

Taimi Vesterinen

# **JOUSTON LISÄÄMINEN ENERGIAJÄRJESTELMÄÄN BIOMASSAKÄYTTÖISILLÄ CHP-LAITOKSILLA**

Biokaasulaitosten ja lämpövarastojen tuomat  
joustomahdollisuudet tulevaisuuden Suomen  
energiajärjestelmässä

Diplomityö  
Tekniikan ja luonnontieteiden tiedekunta  
Tammikuu 2021

# TIIVISTELMÄ

Taimi Vesterinen: Jouston lisääminen energiajärjestelmään biomassakäyttöisillä CHP-laitoksilla  
Diplomityö  
Tampereen yliopisto  
Ympäristö- ja energiatekniikan DI-tutkinto-ohjelma  
Tammikuu 2021

---

Ilmastonmuutoksen takia kasvihuonekaasujapäästöjä tulee leikata runsaasti nykyisestä tasosta. Energiasektorilla päästövähennyksiä tavoitellaan uusiutuvan energian lisäyksillä. Suomessa tuulivoimalla tuotettiin 7 % sähkön kokonaiskulutuksesta vuonna 2018 ja osuuden odotetaan kasvavan runsaasti tulevaisuudessa. Vaihtelevan tuulivoimatuotannon osuuden kasvu luo haasteita, sillä tuotettu sähköteho ei jakaudu tasaisesti vuoden jokaiselle tunnille. Tulevaisuuden energiajärjestelmä tarvitseekin tuulivoimatuotannon rinnalle erilaisia joustavuutta lisääviä ratkaisuja, kuten tuotannon ja kulutuksen joustoja, kattavia siirtoyhteyksiä sekä energian varastointia. Suomessa yhteistuotantolaitosten (engl. Combined Heat and Power, CHP) osuus energiajärjestelmässä on merkittävä ja laitokset hyödyntävät runsaasti uusiutuvaa biomassaa.

Tässä työssä tutkittiin biomassakäyttöisten CHP-laitosten mahdollisuuksia tarjota joustoa tulevaisuuden energiajärjestelmässä, jossa vaihtelevan tuotannon osuus on suuri. Työ rajattiin käsittelemään joustavaan sähköntuotantoon kykeneviä biokaasulaitoksia ja lämpövarastoihin kytettyjä kaukolämpötuotantoon osallistuvia CHP-laitoksia. Tutkimus jakautuu kirjallisuuskatsaukseen ja Flextool-ohjelmalla toteutettuihin energiajärjestelmän simulaatioihin. Tavoitteena oli arvioida jouston tarvetta Suomen energiajärjestelmässä vuosina 2030 ja 2050, biomassakäyttöisten CHP-laitosten tuoman jouston tyyppiä ja sekä laitosten joustopotentiaalin suuruutta Suomessa.

Lämpövarastojen avulla erityisesti kaukolämpötuotantoon osallistuvat CHP-laitokset voivat pienentää lämmön- ja sähköntuotannon välistä riippuvuutta. Suomen nykyisten lämpövarastojen varastointikapasiteetti on noin 18 GWh ja uusien investointien myötä kapasiteetti kaksinkertaistuu lähivuosina. Taloudellisesti toteutettavissa olevaksi lämpövarastojen kokonaisvarastointikapasiteetti on arvioitu kirjallisuudessa 100 GWh. Biokaasutuotannon määrä Suomessa on tällä hetkellä hieman alle 1 TWh/a, mutta taloudellisen potentiaalin on arvioitu olevan yhteensä 10 TWh/a, josta sähkönä olisi mahdollista hyödyntää noin 2,6 TWh/a. Biokaasun käytön yleistymisen esteenä sähköntuotannossa voidaan pitää nykyisiä korkeita tuotantokustannuksia verrattuna sähköstä saatavaan hintaan sekä kilpailevaa liikennepolttoainekäyttöä.

Kirjallisuudessa määriteltyjen biokaasutuotannon ja lämpövarastojen potentiaalien vaikutuksia tulevaisuuden energiajärjestelmään havainnollistettiin simulaatioiden avulla. Biokaasulaitokset kykenevät tuotannon ylössäätöön alhaisen tuulivoimatuotannon aikana, kun taas lämpövarasto mahdollistaa CHP-laitoksen sähköntuotannon sekä ylös- että alassäädön. Vuoden 2030 simuloitussa järjestelmässä lämpövarastojen 50 GWh:n suuruinen varastointikapasiteetti mahdollisti noin 0,9 TWh:n jouston kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotannossa verrattuna nykyiseen tuotantoprofiiliin. Vuoden 2050 simulaatioissa saavutettiin 2,3 TWh:n jousto, kun varastointikapasiteetin arvioitiin olevan yhteensä 100 GWh. Erillinen simulaatiotarkastelu Helsingin kaukolämpöverkosta osoitti, että Mustikkamaan tuleva 11,6 GWh:n lämpövarasto nosti simuloitun järjestelmän yhteistuotantolaitosten sähköntuotantomäärää yhteensä 56 GWh/a.

Avainsanat: joustavuus, bioenergia, CHP, tuulivoima, lämpövarastot, biokaasu

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

## ABSTRACT

Taimi Vesterinen: Adding Flexibility to the Energy System with Biomass-fired CHP Plants  
Master of Science Thesis  
Tampere University  
Environmental and Energy Engineering, M. Sc  
January 2021

---

In order to control climate change, greenhouse gas emissions must be cut crucially from current levels. In the energy sector, one way to meet emission reductions is by increasing the use of renewable energy. In Finland, 7% of total electricity demand was produced by wind power in 2018, and the share is expected to grow significantly in the future. The increase in the share of variable wind power generation creates challenges, as the power generated is not evenly distributed for every hour of the year. In addition to wind power, the future energy system needs various solutions that increase flexibility, such as flexible power production and demand, comprehensive transmission connections and storing of energy. In Finland, combined heat and power (CHP) plants have a significant role in the energy system and utilize a large amount of renewable biomass.

This thesis investigated the potential of biomass-fired CHP plants to offer flexibility in a future energy system with a high share of variable production. The work was limited to only concern biogas plants capable to flexible electricity generation and district heating CHP plants that are connected to heat storage capacities. The research is divided into a literature review and energy system simulations that were implemented with the Flextool program. The aim was to assess the need for flexibility in the Finnish energy system in years 2030 and 2050, the type of flexibility and the amount of flexibility potential brought by biomass-fired CHP plants in Finland.

With the help of heat storage capacity, CHP plants, especially those involved in district heating production, can reduce the dependence between heat and electricity production. The storage capacity of Finland's existing heat storage facilities is about 18 GWh, and with new investments, the capacity will double in the next few years. In the literature, the total economically feasible heat storage capacity has been estimated to be 100 GWh. The amount of biogas production in Finland is currently little under 1 TWh/a, but the techno-economical potential has been estimated to be 10 TWh/a, of which around 2.6 TWh/a would be possible to utilize as electricity. For the widespread use of biogas in electricity production, the current high production costs of biogas compared to the price of electricity and the competitive use as transport fuels can be considered as obstacles.

The effects of the biogas production and heat storage potentials found in the literature on the future energy system were illustrated by simulations. Biogas plants are capable of bringing up their production during periods of low wind power generation, while the heat storage enables both up- and downward flexibility to the CHP plant's power production. In the simulated system for the year 2030, 50 GWh of total heat storage capacity was assumed and around 0.9 of flexibility in the power production of district heating CHP plants was achieved compared to the current production profile. For the year 2050, a flexibility of 2.3 TWh was achieved, when the storage capacity was estimated be 100 GWh in total. A separate simulation study of the Helsinki district heating network showed that the upcoming heat storage of 11.6 GWh in Mustikkamaa increased the total power production of the CHP plants in the simulated system by 56 GWh/a.

Keywords: flexibility, bioenergy, CHP, wind power, heat storages, biogas

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

## ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Tampereen yliopistossa osana EL-TRAN-tutkimushanketta, jonka tavoitteena on etsiä ratkaisuja resurssitehokkaan ja ilmastoneutraalin sähköenergiajärjestelmän toteuttamiseen Suomessa. Tutkimushanke on osa Suomen Akatemian rahoittamaa ohjelmaa nimeltään Ilmastoneutraali ja resurssiniukka Suomi (PIHI). Haluankin kiittää diplomityömahdollisuudesta ja haastavasta, mutta mielenkiintoisesta tutkimushankkeeseen osallistuneita ja työn ohjaajina toimineita professori Jukka Konttista, yliopiston lehtori Henrik Tolvasta, projektipäällikkö Yrjö Majannetta sekä yliopistotutkija Tomas Björkqvistiä. Teiltä saamani neuvot ja kommentit haastoivat ajattelemaan ja olivat suurena apuna työn eri vaiheissa.

Opiskelu-aika Tampereella on ollut antoisaa, opettavaista ja ikimuistoista. Olen iloinen kaikista niistä ihmisistä, joihin olen saanut matkan aikana tutustua. Erityisesti erikoisen ja poikkeuksellisen vuoden 2020 aikana ystävien tuki on ollut korvaamatonta ja Teamsin välityksellä pidetyt aamudippalaverit antoivat vertaistukea ja motivaatiota diplomityön valmiiksi saattamiseen. Olen ollut onnekas, sillä opiskeluvuosien aikana olen saanut kokea yhteenkuuluvuuden tunnetta niin TTLK:n lentopallotreeneissä, Karinkaaren kommuunissa, UpeTupen kyykkäpeleissä kuin Ympäristöteekkarikillan tapahtumissakin. Suurimmat kiitokset kuuluvat kuitenkin läheisilleni ja omalle perheelleni, joilta olen saanut tukea ja kannustusta niin opiskeluissa kuin elämässä muutenkin.

Tampereella, 20. tammikuuta 2021

Taimi Vesterinen

## SISÄLLYSLUETTELO

1	JOHDANTO . . . . .	1
2	SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄ . . . . .	5
2.1	Sähköntuotanto . . . . .	5
2.1.1	Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto . . . . .	6
2.1.2	Ydinvoima . . . . .	7
2.1.3	Vesivoima . . . . .	7
2.1.4	Tuuli- ja aurinkovoima . . . . .	8
2.1.5	Tuotannon ja kulutuksen vaihtelu . . . . .	9
2.2	Itämeren alueen sähkömarkkinat . . . . .	12
2.3	Reservimarkkinat ja tehoreservijärjestelmä . . . . .	13
2.4	Kaasumarkkinat . . . . .	16
2.5	Kaukolämpötuotanto ja lämmön varastointi . . . . .	17
2.6	Järjestelmän tulevaisuus . . . . .	21
3	BIOMASSAKÄYTTÖISET CHP-LAITOKSET . . . . .	23
3.1	Biokaasulaitokset . . . . .	23
3.1.1	Biokaasun tuotanto ja kustannukset . . . . .	23
3.1.2	Laitosten kyky joustavaan sähköntuotantoon . . . . .	26
3.1.3	Tuotantomäärät ja lisäyspotentiaali Suomessa . . . . .	28
3.2	Suuret bio-CHP-laitokset . . . . .	30
3.2.1	Laitosten kyky joustavaan sähköntuotantoon . . . . .	30
3.2.2	Kapasiteetin lisäyspotentiaali Suomessa . . . . .	33
3.2.3	Kiinteän biopolttoaineen riittävyys . . . . .	35
4	AINEISTO JA MENETELMÄT . . . . .	38
4.1	Sähköntuotannon skenaariot vuosiin 2030 ja 2050 . . . . .	38
4.1.1	Biokaasumootteiden ja lämpövarastokapasiteetin potentiaalien arviot vuosille 2030 ja 2050 . . . . .	42
4.1.2	Skenaarioiden koonti Flextool-malliin . . . . .	43
4.2	Lämpövaraston maksimaalinen koko . . . . .	45
4.3	Helsingin kaukolämpöverkko . . . . .	46
4.4	Oletukset ja yksinkertaistukset . . . . .	48
5	TULOKSET JA ANALYSOINTI . . . . .	51
5.1	Vuosi 2030 . . . . .	51
5.1.1	Vaihtelevan tuotannon synnyttämä joustotarve . . . . .	52
5.1.2	Biokaasumootteiden ja lämpövarastojen mahdollistama jousto . . . . .	54

5.2	Vuosi 2050 . . . . .	56
5.2.1	Vaihtelevan tuotannon synnyttämä joustotarve . . . . .	57
5.2.2	Biokaasumoottoareiden ja lämpövarastojen mahdollistama jousto . . . . .	58
5.3	Lämpövaraston maksimaalinen koko . . . . .	61
5.4	Mustikkamaan lämpövaraston vaikutus Helsingin kaukolämpöverkon toimintaan . . . . .	62
5.5	Tulosten yhteenveto ja analysointi . . . . .	64
6	JOHTOPÄÄTÖKSET . . . . .	66
	LÄHTEET . . . . .	69

## KUVALUETTELO

2.1	Sähkön tuotanto Suomessa tuotantomuodoittain vuosina 2000–2018 [2]. . . . .	5
2.2	Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 4, 21.–27.1.2019. . . . .	10
2.3	Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 20, 13.–19.5.2019. . . . .	10
2.4	Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 30, 22.–28.7.2019. . . . .	11
2.5	Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 43, 21.–27.10.2019. . . . .	12
2.6	Nordpool tarjousalueet ja Elspot-hintojen päiväkeskiarvo 19.8.2020 [32]. . . . .	13
2.7	Pohjoismaissa käytössä olevat reservituotteet aikatasossa. Mukailten läh- dettä [36]. . . . .	14
2.8	Suomen kaasuverkko vuonna 2020 [39]. . . . .	17
2.9	Kaukolämmön tuotanto Suomessa polttoainetyypeittäin vuosina 2000–2018 [2]. . . . .	18
2.10	Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset, kun päästöoikeuden hinta on 15 €/tCO <sub>2</sub> [51]. . . . .	22
3.1	Maailman biokaasutuotanto alueittain ja syötetyypeittäin vuonna 2018. Mu- kaillen lähdettä [55]. . . . .	24
3.2	Keskimääräinen tuotantokustannus biokaasulle laitostyypeittäin vuonna 2018 (syötteen kustannuksia ei ole huomioitu). Mukailten lähdettä [55]. . . . .	26
3.3	Joustavaan sähköntuotantoon osallistuvan biokaasulaitoksen sähköntuo- tanto ja biokaasusäiliön taso 13.–16.8.2014 [59]. . . . .	28
3.4	Biokaasulla tuotettu energia Suomessa vuosina 1994–2017 [60]. . . . .	29
3.5	Kiinteiden puupolttoaineiden käyttö yhteistuotanto- ja lämpölaitoksissa vuo- sina 2005–2019. Mukailten lähdettä [66]. . . . .	35
3.6	Metsähakkeen käyttö laitostyypeittäin vuosina 2000–2019. Mukailten läh- dettä [66]. . . . .	36
4.1	Vuoden 2030 skenaario 1A:n toteutus Flextool-malliin. . . . .	45
4.2	Helenin voimalaitokset ja lämpövarastot syötettynä Flextool-simulointimalliin. . . . .	47
5.1	Vuoden 2030 skenaario 1A, viikko 19. . . . .	53
5.2	Vuoden 2030 skenaario 2A, viikko 19. Rajoitetun tuotannon hetket on ym- pyröity punaisella. . . . .	53
5.3	Vuoden 2030 skenaario 1B, viikko 19. Biokaasumoottoreiden tuotanto on ympyröity punaisella. . . . .	54
5.4	Vuoden 2030 skenaario 2C, viikko 19. . . . .	55

5.5	Vuoden 2050 skenaario 1A, viikko 9. Simuloidun viikon aikana tapahtuneet tehovajeen hetket on ympyröity punaisella. . . . .	58
5.6	Vuoden 2050 skenaario 2A, viikko 9. Simuloidun viikon aikana tapahtuneet tuotannon rajoitukset ja tehovajeen hetket on ympyröity punaisella. . . . .	58
5.7	Vuoden 2050 skenaario 2B, viikko 9. . . . .	59
5.8	Vuoden 2050 skenaario 2C, viikko 9. Kaukolämpö-CHP-laitosten sähkön- tuotannon jousto lämpövarastojen avulla on ympyröity punaisella. . . . .	60
5.9	Maksimaalisen kaukolämpövaraston tila vuoden aikana, kun polttoaineen hintaa on 20,0 €/MWh. . . . .	62



## TAULUKKOLUETTELO

2.1	Suomen kaukolämpövarastot. Koottu käyttäen lähteitä [8, s. 396], [37, s. 60], [42], [43], [44], [45], [46] ja [47]. . . . .	20
3.1	Tuntimäärä, jonka jälkeen 15, 25 ja 50 %:n osuus syötteestä saatavasta biokaasusta on tuotettu. Lyhenteet: m = maissi, sj = sokerijuurikas, r = ruoho, v= vehnä. Mukailten lähde [58]. . . . .	27
3.2	Yhteistuotantolaitosten sähköntuotantokapasiteetit pääpolttoaineen mukaan. Tilanne 26.8.2020. Koottu käyttäen lähde [18]. . . . .	34
4.1	Suomen sähköntuotannon skenaariot vuodelle 2030. Koostettu lähteen [3] pohjalta. . . . .	39
4.2	Suomen sähköntuotannon skenaariot vuodelle 2050. Koostettu lähteen [3] pohjalta. . . . .	39
4.3	Oletetut lisäykset biokaasumootoreiden sähköntuotannon määrässä ja kapasiteetissa sekä lämpövarastojen varastointikapasiteetissa ja lataus- sekä purkutehossa. . . . .	42
4.4	Biokaasumootoreiden ja lämpövarastojen kytkentä sähköntuotannon skenaarioihin. . . . .	44
4.5	Helenin voimalaitosten sähkön- ja lämmöntuotantokapasiteetit sekä yhteistuotantolaitosten laskennalliset rakennusasteet vuonna 2016. Koottu käyttäen lähde [75]. . . . .	47
4.6	Polttoaineiden keskimääräiset hinnat vuonna 2016, (ALV 0 %). Koottu lähteen [77] perusteella. . . . .	48
5.1	Tehovajeen ja rajoitetun tuotannon maksimiarvot ja vuotuiset määrät vuoden 2030 skenaarioissa. . . . .	52
5.2	Lisätyn lämpövarastojen varastointikapasiteetin tuoma jouston määrä kaukolämpö- CHP-laitosten sähköntuotantoon simuloidun vuoden 2030 aikana verrattuna skenaarioon 1A. . . . .	55
5.3	Tehovajeen ja rajoitetun tuotannon maksimiarvot ja vuotuiset määrät vuoden 2050 skenaarioissa. . . . .	56
5.4	Lämpövarastojen tuoma jouston määrä simuloidun vuoden 2050 aikana verrattuna skenaarioon 1A. . . . .	60
5.5	Maksimaalisen lämpövaraston varastointikapasiteetti ja lataus- ja purkuteho erisuuruuksilla polttoaineen hinnoilla. . . . .	61

5.6	Helenin tuotantolaitosten toteutunut tuotanto vuonna 2016 lähteiden [75], [78], [79] ja [80] mukaan sekä simulaatiotulokset lämmön ja sähkön tuotantomäärien osalta vuoden aikana. . . . .	63
-----	--	----

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

a	vuosi
CHP	yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto (engl. Combined Heat and Power)
COP	lämpökerroin (engl. Coefficient of Performance)
$\Phi$	nettolämpöteho
GWh	gigawattitunti
Hz	hertsi
IEA	Kansainvälinen energiajärjestö (engl. International Energy Agency)
IRENA	kansainvälinen uusiutuvaa energiaa edistävä organisaatio (engl. International Renewable Energy Agency)
m <sup>3</sup>	kuutiometri
MBtu	miljoona brittiläistä termistä yksikköä (engl. Million British thermal unit)
Mtoe	miljoona öljykvivalenttitonnia (engl. Million tonnes of oil equivalent)
MW	megawatti
MWh	megawattitunti
$P$	nettosähköteho
$r$	rakennusaste (engl. Power-to-heat ratio)
tCO <sub>2</sub>	hiilidioksiditonni
TWh	terawattitunti
VTT	Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy

# 1 JOHDANTO

Ilmastonmuutoksen hillitsemiseksi kasvihuonekaasupäästöjä tulee leikata runsaasti. Suomen vuoden 2019 kasvihuonekaasupäästöistä valtaosa, jopa 74% oli peräisin energia-sektorilta. [1] Tämän vuoksi energian tuotannossa on tarvetta ja halua siirtyä suurista fossiilisia polttoaineita käyttävistä laitoksista yhä enemmän kohti uusiutuvaa, vähähiilistä ja hajautettua tuotantoa. Päästövähennystavoitteiden myötä myös liikenteen, rakennusten lämmityksen ja teollisuuden aloilla on painetta sähköistyä, mikä johtanee sähkön kulutuksen ja erityisesti tehontarpeen nousuun tulevaisuudessa.

Vuonna 2018 Suomessa kulutetusta sähköstä 7 % katettiin kotimaisella tuulivoimalla [2]. Tuulivoimalaitosten määrä ja tuotantokapasiteetti on kasvanut nopeasti 2010-luvulla. Työ- ja elinkeinoministeriön laatimassa julkaisussa *Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050* [3] tuulivoimalla tuotetun sähkön osuuden kokonaiskulutuksesta arvioidaan perusskenaariossa nousevan 20 %:iin vuonna 2030 ja olevan 37 % vuonna 2050. Arviot tuulivoiman määrän kehityksestä ovat samansuuntaiset kuin konsulttiyhtiö AFRY:n Energiateollisuudelle laatimissa sähköntuotannon skenaarioissa, joissa tarkasteltiin vuosia 2035 ja 2050 [4]. Sähkön tuotanto tuulivoimalla on edullista ja kasvihuonekaasupäästöt ovat tuotannon aikana olemattomat, mutta haasteena voidaan pitää tuotannon vaihtelevaa luonnetta, sillä tuotantomäärät on sidottu säätilaan. Tulevaisuudessa vaihtelevan tuotannon osuuden kasvaessa energijärjestelmä tarvitsee joustavia elementtejä, joilla varmistetaan energian ja tehon riittävyys sekä järjestelmän tasapaino kaikkina hetkinä. Energijärjestelmällä tarkoitetaan kokonaisuutta, johon lukeutuu sähköverkon lisäksi esimerkiksi lämpö- ja kaasuverkot.

Energijärjestelmän joustavuudella tarkoitetaan järjestelmän kykyä sopeutua tuotannossa ja kulutuksessa tapahtuviin muutoksiin. Tulevaisuuden energijärjestelmässä joustavuutta tarvitaan eri aikajäniteillä ja tavoilla. Joustoa voidaan tarjota karkeasti jaoteltuna neljällä eri tavalla: joustavalla tuotannolla, kulutuspuolen joustolla, kattavilla siirtoyhteyksillä sekä energian varastoinnilla. Joustavia tuotantotapoja ovat laitokset, jotka kykenevät tuotannossaan tehomuutoksiin sopivassa aikaikkunassa. Esimerkiksi vesivoimalaitokset kykenevät verrattain nopeisiin tehonmuutoksiin sähköntuotannossaan vesitilanteen ja varastointialtaiden sallimissa rajoissa [5]. Lisäksi erilaiset kaasuturbiinit ja -moottorit voidaan käynnistää nopeasti tarpeen mukaan, mutta usein niiden polttoainekustannukset ovat korkeat. Joustavuutta järjestelmään voidaan tuoda myös kysyntäjoustopuolella, jol-

loin älykkäästi automatisoidut laitteet ajoittavat kulutuksensa matalan kysynnän tunneille. Tällaisia ratkaisuja on jo käytössä esimerkiksi sähkölämmitteisten asuntojen käyttöveden lämmityksessä ja ilmanvaihdossa. Sähkön siirtoyhteyksien kehittäminen parantaa alueellisesti kykyä tasata kulutus- ja tuotantopiikkejä, kun tuotettu sähkö voidaan hyödyntää toisaalla. Lisäksi erityyppisillä energiavarastoilla, kuten akuilla, pumppulaitoksilla ja lämpövarastoilla, voidaan varastoida ylijäämäenergiaa korkean tuotannon aikana ja vapauttaa sitä käyttöön tarpeen vaatiessa kulutuksen kasvaessa. Mahdollisuuksia luovat myös erilaiset Power-to-X-tekniikat, jotka matalan sähkökulutuksen aikana muuntavat energiaa toiseen muotoon, esimerkiksi polttoainekaasuksi tai -nesteeksi.

Bioenergialla tarkoitetaan uusiutuvan biomassan hyödyntämistä energiantuotannossa. Erilaisia biomassoja voidaan jalostaa niin kiinteään, nestemäiseen kuin kaasumaiseen muotoon, jolloin niiden varastointi ja käyttö on helppoa ja niillä voidaan korvata nykyisiä fossiilisia polttoaineita. Monipuolisuutensa ja uusiutuvuutensa ansiosta bioenergian käyttö lukeutuu tärkeäksi osaksi tulevaisuuden energiajärjestelmää. [6] [7] Suomessa bioenergian käyttö on runsasta sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksilla (engl. Combined Heat and Power, CHP), jotka voidaan jakaa karkeasti teollisuus-CHP- ja kaukolämpö-CHP-laitoksiin. Yhteistuotantolaitoksilla on merkittävä rooli Suomen energiajärjestelmässä, jossa lämmön tarve on suurta etenkin talvisin. Sähkön ja lämmön yhteistuotanto kannattaa, sillä tällöin saavutetaan korkeampi hyötysuhde verrattuna tilanteeseen, jossa sähkö ja lämpö tuotettaisiin erikseen [8]. Viime vuosina uusia investointeja biomassakäyttöön kaukolämpö-CHP-laitoksiin on tehty esimerkiksi Tampereella [9] ja Naantalissa [10]. Alhaiset sähköhinnat ovat kuitenkin laskeneet laitostyyppin kiinnostavuutta, ja biomassan osin haasteellinen alueellinen saatavuus on ajanut esimerkiksi Helsingin energiayhtiö Helenin etsimään muita kuin polttoon perustuvia tekniikoita nykyisten suurten kivihiiltä käyttävien CHP-laitosten tilalle [11].

Kaukolämpö-CHP-laitosten mahdollisuuksia osallistua joustavaan sähköntuotantoon on tutkittu laajasti. Esimerkiksi kaukolämpöverkko itsessään mahdollistaa pienet tehonmuutokset laitoksen sähköntuotannossa [12]. Järjestelmään lisätyn lämpövaraston avulla kaukolämpötuotantoon osallistuva yhteistuotantolaitos voi pienentää sähköntuotannon riippuvuuttaan lämpökuormasta, joka yleensä ohjaa laitoksen toimintaa [13]. Näin luodaan mahdollisuus joustavammalle ja paremmin sähkön hintaan reagoivalle sähköntuotannolle [14]. Suomessa Rinne ja Syri [15] tutkivat lämpövarastojen optimaalista kokonaisvarastointikapasiteettia tulevaisuuden energiajärjestelmässä, jossa tuulivoiman osuus kasvaa.

Suurten, kiinteää biomassaa hyödyntävien CHP-laitosten lisäksi yhtenä ratkaisuna vaihtoehtovan tuotannon tuomien haasteiden varalle voidaan pitää joustavaan sähköntuotantoon soveltuvia biokaasulaitoksia. Biokaasulaitoksessa maataloilta saatava eläinperäinen lanta ja peltobiomassa muutetaan anaerobisissa olosuhteissa biokaasuksi, joka voidaan hyödyntää polttoaineena sähkön- ja lämmöntuotannossa kaasuturbiineissa ja -moottoreissa tai jalostaa liikennepolttoaineeksi soveltuvaksi biometaaniksi. Maatilojen sivuvirtojen li-

säksi biokaasua tuotetaan esimerkiksi jätevedenpuhdistamoilla ja kaatopaikoilla syntyvistä sivuvirroista. Biokaasulaitosten sähköntuotannon joustavuuteen liittyvää tutkimusta on tehty erityisesti Saksassa, jossa biokaasutuotanto on yleistä ja valtio on tukenut laitosten osallistumista joustavaan sähköntuotantoon [16]. Biokaasulaitosten joustavuuden lisäämisen keinoihin lukeutuu esimerkiksi vaihteleva raaka-ainesyöttö, biokaasun varastointi sekä jatkojalostetun biometaanin syöttäminen maakaasuverkkoon [17].

Tämä diplomityö tarkastelee bioenergiaan pohjautuvien tuotantomuotojen mahdollisuuksia toimia joustavina sähköntuotantomuotoina Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmässä, jossa vaihtelevan tuotannon, kuten tuuli- ja aurinkovoiman osuus kasvaa. Työssä keskitytään erityisesti joustavan tuotannon osalta biokaasulaitoksiin ja lämpövarastoihin kytkettyihin kiinteää biomassaa hyödyntävien kaukolämpö-CHP-laitosten joustomahdollisuuksiin.

Työ on rakennettu seuraavien tutkimuskysymysten pohjalta, joihin etsitään vastauksia.

1. Kuinka suuri tarve joustoresursseille on tulevaisuudessa Suomessa 2030- ja 2050-luvuilla?
2. Minkä tyyppiseen joustoon biokaasulaitokset ja biomassakäyttöiset suuret CHP-laitokset kykenevät vastaamaan?
3. Kuinka paljon biomassakäyttöisillä CHP-laitoksilla on potentiaalia tarjota joustoa Suomessa?

Vastauksia tutkimuskysymyksiin etsittiin kirjallisuuskatsauksen sekä Flextool-ohjelmistolla toteutetun energiajärjestelmän mallinnuksen ja simulointien avulla. Työ jakautuu siis kahteen osaan eli taustatietoja ja teoriaa käsitteleviin lukuihin 2 ja 3, joita seuraa tulevaisuuden energiajärjestelmän skenaarioiden ja simulointimallien määrittelyt sekä niiden avulla saatujen tulosten esittely luvuissa 4 ja 5. Luvussa 2 tarkastellaan Suomen energiajärjestelmän nykyistä tilaa tuotannon ja kulutuksen osalta, sähkö-, kaasu- ja kaukolämpömarkkinoiden toimintaa sekä järjestelmän keinoja vastata tehomuutoksiin ja häiriötilanteisiin reservimarkkinoiden ja tehoreservien avulla. Lisäksi luodaan katsaus lämpövarastojen nykyiseen varastointikapasiteettiin Suomessa sekä tuleviin lämpövarastoprojekteihin. Lopuksi käsitellään nykyisten sähköntuotantotekniikoiden hintoja ja niiden vaikutuksia järjestelmässä tulevaisuudessa tapahtuviin muutoksiin. Luku 3 syventyy biomassakäyttöisten CHP-laitosten ominaisuuksiin joustavaan sähköntuotantoon liittyen sekä esittelee polttoaineen saatavuuden määrittelemiä rajoitteita tuotannolle Suomessa. Luku on jaettu kahteen osaan, joissa käsitellään erikseen pienen kokoluokan biokaasulaitoksia ja suurempia bio-CHP-laitoksia. Tässä luvussa vastataan teorian ja taustatiedon avulla tutkimuskysymyksiin 2 ja 3.

Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmän tilaa vuosina 2030 ja 2050 arvioidaan sähköntuotannon skenaarioiden avulla, jotka esitellään luvussa 4. Näiden skenaarioiden ja

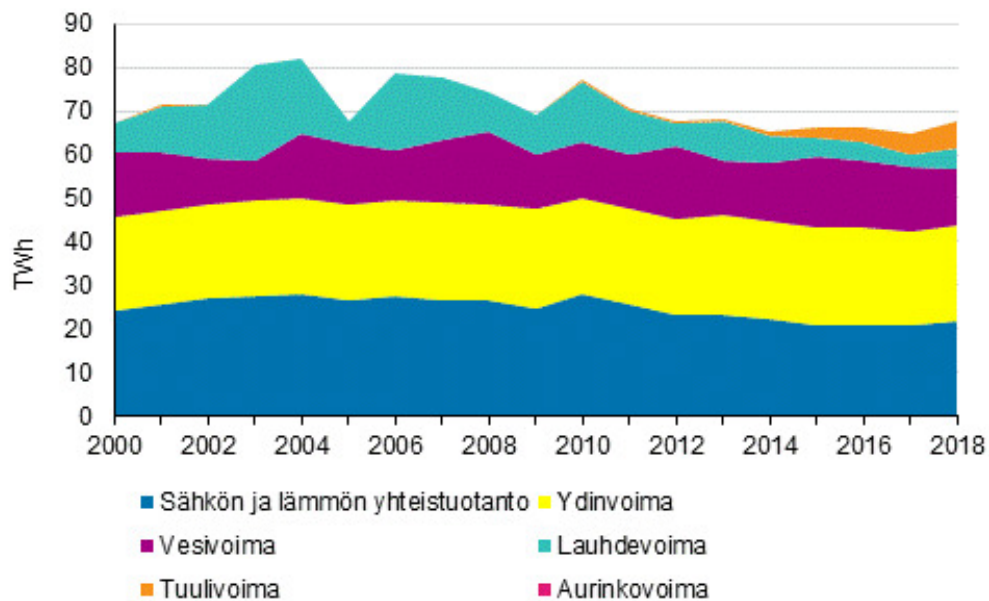
kirjallisuuskatsauksessa esille nousseiden joustavan biokaasuperäisen sähköntuotannon ja lämpövarastojen varastointikapasiteettien potentiaalien vaikutuksia ja toimintaa tulevaisuuden energiajärjestelmässä havainnollistetaan Flextool-simulointiohjelman avulla. Tulevaisuuden skenaariotarkastelujen lisäksi Flextool-ohjelmalla määritetään maksimaalisen lämpövaraston koko, jonka avulla nykyinen kaukolämpö-CHP-laitoskapasiteetti kykenisi tuottamaan vuotuisen sähkömääränsä vuoden kalleimmilla sähkönhinnan tunneilla sekä arvioidaan Mustikkamaan lämpövaraston vaikutusta Helsingin kaukolämpöverkon ja erityisesti yhteistuotantolaitosten toimintaan. Simulointien tulokset on koottu lukuun 5. Vuosien 2030 ja 2050 sähköntuotannon skenaarioista saatuja simulointituloksia sekä lisättyjen biokaasumoottojen ja lämpövarastojen vaikutuksia järjestelmään havainnollistetaan tehovajeen ja rajoitetun tuotannon arvojen sekä simuloitusta vuodesta valittujen esimerkkiviikkojen avulla. Maksimaalisen lämpövaraston ja Helenin kaukolämpöverkon simulointitulokset esitettiin erillisinä tulevaisuuden skenaariotarkasteluista. Skenaariomäärittelyjen ja simulaatiotulosten avulla vastataan tutkimuskysymyksiin 1, 2 ja 3. Työn lopussa luvussa 6 kootaan yhteen kirjallisuuskatsauksessa ja simulaatioissa esille nousseet keskeiset tulokset.

## 2 SUOMEN ENERGIAJÄRJESTELMÄ

Energiajärjestelmällä tarkoitetaan yhteiskunnan toiminnan kannalta välttämätöntä kokonaisuutta, joka koostuu muun muassa polttoaineiden hankinnasta ja jakelusta sekä energian tuotannosta, siirrosta ja varastoinnista kulutuksen tarpeiden mukaan. Energiajärjestelmään kuuluu sähköverkon lisäksi esimerkiksi maakaasuverkko ja alueelliset lämpöverkot. Tässä luvussa käsitellään Suomen energiajärjestelmää nykyhetkellä ja käydään läpi sähkö-, kaasu- ja kaukolämpömarkkinoiden toimintaa.

### 2.1 Sähköntuotanto

Suomen sähköntuotanto koostuu erilaisten energialähteiden ja tuotantotapojen yhdistelmästä. Kuvassa 2.1 on esitelty Suomen sähköntuotanto tuotantomuodoittain vuodesta 2000 vuoteen 2018 saakka. Yhteistuotannon, ydinvoiman ja vesivoiman osuudet ovat pysyneet 2000-luvulla tasaisina, kun taas tuulivoimatuotanto on kasvanut merkittävästi 2010-luvun aikana.



**Kuva 2.1.** Sähkön tuotanto Suomessa tuotantomuodoittain vuosina 2000–2018 [2].

Vuonna 2011–2017 käytössä ollut tuulivoiman syöttötariffi lisäsi tuulivoimakapasiteettia runsaasti. Tänä aikana rakennetuille tuulivoimalaitoksille taattiin tietty sähköstä saatava



hinta. Lauhdevoiman osuus sähköntuotannossa on pienentynyt merkittävästi 2010-luvulle tultaessa. Sähkön alhainen markkinahinta on tehnyt polttoon perustuvista erillistuotantolaitoksista eli lauhdevoimalaitoksista taloudellisesti kannattamattomia ja vanhoja laitoksia harvoin korvataan enää uusilla vastaavilla laitoksilla. Vuonna 2018 sähkön kokonaiskulutus oli 87,5 TWh. Suomessa sähköä tuotettiin 67,5 TWh ja loput kulutuksesta, noin 20 TWh, katettiin sähkön nettotuonnilla Pohjoismaista, Venäjältä ja Virosta. [2]

### 2.1.1 Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotanto

Yhdistetty sähkön- ja lämmöntuotantolaitos eli CHP-laitos tuottaa syötetystä polttoaineesta sekä sähköä että lämpöä tehokkaasti korkealla hyötysuhteella verrattuna tilanteeseen, jossa lämpö ja sähkö tuotettaisiin erikseen. Yleisimpiä CHP-voimalaitostyyppejä ovat vastapainevoimalaitokset ja kaasuturbiinit, joista turbiinin jälkeen saatava kuuma höyry tai kaasu hyödynnetään kaukolämmön tuotannossa tai teollisuuden tarpeissa. Suomessa CHP-laitoksilla tuotettiin 21,8 TWh sähköä, 24,7 TWh kaukolämpöä ja 43,5 TWh lämpöä teollisuuden käyttöön vuonna 2018. [2] Energiavirasto ylläpitää rekisteriä Suomessa toimivista voimalaitoksista. Vuonna 2020 kaukolämmön tuotantoon osallistuvien CHP-laitosten sähköntuotantokapasiteetti oli noin 3750 MW ja teollisuuden CHP-laitosten 2850 MW. [18] Todellisuudessa yhteistuotantolaitoksia ei voida täysin yksiselitteisesti jakaa kaukolämpö- ja teollisuuslaitoksiin, sillä osa laitoksista toimittaa lämpöä molemmille sektoreille. Sähkön ja lämmön yhteistuotannolla on tärkeä rooli Suomen energiajärjestelmässä ja tehon riittävydessä, sillä lämpökuorman yhdistetty sähköntuotanto on suurimmillaan kylmään aikaan talvisin, jolloin myös sähkön kysyntä nousee huippuunsa.

CHP-laitokset hyödyntävät monipuolisesti erilaisia polttoaineita ja -tekniikoita. Suomessa selluteollisuuden sivutuote mustalipeä oli vuonna 2018 käytetyin polttoaine teollisuuden sähkön ja lämmön yhteistuotannossa. Yhteistuotantolaitoksissa poltetaan myös esimerkiksi puubiomassaa, kivihiiltä, turvetta, maakaasua sekä erilaisia jäte- ja kierrätyspolttoaineita. [2] Voimalaitos- ja kattilatyypin valinta riippuu käytetystä polttoaineesta. Erilaiset leijupetikattilat, kuten kerrosleijupeti- ja kiertoleijupetikattilat, soveltuvat laadultaan vaihteleville ja haastaville polttoaineille, kuten kosteille ja matalan lämpöarvon omaaville jakeille. Mustalipeää hyödyntävät laitokset tarvitsevat soodakattilan, joka mahdollistaa prosessikemikaalien talteenoton ja uudelleenkäytön. Arinapolttoon perustuvia laitoksia käytetään esimerkiksi jäte- ja kierrätyspolttoaineilla. [8, s. 285–292] Yhteistuotantolaitosten sähkön ja lämmön tuotantokapasiteetit vaihtelevat ja laitokset on usein mitoitettu lämmöntarpeen mukaan. Voimalaitosrekisterin mukaan teollisuuden suurin CHP-laitos toimii Äänekosken biotuotetehtaan yhteydessä. Laitoksen sähköteho on 280 MW. Kaukolämpö-laitoksista suurin on Helenin Vuosaari B, jonka sähköteho on 485 MW. [18] Yhteistuotantolaitosten biomassan käyttöön ja tuotannon joustavuuteen syvennyttään tarkemmin vielä luvussa 3.

### 2.1.2 Ydinvoima

Sähkön tuotanto ydinvoimalla alkoi Suomessa vuonna 1977, kun Loviisan ensimmäinen reaktori liitettiin sähköverkkoon. Tällä hetkellä toiminnassa olevia ydinreaktoreita on neljä, kaksi 507 MW:n yksikköä Loviisassa ja kaksi 890 MW:n yksikköä Eurajoen Olkiluodossa. Laitosten yhteenlaskettu sähköteho on 2794 MW. Vuonna 2018 näiden laitosten sähkön tuotanto oli yhteensä 21,8 TWh, jolla katettiin noin kolmasosa kotimaisesta sähköntuotannosta [2]. Ydinenergia onkin suurin yksittäinen energialähde Suomen sähköjärjestelmässä. Lähivuosina valmistuva Olkiluoto 3 -laitosyksikkö tulee nostamaan Suomen ydinvoimakapasiteettia 1600 MW:lla. Teollisuuden Voiman viimeisimmän tiedotteen mukaan kaupallinen sähköntuotanto laitoksella alkaisi helmikuussa 2022. [19] Lisäksi Pyhäjärvelle on suunnitteilla Fennovoiman 1200 MW:n ydinvoimalaitos, joka odottaa vielä rakennuslupaa. Yhtiön tavoitteena on saada rakennuslupa hankkeelle vuonna 2021 ja aloittaa kaupallinen sähköntuotanto vuonna 2028. [20] Ydinvoiman osuus sähköntuotannosta tulee siis kasvamaan Suomessa lähitulevaisuudessa. Tällä hetkellä Loviisan reaktoreiden käyttöluvut ovat voimassa vuosiin 2027 ja 2030 saakka ja Olkiluoto 1 ja 2 voivat jatkaa toimintaansa vuoteen 2038 asti. [21] [22]

Ydinvoimalaitoksia ajetaan yleensä peruskuormana tasaisesti vuoden ympäri huoltoseisokkeja lukuun ottamatta, sillä uraanin polttoainekustannukset ovat pienet verrattuna laitosten korkeisiin pääomakustannuksiin. Tehonsäätö ydinvoimalaitoksilla olisi teknisesti mahdollista, mutta suurten pääomakustannusten takia ei kovinkaan kannattavaa. [23] Tuotannossa ei synny kasvihuonekaasupäästöjä, minkä takia ydinvoima nähdäänkin tarpeellisena välivaiheena siirryttäessä fossiilisista polttoaineista uusiutuviin energialähteisiin. Huolta ydinvoimassa kuitenkin aiheuttavat yleensä erilaiset turvallisuusnäkökohdat sekä jäljelle jäävä radioaktiivinen jäte. Vuonna 2011 Japanin Fukushimaassa tapahtuneen onnettomuuden jälkeen esimerkiksi Saksa päätti vauhdittaa maansa ydinvoiman alasajoa ja luopua siitä kokonaan vuoteen 2022 mennessä. Pohjoismaiden ja Baltian alueella Suomen lisäksi vain Ruotsissa on ydinvoimatuotantoa.

### 2.1.3 Vesivoima

Suomen vesivoimakapasiteetti on noin 3100 MW ja laitoksia on maassa yli 220. Valtaosa potentiaalista vesistöistä on jo valjastettu energian tuotantoon, ja tuotannon lisäysmahdollisuudet ovat pieniä ja keskittyvät olemassa olevien laitosten tehoparannuksiin. Vuonna 2018 vesivoimalla tuotettiin sähköä 13,1 TWh, joka kattoi noin viidesosan Suomessa tuotetusta sähköstä. Uusiutuvasta sähköntuotannosta vesivoiman osuus oli suurin, 42 %. [2] Sähkön tuotantomäärät vaihtelevat jonkin verran vuosittain, sillä laitosten sähköntuotanto on riippuvainen vuotuisesta vesitilanteesta.

Vesivoiman merkitys joustoresurssina Suomen energijärjestelmässä on suuri. Tuotan-

toa voidaan lisätä tai ajaa alas verrattain nopeasti, jonka lisäksi kapasiteetti sopii myös pidempiaikaisten tuotantovajausten tasaukseen esimerkiksi tuulettomina kausina. Vesivoimalaitoksen säätömahdollisuuksiin vaikuttaa vesistön tila, virtaama, lupaehdot ja laitoksen yläjuoksulla olevan varastoaltan koko. Suurin osa Suomen vesivoimasta on joki-voimalaitoksia, mikä rajoittaa varastoaltaiden kokoa. Lupaehdoilla varmistetaan, ettei vesistöissä tapahdu liian suuria pinnankorkeuden muutoksia. Säätömahdollisuudet riippuvat myös vuotuisesta lumitilanteesta, mutta yleisesti ne ovat parhaimmillaan syystalvisin, jolloin virtaamat ovat suuria, mutta eivät ylitä laitoksen maksimivirtaamaa. Kevättulvien aikaan osa virtaamasta joudutaan usein ohijuoksuttamaan laitoksen ohi ja laitokset käyvät lähellä maksimitehoja. Tämä vaikuttaa säätökykyyn, sillä tuotannon ylössäätö ei ole tällöin mahdollista ja alassäätöön kyetään käytännössä vain lisäämällä ohijuoksutusta. [24] Vesivoiman säätöön kykenevän tuotannon osuudeksi on arvioitu noin kaksi kolmasosaa rakennetusta tuotantokapasiteetista eli noin 2000 MW. [23]

#### **2.1.4 Tuuli- ja aurinkovoima**

Suomessa tuulivoimalla tuotettiin 5,8 TWh sähköä vuonna 2018. Määrä kattoi 19 % uusiutuvasta sähköntuotannosta ja osuus kokonaistuotannosta oli noin 9 %. [2] Asennettu tuotantokapasiteetti ylitti 2000 MW rajan vuonna 2017 ja vuoden 2019 lopussa tuulivoimakapasiteetti Suomessa oli 2284 MW. Tuulivoimaloita maassa oli tällöin yhteensä 754. Tuotantokapasiteetista noin puolet sijaitsee Pohjois-Pohjanmaan ja Pohjanmaan maakunnissa rannikkoseudulla. [25]

Tuulivoiman kasvu on ollut nopeaa 2010-luvulla. Vuonna 2011 käyttöön otettu syöttötariffijärjestelmä takasi tuulivoiman tuottajille sähköstä saatavan hinnan ja vauhditti investointeja. Sähkön markkinahinnan ollessa tavoitehintaa eli 83,5 €/MWh alhaisempi maksetaan tavoitehinnan ja markkinahinnan erotus tuottajalle tukena. Syöttötariffijärjestelmään ei ole hyväksytyt uusia tuulivoimakohteita vuoden 2017 lopun jälkeen, mutta tuotantotukeen oikeutetut saavat tukea 12 vuoden ajan myöntöpäivästä. [26]

Tuulivoiman kannattavuuteen vaikuttaa laitoksen alueen tuuliolot ja tekniikan hinta. Polttoainekustannusten puuttuessa sähkön tuotanto on edullista. Vuoden 2018 lopussa Energiavirasto kilpailutti 1,4 TWh edestä uusiutuvaa sähköntuotantoa ja kaikki tuotantotukeen hyväksytyt kohteet olivat tuulivoimalaitoksia. [27] Kilpailutuksen lisäksi hankkeita on käynnistetty myös markkinaehtoisesti. Suomen Tuulivoimayhdistyksen tilaston mukaan Suomessa on tällä hetkellä rakenteilla yhteensä jopa 1600 MW:n edestä tuulivoimahankkeita, joiden on tarkoitus valmistua aikavälillä 2020–2022. [28]

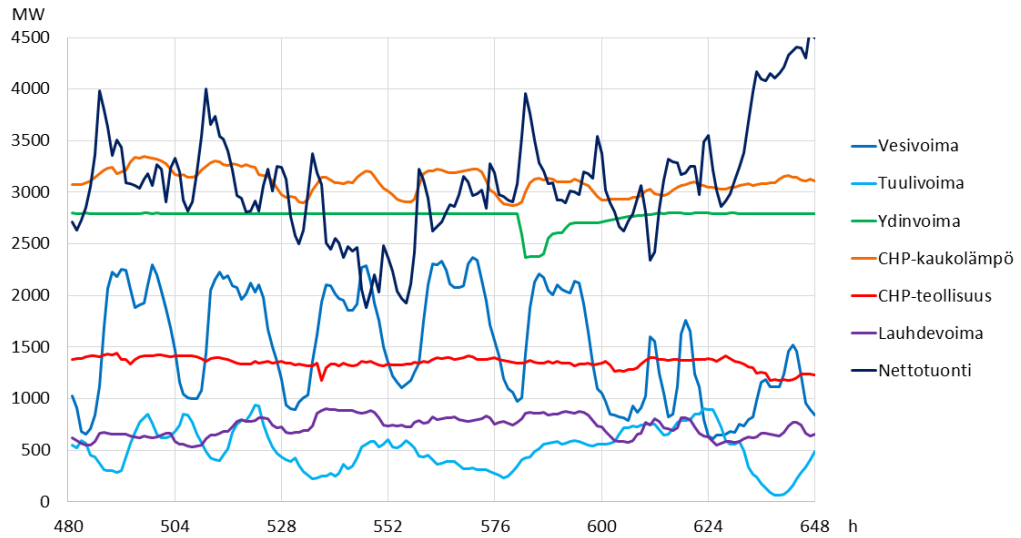
Aurinkovoimalla tuotettiin sähköä Suomessa 90 GWh vuonna 2018. [2] Määrä on pieni verrattuna maan kokonaiskulutukseen, mutta asennetussa kapasiteetissa nähdään taasaista nousua. Energiaviraston selvityksen mukaan asennettu aurinkosähkökapasiteetti oli noin 120 MW vuoden 2018 lopussa, kun vuonna 2017 määrä oli 66 MW. Valtaosa au-

rinkosähkötuotannosta on pientuotantoa eli laitokset ovat alle 1 MW:n yksiköitä. [29] Suurin potentiaali aurinkosähköllä on kohteissa, joissa tuotannolla voidaan korvata verkosta ostettavaa sähköä. Esimerkiksi julkiset tilat ja toimistorakennukset nähdään potentiaalisina kohteina aurinkovoiman lisäykselle.

### 2.1.5 Tuotannon ja kulutuksen vaihtelu

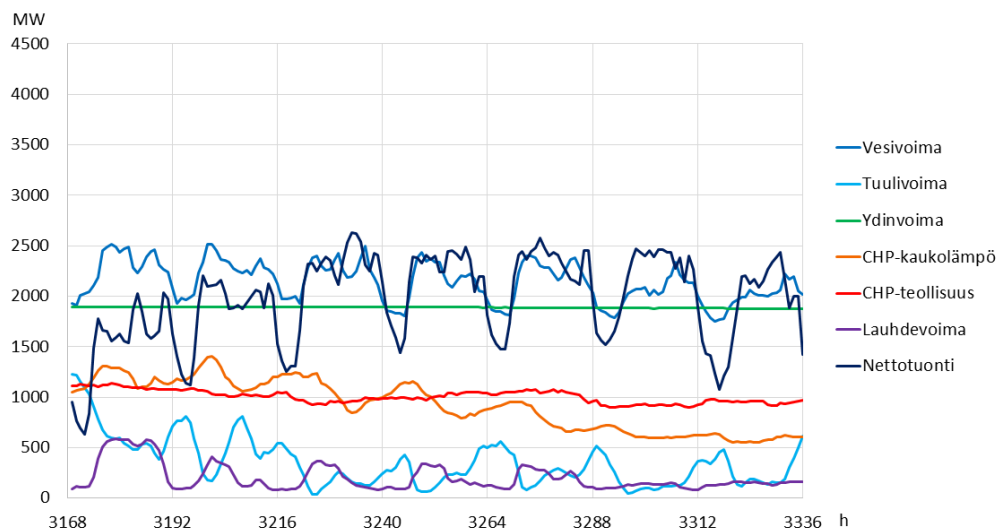
Sähkön kulutus Suomessa vaihtelee vuodenajan lisäksi viikon ja vuorokauden sisällä. Korkeimmillaan sähkön kulutus on yleensä kylminä talvikuukausina ja kulutus pohja ajoittuu keskikesään. Viikkotasolla kulutus on arkipäivinä tyypillisesti suurempaa verrattuna viikonloppuihin sekä juhlapäiviin ja luonnollisesti vuorokauden sisällä kulutus on päivisin korkeampaa kuin öisin. Energiateollisuuden tilaston mukaan vuoden 2019 kulutushuippu nähtiin tammikuun lopulla, kun tehontarve nousi arvoon 14 723 MW ja pienin tarve, 5738 MW, nähtiin kesäkuussa. Koko vuoden ajalla sähkönkulutuksen tuntikeskiarvo oli noin 9800 MW. Voimalaitokset tuottavat sähköä erityyppisillä ajotavoilla tuotantomuodosta riippuen, sillä tuotanto voi esimerkiksi olla tasaista, seurata säätilaa tai osallistua aktiivisesti säätöön. Kuvissa 2.2, 2.3, 2.4 ja 2.5 on esitettyä vuoden 2019 viikot 4, 20, 30 sekä 43 ja ne havainnollistavat talvi-, kevät-, kesä- ja syysviikkojen eroja ja yhtäläisyyksiä sähkön tuotantomäärissä eri tuotantomuotojen välillä. Lisäksi mukana on sähkön nettotuonnin määrä. Kuvissa jokainen viikko alkaa maanantaiaamuyöstä ja päättyy sunnuntai-iltaan ja ne on koottu käyttäen Energiateollisuuden julkaisemaa tilastoa sähkön tuotannosta tunneittain vuonna 2019. [30]

Ensimmäiseksi tarkastelujaksoksi valittiin 21.–27.1.2019 eli viikko 4. Kuvasta 2.2 nähdään, että kyseisellä talvisella viikolla lämmöntarve oli suurta ja suuri osa kaukolämpö-CHP-laitoksista oli käynnissä, sillä sähköntuotanto oli korkealla ja vaihteli 3000 MW:n molemmin puolin. Vesivoiman sähköntuotantoa säädeltiin 700 ja 2300 MW:n välillä, joten tuotantomuodon rooli joustossa oli merkittävä. Ydinvoimatuotannossa tapahtui pieni tehopudotus perjantaiaamulla eli kuvassa tunnin 576 jälkeen. Nettotuonnin määrässä voidaan nähdä samanaikainen muutos ylöspäin, mikä ainakin osittain kompensoi tehopudotusta. Tuulivoimatuotannossa ei nähty suuria piikkejä ja teho pysyi viikon aikana alle 1000 MW:ssa. Sähkönkulutus oli suurta ja nettotuonnin määrä nousi jopa 4500 MW:iin viikon lopulla.



**Kuva 2.2.** Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 4, 21.–27.1.2019.

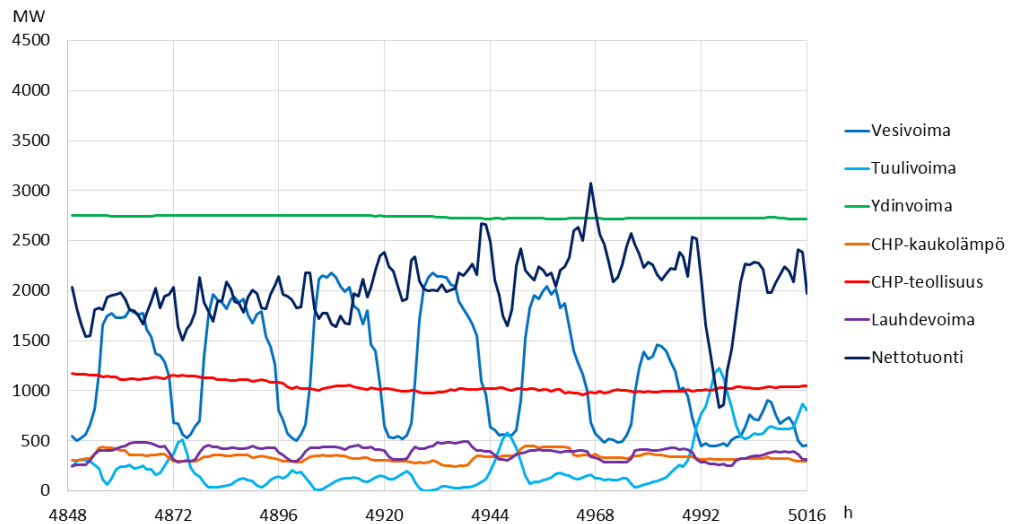
Kuvassa 2.3 on tuotantokäyrät viikolle 20, joka ajoittui aikavälille 13.–19.5.2019. Kaukolämpöön osallistuvien CHP-laitosten sähköntuotanto oli alemmalla tasolla verrattuna tammikuuhun, sillä tehomäärät vaihtelivat 500 ja 1500 MW:n välillä. Vesivoiman tuotantomäärät olivat tammikuun viikkoa tasaisemmat ja teho pysyi korkealla, 2000 ja 2500 MW:n välillä. Todennäköisenä syynä olivat ajankohdalle osuneet kevättulvat, jotka rajoittavat vesivoiman säätömahdollisuuksia. Olkiluodon ydinvoimalaitosten vuosihuollot näkyvät ydinvoimatuotannon määrässä. Seuratulla viikolla tuotanto oli alle 2000 MW normaalin 2800 MW:n sijaan.



**Kuva 2.3.** Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 20, 13.–19.5.2019.

Heinäkuinen viikko 30 oli selkeästi alhaisen sähkönkulutuksen aikaa. Ajanjakso ajoittui välille 22.–28.7.2019 ja on esitettyä kuvassa 2.4. Lämpimän ulkoilman myötä kaukolämpö-CHP-laitosten lämmöntuotanto olisi ollut liian suurta kaukolämmöntarpeeseen verrattuna,

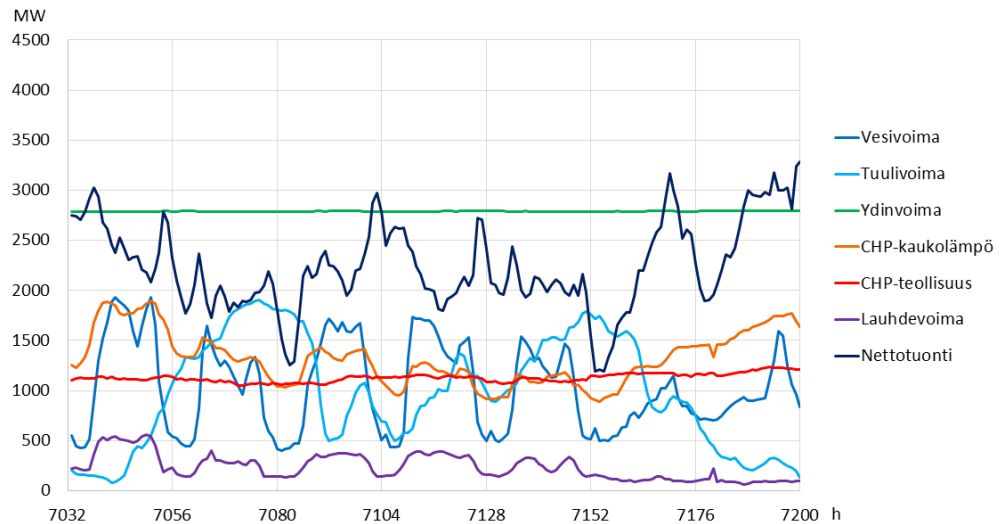
joten monet kaukolämpö-CHP-laitoksista eivät olleet käytössä ja sähköntuotanto pysyi 500 MW:n alapuolella. Koska sähkön kokonaiskulutus oli pientä, myös tuontisähkön tarve oli vähäisempää verrattuna tammikuun viikkoon. Nettotuonti pysytteli pääosin 3000 MW:n alapuolella. Sunnuntai-aamuyöhön osunut tuulivoiman tuotantopiikki voidaan havaita alhaisena nettotuonnin määränä samoilla tunneilla.



**Kuva 2.4.** Sähkön tuotanto tuotantomuodoittain viikolla 30, 22.–28.7.2019.

Syysviikoksi tarkasteluun valittiin viikko 43, eli 21.–27.10.2019. Kuvasta 2.5 nähdään, että kyseillä viikolla tuulivoimatuotanto oli runsasta ja nousi lähes 2000 MW:iin tiistai- ja perjantai-iltana. Tehomäärä vastasi lähes kaikkea rakennuttua tuulivoimakapasiteettia. Korkean tuulivoimatuotannon vaikutus voidaan havaita esimerkiksi nettotuontisähkön määrässä, joka oli selkeästi pienempää tuulituotantopiikkien kohdalla. Myös vesivoiman tuotantomäärissä nähdään reagointia tuulivoimatuotantoon erityisesti tiistai-illan tunneilla. Kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotanto vaihteli noin 1000 ja 2000 MW:n välillä eli tuotanto oli selkeästi kevät- ja kesäviikkoja korkeampaa, muttei yltänyt kylmän tammikuun viikon määriin.

Kaikkien ajanjaksojen välillä voidaan havaita yhtäläisyyksiä. Teollisuuden CHP-laitosten sähköntuotanto pysyi melko tasaisena, 1000 ja 1500 MW:n välillä ympäri vuoden viikonpäivästä ja vuorokaudenajasta riippumatta. Teollisuudessa tuotantoa ei usein kannata ajaa alas iltaisin tai viikonloppuisin vaan prosessit pidetään käynnissä jatkuvasti. Ydinvoimatuotannon rooli peruskuormana tulee kuvissa hyvin esille, sillä tuotanto pysyi tasaisena huoltoseisokkeja lukuun ottamatta.



**Kuva 2.5.** Sähkön tuotanto tuotantomuodittain viikolla 43, 21.–27.10.2019.

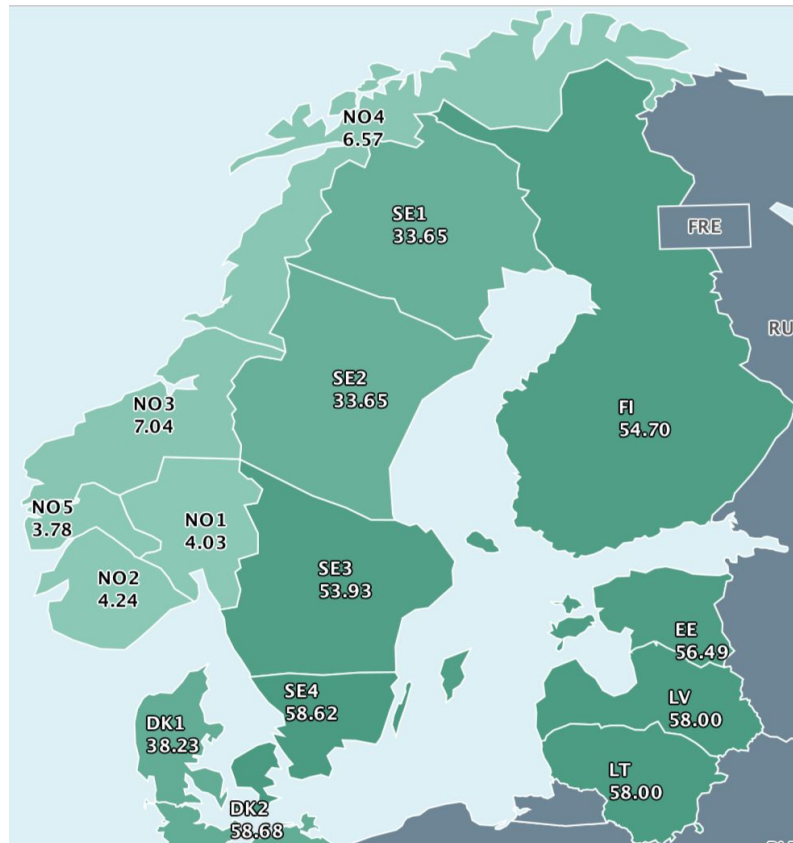
## 2.2 Itämeren alueen sähkömarkkinat

Sähkön hinta sähkömarkkinoilla määräytyy tunneittain kysynnän ja tarjonnan mukaan. Pohjoismaissa ja Baltiassa kauppaa käydään Nordpool-sähköpörssissä, jonne markkinaosapuolet toimittavat osto- ja myyntitarjouksensa seuraavalle päivälle aina edeltävänä päivänä viimeistään klo 13 Suomen aikaan. Tarjouskilpailu käydään suljettuna ja markkinoiden sulkeuduttua sähkön hinta määritetään kysyntä- ja tarjouskäyrien sekä siirtokapasiteettien perusteella seuraavan päivän jokaiselle tunnille. Tämän tyyppisiä markkinoita kutsutaan vuorokausimarkkinoiksi (engl. day-ahead market) ja Nordpool-sähköpörssissä myös nimellä Elspot. [31]

Vuorokausimarkkinat on jaettu Pohjoismaissa ja Baltiassa tarjousalueiksi, joiden sisällä sähkön tukkuhinta on sama. Kuvassa 2.6 on nähtävillä eri tarjousalueiden Elspot-hinnat esimerkkipäivänä 19.8.2020. Kyseisenä päivänä Suomen tarjousalueen hintakeskiarvo oli 54,70 €/MWh ja se oli samansuuruinen eteläisen Ruotsin ja Viron alueiden kanssa, joihin Suomella on myös kattavat siirtoyhteydet Pohjois-Ruotsin ja -Norjan alueiden lisäksi. Suomi koostuu vain yhdestä tarjousalueesta, kun taas esimerkiksi Norja ja Ruotsi on jaettu useampaan eri alueeseen.

Päivänsisäiset markkinat (engl. intra-day market) avautuvat vuorokausimarkkinoiden sulkeuduttua ja tarjousaika sulkeutuu 30 minuuttia ennen jokaisen tuotantotunnin alkua. Usein tarvetta sähkökaupalle päivänsisäisillä markkinoilla syntyy, kun sääolot, tuuliennusteet tai laiteviat muuttavat tuotanto- ja kulutusennusteita. Nordpoolin sähkömarkkinoilla päivänsisäisiä markkinoita kutsutaan myös nimellä Elbas. [31]

Vuorokausimarkkinoilla ja päivänsisäisillä markkinoilla tarjouksia tehdään itse tuotteesta, sähköstä. Ennustettavuuden lisäämiseksi olemassa on lisäksi johdannaismarkkinat, jois-



**Kuva 2.6.** Nordpool tarjousalueet ja Elspot-hintojen päiväkeskiarvo 19.8.2020 [32].

sa tuotteina ovat erilaiset optiot ja futuurit. Näin tuottajat ja kuluttajat voivat suunnitella toimintaansa myös pidemmällä aikavälillä. [33]

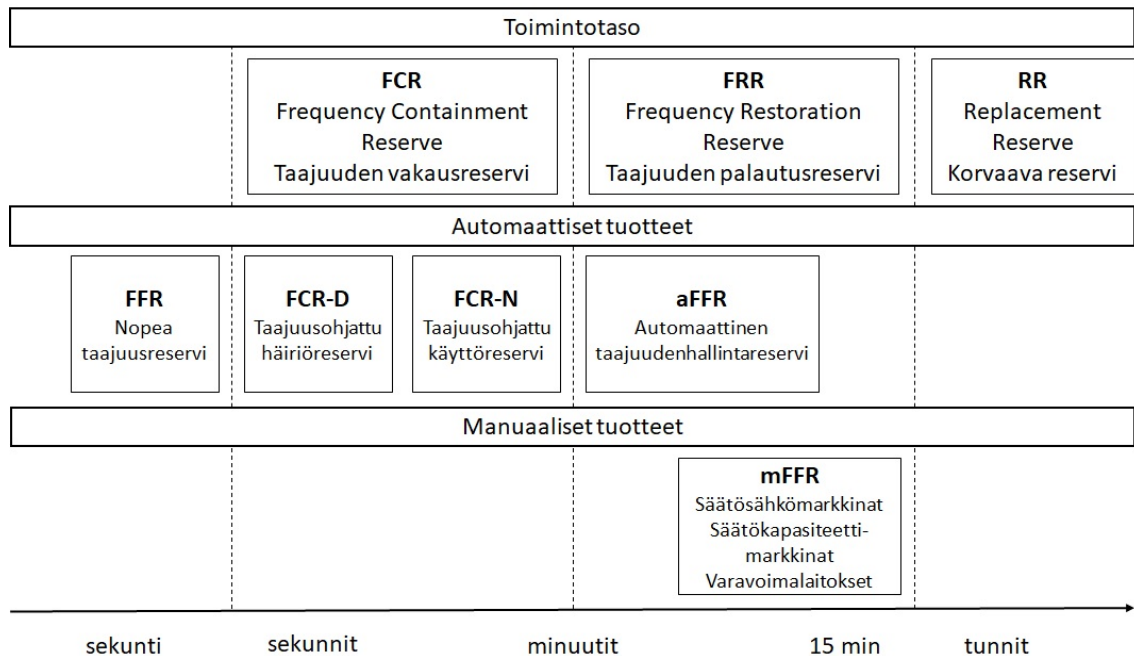
Tuotantokustannuksiltaan edullisen tuulivoiman määrän kasvu on laskenut sähkön tukkuhintaa, mutta se on lisännyt myös hinnan vaihtelua. Vuoden 2019 vuorokausimarkkinoiden hinnan keskiarvo Suomessa oli 44,04 €/MWh. Kyseisen vuoden tuntihinnan sekä pienin että suurin arvo nähtiin toukokuussa, kun hinta laski hetkellisesti arvoon 0,12 €/MWh ja kipusi korkeimmillaan 199,98 €/MWh. [34] Sähkön hinta painui negatiiviseksi Suomessa ensimmäistä kertaa helmikuussa 2020, kun leuto sää, kova tuuli ja paperiteollisuuden lakot johtivat tilanteeseen, jossa tuotantoa oli liikaa suhteessa kulutukseen aamuyön tunteina. Tulevaisuudessa vastaavat tilanteet voivat yleistyä edullisen tuulivoimatuotannon osuuden kasvaessa. [35]

### 2.3 Reservimarkkinat ja tehoreservijärjestelmä

Sähköjärjestelmän tasapainon säilyttämiseksi tarvitaan eri aikajän-teillä toimivaa säätökapasiteettia, jota aktivoidaan tarpeen mukaan. Suomessa kantaverkkoyhtiö Fingrid huolehtii sähköverkon taajuuden tasapainosta ylläpitämällä reservimarkkinoita, joilla sähkön tuottajat ja kuluttajat myyvät reservejä eli kykyä nostaa tai laskea tuotantoyksiköiden sähkötehoa. Tavoitteena on pitää sähköjärjestelmä taajuusalueella 49,9 – 50,1 Hz kaikkina



aikoina. Kun tuotannossa tai kulutuksessa tapahtuu äkillisiä muutoksia, tarvitaan nopeita reservejä, jotka korjaavat taajuuden oikealle tasolle. Tarvetta on sekä tuotannon alas- että ylössäädölle. Kuvassa 2.7 on esiteltyä Pohjoismaissa käytössä olevat reservituotteet aikatasossa. Nopeimmat reservituotteet aktivoituvat automaattisesti sekunneissa ja osaan tilanteista riittää, että tehomuutos toteutuu vartissa. [36]



**Kuva 2.7.** Pohjoismaissa käytössä olevat reservituotteet aikatasossa. Mukailten lähde [36].

Taajuuden vakauservit (FCR) ovat reservityyppejä, jotka hallinnoivat järjestelmän taajuutta jatkuvasti ja aktivoituvat automaattisesti, kun poikkeama taajuudessa havaitaan. Sähkön tuottajat ja kuluttajat voivat tarjota taajuuden vaakauservejä osallistumalla joko vuosi- tai tuntimarkkinoille. Ryhmä sisältää kaksi erilaista reservityyppiä, taajuusohjatun häiriöreservin (FCR-D) ja taajuusohjatun käyttöreservin (FCR-N). Taajuusohjattuun häiriöreserviin osallistuvan yksikön tulee olla valmis lisäämään tuotantoaan tai pudottamaan kulutustaan eli osallistumaan ylössäätöön. Minimitarjous ylössäädön määrälle on 1 MW. Reservin tavoitteena on säilyttää järjestelmän taajuus 49,5 Hz:n yläpuolella häiriötilanteissa. Säädön tulee olla nopeaa, sillä reserviin osallistuvan tulee tarjota puolet reservitehosta 5 sekunnissa ja koko tehomäärä 30 sekunnissa. Pohjoismaissa häiriöreserviä hankitaan yhteensä noin 1450 MW, josta Suomen osuus on 290 MW. Taajuusohjattuun käyttöreserviin osallistuvilta yksiköiltä sen sijaan voidaan vaatia tarvittaessa sekä ylös- että alassäätöä ja minitarjous markkinoilla on 0,1 MW suuruinen. Muutokset tehoon on kyettävä tekemään minuuteissa. Käyttöreservin määrä Pohjoismaissa on 600 MW, josta Suomessa reserviin hankitaan 120 MW edestä yksiköitä. [36] Vesivoimalaitoksilla tehonsäätöä pystytään toteuttamaan nopeasti ja sektorilla on suuri rooli taajuuden vakauserveinä Suomessa. Fingridin mukaan vuonna 2017 vesivoiman osuudet häiriö- ja

käyttöreserveihin hyväksytystä kapasiteetista olivat 60 % ja 80 %. [24]

Nopea taajuusreservi (FFR) on uusi reservityyppi, joka otettiin käyttöön Pohjoismaissa kesällä 2020. Se toimii taajuuden vakausersevien apuna tilanteissa, joissa verkon inertia on alhainen. Sähköverkossa inertia kuvaa järjestelmän kykyä vastustaa muutosta liike-energian avulla. Pyörivät turbiini-generaattorilaitokset lisäävät järjestelmän inertiaa, sillä suuren massan pysähtymiseen menee aikaa ja näin muutokset verkon taajuudessa tapahtuvat viiveellä. Tuuli- ja aurinkovoiman osuuden kasvu järjestelmässä on pienentänyt käytössä olevaa inertiaa ja lisännyt riskiä taajuuden suurille heittelyille. Pohjoismaissa reservin tehotarpeen on arvioitu olevan 300 MW, josta Suomen tulisi kattaa 20 %. Fingrid hankkii nopeaa taajuusreserviä inertiaennusteiden perusteella tunneittain kansallisilta markkinoilta. Suurin tarve arvioidaan olevan kevät-, kesä- ja syysaikaan, jolloin esimerkiksi osa inertiaa kasvattavasta CHP- tai ydinvoimatuotannosta ei ole käytössä. Myös vuotuinen vesitilanne vaikuttaa tarvittavan reservin määrään. [36]

Toinen reservityyppiryhmä on taajuuden palautusreservit (FRR), joiden tavoitteena on nimensä mukaan palauttaa verkon tila normaalille taajuusalueelle 49,9 – 50,1 Hz ja vapauttaa vakausersevit takaisin valmiuteen, jotta ne voivat reagoida uusiin poikkeamiin. Pohjoismaissa on vuodesta 2013 ylläpidetty automaattista taajuudenhallintareserviä (aFFR), joka aktivoituu noin viidessä minuutissa kantaverkkoyhtiön lähettämän tehonmuutossignaalin perusteella. Reserviä hankitaan tietyiksi vuorokaudenajoiksi, jolloin poikkeamat taajuudessa ovat todennäköisiä, eli aamun tunneille sekä ilta-aikoihin, jolloin kulutus esimerkiksi kotitalouksissa kasvaa. Suomessa reservin koko pyritään pitämään aamuisin 80 MW:ssa ja iltaisin 60 MW:ssa. [36] Vuonna 2017 kaikki tarjottu kotimainen automaattinen taajuudenhallintareservi oli vesivoimaa [24].

Automaattisten reservityyppien lisäksi on olemassa reservejä, joita kantaverkkoyhtiö voi käynnistää manuaalisesti tarpeen mukaan. Manuaalisiin reserveihin (mFFR) lukeutuvat säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinat sekä nopea häiriöreservi. Säätösähkömarkkinoiden avulla varmistetaan, että järjestelmän tunninsisäinen tehotasapaino säilyy. Sähkön tuottajat ja kuluttajat voivat jättää tarjouksia mahdollisesta tuotannon alas- ja ylössäädöstä viimeistään 45 minuuttia ennen kyseistä käyttötuntia säätösähkömarkkinoille, josta kantaverkkoyhtiö manuaalisesti toteuttaa tarjouksia tarpeen mukaan. Tarjoukset järjestetään hinnan perusteella ja aktivoidaan ylössäädössä edullisimmasta ja alassäädössä kalleimmasta hinnasta alkaen. Ylössäätötunnin hinta voi siis olla alhaisimmillaan kyseisen tunnin spot-hinta, mutta korkeimmillaan 5000 €/MWh ja vastaavasti alassäätöhinta voi olla korkeimmillaan kyseisen tunnin spot-hinta. Markkinoille osallistuvilta odotetaan melko suuria muutoksia tehossa verrattuna muihin reservilajeihin, sillä vähintään 10 MW:n tehonmuutos on oltava mahdollista toteuttaa 15 minuutissa. Jos laitoksella on käytössä elektroninen aktivointi, 5 MW:n tehonmuutos 15 minuutissa riittää. [36] Säätösähkömarkkinoiden kysynnän on ennustettu kasvavan tuulivoiman lisääntyessä. [37]

Nopeaan häiriöreserviin kuuluvat varavoimalaitokset, jotka eivät osallistu normaaliin kaupalliseen sähköntuotantoon. Suomessa nopean häiriöreservin koko on maksimissaan noin 1200 MW, joka koostuu Fingridin omista varavoimalaitoksista ja käyttösopimuslaitoksista. Varavoimalaitoksista useat ovat nopeasti käynnistyviä kaasuturbiineja. Kuvassa 2.7 mainitaan lisäksi korvaavat reservit (RR), joilla voidaan varautua mahdollisiin lisähäiriöihin, jos osa muista reserveistä on vielä käytössä edellisen häiriön jäljiltä. Tämän tyyppisiä reservejä ei ole kuitenkaan käytössä Pohjoismaissa tällä hetkellä, sillä päivän sisäinen sähkömarkkina on toiminut hyvin ja riittänyt järjestelmän hallintaan. [36]

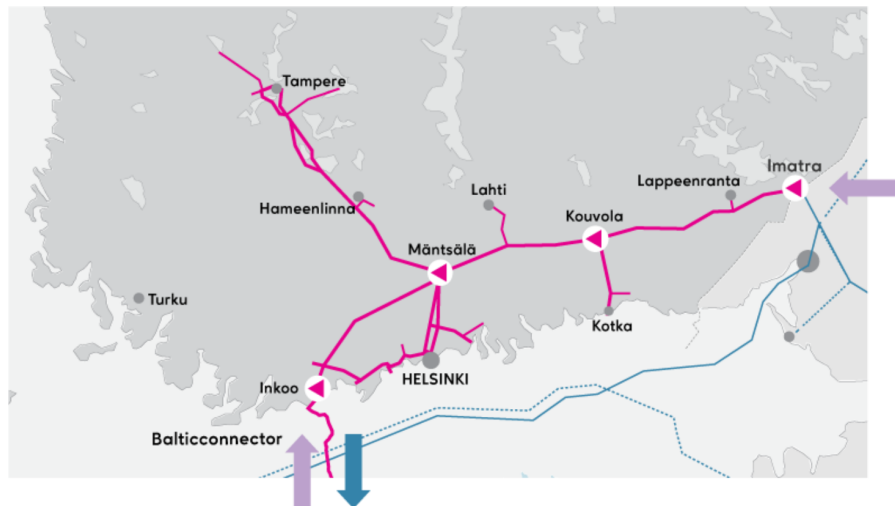
Tehoreservijärjestelmä on rakennettu sellaisten tilanteiden varalle, jolloin sähkön kysyntään ei pystytä vastamaan markkinoilla tarjolla olevalla tuotantokapasiteetilla. Tällöin kulutuksen ja tuotannon erotus täytyy kattaa tehoreserviin varatuilla tuotanto- ja kulutusyksiköillä, jotka ovat valmiita käynnistämään tuotantonsa tai vähentämään kulutusta. Näin pyritään turvaamaan sähkön toimitusvalmius erityisesti korkeiden kulutuspiikkien aikana. [23]

Energiavirasto kilpailuttaa ja valitsee tehoreservikohteet toimintakausittain. Nykyinen tehoreservikausi ajoittuu välille 1.7.2020–30.6.2022 ja järjestelmässä mukana olevat voimalaitokset ovat Tampereen sähkölaitos Oy:n Naistenlahti 1 (129 MW), Fortum Power and Heat Oy:n Meri-Porin voimalaitos (440 MW) sekä Lahti Energia Oy:n Kymijärvi KT (42 MW). Talvikaudella 1.12.–28.2. laitosten on oltava 12 tunnin käynnistysvalmiudessa ja aikavälin ulkopuolella laitosten käynnistysaika saa olla enintään yhden kuukauden. Mukana oleville yksiköille maksetaan korvaus tehoreserviin osallistumisesta. Energiaviraston Sähkön toimitusvarmuus vuonna 2019 -raportin mukaan tehoreservin käyttö on ollut vähäistä järjestelmän koko olemassaolon ajan eli vuodesta 2007 alkaen. Viime vuosina tehoreserviin kuuluvia yksiköitä ei ole tarvinnut käynnistää tai kulutusta vähentää, vaan kysyntä on kyetty kattamaan markkinaehtoisesti. [38]

## 2.4 Kaasumarkkinat

Suomessa maakaasua käytetään energialähteenä sähkön- ja lämmöntuotannossa, teollisuudessa, kotitalouksissa ja liikenteessä. Valtaosa Suomessa käytetystä maakaasusta tuodaan Venäjältä. Ennen vuotta 2020 Suomen kaasumarkkinoilla oli vain yksi toimija Gasum Oy, joka vastasi sekä kaasun myynnistä että jakeluverkosta. Suomen ja Viron välille valmistunut Balticconnector-kaasuputki mahdollisti markkinoiden avautumisen kilpailulle, sillä se liitti Suomen osaksi Baltian kaasuverkkoa. Markkinoiden avautumisen yhteydessä Gasgrid Finland Oy eriytettiin Gasumista erilliseksi siirtoverkkoyhtiöksi. Kuvassa 2.8 on Gasgridin koostama kartta Suomen maakaasuverkosta. Verkko kattaa suurimmat kaupungit Etelä-Suomessa Turkuun lukuun ottamatta.

Maakaasuverkon lisäksi Suomeen tuodaan nestemäistä maakaasua rannikkokaupunkeihin eli Poriin ja Tornioon sekä vuodesta 2021 alkaen Haminaan. Suomen kaasuyhdistyk-

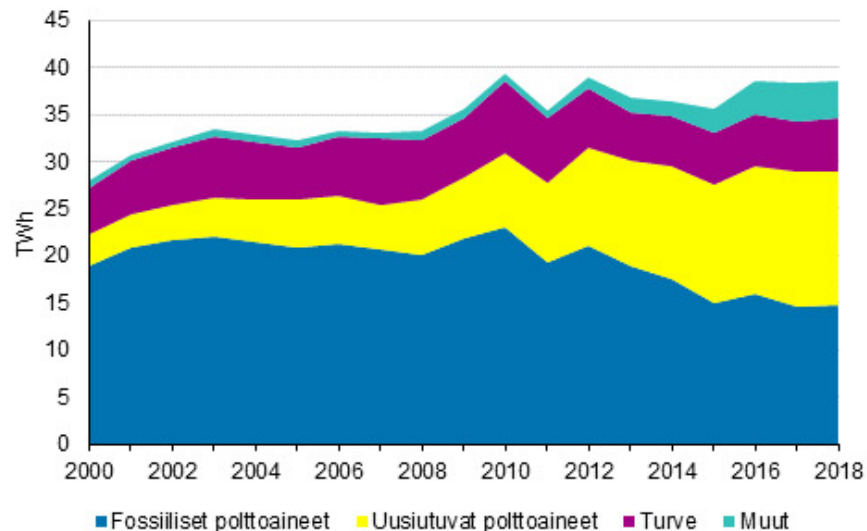


**Kuva 2.8.** Suomen kaasuverkko vuonna 2020 [39].

sen kaasutilaston mukaan vuonna 2019 teollisuudessa maakaasua käytettiin 14,4 TWh ja energiantuotannossa 8,2 TWh. [40] Kaasuverkko nähdään tärkeänä osana tulevaisuuden energijärjestelmää, sillä se mahdollistaisi esimerkiksi uusiutuvan energian varastoinnin ja siirron kaasumaisessa muodossa.

## 2.5 Kaukolämpötuotanto ja lämmön varastointi

Kaukolämpö on yleinen lämmitysratkaisu suomalaisissa asunnoissa ja palvelurakennuksissa. Vuonna 2018 Suomessa tuotettiin kaukolämpöä 38,5 TWh, josta noin kaksi kolmasosaa tuotettiin sähkön ja lämmön yhteistuotannolla ja loput lämmön erillistuotannolla. [2] Kuvassa 2.9 on esitetty kaukolämmön tuotanto Suomessa polttoainetyypeittäin vuodesta 2000 vuoteen 2018. Tarkasteluvälillä kaukolämmön tuotantomäärä on noussut ja polttoaineosuuksissa on tapahtunut muutoksia. Fossiiliset polttoaineet koostuvat kaukolämpötuotannossa pääosin kivihiilestä sekä maakaasusta ja niiden osuus on pienentynyt 2010-luvulle tultaessa. Vuonna 2018 fossiilisten polttoaineiden osuus kaukolämpötuotannosta oli noin 39 %. Kivihiiltä käytetään polttoaineena muutamassa Suomen suuressa kaupungissa kaukolämmön tuotannossa, mutta useat toimijat ovat ilmoittaneet luopuvansa sen käytöstä jo ennen hallituksen asettamaa takarajaa eli vuotta 2029. Uusiutuviin polttoaineisiin luetaan puupolttoaineiden lisäksi kierrätyspolttoaineiden bioperäisen hiilen osuus. Uusiutuvilla polttoaineilla tuotettiin noin 37 % kaukolämmöstä vuonna 2018. Turpeen määrä kaukolämpötuotannossa on pysynyt melko tasaisena ja vuonna 2018 osuus kaukolämpötuotannosta oli noin 15 %. Lämpöpumpuilla ja savukaasujen lämmön talteenotolla tuotettu kaukolämpö on kasvattanut osuuttaan ja vuonna 2018 näiden osuus oli noin 9 %. Kuvassa 2.9 kyseiset tekniikat on kategorisoitu osuuteen muut. [2]



**Kuva 2.9.** Kaukolämmön tuotanto Suomessa polttoainetyypeittäin vuosina 2000–2018 [2].

Kaukolämmön hyödyntäminen asuntojen ja niiden käyttöveden lämmityksessä on levinnyt laajalle alueelle Suomessa. Energiategollisuuden kaukolämpötilaston mukaan 170 kunnassa Suomessa oli kaukolämpötoimintaa ja yhteenlaskettu sopimusteho oli 19 000 MW lämpötehoa vuonna 2018. Asiakkaista 80 % on asuintaloja, 4 % teollisuutta ja loput 16 % muita kohteita, kuten julkisia tiloja. [41] Lämpö, verrattuna sähköön, on paikallinen tuote ja sitä ei voi siirtää pitkiä matkoja ilman suuria häviöitä, minkä takia lämpö tulisi tuottaa lähellä kulutusta. Kaukolämpömarkkinat toimivat alueellisesti ja kilpailutusta eri toimittajien välillä ei usein voi tehdä. Keskimääräinen kaukolämmön hinta oli Suomessa 81,38 €/MWh vuonna 2018. [41] Viime vuosina myös kaukokylmän tuotanto ja myynti on kasvanut ja uusia asiakkaita liittyy verkkoon vuosittain. Kaukokylmää tarjotaan suurimmissa kaupungeissa kesäaikana viilennykseen.

Yleensä alueellisen kaukolämpöverkon tehontarve on jaettu vähintään kahden eri tuotantoyksikön kesken. Näin tuotantolaitokset voidaan jakaa perus- ja huippukuormalaitoksiin, joilla on erilaiset roolit kulutuksen kattamisessa. [8, s. 322-325] Kaukolämmön tuotantoon käytetään CHP-laitosten lisäksi erillisiä lämpölaitoksia, jotka tuottavat käyttämästään polttoaineesta vain lämpöä sekä lämpöpumppuja, jotka hyödyntävät lämmöntuotannossaan erilaisia hukkalämpövirtoja sähkön avulla. Näitä tuotantoyksiköitä käynnistetään esimerkiksi korkeina kulutusjaksoina talvisin, mutta ne voivat kattaa myös kaiken lämmöntuotannon kesäisin, kun suuren CHP-laitoksen tuotanto olisi liikaa. Tulevaisuudessa lämmön erillistuotannon osuuden kaukolämmön tuotannossa ennustetaan kasvavan ja sen lisäksi polton korvaamiseksi on suunnitteilla geotermisen energian, aurinkoenergian sekä mahdollisesti pienten ydinreaktoreiden hyödyntämisistä.

Kaukolämpöverkkoon yhdistetty lämpövarasto mahdollistaa lämmön kulutushuippujen tasaamisen ja lisää tuotannon joustomahdollisuuksia [13]. Korkean sähkönkysynnän aikaan

kaukolämpövaraston avulla yhteistuotantolaitoksen sähkön- ja lämmöntuotantomäärää voidaan hetkellisesti nostaa sen hetkisen lämmöntarpeen yläpuolelle, sillä ylimääräinen lämpö voidaan syöttää varastoon. Kun sähkön kulutus ja sitä kautta hinta on alhaisempi, laitos voi kattaa osan lämmöntarpeesta vapauttamalla lämpöä varastosta ja ajamalla laitosta pienemmällä teholla. [37] Suomessa kaukolämpö-CHP-laitosten yhteydessä sijaitsevat lämpövarastot ovat pääosin vesisäiliöitä, jotka sijaitsevat maan päällä tai maan alla lämpövarastoiksi muutetuissa kallioluolissa. Tällä hetkellä olemassa olevat lämpövarastot soveltuvat varastointiin lämpöhäviöiden takia parhaiten tunti- ja vuorokausitasolla.

Tiedot Suomen nykyisistä kaukolämpövarastoista on koottu taulukkoon 2.1. Tähdellä merkityt varastot ovat suunnittelu- tai rakennusvaiheessa. Lämpövarastojen nykyinen varastointikapasiteetti ennen suurien investointien valmistumista on yhteensä noin 18,0 GWh ja se todennäköisesti nousee noin 38,5 GWh:iin vuoteen 2021 mennessä. Lataus- ja purkutehon arvioitiin olevan noin 1000 MW ennen uusia varastoja, kun mukaan otettiin varastot, joista kyseiset tiedot olivat saatavilla, ja se todennäköisesti nousee lähivuosina arvoon 1200 MW. Fortumin Espoon sekä Vantaan Energian Martinlaakson varastojen tehot on arvioitu muiden varastojen tietojen perusteella.

Oulun Energian Laanilassa [46] sijaitseva kaukolämpövarasto erottuu suurella tilavuudellaan joukosta. Kyseessä on Kemiran vanha teollisuusbenssiinin kalliovarasto, joka muutettiin lämpövarastoksi jo vuonna 1996. Varaston kapasiteetiksi ilmoitetaan 10 000 MWh sekä lataus- ja purkutehoksi 80 MW.

Vaasan Vaskiluodon vanhoihin maanalaisiin öljyluoliin on rakenteilla tilavuudeltaan 210 000 m<sup>3</sup>:n lämpövarasto. Varasto on tarkoitus ottaa käyttöön vuoden 2020 aikana ja se tulee olemaan suurin Suomessa ennen Mustikkamaan lämpövaraston valmistumista. Lataus- ja purkutehon kerrotaan olevan 100 MW ja kapasiteetiksi arvioidaan 7 000 – 9 000 MWh. Investoinnilla tavoitellaan 30 % vähennystä kivihiilen käytössä, kun kaukolämmön kulu- tushuippuja voidaan tasata varaston avulla. [47]

Helenin Mustikkamaan lämpövaraston rakentaminen alkoi vuonna 2018, kun yhtiö aloitti vanhojen öljyluolien muuntamisen yhdeksi suureksi lämpövarastoksi, jonka kapasiteetiksi on arvioitu 11 600 MWh sekä lataus- ja purkutehoksi 120 MW. Vuodessa varastoon on tarkoitus ladata lämpöä jopa 140 000 MWh. Varaston käyttöönotto on aikataulutettu vuodelle 2021 ja sen myötä lisääntyvillä kaukolämmön tuotannon optimointimahdollisuuksilla tavoitellaan 21 000 hiilidioksiditonin päästövähennyksiä vuodessa. [45]

Valmiiden tai jo rakennusvaiheessa olevien lämpövarastojen lisäksi viime aikoina on uutisoitu mahdollisista investoinneista uudenlaisiin lämmön varastointihankkeisiin, jotka voisivat mahdollistaa esimerkiksi kausivarastoinnin tai uusituvan sähkön varastoinnin lämpönä.

Saloon rakennettavan Lounavoiman kierrätyspolttoaineita hyödyntävän ekovoimalaitok-

**Taulukko 2.1.** Suomen kaukolämpövarastot. Koottu käyttäen lähteitä [8, s. 396], [37, s. 60], [42], [43], [44], [45], [46] ja [47].

Yhtiö	Tilavuus (m <sup>3</sup> )	Kapasiteetti (MWh)	Teho (MW)
Helen Oy, Salmisaari	2x10 000	1 000	130
Helen Oy, Vuosaari	26 000	1 400	130
Helen Oy, Mustikkamaa*	260 000	11 600	120
Fortum Power and Heat Oy, Espoo	20 000	800	70*
Vantaan Energia Oy, Martinlaakso	20 000	900	50
Vantaan Energia Oy, Martinlaakso*	20 000	900	50*
Oulun Energia Oy	190 000	10 000	80
Oulun Energia Oy	15 000	800	80
Vaskiluodon Voima Oy, Vaasa*	210 000	7 000–9 000	100
Lahti Energia Oy, Lahti	10 000	450	40
Elenia Lämpö Oy, Hämeenlinna	10 000	320	50
Napapiirin Energia ja Vesi Oy, Rovaniemi	10 000	450	30
KSS Lämpö Oy, Kouvola	10 000	420	72
Etelä-Savon Energia Oy, Mikkeli	10 000	350	30
Hyvinkään Lämpövoima Oy	10 000	350	50
Kuopion Energia Oy, Haapaniemi	15 000	800	85
Kokkolan Energia Oy	6 000	-	-
Vantaan Energia Oy, Ojanko	11 000	-	-
Tampereen sähkölaitos Oy, Tampere	2 300	-	-
Turku Energia Oy Ab, Turku	6 000	-	-
Rauman Energia Oy	2 000	-	-
Herrfors Oy Ab, Ylivieska	1 000	-	-
Ekenäs Energi Ab	700	-	-
Saarijärven Kaukolämpö Oy	350	-	-
Yhteensä	882 350	38 540	1167

sen yhteyteen on suunniteltu kaukolämmön kausivarastointia. Projekti sai työ- ja elinkeinoministeriön investointituen vuoden 2019 lopussa ja syyskuussa 2020 uutisoitiin hankkeen toteutumisesta. Suunnitelmissa olisi varastoida laitoksen kesällä tuottamaa lämpöä 2-3 km syviin lämpökaivoihin, joista lämpöä vapautettaisiin talven kulutushuippujen aikana. Ensimmäiset lämpökaivot porataan laitoksen yhteyteen loppuvuodesta 2020, mutta lämpökaivoja voidaan mahdollisesti sijoittaa myöhemmin myös muualle kaupungin alueelle. Projektissa on mukana syvälämpökaivoihin erikoistunut startup-yritys Qheat. Ekovoimalaitoksen on tarkoitus käynnistyä kesällä 2021. [48]

Syyskuussa 2020 Vantaan Energia uutisoi [49] uudesta lämpövarastohankkeestaan, jossa tilavuudeltaan miljoona kuutiota oleva luolavarasto louhittaisiin Kehä III alapuolelle Vantaan Kuninkaalaan. Alustavien suunnitelmien mukaan varaston kapasiteetti olisi jopa 90 GWh ja purkuteho 200 MW. Vesi varastoitaisiin paineistettuna, jolloin varastointilämpötila voitaisiin nostaa 140 °C:een. Hanke käynnistyy ympäristövaikutusten arvioinnilla.

Lappeenrannan kaupunki ja Lappeenrannan Energia Oy pilotoivat Mustolan lämpölaitoksen yhteydessä suola-akun käyttöä lämmön varastointiin. Akkuun on tarkoitus varastoida energiaa edullisella sähköllä ja vapauttaa suolaan sitoutunut faasimuutosenergia lämpönä. Hanke käynnistyi vuonna 2019 ja lämpövarasto on tarkoitus ottaa käyttöön vuoden 2020 aikana. [50]

## 2.6 Järjestelmän tulevaisuus

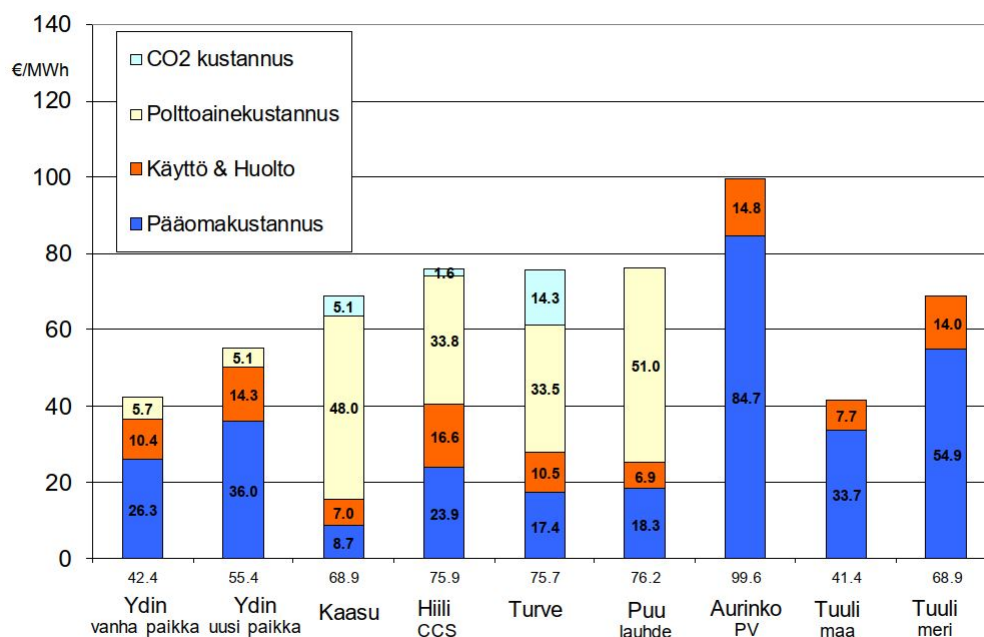
Sähköntuotannon päästöt ovat Suomessa laskussa, mutta sen lisäksi päästövähennyksiä on tehtävä teollisuudessa, liikenteessä ja asumisessa. Odotettavissa on, että ainakin osa näistä sektoreista sähköistyy tulevina vuosikymmeninä. Esimerkiksi sähköautojen kasvava määrä, kiinteistöjen sähkölämmitys ja energiantensiivisen teollisuuden, kuten metalli- ja metsäteollisuuden uudet ratkaisut nostavat sähkönkulutusta tulevina vuosina. Kasvaan kulutukseen on vastattava kestävällä ja vakaalla energijärjestelmällä. [4]

Sähkön markkinahinnan ollessa alhainen investointi suuriin polttoainetta hyödyntäviin laitoksiin ei ole aina kannattavaa. Lappeenrannan teknillisessä yliopistossa vuonna 2017 tehdyssä tutkimuksessa vertailtiin sähköntuotantovaihtoehtoja niiden kustannusten perusteella. Selvitykseen valittiin pelkästään sähköä tuottavia laitostyyppejä. Mukana selvityksessä oli ydinvoimalaitos, maakaasukombi-, kivihiili-, turve- ja puulauhdevoimalaitos sekä tuuli- ja aurinkovoimala. [51] Kuvassa 2.10 on esitettyä eri voimalaitostyyppien kustannukset energiayksikköä kohden, kun päästöoikeuden hinnaksi on määritetty 15 €/tCO<sub>2</sub>. Kustannukset on jaoteltu pääomakustannuksiin, käyttö- ja huoltokustannuksiin, polttoainekustannuksiin sekä päästökaupan osuuteen.

Selvityksen mukaan vuoden 2017 hintatasolla alhaisimmat sähköntuotantokustannukset olivat maatuulivoimalla, jonka kustannukset olivat 41,4 €/MWh. Tuulivoimaa seurasi ydinvoima, jonka sähköntuotantokustannuksiksi saatiin 42,4 €/MWh, jos lisäyksikkö rakennettaisiin vanhan reaktorin yhteyteen tai 55,4 €/MWh, jos rakennuspaikka olisi uusi. Vaikka tuuli- ja ydinvoimaloiden pääomakustannukset ovat korkeat verrattuna polttotekniikkaa hyödyntäviin lauhdevoimalaitoksiin, voimalaitostyyppien etuna on pienet tai olemattomat polttoainekustannukset. [51]

Kustannustarkastelun perusteella nähdään syy sille, miksi lähitulevaisuuden uudet sähköntuotantoinvestoinnit Suomessa keskittyvät pääosin tuuli- ja ydinvoimaan. Polttoainoiden hinnan nousu on suoraan yhteydessä uusien laitosten kannattavuuteen. Lauhdevoi-





**Kuva 2.10.** Eri voimalaitostyyppien sähköntuotantokustannukset, kun päästöoikeuden hinta on 15 €/tCO<sub>2</sub> [51].

malaitoksia vertailtaessa puupolttoainetta hyödyntävä laitos hyötyy hiilidioksidipäästöoikeuden hinnannoususta verrattuna muihin polttoaineisiin, mutta jos sähkön tukkuhinta pysyy alhaalla, edes puupohjainen erillistuotanto ei ole kannattavaa. [51]

Tuulivoima on yksi nopeimmin kasvavista sähkön tuotantomuodoista Suomessa ja samanlainen trendi on nähtävissä myös muualla Euroopassa [52]. Tuulivoiman kasvua on ennustettu erilaisissa skenaariotarkasteluissa. Työ ja elinkeinoministeriön tekemän perusskenaariotarkastelun mukaan tuulivoimalla tuotettaisiin Suomessa vuonna 2030 18,7 TWh ja vuonna 2050 37,0 TWh sähköä. [3] Tuotantomääriin tarvittavia kapasiteettimääriä voidaan arvioida tuulivoiman nykyisen huipunkäyttöajan avulla. Huipunkäyttöajalla 2790 h kyseiset tuotantomäärät vaatisivat noin 6700 MW tuulivoimakapasiteettia vuonna 2030 ja 13 300 MW vuonna 2050. Tulevaisuudessa joustamattoman tuotannon osuus Suomen energijärjestelmässä siis kasvaa, sillä tuotannon alas- ja ylössäätö on vaikeaa tuuli-, aurinko- ja ydinvoimalla ja näin ollen erilaisia ratkaisuja tarvitaan monipuolisesti niin joustavan tuotannon, kulutuksen sekä energian varastoinnin osalta. Sähkömarkkinoilla vaihtelevaan tuotantoon varaudutaan tulevaisuudessa edistämällä Euroopan yhteisiä sähkömarkkinoita ja siirtymällä tuntitasemarkkinoista kohti varttitasetta. Suomessa sähkön kuluttajahinnoissa on kokeiltu tehomaksuja energiamääräisen maksun rinnalla, joiden toivotaan rajoittavan kulutuspiikkien muodostumista. Näiden lisäksi joustavia elementtejä tarvitaan myös tuotantopuolella. Suomen sähköntuotannon tulevaisuuden skenaarioita ja bioenergian tuomia joustomahdollisuuksia tarkastellaan tarkemmin simulaatiotarkasteluissa luvussa 4.

## 3 BIOMASSAKÄYTTÖISET CHP-LAITOKSET

Biomassaksi määritellään yleensä ei-fossiilinen eloperäinen aine, joka on muodostuessaan sitonut itseensä auringon energiaa ja hiiltä. Hyödynnettävään biomassaan lukeutuu muun muassa puu- ja peltobiomassa, metsäteollisuuden sivuvirrat, lanta, biojäte sekä vedenpuhdistamojen lietteet. Biomassan vastuullinen ja kestävä käyttö nähdään yhtenä vaihtoehtona tuottaa energiaa hiilineutraalisti, sillä palaessaan biomassa vapauttaa hiilen, jonka se on muodostuessaan sitonut itseensä. Tässä luvussa tarkastellaan pienen kokoluokan biokaasumootoreiden ja suuren kokoluokan biomassakäyttöisten CHP-laitosten ominaisuuksia sekä kykyä osallistua joustavaan sähköntuotantoon. Lisäksi luodaan katsaus biokaasun ja kiinteän biomassan tämänhetkisiin tuotanto- ja käyttömääriin sekä tulevaisuuden lisäyspotentiaaliin.

### 3.1 Biokaasulaitokset

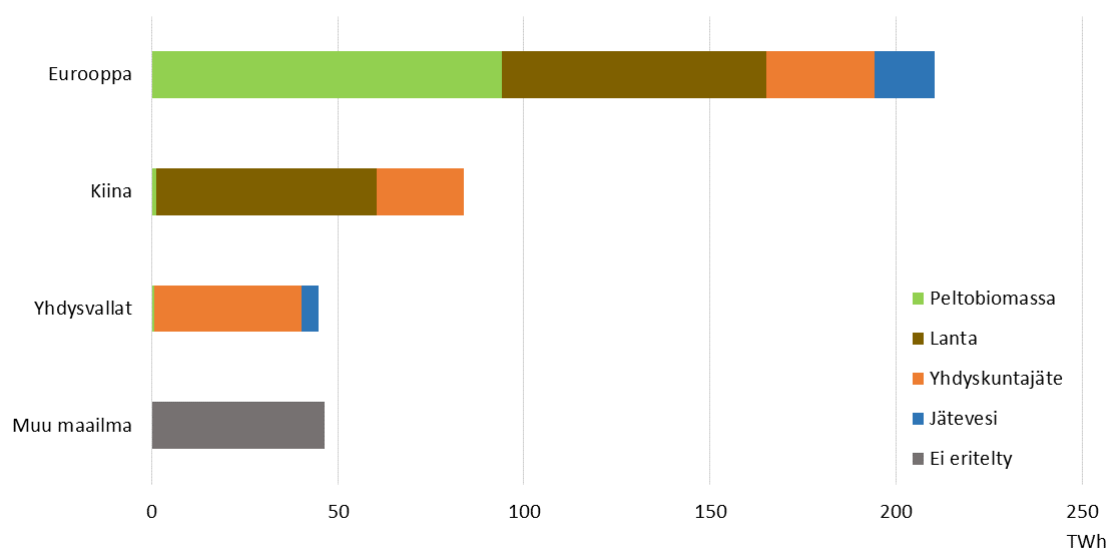
Biokaasulaitokset hyödyntävät biomassasyötettä ja muodostavat siitä bioreaktorissa metaanipitoista kaasua. Tuotettu biokaasu voidaan hyödyntää sähkön- ja lämmöntuotannossa tai jatkojalostaa maakaasua vastaavaksi biometaaniksi, jota voidaan hyödyntää esimerkiksi liikennepolttoaineena kaasujoneuvoissa. Biokaasu sopii polttoaineeksi kaasumootoreihin, jotka kykenevät nopeisiin tehomuutoksiin sähköntuotannossaan. Tyypillisesti laitosten käynnistämiseen kuluu aikaa vain noin 5 minuuttia eli tehonmuutosnopeus voi olla jopa 25 %/min. Kaasumootoreiden sähköntuotantokapasiteetit ovat yleensä välillä 0,5–20 MW. [23] Käytetyn laitoksen hyötysuhde riippuu siitä, hyödynnetäänkö moottorista vapautuvat kuumat pakokaasut lämmöntuotannossa. Sähköntuotannon hyötysuhde on yleensä noin 30–40 % ja lämmön talteenoton kanssa kokonaishyötysuhde voi nousta jopa 80–90 %:iin. [8, s. 304–306] Kaasumootorivalmistaja Jenbacher ilmoittaa uusimman biokaasulle soveltuvan kaasumootorinsa sähköntuotannon hyötysuhteeksi jopa 49,9 % [53].

#### 3.1.1 Biokaasun tuotanto ja kustannukset

Biokaasu on pääasiassa metaania ja hiilidioksidia sisältävä kaasuseos, jota muodostuu, kun biomassasyöte hajoaa anaerobisissa eli hapettomissa olosuhteissa. Biokaasua voidaan tuottaa erilaisten prosessien sivuvirroista ja jätteistä. Tuotannossa hyödynnetään

muun muassa jätevedenpuhdistamojen lietteitä, kaatopaikkojen eloperäistä jätettä sekä maataloilla syntyvää lantaa ja peltobiomassaa. Biokaasun tuotantoprosessi on tunnettu jo pitkään, mutta tekniikan yleistyminen on ollut hidasta. Kiertotalousajattelu ja esimerkiksi orgaanisen jätteen kaatopaikkakielto on kuitenkin lisännyt kiinnostusta biokaasualalla Suomessa ja muualla Euroopassa. [54, s. 9–19]

Maailmanlaajuisesti biokaasua tuotettiin vuonna 2018 35 Mtoe (miljoona öljykvivalentttonnia, engl. Million tonnes of oil equivalent), joka vastaa noin 407 TWh:n energiamäärää. [55] Alueelliset biokaasun tuotantomäärät ja käytetyt syötetyypit maailmassa on esitetty kuvassa 3.1. Valtaosa tuotannosta on keskittynyt Eurooppaan ja erityisesti Saksaan, sillä Euroopan noin 17 000 biokaasulaitoksesta yli 10 000 sijaitsee Saksassa. Maassa tuotantoa on erityisesti maataloilla ja syötteenä käytetään erilaisia energiakasveja ja peltobiomassaa sekä lantaa. Saksan valtion syöttötariffijärjestelmä on edistänyt biokaasulaitosten kannattavuutta ja sitä kautta laitosten yleistymistä. Lisäksi maassa on tehty paljon tutkimusta liittyen biokaasulaitosten joustavan tuotannon mahdollisuuksiin. Kiinassa valtio on edistänyt pienten biokaasuyksikköjen yleistymistä kotitalouksissa harvaan asutuilla seuduilla, joissa energian saatavuus voi muuten olla haastavaa. Yhdysvalloissa suurin osa tuotetusta biokaasusta saadaan keräämällä kaatopaikkakaasua. [55] [56]



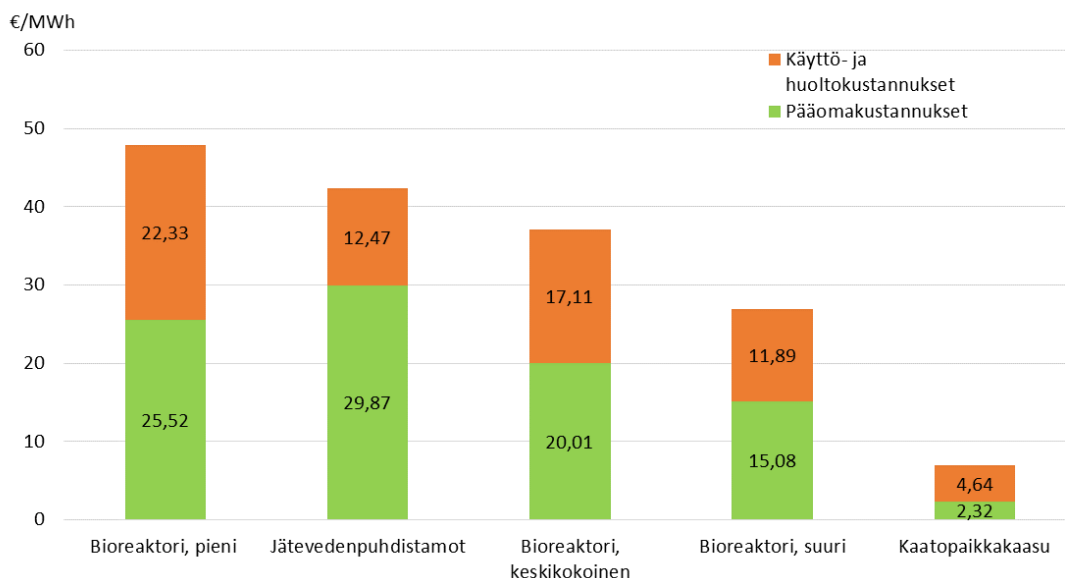
**Kuva 3.1.** Maailman biokaasutuotanto alueittain ja syötetyypeittäin vuonna 2018. Mukailen lähdettä [55].

Bioreaktorista vapautuva kaasu tulee puhdistaa ennen käyttöä. Puhdistusvaiheessa kaasusta poistetaan vesihöyryä ja rikkivetyä, jonka jälkeen biokaasu voidaan polttaa esimerkiksi lämpökattilassa tai kaasumootorissa. Reaktoribiokaasun metaanipitoisuus on yleensä välillä 45–75 til-%, hiilidioksidipitoisuus 20–55 til-% ja energiasisältö noin 20–30 MJ/Nm<sup>3</sup>. [54, s. 128–129] Jos biokaasua halutaan hyödyntää biometaanina, seoksesta

täytyy poistaa hiilidioksidia sekä muita inerttejä kaasuja, jotka laskevat seoksen energiatiheyttä. Tämän jälkeen kaasun koostumus ja ominaisuudet eivät eroa huomattavasti maakaasusta, joten tuotettu biokaasu tai tarkemmin biometaani voidaan syöttää maakaasuverkkoon ja käyttää esimerkiksi liikennepolttoaineena kaasuajoneuvoissa, teollisuudessa tai kaasukäyttöisissä voimalaitoksissa. Maailmalla tuotetusta biokaasusta vain 3,5 Mtoe eli noin 10 % biokaasun kokonaistuotannosta jalostetaan biometaaniksi. Biokaasun käyttö liikenteessä on yleistynyt viimeisen kymmenen vuoden aikana erityisesti Ruotsissa, jossa kaikesta tuotetusta biokaasusta yli 60 % eli noin 1,2 TWh jalostetaan biometaaniksi, josta valtaosa hyödynnetään liikennepolttoaineena. Vuonna 2018 maassa myydyistä liikennepolttoainekaasusta yli 90 % oli biometaania. [56] Suomen kaasuyhdistyksen mukaan liikennepolttoainekaasua hyödynnettiin Suomen ajoneuvoissa vuonna 2018 yhteensä noin 92 GWh, josta noin 60 % oli biometaania [40].

Biokaasun keskimääräiset tuotantokustannukset vaihtelevat alueellisesti ja vaihtelua aiheuttaa esimerkiksi käytetty syöte ja laitoksen tekniikka. Kansainvälisen energiajärjestö IEA:n (engl. International Energy Agency) mukaan biokaasun tuotantokustannukset Euroopassa ovat keskimäärin 16 \$/MBtu eli noin 46,5 €/MWh. Suuri osa kustannuksista liittyy bioreaktorin investointikustannuksiin. Syötteestä aiheutuvien kustannuksien osuus vaihtelee ja riippuu esimerkiksi siitä, syntykö sopivaa syötettä laitoksen oman toiminnan yhteydessä vai kerätäänkö jätettä muilta toimijoilta, jotka joutuvat tällöin maksamaan jätehuollosta. Luonnollisesti biokaasulaitos on kannattavinta rakentaa lähelle syötteen syntypaikkaa eli esimerkiksi maataloille tai muille alueille, joissa syötettä on saatavilla. Näin logistiikasta aiheutuvat kustannukset pysyvät maltillisina. Lopputuotteen eli biokaasun tai sähkön ja lämmön siirto aiheuttaa projektille lisäkustannuksia, jotka on myös huomioitava laitossuunnittelussa. IEA:n arvio biokaasulla tuotetun sähkön tuotantokustannuksista vaihtelee 50 ja 190 \$/MWh eli noin 40 ja 160 €/MWh välillä. [55] Hinta on siis korkea verrattuna muihin sähköntuotantomuotoihin, kuten tuulivoimaan. Lämmöstä saatava hyöty ja tulot lisäävät biokaasuprojektien kannattavuutta.

Kuvassa 3.2 on IEA:n koostama arvio eri kokoisten biokaasulaitosten tuotantokustannuksista. Bioreaktorien kokoluokat on jaoteltu tuotetun biokaasumäärän perusteella siten, että pienellä reaktorilla tuotanto on kokoluokkaa 100 m<sup>3</sup>/h, keskikokoisella 250 m<sup>3</sup>/h ja suurella 750 m<sup>3</sup>/h. Jätevedenpuhdistamon lietteitä käsitteleville laitoksille tuotantomäärä on 1000 m<sup>3</sup>/h ja kaatopaikkakaasulaitoksille 2000 m<sup>3</sup>/h. Biokaasureaktorikoon kasvaessa käyttö- ja huoltokustannukset pienenevät tuotettua energiayksikköä kohden. Selvityksen mukaan korkeimmat pääomakustannukset ovat jätevedenpuhdistuslietteitä käsittelevillä laitoksilla, kun taas pienimmät kustannukset saavutetaan kaatopaikoilla sijaitsevista biokaasunkeräyslaitoksilla. [55]



**Kuva 3.2.** Keskimääräinen tuotantokustannus biokaasulle laitostyypeittäin vuonna 2018 (syötteen kustannuksia ei ole huomioitu). Mukailten lähdettä [55].

### 3.1.2 Laitosten kyky joustavaan sähköntuotantoon

[17] Tutkimusta biokaasun mahdollisuuksista toimia joustavana sähköntuotantomuotona on tehty laajalti 2010-luvulla erityisesti Saksassa, jossa sähkön tuotanto biokaasulla on yleistä ja tarpeet joustaville tuotantotavoille ovat lisääntyneet tuuli- ja aurinkovoiman kasvun myötä. Käytännössä biokaasulaitoksen sähköntuotannon joustavuutta voidaan lisätä biokaasun tuotantoprosessin jaksottamisella ja säännöstelyllä, biokaasun varastoinnilla paikallisesti säiliöön tai sen jatkojalostuksella maakaasua vastaavaksi tuotteeksi, jolloin sitä voidaan hyödyntää polttoaineena suuremmissa yksiköissä, jotka ovat kytkettyinä maakaasuverkkoon [17]. Dotzauer et al. arvioivat biokaasulaitosten joustotapoja sähköntuotannossa. Kun energijärjestelmässä tarvitaan nopeita muutoksia sähkötehosta, tuotantoyksiköiden eli kaasumoottorien ja -turbiinien ominaisuudet ovat keskeisessä roolissa joustavuuden mahdollistajana. Sen sijaan pidempiaikaiseen, esimerkiksi päivä- ja viikotason tapahtuvaan joustoon tarvitaan riittäviä biokaasun varastointimahdollisuuksia ja keinoja hallita biokaasun tuotantomääriä hetkellisesti. [57]

Biokaasulaitosten biokaasun tuotanto on yleensä tasaista ja tämän takia kaasua käyttäviä laitoksia ajetaan usein jatkuvasti peruskuormana [7]. Tyypillisesti raaka-ainetta syötetään bioreaktoriin muutaman tunnin välein. Vaihtelevalla biokaasutuotannolla laitoksen käyntiä voidaan jaksottaa esimerkiksi päivän sisällä tai pidemmällä aikavälillä. Saksalaisessa tutkimuksessa [58] selvitettiin vaihtelevan raaka-ainesyötön vaikutusta biokaasun tuotantoon. Sekoitussäiliöreaktoriin syötettiin lantaa sekä erilaisia rehuja, kuten maissin ja sokerijuurikkaan naatteja ja ruohoa. Tutkimuksessa käytettiin kaupallisen kokoluokan reaktoreita ja tuloksia verrattiin aiempiin pienemmän kokoluokan laboratoriotutkimuksiin. Se-

koitussäiliöreaktorien aktiiviset tilavuudet olivat 165 m<sup>3</sup> ja 800 m<sup>3</sup>.

Vaihtelevalla raaka-ainesyötöllä saavutettiin  $\pm$  30–50 % vaihtelu biokaasun tuotannossa verrattuna normaaliin jatkuvaan raaka-ainesyöttöön ja tuotantoon. Pidemmät tauot syötössä eivät vaikuttaneet negatiivisesti reaktorin toimintaan. Raaka-ainetta syötettiin reaktoriin eripituisissa jaksoissa päivän sisällä, jonka lisäksi tutkimuksessa simuloitiin 72 tunnin syöttökatkoksella esimerkiksi viikonloppua tai tuulista jaksoa, jolloin sähkön tarve olisi pienempää. Erilaisten biomassojen käyttö raaka-aineena vaikutti reaktorin vasteaikaan. Taulukkoon 3.1 on kerätty tuntimäärät, jonka jälkeen 15, 25 ja 50 %:n osuus syötteestä saatavasta biokaasusta oli tuotettu. Käytetyistä syötteistä nopeimmin reagoi sokerijuurikas, joka sisältää paljon nopeasti hajoavia hiilihyaatteja verrattuna muihin käytettyihin raaka-aineisiin. Isommassa mittakaavassa toteutetut testit olivat laboratoriokokeita hitaampia. Mitä nopeammin biokaasutuotantoa saadaan lisättyä, sitä enemmän tekniikalla olisi käyttöä vaihtelevan sähköntuotannon apuna. [58]

**Taulukko 3.1.** Tuntimäärä, jonka jälkeen 15, 25 ja 50 %:n osuus syötteestä saatavasta biokaasusta on tuotettu. Lyhenteet: m = maissi, sj = sokerijuurikas, r = ruoho, v= vehnä. Mukailten lähdettä [58].

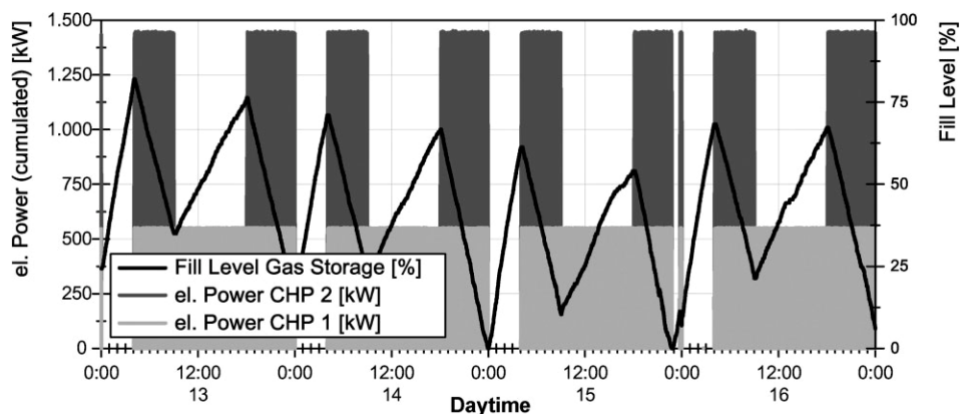
Biokaasun tuotanto kokonaismäärästä	lab. A	lab. B	Laitos A, 165 m <sup>3</sup>		Laitos B, 800 m <sup>3</sup>	
	m	sj	m	sj	sekoitus m, sj ja r	v
15%	2,5	2	6	4,5	7,5	5
25%	5	4	11,5	8	15,5	8
50%	15	13,5	36	20,5	51,5	20

Bioreaktorin toiminnan ja tuotetun biokaasun analysoinnin lisäksi tutkimuksessa arvioitiin tarvittavan biokaasusäiliön tilavuutta. Esimerkkitalanteessa, jossa raaka-aineen syöttö lopetettaisiin 72 tunnin ajaksi, säännöstellyn tuotannon avulla tarvittavan säiliön koko pienenesi jopa 65 % verrattuna tilanteeseen, jossa raaka-ainesyöttö olisi jatkuvaa. [58] Joustavan raaka-ainesyötön avulla olisi siis mahdollista säästää laitoksen biokaasusäiliön rakennuskustannuksissa.

Saksassa biokaasutuottajien kiinnostusta vaihtelevaan sähköntuotantoon osallistumiseen on lisätty tukijärjestelmällä, jossa investointi laitoksen sähkön tuotantokapasiteetin kasvattamiseen on oikeuttanut rahalliseen korvaukseen [16]. Saksan Zellerfeldissä sijaitseva biokaasulaitos on osallistunut joustavaan tuotantoon vuodesta 2013. Laitos koostui alkuun sähköteholtaan 549 kW:n kaasumootoriyksiköistä, biokaasureaktorista ja 2700 m<sup>3</sup>:n biokaasusäiliöstä. Joustavan sähköntuotannon mahdollistamiseksi laitokseen investointiin toinen, sähköteholtaan 889 kW:n suuruinen kaasumootori. Laitos hyödyntää kolmen maatilan toimittamaa lantaa ja peltobiomassaa. [59]

Kuvassa 3.3 on esitettyä laitoksen sähköntuotanto ja biokaasusäiliön tila 13.–16.8.2014. Kyseisellä aikavälillä pienempi kaasumootori (CHP 1, 549 kW) oli toiminnassa tasaisesti

lähes ympäri vuorokauden yön taukoja lukuun ottamatta. Suurempi yksikkö (CHP 2, 889 kW) nosti laitoksen tehon lähelle 1500 kW:a aamu- ja ilta-aikaan. Kuvasta nähdään, että biokaasusäiliö asettaa rajoitteita laitoksen toiminnalle, sillä esimerkiksi 15.8. sähköntuotannossa tapahtui katkos, sillä säiliön tila ajautui liian alhaiseksi. [59]



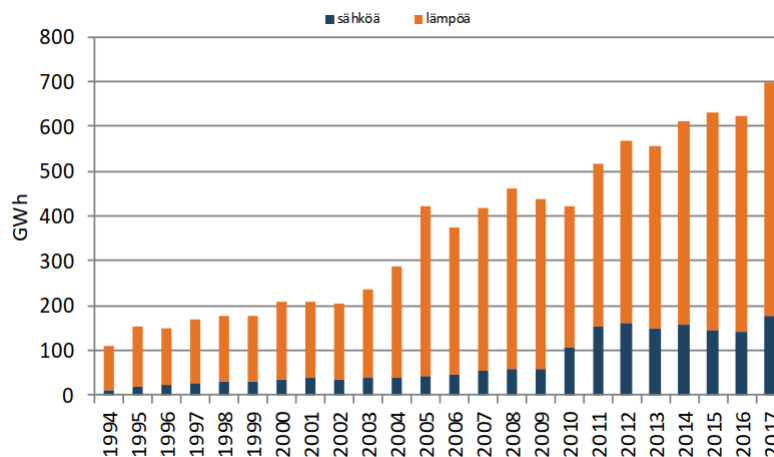
**Kuva 3.3.** Joustavaan sähköntuotantoon osallistuvan biokaasulaitoksen sähköntuotanto ja biokaasusäiliön taso 13.–16.8.2014 [59].

### 3.1.3 Tuotantomäärät ja lisäspotentiaali Suomessa

Itä-Suomen yliopisto on koonnut Suomen biokaasulaitosrekisteriä yhdessä Suomen biokaasuyhdistyksen kanssa vuodesta 1994. Viimeisin julkaisu sisältää tiedot vuodelta 2017. Kyseisenä vuonna Suomessa tuotettiin biokaasua yhteensä 172,2 miljoonaa m<sup>3</sup>, joka vastaa noin 870 GWh:n energiamäärää. Tuotetusta biokaasusta 83,5 % hyötykäytettiin. Kuvassa 3.4 on esitettyä biokaasulla tuotetun sähkön ja lämmön määrän kehitys Suomessa vuosina 1994–2017. Valtaosa biokaasusta hyödynnetään lämpönä, jota tuotettiin 520,2 GWh vuonna 2017. Sähköntuotannon osuus oli 178,4 GWh ja liikennepolttoaineena biokaasua käytettiin noin 30 GWh:n edestä. Määrät ovat pieniä verrattuna Suomen kokonaisenergiantuotantoon ja -kulutukseen, mutta biokaasutuotanto ja sen energiakäyttö on kasvanut tasaisesti 2000-luvun aikana. [60]

Suomessa valtaosa biokaasusta tuotetaan jätevedenpuhdistamojen lietteistä, biojätteistä sekä kaatopaikkakaasuista kaatopaikkapumppaamoiden avulla. Vuonna 2017 bioreaktorilaitoksia oli yhteensä hieman yli 50, jonka lisäksi kaatopaikkapumppaamoja oli toiminnassa 38. Maatilojen sivuvirtoja hyödyntäviä bioreaktorilaitoksia oli 15 kappaletta ja ne olivat tuotantokapasiteeteiltaan tyypillisesti pieniä, sillä laitosten osuus kokonaistuotannosta oli vain alle prosentin. [60]

Suomen biokaasutuotannon potentiaalia on arvioitu useissa eri julkaisuissa. Tähti ja Rintala arvioivat vuonna 2010 biokaasutuotannon teoreettiseksi kokonaispotentiaaliksi 24,4 TWh/a, josta tekniset ja taloudelliset näkökulmat huomioiden hyödynnettävissä olisi noin



**Kuva 3.4.** Biokaasulla tuotettu energia Suomessa vuosina 1994–2017 [60].

9,2 TWh/a [61]. Marttinen et al. päätyivät laskelmissaan samansuuntaisiin tuloksiin, kun vuonna 2015 teknillis-taloudellisesti toteutettavissa olevaksi biokaasun tuotantopotentiaaliksi arvioitiin 10 TWh/a. Suuri osa vielä hyödyntämättömästä potentiaalista liittyy juurikin maatalouden sivuvirtoihin, sillä peltobiomassan osuus kokonaispotentiaalista on 7,5 TWh/a ja lannan 1,3 TWh/a. Laskennassa on huomioitu maatilat, joissa eläinten määrä on ylittää 100 ja näin ollen biokaasureaktorin rakentaminen olisi kannattavaa. Maatilakokoluokan laitokselle taloudellisinta olisi, jos tilan koko energiantarve sähkön ja lämmön osalta pystyttäisiin kattamaan biokaasulla. Isomman laitoksen operaattori voi saada lisätuloja porttimaksuilla, jos syötettä kerätään myös ulkopuolisilta toimijoilta. Lisäksi laitoksen investointikuluihin vaikuttaa käytetyn syötteen tyyppi. Esimerkiksi lantapohjainen syöte reagoi peltobiomassaa nopeammin ja tällöin tarvittu reaktorin tilavuus voi olla pienempi. [62]

Yksi mahdollisuus lisätä maatilalla syntyvien sivuvirtojen käyttöä olisi rakentaa keskitettyjä biokaasureaktoreita, jolloin laitosten koko voisi olla suurempi ja kustannukset suhteessa tuotettuun energiaan pienemmät. Etelä-Savon Juvassa sijaitseva biokaasulaitos vastaanottaa lantaa paikallisilta maataloosakkailta. Vuodessa laitos tuottaa noin 1400 MWh sähköä ja 2000 MWh lämpöä, joka myydään läheiselle kasvihuoneelle ja ylijäämänsähkö verkkoon. Laitos on toiminut vuodesta 2011 ja se on tällä hetkellä suurin maatilakokoluokan biokaasulaitos Suomessa. [62]

Marttisen et al. mukaan sähköä voitaisiin tuottaa biokaasulla vuodessa yhteensä 2,6 TWh ja lämpöä 4,0 TWh, jos Suomen 10 TWh:n biokaasupotentiaali hyödynnettäisiin kokonaisuudessaan energiantuotannossa. Määrät on laskettu käyttäen CHP-yksikön sähköntuotannolle hyötysuhdetta 0,33 ja lämmöntuotannolle 0,52. Lisäksi biokaasutuotantoprosessin oman energiankulutuksen määräksi arvioitiin 24 % kokonaispotentiaalista. [62] Mahdollisen sähköntuotannon määrä on pieni verrattuna Suomen kokonaiskulutukseen, joka oli 87,5 TWh vuonna 2018. [2] Biokaasukäyttöisten kaasumoottoreiden nopeat käynnisty-



sajat luovat kuitenkin teoreettisen mahdollisuuden osallistua esimerkiksi taajuudenhallintareserveihin tai säätösähkömarkkinoille, joiden tarve voi nousta vaihtelevan uusiutuvan energiantuotannon osuuden kasvaessa.

Suomalaiset biokaasutoimijat ovat laatineet julkilausuman liittyen Suomen biokaasutuotannon kehitykseen. Avaus kehottaa päättäjiä asettamaan kotimaisen biokaasun tuotanto- ja käyttötavoitteeksi 4 TWh vuodelle 2030. Tuotantomäärän kasvattamiseksi investointeja tarvitaan erityisesti maatalouden biokaasuhankkeisiin. Ehdotettuihin toimenpiteisiin ja ohjaukskeinon tavoitteen saavuttamiseksi lukeutuu muun muassa investointituet lannan ja biokaasun käsittelyyn, ravinnekiertokorvaukset maatalouden toimijoille sekä biokaasun kilpailukyvyyn säilyttäminen polttoaineverotusta uudistettaessa. Julkilausuman ovat allekirjoittaneet Bioenergia ry, Maa- ja metsätaloustuottajain Keskusliitto MTK, Suomen Bio-kierto ja Biokaasu ry, Suomen Kaasuyhdistys ry, Suomen Kiertovoima ry sekä Suomen Lähienergialiitto ry. [63]

## 3.2 Suuret bio-CHP-laitokset

Bioenergiaa hyödyntävät CHP-laitokset toimivat teollisuuden tai kaukolämpötuotannon parissa. Laitoksissa käytettävät biopolttoaineet voidaan karkeasti jakaa nestemäiseen selluteollisuuden jäteliemeen mustalipeään sekä kiinteisiin biopolttoaineisiin, joihin lukeutuu muun muassa puun kuori, sahanpuru sekä metsähake. Suomen metsävarannot ovat suuret ja bioenergialla on suuri merkitys uusiutuvan energian tuotannossa. Vuonna 2018 CHP-laitoksilla tuotettiin Suomessa yhteensä 21,8 TWh sähköä, josta 5,8 TWh tuotettiin mustalipeällä ja 4,1 TWh muilla puupolttoaineilla. Bioenergian osuus sähkön ja lämmön yhteistuotannossa oli siis merkittävä, jopa 45 %. [2]

### 3.2.1 Laitosten kyky joustavaan sähköntuotantoon

Yhteistuotantolaitoksen ensisijainen tuote on yleensä lämpöenergia ja tämän takia laitoksen käyntiaste ja tuotetun sähkön määrä riippuu lämmöntarpeesta. Teollisuuslaitoksilla lämpö kulutetaan useimmiten prosessihöyrynä ja kulutus pysyy melko tasaisena ympäri vuoden, sillä se on sidottu tehtaan tuotantoprosessiin. Kaukolämpöverkossa sen sijaan vuoden- ja vuorokaudenaika tuo vaihtelua lämmönkulutukseen. Kesäisin lämmöntarve kaukolämpöverkossa voi olla niin pieni, että CHP-laitosta ei voida ajaa, sillä sen alimillaan tuottama lämpömäärä olisi liian suuri verrattuna kulutukseen. Tästä syystä kaukolämpöverkossa on usein pelkkään lämmöntuotantoon osallistuvia lämpölaitoksia, jotka huolehtivat tuotannosta, kun kulutus on pientä. Talvisin lämpölaitoksia tarvitaan yhteistuotantolaitosten tukena kattamaan lämmön kulutuspiikit.

Yhteistuotantolaitoksen tuottama sähköteho riippuu laitoksen rakennusasteesta  $r$  (engl. Power-to-heat ratio), joka kuvaa laitoksen tuottaman nettosähkötehon  $P$  ja -lämpötehon

$\Phi$  suhdetta.

$$r = \frac{P}{\Phi} \quad (3.1)$$

Kaukolämpötuotannossa olevilla vastapainevoimalaitoksilla rakennusaste vaihtelee yleensä 0,45–0,55 välillä, eli tuotettua sähköyksikköä kohden saadaan noin kaksinkertainen määrä lämpöä. Tyypillisesti kaukolämpö-CHP-laitosten rakennusaste on noin kaksinkertainen verrattuna teollisuuden laitosten rakennusasteisiin. Kaasuturbiineilla ja -moottoreilla saavutetaan korkeampia rakennusasteita, jotka voivat lähestyä arvoa 1. Tällöin sähköä pystytään tuottamaan suurin piirtein samalla teholla kuin lämpöä. [8, s. 293–308] [23]

Yhteistuotantolaitosten tekniikka mahdollistaa rakennusasteen säädön eli sähkön ja lämmön tuotantomäärien vaihtelun tilanteen mukaan. Sähköntuotannon riippuvuutta lämmönkulutuksesta voidaan vähentää apu- tai lisjäähdytyksen, lauhdeperän tai reduktioventtiilin avulla. Apu- tai lisjäähdytyksessä turbiinista saatava höyry jäähdytetään ylimääräisessä lauhduttimessa ja tällöin laitos voi nostaa sähköntuotantoaan ilman lisääntynyttä lämmöntarvetta tai joissain tapauksissa jopa tuottaa sähköä lauhdevoimalaitoksen tavoin. Lämmöstä ei tällöin kuitenkaan saada tuloja, sillä usein se johdetaan esimerkiksi läheiseen vesistöön. Nykyisin monet kaukolämpölaitokset ovat investoineet erilliseen lämpövarastoon, joka mahdollistaa lämmön tuotannon ja kulutuksen erottamisen hetkellisesti. Lauhdeperällä sähköntuotantoa voidaan lisätä johtamalla höyry lopuksi lauhdeturbiiniin, jossa höyry paisuu lauhdutinpaineeseen. Alhaisen sähkön hinnan ja korkeiden rakennuskustannusten vuoksi lauhdeperien käyttö on kuitenkin vähentynyt. Reduktioventtiilin avulla yhteistuotantolaitos voi sen sijaan tuottaa enemmän lämpöä sähkön tuotannon sijaan ohittamalla osan turbiinista. [8, s. 296][23]

Tehonmuutosominaisuuksiltaan yhteistuotantolaitokset soveltuisivat parhaiten säätösähkömarkkinoille, jossa vaatimus tehomuutoksille on 15 minuuttia. Vuodenaika ja sitä kautta kaukolämmöntarve vaikuttaa yhteistuotantolaitoksen säätökykyyn. Talvisin lämmönkulutuksen ollessa suurta CHP-laitokset käyvät usein täydellä teholla ja käytännössä vain sähköntuotannon alassäätö olisi mahdollista reduktion avulla. Reduktioajon ollessa jo käytössä sähköntuotantoa voidaan luonnollisesti lisätä eli ylössäätää. Keväisin ja syksyisin lämmöntarve on talvea pienempää ja laitokset käyvät osakuormilla, joten mahdollisuudet ylös- ja alassäätön lisääntyvät. Ylössäätö on tällöin mahdollista apujäähdytyksen tai lauhdeperän avulla ja alassäätö jälleen reduktiolla. Lämpövarasto lisää säätömahdollisuuksia, kun sähkön ylössäädön aikaan ylijäämälämpöä saadaan varastoitua ja jos sähkön tuotantoa halutaan alassäätää, tarvittava lämpö voidaan vapauttaa varastosta. [37]

Suuren kokoluokan CHP-laitosten tuotannon joustavuutta rajoittaa lisäksi minimikuorman suuruus sekä laitosten käynnistys- ja tehonmuutosnopeudet. Suuren kokoluokan polttolaitoksen kylmäkäynnistys vie aikaa, sillä esimerkiksi kattilapesän lämmitys vaatii aikaa. Jos käynnistys tapahtuu tilanteessa, jossa tulipesä on vielä lämmin, käynnistyminen voi tapahtua noin 2 – 3 tunnin kuluessa. [7]

Yhteistuotannon nykyistä joustavuutta voidaan tarkastelemalla vuoden 2019 toteutuneita sähköntuotantomääriä. Energiateollisuuden tilaston mukaan suurin tehonmuutos tunnin sisällä kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotannossa oli 440 MW. Kun tarkastellaan neljän tunnin aikaikkunaa, suurin muutos oli 740 MW. [30]

Rinne ja Syri simuloivat tutkimuksessaan [15] Suomen energijärjestelmää ja optimoivat tuotantoa eri suuruisilla tuulivoima- ja lämpövarastokapasiteeteilla. Tarkoituksena oli selvittää kuinka suuren varastointikapasiteetin tulisi olla, jotta kaukolämpöä tuottavien CHP-laitosten olisi optimaalisinta osallistua joustavaan sähköntuotantoon. Simuloinnissa käytettiin vuoden 2009 toteutunutta dataa sähkön kulutuksesta ja tuotannosta, jonka lisäksi lämmöntarve arvioitiin ulkolämpötilojen perusteella. Ydinvoima-, teollisuus-CHP-, tuulivoima- ja osa vesivoimatuotannosta syötettiin malliin valmiina ja jäljelle jäänyt tuotantovaje katettiin ensisijaisesti vesivoiman joustokapasiteetilla, sen jälkeen CHP-laitoksilla, jotka olivat yhdistettyinä lämpövarastoihin ja viimeisenä sähkön erillistuotannolla. Mallissa ei hyödynnetty tuontisähköä, vaan kaikki energia tuli tuottaa kotimaassa.

Simuloinnissa vertailtiin tilanteita, joissa rakennettu tuulivoimakapasiteetin määrä järjestelmässä oli 100, 4000 ja 8000 MW. Suurimmat päästövähennykset verrattuna vuoden 2009 tasoon saavutettiin mahdollisimman suurilla tuulivoima- ja lämpövarastojen varastointikapasiteeteilla. Näillä vaihtoehdoilla kuitenkin kustannukset kasvoivat suuriksi verrattuna nykytasoon. Tulosten mukaan tuulivoiman osuuden kasvaessa lämpövarastojen varastointikapasiteettia Suomessa olisi taloudellista kasvattaa 100 GWh:iin eli noin 0,3 %:iin vuotuisesta kaukolämmöntarpeesta. Tutkimushetkellä lämpövarastojen varastointikapasiteetti Suomessa oli noin 17 GWh. [15]

Pääkkönen ja Joronen tutkivat biomassakäyttöisten CHP-laitosten toiminnan kannattavuutta energijärjestelmässä, jossa vaihtelevan tuotannon osuus kasvaa [64]. Artikkelissa tarkasteltavaksi kohteeksi valittiin Ahvenanmaan maakunta ja laskennassa hyödynnettiin alueen todellisia kulutus- ja tuotantotietoja sähkön, lämmön ja tuulivoiman osalta. Olemassa olevan, 2 MW sähkötehoa ja 9 MW lämpötehoa tuottavan bio-CHP-laitoksen kokoa varioitiin ja laitosta ajettiin joko lämpö- tai sähkökuorman mukaan. Käytössä oli kolme eri skenaariota tulevaisuuden energijärjestelmän tilasta, joissa tuulivoimatuotannon osuus vaihteli.

Tulosten perusteella arvioitiin, että biomassakäyttöisillä laitoksilla on mahdollista tasapainottaa tulevaisuuden energijärjestelmää, jossa vaihtelevan sähköntuotannon osuus kasvaa. Tärkeimmiksi tekijöiksi laitoksen toiminnan kannattavuuden säilyttämiseksi lisättiin biomassan hyvä saatavuus ja polttoaineen hinnan säilyminen nykyisellä tasolla, joka oli tehdyn tutkimuksen aikaan noin 25 €/MWh. Lisäksi lämmöstä saatava hinta ja käytön lisäys esimerkiksi polttoaineen kuivauksessa ovat tärkeitä elementtejä kannattavuuden varmistamisessa. Kun yhteistuotantolaitosten teknisiä ominaisuuksia tarkasteltiin, minimikuorman suuruudella sekä käynnistysajalla oli keskeisimmät vaikutukset bio-CHP-

laitoksen joustavan tuotannon kannattavuuteen. Laskennassa käytettiin minimikuorman arvona 40 %:n osuutta maksimitehosta ja kylmäkäynnistysaikana 6 tuntia. Minimikuorman lasku mahdollistaisi sähkön ja lämmön tuotantotuntien nousun ja sitä kautta toisi mahdollisia lisätuloja sähkön ja lämmön myynnistä. Käynnistysajan lyhentäminen taas lisäisi käynnistysmääriä, mutta vähentäisi aikaa, jolloin laitosta tulisi pitää käynnistysvalmiudessa. Artikkelissa käytettyjä laskentamalleja voi hyödyntää yleisesti, mutta yksittäisen laitoksen kannattavuus tulisi arvioida tapauskohtaisesti, sillä esimerkiksi lämmöntarve ja polttoaineen saatavuus vaihtelevat alueellisesti. [64]

### 3.2.2 Kapasiteetin lisäyspotentiaali Suomessa

Yhteistuotantolaitokset käyttävät monipuolisesti erilaisia polttoaineita. Energiavirasto ylläpitää voimalaitosrekisteriä voimalaitoksista, joiden sähköteho ylittää 1 MW:n. Rekisterin tarkempi tarkastelu antaa yhden näkökulman yhteistuotantolaitosten nykytilaan Suomessa. Taulukossa 3.2 on listattuna Suomen yhteistuotantolaitosten sähköntuotantokapasiteetit jaoteltuna käytetyn pääpolttoaineen mukaan. Voimalaitosrekisterin mukaan kaukolämpötuotantoon osallistuvien yhteistuotantolaitosten sähköntuotantokapasiteetti on yhteensä 3750 MW, joista suurimmat osuudet muodostuvat maakaasua, kivihiiltä ja turvetta käyttävistä laitoksista. Metsäpolttoaineita eli kiinteitä biopolttoaineita hyödyntävien laitosten sähköteho on yhteensä noin 500 MW. Teollisuuden yhteistuotantolaitosten osalta suurin osa kapasiteetista hyödyntää energiantuotannossaan mustalipeää, turvetta ja teollisuuden puutähteitä. Taulukko ei ole yksiselitteinen, sillä monilla laitoksilla pääpolttoaineen lisäksi käytössä on myös muita polttoaineita, joista muodostetaan polttoaineseos tai joita hyödynnetään esimerkiksi käynnistysvaiheessa palamisen tukena. Esimerkiksi monilla turvetta käyttävillä laitoksilla poltetaan lisäksi kiinteitä biopolttoaineita. [18]

Kivihiiltä polttoaineenaan käyttävien yhteistuotantolaitosten kapasiteetti on tällä hetkellä lähes 1000 MW [18]. Laitosten omistajat etsivät jatkuvasti tälle kapasiteetille korvaustapoja, sillä kivihiilen käyttökielto sähkön ja lämmön tuotannossa astuu voimaan Suomessa 1.5.2029 [65]. Energiayhtiöt ovat turvautuneet erilaisiin investointeihin kiellon myötä. Helsingissä energiayhtiö Helen on korvaamassa Hanasaaren suuren hiilivoimalaitoksen lämmöntuotantoa lämpöpumppujen, biolämpölaitoksen ja lämpövaraston avulla eli investointia uuteen CHP-laitokseen ei ole tehty. Lisäksi Salmisaaren laitokset on tarkoitus korvata ratkaisulla, jotka eivät perustu polttamiseen. [11] Naantalissa kivihiilen käyttö väheni huomattavasti, kun Turun Seudun Energiantuotanto rakensi uuden biopolttoaineita hyödyntävän yhteistuotantolaitoksen vuonna 2017. Biopolttoainetta tuodaan laitokselle lähialueelta, mutta myös laivoin Baltiasta. [10] Kivihiilen lisäksi myös turpeen käytöstä halutaan siirtyä puhtaampiin vaihtoehtoihin. Tampereella turvetta ja puuta polttoaineenaan käyttävä Naistenlahti 2 -voimalaitosyksikkö korvataan uudella Naistenlahti 3 -kiertoleijukattilalla, joka mahdollistaa kiinteiden biopolttoaineiden käytön pääpolttoaineena. Turve jää yhtiön

**Taulukko 3.2.** Yhteistuotantolaitosten sähköntuotantokapasiteetit pääpolttoaineen mukaan. Tilanne 26.8.2020. Koottu käyttäen lähdettä [18].

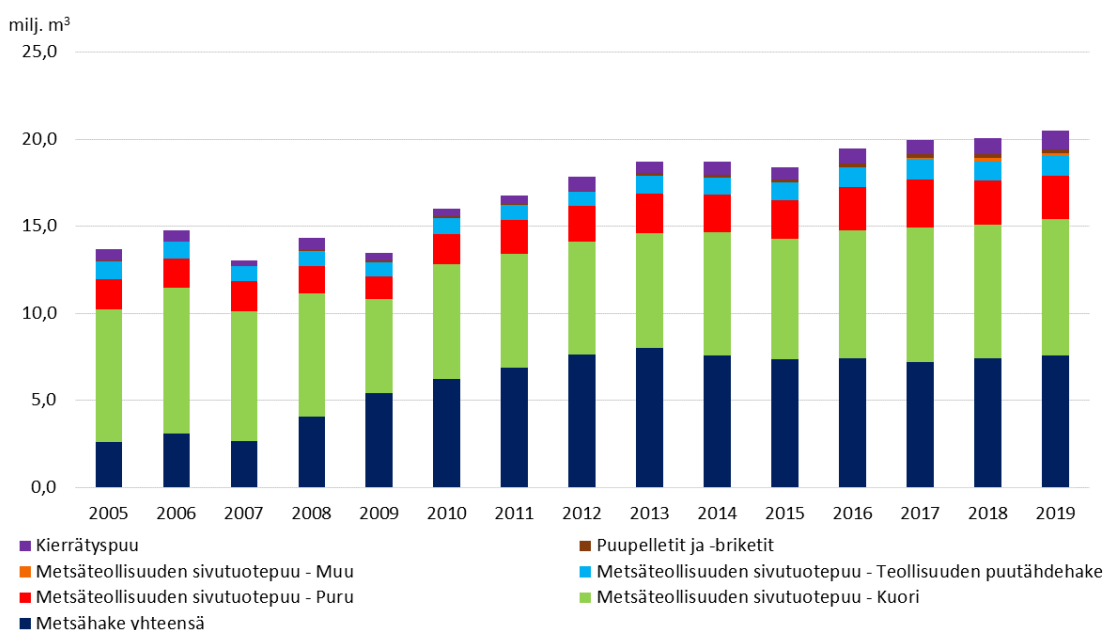
Pääpolttoaine	Kaukolämpö	Teollisuus
	MW	MW
Maakaasu	1068	343
Mustalipeä	-	1219
Kivihili	992	4
Turve	906	537
Teollisuuden puutähde	84	532
Metsäpolttoaine	500	63
Sekapolttoaineet	99	-
Masuunikaasu	-	94
Tuotekaasu	45	-
Muut sivu- ja jätetuotteet	31	7
Teollisuuden reaktiolämpö	-	36
Biokaasu	19	4
Öljy	6	10
Yhteensä	3750	2849

tiedotteen mukaan sivupolttoaineeksi. Laitos varustetaan lisäksi reduktiolämmönvaihtimella, jotta pelkkä kaukolämmöntuotanto ilman sähköntuotantoa olisi myös mahdollista. [9]

Kun vanhoja yhteistuotantolaitoksia korvataan uusilla ratkaisuilla ja investoinneilla, valintaan vaikuttaa muun muassa polttoaineiden saatavuus ja verotus, päästöoikeuksien ja sähkön hinnat sekä lainsäädäntö ja muu poliittinen ohjaus. Kiinteän biomassan polttoainekäytön haasteena on sen alhaisempi energiatiheys verrattuna esimerkiksi kivihileen ja sen vuoksi saman energiamäärän tuottamiseksi tarvitaan suurempi tilavuus polttoainetta. Lisäksi uusiutuvaa puupolttoainetta tulisi olla saatavilla mahdollisimman läheltä voimalaitosta, jotta kuljetuksesta syntyvät päästöt pysyisivät minimissä. Sähkön alhainen hinta on tehnyt yhteistuotantolaitosten kannattavuuden entistä riippuvaisemmaksi lämmöstä saatavasta hinnasta. Lisääntyvät vaatimukset sähköntuotannon ylös- ja alasajosta pienentävät yhteistuotantolaitosten roolia peruskuormalaitoksina ja vuotuiset käyttötunnit saattavat laskea, joka niin ikään laskee laitosten kannattavuutta. Jotta sähkön tuotannon ylös- ja alassäätö yhteistuotantolaitoksilla kannattaisi, tuottajien tulisi saada kattavat korvaukset tuotannosta joko säätösähkömarkkinoilta tai sähkön tukkumarkkinoilta.

### 3.2.3 Kiinteän biopolttoaineen riittävyys

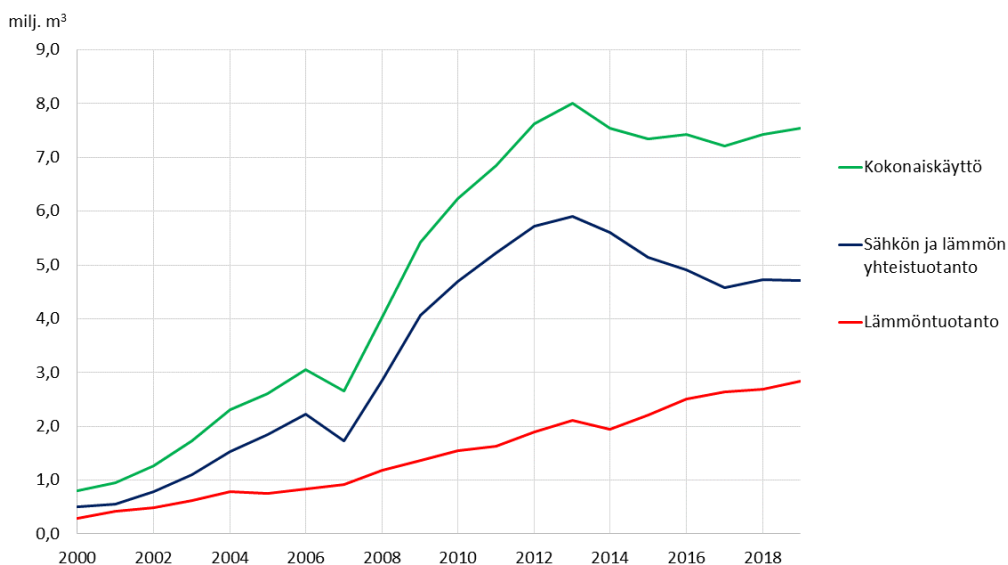
Luonnonvarakeskuksen julkaiseman tilaston mukaan puun energiakäyttö yhteistuotanto- ja lämpölaitoksissa on lisääntynyt huomattavasti Suomessa 2000-luvun aikana. Vuonna 2019 kiinteitä puupolttoaineita käytettiin yhteensä 20,5 miljoonaa kiintokuutiometriä, joka vastaa noin 39,4 TWh:n energiamäärää. [66] Puupolttoaineilla onkin suuri rooli Suomen uusiutuvassa energiantuotannossa ja hallituksen energia- ja ilmastostrategia nojaa siihen vahvasti myös tulevaisuudessa. [67] Kuvassa 3.5 on eroteltuna kiinteiden puupolttoaineiden käyttö polttoainetyypeittäin Suomessa vuosina 2005–2019. Suurin osa käytetystä polttoaineesta on metsähaketta tai metsäteollisuuden sivutuotteena saatavaa puunkuorta ja sahanpurua. [66]



**Kuva 3.5.** Kiinteiden puupolttoaineiden käyttö yhteistuotanto- ja lämpölaitoksissa vuosina 2005–2019. Mukailten lähde [66].

Metsähakkeeksi määritellään esimerkiksi hakkuista ja metsänhoidosta jäljelle jäävät oksat ja muu aines, joita ei voida hyödyntää perinteisessä metsäteollisuudessa. Sen käyttöä energiantuotannossa on edistetty ja tuettu Suomessa 2000-luvulla. Uusien metsähakelaitosten on esimerkiksi yhä mahdollista hakea syöttötariffimuotoista tuotantotukea Energiavirastolta helmikuuhun 2021 saakka [26]. Kuvassa 3.6 nähdään metsähakkeen käytön kehitys yhteistuotanto- ja lämpölaitoksissa vuosina 2000–2019. Yhteistuotantolaitoksissa hyödynnetyn metsähakkeen määrä kasvoi nopeasti aikavälillä 2007–2013 ja käyttö oli huipussaan vuonna 2013, kun määrä oli lähes 6,0 miljoonaa kiintokuutiota vuodessa. Käyttö on kuitenkin laskenut ja vuonna 2019 yhteistuotannossa hyödynnettiin enää hieman alle 5 miljoonaa kuutiota metsähaketta. Lämpölaitoksilla metsähakkeen käytön kasvu on ollut tasaisempaa ja vuonna 2019 haketta hyödynnettiin lähes 3,0 miljoonaa kuutiota. Koko-

naiskäytön määrä on pysynyt vuoden 2013 jälkeen melko tasaisesti noin 7,5 miljoonan kuution käyttömäärässä, eli metsähakkeen käytön voidaan katsoa siirtyneen vähitellen yhteistuotantokäytöstä erilliseen lämmöntuotantoon. [66]



**Kuva 3.6.** Metsähakkeen käyttö laitosyypeittäin vuosina 2000–2019. Mukailten lähdettä [66].

Jotta bioenergian käytön lisääminen olisi kestävää ja selkeitä päästövähennyksiä saavutettaisiin verrattuna fossiilisten polttoaineiden käyttöön, on varmistettava, että metsien hoito on pitkäjänteistä eivätkä hakkuut ylitä määriteltyjä kestäviä hakkuumääriä. Luonnonvarakeskuksen ylläpitämässä MELA-tulospalvelussa arvio Suomen suurimmaksi kestäväksi hakkuumääräksi vuosille 2016–2025 on noin 80,5 miljoonaa kuutiota, joka sisältää aines- ja energiarunkopuun, mutta ei hakkuutähteistä koostuvaa energiapuuta. Vuosina 2016–2018 toteutunut hakkuukertymä oli noin 73 milj. m<sup>3</sup> vuodessa eli 91 % kestävästä hakkuumäärästä. Vuosille 2026–2035 arvio kestävästä hakkuumäärästä nousee 88,9 miljoonaa kuution. [68]

Suomen hallitus laati vuonna 2016 kansallisen energia- ja ilmastostrategian, johon sisältyvän perusskenaarion mukaan vuonna 2030 metsähakkeella tuotettaisiin sähköä ja lämpöä yhteensä 29 TWh vuodessa. Määrä vastaisi noin 14,5 miljoonaa kuutiota metsähaketta vuodessa eli tavoitteena on jopa kaksinkertaistaa nykyinen käyttömäärä. Lisäksi puupohjaisten nestemäisten biopolttoaineiden kysynnän kasvun on arvioitu nostavan metsähakkeen tarvetta vielä 1–4 miljoonalla kuutiolla vuodessa vuoteen 2030 mennessä. [67]

Metsähakkeen käytön tavoiteltu kasvu on laskelmien mukaan mahdollista kattaa koko Suomen mittakaavassa, mutta kysyntä ja hankintapotentialiaali jakautuvat alueellisesti epätasaisesti. Vuonna 2018 julkaistussa tutkimuksessa tarkasteltiin metsähakkeen alueellista riittävyyttä energia- ja ilmastostrategian skenaarioiden mukaisesti Suomessa vuonna

2030. Tulosten mukaan pienpuukäytön lisäämismahdollisuudet keskittyvät Itä- ja Pohjois-Suomeen eli kauas Etelä-Suomen suurista asutuskeskuksista, joissa bioenergian lisäämistarve on ilmeisin. Latvusmassan ja kantojen käyttömahdollisuudet sen sijaan jakautuvat tasaisemmin koko maan alueelle, jos ainespuun suurimmat kestävimät hakkuumäärät toteutuvat. [69] Tästä syystä esimerkiksi Etelä-Suomen suurissa kaupungeissa etsitään keinoja korvata polttoon perustuvaa kaukolämmöntuotantoa muilla tekniikoilla, kuten lämpöpumpuilla.



## 4 AINEISTO JA MENETELMÄT

Tulevaisuuden energijärjestelmän tilaan vaikuttaa muun muassa nykyiset päästötavoitteet, investointien kannattavuus, poliittiset päätökset ja ohjaukset sekä tekniikoiden ja raaka-aineiden saatavuus. Kuten alaluvun 2.6 loppupuolella todettiin, Suomen tulevaisuuden sähkötuotantokapasiteetin investoinnit keskittyvät ydinvoimaan ja tuulivoimaan alhaisten sähkön tuotantohintojen vuoksi. Tarkkoja arvioita tulevaisuuden tilasta on vaikea tehdä, mutta erilaiset skenaariotarkastelut muodostavat arvioita tulevaisuuden järjestelmästä.

Tässä luvussa esitellään kaksi erilaista skenaariotarkastelua Suomen energijärjestelmän tilasta keskittyen sähkön tuotantoon vuosina 2030 ja 2050. Tulevaisuuden järjestelmän mahdollisen toiminnan havainnollistamiseksi skenaarioista laadittiin simulaatiot IRENA Flextool-ohjelmalla. Perusskenaarioiden lisäksi simuloinneissa tarkasteltiin biokaasu- ja lämpövarastokapasiteetin lisäyksien vaikutusta energijärjestelmän toimintaan ja joustavuuteen. Skenaariotarkastelujen lisäksi työssä määritettiin maksimikokoisen lämpövaraston kapasiteettia erilisillä simulaatioilla, sekä Mustikkamaan lämpövaraston vaikutuksia Helsingin kaukolämpöverkon ja erityisesti yhteistuotantolaitosten toimintaan.

### 4.1 Sähköntuotannon skenaariot vuosiin 2030 ja 2050

Yhtenä tavoitteena tässä työssä oli arvioida Suomen energijärjestelmän tarvetta joustaville sähköntuotantoresursseille vuosina 2030 ja 2050. Tulevaisuuden energijärjestelmän tilaa sähköntuotannon osalta voidaan arvioida skenaariotarkastelulla, jossa hyödynnetään tämänhetkisiä tietoja kehityksen suunnasta. Vaihtoehtoja mahdollisiksi tulevaisuuden tilanteiksi on monia. Tähän työhön valittiin kaksi erilaista kehityssuuntaa vuosille 2030 ja 2050, joissa tuulivoiman määrä vaihteli. Skenaarioiden pohjana käytettiin Työ- ja elinkeinoministeriön laatimaa arviota sähkön tuotannon ja kulutuksen kehityksestä vuoteen 2050 saakka. [3]

Taulukoissa 4.1 ja 4.2 on esitetty skenaariopohjat vuosille 2030 ja 2050 käyttäen vuosittaisia sähkön tuotantomääriä. Taulukoihin on lisäksi laskettu tuotantomuotojen prosenttiosuudet kokonaiskulutuksesta. Skenaario 1 on perusskenaario verrattuna skenaarioon 2, jossa tuulivoimatuotannon määrä kasvaa perusskenaariota nopeammin. Muilta osin skenaariot ovat samanlaisia keskenään. Vuoden 2030 sähkön kokonaiskulutuksen määräksi

on arvioitu 92,1 TWh eli kasvua vuoden 2018 kulutukseen olisi noin 5 %. Vuoteen 2050 mennessä kulutuksen arvioidaan nousevan 100,1 TWh:iin. Kulutuksen oletettiin olevan samansuuruinen sekä skenaariossa 1 että skenaariossa 2.

**Taulukko 4.1.** Suomen sähköntuotannon skenaariot vuodelle 2030. Koostettu lähteen [3] pohjalta.

Tuotantomuoto	Skenaario 1			Skenaario 2		
	TWh	%	MW	TWh	%	MW
Vesivoima	13,1	14,2	3101	13,1	14,2	3101
Ydinvoima	35,8	38,9	4580	35,8	38,9	4580
Tuulivoima	18,7	20,3	6703	27,2	29,5	9749
Aurinkovoima	1,1	1,2	1325	1,1	1,2	1325
Lauhdevoima	1,1	1,2	504	1,1	1,2	504
Teollisuus-CHP	9,0	9,8	2640	9,0	9,8	2640
Kaukolämpö-CHP	11,0	11,9	3500	11,0	11,9	3500
Tuotanto yhteensä	89,8			98,3		
Nettotuonti/-vienti	2,3			-6,2		
Kokonaiskulutus	92,1			92,1		

**Taulukko 4.2.** Suomen sähköntuotannon skenaariot vuodelle 2050. Koostettu lähteen [3] pohjalta.

Tuotantomuoto	Skenaario 1			Skenaario 2		
	TWh	%	MW	TWh	%	MW
Vesivoima	13,1	13,1	3100	13,1	13,1	3100
Ydinvoima	21,9	21,9	2800	21,9	21,9	2800
Tuulivoima	37,0	37,0	13262	48,0	48,0	17204
Aurinkovoima	6,0	6,0	7229	6,0	6,0	7229
Lauhdevoima	0,9	0,9	413	0,9	0,9	413
Teollisuus-CHP	8,2	8,2	2405	8,2	8,2	2405
Kaukolämpö-CHP	10,0	10,0	3182	10,0	10,0	3182
Tuotanto yhteensä	97,1			108,1		
Nettotuonti/-vienti	3,0			-8,0		
Kokonaiskulutus	100,1			100,1		

Taulukoihin 4.1 ja 4.2 on lisäksi kirjattu arviot tuotantokäytössä olevasta kapasiteetista kullekin sähköntuotantomuodolle. Kapasiteettien arviointiin käytettiin olemassa olevia tietoja esimerkiksi ydinvoimatuotannon tulevaisuuden kehityksestä, mutta osa kapasiteeteista arvioitiin vuoden 2018 sähkön tuotantomäärien ja -kapasiteettien avulla lasketuilla huipunkäyttöajoilla. [18] [70]

Skenaarioissa vesivoiman vuotuisen tuotantomäärän arvioitiin pysyvän 13,1 TWh:ssa, eli nykyisellä tasolla. Tästä syystä kapasiteetissa ei oletettu tapahtuvan suuria muutoksia tulevaisuudessa, eli vesivoiman tuotantokapasiteetin oletettiin säilyvän 3100 MW:ssa sekä vuonna 2030 että 2050. Sen sijaan ydinvoiman tuotantokapasiteetti tulee todennäköisesti nousemaan vuoteen 2030 mennessä. Vuoden 2030 tuotantokapasiteetissa huomioitiin uusien yksiköiden, Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1, käynnistymisen lisäksi Loviisan molempien yksiköiden mahdollinen käytöstäpoisto vuoteen 2030 mennessä, jolloin kapasiteetiksi muodostui yhteensä 4580 MW vuodelle 2030. Olkiluoto 1 ja 2 -yksiköiden käyttöluvut ovat voimassa tämänhetkisen tiedon mukaan vuoteen 2038 asti, joten vuoden 2050 ydinvoimakapasiteetissa huomioitiin vain Olkiluoto 3 ja Hanhikivi 1 -yksiköiden kapasiteetit eli yhteensä 2800 MW. Oletuksena voidaan pitää sitä, että ydinvoimalaitoksia ajetaan peruskuormana huoltokatkoja lukuun ottamatta jatkuvasti ympäri vuoden, joten näillä tuotantokapasiteeteilla vuosittaisiksi tuotantomääriksi muodostui 35,8 TWh vuodelle 2030 ja 21,9 TWh vuodelle 2050.

Tuulivoiman rakennettua kapasiteettia vuosina 2030 ja 2050 arvioitiin laitosten nykyisen keskimääräisen huipunkäyttöajan avulla. Vuoden 2018 tuulivoimakapasiteetin ja toteutuneen tuulivoimatuotannon avulla huipunkäyttöajaksi arvioitiin 2790 tuntia. Tällä huipunkäyttöajalla tuulivoiman kapasiteetiksi määritettiin laskennallisesti 6703 MW skenaariossa 1 ja 9749 MW skenaariossa 2 vuonna 2030. Vuodelle 2050 arviot rakennetusta kapasiteetista nousivat 13 262 MW:iin skenaariossa 1 ja 17 204 MW:iin skenaariossa 2. Todellisuudessa esimerkiksi merituulivoiman yleistymisen nostanee tuulivoiman huipunkäyttöaikaa ja sitä kautta käyttöastetta tulevaisuudessa, joten kapasiteettimäärät voivat olla todellisuudessa pienemmät. Skenaarioissa aurinkovoiman tuotantomäärien arvioitiin nousevan 1,1 TWh:iin vuonna 2030 ja 6,0 TWh:iin vuonna 2050. Jälleen vuoden 2018 tuotannosta arvioitua huipunkäyttöaikaa 830 h käyttämällä tuotantokapasiteetin ennakoitiin olevan 1325 MW vuonna 2030 ja 7229 MW vuonna 2050. [25] [29] [70]

Lauhdevoiman vuotuisen tuotannon oletettiin molemmissa skenaarioissa laskevan 1,1 TWh:iin vuonna 2030 ja olevan vain 0,9 TWh vuonna 2050. Arvion mukaan polttoon perustuvan sähkön erillistuotannon määrä tulee laskemaan nykyisestä tasosta selkeästi, sillä vuonna 2018 lauhdevoiman sähköntuotantomäärä Suomessa oli noin 4,8 TWh. [2] [70] Tulevaisuudessa lauhdetuotantoon osallistuvien laitosten kapasiteetin arviointi on vaikeaa, sillä tilastoituihin tuotantomääriin lasketaan lauhdevoimalaitosten lisäksi yhteistuotantolaitosten lauhdeperien sekä varavoimana toimivien huippukaasuturbiinien tuotannot. Voimalaitosrekisterin mukaan polttoon perustuvien sähkön erillistuotantolaitosten kapasiteetti on nykyisellään yhteensä noin 1840 MW. Tästä kapasiteetista noin 600 MW perustuu hiilen tai turpeen polttoon ja 1200 MW koostuu polttoöljyä käyttävistä huippukaasuturbiineista. [18] Hiililauhdetuotanto tulee väistymään markkinoilta vuoteen 2030 mennessä ja esimerkiksi Meri-Porin hiilivoimalaitos on jo nyt ollut varattuna vain tehoreservikäyttöön. [38]

Tässä työssä lauhdevoimatuotannon oletettiin tulevaisuudessa koostuvan lauhdeperien ja varavoimalaitosten tuotannosta. Varavoimalaitosten määrän arvioidaan pysyvän noin 1200 MW:ssa vuosina 2030 ja 2050, mutta niiden käyttötunnit voitiin olettaa erittäin alhaisiksi. Suurimman osan tuotetusta lauhdesähköstä arvioidaan olevan peräisin lauhdeperien sähköntuotannosta ja niiden kapasiteetiksi arvioitiin 504 MW vuonna 2030 ja 413 MW vuonna 2050. Tämän kokoisilla tuotantokapasiteeteilla ja vuoden 2018 lauhdetuotannon aikasarjalla tuotantomäärät seurailevat taulukoissa 4.1 ja 4.2 esitellyiden skenaarioiden sähkön tuotantomääriä.

Alkuperäisessä työ- ja elinkeinoministeriön tulevaisuustarkastelussa yhteistuotantolaitosten sähkön kokonaistuotannoksi oli määritelty 20,0 TWh sähköä vuodelle 2030 ja 18,2 TWh sähköä vuodelle 2050. [3] Arvioitua tuotantoa ei ollut siis jaettu erikseen teollisuus- ja kaukolämpö-CHP-laitosten kesken. Energiateollisuuden julkaiseman sähköntuotannon tuntidatan mukaan vuonna 2018 teollisuus-CHP-laitosten sähköntuotanto oli noin 9,7 TWh ja kaukolämpö-CHP-laitosten 11,8 TWh. [70] Tämän tiedon pohjalta tässä työssä skenaarioiden CHP-laitosten sähkön tuotantomäärät arvioitiin jakautuvan siten, että vuonna 2030 teollisuus-CHP-laitosten sähköntuotanto olisi 9,0 TWh ja kaukolämpö-CHP-laitosten 11,0 TWh. Vastaavasti vuoden 2050 määriksi arvioitiin teollisuudelle 8,2 TWh ja kaukolämpötuotannolle 10,0 TWh. Arviot sähköntuotannon laskusta tukevat oletusta, että kaukolämpötuotanto siirtyisi vähitellen yhteistuotannosta kohti lämmön erillistuotantoa. CHP-laitosten kapasiteetit määriteltiin jälleen vuoden 2018 toteutuneen tuotannon ja nykyisen kapasiteetin avulla. Teollisuus-CHP-laitosten huipunkäyttöajaksi saatiin noin 3400 h, joten kapasiteeteiksi ennakoitiin 2640 MW vuodelle 2030 ja 2405 MW vuodelle 2050. Kaukolämpö-CHP-laitosten vuoden 2018 huipunkäyttöajaksi saatiin noin 3140 h ja kapasiteeteiksi näin ollen 3500 MW vuodelle 2030 ja 3182 MW vuodelle 2050. [18] [70]

Sekä skenaariossa 1 että 2 tuotannon ja kulutuksen välinen erotus tasattiin sähkön nettotuonnilla tai -viennillä. Skenaariossa 1 nettotuonnin osuudeksi muodostui 2,3 TWh vuonna 2030 ja 2,9 TWh vuonna 2050. Skenaariossa 2, jossa tuulivoimatuotannon määrä on skenaariota 1 suurempi, arvioitu kokonaistuotanto oli kulutusta suurempaa. Näin ollen Suomen järjestelmään kertyi sähkön nettovientiä 6,8 TWh vuodelle 2030 ja 9,8 TWh vuodelle 2050. Skenaarioiden mukaan tuonnin ja viennin määrissä on tapahtumassa merkittävä muutos verrattuna vuoteen 2018, jolloin sähkön nettotuonnin määrä Suomessa oli noin 20 TWh [2]. Vaikka sähkön tuonnin osuus Suomen energiajärjestelmässä tulee laskemaan tai jopa muuttumaan nettovienniksi, kattavien siirtoyhteyksien rooli pysyy merkittävänä, jotta hetkellisiä tuotantopiikkejä ja -vajauksia pystytään tasaamaan Pohjois-Euroopan alueella.

### 4.1.1 Biokaasumoottoreiden ja lämpövarastokapasiteetin potentiaalien arviot vuosille 2030 ja 2050

Työssä haluttiin tarkastella biokaasukäyttöisten kaasumoottoreiden sekä lämpövarastoihin liitettyjen kaukolämpö-CHP-laitosten mahdollisuuksia toimia joustavina sähköntuotantomuotoina tulevaisuuden energijärjestelmässä. Tästä syystä sekä biokaasumoottoreiden, että lämpövarastojen tulevaisuuden mahdollista kapasiteettia tuli arvioida.

Alaluvussa 3.1.3 todettiin, että biokaasun teknillistaloudellinen potentiaali Suomessa on tutkimusten mukaan energiasisällöltään noin 10 TWh vuodessa, josta sähkönä olisi mahdollista hyödyntää noin 2,6 TWh. [62] Tässä työssä arvioitiin, että biokaasun sähköntuotantopotentiaalista noin puolet eli 1,3 TWh olisi käytössä vuonna 2030 ja kokonaisuudessaan 2,6 TWh:n potentiaali olisi hyödynnettävissä vuoteen 2050 mennessä. Biokaasumoottoreiden kapasiteettia arvioitiin huipunkäyttöajalla 4660 h, jolla vuoden 2030 biokaasumoottoreiden sähköntuotantokapasiteetiksi muodostuu 300 MW ja 600 MW vuodelle 2050.

Alaluvussa 2.5 kootun taulukon perusteella Suomessa vuonna 2018 toiminnassa olleiden lämpövarastojen varastointikapasiteetti oli noin 18 GWh ja lataus- ja purkuteho 1000 MW. Kapasiteetti kasvaa lähivuosina noin 38,5 GWh:iin, kun rakenteilla olevat lämpövarastot valmistuvat. Alaluvussa 3.2.1 esiteltiin Rinteen ja Syrin tutkimusartikkeli, jossa runsaasti tuulivoimaa sisältävän Suomen energijärjestelmän taloudellisesti kannattavaksi lämpövarastojen varastointikapasiteetiksi arvioitiin 100 GWh. [15] Tässä työssä arvioitiin, että lämpövarastojen kokonaiskapasiteetti saavuttaisi 50 GWh vuoteen 2030 ja 100 GWh vuoteen 2050 mennessä. Lataus- ja purkutehojen oletettiin kasvavan lineaarisesti, jolloin arvoksi muodostui 1300 MW vuonna 2030 ja 1800 MW tultaessa vuoteen 2050. Taulukkoon 4.3 on merkitty oletetut lisäykset lämpövarastojen kapasiteettiin verrattuna vuoden 2018 tilaan eli vuoteen 2030 mennessä varastointikapasiteetti ja lataus- ja purkuteho kasvaisi 0,032 TWh ja 300 MW ja vuoteen 2050 mennessä 0,082 TWh ja 800 MW.

**Taulukko 4.3.** Oletetut lisäykset biokaasumoottoreiden sähköntuotannon määrässä ja kapasiteetissa sekä lämpövarastojen varastointikapasiteetissa ja lataus- sekä purkutehossa.

	2030		2050	
	TWh	MW	TWh	MW
Biokaasumoottorit	1,3	300	2,6	600
Lämpövarastot, lisäys vuoden 2018 tilaan	0,032	300	0,082	800

### 4.1.2 Skenaarioiden koonti Flextool-malliin

Työssä hyödynnettiin Majanteen ja Björkqvistin [71] laatimaa Suomen energiajärjestelmän mallia, joka on toteutettu käyttäen IRENA Flextool -ohjelmistoa. Flextool on VTT:n IRENA:lle (engl. International Renewable Energy Agency) kehittämä simulointityökalu, joka optimoi energiajärjestelmän tuotantoa tunneittain kulutuksen ja käytössä olevien resurssien perusteella. Tavoitteena on, että eri energiamuotojen tuotanto ja kulutus ovat tasapainossa jokaisella ajanhetkellä. Simulointimalli tarvitsee lähtöarvoikseen dataa tunti-tasolla, kuten käytössä olevien energiantuotantoyksiköiden kapasiteetit ja ominaisuudet, vesivoiman sekä vaihtelevan tuotannon aikasarjat, polttoaineiden hintatiedot sekä kulutusaikasarjat eri energiamuotojen osalta, tässä tapauksessa sähkön ja lämmön. Siirtoyhteyksiä ja alueellisia tilanteita voidaan kuvata erilaisten verkkojen eli gridien ja solmujen eli nodejen avulla. Työkalua voidaan käyttää niin sanotussa perustilassa (dispatch mode), jolloin määritetyn aikavälin energiankulutus katetaan olemassa olevilla ennalta määritetyillä tuotantomuodoilla halvimman tuotantotavan perusteella tai investointitilassa (investment mode), jolloin simulointimalli tekee investointipäätöksiä uusista tuotantoyksiköistä tarpeen mukaan perustuen käyttäjän antamiin tietoihin. Tässä työssä ohjelmaa käytettiin perustilassa. [72]

Majanteen ja Björkqvistin alkuperäinen simulointimalli jäljitteli Suomen energiajärjestelmää vuoden 2018 sähköntuotannon tietojen perusteella. Tätä työtä varten mallia muokattiin siten, että se toteuttaisi vuosien 2030 ja 2050 skenaarioiden tuotantomäärät. Vuoden 2018 sähkönkulutuksen aikasarja pidettiin vakionuotoisena, mutta se skaalattiin lineaarisesti ylöspäin siten, että kokonaiskulutuksiksi sähkön osalta saatiin skenaarioiden mukaiset 92,1 TWh vuodelle 2030 ja 100,1 TWh vuodelle 2050.

Simulointimallissa huomioitiin sähkön kokonaiskulutuksen lisäksi kaukolämmön kulutus tunneittain, joka arvioitiin kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotannon aikasarjaa jakamalla se vakionuotoisella rakennusasteella  $r = 0,475$ . Näin tuotetun kaukolämmön määräksi saatiin vuoden ajalta 24,8 TWh, joka on linjassa Tilastokeskuksen ilmoittaman yhteistuotantolaitosten kaukolämpötuotannon kanssa, joka oli 24,7 TWh vuonna 2018. [2] Malliin ei siis sisällytetty teollisuuden lämmönkulutusta tai yhteistuotantolaitosten tuotannon ulkopuolelle jäävää kaukolämmönkulutusta. Koska skenaarioissa 1 ja 2 kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotantomäärän arvioitiin laskevan verrattuna vuoteen 2018, myös arvioitua yhteistuotantoon liittyvää kaukolämpökuormaa tuli pienentää. Kaukolämpökuorman aikasarja skaalattiin alaspäin, jolloin vuodelle 2030 kokonaiskaukolämpökuormaksi tuli 23,2 TWh ja vuodelle 2050 21,1 TWh.

Virtauksia ja säätilaa hyödyntävät tuotantomuodot eli vesi-, tuuli- ja aurinkovoima tarvitsevat Flextool-simulointimallissa kiinnitetyn aikasarjan, jonka avulla määritetään näiden yksiköiden tuotantomäärät jokaiselle tunnille. Aikasarja koostuu jokaiselle tunnille määritellystä osuudesta, joka kertoo, kuinka suuri osa rakennetusta kapasiteetista on käytössä

minäkin hetkenä. Tässä työssä käytetyssä simulointimallissa uusiutuvien sähköntuotantomuotojen aikasarjat luotiin vuoden 2018 toteutuneen tuotannon ja rakennettujen kapasiteettien avulla. Samaan tapaan ydinvoima- ja teollisuus-CHP-laitosten tuotannot kiinnitettiin mallissa seuraamaan vuoden 2018 toteutunutta aikasarjaa. [18] [70] Kotimaisten tuotantomuotojen lisäksi malliin luotiin sähkömarkkinoita jäljittelevä rakenne, joka mahdollisti sähkön tuonnin ja viennin havainnollistamisen simulaatiossa. Simulointimalliin lisättiin tuotantoyksikkö Market, jonka sähkön tuotantokustannukset asetettiin seuraamaan Suomen vuorokausimarkkinoiden aluehintaa eli spot-hintaa vuodelta 2018. [34] Yksikön kokonaistuotantokapasiteetiksi asetettiin 10 000 MW. Tuotantoyksikön lisäksi malliin lisättiin vakioamuotoinen kulutusaikasarja, jossa kulutus pysyi vakioarvossa 5000 MW koko vuoden ajan. Kulutuksen arvo määriteltiin siten, että se vastaisi Suomen nykyistä suurinta mahdollista siirtokapasiteettia.

Malliin määritellyn lämpökuorman kattamiseen osallistui ainoastaan kaukolämpö-CHP-laitokset, joten kyseisten yksiköiden sähköntuotanto seurasi lämmöntuotannon tarvetta. Kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotanto simulaatioissa riippuu siitä, tarvitaanko tuotantoa kaukolämpökuorman kattamiseen vai voidaanko tarvittava lämpö vapauttaa lämpövarastoista. Niinä tunteina, kun sähköntuotanto kaukolämpö-CHP-laitoksilla on tuontisähköä edullisempaa, laitos käynnistyy ja syöttää ylimääräisen lämpöenergian lämpövarastoon. Hetkinä, jolloin sähkön hinta on alhainen, malli kattaa lämpökuorman osittain tai kokonaan lämpövaraston avulla.

Mahdollisten biokaasumottoreiden ja lämpövarastokapasiteetin lisäyksen vaikutuksen tarkastelua varten edellä esitellyt skenaariot 1 ja 2 jaettiin kolmeen eri tilanteeseen, A, B ja C. Skenaariot 1A ja 2A säilytettiin taulukkojen 4.1 ja 4.2 mukaisina eli skenaarioihin ei tehty lisäyksiä. Skenaarioissa 1B ja 2B järjestelmään lisättiin joustavaan sähköntuotantoon kykeneviä biokaasukäyttöisiä kaasumootoreita ja skenaarioissa 1C ja 2C järjestelmän kaukolämpö-CHP-laitoksiin kytkettyjen lämpövarastojen varastointikapasiteettia nostettiin. Taulukkoon 4.4 on havainnollistettu biokaasumootoreiden ja lämpövarastojen liittäminen skenaarioihin 1 ja 2. Biokaasumootorit ja lämpövarastot lisättiin omina yksiköinä.

**Taulukko 4.4.** *Biokaasumootoreiden ja lämpövarastojen kytkentä sähköntuotannon skenaarioihin.*

	Skenaario 1			Skenaario 2		
	A	B	C	A	B	C
Biokaasumootorit	0	x	0	0	x	0
Lämpövarastot	0	0	x	0	0	x

Flextool-malliin ja niiden tuotanto- ja varastointikapasiteetit määritettiin taulukon 4.3 arvojen mukaisesti. Koska biokaasumootoreiden tuotanto haluttiin käynnistyvän simulaatiossa tunteina, jolloin tuontisähkön hinta on korkealla, biokaasun hinnaksi määriteltiin 15,0

€/MWh. Todellisuudessa hinta on todella alhainen verrattuna nykyisiin biokaasun tuotantokustannuksiin. Alaluvussa 3.1.1 esitettiin IEA:n arvioineen hinnan olevan Euroopassa nykyisin noin 46,5 €/MWh. [55] Muiden polttoaineiden hinnoilla ei ollut merkitystä simulaatiossa, sillä muiden yksiköiden tuotannot seurasivat ennalta määritettyjä aikasarjoja. Nykyisten lämpövarastojen vaikutuksen voidaan olettaa olevan jo mukana vuoden 2018 kaukolämpötuotantoon osallistuneiden yhteistuotantolaitosten toteutuneissa tuotantotiedoissa. [70] Tästä syystä vuoden 2030 ja 2050 lämmönvarastointikapasiteettien arvioista vähennettiin jo vuonna 2018 käytössä olleet varastot ja simulointimalliin lisättiin vain näiden erotus.

Kuvassa 4.1 on ruutukaappaus Flextool-simulointimallin unit-välilehdeltä, jossa eri tuotantomuotojen kapasiteetit, niiden käyttämät polttoaineet sekä mahdolliset kytkennät tuotannon aikasarjoihin on määritetty. Kyseissä kuvassa on toteutettu vuoden 2030 skenaario 1A, eli biokaasu- ja lämpövarastoyksiköiden kapasiteetit ovat nolliä. Muiden tuotantomuotojen kapasiteetit on syötetty malliin taulukon 4.1 mukaisesti. Kuvasta nähdään, että suurin osa tuotantoyksiköistä on ohjattu tuottamaan sähköä e\_Suomi verkkoon, jonka kulutusaikasarja muodostuu Suomen sähkökulutuksen skaalatusta aikasarjasta. Verkko nimeltään e\_Market sen sijaan on sähkömarkkinoita kuvaava verkko, jonne voidaan siirtää tai josta saadaan tarvittaessa tehoa järjestelmän käyttöön. Verkkojen e\_Suomi ja e\_Market lisäksi mukana on verkko h\_Suomi, joka kuvaa yhteistuotantolaitoksiin yhteydessä olevaa kaukolämpöverkkoa. Kaukolämpö-CHP-laitosten lisäksi tämän verkon kulutuksen kattamiseen osallistuu Heat\_ACC -yksikkö eli lämpövarastot. Kaukolämpö-CHP-laitosten rakennusasteeksi arvioitiin vakimuotoinen  $r = 0,475$  eli jokaista tuotettua sähkötehon yksikköä kohden saadaan 2,11 yksikköä lämpötehoa.

Add empty row		Choose one input option (none, fuel, cf)				Output #1		Optional output #2 (with																								
unitGroup	unit type	fuel	cf profile	inflow	input grid	input node	output grid	output node	capacity (MW)	invested capacity (MW)	max invest (MW)	storage (MWh)	invested storage (MWh)	max invest (MWh)	storage start	storage finish	reserve increase ratio	use efficiency time series	fix unit generation	use min generation	use max generation	use min online	inflow multiplier	output 2 grid	output2 node	output2 eq coef	output2 eq constant	output2 gt coef	output2 gt constant	output2 lt coef	output2 lt constant	output2 max capacity ratio
Nuclear	Nuclear	uranium					elec	e_Suomi	4580										1													
Wind	wind		wind_B				elec	e_Suomi	6703																							
PV	PV						elec	e_Suomi	1325																							
Hydro	Hydro_ROR						elec	e_Suomi	3101														1									
Cond	Cond_tails	CHP_ave		ROR_B			elec	e_Suomi	504																							
Cond	Gasturbine	LFO					elec	e_Suomi	1272																							
Bio	CHP_ind	CHP_ave					elec	e_Suomi	2640																							
Fossil	CHP_heat	CHP_ave					elec	e_Suomi	3500																							
Heat_storage	Heat_ACC						heat	h_Suomi	0	0		0,5	0,5											heat	h_Suomi	2,11	0,00				2,11	
Market	Market	Spot_exp					elec	e_market	10000																							
Biogas	Biogas	biogas					elec	e_Suomi	0																							

Kuva 4.1. Vuoden 2030 skenaario 1A:n toteutus Flextool-malliin.

## 4.2 Lämpövaraston maksimaalinen koko

Skenaarioiden lisäksi työssä haluttiin tarkastella kaukolämpötuotantoon osallistuvien yhteistuotantolaitosten teoreettista mahdollisuutta osallistua joustavaan sähköntuotantoon, kun lämpövaraston koko ei olisi rajoitteena. Tilannetta mallinnettiin alkuperäisellä, vuo-



den 2018 järjestelmää kuvaavalla Flextool-mallilla [71] siten, että lämpövaraston varastointikapasiteetti nostettiin 20 TWh:iin ja sen maksimilataus- ja purkutehoksi asetettiin 10 000 MW. Tällä tavoin simulointimallin vuoden 2018 kaukolämpö-CHP-laitoskapasiteetin oli siis mahdollisuus tuottaa vuotuinen lämpö- ja sitä kautta sähkömääränsä korkeimmilla sähkön hinnan tunneilla, sillä lämpöä pystyttiin varastoimaan tai vapauttamaan varastosta ilman rajoitteita. Lämpövaraston määriteltiin olevan alku- ja lopputilassa puolillaan ja sen varastoinnin hyötysuhteeksi asetettiin 0,95. Tilannetta simuloitiin erisuuruilla polttoaineen hinnoilla, joilla yritettiin kuvata polttoaineen saatavuuden vaihtelua. Vuonna 2018 esimerkiksi metsähakkeen hinta oli noin 20 €/MWh. [73]

### 4.3 Helsingin kaukolämpöverkko

Koko Suomen energianjärjestelmän lisäksi työssä haluttiin tarkastella lämpövarastokapasiteetin lisäyksen vaikutusta yhteistuotantolaitosten toimintaan pienemmässä järjestelmässä. Tarkasteltavaksi kohteeksi valikoitui Helsingin alueen kaukolämpöverkko, jonka kaukolämmön vuoden 2016 kulutusaikasarja on avoimesti saatavilla. [74] Kohde luo hyvän mahdollisuuden tarkastella lämpövarastojen roolia ja vaikutusta järjestelmään liitettyjen yhteistuotantolaitosten toiminnassa, sillä alueelle on valmistumassa merkittävän kokoinen Mustikkamaan lämpövarasto vuoden 2021 aikana. [45]

Taulukossa 4.5 on esitetty Helenin Helsingissä sijaitsevat tuotantolaitokset, sekä niiden ilmoitetut sähkön- ja lämmöntuotantokapasiteetit vuonna 2016 [75]. Yhtiöllä on neljä yhteistuotantolaitosta, Vuosaari A ja B, Hanasaari B sekä Salmisaari B. Näistä Vuosaaren laitokset ovat kaasukombivoimalaitoksia ja käyttävät polttoaineenaan maakaasua. Hanasaari B ja Salmisaari B -laitoksilla polttoaineena on käytössä kivihili ja puupelletti. Yhteistuotantolaitosten lisäksi kaukolämpökuorman kattamiseen osallistuu Katri Valan lämpöpumppulaitos, jossa lämpöä tuotetaan sähkön avulla jätevesien hukkalämmöistä. Vuonna 2016 laitoksen lämpöteho oli 90 MW [75], joskin nykyisin tehoa on nostettu jo yli 100 MW:iin [76]. Lämpöpumppulaitos kykenee myös kaukojäähdytykseen 70 MW:n teholla. Lisäksi Helsingin alueella on yhteensä noin 2100 MW:n lämpötehon edestä pienempiä lämpölaitoksia, joilla katetaan huippukulutuksen lisäksi esimerkiksi häiriö- ja huoltoajanjaksoja. Niitä käsitellään tässä työssä yhtenä kokonaisuutena.

Työssä luotiin kaksi erillistä simulointia, jotka erosivat toisistaan lämpövarastojen varastointikapasiteetin osalta. Lämpövarastojen osalta mukaan tarkasteluun otettiin alaluvussa 2.5 esitellyssä taulukossa 2.1 listatut Salmisaaren 1000 MWh:n ja Vuosaaren 1400 MWh:n lämpövarastot. Näiden lisäksi toisessa simulaatiossa mukana oli myös Mustikkamaan 11 600 MWh:n lämpövarasto. Ensimmäisen simulaation kokonaisvarastointikapasiteetiksi muodostui 2400 MWh sekä lataus- ja purkutehoksi 260 MW. Toisessa simulaatioissa Mustikkamaan varaston lisäämisen myötä varastointikapasiteetin ja lataus- ja purkutehon arvot nousivat 14 000 MWh:iin ja 380 MW:iin.

**Taulukko 4.5.** Helenin voimalaitosten sähkön- ja lämmöntuotantokapasiteetit sekä yhteistuotantolaitosten laskennalliset rakennusasteet vuonna 2016. Koottu käyttäen lähdettä [75].

Laitos	Sähköteho, $P$	Lämpöteho, $\Phi$	rakennusaste $r$
	MW	MW	
Vuosaari A	160	158	1,013
Vuosaari B	470	429	1,096
Hanasaari B	218	429	0,508
Salmisaari B	160	300	0,533
Katri Vala -lämpöpumppu	-	90	-
Lämpölaitokset	-	2111	-
Yhteensä	1008	3517	-

Kuvassa 4.2 on ruutukaappaus Flextool-simulointimallin unit-välilehdeltä, johon on määritetty Helenin kaukolämpöverkon tuotantolaitokset sekä lämpövarastot. Kaukolämpöverkon h\_Helen kulutusaikasarjana käytettiin vuoden 2016 toteutunutta aikasarjaa [74]. Myös tähän malliin lisättiin sähkömarkkinoita kuvaava e\_Market -verkko, jonka tasaiseksi vakiokulutukseksi asetettiin 2000 MW. Simulointimallissa kaikki Helenin tuotantolaitokset osallistuvat h\_Helen -kaukolämpöverkon kysynnän kattamiseen, jonka lisäksi e\_Market sähköverkkoon sähköä tuottavat yhteistuotantolaitokset sekä ulkopuolista sähköntuotantoa kuvaava Market-tuotantoyksikkö. Yhteistuotantolaitosten rakennusasteet määritettiin jokaiselle laitokselle erikseen taulukon 4.5 tuotantotehojen suhteiden perusteella ja saatujen arvojen käänteisluvut ovat näkyvillä kuvan 4.2 oikeassa reunassa. Market-yksikön sähköntuotanto kiinnitettiin seuraamaan vuoden 2016 toteutunutta Suomen vuorokausimarkkinoiden aluehintaa [34]. Katri Valan lämpöpumppulaitoksen ottamaksi sähkötehoksi ilmoitettiin 30 MW [75], joten laitoksen COP-arvoksi (engl. Coefficient of performance) eli lämpökertoimen arvoksi saatiin 3,0. Laitos siis muuntaa sähköverkosta saamansa energian lämmöksi 3,0-kertaisena ja tästä syystä kuvassa 4.5 Katri Vala -yksikön tehoksi on määritetty 30 MW, jolloin lämpötehoksi saadaan laitokselle ilmoitettu 90 MW.

unitGroup	unit type	Choose one input option (none, fuel, cf profile, inflow, input grid, input node)				Output #1		Optional output #2 (with										color in results
		fuel	cf profile inflow	input grid	input node	output grid	output node	capacity (MW)	storage (MWh)	output2 grid	output2 node	output2 eq coeff	output2 eq constant	output2 et coeff	output2 it constant	output2 it constant	output2 max capacity ratio	
CHP	Vuosaari_A	nat_gas				elec	e_Market	160		heat	h_Helen	0,99	0,00			0,99		
CHP	Vuosaari_B	nat_gas				elec	e_Market	470		heat	h_Helen	0,91	0,00			0,91		
CHP	Hanasaari_B	coal				elec	e_Market	218		heat	h_Helen	1,97	0,00			1,97		
CHP	Salmisaari_B	coal				elec	e_Market	160		heat	h_Helen	1,88	0,00			1,88		
Heat_pump	Katri_Vala			elec	e_Market	heat	h_Helen	30										
Heat_boiler	Lampolaitos	oil				heat	h_Helen	2111										
Heat_storage	LV_Salmisaari					heat	h_Helen	130	1000									
Heat_storage	LV_Vuosaari					heat	h_Helen	130	1400									
Heat_storage	LV_Mustikkamaa					heat	h_Helen	0	0									
Market	Market	spot				elec	e_Market	1000										

**Kuva 4.2.** Helenin voimalaitokset ja lämpövarastot syötettynä Flextool-simulointimalliin.

Simulointimallin laitokset kytkettiin käyttämään tuotannossaan joko kivihiiltä, maakaasua tai polttoöljyä. Vuoden 2016 keskiarvohinnat kullekin polttoaineelle on koottu taulukkoon 4.6 käyttäen tilastokeskuksen hintatietoja kullekin polttoaineelle [77]. Hinnat eivät sisällä arvonlisäveroa.

**Taulukko 4.6.** Polttoaineiden keskimääräiset hinnat vuonna 2016, (ALV 0 %). Koottu lähteen [77] perusteella.

Polttoaine	€/MWh
Kivihiili	33,53
Maakaasu	40,00
Polttoöljy	64,46

#### 4.4 Oletukset ja yksinkertaistukset

Työn aikana piti tehdä useita erilaisia oletuksia ja yksinkertaistuksia, jotta simulaatiomallit pystyttiin toteuttamaan halutulla tavalla ja niiden laskenta-ajat eivät nousseet tarpeettoman suuriksi. Seuraavaksi avataan eri simulaatiomalleissa tehtyjä oletuksia ja niiden mahdollisia vaikutuksia tuloksiin.

Vuosien 2030 ja 2050 skenaariotarkasteluiden simulaatiomalleissa käytettiin apuna vuoden 2018 toteutuneita tuotantoaikasarjoja, ja tästä syystä eri tuotantomuotojen kapasiteetit tuli arvioida kyseisen vuoden 2018 tuotantotietojen ja -kapasiteettien avulla. Tapa soveltuu parhaiten esimerkiksi ydinvoima- ja teollisuus-CHP-laitosten tuotannon määrittämiseen, sillä niiden tuotannon voidaan olettaa seuraavan samantyyppistä tasaista peruskuorma-ajoa myös tulevaisuudessa. Sen sijaan tällä hetkellä runsaasti joustavuutta tuovia tuotantomuotoja, esimerkiksi vesivoimatuotantoa jouduttiin yksinkertaistamaan merkittävästi. Tässä työssä vesivoimatuotantoa ei jaettu joustamattomaan ja joustoon kykenevään osuuteen, vaan sitä käsiteltiin yhtenä kokonaisuutena, joka seuraili vuoden 2018 tuotannon aikasarjaa. Todellisuudessa vesivoiman mahdollistama alas- ja ylössäätö voisi olla suurempaa tulevaisuudessa verrattuna siihen, mitä vuonna 2018 toteutuneet joustot olivat. Tuulivoima- ja kaukolämpö-CHP-laitosten tulevaisuuden tuotantokapasiteettien arviointi nykyisten käyttötuntien avulla aiheuttaa todennäköisesti virhettä simuloititulosiin. Tekniikan kehittyessä tuulivoimatuotannon huipunkäyttöaika ja sitä kautta käyttöaste oletettavasti paranee nykyisestä. Lisäksi lämpöpumppujen, lämpövarastojen ja muiden lämmöntuotantomuotojen yleistyessä kaukolämpö-CHP-laitosten rooli ja sitä kautta tuotannon aikasarja saattaa muuttua huomattavasti tulevaisuudessa.

Sähkönkulutuksen oletettiin seuraavan vuoden 2018 kulutusprofiilia. Aikasarjassa ei huomioitu kulutuksessa tulevaisuudessa mahdollisesti tapahtuvia muutoksia, kuten esimerkiksi sähköautojen latauksesta aiheutuvia kulutuspiikkejä tai kiinteistöjen lämmityksen

sähköistymisestä aiheutuvia muutoksia. Myös erityyppiset sähkön varastointijärjestelmät, kuten akut ja erilaiset power-to-X tekniikat jätettiin mallin ulkopuolelle, sillä työssä ha-  
luttiin tarkastella bioenergiaan pohjautuvien joustavien tuotantomuotojen käyttäytymistä  
mahdollisimman yksinkertaisesti.

Koska kaukolämpötuotanto ja -kulutus on alueellista, koko Suomen kattavaa kaukoläm-  
mön kysynnän aikasarjaa ei ole saatavilla ainakaan kovin helposti. Tästä syystä lämpö-  
kuorman osalta tulevaisuuden energiajärjestelmän simulointimallia yksinkertaistettiin si-  
ten, että mallissa huomioitiin vain kaukolämpötuotantoon osallistuvien yhteistuotantolai-  
tosten lämpökuorma. Kyseinen lämpökuorma arvioitiin vakimuotoisen rakennusasteen  
ja kaukolämpötuotantoon osallistuvien yhteistuotantolaitosten sähköntuotannon aikasar-  
jan avulla. Nykyisten, jo rakennettujen lämpövarastojen varastointikapasiteetin vaikutuk-  
sen voidaan olettaa olevan jo mukana tässä lämpökuorman aikasarjassa. Lämpökuor-  
man määrittelyn tapaan myös simulointimalleihin lisättyjen lämpövarastojen varastointi-  
kapasiteettien ajateltiin olevan yksi kokonaisuus, vaikka todellisuudessa lämpövarastot  
ovat paikallisia, kuten niihin yhteydessä olevat kaukolämpöverkot.

Biokaasumoottoreiden osalta simulaatioissa tehtiin oletuksia, jotka aiheuttavat epävar-  
muuksia tuloksiin. Työssä oletettiin, että Suomen biokaasutuotannon kokonaispotentiaali,  
eli 10 TWh:n energiamäärä hyödynnettäisiin kokonaisuudessaan energiantuotannossa.  
Puolet potentiaalista oletettiin olevan käytössä vuoteen 2030 mennessä ja loppu poten-  
tiaalista olisi käytössä vuonna 2050. Tämä tarkoittaisi sitä, että biokaasutuotanto suun-  
tautuisi vahvasti joustavaan sähköntuotantoon ja esimerkiksi kilpailevaa polttoainekäyttöä  
liikenteessä ei huomioitu mallissa. Lisäksi biokaasusta saatavaa lämpöä ei kytketty simu-  
lointimalliin lainkaan, sillä tällöin malliin olisi pitänyt määrittää myös biokaasutuotantoon  
liittyvä lämpökuorma, mikä olisi osaltaan rajoittanut biokaasumoottoreiden joustavuutta  
simulaatiossa. Todellisuudessa kaasumoottoreista saavalle lämmölle tulisi löytää käyttö-  
kohde, jotta investointi olisi kannattavampi ja laitosten hyötysuhde nousisi.

Maksimaalisen lämpövaraston simulaatiossa kaukolämpö-CHP-laitoksen tuotanto mää-  
rityi vuoden 2018 sähkön hinnan perusteella. Tässä työssä siis oletettiin, että sähkön  
hinta sisältää tiedon joustavuuden tarpeesta, vaikka todellisuudessa sähkön hinta ei ole  
todennäköisesti paras mahdollinen yksittäinen arvo kuvaamaan joustavuuden tarvetta.  
Kyseinen simulaatio kertoo kuitenkin, kuinka suuri lämpövarasto vaadittaisiin, jos koko  
vuoden aikainen sähkö ja sitä kautta lämpökuorma haluttaisiin tuottaa kalleimmilla säh-  
kön tunneilla ja sitä kautta laitoksen sähköstä saamat tulot olisivat maksimisuuruiset.

Helenin kaukolämpöverkon simuloinnissa oletettiin, että kaikilla laitoksilla on käytössään  
vain yksi tietty polttoaine, eikä erilaisia polttoainesekeituksia huomioitu tai määritelty. Li-  
säksi kaukolämpöverkossa olevia lämpölaitoksia käsiteltiin simulaatiossa yhtenä koko-  
naisuutena, koska niiden ajateltiin olevan keskenään melko samanlaisia ja omaavan sa-  
mantyyppisen roolin kulutuksen kattamisessa. Laitosten käyntiä ei sidottu seuraamaan

valmiina tuotantoaikasarjoja, vaan simulaatio teki itse päätökset siitä, millä tavoin se kattoi sille ilmoitetun lämmöntarpeen mahdollisimman kustannustehokkaasti. Tästä syystä simulaatioissa voimalaitoksien tuotantoaikasarjoissa ei muodostunut esimerkiksi selkeitä huoltoajanjaksoja, vaikka sellaisia todellisuudessa esiintyisi vuoden aikana.

## 5 TULOKSET JA ANALYSOINTI

Skenaarioiden ja nykyisten uusiutuvan energian lisäystavoitteiden mukaan tuulivoiman tuotantomäärät tulevat nousemaan Suomessa runsaasti tulevaisuudessa. Tuulivoimatuotannon osuuden kasvu järjestelmässä aiheuttaa haasteita tehon riittävyteen ja kaiken tuotetun energian hyödyntämiseen eli ennen kaikkea energiantuotannon ajoitukseen suhteessa kulutukseen. Tässä luvussa esitellään vuosien 2030 ja 2050 skenaarioiden pohjalta koottujen energijärjestelmämallien simulaatiotulosten lisäksi simulointitulokset maksimikokoisen lämpövaraston määrittämisestä sekä Mustikkamaan lämpövaraston vaikutuksesta Helenin kaukolämpöverkon ja erityisesti yhteistuotantolaitosten toimintaan. Simulointien perustella voidaan tehdä johtopäätöksiä biomassakäyttöisten CHP-laitosten joustomahdollisuuksista Suomessa työssä tehtyjen oletusten ja yksinkertaistusten rajoissa.

### 5.1 Vuosi 2030

Luvussa 4 määritettyjen skenaarioiden mukaan vuonna 2030 suurin osuus (39 %) sähkön kulutuksesta tullaan kattamaan ydinvoimalla, jota seuraa tuulivoima noin 20–29 % osuudella, riippuen skenaariosta. Skenaarioiden simulointitulokset on koottu taulukkoon 5.1 keskittyen tehovajeen ja rajoitetun tuotannon määriin eri simulaatioiden osalta. Tehovajeella tarkoitetaan hetkeä, jolloin simuloidun järjestelmän kokonaiskapasiteetti ei pysty vastaamaan kulutukseen täysin. Simulointien perusteella vuoden 2030 energijärjestelmän kokonaissähköntuotantokapasiteetti oli riittävällä tasolla sekä skenaarioissa 1 ja 2, sillä simulaatioissa ei tapahtunut tehovajeen hetkiä, vaan kulutus pystyttiin kattamaan vuoden jokaisella tunnilla eri tuotantomuotojen ja tuontisähkön avulla.

Tuotannon rajoituksella tarkoitetaan sen sijaan tilannetta, jolloin tuotanto on kulutusta suurempaa ja osaa tuotannosta joudutaan rajoittamaan riittämättömien siirtoyhteyksien takia. Taulukosta 5.1 nähdään, että skenaarioiden 1A, 1B ja 1C simulaatioissa tuotantoa ei tarvinnut rajoittaa, sillä tuulivoiman määrä mallissa oli maltillinen verrattuna sähkön kulutuksen tasoon sekä mallin siirtokapasiteettiin. Kun skenaarioissa 2A, 2B ja 2C tuulivoimatuotannon määrä kasvoi lähes 30 %:iin kokonaiskulutuksesta, simulaatiotulosten mukaan tuotantoa piti rajoittaa hetkellisesti. Suurimmillaan tuotantoa rajoitettiin skenaarioissa 2A ja 2B, jossa rajoitetun tehon määrä nousi korkeimmillaan 1730 MW:iin ja vuoden aikana rajoitettu energiamäärä oli yhteensä 134 GWh. Lämpövarastojen avulla skenaariossa

2C rajoitetun tuotannon määrää saatiin pienennettyä noin 40 GWh ja rajoitetun tehon maksimiarvo tippui 150 MW verrattuna skenaarioon 2A. Rajoitetun tuotannon määrä ja teho pysyi kuitenkin maltillisena verrattuna järjestelmän sähkön kokonaiskulutuksen arvioon 92,1 TWh. Skenaarioon 2B lisätyillä biokaasumootoreilla ei ollut vaikutusta rajoitetun tuotannon määrään, sillä lisätyt yksiköt toivat mahdollisuuksia ainoastaan tuotannon ylössäätöön verrattuna skenaarioon 2A.

**Taulukko 5.1.** Tehovajeen ja rajoitetun tuotannon maksimiarvot ja vuotuiset määrät vuoden 2030 skenaarioissa.

Skenaariot 2030	Tehovaje max. MW	Rajoitettu tuotanto	
		max. MW	GWh/a
Skenaario 1A	0	0	0
Skenaario 1B	0	0	0
Skenaario 1C	0	0	0
Skenaario 2A	0	1730	134
Skenaario 2B	0	1730	134
Skenaario 2C	0	1588	98

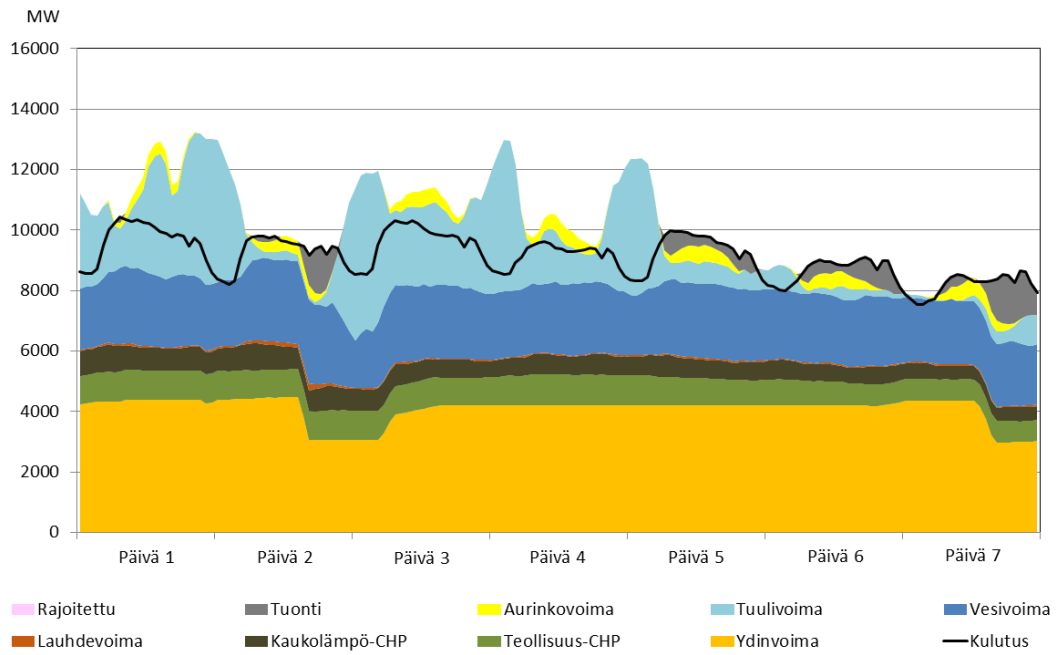
### 5.1.1 Vaihtelevan tuotannon synnyttämä joustotarve

Vuoden 2030 järjestelmän tilan ja lisättyjen joustoresurssien toiminnan tarkemman tarkastelun tueksi valittiin simuloidusta vuodesta yksi viikko esimerkiksi. Kuvissa 5.1 ja 5.2 on esitetty vuoden 2030 skenaarioiden 1A ja 2A mukaiset simulointitulokset viikolle 19. Kyseinen viikko 19 ajoittuu toukokuuhun, jolloin veden virtausmäärät ovat olleet alkupe- räisen tuotantoaikasarjan vuotena 2018 suuria, sillä vesivoimatuotanto ei juurikaan osal- listunut tuotannon alas- ja ylössäätöön viikon aikana. Tuulivoimatuotannon määrä sen sijaan vaihteli suuresti viikon aikana. Sekä kuvasta 5.1 että kuvasta 5.2 voidaan nähdä, että vaikka viikon lopulla, esimerkiksi päivän 6 aikana, erittäin pieni osuus tuulivoimaka- pasiteetista oli käytössä, järjestelmän muut tuotantomuodot, kuten ydinvoima-, teollisuus- CHP- ja vesivoimatuotanto, pystyivät kattamaan kulutuksen lähes täysin.

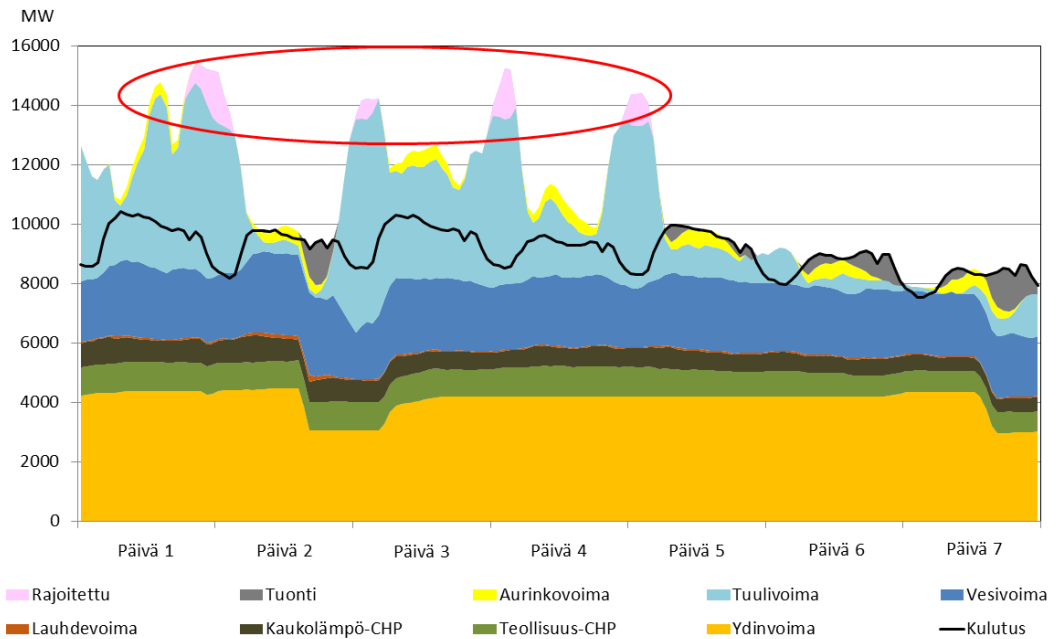
Tuontisähkön hetkellinen tarve pysyy viikon aikana 2000 MW:n alapuolella. Todellisuudes- sa esimerkiksi vesitilanne vaihtelee vuosittain ja tämä vaikuttaa sähkön markkinahintaan ja tarvittavan tuontisähkön määrään. Viikolla 19 tapahtunut ydinvoimatuotannon pudotus on peräisin yksiköiden toteutuneista huoltoseikokeista vuodelta 2018, joiden aikataulutus saattaa muuttua vuoteen 2030 mennessä, kun uusia ydinvoimayksiköitä käynnistetään.

Valitun viikon 19 arkiöinä tuulivoiman tuotantomäärä nousi korkealle ja kuvasta 5.2 näh- dään, että skenaariossa 2A tuotantoa piti rajoittaa. Kyseisinä tunteina kokonaistuotannon määrä nousi yli kotimaisen kulutuksen sekä määritellyn 5000 MW:n siirtokapasiteetin ja näin ollen osaa tuulivoimatuotannosta jouduttiin simulaatiossa rajoittamaan, sillä simu-

lointimalli ei sisältänyt sähkön varastointiin soveltuvia yksiköitä.



**Kuva 5.1.** Vuoden 2030 skenaario 1A, viikko 19.

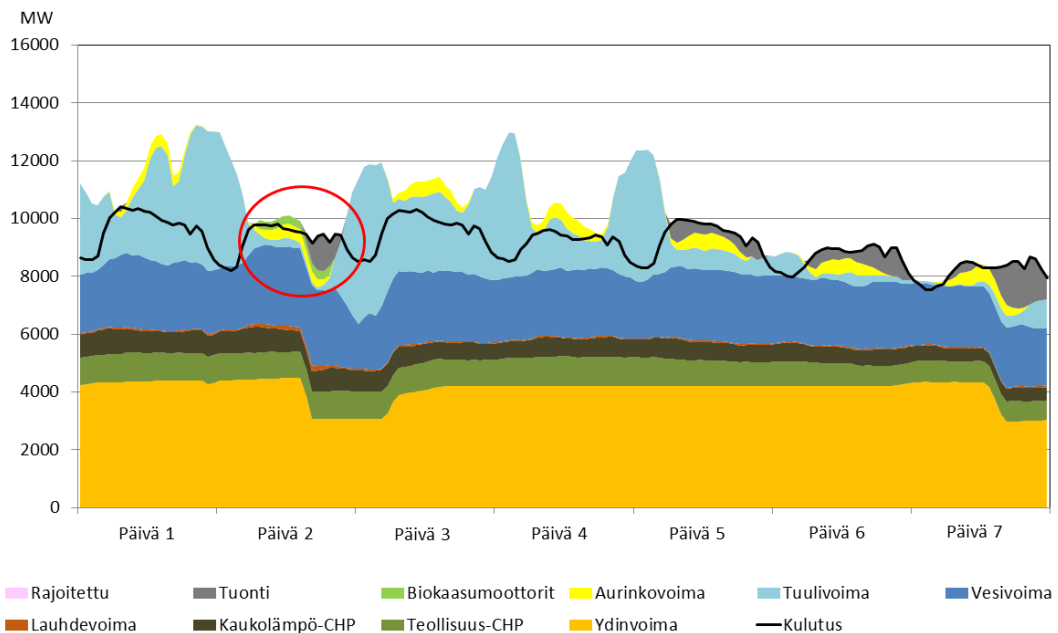


**Kuva 5.2.** Vuoden 2030 skenaario 2A, viikko 19. Rajoitetun tuotannon hetket on ympyröity punaisella.



## 5.1.2 Biokaasumoottoreiden ja lämpövarastojen mahdollistama jousto

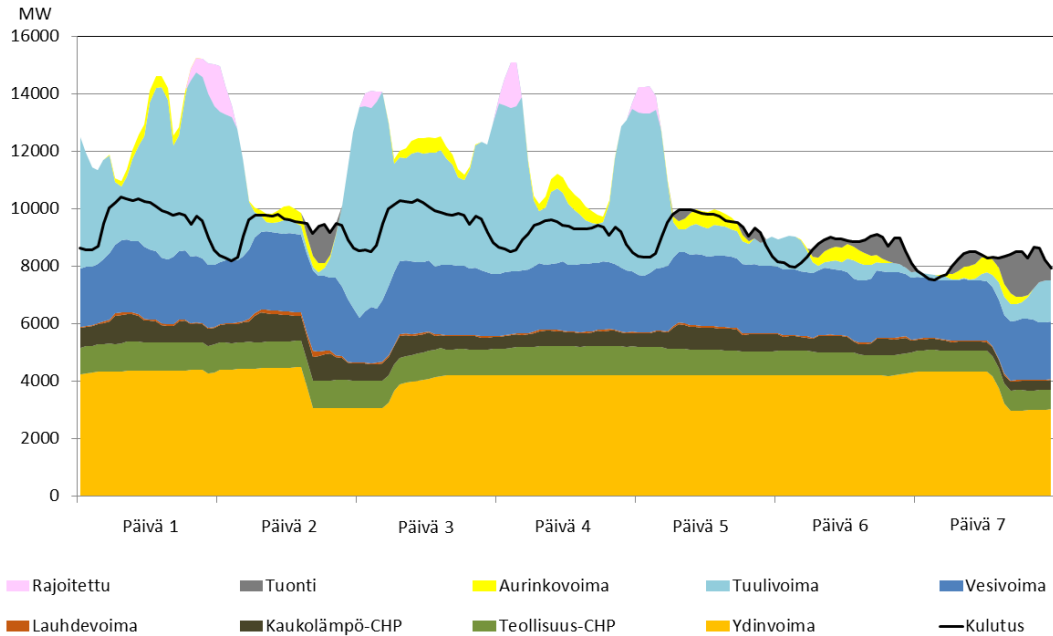
Seuraavaksi tarkastellaan biokaasumoottoreiden ja lisätyn lämpövarastokapasiteetin vaikutusta vuoden 2030 energiajärjestelmän toimintaan samaisella viikolla 19. Skenaarioissa 1B ja 2B simulointimalliin lisättiin biokaasukäyttöisiä kaasumoottoreita. Kuva 5.3 havainnollistaa biokaasukäyttöisten yksiköiden käynnistymistä vuoden 2030 skenaariotilanteessa 1B viikolla 19. Kuvasta nähdään, että biokaasumoottorit käynnistyivät päivän 2 aikana. Kyseisenä päivänä tuulivoimatuotanto oli alhaista, ja tämä todennäköisesti on näkynyt korkeana sähkön hintana vuoden 2018 sähkön spot-hinnassa. Tästä syystä simulaatiossa osa tuontisähköstä korvautui biokaasulla tuotetulla sähköllä. Kuitenkin kuvasta 5.3 havaitaan, että vaikka viikon 19 loppupuolella päivien 5, 6 ja 7 aikana tuulivoiman määrä oli niin ikään alhainen, biokaasumoottorit eivät käynnistyneet kyseisenä ajanjaksona. Tähän on todennäköisesti syynä päivään 2 verrattuna kulutuksen alempi taso ja sitä kautta sähkön alhaisempi hinta, joten simulaatiossa tuotannon ja kulutuksen erotus katettiin tuontisähköllä. Kyseisen viikon 19 aikana skenaarioiden 1B ja 2B välillä ei nähty suuria eroja biokaasumoottoreiden käynnistymisen käyttäytymisen osalta.



**Kuva 5.3.** Vuoden 2030 skenaario 1B, viikko 19. Biokaasumoottoreiden tuotanto on ympyröity punaisella.

Lämpövarastojen lisäys energiajärjestelmän malliin toteutettiin skenaarioissa 1C ja 2C. Kuva 5.4 havainnollistaa vuoden 2030 sähkön tuotantoa viikolla 19 skenaarion 2C mukaisesti. Simulaation mukaan lämpövarastojen lisäys vaikuttaa järjestelmään siten, että kaukolämpöön osallistuvaa yhteistuotantolaitoskapasiteettia voidaan ajaa vapaammin. Kun skenaarioita 2A ja 2C eli kuvia 5.2 ja 5.4 verrataan toisiinsa, voidaan havaita, että lämpövarastojen käyttö onnistui hieman pienentämään viikon aikana tapahtunutta tuotannon

rajoitusta. Malliin syötetty varastointikapasiteetti mahdollisti kaukolämpö-CHP-laitoksille noin 142 MW:n suuruisen ylös- ja alassäätömahdollisuuden. Saatu hyöty ei ole kuitenkaan valtava, sillä lämpövaraston ja sitä kautta kaukolämpö-CHP-laitosten joustavuutta rajoittaa varastolle määritelty lataus- ja purkukapasiteetti.



**Kuva 5.4.** Vuoden 2030 skenaario 2C, viikko 19.

Taulukkoon 5.2 on koottu lämpövarastojen mahdollistama jouston määrä simuloitun vuoden aikana. Jousto määritettiin vertaamalla skenaarioiden 1C ja 2C kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotantoa tunneittain skenaarion 1A vastaavaan tuotantoon. Jos tunnin aikana tuotantoa oli enemmän verrattuna perusskenaarioon 1A, kaukolämpö-CHP on ylösäättänyt tuotantonsa ja vastaavasti pienempi tuotanto vastaa alassäätöä. Vuoden 2030 simulaatioissa lisätty varastointikapasiteetti mahdollisti molemmissa skenaarioissa noin 0,4 TWh:n suuruisen jouston sähköntuotannossa ylös- ja alaspäin. Lisätyllä lämpövarastojen varastointikapasiteetilla koko vuoden aikana saavutettu jouston määrä oli yhteensä noin 0,9 TWh sekä skenaariossa 1C että 2C.

**Taulukko 5.2.** Lisätyn lämpövarastojen varastointikapasiteetin tuoma jouston määrä kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotantoon simuloitun vuoden 2030 aikana verrattuna skenaarioon 1A.

2030	1C	2C
	TWh/a	TWh/a
Ylösäättö	0,42	0,42
Alassäättö	0,44	0,45
Yhteensä	0,86	0,87

## 5.2 Vuosi 2050

Vuoden 2050 energiajärjestelmän tarkka arviointi nykyisin tiedoin on hankalaa, sillä lähi-vuosien aikana järjestelmässä voi tapahtua suuriakin muutoksia. Vuoden 2050 perusske-naariossa eli skenaariossa 1 tuulivoimatuotannon osuuden arvioidaan nousevan 37 %:iin kokonaiskulutuksesta ja skenaariossa 2 osuus nousee jopa 48 %:iin. Korkea tuulivoiman määrä järjestelmässä voi aiheuttaa kuitenkin ongelmia, sillä tuotanto ei jakaudu tasaisesti vuoden aikana joka tunnille. Tuotannon kasvaessa suureksi simulointimalliin määritetty sähkön siirtokapasiteetti ei enää riitä, vaan joustoa tarvittaisiin selkeästi lisää esimerkiksi power-2-x tai muiden energianvarastointiratkaisujen avulla.

Taulukkoon 5.3 on koottu vuoden 2050 simuloinneista saatuja tuloksia liittyen tehovajeen ja rajoitetun tuotannon määriin kussakin skenaariotarkastelussa. Tehovaje kävi korkeim-millaan skenaariossa 1A, jossa sen arvo ylitti hetkellisesti 900 MW:n. Vuoden aikana tehovajetta syntyi enimmillään 5,5 GWh, joka ei ole määrällisesti suurta verrattuna järjes-telmän kokonaiskulutukseen 100,1 TWh. Kuitenkin todellisuudessa tehovajetilanteet oli-sivat äärimmäisen haitallisia energiajärjestelmälle ja sitä kautta yhteiskunnan toiminnalle ja siitä syystä kantaverkkoyhtiö varautuu varavoimalaitoksien avulla vastaaviin tilanteisiin. Skenaariossa 2A tehovajeen arvo oli hieman skenaariota 1A pienempi, sillä käytössä ole-vaa tuulivoimakapasiteettia oli enemmän. Biokaasumoottoreiden vaikutus maksimiteho-vajeen suuruuteen nähdään skenaarioiden 1B ja 2B arvoissa, sillä järjestelmään lisätty 600 MW:n biokaasumoottorikapasiteetti käynnistyi luonnollisesti kokonaisuudessaan tehovajeen hetkellä. Skenaarioissa 1C ja 2C kaukolämpötuotantoon osallistuvat yhteistuotantolaitokset pystyivät ylössäättämään tuotantoaan hetkellisesti 380 MW:n verran verrat-tuna skenaarioihin 1A ja 2A, joihin ei ole lisätty lämpövarastokapasiteettia. Se, että mak-simitehon nousu on juuri suurimmillaan 380 MW:n suuruinen, johtuu lämpövarastojen lataus- ja purkutehon arvosta sekä simulointimallissa käytetystä yhteistuotantolaitosten rakennusasteesta.

**Taulukko 5.3.** Tehovajeen ja rajoitetun tuotannon maksimi-arvot ja vuotuiset määrät vuo-den 2050 skenaarioissa.

Skenaariot 2050	Tehovaje		Rajoitettu tuotanto	
	max. MW	GWh/a	max. MW	GWh/a
Skenaario 1A	903	5,5	4385	452
Skenaario 1B	303	0,5	4385	452
Skenaario 1C	523	1,1	4095	309
Skenaario 2A	864	3,8	7543	3323
Skenaario 2B	264	0,4	7543	3323
Skenaario 2C	484	1,0	7253	2787

Taulukosta 5.3 nähdään, että vuoden 2050 simulaatioissa rajoitetun tuotannon maksimi-

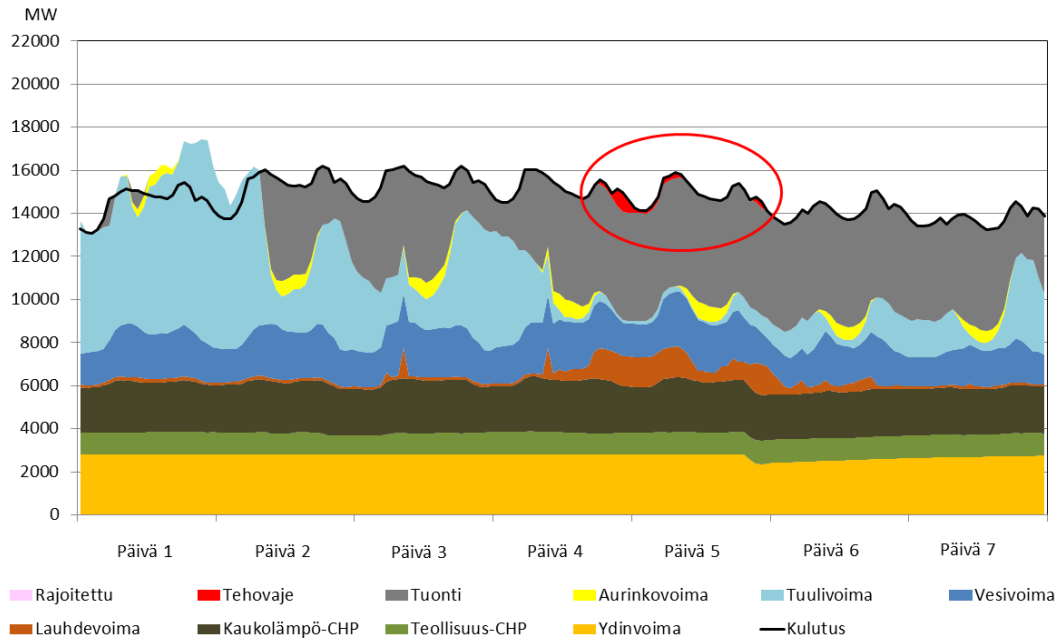
tehot kasvoivat suuriksi. Skenaarioissa 1A ja 1B rajoitetun tuotannon määrä nousi hetkellisesti lähes 4400 MW:iin ja vuoden aikana rajoitettu energiamäärä 450 GWh:iin. Korkean tuulivoimaosuuden skenaariossa 2A ja 2B rajoitetun tuotannon maksimiteho kipusi jopa 7500 MW:iin ja vuotuinen rajoitettu energiamäärä oli merkittävä, 3,3 TWh. Sekä skenaariossa 1C että skenaariossa 2C malliin lisätty lämpövarastokapasiteetti mahdollisti kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotannon alassäädön ja 290 MW:n suuruisen pudotuksen rajoitetun tuotannon maksimitehoon. Vuotuinen rajoitetun tuotannon kokonaismäärä pieneni kyseisissä skenaarioissa noin 0,15 ja 0,5 TWh verrattuna skenaarioihin 1A ja 2A.

### 5.2.1 Vaihtelevan tuotannon synnyttämä joustotarve

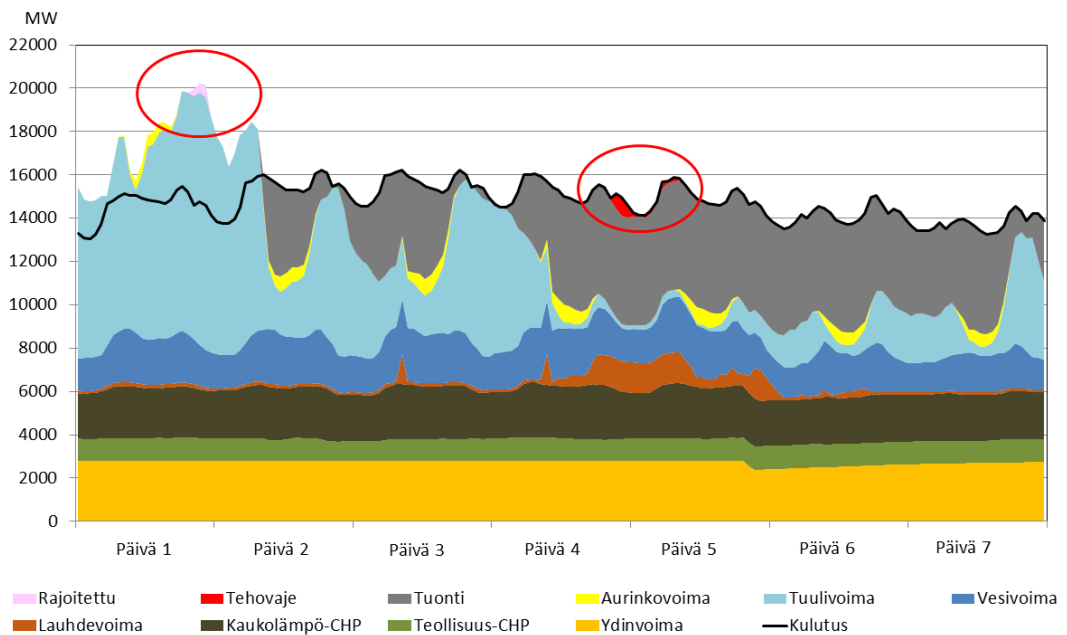
Seuraavaksi tarkastellaan tarkemmin vuotta 2050 kuvaavien skenaarioiden simulointituloksia. Esimerkkiviikoksi valittiin viikko 9, jonka aikana tuulivoimatuotannon määrä vaihteli runsaasti. Kyseinen viikko 9 ajoittuu helmi-maaliskuun vaihteeseen ja viikon aikana sähkönkulutus simulaatiossa oli korkeaa, hetkellisesti jopa hieman yli 16 000 MW. Viikon keskivaiheille ajoittui ajanjakso, jolloin simulaatioissa esiintyi tehovajetta.

Kuvissa 5.5 ja 5.6 on esitetty viikko 9 skenaarioiden 1A ja 2A mukaisilla tuotantokapasiteeteilla. Kuvasta 5.5 nähdään, että kyseisen viikon alussa tuulivoimatuotanto oli runsasta ja se kattoi yli puolet järjestelmän kokonaistuotannosta. Suurimmillaan tuulivoimatuotannon määrä nousi skenaarion 1A simulaatiossa yli 9400 MW:iin. Päivän 2 aikana tuulivoimatuotannossa nähtiin suuri pudotus, mutta sähkönkulutus pystyttiin kuitenkin kattamaan tuontisähköllä. Päivien 3 ja 4 kohdilla näkyvät piikit lauhdevoimatuotannossa kertovat, että varavoimalaitoksiksi tarkoitettuja huippukaasuturbiineja piti simulaatiossa käynnistää hetkellisesti. Päivien 4 ja 5 välisen yön aikana tuulivoimatuotanto oli todella vähäistä. Kyseisellä ajanjaksolla tuotantovajetta paikattiin korkealla lauhdevoimatuotannolla, mutta simuloitun skenaarion kokonaistuotantokapasiteetti ja 5000 MW:n siirtokapasiteetti eivät riittäneet kattamaan kaikkea sähkönkulutusta, joten tehovajetta syntyi.

Kuvassa 5.6 on esitetty samaisen viikon 9 simulaatitulokset skenaario 2A:n mukaisilla tuotantokapasiteeteilla. Nyt tuulivoimatuotannon määrä nousi hetkellisesti päivän 1 aikana jo niin korkealle, että tuotantoa piti rajoittaa, sillä 5000 MW:n siirtokapasiteetti ei ollut riittävä. Päivän 1 aikana tuulivoimatuotanto kävi korkeimmillaan hieman yli 12 000 MW:ssa. Kuitenkin kuvasta 5.6 nähdään, että skenaarion korkeampi tuulivoimatuotantokapasiteetti ei auttanut päivien 4 ja 5 vaihteeseen ajoittuneella tuulettomalla hetkellä, sillä tehovajetta syntyi tällä aikavälillä suuremmasta kapasiteetista huolimatta, tosin hieman vähemmän kuin skenaarion 1A simulaatiossa.



**Kuva 5.5.** Vuoden 2050 skenaario 1A, viikko 9. Simuloidun viikon aikana tapahtuneet tehovajeen hetket on ympyröity punaisella.

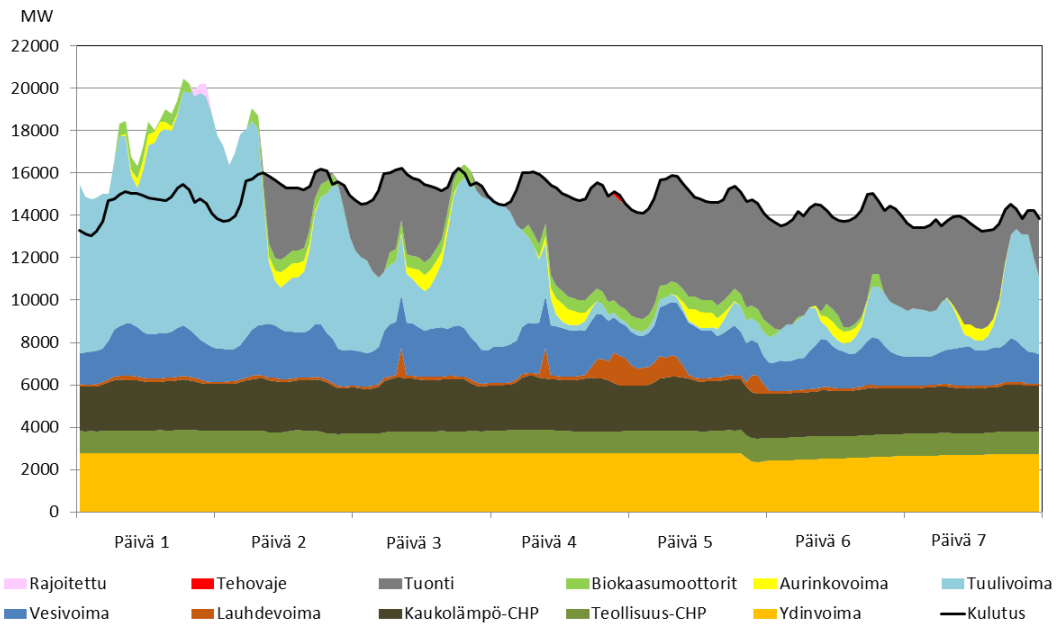


**Kuva 5.6.** Vuoden 2050 skenaario 2A, viikko 9. Simuloidun viikon aikana tapahtuneet tuotannon rajoitukset ja tehovajeen hetket on ympyröity punaisella.

## 5.2.2 Biokaasumoottoreiden ja lämpövarastojen mahdollistama jousto

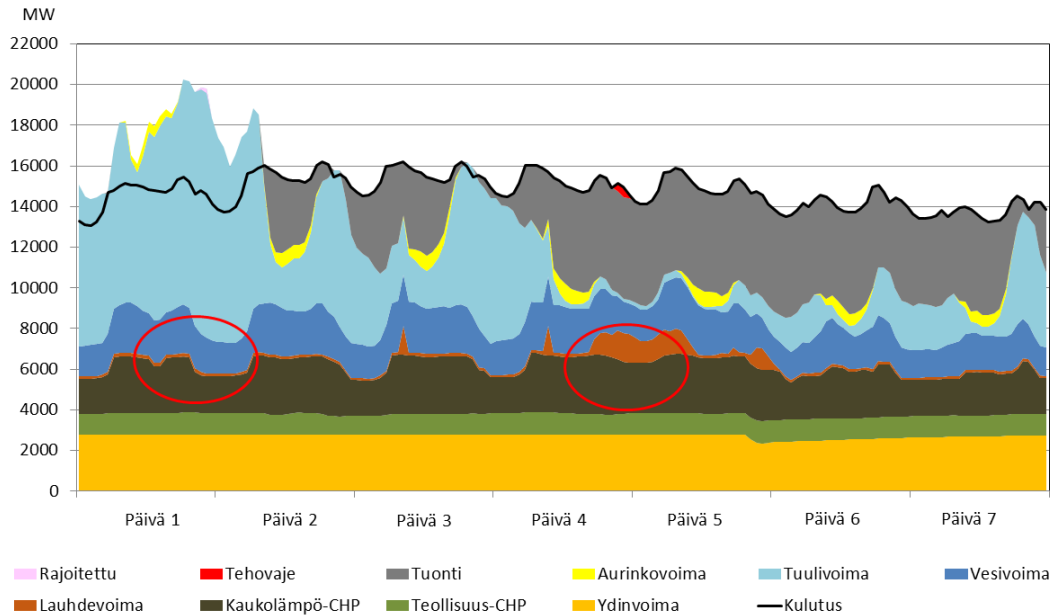
Biokaasumoottoreiden ja lämpövarastokapasiteetin vaikutuksia vuoden 2050 sähköntuotannon simulaatioihin tarkasteltiin samalla tavoin esimerkkiviikon avulla. Kuvassa 5.7 on esitettyä simulaatiotulokset viikolle 9 skenaarion 2B mukaisesti eli simulaatioissa oli mu-

kana nopeasti käynnistyvä biokaasumoottorikapasiteetti. Biokaasumoottoreiden tuotanto oli viikon aikana melko runsasta ja ajoittui päiväsaikaan. Tästä voidaan päätellä, että sähkön kulutus ja sitä kautta simulaatiossa käytetyn vuoden 2018 sähkön hinta oli korkea koko viikon ajan verrattuna simulaatiota varten määritettyyn biokaasun polttoainehintaan 15 €/MWh. Biokaasumoottorit tasasivat tuotannon muutosta esimerkiksi päivän 2 aikana, jolloin tuulivoimatuotannon määrä laski äkillisesti. Biokaasumoottoreiden käyttäytyminen oli lähes identtistä molemmissa skenaarioissa 1B ja 2B.



**Kuva 5.7.** Vuoden 2050 skenaario 2B, viikko 9.

Viimeiseksi tarkastellaan lisätyn lämpövarastokapasiteetin vaikutusta kaukolämpö-CHP-laitosten tuotantoon vuoden 2050 simulaatioissa 1C ja 2C. Kuvassa 5.8 on esitettyä skenaarion 2C mukaiset simulaatiotulokset, joissa voidaan havaita lisätyn lämpövarastokapasiteetin vaikutus. Lämpövarasto mahdollistaa suuremman vaihtelun kaukolämpö-CHP-laitosten toiminnassa. Kyseisellä helmi-maaliskuun vaihteen viikolla kaukolämmön tarve oli korkea, mikä rajoitti hieman tuotannon alasajoa. Kuvasta 5.8 nähdään kuitenkin, että simuloimallisiin lisätyn lämpövarastokapasiteetin avulla päivän 1 korkeasta tuulivoimatuotannosta aiheutunutta tehon rajoituksen määrää on saatu pienennettyä merkittävästi skenaariossa 2C verrattuna skenaarioon 2A. Lisäksi päivien 4 ja 5 välille ajoittuva tehovaje on pienempi kuin skenaariossa 2A.



**Kuva 5.8.** Vuoden 2050 skenaario 2C, viikko 9. Kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotannon jousto lämpövarastojen avulla on ympyröity punaisella.

Taulukkoon 5.4 on koottu lämpövarastojen mahdollistama jouston määrä simuloitun vuoden aikana. Jousto määritettiin vertaamalla skenaarioiden 1C ja 2C kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotantoa tunneittain skenaarion 1A vastaavaan tuotantoon samaan tapaan kuin vuoden 2030 tuloksia käsiteltäessä. Lisääntynyt kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotanto määriteltiin ylössäädöksi ja vastaavasti pienentynyt tuotanto vastasi alassäätöä. Tulosten mukaan lisätty lämmön varastointikapasiteetti mahdollisti noin 1,1–1,2 TWh:n sähköntuotannon ylös- tai alassäädön simuloitun vuoden aikana ja kokonaisjouston määrä nousi 2,3 TWh:iin vuodessa sekä skenaariossa 1C että 2C.

**Taulukko 5.4.** Lämpövarastojen tuoma jouston määrä simuloitun vuoden 2050 aikana verrattuna skenaarioon 1A.

2050	1C	2C
	TWh/a	TWh/a
Ylössäätö	1,12	1,14
Alassäätö	1,17	1,20
Yhteensä	2,29	2,34

### 5.3 Lämpövaraston maksimaalinen koko

Skenaariotarkastelujen lisäksi työssä tehtiin erillinen tarkastelu, jossa tavoitteena oli määrittää teoreettisesti maksimaalisen lämpövaraston koko, jonka avulla nykyinen Suomen kaukolämpö-CHP-laitoskapasiteetti voisi tuottaa vuotuisen sähkö- ja lämpömääränsä kalteimmilla sähkön tunneilla. Varaston koko määritettiin laskemalla erotus simulaatiosta saaduilla tiedoilla varaston vuoden aikana saavuttamasta suurimmasta ja pienimmästä tilasta. Simulointitulokset lämpövaraston varastointikapasiteetista erisuuruusilla polttoaineen hinnoilla on esitetty taulukossa 5.5.

**Taulukko 5.5.** Maksimaalisen lämpövaraston varastointikapasiteetti ja lataus- ja purkuteho erisuuruusilla polttoaineen hinnoilla.

Polttoaineen hinta €/MWh	Varaston koko max. TWh	Lataus- ja purkuteho max. MW	Tuotettu sähkö TWh/a
0,10	11,03	7688	13,56
1,00	11,08	7688	13,55
10,00	10,52	7688	12,16
20,00	10,01	7688	12,14
30,00	9,35	7688	12,11
40,00	8,67	7688	12,08

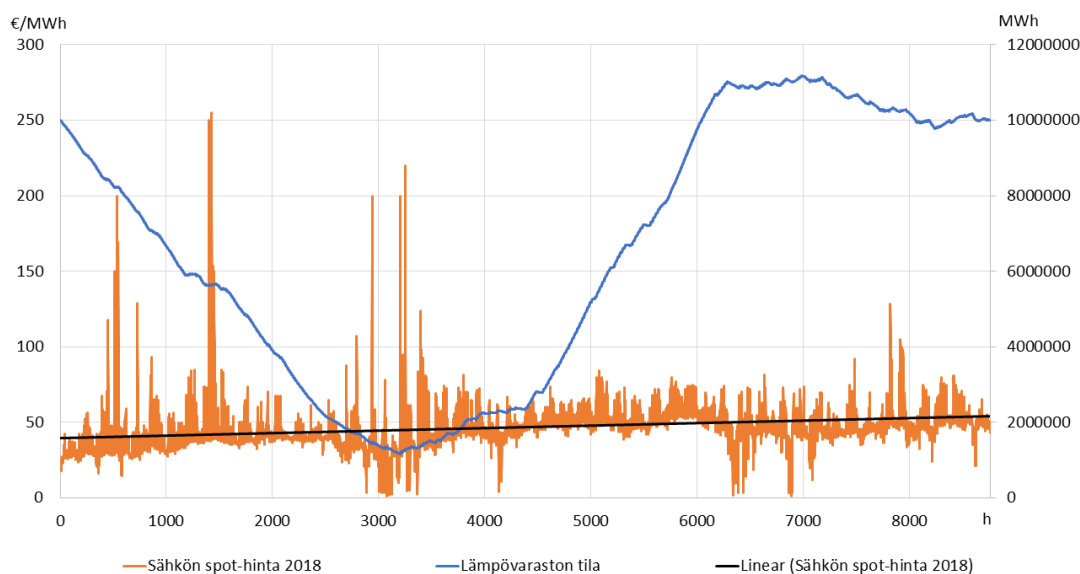
Maksimaalisen lämpövaraston varastointikapasiteetti nousi kaikilla eri polttoaineen hinnoilla noin 10 TWh:iin, joka on valtava lämpömäärä verrattuna vuotuisen kaukolämpö-CHP-laitosten lämmöntuotantoon, joka oli 24,8 TWh vuonna 2018. [2] Simulaation lämpövarastolta vaatima lämpövaraston maksimilataus- ja purkuteho nousi kaikilla erisuuruusilla polttoaineen hinnoilla lähes 7700 MW:n lämpötehoon, joka on erittäin suuri ja samaa kokoluokkaa nykyisen rakennetun kaukolämpötuotantoon osallistuvien yhteistuotantolaitosten yhteenlasketun lämpötehon kanssa. [41] Tämän kokoinen lämpövarastokokonaisuus ei siis vaikuta realistiselta toteutettavaksi.

Koska simulaatiomallissa kaukolämpö-CHP-laitosten kapasiteetti oli sidottu seuraamaan määritettyä lämpökuormaa, tuotettua vuotuista sähkön määrää ei voitu kasvattaa, vaan vain sähkön ja lämmön yhteistuotannon tuotantohetkeä voitiin muuttaa. Taulukossa 5.5 nähtävät erot tuotetun sähkön määrässä ovat peräisin lämpövarastossa tapahtuneista häviöistä, jolloin myös sähköntuotanto on kasvanut hieman vuoden 2018 arvosta 11,9 TWh. [70]

Kuvassa 5.9 on esitetty simulointituloksista saatu lämpövaraston tila vuoden aikana polttoainehinnalla 20,0 €/MWh. Samaan kuvaajaan on myös lisätty sähkön spot-hinta Suomessa vuonna 2018 sekä lineaarinen sovite hinnan kehittymisestä. Alkuvuodesta lämpövaraston tila laskee, eli järjestelmä kattaa suuren osan lämmöntarpeestaan lämpövaras-



ton avulla. Alkuvuoden aikana korkeiden sähköhintojen kohdalla lämpövaraston tilassa nähdään kuitenkin tasaisia hetkiä, jolloin sähköä ja sitä kautta myös lämpöä on tuotettu kaukolämpö-CHP-laitoksilla ja lämpövarastoa ei ole hyödynnetty lämpökuorman kattamiseen näinä tunteina. Noin puolivälissä simuloitua vuotta lämpövaraston tila lähtee jyrkkään nousuun. Tällöin lämmöntarve järjestelmässä on ollut pientä, joten valtaosa tuotetusta lämmöstä on varastoitu. Kuvaajan muodosta nähdään, että lämmön- ja sitä kautta sähköntuotanto painottuu kesään ja syksyyn, jolloin sähkön hinnat ovat olleet keskimääräisesti hieman alkuvuotta korkeampia vuonna 2018.



**Kuva 5.9.** Maksimaalisen kaukolämpövaraston tila vuoden aikana, kun polttoaineen hinta on 20,0 €/MWh.

## 5.4 Mustikkamaan lämpövaraston vaikutus Helsingin kaukolämpöverkon toimintaan

Helsingin Mustikkamaalle valmistuu vuoden 2021 aikana suuri, 11,6 GWh:n suuruisen varastointikapasiteetin omaava lämpövarasto, jonka vaikutuksia Helenin kaukolämpöverkon sekä laitosten sähköntuotannon toimintaan haluttiin tarkastella työssä tehdyn simulaation avulla. Simulointituloksien avulla voidaan vertailla, miten Mustikkamaan lämpövaraston lisäys järjestelmään vaikuttaa kaukolämpö-CHP-laitosten käyttötunteihin. Simuloinneissa hyödynnettiin vuoden 2016 toteutunutta kaukolämmön kulutusaikasarjaa, sekä kyseisen vuoden sähkön hintatietoja.

Taulukkoon 5.6 on koottu eri tuotantolaitosten tuottamat lämpö- ja sähkömäärät simulaatioissa vuoden aikana. Lisäksi taulukkoon on kerätty eri tuotantolaitosten todelliset tuotantomäärät vuoden 2016 Kaukolämpötilaston [75], Helenin vuoden 2016 vastuullisuusraportoinnin [78], Vuosaaren voimalaitosten ympäristölupahakemuksen [79] ja Hanasaa-

ren laitoksen ympäristölupapäätöksen [80] tietojen perusteella.

**Taulukko 5.6.** Helenin tuotantolaitosten toteutunut tuotanto vuonna 2016 lähteiden [75], [78], [79] ja [80] mukaan sekä simulaatiotulokset lämmön ja sähkön tuotantomäärien osalta vuoden aikana.

Laitos	Toteutunut tuotanto vuonna 2016		Simulaatio perustila		Simulaatio Mustikkamaa	
	Lämpö	Sähkö	Lämpö	Sähkö	Lämpö	Sähkö
	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a	GWh/a
Vuosaari A	302	289	617	625	620	628
Vuosaari B	1583	1659	1121	1228	1188	1301
Hanasaari B	2285	1324	2862	1454	2818	1428
Salmisaari B	1436	766	1376	734	1387	740
Katri Vala	490	-	786	-	787	-
Lämpölaitokset	1004	-	298	-	277	-
Yhteensä	7100	3977	7060	4041	7077	4097

Kuten taulukosta 5.6 nähdään, simulaatiot eivät täysin onnistuneet seurailemaan toteutuneita vuoden 2016 tuotantomääriä. Erityisesti Hanasaaren voimalaitoksen sähkön- ja erityisesti lämmöntuotanto oli vähäisempää kuin simulaatioissa saadut arvot. Kuitenkin Hanasaaren voimalaitoksen osuus kaukolämpöverkon kulutuksen kattamisessa on ollut merkittävin vuonna 2016. Vuosaaren kaasukombivoimalaitosten A ja B osalta nähdään, että vuonna 2016 laitos B:n sähkön- ja lämmöntuotanto oli huomattavasti laitoksen A tuotantoa suurempaa. Laitosten yhteenlaskettu tuotanto sekä lämpö- että sähköenergian osalta oli noin 1900 GWh. Simulaatioissa päädyttiin samansuuruisiin kokonaisenergiämääriin, mutta tuotanto jakautui hieman tasaisemmin laitosten A ja B välille. Katri Valan lämpöpumppulaitoksen lämmöntuotantomäärät olivat simulaatioissa toteutunutta tuotantoa korkeammat. Erot simulaatioiden ja toteutuneiden tuotantojen välillä voivat johtua esimerkiksi simulaatioissa käytetyistä vakiomuotoisista rakennusasteiden ja lämpökertoimen arvoista sekä esimerkiksi mahdollisista huomiotta jääneistä muuttuvista kustannuksista.

Vaikka simulointitulokset eivät täysin täsmää toteutuneen tuotannon kanssa, niistä voidaan nähdä, että Mustikkamaan lämpövaraston varastointikapasiteetin lisäys vähensi järjestelmän lämpölaitosten tuotantomääriä. Lämmöntuotanto siirtyi järjestelmän yhteistuotantolaitoksille ja erityisesti maakaasukäyttöisille Vuosaari A ja Vuosaari B -laitoksille, joiden lämmöntuotanto ja sitä kautta myös sähköntuotanto lisääntyi Mustikkamaan lämpövaraston lisäyksen myötä. Vuoden aikana sähköntuotanto kasvoi yhteensä 56 GWh. Tuntitasen tarkastelussa Mustikkamaan lämpövarasto mahdollisti hetkellisesti yhteensä 344 MW suuruisen alassäädön ja 630 MW ylössäädön yhteistuotantolaitosten sähköntuotannossa verrattuna perustilan simulointiin. Pieni eroavaisuus tuotetun lämpöenergian ko-

konaismäärässä simulaatioiden välillä selittyy suuremmasta lämpövarastokapasiteetista aiheutuvista lämpöhäviöistä. Erot tuotannon jakautumisesta eri yksiköille simulaatioiden välillä eivät ole kuitenkaan kovin suuria ja tarkempien päätelmien tekeminen tuloksista on hankalaa erilaisten epävarmuustekijöiden, kuten tuotannon muuttuvien kustannusten ja teknisten yksityiskohtien yksinkertaistuksien takia.

## 5.5 Tulosten yhteenveto ja analysointi

Tässä työssä tutkittiin biomassakäyttöisten CHP-laitosten kykyjä ja mahdollisuuksia osallistua joustavaan sähköntuotantoon Suomessa. Kirjallisuuden pohjalta arvioitua tulevaisuuden energijärjestelmän tilaa simuloitiin Flextool-ohjelman avulla, jonka lisäksi mahdollisen biokaasupotentiaalin ja kaukolämpö-CHP-laitoksiin yhdistettyjen lämpövarastojen varastointikapasiteetin vaikutusta järjestelmän käyttäytymiseen tutkittiin. Simuloinneista saadut tulokset ovat suuntaa antavia ja kertovat yleisellä tasolla bioenergiaan pohjautuvien tuotantomuotojen kyvystä tarjota ratkaisuja vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon osuuden kasvun varalle. Tulokset osoittivat, että biokaasumoottorit tarjoavat keinon lisätä sähköntuotantoa hetkinä, jolloin vaihteleva sähköntuotanto on vähäistä. Kirjallisuudessa määritellystä biokaasun 10 TWh:n kokonaistuotantopotentiaalista sähköksi olisi mahdollista hyödyntää noin 2,6 TWh. Koska tehdyissä simulaatioissa biokaasumoottoreiden sähköntuotanto oli riippuvainen malliin syötetyn tuontisähkön hinnasta, biokaasun hinta tuli asettaa verrattain alhaiseksi. Todellisuudessa juurikin biokaasun korkeat tuotantokustannukset aiheuttavat haasteita laitosten yleistymiselle ja erityisesti joustavaan sähköntuotantoon osallistumiselle, jos sähköstä saatavat tulot eivät kata tuotantokustannuksia.

Yhteistuotantolaitosten yhdistäminen lämpövarastoihin tarjoaa keinon lisätä joustavuutta laitosten sähköntuotantoon ja sitä kautta koko energijärjestelmään. Toisin kuin biokaasumoottoreiden kohdalla, lämpövarastot mahdollistavat tuotannon ylössäädön lisäksi myös alassäädön eli varaston käyttö auttaa myös tilanteissa, joissa tuulivoimatuotanto on runsasta. Vuoden 2030 skenaarioiden simulaatiotarkastelujen mukaan 50 GWh:n varastointikapasiteetin ja noin 3500 MW:n sähkötehon omaavalla kaukolämpö-CHP-kapasiteetilla saavutettiin noin 0,9 TWh:n joustomäärä sähköntuotannossa simuloidun vuoden aikana verrattuna nykyisen tuotannon aikasarjaan. Vuoden 2050 simulaatiossa 100 GWh:n varastointikapasiteetilla sähköntuotannon jouston määrä nousi 2,3 TWh:iin kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotanto kapasiteetin ollessa kyseisessä skenaariossa 3182 MW. Arvot jouston määrästä ovat suuntaa antavia, sillä simulaation rakentamisessa tehtiin karkeitakin oletuksia ja yksinkertaistuksia, josta esimerkkinä ajatus siitä, että koko Suomi kuuluisi yhteen kaukolämpöverkkoon, jossa olisi vain yksi suuri lämpövarasto. Lisäksi kaukolämpötuotantoon osallistuvan yhteistuotantolaitosten kapasiteetin määrässä voidaan nähdä suurtakin laskua tulevaisuudessa, jos nykyiset isot kaukolämpötoimijat korvaavat yhteistuotantolaitoksiaan lämmön erillistuotannolla.

Tulevaisuuden energijärjestelmän simulaatioiden lisäksi työssä tehtiin kaksi muuta simulaatiotarkastelua liittyen lämpövarastojen varastointikapasiteetin vaikutukseen kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotantoon. Maksimikokoisen lämpövaraston varastointikapasiteetin määrityksessä käytettiin vuoden 2018 simulointimallia. Tarkoituksena oli siis määrittää maksimaalisen lämpövaraston koko, jolla koko kaukolämpötuotantoon osallistuva yhteistuotantolaitoskapasiteetti voisi tuottaa vuotuisen sähkömääränsä kalleimmilla sähköntunneilla. Tarvittavan lämpövaraston koko nousi jopa 10 TWh:iin ja lataus- ja purkuteho lähes 7700 MW:iin. Laskennallinen lämpövarasto on kooltaan valtava ja varastointikapasiteetti vastaa lähes 900 Mustikkamaan lämpövarastoa. Tuloksien antama lämpövarasto vaikuttaa siis todellisuudessa mahdottomalta toteuttaa sekä varastointikapasiteetin että lataus- ja purkutehon osalta. Kuitenkin voisi olla kiinnostavaa jatkaa laskentaa siten, että lämpövaraston kokoa optimoitaisiin suhteessa sähköstä saataviin tuloihin ja lämpövaraston mahdollisiin rakennuskustannuksiin.

Helenin kaukolämpöverkon tarkastelu simulaation avulla osoitti, että Mustikkamaan tulevan lämpövaraston varastointikapasiteetin lisäys nosti järjestelmän yhteistuotantolaitosten käyttötunteja ja sitä kautta laitosten sähköntuotanto vuoden aikana kasvoi noin 56 GWh/a. Malli ei täysin onnistunut seurailemaan vuoden 2016 toteutunutta tuotantoa. Virhettä tuloksiin aiheuttaa esimerkiksi simulaatioissa käytetyt vakiomuotoiset rakennusasteet ja muut tekniset yksinkertaistukset.

## 6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Tulevaisuuden energiajärjestelmässä on tapahtumassa lähivuosina suuria muutoksia niin Suomessa kuin muualla maailmassa. Sähköntuotannossa siirrytään yhä enemmän uusiutuvan energian käyttöön ja erityisesti vaihtelevan tuulivoimatuotannon osuuden ennustetaan kasvavan Suomen energiajärjestelmässä. Vaihtelevan tuotannon osuuden kasvu voi aiheuttaa haasteita sähkötehon riittävyteen kaikkina ajanhetkinä ja toisaalta tuotanto voi ajoittain ylittää kulutuksen reilusti. Energiajärjestelmän joustavuutta voidaan lisätä joustavilla tuotantomuodoilla, kulutuksen joustoilla, siirtoyhteyksien kehittämällä sekä energian varastoinnilla. Tässä työssä tutkittiin biomassakäyttöisten CHP-laitosten mahdollisuuksia tuottaa sähköä joustavasti Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmässä, jossa vaihtelevan tuotannon osuus on suuri.

Työ rakennettiin kolmen tutkimuskysymyksen pohjalta, jotka esitettiin johdannossa. Tutkimuskysymyksiin etsittiin vastauksia kirjallisuuskatsauksen sekä erilaisten energiajärjestelmien simulaatioiden avulla. Kirjallisuuskatsauksessa syvennyttiin Suomen energiajärjestelmän nykyiseen tilaan, lämpövarastojen tämänhetkiseen varastointikapasiteettiin ja tuleviin lämpövarastoprojekteihin sekä biokaasun ja kiinteän biomassan saatavuuteen sekä niitä käyttävien CHP-laitosten toimintaan. Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmän tilaa arvioitiin skenaarioiden perusteella, joita simuloitiin Flextool-ohjelmalla. Kirjallisuuskatsauksessa esille nousseet potentiaalit liittyen biokaasupohjaiseen joustavaan sähkön tuotantoon ja lämpövarastojen varastointikapasiteettiin syötettiin simulaatiomalleihin omina skenaarioinaan.

Suomessa on tällä hetkellä noin 18 GWh edestä lämpövarastokapasiteettia. Muutaman vuoden sisällä kapasiteetti todennäköisesti kaksinkertaistuu, kun sekä Vaasan Vaskiluodon että Helsingin Mustikkamaan merkittävän kokoiset kaukolämpövarastot valmistuvat. Lisäksi Suomessa on suunnitteilla useita muita lämmönvarastointiprojekteja ja -pilotteja eri puolella maata, joista osassa tarkoituksena on myös kokeilla lämmön kausivarastointia. Aiheesta tehdyn tutkimuksen perusteella tuulivoimatuotannon osuuden kasvaessa energiajärjestelmässä lämpövarastojen kokonaisvarastointikapasiteettia on arvioitu olevan taloudellista kasvattaa Suomessa 100 GWh:iin.

Biokaasua tuotetaan Suomessa tällä hetkellä hieman alle 1 TWh:n energiamäärä, josta valtaosa hyödynnetään lämpönä. Suomen taloudelliseksi biokaasun tuotantopotentiaaliksi

si on määritelty kirjallisuudessa 10 TWh, josta sähkönä olisi mahdollista hyödyntää noin 2,6 TWh. Suurin vielä hyödyntämättä oleva potentiaali biokaasutuotannossa Suomessa on peräisin maatilojen toiminnasta syntyvistä sivuvirroista, kuten peltobiomassoista ja lanasta. Bioenergialla on tärkeä rooli Suomen nykyisessä energiajärjestelmässä ja kiinteän biomassan osalta erityisesti metsähakkeen käyttö sähkön- ja lämmöntuotannossa halutaan kaksinkertaistaa vuoteen 2030 mennessä. Vuonna 2019 yhteistuotanto- ja lämpölaitoksissa käytettiin kiinteitä puupolttoaineita yhteensä 20,5 miljoonaa kiintokuutiometriä, josta metsähakkeen osuus oli noin 7,5 miljoonaa. Kiinteän biomassan käytön lisäyksen haasteena uusissa yhteistuotantolaitoksissa voidaan pitää sähköstä saatavan hinnan alhaista tasoa ja biomassan pitkiä kuljetusmatkoja suuriin rannikon kaupunkeihin. Metsähakkeen käytön voidaan nähdä siirtyneen viime vuosina vähitellen sähkön ja lämmön yhteistuotannosta lämmön erillistuotantoon ja ainakin osa Etelä-Suomen suurten kaupunkien kaukolämpöyhtiöistä etsii ensisijaisesti polttoa korvaavia keinoja luopuessaan kivihiilen käytöstä. Investointeja uusiin kaukolämpö-CHP-laitoksiin on kuitenkin viime aikoina tehty esimerkiksi Tampereella ja Naantalissa.

Tutkimuskysymykseen numero 1 eli Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmän joustoresurssien tarpeen suuruuteen etsittiin vastauksia tulevaisuuden energianjärjestelmän arvioinnin ja sähköntuotannon skenaarioiden kautta. Vuosien 2030 ja 2050 energiajärjestelmien simulaatiot osoittivat, että tuulivoimantuotannon lisääntyessä tarvetta erilaisille joustaville elementeille syntyy. Vuoden 2030 energiajärjestelmän simulaatioissa ei esiintynyt tehovajetta, joten skenaariossa määritellyt sähköntuotantokapasiteetit sekä 5000 MW:n siirtokapasiteetti riittivät kattamaan sähkönkulutuksen kaikilla simuloidun vuoden tunneilla. Kuitenkin rajoitetun tuotannon määrä nousi korkeimmillaan 1730 MW:iin, mikä kertoo tuotannon alassäädön tai energian varastoinnin tarpeesta. Rajoitetun tuotannon määrä simuloidun vuoden aikana oli korkeimmillaan 134 GWh/a, joka on kuitenkin pieni määrä verrattuna arvioituun sähkön kokonaiskulutukseen 92,1 TWh. Vuoden 2050 skenaarioiden simuloinneissa, joissa tuulivoiman osuuden ennakoitiin nousevan 37–48 %:iin kokonaiskulutuksesta, esiintyi sekä tehovajetta että tuotannon rajoitusta. Simuloinneissa tehovajeen määrä nousi hetkellisesti korkeimmillaan 900 MW:iin ja rajoitetun tuotannon määrä yli 7500 MW:iin. Simuloidun vuoden aikana tehovajetta syntyi korkeimmillaan 5,5 GWh/a ja tuotantoa piti rajoittaa jopa 3,3 TWh/a. Vuoden 2050 simulaatioiden tehovajeen ja rajoitetun tuotannon määristä nähdään, että erilaisten joustoresurssien lisäys järjestelmään on välttämätöntä.

Toinen tutkimuskysymys liittyi biokaasulaitosten ja biomassakäyttöisten suurten CHP-laitosten tarjoaman jouston tyyppiin. Biokaasumootoreiden tekniikka mahdollistaa tuotannon käynnistämisen ja alasajon verrattain nopeasti, vain muutamissa minuuteissa. Mootoreiden tuoma hyöty energiajärjestelmässä keskittyy ylössäätöön, jos laitoksia käytetään huippukaasuturbiinien tavoin. Haasteina voidaan kuitenkin pitää biokaasun nykyisiä korkeita tuotantokustannuksia suhteessa sähköstä saatavaan hintaan ja mahdollinen

kilpaileva liikennepolttoainekäyttö. Lisäksi rajoituksia biokaasumoottorin sähköntuotannon joustavuuteen voi tuoda mahdollinen laitoksen tuotannon varassa oleva lämpökuorma sekä biokaasun varastointiin käytetyn säiliön rajallinen tilavuus, johon yhtenä ratkaisuna voi olla tulevaisuudessa biokaasun tuotannon säätely vaihtelevan raaka-ainesytön avulla. Kiinteää biomassaa hyödyntävien CHP-laitosten tekniikka mahdollistaa sähkön- ja lämmöntuotannon suhteen eli rakennusasteen säädön esimerkiksi reduktion, lauhdeperän tai lisäjähdytyksen avulla. Laitokset eivät kuitenkaan kykene yhtä nopeisiin tuotannon ylös- ja alasajoihin kuin biokaasuturbiinit. Lämpövarastojen avulla kaukolämpö-CHP-laitosten sähkön- ja lämmöntuotannon välistä riippuvuutta voidaan pienentää ja työssä tehdyt simulaatiot osoittivat, että laitosten sähköntuotannon ylös- ja alassäätö oli mahdollista myös korkean lämmönkulutuksen hetkinä.

Tutkimuskysymys numero 3 käsitteli biokaasulaitosten sekä suurten biomassakäyttöisten CHP-laitosten potentiaalia tarjota joustoa Suomessa. Biokaasulaitosten osalta maksimipotentiaalin voidaan ajatella olevan kirjallisuudessa esitelty biokaasun kokonaistuotantopotentiaali 10 TWh/a, josta sähkönä voidaan hyödyntää noin 2,6 TWh/a. Kiinteää biomassaa pääpolttoaineenaan hyödyntävien CHP-laitosten tämänhetkinen sähköntuotantokapasiteetti Suomessa on noin 500 MW, mutta simulaatioissa huomioitiin koko kaukolämpö-CHP-kapasiteetti, joksi arvioitiin 3500 MW vuonna 2030 ja 3182 MW vuonna 2050. Todennäköisesti kapasiteetit eivät tulevaisuudessa ole täysin bioenergiaan pohjautuvia, vaan mukana voi olla vielä mahdollisesti fossiilisia polttoaineita sekä turvetta hyödyntäviä laitoksia. Vuoden 2030 skenaariossa 50 GWh:n suuruinen lämpövaraston varastointikapasiteetti mahdollisti 0,9 TWh jouston kaukolämpö-CHP-laitosten sähköntuotannossa. Vuoden 2050 simulaatioissa 100 GWh:n varastointikapasiteetilla saavutettiin yhteensä 2,3 TWh joustoa sähköntuotannossa. Helenin kaukolämpöverkossa Mustikkamaan lämpövaraston 11,6 TWh:n varastointikapasiteetin lisäys nosti simulaatioissa järjestelmän yhteistuotantolaitosten sähköntuotantoa 56 GWh/a.

Simulaatioilla saadut tulokset ovat suuntaa antavia, sillä työssä käytetyt simulointimallit sisälsivät useita yksinkertaistuksia. Esimerkiksi malleissa käytetty data tuotannon, kulutuksen ja sähkön hinnan osalta kuvasi mahdollista tulevaisuuden energiajärjestelmän tilaa vain yhden vuoden avulla. Nykyinen sähkön hinta ei välttämättä kuvaa tarkasti tarvittavan tuotannon ja jouston määrää tulevaisuudessa ja kaukolämpöverkon määrittely yhdeksi kokonaisuudeksi koko Suomen mallissa aiheuttaa epävarmuuksia tuloksiin. Mallia tarkentamalla ja esimerkiksi eri alueiden kaukolämpöverkkojen määrittämisellä voitaisiin tutkia tarkemmin yksittäisten laitosten ja muiden joustoelementtien vaikutuksia. Selvää kuitenkin on, että Suomen tulevaisuuden energiajärjestelmä tarvitsee monipuolisesti erilaisia ratkaisuja, jotta päästöjen määrää saadaan vähennettyä ilman, että järjestelmän tasapaino järkkyy. Biokaasumoottorit ja kaukolämpö-CHP-laitoksiin yhdistetyt lämpövarastot tuovat mahdollisuuksia Suomen energiajärjestelmän joustavuuteen, jossa kotimaisella bioenergialla on merkittävä rooli nyt ja tulevaisuudessa.

## LÄHTEET

- [1] *Suomen virallinen tilasto (SVT): Kasvihuonekaasut [verkkojulkaisu], Suomen kasvihuonekaasupäästöt 2019*. Helsinki: Tilastokeskus, 2019. URL: [http://www.stat.fi/til/khki/2019/khki\\_2019\\_2020-05-28\\_kat\\_001\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/khki/2019/khki_2019_2020-05-28_kat_001_fi.html) (viitattu 09.09.2020).
- [2] *Suomen virallinen tilasto (SVT): Sähkön ja lämmön tuotanto [verkkojulkaisu]*. Helsinki: Tilastokeskus, 2018. URL: [https://www.stat.fi/til/salatuo/2018/salatuo\\_2018\\_2019-11-01\\_tie\\_001\\_fi.html](https://www.stat.fi/til/salatuo/2018/salatuo_2018_2019-11-01_tie_001_fi.html) (viitattu 15.07.2020).
- [3] *Sähköntuotannon skenaariolaskelmat vuoteen 2050 – selvitys 22.2.2019*. Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019. URL: <https://tem.fi/documents/1410877/2132100/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93+selvitys+22.2.2019.pdf/8d83651e-9f66-07e5-4755-a2cb70585262/S%C3%A4hk%C3%B6ntuotannon+skenaariolaskelmat+vuoteen+2050+%E2%80%93+selvitys+22.2.2019.pdf?t=1554467670000> (viitattu 12.12.2020).
- [4] *Finnish Energy – Low Carbon Roadmap*. AFRY Finland Oy, 2020. URL: [https://energia.fi/files/5064/Taustaraportti\\_-\\_Finnish\\_Energy\\_Low\\_carbon\\_roadmap.pdf](https://energia.fi/files/5064/Taustaraportti_-_Finnish_Energy_Low_carbon_roadmap.pdf) (viitattu 12.12.2020).
- [5] *Vesivoiman merkitys Suomen energijärjestelmälle*. ÅF-Consult Oy, 2019. URL: [https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys\\_FINALrev1\\_20190206.pdf](https://energia.fi/files/3427/Vesivoimaselvitys_FINALrev1_20190206.pdf) (viitattu 12.12.2020).
- [6] Szarka, N., Scholwin, F., Trommler, M., Fabian Jacobi, H., Eichhorn, M., Ortwein, A. ja Thrän, D. A novel role for bioenergy: A flexible, demand-oriented power supply. *Energy* 61 (2013), pp. 18–26.
- [7] Arasto, A., Chiaramonti, D., Kiviluoma, J., Heuvel van den, E., Waldheim, L., Maniatis, K. ja Sipilä, K. *Bioenergy's role in balancing the electricity grid and providing storage options - an EU perspective*. IEA Bioenergy, 2017. URL: [http://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/02/IEA-Bioenergy-Bioenergy-in-balancing-the-grid\\_master\\_FINAL-Revised-16.02.17.pdf](http://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2017/02/IEA-Bioenergy-Bioenergy-in-balancing-the-grid_master_FINAL-Revised-16.02.17.pdf) (viitattu 12.12.2020).
- [8] Koskelainen, L., Nuorkivi, A., Saarela, R. ja Sipilä, K. *Kaukolämmön käsikirja*. Helsinki: Energiateollisuus ry, 2006. ISBN: 952-5615-08-1.
- [9] *Naistenlahti 3 alkaa näkyä ja kuulua jo ensi kesänä*. Tampereen sähkölaitos Oy, 2019. URL: <https://www.sahkolaitos.fi/blogiarkisto/naistenlahti-3-alkaa-nakya-ja-kuulua-jo-ensi-kesana/> (viitattu 21.10.2020).



- [10] *Naantalin uusi monipolttoainevoimalaitos vihittiin käyttöön.* Turun Seudun Energiantuotanto Oy, 2017. URL: <https://www.tset.fi/naantalin-uusi-monipolttoainevoimalaitos-vihittiin-kayttoon/> (viitattu 25.10.2020).
- [11] *Useita selvityksiä meneillään kivihiilen korvaamiseksi: uusi tutkimuskohde avomerelle.* Helen Oy, 2020. URL: <https://www.helen.fi/uutiset/2020/useita-selvityksia-meneillaan-kivihiilen-korvaamiseksi-uusi-tutkimuskohde-avomerelle> (viitattu 29.10.2020).
- [12] Korpela, T., Kaivosoja, J., Majanne, Y., Laakkonen, L., Nurmoranta, M. ja Vilkkö, M. Utilization of District Heating Networks to Provide Flexibility in CHP Production. *Energy Procedia* 116 (2017), pp. 310–319.
- [13] Sartor, K. ja Dewallef, P. Integration of heat storage system into district heating networks fed by a biomass CHP plant. *Journal of energy storage* 15 (2018), pp. 350–358.
- [14] Streckienė, G., Martinaitis, V., Andersen, A. N. ja Katz, J. Feasibility of CHP-plants with thermal stores in the German spot market. *Applied Energy* 86.11 (2009), pp. 2308–2316.
- [15] Rinne, S. ja Syri, S. The possibilities of combined heat and power production balancing large amounts of wind power in Finland. *Energy (Oxford)* 82 (2015), pp. 1034–1046.
- [16] Scheffelowitz, M., Becker, R. ja Thrän, D. Improved power provision from biomass: A retrospective on the impacts of German energy policy. *Biomass and Bioenergy* 111 (2018), pp. 1–12.
- [17] Hahn, H., Krautkremer, B., Hartmann, K. ja Wachendorf, M. Review of concepts for a demand-driven biogas supply for flexible power generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014), pp. 383–393.
- [18] *Voimalaitosrekisteri (excel), 26.8.2020.* 2020. URL: <https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus> (viitattu 30.08.2020).
- [19] *OL3 EPR:n säännöllinen sähköntuotanto alkaa helmikuussa 2022.* URL: <https://www.tvo.fi/ajankohtaista/tiedotteetporssi-tiedotteet/2020/ol3eprnsaannollinensahkontuotantoalkaahelmikuussa2022.html>. Teollisuuden Voima Oyj. (Viitattu 10.09.2020).
- [20] *Ajankohtaista huhti-kesäkuussa.* Fennovoima Oy, 2020. URL: <https://www.fennovoima.fi/uutiset/ajankohtaista-huhti-kesakuussa> (viitattu 28.07.2020).
- [21] *Mikä on Loviisan ydinvoimalan jäljellä oleva käyttöikä ja käyttöön liittyvät riskit?* Säteilyturvakeskus, 2015. URL: <https://www.stuk.fi/-/mika-on-loviisan-ydinvoimalan-jaljella-oleva-kayttoika-ja-kayttoon-liittyvat-riskit> (viitattu 01.10.2020).
- [22] *Tiedote - Olkiluoto 1:n ja 2:n käyttöä voi jatkaa turvallisesti.* Säteilyturvakeskus, 2018. URL: <https://www.stuk.fi/stuk-valvoo/ydinturvallisuus/>

- /asset\_publisher/W5Vn8EhU0n1n/content/olkiluoto-1-n-ja-2-n-kayttoa-voi-jatkaa-turvallisesti (viitattu 01.10.2020).
- [23] Aalto, A., Honkasalo, N., Järvinen, P., Jääskeläinen, J., Raiko, M. ja Sarvaranta, A. *Mistä lisäjoustoja sähköjärjestelmään? - Loppuraportti*. ÅF-Consult Ltd, 2012. URL: [https://energia.fi/files/694/Mista\\_lisajoustoja\\_sahkojarjestelmaan\\_loppuraportti\\_28\\_11\\_2012.pdf](https://energia.fi/files/694/Mista_lisajoustoja_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf) (viitattu 12.12.2020).
- [24] *Vesivoiman rooli sähköjärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamisessa*. Fingrid Oyj, 2018. URL: [https://www.kemijoki.fi/media/fingrid\\_muistio\\_2018\\_-\\_vesivoiman-rooli-sahkojarjestelman-tuotannon-ja-kulutuksen-tasapainottamisessa.pdf](https://www.kemijoki.fi/media/fingrid_muistio_2018_-_vesivoiman-rooli-sahkojarjestelman-tuotannon-ja-kulutuksen-tasapainottamisessa.pdf) (viitattu 12.12.2020).
- [25] *Tuulivoima Suomessa 2019*. Suomen Tuulivoimayhdistys ry, AFRY Finland Oy, 2020. URL: [https://www.tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoimatilastot\\_afry\\_200227-1.pdf](https://www.tuulivoimayhdistys.fi/media/tuulivoimatilastot_afry_200227-1.pdf) (viitattu 11.12.2020).
- [26] *Tuotantotuki*. Energiavirasto. URL: <https://energiavirasto.fi/tuotantotuki> (viitattu 10.08.2020).
- [27] *Preemiojärjestelmä*. Energiavirasto. URL: <https://energiavirasto.fi/preemiojarjestelma> (viitattu 10.09.2020).
- [28] *Rakenteilla olevat hankkeet*. Suomen Tuulivoimayhdistys ry. URL: <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet> (viitattu 10.09.2020).
- [29] *Aurinkosähkön tuotantokapasiteetti lisääntyi 82 % vuodessa*. Energiavirasto. URL: <https://energiavirasto.fi/sv/-/aurinkosahkon-tuotantokapasiteettilisaantyi-82-vuodessa> (viitattu 10.09.2020).
- [30] *Sähkön tuntidata 2019 (excel)*. Energiateollisuus ry, 2020. URL: [https://energia.fi/files/4584/tuntidata\\_2019.xlsx](https://energia.fi/files/4584/tuntidata_2019.xlsx) (viitattu 15.09.2020).
- [31] Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Salovaara, K., Annala, S. ja Makkonen, M. *Sähkömarkkinat - opetusmoniste*. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2015.
- [32] *Market data, Map, 19.8.2020*. Nord Pool AS. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map> (viitattu 19.08.2020).
- [33] *Yhtenäiset sähkömarkkinat*. Fingrid Oyj. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/> (viitattu 07.08.2020).
- [34] *Historical Market Data*. Nord Pool AS. URL: <https://www.nordpoolgroup.com/historical-market-data/> (viitattu 31.08.2020).
- [35] *Tätä ei ole koskaan ennen tapahtunut: Sähkön hinta kääntyy ensi yönä negatiiviseksi*. Yle, 2020. URL: <https://yle.fi/uutiset/3-11200361> (viitattu 19.08.2020).
- [36] *Reservimarkkinat*. Fingrid Oyj. URL: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/> (viitattu 07.08.2020).

- [37] *Älykäs kaupunkienergia, Raportti Energiateollisuus ry:lle*. Pöyry Management Consulting Oy, 2018. URL: [https://energia.fi/files/2862/Alykas\\_kaupunkienergia\\_LOPPURAPORTTI\\_20180614.pdf](https://energia.fi/files/2862/Alykas_kaupunkienergia_LOPPURAPORTTI_20180614.pdf) (viitattu 12.12.2020).
- [38] *Toimitusvarmuus*. Energiavirasto. URL: <https://energiavirasto.fi/toimitusvarmuus> (viitattu 15.09.2020).
- [39] Gasgrid Finland. URL: <https://gasgrid.fi> (viitattu 07.07.2020).
- [40] *Kaasutilastot 2019*. Suomen Kaasuyhdistys ry. URL: <https://www.kaasuyhdistys.fi/kaasu-suomessa/tilastot/> (viitattu 30.09.2020).
- [41] *Kaukolämpötilasto 2018*. Energiateollisuus ry, 2019. URL: [https://energia.fi/files/3934/Vuositaulukot\\_18\\_FI\\_korjattu\\_20201013.xlsx](https://energia.fi/files/3934/Vuositaulukot_18_FI_korjattu_20201013.xlsx) (viitattu 03.12.2020).
- [42] *Sijoitus voimalaitoksen lämpöakkuun kannatti*. Etelä-Savon Energia Oy, 2019. URL: <https://energiatehokkuussopimukset2017-2025.fi/etela-savon-energia-oy-sijoitus-voimalaitoksen-lampoakkuun-kannatti/> (viitattu 01.10.2020).
- [43] *Kaukolämpöakku tuo lisätuloja ja toimitusvarmuutta*. Kuopion Energia Oy, 2020. URL: <https://www.sahkoviesti.fi/kuopion-energia-2/kaukolampoakku-tuo-lisatuloja-ja-toimitusvarmuutta.html> (viitattu 01.10.2020).
- [44] *Fortum rakentaa Suomen suurimman kaukolämpöakun Espoon Suomeojalle*. Fortum Oyj, 2015. URL: <https://www.fortum.fi/media/2015/03/fortum-rakentaa-suomen-suurimman-kaukolampoakun-espoon-suomeojalle> (viitattu 01.10.2020).
- [45] *Suomen suurimman luolalämpövaraston rakentaminen alkaa*. Helen Oy, 2018. URL: <https://www.helen.fi/uutiset/2018/luolalampovarasto> (viitattu 17.06.2020).
- [46] *Huippu- ja varateho*. Oulun Energia Oy, 2020. URL: <https://www.oulunenergia.fi/huippu-ja-varateho> (viitattu 16.06.2020).
- [47] *Massiivinen maanalainen energiavarasto Vaasan Vaskiluotoon*. Vaskiluodon Voima Oy, 2019. URL: <https://www.vv.fi/2019/09/20/massiivinen-maanalainen-energiavarasto-vaasan-vaskiluotoon/> (viitattu 30.06.2020).
- [48] *Lounavoimalle investointituki lämmön kausivarastointiin*. Lounavoima Oy, 2019. URL: <https://www.lounavoima.fi/ajankohtaista/salon-korvenmakeen-kaukolammon-syvalampovarasto/> (viitattu 30.09.2020).
- [49] *Vantaan Ikean vieressä pulputtaa pian kiehuva maanalainen järvi – Lämmittäisi kokonaisen kaupungin vuoden ajan*. Helsingin Sanomat. URL: <https://www.hs.fi/kaupunki/art-2000006643745.html> (viitattu 28.09.2020).
- [50] *Mustolan lämpöakkupilotti - Lappeenranta pilotoi uudenlaista lämpöakkua*. Lappeenrannan kaupunki, 2019. URL: <https://www.lappeenranta.fi/fi/Palvelut/Ymparisto/Greenreality-Lappeenranta/Hankkeet/Lappeenranta-testaa-Lampoakkua> (viitattu 02.12.2020).

- [51] Vakkilainen, E. ja Kivistö, A. *Sähkön tuotantokustannusvertailu*. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2017.
- [52] *Renewable capacity statistics 2019*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency (IRENA), 2019. URL: <https://irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019> (viitattu 03. 12. 2020).
- [53] *Jenbacher J920 FleXtra Overview*. INNIO Jenbacher GmbH Co OG. URL: <https://www.innio.com/en/products/jenbacher/j920-flextra> (viitattu 05. 10. 2020).
- [54] Kymäläinen, M. ja Pakarinen, O. *Biokaasuteknologia: Raaka-aineet, prosessointi ja lopputuotteiden hyödyntäminen*. Hämeen ammattikorkeakoulu, 2015. ISBN: 978-951-784-771-1.
- [55] *Outlook for biogas and biomethane: Prospects for organic growth*. Pariisi: International Energy Agency, OECD Publishing, 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth> (viitattu 12. 12. 2020).
- [56] *IEA Bioenergy Task 37 – Country Reports Summaries 2019*. IEA Bioenergy, 2020. URL: <https://task37.ieabioenergy.com/country-reports.html?file=files/daten-redaktion/download/publications/country-reports/Summary/IEA%20Task%2037%20Country%20Report%20Summaries%202019.pdf>.
- [57] Dotzauer, M., Pfeiffer, D., Lauer, M., Pohl, M., Mauky, E., Bär, K., Sonnleitner, M., Zörner, W., Hudde, J., Schwarz, B., Faßauer, B., Dahmen, M., Rieke, C., Herbert, J. ja Thrän, D. How to measure flexibility – Performance indicators for demand driven power generation from biogas plants. *Renewable Energy* 134 (2019), pp. 135–146.
- [58] Mauky, E., Weinrich, S., Jacobi, H.-F., Nägele, H.-J., Liebetrau, J. ja Nelles, M. Demand-driven biogas production by flexible feeding in full-scale – Process stability and flexibility potentials. *Anaerobe* 46 (2017), pp. 86–95.
- [59] Häring, G., Sonnleitner, M., Bär, K., Brown, N. ja Zörner, W. Demonstration of Controllable Electricity Production via Biogas Plants. *Chemical Engineering Technology* 40.2 (2017), pp. 298–305.
- [60] Huttunen, M. J., Kuittinen, V. ja Lampinen, A. *Suomen biokaasulaitosrekisteri n:o 21*. Joensuu: Itä-Suomen yliopisto, 2018.
- [61] Tähti, H. ja Rintala, J. *Biometaanin ja -vedyn tuotantopotentiali Suomessa*. Jyväskylän yliopiston bio- ja ympäristötieteiden laitoksen tiedonantoja 90. Jyväskylä: Jyväskylän yliopisto, 2010.
- [62] Marttinen, S., Luostarinen, S., Winqvist, E. ja Timonen, K. *Rural biogas: feasibility and role in Finnish energy system, Cluster for Energy and Environment, BEST suitable Bioenergy Solutions for Tomorrow*. 2015.
- [63] *Biokaasu2030-julkilausuma*. Bioenergia ry, Maa- ja metsätaloustuottajain Keskusliitto MTK, Suomen Biokierro ja Biokaasu ry, Suomen Kaasuyhdistys ry,

- Suomen Kiertovoima ry ja Suomen Lähienergialiitto ry, 2020. URL: [https://biokaasu2030.fi/wp-content/uploads/2020/08/Julkilausuma\\_2020.pdf](https://biokaasu2030.fi/wp-content/uploads/2020/08/Julkilausuma_2020.pdf) (viitattu 28.09.2020).
- [64] Pääkkönen, A. ja Joronen, T. Revisiting the feasibility of biomass-fueled CHP in future energy systems – Case study of the Åland Islands. *Energy Conversion and Management* 188 (2019), pp. 66–75.
- [65] *Laki hiilen energiakäytön kieltämisestä, 416/2019*. 2019. URL: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2019/20190416#Pidp447274944>.
- [66] *Puun energiakäyttö 2019*. Luonnonvarakeskus. URL: [https://stat.luke.fi/puun-energiak%C3%A4ytt%C3%B6-2019\\_fi](https://stat.luke.fi/puun-energiak%C3%A4ytt%C3%B6-2019_fi) (viitattu 21.10.2020).
- [67] *Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030*. Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 4/2017. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö, 2016.
- [68] *MELA tulospalvelu, Alueelliset hakuumahdollisuusarviot*. Luonnonvarakeskus. URL: <http://mela2.metla.fi/mela/tupa/tupaindex.htm>.
- [69] Anttila, P., Nivala, V., Salminen, O., Hurskainen, M., Kärki, J., Lindroos, T. ja Asikainen, A. Alueellinen metsähaketase vuonna 2030. *Metsätieteen aikakauskirja* (2018).
- [70] *Sähkön tuntidata 2018 (excel)*. Energiateollisuus ry, 2019. URL: [https://energia.fi/files/3678/tuntidata\\_2018.xlsx](https://energia.fi/files/3678/tuntidata_2018.xlsx) (viitattu 15.09.2020).
- [71] Majanne, Y. ja Björkqvist, T. *Suomen energiajärjestelmän vuoden 2018 Flextool-malli*. Sähköpostikeskustelu, 17.8.2020, julkaisematon. 2020.
- [72] *IRENA Flextool*. International Renewable Energy Agency, Teknologian tutkimuskeskus VTT Oy. URL: <https://www.irena.org/energytransition/Energy-System-Models-and-Data/IRENA-FlexTool> (viitattu 27.11.2020).
- [73] *Tilasto: Energian hinnat [verkkajulkaisu]*. Helsinki: Tilastokeskus, 2018. URL: <https://www.stat.fi/til/ehi/2018/index.html> (viitattu 05.11.2020).
- [74] *Avoin data, Kaukolämmön tuntiteho 2016*. Helen Oy, 2020. URL: <https://www.helen.fi/helen-oy/vastuullisuus/ajankohtaista/avoindata> (viitattu 30.10.2020).
- [75] *Kaukolämpötilasto 2016*. Energiateollisuus ry, 2017. URL: [https://energia.fi/files/2086/Vuositaulukot16\\_nettti.xls](https://energia.fi/files/2086/Vuositaulukot16_nettti.xls) (viitattu 03.12.2020).
- [76] *Voimalaitosten tuotantotehot*. Helen Oy. URL: <https://www.helen.fi/helen-oy/energia/energiantuotanto/voimalaitokset/voimalaitosten-tuotantotehot> (viitattu 02.11.2020).
- [77] *Tilasto: Energian hinnat [verkkajulkaisu]*. Helsinki: Tilastokeskus, 2016. URL: <https://www.stat.fi/til/ehi/2016/index.html> (viitattu 03.11.2020).
- [78] *Vastuullisuusraportti 2016*. Helen Oy, 2017. URL: <https://www.helen.fi/helen-oy/vastuullisuus/vastuullisuusraportti/vastuullisuuden-johtaminen/vastuullisuusraportti> (viitattu 07.12.2020).

- [79] *Päätös nro 258/2018/1, Hanasaaren B -voimalaitoksen ympäristöluvan tarkistaminen.* Helsinki: Etelä-Suomen Aluehallintovirasto, 2018.
- [80] *Vuosaaren voimalaitosten ympäristölupahakemus, 16.6.2020. Vuosaaren voimalaitosten toiminnan ja ympäristöluvan muuttaminen sekä toiminnan aloittamislupa.* Helsinki: Helen Oy, Helsinki, 2020. URL: <https://ylupa.avi.fi/api/v1/documents/attachment/8286690> (viitattu 12.12.2020).