



VPP

Valsts pētījumu
programma

VPP “Enerģētika”
Projekts “INGRIDO”
VPP-EM-INFRA-2018/1-0006



RTU

**ELEKTROTEHNIKAS UN
VIDES INŽENIERZINĀTŅU
FAKULTĀTE**

Termālās inerces izmantošana un koģenerācijas optimizācija energoapgādes elastīguma palielināšanai

Nodevums D2.2

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veic Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts sadarbībā ar
Siltumenerģētisko sistēmu katedru

27.07.2021.

Saturs

ATTĒĻU SARAKSTS	5
TABULU SARAKSTS	7
IEVADS.....	8
1. PĒTĪJUMI PAR TERMĀLĀS INERCES IZMANTOŠANU	9
1.1. CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES SISTĒMAS TERMĀLĀS INERCES IETEKME UZ KOĢENERĀCIJAS STACIJU DARBĪBAS REŽĪMIEM.....	9
1.1.1. Ievads.....	9
1.1.2. Centralizētā siltumapgāde Rīgā	10
1.1.3. Pirmā gadījumizpēte	12
1.1.4. Otrā gadījumizpēte	15
1.1.5. Secinājumi.....	16
1.2. CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES SISTĒMAS ELASTĪGUMA PĒTĪJUMI, IZMANTOJOT ĒKU TERMĀLO INERCI.....	17
1.2.1. Ievads.....	17
1.2.2. Metodoloģija.....	17
1.2.3. Rezultāti	19
1.2.4. Secinājumi.....	21
2. PĒTĪJUMI KOĢENERĀCIJAS STACIJU OPTIMIZĀCIJAS JAUTĀJUMOS.....	22
2.1. TERMĀLĀS ENERĢIJAS AKUMULĀCIJAS IETEKME UZ ELEKTROENERĢIJAS RAŽOŠANU KOĢENERĀCIJĀ PIEPRASĪJUMA PĪĶA UN IEKRITUMA PERIODOS.....	22
2.1.1. Ievads.....	22
2.1.2. Metodoloģija.....	22
2.1.3. Rezultāti	23
2.1.4. Secinājumi.....	26
2.2. KOĢENERĀCIJAS STACIJU REŽĪMU OPTIMIZĀCIJA ELEKTROENERĢIJAS UN GĀZES TIRGUS APSTĀKĻOS, PIELIETOJOT ĢENĒTISKOS ALGORITMUS	27
2.2.1. Ievads.....	27
2.2.2. Metodoloģija.....	29
2.2.3. Ģenētiskie algoritmi.....	30
2.2.4. Ģenētiskā algoritma pielietojums	31
2.2.5. Rezultāti	33
2.2.6. Secinājumi.....	35
3. PĒTĪJUMI CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES MODELĒŠANĀ.....	36
3.1. CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES SIMULĀCIJAS MODEĻA IZVEIDE OPTIMIZĀCIJAS PROBLĒMU RISINĀŠANAI TIRGUS APSTĀKĻOS	36
3.1.1. Ievads.....	36
3.1.2. Metodoloģija.....	36
3.1.3. Modeļa apraksts	37
3.1.4. Ieejas dati un pieņēmumi	38
3.1.5. Rezultāti	40
3.1.6. Secinājumi.....	41
3.2. SŪKNĒJAMO SILTUMENERĢIJAS AKUMULATORU INTEGRĀCIJA SILTUMAPGĀDES SISTĒMĀS	42
3.2.1. Ievads.....	42
3.2.2. Pētījumu objekts	44

3.2.3. Energijas izmaksu aprēķins	46
3.2.4. Secinājumi.....	47
3.3. SILTUMSLODZES PROGNOZĒŠANA CENTRALIZĒTĀS SILTUMAPGĀDES SISTĒMU REŽĪMU VADĪBAI	48
3.3.1. Ievads	48
3.3.2. Metodoloģija.....	49
3.3.2.1. <i>Siltumslodzes grafika normalizētais slīpums</i>	49
3.3.2.2. <i>Siltumslodzes īstermiņa prognozēšana</i>	51
3.3.3. Rezultāti	52
3.3.3.1. <i>Gadījumizpētes datu piemērs</i>	52
3.3.3.2. <i>CSS siltumslodzes vienkāršās regresijas modeļi</i>	54
3.3.3.3. <i>CSS siltumslodzes prognozēšanas testēšana</i>	57
3.3.4. Secinājumi.....	60
KOPSAVILKUMS	62
IZMANTOTĀ LITERATŪRA	64

Attēlu saraksts

1.1. att. 602., 439. un 119. sērijas daudzīvokļu ēku piemēri.....	10
1.2. att. Vidējās diennakts siltumslodzes atkarība no ārējās temperatūras.....	11
1.3. att. Ikstundas siltumslodzes atkarība no ārējās temperatūras.....	11
1.4. att. 119. sērijas ēkas atdzišanas līkne.....	12
1.5. att. 439. sērijas ēkas atdzišanas līkne.....	12
1.6. att. RC modelis.....	13
1.7. att. Aprēķinu modeļa kopējā struktūra (pirmā gadījumizpēte).....	14
1.8. att. Ārējās temperatūras ilguma līkne 2016. gada apkures sezonā.....	14
1.9. att. Modelēšanas rezultāti 2016. gada pirmajām 500 stundām.....	14
1.10. att. Aprēķinu modeļa kopējā struktūra (otrā gadījumizpēte).....	15
1.11. att. Prognozētā un faktiskā ikstundas siltumslodze.....	16
1.12. att. Iekštelpu temperatūras novirze no vēlamās vērtības.....	16
1.13. att. Termālā modeļa verifikācija, izmantojot temperatūras sensoru datus.....	18
1.14. att. Teorētiskā elastīguma aplēses metodoloģijas struktūra.....	19
1.15. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas samazinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 0,34\text{ }^{\circ}\text{C}$	19
1.16. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas palielinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 0,34\text{ }^{\circ}\text{C}$	20
1.17. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas samazinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} -13,3\text{ }^{\circ}\text{C}$	20
1.18. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas samazinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 6,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	21
1.19. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas palielinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 6,2\text{ }^{\circ}\text{C}$	21
2.1. att. KM siltumslodzes ilguma līkne 2015.–2018. gada apkures sezonās.....	23
2.2. att. KM diennakts slodzes grafiks vasarā (21.08.2017.).....	24
2.3. att. Elektroenerģijas cenas svārstības 2017. gadā pa mēnešiem.....	24
2.4. att. KM siltumslodzes ilguma grafiks.....	25
2.5. att. Elspot cenu salīdzinājums ar iepirkuma cenu un ražošanas izmaksām.....	25
2.6. att. Koģen. staciju koordinētas vadības ilustratīvs piemērs.....	28
2.7. att. Ģenētiskā algoritma struktūra.....	30
2.8. att. Ģenētiskā algoritma darbības ilustrācija.....	31
2.9. att. Dekompozīcijas metode.....	32
2.10. att. Siltumenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 5 €/MWh.....	33
2.11. att. Elektroenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 5 €/MWh.....	33
2.12. att. Siltumenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 20 €/MWh.....	34
2.13. att. Siltumenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 18 €/MWh.....	34
2.14. att. Elektroenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 18 €/MWh.....	34
3.1. att. Kontrolpunktu izvietojuma piemērs.....	38
3.2. att. 1. siltumavota kvalitatīvi-kvantitatīvās vadības līkne.....	39
3.3. att. Tālākā siltumenerģijas patērētāja kvalitatīvi-kvantitatīvās vadības līkne.....	39
3.4. att. Piemērs koģenerācijas siltumavota siltumslodzes ilguma grafikam.....	40
3.5. att. Siltumapgādes attīstības scenāriju piemērs.....	41
3.6. att. Šķeldas kurināmā katla ar kondensatoru teorētiskā efektivitāte pret dūmgāzu temperatūru pie dažādas gaisa pārpalikuma plūsmas [64].....	43
3.7. att. Biokoģenerācijas stacijas ar IPTES piedāvātā darba shēma.....	45
3.8. att. Ārējās temperatūras ilguma grafiks un atbilstošā siltumslodze mazā CSS 2016. gadā.....	53
3.9. att. Ārējās temperatūras un CSS siltumslodzes gada profils 2016. un 2017. gadā.....	53
3.10. att. CSS (RP=8 MW) siltumslodzes atkarība no ārējās temperatūras (2016–2018).....	54

3.11. att. CSS (RP=10 MW) siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras (2016).....	55
3.12. att. CSS (RP=20 MW) siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras (2017–2018).....	55
3.13. att. CSS (RP=40 MW) siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras (2017).....	56
3.14. att. CSS (RP=457 MW) siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras (2015–2016).....	56
3.15. att. Reālā un prognozētā siltumslodze 1. periodā ar 29 dienu apmācības kopu (RP=20 MW).....	58
3.16. att. Reālā un prognozētā siltumslodze 2. periodā ar 29 dienu apmācības kopu (RP=20 MW).....	58

Tabulu saraksts

2.1. tab. KM enerģijas izstrādes rādītāji bez un ar siltumenerģijas akumulāciju.....	27
3.1. tab. Reālie un modelētie galveno siltumavotu parametri.....	38
3.2. tab. Modeļa rezultātu novirzes no tehniskajiem parametriem (pie –35 °C)	40
3.3. tab. Piedāvātie IPTES darba režīmi	45
3.4. tab. Lielākās siltumenerģijas akumulācijas tvertnes Latvijā.....	48
3.5. tab. Pētīto CSS dati atbilstoši to RP un izmantotajam laika periodam	54
3.6. tab. CSS siltumslodzes prognožu kļūdas.....	59

Ievads

Šajā nodevumā apkopoti rezultāti no valsts pētījumu programmas “Enerģētika” projekta Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0006 “Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (INGRIDO) otrās darba pakotnes WP2 “Inovatīvi risinājumi viedo tīklu elastīgumam”. Ziņojums ietver rezultātus no visiem WP2 uzdevumiem, tomēr pirmā nodaļa ir īpaši veltīta uzdevumam T2.5 (Termālās inerces izmantošana energosistēmas elastīgumam). Otrā nodaļa ir veltīta pētījumiem par koģenerācijas staciju darbības optimizāciju, savukārt trešā – jautājumiem par centralizēto siltumapgādes sistēmu modelēšanu, tostarp ietverot siltumslodzes īstermiņa prognozēšanas uzdevumu. Nobeigumā kopsavilkumā apkopoti svarīgākie secinājumi.

Pirms iekļaušanas nodevumā šie rezultāti ir aprobēti starptautiskos recenzētos zinātniskos izdevumos un konferencēs. Kopumā iekļauti materiāli no astoņām publikācijām:

- [1] A. Sauhats, J. Kozadajevs, A. Dolgicers, I. Zālītis un D. Boreiko, “Thermal energy storage for CHP in power market conditions,” no *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019.
- [2] A. Sauhats, J. Kozadajevs, A. Dolgicers, I. Zālītis un D. Boreiko, “The Impact of the District Heating System Thermal Inertia on the CHPP Operation Mode,” no *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2019.
- [3] J. Kozadajevs un D. Boreiko, “District Heating System Flexibility Studies Using Thermal Inertia of Buildings,” no *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020.
- [4] A. Soročins, D. Rusovs, J. Nagla un V. Žentiņš, “The Influence of the Thermal Storage on the Electricity Production in a Co-Generation in Peak and Off-Peak Time Range,” no *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020.
- [5] J. Kozadajevs, A. Dolgicers un D. Boreiko, “CHPP Operation Mode Optimization under Electricity and Gas Market Conditions using a Genetic Algorithm,” *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, 58 (3), 154.–168. lpp., jūn., 2021.
- [6] A. Soročins, J. Nagla un V. Žentiņš, “District Heating Simulation Model Development to Solve Optimization Problems in the Market Conditions,” no *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020.
- [7] D. Rusovs, S. Jaundālders un P. Staņka, “PUMPED THERMAL ELECTRICITY STORAGE INTEGRATION IN DISTRICT HEATING SYSTEMS,” no *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020.
- [8] D. Rusovs, L. Jakovļeva, V. Žentiņš un K. Baltputnis, “Heat Load Numerical Prediction for District Heating System Operational Control,” *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, 58 (3), 121.–136. lpp., jūn., 2021.

1. Pētījumi par termālās inerces izmantošanu

1.1. Centralizētās siltumapgādes sistēmas termālās inerces ietekme uz koģenerācijas staciju darbības režīmiem

Šajā nodaļā konspektīvi izklāstīti pētījumi “*Thermal energy storage for CHP in power market conditions*” [1], kas tika prezentēts konferencē “*16th European Energy Market Conference*” 2019. gada septembrī un “*The Impact of the District Heating System Thermal Inertia on the CHPP Operation Mode*” [2], kas tika prezentēts konferencē “*60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*” 2019. gada oktobrī.

1.1.1. Ievads

Koģenerācijas stacijās, kombinētā ciklā izstrādājot gan elektroenerģiju, gan siltumenerģiju var sasniegt lielāku stacijas lietderības koeficientu, jo elektroenerģijas ieguvē radies siltums tiek lietderīgi izmantots tehniskām vajadzībām vai arī centralizētas siltumapgādes sistēmas nodrošināšanai ar siltumenerģiju. Koģenerācijas stacijas ir īpaši izplatītas valstīs, kur ir liels pieprasījums pēc siltumenerģijas apkures sezonas laikā, piemēram, ziemeļvalstīs.

Koģenerācijas stacijām ir iespējami divi noteicošie darbības režīmi – izstrāde atbilstoši siltumenerģijas pieprasījuma grafikam (tātad siltumenerģijas ražošana ir prioritāra, bet elektroenerģija ir kā blakusprodukts); kā arī darbība primāri atbilstoši elektroenerģijas izstrādes grafikam. Otrajā gadījumā pastāv iespēja, ka tiek izstrādāts vairāk siltumenerģijas, nekā nepieciešams, kas līdz ar to netiek lietderīgi izmantota. Liberalizēta elektroenerģijas tirgus apstākļos, ja koģenerācijas stacijas apgādā arī centralizētās siltumapgādes sistēmu un tām nav vērā ņemamu siltumenerģijas akumulācijas iespēju, primāri darbība tiek plānota atbilstoši siltumenerģijas pieprasījumam. Tomēr brīžos ar pietiekami augstu elektroenerģijas tirgus cenu, tām ir ekonomiski izdevīgi pāriet darbā kondensācijas (vai jauktā) režīmā, tātad neizmantojot daļu iegūtās siltumenerģijas lietderīgi. Jebkurā gadījumā efektīvai režīmu vadībai ļoti nozīmīgas ir pēc iespējas precīzākas siltumslodzes prognozes.

Koģenerācijas staciju darbības vadība primāri pēc siltumenerģijas pieprasījuma var novest pie situācijām, kad saražotā elektroenerģija netiek pārdota par izdevīgākajām tirgus cenām. To var skaidrot ar to, ka elektroenerģijas tirgus cenas pīķi ne vienmēr sakrīt ar siltumenerģijas pieprasījuma maksimumu. Tā kā elektroenerģijas tirgus cena ir signāls, kas parāda palielinātas ģenerācijas nepieciešamību konkrētā laika brīdī, ekonomiskās efektivitātes palielināšanai un pilnvērtīgākai atjaunīgo energoresursu iekļaušanai sistēmā daudzās valstīs koģenerācijas staciju darbības elastīguma palielināšanai pie tām tiek uzstādītas elektroenerģijas akumulācijas tehnoloģijas. Tas ļauj samazināt koģenerācijas staciju režīmu atkarību no siltumenerģijas patēriņa grafika, un fokusēt staciju darbību lielākā mērā atbilstoši elektroenerģijas tirgus cenām, tādējādi palielinot kopējo sistēmas efektivitāti [9]–[13].

Šajā pētījumā, izmantojot simulācijas, autori novērtē kādas siltumenerģijas akumulācijas iespējas sniedz centralizētajai siltumapgādes sistēmai pieslēgtie daudzdzīvokļu nami Rīgā, un

kādas režīmu regulēšanas iespējas tās varētu dot koģenerācijas stacijām šajā pilsētā, it īpaši ņemot vērā *Nord Pool* elektroenerģijas tirgus apstākļus.

Papildus tiek novērtēta arī siltumslodzes prognožu neprecizitāšu ietekme un iespējas to mazināt, ņemot vērā ēku termālo inerci. Kopumā ikstundas siltumslodzes prognozēšana nākamās dienas periodam ir sarežģīts process, kas neizbēgami rezultējas ar zināmām kļūdām. Siltumslodzes prognožu kļūdas noved pie neprecīza elektroenerģijas izstrādes grafika koģenerācijas stacijās, ja to darba režīmu primāri nosaka siltumenerģijas pieprasījuma segšana [14]. Savukārt neprecizitātes elektroenerģijas izstrādes grafikā ir jāsedz, vai nu mainot citu ģeneratoru izstrādi, vai veicot atbilstošus darījumus tekošās dienas tirgū, vai, visbeidzot, veicot nebalansa norēķinu ar pārvades sistēmas operatoru.

Lai minimizētu šāda veida ekonomiskos zudumus, var pielietot dažādas metodes, piemēram, siltumenerģijas akumulācijas tehnoloģiju pielietošanu, dinamiskus izstrādes optimizācijas rīkus darba režīmu reāllaika pielāgošanai, kā arī citus risinājumus [9], [10]. Šajā pētījumā tiek novērtēts, kā daudzīvokļu ēku iekštelpu temperatūru ietekmētu koģenerācijas staciju darba režīma izvēle atbilstoši prognozētajai, nevis reālajai siltumslodzei, tādējādi novēršot nepieciešamību koriģēt sākotnējo elektroenerģijas izstrādes grafiku.

1.1.2. Centralizētā siltumapgāde Rīgā

Rīgas labā krasta siltumapgādes sistēmas mugurkaulu veido Rīgas 1. termoelektrocentrāle (TEC-1) un TEC-2. TEC-1 tika uzbūvēta no 1954. līdz 1958. gadam un pilnībā rekonstruēta 2005. gadā. Šajā koģenerācijas stacijā ir divas gāzturbīnas, viena tvaika turbīna un trīs karstā ūdens boileri. Koģenerācijas stacijas uzstādītā elektriskā jauda ir 158 MW (pirms gāzturbīnas modernizācijas 2020. gadā – 144MW), bet siltumjauda – 493 MW [15].

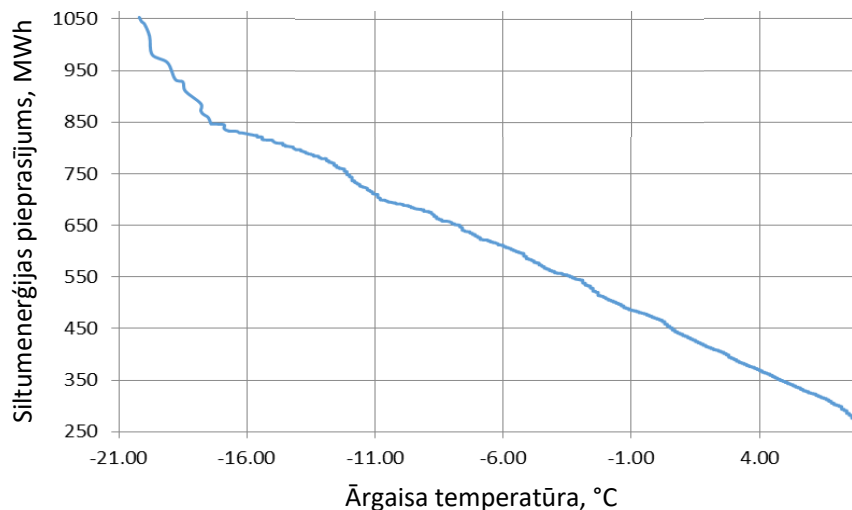
Rīgas TEC-2 ir jaudīgākā koģenerācijas stacija Latvijā. Tās rekonstrukcija tika pabeigta 2013. gadā un koģenerācijas režīmā tās siltumjauda ir 1124 MW un elektriskā – 832 MW, savukārt kondensācijas režīmā šīs stacijas elektriskā jauda ir 881 MW [15].

Kopā šīs koģenerācijas stacijas sedz lielāko daļu no siltumenerģijas pieprasījuma Rīgā. Kopumā pilsētā ir gandrīz 7 500 ēkas, kas pieslēgtas centralizētās siltumapgādes sistēmai [16]. Lielākā daļa no šīm ēkām būvētas periodā no 1956. līdz 1995. gadam. Rīgai tipisko 602., 439. un 119. sērijas ēku piemēri doti 1.1. att. No siltumenerģijas patēriņa viedokļa, piemēram, vienas 602. sērijas deviņstāvu ēkas ar 72 dzīvokļiem kopējais siltumenerģijas patēriņš gadā ir 456,62 MWh jeb 187,64 kWh/m².

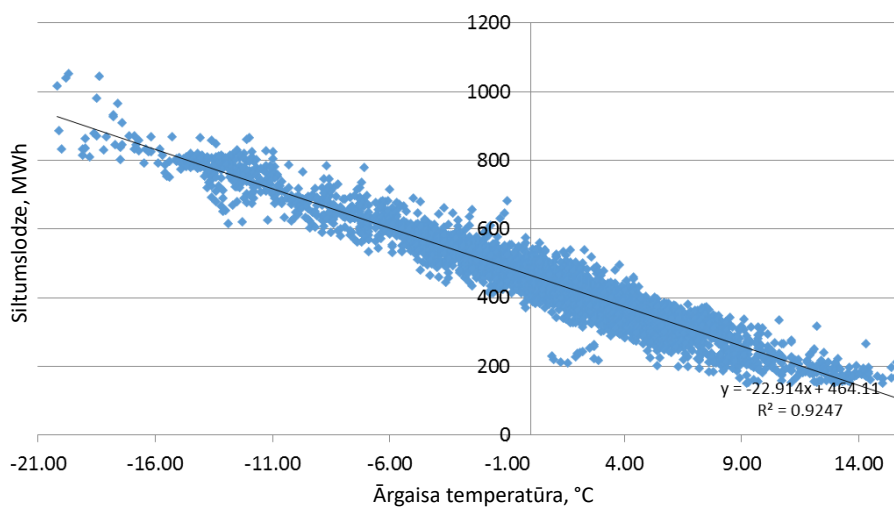


1.1. att. 602., 439. un 119. sērijas daudzīvokļu ēku piemēri

Vidējais siltumenerģijas pieprasījums Rīgā atkarībā no ārgaisa temperatūras attēlots 1.2. att.. Kopumā Rīgas TECu siltumapgādes zonā siltumslodze ļoti labi korelē ar ārgaisa temperatūru kā nozīmīgāko to ietekmējošo faktoru (1.3. att.), korelācijas koeficientam atkarībā no apkures sezonas esot robežās 0,92–0,96.

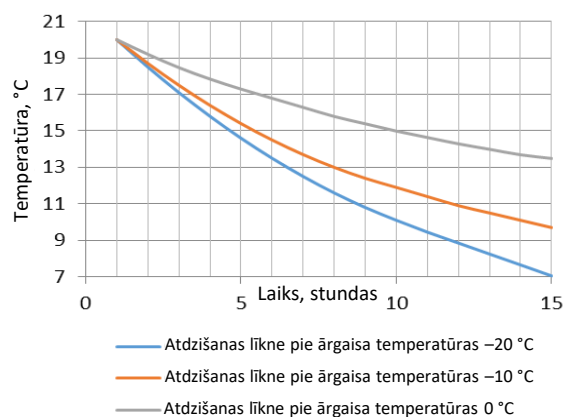


1.2. att. Vidējās diennakts siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras

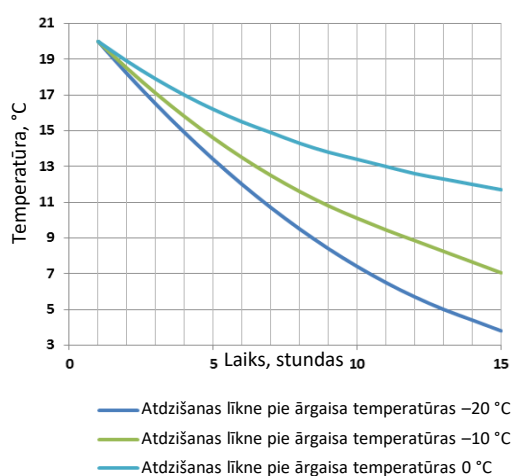


1.3. att. Ikstundas siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras

Ēku termālās inerces novērtējumam ir lietderīgi eksperimentāli noteikt to atdzišanas līknes, t.i., reģistrējot temperatūras kritumu mājā pie siltumenerģijas padeves apturēšanas, turklāt darot to pie dažādām ārgaisa temperatūrām (piemēram, 1.4. un 1.5. att.). Šādi eksperimenti arī noder, nosakot pieļaujamo laiku siltumapgādes tīkla avārijas likvidēšanai apkures sezonā.



1.4. att. 119. sērijas ēkas atdzišanas līkne



1.5. att. 439. sērijas ēkas atdzišanas līkne

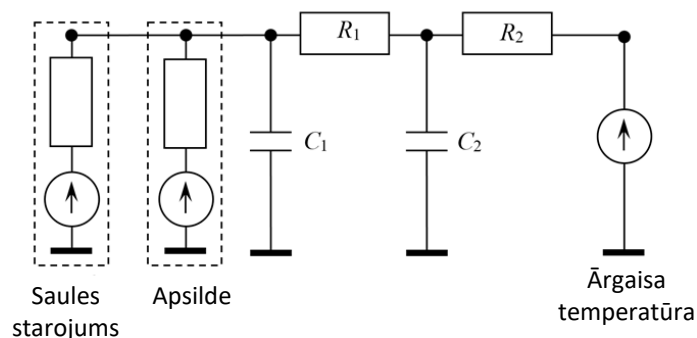
1.1.3. Pirmā gadījumizpēte

Izveidotā modeļa mērķis ir finansiāli novērtēt pilsētas ēku termālās inerces vērtību. Savukārt tā ir izteikta kā palielināts koģenerācijas staciju elastīgums, tādējādi ļaujot tām gūt papildus ieņēmumus no izdevīgākās elektroenerģijas tirdzniecības biržā, variējot ar izstrādes grafika nobīdēm laikā. Šādā veidā izvērtējot termālās inerces vērtību, svarīgs ierobežojošais lielums ir ēku iedzīvotāju (t.i., siltumenerģijas lietotāju) komforts jeb apmierinātība ar saņemto siltumenerģijas apjomu. Modelētajā scenārijā iedzīvotāji saņem atlaidi savā siltumenerģijas rēķinā, ja tie piekrīt iekštelpu temperatūras samazinājumam noteiktās stundās, atlaides apjomam esot atkarīgam no izraisītā diskomforta pakāpes, t.i., maksimālā temperatūras samazinājuma (jeb minimālās iestatītās temperatūras), kam lietotāji būtu gatavi piekrist. Tā kā pieļaujamā diskomforta līmeņi var atšķirties, aprēķini tiek veikti vairākiem scenārijiem, variējot minimālo pieļaujamo temperatūru ēkās.

Lai modelētu pilsētas dzīvojamā fonda termodinamiku siltumenerģijas pieprasījuma novērtēšanai, tiek pielietots vienkāršots RC^1 modelis, balstoties uz elektrisko shēmu analogiju

¹ RC – resistor-capacitor jeb pretestības-kondensatora shēma

(1.6. att.), un tā parametrus nosakot, izmantojot uz statistiskiem datiem balstītu “melnās kastes”² pieeju. Tajā ēku elementi tiek modelēti kā pretestības un kondensatori ar koncentrētiem parametriem. Šāda veida termālo modeļu priekšrocības ir vienkāršība, caurskatāmība un zemas skaitļošanas jaudas prasības. “Melnās kastes” jeb inversās modelēšanas pieeja modeļa parametru noteikšanai tiek realizēti ar eksperimentāli iegūtiem ieejas un izejas datiem [17]–[23]. Konkrētajā gadījumā ieejas dati ir siltumenerģijas pieprasījums Rīgā un vidējā iekštelpu temperatūra.

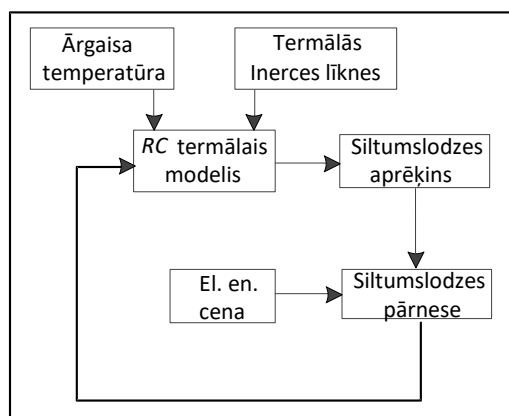


1.6. att. RC modelis

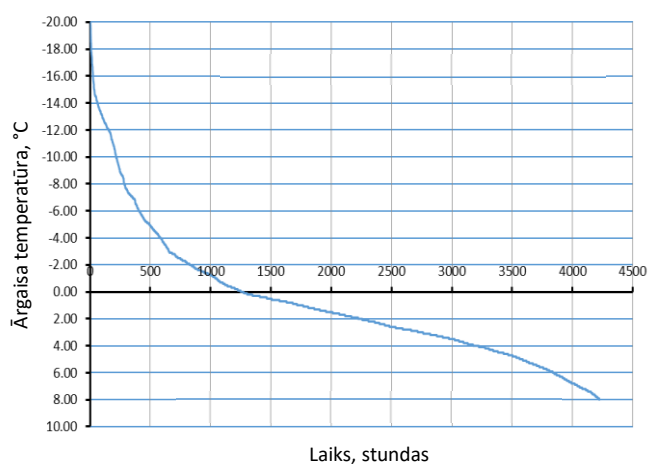
Tātad RC modeļa parametri tiek izvēlēti, izmantojot gan statistiskos datus par siltumslodzi, gan eksperimentāli iegūtās atdzišanas līknes. Izmantojot iegūto termālo modeli un pieņēmumus par pieļaujamo temperatūras samazinājumu ēkās, tiek pārrēķināts piegādājamās siltumenerģijas diennakts grafiks, tostarp ņemot vērā elektroenerģijas tirgus cenas izmaiņas diennakts griezumā. Tiek ņemts vērā arī ierobežojums, ka summārais diennaktī piegādājamās siltumenerģijas apjoms nemainās (t.i., tikai tā piegādes laiks tiek pārrēķināts). Tātad atsevišķās stundās iekštelpu temperatūra būs zemāka, bet citās – augstāka. Šāds pārrēķins ļauj arī noteikt Rīgas TEC-1 un TEC-2 papildus gūstamos ieņēmumus no efektīvākas dalības elektroenerģijas biržā, kas tiek sasniegta, pateicoties ēku termālās inerces izmantošanai.

1.7. att. ataino modeļa kopējo struktūru, savukārt 1.8. att. parādīta ārējais temperatūru ilguma līkne 2016. gada apkures sezonā. Nozīmīgākie modelēšanas rezultāti apkopoti 1.9. att. – ar zilu līkni atainota reālā siltumslodze, sarkanā līkne parāda elektroenerģijas tirgus cenu, savukārt zaļā – pārveidoto siltumslodzes grafiku, kas iegūts, ņemot vērā ēku termālo inerci un elektroenerģijas tirgus cenas.

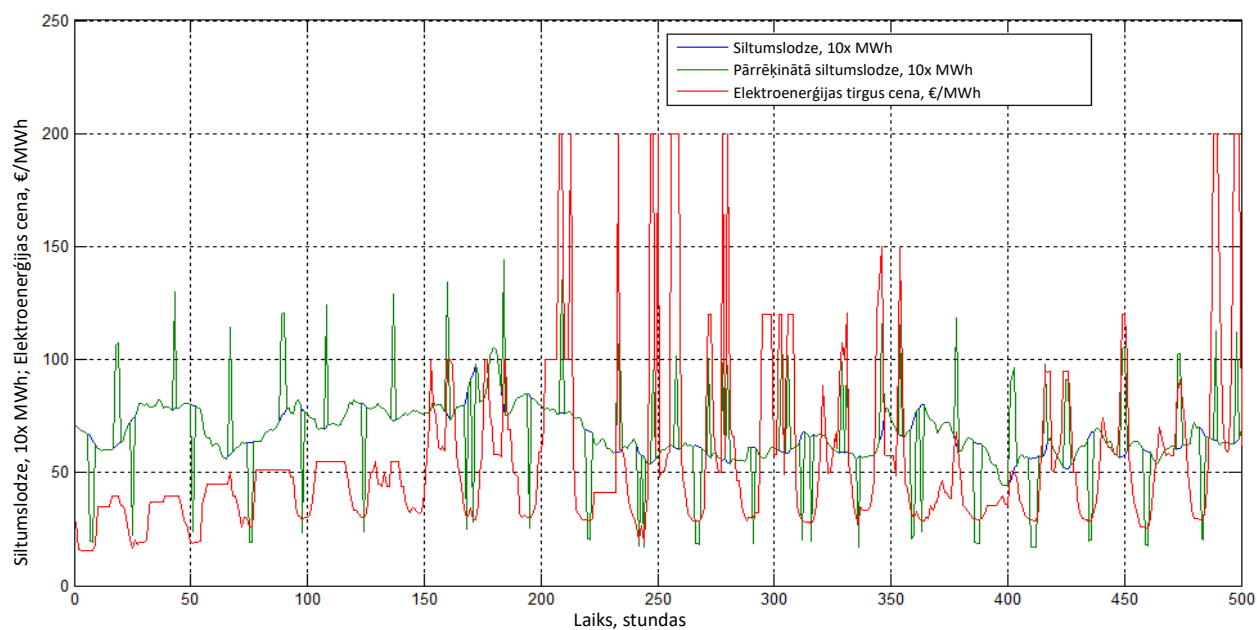
² black box



1.7. att. Aprēķinu modeļa kopējā struktūra (pirmā gadījumizpēte)



1.8. att. Ārģais temperatūras ilguma līkne 2016. gada apkures sezonā



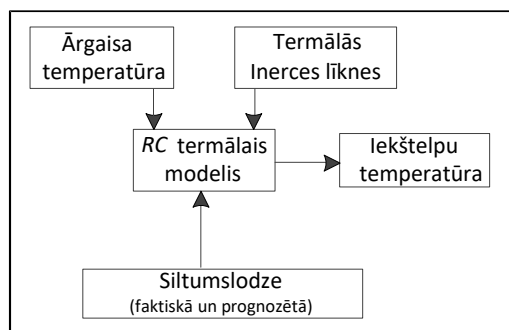
1.9. att. Modelēšanas rezultāti 2016. gada pirmajām 500 stundām

1.9. att. atainotajā scenārijā kā zemākā pieļaujamā iekštelpu temperatūra bija iestatīti 18,5 °C, un tā tika sasniegta septiņas reizes. Savukārt augstākā pieļautā iekštelpu temperatūra bija 23 °C, un modelētajā periodā tā tika sasniegta 35 reizes. Rezultātā iegūtais ieņēmumu palielinājums no elektroenerģijas pārdošanas biržā ir 3,5 milj. €. Citā scenārijā ar zemāko iekštelpu gaisa temperatūru 19 °C modelētais ieņēmumu pieaugums ir 2,35 milj. €.

1.1.4. Otrā gadījumizpēte

Šajā gadījumā tiek izmantoti tie paši ieejas dati kā iepriekšējā apakšnodaļā un ar eksperimentāliem datiem kalibrētais RC modelis (1.6. att.). Vienkāršotai siltumslodzes prognožu iegūšanai tiek pielietoti dati no 1.3. att., izsakot lineāru siltumslodzes atkarību no ārējās temperatūras, $Q(T) = 22,914 \cdot T + 462,11$ (MWh), un faktiskās temperatūras datus aizvietojo ar ārējās temperatūras prognozi. Šāda vienkāršota metode neļauj iegūt augstu prognozēšanas precizitāti, tomēr tas ir atbilstoši šī aprēķina mērķim – novērtēt, kādās robežās mainās iekštelpu temperatūra teorētiskā situācijā, kad koģenerācijas staciju darbība tiktu vadīta strikti atbilstoši siltumslodzes prognozēm, kuras turklāt ir zināmā mērā neprecīzas.

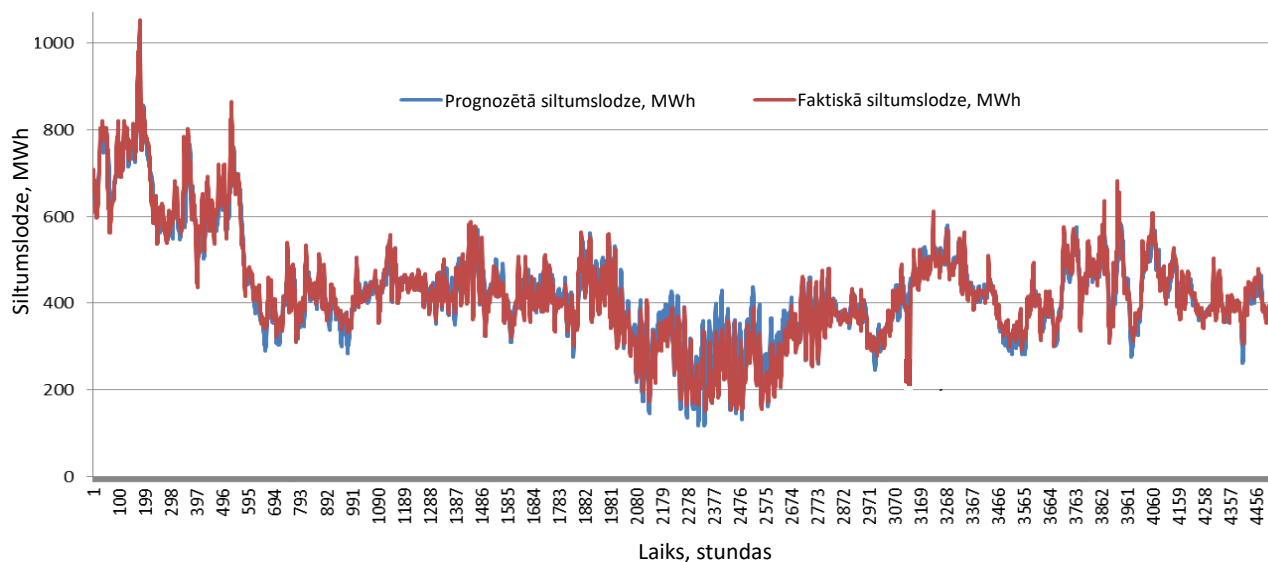
Lai gan arī šajā gadījumizpētē tiek izmantots RC modelis, aprēķinu modeļa kopējā struktūra atšķiras no iepriekšējās (1.7. att.) atbilstoši citādam pētāmajam jautājumam. Tā kā mērķis tagad ir salīdzināt iekštelpu temperatūras novirzes gadījumā, kad tiek segta reālā siltumslodze un kad tiek piegādāta siltumenerģija atbilstoši prognozēm, tiek izmantots 1.10. att. parādītā aprēķinu modeļa struktūra.



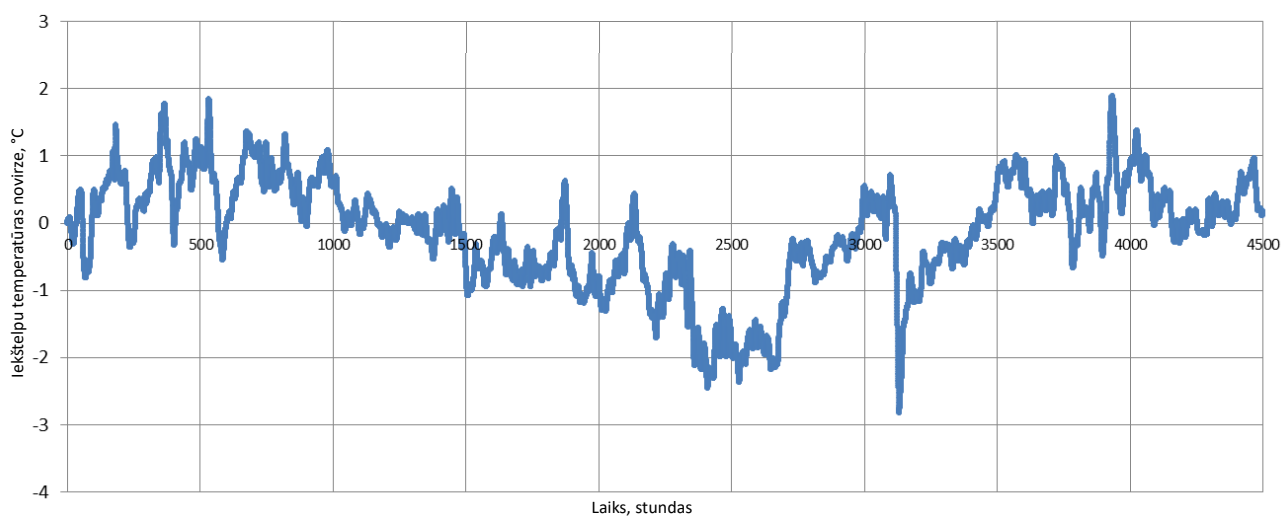
1.10. att. Aprēķinu modeļa kopējā struktūra (otrā gadījumizpēte)

Atkārtojot iekštelpu temperatūras modeļa aprēķinus divreiz – ar prognozēto un ar reālo siltumslodzi (1.11. att.), var novērtēt iegūtās temperatūras novirzes. Šajā gadījumā temperatūras, kas izriet no reālās siltumslodzes tiek uzskatītas par vēlamajām, savukārt prognozētajai siltumslodzei atbilstošās norāda uz novirzēm no vēlamajām temperatūrām, kas tiktu iegūtas, ja koģenerācijas stacijas īstenotu prognozēto izstrādes grafiku. Aprēķini veikti 2016. gada apkures sezonai, un, kā redzams 1.12. att., novirzes no vēlamajām temperatūras vērtībām ļoti reti pārsniedz divu grādu robežas. Arī novirzes lielākas par vienu grādu tika konstatētas relatīvi nedaudz. Šie rezultāti ļauj secināt, ka prognozēšanas kļūdas būtu iespējams kompensēt, palaujoties uz ēku termālo inerci, jo ikstundas siltumslodzes prognožu novirzes nenoved pie straujām iekštelpu temperatūras svārstībām. Savukārt summāro diennakts kļūdu var kompensēt, veicot prognozi nākamajai dienai, to attiecīgi koriģējot, ņemot vērā to, ka

iepriekš galalietotāji saņēmuši attiecīgi vairāk vai mazāk siltumenerģijas kā būtu bijis nepieciešams. Tomēr šādas pieejas pielietojums ir ierobežots un tādu nav ieteicams izmantot īpaši aukstās dienās, kad ārējais temperatūra ir zemāka par $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Gada griezumā šādu dienu nav daudz (1.8. att.).



1.11. att. Proгнозētā un faktiskā ikstundas siltumsloдзе



1.12. att. Iekštelpu temperatūras novirze no vēlamās vērtības

1.1.5. Secinājumi

Centralizētās siltumapgādes sistēmai pieslēgtās Rīgas daudzdzīvokļu ēkas ir ar ievērojamu termālo inerci. Siltummezglu aprīkošana ar attālinātas vadības ierīcēm ļautu efektīvi izmantot šo inerci. Pirmkārt, ar tās palīdzību varētu labāk optimizēt koģenerācijas staciju darbību atbilstoši elektroenerģijas tirgus situācijai. Otrkārt, tas ļautu samazināt izmaksas, kuras izraisa atkāpes no elektroenerģijas izstrādes grafika neprecīzu siltumsloдzes prognožu dēļ.

1.2. Centralizētās siltumapgādes sistēmas elastīguma pētījumi, izmantojot ēku termālo inerci

Šajā nodaļā sniegts ieskats iepriekš izklāstīto pētījumu turpinājumā ar nosaukumu “*District Heating System Flexibility Studies Using Thermal Inertia of Buildings*” [3], kas tika prezentēts konferencē “*61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*” 2020. gada novembrī.

1.2.1. Ievads

Lai kompensētu atkāpes no iepriekš (nākamās dienas kontekstā) plānotā koģenerācijas staciju elektroenerģijas izstrādes grafika, var īstermiņā prognozētajām atkāpēm atbilstošu enerģiju iepirkt vai pārdot tekošās dienas tirgū. Tomēr cenas tekošās dienas tirgū ir kopumā neizdevīgākas un grūtāk prognozējamas, jo tās nosaka atbilstoši izteiktajiem piedāvājumiem (*pay-as-bid*), nevis atbilstoši robežizmaksām (*marginal costs*) kā nākamās dienas tirgū. Turklāt primāri tiek realizēti pirkšanas darījumi ar augstāko cenu un pārdošanas darījumi ar zemāko.

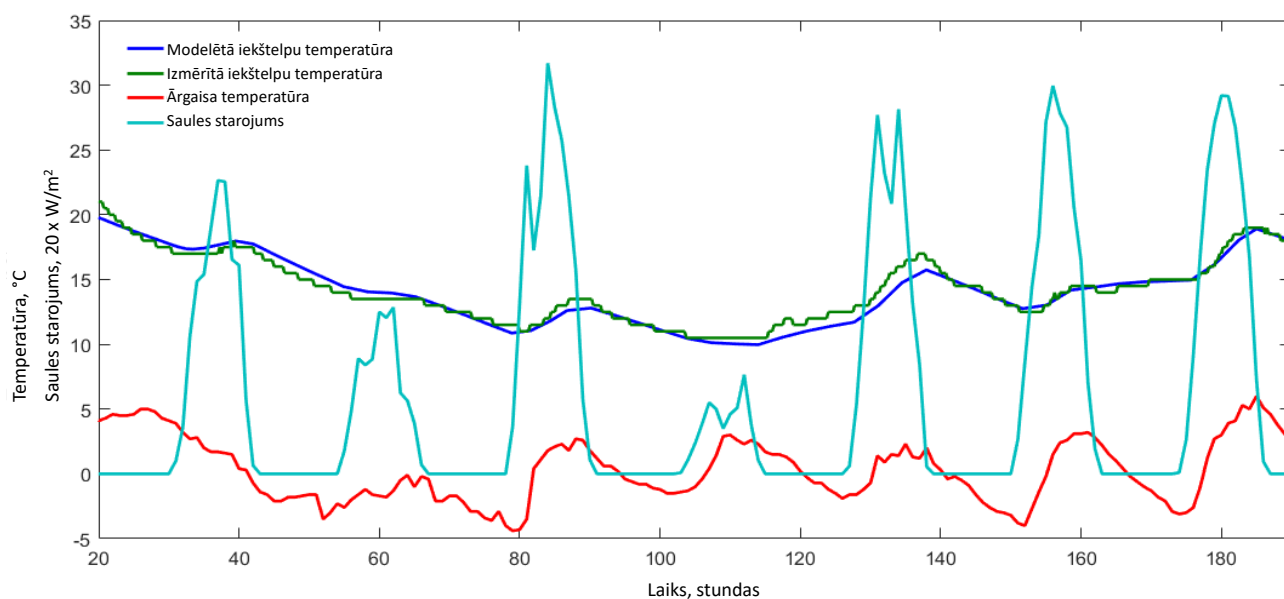
Tas iezīmē potenciālu vērtību koģenerācijas staciju darbības elastīguma palielināšanā. Papildus plaši zināmajam elastīguma palielināšanas paņēmienam ar siltumenerģijas akumulācijas tvertņu izbūvi, kas saistās ar lieliem nepieciešamajiem kapitālieguldījumiem [10], cits mazāk pētīts elastīguma palielināšanas paņēmiens ir centralizētās siltumapgādes sistēmas termālās inerces izmantošana.

Aprīkojot siltumdevējus ar attālinātas vadības sistēmām var mainīt ēku iekštelpu komforta temperatūru, ar iedzīvotāju piekrišanu ļaujot tai variēt noteiktās robežās noteiktos laika periodos [9], [13]. Šāda sistēma ļautu palielināt koģenerācijas staciju efektivitāti un tādējādi arī padarīt to darbību ienesīgāku. Taču papildus gūtie ienākumi būtu godīgi jāsadala starp koģenerācijas staciju operatoriem un iedzīvotājiem, kuru komforta līmenis, tiem piekritis, tiek ietekmēts.

1.2.2. Metodoloģija

Lai aprēķinātu ēku iekštelpu temperatūru atkarībā no ārtelpu faktoriem un pievadītās siltumenerģijas, ir nepieciešams ēku termālais modelis. Ir pieejams liels klāsts dažādu rīku, ar kuriem veikt ēku termālo modelēšanu, ņemot vērā to fizikālās īpašības, laikapstākļus, iedzīvotāju paradumus u.tml. [21]. Šajā pētījumā tiek izmantots iepriekš aprakstītais RC modelis [23], kura R_1 , R_2 , C_1 un C_2 parametri (1.6. att.) tiek atrasti ar montekarlo algoritmu, jo $Q(T)$ nav lineāra sakarība. Modelis tiek realizēts *MATLAB Simulink* vidē, termālajai modelēšanai izmantojot tajā pieejamo šim mērķim paredzēto bibliotēku, kurā R_1 , R_2 ir siltumpārvades elementi ($W/(m \cdot K)$), bet C_1 , C_2 – termālās masas elementi ($J/kg/K$).

1.13. att. parādīta šī termālā modeļa verifikācija vienas ēkas ietvaros. Tajā salīdzināta modelētā iekštelpu temperatūra ar tādu, kas noteikta ar objektā uzstādītiem temperatūras sensoriem. Tiesa gan šis piemērs ir balstīts uz vienas ēkas datiem, taču konkrētajā pētījumā modelēšana tiek vispārināta pilsētas mērogam.



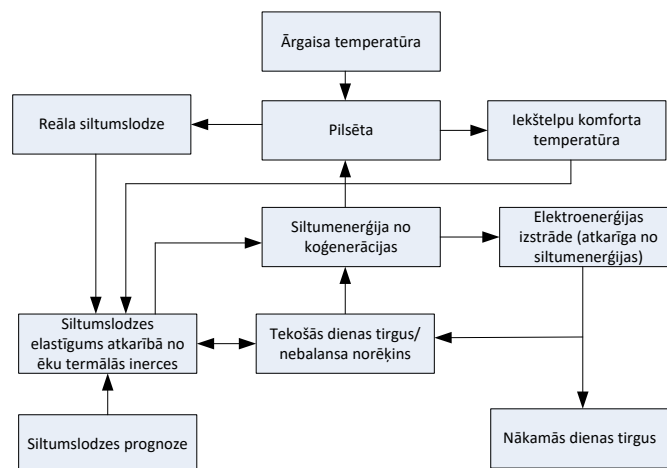
1.13. att. Termālā modeļa verifikācija, izmantojot temperatūras sensoru datus

Lai aplēstu pilsētas mēroga termālā modeļa parametrus, tiek izmantotas dažādu tipveida ēku eksperimentāli iegūtās atdzišanas līknes (piemēram, kā 1.4. un 1.5. att.). Ar kalibrēto modeli tad var attiecīgi novērtēt iekštelpu temperatūras izmaiņas atkarībā no saules starojuma, ārējais temperatūras un pievadītās siltumenerģijas. Pievadītā siltumenerģijas tad attiecīgi ir tas parametrs, kuru ir iespējams variēt. Taču jāņem vērā, ka ar šo pieeju, kas attiecināta pilsētas mērogam, netiek aplēsta individuālu ēku iekštelpu temperatūra, bet gan vidējais rādītājs modelēto ēku kopumam.

Tāpat jāņem vērā, ka dažādām ēkām/to iedzīvotājiem var būt atšķirīgas pieļaujamās komforta temperatūras svārstību robežas. Ar vadāmiem siltummezgliem varētu nodrošināt vēlamo temperatūru, tomēr arī vidējās temperatūras aprēķins ļauj novērtēt iespējas variēt piegādātās siltumenerģijas apjomu. Šim mērķim tiek modelētas temperatūras novirzes pie dažādiem elastīguma līmeņiem un dažādām ārējais temperatūrām tipiskās gada dienās (24 stundu periodam ar stundas izšķirtspēju, kas atbilst koģenerācijas staciju īstermiņa plānošanas periodam). Pēc tam aprēķini tiek atkārtoti ar *Energy Plus* programmu, ņemot vērā datus par tipiskām temperatūras svārstībām gada griezumā.

1.14. att. atainota teorētiskā elastīguma aplēses metodoloģijas kopējā struktūra. Tā kā koģenerācijas staciju papildu gūstamie ieņēmumi izriet no elektroenerģijas tirdzniecības, elastīgums tiek aplēsts MWh_{el} un € vienībās attiecībā pret normālo (ierasto) darba režīmu.

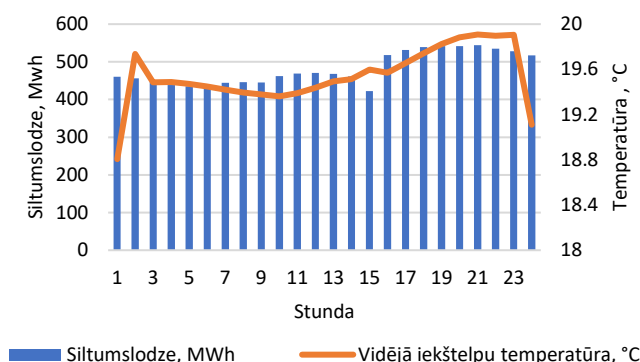
Normālais darba režīms ir balstīts uz siltumslodzes prognozi. Pieņemam, ka elektroenerģijas izstrādes novirzes no šī režīma tiek realizētas tekošās dienas tirgū vai nebalansa norēķinu mehānismā. Ar elastīgumu mēs saprotam spēju saražot vairāk vai mazāk elektroenerģijas noteiktās stundās, un elektroenerģijas izstrādes plāna izmaiņas izraisa arī koģenerācijā saražotās siltumenerģijas apjomu izmaiņas. Tekošās dienas darījumu cenu aplēsei tiek izmantots vienkāršots pieņēmums, to pieņemot vienādu ar divkāršu nākamās dienas cenu, papildus pieļaujot tekošās dienas cenai iespēju kļūt negatīvai.



1.14. att. Teorētiskā elastīguma aplēses metodoloģijas struktūra

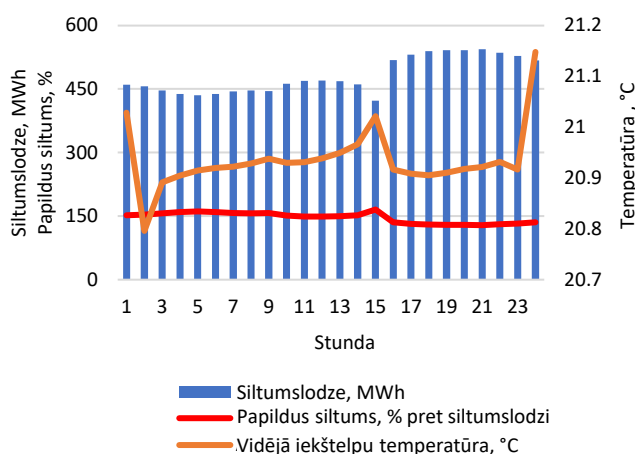
1.2.3. Rezultāti

Modelēšanas rezultāti parādīti 1.15.–1.19. attēlos. 1.15. att. ataino situāciju tipiskā ziemas dienā ar vidējo ārgaisa temperatūru $0,34\text{ }^{\circ}\text{C}$. Vidējās iekštelpu temperatūras līkne rāda minimālo modelēto temperatūru katrā stundā, kad piegādātās siltumenerģijas apjoms ir uz vienu stundu samazināts no pieprasītā apjoma. Modelēšana tiek veikta 24 reizes – 1. simulācijā piegādātā siltumenerģija ir samazināta tikai 1. stundai, 2. simulācijā – tikai 2. stundai u.t.t. Rezultātā vidējās iekštelpu temperatūras līkne parāda maksimālo novirzi no iestatītās temperatūras ($20\text{ }^{\circ}\text{C}$), un attiecīgi – siltumslodzes elastīgumu. Šajā attēlā ilustrētajā scenārijā vienas stundas ietvaros veiktais piegādātās siltumenerģijas samazinājums ir vienāds ar 100%, taču, protams, šāds samazinājums nav tehniski iespējams, cita starpā, jo tad tiktu uz vienu stundu pilnībā apturēta koģenerācijas izstrāde. Tomēr šī aprēķina mērķis ir novērtēt maksimālo izstrādātās siltumenerģijas (un attiecīgi – elektroenerģijas) izstrādes samazinājuma ietekmi uz komforta temperatūru, tāpēc tiek izmantots šāds pieņēmums. Zemākā sasniegtā modelētā vidējā iekštelpu temperatūra ir vienāda ar $18,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, tātad maksimālais diskomforta līmenis ir vienāds ar $20\text{ }^{\circ}\text{C} - 18,8\text{ }^{\circ}\text{C} = 1,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Šādas tekošās dienas tirgus ietvaros veiktas elektroenerģijas izstrādes grafika izmaiņas koģenerācijas stacijas operatoriem varētu nodrošināt finansiālu ieguvumu konkrētajā piemērā robežās 14–29 t. €.



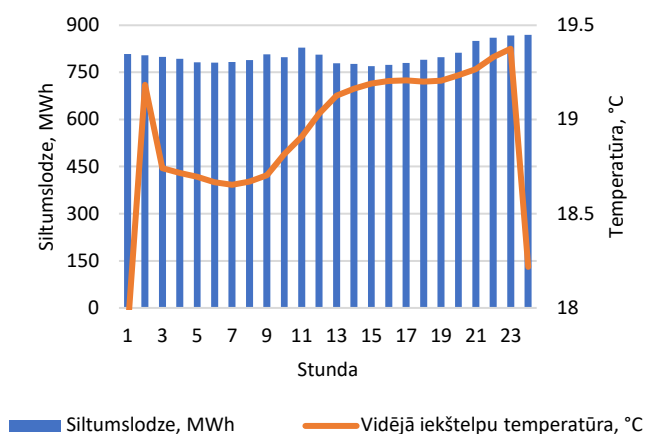
1.15. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas samazinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 0,34\text{ }^{\circ}\text{C}$

1.16. att. ataino maksimālo iekštelpu temperatūru scenārijos ar palielinātu siltumenerģijas izstrādi. Iespējamo izstrādes palielinājumu ierobežo koģenerācijas staciju maksimālā jauda koģenerācijas režīmā. Papildus gūtie ieņēmumi no šādas slodzes palielināšanas konkrētajā piemērā tiek lēsti robežās 12–21 t. €. Svarīgi piebilst, ka vienas dienas ietvaros veiktās atkāpes no plānotās siltumenerģijas piegādes jākompensē, plānojot izstrādes grafiku nākamajā dienā.



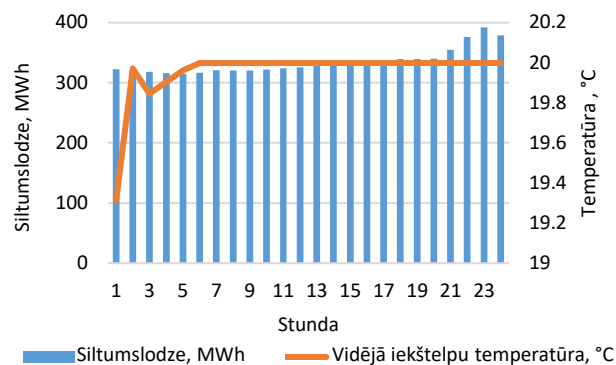
1.16. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas palielinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 0,34\text{ }^{\circ}\text{C}$

1.17. att. ataino rezultātus aukstas ziemas dienas scenārijam ar diennakts vidējo ārgaisa temperatūru $-13,3\text{ }^{\circ}\text{C}$, kad elektroenerģijas ražošana koģenerācijā ir tuvu tās maksimālajam apjomam. Vidējās iekštelpu temperatūras līkne parāda modelēto temperatūru katrā stundā, pieņemot, ka tajā piegādātās siltumenerģijas apjoms ir samazināts par 90% (uz vienu stundu). Šāds ievērojams siltumenerģijas samazinājums noved pie maksimālā temperatūras samazinājuma par diviem grādiem – līdz minimāli pieļautajiem $18\text{ }^{\circ}\text{C}$.

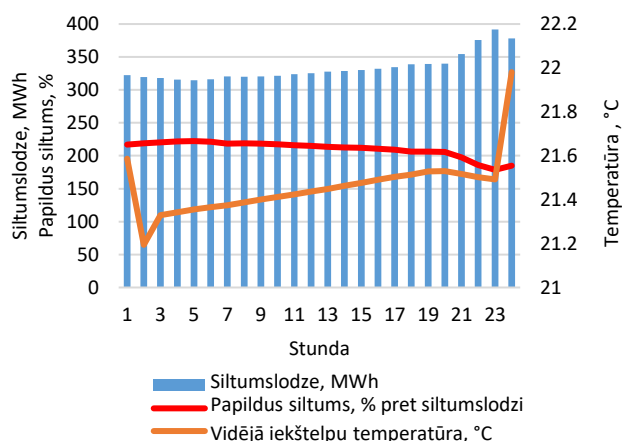


1.17. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas samazinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} -13,3\text{ }^{\circ}\text{C}$

Visbeidzot, 1.18. un 1.19. att. parādīts scenārijs tipiskai pavasara/rudens dienai ar vidējo maksimālo ārgaisa temperatūru 6,2 °C. Šajā gadījumā papildu ieņēmumi, kas saistīti ar apsildes izmaksu samazināšanu ir 19–28 t. €, bet ar palielināšanu 21–32 t. €.



1.18. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas samazinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 6,2^{\circ}\text{C}$



1.19. att. Elastīgums piegādātās siltumenerģijas palielinājumam pie vid. $T_{\text{ārg.}} 6,2\text{ }^{\circ}\text{C}$

1.2.4. Secinājumi

Šajā pētījuma sadaļā tika papildināti iepriekš gūtie rezultāti, parādot vēl vienu veidu, kā varētu izmantot centralizētās siltumapgādes sistēmai pieslēgto ēku termālo inerci koģenerācijas staciju darbības elektroenerģijas tirgū pilnveidošanai.

Attīstot šo termālās inerces izmantošanas pētījumu virzienu tālāk, būs nepieciešams arī izveidot metodiku taisnīgam papildus gūtā ekonomiskā ieguvuma sadalījumam starp elektroenerģijas tirgus dalībniekiem (koģenerācijas staciju operatoriem) un namu īpašniekiem/iedzīvotājiem, kuri piekrīt sava termālā komforta iestatījumu izmaiņām. Šāda uzdevuma risināšanai perspektīvākais virziens būtu kooperatīvo spēļu teorija un Šeplija sadalījums.

2. Pētījumi koģenerācijas staciju optimizācijas jautājumos

2.1. Termālās enerģijas akumulācijas ietekme uz elektroenerģijas ražošanu koģenerācijā pieprasījuma pīķa un iekrituma periodos

Šajā nodaļā atspoguļoti rezultāti pētījumam “*The Influence of the Thermal Storage on the Electricity Production in a Co-Generation in Peak and Off-Peak Time Range*” [4], kas tika prezentēts konferencē “61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University” 2020. gada novembrī.

2.1.1. Ievads

Pastāv vērā ņemama izmaksu atšķirība starp elektroenerģijas akumulāciju un citiem enerģijas akumulācijas veidiem (ar elektroenerģijas akumulāciju saprotot tādu pilna cikla sistēmu, kurā elektroenerģija ir gan ievadītais, gan izvadītais enerģijas veids, pat ja pati akumulācija notiek citā enerģijas formā, piemēram, ūdens potenciālajā enerģijā vai elektroķīmiskā enerģijā). Tomēr termālās enerģijas akumulācija ir daudzkārt lētāka, rēķinot uz investīciju izmaksām par akumulējamās enerģijas ietilpību, salīdzinot ar dažādajiem elektroenerģijas akumulācijas veidiem. Savukārt gāzveida un sašķidrinātu kurināmo akumulācija ir lētāka par termālās enerģijas akumulāciju [24].

Viedās energosistēmas var definēt kā tādu pieeju, kurā viedie elektroapgādes, siltumapgādes un gāzapgādes tīkli tiek kombinēti un savstarpēji koordinēti, lai panāktu optimālu risinājumu gan katram atsevišķajam sektoram, gan energoapgādes sistēmām kopumā [25]. Šādas sistēmas ietver sevī jaunas tehnoloģijas un infrastruktūru, it īpaši energosistēmas transformācijas posmā [26].

Aplūkojot centralizēto siltumapgādi plašākā kontekstā, jāņem vērā dažādu ekonomisko faktoru izmaiņas, piemēram:

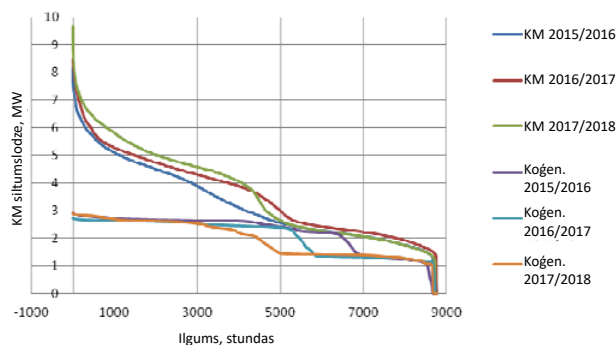
- siltumenerģijas un elektroenerģijas cenu izmaiņas;
- subsīdijas “tīrām” tehnoloģijām;
- nodokļi emisijām;
- tehnoloģiju izmaksu attīstība.

Tik tiešām, arī izmaiņas nodokļu politikā var izmainīt jaunu tehnoloģiju ekonomisko dzīvotspēju. Nodokļu izmaiņas attiecībā uz alternatīviem kurināmajiem var padarīt sezonālu enerģijas akumulāciju ekonomiski izdevīgāku un līdz ar to – plašāk pielietotu. Tas ir būtiski centralizētās siltumapgādes sistēmu gadījumā, kur enerģijas sezonālas akumulācijas integrēšana sistēmā ir potenciāli ļoti pievilcīga iespēja [27].

2.1.2. Metodoloģija

Šajā pētījumā tiek izmantoti siltumenerģijas skaitītāju dati no trim apkures sezonām – 2015/2016, 2016/2017 un 2017/2018. Analizētie siltumslodzes dati ir iegūti no konkrētas katlumājas (turpmāk – KM). Katrai apkures sezonai tiek izveidota siltumslodzes ilguma līkne,

atsevišķi atainojot arī koģenerācijā saražoto siltumenerģijas apjomu (2.1. att.). Kopumā grafika konstruēšanā izmantoti 26 tūkstoši ikstundas datu vienumu.



2.1. att. KM siltumslodzes ilguma līkne 2015.–2018. gada apkures sezonās

Lai aplēstu siltumenerģijas akumulācijas tvertnes ietekmi uz KM tehniskajiem parametriem, aprēķinu veikšanā tiek veikti šādi pieņēmumi:

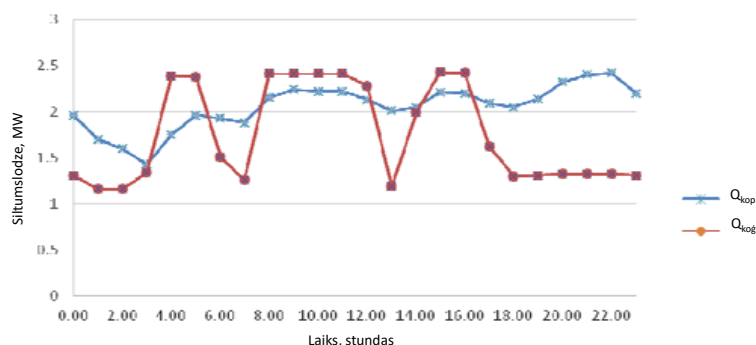
1. konkrētais aprēķinu piemērs tiek balstīts uz 2016./2017. gada apkures sezonas datiem;
2. koģenerācijas iekārtas var darboties ar jaudu, kas vienāda no 50% līdz 100% no nominālās, t.i., no 1,32 MW_{el} līdz 2,64 MW_{el} un attiecīgi no 1,45 MW_{th} līdz 2,90 MW_{th};
3. kad siltumslodze ir mazāka par 1,45 MW_{th}, tiek uzlādēta siltumenerģijas akumulācijas tvertne, savukārt, kad slodze ir lielāka par 2,90 MW_{th}, tā tiek izlādēta;
4. maksimālā akumulācijas tvertnes darba temperatūra ir 90 °C, siltumapgādes tīklos siltumnesēja temperatūras starpība ir 20 °C.
5. siltumenerģijas zudumi akumulācijas tvertnē netiek ņemti vērā.

Lai varētu korekti modelēt jaudas samazināšanos augstas ārējās temperatūras gadījumos, maksimālā koģenerācijas iekārtas jauda ir jāsasaista ar ārējās temperatūru [28].

2.1.3. Rezultāti

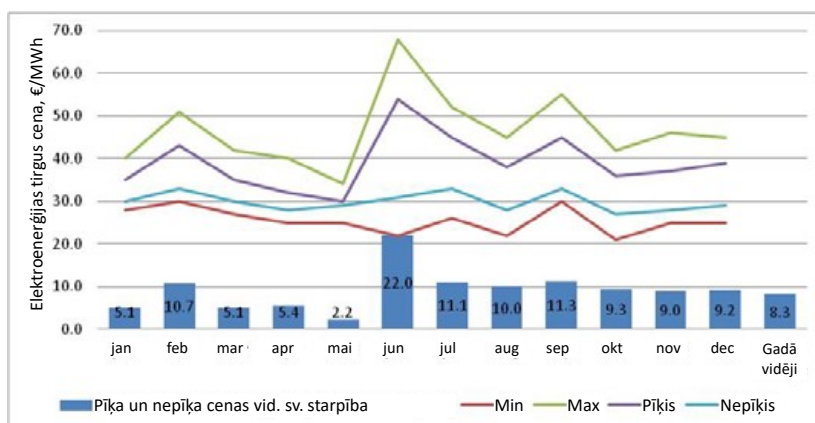
Kā izriet no 2.1. att., koģenerācijas iekārta darbojas ar maksimālo jaudu tikai apmēram 4 000 stundas gadā. Tas tā ir tādēļ, ka KM esošo divu koģenerācijas iekārtu darbība nav rekomendēta ar slodzi zem 50% no nominālās (tātad, ja siltumslodze mazāka par 1,45 MW_{th}, viena no koģenerācijas iekārtām darboties nevar).

Konkrēts šādas situācijas piemērs vienas diennakts periodam vasarā dots 2.2. att. Kā redzams, šajā gadījumā nelielās jaudas koģenerācijas stacijai ir sarežģīti pielāgot savu izstrādi siltumenerģijas pieprasījumam, jo tas vairākkārt diennakts griezumā nokrīt zem 1,45 MW, kas liek vienai no iekārtām tikt atslēgtai četras reizes 24 stundu periodā. Šajā attēlā ar Q_{kop.} apzīmēta KM kopējā siltumslodze, bet ar Q_{koģ.} – tā daļa, kas tiek segta ar koģenerācijas iekārtās saražoto siltumenerģiju.



2.2. att. KM diennakts slodzes grafiks vasarā (21.08.2017.)

Lai novērtētu potenciālos papildus ienākumus no elektroenerģijas tirdzniecības, kas gūstami, koģenerācijas stacijas darbību plānojot koordinēti ar siltumenerģijas akumulācijas tvertni (tātad ļaujot saražot un akumulēt siltumenerģiju, kad elektroenerģijas tirgus cena ir augsta, bet to neražot un izmantot akumulēto siltumenerģiju tad, kad elektroenerģijas cena ir zema) tiek analizētas elektroenerģijas tirgus cenas variācijas pa mēnešiem 2017. gadā. Aprēķinos tiek ņemtas vērā vidējās tirgus cenas starpības “pīķa” un cenas iekritumu (“nepīķa”) periodos. 2.3. att. attēlota elektroenerģijas tirgus cenu statistika, kā arī vidējā svērtā starpība starp “pīķa” un “nepīķa” cenām.



2.3. att. Elektroenerģijas cenas svārstības 2017. gadā pa mēnešiem

Lai taupītu iekārtu resursu, var uzstādīt siltumenerģijas akumulācijas tvertni. Ar tās palīdzību varētu arī segt pīķa siltumenerģijas pieprasījumu.

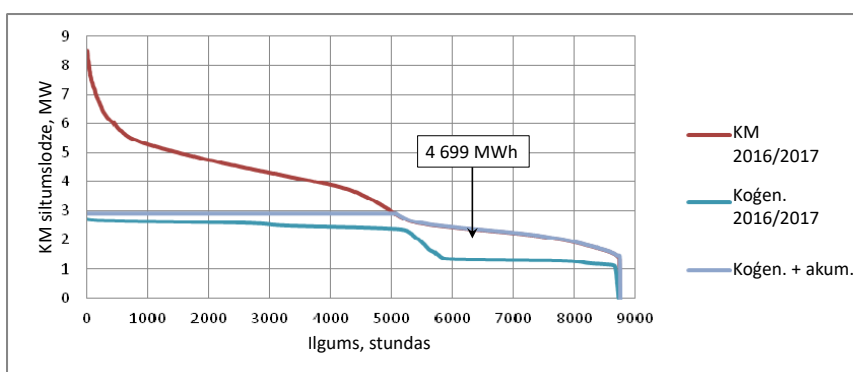
Siltumenerģijas akumulācijai ir daudzas priekšrocības, salīdzinot ar citiem enerģijas akumulācijas tehnoloģiju veidiem, it īpaši ar elektroķīmiskajiem akumulatoriem:

- Siltumenerģijas akumulācija ir lētāka. Tipiskas elektroenerģijas akumulācijas sistēmu kapitālizmaksas ir ap 170 €/kWh, kamēr siltumenerģijas akumulācija izmaksā 0,5–3 €/kWh.
- Siltumenerģijas akumulācija palīdz novērst pilna cikla zudumus, pretstatā, piemēram, hidroakumulācijai vai saspiesta gaisa akumulācijai, kur augstākā pilna cikla efektivitāte ir attiecīgi 85% un 65%.

- Elektroenerģijas akumulācijai ir vēl zemāka efektivitāte, ja tā tiek izmantota pārtraukumainu atjaunīgo energoavotu integrācijai.
- Citi svarīgi faktori ir stabila jauda un ilgs darbmužs.
- No otras puses, elektroenerģijas akumulācija ir elastīgāka, un tāpēc tā ir piemērotāka energosistēmas darba režīmu vadībai (piemēram, ārkārtas situācijās).

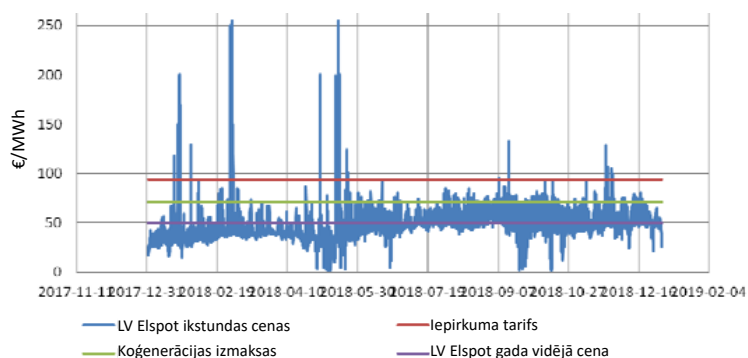
Elektroenerģijas ražošanas stohastiskais raksturs prasa palielinātu pieprasījuma puses elastīgumu. Piedāvātais modelis ļauj noteikt ar siltumenerģijas akumulācijas tehnoloģiju kombinētas koģenerācijas stacijas maksimālo elastīgumu, ņemot vērā, ka akumulācija var būt tiklab centralizēta, kā decentralizēta. Piķa slodžu segšanai ir pieejama arī tradicionāla centrālā apkure [29].

Iepriekš aprakstītās situācijas modelēšanas rezultāti parādīti 2.4.att. Tajā ar *KM 2016/2017* apzīmēta reālā KM siltumslodze 2016./2017. gadā, ar *Koģen. 2016/2017* – reālā koģenerācijas iekārtu darbība, bet ar *Koģen. + akum.* – aprēķinātā siltumslodze koģenerācijas iekārtām kopā ar siltumenerģijas akumulāciju.



2.4. att. KM siltumslodzes ilguma grafiks

Izmantojot elektroenerģijas biržas *Nord Pool* datus, var secināt, ka 2018. gadā vidējā elektroenerģijas cena bija 49,89 €/MWh. Tanī par laikā subsidētās elektroenerģijas tarifs bija 93,42 €/MWh. Elektroenerģijas un siltumenerģijas koģenerācijas izmaksas (ņemot vērā tikai kurināmā un uzturēšanas izmaksas) tiek aplēstas kā 71,15 €/MWh. Šo rādītāju attiecība parādīta 2.5. att.



2.5. att. Elspot cenu salīdzinājums ar iepirkuma cenu un ražošanas izmaksām

Ieteikumi:

1. Nepieciešams izvēlēties metodoloģiju siltumenerģijas un elektroenerģijas ražošanas koģenerācijā izmaksu sadalījumam. Ar tādas palīdzību var novērtēt mazo dabasgāzes koģenerācijas staciju iespējas pārdot elektroenerģiju biržā bez valsts atbalsta.
2. 2018. gadā ievērojami pieauga elektroenerģijas tirgus cena³. Šai cenai turpinot kāpt, kļūst aktuāli aplēst līmeni, kāds būtu jāsasniedz, lai dabasgāzes koģenerācijas staciju darbība biržā kļūtu ekonomiski pamatota.
3. Pārejot uz darbību elektroenerģijas biržā, ir lietderīgi uzstādīt siltumenerģijas akumulācijas iekārtas, jo tas ļauj palielināt elektroenerģijas izstrādi pīķa cenu laikā.

Šādu jautājumu risināšanā noder termoekonomikas metodes. Tā ir nozare, kurā izmanto termodinamiskas sakarības (enerģijas un ekserģijas plūsmas) kopā ar enerģijas sistēmu ekonomisko analīzi [30]. Termoekonomiskās analīzes īpatnība ir dažādu komponentu un procesu īpatnējā patēriņa un enerģijas plūsmu izmaksu konceptu pielietojumā. Šie divi izmaksu jēdzieni veido tā saucamo enerģijas pārveides sistēmu iekšējo ekonomiku [31].

2.1.4. Secinājumi

1. Analizētajā koģenerācijas stacijā uzstādāmās siltumenerģijas akumulācijas tvertnei būtu jābūt spējīgai uzkrāt 18,47 MWh enerģijas ilgā laika posmā, tātad nepieciešamais siltumnesēja apjoms ir apmēram 900 t.
2. Reāli saražotais siltumenerģijas apjoms KM koģenerācijā 2016/2017. gada sezonā bija 18 108 MWh (apgabals 2.4. att. zem tumši zilās līknes). Savukārt scenārijā, kad modelēta koģenerācijas koordināta darbība ar siltumenerģijas akumulāciju, koģenerācijas režīmā saražotais siltumenerģijas apjoms ir 22 807 MWh (apgabals zem gaiši zilās līknes).
3. Uzstādot siltumenerģijas akumulācijas tvertni, tiktu panākta patstāvīga abu koģenerācijas iekārtu darbība 50–100% robežās no to uzstādītās jaudas. Pateicoties tam, koģenerācijā varētu izstrādāt par 4 699 MWh vairāk siltumenerģijas, un par 4 272 MWh vairāk elektroenerģijas, tādējādi paaugstinot kopējo enerģijas izstrādes ekonomisko efektivitāti KM.

2.1. tab. salīdzināti reālie izstrādes dati ar modelēto situāciju, kad ir uzstādīta siltumakumulācijas tvertne. Kā redzams, pateicoties siltumenerģijas akumulācijai, ievērojami pieaug koģenerācijas iekārtu izmantošana, par attiecīgo siltumenerģijas apjomu samazinot ūdenssildāmo katlu noslodzi.

³ un 2021. gadā novērojams vēl izteiktāks elektroenerģijas tirgus cenu kāpums

2.1. tab. KM enerģijas izstrādes rādītāji bez un ar siltumenerģijas akumulāciju

Rādītājs	mērv.	Bez akumulācijas	Ar akumulāciju	Starpība
		3 gadu vidējais	Prognoze	
Pārdotā elektroenerģija	MWh	14 651	18 453	3 802
Pārdotā siltumenerģija	MWh	22 061	22 061	0
Saražotā elektroenerģija koģenerācijā	MWh	16 462	20 734	4 272
Saražotā siltumenerģija koģenerācijā	MWh	31 516	31 516	0
ūdensild. katlos	MWh	18 108	22 807	4 699
Kurināmā patēriņš	MWh	13 408	8 709	-4 699
koģenerācijā	MWh	54 836	60 721	5 885
ūdensild. katlos	MWh	41 155	51 834	10 680
	MWh	13 682	8 887	-4 795

2.2. Koģenerācijas staciju režīmu optimizācija elektroenerģijas un gāzes tirgus apstākļos, pielietojot ģenētiskos algoritmus

Šajā nodaļā sniegts īss ieskats rezultātos pētījumam “CHPP Operation Mode Optimization Under Electricity and Gas Market Conditions Using a Genetic Algorithm” [5], kas publicēts zinātniskā žurnāla “Latvian Journal of Physics and Technical Sciences” 2021. gada jūnija izdevumā (vol. 56, nr. 3).

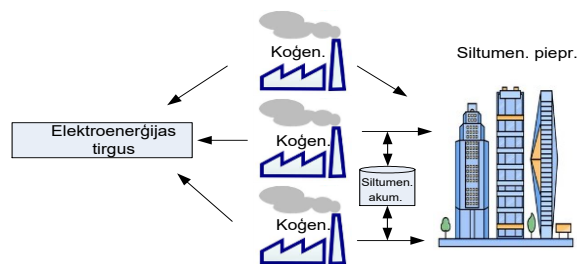
2.2.1. Ievads

Lai gan vēsturiski koģenerācijas staciju darba režīmus primāri ir noteicis siltumenerģijas pieprasījuma grafiks, elektroenerģijas tirgus attīstība liek mainīt šo pieeju. Papildus tam arī gāzes tirgus liberalizācija un nākotnē potenciāli iespējamā siltumenerģijas tirgus attīstība ir svarīgi faktori līdzšinējās pieejas maiņai.

Liberalizēta tirgus apstākļos katra individuālā tirgus dalībnieka mērķis ir maksimizēt savu peļņu, izvēloties optimālu darbības stratēģiju noteiktā laika nogrieznī (dienai, nedēļai, gadam), ievērojot virkni tehnisko un cita veida ierobežojumu. Koģenerācijas staciju darbības režīmu optimizācija ir kopumā sarežģīts uzdevums; jo īpaši izaicinoša ir izstrādātās siltumenerģijas un elektroenerģijas savstarpējā atkarība. Lai to veiktu pareizi, jāņem vērā viss spēkstacijās esošo iekārtu kopums [32].

Turklāt elektroenerģijas un gāzes tirgus liberalizācija rada vēl vairāk nenoteiktības režīmu plānošanā, nekā iepriekš. Ideālā gadījumā koģenerācijas stacijas darbības optimizācija būtu jāveic, nevis tikai vienas stacijas ietvaros, bet koordinēti ņemot vērā visas koģenerācijas stacijas, kas apkalpo to pašu siltumapgādes zonu (ilustratīvs piemērs 2.6. att.).

Tātad optimizācijas modelī būtu jāiekļauj liels skaits enerģijas ražošanas tehnoloģiju (gāzturbīnas, tvaika turbīnas, ūdenssildāmie katli, siltumenerģijas akumulācijas tvertnes). Tik kompleksa optimizācijas uzdevuma risināšanai nepieciešami rūpīgi izvēlēti un konkrētam gadījumam pielāgoti modelēšanas, optimizācijas un prognozēšanas rīki.



2.6. att. Koģen. staciju koordinētas vadības ilustratīvs piemērs

Nozīmīgs izaicinājums koģenerācijas staciju režīmu optimizācijā ir optimizācijas metodes izvēle, ņemot vērā, ka uzdevums nav lineārs, tam ir liels skaits optimizācijas mainīgo, turklāt, palielinot plānošanas periodu, optimizācijas mainīgo skaits ģeometriski pieaug. Koģenerācijas staciju režīmu atkarība no dažādām laikrindām un ierobežojumi, kas saistīti ar iekārtu palaišanas un apturēšanas nosacījumiem, rada papildus sarežģījumus, kuru dēļ uzdevumu nevar risināt ar tradicionālām gradientu metodēm.

Pēdējo gadu laikā ir ieguldīts ievērojams darbs koģenerācijas staciju režīmu optimizācijas jautājumos [33]–[42]. Lielākā daļa pētījumu veltīti piemērotāko modeļu un optimizācijas algoritmu izvēlei, lai iegūtu efektīvākus risinājumus pēc iespējas ilgākam plānošanas periodam.

Par vienu no izplatītākajiem risināšanas paņēmieniem šāda veida uzdevumiem ir izvirzījušies ģenētiskie algoritmi (GA) [40]–[43]. Ģenētiskie algoritmi ir skaitlisko algoritmu paveids, kas ir piemērots nelineāriem uzdevumiem ar pārtrauktām mērķfunkcijām vai ierobežojumiem. Tomēr GA nav piemērotākā pieeja gadījumos, kad ir jāoperē ar īpaši lielu optimizācijas mainīgo skaitu.

Pārskatot koģenerācijas staciju optimizācijai veltīto zinātnisko literatūru, var secināt, ka nevienmērīgai koģenerācijas staciju darbībai, koordinēti apgādājot ar siltumenerģiju siltumapgādes tīklu, vienlaicīgi piedaloties liberalizētos elektroenerģijas un dabasgāzes tirgos, līdz šim nav veltīta pienācīga uzmanība.

Šī pētījuma virsmērķis ir izveidot Rīgas koģenerācijas staciju režīmu optimizācijas modeli, izmantojot ģenētiskos algoritmus, iekļautot tajā elektroenerģijas un gāzes tirgus modeļus, kā arī Rīgas TEC-1, TEC-2.1 un TEC-2.2 modeļus elektroenerģijas un siltumenerģijas izstrādes simulācijai. Par optimizācijas uzdevuma mērķfunkciju tiek izvirzīta koģenerācijas staciju darbības neto peļņas maksimizācija.

Jāņem vērā, ka pēdējā laikā Rīgas TECos ir īstenoti vairāki rekonstrukcijas un attīstības projekti, lai padarītu to darbību elastīgāku un piemērotāku tirgus apstākļiem – ūdenssildāmo katlu rekonstrukcija, lai ar tiem varētu segt siltumslodzes maksimumus gada aukstākajās dienās, kā arī koģenerācijas iekārtu tehniskās apkopes laikā; siltumenerģijas akumulācijas tvertnes izbūve, lai atsaistītu elektroenerģijas izstrādi no siltumenerģijas pieprasījuma. Tāpat jāievēro tas, ka TEC-2 energoblokiem ir iespējami dažādi darba režīmi – koģenerācijas režīms, izstrādājot reizē elektroenerģiju un siltumenerģiju; kondensācijas režīms, izstrādājot tikai elektroenerģiju; jaukts režīms, kad tiek iegūti abi enerģijas veidi, bet ar zemāku kopējo efektivitāti, nekā koģenerācijā. Savukārt tikai siltumenerģijas izstrādi var realizēt ar ūdenssildāmajiem katliem, kuru darbību arī var koordinēt ar energoblokiem.

Šī pētījuma ietvaros par plānošanas/optimizācijas periodu tiek uzskatītas 24 stundas, taču turpmākos pētījumos ir plānots palielināt optimizācijas perioda garumu, papildus tam kombinējot arī prognozēšanas modeļus elektroenerģijas cenai un siltumenerģijas pieprasījumam.

2.2.2. Metodoloģija

Optimizācijas uzdevuma mērķfunkcija ir Rīgas TEC-1, TEC-2.1, TEC-2.2, siltumenerģijas akumulācijas tvertnes un ūdenssildāmo katlu darbības optimizācija 24 stundu laika periodam:

$$\begin{aligned}
 F = & \sum_{i=1}^{24} C_{pi} (P_{CHPP1i} + P_{CHPP2.1i} + P_{CHPP2.2i}) - \\
 & - \sum_{i=1}^{24} (V_{gCHPP1i} + V_{gCHPP2.1i} + V_{gCHPP2.2i} + V_{gHB}) C_g - \\
 & - \text{penalty}_{CHPP1+CHPP2.1+CHPP2.2} \rightarrow \max,
 \end{aligned} \tag{1.}$$

kur C_{pi} – ikstundas elektroenerģijas cena *Nord Pool* biržā (€/MWh), *penalty* – energobloku palaišanas/apturēšanas izmaksas (€), P_{CHPP1i} , $P_{CHPP2.1i}$ un $P_{CHPP2.2i}$ – katrā energoblokā saražotās pārdotās elektroenerģijas apjoms (MWh) katrā stundā i , $V_{gCHPP1i}$, $V_{gCHPP2.1i}$, $V_{gCHPP2.2i}$ un V_{gHB} – dabasgāzes patēriņš energoblokos un ūdenssildāmajos katlos (MWh), bet C_g – dabasgāzes cena (€/MWh).

Tā kā tiek modelēts arī dabasgāzes tirgus, tad dabasgāzes cena tiek uzskatīta par funkciju no patērētā apjoma:

$$C_g = f\left(\sum_{i=1}^{24} (V_{gCHPP1i} + V_{gCHPP2.1i} + V_{gCHPP2.2i} + V_{gHBi})\right). \tag{2.}$$

Visu iekārtu, kuras konkrētā stundā ir darbā, elektroenerģijas un/vai siltumenerģijas izstrādes apjomam ir jābūt minimālās un maksimālās elektroenerģijas un/vai siltumenerģijas jaudas tehniskajās robežās. Savukārt katrā stundā summāri saražotās un no siltumakumulācijas tvertnes izlādētās siltumenerģijas apjomam jābūt vienādām vai lielākam par siltumenerģijas pieprasījumu konkrētajā stundā:

$$Q_{CHPP1pi} + Q_{CHPP2.1pi} + Q_{CHPP2.2pi} + Q_{storageusei} + Q_{HBi} \geq Q_{di}, \tag{3.}$$

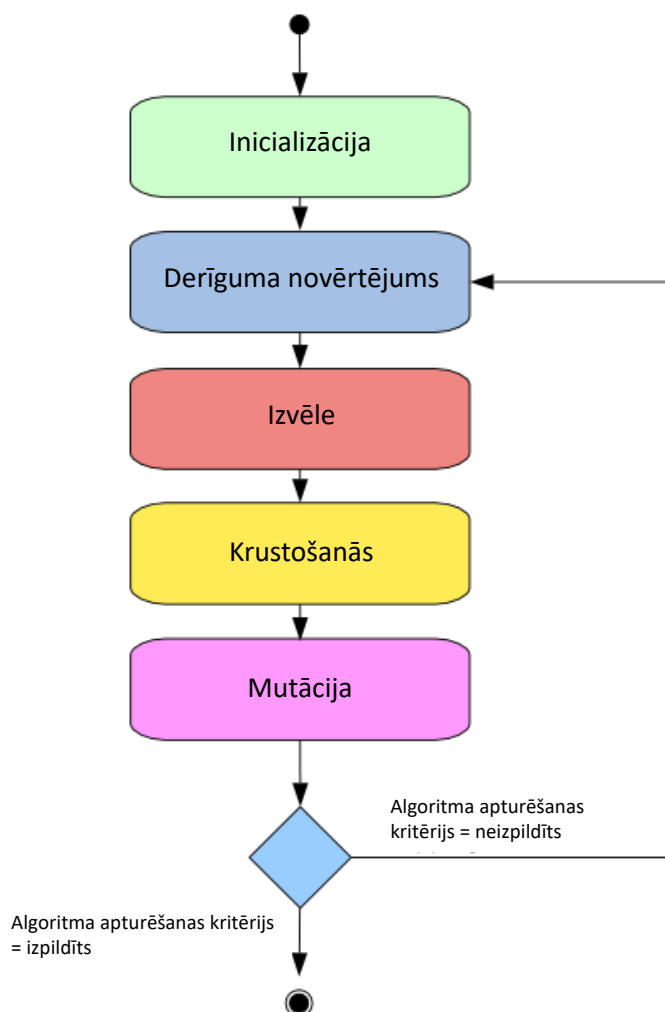
kur ar Q apzīmē no dažādiem avotiem siltumapgādes tīklam nodoto siltumenerģiju, bet Q_{di} – siltumenerģijas pieprasījums stundā.

Q_{CHPP1p_i} , $Q_{CHPP2.1p_i}$ un $Q_{CHPP2.2p_i}$ (katrā energoblokā katrā stundā izstrādātā siltumenerģija) ir optimizācijas mainīgie. Tā kā pašlaik modelī tiek pieņemts 24 stundu (i) optimizācijas periods, tad kopumā ir 72 šādi mainīgie.

Koģenerācijas stacijas optimizācijas uzdevums ir nelineārs un ar lielu skaitu optimizācijas mainīgo. Iekārtu palaišanas un apturēšanas darbības un to raksturlielumi laikā uzdevumu papildus sarežģī. Minētie iemesli pamato ģenētisko algoritmu izvēli šī uzdevuma risināšanai.

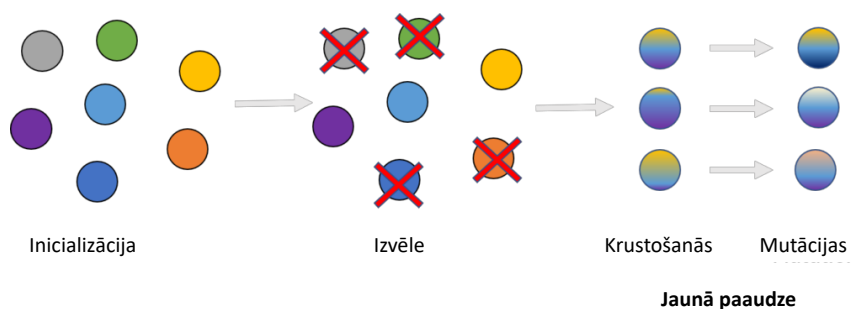
2.2.3. Ģenētiskie algoritmi

Ģenētisko algoritmu pamatidejas ir pārņemtas no dabiskās izlases procesa bioloģijā, proti, katra nākamā īpatņu paaudze tiek veidota, sakrustojot labākos no iepriekšējās paaudzes īpatņiem. Pēcnācēji manto daļu no savu vecāku ģenētiskā materiāla un sagaidāms, ka labākie no jaunās paaudzes īpatņiem būs pārāki par iepriekšējās paaudzes pārstāvjiem, un attiecīgi – ar labāku izdzīvošanas spēju. Šāds process tiek iteratīvi atkārtots līdz tiek iegūta populācija ar labākajiem īpatņiem, jeb citiem vārdiem – atrastas tādas optimizācijas mainīgo vērtības, kas dod vislielāko mērķfunkcijas vērtību [43].



2.7. att. Ģenētiskā algoritma struktūra

Dažādi metaheiristiski optimizācijas algoritmi, tostarp ģenētiskie algoritmi, dažkārt konverģē uz funkcijas lokāliem minimumiem, t.i., uz punktiem, kur minimizējamās mērķfunkcijas vērtība ir mazāka kā blakus esošos punktos, taču nav vismazākā visā meklēšanas telpā. Tomēr šīs nepilnības ietekmi ir iespējams samazināt ar dažādiem paņēmieniem un korekti izvēlētiem iestatījumiem.



2.8. att. Ģenētiskā algoritma darbības ilustrācija

Taču sākotnēji ir jāapskata ģenētisko algoritmu vispārīgi darbības principi. Tiem ir pieci galvenie posmi – sākotnējās populācijas izveide jeb inicializācija, populācijas īpatņu derīguma novērtēšana (ar mērķfunkciju), labāko īpatņu izvēle, iepriekšējās paaudzes labāko īpatņu krustošana un jaunās paaudzes īpatņu mutācijas (2.7. att., 2.8. att.).

Tātad optimizācijas process sākas ar to, ka tiek izveidota virkne optimizācijas mainīgo vērtību komplekti, t.i., īpatņi, kuru kopums savukārt veido populāciju. Katrs viens īpatnis ir iespējama optimizācijas uzdevuma atrisinājums. Principā, jo tuvāk šī sākotnējā īpatņu populācija ir optimālajām vērtībām, jo labāk.

Īpatņu izvēles posmā tiek atlasīti tie optimizācijas mainīgo vērtību komplekti, kas dod labāko mērķfunkcijas vērtību. Atlasīto īpatņu “gēni” tiek nodoti nākamajai paaudzei ģenētiskā algoritma nozīmīgākajā posmā – krustošanās operācijā. Divu īpatņu (vecāku) krustošanās tiek noteikta ar gadījuma rakstura ģeneratoru noteiktu parametru ietvaros. Savukārt jaunās paaudzes īpatņi ar iepriekš noteiktu varbūtību tiek pakļauti mutācijām [44].

2.2.4. Ģenētiskā algoritma pielietojums

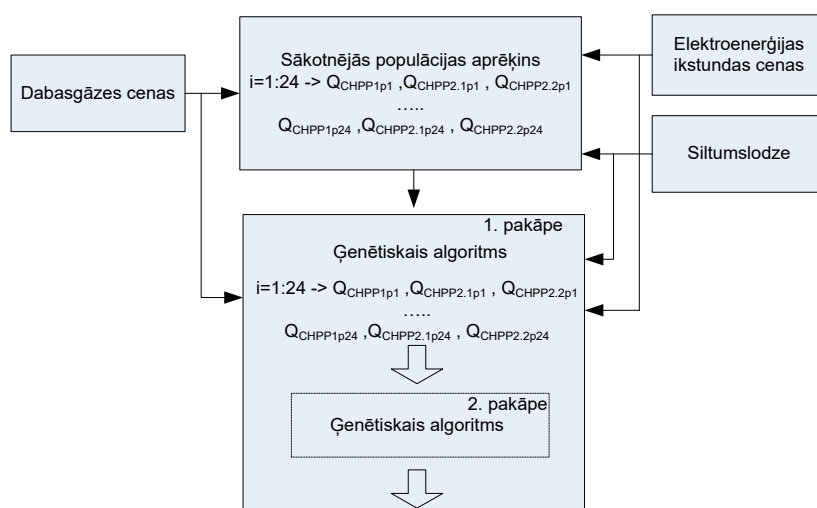
Lai novērstu iepriekš pieminēto potenciālo problēmu, ka ģenētiskais algoritms var pārtraukt uzdevuma risināšanu, iestrēgstot tā saucamajā lokālajā minimumā, liela nozīme ir sākotnējās populācijas izveidei jeb inicializācijai. Šim mērķim konkrētā pētījuma ietvaros tiek izveidota atsevišķa apakšprogramma. Tās galvenā ideja ir sākotnējo trīs energobloku darba režīmu izvēle, tos novērtējot pēc mērķfunkcijas un ņemot vērā ierobežojumus. Taču šī apakšprogramma apskata tikai trīs iespējamus darba režīmus katram energoblokam sākotnējās populācijas ietvaros – (1) energobloks netiek noslogots; (2) tas ir darbā ar minimālo tehnisko jaudu; (3) tas ir darbā ar maksimālo tehnisko jaudu. Šāda izvēle jāveic par katru energobloku katrai stundai optimizācijas perioda ietvaros. Tā kā izvēļu skaits šajā posmā ir ierobežots, apakšprogrammai nav jārealizē sarežģītākas optimizācijas metodes un to vietā labākās sākotnējās populācijas izveidei var veikt pilno pārslasi.

Nākamais svarīgākais solis ir robežu izvēle optimizācijas mainīgo vērtību variācijai. Praktiski īstenojot optimizācijas algoritmu ir ērti pieņemt, ka katra energobloka jauda var variēt no 0 līdz maksimālajai, taču tad, ja tā ir mazāka par tehnisko minimumu, tas faktiski nozīmē, ka energobloks nav darbā, t.i., ir apturēts. Energobloku palaišanas/apturēšanas darbības mērķfunkcijā (1. izt.) iekļautas ar papildus negatīvu saskaitāmo (*penalty*).

Nākamais solis ir ģenētiskā algoritma nozīmīgāko parametru izvēle – katras paaudzes labāko īpatņu atlases lielums; krustošanās un mutācijas parametri. Prakse rāda, ka uzdevumos ar lielu skaitu optimizācijas mainīgo, labāko īpatņu atlases kopai vajadzētu būt diezgan lielai – līdz 25% no populācijas. Mutāciju īsteno pēc krustošanās, tomēr tai vajadzētu būt izteikti gadījuma rakstura, un mutēto īpatņu skaitam nevajadzētu pārsniegt 20% no kopējā. Mutāciju dēļ atsevišķi īpatņi var kļūt nederīgi no ierobežojumu ievērošanas viedokļa, tomēr tanī pat laikā spēcīgas mutācijas ir svarīgas, lai risinājums varētu izkļūt no lokālajiem minimumiem.

Dabaszāzes izmaksas tiek aprēķinātas, ņemot vērā tās patēriņu un piedāvājuma apjomus, kā arī tirgus cenu. Oglekļa dioksīda emisiju izmaksas tiek pieskaitītas aplēstajām dabaszāzes izmaksām.

Režīmu plānošanas optimizācijai ir nepieciešams zināt katra energobloka sākumstāvokli katra optimizācijas perioda sākumā. Tāpat ir jāzina arī sākotnējais akumulētās enerģijas apjoms siltumakumulācijas tvertnē. Ja jāveic plānošana ilgākam laika periodam, var pielietot secīgus optimizācijas periodus, t.i., kad katra iepriekšējā perioda beigu stāvoklis ir nākamā sākumstāvoklis. Protams, šādi ilgtermiņa optimizācijas pieeja ir arī trūkumi, turklāt siltumslodzes un elektroenerģijas cenu prognožu precizitāte laika posmiem, kas ilgāki par 24 stundām samazinās. Tālab ilgtermiņa optimizācija ir piemērotāka informatīviem mērķiem, ne tieši striktai darba režīmu izvēlei.



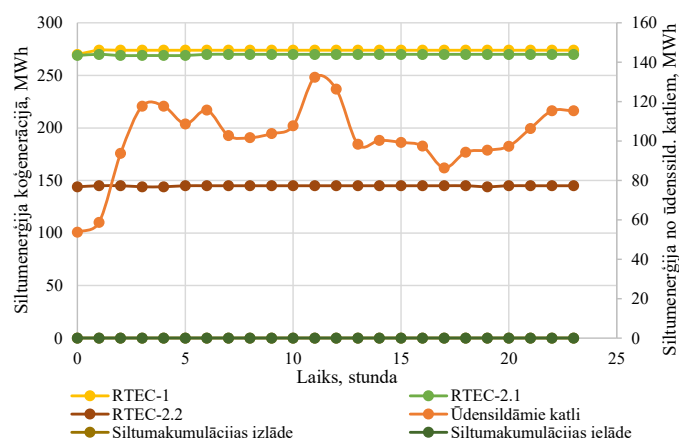
2.9. att. Dekompozīcijas metode

Piedāvātā optimizācijas pieeja ir īstenota *MATLAB* programmēšanas vidē [45], pielietojot aprakstīto pielāgoto ģenētisko algoritmu. Lai reducētu optimizācijas mainīgo skaitu tiek izmantota dekompozīcijas metode – uzdevums tiek sadalīts divās pakāpēs. Pirmās pakāpes uzdevuma atrisinājums ir katrā koģenerācijas staciju energoblokā saražojamās siltumenerģijas

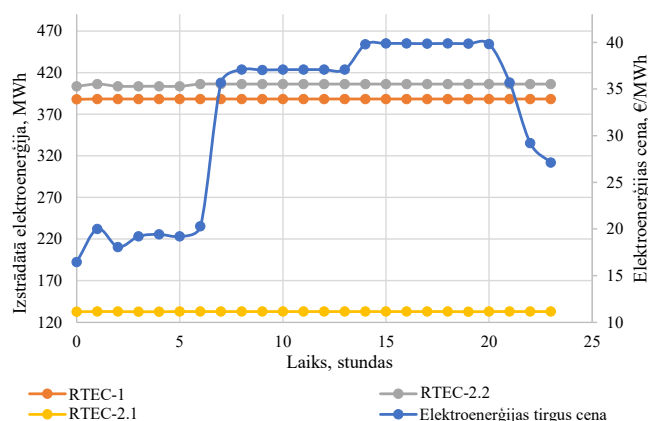
apjoms. Savukārt otrajā posmā notiek precīzāka iekārtu režīmu izvēle, tostarp pārbaudot ierobežojumu izpildi un izstrādājamās enerģijas ikstundu grafika atbilstību.

2.2.5. Rezultāti

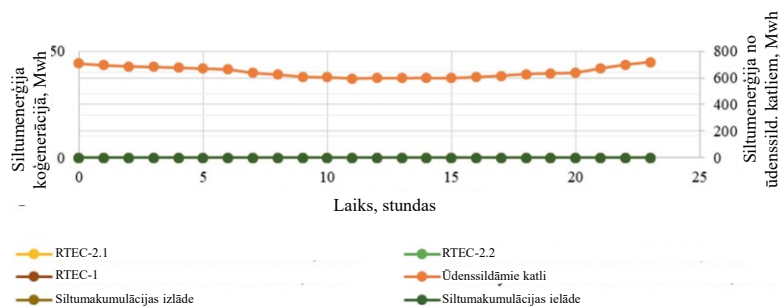
Šajā sadaļā ir atainoti rezultāti dažādām tipiskām dienām ar atšķirīgu siltumslodzi un gāzes/elektroenerģijas cenas svārstībām. Tiek izmantotas vēsturiskās siltumslodzes un elektroenerģijas tirgus cenas. Salīdzinoši vienkāršs scenārijs, kas atbilst aukstai ziemas dienai ar lielu siltumslodzi, bet ļoti zemām kurināmā izmaksām (5 €/MWh dabasgāzes cena un papildus 6,67 €/MWh oglekļa dioksīda emisiju izmaksām) ir atainots 2.10. un 2.11. attēlos. Visi energobloki darbojas koģenerācijas režīmā. Mērķfunkcijas vērtība ir 96 019 €. Peļņa ir tik relatīvi maza tāpēc, ka netiek ņemti vērā ieņēmumi no pārdotās siltumenerģijas. Pārdotās siltumenerģijas apjoms ir vienāds ar siltumenerģijas pieprasījumu un tā pārdošanas cena plānošanas perioda ietvaros ir konstanta, tāpēc šo komponenti var mērķfunkcijā neiekļaut, jo tā nav atkarīga no siltumenerģijas saražošanas veida konkrētajā brīdī. Ja palielinām dabasgāzes cenu no 5 uz 20 €/MWh (pieņemot vienu piegādātāju ar fiksētu cenu), koģenerācijas iekārtas šajā aplūkotajā dienā tiek atslēgtas (2.12. att.), un visu siltumslodzi sedz ūdenssildāmie katli. Mērķfunkcijas vērtība (neņemot vērā ieņēmumus par siltumenerģiju) tad ir -562 161 €.



2.10. att. Siltumenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 5 €/MWh



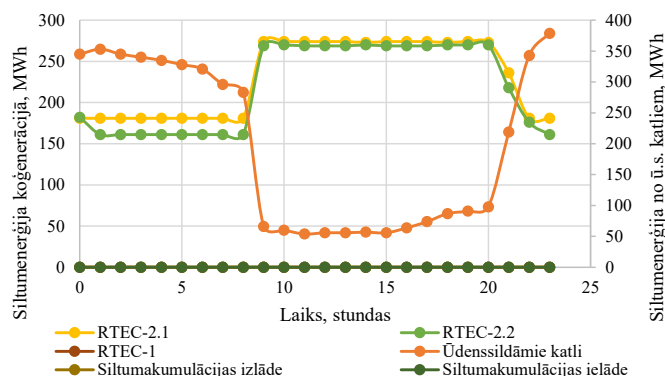
2.11. att. Elektroenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 5 €/MWh



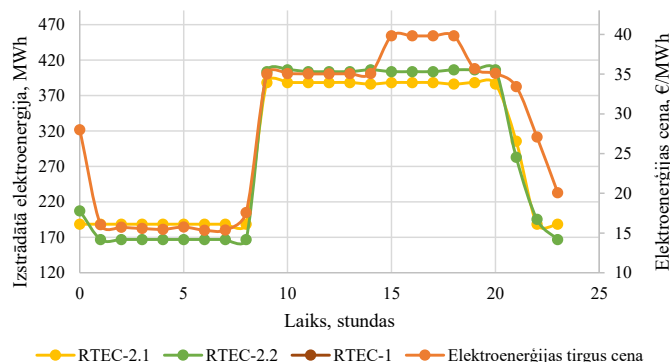
2.12. att. Siltumenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 20 €/MWh

Var novērot vērā ņemamu dabasgāzes (un emisiju) cenas un elektroenerģijas cenas ietekmi uz optimālu darbā režīmu plānošanu.

Nākamās aprēķinos par dabasgāzes cenu tiek pieņemti 18 €/MWh. Iegūtie režīmu plānošanas rezultāti atainoti 2.13. un 2.14. attēlos. Kā redzams, TEC-1 aplūkotajā periodā nav darbā. Tam ir salīdzinoši maza maksimālā elektriskā jauda un liela maksimālā siltumjauda. Šis TEC labi piemērots siltumslodzes segšanai ārpus apkures sezonas. Kad elektroenerģijas cena ir pietiekoši augsta, bet siltumenerģijas pieprasījums nepietiekams visu trīs energobloku noslodzei koģenerācijā, TEC-2.1 un 2.2 darbība ir prioritāra, jo tie var izstrādāt vairāk elektroenerģijas pie tādas pašas siltumjaudas. TEC-1 palaišanas/apturēšanas izmaksas padara atlikušās siltumslodzes segšanu izdevīgu ar ūdenssildāmajiem katliem visā aplūkotajā periodā (2.13. att.).



2.13. att. Siltumenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 18 €/MWh



2.14. att. Elektroenerģijas izstrāde 24 stundās pie dabasgāzes cenas 18 €/MWh

2.2.6. Secinājumi

Piedāvātās uz ģenētisko algoritmu bāzes balstītās optimizācijas pieejas izmantošana ļauj atrast tādu iespējamo stāvokļu kopu (t.i., darba režīmu kombināciju), kura:

- nodrošina lielāko iespējamo peļņu;
- garantē izvēlēto darba režīmu iespējamību, nodrošinot patērētājus ar tiem nepieciešamo siltumenerģiju visā plānošanas periodā;
- nepiedāvā iekārtām tehniski nepieļaujamus darba režīmus.

Uzdevuma dekompozīcija divos savstarpēji saistītos soļos ļauj atrisināt mērķfunkcijas vērtības maksimizācijas problēmu, ievērojot pieejamos skaitļošanas resursus, samazinot optimizācijas mainīgo skaitu un ievērojami samazinot risinājuma atrašanas laiku. Daļu no zemākās pakāpes aprēķiniem var veikt vienu reizi, vēlākos aprēķinos tā vietā izmantojot iegūto rezultātu tabulas interpolācijas. Piedāvātās metodes pielietojums ar slīdošu optimizācijas periodu ļauj optimizācijas uzdevumu risināt jebkādam plānošanas periodam.

3. Pētījumi centralizētās siltumapgādes modelēšanā

3.1. Centralizētās siltumapgādes simulācijas modeļa izveide optimizācijas problēmu risināšanai tirgus apstākļos

Šajā nodaļā sniegts ieskats pētījumā “*District Heating Simulation Model Development to Solve Optimization Problems in the Market Conditions*” [6], kas tika prezentēts konferencē “*61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*” 2020. gada novembrī.

3.1.1. Ievads

Lai pārorientētu savu darbību atbilstoši mūsdienu tirgus situācijai, centralizētās siltumapgādes uzņēmumi aizvien vairāk investē siltumapgādes imitācijas modeļu izveidē un pielietošanā, lai risinātu centralizētās siltumapgādes sistēmu optimizācijas uzdevumus tirgus apstākļos [46]. Pašlaik gan vairumam centralizētās siltumapgādes uzņēmumu vēl nav darboties spējīga simulāciju modeļa.

Galvenais šķērslis slēpjas tajā, ka paralēli modeļa izveidei ir nepieciešams arī ieviest datubāzi ar datiem par visiem cauruļvadiem, iekļaujot informāciju par to izmēriem, izolāciju, koordinātām, spiediena zudumiem, kā arī ar datiem par galalietotāju siltumenerģijas un karstā ūdens sezonālo patēriņu, vides faktoriem (kā ārējais temperatūra virszemes cauruļvadiem un augsnes temperatūra – pazemes; šie dati nepieciešami zudumu aprēķinam) [47].

Praksē secināts, ka paša modeļa izveide nav liela problēma, taču sarežģījumi rodas tā pietiekamas precizitātes panākšanā, veicot tā kalibrēšanu un pielietojot atbilstošu novērtējuma metodoloģiju [48]–[50].

Šī pētījuma mērķis ir piedāvāt metodoloģiju precīza modeļa izveidei, novēršot nereti pieļauto kļūdu, kad tiek investēti lieli finansiālie un laika resursi, izstrādājot maksimāli detalizētu modeli, pēc vairāku gadu darba rezultātā secinot, ka modelis tomēr ir neprecīzs. Precīzi kalibrēts un verificēts modelis ļauj modelēt dažādus centralizētās siltumapgādes sistēmas attīstības un optimizācijas scenārijus [51].

3.1.2. Metodoloģija

Siltumenerģijas sadales novērtējumam ir izveidots īpašs modelis *ZuluThermo* programmatūrā. Ir pieejami arī citi programmatūras risinājumi, piemēram, *Bentley* vai *TERMIS*. *ZuluThermo* ir hidrauliskās modelēšanas rīks, kas ļauj pārraudzīt un vadīt siltumapgādes tīklu, modelējot plūsmu, spiedienu un siltumenerģijas pieprasījumu. Tāda paša veida simulācijas var tikt veiktas arī ar pārējām nosauktajām datorprogrammām [52].

Modeļa izveidē ir divi galvenie soļi:

1. solis – sākotnējais modelis, kurš sastāv no siltumenerģijas avotiem un siltumapgādes tīkla ar patērētāju grupām. Šis solis vajadzīgs, jo lieli siltumapgādes tīkli ir kopumā ļoti sarežģīti un detalizēti, tāpēc bez kalibrēšanas un verificācijas jau modeļa veidošanas starpposmos nav iespējams izvairīties no kļūdām.

2. solis – detalizēts modelis, kurā iekļauti siltumenerģijas avoti un siltumapgādes tīkli ar detalizētu katra patērētāja informāciju. Šajā solī tiek iegūts galīgais modelis, ar kuru var atainot pašreizējo situāciju centralizētās siltumapgādes sistēmā.

Centralizētās siltumapgādes sistēmas modeļa izveide *ZuluThermo* programmā, ievērojot korektu struktūru un informācijas datubāzi ar siltumenerģijas patēriņa modeļiem ziemai un vasarai, sevī iekļauj:

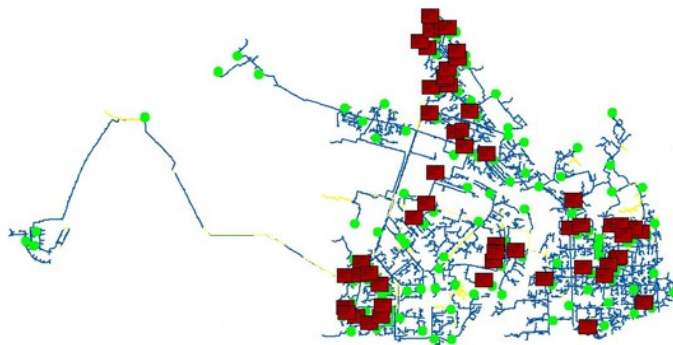
- sākotnēju modeli ar detalizāciju no galvenā tīkla līdz vispārinātam patērētājam (galapatērētāju grupas);
- detalizētu siltumapgādes tīkla modeli ar galapatērētājiem, ņemot vērā to specifiskās pieslēguma shēmas;
- ar siltumapgādes sistēmas operatoru saskaņotu kontrolpunktu izvēle (spiediena, temperatūras, plūsmas fiksēšanai); tādiem noteikti jābūt pie visiem siltumavotiem, pie maģistrālo līniju pievadiem un aizvadiem, pie potenciālajiem nākotnes patēriņa punktiem;
- digitālu 1. soļa modeļa kalibrēšanu un verifikāciju ar reālajiem siltumapgādes tīkla parametriem:
 - Katra konkrētā siltumapgādes apgabala sākotnējā modeļa kalibrēšana, lai korekti atainotu maģistrālo tīklu. To jādara vispirms ar reālo vidējo siltumnesēja patēriņu kādā no ziemas mēnešiem. Tiek noteikts 24 stundu lielākais siltumnesēja patēriņš, attiecīgi koriģējot digitālā modeļa datubāzi ar koeficientu (kopīgu visiem patērētājiem), ar kura palīdzību var pielāgot teorētisko patēriņu reālajam.
 - Analoga detalizētā modeļa kalibrēšana, pielāgojot teorētisko patēriņu reālajam.
 - Modeļu verifikācija un koriģēšana, salīdzinot reālos un aprēķinātos spiediena kritumus visos pieejamajos kontrolpunktos. Digitālajā modelī tiek atainots patiesais vidējais spiediens tīklā.
 - Digitālā modeļa verifikācija katram darba režīmam (piemēram, ar siltumnesēja soļa izmaiņu 1 000 t/h).
 - Pieļaujamā modeļa aprēķina un reālā mērījuma novirze ir ± 5 m ūdensstaba augstuma spiedienam un ± 3 °C temperatūrai.
- Detalizētā 2. soļa modeļa ar perspektīvajiem galalietotājiem izveide, kalibrēšana un verifikācija notiek analogi iepriekš aprakstītajām darbībām ar 1. soli. Taču pieļaujamās novirzes ir samazinātas – ± 3 m ūdensstaba augstuma spiedienam un ± 1 °C temperatūrai.

3.1.3. Modeļa apraksts

Pētījuma ietvaros tiek izveidots modelis lielai centralizētās siltumapgādes sistēmai ar 45 siltumavotiem (ar siltumenerģijas izstrādes jaudu no 0,4 MW līdz 950 MW), 32 345 cauruļvadiem, vairāk kā 12 613 patērētājiem un 24 798 mezgliem, iekļaujot lokācijas

informāciju. Sistēmā ir arī novecojuši tīkla posmi, kas tiek uzturēti darba kārtībā, bet nav pilnvērtīgi optimizēti no efektivitātes viedokļa.

Centralizētā siltumapgādes sistēmas modeļa 1. solis iekļauj visus siltumavotus, 17 575 cauruļvadus, 1 569 patērētāju grupas un 5 648 mezglus. Lai kontrolētu galvenos sistēmas parametrus, tiek izmantotas mērierīces pie visiem siltumavotiem (3.1. att. atzīmēto ar sarkaniem kvadrātiem) un vēl papildus 110 vietās (ar zaļiem apliem).



3.1. att. Kontrolpunktu izvietojuma piemērs

3.1.4. Ieejas dati un pieņēmumi

Siltumapgādes sistēmas dati tiek ņemti no tehniskās informācijas, kuru pārbaudījuši atbildīgie inženieri. No operatora datubāzes ir iegūts vidējais reālais siltumnesēja patēriņš viena mēneša ietvaros (februāris). Pēc pirmās imitācijas veikšanas, var identificēt nekorektos vai trūkstošos datus, un veikt atkārtotu pārbaudi. Tālāk modeļa kalibrācijai tiek izmainīts reālais raupjuma koeficients, pēc kā seko verifikācija dažādos darba režīmos. Piemērs trīs siltumavotu reālajiem un modelētajiem galvenajiem parametriem dots 3.1. tabulā.

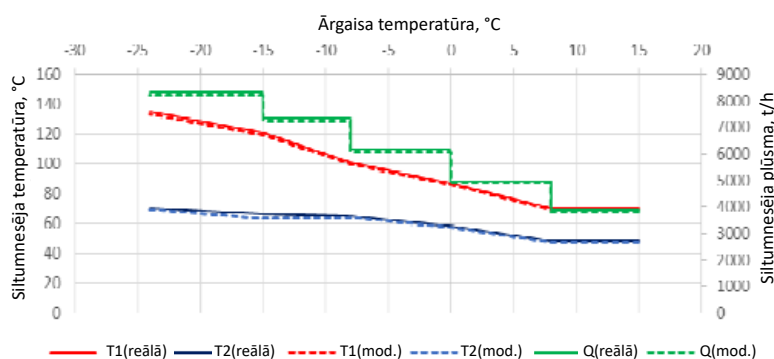
3.1. tab. Reālie un modelētie galveno siltumavotu parametri

Parametrs	Mērv.	1. siltumavots		2. siltumavots		3. siltumavots	
		Reālā v.	Mod. v.	Reālā v.	Mod. v.	Reālā v.	Mod. v.
Siltumjauda	MW	758	780	915	947	445	457
Turpgaitas plūsma	t/h	8 330	8 572	9 854	10 199	4 893	5 020
Atgaitas plūsma	t/h	8 197	8 435	9 734	10 075	4 827	4 952
Turpgaitas temp.	°C	135	139	135	140	135	139
Atgaitas temp.	°C	57	59	56	58	57	59
Piebarošanas siltumnesēja patēriņš	t/h	133	137	120	124	66	68

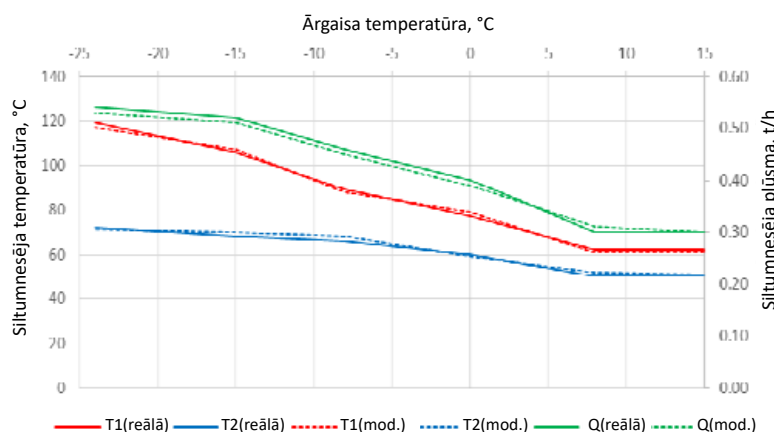
Turpgaitas spiediens	mH ₂ O	55	57	135	140	65	67
Atgaitas spiediens	mH ₂ O	21	22	22	23	38	39

Siltumavotu režīms izvēlēts atbilstoši piecu dienu zemākajai ziemas temperatūrai (–35 °C). Lai ņemtu vērā cauruļvadu sieniņu termālo inerci, modelī tiek iekļauta to siltumietilpība [52].

Modeļa verifikācijai pie citas siltumnesēja plūsmas tiek analizēti katra siltumavota darbības rādītāji. Siltumslodzes regulēšana ir balstīta uz kvalitatīvi-kvantitatīvu vadību [53], piemēram, 1. siltumavota kvantitatīvie vadības soļi atainoti 3.2. att. Savukārt tālākais siltumenerģijas patērētājs konkrētā svarīgā mezglā parādīts 3.3. att. Šajos attēlos ar T1(reālā), T1(mod.), T2(reālā), T2(mod.) ir parādīta attiecīgi siltumnesēja turpgaitas un atgaitas reālā un modelētā temperatūra, bet ar Q(reālā) un Q(mod.) attiecīgi reālā un modelētā siltumnesēja plūsma.



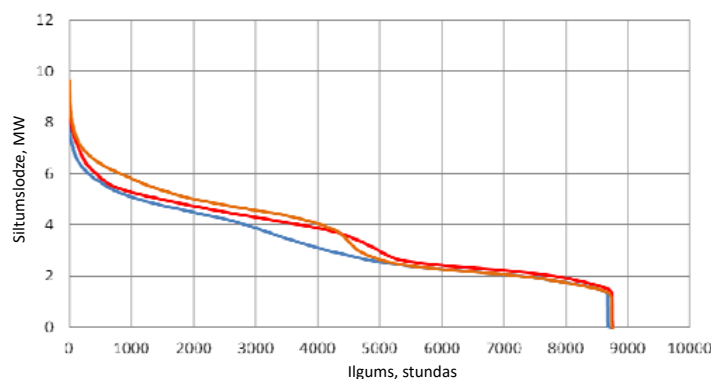
3.2. att. 1. siltumavota kvalitatīvi-kvantitatīvās vadības līkne



3.3. att. Tālākā siltumenerģijas patērētāja kvalitatīvi-kvantitatīvās vadības līkne

Pēc modeļa verifikācijas ir iespējams izmēģināt dažādus optimizācijas scenārijus, lai identificētu labākās modernizācijas un attīstības iespējas. Šāda veida optimizācijas galvenais mērķis ir palielināt siltumenerģijas izmantošanas efektivitāti centralizētās siltumapgādes tīklos. 3.4. att. atainots siltumslodzes ilguma grafiks koģenerācijas siltumavotam. Attēlā ar zilu līniju

parādīti reālie, vēsturiskie dati, ar sarkanu – uz teorētiskiem datiem balstītas modelēšanas rezultāts, ar oranžu – ar kalibrētu un verificētu modeli iegūtie rezultāti.



3.4. att. Piemērs koģenerācijas siltumavota siltumslodzes ilguma grafikam

Zem sarkanās un oranžās līnijas 3.4. att. ir lielāks laukums, nekā zem zilās līnijas. Tas nozīmē, ka šajos gadījumos varētu izstrādāt arī vairāk elektroenerģijas koģenerācijas režīmā [46].

3.1.5. Rezultāti

Programmā *ZuluThermo* pakāpeniski izveidotais modelis tiek rūpīgi kalibrēts, cita starpā, lai novērstu iztrūkstošas informācijas radītās sekas [54]. Modelis tiek izveidots gan ziemas, gan vasaras režīmiem, novērtējot atšķirības starp reālajiem tehniskajiem parametriem un ar modeli aprēķinātajiem. Svarīgāko parametru novirzes trim modelētajiem siltumavotiem apkopotas 3.2. tab. Kā redzams, vienam no parametriem novirze sasniedz 100%, bet vairumam tā ir lielāka par 3%, kas kopumā ir nepietiekami tehniski-ekonomiskiem aprēķiniem.

3.2. tab. Modeļa rezultātu novirzes no tehniskajiem parametriem (pie $-35\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Parametrs	1. siltumavots	2. siltumavots	3. siltumavots
Siltumjauda	-9%	3%	-15%
Turpgaitas plūsma	-5%	8%	-11%
Atgaitas plūsma	-5%	8%	-10%
Turpgaitas temp.	0%	0%	0%
Atgaitas temp.	6%	7%	6%
Piebarošanas siltumnesēja patēriņš	-21%	20%	-100%
Turpgaitas spiediens	8%	-2%	0%
Atgaitas spiediens	-45%	-36%	0%

Lai novērstu modeļu nepilnības, tajos ir jāiekļauj visa nepieciešamā informācija un jāseko korektai metodoloģijai [55]–[58]. Kritiski svarīga ir nozīmīgākās informācijas datubāze, tostarp tajā iekļaujot informāciju par cauruļvadu dimensijām, koordinātām, raupjumu, spiediena

zudumiem, kā arī sezonālā siltumenerģijas un karstā ūdens patēriņa datus, vides faktorus u.c. lielumus.

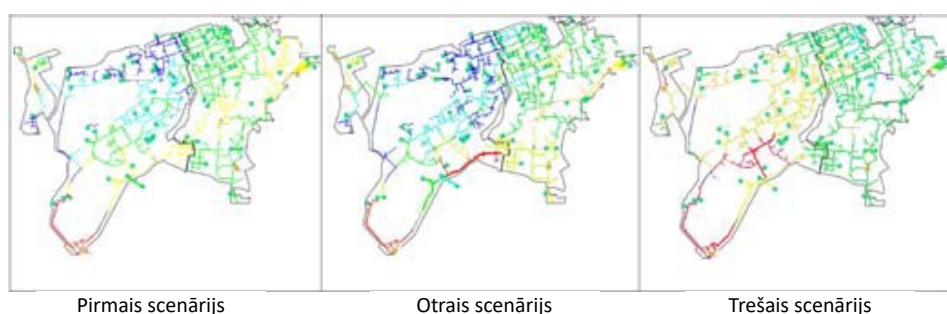
3.1.6. Secinājumi

Korekta un pielietojama centralizētās siltumapgādes tīklu modeļa izveidē ir būtiski izmantot kvalitatīvu informāciju un precīzi ievērot modeļa izstrādes metodoloģiju.

Modeļa izveides rezultātā var vienotā tehnoloģiskā procesā optimizēt siltumapgādes tīklu un koģenerācijas staciju darbību un attīstību, risinot šādus uzdevumus:

- optimālo variantu siltumenerģijas patērētāja siltumapgādei identificēšana;
- koģenerācijas staciju iekārtu sastāva un to parametru optimāla izvēle;
- energoavotu rekonstrukcijas nepieciešamības un ieguvumu/izmaksu novērtēšana, vai neefektīvu iekārtu darba izbeigšanas izvērtējums;
- energoapgādes efektivitātes, drošuma, uzticamības palielināšanas pasākumu izveide, tostarp izvērtējot energoefektivitātes pasākumus gan siltumenerģijas ražošanā, gan tās pārvadē un patēriņā;
- siltumenerģijas ražošanas procesu efektivitātes palielināšanas pasākumu izvērtēšana ar mērķi uzlabot siltumavotu tehniskos un ekonomiskos rādītājus;
- lokālu siltumtīklu pievienošanas centralizētajai siltumapgādes sistēmai lietderības izvērtējums.

3.5. att. parādīti dažādu siltumapgādes attīstības scenāriju lietderības aprēķinu rezultāti. Pirmais scenārijs ataino pašreizējo situāciju, bet otrais un trešais – atšķirīgus optimizācijas scenārijus. Attēlos ar tumši zilu apzīmēta spiediena maiņa uz 1 mmH₂O, ar zaļu – no 1 uz 8 mmH₂O, ar oranžu – no 8 līdz 15 mmH₂O, ar sarkanu – no 15 līdz 30 mmH₂O, bet ar gaiši zilu – no 30 līdz 10000 mmH₂O.



3.5. att. Siltumapgādes attīstības scenāriju piemērs

3.2. Sūkņējamo siltumenerģijas akumulatoru integrācija siltumapgādes sistēmās

Šajā nodaļā izklāstīts pētījums “*Pumped Thermal Electricity Storage Integration In District Heating Systems*” [7], kas tika prezentēts konferencē “*61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University*” 2020. gada novembrī.

3.2.1. Ievads

Koģenerācijas staciju darbība apkures sezonas laikā kombinācijā ar atjaunīgās vēja enerģijas attīstību un pieaugošu elektroenerģijas tirgus cenu svārstību paver ceļu jaunu enerģijas akumulācijas sistēmu attīstībai. Vairākas no tām tika detalizētāk izklāstītas iepriekšējā nodevumā par inovācijām energoapgādē, papildus uzsvāru veltot siltumenerģijas akumulācijai (TES⁴) [59].

Tomēr enerģijas uzkrāšana, izmantojot tikai ūdens siltumietilpības akumulāciju var nebūt pietiekama ilgstpējīgai pārvades sistēmu operatoru vajadzību apmierināšanai un harmonizētam enerģijas tirgus modelim. Baltijas koordinētā balansēšanas apgabala attīstība rada nepieciešamību pēc papildus elektroenerģijas akumulācijas iespējām [60], [61]. Šajā pētījumā tiek aplūkota siltumietilpības akumulācijas integrācija ar tādu tehnoloģiju, kas izmanto *heat-to-power*⁵ principu, darbībai siltumapgādes tīklā. Siltumenerģijas pieprasījums ir ļoti atkarīgs no laikapstākļiem, it īpaši no ārējās temperatūras. Temperatūras samazināšanās dēļ siltumenerģiju TES tvertnēs nevar uzglabāt ilgi. TES darbības efektivitātes palielināšanai nepieciešama lielāka darbības (uzlādes un izlādes) elastība. Var apsvērt trīs iespējamās alternatīvas:

- tieša siltumenerģijas nodošana siltumapgādes tīklā;
- akumulētās siltumenerģijas pārveide elektroenerģijā, pielietojot siltuma dzinējus, t.i., turbīnas;
- elektrotīklā liekā elektroenerģijas pārprodukcija var tikt novadīta tvaika kompresijas siltumsūkņiem augstas temperatūras siltumenerģijas iegūšanai, ko attiecīgi var tālāk nodot siltumapgādes tīklam vai siltumenerģijas akumulatoram.

Pēdējie divi no pieminētajiem procesiem varētu tikt plaši pielietoti energosistēmas balansēšanai.

Kopējā sistēma ir vairāk kā tās daļu summa. Pārlietu lielu uzsvāru liekot uz kādu individuālu elektrostaciju vai avotu, tiek mazināta visas energoapgādes sistēmas efektivitāte un drošums. Pašreiz pieejamās enerģijas akumulācijas tehnoloģijas (hidroakumulācija, saspiesta gaisa enerģijas akumulācija, elektroķīmiskā akumulācija) ir ar virkni ierobežojumiem un to uzlādei nepieciešama elektrotīklā liekā enerģija. Savukārt ar atjaunīgiem energoresursiem darbinātas koģenerācijas stacijas var radīt lielus apjomus siltumenerģijas, padarot siltumenerģijas akumulācijas attīstību par svarīgu virzienu energosistēmu darbības pilnveidē

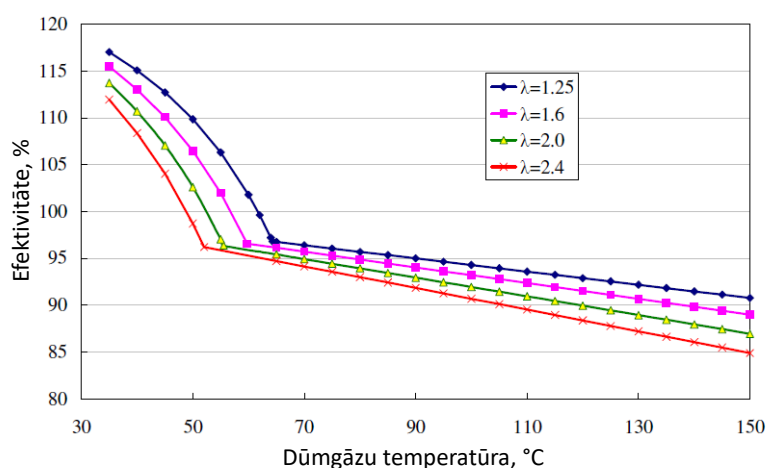
⁴ *Thermal Energy Storage* – siltumenerģijas akumulācija

⁵ Enerģijas konversija no siltumenerģijas uz elektroenerģiju

[62], [63]. Pastāv virkne potenciālo tehnoloģisko risinājumu sūknējamas siltumenerģijas akumulācijas (PTES⁶) sistēmu realizācijai – Breitona PTES, oglekļa dioksīda transkritiska Rankina cikla PTES u.c. Pēdējā no pieminētajiem iespējams sasniegt pilna cikla efektivitāti līdz 53% pie maksimālās akumulācijas temperatūras 123 °C [62]. Enerģijas avotam var izmantot pat līdz 10 °C zemas ūdens temperatūras kombinācijā ar organisko Rankina ciklu (ORC) un daudzpakāpju siltumsūkņiem, kā arī siltumietilpības akumulācijas sistēmu, par darba vielu izmantojot butānu [64]. Lai gan pat teorētiskos aprēķinos ar ORC enerģijas akumulācijas izmaksas ir līdz 0.538 €/kWh, tam tomēr ir vairākas priekšrocības, kas tiks apkopotas tālāk.

Eiropas Savienības Oglekļa emisiju tirdzniecības sistēmā vērojams izteikts emisijas kvotu cenas pieaugums [65]. Šīs tendences dēļ palielinās interese enerģijas iegūšanai izmantot biomasu. Šķelda ir kļuvusi par izplatītu kurināmo Latvijā un to izmantojošo elektrostaciju skaits ir ievērojami pieaudzis. Šķeldu izmantojošās katlumājas, kurās iegūst tikai siltumenerģiju, un koģenerācijas stacijās izmanto dažādas tehnoloģijas, galvenokārt ūdens un organiskā Rankina cikla ar vidējo elektrisko efektivitāti ap 15..20%. Biomasas elektrostaciju attīstību lielā mērā sekmēja valsts atbalsta politika, taču pašlaik biomasas koģenerācijas stacijām iespējams atbalsta samazinājums, kas varētu ievērojami samazināt to darbības rentabilitāti. Tādēļ jo īpaši svarīgs bioenerģētikas sektoram kļūst šo staciju darbības efektivitātes jautājums. Viena no negatīvām šķeldas iezīmēm ir augsts mitruma saturs – līdz 40% un pat 50%.

Kurināmā mitruma izraisītus enerģijas zudumus dūmgāzēs var samazināt ar dūmgāzu kondensāciju (FGC⁷). Dūmgāzu kondensatori mūsdienās tiek integrēti modernu biomasas spēkstaciju attīrītājos [66], [67].



3.6. att. Šķeldas kurināmā katla ar kondensatoru teorētiskā efektivitāte pret dūmgāzu temperatūru pie dažādās gaisa pārpalikuma plūsmas [66]

Siltumenerģiju nodrošinošām spēkstacijām efektīvas kondensatoru darbības attīrītājā nodrošināšanā ir svarīga atgaitas temperatūrai no siltumapgādes tīkla. Ar siltumsūkņa palīdzību

⁶ PTES – pumped thermal energy storage

⁷ FGC – fuel gas condenser

var samazināt temperatūru dūmgāzu kondensācijas sistēmā. Līdz ar to siltumsūkņim koģenerācijas stacijā ir iedomājamas vismaz trīs funkcijas:

- samazinot dūmgāzu kondensācijas temperatūru, palielināt kopējo stacijas efektivitāti;
- lētas elektroenerģijas pieejamības laikā palielināt temperatūru siltumenerģijas akumulatorā, lai vēlāk varētu izmantot šo siltumenerģiju siltumapgādes tīklam vai arī elektroenerģijas iegūšanai ar ORC.
- atbalstot koģenerācijas stacijas darbu, nodrošinot siltumapgādes tīkla siltumenerģijas pieprasījumu tad, kad siltumenerģijas akumulatorā ir zema temperatūra.

Siltumsūkņu pielietošana zemu elektroenerģijas tirgus cenu laikā varētu kļūt par papildus ienākumu avotu atjaunīgās bioenerģijas staciju atbalstam Latvijā.

3.2.2. Pētījumu objekts

Tā kā laikapstākļus ietekmēt tiešā veidā nav iespējams, siltumenerģijas pieprasījumu nevar kontrolēt, taču to var prognozēt. Tāpēc ir svarīgi atsaistīt biomasas koģenerācijas staciju elektroenerģijas izstrādi no siltumenerģijas pieprasījuma centralizētās siltumapgādes tīklā. Šādu atsaisti var panākt ar siltumakumulācijas tehnoloģiju uzstādīšanu. Ir būtiski ņemt vērā to, ka ar iekārtām, kuras tiek darbinātas ar šķeldu, jaudas regulēšana, palaišana un apturēšana ir sarežģītāka, nekā tradicionālām degvielas un dabasgāzes iekārtām. Tādējādi siltumakumulācija var arī palīdzēt novērst nevēlamas straujas saražojamās siltumenerģijas apjoma izmaiņas, kas var negatīvi ietekmēt biomasas iekārtu darbību. Cita problēma ir saistīta ar elektroenerģijas tirdzniecību, piemēram, zema pieprasījuma laikā tās cena var būt mazāka par izstrādes izmaksām, savukārt augstu cenu gadījumā saražotās elektroenerģijas apjomu ierobežo iekārtu jauda. Pārveidojot TES par integrētu sūknējamas siltumenerģijas akumulācijas (IPTES⁸) sistēmu, uzstādot divus papildus elementus – siltumsūkni un sekundāru siltumdzinēju, piemēram, ORC turbīnu, zemu elektroenerģijas cenu laikā to var izmantot siltumenerģijas akumulācijai, bet augstu cenu laikā enerģiju izlādēt.

Koģenerācijas iekārta izstrādā siltumenerģiju ar dažādām temperatūrām – galvenā plūsma var būt ar 150 °C aiz biomasas sadedzināšanas iekārtas, zemākas temperatūras plūsma var būt pie tvaika turbīnas kondensatora (100 °C un zemāk). Dūmgāzu kondensators (FGC) darbosies vislabāk, ja dzesēšanas temperatūra būs zemāka par dūmgāzu rasas punktu. Taču šī temperatūra var būt diezgan zema (līdz pat 30 °C) un nepieciešams siltumsūknis (HP⁹), lai palielinātu šīs plūsmas potenciālu.

Piedāvātā tehnoloģiskā sistēma var strādāt dažādos darba režīmos, kas apkopoti 3.3. tabulā. Pie liela siltumenerģijas pieprasījuma IPTES un koģenerācijas stacija (CHP¹⁰) nodrošinās siltumapgādes tīklu ar siltumenerģiju (1. un 3. režīms). Ja pieprasījums krītas, CHP

⁸ *Integrated Pumped Thermal Energy Storage*

⁹ *Heat Pump*

¹⁰ *Combined Heat and Power*

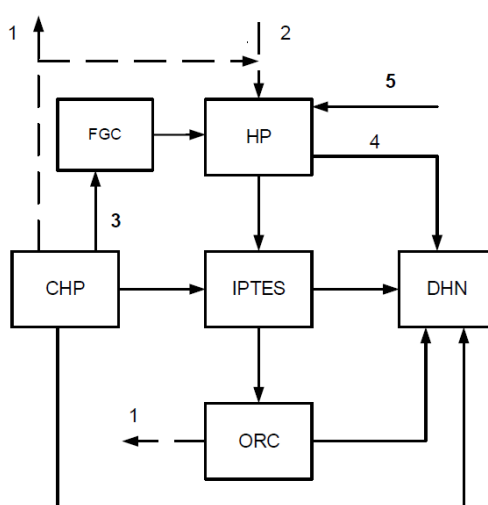
var uzlādēt IPTES (2. režīms). Savukārt, kad elektroenerģijas cenas ir augstas, IPTES nodrošina ORC ar siltumenerģiju konversijai elektroenerģijā (4. režīms).

3.3. tab. Piedāvātie IPTES darba režīmi

Nr.	Elektroen. cena	Siltumen. pieprasījums	HP	ORC	IPTES
1	zema	augsts	apgādē siltumapgādes tīklu	nav darbā	izlāde
2	zema	zems	uzlādē IPTES	ir/nav darbā?	uzlāde
3	augsta	augsts	apgādā siltumapgādes tīklu?	ir/nav darbā?	izlāde
4	augsta	zems	nav darbā	ir darbā	uzlāde?

Pilna cikla (elektroenerģija->siltumenerģija->elektroenerģija) efektivitātei piedāvātajā realizācijā (diagramma 3.7.att.) ir būtiska ietekme uz IPTES komerciālās īstenošanas iespējamību. Pašreiz pieejamās tehnoloģijas zemas temperatūras siltumenerģijas konversijai elektroenerģijā, galvenokārt izmantojot ORC [68], nodrošina to, ka piedāvātā IPTES koordinētā darbība ar siltumapgādes sistēmu var nodrošināt ekonomiski izdevīgu elektroenerģijas ražošanu [69].

3.7. att. 1. plūsma ataino elektroenerģijas ievadi elektrotīklā; 2. – elektroenerģijas patēriņu no tīkla siltumsūkņa darbināšanai laikā, kad tās cena ir zema; 3. – zemas temperatūras enerģijas plūsma no koģenerācijas stacijas (ģenerators dzesēšanas šķidrums un/vai dūmgāzu kondensāts, ja kurināmajā ir augsts mitruma saturs; 4. – tieša plūsma no siltumsūkņa uz siltumapgādes tīklu (DHN¹¹); 5. – enerģijas plūsma ar apkārtējās vides temperatūru uz siltumsūkni no pieejamiem enerģijas avotiem, piemēram, pazemes vai virszemes ūdens rezervuāra.



3.7. att. Biokoģenerācijas stacijas ar IPTES piedāvātā darba shēma

¹¹ District Heating Network

Savukārt tas, kā 3.3. tabulā jāinterpretē jēdzieni augsta vai zema elektroenerģijas cena un augsts vai zems siltumenerģijas pieprasījums, ir atkarīgs no aktuālās situācijas tirgū.

3.2.3. Enerģijas izmaksu aprēķins

Šī pētījuma mērķis ir novērtēt, pie kādiem apstākļiem IPTES darbība varētu nodrošināt pietiekamus papildu ieņēmumus bioenerģijas ieguvei Latvijā.

Izlīdzināto enerģijas ražošanas izmaksu (LCOE¹²) aprēķins ir plaši izplatīts rīks atjaunīgās enerģijas izstrādes ekonomiskās efektivitātes novērtēšanā. Avotā [70] ir piedāvāts šīs metodes vispārinājums enerģijas akumulācijas izmaksu (LCOS¹³) novērtējumam:

$$LCOS = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{W_{out}}{(1+r)^t}}, \quad (4.)$$

kur

$$A_t = OPEX_t + CAPEX_{re,t} + C_{el} \cdot W_{in} - R_t, \quad (5.)$$

kur A_t – akumulācijas ikgadējās izmaksas, $OPEX_t$ – ikgadējās ekspluatācijas izmaksas, $CAPEX_{re,t}$ – ikgadējie kapitālieguldījumi, $CAPEX$ – sākotnējie kapitālieguldījumi, C_{el} – elektroenerģijas izmaksas, W_{in} – enerģijas akumulēšanā izlietotā elektroenerģija, W_{out} – no enerģijas akumulācijas iegūtā elektroenerģija, R_t – atgūstamā vērtība (aktuāla iekārtām ar lielu darbmūžu), r – diskonta koeficients, n – darbmūžs gados, t – gads.

Lai novērtētu piedāvātās IPTES sistēmas potenciālo ienesīgumu, nepieciešams ņemt vērā elektroenerģijas cenas zemu un augstu cenu periodos, skatot to kopā ar aprēķināto LCOS. Rezultātā izteiksme ir šāda:

$$R = \sum_{i=1}^m (c_{el,i}^{high} - c_{el,i}^{low}) - LCOS, \quad (6.)$$

kur R ir IPTES darbības ienesīgums m uzlādes/izlādes ciklu laikā, kad uzlāde notiek pie zemām elektroenerģijas cenām ($c_{el,i}^{low}$), bet izlāde – pie augstām ($c_{el,i}^{high}$).

Papildus ieņēmumus var gūt no IPTES izmantošanas kā TES, lai sabalansētu koģenerācijā saražoto siltumenerģiju un siltumenerģijas pieprasījumu siltumapgādes tīklā. Izteiksmēm (5.) un (6.) ir svarīga sistēmas pilna cikla efektivitāte. Ņemot vērā termodinamiskos ierobežojumus siltumsūkņa lietderības koeficientam (COP¹⁴) un ORC efektivitātei [71]:

¹² Levelized Cost of Energy

¹³ Levelized Cost of Storage

¹⁴ Coefficient of Performance

$$\psi = \frac{W_{\text{out}}}{W_{\text{in}}} = \frac{\sqrt{\frac{T_{\text{st}}}{T_{\text{amb}}}} - 0.5}{\sqrt{\frac{T_{\text{st}}}{T_{\text{amb}}}} + 0.5}, \quad (7.)$$

kur T_{st} ir temperatūras kāpums akumulatorā, ko iegūst, ņemot siltumenerģiju no apkārtējās vides ar temperatūru T_{amb} .

Ar izteiksmēm (5.)–(7.) un izmantojot datus par reālajām elektroenerģijas cenām un siltumenerģijas pieprasījumu var atrast sakarību starp sistēmas ienesīgumu, kapitālieguldījumiem un tās darbmūžu.

3.2.4. Secinājumi

Piedāvātais variants sūknējamas siltumenerģijas akumulācijas (IPTES) integrācijai ar siltumapgādes sistēmu rada iespējas bioenerģijas spēkstaciju ekonomiskās efektivitātes uzlabošanai.

Siltumsūkņa kopējā darbība ar siltumenerģijas akumulāciju un enerģijas konversiju no siltuma elektroenerģijā pēdējā laikā piesaista lielu pētnieku uzmanību, ko pierāda ievērojams publikāciju skaits par šo tēmu. Eksperimentālo un teorētisko apsvērumu praktiska ieviešana iespējama tad, ja tiek pētīta reālu siltumapgādes sistēmu uzvedība kontekstā ar elektroenerģijas cenām lielā laika periodā un ar pietiekamu temporālo izšķirtspēju. Īpaša uzmanība jāpievērš tādiem parametriem kā akumulācijas ietilpība un laiks starp uzlādes un izlādes darbībām.

IPTES darba režīma izvēlei konkrētā laika brīdī ir nepieciešams attīstīt lēmumatbalsta procedūru, lai noteiktu, kas ir izdevīgāk – izlādēt akumulēto siltumenerģiju siltumapgādes tīkla nodrošināšanai vai elektroenerģijas iegūšanai, ko pārdot un ievadīt elektroapgādes tīklā.

Svarīgākie secinājumi:

1. IPTES palielina energoapgādes sistēmu elastīgumu un ar to var motivēt jaunu siltumenerģijas akumulatoru izbūvi.
2. Ja tiek izmantots IPTES, tad siltumenerģijas akumulāciju var izmantot gan siltumapgādes, gan elektroapgādes tīklu balansēšanai.
3. Akumulatora ietilpības izvēlei var pielietot izlīdzināto akumulācijas izmaksu metodi (LCOS) kopā ar datiem par ārgaisa temperatūru, siltumenerģijas pieprasījumu un elektroenerģijas cenām.
4. Izklāstītais darbs ir solis pretī enerģijas ražošanas izmaksu novērtējumam sistēmā, kur integrēta sūknējamā siltumenerģijas akumulācija tiek izmantota koordinēti ar biomasas koģenerāciju, siltumsūkņiem un organiskā Rankina cikla turbīnu elektroenerģijas iegūšanai.

3.3. Siltumslodzes prognozēšana centralizētās siltumapgādes sistēmu režīmu vadībai

Šajā nodaļā sniegts īss ieskats rezultātos pētījumam “*Heat Load Numerical Prediction For District Heating System Operational Control*” [8], kas publicēts zinātniskā žurnāla “*Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*” 2021. gada jūnija izdevumā (vol. 56, nr. 3).

3.3.1. Ievads

Lai sasniegtu Eiropas Savienības ilgtermiņa klimatneitralitātes mērķus [72], ir ievērojami jāsamazina enerģijas patēriņš un siltumnīcefekta gāzu emisijas. Enerģijas ražošana centralizētās siltumapgādes sistēmu (CSS) nodrošināšanai ar siltumenerģiju sastāda 14% no Latvijas kopējās enerģijas bilances [73].

Liberalizācija elektroenerģijas tirgū un konkurence siltumenerģijas ražošanā rada izaicinājumus CSS darbībā, it īpaši, ja ņemam vērā koordinētu darbību ar koģenerācijas stacijām. Enerģijas ražotāju savstarpējā konkurence mudina attīstīt un pielietot precīzus prognozēšanas rīkus dažādu svarīgu parametru (piemēram, elektroenerģijas tirgus cenas, siltumslodzes u.c.) noteikšanai, kas nepieciešams darbības plānošanai un tirgus piedāvājumu optimizācijai.

Pateicoties pieejamam klimatam draudzīgu tehnoloģiju finansējumam Latvijā pēdējā laikā izbūvēti vairāki ar CSS saistīti siltumenerģijas akumulatori. Tie apkopoti 3.4. tabulā.

3.4. tab. Lielākās siltumenerģijas akumulācijas tvertnes Latvijā

Atrašanās vieta	Tvertnes tilpums, m ³	Siltumenerģijas ietilpība, MWh	Uzlādes/izlādes jauda, MWh/h
Rīgas TEC-2, “Latvenergo” [74]	18 000	550	150
“Salaspils Siltums” [75]	8 000	418	15/25
Jelgava, “Fortum Latvia” [76]	5 000	170	15

Siltumenerģijas akumulācijas tvertņu un lietotāju (t.i. ēku) termālās inerces izmantošana ļauj sabalansēt siltumenerģijas pieprasījumu CSS un no elektroenerģijas tirgus viedokļa optimālo koģenerācijas staciju darba režīmu [1], [4], [77]. CSS renovācija kopā ar notiekošo izolēto cauruļvadu nomaiņu un ēku energoefektivitātes uzlabošanas pasākumiem virza CSS uz lielāku kopējo efektivitāti. Piemēram, CSS siltumenerģijas zudumus var samazināt par 40%, ja vecos cauruļvadus nomaina ar jauniem izolētiem cauruļvadiem, kā tas ir ticis aplēsts konkrētā gadījumizpētē Tallinas CSS [78]. Citā pētījumā [79] ir piedāvāta CSS ranžēšana pēc efektivitātes un relatīvajiem zudumiem tīklos. Kopējam tehniskam tīklu darbības novērtējumam ir piedāvāts parametrs, kas atkarīgs no cauruļvadu siltumapmaiņas koeficienta. Cits veids kā samazināt zudumus siltumapgādes tīklos ir turpgaitas temperatūras samazinājums [80]. Turklāt siltumslodzi var modelēt, ņemot vērā gan turpgaitas temperatūru tīklā, gan iekšstelpu

temperatūru ēkās [81]. Tomēr jebkurš no šiem soļiem nodrošinās labāko CSS darbību vien tad, ja tos atbalstīs ar precīzām siltumslodzes prognozēm.

Turklāt CSS darbības datorimitācijai nepieciešams pielietot un modelēt siltumslodzes profilus, turpgaitas un atgaitas temperatūru siltumapgādes tīklos, kā arī novērtēt spiediena zudumus tajos. Tādējādi siltumslodzes prognozēšana ir svarīga kopējā procesa sastāvdaļa [6]. Lai varētu plānot koģenerācijas staciju dalību elektroenerģijas tirgū, ir jāspēj prognozēt siltumslodze nākamās dienas laikā ar vismaz stundas izšķirtspēju. Zinātniskajā literatūrā ir vairākas pieejas siltumslodzes prognozēšanas jautājumiem. Piemēram, pielietojot mākslīgos neironu tīklus, lineāro regresiju un šo metožu kombināciju uz Rīgas piemēra, var panākt vidējo dienas kļūdu robežās no 4,76% līdz 5,83% (balstoties uz datiem, kas izmantoti konkrētajai gadījummizpētei [82]).

Šis pētījums veltīts ikstundas siltumslodzes prognozēšanai nākamās dienas periodam. Attiecīgi, virsmērķis ir izveidot un validēt siltumslodzes īstermiņa prognozēšanas pieeju, kas spētu nodrošināt pietiekamu precizitāti jebkurai CSS, tanī pat laikā nodrošinot praktiskas izmantošanas vienkāršību, lai pieeju varētu pielietot jebkādu CSS vai koģenerācijas staciju operatori, kas vēlas koordinēti optimizēt siltumenerģijas un elektroenerģijas izstrādes plānošanu.

Tādēļ šajā pētījumā tiek izmantots prognozēšanas algoritms, kas sākotnēji tika aprakstīts avotā [82] un detalizēti izklāstīts avotā [83]. Tā precizitāte tiek validēta, balstoties uz datiem no konkrētas sistēmas, dažādos apkures sezonas laika nogriežņos un ar dažādiem modeļa parametriem. Līdz šim minētais modelis izmēģināts tikai ar datiem no vienas CSS, kuru turklāt varētu kopumā uzskatīt par ļoti lielu. Tāpēc nepieciešams papildināt iepriekšējo zinātību, validējot īstermiņa prognozēšanas pieeju uz ievērojami atšķirīgu CSS, t.i., ar krietni mazāku vidējo siltumenerģijas patēriņu.

Iegūto prognožu kļūdas (prognozes novirze no reālās siltumslodzes vērtības) tiek analizētas ar diviem atšķirīgiem kļūdu novērtējuma raksturojumiem – vidējā procentuālā kļūda (MAPE¹⁵) un normalizētā vidējā noslieces kļūda (NBIAS¹⁶). Izmantojot abus šos kļūdas novērtējumus, ir iespējams gūt pilnīgāku priekšstatu par prognozēšanas modeļa veiktspēju.

Cits šī pētījuma pienesums ir jauna CSS darbības novērtēšanas parametra definēšana un pielietošana – siltumslodzes grafika normalizētais slīpums. Pētījuma veikšanai apkopotās datu kopas ļauj aprēķināt šo parametru virknei dažādu atšķirīgu CSS.

3.3.2. Metodoloģija

3.3.2.1. Siltumslodzes grafika normalizētais slīpums

Pētījuma veikšanai tika iegūti ikstundas dati (siltumslodze un ārējais temperatūra, attiecīgi MW un °C) laika periodam no 2015. līdz 2019. gadam par piecām dažādām CSS no dažādām Latvijas pašvaldībām.

¹⁵ Mean Average Percentage Error

¹⁶ Normalized Mean Bias Error

CSS tīkli nodrošina siltumenerģiju diviem galvenajiem mērķiem – telpu apkurei un karstā ūdens piegādei. Siltumenerģijas patēriņš gaisa sildīšanai ventilācijas sistēmās nav vērā ņemams aplūkoto datu ietvaros. Siltumenerģijas patēriņš ir atkarīgs no daudziem faktoriem, piemēram, gadalaika, ārējās temperatūras, vēlamās iekštelpu temperatūras, gaisa mitruma, saules starojuma, vēja ātruma un virziena u.t.t. Rezultējošo siltumslodzi ietekmē arī apsildāmo telpu platība un ēku siltumizolācijas parametri, kā arī ēku iemītnieku skaits un to uzvedība. Tādēļ siltumslodzes prognozēšana ir kopumā ļoti sarežģīts process, kura īstenošanai nepieciešams veikt zināmus vienkāršojumus. Šos vienkāršojumus galvenokārt nosaka datu pieejamība.

CSS novērtējuma parametra (siltumslodzes grafika normalizētā slīpuma) noteikšanai vispirms ir jāveic dažādo CSS datu kopu lineārās regresijas analīze, kur siltumslodze ir atkarīgais mainīgais, bet vidējā ikstundas ārējās temperatūra – neatkarīgais. No regresijas analīzes tiek iegūta lineāra izteiksme:

$$Q = aT + Q_0, \quad (8.)$$

kur Q – atkarīgais mainīgais (siltumslodze), T – neatkarīgais mainīgais (ārējās temperatūra), a – funkcijas slīpums, Q_0 – regresijas konstante jeb brīvais loceklis (apmēram vienāds ar vidējo siltumslodzi pie 0 °C).

8. izteiksmē esošos koeficientus a un Q iegūst katrai CSS datu kopai ar vismazāko kvadrātu metodi, kas ir matemātiska pieeja līkņu piemeklēšanai, minimizējot summu no modeļa noviržu vērtībām, kas kāpinātas kvadrātā. Rezultātā tiek iegūta tāda līkne caur izklaidētajiem CSS datiem, kas ir kopumā vistuvākā šiem datiem.

Aplēstās siltumslodzes lineārās līknes derību var novērtēt ar determinācijas koeficientu (R^2). Tas parāda, cik lielu proporciju no siltumslodzes datu (rezultatīvā pazīme) variācijas, var izskaidrot ar izmaiņām ārējās temperatūrā (faktoriālā pazīme). Ir pieņemts uzskatīt, ka regresijas modeļi ir jo labāki, jo tuvāk R^2 vērtība ir 1.

Pēc regresijas analīzes var aprēķināt CSS siltumslodzes grafika normalizēto slīpumu, kas ir attiecība starp koeficientu pie funkcijas neatkarīgā mainīgā (funkcijas slīpums) un vidējo siltumslodzi pie 0 °C (brīvais loceklis) jeb, izmantojot 8. izteiksmes apzīmējumus, a/Q_0 . Šis koeficients parāda CSS siltumslodzes izmaiņas relatīvi pret vidējo slodzi, ārējās temperatūrai izmainoties par vienu grādu.

Šīs analīzes veikšanai pamatā tiek izmantota tikai apkures sezona (t.i., kad CSS siltumslodzi veido gan telpu apkure, gan karstā ūdens padeve). Tādēļ tiek izmantoti dažādo CSS dati par decembra–marta periodu. Netiek ņemti vērā dati par oktobri–novembri un aprīli, jo apkures sezonas sākumā un beigās siltumslodze nav stabila.

Skaidrībai jāvērs uzmanība uz to, ka šeit aprakstītais vienkāršās lineārās regresijas modelis, kura rezultāti aprakstīti 3.3.3.2. nodaļā, šeit netiek izmantots kā prognozēšanas paņēmieni, bet gan kā rīks CSS parametru iegūšanai, kas nepieciešams normalizētā slīpuma aprēķinam (t.i., šī ir CSS analīzes pieeja). Lai gan principā to varētu izmantot arī kā prognozēšanas pieeju, tas drīzāk būtu lietderīgi ilgtermiņa plānošanas nolūkos (piemēram, gatavojoties nākamajai apkures sezonai), nevis īstermiņa prognozēšanas un plānošanas nolūkos.

Būtiskā atšķirība ir tāda, ka īstermiņa plānošanā, kas nepieciešamai veiksmīgai dalībai jau esošos un topošajos enerģijas tirgos, ir vajadzīga spēja dinamiskāk pielāgoties izmaiņām siltumenerģijas pieprasījuma tendencēs, kas rodas apkures sezonas laikā. Šim mērķim atbilstoša pieeja ir izklāstīta turpmāk.

3.3.2.2. Siltumslodzes īstermiņa prognozēšana

Pastāv liels klāsts uz datiem balstītu pieeju vienkāršu lineāru un daudzfaktoru lineāru regresijas modeļu siltumslodzes prognozēšanai ar dažādiem ietekmējošajiem faktoriem. Piemēram, avotā [84] tiek izmantota pakāpeniska daudzpakāpju atlases metode, lai izvēlētu nozīmīgākos faktorus ikdienas siltumenerģijas patēriņa prognozēšanai. Tomēr tur pētītajai CSS tiek panākts augsts R^2 koeficients (0,9369) jau, tikai izmantojot dienas vidējo ārējās temperatūru. Salīdzinājumam, koeficienta vērtība pieaug līdz 0,9663, ja kā ietekmējošos faktorus izmanto arī siltumenerģijas patēriņu iepriekšējā dienā, diennakts temperatūras maksimumu, informāciju par vēju, mitrumu un kalendāro mēnesi [84]. Tomēr faktoru izvēle lielā mērā ir atkarīga no pieejamajiem datiem.

Šajā pētījumā aprakstītajā gadījumizpētē tiek izmantota īstermiņa nākamās dienas prognozēšanas metodoloģija no [83], kas tiek pielāgota vienai no CSS, kuras dati ir apkopoti pētījuma ietvaros. Modelis ir balstīts uz daudzkārtēju lineāro regresiju, kur ikstundas ārējās temperatūras prognoze nākamās dienas periodam ir noteicošais ieejas faktors. Taču, lai šī pētījuma ietvaros izvairītos no temperatūras prognožu neprecizitāšu ietekmes uz siltumslodzes prognozēšanas validāciju un izolētu tikai paša modeļa veikspēju, ieejā tiks izmantoti reālie ārējās temperatūras dati no attiecīgās CSS datu kopas. Papildus neprecizitātes, ko siltumslodzes prognozēs var radīt ārējās temperatūras prognožu nepilnības, ir aprakstītas autoru iepriekšējā pētījumā [85].

Šajā pētījumā izmantoto prognozēšanas pieejas testēšanas algoritmu var apkopot šādos soļos:

- 1) tiek izvēlēti modeļa parametri – cik dienas pagātnē ņemt vērā (apmācības datu kopas izmērs dienās), b , un ar daudzkārtēju lineāro regresiju konstruējamā polinoma pakāpe, k ;
- 2) tiek izvēlēts, cik dienām jāveic ikdienas prognoze (pārbaudes datu kopa dienās), h ;
- 3) process tiek sākts ar dienu $d = 1$;
- 4) tiek nolasīta ikstundas ārējās temperatūra un siltumslodze no iepriekšējām dienām (no $d-b$ līdz $d-1$);
- 5) 4. solī iegūtajai datu kopai tiek veikta daudzkārtēja lineārā regresija pēc izteiksmes:

$$Q_i = a_0 + \sum_{n=1}^k a_n \cdot T_i^n + \varepsilon_i, \quad (9.)$$

kur Q_i – atkarīgais mainīgais punktā i ; T_i – neatkarīgais mainīgais punktā i ; n – katra saskaitāmā pakāpe; k – pēdējā saskaitāmā pakāpe (t.i., polinoma pakāpe); ε_i –

novirze punktā i ; a_0 – brīvais loceklis, a_n – koeficients pie neatkarīgā mainīgā attiecīgās pakāpes funkcijas;

Vismazāko kvadrātu metode ļauj atrast modeļa parametrus – a_n koeficientus.

- 6) kļūda katrā punktā i tiek vidējota apmācības datu kopas apmērā, dalot pēc attiecīgās diennakts stundas, tādējādi iegūstot vidējās stundas kļūdas 24 stundu periodam;
- 7) tiek nolasīta ārējais temperatūra nākamajai dienai $d + 1$;
- 8) nolasītās temperatūras tiek ievadītas iegūtajā modelī (9. izteiksmē), rezultātā iegūstot sākotnējo ikstundas prognozi 24 stundu periodam.
- 9) no sākotnējās prognozes tiek atņemts vidējo ikstundas kļūdu profils, kas tika iegūts 6. solī; rezultātā tiek iegūta galīgā prognoze nākamās dienas periodam ($d + 1$); tiek saglabāts rezultāts;
- 10) dienas numuru d palielina par 1 un atkārtoti 4.–10. soļus līdz dienas numurs d pārsniedz iepriekš 2. solī izvēlēto prognozēšanas eksperimenta dienu skaitu h .

Kad testēšanas algoritms noslēdzies, var novērtēt tās rezultātus, izmantojot kļūdu raksturlielumus MAPE un NBIAS, attiecīgi:

$$MAPE = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \left| \frac{Q_i - \hat{Q}_i}{Q_i} \right| \cdot 100\%, \quad (10.)$$

$$NBIAS = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \frac{(Q_i - \hat{Q}_i)}{Q_{\max} - Q_{\min}} \cdot 100\%, \quad (11.)$$

kur Q_i – reālā siltumslodze punktā (t.i., laika sprīdī, stundā) i , $\hat{Q}_i$ – prognozētā siltumslodze punktā i ; m – kopējais punktu (stundu) skaits prognozes kopā; $Q_{\max}$, $Q_{\min}$ – attiecīgi maksimālā un minimālā siltumslodze reālo siltumslodzes vērtību kopā.

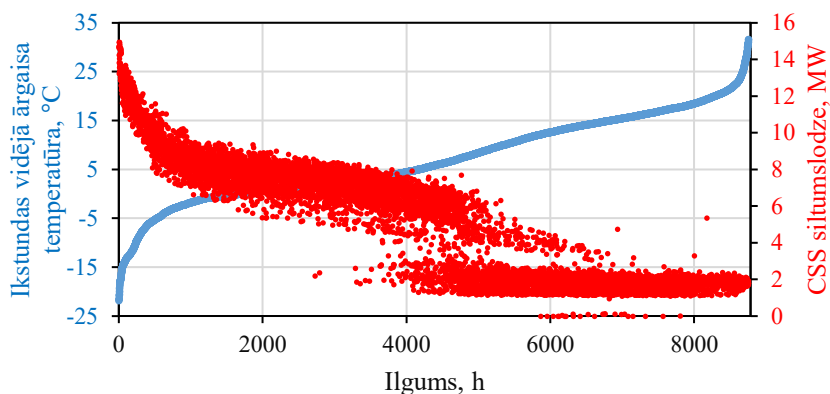
Šiem diviem kļūdu novērtējuma raksturlielumiem ir izteikti atšķirīgs pielietojums un interpretācija, tādēļ tos abus var izmantot vienlaicīgi, jo katrs ļauj izvērtēt pārbaudāmās prognozēšanas pieejas precizitāti no cita skatu punkta. Ar MAPE var izdarīt secinājumus par kopējo precizitāti balstoties uz vidējo kļūdu, taču neņemot vērā tās noslieci. Savukārt NBIAS ņem vērā kļūdas virzienu, ļaujot identificēt sistemātiskas neprecizitātes, t.i., modeļa tendenci pārsvarā prognozēt tieši mazāku vai lielāku siltumslodzi par reālo.

3.3.3. Rezultāti

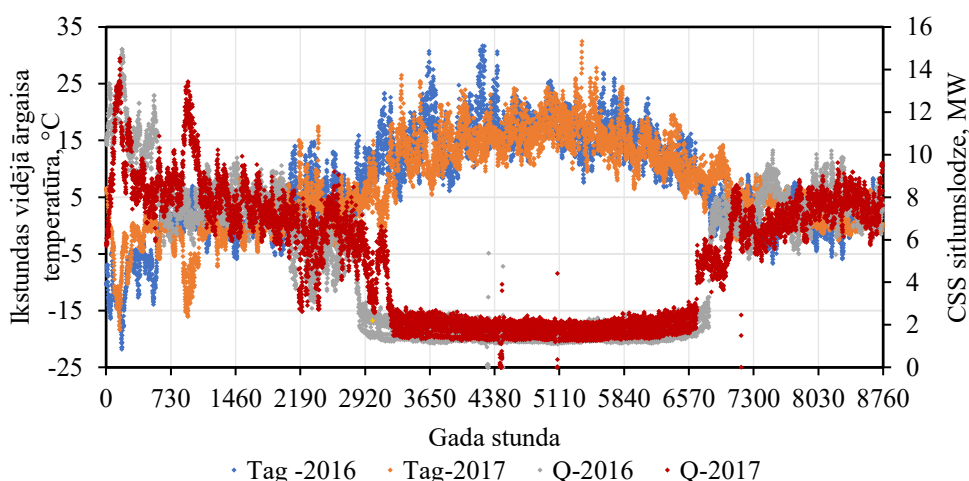
3.3.3.1. Gadījumizpētes datu piemērs

3.8. attēlā atainots ikstundas ārējais temperatūras ilguma grafika piemērs ar atbilstošajām siltumslodzēm relatīvi mazai CSS, kuras vidējā siltumslodze 2016. gadā bija apmēram 8 MW. 3.9. attēlā parādīts stundas vidējās ārējais temperatūras (T_{ag}) un siltumslodzes (Q) gada profils ar stundas izšķirtspēju tai pašai CSS 2016. un 2017. gadā. Gada profilu var acīmredzami sadalīt

divās daļās – apkures sezonā, kad ārējais temperatūra ir zemāka par 8 °C, un nesezonā. Apkures sezonas ilgums Latvijā ir tipiski apmēram 200 dienas jeb 4800 stundas gadā. Otrajā gada profila daļā (nesezonā) siltumslodze galvenokārt ir karstā ūdens piegādei.



3.8. att. Ārējais temperatūras ilguma grafiks un atbilstošā siltumslodze mazā CSS 2016. gadā



3.9. att. Ārējais temperatūras un CSS siltumslodzes gada profils 2016. un 2017. gadā

No 3.8. un 3.9. attēliem jau var redzēt, ka ārējais temperatūrai ir ārkārtīgi izteikta ietekme uz CSS siltumslodzi apkures sezonas laikā. Tā kā vidējā temperatūra apkures sezonas laikā ir apmēram 0 °C, dažādu CSS kodēšanai mēs ieviešam sistēmas nominālās jaudas jēdzienu (RP¹⁷), pieņemot to aptuveni vienādu ar regresijas vienādojuma brīvo locekli (t.i., vidējā siltumslodze pie ārējais temperatūras 0 °C). Dažādo šajā pētījumā izmantoto CSS no apkopotajiem datiem aplēstās RP vērtības atainotas 3.5. tabulā. Tajā apkopoti arī regresijas analīzes rezultāti, kuri izklāstīti nākamajā apakšnodaļā.

¹⁷ Rated Power

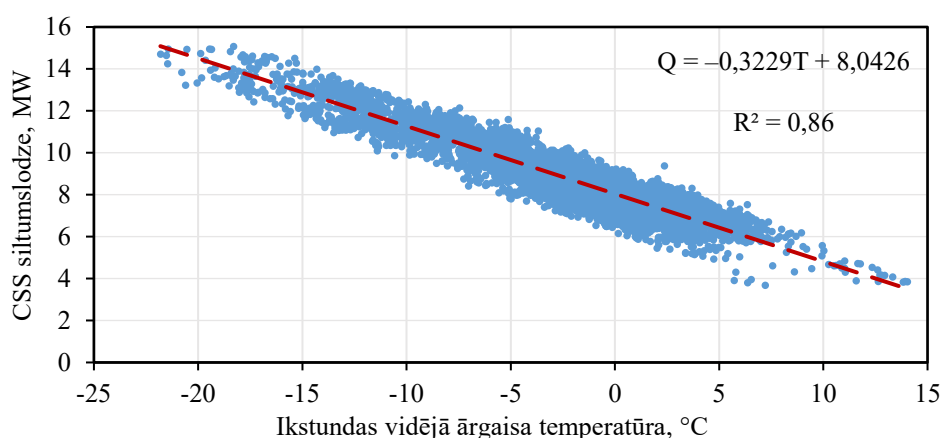
3.3.3.2. CSS siltumslodzes vienkāršās regresijas modeļi

3.5. tabulā parādīti ievērojama datu apjoma analīzes rezultāti, kas iegūti, veicot CSS siltumslodžu grafiku regresijas analīzi. Iegūti dati no kopumā piecu gadu perioda (2015.–2019.) piecām dažādām CSS ar RP (t.i., vidējo patēriņu) robežās no 8 līdz 453 MW. 3.5. tabulā un tai sekojošajos attēlos RP tiek izmantots, lai diferencētu dažādās CSS vienu no otras un identificētu tās, ņemot vērā, ka tas starp pētītajām sistēmās ir parametrs ar vislielākajām atšķirībām.

3.10.–3.14. attēlos atainotā regresijas analīze parāda, kā CSS siltumslodzi raksturojošais mainīgais izmaina savu vērtību atkarībā no neatkarīgā mainīgā jeb ārējās temperatūras izmaiņām.

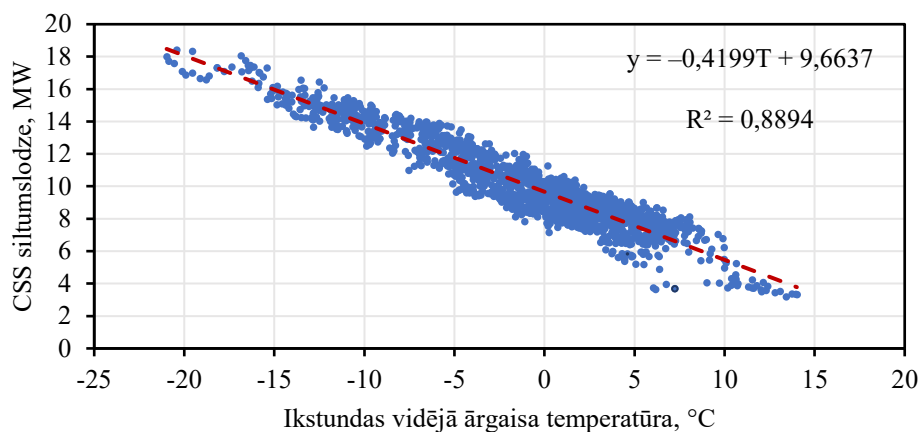
3.5. tab. Pētīto CSS dati atbilstoši to RP un izmantotajam laika periodam

CSS RP, att. num.	Apkures sezonas	Vidējā siltumsl. Q_0 , MWh/h	Min./maks. siltumsl., MWh/h	Lin. regr. vien. ($Q = aT + Q_0$)	R^2	Norm. slīpums, a/Q_0
RP8/ 3.10. att.	2016–2018	8,04	3,8...15	$Q = -0,3229T + 8,0426$	0,8600	-0,040
RP10/ 3.11. att.	2018	9,66	3,8...18,2	$Q = -0,4199T + 9,664$	0,8894	-0,044
RP20/ 3.12. att.	2017–2018	18,56	14...38	$Q = -0,7972T + 18,563$	0,8770	-0,043
RP40/ 3.13. att.	2017	42,41	22...80	$Q = -1,8123T + 42,407$	0,8579	-0,043
RP40	2018	40,94	12...75	$Q = -1,8357T + 40,937$	0,8977	-0,045
RP40	2019	41,95	22...62	$Q = -1,6395T + 41,946$	0,8039	-0,039
RP460/ 3.14. att.	2015	457,48	210...1100	$Q = -22,877T + 457,48$	0,9400	-0,050



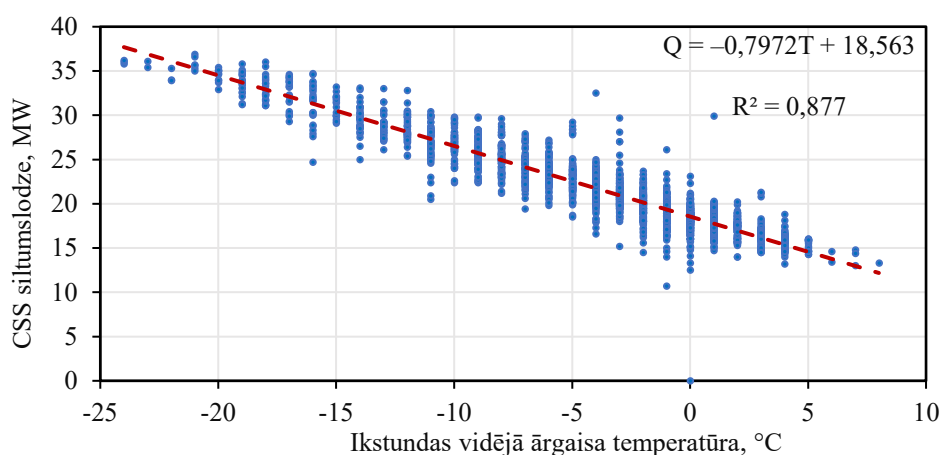
3.10. att. CSS (RP=8 MW) siltumslodzes atkarība no ārējās temperatūras (2016–2018)

3.10. attēlā parādīti dati par CSS ar RP=8 MW trīs apkures sezonu laikā periodā no 2016. līdz 2018. gadam. Iegūtais lineārās regresijas vienādojums, kas iekļauts arī 3.5. tabulā, ilustrē sistēmas vidējo darbību šajās trīs apkures sezonās.



3.11. att. CSS (RP=10 MW) siltumslodzes atkarība no ārējais temperatūras (2016)

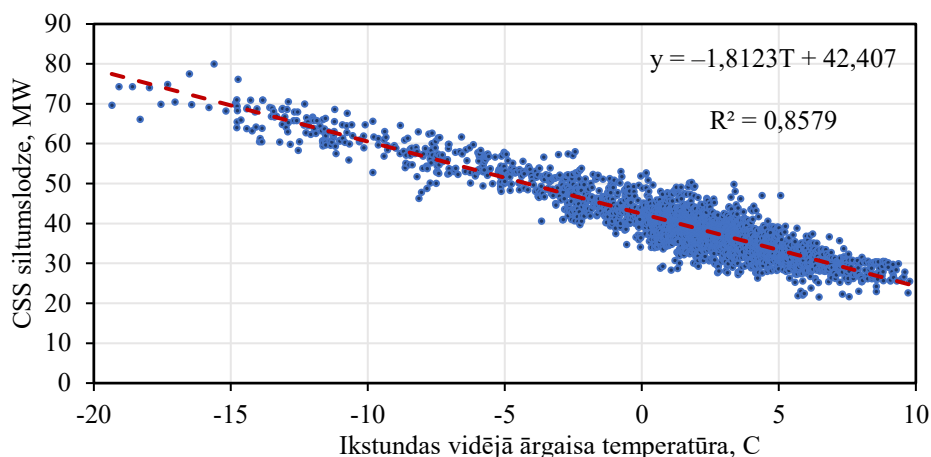
Savukārt 3.11. attēlā atainoti citas nedaudz lielākas CSS (RP=10 MW) dati tikai daļā no 2016. gada apkures sezonas (janvāris–marts).



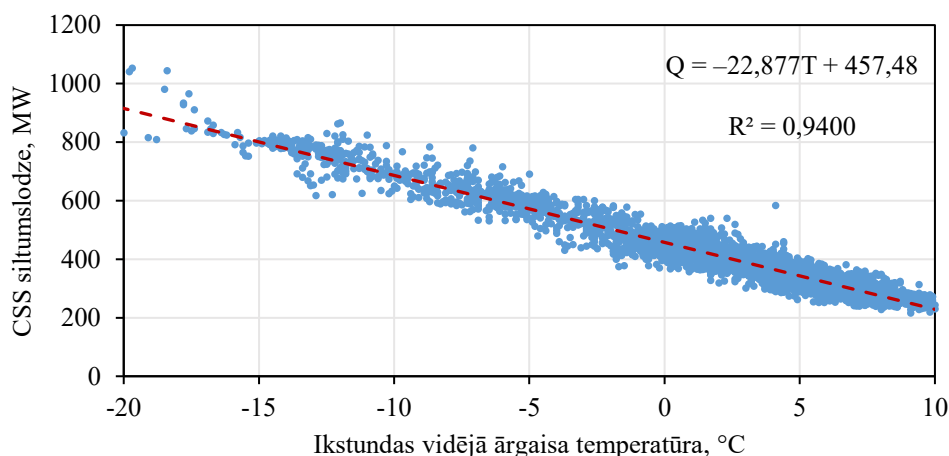
3.12. att. CSS (RP=20 MW) siltumslodzes atkarība no ārējais temperatūras (2017–2018)

CSS ar RP=20 MW, kas attēlota 3.12. attēlā, analīzei izmantoti dati no 2017. gada decembra un 2018. gada janvāra–marta. Jāatzīmē, ka no šīs CSS bija pieejami ārējais temperatūras dati tikai veselu skaitļu formātā, kas izskaidro 3.12. attēla savdabīgumu kontrastā pret pārējo CSS siltumslodzes grafikiem.

Katrai apkures sezonai ir sava parametru kopa (piemēram, atšķirīgs ārējais temperatūras profils), tāpēc lineārās regresijas vienādojums tai pašai sistēmai dažādās apkures sezonās var būt atšķirīgs. Lai ilustrētu šo parādību, CSS ar RP=40 MW dati tiek salīdzināti trīs atsevišķās apkures sezonās (2017, 2018, 2019), rezultātus attiecīgi apkopojot 3.5. tabulā. 2017. gada rezultātu piemērs dots 3.13. att.



3.13. att. CSS (RP=40 MW) siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras (2017)



3.14. att. CSS (RP=457 MW) siltumslodzes atkarība no ārgaisa temperatūras (2015–2016)

Visbeidzot, pēdējā rinda 3.5. tabulā apraksta lielas CSS (RP=457) darbu 2015.–2016. gada apkures sezonā. Šie dati ir vizualizēti 3.14. attēlā.

Kā jau tika iepriekš skaidrots, lineārās regresijas vienādojumi 3.5. tabulā parāda nomērītās siltumslodzes atkarību no ārgaisa temperatūras. Papildus tam 3.5. tabulā ir iekļauts arī determinācijas koeficients (R^2) katrai gadījumizpētei. Piemēram, RP=460 MW gadījumā 3.14. attēlā R^2 vērtība ir 0,94, kas ir pietiekami tuvu 1. Tomēr pārējās gadījumizpētēs šis koeficients ir ievērojami mazāks. Tomēr atainotie rezultāti kopumā apstiprina ievērojamu siltumslodzes atkarību no ārgaisa temperatūras analizētajās CSS, un līdz ar to šis ir potenciāli vērtīgs tālāko pētījumu virziens, izstrādājot uz regresiju balstītus prognozēšanas rīkus, kas būtu pielāgoti konkrētajām CSS.

Siltumslodzes lineārā regresija pret ārgaisa temperatūru parasti atklāj labu korelāciju, ja tā tiek veikta no visas sistēmas perspektīvas (kā šajā pētījumā), taču, ja šādu analīzi veic mazākā telpiskā mērogā (t.i., atsevišķai dzīvojamajai ēkai), korelācija ir ievērojami vājāka. Pētījumā [86] tā autori konkrētas lielas dzīvojamās ēkas siltumslodzes atkarībai pret ārgaisa temperatūru aprēķinājuši R^2 koeficientu tikai 0,5459. Tātad, lai gan individuāliem patērētājiem lineārā regresija pret tikai ārgaisa temperatūru nav piemērota siltumslodzes aplēsei, lielākā mērogā

atsevišķo patērētāju patēriņa novirzes no temperatūras profila zināmā mērā izlīdzinās, un tādēļ regresijas rezultāti visai sistēmai ir ievērojami labāki.

Turklāt citos pētījumos ārējais temperatūra ir identificēta kā nozīmīgs faktors, kas ietekmē arī citus svarīgus CSS parametrus. Piemēram, 2. pakāpes polinomu izteiksmes atgaitas temperatūras aplēsei no ārējais temperatūras pētījumā [87] dod determinācijas koeficientu 0,9.

Taču fakts kā lielākajā daļā no šajā pētījumā veiktajām gadījumizpētēm determinācijas koeficients siltumslodzes atkarībai no ārējais temperatūras ir zem 0,9, un tātad atklāj lielākas iegūtās izteiksmes novirzes no reālajiem datiem, ir jāizskaidro. Četrām no analizētajām CSS R^2 vērtība ir no 0,9 līdz 0,8 jeb 10–20% no siltumenerģijas pieprasījuma nevar izskaidrot ar izvēlēto neatkarīgo mainīgo (regresijas faktoru) – ārējais temperatūru. Tātad novirzes ir skaidrojamas ar citu faktoru ietekmi. Piemēram, dažās no pētītajām CSS siltumenerģijas patēriņš karstajam ūdenim varētu veidot 10–20% no RP, un šis patēriņš acīmredzami nav atkarīgs no ārējais temperatūras, kā tas jau izriet no iepriekš aplūkotā 3.9. attēla daļas, kas attiecas uz nesezonu.

Ja iegūtie lineārie vienādojumi tiktu izmantoti CSS darbības prognozēšanai (piemēram, nākamo apkures sezonu periodā), iegūtie rezultāti varētu nebūt pietiekoši precīzi, jo lineārajā modelī ir izmantots tikai viens ietekmējošais faktors (ārējais temperatūra), turklāt vēl būtiskāk ir tas, ka dažādi CSS parametri var mainīties gan apkures sezonas laikā, gan starp sezonām. Otro apsvērumu labi ilustrē 2.1. tabula, it īpaši ievērojami mainīgie CSS ar $RP=40$ parametri trijās aplūkotajās apkures sezonās.

Izveidojot un validējot 3.3.2.2. sadaļā aprakstīto īstermiņa prognozēšanas modeli, šo otro iebildi atrisina, pielietojot adaptīvu ieejas datu kopu, t.i., izmantojot tikai nesenākos reālos datus noteikta dienu skaita apjomā katram nākamajam prognozēšanas periodam.

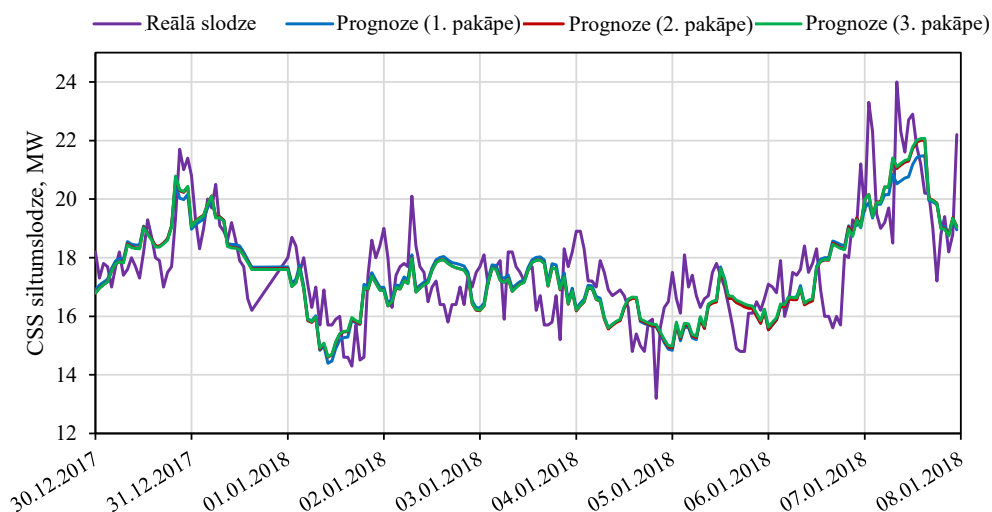
Tomēr pirms īstermiņa prognozēšanas pieejas rezultātu apskata, jāvērs uzmanība arī 3.5. tabulas pēdējai kolonnai, kurā apkopoti dažādo CSS siltumslodzes grafiku normalizētie slīpumi izteikti kā lineārās regresijas vienādojuma slīpuma attiecība pret brīvo locekli (t.i., a/Q_0). Šis koeficients raksturo CSS siltumslodzes relatīvo izmaiņu attiecībā pret vidējo siltumslodzi, ārējais temperatūrai mainoties par vienu grādu. Pēc attiecīgās pētījuma daļas [8] autoriem pieejamās informācijas, šī ir pirmā reize, kad CSS raksturojumam izmantots šis parametrs.

Autoruprāt, normalizētā slīpuma vērtība raksturo CSS darbību (tostarp iekļaujot siltumzudumus ēkās un sadales tīklā). Jo mazāka šī vērtība, jo lielāka ir sistēmas noturība pret temperatūras kritumiem. Citiem vārdiem, statistiskā analīze, tostarp iekļaujot normalizētā slīpuma aprēķinu, ļauj pilnvērtīgi novērtēt kopējo CSS darbību.

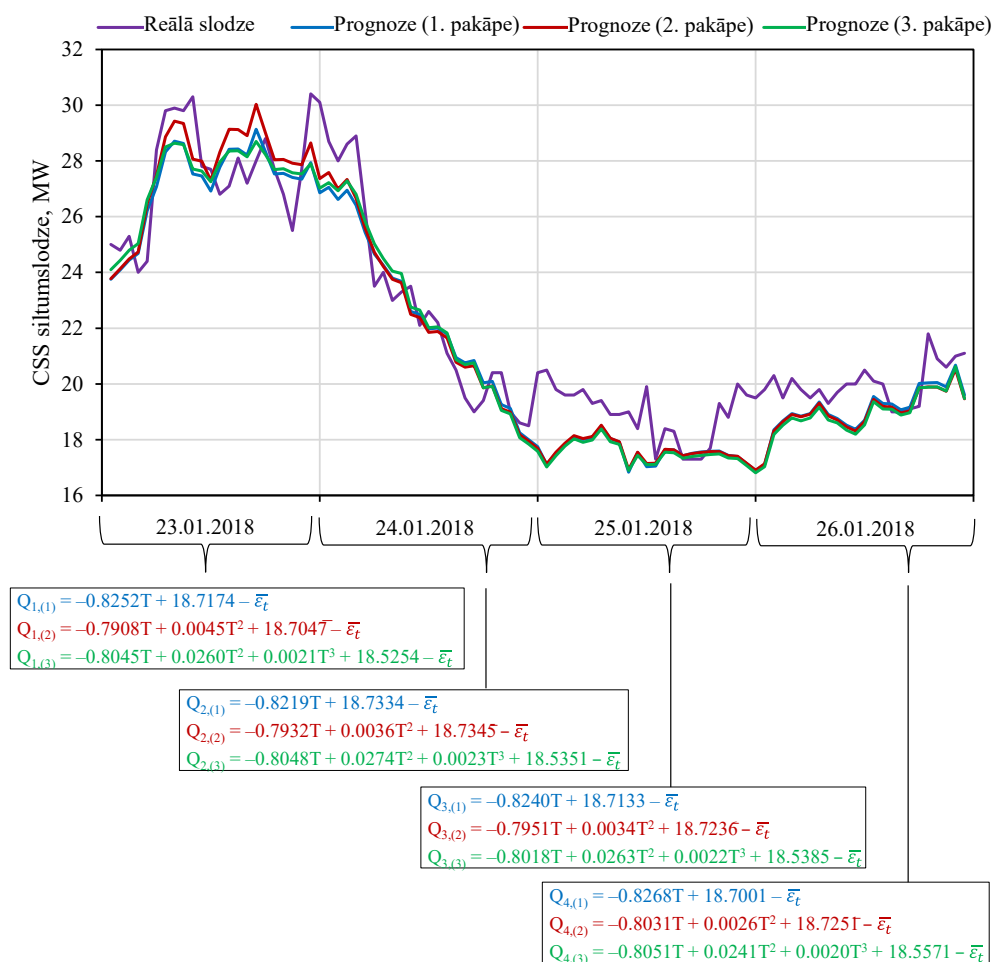
3.3.3.3. CSS siltumslodzes prognozēšanas testēšana

Daudzkārtējās regresijas modeļa validācijai tiek izmantoti vēsturiskie dati no CSS ar $RP=20$ MW (atbilstoši 3.5. tab.). Datu kopa ietver siltumslodzes un ārējais temperatūras vērtības no 2017. gada 1. septembra līdz 2018. gada 31. maijam. Prognozēšanas imitācijas eksperimenti tiek veikti diviem laika periodiem – no 2017. gada 30. decembra līdz 2018. gada 7. janvārim (deviņas dienas, 1. periods) un no 2018. gada 23. janvāra līdz 26. janvārim (4 dienas, 2. periods). Abi testa periodi ir apkures sezonas vidū. Tiek testēta regresija ar līdz 3. pakāpes polinomiem un diviem atšķirīgiem apmācības datu kopas izmēriem (29 dienas un 60 dienas).

Reālās un prognozētās siltumslodzes piemērs abiem testa periodiem ar 29 dienu apmācības kopu ir parādīts 3.15. un 3.16. attēlos. Labākai saskatāmībai un līkņu atšķirību izcelšanai vertikālā ass šajos attēlos nesākas no nulles, t.i., grafiki ir pietuvināti.



3.15. att. Reālā un prognozētā siltumslodze 1. periodā ar 29 dienu apmācības kopu (RP=20 MW)



3.16. att. Reālā un prognozētā siltumslodze 2. periodā ar 29 dienu apmācības kopu (RP=20 MW)

Prognozēšanas piemēram no 2. perioda 3.16. attēlā ir dota papildus informācija – dinamiski mainīgie prognozēšanas vienādojumi ir izvadīti no eksperimenta algoritma katrai dienai pie katras polinoma pakāpes. Saskaitāmais $\bar{\epsilon}_t$ katrā no šiem vienādojumiem ataino modeļa vidējo kļūdu apmācību datu kopā, kas vidējota pēc atbilstošās diennakts stundas, tātad šis saskaitāmais ir atšķirīgs katrai diennakts stundai. Lai iegūtu galīgās prognozes, šis elements tiek atņemts no sākotnējās ar polinoma izteiksmi iegūtās prognozes. Attēlotajiem vienādojumiem pašiem par sevi nav nekādas īpašas nozīmes, tomēr to iekļāvums attēlā ļauj novērtēt izteiksmju izmaiņas laikā. Nelielajā aplūkotajā laika periodā (šajā piemērā – četras dienas) šī izmaiņa nav liela, jo katrā eksperimenta iterācijā tiek nomainīta tikai viena no 29 apmācības perioda dienām. Tomēr lielākā laika periodā sagaidāmas vērā ņemamākas izmaiņas. To var īpaši labi saprast, salīdzinot šīs izteiksmes ar vienkāršās lineārās regresijas vienādojumu atbilstošai CSS (ar RP=20 MW) no 3.5. tabulas. Redzams, ka šīs izteiksmes ievērojami atšķiras. Lineārā regresija 3.5. tabulā balstās uz visiem datiem no apkures sezonas stabilās daļas, tostarp iekļaujot datus, kas prognozēšanas eksperimentā pielietotajam slīdošā perioda modelim nebūtu zināmi, jo no tā skatupunkta ir nākotnes informācija.

Katra no trīs testēto polinomu pakāpju modeļu veikspēja atkarībā no apmācības perioda ilguma (29 vai 60 dienas) ir apkopota 3.6. tabulā.

3.6. tab. CSS siltumslodzes prognožu kļūdas

	1. periods				2. periods			
	apmācības kopa							
	29 dienas		60 dienas		29 dienas		60 dienas	
	MAPE	NBIAS	MAPE	NBIAS	MAPE	NBIAS	MAPE	NBIAS
1. pakāpes polinoms	5,76%	−0,40%	5,77%	1,30%	4,31%	3,84%	5,10%	5,45%
2. pakāpes polinoms	5,56%	−1,13%	5,74%	1,32%	4,19%	3,48%	5,06%	4,65%
3. pakāpes polinoms	5,60%	−1,08%	5,70%	1,17%	4,55%	4,50%	5,24%	5,50%

1. periodā vislabākos rezultātus var iegūt ar 2. pakāpes polinomu un 29 dienu apmācības datu kopu (MAPE = 5,56%), 3. pakāpes polinomam daudz neatpaliekot ar 5,60% kļūdu un to pašu apmācības kopas izmēru. NBIAS atklāj noslieci uz kopumā negatīvu kļūdu ar 29 dienu apmācības datu kopu, bet pozitīvu – ar 60 dienām. Ja to rēķina visai prognožu kopai, tad NBIAS ir robežās no -1,13% līdz 1,32%, vislabākos rezultātus uzrādot 1. pakāpes polinomam ar 29 dienu apmācības kopu (-0,40%). Tomēr rēķinot NBIAS atsevišķām dienām, novērojamas lielākas svārstības, dienas kļūdai variējot no -12,93% līdz 8,25%.

2. periodā tika iegūti līdzīgi rezultāti. 2. pakāpes polinoms ar 29 dienu apmācības datu kopu nodrošina zemāko MAPE (4,19%), kam seko 1. pakāpes polinoms ar to pašu apmācības kopas izmēru. Arī NBIAS parāda, ka precizitāte ir labākā 2. pakāpes polinomam ar 29 dienu

apmācības datu kopu. Var secināt, ka konkrētajai pētītajai CSS lielāks apmācības kopas izmērs palielina risku pārāpmācīt (pārmērīgi pielāgot) prognozēšanas modeli. Šis efekts ir jo īpaši izteikts 2. testēšanas periodā. Potenciālo iemeslu var skaidrot ar 3.16. attēla palīdzību – 2. periodā reālā siltumslodze piedzīvoja ļoti straujas izmaiņas, kuras pirmšķietami izraisījušas līdzīgi asas izmaiņas ārējais temperatūrā. Lielāks apmācības perioda garums var būt liedzis prognozēšanas modelim pietiekami adekvāti reaģēt uz šīm izmaiņām, ja vērienīga apmācību datu kopas daļa satur vērtības no stabilākiem periodiem.

Turklāt 2. testēšanas periodā NBIAS atklāj izteiktu noslieci uz pozitīvā virzienā vērstām kļūdām. Ja to aprēķina visai testa kopai, NBIAS ir no 3,48% līdz 5,50%, savukārt, rēķinot to atsevišķām dienām, tas variē no –1,70% līdz 36,55% (taču tas negatīvs ir tikai vienā no dienām). Acīmredzot, pie noteiktiem apstākļiem testētā prognozēšanas pieeja var iegūt tendenci kļūdīties vairāk vienā virzienā (t.i., noslieci). Arī šo visdrīzāk var lielā mērā skaidrot ar 2. periodā novērojamo straujo temperatūras vērtību izmaiņu, it īpaši ņemot vērā, ka pēc otra novērtējuma parametra, kas neievēro kļūdu noslieci (MAPE), 2. periodā tiek iegūti kopumā labāki prognozēšanas precizitātes rezultāti. Tālab turpmākajos pētījumos būtu jāiegulda papildus darbs tajā, lai varētu efektīvāk identificēt un novērst prognozēšanas modeļa noslieces.

3.3.4. Secinājumi

Šajā nodaļā atainotā vēsturisko datu statistiskā analīze rāda, ka CSS siltumslodzes atkarības no viena faktora (ārējais temperatūras) vienkāršās lineārās regresijas analīze dod determinācijas koeficientu no 0,8 līdz 0,94 piecām atšķirīgajām Latvijas CSS, kuru dati bija pieejami. Acīmredzot, tas, cik izteikta ir siltumslodzes atkarība no ārējais temperatūras ir atkarīgs no konkrētās sistēmas īpatnībām. Turklāt kā tika parādīts ar vienas CSS piemēru, šī atkarība var ievērojami mainīties arī no apkures sezonas uz sezonu.

Pētījuma ietvaros ir definēts jauns CSS darbību raksturojošs parametrs – siltumslodzes grafika normalizētais slīpums, ko aprēķina kā attiecību starp temperatūras koeficientu lineārās regresijas vienādojumā un vidējo siltumslodzi pie 0 °C (vienādojuma brīvo locekli). Šis parametrs parāda, cik ļoti mainīsies siltumslodze relatīvi pret vidējo vērtību, ja izmainās ārējais temperatūra. Šo rādītāju var izmantot CSS raksturojumos un it īpaši tad, kad tiek salīdzinātas atšķirīgas sistēmas. Siltumslodzes grafika normalizēto slīpumu var rekomendēt kā sistēmu darbību raksturojošu rādītāju plašam klāstam dažādu CSS, ja ir pieejami tam nepieciešamie dati.

Šajā pētījumā iegūto siltumslodzes lineārās regresijas modeļu precizitāte ir zināmā mērā ierobežota, jo netiek atsevišķi izdalīta no ārējais temperatūras neatkarīgā siltumslodzes komponente – siltumenerģija karstā ūdens piegādei. Lai novērstu šo nepilnību, veidojot siltumslodzes īstermiņa prognozēšanas pieeju, kas spētu sasniegt pietiekamu precizitāti, šajā pētījumā tiek testēts uz regresiju balstīts prognozēšanas modelis, kas atsevišķi ņem vērā regresijas modeļa kļūdas uz apmācības datiem, kas vidējotas atbilstoši diennakts stundām. Šādā veidā tiek iegūta zināma netieša informācija par karstā ūdens patēriņu. Testēšanas mērķis bija pierādīt prognožu precizitātes stabilitāti dažādās datu kopās atšķirīgos apkures sezonas periodos.

Pētītajā sistēmā (RP=20 MW) ar MAPE izteiktās prognožu neprecizitātes svārstās no 4,19% līdz 5,76%, savukārt NBIAS – no -1,13% līdz 5,45%, atkarībā no prognozēšanas modeļa parametriem. Acīmredzot, šī prognozēšanas pieeja ir kopumā piemērota siltumslodzes nākamās dienas ikstundas vērtību prognozēšanai arī mazās CSS un nodrošina pieņemamu precizitāti. Tomēr ir nepieciešami arī turpmāki uzlabojumi, it īpaši lai uzlabotu precizitāti tādos laika periodos, kad novērojamas straujas ārgaisa temperatūras izmaiņas.

Kopsavilkums

Centralizētajām siltumapgādes sistēmām (CSS) ir vērā ņemams energoapgādes elastīguma potenciāls. Taču tas ir jo īpaši izteikts, ja siltumenerģiju CSS nodrošina koģenerācijas stacijas, jo tad CSS un tās elementiem piemītošo elastīgumu var izmantot ne tikai siltumapgādes procesa, bet arī elektroapgādes tehniskās un/vai ekonomiskās efektivitātes palielināšanai. Faktors, kas papildus palielina koģenerācijas staciju spēju pielāgoties mainīgiem tirgus apstākļiem, ir enerģijas akumulācijas iespēju izmantošana. Šeit var izšķirt divus perspektīvus virzienus – pirmkārt, enerģijas akumulatoru (piemēram, siltumakumulācijas tvertņu) izbūve, kas pēdējos gados Latvijā ir vairākkārt realizēta, un, otrkārt, jau esošo siltumenerģijas akumulācijas iespēju aktīvāka izmantošana, t.sk., ņemot vērā CSS pieslēgto ēku termālo inerci. Tā kā otrs variants paredz aktīvāku enerģijas gala lietotāju iesaisti vai arī to komforta līmeņa iespējamu samazinājumu, būtu nepieciešams taisnīgi sadalīt radītos papildus ieguvumus starp iesaistītajām pusēm – enerģijas ražotājiem, CSS operatoriem un enerģijas gala lietotājiem. Tomēr jebkurā gadījumā ir izkristalizējies, ka energoapgādes efektivitātes palielināšanai un mērķtiecīgākai tās elastīguma izmantošanai ir svarīga gan visas sistēmas, gan atsevišķu tās komponentu modelēšana trijos savstarpēji saistītos virzienos – datorimitācija, izveidojot pietiekami precīzus sistēmas vai tās elementu darbību aprakstošus matemātiskos modeļus; optimizācija, izveidotos matemātiskos modeļus iekļaujot optimizācijas uzdevuma mērķfunkcijā un ierobežojumos; un prognozēšana, nosakot sistēmas vai tās elementu darbu ietekmējošo faktoru nākotnes vērtības, kas nepieciešamas precīzai plānošanai un režīmu optimizācijai.

Šajā ziņojumā, kurā izklāstīti daži no pētījumiem, kas veikti laika posmā no 2019. gada līdz 2021. gada pirmajai pusei valsts pētījumu programmas “Energētika” projekta “Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (INGRIDO)” ietvaros, detalizētāk skarti vairāki no iepriekš pieminētajiem virzieniem. Kopumā ziņojumā ietverti rezultāti no astoņām recenzētām zinātniskām publikācijām, un nozīmīgākie secinājumi apkopoti zemāk.

1. Centralizētās siltumapgādes sistēmai pieslēgtās Rīgas daudzdzīvokļu ēkas ir ar ievērojamu termālo inerci. Siltummezglu aprīkošana ar attālinātas vadības ierīcēm ļautu efektīvi izmantot šo inerci. Pirmkārt, ar tās palīdzību varētu labāk optimizēt koģenerācijas staciju darbību atbilstoši elektroenerģijas tirgus situācijai. Otrkārt, tas ļautu samazināt izmaksas, kuras izraisa atkāpes no elektroenerģijas izstrādes grafika neprecīzu siltumslodzes prognožu dēļ.
2. Attīstot šo termālās inerces izmantošanas pētījumu virzienu tālāk, būs nepieciešams arī izveidot metodiku taisnīgam papildus gūtā ekonomiskā ieguvuma sadalījumam starp elektroenerģijas tirgus dalībniekiem (koģenerācijas staciju operatoriem) un namu īpašniekiem/iedzīvotājiem, kuri piekrīt sava termālā komforta iestatījumu izmaiņām. Šāda uzdevuma risināšanai perspektīvākais virziens būtu kooperatīvo spēļu teorija un Šeplija sadalījums.
3. Gadījumizpētē par nelielas jaudas koģenerācijas stacijas papildināšanu ar siltumenerģijas akumulācijas tvertni secināts, uzstādot šādu tvertni, tiktu panākta patstāvīga koģenerācijas iekārtu darbība 50–100% robežās no to uzstādītās jaudas.

Pateicoties tam, koģenerācijā varētu izstrādāt ievērojami vairāk siltumenerģijas un elektroenerģijas, tādējādi paaugstinot kopējo enerģijas izstrādes ekonomisko efektivitāti konkrētajā enerģijas ražošanas kompleksā.

Modelēšanas rezultāti rāda, ka pateicoties siltumenerģijas akumulācijai, ievērojami pieaug koģenerācijas iekārtu izmantošana, par attiecīgo siltumenerģijas apjomu samazinot ūdenssildāmo katlu noslodzi.

4. Korekta un pielietojama centralizētās siltumapgādes tīklu modeļa izveidē ir būtiski izmantot kvalitatīvu informāciju un precīzi ievērot modeļa izstrādes metodoloģiju. Modeļa izveides rezultātā var vienotā tehnoloģiskā procesā optimizēt siltumapgādes tīklu un koģenerācijas staciju darbību un attīstību, risinot šādus uzdevumus, piemēram, identificēt optimālo variantu siltumenerģijas patērētāja siltumapgādei; koģenerācijas staciju iekārtu sastāva/parametru izvēle; energoavotu rekonstrukcijas ieguvumu/izmaksu novērtēšana; neefektīvu iekārtu darba izbeigšanas izvērtējums; energoapgādes efektivitātes, drošuma, uzticamības palielināšanas pasākumu izveide; siltumenerģijas ražošanas procesu efektivitātes palielināšanas pasākumu izvērtēšana; lokālu siltumtīklu pievienošanas centralizētajai siltumapgādes sistēmai lietderības izvērtējums.
5. Piedāvāts variants sūknējamas siltumenerģijas akumulācijas (IPTES) integrācijai ar siltumapgādes sistēmu, kas rada iespējas bioenerģijas spēkstaciju ekonomiskās efektivitātes uzlabošanai. IPTES palielina energoapgādes sistēmu elastīgumu un ar to var motivēt jaunu siltumenerģijas akumulatoru izbūvi. Šādā gadījumā akumulāciju var izmantot gan siltumapgādes, gan elektroapgādes tīklu balansēšanai. Savukārt akumulatora ietilpības izvēlei var pielietot izlīdzināto akumulācijas izmaksu metodi (LCOS) kopā ar datiem par ārgaisa temperatūru, siltumenerģijas pieprasījumu un elektroenerģijas cenām. Izklāstītais darbs ir solis pretī enerģijas ražošanas izmaksu novērtējumam sistēmā, kur integrēta sūknējamā siltumenerģijas akumulācija tiek izmantota koordinēti ar biomasas koģenerāciju, siltumsūkņiem un organiskā Rankina cikla turbīnu elektroenerģijas iegūšanai.
6. Siltumslodzes lineārās regresijas modeļu precizitāte ir zināmā mērā ierobežota, ja netiek atsevišķi izdalīta no ārgaisa temperatūras neatkarīgā siltumslodzes komponente – siltumenerģija karstā ūdens piegādei. Lai novērstu šo nepilnību, veidojot siltumslodzes īstermiņa prognozēšanas pieeju, kas spētu sasniegt pietiekamu precizitāti, šajā pētījumā tika testēts uz regresiju balstīts prognozēšanas modelis, kas atsevišķi ņem vērā regresijas modeļa kļūdas uz apmācības datiem, kas vidējotas atbilstoši diennakts stundām. Šādā veidā tiek iegūta zināma netieša informācija par karstā ūdens patēriņu. Šī prognozēšanas pieeja ir kopumā piemērota siltumslodzes nākamās dienas ikstundas vērtību prognozēšanai arī mazās CSS un nodrošina pieņemamu precizitāti. Tomēr ir nepieciešami arī turpmāki pilnveidojumi, it īpaši lai uzlabotu precizitāti tādos laika periodos, kad novērojamas straujas ārgaisa temperatūras izmaiņas.

Izmantotā literatūra

- [1] A. Sauhats, J. Kozadajevs, A. Dolgicers, I. Zalitis, and D. Boreiko, "Thermal energy storage for CHP in power market conditions," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019, pp. 1–4.
- [2] A. Sauhats, J. Kozadajevs, A. Dolgicers, I. Zalitis, and D. Boreiko, "The Impact of the District Heating System Thermal Inertia on the CHPP Operation Mode," in *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2019, pp. 1–5.
- [3] J. Kozadajevs and D. Boreiko, "District Heating System Flexibility Studies Using Thermal Inertia of Buildings," in *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020, pp. 1–5.
- [4] A. Sorocins, D. Rusovs, J. Nagla, and V. Zentins, "The Influence of the Thermal Storage on the Electricity Production in a Co-Generation in Peak and Off-Peak Time Range," in *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020, pp. 1–4.
- [5] J. Kozadajevs, A. Dolgicers, and D. Boreiko, "CHPP Operation Mode Optimization under Electricity and Gas Market Conditions using a Genetic Algorithm," *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 58, no. 3, pp. 154–168, Jun. 2021.
- [6] A. Sorocins, J. Nagla, and V. Zentins, "District Heating Simulation Model Development to Solve Optimization Problems in the Market Conditions," in *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020, pp. 1–5.
- [7] D. Rusovs, S. Jaundalders, and P. Stanka, "PUMPED THERMAL ELECTRICITY STORAGE INTEGRATION IN DISTRICT HEATING SYSTEMS," in *2020 IEEE 61th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2020, pp. 1–4.
- [8] D. Rusovs, L. Jakovleva, V. Zentins, and K. Baltputnis, "Heat Load Numerical Prediction for District Heating System Operational Control," *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 58, no. 3, pp. 121–136, Jun. 2021.
- [9] K. Lichtenegger, D. Wöss, C. Halmdienst, E. Höftberger, C. Schmidl, and T. Pröll, "Intelligent heat networks: First results of an energy-information-cost-model," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 11, pp. 1–12, 2017.
- [10] I. Táci, "Overview of the Energy Storage Possibilities to Support the Electrical Power System," 2016.
- [11] E. Dotzauer, "Simple model for prediction of loads in district-heating systems," *Appl. Energy*, vol. 73, no. 3–4, pp. 277–284, Nov. 2002.
- [12] A. Heller, "Heat-load modelling for large systems," *Heat-load Model. large Syst.*, vol. 72, no. 1, pp. 371–387, 2002.
- [13] S.-J. Byun *et al.*, "Study on the optimal heat supply control algorithm for district heating distribution network in response to outdoor air temperature," *Energy*, vol. 86, pp. 247–256, 2015.
- [14] K. Baltputnis, R. Petrichenko, and A. Sauhats, "ANN-Based City Heat Demand Forecast," in *12th IEEE PES PowerTech Conference Towards and Beyond Sustainable Energy Systems*, 2017, p. to be published.
- [15] AS "Latvenergo," "Ilgstpējas un gada pārskats 2020," 2021.
- [16] AS "Rīgas Siltums," "Faktiskā siltumenerģijas patēriņa salīdzinājums." [Online]. Available: <https://www.rs.lv/lv/saturs/paterina-salidzinajums>.
- [17] H. A. Nielsen and H. Madsen, "Modelling the heat consumption in district heating systems

- using a grey-box approach," *Energy Build.*, vol. 38, no. 1, pp. 63–71, 2006.
- [18] K. M. Powell, A. Sriprasad, W. J. Cole, and T. F. Edgar, "Heating, cooling, and electrical load forecasting for a large-scale district energy system," *Energy*, vol. 74, pp. 877–885, 2014.
 - [19] C. P. Underwood, "An improved lumped parameter method for building thermal modelling," *Energy Build.*, vol. 79, pp. 191–201, Aug. 2014.
 - [20] A. P. Ramallo-González, M. E. Eames, and D. A. Coley, "Lumped parameter models for building thermal modelling: An analytic approach to simplifying complex multi-layered constructions," *Energy Build.*, vol. 60, pp. 174–184, May 2013.
 - [21] M. M. Gouda, S. Danaher, and C. P. Underwood, "Building thermal model reduction using nonlinear constrained optimization," *Build. Environ.*, vol. 37, no. 12, pp. 1255–1265, Dec. 2002.
 - [22] Z. Broka, J. Kozadajevs, A. Sauhats, D. P. Finn, and W. J. N. Turner, "Modelling residential heat demand supplied by a local smart electric thermal storage system," in *2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2016, pp. 1–8.
 - [23] J. Kozadajevs, Z. Broka, and A. Sauhats, "Modelling heat demand in buildings with an experimental approach," in *2017 IEEE 17th International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2017, p. to be published.
 - [24] H. Lund *et al.*, "Energy storage and smart energy systems," *Int. J. Sustain. Energy Plan. Manag.*, vol. 11, pp. 3–14, Oct. 2016.
 - [25] K. Kavvadias, J. . Jimenez Navarro, A. Zucker, and S. Quolin, "Case study on the impact of cogeneration and thermal storage on the flexibility of the power system - Publications Office of the EU," 2017.
 - [26] A. Volkova and A. Siirde, "The Use of Thermal Energy Storage for Energy System Based on Cogeneration Plant," in *Recent Researches in Geography, Geology, Energy, Environment and Niomedicine: The 5th International Conference on Energy and Development-Environment-Biomedicine*, 2011, pp. 71–75.
 - [27] E. Guelpa and V. Verda, "Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review," *Appl. Energy*, vol. 252, p. 113474, Oct. 2019.
 - [28] M. Abunku and W. J. C. Melis, "Modelling of a CHP system with electrical and thermal storage," in *2015 50th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, 2015, pp. 1–5.
 - [29] T. Nuytten, B. Claessens, K. Paredis, J. Van Bael, and D. Six, "Flexibility of a combined heat and power system with thermal energy storage for district heating," *Appl. Energy*, vol. 104, pp. 583–591, Apr. 2013.
 - [30] F. Verrilli *et al.*, "Model Predictive Control-Based Optimal Operations of District Heating System With Thermal Energy Storage and Flexible Loads," *IEEE Trans. Autom. Sci. Eng.*, vol. 14, no. 2, pp. 547–557, Apr. 2017.
 - [31] S. Barberis, M. Rivarolo, A. Traverso, and A. F. Massardo, "Thermo-economic analysis of the energy storage role in a real polygenerative district," *J. Energy Storage*, vol. 5, pp. 187–202, Feb. 2016.
 - [32] A. Rong and R. Lahdelma, "Optimal Operation of Combined Heat and Power Based Power Systems in Liberalized Power Markets," in *Encyclopedia of Life Support Systems, EOLSS*, Ed. Oxford, 2011.
 - [33] P. Ivanova, O. Linkevics, and A. Sauhats, "Cost benefit analysis of CHP plants taking into account air cooling technologies," 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. 1–6.
 - [34] A. Dolgicers, S. Guseva, A. Sauhats, O. Linkevics, A. Mahnitko, and I. Zicmane, "Market and

- environmental dispatch of combined cycle CHP plant," in *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, 2009, pp. 1–6.
- [35] T. Petrova, R. Varfolomejeva, A. Sauhats, and O. Linkevics, "CHPP operational mode planning at electricity market conditions," in *2015 IEEE 3rd Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE)*, 2015, pp. 1–6.
 - [36] O. Linkevics and A. Sauhats, "Formulation of the objective function for economic dispatch optimisation of steam cycle CHP plants," in *2005 IEEE Russia Power Tech*, 2005, pp. 1–6.
 - [37] P. K. Sahoo, "Exergoeconomic analysis and optimization of a cogeneration system using evolutionary programming," *Appl. Therm. Eng.*, vol. 28, no. 13, pp. 1580–1588, Sep. 2008.
 - [38] H. Barzegar Avval, P. Ahmadi, A. R. Ghaffarizadeh, and M. H. Saidi, "Thermo-economic-environmental multiobjective optimization of a gas turbine power plant with preheater using evolutionary algorithm," *Int. J. Energy Res.*, vol. 35, no. 5, pp. 389–403, Apr. 2011.
 - [39] P. Roosen, S. Uhlenbruck, and K. Lucas, "Pareto optimization of a combined cycle power system as a decision support tool for trading off investment vs. operating costs," *Int. J. Therm. Sci.*, vol. 42, no. 6, pp. 553–560, Jun. 2003.
 - [40] K. Deb, *Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms*. Wiley, 2001.
 - [41] K. Deb and T. Goel, "Controlled Elitist Non-dominated Sorting Genetic Algorithms for Better Convergence," 2001, pp. 67–81.
 - [42] N. Srinivas and K. Deb, "Multiobjective Optimization Using Nondominated Sorting in Genetic Algorithms," *Evol. Comput.*, vol. 2, no. 3, pp. 221–248, Sep. 1994.
 - [43] A. Lazzaretto and A. Toffolo, "Energy, economy and environment as objectives in multi-criterion optimization of thermal systems design," *Energy*, vol. 29, no. 8, pp. 1139–1157, Jun. 2004.
 - [44] V. Mallawaarachchi, "Introduction to Genetic Algorithms — Including Example Code," 2017. [Online]. Available: <https://towardsdatascience.com/introduction-to-genetic-algorithms-including-example-code-e396e98d8bf3>.
 - [45] The Mathworks Inc, "MATLAB." The MathWorks Inc, Natick, Massachusetts, 2013.
 - [46] D. Rusovs, S. Jaundalders, and P. Stanka, "Rural bioenergy sustainable development through transition to trigenerations," 2018.
 - [47] H. Khani, M. R. Dadash Zadeh, and A. H. Hajimiragha, "Transmission Congestion Relief Using Privately Owned Large-Scale Energy Storage Systems in a Competitive Electricity Market," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. PP, no. 99, pp. 1–1, 2015.
 - [48] D. Rusovs, S. Jaundalders, and P. Stanka, "Evaluation of solar sorption refrigeration system performance in Latvia," 2017.
 - [49] V. Dolinay, L. Vasek, J. Novak, P. Chalupa, and E. Kral, "Heat demand model for district heating simulation," *MATEC Web Conf.*, vol. 210, p. 02044, Oct. 2018.
 - [50] 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.
 - [51] M. Tunzi, R. Boukhanouf, H. Li, S. Svendsen, and A. Ianakiev, "Improving thermal performance of an existing UK district heat network: A case for temperature optimization," *Energy Build.*, vol. 158, pp. 1576–1585, Jan. 2018.
 - [52] B. van der Heijde *et al.*, "Dynamic equation-based thermo-hydraulic pipe model for district heating and cooling systems," *Energy Convers. Manag.*, vol. 151, pp. 158–169, Nov. 2017.
 - [53] T. Rafalskaya, "Problems of energy efficiency of heat supply systems," *E3S Web Conf.*, vol. 114, p. 07002, Sep. 2019.
 - [54] J. Wang, Z. Zhou, and J. Zhao, "A method for the steady-state thermal simulation of district heating systems and model parameters calibration," *Energy Convers. Manag.*, vol. 120, pp.

294–305, Jul. 2016.

- [55] C. Bordin, A. Gordini, and D. Vigo, "An optimization approach for district heating strategic network design," *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 252, no. 1, pp. 296–307, Jul. 2016.
- [56] S. Mohammadi, C. Bojesen, and M. Muff, "A modeling approach for district heating systems with focus on transient heat transfer in pipe networks: A case study in Studstrup, Denmark," in *Proceedings of ECOS 2015 - the 28th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, 2015.
- [57] M. Cali and R. Borchiellini, "District heating networks calculation and optimization," in *Exergy, Energy System Analysis and Optimization, Vol. II*, Paris, France: EOLSS, 2013.
- [58] A. Volkova, V. Mashatin, A. Hlebnikov, and A. Siirde, "Methodology for the Improvement of Large District Heating Networks," *Sci. J. Riga Tech. Univ. Environ. Clim. Technol.*, vol. 10, no. 1, pp. 39–45, Dec. 2012.
- [59] RTU Enerģētikas institūts, "Literatūras apskats par prognozētajām inovāciju tendencēm līdz 2050. gadam," 2020.
- [60] K. Marcina, A. Sauhats, V. Lavrinovics, and G. Junghans, "Efficiency Analysis of the Baltic Balancing Market," in *2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2018, vol. 2017, pp. 1–6.
- [61] K. Baltputnis, Z. Broka, A. Sauhats, and R. Petrichenko, "Short-term optimization of storage power plant operation under market conditions," in *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016.
- [62] A. Benato and A. Stoppato, "Pumped Thermal Electricity Storage: A technology overview," *Therm. Sci. Eng. Prog.*, vol. 6, pp. 301–315, Jun. 2018.
- [63] P. Vinnemeier, M. Wirsum, D. Malpiece, and R. Bove, "Integration of heat pumps into thermal plants for creation of large-scale electricity storage capacities," *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 506–522, Dec. 2016.
- [64] A. Dietrich, F. Dammel, and P. Stephan, "Exergoeconomic Analysis of a Pumped Heat Electricity Storage System with Concrete Thermal Energy Storage," *Int. J. Thermodyn.*, vol. 19, no. 1, p. 43, Mar. 2016.
- [65] Ember, "Daily Carbon Prices." [Online]. Available: <https://ember-climate.org/data/carbon-price-viewer/>.
- [66] P. Neuenschwander, J. Good, and T. Nussbaumer, "Combustion efficiency in biomass furnaces with flue gas condensation," in *Biomass for Energy and Industry, 10th European Conference and Technology Exhibition June 8-11, 1998*.
- [67] D. Rusovs and V. Zentins, "Steam driven absorption heat pump and flue gas condenser applied for heat recovery in district heating network," 2020.
- [68] S. Quoilin, M. Van Den Broek, S. Declaye, P. Dewallef, and V. Lemort, "Techno-economic survey of Organic Rankine Cycle (ORC) systems," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 168–186, Jun. 2013.
- [69] J. Hennessy, H. Li, F. Wallin, and E. Thorin, "Towards smart thermal grids: Techno-economic feasibility of commercial heat-to-power technologies for district heating," *Appl. Energy*, vol. 228, pp. 766–776, Oct. 2018.
- [70] A. Smallbone, V. Jülch, R. Wardle, and A. P. Roskilly, "Levelised Cost of Storage for Pumped Heat Energy Storage in comparison with other energy storage technologies," *Energy Convers. Manag.*, vol. 152, pp. 221–228, Nov. 2017.
- [71] J. Chen and J. Guo, "Comment on 'Thermodynamic Efficiency of Pumped Heat Electricity Storage,'" *Phys. Rev. Lett.*, vol. 116, no. 15, p. 158901, Apr. 2016.
- [72] "European Climate Law Enshrining the 2050 Climate Neutrality Objective," 2021. [Online]. Available: <https://www.europarl.europa.eu/legislative-train/theme-a-european-green-deal/file-european-climate-law>.

- [73] Central Statistical Bureau of Latvia, *Statistical Yearbook of Latvia 2020*. .
- [74] AS "Latvenergo," "AS 'Latvenergo' TEC-2 ražotnē pieņemta ekspluatācijā siltuma akumulācijas sistēma," 2021. [Online]. Available: <https://latvenergo.lv/lv/par-mums/razosana/tec2-siltuma-akumulacija>.
- [75] B. Epp, "15 MW SDH plant inaugurated in Latvia," 2019. [Online]. Available: <https://www.solarthermalworld.org/news/15-mw-sdh-plant-inaugurated-latvia>.
- [76] jelgava.lv, "Ekspluatācijā nodota 'Fortum' siltumenerģijas akumulācijas iekārta." [Online]. Available: <https://www.jelgava.lv/lv/jaunumi/zinu-arhivs/ekspluatacija-nodota-fortum-siltumenergijas-akumulācijas-iekārta/?category=6>.
- [77] P. Ivanova, A. Sauhats, O. Linkevics, and M. Balodis, "Combined heat and power plants towards efficient and flexible operation," in *2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2016, pp. 1–6.
- [78] E. Latšovs, A. Volkova, A. Hlebnikov, and A. Siirde, "Technical improvement potential of large district heating network: application to the Case of Tallinn, Estonia," *Energy Procedia*, vol. 149, pp. 337–344, Sep. 2018.
- [79] D. A. Howard, K. Filonenko, F. S. Busk, and C. Veje, "Methodology for Evaluation of District Heating Network Efficiency," *E3S Web Conf.*, vol. 186, p. 01006, Aug. 2020.
- [80] D. Turlajs, A. Soročins, A. Cers, and Ā. Žīgurs, "The Dependence of Quality and Efficiency of District Heating on the Type of Load Regulation," *Mehānika*, vol. 31, pp. 137–146, 2009.
- [81] E. Kral, A. Kostalova, P. Capek, and L. Vasek, "Algorithm for Central Heating Heat Load Modelling," in *2018 International Conference on Computational Science and Computational Intelligence (CSCI)*, 2018, pp. 1438–1439.
- [82] R. Petrichenko, K. Balputnis, 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.
- [83] K. Balputnis, R. Petrichenko, and D. Sobolevsky, "Heating Demand Forecasting with Multiple Regression: Model Setup and Case Study," *2018 IEEE 6th Work. Adv. Information, Electron. Electr. Eng.*, pp. 1–5, Nov. 2018.
- [84] R. Ž. Jovanović, A. A. Sretenović, and B. D. Živković, "Ensemble of various neural networks for prediction of heating energy consumption," *Energy Build.*, vol. 94, pp. 189–199, May 2015.
- [85] K. Balputnis, R. Petrichenko, and A. Sauhats, "ANN-based city heat demand forecast," in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017, pp. 1–6.
- [86] D. Blumberga, A. Blumberga, and V. Vitolins, "Energy Audits in Dwelling Buildings in Latvia. Data Analysis," in *Dynastee 2005 Scientific Conference*, 205AD.
- [87] N. Talcis, E. Dzelzītis, and A. Lickrašiņa, "Return Temperature in DH as Key Parameter for Energy Management," *Int. J. Mod. Eng. Res.*, vol. 8, no. 7, pp. 88–92, 2018.