RTU
ENERĢĒTIKAS UN ELEKTROTEHNIKAS FAKULTĀTE

Pētījums

Elektroenerģijas cena un to ietekmējošie faktori

Pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts.

Darba zinātniskais vadītājs: *Dr. habil. sc. ing.* Antans Sauhats

Atbildīgie izpildītāji: *Mg. sc. ing.* Kārlis Baltputnis, *Mg. sc. ing.* Zane Broka

31.05.2017.

Saturs

ATTĒLU SARAKSTS **4**

TABULU SARAKSTS **5**

KOPSAVILKUMS **6**

1. ELEKTROENERĢIJAS VAIRUMTIRDZNIECĪBAS CENU IETEKMĒJOŠIE FAKTORI **9**

1.1. ELEKTROENERĢIJAS VAIRUMTIRDZNIECĪBA NORD POOL BIRŽĀ 9
1.2. LATVIJAS UN LIETUVAS ENERGOSISTĒMU RAKSTUROJUMS 11
1.3. ELEKTROENERĢIJAS BIRŽAS CENU IETEKMĒJOŠIE FAKTORI 13
1.3.1. Sistēmas un dažādu Nord Pool apgabalu cenas *14*
1.3.2. Elektroenerģijas patēriņš Latvijā un Lietuvā *16*
1.3.3. Elektroenerģijas izstrāde Latvijā un Lietuvā *17*
1.3.4. Elektroenerģijas izstrāde pa avotu veidiem Latvijā, Lietuvā un Igaunijā *17*
1.3.5. Elektroenerģijas izstrāde un patēriņš Ziemeļu valstīs *19*
1.3.6. Nozīmīgāko starpsavienojumu noslodze *19*
1.3.7. Dabasgāzes cena *21*
1.3.8. CO_2 emisijas kvotu cena *22*
1.3.9. Gaisa temperatūra *23*
1.3.10. Kopsavilkums *23*
1.4. ATSEVIŠĶU IKSTUNDAS CENU ANALĪZE LATVIJĀ 23

2. NĀKOTNES SCENĀRIJU MODELĒŠANA **26**

2.1. MODELĒŠANAS PIEEJA 26
2.2. PAMATPIEŅĒMUMI 28
2.3. MODELĒŠANAI IZMANTOTO PARAMETRU PROGNOZES 29

3. MODELĒŠANAS REZULTĀTI **32**

3.1. ANALIZĒTIE SCENĀRIJI 32
3.2. KONSERVATĪVAIS SCENĀRIJS 33
3.3. ATTĪSTĪBAS SCENĀRIJS 38
3.4. KAPITĀLIZMAKSU IEKĻAUŠANA CENAS PIEDĀVĀJUMĀ 43

SECINĀJUMI **45**

IZMANTOTIE DATU AVOTI **46**

PIELIKUMS **47**

1. KOPĒJAIS MODELĒŠANAS ALGORITMS 47
A. RTEC DARBĪBAS MODELĒŠANAS BLOKS 48
B. RTEC TEHNISKIE PARAMETRI 48
C. RTEC MODEĻA ALGORITMS 49
D. RTEC EKONOMISKĀS DARBĪBAS NOVĒRTĒJUMA IZMAKSU PIEŅĒMUMI 50
E. RTEC IZSTRĀDES REŽĪMA NOTEIKŠANA UN IEŅĒMUMU/IZDEVUMU APRĒĶINS 51
2. TIRGUS CENAS MODELĒŠANAS BLOKS 52
3. SILTUMSLODZES APLĒSE 54

Attēlu saraksts

1.1. att. Piedāvājuma/pieprasījuma līkņu piemērs (27.12.2016. plkst. 10–11 CET) 10
1.2. att. Nord Pool tirdzniecības apgabali un starpsavienojumu makimālā caurlaides spēja (MW) (15.02.2017.) 10
1.3. att. Nedēļas vidējā Elspot cena atsevišķos Nord Pool apgabalos no 03.06.2013. līdz 30.04.2017. 11
1.4. att. Dažādu Baltijas jūras reģiona valstīm raksturīgo elektrostaciju izstrādes izmaksu un uzstādītās jaudas aplēse un savstarpējais novietojums saimnieciskā izdevīguma līknē 13
1.5. att. Korelācija starp SYS un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) 15
1.6. att. Korelācija starp LV + LT patēriņu un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) 16
1.7. att. Korelācija starp LV + LT ikstundas elektroenerģijas izstrādi un LV cenām 05.2016.–04.2017. 17
1.8. att. Korelācija starp plūsmu SE4–LT (NordBalt) un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) .. 20
1.9. att. Korelācija starp plūsmu FI–EE (EstLink 1 un 2) un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) 20
1.10. att. Korelācija starp plūsmu EE-LV un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) 21
1.11. att. Korelācija starp plūsmu LV–LT un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) 21
1.12. att. Korelācija dabasgāzes cenai un LV nākamās dienas tirgus mēneša vidējai svērtai ikmēneša cenai (05.2016.–04.2017.) 22
1.13. att. Korelācija emisijas kvotu cenai un LV nākamās dienas tirgus iknedēļas vidējai cenai (05.2016.–04.2017.) 22
1.14. att. LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu histogramma diapazonā līdz 50 €/MWh (2016. g.) 24
1.15. att. LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu ilguma līkne (2016. g.) 24
2.1. att. Izveidotā modeļa struktūra 27
2.2. att. Elektroenerģijas cenas prognoze Nord Pool SE4 apgabalā 30
2.3. att. Dabasgāzes cenas prognoze 30
2.4. att. CO_2 emisijas kvotu cenas prognoze 30
3.1. att. Nedēļas slīdošā vidējā cena konservatīvajā scenārijā 2018. gadā ar un bez TEC (salīdzinājumam pievienota SE4 cena) 33
3.2. att. Elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar/bez TEC 35
3.4. att. Elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar TEC un bez TEC, atkarībā no NordBalt pieejamības 36
3.6. att. Nedēļas slīdošā vidējā cena attīstības scenārijā 2018. gadā ar un bez TEC (salīdzinājumam pievienota SE4 cena 38
3.7. att. Gada vidējā svērtā cena un elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar TEC un bez TEC 40
3.8. att. Gada vidējā svērtā cena LV attīstības scenārijā 2018.–2030. gadā atkarībā no NordBalt un TECu pieejamības (salīdzinājumam pievienota Energinet.dk prognoze SE4 cenai) 41
3.9. att. Elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar TEC un bez TEC, atkarībā no NordBalt pieejamības 41
3.11. att. Gada vidējās sv. cenas izmaiņas LV konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. g., ja kapitālizmaksas iekļauj cenā atbilstoši atbalsta apmēram (% no pašreizējā) 44
3.12. att. Gada vidējās sv. cenas izmaiņas LV attīstības scenārijā 2018.–2028. g., ja kapitālizmaksas iekļauj cenā atbilstoši atbalsta apmēram (% no pašreizējā) 44

Tabulu saraksts

1. tabula. LV apgabala nākamās dienas tirgus cenas korelācijas koeficienti ar citu Nord Pool apgabalu ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) *15*
2. tabula. Dažādu Latvijas avotu elektroenerģijas izstrādes korelācijas koeficients ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) *18*
3. tabula. Dažādu Lietuvas avotu elektroenerģijas izstrādes korelācijas koeficients ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) *18*
4. tabula. Dažādu Igaunijas avotu elektroenerģijas izstrādes korelācijas koeficients ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) *19*
5. tabula. Ziemeļu valstu (SE, FI, NO, DK) elektroenerģijas patēriņa un izstrādes korelācijas koeficients ar LV un SYS nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) *19*
6. tabula. Starpsavienojumu jaudas plūsmas korelācija ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.) *20*
7. tabula. LV nākamās dienas tirgus cenu diapazons un biežums 2016. gadā *24*
8. tabula. Modelēšanas ieejas dati un to avoti *31*
9. tabula. Vidējā svērtā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cena Latvijā 2016.–2030. gadā konservatīvajā scenārijā *34*
10. tabula. RTEC darbības finanšu rādītāji konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā pie dažāda atbalsta *37*
11. tabula. Vidējā svērtā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cena Latvijā 2018.–2030. gadā attīstības scenārijā *39*
12. tabula. RTEC darbības finanšu rādītāji attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā pie dažāda atbalsta *42*

Kopsavilkums

Pētījuma konteksts

Augstas elektroenerģijas gala cenas veido ievērojamu izmaksu slogu mājsaimniecībām un ražošanas uzņēmumiem, līdz ar to ietekmējot arī valsts konkurētspēju. Elektroenerģijas cenas nosaka dažādi faktori, piemēram, kurināmā struktūra, pārrobežu starpsavienojumi, tirgus sasaiste, tirgus piegādātāju koncentrācija, laikapstākļi u. c. 2016. gada 30. novembrī Eiropas Komisija nāca klajā ar ziņojumu "Enerģijas cenas un izmaksas Eiropā", kurā norādīts, ka, lai arī enerģijas vairumtirdzniecības cenas Eiropas Savienībā 2016. gadā sasniedza savus zemākos līmeņus 12 gadu laikā, cenas mājsaimniecībās ir augušas vidēji par 2–3% gadā, bet elektroenerģijas cenas rūpnieciskajiem patērētājiem palielinājās aptuveni par 2%. 2016. gada 30. novembrī Eiropas Komisijas publicēja arī nozares apsekojuma galīgo ziņojumu par jaudas mehānismiem, kurā secināts, ka dalībvalstīm labāk jāizvērtē šādu mehānismu nepieciešamība, vienlaikus nodrošinot energoapgādes drošumu, bet samazinot līdz minimumam konkurences kropļojumus un noturot zemā līmenī elektroenerģijas cenas, ko maksā patērētāji.

2009. gada 10. martā stājās spēkā Ministru kabineta noteikumi Nr. 221 par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā, kas veido ietvaru atbalstam dabasgāzes koģenerācijas elektrostacijām ar uzstādīto jaudu virs 100 MW (Latvijā šādas elektrostacijas ir divas: Rīgas TEC-1 un TEC-2 (RTEC)).

Šis padziļinātas ekspertīzes pētījums ir veikts, lai sagatavotu analīzi par elektroenerģijas cenas veidojošo mehānismu, veicot matemātisko modelēšanu, kurā ievērota virkne mainīgo faktoru, piemēram: elektroenerģijas ikstundas cenas *Nord Pool* biržā, elektroenerģijas un siltumenerģijas patēriņš un tā prognozes, elektroenerģijas un siltumenerģijas pieprasījuma un ražošanas nosacījumu atkarība no gaisa temperatūras, Daugavas HES ūdens pieteces izmaiņas un to varbūtiskais raksturs, Daugavas HES rezervuāru ekoloģiskie ierobežojumi, vēja elektrostaciju ietekme, Latvijas augstsprieguma tīkla ierobežojumi un starpvalstu elektropārvades līniju ierobežojumi, termoelektrostaciju elektroenerģijas ģenerācijas atkarība no siltumenerģijas ražošanas apjoma koģenerācijas režīmā.

Pētījumā paveiktais

Pētījuma ietvaros, izmantojot korelācijas analīzi, noteikti būtiskākie faktori, kas ietekmē elektroenerģijas cenu Latvijā. Izstrādāts tirgus modelis, lai prognozētu elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cenu Latvijā līdz 2030. gadam un veikta tirgus cenas modelēšana pie dažādiem nākotnes scenārijiem. Tika izpētīts mehānisms, kā Latvijā veidojas elektroenerģijas vairumtirdzniecības cena, nosakot faktorus, kas ietekmē elektroenerģijas cenu Latvijā. Veikts izvērtējums par cenas izmaiņām atkarībā no konkrētiem faktoriem, atlasot cenu ietekmējošos būtiskākos faktorus.

Pētījumā veikts novērtējums par iespējām samazināt atbalstu RTEC dažādā apmērā: 75%, 50%, 25% vai 0% no pašreizējā atbalsta apmēra. Lai kvantitatīvi novērtētu RTEC lomu elektroenerģijas tirgū un to potenciālo darbību mainīgajos tirgus apstākļos un pie dažāda valsts atbalsta apmēra, veikta ilgtermiņa modelēšana līdz 2030. gadam. Tās ietvaros noteikts dažādu elektrostaciju, tostarp RTEC, izstrādes apjoms atkarībā no tirgus cenas. Tā rezultātā iegūti RTEC

potenciālās darbības rādītāji dažādos scenārijos, kas ļauj kvantitatīvi novērtēt RTEC ietekmi uz elektroenerģijas cenu un raksturot to darbības rentabilitāti atkarībā no atbalsta apmēra.

Pētījuma veikšanai izmantoti dati no publiski pieejamiem avotiem, kuru saraksts apkopots noslēgumā.

Pētījuma rezultāti

Veicot elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cenas analīzi *Nord Pool* Latvijas apgabalā, konstatēts, ka vislielākā sakarība tai ir ar patēriņa un izstrādes apjomu Latvijā un Lietuvā, kā arī ar elektroenerģijas ražošanu noteikta veida avotos: Baltijas valstu dabasgāzes un degakmens termoelektrostacijās, Kroņu HAES un Ziemeļu valstu HES. Tas ņemts vērā, modelējot tirgus situāciju nākotnes scenārijos Latvijā un Lietuvā. Tā kā cenai Latvijā ir ļoti cieša sakarība ar biržas cenu Lietuvā, tad Latvija un Lietuva analīzē un modelēšanā aplūkota vienkopus.

Konstatēts, ka RTEC darbība tirgū nodrošina kopumā zemāku gada vidējo elektroenerģijas cenu. Tāpat arī cenu būtiski ietekmē pieejamās starpsavienojumu jaudas, kas nodrošina lētākas elektroenerģijas importu uz Latviju. Ņemot vērā, ka būtisks pārvades jaudas palielinājums Latvijai ar Igauniju paredzēts vien 2021. un 2025. gadā, turpmākajos gados RTEC darbība varētu ierobežot elektroenerģijas cenas kāpumu reģionā. No otras puses, atbilstoši prognozēm laika periodam līdz 2030. gadam paredzēts elektroenerģijas tirgus cenas kāpums un relatīvi lēnāks dabasgāzes izmaksu pieaugums. Tādējādi pie šāda scenārija realizācijas būtu īpaši labvēlīgi tirgus apstākļi dabasgāzes elektrostaciju darbībai, kas palielinātu to peļņas gūšanas iespējas no darbības tirgū.

Tirgus modelēšanā novērtēta potenciālā cena ar RTEC darbību tirgū un bez tās. Pēdējais gadījums aplūkots tikai salīdzināšanas nolūkos, jo atbilstoši AS "Augstsprieguma tīkls" veiktajam pārvades sistēmas operatora novērtējumam abas elektrostacijas ir valstī nepieciešamas energoapgādes drošumam. Tā, piemēram, modelētajā konservatīvajā scenārijā 2017.–2028. gadā vidējās svērtās elektroenerģijas biržas cenas pieaugums gadījumam bez RTEC varētu būt aptuveni 13–44 €/MWh, bet attīstības scenārijā aptuveni 6–29 €/MWh. Tādējādi visiem Latvijas lietotājiem kopumā tas varētu izraisīt elektroenerģijas izmaksu pieaugumu 95–358 milj. € gadā (konservatīvajā scenārijā) vai 42–238 milj. € gadā (attīstības scenārijā) laika posmā no 2018. līdz 2028. gadam.

Elektroenerģijas izmaksu pieaugums aprēķināts, balstoties uz kopējo prognozēto elektroenerģijas patēriņu Latvijā gadā, reizinot to ar gada vidējo svērto elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cenu (tādējādi pieņemot, ka visiem lietotājiem Latvijā ir biržas cenai piesaistīts tarifs). Tirgus cena savukārt noteikta, modelējot ikstundas biržas cenu gadījumam, ja RTEC tirgū nepiedalās. Šādā scenārijā gada vidējā svērtā cena pieaugtu, jo RTEC neesamības gadījumā nepieciešams importēt lielāku daudzumu elektroenerģijas, kuras mainīgās ražošanas izmaksas un no tām izrietošā tirgus līdzsvara cena daļā gada stundu ir augstāka, nekā tirgum spētu piedāvāt RTEC. Modelējot tirgus situāciju, paredzēts, ka elektroenerģijas imports var notikt gan no Skandināvijas valstīm un Igaunijas, gan no Lietuvas ģenerācijas avotiem.

Šobrīd noteiktais atbalsts RTEC, neievērojot subsidētās elektroenerģijas nodokli un jaudas maksājuma korekciju, ir ap 100 milj. € gadā. Pētījumā aplūkotas šī atbalsta samazināšanas

iespējas uz 75%, 50% un 25% no pašreizējā apmēra vai pārtraucot atbalsta maksājumus vispār. Konstatēts, ka atbalsta samazināšana līdz 50% vai 25% no pašreizējā ievērojami pasliktina RTEC darbības rentabilitāti, nedodot stacijām iespēju segt ikgadējās izmaksas. Savukārt samazinājums līdz 75% no pašreizējā atbalsta rada negatīvus finanšu rādītājus vien tuvākajos gados, bet, sākot no 2018. gada vai 2022. gada (atkarībā no scenārija), vairs neatstāj vērā ņemamu ietekmi un nerada zaudējumus. Kā alternatīva tiešai jaudas maksājuma samazināšanai aplūkota jaudas komponentes korekcijas ieviešana jau no 1., nevis 1201. stundas, kā tas ir pašlaik. Tas ļautu ievērojami samazināt atbalstu, kad tirgus apstākļi ir labvēlīgi TEC darbībai, un paaugstināt, kad tie ir nelabvēlīgi, noturot TEC peļņas rādītājus pozitīvā, bet relatīvi nelielā apmērā.

1. Elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu ietekmējošie faktori

1.1. Elektroenerģijas vairumtirdzniecība Nord Pool biržā

Elektroenerģijas vairumtirdzniecība Latvijā notiek *Nord Pool*[1] elektroenerģijas biržā, kurā Latvijas tirdzniecības apgabals tika atvērts attiecīgi 2013. gada 3. jūnijā nākamās dienas elektroenerģijas tirgum (*Elspot*) un 2013. gada 10. decembrī – tekošās dienas tirgum (*Elbas*)[2]. Tā kā praktiski visi elektroenerģijas tirdzniecības darījumi Latvijas apgabalā tiek veikti nākamās dienas tirgū[3], tad turpmākajā analīzē tiek aplūkots tikai *Elspot* tirgus.

Pēc pārdotās enerģijas apjoma *Nord Pool* ir lielākā elektroenerģijas birža Eiropā, kas šobrīd darbojas Ziemeļu valstīs (Norvēģijā, Dānijā, Zviedrijā, Somijā), Baltijas valstīs (Igaunijā, Latvijā, Lietuvā), kā arī Vācijā un Lielbritānijā. Lielais dalībnieku skaits nodrošina augstu tirgus likviditāti un līdz ar to arī iespējami zemākās izmaksas elektroenerģijas iegādei biržā.

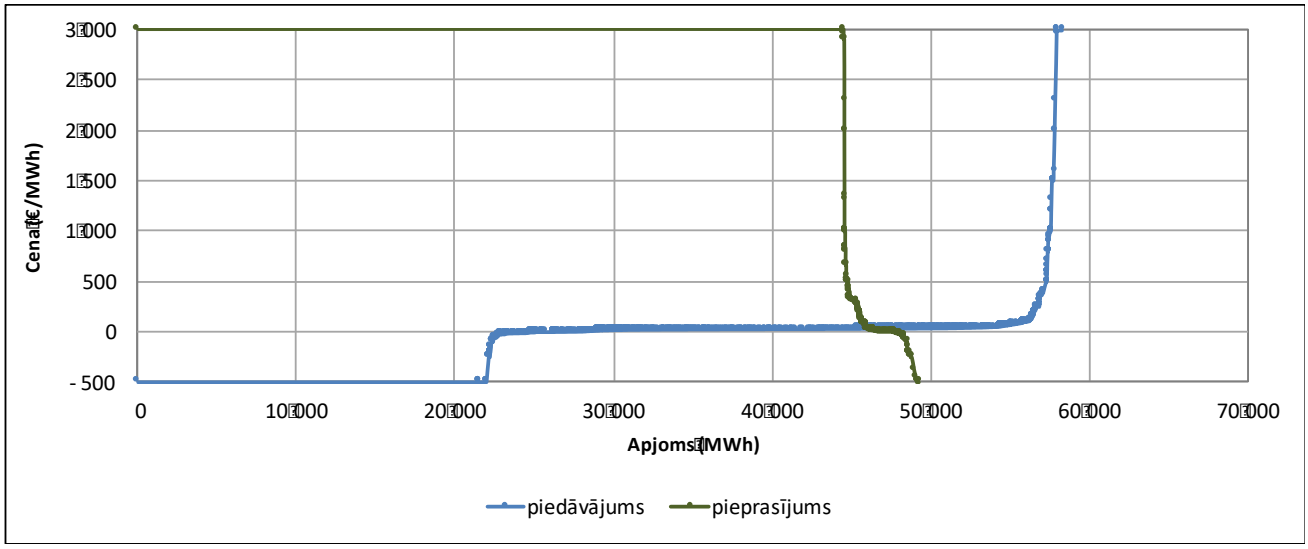
Elektroenerģijas tirgus cenu, ko sauc arī par *Nord Pool* sistēmas cenu, nosaka atbilstoši piedāvājuma un pieprasījuma līkņu krustpunktam, kas ir tirgus līdzsvara punkts (1.1. att.). Nākamās dienas tirgum šīs līknes tiek izveidotas dienu iepriekš, katrai stundai atsevišķi apkopojot biržas dalībnieku iesniegtos elektroenerģijas pārdošanas un iegādes piedāvājumus atbilstoši pieteiktajai cenai un apjomam. Sarindojot visus piedāvājumus augošā secībā pēc cenām, tiek iegūta saimnieciskā izdevīguma līkne. Jāpiebilst, ka *Nord Pool* noteikti elektroenerģijas cenas piedāvājumu ierobežojumi: tā nedrīkst būt zemāka par –500 €/MWh un augstāka par 3000 €/MWh.

Pilnais cenas noteikšanas algoritms gan ir sarežģītāks, jo dalībnieki biržai var iesniegt trīs atšķirīga veida piedāvājumus un pieprasījumus[4]: ne vien ikstundas pieteikumus (kas veido lielāko daļu nākamās dienas tirgū), bet arī saistīto pieteikumu (vismaz trīs secīgām stundām pēc kārtas) un elastīgo pieteikumu (dalībnieks norāda tikai stundu skaitu, bet konkrēto pozīciju dienas grafikā nosaka tirgus operators). Tāpat arī jāņem vērā enerģijas plūsma starpsavienojumos ar *Nord Pool* dalībnieku kaimiņvalstīm.

Biržas darbības pamatprincips atbilstoši saimnieciskajam izdevīgumam nosaka to, ka elektroenerģijas pieprasījumu nosedz tie ražotāji, kas piedāvā zemāko elektroenerģijas ražošanas cenu pieprasītajam apjomam. Efektīvā tirgū līdzsvara cena atbilst dārgākās pieņemtās ģenerācijas vienības ražošanas mainīgajām izmaksām. Savukārt šīs izmaksas galvenokārt veido dārgākās elektrostacijas kurināmā, izmešu un ekspluatācijas izdevumi par vienu saražoto elektroenerģijas vienību.

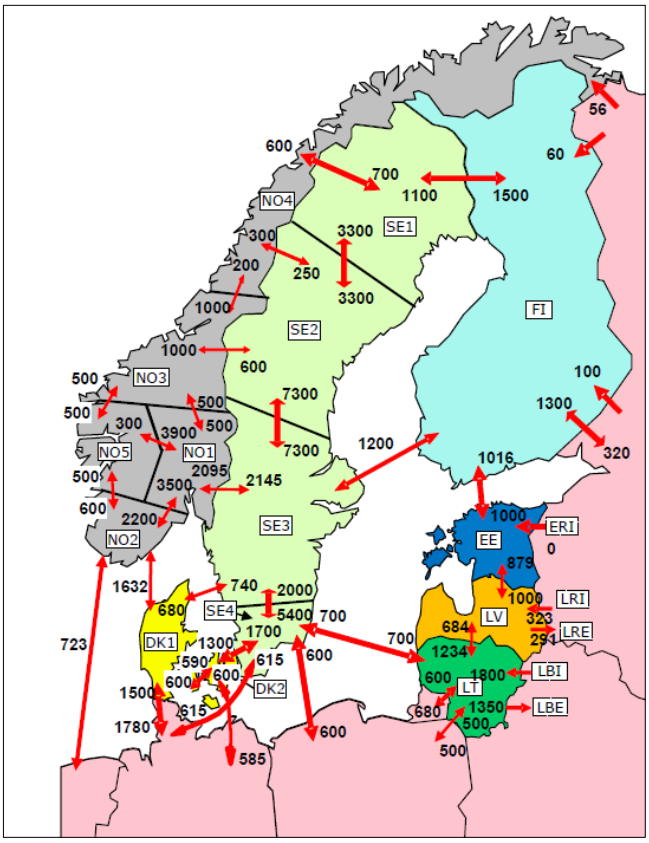
---

[1] http://nordpoolspot.com/
[2] https://www.sprk.gov.lv/uploads/doc/LemumsN146D03122015.pdf
[3] 99,8 % no Latvijā iepirktās elektroenerģijas apjoma un 98,1 % no Latvijas ražotāju pārdotās elektroenerģijas daudzuma 2016. gadā.
[4] http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Order-types/



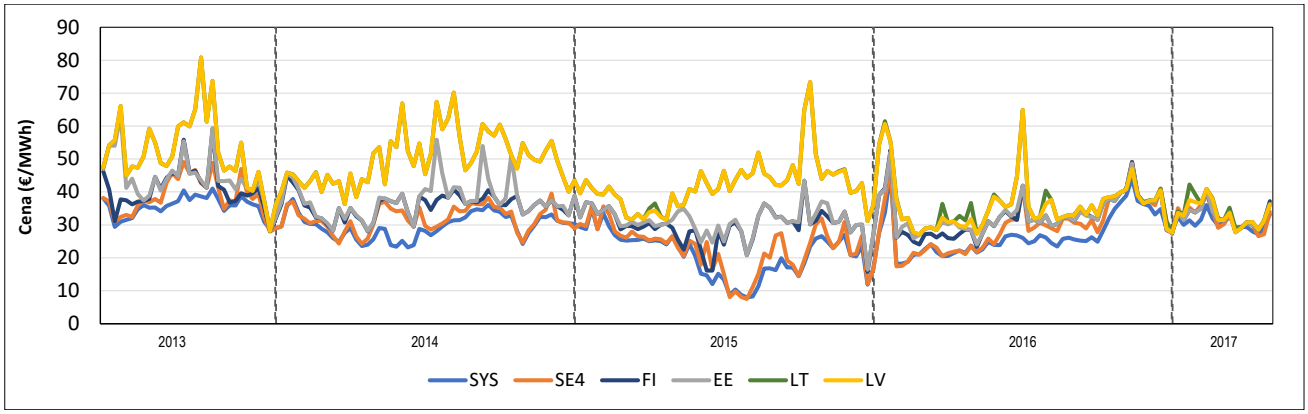
1.1. att. Piedāvājuma/pieprasījuma līkņu piemērs (27.12.2016. plkst. 10–11 CET)[5]

Rezultātā iegūtā *Nord Pool* sistēmas cena kalpo arī kā atskaites punkts elektroenerģijas nākotnes darījumu (*futures* un *forwards*) kontraktu tirdzniecībā, bet, lai iegūtu reālo nākamās dienas tirgus ikstundas cenu katrā *Nord Pool* tirdzniecības apgabalā, nepieciešams ievērot arī ierobežoto pārvades līniju caurlaides spēju starp tiem (1.2. att.). Kaut arī tirgus darbības pamatā ir pieprasījuma apmierināšana par zemākajām iespējamajām izmaksām, energosistēmā pastāv fizikāli ierobežojumi elektroenerģijas pārvadei no viena apgabala uz citu, kas līdz ar to var ierobežot arī visas nepieciešamās lētākās elektroenerģijas importu citā apgabalā. Tādā gadījumā rodas nepieciešamība šajā apgabalā aktivizēt kādu citu ģenerācijas avotu ar lielākām izmaksām. Tā rezultātā elektroenerģijas cena "deficītajā" apgabalā pieaug, bet apgabalā ar enerģijas "pārpalikumu" samazinās, līdz pārvades ierobežojumi ir izpildīti. Tātad, ja starp apgabaliem esošā starpsavienojumu jauda tiek pilnībā izmantota, parasti veidojas atšķirīgu cenu zonas.



1.2. att. Nord Pool tirdzniecības apgabali un starpsavienojumu maksimālā caurlaides spēja (MW) (15.02.2017.)[6]

[5] Šeit un turpmāk izmantoti *Nord Pool* statistikas dati: http://nordpoolspot.com/historical-market-data/.
[6] *Nord Pool* maximum NTC: https://www.nordpoolspot.com/globalassets/download-center/tso/max-ntc.pdf



1.3. att. Nedēļas vidējā Elspot cena atsevišķos Nord Pool apgabalos no 03.06.2013. līdz 30.04.2017.

Analizējot *Nord Pool* nākamās dienas tirgus cenu dinamiku, kopš Latvija uzsāka dalību biržā (1.3. att.), redzams, ka vēsturiski Latvijas un Lietuvas apgabali ir cieši saistīti un atšķirīgas cenas tajos veidojas ārkārtīgi reti, proti, tikai 1,8% no kopējā stundu skaita šajos nepilnos četros gados (no 2013. gada 3. jūnija līdz 2017. gada 30. aprīlim). Turpretī savienojumos ar Igauniju maksimālā iespējamā enerģijas plūsma tikusi sasniegta ievērojami biežāk, kā rezultātā Latvijā un Igaunijā bija atšķirīgas cenas 49,5% stundu (turklāt Latvijā tās parasti ir lielākas nekā Igaunijā). Tiesa gan, šī tendence ir strauji mazinājusies 2016. gadā (t. i., 69,6% 2014. g., 66,1% 2015. g., bet vairs tikai 29,2% 2016. g.). Tas galvenokārt saistāms ar 2015. gada decembrī oficiāli atklāto *NordBalt* kabeli, kas savieno Lietuvu ar Zviedrijas dienvidu tirdzniecības apgabalu SE4 (šis starpsavienojums ar 700 MW pārvades jaudu kļuva pieejams tirgum 2016. gada februāra vidū). Ja iepriekš viss Ziemeļu valstīs saražotās elektroenerģijas imports uz Latviju un Lietuvu notika caur Somiju un Igauniju, tad *NordBalt* savienojums pavēra iespēju to importēt arī tieši no Zviedrijas, tādējādi palielinot lētākas elektroenerģijas importa apjomu. Tas veicina efektīvu vienotā tirgus darbību, par ko liecina 2016. gada beigās–2017. gada sākumā novērotā tendence dažādu apgabalu cenām izlīdzināties (1.3. att.).

1.2. Latvijas un Lietuvas energosistēmu raksturojums

Tā kā sastrēgumi Latvijas un Lietuvas starpsavienojumos veidojas reti un elektroenerģijas nākamās dienas tirgus ikstundas cena abos apgabalos 98% gadījumu ir vienāda, tas ļauj tirgus analīzē abas valstis aplūkot vienkopus.

Latvijas energosistēmas galvenā īpatnība ir tā, ka teju 88% no visas uzstādītās jaudas veido piecas vienam ražotājam (AS "Latvenergo") piederošās elektrostacijas:

- Daugavas hidroelektrostaciju (HES) kaskāde (1 536 MW) – Pļaviņu, Rīgas un Ķeguma HES;
- Rīgas TEC-1 (144 MW);
- Rīgas TEC-2 (881 MW).

HES izstrādes iespējas atkarīgas no laikapstākļiem (t. i., no ūdens pieteces), savukārt termoelektrocentrāles (TEC) papildus elektroenerģijas ražošanai lielā mērā nodrošina arī Rīgas labā krasta siltumapgādi.

Pārējos ražotājus var iedalīt piecās grupās[7]:

- nelielas dabasgāzes koģenerācijas stacijas (172 MW);
- vēja elektrostacijas (VES) (71 MW);
- biogāzes elektrostacijas (66 MW);
- biomasas elektrostacijas (58 MW);
- mazās HES (29 MW);
- saules elektrostacijas (0,4 MW).

Savukārt Lietuvas energosistēmu raksturo liela atkarība no importa, kas radās pēc Ignalinas atomelektrostacijas slēgšanas 2009. gadā. Lai gan kopējā uzstādītā jauda Lietuvā ir ievērojama (3 558 MW), termoelektrostaciju augstās pašizmaksas un zemās konkurētspējas dēļ elektroenerģiju izdevīgāk ir importēt un dārgākās stacijas darbināt tikai absolūtas nepieciešamības gadījumā, kas savukārt nozīmē ievērojamu cenu kāpumu šādās situācijās. Lielāko uzstādītās jaudas daļu Lietuvā veido koģenerācijas stacijas "Lietuvos elektrinė" (1 045 MW), "Vilnius 3" (360 MW), "Kaunas" (170 MW) un rūpniecības uzņēmumu elektrostacijas (292 MW)[8]. Ūdens resursi Lietuvā tiek izmantoti krietni mazāk nekā Latvijā (Kauņas HES – 101 MW un mazie HES – 27 MW), taču liela nozīme ir Kroņu hidroakumulācijas elektrostacijai (HAES), kas ir vienīgā šāda veida stacija Baltijas valstīs. Kroņu HAES var darboties gan kā elektroenerģijas ražotājs, gan patērētājs, kura kopējā jauda ir 900 MW. Tirgū šī stacija gan parasti piedalās ar mazāku jaudu, lielākoties vienu vai diviem agregātiem (t. i., līdz 450 MW), jo pārējie divi agregāti nodrošina energosistēmas rezerves[9]. Biomasas, biogāzes un atkritumu dedzināšanas elektrostaciju kopējā uzstādītā jauda Lietuvā ir 108 MW, saules elektrostacijām – 73 MW. Atšķirībā no Latvijas Lietuvā ir sešas reizes lielāka vēja elektrostaciju uzstādītā jauda – 438 MW.

Tā kā hidroelektrostaciju un vēja staciju īstermiņa mainīgās izmaksas ir ļoti zemas, bet to ģenerācija parasti nav pietiekama patēriņa nosegšanai, tad biržas cenu Latvijas un Lietuvas apgabalos lielākoties nosaka tieši imports vai vietējās termoelektrostacijas. 1.4. att. dota orientējoša Baltijas jūras reģiona elektroenerģijas avotu saimnieciskā izdevīguma līkne, kas liecina, ka pie maksimālā pieprasījuma elektroenerģijas cena var pārsniegt 100 €/MWh, īpašos apstākļos sasniedzot arī 150–200 €/MWh.

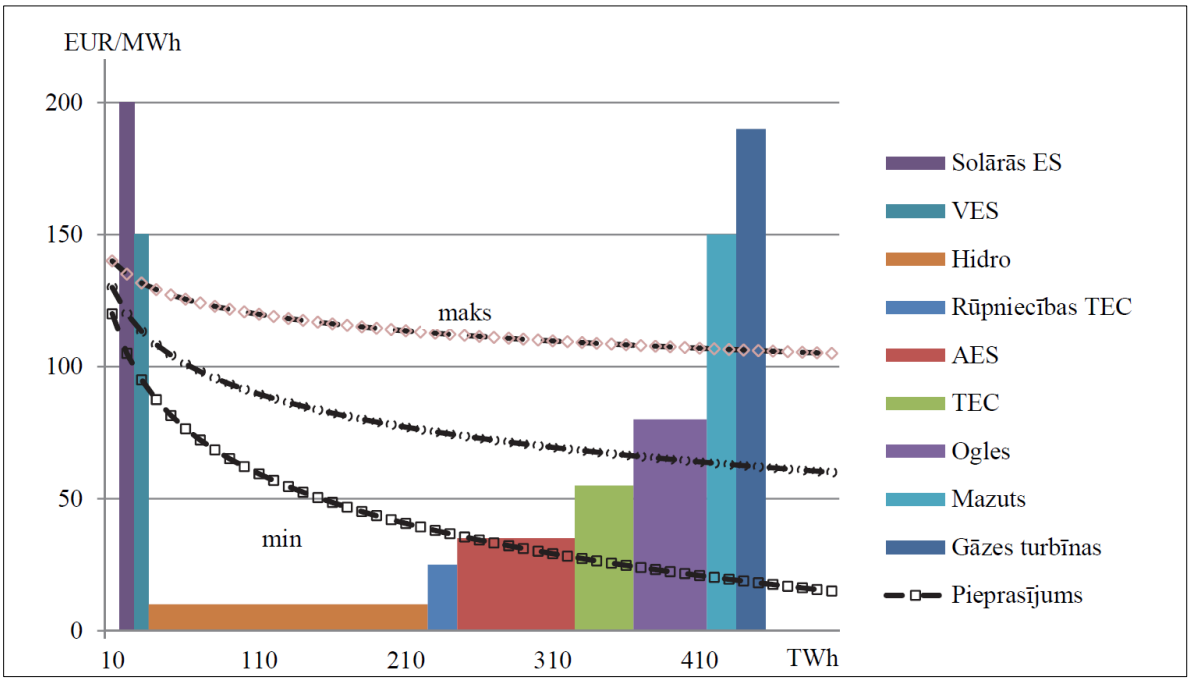
Pie vidēja pieprasījuma Latvijā un Lietuvā kā pēdējās pieņemtās un cenu noteicošās ģenerācijas vienības kalpo dabasgāzes termoelektrostacijas (lielākoties Rīgas TEC-1 un TEC-2), strādājot koģenerācijas režīmā, bet ārkārtējos apstākļos (neparasti liela pieprasījuma, ierobežotu importa iespēju vai lētāku avotu nepieejamības dēļ) par cenu noteicošajām kļūst Lietuvas dārgākās elektrostacijas, kuru mainīgās izmaksas sasniedz 100–200 €/MWh. Protams, tās ir orientējošas vērtības, jo saražotās elektroenerģijas pašizmaksa galvenokārt atkarīga no kurināmā cenas, kas ir laikā mainīga.

---

[7] AST Elektroenerģijas pārvades sistēmas attīstības plāns 2017–2026: http://www.ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/10_GAP_2017_2026_21_07_2016.pdf

[8] Litgrid generation capacity: http://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/generation-capacity/546

[9] Litgrid system power reserves: http://www.litgrid.eu/index.php/services/system-power-reserves/2217



1.4. att. Dažādu Baltijas jūras reģiona valstīm raksturīgo elektrostaciju izstrādes izmaksu un uzstādītās jaudas aplēse un savstarpējais novietojums saimnieciskā izdevīguma līknē[10]

1.3. Elektroenerģijas biržas cenu ietekmējošie faktori

Lai identificētu rādītājus, kam ir vislielākā ietekme uz elektroenerģijas biržas cenu Latvijas tirdzniecības apgabalā, dažādiem iespējamiem faktoriem veikta korelācijas analīze. Analīzei izmantoti ikstundas dati vienam gadam no 2016. gada 1. maija līdz 2017. gada 30. aprīlim. Šāds periods izvēlēts, ņemot vērā izmaiņas cenu dinamikā, ko ieviesa *NordBalt* kabeļa (LT–SE4) un *LitPol* savienojuma (LT–PL) nodošana ekspluatācijā 2015./2016. gada mijā. Ņemot vērā, ka 2016. gada sākumā vēl notika *NordBalt* kabeļa testēšana, analīzei izmantoti jaunākie dati par pilnu gadu, kādi bija pieejami šī pētījuma tapšanas laikā.

Izvēlēti šādi rādītāji, kuriem veikta korelācijas analīze attiecībā pret elektroenerģijas biržas cenu Latvijas apgabalā:

- *Nord Pool* sistēmas cena;
- elektroenerģijas patēriņš;
- elektroenerģijas izstrāde;
- nozīmīgāko starpsavienojumu noslodze;
- dabasgāzes cena;
- CO_2 emisijas kvotu cena;
- gaisa temperatūra.

Lai statistiski novērtētu sakarību starp divām pazīmēm jeb divu dažādu lielumu pāriem x_i un y_i, izmantots Pīrsona korelācijas koeficients:

[10] Balodis, Māris. *Elektroapgādes nodrošinājuma optimizācijas modeļi Latvijas ilgtspējīgai ekonomiskai attīstībai*. Promocijas darba kopsavilkums. Rīga: [RTU], 2016. 52 lpp. Pieejams: https://ortus.rtu.lv/science/lv/publications/22926

$$r = \frac{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^{n}(x_i - \bar{x})^2 \sum_{i=1}^{n}(y_i - \bar{y})^2}},$$

kur x un y ir abu aplūkoto lielumu vērtību izlases ar n elementiem katrā, un $\bar{x}$ un $\bar{y}$ – attiecīgi šo izlašu vidējās vērtības. Korelācijas koeficients r raksturo sakarības ciešumu starp lielumiem x un y, proti, to lineāro korelāciju. Citiem vārdiem, cik precīzi abu lielumu savstarpējo atkarību var attēlot grafiski ar taisni. Koeficienta r vērtība ir no –1 līdz 1, turklāt, jo tā tuvāka robežām, jo ciešāka ir sakarība starp aplūkotajām divu lielumu izlasēm. Ja koeficients vienāds ar 0, tad lineāras korelācijas starp lielumiem nav. Pozitīvs korelācijas koeficients norāda, ka, pieaugot lieluma x vērtībai, palielinās arī y vērtība, bet negatīva korelācijas koeficienta gadījumā, pieaugot x vērtībai, y vērtība samazinās. Koeficienta r absolūtās vērtības (moduļa) nozīmi var aptuveni raksturot šādi[11]:

- 0,80–1,00: ļoti augsta korelācija;
- 0,60–0,79: augsta korelācija;
- 0,40–0,59: mērena korelācija;
- 0,20–0,39: zema korelācija;
- 0,00–0,19 vāja korelācija.

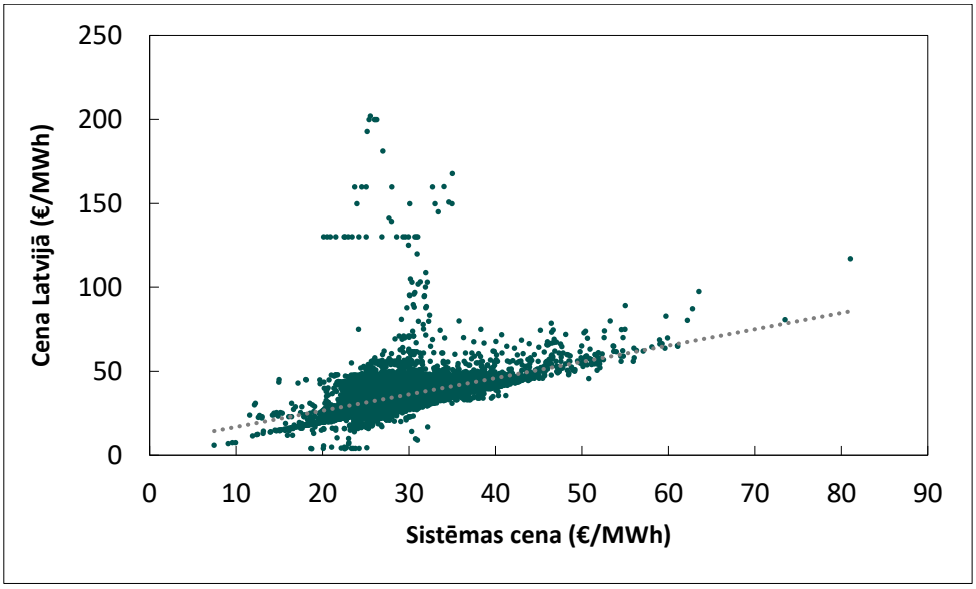
Jāpiebilst, ka korelācijas analīzes rezultāti jāvērtē piesardzīgi: augsts korelācijas rādītājs pats par sevi nenozīmē cēloņsakarību starp abiem lielumiem, jo to var noteikt arī kādi citi papildu faktori. Tāpēc, vērtējot korelācijas rādītājus, būtiski ir apsvērt arī citu parametru potenciālo ietekmi. Tāpat jāņem vērā arī analizēto vērtību izlases lielums jeb elementu skaits datu kopā: jo lielāka izlase, jo rezultātiem lielāks statistiskais nozīmīgums, un otrādi.

1.3.1. Sistēmas un dažādu *Nord Pool* apgabalu cenas

Korelācijas koeficients starp *Nord Pool* nākamās dienas tirgus sistēmas (SYS) cenu[12] un cenu Latvijas tirdzniecības apgabalā 05.2016.–04.2017. ir 0,45, kas liecina par mēreni ciešu sakarību starp abām cenām. Aplūkojot šo divu lielumu korelāciju grafiski (1.5. att.), var novērot vairākus punktus, kad cena Latvijā izteikti atšķiras no sistēmas cenas: piemēram, 70 stundas aplūkotajā periodā cena Latvijā pārsniedza 80 €/MWh un bija vidēji 126,98 €/MWh, kamēr vidējā sistēmas cena šajās pašās stundās bija 32,60 €/MWh. Ja šīs stundas no analīzes izslēdz, tad korelācijas koeficients ir 0,62, kas liecina jau par ciešāku sakarību un atbilst vispārējai tendencei cenai Latvijā izlīdzināties ar *Nord Pool* sistēmas cenu (1.3. att.). Jāpiebilst, ka 62 stundās no 70 ar dārgākajām cenām Rīgas TEC-2 nebija iespējama elektroenerģijas izstrāde ar nevienu no abiem energoblokiem (25 stundas) vai ar vienu bloku (37 stundas), jo tie tajā laikā bija izvesti remontā.

[11] Pearson's correlation: http://www.statstutor.ac.uk/resources/uploaded/pearsons.pdf

[12] Nākamās dienas tirgus sistēmas (SYS) cenu nosaka kā līkņu krustpunktu starp visu *Nord Pool* biržas dalībnieku apkopoto piedāvājumu un pieprasījumu, neievērojot ierobežoto pārvades jaudu starp dažādiem tirdzniecības apgabaliem. Vairāk sk. http://www.nordpoolspot.com/TAS/Day-ahead-market-Elspot/Price-calculation/.



1.5. att. Korelācija starp SYS un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

Tajās pašās 70 stundās arī cena Lietuvas apgabalā sasniedza tikpat augstu vērtību kā Latvijā, un 50 stundās no tām nebija pieejams *NordBalt* kabelis, kas savieno Zviedrijas apgabalu SE4 un Lietuvu. Savukārt 35 stundas bija sasniegts starpsavienojuma EE–LV caurlaides maksimums. Tā kā cenu atšķirības rodas tieši ierobežotās pārvades jaudas dēļ, lietderīgi turpmāko faktoru ietekmes izpētē izšķirt dažādus gadījumus, analizējot ne tikai visas gada stundas (8 760 h) vienkopus, bet arī atsevišķi tās stundas, kad Latvijas (un Lietuvas) apgabalā pārvades sastrēgumu dēļ ir atšķirīgas cenas nekā Igaunijā (2 009 h; turpmāk apzīmēts EE ≠ LV); stundas, kad cena sakrīt Somijas, Igaunijas, Latvijas, un Zviedrijas apgabalā SE4 (5 204 h; turpmāk apzīmēts FI = EE = LV = SE4) un papildus atsevišķi tās stundas, kad sakrīt Latvijas un sistēmas cenas (162 h).

Jāpiebilst, ka pat tad, kad sasniegts jaudas pārvades maksimums uz EE–LV robežas, joprojām pastāv neliela korelācija ar sistēmas cenu: r = 0,219.

1. tabulā apkopoti korelācijas koeficienti Latvijas un citu apgabalu cenai (izņemot Norvēģijas apgabalus, ar kuriem konstatēta zema sakarība). Gandrīz 100% korelācija ir ar cenu Lietuvā, un nozīmīga tā ir arī ar Igaunijas un Somijas cenu. Tam seko Zviedrijas apgabalu, kā arī Dānijas apgabala DK2 cenas. Turpmākajos gados piesaiste Igaunijas un Skandināvijas valstu cenām arvien pieaugs, ņemot vērā plānoto pārvades jaudu palielinājumu ar Igauniju.

1. tabula. LV apgabala nākamās dienas tirgus cenas korelācijas koeficienti ar citu Nord Pool apgabalu ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

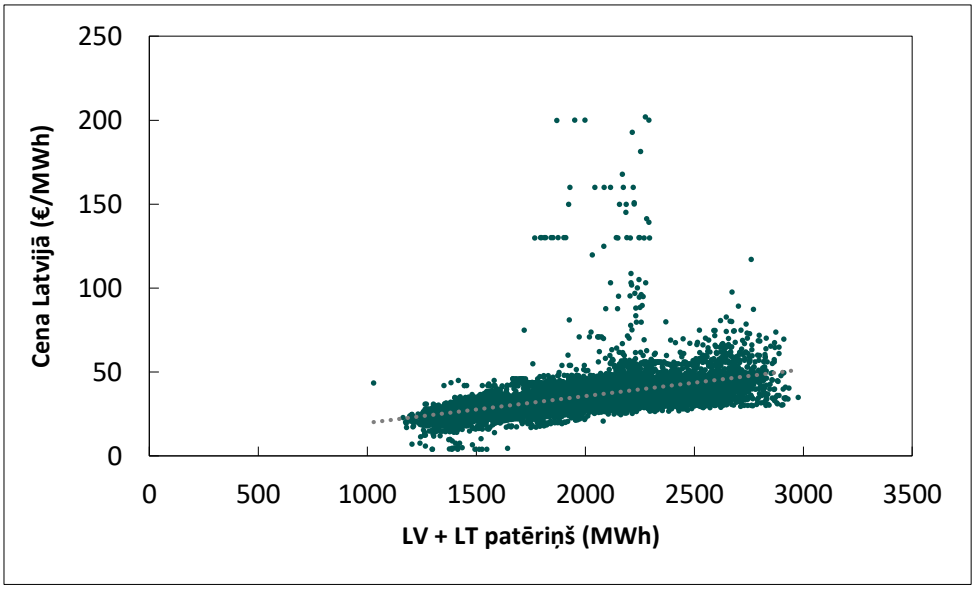
	SYS	*SE1*	*SE2*	*SE3*	*SE4*	*FI*	*DK1*	*DK2*	*EE*	*LT*
SYS	1									
SE1	0,782	1								
SE2	0,782	1,000	1							
SE3	0,782	0,997	0,997	1						
SE4	0,772	0,958	0,958	0,963	1					
FI	0,692	0,886	0,886	0,890	0,871	1				

	SYS	*SE1*	*SE2*	*SE3*	*SE4*	*FI*	*DK1*	*DK2*	*EE*	*LT*
DK1	0,732	0,718	0,718	0,724	0,715	0,652	1			
DK2	0,705	0,888	0,888	0,892	0,929	0,826	0,804	1		
EE	0,681	0,879	0,879	0,883	0,864	0,979	0,648	0,820	1	
LT	0,440	0,627	0,627	0,631	0,649	0,708	0,458	0,629	**0,725**	1
LV	0,451	0,652	0,652	0,655	0,652	**0,729**	0,467	0,633	**0,746**	**0,967**

1.3.2. Elektroenerģijas patēriņš Latvijā un Lietuvā

Novērtējot sakarību starp cenu Latvijā ar elektroenerģijas kopējo patēriņu Latvijā un Lietuvā (1.6. att.), korelācijas koeficienta *r* vērtība visam periodam (05.2016.–04.2017.) ir 0,52, kas norāda uz vidēji ciešu sakarību. Ja no analīzes izslēdz 70 stundas ar netipiski augstajām cenām (> 80 €/MWh), korelācijas koeficients ir 0,69, kas liecina par augstu sakarību starp biržas cenu un patēriņu. Tas arī atbilst elektroenerģijas biržas līdzsvara cenas noteikšanas principam: patēriņu nosedz elektrostacijas ar iespējami zemākajām ražošanas izmaksām, tāpēc, patēriņam augot, nepieciešams darbināt elektrostacijas ar arvien dārgāku elektroenerģijas izstrādes cenu.

Aplūkojot tikai tās stundas, kad ir vienāda cena FI, EE, LV un SE4 tirdzniecības apgabalos, *r* = 0,66, bet, kad Latvijā un Igaunijā izveidojušās atšķirīgas cenas, *r* = 0,32. Turpretī, ja LV un SYS cenas vienādas, tad *r* = 0,55. Interesanti konstatēt, ka pie lielākas dažādu *Nord Pool* apgabalu cenu vienlīdzības korelācija cenai Latvijā ar patēriņu Latvijā un Lietuvā pieaug. To ietekmē efektīva tirgus darbība attiecīgajos periodos, kas samazina vajadzību pēc dārgu, reti aktivizētu ģeneratoru darbināšanas, kā arī zemāks patēriņš attiecīgajās stundās, kā rezultātā nav nepieciešams pilnībā noslogot starpsavienojumus un nerodas cenu atšķirības.

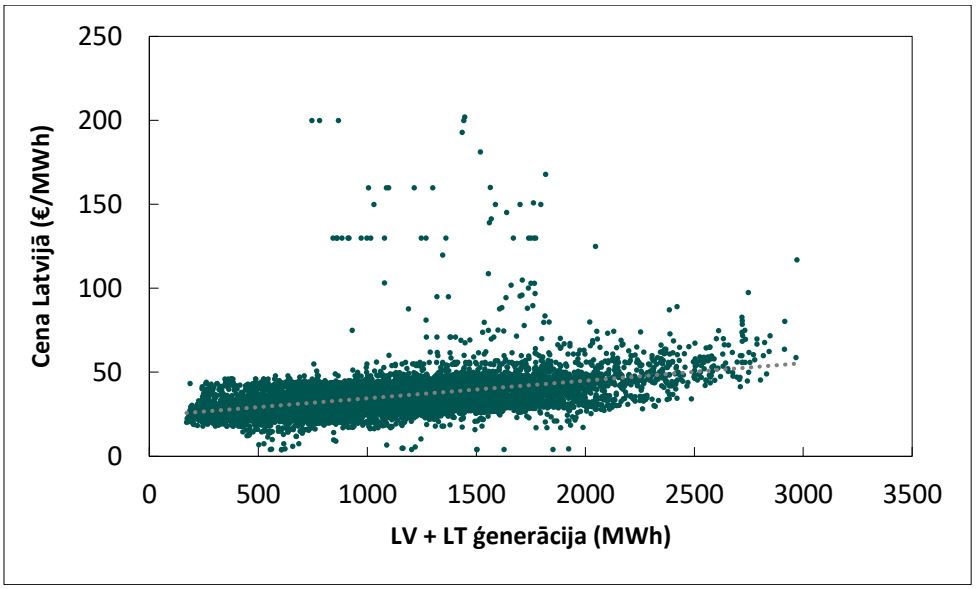


1.6. att. Korelācija starp LV + LT patēriņu un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

1.3.3. Elektroenerģijas izstrāde Latvijā un Lietuvā

Aplūkojot Latvijā un Lietuvā saražotās elektroenerģijas ikstundas apjoma saikni ar vietējo biržas cenu (1.7. att.), aina ir ļoti līdzīga: visām stundām kopumā r = 0,45, bet, izslēdzot no analīzes 70 dārgākās stundas, r = 0,57, kas kopumā norāda uz vidēji ciešu sakarību.

Kad cenas ir vienādas FI, EE, LV, un SE4 apgabalos, r = 0,59; ja Latvijas un sistēmas cena sakrīt, r = 0,53, bet pie atšķirīgām EE un LV cenām r = 0,36.



1.7. att. Korelācija starp LV + LT ikstundas elektroenerģijas izstrādi un LV cenām 05.2016.–04.2017.

1.3.4. Elektroenerģijas izstrāde pa avotu veidiem Latvijā, Lietuvā un Igaunijā

Lai analizētu sakarību elektroenerģijas biržas cenai Latvijā un elektroenerģijas izstrādes apjomam atkarībā no elektrostaciju primārā resursu veida, izmantoti ENTSO-E publicētie dati[13]. Rezultātos (2.–4. tab.) pelēkā krāsā kā statistiski nenozīmīgi iekrāsoti rādītāji tiem avotu veidiem, kuru ikstundas ģenerācijas apjoms ir relatīvi neliels (maksimālā elektroenerģijas izstrāde aplūkotajā periodā nepārsniedz 100 MWh/h).

No Latvijas avotiem (2. tab.) vislielākā korelācija novērojama dabasgāzes elektrostacijām, kuru izstrādei ir vidēja sakarība ar biržas cenu. Pozitīva korelācija saistāma ar to, ka dabasgāzes stacijas parasti netiek darbinātas pie zemākajām tirgus cenām, jo to ražošanas mainīgās izmaksas ir lielākas. Tādēļ to izstrāde iespējama, vien sasniedzot noteiktu biržas cenas līmeni. Turpretī HES izstrādi galvenokārt nosaka ūdens pietece, tādēļ šo elektrostaciju izstrādes sakarība ar tirgus cenu ir ļoti vāja. Pārējiem Latvijas avotiem korelācija ar tirgus cenu arī kopumā ir ļoti vāja, ņemot vērā vairumam no šo elektrostaciju piemēroto atbalsta shēmu obligātā iepirkuma veidā, kas neprasa pielāgot elektrostaciju darbību tirgus apstākļiem.

[13] ENTSO-E *Transparency Platform*: https://transparency.entsoe.eu/.

2. tabula. Dažādu Latvijas avotu elektroenerģijas izstrādes korelācijas koeficients ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

Analizētās stundas 05.2016.–04.2017.	Dabas-gāze	HES	Biomasa	Citi	Vējš
Visas stundas	**0,424**	0,132	0,082	-0,075	-0,124
EE ≠ LV	0,192	0,181	0,082	-0,044	-0,071
FI = EE = LV = SE4	**0,634**	0,177	0,314	0,124	-0,124

3. tabula. Dažādu Lietuvas avotu elektroenerģijas izstrādes korelācijas koeficients ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

Analizētās stundas 05.2016.–04.2017.	Kroņu HAES[14]	Dabas-gāze	Vējš	HES	Mazuts	Saule	Atkri-tumi	Biomasa	Citi
Visas stundas	**0,474**	0,401	-0,153	0,080	0,542	0,331	-0,061	-0,033	0,038
EE ≠ LV	0,358	0,377	-0,123	0,045	0,545	0,307	-0,014	-0,064	0,063
FI = EE = LV = SE4	**0,491**	0,472	-0,120	0,233	0,515	0,188	-0,039	0,075	0,012

Analizējot dažādu Lietuvas avotu izstrādes sakarību ar cenu (3. tab.), būtiski ņemt vērā, ka Lietuvā kopumā tiek saražots neliels elektroenerģijas apjoms (aptuveni ceturtā daļa no valstī patērētā aplūkotajā periodā). Vidēja sakarība vērojama dabasgāzes elektrostaciju izstrādei ar biržas cenu, bet vislielākā tā ir Kroņu HAES. Jāpiebilst, ka analīzē iekļauta gan Kroņu HAES izstrāde, gan patēriņš (ūdens sūknēšanas režīmā). Mērenā pozitīvā korelācija norāda uz šīs elektrostacijas darba režīmu pielāgošanu tirgus apstākļiem, reaģējot uz ikstundas cenu. Turklāt atšķirībā no Latvijas HESiem, kas ievērojamu izstrādes apjomu sasniedz tikai pavasara palu laikā, Kroņu HAES aktīva darbība tirgū iespējama cauru gadu. Savukārt Lietuvas vēja elektrostacijām vērojama vāja, bet negatīva korelācija ar tirgus cenu.

No Igaunijas avotiem (4. tab.) neliela pozitīva korelācija ar LV apgabala biržas cenu ir elektrostacijām, kas kā primāro resursu izmanto degakmeni. Mazāka korelācijas koeficienta vērtība šīm stacijām nekā, piemēram, Latvijas un Lietuvas dabasgāzes elektrostacijām, ir saistāma ar ievērojami mazākām kurināmā izmaksām, kā rezultātā, neskatoties uz lielāku CO_2 emisijas izmaksu īpatsvaru, degakmens elektrostaciju izstrādes mainīgās izmaksas ir zemākas nekā dabasgāzes stacijām. Tā rezultātā arī pozitīvā korelācija ar tirgus cenu ir vājāka. Līdzīgi kā Lietuvā arī Igaunijas vēja elektrostacijām ir vāja negatīva korelācija ar tirgus cenu.

[14] Kroņu HAES aplūkota gan izstrāde (+), gan patēriņš (–).

4. tabula. Dažādu Igaunijas avotu elektroenerģijas izstrādes korelācijas koeficients ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

Analizētās stundas 05.2016.–04.2017.	Deg-akmens	Vējš	Kūdra	Dabas-gāze	Bio-masa	HES	Citi atjaun.	Atkri-tumi
Visas stundas	**0,328**	-0,145	-0,097	0,119	-0,085	-0,042	0,021	0,018
EE ≠ LV	0,148	-0,099	-0,123	0,163	-0,124	-0,052	0,049	0,041
FI = EE = LV = SE4	**0,488**	-0,115	-0,092	0,177	0,012	-0,081	-0,104	0,057

1.3.5. Elektroenerģijas izstrāde un patēriņš Ziemeļu valstīs

Analizējot nākamās dienas tirgus ikstundas cenas korelāciju ar Ziemeļu valstu rādītājiem (5. tab.), novērojama cieša sakarība Ziemeļu valstu patēriņam ar sistēmas cenu. Turklāt tā ir lielāka, nekā novērots iepriekš Latvijas un Lietuvas patēriņam ar tirgus cenu (1.3.2. apakšnod.). Tas varētu būt saistāms ar to, ka patēriņam Ziemeļu valstīs kopumā ir mainīgāks sezonālais raksturs, salīdzinot ar Latviju un Lietuvu.

No ģenerācijas avotiem HES izstrādei ir cieša sakarība ar sistēmas cenu un mērena ar cenu Latvijā. Savukārt ar izstrādi atomelektrostacijās (AES) un vēja elektrostacijās (VES) korelācija ir vāja, kas saistīts ar to, ka VES izstrādi nosaka tikai vēja esamība, bet AES darbojas praktiski nepārtraukti, tādējādi nereaģējot uz cenu signāliem. Turpretī hidroelektrostaciju izstrādei ir iespējama ātra regulācija, pielāgojoties pieprasījuma apjomam. Tādējādi jo īpaši Zviedrijas un Norvēģijas HES saražoto elektroenerģiju izmanto slodzes maksimumu segšanai, uz ko norāda arī spēcīgā pozitīvā korelācija ar sistēmas cenu.

5. tabula. Ziemeļu valstu (SE, FI, NO, DK) elektroenerģijas patēriņa un izstrādes korelācijas koeficients ar LV un SYS nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

Ziemeļu valstu	*patēriņš*	*izstrāde kopā*	*izstrāde AES*	*izstrāde HES*	*izstrāde VES*
LV cena	0,282	0,308	–0,152	0,492	–0,108
SYS cena	**0,757**	0,349	0,396	**0,663**	0,055

1.3.6. Nozīmīgāko starpsavienojumu noslodze

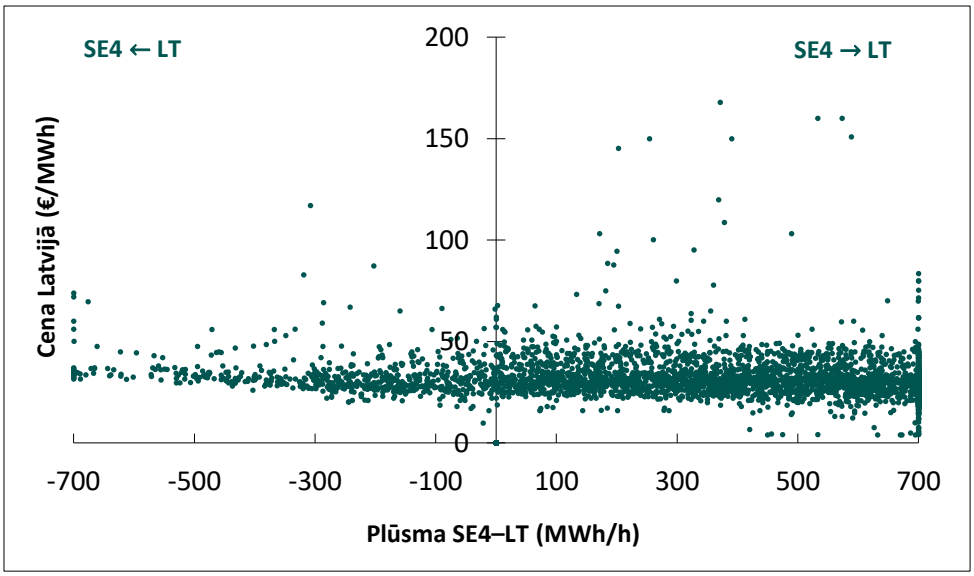
Analizējot četrus nozīmīgākos starpsavienojumus, tiek apskatītas tikai tās stundas, kad FI, EE, LV un SE4 tirdzniecības apgabalā cenas bija vienādas un kad konkrētajā starpsavienojumā *Elspot* plūsma bija lielāka par 0 MWh, t. i., nākamās dienas tirgū notikusi elektroenerģijas pārvade starp abiem aplūkotajiem apgabaliem.

Kaut gan korelācija kopumā ir neliela (sk. 6. tab. un 1.8.–1.11. att.), vērojama tendence elektroenerģijas plūsmai savienojumos Zviedrija (SE4)–Lietuva, Somija–Igaunija un Igaunija–Latvija samazināt cenu Latvijā. Savukārt elektroenerģijas plūsma no Latvijas uz Lietuvu veicina biržas cenas palielināšanos Latvijas apgabalā, kas atbilst elektroenerģijas tirgus

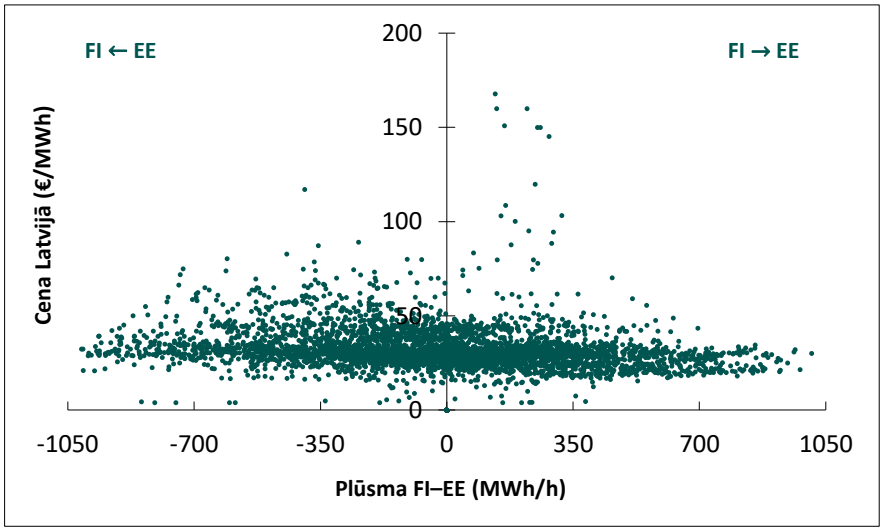
pamatprincipam: enerģija plūst no apgabaliem ar zemāku izstrādes cenu uz apgabaliem ar augstākām cenām, tādējādi veicinot to izlīdzināšanos.

6. tabula. Starpsavienojumu jaudas plūsmas korelācija ar LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

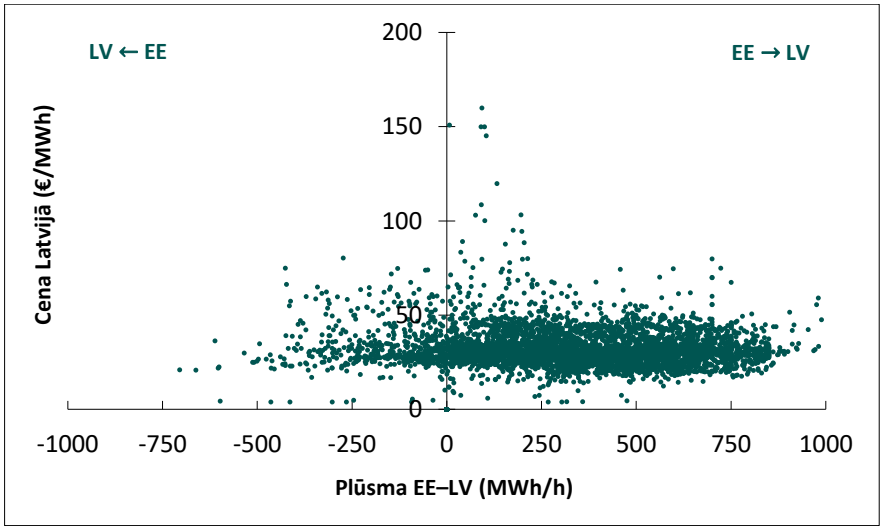
Starpsavienojums	*SE4–LT*	*FI–EE*	*EE–LV*	*LV–LT*
Koeficienta *r* vērtība	–0,169	**–0,205**	–0,094	**0,301**



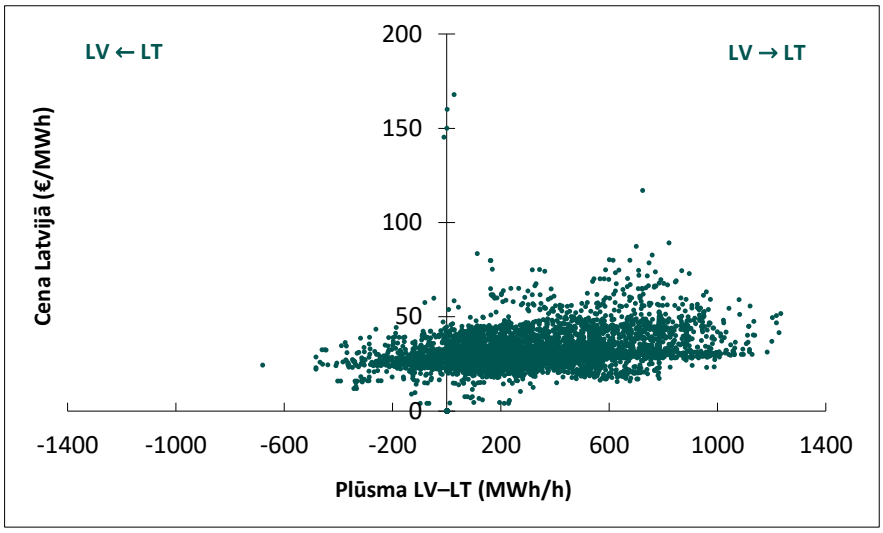
1.8. att. Korelācija starp plūsmu SE4–LT (NordBalt) un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)



1.9. att. Korelācija starp plūsmu FI–EE (EstLink 1 un 2) un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)



1.10. att. Korelācija starp plūsmu EE-LV un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

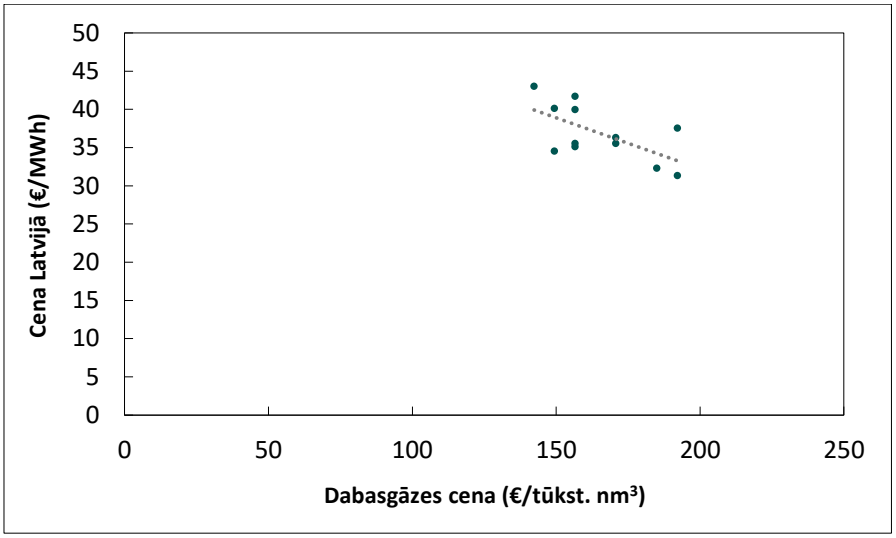


1.11. att. Korelācija starp plūsmu LV–LT un LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu (05.2016.–04.2017.)

1.3.7. Dabasgāzes cena

Elektroenerģijas biržas cenas un dabasgāzes cenas sakarības novērtējumam (1.12. att.) izmantota AS "Latvijas Gāze" ikmēneša tirdzniecības cena[15] un mēneša vidējā svērtā[16] elektroenerģijas biržas cena Latvijas apgabalā. Iegūtais korelācijas koeficients $r = -0{,}626$, tātad korelācija ir pat negatīva. No vienas puses, tas varētu būt saistāms ar to, ka lielāko dabasgāzi izmantojošo elektrostaciju (Rīgas TEC-1 un TEC-2) izstrāde ir lielā mērā pakārtota siltumenerģijas pieprasījumam Rīgā. No otras puses, tā kā aplūkota dabasgāzes ikmēneša cena viena gada periodā, tad datu kopu veido tikai 12 elementu pāri, kas ir pārāk mazs apjoms statistiskajai analīzei, un iegūtais rezultāts jāvērtē piesardzīgi.

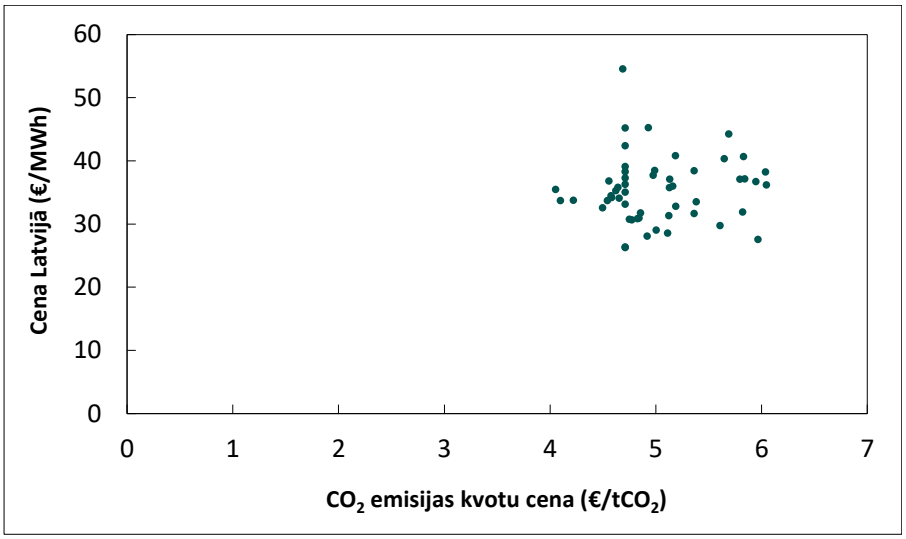
[15] AS "Latvijas Gāze" dabasgāzes tirdzniecības cena, pieejama: http://lg.lv/?id=139&lang=lat.
[16] Vidējā svērtā cena aprēķināta attiecībā pret ikstundas elektroenerģijas patēriņu Latvijā.



1.12. att. Korelācija dabasgāzes cenai un LV nākamās dienas tirgus mēneša vidējai svērtai ikmēneša cenai (05.2016.–04.2017.)

1.3.8. CO_2 emisijas kvotu cena

Emisiju kvotu izsoles nenotiek katru dienu, tāpēc salīdzināmības nolūkos analizēta sakarība starp iknedēļas vidējo elektroenerģijas biržas cenu un attiecīgās nedēļas vidējo CO_2 emisijas tonnas cenu[17] pēdējā izsolē (1.13. att.). Korelācijas koeficients r = 0,060, kas, ņemot vērā arī nelielo datu kopas apjomu, norāda, ka sakarības starp abiem lielumiem nav. Jāņem vērā arī tas, ka dabasgāzes elektrostacijās emisijas izmaksas sastāda ievērojami mazāku pašizmaksas daļu nekā kurināmais.



1.13. att. Korelācija emisijas kvotu cenai un LV nākamās dienas tirgus iknedēļas vidējai cenai (05.2016.–04.2017.)

[17] EEX EUA izsoļu dati, pieejami: https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction

1.3.9. Gaisa temperatūra

Lai novērtētu gaisa temperatūras ietekmi uz elektroenerģijas cenām Latvijā, izmantota Rīgā reģistrētā faktiskā gaisa temperatūra no LVĢMC datubāzes[18]. Novērtējot korelāciju visa gada garumā, $r = 0{,}066$; atsevišķi izdalot stundas, kad LV un EE cenas atšķiras, $r = 0{,}103$; ja cenas FI, EE, LV, un SE4 apgabalā ir vienādas, tad $r = -0{,}211$. Negatīvs korelācijas koeficients pēdējā gadījumā liecina, ka, pazeminoties āra temperatūrai, elektroenerģijas cenai ir tendence pieaugt un otrādi. To daļēji var skaidrot arī ar aktīvāku termoelektrostaciju dalību tirgū un vienlaikus tas sakrīt ar patēriņa pieaugumu ziemas mēnešos, kas īpaši izteikts Skandināvijas valstīs. Tomēr kopumā sakarība starp biržas cenu un gaisa temperatūru ir vāja.

1.3.10. Kopsavilkums

Salīdzinot sakarības elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenai *Nord Pool* Latvijas tirdzniecības apgabalā ar dažādiem potenciāli ietekmējošiem faktoriem, redzams, ka vislielākā pozitīvā korelācija ir ar patēriņa un izstrādes apjomu Latvijā un Lietuvā, kā arī ar elektroenerģijas ražošanu noteikta veida avotos: galvenokārt Baltijas valstu dabasgāzes un degakmens termoelektrostacijās, Kroņu HAES un Ziemeļu valstu HES. Citiem vārdiem: pieaugot patēriņa un izstrādes kopējam apjomam, pieaug cena tirgū. Savukārt, palielinoties tirgus cenai, tiek iedarbinātas noteikta veida elektrostacijas, ko ataino iegūtie korelācijas analīzes rezultāti.

Cenai Latvijā ir ļoti cieša sakarība ar Lietuvas apgabala cenu, bet augsta pozitīva korelācija ir arī ar cenu Igaunijā un Somijā, savukārt vidēja – ar cenu Zviedrijā. Enerģijas plūsma no Somijas un Igaunijas virzienā uz Latviju veicina cenas samazināšanos, taču plūsmai no Latvijas uz Lietuvu ir neliela tendence cenu paaugstināt.

Aplūkotajā periodā cieša sakarība elektroenerģijas tirgus cenai ar dabasgāzes cenu un CO_2 emisijas kvotu izmaksām nav konstatēta, savukārt ar gaisa temperatūru novērojama neliela negatīva korelācija, kad cenas ir vienādas FI, EE, LV un SE4 apgabalā.

Būtiskie cenu ietekmējošie faktori ievēroti šajā pētījumā arī turpmāk, modelējot tirgus cenas veidošanos Latvijā un Lietuvā un izvērtējot Rīgas TEC lomu tirgū.

1.4. Atsevišķu ikstundas cenu analīze Latvijā

Lai novērtētu detalizētāk, kādos apstākļos Latvijas tirdzniecības apgabalā veidojas īpaši augsta nākamās dienas tirgus cena, analizētas ikstundas cenas 2016. gadā. Šis periods aplūkots, jo tajā vairāk nekā 2017. gadā bija novērojamas stundas ar netipiski augstām cenām.

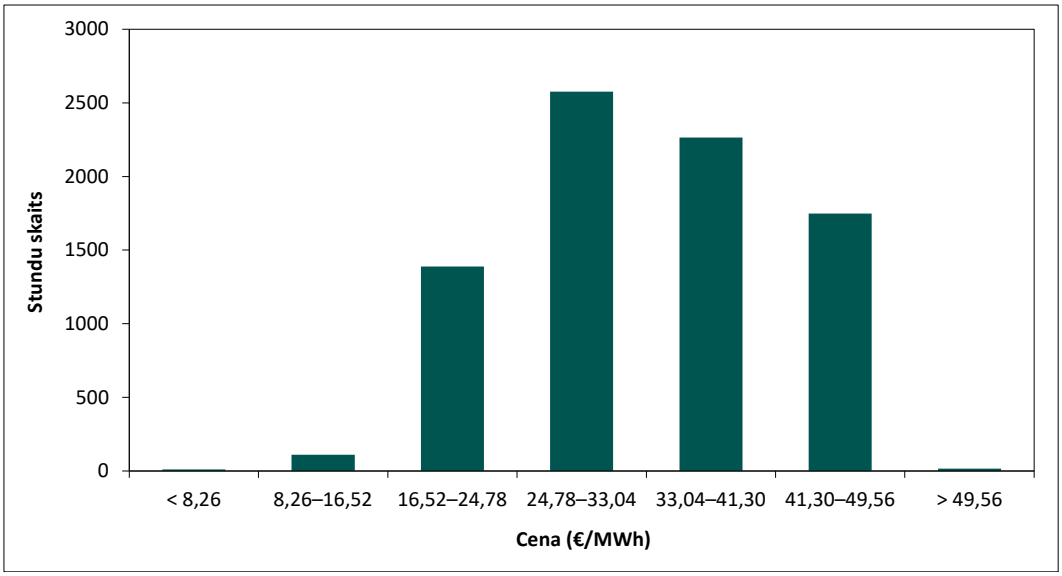
Tomēr arī 2016. gadā kopumā īpaši augstas cenas bija samērā reti un 92,4% stundu tās nepārsniedza 50 €/MWh (1.14. att.). Visbiežāk (~29,3% stundu) novērotā cena bija ~25–33 €/MWh, kam seko cenas ~33–41 € intervālā (25,8%) un ~41–50 €/MWh (19,9%). Taču cena virs 50 €/MWh bija tikai 671 stundu jeb 7,6% no gada, tostarp augstāka par 100 €/MWh jau

[18] http://www.meteo.lv/meteorologija-datu-meklesana/?nid=461

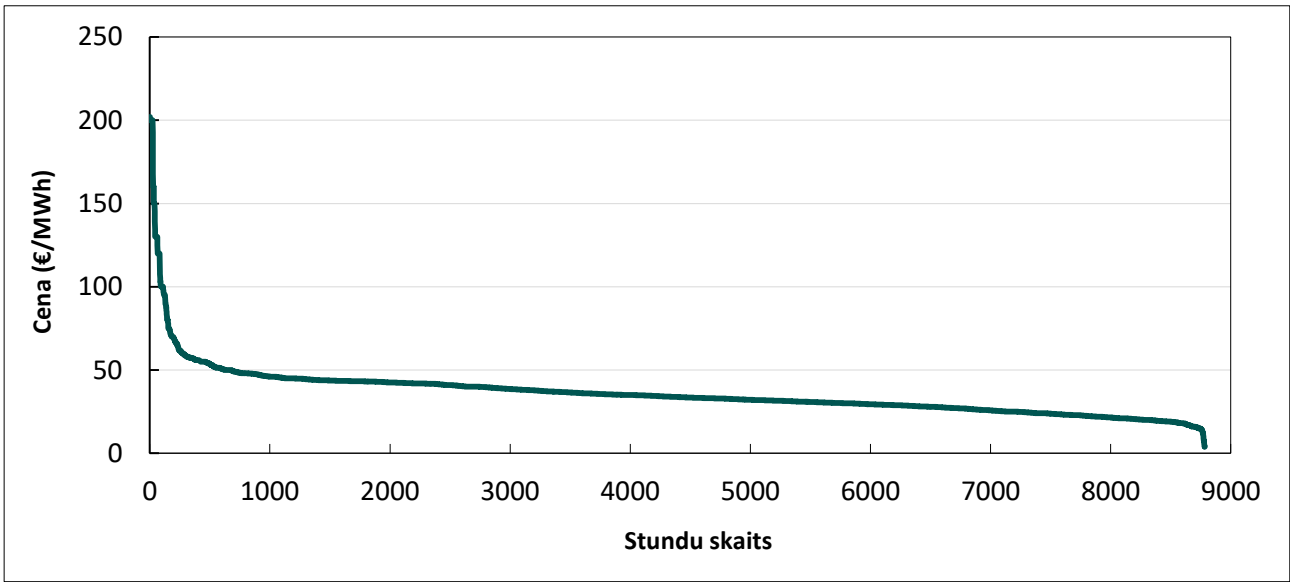
vairs tikai 105 stundas jeb 1,2%, virs 150 €/MWh – 39 stundas jeb 0,4%. Visaugstākās cenas – virs 200 €/MWh – bija tikai 19 stundas jeb 0,2% no visa gada (7. tab.).

7. tabula. LV nākamās dienas tirgus cenu diapazons un biežums 2016. gadā

Cenas diapazons	Stundu skaits	% no gada
< 50 €/MWh	7950	92,4%
> 50 €/MWh	671	7,6%
> 100 €/MWh	105	1,2%
> 150 €/MWh	39	0,4%
> 200 €/MWh	19	0,2%



1.14. att. LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu histogramma diapazonā līdz 50 €/MWh (2016. g.)



1.15. att. LV nākamās dienas tirgus ikstundas cenu ilguma līkne (2016. g.)

Kā aptuvenu Rīgas TEC ražošanas mainīgo izmaksu diapazonu pieņemot 30–50 €/MWh, varam ievērot, ka biržas cena šādās robežās saglabājās 5 176 stundas jeb 58,9% no visa gada. Precizējot TEC pašizmaksas aprēķinu ik stundā un izmantojot Rīgas TEC darbības statistiku 2016. gadā, iespējams identificēt, kurās stundās tieši Rīgas TEC-1 vai TEC-2 bija pēdējā pieņemtā ģenerējošā (tātad biržas cenu noteicošā) elektroenerģijas izstrādes vienība Latvijas apgabalā. Tālāk pamatoti pieņemt hipotēzi, ka, ja RTEC jaudas šajās stundās nebūtu bijušas pieejamas, tad, ņemot vērā ierobežoto pārvades jaudu importam no Igaunijas, par cenu noteicošām kļūtu stacijas ar lielākām ražošanas izmaksām, piemēram, dārgākās Lietuvas stacijas, kuru izmaksas lēšamas apmēram 100–200 €/MWh robežās (1.4. att.).

Zīmīgi, ka dārgākajām 105 stundām 2016. gadā raksturīgs tas, ka 93 no tām tirgum nebija pieejams *NordBalt* kabelis. Tātad šī kabeļa plānotu vai neplānotu darbnespējas periodu dēļ ievērojami pieaug vietējo ģenerācijas jaudu nozīmīgums. Ievērojama šo dārgāko stundu īpatnība ir arī tas, ka tikai 19 no tām TEC-2 abi energobloki bija darbotiesspējīgi, 58 no šīm stundām viens no energoblokiem nebija pieejams, bet 28 stundās abi energobloki bija plānotā vai neplānotā dīkstāvē.

TEC-2 ražošanas jaudu pieejamības ietekme uz cenu novērojama arī viscaur 2016. gadā. Piemēram, stundās, kad TEC-2 nebija iespējama elektroenerģijas ražošana plānotu vai neplānotu remontdarbu dēļ, vidējā nākamās dienas tirgus cena Latvijā bija 68,30 €/MWh, bet laikā, kad TEC-2 ražoja elektroenerģiju, tās cena Latvijā bija vidēji 39,09 €/MWh.

2. Nākotnes scenāriju modelēšana

Viens no pētījuma pamatuzdevumiem ir izvērtēt dabasgāzes koģenerācijas elektrostaciju ar uzstādīto jaudu virs 100 MW potenciālo ietekmi uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu laika posmā līdz 2030. gadam, izmantojot matemātisko modelēšanu. Šādas elektrostacijas Latvijā ir divas: Rīgas TEC-1 un TEC-2 (RTEC), un to darbība tiek subsidēta, veicot maksājumus par stacijās uzstādīto jaudu saskaņā ar MK 10.03.2009. noteikumiem Nr. 221 "Noteikumi par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā". Pašreizējais regulējums paredz, ka TEC-1 atbalstu saņems līdz 2020. gadam, bet TEC-2 – līdz 2028. gadam. Papildus tam pētījumā veikts novērtējums par iespējām samazināt atbalstu RTEC dažādā apmērā: uz 75%, 50%, 25% vai 0% no pašreizējā atbalsta apmēra. Kā izriet no Ekonomikas ministrijas publicētās informācijas[19], pašreiz noteiktais jaudas maksājuma apmērs RTEC ir 99,88 milj. € gadā[20].

Lai kvantitatīvi novērtētu RTEC lomu elektroenerģijas tirgū un to potenciālo darbību mainīgajos tirgus apstākļos un pie dažāda valsts atbalsta apmēra, veikta ilgtermiņa modelēšana līdz 2030. gadam. Tās ietvaros, pirmkārt, modelēta *Nord Pool* nākamās dienas tirgus ikstundas cena Latvijas tirdzniecības apgabalā un dažādu elektrostaciju, tostarp RTEC, izstrādes apjoms atkarībā no tirgus cenas. Tā rezultātā iegūti RTEC potenciālās darbības rādītāji dažādos scenārijos, kas ļauj analizēt RTEC ietekmi uz elektroenerģijas cenu un raksturot to darbības rentabilitāti atkarībā no atbalsta apmēra.

Kā jau aprakstīts 1. nodaļā, elektroenerģijas tirgus cenu nosaka un ietekmē virkne faktoru: patēriņa apjoms, elektrostaciju izstrāde pa valstīm un pēc to primārajiem resursiem, elektroenerģijas ražošanas izmaksas, starpsavienojumu pārvades jauda un noslodze u. c. Visi šie rādītāji ir laikā mainīgi, tāpēc ilgtermiņa modelēšanai jāizmanto to prognozētās vērtības, kas balstītas uz noteiktiem pieņēmumiem. Būtiski saprast, ka, veicot modelēšanu vairākiem gadiem uz priekšu, ir praktiski neiespējami iegūt precīzus nākotnes scenāriju realizācijas rādītājus, taču modelēšanas rezultātus var izmantot, lai novērtētu attīstības tendences atkarībā no tā vai cita pieņēmuma. Jāievēro arī, ka, jo tālākam laikam nākotnē prognozes veiktas, jo potenciāli vairāk samazinās to precizitāte.

2.1. Modelēšanas pieeja

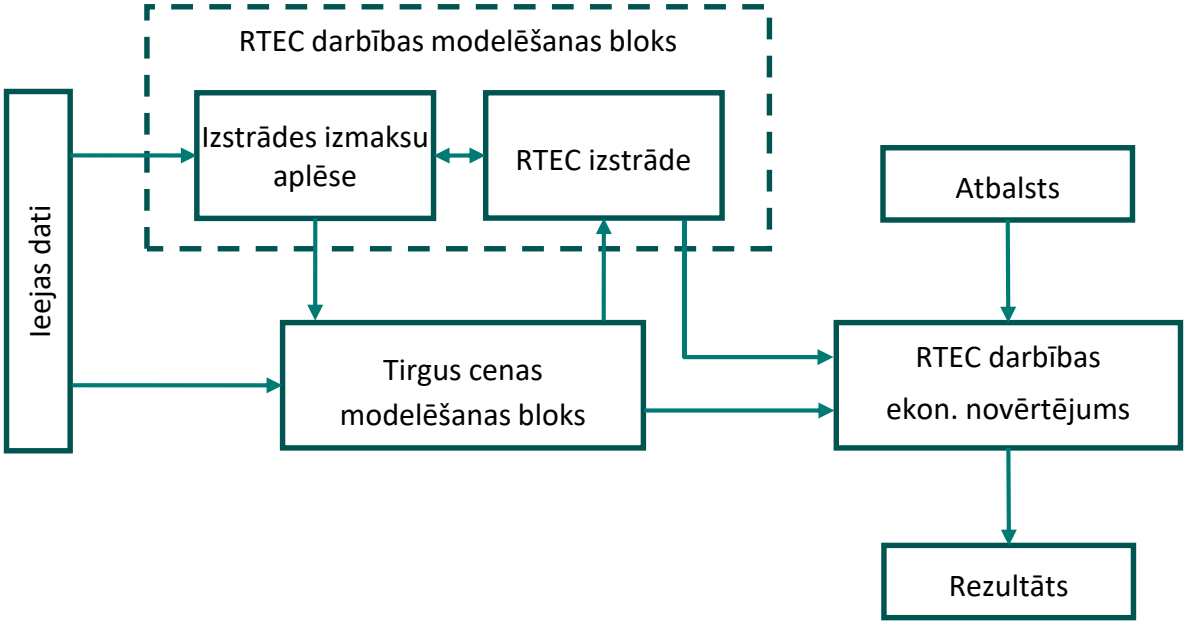
Lai kvantitatīvi novērtētu TECu darbības ietekmi uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu, nepieciešams modelis, kas aproksimē šo elektrostaciju darbību nākamās dienas tirgū, formējot elektroenerģijas izstrādes piedāvājumu *Nord Pool* biržai koģenerācijas, kondensācijas un jauktā režīmā[21]. Modelēšanas bloku struktūra vispārīgi atainota 2.1. attēlā, bet detalizētāks galveno soļu apraksts sniegts pielikumā. Atbilstoši uzdevumam aprēķins tiek veikts līdz 2030. gadam.

---

[19] Komersantiem 2016. gadā obligātā iepirkuma ietvaros izmaksātās summas: https://www.em.gov.lv/files/energetika/2017-02-13_11_30_13_OI_2016.xlsx

[20] Šeit dots maksimālais atbalsta apmērs, neatskaitot subsidētās elektroenerģijas nodokli un neveicot jaudas maksājuma korekciju.

[21] *Koģenerācijas* režīmā notiek siltumenerģijas un elektroenerģijas kopīga ražošana vienā energoblokā, kas nodrošina augstu lietderības koeficientu (iespējama gan Rīgas TEC-1, gan TEC-2 energoblokos).
Kondensācijas režīmā energoblokā ražo un lietotājiem piegādā vienīgi elektroenerģiju, tādējādi lietderības koeficients ir ievērojami zemāks nekā koģenerācijā (iespējama Rīgas TEC-2 abos energoblokos).
Jauktais režīms atbilst energobloka darbībai daļēji koģenerācijā un daļēji kondensācijā (iespējams Rīgas TEC-2).



2.1. att. Izveidotā modeļa struktūra

Modelējot nākamās dienas tirgus jeb elektroenerģijas vairumtirdzniecības ikstundas cenu *Nord Pool* Latvijas apgabalā, izdarīti vairāki pieņēmumi. Pirmkārt, kā jau pamatots 1. nodaļā, Latvija un Lietuva tiek apskatītas kopā, t. i., starpsavienojumu caurlaides spēja pieņemta kā pietiekoša visos gados un scenārijos. Otrkārt, patēriņa un mazo atjaunīgo ražotāju (hidro, biomasa, biogāze, vējš, saule u. c.), kā arī Daugavas HES elektroenerģijas izstrādes profiliem tiek izmantoti ikstundas vēsturiskie dati par 2016. gadu, tos mērogojot atbilstoši prognozētajam summārajam patēriņam valstī un elektrostaciju uzstādītajām jaudām.

Kā secināms no AS "Augstsprieguma tīkls" (AST) pārvades sistēmas operatora ziņojuma[22], Latvijas iekšējais pārvades tīkls atbilst drošuma prasībām un faktiski nerada ierobežojumus elektroenerģijas pārvadei. AST norāda, ka "iepriekšējos gados nav bijušas situācijas, kad Latvijā būtu nepieciešams atslēgt kādu lietotāju vai reģionu dēļ nepietiekamas ģenerējošās jaudas vai nepietiekošas caurlaides spējas starpsavienojumos". Savukārt, modelējot Latvijā saražojamo elektroenerģijas apjomu šī pētījuma ietvaros, iegūtā maksimālā ikstundas izstrāde praktiski nepārsniedz no 2016. gada janvārim līdz 2017. gada aprīlim Latvijā faktiski saražoto katrā stundā. Tādējādi tas norāda, ka šādu elektroenerģijas apjomu iespējams pārvadīt un droši nogādāt no ražotāja lietotājiem, ievērojot Latvijas pārvades tīkla ierobežojumus.

Kā ārējais cenu signāls izmantota prognozētā gada vidējā elektroenerģijas cena *Nord Pool* apgabalā SE4. Ikstundas cenas aproksimētas atbilstoši to ikstundas izmaiņām laika posmā no 2016. gada aprīļa līdz 2017. gada martam. Tāds periods izvēlēts, lai ņemtu vērā SE4 cenas dinamikas izmaiņas, ko ieviesa *NordBalt* kabeļa no Zviedrijas uz Lietuvu nodošana tirgum. Modelējot elektroenerģijas importu no Zviedrijas uz Lietuvu un no Igaunijas uz Latviju, tās cena pieņemta vienāda ar SE4 cenu.

[22] Pārvades sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums (2016): http://ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/PSO_Zinojums_2015.pdf

Latvijas tirdzniecības apgabala elektroenerģijas cenas aprēķina princips ir šāds (detalizētāks algoritma apraksts dots pielikumā):

1) tiek noteiktas Rīgas TEC-1 un TEC-2 (RTEC) ražošanas mainīgās izmaksas (pamatā atkarīgas no dabasgāzes un CO_2 emisijas kvotu cenas) koģenerācijas, jauktā un kondensācijas režīmā ik stundā;
2) tiek apkopots katras stundas pieprasījums Latvijā un Lietuvā;
3) tiek veidota ģenerācijas bilance no Latvijā un Lietuvā saražojamās elektroenerģijas, vispirms iekļaujot izstrādi no atjaunīgajiem resursiem un paredzot importu caur EE–LV un SE4–LT starpsavienojumiem atbilstoši to ikstundas pieņemtajai caurlaides spējai;
4) atlikušais nesegtais patēriņš tiek apmierināts, modelējot dažādu fosilā kurināmā termoelektrostaciju mainīgās izmaksas, virknējot tās saimnieciskā izdevīguma (*merit order*) līknē un pakāpeniski pieņemot lētākos piedāvājumus. Šajā līknē iekļauta arī RTEC-1 un RTEC-2 energobloku izstrāde dažādos režīmos;
5) iespēja, ka patēriņš var palikt nesegts, netiek pieņemta. Tā vietā, ja dabasgāzes koģenerācijas un kondensācijas jaudas joprojām izrādījušās nepietiekamas, noslēdzošā cena tiek pieņemta analoga dārgākās – mazuta elektrostacijas robežizmaksām. Savukārt, ja patēriņš ir nosegts, bet ārējā SE4 cena izrādījusies lielāka par kāda RTEC energobloka robežizmaksām, konkrētais bloks tiek pieņemts darbā, elektroenerģijas vairumtirdzniecības gala cenu nemainot.

Tālāk, izmantojot jau aprēķināto tirgus cenu Latvijas zonā, tiek veikts RTEC režīmu aprēķins, lai aplēstu attiecīgajā gadā gūstamos ieņēmumus no elektroenerģijas un siltumenerģijas tirdzniecības un izdevumus par enerģijas ražošanu. Minētie finanšu rādītāji tiek apkopoti ar kapitālizmaksām, uzturēšanas izmaksām un atbalsta maksājumu dažādos līmeņos, lai novērtētu RTEC darbības rentabilitāti katrā no analizētajiem gadiem un scenārijiem. Jāpiebilst, ka, tā kā atbalsts tiek maksāts par RTEC energoblokos, tātad koģenerācijai uzturēto jaudu, galīgajā naudas plūsmas aplēsē netiek iekļauti tie ieņēmumi un izdevumi, kas saistīti ar siltumenerģijas izstrādi ūdenssildāmajos katlos.

2.2. Pamatpieņēmumi

- Modelējot laika posmu no 2016. gada janvāra līdz 2017. gada martam, izmantotas reālās SE4 apgabala nākamās dienas tirgus elektroenerģijas cenas un faktiskā ikmēneša dabasgāzes tirdzniecības cena Latvijā.
- Sākot ar 2021. gadu, palielināta EE–LV starpsavienojuma jauda virzienā uz Latviju par 600 MW, pieņemot, ka atbilstoši AST plāniem ekspluatācijā nodots Igaunijas–Latvijas 3. starpsavienojums[23].
- Sākot ar 2021. gadu, pieņemts, ka TEC-1 energobloks tirgū vairs nepiedalās. Šāds pieņēmums ir pamatots ar atbalsta maksājumu ilgumu elektrostacijai un izriet no šī pētījuma darba uzdevuma.

[23] Elektroenerģijas pārvades sistēmas attīstības plāns no 2017. līdz 2026. gadam: http://www.ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/1_pielikums_2016.pdf

- Sākot ar 2025. gadu, pieņemts ievērojams EE–LV maksimālās caurlaides spējas uzlabojums virzienā uz Latviju saistībā ar esošo pārvades līnijas rekonstrukciju; summārais maksimālais caurlaides spējas pieaugums pieņemts 1400 MW atbilstoši AST plānam[24].
- Sākot ar 2029. gadu, pieņemts, ka TEC-2 energobloki tirgū vairs nepiedalās. Arī šis pieņēmums ir pamatots ar atbalsta maksājumu ilgumu elektrostacijai un izriet no šī pētījuma darba uzdevuma.
- Atbilstoši pašreizējam regulējumam[25], subsidētās elektroenerģijas nodokļa maksājumi no 2018. gada netiek turpināti.

2.3. Modelēšanai izmantoto parametru prognozes

Gada vidējai elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenai *Nord Pool* SE4 apgabalā, dabasgāzes un mazuta tirgus cenai un emisijas kvotu cenai līdz 2030. gadam (2.2.–2.4. att.) izmantotas prognozes no Dānijas pārvades sistēmas operatora *Energinet.dk* modelēšanas pieņēmumu datubāzes[26].

Summārais elektroenerģijas gada patēriņš un elektrostaciju uzstādītā jauda Latvijā līdz 2026. gadam pieņemta atbilstoši AST 2015. gada ziņojuma bāzes scenārijam[27]. Savukārt atbilstoši dati par Lietuvas energosistēmu iegūti no *Litgrid* novērtējuma[28]. Trūkstošie dati aproksimēti ar lineāru interpolāciju. Prognožu dati un to avoti apkopoti 8. tabulā.

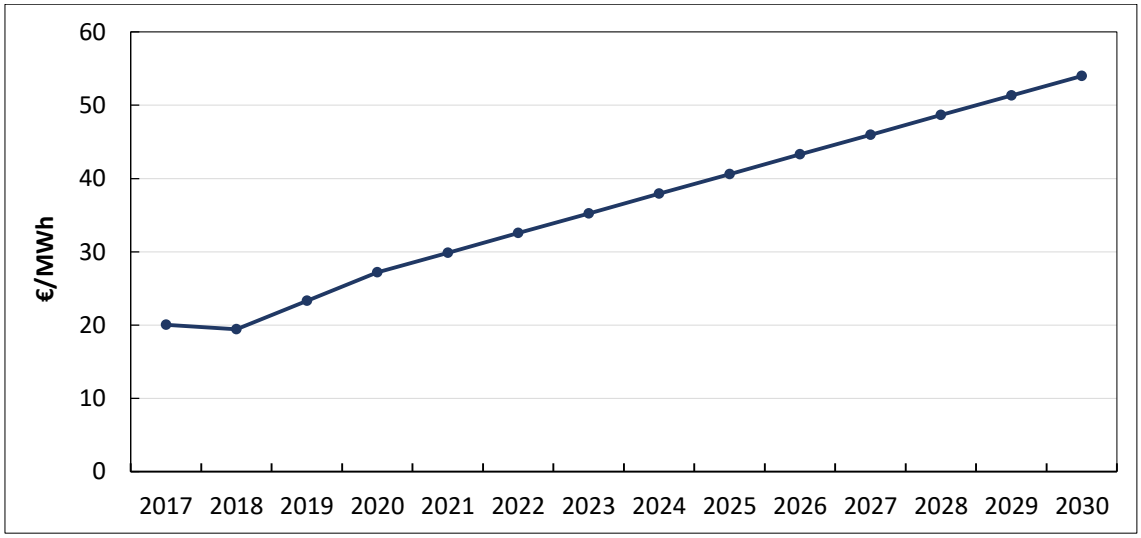
Savukārt laikrindu ikstundas profiliem gada griezumā izmantoti vēsturiskie dati no:

- *Nord Pool* statistikas portāla[29] – elektroenerģijas cena SE4, ikstundas pieprasījums Latvijā un Lietuvā, starpsavienojumu Igaunija–Latvija, Somija–Igaunija, Zviedrija–Lietuva caurlaides spējas dinamika pa stundām;
- ENTSO-E *Transparency Platform*[30] – elektroenerģijas izstrāde dažādos avotos Latvijā un Lietuvā (hidro, biomasas, vēja, saules un citos);
- *Nord Pool REMIT UMM*[31] – Rīgas TEC energobloku atslēgumu grafiks, kurš turpmākajos modelētajos gados pieņemts analogs 2016. gada grafikam.

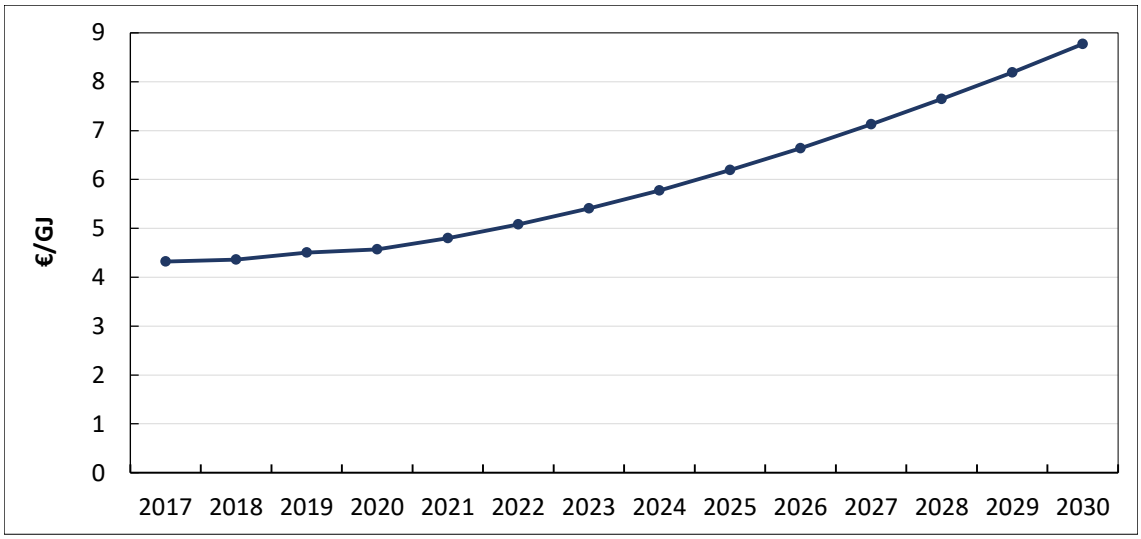
Valdības piešķirto bezmaksas emisiju kvotu apjoms līdz 2020. gadam modelēts atbilstoši Ministru kabineta 29.09.2011. rīkojumam Nr. 499[32]. Turpmākajiem gadiem modelēts, ka bezmaksas kvotu apjoms turpina samazināties tā, lai 2027. gadā tas sasniegtu 0.

---

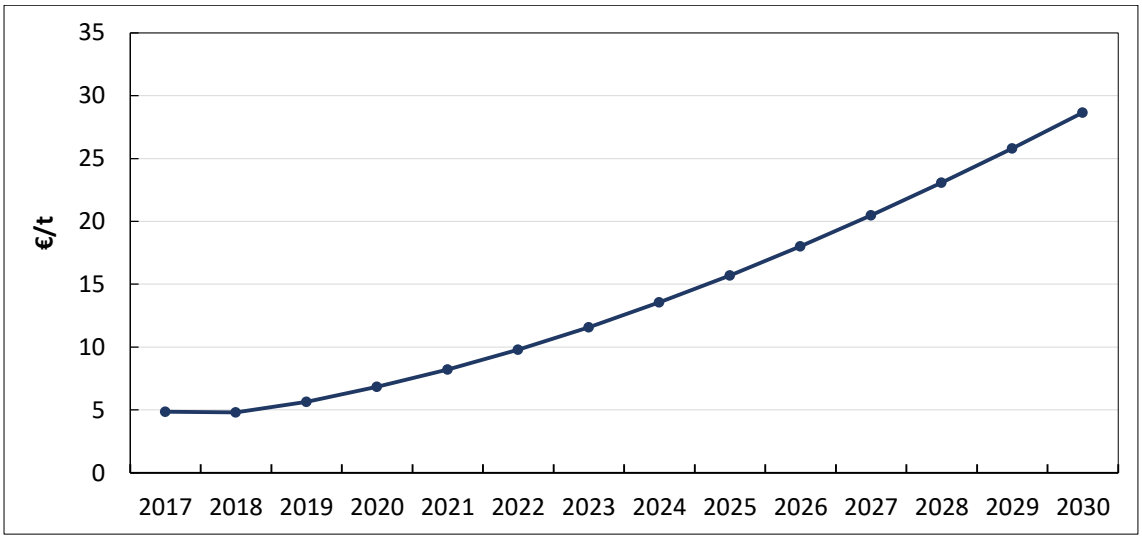
[24] Elektroenerģijas pārvades sistēmas attīstības plāns no 2017. līdz 2026. gadam: http://www.ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/10_GAP_2017_2026_21_07_2016.pdf
[25] Subsidētās elektroenerģijas nodokļa likums: https://likumi.lv/doc.php?id=262304
[26] Analysis of assumptions: http://www.energinet.dk/EN/El/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsaetninger/Sider/default.aspx
[27] Pārvades sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums (2016): http://www.ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/PSO_Zinojums_2015.pdf
[28] "Development of Lithuanian power system and transmission grid 2016–2025": http://www.litgrid.eu/index.php/grid-development-/electricity-transmission-grid-ten-year-development-plan/134
[29] http://http://nordpoolspot.com/historical-market-data/
[30] https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/actualGenerationPerProductionType/show
[31] https://umm.nordpoolgroup.com
[32] "Par iekārtu sarakstu emisijas kvotu sadalei 2013.–2020.gadam": https://likumi.lv/doc.php?id=236986



2.2. att. Elektroenerģijas cenas prognoze Nord Pool SE4 apgabalā



2.3. att. Dabasgāzes cenas prognoze



2.4. att. CO_2 emisijas kvotu cenas prognoze

8. tabula. Modelēšanas ieejas dati un to avoti

	vid.	sum.	sum.												
	Nord Pool	LV	LT										Gāzes	HFO	CO_2
	SE4	patēriņš	patēriņš	LV-hidro	LV-biom.	LV-vējš	LV-citi	LT-biom.	LT-hidro	LT-saules	LT-citi	LT-vējš	cena	cena	cena
	€/MWh	GWh	GWh	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	€/GJ	€/GJ	€/t
								108	128	73	292	438			
2017	20,06	7248	10250	1580	80	81	290	122	130	73	294	467	4,32	5,08	4,85
2018	19,41	7307	10400	1588	85	90	297	136	131	74	296	496	4,36	5,26	4,81
2019	23,30	7378	10550	1588	90	99	304	150	133	74	299	525	4,50	5,64	5,65
2020	27,20	7453	10700	1588	95	109	310	164	134	75	301	554	4,57	6,02	6,83
2021	29,88	7530	10850	1588	100	118	317	179	136	75	303	584	4,80	6,51	8,21
2022	32,56	7606	11000	1588	105	127	324	193	137	76	305	613	5,08	7,08	9,79
2023	35,24	7703	11150	1588	110	161	331	207	139	76	308	642	5,40	7,74	11,58
2024	37,92	7780	11300	1588	115	186	338	221	140	77	310	671	5,78	8,47	13,56
2025	40,60	7857	11450	1588	120	211	345	235	142	77	312	700	6,19	9,27	15,71
2026	43,28	7945	11600	1588	125	235	353	249	144	77	314	729	6,64	10,13	18,02
2027	45,96	8013	11750	1588	130	264	360	263	145	78	316	758	7,13	11,05	20,48
2028	48,64	8091	11900	1588	135	290	367	277	147	78	319	787	7,64	12,03	23,07
2029	51,32	8170	12050	1588	140	317	374	291	148	79	321	816	8,19	13,05	25,80
2030	54,00	8248	12200	1588	145	344	381	306	150	79	323	846	8,77	14,12	28,65

Energinet.dk prognozes un modelēšanas rezultāti
AST bāzes scenārijs
Litgrid bāzes scenārijs
Lineāra interpolācija

3. Modelēšanas rezultāti

3.1. Analizētie scenāriji

Lai modelētu elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenas dinamiku līdz 2030. gadam, īpašu uzmanību pievēršot tieši RTEC ietekmei uz to, iepriekš aprakstītie pamatpieņēmumi tiek papildināti ar citādu *NordBalt* kabeļa darbības prognozi un situāciju Rīgas siltumapgādes sistēmas attīstībā, tādējādi izveidojot divus atšķirīgus scenārijus.

Pirmais no tiem (*konservatīvais scenārijs*) paredz *NordBalt* kabeļa atslēgumus turpmākajos gados ar tādu pašu biežumu kā laika posmā no 2016. gada aprīļa līdz 2017. gada martam. Šāds vēsturisko datu laika posms izvēlēts tamdēļ, ka 2016. gada pirmajos mēnešos kabelis darbojās testa režīmā un ļoti bieži nebija pieejams tirgum, tomēr arī aplūkotajā periodā tam raksturīgi bieži atslēgumi un tirgum pieejams tas bija tikai 72% stundu. Konservatīvais scenārijs modelē elektroenerģijas cenu un Rīgas TEC rentabilitātes rādītājus pie dažāda atbalsta apjoma, pieņemot, ka arī turpmāk kabelim paredzama bieža nepieejamība. Otrs konservatīvajam scenārijam specifisks pieņēmums ir Rīgas labā krasta siltumslodzes, ko pašlaik pārsvarā nodrošina Rīgas TEC energobloki un ūdenssildāmie katli, apjoms un ikstundas grafiks, kas tiek pieņemts līdzīgs 2016. gada datiem. Tomēr, tā kā Rīgas siltumapgādes ikstundas dati nav publiski pieejami, tie tiek aproksimēti, izmantojot summāro siltumenerģijas izstrādi Rīgas TECos 2016. gada laikā no AS "Latvenergo" gada pārskata un ikstundas faktisko reģistrēto gaisa temperatūru Rīgā no LVĢMC datubāzes (siltumslodzes aproksimācija sīkāk aprakstīta pielikumā).

Otrs modelētais scenārijs (*attīstības scenārijs*) turpretī paredz nozīmīgas izmaiņas šajos divos pieņēmumos:

1) *NordBalt* starpsavienojuma sauszemes daļā veikti nepieciešamie tehnoloģiskie uzlabojumi, kā rezultātā, sākot no 2018. gada, tas vairs neatslēdzas tik bieži kā līdz šim; nepieejamības profils tiek pieņemts analogs līdzīgas jaudas (650 MW) kabeļlīnijai *Estlink-2*, kas 2016. gadā bija tirgum pieejama 95,7% stundu;
2) sākot ar 2018. gadu, Rīgas labā krasta siltumapgādes zonā darbu sāk jauni biomasas siltumavoti ar kopējo jaudu 80 MW_{th}, kas spēj piedāvāt siltumapgādes sistēmai lētāku enerģiju nekā RTEC. Šis pieņēmums modelēts, samazinot TEC nodrošināmo siltumslodzi par 80 MW, kas faktiski nozīmē, ka TEC-1 energobloks vasarā vairs nevar izstrādāt elektroenerģiju nepietiekamas siltumslodzes dēļ.

Šo atšķirīgo scenāriju analīzes galvenais mērķis ir novērtēt atbalsta ietekmi uz Rīgas TEC darbību un izvērtēt tā samazināšanas iespējas uz 75%, 50%, 25% vai 0% no pašreizējā apjoma. Balstoties uz iepriekš veikto tirgus analīzi, iespējams izteikt hipotēzi, ka attīstības scenārija gadījumā atbalsta samazināšanai būs lielāka ietekme uz TEC ražošanas apjomu un līdz ar to arī rentabilitāti.

Kā alternatīva tiešai atbalsta samazināšanai abos scenārijos tiek apskatīta arī jaudas maksājuma korekcijas ieviešana no 1. nevis 1201. darba stundas kā līdz šim (korekcijas aprēķins, kas izriet no MK noteikumiem Nr. 221, paskaidrots pielikumā).

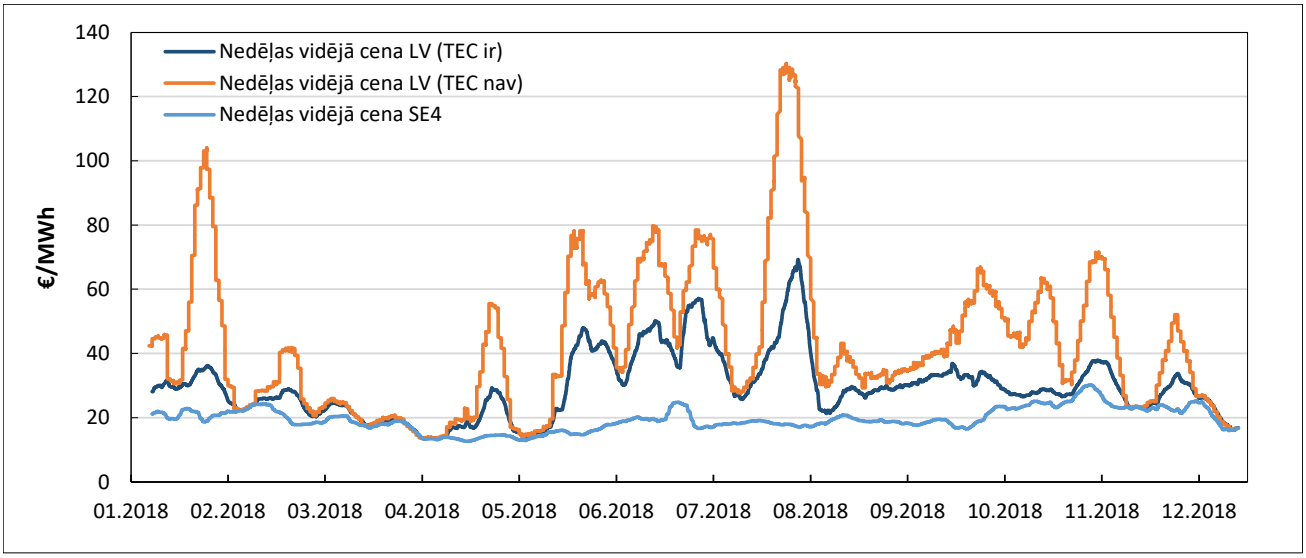
3.2. Konservatīvais scenārijs

Konservatīvajā scenārijā modelētās nākamās dienas tirgus elektroenerģijas cenas Latvijā līdz 2030. gadam apkopotas 9. tabulā. Atsevišķi izdalīta vidējā svērtā elektroenerģijas cena visās gada stundās un tajās, kad *NordBalt* kabelis ir vai nav pieejams. Veikta divu apakšscenāriju modelēšana: (a) TECu nepieejamība sakrīt ar to atslēgumiem (plānotajiem un neplānotajiem remontdarbiem) 2016. gadā; (b) TECi pieņemti kā tirgum pilnībā nepieejami. Mērķis šim salīdzinājumam ir noteikt, kā mainītos elektroenerģijas cena Latvijā, ja TECi nepiedalītos tirgū. Rezultāti doti laika posmam, sākot no 2016. gada (līdz 2017. gada martam modelēšanai izmantoti vēsturiskie dati, piemēram, SE4 tirgus cenai un gāzes cenai, bet pēc tam – prognozētie).

Var novērtēt, ka, piemēram, laika posmā no 2018. līdz 2023. gadam vidējā svērtā cena gadā būtu par 5,71–12,74 €/MWh lielāka laikā, kad *NordBalt* ir pieejams, un par 32,32–48,97 €/MWh lielāka tajās stundās, kad *NordBalt* ir remontā. Gadā kopumā, ja TECi tirgū nepiedalās, vidējās svērtās cenas pieaugums būtu diapazonā no 13,00 €/MWh (2018. g.) līdz 22,77 €/MWh (2023. g.).

Attiecinot šo pieaugumu pret gada elektroenerģijas patēriņu Latvijā, var secināt, ka, piemēram, 2018. gadā izmaksas par elektroenerģiju summāri pieaugtu par 95,44 M€, bet 2023. gadā šis pieaugums sasniegtu jau 175,27 M€ (pieņemot, ka visiem lietotājiem Latvijā ir biržas cenai piesaistīts tarifs). Savukārt pēdējā TEC darbības gadā (2028. g.) izmaksu kāpums pieaugtu vēl divas reizes, sasniedzot 357,94 M€.

Viena gada vidējās nedēļas cenas dinamikas piemērs parādīts 3.1. att., salīdzinot modelēto cenu ar TECu darbību un bez tās 2018. gadā. Pirmajā gadījumā tirgus cena lielākoties ir ievērojami augstāka.



3.1. att. Nedēļas slīdošā vidējā cena konservatīvajā scenārijā 2018. gadā ar un bez TEC (salīdzinājumam pievienota SE4 cena)

9. tabula. Vidējā svērtā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cena Latvijā 2016.–2030. gadā konservatīvajā scenārijā

Gada vidējā svērtā cena (€/MWh)		**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
ar TEC (a)	**viss gads**	37,58	32,77	30,95	34,29	37,63	40,94	44,63	48,66	53,12	57,39	62,47	67,78	74,00	–**	–
	ar NB*	33,17	29,16	26,35	29,74	33,12	35,65	38,73	41,92	45,35	48,83	52,79	56,81	61,37	–	–
	bez NB	44,48	42,33	43,14	46,33	49,57	54,81	60,10	66,32	73,47	79,81	87,82	96,51	107,09	–	–
bez TEC (b)	**viss**	54,04	46,04	43,96	51,57	57,23	57,46	64,11	71,43	79,77	86,49	95,98	106,55	118,26	130,71	144,58
	ar NB	37,66	34,81	32,06	37,40	42,16	44,36	49,36	54,66	60,68	67,13	74,41	82,02	91,02	100,43	111,19
	bez NB	79,63	75,74	75,46	89,07	97,13	91,74	102,70	115,28	129,71	137,15	152,43	170,72	189,54	209,92	231,93
Cenas salīdzinājums (€/MWh) (b) – (a)	**viss gads**	16,46	13,26	13,00	17,28	19,60	16,52	19,48	22,77	26,65	29,11	33,52	38,77	44,26	–	–
	ar NB	4,50	5,65	5,71	7,66	9,03	8,71	10,63	12,74	15,33	18,30	21,62	25,21	29,65	–	–
	bez NB	35,15	33,41	32,32	42,73	47,55	36,93	42,60	48,97	56,25	57,34	64,61	74,21	82,45	–	–
Elektroenerģijas izmaksu kāpums, ja nav TEC (M€)	**viss gads**	93,46	96,57	95,44	128,03	146,66	124,30	148,07	175,27	207,21	228,56	266,17	310,47	357,94	–	–
	ar NB	23,45	29,66	30,18	40,90	48,72	47,45	58,53	71,04	86,29	104,06	124,31	146,16	173,59	–	–
	bez NB	70,01	66,91	65,26	87,13	97,94	76,85	89,55	104,23	120,93	124,50	141,86	164,31	184,34	–	–

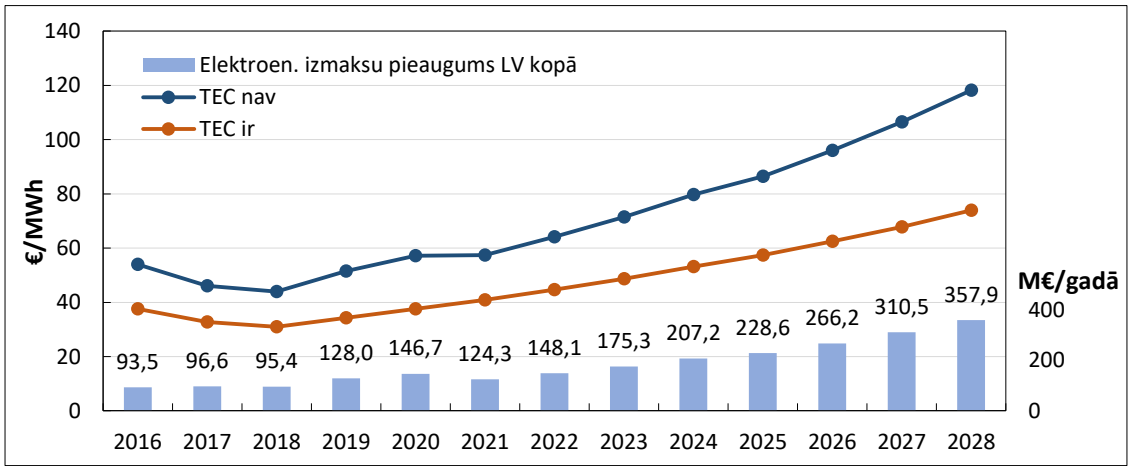
* ar/bez NB – stundas, kad *Nord Balt* kabelis ir/nav pieejams tirgum

** atbilstoši pieņēmumiem TEC darbība plānota un modelēta tikai līdz 2028. gadam

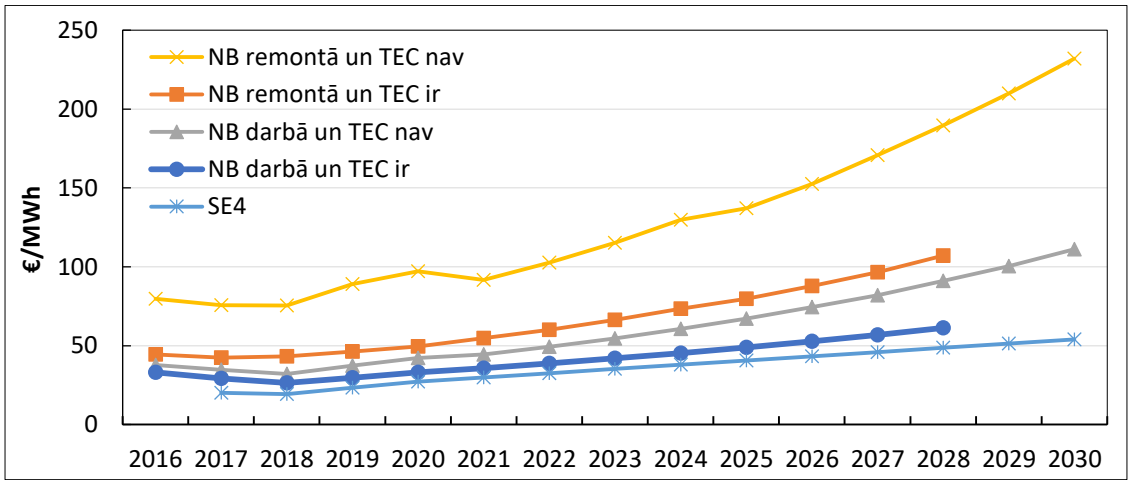
3.2. att. parādīta modelētā vidējā svērtā gada cena līdz 2030. gadam konservatīvajam scenārijam. Tajā modelēti divi apakšgadījumi ar pamatpieņēmumu par TECu pieejamību: vienā TECi darbojas tirgū, bet otrā nav pieejami vispār. Parādīts arī kopējais elektroenerģijas izmaksu pieaugums gadā, salīdzinot scenāriju ar TECu darbību un bez tās. Izmaksu aplēsei izmantota vidējās svērtās cenas starpība un kopējais Latvijas patēriņa apjoms katrā gadā atbilstoši pieņēmumiem (8. tab.).

3.3. att. papildus attēlota cena tajās katra gada stundās, kad *NordBalt* kabelis (SE4–LT) ir pieejams, un tajās, kad tas ir atslēgts. Vislielākā gada vidējā cena tiek sasniegta tad, ja TECi nedarbojas vispār un *NordBalt* kabelis ir remontā, bet viszemākā – kad gan *NordBalt*, gan TECi darbojas. Šajā gadījumā vidējā svērtā Latvijas tirgus cena vien nedaudz pārsniedz SE4 cenu.

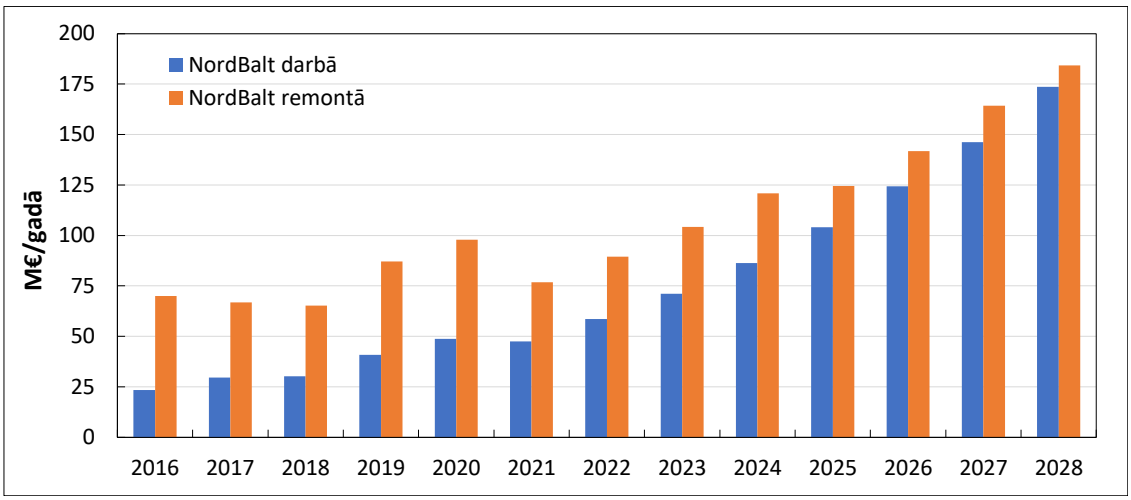
3.4. att. ilustrēts kopējais elektroenerģijas pieaugums lietotājiem Latvijā, ja TECi darbojas un ja nav pieejami vispār, atsevišķi diviem apakšgadījumiem: tām gada stundām, kad *NordBalt* ir pieejams un kad tas ir remontā.



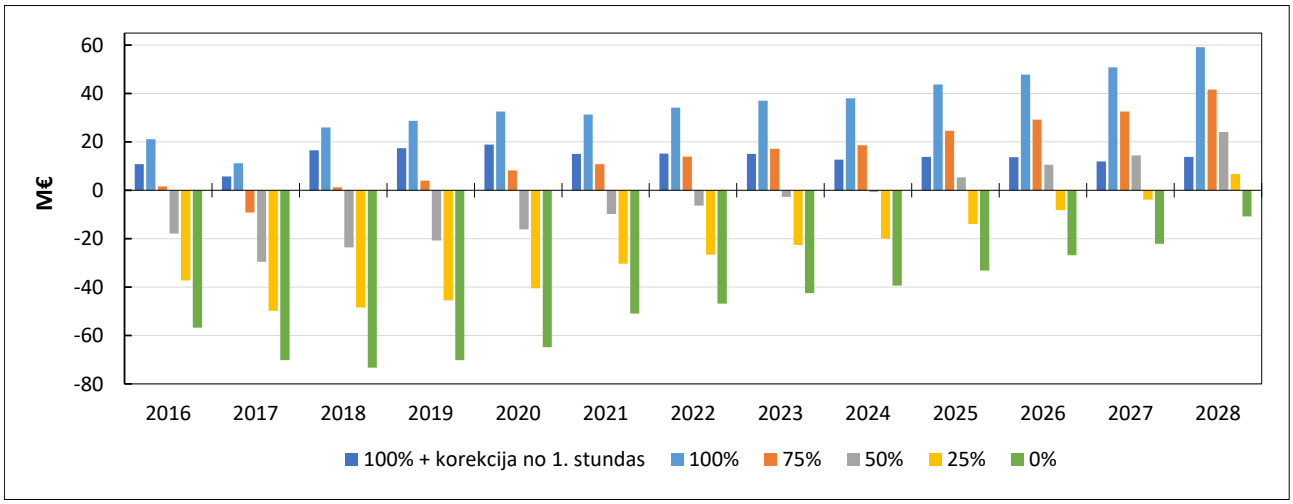
3.2. att. Elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar/bez TEC



3.3. att. Gada vidējā svērtā cena LV konservatīvajā scenārijā 2016.–2030. gadā atkarībā no NordBalt un TECu pieejamības (salīdzinājumam pievienota Energinet.dk prognoze SE4 cenai)



3.4. att. Elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar TEC un bez TEC, atkarībā no NordBalt pieejamības



3.5. att. Modelētā nosacītā gada peļņa/zaud. no TEC darbības konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā ar dažādu atbalsta apmēru (% no pašreizējā)

10. tabulā apkopoti konservatīvā scenārija modelēšanas rezultāti, provizoriski novērtējot TEC darbības rentabilitāti, izmantojot pieņemtās fiksētās un mainīgās elektrostaciju uzturēšanas izmaksas, kā arī RTEC rekonstrukcijas kapitālizmaksas (šie pieņēmumi doti pielikumā). Aprēķināta nosacītā peļņa[33] pie dažāda atbalsta apmēra: 100%, 75%, 50%, 25% vai 0% no pašreizējā atbalsta. Šajos gadījumos atbilstoši MK 10.03.2009. noteikumiem Nr. 221[34] jaudas komponentes korekciju veic, sākot no TECu 1201. darba stundas. Tāpēc kā speciālgadījums 10. tabulā aplūkots arī pieņēmums, ja korekciju veic, sākot jau no 1. darba stundas. Iegūtie nosacītās peļņa/zaudējumu rādītāji apkopoti 3.5. att.

[33] Ar jēdzienu gada *nosacītā peļņa* šeit un turpmāk jāsaprot ar RTEC energobloku darbību un uzturēšanu saistītās ienākošās un izejošās naudas plūsmas starpība. Par nosacītu tā uzskatāma tādēļ, ka konkrēti uz RTEC energoblokiem attiecināmie izdevumi ir aplēsti tikai orientējoši no publiski pieejamiem avotiem, tādēļ rezultātiem pamatā ir ilustratīvs raksturs ar mērķi atainot tendences, nevis dot precīzu peļņas/zaudējumu aprēķinu.

[34] Noteikumi par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā: https://likumi.lv/doc.php?id=189260

10. tabula. RTEC darbības finanšu rādītāji konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. gadā pie dažāda atbalsta

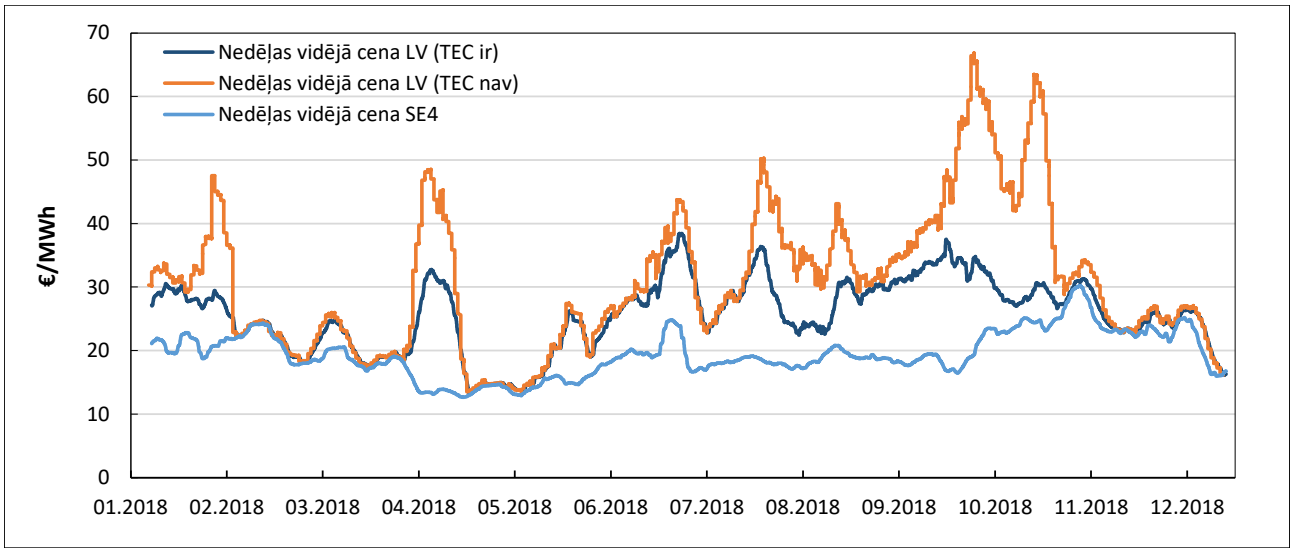
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ieņēmumi (M€)													
Elektroenerģija (Nord Pool)	106,46	76,30	62,54	71,19	87,71	83,01	95,91	109,39	124,74	136,16	152,13	168,35	188,98
Siltumenerģija (RS)	74,79	74,22	74,22	76,14	78,10	80,04	83,96	87,84	91,76	95,65	101,52	110,14	113,21
Mainīgie izdevumi (M€)													
Dabasgāze	139,58	124,88	113,67	120,89	132,34	129,57	140,60	152,04	164,81	174,81	187,89	204,11	216,03
CO2 emisijas (atskaitot bezmaksas kvotas)	6,55	3,73	3,53	4,43	6,03	7,66	9,56	11,74	14,23	16,68	19,56	23,28	25,79
Mainīg. darb. izm.	2,03	1,58	1,24	1,35	1,59	1,03	1,12	1,18	1,24	1,23	1,26	1,28	1,30
Konstantie ikgadējie izdevumi (M€)													
Fiksētās uzturēšanas/darbības izmaksas	19,85	19,85	19,85	19,85	19,85	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35
Kapitālizmaksas	67,02	67,02	67,02	67,02	67,02	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79
Nos. **peļņa pirms atbalsta** (M€)	-56,81	-70,17	-73,30	-70,23	-64,83	-50,87	-46,82	-42,42	-39,33	-33,10	-26,83	-22,04	-10,82
Atbalsta maksājums (pirms SEN)	91,78	95,73	99,37	98,91	97,46	82,20	81,01	79,46	77,35	76,91	74,75	72,91	70,02
SEN	13,77	14,36											
100% pašreizējais atbalsts													
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	21,20	11,20	26,06	28,68	32,64	31,33	34,19	37,04	38,02	43,82	47,92	50,87	59,21
Atbalsta maksājums (pirms SEN)	68,83	71,80	74,53	74,18	73,10	61,65	60,76	59,59	58,01	57,68	56,06	54,68	52,52
SEN	10,33	10,77											
75% pašreizējā atbalsta													
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	1,70	-9,14	1,22	3,96	8,27	10,78	13,94	17,17	18,68	24,59	29,23	32,64	41,70
Atbalsta maksājums (pirms SEN)	45,89	47,86	49,68	49,46	48,73	41,10	40,51	39,73	38,68	38,46	37,38	36,45	35,01
SEN	6,88	7,18											
50% pašreizējā atbalsta													
Nos. **peļņa pēc atbalsta**	-17,80	-29,48	-23,62	-20,77	-16,10	-9,77	-6,32	-2,69	-0,66	5,36	10,54	14,42	24,20
Atbalsta maksājums (pirms SEN)	22,94	23,93	24,84	24,73	24,37	20,55	20,25	19,86	19,34	19,23	18,69	18,23	17,51
SEN	3,44	3,59											
25% pašreizējā atbalsta													
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	-37,31	-49,83	-48,46	-45,50	-40,46	-30,32	-26,57	-22,56	-20,00	-13,87	-8,15	-3,81	6,69
Atbalsta maksājums (pirms SEN)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SEN	0	0											
0% pašreizējā atbalsta													
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	-56,81	-70,17	-73,30	-70,23	-64,83	-50,87	-46,82	-42,42	-39,33	-33,10	-26,83	-22,04	-10,82
Atbalsta maksājums (pirms SEN)	79,55	89,30	89,89	87,65	83,69	65,90	61,96	57,43	51,99	46,95	40,58	33,97	24,70
SEN	11,93	13,40											
100% atbalsts + jaudas maks. korekcija no 1. stundas													
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	10,81	5,74	16,58	17,42	18,86	15,03	15,13	15,01	12,66	13,86	13,74	11,93	13,89

Redzams, ka atbalsts 100% un 75% apmērā no pašreizējā nodrošina rentablu RTEC darbību 2018.–2028. gadā, savukārt ar 50% atbalstu nosacītā peļņa ir pozitīva, tikai sākot ar 2025. gadu, bet ar 25% atbalstu – tikai 2028. gadā. Pilnīgas atbalsta atcelšanas gadījumā zaudējumi no RTEC darbības sasniedz pat 73 milj. € gadā (2018. g.).

Interesanti ievērot, ka 100% pašreizējais atbalsts kombinācijā ar jaudas maksājuma korekcijas ieviešanu jau no 1. stundas ļauj noturēt šos nosacītos peļņas rādītājus visu laiku mērenā pozitīvā līmenī (peļņai nepārsniedzot 20 milj. € gadā), vienlaikus samazinot reāli izmaksājamo atbalsta summu tad, kad rezultējošo tirgus cenu un RTEC elektroenerģijas izstrādes robežizmaksu starpība ir bijusi pietiekama, lai segtu daļu no kapitālizmaksām. Tādējādi, veicot korekciju jau no 1. stundas, faktiski izmaksātais atbalsts RTEC tiek samazināts, kad tirgus apstākļi ir izdevīgi, un paaugstināts, ja reālās iespējas nopelnīt tirgū ir ierobežotas.

3.3. Attīstības scenārijs

Līdzīgi kā konservatīvajā scenārijā, arī šeit, lai novērtētu TEC ietekmi uz elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu, katrs gads tiek modelēts divos gadījumos: (a) TECi ir pieejami darbam kā līdz šim; (b) TECi tirgū nepiedalās nemaz. Kā piemērs 3.6. att. atainota 2018. gada modelētās cenas dinamika abos gadījumos. Salīdzinot ar konservatīvo scenāriju (3.1. att.), maksimālie cenu pīķi samazinās aptuveni divreiz.



3.6. att. Nedēļas slīdošā vidējā cena attīstības scenārijā 2018. gadā ar un bez TEC (salīdzinājumam pievienota SE4 cena

Apskatītajā scenārijā modelētās elektroenerģijas cenas līdz 2030. gadam apkopotas 11. tabulā. Atsevišķi izdalīta vidējā svērtā elektroenerģijas cena Latvijā visās gada stundās un tajās, kad *NordBalt* kabelis ir vai nav pieejams.

Salīdzinot ar konservatīvo scenāriju, šis modelis paredz kopumā lēnāku elektroenerģijas cenas kāpumu, kas izriet no stabilākas LT–SE4 starpsavienojuma darbības. Piemēram, ja iepriekš vidējā svērtā elektroenerģijas cena 2018. gadā bija aplēsta kā 30,95 €/MWh, tad šajā situācijā tā samazinās līdz 26,73 €/MWh. Cenu izmaiņas pa gadiem atainotas 3.7.–3.8. attēlā.

11. tabula. Vidējā svērtā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus cena Latvijā 2018.–2030. gadā attīstības scenārijā

Gada vidējā svērtā cena (€/MWh)		**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
ar TEC (a)	**viss gads**	26,73	30,05	33,36	36,13	39,29	42,60	46,10	49,60	53,73	57,88	62,56	–**	–
	ar NB*	26,40	29,79	33,18	35,91	39,06	42,36	45,86	49,38	53,49	57,61	62,25	–	–
	bez NB	33,83	35,73	37,36	41,11	44,31	47,70	51,28	54,45	58,83	63,73	69,38	–	–
bez TEC (b)	**viss gads**	32,43	36,82	41,32	44,71	49,76	55,04	60,91	67,28	74,80	82,63	91,99	101,62	112,68
	ar NB	31,44	35,78	40,24	43,55	48,50	53,66	59,45	65,81	73,01	80,62	89,54	98,72	109,28
	bez NB	54,29	59,52	65,00	70,17	77,31	85,25	92,75	99,48	114,15	126,46	145,49	165,10	187,15
Cenas salīdzinājums (€/MWh) (b) – (a)	**viss gads**	5,71	6,76	7,95	8,58	10,47	12,45	14,81	17,68	21,08	24,75	29,43		
	ar NB	5,03	5,98	7,05	7,64	9,44	11,30	13,59	16,43	19,51	23,02	27,29	–	–
	bez NB	20,46	23,79	27,64	29,06	32,99	37,55	41,48	45,03	55,32	62,73	76,11	–	–
Elektroenerģijas izmaksu kāpums, ja nav TEC (M€)	**viss gads**	41,69	49,90	59,27	64,58	79,65	95,88	115,20	138,90	167,48	198,33	238,09	–	–
	ar NB	35,16	42,23	50,27	55,02	68,68	83,23	101,09	123,44	148,27	176,36	211,17	–	–
	bez NB	6,53	7,67	9,01	9,57	10,97	12,64	14,11	15,47	19,21	21,97	26,92	–	–

* ar/bez NB – stundas, kad *Nord Balt* kabelis ir/nav pieejams tirgum

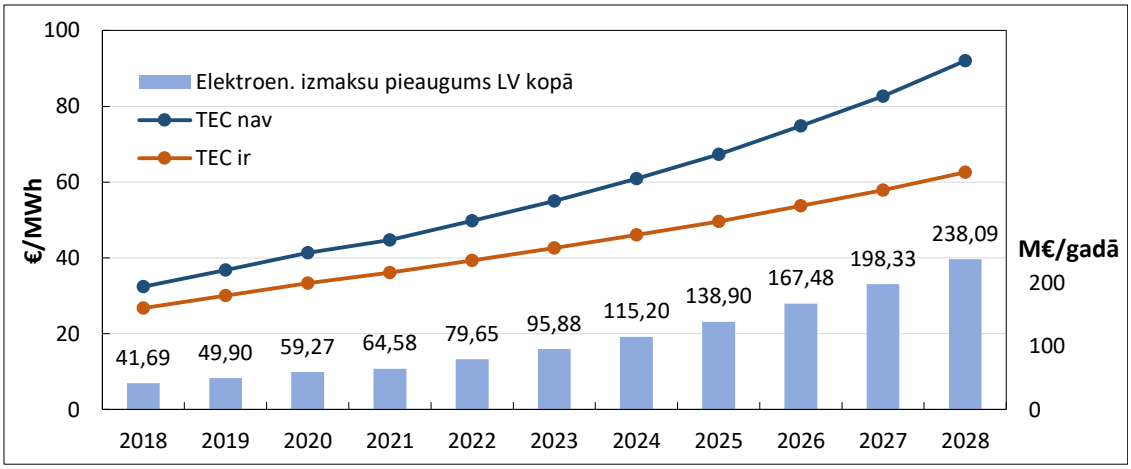
** atbilstoši pieņēmumiem TEC darbība plānota un modelēta tikai līdz 2028. gadam

Tas, ka *NordBalt* kabelim, sākot no 2018. gada, modelēti ievērojami retāki atslēgumi, būtiski samazina elektroenerģijas lietotāju izmaksu pieaugumu, ko izraisītu TEC nepiedalīšanās tirgū gadā kopumā (3.7. att.) un jo īpaši tajās stundās, kad *NordBalt* nav pieejams (3.9. att.). Salīdzinot ar konservatīvajā scenārijā modelēto, izmaksu pieaugums Latvijas lietotājiem attīstības scenārijā ir par aptuveni 54–120 milj. €/gadā mazāks, ko nodrošina lielāks importējamās elektroenerģijas apjoms no Zviedrijas uz Lietuvu.

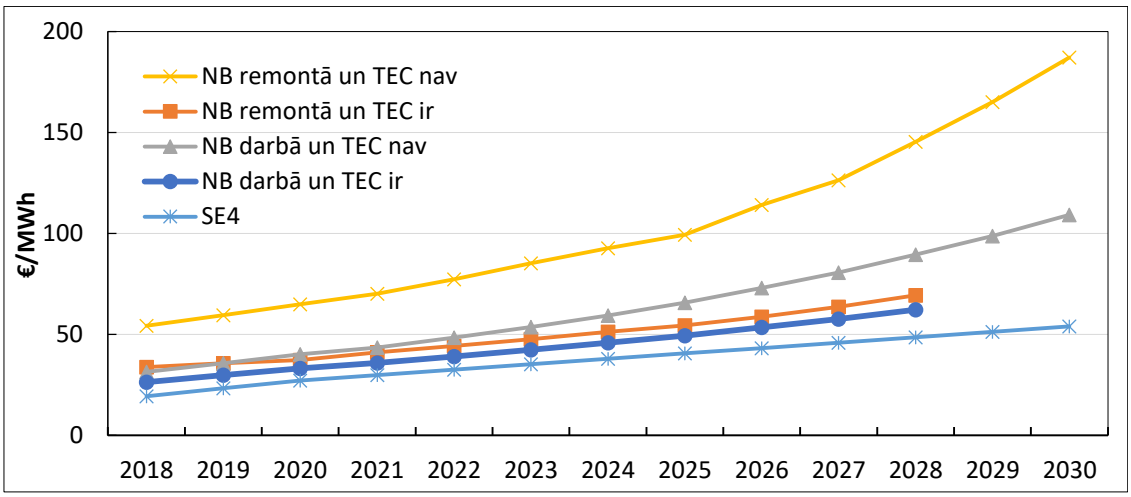
12. tabulā un 3.10. attēlā apkopoti attīstības scenārija TEC rentabilitātes modelēšanas rezultāti, ievērojot pieņemtās fiksētās un mainīgās elektrostaciju uzturēšanas izmaksas, kapitālizmaksas, enerģijas ražošanas izmaksas un ieņēmumus. Aprēķināta nosacītā peļņa pie dažāda atbalsta apmēra līdzīgi kā iepriekš aplūkotajā scenārijā. Kā jau izteikts sākotnējā hipotēzē, attīstības scenārijā peļņas rādītāji ir zemāki nekā konservatīvajā, kas saistīts gan ar mazāku RTEC kopējo ražošanas apjomu samazinātās šo staciju sedzamās siltumslodzes dēļ (tostarp samazinātām iespējam ražot elektroenerģiju koģenerācijā), gan ar *NordBalt* pieejamības ietekmi, kas sniedz lielākas importa iespējas un līdz ar to arī veicina zemākas tirgus cenas veidošanos.

Salīdzinot konservatīvo un attīstības scenāriju, pirmais pieļauj RTEC atbalsta samazināšanu līdz 75% no pašreizējā jau no 2018. gada, neradot negatīvu naudas plūsmu, savukārt attīstības scenārijā šāds samazinājums rada nelielus zaudējumus vēl 2021. gadā. Atšķirībā no iepriekš modelētā, atbalsta samazināšana līdz 50% un vairāk izraisa zaudējumus visos gados attīstības scenārijā, bet pilnīgas atbalsta pārtraukšanas gadījumā zaudējumi varētu sasniegt pat 85,5 milj. € gadā (2018. g.).

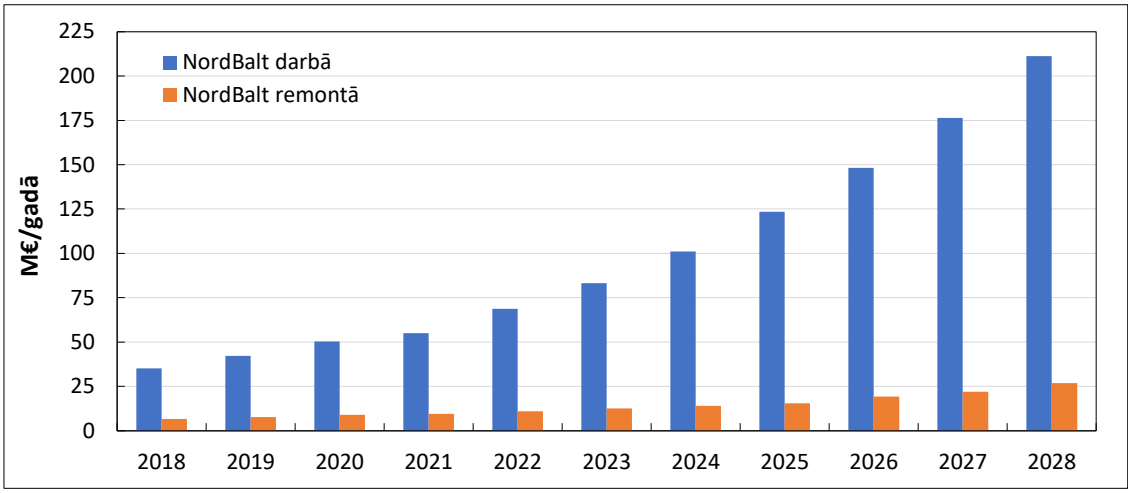
Līdzīgi kā iepriekš jaudas maksājuma korekcija jau no 1. stundas, nekoriģēto atbalstu saglabājot pašreizējā apmērā, ļauj nodrošināt pozitīvu naudas plūsmu visus gadus, peļņai nepārsniedzot 15 milj. € gadā. Tai pat laikā faktiski izmaksātais atbalsta apjoms samazinātos līdz ar RTEC iespējām gūt peļņu *Nord Pool* biržā.



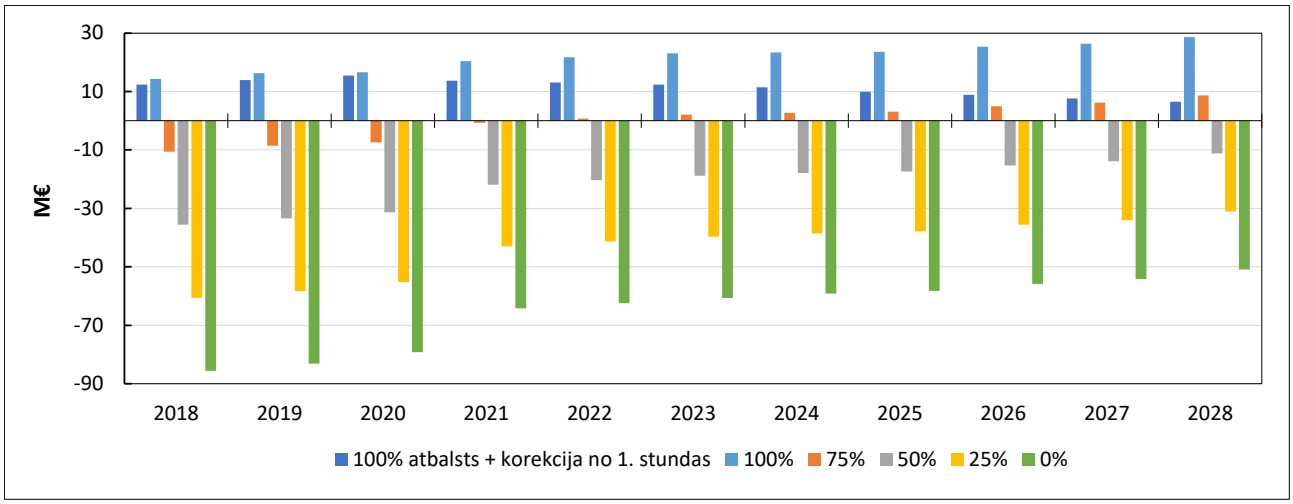
3.7. att. Gada vidējā svērtā cena un elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar TEC un bez TEC



3.8. att. Gada vidējā svērtā cena LV attīstības scenārijā 2018.–2030. gadā atkarībā no NordBalt un TECu pieejamības (salīdzinājumam pievienota Energinet.dk prognoze SE4 cenai)



3.9. att. Elektroenerģijas izmaksu pieaugums LV kopā attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā, salīdzinot cenu ar TEC un bez TEC, atkarībā no NordBalt pieejamības



3.10. att. Modelētā nosacītā gada peļņa/zaud. no TEC darbības attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā ar dažādu atbalsta apmēru (% no pašreizējā)

12. tabula. RTEC darbības finanšu rādītāji attīstības scenārijā 2018.–2028. gadā pie dažāda atbalsta

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Ieņēmumi (M€)											
Elektroenerģija (Nord Pool)	39,13	45,83	54,71	52,53	60,93	69,96	79,18	87,38	98,24	108,38	120,92
Siltumenerģija (RS)	54,00	54,00	55,39	56,77	59,55	62,31	65,09	67,84	72,01	76,15	80,30
Mainīgie izdevumi (M€)											
Dabasgāze	84,97	89,37	94,34	93,17	101,31	110,12	119,52	128,55	139,20	149,90	161,60
CO2 emisijas (atskaitot bezmaksas kvotas)	2,51	3,21	4,29	5,37	6,76	8,37	10,21	12,17	14,43	16,85	19,28
Mainīg. darb. izm.	1,02	1,05	1,11	0,78	0,83	0,88	0,93	0,95	0,98	1,00	1,02
Konstantie ikgadējie izdevumi (M€)											
Fiksētās uzturēšanas/darbības izmaksas	19,85	19,85	19,85	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35	16,35
Kapitālizmaksas	67,02	67,02	67,02	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79	54,79
Nos. **peļņa pirms atbalsta** (M€)	-85,52	-83,08	-79,16	-64,10	-62,40	-60,62	-59,15	-58,22	-55,86	-54,18	-50,90
Atbalsta maksājums (M€)	99,88	99,38	95,73	84,52	84,17	83,66	82,49	81,80	81,14	80,56	79,47
100% pašreizējais atbalsts											
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	14,36	16,30	16,57	20,42	21,77	23,04	23,34	23,58	25,28	26,39	28,57
Atbalsta maksājums	74,91	74,54	71,80	63,39	63,13	62,75	61,87	61,35	60,85	60,42	59,60
75% pašreizējā atbalsta											
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	-10,61	-8,54	-7,37	-0,71	0,72	2,12	2,71	3,13	4,99	6,25	8,70
Atbalsta maksājums (M€)	49,94	49,69	47,86	42,26	42,08	41,83	41,24	40,90	40,57	40,28	39,73
50% pašreizējā atbalsta											
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	-35,58	-33,39	-31,30	-21,84	-20,32	-18,79	-17,91	-17,32	-15,29	-13,90	-11,17
Atbalsta maksājums (M€)	24,97	24,85	23,93	21,13	21,04	20,92	20,62	20,45	20,28	20,14	19,87
25% pašreizējā atbalsta											
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	-60,55	-58,24	-55,23	-42,97	-41,36	-39,71	-38,53	-37,77	-35,57	-34,04	-31,03
Atbalsta maksājums (M€)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0% pašreizējā atbalsta											
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	-85,52	-83,08	-79,16	-64,10	-62,40	-60,62	-59,15	-58,22	-55,86	-54,18	-50,90
Atbalsta maksājums (M€)	97,92	97,02	94,59	77,79	75,47	73,02	70,59	68,14	64,78	61,76	57,44
100% atbalsts + jaudas maks. korekcija no 1. stundas											
Nos. **peļņa pēc atbalsta** (M€)	12,40	13,93	15,43	13,69	13,07	12,39	11,44	9,92	8,92	7,59	6,54

3.4. Kapitālizmaksu iekļaušana cenas piedāvājumā

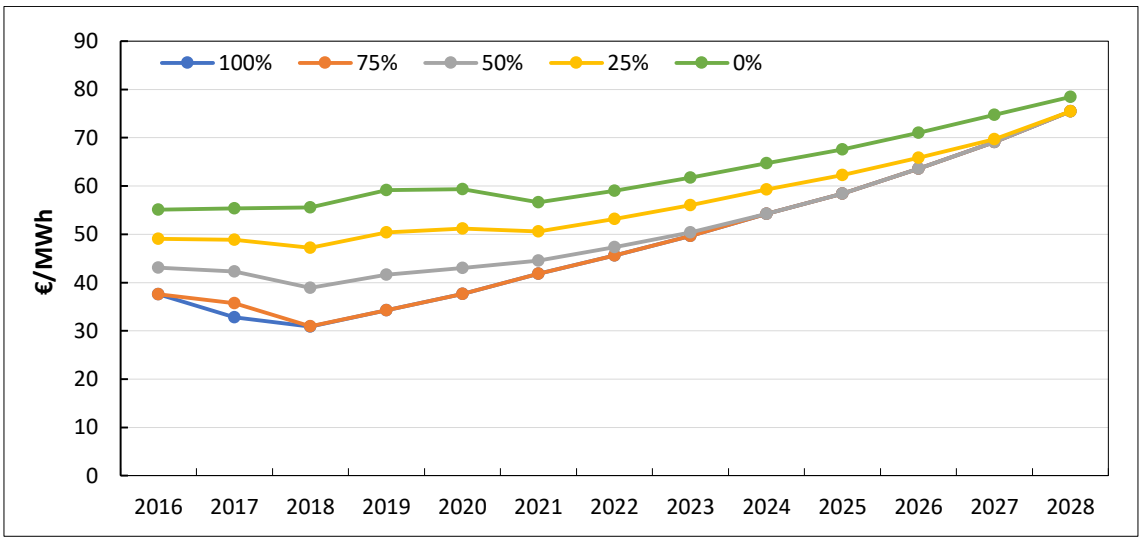
Ja iepriekš apskatītajā modelēšanā tika pieņemts, ka elektroenerģijas tirgus cenu nosaka dārgākā pieņemtā ģeneratora īstermiņa robežizmaksas (t. i., pamatā kurināmais un emisijas kvotas), tad tagad ieskicēsim iespējamo tirgus situāciju ar tādu pieņēmumu, ka RTEC operatori cenšas atpelnīt ikgadējās izmaksas, tostarp fiksētās, kā kapitālieguldījumi, un attiecīgi veido cenu piedāvājumu tā, lai nosacītā peļņa (naudas plūsma) gadā kopumā būtu vismaz nulle. Turklāt pieņemsim, ka tirgus šādu rīcību pieļauj un attiecīgie cenu piedāvājumi arī tiek pieņemti. Jāpiebilst gan, ka šis pieņēmums ir drīzāk teorētisks, jo vismaz esošajā tirgus situācijā praktiski nozīmētu to, ka RTEC piedāvājums daudzās no stundām varētu netikt pieņemts, to izkonkurējot citiem ražotājiem, kuru piedāvātā pārdošanas cena tirgum savukārt balstīta uz elektrostacijas mainīgajām ražošanas izmaksām.

Tātad atkarībā no atbalsta samazināšanas apjoma tajos gados, kur pēc iepriekšējā modeļa rezultātiem naudas plūsma bija negatīva, tagad pieņemts, ka elektroenerģijas cena pieaugtu visās stundās, kad TEC ir darbā, tā, lai naudas plūsma sasniegtu nulli un nebūtu zaudējumu. Savukārt gados, kad nosacītā peļņa pēc iepriekšējā modeļa bija sanākusi pozitīva, cenu piedāvājumu nemainām, jo tas nebūtu racionāli.

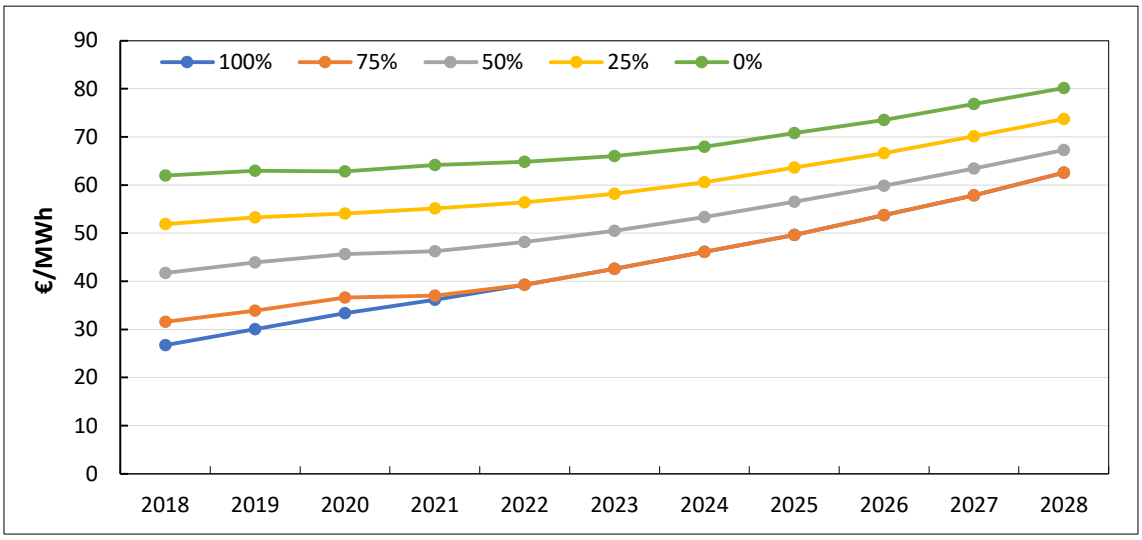
Var novērot to, ka, piemēram, konservatīvajā scenārijā, ja atbalstu samazina līdz 25% no pašreizējā vai pārtrauc vispār, tad ar augstākminēto paņēmienu iegūtās cenas kāpj visos gados, izņemot 2028. g., kad ar šādu samazinātu atbalstu iespējams strādāt ar pozitīvu naudas plūsmu pie 25% atbalsta. Turpretī atbalsta samazinājums uz 75% no pašreizējā pamanāmu negatīvu efektu nerada un cena praktiski nepieaug (3.11. att.).

Savukārt otrajā (attīstības) scenārijā, proti, kad, sākot ar 2018. gadu, *NordBalt* kabelis ir daudz pastāvīgāk pieejams tirgum, atbalsta samazināšana straujāk atstāj iespaidu uz cenu tajās stundās, kad TEC ir cenu noteicošā vienība, kā rezultātā, piemēram, vidējā svērtā elektroenerģijas cena kāpj līdz pat 2021. gadam, ja atbalsts tiek samazināts uz 75% (3.12. att.).

Atbalsta apmēra samazināšana uz 75% no pašreizējā 2022. gadā vairs neatstāj ietekmi, jo ir uzlabojušās TEC iespējas gūt peļņu no dalības tirgū. Tas izriet no *Energinet.dk* prognozēm par SE4 elektroenerģijas cenas un dabasgāzes cenas attīstības tendencēm, atbilstoši kam SE4 cena laika posmā no 2017. līdz 2030. gadam pieaug 2,7 reizes, bet dabasgāzes cena aug lēnāk (2 reizes), tādējādi uzlabojot elektrostaciju iespējas gūt peļņu no darbības tirgū.



3.11. att. Gada vidējās sv. cenas izmaiņas LV konservatīvajā scenārijā 2016.–2028. g., ja kapitālizmaksas iekļauj cenā atbilstoši atbalsta apmēram (% no pašreizējā)



3.12. att. Gada vidējās sv. cenas izmaiņas LV attīstības scenārijā 2018.–2028. g., ja kapitālizmaksas iekļauj cenā atbilstoši atbalsta apmēram (% no pašreizējā)

Secinājumi

Pētījumā veiktā elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenas ietekmējošo faktoru analīze un *Nord Pool* nākamās dienas tirgus cenas modelēšana Latvijas tirdzniecības apgabalā līdz 2030. gadam ļauj novērtēt koģenerācijas elektrostaciju ar uzstādīto jaudu virs 100 MW (tātad Rīgas TEC-1 un TEC-2) potenciālo lomu tirgū. Modelējot visus iespējamos TEC darba režīmus elektroenerģijas izstrādē, noteiktas to dalības iespējas *Nord Pool* biržā katrai stundai aplūkotajā laika periodā. Atbilstoši darba uzdevumam TEC-1 darbība plānota un modelēta līdz 2020. gada beigām, bet TEC-2 – līdz 2028. gada beigām. Modelēšanas rezultātā iegūta ikstundas biržas cena Latvijā līdz 2030. gadam vairākiem scenārijiem, novērtēti abu TEC izstrādājamās elektroenerģijas un siltumenerģijas apjomi un aplēstas TEC darbības izmaksas un ieņēmumi. Ieņēmumos iekļauts arī valsts izmaksājamais atbalsts dažādā apmērā, paredzot vairākus tā līmeņus 0–100% apmērā no pašreizējā, lai tādējādi ieskicētu TEC darbības rentabilitāti. Tā kā TEC finanšu rādītāju novērtējumam izmantota tikai publiski pieejama informācija, kas nesatur komercnoslēpumu un ir ar ierobežotu detalizācijas pakāpi, tad iegūtie rezultāti jāvērtē ciešā kopsakarā ar izmantotajiem pieņēmumiem, kas pētījumā ir izklāstīti. Tāpat būtiski ņemt vērā arī izmantotās ilgtermiņa prognozes un modelētos scenārijus.

Novērtējot atbalsta samazināšanas iespējas TECiem, galvenie secinājumi ir šādi:

1) atbalsta samazināšana līdz 50% vai 25% no pašreizējā vai pilnīga tā pārtraukšana ievērojami pasliktinātu TEC darbības rentabilitāti, nedodot stacijām iespēju segt ikgadējās izmaksas;
2) savukārt samazinājums līdz 75% no pašreizējā atbalsta radītu negatīvus finanšu rādītājus vien tuvākajos gados, bet, sākot no 2018. gada (konservatīvajā scenārijā) vai 2022. gada (attīstības scenārijā ar palielinātu Zviedrijas–Lietuvas (*NordBalt*) starpsavienojuma darbspēju un konkurējošām siltumapgādes stacijām Rīgas labajā krastā), vairs neatstātu ievērojamu ietekmi;
3) kā alternatīva tiešai atbalsta samazināšanai aplūkota jaudas maksājuma korekcijas ieviešana jau no 1., nevis 1201 stundas, kā to paredz pašreizējais regulējums. Tas ļautu samazināt atbalstu, kad tirgus apstākļi ir labvēlīgi TEC darbībai, un paaugstināt, kad tie ir nelabvēlīgi, vienlaikus noturot TEC peļņu mēreni pozitīvā līmenī.

Kā izriet no pētījumā izmantotajām elektroenerģijas cenas un dabasgāzes cenas prognozēm Skandināvijai, turpmākajos gados paredzama labvēlīga situācija dabasgāzes koģenerācijas elektrostaciju darbībai tirgū, kas potenciāli varētu ļaut tām atgūt ne vien mainīgās ražošanas izmaksas, bet arī vismaz daļēji segt kapitālizmaksas no darbības elektroenerģijas tirgū. Tomēr jāņem vērā, ka prognožu ticamība samazinās, jo tālākam laika periodam nākotnē tās veiktas. Tā, piemēram, izmantotās dabasgāzes cenas un Zviedrijas elektroenerģijas tirgus cenas prognozes dažiem tuvākajiem gadiem ir balstītas uz nākotnes darījumu cenām, bet pēc tam ir modelētas.

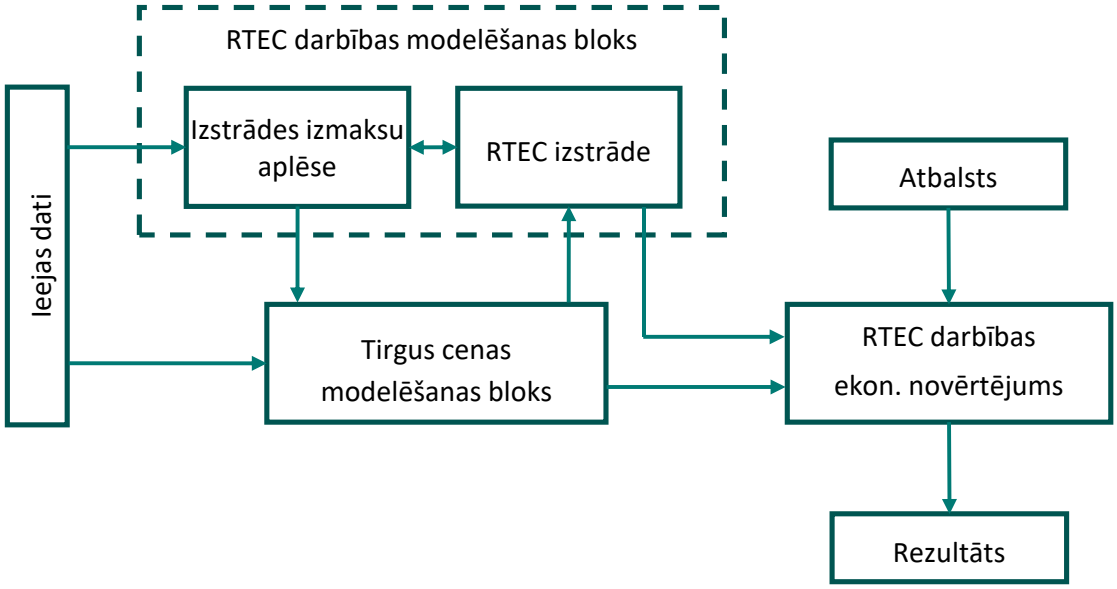
Izmantotie datu avoti

1. *Nord Pool* vēsturiskie dati: http://nordpoolspot.com/historical-market-data/.
2. *Nord Pool REMIT UMM* statistika: https://umm.nordpoolgroup.com
3. ENTSO-E *Transparency Platform*: https://transparency.entsoe.eu/.
4. AS "Latvijas Gāze" dabasgāzes tirdzniecības cena, pieejama: http://lg.lv/?id=139&lang=lat.
5. EEX EUA izsoļu dati, pieejami: https://www.eex.com/en/market-data/environmental-markets/auction-market/european-emission-allowances-auction
6. LVĢMC reģistrētā gaisa temperatūra Rīgā: http://www.meteo.lv/meteorologija-datu-meklesana/?nid=461
7. Dānijas pārvades sistēmas operatora *Energinet.dk* prognozes Ziemeļu valstu reģionam: http://www.energinet.dk/EN/El/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsaetninger/Sider/default.aspx
8. AST Elektroenerģijas pārvades sistēmas attīstības plāns 2017–2026: http://www.ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/10_GAP_2017_2026_21_07_2016.pdf
9. AST Pārvades sistēmas operatora ikgadējais novērtējuma ziņojums par 2015. gadu: http://www.ast.lv/files/ast_files/gadaparskzinoj/PSO_Zinojums_2015.pdf
10. Litgrid generation capacity: http://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/generation-capacity/546
11. "Development of Lithuanian power system and transmission grid 2016–2025": http://www.litgrid.eu/index.php/grid-development-/electricity-transmission-grid-ten-year-development-plan/134
12. Litgrid system power reserves: http://www.litgrid.eu/index.php/services/system-power-reserves/2217
13. "Par iekārtu sarakstu emisijas kvotu sadalei 2013.–2020.gadam": https://likumi.lv/doc.php?id=236986
14. "Noteikumi par elektroenerģijas ražošanu un cenu noteikšanu, ražojot elektroenerģiju koģenerācijā": https://likumi.lv/doc.php?id=189260

Pielikums

1. Kopējais modelēšanas algoritms

Rezultātu iegūšanai izmantoto pieeju vispārīgi paskaidro 2. nodaļā ievietotais attēls, bet nozīmīgāko bloku būtība izklāstīta turpmākajās šī pielikuma apakšnodaļās.



0.1. att. Modeļa struktūra

Algoritma secība ir šāda:

1. tiek nolasīti konkrētam gadam atbilstošie ieejas dati;
2. vadoties pēc dabasgāzes cenas, CO_2 emisijas kvotu cenas un ikstundas siltumslodzes tiek aprēķinātas mainīgās ražošanas izmaksas (īstermiņa robežizmaksas) un iespējamais izstrādes apjoms katram no RTEC energoblokiem koģenerācijas, jauktā un kondensācijas režīmā;
3. pretnostatot katras stundas elektroenerģijas pieprasījumu, importa iespējas un vietējo elektroenerģijas izstrādi bez fosilajiem avotiem, tiek atrasts nesegtais pieprasījums, ja tāds ir, un palielināta elektroenerģijas tirgus cena, līdz šis pieprasījums tiek segts, izmantojot arī fosilās elektrostacijas. Tādējādi tiek iegūta ikstundas tirgus cena;
4. rezultējošais cenas signāls tiek padots RTEC modelim, kas aprēķina atbilstošos izstrādes režīmus;
5. visbeidzot tiek aprēķinātas un salīdzinātas dažādas RTEC izdevumu un ieņēmumu pozīcijas, lai novērtētu energobloku darbības rentabilitāti attiecīgajā modelētajā gadā.

A. RTEC darbības modelēšanas bloks

Kopējā aprēķinu algoritmā Rīgas termoelektrocentrāļu modelēšanas bloks tiek izpildīts divreiz. Pirmajā solī tiek aprēķinātas izstrādes mainīgās izmaksas un tās padotas tirgus cenas aplēses modelim, bet otrajā solī, saņemot aprēķināto tirgus cenu, tiek noteikti energobloku izstrādes grafiki atbilstoši tirgus situācijai.

B. RTEC tehniskie parametri

RTEC darbības modelēšanai izmantoti šādi tehniskie parametri:

- Rīgas labā krasta siltumslodzes sadalījums starp TEC-1 un TEC-2: apkures sezonas laikā pieņemts, ka šī attiecība (*k*) ir 40%:60% (kas izriet no pēdējo gadu reālā sadalījuma no AS "Latvenergo" gada pārskatiem), turpretī vasarai tiek pieņemts, ka siltumapgādi (pamatā karstā ūdens apgādei) nodrošina TEC-1;
- pašpatēriņš elektroenerģijas ražošanā pieņemts 5% (izriet no AS "Latvenergo" gada pārskatiem, salīdzinot izstrādāto un piegādāto elektroenerģijas apjomu);
- elektriskās jaudas tehniskie minimumi – 185 MW (TEC-2.1), 148 MW (TEC-2.2) un 45 MW (TEC-1);
- uzstādītā elektriskā jauda – attiecīgi 407 MW un 419 MW TEC-2.1 un TEC-2.2 koģenerācijā, bet 437 MW un 439 MW kondensācijā[35], savukārt TEC-1– 144 MW[36] (iespējama tikai koģenerācija);
- uzstādītā siltumjauda 274 MW, 270 MW un 145 MW attiecīgi TEC-2.1, TEC-2.2 un TEC-1 energoblokiem, bet 580 MW un 348 MW ūdenssildāmajiem katliem attiecīgi TEC-2 un TEC-1 kompleksā;
- elektroenerģijas un siltumenerģijas izstrādes apjoma attiecība koģenerācijas režīmā ($a_{TEC2.1}$, $a_{TEC2.2}$, a_{TEC1}), pieņemta atbilstoši energobloku nominālajai jaudai – 1,49 (TEC-2.1), 1,55 (TEC-2.2) un 0,99 (TEC-1);
- pieņemti lietderības koeficienti – TEC-2 blokos koģenerācijas režīmā 0,8690 un 0,8819, bet kondensācijas režīmā 0,5577 un 0,5561, turpretī TEC-1 – 0,8854; realitātē lietderības koeficienti ir atkarīgi no daudziem faktoriem, piemēram, izstrādes jaudas konkrētajā brīdī un gaisa temperatūras, taču, lai šādu nelinearitāti korekti aproksimētu, nepieciešama ilggadēju izstrādes datu analīze; tā kā šī pētījuma ietvaros modelēšanas pieņēmumiem izmantota tikai publiski pieejamu informācija, šeit koeficienti tiek uzskatīti par konstantiem;
- dabasgāzes CO_2 emisiju faktors – 0,2002 t/MWh (LVĢMC[37]);
- astoņu ūdenssildāmo katlu lietderības koeficienti izvēlēti, tos pieņemot par augstas lietderības ūdenssildāmajiem katliem – 0,92.

---

[35] "Atļauja A kategorijas piesārņojošai darbībai" (TEC-2): http://www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=4669

[36] "Atļauja A kategorijas piesārņojošai darbībai" (TEC-1): http://www.vpvb.gov.lv/lv/piesarnojums/a-b-atlaujas/?download=1224

[37] "CO_2 emisiju no stacionārās kurināmā sadedzināšanas aprēķina metodika": http://www.meteo.lv/fs/files/CMSP_Static_Page_Attach/00/00/00/02/03/CO2_met_2016_final.pdf

C. RTEC modeļa algoritms

Modeļa darbību 1. iterācijā var vienkāršoti paskaidrot ar šādiem galvenajiem soļiem:

1. Rīgas labā krasta ikstundas (t) siltumslodzes sadalījums starp TEC-1 un TEC-2:

$$Q_{\mathrm{TEC1}}^{t} + Q_{\mathrm{TEC2}}^{t} = k \cdot Q_{\Sigma}^{t} + (1-k) \cdot Q_{\Sigma}^{t};$$

2. elektroenerģijas apjoma aprēķins, ko iespējams izstrādāt katrā no energoblokiem, ņemot vērā to pieejamību un nepieciešamo siltumslodzi; pie mazas siltumslodzes TEC-2 darbības laikā prioritāte tiek dota 2. energoblokam, kam augstāka efektivitāte:

$$E_{n\,\text{koģ.}}^{t} = a_n \cdot Q_n^{t} \cdot A_{n\,\text{en.b.}}^{t}, \text{ ja } Q_{n\,\text{koģ.}}^{\min} \le Q_n^{t} \le Q_{n\,\text{koģ.}}^{\max};$$

$$E_{n\,\text{koģ.}}^{t} = a_n \cdot Q_{n\,\text{koģ.}}^{\max} \cdot A_{n\,\text{en.b.}}^{t}, \text{ ja } Q_n^{t} > Q_{n\,\text{koģ.}}^{\max};$$

$$E_{n\,\text{koģ.}}^{t} = 0, \text{ ja } Q_n^{t} < Q_{n\,\text{koģ.}}^{\min},$$

kur n – energobloks (TEC-1, TEC-2.1 vai TEC-2.2), bet $A_{n\,\text{en.b.}}^{t}$ – konkrēta energobloka pieejamība darbam konkrētajā stundā (binārs mainīgais ar vērtību 1 vai 0).

3. dabasgāzes patēriņa, tās izmaksu, CO_2 izmešu un to izmaksu aprēķins katram energoblokam:

$$G_{n\,\text{koģ.}}^{t} = \frac{E_{n\,\text{koģ.}}^{t} + Q_{n\,\text{koģ.}}^{t}}{\eta_{n\,\text{koģ.}} \cdot Q_{ZSS} \cdot 1{,}16222 \cdot 10^{-6}},$$

kur Q_{ZSS} ir dabasgāzes zemākais sadegšanas siltums (kCal/nm^3);

$$G_{n\,\text{koģ. E}}^{t} = \frac{E_{n\,\text{koģ.}}^{t}}{E_{n\,\text{koģ.}}^{t} + Q_{n\,\text{koģ.}}^{t}} \cdot G_{n\,\text{koģ.}}^{t},$$

$$C_{n.\,\text{koģ. E, G}}^{t} = G_{n\,\text{koģ. E}}^{t} \cdot c_{\mathrm{G}} \cdot 10^{-3},$$

kur c_{g} ir dabasgāzes cena, par kādu elektroenerģijas ražotājs to iepērk (€/t.nm^3);

$$Izm_{n\,\text{koģ. E}}^{t} = G_{n\,\text{koģ. E}}^{t} \cdot Q_{ZSS} \cdot 1{,}16222 \cdot 10^{-6} \cdot Em_{\mathrm{CO_2}},$$

kur $Em_{\mathrm{CO_2}}$ ir oglekļa dioksīda emisiju faktors (t/MWh);

$$C_{n.\,\text{koģ. E, CO}_2}^{t} = Izm_{n\,\text{koģ. E}}^{t} \cdot c_{\mathrm{CO_2}};$$

4. TEC-1, TEC-2.1, TEC-2.2 koģenerācijā izstrādātās elektroenerģijas konkrētajā stundā robežizmaksu aprēķins;

$$C_{n.\,\text{koģ. E}}^{t} = C_{n.\,\text{koģ. E, G}}^{t} + C_{n.\,\text{koģ. E, CO}_2}^{t};$$

$$c^{t}_{n.\ \text{koģ. E}} = \frac{C^{t}_{n.\ \text{koģ. E}}}{E^{t}_{n\ \text{koģ.}} - E^{t}_{n\ \text{pp.}}};$$

kur $E^{t}_{n\ \text{pp.}}$ – pašpatēriņš (MWh);

5. pēc tāda paša principa tiek veikts aprēķins TEC-2 energobloku darbam kondensācijas režīmā, izmantojot kondensācijas režīma lietderības koeficientus, un jauktajā režīmā (koģen. + kondens.), ja konkrētajam energoblokam ir sedzama siltumslodze;
6. rezultātā no šī modeļa uz tirgus cenas aprēķina bloku tiek padota TEC-1, TEC-2.1 un TEC-2.2 iespējamā elektroenerģijas izstrāde pa stundām koģenerācijas režīmā un attiecīgās tās ražošanas izmaksas, kā arī TEC-2.1 un TEC-2.2 iespējamā izstrāde jauktā vai kondensācijas režīmā ar attiecīgajām izmaksām.

D. RTEC ekonomiskās darbības novērtējuma izmaksu pieņēmumi

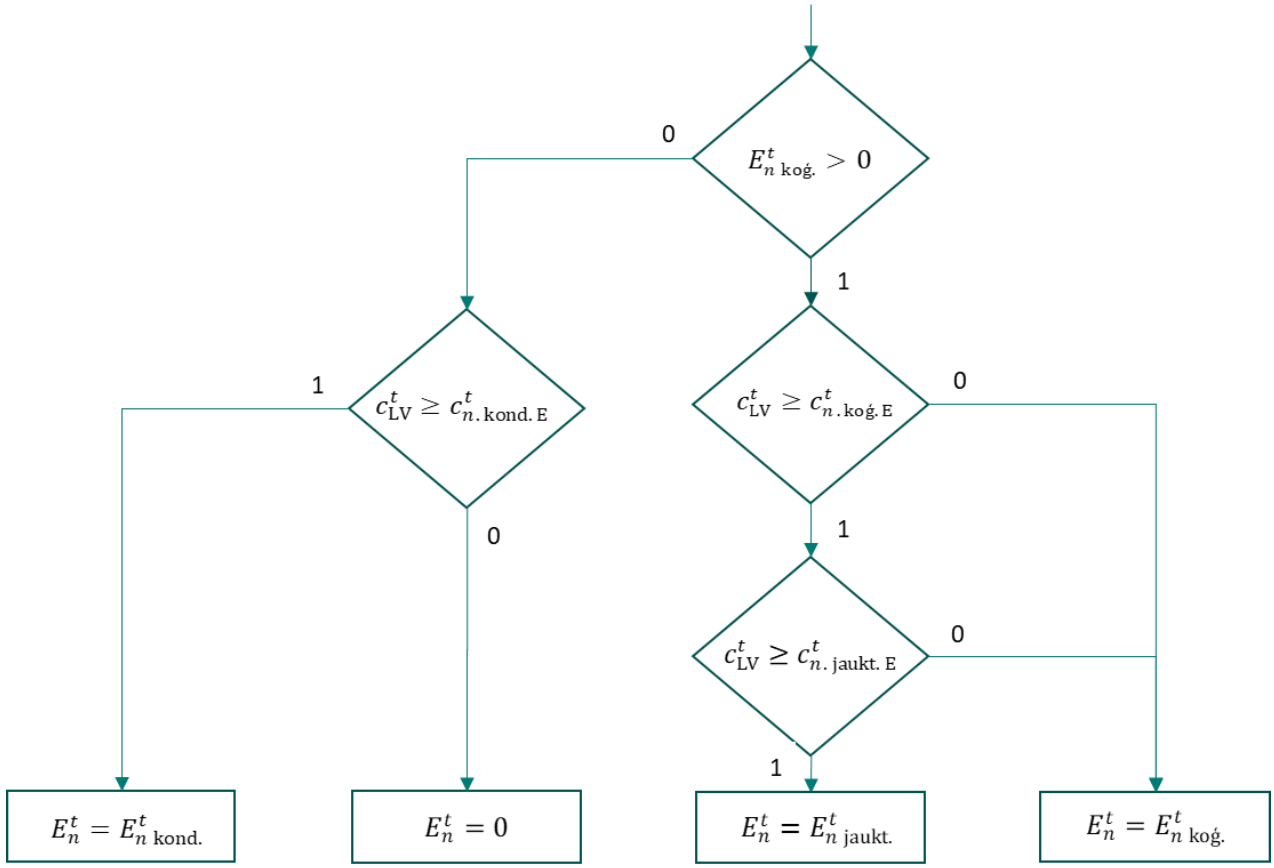
Rīgas TEC rentabilitātes un kapitālizmaksu atpelnīšanas aplēsē tiek ņemti vērā mainīgie ienākumi un izdevumi, kas iegūti no RTEC darbības modeļa, kā arī kapitālizmaksu un uzturēšanas izmaksu dati, kas apkopoti no publiski pieejamiem avotiem.

Parametrs	***TEC-1***	***TEC-2.1***	***TEC-2.2***	***Avoti***
Investīcijas (M€)	106	178	320	E&P 2010/4[38] (TEC-1); E&P 2011/6[39] (TEC-2.1); Latvenergo[40] (TEC-2.2)
WACC[41] (%)	7,8%	7,8%	7,8%	Latvenergo[42]
Darba mūžs (gados)	15	20	15	MK noteiktais atbalsta ilgums
Darbības laika posms	2006–2020	2009–2028	2014–2028	
Fiksētās uzturēšanas izmaksas (€/kW/gadā)	24,3	19,8	19,8	BRILLIANT project[43]
Mainīgās uzturēšanas izmaksas (€/MWh)	1,4	0,7	0,7	
Kapitālizmaksas, attiecinātas uz vienu modelētās darbības gadu (M€)	12,23	17,86	36,93	Aprēķinātas ar pieņemto WACC

[38] "Rīgas TEC-1 rekonstrukcijas projekts noslēdzies": http://eunp.lza.lv/images/stories/arhivs/LIELIE/2010_4.pdf
[39] "Rīgas TEC-2 rekonstrukcijas projekta otrā kārta": http://eunp.lza.lv/images/stories/arhivs/LIELIE/2011_6.pdf
[40] "Rīgas TEC-2 rekonstrukcija: moderna un efektīva bāzes jauda Latvijai": http://www.latvenergo.lv/lat/Jaunumi/preses_relizes/5355-rigas-tec-2-rekonstrukcija-moderna-un-efektiva-bazes-jauda-latvijai
[41] *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) – vidējās svērtās kapitāla izmaksas
[42] AS "Latvenergo" gada pārskats (nominālā pirmsnodokļu diskonta likme): http://www.latvenergo.lv/files/news/AS%20Latvenergo%202016%20Gada%20parskats.pdf
[43] WP3, T3.1 report "Overview of current power systems in Baltic region": http://balticbrilliantproject.eu/onewebmedia/16.10.28%20Joint%20report%20for%20Brilliant%20task%203.1.pdf

E. RTEC izstrādes režīma noteikšana un ieņēmumu/izdevumu aprēķins

Pēc tam, kad no tirgus cenas modelēšanas bloka iegūtas ikstundas elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenas *Nord Pool* Latvijas apgabalā, tās tiek ievadītas RTEC darbības modelī 2. iterācijai, kuras laikā, salīdzinot mainīgās ražošanas izmaksas ar šo cenu, pieņem lēmumu, kādā režīmā katram energoblokam strādāt. Šo principu vienkāršoti paskaidro 0.2. attēls.



0.2. att. Vienkāršots algoritms Rīgas TEC-2 energobloku režīmu izvēlei atkarībā no tirgus cenas

Šajā attēlā $E^t_{n\ \text{koģ.}}$, $E^t_{n\ \text{jaukt.}}$ un $E^t_{n\ \text{kond.}}$ ir izstrādājamā elektroenerģija, bet $c^t_{n.\ \text{koģ. E}}$, $c^t_{n.\ \text{jaukt. E}}$ un $c^t_{n.\ \text{kond. E}}$ šīs enerģijas izstrādes pašizmaksa attiecīgi koģenerācijas, jauktajā un kondensācijas režīmā stundā t energoblokā n. Savukārt c^t_{LV} ir *Nord Pool* cena Latvijas tirdzniecības apgabalā, kuras modelēšana paskaidrota turpmāk.

RTEC modelis tālāk aprēķina summāros ienākumus un izdevumus, kas saistīti ar elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošanu Rīgas TEC, tostarp *Nord Pool* biržā nopelnīto un no AS "Rīgas Siltums" saņemto samaksu par siltumenerģijas pārdošanu.

Cita starpā tiek aprēķināta arī jaudas komponentes korekcija, kas ir apjoms, par kuru tiek samazināts jaudas maksājums koģenerācijas elektrostacijai, ja tai ir izdevies veiksmīgi nopelnīt ar tirdzniecību elektroenerģijas biržā. Pēc pašreizējiem MK noteikumiem Nr. 221 šī korekcija tiek veikta no 1201. darba stundas.

Jaudas komponentes korekcijas aprēķins tiek veikts mēneša griezumā, salīdzinot katrā stundā pārdotās elektroenerģijas tirgus cenu un izstrādātās enerģijas mainīgās izmaksas, kas savukārt tiek noteiktas pēc MK noteikumos norādītās formulas:

$$\frac{T_{\mathrm{g}} + T_{\mathrm{a}}}{9{,}3} \cdot 1{,}2 + CO_2 \cdot 0{,}17 + 3{,}55,$$

kur T_{g} – dabasgāzes tirdzniecības gala tarifs bez pievienotās vērtības nodokļa atbilstoši dabasgāzes patēriņa apjomiem (€/tūkst.n.m^3); T_{a} – dabasgāzes akcīzes nodoklis (€/tūkst.n.m3), CO_2 – oglekļa dioksīda izmešu kvotu (EUA) cena (€/t).

Tiek aprēķināta ikstundas starpība starp šīm izmaksām un elektroenerģijas cenu un šī starpība reizināta ar konkrētajā stundā tirgū pārdoto elektroenerģiju, tādējādi nosakot konkrētajā stundā gūtos papildu ieņēmumus (vai zaudējumus). Šie papildu ieņēmumi tiek summēti kalendārā mēneša ietvaros. Ja šī summa ir pozitīva, tiek veikta jaudas maksājuma korekcija par apjomu, kas vienāds ar 75% no gūtajiem papildu ieņēmumiem.

2. Tirgus cenas modelēšanas bloks

Elektroenerģijas tirgus cenas aprēķins Latvijas tirdzniecības apgabalā balstās uz netiešu pieprasījuma un piedāvājuma līkņu imitāciju. Pieprasījums tiek uzskatīts par neelastīgu jeb tādu, kas pats par sevi nav no cenas atkarīgs. Tā kā Latvijas un Lietuvas apgabali pietiekamas starpsavienojumu caurlaides spējas dēļ tiek apskatīti vienkopus, tad, lai iegūtu to pieprasītās elektroenerģijas apjomu, ko tirgum katrā stundā jāspēj nosegt, šo valstu katras stundas patēriņš tiek summēts. Modelējot nākotnes scenārijus, par pamatu tiek izmantoti vēsturiskie patēriņa dati, kuri tiek mērogoti uz analizētajam gadam atbilstošu elektroenerģijas kopējā patēriņa prognozi. Tātad, piemēram, lai iegūtu stundas t elektroenerģijas pieprasījumu Latvijā 2020. gadā, jāveic šāds aprēķins:

$$E^{t}_{\text{piepr. LV 2020}} = E^{t}_{\text{piepr. LV 2016}} \cdot \frac{E^{\Sigma}_{\text{piepr. LV 2020}}}{E^{\Sigma}_{\text{piepr. LV 2016}}},$$

kur $E^{\Sigma}_{\text{piepr. LV YYYY}}$ ir no pārvades sistēmas operatora prognozētais kopējais elektroenerģijas patēriņš konkrētā gadā. Veicot šādu mērogošanu Lietuvas patēriņam, tiek atskaitīta Kroņu hidroakumulācijas elektrostacijas (HAES) patērētā elektroenerģija, jo tās darbība tiek modelēta atsevišķi. Proti, tiek pieņemts, ka šī stacija piedalās tirgū kā elektroenerģiju patērējošs vai ģenerējošs spēlētājs (ar diviem no četriem agregātiem), pērkot to tad, kad konkrētās stundas cena ir zemāka nekā 80% un pārdodot tad, kad tā ir augstāka nekā 111% no divu nedēļu vidējās tirgus cenas. Šāda darbības modelēšana izriet no pieņemta Kroņu HAES lietderības koeficienta – 0,72. Papildus pastāv ierobežojumi, kas nepieļauj ūdenskrātuves apjoma pārkāpšanu.

No elektroenerģijas piedāvājuma puses savukārt atsevišķi jāizceļ mazie un subsidētie ražotāji, kuru izstrāde pieņemta kā no tirgus cenas neatkarīga un tiek mērogota nākotnes scenārijos līdzīgi pieprasījumam. Šie avoti ir: mazās hidroelektrostacijas, biomasas koģenerācijas stacijas, vēja parki Latvijā un Lietuvā, solārie elektroenerģijas avoti un atkritumu sadedzināšanas spēkstacijas Lietuvā, kā arī pārējo avotu apkopota izstrāde katrai no abām valstīm. Lielo Latvijas hidroelektrostaciju ikstundas izstrādes nākotne scenārijiem arī tiek modelēta atbilstoši vēsturiskajiem datiem, pieņemot, ka tajos jau pietiekami precīzi pārādās šo elektrostaciju darbības īpatnības – proti, izstrāde atbilstoši tradicionālam tirgus cenu grafikam

ar palielinātu jaudu pieprasījuma maksimumu laikā, bet samazinātu naktīs un brīvdienās. Arī HESu izstrādes sezonālais raksturs tiek ievērots, izmantojot vēsturiskos datus, t. i., mazākas pieteces dēļ samazināta elektroenerģijas ražošana vasarā, bet darbība ar palielinātu jaudu modelēta palu laikā.

Nākamais elektroenerģijas bilanci ietekmējošais faktors ir elektroenerģijas importa iespējas *Nord* Pool nākamās dienas tirgū caur Igaunijas–Latvijas un Zviedrijas–Lietuvas (*NordBalt*) starpsavienojumiem. Tamdēļ nākotnes scenāriju modelēšanai tiek pielāgoti vēsturiskie šo savienojumu atslēgumu dati. Igaunijas–Latvijas starpsavienojumiem turklāt pieņemtas divas caurlaides spējas palielināšanas – 2021. un 2025. gadā. *NordBalt* kabeļa modelēšanā kā īpatnība jāmin atšķirīgā pieeja dažādajos scenārijos – konservatīvajā scenārijā tā atslēgumu profils pieņemts, balstoties uz tā 2016.–2017. gada atslēgumu statistiku, bet attīstības scenārijā – atbilstoši *Estlink-2* vēsturiskajiem datiem.

No *Nord Pool* apgabaliem Latvijā un Lietuvā importētās elektroenerģijas cena pieņemta vienāda ar prognozēto cenu SE4 tirdzniecības apgabalā katrā stundā, kas savukārt izteikta no prognozētās katra gada vidējās elektroenerģijas cenas šajā apgabalā, kas atbilstoši modelēšanas pieņēmumiem ņemta no *Energinet.dk* datubāzes.

Tātad 1. tuvinājumā elektroenerģijas nākamās dienas tirgus bilance tiek aprēķināta bez vietējām fosilajām elektrostacijām kā:

$$E^t_{LV+LT} = -E^t_{piepr.\,LV} - E^t_{piepr.\,LT} + E^t_{hidro.\,LV} + E^t_{biom.\,LV} + E^t_{vējš\,LV} + E^t_{citi\,LV} + E^t_{biom.\,LT} +$$

$$+ E^t_{saul.\,LT} + E^t_{atkr.\,LT} + E^t_{vējš\,LT} + E^t_{citi\,LT} + E^t_{hidro\,LT} + E^t_{imp.\,EE} + E^t_{imp.\,SE4}.$$

Gadījumā, ja $E^t_{\mathrm{LV+LT}}$ ir negatīvs, tiek pieņemts pirmās lētākās termoelektrostacijas piedāvājums. Ja ar tās izstrādi nepietiek, tiek pieņemts nākamais lētākais piedāvājums, procesu atkārtojot tik ilgi, līdz $E^t_{\mathrm{LV+LT}}$ ir nulle vai pozitīvs, kas nozīmē, ka sasniegts tirgus līdzsvars (pozitīvs saldo šajā brīdī nozīmētu elektroenerģijas eksportu). Rezultējošo elektroenerģijas vairumtirdzniecības cenu Latvijas apgabalā tad nosaka dārgākās pieņemtās elektrostacijas robežizmaksas.

Kopā ar detalizētajiem TEC dažādo režīmu modeļiem kā iespējamās cenu noteicošās tiek apskatītas un kopējā piedāvājuma līknē virknētas stilizētas elektrostacijas ar šādiem parametriem, kuri pieņemti, balstoties uz apkopojumu[44] un Lietuvas pārvades sistēmas operatora informāciju[45].

[44] WP3, T3.1 report "Overview of current power systems in Baltic region": http://balticbrilliantproject.eu/onewebmedia/16.10.28%20Joint%20report%20for%20Brilliant%20task%203.1.pdf
[45] http://www.litgrid.eu/index.php/grid-development-/electricity-transmission-grid-ten-year-development-plan/134

0.1. tabula. Saimnieciskā izdevīguma līknē iekļauto piedāvājumu parametri

Tips	dabasgāzes					mazuta	
Maks. jauda (MW)	360	60	110	335	455	600	
Lietderības koeficients	0,915 (koģ.)	0,9065 (koģ.)	0,8087 (koģ)	0,7988 (koģ)	0,58 (kond.)	0,38 (kond.)	0,22 (kond.)

Gadījumā, ja viss patēriņš joprojām netiek nosegts, tirgus cena tiek pielīdzināta dārgākās – mazuta elektrostacijas ar lietderības koeficientu 0,22 pašizmaksai, lai ievērotu nosacījumu, ka patēriņam jābūt nosegtam.

Izstrādātais tirgus cenas aplēses modelis tika validēts ar 2016. gada vēsturiskajiem datiem, kuros gada vidējā cena LV apgabalā bija 36,09 €/MWh, bet vidējā svērtā – 38,55 €/MWh. No modeļa iegūtie rezultāti ir tuvi faktiskajiem: attiecīgi 35,53 un 37,58 €/MWh. Konstatētā nelielā atšķirība ļauj optimistiski lūkoties uz izstrādātā modeļa spēju aplēst elektroenerģijas tirgus cenu.

3. Siltumslodzes aplēse

Lai izveidotu Rīgas labā krasta (ar RTEC sedzamās) siltumslodzes ikstundas grafiku, par pamatu tiek ņemta summārā no RTEC "Rīgas Siltumam" pārdotā siltumenerģija 2016. gadā (2416 MWh) un faktiskā ikstundas gaisa temperatūra šajā gadā. Mērķis ir atrast izteiksmi, ar kuru aproksimēt siltumslodzes atkarību no gaisa temperatūras apkures sezonas laikā.

Vispirms tiek aplēsta vasaras stundas siltumslodze, kura modelēšanas vienkāršojuma dēļ pieņemta vienāda visās stundās. Proti, balstoties uz AS "Latvenergo" gada pārskatiem, noteikts, ka 3. ceturksnī (01.07.2016.–30.09.2016) summārā izstrādātā siltumenerģija atbilst 179 GWh jeb vidēji 81 MWh stundā. Pieņemot, ka modelētais laika posms ārpus apkures sezonas būs 01.05.2016.–30.09.2016. un izmantojot gada kopējo siltumenerģijas izstrādes apjomu, iegūst, ka apkures sezonā tiek izstrādāts 2118,6 MWh siltumenerģijas.

Tiek risināts optimizācijas uzdevums, kura mērķis ir atrast 2. pakāpes polinoma koeficientus, kas aproksimētu slodzi no temperatūras. Mērķa funkcija ir kļūdas minimizācija, par kļūdu šajā gadījumā uzskatot aproksimētās ikstundas siltumslodzes summas novirzi no uzdotās.

Protams, tādam uzdevumam būtu ļoti daudz iespējamu atrisinājumu, tāpēc, lai iegūtu tādu sakarību, kas rezultējoši dotu ticamu siltumslodzes laika grafiku, tiek papildus iestatīti ierobežojumi, ka siltumslodzei siltākās apkures sezonas stundas laikā jābūt 100 MWh apmērā, bet aukstākās stundas laikā – robežās no 990 līdz 1100 MWh. Rezultātā iegūts šāds polinoms:

$$Q(T) = 0{,}418 \cdot T^2 - 25{,}152 \cdot T + 407{,}877.$$