



ENERGIAVARASTO OSANA SÄHKÖAUTOJEN LATAUSJÄRJESTELMÄÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

Sähkötekniikan diplomityö

2024

Samu Syväoja

Tarkastaja(t): Apulaisprofessori Lassi Aarniovuori

Insinööri (AMK) Topias Koskela

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan–Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT Energiajärjestelmät

Sähkötekniikka

Samu Syväoja

Energiavarasto osana sähköautojen latausjärjestelmää

Sähkötekniikan diplomityö

2024

106 sivua, 25 kuvaa, 23 taulukkoa ja 2 liitettä

Tarkastaja(t): Apulaisprofessori Lassi Aarniovuori ja Insinööri (AMK) Topias Koskela

Avainsanat: energiavarasto, akku, smart grid, sähköautojen lataus, raskaan liikenteen lataus

Energiamurros yhdessä kansainvälisten, sekä kansallisten tavoitteiden ja lainsäädäntöjen kanssa ohjaavat yhteiskuntaa kohti suurempia latauskenttiä ja raskaan liikenteen sähköistymistä. Latauskenttien kokonaistehojen kasvu, sekä litiumioniakkujen teknologian kehitys ja hintojen lasku lisäävät kiinnostusta energiavarastoja kohtaan.

Työssä tarkastellaan case study:n avulla energiavaraston kannattavuutta nimeämättömän yrityksen pääkaupunkiseudulla sijaitsevan sähköisten jakeluautojen latauskentän yhteydessä. Mallinnetaan 6:n jakeluauton suurteholatauskenttä ja simuloidaan jakeluautojen päivittäiset ajo – ja lataussuoritteet. Latauskentän kulutusprofiilin perusteella mitoitetaan energiavarasto. Kannattavuus perustuu työssä latauskentän käyttökustannusten pienentämiseen. Käyttökustannukset muodostuvat verkkoyhtiön teho – ja energiatariffeista, veroista, energiakustannuksesta, sekä energiavaraston operatiivisista kustannuksista.

Työn laskentaparametreilla energiavarasto ei ole kannattava investointi mallinnetun latauskentän yhteydessä Caruna Espoon verkkoalueella. Investoinnin kannattavuuteen vaikuttavimpia tekijöitä ovat investointikustannukset, verkkoyhtiön siirtotariffien hinnoitteluperiaatteet, sekä energiavaraston hyödyntämisperiaatteet. Työssä löydettiin kannattavia investointeja Järvi-Suomen Energia Oy:n hinnoitteluperiaatteilla, jossa tehoerusteinen tariffi on huomattavasti korkeampi.

Työn latauskentän tehoprofiili on hyvin ennustettavissa, sillä jakeluautot ajavat ennalta määritettyjä työvuoroja. Tällaisessa tapauksessa lataustehoa voidaan rajoittaa myös ilman energiavarastoa ja saavuttaa käyttökustannuksissa säästöjä.

Työssä luotua laskentamallia voidaan käyttää tulevaisuudessa sellaisenaan uusilla laskentaparametreilla, tai siitä voidaan jatkokehittää muun muassa oikeata latausdataa hyödyntävä työkalu.

ABSTRACT

Lappeenranta–Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Electrical Engineering

Samu Syväoja

Battery Energy Storage System integrated into EV Charging System

Master's thesis

2024

106 pages, 25 figures, 23 tables and 2 appendices

Examiners: Associate Professor Lassi Aarniovuori and Bachelor of Engineering Topias Koskela

Keywords: BESS, energy storage, smart grid, EV charging, heavy-duty vehicle charging

The transition towards a zero-emission society together with international and national goals and legislation are leading towards larger charging sites and the electrification of heavy-duty vehicles. The increase in the total power of charging sites, as well as the development and decreasing prices of lithium-ion battery technology increase interest towards battery energy storage systems (BESS).

Using a case study as an example, the Thesis evaluates the profitability of an energy storage integrated with an unnamed company's charging station for electric delivery vehicles located in the capital region. The high-power charging site of 6 cars is defined and the daily schedule of the deliveries and charge sessions are simulated. Optimal parameters for BESS are selected based on the consumption profile of the charging site. Profitability is based on reducing the operating costs of the charging site. Operating costs consist of the power grid tariffs, taxes, energy costs, and operational costs of the energy storage system.

The energy storage system is found not to be a profitable investment with the parameters used in this Thesis. The most important factors affecting the profitability of the investment are the investment costs, the pricing principles of the power grid tariffs, and the way of utilizing BESS. Profitable investment cases were found using the tariffs of Järvi-Suomen Energia Oy, in which case the power-based tariff is significantly higher compared to Caruna Espoo, which is the distribution system operator for the location of the case study site.

The delivery trucks drive predefined work shifts resulting in a predictable power consumption curve. In such a case, the charging power can be limited even without BESS and thus achieve cost savings. The model created in the work can be used as it is in the future with new calculation parameters. It can also be further developed for example into a tool that utilizes actual charging data.

KIITOKSET/ ACKNOWLEDGEMENTS

Tämä diplomityö tehtiin Enersense PN Oy:n toimeksiannosta. Työn ohjaajana Enersenseltä toimi Topias Koskela ja työn tarkastajana Lappeenrannan-Lahden teknillisen yliopiston LUT:in apulaisprofessori Lassi Aarniovuori.

Haluan kiittää Enersenseä ja erityisesti Topiasta ajankohtaisen ja mielenkiintoisen aiheen tarjoamisesta, sekä tuesta ja tsempeistä työn aikana. Haluan kiittää myös tässä työssä nimeämättä jäämättä case study -yritystä ja heidän yhteyshenkilöä kannustavasta ja innostavasta yhteistyöstä työhön liittyen. Kiitos Lassille hyvästä ja suorasta palautteesta, sekä tuesta ja asiantuntemuksesta työn suunnittelussa ja ideoinnissa.

Erityiskiitokset opintojen aikana saamilleni uusille ystäville niin Lappeenrannassa, kuin vaihtoyliopistossa Milanossa, jotka tekivät opintopolusta ikimuistoiset. Iso kiitos myös perheelle ja läheisille jatkuvasta tsempeistä työn, sekä opintojen aikana.

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Symbolit

<i>A</i>	annuiteetti	[€]
<i>C</i>	kustannus	[€]
<i>c</i>	kustannuskomponentti	[€/n]
<i>E</i>	energia	[Wh]
<i>I</i>	virta	[A]
<i>JA</i>	jäännösarvo	[€]
<i>NA</i>	nykyarvo	[€]
<i>P</i>	teho	[W]
<i>r</i>	diskonttokorko	[%]
<i>T</i>	pitoaika	[a]
<i>U</i>	jännite	[V]

Alaindeksit

a	vuosi
BESS	energiavarasto
h	tunti
i	investointi
opex	operatiivinen
perus	verkkoyhtiön perusmaksu
rec	kierrätys

Lyhenteet

ARA	asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus
BESS	energiavarasto (battery energy storage system)
BEV	täyssähköauto (battery electric vehicle)
BMS	akunhallintajärjestelmä (battery management system)
BOP	energiavaraston johdotukset, liitokset ja apusähköt (balance of plant)
CAES	paineilmavarasto (compressed air energy storage)
CP	ohjaussignaalikosketin (control pilot)
DOD	purkaussyvyys (depth of charge)
EMS	energian hallintajärjestelmä (energy management system)
LCC	elinkaarikustannukset (life-cycle costs)
LCO	litium-kobolttioksidi
LFP	litium-rauta-fosfaatti
LMO	litium-mangaanioksidi
LTO	litium-titanaattioksidi
NaS	natrium-rikki
Ni-Cd	nikkeli-kadmium
Ni-MH	nikkeli-metallihydridi
NMC	litium-nikkeli-mangaani-kobolttioksidi
NCA	litium-nikkeli-koboltti-alumiinioksidi
OCPP	tiedonsiirtoprotokolla latausjärjestelmille (open charge point protocol)
PHEV	lataushybridi (plug-in hybrid electric vehicle)
PHS	pumpattava vesivarasto (pumped hydro storage)
PP	latauspistokytkinkosketin (proximity pilot)

RTE	koko syklin hyötysuhde (round trip efficiency)
SMES	suprajohtava magneettinen energiavarasto (superconducting magnetic energy storage).
SOC	varaustaso (state of charge)
SOH	akun ikääntymisen tila (state of health)
TMS	lämpötilan hallintajärjestelmä (thermal management system)
V2G	kaksisuuntainen lataus (vehicle to grid)
WLTC	kansainvälinen ajosykli päästömittausta varten (world-wide harmonized light duty test cycle)
WLTP	kansainvälinen päästömittaustapa (worldwide harmonized light vehicles test procedure)

Sisällysluettelo

Tiivistelmä

Abstract

Kiitokset

Symboli- ja lyhenneluettelo

1	Johdanto.....	10
1.1	Työn tausta.....	10
1.2	Enersense.....	11
1.3	Työn rakenne.....	12
2	Sähköautojen lataus.....	14
2.1	Vaihtovirta ja tasavirta.....	14
2.2	Latauspistokkeet.....	16
2.3	Kansalliset standardit.....	17
2.4	Kuormanhallinta.....	20
2.5	Henkilöautojen latausinfrastruktuurin kehittymistä vahvistavat hallituksen ohjaustoimet.....	23
2.5.1	Tukiohjelma vuoteen 2023 mennessä, julkinen lataus.....	23
2.5.2	Tukiohjelma vuoteen 2023 mennessä, yksityinen lataus.....	26
2.5.3	Tukiohjelma vuoden 2022 jälkeen, julkinen ja yksityinen lataus.....	29
2.6	Trendit.....	32
2.6.1	Jännitetason nousu.....	32
2.6.2	Tiedonsiirto latausaseman ja taustajärjestelmän välillä.....	35
2.6.3	Raskaan liikenteen sähköistyminen.....	36
3	Sähkövarastot.....	38
3.1	Litiumioniakku.....	39
3.1.1	Akkujen ominaisuuksia.....	41
3.1.2	Litiumioniakkutyypit.....	46
3.2	Akkuenergiavarasto ja sähköautojen latausjärjestelmä.....	48
3.2.1	Akkuenergiavaraston kustannukset.....	51

4	Case Study – Akkuenergiavaraston integrointi jakeluautojen latausjärjestelmään tavarataloketjun keskusvarastolla	55
4.1	Järjestelmäkuvaus – Keskusvaraston jakeluautojen latausjärjestelmä.....	55
4.2	Latauskentän kuormitusprofiili	57
4.3	Energiavarasto osana latausjärjestelmää	65
5	Tulokset – Case Study	69
5.1	Investointikustannukset.....	69
5.2	Käyttökustannukset.....	75
5.3	Tulosten tarkastelu	91
6	Johtopäätökset	101
	Lähteet	103

Liitteet

Liite 1. Jakeluautojen päivittäiset kulutus – ja latausprofiilit. Esimerkit päivämääriltä 6-7.1.2025.

Liite 2. Simulaatiotulokset kuvaajina. Kuvaajan otsikko kertoo sähköliittymäkoon. Esimerkit päivämääriltä 6-7.1.2025.

1 Johdanto

1.1 Työn tausta

Tulevaisuuden energiajärjestelmä tulee rakentumaan uusiutuvan energian varaan. Nykyinen järjestelmä perustuu pääosin fossiilisiin polttoaineisiin. Elämme tällä hetkellä tätä energiasektorin muutosaikaa, jota kutsutaan energiamurrokseksi. Energiamurros vaikuttaa laajasti eri toimialoihin, sekä myös yksittäisten ihmisten elämään. Venäjän sotilaallinen hyökkäys Ukrainaan vuonna 2022 on luonut Euroopan energiamaarkkinoille motivaattorin irtaantua Venäjän fossiilisen energian markkinasta ja entisestään kiihdyttänyt energiamurrosta. Tämä on lisännyt investointipaineita uusiutuvan energian teknologiaan ja huoltovarmuuden parantamiseen, kuten esimerkiksi liikenteen sähköistämiseen ja energian varastointiin. Suurimpana ajurina muutokselle kuitenkin toimii Pariisin ilmastopöytäkirja 2015, jonka mukaan maapallon keskilämpötila ei tulisi nousta yli 1.5 °C esiteolliseen aikaan verrattuna. Tavoitteen saavuttamiseksi vaaditaan globaalisti radikaaleja keinoja, jotta hiilidioksidipäästöt saadaan tehokkaasti alas. Suomi seuraa EU -lainsäädäntöä, jonka mukaan sen tulisi vähentää päästökaupasektorin ulkopuolisia kasvihuonekaasupäästöjä, eli taakanjakosektorin päästöjä 39 prosenttia vuoteen 2030 mennessä verrattuna vuoden 2005 tasoon. Suomella on kuitenkin kansalliset tavoitteet vielä korkeammalla, sillä hallitusohjelman mukaan tavoitteena on olla maailman ensimmäinen hiilineutraali hyvinvointiyhteiskunta vuoteen 2035 mennessä. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2022.)

Kotimaan liikenteen aiheuttamat hiilidioksidipäästöt ilman lentoliikennettä olivat vuonna 2019 noin 11.1 miljoonaa CO₂ -ekvivalenttia, joka vastaa noin viidesosaa koko kotimaan päästöistä. Merkittävä osa päästöistä siis tulee liikenteestä, joten hallitus on asettanut tavoitteeksi liikenteen päästöjen puolittamisen vuoteen 2030 mennessä verrattuna vuoden 2005 tasoon. Vuoteen 2045 mennessä tavoitteen mukaan saavutettaisiin kokonaan fossiiliton liikenne. Käyttövoiman muutoksen fossiilisista polttoaineista vaihtoehtoihin ratkaisuihin tulee siis olla nopea. Sen vuoksi liikenne- ja viestintäministeriö on valmistellut fossiiliton liikenteen tiekartan. Sen pääkeinoja ovat tuet ja kannustimet vaihtoehtoisten käyttövoimien käyttämiseen, verotuksen muuttaminen ja lisäkeino, kuten etätyön edellytysten lisääminen sekä julkisen liikenteen palvelujen tehostaminen. Tavoitteellinen sähköautokanta vuonna

2030 on 700 000 sähköautoa, joista vähintään puolet olisivat täyssähköautoja. Jokaista sähköautoa kohden tulisi olla latauspiste. Näistä julkisia pikalatausasemia tulisi olla yksi sataa täyssähköautoa kohden. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2021)

EU -lainsäädäntö ohjaa yrityksiä investoimaan suurteholatauslaitteita sisältäviin suuriin latauskenttiin, jotta sähköautoilijoita pystytään palvelemaan paremmin ja näin kannustaa osaltaan autoilijoita sähköauton hankintaan. Latauskenttien kokonaistehoissa ollaankin matkalla kohti megawattiluokkaa. Latausteho tulisi olla julkisilla latauspisteillä ja raskaan liikenteen käytössä myös saatavilla samanaikaisesti kaikille kentän latauspisteille. Investoinnit ovat suuria ja latauskentät kuormittavat myös jakeluverkkoja huipputehojen kasvaessa. Tämä uusi ilmiö luo kysyntää energiavaraston yhdistämiselle latauskentän kanssa. Energiavarastolla voidaan saavuttaa useita hyötyjä. Sillä voidaan alentaa verkosta syötettävää tehoa syöttämällä latauskenttää energiavarastosta tehohuippujen aikana. Sillä voidaan myös esimerkiksi käyttökohteesta riippuen tehdä sähkömarkkinaoptimointia, parantaa huoltovarmuutta, varastoida uusiutuvalla energialla tuotettua sähköä ja osallistua kantaverkko Fingridin taajuusreservimarkkinoille.

Energiavarasto on suuri investointi, jossa haasteina ovat muun muassa käyttöikä, optimaalinen parametrien valinta, sekä optimaalinen operointitapa. Energiavarasto tulee ylimitoittaa, sillä sen käyttöiän pidentämiseksi sitä ei ole järkevää operoida sen täydellä varaustasoalueella. Tämän lisäksi sen kapasiteetti pienenee ajan suhteen olosuhteista huolimatta. Tutkitaan energiavaraston kannattavuutta jakeluautojen latausjärjestelmän yhteydessä case studyn avulla. Energiavaraston kannattavuus perustuu tarkastelussa verkkoyhtiölle muodostuvien kustannusten pienentämiseen ja täten latausjärjestelmän käyttökustannusten alentamiseen. Työn keskeisenä tavoitteena on siis tarkastella energiavaraston taloudellista ja teknistä potentiaalia raskaan liikenteen sähköistymisen aiheuttamien suurien latauskenttien yhteydessä.

1.2 Enersense

Enersense International Oyj on porilainen Helsingin pörssiin listattu, vuonna 2005 perustettu yhtiö. Enersense on laajasti mukana toteuttamassa energiamurrosta tarjoamalla monipuolisesti palveluita päästöttömän ja energiaomavaraisen yhteiskunnan tarpeisiin. Enersensen liiketoiminta on jaettu neljään eri segmenttiin: Power, Connectivity, Smart

Industry ja International Operations. Enersensellä työskentelee noin 2000 henkilöä ja sen liikevaihto vuonna 2022 oli 268 M€.

Sähköisen liikenteen latausratkaisut ovat yksi osa Enersensen Power -liiketoimintasegmenttiä. Power -liiketoimintasegmentin tavoitteena on olla mukana mahdollistamassa energiamurrosta koko energiasektorin elinkaarella. Power -segmentti tarjoaakin sähköisen liikenteen osa-alueen lisäksi ydinliiketoimintanaan suunnittelu-, asiantuntija-, rakentamis- ja kunnossapitopalvelua voimajohtoverkoille, sähköasemille ja tuulipuistoille.

Työn tarkoituksena on tuottaa lisäarvoa Enersensen sähköisen liikenteen latausratkaisuiden liiketoiminnalle luomalla laskentamalli energiavaraston kannattavuustarkastelulle latauskentän yhteydessä. Kasvu energiamurroksessa ja päästöttömän energian yhteiskunnassa on keskeinen osa Enersensen pitkän aikavälin strategiaa ja energiavarastoihin liittyvä asiantuntijuus tukee tätä strategiaa.

1.3 Työn rakenne

Työ koostuu kirjallisuustutkimusosioista ja case -tutkimusosioista. Kirjallisuustutkimusosiossa perehdytään aluksi luvussa 2 sähköautojen lataamiseen liittyvään termistöön, kansallisiin standardeihin sekä trendeihin ja aiheeseen liittyviin tukitoimiin EU – sekä kansallisella tasolla. Luvussa 3 perehdytään eri tapoihin varastoida sähköenergiaa ja erityisesti Litium -ionakustojen erityispiirteisiin, sekä niiden hyödyntämiseen sähköautojen lataamisessa.

Case study -osiossa tehdään teknistaloudellinen tutkimus case -yritykselle energiavaraston kannattavuudesta integroituna raskaan liikenteen latauskenttään. Latauskentällä ladataan pääkaupunkiseudulla toimivia 6 jakeluautoa. Luodaan simulaatiomalli, jossa jakeluautot ajavat päivittäisiä suorituksia case -yrityksen määrittelemien jakelukierrosten mukaisesti. Autoja ladataan lastauksen aikana, sekä työvuoron ulkopuolella. Energiavarastoa operoidaan periaatteena huipputehojen leikkaus. Kannattavuuden perusteena on käyttökustannusten alentaminen. Käyttökustannukset työssä koostuvat verkkoyhtiön hinnoittelamista kustannuksista, sähköenergian kustannuksista, veroista, sekä energiavaraston operatiivisista kustannuksista. Energiavarasto mitoitetaan siten, että se kykenee vielä pitoajansa lopussa

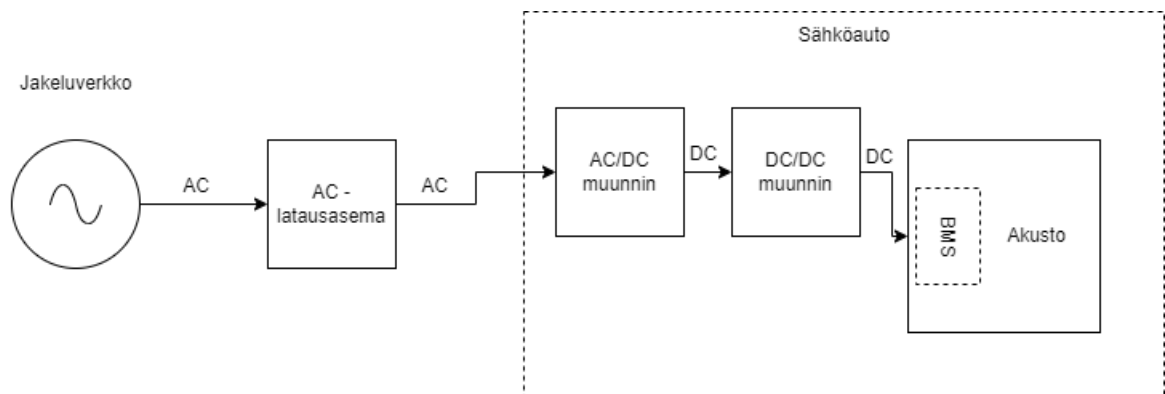
toimittamaan yhdessä sähköliittymän kanssa latauskentän tarvitseman tehon ja energian kapasiteetin heikkeneminen huomioiden. Optimoidaan mitoitus eri sähköliittymäkoille. Simulaatiomalli ja optimointi toteutetaan käyttäen MATLAB -laskentaohjelmistoa. Tuloksia käsitellään Excelissä ja MATLAB:ssa. Case studyn tulosten pohjalta analysoidaan energiavaraston potentiaalia sähköautojen lataamisen yhteydessä.

2 Sähköautojen lataus

Tässä luvussa esitellään sähköautojen lataamiseen liittyvä teknologia ja termistö. Lisäksi tutkitaan tarkemmin EU:n ja hallituksen toimien vaikutusta latausinfraan rakentamiseen ja tarkastellaan nykytilannetta, sekä tulevaisuuden näkymiä ja trendejä. Sähköautoilla tarkoitetaan tässä diplomityössä ladattavia, sähköä voimanlähteenään käyttäviä autoja eli lataushybridejä (PHEV, plug-in hybrid electric vehicle), sekä täyssähköautoja (BEV, battery electric vehicle). Latauspisteellä tarkoitetaan yksittäistä rajapintaa sähköauton ja sähköverkon välillä. Latausasemalla tarkoitetaan yksittäistä fyysistä laitteistoa, joka voi koostua yhdestä tai useammasta latauspisteestä. Latauskenttä koostuu useista latausasemista.

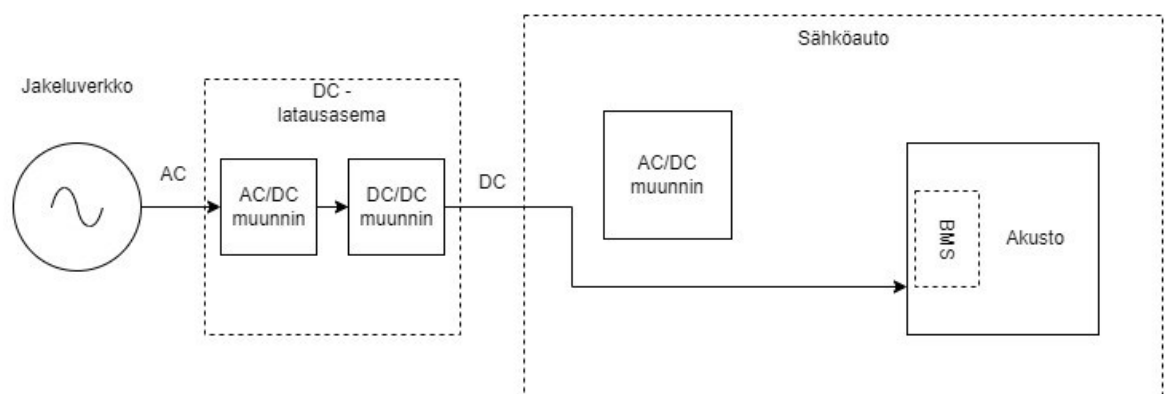
2.1 Vaihtovirta ja tasavirta

Sähköautojen langallinen latausteknologia voidaan jakaa kahteen osaan: AC- ja DC -lataus. Latausta vaihtovirralla käytetään tavanomaiseen päivittäiseen lataamiseen kodeissa, työpaikoilla ja julkisilla latausasemilla. Ajoneuvojen akut tarvitsevat kuitenkin tasavirtaa latautuakseen, joten vaihtovirta on verkon ja akun välillä muunnettava tasavirraksi. AC -latausaseman tärkeimpiä tehtäviä ovat siis vaatimusten mukainen sähköverkon ja käyttäjän suojaus, kommunikaatio sähköauton sisäisen laturin ja sähköverkon välillä, sekä latauksessa kulutetun energian mittaaminen. Itse virransyötön sähköauton akkuun hoitaa auton sisäinen laturi. AC -latausasema mahdollistaa sähköauton lataamisen kolmivaiheisessa sähköverkossa auton sisäisellä laturilla. Tyypillinen latausteho AC -latauksessa on välillä 3.7 kW – 22 kW. (Bakker et al. 2015.)



Kuva 1. Yksinkertaistettu lohkokkaavio, AC -lataus

Sähköautoissa on jakeluverkon syöttämällä pienjännitteisellä vaihtovirralla lataamista varten asennettuna AC/DC -muunnin ja DC/DC -muunnin, mikä mahdollistaa verkkovirralla lataamisen (Kuva 1). Ajoneuvon sisäinen laturi ei kuitenkaan kykene vastaanottamaan suuria tehoja, vaan tarvitaan suurempi ja kalliimpi muunnin. Tällaisen sijoittaminen autoon ei ole järkevää, joten DC -latauksessa ajoneuvon ulkopuolinen latausasema muuntaa jakeluverkon vaihtovirran tasavirraksi, joka ohittaa ajoneuvon oman laturin. (Bakker et al. 2015.)



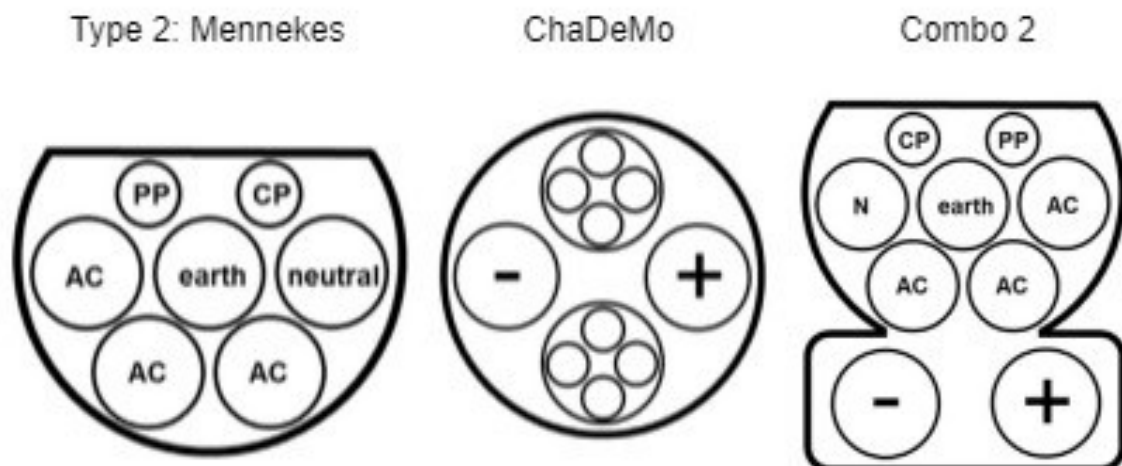
Kuva 2. Yksinkertaistettu lohkokkaavio, DC -lataus

DC -latauksessa tasavirta syötetään latauspisteestä suoraan ajoneuvon akustoon (Kuva 2). Tyypillinen DC -latausasema koostuu yhdestä tai useammasta tehomodulista. Tehomoduli sisältää AC/DC -muuntimen, joka muuntaa kolmivaiheisen vaihtojännitteen

tasajännitteeksi, sekä DC/DC -muuntimen, joka muuntaa tasajännitteen ajoneuvon akulle sopivan suuruiseksi. Kuvissa 1 ja 2 akustoon piirretty BMS (battery management system) kuvaa akunhallintajärjestelmää, joka valvoo ja suojaa akustoa. Latausaseman nimellisteho pystytään skaalaamaan lisäämällä tai halutessa myös vähentämällä tehomodulleja myös asennuksen jälkeen. Näin pystytään mahdollistamaan kustannustehokas latausratkaisu kohdekohtaisesti. Yksittäisen DC -latausaseman nimellisteho vaihtelee tyypillisesti välillä 50 kW – 350 kW. Niitä pyritään käyttämään vastineena perinteisten polttoaineiden jakeluinfrastruktuurille mahdollistamaan sähköauton nopea lataus ajomatkan ollessa pitkä. Julkiset pikalatauskentät perustuvat siis DC -lataukseen. (Bakker et al. 2015.) (Tu et al. 2019.)

2.2 Latauspistokkeet

Julkiset latauskenttien latausasemat voivat sisältää useita eri pistoke/pistorasiatyypppejä, mutta latauskentällä tulee EU:n direktiivin 2014/94/EU mukaan vähintään yhden latauspistokkeen/pistorasian olla Euroopan Unionin laajuisesti yhtenäisesti AC -latauskentillä tyyppin 2 pistoke ja DC -latauskentillä FF ”Combo 2” -pistoke.



Kuva 3. Euroopassa käytössä olevien standardien mukaiset latausportit. (Bakker 2015)

Kuvassa 3 on esitetty Euroopassa käytössä olevat sähköautojen latausportit, eli autoissa sijaitsevat vastakkeet, joihin latauskaapelin latauspistoke kytketään. Esitettyjen latausporttien lisäksi muun muassa Yhdysvalloissa ja Kiinassa on käytössä myös eri standardien mukaisia latausportteja esimerkiksi yksivaihelatausta varten (Bakker 2015). Jätetään ne kuitenkin tässä työssä tarkastelun ulkopuolelle.

Tyypin 2 latausportin suunnitteli Mennekes Elektrotechnik -niminen saksalainen yritys. Se suunniteltiin mahdollistamaan Euroopassa yleisesti käytössä olevan kolmivaiheisen sähköverkon hyödyt. Tyypin 2 latausportissa on sähkönsyötölle koskettimet kolmelle vaihejohtimelle, nollajohtimelle ja suojajohtimelle. Lisäksi se sisältää CP (Control Pilot)-koskettimen latauspisteen ja sähköauton välistä ohjaussignaalia varten. Tällä ohjataan ajoneuvon latausvirtaa ja lataustapahtuman aloitusta, sekä lopetusta. PP (Proximity Pilot) -kosketin on latauspistokytöntä varten. Se kertoo latausasemalle ja sähköautolle, että ne ovat fyysisesti yhdeydessä toisiinsa latauskaapelilla. (Kuva 3.) (Bakker 2015.)

Combo 2 -latausportti syntyi viiden saksalaisen autonvalmistajan (Audi, BMW, Daimler, Porsche ja Volkswagen) ajatuksesta yhdistää AC – ja DC -latausportit. Se on tyypin 2 latausportti, johon on lisätty kaksi kosketinta tasasähkösyöttöä varten. Combo 2 -standardia käytetään siis DC -latauksessa, jolloin tyypin 2 latausportista on käytössä kaikki muut koskettimet, paitsi vaihejohtinkoskettimet ja nollajohdinkosketin. Sähkönsyöttö tapahtuu tasasähkökoskettimien + ja – kautta, ”earth” -kosketin on käytössä maadoitusta varten. CHAdeMO -standardi on kehitetty Japanissa. Sen latausportti koostuu kahdesta tasasähkökoskettimesta ja kahdeksasta koskettimesta ohjaus – ja turvatoimintoja varten. CHAdeMO on toistaiseksi Euroopassa käytössä japanilaisten autonvalmistajien täyssähköautoissa. (Kuva 3.) (Bakker 2015.)

2.3 Kansalliset standardit

Suomessa sähköautojen lataamiseen liittyviä lakeja, ohjeistuksia ja nimityksiä säätelee sähköteknisen alan standardointijärjestelmä SESKO Ry. Standardi SFS 6000-7-722 määrittää latauksen sähköä syöttävälle virtapiirille erityisvaatimuksia. Erityisvaatimusten lisäksi latausjärjestelmän suunnittelussa on noudatettava SFS 6000 -standardisarjan pienjänniteasennuksien perusvaatimuksia. SESKOn asiantuntijaryhmä on standardien tukemiseksi laatinut myös latausliiketoiminnan kaikkia osapuolia tukevan tietopaketin eli

lataussuosituksen, jossa määritellään lataamiseen liittyvät termit ja annetaan ohjeita asennuksille/suunnittelulle turvallisen lataamisen varmistamiseksi. (SESKO 2021)

Standardissa SFS 6000-7-722 on määritetty lataamiseen liittyvä termistö. Alla standardin mukaiset 4 sähköauton lataustapaa ja niille useammin puhekielessä käytetyt vastineet:

- Lataustapa 1/ Kevyiden sähköajoneuvojen lataus

”Sähköajoneuvon liittäminen vaihtosähkösyöttöön (sähköverkkoon) käyttäen syöttöpuolella mitoitusvirraltaan korkeintaan 16 A ja mitoitusjännitteeltään korkeintaan 250 V yksivaiheista tai 480 V kolmivaiheista standardisoitua pistorasiaa sekä tehoa syöttäviä johtimia ja suojamaadoitusjohdinta”

- Lataustapa 2/ Hidas lataus

”sähköajoneuvon liittäminen vaihtosähkösyöttöön (sähköverkkoon) käyttäen syöttöpuolella korkeintaan 32 A ja 250 V yksivaiheista tai 480 V kolmivaiheista standardisoitua pistorasiaa sekä tehoa syöttäviä johtimia ja suojamaadoitusjohtimia. Lisäksi käytetään ohjaustoimintoja ja henkilöiden suojana toimivaa vikavirtasuojaa, jotka on sijoitettu pistotulpan ja sähköajoneuvon väliin tai liitäntäkaapelin osana olevaan suojalaitekoteloon”

- Lataustapa 3/ Peruslataus

”sähköajoneuvon liittäminen vaihtosähkösyöttöön (sähköverkkoon) käyttäen erityistä sähköajoneuvon latausjärjestelmää, jossa ohjaustoiminnot ulottuvat kiinteästi vaihtosähköverkkoon liitettyyn sähköajoneuvon latauslaitteeseen”

- Lataustapa 4/ Teholataus

”sähköajoneuvon liittäminen vaihtosähkösyöttöön (sähköverkkoon) käyttäen ajoneuvon ulkopuolista laturia, jossa ohjaustoiminnot ulottuvat kiinteästi vaihtosähköverkkoon liitettyihin laitteisiin. Syöttö sähköajoneuvoon tapahtuu tasasähköllä”

Vaihtoehtoisten polttoaineiden infrastruktuurin rakentamisen taloudellinen tukeminen ja myös Enersensen toteuttamat sähköisen liikenteen ratkaisut perustuvat lataustapoihin 3 ja 4, joissa käytetään luvussa 2.2 esitettyjä tyyppiä 2 -, combo 2 -, sekä CHAdeMO -latauspistokkeita ja -portteja. Alla tärkeimpiä niihin liittyviä standardin SFS 6000-7-722

asettamia vaatimuksia ja SESKOn antamia ohjeistuksia: (SESKO 2021.) (SFS 2017b, 7-722.)

- Latauspiste on suojattava B tyyppin vikavirtasuojalla, jossa mitoitustoimintavirta on korkeintaan 30 mA. Tyyppin A vikavirtasuoja kuitenkin sallitaan, jos syötön automaattinen poiskytkentä on jollain muulla tavalla varmistettu tasasähkövikavirran ylittäessä 6 mA. Jos latausasema asennetaan ulkotilaan, tulee vikavirtasuojauksen myös kestää ulkolämpötila, eli sen on nimellisesti kestävä -25 °C pakkasen.
- Latauspistorasiaa syöttävään ylivirtasuojan suojaamaan sähköpiiriin eli yksittäiseen ryhmäjohtoon saa liittää vain sähköautojen syöttöön ja lämmitykseen tarkoitettuja piirejä. Jos ylivirtasuoja sijaitsee latausasemassa, tarkoitetaan ryhmäjohtolla latausaseman sisäistä virtapiiriä.
- Ohjaus ja tarvittaessa mittaus on oltava mahdollista latausasemakohtaisesti. Asennettaessa useita latausasemia, on suositeltavaa vuorotella vaiheita tasaisen vaihekuormituksen mahdollistamiseksi. Moni automalli ottaa vastaan vain yhden tai kahden vaiheen tehon. Vaihejärjestys tulee kuitenkin varmistaa, ettei kiertosuunta ole väärä.
- Sähköajoneuvoa syöttävä piiri tulee mitoittaa kestäämään pitkäaikaista latausta täydellä kuormituksella 30 °C ilman ja 20 °C maan lämpötilassa. Vaatimus koskee suojalaitteita, kaapeleita ja pistokytкимиä.
- Halogeenittomia ja vähäisen savunmuodostuksen Dca-s2-d2-a2 -luokan kaapeleita suositellaan asennettavaksi parkkihalleihin ja muihin maanalaisiin kohteisiin. Muut sisätiloihin asennettavat kaapelit on oltava vähintään Eca -luokan palosuojattuja. (SFS 2017a, 5-52.)
- Ulkotilaan asennettaessa latauskenttä on sijoitettava räjähdysvaaralliseksi luokitellun tilan ulkopuolelle. Latausasemalla tulee olla vähintään luokan IP4X mukainen suojaus vedeltä ja vierailta esineiltä. Latausasema tulee suojata raskaan rasituksen mukaista iskua vastaan joko sijoittamalla se riskittömään paikkaan tai käyttämällä laitteen omaa/ulkoista mekaanista suojausta. Maakaapelit asennetaan suojaputkiin. Ylimääräisten suojaputkien asennusta suositellaan tulevaisuuden tarpeisiin varautumista varten.

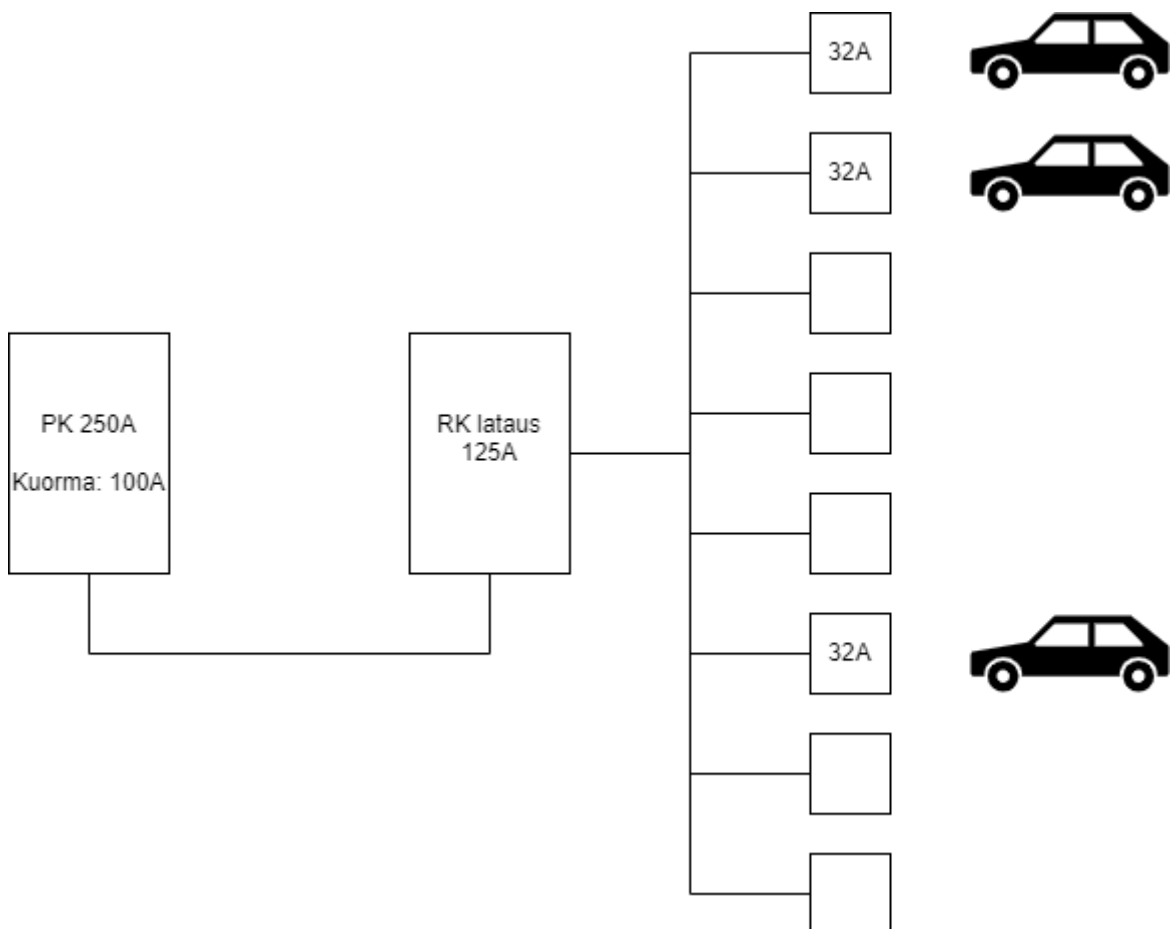
2.4 Kuormanhallinta

Standardin SFS 6000-7-722 mukaan ” Koska asennuksen kaikkia liitäntäpisteitä voidaan käyttää samanaikaisesti, liitäntäpistettä syöttävää keskusta syöttävän pääjohdon tasoituskertoimen pitää olla 1. Kuitenkin kerrointa voidaan pienentää, jos käytössä on kuormanhallinta, joka on latausasemassa tai sitä syöttävässä johdossa tai yhdistelmänä näissä molemmissa.”. Tämä tarkoittaa, että ilman kuormanhallintaa suunniteltaessa sähköautojen latausjärjestelmää täytyy sähköliittymä mitoittaa tasoituskertoimella 1. Esimerkiksi jos 25 -paikkaiseen parkkihalliin suunniteltaisiin latausvalmiutta 32 A -nimellisvirrallisille latausasemille, pitäisi sähköliittymässä olla vapaata kapasiteettia lataukselle $25 * 32 \text{ A} = 800 \text{ A}$. 50 -paikkaiselle parkkihallille vaadittu kapasiteetti siis olisi 1600 A. Latausjärjestelmän mitoitus tällä tapaa ei ole latausjärjestelmään investoivalle taholle kustannustehokasta, eikä usein edes realistista. Lisäksi suuressa mittakaavassa latauskenttien suunnittelu tällä tavalla kuormittaisi jakeluverkkoa kohtuuttoman paljon. Vaihtoehtoina on siis rajoittaa latausasemien virtaa pakottamalla tai käyttää dynaamista kuormanhallintaa. Tavallisesti dynaaminen kuormanhallinta mittaa jatkuvasti sähköliittymän kulutusta ja jakaa sen vapaan tehokapasiteetin latauslaitteiden kesken. Standardissa ei ole määritetty latausjärjestelmälle tasoituskerrointa, jos se sisältää kuormanhallinnan. Dynaamisen kuormanhallinnan avulla siis latausjärjestelmän mitoituksen voi räätälöidä kohdekohtaisesti mahdollisimman kustannustehokkaasti huomioiden kyseisen asiakkaan lataustarpeet. Dynaaminen kuormanhallinta palvelee erityisen hyvin kohteita, joissa latauspisteellä vietetty aika on useita tunteja ja latauskenttää syötetään olemassa olevasta kiinteistön sähköliittymästä. Suurissa taloyhtiöissä dynaaminen kuormanhallinta on lähes välttämätön. Se kuuluu myös lähes poikkeuksetta jokaisen AC -latauslaitevalmistajan valikoimaan. (SFS 2017b, 7-722.) (Falkman 2018)

Latauskentän ominaisuuksista riippuen dynaamisen kuormanhallinnan toteutuksessa tarvitaan eri määrä mittapisteitä. Latauspistekohtaiset mittauspisteet vaaditaan, jotta voidaan jakaa saatavilla oleva teho latauskentän sisäisesti. Mittauspiste sijaitsee tavallisesti latausasemassa. Mittauspiste tarvitaan myös latauskenttää syöttävän sähköliittymän syötölle, jotta voidaan määrittää latauskentän käytössä oleva teho. Tämän lisäksi mittauspiste voidaan tarvita esimerkiksi kiinteistökeskuksen tai nousukeskuksen

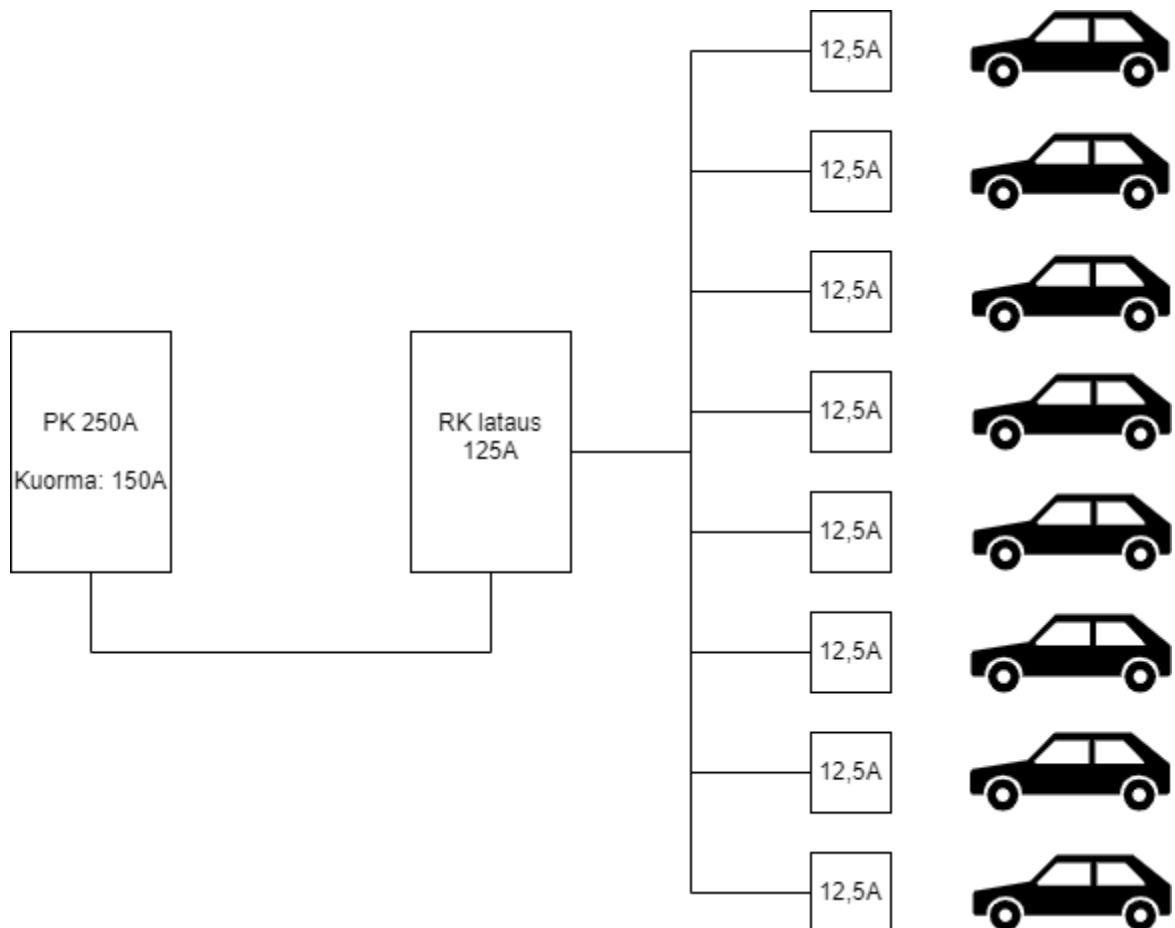
etusulakkeeseen, jos latauspisteiden syöttö tapahtuu muuta kuormaa sisältävältä sähkökeskukselta. (Falkman 2018)

Kuvissa 4 ja 5 on esitetty dynaamisen kuormanhallinnan toimintaperiaate. Kuvien mukainen kuvitteellinen latauskenttä sisältää 8 latauspistettä varustettuina 22 kW AC -latausasemilla. Jokaista latausasemaa syötetään 3x32 A johdonsuojakatkaisijan kautta ryhmäkeskus RK lataukselta, jonka nimellisvirta on 125 A ja pääsulakkeet 3x125 A. RK latauksella ei ole muuta kuormaa. RK latausta syötetään pääkeskukselta PK, jonka nimellisvirta on 250 A ja pääsulakkeet 3x250 A. Mittauspisteet sijaitsevat latausasemilla, sekä pääkeskuksen syötössä. Autosymboli merkitsee latauksessa olevaa täyssähköautoa, joka kykenee lataamaan kolmivaiheisella 22 kW teholla.



Kuva 4. Dynaaminen kuormanhallinta, tilanne 1. Liittymän vapaa kapasiteetti lataukselle 150 A. RK lataus pystyy käyttämään koko kapasiteettinsa 125 A. Kaikki 3 autoa saavat käyttöönsä maksimitohon.

Kuvan 4 mukaisessa tilanteessa latauskentässä on kolme autoa latauksessa. Kaikki autot lataavat täydellä teholla, koska RK latauksessa riittää kapasiteetti, eikä myöskään liittymän muu kuorma rajoita lataustehoa.



Kuva 5. Dynaaminen kuormanhallinta, tilanne 2. Liittymän vapaa kapasiteetti lataukselle 100 A. RK lataus jakaa vapaana olevan 100 A tasan 8 latauksessa olevalle sähköautolle.

Kuvan 5 tilanteessa sen sijaan liittymän muu kuorma rajoittaa latauskentän tehoa. Näin ollen dynaaminen kuormanhallinta jakaa käytettävissä olevan 100 A tasan 8 auton kesken. Käytännössä kuitenkin kuvan 5 tilanne on harvinainen, koska etenkin taloyhtiökohteissa tai julkisissa pysäköintihalleissa yksilölliset ajosuoritteet ja täten lataustarpeet ajoittuvat erittäin pienellä todennäköisyydellä yhteen. Kuvat auttavat ymmärtämään, kuinka olemassa olevan sähköliittymän kapasiteetti pystytään hyödyntämään kuormanhallinnan avulla mahdollisimman tehokkaasti välttämättä suuret investoinnit kaapelointiin, pääkeskusmuutoksiin ja sähköliittymän suurentamiseen.

2.5 Henkilöautojen latausinfrastruktuurin kehittymistä vahvistavat hallituksen ohjaustoimet

Suurin osa kasvihuonekaasupäästöistä kotimaan liikenteessä kohdistuvat tieliikenteeseen, eli jopa noin 94 prosenttia päästöistä. Tieliikenteen päästöt aiheutuvat noin 54 prosenttisesti henkilöautoista ja loput pakettiautoista, raskaasta liikenteestä, sekä muista moottoriajoneuvoista. Suurin päästövähennyspotentiaali myös siis kohdistuu tieliikenteeseen. Vuonna 2005 kotimaan liikenteen hiilidioksidipäästöt olivat yhteensä noin 12,5 miljoonaa tonnia, joten EU -lainsäädäntöön perustuvan Suomen kansallisen tavoitteen mukaisesti vuonna 2030 päästöt saisivat olla yhteensä enää puolet tästä: noin 6,25 miljoonaa tonnia. Liikenne -ja viestintäministeriön ennusteen mukaan nykyiset toimet eivät riitä tavoitteen mukaiseen päästövähennykseen, joten odotettavissa on lisää tukitoimia sähköisen liikenteen kasvattamiseksi tulevina vuosina. Käydään läpi nykyiset ja jo päättyneet tukitoimet, sekä tulevaisuuden näkymät liittyen kansallisiin tukitoimiin Suomessa. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2021)

2.5.1 Tukiohjelma vuoteen 2023 mennessä, julkinen lataus

Suomi on omassa jakeluinfraohjelmassaan sitoutunut Euroopan Unionin AFI -direktiiviin, jonka suhteellisten suositusten mukaisesti kymmentä sähköautoa kohti pitäisi olla vähintään yksi julkinen Type 2 -standardin lataustavan 3 ”asiointi”latauspiste. Lataustavan 4 julkisia DC-pikalatauspisteitä sen sijaan tulisi olla sataa täyssähköautoa kohden vähintään yksi. Vuoden 2022 lopussa Suomessa oli 148 928 sähköautoa, jotka jakautuivat 44 889 täyssähköautoon ja 104 309 ladattavaan hybridiin. Tavoitteen mukaisesti julkisia asiointilatauspisteitä tulisi siis olla 14 893 ja pikalatauspisteitä 449 kappaletta. Julkisten asiointilatauspisteiden määrä oli 7683 ja pikalatauspisteiden määrä oli 1529. Pikalatauspisteissä oltiin siis reilusti tavoitteen yläpuolella, mutta julkisten asiointilatauspisteiden määrässä jäätin tavoitteen alapuolelle. Asiointilatauspisteiden kasvu on ollut suhteellisesti hitaampaa kuin sähköautokannan kasvu, kun taas pikalatauspisteiden kasvu on ollut täyssähköautokannan kasvua suhteellisesti nopeampaa vertailuajankohtaan nähden edellisen vuoden aikana. Sähköautojen määrän kasvu on kiihtynyt vuonna 2022. Käytettynä maahantuoduista autoista ensimmäistä kertaa yli 50% osuus oli sähköautoja.

Tämä osaltaan selittää sähköautojen korkeaa määrää suhteessa asiointilatauspisteisiin. Pikalatauspisteet ovat suuresta täyssähköautojen määrän kasvusta huolimatta kuitenkin lisääntyneet vielä enemmän. Tämä selittyy ainakin osittain julkisen latauksen infrastruktuurituella ja sen kohdistamisella nimenomaan suurteholataukseen. Lataustavan 3 lataus onkin keskitetty tukitoimilla enemmän mahdollistamaan auton lataaminen kotona ja työpaikalla. Julkinen pikalataus yhdessä kotilatauksen kanssa takaavat sähköautoilijoille tehokkaan ja joustavan latausinfrastruktuurin. Edellä käsitellyt tiedot ovat kerätty yhteen ja esitetty taulukossa 1. (Sähköinen liikenne ry 2023) (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Taulukko 1. Sähköautot ja latauspisteet Suomessa vuoden 2022 lopussa. (Sähköinen liikenne ry 2023)

Täyssähköautot	Pikalatauspisteet	Pikalatauspisteet: tavoitemäärä	Erotus	Täyssähköautot/ pikalatauspiste
44 889	1 529	449	-1 080	29.4
Sähköautot	Asiointilatauspisteet	Asiointilatauspisteet: tavoitemäärä	Erotus	Sähköautot/ Asiointilatauspiste
148 928	8 103	14 893	7 210	19.4

Julkisen latauksen infrastruktuuria on tuettu Euroopan Unionin rahoittamasti vuodesta 2018 lähtien. Tukea ovat voineet hakea yritykset, kunnat sekä muut yhteisöt. Tukiohjelma on toteutettu tarjouskilpailuna, jossa tarjoukset on jaettu ryhmiin. Ryhmistä osa koskee myös muita vaihtoehtoisia polttoaineita, kuin sähköä ja vain osa tukiohjelman määrärahoista on allokoitu sähköisen liikenteen ratkaisuille. Ryhmät eivät ole kilpailleet toisiaan vastaan, vaan kilpailu on tapahtunut ryhmien sisäisesti. Määrärahaa on kasvatettu asteittain. Vuosina 2018 ja 2019 tukiohjelmasta sähköisen liikenteen ratkaisuihin kohdistettiin 0.5 M€ vuodessa. Vuosina 2020 ja 2021 määräraha oli 1.75 M€/vuosi. Vuonna 2022 järjestettiin kaksi tukikilpailua, joissa määrärahaa oli sähköisen liikenteen ratkaisuille yhteensä noin 13 M€. Vuonna 2020 tukiohjelmasta pudotettiin pois AC -latausjärjestelmät ja tukea on voinut hakea vain lataustavan 4 DC -latauskentille, joissa jokaisen yksittäisen latauspisteen teho on yli 22 kW. (Energiavirasto 2022a) (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Energiavirasto on ohjannut tarjouskilpailuun osallistuvia tahoja ottamalla käyttöön vertailuluvun. Jokaiselle tarjoukselle määritetään vertailuluku, jonka mukaan tarjoukset

laitetaan paremmuusjärjestykseen. Vertailuluvun pohjana on euromääräinen tukitarve. Tätä summaa on mahdollista pienentää kertoimien (<1) avulla, jos tarjouksen mukainen hanke täyttää kertoimille määritetyt ehdot. Alla on listattuna tavoiteltavissa olevat kertoimet ehtoineen maaliskuun 2023 kilpailukierroksella: (Energiavirasto 2022b)

1. Kerroin: 0.7. Etäisyys Euroopan laajuisen liikenteen tieverkon TEN-T -verkon määrittelemän kattavaan verkkoon kuuluvaan Suomessa sijaitsevaan maantiehen on alle kilometri hankkeen mukaiselta kiinteistöltä. (Kuva 6)
2. Kerroin: 0.9. Hankkeen mukaisella kiinteistöllä on käytettävissä useampi, kuin yksi suurteholatauspiste samaan aikaan. Vaatimus täyttyy, jos latauskenttää syöttävän sähköliittymän kapasiteetti riittää mahdollistamaan kaikkien latauspisteiden yhteenlaskettu samanaikainen latausteho.
3. Kerroin: 0.85. Jokaisen (≥ 1 kpl) latauspisteen samanaikainen latausteho on välillä 150 – 300 kW.
4. Kerroin: 0.75. Vähintään yksi latauspiste soveltuu raskaan liikenteen sähkökäyttöisen ajoneuvon lataamiseen ja sen teho on vähintään 350 kW. Näin ollen kolmas ja neljäs kerroin ovat ristiriitaisia. Molempia kertoimia ei siis ole mahdollista saada.
5. Latauskentän kokonaistehon perusteella määräytyvä kerroin:

Taulukko 2. Vertailuluvun laskenta, latauskentän kokonaistehon perusteella määräytyvä kerroin. (Energiavirasto 2022b)

Kerroin	Latauskentän vähimmäiskokonaisteho
0.9	300 kW
0.5	1400 kW
0.3	3500 kW

6. Kerroin: 0,9. Maksukortilla maksaminen on mahdollista jokaisella latauspisteellä.

Laskennallinen minimi vertailuluvulle siis saadaan

$$Vl_{min} = 0.7 * 0.9 * 0.75 * 0.3 * 0.9 * Ts \approx 0.13 * Ts,$$

missä Vl on vertailuluku ja Ts on tukisumma. Esimerkki: Yritys x hakee tukea latausinfrahankkeelle. Haettava tukisumma on 30 000 €. Yrityksen x tarjous ei täytä yhdenkään kertoimen ehtoja. Tällöin vertailuluku on sama, kuin haettava tukisumma, eli 30 000 €. Lasketaan yhden euron tarkkuudella, kuinka paljon yritys y voi enintään hakea tukea siten, että se sijoittuu tarjouskilpailussa yrityksen x edelle. Oletetaan, että yritys y täyttää pienimmän mahdollisen vertailuluvun ehdot.

$$Ts_{max} = \frac{30\,000\ \text{€}}{0.7 * 0.9 * 0.75 * 0.3 * 0.9} \approx 235\,155\ \text{€}$$

Likiarvo on pyöristetty alaspäin yhden euron tarkkuudella. Yritys y voi siis hakea enintään 235 155 € tukea, jotta se sijoittuisi yrityksen x edelle tarjouskilpailussa. Tämä esimerkki havainnollistaa, millä tavoin kilpailijoita kannustetaan investoimaan suuritehoisiin latauskenttiin merkittävien maanteiden varsille mahdollistamaan perinteistä polttoainejakelua vastaava infrastruktuuri sähköiselle liikenteelle. Tukea voi hakea enintään 35 prosenttia hankkeen hyväksytyistä kustannuksista, tai vastaavasti 45 prosenttia, jos kyseessä on uuden teknologian hanke (Energiavirasto 2022b).

2.5.2 Tukiohjelma vuoteen 2023 mennessä, yksityinen lataus

Julkisten latauspisteiden lisäksi sähköautoja ladataan yksityisillä latauspisteillä auton säilytyspaikassa, eli esimerkiksi kotona tai työpaikalla. Suomessa on säädetty laki 733/2020 rakennusten varustamisesta sähköajoneuvon latauspisteillä ja latausvalmiuksilla sekä automaatio- ja ohjausjärjestelmillä. Laki koskee rakennuksia, joissa käytetään energiaa sisäilmaston ylläpitämiseen, sekä pysäköintitaloja, joissa on järjestetty yhden tai useamman asuinrakennuksen pysäköinti. Lain mukaan latauspisteen tulee olla lataustavan 3 tyyppin 2 -standardin tai lataustavan 4 ”Combo 2” -standardin mukainen. Taulukossa 3 on esitetty tiivistetysti lain velvoitteet, jonka jälkeen ne ovat avattu yksityiskohtaisemmin. (733/2020, 2, 9 §)

Taulukko 3. Laki 733/2020 tiivistettynä sähköautojen latauksen osalta. (733/2020, 5-8 §)

Pykälä	Kohderyhmä	Tiivistelmä
5 §	Uudet rakennukset	Asennettava latauspistevalmius pysäköintipaikoille. Asuinrakennuksissa kaikille paikoille, muissa rakennuksissa pienemmät velvoitteet.
6 §	Laajamittaisesti korjattavat rakennukset	Samat velvoitteet, kuin 5 §.
7 §	Olemassa olevat rakennukset	Vähintään 1 latauspiste asennettuna vuoden 2024 loppuun mennessä, jos kiinteistöllä on enemmän kuin 20 pysäköintipaikkaa.
8 §	Uudet tai laajamittaisesti korjattavat pysäköintitalot	Latauspistevalmius kaikille pysäköintipaikoille, jos rakennuksessa on järjestetty asuinrakennuksen pysäköinti.

Uuden asuinrakennuksen yhteyteen tulee lain 5 §:n mukaan asentaa latauspistevalmius jokaiselle pysäköintipaikalle, jos kiinteistöllä tai rakennuksessa on vähintään 5 pysäköintipaikkaa. Sen lisäksi yli 10 pysäköintipaikan kiinteistölle on asennettava vähintään 1 lataustavan 4 mukainen latauspiste tai vaihtoehtoisesti lataustavan 3 mukaisia latauspisteitä vähintään seuraavasti: (733/2020 5 §)

- 1 latauspiste, pysäköintipaikkoja 11-50 kpl
- 2 latauspistettä, pysäköintipaikkoja 51-100 kpl
- 3 latauspistettä, pysäköintipaikkoja yli 100 kpl

Lisäksi uuden muun, kuin asuinrakennuksen yhteyteen tulee asentaa latauspistevalmius tai latauspisteet vähintään seuraavasti:

- 11-30 pysäköintipaikkaa: 50 % paikoista
- Yli 30 pysäköintipaikkaa: 20 % paikoista, mutta vähintään 15 kpl

Vastaavat velvoitteet koskevat lain 6 §:n mukaan myös korjauksen kohteena olevia rakennuksia, jos rakennuksen vaippaan tai rakennuksen teknisiin järjestelmiin liittyvien korjausten jälleerakentamiskustannuksiin perustuvat kokonaiskustannukset ovat yli 25 prosenttia rakennuksen arvosta, rakennusmaan arvo pois lukien. Uuteen tai korjattavaan pysäköintitaloon tulee asentaa latauspistevalmius jokaiselle pysäköintipaikalle lain 8 §:n

mukaan. Lain 7 § velvoittaa vähintään 20 pysäköintipaikan olemassa olevan rakennuksen varustamiseen vähintään 1 latauspisteellä vuoden 2024 loppuun mennessä. Nämä lain 5, 6 ja 8 §:n velvoitteet koskevat sellaisia rakennuksia tai korjaustöitä, joiden rakentamiseen on haettava maankäyttö- ja rakennuslain 125 §:n mukainen rakennuslupa. Euroopan komissio on ehdottanut velvoitteiden kiristämistä 15.12.2021 annetussa ehdotuksessa. Valtioneuvosto Suomessa suhtautuu ehdotukseen myönteisesti. Ehdotus ei ole kuitenkaan vielä edennyt direktiiviksi, eikä näin vaikuta olemassa olevaan lakiin. (733/2020, 5-8 §) (Ympäristöministeriö 2022) (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Laki 733/2020 koskee lähinnä vain uusia ja laajamittaisesti korjattavia asuntoja. Suurin osa sähköautojen latauksesta tapahtuu kuitenkin auton pääasiallisessa säilytyspaikassa, eli kotona tai työpaikalla. Kotilatausmahdollisuus on myös yksi tärkeimmistä hankintaperusteista sähköautolle. Asumisen rahoitus- ja kehittämiskeskus ARA myöntää avustuksia sähköautojen latauspisteiden rakentamiselle. Avustusta voi hakea asuinkiinteistön omistavat yhteisöt, esimerkiksi asunto-osakeyhtiöt ja vuokratyöyhtiöt. Taloyhtiöt voivat saada tukea myös omistamansa pysäköintiyhtiön kautta. Avustusta voidaan myöntää tarvekartoitukselle, suunnittelulle, sähköliittymän ja pääkeskuksen muutoksille, kaapeloinneille, sekä latauslaitteille. Tarvekartoituksen ja suunnittelun tukeminen edellyttää hankkeen toteutumista. Latauslaitteisiin voi saada tukea vain, jos ne ovat tuen hakijan omistuksessa. Latauslaitteen vaatimuksena on vähintään 11 kW nimellisteho ja lataustavan 3, tyypin 2 -standardin mukainen latauspistoke tai -kaapeli. Edellytyksenä tuelle on ollut vähintään 5 latauspisteen tai latauspistevalmiuden rakentaminen. Omakotitaloille ei ole myönnetty tukea.

ARA:n latausinfrastruktuuria alettiin jakamaan vuonna 2018. Vuosina 2018 ja 2019 tukea jaettiin 1.5 M€ vuodessa. Vuosille 2020 ja 2021 tukisummaa kasvatettiin. Uusi tukisumma oli 5.5 M€ vuodessa. 2021 vuoden määrärahaan kuitenkin myönnettiin 7.5 M€ lisämäärärahaa suuren kysynnän vuoksi. Vuodelle 2022 annettiin määrärahaa 8.5 M€. Kysynnän vuoksi lisämäärärahaa myönnettiin kuitenkin jopa 20 M€. Vuodelle 2023 on ehdotettu 9 M€ määrärahaa vuoden 2022 ehdoin. Avustuksen määrä on 35 % toteutuneista kustannuksista. Sille on kuitenkin määritetty kaksi rinnakkaista ylärajaa. Euromääräinen yläraja tuelle on 90 000 €. Tämän lisäksi yhtä latauspistevalmiutta kohden voi tukea saada enintään 1400 €.

Asuinkiinteistöjen lisäksi ARA myöntää latauspisteavustusta työpaikoille. Työpaikkojen avustus aloitettiin fossiilittoman liikenteen tiekartan mukaisesti vuonna 2022. Kyseistä tukea

voivat hakea työnantajat tai liikerakennuksien omistajat, sekä myös esimerkiksi seurakunnat. Hakijan täytyy siis itse omistaa tai hallita kyseistä tuen kohteena olevaa kiinteistöä, tai vaihtoehtoisesti hakijalla täytyy olla omistajan suostumus. Latauspisteet tulee hankkia pääsääntöisesti työntekijöiden pysäköintikäyttöön. Myös niiden tulee olla lataustavan 3 tyyppin 2 -standardin mukaisia teholtaan vähintään 11 kW latauspisteitä. Yhdelle hakijalle/ kiinteistölle voidaan myöntää tukea enintään 10 latauslaitteeseen vuodessa. Tuen määrä on enintään 750 € per latauslaite. Avustukselle on vuosina 2022 ja 2023 varattu määrärahaa 1.5 M€ vuodessa.

2.5.3 Tukiohjelma vuoden 2022 jälkeen, julkinen ja yksityinen lataus

Euroopan Unionin AFIR -asetusehdotuksen mukaan Euroopan Unionin jäsenvaltioiden tulisi varmistaa julkisen latausverkoston vähimmäiskattavuus Euroopan laajuisen TEN -T -liikenneverkon maantieosuuksilla. Kuvassa 6 on esitetty TEN -T -verkko Suomen maanteilla. AFIR -asetus olisi voimaan tullessaan suoraan sovellettu oikeutta, eli jäsenvaltioiden tulisi täyttää sen vaatimukset. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Suomen ydintieverkko ja kattava maantieverkko

- Ydintieverkko
- Kattava maantieverkko



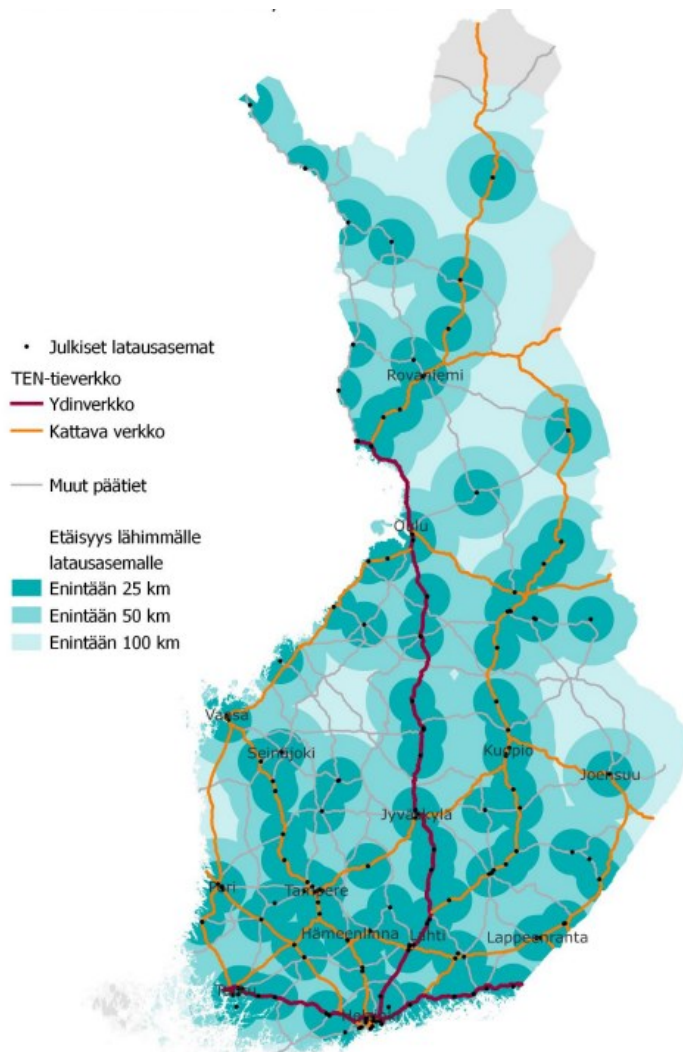
Kuva 6. Euroopan laajuisen TEN -T -liikenneverkon mukainen ydinverkko ja kattava verkko Suomessa, maantiet. (Väylävirasto 2023)

Taulukossa 4 on esitetty AFIR -asetuksen vähimmäisvaatimukset TEN -T -liikenneverkolle. Ne ovat porrastettu kahteen teholuokkaan latauskentän kokonaistehon mukaan: 300 kW ja 600 kW. Korkeamman teholuokan (600 kW) vaatimukset tulee täyttää ydinverkolla vuonna 2030 ja kattavalla verkolla vuonna 2035. Vuonna 2030 sekä koko TEN -T kattavassa verkossa, että ydinverkossa maantiesuuksilla tulisi olla latauskenttä 60 kilometrin välein molempiin ajosuuntiin. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Taulukko 4. Henkilöautoliikenteen tavoitteet AFIR -asetusehdotuksessa. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Vuosi	2025	2030	2035
TEN-T ydinverkko	Latauskenttä 60 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 300 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 150 kW latausaseman.	Latauskenttä 60 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 600 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 150 kW latausaseman.	-
TEN-T kattava verkko	-	Latauskenttä 60 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 300 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 150 kW latausaseman.	Latauskenttä 60 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 600 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 150 kW latausaseman.

Kuvassa 7 on esitetty vähintään 150 kW latauspisteellä varustettujen latauskenttien maantieteellinen kattavuus elokuussa vuonna 2022. Kuva ei ota kantaa ajosuuntiin. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022b)



Kuva 7. Vähintään 150 kW -latauspisteiden kattavuus Suomen kartalla elokuussa 2022. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022b)

Kuvasta 7 nähdään, että jo elokuussa 2022 TEN -T -verkon kattavuus on ollut hyvällä tasolla. Vuoden 2025 tavoitteet ydinverkolla ja 2030 tavoitteet kattavalla verkolla täyttyivät jo noin 80 prosenttisesti. Kuvan 7 mukainen latausinfrastruktuuri täytti myös jo noin 50 prosenttisesti vuoden 2030 vaatimukset ydinverkolle ja vuoden 2035 vaatimukset kattavalle verkolle. Energiaviraston julkisen latausinfrastruktuurin tarjouskilpailun vertailuluvussa AFIR -asetuksen ehdot ovat otettu huomioon sekä alueellisesti, että tehollisesti, joten lähitulevaisuudessa kattavuuden voidaan olettaa paranevan ennestään (luku 2.5.1). Fossiilittoman liikenteen tiekartan mukaisesti julkisen latausinfrastruktuurin tukeminen jatkuu ainakin vuoteen 2025 asti. Määrärahaa on linjattu varattavaksi tukemiseen tälle ajalle yhteensä 34 M€. Määrärahan jakamisesta päättää myös jatkossa Energiavirasto. AFIR -asetusehdotuksen

toteutuessa sen tavoitteisiin pääseminen ei näillä näkymin aiheuttaisi haasteita. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2021) (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022b)

Yksityisen latauksen ARA -avustuksia on linjattu fossiilittoman liikenteen tiekartan mukaan jatkettavan vuoteen 2030 asti. Yksityisen lataamisen tukeminen koetaan oleelliseksi sähköautokannan kasvun tukemiseksi. Toisin kuin julkisella puolella, yksityisellä latausinfrastruktuurilla ei tulla saavuttamaan markkinaehtoisuutta. Asuinkiinteistöille kohdistetaan linjauksen mukaisesti 8.5 M€ vuodessa. Määrä kuitenkin todennäköisesti kasvaa, koska jo tähän mennessä on myönnetty merkittävästi lisämäärärahoja. Laskennallisesti linjauksen mukaisella avustuksella voitaisiin vuoteen 2025 mennessä rakentaa 42 500 latauspistevalmiutta, jos keskimääräinen avustus olisi 800 €. Linjauksen mukaan myös työpaikkalatausavustusta jatkettaisiin vuoteen 2030 asti. Tällä varattaisiin 1.5 M€ vuodessa. Tällöin tuen avulla voitaisiin rakentaa noin 2000 latauspistettä vuosittain. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

2.6 Trendit

Tässä luvussa tarkastellaan sähköautojen lataamiseen liittyviä trendejä. Ala kehittyy jatkuvasti ja latausratkaisut hakevat vielä lopullista muotoaan. Sähköautojen tuotantolinjat tehostuvat ja akkuteknologia kehittyy, mikä painaa autojen hintoja alas. Samaan aikaan latauslaitevalmistajien määrä markkinoilla kasvaa ja kilpailu kovenee. Myös raskaan liikenteen sähköistyminen on alkamassa EU -lainsäädäntöjen aiheuttaman paineen, sekä sähköisen raskaan liikenteen ajoneuvojen markkinoiden kehittymisen ansiosta. Käydään läpi, mitä merkitsee jännitetason nousu täyssähköautojen voimalinjoissa, miten tiedonsiirto latausaseman ja taustajärjestelmien välillä kehittyy, sekä missä vaiheessa on raskaan liikenteen sähköistyminen.

2.6.1 Jännitetason nousu

Kuluttajan näkökulmasta käyttövoiman vaihtamista perinteisistä fossiilisista polttoaineista sähköön jarruttaa kolme merkittävää tekijää, jotka ovat korkea investointikustannus, pienempi toimintasäde, sekä pitkä latausaika. Suurimman osan sähköautoista akuston tasajännitealue on käytettävän akkukokoonpanon vuoksi 150 - 450 V. Tästä puhutaan

yleisesti 400 voltin jännitetasona. Muutama autovalmistaja käyttää kuitenkin 800 voltin jännitetasoa. Nämä ovat vuoteen 2023 mennessä Porsche, Lucid Air, Kia, Hyundai ja Audi. (Halvorson 2023) Korottamalla jännitetasoa voidaan ratkaista kaksi sähköautoilun haastetta, eli kasvattaa toimintasädetä ja alentaa latausaikaa. Esimerkiksi 400 voltin arkkitehtuurilla rakennettu Polestar 2 Standard range version ilmoittaa suurimmaksi lataustehokseen 135 kW, kun taas Porsche Taycanilla vastaava lukema on puolet suurempi, eli 270 kW. Tästä voidaan päätellä, että maksimilatausvirrat ovat vertailuissa autoissa samaa luokkaa, mutta Porsche kykenee kaksinkertaiseen lataustehoon, koska latausjännite on kaksinkertainen. Taycanilla on ilmoitettu kykenevän optimiolosuhteissa lataamaan akkua 100 kilometrin kantaman verran viidessä minuutissa. (Jung 2017) (Polestar 2023) (Porsche 2023)

800 voltin DC -lataus tuo monia etuja verrattuna perinteiseen 400 voltilla lataamiseen. Selkein etu autoilijan kannalta liittyy lataustehoon, eli käytännössä latausnopeuteen. Koska

$$P = U * I,$$

missä P on teho, U on jännite ja I on virta, saadaan vakiolatausvirralla 800 V jännitteellä kaksinkertainen latausteho verrattuna 400 V jännitteeseen. Virran korottaminen on haaste, sillä virta on johtimien ja komponenttien lämmönkestävyyden kannalta rajoittava tekijä. Latauskaapelin poikkipinta-alan kasvattaminen hankaloittaisi sen käyttämistä, sekä nostaisi kustannuksia kuparin määrän lisääntyessä. Jännitettä nostamalla latausnopeutta saadaan kasvatettua DC -latausasemassa lisäämättä latauskaapeleiden poikkipinta-alaa. CCS2 -standardin mukaiset liittimet kestävät 1000 V tasajännitteen. Merkittävät suurteholatausasemat tukevatkin jo 800 V latausjännitettä, kuten Kempower C -Series, ABB Terra HP, sekä Alpitronic HYC. Enersensen valmistaman ECDC -suurteholatausaseman jännitealue on 200 – 920 V, joten se tukee sekä 400 V, että 800 V latausjännitteitä. (Jung 2017)

Akuston jännite riippuu sen sisältämien akkukennojen kytkentätavasta. Sähköautoissa pääasiassa käytössä olevissa Li -ion akuissa jännitettä saadaan nostettua kytkemällä kennoja sarjaan. 800 V jännite akustossa siis saavutetaan kytkemällä sarjaan kaksinkertainen määrä kennoja 400 V akustoon verrattuna. Kennojen todellinen määrä riippuu yksittäisen kennon jännitteestä. Akuston jännite siis saadaan halutulle tasolle yksinkertaisesti, mutta jännitteen nosto vaikuttaa kaikkiin muihin komponentteihin. Tämän vuoksi 800 V järjestelmä autoissa on vielä harvinainen. (Jung 2017)

Aghabali et al. (2021) tutki 800 V jännitetason vaikutuksia täyssähköauton voimansiirrossa. Tutkimuksessa vertailtiin 400 V ja 800 V jännitetasojen eroja täyssähköauton akuston, moottorin, invertterin, pienoisjännitejärjestelmän, sekä laturin näkökulmista. Akuston kannalta suurin etu 800 V järjestelmällä on jo aiemmin läpikäyty nopea lataaminen. Korkea latausteho onkin todennäköisesti merkittävin motivaattori kasvattaa jännitetasoa. Haasteina on kompleksisempi BMS. Sarjaankytkettyjen kennojen kaksinkertainen määrä vaatii myös jännitesensoreiden kaksinkertaista määrää akunhallintajärjestelmälle. Tämä kasvattaa sen kustannuksia noin kolmanneksella. Jos lataustehovaade ei ole korkea, voidaan kaapeleiden poikkipinta-alaa pienentää korkeamman jännitteen ansiosta, jolloin auton massa pienenee ja hyötysuhde kasvaa. Pienempi taivutussäde mahdollistaa myös pienemmän tilavuuden kaapeloinnin osalta. Virran alentaminen pienentää myös lämpöhäviöitä kaapeleissa. Sähkömoottorin kannalta jännitetason kasvattamisen haasteena ovat ylijännitteistä johtuvat koronaripit. Invertterin suorituskykyä arvioidaan pääasiassa sen hyötysuhteella, sekä sen tuottamalla harmonisilla yliaalloilla, jotka lisäävät sähkömoottorin tehohäviöitä. 800 V invertteriteknologialla voidaan käyttää 400 V sähkömoottoria, mutta tämä ei ole optimaalista suorituskyvyn kannalta. Invertterin ominaisuuksiin pystytään vaikuttamaan myös tehoelektronikan komponenteilla, eli puolijohdekytkimillä. Piikarbidin käyttö puolijohdemateriaalina mahdollistaa suuremman kytkentätaajuuden, mikä parantaa hyötysuhdetta, sekä alentaa harmonisien yliaaltojen määrää. Piikarbidin pohjautuva tehoelektronikka on vielä kallista valmistaa, mutta sitä käytetään jo hieman suurteholatausasemissa, sekä myös sähköautoissa. Latauksen hyötysuhde on suuressa roolissa etenkin energiaa myyvillä latauspisteoperaattoreilla, joilla on verkostossaan suuri volyymi latauspisteitä. Esimerkiksi pohjoismaiden suurimman operaattorin Rechargen latauspisteillä ladattiin vuonna 2022 sähköenergiaa 64 000 MWh. Samana vuonna Suomen keskimääräinen aluehinta Nord Pool -sähkömarkkinoilla oli 154.04 €/MWh. Yhden prosentin muutos hyötysuhteessa tarkoittaisi siis tässä tapauksessa

$$64\,000 \text{ MWh} * 0.01 * 154.04 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \approx 98\,586 \text{ €}$$

vaikutusta energian myyntiin. Tässä tulee ottaa huomioon, että keskimääräinen aluehinta oli vuonna 2022 poikkeuksellisen suuri, mutta esimerkki havainnollistaa hyötysuhteen merkitystä operaattoreille valittaessa latauslaitetoimittajaa. Yhteenvetona voidaan todeta korkeamman jännitetaso parantavan auton suorituskykyä, nostavan hyötysuhdetta, sekä mahdollistavan korkeamman lataustehon, mutta toistaiseksi nostaa valmistuskustannuksia.

Korkeampi latausteho ja siitä seuraava lyhyempi latausaika voi lisätä latauskentän käyttöastetta, sillä useampi auto ehtii ladata samalla latauspisteellä samassa ajassa. Tämä kasvattaa latausoperaattorin kassavirtaa. (Jung 2017) (Aghabali et al. 2021) (Recharge 2023) (Nord Pool 2023)

2.6.2 Tiedonsiirto latausaseman ja taustajärjestelmän välillä

OCPP eli Open Charge Point Protocol on globaalin konsortion Open Charge Alliancen kehittämä avoin tiedonsiirtoprotokolla sähköautojen latausjärjestelmille. Open Charge Allianceen kuuluu globaalisti merkittäviä alan toimijoita, kuten esimerkiksi ABB, Alpitronic ja BMW. Suomesta siihen kuuluu latausoperaattori Virta. Protokollaa kehitetään siis yhteistyössä muun muassa latauslaitevalmistajien, operaattoreiden ja autovalmistajien kesken. Sen tavoitteena on ennen kaikkea parantaa lataajan kokemusta ja lataustapahtumaa palveluna. Latausasemien tukieissa tarpeeksi uutta OCPP -standardia voidaan ne teoriassa yhdistää eri operaattoreiden taustajärjestelmiin. Kehityssuunta onkin se, että kaikki AC -latausasemat tukevat OCPP -standardia, jolloin latausaseman ja latausoperaattorin valinta vapautuu ja operaattorin voi myös kilpailuttaa ja vaihtaa jälkepäin. (Orcioni et al. 2020)

Latausaseman ja latausoperaattorin välinen kommunikaatio tapahtuu OCPP -protokollan avulla. Protokolla määrittää ominaisuudet aseman etäohjaukselle. Ensimmäinen, vuonna 2012 julkaistu versio 1.5 mahdollistaa yksittäisen latauspisteen käyttöoikeuden seuraamisen ja hallinnan, lataustilan seurannan ja hallinnan, datan lähettämisen lataajalle ja operaattorille, maksutapahtuman, sekä latauspisteen varauksen ja sähköverkon hallinnan. Protokollaa on tämän jälkeen kehitetty käyttäjäkokemusten ja latausliiketoiminnassa mukana olevien tahojen toiveiden perusteella. 1.6 -versio mahdollistaa älykkään lataamisen, eli käytännössä dynaamisen kuormanhallinnan määrittämisen taustajärjestelmällä. OCPP 2.0 tukee ISO 15118 -standardia, eli V2G (Vehicle to Grid) -lataamista. Sen avulla siis sähköauto voi syöttää akustostaan sähköä myös verkkoon päin. Lisäksi se mahdollistaa paremman kommunikaation käyttäjän ja latausaseman välillä. Latausasema kykenee muun muassa kertomaan käyttäjälle tariffin ennen lataustapahtumaa ja kustannukset latauksen aikana/jälkeen, sekä vaihtamaan kieltä. Älykäs latausominaisuus on myös 2.0 -versiossa paranneltu. Taustajärjestelmän käyttäjä kykenee määrittämään latauspisteelle latausprofiilin. Latausprofiili voi ottaa huomioon esimerkiksi kiinteistön oman aurinkosähkötuotannon ja

optimoida lataustapahtuman energiankulutuksen sen perusteella. Huhtikuussa 2020 OCPP 2.0 korvattiin OCPP 2.0.1 -versiolla, joka sisältää parannuksia 2.0 -versioon. Taustajärjestelmä kykenee määrittelemään kolme erilaista latausprofiilia tarvittavan energian ja lähtöajan perusteella. Näistä sähköauto valitsee käytettävän profiilin. (Orcioni et al. 2020)

2.6.3 Raskaan liikenteen sähköistyminen

Suomessa ei vuoden 2023 alussa ollut raskaalle liikenteelle erikoistunutta julkista latausinfrastruktuuria. Raskaan liikenteen ajoneuvoja voi kuitenkin ladata julkisilla henkilöajoneuvoille tarkoitetuilla suurteholatauspisteillä. Ongelmana on kuitenkin lähes poikkeuksetta latauspisteen sijainti siten, ettei kuorma-autolla voi pysäköidä tilanpuutteen vuoksi tarpeeksi lähelle latausasemaa. Toisena ongelmana on liian alhainen jännite tai teho, jonka vuoksi lataaminen ei ole kannattavaa logistisesta näkökulmasta. Sähköinen raskas liikenne onkin tällä hetkellä riippuvainen yksityisestä latausinfrastruktuurista. Autoja ladataan niiden säilytyspaikoissa ja lastauslaitureilla. Pitkien kuljetusten osalta sähköistyminen vaatisi kattavaa julkista latausinfrastruktuuria pääteiden varsille. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022b)

AFIR -asetusehdotus koskee myös raskaan liikenteen hyötyajoneuvojen sähköistä latausinfrastruktuuria. Kuten henkilöautoliikenteelle, myös raskaalle liikenteelle on määritetty vähimmäiskattavuus TEN -T -tieverkossa. Taulukossa 5 on esitetty asetuksen mukaiset tavoitteet. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Taulukko 5. Raskaan liikenteen tavoitteet AFIR -asetusehdotuksessa. (Liikenne- ja viestintäministeriö 2022a)

Vuosi	2025	2030	2035
TEN-T ydinverkko	Latauskenttä 60 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 1400 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 350 kW latausaseman.	Latauskenttä 60 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 3500 kW, joka sisältää vähintään kaksi vähintään 350 kW latausasemaa.	-
TEN-T kattava verkko	-	Latauskenttä 100 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 1400 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 350 kW latausaseman.	Latauskenttä 100 km välein. Latauskentän kokonaisteho vähintään 3500 kW, joka sisältää vähintään yhden vähintään 350 kW latausaseman.
Kaupunkisolmukohdat	Latauspisteiden yhteenlaskettu kokonaisteho vähintään 600 kW. Yksittäisen latausaseman teho vähintään 150 kW.	Latauspisteiden yhteenlaskettu kokonaisteho vähintään 1200 kW. Yksittäisen latausaseman teho vähintään 150 kW.	-
Turvalliset pysähtymisalueet	-	Vähintään yksi vähintään 100 kW latausasema	-

Vuoden 2025 tavoitteet ovat nykytilanteeseen nähden kovat. Julkisen latausinfrastruktuurin tarjouskilpailussa vertailulukua voi pienentää vähintään 1400 kW kokonaistehoisella latauskentällä ja vähintään yhdellä 350 kW latausasemalla AFIR -asetusehdotuksen raskaan liikenteen vaatimusten mukaisesti, mutta kertoimet eivät ole toistensa kanssa sidonnaisia. Lisäksi hankkeet kilpailevat henkilöautojen lataukseen tarkoitettujen latauskenttien kanssa tasapuolisesti. Tarjouskilpailu ei siis takaa tukea raskaan liikenteen lataushankkeille. Alhainen sähkökäyttöisten kuorma-autojen määrä ei myöskään kannusta tarjouskilpailuun osallistuvia tahoja investoimaan raskaan liikenteen latauskenttiin. AFIR -asetusehdotuksen toteutuessa vertailulukua voitaisiin muuttaa siten, että raskaalle liikenteelle erikoistuneet hankkeet olisivat selkeästi etusijalla. Myös muita tukitoimia todennäköisesti tarvittaisiin

ennen sähköisen autokannan riittävää kasvua, jotta investoinnit megawattiluokan latauskenttiin olisivat houkuttelevia.

Vuoden 2022 lopussa Suomen tieliikenteessä oli 25 sähköistä kuorma-autoa ja 550 sähköistä linja-autoa. Vuonna 2022 raskaan liikenteen sähköistyminen oli voimakasta, sillä linja-autojen määrä kasvoi 103 % ja kuorma-autojen määrä 178 %. Osuudet ovat kuitenkin hyvin pieniä. Vuoden 2022 lopussa liikennekäytössä oli 11 115 kuorma-autoa ja 92 633 linja-autoa. Sähköisten linja-autojen osuus kokonaismäärästä oli siis 4.95 %. Kuorma-autoilla vastaava osuus oli vain 0.03 %. Täyssähköiseen kuorma-autoon voi saada hankintatukea jopa 6 000 € - 50 000 €. Hankintatuen määrä riippuu ajoneuvon massaluokasta. Hankintatukea voi hakea 31.12.2024 asti tai niin kauan, kun määrärahaa riittää. Hankintatuki kannustaa logistiikkayrityksiä investoimaan sähköiseen kalustoon. Esimerkiksi Posti on sitoutunut täysin fossiilivapaisiin kuljetuksiin vuoteen 2030 mennessä. Postin pakettien kotiinkuljetukset Helsingissä tapahtuvatkin jo 100 % sähköautoilla ja palvelu on laajentumassa myös Espooseen, Vantaalle, Turkuun sekä Tampereelle (Posti 2023). Tämän lisäksi myös Kaukokiito on asettanut tavoitteekseen hiilineutraalit kuljetukset vuoteen 2030 mennessä. Kaukokiito ei ilmoita strategiakseen kaluston sähköistämistä, mutta etenkin tukitoimien vahvistuminen ja julkisen latausinfraan rakentaminen voisi parantaa sen kannattavuutta (Kaukokiito 2023). (Sähköinen liikenne 2023)

3 Sähkövarastot

Energian varastoiminen on tärkeä osa energiamurrosta. Sillä saavutetaan modernissa energijärjestelmässä lukuisia eri hyötyjä ja sähkövarastot tulevatkin olemaan tärkeä osa tulevaisuuden älykkäitä sähköverkkoja yhdessä säästä riippuvaisen uusiutuvan energian tuotannon kanssa. Sähkövarastoja voidaan hyödyntää asuinkiinteistöissä, kaupallisissa kiinteistöissä, teollisuudessa, sekä jakeluverkkoon kytkettyinä. Asuinkiinteistöissä voidaan varastoida aurinkoenergialla tuotettua sähköä ja parantaa siten aurinkovoimalan käyttöastetta, sekä ajoittaa verkosta syötettävä teho edullisempaan ajankohtaan. Lisäksi sähkövarastoa voidaan käyttää esimerkiksi huipputehojen leikkaamiseen, vaihetehojen tasapainotukseen ja sähkökatkon aikana sähkönsyöttöön. Tulevaisuudessa myös

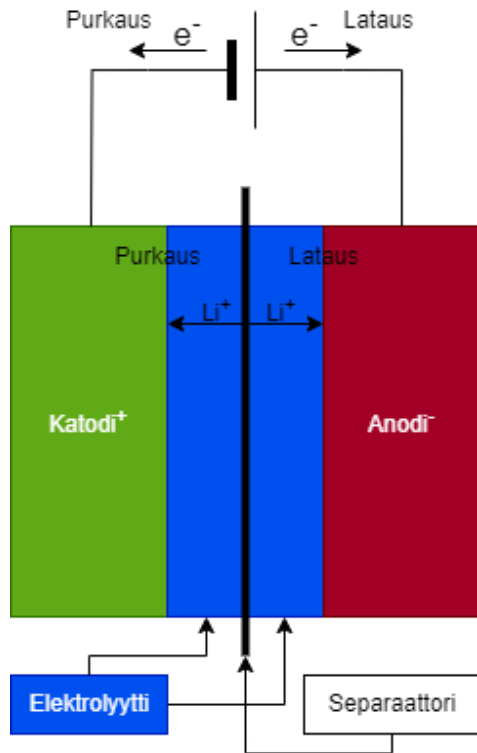
täyssähköauton käyttäminen asuinkiinteistön sähkövarastona tulee olemaan mahdollinen osa älykästä sähköverkkoa. Kaupallisessa kiinteistössä tai teollisuudessa, joissa huipputehot ja energiankulutus ovat suurempia, voidaan huipputehojen leikkaamisella saavuttaa suurempi hyöty tehotariffimaksujen välttämällä ja sähköliittymään kohdistuvien investointikustannusten pienentämisellä. Sähkövarastolla voidaan myös taata liiketoiminnan kannalta kriittisten sähkölaitteiden toimivuus sähkökatkon aikana. Jakeluverkkoon kytkettynä sähkövarasto voi osallistua jännitteen, sekä taajuuden säätöön ja näin auttaa tehotasapainon ylläpitämisessä. Lisäksi sitä voidaan hyödyntää kulutusjoustossa, toimitusvarmuuden parantamisessa, loistehon kompensoinnissa ja pienjänniteverkon toiminnan palauttamisessa keskijänniteverkon vian aikana.

Energiaa ja sähköä voidaan varastoida monilla eri keinoilla. Yleisin sähkön varastointitapa on pumpattava vesivarasto PHS (Pumped Hydro Storage). Se on tapa varastoida vesivoimaa hyödyntämällä veden potentiaalienergiaa ja se onkin käytössä useimmissa vesivoimaloissa. Sen ansiosta vesivoimaloita pystytään hyödyntämään tehotasapainon säädössä tehokkaasti. Sähköä voidaan varastoida myös mekaaniseen energiaan, lämpöön, sähkökemialliseen ja kemialliseen energiaan, sekä sähkö- tai magneettikentän energiaan. Esimerkkejä sähkövarastoista ovat akkuteknologiat, kondensaattorit ja superkondensaattorit, paineilmaparasto CAES (Compressed Air Energy Storage), vauhtipyörä ja suprajohtava magneettinen energiavarasto SMES (Superconducting Magnetic Energy Storage). Sähkövarastotyytit eroavat toisistaan ominaisuuksiltaan ja soveltuvat täten erilaisiin käyttötarkoituksiin. Tarkastellaan tässä diplomityössä täyssähköautojen ja kaupallisten akkusähkövarastojen teholuokassa yleisesti käytettävää litiumioniakkuteknologiaan perustuvaa sähkön varastointia. (Minkkinen 2021)

3.1 Litiumioniakku

Litiumioniakku on sähkökemiallinen varasto, joka perustuu litiumionin liikkeeseen kahden elektrodin välillä. Akku koostuu siis elektroideista eli anodista ja katodista, sekä nestemäisestä elektrolyytistä. Elektrolyytin tehtävänä on erottaa anodi ja katodi toisistaan mahdollistaen litiumionien siirtymisen niiden välillä, mutta estäen elektronien kulku. Sähkövirta syntyy akun purkautuessa, kun litiumionit siirtyvät elektrolyytissä negatiivisesti varautuneelta anodilta positiivisesti varautuneelle katodille. Elektronit eivät pysty

kulkeutumaan elektrodien välillä elektrolyysissä, joten ne kulkeutuvat ulkoista johdinta pitkin synnyttäen sähkövirran. Tämä kemiallinen reaktio toimii myös vastakkaiseen suuntaan, jonka ansiosta akku voi myös latautua. Kuvassa 8 on esitetty akkukennon rakenne. (Strindberg 2022)



Kuva 8. Litiumioniakkukennon rakenne. Negatiivista elektrodia kutsutaan anodiksi ja positiivista katodiksi. (mukaillen Yu et al. 2019)

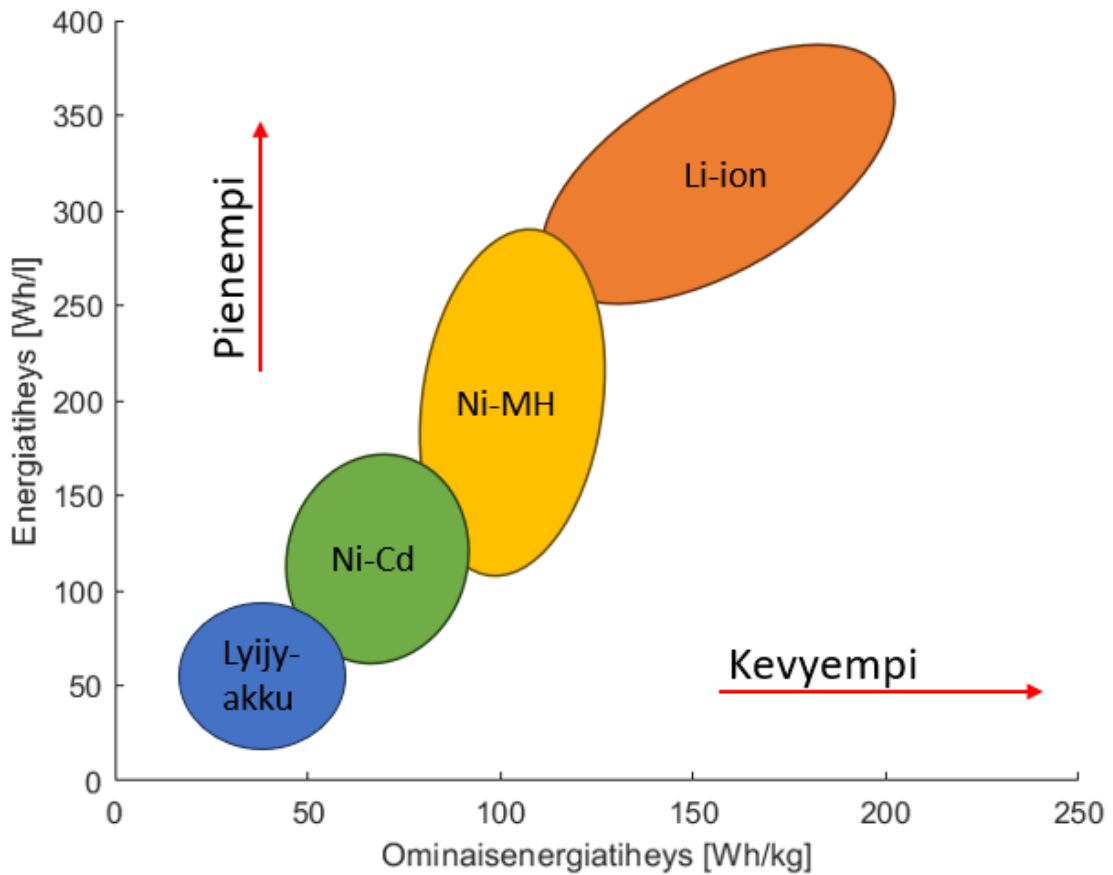
Litiumioniakun kemiallista koostumusta muuttamalla voidaan vaikuttaa sen ominaisuuksiin. Anodissa materiaalina käytetään yleensä grafiittia tai muita hiilipohjaisia materiaaleja. Katodin materiaalilla on enemmän vaihtelevuutta ja sen perusteella akut ovatkin nimetty. Kaupallisesti yleisimpiä litiumioniakkuja ovat litium-kobolttioksidi (LCO), litium-mangaanioksidi (LMO), litium-rauta-fosfaatti (LFP), litium-titanaattioksidi (LTO), litium-nikkeli-mangaani-kobolttioksidi (NMC) ja litium-nikkeli-koboltti-alumiinioksidi (NCA). Akun toimintaperiaate on sama riippumatta koostumuksesta, mutta elektrodien materiaaleilla on vaikutus sen ominaisuuksiin. Sopiva koostumus valitaan akun käyttötarkoituksen mukaan. (Yu et al. 2019)

3.1.1 Akkujen ominaisuuksia

Akkukennon ominaisuudet määräytyvät sen kemiallisen koostumuksen mukaan. Litiumioniakkujen lisäksi on olemassa myös muita akkuteknologioita, kuten esimerkiksi lyijyakku, natrium-rikki (NaS), nikkeli-kadmium (Ni-Cd) ja nikkeli-metallihydridi (Ni-MH). Lyijyakku on teknologioista vanhin, se kehitettiin jo vuonna 1859. Lyijyakkuja käytetään nykyään esimerkiksi polttomoottoriautojen käynnistysakkuina, koska ne kestävät siinä tarvittavan suuren virtapiikin. Ensimmäiset litiumioniakut kehitettiin vasta vuonna 1985 ja kaupalliseen käyttöön ne tulivat 6 vuotta myöhemmin. Litiumioniakkuteknologia on siis suhteellisen tuore, mutta on sen kokonaisvaltaisesti muita parempien kemiallisten ominaisuuksiensa ansiosta kehittynyt nopeasti. Ei perehdytä tässä diplomityössä syvemmin litiumioniakkujen eri kemiallisten koostumusten lisäksi muihin akkuteknologioihin. Oleellisia ominaisuuksia akuilla ovat muun muassa: (Pesaran 2023) (Minkkinen 2021) (Hannan et al. 2021)

- Energiatiheys ja ominaisenergiatiheys
- Suorituskyky
- Kalenteri – ja syklinen ikä
- Turvallisuus
- Elinkaarihallinta
- Kustannukset

Energiatiheys ja ominaisenergiatiheys kertovat, kuinka paljon energiaa akkuun voidaan varastoida kokoonsa nähden. Energiatiheydellä tarkoitetaan energiaa tilavuutta kohden (Wh/l) ja ominaisenergiatiheydellä massaa kohden (Wh/kg). Kuva 9 havainnollistaa, miksi litiumioniakku on tällä hetkellä suosituin akkuteknologia muun muassa mobiililaitteissa ja sähköautoissa. Sillä on korkeimmat energiatiheysarvot kaupallisista akkuteknologioista ja etenkin viime vuosina kehitys on ollut muun muassa sähköautojen yleistymisen myötä nopeaa. Sähköauton akustossa korkea energiatiheys heijastuu suoraan pidemmäksi toimintamatkaksi, koska auton runko on rajoittavana tekijänä akuston koolle. Myös suuremman luokan energiavarastoissa energiatiheys on merkityksellinen ominaisuus energiavaraston asennuksen kannalta. (Pesaran 2023)



Kuva 9. Energiatiheys eri akkuteknologioilla (mukaihen Strindberg 2022)

Akun suorituskykyä voidaan kuvata eri tavoin. Tehotiheydellä tarkoitetaan tehon suhdetta akun kokoon kohden. Se voidaan ilmaista samalla tavalla kuin energiatiheys ja ominaisenergiatiheys korvaamalla energian yksikön (Wh) teholla (W). Akkukennon nimellisjännite, eli potentiaaliero anodin ja katodin välillä vaikuttaa akuston kokoonpanoon. C -arvoa käytetään kuvaamaan akun purkamisen/lataamisen maksimivirtaa sen kapasiteettiin suhteutettuna. Jos akun kapasiteetti on 100 Ah ja se kykenee purkautumaan 100 A virralla yhden tunnin, on sen C -arvo 1C. Jos se kykenee purkautumaan 200 A virralla 0,5 tuntia, on sen C -arvo vastaavasti 2C. C -arvo voidaan ilmaista myös tehon ja energian suhteena

$$C_{arvo} = \frac{P}{E_{kap}}$$

missä P on akun huipputeho ja E_{kap} akun kapasiteetti. Esimerkkinä 1C akku, jossa akun kapasiteetti on 100 kWh, kykenee 100 kW tehoon yhden tunnin ajan. Suorituskykyä kuvaavat myös hyötysuhde ja itsepurkautumisaste. Hyötysuhde viittaa yksittäisen syklin, eli täyden purkauksen ja täyden latauksen hyötysuhteeseen. Itsepurkautumisaste kuvaa akun passiivista purkautumista ajan suhteen. (Yu et al. 2019) (Pesaran 2023)

Akun käyttöikää kuvataan kalenteri -ja syklisellä iällä. Akun ikääntyessä sekä sen teho, että energiakapasiteetti heikkenevät muun muassa akussa tapahtuvien kemiallisten sivureaktioiden seurauksena. Akun käyttöiän lopuksi määritellään yleisesti sen kapasiteetin laskeminen noin 70 -80 prosenttiin alkuperäisestä. Käytettäessä akkua tehoperusteisesti vastaavasti käyttöiän loppu saavutetaan nimellistehon laskiessa 70 -80 prosenttiin alkuperäisestä. Akun ikääntyminen tulee ottaa huomioon järjestelmän suunnittelussa. Käyttöaste vaikuttaa siihen, että tuleeko kalenteri- vai syklinen ikä päätökseensä ensimmäisenä. Akun ikääntymisen tilaa kuvaa SOH (State of Health). Akun sykliseen ikään pystytään vaikuttamaan eri tavoin. Lämpötila, purkaussyvyys (DOD, Depth of Discharge) ja varaustaso (SOC, State of Charge) ovat merkittävässä roolissa käyttöiän kannalta. Akulla on kemiallisesta koostumuksesta riippuen optimaalinen lämpötila-alue. Tästä poikkeaminen etenkin lataamisen ja purkamisen aikana pienentää akun syklistä ikää ja saattaa johtaa ylikuumenemiseen ja käyttöiän välittömään päättymiseen. Lataaminen/purkaminen suurella teholla nostaa lämpötilaa, joten lataus -ja purkausprofiileilla on myös merkitystä käyttöikään. Purkausprofiili määräytyy usein käyttötarkoituksen ehdoilla, mutta etenkin latausprofiiliin vaikuttamalla pystytään käyttöikää pidentämään. Purkaussyvyys kertoo, kuinka suuri osa akun kapasiteetista ladataan ja puretaan yhden syklin aikana. Suurempi keskimääräinen purkaussyvyys johtaa käyttöiän pienenemiseen. Varaustaso kertoo, kuinka paljon akussa on varausta jäljellä sen energiakapasiteettiin verrattuna. Usein varaustasoa suositellaan pidettävän 20 % ja 80 % välillä käyttöiän maksimoimiseksi joustamatta kuitenkaan liikaa käytettävyydestä. Paras käyttöikä siis saavutetaan lataamalla ja purkamalla akkua mahdollisimman pienissä sykleissä optimaalisella lämpötila-alueella ja pitämällä varaustaso 20 % ja 80 % välillä. (Pesaran 2023) (Minkkinen 2021)

Akussa turvallisuusriski liittyy lämpötilaan. Elektrolyytit ovat palavaa materiaalia ja kykenevät näin toimimaan polttoaineena. Katodit ovat useimmiten oksideita, jotka synnyttävät happea. Tulen muodostumiseen tarvitaan siis enää vain lämpöä. Lämpötilaa nostavia tekijöitä voivat olla ulkoiset tekijät kuten esimerkiksi ympäristön lämpötila, liian

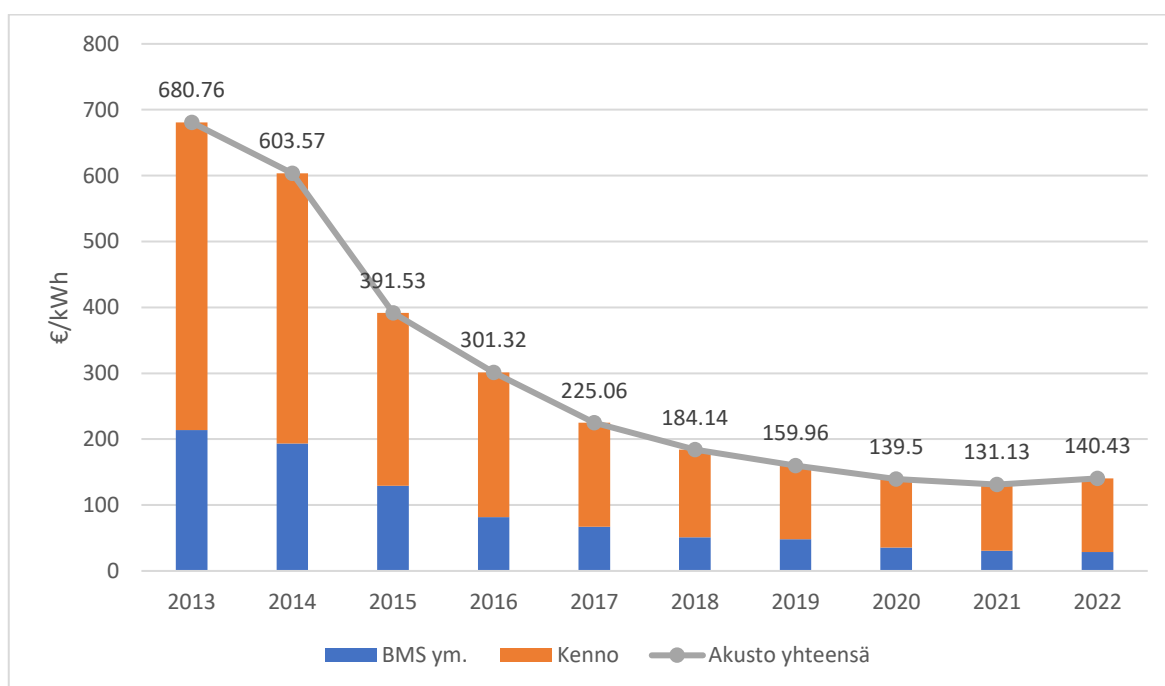
korkealla virralla lataaminen/purkaminen, ulkoinen oikosulku/sähköverkon suojauksen pettäminen ja mekaaninen vaurio, tai vastaavasti esimerkiksi sisäinen oikosulku. Lämpötilan kasvaessa eksotermiset reaktiot kennoissa vapauttavat lämpötilaa edelleen. Akulle on määritelty termisen vuodon rajalämpötila, jonka ylittyessä on riski tulipalolle ja jopa räjähdykselle. Materiaalit luonnollisesti vaikuttavat rajalämpötilaan, sekä akun palamisherkkyyteen. Lämpötilan monitorointi on tärkeää sekä käyttöiän, että turvallisuuden kannalta. (Pesaran 2023)

Akun elinkaari on monivaiheinen ja raaka-aineiden saatavuus on rajallista, sekä siihen kohdistuu riskejä. Tämän vuoksi akkujen kierrättäminen ja uusiokäyttö on tärkeää. Sähköautoilun yleistyminen tulevina vuosina johtaa käyttöikänsä lopussa olevien akkujen määrän kasvuun. Kuten aiemmin tässä luvussa todettiin, akussa on sen käyttöiän loputtua jäljellä 70 -80 % alkuperäisestä kapasiteetistaan. Tällöin usein kapasiteetti on alkuperäiseen käyttötarkoitukseen liian pieni. Jäljellä oleva kapasiteetti voidaan kuitenkin hyödyntää muun muassa kytkemällä se sähköverkkoon pientuotannon rinnalle, varavoimaksi tai tasaamaan huipputehoja, olettaen, että käyttöikä ei loppunut akun vahingoittumisen johdosta. Ennen uusiokäyttöä tulee tarkistaa akun SOH. Akuista pystytään myös kierrättämällä hyödyntämään uudelleen suuri osa muun muassa litiumyhdisteistä, sekä katodin materiaaleista. Uusiokäyttö ja kierrätys pienentävät elinkaarikustannuksia ja elinkaaren ympäristövaikutuksia, vähentävät jätteen määrää, sekä säästävät luonnon raaka-aineita. Yhdessä uusiokäyttö ja sen jälkeinen kierrätys maksimoivat elinkaarihallinnan hyödyt. Kierrätys on nykypäivänä vielä vähäistä, mutta sen tehostamiseksi Euroopan Unionin asetuksen 2023/1542 artiklan 8 mukaisesti vuodesta 2028 alkaen akkujen mukana tulee olla asiakirjat, joissa ilmoitetaan aktiivimateriaalien sisältämät kierrätetyt prosenttiosuudet koboltille, litiumille, nikkelle tai lyijylle. Asiakirjoilla tulee vuodesta 2031 eteenpäin osoittaa, että aktiivimateriaaleissa on seuraavat vähimmäisprosenttiosuudet jätteestä talteenotettuja metalleja:

- Koboltti 16 %
- Lyijy 85 %
- Litium 6 %
- Nikkeli 6 %

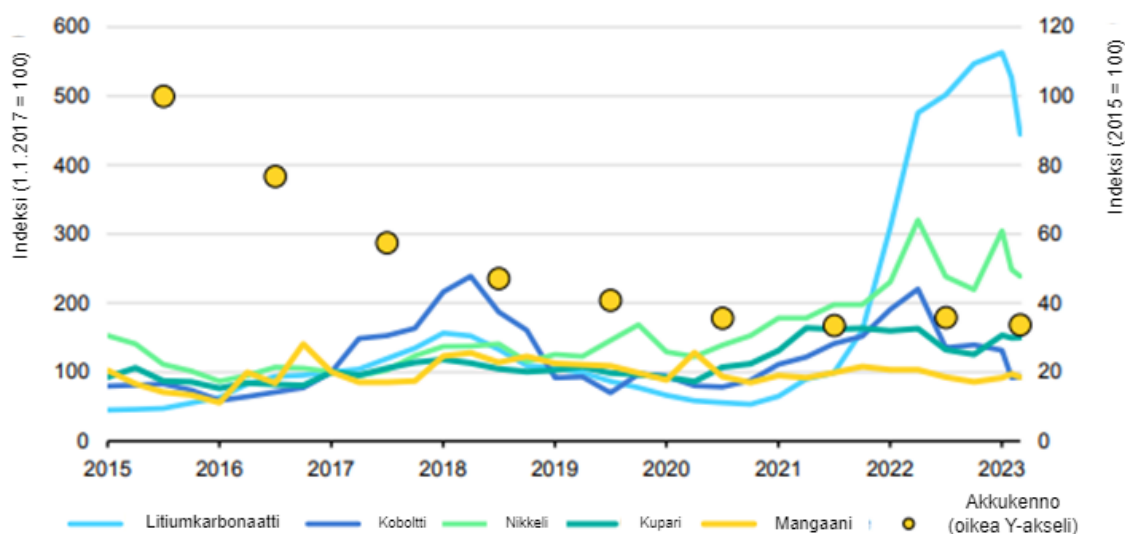
Kierrätysvaatimuksilla pystytään varautumaan muun muassa akun materiaaleihin liittyviin geopoliittisiin riskeihin. (EU -asetus 2023/1542) (Pesaran 2023)

Litiumioniakkujen lisääntynyt kysyntä on johtanut teknologian kehitykseen ja tuotannon lisääntymiseen, joka näkyy laskevin kustannuksina. Vuoden 2021 kysynnän (363 GWh) arvioidaan 10 -kertaistuvan vuoteen 2030 mennessä (3 127 GWh). Suurin osa lisääntyvästä kapasiteetista on sähköautojen akustoissa. Kuvassa 10 on esitetty litiumioniakkujen kustannusten kehitys viimeisen 10 vuoden aikana. (Pesaran 2023).



Kuva 10. Volyymipainotettu keskiarvokustannuskehitys Li-ioniakustolle, 2013 – 2022. kehitys. Valuuttakurssina käytetty 0.93 €/US\$. (BNEF 2022)

Kuvasta nähdään, että kustannukset ovat laskeneet voimakkaasti vuoteen 2021 asti jokaisena vuotena. Vuonna 2022 kuitenkin ensimmäistä kertaa historian aikana litiumioniakkujen kustannukset nousivat. Tämä johtuu kennon kustannusten noususta. Kennon kustannuksiin vaikuttavat vahvasti materiaalikustannukset. Kuva 11 havainnollistaa, kuinka litiumioniakkujen kannalta merkityksellisten raaka-aineiden hinnat ja etenkin litiumkarbonaatin hinnat nousivat vuosien 2021 ja 2022 aikana. Muita selittäviä tekijöitä kustannusten nousulle ovat muun muassa korkeat inflaatio ja sähkön hinta. (BNEF 2022)

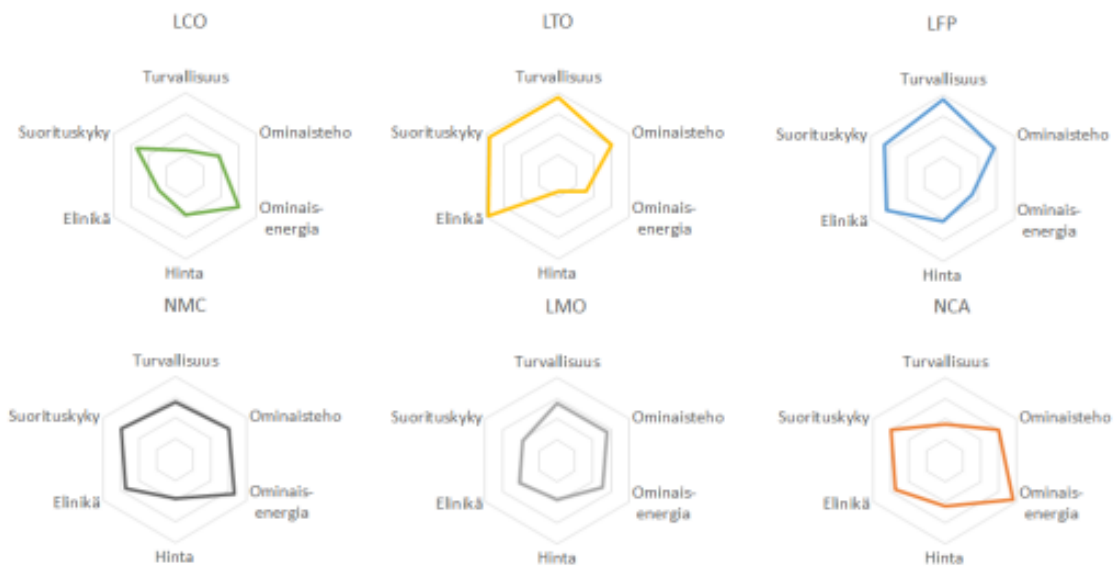


Kuva 11. Litiumioniakkuteollisuuden kannalta merkityksellisten raaka-aineiden kustannukset 2015 – 2023. (mukaillen IEA 2023)

Kuvasta 11 voidaan havaita akkujen kustannusten kääntymisen takaisin laskuun vuoden 2023 ensimmäisellä kvartaalilla. Myös materiaalikustannukset kääntyivät laskuun vuonna 2023, mikä osaltaan selittää akkujen kustannusten laskua. Vuonna 2024 laskun odotetaan taas jatkuvan, kun tuotantokapasiteetti raaka-aineille nousee. BNEF arvioi, että kuvassa 10 esitetyn mukaisesti kustannukset laskisivat alle 100 \$/kWh (93 €/kWh) vuoteen 2026 mennessä. Riskit kustannusten kehityksessä ovat geopoliittisia. Kiinassa valmistetaan noin 65 % akkukenoista ja noin 80 % katodeista globaalisti. Siellä myös akustojen hinnat olivat vuonna 2022 yli 20 % halvempia Euroopan tasoon nähden. (IEA 2023) (BNEF 2022)

3.1.2 Litiumioniakkutyypit

Käytettävät kemialliset koostumukset riippuvat käyttötarkoituksen vaatimista ominaisuuksista. Ei ole olemassa yksittäistä ylivertaista koostumusta. Kuvassa 12 on vertailtu kaupallisesti yleisimpien litiumioniakkujen ominaisuuksia.



Kuva 12. Eri litiumioniakkujen vertailua. Perustuu lähteeseen Minkkinen 2021, jossa on käytetty useampaa eri lähdettä kuvan muodostamiseen. Ulompi kaari merkitsee parempaa ominaisuutta.

Kuvasta voidaan tulkita, että LCO ja LMO ovat kokonaisvaltaisesti muita heikompia yhdisteitä. Turvallisuuden kannalta parhaat yhdisteet LTO ja LFP ovat energiatiheydeltään heikompia, kuin nikkeliä sisältävät yhdisteet NMC ja NCA. Sähköautojen akuissa ja sähköverkon toimintaa tukevissa kiinteästi asennetuissa energiavarastoissa käytetään tällä hetkellä pääosin LFP -, NMC - ja NCA -yhdisteitä. Näistä NMC ja NCA ovat energia -ja tehotiheydeltään parempia vaihtoehtoja, mutta LFP:n vahvuudet ovat elinikä ja turvallisuus. Taulukossa 6 on esitetty edellä mainittujen kolmen yhdisteen ominaisuuksia lukuina.

Taulukko 6. Sähköautojen akustoissa ja kiinteästi asennetuissa sähkövarastoissa käytetyimpien kolmen yhdisteen ominaisuuksia. Perustuvat lähteisiin Minkkinen 2021, Hannan et al. 2021, Polat et al. 2023 ja IEA 2023, joissa kaikissa on käytetty useampia lähteitä.

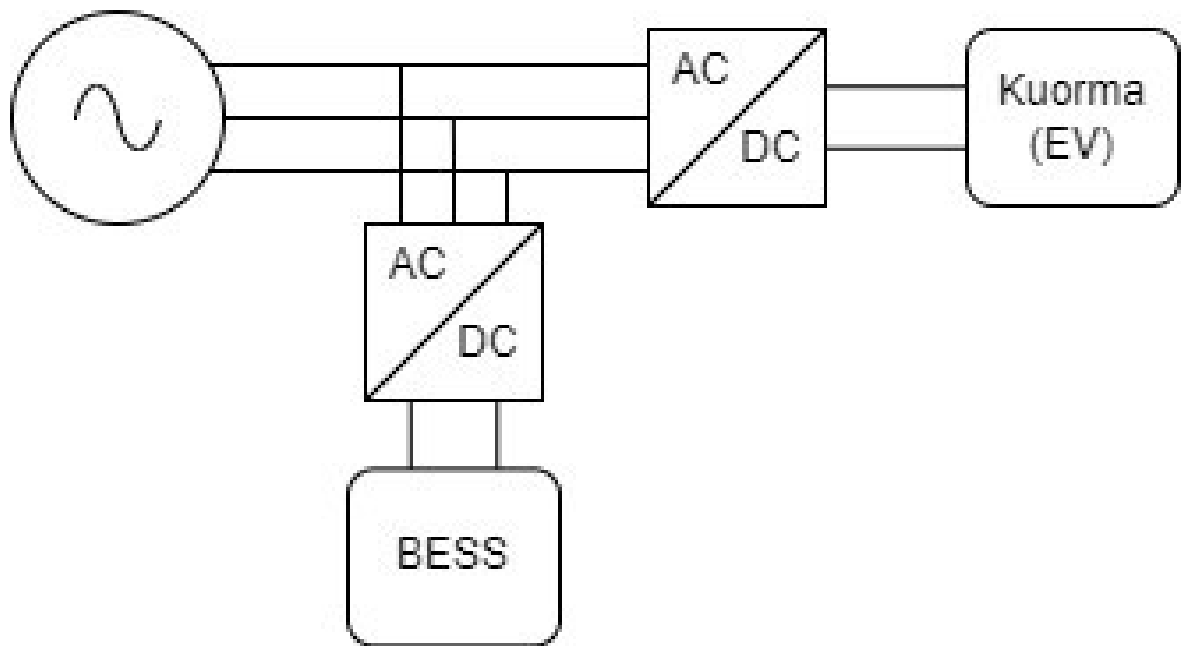
	Yksikkö	LFP	NMC	NCA
Ominaisenergia	Wh/kg	80-150	150-280	150-300
Nimellinen kennojännite	V	3.2-3.3	3.7-4.0	3.6-3.7
Syklinen ikä	Täyttä sykliä	1000-6000	1000-4000	500
Termisen vuodon rajalämpötila	°C	270	210	150
Kustannus	€/kWh	270	200	166
Hyötysuhde	%	93.1	96.1	96.1
Itsepurkautumisaste	%/päivä	0.1	0.1	0.2

Taulukon 6 arvoihin tulee suhtautua kriittisesti, sillä lähteissä esiintyi epäselkeyttä etenkin yksiköiden suhteen ominaisenergian ja -tehon osalta. Ominaisenergia jätettiin tämän vuoksi taulukosta pois. Todellinen kustannus ei ole kiinteä, vaan siinä muuttujina ovat muun muassa C -arvo, käytettävä akkuvalmistaja, sekä akun käyttökohde. Taulukon arvoja voi käyttää kuitenkin eri yhdisteiden ominaisuuksien vertailemiseen suhteessa toisiinsa.

3.2 Akkuenergiavarasto ja sähköautojen latausjärjestelmä

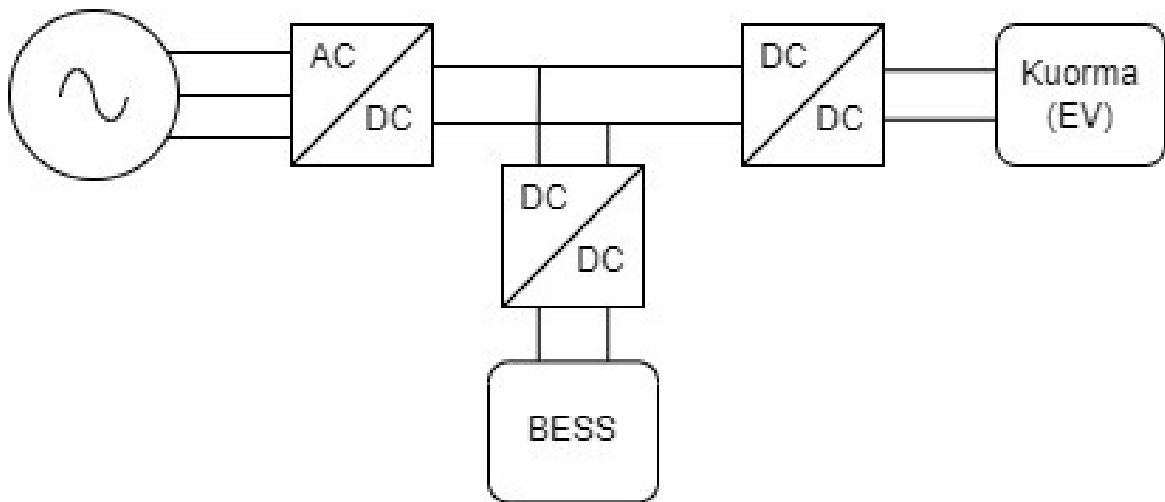
Edellä käytiin läpi lähinnä yksittäisen akkukennon ominaisuuksia. Akkuenergiavarastossa yksittäiset akkukennot ovat koottu moduuleiksi, joita kytkemällä sarjaan tai rinnan saadaan akustolle halutut nimellisarvot jännitteelle, teholle ja energiakapasiteetille. Akuston lisäksi sähkövarastossa on akustonhallintajärjestelmä (BMS, Battery Management System), lämpötilan hallintajärjestelmä (TMS, Thermal Management System), sekä energian hallintajärjestelmä (EMS, Energy management System). Akustonhallinnalla varmistetaan lataaminen ja purkaminen sopivalla virralla ja jännitteellä, sekä kennojen varaustasojen tasapainon ylläpitäminen. Se myös seuraa akuston tilaa jatkuvasti, mikä on tärkeää akuston eliniän ja turvallisuuden kannalta. TMS seuraa akuston lämpötilaa ja sillä voidaan ohjata mahdollista akuston jäähdytystä, jotta lämpötila saadaan pidettyä haluttujen rajojen sisällä. EMS ohjaa energiavirtoja sähköverkon, akun, sekä kuorman välillä. Sähkövarasto voidaan kytkeä sähköverkkoon vaihtosuuntaajan avulla joko PJ -keskuksella pienjänniteverkkoon, tai vaihtoehtoisesti muuntajan kautta keskijänniteverkkoon. Kytettäessä sähkövarasto

samaan verkkoon DC -latausjärjestelmän kanssa, on olemassa kaksi pääarkkitehtuuria, AC- ja DC -paritettu järjestelmä, jotka ovat esitetty kuvissa 13 ja 14. Sähkövaraston päätehtävä latausjärjestelmän kanssa yhteiskäytössä on huipputehojen leikkaaminen. (Polat et al. 2023)



Kuva 13. AC -paritettu sähkövarasto ja latausjärjestelmä, yksinkertaistettu kaavio.

Sähkövarasto ja latausjärjestelmä voidaan yhdistää AC -puolella esimerkiksi PJ -keskuksen kokoojakiskolla. Tällöin jokaisella latausasemalla on oma pienjännitteinen vaihtovirtasyöttö, joka on suojattu esimerkiksi kahvasulakkeilla. Järjestelmän ohjauksen tulee toimia laukaisematta latausasemien suojausta tilanteessa, jossa verkko on mitoitettu latausjärjestelmän tehotarvetta pienemmäksi, eikä akun varaustaso ole riittävä latausjärjestelmän kokonaistehotarpeelle. Konversio tasajännitteeksi tapahtuu latausasemalla. Kaupallisessa käytössä olevissa latausasemissa onkin liittimet AC -johtimille ja käyttöjännite on pienjännitteinen AC. Tällöin konversio, sekä DC -jännitteen säätö tapahtuvat latausasemassa. Toteutus on siis teknisesti valmis kaupallisten DC -latausasemien kanssa. Tässä topologiassa on kuitenkin enemmän AC/DC -konversioita, mikä nostaa kustannuksia ja järjestelmän kompleksisuutta, sekä pienentää hyötysuhdetta. Myös järjestelmän ohjaus on kompleksisempaa. (Rafi et al. 2021)



Kuva 14. DC -paritettu sähkövarasto ja latausjärjestelmä, yksinkertaistettu kaavio.

Toinen vaihtoehto on DC -paritettu järjestelmä. Tässä topologiassa tarvitaan vain yksi AC/DC -konversio, mikä vähentää järjestelmän kompleksisuutta pienentäen kustannuksia ja nostaen hyötysuhdetta. Sekä sähköauton, että sähkövaraston akustojen jännitteet riippuvat varaustasosta, joten DC/DC -muunnos tarvitaan molemmille akustoille jännitteen säätöä varten. Sähkövaraston DC/DC -muuntimen tulee kyetä kaksisuuntaiseen tehonsiirtoon, mutta latausasemalla tätä ominaisuutta ei tarvita. DC -paritus voi myös tapahtua muuttuvalla jännitetasolla, jolloin jännite muuttuu sähköauton akuston tai sähkövaraston akuston tarpeen mukaisesti. Tällöin voidaan jättää yksi DC/DC -konversio pois järjestelmästä, mikä parantaa hyötysuhdetta ja laskee kustannuksia, mutta vähentää skaalattavuutta. Sähkövaraston DC-parittaminen olemassa olevan latausjärjestelmän kanssa on hankalaa. Kaupalliset DC -latausasemat ovat myöskin suunniteltu siten, että niitä syötetään vaihtojännitteisellä verkkovirralla, joten laturin kokoonpanossa jouduttaisiin tekemään muutoksia. (Polat et. al. 2023)

Akkuenergiavaraston hyödyntäminen sähköautojen latausjärjestelmän yhteydessä perustuu jakeluverkkoyhtiön perimien maksujen pienentämiseen. Verkkoyhtiöillä on Suomessa alueelliset monopoli asemat, joten sähköliittymän sijainti on määrää sen, mikä verkkoyhtiö veloittaa sähkön siirrosta. Käytetään tässä diplomityössä esimerkkinä Caruna Espoon kustannusrakennetta, sillä luvun 4 case studyn kohde sijaitsee Caruna Espoon verkkoalueella. Kustannuksia liittymän haltijalle Caruna Espoolta muodostuu sekä sähköliittymän toimituksesta, että sähkön siirrosta. Caruna Espoo veloittaa sähköliittymän

toimittamisesta liittymismaksun, joka riippuu pääsulakekoosta eli liittymistehosta, sekä etäisyydestä lähimmälle jakelumuuntamolle. Sähkön siirrolle on määritetty erilaisia verkkotuotteita. Yleissiirrossa energian hinta on vakio. Tämän lisäksi on olemassa yösiirto, sekä kausisiirto, joissa siirtohintaa vaihtelee kellonajan ja vuodenajan mukaisesti. Yli 63A sähköliittymiltä veloitetaan tehosiirtotuotteiden mukaiset kustannukset, joissa kuukausittain veloitetaan huipputehon mukainen maksu. Huipputehomaksu veloitetaan koko kuukaudelta, vaikka tehopiikki olisi tapahtunut vain kerran. Mittausajanjakso on yksi tunti, eli sekä huipputehon alentamisella, että tehopiikkien lyhentämisellä voidaan vaikuttaa huipputehomaksun suuruuteen. Sähkön siirtoon sisältyy myös aina sähköenergian kulutuksen mukaisesti laskutettava sähkövero. Akkuenergiavarastoa voidaan latausjärjestelmän kanssa hyödyntää myös siirtämällä verkosta syötettävän sähkön kulutusta halvemmille tunneille käyttäen esimerkiksi yösiirtotuotetta yhdessä pörssisähköhinnoitellun sähkösopimuksen kanssa. Tämä edellyttää, että järjestelmän omistajalla on mahdollisuus vaikuttaa latauskentän kulutukseen. Tämä on hankalaa esimerkiksi julkisella latauskentällä. Sähkövaraston ja siihen liitetyn latauskentän vuokraaminen on myös mahdollista, jolloin sähkövarasto toimitetaan vuokra-ajaksi kuukausimaksua vastaan ja sen päätyttyä haetaan pois. Vuokrattu sähkövarasto voidaan liittää sähköverkkoon esimerkiksi kolmivaihepistorasialla. Vuokraaminen on sopiva ratkaisu sesonkiluontoiseen käyttöön ja tapahtumiin. (Caruna 2020) (Caruna 2023)

3.2.1 Akkuenergiavaraston kustannukset

Kiinteästi asennetun energiavaraston kustannukset voidaan esittää elinkaarikustannuksina (LCC, Life-Cycle Costs). Kustannukset muodostuvat elinkaaren alussa investointikustannuksista, elinkaaren aikana operatiivisista kustannuksista, sekä elinkaaren päätyttyä kierrätys - ja hävityskustannuksista. Energiavaraston elinkaarikustannukset voidaan siis esittää yhtälöllä

$$LCC = C_i + \sum_{t=1}^T C_{\text{opex}} * \frac{1}{(1+r)^t} + C_{\text{rec}} * \frac{1}{(1+r)^{T+1}},$$

missä C_i on investointikustannukset, C_{opex} on operatiiviset kustannukset, C_{rec} on kierrätys - ja hävityskustannukset, T energiavaraston pitoaika vuosissa ja r diskonttokorko. Investointikustannukset voidaan jakaa kahteen osaan. On tärkeää käsitellä investoinnin

kustannuskomponentteja osina, sillä ne muodostuvat eri perustein. Toinen komponentti muodostuu energiakapasiteettiperusteisesti (€/kWh) ja toinen tehoperusteisesti (€/kVA). DC-tehosta puhuttaessa tehoperusteisen komponentin yksikkönä on €/kW. Kirjallisuudessa on hieman eroja lähteiden välillä kustannuskomponenttien sisällöissä. Mongrid et al. (2019) esittää tutkimuksessaan, että energiaperusteiseen investointikustannuskomponenttiin luetaan akuston eli akkukennojen ja akustonhallintajärjestelmän kustannukset, sekä energiavaraston asennusprojektiin liittyvät rakennus -ja käyttöönottokustannukset. Tehoperusteisesti taas muodostuvat tehonmuuntolaitteiston eli invertterin, sekä sen ohjaukseen ja asennukseen liittyvät kustannukset, sekä BOP (Balance of Plant), eli energiavaraston tarvittavat johdotukset, liitokset ja apusähköt. Investointikustannukset voidaan täten esittää yhtälöllä

$$C_i = C_S + C_E,$$

missä C_P on kustannusten tehoperusteinen komponentti ja C_E vastaavasti energiaperusteinen komponentti. Kustannuskomponentit voidaan laskea yhtälöillä

$$C_S = c_S * P_{n,BESS}$$

ja

$$C_E = c_E * E_{n,BESS},$$

missä c_S on kustannus tehon yksikköä kohden, $P_{n,BESS}$ on energiavaraston nimellisteho, c_E on kustannus energiayksikköä kohden ja $E_{n,BESS}$ on energiavaraston nimellinen energiakapasiteetti. Myös operatiiviset kustannukset voidaan jakaa kahteen osaan: kiinteisiin operatiivisiin ja muuttuviin operatiivisiin kustannuksiin. Mongridin et al. tutkimuksen mukaan kiinteät operatiiviset kustannukset määräytyvät energiavaraston nimellistehon perusteella (€/kW/a). Se sisältää energiavaraston käyttökunnan ylläpidon kannalta kaikki oleelliset kustannukset, jotka eivät riipu energiavaraston käyttöasteesta. Muuttuvat operatiiviset kustannukset taas riippuvat puretusta energiasta, joten ne ottavat huomioon energiavaraston käytöstä johtuvan kulumisen. Muuttuvat operatiiviset

kustannukset voidaan esittää yksikössä €/kWh/a. Operatiiviset kustannukset vuodessa voidaan siis esittää yhtälöllä

$$C_{\text{opex}} = C_{\text{opex, muuttuva}} + C_{\text{opex, kiinteä}}$$

Operatiivisten kustannusten komponentit voidaan laskea yhtälöillä

$$C_{\text{opex, muuttuva}} = E_{\text{kulutus, t}} * c_{\text{opex, muuttuva}}$$

ja

$$C_{\text{opex, kiinteä}} = P_{\text{n, BESS}} * c_{\text{opex, kiinteä}}$$

missä $E_{\text{kulutus, t}}$ on vuoden aikana purettu energia, $c_{\text{opex, muuttuva}}$ on kustannus energiayksikköä kohden ja $c_{\text{opex, kiinteä}}$ on kustannus tehoyksikköä kohden. Kustannuksiin vaikuttavat myös energiavaraston syklinen- ja kalenteri-ikä, sekä hyötysuhde. Käyttöiän kasvaessa akuston energiakapasiteetti pienenee. Akusto tulee siis mitoittaa siten, että käyttöiän loputtua, eli kun energiakapasiteetti on 80 % alkuperäisestä, kykenee se vielä käyttökohteen mukaiseen tehtäväänsä. Ylimitoittaminen luonnollisesti kasvattaa investointikustannusta. Käyttöikäen vaikuttavat käyttöolosuhteet. Käyttöaste määrää sen, tuleeko kalenteri- vai syklinen ikä ensimmäiseksi päätökseen. Hyötysuhde ilmaistaa energiavarastoilla tavanomaisesti sähköverkkoon puretun ja energiavarastoon ladatun energian suhteena, josta käytetään lyhennettä RTE (round trip efficiency). Elinkaaren loppuvaiheen kierrätys -ja hävityskustannukset ovat jätetty käytetyissä lähteissä huomiotta, koska käyttöikänsä päätökseen tulleita paikallisesti asennettuja akkuenergiavarastoja ei juurikaan vielä ole.

Käytetään tässä työssä kahta lähdettä kustannusten määrittämiseksi luvun 4 Case studya varten. Mongrid et al. esittää tutkimuksessaan kattavasti kustannusrakenteen energiavaraston elinkaarikustannuksille käyttäen useita lähteitä, sekä myös kyselyitä alan yrityksille. Se esittää myös projektion vuoden 2025 kustannuksille. Cole et al. (2023) käyttää tutkimuksessaan lähteitä vuosilta 2022 ja 2023 kustannusprojektioiden luomiseen, joten se

toimii hyvänä vertailukohteena tuoreemman datan ansiosta. Määritetään näiden kahden lähteen perusteella vuodelle 2025 yksittäiset arvot operatiivisille kustannuksille, hyötysuhteelle ja kalenteri-ialle. Kalenteri-ian mukaan määritetään myös akun kapasiteetin väheneminen lineaarisesti. Määritetään myös projektioiden mukaisesti kolme erisuuruista arvoa investointikustannuksille. Case study:ssa käytettävät arvot ovat esitetty taulukossa 7.

Taulukko 7. Case study:ssa käytettävät arvot energiavaraston kustannuksille. Perustuvat lähteisiin Mongrid et al. (2019) ja Cole et al. (2023). Valuuttakurssina käytetty 0.93 €/US\$.

	Case studyn arvo	Yksikkö
CP,matala	227	€/kW
CP,keski	286	€/kW
CP,korkea	379	€/kW
CE,matala	229	€/kWh
CE,keski	277	€/kWh
CE,korkea	329	€/kWh
Copex,muuttuva	0.028	snt/kWh/a
Copex,kiinteä	7.4	€/kW/a
Pitoaika T	15	a
RTE	85	%
Kuluminen	1.4	%/a

Investointikustannukset määritettiin lähteissä esitettyjen projektioiden keskiarvona. Suurimmat erot olivat korkeiden projektioiden välillä. Mogrid et al. tutkimuksen korkean projektion mukaan tehoperusteinen kustannus on huomattavasti korkeampi, mutta energiaperusteinen kustannus taas matalampi, kuin Cole et al. tutkimuksessa. Yhteenlasketut kustannuskomponentit olivat kuitenkin hyvin lähellä toisiaan, vaikka Cole et al. tutkimus onkin 4 vuotta tuorempi. Arvioidaan korkean projektion erojen johtuvan ainakin osittain siitä, että tutkimuksissa komponentit ovat muodostettu hieman eri periaattein. Keskiarvon käyttäminen kompensoi tätä eroavaisuutta. Vuosittainen kuluminen on määritetty lineaarisesti 0.1 % tarkkuudella siten, että vuoden 15 jälkeen akun jäljellä oleva kapasiteetti on alle 80 %. Operatiivisissa kustannuksissa käytettiin lähteenä Mongrid et al. tutkimusta, sillä niiden perusteet vastaavat aiemmin tässä luvussa määritettyjä kustannuskomponentteja. Cole et al. tutkimuksessa esitettiin vain kiinteät operatiiviset kustannukset.

4 Case Study – Akkuenergiavaraston integrointi jakeluautojen latausjärjestelmään tavarataloketjun keskusvarastolla

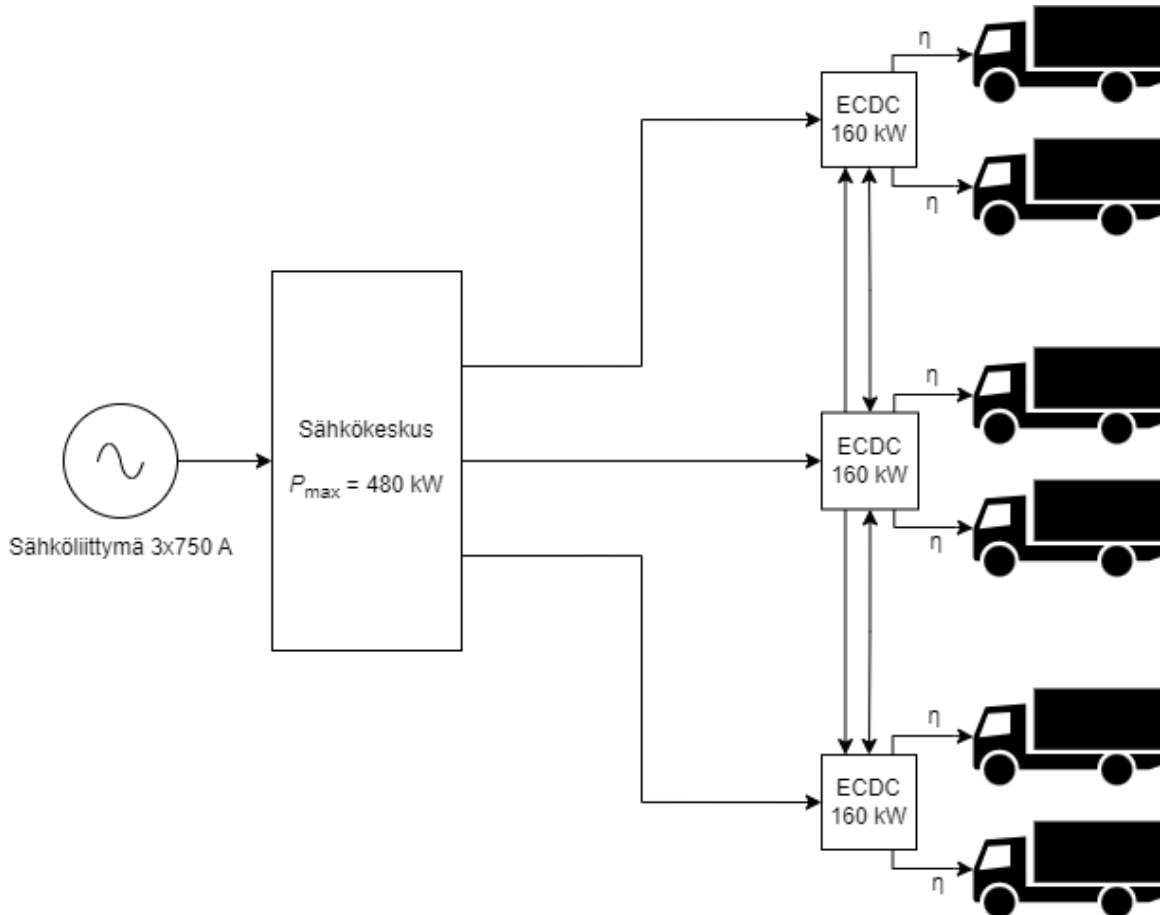
Raskaan liikenteen sähköistymistä hidastavat latausinfrastruktuurin puute ja korkeat investointikustannukset. Investoinneille kannustimina toimivat alhaiset operatiiviset kustannukset, verokevennykset, energiaviraston hankintatuet, sekä maine-edut. Kaupunkijakelussa yksityinen järjestelmäkohtainen latausinfrastruktuuri on riittävä, jos jakeluauton akuston kapasiteetti riittää päivän jakelutarpeisiin ja lataus yöaikaan on mahdollista. Lastauksen aikainen lataaminen edesauttaa kapasiteetin riittävyyttä ja parantaa jakelun kustannustehokkuutta.

Case study:ssa tutkitaan akkuenergiavaraston taloudellista kannattavuutta erään tavarataloketjun jakeluautojen latausjärjestelmään integroituna. Jakelu tapahtuu pääkaupunkiseudulla Caruna Espoon verkkoalueella. Tarkastelu tehdään vuodesta 2025 alkaen. Autoja ladataan yöllä jakeluajan ulkopuolella, sekä lastauksen aikana. Kannattavuustarkastelussa akun käyttöperiaate on huipputehojen leikkaaminen, jolla pienennetään sähköverkon investointikustannuksia, sekä verkkoyhtiön tehomaksuja. Järjestelmän mitoituksen määräävät jakeluautojen ominaisuudet ja latausprofiili. Jätetään työn ulkopuolelle huolto- ja asennuskustannukset, sekä infrastruktuurin rakentamisesta aiheutuvien kustannusten vertailu, sillä lähtötiedot ovat puutteelliset niiden perusteellista määrittämistä varten.

4.1 Järjestelmäkuvaus – Keskusvaraston jakeluautojen latausjärjestelmä

Case -yrityksen vaatimus latausjärjestelmän kokonaisteholle on 375 kW. Latausjärjestelmä toteutetaan Enersense Charging Oy:n valmistamilla ECDC 160 kW -latausasemilla. Yksittäisen latausaseman teho on 160 kW ja siinä on kaksi latauspistettä, jolloin yksittäisen latauspisteen teho on 80 kW. Latausasemia asennetaan järjestelmään kolme kappaletta, jolloin järjestelmässä on kuusi latauspistettä ja latauskentän kokonaisteho on 480 kW. ECDC -latausasemien välille asennetaan DC -puolelle välikaapelit, jolloin laitteiden tehomodulit kykenevät jakamaan koko latausjärjestelmän tehon keskenään välikaapeloinnin

muodostaman DC -piirin avulla. Yksittäisestä latauspisteestä olisi siis teoriassa saatavilla koko järjestelmän teho, 480 kW. Tätä rajoittavat kuitenkin latauskaapelin virrankestoisuus, sekä Case -tilanteessa ensisijaisesti jakeluauton suurin mahdollinen vastaanottama latausvirta ja -jännite. Kuvassa 15 on esitetty latausjärjestelmän topologia.



Kuva 15. Latauskenttäkuvaus. Nuolet kuvastavat sähköenergian mahdollisia kulkusuuntia järjestelmässä. Laitteiden väliset nuolet kuvaavat tehonjakoa laitteiden välillä. η kuvaa hyötysuhteen vaikutuskohdetta työssä.

Seuraavassa alaluvussa määritetään kuvan 15 latauskentän toimintaperiaatteet. Sen perusteella rakentuva kuormitusprofiili toimii pohjana energiavaraston vaikutusten tarkastelulle.

4.2 Latauskentän kuormitusprofiili

Latauskentän kuormitusprofiili on määräävä tekijä energiavaraston mitoittamiselle. Kuormitusprofiili muodostuu jakeluautojen sähkönkulutuksen ja latauskäyttäytymisen mukaan. Täyssähköisiä jakeluautoja on keskusvarastolla yhteensä kuusi kappaletta. Jakeluautoina yritys käyttää kahta Maxus e-Deliver 9 pakettiautoa, sekä neljää Renault Trucks E -Tech D kuorma-autoa. Taulukossa 9 on esitetty jakeluautoille tutkimuksen kannalta oleelliset parametrit, sekä yksittäisten autojen jakelukierrosten kestoajat. Kestoajat, sekä lastausajat oletetaan tutkimuksessa vakioiksi. Muodostetaan lähtötietojen avulla simulaatiomalli jakeluautojen päivittäisistä ajosuoritteista. Simulaatiossa jakeluautot toistavat päivittäin saman ajosuoritteen.

Sähkönkulutuksen määrittämiseksi mallinnetaan jakeluautoille keskikulutus. Keskikulutuksen mallintamisessa käytetään hyväksi WLTC (World-wide harmonized Light duty Test Cycle) -dataa jakelumatkojen pituuksien määrittämiseksi, sekä jakeluautojen ilmoitettuja WLTP (Worldwide Harmonized Light Vehicles Test Procedure) -toimintamatkoja kulutuksen määrittämiseksi. WLTP mahdollistaa todenmukaisemman ja jokaiselle autolle yksilöidyn päästömittaustavan. Sähköautoissa sitä käytetään toimintamatkan määrittämiseksi kilometreinä täydellä akulla. WLTC -sykli on johdettu henkilö- ja pakettiautojen todellisesta ajodatasta viidellä eri maantieteellisellä alueella maailmanlaajuisesti yhdistäen ajoa eri nopeusluokissa ja ottaen huomioon myös muun liikenteen ja ruuhkatilanteet. Harmonisoitu sykli on saatu jakamalla se eri nopeusvaiheisiin ja käyttämällä alueellisia painokertoimia riippuen paikallisista nopeusrajoituksista. Nopeusvaiheille on määritetty raja-arvot vertailemalla alueellisia nopeuskiihtyvyydjakaumia. Nopeusvaiheet ovat low (<60 km/h), medium (<80 km/h), high (<110 km/h) ja extra-high. Ajoneuvot ovat jaettu kolmeen eri luokkaan teho/massa-suhteen mukaan. Luokka 3 (Teho/massa-suhde > 34 kW/t) kattaa suurimman osan ajoneuvoista. Se on vielä erikseen jaettu luokkiin 3.1 ja 3.2. Luokassa 3.1 ovat autot, joiden huippunopeus on alle 120 km/h. Käytetään luokan 3.1 syklin dataa jakelun keskinopeuden määrittämiseksi. Taulukossa 6 on esitetty luokan 3.1 syklin nopeustilastot. (Tutuianu et al. 2015)

Taulukko 8. Luokan 3.1 WLTC -syklin nopeustilastot (Tutuianu et al. 2015)

Nopeusvaihe	Matka [km]	Maksiminopeus [km/h]	Keskinopeus ilman pysähdyksiä [km/h]	Keskinopeus pysähdyksillä [km/h]
Low	3.09	56.5	25.7	18.9
Medium	4.72	76.6	44.1	39.2
High	7.12	97.4	60.5	56.4
Extra-high	8.25	131.3	94	92

Tutkitaan taulukon 6 mukaisia keskinopeuksia pysähdyksillä. Jätetään tarkastelusta pois extra-high nopeusluokka, koska pääkaupunkiseudun jakelu tapahtuu lähes kokonaan alemmissa nopeusvaiheissa. Keskinopeudeksi pysähdyksillä saadaan

$$\frac{18.9 + 39.2 + 56.4}{3} \text{ km/h} \approx 38.17 \text{ km/h}$$

Käytetään saatua arvoa jakelukierroksella kuljetun matkan pituutena. Maxus e-Deliver 9 -autolle ilmoitettu WLTP -toimintamatka(yhdistetty) on 236 km. 72 kWh akkukapasiteetilla siis saadaan keskikulutukseksi yhden yksikön tarkkuudella (Maxus Suomi 2023)

$$\frac{72 \text{ kWh}}{236 \text{ km}} * \frac{38.17 \text{ km}}{\text{h}} \approx 12 \text{ kW}$$

Renault Trucks E -Tech D -autolla ilmoitettu toimintamatka ei ole selkeästi saatavilla, mutta käytetään arvona 376 km. 376 kWh akkukapasiteetilla saadaan vastaavalla tarkastelulla yhden yksikön tarkkuudella (Renault Trucks 2023)

$$\frac{376 \text{ kWh}}{376 \text{ km}} * \frac{38.17 \text{ km}}{\text{h}} \approx 38 \text{ kW}$$

Lastauksen kesto aika määritetään tarkastelemalla case -yrityksen olemassa olevissa toimipisteissä käytössä olevien latausjärjestelmien dataa. Kaikkien toimipisteiden ydinliiketoiminnat vastaavat toisiaan. Latausjärjestelmät ja jakeluautoit poikkeavat muilla toimipisteillä tutkimuksen järjestelmästä, mutta lastausajat oletetaan samankaltaisiksi

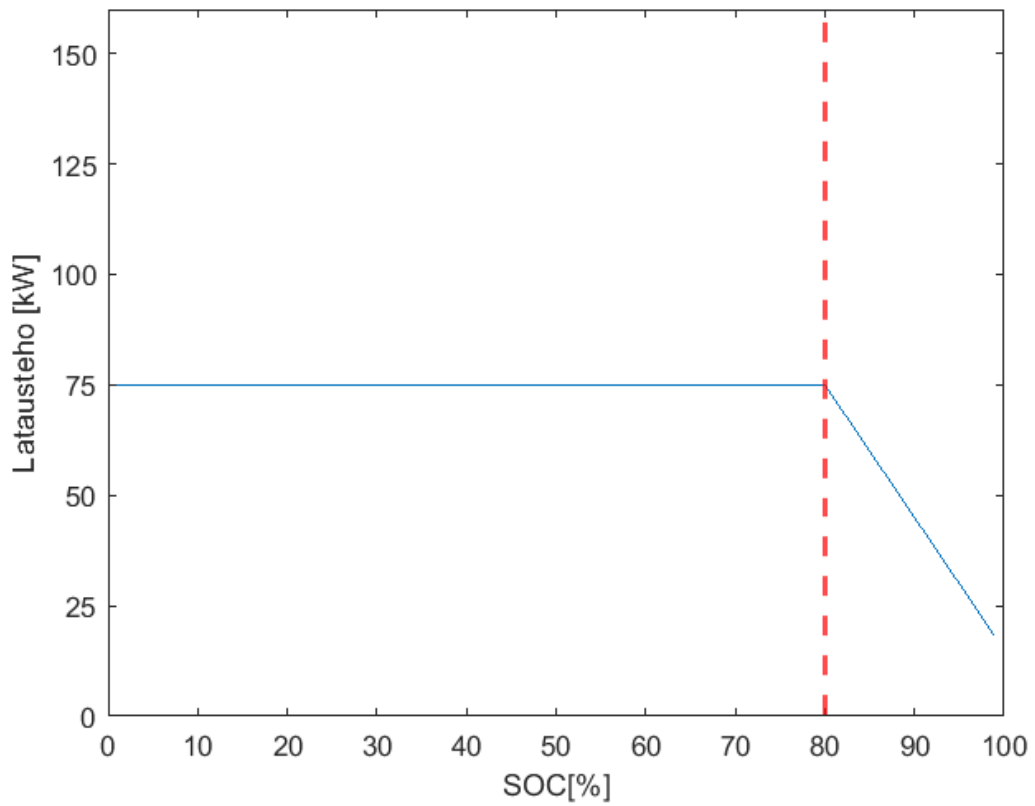
kaikissa toimipisteissä. Yhteensä neljässä eri toimipisteessä latauslaiturilla sijaitsevilla latauspisteillä lataussessioita on historian aikana kertynyt 1.6.2023 mennessä 1771 kpl. Ensimmäinen lataussessio on tapahtunut 2.5.2022. Lastauslaiturin latauspisteessä tapahtunut lataussessio ei takaa, että sessio koskee lastausta. Rajataan siis pois tarkastelusta alle viisi minuuttia ja yli 1 h 30 min kestävät lataussessiot, sekä klo 6-22 ulkopuolella tapahtuneet sessiot. Rajataan pois myös vikojen tai virheilmoitusten vuoksi päättyneet sessiot. Rajauksien jälkeen lataussessioita jää jäljelle 832 kpl. Keskiarvoinen kesto-aika näille on 41 min 25 sec. Käytetään työssä lastauksen aikaisen lataussession kesto-aikana tarkastelun yksinkertaistamisen vuoksi 10 minuutin tarkkuudella pyöristettynä 40 minuuttia.

Taulukko 9. Jakeluautokalusto

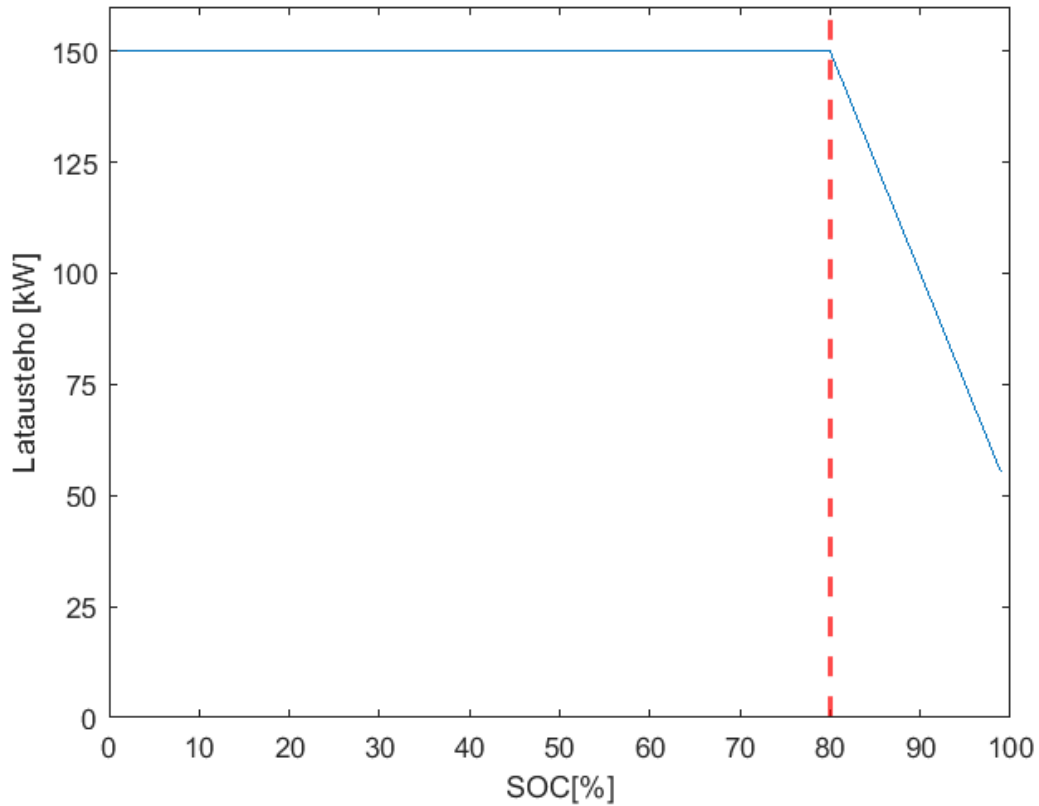
Auto	Akun kapasiteetti [kWh]	Max. DC latausteho [kW]	Keskikulutus [kWh/h]	Jakelukierroksen kesto-aika [h]
Maxus e-Deliver 9	72	75	12	2
Maxus e-Deliver 9	72	75	12	2
Renault Trucks E-Tech D	376	150	30	3
Renault Trucks E-Tech D	376	150	30	3
Renault Trucks E-Tech D	376	150	30	4
Renault Trucks E-Tech D	376	150	30	4

Lataustehoon vaikuttavat monet asiat, kuten akun lämpötila, ympäristön lämpötila, sekä ajoneuvon SOC. Ajoneuvokohtaisia latauskäyriä ei ole työssä saatavilla. Tarkastellaan Case -yrityksen muiden toimipisteiden toteutuneita lataussessioita. Maxus -kokoluokan ajoneuvoilla toteutuneita lataussessioita on tarkastelussa 291 kpl. Näillä keskimääräinen latausaika on 26 min 47 sec. Huipputeho on 76 kW ja keskiteho 53,6 kW. Vastaavan tarkastelun mukaan Renault -kokoluokan ajoneuvoilla keskimääräinen latausaika on 29 min

36 sec. Toteutuneita latausessioita on 510 kpl. Huipputeho on 144 kW ja keskiteho 126.7 kW. Autot eivät siis lataa koko aikaa huipputeholla. Mallinnetaan jakeluautoille yksinkertaiset varaustasosta riippuvaiset latauskäyrät, joissa latausteho pienenee lineaarisesti, kun ajoneuvon SoC ylittää 80 % kapasiteetista. Latauskäyrät ovat esitetty kuvasarjassa 16.



Kuva 16a. Maxus e-Deliver 9, latausteho akun varaustason suhteen.



Kuva 15b. Renault Trucks E-Tech D, latausteho akun varaustason suhteen.

Luodaan latauskentän kuormitusprofiili simuloimalla taulukon 9 jakeluautojen päivittäiset ajosuoritteet ja lataukset minuutin tarkkuudella. Aika-askel on yksi minuutti, joten oletetaan tehon olevan vakio minuutin ajan poislukien tilanteessa, jossa akun varaus täyttyy kuluvan minuutin aikana. Jakeluautot ovat latauksessa, kunnes varaustaso saavuttaa 100 % kapasiteetistaan. Työssä ei oteta huomioon jakeluautojen akkukapasiteettien alenemista, eikä ulkoisten olosuhteiden vaikutusta sähkönkulutukseen. Nimitetään Maxus e-Deliver 9 - jakeluautoja termein jakeluauto 1 ja 2. Nimitetään vastaavasti Renault Trucks E-Tech D - jakeluautoja termein jakeluauto 3-6. Työvuorot ovat arkipäivisin (ma-pe) klo 7-21. Simulaatiossa ei oteta huomioon mahdollisia kalenteripyhäpäivien aiheuttamia vapaapäiviä. Työvuorojen aikana kaikki jakeluautot ovat ajossa. Ajon aikana ne kuluttavat sähköä taulukon 9 keskikulutuksen mukaisesti poislukien lastausajat. Jakeluautot ajavat taulukon 9 jakelukierrosten pituuksien mukaisia suoritteita ja ovat kierrosten välissä 40 minuuttia lastauksessa, jolloin ne lataavat kuvien 15 ja 16 latauskäyrien mukaisesti. Viimeinen jakelukierros on kuitenkin jokaisella jakeluautolla aikaisempia pidempi, sillä autoilla ei

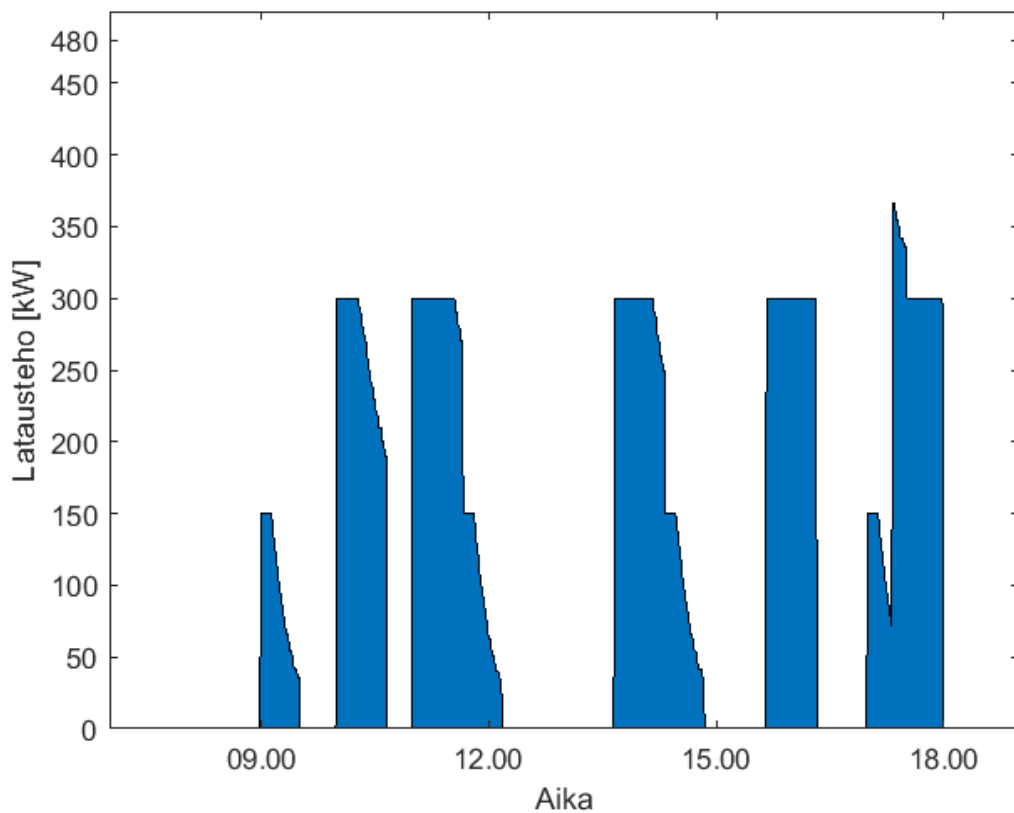
normaalirytmillä olisi enää aikaa tehdä enää uutta jakelukierrosta ennen työvuoron loppua. Työvuoron päätyttyä jakeluautot saapuvat lataamaan, kunnes uusi työvuoro alkaa. Taulukossa 10 on esitetty jakeluautojen viikottain noudattamat aikataulut arkipäivisin maanantaista perjantaihin.

Taulukko 10. Jakeluautojen aikataulu arkipäivisin (ma-pe). Lastausajankohdat on esitetty lihavoidulla fontilla ja vihreällä värillä. Simulaatiossa kaksi jakeluautoa ajaa aina samaa aikataulua.

Klo	Jakeluautot 1-2 (Maxus)	Jakeluauto 3-4 (Renault)	Jakeluautot 5-6 (Renault)
00-01	Yölataus	Yölataus	Yölataus
01-02	Yölataus	Yölataus	Yölataus
02-03	Yölataus	Yölataus	Yölataus
03-04	Yölataus	Yölataus	Yölataus
04-05	Yölataus	Yölataus	Yölataus
05-06	Yölataus	Yölataus	Yölataus
06-07	Yölataus	Yölataus	Yölataus
07-08	Ajossa	Ajossa	Ajossa
08-09	Ajossa	Ajossa	Ajossa
09-10	Lastauksessa 9.00-9.40	Ajossa	Ajossa
10-11	Ajossa	Lastauksessa 10.00-10.40	Ajossa
11-12	Lastauksessa 11.40-12.00	Ajossa	Lastauksessa 11.00-11.40
12-13	Lastauksessa 12.00-12.20	Ajossa	Ajossa
13-14	Ajossa	Lastauksessa 13.40-14.00	Ajossa
14-15	Lastauksessa 14.20-15.00	Lastauksessa 14.00-14.20	Ajossa
15-16	Ajossa	Ajossa	Lastauksessa 15.40-16.00
16-17	Ajossa	Ajossa	Lastauksessa 16.00-16.20
17-18	Lastauksessa 17.00-17.40	Lastauksessa 17.20-18.00	Ajossa
18-19	Ajossa	Ajossa	Ajossa
19-20	Ajossa	Ajossa	Ajossa
20-21	Ajossa	Ajossa	Ajossa
21-22	Yölataus	Yölataus	Yölataus
22-23	Yölataus	Yölataus	Yölataus
23-00	Yölataus	Yölataus	Yölataus

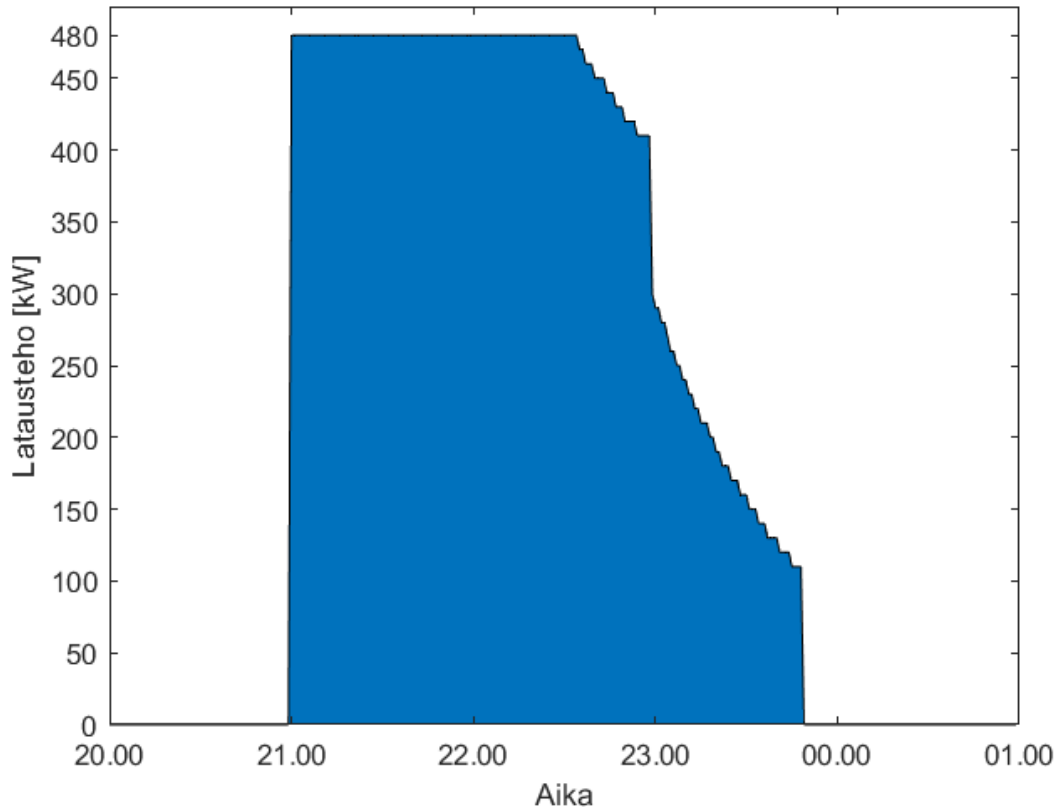
Taulukosta nähdään, että työvuoron aikana samaan aikaan latauksessa on enintään 4 jakeluautoa. Tilannetta, jossa jakeluautot 3-6 olisivat samaan aikaan latauksessa, ei tule. Työvuoron aikana latauskentän maksimitehoa ei siis saavuteta. Lataamisen hyötysuhde on simulaatiossa 95 %. Sähköverkosta saatavilla oleva latausteho 480 kW jakautuu

dynaamisesti autojen välillä tasaisesti. Kaikkien autojen ladatessa samaan aikaan yöllä siis jakeluautot 1-2 lataavat siis kuvan 15a mukaisen latauskäyrän mukaisesti täydellä latausteholla. Jakeluautot 3-6 jakavat jäljelle jäävän tehon tasaisesti keskenään. Työssä määritetään kaksi erillistä simulaatiotapausta. Simulaatiossa 1 jakeluautot lataavat työvuoron ulkopuolella täydellä saatavilla olevalla latausteholla. Simulaatiossa 2 jakeluautokohtainen yölatausteho on rajoitettu ECDC:n yhden tehomodulin tehoon eli 40 kW. Tässä tapauksessa autot ehtivät ladata akkunsaa täyteen yön aikana, mutta tehokuorma jakautuu tasaisemmin yön tunneille, eikä tehopiikkiä muodostu yön ensimmäisille tunneille. Yölataustehon rajoittamisella on merkittävä vaikutus järjestelmän mitoittamiseen, sekä myös tehomaksuihin, sillä tehomaksun mittausajanjakso on yksi tunti. Kuvasarjassa 17 on esitetty molempien simulaatioiden päivittäiset latausprofiilit työpäivien ja yöaikojen osalta erikseen.



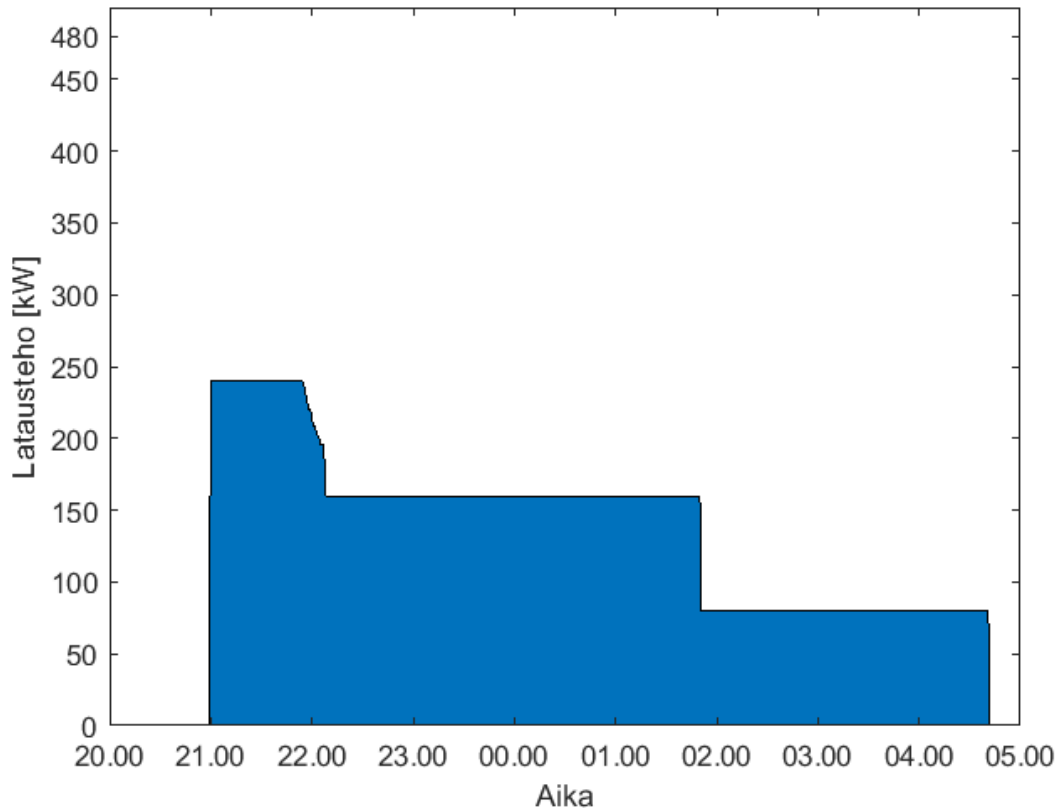
Kuva 17a. Koko latausjärjestelmän teho työpäivän aikana. Esimerkki päivämäärältä 6.1.2025. Ladattu kokonaisenergia ajanjaksolla on 1173 kWh ja maksimiteho on 366 kW.

Kuvassa 17a on esitetty koko latausjärjestelmän tehoprofiili yhden työpäivän aikana. Liitteessä 1 on esitetty yksittäisten jakeluautojen latauskäyrät ja varaustasot työpäivän aikana ja jälkeen. Työpäivä alkaa klo 7.00. Ensimmäinen lastaus alkaa klo 9.00 ja viimeinen päättyy klo 18.00.



Kuva 17b. Koko latausjärjestelmän teho työpäivän jälkeen yölatauksessa, simulaatio 1. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Ladattu kokonaisenergia ajanjaksolla on 1090 kWh ja maksimiteho on 480 kW.

Kuvassa 17b on esitetty koko latausjärjestelmän tehoprofiili yhden työpäivän jälkeen yöaikaan simulaatiossa 1. Työpäivä loppuu klo 21.00, jolloin kaikki autot aloittavat lataamisen. Kaikki autot latautuvat täyteen klo 23.49. Simulaatiossa 1 yhden työpäivän alusta seuraavan työpäivän alkuun (klo 7.00 – 7.00) energiankulutus on 2264 kWh ja yhden tunnin ajanjaksolla mitattu suurin keskiteho eli verkkoyhtiön tehomaksun määräävä teho on yhtä suuri kuin järjestelmän kokonaisteho eli 480 kW. Simulaatiossa 1 vuoden kokonaiskulutus on 591 MWh.



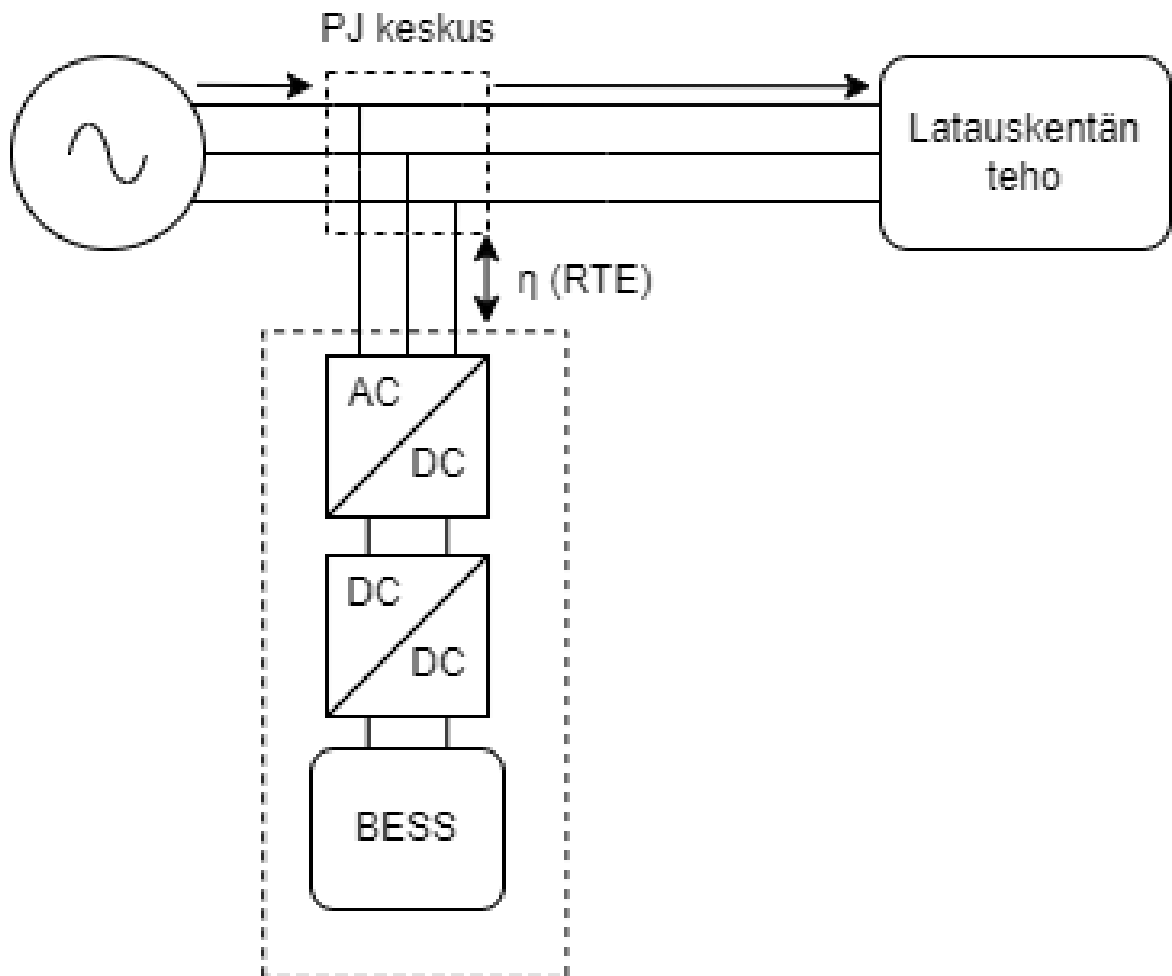
Kuva 17c. Koko latausjärjestelmän teho työpäivän jälkeen yölatauksessa, simulaatio 2. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Ladattu kokonaisenergia ajanjaksolla on 1089 kWh ja maksimiteho on 240 kW.

Kuvassa 16c on esitetty koko latausjärjestelmän tehoprofiili yhden työpäivän jälkeen yöaikaan simulaatiossa 2. Tässä tapauksessa kaikki autot latautuvat täyteen klo 4.42. Simulaatiossa 2 siis yhden työpäivän alusta seuraavan työpäivän alkuun (klo 7.00 – 7.00) energiankulutus on 2262 kWh, joka on 2 kWh vähemmän kuin simulaatio 1:ssä. Yhden tunnin ajanjaksolla mitattu suurin keskiteho on simulaatio 2:ssa vain 251 kW. Vuoden kokonaiskulutus on 590 MWh.

4.3 Energiavarasto osana latausjärjestelmää

Tutkitaan energiavaraston taloudellista kannattavuutta edellisessä alaluvussa määritetyn latausjärjestelmän yhteydessä. Taloudellinen kannattavuus perustuu työssä verkkoyhtiön

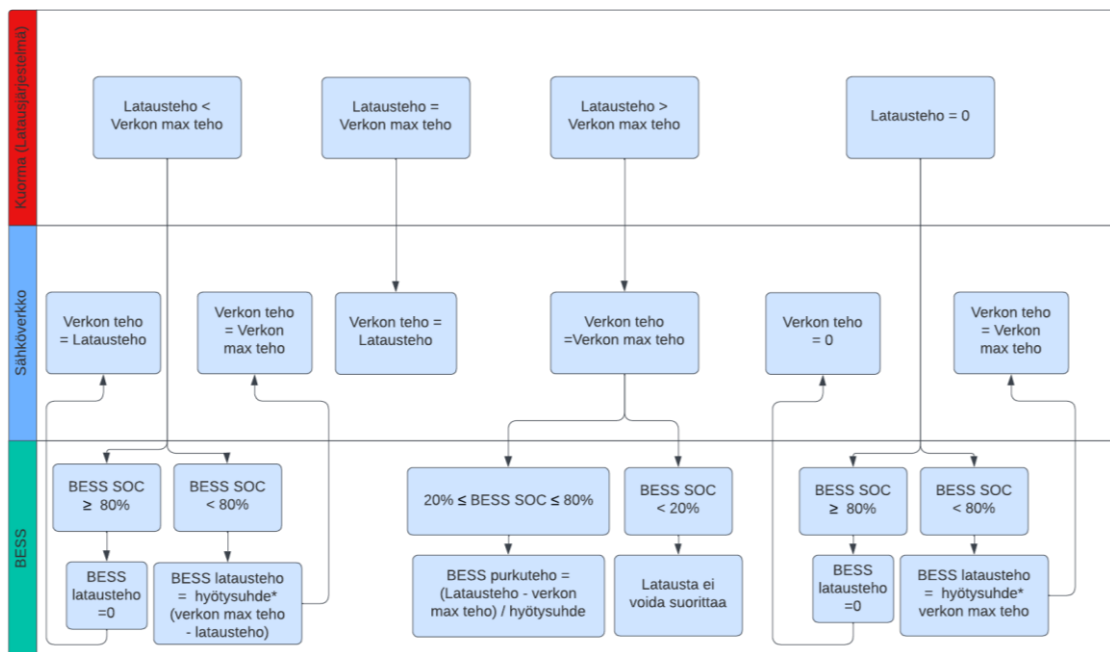
tehomaksujen rajoittamiseen. Investointi energiavarastoon mahdollistaa investoinnin pienitehoisempaan sähköliittymään, sekä pienentää huipputehoperusteisia tehomaksuja. Energiavarasto kytketään AC -paritettuna latausjärjestelmän kanssa, koska se on teknisesti toteutettavissa ilman muutoksia ECDC:n kokoonpanoon. Kuvassa 18 on esitetty järjestelmän periaatekaavio.



Kuva 18. Periaatekaavio, energiavarasto latauskentän yhteydessä. Nuolet havainnollistavat sähköenergian kulkusuuntia. Energiavaraston hyötysuhde sekä purkaessa, että ladatessa on työssä taulukon 7 mukainen 85 %.

Järjestelmän mitoituksen määrää ensisijaisesti latausjärjestelmän kuormitusprofiili. Energiavaraston tulee yhdessä sähköliittymän kanssa toimittaa latausjärjestelmän kuorman mukainen teho ja energia kaikkina ajanhetkinä. Energiavarastoa operoidaan välillä 20 % -

80 % maksimivaraustasosta, jotta käyttöikä olisi 15 vuotta. Energiavaraston mitoituksessa tulee siis ottaa huomioon sen operointi vajaalla varaustasoalueella myös 15. vuonna huomioiden kapasiteetin pienenemisen. Taulukossa 7 on esitetty työssä käytettäviä lähtöarvoja energiavarastolle. Latauskentän ja jakeluautojen ikääntyminen jätetään työssä huomioimatta. Kuvassa 19 on esitetty energiavaraston operointiperiaate.



Kuva 19. BESS, operointikaavio

Kuvan 19 mukaisesti latausjärjestelmän tehoa syötetään aina ensisijaisesti sähköverkosta. Jos latausjärjestelmän teho ylittää sähköliittymän maksimitehon, syötetään latausjärjestelmän vaatima teho sähköliittymän tehon ylittävältä osalta energiavarastosta. Vastaavasti, jos latausteho on alle sähköliittymän maksimitehon, syötetään latausteho jälleen verkosta. Jäljelle jäävällä liittymän kapasiteetilla ladataan energiavarastoa, jos sen varaustaso on alle 80 %. Jos lataustehon ylittäessä verkon maksimitehon putoaa energiavaraston varaustaso alle 20 prosenttiin, latausta ei voida suorittaa ja simulaatio loppuu. Optimaalinen mitoitus kullakin sähköliittymäkapasiteetilla on siis pienin mahdollinen energiavaraston energiakapasiteetti, jolla operointikaavion mukainen simulaatio onnistuu vuonna 15. Tehomitoituksen määrää sähköliittymäkoko. Sähköliittymän

ja energiavaraston tulee yhdessä pystyä toimittamaan latausjärjestelmän maksimiteho eli 480 kW latausjärjestelmän käyttöön. Tehokapasiteetin oletetaan pysyvän vakiona koko energiavaraston elinkaaren ajan. Käytetään optimoinnin tarkkuutena 10 kW/(kWh). Latausjärjestelmän tehon ollessa 0 ladataan sähköliittymän koko kapasiteetilla energiavarastoa, kunnes varaustaso saavuttaa 80 %. Energiavaraston hyötysuhde sekä latauksessa, että purussa on taulukon 7 mukaisesti 85 %.

Optimointi toteutetaan määrittämällä jokaiselle sähköliittymäkoolle pienin mahdollinen energiakapasiteetti simuloimalla järjestelmän toimintaa vuonna 15 kahden viikon ajanjaksolta, kunnes optimipiste löytyy 10 kW tarkkuudella. Työssä tarkasteltavat sähköliittymät ovat kolmivaiheisia. Simulaatiossa käytettävät liittymäkoot ovat:

- 63 A (43 kW)
- 80 A (55 kW)
- 100 A (69 kW)
- 125 A (86 kW)
- 160 A (110 kW)
- 200 A (138 kW)
- 250 A (172 kW)
- 320 A (220 kW)
- 400 A (276 kW)
- 500 A (345 kW)
- 600 A (414 kW)
- 750 A (517 kW, liittymä ilman energiavarastoa)

Jos optimipistettä ei löydetä alle 10 MWh energiakapasiteetilla tai akusto ei lataudu viikonlopun aikana 80 prosenttiin maksimivaraustasostaan, ei tällöin liittymäkoko huomioda työn tuloksissa, sillä investontikustannus nousee näissä tapauksissa kohtuuttoman suureksi.

Optimointipisteiden etsinnän jälkeen simuloidaan järjestelmää vuonna 1 vuoden ajan. Vuoden 1 tuloksia käytetään vuosittaisten kustannusten määrittämiseksi ja näin ollen kannattavuustarkastelun pohjana. Otetaan huomioon myös sähköenergian hinta, sillä energiankulutuksen määrä ja ajoitus verkosta syötettäessä muuttuvat energiavarastoa käytettäessä, joten energiahinnoilla on myös merkittävä vaikutus työn tuloksiin. Käytetään energian hintana Nord Pool pörssisähkömarkkinoiden Suomen aluehintaa. Tarkastellaan sähköenergiahintoja vuosilta 2020 – 2023.

5 Tulokset – Case Study

Tässä luvussa esitetään työn tulokset. Aluksi esitetään optimoinnin tulokset ja listataan taulukon 7 perusteella energiavaraston ja sähköliittymän investointikustannukset eri tilanteissa. Sen jälkeen tarkastellaan energiavaraston käyttötilastoja ja niistä aiheutuvia kustannuksia ja verrataan niitä latausjärjestelmän kustannuksiin ilman energiavarastoa. Lopuksi analysoidaan energiavarastoinvestoinnin kannattavuutta latausjärjestelmän yhteydessä, sekä sen kannattavuuteen vaikuttavien tekijöiden merkityksellisyyttä Case studyn tulosten pohjalta.

5.1 Investointikustannukset

Energiavaraston optimaaliset parametrit määritetään luvun 4 pohjustuksen mukaisesti. Taulukkosarjassa 11 on esitetty optimoinnin tulokset eri simuloinneissa.

Taulukko 11a. Energiavaraston optimoinnin tulokset, simulaatio 1.

Liittymäkoko				BESS P[kW]	BESS E[kWh]
125	A	86	kW	470	8550
160	A	110	kW	440	3360
200	A	138	kW	410	1710
250	A	172	kW	370	1510
320	A	220	kW	310	1240
400	A	276	kW	240	940
500	A	345	kW	160	610
600	A	414	kW	80	280
750	A	517	kW	-	-

Taulukko 11b. Energiavaraston optimoinnin tulokset, simulaatio 2.

Liittymäkoko				BESS P [kW]	BESS E [kWh]
125	A	86	kW	470	6470
160	A	110	kW	440	1070
200	A	138	kW	410	470
250	A	172	kW	370	250
320	A	220	kW	310	150
400	A	276	kW	-	-
500	A	345	kW	-	-
600	A	414	kW	-	-
750	A	517	kW	-	-

Molemmissa tapauksissa pienin luvun 4 mukaiset määräykset täyttävä mahdollinen liittymäkoko on 125 A. Simulaatiossa 2 suurin liittymäkoko on 320 A, koska tehomaksuperusteinen mitattu suurin tunnin keskiteho ilman energiavarastoa on tässä tapauksessa 250,8 kW, joten 400 A liittymällä ei enää saavuteta tehomaksussa säästöä. Tuloksista nähdään, että yölataustehoa rajoittamalla pystytään energiavarasto mitoittamaan huomattavasti pienemmällä energiakapasiteetilla, joka kasvattaa energiavaraston C -arvoa. Toisaalta simulaatiossa 2 huipputehojen välinen erotus ja näin ollen saavutettava kustannushyöty on pienempi. Simulaatiossa 1 energiavarasto voidaan siis toimittaa pienemmälläkin tehokapasiteetilla ja suuremmilla liittymäko'illa. Taulukkosarjassa 12 on listattu tulosten mukaiset investointikustannukset sähköliittymälle, sekä energiavarastolle.

Taulukko 12a. Järjestelmän investointikustannukset, simulaatio 1. Kustannukset esitetty tuhansina euroina. (Caruna 2020)

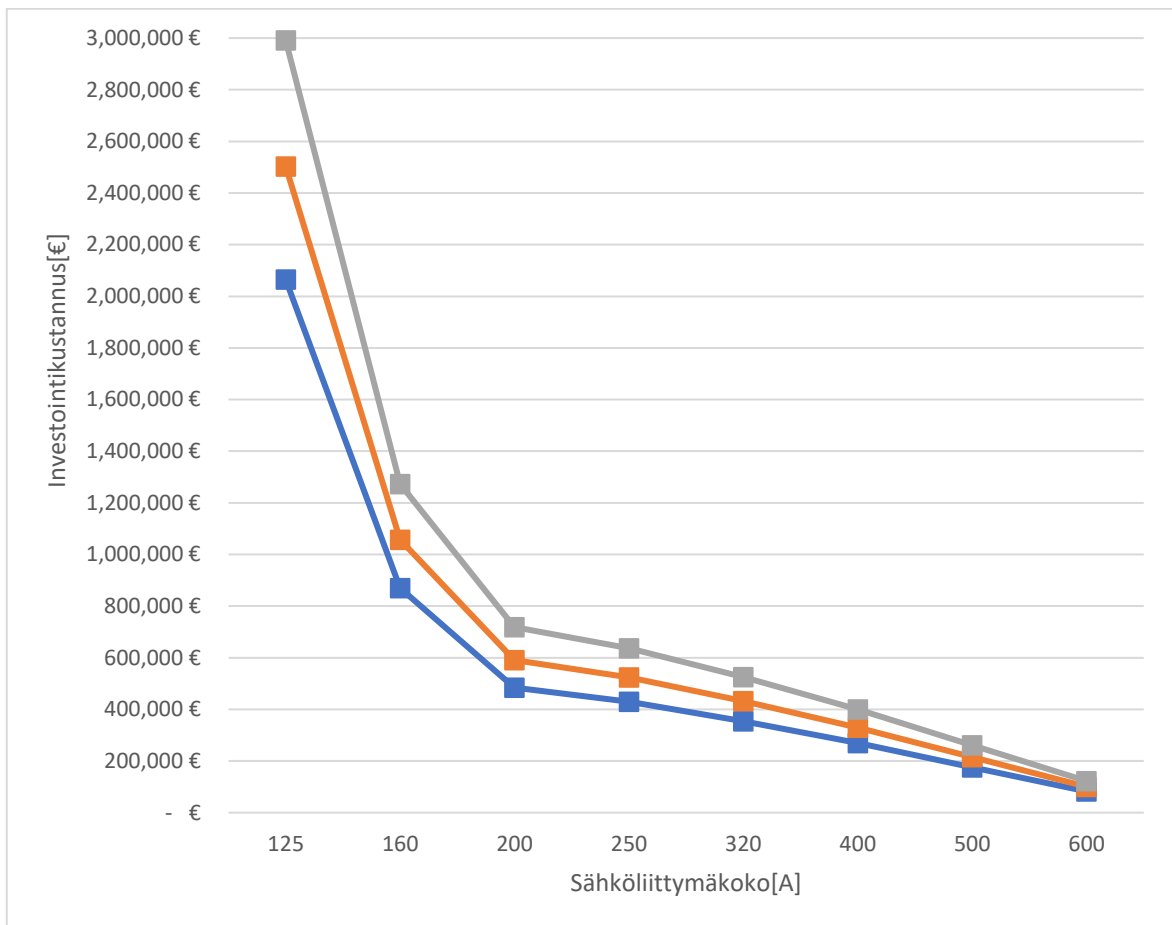
Liittymäkoko				Investointi liittymä [k€]	Investointi liittymä delta [k€]	Investointi BESS matala [k€]	Investointi BESS keski [k€]	Investointi BESS korkea [k€]
125	A	86	kW	7.6	-37.4	2065	2503	2991
160	A	110	kW	9.7	-35.3	869	1057	1272
200	A	138	kW	12.1	-32.9	485	591	718
250	A	172	kW	15.0	-30.0	430	524	637
320	A	220	kW	19.2	-25.8	354	432	525
400	A	276	kW	24.0	-21.0	270	329	400
500	A	345	kW	30.0	-15.0	176	215	261
600	A	414	kW	36.0	-9.0	82	100	122
750	A	517	kW	45.0	-	-	-	-

Taulukko 12b. Järjestelmän investointikustannukset, simulaatio 2. Kustannukset esitetty tuhansina euroina. (Caruna 2020)

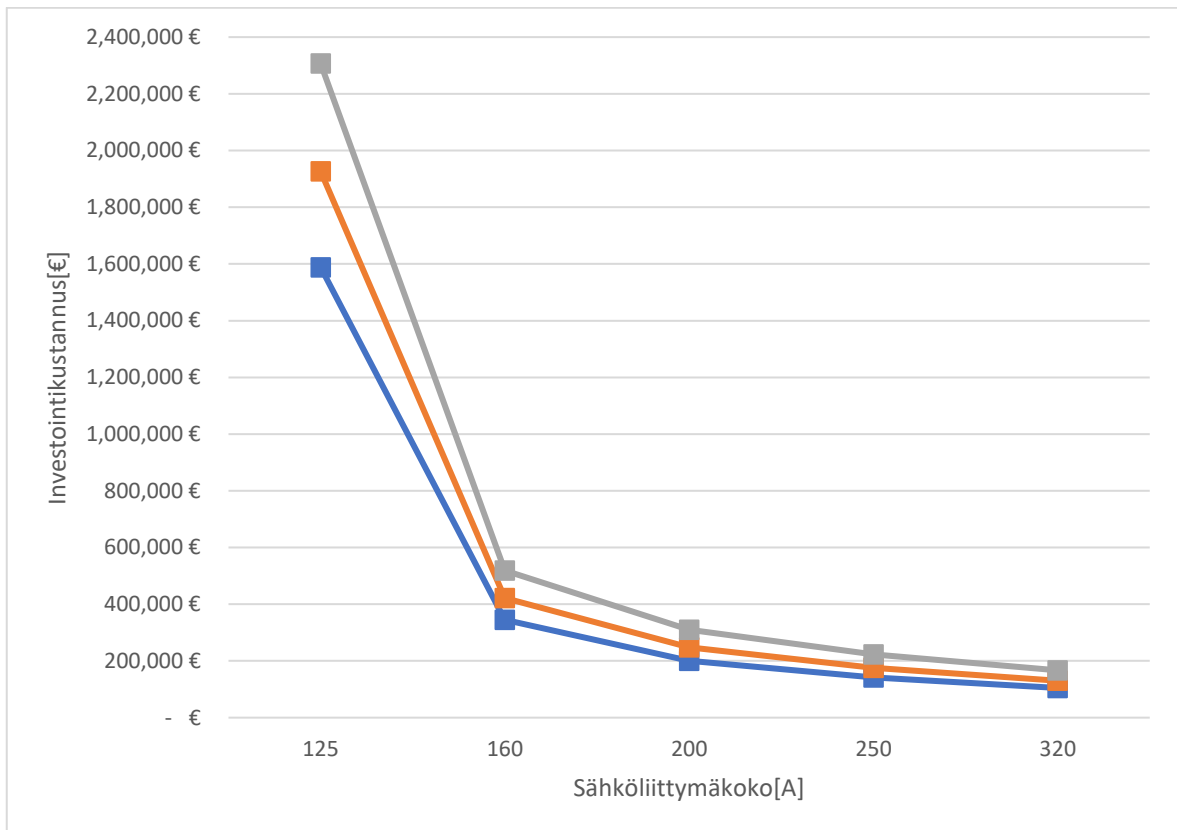
Liittymäkoko				Investointi liittymä [k€]	Investointi liittymä delta [k€]	Investointi BESS matala [k€]	Investointi BESS keski [k€]	Investointi BESS korkea [k€]
125	A	86	kW	7.6	-37.4	1588	1927	2307
160	A	110	kW	9.7	-35.3	345	422	519
200	A	138	kW	12.1	-32.9	201	247	310
250	A	172	kW	15.0	-30.0	141	175	222
320	A	220	kW	19.2	-25.8	105	130	167
400	A	276	kW	-	-	-	-	-
500	A	345	kW	-	-	-	-	-
600	A	414	kW	-	-	-	-	-
750	A	517	kW	45.0	-	-	-	-

Taulukoissa alimmat rivit kuvaavat sähköliittymää ilman energiavarausta. Delta -sarake kuvaa hintaeroa liittymäinvestoinnissa alimpaan riviin verrattuna. Sarakkeen lukema vähennetään vastaavan liittymäkoon mukaisen energiavarausten investointikustannuksista. Investointikustannukset ovat laskettu noudattaen taulukon 7 kapasiteettiperusteisia kustannuskomponentteja. Pienimpien liittymäkokojen osalta investointikustannukset ovat järjestelmän kokoluokassa hyvin suuria ja havaitaan, että niissä sähköliittymän

investoinnissa säästettävä kustannus on hyvin pieni osuus energiavarastoinvestoinnista. Pienempien liittymäkokojen etuna on kuitenkin myös pienempi kuormitettavuus jakeluverkkoon, mikä saattaa helpottaa ja nopeuttaa sähköliittymän toimitusta, sekä myös pienemmät rakennuskustannukset, joita ei tässä työssä kuitenkaan huomioida laskennassa. Kuvasarjassa 20 on esitetty kustannukset kuvaajien muodossa.



Kuva 20a. Energiavaraston investointikustannukset(matala sininen, keski oranssi, korkea harmaa) simulaatiossa 1.



Kuva 20b. Energiavaraston investointikustannukset(matala sininen, keski oranssi, korkea harmaa) simulaatiossa 1.

Investoinnin kannattavuutta tarkastellaan työssä annuiteettimenetelmällä. Tässä menetelmässä investointikustannus jaetaan koko pitoajalle yhtä suuriksi vuosieriksi, eli annuiteeteiksi. Annuiteetti koostuu poistosta ja korkokustannuksesta. Annuiteetti voidaan laskea investoinnille yhtälöllä

$$A = \frac{i * (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} * C_i,$$

missä A on annuiteetti, C_i on investointikustannus, r on laskentakorko ja n on investoinnin pitoaika vuosina. Tässä työssä käytetään laskentakorkona case -yrityksen määrittelemää 5 % arvoa. Investoinnin pitoaikana käytetään taulukon 7 mukaisesti 15 vuotta. Annuiteetti on siis suoraan verrannollinen investointikustannukseen, koska annuiteettikerroin on työssä vakio. Investointi on kannattava, jos energiavarastolla saavutettu vuosittainen kustannussäästö on suurempi kuin investointihinnan annuiteetti. Annuiteettimenetelmä soveltuu tässä tapauksessa hyvin tarkasteluun, sillä simulaation perusteella määritetään

vuosittain toistuvat yhtä suuret säästöt. Myös reaali maailmassa latausjärjestelmän käyttöaste on luonteeltaan toistuvaa ja hyvin ennustettavissa, joten jakeluautojen määrän pysyessä samana ovat vuosikustannukset lähellä toisiaan. Oletetaan, että energiavarasto on suuren kapasiteettinsa vuoksi uusiokäytettävissä pitoajan jälkeen muuhun tarkoitukseen. Käytetään työssä jäännösarvona energiavarastolle 10 % sen hankinta-arvosta. Jäännösarvo pienentää annuiteettia. Se voidaan huomioida laskennassa diskonttaamalla vuoden 15 arvo alkuhetkeen ja vähentämällä se investointikustannuksesta. Taulukkosarjassa 13 on esitetty annuiteetit investoinneille liittymäko'ottain. Annuiteeteissa on otettu huomioon taulukkosarjan 12 mukainen liittymäinvestoinnissa säästetty summa.

Taulukko 13a. Investointikustannusten annuiteetit eri konfiguraatioissa, simulaatio 1. Kustannukset esitetty tuhansina euroina.

Liittymäkoko				BESS P[kW]	BESS E[kWh]	Annuiteetti, BESS matala [k€]	Annuiteetti, BESS keski [k€]	Annuiteetti, BESS korkea [k€]
125	A	86	kW	470	8550	185.7	225.9	270.7
160	A	110	kW	440	3360	76.3	93.5	113.3
200	A	138	kW	410	1710	41.3	51.0	62.7
250	A	172	kW	370	1510	36.5	45.2	55.5
320	A	220	kW	310	1240	30.0	37.1	45.7
400	A	276	kW	240	940	22.7	28.2	34.7
500	A	345	kW	160	610	14.7	18.2	22.5
600	A	414	kW	80	280	6.7	8.3	10.4

Taulukko 13b. Investointikustannusten annuiteetit eri konfiguraatioissa, simulaatio 2. Kustannukset esitetty tuhansina euroina.

Liittymäkoko				BESS P [kW]	BESS E [kWh]	Annuiteetti, BESS matala [k€]	Annuiteetti, BESS keski [k€]	Annuiteetti, BESS korkea [k€]
125	A	86	kW	470	6470	142.1	173.1	207.9
160	A	110	kW	440	1070	28.2	35.3	44.2
200	A	138	kW	410	470	15.2	19.5	25.3
250	A	172	kW	370	250	10.1	13.2	17.5
320	A	220	kW	310	150	7.1	9.5	12.8

Taulukoissa esitetyt liittymäkokokohtaiset annuiteetit toimivat raja-arvoina seuraavassa luvussa energiavarastolle määritettäville käyttökustannuksille. Energiavarasto on työn mukaisessa käyttötarkoituksessa kannattava investointi, jos sillä saavutettavat säästöt kustannuksissa ovat vuositasolla suuremmat, kuin investoinnin annuiteetti.

5.2 Käyttökustannukset

Määritetään aluksi latauskentälle vuosittaiset käyttökustannukset. Määritetään sen jälkeen vastaavasti kustannukset latauskentälle, johon on integroitu energiavarasto. Verrataan sitten näitä kustannuksia keskenään ja tutkitaan energiavaraston taloudellista kannattavuutta edellisen luvun perusteiden mukaisesti.

Latauskentän käyttökustannukset muodostuvat työssä Caruna Espoon verkkopalvelumaksuista, sekä sähköenergian pörssihinnasta. Verkkopalvelumaksut voidaan jakaa tehoperusteisiin ja energiaperusteisiin hintakomponentteihin. Energiaperusteisia hintakomponentteja ovat sähköenergian siirtohintaa ja sähkövero. Tehoperusteinen hintakomponentti on verkkopalveluhinnaston mukainen tehosiirtotuotteen huipputehoperusteinen maksu. Lisäksi Caruna Espoo veloittaa yli 63 A sähköliittymistä kuukausittaisen perusmaksun. Kustannukset saadaan siis

$$C_{\text{opex,lataus}} = E_a * (c_{\text{siirto}} + c_{\text{vero}}) + P_{\text{max,h}} * c_{\text{Pmax}} + c_{\text{perus}} + \sum_{h=1}^{8760} E_h * c_h,$$

missä E_a on vuoden aikana verkosta syötettävä kokonaisenergia, c_{siirto} on verkkoyhtiön sähköenergiaperusteinen siirtomaksu, c_{vero} on sähkövero, $P_{\text{max,h}}$ on korkein tunnin aikana mitattu keskiteho, c_{Pmax} on verkkoyhtiön huipputehoperusteinen siirtomaksu, c_{perus} on sähköliittymätuotteen vakiohintainen perusmaksu, E_h on tunnin aikana verkosta syötetty energia, c_h on pörssisähköhintaa ja h on vuoden tunnit sisältävä matriisi.

Kun latauskenttään integroidaan energiavarasto, lisätään yhtälöön energiavaraston operatiiviset kustannukset. Latauskentän ja energiavaraston käyttökustannukset siis voidaan laskea yhtälöllä

$$C_{\text{opex,BESS}} = C_{\text{opex,lataus}} + P_{\text{n,BESS}} * c_{\text{opex,kiinteä}} + E_{\text{BESS,purku}} * c_{\text{opex,muuttuva}},$$

missä $P_{n,BESS}$ on energiavaraston tehokapasiteetti ja $E_{BESS,purku}$ on vuoden aikana energiavarastosta purettu sähköenergia. Energiavaraston operatiiviset kustannuskomponentit ovat määritetty luvussa 3.2.1.

Tarkastellaan latauskentän kustannuksia ilman energiavarastoa. Caruna Espoo tarjoaa kaksi vaihtoehtoista tehosiirtotuotetta. Lasketaan kustannukset molempien tehosiirtotuotteiden kustannusrakenteilla molemmissa simulaatioissa. Taulukossa on esitetty tehosiirtotuotteiden kustannusrakenteet.

Taulukko 14. Caruna Espoo, verkkopalveluhinnasto. Tehosiirtotuotteet. Käytetään työssä hintoja, jotka sisältävät arvonlisäveron 24 %. Päiväsiirto, talvi: ma–la, klo 7–22 ajalla 1.11.–31.3. (Caruna 2023)

Tehosiirto 1 PJ (0.4 kV)		
	alv 0 %	alv 24 %
Perusmaksu [€/kk]	44	54.56
Tehomaksu [€/kW]	1.29	1.6
Siirto [snt/kWh]	2.09	2.59
Tehosiirto 2 PJ (0.4 kV)		
	alv 0 %	alv 24 %
Perusmaksu [€/kk]	53.8	66.71
Tehomaksu [€/kW]	2.05	2.54
Päiväsiirto, talvi [snt/kWh]	2.27	2.81
Muun ajan siirto [snt/kWh]	0.98	1.22

Kuvasta nähdään, että tehosiirto 2 pj eroaa tehosiirto 1 pj:stä siten, että siinä tehomaksu on korkeampi, mutta energiaperusteinen siirtohintaa on jaoteltu siten, että se on talvipäivisin hieman korkeampi, mutta muina aikoina halvempi kuin toisessa kustannusrakenteessa. Simulaatioissa sama kulutus toistuu vuodenajasta riippumatta, joten voidaan päätellä tehosiirto 2 pj -tuotteen alentavan energiaperusteisen kustannuskomponentin summaa, mutta nostavan tehomaksua. Taulukossa 15 on esitetty vuosittaiset kustannukset ilman energiavarastoa.

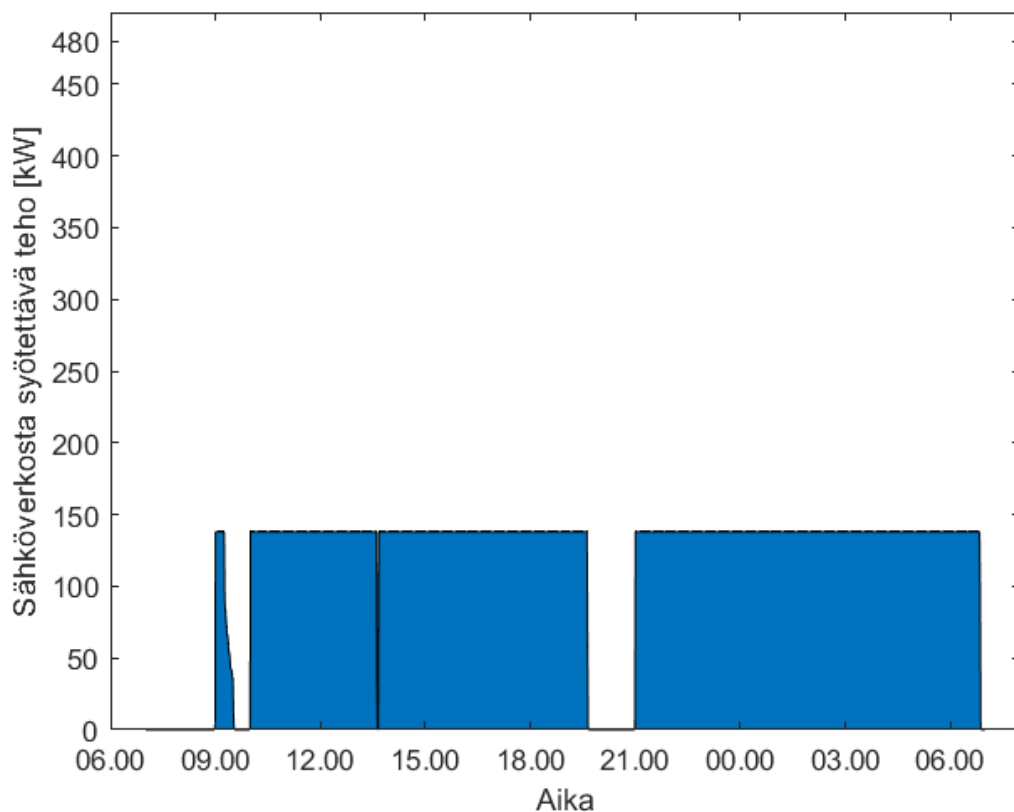
Taulukko 15. Latauskentän kustannukset vuodessa ilman energiavaraa. Alimmassa sarakkeessa on verkkoyhtiökustannuksiin lisätty keskiarvo tarkasteltavien vuosien (2020 - 2023) energiahinnoista. (Caruna 2023) (Nord Pool 2024)

	1 PJ, simulaatio 1	1 PJ, simulaatio 2	2 PJ, simulaatio 1	2 PJ, simulaatio 2
Mitattu huipputeho [kW]	480	251	480	251
Energia [MWh]	591	590	591	590
Siirtomaksu [k€]	15.3	15.3	10.0	9.6
Sähkövero [k€]	16.5	16.5	16.5	16.5
Energia 2020 [k€]	18.3	16.8	18.3	16.8
Energia 2021 [k€]	41.6	38.7	41.6	38.7
Energia 2022 [k€]	94.6	84.4	94.6	84.4
Energia 2023 [k€]	33.0	31.0	33.0	31.0
Tehomaksu [k€]	9.2	4.8	14.6	7.6
Perusmaksu [k€]	0.65	0.65	0.80	0.80
Yhteensä (verkkoyhtiö) [k€]	41.7	37.2	42.0	34.5
Yhteensä [k€]	88.5	79.9	88.8	77.2

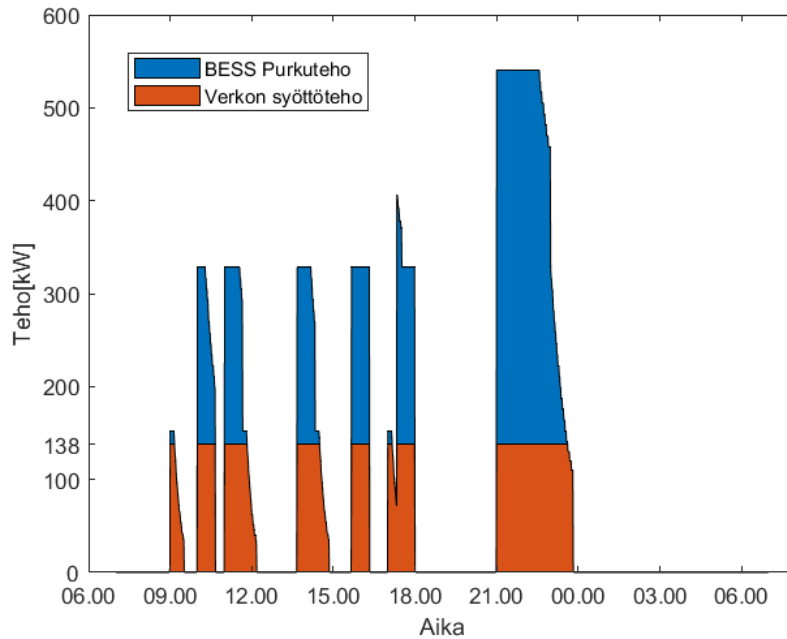
Alimmassa sarakkeessa on verkkoyhtiön kustannuksiin lisätty keskiarvo neljän tarkasteltavan vuoden energiahinnoista. Alimmat kustannukset verkkoyhtiölle saavutetaan tehosiirtotuotteella 2 PJ simulaatiossa 2. Tämä on myös kokonaiskustannuksiltaan paras yhdistelmä. Väriformaatti tukee oleellisten parametrien vertailua taulukossa. Vihreämpi väri merkitsee kustannuksiltaan edullisempaa arvoa. Taulukosta nähdään, että käytettäessä tehosiirto 2 PJ -verkkotuotetta ovat siirtomaksut huomattavasti alhaisemmat. Energiahinnat ja sähkövero pysyvät vakioina riippumatta käytettävästä siirtotuotteesta, sillä kulutusprofiili on simulaatiokohtaisesti sama. Simulaatiossa 2, eli yölataustehon ollessa rajoitettu, saavutetaan huomattavasti alhaisemmat kokonaiskustannukset latausjärjestelmälle kuin simulaatiossa 1. Ero johtuu matalammasta huipputehosta, sekä latausenergian jakautumisesta yön halvemmille pörssihintatunneille. Taulukko havainnollistaa myös

sähköenergian hinnan merkitystä. Vuonna 2022 pörssihintojen ollessa poikkeuksellisen korkeat, havaitaan myös suurin ero kustannuksissa simulaatioiden välillä. Taulukon 15 mukaiset kokonaiskustannukset toimivat vertailun pohjana energiavaraston kannattavuustarkastelulle.

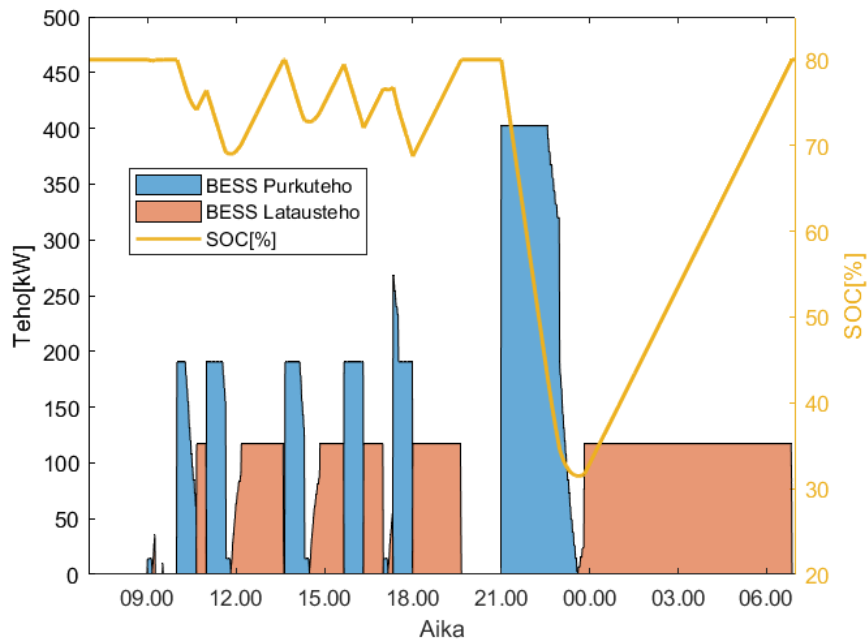
Tarkastellaan kustannuksia, kun operoidaan lataus kentän yhteydessä energiavarastoa kuvan 20 mukaisella periaatteella. Tarkastellaan aluksi energiavaraston vaikutusta sähköverkosta syötettävään sähköön. Käytetään esimerkkinä 200 A (138 kW) sähköliittymämitoitusta. Kuvasarjoissa 21 ja 22 on esitetty sähköverkon ja energiavaraston tehokäyrät yhden vuorokauden aikajanaalla arkipäivänä. Kuvasarja 21 käsittelee simulaatiota 1 ja kuvasarja 22 simulaatiota 2.



Kuva 21a. Sähköverkon syöttöteho simulaatiossa 1 yksittäisen arkipäivän aikana. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Sähköverkosta syötetty energia vuorokaudessa on 2737 kWh. Sähköliittymän maksimiteho on 138 kW.

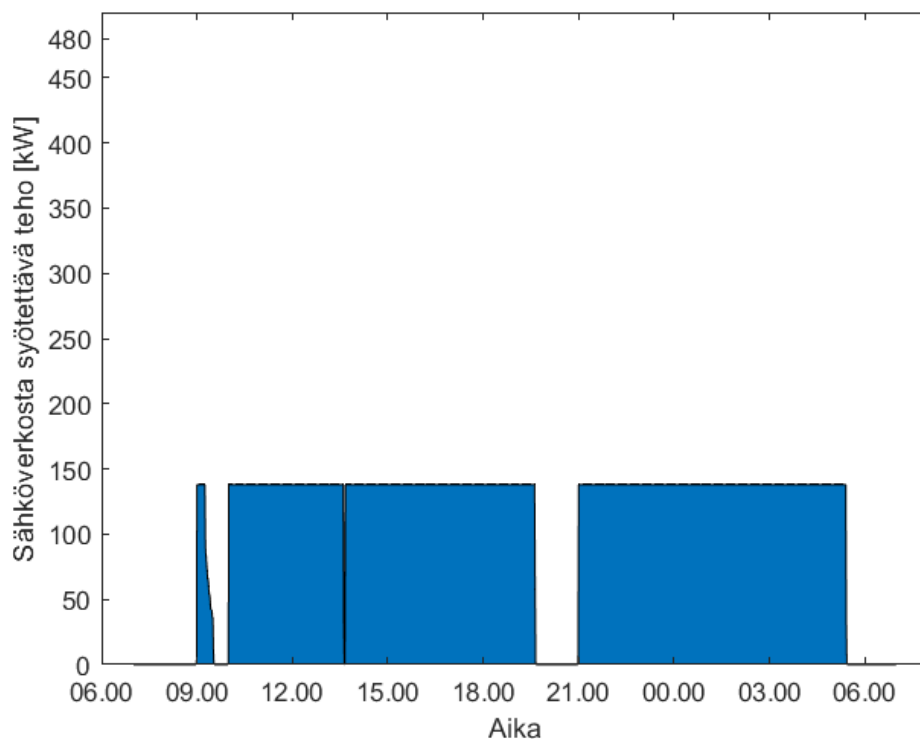


Kuva 21b. Latausjärjestelmän syöttötehon jakautuminen energiavaraston ja verkon välillä simulaatiossa 1. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Sähköliittymän maksimiteho on 138 kW.

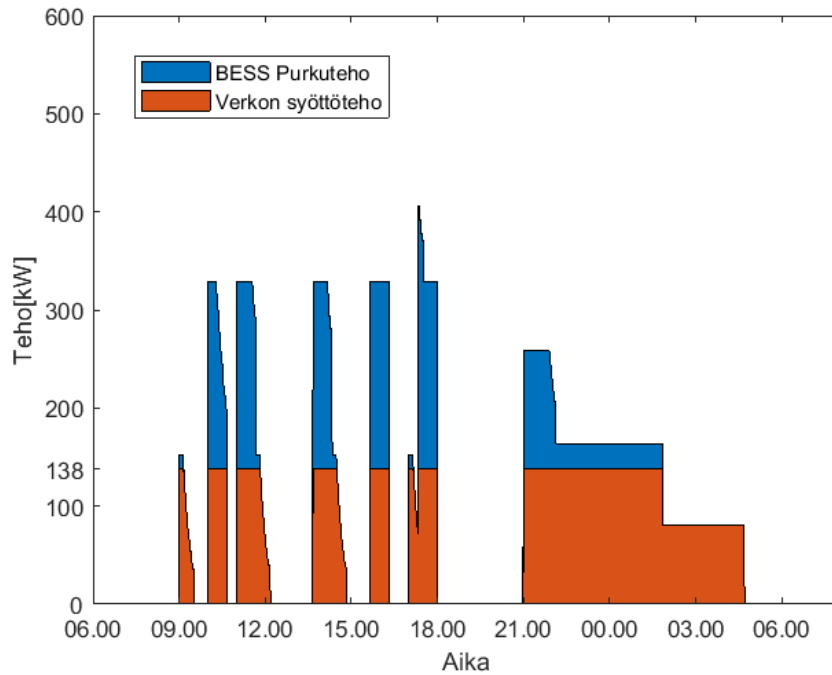


Kuva 21c. Energiavaraston operointi simulaatiossa 1. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Energiavaraston maksimipurkuteho on 410 kW. Energiavarastoa puretaan, sekä ladataan vuorokauden aikana 1450 kWh verran, joka vastaa 0.85 täyttä sykliä.

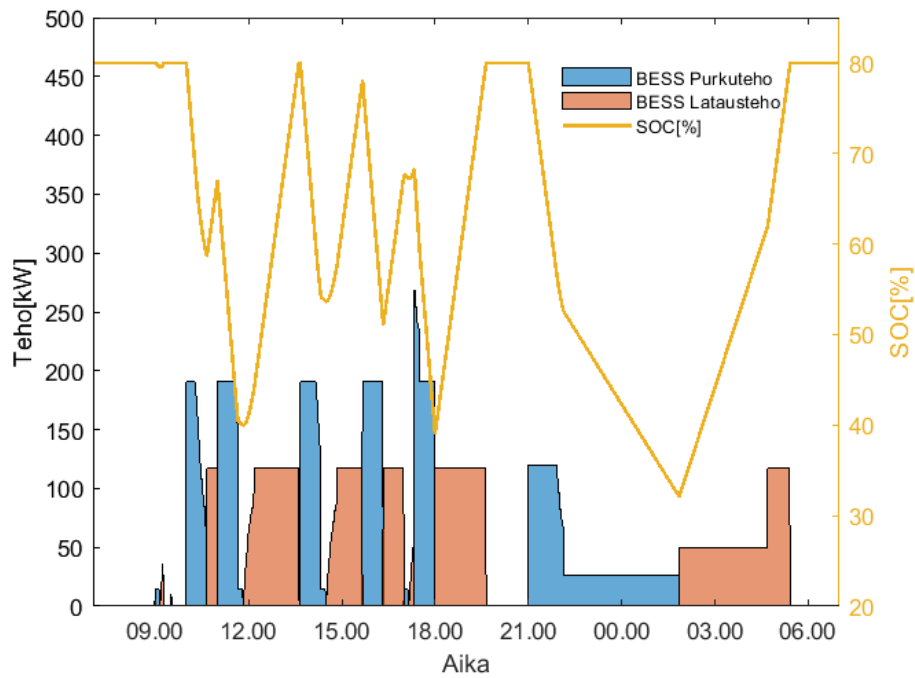
Kuvasta 21a voidaan tulkita, että sähköliittymä on suurimman osan vuorokaudesta kuormitettu täydellä teholla. Kuvassa 21b on esitetty latausjärjestelmän kulutusprofiilin syöttötehon jakautuminen sähköliittymän ja energiavaraston välillä. Sinisellä on merkitty energiavarastosta syötettävä osuus latausjärjestelmän tehotarpeesta. Kuvassa 21c on esitetty energiavaraston lataus-, ja purkutehot, sekä varaustaso arkivuorokauden aikana sen toimiessa kuvan 20 operointikaavion mukaisesti. Energiavaraston lataaminen ja purkaminen aiheuttaa kasvun sähköliittymän syöttämälle kokonaisenergialle. Latausjärjestelmän energiatarve on luvussa 4.2 esitetyn mukaisesti simulaatiossa 1 2264 kWh arkivuorokaudessa (klo 7.00 -7.00). Edellä kuvissa esitetyssä tilanteessa sähköliittymän syöttämä energia vuorokaudessa on 2737 kWh. Sähkönkulutus siis lisääntyy arkivuorokaudessa yhden prosentin tarkkuudella 21 %, kun ladataan ja puretaan energiavarastoa kuvan 21c mukaisesti. Sähkönkulutuksen kasvun aiheuttaa energiavaraston hyötysuhde. Tarkastellaan seuraavaksi vastaavia kuvaajia simulaatiossa 2.



Kuva 22a. Sähköverkon syöttöteho simulaatiossa 2 yksittäisen arkipäivän aikana. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Sähköverkosta syötetty energia vuorokaudessa on 2538 kWh. Sähköliittymän maksimiteho on 138 kW.



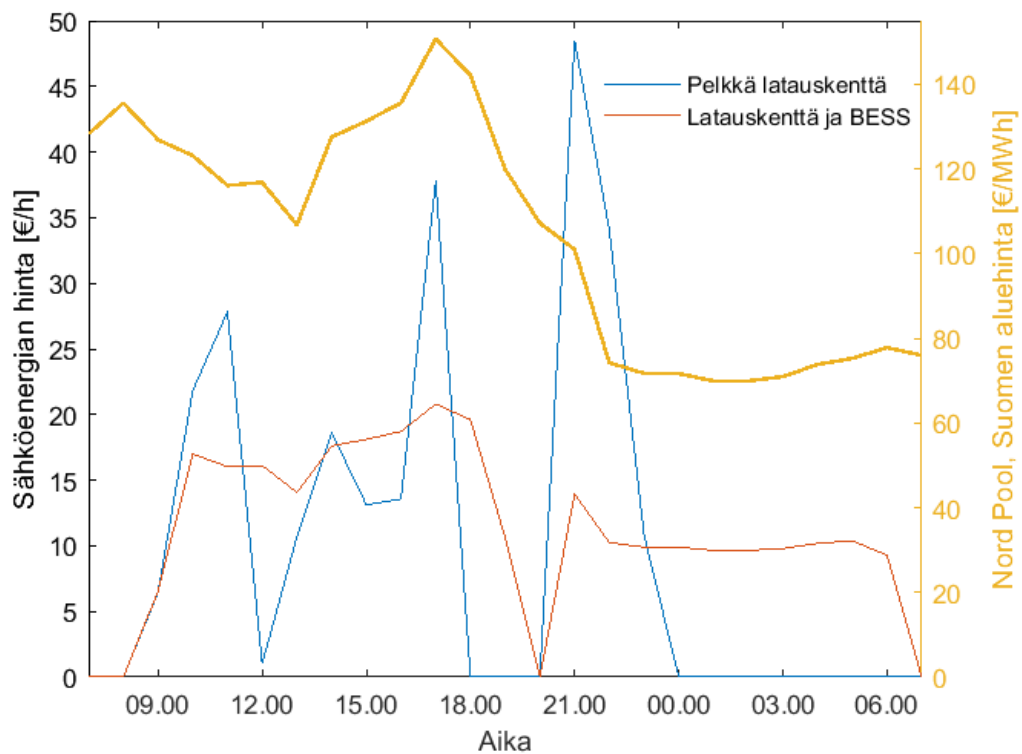
Kuva 22b. Latausjärjestelmän syöttötehon jakautuminen energiavaraston ja verkon välillä simulaatiossa 2. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Sähköliittymän maksimiteho on 138 kW.



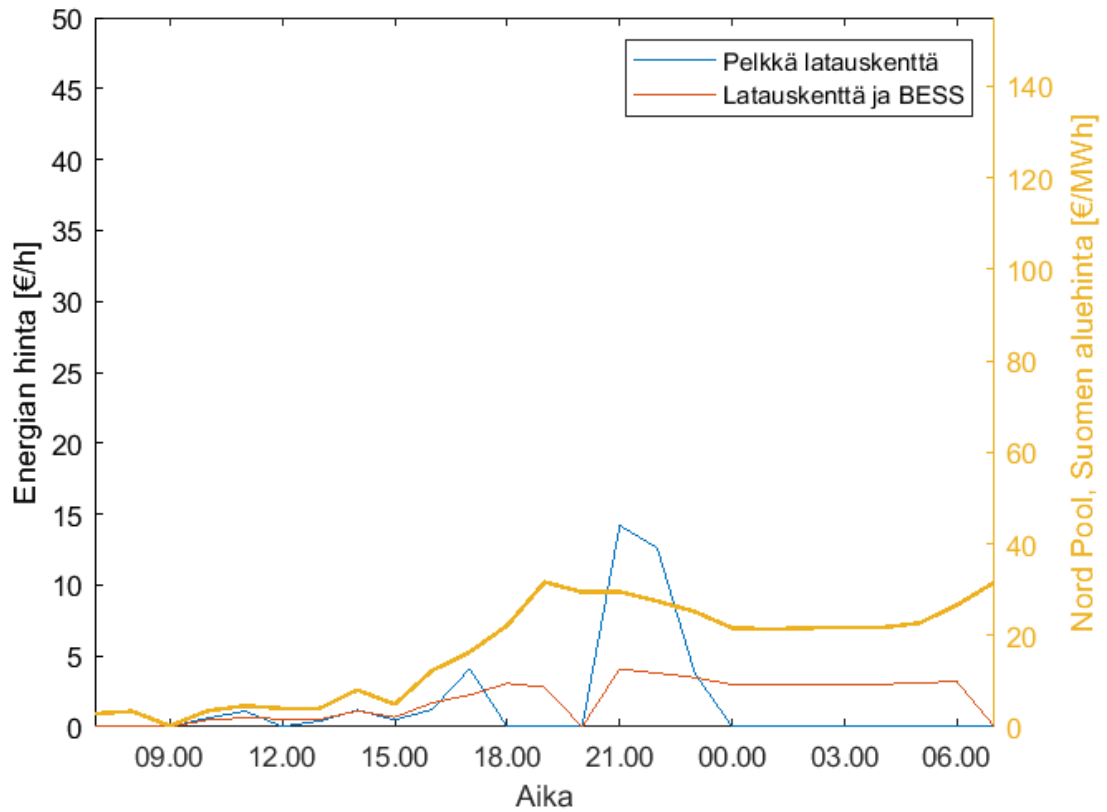
Kuva 22c. Energiavaraston operointi simulaatiossa 2. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Energiavaraston maksimipurkuteho on 268 kW. Energiavarastoa puretaan, sekä ladataan vuorokauden aikana 845 kWh verran, joka vastaa 1.8 täyttä sykliä.

Simulaatiossa 2 on verkon tehokäyrä vastaava kuin simulaatio 1:ssä, mutta energiavarasto saavuttaa 80% varaustason nopeammin johtuen sen pienemmästä energiakapasiteetista ja purkutehosta. Tämän vuoksi sähköverkon energiankulutus on pienempi verrattuna simulaatioon 1. Simulaatiossa 2 sähköliittymän vuorokaudessa syöttämä energiamäärä on 2538 kWh. Tässä tapauksessa sähkönkulutus on lisääntynyt 12 % verrattuna latauskenttään ilman energiavarastoa. Energiavaraston käyttöaste sykleissä mitattuna on siis huomattavasti suurempi verrattuna simulaatioon 1. Liitteessä 2 on esitetty kuvasarjoja 21 ja 22 vastaavat kuvaajat kaikille liittymäko'ille. Liitteen 2 kuvia vertailemalla havaitaan hyvin simulaatioiden välinen ero.

Tarkastellaan seuraavaksi, kuinka sähköenergian hinta työssä muodostuu ja kuinka edellä läpi käytyt energiavaraston aiheuttamat ilmiöt vaikuttavat siihen. Kuvasarjassa 23 on esitetty esimerkkivuorokausien osalta kustannusten muodostuminen kesältä ja talvelta molemmissa simulaatioissa.

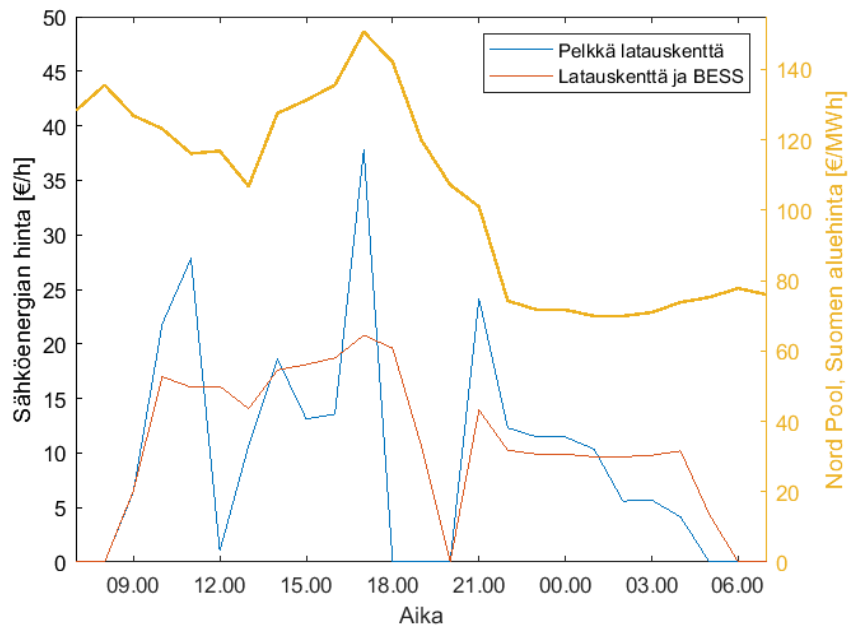


Kuva 23a. Sähköenergian hinta talvipäivänä simulaatiossa 1. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Kuvasarjassa 21 käytetään vuoden 2023 Suomen aluehintoja. Vuorokauden kustannus yhteensä ilman energiavarastoa on 244 € ja energiavaraston kanssa 278 €.

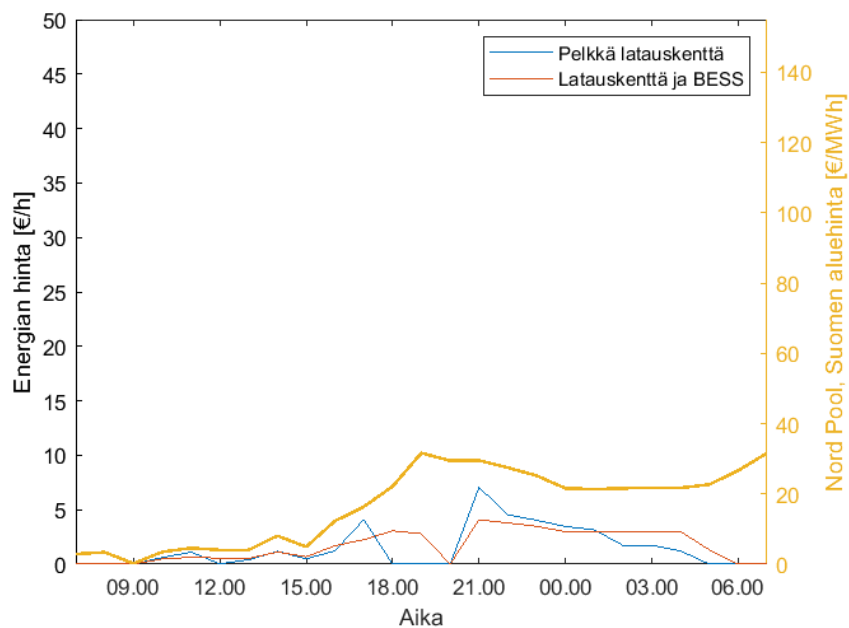


Kuva 23b. Sähköenergian hinta kesäpäivänä simulaatiossa 1. Esimerkki päivämääriltä 23-24.7.2025. Vuorokauden kustannus yhteensä ilman energiavarastoa on 40 € ja energiavaraston kanssa 46 €.

Esimerkkikuvaajat havainnollistavat sähköenergian kustannusten muodostumista työssä. Energiavaraston yhteydessä latauskentän kustannukset jakautuvat vuorokauden aikana tasaisemmin. Kesäpäivänä on esimerkissä huomattavasti talvipäivää edullisemmat pörssi hinnat, mikä on tavallinen ilmiö Nord Pool -pörssisähkömarkkinoilla. Latauskenttä ilman energiavarastoa on enemmän altis pörssisähkön hintapiikeille molempiin suuntiin. Vuorokauden keskimääräinen kustannus sähkönkulutuksen suhteen on simulaatiossa 1 talvipäivänä ilman energiavarastoa 108 €/MWh ja energiavaraston kanssa 102 €/MWh. Vastaavat luvut kesäpäivänä ovat 17 €/MWh ja 18 €/MWh. Talvipäivänä kustannus sähkönkulutuksen suhteen on energiavaraston kanssa matalampi, joka viittaa siihen, että kulutuspiikit ilman energiavarastoa ajoittuvat kalliille tunneille. Kesäpäivänä tilanne on päinvastainen. Tarkastellaan seuraavaksi samaa tilannetta simulaatiossa 2.



Kuva 23c. Sähköenergian hinta talvipäivänä simulaatiossa 2. Esimerkki päivämääriltä 6-7.1.2025. Vuorokauden kustannus yhteensä ilman energiavarastoa on 236 € ja energiavaraston kanssa 263 €.



Kuva 23d. Sähköenergian hinta kesäpäivänä simulaatiossa 2. Esimerkki päivämääriltä 23-24.7.2025. Vuorokauden kustannus yhteensä ilman energiavarastoa on 36 € ja energiavaraston kanssa 41 €.

Simulaatiossa 2 vastaavilla esimerkkivuorokausilla muodostuneet kustannukset ovat alemmat kuin simulaatiossa 1, kuten myös taulukon 15 mukaisesti vuosittaiset energiakustannukset. Vuorokauden keskimääräinen kustannus sähkönkulutuksen suhteen on simulaatiossa 2 talvipäivänä ilman energiavarastoa 104 €/MWh ja energiavaraston kanssa myös 104 €/MWh. Kesäpäivänä luvut ovat 16 €/MWh ja 16 €/MWh. Simulaatiossa 2 siis kustannukset sähkönkulutuksen suhteen ovat yhden €/MWh tarkkuudella yhtä suuret energiavaraston kanssa ja ilman. Yölataustehon rajoittaminen tasaa kulutuspiikkejä myös ilman energiavarastoja, joten erot supistuvat. Molemmissa tapauksissa korkeampi kustannus energiavaraston kanssa johtuu korkeammasta sähkönkulutuksesta.

Tarkastellaan seuraavaksi latauskentän käyttötilastoja eri konfiguraatioilla. Taulukkosarjassa 16 on esitetty vuosittaiset käyttötilastot eri sähköliittymän tilanteessa simulaatioissa 1 ja 2.

Taulukko 16a. Sähköverkon ja energiavaraston vuosittaiset käyttötilastot simulaatiossa 1. Liittymäkoko 750 A merkitsee liittymää ilman energiavarastoa.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	400 A	500 A	600 A	750 A
BESS P [kW]	470	440	410	370	310	240	160	80	-
BESS E [kWh]	8550	3360	1710	1510	1240	940	610	280	-
Sähkönkulutus [MWh]	747	732	714	693	666	637	616	602	591
Sähkönkulutuksen kasvu [MWh]	26%	24%	21%	17%	13%	8%	4%	2%	0%
Purettu energia BESS [MWh]	490	437	378	315	232	142	77	35	-
Ladattu energia BESS [MWh]	572	513	445	370	273	167	91	41	-
Energia suoraan verkosta [MWh]	175	219	269	323	393	470	525	561	-
Käyttöaste BESS [%]	70%	63%	54%	45%	34%	20%	11%	5%	0%
Mitattu teho [kW]	86	110	138	172	220	276	345	414	480

Sähkönkulutuksen kasvu -rivillä on ilmaistu energiavaraston operoinnin vaikutus vuoden sähkönkulutukseen verrattuna pelkän latauskentän sähkönkulutukseen ilman energiavarastoa. Käyttöaste kertoo, kuinka suuri osa latauskentän energiatarpeesta syötetään

energiavarastosta. Käyttöasteen kasvaessa kasvaa myös sähkönkulutus. Energia suoraan verkosta ilmaisee sähköliittymästä suoraan latauskenttään syötetyn sähköenergian määrän. Energiamäärät ovat ilmoitettu pyöristettynä 1 MWh:n tarkkuudella.

Taulukko 16b. Sähköverkon ja energiavaraston vuosittaiset käyttötilastot simulaatiossa 2. Liittymäkoko 750 A merkitsee liittymää ilman energiavarastoa.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	750 A
BESS P [kW]	470	440	410	370	310	-
BESS E [kWh]	6470	1070	470	250	150	-
Sähkönkulutus [MWh]	707	687	661	638	616	590
Sähkönkulutuksen kasvu[MWh]	20%	16%	12%	8%	4%	0%
Purettu energia BESS[MWh]	365	298	221	146	82	-
Ladattu energia BESS[MWh]	428	350	259	173	96	-
Energia suoraan verkosta [MWh]	279	337	402	465	520	-
Käyttöaste BESS [%]	53%	43%	32%	21%	12%	0%
Mitattu teho [kW]	86	110	138	172	220	251

Vertaamalla simulaatioiden välisiä tuloksia havaitaan, että yölataustehoa rajoittamalla (simulaatio 2) liittymäkohtaiset käyttöasteet ja näin ollen myös sähkönkulutuslukemat ovat pienempiä. Merkittävin eroavaisuus simulaatioiden välillä on siis suurempi energiakulutus ja energiavaraston mitoitus simulaatiossa 1, mikä puoltaa yölataustehon rajoittamista, mutta toisaalta simulaatiossa 1 huipputehoa pystytään rajoittamaan enemmän. Tutkitaan havaintojen taloudellista vaikutusta. Taulukkosarjoissa 17 on esitetty kaikki työssä huomioidut vuosittaiset kustannukset energiavarastolle integroituna latausjärjestelmään. Taulukkosarjan 17 kustannukset ovat laskettu tehosiirtotuotteella 1 PJ ja taulukkosarjan 18 kustannukset vastaavasti tehosiirtotuotteella 2 PJ.

Taulukko 17a. Kustannukset simulaatiossa 1 tehosiirtotuotteella 1 PJ. Taulukkosarjoissa 17-18 on käytetty energiahintana Nord Pool -sähköpörssin Suomen aluehinnan keskiarvoa vuosilta 2020 -2023.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	400 A	500 A	600 A	750 A
BESS [kW/kWh]	470/ 8550	440/ 3360	410/ 1710	370/ 1510	310/ 1240	240/ 940	160/ 610	80/ 280	-
Siirtomaksu [k€]	19.4	19.0	18.5	17.9	17.2	16.5	15.9	15.6	15.3
Sähkövero [k€]	20.9	20.4	19.9	19.4	18.6	17.8	17.2	16.8	16.5
Nord Pool 20-23 KA [k€]	58.0	55.5	50.6	48.4	47.6	46.6	46.4	46.7	46.9
Tehomaksu [k€]	1.65	2.11	2.65	3.30	4.22	5.30	6.62	7.95	9.22
Perusmaksu [k€]	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Opex, muuttuva [k€]	0.14	0.12	0.11	0.09	0.06	0.04	0.02	0.01	0.00
Opex, kiinteä [k€]	3.48	3.26	3.03	2.74	2.29	1.78	1.18	0.59	0.00
Verkkoyhtiö yhteensä [k€]	42.6	42.2	41.7	41.3	40.7	40.2	40.4	41.0	41.7
Yhteensä [k€]	104.2	101.0	95.5	92.5	90.7	88.7	88.0	88.3	88.5
Vuotuinen säästö [k€]	-15.64	-12.50	-6.94	-3.98	-2.15	-0.12	0.52	0.24	-
Annuiteetti [k€]	185.74	76.32	41.28	36.52	30.01	22.71	14.70	6.68	-

Taulukko 17b. Simulaatio 2. Tehosiirto 1 PJ.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	750 A
BESS [kW/kWh]	470/ 6470	440/ 1070	410/ 470	370/ 250	310/ 150	
Siirtomaksu [k€]	18.3	17.8	17.1	16.5	16.0	15.3
Sähkövero [k€]	19.7	19.2	18.5	17.8	17.2	16.5
Nord Pool 20-23 KA [k€]	55.4	51.0	47.4	46.3	45.2	42.7
Tehomaksu [k€]	1.65	2.11	2.65	3.30	4.22	4.82
Perusmaksu [k€]	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65	0.65
Opex, muuttuva [k€]	0.10	0.08	0.06	0.04	0.02	
Opex, kiinteä [k€]	3.48	3.26	3.03	2.74	2.29	
Verkkoyhtiö yhteensä [k€]	40.4	39.7	38.9	38.3	38.1	37.2
Yhteensä [k€]	99.3	94.1	89.4	87.3	85.6	79.9
Vuotuinen säästö [k€]	-19.39	-14.15	-9.44	-7.40	-5.63	
Annuiteetti [k€]	142	28.23	15.24	10.06	7.12	

Taulukoissa on käytetty väriformaattia, jotta lukijan on helpompi hahmottaa eri konfiguraatioiden aiheuttamat kustannusvaikutukset. Vihreämpi väri merkitsee alhaisempaa kustannusta. Vuotuinen säästö -rivillä on laskettu kokonaiskustannusten erotus viimeisen rivin luvusta, eli pelkän latauskentän kokonaiskustannuksista. Negatiivinen luku merkitsee vuosittaisten kustannusten olevan alhaisempia ilman energiavarastoa, eli kustannussäästöjä ei saavuteta kyseisessä tilanteessa. Verkkoyhtiö yhteensä -rivi huomioi siirtomaksun, sähköveron, tehomaksun, sekä perusmaksun.

Tarkastellaan aluksi tuloksia tehosiirto 1 PJ -hinnoittelumallilla. Havaitaan, että energiaperusteisilla kustannuskomponenteilla on merkittävä vaikutus kokonaiskustannuksiin. Tämän vuoksi energiavaraston aiheuttama lisääntynyt sähkönkulutus pienemmillä liittymäkoilla aiheuttaa sen, että tehomaksussa saavutettava säästö ei ole riittävä kompensoimaan lisääntynyttä sähkönkulutusta. Yölataustehoa rajoitettaessa ilmiö korostuu entisestään, kun huipputeho ja täten tehomaksu on myös ilman energiavarastoa matalampi. Simulaatiossa 2 ei saavuteta millään liittymäkonfiguraatiolla kustannussäästöjä. Simulaatiossa 1 saavutetaan kustannussäästöjä 500 A ja 600 A liittymillä. Saavutettavat säästöt ovat kuitenkin marginaalisia, eivätkä yllä lähelle investoinnin

annuiteetteja. Tehdään vastaava tarkastelu tehosiirto 2 PJ -verkkopalvelutuotteella ja esitetään tulokset taulukkosarjassa 18.

Taulukko 18a. Simulaatio 1. Tehosiirto 2 PJ.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	400 A	500 A	600 A	750 A
BESS [kW/kWh]	470/ 8550	440/ 3360	410/ 1710	370/ 1510	310/ 1240	240/ 940	160/ 610	80/ 280	-
Siirtomaksu [k€]	11.7	12.0	11.3	11.0	10.7	10.3	10.1	10.0	10.0
Sähkövero [k€]	20.9	20.4	19.9	19.4	18.6	17.8	17.2	16.8	16.5
Nord Pool 20-23 KA [k€]	58.0	55.5	50.6	48.4	47.6	46.6	46.4	46.7	46.9
Tehomaksu [k€]	2.62	3.35	4.21	5.24	6.71	8.41	10.5	12.6	14.6
Perusmaksu [k€]	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Opex, muuttuva [k€]	0.14	0.12	0.11	0.09	0.06	0.04	0.02	0.01	0.00
Opex, kiinteä [k€]	3.48	3.26	3.03	2.74	2.29	1.78	1.18	0.59	0.00
Verkkoyhtiö yhteensä [k€]	36.0	36.6	36.2	36.4	36.8	37.3	38.6	40.3	42.0
Yhteensä [k€]	97.6	95.5	90.0	87.7	86.7	85.7	86.2	87.6	88.8
Vuotuinen säästö [k€]	-8.81	-6.67	-1.16	1.14	2.09	3.11	2.62	1.25	
Annuiteetti [k€]	186	76.32	41.28	36.52	30.01	22.71	14.70	6.68	

Taulukko 18b. Simulaatio 2. Tehosiirto 2 PJ.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	750 A
BESS [kW/kWh]	470/ 6470	440/ 1070	410/ 470	370/ 250	310/ 150	-
Siirtomaksu [k€]	18.31	17.78	17.14	16.51	15.97	15.28
Sähkövero [k€]	19.75	19.18	18.48	17.81	17.23	16.48
Nord Pool 20-23 KA [k€]	55.39	51.02	47.36	46.28	45.18	42.72
Tehomaksu [k€]	2.62	3.35	4.21	5.24	6.71	7.64
Perusmaksu [k€]	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80	0.80
Opex, muuttuva [k€]	0.10	0.08	0.06	0.04	0.02	
Opex, kiinteä [k€]	3.48	3.26	3.03	2.74	2.29	
Verkkoyhtiö yhteensä [k€]	34.37	34.50	34.14	34.19	34.79	34.52
Yhteensä [k€]	93.34	88.86	84.59	83.25	82.28	77.24
Vuotuinen säästö [k€]	-16.10	-11.62	-7.36	-6.01	-5.04	
Annuiteetti [k€]	142	28.23	15.24	10.06	7.12	

Tarkastellaan tuloksia tehosiirtotuotteella 2 PJ. Simulaatiossa 2 ei saavuteta tässäkään tapauksessa kustannussäästöjä. 200 A ja 250 A liittymäkonfiguraatioissa verkkoyhtiön kustannuksissa saavutetaan pieni säästö, mutta kokonaiskustannuksiltaan latauskenttä ilman energiavarastoa on silti edullisin. Sen sijaan simulaatiossa 1 saavutetaan säästöjä kokonaiskustannuksissa kaikilla suuremmilla liittymillä kuin 200 A. Verkkoyhtiön kustannukset ovat tässä tapauksessa alhaisimmat 125 A liittymäkoolla, eli pienimmällä sähköliittymällä, mutta suuren sähkönkulutuksen vuoksi korkeat energiahinnat aiheuttavat kokonaiskustannuksiksi suurimman lukeman. Alhaisimmat kokonaiskustannukset ovat 400 A liittymäkonfiguraatiolla. Saavutettavat kustannussäästöt ovat tässäkin tapauksessa kaukana energiavaraston investoinnin annuiteeteista.

Vertailemalla tuloksia simulaatioiden ja tehosiirtotuotteiden välillä, voidaan todeta tehosiirtotuote 2 PJ:n olevan case studyn latauskentässä parempi vaihtoehto sekä energiavaraston kanssa, että ilman. Tehosiirtotuotteessa 1 PJ on energiaperusteisen siirtomaksun osuus verkkoyhtiön kokonaiskustannuksista keskimäärin 43 %. Vastaava lukema tehosiirtotuotteelle 2 PJ on vain 30 %. Tehosiirtotuotteessa 1 PJ 750 A liittymällä siirtomaksun osuus on 37 % ja tehomaksun osuus 22 %. Tehosiirto 2 PJ -tuotteen vastaavat

osuudet ovat siirtomaksulle 24 % ja tehomaksulle 35 %. Simulaation 1 tapauksessa verrattaessa molempia siirtotuotteita on edullisin konfiguraatio tehosiirtotuote 2 PJ ja 400 A sähköliittymä, johon on integroitu 940 kWh/240 kW energiavarasto. Simulaatiolle 2 vastaavasti edullisin konfiguraatio on 750 A sähköliittymä tehosiirtotuotteella 2 PJ ilman energiavarastoa. Tämä on myös kokonaisedullisin konfiguraatio verrattaessa kaikkia vaihtoehtoja. Yölataustehoa rajoittamalla simulaation 2 mukaisesti ei siis saavuteta kustannussäästöjä energiavarastolla, eikä se ole siten kannattava investointi. Case studyn järjestelmässä kannattaa tämän työn perusteella siis olla investoimatta energiavarastoon, jos huipputehon rajoittaminen on ensisijainen ja ainoa hyödyntämisperiaate sillä. Sen sijaan kannattavin ratkaisu on käyttää verkkopalvelutuotteena Caruna Espoolta tehosiirto 2 PJ -tuotetta ja rajoittaa yölataustehoa simulaation 2 mukaiseen 40 kW/latauspiste.

5.3 Tulosten tarkastelu

Case studyn mukaisen latauskentän yhteyteen ei tämän diplomityön mukaan ole kannattavaa investoida energiavarastoa huipputehorajoitus ensisijaisena hyödyntämisperiaatteena. Syvennyttään tässä luvussa tarkemmin investoinnin kannattavuuteen vaikuttaviin tekijöihin, sekä pohditaan työn tulosten luotettavuutta ja epävarmuutta case yrityksen näkökulmasta ja yleisesti.

Latauskentän päivittäisessä tehoprofiilissa lastauksien aiheuttamat tehopiikit ovat jakautuneet tasaisesti pitkin työvuoroa. Suurin latausteho työvuoron aikana on 366 kW, kun Maxukset ja kaksi Renaultia ovat latauksessa samaan aikaan. Todellisessa tilanteessa jakelukierrokset eivät ole kestoiltaan, eivätkä ajoituksiltaan vakioita. Tehopiikkejä esiintyisi satunnaisemmin. Tämä vaikuttaa tuloksen luotettavuuteen ja saattaisi muuttaa etenkin yölataustehoa rajoitettaessa lopputulosta suotuisemmaksi energiavarastoinvestointia kohtaan, sillä huipputehomaksun perusteeksi riittää kuukaudessa mitattu yksittäinen tunnin keskiteho. Simulaatiossa 2 ei kuitenkaan saavutettu säästöjä millään konfiguraatiolla, joten vaikutus ei todennäköisesti muuttaisi energiavarastoinvestoinnin kannattavuutta annuiteettimenetelmällä mitattuna. Epävarmuustekijänä tehoprofiilissa ovat myös ulkoisten tekijöiden, kuten talviolosuhteiden ja vikatilanteiden aiheuttamat vaikutukset. Niitä ei ole työssä huomioitu. Talviolosuhteet saattaisivat pienentää tehoja, mutta nostaa energiankulutusta, mikä ei edellisessä luvussa tehtyjen havaintojen pohjalta puoltaisi

energiavaraston käyttämistä latauskentän yhteydessä. Sähköverkon vikatilanteita pystyttäisiin paikkaamaan energiavarastolla, jos vikatilanteen tapahtuessa energiavaraston varaustaso olisi riittävä. Huoltovarmuuden parantamisen taloudellisen vaikutuksen tarkastelu jätetään tämän diplomityön ulkopuolelle. Se vaatisi vikatilastojen perusteella vikatilanteiden simuloimista, mutta kyseinen mahdollisuus puoltaa energiavarastoinvestoinnin kannattavuutta. Latausasemien vikoja pystyttäisiin paikkaamaan asentamalla myös suoraan energiavarastoon yksittäinen/useampia latauspisteitä. Tällöin työvuoron ulkopuolella tai hätätilanteessa myös työvuoron aikana kykenisi energiavarasto korvaamaan viallisen latausaseman ja näin paikkaamaan vikatilanteiden aiheuttamia kassavirtamenetyksiä ja/tai parantamaan jakelupalvelun laatua. Vastaavasti tämä tarkastelu jätetään tämän diplomityön ulkopuolelle.

Vuosittaisen sähkönenergian kulutuksen mallinnuksessa epävarmuustekijöitä ovat edellä mainittujen lisäksi kalenteripyhien aiheuttamat muutokset jakeluaikatauluihin, sekä mahdolliset muutokset jakeluautojen tai -reittien suhteen. Lisäksi todellisessa tilanteessa yksittäisen jakeluauton kulutus on riippuvainen muun muassa jakelukuorman suuruudesta, ulkolämpötilasta, sekä akun lämpötilasta. Kyseisiä lähtötietoja ei ollut työssä saatavilla. Matlabissa luotua laskentamallia voidaan hyödyntää tulevaisuudessa käyttämällä jakeluautojen lataamisen todellista dataa. Arvioidaan sähkönkulutuksen ja tehoprofiilin tarkkuuden olevan kuitenkin riittävän luotettava, jotta case studyn yritys voi hyödyntää tämän työn tuloksia omassa päätöksenteossään.

Energiavarasto on mitoitettu työssä siten, että sen pitoaika on 15 vuotta. Pitoajan lopussa energiavarastoa tulee edelleen simulaation mukaan kyetä operoimaan varaustasoalueella 20 % - 80 %. Energiavaraston arvo nousee, jos sen kapasiteetin heikkeneminen on laskettua pienempää, tai jos sitä pystytään hyödyntämään vielä lasketun pitoajan jälkeen. Pitoajan jälkeen esimerkiksi liittymää suurentamalla voisi pidentää energiavaraston käyttöikä, vaikka sen kapasiteetti olisikin heikentynyt lasketun mukaisesti. Energiavaraston SOH tulee kuitenkin tarkastaa ja arvioida sen perusteella käyttöiän pidentämisen riskit, vaikka se kapasiteetin puolesta olisikin mahdollista. Työssä käytetään sekä latauksen, että purun hyötysuhteena energiavarastolle 85 %. Parempi hyötysuhde sekä alentaa investointikustannusta, että pienentää vuosittaista koko järjestelmän sähkönkulutusta, joten sillä on suuri merkitys energiavaraston kannattavuuteen. Työssä käytetty hyötysuhde perustuu luvun 3 kirjallisuustutkimukseen.

Tuloksia tarkastellessa ja Caruna Espoon tehosiirtotuotteita vertaillen havaittiin, että verkkoyhtiön hinnoittelumallilla on merkittävä vaikutus energiavaraston kannattavuuteen. Energiavarasto lisää latauskentän energiankulutusta, joten hinnoittelumallin ollessa energiapainotteinen, on energiavaraston kannattavuus heikompi. Sähkövero on riippumaton verkkopalvelutuotteesta. Case studyn järjestelmä sijaitsee Caruna Espoon verkkoalueella ja on siten sidonnainen kyseisen verkkoyhtiön verkkopalveluihin, mutta analysoidaan kannattavuuden herkkyyttä tarkastelemalla tuloksia kahden muun verkkoyhtiön hinnoittelumalleilla. Valitaan tarkasteluun Helen Sähköverkko Oy, sekä Järvi-Suomen Energia Oy. Verkkoyhtiöt valittiin, sillä niiden hinnoittelumallien havaittiin olevan suotuisampia case studyn konfiguraatiolle verrattuna Caruna Espoon tehosiirtotuotteisiin. Taulukossa 19 on esitetty Helen Sähköverkko Oy:n pienjännitetelesiirtotuotteen hinnoitteluperusteet ja taulukossa 20 vastaavasti Järvi-Suomen Energia Oy:n tehoerusteinen hinnoittelu.

Taulukko 19. Helen Sähköverkko Oy, pienjännitetelesiirto. Käytetään työssä hintoja, jotka sisältävät arvonlisäveron 24 %. Talvipäivä: ma-pe, klo 7–21 ajalla 1.12.–28.2. (Helen 2021)

	alv 0 %	alv 24 %
Perusmaksu [€/kk]	26.0	32.2
Tehomaksu [€/kW/kk]	4.50	5.58
Talvipäivä [snt/kWh]	1.66	2.06
Muu aika [snt/kWh]	0.88	1.09

Taulukko 20. Järvi-Suomen Energia Oy, tehoperusteinen hinnoittelu. Käytetään työssä hintoja, jotka sisältävät arvonlisäveron 24 %. Talvipäivä: ma-la, klo 7–22 ajalla 1.11.–31.3 (Järvi-Suomen Energia 2023)

	alv 0 %	alv 24 %
Perusmaksu [€/kk]	230	285
Tehomaksu [€/kW/kk]	8.50	10.5
Talvipäivä [snt/kWh]	1.63	2.02
Muu aika [snt/kWh]	1.35	1.67

Molemmilla verkkoyhtiöillä tehomaksut ovat huomattavasti korkeampia verrattuna Caruna Espoon tehosiirtotuotteisiin. Samaan aikaan energiaperusteiset siirtohinnot ovat matalempia. Verrataan tuloksia, kun simulaatiot pysyvät samoina, mutta hinnoitteluperusteet muuttuvat. Taulukossa 21 on esitetty kokonaiskustannukset eri verkkoyhtiöiden hinnoitteluperiaatteilla.

Taulukko 21a. Kustannusvertailu eri verkkoyhtiöiden verkkopalveluhinnastojen mukaisilla hinnoilla simulaatiossa 1. Väriformaatti on rivikohtainen.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	400 A	500 A	600 A	750 A
BESS [kW/kWh]	470/ 8550	440/ 3360	410/ 1710	370/ 1510	310/ 1240	240/ 940	160/ 610	80/ 280	-
Verkko Caruna 1 PJ [k€]	42.6	42.2	41.7	41.3	40.7	40.2	40.4	41.0	41.7
Verkko Caruna 2 PJ [k€]	36.0	36.6	36.2	36.4	36.8	37.3	38.6	40.3	42.0
Verkko Helen [k€]	35.9	37.1	38.2	39.7	41.8	44.4	48.2	52.2	56.2
Verkko Järvi-Suomi [k€]	48.3	50.7	53.3	56.7	61.6	67.3	75.1	83.3	91.1
Yhteensä Caruna 1 PJ [k€]	104	101	95.5	92.5	90.7	88.7	88.0	88.3	88.5
Yhteensä Caruna 2 PJ [k€]	97.6	95.5	90.0	87.7	86.7	85.7	86.2	87.6	88.8
Yhteensä Helen [k€]	97.5	96.0	92.0	90.9	91.7	92.8	95.7	99.5	103
Yhteensä Järvi-Suomi [k€]	110	110	107	108	112	116	123	131	138

Ensimmäiset 4 riviä ilmaisevat verkkoyhtiön kustannukset. Alimmissa 4 rivissä on otettu huomioon myös energiahinnat, joten ne ilmaisevat kokonaiskustannukset. Taulukko 21 havainnollistaa hyvin verkkoyhtiöiden välisiä eroja. Tämän työn simulaatiossa Caruna Espoon hinnoittelu on edullisin. Järvi-Suomen Energian hinnoittelu on selkeästi kallein. Alhaisimmat kustannukset verkkoyhtiöille saavutetaan pienimmillä liittymäko’oilla. Kun otetaan tarkasteluun mukaan energiahinnat, niin alhaisimmat kustannukset saavutetaan suuremmilla liittymäko’oilla. Jos latauskenttä toimitettaisiin Helenin tai Järvi-Suomen Energian verkkoalueille, havaitaan, että kokonaiskustannukset olisivat suuremmat, mutta energiavarastolla saavutettaisiin huomattavasti suurempi hyöty. Latauskenttä ilman energiavarastoa osottautuu molemmissa tapauksissa kokonaiskustannuksiltaan kalleimmaksi konfiguraatioksi.

Taulukko 21b. Kustannusvertailu eri verkkoyhtiöiden verkkopalveluhinnastojen mukaisilla hinnoilla simulaatiossa 2. Väriformaatti on rivikohtainen.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	750 A
BESS [kW/kWh]	470/ 6470	440/ 1070	410/ 470	370/ 250	310/ 150	-
Verkko Caruna 1 PJ [k€]	40.4	39.7	38.9	38.3	38.1	37.2
Verkko Caruna 2 PJ [k€]	34.4	34.5	34.1	34.2	34.8	34.5
Verkko Helen [k€]	34.3	35.4	36.2	37.5	39.9	40.8
Verkko Järvi-Suomi [k€]	46.4	48.6	51.0	54.2	59.4	62.0
Yhteensä Caruna 1 PJ [k€]	99.3	94.1	89.4	87.3	85.6	79.9
Yhteensä Caruna 2 PJ [k€]	93.3	88.9	84.6	83.3	82.3	77.2
Yhteensä Helen [k€]	93.3	89.7	86.7	86.6	87.4	83.6
Yhteensä Järvi-Suomi [k€]	105.4	103.0	101.5	103.3	106.8	104.7

Tulokset simulaatiossa 2 näyttävät hyvin erilaisilta verrattuna taulukon 21a tuloksiin. Havaitaan, että alhaisimmat verkkoyhtiön kustannukset eivät tässä tapauksessa painotu pienimpien liittymäkokojen tilanteisiin. Tämä johtaa siihen, että kokonaiskustannukset ovat

alhaisimmat ilman energiavarastoa kaikissa muissa tilanteissa, paitsi Järvi-Suomen Energian hinnoittelumallilla. Energiavaraston arvo siis alenee, jos tehoa pystytään rajoittamaan muilla keinoilla.

Tarkastellaan seuraavaksi kaikissa tilanteissa investoinnin kannattavuutta annuiteettimenetelmällä. Lasketaan pitoajalla saavutetuille säästöille myös nykyarvo, jotta voidaan tarkemmin arvioida energiavaraston arvoa eri tilanteissa. Nykyarvomenetelmässä diskontataan kassavirrat, eli tässä tapauksessa vuotuiset säästöt investointihetkeen ja lasketaan ne yhteen. Tähän summaan lisätään myös investoinnin jäännösarvo diskontattuna samaan ajanhetkeen. Nykyarvomenetelmän mukaan investointi on kannattava, jos pitoajan kustannussäästöjen nykyarvo on suurempi kuin investointikustannus. Nykyarvo kustannussäästöille saadaan

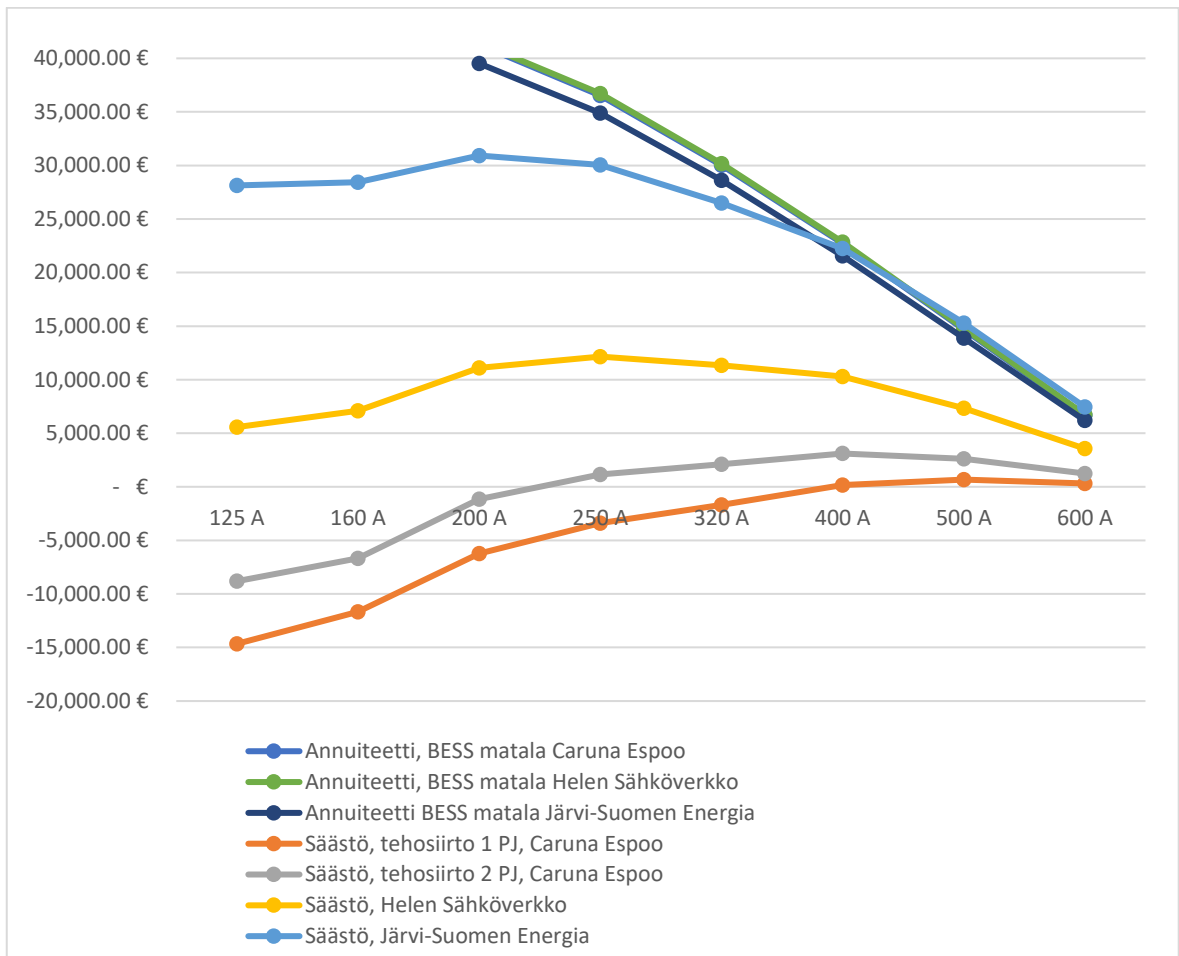
$$NA = \sum_{a=1}^{15} \frac{\text{Säästö}_a}{(1+r)^a} + \frac{JA_{15}}{(1+r)^{15}},$$

missä NA on nykyarvo, a on vuosi, r on laskentakorko ja JA on jäännösarvo. Laskentakorkona käytetään annuiteettimenetelmän tapaan case yrityksen määrittelemää 5 % ja jäännösarvona 10 % energiavaraston investointikustannuksesta. Taulukossa 22 on esitetty annuiteetit, kustannussäästöt, sekä pitoajan kustannussäästöjen nykyarvot. Nykyarvoja tarkastellessa tulee ottaa huomioon, että mikäli investointikustannus ja siten kannattavuuden raja-arvo pienenee, pienenee myös nykyarvo. Tämä johtuu jäännösarvon riippuvuudesta investointikustannuksen suuruuteen.

Taulukko 22. Kannattavuuslaskennan tulokset simulaatiossa 1. Säästö -rivejä tulee verrata vastaavien verkkoyhtiöiden annuiteetti -riveihin kannattavuutta tarkastellessa. Punaisella on merkitty kannattamattomat ja vihreällä kannattavat investoinnit. Nykyarvo kertoo kustannussäästöjen nykyarvon pitoajalta. Positiivinen lukema merkitsee, että säästöjä saavutetaan.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A	400 A	500 A	600 A
BESS [kW/kWh]	470/ 8550	440/ 3360	410/ 1710	370/ 1510	310/ 1240	240/ 940	160/ 610	80/ 280
Annuiteetti BESS matala, Caruna Espoo [k€]	186	76.3	41.3	36.5	30.0	22.7	14.7	6.68
Säästö, Caruna Espoo 1 PJ [k€]	-15.6	-12.5	-6.94	-3.98	-2.15	-0.12	0.52	0.24
Nykyarvo, Caruna Espoo 1 PJ [k€]	-63.0	-88.0	-48.8	-20.7	-5.27	11.7	13.9	6.49
Säästö, Caruna Espoo 2 PJ [k€]	-8.81	-6.67	-1.16	1.14	2.09	3.11	2.62	1.25
Nykyarvo, Caruna Espoo 2 PJ [k€]	7.86	-27.4	11.2	32.6	38.8	45.2	35.6	17.0
Annuiteetti BESS matala, Helen [k€]	186	76.6	41.4	36.7	30.2	22.9	14.8	6.74
Säästö, Helen [k€]	5.56	7.10	11.1	12.2	11.3	10.3	7.35	3.56
Nykyarvo, Helen [k€]	157	116	139	147	135	120	84.7	41.0
Annuiteetti BESS matala, Järvi-Suomi [k€]	184	74.5	39.5	34.9	28.6	21.6	13.9	6.19
Säästö, Järvi-Suomi [k€]	28.2	28.4	30.9	30.0	26.5	22.3	15.3	7.45
Nykyarvo, Järvi-Suomi [k€]	392	337	344	333	292	244	167	81.3

Taulukosta 22 nähdään, että simulaatiossa 1 kaikista tarkasteltavista tapauksista löydettiin kolme kannattavaa investointia, jos energiavaraston investointikustannus on matalan skenaarion mukainen. Kuva 24 tukee taulukon 22 tulkintaa.



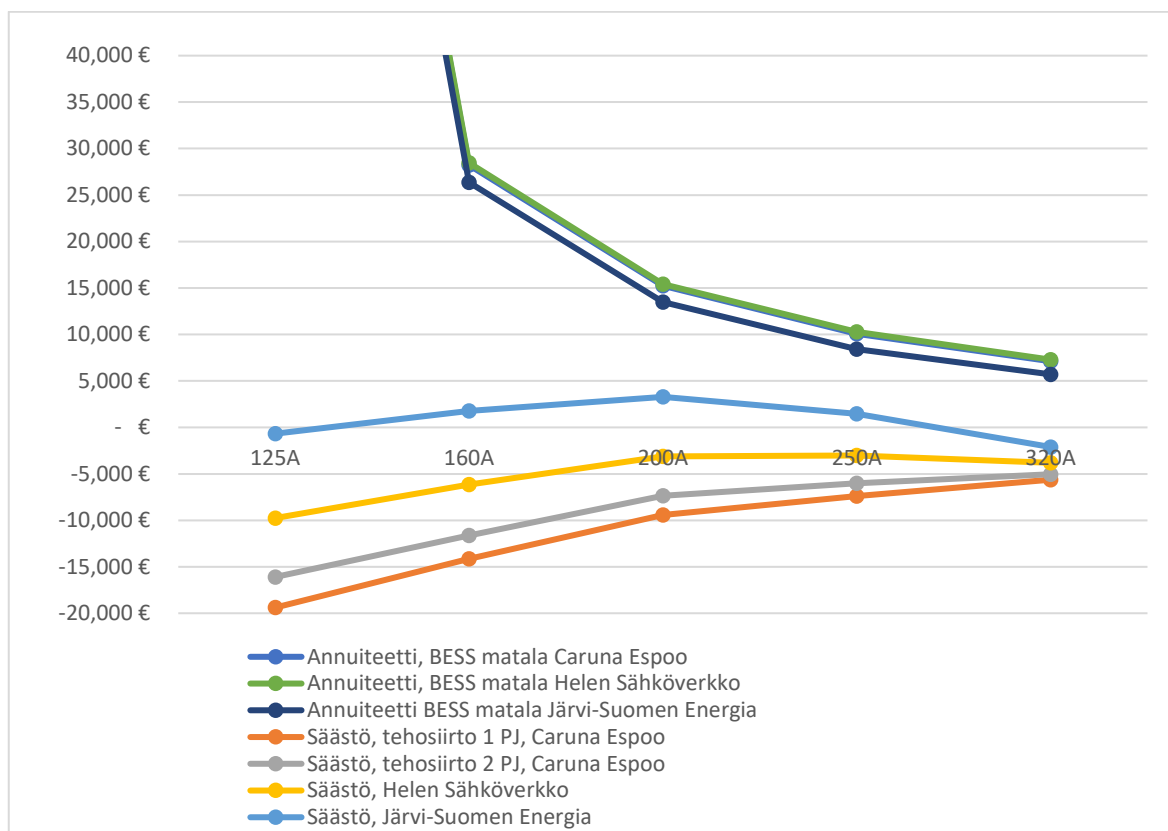
Kuva 24. Vuosittaisten Kustannussäästöjen vertailu verkkopalveluhinnastoittain simulaatiossa 1. Y -akselista on rajattu pois suurimmat arvot, jotta lukijan on helpompi tulkita kuvaajia.

Simulaatiossa 1 löydettiin 3 kannattavaa investointia ottamalla tarkasteluun mukaan Järvi-Suomen Energian verkkopalveluhinnoittelu. Kirjallisuustutkimuksen mukaisen keskimmäisen skenaarion investointikustannuksilla kannattavuus kuitenkin jo menetetään kaikissa kolmessa tapauksessa. Taulukossa 22 nykyarvot toimivat raja-arvoina investointikustannukselle. Nykyarvoa pienemmät investointikustannusten arvot johtavat työn parametreillä kannattavaan investointiin. Tehdään seuraavaksi vastaava tarkastelu simulaatiolle 2. Taulukossa 23 ja kuvassa 25 on esitetty tulokset simulaatiossa 2 eri verkkoyhtiöillä.

Taulukko 23. Kannattavuuslaskennan tulokset simulaatiossa 2.

Liittymäkoko	125 A	160 A	200 A	250 A	320 A
BESS [kW/kWh]	470/ 6470	440/ 1070	410/ 470	370/ 250	310/ 150
Annuiteetti BESS matala, Caruna Espoo [k€]	142	28.2	15.2	10.1	7.12
Säästö, Caruna Espoo 1 PJ [k€]	-19.4	-14.1	-9.44	-7.40	-5.63
Nykyarvo, Caruna Espoo 1 PJ [k€]	-125	-130	-88.3	-70.1	-53.4
Säästö, Caruna Espoo 2 PJ [k€]	-16.1	-11.6	-7.36	-6.01	-5.04
Nykyarvo, Caruna Espoo 2 PJ [k€]	-90.7	-104	-66.7	-55.6	-47.3
Annuiteetti BESS matala, Helen [k€]	142	28.5	15.4	10.3	7.29
Säästö, Helen [k€]	-9.76	-6.17	-3.10	-3.02	-3.82
Nykyarvo, Helen [k€]	-24.9	-47.4	-22.6	-24.6	-34.6
Annuiteetti BESS matala, Järvi-Suomi [k€]	140	26.4	13.5	8.42	5.71
Säästö, Järvi-Suomi [k€]	-0.68	1.76	3.28	1.45	-2.11
Nykyarvo, Järvi-Suomi [k€]	69.4	34.8	43.7	21.9	-16.8

Taulukosta 23 nähdään, että simulaatiossa 2 ei löydetty yhtään kannattavaa investointia matalallakaan skenaariolla. Positiivinen säästö saavutettiin vain Järvi-Suomen Energian hinnoittelumallilla. Kuva 25 tukee taulukon 23 tulkintaa.



Kuva 25. Vuosittaisten kustannussäästöjen vertailu verkkopalveluhinnastoittain simulaatiossa 2. Y -akselista on rajattu pois suurimmat arvot, jotta lukijan on helpompi tulkita kuvaajia.

Simulaatiossa 2 liittymäkohtaiset annuiteetit ovat alhaisempia, kuin simulaatiossa 1 johtuen energiavaraston pienemmästä energiakapasiteetista vastaavan liittymäkoon tapauksessa. Tämä vuoksi kannattavuuden raja-arvo on myös saavutettavissa pienemmillä kustannussäästöillä. Simulaatiossa 2 havaittiin kuitenkin tehomaksun merkityksen pienenevän, koska huipputeho jää tunnin keskiarvolla matalaksi verrattuna simulaatioon 1, jossa huipputeho vastaa latauskentän saatavilla olevaa huipputehoa. Kuva 25 havainnollistaa, että kustannussäästöjä saavutetaan vain Järvi-Suomen Energian hinnoittelumallilla. Myös tässä tapauksessa jäädään kuitenkin selkeästi alle annuiteetin. Suurempi sähkönkulutus energiavaraston kanssa johtaa siihen, että käyttökustannukset kasvavat verrattuna pelkkään latauskenttään. Tämän vuoksi kustannussäästöille muodostuu negatiivisia arvoja.

6 Johtopäätökset

Työn tarkoituksena oli tarkastella energiavaraston hyödyntämismahdollisuutta ja sen kannattavuutta teknistaloudellisesti raskaan liikenteen latausjärjestelmän yhteydessä. Kannattavuustarkastelussa huomioitiin vain huipputehojen leikkaaminen energiavaraston operointiperiaatteena. Energiavarastolle onnistuttiin määrittämään arvo tällä periaatteella kustannussäästöjen muodossa tarkastelemalla sen energia- ja tehoperusteisia käyttökustannuksia. Työn sisältävän case studyn tavoite oli määrittää toimeksiantaneelle yritykselle, eli Enersenselle ja erityisesti heidän asiakkaalleen päätöksentekoa tukeva katsaus energiavaraston vaikutuksiin toteutettavan latausjärjestelmäprojektin yhteydessä. Kannattavuuden määrittelemisen lisäksi pohdittiin siihen vaikuttavia tekijöitä ja näin ollen potentiaalia myös jatkossa toteutettavien hankkeiden suhteen. Työ vastasi tavoitteeseen. Työssä vertailtiin eri verkkoyhtiöiden hinnoittelumalleja ja opittiin niiden eroavaisuuksien merkityksellisyydestä latauskentän, sekä energiavaraston operoinnin kannalta.

Tulokset eivät puoltaneet energiavarastoinvestointia työssä käytetyillä laskentaparametreilla. Tuloksia tarkastellessa on huomioitava, että työssä luotu simulaatiomalli on yksinkertaistettu malli, joka toistuu viikottain samoilla aikatauluilla ja parametreilla. Työssä tehtiin kaksi erillistä simulaatiomallia, joista ensimmäisessä latauskentän teho on täysin reaktiivinen jakeluautojen aikatauluille ja toisessa rajoitettiin yölataustehoa siten, että autot kuitenkin ehtivät ladata yön aikana akustonsa täyteen. Erityinen piirre tämän työn tarkastelussa on latauskentän hyvin ennustettavissa oleva kuorma. Se luo mahdollisuuden tehojen rajoittamiselle myös ilman energiavarastoa, muun muassa suunnittelemalla jakeluautojen reitit optimaalisesti latauksien kannalta ja rajoittamalla lataustehoa yöaikaan siten, että jakeluautojen akustojen varaustasot kuitenkin riittävät päivittäisiin ajosuoritteisiin. Simulaation 2 tulokset havainnollistavat tehonhallinnan taloudellisia vaikutuksia. Jos tehon rajoittaminen ei ole teknisesti mahdollista tai kannattavaa, on energiavarastolla tällöin suurempi taloudellinen potentiaali. Työssä tulokulmana oli ensisijaisesti kuormitusprofiilin määrittelemisen, jonka perusteella mitoitettiin energiavarasto siten, että se kykenee toimittamaan latauskentän tehon jokaisessa

tilanteessa vielä pitoajan lopussakin. Toinen mahdollinen tulokulma olisi mitoittaa aluksi energiavarasto ja tarkastella tämän jälkeen sen kyvykkyyttä rajoittaa huipputehoja. Tässä tulokulmassa investointikustannus lähtötilanteessa olisi tiedossa ja tavoitteena olisi saavuttaa kokonaishyöty, jonka nykyarvo olisi investointikustannusta korkeampi. Sähköliittymä mitoitettaisiin siten, että se kykenee syöttämään koko järjestelmän tehon, jos energiavaraston kapasiteetti ei riitä. Etuna tässä tulokulmassa olisi mahdollisuus investoida edullisempaan energiavarastoon, mutta jokaista tehopiikkiä ei pystyttäisi rajoittamaan, joten sähköliittymään tulisi tehdä suurempi investointi.

Työssä ei otettu huomioon energiavaraston rinnakkaishyödyntämistä huipputehon leikkaamisen lisäksi muihin tarkoituksiin. Tutkimusta ja sen laskentamallia voidaan hyödyntää tulevaisuudessa määrittäessä huipputehon leikkaamiselle taloudellista arvoa erilaisten latauskenttien, tai myös muiden ennustettavissa olevien sähkökuormien yhteyteen asennettavalle energiavarastolle. Jatkotutkimuksena olisi mahdollista tarkastella saman energiavaraston hyödyntämistä useampaan eri tarkoitukseen. Sillä voidaan samaan aikaan esimerkiksi parantaa huoltovarmuutta, varastoida uusiutuvalla energialla tuotettua sähköenergiaa, sekä alentaa energiakustannuksia optimoimalla sähkön markkinahintaa esimerkiksi yölatauksen aikana. Energiavarastolla voidaan myös osallistua kantaverkko Fingridin ylläpitämille taajuusreservimarkkinoille, jos vaatimukset sille täyttyvät energiavarastolla. Käytettäessä energiavarastoa useampaan eri tarkoitukseen on varmistettava, ettei käyttötarkoitusten välillä synny eturistiriitoja. Taajuusreservimarkkinoille varattua kapasiteettia ei esimerkiksi voi käyttää muuhun tarkoitukseen.

Työssä luotua laskentamallia voidaan käyttää uusilla laskentaparametreilla samassa latauskentässä tai sitä voidaan pienillä muutoksilla hyödyntää myös erilaisten latauskenttien yhteydessä. Laskentamallia voitaisiin myös kehittää esimerkiksi siten, että sitä voisi käyttää olemassa olevan lataustehodatan kanssa, tai että sillä voitaisiin tutkia osittaisten huipputehomaksujen leikkaamista pienemmällä investoinnilla.

Lähteet

- Aghabali, I. et al. (2021). 800-V Electric Vehicle Powertrains: Review and Analysis of Benefits, Challenges, and Future Trends. IEEE transactions on transportation electrification. [Online] 7 (3), 927–948.
- Alizadeh M (2017). Multi-Objective Optimisation of Community Battery Energy Storage Capacity Exploitation.
- Bakker S, Leguijt P ja van Lente H (2015). Niche accumulation and standardization – the case of electric vehicle recharging plugs. Journal of Cleaner Production 94: 155-164.
- BNEF (2022). Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh. Artikkel, BloombergNEF. Saatavissa <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>
- Caruna (2020). Liittymismaksuhinnasto Caruna Espoo Oy 1.12.2020.
- Caruna (2023). Verkkopalveluhinnasto Caruna Espoo Oy 1.1.2023.
- Cole, Wesley and Akash Karmakar. 2023. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage: 2023 Update. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A40-85332.
- Energiavirasto (2022 a). Liikenteen infratuki. Saatavissa <https://energiavirasto.fi/liikenteen-infratuki>. Haettu 4.2.2023.
- Energiavirasto (2022 b). Tarjouskilpailuun osallistujan ohje B1: ajoneuvojen suuritehoiset latauspisteet. Liikenteen infratuki.
- EU -asetus 2023/1542 (2023). Euroopan parlamentin ja neuvoston asetus (EU) 2023/1542, annettu 12 päivänä heinäkuuta 2023, akuista ja paristoista ja jätteakuista ja -paristoista, direktiivin 2008/98/EY ja asetuksen (EU) 2019/1020 muuttamisesta sekä direktiivin 2006/66/EY kumoamisesta (ETA:n kannalta merkityksellinen teksti)
- Falkman A (2018). Kuormanhallinnan toteutus sähköautojen älykkäissä latausjärjestelmissä.

Halvorson B. (2023). These Evs have 800V charging: Why it's better with or without Tesla's NACS. Artikkele. Saatavissa https://www.greencarreports.com/news/1140166_these-evs-have-800v-charging-why-its-better-with-or-without-teslas-nacs

Hannan, M. A. et al. (2021) Battery energy-storage system: A review of technologies, optimization objectives, constraints, approaches, and outstanding issues. Journal of energy storage. [Online] 42103023–.

Heikkinen V (2022). Sähköakun kannattavuusarviointi älykkäässä ohjauksessa ja säätömarkkinoilla.

Helen (2021). Helen Sähköverkko Oy. Sähkön verkkopalveluhinnasto 1.1.2021 alkaen.

IEA (2023). Global EV Outlook 2023, IEA, Paris. Saatavissa <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2023>, License: CC BY 4.0

IRENA (2017). Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Jung, C. (2017) Power Up with 800-V Systems: The benefits of upgrading voltage power for battery-electric passenger vehicles. Vol. 5. [Online]. Piscataway: IEEE.

Järvi-Suomen Energia (2023). Järvi-Suomen Energia Oy. Verkkopalveluhinnasto 1.10.2023 alkaen.

Kaukokiito (2023). Ilmastovastuu. Saatavissa <https://www.kaukokiito.fi/fi/tutustu-meihin/vastuullisuus/ilmastovastuu/>

Kuusniemi V (2022). Sähköautojen latauskuormituksen muodostuminen sekä sähköliittymän elinkaarikustannukset kaupallisessa kiinteistössä.

Laki 733/2020 (2020). Laki rakennusten varustamisesta sähköajoneuvojen latauspisteillä ja latauspistevalmiuksilla sekä automaatio- ja ohjausjärjestelmillä 733/2020. Annettu Helsingissä 29.10.2020.

Liikenne- ja viestintäministeriö (2021). Fossiilittoman Liikenteen Tiekartta.

Liikenne- ja viestintäministeriö (2022a). Arvomuistio sähköautojen latausverkoston kansallisesta kehittämisestä.

Liikenne- ja viestintäministeriö (2022b). Taustamuistio: Liikenteen vaihtoehtoisten käyttövoimien jakeluinfrastruktuurin nykytila.

Maxus Suomi (2023). Sähköinen pakettiauto e-Deliver 9. Saatavissa <https://maxus.fi/mallit/e-deliver-9-pakettiauto/>

Minkkinen E (2021). Akkuvaraston hyödyntäminen ja kannattavuus sähkönjakeluverkossa.

Nord Pool (2023). Day-ahead prices. Haettu 23.8.2023. Saatavissa <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>

Orcioni, S. & Conti, M. (2020) EV Smart Charging with Advance Reservation Extension to the OCPP Standard. *Energies* (Basel). [Online] 13 (12), 3263–.

Pesaran, A. A. (2023). Lithium-Ion Battery Technologies for Electric Vehicles: Progress and challenges. Vol. 11. [Online]. United States: IEEE Xplore.

Polat, H. et al. (2023). A Review of DC Fast Chargers with BESS for Electric Vehicles: Topology, Battery, Reliability Oriented Control and Cooling Perspectives. *Batteries* (Basel). [Online] 9 (2), 121–.

Polestar (2023). Polestar 2. Tekniset tiedot. Saatavissa <https://www.polestar.com/fi/polestar-2/specifications/>

Porsche (2023). Porsche Taycan. Tekniset tiedot. Saatavissa <https://porsche.fi/mallisto/taycan/sport-saloon/>

Posti (2023). Lisää sähkökalustoa käyttöön – Postin kotiin kuljetettavat paketit jaetaan sähköautoilla Helsingin lisäksi nyt myös Turussa, Tampereella, Espoossa ja Vantaalla. Artikkel. Saatavissa <https://www.posti.com/media/mediauutiset/2023/lisaa-sahkokalustoa-kayttoon--postin-kotiin-kuljetettavat-paketit-jaetaan-sahkoautoilla-helsingin-lisaksi-nyt-myos-turussa-tampereella-espoossa-ja-vantaalla/>

Rafi, M. A. H. & Bauman, J. (2021). A Comprehensive Review of DC Fast-Charging Stations With Energy Storage: Architectures, wither Converters, and Analysis. *IEEE transactions on transportation electrification*. [Online] 7 (2), 345–368.

Recharge (2023). Recharge numeroina 2022. Haettu 23.8.2023. Saatavissa <https://rechargeinfra.com/fi/>

Renault Trucks (2023). E-TECH-MALLISTO: Renault Trucks E-Tech D Electric. Saatavissa: <https://www.renault-trucks.fi/product/renault-trucks-e-tech-d-electric>

SESKO (2021). Sähköajoneuvojen lataussuositus. 5. painos : 2021-02-17.

SFS (2017a). Pienjännitesähköasennukset. Osa 1-1, Yleisvaatimukset (SFS 6000 osat 1-6) = Low-voltage electrical installations. Part 1-1, General requirements (SFS 6000 parts 1 to 6). 1. painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS ry.

SFS (2017b). Pienjännitesähköasennukset. Osa 1-2, Erikoistilojen ja täydentävät vaatimukset (SFS 6000 osat 7-8) = Low-voltage electrical installations. Part 1-2, Special and supplementary requirements (SFS 6000 parts 7-8). 1. painos. Helsinki: Suomen Standardisoimisliitto SFS ry.

Strindberg, K (2022). Analysis of Battery Integrated Fast Charging Station for Electric Vehicles. Master's Thesis, University of Oslo.

Sähköinen liikenne ry. (2023). Sähköisen liikenteen tilannekatsaus Q4/2022.

Tu H, Feng H, Srdic S ja Lukic S (2019). Extreme Fast Charging of Electric Vehicles: A Technology Overview. IEEE Transactions on Transportation Electrification 5(4): 861-878.

Tutuianu, M. et al. (2015). Development of the World-wide harmonized Light duty Test Cycle (WLTC) and a possible pathway for its introduction in the European legislation. Transportation research. Part D, Transport and environment. [Online] 4061–75.

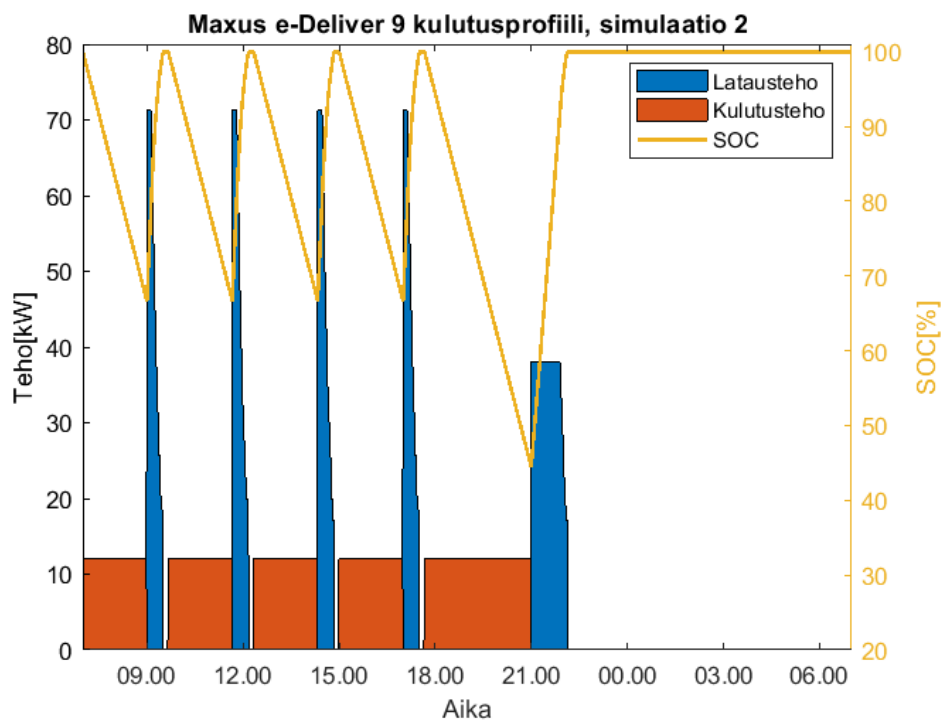
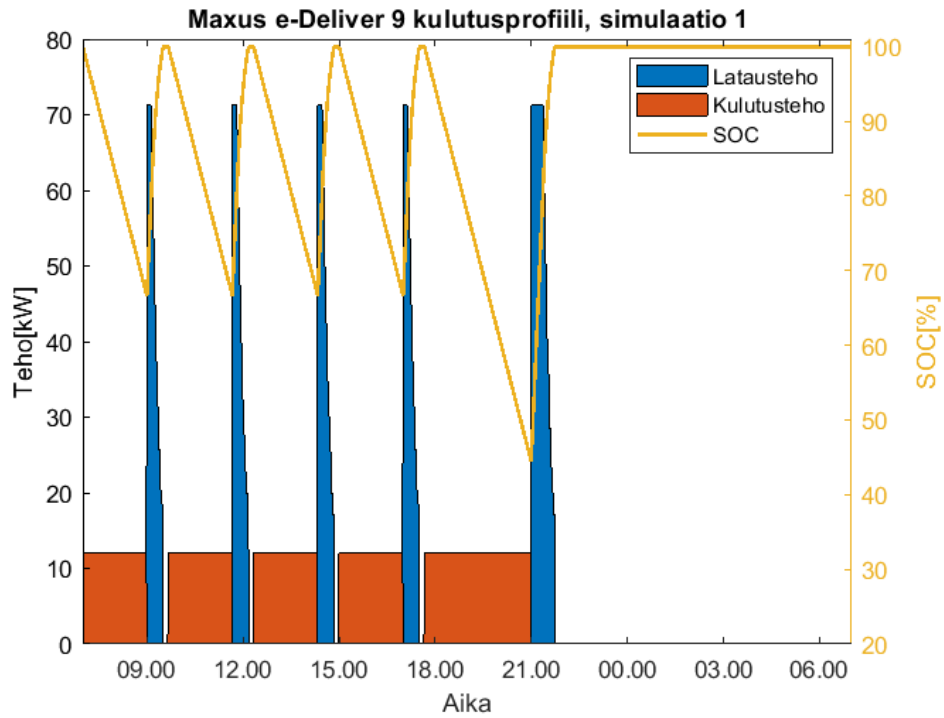
Työ- ja elinkeinoministeriö (2022). Hiilineutraali Suomi 2035 -Kansallinen Ilmasto- Ja Energiastrategia.

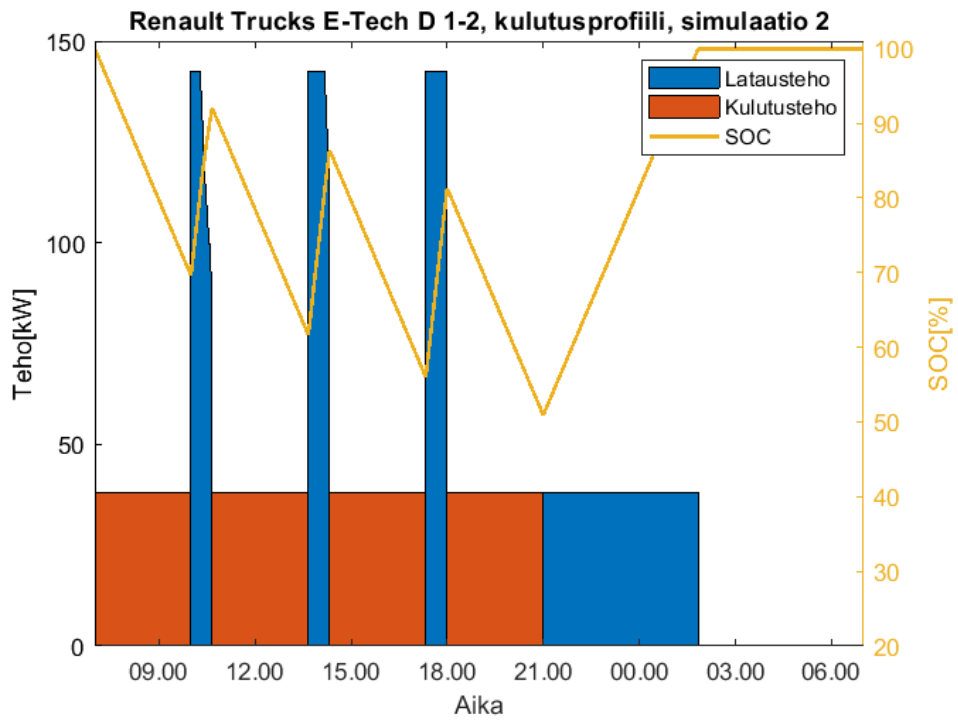
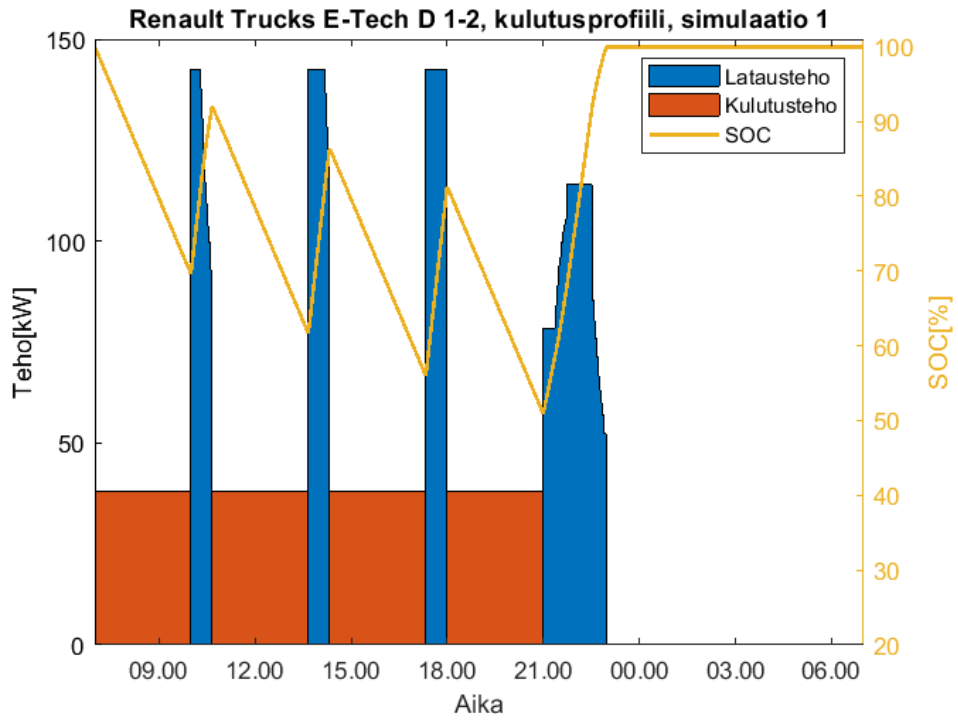
Väylävirasto (2023). Euroopan laajuinen liikenneverkko TEN-T. Saatavissa <https://vayla.fi/vaylista/liikennejarjestelma/tent>. Haettu 5.2.2023

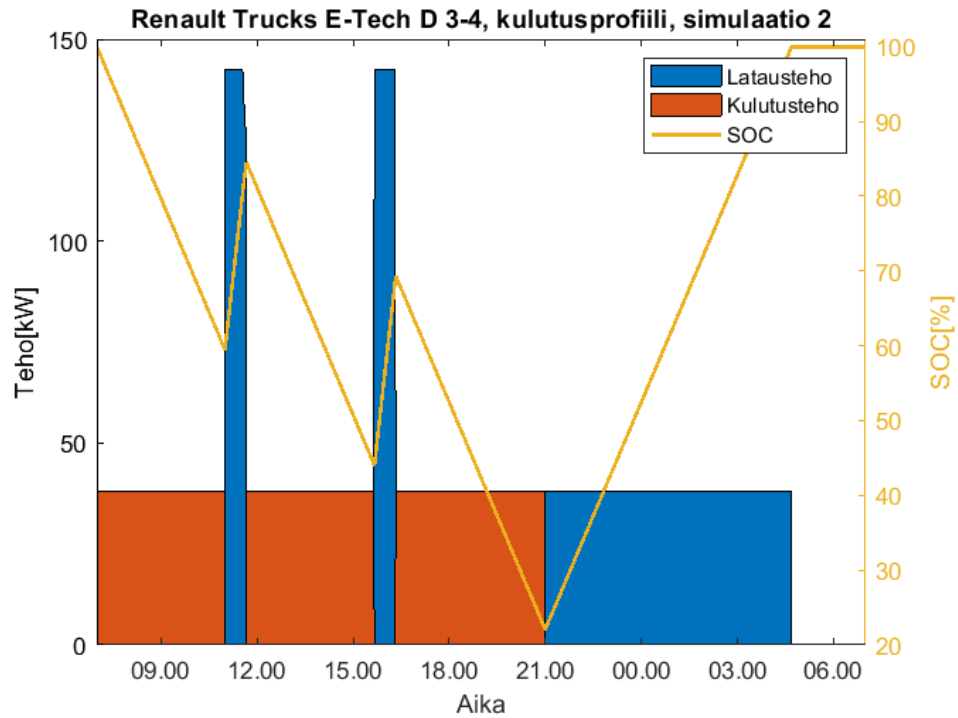
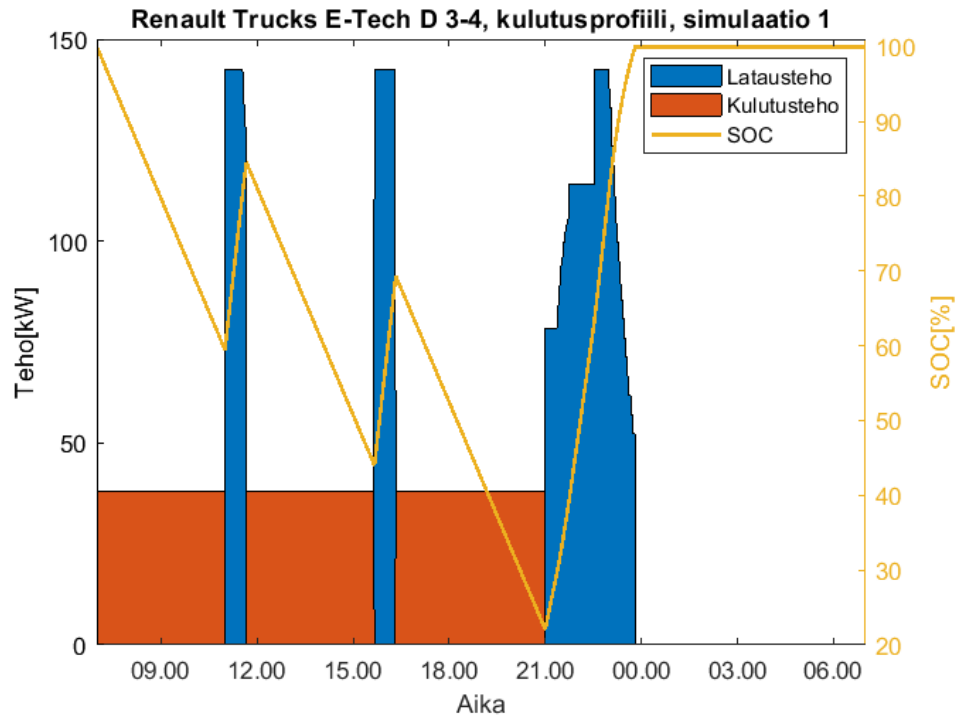
Ympäristöministeriö (2022). Hallitus linjasi kantansa rakennusten energiatehokkuusdirektiivin uudistamiseen. Artikkelit. Saatavissa <https://ym.fi/-/hallitus-linjasi-kantansa-rakennusten-energiatehokkuusdirektiivin-uudistamiseen>. Haettu 5.2.2023

Yu M, Hynan P, von Jouanne A ja Yokochi A. (2019). Current Li-Ion Battery Technologies in Electric Vehicles and Opportunities for Advancements. Julkaistu MDPI, Energies.

Liite 1. Jakeluautojen päivittäiset kulutus – ja latausprofiilit. Esimerkit päivämääriltä 6-7.1.2025.







Liite 2. Simulaatiotulokset kuvaajina. Kuvaajan otsikko kertoo sähköliittymäköön. Esimerkit päivämääriltä 6-7.1.2025.

