

RĪGAS TEHNISKĀ UNIVERSITĀTE

Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultāte

Enerģētikas institūts

Kārlis Balputnis

Doktora studiju programmas “Enerģētika un elektrotehnika” doktorants

**LĒMUMATBALSTA METODES, ALGORITMI
UN RĪKI ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS
DALĪBNIEKIEM**

Promocijas darba kopsavilkums

Zinātniskie vadītāji:

profesors *Dr. habil. sc. ing.*
ANTANS SAUHATS

asociētais profesors *Dr. sc. ing.*
OĻEGS LINKEVIČS

RTU Izdevniecība

Rīga 2020

Baltputnis, K. Lēmumatbalsta metodes, algoritmi un rīki elektroenerģijas tirgus dalībniekiem. Promocijas darba kopsavilkums. Rīga: RTU Izdevniecība, 2020. 45 lpp.

Iespiests saskaņā ar promocijas padomes “RTU P-05” 2020. gada 28. septembra lēmumu Nr. 78/20.



Šo pētījumu līdzfinansē Latvijas Republikas Ekonomikas ministrija, projekts “Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (INGRIDO)”, projekts Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0006.

<https://doi.org/10.7250/9789934225079>

ISBN 978-9934-22-506-2 (print)

ISBN 978-9934-22-507-9 (pdf)

PROMOCIJAS DARBS IZVIRZĪTS ZINĀTNES DOKTORA GRĀDA IEGŪŠANAI RĪGAS TEHNISKAJĀ UNIVERSITĀTĒ

Promocijas darbs zinātnes doktora (*Ph. D.*) grāda iegūšanai tiek publiski aizstāvēts 2020. gada 12. novembrī plkst. 13 Rīgas Tehniskās universitātes Elektrotehnikas un vides inženierzinātņu fakultātē, Āzenes ielā 12 k-1, 306. auditorijā.

OFICIĀLIE RECENZENTI

Asociētā profesore *Dr. sc. ing.* Anna Mutule,
Rīgas Tehniskā universitāte, Latvija

Vadošā plānošanas inženiere *Dr. sc. ing.* Jūlija Matevosjana,
Teksasas elektriskās drošības padome (*ERCOT*), ASV

Asociētais profesors *Dr. Audrius Jonaitis*,
Kaunas Tehnoloģiju universitāte, Lietuva

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.

Kārlis Baltputnis (paraksts)

Datums:

Promocijas darbs ir uzrakstīts angļu valodā, tajā ir ievads, četras nodaļas, secinājumi, literatūras saraksts, 62 attēli, 19 tabulu, divi pielikumi, kopā 117 lappušu. Literatūras sarakstā ir 149 nosaukumi.

SATURS

IEVADS	5
1. LIELAPJOMA ENERĢIJAS AKUMULĀCIJAS MODELĒŠANA	14
1.1. Pamatojums enerģijas akumulācijai Latvijā un Lietuvā.....	14
1.2. Lielapjoma enerģijas akumulācijas optimizācijas metodoloģija	15
1.3. Rezultāti un diskusija.....	17
1.4. Nodaļas secinājumi.....	21
2. HIDROELEKTROSTACIJU MODELĒŠANA	22
2.1. Pamatojums hidroelektrostaciju optimizācijai.....	22
2.2. HES optimizācijas modelis.....	22
2.3. Optimizācijas rezultāti.....	25
2.4. Daudzkritēriju pieeja	27
2.5. Nodaļas secinājumi.....	29
3. KOĢENERĀCIJAS STACIJU MODELĒŠANA IETEKMES UZ ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS CENU NOVĒRTĒŠANAI	30
3.1. Pamatojums koģenerācijas staciju un tirgus modelēšanai	30
3.2. Modelēšanas metodoloģija	30
3.3. Rezultāti un diskusija.....	34
3.4. Nodaļas secinājumi.....	36
4. SILTUMENERĢIJAS PIEPRASĪJUMA POGNOZĒŠANA OPTIMĀLAI TEC REŽĪMU PLĀNOŠANAI.....	37
4.1. Pamatojums pētījumiem par siltumenerģijas prognozēšanu	37
4.2. Metodoloģija.....	37
4.3. Rezultāti.....	38
4.4. Nodaļas secinājumi.....	41
SECINĀJUMI	42
IZMANTOTĀ LITERATŪRA	44

IEVADS

Promocijas darba aktualitāte

Pēdējo gadu desmitu laikā pasaules energosistēmās ir notikušas ievērojamas pārmaiņas, no centralizēti koordinētiem monopoliem attīstot liberalizētus elektroenerģijas tirgus. Uz konkurences principiem balstītie elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgi ir raisījuši vērā ņemamu interesi tādā pētniecībā, ar kuras palīdzību var uzlabot atsevišķu elektroenerģijas ražotāju īstermiņa efektivitāti, kas tiem ir ļoti svarīga, lai iegūtu pārsvaru pār konkurentiem [1].

Tomēr mūsdienās notiek vēl viena nozīmīga transformācija – energosistēmās tiek integrēti aizvien vairāk atjaunīgo energoresursu. Daudzi no šiem resursiem (piemēram, vēja un saules enerģijas) ir pārtraukumainas dabas, tāpēc parādās jaunas risināmās problēmas gan no energosistēmu operatoru, gan elektroenerģijas tirgus dalībnieku skatupunkta [2]. No vienas puses, ar pārtraukumaino resursu izstrādes prognozēm saistītās nenoteiktības ietekmē elektroenerģijas cenas [3]. Savukārt, no otras puses, šo energoavotu attīstība rada iespējas jaunu pētniecības virzienu izaugsmei, piemēram, enerģijas akumulācijas izmantošanā, elektroenerģijas ražošanas un patēriņa elastīgumā, uzlabotās prognozēšanas metodēs un pilnveidotā enerģijas sistēmu modelēšanā [4]–[6].

Taču elektroenerģijas tirgus mērķis ir nodrošināt tās lietotājiem uzticamu elektroenerģiju par viszemākajām izmaksām [7]. Šajā nolūkā pasākumus var veikt vismaz trīs dažādas dalībnieku grupas. Pirmkārt, mūsdienās elektroenerģijas lietotājiem pašiem ir ievērojami lielākas iespējas ietekmēt savas enerģijas izmaksas, izvēloties sev izdevīgāko elektroenerģijas mazumtirgotāju un tarifu plānu, veicot energoefektivitātes pasākumus un pat piedaloties dažādās pieprasījuma reakcijas programmās. Otrkārt, elektrostaciju un enerģijas uzglabāšanas iekārtu operatori var palielināt kopējo energosistēmas un tirgus efektivitāti, optimizējot savas plānošanas metodes. Visbeidzot, pat liberalizētā elektroenerģijas tirgū energosistēmu operatoriem un politikas veidotājiem ir būtiska ietekme uz elektroenerģijas tirgus darbību un to, kādu iespaidu tas atstāj uz galalietotājiem.

Šajā promocijas darbā iekļautie pētījumi attiecas uz divām minētajām dalībnieku grupām – elektroenerģijas ražošanas/uzglabāšanas operatoriem un politikas veidotājiem. Attiecībā uz pirmo ir piedāvātas un pārbaudītas metodes, algoritmi un rīki, kas ļauj optimizēt to dalību elektroenerģijas tirgū, jo īpaši ņemot vērā īpatnības, kas saistītas ar liela mēroga enerģijas uzkrāšanas tehnoloģijām (režīmu plānošana, energoietilpības izvēle) un kaskādē izvietotām hidroelektrostacijām (režīmu plānošana, hidroagregātu izvēle), kā arī siltumenerģijas pieprasījuma prognozēšanu, kas ir priekšnoteikums efektīvai koģenerācijas staciju dalībai elektroenerģijas tirgū. Attiecībā uz otro grupu, t. i., politikas veidotājiem, lēmumu pieņemšanas atbalsts tiek īstenots modelēšanas, novērtēšanas un ieteikumu veidā, ņemot vērā lielo koģenerācijas staciju ietekmi uz elektroenerģijas tirgu un no tās izrietošām iespējām mainīt valsts noteikto atbalstu šīm ražotnēm. Kopīga šo tematu iezīme ir mērķis paaugstināt elektroenerģijas tirgus darbības efektivitāti, lai arī no dažādām perspektīvām.

Jāatzīst, ka pastāv arī daudzas citas aktuālas pētniecības problēmas, kas ir būtiskas, ņemot vērā notiekošās pārmaiņas energosistēmas un tirgus darbībā, ko varētu un vajadzētu risināt.

Cita starpā šie temati ietver elastīguma tirgu izveidi un optimizēšanu inovatīviem sistēmas pakalpojumiem (piemēram, pārslodzes vadībai), iespējamo veidu kā panākt elektroenerģijas lietotāju un ražotājlietotāju aktīvu iesaisti energosistēmas balansēšanā izstrādi un novērtējumu, efektīvu un taisnīgu stimulu izveidi, lai palīdzētu ātrāk un ilgtspējīgāk pāriet uz pilnīgu atjaunīgās enerģijas izmantošanu u. tml. Dažus no šiem tematiem autors risinājis citos pētījumu projektos, kuru rezultāti nav iekļauti šajā promocijas darbā. Tomēr izraudzītie pētījuma objekti un pētniecības uzdevumi, kas tika risināti šajā pētījumā un attiecīgi iekļauti promocijas darbā, ir motivēti ar diviem galvenajiem faktoriem. Pirmkārt, autora personīgā interese par tēmu. Piemēram, darbs pie hidroelektrostaciju režīmu plānošanas ir turpinājums pētījumiem, kas sākti maģistra darba izstrādes laikā. Otrkārt, praktiski apsvērumi, pētītās tēmas pielāgojot izpēti projektiem un līgumdarbiem, ko, aktīvi iesaistot autoru, īstenoja Enerģētikas institūts. Tādējādi veikto pētījumu nozīmīgums izriet no projektu finansētāju un nozares pārstāvju interesēm.

Nemot vērā aplūkotos tematus un piedāvātos risinājumus, šis promocijas darbs iekļaujas gan starptautiskajā, gan nacionālajā pētniecības vidē enerģētikas jomā. Attiecīgi tas balstās uz un iedvesmojas gan no ārzemju, gan arī vietējo zinātnieku darbiem, tostarp tādiem pētniekiem kā *B. Zakeri, J. P. S. Catalão, H. Abgottspon, C. Johansson, H. Ferreira, A. Sauhats, O. Linkevičs, A. Mahņitko, K. Gerhards, R. Petričenko* un citiem.

Promocijas darba hipotēze, mērķis un uzdevumi

Promocijas darba hipotēze: labi funkcionējošu lēmumatbalsta metožu, algoritmu un rīku izmantošana, ko veic elektrostaciju operatori un politikas veidotāji, var palielināt ieguvumus no efektīvas elektroenerģijas tirgus darbības gan atsevišķiem tā dalībniekiem (piemēram, enerģijas uzglabāšanas un elektrostaciju operatoriem), gan galapatērētājiem kopumā.

Promocijas darba mērķis: tādu lēmumatbalsta metožu, algoritmu un rīku, kas var dot labumu elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgus dalībniekiem un elektroenerģijas gala patērētājiem, izstrāde, testēšana un piemērošana.

Promocijas darba uzdevumi:

- 1) izstrādāt un, pamatojoties uz gadījumu izpēti, testēt metodi un algoritmu optimālai lieljaudas enerģijas akumulācijas iekārtu režīmu plānošanai un lēmumatbalstam dalībai elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgū;
- 2) uzlabot un validēt algoritmu un rīku kaskādē esošu hidroelektrostaciju režīmu optimālai plānošanai, tostarp iekļaujot risinājumu hidroagregātu izvēles apakšuzdevumam un daudzkritēriju pieeju;
- 3) izstrādāt un piemērot metodi lielu koģenerācijas staciju ietekmes uz elektroenerģijas tirgus cenu novērtēšanai un izvērtējumam iespējām samazināt šādām stacijām piešķirto valsts atbalstu, tādējādi atbalstot politikas veidotāju lēmumu pieņemšanas procesu;
- 4) izstrādāt un testēt skaitļošanas resursu mazietilpīgu siltumslodzes prognozēšanas algoritmu, lai sniegtu lēmumatbalstu koģenerācijas staciju operatoriem režīmu izvēlē.

Pētījumu metodes un līdzekļi

1. Lielapjoma enerģijas akumulācijas staciju modelēšanai un optimizācijai izmantota *MATLAB* programmēšanas vide, tostarp lietojot tajā esošo rīku kopumu *Global Optimization Toolbox* un, it īpaši, *Pattern Search* algoritmu.
2. Kaskādē esošu hidroelektrostaciju modelēšanai izmantota RTU Enerģētikas institūtā ar autora līdzdalību tapusi programmatūra *OptiBidus-HES*. Rīks ir izveidots *MATLAB* vidē, tāpēc ir izmantoti tās piedāvātie papildrīki – *Statistics and Machine Learning Toolbox* (mākslīgo neironu tīklu risinājumiem) un *Optimization Toolbox* (lineārās programmēšanas un kvaziņūtona metodēm). Režīmu plānošanas optimizācijas procesa pēdējā solī autors lieto arī dinamiskās programmēšanas metodi.
3. Koģenerācijas staciju un elektroenerģijas tirgus modelēšanai lietota *Microsoft Excel* programmatūra. Tā izmantota arī korelācijas analīzes veikšanai.
4. Savukārt, veidojot algoritmu siltumslodzes prognozēšanai, izmantota multiplās lineārās regresijas metode.

Zinātniskā novitāte

Promocijas darba zinātniskā novitāte apkopojama vairākos punktos.

1. Ir izstrādāts dažādiem lietojumiem piemērots enerģijas akumulācijas stacijas režīmu plānošanas modelis. Uz *Nord Pool* tirgus Latvijas tirdzniecības apgabala datiem balstīta gadījumu izpēte parāda, ka, lai gan elektroenerģijas tirgus cenu izkliedi esošās lielapjoma enerģijas uzglabāšanas stacijas var efektīvi izmantot, tā ir drīzāk nepietiekama tādu jaunu staciju būvniecībai, kas nodarbotos tikai ar cenu svārstību izmantošanu, un būtu nepieciešami papildu ieņēmumi no citiem avotiem (piemēram, palīgpakalpojumu sniegšana pārvades sistēmas operatoriem).
2. Kaskādē esošu hidroelektrostaciju režīmu optimizācijas vairākposmu algoritms ir pilnveidots ar dinamiskās programmēšanas moduli hidroagregātu izvēlei un daudzkritēriju optimizācijas iespēju. Izstrādātais kopējais modelis un to īstenojošais rīks ir piemēroti līdzekļi arī turpmāku pētījumu veikšanai.
3. Elektroenerģijas tirgus cenu ietekmējošo faktoru un koģenerācijas staciju lomas analīze papildina esošo zinātību par valsts atbalsta ietekmi uz tirgu, apliecinot, ka atsevišķos gadījumos šāds atbalsts elektrostacijām var būt labvēlīgs elektroenerģijas galalietotājiem; tomēr arī parādot, ka to ir gan iespējams, gan nepieciešams pārskatīt.
4. Ir piedāvāts skaitļošanas resursu mazietilpīgs siltumslodzes prognozēšanas algoritms, kas ir īpaši piemērots tādiem lietojumiem, kur svarīga ātra rezultātu iegūšana. Turklāt ir testēti un novērtēti dažādi šī modeļa parametri.

Promocijas darba praktiskā nozīme

Promocijas darba izstrādes gaitā veiktie pētījumi un to rezultāti ir devuši ieguldījumu vairāku izpētes projektu realizācijā:

- valsts pētījumu programmas projekts “Energoefektīvi un oglekļa mazietilpīgi risinājumi drošai, ilgtspējīgai un klimata mainību mazinošai energoapgādei (*LATENERGI*)” (2014–2017);
- 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);
- Eiropas Savienības izpētes un inovāciju programmas “Apvārsnis 2020” projekts “PSO, SSO un lietotāju sadarbības arhitektūra inovatīvu tīkla pakalpojumu sniegšanai un energosistēmas efektivitātes uzlabošanai (*INTERFACE*)” (2019–2022).

Papildus tam autora pilnveidojumi hidroelektrostaciju režīmu optimizācijas modelim, it īpaši dinamiskās programmēšanas lietojuma ziņā, ir iekļauti *OPTIBIDUS-HES* programmatūrā, un siltumslodzes prognozēšanas algoritma versija ir iekļauta *OPTIBIDUS-TEC* programmatūrā, kuras mērķis ir lēmumatbalsta sniegšana koģenerācijas staciju operatoriem. Abi šie rīki ar autora līdzdalību izstrādāti RTU Enerģētikas institūtā elektroenerģijas ražotāja AS “Latvenergo” līgumdarba izpildē.

Visbeidzot, elektroenerģijas tirgus cenu un koģenerācijas staciju atbalsta analīze iekļauta Latvijas Republikas Ministru kabineta konceptuālajā ziņojumā “Kompleksi pasākumi elektroenerģijas tirgus attīstībai”, kurā politikas veidotāji piedāvāja dažādus variantus atbalsta maksājumu samazināšanai. Pēc ziņojuma pieņemšanas tika veiktas nozīmīgas izmaiņas jaudas maksājumu sistēmā Latvijā.

Autora personīgais ieguldījums

Enerģijas akumulācijas optimizācijas modelis tika izveidots un gadījumu izpēte veikta kopā ar profesoru A. Sauhatu, asociēto profesoru O. Linkeviču, R. Petričenko un Z. Broku. Autors piedalījās visos darba posmos, bet jo īpaši modeļa konceptualizācijā un realizācijā *MATLAB* vidē. Autors arī interpretēja un analizēja gadījumu izpētes rezultātus.

Darbu saistībā ar hidroelektrostaciju modelēšanas un optimizācijas rīku veica RTU Enerģētikas institūta komanda profesora A. Sauhata vadībā. Autors piedalījās vairākos posmos, sākot ar pirmo etapu validācijā, kā arī konceptualizēja un programmā ieviesa pēdējo posmu, kurā tiek izmantota dinamiskā programmēšana hidroagregātu izvēles uzdevuma atrisināšanai. Lielāko daļu no attiecīgajā nodaļā atainotajiem rezultātiem ieguvis pats autors ciešā sadarbībā ar R. Petričenko un Z. Broku.

Elektroenerģijas tirgus un koģenerācijas staciju modelēšana tika veikta kopā ar Z. Broku. Autors izveidoja aprēķinu modeli *Microsoft Excel* programmatūrā un veica nepieciešamos eksperimentus. Autors bija iesaistīts arī aprēķiniem vajadzīgo ieejas datu apkopošanā un simulāciju rezultātu analīzē.

Visbeidzot, darbs saistībā ar siltumslodzes prognozēšanas paņēmieni tika veikts kopā ar R. Petričenko un D. Soboļevski. Autors piedalījās visās šī pētījuma izstrādes fāzēs, bet jo īpaši pieejas konceptualizācijā, aprēķiniem nepieciešamās programmas izstrādē *MATLAB* vidē un rezultātu analīzē.

Pētījumu rezultātu aprobācija

Doktora darbā iekļautie rezultāti ir prezentēti **sešās starptautiskās zinātniskajās konferencēs.**

1. 56th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2015. gada 14. oktobrī, Rīgā, Latvijā.
2. 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES), 2016. gada 15.–17. martā, Diseldorfā, Vācijā.
3. 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC), 2016. gada 7.–10. jūnijā, Florencē, Itālijā.
4. Power Systems Computation Conference (PSCC), 2016. gada 20.–24. jūnijā, Dženovā, Itālijā.
5. 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), 2018. gada 27.–29. jūnijā, Lodzā, Polijā.
6. 6th Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), 2018. gada 8.–10. novembrī, Viļņā, Lietuvā.

Citus ar promocijas darba tēmu saistītus rezultātus autors prezentējis trīs starptautiskās zinātniskajās konferencēs.

7. 12th IEEE PES PowerTech Conference, 2017. gada 18.–22. jūnijā, Mančestrā, Lielbritānijā.
8. 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2018. gada 12.–14. novembrī, Rīgā, Latvijā.
9. 13th IEEE PES PowerTech Conference, 2019. gada 23.–27. jūnijā, Milānā, Itālijā.

Promocijas darbā iekļautie rezultāti publicēti **sešās recenzētās zinātniskajās publikācijās** (indeksācija *Scopus* un *Web of Science* (WoS) datubāzēs norādīta iekavās).

1. **Baltputnis, K.,** Sauhats, A., Linkevičs, O., Petričenko, R., Varfolomejeva, R., Broka, Z. Modeling of Water Utilization in Hydroelectric Power Plants on the Daugava River. In: *2015 56th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, Latvia, Riga, 14 October, 2015. Riga: Riga Technical University, 2015, pp. 47–52. ISBN 978-1-5090-0334-1. e-ISBN 978-1-4673-9752-0. (*Scopus*, *WoS*) doi: 10.1109/RTUCON.2015.7343135.

2. **Baltputnis, K.**, Sauhats, A., Linkevičs, O. Potential for Energy Storage in Latvian and Lithuanian Price Area in the Nord Pool Spot. In: *IRES 2016: 10th International Renewable Energy Storage Conference: Proceedings*, Germany, Düsseldorf, 15–17 March, 2016. Bonn: EUROSOLAR, 2016, pp. 1–10.
3. Sauhats, A., Petričenko, R., **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Varfolomejeva, R. A Multi-Objective Stochastic Approach to Hydroelectric Power Generation Scheduling. In: *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC 2016)*, Italy, Genoa, 20–24 June, 2016. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, pp. 56–62. ISBN 978-1-4673-8151-2. e-ISBN 978-88-941051-2-4. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/PSCC.2016.7540821.
4. **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Sauhats, A., Petričenko, R. Short-Term Optimization of Storage Power Plant Operation under Market Conditions. In: *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC 2016)*, Italy, Florence, 7–10 June, 2016. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, pp. 250–255. ISBN 978-1-5090-2321-9. e-ISBN 978-1-5090-2320-2. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEEIC.2016.7555466.
5. **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Sauhats, A. Assessing the Value of Subsidizing Large CHP Plants. In: *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM 2018)*, Poland, Lodz, 27–29 June, 2018. Piscataway: IEEE, 2018, pp. 488–492. ISBN 978-1-5386-1489-1. e-ISBN 978-1-5386-1488-4. e-ISSN 2165-4093. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEM.2018.8469816.
6. **Baltputnis, K.**, Petričenko, R., Soboļevskis, D. Heating Demand Forecasting with Multiple Regression: Model Setup and Case Study. In: *2018 IEEE 6th Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE 2018)*, Lithuania, Vilnius, 8–10 November, 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, pp. 91–95. ISBN 978-1-7281-2000-3. e-ISBN 978-1-7281-1999-1. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/AIEEE.2018.8592144.

Citi promocijas darba izstrādes laikā gūtie rezultāti publicēti 15 recenzētās zinātniskajās publikācijās (indeksācija Scopus un Web of Science (WoS) datubāzēs norādīta iekavās).

7. Sauhats, A., Petričenko, R., Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Soboļevskis, D. ANN-Based Forecasting of Hydropower Reservoir Inflow. In: *2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2016): Proceedings*, Latvia, Riga, 13–14 October, 2016. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, pp. 267–272. ISBN 978-1-5090-3732-2. e-ISBN 978-1-5090-3731-5. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/RTUCON.2016.7763129.
8. Sauhats, A., Coban, H., **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Petričenko, R., Varfolomejeva, R. Optimal Investment and Operational Planning of a Storage Power Plant. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2016, Vol. 41, Iss. 29, pp. 12443–12453. ISSN 0360-3199. (Scopus, WoS) doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.078.
9. **Baltputnis, K.**, Petričenko, R., Sauhats, A. ANN-Based City Heat Demand Forecast. In: *Proceedings of the 12th IEEE PES PowerTech Conference towards and beyond*

- Sustainable Energy Systems*, United Kingdom, Manchester, 18–22 June, 2017. Piscataway: IEEE, 2017, pp. 1–6. ISBN 978-1-5090-4238-8. e-ISBN 978-1-5090-4237-1. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/PTC.2017.7981097.
10. Sauhats, A., Kovaļenko, S., **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Zicmane, I. Impact of Smart Electric Thermal Storage on Transmission Grid Limitations. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Italy, Milan, 6–9 June, 2017. Piscataway, NJ: IEEE, 2017, pp. 258–262. ISBN 978-1-5386-3918-4. e-ISBN 978-1-5386-3917-7. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977438.
 11. Varfolomejeva, R., Makaļska, T., Petričenko, R., **Baltputnis, K.**, Sauhats, A. The Costs of Environmental Limitations of HPPs in Cascade. In: *Proceedings of the 12th IEEE PES PowerTech Conference towards and beyond Sustainable Energy Systems, United Kingdom, Manchester, 18–22 June, 2017*. Piscataway: IEEE, 2017, pp. 1–6. ISBN 978-1-5090-4238-8. e-ISBN 978-1-5090-4237-1. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/PTC.2017.7981102.
 12. Petričenko, R., **Baltputnis, K.**, Sauhats, A., Soboļevskis, D. District Heating Demand Short-Term Forecasting. In: *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Italy, Milan, 6–9 June, 2017. Piscataway, NJ: IEEE, 2017, pp. 1374–1378. ISBN 978-1-5386-3918-4. e-ISBN 978-1-5386-3917-7. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEEIC.2017.7977633.
 13. Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Sauhats, A., Sadoviča, L., Junghāns, G. Stochastic Model for Profitability Evaluation of Demand Response by Electric Thermal Storage. In: *2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2018)*, Latvia, Riga, 12–14 November, 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, pp. 449–454. ISBN 978-1-5386-6904-4. e-ISBN 978-1-5386-6903-7. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/RTUCON.2018.8659837.
 14. Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Sauhats, A., Junghāns, G., Sadoviča, L., Lavrinovičs, V. Towards Optimal Activation of Balancing Energy to Minimize Regulation from Neighboring Control Areas. In: *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM 2018)*, Poland, Lodz, 27–29 June, 2018. Piscataway: IEEE, 2018, pp. 1042–1046. ISBN 978-1-5386-1489-1. e-ISBN 978-1-5386-1488-4. e-ISSN 2165-4093. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEM.2018.8469935.
 15. Petričenko, R., **Baltputnis, K.**, Soboļevskis, D., Sauhats, A. Estimating the Costs of Operating Reserve Provision by Poundage Hydroelectric Power Plants. In: *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM 2018)*, Poland, Lodz, 27–29 June, 2018. Piscataway: IEEE, 2018, pp. 275–279. ISBN 978-1-5386-1489-1. e-ISBN 978-1-5386-1488-4. e-ISSN 2165-4093. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEM.2018.8469876.
 16. Sadoviča, L., Junghāns, G., Sauhats, A., Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Lavrinovičs, V. Case Study – Assessing Economic Potential for Demand Response in Baltic Balancing Market. In: *2018 IEEE 59th International Scientific Conference on Power and*

Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2018), Latvia, Riga, 12–14 November, 2018. Piscataway, NJ: IEEE, 2018, pp. 257–261. ISBN 978-1-5386-6904-4. e-ISBN 978-1-5386-6903-7. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/RTUCON.2018.8659901.

17. Petričenko, Ļ., Petričenko, R., Sauhats, A., **Baltputnis, K.** Avoided Costs-Based Comparison of Consumer-Scale Energy Storage Control Approaches. In: *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM 2019)*, Slovenia, Ljubljana, 18–20 September, 2019. Piscataway: IEEE, 2019, pp. 1–5. ISBN 978-1-7281-1258-9, e-ISBN 978-1-7281-1257-2, e-ISSN 2165-4093. (Scopus, WoS) doi: 10.1109/EEM.2019.8916502.
18. **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Sauhats, A. Influence of Flexibility Modeling Parameters on Residential-Scale Demand Response Assessment. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*, Italy, Milan, 23–27 June, 2019. Piscataway: IEEE, 2019, pp. 2053–2058. ISBN 978-1-5386-4723-3. e-ISBN 978-1-5386-4722-6. (Scopus) doi: 10.1109/PTC.2019.8810947.
19. Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Sauhats, A. Analysis of the Potential Benefits from Participation in Explicit and Implicit Demand Response. In: *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC 2019)*, Romania, Bukarest, 3–6 September, 2019. Piscataway: IEEE, 2019, pp. 72–76. ISBN 978-1-7281-3350-8. e-ISBN 978-1-7281-3349-2. (Scopus) doi: 10.1109/UPEC.2019.8893589.
20. Broka, Z., **Baltputnis, K.** Handling of the Rebound Effect in Independent Aggregator Framework. In: *17th International Conference on the European Energy Market (EEM 2020)*, Sweden, Stockholm, 16–18 September, 2020. Piscataway: IEEE, 2020 (*raksts pieņemts*).
21. **Baltputnis, K.**, Repo, S., Mutanen, A. The Role of TSO-DSO Coordination in Flexibility Asset Prequalification. In: *17th International Conference on the European Energy Market (EEM 2020)*, Sweden, Stockholm, 16–18 Sept., 2020. Piscataway: IEEE, 2020 (*raksts pieņemts*).

Promocijas darba tapšanas laikā publicēti arī vairāki **populārzinātniski raksti**.

1. Sauhats, A., Žalostība, D., Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Linkevičs, O., Kuņickis, M., Balodis, M., Vesperis, E. Viedā elektriskā termoakumulācija Latvijā. *Enerģija un Pasaule*, 2016, Nr. 1, 54.–59. lpp. ISSN 1407-5911.
2. Broka, Z., **Baltputnis, K.** Viedās termoakumulācijas loma elektroenerģētikā. *REA vēstnesis*, 2016, Nr. 31.
3. Kuņickis, M., Balodis, M., Sauhats, A., Žalostība, D., Broka, Z., **Baltputnis, K.**, Kozadajevs, J., Antonovs, D., Linkevičs, O. Vadāmā slodze un agregatora pakalpojumi Latvijā: uzmanību, gatavību, starts!. *Enerģija un Pasaule*, 2017, Nr. 2, 33.–39. lpp. ISSN 1407-5911.
4. **Baltputnis, K.** Elektroenerģijas akumulācijas tehnoloģijas Baltijas valstu kontekstā. *Enerģija un Pasaule*, 2017, Nr. 1, 37.–41. lpp. ISSN 1407-5911.

5. Sauhats, A., Broka, Z., Zemīte, L., **Baltputnis, K.**, Petričenko, R., Junghāns, G., Linkevičs, O., Zeltiņš, N., Varfolomejeva, R., Petričenko, L., Kozadajevs, J. RTU Enerģētikas institūta pētniekiem “Gada balva zinātnē 2017”. *Enerģija un Pasaule*, 2018, Nr. 2, 1.–6. lpp. ISSN 1407-5911.
6. **Baltputnis, K.**, Broka, Z., Zemīte, L., Sauhats, A., Dolgicērs, A., Zeltiņš, N., Kleperis, J., Dzelzītis, E., Bezrukovs, V. RTU Enerģētikas institūts kopā ar partneriem uzsācis īstenot jaunās valsts pētījumu programmas projektus. *Enerģija un Pasaule*, 2019, Nr. 2, 60.–62. lpp. ISSN 1407-5911.

Visbeidzot, daļa no promocijas darbā iekļautajiem rezultātiem ir publicēti arī **tiešsaistes materiālā**.

- Sauhats, A., **Baltputnis, K.**, Broka, Z. Elektroenerģijas cena un to ietekmējošie faktori [tiešsaistē]. Rīgas Tehniskā universitāte, 2017.
Pieejams: https://www.em.gov.lv/files/attachments/Elektroenerģijas_cenu_petijuma_nosleguma_zinojums_2017-05-31.pdf.

Promocijas darba apjoms un struktūra

Promocijas darbs ir rakstīts angļu valodā. Tajā ir četras galvenās nodaļas, 24 otrā līmeņa apakšnodaļas, 44 trešā līmeņa apakšnodaļas, secinājumi un bibliogrāfija ar 149 literatūras avotiem. Promocijas darbā ir arī 62 attēli un 19 tabulu. Promocijas darba apjoms ir 117 lappušu.

Pirmā nodaļa ir veltīta lielapjoma enerģijas akumulācijas modelēšanai. Tajā izklāstīta situācija saistībā ar enerģijas akumulāciju Latvijā un Lietuvā, raksturotas arī pašlaik pieejamās liela mēroga enerģijas akumulācijas iekārtas, kā arī pievērsta uzmanība perspektīvām nākotnes iespējām. Nodaļā aprakstīta pieeja enerģijas akumulācijas staciju modelēšanai un novērtēta enerģijas akumulācijas lietošana dažādos apstākļos, pamatojoties uz gadījumu izpēti.

Otrajā nodaļā aplūkota hidroelektrostaciju modelēšana. Tajā aprakstīts režīmu plānošanas optimizācijas vairākposmu algoritms, tā validācija un dinamiskās programmēšanas moduļa pievienošana hidroagregātu izvēles aprēķiniem. Nodaļā ietverta arī gadījuma izpēte ar modeļa papildinājumu, kurā iekļauta daudzkritēriju uzdevuma risināšanas pieeja.

Trešajā nodaļā aprakstīta koģenerācijas staciju modelēšana, lai novērtētu to ietekmi uz elektroenerģijas tirgus cenām. Tajā ir padziļināta diskusija un analīze par elektroenerģijas tirgus cenu ietekmējošiem faktoriem. Tomēr nodaļas galvenā daļa ir veltīta izmantotās metodoloģijas skaidrojumam un uz scenārijiem balstītās analīzes rezultātiem.

Ceturtnā nodaļā veltīta siltumslodzes pieprasījuma prognozēšanai. Tajā ir gan modeļa apraksts, gan veikto dažādu prognozēšanas testu rezultāti.

Darba noslēgumā tā rezultāti apkopoti **secinājumos**.

1. LIELAPJOMA ENERĢIJAS AKUMULĀCIJAS MODELĒŠANA

1.1. Pamatojums enerģijas akumulācijai Latvijā un Lietuvā

Lielākā daļa Latvijā un Lietuvā saražotās elektroenerģijas tiek pārdota *Nord Pool* tirgū. *Nord Pool* ir lielākais elektroenerģijas tirgus Eiropā; tas apvieno Ziemeļvalstu un Baltijas valstu elektroenerģijas ražotājus, tirgotājus un lietotājus [8].

Lai gan vairums *Nord Pool* apgabalu ir labi integrēti un lielas cenu atšķirības, ko izraisa nepietiekamas pārvades jaudas, ir drīzāk izņēmums nekā norma [9], situācija Latvijas (LV) un Lietuvas (LT) energosistēmās ir atšķirīga. 1.1. tabulā redzams stundu skaits gadā, kad nākamās dienas (*Elspot*) elektroenerģijas tirgus cena Latvijas tirdzniecības apgabalā ir vienāda ar cenām citos tuvējos apgabalos. Tikai pēdējos četros gados atšķirības ar SE4 (Zviedrijas dienvidi) un FI (Somija) apgabaliem ir samazinājušās, un cenas biežāk ir bijušas vienādas. Ja 2014. gadā tikai 11,14% stundu LV cena bija vienāda ar cenu SE4, tad 2019. gadā tā jau ir 59,19%. Tāpat, runājot par FI, stundu īpatsvars ar tādu pašu cenu kā LV ir pieaudzis no 23,70% 2014. gadā līdz 82,52% 2019. gadā. Tas pats attiecas uz EE (Igaunija) apgabalu – no 30,39% līdz 94,21%.

Galvenais iemesls cenu līdzības pieaugumam dažādajos apgabalos galvenokārt ir labāka energosistēmu integrācija. Īpaši jāatzīmē *NordBalt* kabeļa, kas savieno LT un SE4, nodošana ekspluatācijā 2015. gada beigās. Tomēr 1.1. tabula arī skaidri parāda, ka Latvijas un Lietuvas cenu apgabali vienmēr ir bijuši ļoti labi integrēti un aplūkotajos sešos gados cenas nekad nav bijušas atšķirīgas vairāk kā 5,87% stundu gadā.

1.1. tabula

Stundu īpatsvars ar tādu pašu nākamās dienas elektroenerģijas cenu kā Latvijā

Gads Apgabals	2014	2015	2016	2017	2018	2019
SE4	11,14%	10,88%	43,69%	66,28%	64,29%	59,19%
FI	23,70%	26,62%	62,67%	80,90%	69,00%	82,52%
EE	30,39%	33,95%	70,80%	82,04%	74,01%	94,21%
LT	99,67%	99,17%	96,51%	94,13%	97,60%	97,10%

Turklāt ierobežotās pieejas Skandināvijas tirgiem, kuros ir daudz lēto hidroenerģijas resursu, rezultātā elektroenerģijas cena Latvijā un Lietuvā pastāvīgi ir augstāka nekā citos tirdzniecības apgabalos. Abas valstis ir elektroenerģijas neto importētājas, jo īpaši kopš Ignalinas atomelektrostacijas slēgšanas 2009. gadā.

Turklāt, lai gan atšķirības starp nākamās dienas cenām dažādos tirdzniecības apgabalos gadu gaitā ir ievērojami samazinājušās, šis efekts lielā mērā ir atkarīgs no pieejamajām starpsavienojumu jaudām starp tirdzniecības apgabaliem. Ja starpsavienojumi nedarbojas vai darbojas ar samazinātu jaudu, elektroenerģijas tirgus cenas to atspoguļo krasos cenu maksimumos tad, kad ir liels pieprasījums.

Šie faktori liecina par iespējamu nepieciešamību attīstīt elektroenerģijas uzglabāšanas iespējas reģionā. Lai gan ierobežoto starpsavienojumu problēma varētu tikt vismaz daļēji mazināta, īstenojot turpmāku Baltijas energosistēmu iekļaušanos Eiropas tīklā, šī attīstība, visticamāk, tikai palielinās enerģijas akumulācijas iespēju vērtību, jo īpaši tāpēc, ka Eiropas Savienība virzās uz ekonomikas dekarbonizāciju un ievērojami palielinās atjaunīgo energoresursu īpatsvaru tās enerģijas bilanci. Iepriekš noteiktais mērķis, proti, līdz 2030. gadam vismaz 27% atjaunīgās enerģijas īpatsvars enerģijas galapatēriņā, tika pārskatīts līdz vēl vērienīgākam 32% mērķim jaunajā Atjaunojamo energoresursu direktīvā 2018. gadā [10].

Tomēr tas rada jaunus izaicinājumus energosistēmu operatoriem un tirgus dalībniekiem, jo ievērojama atjaunīgo energoavotu daļa ir pārtraukumainas dabas, piemēram, vējš, saules enerģija un zināmā mērā arī caurteces elektrostaciju hidroenerģija. Lai gan pašreizējā vēja un saules enerģijas izplatība Latvijā ir neliela, tā strauji augusi Lietuvā (2,49% no elektroenerģijas ražošanas kopapjoma 2019. gadā Latvijā [11] un 42,23% Lietuvā [12]). Ir vērojama tendence, ka reģionā palielinās pārtraukumaino atjaunīgās enerģijas tehnoloģiju izmantošana. Vēja un saules iekārtu uzstādītā jauda pēdējo desmit gadu laikā Latvijā un Lietuvā ir pieaugusi no 127 MW līdz 695 MW.

Turklāt vēl ir daudz neizmantota potenciāla. Piemēram, nesen veiktajā visaptverošajā pētījumā, kurā *Enevoldsen et al.* [13] pārbaudīja vēja enerģijas potenciālu Eiropā, tika lēsts, ka teorētiski maksimālā iespējamā uzstādītā sauszemes jauda Latvijā un Lietuvā ir attiecīgi 288 GW un 196 GW. Enerģijas akumulācijas tehnoloģijām ir liela nozīme, lai integrētu energosistēmās tādos nepastāvīgos energoavotus kā vējš un saule.

1.2. Lielapjoma enerģijas akumulācijas optimizācijas metodoloģija

Lielapjoma enerģijas akumulācijas pētījumā, kas šeit izklāstīts, slēgta cikla akumulācijas iekārtas, kas darbojas cenu arbitražas nolūkos, optimizācijas uzdevums ir aprakstīts ar nelineāru mērķfunkciju (1.1., 1.2. izteiksme) un ierobežojumiem (1.3.–1.6. izteiksme). Tiek pieņemts, ka pētāmais elektroenerģijas ražotājs ir cenu ņēmējs, un optimizācijas modelim šī cena ir eksogēna.

Mērķfunkcija:

$$f(\Delta L, c) = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M \sum_{t=1}^T (P_t \cdot c_{m,t} - |P_t| \cdot om_{var.}) \rightarrow \max, \quad (1.1.)$$

kur ΔL – akumulētās enerģijas izmaiņa, MWh;

P_t – jauda stundā t , MW;

$c_{m,t}$ – elektroenerģijas tirgus cena stundā t pie prognozes m , €/MWh;

M – prognožu skaits;

T – optimizācijas perioda garums stundās;

$om_{var.}$ – mainīgās ekspluatācijas un uzturēšanas (O&M) izmaksas;

pie

$$\begin{cases} P_t = -f(\Delta L_t) / \eta_{\text{acc}}, & \text{ja } \Delta L_t > 0 \\ P_t = -f(\Delta L_t) \eta_{\text{gen}}, & \text{ja } \Delta L_t \leq 0 \end{cases} \quad \forall t \in T, \quad (1.2.)$$

kur $f(\Delta L_t)$ – funkcija, kas saista elektroenerģijas izstrādi un izmaiņas akumulētās enerģijas apjomā (tā ir atkarīga no pētāmās tehnoloģijas un var ieviest nelinearitāti);

η_{acc} – akumulācijas efektivitāte;

η_{gen} – ģenerācijas efektivitāte;

ar ierobežojumiem

$$\sum_{t=1}^T \Delta L_t = L_T - L_0, \quad (1.3.)$$

$$-\sum_{t=1}^S \Delta L_t \leq L_0 - \underline{L}, \quad (1.4.)$$

$$\sum_{t=1}^S \Delta L_t \leq \bar{L} - L_0, \quad (1.5.)$$

$$P_t \in [\underline{P}_{\text{charg.}}, \bar{P}_{\text{charg.}}] \cup [\underline{P}_{\text{disch.}}, \bar{P}_{\text{disch.}}] \quad \forall t \in T, \quad (1.6.)$$

kur L_0 , L_T – sākotnējais un beidzamais enerģijas apjoms akumulācijas iekārtā;

$\underline{L}$, $\bar{L}$ – akumulācijas ietilpības robežas;

$S \in T$ – mainīgais, kas nepieciešams akumulācijas ietilpības robežu ievērošanai;

$\underline{P}_{\text{disch.}}$, $\bar{P}_{\text{disch.}}$ – jaudas apakšējais un augšējais ierobežojums ģenerācijas režīmā;

$\underline{P}_{\text{charg.}}$, $\bar{P}_{\text{charg.}}$ – apakšējais un augšējais jaudas ierobežojums akumulācijas režīmā (negatīvs).

1.3. izteiksmē definētais ierobežojums nodrošina, ka modelis sasniedz noteiktu iepriekš iestatīto akumulētās enerģijas līmeni optimizācijas perioda beigās. 1.4. un 1.5. ierobežojums nodrošina, ka nevienā perioda punktā netiek pārkāpti akumulācijas līmeņa ierobežojumi.

Šis modelis ir realizēts *MATLAB* programmēšanas vidē. Tā atrisināšanai tiek izmantots *pattern search* algoritms no rīkjoslas *Global Optimization Toolbox*, kas ir spējīgs atrisināt optimizācijas uzdevumus ar funkcijām, kas ir negludas vai pārtrauktas.

Papildus ieguvumiem no cenu arbitražas jānovērtē arī enerģijas akumulācijas stacijas darbība, līdzsvarojot nākamās dienas tirgū pārdotās elektroenerģijas un faktiskās vēja enerģijas ražošanas atšķirības.

Pieņemam, ka ikstundas ienākumi uzņēmumam, kas nodarbojas ar vēja enerģijas tirdzniecību, izsakāmi šādi:

$$R_t = \begin{cases} wp_{\text{real},t} \cdot c_t, & \text{ja } \Delta wp_t = 0 \\ wp_{\text{pred},t} \cdot c_t - \Delta wp_t \cdot cb_t^+, & \text{ja } \Delta wp_t > 0 \\ wp_{\text{pred},t} \cdot c_t - \Delta wp_t \cdot cb_t^-, & \text{ja } \Delta wp_t < 0 \end{cases} \quad \forall t \in [1, 24]; \quad (1.7.)$$

$$\Delta wp_t = wp_{\text{pred},t} - wp_{\text{real},t} \quad \forall t \in [1, 24], \quad (1.8.)$$

kur $wp_{\text{real},t}$ – faktiskā vēja enerģijas izstrāde, MWh;

$wp_{\text{pred},t}$ – prognozētā vēja enerģija, kas tikusi piedāvāta nākamās dienas tirgum, MWh;

Δwp_t – prognozētās un faktiskās vēja enerģijas izstrādes starpība, MWh;

cb_t^+ – negatīvā nebalansa cena, €/MWh;

cb_t^- – pozitīvā nebalansa cena, €/MWh.

Ja faktiskā elektroenerģijas izstrāde ir zemāka par plānoto, tirgotājs saņem mazāk ieņēmumu nekā plānots, un turklāt tam ir jāiegādājas balansēšanas enerģija no pārvades sistēmas operatora (PSO), t. i., jāveic nebalansa norēķins. Apgrieztā scenārija gadījumā tirgotājs pārdod PSO savu pārprodukciju par cenu, kas parasti ir zemāka nekā nākamās dienas tirgus cena.

Ja tirgotājam ir enerģijas akumulācijas iespējas, šo negatīvo efektu var mazināt:

$$P_t = \Delta wp_t \pm \Delta p_t \quad \forall t \in [1, 24], \quad (1.9.)$$

ar ierobežojumiem (1.3.–1.6. izteiksme), kur Δp_t ir galīgā novirze no nākamās dienas izstrādes plāna, kas rodas, ja citādāk tiktu pārkāpti akumulācijas ierobežojumi.

Šajā darbības stratēģijā enerģijas akumulācijas iekārtas mērķis nav izmantot nākamās dienas cenu arbitražu; tomēr tai ir periodiski jāpērk vai jāpārdod tirgū enerģija, ja vēja enerģijas prognozēšanas kļūdas lielākoties ir bijušas vienaspusējas, lai atjaunotu akumulētās enerģijas līmeni līdz aptuveni 50%. Tas jādara katru dienu, līdz iepriekšējās dienas beigām reģistrējot novirzi no vēlamā līmeņa un pārdodot šo apjomu nākamās dienas tirgū.

1.3. Rezultāti un diskusija

Gadījumizpēte: hidroakumulācijas režīmu plānošana cenu arbitražai

Modelis tiek piemērots Kroņļu HAES Lietuvā (1.2. tab.). Pieņēmumi: akumulācijas stacija strādā cenu arbitražai, uzlādes/izlādes ciklu ilgumu ierobežo tikai augšas rezervuāra ietilpība, ekspluatācijas izmaksas ir 1 €/MWh.

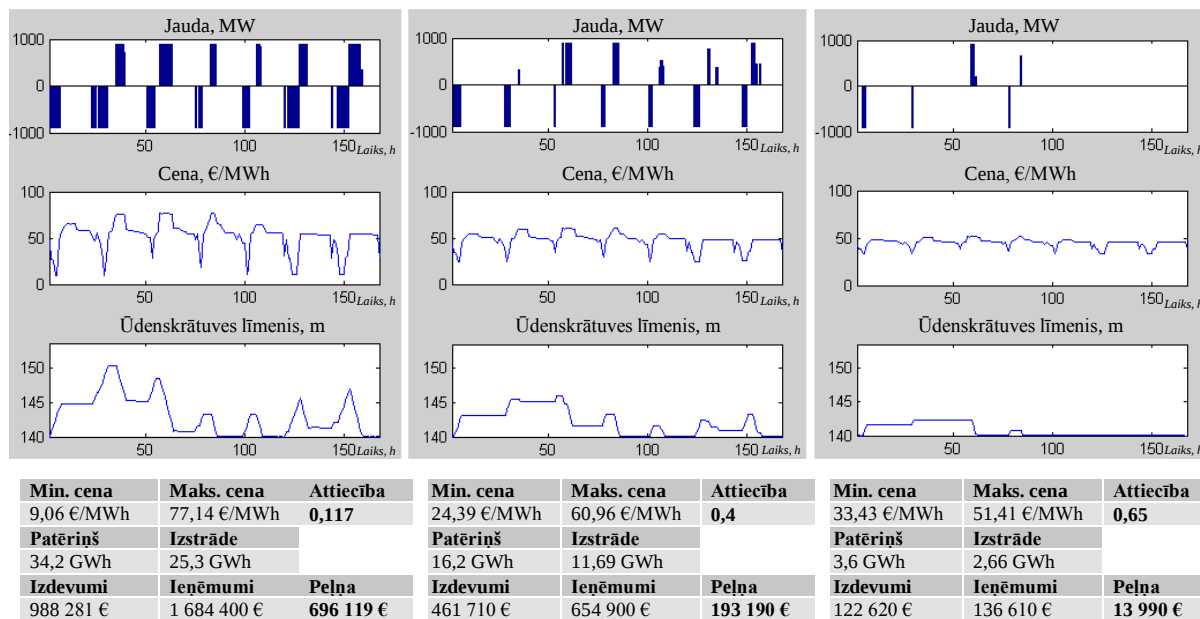
Tiek izmantots vienas nedēļas cenas profils (2015. gada 10.–16. augusts [9]). Šīs nedēļas laikā attiecība starp cenas minimumu un maksimumu bija 0,117. Tā izrādījās pietiekama darbībai ar 696 119 € peļņu (1.1. att.).

Lai novērtētu cenu izkliedes ietekmi uz HAES režīmu plānošanu, optimizācijas procedūra tika atkārtota, izmantojot cenu līknes, kas ir izlīdzinātas, lai sasniegtu 0,4 un 0,65 attiecību starp minimālo un maksimālo cenu. Samazinoties cenu izkliedei, ievērojami samazinājās HAES darbības stundu skaits. Piemēram, pēdējā gadījumā stacija strādātu tikai 7 stundas 168 stundu laikposmā. Turklāt, kā var novērtēt no 1.1. attēla datiem, samazinātā cenu starpība ievērojami iegrožo gūstamās peļņas apjomu.

1.2. tabula

Kroņu HAES tehniskie parametri

	Sūkņu režīmā	Ģenerācijas režīmā
Jauda	900 MW	900 MW
Efektivitāte	0,8	0,9
Izlāde (viens agregāts)	226 m ³ /s	189 m ³ /s
Akumulējamā ūdens apjoms	41 milj. m ³	
Maksimālais ūdenslīmenis	153,5 m	
Minimālais ūdenslīmenis	140 m	



1.1. att. Pie dažādiem cenu scenārijiem optimizēta Kroņu HAES darbība.

Kroņu HAES režīmu plānošanas optimizācijas rezultāti liecina, ka cenu profili Latvijas un Lietuvas tirdzniecības apgabalos *Nord Pool* var būt ar pietiekamu izkliedi, lai motivētu aktīvu akumulācijas stacijas darbību.

Gadījumizpēte: saspiesta gaisa akumulācijas ietilpības izvēle

Latvijā ir ģeogrāfiskas vietas, kur saspiestā gaisa enerģijas akumulācija (SGEA) var būt tehnoloģiski iespējama. Lai novērtētu avancētas adiabatiskas SGEA stacijas iespējamās ekonomiskos rādītājus, tiek izmantots tas pats modelis, bet ar citiem ieejas parametriem. Pieņemts, ka nominālā jauda ir 200 MW. Rezultāti apkopoti 1.3. tabulā.

1.3. tabula

Ģenēriskas AA-SGEA stacijas gūtā peļņa 168 stundu periodā

		Izlādes ilgums		
		4 h	8 h	12 h
Pilna cikla efekt.	0,65	106 550 €	111 790 €	111 790 €
	0,70	123 080 €	134 170 €	134 730 €
	0,75	141 270 €	157 090 €	159 870 €

Ja efektivitāte ir zemāka (0,65), akumulācijas ietilpības palielināšana maz ietekmē izstrādes grafiku un peļņu. Dubultojot krātuves ietilpību no 4 līdz 8 stundām, peļņa palielinājās tikai par 4,92%. Turpmākajam akumulācijas ietilpības pieaugumam nebija nekādas ietekmes, jo jau pie 8 stundu izlādes ilguma, tā nedēļas griezumā ne reizi netika pilnībā izmantota.

Ja pilna cikla efektivitāte ir augstāka, arī ieguvumi no pieaugošās akumulācijas ietilpības kļūst redzamāki. Ja palielinām ietilpību no 4 līdz 8 izlādes stundām, tad peļņa pieaug par 9,01% akumulācijas stacijai ar 0,70 pilna cikla efektivitāti un par 11,20% pie efektivitātes 0,75. Tomēr turpmākam pieaugumam atkal bija neliela ietekme, t. i., 0,42% un 1,77%.

Gadījumizpēte: HAES un ūdeņraža akumulācijas salīdzinājums cenu arbitražai

Aprēķinos izmantotie divu atšķirīgo tehnoloģiju parametri apkopoti 1.4. tabulā.

1.4. tabula

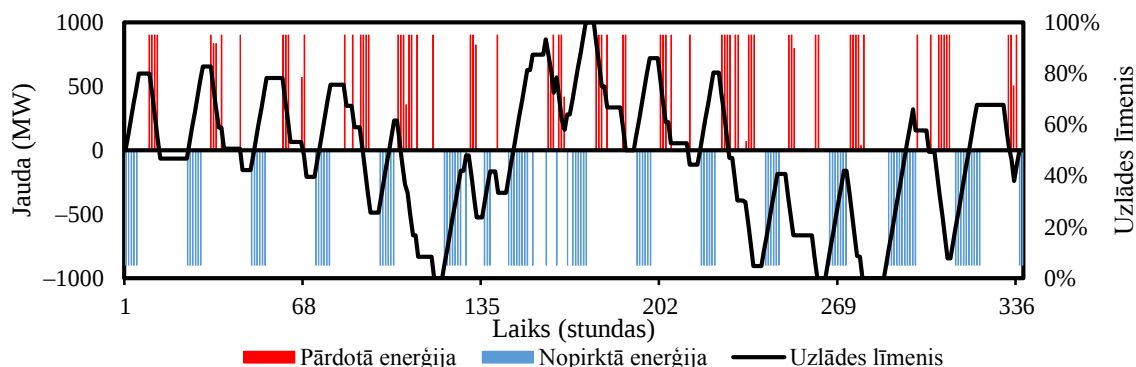
HAES un H₂ staciju parametri

Parametrs \ Tehnoloģija	HAES (lielapjoma akumulācija)	Ūdeņradis (vidēja mēroga akumulācija)
Nominālā ieejas/izejas jauda, MW	900	25
Akumulācijas/ ģenerācijas efektivitāte	0,8 (sūkņi) / 0,9 (turbīnas)	0,7 (PEM elektrolīze) / 0,6 (GT)
Akumulācijas ietilpība	10 800 MWh	600 MWh
Mainīgās O&M izmaksas	0,22 €/MWh [15]	1,7 €/MWh

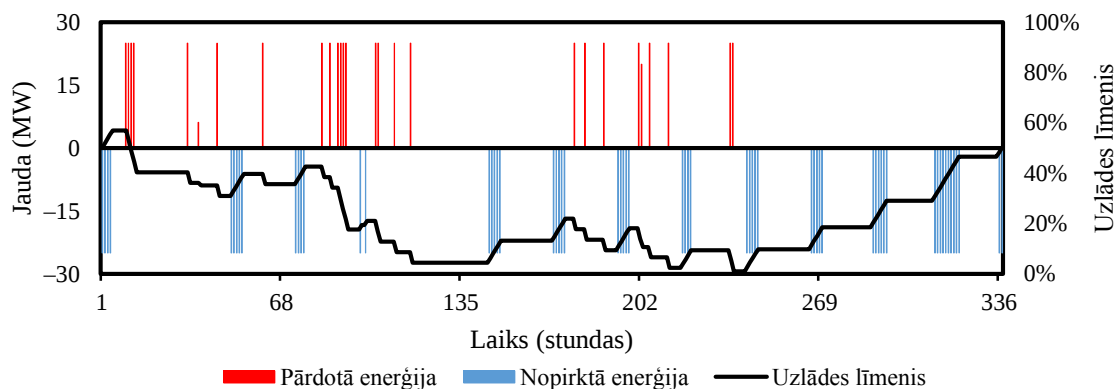
Aprēķiniem izmantotā elektroenerģijas tirgus cena ņemta no perioda no 2015. gada 21. septembra līdz 4. oktobrim [9]. Simulāciju rezultāti atainoti 1.2. un 1.3. attēlā.

Lielpajoma HAES gadījumā ienākumi no pārdotās elektroenerģijas pārsniedz iepirktās enerģijas izdevumus un mainīgās O&M izmaksas par 2,281 milj. €, savukārt vidēja mēroga ūdeņraža stacijai šī starpība ir 20 869 €. Ieņēmumi absolūtos skaitļos, protams, ir mazāki ievērojami mazākā pieņemtā ūdeņraža stacijas lieluma dēļ.

No 1.3. attēla var secināt, ka ūdeņraža stacijas izvēlēta akumulācijas ietilpība ir lielāka nekā nepieciešams, jo optimizācijas periodā uzkrātās enerģijas apjoms nekad nepārsniedz pat 60% no kopējās ietilpības. Tādējādi ierosinātais modelis patiešām ir noderīgs, novērtējot dažādus akumulācijas staciju izmērus. Šis modeļa lietojums tika pārbaudīts arī iepriekšējā gadījumizpētē par saspiegtā gaisa enerģijas akumulāciju.



1.2. att. HAES optimālais grafiks.

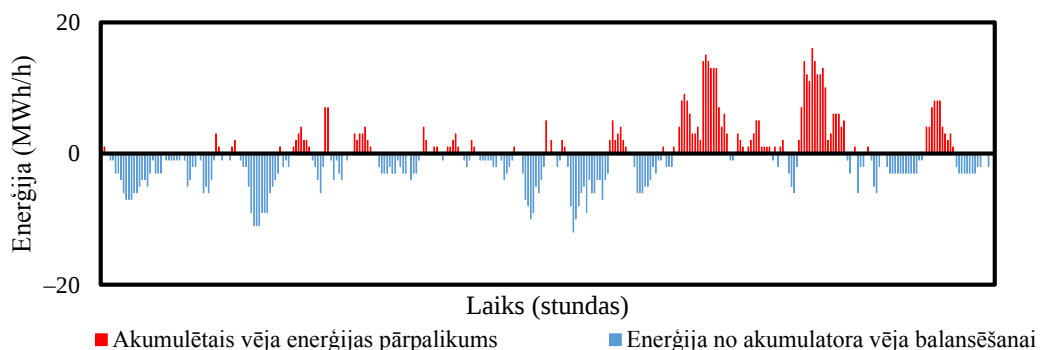


1.3. att. Ūdeņraža stacijas (elektrolīze/GT) optimālais grafiks.

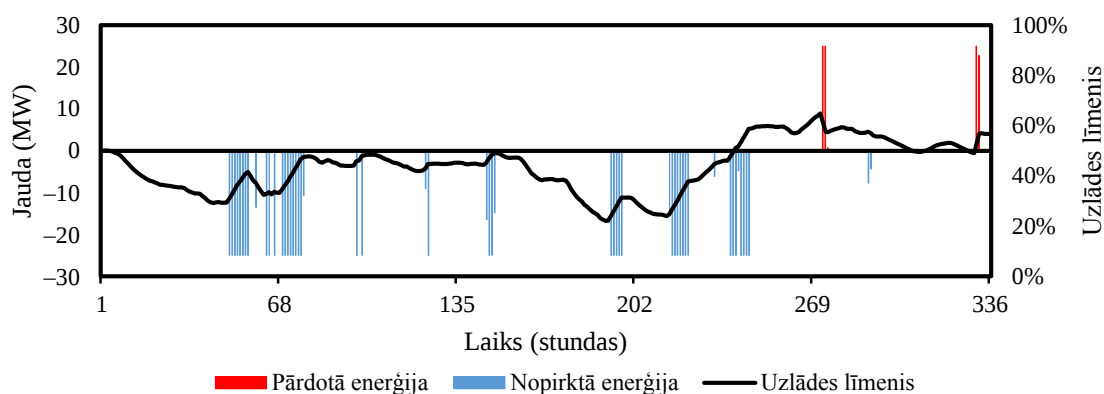
Gadījumizpēte: enerģijas akumulācijas stacijas sadarbība ar vēja parkiem

Šim nolūkam tiek izmantoti nākamās dienas tirgus un nebalansa cenas, plānotās un faktiskās vēja izstrādes dati no tā paša laika perioda kā iepriekš. Neprecīzu prognožu rezultātā tirgotājs saņem 89 183 €, un tam ir jāmaksā 29 419 € par nebalansu, bet tas arī saņem 10 840 € par pārprodukciju, kas summāri rezultējas ar 70 604 € kopējiem ieņēmumiem.

Tagad apskatām ūdeņraža akumulācijas staciju, kas darbojas saskaņoti ar vēja parku. 1.4. attēlā parādīts enerģijas daudzums, ko stacija uzglabā no pārmērīgas vēja enerģijas ražošanas un ko tā nodod tirgum, lai līdzsvarotu nepietiekamu vēja enerģijas izstrādi. 1.5. attēlā ir parādītas papildu darbības nākamās dienas tirgū, lai saglabātu akumulētās enerģijas līmeni aptuveni 50%.



1.4. att. Akumulācijas stacijas darbības vēja enerģijas izstrādes nobīžu dēļ.



1.5. att. Akumulācijas stacijas darbības nākamās dienas tirgū enerģijas līmeņa uzturēšanai.

Koordinācijas rezultātā vēja un akumulācijas stacijas saņem 122 630 € no vēja enerģijas pārdošanas nākamās dienas tirgū; tomēr 27 750 € tiek iztērēti, lai saglabātu atbilstošu enerģijas līmeni akumulācijas sistēmā, papildu 216 € ir nepieciešami, lai norēķinātos par nelielu nebalansu laikā, kad akumulācijas iespējas bija nepietiekamas, un 262 € tiek saņemti caur nebalansa norēķinu mehānismu par neakumulētu vēja enerģijas pārprodukciju, visbeidzot, 4197 € ir akumulācijas sistēmas O&M izmaksas. Kopumā neto ieņēmumi ir 92 729 €. Salīdzinot ar vēja parku darbību bez akumulācijas, to pieaugums ir 22 125 €.

Ūdeņraža akumulācijas stacijas alternatīvais ieguvums, individuāli strādājot uz nākamās dienas cenu arbitražu, bija 20 869 €, tādējādi sadarbība ar vēja parkiem varētu nodrošināt nedaudz labāku vērtību. Tomēr būtu jāveic turpmāki pētījumi, aplūkojot lielākus laika periodus, lai noteiktu šādas sinerģijas iespējamus ieguvumus staciju darbībā.

1.4. Nodaļas secinājumi

Lai gan elektroenerģijas akumulācijas tehnoloģijas, kas jau funkcionē Latvijas un Lietuvas reģionā, proti, Kroņu HAES, var efektīvi izmantot cenu starpību, kas novērojama attiecīgajā *Nord Pool* tirdzniecības apgabalā, jaunu liela mēroga projektu būvniecību kavē augstas kapitāla izmaksas, īpašas atrašanās vietas prasības un vēsturiski neliela pārtraukumaino atjaunīgo energoavotu daļa energobilancē. Tomēr tiek prognozēts, ka vēja enerģijas īpatsvars pastāvīgi palielināsies, pastiprinot svārstīgumu elektroenerģijas tirgos. Šis faktors apvienojumā ar labāku piekļuvi Ziemeļvalstu energosistēmām norāda uz atjaunotu interesi par elektroenerģijas akumulācijas attīstību reģionā.

Simulācijas, kas veiktas, izmantojot piedāvāto optimizācijas modeli, apstiprināja, ka nākamās dienas cenu profils Latvijā ir pietiekams cenu arbitražai, lai nodrošinātu pozitīvu operatīvo naudas plūsmu (t. i., izņemot kapitālizdevumus). Tas attiecas uz visām apskatītajām tehnoloģijām, tostarp ūdeņraža akumulāciju. Šī modeļa nodrošinātie rezultāti potenciāli varētu tikt izmantoti kā ievaddati, novērtējot pašreizējo akumulācijas staciju nākotnes darbību vai nosakot kapitālizdevumu maksimālo apjomu, lai sasniegtu atmaksāšanos perspektīvam jaunam akumulācijas projektam. Autors ir iekļāvis šīs pieejas pilnveidotu versiju optimālajā ieguldījumā un režīmu plānošanas metodikā, ko izstrādāja Sauhats *et al.* [16].

Attiecībā uz ūdeņraža akumulācijas modelēšanas rezultātiem, kas izklāstīti 1.3. nodaļā, sākotnēji pieņemtais ūdeņraža krātuves lielums, kas atbilst 24 stundu izlādes ilgumam, izrādījās nevajadzīgi liels darbībai nākamās dienas cenas arbitražas režīmā, jo pētītajā laika posmā uzlādes stāvoklis nepārsniedza pat 60% no pieejamās akumulācijas ietilpības.

Visbeidzot, tika konstatēts, ka vēja elektrostaciju un akumulācijas staciju koordinēta dalība nākamās dienas tirgū ir izdevīga gan vēja enerģijas tirgotājiem, gan akumulācijas staciju operatoriem. Apskatītajā periodā šī sadarbība nodrošināja nedaudz labākus neto ieņēmumus nekā tad, ja akumulācijas iekārta būtu darbojusies neatkarīgi. Turklāt tas sniedz papildu ieguvumus videi un sabiedrībai, izvairoties no vēja enerģijas izstrādes ierobežošanas un maksimāli izmantojot pieejamo atjaunīgo enerģiju.

2. HIDROELEKTROSTACIJU MODELĒŠANA

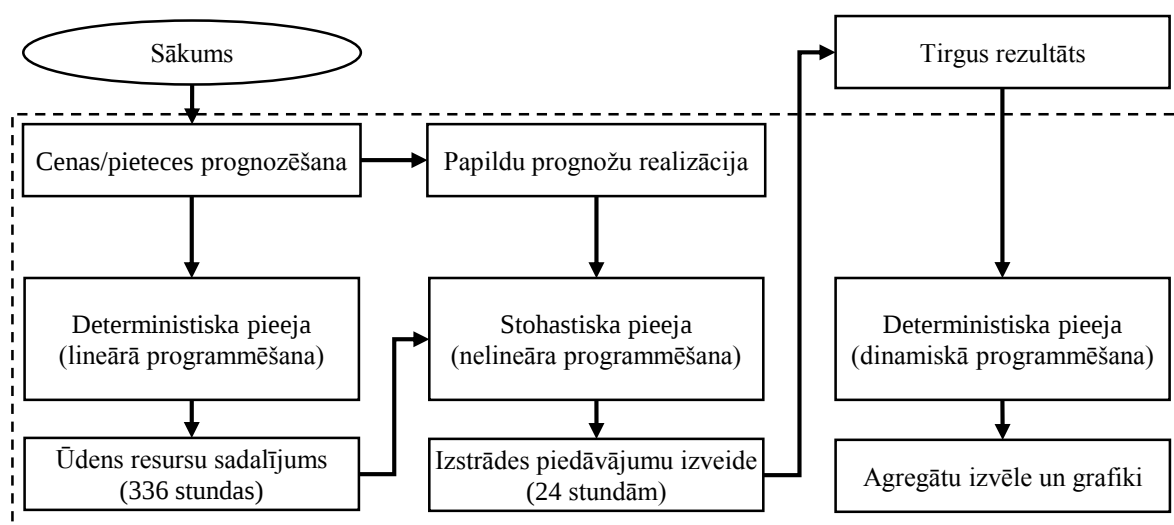
2.1. Pamatojums hidroelektrostaciju optimizācijai

Hidroelektrostaciju (HES) režīmu plānošana, tām piedaloties elektroenerģijas tirgū, ir sarežģīts uzdevums, jo pastāv daudzas nenoteiktības, jo īpaši attiecībā uz ūdens pieteci un elektroenerģijas cenu. Matemātiskās optimizācijas modeļu izstrādē svarīgs faktors ir to ieviešanas vieglums un īpatnības, kas saistītas ar konkrēto HES sistēmu. Lai matemātiskais modelis būtu ar praktisku jēgu, tas ir jāīsteno reālā programmatūrā. Tomēr, ievērojot vides aizsardzības ierobežojumus, šī uzdevuma sarežģītība palielinās. Šādus ierobežojumus neņemot vērā nedrīkst, tāpēc ir jāizdara citi pieņēmumi, lai optimizācijas uzdevums būtu izskaitļojams un efektīvs ikdienas aprēķiniem.

Gadījumizpēte šajā nodaļā ir veikta atbilstoši triju Daugavas HES parametriem. Sākotnēji šis uzdevums bija saistīts ar Daugavas HES īpašnieku un operatoru interesi optimizēt šo elektrostaciju grafiku pēc tirgus principiem, bet kopš tā laika tas ir attīstījies, pateicoties arī akadēmiskām pētniecības interesēm.

2.2. HES optimizācijas modelis

HES režīmu izvēles uzdevums ir sadalīts vairākos apakšuzdevumos. Pirmajā posmā tiek veikta vienkāršota deterministiska lineāra optimizācija ūdens resursu sadalījumam 14 dienu ilgā plānošanas periodā, lai noteiktu vēlamo ūdenskrātuves līmeni pirmās dienas beigās. To izmanto kā ieejas lielumu otrajā posmā, kas ir stohastiska nelineāra optimizācija, pamatojoties uz 2.1.–2.5. vienādojumu. Nelineārās programmēšanas uzdevuma risināšanai izvēlēta kvaziņūtona metode. Rezultāts ir solījumu stratēģija nākamās dienas tirgū. Šajā pētījumā tirgus rezultāti ir simulēti, lai varētu validēt arī trešo un pēdējo optimizācijas posmu. Kopīgais algoritms ir redzams 2.1. attēlā.



2.1. att. Kopējā optimizācijas modeļa struktūra.

Tiek pieņemts, ka ražotājs savu piedāvājumu tirgū iesniegs ar trim cenu soļiem. Attiecīgi, dekomponētā optimizācijas uzdevuma pirmie divi posmi tiek atkārtoti trīs reizes trim dažādiem cenu scenārijiem – normālai (prognozētai), zelai un augstai cenai. Abiem pēdējiem scenārijiem ir tāds pats profils kā pirmajam, taču mērogots uz attiecīgi 75% un 125%. Operators par konkrētu hidroagregātu darbību lemj tad, kad tirgus posms ir noslēdzies un zināms pārdotās enerģijas apjoms katrā stundā. Optimālā hidroagregātu izstrādes grafika izvēle ir pēdējais posms optimizācijas procedūrā; tam izmanto deterministisku dinamisko programmēšanu (DP).

Nākamās dienas solījumu veikšanas stratēģijas stohastiskās nelineārās optimizācijas mērķfunkcija ir dienas peļņas matemātiskās cerības maksimizācija izteikta kā:

$$E(PF) = \sum_{n=1}^N \frac{f_n}{R} \rightarrow \max, \quad (2.1.)$$

kur

$$f_n = \sum_{r=1}^R \sum_{t=1}^T g \cdot \eta_{\text{turb},n} \cdot \eta_{\text{gen},n} \cdot H_{n,r,t} \cdot v_{n,t} \cdot c_{r,t}, \quad (2.2.)$$

$$v_{n,t} = S_n \cdot \frac{\Delta L_{n,t}}{\tau_n}. \quad (2.3.)$$

Kad $n = 1$:

$$H_{n,r,t} = L_{n,r,t}^{\text{up}} - L_{n,r,t}^{\text{down}} - \Delta L_{n,t} + k_n \cdot w_{n,r,t}. \quad (2.4.)$$

Kad $n = \{2, N\}$:

$$H_{n,r,t} = L_{n,r,t}^{\text{up}} - L_{n,r,t}^{\text{down}} - \Delta L_{n,t} + k_n \cdot w_n^{\text{lateral}} + b_n \cdot \Delta L_{n-1,t-1} \quad (2.5.)$$

ar ierobežojumiem

$$\overline{L_n^{\text{up}}} \leq L_{n,r,t}^{\text{up}} \leq \underline{L_n^{\text{up}}}, \quad (2.6.)$$

$$\overline{L_n^{\text{down}}} \leq L_{n,r,t}^{\text{down}} \leq \underline{L_n^{\text{down}}}, \quad (2.7.)$$

$$\Delta L_{n,t} \leq \overline{\Delta L_n}, \quad (2.8.)$$

$$\sum_{t=1}^s \Delta L_{n,t} \leq \Delta L_{n,24\text{-h max}}, \quad \forall s \in [1, t], \quad (2.9.)$$

kur n , N – HES indekss kaskāde;

r , R – cenas vai ūdens pieteces prognozes indekss;

g – brīvās krišanas paātrinājums ($9,81 \text{ m/s}^2$);

$\eta_{\text{turb},n}$ – mehāniskā efektivitāte;

$\eta_{\text{gen},n}$ – ģeneratoru efektivitāte;

S_n – n HES rezervuāra virsmas laukums, m^2 ;

τ_n – eksperimentāla konstante, kas saista ūdens caurteci un ūdenslīmeni, $1/\text{s}$;

w_n^{lateral} – papildu pietece leļpus rezervuāros, m^3/h ;
 k_n – koeficients, kas saista ūdens pieteci un ūdenslīmeni rezervuārā, s/m^2 ;
 b_n – koeficients, kas saista caurteci augšpus rezervuārā ar ūdenslīmeni leļpus rezervuārā;
 $H_{n,r,t}$ – spiedienaugstums, m ;
 $v_{n,t}$ – ūdens caurtece, m^3/s ;
 $w_{n,r,t}$ – ūdens pietece pašā augšējā rezervuārā, m^3/s ;
 $L_{n,r,t}^{\text{up}}, L_{n,r,t}^{\text{down}}$ – ūdenslīmenis augšas un lejas bjefos stundas sākumā, m ;
 $\overline{L_n^{\text{up}}}, \underline{L_n^{\text{up}}}, \overline{L_n^{\text{down}}}, \underline{L_n^{\text{down}}}$ – augšējās un apakšējās ūdenslīmeņa robežas augšas un lejas bjefos, m ;
 $\Delta L_{n,t}$ – izmaiņas augšas bjefa ūdenslīmenī elektroenerģijas izstrādes dēļ, m ;
 ΔL_n – maksimālais ūdenslīmeņa kritums stundas laikā, m ;
 $\Delta L_{n,24\text{-h max}}$ – maksimālais ūdenslīmeņa kritums 24 stundu laikā, m .

Nelinearitāte šeit ieviesta, lai ievērotu HES izstrādātās elektroenerģijas atkarību no spiedienaugstuma $H_{n,r,t}$. Šajā posmā rezervuāri joprojām tiek modelēti lineāri atbilstoši 2.3. izteiksmei. Precīzāks rezervuāru raksturojums tiek izmantots pēdējā optimizācijas posmā. 2.6. un 2.7. vienādojums atspoguļo augšējos un apakšējos rezervuāru ūdenslīmeņa ierobežojumus, kas parasti noteikti vides atļaujā, kas izsniegta konkrētā HES darbībai. 2.8. izteiksme ierobežo maksimālās pieļaujamās ūdenslīmeņa izmaiņas vienas stundas laikā un 2.9. izteiksme – maksimālās pieļaujamās izmaiņas ūdenslīmenī 24 stundu laikā. Funkcija f_n 2.1. un 2.2. izteiksmē raksturo summāro peļņu, kas iegūta n HES pie visām cenu prognozēm. Lai atrastu matemātisko cerību, šī summa tiek dalīta ar kopējo realizāciju skaitu R . Optimizācijas mainīgais ir ūdens līmeņa izmaiņas katrā rezervuārā ($\Delta L_{n,t}$). Optimizācijas procedūras rezultāts nodrošina stratēģiju dalībai nākamās dienas tirgū, kas ietver kopējo stundas enerģijas izstrādi par noteiktu cenu, lai HES kaskāde varētu maksimizēt savu peļņu.

Acīmredzami, agregātu izvēles apakšuzdevuma mērķfunkcija (2.10. izteiksme) ir aditīva. Tas dod iespēju risināt to ar DP, lai nebūtu jāveic pilna pārlase. Šī mērķfunkcija ir ikstundas summārās ūdens caurteces minimizācija:

$$v_{t\Sigma} = \sum_{i=1}^I v_{i,t} \rightarrow \min \quad (2.10.)$$

ar ierobežojumiem

$$\sum_{i=1}^I p_{i,t} \leq p_{t\Sigma}, \quad (2.11.)$$

$$p_{i,t} \in [0] \cup [\underline{p}_i, \bar{p}_i] \quad \forall t \in T, \quad (2.12.)$$

kur $v_{t\Sigma}$ – summārā caurtece visos agregātos laika posmā t , m^3/s ;

$p_{t\Sigma}$ – summārā jauda visos agregātos laika posmā t , MW ;

$\underline{p}_i, \bar{p}_i$ – hidroagregāta i apakšējais un augšējais jaudas ierobežojums, MW .

2.11. izteiksme nav vienādība, jo šajā posmā hidroagregāti tiek modelēti ar lielāku precizitāti un iepriekšējā posma rezultāts var nebūt iespējams atsevišķu agregātu darbības zonu dēļ. Tādējādi konkrētajā HES saražojamo jaudu var samazināt, lai ņemtu vērā visus ierobežojumus. 2.12. izteiksme parāda, ka katra konkrēta hidroagregāta jaudai ir vai nu jāiekļaujas tā darbības zonā, kas noteikta ar augšējo un apakšējo ierobežojumu, vai arī tas nedrīkst darboties vispār, t. i., tā jauda ir nulle. Turklāt šajā, pēdējā, optimizācijas posmā jāievēro arī iepriekš 2.6.–2.9. izteiksmē aprakstītie ierobežojumi, lai ievērotu katram HES un to rezervuāriem noteiktās vides aizsardzības prasības.

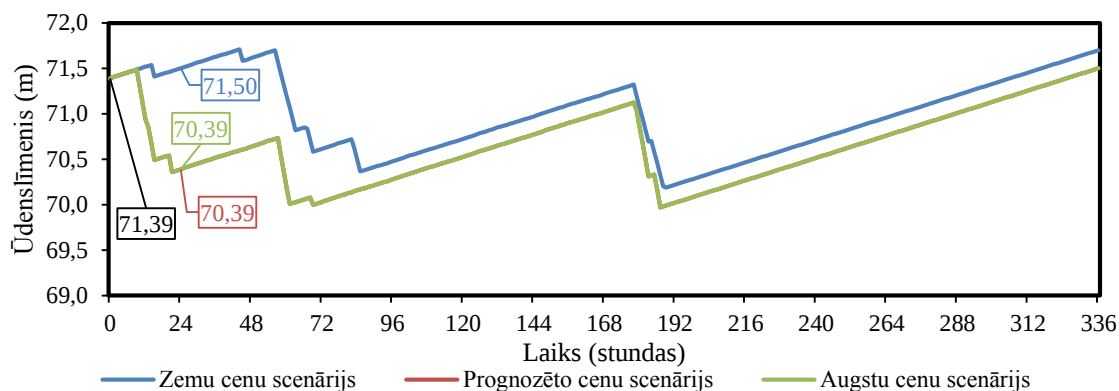
Līdz ar katra kaskādē esošā hidroagregāta jaudas grafiku pa stundām DP modulis izveda arī precizētas visu ūdenskrātuvju līmeņa izmaiņu vērtības dienas laikā. Tas ir saistīts ar to, ka šajā posmā gan hidroagregātiem, gan rezervuāriem tiek izmantots precīzāks matemātiskais attēlojums – faktiskās spiedienaugstuma, caurteces un jaudas raksturlīknes agregātiem, kā arī ūdenslīmeņa un caurteces attiecību raksturlīknes rezervuāriem.

2.3. Optimizācijas rezultāti

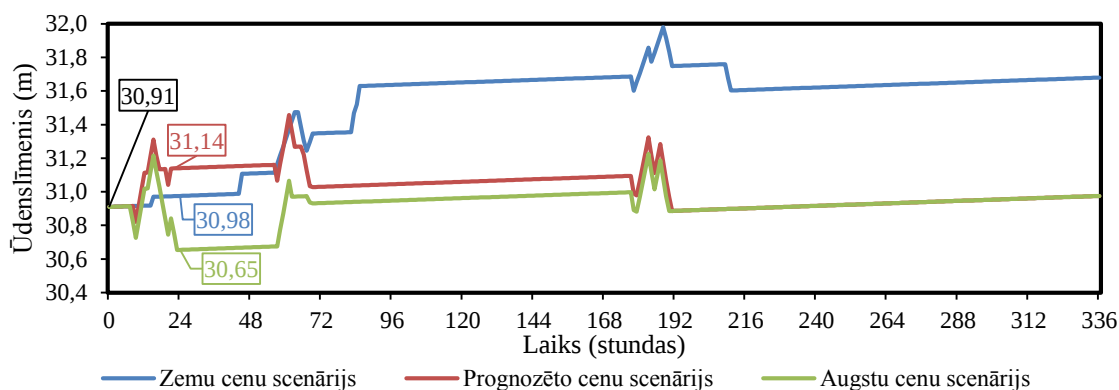
Lineārā optimizācija

Kaskādē esošu HES ar vidēja lieluma rezervuāriem optimizācijas modelis tiek testēts, ar pilnu aprēķinu ciklu izejot cauri visiem tā posmiem, kā ieejas datus izmantojot sākotnējo faktisko ūdenslīmeni 2015. gada 25. septembrī, kā arī iepriekšējus cenas un pieteces datus.

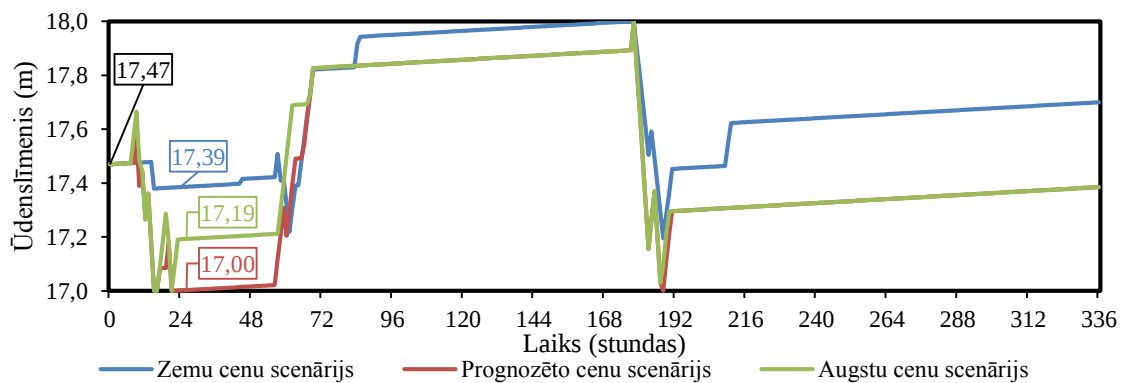
2.2.–2.4. attēls ataino ūdens resursa sadalījumu katrā HES katrā no scenārijiem.



2.2. att. Ikstundas ūdenslīmenis Pļaviņu HES augšas bjefā trijos cenu scenārijos.



2.3. att. Ikstundas ūdenslīmenis Ķeguma HES augšas bjefā trijos cenu scenārijos.



2.4. att. Ikstundas ūdenslīmenis Rīgas HES augšas bjefā trijos cenu scenārijos.

Pļaviņu HES jau ir sasniedzis savu diennakts nostrādes ierobežojumu (1 m) *Prognozēto cenu* scenārijā nākamās dienas (pirmā 24 stundu perioda) beigās. Tādējādi HES nevar strādāt ar lielāku jaudu *Augstu cenu* scenārijā, un abas trajektorijas ir vienādas. *Prognozēto* un *Augstu cenu* scenāriju trajektorijas saplūst arī attiecībā uz divām pārējām HES, bet tas notiek ievērojami vēlāk divu nedēļu laikā, un pirmo 24 stundu rezultāti atšķiras.

Lai gan *Augstu cenu* scenārijā Ķeguma HES rezervuārs tiek iztukšots vairāk nekā *Prognozēto cenu* scenārijā (30,65 m un 30,98 m ūdenslīmenis nākamās dienas beigās), pretēji ir Rīgas HES (attiecīgi 17,19 m un 17,00 m). Tas ir saistīts ar caurteci augšteces rezervuāros, kas ar nelielu aizkavēšanos paaugstina līmeni lejteces rezervuārā.

Optimizētie rezervuāru līmeņi ievēro minimālos un maksimālos ierobežojumus. Ne Pļaviņu, ne Ķeguma HES divu nedēļu laikā nenasniedz nevienu no ierobežojumiem. Taču Rīgas HES, kur rezervuāra līmenī ir vismazākais darbības diapazons, tiek aktivizēti gan augšējie, gan apakšējie ierobežojumi. Tas attiecas arī uz *Prognozēto cenu* scenāriju nākamās dienas beigās, kad līmenis sasniedz minimālo – 17 m. Būs svarīgi redzēt, kā šis ierobežojums ietekmē rezultātus, kad tiek lietots precīzākais nelineārais modelis.

Nelineārā optimizācija

Nelineārās optimizācijas rezultāti *Zemu*, *Prognozēto* un *Augstu cenu* scenārijiem apkopoti 2.1. tabulā.

2.1. tabula

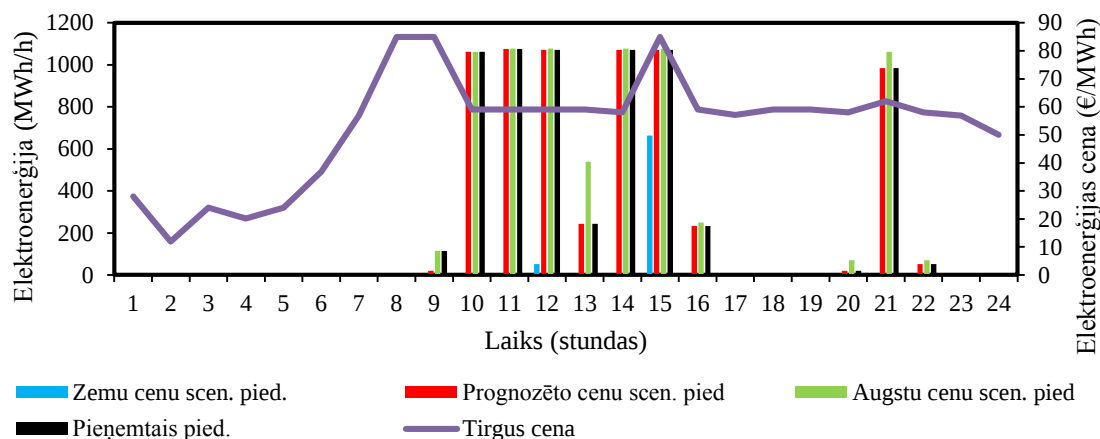
Nelineārās optimizācijas rezultātu apkopojums

	Elektroenerģija, MWh			Ūdenslīmenis 24 h perioda beigās, m		
	Pļaviņu HES	Ķeguma HES	Rīgas HES	Pļaviņu HES	Ķeguma HES	Rīgas HES
Zemu cenu (75%) scenārijs	364,00	95,00	255,00	71,56	30,96	17,39
Prognozēto cenu (100%) scenārijs	3780,00	1065,50	2055,00	70,39	31,07	17,03
Augstu cenu (125%) scenārijs	3870,00	1357,50	2253,00	70,35	30,70	17,16

Galīgie rezervuāru līmeņi ir veiksmīgi pārnesti no lineārā uz nelineāro modeli. Nelineārās programmēšanas rezultāta novirzes no iepriekšējā posmā noteiktā ir no $-0,07$ m līdz $0,06$ m. Kopējās saražotās enerģijas apjoms abos modeļos tomēr ievērojami atšķiras, norādot, ka lineārā modeļa aprēķinātajai elektroenerģijas ražošanai ir nozīme izstrādes profila ziņā, bet ne absolūtās vērtībās, jo HES nostrādes un rezervuāru nelinearitāte ir vērā ņemama.

Agregātu izvēle un režīmu plānošana

Summārie ikstundas piedāvājumi un rezultējošais izstrādes grafiks apkopots 2.5. attēlā.



2.5. att. Solījumi un pieņemtais izstrādes grafiks.

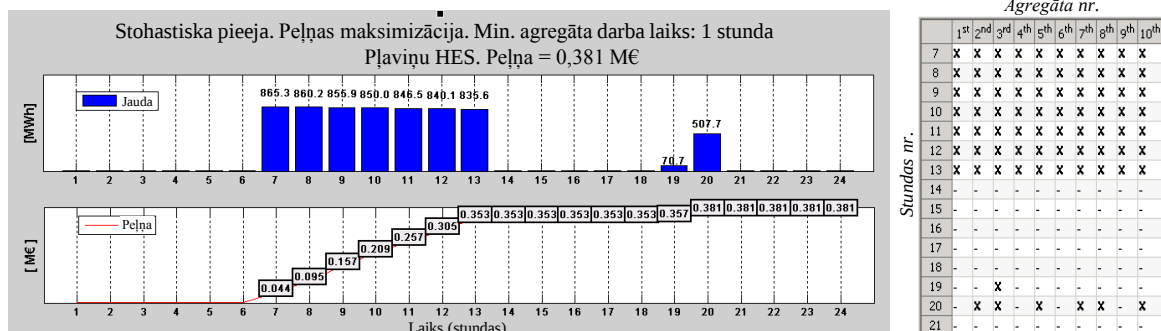
Pieņemtie piedāvājumi atainoti melnā krāsā. Neviens piedāvājums no *Zemu cenu scenārija* nav pieņemts, taču ir akceptēti desmit piedāvājumi no *Prognozēto* un viens no *Augstu cenu scenārija*. Kopumā tirgus cena bija atbilstoša 15 stundām no *Prognozēto* un deviņām no *Augstu cenu scenārija*.

2.4. Daudzkritēriju pieeja

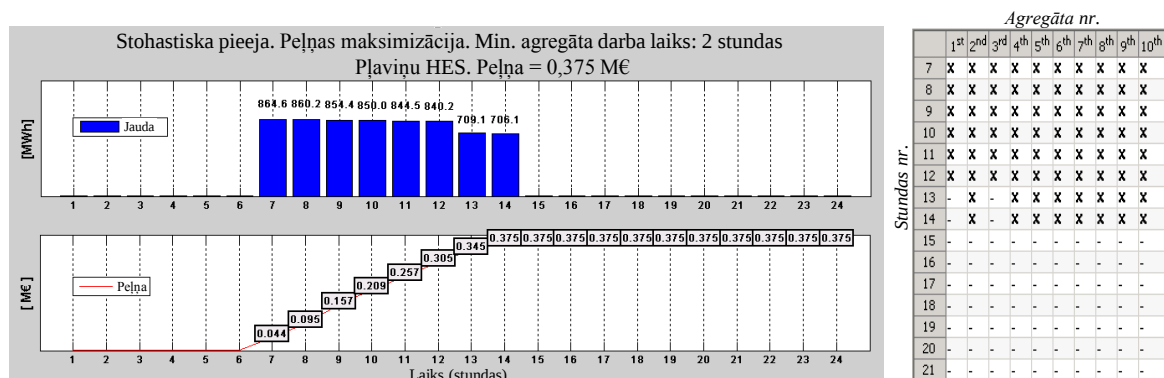
Lielākajā daļā reālo uzdevumu ir vairāki mērķi (nereti konfliktējoši), kas ir jāņem vērā, tādējādi novedot pie daudzkritēriju optimizācijas. Pieņemams risinājums daudzkritēriju uzdevumam ir efektīvs (nemazvērtīgāks vai Pareto optimāls), ja nav iespējams uzlabot kādu no mērķiem, nepasliktinot citus. Efektīvā kopa (zināma arī kā Pareto fronte vai kompromisa līkne) atspoguļo efektīvu risinājumu vērtības [17].

Attiecīgi, iepriekš aprakstītais kaskādē esošu HES vairākposmu optimizācijas rīks tiek papildināts ar papildu funkcionalitāti, iekļaujot papildu apakšmērķi – palaišanas un izslēgšanas gadījumu skaita samazināšanu. Daudzkritēriju uzdevuma risinājums tiek nodrošināts kā Pareto optimālā kopa, atstājot galīgo izvēli HES operatoru ziņā. Modelī agregātu palaišanu skaits tiek samazināts, ierobežojot to minimālo darbības laiku līdz attiecīgi vienai, divām un trim stundām, līdz ar to hidroagregātu izvēle tiek pārplānota, saglabājot peļņas maksimizācijas mērķi.

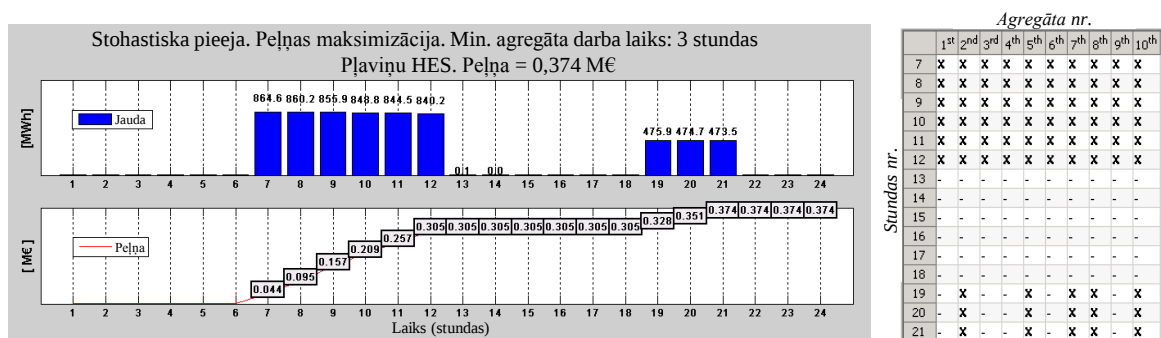
Lai pārbaudītu pievienoto daudzkritēriju funkcionalitāti, gadījumizpēte balstās uz vienu HES, proti, Pļaviņu HES. 2.6.–2.8. attēlā HES grafiks ir atainots gan summāri, gan pa agregātiem, lai ilustrētu pievienotā ierobežojuma ietekmi.



2.6. att. HES režīms ar vienas stundas ierobežojumu (A).

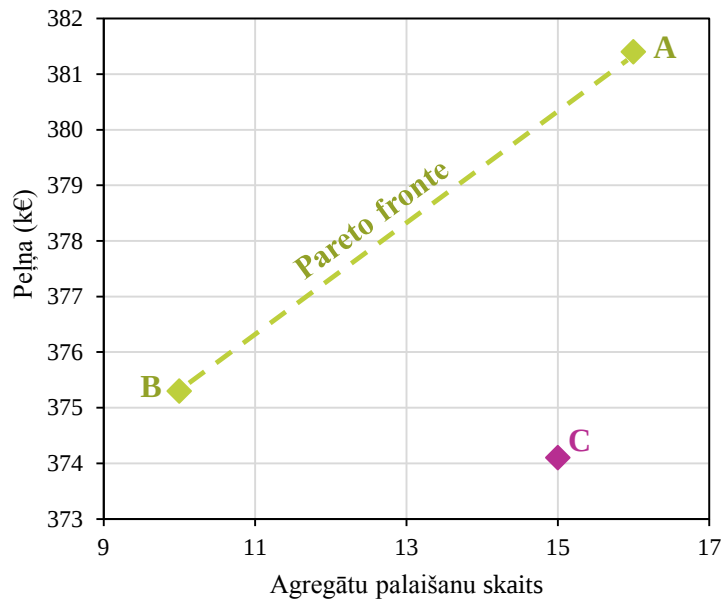


2.7. att. HES režīms ar divu stundu ierobežojumu (B).



2.8. att. HES režīms ar trīs stundu ierobežojumu (C).

Grafiki kreisajā pusē parāda elektroenerģijas izstrādi pa stundām un kumulatīvo peļņu; tabulas labajā pusē norāda, kuri agregāti darbojas katrā stundā. Hidroagregāti darbojas tikai daļu dienas, ņemot vērā pieejamo ūdens daudzumu. Salīdzinot visus trīs izstrādes grafikus, peļņas maksimālā starpība ir aptuveni 7000 €, bet palaišanu skaits ir no 10 līdz 16. Gūtie rezultāti ļauj konstruēt Pareto fronti (2.9. att.).



2.9. att. Gadījumizpētes risinājumu Pareto optimālā kopa.

2.5. Nodaļas secinājumi

Šajā nodaļā sniegts ieskats praktiski lietojamā stohastiskās optimizācijas rīkā, kas aprēķina uz peļņu balstītu kaskādē esošu HES dienas un stundas grafikus, turklāt modeļa galarezultāts ir katra konkrētā hidroagregāta izstrādes grafiks. Optimizācijas uzdevums ir sastādīts un atrisināts atbilstoši uz konkurenci vērstai elektroenerģijas tirgus struktūrai. Turklāt modelis ir īpaši piemērots HES ar vidēja lieluma rezervuāriem. Tāpēc optimizācijas uzdevuma pirmais posms tiek atrisināts divu nedēļu periodam, aizvien palielinot matemātiskā uzdevuma sarežģītību un modeļa precizitāti katrā nākamajā posmā.

Autors ir devis ieguldījumu visās modeļa izstrādes fāzēs, bet jo īpaši attiecībā uz pēdējo optimizācijas posmu – agregātu izvēli, izmantojot dinamisko programmēšanu. Tas attiecas gan uz teorētiskā modeļa sastādīšanu, gan tā integrēšanu kopējā programmatūras rīkā, kā arī detalizētu rezervuāru un agregātu raksturlīkņu iestrādi modelī.

Turklāt HES režīmu plānošanas optimizācijas rīkam ir papildus pievienota daudzkritēriju pieeja – spēja ņemt vērā arī agregātu palaišanas skaitu līdztekus galvenajam mērķim (peļņas maksimizēšanai), izmantojot Pareto optimālo risinājumu kopu.

Papildu modeļa praktiskai lietojamībai HES režīmu plānošanā to var izmantot arī pētniecības nolūkos, iekļaujot to lielākos energosistēmu modeļos vai, ieviešot dažas modifikācijas, novērtējot rezervju nodrošināšanas iespējas, vēja enerģijas balansēšanu vai ūdens vērtību.

3. KOĢENERĀCIJAS STACIJU MODELĒŠANA IETEKMES UZ ELEKTROENERĢIJAS TIRGUS CENU NOVĒRTĒŠANAI

3.1. Pamatojums koģenerācijas staciju un tirgus modelēšanai

Latvijā atbalstu atjaunīgajiem energoresursiem un koģenerācijai lielākoties sedz visi elektroenerģijas galalietotāji ar papildu nodevu savā rēķinā. Līdz 2017. gadam tas radīja salīdzinoši lielu izmaksu slogu lietotājiem [18], un rezultātā elektroenerģijas gala cena bija nekonkurētspējīga, salīdzinot ar citām reģiona valstīm [19]. Tas līdz ar sabiedrības spiedienu piespieda Latvijas Ekonomikas ministriju pārdomāt atbalsta apjomu. Tas kalpoja par galveno motivāciju šajā promocijas darba nodaļā izklāstītajam pētījumam. Šeit aprakstītais darbs tika veikts 2017. gada pirmajā pusē. Tāpēc jāatzīmē, ka šajā nodaļā izmantotie ievaddati, prognozes un pieņēmumi balstīti uz informāciju un datiem, kas bija pieejami tolaik.

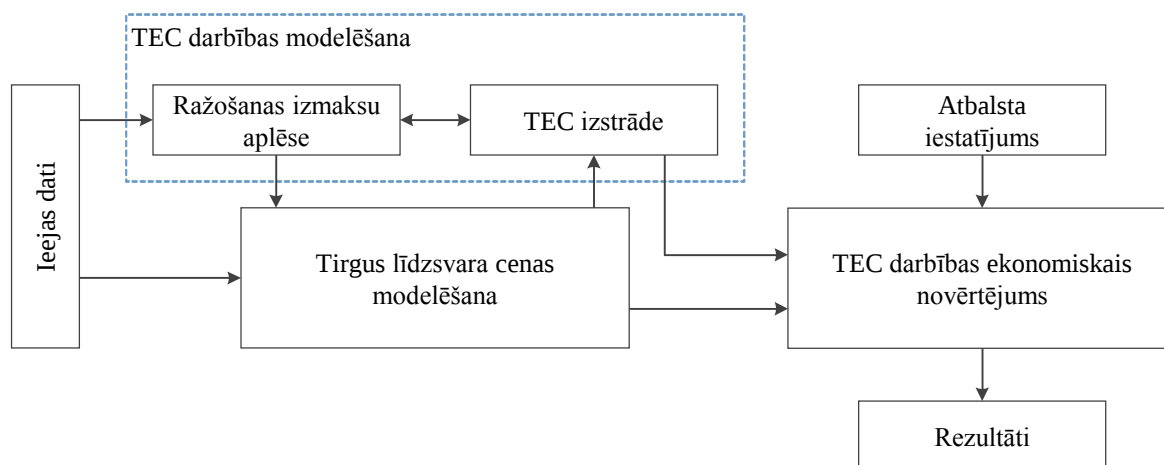
Kā pirmā iespēja atbalsta maksājumu samazināšanai tika uzskatītas divas augstas efektivitātes koģenerācijas stacijas Rīgā – TEC-1 (144 MW_{el}) un TEC-2 (881 MW_{el}). Šīs stacijas veido ~35% no kopējās uzstādītās izstrādes jaudas Latvijā [20], un tās pirmo reizi saņēma valsts atbalstu 2007. gadā.

Šī pētījuma mērķis bija divējāds: izvērtēt šo staciju ietekmi uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu veidošanos Latvijā, veicot ilgtermiņa modelēšanu līdz 2030. gadam; un izvērtēt, vai atbalstu var samazināt, neriskējot ar elektrostaciju darba izbeigšanu.

3.2. Modelēšanas metodoloģija

Modelēšanas pieeja

Lai kvantitatīvi novērtētu abu koģenerācijas staciju ietekmi uz nākamās dienas tirgus cenu, tika izstrādāts tirgus simulācijas modelis (3.1. att.). Modelis ietver visu veidu elektrostaciju aptuvenus piedāvājumus attiecīgajos tirdzniecības apgabalos un precīzāku Rīgas koģenerācijas staciju ražošanas modeli, lai varētu veikt detalizētus tehniski ekonomiskos aprēķinus.



3.1. att. Modeļa kopējā struktūra.

Algoritma galvenie soļi ir šādi:

- 1) ieejas datu konkrētam gadam nolasīšana;
- 2) izmantojot dabasgāzes un CO₂ emisijas kvotu cenu un siltumslodzes pieprasījumu, aprēķina mainīgās ražošanas izmaksas katrai koģenerācijas iekārtai katrā darbības režīmā;
- 3) modelē piedāvājuma un pieprasījuma līdzsvaru, lai noteiktu elektroenerģijas tirgus cenu katrai gada stundai, ņemot vērā ka:
 - a) pieprasījums, ģenerācija no nefosiliem resursiem un starpsavienojumu plūsmas ir ieejas informācija, kas balstās uz vēsturiskiem datiem un nākotnes pieņēmumiem;
 - b) lokāli fosilie avoti, tostarp Rīgas TEC, tiek aktivizēti pa soļiem, balstoties uz to robežizmaksām, līdz tiek segts pieprasījums (t. i., pēc saimnieciskā izdevīguma līknes);
- 4) nodod rezultējošo tirgus cenu TEC modelim, kas aprēķina un izvēlas darba režīmu un saražojamo elektroenerģijas apjomu atbilstoši cenai;
- 5) visbeidzot, aprēķina un salīdzina dažādas Rīgas TEC izmaksu un ienākumu pozīcijas, lai novērtētu staciju darbības rentabilitāti modelētajā gadā.

TEC modelis

TEC darbības modelēšana tiek veikta divreiz katrā iterācijā. Pirmkārt, to izmanto, lai aprēķinātu īstermiņa robežizmaksas un nodotu tās tirgus simulācijas modelim. Otrkārt, tiklīdz ir zināma rezultējošā tirgus cena, izstrādes grafika veidošanai un atbilstošo rādītāju aprēķināšanai tiek atkal izmantots TEC modelis atbilstoši tirgus situācijai.

Saražotās enerģijas izmaksu novērtēšana sākas ar siltumslodzes sadalījumu pa stacijām:

$$Q_{\text{CHP-1}}^t + Q_{\text{CHP-2}}^t = k \cdot Q_{\Sigma}^t + (1-k) \cdot Q_{\Sigma}^t \quad (3.1.)$$

kur Q_{Σ}^t – kopējais siltumenerģijas pieprasījums stundā t , MWh;

$Q_{\text{CHP-1}}^t$, $Q_{\text{CHP-2}}^t$ – siltumslodze, kas jāsedz katrā TEC, MWh;

k – koeficients siltumslodzes sadalījumam tīklā.

Elektroenerģijas daudzums, ko saražo katra koģenerācijas iekārta n , ir atkarīgs no tai piešķirtās ikstundas siltumslodzes Q_n^t . Tādējādi koģenerācijas režīmā saražojamās elektroenerģijas daudzums iekārtai n (MWh):

$$E_{n \text{ cog.}}^t = \begin{cases} a_n \cdot Q_n^t \cdot A_n^t & \text{ja } Q_{n \text{ cog.}}^{\min} \leq Q_n^t \leq Q_{n \text{ cog.}}^{\max}, \\ a_n \cdot Q_{n \text{ cog.}}^{\max} \cdot A_n^t & \text{ja } Q_n^t > Q_{n \text{ cog.}}^{\max}, \\ 0 & \text{ja } Q_n^t < Q_{n \text{ cog.}}^{\min}, \end{cases} \quad (3.2.)$$

kur a_n – koeficients, kas ataino attiecību starp elektroenerģijas un siltumenerģijas izstrādi;

A_n^t – binārs mainīgais, kas ataino iekārtas n pieejamību darbam stundā t ;

$Q_{n \text{ cog.}}^{\min}$, $Q_{n \text{ cog.}}^{\max}$ – tehniski ierobežojumi siltumenerģijas ražošanai iekārtā.

Līdzīgus aprēķinus veic arī TEC-2 kondensācijas un jauktajam darba režīmam. Kondensācijas režīmā siltumslodze nav nepieciešama, bet efektivitāte tādējādi ir zemāka, savukārt jauktajā režīmā kāds siltumenerģijas apjoms tiek ražots, tādējādi kopējā efektivitāte ir atkarīga no siltumslodzes, ko iekārtas sedz.

Jebkurā no režīmiem saražotās elektroenerģijas izmaksas C_{nE}^t sastāv no diviem galvenajiem komponentiem – kurināmā un oglekļa dioksīda izmešu izmaksām:

$$C_{nE}^t = C_{nE,G}^t + C_{nE,CO_2}^t, \quad (3.3.)$$

kur

$$C_{nE,G}^t = \underbrace{\frac{E_n^t}{E_n^t + Q_n^t}}_{G_{nE}^t} \cdot G_n^t \cdot c_G \cdot 10^{-3}, \quad (3.4.)$$

kur E_n^t – izstrādātās elektroenerģijas apjoms, MWh;

G_n^t – kopējais kurināmā (dabaszāģes) patēriņš iekārtā, nm^3 ;

G_{nE}^t – kurināmā patēriņš elektroenerģijas ražošanai, nm^3 ;

c_G – kurināmā cena, EUR/t. nm^3 ;

un

$$C_{nE,CO_2}^t = \underbrace{G_{nE}^t \cdot Q_{LHV} \cdot f_{CO_2}}_{Em_{n cog,E}^t} \cdot c_{CO_2}, \quad (3.5.)$$

kur Q_{LHV} – kurināmā zemākā siltumspēja, MWh/ nm^3 ;

f_{CO_2} – CO₂ emisiju faktors, t/MWh;

$Em_{n cog,E}^t$ – CO₂ emisijas no elektroenerģijas ražošanas, t;

c_{CO_2} – CO₂ emisiju kvotu cena, €/t.

Visbeidzot, katram darba režīmam tiek noteiktas elektroenerģijas ražošanas robežizmaksas (€/MWh) dalībai tirgū:

$$C_{nE}^t = \frac{C_{nE}^t}{E_n^t - E_{n s.c.}^t}, \quad (3.6.)$$

kur $E_{n s.c.}^t$ – iekārtas n pašpatēriņš laikā t , MWh.

Rezultējošās robežizmaksas kopā ar attiecīgajiem ražošanas apjomiem visiem tehniski iespējamajiem režīmiem tiek pārnēstas uz kopējo tirgus simulācijas modeli.

Tirgus līdzsvara cenas modelēšana

Tirgus ikstundas līdzsvara cenas aplēse *Nord Pool* Latvijas tirdzniecības apgabalam ir balstīta uz netiešo pieprasījuma un piedāvājuma līkņu simulāciju. Taču tiek uzskatīts, ka pieprasījums ir neelastīgs, kā tas ir energosistēmās bez attīstītām pieprasījuma reakcijas programmām [21]. Latvijas un Lietuvas tirdzniecības apgabali ir ļoti labi savstarpēji saistīti, tāpēc elektroenerģijas pieprasījums tirgū tiek noteikts, summējot pieprasījumu šajās divās valstīs katras modelētās stundas ietvaros. Nākotnes scenārijiem vēsturiskas eksogēnas laikrindas izmanto kā ievaddatus, mērogojot tās, lai pielāgotos prognozētajām paredzamajām vērtībām jebkurā attiecīgajā gadā.

Ja importa jaudas ir pietiekamas, lai segtu patēriņu Latvijā un Lietuvā, neaktivizējot papildu vietējās fosilās vienības, tiek pieņemts, ka robežcenu nosaka imports no SE4 apgabala *Nord Pool* tirgū. Pieņēmums ir balstīts uz vēsturiskajām tirgus tendencēm, un SE4 cenu laikrindas izriet no *Energinet* nākotnes prognozēm [22]. To pašu avotu izmanto degvielas un CO₂ emisiju cenu prognozēm 2018.–2030. gadam.

Turklāt Kroņa HAES Lietuvā tiek modelēta tā, lai tā iegādātos elektroenerģiju, ja tās cena ir zemāka par 80%, un pārdotu, ja tā ir virs 111% no divu nedēļu vidējā rādītāja. Tas izriet no pilna cikla efektivitātes 0,72 un citiem faktoriem, kas apspiesti iepriekšējās nodaļās.

Tādējādi pirmajā tuvinājumā elektroenerģijas tirgus balance tiek aplēsta bez vietējām fosilā kurināmā spēkstacijām. Ja tā ir negatīva, nākamajā iterācijā tiek akceptēts nākamais lētākais termoelektrostacijas piedāvājums, atkārtojot procesu, līdz balance ir vai nu nulle, vai pozitīva, kas nozīmē, ka ir atrasts elektroenerģijas tirgus līdzsvars. Rezultātā iegūto tirgus līdzsvara cenu Latvijā nosaka visdārgākais no pieņemtajiem piedāvājumiem.

Tirgus līdzsvara cenas aplēses modelis tika pārbaudīts pēc 2016. gada vēsturiskajiem datiem, kuros faktiskā vidējā tirgus cena Latvijas tirdzniecības apgabalā bija 36,09 €/MWh, bet vidējā svērtā – 38,55 €/MWh. Modeļa testā iegūtie rezultāti bija pietiekami tuvi faktiskajiem datiem – modelētā vidējā cena ir 35,53 €/MWh, modelētā vidējā svērtā cena – 37,58 €/MWh. Salīdzinoši niecīgā atšķirība ļauj uzskatīt modeli par spējīgu novērtēt elektroenerģijas nākamās dienas tirgus līdzsvara cenu.

TEC darbības ekonomiskais novērtējums

Lai novērtētu Rīgas TEC darbības rentabilitāti ar dažādu līmeņu atbalstu, ir jāzina gan ienākumu, gan izdevumu pozīcijas, kas saistītas ar šīm stacijām. Ienākumi no pārdotās elektroenerģijas un siltumenerģijas tiek aplēsti, izmantojot TEC un tirgus modeļus. Elektroenerģiju pārdod par modelēto tirgus cenu, siltumenerģiju – par siltumapgādes sistēmas operatora noteikto iepirkuma cenu. Mainīgās ražošanas izmaksas iegūst no TEC darbības modeļa. Kapitālizdevumi un uzturēšanas izmaksas izriet no publiski pieejamās informācijas.

Analizētie scenāriji

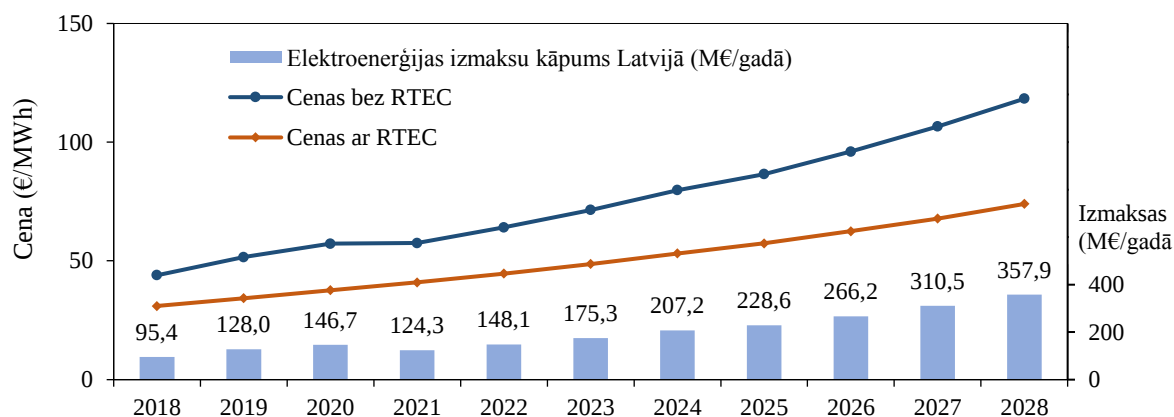
Kopumā tirgus simulācijām ir apsvērti divi dažādi nākotnes scenāriji. Pirmais no tiem (*Konservatīvais Scenārijs*) paredz tādu pašu *NordBalt* starpsavienojuma nepieejamības profilu kā bāzes periodā (no 2016. gada aprīļa līdz 2017. gada martam), un tiek uzskatīts, ka situācija siltumenerģijas pieprasījuma un piedāvājuma ziņā Rīgā saglabājas tāda pati kā līdz šim.

Otrs modelētais scenārijs (*Attīstības Scenārijs*) paredz divas būtiskas novirzes no šiem pieņēmumiem: tiek pieņemts, ka *Nordbalt* nepieejamības profils ir līdzīgs salīdzināmam zemūdens kabelim (*Estlink-2*, 650 MW), kas 2016. gadā bija pieejams tirgum 95,7% stundu; sākot no 2018. gada, jaunas biomasas siltumenerģijas ražotnes sāk darboties centralizētajā siltumapgādē, un šie avoti izkonkurē Rīgas koģenerācijas stacijas siltumenerģijas tirgū.

3.3. Rezultāti un diskusija

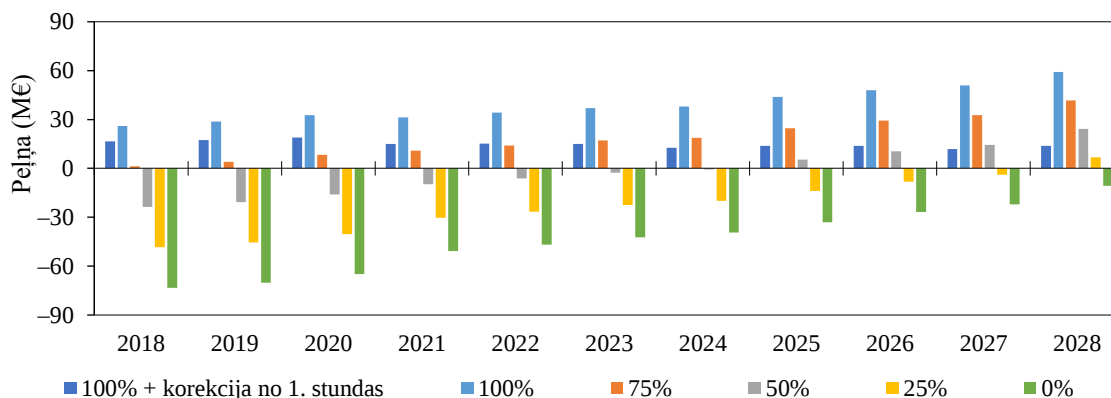
Konservatīvais Scenārijs

Bez Rīgas koģenerācijas stacijām cena ir ievērojami augstāka. Rēķinot cenu visa gada griezumā, Rīgas TEC nepieejamība izraisa pieaugumu par 13,00 €/MWh, 22,77 €/MWh un 44,26 €/MWh attiecīgi 2018., 2023. un 2030. gadā (3.2. att.). Kopējie izdevumi par elektroenerģiju palielinātos par 95,44 M€ 2018. gadā, par 175,27 M€ 2023. gadā un par 357,94 M€ 2028. gadā, ja Rīgas TEC nepiedalītos nākamās dienas tirgū.



3.2. att. Vidējā svērtā elektroenerģijas cena gada griezumā ar/bez Rīgas TEC un elektroenerģijas izmaksu kāpums bez Rīgas TEC (*Konservatīvais Scenārijs*).

3.3. attēlā var redzēt tehniski ekonomiskā izvērtējuma rezultātus Rīgas TEC rentabilitātei pie dažādām atbalsta shēmām.



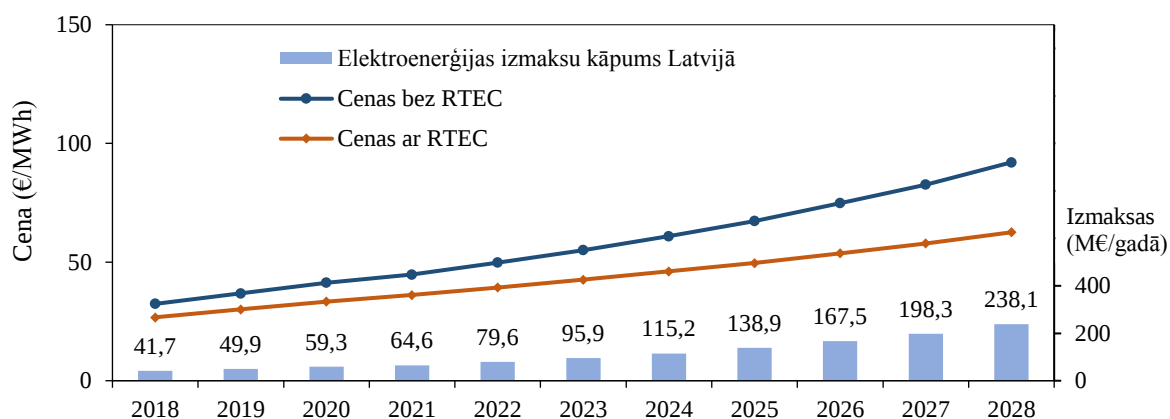
3.3. att. TEC darbības peļņa pie dažādiem atbalsta apjomiem (*Konservatīvais Scenārijs*).

Acīmredzot atbalstu var samazināt līdz 75% no pašreizējā līmeņa, neapdraudot elektrostacijas darbības turpināšanas rentabilitāti. Ja atbalsts tiek samazināts līdz 50%, darbība kļūst rentabla tikai no 2025. gada, bet ar 25% atbalstu tas notiek tikai 2028. gadā, t. i., visos iepriekšējos gados stacijas darbotos ar zaudējumiem un tādējādi maz ticams, ka tās joprojām tiktu saglabātas. Ja atbalsts tiktu atsaukts nekavējoties, koģenerācijas stacijas ciestu zaudējumus 73 M€ apmērā jau 2018. gadā.

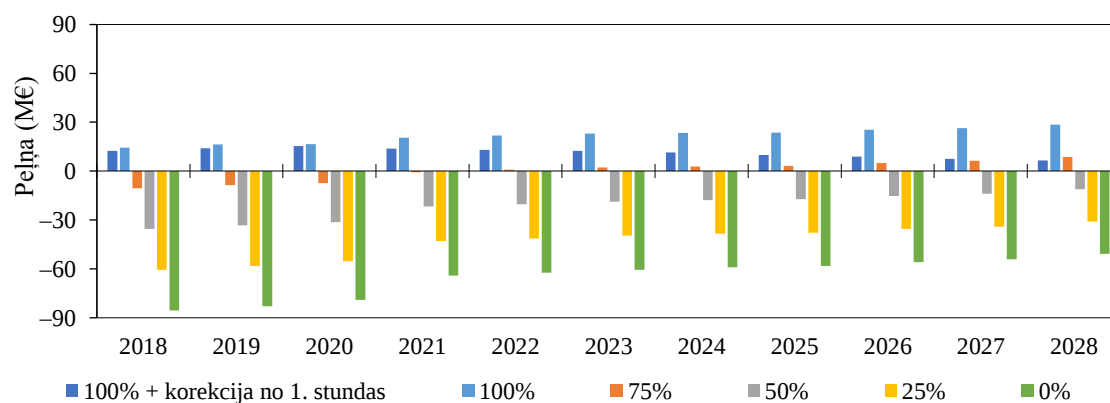
Interesanti, ka pašreizējais atbalsta apjoms ar mainītu korekcijas nosacījumu (sākot ar 1. stundu, nevis 1201. stundu) saglabātu rentabilitātes rādītājus samērā pozitīvus (nepārsniedzot 20 M€ gadā) – jo labvēlīgāki tirgus apstākļi, jo mazāks atbalsts ir nepieciešams.

Attīstības Scenārijs

Šis scenārijs paredz lēnāku elektroenerģijas cenu pieaugumu stabilākas *NordBalt* darbības dēļ, piemēram, ja iepriekš vidējā svērtā cena par 2018. gadu bija 30,95 €/MWh, tad šajā scenārijā tā ir tikai 26,73 €/MWh. Izmaksu pieaugums, ko radītu koģenerācijas staciju trūkums (3.4. att.), būtu par 54–120 M€ gadā mazāks nekā *Konservatīvajā Scenārijā*, bet joprojām diezgan ievērojams (41,69 M€ 2018. gadā, 95,88 M€ 2023. gadā un 238,09 M€ 2028. gadā).



3.4. att. Vidējā svērtā elektroenerģijas cena gada griezumā ar/bez Rīgas TEC un elektroenerģijas izmaksu kāpums bez Rīgas TEC (*Attīstības Scenārijs*).



3.5. att. TEC darbības peļņa pie dažādiem atbalsta apjomiem (*Attīstības Scenārijs*).

Rentabilitāte (3.5. att.) ir ierobežotāka, jo koģenerācijas stacijas nespēj darboties vasarā (jo pastāv pieņēmums par jauniem siltumavotiem) un pastāv cieša konkurence ar importēto elektroenerģiju no Skandināvijas. 75% atbalsta gadījumā TEC varētu darboties ar zaudējumiem līdz 2021. gadam. Jebkāda turpmāka atbalsta samazināšana padarītu TEC darbību neiespējamu. Pilnīgas atbalsta atcelšanas gadījumā stacijām jau 2018. gadā būtu 85,5 M€ zaudējumi.

3.4. Nodaļas secinājumi

Šajā nodaļā izklāstītā pētījuma laikā tika analizēti elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu ietekmējošie faktori, un *Nord Pool* nākamās dienas tirgus līdzsvara cena Latvijas tirdzniecības apgabalā līdz 2030. gadam tika modelēta ar mērķi izvērtēt Rīgas TEC ietekmi uz to. Dažādi iespējamie staciju darbības režīmi tika modelēti ar stundas izšķirtspēju, lai izveidotu saimnieciskā izdevīguma līkni, kas nepieciešama cenu identifikācijai. Turklāt iespējas samazināt jaudas maksājumus, ko šīs iekārtas saņem, tika izskatītas, aprēķinot ar to darbību saistītus finanšu rādītājus.

Rīgas TEC ir ļoti liela nozīme Latvijas energosistēmā ne tikai ražošanas pašpietiekamības un drošuma ziņā, bet arī efektīvas elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgus darbības nodrošināšanā, ierobežojot pārmērīgus cenu kāpumus. Šādu elektrostaciju trūkums radītu ievērojami lielākas elektroenerģijas izmaksas visiem lietotājiem. To nozīme pārmērīgu vairumtirdzniecības tirgus cenu pīķu ierobežošanā ir īpaši izteikta tad, kad ir traucēta spēja importēt salīdzinoši lētāko elektroenerģiju no Skandināvijas, piemēram, starpsavienojumu atslēgumu dēļ, par ko liecina abu analizēto scenāriju salīdzinājums. Vēl viens secinājums no scenāriju analīzes ir vajadzība pēc atbilstoša siltumenerģijas pieprasījuma, ko TEC varētu izstrādāt koģenerācijas režīmā, kas nodrošina augstāko darbības efektivitāti un konkurētspēju tirgū.

No otras puses, 2017. gadā analizētā tirgus situācija nebija labvēlīga dabasgāzes koģenerācijas stacijām, neraugoties uz to augsto efektivitāti un salīdzinoši zemajām emisijām. Tādēļ ir jāpiemēro atbalsta shēmas, lai nodrošinātu šo lielo elektrostaciju nepārtrauktu pieejamību.

Tomēr, acīmredzot, bija vērts pārvērtēt atbalsta apjomu, ko šīs elektrostacijas saņem. Šeit izklāstītajā pētījumā tika noteiktas iespējas samazināt atbalsta maksājumus. Tika konstatēts, ka atbalsta maksājumus principā var samazināt, neriskējot padarīt šo elektrostaciju ilgstošu ekspluatāciju un uzturēšanu ekonomiski neizdevīgu. No dažādiem novērtētajiem variantiem tika konstatēts, ka ir iespējams samazināt atbalstu līdz 75% no pašreizējā līmeņa vai piemērot maksājumu korekciju no pirmās darbības stundas.

Šī pētījuma rezultāti tika iesniegti Latvijas Ekonomikas ministrijai, kas tos iekļāva “Konceptuālajā ziņojumā par kompleksiem pasākumiem elektroenerģijas tirgus attīstībai” [23]. Attiecīgā ziņojuma un citu faktoru rezultātā atbalsta maksājumu sistēma attiecībā uz Rīgas TEC tika mainīta no 2018. gada 1. janvāra [24].

4. SILTUMENERĢIJAS PIEPRASĪJUMA POGNOZĒŠANA OPTIMĀLAI TEC REŽĪMU PLĀNOŠANAI

4.1. Pamatojums pētījumiem par siltumenerģijas prognozēšanu

Koģenerācijas stacijas ir svarīgs siltumapgādes enerģijas avots centralizētās siltumapgādes (CSA) tīklos visā pasaulē. Kā norādīts iepriekšējā nodaļā, šīm iekārtām ir raksturīga augsta efektivitāte, jo tiek ražots ne tikai siltums, bet arī elektroenerģija, kas ļauj tām patērēt mazāk kurināmā un samazināt oglekļa emisijas, salīdzinot ar sistēmu, kurā abi enerģijas veidi tiek ražoti atsevišķi [25]. Koģenerācijas stacijas, kas savienotas ar CSA tīkliem, parasti primāri ražo siltumenerģiju, turpretim elektroenerģiju bieži uzskata par blakusproduktu. Tomēr pilnvērtīgai dalībai elektroenerģijas tirgos ir nepieciešama pienācīga skaidrība par siltumslodzes pieprasījumu.

Šajā nodaļā izklāstītā pētījuma mērķis ir izmantot ļoti vienkāršu un efektīvu polinomu pieeju siltumslodzes prognozēšanai un uzlabot to ar trim modifikācijām – karstā ūdens (KŪ) patēriņa atdalīšanu no telpu apsildes pieprasījuma, regresijas kļūdu iekļaušanu modelī un ievades un izvades datu filtrāciju. Turklāt šis pētījums sniedz ieskatu, kā ar regresijas metodēm noteikt samērīgu vēsturisko datu kopu siltumslodzes prognozēšanai.

4.2. Metodoloģija

Regresijas modelis

4.1. izteiksme ataino multiplās regresijas modeli (polinomu), kur labās puses saskaitāmie var būt gan neatkarīgi mainīgie, gan neatkarīgu mainīgo funkcijas.

$$y_i = a_0 + \sum_{n=1}^k a_n \cdot x_i^n + \varepsilon_i, \quad (4.1.)$$

kur y_i – atkarīgais mainīgais punktā i ;

x_i – neatkarīgais mainīgais punktā i ;

n – funkcijas locekļu pakāpe;

k – pēdējā locekļa pakāpe (t. i., polinoma kārtā);

ε_i – novirze punktā i ;

a_0 – brīvais loceklis;

a_n – koeficients attiecīgā neatkarīgā mainīgā funkcijai.

Siltumslodzes prognozēšanā atkarīgais mainīgais ir pati siltumslodze, turpretim par neatkarīgajiem mainīgajiem var kalpot dažādi faktori. Šajā pētījumā uzmanība pievērsta ārējai temperatūrai kā visnozīmīgākajam ietekmējošajam faktoram [26]–[28].

Modifikācijas

Tiks pārbaudīts, vai regresijas modelis var nodrošināt lielāku precizitāti testēšanas datu kopās, ja to papildina ar komponenti $K\bar{U}$ apstrādei. Vēl viens papildinājums attiecas uz modeļa kļūdu vērtību ņemšanu. Tas tiek darīts, piesaistot katra elementa i modeļa kļūdām ε_i informāciju par attiecīgo diennakts stundu. Iegūtais profils tiek atņemts no prognozes, tādējādi cerot samazināt neprecizitāti:

$$\hat{Q}_t = a_0 + a_1 \cdot \hat{T}_t + a_2 \cdot \hat{T}_t^2 + a_3 \cdot \hat{T}_t^3 - \bar{\varepsilon}_t, \quad (4.2.)$$

kur $\bar{\varepsilon}_t$ – modeļa vidējā kļūda apmācības datu kopā katrā konkrētā diennakts stundā t (1...24, jo mērķis ir prognozēšanas modeļa pielietojums TEC nākamās dienas režīmu plānošanā).

Trešā modifikācija, kas jātestē, ir izlīdzinoša filtra lietošana, aprēķinot svērto divvirzienu slīdošo vidējo vērtību ievaddatiem, izejas datiem vai abām datu kopām. Visbeidzot, apmācības datu kopas lielums arī ir modeļa parametrs, kas jānosaka.

Simulācijas

Lai simulētu prognozēšanas modeļa paredzēto izmantošanu (t. i., nākamās dienas plānošanā), modelis tiek izmantots ar slīdošu periodu – tas iteratīvi pārvietojas pa dienām testēšanas datu kopā un katrā veic 24 stundu prognozēšanu; dienas vidējā procentuālā kļūda (*MAPE*) tiek aprēķināta un saglabāta; pēc tam apmācības datu kopai tiek pievienota pašreizējā diena un tiek veikta prognoze nākamajam 24 stundu periodam.

Tiek pārbaudīta vēl viena metode, kā izmantot aprakstītās modeļa funkcijas, tās atlasot pirms katra 24 stundu perioda, veicot pilno pārslasi iespējamām modeļa konfigurācijām uz iepriekšējās dienas bāzes un attiecīgi izvēloties labāko modeli nākamajai dienai.

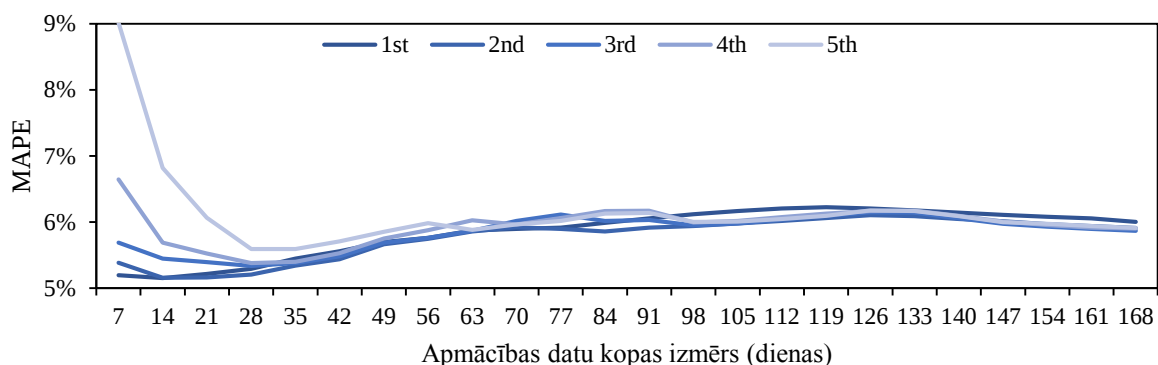
Piedāvātā modeļa un tā modifikāciju validācijai tiek izmantoti vēsturiskie dati no Rīgas, Latvijas, konkrēti, lielākā CSA tīkla pilsētas labajā krastā. Datu kopā ir siltumslodzes un ārējās temperatūras ieraksti no 2015. gada 1. janvāra līdz 2016. gada 31. oktobrim.

Prognozēšanas simulācijas eksperimenti šajā datu kopā tiks veikti divreiz. Pirmajā gadījumizpētē tiek prognozēts pieprasījums laikā no 2016. gada 1. janvāra līdz 2016. gada 1. martam (91 diena), otrajā gadījumizpētē tiek veiktas prognozes no 15. oktobra līdz 31. oktobrim (17 dienas). Pirmais gadījums atbilst apkures sezonas vidum, savukārt otrs – sākumam.

4.3. Rezultāti

Polinoma kārtas izvēle

Tika pārbaudīta multiplā regresija ar līdz pat 5. kārtas polinomiem. Pirmajā gadījumizpētē izrādījās, ka 2. kārtas polinoms nodrošina vislabāko precizitāti ar *MAPE* 5,98%, savukārt 3. kārtā atpalika nedaudz ar 6,07%. Otrajā gadījumizpētē abi šie parametri atkal uzrādīja ļoti līdzīgus rezultātus, lai gan dominēja 3. kārtā (4,64% pret 4,68%).



4.1. att. *MAPE* pie dažādām polinomu kārtām un apmācības datu kopas izmēra.

Katra no pieciem modeļiem veikspēja atkarībā no apmācības datu kopas lieluma ir apkopota 4.1. attēlā (abas gadījumizpētes kopā). Acīmredzot augstākas kārtas modeļi tiek pārāpmācīti, ja apmācību datu kopa ir maza, bet, jo vairāk tā tiek palielināta, jo līdzīgāka kļūst dažādu polinomu veikspēja. Turpmākajos prognozēšanas testos tiks izmantots 3. kārtas modelis.

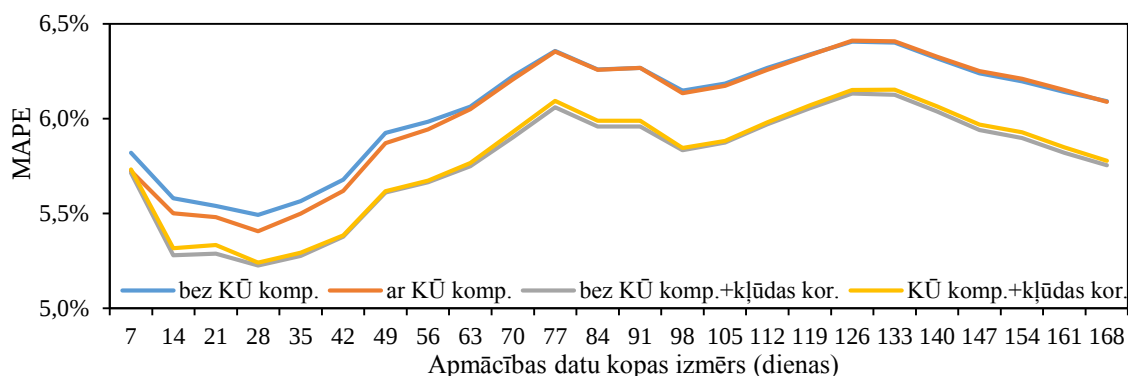
Modifikāciju un apmācības datu kopas izmēra ietekme

Dažādu modificēto modeļu pirmās gadījumizpētes rezultāti ir apkopoti 4.1. tabulā, 4.2. un 4.3. attēlā, tostarp ievērojot apmācību kopas lieluma ietekmi. Pirmajā gadījumizpētē laikrindu filtrēšanas ietekme ir ļoti neliela – 0,05 procentpunktu robežās. Labākais rezultāts tiek sasniegts, ja tiek filtrēta tikai izvade. Sociālās komponentes iekļaušana KŪ apstrādei nav uzlabojusi modeļa precizitāti. Tomēr tieša modeļa ikstundas kļūdas korekcija ir ievērojami uzlabojusi prognozēšanas precizitāti, t. i., par 0,27 procentpunktiem. Apmācību kopas izmēra ziņā vislabākos rezultātus sasniedza 28 dienas (5,34%). Rezultāti ir līdzīgi precīzi 14–49 dienu intervālam, bet pie lielākiem apjomiem *MAPE* strauji palielinās.

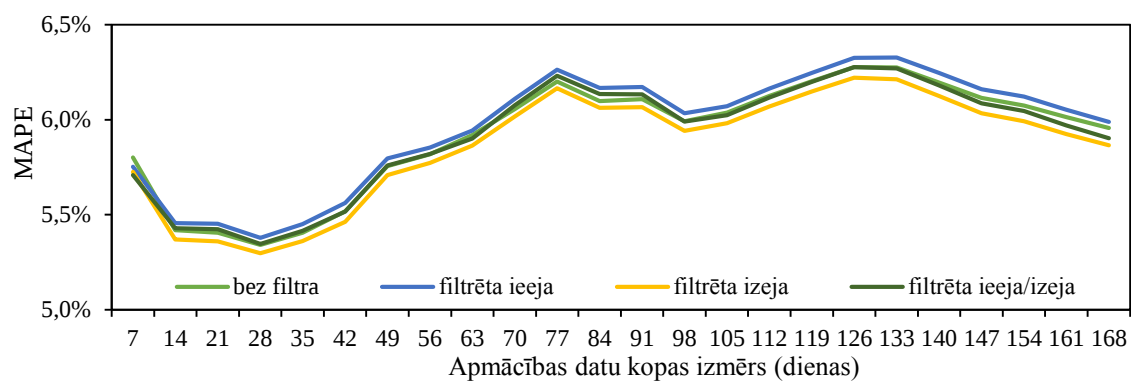
4.1. tabula

Pirmās gadījumizpētes rezultāti (*MAPE*)

Filtrācija		Kļūdu korekcija		Karstā ūdens komponente	
Nav	5,92%	Iekļauta	5,78%	Iekļauta	5,92%
Ieejas datiem	5,96%	Nav iekļauta	6,05%	Nav iekļauta	5,92%
Izejas datiem	5,86%				
Ieejas/Izejas datiem	5,91%				



4.2. att. *MAPE* pie modeļa modifikācijām un apmācības datu kopas izmēra (pirmā gadījumizpēte).



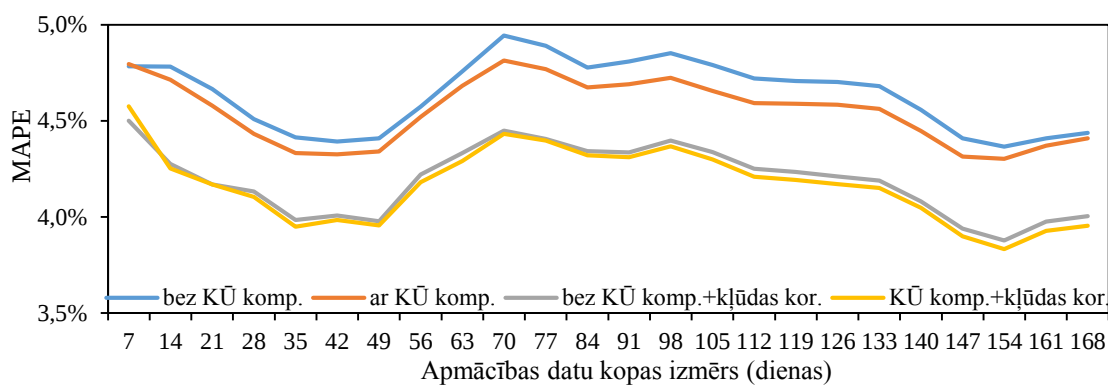
4.3. att. *MAPE* pie filtrācijas tipa un apmācības datu kopas izmēra (pirmā gadījumizpēte).

Otrās gadījumizpētes rezultāti apkopoti 4.2. tabulā, 4.4. un 4.5. attēlā.

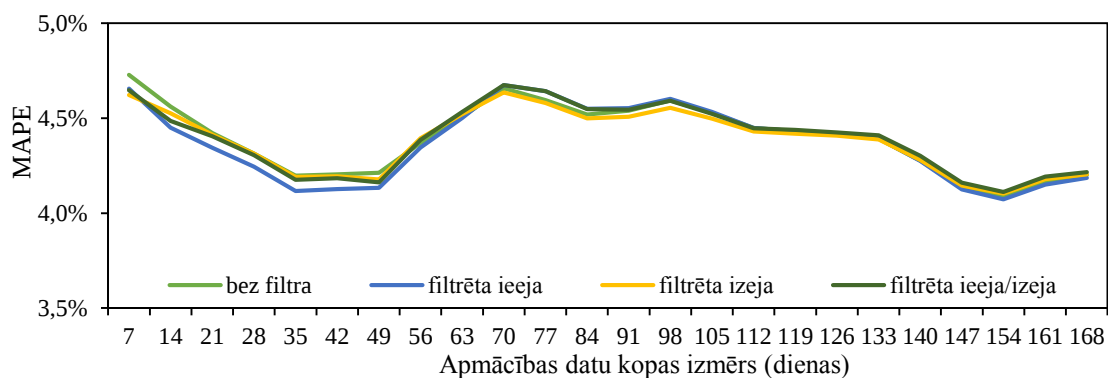
4.2. tabula

Otrās gadījumizpētes rezultāti (*MAPE*)

Filtrācija		Kļūdu korekcija		Karstā ūdens komponente	
Nav	4,40%	Iekļauta	4,18%	Iekļauta	4,36%
Ieejas datiem	4,37%	Nav iekļauta	4,59%	Nav iekļauta	4,42%
Izejas datiem	4,38%				
Ieejas/izejas datiem	4,40%				



4.4. att. *MAPE* pie modeļa modifikācijām un apmācības datu kopas izmēra (otrā gadījumizpēte).



4.5. att. *MAPE* pie filtrācijas tipa un apmācības datu kopas izmēra (otrā gadījumizpēte).

Otrajā gadījumizpētē *MAPE* kopumā ir ievērojami mazāka. Tas liecina par sezonālu neprecizitātes iemeslu. Arī šeit filtrēšana maz ietekmē rezultātus (tikai 0,03 procentpunktu diapazons), un labākos rezultātus sasniedz ar ievades filtrēšanu (4,37%). Tomēr šajā gadījumā KŪ komponente ir nedaudz uzlabojusi rezultātus (par 0,06 procentpunktiem). Kļūdas komponente atkal nodrošina visbūtiskākos precizitātes uzlabojumus (par 0,41 procentpunktu). Atšķirībā no pirmās gadījumizpētes labākie rezultāti ir ar 154 dienu apmācības datu kopu (4,09%), bet ir arī diapazons ar mazu kļūdu pie 28–49 dienu apmācības kopas.

Automātiskā parametru izvēle

Ir grūti izdarīt stingrus secinājumus par labākajiem prognozēšanas modeļa iestatījumiem, jo to modifikācijām ir dažādas priekšrocības un trūkumi dažādās datu kopās. Šīs nenoteiktības un regresijas modeļa zemās skaitļošanas intensitātes dēļ ir piedāvāta un pārbaudīta automātiska modeļa iestatīšana. Ja pirms katras nākamās dienas prognozes modelis pats izvēlas parametrus, kas būtu devuši vislabāko prognozi iepriekšējai dienai, kopējais testēšanas datu kopas *MAPE* ievērojami samazinās – 5,19% pirmajai gadījumizpētei un 4,27% otrajai gadījumizpētei, kas ir 0,73 un 0,12 procentpunktu uzlabojums pret vidējo *MAPE* iepriekšējās simulācijās.

Automātiskais prognozēšanas algoritms izvēlējās izmantot KŪ komponenti 30,77% dienu pirmajā un 3,29% dienu otrajā gadījumizpētē. Aktīvāka bija kļūdas komponentes piemērošana – attiecīgi 72,53% un 70,59%. Filtrācijas ziņā abos gadījumos visbiežāk tika izmantota ievadizvades filtrēšana (35,16%, 35,29%), vismazāk tika izmantota tikai ievades filtrēšana (13,19%, 17,65%). Lai gan parasti izvēlētajās apmācības datu kopas izmēri bija ļoti atšķirīgi, tika novērota tendence tiekties uz mazākiem apmācības kopas izmēriem.

4.4. Nodaļas secinājumi

Multiplā regresija ir izrādījusies efektīvs līdzeklis siltumslodzes prognozēšanai. Viena no tās galvenajām priekšrocībām ir niecīgais skaitļošanas laiks, kas nepieciešams, lai veiktu prognozes, daudz nezaudējot precizitātes ziņā.

Turklāt prognozēšanas modeli var uzlabot ar dažiem pārveidojumiem, no kuriem daudzsoļošākais ir tas, kad no prognozes atņem vidējo modeļa kļūdu pa diennakts stundām. Lai gan citas modifikācijas (KŪ komponente un laikrindu filtrācija) neradīja patstāvīgus ieguvumus visas datu kopas griezumā, bija dienas, kad to iekļaušana palīdzēja uzlabot precizitāti. Tādējādi ir ieteicams modelis, kas pirms katras dienas prognozes automātiski atlasa prognozēšanas parametrus. Turklāt tajā jāņem vērā apmācību datu kopas lieluma automātiska izvēle, jo optimālais šīs kopas izmērs apkures sezonas laikā mēdz mainīties.

Lai gan šeit piedāvātais modelis jau sniedz pietiekami precīzas prognozes, ir nepieciešami turpmāki uzlabojumi. Daudzsološs virziens turpmākam darbam ir apvienotā MNN / multiplas lineārās regresijas prognozēšanas modeļa [29] uzlabošana ar šeit aprakstītajām izmaiņām. Jāpārbauda arī, kādus turpmākus precizitātes uzlabojumus var panākt, ja algoritmu papildinātu ar uzlabotām ievades datu pirmsapstrādes metodēm, kā piedāvāts avotā [30]. Vēl viens svarīgs pētniecības temats ir siltumenerģijas pieprasījuma prognozēšana CSA tīklā apkures sezonas pašā sākumā un beigās, kad ēku apsaimniekotāji pakāpeniski pieslēdz/atslēdz telpu apsildi.

SECINĀJUMI

1. Darba kopējā hipotēze ir pierādīta. Izmantojot dažādas gadījumizpētes un analīzi, kas aprakstīta šī promocijas darba galvenajās nodaļās, ir acīmredzams, ka, elektrostaciju operatoriem un politikas veidotājiem lietojot labi funkcionējošas lēmumatbalsta metodes, algoritmus un rīkus, iespējams palielināt ieguvumus no efektīvas elektroenerģijas tirgus darbības gan individuāliem elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgus dalībniekiem (piemēram, akumulācijas un elektrostaciju operatoriem), gan galalietotājiem kopumā.
2. Promocijas darbam izvirzītie uzdevumi arī ir veiksmīgi izpildīti:
 - izstrādāta un dažādās gadījumizpētēs pārbaudīta metode un algoritms, ar ko optimāli plānot lielapjoma enerģijas akumulācijas staciju, kas piedalās elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgū, darbību un sniegt lēmumatbalstu;
 - uzlabots un validēts kaskadē esošu hidroelektrostaciju optimizētas režīmu plānošanas algoritms un rīks, tostarp piedāvājot risinājumus hidroagregātu izvēles apakšuzdevumam un daudzkritēriju pieejai;
 - lai atbalstītu politikas veidotāju lēmumu pieņemšanas procesu, izstrādāta un izmantota metode, kā novērtēt lielu koģenerācijas staciju ietekmi uz elektroenerģijas tirgus cenu un izvērtēt iespējas samazināt valsts atbalstu, ko saņem šādas spēkstacijas;
 - izstrādāts un pārbaudīts skaitļošanas resursu mazietilpīgs siltumslodzes prognozēšanas algoritms, lai palīdzētu lēmumu pieņemšanā koģenerācijas staciju operatoriem.
3. Elektroenerģijas tirgus apstākļi *Nord Pool* tirgus Latvijas un Lietuvas tirdzniecības apgabalos ir pietiekami, lai varētu rentabli ekspluatēt jau esošās lielapjoma enerģijas akumulācijas iekārtas, bet, lai būtu iespējams būvēt jaunas iekārtas, papildu cenu arbitražai ir jāņem vērā arī citas ieņēmumu plūsmas.
4. Tika konstatēts, ka vēja elektrostaciju un akumulācijas iekārtu saskaņota dalība nākamās dienas tirgū ir izdevīga gan vēja enerģijas tirgotājiem, gan akumulācijas staciju operatoriem. Apskatītajā gadījumā neto ieņēmumi šādas sadarbības apstākļos ir nedaudz labāki nekā tad, ja akumulācijas stacija būtu darbojusies neatkarīgi. Turklāt tas sniedz papildu ieguvumus videi un sabiedrībai, izvairoties no vēja enerģijas ierobežošanas un maksimāli izmantojot pieejamo atjaunīgo enerģiju.
5. Tika konstatēts, ka dinamiskā programmēšana ir efektīva pieeja, lai optimizētu hidroelektrostaciju agregātu izvēli. Attiecīgi šāda opcija tika iestrādāta vairākposmu kaskadē esošu HES režīmu plānošanas optimizācijas modelī.
6. Turklāt HES režīmu plānošanas optimizācijas rīka funkcionalitāte tika papildināta, lai būtu iespējama daudzkritēriju pieeja (konkrētā gadījumā – spēja ņemt vērā arī agregātu palaišanas skaitu līdztekus galvenajam mērķim, peļņas maksimizēšanai). Rezultātā staciju operatoriem varētu tikt nodrošināts rīks, kas var palīdzēt lēmumu pieņemšanas procesā.

7. Papildu modeļa praktiskai lietojamībai HES režīmu plānošanā to var izmantot arī pētniecības nolūkos, iekļaujot to lielākos energosistēmu modeļos vai, ieviešot dažas modifikācijas, novērtējot rezervju nodrošināšanas iespējas, vēja enerģijas balansēšanu vai ūdens vērtību.
8. Rīgas TEC ir ļoti liela nozīme Latvijas energosistēmā attiecībā uz efektīvas elektroenerģijas vairumtirdzniecības tirgus darbības nodrošināšanu, ierobežojot pārmērīgus cenu kāpumus. Tas ir īpaši svarīgi tad, kad ir ierobežota spēja importēt salīdzinoši lētāko elektroenerģiju no Skandināvijas. Tomēr, lai nodrošinātu konkurētspēju, ir nepieciešams pietiekams siltumenerģijas pieprasījums, kas dod iespēju darboties koģenerācijas režīmā.
9. Tirgus situācija šīs analīzes veikšanas laikā nebūtu bijusi labvēlīga rentablai koģenerācijas staciju darbībai *Nord Pool* tirgū bez noteikta jaudas maksājumu līmeņa. Tomēr tika identificētas iespējas samazināt atbalsta apjomu.
10. Multiplā regresija ir efektīvs paņēmiens siltumslodzes prognozēšanai. Viena no tās galvenajām priekšrocībām ir niecīgais skaitļošanas laiks, kas nepieciešams, lai veiktu prognozes, nezaudējot daudz precizitātes ziņā. Turklāt prognozēšanas modeli var uzlabot ar dažiem pārveidojumiem, no kuriem visdaudzsološākais ir tāds, kurā no prognozes tiek atņemta vidējā modeļa kļūda pa diennakts stundām.

IZMANTOTĀ LITERATŪRA

- [1] A. G. Kagiannas, D. T. Askounis, and J. Psarras, "Power generation planning: a survey from monopoly to competition," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 26, no. 6, pp. 413–421, Jul. 2004.
- [2] S. Spiecker and C. Weber, "The future of the European electricity system and the impact of fluctuating renewable energy – A scenario analysis," *Energy Policy*, vol. 65, pp. 185–197, Feb. 2014.
- [3] T. Jónsson, P. Pinson, and H. Madsen, "On the market impact of wind energy forecasts," *Energy Econ.*, vol. 32, no. 2, pp. 313–320, Mar. 2010.
- [4] G. Papaefthymiou and K. Dragoon, "Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility," *Energy Policy*, vol. 92, pp. 69–82, May 2016.
- [5] P. Nema, R. K. Nema, and S. Rangnekar, "A current and future state of art development of hybrid energy system using wind and PV-solar: A review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 8, pp. 2096–2103, Oct. 2009.
- [6] B. V. Mathiesen *et al.*, "Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions," *Appl. Energy*, vol. 145, pp. 139–154, May 2015.
- [7] P. Cramton, "Electricity market design," *Oxford Rev. Econ. Policy*, vol. 33, no. 4, pp. 589–612, Nov. 2017.
- [8] Nord Pool, "History of Nord Pool." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/About-us/History/>. [Accessed: 20-Mar-2020].
- [9] Nord Pool, "Historical Market Data." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. [Accessed: 24-Mar-2020].
- [10] EU, *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*, no. December. 2018.
- [11] Augstsprieguma tīkls AS, "Electricity Market Review." [Online]. Available: <http://ast.lv/en/electricity-market-review>. [Accessed: 24-Mar-2020].
- [12] Litgrid AS, "National electricity demand and generation." [Online]. Available: <https://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/national-electricity-demand-and-generation/3523>. [Accessed: 21-Mar-2020].
- [13] P. Enevoldsen *et al.*, "How much wind power potential does europe have? Examining european wind power potential with an enhanced socio-technical atlas," *Energy Policy*, vol. 132, no. June, pp. 1092–1100, Sep. 2019.
- [14] The Mathworks Inc, "MATLAB." The MathWorks Inc, Natick, Massachusetts, 2013.
- [15] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [16] A. Sauhats, H. H. Coban, K. Baltputnis, Z. Broka, R. Petrichenko, and R. Varfolomejeva, "Optimal investment and operational planning of a storage power plant," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 41, no. 29, 2016.
- [17] C. Lyra and L. R. M. Ferreira, "A multiobjective approach to the short-term scheduling of a hydroelectric power system," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 10, no. 4, pp. 1750–1755, Nov. 1995.
- [18] M. Rubins and I. Pilvere, "Development of Renewable Energy Policy in Latvia," in *Economic Science for Rural Development Conference Proceedings*, 2017, pp. 281–291.
- [19] R. Varfolomejeva, A. Sauhats, N. Sokolovs, and H. Coban, "The Influence of Small-Scale Power Plant Supporting Schemes on the Public Trader and Consumers," *Energies*, vol. 10, no. 6, p. 800, Jun. 2017.
- [20] Augstsprieguma tīkls AS, "Annual statement of transmission system operator for the year 2016," Riga, 2017.

- [21] E. Bompard, R. Napoli, and B. Wan, "The effect of the programs for demand response incentives in competitive electricity markets," *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 19, no. 1, pp. 127–139, Jan. 2009.
- [22] Energinet, "Energinet's analysis assumptions," 2016. [Online]. Available: <http://www.energinet.dk/EN/El/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsætninger/Sider/default.aspx>. [Accessed: 20-Mar-2017].
- [23] Cabinet of Ministers, *Ministru kabineta rīkojums Nr. 530. Par konceptuālo ziņojumu "Kopleksi pasākumi elektroenerģijas tirgus attīstībai."* 2017.
- [24] Cabinet of Ministers, *Ministru kabineta rīkojums Nr. 685. Par garantētās maksas par koģenerācijas elektrostacijā uzstādīto elektrisko jaudu saistību samazināšanu akciju sabiedrībai "Latvenergo."* 2017.
- [25] M. A. Sayegh *et al.*, "Trends of European research and development in district heating technologies," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 68, pp. 1183–1192, Feb. 2017.
- [26] D. Petković, M. Protić, S. Shamshirband, S. Akib, M. Raos, and D. Marković, "Evaluation of the most influential parameters of heat load in district heating systems," *Energy Build.*, vol. 104, pp. 264–274, 2015.
- [27] M. Dahl, A. Brun, O. Kirsebom, and G. Andresen, "Improving Short-Term Heat Load Forecasts with Calendar and Holiday Data," *Energies*, vol. 11, no. 7, p. 1678, Jun. 2018.
- [28] S. Bandyopadhyay, J. Hazra, and S. Kalyanaraman, "A machine learning based heating and cooling load forecasting approach for DHC networks," in *2018 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2018, pp. 1–5.
- [29] R. Petrichenko, K. Baltputnis, A. Sauhats, and D. Sobolevsky, "District heating demand short-term forecasting," in *2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2017, pp. 1–5.
- [30] R. Petrichenko, D. Sobolevsky, and A. Sauhats, "Short-Term Forecasting of District Heating Demand," in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 2018, pp. 1–6.