



VPP “Enerģētika”

Projekts “INGRIDO”

VPP-EM-INFRA-2018/1-0006



RTU

**ELEKTROTEHNIKAS UN
VIDES INŽENIERZINĀTŅU
FAKULTĀTE**

Energoapgādes infrastruktūras efektivitātes prognozes un optimizācija nākotnē

Nodevums D6.1–2

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

Autori: profesors *Dr. habil. sc. ing.* **Antans Sauhats**, doktorants **Roberts Lazdiņš**, doktorante **Jana Teremranova**,
doktorante **Līga Kurevska**, vad. pētnieks *Dr. sc. ing.* **Romāns Petričenko**, vad. pētniece *Dr. sc. ing.* **Ļubova Petričenko**

06.12.2021.

Saturs

Attēlu saraksts.....	4
Tabulu saraksts.....	5
Saīsinājumu saraksts	6
Ievads.....	7
1. Latvijas un Baltijas energoapgādes nākotnes infrastruktūras izveidošanas bāze un vadlīnijas	8
2. Latvijas sadales tīklu attīstības vadlīnijas	15
2.1. Attīstības prognoze	15
2.2. Vēja un saules kopienu rentabilitātes novērtējuma elektroenerģijas tirgos analīze. Piemērs.....	16
2.2.1. Pieņēmumi par sadales modeli un kopienas stacijas jaudām	16
2.2.2. Pieņēmumi par cenu prognozēšanu.....	17
2.2.3. Pārējie pieņēmumi	17
2.2.4. Scenāriju modelēšana	19
2.2.5. Rezultāti	20
2.2.6. Secinājumi	24
2.3. Latvijas mājokļu elektrifikācijas un dekarbonizācijas potenciāla novērtējums.....	24
2.3.1. Gāzes plīšu un elektrisko plīšu izmantošana Latvijā: salīdzinošā analīze.....	24
2.3.2. Degvielas automašīnu nomaiņa pret elektriskajiem transportlīdzekļiem.....	26
2.3.3. Apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas (AVGK) sistēmu attīstība	29
2.4. Enerģētisko kopienu ieviešanas priekšrocības Latvijā	34
2.5. Elektromobiļu nevienmērīgas uzlādes problēma	36
3. Secinājumi	39

Attēlu saraksts

1.1. att. Baltijas energosistēmu starpsavienojumi.....	8
1.2. att. Energosistēmas statiskā modeļa struktūra	11
1.3. att. Energosistēmas dinamiskā modeļa struktūra	11
1.4. att. Energoapgādes modeļa vispārinātā struktūra.....	12
1.5. att. Lēmuma pieņemšanas algoritma struktūra.....	13
2.1. att. Modelis „IEEE 123 Node Test Feeder”	16
2.2. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlētā scenārija (stacijas jauda 3,49 MW)	20
2.3. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlētā scenārija (stacijas jauda 2,47 MW)	21
2.4. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlētā scenārija (stacijas jauda 1,76 MW)	21
2.5. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlētā scenārija (stacijas jauda 1,03 MW)	22
2.6. att. Enerģijas un CO₂ ietaupījums	28
2.7.att. Ikstundas AVGK patēriņa un temperatūras dati pētījuma laikā. Temperatūras dati no [23]	32
2.8. att. Enerģijas kopienų galvenās ieviešanas priekšrocības Latvijā.....	36
2.9. att. EM uzlādes jaudas ietekme uz BVE elektroenerģijas patēriņu (168 stundas).....	37

Tabulu saraksts

2.1. tabula. Investīciju Eiropas sadales tīkliem prognozes 2020.–2030. gadam.....	15
2.2. tabula. Ievadparametri un pieņēmumi.....	18
2.3. tabula. Scenāriju apkopojums.....	19
2.4. tabula. NPV, LCOCE, iekšējās atdeves koeficienta un atmaksāšanās perioda analīzes rezultāti	22
2.5. tabula. Mājsaimniecību energoresursu patēriņa veidi (%).....	25
2.6. tabula. Mājsaimniecības enerģijas patēriņa virtuvēs salīdzinājuma analīze.....	25
2.7. tabula. Gāzes plīšu aizstāšanas ar indukcijas plītīm scenāriji Latvijā.....	26
2.8. tabula. Pasažieru automašīnu ar iekšdedzes dzinēju raksturojums un emisijas aprēķins	27
2.9. tabula. Enerģijas ietaupījuma aprēķins, pārejot no automašīnām ar iekšdedzes dzinēju uz elektromobiļiem	27
2.10. tabula. Plīšu un automašīnu salīdzinātās izmaksas, ja ietaupījums ir 20 tūkst. t Co ₂ –e gadā. 28	
2.11. tabula. CO ₂ ietaupījuma salīdzinājums ar automašīnu/plīšu nomaiņu, ja 1 milj. EUR tiek subsidēts dekarbonizācijas nolūkā.....	28
2.12. tabula. Gadījumizpētes apstākļu apraksts.....	30
2.13. tabula. Gadījumizpētē izmantoto datu apraksts.....	30
2.14. tabula. Gadījumizpētē izmantotie optimizācijas scenāriji.....	31
2.15. tabula. Aprakstoši statistiskie rādītāji par temperatūru, elektroenerģijas cenu un AVGK patēriņu gadījumizpētes laikā. Dati par temperatūru no [23], par elektroenerģijas cenām no [26]	32
2.16. tabula. Optimizācijas scenāriju rezultātu salīdzinājums.....	33
2.17. tabula. BVE modelēšanas raksturojošie parametri.....	37
2.18. tabula. BVE disbalansa novērtējums bāzes scenārijā, scenārijā LĪGO 1, LĪGO 2 un LĪGO 3 pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām	38
2.19. tabula. BVE disbalansa novērtējums bāzes scenārijā, scenārijā LĪGO 1, LĪGO 2 un LĪGO 3 pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām, kā arī pēc rezerves jaudas aktivācijas	38

Saīsinājumu saraksts

BVE – Baltijas valstu energosistēma
AER – atjaunīgie enerģijas resursi
HAES – hidroakumulācijas elektrostacija
HES – hidroelektrostacija
ES – Eiropas Savienība
EM – elektromobilis
NPV – neto pašreizējā vērtība
mHES – mazā hidroelektrostacija
SES – saules elektrostacija
VES – vēja elektrostacija
AkES – akumulācijas elektrostacija
IRR – iekšējās atdeves koeficients
LCOCE – izlīdzinātās izmantotās enerģijas izmaksas
AVGK – Apkure, ventilācija un gaisa kondicionēšana
RL – ražotājlietotājs

Ievads

Nodevums D6.1–2 ir izstrādāts projekta „Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija (INGRIDO)” Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0006 ietvaros un ir tā noslēdzošais nodevums. Tas seko iepriekšējam nodevumam D3.1–2 „Ražotājlietotāju ietekmes uz tīklu modelēšana un rekomendācijas turpmākai attīstībai” un izmanto tā rezultātus, kā arī paralēli izpildāmā projekta „Latvijas energosistēmas attīstība un integrācija Eiropā (FutureProof)” Nr. VPP-EM-INFRA-2018/1-0005 ietvaros iegūto informāciju un sagatavotos nodevumus, kuros dota Baltijas un kaimiņvalstu (Somija, Zviedrija, Polija) elektrības cenu ilgtermiņa prognoze, izveidoti ģenerācijas un enerģijas pieprasījuma izmaiņu scenāriji, pamatots Baltijas valstu apvienotas energosistēmas modelis¹, ņemti vērā starpvalstu elektrolīniju pārvades spējas ierobežojumi un modelējamo elektrostaciju veidi, identificētas galvenās Latvijas energosistēmas attīstības scenāriju modelēšanai izmantotās pieejas un pamatpieņēmumi, aprakstīti galvenie energoapgādes attīstības scenāriju modelēšanas rezultāti un secinājumi.

Šajā nodevumā bez ievada iekļautas vēl trīs nodaļas. Pirmajā nodaļā formulētas energoapgādes nākotnes infrastruktūras izveidošanas un optimizēšanas vadlīnijas.

Otrajā nodaļā aprakstīti svarīgi piemēri, kuri aptver dažas svarīgas, iepriekšējos nodevumos neatspoguļotas problēmas: māsaimniecību elektrifikācija; elektrisko automobiļu akumulatoru uzlāde; enerģētisko kopienu (uz saules un vēja staciju bāzes) veidošana.

Trešā nodaļa satur Nodevuma secinājumus.

¹ VPP Enerģētika projekta “FutureProof” nodevums D2.1 “Ilgtermiņa prognozes Latvijas energosistēmas attīstības plānošanai”.

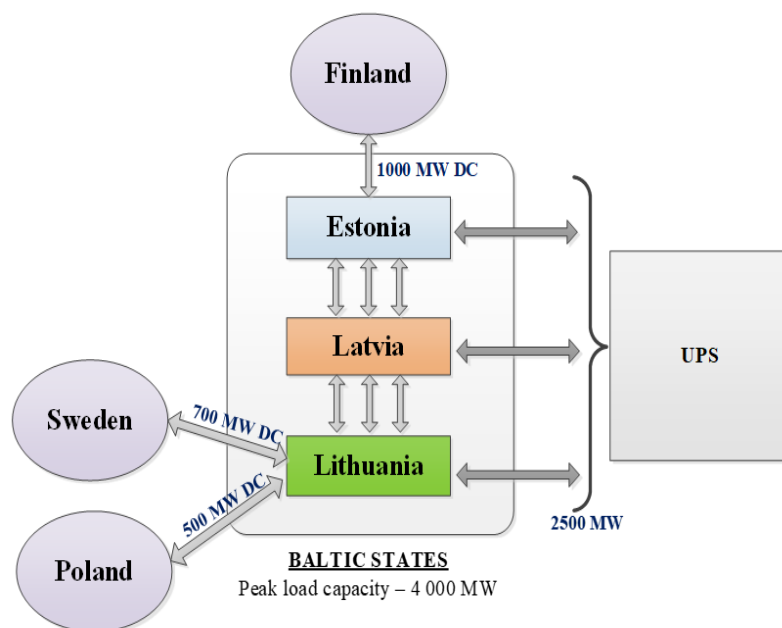
1. Latvijas un Baltijas energoapgādes nākotnes infrastruktūras izveidošanas bāze un vadlīnijas

Apkopojot iepriekšējos nodevumus, Baltijas un kaimiņvalstu energosistēmu attīstības plānus, izdarīsim šādus galvenos slēdzienus un secinājumus, kuri ir jāņem vērā, veidojot energoapgādes nākotnes infrastruktūru:

1. Izejot no Eiropas Savienības (ES) likumiem un noteikumiem, kas reglamentē enerģētikas pārveidošanu, var apgalvot, ka, attīstot enerģētiku, cenšoties izveidot efektīvu energoapgādi, ir jāņem vērā šādi galvenie, vispasaules mērogā atzīti mērķi:
 - ietekmes uz klimata izmaiņām mazināšana; ilgtspējas nodrošināšana;
 - efektīva enerģijas ražošana un piegāde patērētājiem;
 - droša un patstāvīga energoapgāde.

Risinot attīstības problēmas, jāņem vērā visi mērķi kopā.

2. Latvijas elektrotīkls ir savienots ar Lietuvu un Igauniju un caur tām ar Zviedriju, Somiju, Krieviju, Baltkrieviju un Poliju, kas nodrošina plašas, bet ierobežotas eksporta un importa iespējas un darbību elektroenerģijas tirgū ar augstu brīvības pakāpi. Ir plānota starpsavienojumu ar Poliju pastiprināšana (vēl 1 000 MW) un atslēgšanās no Krievijas un Baltkrievijas energosistēmām.



1.1. att. Baltijas energosistēmu starpsavienojumi

3. Tuvākajos gados Baltijas valstīs sagaidāms liels vēja un saules elektrostaciju (VSE) jaudu pieaugums. Vienlaikus, lai samazinātu emisiju apjomu, tiks slēgtas vairākas fosilo kurināmo izmantojošas elektrostacijas.

4. Jaudīgo VSE elektrostaciju būve prasa nozīmīgus kapitālieguldījumus. To rentabilitātes nodrošināšanai ir jāizmanto enerģētisko kopienu pieeja (vidējas un lielas jaudas stacijas, kuru akcionāri ir enerģijas lietotāji).
5. Baltijas valstu energosistēmas (BVE) struktūra ģenerācijas un pārvades sektoru daļā tiks stipri ietekmēta, veicot sinhronizāciju ar kontinentālās Eiropas energosistēmu un desinhronizāciju ar Krievijas-Baltkrievijas apvienoto energosistēmu.
6. Desinhronizācija radīs BVE ģeneratoru inerces samazināšanos un frekvences regulējuma un stabilitātes nodrošinājuma problēmas.
7. Inerces samazinājuma seku kompensēšanas nolūkos nepieciešams izmantot jaudīgus sinhronos kompensatorus, kas radīs nozīmīgas izmaiņas augstsprieguma tīkla, ģenerācijas un vadības sistēmu struktūrā.
8. Baltijas valstīs izveidota elastīga gāzes piegādes sistēma, kas satur saites ne tikai ar Krieviju, bet arī ar Somiju un Poliju, kā arī uzbūvēts jaudīgs sašķidrinātās gāzes piegādes termināls, kurš nodrošina piegādi no daudzām pasaules valstīm. Turklāt Latvijā izvietota energoapgādes rezervēšanai nozīmīga gāzes krātuve (Inčukalns).
9. Lielākajā daļā gadījumu Baltijas valstu termoelektrostacijas izmanto gāzi, darbojas koģenerācijas režīmā un vienlaikus nodrošina rezervi starpsavienojumu atteiķu gadījumos. Rezervēšanas nozīme saglabāsies arī tuvākajos 20 gados. Pilnīga šo staciju slēgšana var būt iespējama tikai, uzbūvējot kapitālietilpīgus jaunus starpsavienojumus vai izmantojot liela apjoma enerģijas uzkrāšanas sistēmas.
10. Elektroenerģijas ražošanu spēcīgi ietekmē laika apstākļi – ārgaisa temperatūra, nokrišņi, mitrums, ūdens pieplūde upēs, vēja ātrums un virziens, saules starojums. Mainīgā ģenerācija nosaka enerģijas uzglabāšanas un pieprasījuma elastīguma palielināšanas problēmas nozīmīgumu.
11. Latvijā esošās Daugavas kaskādes hidroelektrostacijas (HES) nav piemērotas sezonālai regulēšanai relatīvi zemā ūdenskrātvju apjoma dēļ. Īstermiņa enerģijas uzkrāšana iespējama Daugavas HES un Kroņu (Lietuva) hidroakumulācijas elektrostacijā. Ir sagaidāms Daugavas hidroelektrostaciju nozīmes pieaugums, nodrošinot jaudu balansēšanu.
12. Energosistēmas režīmu plānošanai un optimizēšanai nepieciešamas ietekmējošo procesu prognozes. Ilgtermiņa prognožu izšķirtspējai ir jābūt vienai stundai vai mazākai. Ietekmējošo procesu mainīgums rada nepieciešamību izmantot enerģijas uzglabāšanas iekārtas un viedas vadības sistēmas.
13. Zviedrija, Somija, Polija, Igaunija neizslēdz atomelektrostaciju būvniecību. Šīs valstis cenšas nodrošināt līdzsvaru starp saražoto un patērēto enerģiju. Ievērojams lētas enerģijas imports no kaimiņvalstīm nav gaidāms.
14. Paredzama transporta un mājāsaimniecību elektrifikācija, kas palielinās elektroenerģijas pieprasījumu un radīs lielas izmaiņas sadales tīkla struktūrā un

režīmu plānošanā. Nākotnes energoapgādes infrastruktūra ietvers sevī daudzus ražotājlietotājus (RL). Katra jauna RL pieslēgšana tīklam maina jaudu plūsmas, palielina vai samazina enerģijas un sprieguma zudumus, iespējams, rada vai samazina pārslodzes. Daudzu RL kopdarbība ietekmē arī lielo ražotāju noslodzi un tādējādi visas energosistēmas darbību. Pieslēdzoties pie sadales tīkla vienam vai daudziem RL, ir jāatrisina vairāki svarīgi uzdevumi:

- jāizvēlas tehnoloģijas un to parametri;
- jāpārbauda iespējamā pieslēguma atbilstība esošajai likumdošanai;
- jāizvēlas pieslēguma vieta un shēma;
- jānovērtē nepieciešamie kapitālieguldījumi;
- jānovērtē ieguldījumu rentabilitāte;
- jāpārbauda enerģijas zudumi tīklā;
- jāpārbauda atbilstība pieļaujamām sprieguma svārstībām.

Minētie uzdevumi tiek risināti, ievērojot spēkā esošos valsts pārvaldes normatīvos aktus, kuri nosaka pieslēgšanas noteikumus un ierobežojumus, tostarp ar sadales tīkla ekspluatāciju saistītos. Uzdevumu atrisināšanu ietekmē valsts pārvaldes normatīvie akti, sadales tīkla noteikumi un RL lēmumi. Tādējādi var apgalvot, ka pieslēgums vai pieslēgumi un elektriskā tīkla struktūra veidojas vairāku lēmēju darbības rezultātā. Turklāt šo lēmēju intereses var nesakrist. Dabiski ir pieļaut, ka katrs no lēmējiem cenšas atrisināt energosistēmas un tīkla uzdevumu pēc iespējas labāk. Lai to nodrošinātu, nepieciešama tālāka lēmumu atbalsta instrumentu uzlabošana.

15. Lai nodrošinātu izvirzīto mērķu sasniegšanu, vēlams formulēt un atrisināt energosistēmas un tīkla darbības optimizācijas uzdevumu, kura pamatu veido tīkla un visu pieslēgumu darbības modelēšana. Modelis ietver virkni apakšmodeļu, kuri veic:

- ietekmējošo procesu prognozēšanu;
- RL darbības (ģenerācijas vai patēriņa) modelēšanu;
- tīkla modelēšanu (strāvu, spriegumu, jaudu, zudumu aprēķini);
- mērķa funkciju aplēsi;
- mērķa funkciju minimizēšanu vai maksimizēšanu;
- ekonomisko indikatoru aplēsi.

Apvienojot nosauktos apakšmodeļus (sk. 1.2. att.), tiek sasniegta iespēja meklēt optimālos energoapgādes variantus, novērtēt noteikumu iespaidu uz lietotājiem un tīkliem.

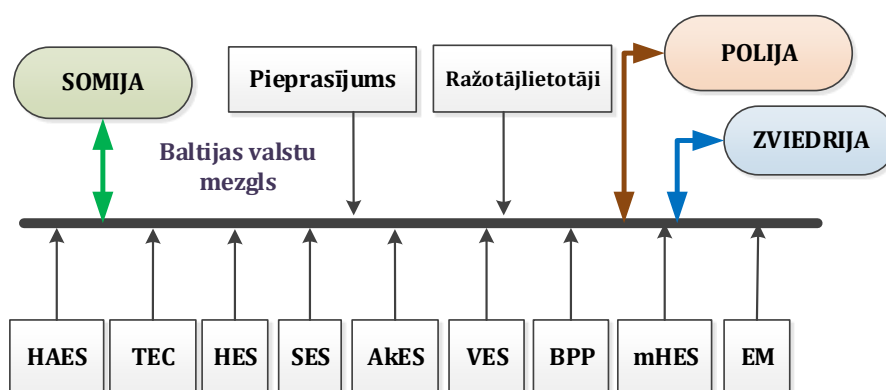
Diemžēl optimizācijas uzdevuma sarežģītības dēļ neizdodas izveidot vienotu modeli, kuru varētu izmantot visos gadījumos. Ir jāveic optimizācijas uzdevuma dekompozīcija un jārisina problēmu vairākos soļos:

1. Visas energosistēmas līmenis. Jāizmanto divi modeļu veidi:

1.1. Energosistēmas jaudu pietiekamības un ekonomisko indikatoru vērtības novērtējums. Galvenais pieņēmums šajā gadījumā – netiek ņemti vērā ātrie pārejas procesi, kuri rodas energosistēmas elementu komutācijas gadījumos (sk. 1.2. att.).

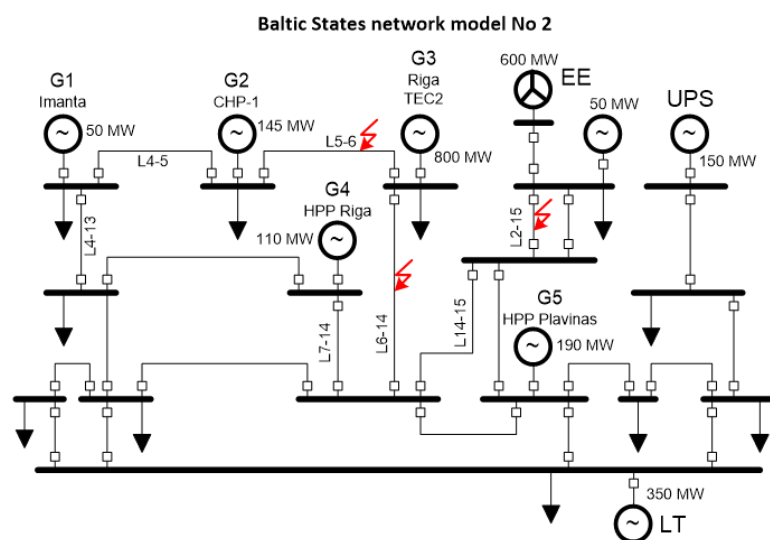
1.2. Energosistēmas drošums un stabilitāte. Tiek izmantoti dinamiskie modeļi, kas realizējami uz rūpniecisko programmatūru bāzes (sk. 1.3. att.).

2. Sadales tīkla iecirkņu līmenis. Jāizmanto sadales tīkla modeļi ar esošiem un plānotajiem pieslēgumiem (sk. 1.4. att.).

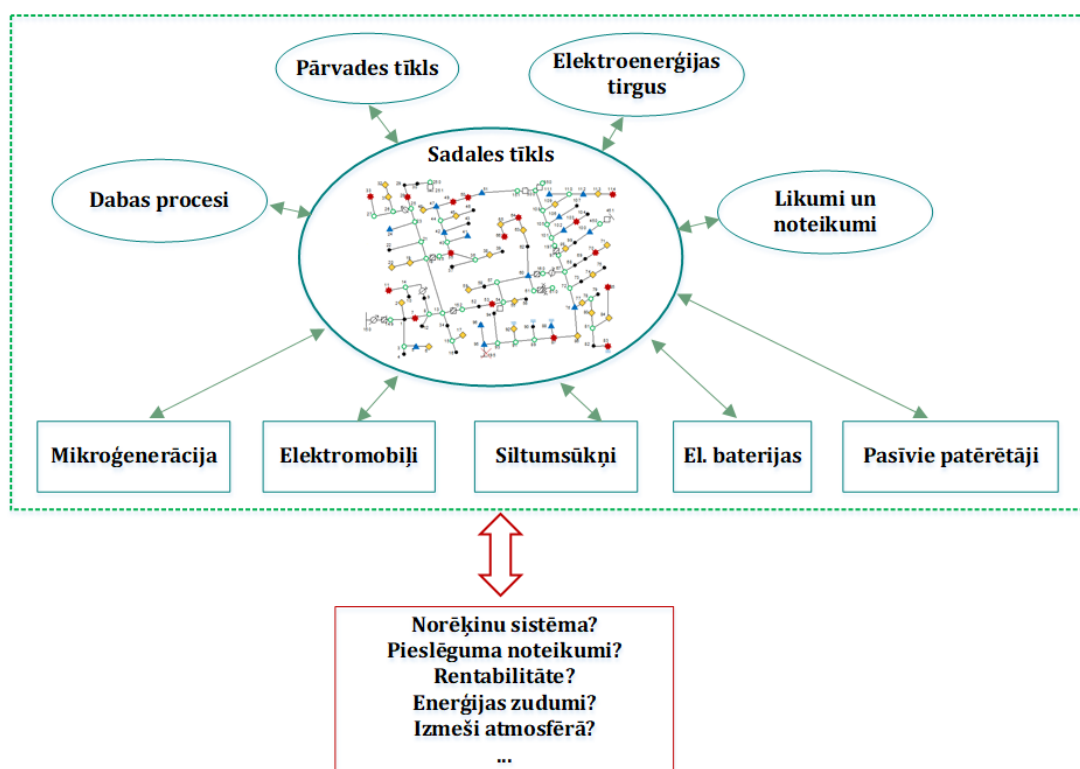


1.2. att. Energosistēmas statistiskā modeļa struktūra

Hidroakumulācijas elektrostacijas (HAES), HES, mazās hidroelektrostacijas (mHES), saules elektrostacijas (SES), vēja elektrostacijas (VES), akumulācijas elektrostacijas (AkES), elektromobiļi (EM), RL.



1.3. att. Energosistēmas dinamiskā modeļa struktūra



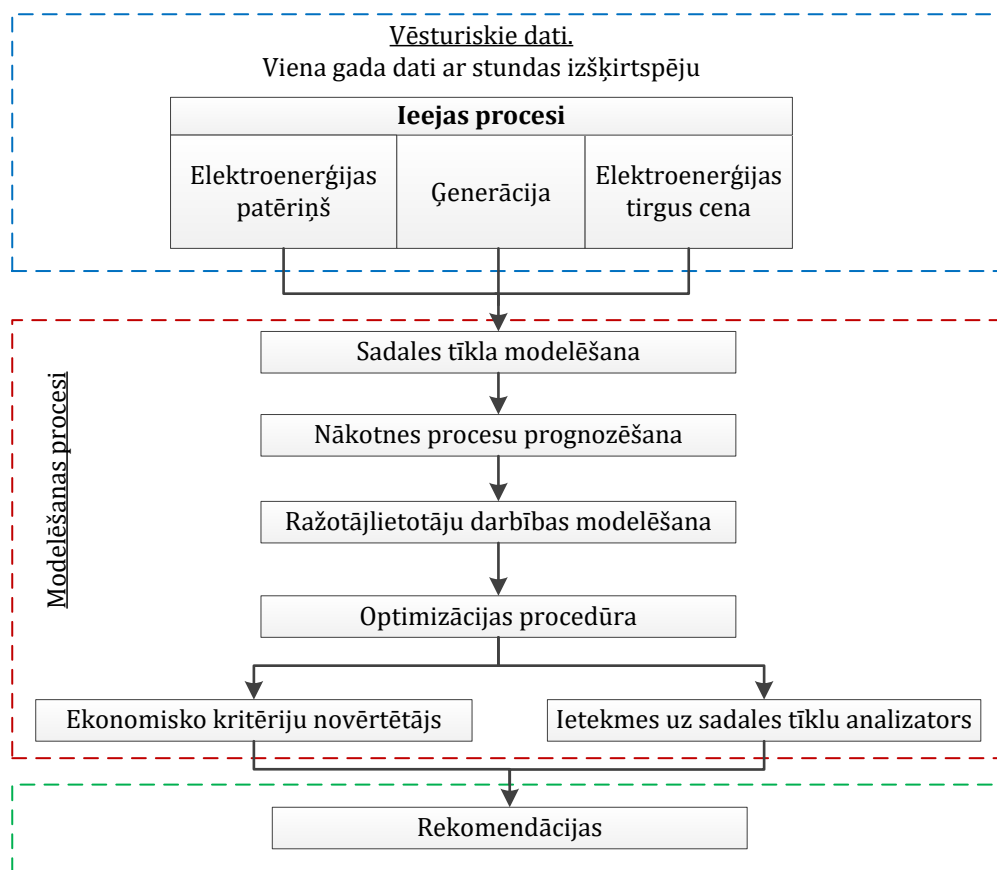
1.4. att. Energoapgādes modeļa vispārinātā struktūra

Sadales tīkls un tā lietotāji ir pieslēgti augstsprieguma pārvades tīklam, tie ir spiesti pirkt un, iespējams, pārdot enerģiju par tirgus cenām, tos ietekmē valdības lēmumi, kuri nosaka galalietotāja enerģijas cenas, un dabas procesi. Savukārt sadales tīkls apkalpo daudzus un dažādus RL, kuru sastāvs var mainīties gadu gaitā. Sadales tīkla attīstības problēma ietver sevī daudzveidīgus uzdevumus, kas saistīti ar nepieciešamību veikt ietekmējošo procesu prognozes un uz to pamata nodrošināt racionālu lēmumu pieņemšanu, rēķinoties ar prognožu iespējamām kļūdām. Lēmumi ir jāpieņem lielas nenoteiktības apstākļos. Lai to nodrošinātu, nepieciešama tālāka optimizēšanas instrumentu uzlabošana.

16. Lai gan energoapgādes attīstības uzdevumu lēmuma pieņemšanas problēmas atrisināšana ir atkarīga no konkrētiem mērķiem, tomēr var izdalīt pamatsoļus, kas raksturīgi daudziem uzdevumiem. 1.5. attēlā dots lēmuma pieņemšanas algoritms sadalīts trijos pamatblokos: pirmais satur ietekmējošo procesu vēsturisko datu ierakstus, otrais veic nākotnes procesu prognozēšanu, tīkla darbības optimizāciju, sadales tīkla un RL darbības modelēšanu, ekonomisko un tehnisko indikatoru novērtēšanu, trešajā ir dotas rekomendācijas lēmumu pieņēmējiem.

Vispirms notiek ieejas procesu datu bāzes formēšana. Tiek vākti vēsturiskie (pagātnes) dati par lietotāju enerģijas patēriņu, gaisa temperatūru apskatāmā tīkla reģionā, vēja ātrumu, Saules radiāciju, elektroenerģijas tirgus cenām. Pēc tam, izmantojot kādu no prognozēšanas procedūrām, notiek nākotnes procesu formēšana. Nākamajā solī notiek novērsto izmaksu aplēšana, ņemot vērā NETO

mērījumu sistēmas noteikumus, tarifu politiku un citus rādītājus, kas ir nepieciešami konkrētajam gadījumam. Visbeidzot notiek atjaunīgo energoresursu (AER) tehnoloģijas uzstādīšanas ekonomisko kritēriju un tās ietekmes uz sadales tīklu novērtēšana.



1.5. att. Lēmuma pieņemšanas algoritma struktūra

Apskatāmā algoritma struktūra satur ļoti sarežģītas un darbietilpīgas procedūras.

17. Vairumā gadījumu prognozes tiek veiktas, pamatojoties un izmantojot vēsturisko lielumu mērījumus un reģistrācijas datus. Ja dati satur pastāvīgas sakarības, tad tās var atklāt ar statistiskās analīzes vai mākslīgā intelekta paņēmieniem, starp kuriem ir laukrindu izmantošana. Zinot sakarības, var prognozēt nākotni. Lai novērtētu sadales tīkla vai tā elementu darbības rentabilitāti, nepieciešamas šādu visvairāk ietekmējošo procesu ilgtermiņa prognozes:

- elektrības cenas;
- kurināmā cena;
- elektroenerģijas pieprasījums;
- siltumenerģijas pieprasījums;
- gaisa temperatūra;
- Saules radiācija;

- vēja ātrums.

Minētos procesus var izmantot esošā un plānotā sadales tīkla attīstības vai darbības optimizēšanā. Lai novērtētu tā rentabilitāti, nepieciešami procesu ieraksti **ar vienas stundas izšķirtspēju**. Ņemot vērā, ka darbība tiek plānota 25 un vairāk gadiem uz priekšu, var apgalvot, ka arī prognozējamo procesu ilgumam jābūt tādām pašām. Rezultātā vēl viena **problēma – nepieciešamība vākt lielus datu masīvus un operēt ar tiem**.

Nosaukto procesu ierakstu datu bāze un izvēlētā prognozēšanas metode detalizēti aprakstīta nodevumā, kurš sagatavots un publicēts Valsts pētījumu programmas (VPP) Enerģētikā projekta “FutureProof” ietvaros¹.

2. Latvijas sadales tīklu attīstības vadlīnijas

2.1. Attīstības prognoze

Pēc *Eurelectric* (vadošā Eiropas elektrības ražotāju asociācija)² prognozes 10 gadiem uz priekšu modernizācija, AER un elektrifikācija būs galvenie investīciju pieprasītāji sadales tīklu līmenī. Prognozes detalizācija dota 2.1. tabulā.

2.1. tabula. Investīciju Eiropas sadales tīkliem prognozes 2020.–2030. gadam³

Sektors, mērķis	Investīciju vērtība ES (miljardi eiro)	Investīciju vērtība Latvijā (miljardi eiro)	Relatīvais svars, %
Modernizācija	90–105	0,378	25
Ģenerēšana no atjaunīgiem resursiem	85–95	0,357	23
Ēku un rūpniecības elektrifikācija	70–80	0,29	19
Viedie skaitītāji	30–35	0,126	8
Izturība (angļu valodā – „resilience”)	30–35	0,126	8
E-mobilitāte	25–35	0,105	8
Digitalizācija un automatizācija	25–30	0,105	7
Enerģijas akumulēšana	5	0,021	2
Kopā	375–425	1,5	100

*Novērtējot Latvijas investīcijas, izmantotas ES investīciju zemākas vērtības

Eurelectric paredz, ka 2030. gadā ES tiks uzstādīti papildu 40–50 miljoni siltumsūkņu (no 11,8 miljoniem 2019. gadā), 50–70 miljoni elektromobiļu, 25 % no kopējā automašīnu parka, salīdzinot ar mazāk nekā vienu miljonu pašlaik). Tiek prognozēts papildu 335 teravatstundu enerģijas pieprasījums, tostarp ūdeņraža ražošanai. Tie ir milzīgi skaitļi, īpaši attiecībā uz elektromobiļiem, kuri sniedz priekšstatu par masveida elektrifikācijas ietekmi Eiropas mērogā. Ņemot *Eurelectric* prognozi par pamatu, pieļaujot, ka Latvija attīstīsies līdzīgi pārējai Eiropai un ņemot vērā, ka Latvijas iedzīvotāju skaits ir 0,42 % no ES iedzīvotāju kopskaita, 2.1. tabula papildināta ar Latvijai aprēķinātiem rādītājiem.

² <https://www.eurelectric.org/>

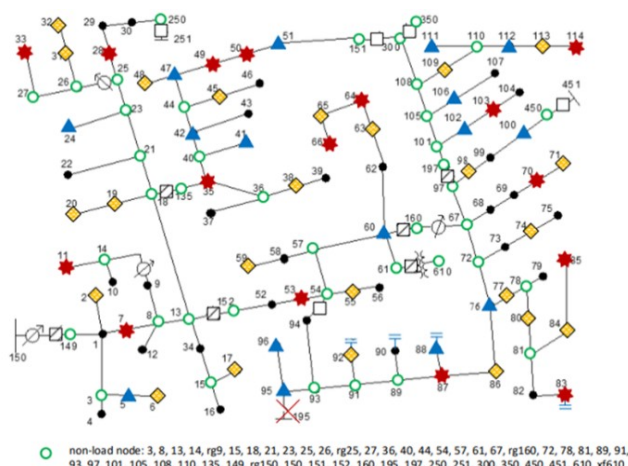
³ <https://www.eurelectric.org/connecting-the-dots>
<https://www.energymonitor.ai/tech/networks-grids/local-grid-investments-can-make-or-break-the-energy-transition>

Analizējot 2.1. tabulas datus, var secināt, ka ēku un rūpniecības elektrifikācija un elektromobiļu pielietošanas izaugsme spēj radīt apjomīgu investīciju nepieciešamību sadales tīkla pārveidošanai. Šīs tēzes pierādīšanai zemāk tiek apskatīts piemērs, kas veltīts enerģētiskajām kopienām.

2.2. Vēja un saules kopienų rentabilitātes novērtējuma elektroenerģijas tirgos analīze. Piemērs

2.2.1. Pieņēmumi par sadales modeli un kopienų stacijas jaudām

Galalietotāju ikstundas slodzei tiek izmantotas laikrindas, ko ievākusi automātiskā enerģijas mērījumu sistēma, aptverot visu gadu un dažādus Latvijas dzīvojamā sektora patērētājus. Abiem variantiem – RL, kas ir saules stacijas fotoelektrisko iekārtu īpašnieki, un vēja enerģijas kopienų RL – ienesīguma novērtējumam tiek izvēlēts modelis „IEEE 123 Node Test Feeder” (2.1. att.)⁴.



2.1. att. Modelis „IEEE 123 Node Test Feeder”

Pieejamie 95 slodzes mezgli tika sadalīti 11 slodzes profilos. Ja vairākiem patērētājiem ir viens un tas pats slodzes profils, tie tiek apvienoti vienā slodzes mezglā.

Vēja un saules stacija atrodas 160. mezglā. Kopienų gadījumā katrs patērētājs nopērk kādu saules vai vēja elektrostacijas daļu, kuras jauda arī ir 5 kW. Tiek apsvērtas vienādas iespējas, lai novērtētu un salīdzinātu abu apsvērto iespēju ekonomiskos parametrus.

Šajā nodevumā tiek apskatītas un analizētas 4 stacijas jaudas: **1,03 MW; 1,76 MW; 2,47 MW un 3,49 MW.**

⁴ <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/66599-distribution-system-model-in-simscape-123-node-test-feeder>

2.2.2. Pieņēmumi par cenu prognozēšanu

Pieņemam, ka ilgtermiņa tendences enerģijas cenās var aprakstīt ar izmaiņām gada vidējos parametros. Šis pieņēmums ļauj izmantot modeļus, kas ir piedāvāti gada vidējo tirgus cenu tendenču novērtēšanai.

Šajā pētījumā mēs izmantojam 2 elektroenerģijas cenu prognozēšanas scenārijus:

1. Izmantojam ilgtermiņa prognozi, kas tika iegūta, izmantojot komerciālās modelēšanas sistēmas *Multi-Area Power Planning Model (EMPS modelis)* versiju⁵. Izmantojot Furjē transformāciju, mēs novērtējam konstantās komponentes un aizstājam tās ar prognozēto vidējo elektroenerģijas cenu 2021.–2050. gada intervālam no rīka *SKM Market Predictor*.
2. Pieņemam, ka elektroenerģijas cenas ik gadu pieaugs par 3 % (no 2020. līdz 2050. gadam).

Pētījumā izmantotām 2026.–2050. gada prognozēšanas datus.

2.2.3. Pārējie pieņēmumi

Lai aprēķinātu Saules radiāciju un enerģijas ražošanu fotoelektriskajās iekārtās, tika izmantots PVGIS tīmekļa interfeiss⁶. Efektivitātes rādītāja samazināšanās silīcija tehnoloģijai (c-Si, p-Si) ir 0,4 %-0,5 % gadā⁷. Šajā gadījumā izpētē pieņemam rādītāju 0,50 % gadā.

Vēja ģenerācijas dati tiek ņemti no Augstsprieguma pārvades tīkla mājaslapas⁸. Aprēķinos tiek ņemti tipiskas vēja vertikālā tipa turbīnas, EWT DW61-1000, parametri⁹. Vēja turbīnas degradācijas rādītājs tiek pieņemts 1,6 % gadā¹⁰.

Elektroenerģijas patērētājs ir RL un ir NETO sistēmas dalībnieks.

Galvenie modelēšanas ievaddati apkopoti 2.2. tabulā.

⁵ <https://www.sintef.no/en/software/emps-multi-area-power-market-simulator/>

⁶ Fotoelementu ģeogrāfiskās informācijas sistēma (PVGIS). Pieejams: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/

⁷ Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz, *Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review*, Journal Article NREL/JA-5200-51664 June 2012

⁸ www.ast.lv

⁹ https://ewtdirectwind.com/#calculator_results

¹⁰ Iain Staffell, Richard Green, How does wind farm performance decline with age?, Renewable Energy, Volume 66, 2014, Pages 775-786, ISSN 0960-1481, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.10.041>.

2.2. tabula. Ievadparametri un pieņēmumi

Ievadparametrs	Vērtība (mērvienība)
Investīciju ieguldīšanas gads	2025
Darbības uzsākšanas gads	2026
Lietderības koeficients fotoelektriskajiem paneļiem	21 % ¹¹
Efektivitātes/degradācijas rādītāja samazināšanās sākuma gads	2. gads (2027. gads)
Darbmūžs	25 gadi
Investīciju izmaksas lielgabarīta vēja turbīnām	1 200 €/kW
Investīciju izmaksas fotoelektriskajai stacijai	900 €/kW ¹²
Ekspluatācijas un apkopes izmaksas lielgabarīta vēja turbīnām	40 €/kW/gadā ¹³
Ekspluatācijas un apkopes izmaksas fotoelektriskajai stacijai	19 €/kW/gadā ¹⁴
1 dzīvojamā sektora patērētāja gada enerģijas patēriņš	11 677 – 19 652 kWh
1 dzīvojamā sektora patērētāja maksimālais enerģijas patēriņš	5 000 kWh/h
Dzīvojamā sektora patērētāja slodzes profilu skaits	11
Diskonta likme	1,4 %
Procentu likme	3,0 %
PVN	21 % ¹⁵
Ražošanas tarifs	3,0013 €/kW/gadā ¹⁶
Sadales tarifs 1 dzīvojamā sektora patērētājam	0,04932 €/kWh ¹³
Obligātā iepirkuma komponente	0,0113 €/kWh ¹⁷
Uz jaudu balstītā pieslēguma maksa sadales sistēmas operatoram 1 dzīvojamā sektora klientam	18,0 €/gadā
Uz jaudu balstītā pieslēguma maksa 1 dzīvojamā sektora klientam (obligātā iepirkuma fiksētā komponente)	10,51 €/gadā ¹⁴
Sadales tarifs saules enerģijas kopienas ražotājlietotājam	0,0227 €/kWh
Uz jaudu balstītā pieslēguma maksa saules enerģijas kopienas ražotājlietotājam (obligātā iepirkuma fiksētā komponente)	14,91 €/kW/gadā

¹¹ <https://www.cleanenergyreviews.info/blog/most-efficient-solar-panels>

¹² <https://saulesbendruomene.lt/>

¹³ <https://rameznaam.com/2020/05/14/solars-future-is-insanely-cheap-2020/>

¹⁴ <https://saulesbendruomene.lt/>

¹⁵ <https://www.vid.gov.lv/en/value-added-tax>

¹⁶ AS “Sadales tīkls” elektroenerģijas sadales diferencētie tarifi. Pieejams: https://www.sadalestikls.lv/uploads/2018/01/ST_tarifi_ENG.pdf

¹⁷ Latvijas tarifi. Pieejams: <https://www.sprk.gov.lv/content/tarifi-1>

2.2.4. Scenāriju modelēšana

Kopā veikta 32 scenāriju modelēšana. Visu scenāriju apkopojums parādīts 2.3. tabulā. Katram scenārijam izmantoti 4 raksturojoši parametri:

- staciju jauda. Tika apskatīti četri varianti: 1,03 MW, 1,76 MW, 2,47 MW un 3,49 MW;
- elektroenerģijas cenu prognoze. Tika apskatīti 2 scenāriji;
- RL tips. Tika apskatīti 2 varianti: saules enerģijas un vēja enerģijas kopienu RL;
- kredīta piemērošana. Tika apskatīti 2 varianti: ar kredītu un bez kredīta ņemšanas.

1.-4., 9.-12., 17.-20. un 25.-28. ir scenāriji, kas attiecas uz vēja kopienām. Savukārt pārējie ir uz saules kopienu balstīti scenāriji.

2.3. tabula. Scenāriju apkopojums

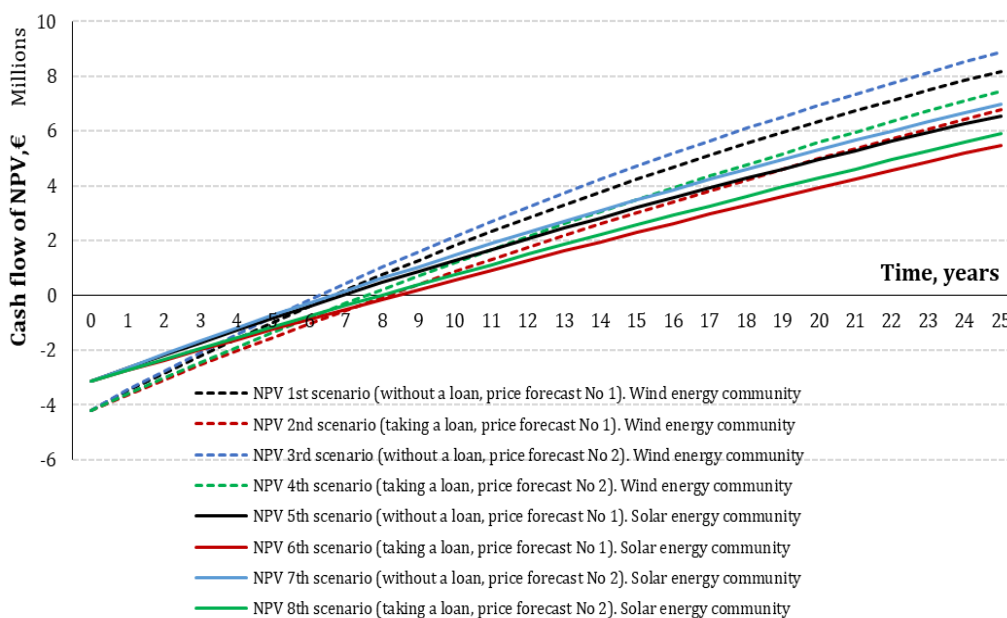
Scenārija Nr.	Kredīts	Stacijas jauda, MW	Cenu prognoze		RL tips	
			Cenu prognoze Nr. 1	Cenu prognoze Nr. 2	Vēja enerģijas kopiena	Saules enerģijas kopiena
1	bez	3,6	√	-	√	-
2	ar	3,6	√	-	√	-
3	bez	3,6	-	√	√	-
4	ar	3,6	-	√	√	-
5	bez	3,6	√	-	-	√
6	ar	3,6	√	-	-	√
7	bez	3,6	-	√	-	√
8	ar	3,6	-	√	-	√
9	bez	2,47	√	-	√	-
10	ar	2,47	√	-	√	-
11	bez	2,47	-	√	√	-
12	ar	2,47	-	√	√	-
13	bez	2,47	√	-	-	√
14	ar	2,47	√	-	-	√
15	bez	2,47	-	√	-	√
16	ar	2,47	-	√	-	√
17	bez	1,76	√	-	√	-
18	ar	1,76	√	-	√	-
19	bez	1,76	-	√	√	-
20	ar	1,76	-	√	√	-
21	bez	1,76	√	-	-	√
22	ar	1,76	√	-	-	√
23	bez	1,76	-	√	-	√
24	ar	1,76	-	√	-	√
25	bez	1,03	√	-	√	-
26	ar	1,03	√	-	√	-
27	bez	1,03	-	√	√	-

28	ar	1,03	-	√	√	-
29	bez	1,03	√	-	-	√
30	ar	1,03	√	-	-	√
31	bez	1,03	-	√	-	√
32	ar	1,03	-	√	-	√

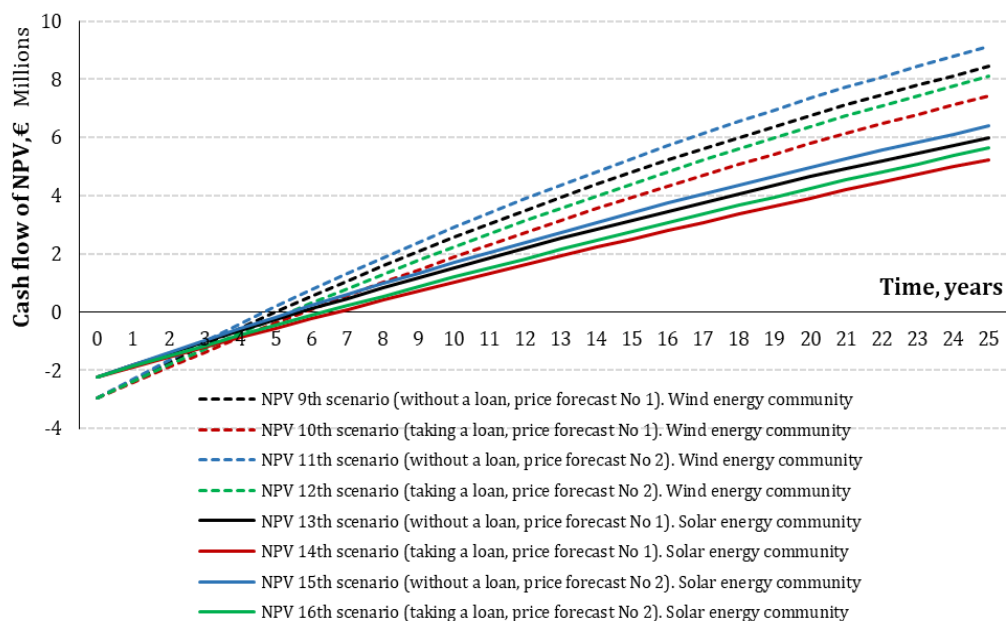
2.2.5. Rezultāti

Pārskatāmības labad kopējos grafikos atspoguļoti visu scenāriju rezultāti. Taču visos scenārijos iegūtie rezultāti ir arī apkopoti 3. tabulā.

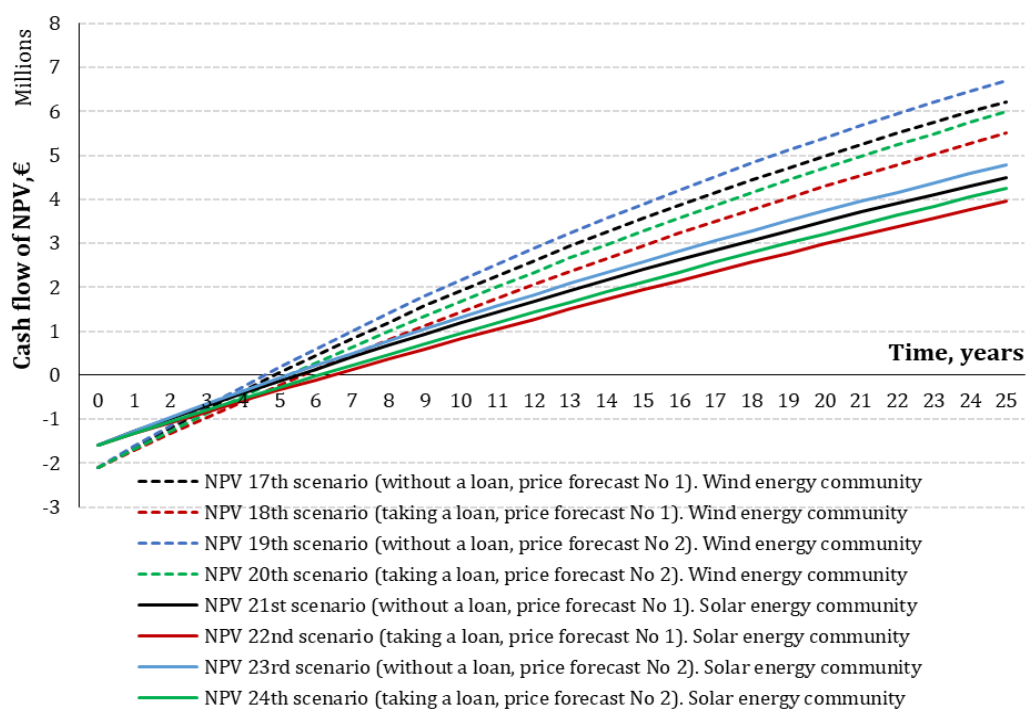
Rezultātā iegūtās novērsto izmaksu naudas plūsmas NPV līknes parādītas 2.2, 2.3., 2.4. un 2.5. attēlā. Šajos attēlos novērojams, ka visiem variantiem jau no pirmā gada ienākumi pārsniedz uzturēšanas un ekspluatācijas izmaksas. Kapitālieguldījumu atmaksāšanās periods mainās plašā diapazonā, bet nepārsniedz iekārtu darbību (25 gadi).



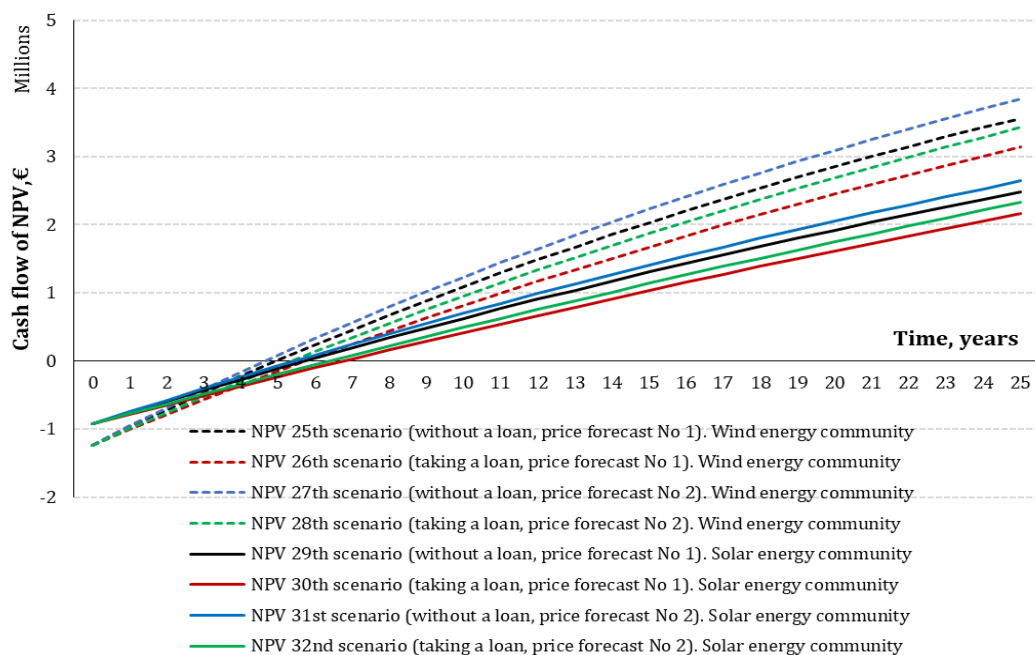
2.2. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlēta scenārija (stacijas jauda 3,49 MW)



2.3. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlētā scenārija (stacijas jauda 2,47 MW)



2.4. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlētā scenārija (stacijas jauda 1,76 MW)



2.5. att. NPV izmaiņas laikā atkarībā no izvēlēta scenārija (stacijas jauda 1,03 MW)

Staciju kapitālieguldījumu atmaksāšanās periods variēs no 5 līdz 9 gadiem. Visaugstākā NPV vērtība tiek sasniegta 3. scenārijā (vēja enerģijas kopienas RL; 3,49 MW; kredīts nav ņemts, un tiek izmantots elektroenerģijas cenas 2. scenārijs) – 2050. gadā tā ir 8,88 miljoni €. Atmaksāšanās periods ir 7 gadi. Viszemākā NPV vērtība tiek sasniegta 30. scenārijā (saules enerģijas kopienas RL; 1,03 MW; kredīts tiek ņemts, un tiek izmantots elektroenerģijas cenas 1. scenārijs) – 2050. gadā tā ir 2,16 miljoni €. Atmaksāšanās periods ir 7 gadi.

Ekonomisko kritēriju aprēķinu rezultāti apkopoti 2.4. tabulā.

2.4. tabula. NPV, LCOCE, iekšējās atdeves koeficienta un atmaksāšanās perioda analīzes rezultāti

Stacijas jauda, MW	Scenārija Nr.	LCOCE, €/kWh	Iekšējās atdeves koeficients, %	NPV, €	Atmaks. periods, gadi
3,49	1	0,088	14,87 %	8188061,879	7
	2	0,094	12,30 %	6765859,784	9
	3	0,092	15,87 %	8882501,120	7
	4	0,098	13,29 %	7460299,025	9
	5	0,095	14,80 %	6559553,125	7
	6	0,099	12,34 %	5492901,554	9
	7	0,100	15,53 %	6981904,393	7
	8	0,104	13,07 %	5915252,822	8
2,47	9	0,073	20,09 %	8442520,406	5
	10	0,079	17,49 %	7435976,230	6

	11	0,076	21,43 %	9123006,905	5
	12	0,081	18,81 %	8116462,729	6
	13	0,087	18,07 %	6004002,902	6
	14	0,092	15,59 %	5249094,770	7
	15	0,091	18,99 %	6392886,944	6
	16	0,096	16,50 %	5637978,812	7
1,76	17	0,074	20,62 %	6224033,759	5
	18	0,079	18,01 %	5506820,095	6
	19	0,076	21,95 %	6708567,280	5
	20	0,082	19,33 %	5991353,616	6
	21	0,087	18,81 %	4503157,481	6
	22	0,092	16,32 %	3965247,233	7
	23	0,091	19,74 %	4783679,048	6
	24	0,096	17,24 %	4245768,800	7
1,03	25	0,074	20,28 %	3563372,737	5
	26	0,079	17,67 %	3143639,740	6
	27	0,076	21,61 %	3846408,319	5
	28	0,082	18,99 %	3426675,322	6
	29	0,088	17,94 %	2481667,068	6
	30	0,093	15,46 %	2166867,321	7
	31	0,093	18,85 %	2640959,111	6
	32	0,097	16,36 %	2326159,364	7

Aplūkosim iekšējās atdeves koeficienta vērtības. Starpība starp iekšējās atdeves koeficientu un diskonta likmi (mūsu gadījumā 1,4 %) ataino investīciju aktivitāšu efektu (uzņēmējdarbības efektivitāte). Ja iekšējās atdeves koeficients ir 1,4 %, tad ienākumi tikai atmaksā investīcijas (investīciju ienesīgums ir 0), bet, kad iekšējās atdeves koeficients pazeminās zem 1,4 %, investīcijas kļūst nerentablas. No 3. tabulas var rezumēt, ka novērotajos scenārijos investīcijas atmaksājas. Iekšējās atdeves koeficients variē no 12,30 % līdz 21,95 %.

Iespējams novērtēt arī vēja kopienas ekonomisko pievilcīgumu, izmantojot normētās konstantās enerģijas izmaksas (LCOCE). Detalizēti izanalizēsim 1.-8. scenārija rezultātus, kad kopienas jauda ir vienāda ar 3,49 MW. Pirmajiem četriem scenārijiem mums ir šāds LCOCE vērtību diapazons: 0,088 – 0,098 €/kWh, kamēr saules enerģijas kopienai šis rādītājs ir no 0,095 €/kWh līdz 0,104 €/kWh. Tomēr kopienas iegūtie LCOCE rezultāti apstiprina AER iekārtu uzstādīšanas efektivitāti.

Vēja enerģijas kopienas priekšrocības var apstiprināt ar atmaksāšanās gadu salīdzinājumu: saules enerģijas kopienas RL atmaksāšanās periods svārstās no 7 līdz 9 gadiem, vēja enerģijas kopienas RL šis rādītājs ir nedaudz zemāks – 5 līdz 9 gadi atkarībā

no kredīta rēķināšanas. Šādiem daudzsološiem rezultātiem būtu jāpamudina vienkāršie patērētāji kļūt par enerģijas kopienu dalībniekiem.

2.2.6. Secinājumi

Saskaņā ar iegūtajiem rezultātiem saules enerģijas kopienas saules elektrostacijas atmaksāšanās periods ir 7...9 gadi, savukārt vēja enerģijas kopienas vēja elektrostacijām šis periods ir no 5 līdz 9 gadiem. Vēja enerģijas kopienas LCOE ir par 5,77 %–7,36 % mazāks (atkarībā no kredīta pieejamības), salīdzinot ar saules enerģijas kopienas LCOE. Šādu atšķirību var izskaidrot ar staciju atšķirīgo ražošanas apjomu (vēja stacija saražo divas reizes vairāk elektroenerģijas) un ar staciju sākuma kapitālieguldījumiem.

2.3. Latvijas mājokļu elektrifikācijas un dekarbonizācijas potenciāla novērtējums

Enerģētikas nozare ir lielākais SEG emisiju avots Latvijā un veido 34 % no kopējā 2017. gada emisiju apjoma. Lielāko daļu emisiju rada elektroenerģijas un siltuma ražošana – 40%, kam seko komerciālā, mājsaimniecības, lauksaimniecības, mežsaimniecības un zivsaimniecības nozare (39 %). Tādējādi fosilās enerģijas aizstāšana šajās nozarēs ar tehnoloģijām un inovācijām, kuru pamatā ir zaļā enerģija, tostarp elektroenerģija, šķiet efektīva un perspektīva valsts stratēģijas īstenošanas ziņā.

Pilsētu infrastruktūras un jo īpaši mājsaimniecību elektrifikācija ir viens no efektīvajiem dekarbonizācijas pasākumiem. Lai identificētu Latvijai pieņemamāko risinājumu mājsaimniecību sektorā, tika aprēķināti 6 enerģijas ietaupījuma scenāriji, gāzes plītis aizstājot ar elektriskajām un indukcijas plīti. Papildus tika salīdzinātas plīšu un automašīnu elektrifikācijas izmaksas Latvijas mājsaimniecībām.

2.3.1. Gāzes plīšu un elektrisko plīšu izmantošana Latvijā: salīdzinošā analīze

Lai izpildītu Eiropas Komisijas uzņemtās un Latvijas apstiprinātās saistības par ikgadējo siltumnīcefekta gāzu emisiju samazināšanu atmosfērā, tika izskatīti elektrifikācijas varianti, kuriem līdz šim nebija pievērsta pietiekama uzmanība. Viena no šīm iespējām ir virtuvju elektrifikācija. Latvijā ēdiena gatavošanai mājsaimniecības patērē 7,3 % (dati par 2015. gadu) no kopējā mājsaimniecību enerģijas patēriņa. Saskaņā ar 2015. gada Latvijas statistikas datiem (2.5. tab.), 25,6 % mājsaimniecību izmantoja elektriskās plīti, 29,7 % mājsaimniecību izmantoja gāzes plīti (dabasgāzi) un 24,1 % – sašķidrinātās naftas gāzes plīti. Pēdējos divus variantus var uzskatīt par nerealizētu iespēju elektrifikācijai un potenciālu CO₂ emisiju samazināšanai.

2.5. tabula. Mājsaimniecību energoresursu patēriņa veidi (%)

	Gads				
	1996	2001	2006	2010	2015
Kopā	100	100	100	100	100
Elektroenerģija	6,6	7,2	11,0	17,9	32,7
Dabasgāze	37,8	35,4	34,9	41,2	29,7
Sašķidrinātā naftas gāze	30,8	31,6	29,3	25,2	24,1
Citi kurināmā veidi (koksne u.c.)	24,8	25,8	24,8	15,7	13,5

Mājsaimniecību vidējie rādītāji, lietojot dažādu virtuves aprīkojumu, ir aprēķināti un attēloti 2.6. tabulā.

2.6. tabula. Mājsaimniecības enerģijas patēriņa virtuvēs salīdzinājuma analīze

Vidējais patēriņš mājsaimniecībā, gatavojot ēdienu					
	ar gāzes plīti		ar elektrisko plīti:		ar indukcijas plīti
			parasto	ar keramisko virsmu	
Patēriņš mēnesī	8m3	74 kWh	35 kWh	26 kWh	19 kWh
Patēriņš gadā	96 m3	931kWh	396 kWh	317 kWh	233 kWh
Ēdienu gatavošanas efektivitāte (lietderības koeficients)	28-55 %		39-60 %	70 %	70-90 %
CO ₂ aprēķins, t CO ₂ -e/gadā*	0,18		0	0	0
Ēdienu gatavošanas izmaksas, EUR/gadā (iekļauti fiksētie maksājumi)	72		108	86	64

* Tika pieņemts, ka elektriskajās un indukcijas plītīs izmantotā elektroenerģija ir pilnīgi zaļa, t.i., elektroenerģijas ražošanai tiek izmantoti tikai atjaunīgie energoresursi.

Statistikas dati par Latvijas mājsaimniecībām, kuras ēdiena gatavošanai izmanto gāzes plīti, liecina par ievērojamo neizmantoto potenciālu elektrifikācijā un CO₂ līmeņa samazināšanā mājsaimniecībās. Gandrīz 30 % mājsaimniecību jeb 499,4 tūkstoši izmanto gāzes plīti (ar dabasgāzi un sašķidrināto naftas gāzi), kas veicina siltumnīcefekta gāzu izplūdi atmosfērā.

Pamatojoties uz augstākminēto, tika aprēķināti dažādi scenāriji gāzes plīšu aizvietošanai ar elektriskām plītīm Latvijas virtuvēs. Pirmajā scenārijā, kam ir vislielākā ietekme uz dekarbonizācijas līmeni, tika izvēlēta 100 % sašķidrinātās naftas gāzes plīšu nomaiņa pret indukcijas plītīm. Šī scenārija īstenošana ļauj ietaupīt 156 miljonus kWh un

112 t CO₂-e gadā (sk. 2.7. tab.). Tomēr jāņem vērā, ka lielākā daļa sašķidrinātās naftas gāzes plīšu atrodas lauku teritorijās, un finansiālais, likumdošanas vai jebkāda cita veida atbalsts šādu plīšu aizstāšanai ir ļoti vēlams, ņemot vērā, ka iedzīvotāju finansiālās iespējas šeit bieži vien ir ierobežotas.

2.7. tabula. Gāzes plīšu aizstāšanas ar indukcijas plītīm scenāriji Latvijā

Scenārija Nr.	Gāzes plīšu %, kas tiek aizstātas ar elektriskām plītīm	Enerģijas ietaupījums, tūkst. MWh/gadā	CO ₂ ietaupījums, tūkst. t CO ₂ -e/gadā
1	100 % sašķ. gāzes	156	112
2	20 % dabasgāzes un 20 % sašķ. gāzes	133	32
3	40 % dabasgāzes un 40 % sašķ. gāzes	266	65
4	60 % dabasgāzes un 60 % sašķ. gāzes	399	97
5	80 % dabasgāzes un 80 % sašķ. gāzes	532	129
6	100 % dabasgāzes un 100 % sašķ. gāzes	666	161

2.–6. scenārijā ir iespējamie veidi, kā realizēt virtuves elektrifikāciju Latvijā vairāk vai mazāk labvēlīgos apstākļos. Šeit arī jāatzīmē, ka process noritēs ātrāk, izstrādājot atbilstošu likumdošanu un finansēšanas shēmas.

2.3.2. Degvielas automašīnu nomaīņa pret elektriskajiem transportlīdzekļiem

AER 2019. gadā sedza mazāk nekā 5 % no transporta degvielas patēriņa Latvijā plānoto 7 % vietā. Eiropas zaļais kurss noteicis mērķi sasniegt 90 % CO₂ emisiju samazinājumu transportā līdz 2050. gadam. Latvijas stratēģija klimatneitralitātes sasniegšanai līdz 2050. gadam paredz, ka enerģētikas pāreja balstīsies uz strauju atjaunīgo energoresursu cenu kritumu, saules paneļu un vēja enerģijas cenām turpinot kristies, kas jau tagad tiek novērots. Arī transporta sektorā tiek pieņemts, ka turpmāk transporta enerģētikā dominēs atjaunīgā elektroenerģija, progresīvas biodegvielas un dažādas elektrifikācijas tehnoloģijas, tostarp elektromobiļi. Lai īstenotu šīs prognozes un izvirzītās prasības, Latvijai tuvāko gadu laikā būtiski jāpalielina elektromobiļu skaits.

Lai īstenotu nepieciešamo emisiju samazinājumu, tika pārbaudīts enerģijas ietaupījums un emisiju samazinājums, ja ar degvielu darbināmas automašīnas tiek aizstātas ar elektriskajiem transportlīdzekļiem. 2.8. tabulā doti dati un raksturojums Latvijas automašīnām¹⁸.

¹⁸ Datu avots: Latvijas Ceļu satiksmes drošības direkcija un Latvijas Centrālā statistikas pārvalde.

2.8. tabula. Pasažieru automašīnu ar iekšdedzes dzinēju raksturojums un emisijas aprēķins

Raksturojums	
Aktīvo vieglo automašīnu skaits Latvijā	663 380
Kopējais degvielas patēriņš vieglajām automašīnām (benzīns, dīzelis, sašķ. naftas gāze), 2015, tūkst. litru	470 763
Vidējais gada nobraukums vienai automašīnai, 2015, km	13 210
Vidējais automašīnas degvielas patēriņš uz 100 km pilsētā, litri*	9
Vidējās CO ₂ emisijas, g/km	215
Kopējais aptuvenais degvielas patēriņš vieglajiem automobiļiem Latvijā gadā, tūkst. litru	788 692
CO ₂ emisijas kopā visiem vieglajiem automobiļiem, t CO ₂ -e/gadā	1 971 731
CO ₂ emisijas vidēji uz 1 automašīnu, t CO ₂ -e/gadā	2,8

* Latvijas CSDD izmantotie oficiālie dati par degvielas patēriņu uz 100 km ir mazāki nekā tie, kas iegūti autoru lokālajā aptaujā, kas izmantota aprēķiniem šajā darbā, jo vērojams palielināts degvielas patēriņš pilsētas braukšanas apstākļos, piem., sastrēgumi utt.

2.9. tabula. Enerģijas ietaupījuma aprēķins, pārejot no automašīnām ar iekšdedzes dzinēju uz elektromobiļiem

	Patēriņš:		Ietaupījums:	
	<i>auto ar iekšd. dzin. * (kWh)</i>	<i>elektrom. ** (kWh)</i>	<i>enerģijas, (tūkst. MWh/gadā)</i>	<i>CO₂-e, (tūkst. t/gadā)</i>
Vidēji uz 1 auto gadā	10,70	1,98	0,0087	0,0028
Scenāriji iekšd. dzinēju auto aizstāšanas ar elektromobiļiem gadā (MWh) ar dažādu procentuālo aizstāšanas skaitu:				
1 % (6,6 tūkst. auto)	70 982	13 148	58	19
5 % (33 tūkst. auto)	354 908	65 741	289	93
20 % (133 tūkst. auto)	1 419 633	262 964	1 157	371
100 % (663 tūkst. auto)	7 098 166	1 314 819	5 783	1 857

*Tiek pieņemts, ka 1 litrs benzīna atbilst 9 kWh.

**Tiek pieņemts, ka elektromobilis patērē 15 kWh/100 km.

2.10. tabula. Plīšu un automašīnu salīdzinātās izmaksas, ja ietaupījums ir 20 tūkst. t CO₂-e gadā

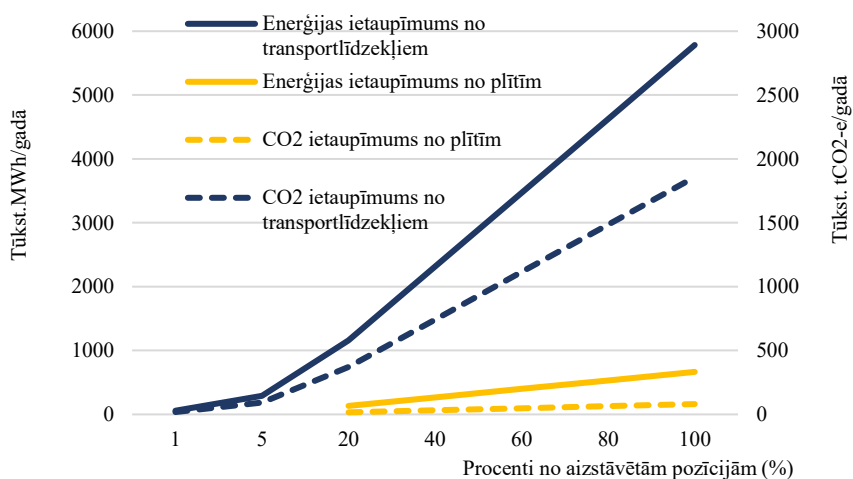
	Vidējā cena, EUR	Pozīciju maiņas skaits	Izmaksas, pie ietaupījuma 20 tūkst. t CO ₂ -e/gadā, milj. EUR
EM	40 000	6,7 tūkst. automašīnu	268
Keramiskās elektr. plītis	340	62 tūkst. plīšu	21,08
Indukcijas plītis	540	62 tūkst. plīšu	33,48

2.11. tabula. CO₂ ietaupījuma salīdzinājums ar automašīnu/plīšu nomaiņu, ja 1 milj. EUR tiek subsidēts dekarbonizācijas nolūkā

	Iekšd. dzin. auto aizstāšana ar EM	Plīšu ar sašķ. naftas gāzi aizstāšana ar indukcijas plītīm	Plīšu ar dabasgāzi aizstāšana ar indukcijas plītīm
Ietaupījums, t CO ₂ -e/gadā	70	926	333

Lai sasniegtu 20 tūkstošu tonnu CO₂-e ietaupījumu gadā, Latvijas mājsaimniecībās būs jāaizstāj 6,7 tūkstoši vieglo degvielas automašīnu vai jāaizstāj 62 tūkstoši gāzes plīšu, kas ir 12 % no kopējā daudzuma, pārejot no gāzes plītīm uz elektriskajām/indukcijas virsmām.

Tajā pašā laikā, subsidējot 1 miljonu eiro Latvijas mājsaimniecību dekarbonizācijai, iegūsim daudz lielāku oglekļa dioksīda emisiju samazināšanas rezultātu, ieguldot šos līdzekļus plīšu nomaiņā (2.6. att.).



2.6. att. Enerģijas un CO₂ ietaupījums

Secinājumi par māsaimniecību dekarbonizāciju

Tika pierādīts, ka optimāls veids izmešu samazināšanai un māsaimniecību dekarbonizācijas procesu paātrināšanai ir sākt ar virtuves iekārtu nomaiņu. Lai samazinātu noteikto CO₂ daudzumu, ir racionālāk un efektīvāk sākt ar plīšu aizstāšanu nekā ar iekšdedzes dzinēju automašīnu aizstāšanu ar elektromobiļiem. Tas prasa gan mazākus finanšu izdevumus no mājokļu īpašniekiem, gan arī mazāku likumdošanas un finansiālo atbalstu no valsts struktūrām, lai paātrinātu pārveides procesu. Indukcijas plītis ir dārgākas, tomēr, lai izvēlētos labāko risinājumu, ir jāveido nākotnes prognoze: šāda veida iekārtu enerģijas patēriņš ir efektīvāks un lietotājiem drošāks. Tāpēc izvēle būtu jāizdara par labu indukcijas virsmām. Nav šaubu, ka tas nenovērš nepieciešamību pēc dekarbonizācijas arī transporta nozarē; tomēr ir nepieciešams izvēlēties optimālu un efektīvu veidu esošo resursu izmantošanā. Māsaimniecību dekarbonizācijas stratēģijā jāiekļauj visas iespējas samazināt un/vai izbeigt fosilā kurināmā izmantošanu transportlīdzekļos, kā arī iekārtās, kas izmanto degvielu māsaimniecībās. Tomēr pirmais solis, kas ir vispiemērotākais Latvijas apstākļiem, būtu mājokļos samazināt ar fosilo kurināmo darbināmo ierīču, proti, dabasgāzi un sašķidrināto gāzi izmantojošo krāsniņu daudzumu un aizstāt tās ar elektriskām un indukcijas plītis virsmām.

2.3.3. Apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas (AVGK) sistēmu attīstība

Apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas (AVGK) sistēmām attīstītās valstīs ir novērojama izaugsmes tendence¹⁹. Nesenākie pieejamie dati Latvijā ir par 2015. gadu, kad 6 % no dzīvojamām ēkām Latvijā bija elektriskā apkure un aptuveni 2 % no dzīvojamām ēkām valstī bija gaisa kondicionēšana²⁰. Bez tam AVGK bieži ir pats energoietilpīgākais dzīvojamā tipa elektroiekārtu veids. Precīzs novērtējums par elektroenerģijas patēriņa procentu AVGK vajadzībām ir grūti iegūstams, jo šīs aplēses atšķirsies atkarībā no klimata, ēkas tipa un citām esošām iekārtām. Vidēji tiek lēsts, ka apkure veido līdz 50 % no ikmēneša elektroenerģijas patēriņa pīķa slodzes laikā²¹.

Apskatot esošo literatūru par AVGK vadības sistēmu izmēģināšanu un projektēšanu, var redzēt, ka, lai gan pastāv dažādi energoefektivitātes mērķi vai īpaši izaicinājumi saistībā ar vairākēku vai vairākzonu sistēmām, vispārējā pieeja deterministiski regulētas AVGK sistēmas ieviešanai ir samērā vienkārša, un tai ir nepieciešama datu vākšana,

¹⁹ Capehart BL, Kennedy WJ, Turner WC. (2008). "Guide to Energy Management". Fifth Edit. The Fairmont Press, Inc.

²⁰ Central statistics bureau (2016), EPM210. "Mājokļos izmantotās elektroierīces un elektroierīču vidējais vecums", Pieejams: https://data1.csb.gov.lv/pxweb/lv/vide/vide_energetika_energ_pat/EPM210.px/

²¹ Council of Australian Governments (COAG) National Strategy on Energy Efficiency (2012). "Guide to Best Practice Maintenance & Operation of HVAC Systems for Energy Efficiency".

algoritms un slodzes vadības ierīce^{22,23,24}. Šī pētījuma mērķis ir reālu datu klātbūtnē novērtēt vispiemērotāko algoritmu automatiskas un izmaksu efektīvas AVGK sistēmas pārvaldības ieviešanai, kas vadās pēc publiski pieejamiem datiem. Lai panāktu to noteiktam laika periodam (2020. gada decembrī un 2021. gada janvārī), tika novērotas 4 AVGK sistēmas. Pēc tam tika izmēģinātas alternatīvas optimizācijas pieejas. Paredzēts, ka algoritms ar vislabākajiem rezultātiem tiks tālāk izmantots AVGK pārvaldībai. 2.12. un 2.13. tabulā sniegts apstākļu un datu apraksts.

2.12. tabula. Gadījumizpētes apstākļu apraksts

Izmantotās apkures, ventilācijas un gaisa kondicionēšanas sistēmas	Tika izvēlēts 1 <i>Toshiba Premium</i> gaisa-gaisa tipa siltumsūkņis (RAS-25PAVPG-ND) ar apsildes jaudu 0,7–6,70 kW un 3 <i>Toshiba Optimum</i> (RAS-25PKVSG-ND) iekārtas ar jaudu 1,00–6,50 kW
Platība	2 izolētas istabas 26 m ² (iestatītā telpu temperatūra 17° C) un 23 m ² platībā (iestatītā telpu temperatūra 17° C) un liela halle 70 m ² platībā (iestatītā telpu temperatūra 19° C ar zināmām ar AVGK nesaistītām temperatūras svārstībām sakarā ar ventilācijas vai citu ierīču izmantošanu)
Laika periods	24 dienas, 2020. gada decembris – 2021. gada janvāris

2.13. tabula. Gadījumizpētē izmantoto datu apraksts

Ārģaisa temperatūra	Faktiskie ikstundas dati no meteoroloģiskiem datiem, kas iegūti no Latvijas Vides, ģeoloģijas un meteoroloģijas centra (° C) ²⁵
Nākamās dienas cenas	Faktiskie ikstundas dati no <i>Nord Pool</i> biržas (EUR/MWh) ²⁶
Siltumsūkņu slodze	Tiek mērīta katru minūti (MW)

²² M. Tavakkoli, S. Fattaheian-dehkordi, M. Pourakbari-kasmaei, M. Liski, and M. Lehtonen (2019). "An Incentive-Based Demand Response by HVAC Systems in Residential Houses," IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), pp. 1-5.

²³ Petrie, C., Gupta, S., Rao, V., & Nutter, B. (2018). Energy Efficient Control Methods of HVAC Systems for Smart Campus. 2018 IEEE Green Technologies Conference (GreenTech).

²⁴ K. X. Perez, M. Baldea, and T. F. Edgar, (2016). "Integrated smart appliance scheduling and HVAC control for peak residential load management," in 2016 American Control Conference (ACC), pp. 1458-1463

²⁵ LVĢMC (2021) "Datu meklēšana". Pieejams: <https://www.meteo.lv/meteorologija-datu-meklesana/?nid=461>

²⁶ Nord Pool (2021). Historical Market Data.

Pieejams: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>

Šī pētījuma kontekstā tika izdarīti šādi pieņēmumi (vienkāršojumi): pirmkārt, slodze tiek tikai pārbīdīta, un kopējais patēriņš nekādi nesamazinās (sagaidāms, ka atsitiena efekts (angļu val. – *rebound effect*) būs 100 %). Patēriņš no stundas, kad sistēma tiek izslēgta, tiek pārbīdīts uz tuvākajām 2 stundām. Atsitiena efektu konkrētā rakstura noteikšana dažādos apstākļos neietilpst šī pētījuma ietvaros un paliek tālākiem pētījumiem. Šis pieņēmums nosaka, ka atslēgšana nevar notikt biežāk kā reizi 2 stundās (šis noteikums tiek ievērots arī datumu maiņas laikā). Tika izveidoti šādi optimizācijas scenāriji (2.14. tabula).

2.14. tabula. Gadījumizpētē izmantotie optimizācijas scenāriji

Scenārijs	Nosacījumi	Mērķis
Izvēlas <u>2 stundas</u> katrā konkrētā dienā, kad AVGK tiek izslēgta, balstoties uz šādiem kritērijiem:		
2-1	Zemākā temperatūra	Augstākā paredzamā patēriņa samazināšana ²⁷
2-2	Augstākā nākamās dienas cena	Augstāko izmaksu uz MWh samazināšana
2-3	Augstākie prognozētie izmaksu ietaupījumi no slodzes pārbīdes	Augstāko summāro ieguvumu palielināšana no patēriņa pārbīdes
Izvēlas <u>3 stundas</u> katrā konkrētā dienā, kad AVGK tiek izslēgta, balstoties uz šādiem kritērijiem:		
3-1	Zemākā temperatūra	Augstākā paredzamā patēriņa samazināšana
3-2	Augstākā nākamās dienas cena	Augstāko izmaksu uz MWh samazināšana
3-3	Augstākie prognozētie izmaksu ietaupījumi no slodzes pārbīdes	Augstāko summāro ieguvumu palielināšana no patēriņa pārbīdes

Augstākie prognozētie izmaksu ietaupījumi (C_{H0}) no slodzes pārbīdes tika aprēķināti šādi:

$$C_{H0} = E_{H0} \times P_{H0} - E_{H0} \times \frac{P_{H1} + P_{H2}}{2}, \quad (2.1)$$

kur C_{H0} – paredzamie izmaksu ietaupījumi no slodzes pārbīdes (EUR); E_{H0} – enerģijas apjoms, kas pārbīdīts no stundas H_0 uz stundu H_1 un stundu H_2 (MWh); P_{H0} , P_{H1} , P_{H2} – nākamās dienas cena stundai H_0 , stundai H_1 , stundai H_2 (EUR/MWh).

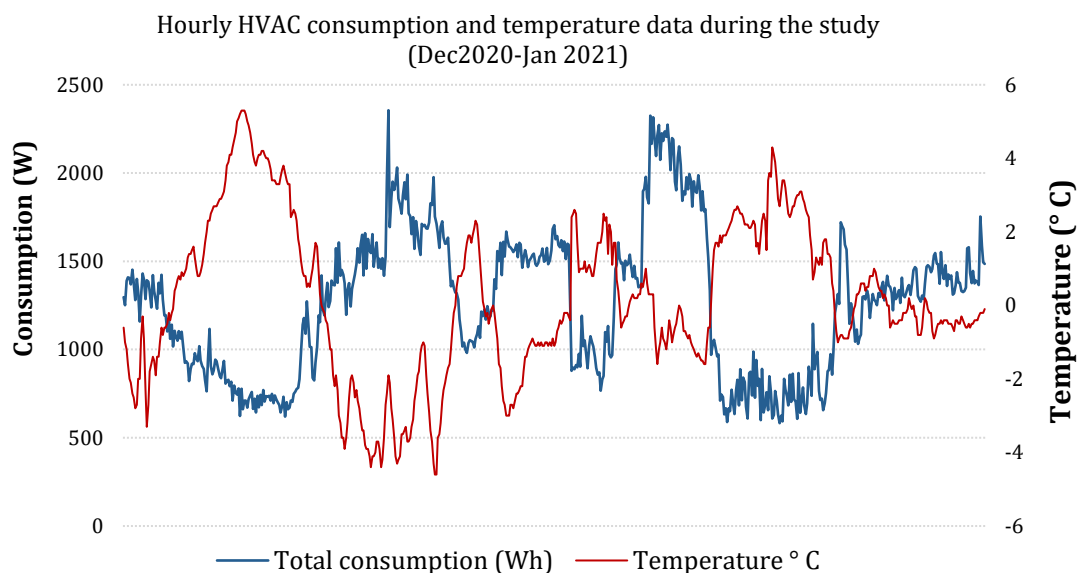
Paredzamais pārbīdītais enerģijas apjoms E_{H0} tiek aprēķināts, balstoties uz empīriski iegūtu sakarību konkrētajai AVGK sistēmai:

$$E_{H0} = 0.001288 - 0.00015 T_{H0}, \quad (2.2)$$

²⁷ Petrichenko, R., Baltputnis, K., Sauhats, A., & Sobolevsky, D. (2017). District heating demand short-term forecasting. *2017 17th IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 1st IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe, IEEEIC / I and CPS Europe 2017*, doi:10.1109/IEEEIC.2017.7977633

kur T_{H0} – paredzamā temperatūra stundā H_0 ($^{\circ}\text{C}$).

Empīriskais vienādojums (2.7. att.) tika iegūts, piemērojot lineāru regresiju empīriskajam patēriņam un faktiskajiem temperatūras datiem no gadījumizpētes.



2.7.att. Ikstundas AVGK patēriņa un temperatūras dati pētījuma laikā. Temperatūras dati no [23]

Optimizācijas algoritms izvēlas vispiemērotāko variantu, balstoties uz iepriekš aprakstītajiem nosacījumiem. Ja šis variants pārkāpj nosacījumu, ka AVGK drīkst atslēgt ne biežāk kā reizi 3 stundās, tiek izvēlēts nākamais labākais variants.

Rezultāti un diskusija

Novērošanas perioda laikā tika ievākti šādi dati attiecībā uz ārējais temperatūru, nākamās dienas cenu un faktisko AVGK patēriņu (2.15. tabula).

2.15. tabula. Aprakstoši statistiskie rādītāji par temperatūru, elektroenerģijas cenu un AVGK patēriņu gadījumizpētes laikā. Dati par temperatūru no [23], par elektroenerģijas cenām no [26]

Parametrs	Temperatūra ($^{\circ}\text{C}$)	Nākamās dienas cena (EUR/MWh)	AVGK faktiskais patēriņš (kWh)
Vidējais	0,1	43,89	1,26
Diapazons	9,9	197,21	1,77
Minimums	-4,6	2,75	0,58
Maksimums	5,3	199,96	2,36

Iepriekš aprakstītie scenāriji dod tālāk izklāstītos rezultātus (2.16. tabula).

2.16. tabula. Optimizācijas scenāriju rezultātu salīdzinājums

Scenārijs	Stundu skaits, kas izvēlētas dienas laikā	Kopējais patēriņš (kWh)	Kopējais pārbīdītais patēriņš (kWh)	Pārbīdītā patēriņa procents	Kopējās elektroenerģijas izmaksas (EUR)	Izmaksu starpība ar bāzes scenāriju
Bāzes	0 h	748,42	-	-	33,58	-
2-1	2 h	748,42	70,94	9,5 %	33,58	0,01 %
2-2	2 h	748,42	65,37	8,7 %	32,94	-1,90 %
2-3	2 h	748,42	67,42	9,0 %	32,18	-4,18 %
3-1	3 h	748,42	104,64	14,0 %	33,54	-0,13 %
3-2	3 h	748,42	97,36	13,0 %	32,68	-2,69 %
3-3	3 h	748,42	99,43	13,3 %	31,97	-4,81 %

Scenāriju relatīvais sniegums bija līdzīgs 2 stundu un 3 stundu scenāriju grupā. Lielākā slodzes pārbīde novērojama scenārijā, kur slodze tiek pārbīdīta projām no visaukstākajām stundām (2 stundu scenārijā tika izvēlēts 9,5 % no kopējās slodzes, savukārt 3 stundu scenārijā tika pārbīdīts 14,0 % no slodzes). Taču ne scenārijs 2-1, ne 3-1 nedeva ievērojami atšķirīgas kopējās izmaksas attiecībā pret bāzes gadījuma scenāriju. Tas varētu būt saistīts ar šādu parādību: aukstākās stundas parasti vērojamas nakts laikā, kad elektroenerģijas cenu dinamika ir mazāk izteikta. Scenāriji 2-2 un 3-2 kā 2 stundu, tā 3 stundu grupā uzrāda vislabāko līdzīgo relatīvo sniegumu savā scenāriju grupā, taču vislabākais sniegums bija scenārijiem 2-3 un 3-3, kuros bija ņemta vērā gan sagaidāmā cenu atšķirība, gan arī paredzamās slodzes. Ekonomiskā snieguma uzlabojums no scenārija 2-2 uz scenāriju 2-3 ir ievērojami augstāks nekā slodzes pārbīdes pieaugums. Tas norāda, ka ņemt vērā tikai nākamās dienas cenas, neņemot vērā paredzamo patēriņa līmeni, ir suboptimāla izvēle.

Kopumā gadījumizpētes rezultāti norāda, ka tūlītējie ieguvumi no slodzes pārbīdes ir pieticīgi. Ņemot to vērā, ja enerģijas politikas veidotājs apsver un identificē to, ka dzīvojamā sektora patērētāju aktīva iesaiste netiešās pieprasījumureakcijas aktivitātēs ir izšķiroši svarīga labākai pārtraukumainās un izkliedētās ģenerācijas integrācijai, kā arī energosistēmas optimizācijai, tad varētu apsvērt papildu stimulus, kas atspoguļotu kopējos sistēmas ieguvumus no mazākām pīķa un nepīķa slodzēm.

2.4. Enerģētisko kopienu ieviešanas priekšrocības Latvijā

Viens no risinājumiem AER izmantošanas paaugstināšanai un oglekļa neitralitātes sasniegšanai būtu enerģijas kopienu izveide.

ES direktīvās izšķir divu veidu enerģijas kopienas:

- Direktīva 2018/2001²⁸: atjaunīgās enerģijas kopiena. Tās galvenais mērķis ir kopēju vides, ekonomisko vai sociālo ieguvumu nodrošināšana saviem kapitāla daļu turētājiem vai dalībniekiem, vai vietējām teritorijām, kurās tā darbojas, bet ne finansiāla peļņa.
- Direktīva 2019/944²⁹: iedzīvotāju energokopiena. Tā ir balstīta uz brīvprātīgu un atklātu līdzdalību, un tās galvenais uzdevums ir sniegt vides, ekonomiskus vai sociālus labumus saviem biedriem vai daļu turētājiem, vai vietējām teritorijām, kurās tas darbojas, nevis radīt finansiālu peļņu. Iedzīvotāju energokopiena var iesaistīties enerģijas ražošanā, tostarp no atjaunīgajiem energoresursiem, sadalē, piegādē, patēriņā, agregēšanā, energoresursu uzglabāšanā, energoefektivitātes pakalpojumu sniegšanā vai elektrisko transportlīdzekļu uzlādes pakalpojumu sniegšanā, vai sniegt citus energopakalpojumus saviem biedriem vai daļu turētājiem.

Respektīvi, enerģijas kopienu galvenais uzdevums ir ar, piemēram, fotoelementu paneļu vai vēja ģeneratoru, palīdzību nodrošināt to dalībnieku energoapgādi ar pēc iespējas zemākām enerģijas izmaksām. Var minēt, ka ES ar pilotprojektu palīdzību ir veiksmīgi realizētas vairāk nekā 3 800 enerģijas kopienas³⁰. Latvijā šī ideja vēl nav pietiekami izdiskutēta, lai to piedāvātu Latvijas enerģijas patērētājiem, taču jaunākie zinātniskie pētījumi un datu analīzes norāda uz kopienas ieviešanas milzīgo potenciālu Latvijas klimatiskajos apstākļos.

Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūta veiktais pētījums³¹ norāda, ka Latvijā izveidotai enerģijas kopienai, kuras galvenais enerģiju ražojošais elements ir fotoelementu paneli, būtu īsāks atmaksāšanās periods un augstāki ekonomiskie rādītāji nekā gadījumā, kad šie fotoelementu paneli tiktu izmantoti individuālās māsaimniecības

²⁸ Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources (Text with EEA relevance.)

²⁹ Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on common rules for the internal market for electricity and amending Directive 2012/27/EU (Text with EEA relevance.)

³⁰ Caramizaru, E. and Uihlein, A., Energy communities: an overview of energy and social innovation, EUR 30083 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-10713-2, doi:10.2760/180576, JRC119433

³¹ Petrichenko, L., Diahovchenko, I., Sauhats, A. An Economic Comparison of Planning Decisions Aimed at Stimulation of Photovoltaic Roof Prosumers vs. Energy Communities. No: 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2021): Conference Proceedings, Latvia, Riga, 15.-17. November, 2021

energoapgādes vajadzībām. Atsaucoties uz pētījumā apskatītajiem scenārijiem, enerģijas kopienas izlīdzinātās patērētās enerģijas izmaksas (LCOCE) būtu zemākas un iekšējās atdeves koeficients (IRR) būtu augstāks nekā individuālai māsaimniecībai ar fotoelementu paneļiem. Papildus tam, pētījumā apskatītās enerģijas kopienas izveide atmaksātos pēc 11 gadiem, taču individuālajai māsaimniecībai uzstādīto fotoelementu paneļu atmaksāšanās periods pārsniegtu 25 gadu robežu.

Citā pētījumā³² tika noteikts, ka enerģijas kopienas izveide Latvijā ļautu paaugstināt no atjaunīgajiem energoresursiem saražotās enerģijas pašpatēriņa apjomu, tādējādi samazinot emisijveidojošo gāzu īpatsvaru enerģētikas nozarē. Pašpatēriņa paaugstināšana dotu pozitīvu ietekmi uz centralizēto energoapgādes sistēmu – sadales tīkli un ģeneratori tiktu daļēji atslogoti (samazinot nepieciešamību pēc to rekonstrukcijas kapacitātes paaugstināšanai) un centralizētajā energosistēmā saražotā elektroenerģija varētu tikt novirzīta tās pārdošanai biržā. Papildus tam pētījumā veiktajā literatūras apskatā kā viena no enerģijas kopienas priekšrocībām tiek minēta enerģijas kopienas spēja nodrošināt centralizētās energosistēmas balansēšanas pakalpojumus lokālā līmenī, kā arī kolektīvās pieprasījumu reakcijas un elastības izmaiņas.

Enerģijas kopienu ieviešana veicinātu ne vien atjaunīgās enerģijas izmantošanu galapatēriņā un oglekļa neitralitātes sasniegšanu, bet arī samazinātu enerģētiskās nabadzības līmeni un paaugstinātu labklājības līmeni Latvijas iedzīvotāju vidū. 2019. gada dati liecina, ka Latvija atrodas starp piecām ES valstīm, kurās ir visaugstākais enerģētiskās nabadzības līmenis un, salīdzinot ar Baltijas valstīm, Latvija atrodas pirmajā vietā³³. Enerģijas kopienas šo līmeni var samazināt divos veidos. Pirmkārt, katrs enerģijas patērētājs var piedalīties enerģijas kopienā bez diskriminācijas, ja to pieļauj tajā uzstādīto enerģiju ražojošo elementu jauda, nodrošinot zemākas enerģijas izmaksas, nekā izmantojot centralizētās energoapgādes sistēmas pakalpojumus. Otrkārt, enerģijas kopienā ir iespējams pielietot īpaši izveidotas atbalsta programmas enerģētiskās nabadzības novēršanai, piemēram, piedaloties solidaritātes fondos, ziedojot noteiktus finansiālos līdzekļus no katras patērētās enerģijas vienības vai pašpatēriņa pārpalikušo enerģijas daudzumu, kopīgi segt mazāk aizsargāto lietotāju energopakalpojumu izmaksas vai novirzīt daļu no enerģijas kopienas peļņas nabadzības mazināšanai starp tās dalībniekiem³⁴.

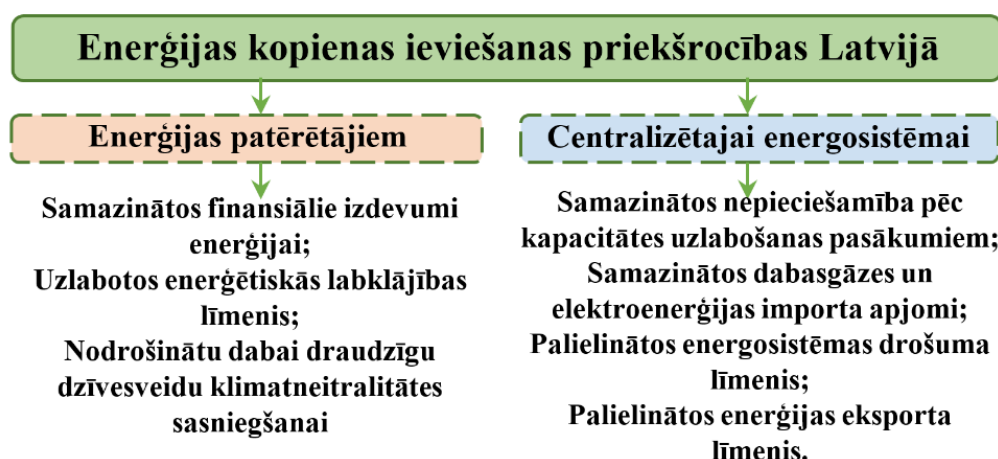
³² Lazdins, R., Mutule, A., Kairisa, E. Feasibility Study in Energy Community Business Model Development for Latvia. No: 2021 IEEE 62nd International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON 2021): Conference Proceedings, Latvia, Riga, 15.-17. November, 2021

³³ Power to the people: Upholding the right to clean, affordable energy for all in the EU. Available online: <https://www.epsu.org/article/new-report-majority-eu-countries-unable-keep-citizens-warm-winter> (accessed on 22 November 2021)

³⁴ Zalostība, D., Kiselovs, D. [A Review: The Energy Poverty Issue in the European Union and Latvia](#) (Open Access)

Enerģijas kopienu ieviešana Latvijā ekonomiski pozitīvi ietekmētu siltumapgādes izmaksas to dalībniekiem. Kopienā saražoto elektroenerģiju būtu iespējams izmantot arī siltumenerģijas nodrošināšanai, tādējādi samazinot patērētāju atkarību no centralizētās siltumapgādes sistēmas. Šīs siltumapgādes izmaiņas dotu pozitīvu ietekmi ne tikai patērētājiem, bet arī klimatneitralitātes sasniegšanai – samazinātos gan dabasgāzes, gan arī koksnes izmantošanas apjomi siltumapgādes sistēmā, tādējādi samazinot emisijveidojošo gāzu izplatību atmosfērā.

Enerģijas kopienu galvenās ieviešanas priekšrocības Latvijā ir parādītas zemāk redzamajā attēlā (2.8. att.).



2.8. att. Enerģijas kopienu galvenās ieviešanas priekšrocības Latvijā

Enerģijas kopienu ieviešana gan uzlabotu enerģijas patērētāju labklājību, gan arī nodrošinātu finansiālos ieguvumus centralizētajai energosistēmai. Taču, lai to sasniegtu, ir nepieciešamas būtiskas izmaiņas un papildinājumi esošajā enerģētikas likumdošanā, kurā galvenais uzsvars būtu jāliek uz brīvu, nediskriminējošu un atvērtu enerģijas kopienu izveides iespējām, par pamatu izmantojot ES direktīvās 2018/2001 un 2019/944 aprakstītās vadlīnijas, kā arī citu ES valstu labo pieredzi šādas idejas realizācijā.

2.5. Elektromobiļu nevienmērīgas uzlādes problēma

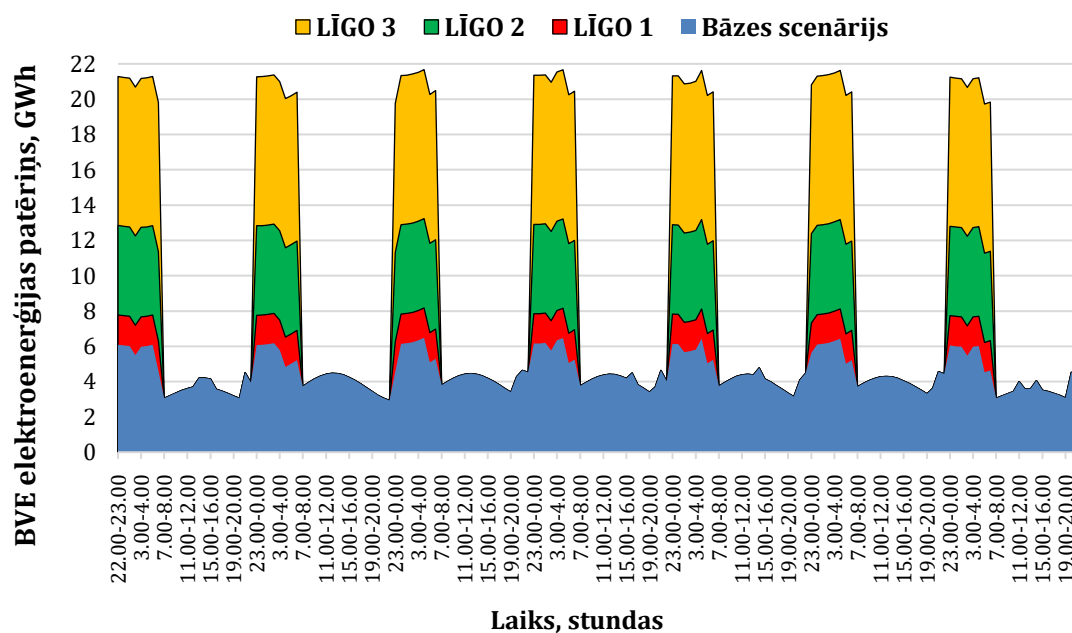
Šīs apakšnodaļas mērķis ir demonstrēt iespējamo elektrisko automobiļu (EM) ietekmi uz energosistēmas darbību. 2.17. tabulā ir atspoguļoti viena BVE (Baltijas valstu energosistēmas) attīstības scenārija modelēšanas galvenie parametri 2050. gadam.

2.17. tabula. BVE modelēšanas raksturojošie parametri

Gads	SES, MW	VES, MW	EM skaits, milj.	EM nobraukums, km/dienā	EM patēriņš, kWh/km
2050	2 000	6 000	1,5	30	0,3

Apskatīsim četrus apakšscenārijus. Pirmais no tiem atspoguļo energosistēmas ģenerētās un pieprasītās enerģijas bilanci gadījumā, ja EM tiek uzlādēti vienmērīgi, atbilstoši vidējam diennakts nobraukumam (bāzes apakšscenārijs). Pārējie trīs apakšscenāriji pieļauj, ka svētku dienās autobraucēji palielina aktivitāti un attiecīgi palielina enerģijas uzkrāšanas apjomu. Hipotētiski pieņemsim gadījumu, kad liels skaits EM īpašnieku aktīvāk uzlādē savu transportu, piemēram, pirms Jāņiem. Tiek modelēti trīs scenāriji, kuros EM uzlādes jauda pārsniedz bāzes scenārijā pieņemto attiecīgi divas reizes (LĪGO 1), piecas reizes (LĪGO 2) un desmit reizes (LĪGO 3) nedēļu pirms svētkiem, ņemot vērā lielāku plānoto EM nobraukumu svētku laikā. Pieņemts, ka EM tiek uzlādēti nakts stundās (cerot uz zemāku cenu).

2.9. attēlā atspoguļoti BVE elektroenerģijas patēriņa profili EM bāzes scenārijā un LĪGO scenārijos.



2.9. att. EM uzlādes jaudas ietekme uz BVE elektroenerģijas patēriņu (168 stundas)

Atzīmēsim, ka automobiļu uzlādes ievērojama aktivizēšanās pirms un pēc svētkiem atbilst lietotāju ieradumiem un to var uzskatīt par sagaidāmu. Pat desmitkārtīga palielināšanās ir reāla, jo visos iepriekšējos aprēķinos bija atturīgi pieņemts 30 km nobraukums dienā.

2.18. un 2.19. tabulā parādīts rezultējošais BVE elektroenerģijas disbalanss (pārpalikums vai deficīts).

2.18. tabula. BVE disbalansa novērtējums bāzes scenārijā, scenārijā LĪGO 1, LĪGO 2 un LĪGO 3 pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām

Scenārijs	BVE ' - '	BVE ' + '
BEMS	54 191 MWh (7,17 %)	0,00 MWh, (0,00 %)
LĪGO 1	142 137 MWh (16,75 %)	0,00 MWh (0,00 %)
LĪGO 2	420 657 MWh (37,31 %)	0,00 MWh (0,00 %)
LĪGO 3	884 857 MWh (55,60 %)	0,00 MWh (0,00 %)

2.19. tabula. BVE disbalansa novērtējums bāzes scenārijā, scenārijā LĪGO 1, LĪGO 2 un LĪGO 3 pēc elektroenerģijas importa/eksporta procedūrām, kā arī pēc rezerves jaudas aktivācijas

Scenārijs	BVE ' - '	BVE ' + '
BEMS	5 891 MWh (0,78 %)	0,00 MWh, (0,00 %)
LĪGO 1	62 231 MWh (7,33 %)	0,00 MWh (0,00 %)
LĪGO 2	337 577 MWh (29,94 %)	0,00 MWh (0,00 %)
LĪGO 3	801 777 MWh (50,38 %)	0,00 MWh (0,00 %)

BEMS – bāzes EM uzlādes scenārijs; BVE ' - ' – BVE elektroenerģijas deficīts; BVE ' + ' – BVE elektroenerģijas pārpalikums.

Analizējot LĪGO 1 un īpaši LĪGO 2 un LĪGO3 scenāriju, var konstatēt, ka EM uzlādes jaudas palielināšana, nevienmērīgā pieprasījuma gadījumā, var izraisīt būtisku enerģijas deficītu, pat izmantojot visas importa un rezervju staciju iespējas. Tādējādi būs nepieciešama EM akumulatoru uzlādes vadība.

3. Secinājumi

Eiropā, Baltijas valstīs un Latvijā notiek būtiskas izmaiņas enerģijas ražošanā, sadalē un izmantošanā: strauji pieaug atjaunīgo energoresursu īpatsvars, jauda un saražotās enerģijas apjoms; palielinājusies koģenerācijas staciju loma; ir uzlabojušies pārrobežu savienojumi; pieaug ražotājlietotāju skaits. Enerģijas pieprasījums, cenas un saistītie noteikumi ir strauji un būtiski mainījušies. Režīmu vadība notiek, izmantojot elektrības tirgus nosacījumus, starpsavienojumu augstsprieguma līnijas un kaimiņvalstu ģenerācijas iespējas. Paredzēts sinhronizēt Baltijas valstu elektroenerģētiskās sistēmas ar kontinentālās Eiropas tīklu, atsakoties no sinhronizācijas ar Krievijas apvienoto elektroenerģētisko sistēmu. Tuvākos gados ir gaidāma strauja elektrisko automobiļu skaita izaugsme, māju apsildes elektrifikācija, kas radīs pārvades un sadales tīklu struktūras izmaiņas, pieprasīs to modernizāciju, digitalizāciju un milzīgus kapitālieguldījumus. Nozīmīgs faktors, kas raksturo Baltijas energosistēmas stāvokli, ir plānotā vairāku elektrostaciju slēgšana. 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 emisiju samazināšanu. Minētās prasības iespējams izpildīt, pārorientējoties uz AER. Katrā no Baltijas valstīm tiek īstenoti vairāki jauni AER projekti. Neraugoties uz straujo AER jaudu un no tiem saražotās enerģijas apjoma pieaugumu, Lietuvas un Latvijas importa un eksporta bilance pēdējos gados ir kļuvusi izteikti negatīva, tādējādi tas rada enerģētikas pārveidošanas paātrinājuma nepieciešamību un lielas izmaiņas sadales tīklu struktūrā un režīmu plānošanā. Nākotnes energoapgādes infrastruktūra iekļaus sevī daudzus ražotājlietotājus, kā arī vēja un saules parkus. Katra jauna ģenerators pieslēgšana tīklam maina jaudu plūsmas, palielina vai samazina enerģijas un sprieguma zudumus, iespējams, rada vai samazina pārslodzes. Mainot energosistēmas un tīklu struktūru, ir jāatrisina vairāki svarīgi uzdevumi:

- jāizvēlas tehnoloģijas un to parametri;
- jāpārbauda iespējamā pieslēguma atbilstība esošajai likumdošanai;
- jāizvēlas pieslēguma vieta un shēma;
- jānovērtē nepieciešamie kapitālieguldījumi;
- jānovērtē ieguldījumu rentabilitāte;
- jāpārbauda enerģijas zudumi tīklā;
- jāpārbauda atbilstība drošuma un stabilitātes prasībām;
- jāpārbauda atbilstība pieļaujamām sprieguma svārstībām.

Minētie uzdevumi tiek risināti, ievērojot spēkā esošos valsts pārvaldes normatīvos aktus, kuri nosaka pieslēgšanas noteikumus un ierobežojumus, tostarp ar sadales tīkla ekspluatāciju saistītos. Uzdevumu atrisināšanu ietekmē valsts pārvaldes normatīvie akti, sadales tīkla noteikumi un ražotāju un patērētāju lēmumi. Lēmēji cenšas atrisināt

energosistēmas un tīkla attīstības uzdevumu pēc iespējas labāk. Lai nodrošinātu minēto uzdevumu atrisināšanu, vēlams formulēt un atrisināt energosistēmas un tīkla darbības optimizācijas uzdevumu, kura pamatu veido tīkla un visu pieslēgumu darbības modelēšana. Optimizācijas uzdevuma sarežģītības dēļ neizdodas izveidot vienotu modeli, kuru varētu izmantot visos gadījumos. Ir jāizmanto divu modeļu veidi:

1. Energosistēmas mērogā:

- energosistēmas jaudu pietiekamības un ekonomisko indikatoru vērtības novērtējums. Galvenais pieņēmums šajā gadījumā – netiek ņemti vērā ātrie pārejas procesi, kuri rodas energosistēmas elementu komutācijas gadījumos (sk. 1.2. att.);
- energosistēmas drošums un stabilitāte. Tiek izmantoti dinamiskie modeļi, kas realizējami uz rūpniecisko programmatūru bāzes (sk. 1.3. att.).

2. Sadales tīkla mērogā ir jāizmanto sadales tīkla modeļi ar esošiem un plānojamiem pieslēgumiem.

Modeļi ietver virkni apakšmodeļu, kuri veic:

- ietekmējošo procesu prognozēšanu;
- ģenerācijas vai/un patēriņa modelēšanu;
- tīkla modelēšanu (strāvu, spriegumu, jaudu, zudumu aprēķini);
- mērķa funkciju aplēsi;
- mērķa funkciju minimizēšanu vai maksimizēšanu;
- ekonomisko indikatoru aplēsi.