



VPP “Enerģētika”
Projekts “FutureProof”
VPP-EM-INFRA-2018/1-0005



RTU
ELEKTROTEHNIKAS UN
VIDES INŽENIERZINĀTŅU
FAKULTĀTE

Tirgus modelēšana un imitācija: sākotnējie rezultāti

Nodevums D3.1

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

Autori: profesors *Dr. habil. sc. ing.* **Antans Sauhats** (projekta vadītājs), vadošā pētniece *Dr. sc. ing.* **Ļubova Petričenko**, vadošais pētnieks *Dr. sc. ing.* **Romāns Petričenko**, vadošais pētnieks *Ph. D.* **Kārlis Baltputnis**, vadošā pētniece *Ph. D.* **Zane Broka** (atbildīgā izpildītāja)

25.03.2021.

Saturs

Attēlu saraksts	4
Tabulu saraksts	5
Saīsinājumu saraksts.....	6
Ievads	7
1. Baltijas jūras reģiona valstu energoinfrastruktūra un attīstība	11
1.1. Latvija.....	11
1.2. Lietuva	11
1.3. Igaunija.....	12
1.4. Somija, Zviedrija, Polija.....	13
1.5. Baltijas jūras reģiona valstu energosistēmu attīstības plāni.....	13
2. Metodoloģija	16
2.1. Attīstības uzdevumu risinātāji un mērķi	16
2.2. Energosistēmas matemātiskais modelis	16
2.3. Procesu prognozēšana.....	19
2.4. Optimizācijas uzdevuma nostādne un vienkāršojumi.....	20
2.5. Elektroenerģijas tirgus modelis	20
2.6. Izmantojamie rīki.....	21
3. Modelēšanas scenāriji un Baltijas energosistēmas modelēšanas rezultāti	23
3.1. Ieejas dati	23
3.2. 2030., 2040. un 2050. gada prognozes.....	24
3.3. Baltijas valstu energosistēmu disbalansa novērtēšanas rezultāti	28
3.4. Baltijas valstu CO ₂ emisijas apjoms	31
3.5. Elektroenerģijas imports/eksports	32
4. Latvijas energosistēmas modelēšanas rezultāti.....	33
4.1. Latvijas disbalansa novērtējuma rezultāti.....	33
4.2. Latvijas CO ₂ emisijas apjoms	37
5. AER elektrostaciju darbības rentabilitātes novērtējums elektroenerģijas tirgos	38
5.1. Scenāriji, pamatpieņēmumi un ierobežojumi	39
5.2. Rezultāti	41
5.3. Cenu veidošanās 2. scenārijs un atbalsta ietekme	46
5.4. Jūtīguma analīze un IRR aprēķins	48
Kopsavilkums.....	51

Attēlu saraksts

2.1. att. Modelēšanas platformas vispārināta struktūra	17
2.2. att. Modelētās energosistēmas shēma	18
2.3. att. Baltijas valstu energosistēmu starpsavienojumu shematisks attēlojums.....	18
2.4. att. Prognozēšanas laika struktūra	19
3.1. att. Modelētā Baltijas valstu elektroenerģijas ģenerācija 2050. gadā (bāzes scenārijs)	24
3.2. att. Ikgadējā elektroenerģijas cenas un patēriņa prognoze no SKM Market Predictor	25
3.3. att. Ikstundas elektroenerģijas tirgus cenas un pieprasījuma prognoze	25
3.4. att. Latvijā prognozētā elektroenerģijas cena 2030., 2040. un 2050. gadā.....	26
3.5. att. Lietuvā prognozētā elektroenerģijas cena 2030., 2040. un 2050. gadā.....	27
3.6. att. Igaunijā prognozētā elektroenerģijas cena 2030., 2040. un 2050. gadā	27
3.7. att. Baltijas valstu vidējo cenu prognoze un to procentuālās izmaiņas	28
3.8. att. Modelētās BVE disbalansa vērtības 2030., 2040. un 2050. gadā.....	29
3.9. att. Modelētās BVE disbalansa vērtības pēc importa/eksporta 2030., 2040. un 2050. gadā	29
3.10. att. Modelētās BVE disbalansa vērtības pēc rezerves jaudas izmantošanas 2030., 2040. un 2050. gadā	30
3.11. att. Modelētais BVE disbalanss bāzes scenārijā 2030., 2040. un 2050. gadā.....	30
3.12. att. BVE CO ₂ emisijas apjoms 2030., 2040. un 2050. gadā (bāzes scenārijs).....	31
3.13. att. Modelētās BVE enerģijas importa izmaksas un ieņēmumi par eksportu 2030., 2040., 2050. gadā	32
3.14. att. Modelētais BVE importa/eksporta apjoms 2030., 2040., 2050. gadā bāzes scenārijā.....	32
4.1. att. LEM disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 20% AER daļu.....	33
4.2. att. LEM disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 30% AER daļu.....	34
4.3. att. LEM disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 40% AER daļu.....	34
4.4. att. Latvijas energosistēmas gala disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 20% AER daļu.....	35
4.5. att. Latvijas energosistēmas gala disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 30% AER daļu.....	36
4.6. att. Latvijas energosistēmas gala disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 40% AER daļu.....	36
4.7. att. Latvijas CO ₂ emisijas apjoms 2030., 2040., 2050. gadā bāzes scenārijā.....	37
5.1. att. NPV un PP aprēķina algoritms (elektroenerģijas tirgus cenas veidošanās 2. scenārijs)	40
5.2. att. VES saražotais ikstundas elektroenerģijas apjoms gada laikā atkarībā no VES jaudas.....	42
5.3. att. SES saražotais ikstundas elektroenerģijas apjoms gada laikā atkarībā no SES jaudas.....	42
5.4. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no SES uzstādītās jaudas (neņemot kredītu, bez subsīdiu piemērošanas, elektroenerģijas cenas veidošanas 1. scenārijs).....	43
5.5. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no VES uzstādītās jaudas (neņemot kredītu, bez subsīdiu piemērošanas, elektroenerģijas cenas veidošanas 1. scenārijs).....	43
5.6. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par investīciju un uzturēšanas izmaksām (1 GW SES)	48
5.7. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par investīciju un uzturēšanas izmaksām (1,5 GW VES).....	48
5.8. att. IRR jutība pret izmaiņām kapitālizmaksu un uzturēšanas izmaksu pieņēmumos (1 GW SES)	49
5.9. att. IRR jutība pret izmaiņām kapitālizmaksu un uzturēšanas izmaksu pieņēmumos (1,5 GW VES)	49
5.10. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par diskonta likmi (1 GW SES).....	50
5.11. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par diskonta likmi (1,5 GW VES).....	50

Tabulu saraksts

2.1. tab. Attīstības uzdevumu risinātāji un uzdevumu risināšanas mērķi.....	16
3.1. tab. Modelētās Baltijas AER elektrostaciju uzstādītās jaudas diapazons (MW) visos scenārijos.....	23
3.2. tab. BVE disbalansa modelēšanas rezultāti 2030., 2040. un 2050. gadam dažādiem scenārijiem (procentuālā vērtība no kopējā stundu skaita).....	31
4.1. tab. LEM disbalansa rezultāti 1. iterācijā	35
4.2. tab. LEM "Disbalanss 3" aprēķinu rezultāti.....	37
5.1. tab. NPV un PP aprēķinam izmantotie ekonomiskie parametri.....	41
5.2. tab. SES ieņēmumi no elektroenerģijas pārdošanas	44
5.3. tab. VES ieņēmumi no elektroenerģijas pārdošanas.....	45
5.4. tab. SES aprēķinu rezultātu apkopojums.....	47
5.5. tab. VES aprēķinu rezultātu apkopojums.....	47

Saīsinājumu saraksts

AER	atjaunīgie enerģijas resursi
AkES	akumulācijas elektrostacija
BVE	Baltijas valstu energosistēma
EE	Igaunija
EM	elektromobilis
ES	Eiropas Savienība
FI	Somija
HAES	hidroakumulācijas elektrostacija
HES	hidroelektrostacija
IEA	<i>International Energy Agency</i> , Starptautiskā Enerģētikas aģentūra
IRR	iekšējās atdeves koeficients
LCOE	izlīdzinātās enerģijas izmaksas
LEM	Latvijas energosistēmas modelis
LT	Lietuva
LV	Latvija
mHES	mazjaudas hidroelektrostacija
NPV	neto pašreizējā vērtība
PFES	peldoša fotoelektriskā stacija
PL	Polija
PP	atmaksāšanās periods
REM	reģiona energosistēmas modelis
SE4	Zviedrijas apgabals <i>Nord Pool</i> biržā
SES	saules elektrostacija
VES	vēja elektrostacija

Ievads

Šis ir projekta "FutureProof" darba posma WP3 "Tirgus modelēšana un imitācijas" nodevums D3.1, kurā apkopoti sākotnējie šī posma rezultāti. Projekta "FutureProof" darba posma WP3 pamatmērķis ir Latvijas energosistēmas un Baltijas valstu energosistēmas (BVE) kopumā darbības analīze tirgus apstākļos, novērtējot dažādu iespējamo ilgtermiņa attīstības scenāriju ietekmi uz BVE importa/eksporta iespējām, tirgus plūsmām, elektroenerģijas cenām un izmaksām, kā arī dažādu elektrostaciju rentabilitāti tirgū.

Nodevumā konspektīvi aprakstīta izstrādātā tirgus darbības modelēšanas metodoloģija, izmantotie rīki, modeļi un pamatpieņēmumi, kā arī izklāstīti sākotnējie dažu scenāriju modelēšanas un imitācijas rezultāti, kas tiks izvērsti un pilnveidoti projekta turpinājumā, sagatavojot nodevumu D3.2 ar galīgajiem rezultātiem. Līdzšinējā WP3 etapā galvenais uzdevums bija pārliecināties par izvēlēto metožu, algoritmu un programmatūru darbietespēju un iespēju veikt dažādu Baltijas valstu energosistēmu (BVE) attīstības scenāriju modelēšanu elektroenerģijas tirgus apstākļos. Šis nodevums izmanto iepriekšējo nodevumu D1.1, D1.2 un D2.1 rezultātus, uz kuru pamata veikta Baltijas un kaimiņvalstu (Somija, Zviedrija, Polija) elektrības cenu ilgtermiņa prognoze, izveidoti ģenerācijas un enerģijas pieprasījuma izmaiņu scenāriji, pamatots Baltijas valstu apvienotās energosistēmas modelis, izvēlēti starpvalstu elektrolīniju pārvades spējas ierobežojumi un modelējamo elektrostaciju veidi. Lai nodrošinātu lasītājam iespēju iepazīties ar šo nodevumu neatkarīgi no iepriekšējiem, šī nodevuma sākumdaļā konspektīvi izklāstīti izmantotie pamatpieņēmumi un dati.

Eiropas sabiedrības centieni kāpināt energoapgādes efektivitāti un mazināt ietekmi uz klimata izmaiņām (atbilstoši ES direktīvai 2018/1999) ir ieviesuši nozīmīgas izmaiņas enerģijas ģenerācijā un energoapgādē: straujas izmaiņas vērojamas atjaunīgo energoresursu (AER) skaitā, to jaudā un to saražotās enerģijas īpatsvarā; augusi koģenerācijas staciju loma; uzlabojušies starpvalstu savienojumi; attīstījušās tvaika-gāzes tehnoloģijas, ko plaši izmanto lielaudas koģenerācijas stacijās; attīstījušies viedie tīkli, viedās ierīces un informācijas un komunikācijas tehnoloģijas ar divpusējas vadības iespējām, kā arī izklīdētā ģenerācija un enerģijas akumulācijas sistēmas. Notikušas straujas un nozīmīgas izmaiņas enerģijas pieprasījumā, cenās un energoapgādes standartos.

Eiropā un visā pasaulē sagaidāms ievērojams vēja un saules elektrostaciju jaudas pieaugums. Saskaņā ar *Global Wind Energy Council* ziņojumu¹ vēja enerģijas īpatsvars pasaules kopējā elektroenerģijas ražošanas apjomā pēdējos 20 gados ir audzis vairāk nekā piecdesmitkārt. Nozīmīga izaugsme vērojama arī saules enerģētikā, ko apliecina 115 GW jaunuzstādītā jauda 2019. gadā, kas gandrīz divas reizes pārsniedz jaunu vēja elektrostaciju uzstādīto jaudu (60 GW) šajā pašā gadā². Saskaņā ar Starptautiskās Enerģētikas aģentūras prognozi³ piecu gadu laikā kopējā vēja un saules elektrostaciju jauda dubultosies, no 2020. līdz

¹ Global Wind Report 2019. Pieejams: <https://gwec.net/global-wind-report-2019>

² International Energy Agency (IEA) report. Pieejams: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

³ Renewables 2020. Analysis and forecast to 2025. Pieejams: <https://www.iea.org/reports/renewables-2020/renewable-electricity-2>

2025. gadam pieaugot par 1123 GW. Prognozētajā periodā kopējais vēja un saules fotoelektrisko iekārtu ģenerācijas apjoms gandrīz dubultosies, sasniedzot 4177 TWh.

Ievērojamas izmaiņas notiek arī Baltijas valstu enerģētikā. Piemēram, ir sākusies īstenot elektropārvades tīklu attīstības plānu Baltijas valstīs līdz 2025. gadam. Šajā plānā galvenokārt paredzēts sinhronizēt Baltijas valstu energosistēmas ar kontinentālās Eiropas tīklu, pārtraucot sinhronizāciju ar Krievijas apvienoto energosistēmu⁴. Tādējādi šis projekts nodrošinās lielāku enerģētisko drošību Baltijas valstu lietotājiem.

Nozīmīgs faktors, kas raksturo Baltijas energosistēmas stāvokli, ir plānotā vairāku elektrostaciju slēgšana. Ievērojot katras valsts ilgtspējīgas attīstības stratēģiskos mērķus, tiek plānots, ka līdz 2030. gadam tiks pārtraukta ekspluatācija vairumam ar fosilo kurināmo darbināmo elektrostaciju, jo tās nespēj nodrošināt prasību izpildi attiecībā uz siltumnīcefekta gāzu emisijas samazināšanu^{5,6}. Minētās prasības iespējams izpildīt, pārorientējoties uz atjaunīgajiem energoresursiem.

Katrā no Baltijas valstīs pašlaik tiek īstenoti vairāki jauni AER projekti⁷. Neraugoties uz straujo AER jaudas pieaugumu un no tiem saražotās enerģijas apjoma pieaugumu, Lietuvas un Latvijas importa un eksporta bilance pēdējos gados ir kļuvusi arvien vairāk negatīva⁸. Turklāt sagaidāms, ka elektroenerģijas patēriņš turpinās augt sakarā ar transporta sistēmas elektrifikāciju un elektroenerģijas izmantošanu siltumapgādē, mājāsaimniecībās un rūpniecībā¹. Tas nozīmē, ka situācija attiecībā uz enerģijas importa/eksporta bilanci var pasliktināties vēl vairāk. Lai Baltijas valstīs nākotnē tiektos nodrošināt importa un eksporta līdzsvaru, pieņemamu enerģijas ražošanas un patēriņa samēru, nepieciešamo drošuma, stabilitātes un ilgtspējas līmeni, kaitīgo emisiju samazinājumu, kā arī pieejamas enerģijas cenas, sagaidāmas straujas energosistēmu struktūras izmaiņas. Ievērojot visus iepriekšminētos faktoros, kas ietekmē Baltijas valstu energosistēmas attīstību, ir nepieciešama energosistēmas jaudu pietiekamības analīze vairākiem gadiem uz priekšu.

Kopumā sabiedrība tiecas attīstīt tādas energosistēmas, kas atbilstu dažādiem ierobežojumiem un būtu optimālas no nosprausto mērķu sasniegšanas viedokļa. Iepriekšminētais mērķis rada nepieciešamību atrisināt ārkārtīgi komplicētu optimizācijas uzdevumu, jo energosistēmas darbība un attīstība ietver milzīgu dalībnieku skaitu. Šo dalībnieku mērķi ne vienmēr sakrīt, to lēmumi tiek pieņemti, balstoties uz neskaidriem nākotnes apstākļiem, un katra dalībnieka darbību efektivitāte ir atkarīga no dabas faktoriem, kā arī pārējo dalībnieku darbībām. Partneru plāni ne vienmēr ir zināmi. Lai palīdzētu lēmumu pieņēmējiem, ir vajadzīgi efektīvi instrumenti, kuri spēj: 1) prognozēt ietekmējošos procesus gadiem uz

⁴ Synchronisation with Europe. Pieejams: <https://www.ast.lv/en/projects/synchronisation-europe>.

⁵ Estonian National Development Plan of the Energy Sector until 2030. Pieejams: https://www.mkm.ee/sites/default/files/ndpes_2030_eng.pdf.

⁶ Security of Supply Report. Extract. Elering 2018. Pieejams: https://issuu.com/elering/docs/elering_vka_2018_web_trc_eng_v4.

⁷ Estonia's largest solar power plant started operating in Pärnu. Pieejams: <https://www.gaas.ee/en/estonia-s-largest-solar-power-plant-started-operating-in-parnu/>.

⁸ Lithuanian power system. Pieejams: <https://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/national-electricity-demand-and-generation/3523>.

priekšu; 2) izvēlēties tehnoloģijas, to parametrus un režīmus. Tāpēc projekta “FutureProof” pētījumi vērsti uz šāda lēmumatbalsta rīka izveidi un aprobāciju.

Dažādiem energosistēmu analīzes un plānošanas uzdevumiem tiek izmantoti daudzi dažādi lēmumatbalsta rīki un modeļi. Šādu rīku izsmelošs apskats sniegts virknē rakstu^{9,10,11}. Vieni no visplašāk izmantotajiem publiski pieejamiem ir jaudīgi modelēšanas rīki MARKAL un TIMES. Šeit optimizācijai izmanto mērķfunkciju, kas formulēta kā kopējo izmaksu minimizācija visiem ģeneratoriem un lietotājiem vai dažkārt – kā sociālās labklājības maksimizācija. Minētie rīki balstās uz milzīgu lineārās programmēšanas algoritmu, līdz ar ko tie spēj risināt uzdevumus, kas satur daudzus tūkstošus optimizācijas mainīgo, kas ir liela priekšrocība. Diemžēl mērķfunkcijas uzdošanas metode rada nepieciešamību risināt liela mēroga uzdevumus, kas ietver visus elektroenerģijas tirgus dalībniekus (elektroenerģijas ražotājus un lietotājus plašā ģeogrāfiskajā reģionā). Šajā gadījumā rodas ievērojamas grūtības, vācot nepieciešamo ievadinformāciju. Bez tam pastāv ierobežojumi, kurus nosaka lineārās programmēšanas izmantošana un deterministiskā uzdevuma nostādne. Šie ierobežojumi ir pārvarēti modelēšanas vidē *Backbone*¹², kas izveidota kā daudzveidīgi adaptējams energosistēmu modelēšanas ietvars un arī ietver tādu optimizācijas mērķfunkciju, kura minimizē kopējās energoapgādes izmaksas.

Apkopojot informāciju no publikācijām, kas veltītas lēmumatbalsta rīkiem energosistēmu attīstības modelēšanā, varam secināt, ka pastāv liels skaits veidu un modeļu šī uzdevuma atrisināšanai. Taču projekta “FutureProof” pētniecības vajadzībām visu izmaksu summēšana nav uzskatāma par vispiemērotāko risinājumu Baltijas energosistēmas attīstības modelēšanai. Reālajā dzīvē katrs tiecas pēc sava paša labuma. Enerģijas tirgus apstākļos piemērotāks mērķis individuāliem dalībniekiem ir to atsevišķās sagaidāmās peļņas maksimizācija vai arī sagaidāmo izmaksu minimizācija. Balstoties uz individuālām vēlmēm, tiek izvēlēti iekārtu darbības režīmi un tiek veidoti piedāvājumi enerģijas ģenerācijai un pieprasījumam nākamās dienas tirgū. Tikai pēc tam tirgus operators nosaka piedāvājuma un pieprasījuma līdzsvara punktu, enerģijas cenu un katra spēlētāja darbības režīmu. Tādējādi tirgus stāvokļa noteikšanas uzdevuma atrisinājums sastāv no diviem posmiem: 1) dalībnieku piedāvājumu veidošana; 2) tirgus līdzsvara punkta noteikšana. Šajā pētījumā abi minētie posmi izmantoti tādu optimizācijas uzdevumu formulēšanā un risināšanā, kādi rodas, plānojot Baltijas valstu energosistēmu attīstību. Lai atrisinātu šos uzdevumus, ir nepieciešams izmantot dažādu elektrostaciju modeļus (piemēram, hidroelektrostacijas, saules, vēja, koģenerācijas stacijas, akumulācijas stacijas modeļus) un izvirzīt vairākus pieņēmumus. Lai pamatotu izmantotos pieņēmumus, nepieciešamas šādas darbības: īsi apskatīt pašreizējo situāciju attiecībā uz enerģijas ražošanu un patēriņu Baltijas valstu energosistēmās; aplūkot Baltijas valstu starpsavienojumus un to attīstību; veidot prognozes par enerģijas cenām, ūdens pieteci, enerģijas ražošanu un patēriņu; formulēt un

⁹ Jain, Himanshu & Rahimi, Kaveh & Tbaileh, Ahmad & Broadwater, Robert & Jain, Akshay Kumar & Dilek, Murat. (2016). Integrated Transmission & Distribution System Modeling and Analysis: Need & Advantages.

¹⁰ Herbst, Andrea & Toro, Felipe & Reitze, Felix. (2012). Introduction to Energy Systems Modelling. Swiss J Econ Stat. 148. 111-135. 10.1007/BF03399363

¹¹ Helistö, Niina & Kiviluoma, Juha & Ikäheimo, Jussi & Rasku, Topi & Rinne, Erkkka & O'Dwyer, Ciara & Li, Ran & Flynn, Damian. (2019). Backbone—An Adaptable Energy Systems Modelling Framework. Energies. 12. 1-34. 10.3390/en12173388.

atrisināt elektrostaciju darbības režīmu optimizācijas uzdevumus; demonstrēt izstrādāto rīku darbību un to ierobežojumus, balstoties uz faktiskajiem un prognozētajiem datiem.

Šī nodevuma **1. nodaļā** konspektīvi sniegta vispārīga informācija par Baltijas valstu un to kaimiņvalstu energosistēmu struktūru, ģenerācijas iespējām, enerģijas pieprasījumu, starpvalstu augstsprieguma līniju ierobežojumiem, kā arī apkopoti Baltijas jūras reģiona valstu energosistēmu ilgtermiņa attīstības plāni, uz kā pamata izvēlēta tirgus modelēšanas pieeja. **2. nodaļā** aplūkota metodoloģija, kas izmantota tirgus modelēšanai dažādos energosistēmas ilgtermiņa attīstības scenārijos, uzskaitīti izmantojamie modeļi un rīki ar atsaucēm uz citām RTU Enerģētikas institūta publikācijām, kurās modeļi ir detalizēti pamatoti, aprakstīti un pielāgoti Baltijas valstu energosistēmu un tirgus modelēšanai. **3. nodaļā** veltīta modelēšanas rezultātu aprakstam un analīzei. Analizēta Baltijas valstu elektroenerģijas tirgus darbība (starpvalstu plūsmas, importa/eksporta iespējas, bilance u. c.) tādos enerģētikas ilgtermiņa attīstības scenārijos, kas paredz plašu lieljaudas vēja un saules elektrostaciju izmantošanu. Aprēķini veikti trīs laika periodiem: 2030., 2040. un 2050. gadam. **4. nodaļā** aplūkoti Latvijas energosistēmas modelēšanas rezultāti, novērtētas importa/eksporta iespējas un rentabilitāte. **5. nodaļā** analizēta SES un VES investīciju rentabilitāte vairākos potenciālajos scenārijos, kā arī veikta to ilgtermiņa ekonomisko rādītāju jutīguma analīze.

Nodevuma pielikumā pievienota datu kopa, kurā iekļauti galvenie pamatpieņēmumi un rezultāti. Datu kopa pieejama:

https://www.dropbox.com/s/hdwbif828839be0/VPP_FutureProof_D3.1_Pielikums.xlsb?dl=0

1. Baltijas jūras reģiona valstu energoinfrastruktūra un attīstība

1.1. Latvija

Elektroenerģijas avotu kopējā uzstādītā ģenerācijas jauda Latvijā ir ap 3000 MW, ko veido:

- Daugavas kaskādes hidroelektrostacijas (1558 MW);
- divas ar dabasgāzi darbināmas Rīgas termoelektrostacijas (1025 MW);
- mazo ražotāju dabasgāzes koģenerācijas elektrostacijas (140 MW);
- mazo ražotāju AER elektrostacijas (270 MW).

Latvijā saražotās elektroenerģijas apjoms pēdējos gados svārstās 5000...7500 GWh apjomā ar vidējo līmeni 6100 GWh gadā. No AER ražotās elektroenerģijas apjoms līdz 2017. gadam ir pastāvīgi pieaudzis, kas saistīts ar atbalsta piešķiršanu īpaši biomasas un biogāzes koģenerācijas stacijām. To izstrādes apjoms 2018. gadā bija attiecīgi 570 GWh un 374 GWh. Vēja elektrostacijās saražotais apjoms ir daudz mazāks – pēdējos piecos aplūkotajos gados vidēji tikai 137 GWh gadā. Stabili ražošanas rādītāji ir dabasgāzes koģenerācijas stacijām, kuru izstrādes apjomu ietekmē gan siltumenerģijas pieprasījums, gan situācija elektroenerģijas tirgū (proti, cenu līmenis). Pēdējos gados to izstrāde svārstās aptuveni no 2000 līdz 3200 GWh gadā.

Runājot par valsts starpsavienojumiem, 2019. gadā maksimālā Latvijas pārvades tīkla starpsavienojumu jauda, kas pieejama elektroenerģijas importam/eksportam nākamās dienas tirgū, bija: 947 MW no Igaunijas uz Latviju; 879 MW no Latvijas uz Igauniju; 684 MW no Lietuvas uz Latviju; 1302 MW no Latvijas uz Lietuvu¹².

Atbilstoši Centrālās statistikas pārvaldes datiem kopējais elektroenerģijas patēriņš Latvijā pēdējos gados sasniedz vidēji 7500 GWh gadā. Tā līmenis kopš 2013. gada ir stabils, bez būtiskām izmaiņām.

1.2. Lietuva

2019. gadā Lietuvā kopumā tika saražots 3,64 TWh elektroenerģijas (neto)¹³. AER apjoms kopējā elektroenerģijas ģenerācijā sasniedza 64%. Tomēr nodrošinājums ar valstī saražoto elektroenerģiju ir bijis ļoti mazs. Summārais elektroenerģijas patēriņš 2019. gadā (ieskaitot arī Kroņu HAES patēriņu un elektroenerģijas zudumus tīklā) ir bijis 12,98 TWh. Tātad nodrošinājums ar vietējo elektroenerģiju ir bijis tikai 28% apmērā. 2019. gadā visvairāk izmantotais AER elektroenerģijas ražošanai ir bijusi vēja enerģija¹⁴.

No AER nākamie nozīmīgākie ir biomasas (6,4% no kopējās elektroenerģijas izstrādes), biogāze (3,96%) un saules enerģija (2,31%). Arī no uzstādīto ģenerācijas jaudu viedokļa

¹² Elspot capacities LV hourly, <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

¹³ <https://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/national-electricity-demand-and-generation/3523>

¹⁴ <https://osp.stat.gov.lt>

visstraujāk Lietuvā augusi ir tieši vēja elektrostaciju jauda, šobrīd sastādot jau 533 MW. Tajā pašā laikā HES uzstādītā jauda apskatītajā daudzgadu periodā faktiski nav mainījusies, turpretī otrs straujākais kāpums ir bijis saules elektrostacijām, pašlaik – 82 MW.

Tomēr, neskatoties uz straujo AER resursu jaudu pieaugumu, Lietuvas elektroenerģijas tirdzniecības importa/eksporta balanss pēdējos gados kļūst aizvien izteiktāk negatīvs¹⁵. Tas saistāms ar aizvien augošo pieprasījumu un strauji rūkošo izstrādi ar fosiliem resursiem darbināmās elektrostacijās to nekonkurētspējīgo ražošanas izmaksu dēļ.

Lietuvas elektroenerģijas pārvades sistēma ir cieši savienota ar kaimiņu energosistēmām¹⁶. Latvijas un Lietuvas starpsavienojumu jauda atkarībā no dažādiem faktoriem svārstās no 1300 MW līdz 735 MW. Lietuvas un Polijas līdzstrāvas savienojuma *LitPol* jauda ir ierobežota ar apakšstacijas jaudu (500 MW). Savukārt jau ekspluatācijā esošā *NordBalt* augstsprieguma līdzstrāvas starpsavienojuma ar Zviedriju maksimālā pārvades jauda ir 700 MW.

1.3. Igaunija

Pateicoties degslānekļa izmantošanai, Igaunija nodrošina sev augstu enerģijas pašpietiekamības pakāpi, bet tas arī rada valstij visaugstāko oglekļa intensitāti no visām Eiropas Savienības valstīm. 2018. gadā enerģijas ražošanas īpatsvars no degslānekļa veidoja 72% no kopējā saražotās enerģijas apjoma un 76% no saražotās elektroenerģijas¹⁷. Igaunijai ir arī ievērojams apjoms biomasas resursu, kuru izmantošanas apjoms enerģijas ražošanā pēdējā desmitgadē pieaudzis vairāk nekā divas reizes.

2018. gadā Igaunijā tika saražots 12,3 TWh elektroenerģijas. Elektroenerģijas ražošanas struktūrā lauvas tiesu ieņem degslānekļis – 75,9%, tad seko bioenerģija un atkritumi – 11,2%, ogles un kūdra – 6,2%, vējš – 5,2%, nafta – 1,0%, dabasgāze – 0,5%, hidroenerģija – 0,1%. Importa/eksporta bilanciē elektroenerģijas saldo bija 1,9 TWh (imports – 3,1 TWh, eksports – 4,9 TWh)¹⁸.

Elektroenerģijas ražošanas avotu struktūra rāda, ka pēdējā desmitgadē būtiski pieaudzis AER īpatsvars – no 1,9% 2008. gadā līdz 15,5% 2018. gadā. Tas galvenokārt bijis iespējams, pateicoties valsts atbalstam (iepirkuma piemaksa – angļu val. *feed-in premium*). No AER īpaši straujš pieaugums bijis izstrādei no biomasas un atkritumiem, kas 2018. gadā sasniedza 1352 GWh. Turpretī vēja izstrāde pēdējos gados nostabilizējusies pie ~650 GWh gadā.

Atbilstoši Igaunijas pārvades sistēmas operatora “Elering” datiem¹⁹ 2018. gadā elektrostaciju uzstādītā jauda bija 2828 MW. Jaudas pietiekamības novērtējumam pieejamā jauda norādīta 1848 MW apjomā. Pieejamās jaudas rādītājā ievēroti iespējamie iekārtu

¹⁵ <https://www.litgrid.eu/index.php/power-system/power-system-information/national-electricity-demand-and-generation/3523>

¹⁶ <https://www.litgrid.eu/index.php/energetikos-sistema/elektros-energetikos-sistemas-informacija/perdavimo-tinklo-schema-ir-duomenys/501>

¹⁷ https://webstore.iea.org/download/direct/2869?fileName=Estonia_2019_Review.pdf

¹⁸ https://webstore.iea.org/download/direct/2869?fileName=Estonia_2019_Review.pdf

¹⁹ https://issuu.com/elering/docs/elering_vka_2018_web_trc_eng_v4

atslēgumi vai remontdarbi, kā arī nav iekļauta ģenerācija no pārtraukumainajiem AER, tādiem kā vējš un saule.

Igaunijas elektroenerģijas pārvades sistēma ir labi savienota ar kaimiņvalstu energosistēmām. Savienojumu ar Somiju veido divi līdzstrāvas kabeļi (Estlink 1 un Estlink 2). Starpsavienojumu pārvades jauda²⁰ ir attiecīgi 1,02 GW ar Krieviju; 0,82 GW ar Latviju; 1,05 GW ar Somiju. Igaunijas starpsavienojumu maksimālā pieejamā jauda nākamās dienas tirgū "Nord Pool" biržā 2019. gadā²¹ bija 947 MW virzienā no Igaunijas uz Latviju un 879 MW virzienā no Latvijas uz Igauniju; 1016 MW abos virzienos ar Somiju.

Pēdējos divos gados Igaunijas importa/eksporta apjomi ievērojami samazinājušies, ko varētu skaidrot ar savienojuma izveidi starp Lietuvu un Zviedriju, ierobežotām eksporta iespējām no Somijas energosistēmas, kā arī atsevišķu degslānekļa elektrostaciju bloku slēgšanu.

1.4. Somija, Zviedrija, Polija

Pēdējos piecpadsmit gados Somijā nav novērojama būtiska patēriņa pieauguma tendence. Toties ir vērā ņemami augusi vēja enerģijas nozīme. Kopējais elektroenerģijas ražošanas apjoms 2017. gadā sasniedza 67,4 TWh. No tā: kodolenerģija – 33,3%, hidroenerģija – 21,9%, biodegviela un atkritumi – 17,9%, ogles – 9,9%, vējš – 7,1%, dabasgāze – 5,0%, kūdra – 4,1%, nafta – 0,3%, saule – 0,1%²². Pašlaik divās vietās (Lovīsa un Olkiluoto) tiek darbināti kopumā četri kodolreaktori ar kopējo neto jaudu aptuveni 2,8 GW.

Zviedrijā hidroelektrostaciju un atomelektrostaciju jauda pēdējos vairāk kā divdesmit gadus ir bijusi praktiski konstanta, toties strauji augusi vēja elektrostaciju jauda. Kopējai valsts elektrostaciju jaudai ir tendence pieaugt, 2017. gadā sasniedzot gandrīz 40 GW²³. Galvenokārt šis kāpums radies, pateicoties tieši vēja enerģētikas attīstībai. Zviedrijā ir otrs mazākais fosilo resursu īpatsvars elektroenerģijas ražošanā un arī otra mazākā CO₂ intensitāte Eiropas Savienībā²⁴.

Lielākā daļa no Polijā esošo elektrostaciju uzstādītās jaudas ir akmeņogļu un brūnoglū elektrostacijas. Polijā kopumā tiek saražots vairāk elektroenerģijas nekā patērēts, lai gan šai parādībai ir novērojama tendence pamazām samazināties²⁵.

1.5. Baltijas jūras reģiona valstu energosistēmu attīstības plāni

Izstrādājot Latvijas energosistēmas nākotnes attīstības scenārijus, jāņem vērā, ka Baltijas jūras reģionā jau šobrīd notiek aktīvs darbs pie AER – galvenokārt vēja parku izpēte, plānošana un attīstība. Reģionālu vēja parku attīstība ir arī Eiropas Savienības prioritāšu sarakstā. Piemēram, Igaunijas un Latvijas potenciālais 1 GW Rīgas līča jūras vēja parks varētu būt pirmais

²⁰ https://webstore.iea.org/download/direct/2869?fileName=Estonia_2019_Review.pdf

²¹ *Elspot capacities EE 2019*, <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

²² https://webstore.iea.org/download/direct/2372?fileName=Energy_Policies_of_IEA_Countries_Finland_2018_Review.pdf

²³ https://webstore.iea.org/download/direct/2495?fileName=Energy_Policies_of_IEA_Countries_Sweden_2019_Review.pdf

²⁴ https://webstore.iea.org/download/direct/2495?fileName=Energy_Policies_of_IEA_Countries_Sweden_2019_Review.pdf

²⁵ Datu avots: <https://bdl.stat.gov.pl/BDL>

šāda veida starpvalstu projekts Eiropā, kas sagatavotu ceļu tālākai sadarbībai liela mēroga jūras AER projektu jomā. Šis Igaunijas un Latvijas jūras vēja parks konkurētu ar Lietuvas 700 MW vēja parku, ko plānots pabeigt 2028. gadā un kas būtu pirmais šāda veida projekts Baltijas valstīs^{26,27}. Iepriekšminēto Igaunijas un Latvijas projektu iecerēts pabeigt 2030. gadā²⁸. Latvijā un Igaunijā notiek aktīva elektropārvades tīklu attīstība, lai nākotnē varētu nodrošināt šādu vēja parku pieslēgšanu pārvades tīklam. Tā, piemēram, plānots pārbūvēt divus Latvijas – Igaunijas starpsavienojumus, palielinot līniju caurlaides spēju par 500/600 MW. Savukārt 2020. gada beigās tika nodots ekspluatācijā jaunais Latvijas – Igaunijas 3. starpsavienojums²⁹.

Lietuvā tiek īstenots vēl viens lielaudas pilotprojekts, proti, eksperimentāla peldošā fotoelektriskā stacija (PFES) Kroņu HAES rezervuārā. Saskaņā ar sākotnējiem aprēķiniem Kroņu HAES un PFES moduļu sinerģija ļautu saražot pietiekami daudz elektroenerģijas, lai ik gadu nodrošinātu vairāk nekā 120 000 mājsaimniecību³⁰.

Savukārt Igaunijā vides prasību dēļ vairāki Narvas elektrostaciju kompleksa energobloki tuvākajos gados tiks slēgti. Tā līdz 2023. gadam paredzēts jaudas samazinājums par 501 MW, bet vēl 700 MW plānots slēgt līdz 2031. gadam³¹.

Lietuvas un Polijas līdzstrāvas savienojuma *LitPol* jauda ir ierobežota ar apakšstacijas jaudu (500 MW). Ir plānots to paplašināt līdz 1000 MW un papildus izveidot vēl vienu starpsavienojumu ar Poliju, izmantojot zemūdens kabeli jūrā (projekts *Harmony Link*³², jauda 700 MW).

Atbilstoši Igaunijas pārvades sistēmas operatora attīstības plānam līdz 2025. gadam plānots pārbūvēt vairākas iekšējās 330 kV elektropārvades līnijas, palielinot līniju caurlaides spēju³³. Igaunijā AER izmantošanas pieaugumu paredzēts panākt, attīstot ne tikai vēja parkus un paplašinot saules un biomasas (koksnes) enerģijas izmantošanu, bet arī izbūvējot HAES. Paldisku pašvaldībā plānotās 500 MW HAES lejas rezervuārs atrastos dziļi pazemē. Projekta attīstītāji pievērta uzmanību Paldiskiem pēc astoņus gadus ilgušiem neveiksmīgiem mēģinājumiem saskaņot būvniecību citā ostas pilsētā – Mūgu³⁴. Stacijas būvniecību paredzēts sākt 2022. gadā, un darbību tā varētu uzsākt 2029. gadā³⁵. Savukārt “Eesti Energia” pašlaik būvē vairākas saules elektrostacijas ar kopējo jaudu 7 MW, bet līdz 2022. gadam plāno to jaudu palielināt par 50 MW³⁶. Tālā perspektīvā (pēc 2035. gada) Igaunija neizslēdz arī

²⁶ <https://www.evwind.es/2020/08/27/joint-baltic-1gw-offshore-wind-farm-set-to-weigh-on-prices/76841>

²⁷ <https://www.evwind.es/2020/06/23/lithuania-selects-where-the-700-mw-offshore-wind-power-plant-will-be-built/75291>

²⁸ <http://www.baltic-course.com/eng/good-for-business/?doc=157852>

²⁹ <https://ast.lv/en/transmission-network-projects/latvia-estonia-third-interconnection>

³⁰ Marine Energy, Overview “Lithuanian Floating Solar Plant Wins Project Funding”, 2019. Pieejams: <https://marineenergy.biz/2019/02/26/lithuanian-floating-solar-plant-wins-project-funding/>

³¹ https://www.mkm.ee/sites/default/files/ndpes_2030_eng.pdf

³² https://ec.europa.eu/energy/maps/pci_fiches/PciFiche_4.8.10.pdf

³³ https://elering.ee/sites/default/files/public/Infokeskus/elering_vka_2019_web_final2.pdf

³⁴ <https://sunly.ee/eu-supports-the-estonian-pumped-hydro-storage-project-that-is-necessary-for-commissioning-more-renewable-energy-in-the-baltic-states/>

³⁵ <https://sunly.ee/eu-supports-the-estonian-pumped-hydro-storage-project-that-is-necessary-for-commissioning-more-renewable-energy-in-the-baltic-states/>

³⁶ <https://news.err.ee/867987/eesti-energia-constructing-7-mw-of-solar-power-stations-in-next-year>

atomelektrostacijas būvniecību (> 300 MW), lai aizstātu slēgtās degslānekļa termoelektrostaciju jaudas³⁷. Stacija varētu atrasties Narvas tuvumā, kas ļautu izmantot jau esošos pārvades tīklus.

Somija plāno līdz 2030. gadam pakāpeniski slēgt ar oglēm kurināmas koģenerācijas stacijas un finansiāli atbalsta tos elektrostaciju operatorus, kuri jau līdz 2025. gadam pāries uz efektīvu biomasas koģenerāciju un jaunām apkures tehnoloģijām. Tiek plānota atomelektrostaciju atjaunošana un attīstība. Plānots turpināt esošo reaktoru ekspluatāciju un ar divu jaunu kodolreaktoru ieviešanu palielināt kodolenerģijas proporcionālo daļu līdz 40% 2025.–2030. gada perspektīvā. Līdz 2025. gadam plānots uzbūvēt elektropārvades līniju uz Zviedriju (800 MW).

Zviedrijā ir paredzēts vēl viens starpsavienojumu projekts: 700 MW augstsprieguma līdzstrāvas līnija, kas savienos Zviedrijas dienvidu daļu ar Vāciju.

Polijas Nacionālajā enerģētikas un klimata plānā paredzēta atomelektrostaciju izbūve 2030. gados, kā arī vēja enerģijas attīstība. Starpsavienojumu attīstības jomā jāizceļ PSO plāns par 2000 MW palielināt importa/eksporta jaudu sinhronajiem starpsavienojumiem ar Vāciju, Čehiju un Slovākiju.

Apkopojot energosistēmu attīstības plānus, rodas šādi galvenie secinājumi.

1. Tuvākajos gados gaidāma plaša vēja un saules staciju jaudu attīstība. Vienlaicīgi, mazinot izmešu apjomu, Baltijas valstīs tiks slēgtas virkne elektrostaciju.
2. Termoelektrostacijas vairumā gadījumu tiek darbinātas koģenerācijas režīmā.
3. Latvijas elektrotīkla starpsavienojumi ar Lietuvu un Igauniju un caur tām – ar Skandināvijas valstīm un Poliju nodrošina plašas, tomēr ierobežotas eksporta un importa iespējas un ļauj pietiekami brīvi darboties elektroenerģijas tirgū.
4. Energosistēmas režīmu plānošanai un optimizācijai nepieciešamas ietekmējošo procesu prognozes. Ilgtermiņa prognozēm ir jābūt ar stundas vai smalkāku izšķirtspēju.
5. Enerģijas ražošanu būtiski ietekmē laika apstākļi – āra temperatūra, nokrišņi, mitrums, ūdens pieplūde upēs, vēja ātrums un tā virziens, saules radiācija.
6. Kaskādes hidroelektrostacijas nav piemērotas sezonālai regulēšanai relatīvi mazietilpīgo ūdens rezervuāru dēļ. Īslaicīga enerģijas uzkrāšana var notikt Daugavas HES un Kroņu HAES.
7. Ir gaidāma transporta un mājstāvvienību elektrifikācija, kas izraisīs elektroenerģijas pieprasījuma pieaugumu.
8. Zviedrija, Somija, Polija un Igaunija neizslēdz jaunu atomelektrostaciju būvniecību. Šīs valstis cenšas nodrošināt ģenerētās un patērētās enerģijas līdzsvaru, bet nozīmīgs enerģijas eksports nav prognozējams.

³⁷ <https://news.postimees.ee/6707587/nuclear-plant-in-place-of-oil-shale>

2. Metodoloģija

2.1. Attīstības uzdevumu risinātāji un mērķi

Lai varētu izvēlēties labāko attīstības variantu, jāveic attīstības plānošanas uzdevuma matemātiska formulēšana, aprakstot attīstības optimizācijas mērķus un ņemot vērā tehniskos, ekonomiskos un juridiskos ierobežojumus, kā arī pieejamās vai plānotās tehnoloģijas. Uzdevuma nostādne ir ļoti atkarīga no lēmuma pieņēmēja līmeņa un konkrētiem mērķiem. Dažādiem lēmumu pieņēmējiem raksturīgie uzdevumi ir redzami 2.1. tabulā.

2.1. tab. Attīstības uzdevumu risinātāji un uzdevumu risināšanas mērķi

Valsts mērogs	Energosistēmas struktūra? Drošums? Izmeši? Imports? Eksports? Ienākumi? Nodokļu apjoms? Atbalsta apjoms?
Lielie ražotāji	Staciju rentabilitāte? Ieņēmumi/izdevumi? Drošums? Izmeši? Tehnoloģiju maiņa?
Tīkli	Tīkla struktūra? Drošums? Stabilitāte? Riski? Zudumi? Jaudu tranzīts? Imports/eksports? Sastrēgumi? Ieņēmumi/izdevumi?
Ražotājlietotāji	Tehnoloģiju izvēles tehniski ekonomiskais pamatojums? Ieņēmumi / izdevumi? Pieslēguma izmaksas? Mājsaimniecības elektrifikācija?
Elektroauto īpašnieki	Elektroauto izvēles tehniski ekonomiskais pamatojums? Ieņēmumi/izdevumi?
Elektroakumulatoru īpašnieki	Enerģijas akumulācijas izvēles tehniski ekonomiskais pamatojums? Ieņēmumi/izdevumi?

Attīstības lēmumu pieņēmēji un iespējamie uzdevumi ir daudzveidīgi, bet tajā pašā laikā vairumā gadījumu nepieciešams novērtēt ekonomiskos rādītājus, piemēram, NPV un jebkura gada ieņēmumus/izdevumus, kas ļauj dažādiem uzdevumiem izmantot vienotu pieeju un līdzīgus algoritmus.

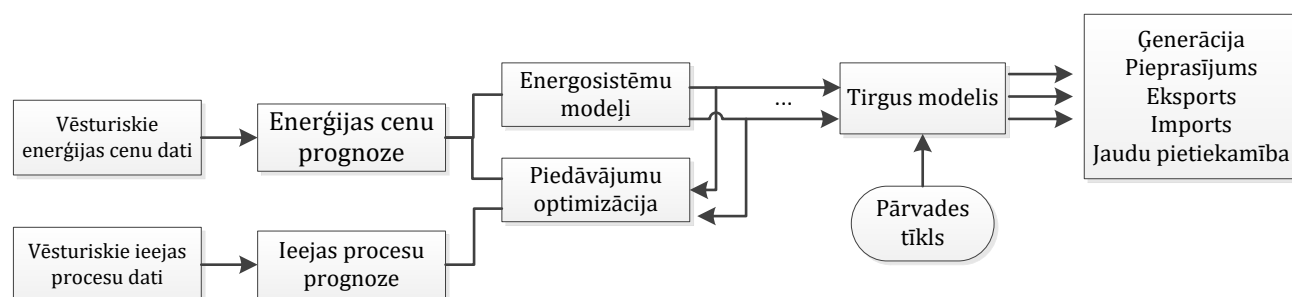
2.2. Energosistēmas matemātiskais modelis

Turpmāk tiek apskatīta vienota energosistēma, kuras dalībvalstis izveidojušas *Nord Pool* elektroenerģijas biržu, kura ir sadalīta vairākos apgabalos. Tirgus dalībnieki, no vienas puses, konkurē savā starpā un cenšas iegūt pēc iespējas lielāku peļņu, bet, no otras puses, nodrošina apmaiņu ar enerģiju un rezervēm dažādu valstu starpā. Lai nodrošinātu neatkarīgo enerģijas ražotāju koordināciju, izveidoti dažādu tipu enerģijas tirgi, ar kuru palīdzību tiek ieviesta zināma kārtība kopējā darbībā. Tirgus apstākļos veidojas mainīgas enerģijas cenas. Ražotāji ir spiesti pielāgot enerģijas izstrādi mainīgajām cenām³⁸. Energokompāniju darbība un to raksturojošie faktori, tādi kā saražotās enerģijas un izmantotā kurināmā apjoms, peļņa, ražošanas izmaksas

³⁸ Enerģijas biržas "Nord Pool" interneta vietne: <https://www.nordpoolgroup.com/the-power-market/>

un citi, ir mainīgi un atkarīgi gan no dabas faktoriem, gan no citu tirgus dalībnieku rīcības. Izvēloties darbības režīmu un ģeneratoru jaudas un tehnoloģijas, jāņem vērā, ka saražotās enerģijas daudzumam ir nepārtraukti jābūt vienādam ar mainīgo pieprasījumu, turklāt ir jāievēro daudzi tehniski un juridiski ierobežojumi. Šādu optimālas izvēles problēmu iespējams atrisināt, tikai plānojot enerģijas ražošanu noteiktam laika periodam uz priekšu. Plānošanas perioda ilgums atkarībā no uzdevuma nostādnes var būt mērāms sekundēs, minūtēs, stundās un pat desmitos gadu.

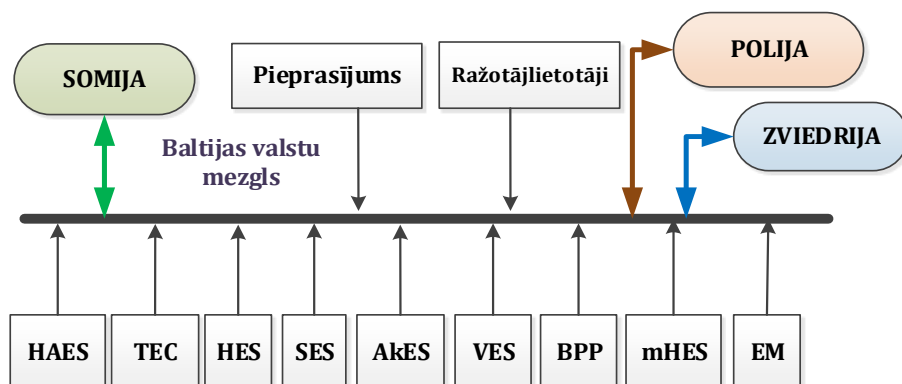
Plānošanu vēlams īstenot optimizācijas uzdevuma formā, kas savukārt prasa ražošanas procesu modeļu izveidi un darbības apstākļu aprakstu (iespējams – arī modeļu veidā) nākotnes periodiem. Energosistēmu ietekmē daudzi faktori un procesi, tāpēc viens no šī darba uzdevumiem ir galveno ietekmējošo procesu izvēle. Pēc tam jāizvēlas procesu prognozēšanas metode. Šo izvēli ietekmē, no vienas puses, procesa fiziskā būtība, bet, no otras, risināmā optimizācijas uzdevuma nostādne. Papildus tam uzdevuma risināšanas pieeja ir ļoti atkarīga no konkrētas energosistēmas un tās ražotāju struktūras un parametriem, enerģijas tirgus organizēšanas principiem. Projektējot energoobjektus vai to kopu, jāņem vērā, ka tie darbojas nepārtraukti mainīgos apstākļos: mainās objekta slodze (gadu gaitā, sezonāli, nedēļas un dienas laikā); mainās apkārtējās vides faktori (temperatūra, vēja ātrums, mitrums, saules radiācija utt.), un tā rezultātā mainās objekta un sistēmas darbības apstākļi; mainās enerģijas cena (gadā, sezonā, diennaktī). Lai veiktu energoobjektu darbības analīzi, ir nepieciešami ietekmējošo procesu matemātiskie modeļi, energosistēmas modeļi, režīmu vadības sistēmas modeļi, elektroenerģijas tirgu modeļi. Šajā pētījumā tiek izmantota modelēšanas platforma, kuras vispārināta struktūra dota 2.1. attēlā.



2.1. att. Modelēšanas platformas vispārināta struktūra

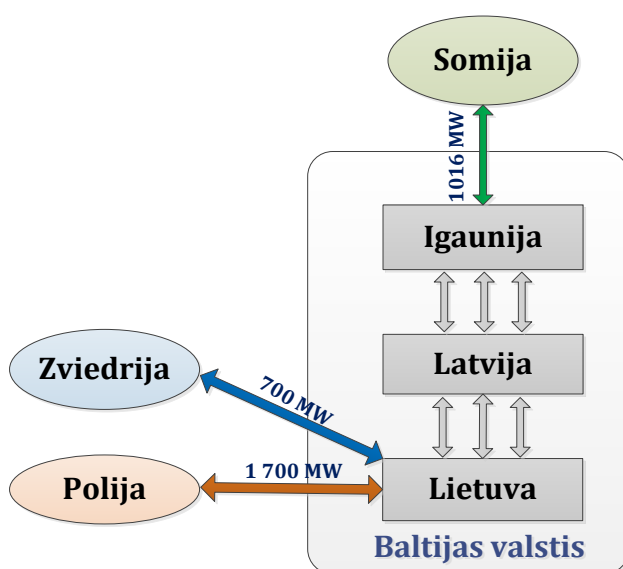
Modelēšanas kodolu veido energosistēmas modelis, kurš var būt realizēts dažādi. No konkrētās realizācijas ir atkarīgas prasības attiecībā uz ietekmējošo procesu sastāvu un aprakstu. Šajā rakstā izmantota BVE modeļa struktūra, kas dota 2.2. attēlā. Tā ietver šādus galvenos objektus, kuru saraksts atbilst esošajiem un paredzamajiem enerģijas avotiem: hidroakumulācijas elektrostacijas (HAES), hidroelektrostacijas (HES), mazās hidroelektrostacijas (mHES), saules elektrostacijas (SES), vēja elektrostacijas (VES), akumulācijas elektrostacijas (AkES), elektromobiļi (EM), ražotājlietotāji. Pieņemam, ka elektrostaciju īpašnieki cenšas palielināt to ienesīgumu un tie ievēro tehniskos un juridiskos

ierobežojumus, kurus nosaka *Nord Pool* nākamās dienas elektroenerģijas tirgus u. c. noteikumi, kā arī attiecīgie normatīvie akti.



2.2. att. Modelētās energosistēmas shēma

2.3. attēlā parādīti starpsavienojumi starp Baltijas valstīm un Somiju, Poliju, Zviedriju. Pieņemam, ka visi iepriekšminētie objekti ir pievienoti vienam Baltijas energosistēmas mezglam. Visiem starpsavienojumiem uz Baltijas valstīm maksimālā kopējā apmaiņas jauda būs ap 4000 MW, līdz ar to ir teorētiski iespējams segt Baltijas energosistēmas pīķa slodzi, izmantojot tikai importēto elektroenerģiju. Tādējādi aplūkotais modelis aptver Somiju, Zviedriju, Poliju un Baltijas valstis. Taču tikai Baltijas valstis tiek modelētas detalizēti, ņemot vērā lielāko elektrostaciju un patērētāju/ražotājlietotāju īpatnības, siltumenerģijas pieprasījumu un tamlīdzīgus faktorus. Pārējās reģiona valstis tiek modelētas, ņemot vērā starpsavienojumu ierobežojumus un prognozēto elektroenerģijas cenu dinamiku attiecīgajos tirdzniecības apgabalos.



2.3. att. Baltijas valstu energosistēmu starpsavienojumu shematisks attēlojums

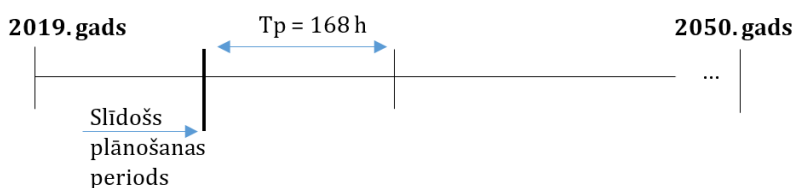
2.3. Procesu prognozēšana

Lai nodrošinātu BVE darbības rentabilitāti, nepieciešamas šādu visvairāk ietekmējošo procesu ilgtermiņa prognozes: elektrības cenas (visās valstīs), elektroenerģijas pieprasījums, siltumenerģijas pieprasījums, gaisa temperatūra, ūdens pietece upēs, saules radiācija, vēja ātrums. Šos procesus var izmantot visu esošo un plānoto elektrostaciju veidu darbības modelēšanai. Lai novērtētu to rentabilitāti, nepieciešamas šo procesu laikrindas vismaz ar stundas izšķirtspēju. Ņemot vērā, ka darbība tiek plānota 30 un vairāk gadiem uz priekšu, prognozējamo procesu ilgumam jābūt tādām pašām. Šos procesus var iedalīt divās grupās:

- stacionāri procesi, kuru galvenie raksturojošie parametri paliek nemainīgi laikā. Pie tādiem pieskaitīsim visus meteoroloģiskos parametrus, kas nozīmē, ka potenciālās klimata izmaiņas netiek ievērotas;
- nestacionāri procesi ar laika gaitā mainīgiem parametriem (cenas, pieprasījums, ģenerācijas jauda u. tml.).

Lai modelētu pirmajai grupai piederošos procesus, ir iespējams izmantot procesu mērījumu vēsturiskos datus. Otrās grupas procesu modelēšana ir ievērojami sarežģītāka. Šajā pētījumā esam izvēlējušies algoritmu, kas balstīts uz Furjē transformāciju, gada vidējo vērtību, harmoniku kopu un balto troksni. Detalizēts šī algoritma apraksts atrodams vienā no mūsu agrākajām publikācijām³⁹. Modelējot nākotnes gadus, vēsturisko datu vidējā komponente tiek aizstāta ar attiecīgā gada vidējās vērtības prognozi.

Ilgtermiņa modelēšana norit ar slidošu optimizācijas periodu (angļu val. – *rolling horizon*), izmantojot vidējā termiņa optimizācijas apakšmodeļus un ilgtermiņa datu kopas, proti, vidēja termiņa aprēķins (nedēļa vai divas nedēļas uz priekšu) tiek periodiski atkārtots, pakāpeniski virzoties laikā uz priekšu (2.4. att.). Atzīmēsim, ka plānošanas perioda sadalījums nedēļās ir piemērots tādām energosistēmām, kuru sastāvā nav ilgtermiņa enerģijas akumulācijas staciju. Detalizēti prognozēšanas algoritmi ir aprakstīti iepriekšējos rakstos^{40, 41}.



2.4. att. Prognozēšanas laika struktūra

³⁹ Petrichenko, L., Broka, Z., Sauhats, A., Bezrukovs, D. (2018). Cost-Benefit Analysis of Li-Ion Batteries in a Distribution Network. In: 2018 15th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 1–5. doi: 10.1109/EEM.2018.8469782.

⁴⁰ Sauhats, A., Petrichenko, R., Broka, Z., Baltputnis, K., Sobolevskis, D. ANN-Based Forecasting of Hydropower Reservoir Inflow. In: 2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2016): Proceedings, Latvia, Riga, 13-14 October, 2016. Piscataway, NJ: IEEE, 2016, pp.267-272.

⁴¹ K. Baltputnis, R. Petrichenko and D. Sobolevsky, "Heating Demand Forecasting with Multiple Regression: Model Setup and Case Study," IEEE 6th Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE), Vilnius, 2018, pp. 1-5.

2.4. Optimizācijas uzdevuma nostādne un vienkāršojumi

Elektroenerģijas tirgus apstākļos energosistēmas ģenerācijas un pieprasījuma modelēšana notiek, stādot un risinot visu dalībnieku (2.2. att.) izdevumu/ieņēmumu optimizācijas uzdevumu. Šī uzdevuma vienkāršošanai pieņemti šādi papildu postulāti:

- visu tirgus dalībnieku piedāvājumi tirgum tiek formēti, balstoties uz pieņēmumu, ka ikstundas enerģijas cenas ir zināmas (ikstundas cenu prognožu veidā);
- visi tirgus dalībnieki cenšas maksimizēt savu peļņu vai minimizēt savus izdevumus;
- iekšējie Baltijas valstu pārvades tīkla ierobežojumi izpildās visos režīmos. Šī nosacījuma izpilde netiek pārbaudīta, tādējādi Baltijas elektrotīkli reducējas līdz vienam mezglam (2.2. att.);
- starpvalstu pārvades tīkla ierobežojumi tiek pārbaudīti un neizpildes gadījumā tiek meklēts cits energosistēmu darbības režīms, kurš nodrošina ierobežojumu izpildi;
- kaimiņvalstu energosistēmas ir spējīgas pilnībā noslogot starpsavienojumus, eksportējot vai importējot elektroenerģiju;
- Baltijas valstu energosistēmas režīmi neietekmē kaimiņvalstu elektrības cenas.

Minētie pieņēmumi ļauj būtiski vienkāršot ilgtermiņa attīstības plānošanas uzdevumu, jo: netiek izmantoti kaimiņvalstu energosistēmu detalizēti modeļi un katra dalībnieka ienākumi/izdevumi pie uzdotām nākotnes cenām ir atkarīgi tikai no viņa paša rīcības. Elektrostaciju režīmu izvēles uzdevums sadalās vairākos daudz vienkāršākos apakšuzdevumos. To risināšanai var izmantot vidēja termiņa režīmu plānošanas modeļus un rīkus, kuru pamatojumam un aprakstam ir veltīta plaša zinātniskā literatūra.

2.5. Elektroenerģijas tirgus modelis

Ņemot vērā minētos postulātus un izmantojot cenu un citu ietekmējošo procesu prognozes, tiek modelēts Baltijas apgabala ikstundas ģenerācijas un pieprasījuma apjoms katrai stundai nākamās dienas tirgū. Pirmajā iterācijā tiek novērtēts jaudu disbalanss un eksporta vai importa spēja pie nosacījuma, ka tiek izmantotas tikai peļņu nesošas stacijas. Ja ģenerācijas – pieprasījuma balanss tiek nodrošināts, tad tiek pārbaudīti starpvalstu līniju ierobežojumi. Ja arī tie tiek izpildīti, tad tiek novērtēti ekonomiskie indikatori. Prioritāte eksportam tiek piešķirta energosistēmām ar augstākām cenām. Modelis katrā stundā pārlasa eksporta/importa un Baltijas valstu ģenerācijas un pieprasījuma variantus ar mērķi nodrošināt balansu starp ģenerāciju un pieprasījumu, pielietojot tirgus noteikumus un tādējādi izvēloties lētāko balansu nodrošinošo enerģijas ģenerēšanas variantu. Šāda modeļa pamatā ir tikai elementāro loģisko izteiksmju un nevienādību pārbaude, tādējādi tas ir viegli realizējams.

Elektroenerģijas tirgus darbības un efektivitātes novērtēšanai (enerģijas tirgus plūsmu, Latvijas un Baltijas valstu energobilances, tirgus ieņēmumu un izdevumu u. tml. indikatoru noteikšanai) tiek izmantoti šādi soļi:

- 1) aplēs sākotnējās ikstundas elektrības cenas Baltijai;
- 2) aplēs ikstundas vēja, saules staciju izstrādi Baltijā;

- 3) pēc prognozētās cenas optimizē hidroelektrostaciju, koģenerācijas, termālo un akumulācijas staciju ikstundas darbību; optimizācijas rezultātā tirgū katrā stundā darbojas tikai peļņu nesošas stacijas.
- 4) Aprēķina Baltijas bilanci:
 - a) **ja ir deficīts** – importē no kaimiņvalstīm (turklāt Baltijas cenas nemainās, jo tās tiek prognozētas, ņemot vērā kaimiņvalstu ietekmi);
 - b) tiek pārbaudīti ierobežojumi – ja tie izpildās, tiek novērtēti ekonomiskie un citi rādītāji;
 - c) ja joprojām deficīts (neizpildās ierobežojumi), uzskata, ka sākotnējā Baltijas cenu prognoze ir kļūdaina; tā rezultātā pie augstākas cenas tirgū var piedalīties arī dārgākas stacijas;
 - d) ja joprojām deficīts – noskaidro, kāds patēriņa apjoms paliek nesepts. To varētu segt ar pieprasījuma reakciju, lokālu akumulāciju vai tamlīdzīgi. Šādus gadījumus izdalām, lai brīdinātu lēmumu pieņēmējus (šajā nodevumā tie novērtēti kā enerģosistēmas “deficīts”);
 - e) **ja ir pārpalikums** – eksportē uz kaimiņvalstīm, pārbauda ierobežojumus utt. (pēc analogijas ar deficītu);
 - f) ja joprojām pārpalikums – ģenerāciju samazina un brīdina lēmumu pieņēmējus (šajā nodevumā tie novērtēti kā enerģosistēmas “pārpalikums”).

2.6. Izmantojamie rīki

2.2. attēlā ilustrētā BVE modeļa struktūra iekļauj virkni apakšmodeļu:

- dažādu veidu elektrostacijas (hidroelektrostacijas, tostarp Daugavas HES kaskāde, koģenerācijas stacijas (dabāsgāzes, biomasas, biogāzes), termoelektrostacijas, pārtraukummainie enerģijas avoti – vējš un saule);
- dažādu veidu enerģijas akumulācijas stacijas (tostarp hidroakumulācija);
- enerģijas lietotāju un ražotājlietotāju patēriņa/izstrādes modeļi, kas izriet no prognozēšanas metodikas, ņemot vērā apkārtējās vides faktoru ietekmi;
- pārvades elektrotīklu modeļi, taču vismaz pirmajās iterācijās Baltijas valstis tiek atainotas ar vienu mezglu, kuram pastāv pārvades ierobežojumi ar kaimiņvalstīm. Optimizācijas uzdevumu risinātāji jeb “solveri”.

BVE modelēšanai šajā pētījumā izmantota virkne rīku, kas izstrādāti RTU:

- hidroelektrostaciju optimizācijas programmatūra *OptiBidus-HES*⁴²;
- termoelektrostaciju režīmu aprēķina programmatūra *OptiBidus-TEC*;

⁴² A. Sauhats, R. Petrichenko, K. Baltputnis, Z. Broka and R. Varfolomejeva, "A multi-objective stochastic approach to hydroelectric power generation scheduling," *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genoa, 2016, pp. 1-7. Pieejams: <https://doi.org/10.1109/PSCC.2016.7540821>

- vispārināta enerģijas akumulācijas programmatūra⁴³, kas pielāgojama dažādu veidu tehnoloģijām, kā arī konkrēti Kroņu HAES modelēšanas programmatūra⁴⁴;
- prognozēšanas programmatūra, piemēram, ūdens pieplūdei⁴⁵ un siltumslodzei⁴⁶, u. c.

Dažādajos rīkos ietvertie matemātiskie modeļi tiek kombinēti vienotā reģiona energosistēmu modelī (REM).

REM tiek realizēts MATLAB programmēšanas vidē, tostarp izmantojot tajā pieejamos optimizācijas uzdevumu “solverus” (piemēram, lineāro programmēšanu). Savukārt datu ievade un izvade tiek īstenota, izmantojot *.xlsx failus, kurus iespējams rediģēt un nolasīt, cita starpā, ar plaši izplatīto lietojumprogrammu *Excel*.

⁴³ Sauhats, H. H. Coban, K. Baltputnis, Z. Broka, R. Petrichenko, R. Varfolomejeva, “Optimal investment and operational planning of a storage power plant,” *International Journal of Hydrogen Energy*, Volume 41, Issue 29, 2016, Pages 12443-12453, ISSN 0360-3199. Pieejams: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.03.078>

⁴⁴ R. Petrichenko, L. Petrichenko, K. Baltputnis, A. Sauhats, S. Gudzius, A. Slivikas, Selection of the initial state and duration of the planning period in the tasks of managing energy storage, systems, In: 2020 IEEE 61st International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2020): Proceedings, Latvia, Riga, 5-7 November, 2020. Piscataway: IEEE, 2020, pp.1-6.

⁴⁵ A. Sauhats, R. Petrichenko, Z. Broka, K. Baltputnis and D. Sobolevskis, "ANN-based forecasting of hydropower reservoir inflow," *IEEE 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, Riga, 2016, pp. 1-6. Pieejams: <https://doi.org/10.1109/RTUCON.2016.7763129>

⁴⁶ K. Baltputnis, R. Petrichenko and D. Sobolevsky, "Heating Demand Forecasting with Multiple Regression: Model Setup and Case Study," *IEEE 6th Workshop on Advances in Information, Electronic and Electrical Engineering (AIEEE)*, Vilnius, 2018, pp. 1-5. Pieejams: <https://doi.org/10.1109/AIEEE.2018.8592144>

3. Modelēšanas scenāriji un Baltijas energosistēmas modelēšanas rezultāti

3.1. Ieejas dati

Aprakstītā pieeja un metodoloģija izmantota Baltijas valstu elektroenerģijas tirgus darbības modelēšanai dažādos enerģētikas ilgtermiņa attīstības scenārijos (3.1. tab.). Turpmāk detalizēti apskatīsim rezultātus **bāzes scenārijā** (SES ar jaudu 1 GW un VES ar jaudu 5 GW, pārējie pieņēmumi kā 3.1. tab.) trīs laika periodiem: 2030. gadam, 2040. gadam un 2050. gadam, novērtējot enerģijas ražošanas/patēriņa bilanci un importa/eksporta iespējas. Savukārt nodaļas beigās 3.2. tabulā apkopoti rezultāti arī citos scenārijos.

Izstrādātie scenāriji 2030., 2040. un 2050. gadam ietver šādus pieņēmumus:

- SES ģenerācijas vēsturiskie dati tika ņemti no konkrēta objekta Latvijā⁴⁷;
- VES ģenerācijas vēsturiskie dati tika ņemti no *Nord Pool* datubāzes;
- SES un VES ikstundas ģenerācijas aplēsei modelētajos gados veikta iepriekš minēto vēsturisko datu mērogošana atbilstoši uzstādītās jaudas pieņēmumiem;
- starpsavienojuma *LitPol* jauda ir 1 GW;
- jaunā Lietuvas–Polijas starpsavienojuma (*Harmony Link*) jauda ir 700 MW;
- citas 1. nodaļā aprakstītās pastāvošo starpsavienojumu jaudas tiek ņemtas vērā un paliek nemainīgas;
- ja AER ģenerācija nespēj nodrošināt enerģijas pieprasījumu, kā rezerves tiek izmantotas fosilā kurināmā elektrostacijas – Lietuvas gāzes koģenerācijas stacija (455 MW) un divas Latvijas dabasgāzes elektrostacijas (1025 MW);
- elektromobiļu ietekme šajā aprēķinā tiešā veidā netiek ievērota.

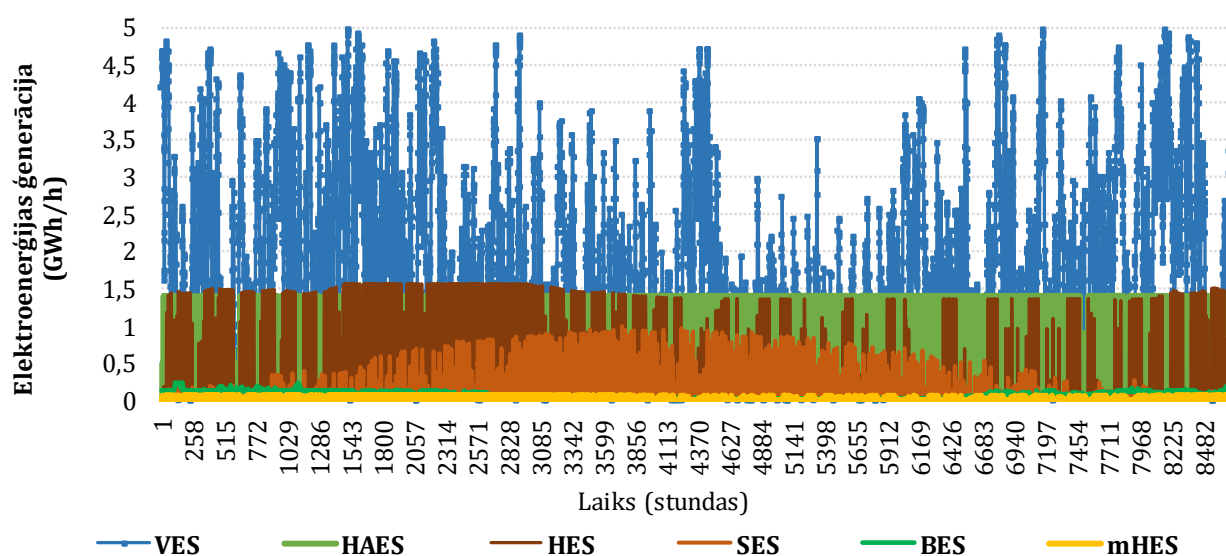
Ģeneratoru uzstādītās jaudas pieņēmumi visos scenārijos 2030., 2040. un 2050. gadam apkopoti 3.1. tab. Salīdzinājumam dota arī 2019. gadā uzstādītā jauda.

3.1. tab. Modelētās Baltijas AER elektrostaciju uzstādītās jaudas diapazons (MW) visos scenārijos

SES	VES	HES	HAES	BES	mHES
2019					
88,4	1092	1558	900	231	67
2030					
1000...1500	1500...5000	1558	1400	231	67
2040					
1000...2500	2500...5000	1558	1400	231	67
2050					
1000...3000	4000...7000	1558	1400	231	67

⁴⁷ https://monitoringpublic.solaredge.com/solaredge-web/p/home/public?locale=en_US

3.1. att. ilustrēta modelētā AER ikstundas ģenerācija 2050. gadā bāzes scenārijā. Baltijas valstīs kopumā saražots 21,34 TWh elektroenerģijas no AER elektrostacijām, kas veido 72% no prognozētā Baltijas valstu enerģijas patēriņa. Visvairāk izmantotais atjaunīgais resurss elektroenerģijas ražošanai ir vējš – VES īpatsvars veido 67,3% no kopējās AER saražotās elektroenerģijas. Nākamie nozīmīgākie ir HAES (15,23% no kopējās elektroenerģijas izstrādes), SES (5,4%), HES (8,9%), BES (2,72%) un mHES (0,4%).



3.1. att. Modelētā Baltijas valstu elektroenerģijas ģenerācija 2050. gadā (bāzes scenārijs)

3.2. 2030., 2040. un 2050. gada prognozes

Pieņemam, ka ilgtermiņa tendences procesos (elektroenerģijas pieprasījums un enerģijas cenas) var aprakstīt ar izmaiņām gada vidējos parametros. Šis pieņēmums ļauj izmantot prognozes, kurās novērtēta gada vidējā elektroenerģijas tirgus cena un pieprasījums. Šajā pētījumā par pamatu izmantota *SKM Market Predictor* prognoze. Šis uzņēmums veic ilgtermiņa prognozēšanu, izmantojot komerciālās modelēšanas sistēmas *Multi-Area Power Planning Model* (*EMPS* modelis) versiju⁴⁸. Šis modelis ir pazīstams arī kā *Samkjøringsmodellen* jeb *Power Market Analyzer*⁴⁹. *EMPS* ir stohastisks, uz tirgu orientēts modelis lielām energosistēmām. Modelis ļauj modelēt lielu elektrostaciju darbību ar relatīvi augstu detalizācijas pakāpi, tādējādi tas ir labi piemērots plašiem pētījumiem daudznacionālā līmenī.

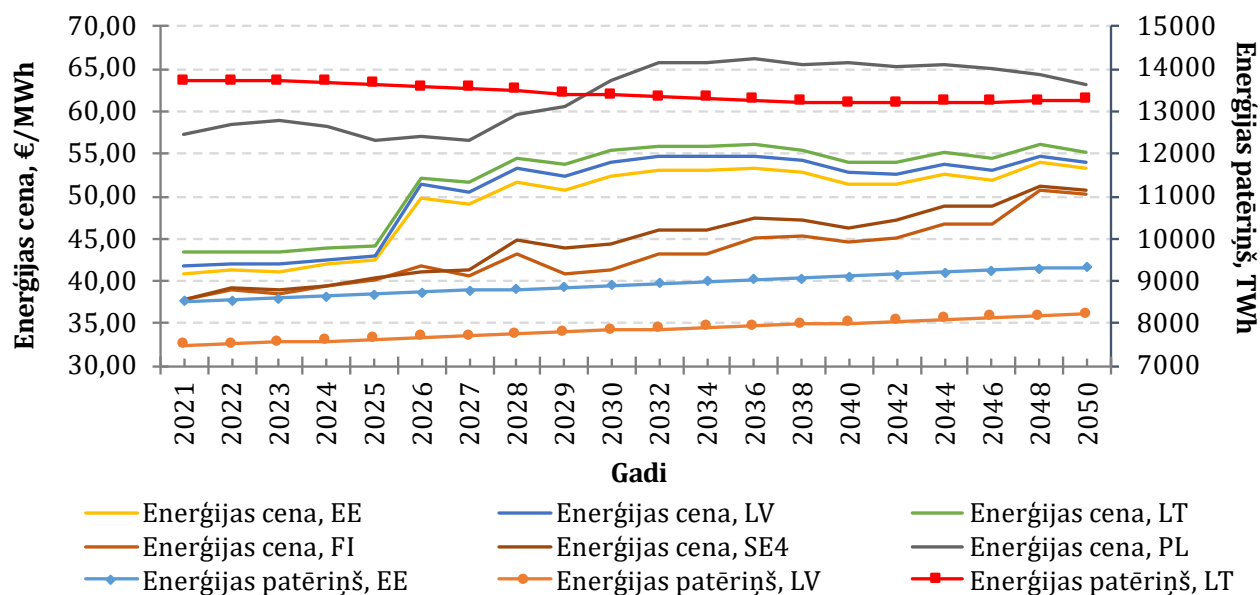
Prognozēšanas etapi:

- sākumā no *Nord Pool* datubāzes tiek ņemta ikstundas enerģijas cena un elektroenerģijas pieprasījums katrā valstī 2019. gadā;

⁴⁸ <https://www.sintef.no/en/software/emps-multi-area-power-market-simulator/>

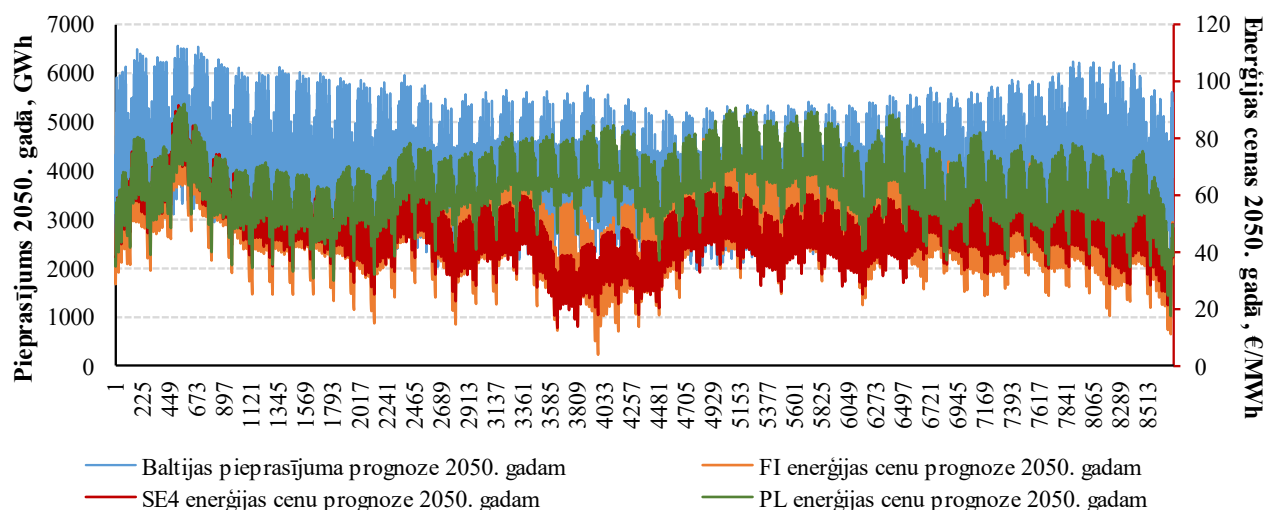
⁴⁹ SKM Market Predictor AS, Long-Term Power Outlook 2019 (February 2020 Update). [Ierobežotas pieejamības datubāze.] Iegādājama: <https://www.skmenergy.com/reports/long-term-power-outlook>

- izmantojot Furjē transformāciju, mēs novērtējam konstantās komponentes un aizstājam tās ar prognozēto vidējo elektroenerģijas cenu/pieprasījumu 2030., 2040. un 2050. gadam no *SKM Market Predictor* (3.2. att.).



3.2. att. Ikgadējā elektroenerģijas cenas un patērina prognoze no SKM Market Predictor

Prognozēšanas rezultāti ar ikstundas elektroenerģijas cenām Polijai (PL), Zviedrijai (SE4) un Somijai (FI), kā arī elektroenerģijas patēriņu Baltijas valstīm 2050. gadam parādīti 3.3. att.



3.3. att. Ikstundas elektroenerģijas tirgus cenas un pieprasījuma prognoze

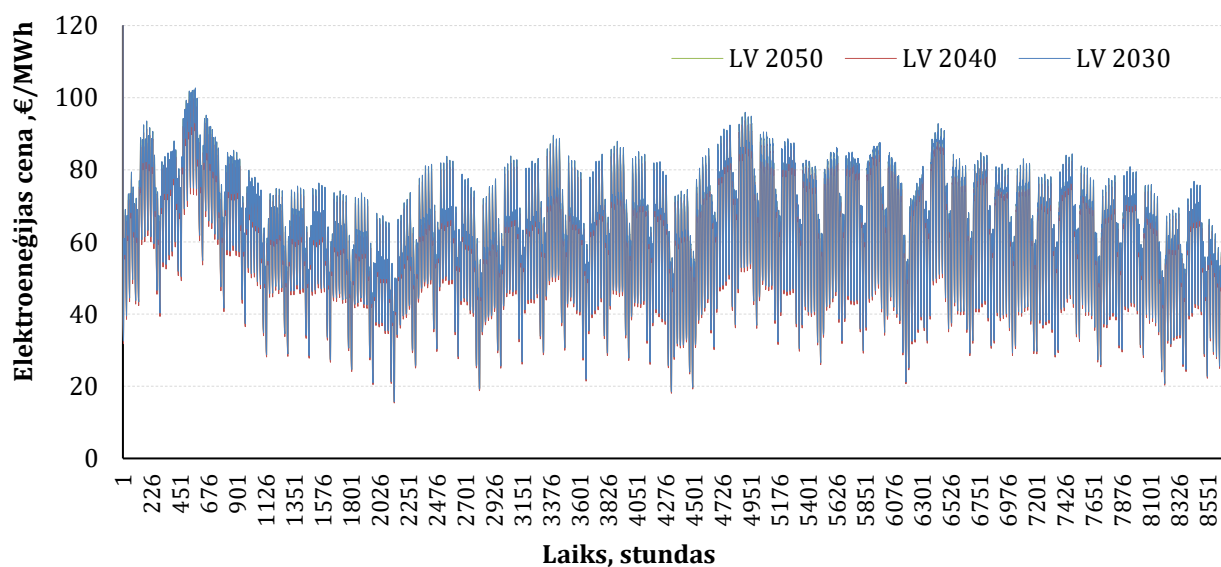
Atbilstoši *Nord Pool* datiem kopējais elektroenerģijas patēriņš Baltijas valstīs 2019. gadā sasniedza 29,91 TWh gadā. Prognozējot un aprēķinot elektroenerģijas pieprasījumu 2050. gadam, šis skaitlis ir 36,7 TWh. 30 gadu laikā sagaidāms 23% pieaugums. 3.3. att. redzams, ka visaugstākā enerģijas cena ir Polijā. Vidējā vērtība 2050. gadā ir 64,6 €/MWh (par 18,72%

vairāk nekā 2019. gadā). Zemākas cenas sagaidāmas Zviedrijā (vidējā vērtība ir 48,03 €/MWh). Somijā paredzams, ka vidējā cena salīdzinājumā ar 2019. gadu celsies par 27%.

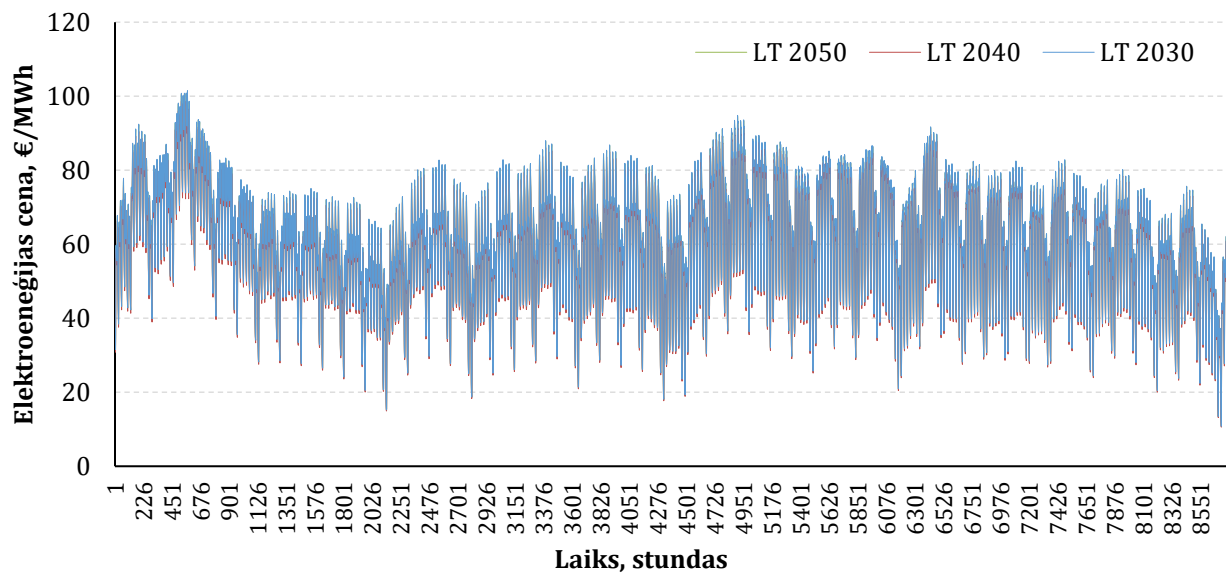
Detalizētāk apskatīsim elektroenerģijas cenu prognozes trim laika posmiem – 2030., 2040. un 2050. gadam. 3.4. att. atspoguļota Latvijas elektroenerģijas cena. Attiecīgās vidējās elektroenerģijas cenas ir 60,41 EUR/MWh, 58,99 EUR/MWh, 60,29 EUR/MWh.

3.5. un 3.6. att. ataino Lietuvas un Igaunijas elektroenerģijas cenas 2030., 2040., 2050. gadā ar šādu gada vidējo elektroenerģijas cenu: Lietuvā attiecīgi 59,44 EUR/MWh, 58,16 EUR/MWh, 59,30 EUR/MWh un Igaunijā attiecīgi 59,20 EUR/MWh, 58,06 EUR/MWh, 60,15 EUR/MWh.

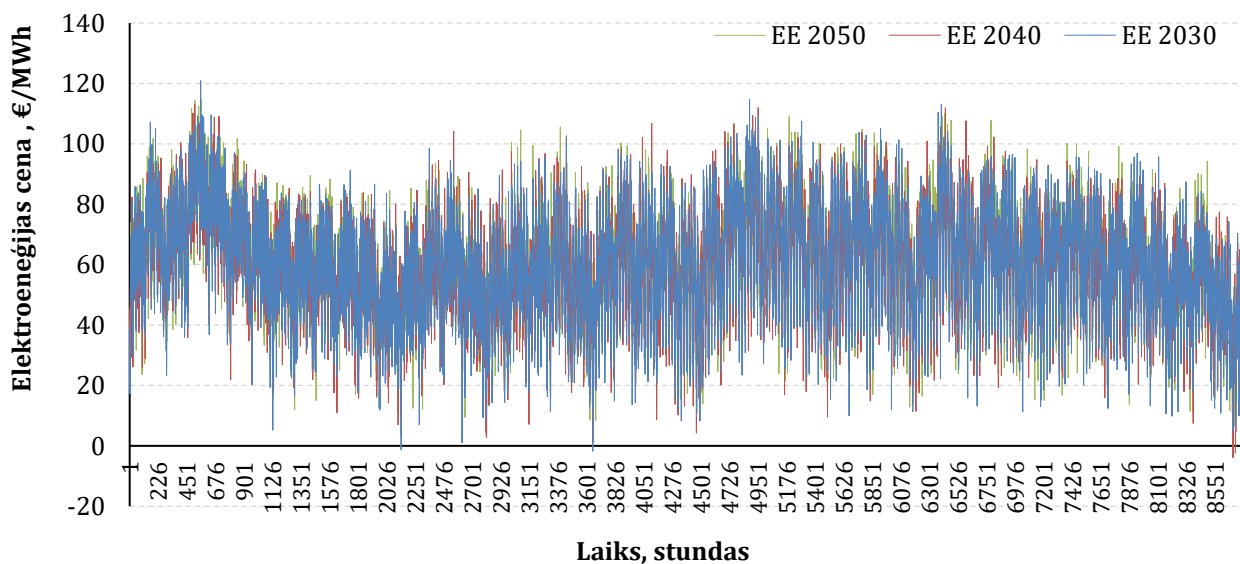
3.7. attēlā atspoguļotas vidējās elektroenerģijas cenas Baltijas valstīs 2019. gadā (bāzes gads) un elektroenerģijas cenu prognozes 2030., 2040. un 2050. gadā, kā arī norādītas procentuālās elektroenerģijas cenu izmaiņas starp šiem laika posmiem. Analizējot elektroenerģijas cenu prognozes, var apgalvot, ka prognozētajai elektroenerģijas cenai raksturīgs palielinājums 2030. gadā, elektroenerģijas cenu samazinājums 2040. gadā un atkal cenu pieaugums 2050. gadā. Piemēram, prognozētā biržas elektroenerģijas cena Latvijā 2030. gadā ir par 23,5% augstāka, nekā tā bija 2019. gadā. 2040. gadā prognozēts neliels elektroenerģijas cenas samazinājums, salīdzinot ar 2030. gadu. 2050. gadā ir novērojams elektroenerģijas cenu pieaugums par 23,3%, salīdzinot ar 2019. gadu, un 2,2% pieaugums salīdzinājumā ar 2040. gadu.



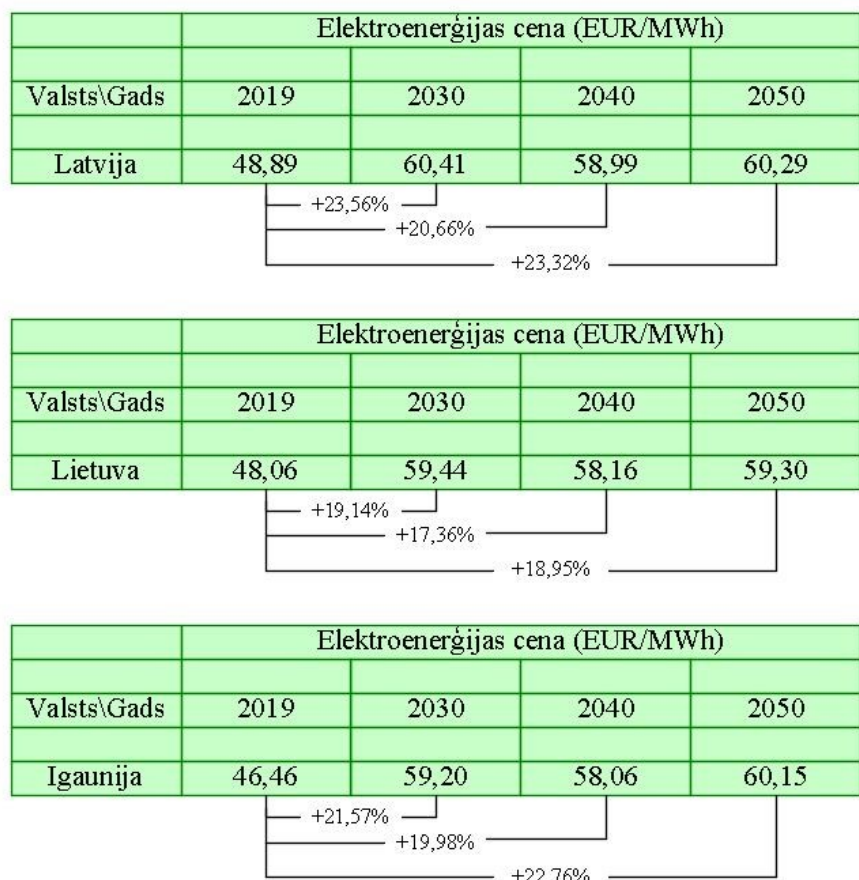
3.4. att. Latvijā prognozētā elektroenerģijas cena 2030., 2040. un 2050. gadā



3.5. att. Lietuvā prognozētā elektroenerģijas cena 2030., 2040. un 2050. gadā



3.6. att. Igaunijā prognozētā elektroenerģijas cena 2030., 2040. un 2050. gadā



3.7. att. Baltijas valstu vidējo cenu prognoze un to procentuālās izmaiņas

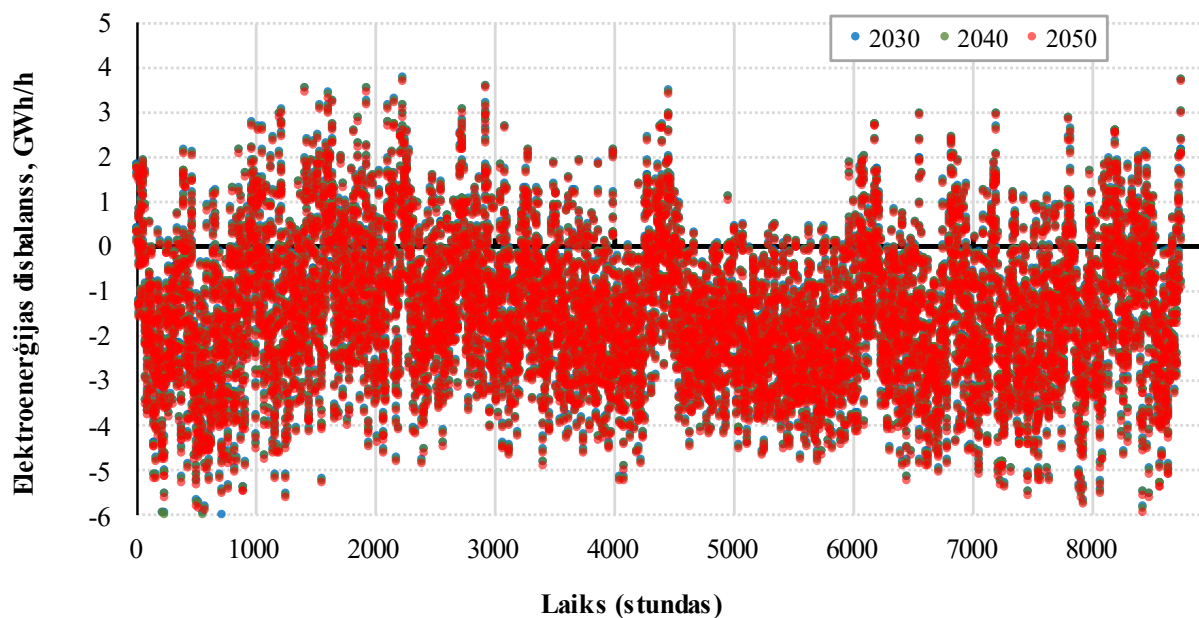
3.3. Baltijas valstu energosistēmu disbalansa novērtēšanas rezultāti

Šajā nodaļā aplūkota starpība starp katras stundas elektroenerģijas patēriņu un saražoto enerģiju, kas aprēķināta trīs iterācijās. Turpmāk tā apzīmēta kā disbalanss, kas raksturo energosistēmas spēju nodrošināt enerģijas pieprasījumu ar pašu ģenerāciju un pēc nepieciešamības veikt enerģijas importu vai eksportu (lai, ievērojot pārvades ierobežojumus, importētu trūkstošo enerģiju vai eksportētu saražotās enerģijas pārpalikumu, kas nav nepieciešams Baltijas valstu patēriņam).

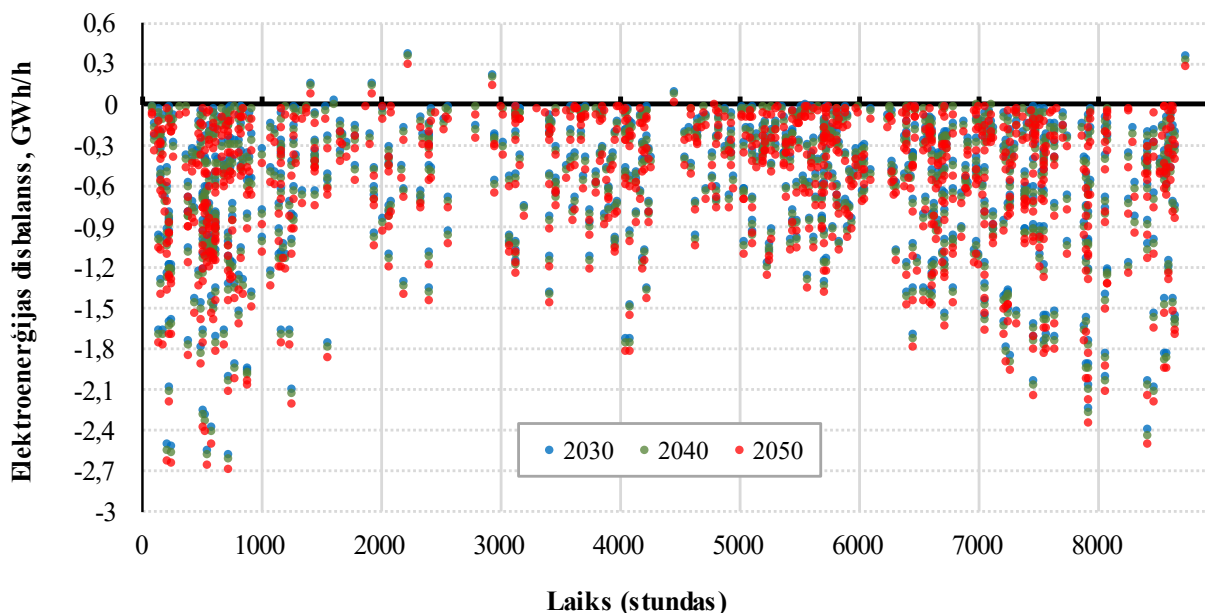
3.8. att. ir atspoguļots 1. iterācijā modelētais ikstundas BVE disbalanss 2030., 2040. un 2050. gadā. Vairumā gada stundu ir novērojams enerģijas deficīts. Viens no paņēmieniem, lai to atrisinātu, ir importēt elektroenerģiju no kaimiņvalstīm. Savukārt elektroenerģijas pārpalikumu, kad tāds rodas, iespējams pārdot. Tā 3.9. attēls atspoguļo BVE ikstundas disbalansa vērtības 2. iterācijā – pēc elektroenerģijas importa/eksporta. Jāpiebilst, ka elektroenerģijas importa/eksporta apjomu tehniski ierobežo starpsavienojumu caurlaides spēja.

Salīdzinot BVE disbalansu 3.8. un 3.9. attēlā, ir labi redzams energosistēmas enerģijas deficīta vai pārpalikuma apjoma samazinājums gadījumos, kad tiek izmantotas importa/eksporta iespējas. Tomēr starpsavienojumu caurlaides spējas ierobežojumu dēļ šajā

iterācijā nav iespējams pilnībā novērst deficītu. Šajā gadījumā var paredzēt un izmantot rezervēto jaudu. Pieņemam, ka šim nolūkam tiek izmantotas augsti efektīvas gāzes elektrostacijas: Elektrēnu TEC⁵⁰ Lietuvā (nodots ekspluatācijā 2012. gadā) un esošās Rīgas TEC-1 un TEC-2, kuras nodrošina enerģiju deficīta novēršanai nākamajā aprēķinu iterācijā. 3.10. attēlā ir parādīta trešajā (galīgajā) iterācijā aprēķinātā BVE disbalansa prognoze 2030., 2040. un 2050. gadam pēc šo rezervju izmantošanas.

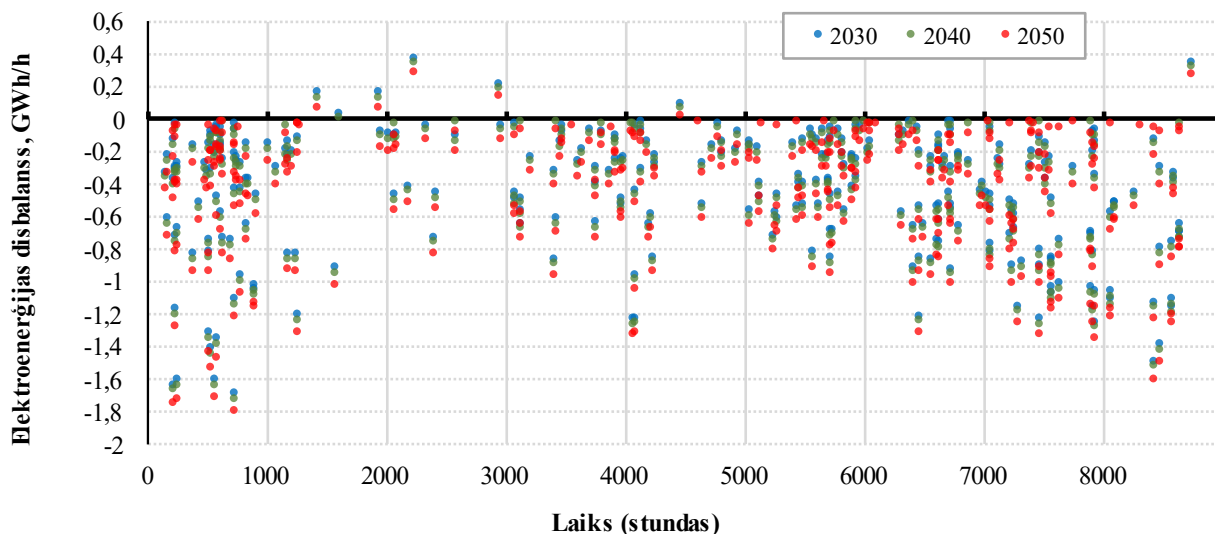


3.8. att. Modelētās BVE disbalansa vērtības 2030., 2040. un 2050. gadā



3.9. att. Modelētās BVE disbalansa vērtības pēc importa/eksporta 2030., 2040. un 2050. gadā

⁵⁰ <https://enmin.lrv.lt/en/strategic-projects/electricity-sector/combined-cycle-unit-elektrenai-power-plant>

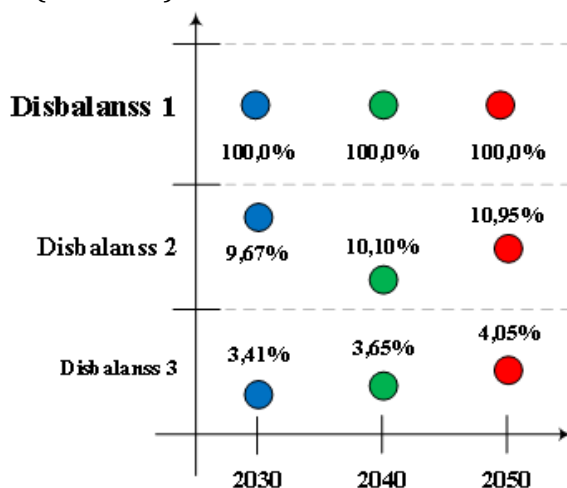


3.10. att. Modelētās BVE disbalansa vērtības pēc rezerves jaudas izmantošanas 2030., 2040. un 2050. gadā

Lai detalizētāk izprastu rezervju un importa/eksporta lomu energosistēmas bilances nodrošināšanā, apskatīsim trīs teorētiskus gadījumus:

- energosistēmas darba režīma plānošanas 1. iterācija – bez importa/eksporta un bez rezerves izmantošanas, kā rezultātā tiek iegūts **Disbalanss 1**;
- energosistēmas darba režīma plānošanas 2. iterācija, izmantojot elektroenerģijas importa/eksporta iespējas, iegūstot **Disbalansu 2**;
- energosistēmas darba režīma plānošanas 3. iterācija, izmantojot importa/eksporta un rezervju iespējas, tādējādi iegūstot **Disbalansu 3**.

3.11. attēlā parādīts bāzes scenārijā modelēto gada stundu īpatsvars (%), kad BVE prognozētais disbalanss 2030., 2040. un 2050. gadā. Modelēšanas 1. iterācijā disbalanss novērojams visās gada stundās, savukārt 3. iterācijā pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūras un pēc rezerves jaudas izmantošanas tas sasniedz 3,41% 2030. gadā, 3,65% 2040. gadā un 4,05% 2050. gadā. Līdz ar to ir pietiekami nozīmīgs tādu stundu skaits gadā, kad prognozētais enerģijas deficīts (3.10. att.).



3.11. att. Modelētais BVE disbalanss bāzes scenārijā 2030., 2040. un 2050. gadā

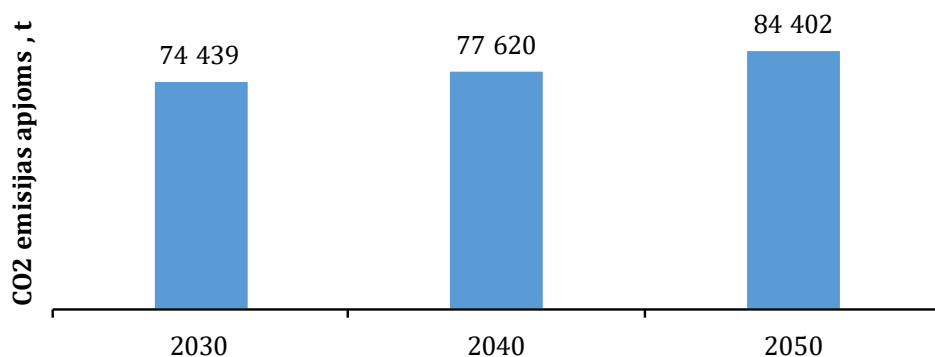
3.2. tabula ietver BVE disbalansa modelēšanas rezultātus katrā iterācijā 2030., 2040. un 2050. gadam dažādos scenārijos (bāzes scenārijs iekrāsots ar pelēku). Tabulā norādītās vērtības atspoguļo to gada stundu īpatsvaru, kurās BVE bija disbalanss.

3.2. tab. BVE disbalansa modelēšanas rezultāti 2030., 2040. un 2050. gadam dažādiem scenārijiem (procentuālā vērtība no kopējā stundu skaita)

2030			
AER scenārijs	Disbalanss 1	Disbalanss 2	Disbalanss 3
SES=1,0 GW, VES=1,5 GW	100,00%	22,06%	7,70%
SES=1,0 GW, VES=2,0 GW	100,00%	18,48%	6,44%
SES=1,0 GW, VES=5,0 GW	100,00%	9,67%	3,41%
SES=1,5 GW, VES=1,5 GW	100,00%	20,73%	6,98%
SES=1,5 GW, VES=2,0 GW	100,00%	17,24%	5,85%
2040			
AER scenārijs	Disbalanss 1	Disbalanss 2	Disbalanss 3
SES=1,5 GW, VES=2,5 GW	100,00%	15,38%	5,38%
SES=1,5 GW, VES=3,0 GW	100,00%	13,55%	4,66%
SES=1,0 GW, VES=5,0 GW	100,00%	10,10%	3,65%
SES=2,5 GW, VES=3,5 GW	100,00%	10,65%	3,50%
SES=2,0 GW, VES=3,0 GW	100,00%	12,74%	4,26%
2050			
AER scenārijs	Disbalanss 1	Disbalanss 2	Disbalanss 3
SES=1,0 GW, VES=4,0 GW	100,00%	13,48%	4,83%
SES=2,0 GW, VES=4,0 GW	100,00%	11,45%	3,77%
SES=1,0 GW, VES=5,0 GW	100,00%	10,95%	4,05%
SES=2,0 GW, VES=5,0 GW	100,00%	9,64%	3,34%
SES=3,0 GW, VES=5,0 GW	100,00%	8,55%	3,12%
SES=3,0 GW, VES=7,0 GW	100,00%	6,26%	5,31%

3.4. Baltijas valstu CO₂ emisijas apjoms

3.12. attēls atspoguļo elektrostaciju CO₂ emisijas apjomu bāzes scenārijā (SES ar jaudu 1 GW, VES ar jaudu 5 GW) trim laika posmiem: 2030. gadam, 2040. gadam un 2050. gadam.

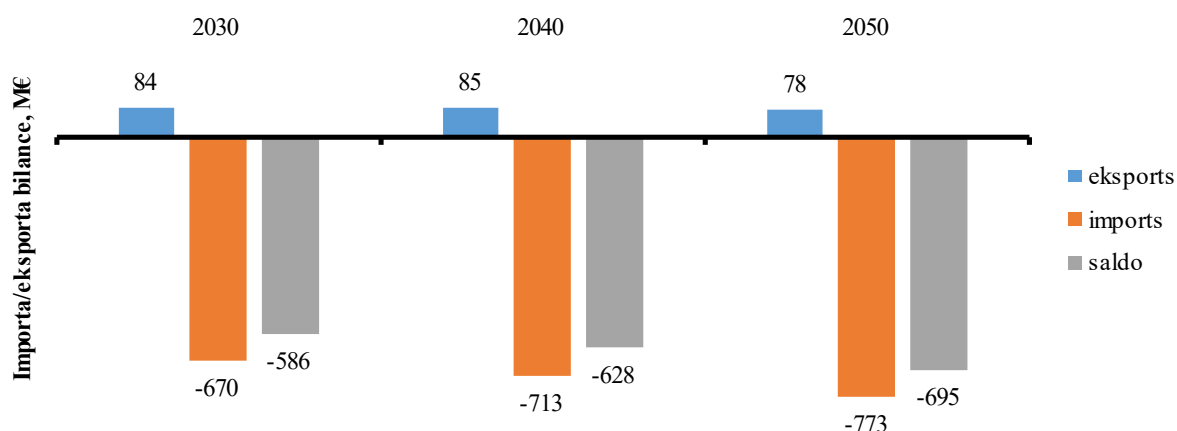


3.12. att. BVE CO₂ emisijas apjoms 2030., 2040. un 2050. gadā (bāzes scenārijs)

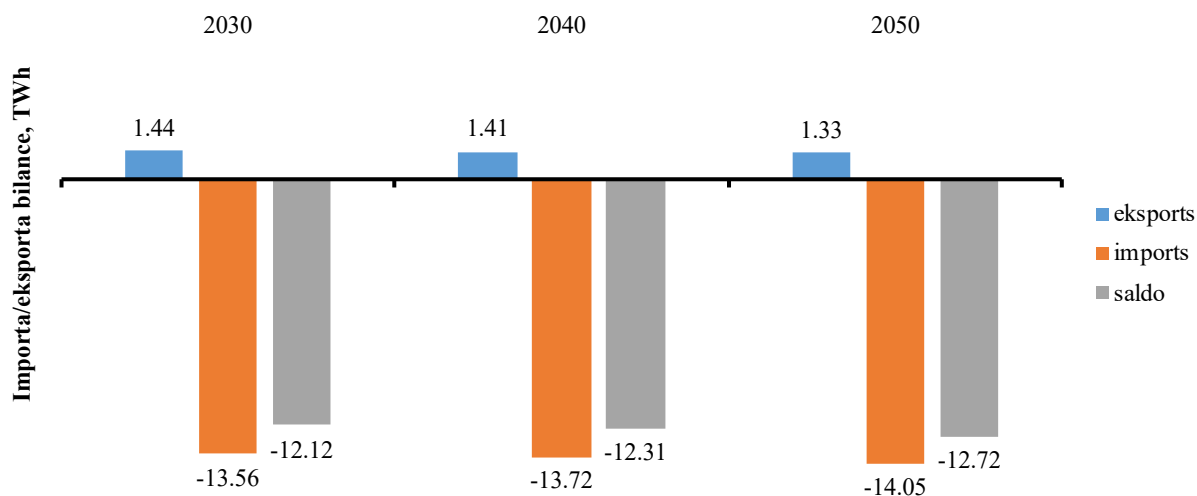
Grafikā novērojams neliels CO₂ izmešu pieaugums par 4,3% laika posmā no 2030. gada līdz 2040. gadam un par 8,7% laika posmā no 2040. gada līdz 2050. gadam. To var izskaidrot ar Baltijas valstu elektroenerģijas patēriņa pieaugumu visā plānošanas periodā un no tā izrietošo augošo vajadzību pēc fosilā kurināmā rezerves elektrostaciju izmantošanas, tā kā bāzes scenārijs pieņēmumos tiek realizēts 2030. gadā un pēc tam AER ģenerācija šajā scenārijā nemainās. Lai emisija mazinātos, būtu jāturpina AER elektrostaciju izbūve arī turpmākajos gados.

3.5. Elektroenerģijas imports/eksports

Eksportētās un importētās elektroenerģijas apjoma novērtējums ir svarīgs ne tikai energosistēmu, bet arī valstu ekonomikas attīstības plānošanas uzdevumu risināšanai. Šim nolūkam 3.14. attēlā ilustrēts modelētais BVE elektroenerģijas eksporta/importa apjoms 2030., 2040. un 2050. gadā bāzes scenārijā, bet 3.13. attēlā tas atspoguļots naudas izteiksmē (kā ieņēmumi no enerģijas pārdošanas (eksporta) un izdevumi par tās iepirkšanu (importu)). Aprēķinam izmantotas prognozētās elektroenerģijas tirgus ikstundas cenas un modelētais importa/eksporta apjoms. Arī importa apjoma un izmaksu pieaugums skaidrojams ar bāzes scenārijā pieņemto AER uzstādītās jaudas nemainīgumu pēc 2030. gada, kamēr elektroenerģijas patēriņš un tirgus cenas pieaug.



3.13. att. Modelētās BVE enerģijas importa izmaksas un ieņēmumi par eksportu 2030., 2040., 2050. gadā



3.14. att. Modelētais BVE importa/eksporta apjoms 2030., 2040., 2050. gadā bāzes scenārijā

4. Latvijas enerģosistēmas modelēšanas rezultāti

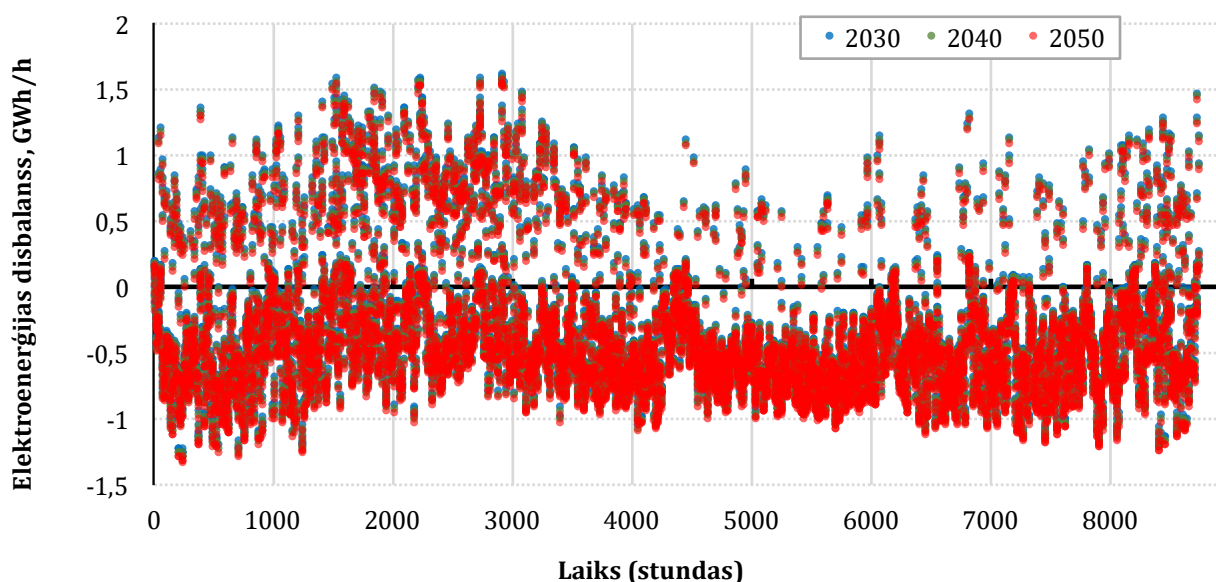
Latvijas enerģosistēmas modelis (LEM) satur: Daugavas HES kaskādes lineāro modeli, TEC-1 un TEC-2 polinomiālo modeli^{41, 42}, SES, VES un biomasas koģenerācijas staciju modeļus.

4.1. Latvijas disbalansa novērtējuma rezultāti

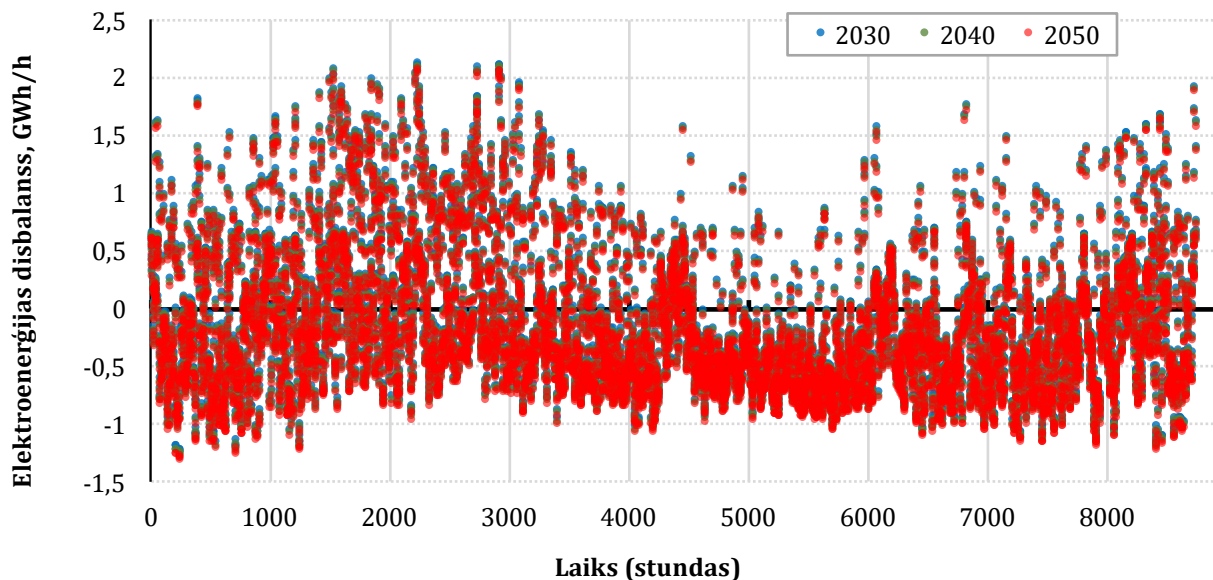
Ņemot vērā Baltijas valstu AER elektrostaciju izplatības prognozes varbūtisko raksturu, Latvijas enerģosistēmas analīzei pieņemti trīs gadījumi (varianti):

- 1) Latvijas AER īpatsvars no BVE AER ir 20% no iepriekšminētā bāzes scenārija;
- 2) Latvijas AER īpatsvars no BVE AER ir 30% no bāzes scenārija;
- 3) Latvijas AER īpatsvars no BVE AER ir 40% no bāzes scenārija.

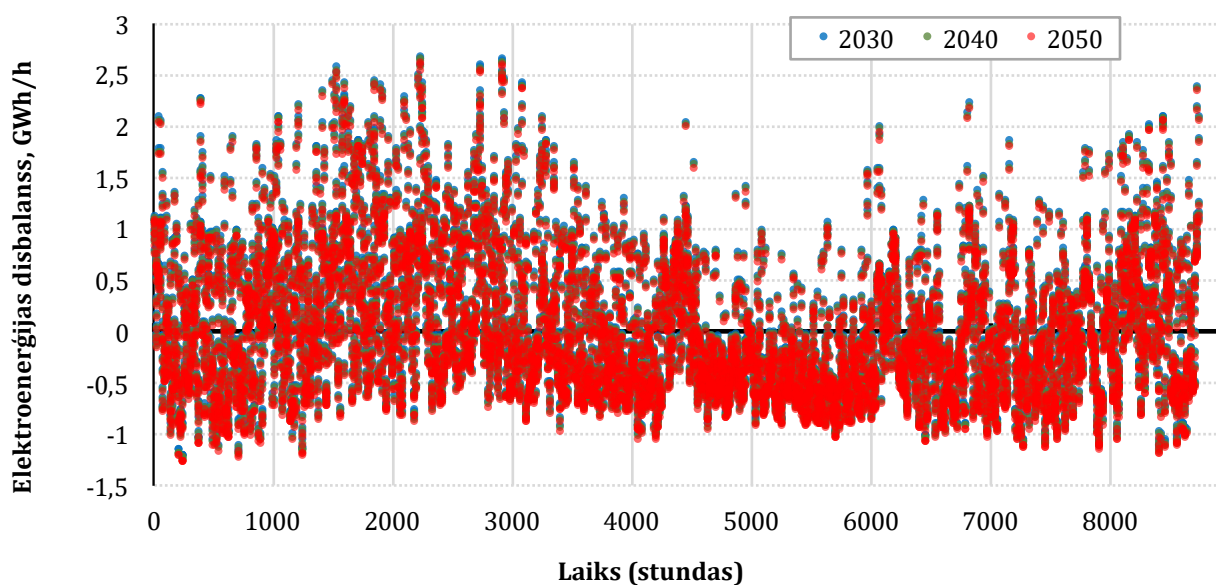
LEM disbalansa prognoze 1. iterācijā (**Disbalanss 1**, sk. 3. nodaļu) pie dažāda AER īpatsvara trim laika posmiem (2030. g., 2040. g., 2050. g.) parādīta 4.1.–4.3. att. Salīdzinot šos attēlus, novērojams, ka, palielinoties AER īpatsvaram, palielinās elektroenerģijas pārpalikuma apjoms un šādu gada stundu īpatsvars, kā arī samazinās deficīta apjoms un attiecīgo stundu īpatsvars. Līdz ar to pieaug Latvijas enerģosistēmas eksporta iespējas un samazinās vajadzība pēc enerģijas importa.



4.1. att. LEM disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 20% AER daļu



4.2. att. LEM disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 30% AER daļu



4.3. att. LEM disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 40% AER daļu

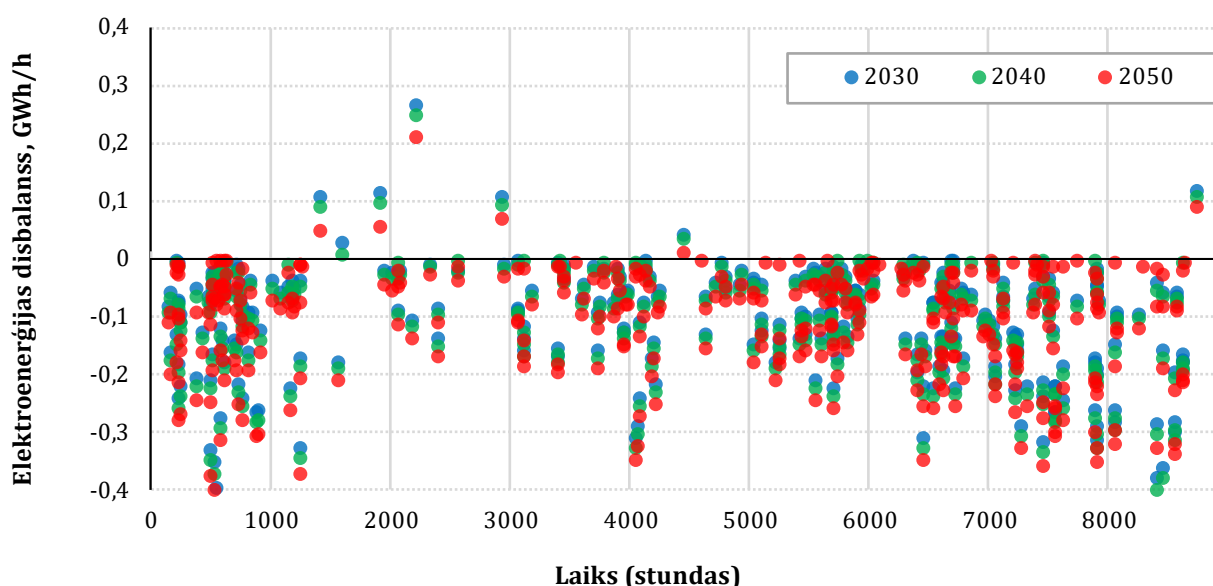
4.1. tabulā apkopoti rezultāti par LEM 1. iterācijā prognozēto enerģosistēmas disbalansu un deficīta vai pārpalikuma biežumu, kas izteikts procentos no gada stundām. 2050. gadā pie 40% AER īpatsvara elektroenerģijas pārpalikums palielinās 2,76 reizes, salīdzinot ar 20% AER īpatsvara variantu. Tajā pašā gadā elektroenerģijas deficīta apjoms samazinās par 41,7%.

4.1. tab. LEM disbalansa rezultāti 1. iterācijā

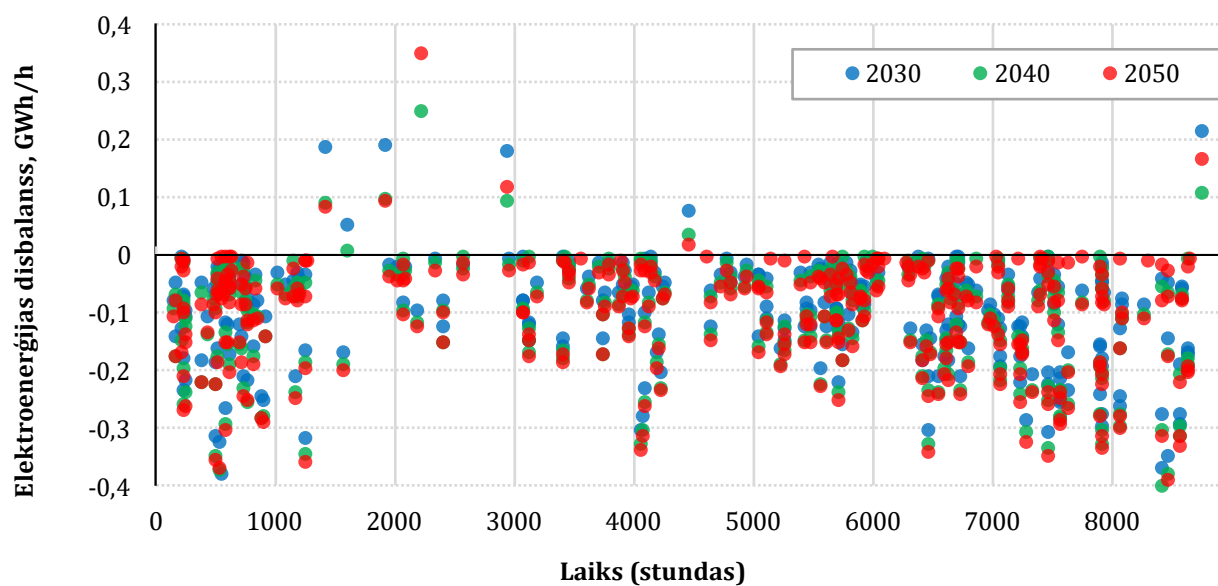
Latvijas AER īpatsvars no BVE AER	20%	30%	40%
2030			
Elektroenerģijas pārpalikums (MWh)/(%)	937 475/ 18,76%	1 578 216/ 32,92%	2 549 834/ 44,28%
Elektroenerģijas deficīts (MWh)/(%)	3 682 847/ 81,24%	2 732 975/ 67,08%	2 113 979/ 55,72%
2040			
Elektroenerģijas pārpalikums (MWh)/(%)	900 565/ 18,07%	1 515 510/ 32,10%	2 466 718/ 43,26%
Elektroenerģijas deficīts (MWh)/(%)	3 831 258/ 81,93%	2 855 589/ 67,90%	2 216 184/ 56,74%
2050			
Elektroenerģijas pārpalikums (MWh)/(%)	863 726/ 17,53%	1 453 063/ 31,03%	2 383 332/ 42,25%
Elektroenerģijas deficīts (MWh)/(%)	3 984 501/ 82,47%	2 983 225/ 68,97%	2 322 881/ 57,75%

Nākamais solis ir aprēķināt un izanalizēt Latvijas energosistēmas disbalansa apjomu 3. iterācijā, kad enerģijas pārpalikums tiek eksportēts un elektroenerģijas deficīta problēma tiek risināta ar importa procedūru un rezerves jaudas izmantošanu.

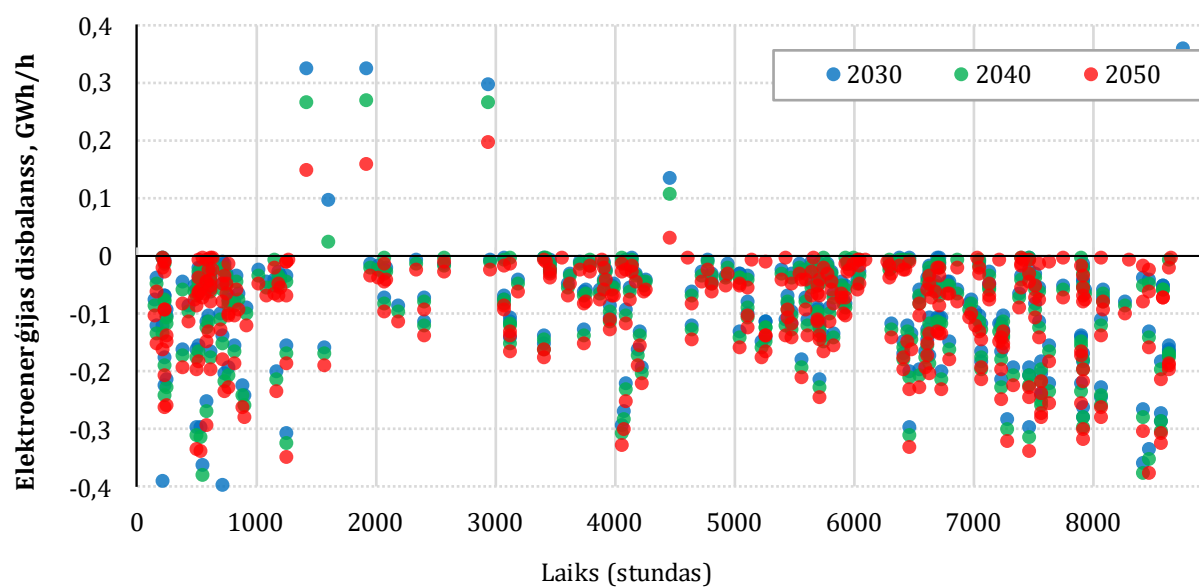
4.4.–4.6. attēls atspoguļo LEM disbalansa galīgo stāvokli (**Disbalanss 3**) 2030., 2040., 2050. gada stundās pie pieņemtajām AER procentuālajām daļām. Gada summārie rezultāti apkopoti 4.2. tabulā, kur norādīts deficīta/pārpalikuma apjoms gada ietvaros un attiecīgo stundu īpatsvars. Pieaugot AER apjomam, katrā modelētajā gadā palielinās enerģijas pārpalikuma apjoms un samazinās summārā deficīta vērtība, tomēr nemainās šādu gada stundu īpatsvars, kas liecina, ka deficīta/pārpalikuma problēma tomēr netiek pilnībā atrisināta.



4.4. att. Latvijas energosistēmas gala disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 20% AER daļu



4.5. att. Latvijas enerģosistēmas gala disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 30% AER daļu



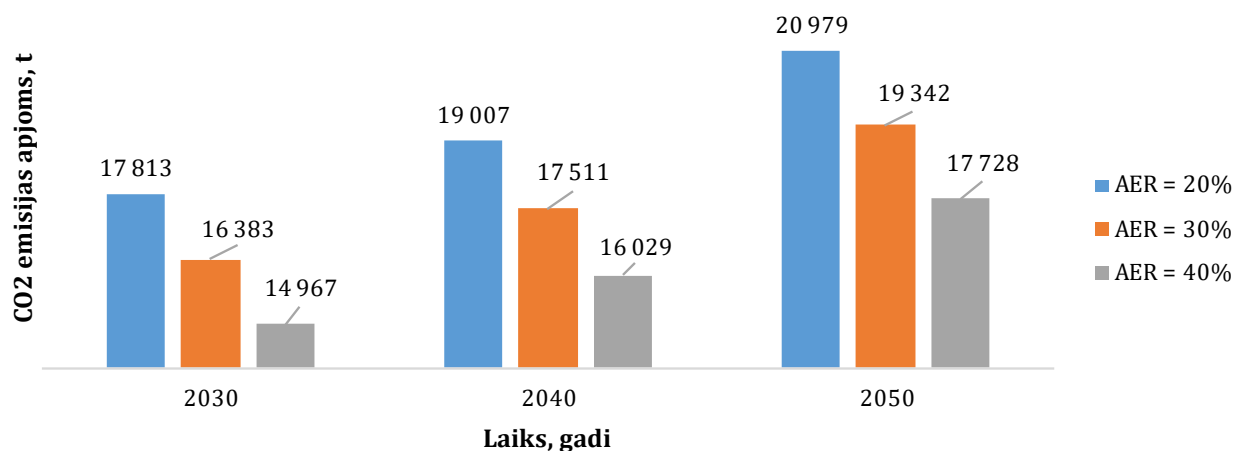
4.6. att. Latvijas enerģosistēmas gala disbalansa prognoze 2030., 2040., 2050. gadam ar 40% AER daļu

4.2. tab. LEM "Disbalanss 3" aprēķinu rezultāti

Latvijas AER daļa no BVE AER	20%	30%	40%
2030			
Elektroenerģijas pārpalikums (MWh)/(%)	799 / 0,08%	1 356/ 0,08%	2 290/ 0,08%
Elektroenerģijas deficīts (MWh)/(%)	32 606/ 3,33%	30 395/ 3,33%	28 264/ 3,33%
2040			
Elektroenerģijas pārpalikums (MWh)/(%)	688/ 0,08%	11 70/ 0,08%	1 974/ 0,08%
Elektroenerģijas deficīts (MWh)/(%)	35 782/ 3,57%	33 371/ 3,57%	31 049/ 3,57%
2050			
Elektroenerģijas pārpalikums (MWh)/(%)	491/ 0,07%	841/ 0,07%	1 427/ 0,07%
Elektroenerģijas deficīts (MWh)/(%)	41 806/ 3,98%	38 960/ 3,98%	36 224/ 3,98%

4.2. Latvijas CO₂ emisijas apjoms

Latvijas energosistēmas veiksmīgai sabalansēšanai nepieciešams aktivizēt esošās vietējās elektroenerģijas ražošanas rezerves, kas izmanto fosilo kurināmo un rada CO₂ emisiju. 4.7. attēlā parādīts modelētais CO₂ emisijas apjoms laika periodam no 2030. gada līdz 2050. gadam pie pieņemtajiem AER īpatsvara rādītājiem. No diagrammas izriet, ka AER īpatsvars energosistēmā cieši korelē ar jaudas rezervju nepieciešamību. Piemēram, 2050. gadā 40% AER īpatsvara gadījumā prognozētais CO₂ emisijas apjoms ir par 3251 tonnām mazāks nekā pie 20% AER īpatsvara. Emisijas apjoma pieaugums gadu gaitā izriet no bāzes scenārija pieņēmuma, kurā pēc 2030. gada nemainās AER uzstādītā jauda, taču patēriņš turpina pieaugt. Citos scenārijos – turpinot AER izbūvi atbilstoši pieaugošajam patēriņam – emisijas apjoms varētu samazināties.

4.7. att. Latvijas CO₂ emisijas apjoms 2030., 2040., 2050. gadā bāzes scenārijā

5. AER elektrostaciju darbības rentabilitātes novērtējums elektroenerģijas tirgos

Parasti jaunas elektrostacijas izbūves plānošanas jautājumi no tās īpašnieka vai investora skatu punkta tiek formulēti peļņas maksimizācijas uzdevumu veidā. Šim nolūkam projektētāji izmanto vairākus ekonomiskos kritērijus, piemēram, naudas plūsmas neto pašreizējo vērtību (NPV⁵¹), iekšējo atdeves koeficientu (IRR⁵²), atmaksāšanās periodu (PP⁵³) un izlīdzinātās enerģijas izmaksas (LCOE⁵⁴). Šajā pētījumā mēs aprobežojamies tikai ar NPV, PP un IRR rādītāju izmantošanu. Minēto ekonomisko kritēriju detalizēts apraksts ir sniegts vairākās mūsu publikācijās^{55,56,57}.

NPV kā projekta īstenošanas izdevīguma novērtēšanas mērs ataino tā nākotnes peļņu, aprēķinot to atbilstoši šo finanšu līdzekļu pašreizējai jeb tagadnes vērtībai, t. i., ņemot vērā naudas vērtības izmaiņas laikā. Šāda analīze nepieciešama tādēļ, ka nākotnē iegūstami finanšu līdzekļi vienmēr būs mazāk vērtīgi nekā skaitliski identiska naudas summa, kas pieejama uzreiz un kuru varētu investēt arī citos projektos vai finanšu mehānismos. Šī iemesla dēļ NPV aprēķinā tiek veikta visu ikgadējo naudas plūsmu diskontēšana. Lai gan kopumā ir dažādas pieejas diskontēšanas koeficienta izvēlē, tās kopumā reducējas uz alternatīvo izmaksu aplēsi, atkarībā no projekta īstenošanu izvēles tajā ņemot vērā tādus faktorus kā potenciālo atdevi no alternatīviem projektiem, valsts obligāciju vai finanšu investīciju portfeļu atdevi, finansējuma piesaistīšanas izmaksas, ilgtermiņa riskus u. tml. Tiesa gan, reālās kapitāla piesaistes (t. i., kreditēšanas) izmaksas diskontēšanas koeficienta noteikšanā pielieto retāk, jo tās nav korekti vienādojamas ar alternatīvo izmaksu jēdzienu; attiecīgi kapitāla piesaistes jautājums ir skatāms atsevišķi no projekta salīdzināmā izdevīguma novērtēšanas. Nereti rekomendēta pieeja diskontēšanas koeficienta izvēlei ir paļauties uz oficiālu institūciju publicētajiem rādītājiem⁵⁸.

Kopumā diskonta likmei ir jāatbilsto minimālā projekta atdeve, ko no tā sagaida investori⁵⁹. Attiecīgi, ja NPV, kas aprēķināta, ņemot vērā projekta darbības laiku, ir pozitīva, tad var secināt,

⁵¹ NPV (angļu val. – *net present value*)

⁵² IRR (angļu val. – *internal rate of return*)

⁵³ PP (angļu val. – *payback period*)

⁵⁴ LCOE (angļu val. – *levelized cost of energy*)

⁵⁵ Berinš, J., Petričenko, L. Economical Valuation of Wave Power Plant in the Baltic Sea Region at Pre-Flexibility Stage. *Latvian Journal of Physics and Technical Sciences*, 2019, Vol. 56, No. 6, 32.-46.lpp. ISSN 0868-8257. Pieejams: doi:10.2478/lpts-2019-0033

⁵⁶ Sauhats, A., Zemīte, L., Petričenko, L., Moškins, I., Jasevičs, A. Estimating the Economic Impacts of Net Metering Schemes for Residential PV Systems with Profiling of Power Demand, Generation, and Market Prices. *Energies*, 2018, Vol. 11, No. 11, 1.-19.lpp. ISSN 1996-1073. Pieejams: doi:10.3390/en1113222

⁵⁷ Petričenko, R., Petričenko, L., Sauhats, A., Slivikas, A., Gudzius, S., Zima-Bočkarjova, M. Profitability Study of Floating PV and Storage Pumped Hydropower Plant. No: 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM 2020), Zviedrija, Stokholma, 16.-18. septembris, 2020. Piscataway, NJ: IEEE, 2020, 135.-140.lpp. ISBN 978-1-7281-6920-0. e-ISBN 978-1-7281-6919-4. ISSN 2165-4077. e-ISSN 2165-4093. Pieejams: doi:10.1109/EEM49802.2020.9221983

⁵⁸ *Guide to cost-benefit analysis of investment projects. Prepared for: Evaluation Unit DG Regional Policy European Commission*, pieejams: https://ec.europa.eu/regional_policy/sources/docgener/guides/cost/guide02_en.pdf

⁵⁹ RE Vision Consulting, LLC, *Economic Methodology for the Evaluation of Emerging Renewable Technologies*, pieejams: <https://energy.sandia.gov/wp-content/gallery/uploads/Re-Vision-Economic-Methodology-for-the-Evaluation-of-Emerging-Renewable-Technologies-MP-11-9-11.pdf>

ka šāda investīciju projekta realizācija ir izdevīga. Savukārt negatīva NPV pati par sevi nenozīmē, ka projekts nespēs strādāt ar peļņu, taču tā norāda, ka izdevīgāk būtu investēt finanšu līdzekļus citos alternatīvos projektos vai finanšu tirgos.

Projektu rentabilitātes rādītājs IRR savukārt ataino sagaidāmo investīciju atdevi. Faktiski IRR ir diskonta likme, pie kuras NPV ir vienāda ar 0. Tātad, ja IRR ir negatīva, tad projekts pozitīvu atdevi investoriem nevar sniegt. IRR ir piemērots rādītājs tam, lai savstarpēji salīdzinātu un ranžētu dažādus vairākus alternatīvus projektus.

5.1. Scenāriji, pamatpieņēmumi un ierobežojumi

Šīs nodaļas mērķis ir novērtēt saules elektrostaciju (SES) un vēja elektrostaciju (VES) rentabilitāti, piedaloties Baltijas valstu nākamās dienas elektroenerģijas tirgū, kur cenu prognozēšanai līdz 2050. gadam izmantota jau iepriekš aprakstītā metodoloģija. Aprēķinos ievērotas šādu elektrostaciju izbūvei nepieciešamās kapitālizmaksas, kā arī ikgadējās ekspluatācijas izmaksas, novērtējot ieguldījumu atmaksāšanos 31 gada periodā. Šāds periods ir izvēlēts, lai novērtētu hipotētisko staciju darbības rentabilitāti līdz 2050. gadam.

Tā kā galvenais nolūks ir novērtēt SES un VES investīciju atmaksāšanos, tām darbojoties tirgus apstākļos, šajā posmā netiek detalizēti aplūkotas finansējuma piesaistes izmaksas. Savukārt, lai novērtētu finansiāla atbalsta ietekmi uz SES un VES atmaksāšanās periodu, aprēķinos iekļauti arī pieņēmumi par vairāku līmeņu subsīdijām, kas pieņemtas noteiktā procentuālā apmērā attiecībā pret kapitālieguldījumiem. Šajā posmā netiek analizēts konkrēts atbalsta shēmas piemērošanas veids (kas varētu izpausties, piemēram, jaudas maksājumu, garantētas iepirkuma cenas, piemaksas pie tirgus cenas u. c. veidos), uzskatāmības labad pieņemot, ka no investora skatupunkta šo atbalstu var vienkāršoti ievērot kā daļu no sākotnējiem kapitālieguldījumiem.

Aprēķiniem izmantoti šādi galvenie pieņēmumi un parametri:

- 1) aplūkota SES jauda 1...3 GW diapazonā; VES jauda 1,5...7 GW (jāpiebilst, ka izmantoto metodiku var piemērot arī mazākas jaudas elektrostacijām, veicot atbilstošu mērogošanu);
- 2) SES un VES būvniecība un darbība tiek sākta attiecīgi 2019. un 2020. gadā, bet rentabilitāte novērtēta plānošanas periodam līdz pat 2050. gadam (kopā 31 gads);
- 3) SES un VES uzstādīšanas izmaksas ir attiecīgi 880 000 €/MW⁶⁰ un 1 020 000 €/MW⁶¹. Jāpiebilst, ka kapitālieguldījumu līmenis starp jūras vēja parkiem un sauszemes vēja parkiem ir ievērojami atšķirīgs⁶², tomēr šajā pētījuma stadijā aplūkoti tikai sauszemes VES projekti;
- 4) lai novērtētu subsīdiju ietekmi uz rentabilitāti, analizēti vairāki scenāriji, pieņemot noteiktu subsīdiju procentuālo apmēru attiecībā pret kapitālieguldījumiem: 0%; 10%; 20%; 30%; 40% un 50%;

⁶⁰ Elenger opened the biggest solar power park in Estonia, 2019. Pieejams: <https://elenger.lv/en/elenger-opened-the-biggest-solar-power-park/>

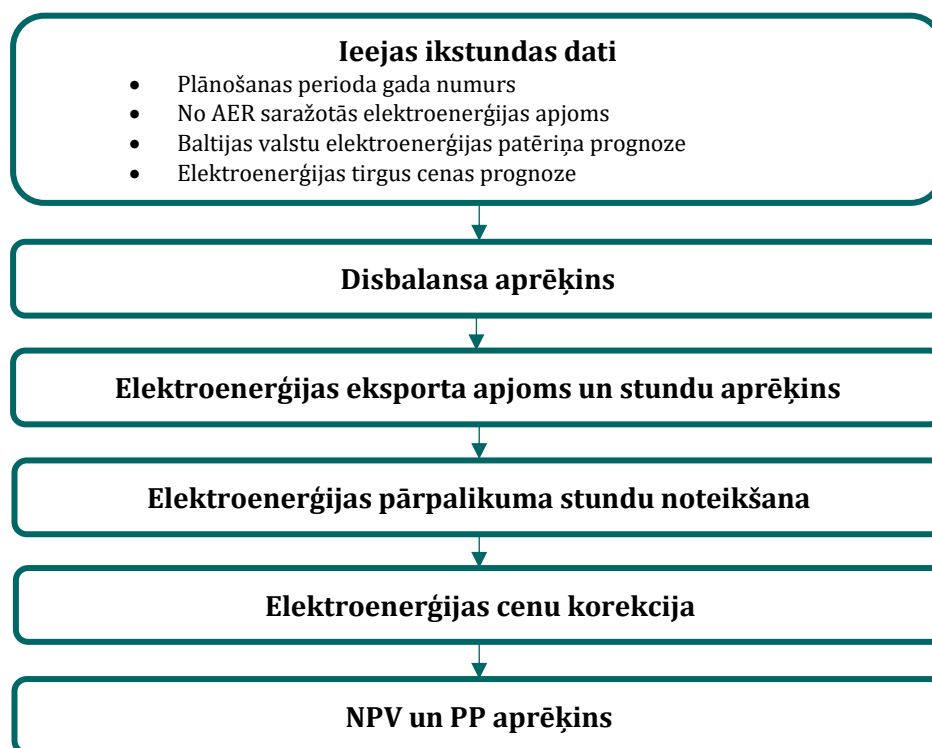
⁶¹ <https://www.checktrade.com/blog/cost-guides/wind-turbine-cost/>

⁶² María Isabel Blanco, The economics of wind energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 13, Issues 6–7, 2009, Pages 1372–1382, ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09>

- 5) SES un VES ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas ir attiecīgi 7,90 €/kW/gadā⁶³ un 21,86 €/kW/gadā;
- 6) SES un VES jaudas izmantošanas koeficients visā plānošanas periodā nemainās;
- 7) diskonta likme pieņemta 6,85% gadā⁶⁴;
- 8) izmantota elektroenerģijas cenas prognoze līdz 2050. gadam (sk. 3. nodaļu);
- 9) lai novērtējumā iekļautu arī potenciālo šādu pārtraukumainu lieljaudas atjaunīgo energoavotu elektrostaciju ietekmi uz tirgus cenas veidošanos, modelējot ieņēmumus no enerģijas pārdošanas tirgū, aplūkoti divi cenas veidošanās scenāriji:

1. *scenārijs*: visa “zaļā” enerģija tiek pārdota par Baltijas valstu apgabalā prognozētajām tirgus cenām;

2. *scenārijs*: tajā stundās, kad, ņemot vērā SES un VES ģenerācijas apjomu, Baltijas valstīs veidotos enerģijas pārpalikums, “zaļā” enerģija tiek pārdota tirgū par cenu 0 €/MWh (tādējādi pieņemot, ka lielā atjaunīgo ģenerācijas avotu īpatsvara dēļ tirgus cena noteiktās stundās var samazināties līdz nullei). Šajā gadījumā tiek aprēķināts Baltijas valstu ikstundas enerģijas “disbalanss” pēc jau iepriekš izklāstītās metodikas un pārpalikuma stundu skaits (tās stundas, kad saražotās enerģijas apjoms pārsniedz pieprasījumu, turklāt pieejamā starpsavienojumu jauda neatļauj to eksportēt). Vienkāršots aprēķina algoritms šim variantam parādīts 5.1. attēlā.



5.1. att. NPV un PP aprēķina algoritms (elektroenerģijas tirgus cenas veidošanās 2. scenārijs)

⁶³ <https://www.greentechmedia.com/articles/read/solar-om-shortcuts-lead-to-higher-costs-later-per-new-report>

⁶⁴ Avots: <https://www.kase.gov.lv/metodika/diskonta-likmes>. Tika izvēlēts: darījuma mērķis (ilgtermiņa ieguldījumu patiesas vērtības noteikšanai), saimnieciskās darbības veids (Enerģija), ceturksnis (2020(1)), valūta (EUR)

Galvenie izmantotie parametri apkopoti arī 5.1. tab. Pētījuma turpinājumā plānots aplūkot arī papildu variantus, pieņemot citus nosacījumus, kas netika iekļauti šajā nodevumā.

5.1. tab. NPV un PP aprēķinam izmantotie ekonomiskie parametri

Parametra nosaukums un mērvienība	Vērtība
Plānošanas periods, gadi	31
Diskonta likme, %	6,85
SES investīcijas, €/MW	880 000
Sauszemes VES investīcijas, €/MW	1 020 000
SES ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas, €/kW/gadā	7,90
VES ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas, €/kW/gadā	21,86

NPV tiek aprēķināta, ievērojot kapitālieguldījumus, ņemot vērā ieņēmumus $C_{pārd}$ no SES un VES saražotās elektroenerģijas pārdošanas, no kā tiek atņemti izdevumi – staciju ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas, C_{eksp} :

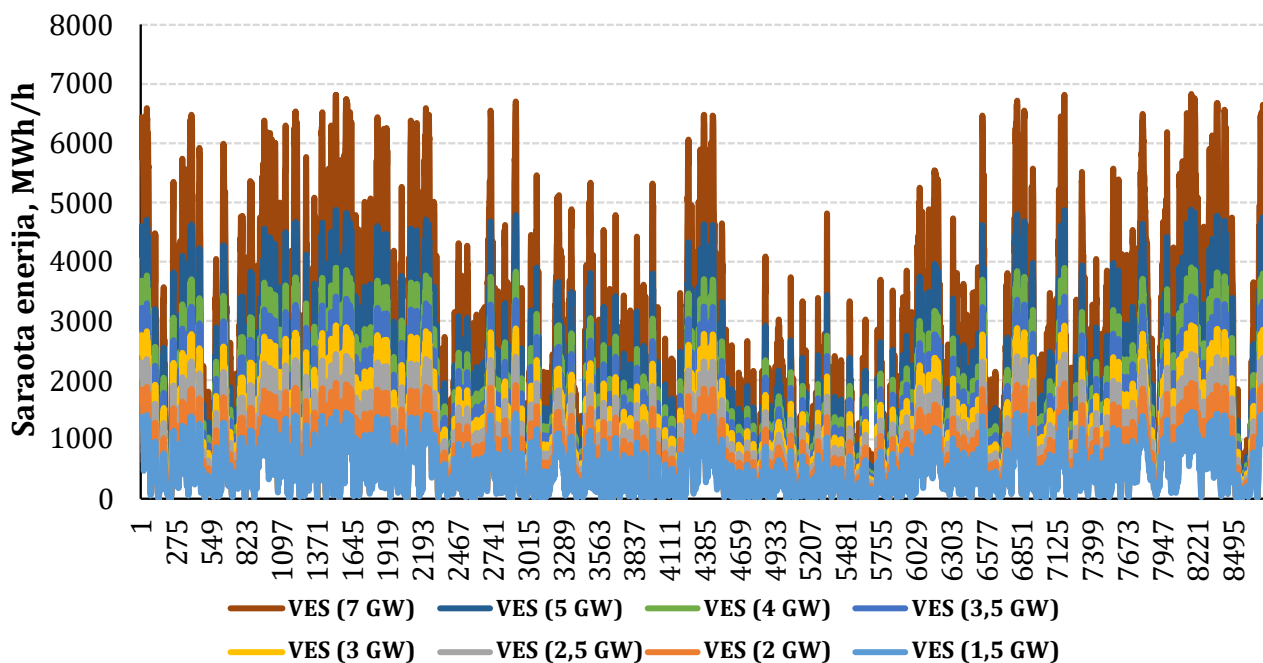
$$NPV(i_d, T_{pl}) = -C_{invest} + \sum_{t=1}^{T_{pl}} \frac{R_t}{(1 + i_d)^t} = -C_{invest} + \sum_{t=1}^{T_{pl}} \frac{C_{pārd,t} - C_{eksp,t}}{(1 + i_d)^t}, \quad (6.1)$$

kur $T_{pl} = 31$ ir SES un VES plānošanas laiks gados; t – plānošanas perioda gads (1, 2, ... T_{pl}); i_d – diskonta likme; R_t – neto naudas plūsma jeb ieņēmumu un izdevumu starpība gadā t , €; C_{invest} – investīcijas (kapitālieguldījumi) SES vai VES iegādei un uzstādīšanai, €;

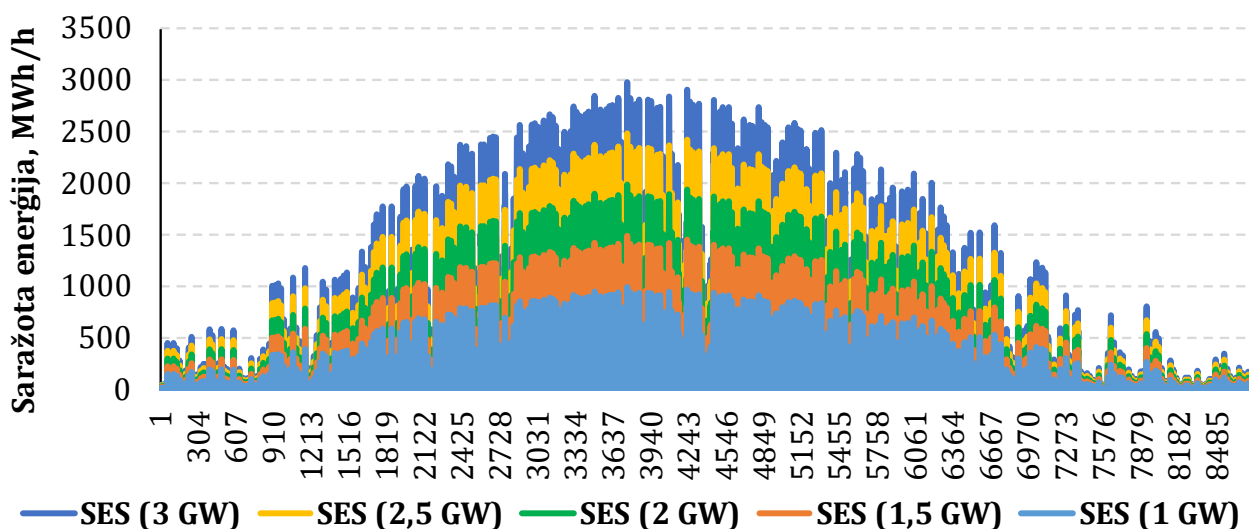
5.2. Rezultāti

Pārskatāmībās labad kopējos grafikos atspoguļoti dažu scenāriju rezultāti, taču visos scenārijos iegūtie rezultāti apkopoti 5.4. un 5.5. tabulā.

5.2. un 5.3. attēlā redzams VES un SES elektroenerģijas ražošanas apjoms visās gada stundās atkarībā no uzstādītās jaudas, kur var labi novērot SES un VES ģenerācijas mainīgumu gada laikā. Atšķirībā no SES ģenerācijas, vēja elektrostacijām elektroenerģijas ražošanas sezonālitate ir mazāk raksturīga, tomēr gada pirmajos un pēdējos mēnešos VES saražo vidēji vairāk nekā vasarā. Grafikos viegli pamanāma ģenerētās enerģijas apjoma starpība starp vienādas jaudas vēja un saules elektrostacijām. Piemēram, 1,5 GW SES gada laikā saražo 1 735 583 MWh, bet tādas pašas jaudas VES – 4 252 797 MWh, pārsniedzot SES izstrādi gandrīz divarpus reizes.

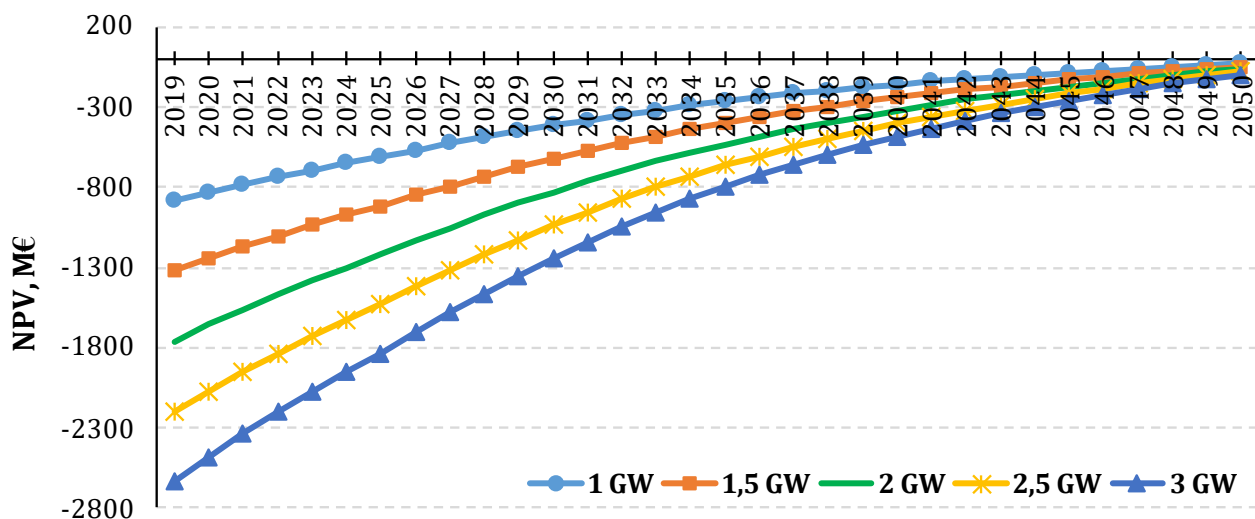


5.2. att. VES saražotais ikstundas elektroenerģijas apjoms gada laikā atkarībā no VES jaudas



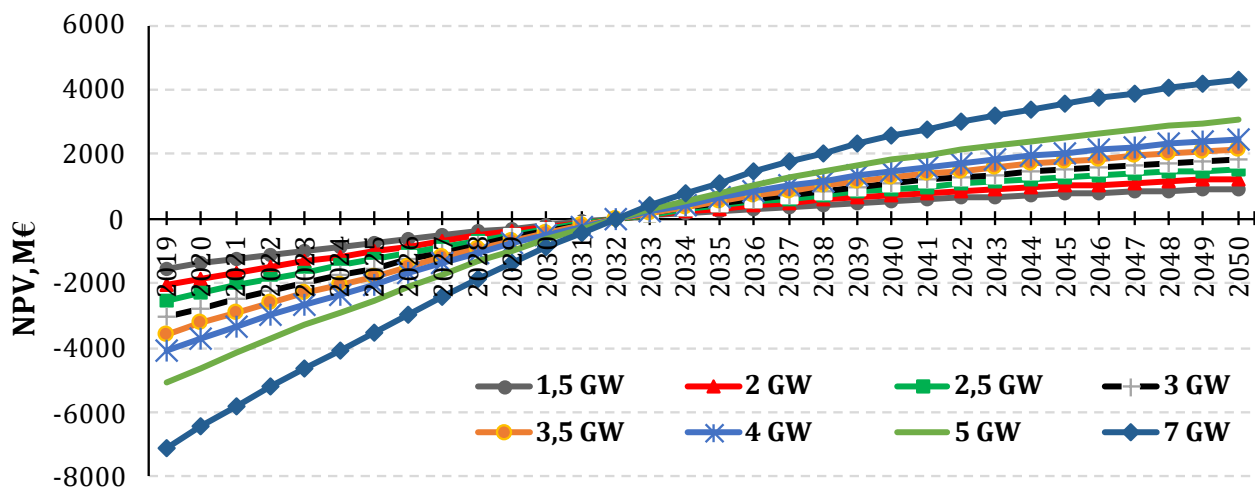
5.3. att. SES saražotais ikstundas elektroenerģijas apjoms gada laikā atkarībā no SES jaudas

5.4. attēlā parādītas NPV izmaiņas laikā pieciem SES uzstādītās jaudas variantiem 1...3 GW diapazonā (bez subsīdijas; izmantots elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenārijs). Šajā scenārijā novērojams, ka visiem variantiem jau no pirmā gada ienākumi pārsniedz uzturēšanas un ekspluatācijas izmaksas. Tomēr SES kapitālieguldījumu atmaksāšanās periods pārsniedz 31 gadu.



5.4. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no SES uzstādītās jaudas (neņemot kredītu, bez subsīdiju piemērošanas, elektroenerģijas cenas veidošanas 1. scenārijs)

5.5. attēlā parādītas NPV izmaiņas laikā astoņiem VES jaudas variantiem 1,5...7 GW diapazonā (bez subsīdijas; izmantots elektroenerģijas cenas veidošanas 1. scenārijs). VES kapitālieguldījumu atmaksāšanās periods ir 14 gadi. Visaugstākā NPV vērtība tiek sasniegta ar VES jaudu 7 GW – 2050. gadā tā ir 4307,5 M€. Tādējādi arī kontekstā ar sākotnējiem kapitālieguldījumiem (šajā gadījumā – 7140 M€) kopumā VES rentabilitāti var vērtēt kā labu. Līdzīgi secinājumi izdarāmi arī par mazākas jaudas VES, jo tām visām aprēķinātais atmaksāšanās periods ir vienāds.



5.5. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no VES uzstādītās jaudas (neņemot kredītu, bez subsīdiju piemērošanas, elektroenerģijas cenas veidošanas 1. scenārijs)

Aprēķinātie SES ieņēmumi visiem jaudas variantiem apkopoti 5.2. tabulā (izmantots elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenārijs). Savukārt ikgadējās SES ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas atbilstoši sākotnējiem pieņēmumiem ir šādas: 1 GW SES – 7,9 M€; 1,5 GW SES – 11,85 M€; 2 GW SES – 15,8 M€; 2,5 GW SES – 19,75 M€ un 3 GW SES – 23,7 M€.

5.2. tab. SES ieņēmumi no elektroenerģijas pārdošanas

Plānošanas perioda gads	Ieņēmumi, M€				
	1 GW	1,5 GW	2 GW	2,5 GW	3 GW
2020	62,24	93,37	124,49	155,61	186,73
2021	63,49	95,23	126,98	158,72	190,47
2022	63,91	95,87	127,83	159,78	191,74
2023	63,78	95,67	127,55	159,44	191,33
2024	64,67	97,01	129,34	161,68	194,02
2025	65,20	97,81	130,41	163,01	195,61
2026	77,96	116,93	155,91	194,89	233,87
2027	76,80	115,20	153,60	192,01	230,41
2028	80,95	121,42	161,89	202,37	242,84
2029	79,67	119,51	159,34	199,18	239,01
2030	82,07	123,11	164,14	205,18	246,21
2031	81,89	122,83	163,78	204,72	245,66
2032	82,95	124,43	165,90	207,38	248,85
2033	81,98	122,97	163,96	204,95	245,94
2034	82,95	124,43	165,90	207,38	248,85
2035	83,02	124,53	166,04	207,55	249,06
2036	83,09	124,63	166,17	207,72	249,26
2037	82,64	123,96	165,28	206,60	247,92
2038	82,19	123,29	164,38	205,48	246,58
2039	81,17	121,75	162,33	202,92	243,50
2040	80,14	120,21	160,28	200,36	240,43
2041	80,08	120,12	160,16	200,20	240,24
2042	80,02	120,03	160,04	200,05	240,06
2043	80,90	121,35	161,80	202,25	242,70
2044	81,78	122,67	163,56	204,45	245,35
2045	81,25	121,88	162,50	203,13	243,75
2046	80,72	121,08	161,44	201,80	242,16
2047	81,96	122,93	163,91	204,89	245,87
2048	83,19	124,79	166,39	207,98	249,58
2049	82,55	123,82	165,10	206,37	247,65
2050	81,90	122,85	163,81	204,76	245,71

Aprēķinātie VES ieņēmumi visiem jaudas variantiem apkopoti 5.3. tabulā (izmantots elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenārijs). Ikgadējās VES ekspluatācijas un uzturēšanas izmaksas ir šādas: 1,5 GW VES – 32,79 M€; 2 GW VES – 43,73 M€; 2,5 GW VES – 56,65 M€; 3 GW VES – 65,58 M€; 3,5 GW VES – 76,51 M€; 4 GW VES – 87,44 M€; 5 GW VES – 109,3 M€ un 7 GW VES – 153,02 M€.

5.3. tab. VES ieņēmumi no elektroenerģijas pārdošanas

Plānošanas perioda gads	Ienākumi, M€							
	1,5 GW	2 GW	2,5 GW	3 GW	3,5 GW	4 GW	5 GW	7 GW
2020	188,32	251,09	313,87	376,64	439,42	502,19	627,74	878,83
2021	192,09	256,12	320,15	384,17	448,20	512,23	640,29	896,41
2022	193,37	257,83	322,29	386,75	451,20	515,66	644,58	902,41
2023	192,96	257,28	321,60	385,92	450,24	514,56	643,20	900,48
2024	195,67	260,89	326,12	391,34	456,56	521,79	652,23	913,13
2025	197,28	263,04	328,80	394,56	460,31	526,07	657,59	920,63
2026	235,86	314,48	393,10	471,72	550,34	628,96	786,20	1 100,68
2027	232,37	309,83	387,28	464,74	542,20	619,65	774,57	1 084,39
2028	244,91	326,55	408,18	489,82	571,45	653,09	816,36	1 142,91
2029	241,05	321,40	401,75	482,10	562,45	642,80	803,50	1 124,90
2030	248,31	331,08	413,85	496,62	579,39	662,15	827,69	1 158,77
2031	247,76	330,34	412,93	495,51	578,10	660,68	825,86	1 156,20
2032	250,97	334,63	418,29	501,94	585,60	669,26	836,57	1 171,20
2033	248,03	330,71	413,39	496,06	578,74	661,42	826,77	1 157,48
2034	250,97	334,63	418,29	501,94	585,60	669,26	836,57	1 171,20
2035	251,18	334,91	418,63	502,36	586,08	669,81	837,26	1 172,17
2036	251,39	335,18	418,98	502,77	586,57	670,36	837,95	1 173,13
2037	250,03	333,37	416,72	500,06	583,40	666,75	833,43	1 166,81
2038	248,68	331,57	414,46	497,35	580,24	663,13	828,92	1 160,49
2039	245,58	327,43	409,29	491,15	573,01	654,87	818,58	1 146,02
2040	242,47	323,30	404,12	484,95	565,77	646,60	808,25	1 131,55
2041	242,29	323,05	403,82	484,58	565,35	646,11	807,64	1 130,69
2042	242,11	322,81	403,51	484,21	564,92	645,62	807,02	1 129,83
2043	244,77	326,36	407,95	489,54	571,13	652,72	815,90	1 142,27
2044	247,44	329,91	412,39	494,87	577,35	659,83	824,78	1 154,70
2045	245,83	327,77	409,71	491,66	573,60	655,54	819,43	1 147,20
2046	244,22	325,63	407,03	488,44	569,85	651,25	814,07	1 139,69
2047	247,96	330,62	413,27	495,93	578,58	661,24	826,55	1 157,16
2048	251,71	335,61	419,51	503,41	587,32	671,22	839,02	1 174,63
2049	249,75	333,01	416,26	499,51	582,76	666,01	832,52	1 165,52
2050	247,80	330,40	413,00	495,61	578,21	660,81	826,01	1 156,41

5.3. Cenu veidošanās 2. scenārijs un atbalsta ietekme

NPV un PP rezultāti visiem aprēķinātajiem variantiem un scenārijiem apkopoti 5.4. un 5.5. tabulā. Novērojams, ka daļā aplūkoto scenāriju aprēķinātais NPV plānošanas perioda beigās (2050. gadā) ir negatīvs, tātad investīcijas šādā projektā neatmaksājas tādā ziņā, ka izdevīgāk būtu šos finanšu resursus investēt citur. Piemēram, SES atmaksāšanās periods visos scenārijos bez subsīdijas pārsniedz plānošanas periodu. Savukārt VES atmaksāšanās periods nevienā scenārijā nepārsniedz 16 gadus.

Scenārijos ar subsīdijas piemērošanu (izmantojot elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenāriju) mazākais aplēstais SES PP ilgums ir 11 gadu (ar 50% subsīdiju), bet mazākas subsīdijas gadījumā nepārsniedz 26 gadu. Savukārt VES atmaksāšanās pie lielākās 50% subsīdijas ir vien 6 gadi.

Papildus cenas veidošanās 1. scenārijam tika veikti aprēķini arī tādiem gadījumiem, kuros tikai daļu no saražotā elektroenerģijas apjoma iespējams nodot tīklā (elektroenerģijas cenas veidošanās 2. scenārijs, 5.1. att.), kam par iemeslu ir lielais atjaunīgo energoavotu ģenerācijas īpatsvars, kā arī zems enerģijas pieprasījums un/vai pastāvoši pārvades ierobežojumi noteiktās stundās. Ja pēc elektroenerģijas eksporta, ievērojot ierobežojumus, paliek enerģijas pārpalikums, tad tiek pieņemts, ka attiecīgajā stundā elektroenerģijas tirgus cena ir vienāda ar nulli. (Jāpiebilst, ka praksē šādos gadījumos cena var būt arī negatīva.) Šim cenas veidošanās scenārijam NPV un PP aprēķinam tika izmantotas šādas AER uzstādītās jaudas kombinācijas:

- 3 GW SES un 7 GW VES;
- 3 GW SES un 5 GW VES;
- 1 GW SES un 5 GW VES.

Analizējot rezultātus variantam ar 3 GW SES un 7 GW VES (5.4. un 5.5. tab.), var secināt, ka, piemērojot elektroenerģijas cenas veidošanās 2. scenāriju un nepiemērojot subsīdijas, šādas jaudas SES atmaksāšanās periods pārsniedz 31 gadu un NPV vērtība ir ievērojami mazāka kā 1. scenārijā. To var skaidrot ar faktu, ka plānošanas perioda gaitā bija 8583 gadījumi, kad ikstundas elektroenerģijas apjoms pārsniedza pieprasījumu un kopējo starpsavienojumu jaudu, kā rezultātā tajās tika piemērota nulles cena. Savukārt ar subsīdijām SES investīcijas atmaksāšanās periods ir 11–31 gadi atkarībā no scenārija. VES gadījumā 2. scenārijā atmaksāšanās periods nedaudz pieaug (piemēram, 7 GW VES no 14 uz 16 gadiem) un NPV samazinās. Piemērojot subsīdijas, VES atmaksājas 6–13 gados atkarībā no subsīdiju apmēra.

Analizējot visus trīs AER jaudas kombināciju rentabilitātes aprēķinu rezultātus, var secināt, ka, pazeminot stacijas jaudu, samazinās gadījumu skaits, kad ir jāierobežo enerģijas nodošana tīklā (un cena tiek pieņemta vienāda ar nulli): 8583 gadījumi ar 3 GW SES un 7 GW VES, 1247 gadījumi ar 3 GW SES un 5 GW VES un 424 gadījumi ar 1 GW SES un 5 GW VES. Tā rezultātā tiek iegūts īsāks stacijas PP un NPV samazinājums, salīdzinot ar 1. scenāriju, ir mazāks.

5.4. tab. SES aprēķinu rezultātu apkopojums

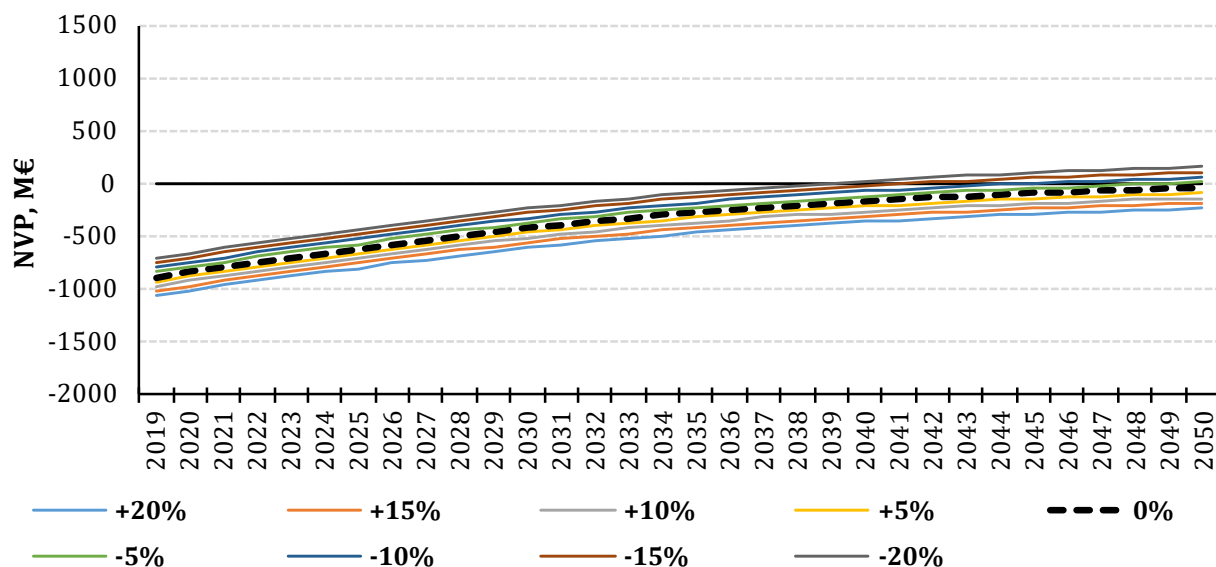
SES jauda, GW	NPV 2050. gadā, € (bez subsīdijas)	Atmaksāšanās periods gados pie norādītā subsīdijas apjoma (% no kapitālieguldījumiem)					
		0%	10%	20%	30%	40%	50%
	Elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenārijs						
1,0	-31 844 101,54	>31	26	21	17	13	11
1,5	-47 766 152,31	>31	26	21	17	13	11
2,0	-63 688 203,08	>31	26	21	17	13	11
2,5	-79 610 253,85	>31	26	21	17	13	11
3,0	-95 532 304,61	>31	26	21	17	13	11
Elektroenerģijas cenas veidošanās 2. scenārijs							
3,0 (pie VES = 7 GW)	-253 567 934	>31	31	23	18	15	12
3,0 (pie VES = 5 GW)	-145 300 356	>31	28	21	17	14	11
1,0 (pie VES = 5 GW)	-32 871 992	>31	26	21	17	13	11

5.5. tab. VES aprēķinu rezultātu apkopojums

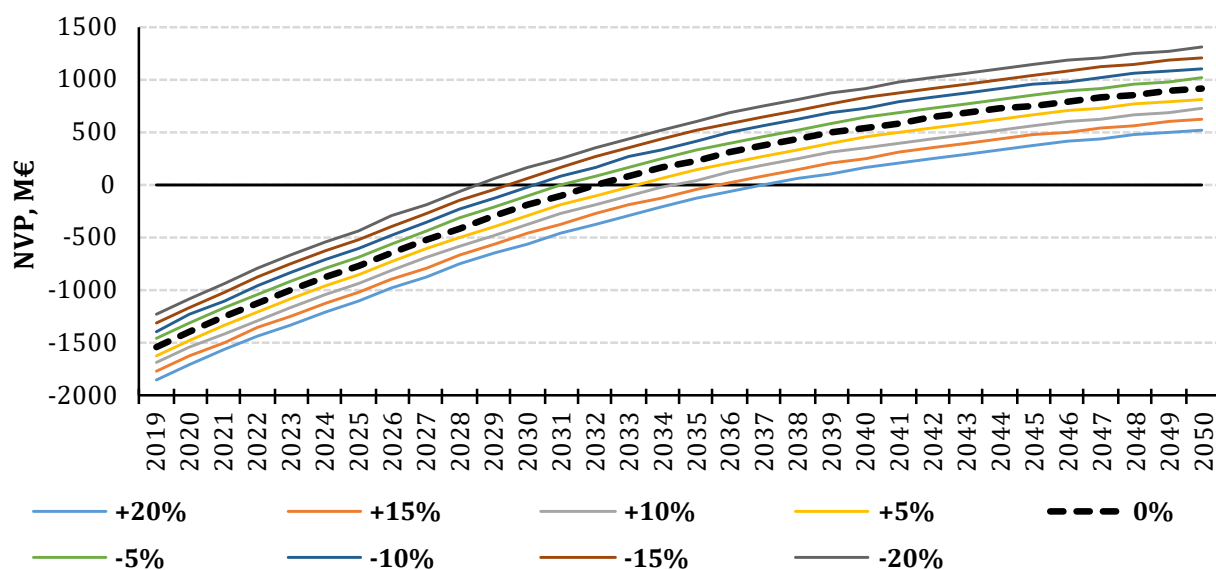
VES jauda, GW	NPV 2050. gadā, € (bez subsīdijas)	Atmaksāšanās periods gados pie norādītā subsīdijas apjoma (% no kapitālieguldījumiem)					
		0%	10%	20%	30%	40%	50%
	Elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenārijs						
1,5	923 025 515,7	14	12	10	9	8	6
2,0	1 230 700 688	14	12	10	9	8	6
2,5	1 538 375 860	14	12	10	9	8	6
3,0	1 846 051 031	14	12	10	9	8	6
3,5	2 153 726 203	14	12	10	9	8	6
4,0	2 461 401 375	14	12	10	9	8	6
5,0	3 076 751 719	14	12	10	9	8	6
7,0	4 307 452 407	14	12	10	9	8	6
	Elektroenerģijas cenas veidošanās 2. scenārijs						
7,0 (pie SES = 3GW)	3 204 619 386	16	13	12	10	9	7
5,0 (pie SES = 3GW)	2 944 621 234	14	12	11	9	8	7
5,0 (pie SES = 1GW)	3 034 508 846	14	12	10	9	8	6

5.4. Jūtīguma analīze un IRR aprēķins

Šādi enerģētikas investīciju projektu izdevīguma aprēķini, protams, ir ļoti atkarīgi no iepriekš aprakstītajiem pieņēmumiem. 5.6. un 5.7. attēlā parādīts tas, cik jutīgi ir SES un VES NPV aprēķini pret atšķirīgiem pieņēmumiem par sākotnējajiem kapitālieguldījumiem un ikgadējajām uzturēšanas izmaksām, tās variējot robežās $\pm 20\%$ no sākotnējiem pieņēmumiem. Šī jutīguma analīze balstīta uz iepriekš aprakstīto 1 GW SES un 1,5 GW VES piemēriem elektroenerģijas cenas veidošanās 1. scenārijā.

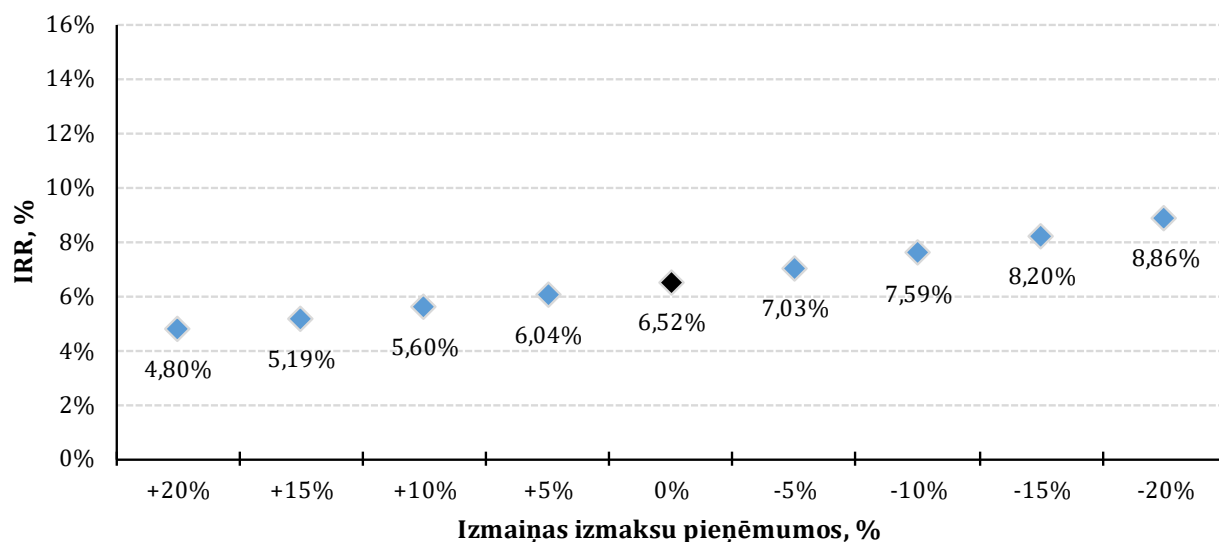


5.6. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par investīciju un uzturēšanas izmaksām (1 GW SES)

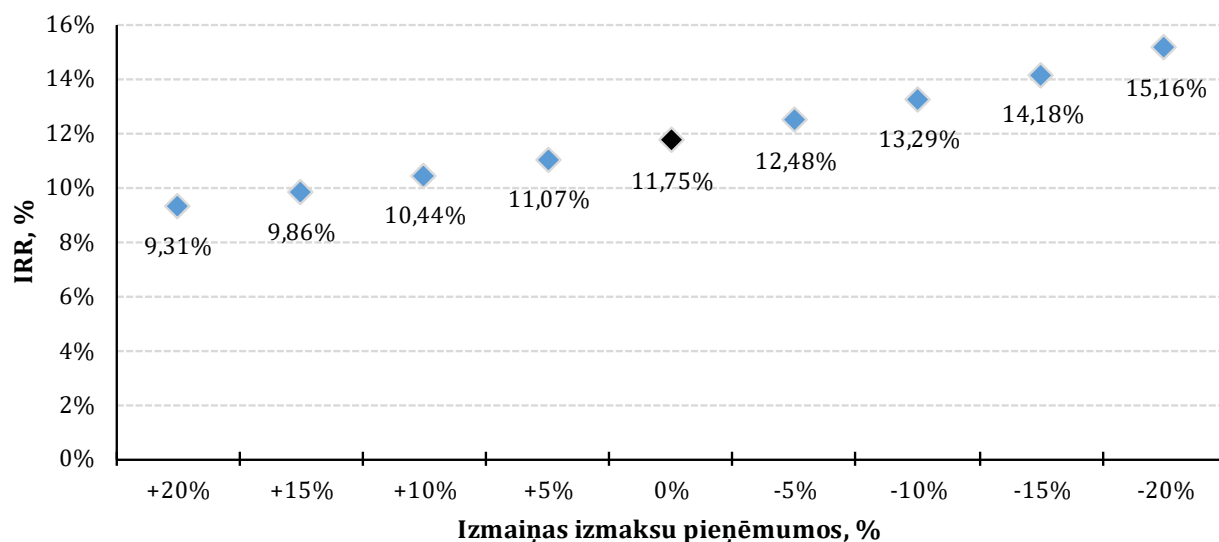


5.7. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par investīciju un uzturēšanas izmaksām (1,5 GW VES)

Kā sagaidāms, pieņēmumi par izmaksām ievērojami ietekmē atmaksāšanās laiku. Taču uzskatāmāk var novērot to ietekmi uz IRR aprēķina rezultātiem 5.8. un 5.9. attēlā. Kā redzams ar melnu iekrāsotajos gadījumos, kas atbilst sākotnējiem pieņēmumiem, IRR vērtība attiecīgi saules un vēja elektrostaciju projektiem būtu 6,52% un 11,75%. SES gadījumā IRR ir tikai nedaudz mazāks par pieņemto diskonta likmi (6,85%), tādējādi norādot, ka apskatītais SES attīstības variants gandrīz bija spējīgs sniegt gaidīto atdevi. Tomēr variējot izmaksas robežās $\pm 20\%$, aprēķinātais IRR svārstās robežās 4,80...8,86% SES un 9,31...15,16% VES.



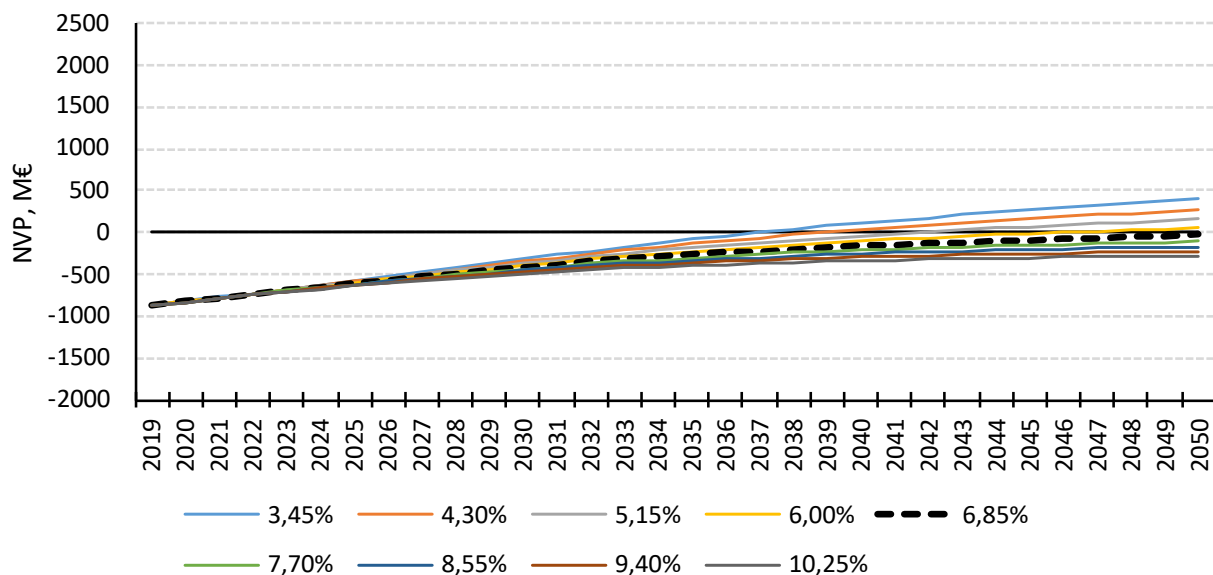
5.8. att. IRR jutība pret izmaiņām kapitālizmaksu un uzturēšanas izmaksu pieņēmumos (1 GW SES)



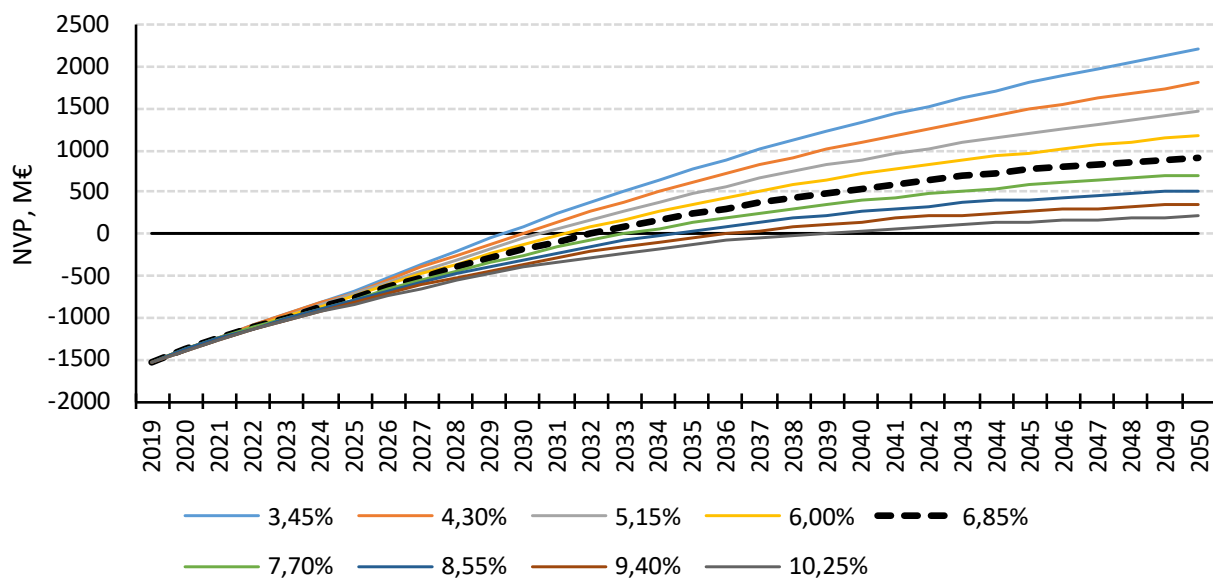
5.9. att. IRR jutība pret izmaiņām kapitālizmaksu un uzturēšanas izmaksu pieņēmumos (1,5 GW VES)

Visbeidzot ir būtiski izvērtēt arī izvēlētās diskonta likmes ietekmi uz NPV aprēķiniem. Šīs jutīguma analīzes rezultāti apkopoti 5.10. un 5.11. attēlā. Diskonta likmes ietekme ir ievērojama,

kas parāda to, cik nozīmīga ir tās korekta izvēle, aprēķinot naudas vērtības izmaiņas laikā. Attiecīgi, variējot šo likmi no 3,45% līdz 10,25%, aprēķinātais projekta NPV svārstījās no 410 M€ līdz -277 M€ SES gadījumā un no 2204 M€ līdz 212 M€ VES gadījumā. Tātad diskonta likmes izvēle var ietekmēt NPV rezultātus pat desmitkārtīgi.



5.10. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par diskonta likmi (1 GW SES)



5.11. att. NPV jutība pret izmaiņām pieņēmumos par diskonta likmi (1,5 GW VES)

Kopsavilkums

Projekta "FutureProof" darba posma WP3 nodevumā D3.1 atspoguļoti sākotnējie Latvijas un Baltijas elektroenerģijas tirgus ilgtermiņa modelēšanas rezultāti tādos enerģētikas attīstības scenārijos, kas paredz plašu lieljaudas saules un vēja elektrostaciju izbūvi Baltijas valstīs. Scenāriju izstrādei izmantoti projekta darba posmu WP1 un WP2 rezultāti, kuros tika analizēti Baltijas jūras reģiona valstu enerģētikas ilgtermiņa attīstības plāni, kā arī izstrādātas un apkopotas modelēšanai izmantotās ilgtermiņa prognozes.

Modelējot Baltijas valstu energosistēmas darbību 2030., 2040. un 2050. gadā, secināts, ka, lai gan aplūkotajos scenārijos AER elektrostacijas sedz nozīmīgu īpatsvaru no elektroenerģijas patēriņa, tās nespēj to nodrošināt pilnībā un energosistēmā nepieciešamas papildu rezerves. Šajā nodevumā aplūkotajos scenārijos rezervju nodrošināšanai izmantotas augsti efektīvas dabasgāzes elektrostacijas, taču vispārīgā gadījumā tās varētu būt arī jaunas akumulācijas iekārtas, pieprasījuma reakcija un, iespējams, arī esošās HAES un HES, ja to darbība tiktu optimizēta atbilstoši pārtraukumaino atjaunīgo energoavotu (saules, vēja) elektrostaciju izstrādei. Modelēšanas rezultāti liecina, ka šajā nodevumā pieņemtajos scenārijos nelielā daļā gada stundu pieņemtā rezerves jauda nebija pietiekama, lai pilnībā nodrošinātu Baltijas valstu elektroenerģijas pieprasījumu.

Lai novērtētu potenciālo lieljaudas saules un vēja elektrostaciju darbības rentabilitāti, veikti to ilgtermiņa ekonomisko rādītāju aprēķini un jutīguma analīze, pieņemot, ka SES un VES saražotā enerģija tiek pārdota elektroenerģijas tirgū. Šim novērtējumam izmantota tirgus ikstundas cenu prognoze līdz 2050. gadam. Secināts, ka kopumā AER staciju darbība tirgus apstākļos var būt rentabla. Šajā ziņā daudz ienesīgākas varētu būt VES, kurpretim scenārijā ar pamatpieņēmumiem SES ieguldījumi investoriem varētu neatmaksāties. Tomēr jāuzsver iegūto rezultātu jutība pret galvenajiem parametriem, kas izmantoti aprēķinos (investīciju apjoms, uzturēšanas izmaksas, diskontēšanas likme u. tml.). Vienlaikus investoru intereses veicināšanai jaunu AER projektu attīstībā apsveramas finansiāla atbalsta iespējas, kas šā nodevuma rezultātos aplūkotas vienkāršotā veidā.

Projekta turpinājumā tiks veikta tirgus modelēšana arī citos scenārijos un izmantojot atjauninātas ietekmējošo procesu prognozes, precizētus pieņēmumus un citus aktualizētus parametrus. Plānots arī izvērst AER elektrostaciju rentabilitātes aprēķinu, novērtējot to darbību tirgus apstākļos.