā katra sinhrona elektriskā mašīna, kas pieslēgta energosistēmai, dos inerciālo reakciju, proti, tā lokāli reaģēs uz šo negatīvo frekvences izmaiņas ātrumu saskaņā ar to pašu 1.1. formulu, injicējot aktīvo elektrisko jaudu, kas iegūta no tās rotora mehāniskās jaudas transformēšanas elektriskajā (rotoru palēninot). Šī inerciālā reakcija ierobežos frekvences krišanu, ļaujot iegūt laiku, lai aktivizētu citus frekvences regulēšanas mehānismus sistēmas frekvences stabilizēšanas nolūkā. Dažādās reakcijas aprakstītajā situācijā, kad notiek ģenerators darbības pārtraukums, labi parādītas 1.1. attēlā. Te skaidri redzams, cik svarīga ir sinhrono elektrisko mašīnu inerciālā reakcija energosistēmā. Bez inerciālās reakcijas sistēmas frekvence strauji būtu nokritusies zemāk par pieņemamo vērtību, un tā rezultātā notiktu energosistēmas sinhrono ģeneratoru kaskādveida atslēgšanās un tādējādi strāvas padeves atslēgšanās visā sistēmā.

Inerciālās reakcijas un sistēmas inerces nozīme frekvences stabilitātei kļūst īpaši acīmredzama, vērojot pašreiz notiekošo konvencionālo enerģijas avotu aizstāšanu ar atjaunīgiem un nesinhroniem enerģijas avotiem. Tā rezultātā mazinās kopējais energosistēmas inerces līmenis, līdz ar to avāriju gadījumā pieaug frekvences novirzes/frekvences izmaiņas ātrums, kā parādīts 1.1. formulā, liekot patērēt vairāk frekvences rezervju vai – dažos gadījumos – pat aktivizēt atslodzes shēmas. Tas liek sistēmu operatoriem meklēt alternatīvus pasākumus,

lai uzturētu sistēmas inerces līmeni, piemēram, uzstādot sinhronos kompensatorus (SK) vai sintētiskās inerces blokus [5] [13].



1.1. att. Frekvences, inerciālā un frekvences noturēšanas rezerves (FCR) reakcija uz ģenerators atslēgšanos [5].

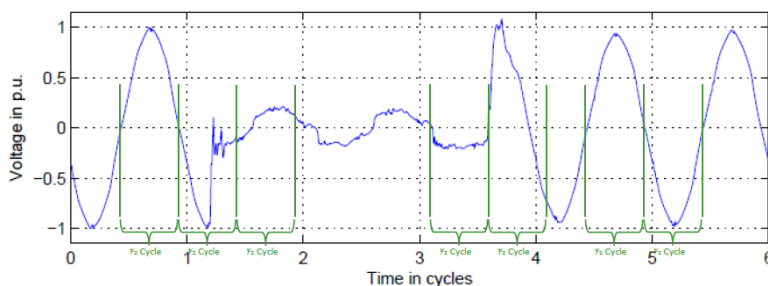
<i>Frequency</i>	Frekvence
<i>Time</i>	Laiks
<i>Response</i>	Atbildes reakcija
<i>Inertial</i>	Inerciālā
<i>Load</i>	Slodze

1.1.1. Izaicinājumi savlaicīgā frekvences izmaiņu detekcijā

Inerciālās reakcijas momentānais reaģēšanas laiks rodas no sinhrono ģeneratoru rotoru “organiskās” reakcijas uz tīkla (statora) frekvences svārstībām, un tā cēlonis ir elektromagnētiskā saikne starp sinhronas mašīnas rotoru un statoru. Runājot par citiem iespējamiem koriģējošiem pasākumiem straujai energosistēmu frekvences stabilizēšanai, piemēram, sintētisko inerci, ātras frekvences rezervēm vai jebkādu pietiekami sarežģītu atslodzes shēmu, te nav cita ceļa, kā vien izmantot frekvences izmaiņas ātrumu kā ievadlielumu, jo tā reakcijas laiks ir tik straujš un tas ir nemainīgi saistīts ar energosistēmas aktīvās jaudas balansu. Taču, ņemot vērā to, ka iepriekš minētajiem frekvences koriģēšanas pasākumiem trūkst sinhronas mašīnas sinhronā rakstura, šiem pasākumiem nākas balstīties **frekvences izmaiņas ātruma mērījumā**, nevis dabiskā ΔP – frekvences izmaiņas ātruma raksturlielņē. Nodrošināt **gan uzticamu, gan ātru frekvences izmaiņas ātruma mērīšanu** ir izaicinošs uzdevums.

Visbiežāk izmantotais paņēmiens frekvences izmaiņas ātruma mērīšanai ir mērīt laiku starp sprieguma sinusoīda krustpunktiem. Šis laiks tiek pārveidots frekvencē, un sekojošie laika periodi starp šādiem krustpunktiem tiek visu laiku savstarpēji salīdzināti, lai noteiktu frekvences izmaiņas ātrumu. Šis paņēmiens nav drošs pret energosistēmas sprieguma pārejas

režīmiem, jo tie ienes fāžu nobīdi sprieguma sinusoīda krustpunktos un tādējādi var pasliktināt frekvences/frekvences izmaiņas ātruma mērījumu kvalitāti (1.2. att.). Acīmredzamais veids, kā izvairīties no pārejas režīmu radītajiem mērījumu kropļojumiem, tas ir, atšķirt reālu frekvences avāriju no īsslēguma tīklā vai arī no pārslēgšanas izraisītiem pārejas režīmiem, ir mērīt periodu starp nullespunktiem vairākus ciklus, tādējādi nodrošinot frekvences/frekvences izmaiņas ātruma mērījumu kvalitāti. Tāpēc tipisks mērījumu logs frekvences izmaiņas ātruma mērījumiem ir 2–100 cikli (40 ms–2 s) [13]. Papildus tam tiek izmantota arī laika aizkave, parasti 50–500 ms apmērā, lai izvairītos no iespējamiem pārejas režīmiem signālā [13]. Šādi skaitļi frekvences izmaiņas ātruma mērīšanai dod mērījuma minimālu pieļaujamu laiku, tātad, ja tiks izmantots laika periods, kas ir mazāks par 100 ms, šis mērījums būs nekvalitatīvs. Literatūrā minēts, ka uzticamam frekvences izmaiņas ātruma mērījumam pienācīgs laiks ir 500 ms (0,5 s) [13]. Vēl viena problēma ar frekvences izmaiņas ātruma mērījumiem ir slāpētās frekvences svārstības no sinhronajiem ģeneratoriem un to vadības sistēmām pēc jaudas nebalansa incidenta reālā daudzmašīnu maiņstrāvas energosistēmā [13].



1.2 att. Krustojumi ar laika asi sprieguma pārejas režīma laikā [13].

<i>Voltage in p.u.</i>	Spriegums uz vienu vienību
<i>Time in cycles</i>	Laiks ciklos
<i>Cycle</i>	Cikls

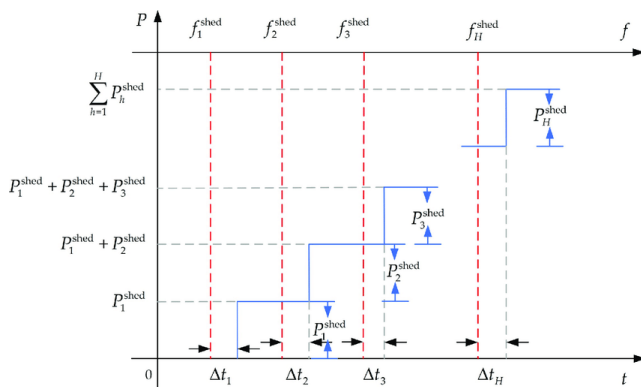
1.2. Sinhronie kompensatori

Sinhronais kompensators (SK) ir sinhrona elektromašīna, kas nav pievienota nekādam primārajam dzinējam, piemēram, tvaika turbīnai vai hidroturbīnai. SK nav ne ģenerators, ne dzinējs, jo tas ne ražo, ne patērē aktīvo jaudu, bet sinhrona elektromašīna, kas darbojas tukšgaitā, sinhroni savienota ar energosistēmas rotējo elektrisko lauku. Sinhronajam kompensatoram ir visas klasiskā sinhronā ģenerators īpašības, līdzīga uzbūve un uzvedība. SK nodrošina rotācijas inerci, ko iespējams papildus palielināt, uzstādot uz SK rotora ass spararatu [14]. Sinhronā kompensatora sniegtais inerces uzlabojums ir viena no galvenajām iezīmēm, ņemot vērā atjaunīgo un nesinhrono enerģijas avotu liela mēroga attīstību un sistēmas inerces zudumu. Valda uzskats, ka SK ir labākā un piemērotākā tehnoloģija energosistēmu inerces samazinājuma risināšanai [13], un literatūras avotos skaidri parādīta SK spēja ierobežot sistēmas frekvences negatīvo frekvences izmaiņas ātrumu frekvences avāriju laikā.

1.3. Atslodzes shēmas sinhronās enerģosistēmās

1.3.1. Tradicionālā automātiskā frekvences atslodze (UFLS)

Automātiskā frekvences atslodze (angļu val. *under-frequency load shedding – UFLS*) ir klasisks un vispārpieņemts pasākums, kas tiek veikts maiņstrāvas enerģosistēmās, lai pretdarbotos potenciālai frekvences krituma lavīnai, kas rodas pēc nopietnām ģenerācijas zuduma avārijām un momentāna nebalansa starp saražoto un patērēto jaudu. Automātiskā frekvences atslodze parasti tiek palaista tad, kad pieejamo frekvences rezervju aktivizācija nenodrošina pietiekamu frekvences stabilizāciju. Automātisko frekvences atslodzi parasti nosaka slodžu saraksts ar attiecīgiem frekvences sliekšņiem, kas ar frekvences relejiem tiek atvienotas no tīkla, kad enerģosistēmas frekvence sasniedz jebkuru no sarakstā iepriekšnoteiktajiem sliekšņiem. Automātiskā frekvences atslodze saskan ar 1.1. formulu – tā samazina ΔP , tādējādi uzlabojot enerģosistēmas frekvences izmaiņas ātrumu vai pat mainot to no negatīva uz pozitīvu, piedaloties sistēmas frekvences stabilizēšanā. Slodzes, ko atvieno automātiskā frekvences atslodze, parasti ir visa augstsprieguma/vidsprieguma apakšstacijas(-u) vīdsprieguma daļa(-s) [15]. Automātiskās frekvences atslodzes shematiskais loģiskais princips redzams 1.3. attēlā.



1.3. att. Tradicionālās automātiskās frekvences atslodzes loģiskais princips [16].

1.3.2. Automātiskās frekvences atslodzes shēmu ekonomiskā racionalitāte

Fundamentālo vajadzību pēc automātiskās frekvences atslodzes shēmas diktē ekonomiskais pamatojums vēsturiski pieaugošajam ģeneratoragregātu izmēram enerģosistēmās. Vēsturiskais enerģijas ražošanas iekārtu izmēra pieaugums turpinājās, lai samazinātu saražotās elektroenerģijas vienības cenu, jo izmēra pieaugums palielina arī ražošanas ekonomisko efektivitāti, tas ir ekonomikas teorijas fundamentāls postulāts. Lielāks ģeneratoru izmērs nozīmē arī lielākas potenciālās ģenerācijas zuduma avārijas un tām sekojošus lielākus sistēmas frekvences kritumus. Automātiskā frekvences atslodze ļauj enerģosistēmai iekļaut lielas ģenerācijas iekārtas, jo ar lielākiem ģenerācijas zuduma atgadījumiem var samierināties, ja ir

automātiskā frekvences atslodze, tādējādi automātiskā frekvences atslodze dod ieguldījumu kopējo elektroenerģijas vienības izmaksu samazinājumā. Patiešām, energosistēmu iespējams uzbūvēt arī bez atslodzes shēmas, taču šāda sistēma paliks ekonomiski suboptimāla sakarā ar ģeneratoriekārtu ierobežoto maksimālo izmēru vai paaugstinātu vajadzību pēc rezerves jaudas [17]. Energosistēmas ekonomiskā suboptimalitāte sakarā ar ģenerācijas iekārtu vai ģenerācijas avotu ierobežoto maksimālo izmēru ir arī šī darba centrālā tēma. Tā apskatīta, balstoties Baltijas energosistēmas paredzamajā attīstībā pēc 2025. gada. Viens no promocijas darba mērķiem ir novērtēt sociālekonomiskās izmaksas, kādas sagaidāmas šādas suboptimalitātes rezultātā.

Literatūras izpēte rāda, ka plašajā tehnisko rakstu klāstā par automātisko frekvences atslodzi un tās variācijām gandrīz nemaz nav pievērsta uzmanība automātiskās frekvences atslodzes shēmu ietekmes ekonomiskajam izvērtējumam. Tas izskaidrojams ar to, ka automātiskā frekvences atslodze ir pēdējais bezizejas paņēmiens, lai izvairītos no pilnīgas frekvences krituma lavīnas / enerģijas padeves pārtraukuma, un tādēļ tiek aktivizēta ārkārtīgi reti, vai ar to, ka atslodzei jebkurā gadījumā ir dodama priekšroka, salīdzinot ar enerģijas padeves energosistēmā totālu pārtraukumu/avāriju, līdz ar to atslodzes izmaksas ir uzskatāmas par attaisnojamām. Nedaudz informācijas par nepiegādātās enerģijas (angļu val. – *energy not served; ENS*) izmaksām saistībā ar atslēgtām slodzēm var iegūt no attīstības valstu autoriem. Šīs ir valstis, kur atslodze nav pretpasākums, ko piemēro frekvences stabilitātes nodrošināšanai, bet gan samērā parasts pasākums ģenerācijas un slodzes līdzsvarošanai vidē ar hronisku ģenerācijas jaudu trūkumu. Atvienoto slodžu izmaksām vienmēr ir kāda vērtība – vai tā būtu zaudētās slodzes vērtība (angļu val. – *value of lost load; VOLL*), vai arī nepiegādātās enerģijas izmaksu (*energy not served, ENS*) vērtība, un tā atšķiras dažādiem slodžu tipiem (piemēram, rūpnieciskie, komercsektora vai dzīvojamā sektora patērētāji), kā arī starp dažādām valstīm. Pieejamajā literatūrā nav atrodams izmaksu un gūto labumu ekonomiskais izvērtējums, kādi būtu saistīti ar automātiskās frekvences atslodzes izmantojumu, salīdzinot ar gadījumu, kad automātiskās frekvences atslodzes energosistēmās nav.

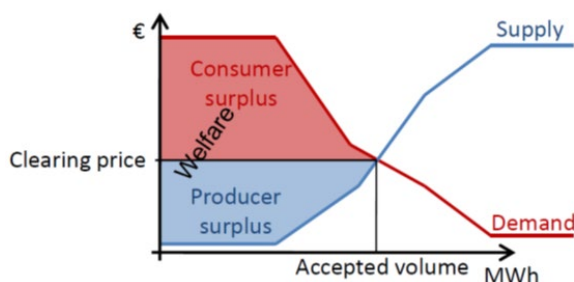
Kad ir aktivizēta atslodzes shēma, slodzes tiek atvienotas no tīkla. Negatīvais efekts no slodžu atvienošanas ir kvantificēts naudas izteiksmē, novērtējot zaudētās slodzes vērtību *VOLL*. [18] sniedz labu pārskatu par *VOLL* vērtībām dažādām ES valstīm un reģioniem, kā arī dažādiem patērētāju tiptiem.

1.4. Elektroenerģijas vairumtirdzniecības nākamās dienas tirgus

Visi elektroenerģijas vairumtirdzniecības nākamās dienas tirgi Eiropas Savienībā balstās cenu veidošanās loģikā, kas tiek saukta par robežcenas loģiku. Elektroenerģijas biržas, kas tiek sauktas arī par nominētajiem elektroenerģijas tirgus operatoriem (angļu val. – *Nominated Electricity Market Operators; NEMO*), katru dienu saņem pārdošanas un pirkšanas piedāvājumus no attiecīgi ražotājiem un patērētājiem savā tirgus zonā par katru nākamās dienas stundu. *NEMO* apkopo šos piedāvājumus un tādējādi izveido vienu apkopojošu piedāvājumu virkni elektroenerģijas ražošanai un patēriņam katrai stundai. Apkopojošu ģenerācijas piedāvājumu virkni, kas grupēta pēc iesniegto piedāvājumu augošas robežcenas, mēdz saukt par sarindojumu pēc saimnieciskā izdevīguma (angļu val. – *merit order*), jo tā sakārto

pieejamos iesniegtos ģenerācijas piedāvājumus saskaņā ar cenu, par kādu pārdevēji vēlas savu enerģiju pārdot [19]. Kad noteiktā stundā patēriņa un ģenerācijas apkopojošās piedāvājumu līknes krustojas, kā redzams 1.4. attēlā, rodas tirgus līdzsvars. Šis krustojums parāda, kādu kopējo daudzumu patērētāji ir gatavi patērēt pie noteiktas robežcenas, par kādu ražotāji ir gatavi pārdot savu ģenerēto elektroenerģiju. Līdzsvara punktā esošā elektroenerģijas cena ir cena pēdējiem piedāvājumiem abās apkopojošajās piedāvājumu līknēs. Tas nozīmē, ka tirgus rezultāta cena ir cena, kādu saņems visi aktivizētie ģenerācijas piedāvājumi (pat tad, ja daži no šiem ražotājiem ir izvirzījuši piedāvājumus par zemāku cenu), tā radies arī nosaukums “robežcenas loģika”. Tas pats princips attiecas uz patērētājiem – visi patērētāji maksās par elektroenerģiju to pašu robežcenu, neraugoties uz to, ka dažos patēriņa piedāvājumos bijusi augstāka cena. Elektroenerģijas robežcenas princips un loģika nodrošina taisnīgu līdzsvaru starp elektroenerģijas patērētājiem un tās ražotājiem. Sociālekonomiskā labklājība, kādu rada elektroenerģijas tirgus robežcenas modelis, veidojas kā neto summa no pārpalikumiem, kādus saņem ražotāji (ražotāju pārpalikums), un papildu ietaupījumiem, kādus gūst patērētāji, salīdzinot ar to, par kādu cenu tie ir gribējuši pirkt elektroenerģiju saskaņā ar saviem piedāvājumiem (patērētāju pārpalikums) [20]. Šie patērētāju un ražotāju pārpalikumi ilustrēti ar sarkaniem un ziliem laukumiem 1.4. attēlā.

Eiropas Savienība ietver daudzas valstis un tirgus zonas, tāpēc tās visas ir nepieciešams sasaistīt, lai panāktu visas Eiropas tirgus sasaisti un padarītu iespējamās pārrobežu jaudas plūsmas saskaņā ar mērķi maksimizēt kopējo sociālekonomisko labklājību, kas ir summa no patērētāju un ražotāju pārpalikumiem. Šim kopējam ES nākamās dienas elektroenerģijas tirgus sasaistes risinājumam tiek izmantots vienotās cenas sasaistes algoritms “*Euphemia*”. Publiski pieejams “*Euphemia*” apraksts lasāms [21]. “*Euphemia*” risina tirgus sasaistes optimizācijas uzdevumu, kas ietver piegādes un patēriņa piedāvājumus, ievērojot ierobežojumus – pārrobežu jaudas starp solīšanas zonu robežām, kā arī tīkla kapacitāšu caurlaides spēju ierobežojumus. Optimizācijas uzdevuma mērķis ir maksimizēt visa savstarpēji savienotā rajona, nevis tikai vienas tirgus zonas, kopējo sociālekonomisko labklājību. Tas nozīmē, ka vienas atsevišķas tirgus zonas tīro sociālekonomisko labklājību teorētiski var pat samazināt, lai palielinātu savstarpēji savienotā reģiona kopējo labklājību. Kā jau minēts, sociālekonomiskā labklājība ietver patērētāju un ražotāju pārpalikumu summu, kā redzams 1.4. attēlā.



1.4. att. Elektroenerģijas piedāvājuma un pieprasījuma līkņu tirgus rezultāta cena, sociālekonomiskās labklājības grafiskā definīcija [22].

<i>Consumer surplus</i>	Patērētāju pārpalikums
<i>Producer surplus</i>	Ražotāju pārpalikums
<i>Clearing price</i>	Tirgus rezultāta cena
<i>Welfare</i>	Labklājība
<i>Supply</i>	Piedāvājums
<i>Demand</i>	Pieprasījums
<i>Accepted volume</i>	Tirgus rezultāta apjoms

1.5. Baltijas valstu energosistēma

1.5.1. Vispārēja informācija un plānotā sinhronizācija ar *ENTSO-E*

Baltijas valstu elektroenerģijas pārvades sistēma ir tīklveida savstarpēji savienota 330 kV sistēma, kuras pīķa slodze ir aptuveni 4000 MW [23]. Tai ir jaudīgs sinhronais starpsavienojums ar Krievijas apvienoto energosistēmu (*UPS*), kā arī asinhroni augstsprieguma līdzstrāvas starpsavienojumi ar Somiju, Zviedriju un Poliju (1.5. att.). Visu ap Baltiju esošo starpsavienojumu maksimālā apmaiņas jauda ir ap 4700 MW [17], līdz ar to ir teorētiski iespējams nosegt Baltijas energosistēmas pīķa slodzi ar importu vien. Galvenās ģenerācijas jaudas Baltijas energosistēmā ir degslānekļa enerģijas ražošana un vēja enerģijas ražošana Igaunijā; lielas upju hidroelektrostacijas, kā arī nozīmīga ar gāzi kurināma elektrostacija (Rīgas TEC-2) Latvijā; kombinācija no vēja enerģijas, mazām un vidējām koģenerācijas stacijām, lielas hidroakumulācijas stacijas un nozīmīgas ar gāzi kurināmas elektrostacijas Lietuvā. Baltijas energosistēma ir stipri atkarīga no importētas jaudas, kur kopējais imports 2019. gadā bija 47,6 % no kopējā patēriņa un lielākās neto elektroenerģijas eksportētājas uz Baltijas valstīm 2019. gadā bija Baltkrievija, Somija un Zviedrija [24]. Pašreiz savienojums ar Krievijas apvienoto energosistēmu nodrošina Baltijas energosistēmu arī ar milzīgām frekvences un inerces rezervēm.

Ir pieņemts politisks lēmums 2025. gadā desinhronizēt Baltijas valstis no Krievijas apvienotās energosistēmas un sinhroni savienot tās ar Eiropas pārvades sistēmu operatoru tīklu (*ENTSO-E*) [6]. Šajā plānā paredzēts atvienot deviņas 330 kV elektropārvades līnijas, kas pašreiz sinhroni savieno Baltijas energosistēmu un Krievijas apvienoto energosistēmu. Šo līniju kopējā termiskā jauda ir apt. 9000 MW, bet to nominālā pārvades jauda – apt. 2500 MW (1.5. att.). Pēc šīs atvienošanas paredzēts izveidot sinhronu savienojumu starp Baltijas un *ENTSO-E* (Polijas) energosistēmām, izmantojot vienu divķēžu 400 kV starpsavienojumu pār Lietuvas un Polijas robežu, ar aptuveni 2000 MW līnijas termisko jaudu [17].

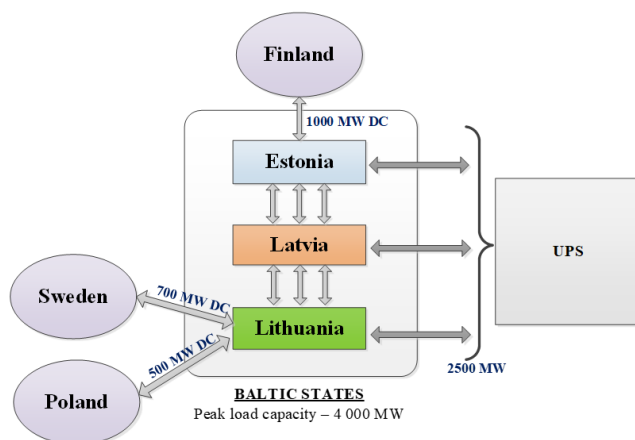
Situācijās, kad šis sinhronais starpsavienojums starp Baltijas valstīm un Poliju piedzīvo plānotu atslēgšanu vai neplānotu atslēgšanos, Baltijas valstu energosistēma darbosies salas režīmā. Šādā darbības režīmā Baltijas energosistēma var paļauties tikai uz savām inerces un frekvences rezervēm, kas ir ievērojami mazākas nekā pašreiz pieejamās inerces un frekvences rezerves, ko nodrošina Krievijas apvienotā energosistēma. Salas režīms nesīs ievērojamus izaicinājumus Baltijas energosistēmas darba frekvences stabilitātei. Galvenais fundamentālais

izaicinājums, ar ko saskarsies Baltijas enerģosistēma, ir ģenerējošo iekārtu/augstsprieguma līdzstrāvas iekārtu milzīgie izmēri, salīdzinot ar salas režīmā darbojošās enerģosistēmas kopējiem izmēriem. Pašreiz pastāvošajām konvencionālajām elektrostacijām trūkst spēju nodrošināt ātru frekvences atbalstu, kas tik ļoti ir nepieciešams radikāli atšķirīgajā salas režīmā, kāds gaidāms pēc desinhronizācijas.

Vēl viens notikums, kas ietekmēs Baltijas enerģosistēmas inerces līmeni, ir paredzamais nepastāvīgo nesinhrono atjaunīgo resursu ģenerācijas jaudas pieaugums. Saskaņā ar [25], līdz 2034. gadam Baltijas valstīs plānota vēja ģenerācijas jauda ap 4000 MW apjomā. Atsevišķi nacionālie atjaunīgās enerģijas mērķi ES 2030. gada klimata un enerģijas politikas satvarā [26] uzrāda krasu atjaunīgās ģenerācijas procenta pieaugumu. Tas liek pieņemt, ka Baltijas enerģosistēmas kopējais inerces līmenis samazināsies.

Lai mazinātu šo faktoru ietekmi un pasargātu Baltijas enerģosistēmas frekvences stabilitāti, Eiropas un Baltijas pārvades sistēmu operatori ir vienojušies ieviest virkni pasākumu. Viens no tiem ir investēt sinhronajos kompensatoros (SK) ar nominālo jaudu aptuveni 305 MVA katram, pa trim katram Baltijas pārvades sistēmas operatoram, tādējādi kopā līdz 2025. gadam Baltijas enerģosistēmā būtu deviņi sinhronie kompensatori [17].

Vēl viens plānots pasākums ir uzstādīt akumulatoru sistēmas ātrai frekvences noturēšanas rezerves nodrošināšanai [27], [17]. Šāda taktika literatūrā jau ir paredzēta iepriekš, un ir pat sniegtas metodes, kā to veikt [28].



1.5. att. Baltijas valstu enerģosistēmu starpsavienojumu ar citām valstīm shematisks attēls.

<i>Finland</i>	Somija
<i>Estonia</i>	Igaunija
<i>Latvia</i>	Latvija
<i>Lithuania</i>	Lietuva
<i>Sweden</i>	Zviedrija
<i>Poland</i>	Polija
<i>Baltic States</i>	Baltijas valstis
<i>Peak load capacity</i>	Maksimālā slodze – 4000 MW

2. JAUNA ATSLODZES SHĒMA – KONCEPCIJA, MATERIĀLI UN METODES, EKONOMISKĀ RACIONALITĀTE

2.1. Inerce un inerciālā reakcija reālās daudzģeneratoru maiņstrāvas energosistēmās

Liela energosistēmas ģeneratora negaidīta atslēgšanās izraisa pāreju uz jaunu stāvokli, tai skaitā izmaiņām pakļauto sinhrono ģeneratoru, sinhrono kompensatoru un dzinēju rotācijas frekvencē (frekvence samazinās). Procesā, kurā energosistēmas elementu rotējošās masas palēnina savu kustību, tajās uzkrātā kinētiskā enerģija tiek pārveidota elektriskajā enerģijā un nodota elektriskajā tīklā. Šīs enerģijas nodošanas (inerciālās reakcijas) rezultātā balanss starp saražoto un patērēto elektroenerģiju tiek uzturēts pat pārejas procesa laikā. Ar dažu sekunžu aizkavi pēc traucējuma ģeneratora regulatori, reaģējot uz frekvences samazinājumu, sāk mēģināt atjaunot nominālo frekvences vērtību (primārā frekvences regulēšana). Papildus tam frekvences samazināšanās izraisa enerģijas patēriņa samazināšanos no frekvences atkarīgajos patērētājos. Taču aplūkojamā pārejas procesa sākumdaļu galvenokārt nosaka atslēgtais ģenerators ar aktīvo jaudu ΔP procesa sākumā, kā arī sistēmas inerce. Šādā gadījumā primārās frekvences regulēšanas un enerģijas patēriņa samazinājuma ietekmi var neņemt vērā. Līdz ar to var apgalvot, ka atslēgtās jaudas apjomu ΔP procesa pašā sākumā pirms primārās frekvences regulēšanas kompensē energosistēmas katra elementa ar inerci aktīvās jaudas injicēšana tīklā:

$$\Delta P = \sum_{a=1}^S \Delta P_{SC_a} + \sum_{b=1}^G \Delta P_{G_b} + \sum_{c=1}^L \Delta P_{L_c}, \quad \forall a \in S, \forall b \in G, \forall c \in L; \quad (2.1)$$

kur ΔP_{SC_a} , ΔP_{G_b} un ΔP_{L_c} – katra sinhronā kompensatora, sinhronā ģeneratora un no frekvences atkarīga patērētāja (piemēram, elektromotori), kādi ir tīklā, izdotā aktīvā jauda; S , G , L apzīmē tīklā esošo sinhrono kompensatoru, sinhrono ģeneratoru un no frekvences atkarīgo patērētāju kopskaitu. Lai apturētu frekvences izmaiņas, ir pietiekami atjaunot enerģijas ražošanas un patēriņa balansu, atslēdzot, piemēram, slodzi, kas vienāda ar ΔP . Šo slodzi iespējams novērtēt, izmērot visus 2.1. formulā iekļautos ΔP . Taču reālās energosistēmās lielā elementu skaita dēļ šāds ceļš nav pieņemams. Problēmu iespējams vienkāršot, pieņemot, ka 2.1. formulu var izteikt šādi:

$$\Delta P = K_r \cdot \sum_{a=1}^S \Delta P_{SC_a}; \quad (2.2)$$

$$\text{kur } K_r = \frac{\sum_{b=1}^G \Delta P_{G_b} + \sum_{c=1}^L \Delta P_{L_c}}{\sum_{a=1}^S \Delta P_{SC_a}} + 1.$$

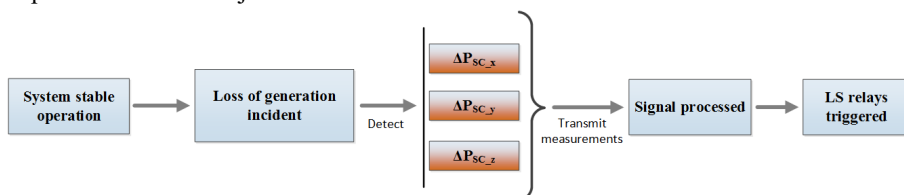
Ja ir zināms koeficients K_r , ΔP novērtēšanai ir pietiekami izmērīt visu sinhrono kompensatoru tīklā injicēto jaudu $\sum \Delta P_{SC}$. Reālos apstākļos koeficients K_r nav konstants

lielums, bet ir atkarīgs no enerģosistēmas darbības režīma, tās topoloģijas, kā arī no sistēmas kopējā inerces līmeņa. Tomēr jebkurā gadījumā var apgalvot, ka izmērīto $\sum \Delta P_{SC}$ var ņemt par pamatu, lai atslēgtu/nomestu slodzi frekvences stabilizācijas nolūkā. Šīs atslodzes apjomam jābūt ne mazākam par $\sum \Delta P_{SC}$. Šāda atslēgšana, kā tiks parādīts turpmāk, var ievērojami uzlabot tādu enerģosistēmu efektīvo darbu, kur galvenais inerces avots ir sinhronie kompensatori. 2.2. formula ļaus ātri paredzēt sistēmas frekvences kritumu, tādējādi pamatojot lēmumu sākt piedāvātās atslodzes shēmas ātru palaišanu. No visiem minētajiem avotiem tikai sinhrono kompensatoru uzraudzība ir īstenojama praksē, un šādu kontroles arhitektūru var izmantot par pamatu momentānās jaudas nebalansa un sistēmas frekvences prognozēšanai. Šādas koncepcijas īstenošana prasītu izmantot plaša apgabala mērījumu sistēmu (angļu val. – *Wide Area Measurement System*) un speciāli atvēlētas mērījumu iekārtas/terminālus.

2.2. Piedāvātās jaunās atslodzes shēmas koncepcija

Baltijas enerģosistēmai salas režīmā veiktie modelējumi [29] ir parādījuši, ka pēc lielas Baltijas ģeneratoriekārtas atslēgšanās ir vērojams frekvences izmaiņas ātrums 0,75 Hz/s (0–500 ms), un tipiskais klasiskais pirmais automātiskās frekvences atslodzes sliekšnis – 49 Hz – tiek sasniegts aptuveni 1,75 sekunžu laikā kopš atgadījuma brīža. Tas nozīmē, ka, lai kāda alternatīva automātiskās frekvences atslodzes metode varētu dot jaunu pienesumu Baltijas enerģosistēmā, tai būtu jānodrošina palaišana ievērojami īsākā laikā nekā 1,75 s. [30] teikts, ka situācijās, kad frekvences izmaiņas ātrums ir ap 1 Hz/s, ātrai reakcijai frekvences stabilizācijas nolūkā būtu jātiek aktivizētai ātrāk nekā 800 ms un atslodzi var uzskatīt par frekvences stabilizācijas pasākuma tipu.

Šajā promocijas darbā piedāvāta jauna atslodzes koncepcija, kur atslodze tiek palaista daudz ātrāk nekā parastajā automātiskajā frekvences atslodzē. Šis jaunais princips ļaus aktivizēt atslodzi ne vēlāk kā 100 ms kopš atgadījuma brīža, **neizmantojot** ne frekvences, ne arī frekvences izmaiņas ātruma mērījumus. Šī pieeja ir prognozējoša un balstās enerģosistēmā esošo sinhrono kompensatoru tīklā injicētās aktīvās jaudas kontrolē. Domu gājiens ir šāds: sinhronā kompensatora tīklā izdotā jauda maiņstrāvas enerģosistēmā ietver informāciju par sistēmas frekvences izmaiņas ātrumu, un saskaņā ar 1.1. formulu tas atbilst momentānam disbalansam enerģosistēmas aktīvās jaudas paritātē. Tāpēc sinhrono kompensatoru tīklā injicēto aktīvo jaudu var izmantot kā indikāciju ātrai atslodzes aktivizācijai. Piedāvātā jaunā atslodzes principa shematisks attēlojums redzams 2.1. attēlā.



2.1. att. Piedāvātā jaunā atslodzes principa shēma.

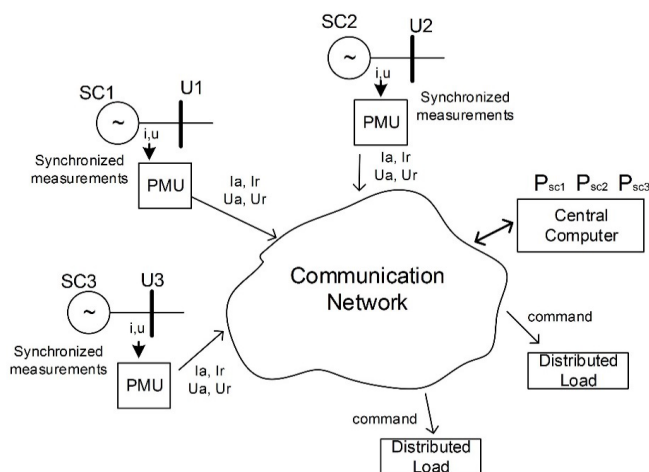
<i>System stable operation</i>	Stabila sistēmas darbība
<i>Loss of generation incident</i>	Ģenerācijas avota atslēgums
<i>Detect</i>	Detekcija
<i>Transmit measurements</i>	Mērījumu pārraide
<i>Signal processed</i>	Signāla apstrāde
<i>LS relays triggered</i>	Atslodzes releju palaišana

2.2.1. Piedāvātās jaunās atslodzes shēmas ieviešanas tehniskais apraksts

Nepieciešams savākt mērījumus par strāvu un spriegumu vektoru aktīvajām un reaktīvajām komponentēm: U_a , U_r un I_a , I_r . To vērtības laikā t un $t + 1$ ļauj aprēķināt kopējo tīklā izdotās jaudas daudzumu, izmantojot elementāras aritmētiskas darbības pēc 2.3. formulas:

$$\Delta P(t+1) = U_{a(t+1)}I_{a(t+1)} + U_{r(t+1)}I_{r(t+1)} - (U_{a(t)}I_{a(t)} + U_{r(t)}I_{r(t)}). \quad (2.3)$$

Iespējama sinhrono kompensatoru mērījumu organizācijas shēma parādīta 2.2. attēlā.



2.2. att. Iespējama mērījumu/komandu organizācija piedāvātajai atslodzes shēmai.

<i>Synchronized measurements</i>	Sinhronizētie mērījumi
<i>Communication Network</i>	Komunikācijas tīkls
<i>Central Computer</i>	Centralizēts dators
<i>Distributed Load</i>	Distribuētā slodze
<i>Command</i>	Komanda

Sprieguma un strāvas fazori tiek ievākti no fazoru mērīšanas iekārtām, kā parādīts 2.2. attēlā, un SK tīklā injicētā aktīvā jauda tiek aprēķināta, izmantojot 2.3. formulu. Atslodzes sekvenca tiek aktivizēta, kad SK tīklā izdotās aktīvās jaudas vērtība pārsniedz noteiktu minimāli

pieļaujamo nebalansa vērtību. Nākamajā solī tiek aprēķināts nometamās slodzes lielums. Pēdējā solī tiek sūtītas atslēgšanas komandas uz attiecīgajiem relejiem / viedajām elektroniskajām ierīcēm atbilstoši aprēķinātajai nometamajai slodzei.

2.3. Piedāvātās jaunās atslodzes shēmas sociālekonomiskā motivācija

Atslodzes shēmu aktivizācija tradicionāli uzskatīta par pasākumu, kas tiek īstenots tikai tīklam esot kritiskās situācijās (pārsvarā frekvences avāriju gadījumā), Šāda pasākuma īstenošana saistīta ar tehniskiem apsvērumiem, nevis ar jebkāda veida ekonomisku vai sociālekonomisku izpēti. Šajā promocijas darbā atslodzes izmantošana tiks skatīta citā rakursā, apskatot to arī no sociālekonomiskā viedokļa. Šī jauna veida ultra ātrā atslodze pārvades sistēmu operatoriem var sniegt iespējas ieviest mazāk stingrus $N-1$ tīkla drošības kritērijus (gan ģenerācijas, gan pārvades iekārtām), tādējādi palielinot pārvades jaudas starp reģiona tirdzniecības zonām, tā potenciāli pazeminot sociālekonomiskās izmaksas un palielinot sociālekonomisko labklājību reģionā. [31] sniedz metodoloģiju, lai novērtētu sociālekonomiskās izmaksas, kādas saistītas ar pārvades jaudām, kā arī pārtraukumu izmaksas, kas līdzīgas tām, kādas rodas no atslodzes shēmas aktivizācijas. Šajā promocijas darbā izmantotā metodoloģija būs līdzīga [31] izmantotajai, bet koriģēta, ņemot vērā promocijas darba gadījumizpētes raksturīgos apstākļus, kur apskatīta Baltijas valstu enerģosistēma pēc plānotās sinhronizācijas ar *ENTSO-E* apgabalu 2025. gadā.

Kā jau minēts, pēc sinhronizācijas ar *ENTSO-E* 2025. gadā Baltijas valstīm būs tikai viens divķēžu 400 kV starpsavienojums ar pārējo *ENTSO-E* (Polija). Šī maiņstrāvas savienojuma pieejamā pārvades jauda plānota tikai 100 MW apmērā [17]. Jebkāds šīs līnijas atslēgums izraisīs Baltijas enerģosistēmas nonākšanu salas režīmā, kas nes lielus izaicinājumus Baltijas enerģosistēmas frekvences stabilitātes nodrošināšanai. Paredzamais sistēmas inerces līmeņu samazinājums, kas saistīts ar augošo nesinhronās atjaunīgo resursu ģenerācijas jaudas procentuālo daļu Baltijā, vēl papildus pasliktinās frekvences stabilitātes izredzes salas režīmā strādājošai Baltijas enerģosistēmai pēc 2025. gada.

Papildus jau minētajai sinhrono kompensatoru uzstādīšanai Baltijas enerģosistēmā darbībai salas režīmā plānots vēl viens sistēmas stabilitāti kompensējošs pasākums – tirgus ierobežojumi. Baltijas enerģosistēmai nonākot salas režīmā, tajā uzreiz tiks veiktas šādas tirgū balstītas darbības [17]:

- tūlītēja importējošo augstsprieguma līdzstrāvas savienojumu pārvades jaudu samazināšana līdz maksimālajai importa jaudai 400 MW;
- šo augstsprieguma līdzstrāvas jaudas ierobežojumu rezultātā – tūlītēja darbojošo spēkstaciju slodzes grafika izmaiņas/rezervju aktivizēšana.

Šie ierobežojumi domāti, lai nodrošinātu, ka neviens atsevišķs enerģijas avots Baltijas tīklā nenodod vairāk par 400 MW aktīvās jaudas. 400 MW ir apjoms, ko Baltijas pārvades sistēmu operatori uzskata par maksimālo drošo robežvērtību gadījumam, kādu Baltijas sistēma salas režīmā var izturēt [17]. Ierobežojumi jāpatur spēkā tik ilgi, kamēr vien Baltijas enerģosistēma atrodas salas režīmā. Paredzams, ka šie salas režīma tirgus ierobežojumi importētajai jaudai Baltijā izraisīs ievērojamu sociālekonomiskās labklājības samazinājumu galvenokārt tāpēc, ka

importa ierobežojumu dēļ mazināsies importa piegādes apjoms, kāds elektroenerģijas tirgum būs pieejams.

Baltijas valstu enerģosistēma pēc 2025. gada atradīsies unikālā situācijā, kāda nav vērojama nekur citur pasaulē: pilna izmēra maiņstrāvas enerģosistēma, kas sinhronizēta ar citu lielu enerģosistēmu, bet vienmēr gatava pāriet izolētā/salas režīmā. Tas nozīmē arī lielāku atslodzes shēmas aktivizācijas varbūtību enerģosistēmā. Tādējādi, Baltijas enerģosistēmai nonākot salas režīmā, piedāvātā jaunā atslodzes koncepcija var padarīt minēto tirgus ierobežojumu īstenošanu nevajadzīgu (viens atsevišķs enerģijas avots izdod ne vairāk kā 400 MW), tas ir, nodrošināt sociālekonomiskus ietaupījumus.

2.4. Materiāli un metodes sociālekonomiskajai analīzei

Lai izpētītu piedāvāto hipotēzi par sociālekonomiskās labklājības palielināšanos piedāvātās jaunās atslodzes shēmas īstenošanas rezultātā, jāizvērtē Baltijas enerģosistēmas iespējamie salas darbības režīmi, kā arī izmaiņas sociālekonomiskajā labklājībā, ieguvumi no sastrēgumu vadības ieņēmumiem (angļu val. – *congestion income*), enerģosistēmas rezervju aktivizācijas izmaksas, kā arī jāizanalizē un jāizvērtē patērētāju zaudējumi sakarā ar atslodzi.

Salas režīms Baltijas enerģosistēmā iestājas gadījumos, kad pārtrauc darboties vienīgais sinhronais starpsavienojums starp Baltijas valstīm un *ENTSO-E* apgabalu. Tāpēc ir nepieciešams zināt, cik bieži un cik ilgi Baltijas enerģosistēma darbotos izolēti. Lai to novērtētu, vajadzīga analīze par maiņstrāvas pārvades līnijas darbnespējas statistiku.

Sociālekonomiskās labklājības samazinājums vai zaudējumi, ko cieš elektroenerģijas vairumtirgus, rodas sakarā ar ierobežotām pārvades jaudām uz tirdzniecības zonu robežām, kas varētu tikt ieviestas salas režīma laikā. Tajā pašā laikā pārvades sistēmu operatori gūst augošus ienākumus no sastrēgumu vadības ieņēmumiem. Pirmajās salas režīma darbības stundās – kopš salas režīma rašanās – tiek aktivizētas rezerves, un tās rada papildu izmaksas pārvades sistēmu operatoriem. Līdztekus tam jāpatur prātā arī patērētāju zaudējumi atslēgumu dēļ (zaudētās slodzes vērtība *VOLL* / nepiegādātās enerģijas izmaksas *ENS*).

2.4.1. Maiņstrāvas līniju atslēgumu un nozīmīgu atgadījumu statistika

Pašreizējais Lietuvas-Polijas augstsprieguma līdzstrāvas savienojums ir nākotnē paredzamais maiņstrāvas savienojums starp Baltijas valstīm un *ENTSO-E* enerģosistēmu. Šī līnija ir relatīvi jauna un darbojas relatīvi neilgi, tāpēc Lietuvas-Polijas savienojuma atslēgumu statistisko datu izmantošana un ekstrapolēšana nākotnē nebūtu pati pareizākā darbība. Tāpēc nepieciešams izmantot ticamākus datus par maiņstrāvas līniju darbnespējas statistiku, un tā ir ņemta no dažādiem avotiem, kur sniegtas ziņas par maiņstrāvas līniju ar spriegumu no 330 kV līdz 500 kV atslēgumu statistiku. Savākti dati par atslēgumu gadījumu skaitu gadā uz 100 kilometriem vienķēdes maiņstrāvas līnijai, kā arī dati par atslēgumu ilgumu (kur tādi ir pieejami), tāpat arī dati par atslēgumu varbūtību attiecību starp vienķēdes un divķēžu (parastajā režīmā) maiņstrāvas līnijām ar vienādu spriegumu [32], [33], [34], [35], [36], [37]. Šo konkrēto attiecību domāts piemērot minētajiem maiņstrāvas līniju statistikas datiem, lai iegūtu universālu

skaitli par parastā režīma atslēgumu gadījumu varbūtību uz 100 km divķēžu līnijas gadā. Šie rezultāti pēc tam tiek piemēroti Lietuvas-Polijas starpsavienojumam, ņemot vērā šajā darbā pieņemto visa starpsavienojuma garumu. Rezultātā tiek gūts novērtējums par gadā iespējamo atslēgumu gadījumu skaitu sinhronajam savienojumam starp Baltijas un *ENTSO-E* energosistēmām, kā arī vidējo atslēgumu ilgumu, kas ataino paredzamo salas režīma regularitāti un tā ilgumu gada perspektīvā. Statistiskie dati par nozīmīgiem atgadījumiem citās augstsprieguma līdzstrāvas līnijās iegūti no *NordPool* avota “*Urgent Market Messages*” (*UMM*) [38].

2.4.2. Metodes testa gadījumu elektroenerģijas tirgu / energosistēmu modelēšanai un sekojošai sociālekonomiskās labklājības aprēķināšanai

Lai novērtētu piedāvātās atslodzes shēmas paredzamo pozitīvo finansiālo rezultātu, vispirms būtu jāaprēķina izmaiņas Baltijas elektroenerģijas vairumtirgum/energosistēmai raksturīgajā sociālekonomiskajā labklājībā gadījumiem bez piedāvātās atslodzes shēmas (tādējādi – ar ierobežojumiem pārrobežu pārvades kapacitātēs), pēc tam – ar piedāvāto atslodzes shēmu (līdz ar to – bez pārrobežu pārvades kapacitātes ierobežojumiem).

Lai novērtētu šo potenciālo sociālekonomiskās labklājības samazinājumu Baltijas energosistēmai, promocijas darba izstrādes gaitā veikti divi dažādi testa gadījumu elektroenerģijas tirgus modelējumi:

- modelējums ar 2020. gada vēsturiskajiem datiem, izmantojot rīku “*Simulation Facility*”;
- modelējumu grupa ar prognozētiem datiem 2030., 2040. un 2050. gadam, izmantojot RTU izstrādātu tirgus modelēšanas vidi.

- **Modelēšana ar 2020. gada vēsturiskajiem datiem**

Daudziem Eiropas pārvades sistēmu operatoriem ir pieejams nākamās dienas tirgus modelēšanas rīks “*Simulation Facility*” (*SF*). Šim rīkam ir pieeja visiem Eiropas vēsturiskajiem nākamās dienas tirgus datiem, un tajā izmantots tas pats algoritms kā “*Euphemia*”, lai veiktu nākamās dienas tirgus modelējumus. Rīka “*Euphemia*” un tā metožu detalizēts apraksts sniegts [21] un saskan ar teoriju, kas izklāstīta 1.4. apakšnodaļā. *SF* dod lietotājiem iespēju veikt modelējumus ar vēsturiskiem vai atjauninātiem (lietotāja definētiem) datiem vai to kombināciju un no šādiem modelējumiem iegūt atjauninātus tirgus rezultātus. Šī modelējuma nolūkam tika sāкта sadarbība ar Latvijas pārvades sistēmas operatoru AS “Augstsprieguma tīkls” (AST). AST veica modelēšanu ar *SF*, izmantojot 2020. gada vēsturiskos elektroenerģijas tirgus datus. 2020. gads tika izvēlēts tāpēc, ka modelējuma veikšanas brīdī tas bija visnesenākais pilnais gads.

- **Modelēšanas kopa ar prognozētiem datiem 2030., 2040. un 2050. gadam**

SF dod tikai vēsturiskos elektroenerģijas tirgus datus, bet darba autora uzdevums ir izvērtēt sociālekonomiskās labklājības efektu no atslodzes shēmas, kas potenciāli varētu tikt uzstādīta

tuvākajā nākotnē, tāpēc jāatrod cits veids, kā novērtēt socioekonomisko labklājību nākotnes scenārijiem. Šim nolūkam tika izmantota jau pastāvoša tirgus modelēšanas vide, ko nesēn izveidojuši Rīgas Tehniskās universitātes pētnieki.

levars

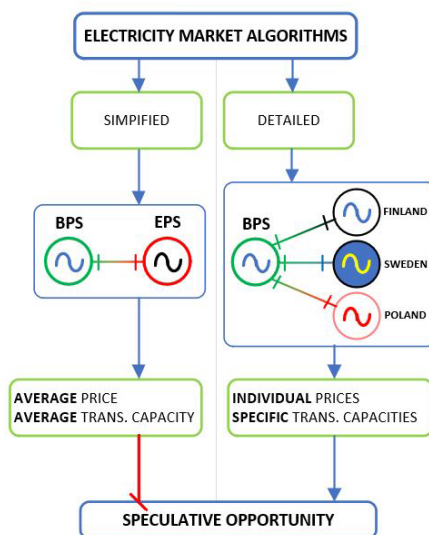
Šī tirgus modelēšanas vide tika izveidota speciāli Baltijas enerģosistēmas gadījumam. Tā balstās trīs programmatūrā “*Matlab2020b*” sintezētos matemātiskajos modeļos, lai modelētu Baltijas enerģosistēmu, tās tirgu un aprēķinātu sociālekonomisko labklājību. Šie trīs Baltijas enerģosistēmas un tās tirgus matemātiskie modeļi ir šādi: ***Baltic Power System Basic (BPS_B)*** [39], [40], [41], ***Baltic Power System Market Simplified (BPS_MS)*** un ***Baltic Power System Market Detailed (BPS_MD)*** [41].

Matemātiskā modeļa BPS_B īss apraksts

Baltijas enerģosistēmas bāzes modelis *BPS_B* sastāv no vairākiem savstarpēji saistītiem matemātiskajiem modeļiem, kas izstrādāti RTU Enerģētikas institūtā. Modelis *BPS_B* kalpo tikai kā topoloģijas bāze tirgus modeļiem *BPS_MS* un *BPS_MD*, kas izmantoti šajā modelēšanas testa gadījumu kopā.

Matemātisko modeļu *BPS_MS* un *BPS_MD* fundamentālā atšķirība

Modeļi *BPS_MS* un *BPS_MD* ir paša elektroenerģijas tirgus matemātiskie modeļi, tie bāzējas enerģosistēmas topoloģijas modelē *BPS_B*. Starp šiem abiem izveidotajiem tirgus modeļiem ir dažas fundamentālas atšķirības, kas redzamas 2.3. attēlā. Galvenā atšķirība starp abiem šiem modeļiem ir spekulēšanas iespējas esamība.



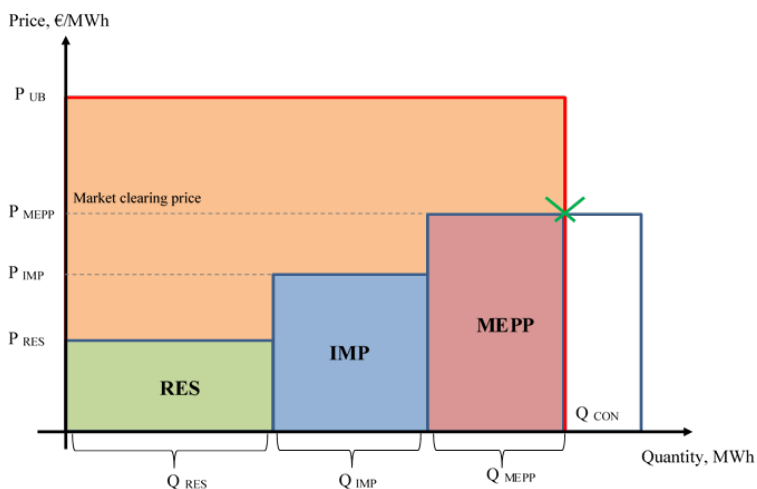
2.3. att. Fundamentālā atšķirība starp diviem izmantotajiem Baltijas enerģosistēmas matemātiskajiem tirgus modeļiem.

<i>Electricity market algorithms</i>	Elektroenerģijas tirgus algoritmi
<i>Simplified</i>	Vienkāršotais
<i>Detailed</i>	Detalizētais
<i>Average price</i>	Vidējā cena
<i>Average trans. capacity</i>	Vidējā pārvades kapacitāte
<i>Individual prices</i>	Atsevišķās cenas
<i>Specific trans. capacities</i>	Atsevišķās pārvades kapacitātes
<i>Speculative opportunity</i>	Spekulēšanas iespēja

Kā redzams 2.3. attēlā, galvenā detalizētā modeļa atšķirība no vienkāršotā ir ārējās enerģosistēmas sadalījums atsevišķās valstīs un ieviestā spekulēšanas iespēja.

Modelējumu kopā izmantotais saimnieciskā izdevīguma sarindojuma princips un ģenerācijas/pieprasījuma īpašības

Atšķirībā no “Euphemia”, kur izmantots pilnīgs sarindojums pēc saimnieciskā izdevīguma ar visiem iespējamiem ģenerācijas veidiem, tirgus modeļos šajā modelējumu kopā izmantots vienkāršots sarindojums pēc saimnieciskā izdevīguma, kas redzams 2.4. attēlā.



2.4. att. Modelējumu kopai izmantoto tirgus modeļu sarindojums pēc saimnieciskā izdevīguma.

<i>Market clearing price</i>	Tirgus līdzsvara cena
<i>RES</i>	Atjaunīgie energoresursi
<i>IMP</i>	Imports
<i>MEPP</i>	Enerģosistēmas cenu rindas dārgākā elektrostacija
<i>Quantity</i>	Enerģijas apjoms

Cenu prognozes importa zonām balstās vēsturiskajos (2019. gada) elektroenerģijas cenu datos [42], [43], [44], kā arī prognozēšanas metodēs, kas dotas [45]. Prognozes tika iegūtas tādā pašā veidā, kā tika modelētas cenu prognozes avotā [40]. Prognozes par ražošanas apjomiem no atjaunīgajiem energoresursiem balstījās meteoroloģisko datu statistikā [46]. Ilgtermiņā pieejamās jaudas prognoze par energosistēmas cenu rindas dārgāko elektrostaciju Baltijas reģionā balstījās [47], [48], [49], [50], [51], [52]. Energosistēmas pieprasījuma modelis ir vienkāršots, attēlojot pilnībā neelastīgu enerģijas pieprasījumu, kas redzams taisnstūrveida apgabalā (2.4. att.). Esot pieejamai visai šai informācijai, tika izmantota metode no [45], lai iegūtu bāzes cenu prognozi topošā modelējuma visiem scenārijiem, līdzīgi, kā ir darīts [40].

Runājot par gūtajiem papildu ienākumiem, kas ir nepieciešami, lai aprēķinātu sociālekonomisko labklājību, kā aprakstīts 1.4. nodaļā, ražotāja pārpalikums šiem tirgus modeļiem būs šāds:

$$Surplus_{PROD} = P_{MEPP} \cdot Q_{CON} - (P_{RES} \cdot Q_{RES} + P_{IMP} \cdot Q_{IMP} + P_{MEPP} \cdot Q_{MEPP}). \quad (2.4)$$

Patērētāju pārpalikums ir

$$Surplus_{CON} = P_{UB} \cdot Q_{CON} - P_{MEPP} \cdot Q_{CON}. \quad (2.5)$$

Visa tirgus sociālekonomiskās labklājības rādītājs ir tāds, kā aprakstīts teorijā 1.4. nodaļā.

$$SW = Surplus_{PROD} + Surplus_{CON} \quad (2.6)$$

2.4.3. Aprēķinātā sociālekonomiskās labklājības samazinājuma un sastrēgumu vadības ieņēmumu praktiskais lietojums

Sociālekonomiskās labklājības samazinājumu energosistēmai starp diviem dažādiem scenārijiem iespējams aprēķināt, izmantojot šādu vienādojumu:

$$SWR_M = \frac{SW_{Y_{Sx}} - SW_{Y_{Sy}}}{8760} \cdot T_{isl_{mode}}; \quad (2.7)$$

kur

SWR_M – tirgus sociālekonomiskās labklājības samazinājums, Eur;

$SW_{Y_{Sx}}$ – tirgus sociālekonomiskā labklājība (sastāv no ražotāju un patērētāju pārpalikumiem) visam gadam Y scenārijā x, Eur;

$SW_{Y_{Sy}}$ – tirgus sociālekonomiskā labklājība (sastāv no ražotāju un patērētāju pārpalikumiem) visam gadam Y scenārijā y, Eur;

$T_{isl_{mode}}$ – gada kopējais vidējais salas režīmā nostrādātais laiks, h;

8760 – stundu skaits gadā, h.

3. ENERGOSISTĒMAS MODELĒŠANA AR PIEDĀVĀTO JAUNO ATSLODZES SHĒMU

Lai novērtētu piedāvātās jaunās atslodzes shēmas sniegto sociālekonomiskās labklājības ieguvumu, tiks veikta divu energosistēmas dinamiskās modelēšanas/testa gadījumu kopu izpēte, balstoties divos atšķirīgos Baltijas energosistēmas modeļos, kas atvasināti no [29] dotajiem modeļiem un attēlo virkni scenāriju Baltijas energosistēmai, izmantojot *Siemens PSSE* 34. versiju un *ETAP* 12.5. versiju [53], [54].

3.1. Testa gadījumu pirmā kopa

Pirmajā testa gadījumu izpētes kopā tiks ņemts Baltijas energosistēmas modelis salas režīmā, kas dots [29] un papildināts ar vairākiem sinhronajiem kompensatoriem (SK). Sistēmas parametru pārskats dažādajos modelētajos scenārijos redzams 3.1. tabulā.

3.1. tabula
Energosistēmas modeļa parametri dažādiem modelētajiem scenārijiem, testa gadījumu pirmā kopa, MW/MWs (kursīvā)

	Scenārijs			
	A	B	C	D
Kopējā ģenerācija pirms avārijas	2567	2548	2623	2686
- no tā atjaunīgie nesinhronie avoti	100	700	1500	2500
Kopējā slodze	3700	3700	3700	3700
Kopējais imports	1700	1700	1600	1530
Kopējais eksports	500	500	500	500
Kopējā pēcavārijas sistēmas inerces $H_{\text{tot_post}}$	29,779	36,739	24,768	18,091
Ģenerācijas zuduma atgadījums	TEC2, 800 MW	HVDC, 700 MW	HVDC, 700 MW	HVDC, 700 MW

A–D scenārijā pakāpeniski palielinās nesinhrono atjaunīgo energoresursu apjoms un samazinās sistēmas inerces apjoms. Tiek modelēts ģeneratora atslēgums un pēlītas frekvences izmaiņas. Pirmās testa gadījumu kopas rezultātu apkopojums sniegts 3.2. tabulā.

3.2. tabula

Testa gadījumu pirmā kopa. Rezultātu kopsavilkums

	Scenārijs			
	A	B	C	D
ΔP_{SC} , MW	420	438	475	666
$P_{\text{load_UFLS}}$, MW	200	0	425,5	703
$P_{\text{load_UFLS}}$, % no kopējās slodzes	5,4	0	11,5	19
$P_{\text{load_novel_LS}}$, MW	200	200	425,5	703
Zemākā frekvences vērtība, kad neaktivizējas konv. automātiskā frekvences atslodze (scenārijs B), Hz	–	48,81	–	–
Zemākā frekvences vērtība ar konvenciālo automātisko frekvences atslodzi, Hz	48,7	–	48,6	48,3
Zemākā frekvences vērtība ar jauno atslodzes metodi, Hz	48,85	49,1	49,15	49,6

3.2. Testa gadījumu otrā kopa

Arī otrā testa gadījumu izpētes kopa balstīta modelī, kas iepriekš aprakstīts [29]. Modelī ir detalizētāks Latvijas energosistēmas attēlojums, savukārt Igaunijas un Lietuvas energosistēmas attēlotas kā tīkla ekvivalenti, tādējādi iegūstot atšķirīgu dinamisko reakciju uz avārijām / ģenerācijas atsēgumiem nekā modelī, kas atrodams testa gadījumu pirmajā kopā. Pārskats par testa gadījumu kopas scenārija parametriem dažāajos modelētajos scenārijos apkopots 3.3. tabulā.

3.3. tabula

Energosistēmas elementu parametri dažādiem modelētajiem scenārijiem, testa gadījumu otrā kopa, MW/MWs (kursīvā)

Scenārijs	TEC-2	HES	EE	LT	WTG2	WTG4	WTG6	WTG10	Ģener. zudums	Kop. sistēmas inerce
A	800	220	670	380	128	40	120	–	EE	15,760
B	-	800	990	400	128	40	120	–	HPP	12,150
C	800	-	50	350	128	40	120	640	CHP2	12,148

Tika modelēti trīs scenāriji (A–C), izmantojot programmatūru *ETAP 12.5* [54]. Modelēšanas mērķis bija izpētīt sistēmas frekvences reakciju dažādos ģenerācijas zuduma atgadījumos. Visiem gadījumiem tiek pieņemts, ka Latvijas energosistēmas kopējā slodze ir ap 2400 MW. Aptuveni puse no patēriņa sedz pašmāju ģenerācijas jaudas, savukārt atlikusī jauda tiek importēta no Igaunijas un Lietuvas. Ģenerācijas zuduma atgadījumi tika modelēti, atvienojot vienu no lielajiem ģenerācijas avotiem. Otrā testa gadījumu kopas modelēšanas rezultāti visiem scenārijiem apkopoti 3.4. tabulā.

3.4. tabula

Rezultātu kopsavilkums, testa gadījumu otrā kopa

Scenārijs	$\Delta P_{\text{gen, loss}}$ MW	$\Delta P_{\text{load, UFLS}}$ MW	Konvencionālās autom. frekv. atslodze (AFA) f_{min} , Hz	ΔP_{SC} MW	Jaunā atslodzes pieeja ar K = 1 + papildu atslodze ar konvenc. <i>AFA</i>		Jaunā atslodzes pieeja ar K=2 + papildu atslodze ar konvenc. <i>AFA</i>		Jaunā atslodzes pieeja ar K=3 + papildu atslodze ar <i>AFA</i>	
					f_{min} , Hz	Papildu konv. <i>AFA</i> , MW	f_{min} , Hz	Papildu konv. <i>AFA</i> , MW	f_{min} , Hz	Papildu konv. <i>AFA</i> , MW
A	670	120	48,9	150	49,06	–	49,46	–	49,67	–
B	800	960	48,1	280	48,4	480	48,72	240	49,48	–
C	800	480	48,45	330	48,9	120	N/A	–	N/A	–

3.3. Rezultāti

Modelēšanas rezultāti uzrāda ievērojamu frekvences stabilitātes uzlabojumu piedāvātās atslodzes shēmas rezultātā, vairumā gadījumā frekvences vērtību nodrošinot **ap vai virs kritiskā 49 Hz sliekšņa**.

4. PIEDĀVĀTĀS JAUNĀS ATSLODZES SHĒMAS IETEKMES SOCIĀLEKONOMISKAIS NOVĒRTĒJUMS. VĒSTURISKIE IEVADDATI

4.1. Vispārēja informācija un izpētes gadījumu scenāriju definēšana

Gadījumizpētē tika izvērtēta piedāvātās atslodzes shēmas ekonomiskā ietekme, par izpētes objektu izmantojot Baltijas valstis un par pamatu ņemot 2020. gada vēsturiskos Baltijas energosistēmas un elektroenerģijas tirgus datus. Gadījumizpētes vajadzībām Latvijas pārvades sistēmas operators AS “Augstsprieguma tīkls” (AST) pēc autora oficiāla lūguma ir veicis modelējumus ar rīku “*Simulation Facility*” un oficiāli sniedzis rezultātus jau apstrādātā un apkopotā veidā. Modelējumi veikti trīs scenārijiem, kas aprakstīti turpmāk. Galvenais mērķis ir novērtēt sociālekonomiskās labklājības atšķirības starp bāzes scenāriju un scenārijiem ar pārvades kapacitāšu ierobežojumiem.

1) **Pirmais scenārijs.** Bāzes gadījums. Izmanto pārvades kapacitāšu vēsturiskos datus uz visām robežām, izņemot Latvijas–Krievijas un Lietuvas–Baltkrievijas robežu, kur izmantota nulles starpzonu pārvades kapacitāte (šīs konkrētās robežas situācijā pēc 2025. gada nav nozīmīgas).

2) **Otrais scenārijs.** Augstsprieguma līdzstrāvas savienojumu jaudas starp Somiju un Igauniju (attiecas tikai uz *Estlink 2* jaudu), starp Zviedriju un Lietuvu un starp Poliju un Lietuvu samazinātas par 50 MW zem nominālās (maksimālās) kapacitātes. Gadījumā, ja vēsturiskā pārvades kapacitāte uz robežas konkrētai modelēšanas stundai jau ir bijusi zem “nominālās kapacitātes”, vēsturiskā vērtība nav mainīta. Latvijas–Krievijas un Lietuvas–Baltkrievijas robežai izmantota nulles starpzonu pārvades kapacitāte.

3) **Trešais scenārijs.** Augstsprieguma līdzstrāvas savienojumiem starp Somiju un Igauniju (attiecas tikai uz *Estlink 2* jaudu), starp Zviedriju un Lietuvu un starp Poliju un Lietuvu maksimālās kapacitātes samazinātas līdz 400 MW līmenim. Šis scenārijs ir visreālākais situācijai pēc 2025. gada, kāda sagaidāma, ja Baltijas energosistēma darbojas salas režīmā [17]. Gadījumā, ja vēsturiskā kapacitāte uz robežas konkrētai modelēšanas stundai jau ir bijusi zem 400 MW, vēsturiskā vērtība nav mainīta. Latvijas–Krievijas un Lietuvas–Baltkrievijas robežai izmantota nulles starpzonu pārvades kapacitāte. Šis scenārijs atbilst Baltijas pārvades sistēmu operatoru paredzamajai uzvedībai salas režīma laikā situācijā pēc 2025. gada, kā aprakstīts 2.3. apakšnodaļā.

Gadījumizpētē izmantoti precīzi tie paši slodzes atvienošanas scenāriji, kā [12] vai 3.2. tabulā redzami (200 MW, 425,5 MW), un 702 MW slodze atslēgta ar piedāvāto jauno atslodzes shēmu. Tiek pieņemts, ka slodzes ir atslēgtas uz 0,5 h, jo tas ir maksimālais laiks rezervju aktivizācijai un situācijas normalizēšanai pēc nozīmīgas frekvences avārijas [17]. Abi tirgus ierobežojumu scenāriji – otrais un trešais – tiek izmantoti tā, kā aprakstīts šajā apakšnodaļā. Modelēšanas parametru un rezultātā iegūto gadījumizpēšu pārskats dots 4.1. tabulā.

4.1. tabula

Sociālekonomiskā labklājība ar vēsturisko datu modelēšanas parametru pārskatu

Atslodzes apjoms, MW/MWh	Scenārijs	Gadījumizpētes nr.
200/100	2.	1. A.
	3.	1. B.
425,5/212,75	2.	2. A.
	3.	2. B.
703/351,5	2.	3. A.
	3.	3. B.

4.2. Rezultāti

Iegūtie gadījumizpētes modelēšanas rezultāti tika pārveidoti tirgus sociālās labklājības samazinājumā SWR_M , rezervju izmaksās SWR_R , sastrēgumu vadības ieņēmumos CI un atslodzes izmaksās LSC . Tās ir apkopotas 4.2. tabulā.

4.2. tabula

Galīgās ekonomiskās analīzes rezultāti gadījumizpētē

Gadījumizpētes nr.	SWR_M , MEUR/gads	CI, MEUR/gads	SWR_R , MEUR/gads	SWR_{total} , MEUR/gads	LSC , MEUR/gads
1. A.	3,29	-0,005	0,055	3,340	0,040
1. B.	11,10	-0,039	0,314	11,375	
2. A.	3,29	-0,005	0,055	3,340	0,080
2. B.	11,10	-0,039	0,314	11,375	
3. A.	3,29	-0,005	0,055	3,340	0,130
3. B.	11,10	-0,039	0,314	11,375	

Rezultāti rāda, ka sociālekonomiskās labklājības kopējais samazinājums visos scenārijos, salīdzinot ar bāzes gadījumu, ir būtisks. Noskaidrojās, ka rezervju aktivizācijas izmaksas sakarā ar pārrobežu jaudu samazinājumu ir relatīvi nelielas, tas pats sakāms par atslodzes izmaksām LSC . Ņemot vērā to, ka praktiska nozīme ir tieši trešajam scenārijam, var secināt, ka kopējie ikgadējie ietaupījumi saistībā ar potenciālo piedāvātās jaunās atslodzes shēmas ieviešanu Baltijas valstīs varētu būt diapazonā no **11,2 līdz 11,3 milj. EUR**.

5. PIEDĀVĀTĀS JAUNĀS ATSLODZES SHĒMAS IETEKMES SOCIĀLEKONOMISKAIS NOVĒRTĒJUMS. PROGNOZĒTIE IEVADDATI

5.1. Vispārējais ziņas un pētāmo gadījumu scenāriju definēšana

Gadījumizpētē tika izvērtēta piedāvātās atslodzes shēmas ekonomiskā ietekme, par izpētes objektu izmantojot Baltijas valstis un par pamatu ņemot prognozētos Baltijas energosistēmas un elektroenerģijas tirgus datus 2030., 2040. un 2050. (divas simulācijas) gadiem.

5.1 tabulā apkopoti modelējumu kopu parametri enerģijas ģenerācijas avotiem un enerģijas pieprasījums visām četrām scenāriju mērķa gada grupām. Abi 2050. gada gadījumi atšķiras ar scenārijos esošo atjaunīgo enerģijas avotu daudzumu.

5.1. tabula

Pamatparametri modelēšanas scenārijiem

	Parametrs	Slodze/el ektro- enerģijas patēriņš	SES	VES	HES	mHES	BES	HAES	Energo- sistēmas cenu rindas dārgākā elektrostacija
Scenārijs	2030								
	Maksimālā jauda, MWh/h	6 026	1 489	3 907	1 562	165	522	1 625	4 330
	Gada elektroenerģijas pieprasījums/ piedāvājums, TWh	37,86	1,74	11,66	1,90	0,34	3,52	2,85	n/a
Scenārijs	2040								
	Maksimālā jauda, MWh/h	6 629	1 608	4 994	1 562	165	522	1 625	1 500
	Gada elektroenerģijas pieprasījums/ piedāvājums, TWh	39,83	1,88	14,90	1,90	0,34	3,52	2,85	n/a
Scenārijs	2050_1								
	Maksimālā jauda, MWh/h	7 233	2 383	7 127	1 562	165	522	1 625	1 500
	Gada elektroenerģijas pieprasījums/ piedāvājums, TWh	41,80	2,78	21,26	1,90	0,34	3,52	2,85	n/a
Scenārijs	2050_2								
	Maksimālā jauda, MWh/h	7 233	3 872	11 586	1 562	165	522	1 625	1 500
	Gada elektroenerģijas pieprasījums/ piedāvājums, TWh	41,80	4,52	34,57	1,90	0,34	3,52	2,85	n/a

Šim modelēšanas procesam tika definēta scenāriju kopa, balstoties jau minētajos dažādajos prognozes gadaskaitļu mērķos, dažādām visdārgākās elektrostacijas ģenerācijas cenām (zema/augsta) un dažādām modelēšanas modeļa sarežģītības pakāpēm (*BPS_MS* un *BPS_MD*). Modelēšanas scenāriju kopa un rezultātā iegūto gadījumizpētes numuru pārskats dots 5.2. tabulā.

5.2. tabula

Modelēšanas parametru pārskats

Prognozes gads	Dārgākās elektrostacijas cena (zema/augsta)	Simulācijas modelis (vienk./detal.)	Gadījumizpētes Nr.
2030	z	vienk.	4.
		detal.	5.
	a	vienk.	6.
		detal.	7.
2040	z	vienk.	8.
		detal.	9.
	a	vienk.	10.
		detal.	11.
2050_1	z	vienk.	12.
		detal.	13.
	a	vienk.	14.
		detal.	15.
2050_2	z	vienk.	16.
		detal.	17.
	a	vienk.	18.
		detal.	19.

Pārskats par pārvades kapacitāšu ierobežojumiem dažādajiem scenārijiem dots 5.3. tabulā.

5.3. tabula

Pārvades jaudas ierobežojošie parametri modelējumu kopai

Pārvades kapacitātes ierobežojums (nē/jā)	Elektropārvades līnijas jauda, MWh/h		
	EE ↔ FI	LT ↔ SE4	LT ↔ PL
n	1016	700	700
j	750	400	400

5.2. Rezultāti

Iegūtie gadījumizpētes modelēšanas rezultāti tika pārveidoti par tirgus sociālās labklājības samazinājuma SWR_M , rezervju izmaksu SWR_R un atslodzes izmaksu LSC vērtībām. Tās ir apkopotas 5.4. tabulā. Visi skaitļi katrai gadījumizpētei ir attiecībā pret bāzes scenāriju bez pārvades kapacitāšu ierobežojumiem.

5.4. tabula

Galīgās ekonomiskās analīzes rezultāti gadījumizpētei

Gadījumizpētes nr.	SWR_M , MEUR/gads	SWR_R , MEUR/gads	SWR_{total} , MEUR/gads	LSC , MEUR/gads
4.	1,14	0,44	1,58	0,13
5.	1,20	0,51	1,71	
6.	3,04	0,87	3,91	
7.	3,10	1,02	4,12	
8.	0,29	0,41	0,70	
9.	0,36	0,49	0,85	
10.	1,28	0,81	2,09	
11.	1,35	0,97	2,32	
12.	0,10	0,33	0,43	
13.	0,18	0,42	0,60	
14.	0,80	0,70	1,50	
15.	0,88	0,83	1,71	
16.	0,14	0,21	0,35	
17.	0,20	0,31	0,51	
18.	0,66	0,43	1,09	
19.	0,70	0,61	1,31	

Rezultāti rāda, ka visās modelējumu kopas gadījumizpētēs kopējā sociālekonomiskā labklājība samazinās, salīdzinot ar bāzes gadījumu. Dažām no gadījumizpētēm šis samazinājums ir relatīvi mazs, savukārt citām tas sasniedz miljonus eiro. Redzams, ka šai modelējumu kopai rezervju aktivizācijas izmaksas SWR_R veido ievērojamu daļu no kopējā sociālekonomiskās labklājības samazinājuma.

Tādā pašā veidā kā iepriekšējā modelējumu kopā atslodzes izmaksas – izmaksas, kas saistītas ar patērētāju atslēgšanu sakarā ar jaunās atslodzes shēmas aktivizēšanu, – visām gadījumizpētēm ir zemākas nekā kopējais sociālekonomiskās labklājības samazinājums.

Var secināt, ka kopējie ikgadējie ietaupījumi, kas rodas no piedāvātās jaunās atslodzes shēmas potenciālās ieviešanas Baltijā, būs diapazonā no **0,35 līdz 4,12 milj. EUR**.

SECINĀJUMI

1. Promocijas darba hipotēze ir pierādīta, darba mērķis ir sasniegts. Piedāvātā jaunā atslodzes shēma, kas balstās sinhronā kompensatora izmantošanā par frekvences sensoru, ievērojami uzlabo frekvences stabilitāti un sociālekonomisko labklājību vāji savienotai energosistēmai vai energosistēmai ar zemu inerci. Visas promocijas darba izstrādes gaitā veiktās gadījumizpētes ir pierādījušas šos apgalvojumus.
2. Promocijas darbā definētie uzdevumi ir veiksmīgi izpildīti:
 - dots teorētiskais ietvars un paskaidrota motivācija piedāvātās jaunās atslodzes shēmas ieviešanai; dots un aizstāvēts skaidrojums par priekšlikuma fundamentālo novitāti – izmantot SK kā frekvences izmaiņas ātruma sensorus; papildus aprakstītas piedāvātās atslodzes shēmas detalizētas metodes un jēdzieni;
 - dota ar energosistēmas stabilitātes apsvērumiem saistīta motivācija piedāvātās atslodzes shēmas ieviešanai;
 - dota ar ekonomiskiem/finansiāliem apsvērumiem saistīta motivācija piedāvātās atslodzes shēmas ieviešanai.
3. Veikta virkne gadījumizpēšu/modelējumu, lai izmērītu piedāvātās atslodzes shēmas ietekmi uz energosistēmas stabilitāti. Visas gadījumizpētes uzrādīja ievērojamu pozitīvu efektu no piedāvātās atslodzes shēmas uz dotās energosistēmas frekvences stabilitāti, salīdzinot ar pašreiz izmantotajām automātiskās frekvences atslodzes shēmām. Piedāvātā atslodzes shēma uzrādīja spēju ierobežot energosistēmas frekvences kritumu lielu ģenerācijas zuduma avāriju gadījumos un uzturēt frekvenci ap vai virs bīstamās sistēmas sabrukuma robežvērtības – 49 Hz. Atklātajam piedāvātās atslodzes shēmas pozitīvajam efektam bija spēcīga tieša korelācija ar krītošiem energosistēmas inerces līmeņiem.
4. Veikta virkne gadījumizpēšu/modelējumu, lai izpētītu piedāvātās atslodzes shēmas ietekmi uz energosistēmai raksturīgo sociālekonomisko labklājību. Gadījumizpētes uzrādīja piedāvātās atslodzes shēmas pozitīvu efektu uz Baltijas energosistēmai raksturīgo sociālekonomisko labklājību, tai darbojoties salas režīmā pēc tās desinhronizācijas no Krievijas apvienotās energosistēmas, salīdzinot ar situāciju, kad šī atslodzes shēma netiek ieviesta. Izmērītais pozitīvais efekts uz sociālekonomisko labklājību mērāms miljonos EUR vairumā izpētīto scenāriju. Atklātajam un izmērītajam pozitīvajam efektam uz sociālekonomisko labklājību bija spēcīga tieša korelācija ar elektroenerģijas importu Baltijas energosistēmā.

IZMANTOTĀ LITERATŪRA

- [1] UN Framework Convention on Climate Change, *The Paris Agreement*, 2016.
- [2] International Renewable Energy Agency, “World Energy Transitions Outlook – 1.5 °C Pathway, Preview,” 2021.
- [3] International Energy Agency, “Seven Key Principles for Implementing Net Zero,” 2021.
- [4] ENTSO-E, «TYNDP 2020 – Completing the map. Power system needs in 2030 and 2040,” ENTSO-E, Brussels, 2021.
- [5] ENTSO-E, “Nordic report – Future system inertia,” ENTSO-E, Brussels, 2018.
- [6] European Commission, *Energy security: The synchronisation of the Baltic States' electricity networks – European solidarity in action; press release*, Brussels, Belgium, 2019.
- [7] H. T. Nguyen, G. Yang, A. H. Nielsen un P. Højgaard Jensen, “Combination of Synchronous Condenser and Synthetic Inertia for Frequency Stability Enhancement in Low-Inertia Systems,” *IEEE Transactions on sustainable energy*, vol. 10, iss. 3, 2019.
- [8] A. Stiger, R. A. Rivas un M. Halonen, “Synchronous Condensers Contribution to Inertia and Short Circuit Current in Cooperation with STATCOM,” *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, Bangkok, Thailand, 2019.
- [9] R. W. Kenyon, A. Hoke, J. Tan, B. Kroposki un B.-M. Hodge, “Grid-Following Inverters and,” *2020 Clemson University Power Systems Conference*, Clemson, USA, 2020.
- [10] M. Nedd, C. Booth un K. Bell, “Potential solutions to the challenges of low inertia power systems with a case study concerning synchronous condensers,” *52nd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Heraklion, Greece, 2017.
- [11] J. Machowski, J. W. Bialek un J. R. Bumby, *Power System Dynamics*, 2 red., John Wiley & Sons, 2008, p. 171.
- [12] A. Sauhats, A. Utans, J. Silinevics, G. Junghans un D. Guzs, “Enhancing Power System Frequency with a Novel Load Shedding Method Including Monitoring of Synchronous Condensers’ Power Injections,” *Energies*, vol. 14, iss. 5, 2021.
- [13] DNV GL, “RoCoF Alternative Solutions Technology Assessment – Final report phase 1,” 2015.
- [14] C. Payerl, «Introduction to ABB Synchronous Condenser offering – A solution to improve grid strength,” 2020. [Website]. Available: https://library.e.abb.com/public/1fb2ec9a1eb34241924f030f47048951/Syncon_webinar__2020_Dec_presented_2020DEC.pdf. [Accessed 24 July 2022].
- [15] A. Moser, *Planung und Betrieb von Elektrizitätsversorgungssystemen*, Skriptum zur Vorlesung, Aachen: IAEW, 2012, pp. 151–153.
- [16] W. Huang, J. Yu, Z. Yuan, Z. He, J. He un M. Deng, “An adaptive under-frequency optimal control strategy for power system combined pumped storage and under-frequency load shedding,” *PLOS ONE*, vol. 16, iss. 12, 2021.
- [17] AS Augstsprieguma Tīkls, Personal communication, Riga, Latvia, 2020.
- [18] ACER, “Study on the estimation of the value of lost load of Electricity supply in Europe. Final report,” ACER, Brussels, 2018.
- [19] L. Hirth, “The Merit Order Model and Marginal,” 2 September 2022. [Website]. Available: <https://neon.energy/marginal-pricing>. [Accessed 19 February 2023].
- [20] ENTSO-E, “2nd ENTSO-E Guideline For Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects,” 2018.

- [21] NordPoolSpot, “EUPHEMIA Public Description,” [Website]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/globalassets/download-center/single-day-ahead-coupling/euphemia-public-description.pdf>. [Accessed 24 August 2022].
- [22] N-Side, “Public presentation of Euphemia description and functioning,” [Website]. Available: <https://www.n-side.com/wp-content/uploads/2017/08/Euphemia-Public-Presentation.pdf>. [Accessed 23 May 2021].
- [23] European Commission, “The Baltic Power System Between East and West Interconnections, JRC Science for Policy Report,” Brussels, Belgium, 2016.
- [24] NordPoolSpot, [Website]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com>. [Accessed 15 December 2020].
- [25] G. Junghans, A. Silis, K. Marcina, K. Ertmanis, “Role of Balancing Markets in Dealing with Future Challenges of System Adequacy Caused by Energy Transmission,” *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 57, p. 48–56, 2020.
- [26] European Union, “2030 Climate & Energy Framework,” Brussels, Belgium, 2020.
- [27] AS Augstspriegum Tīkls, “MK DOD ZAĻO GAISMU AST IEGĀDĀTĪES, PĀRVALDĪTUN EKSPLOATĒT ELEKTROENERĢIJAS AKUMULĀCIJASIEKĀRTAS JEB BATERIJAS,” [Website]. Available: <https://www.ast.lv/lv/events/mk-dod-zalo-gaismu-ast-iegadaties-parvaldit-un-ekspluatet-elektroenerģijas-akumulācijas>. [Accessed 23 February 2023].
- [28] S. Kiene, O. Linkevics, K. Gicevskis, E. Groza, “Modelling of Battery Energy Storage System Providing FCR in Baltic Power System after Synchronization with the Continental Synchronous Area,” *Energies*, vol. 15, iss. 11.
- [29] D. Guzs, A. Utans, A. Sauhats, G. Junghans, J. Silinevics, “Resilience of the Baltic power system when operating in island mode,” *IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, Riga, Latvia, 2020.
- [30] A. Rubio, H. Behrends, S. Geissendorfer, K. von Maydell, C. Agert, “Determination of the Required Power Response of Inverters to Provide Fast Frequency Support in Power Systems with Low Synchronous Inertia,” *Energies*, vol. 13, iss. 816, 2020.
- [31] I. B. Sperstad, O. Wolfgang, T. I. Reigstad, G. H. Kjølle, “Probabilistic socio-economic cost assessment integrating power market and reliability analysis,” *IEEE International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Boise, ID, USA, 2018.
- [32] L. Wenyuan, RISK ASSESSMENT OF POWER SYSTEMS. Models, Methods, and Applications, JOHN WILEY & SONS INC, 2014.
- [33] A. A. Chowdhury, D. O. Koval, “Deregulated Transmission System Reliability Planning Criteria Based on Historical Equipment Performance Data,” *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 37, iss. 1, 2001.
- [34] A. A. Chowdhury, D. O. Koval, “Assessment of Transmission-Line Common-Mode, Station-Originated, and Fault-Type Forced-Outage Rates,” *IEEE Transactions on industry applications*, vol. 46, iss. 1, 2010.
- [35] Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов, Проектирование схем электроустановок., ЗАО “Издательский дом МЭИ”, 2004.
- [36] Е. Н. Ефимов, Л. В. Тимашова, Н. В. Ясинская, “ПРИЧИНЫ И ХАРАКТЕР ПОВРЕЖДАЕМОСТИ КОМПОНЕНТОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-750 кВ В 1997–2007 ГГ.,” *ЭНЕРГИЯ ЕДИНОЙ СЕТИ*, vol. 5, iss. 5, 2012.
- [37] ENTSO-E AISBL, “Nordic and Baltic Grid Disturbance Statistics 2019. Regional Group Nordic,” 22 September 2020. [Website]. Available: <https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean->

- documents/Publications/SOC/Nordic/Nordic_and_Baltic_Grid_Disturbance_Statistics_2018.pdf. [Accessed 13 July 2021].
- [38] NordPoolSpot, “Urgent Market Messages (UMM)” [Website]. Available: <https://umm.nordpoolgroup.com/>. [Accessed 25 August 2022].
- [39] R. Petrichenko, J. Kozadajevs, L. Petrichenko, A. Silis, “Reserve power estimation according to the Baltic power system 2050 development plan” *2022 IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON)*, 2022.
- [40] R. Petrichenko, A. Sauhats, K. Baltputnis, Z. Broka, L. Petrichenko, “Modelling the Future of the Baltic Energy Systems: A Green Scenario” *Latvian Journal of Physics and Technological Sciences*, sēj. 58, nr. 3, pp. 47-65, 2021.
- [41] R. Petrichenko, L. Petrichenko, O. Ozgonenel, R. Komarovs, “The assessment of long-term import-export capabilities of Baltic power system” *IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering (RTUCON)*, 2021.
- [42] ENTSO-E, “Transparency platform” [Website]. Available: <https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show>. [Accessed 19 February 2023].
- [43] SKM Market Predictor AS, “Long-Term Power Outlook 2019” [Website]. Available: <https://www.skmenergy.com/reports/long-term-power-outlook>.
- [44] Nord Pool AS, “Day-ahead market,” [Website]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/Day-ahead-market>.
- [45] L. Petrichenko, A. Sauhats, R. Petrichenko, D. Bezrukovs, “Long-Term Price Forecasting for the Cost-Benefit Analysis of Power Equipment”, 2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Riga, Latvia, 2018.
- [46] LVGMC, “LVGMC, “Latvian Environment, Geology and Meteorology Centre”” [Website]. Available: <https://videscentrs.lv/mc.lv/>.
- [47] Litgrid AB, “Scenario Building for the Evolution of Lithuanian Power Sector for 2020 – 2050,” [Website]. Available: https://lsta.lt/wp-content/uploads/2020/12/201217-Scenario-building-for-Lithuanian-electric-power-sector_final-report.pdf.
- [48] M. Neeme, “The future of the Estonian energy sector in relation to EU 2050 low carbon economy roadmap,” [Website]. Available: https://stud.epsilon.slu.se/9368/1/neeme_m_160706.pdf.
- [49] Estonian Parliament, “Resolution of the Riigikogu. General Principles of Climate Policy until 2050,” [Website]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_ee_et.pdf.
- [50] Republic of Estonia, “Estonia’s 2030 National Energy and Climate Plan (NECP 2030),” [Website]. Available: <https://faolex.fao.org/docs/pdf/est200007.pdf>.
- [51] European Commission, “European Commission, 2050 long-term strategy,” [Website]. Available: https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en#tab-0-0.
- [52] The Republic of Latvia, “Strategy of Latvia for the Achievement of Climate Neutrality by 2050,” [Website]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/lts/lts_lv_en.pdf.
- [53] Siemens Power Technologies Inc., *PSS/E-34 Program Operational Manual*, New York, NY, USA, 2019.
- [54] Operation Technology Inc., *ETAP Products & Solutions Comprehensive, Integrated Suite of Power System Software Modules from Design to Operation*, Irvine, CA, USA, 1995.



Dmitrijs Guzs dzimis 1985. gadā Jelgavā. Norvēģijas Biozinātņu universitātē ieguvis maģistra grādu energofizikā (2009), *RWTH Aachen* universitātē – maģistra grādu enerģētikā (2014). Strādājis AS "*Statkraft Energi*", "*Bayer Technology Services*" GmbH, AS "Augstsprieguma tīkls". Kopš 2022. gada strādā Baltijas PSO Reģionālajā koordinācijas centrā (RCC), ieņemot vecākā inženiera amatu. Zinātniskās intereses saistītas ar energosistēmu frekvences stabilitāti, atslodzes shēmām un energosistēmu socioekonomiskās labklājības aprēķiniem.