



VPP

Valsts pētījumu
programma

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



**RTU
ENERĢĒTIKAS UN
ELEKTROTEHNIKAS
FAKULTĀTE**

Literatūras apskats par prognozētajām inovāciju tendencēm līdz 2050. gadam

Nodevums D1.1

Pētījuma pasūtītājs: Ekonomikas ministrija

Pētījumu veica Rīgas Tehniskās universitātes Enerģētikas institūts

24.04.2020.

Saturs

ATTĒĻU SARAKSTS	5
TABULU SARAKSTS	7
ANOTĀCIJA	8
1. INOVĀCIJAS ELEKTROENERĢĒTIKĀ.....	9
1.1. ELEKTROENERĢIJAS RAŽOŠANA.....	9
1.1.1. Hidroenerģija	11
1.1.2. Vēja enerģija	12
1.1.3. Saules enerģija (PV)	16
1.1.4. Viļņu enerģija	21
1.2. PĀRVADE UN SADALE	23
1.2.1. Energosistēmu attīstības virzītājspēki.....	23
1.2.2. Nākotnes izaicinājumi energosistēmu un tīklu plānošanā un vadībā	27
1.2.3. Energosistēmu operatoru iespējas elastīguma resursu izmantošanā	28
1.3. ELEKTROENERĢIJAS AKUMULĀCIJA	30
1.3.1. Hidroakumulācija	30
1.3.2. Saspiesta gaisa akumulācija	32
1.3.3. Ūdeņraža ieguve	33
1.3.4. Maza mēroga enerģijas akumulācija	34
1.4. ELEKTROENERĢIJAS PATĒRIŅŠ	35
1.4.1. Elektriskās automašīnas.....	36
1.4.2. Pieprasījuma reakcija	37
1.4.3. Agregatori	38
2. INOVĀCIJAS SILTUMENERĢĒTIKĀ.....	40
2.1. SILTUMENERĢIJAS RAŽOŠANA	40
2.1.1. Siltumsūkņi.....	40
2.1.2. Hibrīdie saules paneli.....	41
2.1.3. Mikrokoģenerācija	41
2.2. SILTUMAPGĀDES SISTĒMAS	42
2.2.1. Ceturtās paaudzes siltumapgādes sistēma	42
2.2.2. Piektās paaudzes siltumapgāde un tās mijiedarbība ar elektroapgādes sistēmu.....	43
2.3. SILTUMENERĢIJAS AKUMULĀCIJA.....	44
2.3.1. Siltumietilpības akumulācijas fizikālie principi.....	45
2.3.2. Siltumakumulācijas tvertņu izmantošanas piemēri	47
2.3.3. Siltumietilpības akumulācija siltumapgādes tīklā	50
2.3.4. Siltumapgādes akumulācija, izmantojot ēku konstrukciju termālo inerci	50
2.3.5. Sezonāla siltumenerģijas akumulācija	51
2.3.6. Siltumenerģijas akumulācija ar fāžu maiņas materiāliem (FMM).....	54
2.3.7. Termoķīmiskā siltumenerģijas akumulācija	54
3. PROGNOZES PAR INOVATĪVO TEHNOĻĪJU LOMU 2050. GADĀ	56
3.1. BLOOMBERG NEW ENERGY OUTLOOK.....	56
3.2. IRENA FUTURE OF WIND.....	57
3.3. E-HIGHWAY2050	59

3.4. ENTSO-E UN ENTSO-G TYNDP	61
3.5. PASAULES ENERĢĒTIKAS PADOME	64
3.6. STARPTAUTISKĀ ENERĢĒTIKAS AĢENTŪRA	65
3.7. BALTIC ENERGY TECHNOLOGY SCENARIOS.....	67
KOPSAVILKUMS	69
IZMANTOTĀ LITERATŪRA	71

Attēlu saraksts

1.1. att. Saražotā elektroenerģija no dažādiem resursu veidiem pēc SIEC klasifikācijas EU-28 valstīs [1]	9
1.2. att. Saražotā elektroenerģija pa AER veidiem pēc SIEC klasifikācijas EU-28 valstīs [1]	10
1.3. att. Hidroelektrostaciju dalījums.....	11
1.4. att. Daugavas HES saražotā elektroenerģija (2011–2019).....	12
1.5. att. Vid. vēja ātruma dati ar 10 minūšu soli no anemometriem S_A , S_B , S_C un vēja virziens no sensora S_{Dir}	13
1.6. att. Ventspils, Pāvilostas un Ainažu vidējā vēja ātruma V_{vid} . vēja nobīdes modeļi.....	14
1.7. att. Prognozētā jaudas koeficienta C_e vērtība un AEP vērtība “HAWT” pārveidotājiem ar nominālo jaudu 0,75, 2,5, 5, 20 kW un “VAWT” “Darrieus” H tipa 0,75, 2,5, 6 kW Ventspils mērījumu vietā.....	15
1.8. att. Jauno vēja turbīnu izplatītākie izmēri pasaulē (1984–2014).....	15
1.9. att. Fotelektrisko tehnoloģiju uzstādītā jauda un ar tām saražotā elektroenerģija (2017).....	16
1.10. att. Atjaunīgo energoresursu (AER) tehnoloģiju izmantošanas efekts (Latvijā)	19
1.11. att. NPV_{RL} NETO gadījumam (neieskaitot pieslēguma investīcijas)	20
1.12. att. NPV_{RL} NETO gadījumam (ieskaitot pieslēguma investīcijas)	21
1.13. att. Baltijas jūras austrumu krasta 38 gadu vidējās viļņu jaudas (kW/m) vizualizācija [40]	22
1.14. att. Baltijas jūras Latvijas EEZ viļņu potenciāla aprēķina mezglu punkti	23
1.15. att. Dažādi iespējamie elastīguma avoti.....	28
1.16. att. Elektroenerģijas tirgus cena modelēšanas piemēram.....	31
1.17. att. HAES modelēšanas piemēra rezultāti.....	31
1.18. att. Adiabātiskas saspiesta gaisa enerģijas akumulācijas darbības princips	32
1.19. att. Ūdeņraža iegūšanas ar elektroenerģiju princips	33
1.20. att. Vidējais elektroenerģijas patēriņa diennakts grafiks 2014.–2019. gadā	35
1.21. att. Jaunu elektroauto pārdošanas apjomi un tirgus daļa dažādos reģionos	36
1.22. att. Modelētais elektroenerģijas diennakts patēriņa grafiks Vācijā un Lielbritānijā pie dažādām elektroauto uzlādes stratēģijām.....	37
1.23. att. Pieprasījuma reakcijas agregatori kā konkurenti tradicionālajiem elektroenerģijas ražotājiem.....	38
2.1. att. Lieljaudas siltumsūkņu kopējā jauda dažādās valstīs pa uzstādīšanas gadiem	40
2.2. att. Ceturtās paaudzes viedo siltumtīklu koncepcija.....	42
2.3. att. Piektās paaudzes viedo siltumtīklu hibrīdo siltummezglu izpildes varianti	43
2.4. att. PTES darbības princips.....	44
2.5. att. Viedā siltumapgādes sistēma kombinācijā ar PTES un siltumenerģijas akumulāciju.....	44
2.6. att. Siltumenerģijas akumulācijas tehnoloģiju klasifikācija	45
2.7. att. Vertikāla siltumakumulācijas stratifikācijas tvertne ar difuzoriem	46
2.8. att. Akumulācijas tvertnes energoietilpība	46
2.9. att. Siltuma zudumi tvertnē, kuras augstuma/diametra attiecība ir 1, iekšējā $T = 80^{\circ}\text{C}$, ārējā $T = 0^{\circ}\text{C}$	47
2.10. att. Bezspiediena tvertne pie Fynsværket koģenerācijas stacijas Odensē, Dānijā	48
2.11. att. Augstas temperatūras, paaugstināta spiediena tvertnes pie Avedores koģenerācijas stacijas Dānijā	48
2.12. att. Siltumakumulācijas tvertne Jelgavā	49
2.13. att. Dažādos materiālos akumulējamā siltumenerģija	51
2.14. att. Dažādu sērijveida ēku atdzišanas līknes pie atšķirīgas ārējās temperatūras.....	51
2.15. att. Tvertnes tipa siltumenerģijas rezervuārs	52
2.16. att. Bedres tipa siltumenerģijas rezervuārs	52
2.17. att. Urbuma tipa siltumenerģijas akumulācijas sistēma	53
2.18. att. Siltumenerģijas akumulācija ūdens nesējslānī.	53
2.19. att. Fāžu maiņas materiālu klasifikācija pēc temperatūras.....	54
2.20. att. Termoķīmiskās reakcijas shēma	55

3.1. att. Izstrādātās elektroenerģijas sadalījums pēc avotiem pasaulē līdz 2050. gadam (NEO2019)	56
3.2. att. Novērtētās emisijas transporta un siltumapgādes elektrifikācijas scenārijā (NEO2019)	57
3.3. att. Dažādu pasākumu un sektoru ietekme uz globālajām CO2 emisijām	57
3.4. att. No dažādiem avotiem saražotā elektroenerģija un uzstādītā jauda (IRENA)	58
3.5. att. Pašreizējie un sagaidāmie sauszemes vēja turbīnu parametri (IRENA).....	58
3.6. att. Dažādu avotu elektroenerģijas izstrādes īpatsvars Eiropā 2050. gada scenārijos (e-Highway2050)	60
3.7. att. Dažādu avotu elektroenerģijas izstrādes īpatsvars Latvijā 2050. gada scenārijos (e-Highway2050).....	60
3.8. att. Elektroenerģijas neto eksports/imports Latvijā 2050. gada scenārijos (e-Highway2050)	60
3.9. att. ES elektroenerģijas un gāzes sistēmu attīstības scenāriju parametri (TYNDP 2020)	62
3.10. att. Elektrisko automobiļu un siltumsūkņu skaits ES dažādos scenārijos (TYNDP 2020)	62
3.11. att. No dažādiem avotiem saražotā elektroenerģija ES aplūkotajos scenārijos (TYNDP 2020)	63
3.12. att. Dažādu tehnoloģiju pielietojums energosistēmas jaudu pietiekamības un elastīguma nodrošināšanā (TYNDP 2020).....	63
3.13. att. Enerģijas galapatēriņa elektrifikācijas pakāpe Eiropā dažādos scenārijos (WEC)	64
3.14. att. Saražotās elektroenerģijas iedalījums pa avotiem Eiropā dažādos scenārijos 2040. gadā (WEC).....	65
3.15. att. Automašīnu dalījums pēc izmantotā energonesēja veida (IEA ETP 2017).....	66
3.16. att. Saražotās elektroenerģijas dalījums pēc avota dažādos scenārijos (IAE ETP 2017).....	66
3.17. att. Elektroenerģijas izstrāde Baltijas valstīs pēc avota dažādos scenārijos (BENTE).....	67
3.18. att. Siltumenerģijas izstrāde Baltijas valstīs pēc avota dažādos scenārijos (BENTE)	68

Tabulu saraksts

1.1. tab. Galvenie pieņēmumi fotoelektrisko tehnoloģiju novērtējumam	17
1.2. tab. Fotoelektrisko tehnoloģiju novērtējuma rezultāti	18
1.3. tab. Vidējā īpatnējā viļņu enerģija E_{vid} (kWh/m) sadalījumā pa pamatvirzieniem (tabulas piemērs)	23
1.4. tab. Dažādu enerģijas pārveides procesu efektivitāte	33

Anotācija

Valsts pētījumu programmas "Enerģētika" projekta INGRIDO (*Inovatīvas viedo tīklu tehnoloģijas un to optimizācija*) nodevums D1.1 "Literatūras apskats par prognozētajām inovāciju tendencēm līdz 2050. gadam" noslēdz darba posmu WP1 par esošās situācijas un sagaidāmās attīstības analīzi. Dokumenta mērķis ir sniegt pārskatu par prognozētajām inovāciju tendencēm enerģētikā, īpaši fokusējoties uz elektroenerģētiku un sniegt ieskatu arī aktuālos siltumenerģētikas tehnoloģiju jautājumos.

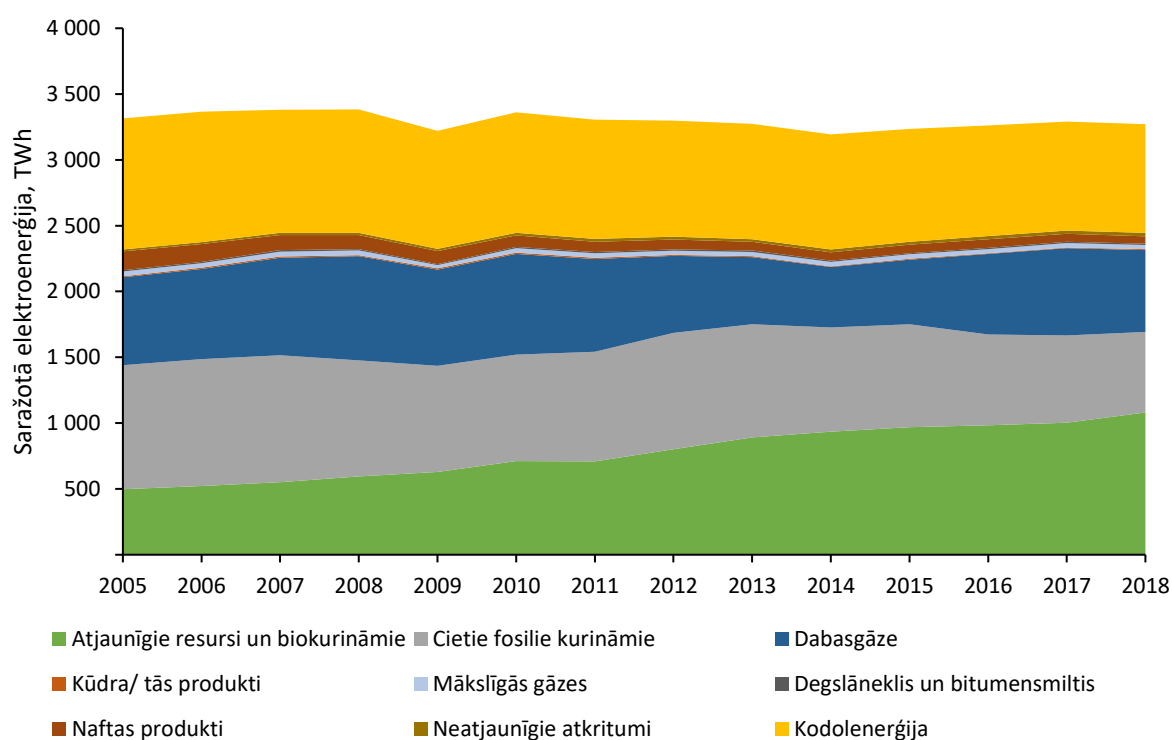
Pārskata veidošanā izmantotas gan vietējo, gan ārvalstu pētnieku akadēmiskās publikācijas, interneta resursi, tostarp brīvi pieejamās statistisko datu datubāzes, kā arī autoritatīvu enerģētikas nozares organizāciju veikto pētījumu ziņojumi un enerģētikas attīstības scenāriju modelēšanas rezultāti. Vairāku jautājumu iztirzājumā atsevišķi izcelts arī Latvijas zinātnieku nesenākais veikums konkrētajā jomā, tostarp arī projektā INGRIDO iesaistīto pētnieku darbi.

Nodevums ir sadalīts trīs galvenajās saturiskajās nodaļās. 1. nodaļā ir aprakstītas inovācijas elektroenerģētikā, atsevišķi izdalot jautājumus, kas skar dažādas atjaunīgās elektroenerģijas ģenerācijas tehnoloģijas, pārvades un sadales tīklu attīstību, enerģijas akumulācijas tehnoloģijas un sagaidāmās pārmaiņas elektroenerģijas patēriņā. Savukārt 2. nodaļā uzmanība veltīta siltumapgādes sektora attīstībai, tostarp vēršot uzmanību inovācijām siltumenerģijas ražošanā, centralizēto siltumapgādes sistēmu darbībā un dažādiem siltumenerģijas akumulācijas paņēmieniem. Visbeidzot 3. nodaļā ir dots ieskats dažādu ar enerģētiku saistītu organizāciju sintezēto scenāriju modelēšanas rezultātos, vēršot pastiprinātu uzmanību uz tām tehnoloģijām un faktoriem, kas minēti iepriekšējās nodaļās. Šie rezultāti galvenokārt fokusēti uz 2050. gadā modelēto situāciju, taču atsevišķos pētījumos analizēti arī citu periodu ilgtermiņa plānošanas un attīstības scenāriji. Nodevuma nobeigumā dots kopsavilkums par tajā aplūkotajām tēmām.

1. Inovācijas elektroenerģetikā

1.1. Elektroenerģijas ražošana

Elektroenerģijas izstrādē izteikta tendence ir atjaunīgo energoresursu (AER) īpatsvara palielināšanās kopējā izstrādes portfeli. To, cik strauji mainījies situācija Eiropas Savienībā (ES), labi ataino Eurostat dati, kas apkopoti 1.1. att. Elektroenerģijas apjoms, kas iegūts no AER, ir vairāk kā dubultojies periodā no 2005. līdz 2018. gadam (no 496,86 TWh uz 1 079,43 TWh). Izsakot AER īpatsvaru procentos no kopējās saražotās elektroenerģijas, tas šajā laika posmā pieaudzis no 15% līdz 33% .



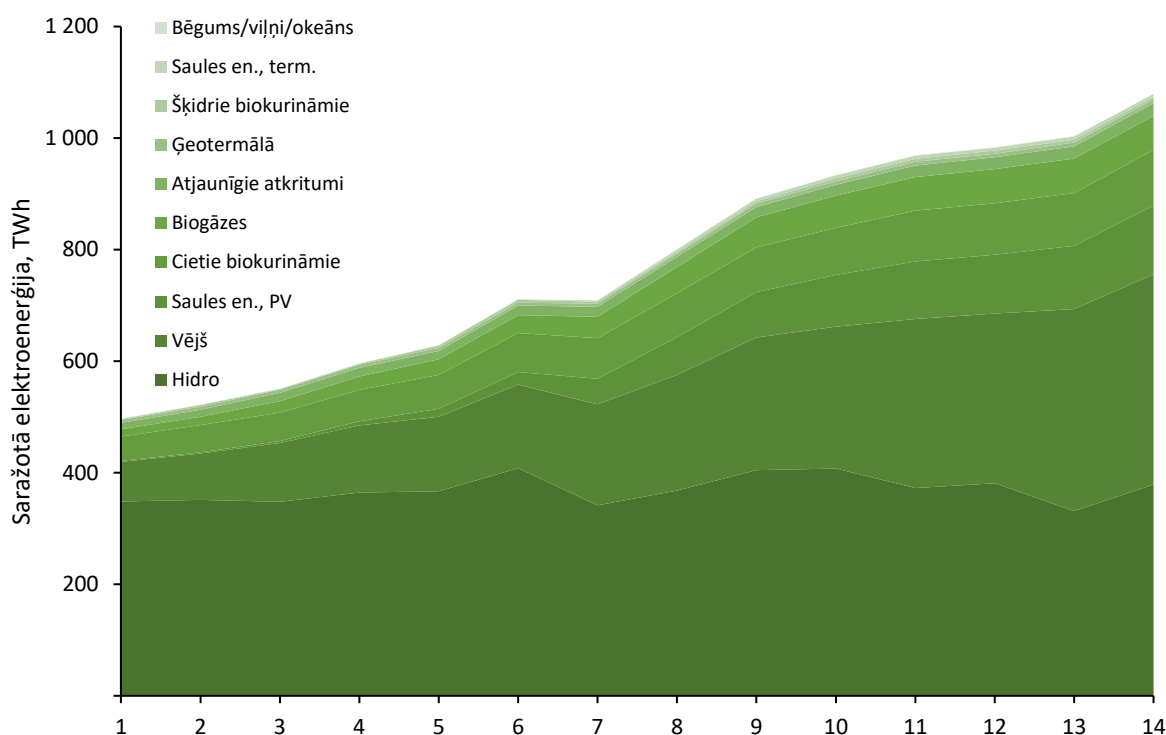
1.1. att. Saražotā elektroenerģija no dažādiem resursu veidiem pēc SIEC¹ klasifikācijas EU-28 valstīs [1]

Likumsakarīgi šajā laika posmā elektroenerģijas ražošanas procesos vislielākās inovācijas bijušas tieši tām tehnoloģijām, kas izmanto atjaunīgos resursus. Ambiciozie ES klimata mērķi, it īpaši attiecībā uz AER īpatsvaru, pagēr to, ka arī pārskatāmā nākotnē galvenais izpētes un attīstības fokuss būs vērsts tieši uz atjaunīgajiem energoresursiem.

Kā redzams 1.2. att., kurā parādītas no dažāda veida AER saražotās elektroenerģijas apjoma izmaiņas no 2005. līdz 2018. gadam ES-28 valstīs, no hidroenerģijas (t.i., caurteces un rezervuāru hidroelektrostacijās) iegūtās elektroenerģijas apjoms šajā laikā palicis caurmērā nemainīgs, ja neskaita atsevišķas svārstības gadu no gada saistībā ar laikapstākļiem. Tomēr

¹ SIEC – Standard international energy product classification – Standarta starptautiskā enerģijas produktu klasifikācija

hidroenerģijas loma kopējā atjaunīgo resursu klāstā pakāpeniski samazinās, proti, no 70% 2005. gadā līdz 35% 2018. gadā. Tas galvenokārt saistāms ar no citiem atjaunīgajiem resursiem iegūtās elektroenerģijas apjoma strauju pieaugumu. Visievērojamākais kāpums bijis elektroenerģijas ražošanā no saules enerģijas ar fotoelektriskajiem elementiem (PV²) – vairāk kā 8000% apmērā no 1,47 TWh līdz 122,97 TWh. Savukārt vēja enerģija nozīmīga ar to, ka strauja pieauguma dēļ tās izmantošana elektroenerģijas ražošanā 2018. gadā sasniegusi gandrīz tādu pašu apjomu kā hidroenerģija (t. i., 377,42 TWh) ar spēcīgi izteiktu tendenci šim apjomam ik gadu ievērojami palielināties, kā rezultātā vēja energoresurss faktiski izvirzījies par nozīmīgāko AER veidu elektroenerģijas ražošanā ES. 2018. gadā ES-28 ietvaros no hidroenerģijas tika iegūti 35,08% no AER ražotās elektroenerģijas, no vēja enerģijas – 34,97%, savukārt no saules enerģijas (ar PV) – 11,39%.



1.2. att. Saražotā elektroenerģija pa AER veidiem pēc SIEC klasifikācijas EU-28 valstīs [1]

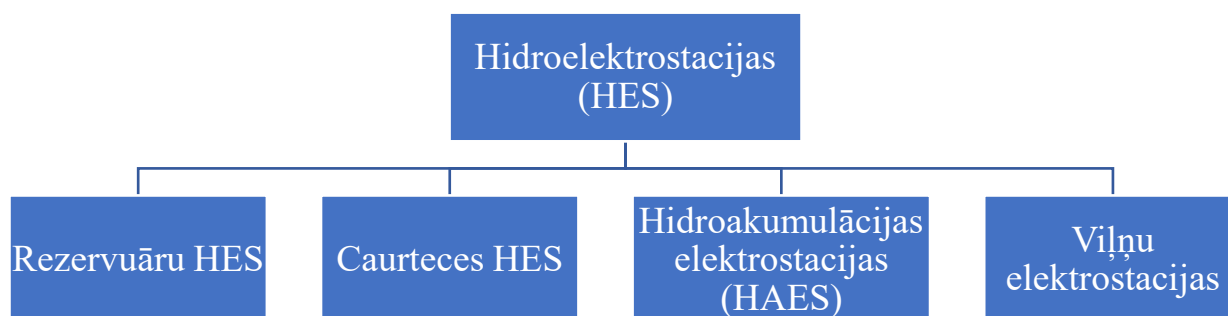
Kā izriet no 1.2. att., citi nozīmīgākie atjaunīgie energoresursi, kas arī piedzīvo vērtīgu izmantošanas pieaugumu elektroenerģijas ražošanā, ir cietie biokurināmie (9,22% no AER saražotās elektroenerģijas 2018. gadā), biogāze (5,65%), atjaunīgie atkritumi (2,13%), ģeotermālā enerģija (0,62%), solāri-termālā enerģija (0,45%) un šķidrie biokurināmie (0,45%). Atsevišķi jāizceļ arī bēguma/viļņu/okeāna enerģijas izmantošana. Lai gan tās apjoms šobrīd ir mazs (0,49 TWh jeb 0,05% no AER ES-28 2018. gadā), tai joprojām ir liels neizmantotā potenciāla apjoms, un šī ir arī pašlaik aktuāla tēma enerģētikas pētījumos.

² PV – *photovoltaic* – fotoelektriskie elementi

Turpmākajās apakšnodalās aplūkotas dažas galvenās tehnoloģijas elektroenerģijas ieguvē no AER un ar tām saistītie zinātniskie izaicinājumi un inovāciju iespējas.

1.1.1. Hidroenerģija

Elektroenerģijas ražošanā pasaulē tiek ļoti plaši izmantota hidroenerģija. Tomēr šīs enerģijas ieguves un pārveides tehnoloģijas ir ļoti dažādas. Pašas hidroelektrostacijas kopumā var iedalīt četrās lielās grupās, kas atainotas 1.3. att.



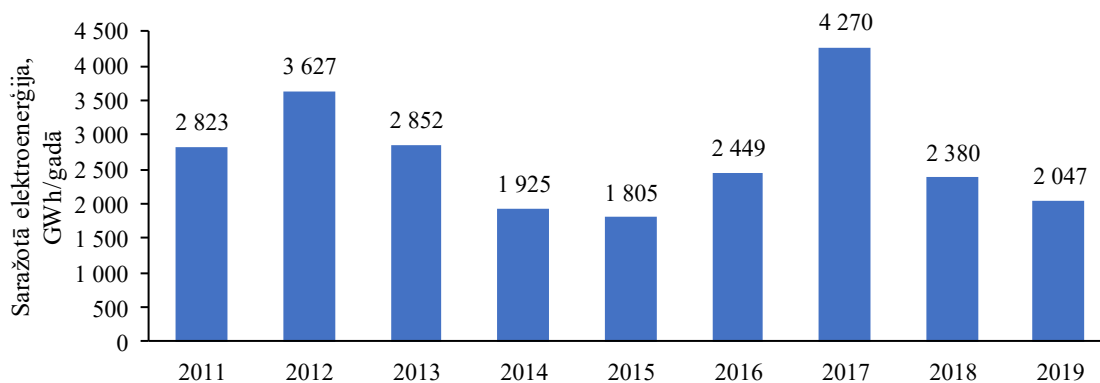
1.3. att. Hidroelektrostaciju dalījums

Rezervuāru HES darbības principa pamatā ir ūdens potenciālās enerģijas izmantošana. Uz upes tiek uzbūvēts aizsprosts, aiz kura veidojas ūdenskrātuve. Ūdens līmeņu starpību starp ūdenskrātuvi (augšas bjefu) un upes turpinājumu aiz aizsprosta (lejas bjefu) sauc par ūdens kritumu, un tas ir vēlams pēc iespējas augstāks. Pie lielāka ūdens krituma ir attiecīgi lielāka efektīvi iegūstamā hidroagregāta jauda. Rezervuāru HES mēdz iedalīt sīkāk, atkarībā no rezervuāru izmēra. Proti, tādās HES, kuru enerģijas (t. i., ūdens) uzkrāšanas tilpums ir ievērojami liels, tādējādi ļaujot HES darbību plānot un regulēt pat sezonu vai vairāku gadu griezumā, un tādās, kuru uzkrāšanas tilpumi ir ievērojami mazāki – piemēram, pietiekami izstrādes grafika plānošanai vien dažas nedēļas uz priekšu. Otrā veida stacijas attiecīgi ir daudz atkarīgākas no ūdens dabiskās pieteces rezervuārā īstermiņā.

Pie nedēļregulējamām HES pieskaitāmas arī Daugavas HES kaskādē izvietotās elektrostacijas – Pļaviņu, Ķeguma un Rīgas HES. Šajās HES ik gadu tiek iegūti 20–60% no visas Latvijā saražotās elektroenerģijas. Iemesls šādam lielam diapazonam, kuru it īpaši labi ataino 1.4. att.³, ir tieši dabiskās pieteces Daugavas upē svārstīgums.

Rezervuāru HES darbību lielā mērā ietekmējusi elektroenerģijas sistēmas organizācijas pāreja no vertikāli integrēta monopola uz tirgus apstākļiem, kur elektroenerģijas ražotājiem savā starpā jākonkurē [2]. Tas pavēris durvis nozīmīgam darbam tieši HES režīmu plānošanas modeļu un programmatūras izstrādē [3], kas, plānojot izstrādes grafiku, ņem vērā ne tikai vides nosacījumu diktētos ierobežojumus [4], bet arī, piemēram, tirgus cenu. Šī iemesla dēļ notiek intensīvs zinātniskais darbs ne tikai optimizācijas modeļu izstrādē, bet arī dažādu ar enerģētiku saistītu procesu (tostarp tirgus cenas un ūdens pieteces [5]) prognozēšanas metožu pilnveidē.

³ Šajā attēlā atainotie dati izgūti no AS “Latvenergo” gada pārskatiem: <https://latvenergo.lv/lv/investoriem/parskati>



1.4. att. Daugavas HES saražotā elektroenerģija (2011–2019)

Caurteces HES, savukārt, aizsprostus neveido vispār, tā vietā uzreiz izmantojot caur upi plūstošā ūdens kinētisko enerģiju. Hidrokinētiskās iekārtas iedalās divās lielās grupās – tādās tehnoloģijās, kurās tiek izmantotas turbīnas, un tādās, kurās netiek. Otrajā grupā (bez turbīnām) gan pašlaik vēl nav komercializētu tehnoloģiju, tomēr dažādos zinātniskos projektos tapušas vairākas eksperimentālas iestrādes [6]. Līdz ar to nākotnē liels inovāciju potenciāls ir tieši tādām hidrokinētiskajām iekārtām, kurām nav nepieciešama turbīna. Jāatzīmē, ka liela dažādo caurteces tehnoloģiju priekšrocība attiecībā pret rezervuāru HES ir tas, ka nav nepieciešams būvēt aizsprostus, tādējādi būtiski samazinot negatīvo ietekmi uz vidi un ainavu. Ūdens straumju enerģijas izmantošana ir perspektīvs virziens enerģētikas attīstībā, turklāt tās pašlaik strauji attīstās un varētu tikt izmantotas arī Latvijā [6].

1.1.2. Vēja enerģija

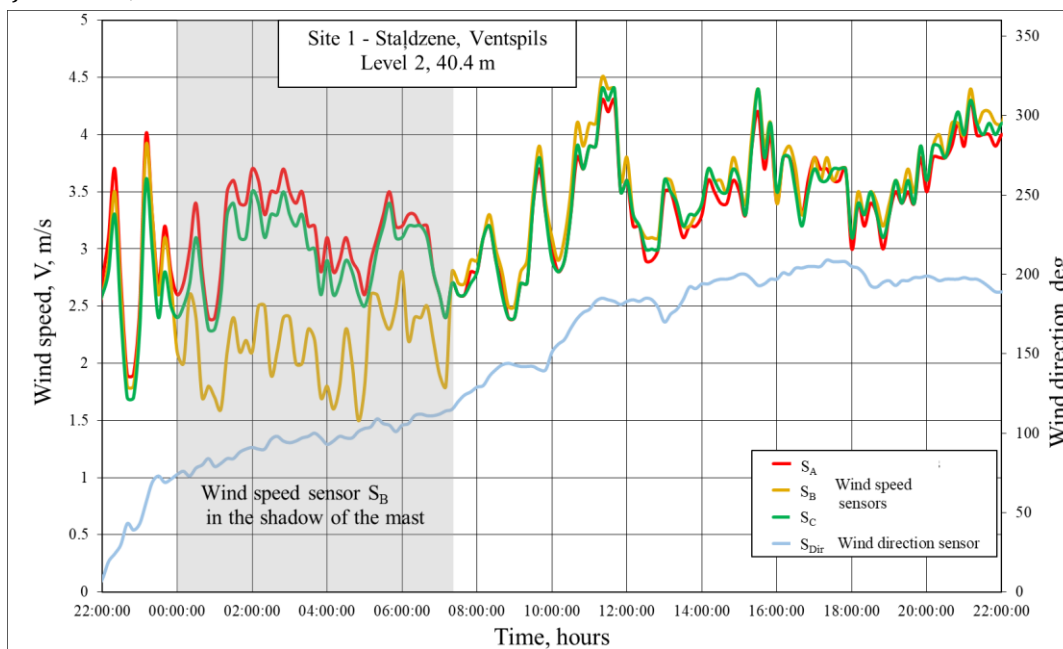
Pēdējos gados Latvijā ir veikti nozīmīgi pētījumi, lai novērtētu vēja enerģijas potenciālu sākot no 10 m augstumā virs zemes virsmas. Rezultāti iegūti, pamatojoties uz vēja ātruma mērījumu analīzi, kas iegūti, izmantojot vēja ātruma un virziena sensorus, kas uzstādīti uz mobilo sakaru mastiem (MSM). Vēja enerģijas resursu novērtēšanai Baltijas jūras krastā tikusi izstrādāta naturālo eksperimentu pētījumu programma, kuras ietvaros tika izmantotas trīs 100 m MSM, kuros tika uzstādīti “Symphonie PLUS3” vēja mērīšanas sistēmas sensori. Eksperimentālo mērījumu veikšanai tika izvēlēti masti trīs vietās Baltijas jūras krastā – Ventspils, Pāvilostas un Ainažu novadā.

Pētījumā secināts, ka MSM izmantošana vēja ātruma mērījumu veikšanai ir finansiāli izdevīgāka par tradicionālāku pieeju, izmantojot 100 m augstus meteoroloģiskos mastus, kurus nepieciešams papildus uzstādīt. Turklāt saistītajā pētījumā [7], kurā aplūkoti gaisa plūsmas modelēšanas rezultāti ap trijstūrveida režģa mastu, noskaidrots, ka vēja ātruma mērīšanai, izmantojot divus vai trīs sensorus, kuru nobīde ir 120° vienam no otra, katrā brīdī tikai viens no sensoriem var būt masta ēnā. Tāpēc, ja no datubāzes ņemtā vidējā vēja ātruma aprēķinos neietvertu mērījumus, kas veikti ar masta ēnā izvietoto sensoru, būtu iespējams palielināt aprēķinu rezultātu ticamību.

Saskaņā ar 10 minūšu mērījumu rezultātu analīzi var pieņemt, ka diviem sensoriem, kas atrodas vienā augstumā, vērtību attiecība raksturo gaisa plūsmas ātruma novirzi attiecīgajā

sektorā ap mastu. Tādēļ vēja ātruma mērījumu rezultāti no visiem sensoriem jāgrupē pēc mērījuma laika un virziena no 0° līdz 360° ar soli 1° . Turklāt vienlaicīgu vēja ātruma mērījumu rezultāti ar diviem anemometriem, kas uzstādīti vienā augstumā ar 120° nobīdi, ļauj novērtēt apmēru vēja plūsmas deformācijai, ko izraisa masta struktūra.

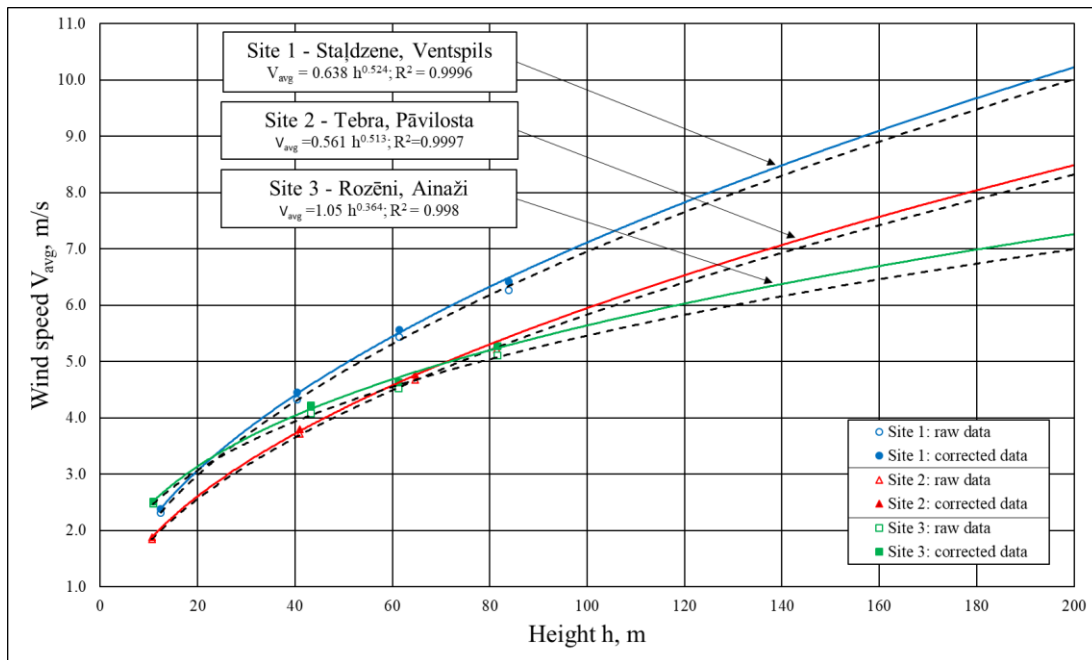
1.5. att. ir atspoguļoti ilgtermiņa vēja ātruma mērījumu rezultāti, kuri iegūti, vienlaicīgi 24 stundu garumā veicot mērījumus ar trīs anemometriem – S_A , S_B un S_C – 40,4 m augstumā pirmajā eksperimenta vietā. Pelēkais laukums norāda laiku, kad sensors S_B bija ēnā, kas atbilst vēja virzienam 75° – 115° . Jāatzīmē, ka šis skaitlis arī parāda, ka vēja ātruma mērījumu rezultāti šajā periodā atšķiras $\sim 2,0$ reizes.



1.5. att. Vid. vēja ātruma dati ar 10 minūšu soli no anemometriem S_A , S_B , S_C un vēja virziens no sensora S_{Dir}

No tā izriet, ka, lai izmērītu vēja ātrumu saskaņā ar standarta prasībām, jāizmanto divi sensori, kuru nobīde ir vismaz 120° un mērījumu rezultāti jāsaista ar vēja plūsmas virzienu. Šajā gadījumā no aprēķiniem ir jāizslēdz izmērītās vēja ātruma vērtības, kas iegūtas no masta aizvēja puses. Vēja ātruma mērījumu rezultātu salīdzinājums liecina, ka pēc korekcijas vidējais ātrums visos augstumos palielinājās par $\sim 1,9$ – $3,9\%$. Tā kā no aprēķiniem izslēgtas izkropļotas vērtības, tas nozīmē, ka mērījumu rezultātu ticamība ir palielinājusies līdzīgā apjomā.

Pamatojoties uz vēja ātruma mērījumiem, iegūti Ventspils, Pāvilostas un Ainažu teritoriju vēja nobīdes modeļi, kas redzami 1.6. att. Vēja nobīdes līknes, kas iegūtas vienlaicīgu vēja ātruma mērījumu rezultātā, ir vērts salīdzināt trīs vietās Baltijas jūras krastā. Var redzēt, ka līknēm ir līdzīgas parametru vērtības un forma. Tomēr trešajā vietā vēja nobīdes līknei ir atšķirīgs slīpums un tā krustojas ar pirmās un otrās novērojumu vietas līknēm, kas atspoguļo dažādus vēja apstākļus Ziemeļlatvijas piekrastē salīdzinājumā ar Latvijas dienvidrietumu piekrasti. 1.6 attēlā punktētās līnijas apzīmē neapstrādātus mērījumu datus, bet nepārtrauktās – koriģētos.



1.6. att. Ventspils, Pāvilstas un Ainažu vidējā vēja ātruma V_{vid} vēja nobīdes modeļi

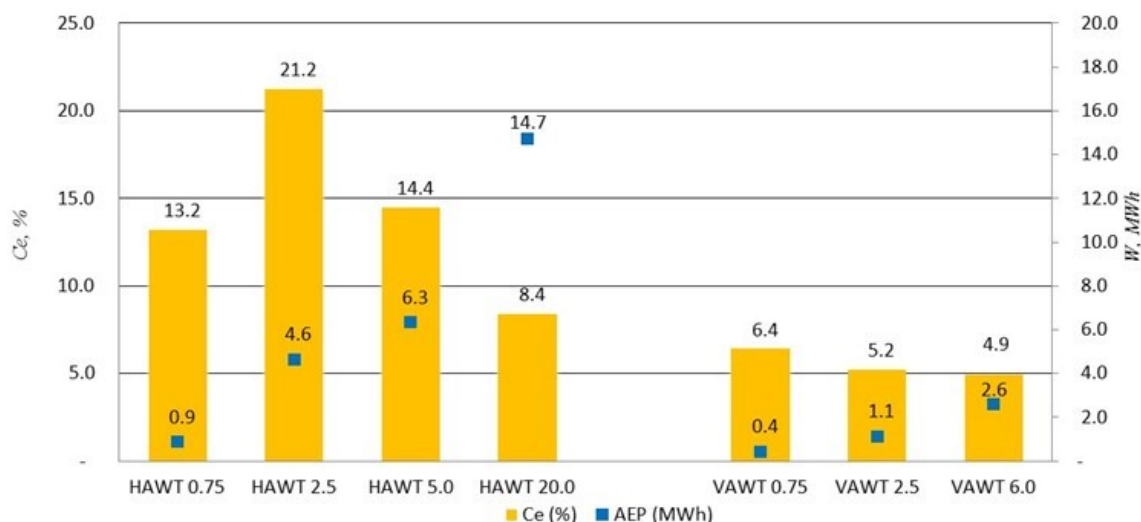
Savukārt, runājot par mazjaudas vēja ģeneratoru izmantošanas iespējamo potenciālu Latvijā, jāņem vērā, ka šādu ģeneratoru īpatnība ir tāda, ka tie ir paredzēti, lai pārveidotu enerģiju, kas piemīt vējam 10–25 m augstumā virs zemes. Vairumā gadījumu šādi ģeneratori (SWTG – *small wind turbine generators*) tiek izmantoti, lai darbinātu autonomu sistēmu vai kalpotu kā rezerves enerģijas avots privātā saimniecībā, kuras darbība nav atkarīga no elektrotīkla. Ar šāda mēroga vēja turbīnu potenciāla izvērtējumu Latvijā nodarbojas *Dr. sc. ing. D. Bezrukovs*, kurš par šo tēmu 2019. gadā arī ir aizstāvējis savu promocijas darbu [8].

Lai prognozētu mazjaudas vēja ģeneratoru efektivitāti, pētnieks D. Bezrukovs ierosina izmantot vēsturiskos vēja ātruma ilgtermiņa mērījumu datus, kas pieejami valsts meteoroloģisko novērojumu dienesta arhīvā. SWTG veiktspējas izpēte veikta, izmantojot divu veidu SWTG jaudas līknes: horizontālās ass VT (“HAWT”) ar nominālo jaudu 0,75, 2,5, 5, 20 kW un vertikālās ass VT (“VAWT”) ar nominālo jaudu 0,75, 2,5, 6 kW.

Vēja enerģijas pārveidotāju SWTG galvenie tehniskie un konstruktīvie raksturlielumi atbilst Eiropas pilsētu vēja turbīnu ražotāju katalogā iekļautajiem modeļiem [9].

Vēja pārveidotāja efektivitāte ir atkarīga no vēja turbīnas aerodinamiskajām īpašībām un reģionā dominējošā vēja. Tāpēc ir svarīgi izvērtēt abu pārveidotāju veidu izmantošanas priekšrocības tieši Latvijas dabas apstākļos. Statistiskos datus par vēja ātruma mērījumiem periodā no 01.2018. līdz 01.2019. Ventspils, Pāvilstas un Ainažu rajonos var izmantot mazas un lielas jaudas vēja ģeneratoru darba efektivitātes aprēķināšanai un to izmantošanas rentabilitātes novērtēšanai.

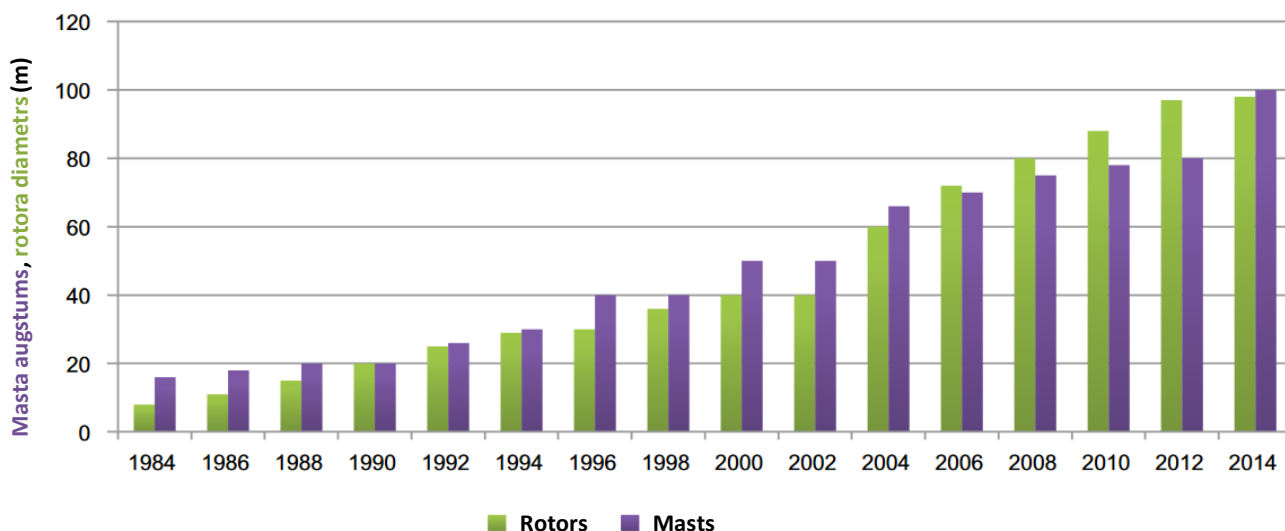
Šie rezultāti var kalpot kā līdzeklis, lai aprēķinātu un prognozētu tehnisko un ekonomisko pamatojumu mazo vēja enerģijas pārveidotāju komerciālai izmantošanai 10 m augstumā Latvijas teritorijā. Šajā gadījumā jaudas koeficienta maksimālā vērtība atbilst “HAWT” tipa SWTG ar nominālo jaudu 2,5 kW, kas darbojas Ventspils novērošanas stacijā novērotajos meteoroloģiskajos apstākļos.



1.7. att. Prognozētā jaudas koeficienta C_e vērtība un AEP vērtība "HAWT" pārveidotājiem ar nominālo jaudu 0,75, 2,5, 5, 20 kW un "VAWT" "Darrieus" H tipa 0,75, 2,5, 6 kW Ventspils mērījumu vietā

Tomēr vēja enerģētikas attīstībā nākotnē liela loma būs ne tikai mazas jaudas vēja turbīnu attīstībai, bet jo īpaši arī lieljaudas turbīnu vēja parkiem. Pēc Pasaules vēja enerģētikas asociācijas datiem [10] ir novērojama ļoti izteikta tendence pakāpeniski augt gan jauno vēja turbīnu jaudai, gan to dimensijām – masta augstumam un rotora diametram. Šo parametru nepārtrauktā attīstība parādīta 1.8. att.

Tehnoloģiskā ziņā notiek pāreja no konstanta ātruma vēja turbīnām ar īsslēgta rotora asinhronajiem ģeneratoriem uz regulējama ātruma sinhronajiem ģeneratoriem ar slīdredzeniem vai pastāvīgajiem magnētiem. Konstantā ātruma turbīnām nozīmīgs trūkums ir tas, ka jebkuras izmaiņas vēja ātrumā tieši izmaina arī elektrisko jaudu. Savukārt, izmantojot regulējama ātruma ģeneratorus, iespējams ar rotora ātruma izmaiņām absorbēt īslaicīgas vēja ātruma izmaiņas. Vēja turbīnām ar regulējama ātruma ģeneratoriem vēl viena nozīmīga priekšrocība ir tāda, ka tās var vieglāk integrēt ar enerģijas akumulācijas sistēmām.

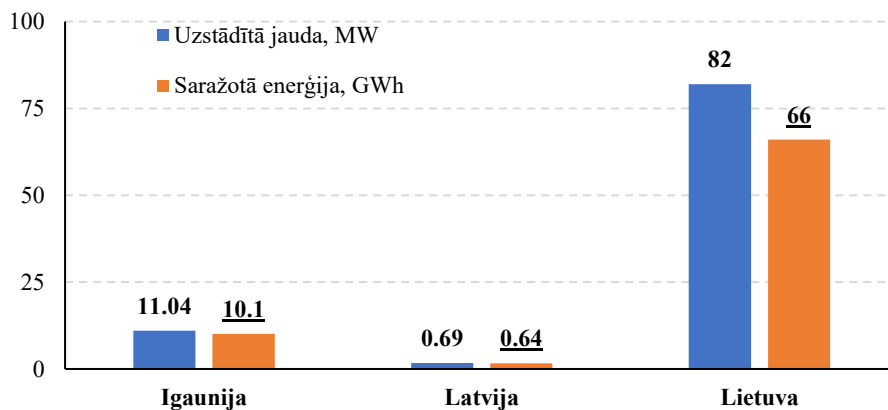


1.8. att. Jauno vēja turbīnu izplatītākie izmēri pasaulē (1984–2014)

1.1.3. Saules enerģija (PV)

Fotoelektriskās tehnoloģijas ir viens no visstraujāk augošajiem atjaunīgās enerģijas avotu veidiem pasaulē, un dažu pēdējo gadu laikā tās ir ievērojami mainījušās. Fotoelektriskās tehnoloģijas ir viena no galvenajām izvēlēm, veidojot no oglekļa brīvu enerģētikas nozari un ilgtspējīgu energoapgādi. Turklāt tās iespējams uzstādīt moduļu veidā gandrīz jebkurā vietā uz planētas. Neatkarīgi no tā, cik strauji un kādu iemeslu dēļ paaugstināsies enerģijas cenas nākotnē, fotoelektriskās tehnoloģijas un citi AER veidi ir vienīgie, kas nākotnē sola enerģijas cenu stabilizāciju vai pat pazemināšanos [11].

Lai arvien palielinātu enerģijas ieguves apjomus no AER, jāiegulda daudz darba izmaksu ziņā efektīvu mazo elektrostaciju attīstībā un ieviešanā. Saules elektrostacijas ir pasaulē visizplatītākais mikroģenerācijas veids mājāsaimniecību sektorā. Tomēr Latvijā uzstādīto saules paneļu kopējā jauda ir tikai 1500 kW (aptuveni 270 ražotājlietotāju); vienā mājāsaimniecībā uzstādītā jauda svārstās no 2,5 kW līdz 11 kW. Kas attiecas uz Baltijas valstīm kopumā, salīdzinot uzstādīto fotoelektrisko tehnoloģiju jaudu un elektroenerģijas ražošanas apjomu, vadībā ir Lietuva (1.9. att.) [12], [13].



1.9. att. Fotoelektrisko tehnoloģiju uzstādītā jauda un ar tām saražotā elektroenerģija (2017)

Šādu atšķirību var izskaidrot ar fotoelektrisko tehnoloģiju tirgus attīstību, kuru savukārt ietekmē fotoelektrisko tehnoloģiju cenas un atbalsta mehānismi. Pašreizējie enerģijas tirgus noteikumi vieni paši nespēj nodrošināt fotoelektrisko tehnoloģiju vēlamu izmantošanas līmeni Eiropas Savienībā, tādēļ ir nepieciešami atbalsta mehānismi, lai pārvarētu šo tirgus nepilnību un palielinātu investīcijas atjaunīgo energoresursu nozarē. Valstu valdības finansē fotoelektrisko tehnoloģiju attīstības programmas, izmantojot tarifu ar papildu piemaksu, kam nākotnē jātiek aizstātam ar citiem instrumentiem, kas stimulē ražotājus, proti, nodokļu stimuliem, zaļajiem sertifikātiem, atbalstu investīcijām, neto mērījumu sistēmām (NMS), izsoļu/konkursu sistēmām u. c. [14]. NMS balstās uz neto līdzsvaru starp saražoto un patērēto enerģiju, kas uzskaitīta mēneša vai cita perioda (piemēram, gada) ietvaros. Neto mērījumu sistēmu pirmā grupa ņem vērā enerģijas apmaiņu starp elektrotīklu un ražotājlietotāju (neto uzskaites sistēma (NUS)). Šī neto uzskaites sistēma neņem vērā saražotās vai patērētās enerģijas ražošanas un patērēšanas laiku un tās tirgus vērtību. Enerģijas pārpalikums tiek mērīts enerģijas mērvienībās (kWh). Neto

mērījumu sistēmu otrā grupa ņem vērā ne tikai enerģijas daudzumu, bet arī tās izmaksas (neto norēķinu sistēma (NNS)). Izmantojot neto norēķinu sistēmu, papildus enerģijas apjomam tiek ņemta vērā arī tīklā nodotās un no tā saņemtās enerģijas tirgus cena [15].

Analizējot NMS piemērotību konkrētai valstij, nepieciešams šo uzdevumu sadalīt apakšuzdevumos. Pirmais no tiem ir vēsturisko datu savākšana un izmantošana. Otrais – fotoelektrisko tehnoloģiju saražotās elektroenerģijas modelēšana un pēc tam ikgadējo izmaksu aprēķināšana. Nākamais solis ir novērsto izmaksu novērtēšana (atšķirība starp izmaksām, kad fotoelektriskās tehnoloģijas netiek izmantotas, un izmaksām, kad tās tiek izmantotas), ņemot vērā neto mērījumu sistēmas noteikumus. Visbeidzot, galvenais solis ir fotoelektrisko tehnoloģiju uzstādīšanas ekonomisko kritēriju izvērtēšana (neto pašreizējā vērtība (NPV), enerģijas ražošanas kopējās izlīdzinātās izmaksas (LCOE), atmaksāšanās periods (PP)).

RTU Enerģētikas institūts pēdējos gados veltījis lielu uzmanību fotoelektrisko tehnoloģiju ekonomiskā potenciāla novērtējumam Latvijā. Šim mērķim tikuši ievākti lielapjoma dati par elektroenerģijas patērētājiem no vairāk nekā simts Latvijas klientiem. Piemērā dotajā gadījumizpētē ir ņemts vidējais ražotājlietotājs, kura ikgadējais elektroenerģijas patēriņš ir 5500 kWh, kas ir līdzīga patēriņa situācija kā kaimiņvalstīs. Visefektīvākajām fotoelektriskajām tehnoloģijām, kas pašreiz ir tirgū, lietderības koeficients sasniedz pat 22,8%, savukārt vairumam paneļu lietderības koeficients ir no 15% līdz 17% [16]. Mūsu pētījumos fotoelektriskās tehnoloģijas lietderības koeficients tiek novērtēts, balstoties uz ikstundas datiem, kas iegūti eksperimentālā objektā Latvijā [15] (gada vidējais rādītājs ir 12%), un tas tiek izmantots arī attiecībā uz Lietuvu un Igauniju. Saules radiācija tiek noteikta, ņemot vērā ikstundas saules radiācijas datus katrai valstij, kas saņemti no šo valstu meteoroloģiskajiem dienestiem (Latvija, Igaunija) [17], [18] vai no datu bāzes “Solcast” (Lietuva) [18]. Elektroenerģijas tirgus cenas tiek ņemtas no “Nord Pool” tirgus datu bāzes [19]. Neto uzskaites noteikumi katrai valstij tiek modelēti saskaņā ar [20]–[26].

Galveno tehnisko un ekonomisko pieņēmumu kopsavilkums sniegts 1.1. tab. (visi dati ir ar iekļautu PVN, izņemot fotoelektrisko sistēmu cenu).

1.1. tab. Galvenie pieņēmumi fotoelektrisko tehnoloģiju novērtējumam

Parametrs, mērvienība	Latvijā	Igaunijā	Lietuvā
Fāžu skaits	3		
Ievadaizsardzības aparāta nominālā strāva, A	25		
Ražotājlietotāja elektroenerģijas patēriņš gadā, kWh	5500		
PVN, %	21	20	21
Maksājums par tirdzniecības pakalpojumu, €/kWh	0,00564	0	0
Fiksētā komponente FK, €/gadā	115,11	70,90	0
Mainīgā komponente MK, €/kWh	0,07104	0,0762	0,13 (0,0815)*
Elektroenerģijas akcīze, €/kWh	0	0,005364	0
Subsīdijas, €/kWh	0	0,0537	0

Parametrs, mērvienība	Latvijā	Igaunijā	Lietuvā
Neto mērījumu sistēmas rēķina komponentes	OIK ⁴ , FK, MK	OIK, FK, MK	MK
Neto mērījumu sistēma	NUS, NNS	NNS	NUS
Plānošanas laiks, gadi	25		
Kreditēšanas periods, gadi	10		
Apkopes un uzturēšanas izmaksas	2%		
Neto mērījumu sistēmas norēķinu periods	01.04.–31.03.		
Fotoelektriskās sistēmas cena, €/kW	1300		
Aizdevuma procenti, %	2,0		
Diskonta likme, %	2,0		

* Lietuvā bez neto mērījumu sistēmas mainīgā komponente ir 0,13 €/kWh, bet, izmantojot neto mērījumu sistēmu – 0,0815 €/kWh (summa no vienotās cenas vērtības, 0,0426 €/kWh, un pieslēguma komponentes, 0,0389 €/kWh).

Savukārt nākamajā tabulā redzami novērtējuma rezultāti.

1.2. tab. Fotoelektrisko tehnoloģiju novērtējuma rezultāti

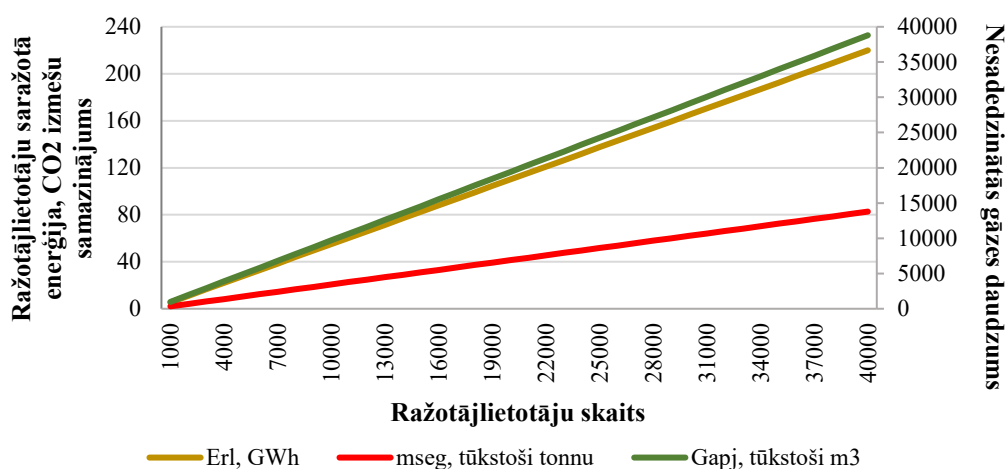
Scenārijs		Bāzes gadījums (bez NMS)	NMS, bez aizdevuma	NMS, ar aizdevumu
Latvijā ar NUS	NPV, €	-	3373,88	730,59
	PP, gadi	-	10	22
	LCOE, €/kWh	0,134	0,102	0,106
	LCOE izmaiņas, %	-	-23,52%	-20,97%
Latvijā ar NNS	NPV, €	-	3502,91	859,62
	PP, gadi	-	10	21
	LCOE, €/kWh	0,134	0,101	0,104
	LCOE izmaiņas, %	-	-24,42%	-21,87%
Igaunijā ar NNS	NPV, €	-	7498,28	4561,291
	PP, gadi	-	6	13
	LCOE, €/kWh	0,129	0,059	0,063
	LCOE izmaiņas, %	-	-54,06%	-51,12%
Lietuvā ar NUS	NPV, €	-	4772,777	2423,186
	PP, gadi	-	7	15
	LCOE, €/kWh	0,130	0,086	0,089
	LCOE izmaiņas, %	-	-34,19%	-31,86%

Kā redzams no 1.2. tab, Igaunijas neto mērījumu sistēma ir visizdevīgākā. To pierāda arī orientējošās enerģijas ražošanas kopējās izlīdzinātās izmaksas (LCOE), kas raksturo, cik maksās 1 kWh elektroenerģijas visā uzstādīto fotoelektrisko iekārtu dzīves cikla laikā: bāzes gadījumā (neizmantojot neto mērījumu sistēmu) – 0,129 €/kWh, gadījumā ar NNS (neņemot aizdevumu) – 0,059 €/kWh un 0,063 €/kWh, ja tiek ņemts aizdevums. Tas skaidrojams ar subsīdijām, ko Igaunijas ražotājlietotājs saņem par pārdoto elektroenerģiju, kā arī ar faktu, ka fiksētās vērtības (FV) komponente ir zemāka. Līdz ar to PP vērtība ir viszemākā no visiem aplūkotajiem gadījumiem. Atmaksāšanās periods Igaunijā ir aptuveni 6 gadi, kamēr Latvijā un Lietuvā šis skaitlis ir attiecīgi 10 un 7 gadi. Taču, ja katra no valstīm tiek analizēta atsevišķi, nonākam pie acīmredzama secinājuma: neto mērījumu sistēmas izmantošana ir izdevīga ražotājlietotājam, ja netiek ņemts aizdevums fotoelektrisko tehnoloģiju uzstādīšanai, un ir pareizi jāizvēlas fotoelektrisko iekārtu jauda, lai iegūtu augstāku tiešo patēriņu. Izvēloties neto mērījumu

⁴ Modelis balstīts uz iepriekšējiem NETO mērījumu sistēmas parametriem, kuros ietverta arī obligātā iepirkuma komponente

sistēmas nosacījumus, kas ir izdevīgāki ražotājlietotājam, neatkarīgi no tā, vai tiek piemērota NUS vai NNS, neto mērījumu sistēmas lietojumu iespējams ievērojami paplašināt, kā arī var panākt AER izmantošanas pienācīgu novērtēšanu.

Novērtēts arī atjaunīgo energoresursu tehnoloģiju izmantošanas efekts Latvijā. 1.10. att. parādīti aprēķina elektroenerģijas daudzumi, ko saražojuši ražotājlietotāji, nesadedzinātās dabasgāzes apjomi, kā arī CO₂ izmešu samazinājums atkarībā no ražotājlietotāju skaita. Ja Latvija sasniegs Ziemeļvalstu līmeni fotoelektrisko tehnoloģiju izmantošanā, tad būs iespējams papildus saražot aptuveni 220 GWh elektroenerģijas, nesadedzināt aptuveni 40 miljonus kubikmetru dabasgāzes gadā un samazināt CO₂ emisijas par apmēram 82 000 tonnām gadā. Šajā attēlā *Erl* ir ražotājlietotāju saražotās elektroenerģijas daudzums; *mseg* ir CO₂ emisijas samazinājums, *Gapj* ir nesadedzinātās gāzes daudzums.



1.10. att. Atjaunīgo energoresursu (AER) tehnoloģiju izmantošanas efekts (Latvijā)

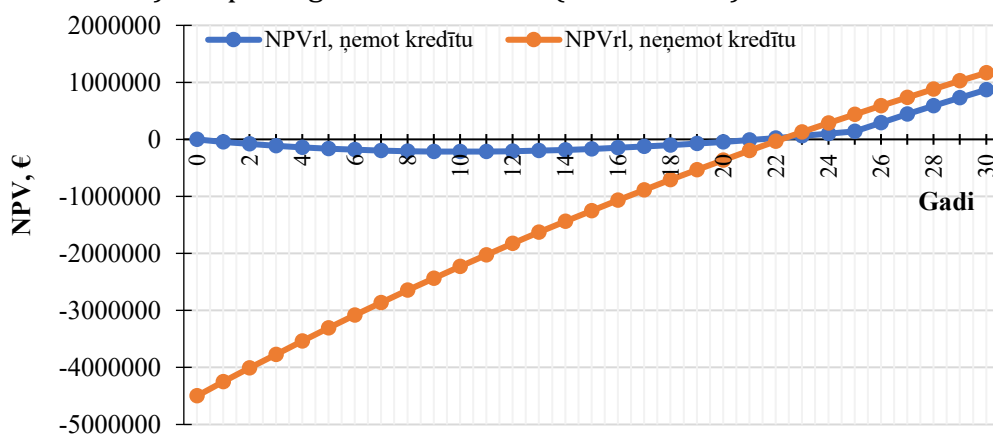
Latvijai sasniedzot Ziemeļvalstu līmeni fotoelektrisko tehnoloģiju izmantošanā, tiktu ietaupīts ievērojams fosilā kurināmā daudzums un samazināts CO₂ izmešu daudzums, kā rezultātā tiktu gūti papildu finansiālie ietaupījumi. Lai varētu sasniegt tik vērienīgus mērķus, jāievēro šādi svarīgi principi: nodokļu piemērošana fosilajam kurināmajam, lai stimulētu atjaunīgo energoresursu izmantošanu; subsidēšanas vietā jāizmanto tirgus mehānismi, lai nepieļautu tirgus kropļošanu; labākie projekti rodas konkurences apstākļos, tādēļ tie jāatlasa, rīkojot konkursus, priekšroku dodot tiem projektiem, kas prasa vismazāko subsīdiju daudzumu; jāstimulē tādi risinājumi, kas nenoslogo patērētājus un infrastruktūru, tuvinot ražotājus lietotājiem; jāuzlabo tiesiskā vide un jālikvidē šķēršļi liela mēroga atjaunīgo energoresursu attīstībai. No ilgtspējas viedokļa ir svarīgi atbalstīt AER izmantošanas attīstību un tādējādi sasniegt Latvijas valdības nospraustos mērķus. Īsi sakot, jautājumam par enerģētikas politikas nākotni ir izšķirīga nozīme Latvijā, jo sagaidāms, ka tai būs ietekme uz tautsaimniecību kopumā un uz visiem tās sektoriem.

Jāatzīmē, ka fotoelektrisko tehnoloģiju iegāde un uzstādīšana individuālās māsaimniecībās ir dārgāka nekā lielos objektos, kur nepieciešamā uzstādītā jauda ir tūkstošiem reižu lielāka [27]. To ņemot vērā, izpētīts 5 MW fotoelektrisko tehnoloģiju projektu, kas varētu sniegt būtisku ieguldījumu saules enerģijas izmantošanā Latvijā. Tiek izmantota arī neto

mērījumu sistēma. Izstrādāti divi scenāriji: bāzes scenārijs (tajā tiek aplūkots lietotājs, kurš ir pasīvs enerģijas izmantotājs – neražo enerģiju un neizmanto neto norēķinu sistēmu) un NETO sistēmas scenārijs (tajā tiek pieņemts, ka ražotājlietotājs nodrošina elektroenerģijas līdzsvaru gada ietvaros – gada laikā ražotājlietotājs nodod tīklā tādu pašu elektroenerģijas daudzumu, kā no tā saņem). Tiek pieņemts, ka ražotājlietotāja vidējais elektroenerģijas patēriņš ir ap 5000 MWh gadā.

Rezultāti rāda, ka šāda ražotājlietotāja kopējais gada maksājums par elektroenerģiju gadījumā ar NETO sistēmu, izmantojot norēķinu saskaņā ar cenu “Nord Pool” biržā, ir 298 457 €; savukārt bāzes gadījumā maksājumi par elektroenerģiju veido 551 415 €. Vidējā starpība ir ļoti liela – 43,55%. Gada ietaupījums, uzstādot NETO sistēmu, ir vienāds ar 252 957 €.

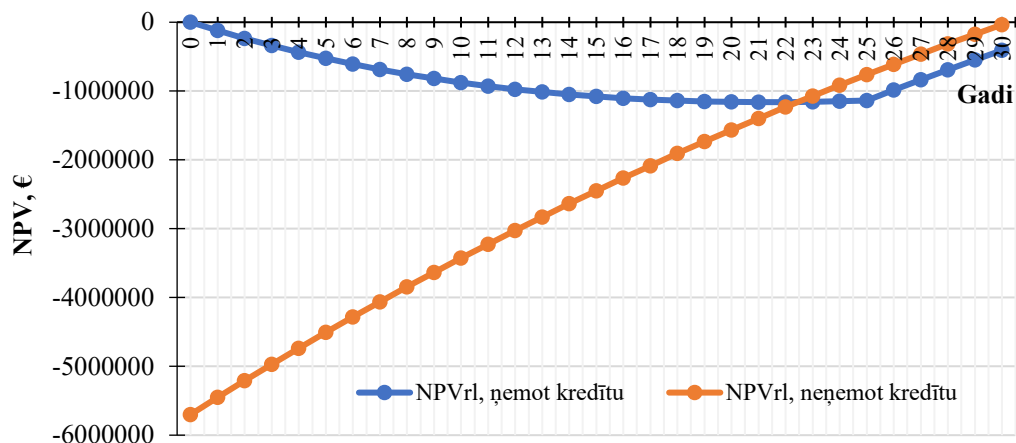
Ir izstrādāts piedāvātā projekta tehniski ekonomiskais pamatojums 25 gadu plānošanas periodam. Abiem scenārijiem novērtēta neto pašreizējā vērtība (NPV). 1.11. att. parādītas ražotājlietotāja (RL) NPV_{RL} izmaiņas laikā. Dotajā aprēķinā tiek izmantotas sākotnējās investīcijas (4 500 000 €) bez pieslēgšanas izmaksām (1 200 000 €).



1.11. att. NPV_{RL} NETO gadījumam (neieskaitot pieslēguma investīcijas)

Tā kā plānošanas perioda pirmajos 11 gados RL izdevumi pārsniedz RL ienākumus, NPV_{RL} raksturlīknei (zilā krāsā) piemīt negatīvs raksturs. Tomēr 12. gadā RL ienākumi pārsniedz izdevumus un NPV raksturlīkne sāk vienmērīgi pieaugt. Tikai 22. gadā RL naudas plūsma kļūst pozitīva. AER iekārtas darba mūžs ir 25 gadi, līdz ar to šis variants var būt pievilcīgs RL. Tāda pati situācija ir, kad nav paņemts kredīts, jo RL investīciju atmaksāšanās ilgums ir 23 gadi.

Nākamais solis ir aprēķināt NPV un atmaksāšanās periodu, ja tiek ievērotas arī pieslēgšanas investīcijas (1.12. att.). Kad RL iegulda savu naudu saules paneļu iegādē un pieslēguma izveidē, atmaksāšanās ilgums ir vairāk par 30 gadiem (31 gads), kas ir garāks nekā iepriekš apskatītajā gadījumā. Tas nevar sekmēt jaunu RL piesaisti. Tāda pati situācija vērojama, ja tiek izmantots kredīts. RL izdevumi plānošanas perioda pirmajos 25 gados pārsniedz RL ienākumus, NPV_{RL} raksturlīknei (zilā krāsā) piemīt negatīvs raksturs. Tikai 26. saules paneļu darbības gadā RL ienākumi pārsniedz izdevumus un NPV raksturlīkne sāk vienmērīgi pieaugt. Taču AER iekārtas darbības mūžs ir 25 gadi, līdz ar to šis variants nav pievilcīgs RL.



1.12. att. NPV_{RL} NETO gadījumam (ieskaitot pieslēguma investīcijas)

Šajā gadījumā, kad ņemtas vērā visas investīcijas, NETO mērījumu sistēmas nosacījumi nav piemēroti viedo tehnoloģiju izmantošanai, t. i., ražotājlietotāji netiek stimulēti uzstādīt saražotās/patērētās enerģijas pārvaldības ierīces un veikt pārvaldību, kas varētu sniegt priekšrocības kā ražotājlietotājiem, tā arī energosistēmai kopumā.

1.1.4. Viļņu enerģija

Vēl viens perspektīvs AER veids ir brīvas virsmas gravitācijas jeb jūras un okeāna viļņu enerģija. Lai gan pašlaik ir zems paisuma/bēguma, viļņu un okeāna enerģijas izmantošanas līmenis, viļņu enerģija tomēr ir daudzsološs enerģijas avots dažādu iemeslu dēļ:

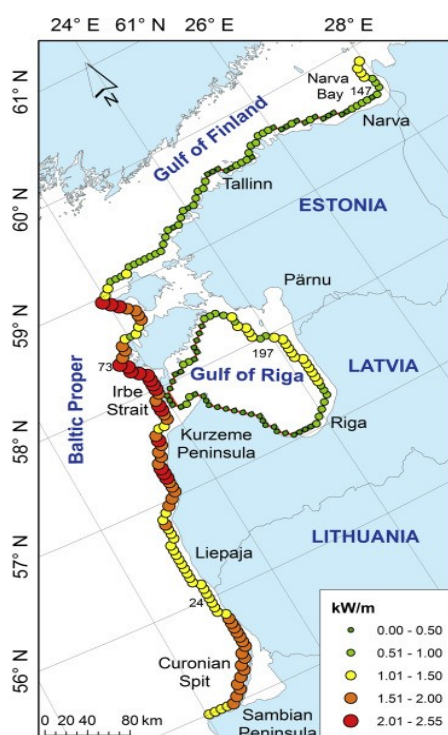
- 1) augstāks enerģijas blīvums, salīdzinot ar saules enerģiju [28],
- 2) iegūstamās enerģijas prognozējamība 24–48 stundu periodam [29],
- 3) nav vajadzīga sauszemes teritorija,
- 4) teorētiskais viļņu enerģijas potenciāls pasaulē tiek lēsts līdz 32 000 TWh/gadā [30].

Saskaņā ar *Ocean Energy Statistics* ziņojumu par 2018. gadu [31] Eiropa ieņem vadošo pozīciju viļņu enerģijas apgūvē ar 11,3 MW kopējo jaudu. Viļņu enerģijas pārveidošanā tiek izmantotas dažādas tehnoloģijas atkarībā no ūdens dziļuma un atrašanās vietas [28], [32]–[34]. Darbs pie šo tehnoloģiju pilnveidošanas un jaunrades turpinās, un pēdējos gados ir izstrādāta virkne projektu, tostarp *Islay Plant* (Skotija) un *Pico Island Plant* (Portugāle) [32], [35]. Liels skaits viļņu pārveidošanas iekārtu ir izstrādnes stadijā. Mazāk ierīču ir gatavas komerciālam vai demonstrējumu posmam [36], neraugoties uz to, ka Eiropas Komisija ir ieguldījusi vairāk nekā 190 miljonus eiro okeāna enerģētikas pētniecībā un izstrādēs. Pašlaik tiek izstrādāti plāni, lai tuvākajā nākotnē viļņu enerģētikas tehnoloģiju izstrādņu nozare varētu saņemt ES un privāto ieguldītāju atbalstu. Tā prasa zināmu finansiālu kapacitāti [37].

Arī Latvijā un Baltijā notiek aktīvs darbs pie brīvas gravitācijas viļņu enerģijas pārveidošanas. Ir reģistrēti izgudrojumu patenti, t. sk. patents Nr. LV 14059. Izstrādāta viļņu pārveidošanas iekārta TRL4 līmenī un veikti priekšizpētes ekonomiskie aprēķini uz šīs iekārtas pamata paredzētai viļņu spēkstacijai Baltijas jūrā [38]. Veikti Baltijas jūras viļņu potenciāla novērtējumi [39], [40]. No enerģētikas jomā strādājošajiem pētniekiem ar viļņu enerģētikas jautājumiem jo īpaši saistīts *Dr. sc. ing.* Jānis Berinš, kurš 2019. gadā par šo tēmu aizstāvēja savu

doktora disertāciju [41]. Turpmākajā darbā izvirzīti mērķi precīzākai Latvijas Ekskluzīvās Ekonomiskās zonas viļņu potenciāla novērtēšanai un sastādīts plāns aksiālas hidrodinamiskas turbīnas izstrādnei līdz TRL9 līmenim.

Tiek lēsts, ka Baltijas jūras viļņu enerģētiskais potenciāls ir 24 TWh gadā [28], bet vidējā teorētiskā jauda – 1 GW [40]. ES stratēģiju Baltijas jūrai apstiprināja 2009. gadā [42]. Šīs stratēģijas mērķis ir padarīt Baltijas jūru par pievilcīgu vidi enerģijas iegūšanai. Neraugoties uz to, ka pasaulē ir akvatoriji ar lielākiem enerģētiskajiem potenciāliem, Baltijas jūras viļņu enerģija tiek aktīvi pētīta. Piemēram, Soomere un Eelsalu pētījumā secināts, ka 38 gadu vidējā viļņu jauda Baltijas jūrā ir 1,5 kW/m, bet dažviet tā sasniedz 2,55 kW/m, tomēr Somu līcī un Rīgas jūras līcī tā ir vien 0,7 kW/m. Baltijas jūras austrumu krasta vidējās viļņu jaudas vizualizācija atbilstoši pētījuma datiem parādīta 1.13. att.

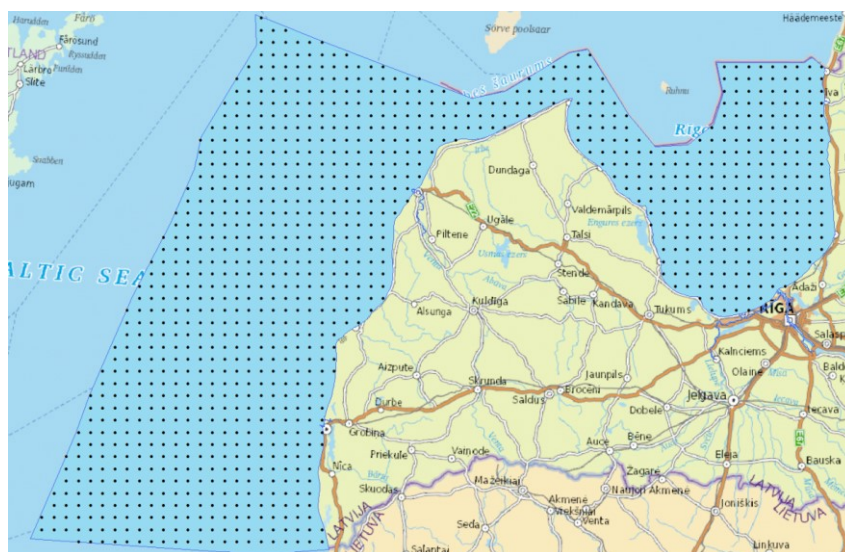


1.13. att. Baltijas jūras austrumu krasta 38 gadu vidējās viļņu jaudas (kW/m) vizualizācija [40]

Galvenais tiesiskais dokuments, kurš nosaka atļauto telpas izmantošanu jūrā, ir Jūras telpiskais plānojums (JTP) [43]. Latvijā šis dokuments ir apstiprināts periodam līdz 2030. gadam. Šajā plānā pietrūkst redzējums par viļņu enerģijas izmantošanu. Lai šādu redzējumu varētu ieviest, ir nepieciešams veikt resursu izpēti atbilstoši IEC-TS 62600-101 rekomendāciju “class 1” līmenim. Diemžēl visi līdzšinējie pētījumi šim līmenim neatbilst vai atbilst tikai daļēji. Tāpēc Baltijas jūras Latvijas EEZ viļņu potenciāla aprēķini būtu jāveic atbilstoši 1.14. att. parādītajiem mezglu punktiem (5 km x 5 km), balstoties vismaz uz pēdējo 10 gadu ieejas datiem ar periodu, kurš nav garāks par trim stundām.

Baltijas jūras Latvijas EEZ viļņu enerģijas resursu novērtēšanas rezultātu viena no svarīgākajām daļām ir 10 gadu vidējā īpatnējās enerģijas E_{vid} (kWh/m) sadalījums pa mēnešiem pēc plūsmas virziena. Piemērs šāda veida rezultātiem dots 1.3. tab.

Šādā veidā iegūti rezultāti dod iespēju gan izvēlēties optimālo VES trasi, gan aprēķināt ienākošo viļņu jaudu un enerģiju.



1.14. att. Baltijas jūras Latvijas EEZ viļņu potenciāla aprēķina mezglu punkti

1.3. tab. Vidējā īpatnējā viļņu enerģija E_{vid} (kWh/m) sadalījumā pa pamatvirzieniem (tabulas piemērs)

Pamatvirzienu apzīmējumi	Mezgla punkta P1 enerģija E_{vid} pa pamatvirzieniem, 10 gadu vidējie dati, kWh/m												Kopā gadā, kWh/m
	jan.	feb.	mar.	apr.	mai.	jūn.	jūl.	aug.	sep.	okt.	nov.	dec.	
Z	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	220	2643
ZA	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	73	881
A	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	529
DA	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	176
D	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	103	1234
DR	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	338	4053
R	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	367	4405
ZR	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	308	3701

1.2. Pārvade un sadale

1.2.1. Energosistēmu attīstības virzītājspēki

Tradicionāli investīcijas energosistēmās galvenokārt veicināja augošais elektroenerģijas patēriņš, kura pieaugums vēsturiski korelēja ar ekonomikas attīstību. Savulaik elektroenerģijas patēriņš ir uzskatīts pat par labāku dzīves līmeņa kāpuma rādītāju kā kopējais energoresursu patēriņš [44]. Tomēr allaž pieaugošais pieprasījums lika ne tikai būt jaunās elektrostacijas, bet arī palielināt energosistēmas pārvades spējas, t. i., investēt pārvades un sadales tīklos. Turklāt bija nepieciešams ne tikai stiprināt jau esošos elektrotīklus, bet arī izbūvēt jaunus, elektrificējot jaunas teritorijas.

Tomēr elektrotīklu attīstības principi ir ievērojami mainījušies un strauji mainās arī šobrīd. Lai gan kopējais elektroenerģijas patēriņš un maksimālslodze joprojām ir aktuāli faktori, tie nav vienīgie virzītājspēki, kas ietekmē lēmumu pieņemšanu. Daži no jaunajiem identificētajiem faktoriem ar lielu nozīmi pārvades un sadales tīklu attīstībā ir minēti turpmāk.

ES politikas nostādnes un AER integrācijas, kā arī CO₂ izmešu samazinājuma mērķi. Eiropas energosistēmās pašlaik notiek nozīmīga pāreja oglekļa emisiju samazināšanas virzienā ar nolūku mazināt klimata pārmaiņas. Šie politiskie mērķi 2030. gadam ir attiecīgi 32% atjaunīgo energoresursu īpatsvars kopējā enerģijas patēriņā un 40% emisiju samazinājums salīdzinājumā ar 1990. gadu [45]. Atjaunīgo resursu iekļaušanai ir liela ietekme uz visu elektroenerģētikas sektoru, jo tas maina elektroenerģijas ražošanas plānošanas principus un ierasto vienvirziena enerģijas plūsmu no pārvades uz sadales tīkliem.

AER elektrostaciju pārtraukumainā darbība. Kā jau iepriekš teikts, nozīmīgākie atjaunīgie energoresursi, kam sagaidāms vērā ņemams uzstādīto jaudu pieaugums, ir vējš un saule. Šīm tehnoloģijām raksturīga pārtraukumaina, no laikapstākļiem atkarīga darbība, kas ir neatkarīga no patēriņa grafika. Šī iemesla dēļ energosistēmu operatori aizvien vairāk jāsakaras ar tādām jaunām parādībām kā energosistēmas balansa atkarība no laikapstākļiem; straujš ģenerācijas kritums vakarā (fotoelektrisko elementu izstrādes samazinājuma dēļ vakara stundās); samazinātas sprieguma regulēšanas iespējas sistēmās ar lielu AER īpatsvaru; elektroenerģijas ražošanas decentralizācija (izkliede), tai pamazām pārejot no pārvades uz sadales tīkliem; samazinātas energosistēmas rezervju iespējas, jo pamazām tiek slēgtas termālās elektrostacijas; pieaugošas pārslodžu problēmas gan pārvades, gan sadales tīklos gadījumos ar ģeogrāfiski koncentrētu AER avotu attīstību; samazināta energosistēmas inerce tradicionālo elektrostaciju slēgšanas dēļ un sakarā ar AER avotu ierobežoto spēju piedalīties inerces uzturēšanā. Tādējādi daudzviet Eiropā AER elektrostaciju attīstība novedusi pie augstākām izmaksām sistēmas operatoriem, lai uzturētu nepieciešamo sistēmas drošuma un stabilitātes līmeni.

Mainīgās ģenerācijas izstrādes grafiku nesakritība ar patēriņa grafiku rada risku, ka brīžiem no AER saražotās elektroenerģijas ievadi kopējā elektrotīklā var nākties pārtraukt. Lai to novērstu, nepieciešams liels energosistēmas elastīgums, kas ļauj optimāli izmantot uzstādītās AER jaudas, tanī pat laikā novēršot vajadzību pārmērīgi pastiprināt elektrisko tīklu caurlaides spējas. Pārvades sistēmas operatoriem (PSO) ir pienākums veicināt elastīguma avotu attīstību, kas sevī ietver gan elastīgus ģenerācijas avotus un tehnoloģijas, gan elektroenerģijas akumulāciju, gan pieprasījuma reakciju un elektroenerģijas pārveidi citos energonesējos (piemēram, *power-to-gas*⁵). Tāpat ir nepieciešams arī attīstīt dažādus energosistēmas rezervju nodrošināšanas risinājumus un starpsavienojumu jaudu attīstību gan starp valstīm, gan to iekšienē, lai panāktu pietiekamu nodrošinājumu ar elektroenerģiju arī laika periodos ar mazu vēja un saules enerģijas pieejamību.

Sistēmas operatoru sadarbības veicināšana. Plānošanas līmenī jau pašlaik tiek īstenota cieša Eiropas energosistēmu PSO sadarbība, piemēram, izstrādājot tīkla attīstības plānu

⁵ Gāzes iegūšana, izmantojot elektroenerģiju (galvenokārt, kad tā ir lēta vai atjaunīgo resursu pārprodukcija)

desmitgadei (TYNDP⁶) ENTSO-E vadībā, kā arī tīkla kodeksus. Turpmākā sadarbība izvērsas, attīstoties reģionālajiem drošības koordinatoriem un reģionālās drošības koordinācijas pakalpojumu sniedzējiem [46]. Lai energosistēmās iekļautu lielāku apjomu atjaunīgo resursu un lai panāktu oglekļa emisiju izmaksefektīvu un drošu samazinājumu, nepieciešama daudz ciešāka operatoru sadarbība arī tuvu reāllaika mērogos. Tā nepieciešama arī tamdēļ, lai virzītu energosistēmu attīstību harmonizētā, savietojamā un standartizētā ceļā. Elektroenerģijas lietotāju ieguvumi no ciešākas sistēmas operatoru sadarbības izriet no augstākas sistēmu darbības efektivitātes, minimizētas plaša mēroga sistēmas avāriju varbūtības un samazinātām izmaksām sakarā ar tirgus dalībniekiem pieejamās starpsavienojumu pārvades jaudas palielināšanu [47].

Tiek veicināta arī aktīvāka sadales sistēmu operatoru (SSO) sadarbība. Lai gan pašlaik Eiropas SSO apvienojušies dažādās asociācijās (CEDEC, GEODE, Eurelectric, E.DSO), jaunā ES Elektroenerģijas tirgus regula [48] paredz jaunas vienotas ES SSO asociācijas dibināšanu. Tai būs cieši jāsadarbjas ar ENTSO-E, sagatavojot un ieviešot tīkla kodeksus, kā arī, piemēram, jāveicina izklieģto ģeneratoru un enerģijas akumulācijas tehnoloģiju integrācija sadales tīklu līmenī.

Visbeidzot, ir nepieciešama aktīva sadarbība starp dažādiem PSO un SSO, lai efektīvi izmantotu elastīguma resursus visur, kur tie pieejami. Šajā nolūkā ieviests jauns jēdziens "aktīvā sistēmas vadība" (ASM⁷), kurā ietvertas "galvenās stratēģijas un rīki, kurus izmanto PSO un SSO izmaksefektīvai un drošai energosistēmu vadībai" [49]. ASM sevī ietver viedu un digitalizētu tīklu izmantošanu, kā arī modernu operatīvās plānošanas un prognozēšanas procesu pielietošanu.

Tīklu digitalizācija. Dažādi sistēmas operatori atšķirīgi risina izaicinājumus, kurus rada pieaugošais izklieģto AER ģenerācijas avotu apjoms. Lai gan ir tādi SSO, kuri šo jautājumu joprojām risina, vienkārši pastiprinot savu tīklu caurlaides spēju, daudzi citi aktīvi meklē iespējas palielināt digitalizācijas pakāpi savu tīklu vadības sistēmās, palielinot operatīvās vadības efektivitāti ar viedāku plānošanu, mērījumu veikšanu un kontroli. ICT infrastruktūras izmantošana, lai monitorētu un uzglabātu lielu apjomu reāllaika informācijas no dažādiem tīkla punktiem, ļauj operatoriem veikt daudz uzticamākas prognozes un piemērot elastīgāku reāllaika tīklu vadību. Taču palielinātā ICT tehnoloģiju loma nozīmē ievērojamus uzglabājamo un apstrādājamo datu apjomus. Šī iemesla dēļ operatoriem ir nopietni jāfokusējas uz IoT, lielapjoma datu apstrādi, kibersdrošību, komunikācijas un datu apmaiņas standartizāciju starp dažādajām energosistēmas darbībā iesaistītajām pusēm. Šāda attīstības virziena dēļ operatoriem rodas jauni pienākumi un lomas (piemēram, nacionālo datu centru izveide un vadība).

Lai būtu iespējams aktīvāk izmantot pieprasījuma pusē esošos elastīguma resursus un pavērtu ceļu jauniem uz tirgus principiem balstītiem tīkla palīgpakalpojumiem arī SSO tīklu līmenī, viens no galvenajiem pamatnosacījumiem ir viedo skaitītāju pilnvērtīga ieviešana. Viedajiem skaitītājiem ir ļoti nozīmīga loma pieprasījuma reakcijas pakalpojumu iespējamajā izmantošanā, tostarp, lai nodrošinātu divvirzienu datu apmaiņu, atskaites profilu aprēķinus un citu informāciju, kas nepieciešama elastīguma piegādes *ex-post* verifikācijai.

⁶ Ten-Year Network Development Plan

⁷ Active System Management

2009. gada elektroenerģijas tirgus direktīvas [50] 1. pielikums paredzēja 80% viedo skaitītāju pieejamību ES dalībvalstīs līdz 2020. gadam, ar izņēmumu negatīvas izmaksu ieguvumu analīzes gadījumā. ACER/CEER 2017. gada ziņojums [51] vēstīja, ka uz 2017. gadu tikai deviņās valstīs viedie skaitītāji bijuši pieejami virs 50% no elektroenerģijas lietotājiem.

ES enerģijas tirgus. Energosistēmās ar lielu atjaunīgo resursu apjomu un elektrifikācijas pakāpi joprojām būs aktuāli enerģijas ilgtermiņa uzglabāšanas jautājumi. Arvien tiek izstrādāti jauni tirgus veidi un pilnveidoti to darbības modeļi, lai pielāgotos dažādo iesaistīto pušu vajadzībām. ES ir nesen pieņēmusi virkni direktīvu un regulu, kas palīdzēs veidot tādu elektroenerģijas un saistīto pakalpojumu tirgu, kas veicina pāreju uz “tīrās” enerģijas sistēmu, t. i., ar labāku savstarpējo savienojamību, uzlabotu pretavāriju aizsardzību, uzlabotu AER integrējamību, un ir pēc iespējas vairāk balstīts uz tirgus principiem un lietotājiem draudzīgs.

Sabiedrības attieksme. Tīklu caurlaides spējas paaugstināšanai, ieguldot jaunas investīcijas, ir aizvien mazāks sabiedrības atbalsts [52]. Tas ir rezultējies divos galvenajos izaicinājumos.

- Tā kā daudzās valstīs iedzīvotāji ir negatīvi noskaņoti pret gaisvadu elektrolīniju būvniecību, tiek plaši izvērsta kabeļlīniju attīstība. Lai gan kabeļlīnijas nodrošina lielāku elektroapgādes drošumu [53], tas tomēr ir ievērojami dārgāk, laukietilpīgāk un tehnoloģiski sarežģītāk.
- Dažādu attīstības projektu aizkavēšanās, ko izraisa sabiedrības pretestība un sarežģīti atļauju iegūšanas procesi. 2018. gadā ACER secināja, ka vairāk nekā 40% no PCI⁸ projektiem neiekļaujas sākotnēji paredzētajā laika grafikā, jo tos nācies pārplānot vai atlikt ārēju faktoru dēļ [54].

Pieaugošie plānošanas laika periodi un ierobežotais atbalsts tīkla stiprināšanas pasākumiem liek tīklu operatoriem meklēt un izmantot alternatīvus risinājumus, materiālus un tehnoloģijas, lai palielinātu esošā tīkla elastīgumu, joprojām nodrošinot energosistēmu darbību pieļaujamās drošības parametru robežās. Dārgo un negatīvi uztverto elektrotīklu stiprināšanas pasākumu atlikšanu un energosistēmu darbības fundamentālo pamatprincipu maiņu nākotnē zināmā mērā varētu veicināt arī dažādi pašlaik ļoti aktīvi izpētes un attīstības virzieni, konkrētāk – *peer-to-peer*⁹ enerģijas tirdzniecība [55], lietotāju enerģijas kopienas [56], mikrotīkli [57] un blokķēdes tehnoloģijas [58].

Strukturālas izmaiņas elektroenerģijas patēriņā. Siltumapgādes, transporta un citu sektoru elektrifikācija var radīt ne tikai elektroenerģijas patēriņa pieaugumu, bet arī izraisīt jaunus izaicinājumus saistībā ar pīķa slodzēm, jo dažādi procesi kļūst aizvien korelētāki (piemēram, elektrisko automobiļu uzlāde, pašpatēriņš no fotoelektriskajiem elementiem). No otras puses, tehnoloģiju attīstība rada iespējas aktīvai pieprasījuma puses iesaistei un lietotāju pieprasījumietaišu viedai vadībai. Respektīvi – dažas elektrifikācijas radītās problēmas pašas sevī ietver arī risinājumus, ja vien pieprasījuma puse tiek aktīvi iesaistīta un ir ieinteresēta palīgpakalpojumu sniegšanā sistēmas operatoriem [59].

⁸ Projects of Common Interest

⁹ Elektroenerģijas lietotāju/ražotājlietotāju savstarpēja elektroenerģijas tirdzniecība

1.2.2. Nākotnes izaicinājumi energosistēmu un tīklu plānošanā un vadībā

Energosistēmu vadībā aizvien vairāk būs jāsaskaras ar nenoteiktībām gan elektroenerģijas patēriņā, gan ražošanā. Turklāt ir nepieciešamas jaunas metodikas un rīki, lai panāktu pēc iespējas efektīvāku energosistēmu darbību tuvāk to fizikālajiem ierobežojumiem, tomēr neapdraudot to drošību. Tādēļ jāveido elastīgāki rīki sistēm vadības un tīklu attīstības plānošanā, kas spējīgi arī paredzēt iespējamās ārkārtas situācijas, sniedzot operatoriem laicīgus brīdinājumus un priekšlikumus situācijas risinājumiem, tostarp novērtējot to sekmības varbūtības tuvu reāllaikam.

Tomēr veiksmīgai jaunu rīku, tehnoloģiju un metožu (piemēram, mākslīgā intelekta, iepriekšparedzētās uzturēšanas u. tml.) realizācijai ir nepieciešams ļoti liels datu apjoms, tostarp arī tādu datu, kurus PSO un SSO šobrīd nemaz neievāc vai nedara to ar konkrētam izmantošanas mērķim pietiekamu kvalitāti. Arī SSO būs jāiemācās balstīt plānošanas lēmumus uz varbūtisku metožu dotiem rezultātiem, kas spējīgas veikt aplēses arī nepietiekamas informācijas apstākļos [60], [61]. Operatoriem jāklūst spējīgiem laicīgi paredzēt un novērst nākotnē paredzamas tīklu pārslodzes problēmas.

Saistībā ar sadales tīklu vadību nākotnē paredzami šādi **galvenie uzdevumi SSO**.

- Pārveidot pamatprocesus un sistēmas tā, lai būtu iespējams tīklu efektīvas un drošas darbības nodrošināšanā iesaistīt arī elektroenerģijas pieprasījuma un ražošanas **elastīguma** iespējas.
- **Digitalizēt** sadales tīklu (tostarp ieviešot viedās tehnoloģijas arī apakšstaciju līmenī [62]) līdz tādām līmenim, pie kura klūst tehniski iespējama reāllaika mērījumu veikšana un elastīguma pakalpojumu attīstība.
- Nepieciešams ne tikai sekmīgi uzglabāt **lielus jaunu datu apjomus** un nodrošināt digitalizēto sistēmu kiberaizsardzību, bet arī iegūtos datus lietderīgi izmantot.
- Būt gataviem arī **izolētas darbības** nodrošināšanai.
- Iekļaut tādas mainīgos kā pieprasījuma un ģenerācijas prognozes, laikapstākļu prognozes u. tml., lai laicīgi spētu **paredzēt iespējamās pārslodzes problēmas**.
- Savstarpēji integrēt **dažādu sprieguma līmeņu** tīklu vadību.
- Pielāgoties **dinamiskai tīkla topoloģijai**, lai mainītu jaudas plūsmas, tostarp reaktīvās [63], tādējādi panākot vēlamo stāvokli sistēmā.
- Pārskatīt **tīkla tarifus**, lai padarītu arī tos laikā dinamiskus tur, kur pašlaik šāda iespēja vēl netiek piedāvāta.
- Risināt dažādas **lokālas problēmas tīklos** (sprieguma, reaktīvās jaudas vadība), kuras izraisa dažādas jaunievietās tīklam pieslēgtās ierīces (izklaidētā ģenerācija, elektroautomobiļi, enerģijas akumulācijas iekārtas) [64]. It īpaši svarīga klūs energosistēmas balansēšana arī lokālā līmenī.

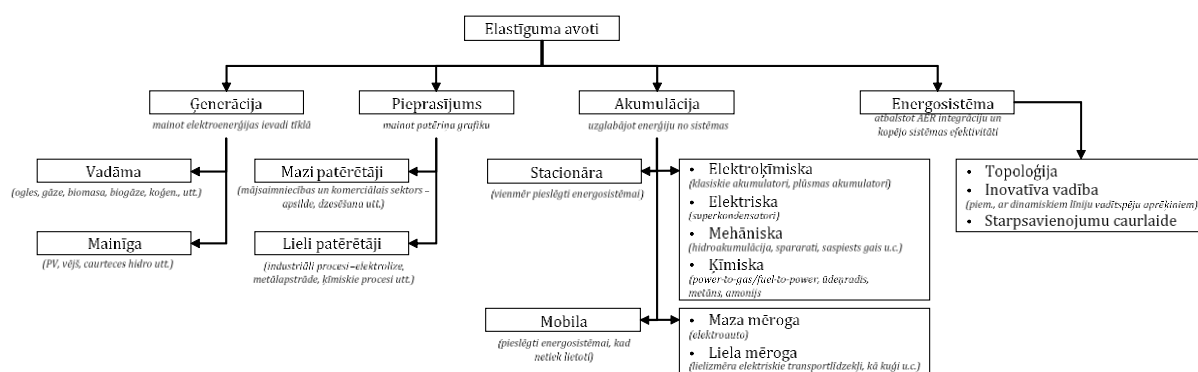
Tāpat arī **PSO** Eiropā jau tuvākajā laikā sagaida dažādi izaicinājumi.

- **Starptautu tirdzniecības** intensifikācija, kas var izraisīt paralēlu jaudas plūsmu veidošanos sinhronajās energosistēmās un straujas importa/eksporta balansa

variācijas. Arī tirdzniecības apgabalu robežas nepieciešams periodiski pārskatīt [65].

- **Ukrainas un Moldovas** energosistēmu sinhronas darbības ar kontinentālās Eiropas energosistēmu nodrošināšana (2017. gadā tika panākta vienošanās par šī procesa nosacījumiem [66]).
- **Baltijas energosistēmu desinhronizācija** no IPS/UPS un sinhronizācija ar kontinentālās Eiropas energosistēmu 2025. gadā [67]. Tā kā primārās rezerves Baltijas valstīm šobrīd nodrošina IPS/UPS sistēma, būs nepieciešams Latvijā, Lietuvā un Igaunijā ieviest Eiropas modelim atbilstošus FCR¹⁰ un aFRR¹¹ pakalpojumus, kas balstīti uz tirgus principiem.
- Pāreja uz **15 minūšu** nebalansa norēķinu periodu (sākotnēji tā tika plānota līdz 2021. gadam [68]).
- Ziemeļvalstu sinhronajā energosistēmā plānota pāreja uz jaunu sistēmas balansēšanas modeli [69].
- Nepieciešamas izmaiņas nacionālajos tiesiskajos regulējumos, lai energosistēmu operatoriem ļautu izmantot pieejamos elastīguma resursus kā alternatīvu investīcijām tīklu caurlaides spēju palielināšanai, atbilstoši kopējajam Eiropas kursam.

1.2.3. Energosistēmu operatoru iespējas elastīguma resursu izmantošanā



1.15. att. Dažādi iespējamie elastīguma avoti

Tieši aktīvāka un efektīvāka elastīguma resursu (1.15. att.) izmantošana ir tas virziens, kur Eiropā ir paredzamas visvērienīgākās pārmaiņas energosistēmu (pārvades un sadales) operatoru darbībā gan tuvākā, gan tālākā nākotnē.

Šī iemesla dēļ elastīguma resursu iekļaušana dažādu palīgpakalpojumu sniegšanā un ar to saistītās tirgus dizaina un tehnoloģiskās inovācijas ir joma, kurā sagaidāma strauja un ilgstoša attīstība viscaur Eiropā, tostarp arī Latvijā. Zemāk uzskaitīti vairāki energosistēmu operatoru darbības virzieni, kuros elastīguma resursi varētu būt ļoti noderīgi. Šajās jomās elastīguma

¹⁰ Frequency Containment Reserve – frekvences noturēšanas rezerve

¹¹ Automatic Frequency Restoration Reserve – automātiskā frekvences atjaunošanas rezerve

izmantošana kaut kādā mērā jau notiek vai arī vēl sagaidāma turpmāka izpēte un attīstība attiecīgajā virzienā.

Energosistēmas balansēšana. Lai aizvietotu sarūkošos balansēšanai pieejamos resursus no ģenerācijas puses ar pieprasījuma pusē esošiem resursiem, nepieciešams, lai tie būtu vienmēr pieejami. Tas sevī ietver ne tikai iespējas palielināt, samazināt vai pārbīdīt laikā elektroierīču elektroenerģijas patēriņu, bet arī pie lietotājiem uzstādītu mikroģenerācijas iekārtu (tostarp rezerves ģeneratoru) un enerģijas akumulācijas iekārtu izmantošanu šiem nolūkiem.

Vidējā termiņā un ilgtermiņā paredzams, ka nozīmīga daļa balansēšanas resursu būs izvietota tieši sadales tīklu līmenī, lai gan atbildība par pašas energosistēmas balansēšanu joprojām gulsies uz PSO. Tas nozīmē, ka nepieciešami risinājumi gan tam, kā izkļiedētos resursus integrēt balansēšanas tirgus produktos, gan arī iespējamām problēmām, kas varētu rasties sadales tīklos, ja pārvades sistēmas operators sāktu masveidīgi izmantot šīs izkļiedētās ģenerācijas, akumulācijas un patēriņietais savām vajadzībām.

Pārslodzes vadība. Pārtraukumaino AER dēļ mainīgās enerģijas plūsmas, kā arī ģeogrāfiski nevienmērīga un koncentrēta AER avotu attīstība var izraisīt dažādas pārslodzes problēmas visu sprieguma līmeņu tīklos. Tās pamatā var risināt ar trīs paņēmieniem.

Pirmkārt, nepieciešama laba resursu pārredzamība un veiksmīga nepieciešamo datu apmaiņa, lai varētu pēc iespējas efektīvāk risināt pārslodzes problēmas ar tirgus mehānismu palīdzību, it īpaši tad, ja šīs problēmas nav pēc savas būtības sistēmiskas. Līdz ar to nepieciešama cieša PSO un SSO koordinācija, kā arī jāpanāk, lai būtu precīzi zināma katra elastīguma resursa atrašanās vieta energosistēmā.

Otrkārt, lai risinātu problēmas pārvades tīkla līmenī, izkļiedēto elastīguma resursu jauda ir pārāk maza, tāpēc nepieciešams attīstīt tehnoloģiskās iespējas to agregēšanai (t. i., apvienotai vadībai).

Treškārt, starpsavienojumu jaudas palielināšana novērš sastrēgumu rašanās iespējas tajos un paver durvis arī dažādu elastīguma avotu pārrobežu izmantošanai.

Jaudu pietiekamības problēma. Jaudu pietiekamības novērtējuma principi tiek pārskatīti, ņemot vērā aizvien pieaugošo dinamiku energosistēmās, ko izraisa saules un vēja elektrostaciju integrācija tajās un tam sekojošā tradicionālo bāzes ģenerācijas vienību iziešana no tirgus. Tiek lēsts, ka starpsavienojumi var nodrošināt līdz trešdaļai nepieciešamā elastīguma līdz 2025. gadam, taču atlikušais apjoms jāpanāk ar dažādiem ģenerācijas avotiem, pieprasījuma reakciju un enerģijas akumulāciju. Dažādi pētījumi Eiropā un pasaulē apstiprina elastīguma nozīmīgumu jaudu pietiekamības nodrošināšanā [70]–[72]. Dažādu elastīguma pakalpojumu un produktu loma strauji aug, un tie tiek integrēti tirgos arvien plašāk [73].

Jaudu pietiekamībai nozīmīgu devumu varētu sniegt elektroenerģijas lietotāju aktīva iesaistīšana dažādos elektroenerģijas tirgos (nākamās dienas, tekošās dienas, palīgpakalpojumu u. c.). Ja lietotāji, kam ir elastīgi resursi, varētu piedāvāt savus pakalpojumus energosistēmai jaudu deficīta gadījumos, tas ievērojami samazinātu nepieciešamību pēc tradicionālām ģenerētājiem un arī investīcijām papildu starpsavienojumos [74].

Energosistēmas aukstā palaišana. Lai pēc vērienīgas energosistēmas avārijas atjaunotu tās darbību, ir nepieciešams kāda sākotnēja jaudas padeve, lai elektrostacijas atsāktu strādāt.

Nereti šim mērķim tiek izmantoti dīzeļģeneratori, taču ir arī dažādi pilotprojekti ASV un citviet, kuros demonstrēta elektroķīmisko akumulatoru sistēmu spēja iedarbināt kombinētā cikla gāzturbīnu [75]. Šis varētu būt viens no vairākiem palīgpakalpojumiem, ko iespējams sniegt ar dažādām akumulācijas sistēmām.

Elektroenerģijas kvalitātes uzturēšana. Sprieguma kvalitāte, tā krituma un mirgošanas novēršana un harmoniku kompensācija ir svarīgi SSO uzdevumi. CEER savās konsultācijās ar sadales sistēmu operatoriem noskaidrojās, ka līdz ar pārslodzes vadību arī dažādu elektroenerģijas kvalitātes uzturēšanas problēmu risināšanā nākotnē liela loma varētu būt tieši elastīguma resursiem [76].

1.3. Elektroenerģijas akumulācija

1.3.1. Hidroakumulācija

HAES īsteno senāko un elektroenerģētikā visvairāk izmantoto enerģijas uzkrāšanas metodi. Vairāk nekā 99% no pasaulē uzstādītās elektroenerģijas akumulācijas jaudas realizēta tieši HAES [77]. To lielo popularitāti var skaidrot ar tehnoloģijas briedumu un nosacīto vienkāršību – akumulācijas režīmā ūdens tiek sūknēts no zemākā uz augstāko rezervuāru, bet ģenerācijas režīmā ūdenim ļauj gravitācijas ietekmē iedarboties uz turbīnu, tādējādi ražojot elektroenerģiju. Hidroakumulācijas shēmas veiksmīgai īstenošanai svarīgs nosacījums ir piemērotas atrašanās vietas izraudzīšanās, lai varētu panākt gana lielu augstumu starpību starp rezervuāriem. HAES var tikt īstenotas gan atsevišķi (bez dabiskās pieplūdes augšējā rezervuārā), gan ar sūkņu stacijas pievienošanu tradicionālajām HES.

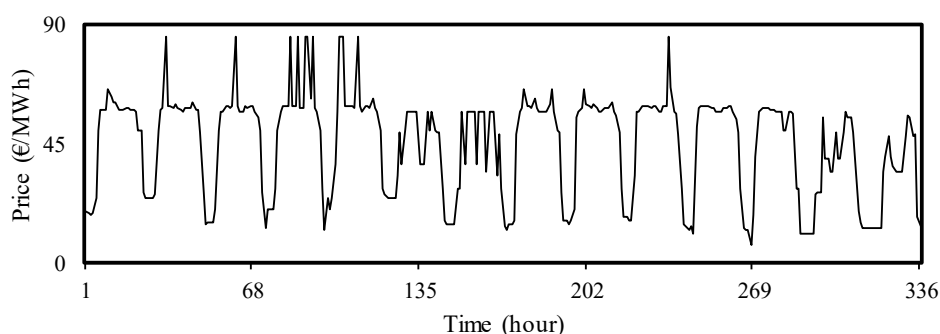
Lai gan hidroakumulāciju pieņemts uzskatīt par nobriedušu tehnoloģiju [78], kur strauja attīstība nav gaidāma, dažkārt joprojām parādās jauni, inovatīvi tās risinājumi. Piemēram, uzņēmums “GE” **Gaildorfā**, Vācijā, uzstādījis inovatīvu un unikālu hibrīdsistēmu, kombinējot vēja turbīnas ar HAES. Lejas rezervuārs un 16 MW HAES atrodas ielejā, bet 3,2 km attālumā ~200 m augstāk izbūvētas četras vēja turbīnas ar kopējo uzstādīto jaudu 13,6 MW. Turbīnu pamatos, kā arī mastu lejasdaļā līdz pat 40 m virs pamatnes izveidoti ūdens rezervuāri, kas ļauj akumulēt enerģiju 70 MWh apjomā. Šāda inovatīva mastu izmantošana ļauj palielināt HAES spiedienaugstumu par papildu 40 metriem, tādējādi palielinot gan hidroagregātu efektivitāti, gan uzkrājamās enerģijas apjomu. Turklāt ūdens rezervuāra izveide pamatnē ļāvusi palielināt vēja turbīnas masta augstumu un tās ražību [79]. Jāpiebilst, ka augstākās turbīnas masts atrodas 223 m virs zemes, bet kopējais augstums sasniedz 501,5 m virs jūras līmeņa.

Pašlaik vienīgā hidroakumulācijas stacija Baltijas reģionā atrodas Lietuvā – **Kroņu HAES**. Tai ir četras reversīvas turbīnas/sūkņi ar kopējo jaudu 900 MW gan akumulācijas, gan ģenerācijas režīmā. Pēc augšējā rezervuāra piepildīšanas Kroņu HAES spēj ražot elektroenerģiju ar pilnu jaudu 12 stundas; HAES lietderības koeficients ir 74%. Stacijas galvenie uzdevumi ir elektriskās sistēmas balansēšana, sprieguma un frekvences regulēšana un energosistēmas darbības atjaunošana pēc tās sabrukuma.

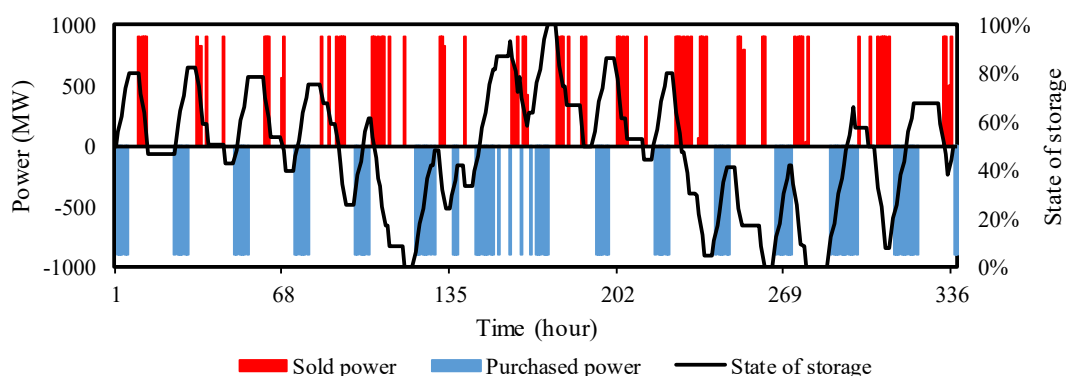
Kroņu HAES tiek apsvērti arī piektā hidroagregāta uzstādīšana. Jau kopš 2013. gada šis projekts ir ES PCI projektu sarakstā. 2019. gadā tas saņēmis Eiropas Komisijas daļēju finansējumu tehnoloģiskai un sociālekonomiskai priekšizpētei [80].

Igaunijā toties ir interese par tādas hidroakumulācijas stacijas būvniecību, kuras augšējā rezervuārā būtu jūras ūdens. Paldisku pašvaldībā plānotās **500 MW HAES** lejas rezervuārs atrastos dziļi pazemē. Projekta attīstītāji Paldiskiem pievērsās pēc astoņus gadus ilgušiem neveiksmīgiem mēģinājumiem saskaņot būvniecību citā ostas pilsētā – Mūgu [81]. Šis projekts ir saņēmis atbalstu no *Connecting Europe Facility* programmas, kurš tiks izmantots ģeoloģiskai, tehnoloģiskai un ietekmes uz vidi izpētei. Stacijas būvniecību paredzēts sākt 2022. gadā, un tās darbību uzsākt 2029. gadā [82]. Arī šis projekts ir PCI projektu sarakstā [83].

HAES stacijām ir plašas lietojuma iespējas. Taču inovācijas šajā sfērā ir tomēr mazāk sagaidāmas no tehnoloģiskās puses un vairāk – no to vadības metožu un algoritmu puses. Akumulācijas staciju vadība un režīmu plānošana ir ļoti svarīgs optimizācijas uzdevums, kura risināšanā iesaistīti arī Latvijas zinātnieki. Tā, piemēram, tiek veikta HAES modelēšana gan dalībai nākamās dienas tirgū (t.i., tā saucamais *price arbitrage*¹² režīms – 1.16. un 1.17. att. [84]), gan koordinēta darbība ar vēja elektrostacijām, lai samazinātu izmaksas par to darbības prognožu neprecizitāšu dēļ radītiem nebalansiem enerģosistēmā.



1.16. att. Elektroenerģijas tirgus cena modelēšanas piemēram



1.17. att. HAES modelēšanas piemēra rezultāti¹³

¹² Cenu svārstību izmantošana ekonomiskā labuma gūšanai

¹³ Atainots optimālais darba grafiks divu nedēļu periodā un ūdens aizpildījums augšējā rezervuārā.

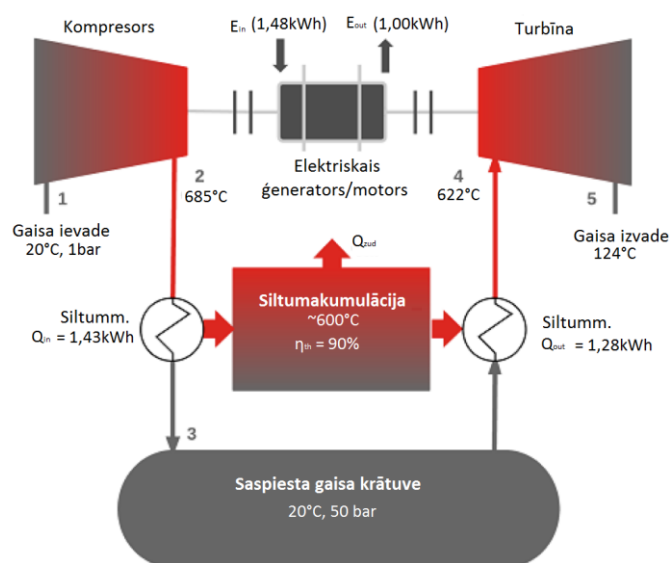
Arī šādu aprēķinu un optimizācijas modeļu izveidei ļoti nozīmīga ir dažādu prognozēšanas metožu attīstība, jo darba režīmu plānošanai nepieciešamas pietiekami precīzas un uzticamas tirgus cenas un citu mainīgo lielumu prognozes. Aprēķinu piemērā 1.17. att. var labi redzēt, piemēram, ka tāda mēroga HAES kā Kroņos plānošanas perioda ilgumam jābūt vismaz vairāku nedēļu ilgumam, jo divu nedēļu laika periodam modelētajā režīmā rezervuārā tikai vienreiz tika sasniegts tā maksimālais un divreiz – minimālais līmenis. Attiecīgi arī jāattīsta spēja veikt prognozes dažāda ilguma laika periodiem.

1.3.2. Saspiesta gaisa akumulācija

HAES ir vienīgā pašlaik Baltijas valstīs izmantotā liela apjoma elektroenerģijas akumulācijas sistēma [85], taču pasaulē daudz uzmanības tiek veltīts arī alternatīviem risinājumiem. Nākotnē, kad šie paņēmieni būs sasnieguši pietiekamu tehnoloģisko briedumu un pieprasījums pēc enerģijas akumulācijas audzis, to izmantošana var kļūt izdevīga arī Baltijas energosistēmās.

Viena no potenciāli daudzsoļām metodēm ir saspiesta gaisa enerģijas akumulācija (SGEA). SGEA stacijas darbības princips ir līdzīgs tradicionālajām gāzturbīnu elektrostacijām. Atšķirība izpaužas tajā, ka kompresijas un izplešanās cikli ir atdalīti laikā nesaistītos procesos [86]. Lētāka elektrība tiek izmantota, lai saspiestu no apkārtējās vides ņemtu gaisu. Tālāk tas tiek atdzesēts starpdzesētājos un noglabāts vai nu cisternās, vai arī pazemes dobumos. Savukārt elektroenerģijas ražošanas fāzē iepriekš saspiestais gaiss tiek vispirms priekšsildīts un tad sajaukts ar dabasgāzi. Pēc tam šis maisījums tiek sadedzināts degkamerā, izplešoties caur vairākpakāpju turbīnu. Pasaulē pirmās divas liela mēroga SGEA stacijas tika uzbūvētas Huntorvā, Vācijā (290 MW) un Makintošā, ASV (110 MW) [86].

Kurināmā dedzināšana elektrības ražošanas procesā ir acīmredzama līdzšinējās SGEA tehnoloģijas nepilnība. Tomēr jaunākajos pētījumos šo trūkumu cenšas risināt, īstenojot adiabatisku procesu, kas ļauj no degkameras atteikties. To panāk, uzglabājot kompresijas procesā izdalīto siltumu un pēc tam izmantojot to izplešanās procesā.



1.18. att. Adiabatiskas saspiesta gaisa enerģijas akumulācijas darbības princips

Lielākais izaicinājums adiabatisku SGEA attīstībā ir rentablas termālās enerģijas akumulācijas sistēmas un augstspiediena kompresoru, kas spētu izturēt palielinātās kompresijas temperatūras, izveide [86]. Taču, ja vairs nav nepieciešama kurināmā padeve, tad adiabatisku SGEA pielietojums kļūst līdzvērtīgs citām tehnoloģijām, it īpaši hidroakumulācijai. A-SGEA princips parādīts 1.18. att. [87]. Uzskatāmībai pieņemts, ka ģenerators izstrādājis 1 kWh elektroenerģijas.

1.3.3. Ūdeņraža ieguve

Atjaunīgo energoresursu efektīvas izmantošanas kontekstā pēdējā laikā lielu uzmanību izpelnās ideja izmantot ūdeņradi kā enerģijas uzglabāšanas vidi [88]. Proti, to var viegli iegūt elektrolīzes procesā (1.19. att.), izmantojot vai nu lētāku elektroenerģiju maza pieprasījuma periodā, vai arī pārtraukumaino elektroenerģijas avotu pārprodukciju.



1.19. att. Ūdeņraža iegūšanas ar elektroenerģiju princips

Iegūto ūdeņradi var pēc tam uzglabāt dažādās formās, t. i., kā gāzi, šķidrā veidā vai metālu hidrīdos. Ūdeņradi neielielos daudzumos (dažus procentus) var piejaukt dabasgāzei cauruļvados, to var arī uzglabāt tvertnēs maza/vidēja mēroga vai pazemē – liela mēroga akumulācijai [89]. Šīs iespējas ir interesantas Latvijas kontekstā [84], ņemot vērā labi attīstīto dabasgāzes infrastruktūru, tostarp Inčukalna pazemes gāzes krātuvi un īpašos ģeoloģiskos veidojumus ar poraina smilšakmens slāņiem, kur nākotnē varētu tikt izveidotas gāzes krātuves.

Ūdeņradi vēlāk var izmantot kā rūpniecībā, tā transportā un arī metanācijā, iegūstot sintētisko gāzi. Tāpat to iespējams arī pārvērst elektroenerģijā, izmantojot degvielas šūnas vai speciāli pielāgotās gāzturbīnas¹⁴ [90]. Efektivitāti var kāpināt arī tad, ja tiek lietderīgi izmantots degvielas šūnās izdalītais siltums, tātad faktiski mikroģenerācijas procesā. Pašlaik divi lielākie šķēršļi ūdeņraža uzglabāšanas sistēmu izveidei un izmantošanai ir zemā enerģijas pārveidošanas efektivitāte un lielle nepieciešamie kapitālieguldījumi. Aplēses par dažādu procesu efektivitāti dotas 1.4. tab.

1.4. tab. Dažādu enerģijas pārveides procesu efektivitāte

Process	Efektivitāte
<i>power-to-hydrogen</i>	54–77%
<i>power-to-methane</i>	49–65%
<i>power-to-gas-to-power</i>	30–44%
<i>power-to-gas-to-power/heat</i>	43–62%

¹⁴ Tā saucamais *power-to-gas-to-power* princips.

1.3.4. Maza mēroga enerģijas akumulācija

Atsevišķa uzmanība jāvelta mazāka mēroga elektroenerģijas akumulācijas iespējām. Baltijas energosistēmās šīs tehnoloģijas pagaidām netiek plaši izmantotas, bet, to izmaksām samazinoties un tehnoloģiskajai gatavībai augot, var sagaidīt pielietojuma kāpumu.

Elektriskie sparrati uzglabā enerģiju savā griešanās momentā, t. i., uzlādējoties tos iegriež motors, bet izlādējoties šis motors tiek izmantots elektroenerģijas ģenerācijai. Salīdzinot ar iepriekš aprakstītajām tehnoloģijām, sparratiem ir liela jauda, bet ievērojami īsāki izlādēšanās laiki (mazāk par minūti un līdz pat 30 minūtēm). Elektriskos sparratus pārsvarā lieto elektroenerģijas kvalitātes nodrošināšanā, bet tikpat labi tos var izmantot arī reaktīvās jaudas kompensēšanā, rotējošās rezerves jaudas uzturēšanā un sprieguma regulēšanā. To galvenā priekšrocība, salīdzinot ar citām enerģijas akumulācijas tehnoloģijām, ir ļoti ātrās regulēšanas iespējas [91]. Sparratu izpēti un attīstības virzienos galvenais mērķis palielināt to uzglabātās enerģijas blīvumu un īpatnējo enerģiju, izstrādājot modernākus materiālus sparratu konstrukcijām, kā arī izmaksu samazināšana un pašizlādes minimizēšana [92]. Pēdējie divi apstākļi ir jo īpaši būtiski efektīvai sparratu tehnoloģijas izmantošanai energosistēmās.

Kondensatori ir viens no vienkāršākajiem elektroenerģijas uzglabāšanas veidiem, jo pašā būtībā tie sastāv no divām metāla plāksnēm, kas atdalītas ar dielektrisku slāni. Kondensatorus var ļoti ātri uzlādēt un veikt ar tiem lielu skaitu darba operāciju. Līdzīgi sparratiem, tie ir piemēroti elektroenerģijas kvalitātes nodrošināšanai, bet lieljaudas kondensatori var noderēt arī pīķa slodžu nodrošināšanai [93]. Gan sparratiem, gan kondensatoriem ir liels lietderības koeficients, bet mazs enerģijas blīvums un vērā ņemama pašizlāde, kas ierobežo to izmantošanu. Tie pārsvarā noder enerģijas īstermiņa uzglabāšanai. Liels inovatīvais potenciāls ir hibridām elektroenerģijas tehnoloģiju kombinācijām, kur tiek izmantotas dažādu tehnoloģiju stiprās puses. Tā, piemēram, tiek pētīta superkondensatoru koordinēta darbība ar elektroķīmiskajiem akumulatoriem – elektroķīmiskie akumulatori var palīdzēt atrisināt superkondensatoru sprieguma samazinājuma problēmu enerģijas izlādes laikā [94].

Supravadītāju magnētiskā lauka enerģijas akumulācija (SMLEA) turpretī ļauj uzglabāt elektroenerģiju bez tās pārveidošanas citos enerģijas veidos, t. i., līdzstrāvas radītajā magnētiskajā laukā. Galvenā sastāvdaļa ir no supravadoša materiāla (parasti niobija-titāna sakausējuma) izgatavota noslēgta spole, kurā strāva var ilgstoši cirkulēt teju bez zudumiem. Supravadītspējas nodrošināšanai spole tiek iegremdēta dzesētājā, piemēram, šķidrā hēlijā. SMLEA sistēmas ir piemērotas ilgstošai darbībai, piemēram, gādājot par elektroenerģijas kvalitāti vai sprieguma stabilitāti [95]. Taču tehnoloģijas lielās izmaksas un spēcīgā magnētiskā lauka radītie traucējumi attur no plašas šādas akumulācijas sistēmas izmantošanas [96], [97].

Siltumenerģijas akumulācija ir vēl viena efektīva metode maksimumslodžu ierobežošanai energosistēmās, kur plaši tiek izmantoti elektriskie telpu un ūdens sildītāji. Vairāk informācijas par maza mēroga siltumakumulācijas sistēmām var atrast avotos [98] un [99], kā arī attiecīgajā nodaļā šajā dokumentā.

Visbeidzot, viena no daudzsolšākajām maza apjoma enerģijas uzkrāšanas ierīcēm ir **elektroķīmiskie akumulatori**. Ir pieejams liels klāsts to veidu, piemēram, vanādija redoksa, cinka-broma, plūsmas akumulatori, litija jonu, nātrija niķeļa hlorīda, nātrija-sēra, svinskābes u. c.

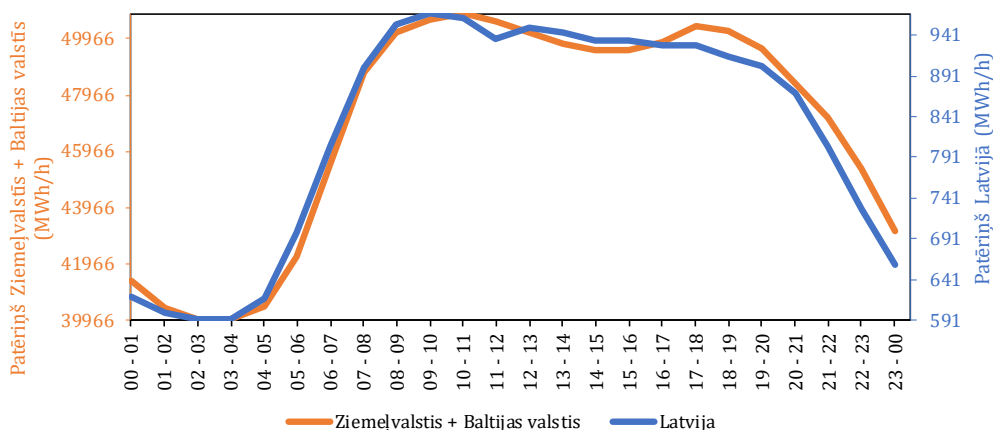
Vairumam no tiem ir augsts lietderības koeficients, kam pretnostatīts salīdzinoši īss darba mūžs un ierobežotas izlādes iespējas. Lielākā daļa elektroķīmisko akumulatoru satur toksiskas vielas; tamdēļ, lai novērstu kaitējumu videi, nepieciešama to pareiza utilizācija [96].

Salīdzinot visus enerģijas akumulācijas veidus, liela pētnieku uzmanība tiek un tiks veltīta tieši elektroķīmisko akumulatoru turpmākai izpētei. Prognozē, ka tie kļūs par lētāko enerģijas akumulācijas tehnoloģiju tādos lietojumos, kur nepieciešams relatīvi mazs uzlādes/izlādes ciklu skaits. No elektroķīmiskajiem akumulatoriem tieši litija jonu tehnoloģijai ir aizvien nozīmīgāka loma mobilās elektroenerģijas akumulācijas realizācijā (t. i., elektriskajos transportlīdzekļos), taču to darbības principi un izmaksas varētu ierobežot to lietojumu citās jomās. Nātrija jonu akumulatoriem arī ir potenciāls sasniegt tādu tehnoloģisko briedumu, kāds ir litija jonu akumulatoriem [100].

Lai gan pagaidām vienīgais Baltijas valstīs plaši izmantotais elektroenerģijas akumulācijas veids ir hidroakumulācija, straujā citu tehnoloģiju attīstība nākotnē sola to lietderības koeficientu pieaugumu un izmaksu samazinājumu. Kaut gan pašreizējā situācijā pieprasījums pēc enerģijas uzkrāšanas nav liels, turpmāka Baltijas energosistēmu integrācija ar Skandināviju un papildu investīcijas vietējā vēja enerģijas potenciāla apgūšanā var radīt bažas par efektīvu mainīga rakstura energoresursu izmantošanu. Enerģijas akumulācija ir pašsaprotams risinājums pārtraukumaino enerģijas avotu efektīvākai integrācijai, kas ļauj atturēties no vērtīgās un dabai draudzīgās ģenerācijas ierobežošanas. No tā izriet, ka ilgtermiņā turpmāka izpēte un investīcijas enerģijas akumulācijas tehnoloģijās sagaidāmas ne tikai pasaulē kopumā, bet arī Baltijas valstīs [101].

1.4. Elektroenerģijas patēriņš

Elektroenerģijas patēriņa diennakts grafika klasiskā forma laika gaitā nav sevišķi mainījusies un dažādām pasaules valstīm tā kopumā ir līdzīga. 1.20. att. parādīts vidējais patēriņa diennakts grafiks summāri Ziemeļvalstu/Baltijas valstu reģionā, kā arī atsevišķi Latvijā pēdējos sešos gados [19]. Lai grafiku forma būtu vieglāk nolasāma, vertikālo asu robežas izvēlētas vienādas ar maksimālo vidējo un minimālo vidējo stundas patēriņu.



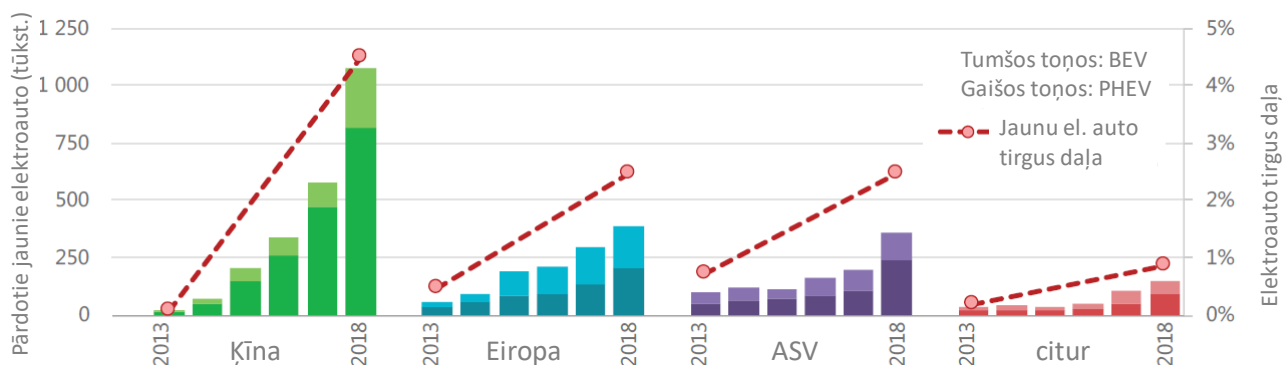
1.20. att. Vidējais elektroenerģijas patēriņa diennakts grafiks 2014.–2019. gadā

Taču nākotnē sagaidāmas ievērojamas elektroenerģijas patēriņa grafika izmaiņas, it īpaši aplūkojot šo jautājumu ilgtermiņā. Daudzos avotos kā galvenie šādu izmaiņu virzītājspēki figurē dažādu sektoru elektrifikācija, galvenokārt elektriskā transporta un apsildes, kā arī pieprasījuma elastības risinājumu attīstība [59], [102], [103].

1.4.1. Elektriskās automašīnas

Pamatā izšķir divu veidu elektriskās automašīnas – tādas, kurās ir tikai elektromotors, kuru darbina ar enerģiju no elektroķīmiskā akumulatora (BEV¹⁵), un tādas, kurās papildus ir arī iekšdedzes dzinējs, kuru izmanto, piemēram, garākiem braucieniem. Otrā veida automašīnas ir hibrīdi, turklāt var būt gan tādi tehnoloģiskie risinājumi, kur automašīnā esošo akumulatoru uzlādē, pieslēdzot to elektrotīklam (PHEV¹⁶), gan tādi, kuros tas tiek uzlādēts no iekšdedzes dzinēja un rekuperatīvās bremzēšanas ceļā [104]. Pēdējās gan elektroķīmisko akumulatoru enerģijas ietilpība ir salīdzinoši daudz mazāka un kalpo drīzāk tikai kā atbalsts iekšdedzes dzinējam.

No Starptautiskās enerģētikas aģentūras (IEA) apkopotajiem datiem (1.21. att. [105]) redzams, ka dažādu veidu pie elektrotīkla pieslēdzamo elektrisko automobiļu (BEV un PHEV) pārdošanas apjomiem ir tendence augt, lai gan to tirgus daļa kopumā joprojām ir samērā neliela. Nozīmīgs izņēmums gan ir Norvēģija, kur jaunu elektroauto īpatsvars 2018. gadā sasniedza jau 46% [105].



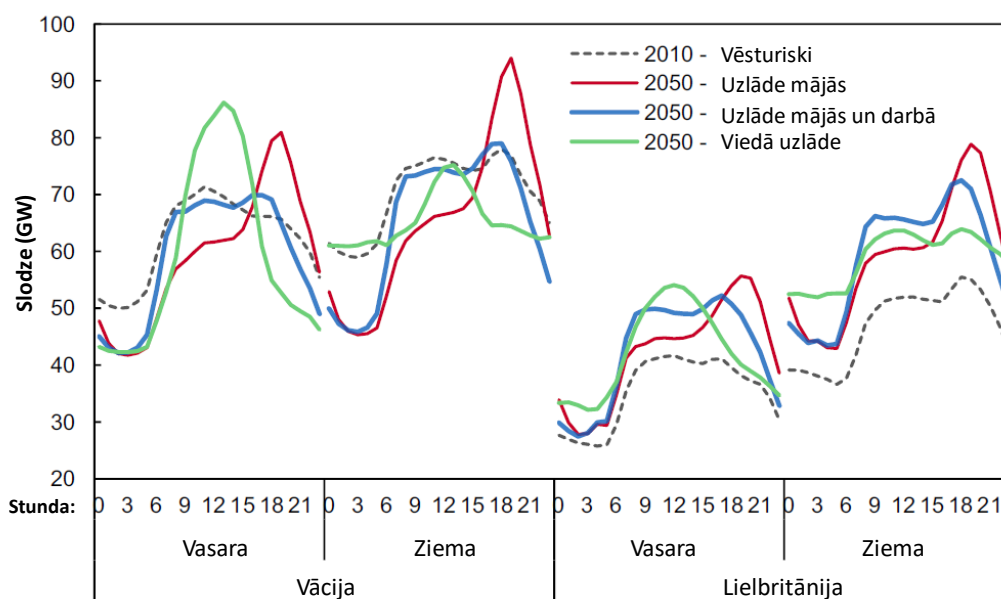
1.21. att. Jaunu elektroauto pārdošanas apjomi un tirgus daļa dažādos reģionos

Nākotnē ir sagaidāms straujš elektroauto skaita kāpuma turpinājums, ņemot vērā dažādu valstu politiski nospraustos mērķus par tradicionālo automobiļu ar iekšdedzes dzinējiem tirdzniecības aizliegumiem vai dažādām atbalsta shēmām elektroauto iegādei. Tomēr elektroauto plašas izplatības priekšnoteikums ir arī elektroķīmisko enerģijas akumulatoru attīstība, gan pilnveidojot to enerģijas uzkrāšanas spējas un citus tehniskos parametrus, gan samazinot to ražošanas izmaksas. Nozīmīga loma ir arī elektriskās uzlādes infrastruktūras un tajā izmantoto tehnoloģiju attīstībai. Ņemot vērā šos faktorus, IEA modelē, ka līdz 2030. gadam elektroauto skaits pasaulē varētu sasniegt 130–250 miljonus (atkarībā no scenārija) [105].

¹⁵ BEV – battery electric vehicle

¹⁶ PHEV – plug-in hybrid electric vehicle

Tomēr straujš pie elektrotīkla pieslēdzamu elektroauto skaita kāpums var izraisīt ievērojamas kopējā elektroenerģijas patēriņa grafika izmaiņas. Tā, piemēram, pētījumā [102], kurā analizēta elektroenerģijas patēriņa grafika attīstība Vācijā un Lielbritānijā līdz pat 2050. gadam, secināts, ka pie primitīvākās elektroauto uzlādes stratēģijas (kurā tie tiek uzlādēti pēc pēdējā brauciena, t. i., vakarā, atgriežoties no darba) novērojams ļoti izteikts vakara pīķa slodzes kāpums. Ja elektroauto tiek uzlādēti, arī to īpašniekiem atrodoties darbā, tad šie pīķi ir mazāki, bet joprojām lieli. 1.22. att. ļoti labi ilustrē nepieciešamību pēc viedām uzlādes stratēģijām (attēlā zaļā krāsā), kas ļauj optimizēt elektroauto esošo enerģijas akumulatoru izmantošanu, sniedzot vislielāko ieguvumu gan automobiļu īpašniekiem, gan energosistēmai kopumā. Pīķa patēriņu tad, piemēram, iespējams pārcelt tuvāk dienas vidum, kad energosistēmā ir lielākais no saules enerģijas ražotās elektroenerģijas apjoms [102].



1.22. att. Modelētais elektroenerģijas diennakts patēriņa grafiks Vācijā un Lielbritānijā pie dažādām elektroauto uzlādes stratēģijām

Rezumējot, elektrisko automobiļu lielāka izplatība var radīt dažādas problēmas un izaicinājumus elektroenerģijas sistēmu darbībā, taču tie var arī piedāvāt risinājumus šīm problēmām, turklāt veicināt arī pilnvērtīgāku pāreju uz plašu AER izmantošanu energosistēmā. Elektroauto nozīmīgu ieguvumu energosistēmu darbībā rada tad, ja to uzlāde tiek vadīta ar viediem algoritmiem un stratēģijām, izmantojot tos kā izkliedētas enerģijas akumulācijas iespēju, kas summāri var konkurēt ar un pat pārsniegt 1.3. nodaļā aprakstīto liela mēroga enerģijas akumulācijas tehnoloģiju sniegtās iespējas.

1.4.2. Pieprasījuma reakcija

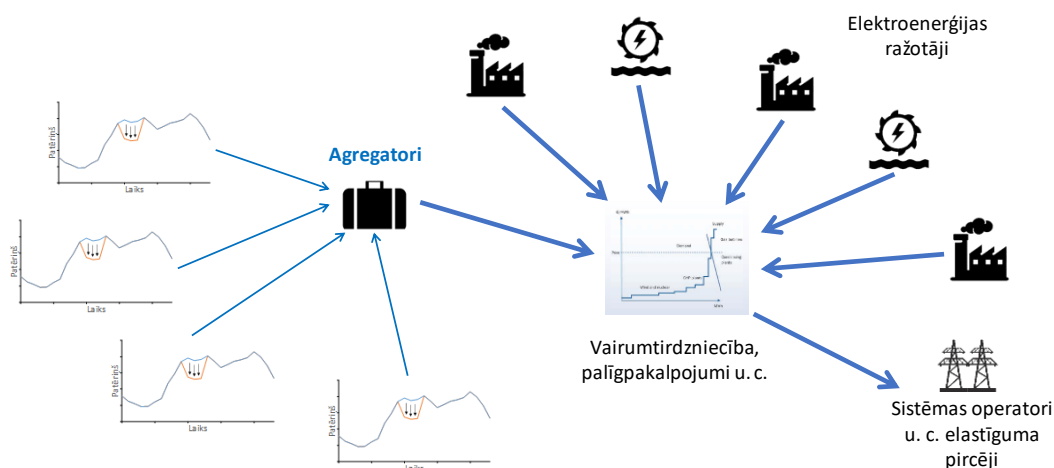
Elektroauto uzlāžu vieda vadība ir pieprasījuma reakcijas veids. Taču kopumā jēdziens “pieprasījuma reakcija” ir daudz plašāks. Pamatā izšķir tā saukto netiešo un tiešo pieprasījuma reakciju. Netiešā pieprasījuma reakcija izpaužas tā, ka elektroenerģijas lietotāji maina savu

patēriņa grafiku, pieskaņojot to ārējiem signāliem. Visizplatītākais netiešas pieprasījuma reakcijas veids ir laikā mainīgu elektroenerģijas tarifu izmantošana. Ja katrā stundā elektroenerģijas cena ir citāda, turklāt piesaistīta elektroenerģijas tā brīža tirgus cenai, tad tas ļauj lietotājiem optimizēt savu patēriņa grafiku, minimizējot izmaksas par elektroenerģiju. Savukārt, ja energosistēmā ir pietiekami liels skaits lietotāju ar dinamiskiem tarifiem, tad tas veicina kopējo patēriņa grafika izlīdzināšanos. Protams, jo līdzienāks ir kopējais patēriņa grafiks, jo mazākas būs elektroenerģijas cenu svārstības un līdz ar to mazināsies jēga pielāgot patēriņu cenu izmaiņām. Tomēr šo kanibālisma efektu var mīkstināt liels saules un vēja enerģijas īpatsvars energosistēmas ģenerācijas portfelī, jo laikos, kad prognozēta liela šo resursu izstrāde, cenām vajadzētu samazināties, ļaujot lietotājiem gūt no tā labumu [106].

Savukārt tieša pieprasījuma reakcija īstenojama tad, ja elektroenerģijas lietotāja elektroietaisies reaģē uz tiešu ārēju signālu. Piemēram, ja pārvades sistēmas operators energosistēmas balansa noturēšanai vēlas šīs elektroietaisies atslēgt. Dažādu gan tehnoloģisko, gan algoritmisku risinājumu attīstībai būs ļoti liela nozīme pieprasījuma reakcijas iespēju efektīvai izmantošanai nākotnē. Šis ir jautājums, kas tiek ļoti aktīvi pētīts, tostarp arī Latvijā [107]–[109].

1.4.3. Agregatori

Agregatori ir nozīmīgi efektīvai mazu elektroenerģijas patērētāju elastīguma izmantošanai pieprasījuma reakcijas pakalpojumu nodrošināšanā. Agregators ir elektroenerģijas tirgus dalībnieks, kas apkopo dažādu tādu lietotāju elastību, kuri atsevišķi būtu pārāk mazi, lai piedalītos elektroenerģijas vai palīgpakalpojumu tirgos, jo neatbilstu to noteiktajām minimālajām prasībām, vai arī nesniegtu nekādu vērā ņemamu efektu energosistēmas darbības uzlabošanā.



1.23. att. Pieprasījuma reakcijas agregatori kā konkurenti tradicionālajiem elektroenerģijas ražotājiem

Agregatoru darbības būtība ilustrēta 1.23. att. Tomēr vispārīgā gadījumā agregatori neapkopo tikai pieprasījuma reakciju (t.i., patēriņa elastību), bet arī izkliegtās ģenerācijas resursus vai pat kombinē patēriņa un ģenerācijas elastību. Ar agregatoriem saistītas izmaiņas

Eiropas valstu energosistēmās gaidāmas jau tuvāko gadu laikā, jo līdz 2020. gada beigām ES dalībvalstīm ir jāpārņem jaunās elektroenerģijas tirgus direktīvas [110] prasības par neatkarīgu agregatoru nediskriminējošu iesaisti visos organizētos elektroenerģijas tirgos.

Neatkarīgie agregatori ir agregatoru tips, kuri var izmantot elektroenerģijas lietotāju elastību, neprasot šai darbībai atļauju no lietotāja esošā elektroenerģijas tirgotāja vai balansatbildības nodrošinātāja. Ar to ieviešanu saistītie problēmjasautājumi tika sīkāk iztirzāti iepriekšējā projekta INGRIDO ziņojumā¹⁷.

¹⁷ "Elektroenerģijas agregatori: risinājumu analīze un priekšlikumi to integrācijai pakalpojumu tirgū", 01.07.2019.

2. Inovācijas siltumenerģētikā

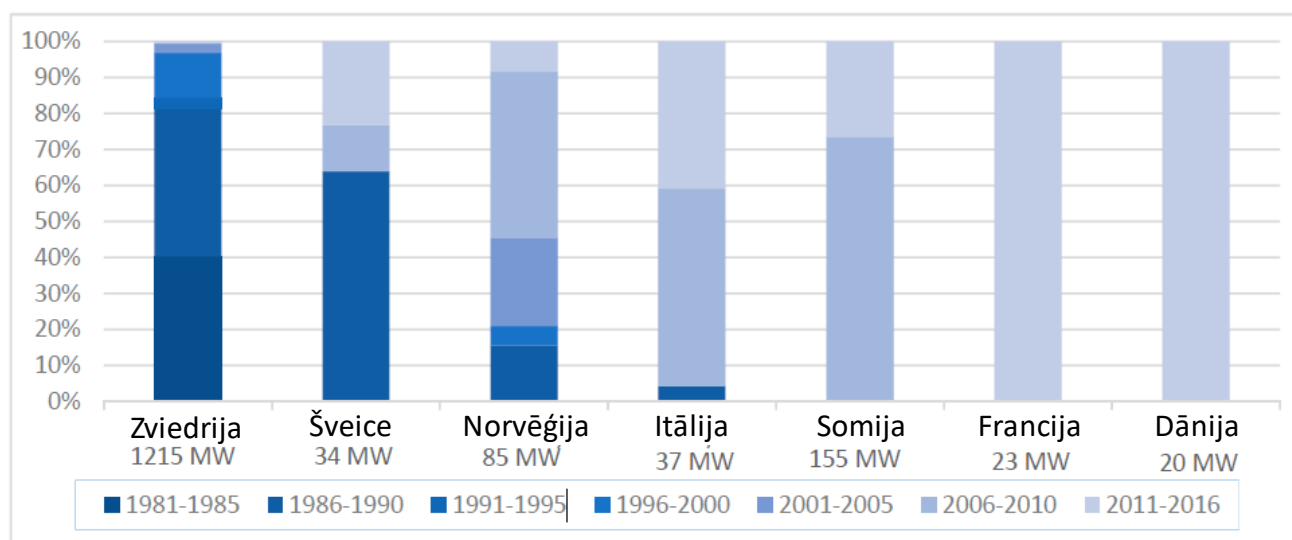
2.1. Siltumenerģijas ražošana

2.1.1. Siltumsūkņi

Projektā *Heat Roadmap Europe* secināts, ka 2050. gadā ar centralizētās siltumapgādes sistēmām tiks nodrošināti 50% no visa siltumenerģijas pieprasījuma, turklāt 25–30% no tā saražos ar lieljaudas elektriskajiem siltumsūkņiem [111]. Lai to panāktu, šādu siltumsūkņu kopējai siltumjaudai būtu jāsasniedz 40 GW un jāsarāžo 520 TWh siltumenerģijas gadā ar efektivitātes koeficientu (COP) 3. Tādējādi daudz vairāk tiktu izmantoti alternatīvi siltumenerģijas avoti – gan AER, gan atkritumsiltums.

Atkritumsiltums jeb pārpalikuma siltums ir rūpniecības atliekenerģijas veids, kas rodas no dažādām eksotermiskām darbībām. Dažkārt tam ir siltumapgādes sistēmām nepieciešamā temperatūra, bet, kad tā nav, tad siltumenerģijas pārveidei no zemas temperatūras avota uz augstas temperatūras saņēmēju (siltumapgādes sistēmu) varētu izmantot lieljaudas siltumsūkņus slēgtā kompresijas procesā. Šādas tehnoloģijas priekšrocība ir augstāka efektivitāte, salīdzinot ar kurināmajiem katliem, un iespēja izmantot lētus siltumavotus, lai balansētu ne tikai siltumapgādes, bet arī elektroapgādes sistēmu [112]. Šāda veida liela mēroga siltumsūkņi ir identificēti kā svarīga viedo energosistēmu sastāvdaļa, lai būtu iespējams panākt 100% atjaunīgo resursu izmantošanu energoapgādē [113].

Pētījumā *Heat Roadmap Europe* tika secināts, ka šobrīd lieljaudas (> 1 MW) siltumsūkņi Eiropā ir uzstādīti tikai 11 valstīs, kopumā 149 vienības ar summāro termālo jaudu ap 1580 MW. Tādējādi, lai sasniegtu 2050. gadam izvirzītos mērķus, siltumapgādes sistēmās integrēto lieljaudas siltumsūkņu skaitam un kopējai jaudai būtu ievērojami jāpieaug. Pašlaik pārlicinoši vislielākā lielo siltumsūkņu jauda ir Zviedrijā (1215 MW), bet vērā ņemams apjoms ir uzstādīts arī citās Ziemeļvalstīs. Šī informācija apkopota 2.1. att. [111].



2.1. att. Lieljaudas siltumsūkņu kopējā jauda dažādās valstīs pa uzstādīšanas gadiem

2.1.2. Hibrīdie saules paneļi

Daudz pētījumu tiek veltīti tam, lai analizētu un optimizētu siltumsūkņu darbību kombinācijā ar hibrīdajiem PV-T¹⁸ jeb termoelektriskajiem saules paneļiem [114]–[116]. PV-T paneļu galvenā atšķirība no tradicionālajiem saules paneļiem ir tāda, ka ar PV-T paneļiem tiek ražota ne tikai elektroenerģija, bet arī siltumenerģija. Tradicionālo PV paneļu trūkums ir tas, ka tiem ir samērā zema efektivitāte (ap 20%) un liela daļa no absorbētās saules enerģijas tiek izdalīta kā siltums. Šis siltums turklāt uzkrāsē paneļus, samazinot to efektivitāti. Tāpēc, ar dzesēšanas šķidrums savācot daļu no šī siltuma un tādējādi dzesējot paneļus, var gan uzlabot elektroenerģijas iegūšanas efektivitāti, gan iegūt siltumenerģiju izmantošanai mājoklī [115].

Pētījumā [117] tika secināts, ka ar hibrīdo PV-T sistēmu var iegūt augstāku energoapgādes efektivitāti, nekā izmantojot fotoelektriskos paneļus un saules kolektoros nesaistītā sistēmā. Tas rezultējas gan lielākos primārās enerģijas ietaupījumos, gan lielākā kopējā iegūtās enerģijas apjomā pie tādas pašas izmantotās jumta vai citas virsmas platības.

Jāpiemin, ka RTU Enerģētikas institūts programmas “Apvārsnis 2020” projekta “SunHorizon” ietvaros veiks hibrīdo saules paneļu testēšanu tieši kombinācijā ar siltumsūkņiem un siltumakumulācijas stratifikācijas tvertni reālos apstākļos Latvijas māsaimniecībās [118].

2.1.3. Mikrokoģenerācija

Vēl viens perspektīvs virziens, kurā varētu attīstīties nākotnes siltumenerģijas ražošanas tehnoloģijas, ir mikrokoģenerācija. Tas ir īpaši aktuāli, ņemot vērā iepriekš aprakstītās *power-to-gas* tehnoloģijas un ūdeņraža kā enerģijas akumulācijas veida izmantošanu. Lai gan vēl samērā nesen ūdeņraža tehnoloģijas un kurināmā elementu izmantošana, lai ar mikrokoģenerācijas palīdzību izveidotu zemoglekļa siltumapgādes sistēmas, nebija Eiropā populārs virziens un ilgtermiņa attīstības scenārijos tam nereti netika atvēlēta liela loma, Āzijā ūdeņraža tehnoloģijām tiek atvēlēts liels atbalsts, tostarp lai panāktu inovatīvāko tehnoloģiju veiksmīgu komercializāciju un ieviešanu [119].

No visām koģenerācijas tehnoloģijām kurināmā elementi nodrošina vislielāko elektroenerģijas attiecību pret siltumenerģiju. Tā ir elastīga un modulāra tehnoloģija, kuru viegli mērogot no individuālu mājokļu līdz pat lielu biroju ēku un pat industriālu kompleksu energoapgādei. Lai gan ir kurināmā elementi, kas īpaši piemēroti tikai elektroenerģijas ražošanai, visizplatītākais pielietojums ir koģenerācija, ar kuru iespējams sasniegt ārkārtīgi lielu efektivitāti (līdz pat 95%¹⁹), samazinot atkarību no centralizētas energoapgādes, tādējādi potenciāli ietaupot elektroenerģijas izmaksas un samazinot energosistēmas kaitīgos izmešus.

Kurināmā elementi nav vienīgā tehnoloģija apsildei ar ūdeņradi kā enerģijas avotu. Vēl izmantot var arī tiešdedzes ūdenssildāmos katlus un gāzes absorbcijas siltumsūkņus, tomēr kurināmā elementiem ir lielākais potenciāls tieši augstā elektroenerģijas ieguves lietderības koeficienta dēļ. No otras puses, kurināmā elementiem kā degvielu var izmantot ne tikai ūdeņradi. Bieži tiek izmantota arī biogāze vai dabasgāze. Tomēr šajos gadījumos, kad tiek izmantota kāda

¹⁸ PVT – Photovoltaic Thermal

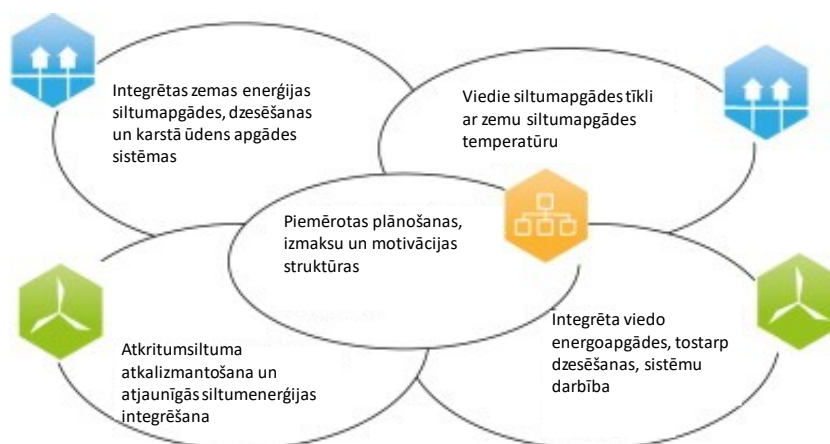
¹⁹ Šī nav pilna cikla efektivitāte, bet gan tieši kurināmā elementu koģenerācijas iespējami augstā efektivitāte.

ogļūdeņraža degviela, tā mikrokoģenerācijas iekārtas iekšējos procesos tāpat tiek reformēta ūdeņradī [119]. Šādas ar dabasgāzi darbināmas mikrokoģenerācijas iekārtas, kurās iekšējos procesos tiek iegūts ūdeņradis kurināmā elementa darbināšanai, ir testētas arī Latvijas apstākļos, RTU Enerģētikas institūtam piedaloties programmas “Apvārsnis 2020” projektā THERMOSS [120].

2.2. Siltumapgādes sistēmas

2.2.1. Ceturtās paaudzes siltumapgādes sistēma

Viena no svarīgākajām inovāciju tendencēm siltumapgādes sistēmās ir pāreja uz ceturtās un piektās paaudzes viedajiem siltumtīkliem. Viedo siltumtīklu ceturtā paaudze paredz, ka cauruļvadu sistēma apvieno siltumavotus un patērētājus kopā ar daudziem izkliedētiem siltuma un dzesēšanas ražotājiem, ieskaitot arī tādus tīkla dalībniekus, kuri var būt gan patērētāji, gan enerģijas piegādātāji jeb tā sauktie ražotājlietotāji²⁰. Ceturtās paaudzes viedie siltumtīkli ir konceptuāli līdzīgi viedajiem elektrotīkliem. Šo vienoto tīklu koncepcija balstās uz atjaunīgajiem energoresursiem, kā arī izkliedētās ģenerācijas izmantošanu siltumenerģijas lietotāju vajadzību apmierināšanai. Ceturtās paaudzes viedo siltumtīklu koncepcijas galvenie pamatprincipi apkopti 2.2. att. [121].



2.2. att. Ceturtās paaudzes viedo siltumtīklu koncepcija

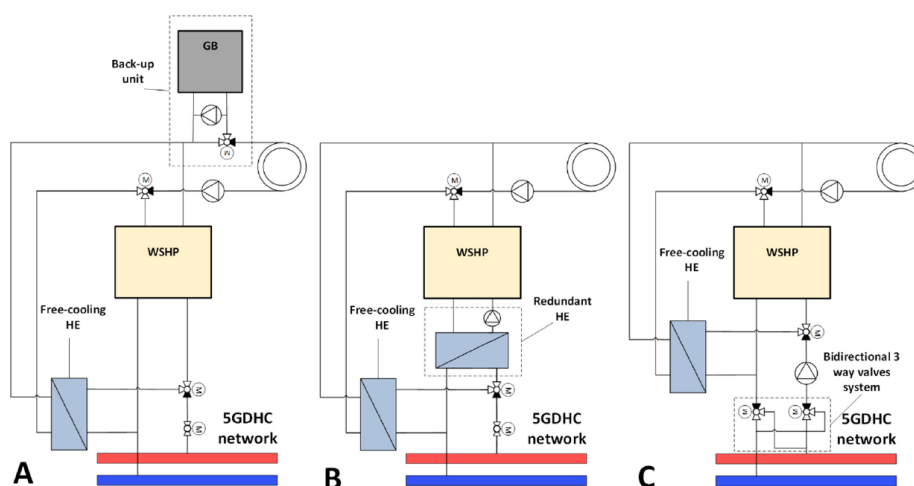
Viedo siltumtīklu un elektrotīklu atšķirība ir tāda, ka pirmie fokusējas uz zemas temperatūras siltuma avotiem un siltuma apmaiņu ar maza enerģijas patēriņa ēkām, savukārt viedie elektrotīkli risina problēmu par to, kā savienot grūti prognozējamos un strauji mainīgos atjaunīgos energoresursus ar elektroenerģijas patēriņu. Tomēr visilgtspējīgākās ir tādas stratēģijas, kur siltumenerģijas un elektroenerģijas apgādes sistēmas savā starpā mijiedarbojas, piemēram, ar tādām iekārtām kā siltumsūkņi un koģenerācijas stacijas [121].

²⁰ ražotājlietotājs – *prosumer* (angļu val.)

2.2.2. Piektās paaudzes siltumapgāde un tās mijiedarbība ar elektroapgādes sistēmu

Piektā siltumapgādes sistēmas paaudze paredz ūdens vai antifrīza izmantošanu kā siltumnesēju, siltumapgādei izmantojot ūdens siltumsūkni (WSHP²¹). Cauruļvados cirkulē siltumnesējs ar zemu temperatūru, līdz ar to šo enerģiju bez temperatūras paaugstināšanas nevar izmantot apkures vajadzībām. Tomēr siltumnesēja zemā temperatūra palielina iespējas izmantot otrreizējo siltumu no pilsētas un esošās infrastruktūras kopā ar atjaunīgajiem energoresursiem. Siltummezgli, kas aprīkoti ar WSHP, kalpo kā hibrīdie siltummezgli un var darboties apsildes vai dzesēšanas režīmā (atkarībā no pieprasījuma), tanī pat laikā saglabājot pieslēgumu vienotam cirkulācijas kontūram ar zemas temperatūras siltumnesēju.

Hibrīdie siltummezgli ļautu uzlabot koordināciju starp elektrības, siltuma un gāzapgādes tīkliem, veicinot decentralizētu energoapgādi. Dažādas piektās paaudzes siltumapgādes sistēmas konfigurācijas ar hibrīdo siltummezglu un WSHP apkopotas 2.3. att. [122].



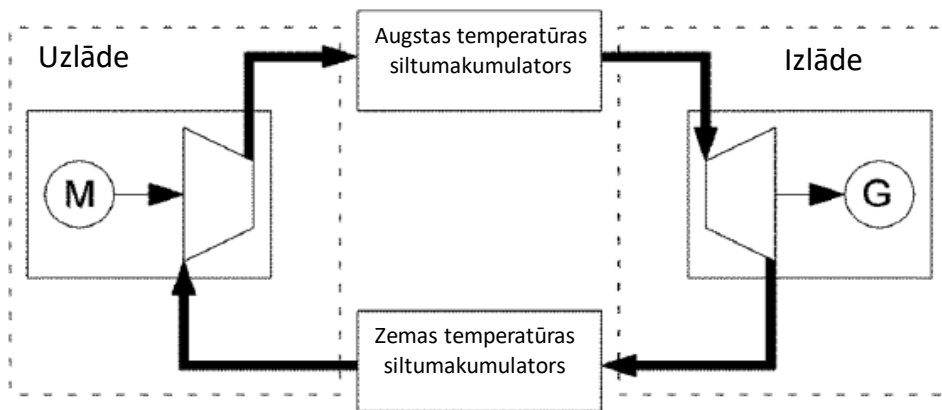
2.3. att. Piektās paaudzes viedo siltumtīklu hibrīdo siltummezglu izpildes varianti

Lai savstarpēji ciešāk integrētu siltumapgādes un elektroapgādes sistēmas, šāda tīkla ietvaros ir iespējams pārveidot siltumu uz elektroenerģiju, izmantojot tā saucamos sūknējamās siltumenerģijas akumulatorus (PTES²²), kas realizē *heat-to-power* principu. Izmantojot siltumenerģijas plūsmu starp augstas un zemas temperatūras akumulatoriem, ir iespējams ģenerēt vai patērēt elektroenerģiju. Šāds darbības princips ir paskaidrots 2.4. att. [123]. Tādējādi var novērst pīķu slodzes vai ģenerācijas pārpalikumu elektrotīklā, vienlaicīgi lietderīgi izmantojot esošo enerģiju siltumtīklos.

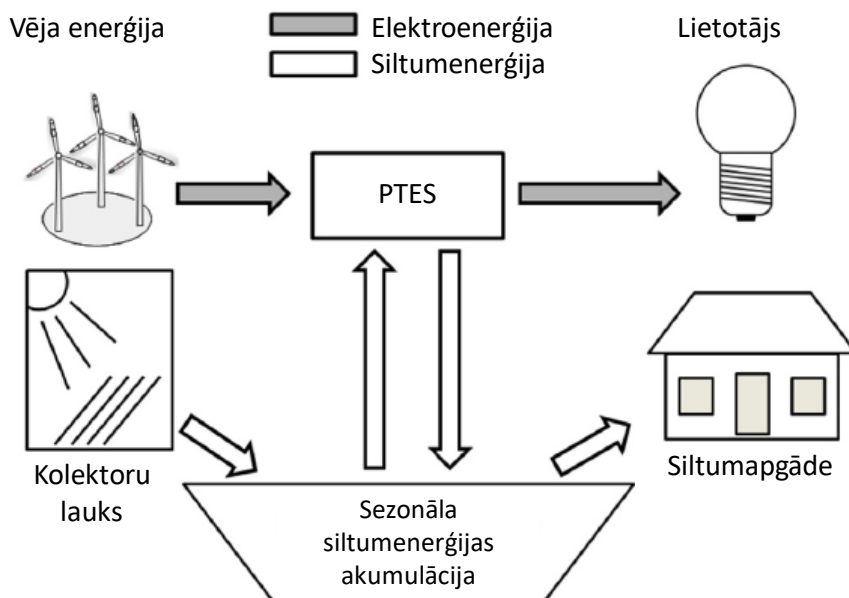
PTES darbību var koordinēt ar sezonālu siltumenerģijas akumulāciju (2.5. att. [123]), panākot ciešu mijiedarbību starp siltumapgādes un elektroapgādes sistēmām, kas rezultējas efektīvākā atjaunīgo energoresursu izmantošanā. Siltumenerģijas akumulācijas sistēmu darbības principi, attīstība un topošie inovatīvie risinājumi apkopoti nākamajā nodaļā.

²¹ WSHP – Water Source Heat Pump

²² PTES – Pumped Thermal Energy Storage



2.4. att. PTES darbības princips

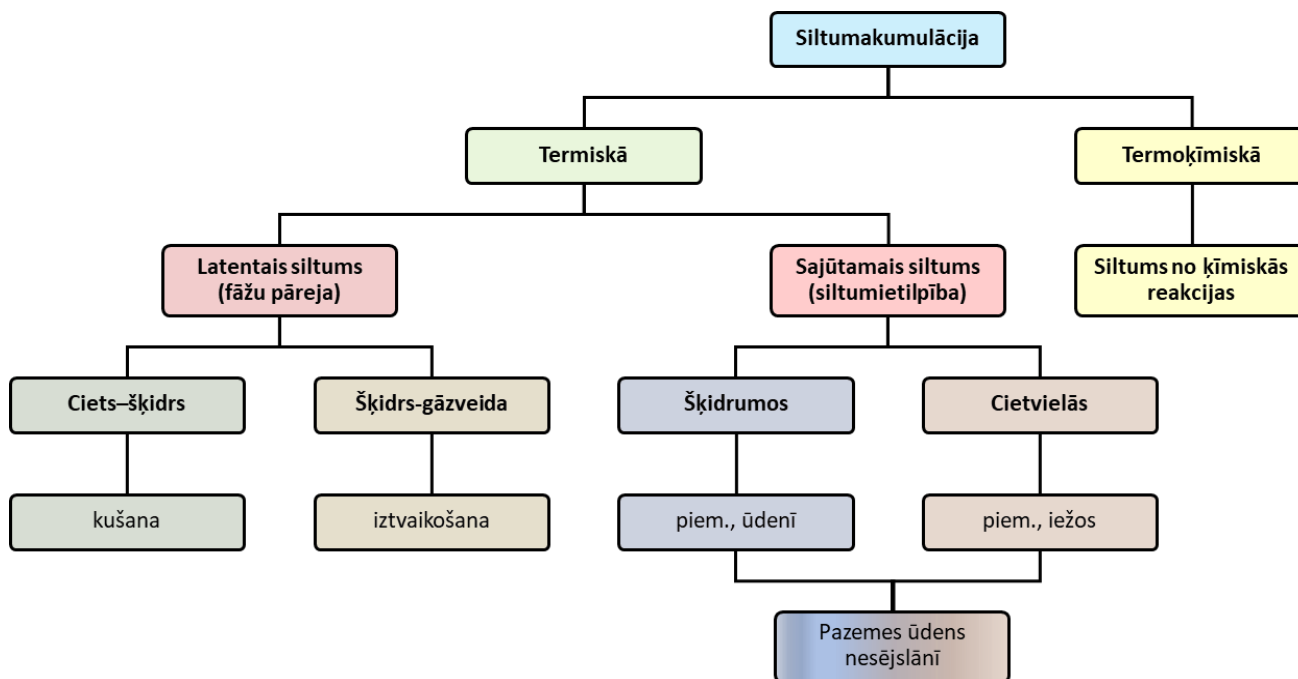


2.5. att. Viedā siltumapgādes sistēma kombinācijā ar PTES un siltumenerģijas akumulāciju

2.3. Siltumenerģijas akumulācija

Siltumenerģijas akumulācijas priekšrocība ir tā, ka tā ļauj laikā atdalīt siltumenerģijas ražošanas un patēriņa procesus. Tādējādi ir iespējams efektīvāk izmantot pieejamās enerģijas ražošanas jaudas, piemēram, darbinot koģenerācijas stacijas tad, kad ir visizdevīgākās elektroenerģijas tirgus cenas, taču joprojām arī nodrošinot pieprasījumam atbilstošu siltumenerģijas piegādi.

Eksistē liels klāsts dažādu siltumenerģijas akumulācijas tehnoloģiju. To klasifikācija atainota 2.6. att. [124]. Turpmākajās apakšnodaļās tiks sniegts ieskats dažu to darbības principos un inovācijās.



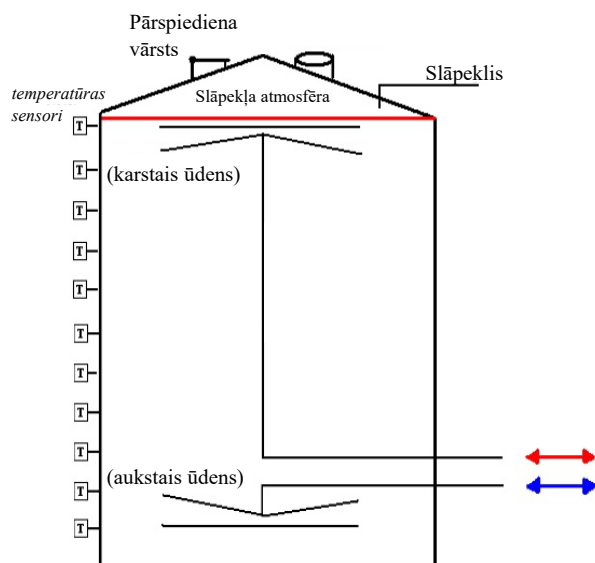
2.6. att. Siltumenerģijas akumulācijas tehnoloģiju klasifikācija

2.3.1. Siltumietilpības akumulācijas fizikālie principi

Siltumenerģētikā visbiežāk izmanto tā saukto siltumietilpības akumulāciju, kad tiek mainīta temperatūra kādam siltumnesējam (ūdenim, gaisam, eļļai vai arī kādam konstruktīvam elementam kā keramiski ķieģeļi, betons, dažkārt izmanto arī augsni vai pazemes siltumakumulātorus). Uzkrātās enerģijas daudzums ir proporcionāls temperatūras pieaugumam, akumulatora materiāla īpatnējai siltumietilpībai un masai. Siltumakumulātoru izvēle izriet no nepieciešamās siltumietilpības, pieļaujamā temperatūras diapazona, kurā sistēma spēj darboties, izmaksām un nekaitīguma videi. Liela nozīme ir enerģijas blīvumam siltumakumulācijas sistēmā.

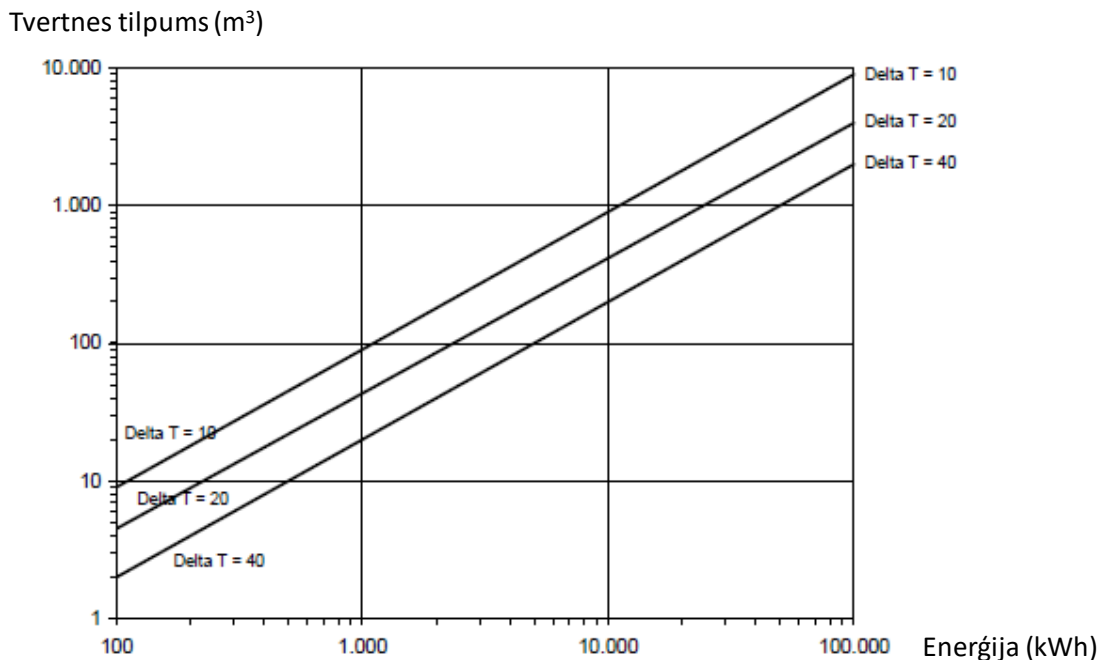
Siltumenerģijas akumulācijai kā enerģiju uzkrājošo vielu ļoti plaši izmanto ūdeni, jo tas ir piemērots siltumnesējs stratifikācijas tvertnēs. Proti, siltumnesēja temperatūra tvertnē sadalās pa slāņiem un ir mazāka temperatūras izlīdzināšanās pa visu tvertnes tilpumu. Tas ļauj saglabāties siltumenerģijas potenciālam – temperatūrai. Stratifikācijas rezultātā ūdens akumulācijas tvertnē ir vismaz divi slāņi – augšējais ar karstu ūdeni un apakšējais ar aukstu [125]. Nevēlamo temperatūras izlīdzināšanos tvertnē aprūrina ūdens zemā siltumvadītspēja.

Lai novērstu dažādas temperatūras ūdens slāņu sajaukšanos tvertnē, ūdens pievadīšanai un izvadīšanai ir nepieciešams izmantot difuzorus, kā parādīts 2.7. att. [126]. Tvertnes vertikālais risinājums ir labāks no ekspluatācijas viedokļa. Lai samazinātu siltuma zudumus caur tvertnes sāniem, ieteicamā cilindra augstuma attiecība pret diametru ir viens. Taču, lai samazinātu siltā un aukstā ūdens sajaukšanās zonu, šai augstuma/diametra attiecībai ir vēlams būt 2...2,5.



2.7. att. Vertikāla siltumakumulācijas stratifikācijas tvertne ar difuzoriem

Ūdenim kā siltumnesējam ir augsta siltumietilpība – līdz 4180 J/kg° . Līdz ar to ir iespējams nodrošināt augstu enerģijas blīvumu akumulācijas tilpumā. Uzkrātās enerģijas daudzumu akumulācijas tvertnē labi ilustrē 2.8. att. [126].

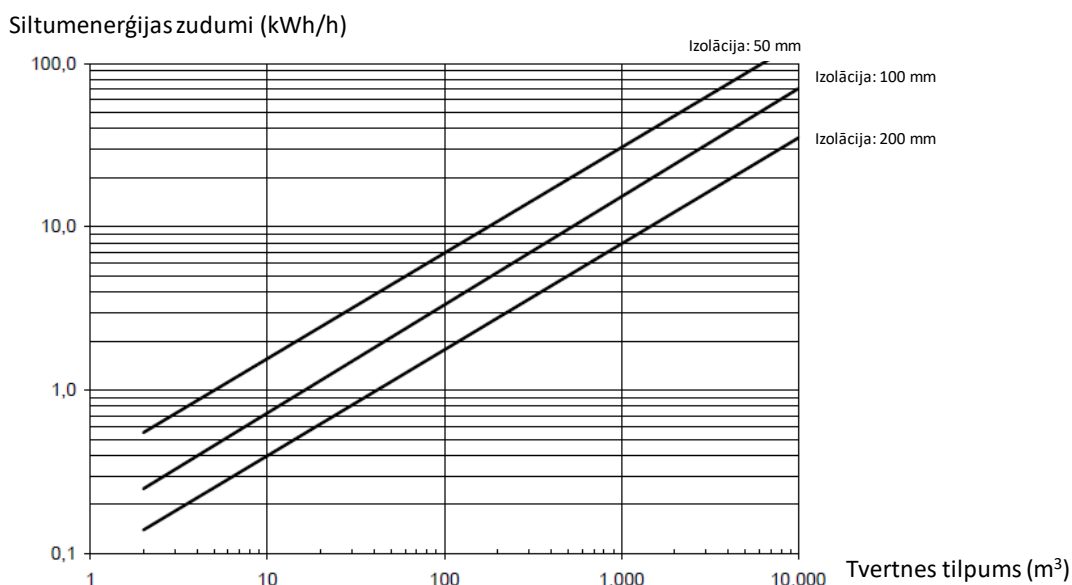


2.8. att. Akumulācijas tvertnes energoietilpība

Slīpās līknes ar ΔT raksturo akumulētās enerģijas apjomu noteiktā tvertnes tilpumā pie konkrētas turpgaitas un atgaitas ūdens temperatūras starpības. Piemēram, ja temperatūras starpība ir 40°C (atgaitas ūdens $+40^\circ\text{C}$ un turpgaitas ūdens $+80^\circ\text{C}$), tad 1000 m^3 tilpumā var

uzglabāt līdz 50 MWh enerģijas. Attiecīgi enerģijas blīvums akumulatorā tad būs 50 kWh/m³. Liela nozīme ir arī maksimālajai temperatūrai akumulācijas tvertnē, jo augstāka temperatūra ļauj pagarināt siltumenerģijas uzglabāšanas laiku.

Tomēr jāņem vērā arī tas, ka augsta temperatūra tvertnē var izraisīt lielus enerģijas zudumus attiecībā pret vidi. 2.9. att. [126] ir atainots piemērs siltumenerģijas zudumiem akumulācijas tvertnē pie noteiktiem parametriem. Uz vertikālās ass parādīti zudumi no tvertnes sānu virsmas. Šajā piemērā, kur tvertnes augstuma/diametra attiecība pieņemta kā 1, pie izolācijas slāņa biezuma 200 mm un tilpuma 1000 m³, zudumi būtu tikai 8 kWh/h. Savukārt, ja minētā dimensiju attiecība būtu 2, tad šie siltumenerģijas zudumi palielinātos par 5%.



2.9. att. Siltuma zudumi tvertnē, kuras augstuma/diametra attiecība ir 1, iekšējā $T = 80^{\circ}\text{C}$, ārgaisa $T = 0^{\circ}\text{C}$

2.3.2. Siltumakumulācijas tvertņu izmantošanas piemēri

Teju visām koģenerācijas stacijām Zviedrijā un Dānijā ir uzstādītas siltumakumulācijas sistēmas, lai nodrošinātu siltumenerģijas pieprasījumu maksimumstundās. Dānijā kopējā siltumakumulācijas ietilpība tērauda tvertnēm summāri ir 50 000 MWh, savukārt siltumenerģijas dienas patēriņš vidēji ap 115 000 MWh. Turpretī Zviedrijā tērauda akumulācijas tvertņu ietilpība ir ap 42 000 MWh pie dienas patēriņa ap 156 000 MWh. 64% no šī siltumakumulācijas apjoma jeb līdz pat 27 000 MWh var izmantot energoapgādes sistēmas elastīgumam papildus dienas slodžu variāciju nosegšanai [127].

Var izšķirt divu veidu siltumakumulācijas tvertnes:

- spiediena, kurās ūdens temperatūra ir virs 100 °C;
- atmosfēras tipa (bezspiediena), kurās ūdens temperatūra ir 95 °C vai zemāka.

Tālāk parādīti šādu siltumakumulācijas sistēmu reāli piemēri. 2.10. att. [128] parādīta siltumakumulācijas tvertne pie Fynsværket koģenerācijas stacijas Dānijā. Tās akumulācijas tilpums ir 75 000 m³ un maksimālā temperatūra 95 °C (normālā režīmā turpgaitas $T = 90^{\circ}\text{C}$,

bet atgaita $T = 40\text{ }^{\circ}\text{C}$), uzkrājamais siltumenerģijas apjoms – 3 600 MWh, kas ekvivalents 300 MW jaudai 12 stundu garumā. Enerģijas blīvums novērtēts kā 48 kWh/m^3 [128], [129].



2.10. att. Bezspiediena tvertne pie Fynsværket koģenerācijas stacijas Odensē, Dānijā

Savukārt akumulācijas tvertnes pie Avedores koģenerācijas stacijas (2.11. att. [130]) Dānijā ir piemērs otra veida siltumakumulācijai. Tajās temperatūra ir līdz pat $120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Tam ir nozīmīgas priekšrocības, taču acīmredzams trūkums ir lielāki nepieciešamie kapitālieguldījumi. Divu tilpņu kopa ($48\text{ }000\text{ m}^3$) nodrošina siltumenerģijas uzkrāšanu 2 400 MWh apmērā (pie turpgaitas $T = 105\text{ }^{\circ}\text{C}$, atgaitas $50\text{ }^{\circ}\text{C}$), kas ir ekvivalents 300 MW siltumjaudai 8 stundu garumā [128]. Enerģijas blīvums attiecīgi ir 50 kWh/m^3 .



2.11. att. Augstas temperatūras, paaugstināta spiediena tvertnes pie Avedores koģenerācijas stacijas Dānijā

Savukārt Latvijā šobrīd lielākā siltumenerģijas akumulācijas tvertne atrodas Jelgavā pie uzņēmuma “Fortum” biomasas koģenerācijas stacijas (2.12. att. [131]). Tās tilpums ir $5\text{ }000\text{ m}^3$, un projekta būvniecības izmaksas bijušas 1,4 miljonu eiro apmērā [132]. Var secināt, ka siltumakumulātorā izmaksas ir bijušas 280 €/m^3 jeb, ņemot vērā enerģijas blīvumu – $5,6\text{ €/kWh}$.

Sistēma nodota ekspluatācijā 2019. gada 1. novembrī, un gaidāmie ieguvumi no tās darbības ir šādi:

- kurināmā (šķeldas) ietaupījumi uzlabotas darbības efektivitātes dēļ, koģenerācijas stacijai strādājot optimālā režīmā;
- palielināts siltumapgādes drošums un siltumapgādes nepārtrauktība.



2.12. att. Siltumakumulācijas tvertne Jelgavā

Savukārt AS “Latvenergo” plāno uzstādīt lielāko siltuma akumulācijas sistēmu Latvijā ar aktīvo tvertnes tilpumu 18 tūkst. m³ Rīgas TEC-2, lai uzlabotu koģenerācijas stacijas elastīgumu, efektivitāti un konkurētspēju, tostarp ļaujot nodalīt elektroenerģijas un siltumenerģijas ražošanas procesus. 2019. gada sākumā jau tika ielikti siltumakumulācijas sistēmas pamati. Paredzētie ieguvumi no projekta ir primāro energoresursu ietaupījums vismaz 2 GWh/gadā, CO₂ izmešu samazinājums ne mazāk kā 9 tūkst. t/gadā. Paredzēts, ka ar akumulatoru realizētā siltuma daudzuma īpatsvars kopējā izstrādātās siltumenerģijas bilancē būs virs 7% [133].

Siltumakumulācijas tvertnes ierīkošana ir īpaši aktuāla, ņemot vērā to, ka kopš Latvijas pievienošanās elektroenerģijas tirgum 2013. gada jūnijā ir mainījušies TEC darbības režīmi, darbam koģenerācijas režīmā mijoties ar izstrādi kondensācijas un jauktajā režīmā. Tādējādi bieži notiek energobloku apturēšana un darbības uzsākšana. Šāda tvertne dotu iespēju pielāgot un optimizēt TEC darbības režīmus atbilstoši jaunajiem apstākļiem elektrības un siltuma tirgos, kā arī uzlabot enerģijas ražošanas procesa efektivitāti.

Siltumakumulācijas tvertnes tilpums tika izvēlēts 2016. gadā veiktajā pētījumā “Siltuma akumulācijas sistēmas izveidošanas lietderīguma novērtēšana Rīgas TEC-2” [134]. Pētījumā arī tika konstatēts, ka galvenie riski, kas varētu pasliktināt projekta ekonomiskos rezultātus, ir dabasgāzes cenas palielināšanās un starpības starp elektroenerģijas tirgus cenu dienas un nakts laikā samazinājums. Pašlaik jau būvniecības stadijā esošās TEC-2 siltumakumulācijas sistēmas plānotie parametri ir 550 MWh enerģijas akumulācijas spēja ar uzlādes un izlādes jaudu no 25 līdz 150 MW [135].

Koģenerācijas staciju darbības optimizācija ir ļoti aktuāla zinātniskās izpētes joma, kurā aktīvi iesaistījušies arī Latvijas zinātnieki, tostarp analizējot optimizācijas iespējas, ņemot vērā siltumakumulācijas sistēmu izmantošanu, nereti par modelēšanas objektu izvēloties tieši Rīgas TEC-2. Daži no nozīmīgākajiem pēdējā laikā šajā jomā publicētajiem rakstiem ir [136]–[138].

Visbeidzot kā nozīmīgs vietējā mēroga projekts, kas varētu kalpot kā potenciāls nākotnes siltumapgādes inovāciju vēstnesis, ir arī “Salaspils siltuma” 2019. gadā izveidotais saules kolektoru parks (21 tūkst. m² platībā ar kopējo uzstādīto jaudu 12,8 MW) kombinācijā ar 8 000 m³ bezspiediena akumulācijas tvertni [139].

2.3.3. Siltumietilpības akumulācija siltumapgādes tīklā

Kā jau minēts pirmajā nodaļā, ir paredzams liels vēja un saules elektrostaciju ģenerācijas pieaugums. Līdz ar to energosistēmas balansēšana ir liels izaicinājums, ņemot vērā, ka saules un vēja enerģijai bieži ir raksturīgas stipras svārstības. Viens no iespējamajiem risinājumiem ir dažādu energoapgādes sektoru sasaiste. Tā daudzos pētījumos pausts uzskats, ka enerģijas akumulācija siltumtīklos var palielināt kopējo elastīgumu energoapgādē [140]–[142]. Tiek lēsts, ka enerģijas akumulācija, izmantojot siltumietilpību, ir 50–100 reizes lētāka nekā elektroenerģijas akumulācijas sistēmas un siltumtīklu izmantošana šādam mērķim neprasa gandrīz nekādas papildus investīcijas [127].

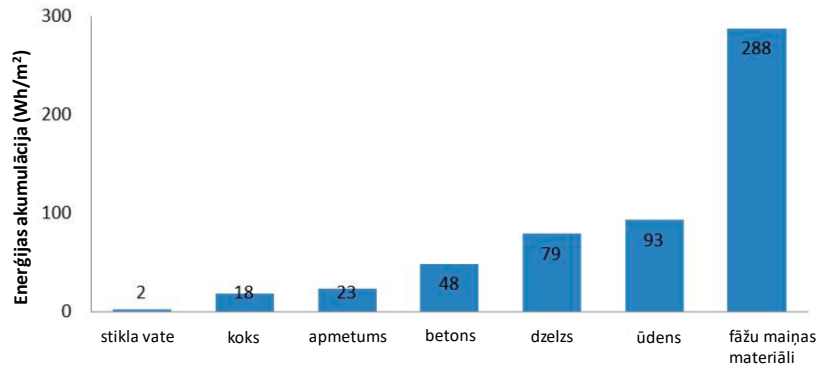
Dānijā veikta pētījuma rezultāti norāda, ka temperatūras izmaiņa par 10 °C tīklā ļauj akumulēt 5 000 MWh dienā pie dienas siltumpatēriņa ap 115 000 MWh. Tāda siltumuzkrāšanas spēja ir ekvivalenta 10% no esošo siltumakumulācijas tvertņu enerģijas uzkrāšanas spējas. Savukārt Helsinkos, kur dienas siltuma patēriņš ir ap 20 000 MWh, siltumtīklos varētu akumulēt 1 200 MWh tad, ja temperatūra tajos tiktu paaugstināta par 15 °C .

Taču jāņem vērā tas, ka paaugstināta temperatūra tīklā neizbēgami samazinātu siltumapgādes sistēmas darbības efektivitāti. Ir novērtēts, ka ar to saistītās papildu izmaksas, piemēram, Zviedrijā, šādā gadījumā varētu būt 3–38 €/MWh uz temperatūras paaugstinājumu par vienu grādu [127]. Bieža temperatūras maiņa var negatīvi ietekmēt cauruļu savienojumus un izraisīt sūces. Citos avotos gan norādīts, ka, lai gan zudumu izmaksas pieaug, siltumenerģijas akumulācija siltumapgādes tīklos kopumā tomēr samazina energoapgādes sistēmas summārās izmaksas [143].

2.3.4. Siltumapgādes akumulācija, izmantojot ēku konstrukciju termālo inerci

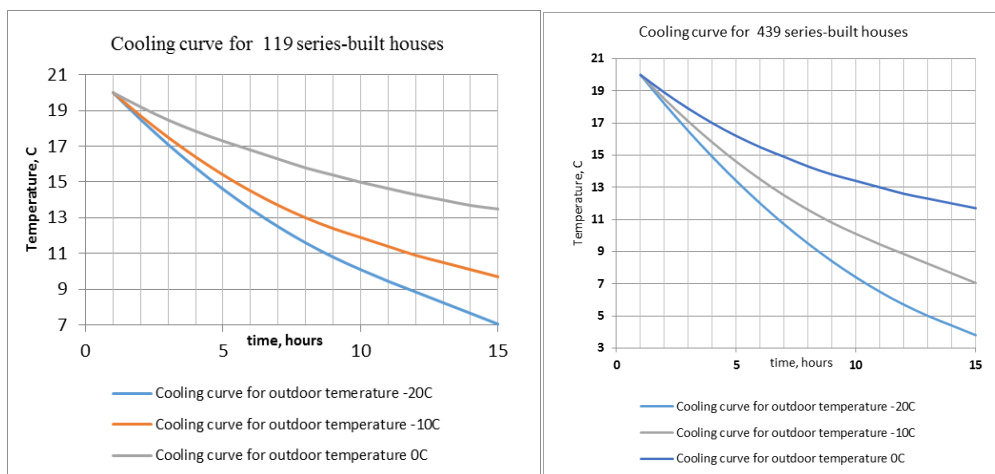
Vēl viena iespēja kā ar zemām izmaksām realizēt siltumenerģijas akumulāciju ir ēku konstrukciju termālās inerces izmantošana. Galvenais princips šādai idejai ir ļoti vienkāršs – ēku konstruktīvie elementi uzkrāj telpā esošo siltumu, tādējādi radot termālo inerci. Tas dod iespēju energoapgādes sistēmām strādāt, izvēloties efektīvākus darba režīmus, jo, piemēram, ievērojot uzdotās temperatūras iestatījumu robežas, ir iespējams variēt ar siltumenerģijas piegādi, nepieciešamības gadījumā to akumulējot pašā ēkā [140], [144].

Piemēram, eksperimentā, kas aprakstīts [145], secināts, ka dzīvojamā ēkā ar platību 1 178 m² var akumulēt 0,1 kWh/m², ņemot vērā, ka atbilstoši standartiem temperatūras amplitūda viena grāda robežās neietekmē termālā komforta sajūtu. Taču ļoti liela nozīme siltumakumulācijas spējas izvērtējumā ir tam, kādas ir ēkas materiāla īpašības. 2.13. att. [146] parādīts dažādos materiālos akumulējamais siltuma apjoms, pieņemot ka materiāla biezums ir 10 mm un temperatūras izmaiņas no 18 °C līdz 26 °C . Var secināt, ka fāžu maiņas materiālu pielietošana ēkas konstrukcijās var ievērojami palielināt siltumenerģijas akumulācijas spēju.



2.13. att. Dažādos materiālos akumulējamā siltumenerģija

Arī Latvijā zinātnieki pēta iespējas paaugstināt siltumapgādes un elektroapgādes sistēmu savstarpējās mijiedarbības efektivitāti, izmantojot gan siltumapgādes sistēmu [147], gan ēku termālo inerci [148], tostarp arī projekta INGRIDO ietvaros. Svarīgs aspekts šādu aprēķinu veikšanā ir precīzu ēku termālo modeļu sintezēšana un validēšana [149]. 2.14. att. atainots, cik lēnu divu dažādu sērijveida ēku tipu mājokļos notiek atdzišana no sākotnējās 20 °C temperatūras [148]. Uz horizontālās ass attēlotas stundas.



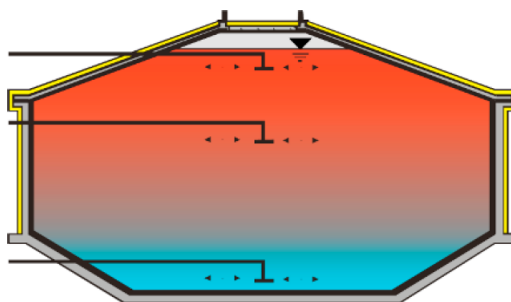
2.14. att. Dažādu sērijveida ēku atdzišanas līknes pie atšķirīgas ārgaisa temperatūras

2.3.5. Sezonāla siltumenerģijas akumulācija

Sezonālā jeb ilgtermiņa siltumakumulācija ir it īpaši aktuāla, ņemot vērā tās attīstības tendences siltumapgādes sistēmās, kas paredz aizvien aktīvāku saules enerģijas izmantošanu siltumapgādē. Proti, saules enerģija siltuma ražošanai parasti visvairāk iegūstama tieši tajā periodā, kad ir vismazākais pieprasījums pēc tās. Līdz ar to ir aktuāli un svarīgi attīstīt tehnoloģijas, ar kurām vasaras laikā iegūto enerģiju var uzglabāt izmantošanai apkures sezonas laikā [150]. Tālāk doti piemēri un salīdzinājums dažādām ilgtermiņa siltumenerģijas akumulācijas tehnoloģijām.

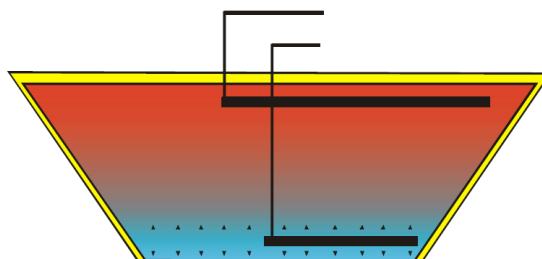
Tvertnes tipa siltumenerģijas rezervuārs (2.15. att. [151]). Ar ūdeni pildīta tvertne var atrasties gan uz zemes, gan daļēji ierakta vai pazemē. To var veidot no dzelzsbetona vai

cilindriska tērauda. Lai samazinātu siltumzudumus apkārtējā vidē, tvertni var izolēt no augšas, no sāniem vai apakšas. Savukārt, lai izvairītos no tvaika difūzijas, parasti tiek izmantota tvaika difūzijas plēve. Akumulācijas kapacitāte: 60–80 kWh/m³.



2.15. att. Tvertnes tipa siltumenerģijas rezervuārs

Bedres tipa siltumenerģijas rezervuārs (2.16. att. [151]). Sezonālās siltumakumulācijas izmaksu samazināšanai ūdens tvertnes būvniecība tiek aizstāta ar ūdenstilpni, kas daļēji ir izolēta no sāniem un no augšas ar ūdensnecaurlaidīgu peldošu vāku. Siltumakumulācijas bedre ir piepildīta vai nu vienkārši ar ūdeni, vai nu ar ūdens-grunts maisījumu. Akumulācijas kapacitāte: ~55 kWh/m³.



2.16. att. Bedres tipa siltumenerģijas rezervuārs

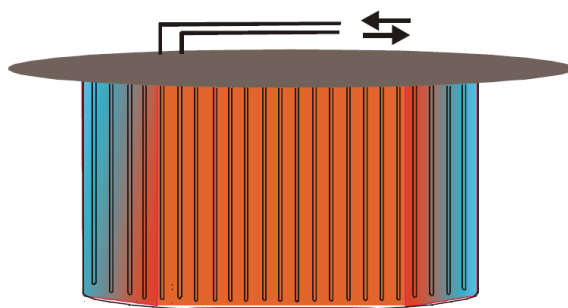
Šāda veida konstrukcija ir lētāka nekā siltumenerģijas uzglabāšanas tvertne, jo tās būvniecībai ir nepieciešams mazāk konstruktīvo materiālu. Malas ir noliekas un atbalstītas virs zemes, vāks parasti ir peldošs vai atbalstīts ar grunti.

Bedres akumulācijas tvertnes maksimālā temperatūra var sasniegt 85–90 °C. Nav iespējams ierobežot skābekļa piekļūšanu ūdenim, līdz ar to obligāta ir siltummaiņa pielietošana. Dānijā šo metodi izmanto, lai uzglabātu saules enerģiju un nosegtu pieprasījumu laika periodā no nedēļas līdz mēnešiem. Pašreiz Dānijā komerciālā ekspluatācijā atrodas šādi bedres tipa siltumakumulatori [152]:

- 125 000 m³, Gram, 2015;
- 200 000 m³, Vojens, 2015;
- 70 000 m³, Toftlund, 2017;
- 150 000 m³, Løgumkloster, 2017/18.

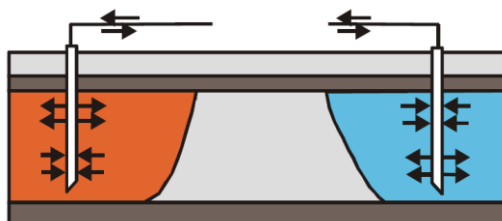
Pirmais šīs tehnoloģijas pilotprojekts tika realizēts 2010. gadā Marstalā, bet līdz pat simt jauni bedres tipa siltumakumulatori varētu tikt uzbūvēti līdz 2025. gadam [152].

Urbuma tipa siltumenerģijas akumulācijas sistēma (2.17. att. [151]). Siltumenerģiju var uzglabāt arī tieši zemē, izvairoties no divu iepriekš aprakstīto sistēmu pielietošanas, proti, šim mērķim izmantojot urbumus. Šādu siltumakumulācijas sistēmu var izgatavot no U-formas caurulēm, kas atrodas urbumos vertikālā stāvoklī. Lai izveidotu lielu siltummaiņu ar augsni, karstais ūdens plūst pa caurulēm rezervuāra iekšējā daļā. Caurules silda augsni no centra uz malām, radot temperatūras sadalījumu sezonas laikā. Sezonālās akumulācijas efektivitāti ietekmē augsnes siltuma īpašības, termālā vadītspēja, kapacitāte un attālums starp urbumiem. Lai veidotu siltumakumulācijas sistēmu pazemes urbumos, jāzina pazemes ūdens kustība un jāveic pazemes ģeoloģiskā izpēte [153]. Akumulācijas kapacitāte: 15–30 kWh/m³.



2.17. att. Urbuma tipa siltumenerģijas akumulācijas sistēma

Siltumenerģijas akumulācija ūdens nesējslānī (2.18. att. [151]). Dažās vietās, lai uzglabātu siltumenerģiju, ir iespējams izmantot pazemes ūdenstilpnes. Pazemes ūdens tiek uzkaršēts uzlādes sezonā un tiek izmantots ziemā, izmantojot siltumsūkni. Parasti šī siltumenerģijas akumulācija notiek ļoti zemā temperatūrā un uzkrāto siltumenerģiju nevar efektīvi izmantot, tāpēc efektivitātes celšanai šādai sistēmai jāpievieno siltumsūknis, lai palielinātu siltumnesēja temperatūru. Šim rezervuāra tipam praktiski nav izmaksu, izņemot tās, kas saistītas ar ūdens cirkulācijas sistēmas un siltumsūkņa izmantošanu. Akumulācijas kapacitāte: 30–40 kWh/m³.

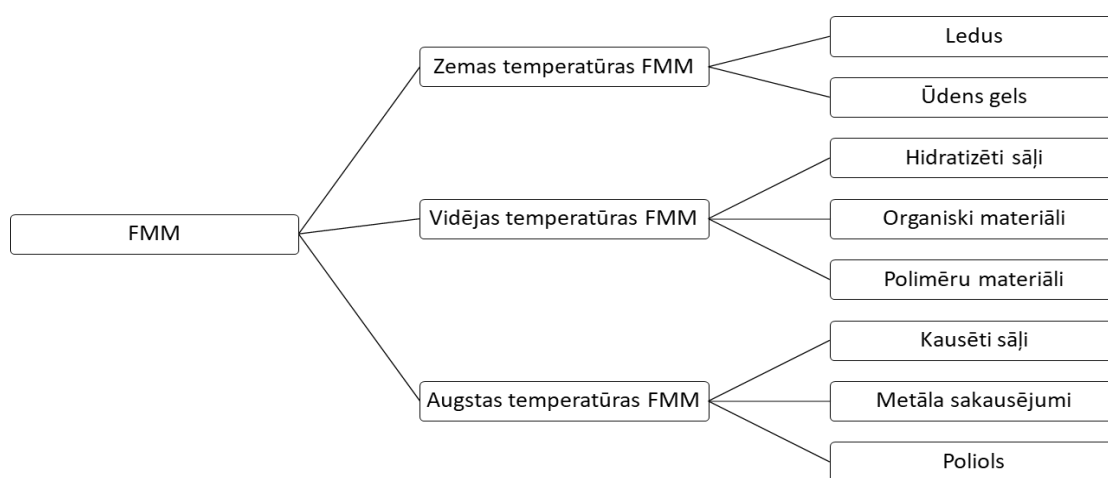


2.18. att. Siltumenerģijas akumulācija ūdens nesējslānī.

2.3.6. Siltumenerģijas akumulācija ar fāžu maiņas materiāliem (FMM)

FMM²³ ir apslēptā jeb latentā siltuma uzkrājēji. Pētījumi par FMM kā siltuma uzkrājējiem tika uzsākti jau 20. gs. vidū, taču tad tas nebija ekonomiski pamatoti izejmateriālu augsto izmaksu un enerģijas zemo cenu dēļ. Siltumenerģijas uzkrāšana fāžu maiņas laikā notiek, ierobežotā temperatūras diapazonā ļaujot akumulēt lielu siltuma daudzumu. Materiālam kūstot, tā temperatūra tiek saglabāta praktiski nemainīga, bet pēc tam, kad ir notikusi pilnīga fāžu pāreja, materiāla temperatūra sāk pieaugt proporcionāli pievadītās siltumenerģijas daudzumam.

Bieži par FMM izmanto parafīna vasku, augu taukus, sāļu hidratātus. Dažādu fāžu maiņas materiālu klasifikācija pēc kušanas temperatūras apkopota 2.19. att. [154].



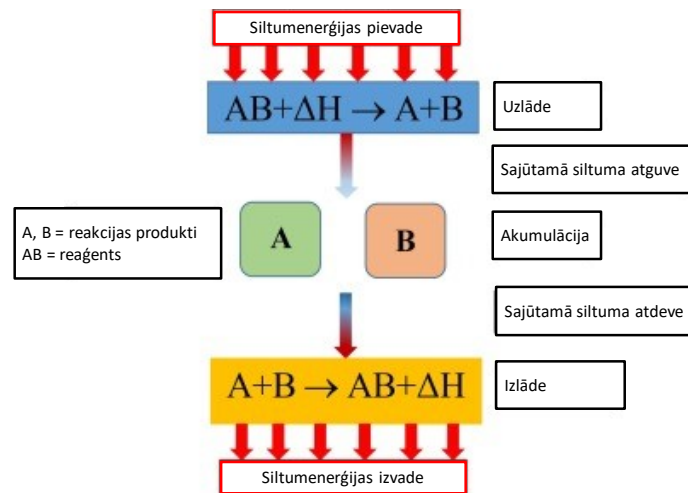
2.19. att. Fāžu maiņas materiālu klasifikācija pēc temperatūras

FMM cena ir galvenais limitējošais faktors to plašākai izmantošanai. Pētījumā [155] secināts, ka FMM cena svārstās diapazonā no 3,2 €/kg līdz 43 €/kg. Viena no galvenajām fāžu maiņas materiālu priekšrocībām ir paaugstināts enerģijas blīvums. Siltumapgādes sistēmās kā FMM izmantojot nātrija acetāta trihidrātu, viena kubikmetra (blīvums – 435 kg/m³) akumulatoram nepieciešami 313 kg vara cauruļu siltummaiņa izveidošanai un 657 kg ūdens, lai nodrošinātu cirkulāciju. Pat lētāko risinājumu cena šāda tipa akumulatoram ir augsta, līdz pat 80–160 €/kWh, bet pašu fāžu maiņas materiālu izmaksas veido tikai 2–5% no kopsummas. Šāda veida FMM sistēmas varētu būt ekonomiski pamatotas un konkurēt ar ūdens siltumakumulācijas sistēmām tikai tad, ja to izmaksas būtu 60 €/kWh vai zemākas [156].

2.3.7. Termokīmiskā siltumenerģijas akumulācija

Termokīmisko tehnoloģiju var izmantot, ja reakcijas produktus var uzglabāt atsevišķi un reakcijas laikā uzglabāto siltumu var atbrīvot, kad notiek atgriezeniskā reakcija. Termokīmiskās akumulācijas sistēmas iedalās termokīmiskās reakcijas (2.20. att. [157]) un sorbcijas sistēmās.

²³ Angļu val. – *Phase change materials (PCM)*



2.20. att. Termoķīmiskās reakcijas shēma

Termoķīmiskās siltumenerģijas akumulācijas sistēmās iespējams uzglabāt lielāku enerģijas daudzumu, salīdzinot ar siltumietilpības un FMM akumulācijas sistēmām. Termoķīmiskai uzglabāšanai galvenā priekšrocība ir tā, ka zudumi rodas tikai tad, kad notiek pati ķīmiskā reakcija. Tāpēc tas ir labāks ilgtermiņa akumulācijas veids. Šāda veida sistēmas raksturo:

- augsts enerģijas blīvums (līdz pat 500 kWh/m³ vai 1 kWh/kg);
- nodrošina siltumenerģijas piegādi ar augstu temperatūru (līdz pat 700 °C);
- praktiski neierobežots enerģijas uzglabāšanas laiks un iespēja to piegādāt lielos attālumos.

Pašlaik gan šāda veida tehnoloģijas atrodas laboratorisku pētījumu vai agrīnā ieviešanas līmenī. Kā viens no termoķīmiskās siltumenerģijas akumulācijas atgriezeniskās reakcijas reaģentiem tiek izmantots kalcija oksīds un ūdens (tvaiks), bet reakcijas produkts tad ir kalcija hidroksīds. Šādiem izejmateriāliem ir zema cena – ap 0,15 €/kWh. Pētījumā [158] tiek piedāvāta 15 MW reaktora koncepcija ar tilpumu 100 m³. Ir jau veikti pirmie projektēšanas darbi un apzināti praktiskie šādas sistēmas izveides nosacījumi. Tomēr kalcija oksīdu un kalcija hidroksīdu reakcijai ir problēma ar ciklu skaitu – pēc 25–50 cikliem notiek daļiņas aglomerācija un efektivitāte samazinās.

Starp citām termoķīmijas metodēm var minēt:

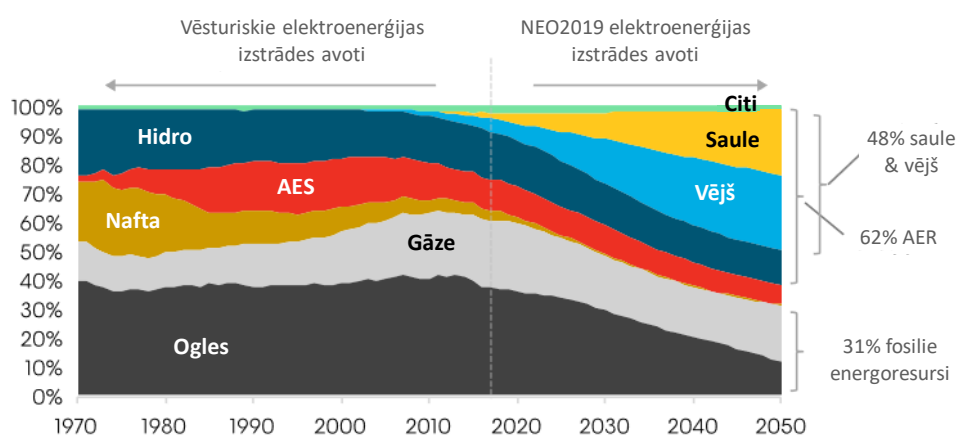
- metāna reformēšana, kad ar siltuma enerģijas pievadīšanu metāns kļūst par sintētisko gāzi (tvana gāze kopā ar ūdeņradi). Ar šādas reakcijas palīdzību ir iespējams transportēt atomreaktoru siltumu pat 100 km lielu attālumā;
- atgriezeniska amonjaka disociācija/sintēzes ar ūdeņradi veidošana. Reakcija notiek pie 800 °C, un siltumu var viegli pārveidot elektroenerģijā, piemēram, izmantojot Stirlinga dzinēju.

3. Prognozes par inovatīvo tehnoloģiju lomu 2050. gadā

Ar enerģētikas un it īpaši elektroenerģētikas attīstības modelēšanu un tās tendenču prognozēšanu nodarbojas daudzas dažādas organizācijas. Tās izmanto atšķirīgas pieejas, modeļus un pieņēmumus, likumsakarīgi arī iegūtie rezultāti un izstrādātie scenāriji atšķiras, reizēm pat ievērojami. Dažādo modeļu rezultātiem arī strauji samazinās uzticamība jo tālāku nākotni tiek mēģināts prognozēt. Tomēr, apskatot prognozes par 2050. gadu, kļūst skaidrs, ka ir arī daudzi dažādos rezultātus vienojoši faktori. Elektroenerģētikas nozarē tas it īpaši attiecas uz prognozēto ļoti nozīmīgo saules un vēja enerģijas apjoma un īpatsvara kāpumu kopējā elektroenerģijas ģenerācijas struktūrā. Cits izteikti vienojošs faktors ir tendence virzīties uz dažādu sektoru (jo īpaši transporta un siltumapgādes) elektrifikāciju. Šajā apakšnodaļā apkoptas dažādu nozares vadošo organizāciju nozīmīgākās prognozes un scenāriji enerģētikas ilgtermiņa attīstībai, sevišķi fokusējoties uz elektroenerģētiku.

3.1. Bloomberg New Energy Outlook

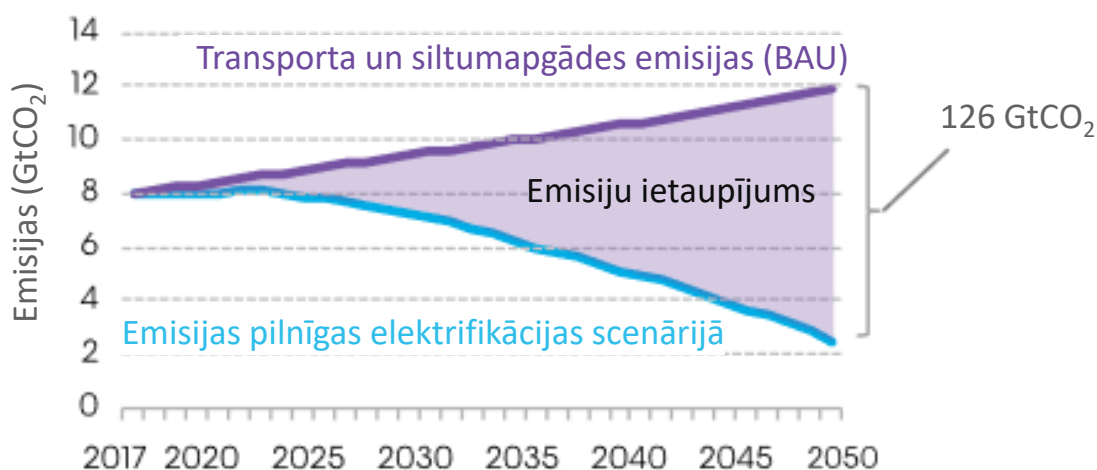
Tā, piemēram, “Bloomberg New Energy Outlook” jaunākais izdevums NEO2019 [159] pagēr, ka 2050. gadā gandrīz puse (48%) no elektroenerģijas pasaulē tiks iegūta no saules un vēja, fosilo energoresursu īpatsvaram sarūkot līdz 31% (3.1. att.).



3.1. att. Izstrādātās elektroenerģijas sadalījums pēc avotiem pasaulē līdz 2050. gadam (NEO2019)

Turklāt tiek aplēsta arī atomenerģētikas īpatsvara samazināšanās kopējā elektroenerģijas ražošanas struktūrā.

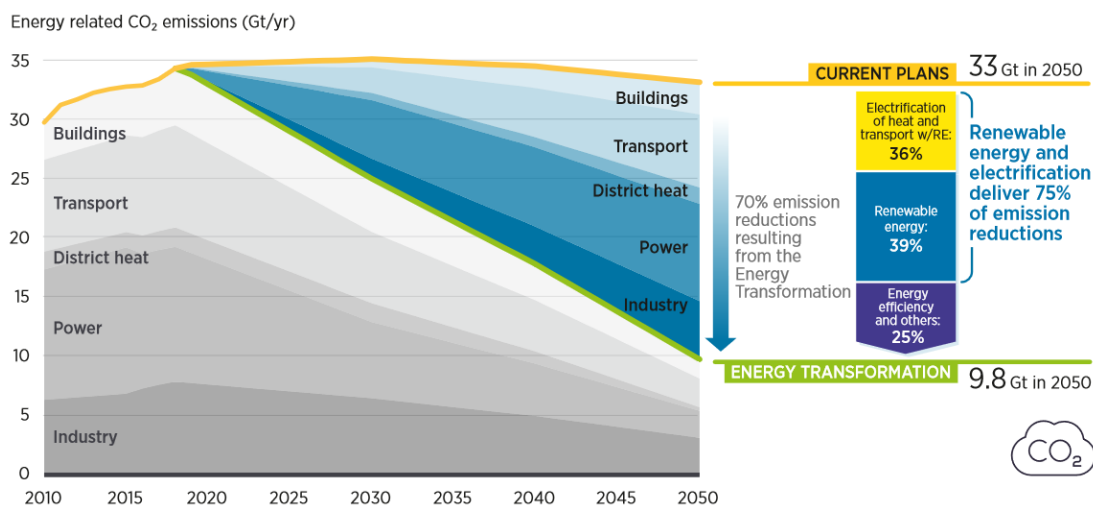
NEO2019 arī modelē to, ka iespējams ievērojami samazināt oglekļa dioksīda emisijas transporta un siltumapgādes sektoros, ja tiek īstenota pilnīga šo sektoru elektrifikācija. Salīdzinot šādu pilnīgas elektrifikācijas scenāriju ar situāciju bez attiecīgās papildus elektrifikācijas, starpība ir 126 Gt CO₂ izmešu (3.2. att. [159]). Tiesa gan, šāda scenārija realizēšanai kopējai uzstādītajai elektroenerģijas ražošanas jaudai pasaulē līdz 2050. gadam būtu jāpieaug četrkārti, salīdzinot ar 2018. gadu.



3.2. att. Novērtās emisijas transporta un siltumapgādes elektrifikācijas scenārijā (NEO2019)

3.2. IRENA Future of Wind

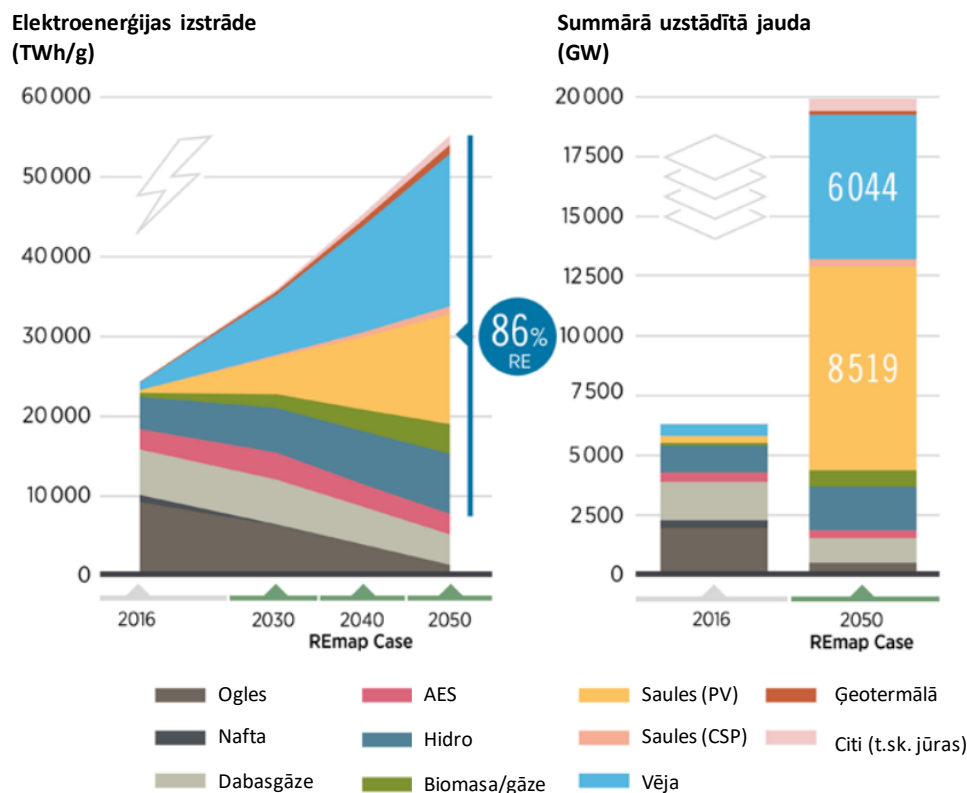
Arī Starptautiskās atjaunīgās enerģijas aģentūras (IRENA) aplēses [160] liecina par to, ka elektrifikācija, atjaunīgo energoavotu attīstība un energoefektivitātes pasākumi var ievērojamos apjomos novērst siltumnīcefekta gāzu emisiju (3.3. att.). No šiem rezultātiem izriet, ka 2050. gadā, pateicoties AER attīstībai un siltumapgādes/transporta sektoru elektrifikācijai, gada CO₂ izmeši varētu sarukt par 70% no šobrīd aplēstajām 33 Gt uz 9,8 Gt.



3.3. att. Dažādu pasākumu un sektoru ietekme uz globālajām CO₂ emisijām

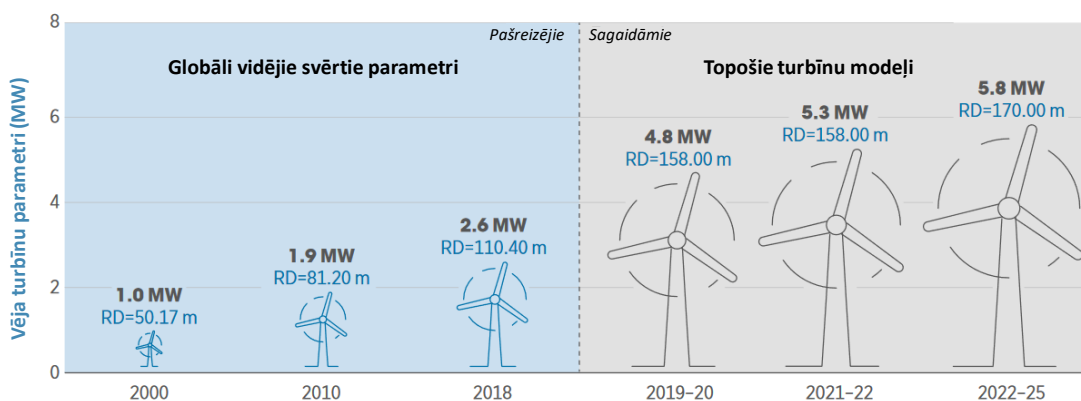
Lai sasniegtu šādu emisiju samazinājumu, būtu nepieciešama gandrīz pilnīga elektroenerģijas ražošanas dekarbonizācija. Pēc IRENA modelēšanas rezultātiem tam būtu nepieciešams 86% AER īpatsvars elektroenerģijas izstrādē. Turklāt elektrībai būtu jā sastāda gandrīz 50% no enerģijas gala patēriņa 2050. gadā (salīdzinot ar pašreizējiem 20%). Transporta sektorā elektrifikācijai būtu jā sasniedz vismaz 40%.

No 3.4. att. izriet, ka 2050. gadā par nozīmīgākajiem elektroenerģijas avotiem kļūs saules un vēja enerģija ar uzstādīto jaudu pasaulē attiecīgi 8 519 GW un 6 044 GW (5 044 GW no tiem – uz sauszemes).



3.4. att. No dažādiem avotiem²⁴ saražotā elektroenerģija un uzstādītā jauda (IRENA)

IRENA arī norāda uz tendenci vēja turbīnām kļūt aizvien jaudīgākām un lielākām. 3.5. att. apkopoti pašreizējo un tuvākajā nākotnē sagaidāmo sauszemes vēja turbīnu parametri – jauda un rotora diametrs.



3.5. att. Pašreizējie un sagaidāmie sauszemes vēja turbīnu parametri (IRENA)

²⁴ CSP – concentrated solar power – ar spoguļiem vai lēcām koncentrētas saules termālās enerģijas izmantošana elektroenerģijas ģenerēšanā.

Jāpiebilst, ka dažos avotos tiek pausts arī satraukums par nākotnē sagaidāmajām nolietoto vēja turbīnu utilizācijas problēmām. Rakstā [161] tiek pausts, ka līdz 2050. gadam nolietoto vēja turbīnu lāpstiņu apjoms būs lēšams ap 2,9 Mt gadā (uz 2050. gadu uzkrātais apjoms – 43 Mt, 25% no tā Eiropā). Turklāt vēl papildus 45% dažādu atkritumu radīsies arī citos vēja turbīnu dzīvescikla posmos.

3.3. e-Highway2050

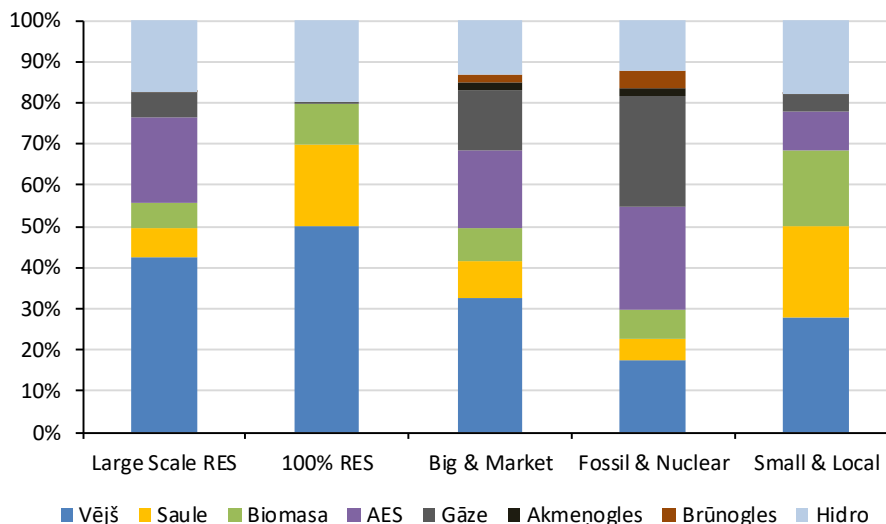
Vērienīgā EK 7. ietvarprogrammas projektā e-HighWay2050 [162] tika analizēti pieci dažādi energosistēmas attīstības scenāriji [163].

- **Large Scale RES (X5)**: fokuss uz liela mēroga AER tehnoloģiju attīstību kombinācijā ar centralizētiem enerģijas akumulācijas risinājumiem.
- **Big & market (X10)**: straujš IKP kāpums un uz tirgu orientēta enerģētikas politika. Vienots ES iekšējais tirgus, ES ietvaros koordinēta energoapgādes drošība un starpsavienojumu izmantošana. Oglekļa uztveršanas un uzglabāšanas tehnoloģijas (CSS²⁵) tiek pieņemtas kā nobriedušas.
- **Fossil & Nuclear (X13)**: liela mēroga fosilo resursu attīstība kopā ar CSS tehnoloģijām. Vērienīga transporta, siltumapgādes un ražošanas sektoru elektrifikācija. Nav nepieciešams elastīgums, jo mazas izstrādes no saules un vēja energoavotiem.
- **100% RES electricity (X7)**: 100% AER elektrība gan no maziem, gan liela mēroga avotiem, savienojumi ar Ziemeļāfriku. Nepieciešamas gan maza, gan liela mēroga enerģijas akumulācijas tehnoloģijas, lai balansētu AER izstrādi.
- **Small and local (X16)**: fokuss uz lokāliem risinājumiem un decentralizētu enerģijas ražošanu un akumulāciju. Viedo tīklu risinājumi sadales tīklu līmenī.

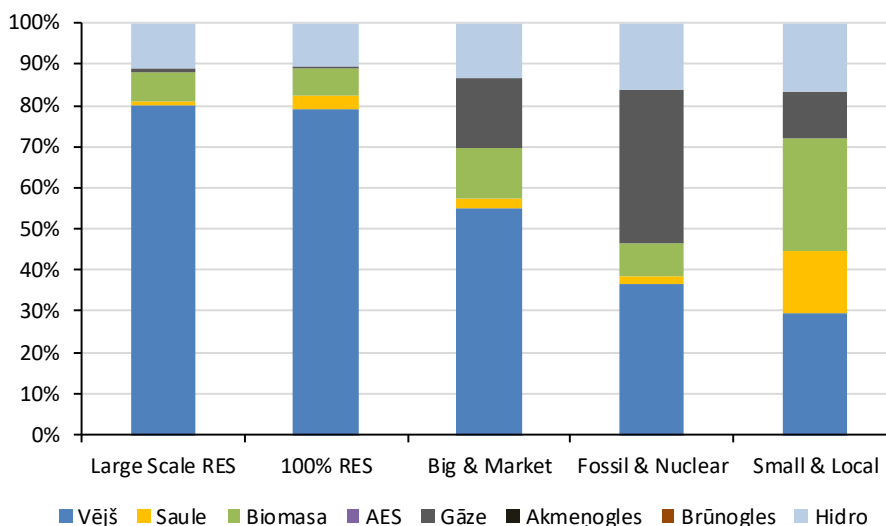
Pētījumā modelētā elektroenerģijas izstrāde Eiropā no dažādiem avotiem 2050. gadā aplūkotojos piecos scenārijos apkopota 3.6. att. [164]. Arī šajos scenārijos centrālā loma ir vēja un saules enerģētikas attīstībai, izņemot *Big & Market* un *Fossil & Nuclear* scenārijus. Savukārt *Small & Local* scenārijā saules un vēja enerģijas resursi kopējā saražotajā elektroenerģijas apjomā veido 50%. Šī pati informācija atsevišķi Latvijai atainota 3.7. att. [164].

Visi scenāriji paredz vērienīgu vēja enerģētikas attīstību Latvijā, taču elektroenerģijas iegūšanai no saules gan netiek modelēta vērā ņemama attīstība (izņemot *Small & Local* scenārijā). Divos optimistiskākajos scenārijos no vēja tiek iegūti līdz pat 80% Latvijā ražotās elektroenerģijas. Turklāt, skatoties to kontekstā ar modelēto Latvijas elektroenerģijas eksporta/importa bilanci (3.8. att.), var secināt, ka šāda vēja potenciāla izmantošana dod iespēju Latvijai būt elektroenerģijas eksportētājai. Pirmajos divos scenārijos elektroenerģijas izstrādes apjoms no AER ir tik liels, ka to nav iespējams pilnībā patērēt vai eksportēt, tādēļ *Large Scale RES* scenārijā ir 2,6 TWh un *100% RES* scenārijā 7,4 TWh “izniekotas” enerģijas Latvijā 2050. gadā.

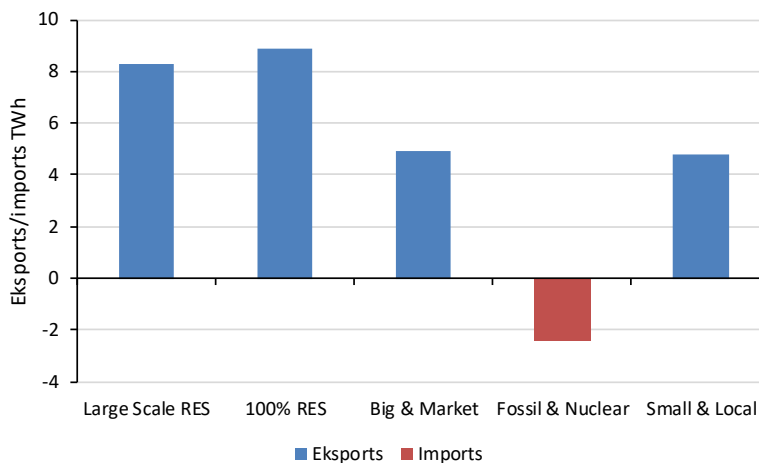
²⁵ Carbon capture and storage



3.6. att. Dažādu avotu elektroenerģijas izstrādes īpatsvars Eiropā 2050. gada scenārijos (e-Highway2050)



3.7. att. Dažādu avotu elektroenerģijas izstrādes īpatsvars Latvijā 2050. gada scenārijos (e-Highway2050)



3.8. att. Elektroenerģijas neto eksports/imports Latvijā 2050. gada scenārijos (e-Highway2050)

3.4. ENTSO-E un ENTSO-G TYNDP

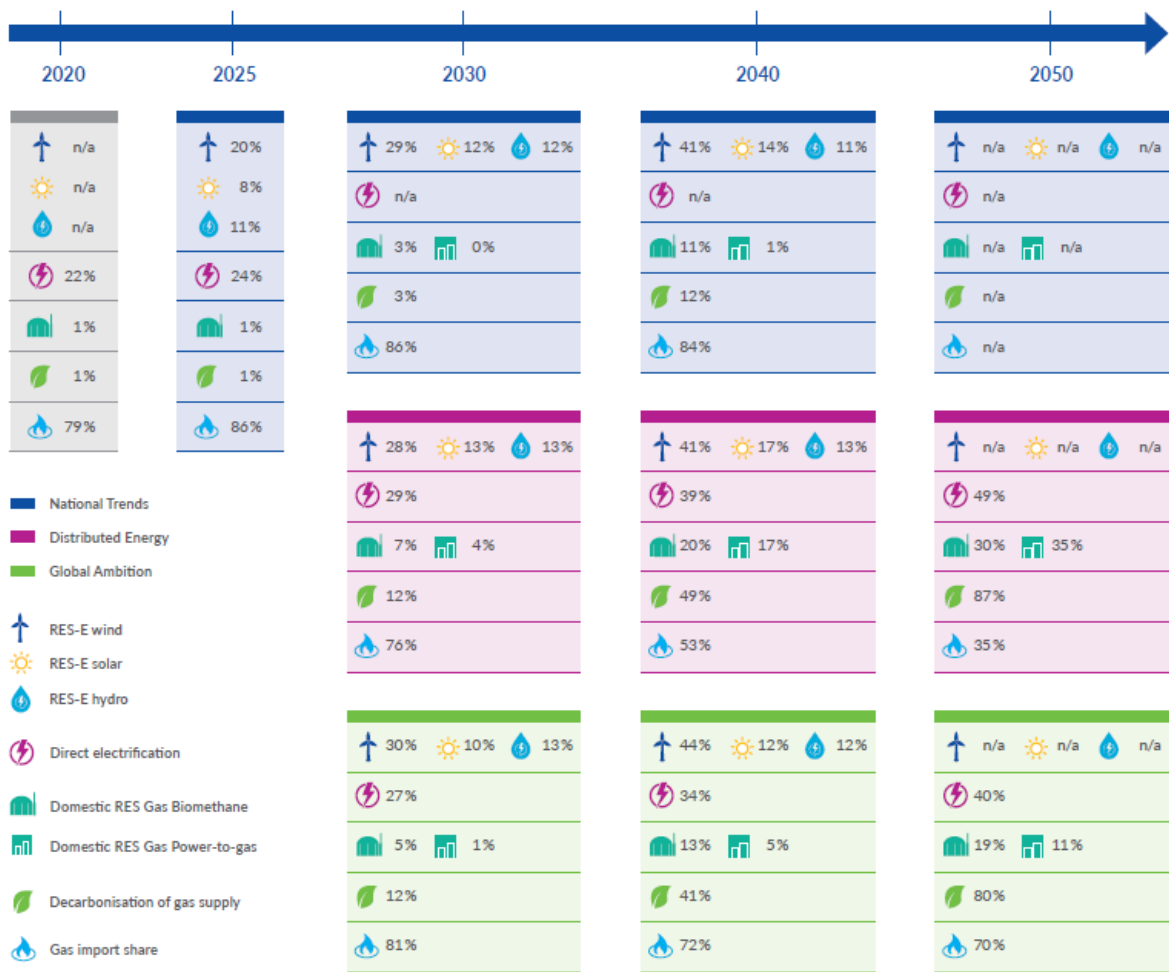
Eiropas elektroenerģijas pārvades sistēmu operatoru apvienības ENTSO-E un gāzes pārvades sistēmu operatoru apvienības ENTSO-G desmitgades attīstības plānos tiek iekļauti arī ilgtermiņa scenāriji. Kopš 2018. gada abas organizācijas šos plānus veido kopā. 2020. gada plānā tiek apskatīti šādi trīs scenāriji [165]:

- **National Trends (NT)** – centrālais scenārijs, kas bāzēts uz ES dalībvalstu Nacionālā klimata un enerģētikas plāna projektiem un citiem iepriekš definētiem valstu klimata mērķiem. Attiecīgi šis scenārijs saskan ar ES 2030. gada klimata un enerģētikas ietvaru (32% atjaunīgā enerģija, 32,5% energoefektivitāte) un EK 2050. gada ilgtermiņa stratēģiju ar CO₂ izmešu samazinājumu par 80–95% salīdzinājumā ar 1990. gada līmeni.
- **Global Ambition (GA)** – scenārijs, kas saskaņots ar Parīzes nolīguma 1,5 ° mērķi un ES 2030. gada klimata mērķiem. Šajā scenārijā attīstība balstās uz centralizētu ģenerāciju. Apjomradīti ietaupījumi sniedz ievērojamus inovatīvu tehnoloģiju (piem., atkrastes vēja parku) izmaksu samazinājumus, tomēr enerģijas imports no konkurētspējīgiem avotiem arī tiek uzskatīts par iespējamu alternatīvu.
- **Distributed Energy (DE)** – scenārijs arī saskan ar Parīzes nolīguma un ES 2030. gada mērķiem, taču tajā enerģētikas pārveide tiek realizēta pamatā ar izklaidētās ģenerācijas attīstību. Šī scenārija svarīga iezīme ir ražotājlietotāju lomas palielināšanās, tiem aktīvi piedaloties enerģijas tirgos.

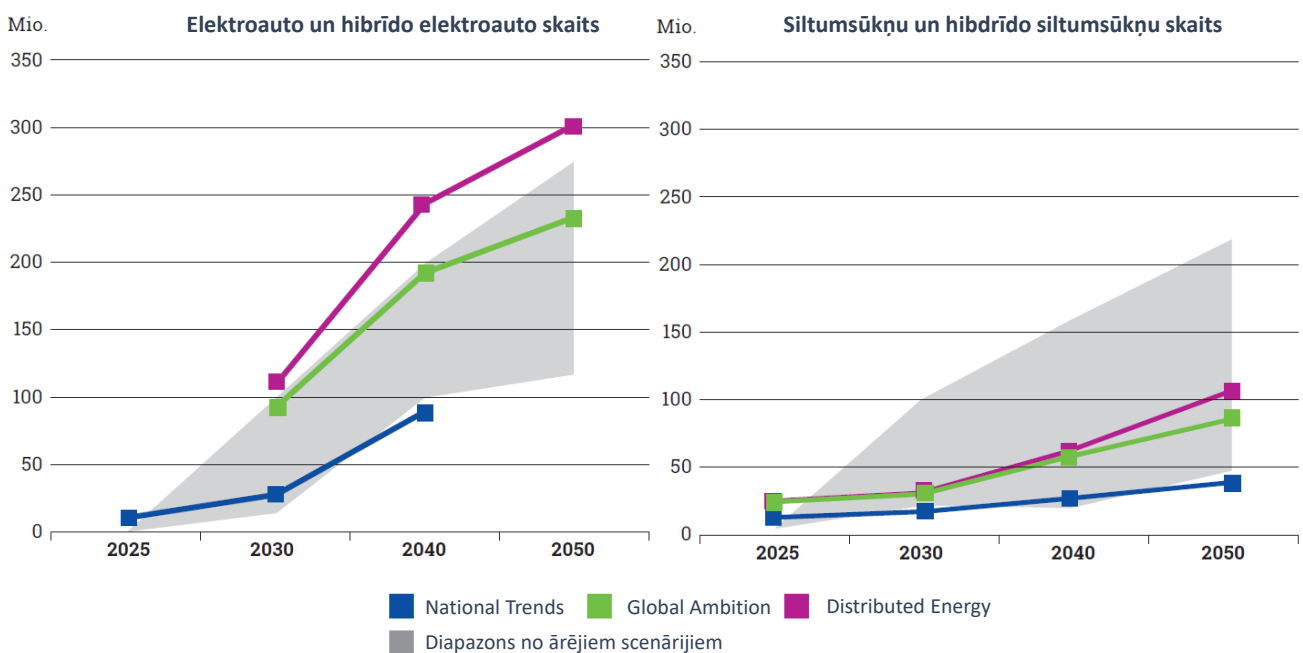
Šie scenāriji detalizēti apskata situāciju līdz 2040. gadam, taču pēdējos divos zināmā mērā tiek skarts arī 2050. gads. Attiecīgo scenāriju parametri apkopoti 3.9. att. [165]. Ar NEKP saistītais scenārijs *National Trends* ir tikai nedaudz mazāk ambiciozs par pārējiem AER attīstības ziņā, taču alternatīvajiem scenārijiem raksturīgas citas atšķirības, piemēram, daudz vērienīgāka *power-to-gas* procesu izmantošana.

Global Ambition un *Distributed Energy* scenāriji arī pieņem lielāku siltumsūkņu izplatību un ievērojami ambiciozāku elektrisko un hibrīdelektisko automobiļu izplatību ES. Šie dati apkopoti 3.10. att. [165]. Tajā parādīts arī dažādu ārēju scenāriju (t.i. citu organizāciju sagatavotu) aplēses par siltumsūkņu un elektroauto izplatību.

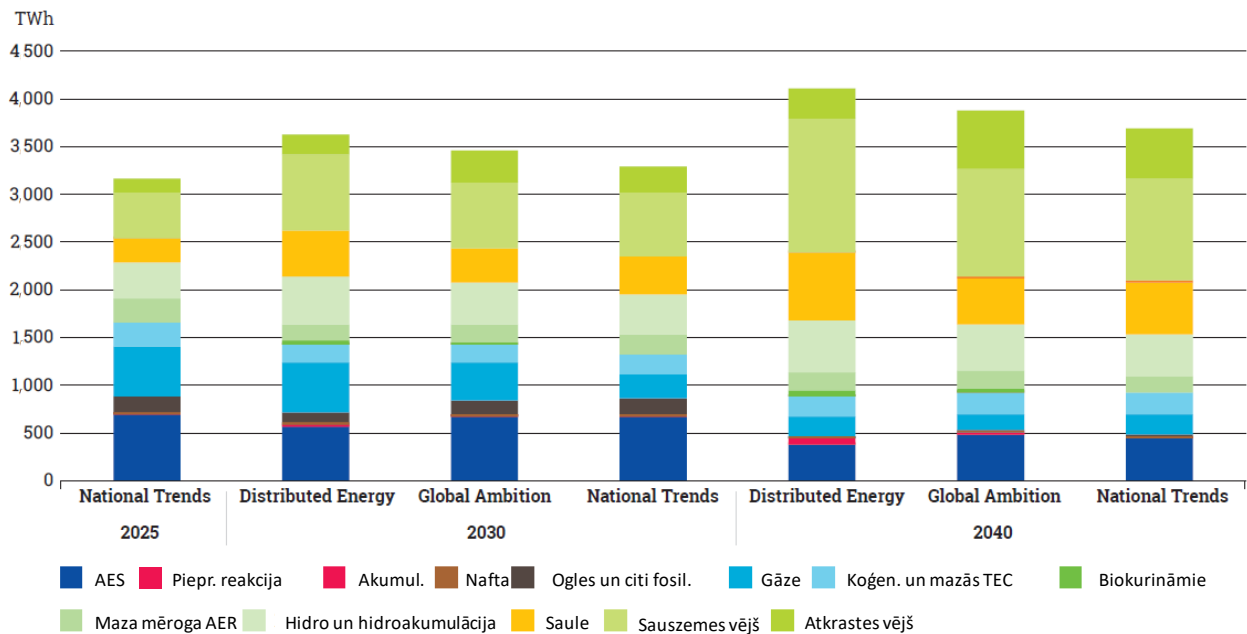
Savukārt 3.11. att. [165] atainota no dažādiem avotiem saražotā elektroenerģija aplūkotajos scenārijos 2025., 2030. un 2040. gadā. Šajos scenārijos arī skaidri iezīmējas pieprasījuma reakcijas un enerģijas akumulācijas augoša loma kā enerģijas ģenerācijas alternatīvām. Tās ir jo īpaši noderīgas, lai samazinātu pieprasījuma maksimumus (patēriņa “pīķus”) un izlīdzinātu elektroenerģijas cenas. Pieprasījuma reakcija un enerģijas akumulācija palīdz izmaksefektīvāk un ar mazākiem kaitīgajiem izmešiem nodrošināt jaudu pietiekamību sistēmā un tai nepieciešamo elastīgumu.



3.9. att. ES elektroenerģijas un gāzes sistēmu attīstības scenāriju parametri (TYNDP 2020)

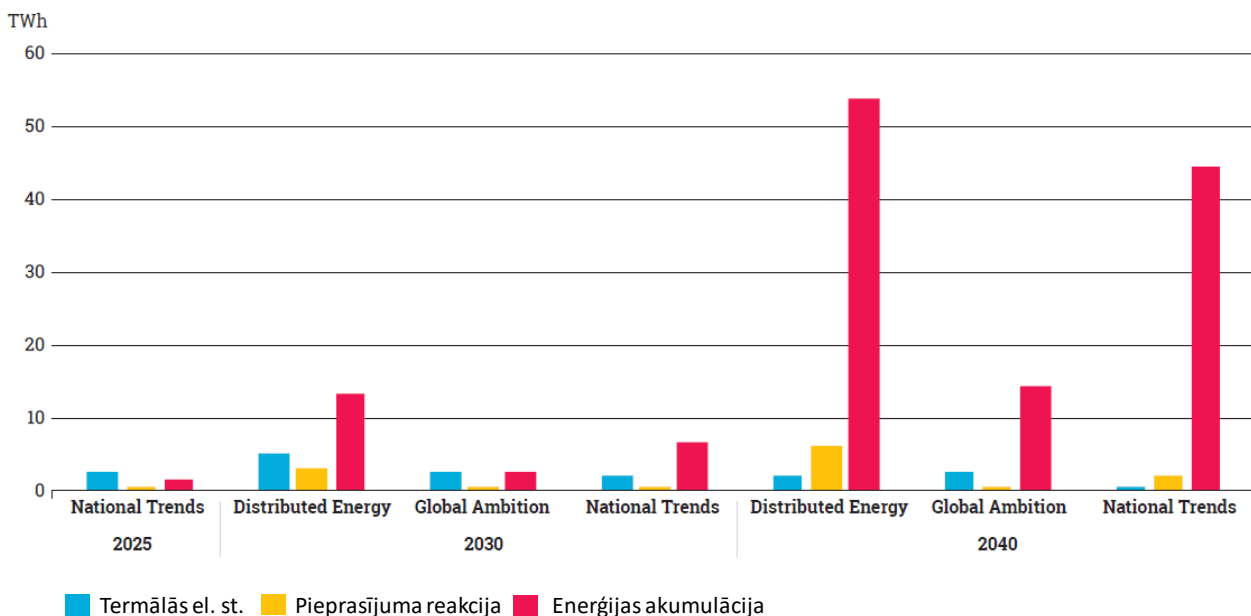


3.10. att. Elektrisko automobiļu un siltumsūkņu skaits ES dažādos scenārijos (TYNDP 2020)



3.11. att. No dažādiem avotiem saražotā elektroenerģija ES aplūkotajos scenārijos (TYNDP 2020)

3.12. att. [165] atainots, ka visnozīmīgākā loma jaudu pietiekamības un energosistēmas elastīguma nodrošināšanā 2040. gadā būs tieši akumulācijas tehnoloģijām, savukārt tradicionālo elastīgo termoelektrostaciju izmantošana šiem mērķiem nepalielināsies vai pat samazināsies. Kopumā 3.11. att. redzamā augošā mainīgo AER izmantošana radīs vajadzību pēc daudzkārt lielāka energosistēmas elastīguma nekā pašlaik. Salīdzinot 3.12. att. atainotos rezultātus *Distributed Energy* un *Global Ambition* scenārijiem, ir skaidrs, ka izklaidētās ģenerācijas attīstība prasa ievērojami lielāku sistēmas elastīgumu nekā liela mēroga centralizētu elektroenerģijas ģenerācijas avotu attīstība.

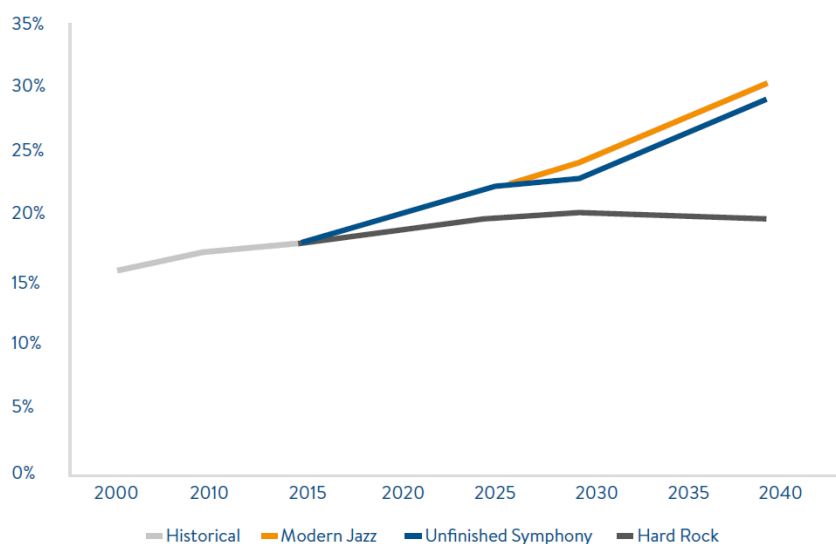


3.12. att. Dažādu tehnoloģiju pielietojums energosistēmas jaudu pietiekamības un elastīguma nodrošināšanā (TYNDP 2020)

3.5. Pasaules enerģētikas padome

Kopš 2010. gada Pasaules enerģētikas padome (WEC²⁶) modelē enerģētikas attīstības scenārijus. Jaunākajā izdevumā par enerģētiku Eiropā tiek aplūkoti trīs atšķirīgi scenāriji [166].

- **Modern Jazz** – vērienīgas digitālās inovācijas strauji mainīgā pasaulē. Liela nozīme tirgus mehānismiem, dažādiem kombinētiem enerģijas pakalpojumiem un datu apstrādei.
- **Unfinished Symphony** – izlēmīga politikas veidošana, ilgtermiņa plānošana, vienota rīcība klimata un citās sfērās. Ieguvumi no sadarbības un sinerģijām.
- **Hard Rock** – fragmentēta pasaule un mazs starptautiskās sadarbības līmenis. Valstis fokusējas uz nacionālo enerģētisko drošību.



3.13. att. Enerģijas galapatēriņa elektrifikācijas pakāpe Eiropā dažādos scenārijos (WEC)

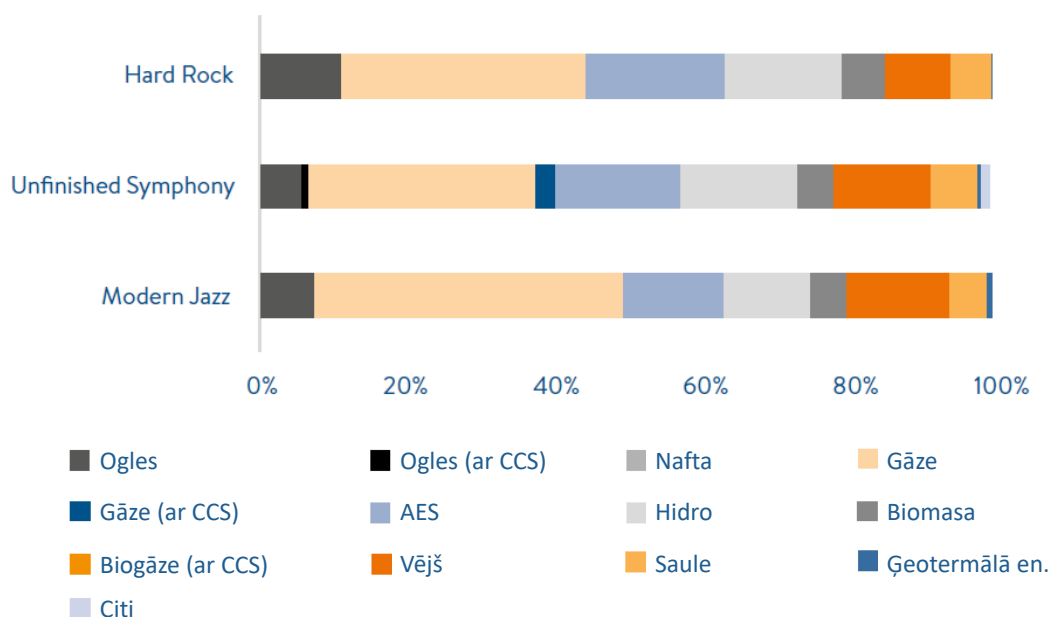
Scenārijā *Modern Jazz* vērojama strauja enerģijas patēriņa elektrifikācija (3.13. att. [166]). IoT²⁷ ierīču izplatības dēļ palielinās patēriņš datu uzglabāšanas un apstrādes sfērās, kuru tikai daļēji kompensē energoefektivitātes uzlabojumi. Rezultātā kopējais elektroenerģijas patēriņš no 2020. līdz 2050. gadam pieaug par 50%.

Unfinished Symphony scenārijam savukārt raksturīga apjomīga pakāpeniska atteikšanās no tradicionālajiem fosilajiem energoavotiem (3.14. att. [166]), kas rezultējas elektroenerģijas cenu kāpumā, kurš zināmā mērā ierobežo pieprasījuma attīstību.

Visbeidzot *Hard Rock* scenārijā netiek modelēta nozīmīga enerģijas galapatēriņa papildu elektrifikācija un ir nepieciešamība tikai pēc 4% elektroenerģijas ražošanas apjoma kāpuma no 2020. līdz 2040. gadam. Tādējādi arī nav lielu iespēju attīstīties AER avotiem papildu pieprasījuma segšanai. Šajā scenārijā paredzēta lēna elektroautomobiļu un siltumsūkņu izmaksu efektivitātes palielināšanās un vislielākās elektroenerģijas izmaksas lietotājiem.

²⁶ World Energy Council

²⁷ Internet of Things



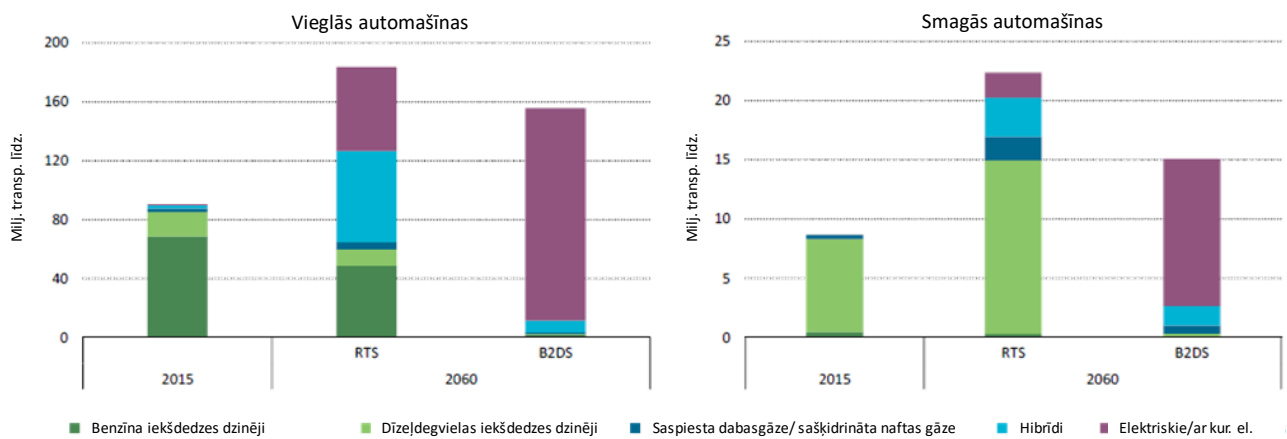
3.14. att. Saražotās elektroenerģijas iedalījums pa avotiem Eiropā dažādos scenārijos 2040. gadā (WEC)

3.6. Starptautiskā enerģētikas aģentūra

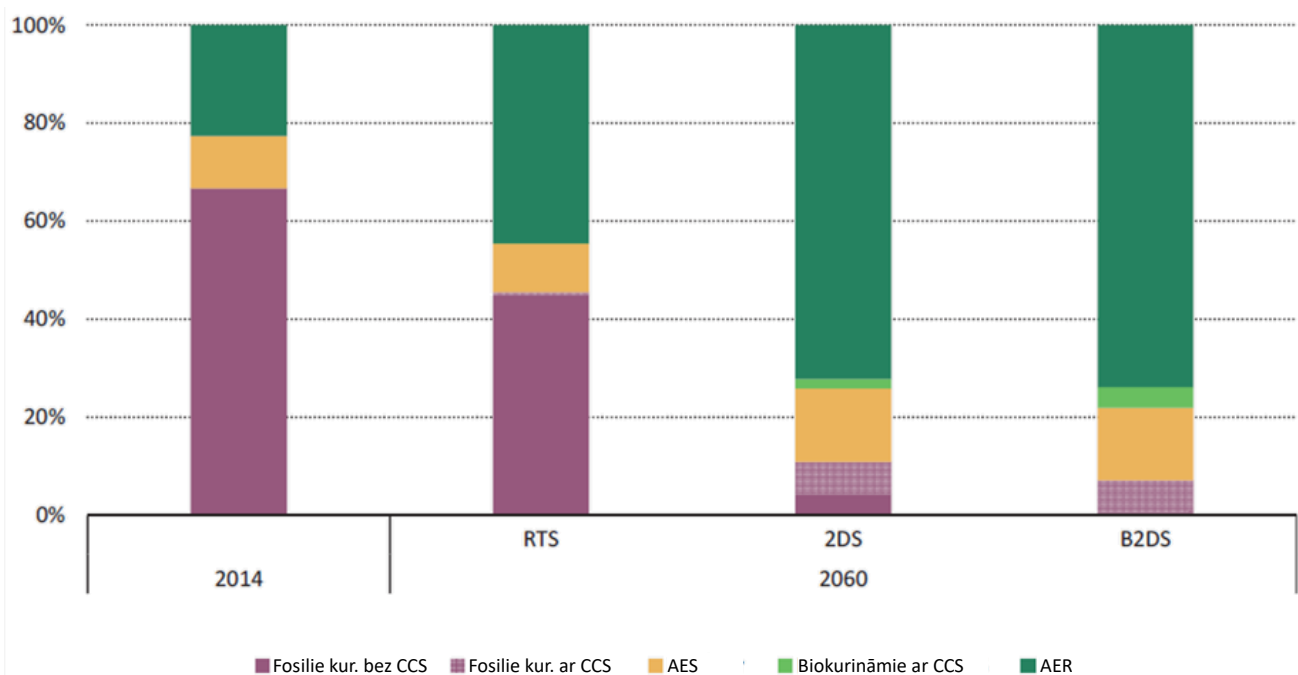
Arī IEA savā ziņojumā par enerģijas tehnoloģiju perspektīvām (ETP) [167] aplūko dažādus scenārijus. 2017. gada ziņojumā veikta modelēšana līdz 2060. gadam, kur analizētie scenāriji ir šādi:

- **Reference Technology Scenario (RTS)** – bāzes scenārijs, kurā ņemtas vērā valstu pašreizējās apņemšanās enerģētikas un klimata jomā. Šis scenārijs atspoguļo pašreizējās ambīcijas, kuras kopumā tomēr nav pietiekamas globālo klimata pārmaiņu samazināšanas mērķu sasniegšanai. Tomēr arī šis scenārijs ietver nozīmīgas izmaiņas pasaules enerģētikā.
- **2 °C Scenario (2DS)** ir ilgstoši bijis ETP galvenais klimata scenārijs, kura realizēšanās gadījumā ir vismaz 50% varbūtība, ka globālās temperatūras kāpumu līdz 2100. gadam varētu ierobežot līdz 2 °C . Šī scenārija mērķu sasniegšanai nepieciešama ambicioza pasaules enerģētikas sektoru transformācija.
- **Beyond 2 °C Scenario (B2DS)** – šis scenārijs aplūko, kādu efektu varētu panākt ar pašlaik pieejamo vai inovāciju stadijā esošo tehnoloģiju pilnvērtīgu izmantošanu. Inovatīvo tehnoloģiju attīstība un izplatība tiek modelēta tuvu to praktiskajam maksimumam, lai sasniegtu emisiju neitralitāti līdz 2060. gadam.

Arī ETP 2017 ziņojumā ļoti nozīmīga loma enerģētikas dekarbonizācijā ir enerģijas gala patēriņa elektrifikācijai. 3.15. att. [167] parādīta dažāda veida transportlīdzekļu izplatība divos no modelētajiem scenārijiem. B2DS scenārijā sauszemes transports tiek gandrīz pilnībā elektrificēts, savukārt piezemētākajā RTS scenārijā vērojama nozīmīga vieglo transportlīdzekļu elektrifikācija vai vismaz hibrīdo risinājumu izmantošana, tomēr smagā transporta sektorā joprojām dominē dīzeļdegviela.



3.15. att. Automašīnu dalījums pēc izmantotā energoresurcisa veida (IEA ETP 2017)



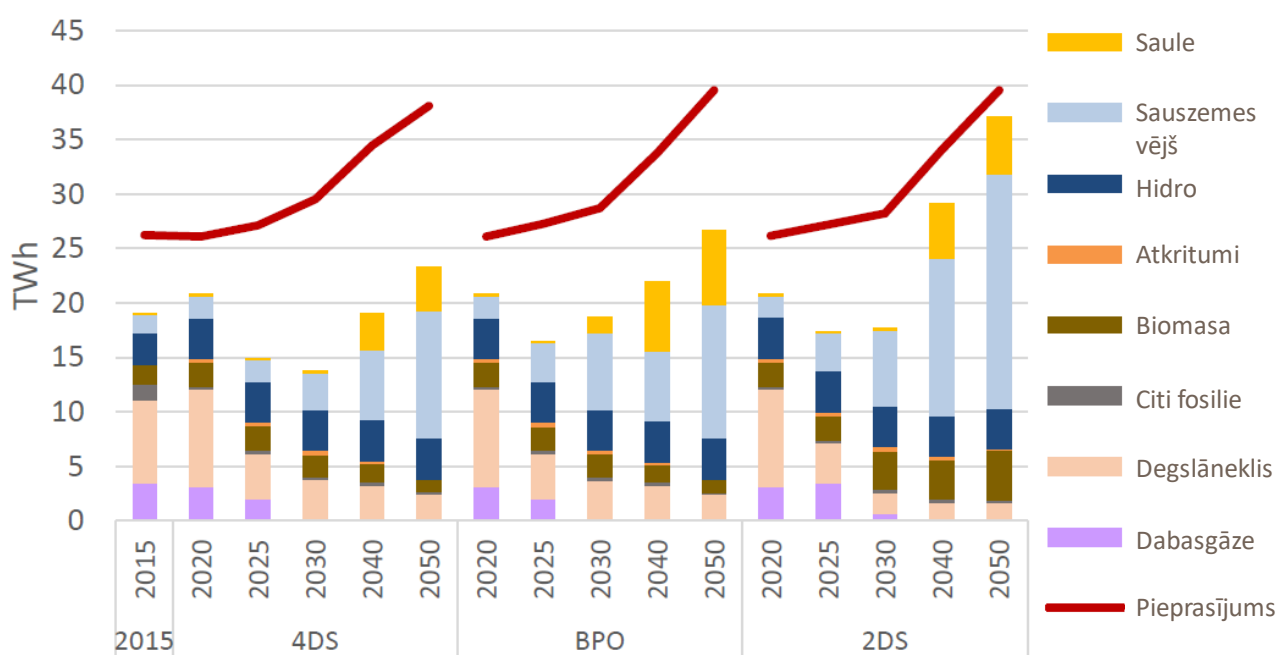
3.16. att. Saražotās elektroenerģijas dalījums pēc avota dažādos scenārijos (IAE ETP 2017)

Līdzīgi kā citas organizācijas, kas nodarbojas ar enerģētikas ilgtermiņa modelēšanu, arī IEA norāda uz to, cik nozīmīgi ir dekarbonizēt tieši elektroenerģijas ražošanas sektoru, jo tas ļauj panākt zemas vai neitrālas oglekļa emisijas arī citos sektoros, ja tie tiek elektrificēti. 3.16. att. [167] atainots saražotās elektroenerģijas iedalījums pēc ģenerācijas avotiem atbilstoši trim aplūkotajiem scenārijiem 2060. gadā. Zīmīgi, ka 2DS scenārijs nepagēr pilnīgu atteikšanos no fosiliem kurināmajiem, savukārt maksimālistiskajā B2DS scenārijā, lai gan arī tiek saglabāts neliels apjoms fosilā kurināmā spēkstaciju, tajās tiek paredzēts pielietot oglekļa uztveršanas un uzglabāšanas tehnoloģijas (CCS) klimatneitralitātes panākšanai.

3.7. Baltic Energy Technology Scenarios

Kā nozīmīgs informācijas avots par enerģētikas attīstību tieši Latvijas kontekstā jāizceļ arī Ziemeļvalstu ministru padomes finansētais pētījums “Baltic Energy Technology Scenarios”²⁸ [168], kas tika publicēts 2018. gadā. Tajā tiek analizēti trīs scenāriji:

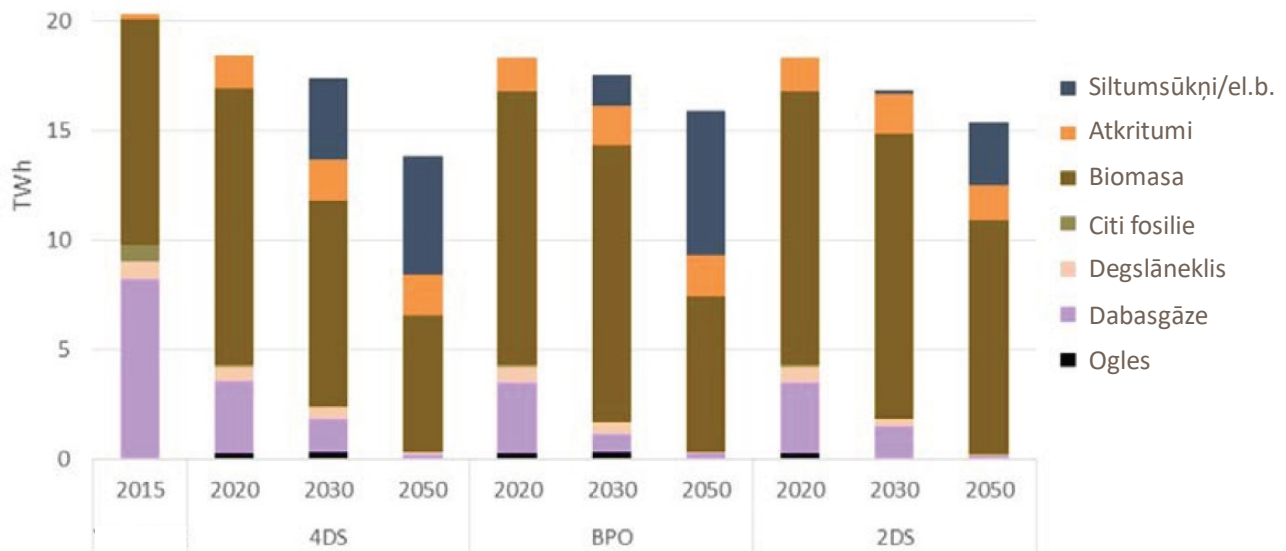
- **4DS** – četru grādu kāpums. Šajā scenārijā tiek modelēta situācija, kad pasaulē nav ambīciju ierobežot klimata pārmaiņas, – ES nerasniedz 80% izmešu samazinājumu un to cena paliek salīdzinoši zema. Tiek pieņemts, ka Baltijas valstis sasniedz 2020. gada mērķus, bet jaunus nepieņem.
- **BPO** – Baltijas politikas scenārijs. Tiek daļēji modelēti tobrīd zināmie Baltijas valstu piedāvātie enerģētikas un klimata mērķi 2030. gadam. Tālākie mērķi tiek pieņemti, paredzot pakāpenisku turpmāku emisiju samazinājumu.
- **2DS** – divu grādu kāpums. Scenārijs, kurā tiek sasniegts globālās temperatūras pieauguma tempa samazinājums līdz 2 °C. Šeit netiek ņemti vērā Baltijas valstu nacionālie 2030. gada mērķi, tā vietā pieņemot, ka ES kopumā tiek sasniegts 80% emisiju samazinājums līdz 2050. gadam.



3.17. att. Elektroenerģijas izstrāde Baltijas valstīs pēc avota dažādos scenārijos (BENTE)

Visos trīs aplūkotajos scenārijos Baltijas valstis kopumā ir elektroenerģijas importētājas, bet vissliktākais rādītājs ir 4DS scenārijā, kurā 2030. gadā puse no elektroenerģijas patēriņa ir jāimportē (3.17. att. [168]). Turpretī 2DS scenārijā ir visievērojamākais ģenerācijas kāpums līdz 2050. gadam, galvenokārt pateicoties atjaunīgo energoresursu, jo īpaši vēja enerģijas, izmantošanai.

²⁸ Baltijas enerģētikas tehnoloģiju scenāriji – BENTE



3.18. att. Siltumenerģijas izstrāde Baltijā valstīs pēc avota dažādos scenārijos (BENTE)

Savukārt siltumapgādē tiek prognozēts, ka saglabāsies liela biomasas nozīme (3.18. att. [168]). Turklāt visos scenārijos arī paredzēta zināma siltumapgādes elektrifikācija ar siltumsūkņiem un elektriskajiem ūdenssildītājiem, taču 2DS scenārijā tiem modelēta vismazākā loma. Galvenokārt tas saistīts ar to, ka ar biomasu darbināmas centralizētās siltumapgādes sistēmas tomēr ir konkurētspējīgākas. Tiesa gan šajā pētījumā pamatscenārijos tiek pieņemti samērā pieticīgi siltumsūkņu efektivitātes rādītāji ($COP = 2...3$). Jūtīguma analīze parāda, ka ar paaugstinātu efektivitātes koeficientu (2,9...3,2) siltumsūkņu loma siltumapgādē Baltijā 2030. gadā 4DS scenārijā varētu palielināties no 20% uz 33%. Taču jāņem vērā, ka modelēšanas rezultātos to konkurētspēju izteikti ietekmē arī pieņēmumi par elektroenerģijas sadales tarifu struktūru.

Kopsavilkums

Kopumā, analizējot ilgtermiņa inovāciju tendences enerģētikā, vislielākā uzmanība jāvelta **vēja un saules enerģijas** izmantošanai elektroenerģijas iegūšanā. Tās tiek gandrīz viennozīmīgi atzītas par perspektīvākajām tehnoloģijām enerģētikas negatīvās ietekmes uz vidi samazināšanai. Tiesa gan, tā kā abi šie energoavoti ir ļoti atkarīgi no laikapstākļiem un attiecīgi to izstrāde ir grūtāk prognozējama, energosistēmu vadībā palielinās nenoteiktības loma. Kopumā saistībā ar saules un vēja enerģijas izmantošanu var izšķirt vairākas jomas, kurās jau notiek un ir nepieciešamas arī turpmākas inovācijas un optimizācija.

- Enerģijas ieguves **tehnoloģiju efektivitātes paaugstināšana** un darbības principu pilnveide, tostarp palielinot lielo vēja turbīnu izmērus, tanī pat laikā sagatavojot tehnoloģijas arī vēja enerģijas potenciāla izmantošanai mazā augstumā.
- Dažādu energoapgādes veidu **savstarpējā mijiedarbība**, tostarp attīstot kombinētu siltumapgādi un elektroapgādi ar hibrīdiem saules paneļiem vai ūdeņraža iegūvi ar no vēja enerģijas iegūtu elektroenerģiju situācijās, kad energosistēmā ir tās pārpalikums.
- Dažādu enerģijas **akumulācijas tehnoloģiju** (gan centralizētu, gan izkliedētu) attīstība, kas ļautu laikā atdalīt gan elektroenerģijas, gan siltumenerģijas ražošanas un patēriņa procesus.
- Energosistēmas vadības **digitalizācija un viedu algoritmu ieviešana** visos tās līmeņos, tostarp attīstot kombinētu sistēmu optimizācijas metodes, lietderīgi izmantojot arvien pieaugošo iegūstamo datu apjomu.
- Atjaunīgo avotu integrācija energosistēmās, izmantojot uz **tirgus principiem** balstītus risinājumus.
- Dažādu ar enerģētiku saistītu parādību un procesu **prognozēšanas metožu pilnveide** gan īstermiņa, gan ilgtermiņa pielietojumiem, tostarp, piemēram, prognozējot AER avotu izstrādi vai iespējamās to izraisītās elektrotīklu pārslodzes, kas ir nepieciešama informācija viedo varbūtisko vadības algoritmu realizācijai.
- **Politisks atbalsts un attiecīgi pasākumi** izkliedētās ģenerācijas attīstībai, kas aktuāli, ja tiek izvēlēta virzība uz decentralizētu enerģijas ražošanu, tostarp samazināts birokrātiskais slogs un novērstas netaisnīgas izmaksas, kas saistītas ar mikroģenerācijas avotu attīstību mājāsaimniecību līmenī.

Cits ļoti nozīmīgs aspekts, kurā nākotnē sagaidāmas tālākas pastāvīgas inovācijas un attīstība, ir aktīvāka **pieprasījuma reakcijas** resursu iesaiste energosistēmu elastīguma nodrošināšanā. Tas ir it īpaši aktuāli, ņemot vērā sagaidāmo transporta un siltumapgādes sistēmu elektrifikāciju. Pirmajā gadījumā tā var izpausties ar **elektrisko automobiļu** skaita pieaugumu, kurus teorētiski iespējams efektīvi izmantot pieprasījuma reakcijas nodrošināšanā kā izkliedētus enerģijas akumulācijas resursus. Ja tas netiek darīts, tad pastāv risks, ka transporta elektrifikācija var novest pie nevēlama efekta – energosistēmas pārslodzes vai zemas efektivitātes pārmēru augstu maksimumslodžu dēļ.

Savukārt **siltumapgādes sektora elektrifikācija** lielā mērā saistās ar plašu **siltumsūkņu** izmantošanu. Turklāt kā atsevišķs nozīmīgs potenciālās attīstības virziens jāizceļ lielas jaudas siltumsūkņu koordinēta darbība ar termālās enerģijas akumulācijas un elektroapgādes sistēmām. Taču šādu koordinētu sistēmu efektīvas darbības nodrošināšanai nepieciešams izstrādāt un realizēt sarežģītas vadības optimizācijas metodes.

Visi šie jautājumi pašlaik tiek plaši pētīti dažādās gan akadēmiskās, gan industriālās organizācijās no vairākiem skatupunktiem. Arī Latvijas zinātnē noris aktīvs darbs saistībā ar lielāko daļu no izceltajiem jautājumiem. Nodevuma pamattekstā pie attiecīgajām tēmām norādītas atsauces uz dažādiem nozīmīgiem vietēja mēroga un starptautiskiem pētījumiem, kuros savu artavu devuši arī Latvijas zinātnieki, tostarp arī valsts pētījumu programmas “Enerģētika” un projekta INGRIDO ietvaros.

Izmantotā literatūra

- [1] Eurostat, "Eurostat database." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eurostat/data/database>. [Accessed: 10-Mar-2020].
- [2] K. Baltputnis, A. Sauhats, O. Linkevics, R. Petrichenko, R. Varfolomejeva, and Z. Broka, "Modeling of water utilization in hydroelectric power plants on the Daugava River," in *2015 56th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2015*, 2015.
- [3] A. Sauhats, R. Petrichenko, K. Baltputnis, Z. Broka, and R. Varfolomejeva, "A multi-objective stochastic approach to hydroelectric power generation scheduling," in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016, pp. 1–7.
- [4] R. Varfolomejeva, T. Makalska, R. Petrichenko, K. Baltputnis, and A. Sauhats, "The costs of environmental limitations of HPPs in cascade," in *2017 IEEE Manchester PowerTech, Powertech 2017*, 2017.
- [5] A. Sauhats, R. Petrichenko, Z. Broka, K. Baltputnis, and D. Sobolevskis, "ANN-based forecasting of hydropower reservoir inflow," in *2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University, RTUCON 2016*, 2016.
- [6] A. Kalnačs, "Straumju hidrokinētisko iekārtu enerģētiskā potenciāla novērtēšana un efektivitātes uzabošana," Rīgas Tehniskā universitāte, 2019.
- [7] V. Bezrukovs, V. Bezrukovs, S. Upnere, L. Gulbe, and D. Bezrukovs, "The use of cellular communication masts for wind share research," *Energetika*, vol. 64, no. 2, Sep. 2018.
- [8] D. Bezrukovs, "The Study of Wind Energy Resource and the Assessment of the Economic Feasibility of Wind Energy Projects," Riga Technical University, 2019.
- [9] Urban Wind, "Catalogue of European Urban Wind Turbine Manufacturers." [Online]. Available: http://www.urbanwind.net/pdf/CATALOGUE_V2.pdf.
- [10] J. Hossain, "Wind Energy 2050. On the shape of near 100% RE grid," 2015.
- [11] A. Jäger-Waldau, "PV Status Report 2018," Luxembourg, 2018.
- [12] A. Jäger-Waldau, "PV Status Report 2017," Luxembourg, 2017.
- [13] IRENA, "Renewable energy prospects for the EU," 2018. [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2018/Feb/Renewable-energy-prospects-for-the-EU>.
- [14] S. La Monaca and L. Ryan, "Solar PV where the sun doesn't shine: Estimating the economic impacts of support schemes for residential PV with detailed net demand profiling," *Energy Policy*, vol. 108, pp. 731–741, Sep. 2017.
- [15] A. Sauhats, L. Zemite, L. Petrichenko, I. Moshkin, and A. Jasevics, "Estimating the Economic Impacts of Net Metering Schemes for Residential PV Systems with Profiling of Power Demand, Generation, and Market Prices," *Energies*, vol. 11, no. 11, p. 3222, Nov. 2018.
- [16] energysage, "What are the most efficient solar panels on the market? Solar panel cell efficiency explained." [Online]. Available: <https://news.energysage.com/what-are-the-most-efficient-solar-panels-on-the-market/>.
- [17] JRC, "Photovoltaic geographical information system." [Online]. Available: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/tools.html#PVP.
- [18] "Solar irradiation data." [Online]. Available: <https://solcast.com.au>.
- [19] Nord Pool, "Historical Market Data." [Online]. Available: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/>. [Accessed: 24-Mar-2020].
- [20] "Rules of connecting PV technologies to the grid in Estonia." [Online]. Available: <https://energogen.ee/en/information/connecting-with-the-grid/>.
- [21] "NS regulation in Lithuania." [Online]. Available: https://www.regula.lt/SiteAssets/naujienu-medziaga/2018/2018-rugsejo-men/METINE_ATASKAITA_EK_final_en_2018_09_28.pdf.
- [22] "Description of Latvian support schemes." [Online]. Available: <http://www.res-legal.eu/search-by-country/latvia/summary/c/latvia/s/res-e/sum/156/lpid/155>.
- [23] "Tariffs of electricity for Net metering in Estonia." [Online]. Available: <https://elering.ee/en/renewable-energy-charge>.
- [24] "Tariffs of electricity for Net metering in Estonia." [Online]. Available: https://www.elektrilevi.ee/-/doc/6305157/kliendile/Elektrilevi_hinnakiri_vorguteenuse_hinnad_alates_1_jaanuarist_2019_EN.pdf.
- [25] "Tariffs of electricity for Net metering in Latvia." [Online]. Available:

<https://www.sadalestikls.lv/en/rates/mandatory-procurement-component>.

- [26] "Distribution tariffs of Latvia." [Online]. Available: https://www.sadalestikls.lv/uploads/2018/01/ST_tarifi_ENG.pdf.
- [27] E. Vartiainen, "Competitiveness of PV in Europe," *32nd EU PVSEC*, 2016. [Online]. Available: https://www.photovoltaic-conference.com/images/2016/2_Programme/parallel_events/EnhancingPV/Eero_VARTIAINEN.pdf.
- [28] P. Tapio, V. Varho, and H. Heino, "Renewable Energy in the Baltic Sea Region 2025," *J. East-West Bus.*, vol. 19, no. 1–2, pp. 47–62, Jun. 2013.
- [29] T. Justin Thomas, K. H. Barve, G. S. Dwarakish, and L. R. Ranganath, "A Review on Assessment of Wave Energy Potential," in *National Conference on Futuristic Technology in Civil Engineering for Sustainable Development*, 2015, pp. 178–186.
- [30] O. Edenhofer *et al.*, "Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change," 2012.
- [31] ETIPOCEAN, "Ocean Energy Statistics 2018: Europe Leading the Sector." [Online]. Available: <https://www.etipocean.eu/news/ocean-energy-statistics-2019>.
- [32] IRENA, "Wave Energy: Technology brief (2014)." [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2014/Jun/Wave-energy>.
- [33] E. Rusu and F. Onea, "A review of the technologies for wave energy extraction," *Clean Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 10–19, Jul. 2018.
- [34] D. Magagna and A. Uihlein, "Ocean energy development in Europe: Current status and future perspectives," *Int. J. Mar. Energy*, vol. 11, pp. 84–104, Sep. 2015.
- [35] Melo AB, "Pico Power Plant: Perspectives for the Future?" [Online]. Available: http://www.picoowc.net/files/33/new3_84d9ee44e457ddef7f2c4f25dc8fa865.pdf.
- [36] Ocean Energy Systems, "Annual Report Ocean Energy Systems 2016." [Online]. Available: <https://report2016.ocean-energy-systems.org/>.
- [37] MARINET project, "Infrastructure Access Report," 2015.
- [38] J. Beriņš and Ļ. Petričenko, "Economic Valuation of Wave Power Plant in the Baltic Sea Region at Pre-Flexibility Stage," *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 56, no. 6, pp. 32–46, 2019.
- [39] J. Beriņš, J. Beriņš, J. Kalnačs, and A. Kalnačs, "Wave Energy Potential in the Latvian EEZ," *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 53, no. 3, pp. 22–33, Jun. 2016.
- [40] T. Soomere and M. Eelsalu, "On the wave energy potential along the eastern Baltic Sea coast," *Renew. Energy*, vol. 71, pp. 221–233, Nov. 2014.
- [41] J. Beriņš, "Okeāna un jūras viļņu enerģētikas iespējas un attīstība," Rīgas Tehniskā universitāte, 2019.
- [42] European Commission, "EU Strategy for the Baltic Sea Region." [Online]. Available: https://ec.europa.eu/regional_policy/lv/policy/cooperation/macro-regional-strategies/baltic-sea/.
- [43] VARAM, "Jūras telpiskais plānojums." [Online]. Available: http://www.varam.gov.lv/lat/darbibas_veidi/tap/lv/?doc=23102.
- [44] R. Ferguson, W. Wilkinson, and R. Hill, "Electricity use and economic development," *Energy Policy*, vol. 28, no. 13, pp. 923–934, Nov. 2000.
- [45] EU, *Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources*, no. December. 2018.
- [46] ENTSO-E, "Regional Security Coordinators FAQ." [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/rscis/>. [Accessed: 19-Apr-2020].
- [47] ENTSO-E, "ENTSO-E Policy Paper. Future TSO Coordination for Europe," 2014. [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position papers and reports/141119_ENTSO-E_Policy_Paper_Future_TSO_Coordination_for_Europe.pdf.
- [48] G. Erbach, "Briefing. EU Legislation in Progress. Internal market for electricity," *Briefing. EU Legislation in Progress*, 2019. [Online]. Available: [http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/595925/EPRS_BRI\(2017\)595925_EN.pdf](http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/BRIE/2017/595925/EPRS_BRI(2017)595925_EN.pdf).
- [49] ENTSO-E, CEDEC, GEODE, E.DSO, and Eurelectric, "TSO-DSO Report. An Integrated Approach to Active System Management," 2019. [Online]. Available: https://docstore.entsoe.eu/Documents/Publications/Position papers and reports/TSO-DSO_ASM_2019_190416.pdf.
- [50] "DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC," *Off. J.*

Eur. Union, p. L 211/55-93, 2009.

- [51] ACER/CEER, “Annual Report on the Results of Monitoring the Internal Electricity and Natural Gas Markets in 2017 - Consumer Empowerment Volume,” 2018. [Online]. Available: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/MMR_2017_ELECTRICITY.pdf.
- [52] P. Lienert, B. Suetterlin, and M. Siegrist, “Public acceptance of the expansion and modification of high-voltage power lines in the context of the energy transition,” *Energy Policy*, vol. 87, pp. 573–583, Dec. 2015.
- [53] H. Al-Khalidi and A. Kalam, “The Impact of Underground Cables on Power Transmission and Distribution Networks,” in *2006 IEEE International Power and Energy Conference*, 2006, pp. 576–580.
- [54] ACER, “Consolidated Report on the Progress of Electricity and Gas Projects of Common Interest,” 2018. [Online]. Available: https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Consolidated_Report_on_the_progress_of_electricity_and_gas_Projects_of_Common_Interest_for_the_year_2017.pdf.
- [55] C. Zhang, J. Wu, C. Long, and M. Cheng, “Review of Existing Peer-to-Peer Energy Trading Projects,” *Energy Procedia*, vol. 105, pp. 2563–2568, May 2017.
- [56] B. P. Koirala, E. Koliou, J. Friege, R. A. Hakvoort, and P. M. Herder, “Energetic communities for community energy: A review of key issues and trends shaping integrated community energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 56, pp. 722–744, Apr. 2016.
- [57] A. Hirsch, Y. Parag, and J. Guerrero, “Microgrids: A review of technologies, key drivers, and outstanding issues,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 90, no. September 2017, pp. 402–411, Jul. 2018.
- [58] M. Andoni *et al.*, “Blockchain technology in the energy sector: A systematic review of challenges and opportunities,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 100, no. February 2018, pp. 143–174, Feb. 2019.
- [59] J. Barton *et al.*, “The evolution of electricity demand and the role for demand side participation, in buildings and transport,” *Energy Policy*, vol. 52, pp. 85–102, Jan. 2013.
- [60] S. Z. Djokic, I.-S. Ilie, and I. Hernando-Gil, “Reliability planning of active distribution systems incorporating regulator requirements and network-reliability equivalents,” *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 10, no. 1, pp. 93–106, Jan. 2016.
- [61] S. Nikkhah, A. Rabiee, S. M. Mohseni-Bonab, and I. Kamwa, “Risk averse energy management strategy in the presence of distributed energy resources considering distribution network reconfiguration: an information gap decision theory approach,” *IET Renew. Power Gener.*, vol. 14, no. 2, pp. 305–312, Feb. 2020.
- [62] J. Giri, “Proactive Management of the Future Grid,” *IEEE Power Energy Technol. Syst. J.*, vol. 2, no. 2, pp. 43–52, Jun. 2015.
- [63] A. Azizivahed, H. Narimani, M. Fathi, E. Naderi, H. R. Safarpour, and M. R. Narimani, “Multi-objective dynamic distribution feeder reconfiguration in automated distribution systems,” *Energy*, vol. 147, pp. 896–914, Mar. 2018.
- [64] M. E. El-hawary, “The Smart Grid—State-of-the-art and Future Trends,” *Electr. Power Components Syst.*, vol. 42, no. 3–4, pp. 239–250, Mar. 2014.
- [65] EU, *Regulation (EU) 2019/943 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on the internal market for electricity*. Official Journal of the European Union, 2019.
- [66] ENTSO-E, “Electricity transmission system operators of the ENTSO-E Continental Europe Region sign agreements on the Conditions for Future Interconnections with Ukraine and Moldova,” 2017. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/news/2017/07/07/entsoe-ce-agreement-conditions-future-grid-connections-with-ukraine-moldova/>.
- [67] youris.com, “Baltic energy systems: synchronisation by 2025,” 2018. [Online]. Available: <https://cordis.europa.eu/news/rcn/129813/en>.
- [68] European Commission, *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing*, no. November. 2017, pp. 312/6-312/53.
- [69] Fingrid, “Cooperation agreement promotes Nordic balancing,” 2018. [Online]. Available: <https://www.fingridlehti.fi/en/cooperation-agreement-promotes-nordic-balancing/>.
- [70] E. Lannoye, D. Flynn, and M. O’Malley, “The role of power system flexibility in generation planning,” in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, pp. 1–6.
- [71] H. Nosair and F. Bouffard, “Flexibility Envelopes for Power System Operational Planning,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 800–809, Jul. 2015.
- [72] J. Bertsch, C. Growitsch, S. Lorenczik, and S. Nagl, “Flexibility in Europe’s power sector — An additional requirement or an automatic complement?,” *Energy Econ.*, vol. 53, pp. 118–131, Jan. 2016.

- [73] ENTSO-E, "Mid-term Adequacy Forecast - 2018 edition," 2018. [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/outlooks/maf/Pages/default.aspx>.
- [74] Y. Zhou, P. Mancarella, and J. Mutale, "Modelling and assessment of the contribution of demand response and electrical energy storage to adequacy of supply," *Sustain. Energy, Grids Networks*, vol. 3, pp. 12–23, 2015.
- [75] E. Telaretti and L. Dusonchet, "Stationary battery technologies in the U.S.: Development Trends and prospects," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. November 2016, pp. 380–392, Aug. 2017.
- [76] CEER, "Distribution Systems Working Group. Flexibility Use at Distribution Level. A CEER Conclusions Paper," 2018. [Online]. Available: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/e5186abe-67eb-4bb5-1eb2-2237e1997bbc>.
- [77] V. W. Loose, "Quantifying the value of hydropower in the electric grid: role of hydropower in existing markets," Albuquerque, NM, and Livermore, CA (United States), Jan. 2011.
- [78] M. Wei, Y. Luo, W. Xu, J. Sheng, X. Xie, and Z. Li, "Quantifying the Performance of Pumped Hydro Storage in Supporting Renewable Integrated Power System," in *2019 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, 2019, pp. 543–547.
- [79] G. Frydrychowicz-Jastrzębska, "The Innovative Gaildorf Wind-Water Project Guarantees Reliability of Power Supply," in *Innovation in Energy Systems - New Technologies for Changing Paradigms*, IntechOpen, 2019.
- [80] ignytis gamyba, "Installation of a 5th hydro-unit in Kruonis PSHP." [Online]. Available: <https://ignytisgamyba.lt/en/our-activities/business-development-and-innovations-projects/installation-of-a-5th-hydro-unit-in-kruonis-pshp/4536>.
- [81] The Baltic Course, "Developer now eyeing Paldiski as location for pump storage power plant in Estoni," 2016. [Online]. Available: http://www.baltic-course.com/eng2/good_for_business/?doc=121139.
- [82] T. Kasonen, "EU supports the Estonian storage project," 2019. [Online]. Available: <https://sunly.ee/eu-supports-the-estonian-pumped-hydro-storage-project-that-is-necessary-for-commissioning-more-renewable-energy-in-the-baltic-states/>.
- [83] European Commission, "PCI hydro pumped storage in Estonia (Estonian PHES)," 2017. [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/eipp/desktop/lv/projects/project-247.html>.
- [84] K. Baltputnis, Z. Broka, A. Sauhats, and R. Petrichenko, "Short-term optimization of storage power plant operation under market conditions," in *EEEIC 2016 - International Conference on Environment and Electrical Engineering*, 2016.
- [85] IHA (International Hydropower Association), "Hydropower Status Report - Sector Trends and Insights," 2019.
- [86] H. Ibrahim, K. Belmokhtar, and M. Ghandour, "Investigation of Usage of Compressed Air Energy Storage for Power Generation System Improving - Application in a Microgrid Integrating Wind Energy," *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 305–316, Jun. 2015.
- [87] A. Rogers, A. Henderson, X. Wang, and M. Negnevitsky, "Compressed air energy storage: Thermodynamic and economic review," in *2014 IEEE PES General Meeting | Conference & Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [88] F. Klumpp, "Potential for Large Scale Energy Storage Technologies – Comparison and Ranking Including an Outlook to 2030," *Energy Procedia*, vol. 73, pp. 124–135, Jun. 2015.
- [89] F. Crotogino *et al.*, "Large-Scale Hydrogen Underground Storage for Securing Future Energy Supplies," *Proc. WHEC*, vol. 78, 2010.
- [90] M. Ditaranto, T. Heggset, and D. Berstad, "Concept of hydrogen fired gas turbine cycle with exhaust gas recirculation: Assessment of process performance," *Energy*, vol. 192, p. 116646, Feb. 2020.
- [91] M. Mahmoud, M. Ramadan, A.-G. Olabi, K. Pullen, and S. Naher, "A review of mechanical energy storage systems combined with wind and solar applications," *Energy Convers. Manag.*, vol. 210, p. 112670, Apr. 2020.
- [92] F. Goris and E. L. Severson, "A Review of Flywheel Energy Storage Systems for Grid Application," in *IECON 2018 - 44th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, 2018, pp. 1633–1639.
- [93] Ting Lei, Tao Wang, Haoran Yu, and Haoming Liu, "Power optimization allocation strategy for energy storage station responding to dispatch instruction," in *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, 2015, pp. 177–182.
- [94] S. Satpathy, S. Das, and B. K. Bhattacharyya, "How and where to use super-capacitors effectively, an integration of review of past and new characterization works on super-capacitors," *J. Energy Storage*, vol. 27, p. 101044, Feb. 2020.
- [95] P. J. Hall and E. J. Bain, "Energy-storage technologies and electricity generation," *Energy Policy*, vol. 36, no. 12, pp. 4352–4355, Dec. 2008.
- [96] H. Chen, T. N. Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding, "Progress in electrical energy storage system: A critical

- review," *Prog. Nat. Sci.*, vol. 19, no. 3, pp. 291–312, Mar. 2009.
- [97] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 569–596, 2015.
- [98] A. Sauhats *et al.*, "Viedā elektriskā termoakumulācija Latvijā," *Enerģija un Pasaul.*, vol. 1, pp. 54–59, 2016.
- [99] Z. Broka and K. Baltputnis, "Viedās termoakumulācijas loma elektroenerģētikā," *REA vēstnesis*, 2016. [Online]. Available: http://www.rea.riga.lv/files/rea_vestnesis/REA_vestnesis_Nr_31.pdf.
- [100] S. Koochi-Fayegh and M. A. Rosen, "A review of energy storage types, applications and recent developments," *J. Energy Storage*, vol. 27, p. 101047, Feb. 2020.
- [101] K. Baltputnis, "Elektroenerģijas akumulācijas tehnoloģijas Baltijas valstu kontekstā," *Enerģija un Pasaul.*, vol. 1, pp. 37–41, 2017.
- [102] T. Boßmann and I. Staffell, "The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain," *Energy*, vol. 90, pp. 1317–1333, Oct. 2015.
- [103] M. Taljegard, L. Göransson, M. Odenberger, and F. Johnsson, "Impacts of electric vehicles on the electricity generation portfolio – A Scandinavian-German case study," *Appl. Energy*, vol. 235, pp. 1637–1650, Feb. 2019.
- [104] C. Pang, P. Dutta, and M. Kezunovic, "BEVs/PHEVs as Dispersed Energy Storage for V2B Uses in the Smart Grid," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 473–482, Mar. 2012.
- [105] IEA, "Global EV Outlook 2019," Paris, 2019.
- [106] N. O'Connell, P. Pinson, H. Madsen, and M. O'Malley, "Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 39, pp. 686–699, Nov. 2014.
- [107] K. Baltputnis, Z. Broka, and A. Sauhats, "Influence of Flexibility Modeling Parameters on Residential-Scale Demand Response Assessment," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, 2019, pp. 1–6.
- [108] Z. Broka, K. Baltputnis, A. Sauhats, L. Sadovica, and G. Junghans, "Stochastic Model for Profitability Evaluation of Demand Response by Electric Thermal Storage," *2018 IEEE 59th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ.*, pp. 1–6, Nov. 2018.
- [109] L. Sadovica, G. Junghans, A. Sauhats, Z. Broka, K. Baltputnis, and V. Lavrinovics, "Case study - Assessing Economic Potential for Demand Response in Baltic Balancing Market," *2018 IEEE 59th Int. Sci. Conf. Power Electr. Eng. Riga Tech. Univ.*, pp. 1–5, Nov. 2018.
- [110] EU, *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*. 2019.
- [111] A. David, B. V. Mathiesen, H. Averfalk, S. Werner, and H. Lund, "Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems," *Energies*, vol. 10, no. 4, p. 578, Apr. 2017.
- [112] H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson, and S. Werner, "On the use of surplus electricity in district heating systems," in *Proceedings from the 14th International Symposium on District Heating and Cooling*, 2014, pp. 469–474.
- [113] B. V. Mathiesen *et al.*, "Smart Energy Systems for coherent 100% renewable energy and transport solutions," *Appl. Energy*, vol. 145, pp. 139–154, May 2015.
- [114] M. Abu-Rumman, M. Hamdan, and O. Ayadi, "Performance enhancement of a photovoltaic thermal (PVT) and ground-source heat pump system," *Geothermics*, vol. 85, p. 101809, May 2020.
- [115] M. A. Obalanlege, Y. Mahmoudi, R. Douglas, E. Ebrahimnia-Bajestan, J. Davidson, and D. Bailie, "Performance assessment of a hybrid photovoltaic-thermal and heat pump system for solar heating and electricity," *Renew. Energy*, vol. 148, pp. 558–572, Apr. 2020.
- [116] A. Vallati, P. Ocłoń, C. Colucci, L. Mauri, R. de Lieto Vollaro, and J. Taler, "Energy analysis of a thermal system composed by a heat pump coupled with a PVT solar collector," *Energy*, vol. 174, pp. 91–96, May 2019.
- [117] P. Dupeyrat, C. Ménézo, and S. Fortuin, "Study of the thermal and electrical performances of PVT solar hot water system," *Energy Build.*, vol. 68, pp. 751–755, Jan. 2014.
- [118] SunHorizon, "Sun Coupled Innovative Heat Pumps." [Online]. Available: <http://www.sunhorizon-project.eu/>. [Accessed: 09-Apr-2020].
- [119] P. E. Dodds *et al.*, "Hydrogen and fuel cell technologies for heating: A review," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 5, pp. 2065–2083, Feb. 2015.
- [120] THERMOSS, "Building and district thermal retrofit and management solutions." [Online]. Available: <https://thermoss.eu/>. [Accessed: 09-Apr-2020].
- [121] H. Lund *et al.*, "4th Generation District Heating (4GDH)," *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, Apr. 2014.
- [122] S. Buffa, M. Cozzini, M. D'Antoni, M. Baratieri, and R. Fedrizzi, "5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 104, pp. 504–522, Apr. 2019.

- [123] J. Hennessy, H. Li, F. Wallin, and E. Thorin, "Towards smart thermal grids: Techno-economic feasibility of commercial heat-to-power technologies for district heating," *Appl. Energy*, vol. 228, pp. 766–776, Oct. 2018.
- [124] H. Kerskes, "Seasonal Thermal Storage. State of the Art and Future Aspects," in *RHC Workshop on Thermal Energy Storage*, 2011.
- [125] Y. M. Han, R. Z. Wang, and Y. J. Dai, "Thermal stratification within the water tank," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, no. 5, pp. 1014–1026, Jun. 2009.
- [126] J. de Wit, "Heat Storages for CHP Optimisation," in *PowerGen Europe 2007*, 2007, pp. 1–18.
- [127] J. Hennessy, H. Li, F. Wallin, and E. Thorin, "Flexibility in thermal grids: a review of short-term storage in district heating distribution networks," *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 2430–2434, Feb. 2019.
- [128] A. Dyrelund, "4th Generation District Heating. The Back Bone of Liveable and Resilient Campuses and Cities," 2017. [Online]. Available: <https://www.districtenergy.org/HigherLogic/System/DownloadDocumentFile.ashx?DocumentFileKey=9731ef84-e831-eee1-df81-490f9893e8e0&forceDialog=0>.
- [129] A. Dyrelund, "Termiske Energilaggre ATV – Nationalt Center for Energilagring 22.01.19," 2019. [Online]. Available: https://atv.dk/sites/atv.dk/files/media/document/Præsentation_Anders_Dyrelund_Energilagring_22-01-2019.pdf.
- [130] D. Andrews *et al.*, "Background Report on EU-27 District Heating and Cooling Potentials, Barriers, Best Practice and Measures of Promotion," Luxembourg, 2012.
- [131] jelgava.lv, "Ekspluatācijā nodota 'Fortum' siltumenerģijas akumulācijas iekārta." [Online]. Available: <https://www.jelgava.lv/lv/jaunumi/zinu-arhivs/ekspluatacija-nodota-fortum-siltumenerģijas-akumulācijas-iekārta/?category=6>.
- [132] I. Knusle, "'Fortum' efektivizē ražošanas procesu," *Jelgavas Vēstnesis*, Jelgava, p. 2, 14-Nov-2019.
- [133] M. Balodis, "Ielikti pamati siltuma akumulācijas sistēmas iekārtai TEC-2," *Elektroenerģijas tirgus apskats*, p. 5, Nov-2019.
- [134] M. Balodis, I. Stuklis, O. Linkevičs, and P. Ivanova, "Siltuma akumulācijas sistēmas izveidošana Rīgas TEC-2 konkurētspējas paaugstināšanai," *REA vēstnesis*, Rīga, pp. 13–17, 2016.
- [135] R. Šveicars, "Siltuma noliktavas ļauj ietaupīt," *Latvijas Avīze*, 02-Feb-2020.
- [136] P. Ivanova, E. Grebesh, and O. Linkevics, "Optimisation of Combined Cycle Gas Turbine Power Plant in Intraday Market: Riga CHP-2 Example," *Latv. J. Phys. Tech. Sci.*, vol. 55, no. 1, Jan. 2018.
- [137] P. Ivanova, A. Sauhats, and O. Linkevics, "District Heating Technologies: Is it Chance for CHP Plants in Variable and Competitive Operation Conditions?," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 55, no. 1, pp. 35–42, Jan. 2019.
- [138] P. Ivanova, E. Grebesh, A. Mutule, and O. Linkevics, "An approach to optimize the cycling operation of conventional combined heat and power plants," *Energetika*, vol. 63, no. 4, Feb. 2018.
- [139] CFLA, "Ar ES fondu atbalstu Salaspils iedzīvotāji izmantos saules enerģiju centralizētajā siltumapgādē," 2019. [Online]. Available: <https://www.cfla.gov.lv/lv/jaunumi/2019/ar-es-fondu-atbalstu-salaspils-iedzivotaji-izmantos-saules-enerģiju-centralizetaja-siltumapgade>.
- [140] A. Vandermeulen, B. van der Heijde, and L. Helsen, "Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review," *Energy*, vol. 151, pp. 103–115, May 2018.
- [141] K. M. Powell *et al.*, "Thermal energy storage to minimize cost and improve efficiency of a polygeneration district energy system in a real-time electricity market," *Energy*, vol. 113, pp. 52–63, Oct. 2016.
- [142] T. Korpela, J. Kaivosoja, Y. Majanne, L. Laakkonen, M. Nurmoranta, and M. Vilkkö, "Utilization of District Heating Networks to Provide Flexibility in CHP Production," *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 310–319, Jun. 2017.
- [143] D. Basciotti, F. Judex, O. Pol, and R.-R. Schmidt, "Sensible heat storage in district heating networks: a novel control strategy using the network as storage," in *6th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2011)*, 2011.
- [144] W. Gu, J. Wang, S. Lu, Z. Luo, and C. Wu, "Optimal operation for integrated energy system considering thermal inertia of district heating network and buildings," *Appl. Energy*, vol. 199, pp. 234–246, Aug. 2017.
- [145] L. Appelgren and H. Erlandsson, "Reduction of Peak Heating Power in Commercial Buildings Connected to District Heating," Chalmers University of Technology, 2014.
- [146] A. Hassan, M. Shakeel Laghari, and Y. Rashid, "Micro-Encapsulated Phase Change Materials: A Review of Encapsulation, Safety and Thermal Characteristics," *Sustainability*, vol. 8, no. 10, p. 1046, Oct. 2016.
- [147] A. Sauhats, J. Kozadajevs, A. Dolgicers, I. Zalitis, and D. Boreiko, "The Impact of the District Heating System Thermal Inertia on the CHPP Operation Mode," in *2019 IEEE 60th International Scientific Conference on*

Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), 2019, pp. 1–5.

- [148] A. Sauhats, J. Kozadajevs, A. Dolgicers, I. Zalitis, and D. Boreiko, “Thermal energy storage for CHP in power market conditions,” in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 2019, pp. 1–4.
- [149] Z. Broka, J. Kozadajevs, A. Sauhats, D. P. Finn, and W. J. N. Turner, “Modelling residential heat demand supplied by a local smart electric thermal storage system,” in *2016 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON)*, 2016, pp. 1–8.
- [150] J. Xu, R. Z. Wang, and Y. Li, “A review of available technologies for seasonal thermal energy storage,” *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 610–638, May 2014.
- [151] A. Dahash, F. Ochs, M. B. Janetti, and W. Streicher, “Advances in seasonal thermal energy storage for solar district heating applications: A critical review on large-scale hot-water tank and pit thermal energy storage systems,” *Appl. Energy*, vol. 239, pp. 296–315, Apr. 2019.
- [152] F. Ulbjerg, P. D. Thomsen, and A. Dyrelund, “How Heat and Cooling Storages Benefits from Economy of Scale,” in *Renewable Heating and Cooling in Integrated Urban and Industrial Energy Systems (ISEC 2018)*, 2018, pp. 225–229.
- [153] K. W. Tordrup, S. E. Poulsen, and H. Bjørn, “An improved method for upscaling borehole thermal energy storage using inverse finite element modelling,” *Renew. Energy*, vol. 105, pp. 13–21, May 2017.
- [154] H. Ge, H. Li, S. Mei, and J. Liu, “Low melting point liquid metal as a new class of phase change material: An emerging frontier in energy area,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 21, pp. 331–346, May 2013.
- [155] M. Dzikēvičs, “Saules enerģijas akumulācija ar brīvi stāvošiem fāžu maiņas materiāliem,” Rīgas Tehniskā universitāte, 2019.
- [156] I. Sarbu and C. Sebarchievici, “A Comprehensive Review of Thermal Energy Storage,” *Sustainability*, vol. 10, no. 2, p. 191, Jan. 2018.
- [157] J. Sunku Prasad, P. Muthukumar, F. Desai, D. N. Basu, and M. M. Rahman, “A critical review of high-temperature reversible thermochemical energy storage systems,” *Appl. Energy*, vol. 254, p. 113733, Nov. 2019.
- [158] M. Angerer *et al.*, “Design of a MW-scale thermo-chemical energy storage reactor,” *Energy Reports*, vol. 4, pp. 507–519, Nov. 2018.
- [159] Bloomberg NEF, “New Energy Outlook 2019,” 2019. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/#toc-download>. [Accessed: 19-Apr-2020].
- [160] IRENA, “Future of Wind. Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects,” Abu Dhabi, 2019.
- [161] P. Liu and C. Y. Barlow, “Wind turbine blade waste in 2050,” *Waste Manag.*, vol. 62, pp. 229–240, Apr. 2017.
- [162] ENTSO-E, “e-Highway2050.” [Online]. Available: <https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/e-highway2050/>. [Accessed: 19-Apr-2020].
- [163] A. Vafeas and E. Peirano, “e-HighWay2050 D3.2 Technology innovation needs,” 2015.
- [164] e-Highway2050, “e-Highway database per country,” 2016. [Online]. Available: https://docs.entsoe.eu/baltic-conf/bites/www.e-highway2050.eu/fileadmin/documents/Results/e-Highway_database_per_country-08022016.xlsx. [Accessed: 19-Apr-2020].
- [165] ENTSO-E and ENTSO-G, “TYNDP 2020 Scenario Report,” 2019.
- [166] World Energy Council, “World Energy Scenarios 2019. European Regional Perspective,” 2019.
- [167] International Energy Agency (IEA), “Energy Technology Perspectives 2017,” 2017.
- [168] T. J. Lindroos *et al.*, *Baltic Energy Technology Scenarios 2018*. Copenhagen: Nordic Council of Ministers, 2018.