

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LAPPEENRANTA-LAHTI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY LUT

LUT School of Energy Systems

LUT Scientific and Expertise Publications

Tutkimusraportit – Research Reports

173

Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Akseli Lamminpää Jukka
Lassila

Sähkömarkkinan hintavolatiliteetin vaikutukset sähkön kulutusjousto- on ja sähkönjakelujärjestelmään

 LUT
University

Sähkömarkkinan hintavolatiliteetin vaikutukset sähkön kulutusjoustoön ja sähkönjakelujärjestelmään

Juha Haakana, Jouni Haapaniemi, Akseli Lamminpää Jukka Lassila

ISSN-L 2243-3376
ISSN 2243-3376
ISBN (pdf): 978-952-412-208-5

Alkusanat

Tässä raportissa esitetään tutkimushankkeen *Sähkömarkkinan hintavolatiliteetin vaikutukset sähkön kulutusjoustoön ja sähkönjakelujärjestelmään* tulokset. Tutkimushankkeen ovat rahoittaneet Sähkötutkimuspooli, Sähkötekniikan ja energiatehokkuuden edistämiskeskus STEK ry, Helen Sähköverkko Oy, Keravan Energia Oy, PKS Sähkön siirto Oy, Savon Voima Verkko Oy ja Pohjois-Karjalan Sähkö Oy. LUT-yliopistosta hankkeesta on vastannut Sähkömarkkinalaboratorion tutkimusryhmä, johon kuuluivat professori Jukka Lassila, TkT Juha Haakana, TkT Jouni Haapaniemi, DI Kuisma Saariaho ja DI Akseli Lamminpää.

Lappeenrannassa joulukuussa 2024.

Tekijät

Preface

This report presents the results of the research project *Sähkömarkkinan hintavolatiliteetin vaikutukset sähkön kulutusjoustoön ja sähkönjakelujärjestelmään (Effects of electricity market price volatility on electricity load flexibility and electricity system)*. The research project has been funded by Sähkötutkimuspooli, Sähkötekniikan ja energiatehokkuuden edistämiskeskus STEK ry, Helen Sähköverkko Oy, Keravan Energia Oy, PKS Sähkön siirto Oy, Savon Voima Verkko Oy and Pohjois-Karjalan Sähkö Oy. At LUT University, the project was conducted at the Laboratory of Energy Market and Power Systems by a research group comprising of Professor Jukka Lassila, D.Sc. Juha Haakana, D.Sc. Jouni Haapaniemi, M.Sc. Kuisma Saariaho, and M.Sc. Akseli Lamminpää.

Lappeenranta, December 2024.

Authors

Tiivistelmä

Tutkimuksessa on selvitetty sähkön pörssihinnan vaikutuksia pienasiakkaiden sähkönkäyttöön ja sähköverkon kuormittumiseen. Sähkön pörssihinnanvaihtelu on ollut vuodesta 2022 lähtien aiempaa suurempaa. Tähän ovat vaikuttaneet merkittävästi mm. uusiutuvan sähköenergiatuotannon lisääntyminen sekä Venäjän aloittama Ukrainan sota, joka aiheutti laajamittaisen energiakriisin. Pörssihinnan vaihtelu on myös tarjonnut sähkönkäyttäjille aiempaa suuremman kannusteen joustaa sähkönkulutuksessa omien mahdollisuuksien mukaan mm. ajoittamalla sähkönkäyttöä edullisille ajanjaksoille tai vähentämällä sähkönkäyttöä kalliiden tuntien aikana.

Työssä on käytetty todellista sähkömittaus- ja sähkösopimusaineistoa. Aineistoa tutkittaessa on hyödynnetty mm. koneoppimismenetelmiä, joiden avulla on määritetty, miten eri tekijät vaikuttavat pienasiakkaiden sähkönkulutukseen. Tulosten mukaan sähkön hinnalla on ollut pörssisähköasiakkaiden sähkönkäyttöön selkeä vaikutus, joka ilmenee jo melko pienilläkin hinnan muutoksilla. Jousto on tarkastelujen mukaan noin 100 W per asiakas kun hinta nousee 100 €/MWh. Suuremmat hinnan vaihtelut vahvistavat kulutusjoustoja. Tätä tulosta tukee myös havainnot talven 2023–24 ajan korkean hinnan jaksoilta, jolloin sähkönkäyttäjät joustivat valtakunnan mittakaavassakin huomattavasti.

Hintajouston verkkovaikutuksia tutkittiin haja-asutusalueelle mallinnetuilla keskimääräisillä pienjänniteverkkotopologioilla hyödyntämällä todellista mitattua sähkölukitusdataa. Analyysissä painotettiin erikseen sekä hinnan mukaan joustavia asiakasprofileja että ei-joustavia profileja. Analyysien mukaan joustojen synkronoituessa sähköverkon kuormitus saattaa nousta aiempaa suuremmaksi ja jännitteet vaihdella enemmän verrattuna tilanteeseen, jossa sähkönkäyttäjät eivät jousta hinnan mukaan. Kuitenkin hintajouston verkkovaikutukset ovat tutkimuksen perusteella maltillisia, kun tarkastellaan sähköverkon symmetristä kuormittumista nykyisen tyyppisillä joustavilla asiakkailta. Sähköautojen lataustapahtumien lisääntyminen voi lisätä sähköverkon kuormittumista erityisesti hintaohjauksen lisääntyessä.

Abstract

The study has examined the effects of the electricity spot price on the electricity consumption of small customers and the load on the electricity network. The fluctuation of the electricity spot price has been greater since 2022. This has been significantly influenced by, among other things, the increase in renewable electricity production and the war in Ukraine initiated by Russia, which caused a large-scale energy crisis. The fluctuation of the spot price has also offered electricity users a greater incentive than before to be flexible in their electricity consumption according to their own possibilities, e.g. by scheduling electricity use during low-cost periods or reducing electricity use during expensive hours.

Real electricity measurement and electricity contract material have been used in the work. When examining the data, machine learning methods have been utilized, among other things, to determine how different factors affect the electricity consumption of small customers. According to the results, the price of electricity has had a clear impact on the electricity consumption of exchange electricity customers, which is evident even with quite small price changes. According to the analysis, the flexibility is approximately 100 W per customer when the price increases by 100 €/MWh. Larger price fluctuations strengthen consumption flexibility. This result is also supported by observations from the high price periods in the winter of 2023–24, when electricity users were significantly flexible even on a national scale.

The network effects of price flexibility were studied using average low-voltage network topologies modeled for a sparsely populated area, utilizing actual measured electricity consumption data. In the analyses, both price-flexible customer profiles and non-flexible profiles were separately weighted. According to the analyses, when flexibility is synchronized, the load on the electricity network may increase and voltages may vary more compared to a situation where electricity users do not flex according to price. However, the study shows that the network effects of price flexibility are moderate when considering the symmetrical load on the electricity network with the current type of flexible customers. The increase in electric car charging events may increase the load on the electricity grid, especially as price controls increase.

Sisällysluettelo

Alkusanat	2
Preface.....	3
Tiivistelmä	4
Abstract.....	5
1 Johdanto	8
1.1 Tutkimuksen tavoitteet.....	9
2 Muuttuva sähkömarkkina Suomessa.....	10
2.1 Suomen sähköntuotantokapasiteetin kehittyminen	10
2.2 Sähkön tukkumarkkinan kehittyminen.....	13
2.3 Hinnan määräytyminen sähköpörssissä	14
3 Sähkön hintajoustop elementit ja sähkökysynnän muuttuminen	17
3.1 Kuluttajien sähkösovimustyypit Suomessa ja vähittäismyyntihintojen kehittyminen.....	17
3.2 Lämmityksen sähköistyminen.....	20
3.2.1 Isot sähkökattilat	21
3.3 Sähköinen liikenne	22
4 Sähkön hintajoustop arviointi	24
4.1 Sähkönkulutus ja sopimusaineistot	24
4.2 Sähköenergian käytön kehittyminen 2019–2023	25
4.3 Matala sähkön hinta, Black Friday (24.11.2023)	28
4.4 Korkea sähkön hinta, Blue Friday (5.1.2024)	30
4.5 Pörssisähköasiakkaiden toteutuneet sähkön hinnat ja kulutusvaikutus	35
4.6 Sähkön hintajoustop määrittäminen	38
5 Hintajoustop vaikutukset sähköjakelujärjestelmään	43
5.1 Sähkönpienjännitejakeluverkot Suomessa	43
5.1.1 Tyypillisiä haja-asutusalueen pienjänniteverkkoja	44
5.1.2 Verkkoanalyyseissa tarkasteltavat tyyppiverkot.....	46
5.2 Verkkoanalyysit	47
5.2.1 Topologia A	48
5.2.2 Topologia B	49

5.2.3	Huipputehoanalyysit 1.1.2023 – 15.3.2024	50
6	Tehopohjaisen hinnoittelun vaikutukset sähkönkäyttöön.....	53
7	Pohdinnat ja johtopäätökset	56
8	Yhteenveto	59
	Lähteet:	60

1 Johdanto

Sähkön hinnan vaihtelu on ollut vuoden 2022 keväästä alkaen suurempaa kuin aiemmin. Tämän taustalla vaikuttaa useita tekijöitä alkaen Venäjän vuonna 2022 alkaneesta hyökkäyssodasta Ukrainaan unohtamatta laaja-alaista energiamurrosta, joka näkyy muutoksena sekä sähköntuotannon että sähkönkäytön rakenteissa. Sähkönkäyttö on muuttunut yhä enemmän joustavampaan suuntaan, jossa aktiiviset sähkönkäyttäjät säätelevät omaa kulutustaan sähkön hinnan mukaan ottaen merkittävämmän roolin osana joustavaa suomalaista sähköjärjestelmää. Viimeaikaiset talven 2023–24 aikaiset korkean ja matalan hinnan tunnit ja vuorokaudet vahvistivat tätä tulkintaa, sillä kuluttaja-asiakkaiden aktiivisuus vähensi parhaimmillaan jopa yli 5 % Suomen kokonaissähkönkäyttöä korkean sähkön hinnan aikana ja vastaavasti negatiivisen sähkön hinnan myötä sähkönkulutus kasvoi n. 10 %.

Sota Ukrainassa aiheutti akuutin kriisin Euroopan energiamarkkinoille, kun maakaasun tuonti Venäjältä romahti aiheuttaen suuren turbulenssin myös sähköntuotannon kustannuksiin. Sen vaikutukset ulottuivat myös Suomen sähkömarkkinoille. Lisäksi Suomessa oli aiempina vuosina käytetty huomattava määrä edullista Venäjän tuontisähköä, jonka tuonti loppui sodan alettua. Ukrainan sota onkin merkittävin yksittäinen tekijä, joka nosti erityisesti syksyn 2022 ja talven 2023 sähkön hintaa sähköpörssissä.

Energiamurros etenee Suomessa väijäämättä vaikuttaen sähköjärjestelmään useaa eri polkua. Sähköntuotannon rakenteissa näkyy muutoksia siten, että aiemmin merkittävässä roolissa olleet fossiilisia polttoaineita hyödyntäneet voimalaitokset ovat jääneet pois tuotantokäytöstä ja niiden tuotantokapasiteettia on korvannut uusiutuviin energianlähteisiin perustuvat tuotantolaitokset, joista merkittävin rooli on tuulivoimalla. Voimantuotannon muutoksen lisäksi kuitenkin sähkönkäyttösektorilla on myös tapahtunut muutoksia, kun energiaintensiivisen teollisuuden sähkönkäyttö ei ole kasvanut vaan on ennemmin ollut laskusuunnassa. Tähän on vaikuttanut mm. energiankäytön tehostuminen sekä maailman laajuinen alavire, joka näyttäytyy teollisuustuotteiden kysynnässä. Lisäksi kotitalouksien sähkönkäyttö on myös ollut vuoden 2021 jälkeen laskusuunnassa, johon on vaikuttanut sekä sähkön hinnan voimakas nousu vuoden 2022 lopulta että myös suomalaisesta yhteiskunnasta noussut talkoohenki sähkön riittävyyden varmistamiseksi erityisesti talven 2022–23 aikana, jolloin kantaverkkoyhtiö Fingrid vetosi suomalaisiin useaan otteeseen, että sähkönkulutus saataisiin pidettyä kohtuullisena.

Oma merkityksensä Suomen verrattain pieneen sähkömarkkina-alueeseen on ollut myös keväällä 2023 käyttöön otetulla Olkiluodon ydinvoimalaitoksen 3. yksiköllä, jonka 1 600 MW sähköteho kattaa toiminnassa ollessaan helposti yli 10 % Suomen kokonaistehon tarpeesta.

Suomen sähkönkysynnän kehittymistä on aiemmin arvioitu mm. Lassila ym. (2019) toimesta, jolloin arvioitiin, että Suomen taantuvilla alueilla, sähköenergian käyttö todennäköisesti laskee hieman vuoteen 2030 mennessä. Samalla kuitenkin arvioitiin, että sähkönkäytön huippuhot tulevat

kasvamaan huolimatta energiankäytön tehostumisesta. Ilmiönä huipputehon suurempi kasvu suhteessa sähköenergian käytön kehittymiseen on havaittavissa myös muualla Suomessa. Tätä kehitystä edesauttavat mm. energian käytön tehostuminen sisältäen suoran sähkölämmityksen muuttuminen lämpöpumppulämmitykseksi sekä sähköautojen yleistyminen.

1.1 Tutkimuksen tavoitteet

Tutkimuksessa on tavoitteena määrittää sähköhinnan volatilitietin vaikutus sähkönkulutusjoustoön sekä arvioida sen vaikutuksia sähkönjakeluverkkoon. Lisäksi tutkimuksessa selvitetään tehoinnoittelun kannustinvaikutusta asiakaskohtaisesti huipputehojen hillitsemisessä.

Tutkimuksessa haetaan vastauksia mm. seuraaviin kysymyksiin:

- Mikä on sähköhinnan ja sähkökäytön välinen riippuvuus?
- Miten sähkönsopimustyyppi vaikuttaa sähkönkäyttäjien joustavuuteen?
- Miten joustot realisoituvat jakeluverkkoon?
- Miten sähköhinta vaikuttaa – ylikuormittuvatko jakeluverkot?
- Mitkä ovat tehoinnoittelun mahdollisuudet kulutusjoustoön ohjauksessa?

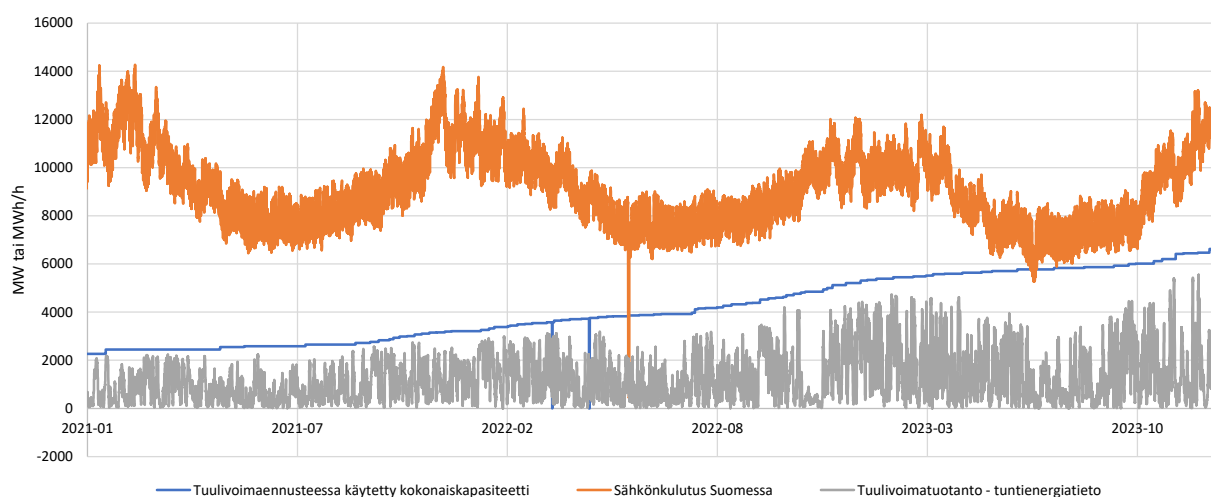
Tutkimuksessa hyödynnetään sähköalan toimijoiden ajantasaista sähkömittausaineistoa sekä osin sähkönkäyttäjien sähkönsopimusaineistoa. Aineistoja hyödyntämällä saadaan tarkkaa tietoa, miten eri asiakasryhmien sähkönkäyttö on reagoinut sähköhinnan vaihteluun sekä muihin sähkönkäyttöön vaikuttaviin tekijöihin, kuten ulkolämpötilaan sekä kellonaikaan.

2 Muuttuva sähkömarkkina Suomessa

Suoman sähkömarkkinoilla on tapahtunut edellisten vuosien aikana suuri määrä asioita, jotka ovat vaikuttaneet merkittävästi sähkömarkkinan toimintaan. Iso tekijä kokonaismuutoksessa on uusiutuvan muuttuvan sähköntuotantokapasiteetin erityisesti tuulivoiman lisääntyminen. Oma roolinsa on jo nykyisellään joustavalla sähkökulutuksella, mutta tulevaisuudessa joustavalla kysynnällä on entistä suurempi vaikutus sähköjärjestelmän toimintaan.

2.1 Suomen sähköntuotantokapasiteetin kehittyminen

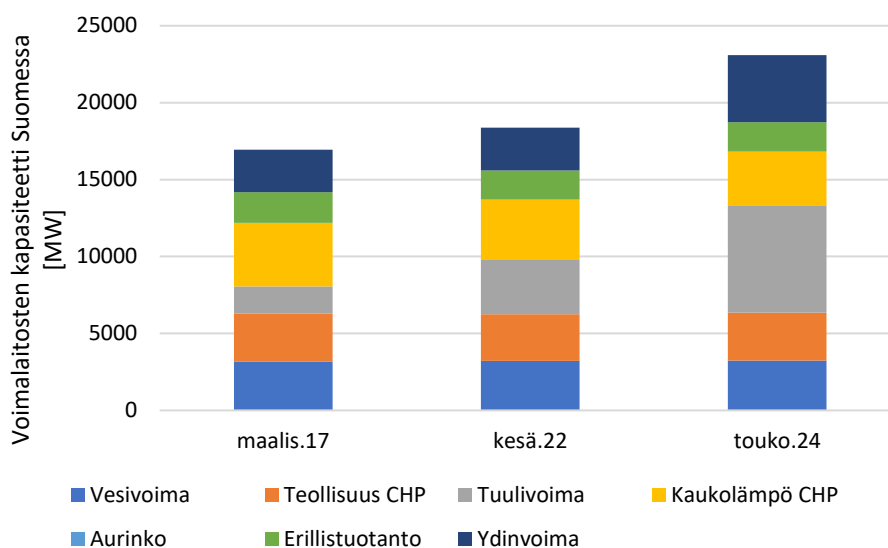
Tuulivoimakapasiteetti on moninkertaistunut parissa vuodessa. Esimerkiksi vuoden 2021 alussa kapasiteetti oli vielä noin 2 300 MW, kun vuoden 2024 alkuun mennessä kapasiteetti oli liki kolminkertaistunut 6 700 MW:iin. Tuulivoima tuottaakin parhaimmillaan liki 7 GW sähkötehoa, kun sähkön kokonaiskulutus Suomen sähköjärjestelmässä on n. 7–14 GW riippuen vuodenajasta. Tämä tarkoittaa, että tuulisina hetkinä tuulivoima voi kattaa Suomen sähkötarpeen lähes kokonaan, mutta toisaalta tuulettomina hetkinä tuulisähkön tuotanto voi olla nollassa. Tuulisähköllä onkin iso rooli sähköjärjestelmässä Suomessa ja siten myös sähkömarkkinassa. Kuva 2.1 esittää Suomen kokonaissähkökulutuksen, tuulivoiman kapasiteetin ja tuulivoimalla tuotetun sähköenergian tuntiarvoina vuosina 2021–2023.



Kuva 2.1. Suomen kokonaissähkökulutus, tuulivoimakapasiteetin kasvu ja tuotettu tuulienergia vuosina 2021–2023. (Fingrid, 2024a)

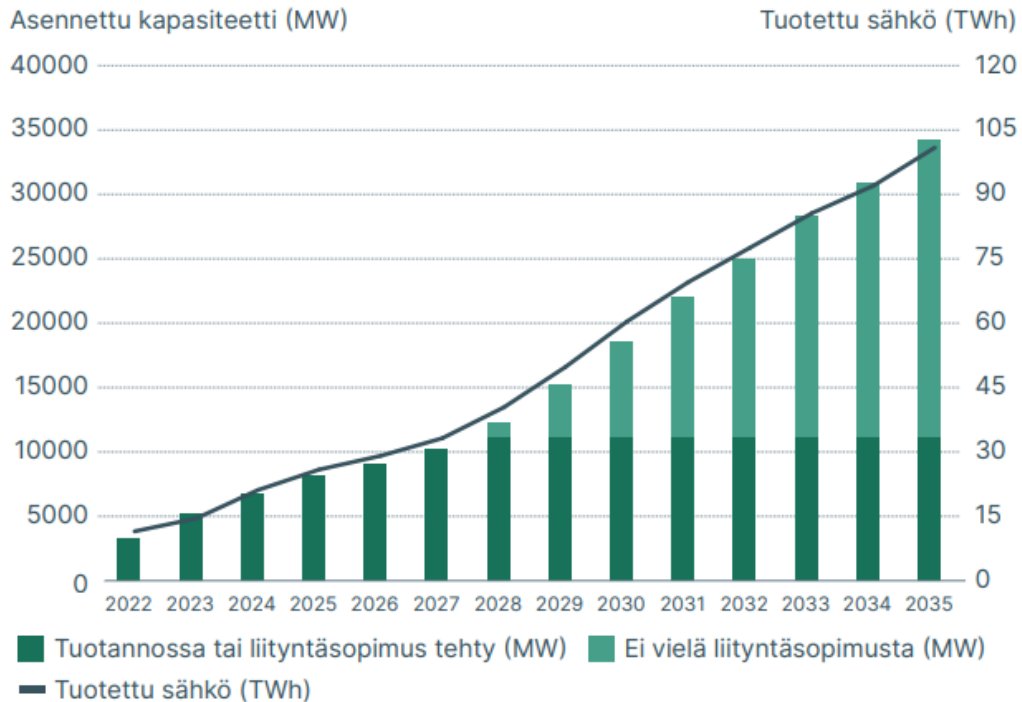
Tuulivoiman osuus Suomen sähköntuotantokapasiteetista on kasvanut jo kymmenen vuotta. Samalla perinteistä raaka-aineiden polttoon perustuvaa sähköntuotantokapasiteettia on vähän kerrassaan pienennetty. Realisoituneet voimalaitosten poistot ovat olleet sekä sähkön erillis- että kaukolämmön yhteistuotantolaitoksia. Esimerkki suljetusta yhteistuotantovoimalaitoksesta on Helsingissä toiminut

Hanasaaren B-voimalaitos, jonka sähköntuotantoteho oli 236 MW ja kaukolämpöteho 420 MW (Helen 2015). Sähköntuotantomuotojen kapasiteetit on esitetty kuvassa 2.2.



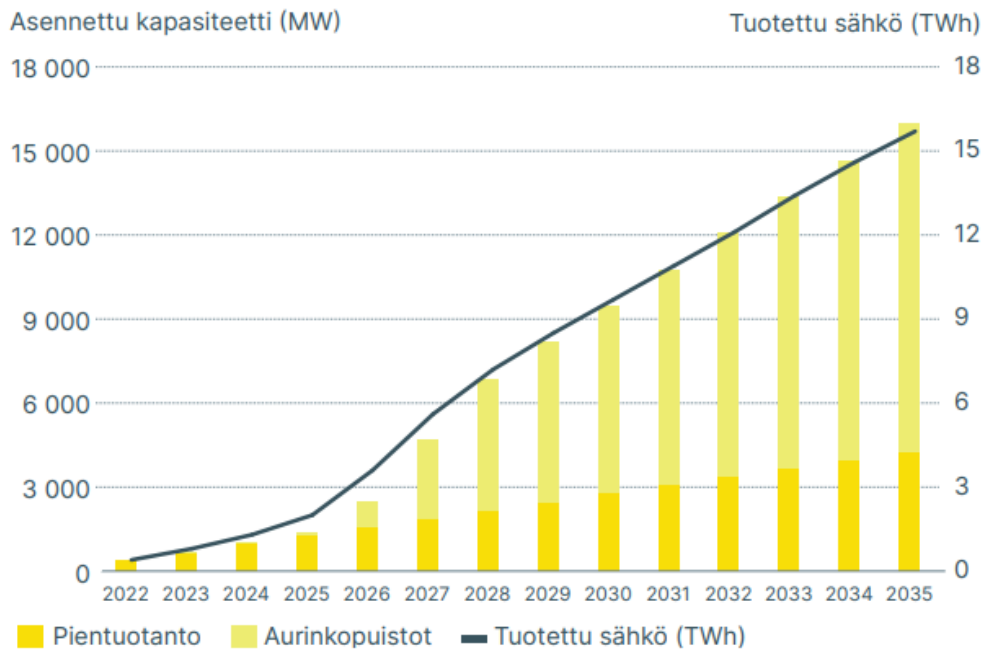
Kuva 2.2. Voimantuotantokapasiteetti Suomessa vuosina 2017, 2022 ja 2024 (Energiavirasto, 2017; Energiavirasto, 2022; Energiavirasto, 2024a).

Vuoden 2024 lukemissa näkyy hyvin lisääntynyt tuulivoimakapasiteetti sekä Olkiluodon ydinvoimalan 3. yksikön valmistuminen. Tuotantokapasiteetin muutos jatkuu tästä eteenpäin voimakkaana erityisesti tuulivoimakapasiteetin kasvaessa. Fingrid on kertonut, että tuulivoimakapasiteetti nousee jo olemassa olevilla liityntäsopimuksilla 11 GW ennen vuotta 2030 ja jatkaa kasvua vielä vuosia eteenpäin. Kuvassa 2.3 esitetään Fingridin ennuste tuulivoiman kehittämisestä vuosina 2022–2035.



Kuva 2.3. Tuulivoimakapasiteetin ja sillä tuotetun sähköenergian tuotannon kehittyminen vuosina 2022–2035. Fingridin ennuste syyskuu 2024. (Fingrid, 2024b)

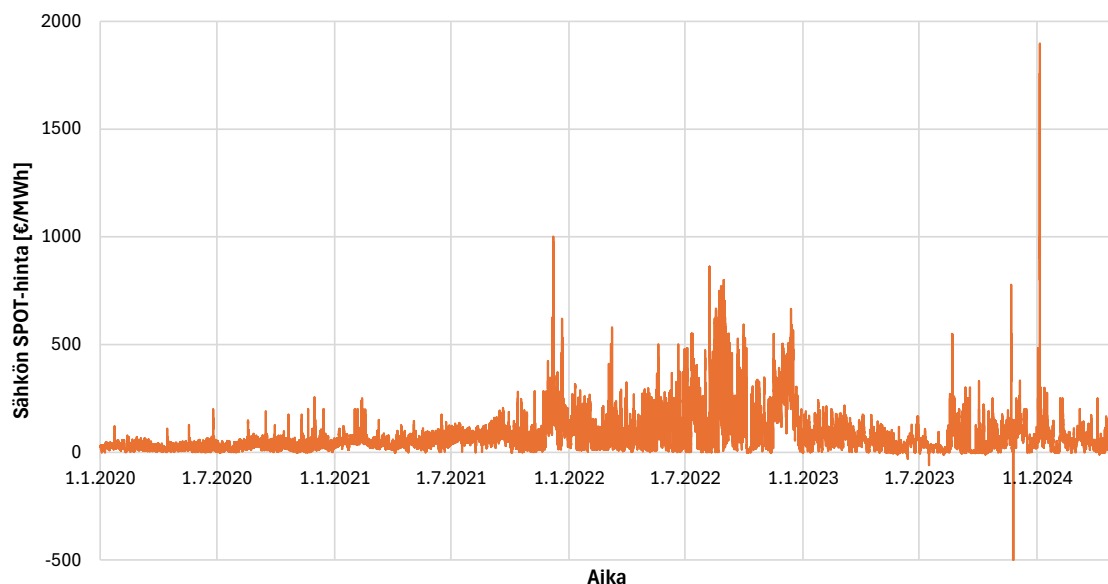
Vastaavasti kuin tuulivoimakapasiteetti, ennustaa Fingrid aurinkovoimantuotannolle myös voimakasta kasvua lähivuosiksi (Kuva 2.4). Tämä olisi seurausta pääosin suurten aurinkopuistojen rakentamisella pientuotannon kasvun ollessa huomattavasti maltillisempaa. Ennusteen mukaan aurinkovoimakapasiteetti kasvaisi nykyisestä reilusta gigawatista vuoteen 2035 mennessä 15 GW. Tämä tarkoittaisi tuotantokapasiteettina yli 2500 W/suomalainen, joka olisi vain noin kaksinkertainen verrattuna Euroopan johtavaan aurinkovoiman tuottajamaa Alankomaiden lukemaan 1342 W/henkilö vuodelta 2023 (Statista, 2023). Tämä tarkoittaa, että Suomeen ennustettu aurinkovoiman kasvu ei ole poikkeuksellisen suurta.



Kuva 2.4. Aurinkovoimakapasiteetin ja sillä tuotetun sähköenergian tuotannon kehittyminen vuosina 2022–2035. Fingridin ennuste syyskuu 2024. (Fingrid 2024b)

2.2 Sähkön tukkumarkkinan kehittyminen

Sähkön tukkumarkkinahinnoissa on ollut voimakasta vaihtelua erityisesti vuodesta 2022 sen jälkeen, kun Ukrainan sota alkoi. Sähkön hinnan kehittyminen vuodesta 2020 on esitetty kuvassa 2.5.



Kuva 2.5. Sähkön SPOT-hinta Suomen hinta-alueella vuodesta 2020. (Nordpool, 2024a)

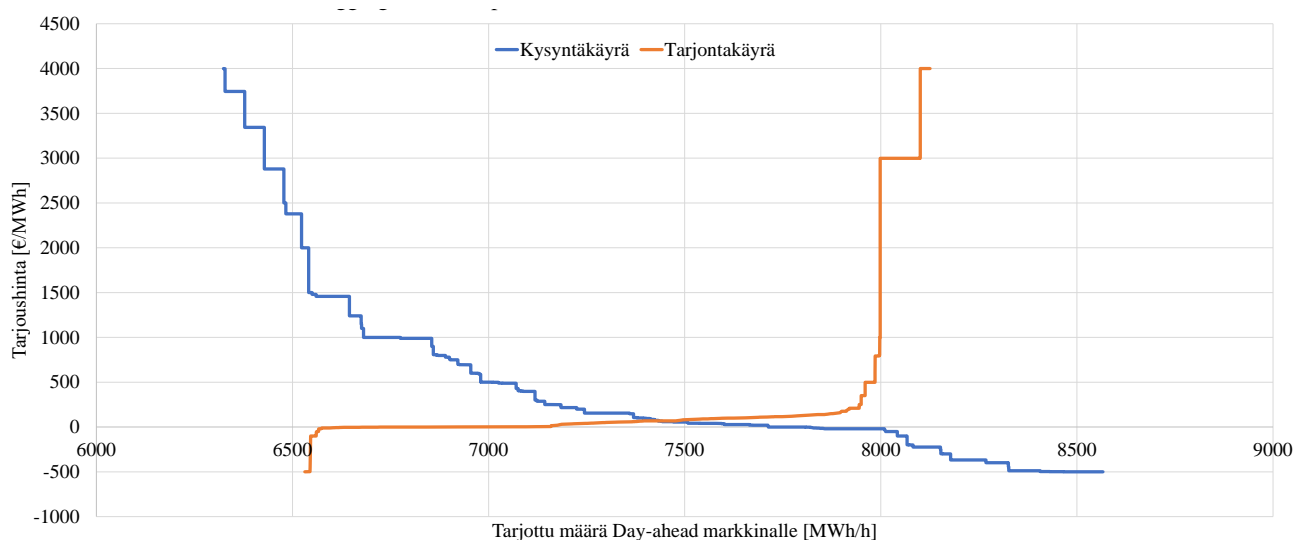
Kuvasta voidaan havaita, että vuonna 2022 sähkön tuntihinnat ovat nousseet uudelle, jopa yli 500 €/MWh tasolle aiempiin vuosiin verrattuna, jolloin keskimääräinen sähkön SPOT-hinta on Suomessa

ollut 40–50 €/MWh. Vuonna 2023 sähkön hinta laski vuoteen 2022 nähden ollen jo keskimäärin melko lähellä vuoden 2021 hintatasoa. Sähkön hinnassa on kuitenkin ollut melko paljon vaihtelua erityisesti tuulivoiman tuotannon vaihtelun myötä.

Vaihteleva sähkön SPOT -hinta tarjoaa niille sähkökäyttäjille, joilla on SPOT -hintaan sidottu sähkön vähittäismyyntisopimus, mahdollisuuden hyödyntää omaa joustavaa sähkökäyttöpotentiaalia. Ennen vuotta 2022 sähkön SPOT -hinnan mukaan joustavilla sähkökäyttäjillä hyöty joustavuudesta oli tyypillisesti muutama euro kuukausitasolla, mutta vuoden 2022 jälkeen joustavuuden hyödyt voivat olla yli 10 €/kk.

2.3 Hinnan määräytyminen sähköpörssissä

Sähkön day-ahead -hinta eli ns. SPOT -hinta määräytyy Pohjoismaisessa sähköpörssissä Nordpoolissa jokaiselle tunnille erikseen jätettyjen kysynnän ja tarjonnan perusteella. Sähkön toimituspäivän hinnat julkaistaan kerran vuorokaudessa kaikille vuorokauden tunneille sähkön toimituspäivää edeltävänä päivänä noin klo 14 Suomen aikaa. Sähköntuottajat jättävät oman tuotantosuosittelunsa mukaiset tarjoukset sähkön tarjontapuolelle. Vastaavasti sähkökäyttöpuolella tasevastaavat sähkömyyjät jättävät kysyntäpuolelle sähkönostotarjoukset sähkökäyttöennusteen perusteella. Ennusteessa huomioidaan mm. ulkolämpötila, viikonpäivä ja kellonaika sekä sähkönhinta, jonka mukaan sähkön ostaja määrittelee, kuinka paljon hinta vaikuttaa sähkön lopulliseen kysyntään. Kuva 2.6 näyttää esimerkin sähkön kysyntä- ja tarjouskäyristä ja sähkön hinnan määräytymisestä day-ahead -markkinalla.

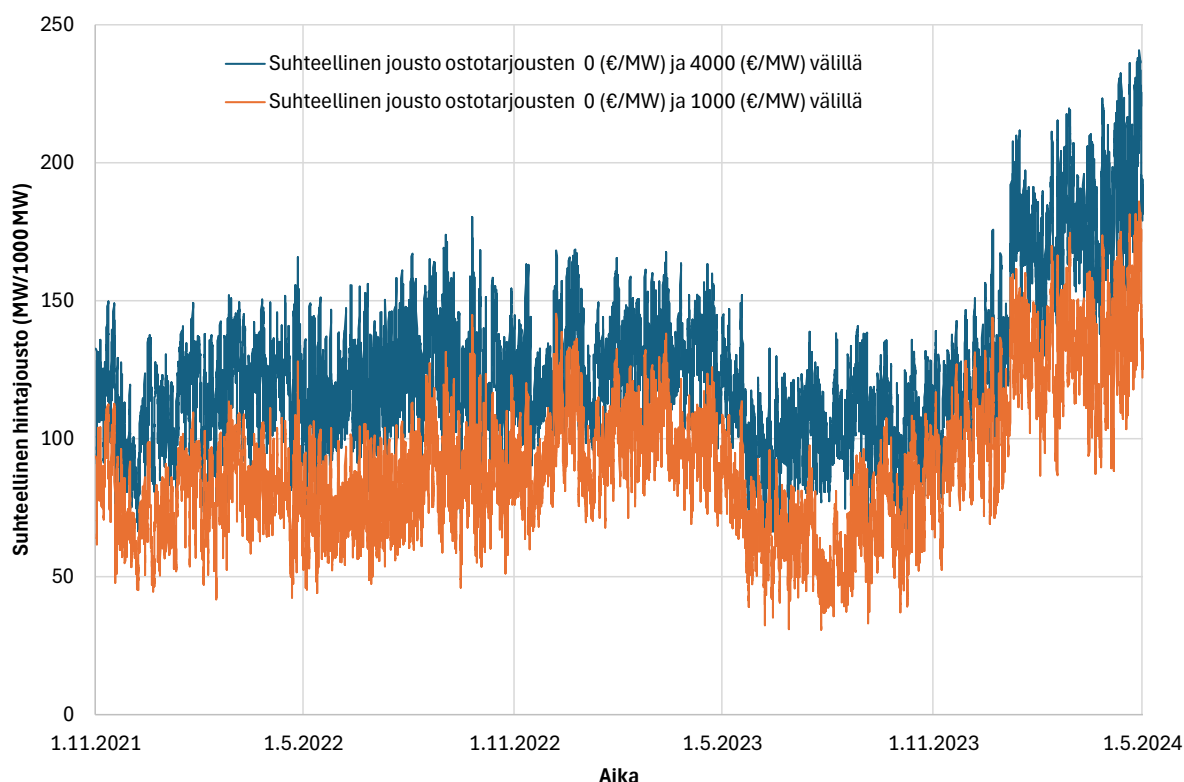


Kuva 2.6. Sähkön hinnan määräytyminen esimerkitunnille kysynnän ja tarjonnan leikkauspisteen perusteella (Nordpool, 2024b).

Esimerkkikuvasta nähdään, että tarjontapuolella kokonaistuotantokapasiteetti on noin 8 100 MW, josta ensimmäiset 7 900 MW ovat kohtuuhintaista perusvoimantuotantoa tarjotun hinnan ollessa n. 200

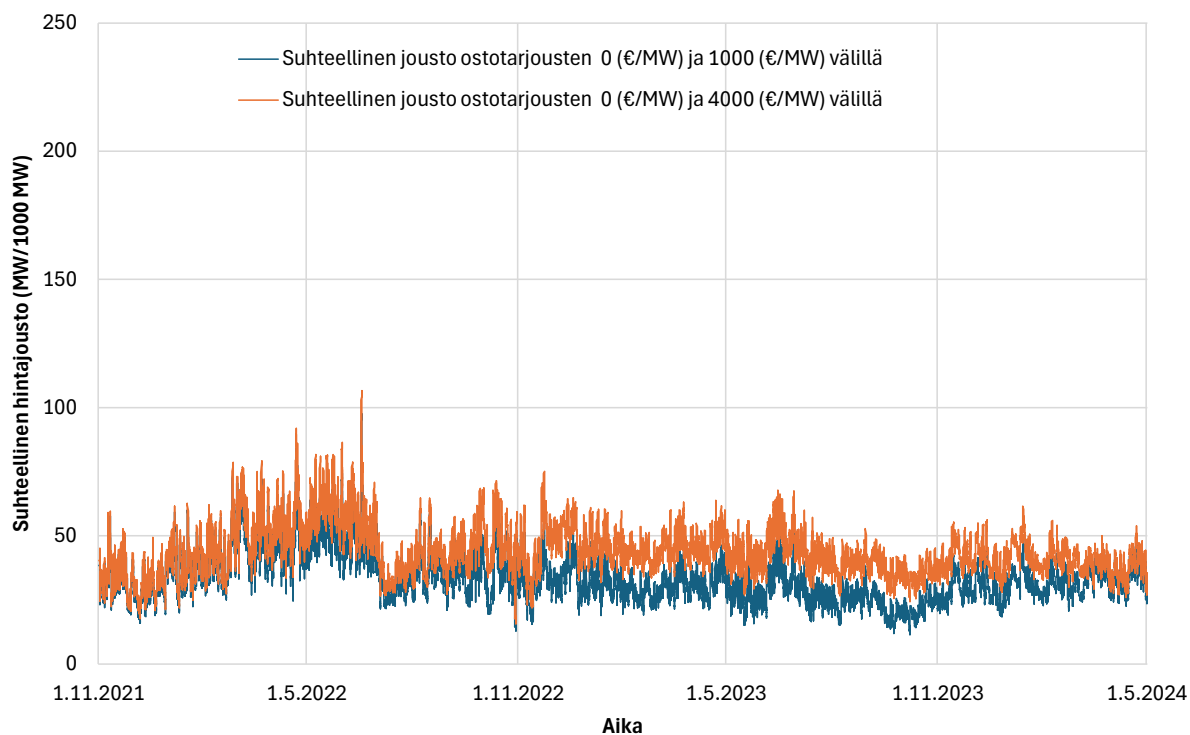
€/MWh tai alle. Tarjontakäyrän viimeiset megawattitunnit ovat huomattavasti kalliimpia korkeimman hinnan tarjouksen ollessa sähköpörssin kattohinta 4 000 €/MWh. Suomen hinta-alueella tähän mennessä suurin määräytynyt sähkön tuntihinta on ollut 1 696 €/MWh, joka toteutui 5.1.2024. Kyseisenä ajankohtana oli taustalla pitkä kylmä ajanjakso, jolloin sähkökulutus oli suurta koko Pohjoismaissa ja Suomessakin kysyntä oli lähes ennätystasolla 15 000 MW:ssa.

Sähkön kysyntäkäyrässä tarjousten porrastus on tasaisempaa verrattuna tarjontakäyrään. Sinisestä kysyntäkäyrästä havaitaan, että sähkön hinnan noustessa esimerkiksi 500 €/MWh arvoon 1 000 €/MWh sähkökulutus laskisi n. 300 MWh/h (= 7 000 MWh/h – 6 700 MWh/h) tai kysyntäkäyrästä tarjousten 0 €/MWh ja 1 000 €/MWh välillä jouston arvoksi on määräytynyt n. 1300 MWh/h (= 8 000 MWh/h – 6 700 MWh/h), joka tarkoittaisi suhteessa 0 €/MW hintaisen ostotarjouksen kysyntään 8 000 MWh/h n. 160 MW / 1000 MW joustokapasiteettia Suomalaisessa sähköjärjestelmässä. Vastaavasti joustokapasiteetti sähkön hinnan nousuun 1 000 €/MWh portaassa olisi 1.3 MW/€. Kysyntäkäyrästä voidaankin karkeasti arvioida, kuinka paljon Suomessa on hinnan mukaan joustavaa sähkökulutusta. Kuvissa 2.7 ja 2.8 on esitetty suhteelliset kysynnän joustot määritettynä sähköpörssin day-ahead markkinan ostotarjouksista marraskuusta 2021 toukokuuhun 2024 Suomen hinta-alueelle ja Ruotsin neljän hinta-alueen tarjouksista muodostetulle summadatalle.



Kuva 2.7. Sähkön ostotarjouksien volyymien erotuksen hinta suhteessa 0 €/MW mukaiseen ostovolyymiin Suomessa vuosina 2021–2024. (Nordpool, 2024b)

Suomen osalta kuvasta 2.7 havaitaan että suhteellinen hintajousto on ollut ennätysuurta talven 2024 aikana. Vastaavasti kesän 2023 aikana hintajousto on ollut edellisvuosia vähäisempää. Samat ilmiöt on nähtävissä sekä ostotarjousten 0–1 000 €/MWh ja 0–4 000 €/MWh kohdalla.



Kuva 2.8. Sähkön ostotarjouksien volyymien erotuksen hinta suhteessa 0 €/MW mukaiseen ostovolyyymiin Ruotsissa vuosina 2021–2024. Ruotsin ostotarjoukset ovat kaikkien neljän hinta-alueen summat. (Nordpool, 2024b)

Ruotsin tarjouskäyräanalyysin perusteella nähdään, että suhteellinen jousto on huomattavasti pienempää verrattuna Suomeen. Kun Suomessa huippulukemat talven 2023–24 aikana olivat yli 200 MW / 1 000 MW on Ruotsissa tarjouskäyristä määritettävä ollut käytännössä maksimissaan 50 MW / 1 000 MW eli noin neljäsosa Suomeen verrattuna.

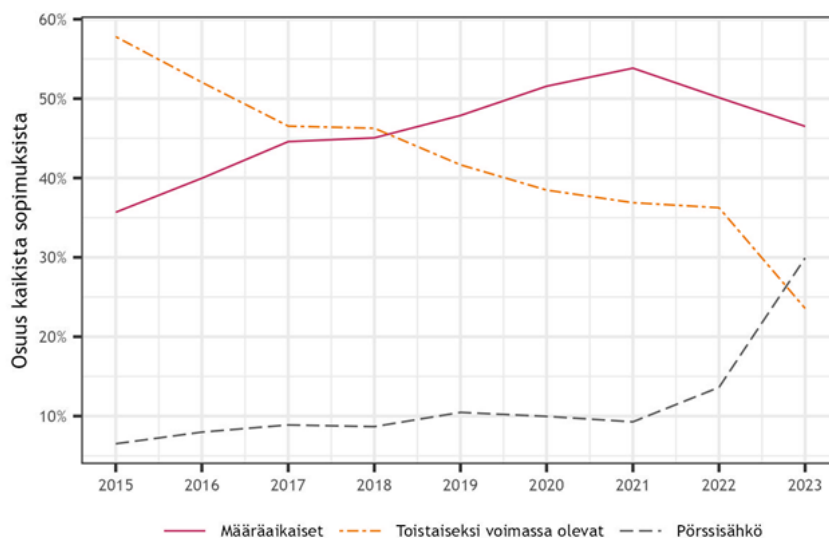
3 Sähkön hintajoustop elementit ja sähkönkysynnän muuttuminen

Sähkön kysyntä on muuttunut ja tulee edelleen muuttumaan Suomessa viime vuosina huomattavasti ja sen taustalla on useita eri tekijöitä kuten hiilineutraaliustavoitteet ja niiden seurauksena asetetut kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisen- ja energiatehokkuuden lisääntymisen tavoitteet. Yhtenä tekijänä on myös sähkömarkkinan uudistuminen, jossa tosin myös hiilineutraaliustavoitteilla on merkittävä rooli mm. uusiutuvan sähköntarjonnan lisääntymisenä. Lisäksi sähkökäyttäjät näkevät myös sähkön tukkuhinnan vaikutuksen omassa sähkölaskussaan ja jopa piensähkökäyttäjillä on mahdollisuus sitoa oma sähkökäyttönsä tuntitasolla tukkuhintaan eli ns. pörssisähkön hintaan, joka luo sähkökäyttäjälle kannusteen joustaa sähkömarkkinan hinnan mukaan.

Kysynnän muuttumisen taustalla näkyvät mm. rakennuskannan lämmitysratkaisujen muuttuminen kuten lämpöpumppujen lukumäärän kasvu, rakennusten energiatehokkuuden paraneminen, sähköisen liikenteen yleistyminen, pientuotannon lisääntyminen, sähkönkulutuslaitteistojen älykkään ohjattavuuden lisääntyminen, sähkömarkkinatietoisuuden lisääntyminen sekä sähkön hinnan nousu ja vaihtelu. Edellä mainittujen lisäksi tulevaisuudessa laajassa mittakaavassa sähkön kysyntään tulevat vaikuttamaan myös uudet sähköintensiiviset teolliset investoinnit mm. kaukolämmön tuotantoon käytettäviin suuritehoisiin sähkökattiloihin sekä erilaisiin ns. P2X-tuotantoprosesseihin kuten vedyn tuotantoon elektrolyysillä sähköenergiasta.

3.1 Kuluttajien sähkösopimustyypit Suomessa ja vähittäismyyntihintojen kehittyminen

Suomessa on tarjolla sähkön pienasiakkaille useita eri sähkösopimustyyppisiä, joista kolme yleisintä ovat ns. kiinteähintainen sopimus, pörssisähkösopimus ja toistaiseksi voimassa oleva sopimus. Kiinteähintaisessa sopimuksessa sähkön hinta kiinnitetään tyypillisesti kahden vuoden ajalle siten, että hinta on koko ajanjakson vakio. Pörssisähkösopimuksessa tyypillisesti sähkön hinta vaihtelee tunneittain ja noudattaa sähköpörssin ns. Day-ahead-markkinan Suomen aluehintaa. Toistaiseksi voimassa olevalla sopimuksella tarkoitetaan nykyisin tyypillisesti sopimusta, jossa sähkön myyntiyhtiö päivittää sopimuksen hintaa kolmen kuukauden välein vastaamaan vallitsevaa sähkömarkkinatilannetta eli käytännössä sähkön pörssihintaa. Energiavirasto on julkaissut sopimustyyppien kehittymisen Suomessa vuosilta 2015–2023 (Kuva 3.1).

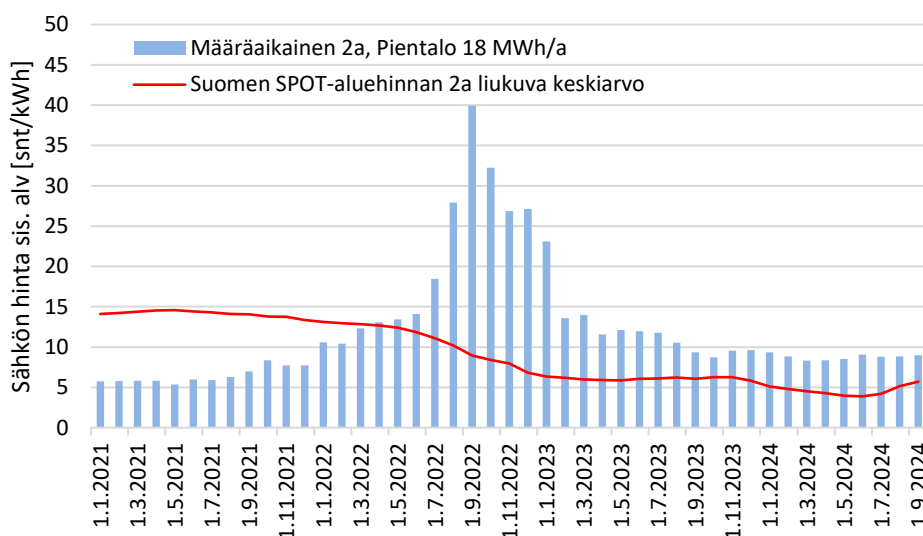


Kuva 3.1. Yleisimpien sähkösopimustyyppien osuudet Suomessa vuosina 2015–2023. (Energiavirasto, 2024b)

Pörssisähkösopimuksia on ollut sähkön pienasiakkaille tarjolla yli kymmenen vuotta ja niiden osuus on säilynyt melko maltillisena vuoteen 2022 asti, jolloin pörssisähkösopimusten osuus on ollut reilut 10 %. Sen jälkeen ne ovat yleistyneet nopeasti tämänhetkisen osuuden ollessa reilut 30 %. Kiinteähintainen sopimus on Suomessa suosituin sen osuudessa ollessa vajaa puolet kaikista sopimustyypeistä. Kuitenkin on huomattava, että kiinteähintaistenkin sopimusten osuus on vähenemässä. Suurin tiputus on ollut ns. toistaiseksi voimassa olevien kuukausitasolla vakiohintaa tarjoavien sopimusten määrässä. Käytännössä suurin osa uusista pörssisähkösopimuksista onkin sähkönkäyttäjille, jotka ovat vaihtaneet toistaiseksi voimassa olevan sähkösopimuksen pörssisähköön. Pörssisähkösopimusten osuus näyttää olevan vakiintunut reilun 30 % osuudeksi. Tätä tukee Vertaa Ensin Suomi Oy:n (2024) julkaisemat havainnot siitä, että uusien sähkösopimusten osalla pörssisähkösopimusten osuudet kvartaaleilla Q3/2023–Q3/2024 ovat olleet 32–45 %.

Muihin Pohjoismaihin verrattaessa pörssisähkösopimusten määrä ei ole Suomessa erityisen korkea. Esimerkiksi Norjassa ja Tanskassa pörssisähköasiakkaita on Suomea enemmän. Nordic Energy Research (2024) on selvittänyt, että pörssisähkösopimusten osuus Tanskassa on ollut 43 % ja Norjassa 75 % loppuvuodesta 2023. Tätä vasten myös Suomessa on mahdollista, että pörssisähkösopimusten osuus tulisi jatkossa kasvamaan. Pörssisähkösopimusten osuuden kehittymiseen vaikuttaa kuitenkin jatkossa usea tekijä, joista ehkä merkittävin on pörssisähkösopimusten ja kiinteähintaisten sopimusten suhteellinen edullisuus. Nykyisellään pörssisähkön suosion lisääntymiseen on vaikuttanut kiinteähintaisten sopimusten kallistuminen. Jos trendi jatkaa samanlaisena, pörssisähkön suosio tuskin tulee ainakaan laskemaan. Vastaavasti, helposti ohjattavien ja ajastettavien kuomien, kuten sähköautojen ja myös älykkäiden lämmityslaitteistojen, yleistymisen tekevät pörssisähkön hintavaihtelujen hyödyntämisestä aiempaa helpompaa ja siten myös kannattavampaa.

Sähkön vähittäismyyntihinnat ovat nousseet muutaman vuoden takaisesta. Tämä voidaan havaita kuvasta 3.2, jossa on esitetty Suomessa tarjolla olleiden kahden vuoden määräaikaisten sopimusten vähittäismyyntihintojen keskiarvo sekä Suomen hinta-alueen kuluttajan SPOT -myyntisopimusten kahden vuoden liukuva keskiarvo määritettynä tarkasteluajanhetkestä seuraavan kahden vuoden ajalta tai 1.9. jälkeisille ajankohdille liukuvana 1.9.2024 asti. Tarkastelussa aineiston viimeinen datapiste on päivältä 1.9.2024.



Kuva 3.2. Kahden vuoden määräaikaisten sopimusten vähittäismyyntihintojen keskiarvo sekä Suomen Spot-aluehinnan liukuva keskiarvo Suomessa aikavälillä 2021-2024. Liukuva keskihinta määritetty tarkasteluajanhetkestä seuraavan kahden vuoden ajalta tai 1.9.2022 jälkeisille ajankohdille liukuvana 1.9.2024 asti.

Suomessa yleisimmän eli määräaikaisen sähkönsopimustyyppin hinnat olivat vuonna 2021 vielä noin 5 snt/kWh, kun nykyisin niiden hinnat ovat lähempänä 10 snt/kWh. Vuosien 2022–23 aikana hinnat tosin kävivät hetkellisesti jopa yli 30 snt/kWh. Suomessa toiseksi yleisimmäksi nousseen pörssisähkö- eli SPOT-sopimustyyppin hinta seuraa suoraan tukkumarkkinan Suomen aluehintaa. Tämä näkyy vähittäismyyntihinnan liukuvassa keskiarvossa esimerkiksi siten, että vuoden 2021 aikana otettujen pörssisähkönsopimusten seuraavan kahden vuoden hintakeskiarvo on ollut määräaikaisten sopimusten hintoja korkeammalla. Tämä on seurausta siitä, että erityisesti vuoden 2022 aikana SPOT-hinnat olivat huomattavasti pitkän aikavälin keskiarvoja korkeammat. Kuitenkin pörssisähkönsopimusasiakkaiden 2 vuoden liukuvan keskiarvon hinnat ovatkin lähteneet laskuun jo kesällä 2022, koska vuoden 2023 ja 2024 aikana pörssisähköhinnat ovat asettuneet vuoden 2022 hintoihin nähden matalammalle tasolle. Liukuvan pörssisähköhinnan ja määräaikaisen hinnan keskiarvoa verrattaessa havaitaan, että pörssisähkönsopimus onkin tullut todellisuudessa edullisemmaksi kuluttajalle käytännössä heti, kun määräaikaisten sopimusten hinnat lähtivät nousuun kesällä 2022.

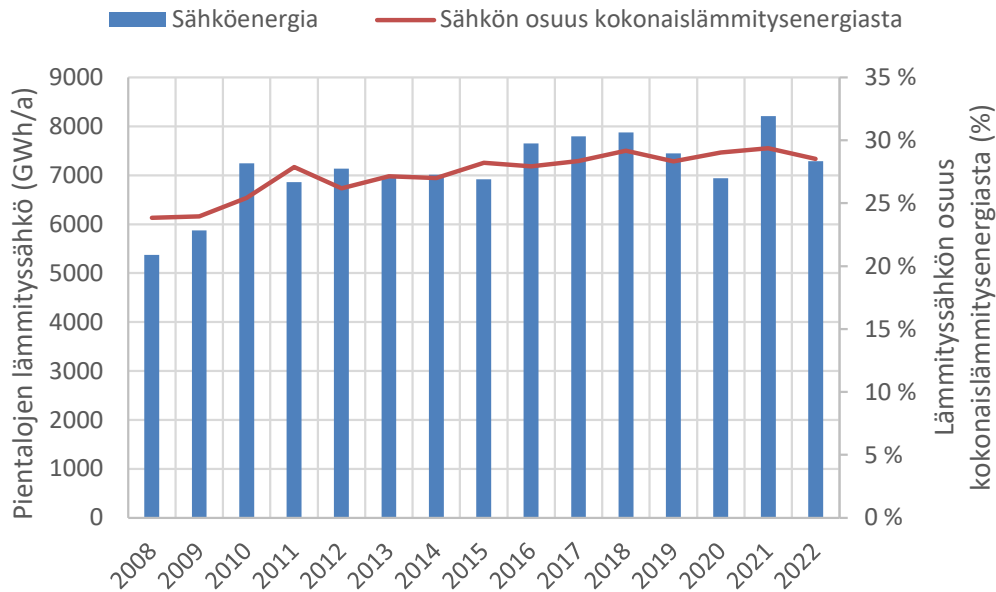
3.2 Lämmityksen sähköistyminen

Rakennusten lämmitysjärjestelmät sähköistyvät, kun vanhoja öljy- ja puukeskuslämmitteisiä kattiloita korvataan nykyaikaisilla sähkökattiloilla tai lämpöpumpuilla kuten ilma-vesi- tai maalämpöpumpuilla. Tämä on havaittavissa lämmitysjärjestelmätilastoista (Taulukko 3.1), joissa nähdään tasaista kasvua mm. sähkölämmitteisten ja maalämpölämmitteisten rakennusten osalta. Esimerkiksi sähkölämmitteisten rakennusten lukumäärä on kasvanut vuodesta 2010 n. 35 000 vuoteen 2020, maalämpötalojen lukumäärä on kasvanut noin 50 000 ja vastaavasti öljylämmitteisten rakennusten lukumäärä on laskenut.

Taulukko 3.1. Rakennusten lämmönlähteet vuosina 1970-2020. (SVT 2022)

Lämmitysaine	1970	1980	1990	2000	2010	2015	2020
Kaikki rakennukset	837 948	934 845	1 162 410	1 299 490	1 446 096	1 505 138	1 536 650
Kauko- /aluelämpö		48 538	105 608	130 946	164 721	180 749	204 143
Öljy, kaasu	320 171	347 498	306 750	320 934	322 279	316 688	295 101
Kivihiili, koksi	24 328	11 794	8 753	7 986	6 983	6 789	6 284
Sähkö	41 872	178 707	357 743	455 752	554 368	578 568	589 106
Puu, turve	429 467	327 230	321 342	292 763	277 553	278 661	278 660
Maalämpö				3 397	21 667	46 014	73 475
Muu, tuntematon	22 111	20 578	62 214	87 486	98 525	97 669	89 881

Sähköä lämmitykseen käyttävien rakennusten lukumäärän kasvaessa myös lämmityssähkön tehon- ja energiantarpeet kasvavat asuinrakennuskannassa. Tämä näkyy myös pientaloissa. Huolimatta uusien sähkölämmitysjärjestelmien ja lämpöpumpujärjestelmien asentamisesta sähköenergiankäytön lisäys on ollut melko maltillinen. Tätä puoltavat, että vanhoja sähkövastuskäyttöisiä lämmitysjärjestelmiä on korvattu uusilla lämpöpumpuilla sekä vanhoihin rakennuksiin tehdyt muut energiatehokkuusremontit kuten lisäeristäminen. Kuvassa 3.3 on esitetty pientalojen lämmityssähköenergian vuosikulutus sekä sähkön osuus kokonaislämmitysenergiasta vuosina 2008–2022.



Kuva 3.3. Pientalojen sähköenergian kulutus rakennusten lämmityksessä sekä sähkön osuus kokonaislämmitysenergiasta vuosina 2008-2022. (SVT 2023)

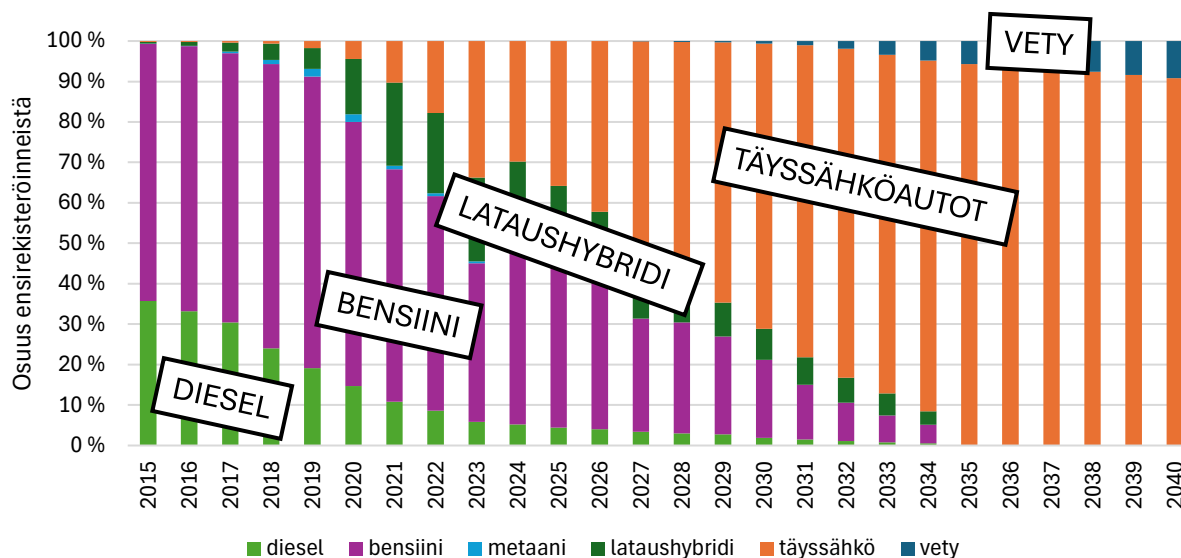
Suuri sähkölämmitteisten rakennusten määrä takaa, että Suomessa on suuri määrä rakennusten lämmityskapasiteettia hyödynnettäväksi sähköjärjestelmän jouston tarpeisiin. Jo vuonna 2015 Järventausta ym. arvioivat, että Suomen noin 480 000 pientaloa muodostavat 4500 MW kokonaislämmitystehon. Siitä vajaat 3000 MW on ollut sähköverkkoyhtiöiden yöaikaohjauksen perässä. Kaiken kaikkiaan, mukaan lukien myös muut rakennukset, on sähkölämmitystehoa Suomessa yli 5000 MW. Hyödyntämällä tätä tehokkaasti sähköjärjestelmän hyväksi, on mahdollista saada huomattavia joustotohoja sekä järjestelmän tekniseen että sähkömarkkinan hintojen tasapainottamiseen.

3.2.1 Isot sähkökattilat

Teollisen mittaluokan sähkökattiloiden kysyntä on voimistunut parin viime vuoden aikana nopeasti. Tätä on edesauttanut, että sähkön tukkuhinta on suuren osan ajasta huomattavan alhainen. Julkisia sähkökattilainvestointeja onkin lähtenyt jo liikkeelle jopa 2 GW edestä, joiden ennakoitaan olevan kaukolämmön tuotannossa vuoden 2026 loppuun mennessä (Fingrid, 2024). Tämä tarjoaakin suuren joustavan elementin sähkön markkinahintojen tasapainottamiseen. Käytännössä onkin niin, että jatkossa sekä uudet tuulivoima- että sähköintensiiviset kulutusinvestoinnit tarvitsevat toteutuakseen uutta sähkön kulutusta tai tuotantoa. Tulevaisuudessa teollisuuden arvioidaan myös investoivan sähkökattiloihin, joka mahdollistaa omalta osaltaan jouston lisääntymisen.

3.3 Sähköinen liikenne

Sähköinen liikenne on kasvanut Suomessa nopeasti viime vuosina. Muutos voidaan havaita ensirekisteröintitilastosta. Kuva 3.4 näyttää bensiini-, diesel-, täyssähkö-, lataushybridi- ja vetyautojen osuuksien kehittymisen vuoteen 2024 asti ja ennusteen vuoteen 2040 asti.

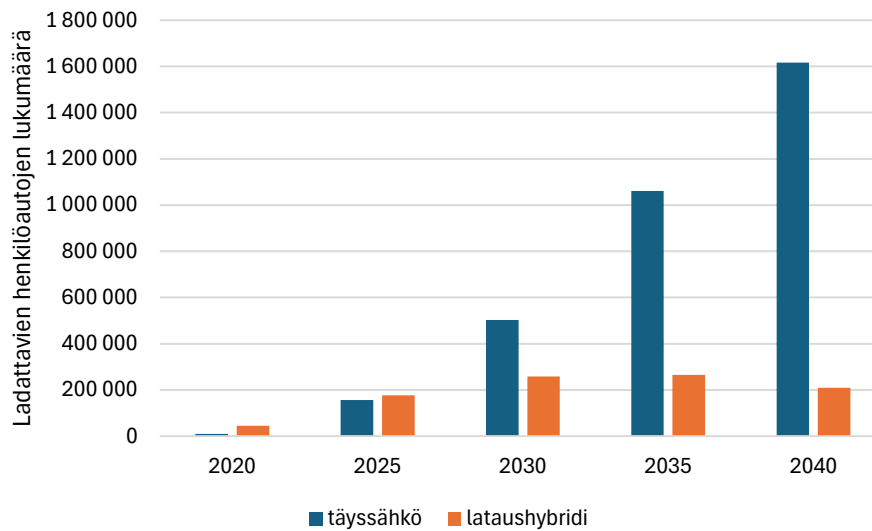


Kuva 3.4. Henkilöautojen käyttövoimien kehittyminen vuosina 2015–2040. (Autoalan tiedotuskeskus, 2024)

Muutoksen nopeudesta kertoo se, että henkilöautojen kohdalla vuonna 2023 täyssähköautojen osuus oli kolmasosa ensirekisteröinneistä, kun vielä 2019 osuus oli alle 2 %. Samalla aikavälillä ladattavien hybridien osuus on kasvanut viidestä prosentista kahteenkymmeneen prosenttiin ja näin ollen täyssähköisten ja lataushybridien yhteenlaskettu osuus edustaa jo yli 50 % kaikista uusista henkilöautoista. Samaan aikaan dieselautojen osuus on romahtanut lähelle 5 % ja bensiiniautojenkin osuus alle 40 %. Autoalan tiedotuskeskus arvioi, että Suomessa seurataan Norjan trendiä sähköautojen yleistymisessä. Norjassa sähköautojen osuus onkin jo tällä hetkellä noin 90 %. Arvion mukaan Suomessa sähköautojen osuus kasvaisi yli 90 % vuonna 2035.

Kuvassa 3.5 esitetään sähkökäyttöisten henkilöautojen lukumäärän kehitys vuoteen 2040 asti. Sähköautojen lukumäärä kasvaa nopeasti, kun vuonna 2024 Suomessa on n. 120 000 täyssähköautoa ja 150 000 lataushybridia arvioidaan miljoonan täyssähköauton rajan menevän rikki vuonna 2035. Tämä tarkoittaa jo melko suurta lataussähkötarvetta. Keksimääräisellä suomalaisella 50 km päivittäisellä ajosuoritteella tämä tarkoittaa n. 3.8 TWh/a (joka vastaa noin 5 % sähkökäytöstä vuonna 2023) sähköenergiaa vuodessa, jos keskimääräinen lataustarve on 0.2 kWh/km. Vastaavasti, jos autot ladattaisiin nykyisin yleisellä 3-vaiheisella kotilatauslaitteistolla, joka mahdollistaa tyypillisesti n. 11 kW lataustehon, olisi sähköautojen yhtäaikainen latausteho maksimissaan 1.1 GW. Tämä tarkoittaakin, että sähkökäyttöisten ajoneuvojen merkitys Suomen sähköjärjestelmälle tulee

kasvamaan nopeasti ja parhaimmillaan sähköajoneuvot tarjoavat suuren helposti säädettävän joustokapasiteetin myös sähköjärjestelmän tarpeisiin.



Kuva 3.5. Täyssähköisten ja lataushybridihenkilöautojen lukumäärän kehittymisen arvio vuosina 2020–2040. (Autoalan tiedotuskeskus, 2024)

Sähköautot mahdollistavat säästöt lataustapahtumaa ajoittamalla. Taulukossa 3.2 on esitetty laskelma sähköauton latauksen kustannussäästöistä keskimääräisellä 50 km päivittäisellä ajolla ja 10 kWh sähköenergian latauksella vuosina 2019–2023, kun on verrattuna sähköauton latauksen kustannuksia klo 02–03 verrattuna ilta-aikaan klo 18–19 sekä latausta vuorokauden halvimmalla tunnilla verrattuna ilta-aikaan klo 18–19. Tarkastelu näyttää, että sähköautoilija olisi voinut saavuttaa 60–450 €/a säästön ajoittamalla latauksen yöaikaan klo 02–03 verrattuna ilta-aikaan klo 18–19. Kohdistamalla latausajankohdan aina vuorokauden edullisemmalle tunnille olisi säästöjä ollut mahdollista hieman kasvattaa.

Taulukko 3.2. Sähköautojen latauksen ajoittamisesta saatavilla olevat kustannussäästöt vuosina 2019–2023.

Latauksen kustannussäästöt		
	Lataus klo 02–03 vs klo 18–19	Lataus halvin tunti vs klo 18–19
2019	61 €/vuosi	70 €/vuosi
2020	91 €/vuosi	98 €/vuosi
2021	173 €/vuosi	196 €/vuosi
2022	452 €/vuosi	513 €/vuosi
2023	128 €/vuosi	159 €/vuosi

4 Sähkön hintajoustop arviointi

Sähkön kulutuksen muutosta ja joustoa arvioidaan hyödyntämällä sähkön pienasiakkaiden sähkönkulutus ja -sopimusaineistoa. Sähkön kulutuksen muutosta tutkitaan tarkastelemalla vuositason muutosta sähkönkäytössä vuosina 2019–2023 sekä sähkön hinnan vaikutusta sähkönkäyttöön vuosina 2022–2024, jolloin sähkönhinnan vaihtelu on ollut aiempaa suurempaa. Hintajoustop arvioinnissa on käytetty regressioanalyysiä sekä useita koneoppimismenetelmiä.

4.1 Sähkönkulutus ja sopimusaineistot

Sähkönkulutus- ja -sopimusaineisto on kerätty vuosilta 2019–2024. Aineisto koostuu 6168 käyttöpaikan tuntimittauksista ja sopimustiedoista. Näiden lisäksi käyttöpaikoista on ollut tiedossa käyttöpaikan maantieteellinen sijainti, jota hyödynnetään tarkasteluissa lämpötilaolosuhteen vakioimiseksi. Aineistossa sähkönkäyttöpaikkojen sopimustyytit on jaettu kolmeen kategoriaan: 1. toistaiseksi voimassa oleva sopimus, jossa kiinteä hinta, 2. määräaikainen kiinteähintainen sopimus ja 3. tunneittain vaihtuva pörssisähkösopimus. Tarkasteluissa on käytännössä keskitytty lisäksi niihin sähkönkäyttöpaikkoihin, joilta sähkömittaus on olemassa kokonaisuena useamman vuoden ajalta, jotta saadaan minimoitua sähkönkäyttäjäkunnassa tapahtuvien muutosten vaikutus sähkönkäyttöön. Taulukko 4.1 esittää tutkimusaineiston erityyppisten asiakkaiden lukumäärät tammikuun ensimmäisenä päivänä vuosina 2019–2024.

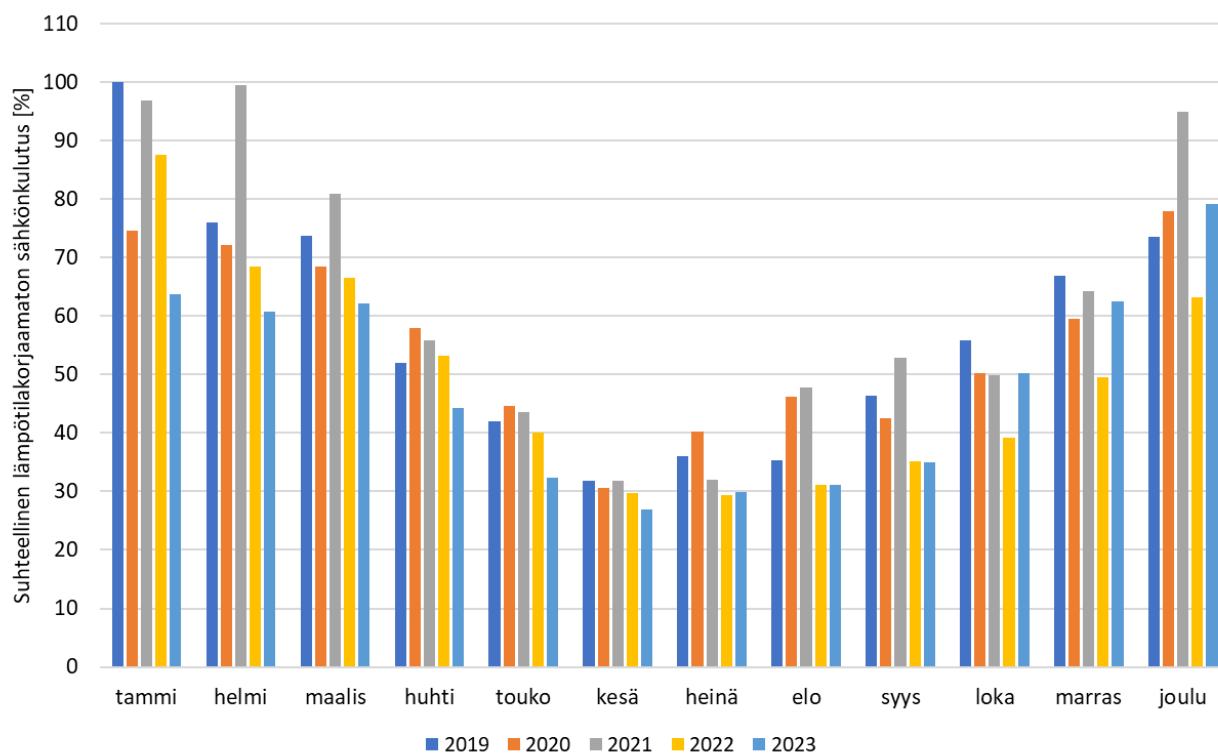
Taulukko 4.1. Tutkimusaineiston tuntimittauskäyttöpaikkojen sopimuslukumäärät tammikuun ensimmäisenä päivänä vuosina 2019–2024.

	Toistaiseksi voimassa oleva sopimus	Määräaikainen sopimus	Pörssisähkösopimus
1.1.2019	2334	0	1515
1.1.2020	2963	0	2471
1.1.2021	2086	883	3016
1.1.2022	1787	982	1883
1.1.2023	1432	1041	1248
1.1.2024	1144	668	1476

Taulukosta havaitaan mm. että valitussa aineistossa määräaikaisella sopimuksella olevia sähkönkäyttäjiä ei ole ollut vuosien 2019–2020 aikana. Tämä johtuu siitä, että lähtöaineiston perusteella ei ollut mahdollista erotella toistaiseksi voimassa olevien sopimusten ja määräaikaisten sopimusten sopimuksia toisistaan. Käytännössä on niin, että osa taulukon 4.1 toistaiseksi voimassa olevista sopimuksista on ollut määräaikaista. Tästä voidaan todeta, ettei tällä ole analyysien kannalta merkitystä, sillä sähkön vähittäismyyntihinnat ovat olleet molemmissa tuoteryhmissä likimain samat noina vuosina.

4.2 Sähköenergian käytön kehittyminen 2019–2023

Sähköenergian käyttö kotitaloussähkökäyttäjillä on melko vakaata vuositasolla. Eniten vaihtelua sähkökäytössä aiheuttaa tyypillisesti ulkolämpötilan vaihtelu kohdistuen suurimmaksi osaksi sähkölämmitteisiin kotitalouksiin. Tämä voidaan ottaa huomioon tekemällä sähkökäytölle lämpötilakorjaus, jonka jälkeen eri vuosien aineistot ovat keskenään vertailukelpoisia. Lämpötilakorjauksessa määritetään ulkolämpötilasta riippuvan sähkökäytön osuus, jonka jälkeen sähkökäyttöä skaalataan ulkolämpötilan funktiona joko suuremmaksi tai pienemmäksi riippuen siitä, onko ulkolämpötila ollut keskimääräistä kylmempää vai lämpimämpää. Jos lämpötila on ollut normaalia kylmempi, korjauksen yhteydessä sähkökäyttöä skaalataan pienemmäksi ja vastaavasti normaalia lämpimämmän ajanjakson tapauksessa sähkökäyttöä skaalataan suuremmaksi. Kuvassa 4.1 havainnollistetaan pörssisähköasiakkaiden kuukausittaista lämpötilakorjaamatonta sähkökulutusta suhteutettuna vuoden 2019 tammikuun kulutukseen.



Kuva 4.1. Pörssisähköasiakkaiden lämpötilakorjaamattomat kuukausienergiatsummat vuosina 2019–2023 suhteessa tammikuun 2019 sähkökäyttöön. Tammikuun 2019 sähkökäyttöksi on asetettu 100 %.

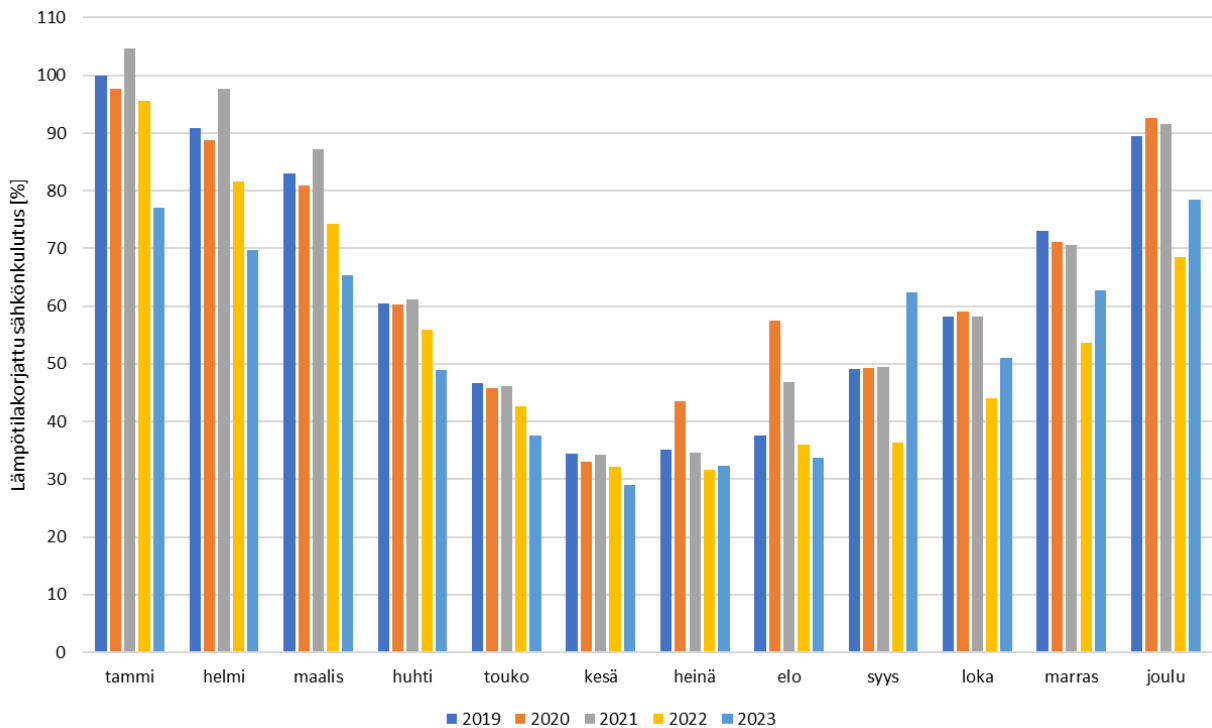
Kuvasta voidaan havaita, että etenkin talvikuukausien sähkökulutus vaihtelee merkittävästi eri vuosien välillä. Jotta sähköhinnan vaikutusta sähköenergiankulutukseen voidaan arvioida, suoritettiin lämpötilakorjaus kuukausienergioille. Taulukossa 4.2 on esitetty vuosittainen ulkolämpötilakorjattu sähkökäyttö 234 pörssisähköasiakkaalle sekä 570 kiinteän hinnan asiakkaalle vuosina 2019–2023. Tarkastelussa sähkökäyttöpaikat on rajattu yhdeltä maantieteelliseltä alueelta siten, että kaikilla käyttöpaikoilla on voimassa oleva sähkösopimus läpi tarkasteluajanjakson.

Taulukko 4.2. Vuosittaisen sähköenergian käytön kehittyminen vuosina 2019–2023 pörssisähköasiakasryhmässä ja kiinteän hinnan asiakasryhmässä. Vuoden 2019 sähkökäyttöksi on asetettu 100 %.

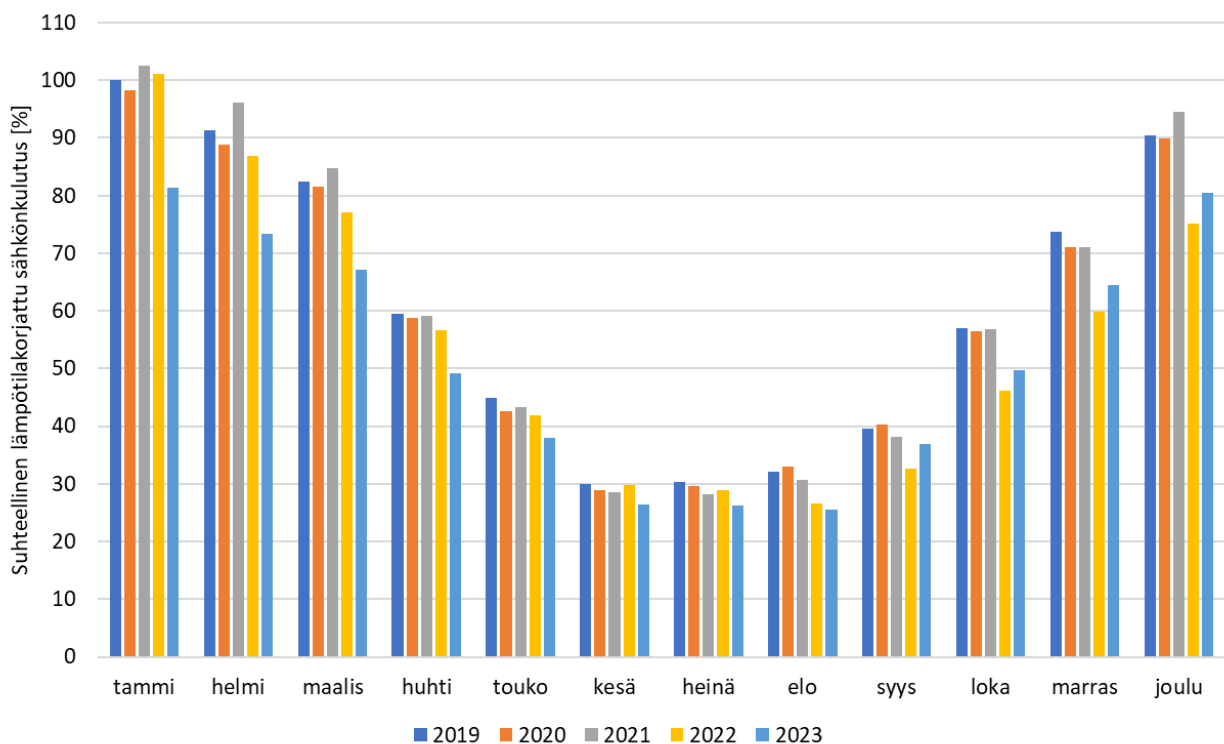
	2019	2020	2021	2022	2023
Pörssisähköasiakkaat (n=234)	100 %	103 %	103 %	86 %	85 %
Kiinteän hinnan asiakkaat (n=570)	100 %	98 %	100 %	91 %	85 %
Yhteensä (n=804)	100 %	100 %	101 %	89 %	85 %

Taulukosta havaitaan, että sähkön pienasiakkaiden sähkökäyttö on ollut melko stabiilia vuosina 2019–2021, mutta vuoden 2022 kohdalla sähkökäyttö on pienentynyt merkittävästi aiemmasta. Sama ilmiö on havaittavissa sekä pörssisähkö että kiinteän hinnan asiakasryhmässä. Verrattaessa pörssisähkö- ja kiinteän hinnan asiakasryhmiä nähdään, että pörssisähköryhmässä sähkökäyttö on laskenut enemmän ja nopeammin kuin kiinteän hinnan asiakasryhmässä. Tätä selittää se, että pörssisähköasiakkailla vuonna 2022 tapahtunut sähkönhintojen nousu realisoitui heti, kun taas kiinteän hinnan asiakkailla hintojen päivittyminen tulee vasta viiveellä, kun voimassa oleva kiinteähintainen sopimus päättyy. On kuitenkin huomattava, että kiinteän hinnan asiakkailla osa sähköenergiankäytön vähenemisestä on seurausta muusta kuin sähkönsopimuksen hinnan noususta. Tätä selittää omalta osaltaan se, että kesästä 2022 alkaen mediassa viestittiin voimakkaasti Suomen kantaverkkoyhtiö Fingridin ja jopa valtakunnan eturivin poliitikkojen toimesta, että sähkön saannin turvaamiseksi kaikkien sähkökäyttäjien on hyvä pyrkiä vähentämään sähkökäyttöä. Viestintää jatkettiin aktiivisesti kevääseen 2023 asti.

Kuvassa 4.2 on esitetty lämpötilakorjattu sähköenergian käyttö kuukausittain vuosina 2019–2023 pörssisähköasiakasryhmässä ja kuvassa 4.3 kiinteän hinnan asiakasryhmässä.



Kuva 4.2. Kuukausittaisen lämpötilakorjatun sähköenergian käytön kehittyminen vuosina 2019–2023 pörssisähköasiakasryhmässä. Vuoden 2019 tammikuun sähkönkäytöksi on asetettu 100 %.

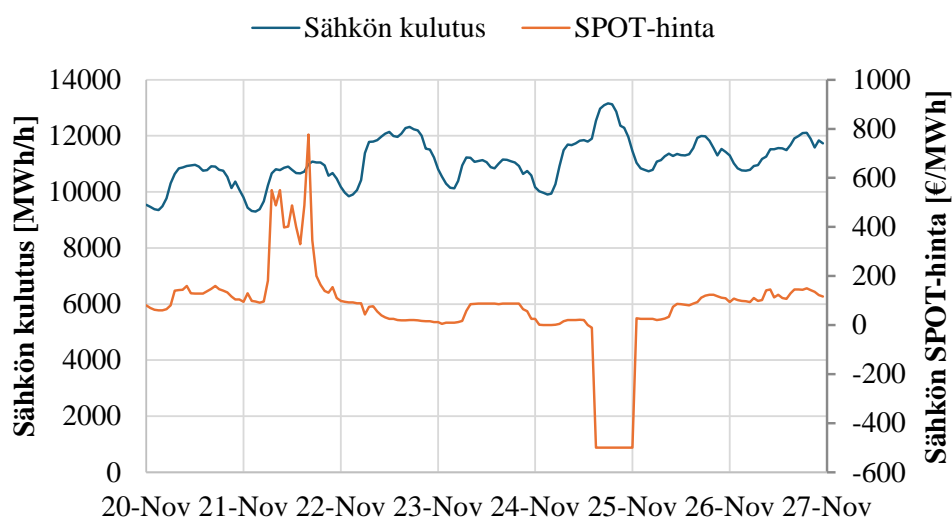


Kuva 4.3. Kuukausittainen sähköenergian käytön kehittyminen vuosina 2019–2023 kiinteän hinnan asiakasryhmässä. Vuoden 2019 tammikuun sähkönkäytöksi on asetettu 100 %.

Kuvista 4.2 ja 4.3 nähdään, että sähköenergiankäytön väheneminen on alkanut vuonna 2022 käytännössä vasta kesän jälkeen, jolloin sekä sähkön hinta alkoi nopeasti nousta ja myös sähköpölyviestintää alkoi olla enemmän. Sähköenergiankäyttö jatkui normaalia matalampana kevääseen 2023, jonka jälkeen sähkönkäyttö on pikkuhiljaa ollut palautumassa vuotta 2022 edeltävälle tasolle.

4.3 Matala sähkön hinta, Black Friday (24.11.2023)

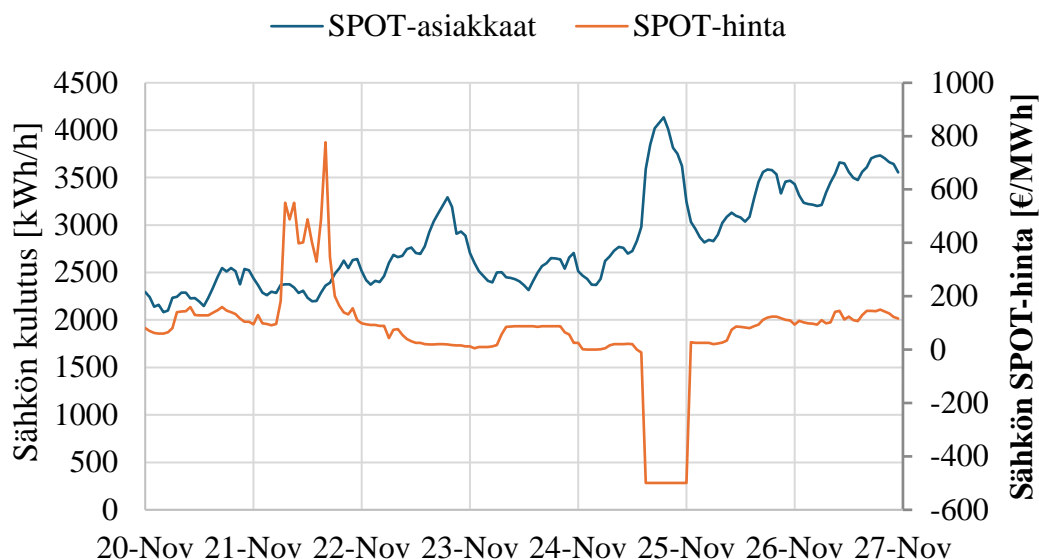
Pohjoismaisella sähkömarkkinalla torstaina 23.11.2023 tapahtui tuotantotarjouksia jätettäessä virhe, joka romahdutti sähkön hinnan yhden vuorokauden ajalle perjantaina 24.11.2023. Käytännössä suomen hinta-alueelle tarjottiin vuorokauden jokaiselle tunnille keskimäärin liki 5800 MWh todellista tuotantoa enemmän sähköä (Fingrid, 2024c), joka tarkoitti, että Suomen sähkön aluehinnaksi tuli markkinan pohjahinnaksi määritetty -500 €/MWh yhteensä 10 tunnin ajaksi, jonka seurauksena Suomen tasolla sähkönkulutus nousi noin 1000 MW perjantain normaalia kulutusta korkeammaksi. Tämä voidaan havaita kuvasta 4.4, joka näyttää Suomen sähkönkulutuksen ja SPOT-hinnan ko. viikon aikana.



Kuva 4.4. Suomen sähkönkulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta marraskuun viikolle 20.11.2023–26.11.2023.

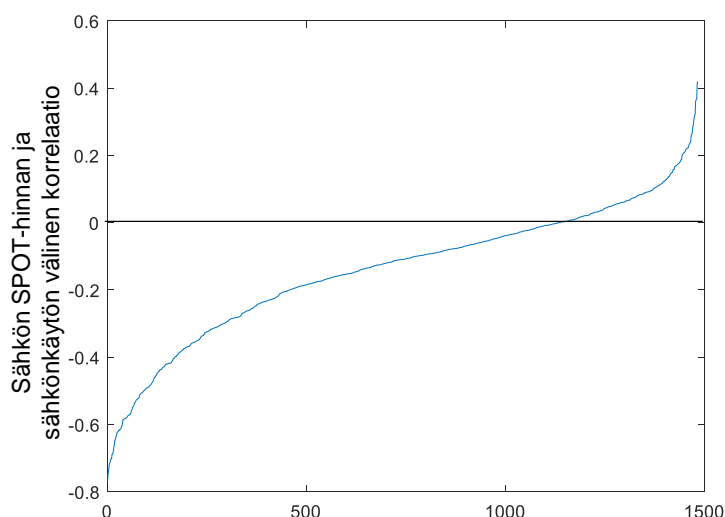
Kuvasta havaitaan, että sähkön hinnan lasku kasvatti merkittävästi sähkönkäyttöä. Huomioon pantavaa on lisäksi se, että sähkönkäytön kasvu tuli käytännössä pienasiakastasolta, sillä juuri heidän on mahdollista hyötyä pörssisähkösopimuksen myötä etukäteen määritettävästä matalasta sähkön hinnasta. Käytännössä pienasiakkaat pystyivät tällöin tienaamaan jopa 40 snt/kWh, kun otetaan huomioon, että pörssisähkönhintaan -50 snt/kWh lisätään sähkövero + huoltovarmuusmaksu + alv n. 2.8 snt/kWh ja keskimääräinen sähkönverkkopalvelumaksu + alv n. 5 snt/kWh. Parhaimmillaan esimerkiksi 10 tunnin ajan sähköä 10 kW teholla käyttämällä sähkönkäyttäjät pystyivät ansaitsemaan yli 40 €. Pörssisähköasiakkaiden kulutusvaikutuksen selvittämiseksi tarkastellaan tarkemmin kyseisen

asiakasryhmän sähkönkäyttöä samalta ajanjaksolta. Kuvassa 4.5 on esitetty tutkimusaineiston pörssisähköasiakkaiden sähkönkulutus marraskuun viikolle 20.11.2023–26.11.2023 ja kuvassa 4.6 Sähkön SPOT-hinnan ja sähkönkäytön välinen korrelaatio samalle viikolle.



Kuva 4.5. Tutkimusaineiston pörssisähköasiakkaiden sähkönkulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta marraskuun viikolle 20.11.2023–26.11.2023. Pörssisähköasiakkaiden $n = 1493$.

Tarkasteltaessa pörssisähköasiakkaiden sähkönkäyttöä tutkimusaineistosta (Kuva 4.5), havaitaan sähkönkäytön kasvun olevan suhteessa suurempaa, kuin valtakunnan tasolla. Sähkönkäytön kasvu ajoittuu tarkasti ajankohdalle, jolloin sähkön hinta laskee -500 €/MWh ja vastaavasti sähkönkäyttö laskee normaalille tasolle, kun hinta palaa normaalille tasolle.



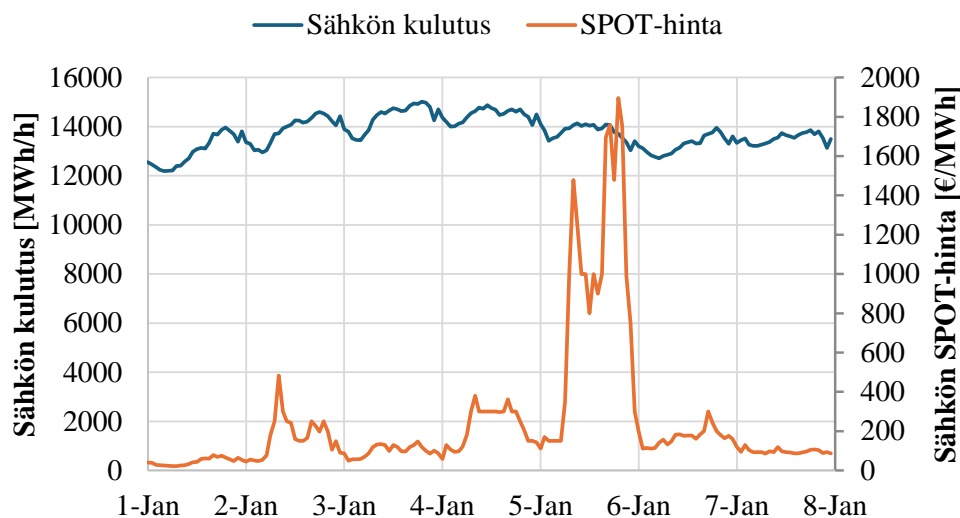
Kuva 4.6. Pörssisähköasiakkaiden sähkön sähkönkäytön ja SPOT-hinnan välinen korrelaatio marraskuun viikolle 20.11.2023–26.11.2023. $n = 1493$

SPOT-hinnan ja sähkönkäytön välistä korrelaatiota tarkasteltaessa (Kuva 4.6) havaitaan, että korrelaatiokerroin on negatiivinen suurimmalla osalla pörssisähköasiakkaista. Tämä on yksi indikaatio siitä, että asiakasjoukossa seurataan sähkönhintaa ja ollaan valmiita joustamaan ainakin ylöspäin eli kasvattamaan omaa sähkönkäyttöä hinnan ollessa negatiivinen.

4.4 Korkea sähkön hinta, Blue Friday (5.1.2024)

Tammikuun alkuun osui Suomeen kylmä ajanjakso, jolloin sähkönkulutus nousi lähelle ennätyslukemia 15 000 MWh/h useana päivänä ja sähkön hinta oli tasaisesti melko korkealla ollen jopa 500 €/MWh tiistaina 2.1.2024 (Kuva 4.7). Perjantaille 5.1.2024 ennustettiin kylmää säätä ja myös uutta sähkönkulutuksen ennätystä, joka nosti sähkön SPOT-hinnan ennätysellisen korkealle lähelle 2000 €/MWh/h. Tämän seurauksena päivän sähkön hinnasta keskusteltiin sosiaalisessa mediassa vilkkaasti ja kantaverkkoyhtiö Fingrid tiedotti, että sähköstä voi tulla pulaa, josta uutisoitiin laajasti.

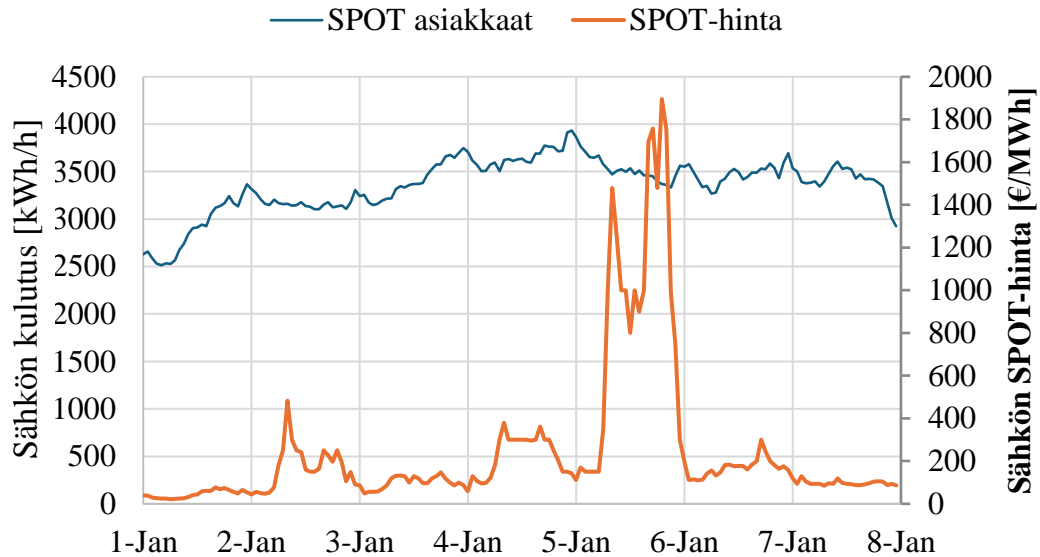
Sähkön tuntihinnan nousu sekä uutisointi kuitenkin leikkasivat sähkönkäyttöä huomattavasti niin, että kyseisen vuorokauden kuormitushuippu jäi lähes 1000 MW matalammaksi kuin edellisten kahden vuorokauden suurimmat tuntikulutukset. Merkittävä osa sähkönkulutuksen leikkaantumisesta oli seurausta sähkönpienkäyttäjien kulutuksen leikkauksista ja uudelleenajoittamisesta.



Kuva 4.7. Suomen sähkönkulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta tammikuun ensimmäiselle viikolle 1.1.2024–7.1.2024.

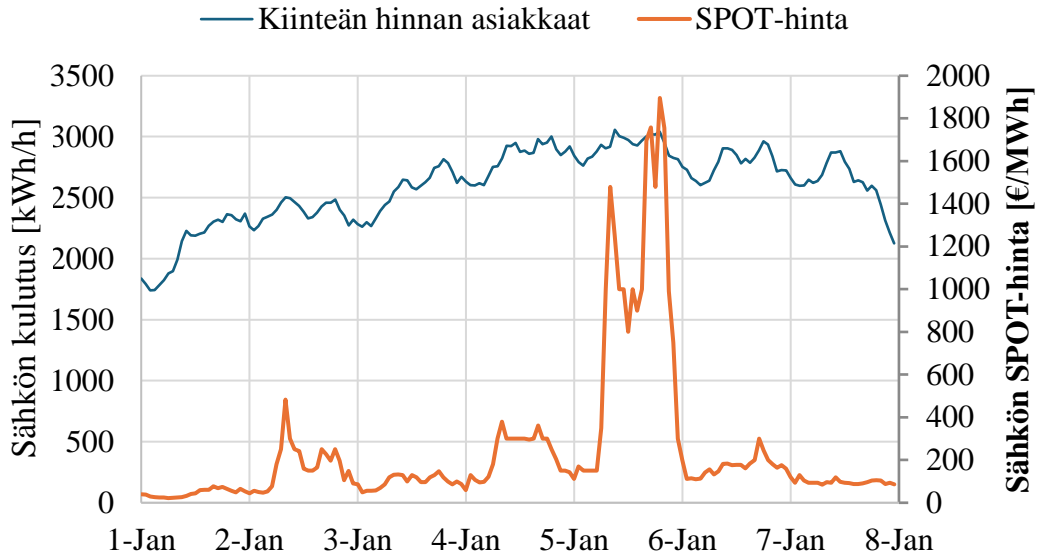
Sähkön pienkäyttäjillä, joilla on ollut SPOT-hintaan sidottu ns. pörssisähkö vähittäismyyntisopimus, on ollut vähintään 10 tuntia aikaa tehdä sähkönkäyttösuunnitelma seuraavalle vuorokaudelle, kun perjantain sähkön hinnat on julkaistu torstaina klo 14. Sähkön pienkäyttäjien rooli osana sähkönkulutuksen leikkausta voidaan havaita tutkimuksen sähkönkäyttöaineistosta. Kuvissa 4.8 ja 4.9 on esitetty kahden eri asiakasryhmän sähkönkäyttö tammikuun 2024 ensimmäiseltä viikolta.

Tarkastelun asiakasryhmät ovat 1) SPOT-sähkösopimukselliset sähkökäyttäjät ja 2) kiinteän hinnan sähkökäyttäjäsasiakkaat.



Kuva 4.8. Tutkimusaineiston pörssisähköasiakkaiden sähkökulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta tammikuun ensimmäiselle viikolle 1.1.2024–7.1.2024. $n = 1248$

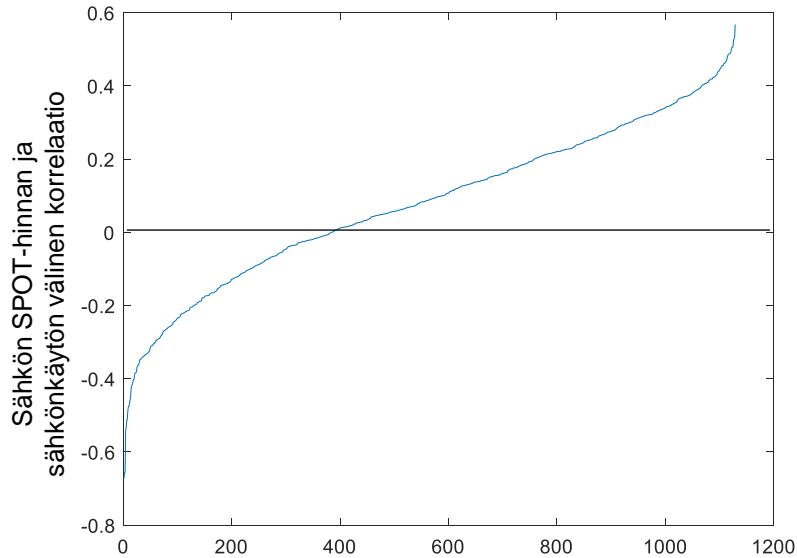
Asiakkaat, joilla on tunneittain vaihtuva SPOT-hintainen sopimus, sähkökäyttö laskee tammikuun 5. päivänä edellispäivää alemmalle tasolle ja kalleimpina tunteina laskee vielä edelleen. Aineistosta voidaan kuitenkin päätellä, että pörssisähköasiakkaiden jousto ei kuitenkaan keskimäärin ole kovin suuri huolimatta siitä, että kannustevaikutus pörssisähkön hinnan muodossa on melko suuri, kun päivätuntien hinnan keskiarvon kuluttajahinta on yli 1.5 €/kWh.



Kuva 4.9. Tutkimusaineiston kiinteähintaisten asiakkaiden sähkökulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta tammikuun ensimmäiselle viikolle 1.1.2024–7.1.2024. $n = 1038$

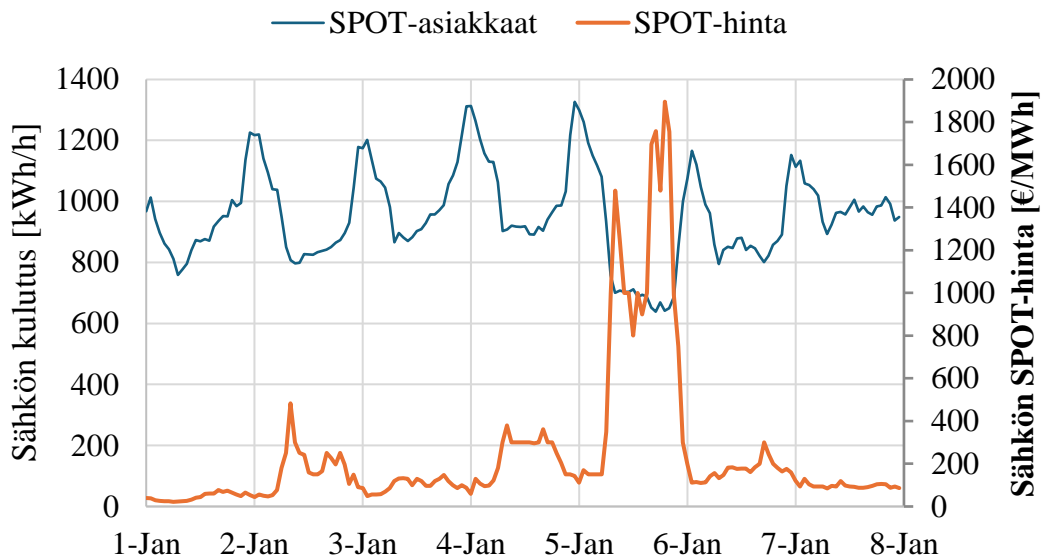
Kiinteän hinnan asiakkaiden osalta vastaavaa sähkökäytön laskua, kuin pörssisähköasiakkailla, ei ole nähtävissä ja sähkökäytön osalta voidaan havaita, että se noudattelee melko tasaista pientä yö-päivä vaihtelua läpi viikon. Käytännössä suurin vaikuttava tekijä kiinteän hinnan asiakkaiden sähkön käytön taustalla onkin ulkolämpötila, joka on esimerkkialueella ollut läpi viikon alle $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Suuremman joustokyvyn pörssisähköasiakkaiden löytämiseksi tarkastellaan sähköhinnan ja sähkökäytön välistä korrelaatiota. Tässä yhteydessä positiivinen korrelaatio tarkoittaa, että sähkön hinnan noustessa sähkökäyttö kasvaa ja vastaavasti negatiivinen korrelaatio tarkoittaa, että sähköhinnan noustessa sähkökäyttö vähenee. Perinteisesti on niin, että ulkolämpötilan laskiessa sähkökäyttö on kasvanut ja samalla sähkön käytön ja kysynnän kasvaessa myös sähkön hinta kasvaa. Kuitenkin sähkön hinnan ollessa suora tekijä sähkökäytön kustannuksiin, on sähkön loppukäyttäjillä kannustin vähentää sähkökäyttöään. Kuvassa 4.10 on esitetty kaikkien pörssisähköasiakkaiden hinta-kulutus korrelaatiot tammikuun ensimmäiselle viikolle.



Kuva 4.10. Pörssisähköasiakkaiden sähkön sähkönkäytön ja SPOT-hinnan välinen korrelaatio tammikuun ensimmäiselle viikolle 1.1.2024–7.1.2024.

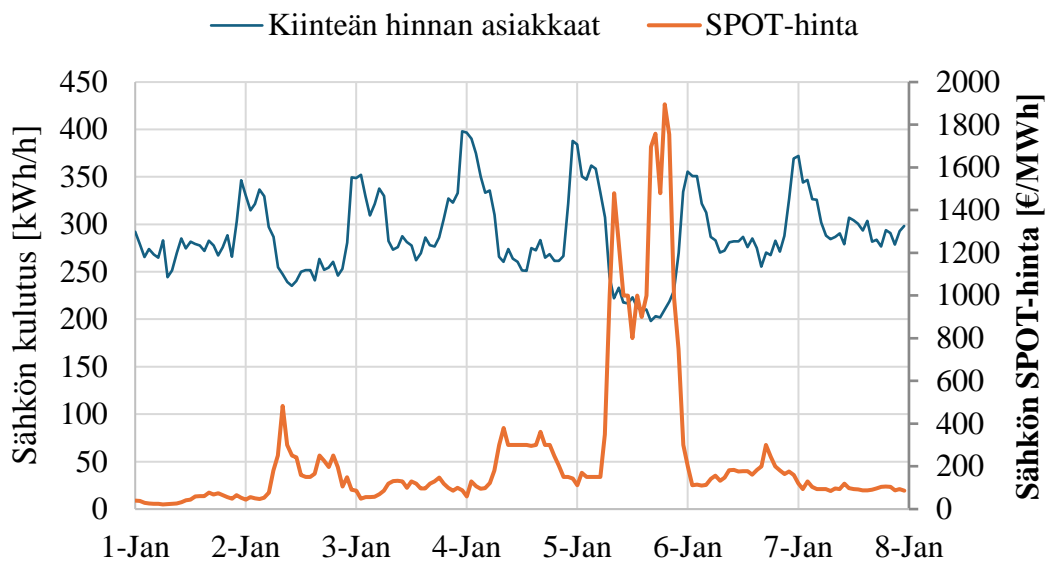
Kuvasta havaitaan, että noin kolmasosan pörssisähköasiakkaista korrelaatio on negatiivinen, eli sähkön hinnalla on ollut sähkönkäyttöä laskeva vaikutus ja joiden yksittäisten sähkönkäyttäjien tapauksessa negatiivinen korrelaatio on ollut erittäin voimakas ollen alle -0.5 . Seuraavassa kuvassa 4.11 esitetään negatiivisen hinta–kulutuskorrelaation sähkönkäyttäjien ryhmän sähkönkulutus samalta ajanjaksolta.



Kuva 4.11. Tutkimusaineiston pörssisähköasiakkaiden, joiden SPOT-hinnan ja sähkönkulutuksen välinen korrelaatio negatiivinen, sähkönkulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta tammikuun ensimmäiselle viikolle 1.1.2024–7.1.2024. $n = 384$

Kuvasta 4.11 havaitaan, että negatiivisen hinta-kulutuskorrelaation pörssisähköasiakkaiden kulutus on joutanut alaspäin huomattavasti perjantain 5.1 kalliiden tuntien aikana. Käytännössä päivätuntien huippukulutus on jopa yli 50 % pienempi kuin yöajan edullisempien tuntien sähkönkulutus. Lisäksi kuvasta voidaan nähdä, että vastaava kulutusjousto tapahtuu käytännössä kaikkina viikonpäivinä, eli kalliiden tuntien aikana sähkönkäyttö laskee ja edullisempina tunteina sähkönkäyttö lisääntyy. Tämän perusteella voidaan arvioida, että tämän käyttäjäryhmän sähkönkäyttö painottuu edullisimpiin ajankohtiin, jotka useimmiten ovat myöhäisillasta tai yöllä. Kulutushuiput ovat usein myöhäisillalla 10 jälkeen tai heti puolen yön jälkeen kuten perjantain 5. päivä jälkeisenä yönä. Tämän perusteella on todennäköistä, että sähkönkäyttöä ohjataan automaation keinoin ainakin jossakin määrin, mutta joukossa on hyvinkin myös perinteisiä yösähkölle ohjattuja sähkölämmitteisiä kiinteistöjä, joiden sähkönkäyttö osuu yösähköohjauksen myötä lähes automaattisesti edullisille tunneille.

Verrokiksi pörssisähköasiakkaille tarkastellaan kiinteän hinnan asiakkaiden osalta vastaavaa negatiivisen pörssihinnan ja sähkönkulutuksen välistä korrelaatiota. Tässä yhteydessä täytyy huomata, ettei pörssihinnalla pitäisi olla vaikutusta kiinteän hinnan asiakkaiden sähkönkäyttöön. Aineistosta analysoimalla löydettiin 123 (12 %) kiinteän hinnan sähkönkäyttöpaikkaa, joilla hinta-kulutuskorrelaatio on negatiivinen. Tämän joukon sähkönkäyttö nähdään kuvassa 4.12.



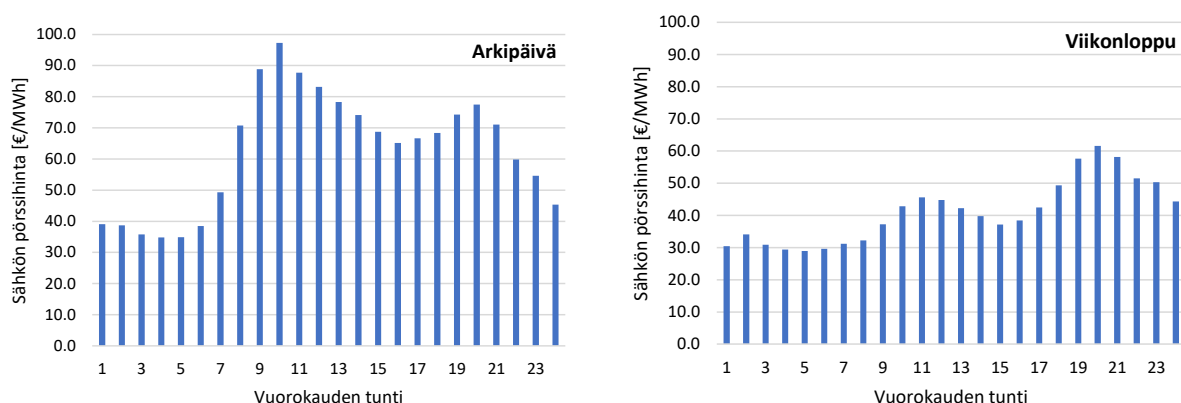
Kuva 4.12. Tutkimusaineiston kiinteähintaisten asiakkaiden, joiden SPOT-hinnan ja sähkönkulutuksen välinen korrelaatio negatiivinen, sähkönkulutus ja Suomen alueellinen SPOT-hinta tammikuun ensimmäiselle viikolle 1.1.2024–7.1.2024. $n = 123$

Kuvasta 4.12 havaitaan, että tässä asiakasryhmässä sähkönkäyttö on vähentynyt perjantain 5.1 kalliiden tuntien aikana lähes vastaavasti verrattuna ei kalliisiin tunteihin kuin vastaavassa negatiivisen korrelaation pörssisähköasiakasryhmässä ja että sähkönkäyttö noudattaa hyvin samantyyppistä sykliä kuin pörssisähköasiakkailla. Käytännössä näyttää sille, että sähkönkäytön huiput painottuvat tässä asiakasryhmässä myöhäisiltaan, joka vastaa hyvin perinteistä yö-sähköohjauksen rytmiä. Kalliin

perjantain päiväajan ja illan matala sähkönkäyttö ei kuitenkaan selity yö-sähköhjouksella, vaan sen taustalla on luultavasti kyseisen päivän uutisoitu sähkötulo ja/tai sähkön hintapiikki, jota osa kiinteän hinnan asiakkaista on halunnut vältellä.

4.5 Pörssisähköasiakkaiden toteutuneet sähkön hinnat ja kulutusvaikutus

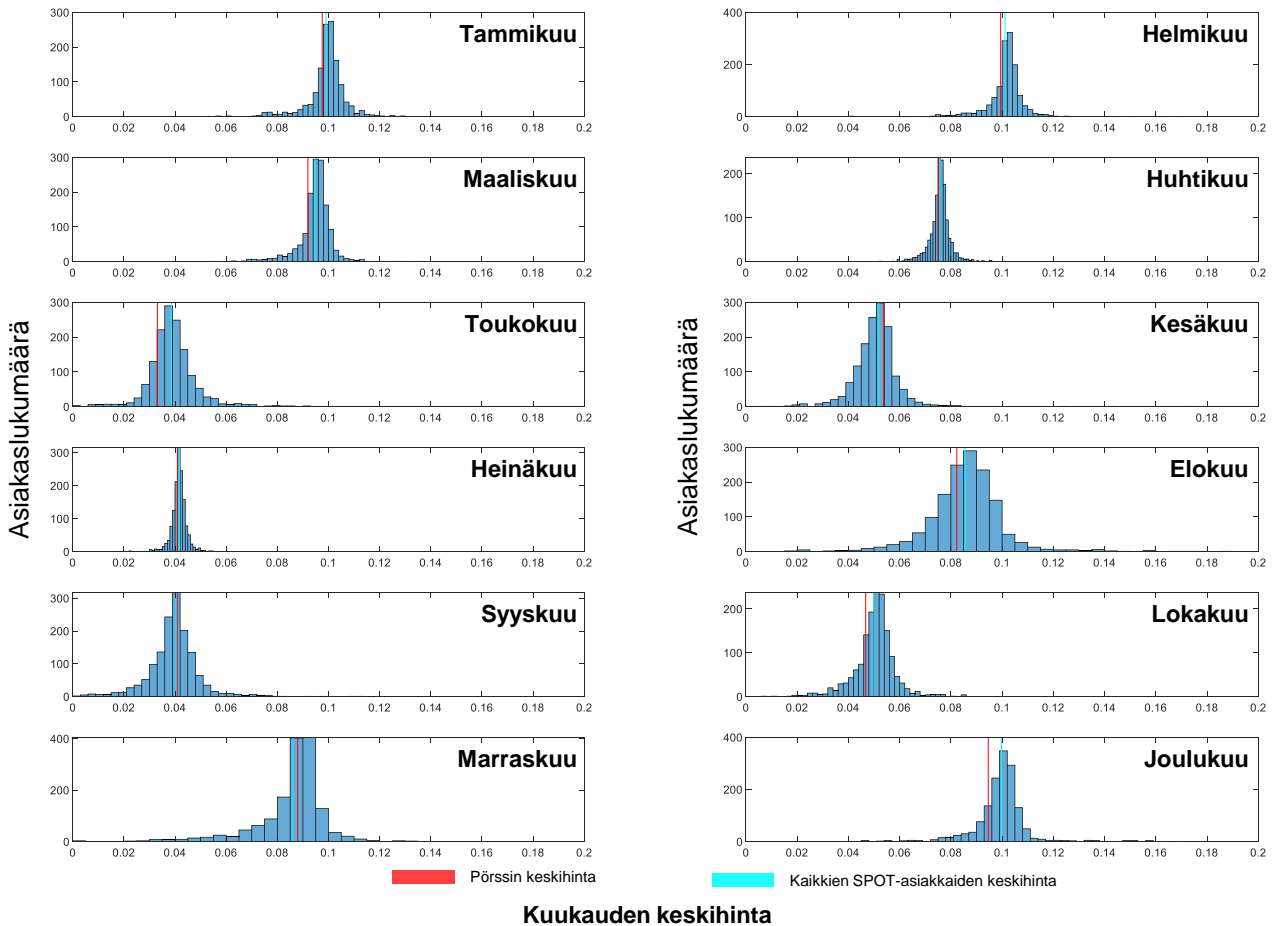
Sähkönkäyttäjien sähkönkäyttö painottuu tyypillisillä kotitalousasiakkailla päivä ja ilta-aikaan, kun ihmiset ovat kotona. Näihin ajankohtiin osuvat mm. ruuanlaitto, pyykin- ja astioidenpesu, saunominen, suihkussa käynti ja monet muut askareet, jotka näkyvät sähkönkäytössä. Kuvassa 4.13 on esitetty sähkön pörssihinnan tuntikeskiarvot vuoden 2023 aineistosta arkipäivälle ja viikonloppulle.



Kuva 4.13. Keskimääräiset sähkön hinnat vuorokauden tunteina arkipäivänä ja viikonloppuna vuoden 2023 aineistosta.

Verrattaessa ihmisten aktiivisuutta vuorokauden tuntien keskimääräiseen hintaan (Kuva 4.13) havaitaan, että sähkön hinta on tyypillisenä päivänä korkeimmillaan päivä ja ilta-aikaan, kun ihmisten aktiivisuus on korkeimmillaan. Korkea hinta näkyy erityisesti arkipäivien sähköhinnassa aamuseitsemän jälkeen, jonka jälkeen keskimääräinen hinta laskee alle matalammaksi vasta myöhäisillasta yhdeksän jälkeen. Viikonloppuisin hintaero ei ole yhtä raju kuin arkena, mutta silloinkin keskipäivällä ja illalla sähkö on huomattavasti kalliimpaa kuin esimerkiksi yöaikaan. Lisäksi sähkölämmitteisten rakennusten käyttöpaikoilla sähkönkäyttö painottuu kylmempään vuodenaikaan, jolloin sähkö maksaa korkeamman kysynnän seurauksena enemmän. Täten voidaankin todeta, että päiväaikaan sekä talviaikaan sähkönkäyttöään painottavan sähkönkäyttäjän on haastavaa saada laskettua oman sähkönkulutuksensa painotettua keskihintaa alle pörssin keskihinnan.

Kuvassa 4.14 on esitetty pörssisähköasiakkaiden kuukausittaiset hintajakaumat vuodelta 2023. Kuviin on piirretty kuukausittaiset pörssikeskihinnat sekä pörssisähköasiakkaiden tuntienergioilla painotetut keskihinnat.



Kuva 4.14. Pörssisähköasiakkaiden keskihintahistogrammikaaviot kuukausittain sekä pörssisähkön keskihinta ja kaikkien pörssisähköasiakkaiden keskihinta vuodelta 2023. Pörssisähköasiakkaan keskihinta tunneittain sähköenergian käytön mukaan painotettu.

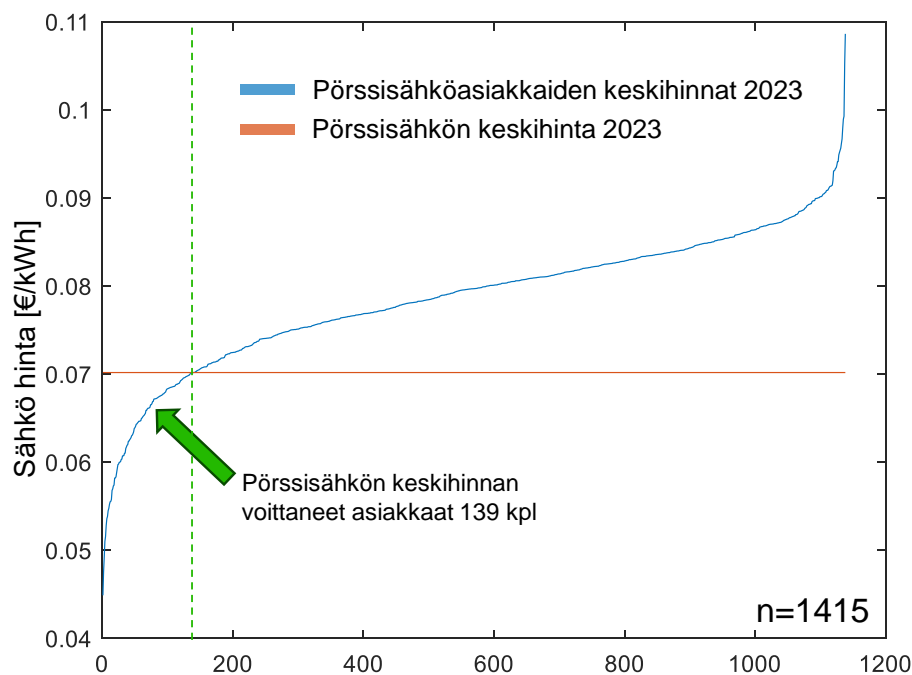
Kuvasta havaitaan, että pörssisähköasiakkaat voittavat keskimäärin pörssikeskihinnan kahtena kuukautena eli kesäkuussa ja syyskuussa vuonna 2023. Esimerkiksi kesäkuussa pörssiasekkaiden painotettu keskiarvo 5.19 snt/kWh, kun suora pörssihinnan painottamaton keskiarvo on 5.38 snt/kWh. Tällöin siis sähkökäyttäjän ns. kulutusvaikutus on ollut asiakkaan eduksi 0.19 snt/kWh. Kuvasta havaitaan, että asiakkaiden keskihinnat ovat talviaikaan kuukausina marras-maaliskuu lähellä 10 snt/kWh hintaa ja taas vastaavasti lämpimämpänä vuodenaikana lähellä 5 snt/kWh tai sen alle.

Taulukossa 4.3 on esitetty käytetyn aineiston pörssisähköasiakkaiden lukumäärät, sekä pörssisähkön kuukausittaisen keskihinnan voittaneiden asiakkaiden lukumäärät ja osuudet vuosina 2019–2024. Käytännössä vertailussa on summattu asiakaskohtaisesti asiakkaan sähkökäyttöprofiilin mukaisen kuukausittainen sähkölaskun ja kuukauden pörssikeskihinnan mukaisen sähkölaskun erotus vuoden jokaiselta kuukaudelta. Mikäli asiakas on maksanut sähköstään vähemmän kuin kuukauden pörssikeskihinnalla laskettuna, on asiakas saanut omalla kulutusvaikutuksellaan säästöä ja siten voittanut pörssikeskihinnan.

Taulukko 4.3. Pörssisähkön keskihinnan voittaneiden pörssisähkösopimusasiakkaiden osuudet vuosina 2019–2024. Pörssisähköasiakkaista tarkastelussa ovat vain koko ajanjakson (vuoden) pörssisähkösopimuksen pitäneet asiakkaat.

	Koko vuoden	Pörssisähköasiakkaista kuukausittaisen pörssin keskihinnan	
	pörssisähköasiakkaat	voittaneiden lukumäärä	voittaneiden osuus
2019	1483	147	10 %
2020	2466	342	14 %
2021	1851	113	6 %
2022	1184	180	15 %
2023	1138	270	24 %
2024 (3 kk)	1415	199	14 %

Taulukosta 4.3 havaitaan, että pörssikeskihinnan voittaneiden asiakkaiden osuus vaihtelee vuosittain välillä 6–24 %. Tämä vahvistaa, että piensähkönkäyttäjien sähkönkäyttö painottuu tyypillisesti kalliimmille tunneille ja vain pieni osa pörssisähköasiakkaista onnistuu nykyisellään painottamaan sähkönkäyttönsä pörssin keskihintaa edullisemmille ajankohdille. Kuvassa 4.15 on esitetty pörssisähköasiakkaiden asiakaskohtaiset keskihinnat vuodelta 2023 sekä saman vuoden keskihinta.



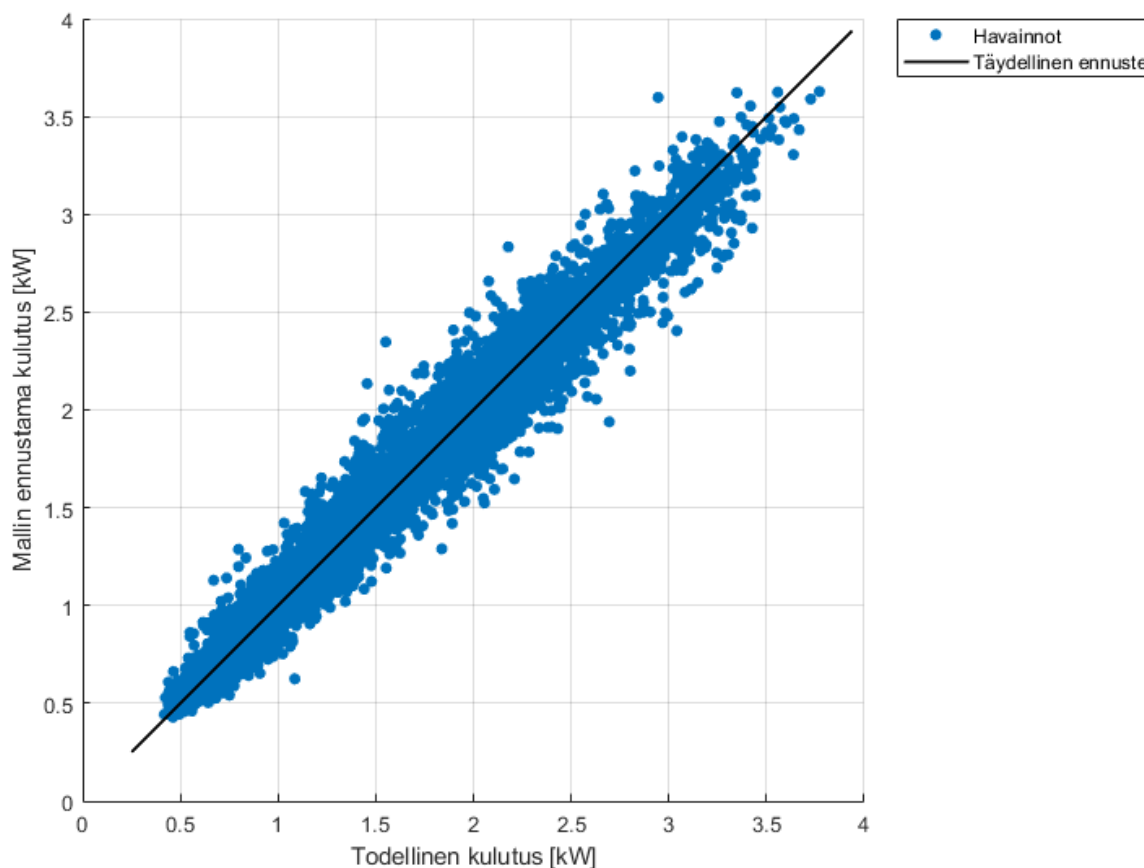
Kuva 4.15. Vuoden 2023 pörssisähköasiakkaiden energiapainotetut keskihinnat verrattuna sähkön pörssihinnan keskiarvoon. $n = 1415$

Kuvasta voidaan tehdä sama havainto kuin edellisestä taulukosta 4.3, eli vain pieni joukko asiakkaita onnistuu saavuttamaan pörssin keskihintaa matalamman energiapainotetun keskihinnan. Nyt tarkasteltaessa vuosikeskihintaa, on pörssihinnan voittaneiden asiakkaiden osuus 139 kappaletta, kun kuukausittaisella tasolla voittaneiden asiakkaiden osuus on 243 kappaletta.

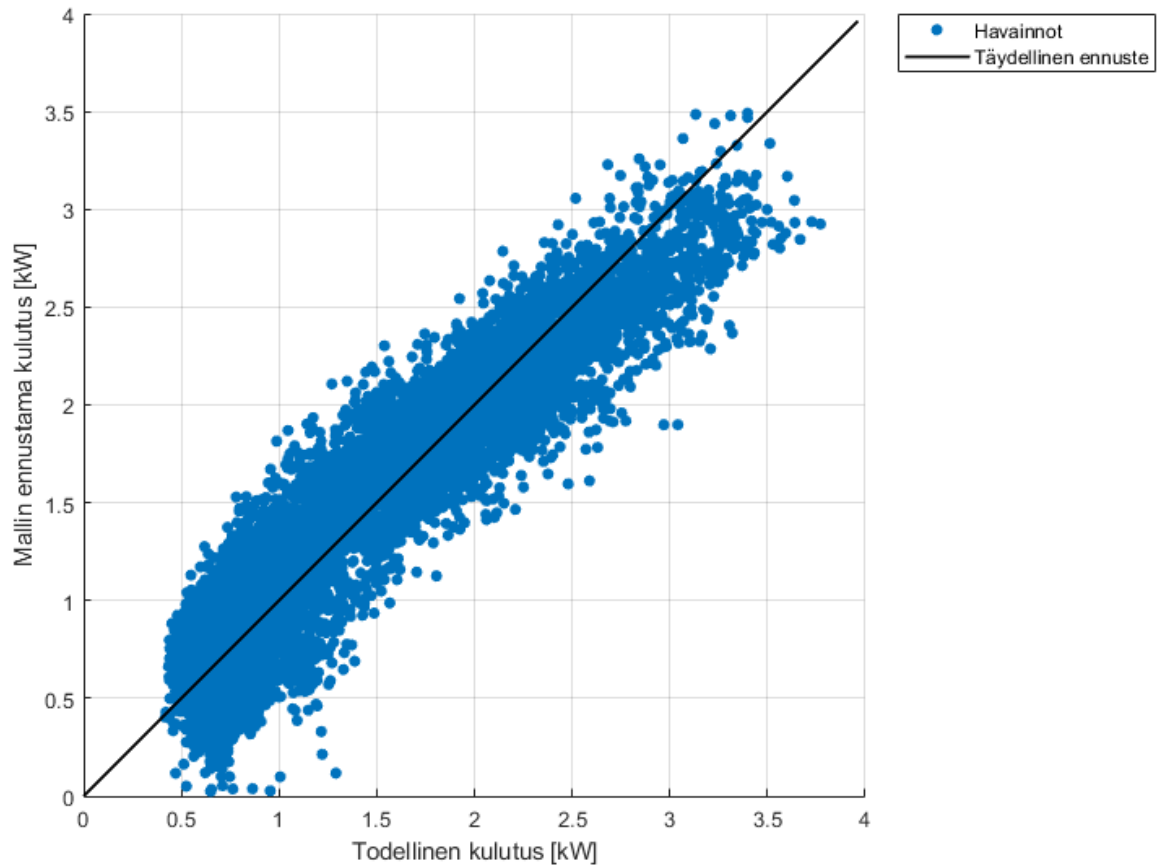
4.6 Sähkön hintajouston määrittäminen

Edelliset analyysit näyttävät, että osa sähkökäyttäjistä joustaa sähkön hinnan mukaan siten, että heidän sähkökäyttönsä painottuu edullisemmille tunneille. Sähkökäyttöön vaikuttaa monet muutkin tekijät, kuten vuorokauden aika, viikonpäivä ja ulkolämpötila. Eri tekijöiden painoarvoa tutkittiin koneoppimismenetelmillä. Analysoitava aineisto rajattiin koskemaan pörssisähköasiakkaita, joilla sopimus on säilynyt samana läpi vuoden sekä sähkönkulutus on ollut suurempi kuin 10 000 kWh/a ja pienempi kuin 20 000 kWh/a vuonna 2023. Lisäksi valitut sähkökäyttöpaikat sijaitsevat samalla maantieteellisellä alueella. Menetelmien syötteinä käytettiin vuorokauden tuntia, viikonpäivää (ma-su), ulkolämpötilaa, SPOT-hintaa ja vuorokauden SPOT-hintakeskiarvon ja tuntihinnan erotusta.

Parhaan tuloksen eri menetelmistä saavutti Gaussian process regression (GPR) menetelmä, jonka R^2 selitysaste on 0.97. Mallin ennustetta ja todellista toteumaa on verrattu kuvassa 4.16. Valitun GPR menetelmän toimivuuden havainnollistamiseksi kuvassa 4.17 on esitetty verrokiksi lineaarisen monimuuttujaregressiomenetelmän tekemän ennusteen vertailu toteutuneeseen sähkönkulutukseen, jonka R^2 selitysaste on 0.88.



Kuva 4.16. GPR-mallin sähkökäytön ennuste verrattuna todelliseen mitattuun sähkökäyttöön vuoden 2023 aineistolla.

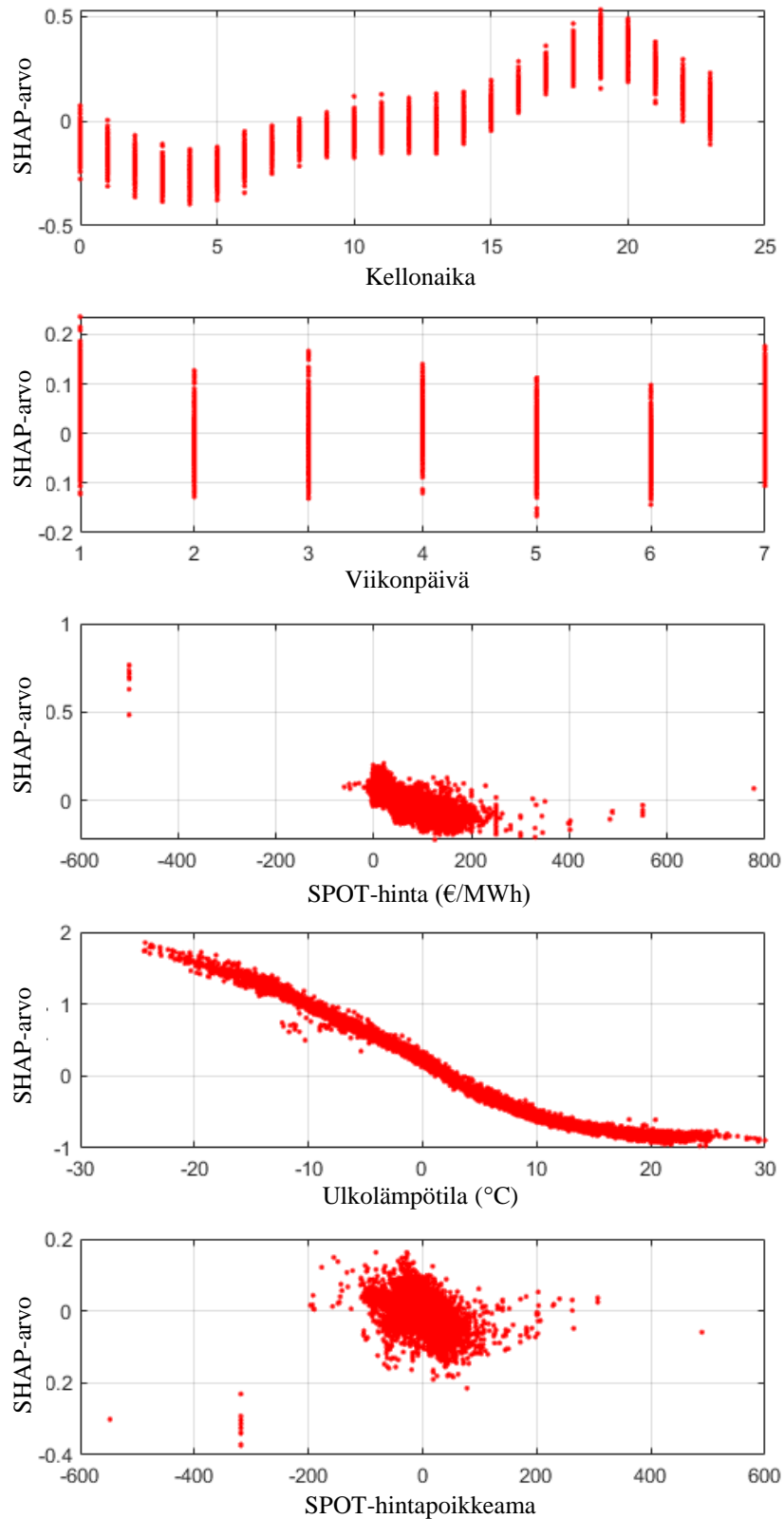


Kuva 4.17. Lineaarisen regressiomallin sähkönkäytön ennuste verrattuna todelliseen mitattuun sähkönkäyttöön vuoden 2023 aineistolla.

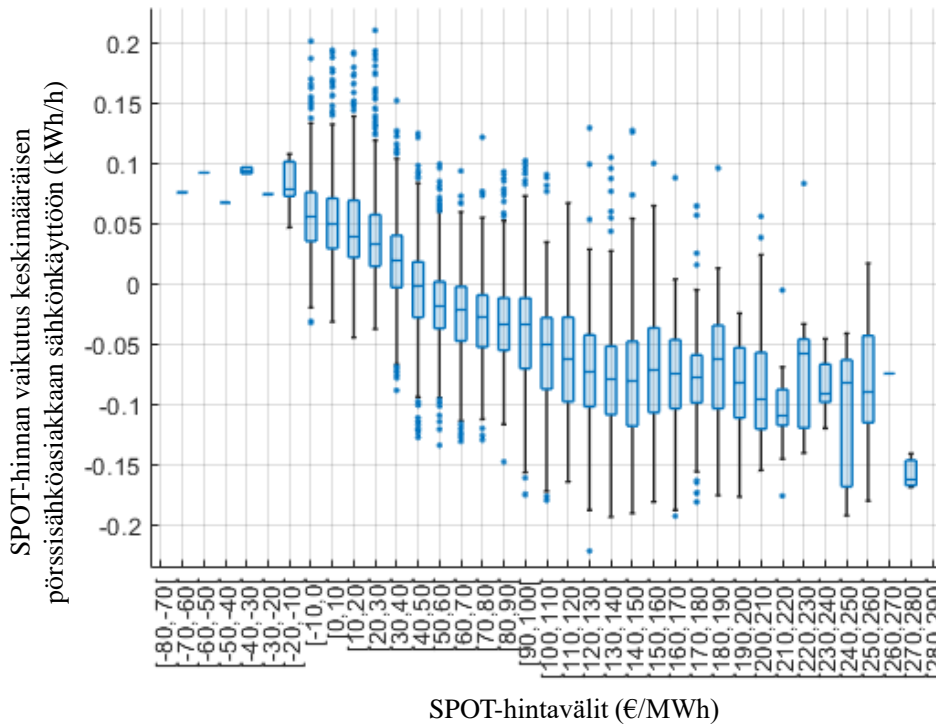
Kuvia 4.16 ja 4.17 vertaamalla havaitaan, että GPR-menetelmän sähkönkulutuksen ennuste on tarkempi verrattuna lineaariseen regressiomenetelmään. Tämä selittää myös GPR-menetelmän korkeamman regression selityssasteen R^2 -arvot.

Gaussian process regression -menetelmän ennusteen tuloksia voidaan purkaa osiin hyödyntämällä SHAP-analyysia, joka helpottaa monimutkaisen koneoppimismenetelmän tulosten ymmärtämistä näyttämällä muuttujakohtaisesti sen vaikutuksen ennustettavaan sähkönkulutukseen. SHAP-analyysin tulokset on esitetty kuvissa 4.18 ja 4.19. Kuvassa 4.18 on näytetty vuorokauden tunnin, viikonpäivän, ulkolämpötilan, SPOT-hinnan ja vuorokauden SPOT-hintakeskiarvon ja tuntihinnan erotuksen

keskimääräinen vaikutus sähkönkäyttöön. Kuvassa 4.19 on esitetty tarkemmin pelkän SPOT-hinnan vaikutus pörssisähköasiakkaan sähkönkäyttöön.



Kuva 4.18. Sähkönkäyttöön vaikuttavien tekijöiden painoarvot määritettynä vuoden 2023 sähkömittausaineistosta. Tarkasteltavat sähkönkäyttäjät $n=201$. Jokainen piste kuvassa vastaa yksittäisen tunnin kohdalla kunkin tekijän vaikutusta (kWh/h per asiakas) sähkönkulutukseen.



Kuva 4.19. SPOT-hinnan vaikutus keskimääräisen pörssi sähköasiakkaan sähkökäyttöön vuoden 2023 aineistosta.

Kuvista 4.18 ja 4.19 voidaan tehdä seuraavia havaintoja liittyen analyysin tekijöihin:

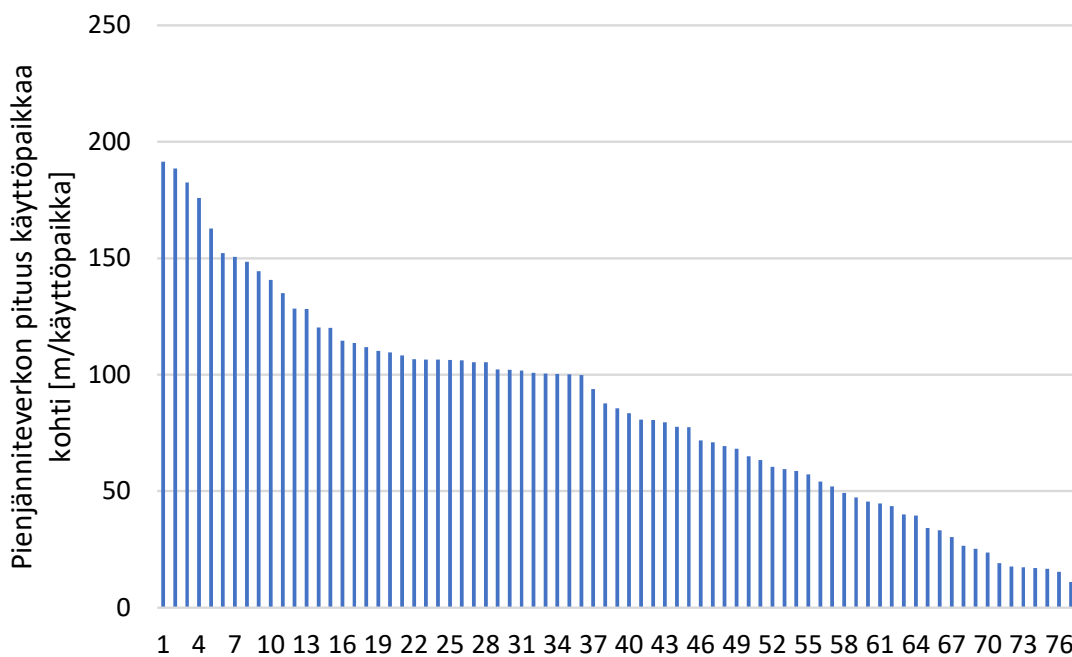
- Kellonaika: yöaikana sähköä käytetään vähemmän ja iltatunteina vastaavasti enemmän. Käytännössä ilta-ajan sähkökäyttö on keskimäärin n. 0.5 kW suurempaa kuin yöllä.
- Viikonpäivä: viikonpäivällä on analyysien perusteella melko vähäinen vaikutus sähkön kokonaiskäyttöön. Sähkökäytön vaihtelu viikonpäivien välillä on myös hyvin samantyyppistä riippumatta siitä, onko kyseessä arkipäivä tai viikonloppu.
- Sähkön pörssihinta: sähkönhinnan kasvaminen vähentää sähkönkulutusta. Sähkön hinnan noustessa 0 €/MWh:sta 100 €/MWh vähenee sähkökäyttö keskimäärin 0.1 kW/asiakas. Tuloksista voidaan myös havaita, että helposti aktivoitavissa oleva kulutusjousto on käytännössä otettu käyttöön pörssihinnan noustessa yli 150 €/MWh, jonka jälkeen SHAP-arvon lukema on noin -0.08.
- Ulkolämpötila: tarkastellussa pörssi asiakasryhmässä ulkolämpötilan vaikutuksesta sähkökäyttö kasvaa keskimäärin 1.5 kW, kun ulkolämpötila laskee 0 °C:sta -20 °C:een.
- SPOT-hintaero: vuorokauden sisäiset hintaerot vaikuttavat loogisesti sähkökäyttöön, eli kun sähkö on keskimääräistä edullisempaa, sähkökäyttö on suhteessa suurempaa ja vastaavasti keskihintaa kalliimman sähkön aikaan sähkökäyttö on pienempää. Tuloksista on kuitenkin huomattava, että marraskuun 2023 ns. Black Friday -päivän -500 €/MWh hinnat näyttäytyvät suurena poikkeamana myös vuorokauden SPOT-hintaerossa eikä GPR-menetelmä ole onnistunut sovittamaan näitä datapisteitä samaan joukkoon muiden datapisteiden kanssa.

5 Hintajoustop vaikutukset sähköjakelujärjestelmään

Hintajoustop vaikutukset sähköjakeluverkkoon riippuvat sähköverkon mitoitukselta. Käytännössä sähköjakeluverkko on vahvinta kaupunkialueilla, joissa sähkökäyttö on suurinta ja toisaalta asiakastiheys on haja-asutusalueita suurempaa. Pienasiakkaiden hintajoustop vaikutukset näkyvät ensin lähellä sähkökäyttöpaikkoja eli pienjänniteverkossa, joihin kohdistuu suurimmat hintajoustop aiheutuvat muutokset. Muutosten kerrostuessa enemmän voi vaikutuksia näkyä myös keskijänniteverkossa. Tässä tutkimuksessa on keskitytty pienjänniteverkossa hintajoustop seurauksena esiintyviin ilmiöihin.

5.1 Sähköpienjännitejakeluverkot Suomessa

Pienjänniteverkot vaihtelevat Suomessa huomattavasti sähköverkkoyhtiöiden välillä. Esimerkiksi pienjänniteverkon keskimääräisessä pituudessa on merkittäviä eroja. Kuvassa 5.1 on esitetty keskimääräiset pienjänniteverkkopituudet suomalaisissa jakeluverkkoyhtiöissä.



Kuva 5.1. Pienjänniteverkkopituus asiakasta kohden suomalaisissa jakeluverkkoyhtiöissä vuonna 2022.

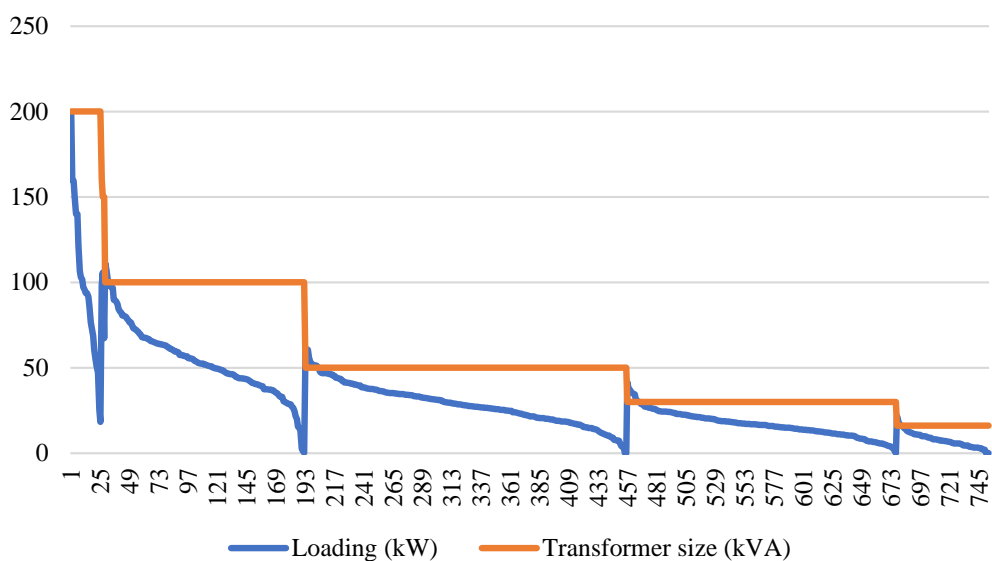
Kuvasta 5.1 nähdään, että pisimmillään keskimääräinen pienjänniteverkkopituus on lähes 200 m/käyttöpaikka, kun taas toisenlaisissa olosuhteissa verkkopituus voi olla vain 10–20 m/käyttöpaikka. Pisimmät verkkopituudet ovat haja-asutusalueella ja lyhyimmät kaupunkiympäristössä.

Suurimmat verkko-vaikutukset kuormituksen muuttumisen suhteen ovat tyypillisesti heikoimmissa sähköverkon osissa. Ne löytyvät yleensä haja-asutusalueen sähköverkoista kohteista, jotka ovat kaukana jakelumuuntajalta, niitä syöttävän jakelumuuntajan koko on pieni tai pienjänniteverkon

syöttöjohto on ohut. Indikaationa heikosta verkosta voidaan käyttää myös verkon suhteellista jännitejykkyyttä kuormitusyksikköä kohden tai verkon käyttöpaikoille määritettyä minimi oikosulkuvirtaa. Käyttöpaikkojen pienimmät oikosulkuvirrat löytyvät yleensä pienjänniteverkon muuntopiireistä, joissa yhdistyvät edellä mainitut tekijät. Samoin jännitteen vaihteluille altteimmat verkon kohdat ovat usein samoja kuin verkon osat pienimmillä oikosulkuvirroilla. Tämän perusteella tutkimuksessa onkin keskitytty haja-asutusalueiden pienjänniteverkkoihin ja koostettu niiden perusteella tyypillisiä lähtökohtia pienjänniteverkoille.

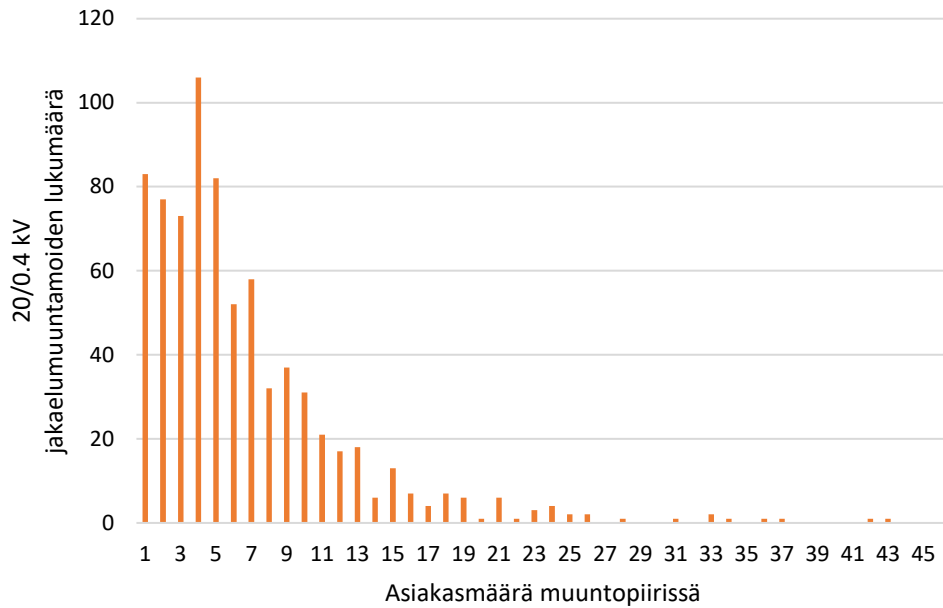
5.1.1 Tyypillisiä haja-asutusalueen pienjänniteverkkoja

Tutkimuksessa on tarkasteltu kolmen suurehkon jakeluverkkoyhtiön haja-asutusalueen sähkönverkkvoja. Niistä on poimittu seuraavia lähtökohtia: asiakasmäärät, pienjänniteverkon pituus asiakasta kohti, yhtä asiakasta syöttävän pienjänniteverkon osuus, kauimmaisen asiakkaan etäisyys jakelumuuntajalta, kauimmaisen asiakkaan ja muuntajan välinen impedanssi, asiakaspisteen minimi oikosulkuvirta, jakelumuuntajan koko ja jakelumuuntajan kuormitusaste. Kuvassa 5.2 on esitetty 16–200 kVA jakelumuuntajien kuormitusasteet tarkastelualueella. Keskimäärin jakelumuuntajat ovat 55 % kuormassa.



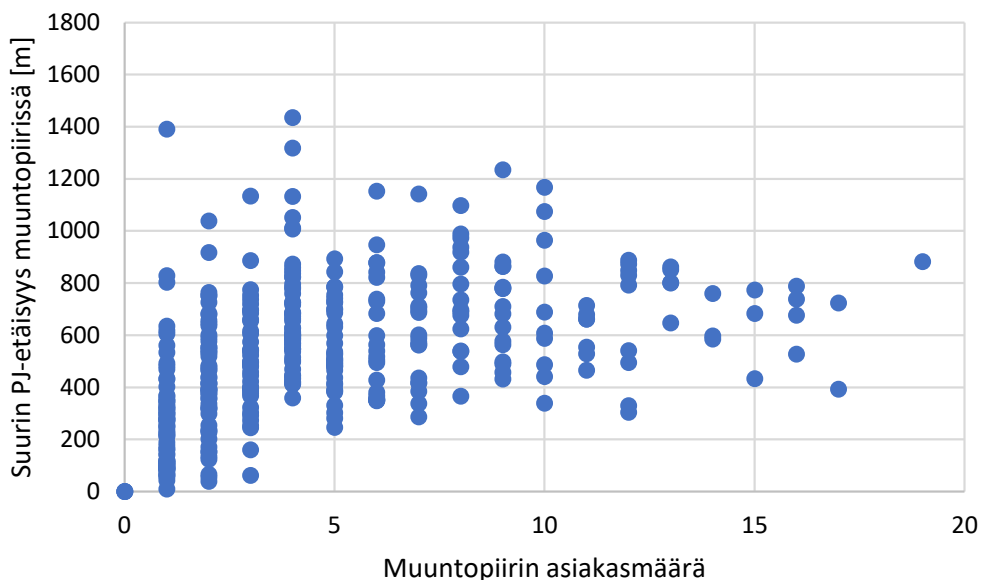
Kuva 5.2. Jakelumuuntajien nimellisteho ja kuormitusaste tarkastelualueella.

Kuvassa 5.3 esitetään tarkastelualueen muuntopiirien asiakasmäärät. Muuntopiireistä suurimmassa osassa on 1–7 asiakasta. Näiden osuus on 70 %. Yli 15 asiakkaan muuntopiirit ovat aineistossa melko harvinaisia niiden osuuden ollessa alle 9 %.



Kuva 5.3. Muuntopiirien asiakasmäärät muuntopiireittäin tarkastelualueella.

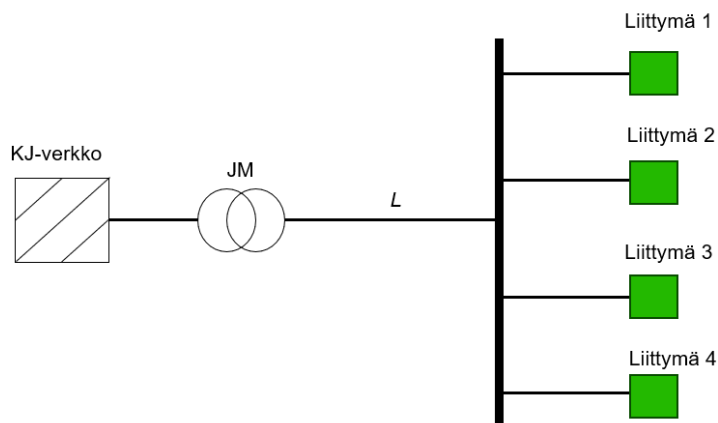
Tarkastelun pienjänniteverkoissa keskimääräinen verkkopituus on ollut 250 ± 90 m per käyttöpaiikka. Kauimmaisen käyttöpaikan etäisyys muuntamolle on keskimäärin 600 ± 220 m, kun taas kauimmat asiakaspisteet ovat yli 1 km etäisyydellä. Muuntopiirin pienin oikosulkuvirta vaihtelee tyypillisesti välillä 180–350 A. Kuvassa 5.4 on esitetty muuntopiirien kauimmaisten asiakaspisteiden etäisyydet, kun muuntopiireissä on 1–20 asiakasta.



Kuva 5.4. Kauimmaisen sähkökäyttöpaikan etäisyys jakelumuuntajalta.

5.1.2 Verkkoanalyseissa tarkasteltavat tyyppiverkot

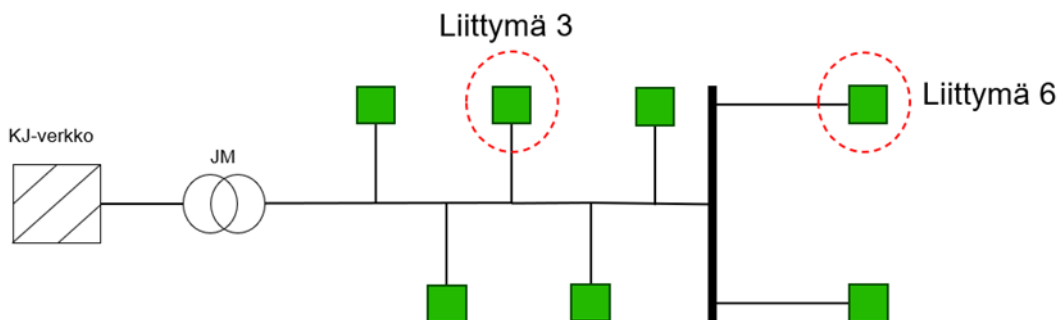
Tarkasteluissa päädyttiin käyttämään kahta erillistä verkkotopologiaa, joista ensimmäisessä on 3–7 sähköverkon liittymispistettä ja kaikkia liittymiä syöttää yhteinen pienjänniteverkon runkojohto. Toisessa tarkasteltavassa topologiavaihtoehdossa on myös 3–7 sähköverkon liittymispistettä, mutta tässä vaihtoehdossa liittymät on jaoteltu tasavälein pienjänniteverkon runkojohdolle. Esimerkioverkkotopologioiden verkkopituudet ja johdot mitoitetaan siten, että ne vastaavat ominaisuuksiltaan tausta-aineistona käytettyjä pienjänniteverkkojen tietoja mm. verkkopituuksien ja ja pienimmän oikosulkuvirran osalta. Kuvassa 5.5 on esitetty käytetty tyyppitopologia A.



Kuva 5.5. Tyyppitopologia A.

Topologiassa A kaikki asiakkaat ovat yhtä kaukana jakelumuuntajasta yhden runkojohdon päässä, josta haarautuu nousujohdot liittymille. Tämän kaltainen topologia on tyypillinen vapaa-ajanasuntoalueilla. Runko- ja nousujohdot ovat samaa poikkipintaa ja johtolajia. Liittymien etäisyys jakelumuuntajasta on 550 m ja liittymien yksivaiheinen oikosulkuvirta on 443 A. Topologiassa A jakelumuuntajan nimellisteho on 100 kVA.

Kuvassa 5.6 on esitetty käytetty tyyppitopologia B.

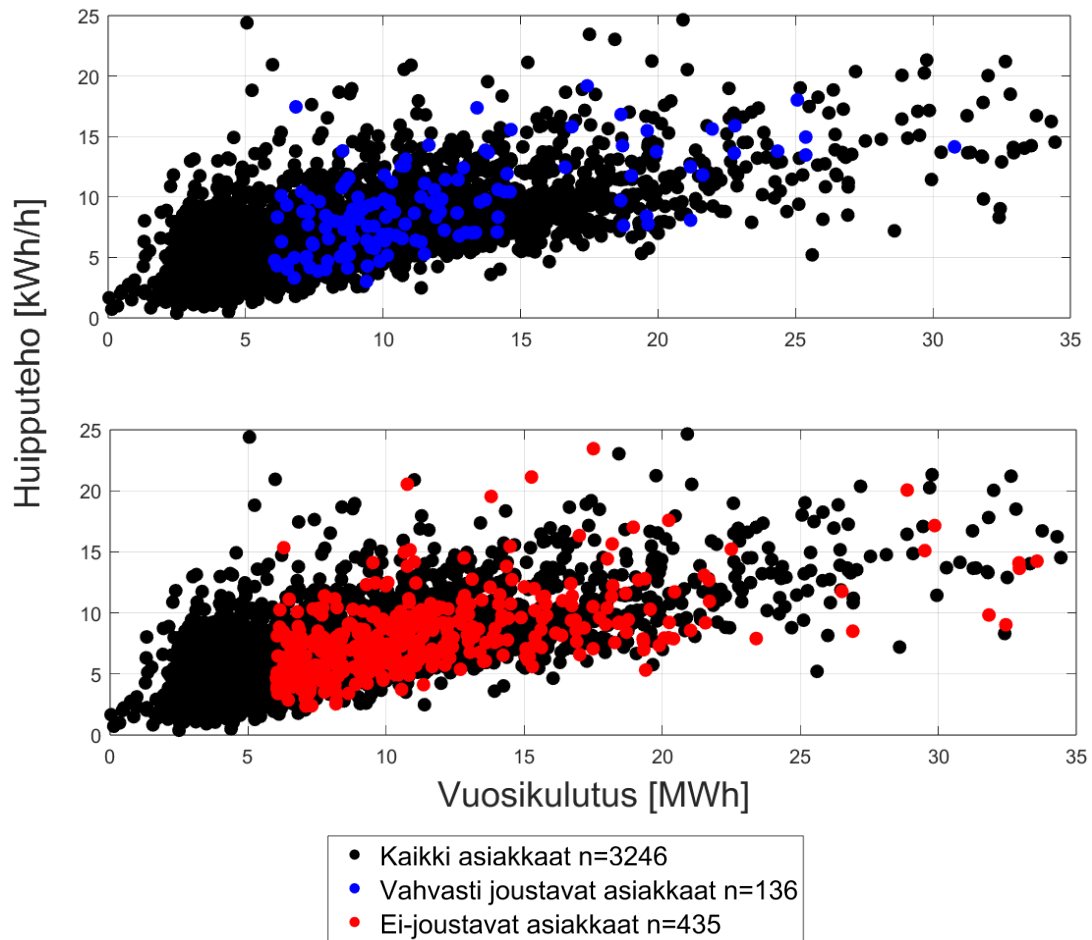


Kuva 5.6. Tyyppitopologia B.

Verkkotopologiassa B asiakkaat asettuvat tasaisesti runkojohdon varrelle. Myös tässä topologiassa runko- ja nousujohdoilla on sama poikkipinta-ala ja laji. Kuvassa 5.6 punaisilla ympyröillä on korostettu liittymät, joista jännitteet lasketaan. Liittymä 6 on 810 m etäisyydellä jakelumuuntajasta ja yksivaiheinen oikosulkuvirta on 293 A. Johtolaji on AMKA 70 ja jakelumuuntajan nimellisteho 50 kVA.

5.2 Verkkoanalyysit

Sähköverkkoanalyysit tehdään OpenDSS -ohjelmalla, joka on ensisijaisesti tehojakolaskentaan tarkoitettu työkalu. Analyysien taustalla olevat sähkökuormituksen simuloinnit toteutetaan Monte Carlo -menetelmällä, jolloin sähköverkon kuormitustilanne simuloidaan useaan kertaan läpi muuttamalla alkuarvoja. Verkon parametrit pysyvät samoina simuloinneissa, mutta verkon asiakaskombinaatioita vaihdellaan. Asiakkaat on valittu todellisia tuntikohtaisia kulutustietoja sisältävästä sähkökuormitusaineistosta. Kulutustiedot valitaan aikaväliltä 1.1.2023 – 15.3.2024, jolloin tarkastelujaksolle osuvat erittäin kalliin ja matalan hinnan tilanteet. Aineistossa on saatavilla kulutustietojen lisäksi asiakkaan sijainti ja sopimustyyppi. Sijaintitiedot ovat lähimmän sääaseman tarkkuudella. Sopimustyypit ovat jaoteltu aineistossa kolmenlaisiin sopimuksiin. Toistaiseksi voimassa oleviin, määräaikaisiin ja sähkön spot-hintaan perustuviin sopimuksiin. Simulointia varten aineistosta on poimittu asiakkaita eri kriteerein. Poimitut asiakkaat on jaoteltu kahteen ryhmää ei-joustaviin ja joustaviin. Asiakkaiden ryhmien yhteisinä kriteereinä ovat sijainti, yli 6000 kWh vuosi kulutus vuonna 2023 ja alle 25 kWh/h huipputeho vuonna 2023. Yli 6000 kWh vuosikulutuksella karsitaan pieniä kerrostaloasuntoja ja vapaa-ajanasuntoa, jotta tarkastelut vastaisivat haja-asutusalueen pientalovaltaisia muuntopiirejä. Huipputehokriteeri rajaa tarkasteluun asiakkaat, joilla pääsulakekoko on enintään 3x35 A. Ei-joustavien asiakkaiden ryhmä koostuu edellä mainitut kriteerit täyttävät asiakkaat, ja joilla on kiinteähintainen (toistaiseksi voimassa olevat sekä määräaikaiset sopimukset) sopimus koko tarkastelujakson ajan. Joustavien asiakkaiden ryhmä koostuu asiakkaista, joilla on aiempien kriteerien lisäksi pörssisähkösopimus koko tarkastelujakson ajan. Lisäksi joustavien asiakkaiden kriteerinä on negatiivinen korrelaatio kulutuksen ja hinnan välillä erittäin korkean hinnan viikolla. Tämän kriteerin on tarkoitus valikoida sellaisia asiakkaita, jotka joustavat kulutustaan spot-hinnan mukaan. Joustavien ja ei-joustavien asiakkaiden huipputehot ja vuosikulutus suhteessa aineiston kaikkien asiakkaiden huipputehoon ja vuosikulutukseen on esitetty kuvassa 5.7.

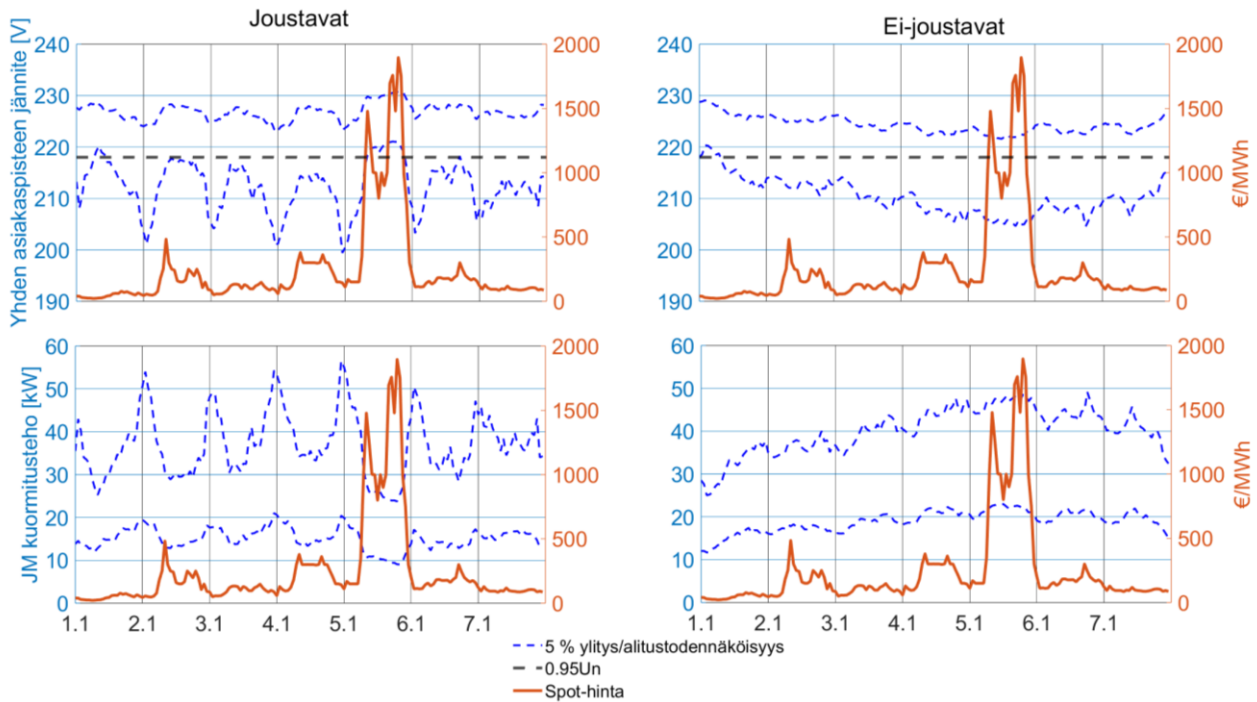


Kuva 5.7. Joustavien ja ei-joustavien asiakkaiden huipputehot ja vuosikulutus.

Kuvasta 5.7 nähdään, että ei-joustavia asiakkaita on määrällisesti enemmän verrattuna joustaviin. Yksittäisten ei-joustavien asiakkaiden huipputehot ovat isommat kuin joustavien, sillä kaikkien joustavien huipputehot ovat alle 20 kWh/h. Ei-joustavien asiakkaiden keskimääräinen vuosikulutus on 11.2 MWh ja huipputeho 8.0 kWh/h. Joustavien asiakkaiden keskimääräinen vuosikulutus 11.8 MWh ja huipputeho 9.2 kWh/h ovat suuremmat verrattuna ei-joustaviin. Aineistosta ei ole suoraan saatavilla asiakkaan kuormia tai lämmitystapoja. Joustavien asiakkaiden isompaa keskimääräistä huipputehoa voi selittää se, että heidän joukostansa voi löytyä keskimäistä enemmän sähköauton lataajia tai se, että asiakkaan kuormat synkronoituvat hintaohjauksen takia. Ei-joustavien asiakkaiden ryhmässä voi myös olla sähköauton lataajia mikä voi selittää yksittäisten asiakkaiden suuret huipputehot.

5.2.1 Topologia A

Simulointituloksia esitetään vuoden 2024 ensimmäiseltä viikolta topologialle A ja B. Tällöin sähkökäyttö oli Suomessa ennätyskorkeaa ja sähkönhinta myös hyvin korkea. Verkon mitoituksen kannalta haastavin tilanne on, kun muuntopiirissä on useita joustavia asiakkaita, jotka käyttäytyvät sähkökäytöllisesti samalla tavalla. Kuvassa 5.8 on esitetty simulointitulokset, missä seitsemän joustavaa ja ei-joustavaa asiakasta on topologian A mukaisessa verkossa.

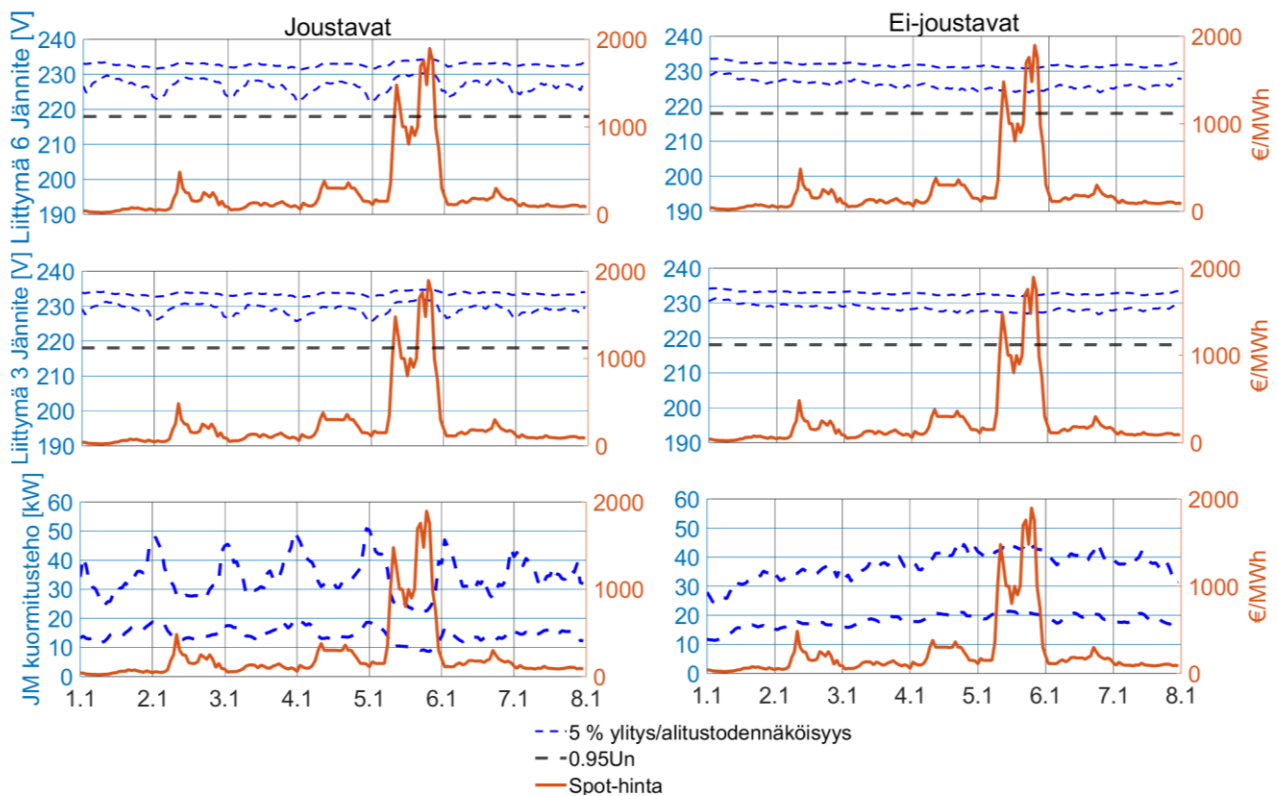


Kuva 5.8 Topologian A mukaisen verkon jännitteet ja kuormitustehot seitsemällä vahvasti joustavalla tai ei-joustavalla sähkökäyttäjällä korkean hinnan viikolla (1.1.2024–7.1.2024, Blue Friday), (Lamminpää, 2024).

Topologiassa A on huomattavissa joustavien asiakkaiden kulutuksen synkronoituminen. Kulutuspiikit ajoittuvat keskiyölle, mikä voi viitata siihen, että joustavilla asiakkailla on varaava sähkölämmitys. Joustavien asiakkaiden reagointi hintapiikkiin on nähtävissä tammikuun 5. päivänä. Hintapiikki ajoittuu vuorokauden ajankohdan mukaan niin, että joustavien asiakkaiden kulutus on pienimmillään. Verrattuna edelliseen päivään 4.1 tai seuraavaan 6.1 tehon säätö alaspäin on 95 prosenttipisteen simuloinnissa miltei 10 kW. Korkean hinnan ympärille asettuvista tehopiikeistä huomataan, että joustavat asiakkaat ovat käyttäneet enemmän sähköä juuri ennen hintapiikkiä kuin välittömästi sen jälkeen. Ei-joustavien tilanteessa ei ole nähtävissä reagointia hintaan. Kuormitustehosta nähdään, että jakelumuuntajan kuormitus kasvaa viikon edetessä ja suurin teho ajoittuu hintapiikille ei-joustavien simuloinneissa. Tehon nousu viikon aikana johtuu todennäköisesti siitä, että viikko oli erittäin kylmä. Usean päivän kestävä kireä pakkasen vaikutus kumuloituu, jolloin asuntojen lämmittämiseen tarvitaan enemmän energiaa. Molemmissa simuloinneissa jännite laskee alle 95 % nimellisestä jännitteestä. Joustavien asiakkaiden simuloinneissa jännite laskee miltei alle 200 V. Ei-joustavien tilanteessa jännite on alimmillaan noin 205 V. Verkkotopologia A:ssa kaikki seitsemän asiakasta ovat yhtä kaukana jakelumuuntajasta saman runkojohdon takana.

5.2.2 Topologia B

Kuvassa 5.9 esitetty simulointitulokset Blue Friday -viikolta, kun topologiassa B on seitsemän joustavaa ja ei-joustavaa asiakasta.

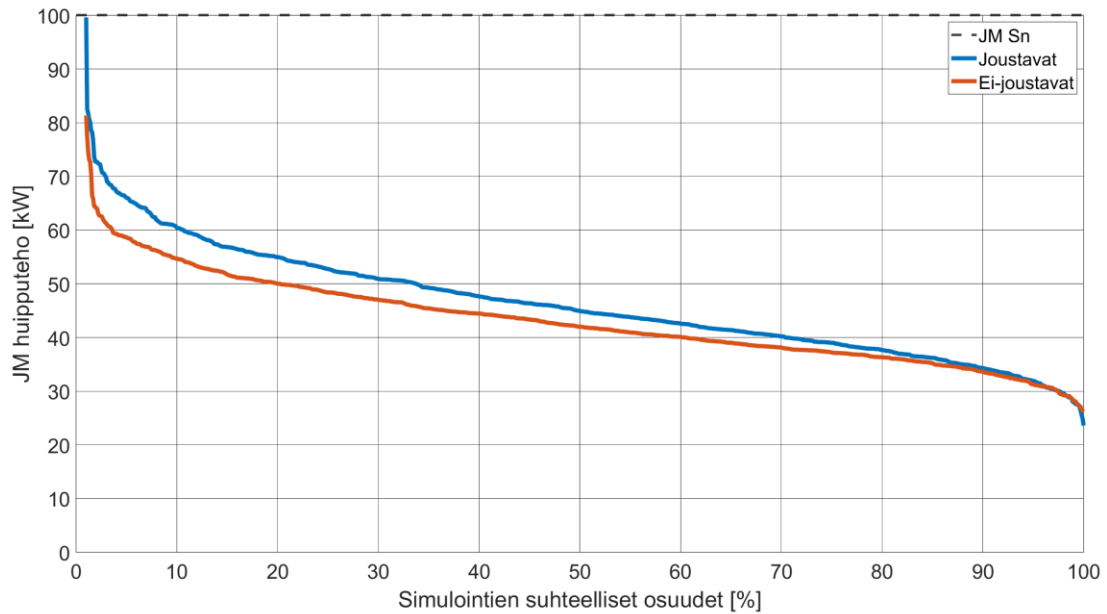


Kuva 5.9. Topologian B mukaisen verkon jännitteet liittämäpisteissä 3 sekä 6 ja kuormitustehot seitsemällä vahvasti joustavalla tai ei-joustavalla sähkökäyttäjällä korkean hinnan viikolla (1.1.2024–7.1.2024, Blue Friday), (Lamminpää, 2024).

Topologiassa B jännite on laskettu kahdelle asiakaspisteelle. Jakelumuuntajasta katsottuna liittymä 3 on noin 400 m ja liittymä 6 noin 810 m etäisyydellä. Vertaamalla topologiaa A ja B toisiinsa huomataan, että jännite ei laske alle 95 % nimellisestä jännitteestä topologiassa B. Kuormitustehoja vertaamalla nähdään, että topologiassa B piikkitehot ovat noin 5 kW pienemmät joustavien asiakkaiden tilanteessa kuin topologiassa A. Simulointituloksien perusteella voidaan todeta, että markkinaperusteisesta hintajoustosta aiheutuva kuormien synkronoituminen ei aiheuta pienjänniteverkolle ongelmia. Simulointituloksista havaitut haasteet asiakaspisteen jännitteen suhteen liittyvät verkon topologiaan, eikä asiakkaan kulutuskäyttäytymiseen. Esimerkkitarkastelu ajoittuu vuoden kylmimpään ajankohtaan, joten simulointitulokset esittävät verkon kannalta haasteellisinta tilannetta.

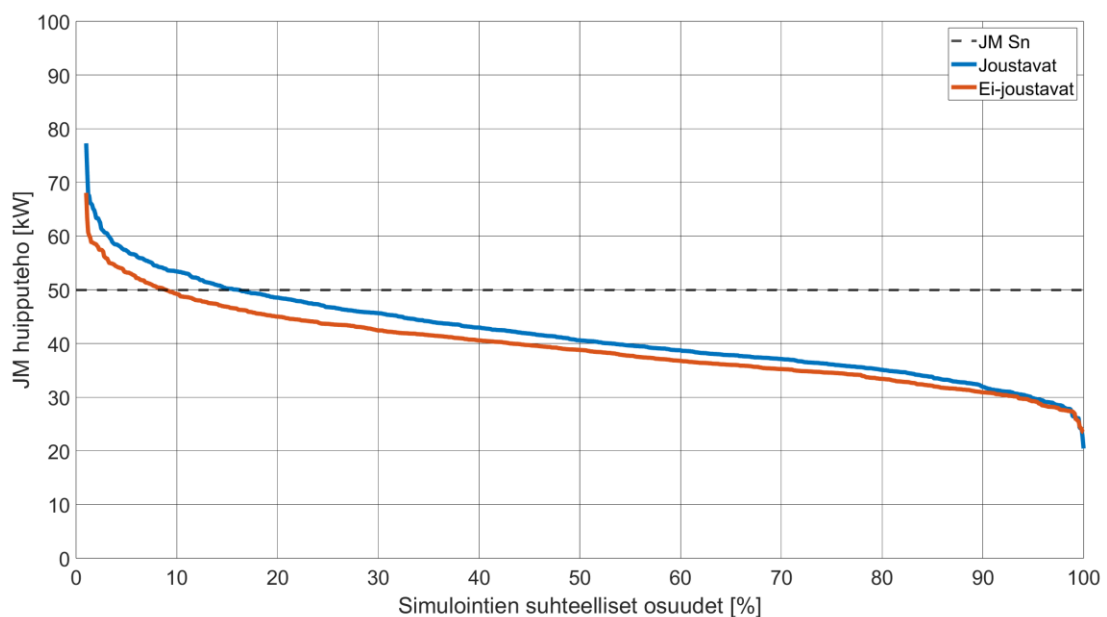
5.2.3 Huipputehoanalyysit 1.1.2023 – 15.3.2024

Huipputehot koko tarkastelujakson ajalta ajoittuvat vuoden 2024 ensimmäiselle ns. Blue Friday -viikolle. Tämä johtuu siitä, että vuoden 2024 alku oli historiallisen kylmä. Kuvissa 5.10 ja 5.11 on esitetty huipputehot kaikista simuloinneista molemmilta topologioilta ajanjaksolta 1.1.2023 – 15.3.2024.



Kuva 5.10. Verkkotopologiassa A seitsemän asiakkaan simulointien huipputehot tarkastelujaksolta 1.1.2023 – 15.3.2024.

Topologia A:n huipputehoista nähdään, että yhdessäkään simuloinnissa ei ylitä jakelumuuntajan nimellisteho 100 kVA. Kuvasta 5.8 voidaan kuitenkin nähdä, että asiakaspisteen jännite voi olla erittäin alhainen riippumatta muuntajan kuormituksesta. Joustavien asiakkaiden simulointien huipputehot ovat suuremmat verrattuna ei-joustaviin. Pienessä osassa simuloinneista ei-joustavien huipputehot ovat joko yhtä suuret tai suuremmat kuin joustavien huipputehot.



Kuva 5.11. Verkkotopologiassa B seitsemän asiakkaan simulointien huipputehot tarkastelujaksolta 1.1.2023 – 15.3.2024.

Topologiassa B jakelumuuntajan nimellisteho on pienempi kuin topologiassa A. Nimellisteho ylittyy noin 15 % joustavien asiakkaiden simuloinneissa ja noin 10 % ei-joustavien asiakkaiden simuloinneissa. Erot topologioiden välillä johtuvat mm. topologia A:n suuremmista häviötehoista.

6 Tehopohjaisen hinnoittelun vaikutukset sähkökäyttöön

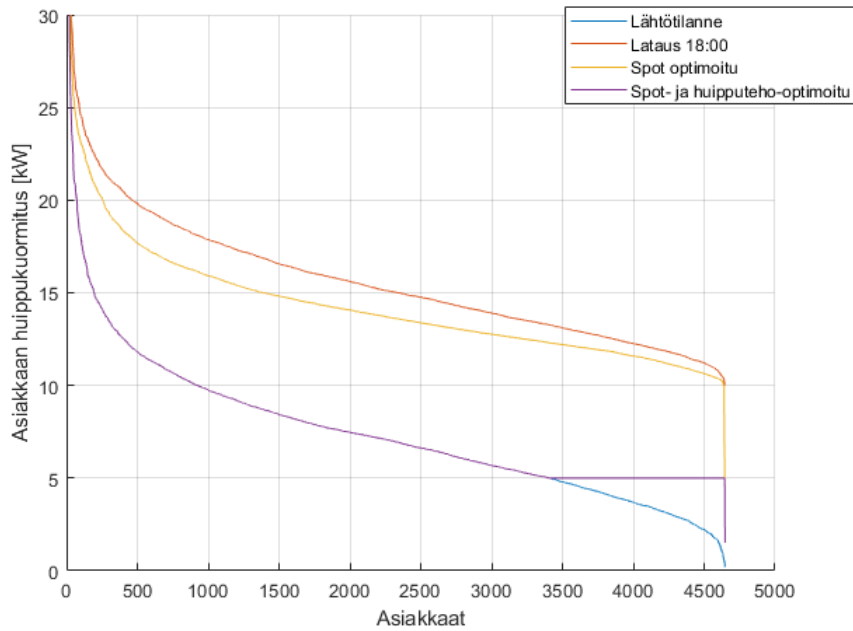
Tehoperusteinen verkkopalvelumaksu on noussut aikaisemmissa tutkimushankkeissa potentiaalisena verkkoyhtiön tariffirakenteen kehittämissuuntana, ja Suomessa muutama jakeluverkkoyhtiö on tuonut tehomaksullisen tariffirakenteen myös kotitalouskokoluokan asiakkaille. Energiavirasto rajasi tehomaksun määräytymisperusteita suosituksellaan verkkopalvelumaksujen harmonisoiduksi rakenteeksi niin, että korkeintaan 3x63A pääsulakkeellisilla liittymillä tehomaksun tulee perustua kuukausittain kolmen suurimman tuntikulutuksen keskiarvoon siltä osin kuin tämä teho ylittää 5–8 kW:n kynnystehon (Energiavirasto, 2021).

Tehomaksujen käyttöönottoa vastaan on esitetty kritiikkiä sen suhteen, että tehomaksut voivat rajoittaa asiakkaiden halukkuutta osallistua sähköjärjestelmän tarvitsemaan kulutusjousto, mikäli tämä kasvattaisi asiakkaan huipputehoa. Tehomaksu voi siis muodostaa vastakkaisen kannustimen joustavuudelle tilanteessa, jolloin sähköjärjestelmässä tarvittaisiin kulutuksen lisäämistä. Tässä tutkimuksessa selvitettiin, kuinka relevantti tämä huoli on.

Sähköautojen kotilataus on yksi merkittävimmistä jakeluverkkojen mitoittamiseen vaikuttavista tekijöistä. Latauksen ohjaamiseen automaattisesti pörssisähkön kannalta edullisimmille tunneille on jo olemassa toteutusmalleja. Sähköverkkojen näkökulmasta automaattisesti halvimmalle tunnille ohjautuvat suuritehoiset kuormat voivat aiheuttaa ongelmia. Mikäli latauksen ohjaus tapahtuu automaattisesti vuorokauden halvimmalle tunnille, tuntien välinen hintaero ei tarvitse olla merkittävä, jotta kaikki joustava latauskuorma ohjautuu yksittäiselle tunnille. Tässä tutkimuksessa selvitettiin, kuinka paljon sähköauton latauksen ohjaamisella voi säästää optimoimalla lataus illan sijasta seuraavan yön halvimmilla tunnille, voidaanko lataustarve kattaa yön aikana kasvattamatta nykyisiä huipputehoja ja minkälainen vaikutus tällä useammalle tunnille jakamisella olisi ollut pörssisähköstä saataviin hyötyihin?

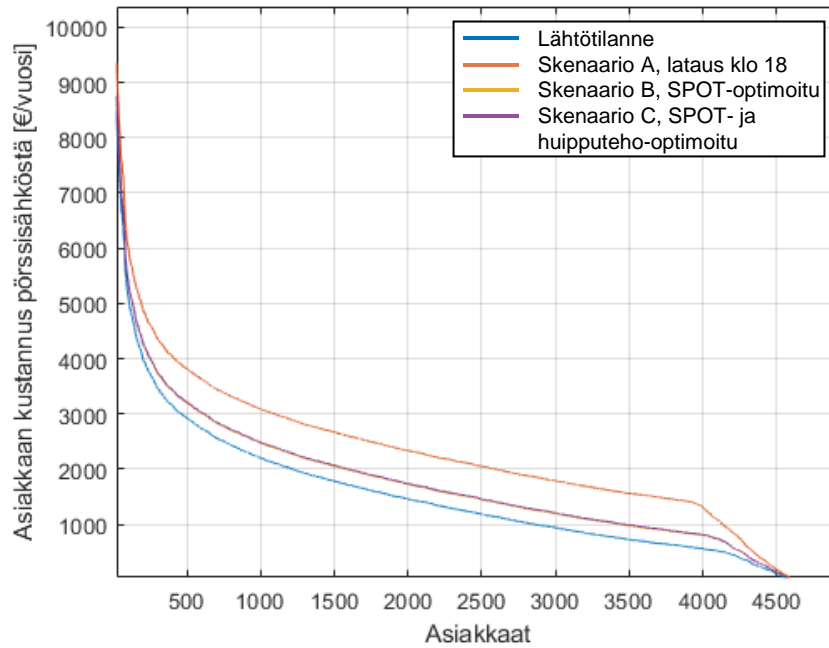
Tarkastelu toteutettiin lisäämällä 10 kWh latauskuorma päivittäin asiakkaiden kuormitusaineistoon. Ensimmäisessä skenaariossa lisättiin 10 kW latauskuorma jokaiselle illalle klo 18.00. Toisessa skenaariossa jokaisena päivänä haettiin 18.00–07.00 pörssisähkön näkökulmasta edullisin ajankohta ladata 10 kW teholla. Kolmannessa skenaariossa määritettiin ensin kulutusaineistosta asiakkaiden nykyiset kuukausittaiset huipputuntikulutukset. Tämän jälkeen sähköauton latausenergiaa allokoitiin aina edullisimmalle tunnille, kunnes nykyisen huipputehon ja muun kulutuksen välinen kapasiteetti oli hyödynnetty ja jatkettiin seuraavaksi halvimmalle tunnille. Huipputehoissa huomioitiin kynnysteho, mikäli asiakkaan todellinen kuukausihuipputeho on ollut matalampi kuin 5 kW kynnysteho. Tarkastelussa ei otettu huomioon mahdollista talviaikaan tarvittavaa akkujen esilämmitystä.

Kuva 6.1 esittää asiakkaiden vuoden huipputehojakauman ja erilaisten latausskenaarioiden vaikutukset huipputehoihin.



Kuva 6.1 Asiakkaiden kuormituksen huipputehot eri sähköauton latausskenaarioissa. Lähtötilanteen käyrä on pääosin spot- ja huipputeho-optimoidun käyrän kanssa päällekkäin.

Kuvasta voidaan nähdä, että iltaan klo 18.00 kohdistuva ja suoraan halvimman pörssisähkön tuntihinnan perusteella ohjautuvat lataukset kasvattavat asiakkaiden huipputehojen merkittävästi. Kun pörssisähkön lisäksi latauksen optimoinnissa huomioidaan huipputeho, voidaan havaita huipputehojen pysyvän nykyisellä tasolla. Tämä indikoi sitä, että yöaikaan asiakkaiden kuormituksessa on mahdollisuus kasvattaa merkittävästi energiankulutusta aiheuttamatta huipputehon kasvua. Entä miltä optimointi näyttää pörssisähköstä saatavien hyötyjen näkökulmasta? Kuva 6.2 havainnollistaa pörssisähköstä aiheutuvia kustannuksia eri latausskenaarioissa.



Kuva 6.2 Asiakkaiden pörssisähkökustannukset nykyisellä kuormituksella ja sähköauton latausskenaarioilla vuoden 2022 pörssisähköhinnoilla

Kuvassa skenaario A:n kustannuksen ovat ylimmällä tasolla. Skenaariot B ja C ovat piirtyneet likimain päällekkäin ja lähtötilanteen mukainen kustannuskäyrä on alimpana. Ajoittamalla sähköauton lataamisen edullisimmalle yön tunnille vuonna 2022 olisi voinut hyötyä yli 500 €, joka on skenaarioiden A ja B keskimääräisten sähkökustannusten erotus. Mikäli 10 kW latauskuorma ajoitetaan halvimmalle tunnille, asiakkaan pääsulakkeet tai jakeluverkon jakelumuuntaja voivat ylikuormittua, etenkin jos useiden sähköautojen lataukset ohjattaisiin yhdenaikaisiksi hintasignaalin perusteella. Simulaatiot kuitenkin osoittavat, että optimoimalla latausta siten, ettei asiakaskohtaista kuukausihuipputehoa kasvatettaisi, asiakas menettää pörssisähköhyödyistä keskimäärin vain noin 12 €/a. Tehomaksun tavoitteena on ohjata kulutuksen kehittymistä siten, ettei verkkoon muodostuisi sellaisia kuormituspiikkejä, jotka aiheuttaisivat verkon vahvistustarpeen. Tehomaksu voisikin toimia merkittävänä kannustimena pörssisähkön edullisten tuntien hyödyntämiseksi laajemmin kuin pelkästään edullisimman tunnin osalta. Toisaalta verkkopalvelumaksujen siirtäminen energiamaksupainotteisesta tehomaksupohjaiseksi voisi olla kannustavampi kulutuksen kasvattamiseksi niillä ajanhetkillä, kun sähköjärjestelmässä on edullista tuotantoa tarjolla. Tehomaksu hillitsee parhaimmillaan siten, ettei yksittäisille tunneille ohjautuisi hyvin suuria kulutustehoja, mutta kannustaa jakamaan joustavia kuormia laajemmin edullisen pörssisähkön ajankohtina.

7 Pohdinnat ja johtopäätökset

Lisääntyvä vaihteleva ja ennakoimaton tuotanto tarkoittaa, että sähköhinnan vaihtelu ei todennäköisesti tule vähentymään jatkossa huolimatta uusista joustavista sähkökäyttöistä sekä kuluttajatasolla että teollisuudessa. Erityisesti kaukolämmön tuottajat ovat aktivoitumassa ja rakentamassa uusia suuritehoisia sähkökattiloita, mutta vastaavasti uutta tuulivoimaa rakennetaan sitä mukaa, kun tuotantoa saadaan myytyä sähkönostajille. Vaihteleva sähkönhinta muodostaa jatkossakin merkittävän kannustimen sähkönkäytön ohjaamiselle edullisille tunneille tai ajanjaksoille, eli jatkossakin on kannattavaa ajoittaa sähkönkäyttöä.

Pienasiakastasolla tarjolla olevilla sähkösopimustyypeillä ja niiden sisällöillä on merkittävä vaikutus valittavaan sähkösopimukseen. Käytännössä usein valinta tehdään kiinteähintaisen yhdeksi tai kahdeksi vuodeksi kiinnitetyn sopimuksen sekä tunneittain vaihtelevan ns. pörssisähkösopimuksen välillä. Kiinteähintaisten sopimusten hinnat ovat asettuneet viime vuosina korkeammalle tasolle kuin vuosina 2019–2021. Näyttääkin sille, että sähkönmyyjät ovat pystyneet siirtämään sähkömarkkinan riskitekijät osaksi kiinteähintaisia sopimuksia, joka mahdollistaa osaltaan pörssisähkösopimuksesta hyötymisen. Pörssisähkösopimus on ollut keskimäärin edullisempi valinta vuodesta 2021 lähtien, mutta vertailuun vaikuttaa merkittävästi se, kuinka paljon sähköä joutuu käyttämään kalliimpaan vuoden aikaan eli talvella ja pystyykö sähkönkäyttäjät ajoittamaan sähkönkäyttöään edullisemmille tunneille. Pienasiakkaan sähkösopimukset ovat nykyisin huomattavan paljon esillä jokapäiväisessä mediassa ja ihmisten tietoisuus sähkönhinnasta ja pörssisähköstä on kasvanut huomattavasti. Näin ollen pörssisähkön valinta ei ole useimmille enää hyppy tuntemattomaan, vaan pörssisähkö onkin hyvä vaihtoehto kiinteähintaiselle sopimukselle varsinkin, kun pörssisähkö näyttää olevan kiinteähintaista sopimusta edullisempi.

Pörssisähkö on yleistynyt Suomessa viime vuosina nopeasti. Pörssisopimusten osuus on ollut vuodesta 2023 n. 30 %, kun vielä vuonna 2021 niiden osuus oli n. 10 %. Tähän on vaikuttanut erityisesti kiinteähintaisten sopimusten kallistuminen. Vuoden 2024 aikana pörssisähkösopimusten osuus uusista sopimuksista on vaihdellut 30–40 % välillä. Analyysien pohjalta näyttääkin sille, että pörssisähkösopimusten osuus tulee todennäköisesti kasvamaan vähän kerrallaan.

Sähköinen liikennevälineiden lataus ja rakennusten lämmitys ovat merkittävimmät joustopotentialin lähteet kotitalouksissa. Yksittäiselle kotitaloudelle sähköauton latauksen ajoittaminen on yksi helpoimmista tavoista osallistua sähköjärjestelmän joustoon. Parhaimmillaan on jopa niin, että sähköauton lataustapahtuman voi ajoittaa automaattisesti hyödyntäen ilmaisia sovelluksia, eikä auton omistajan tarvitse kuin kytkeä ajon päätteeksi latauskaapeli. Merkityksellisen tästä tekee se, että joustoresurssi on käytössä ympäri vuoden käytännössä jokaisena päivänä ja auton kotilataaja voi saada vuodessa jopa satojen eurojen hyödyn latausta ajoittamalla. Hintavaihtelu luokin siis erityisen kannusteen hyödyntää sähköautoa sähköjärjestelmän tasapainon ylläpitoon. Nykyisellään

sähköautojen lukumäärät ovat vielä verrattain pieniä, mutta jo nykyisellään (n. 120 000 täyssähköautoa ja 150 000 lataushybridia) niistäkin koostuu kohtuullisen kokoinen joustava kuorma Suomen sähköjärjestelmään. Kun vuonna 2035 saavutetaan miljoonan täyssähköauton raja, joustopotentiaali onkin jo lähellä 10 GW. Tällöin sähköautoilla on jo sähköjärjestelmän näkökulmasta suuri merkitys ja niitä voidaan hyödyntää tasapainottamaan sähköjärjestelmän tilaa useamman vuorokauden tähtäimellä.

Rakennusten lämmitysjärjestelmät ovat myös otollinen säädettävä joustoresurssi. Säätopotentiaali kohdistuu pääasiassa lämmityskaudelle eli syksystä kevääseen. Yksittäiselle kotitaloudelle lämmitystä ajoittamalla voidaan saavuttaa melko suuriakin säästöjä, sillä lämmitysenergian määrä esimerkiksi sähkölämmitteisessä talossa voi edustaa suurinta osaa kokonaissähkökäytöstä. Lämmityksen ajoituksen hyötyä rajoittaa kuitenkin fysiikka ja asuinmukavuus, sillä erityisesti vanhemmat rakennukset jäähtyvät nopeasti, eikä lämmitystä voida välttämättä siirtää montaakaan tuntia siten, että asuinlämpötila ei laskisi useampaa astetta. Uudemmassa rakennuskannassa lämmitystä voidaan ajoittaa hieman helpommin, sillä lämpöhäviöt ovat usein pienemmät ja lämpöä on monesti helpompi varastoida esim. rakennusten betonilaattaan. Sähköjärjestelmän kannalta lämmitysjuostosta tekee merkityksellisen se, että Suomessa on huomattava määrä sähkölämmityskapasiteettia, josta jo nykyisellään on kuormanohjausreleisiin kytkettynä useampi gigawatti.

Sähkönkulutusjuostosta on tullut jo osa suomalaista sähköjärjestelmää. Tämä näkyy esimerkiksi siinä, että suomalaiset olivat valmiita joustamaan/vähentämään omaa sähkökäyttöään talven 2022–23 aikana sähköpulan uhatessa ja että sähköpörssin Suomen aluehinnan muodostamisprosessissa kysyntätarjouksissa on mukana merkittävä määrä joustoa. Käytännössä esimerkiksi Ruotsiin verrattuna Suomessa oli talven 2023–24 aikana nelinkertainen määrä kysyntäjoustoja huomioituna sähkön day-ahead hinnan muodostamisessa. Lisäksi joustosta on käytännön kokemusta muutamista äärihintojen hetkistä, jolloin jousto on ollut helposti mitattavissa. Esimerkiksi erittäin matalan hinnan päivänä (Black Friday 25.11.2024) pörssisähköasiakkaat nostivat omaa sähkökulutustaan ja vastaavasti erittäin korkean hinnan (Blue Friday 5.1.2024) päivänä laskivat omaa sähkökulustaan merkittävästi, jolloin sähkön kokonaiskäyttö leikkaantui piensähkökäyttäjien toimenpiteillä Suomen mittakaavassa jopa 5 %. Myös yleisesti voidaan todeta, että joustavat sähkökäyttäjät kohdistavat suuremman osuuden omasta sähkökulutuksestaan edullisemmille ajanhetkille. Kuitenkin on huomattava, että hyvin joustavia sähkökäyttäjiä on toistaiseksi suhteellisen pieni osa sähkökäyttäjistä, joilla on joustosta palkitseva pörssisähkösopimus. Hyvin joustavalla sähkökäytöllä tarkoitetaan tässä yhteydessä, että sähkökäyttäjän hintajousto on jokapäiväistä ja joustoenergiavolyymit sellaiset, että sähkökäyttäjä pystyy käyttämään sähköä pörssin keskihintaa edullisemmin. Vuoden 2023 sähkönkulutusaineistosta tehtyjen analyysien perusteella voidaan todeta, että pörssisähköasiakkaat joustavat keskimäärin 0.1 kW/asiakas per 100 €/MWh, kun sähkön hinta vaihtelee välillä 0–150 €/MWh. Korkeammilla hinnoilla absoluuttinen jousto kasvaa, mutta käytännön syistä jousto alkaa saturoitumaan jo 150 €/MWh hinnan jälkeen. Kun jatkossa

kuormanohjauslaitteistot ja sähköautot yleistyvät, tulee jouston määrä per asiakas nousemaan nykyisestä.

Sähkön hinta on sähköjärjestelmän näkökulmasta synkronoitu ohjaussignaali, joka keskittää joustotoimenpiteet parhaimmillaan tai pahimmillaan yksittäisille ajanhetkille. Laajemmalla perspektiivillä katsottaessa tämä edesauttaa sähköjärjestelmän tasapainoa ja mahdollistaa mm. vaihtelevan uusiutuvan sähköntuotannon täysmääräisen hyödyntämisen. Kuitenkin sähköjakeluverkon näkökulmasta synkronoitu ohjaussignaali saattaa aiheuttaa paikallisesti verkon siirtokyvyn ylittymisen ja siten esimerkiksi muuntajien ylikuormittumisen tai jännitteen laadun heikkenemisen. Tehtyjen tarkastelujen pohjalta voidaan arvioida, että hintajousto ei aiheuta laajamittaisia ongelmia. Kuitenkin jännitteenlaadulliset haasteet ovat mahdollisia erityisesti haja-asutusalueella, mikäli joustavia sähkökäyttäjiä sijoittuu samoihin muuntopiireihin. Ongelmien taustalla on tällöin tyypillisesti heikko pienjänniteverkko, jossa on matalat oikosulkuvirtatasot. Erityisen haastavia ovat muuntopiirit, joissa yksi pitkähkö johto syöttää useita sähkökäyttöpaikkoja. Lisähaasteen nykyisten kuormien joustavuuden lisäksi tuo sähköautojen yleistymisen, joka luo uuden helposti hintasignaalin perusteella synkronoituvan kuorman nykyisen kuormituksen päälle.

Sähköjakeluverkon haasteisiin ratkaisuna on tutkittu tehopohjaista hinnoittelumallia. Sitä on perusteltu sillä, että sähköverkon kapasiteetin käytöstä aiheutuvat kustannukset kohdistuisivat sähkötehonkäyttöä vastaavasti verkon käyttäjille. Tämä puolestaan loisi sähkökäyttäjille kannusteen minimoida omaa tehonkäyttöään, jolloin sähköverkon kapasiteetin käyttöä voitaisiin parhaimmillaan tehostaa. Tehopohjainen hinnoittelu on nostettu esiin mahdollisuutena ehkäistä sähkökäytön synkronoitumisen aiheuttamia haittoja. Tarkastelujen mukaan esimerkiksi käyttöpaikoille uusien sähköautojen SPOT-hintaoptimoitu lataaminen nostaisi sähkökäyttöä tarkastellussa aineistossa sähkökäyttäjillä merkittävästi, joka muodostaa uhan, että sähköverkossa aiheutuu joko kuormituksellisia tai jännitteen laadullisia haasteita. Tarkastelut osoittavatkin, että tehohinnoittelun keinoin sähköautojen latauksen aiheuttama tehojen kasvu ainakin asiakastasolla voitaisiin minimoida, eli suuren osan sähkökäyttäjistä olisi mahdollista ladata sähköautot sellaisena ajankohtana, ettei käyttöpaikan nykyinen huipputeho ylity ja samalla tehohinnoittelun vaikutukset SPOT-hintaohjauksesta saataviin hyötyinen olisivat minimaaliset. Tulokset näyttävät, että tehohinnoittelu vähentäisi SPOT-ohjaushyötyjä asiakastasolla n. 10 €/a, mikä indikoi, ettei tehohinnoittelun haitta olisi kovin merkittävä. Toki tehohinnoitteluelementin huomioiminen siten, ettei nykyinen huipputeho kasvaisi sähköauton latauksen myötä vaatii käytännössä automaatiolla tehtävää sähkökäytön seurantaa ja kulutuslaitteistojen jatkuvaa ohjausta. Toisaalta jo nykyisellään usealla pörssihintaohjauksesta soveltavalla käyttöpaikalla vastaavia laitteistoja on jo käytössä.

8 Yhteenveto

Tässä tutkimuksessa on selvitetty sähkön pörssihinnan vaikutuksia pienasiakkaiden sähkökäyttöön ja sähköverkon kuormitukseen. Sähkönpörssihinta on vaihdellut voimakkaasti viime vuosina tuottaen ajoittain merkittävän kannusteen sähkönkulutusjoustolle. Tutkimuksen tavoitteena oli määrittää sähkönhinnan vaikutus sähkönkulutukseen pienasiakastasolla, arvioida jouston sähköverkkovaikutuksia ja sähköverkkoverkkopalvelun tehoinnoittelun mahdollisuuksia huipputehojen kasvun hillitsemisessä.

Tutkimustulokset näyttävät, että sähkönhintajousto on tullut osaksi suomalaista sähköjärjestelmää. Tämä on nähtävissä mm. siitä, että suomalaiset olivat valmiit joustamaan talven 2022–2023 aikana omasta sähkökäytöstään, jotta tehopula vältettiin. Tätä vahvistaa havainnot sähkökäyttäjien joustokyvyistä talven 2023–24 negatiivisen hinnan (Black Friday 25.11.2023) ja korkean hinnan (Blue Friday 5.1.2024) tapahtumista. Vaihteleva sähkön hinta tarjoaa merkittäviä säästömahdollisuuksia mm. sähköauton lataukseen (jopa yli 100 € vuodessa) ja analyysit osoittavat, että pörssihintapienasiakasryhmässä sähkönhinnan muuttumisella on olemassa selkeä sähkökäytön vasten. Keskimäärin pörssisähköasiakkaat joustavat noin 100 W, kun sähkönhinta nousee 100 €/MWh hintavälillä 0–150 €/MWh. Analyysit kuitenkin näyttävät, että korkeammilla sähköhinnoilla joustojen määrä ei enää merkittävästi kasva, koska pörssisähköasiakkaiden ns. helpot joustokohteet on jo aktivoitu.

Hintajouston verkkovaikutukset näyttävät tutkimuksen perusteella olevan maltillisia, kun tarkastellaan sähköverkon symmetristä kuormittumista. Analyysit näyttävät kuitenkin, että joustojen synkronoituessa sähköverkon kuormitus saattaa ajoittain kasvaa aiempaa suuremmaksi ja jännitteet vaihdella enemmän verrattuna tilanteeseen, jossa sähkökäyttäjät eivät jousta hinnan mukaan. Hintajouston vaikutusta sähköverkkoon on kuitenkin hyvä seurata ja päivittää jatkossa sähköautojen yleistyessä, koska sähköautojen lataus on helposti säädettävissä ja ajoitettavissa oleva kuorma ja siten usean sähköauton lataaminen edullisimpaan illan tai yön ajankohtaan jopa todennäköinen vaihtoehto.

Tutkimuksessa tarkasteltiin lisäksi sähköverkon pienasiakkaiden tehoinnoittelun vaikutusta ehkäisemään sähköverkon kuormituksen kasvua. Analyysien mukaan käytännössä kaikkien piensähkökäyttäjien on mahdollista ladata sähköautoa nykyisen sähkökäytön päälle ilman, että sähkökäytön huipputehot kasvavat sekä samalla optimoida lataustapahtuma vuorokauden edullisille tunneille. Tarkastelujen mukaan tällöin sähköauton lataus olisi vain noin 10 €/a kalliimpi verrattuna tilanteeseen, jossa lataus ajoitetaan aina halvimmalle tunnille.

Lähteet:

Autoalan tiedotuskeskus, 2024, Autoalan käyttövoimaennusteet Ennusteet eri käyttövoimien yleistymisestä ensirekisteröinneissä ja autokannassa 22.5.2024 [viitattu: 8.10.2024]. https://www.aut.fi/files/2861/Kayttovoimaennusteet_2024_2205.pdf

Energiavirasto, 2017. Voimalaitosrekisteri 17.3.2017

Energiavirasto, 2021. Energiaviraston suosituksia verkkopalvelumaksujen harmonisoiduksi rakenteeksi. [viitattu: 9.12.2024] <https://energiavirasto.fi/-/suositukset-sahkon-verkkopalvelumaksujen-harmonisoinnista>

Energiavirasto, 2022. Voimalaitosrekisteri 22.6.2022

Energiavirasto, 2024a. Voimalaitosrekisteri 24.5.2024

Energiavirasto, 2024b. [viitattu: 8.10.2024] <https://energiavirasto.fi/-/porssihintaisten-sahkosopimusten-osuus-kaksinkertaistui-vuonna-2023>

Fingrid, 2024a. Fingrid Avoin Data [Viitattu 10.10.2024] <https://data.fingrid.fi/>

Fingrid, 2024b. Sähkön tuotannon ja kulutuksen kehitysnäkymät Fingridin ennuste Q3/2024. [Viitattu 10.10.2024] <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/ajankohtaista/sahkon-tuotannon-ja-kulutuksen-kehitysnakymat-q3-2024-fingrid.pdf>

Fingrid, 2024c. Virheellinen tarjous sähköporssissa uhkasi Suomen sähköjärjestelmää – näin siitä selvittiin, [viitattu 8.10.2024] <https://www.fingridlehti.fi/virheellinen-tarjous-sahkoporssissa-uhkasi-suomen-sahkojarjestelmaa-nain-siita-selvittiin/>

Helen, 2015. Hanasaaren voimalaitoksen turvallisuustiedote, [viitattu 8.10.2024] <https://www.helen.fi/globalassets/helen-oy/tietoa-yrityksesta/energiantuotanto/turvallisuustiedote-hanasaari.pdf>

Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J., Belonogova, N. (2015). *Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli): Loppuraportti*. Tampere: Tampereen teknillinen yliopisto.

Lamminpää Akseli, 2024. Kulutusjouston vaikutukset haja-asutusalueen pienjänniteverkossa, Diplomityö, LUT-yliopisto, Lappeenranta

Lassila J, Haakana J, Haapaniemi J, Räisänen O, Partanen J, 2019. Sähköasiakas ja sähköverkko, Raportti, LUT-yliopisto, Lappeenranta, saatavilla: <https://www.lut.fi/sites/default/files/media/documents/Sa%CC%88hko%CC%88asiakas%20ja%20sa%CC%88hko%CC%88verkko%202030-loppuraportti.pdf>

Nordic Energy Research, 2024. „Evaluation of Nordic Electricity Retail Markets, p. 335 [Viitattu 14.10.2024] <https://norden.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2%3A1850754&dswid=-596>

Nordpool, 2024. Electricity market prices

Nordpool, 2024b. Electricity market bid curves

Statista, 2023, Solar photovoltaic capacity per inhabitant in the Netherlands from 2013 to 2023, viitattu 12.11.2024 <https://www.statista.com/statistics/800591/solar-photovoltaics-capacity-per-inhabitant-netherlands/>

Suomen virallinen tilasto (SVT), 2022, Rakennukset ja kesämökit [verkkajulkaisu]. ISSN=1798-677X. 2020, Liitetaulukko 2. Rakennukset lämmitysaineen mukaan 1970-2020 . Helsinki: Tilastokeskus [viitattu: 8.10.2024]. Saantitapa: https://www.stat.fi/til/rakke/2020/rakke_2020_2021-05-27_tau_002_fi.html

Suomen virallinen tilasto (SVT), 2023. Asumisen energiankulutus [verkkajulkaisu]. ISSN=2323-3273. Helsinki: Tilastokeskus [Viitattu: 8.10.2024]. Saantitapa: <https://stat.fi/tilasto/asen>

Vertaa Ensin Suomi Oy, 2024, [Viitattu 14.10.2024] <https://www.sttinfo.fi/tiedote/70566380/sahkomarkkinakatsaus-heina-syyskuu-2024?publisherId=69819906>

ISBN 978-952-412-208-5

ISSN-L 2243-3376

ISSN 2243-3376

Lappeenranta 2024

...the most crucial elements, which have been identified in the framework of the TCE and the...

The Multi...

...the most crucial elements...

df LUT
University