

FCG.

Rakennettu  
ympäristö

# Reserviakkujen hyödyntämisselvitys

Sipoon Kunta

**Atte Harrikari**

9.4.2026

P54913

## Yhteenveto

Alla oleva taulukko kokoaa raportin keskeiset käyttökohteet ja ohjausmallit yhteen ja antaa Sipoon kunnalle nopean yleiskuvan siitä, missä akkua on tyypillisesti järkevintä hyödyntää. Tähditys kuvaa kokonaisarviota, jossa on huomioitu tuottopotentiali, toteutettavuus (tekniset ja markkinaehdot), operoinnin vaativuus sekä akuston kulumisen ja riskien hallittavuus. Arviot ovat suuntaa antavia ja tarkentuvat kohde- ja mitoituskohteisesti.

*Taulukko 1. Yhteenveto.*

Kokonaisuus	Käyttökohte / malli	Tähdet	Lyhyt perustelu (raportin näkökulmasta)
Reservimarkkinat	<b>FCR-N</b>	★★★★★	Tyypillisesti luontevin ja helpoin ensimmäinen kiinteistöakulle: matala minimiteho (0,1 MW), sopii akuille teknisesti hyvin ja on nostettu raportissa prioriteetissa korkeimmaksi. Varaustilan hallinta kriittinen.
Reservimarkkinat	<b>FCR-D</b>	★★★★☆	Hyvä tuottopotentiali ja usein pienempi kulumisrasitus kuin FCR-N, mutta minimiteho 1 MW tekee siitä monessa kiinteistössä käytännössä aggregaattorivetoisen. Toteutettavuus paranee selvästi usean kohteen mallissa.
Reservimarkkinat	<b>aFRR</b>	★★★☆☆	Teknisesti akuille sopiva, mutta vaatii luotettavan ohjaus-, mittaus- ja tietoliikenneketjun. Minimiteho 1 MW ja 60 min toimintuskyky korostavat mitoitusta ja operointia; usein aggregaattorin kautta.
Reservimarkkinat	<b>mFRR</b>	★★☆☆☆	Minimitarjouskoko 1 MW ja aktivointiin liittyvät prosessit tekevät siitä tyypillisesti haastavamman yksittäiselle kiinteistöakulle; realistisempi usean kohteen aggregoinnissa.

Reservimarkkinat	<b>FFR</b>	★☆☆☆☆	Erittäin tiukat vaste- ja todentamisvaatimukset sekä 1 MW minimiteho. Raportissa todetaan harvoin ensisijaiseksi kiinteistöakuille, ellei järjestelmää suunnitella alusta asti FFR-kelpuutukseen.
Energiamarkkinat	<b>SPOT (arbitraasi / ajoitus)</b>	★★★★☆	Hyvä täydentävä käyttötapa, mutta harvoin akkuinvestoinnin päätulonlähde. Raportissa suositellaan tyypillisesti mukaan vasta, kun reserviosallistuminen ja varaustilan hallinta ovat kunnossa.
Energiamarkkinat	<b>Intraday</b>	★★★★☆	Mahdollistaa day-ahead-suunnitelman tarkennuksen ja lyhyen aikavälin optimoinnin, mutta vaatii nopeaa operointia ja markkinaosapuolen (tasevastaava/aggregaattori). Usein täydentävä, ei ensisijainen.
Kiinteistön sisäinen hyöty	<b>Kiinteistöarbitraasi (pelkkä)</b>	★★★★☆	Raportin mukaan taloudellinen hyöty on usein rajallinen ja takaisinmaksu pitkä (tyypillisesti 15–30 vuotta) ilman reservimarkkinatuottoja tai muita rinnakkais-hyötyjä.
Kiinteistön sisäinen hyöty	<b>Varavoima (kriittiset kuormat)</b>	★★★★☆	Ei varsinaista tulovirtaa, mutta voi parantaa toimintavarmuutta ja pienentää riskikustannuksia. Edellyttää saareke-/siirtokytkentäratkaisuja ja selkeää varaustilan reserviä, mikä voi pienentää markkinakapasiteettia.
Kiinteistön sisäinen hyöty	<b>Aurinkopaneelit + akku</b>	★★★★☆	Parantaa omakäyttöastetta ja joustavuutta sekä voi keventää kulumisprofiilia verrattuna pelkkään reservikäyttöön. Taloudellinen hyöty riippuu PV-mitoituksesta ja kuormaprofiilista.
Ohjaus / toimintamalli	<b>Hybridikäyttö (reservit + kiinteistöoptimointi)</b>	★★★★☆	Raportin mukainen käytännön perusmalli: reservit tuottoisina tunteina ja kiinteistön sisäinen optimointi muina aikoina. Parantaa kokonaishyötyä, mutta edellyttää hyvää koordinoitua ja varaustilan hallintaa.

Toteutusmalli	<b>Aggregaattori-malli</b>	★★★★☆	Parantaa erityisesti 1 MW minimitehon tuotteiden (FCR-D, aFRR, mFRR, FFR) säävutettavuutta, keskittää markkinaoperaation ja helpottaa vaatimusten täyttymistä. Vastuunjako ja sopimusehdot korostuvat.
Toteutusmalli	<b>Yksittäinen kiinteistöakku (ilman aggregointia)</b>	★★★☆☆	Toimii parhaiten FCR-N-painotteisesti, jos teho/energia ja telemetria täyttävät vaatimukset. Rajoittaa osallistumista 1 MW minimitehon tuotteisiin ilman usean kohteen yhdistämistä.

**Tähdityksen tulkinta:** ★★★★★ = ensisijainen ja yleensä kannattavin/selkein käyttötapa;

★★★☆☆ = tapauskohtaisesti järkevä, usein täydentävä; ★☆☆☆☆ = harvoin ensisijainen tai vaatii poikkeuksellisen hyvät lähtöedellytykset.

## Johdanto

Sähköjärjestelmä on Suomessa ja muualla Euroopassa muuttumassa nopeasti. Yhä suurempi osa sähköstä tuotetaan tuuli- ja aurinkovoimalla, jotka eivät tuota sähköä tasaisesti vaan vaihtelevat säätilojen mukaan. Tämä muutos tarkoittaa, että sähköä ei enää voida tuottaa yhtä tasaisella ja ennustettavalla tavalla kuin ennen. Kun tuotanto vaihtelee enemmän, myös sähköjärjestelmän täytyy kyetä reagoimaan näihin muutoksiin aiempaa nopeammin ja joustavammin.

Jotta sähköverkko pysyy vakaana ja sähköä riittää joka hetki, tarvitaan niin sanottuja reservejä. Reservit ovat sähköjärjestelmän "puskuria" tai varajärjestelmiä, jotka auttavat pitämään tuotannon ja kulutuksen tasapainossa. Kun kulutus tai tuotanto vaihtelee äkillisesti, esimerkiksi tuulen nopeuden muuttuessa, reservit varmistavat, että sähkön laatu ja toimitus jatkuvat häiriöttömästi. Suomen kantaverkkoyhtiö Fingrid ylläpitää näitä reservejä ja hankkii niitä markkinaehtoisesti eri toimijoilta.

Viime vuosina reservien tarve on kasvanut nopeasti, ja samalla myös reservimarkkinoiden hinnoittelu on kehittynyt suuntaan, joka kannustaa uusia toimijoita mukaan. Tämä on avannut mahdollisuuden hyödyntää myös kiinteistöjen omia energiavarastoja, erityisesti akkuja, osana sähköjärjestelmän tasapainotusta. Akku on tässä kokonaisuudessa kiinnostava, koska se pystyy reagoimaan muutoksiin erittäin nopeasti ja tarkasti.

Viime vuosina akkuhankkeet ovat kuitenkin siirtyneet selvästi yhden tuotteen ajattelusta monimarkkina-ajoon. Sama akku voi jakaa kapasiteettiaan taajuusreserveihin, säätömarkkinoille sekä tukusähkön SPOT- ja Intraday-markkinoille. Tällöin myös pienemmät, esimerkiksi noin 100 kW:n luokan kiinteistö- ja konttiakut voivat osallistua laajasti aggregaattorin kautta, kun useiden kohteiden teho yhdistetään yhdeksi markkinakelpoiseksi kokonaisuudeksi.<sup>1234</sup>

Akkuteknologian hinnat ovat samaan aikaan laskeneet tuntuvasti, ja energiavarastojen käyttöpaukset ovat monipuolistuneet. Kiinteistöissä akkuja voidaan käyttää esimerkiksi kulutuspiikkien taasaamiseen ja varavoimana, mutta kaikkein merkittävin taloudellinen potentiaali liittyy nimenomaan reservimarkkinoille osallistumiseen. Tämän vuoksi monet kunnat, yritykset ja teollisuuslaitokset selvittävät tällä hetkellä, kannattaisiko kiinteistöön hankkia akkuvarasto joko omistettuna tai palveluna.

Tämä selvitys tarkastelee, mitä hyötyjä akku voi tuoda kiinteistölle, miten reservimarkkinat toimivat ja millä ehdoilla akkuinvestointi on taloudellisesti kannattava. Lisäksi työ kartoittaa markkinoiden kehityssuuntia, hinnoittelua, kilpailutilannetta ja teknisiä vaatimuksia, jotta päätöksenteko olisi

---

<sup>1</sup> [https://sal.aalto.fi/publications/pdf-files/theses/mas/tkau25\\_public.pdf](https://sal.aalto.fi/publications/pdf-files/theses/mas/tkau25_public.pdf)

<sup>2</sup> <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/independent-aggregation/>

<sup>3</sup> <https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/231340/PaavolaTommi.pdf;jsessionid=5E0E4BBFD53598C798BC170D4D32916F?sequence=2>

<sup>4</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/tiedotteet/ajankohtaista/dnv-report-assessment-of-independent-aggregation-models.pdf>

mahdollisimman selkeää myös lukijalle, jolla ei ole sähkötekniikan taustaa. Varsinaiset tekniset yksityiskohdat ja reservituotteiden toimintaperiaatteet käsitellään myöhemmissä luvuissa, jotta johdanto voi keskittyä kokonaiskuvaan ja investointihyötyjen arviointiin.

## Reservimarkkinat

Suomen reservimarkkinat muodostavat järjestelmän, jonka kautta Fingrid hankkii sähköverkkoon nopeasti käytettävissä olevaa säätökykyä. Nämä reservit toimivat sähköjärjestelmän varajärjestelmänä, joka tasaa tuotannon ja kulutuksen välisiä vaihteluita.<sup>5</sup> Kiinteistöjen ja energiavarastojen kannalta keskeiset reservituotteet ovat:

- **Normaalitilanteen käyttöreservi (FCR-N)**, jota käytetään jatkuvien ja pienten vaihteluiden tasapainottamiseen normaalialueella 49,9–50,1 Hz
- **Häiriötilanteiden reservi (FCR-D)**, jota tarvitaan äkillisissä ja voimakkaissa poikkeamissa
- **Automaattinen palautusreservi (aFRR)**, palauttaa taajuutta ja tasapainoa automaattisesti Fingridin lähettämän ohjaussignaalin perusteella
- **Manuaalinen palautusreservi (mFRR)**, on manuaalisesti aktivoitava säätötuote, jota käytetään tasapainon ylläpitoon ja tarvittaessa myös siirtoverkon käyttövarmuuden hallintaan.
- **Fast Frequency Reserve (FFR)** on erittäin nopea tuote matalan inertian tilanteisiin; sen aktivoitavuus on valitun taajuuskynnyksen mukaan 1,3 s, 1,0 s tai 0,7 s.

Kokonaisuutena reservimarkkinoiden kehitys ei tarkoita automaattisesti kasvavia tuottoja kaikille tuotteille, vaan markkinat ovat kehittyneet eri reserviluokkien välillä eri suuntiin. Viime vuosina FCR-N on ollut tuottoisin vaihtoehto, ja sen kapasiteettihinnat ovat nousseet merkittävästi – esimerkiksi noin 12,5 eurosta vuonna 2021 yli 25 euroon megawattia kohti tunnissa vuoteen 2025 mennessä. Fingrid päätti olla hankkimatta FCR-N:ää vuosimarkkinalta vuodelle 2026, joten vuosimarkkinahinta poistuu käytännössä tästä tuotteesta, mutta FCR-N:ää hankitaan edelleen tuntimarkkinalta ja rajasiirtojen kautta. Fingrid ilmoitti myös, että FCR-N:n vuosimarkkinahinta vuodelle 2025 oli 25,30 €/MW,h. Samalla FCR-D markkinoilla on nähty eriytymistä: ylössuuntainen reservi on pysynyt

---

<sup>5</sup> <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/reserves/reserve-markets/>

hinnaltaan vakaana, kun taas alassuuntaisen reservin kapasiteettihinnat ovat laskeneet alkuvuosien tasolta tarjonnan lisääntyessä.<sup>67</sup>

Samaan aikaan reservikapasiteetin kokonaiskysyntä on kuitenkin kasvussa. Arvioiden mukaan reser-  
vitarve voi jopa yli kaksinkertaistua seuraavien viiden vuoden aikana, kasvua noin 134 prosenttia.  
Tämä tarkoittaa, että Fingridin hankkimien reservien määrä kasvaa, vaikka yksittäisten tuotteiden  
hintataso ei nouse tai voi jopa laskea. Markkina siis kasvaa volyymin, ei välttämättä yksikköhinnan  
kautta. Tällaisessa toimintaympäristössä reservimarkkinat muodostavat edelleen kiinnostavan mah-  
dollisuuden joustoa tarjoaville toimijoille – erityisesti akkuihin perustuvalle säätökyyville, joka pystyy  
vastaamaan kysyntään nopeasti ja tarkasti. Tuottojen taso ei kuitenkaan enää perustu vain yksittäi-  
sen tuotteen korkeisiin kapasiteettihintoihin, vaan kokonaismarkkinan laajuuteen, useiden reservi-  
tuotteiden rinnakkaiseen hyödyntämiseen ja akuston kykyyn toimia luotettavasti vaihtelevassa  
markkinatilanteessa.

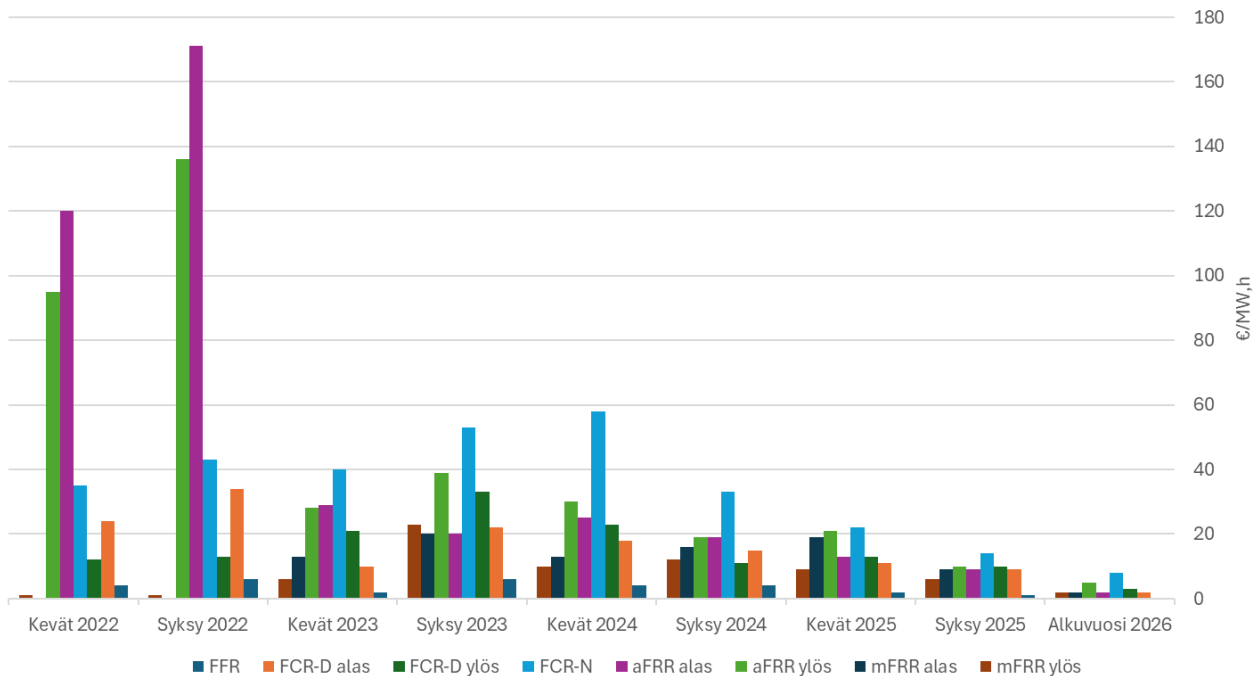
Ohessa on esitetty Kuvaaja, joka kertoo keskimääräisen tuoton yksikössä €/MW,h. Yksikkö kertoo  
kuinka monta euroa per valmiudessa oleva teho tuottaa tunnissa eri markkinoilla. Tuoton arvioin-  
nissa on otettu mukaan kapasiteettihinta ja energia-aktivointi. Trendistä näkee, että vuonna 2022

---

<sup>6</sup> <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2024/procurement-of-frequency-containment-reserves-from-annual-market-2025/>

<sup>7</sup> [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-mar-  
ket-places.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf)

reservimarkkina-akkujen tuotto on ollut aivan eri luokkaa kuin nykypäivänä. Liian optimistisia tuottojen kannalta ei kannata olla tulevaisuudessa, koska tuoton trendi on selvästi laskusuhdanteinen.



Kuva 1. Keskimääräinen tuotto per valmiudessa oleva teho eri markkinoilla.

## Akkujen roolin kasvu reservimarkkinoilla

Akkujen osallistuminen reservimarkkinoille on kasvanut nopeasti. Fingridin mukaan Suomessa oli helmikuuhun 2026 mennessä liitetty sähköverkkoihin noin 1 050 MW sähkövarastoja, joista noin 980 MW oli vähintään 1 MW:n kokoisia ilmoitettuja varastoja ja lisäksi pienempien akkujen kapasiteetiksi arvioitiin noin 70 MW. Fingridin mukaan sähkövarastot osallistuvat reservimarkkinoille ja enenevässä määrin myös tuotannon ja kulutuksen tasapainotukseen sähköpörssissä.<sup>8</sup>

Akkuteknologian asema reservimarkkinoilla perustuu erityisesti sen nopeaan ja tarkkaan vastekykkyyn. FCR-N-tuotteen osallistumisehdot edellyttävät automaattista tehonsäätöä taajuusmuutosten perusteella, ja akkujärjestelmät soveltuvat tähän teknisesti hyvin. Markkinan pienin sallittu 0,1 MW tarjouksen minimikoko mahdollistaa myös pienten ja keskisuurten kiinteistöakustojen osallistumisen ilman laajaa aggregointia. FCR-D-markkinoilla minimitarjouskoko on 1 MW, minkä vuoksi useat

<sup>8</sup> <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2026/sahkovarastojen-yhteisteho-suomessa-jo-yli-1-000-mw/>

toimijat hyödyntävät aggregaattoripalvelua, joka kokoaa useita pienikokoisia akustoja yhteen tarjoukseen.<sup>9</sup>

Akkuteknologian kustannustason lasku ja yleistymisen ovat lisänneet niiden käyttöä reservikapasiteetin tuottamisessa. Akkujärjestelmät ovat paikallisesti päästöttömiä ja meluttomia joustoresursseja, mikä mahdollistaa niiden sijoittamisen kaupunkiympäristöihin ja rakennuksiin, joissa perinteisten varavoimalaitteiden käyttömahdollisuudet ovat rajallisemmat.<sup>10</sup>

## Kannattavuus, mahdollisuudet ja riskit kiinteistöakuille

Pienten ja keskisuurten akkujen osallistuminen reservimarkkinoille voi tuoda kiinteistönomistajille merkittävää taloudellista hyötyä. Ansaintalogiikka perustuu pääosin kapasiteettimaksuihin: akulle maksetaan korvausta siitä hyvästä, että tietty tehoreservi on jatkuvasti varattuna verkon tasapainottamiseen. Käytännössä akku siis "päivystää" taajuuden säätötehtävässä ja saa palkkion valmiudesta, ja lisäksi mahdollisista energiatoimituksista maksetaan erikseen. Energiamaksu koskee FCR-N:ää, aFRR:ää ja mFRR-energiamarkkinaa, kun taas FCR-D:ssä ja FFR:ssä energiamaksua ei lähtökohteisesti ole. Akkujen investoinnin kannattavuus paranee, jos akulla on samanaikaisesti muitakin käyttötarkoituksia, kuten aurinkosähkön varastointi, huippukulutuksen leikkaaminen tai varavoimana toimiminen. Onnistuneella suunnittelulla akku voi siis palvella sekä kiinteistön omaa energianhallintaa että tuottaa reservituloja sähkömarkkinoilta.<sup>11</sup>

Akkujen rajallinen elinkaari ja syklinkesto tarkoittavat, että jatkuva käyttö reservimarkkinoilla kuluttaa akustoa ajan myötä – reservikäytöstä saatavat tulot on punnittava akkujen korvaus- ja huoltokustannuksia vasten. Markkinariskinä on myös hintojen vaihtelu ja mahdollinen kilpailun kiristyminen: jos reservitarjoajia (kuten akkuja) tulee runsaasti lisää, voi hintataso laskea tulevaisuudessa, kuten havaitaan Kuvasta 1. Sääntely-ympäristön muutokset voivat vaikuttaa tuloihin – uudet tekniset vaatimukset saattavat rajoittaa tarjottavaa kapasiteettia (kuten mainittu FCR-N:n kapasiteetin kahden tunnin kestovaatimus suhteessa tehoon) tai asettaa vaatimuksia, jotka eivät kaikille ole massalle oleville akuille heti täyty. Lisäksi kiinteistöakulla on huolehdittava, että sen varausaste pysyy sellaisella tasolla, että se voi aina tarpeen tullen osallistua säätöön; tämä vaatii älykästä energianhallintaa, jottei akku esimerkiksi purkaudu tai ylilataudu kokonaan väärällä hetkellä. Myös vastuut on selkeästi määriteltävä: jos akku epäonnistuu reservisuoritteessa (esim. ei reagoi vaaditusti taajuuspoikkeamaan), seurauksena voi olla tulojen menetyksiä kyseiseltä tunnilta tai äärimmillään sopimussanktioita. Tästä syystä monet kiinteistötoimijat turvautuvat kokeneisiin palveluntarjoajiin tai aggregaattoreihin, jotka hallinnoivat akkujen osallistumista markkinoilla ja varmistavat vaatimusten

---

<sup>9</sup> [fingrids-reserve-trading-and-information-exchange-guidelines.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf)

<sup>10</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf>

<sup>11</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reservien-perusteet-eng.pdf>

täyttymisen. Kaiken kaikkiaan kannattavuus muodostuu huolellisesta optimoinnista: akku tulee mitoittaa, ohjata ja ylläpitää niin, että reservitulojen, energiansäästöjen ja kustannusten summa jää positiiviseksi. Monissa tapauksissa pilotit ja ensimmäiset hankkeet ovat osoittaneet, että tämä on saavutettavissa – mutta onnistuminen edellyttää sekä teknistä osaamista että markkinoiden tunte-  
musta.<sup>1213141516</sup>

## Kokemuksia ja tutkimustuloksia akkujen hyödyntämisestä

Suomessa on toteutettu viime vuosien aikana useita hankkeita, joissa akkujärjestelmiä on hyödynnetty reservimarkkinoilla ja kiinteistöjen energianhallinnassa. Ensimmäisiin toteutuksiin kuuluva **Helenin Suvilahden akku** (1,2 MW / 0,6 MWh) otettiin käyttöön vuonna 2016 Suomen ensimmäisenä megawatin kokoluokan akkuvarastona. Se osallistui sekä FCR-N- että FCR-D-reservien ylläpitoon, ja pilotoinnin aikana tarkasteltiin muun muassa, miten akuston kapasiteettia voidaan jakaa useisiin käyttökohteisiin samalla kun reservisuorituskyky säilyy. Suvilahden kokemukset osoittivat, että litiumioniakusto soveltuu nopeisiin taajuusmuutoksiin ja että varaustilan hallinta on keskeistä, kun akku palvelee useampaa tarkoitusta samanaikaisesti.<sup>17</sup>

Kaupallisista kohteista yksi tunnetuimmista on **Espoon Sello**, joka otti vuonna 2018 käyttöön noin 2 MW / 2,1 MWh akkujärjestelmän. Sello liitettiin Fingridin reservimarkkinoille, ja akustoa hyödynnetään myös kiinteistön omassa energiankäytön optimoinnissa, kuten huippukuormien leikkaamisessa ja edullisen sähkön ajoitetussa varastoinnissa. Hankkeessa saavutetut säästöt ja reservitulot ylittivät investointi- ja palvelukulut, ja akuston ansiosta kiinteistön oman uusiutuvan energiantuotannon takaisinmaksuaika lyheni merkittävästi. Sello on osoittanut, että akusto voi palvella yhtä aikaa kiinteistön omia energiaprioriteetteja ja tuottaa tuloja reservimarkkinoilta.

Cityconin **Lippulaiva-kauppakeskus** (1,5 MW / 1,5 MWh) Espoossa otettiin käyttöön vuonna 2022, ja se toimii osana laajempaa hiilineutraalia energiakonseptia. Lippulaivan akku on ollut aktiivisesti mukana FCR-N-markkinalla. Kohde on saanut kansainvälistä huomiota siitä, miten kaupallinen kiinteistö voi toimia osana taajuudenhallintaa ilman vaikutusta sisäolosuhteisiin tai asiakaskokemukseen.<sup>18</sup>

---

<sup>12</sup> <https://aalto.doc.aalto.fi/items/8ea3a8ce-b1ab-4d1e-aa9b-5004e19ceea2>

<sup>13</sup> [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/annual-report/2024/fingrid\\_oj\\_report\\_of\\_the\\_board\\_of\\_directors\\_2024.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/annual-report/2024/fingrid_oj_report_of_the_board_of_directors_2024.pdf)

<sup>14</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/technical-requirements-for-frequency-containment-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area.pdf>

<sup>15</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/fingrids-reserve-trading-and-information-exchange-guidelines.pdf>

<sup>16</sup> [https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/independent-aggregation/?utm\\_source=chatgpt.com](https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/market-integration/electricity-market-development-projects/independent-aggregation/?utm_source=chatgpt.com)

<sup>17</sup> <https://www.helen.fi/en/news/2016/electricity-storage-facility>

<sup>18</sup> [https://sparcs.info/wp-content/uploads/EN\\_EnergyPlaybook-SPARCS-Kera.pdf](https://sparcs.info/wp-content/uploads/EN_EnergyPlaybook-SPARCS-Kera.pdf)

Suuren kokoluokan toteutuksista merkittävin on Lempäälässä sijaitseva **Paistinkulman akkuvoimala** (30 MW / 36 MWh), joka otettiin käyttöön vuonna 2024. Järjestelmä osallistuu useisiin markkinoihin, kuten FFR-, FCR-N-, FCR-D-, aFRR- ja mFRR-palveluihin sekä päivä- ja tunneittaisille energia-markkinoille. Ensimmäisten käyttöjaksojen perusteella monimarkkina-ajo kasvatti tulovirtoja selvästi verrattuna tilanteeseen, jossa akustoa olisi käytetty vain FCR-tuotteissa. Paistinkulma on tähän mennessä laajin esimerkki siitä, miten akku voidaan mitoittaa sähköverkon tarpeisiin ja optimoida usealle markkinalle samanaikaisesti.<sup>19</sup>

Teollisuuden ja logistiikan puolella Järvenpäässä sijaitseva **Lidlin jakelukeskus** on ottanut käyttöön noin 2,6 MW / 1,6 MWh akkuvaraston, jota käytetään sekä kiinteistön omassa energiankäytön optimoinnissa että reservimarkkinoilla. Akun päätulonlähde on reserviosallistuminen, ja kiinteistön energiankulutuksen tasaus ja aurinkosähkön hyödyntäminen muodostavat toissijaisen hyödyn. Akku on osa laajempaa mikroverkkoa, johon kuuluu myös varavoimaa ja aurinkovoimaa, ja se toimii esimerkkinä logistiikkasektorin akkujen kaupallisesta soveltuvuudesta.<sup>20</sup>

Kaupunkien ja kuntasektorin puolella **Helsingin kaupunki** toteutti pilottijakson, jossa useiden palvelurakennusten kuormia ohjattiin FCR-N-markkinalle ilman akkuja. Tulokset osoittivat, että rakennusten kuormista voidaan muodostaa riittävä reservikapasiteetti ilman vaikutuksia sisäolosuhteisiin. Tämä pilotti loi perustan tuleville akkuinvestoinneille, koska akut voivat tarjota saman jouston huomattavasti nopeammalla vasteajalla ja ilman vaikutusta kiinteistöjen toimintaan. Useat suomalaiset tutkimusohjelmat ovat sittemmin tarkastelleet, miten akustoja voidaan yhdistää rakennusten kysyntäjouston kanssa.<sup>21</sup>

Pienemmän mittakaavan hankkeista **Elisa Kotiakku** -palvelu on osoittanut, että kotitalouksien kymmenien kilowattituntien akkuja voidaan yhdistää virtuaalivoimalaitokseksi ja tarjota FCR-D-reserviä keskitetysti ohjattuna. Käyttölogiikka varaa osan akustosta kotitalouden omiin tarpeisiin ja myy vain ylimääräisen säätökyvyn markkinoille. Pilottien perusteella pienet akustot voivat muodostaa merkittävää joustoa, kun niitä on riittävästi ja ohjaus toimii luotettavasti.<sup>22</sup>

Suomessa on lisäksi tutkittu ratkaisuja, joissa akkuja täydennetään rinnakkaisteknologioilla, kuten vauhtipyörillä tai superkondensaattoreilla. Vauhtipyörät voivat ottaa vastaan nopeat tehovaihtelut, mikä vähentää akkujen syklistä kuormitusta ja pidentää niiden käyttöikä. Tutkimuksissa on myös havaittu, että dynaaminen optimointi ja akuston kohdentaminen kulloinkin tuottoisimmalle reservituotteelle voi lisätä vuosituottoa noin 20–30 prosenttia ja pienentää kulumista verrattuna yhden käyttötarkoituksen malleihin.<sup>23</sup>

---

<sup>19</sup> <https://taaleri.com/investment/paistinkulma/>

<sup>20</sup> <https://meruspower.com/news/merus-power-deliver-energy-storage-system-lidl/>

<sup>21</sup> <https://pilotit.energaviisaat.fi/pilotit/piloting-of-demand-response-of-electricity-in-service-buildings/>

<sup>22</sup> <https://elisa.fi/kotiakku/>

<sup>23</sup> <https://aaltodoc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/4244c600-6aee-4cee-b93d-ece08c6620d4/content>

Kokonaisuutena Suomen akkukenttä on siirtynyt varhaisista piloteista laajamittaisiin kaupallisiin to-teutuksiin, ja ratkaisut kattavat nykyisin sekä kiinteistöihin integroidut järjestelmät, logistiikkakiin-teistöjen akustot, suuren kokoluokan verkkoa palvelevat akkuvoimalat, että kotitalouksien aggre-goidut akut. Samanaikaisesti akkujen rooli on laajentunut yksittäisten FCR-tuotteiden tarjoamisesta monimarkkina-ajoihin, joissa akusto osallistuu useisiin reservi- ja energiemarkkinoihin yhtä aikaa. Nämä kokemukset ja tutkimustulokset osoittavat, että akkujärjestelmät ovat toimineet hyvin sekä teknisesti että taloudellisesti, ja niiden käyttö odotetaan kasvavan edelleen sähköjärjestelmän jous-totarpeiden lisääntyessä.

## Reservituotteet ja keskeiset osallistumisvaatimukset

Reservimarkkinoille osallistuminen edellyttää, että akusto täyttää kunkin tuotteen tekniset vaati-mukset. Tuotteet eroavat toisistaan merkittävästi sen suhteen, miten säätö tapahtuu, kuinka nope-asti akun on reagoitava ja kuinka paljon energiakapasiteettia tarvitaan. Seuraavassa käydään läpi keskeiset reservituotteet ja niiden käytännön vaatimukset kiinteistö- ja konttiakkujen näkökul-masta.

### Taajuudenhallinnan reservi normaalitilanteessa (FCR-N)

FCR-N on kiinteistöakuille usein luontevin ensimmäinen markkina. Se perustuu jatkuvaan, auto-maattiseen ja symmetriseen säätöön: akun on pystyttävä sekä nostamaan että laskemaan tehoa taajuuspoikkeaman mukaan ilman erillisiä aktivointikäskyjä. Tämä sopii akuille teknisesti hyvin, mutta käytännössä keskeisin haaste on varaustilan hallinta – pitkään jatkuneessa säädössä akku voi ajautua liian täyteen tai tyhjäksi, ellei ohjauksessa ole toimivaa strategiaa tämän estämiseksi.

FCR-N:n minimitarjouskoko on vain 0,1 MW, mikä on reservituotteista matalin kynnys. Fingridin vaa-timuksissa täyden aktivoinnin kestoedellytys on vähintään 60 minuuttia molempiin suuntiin. Käy-tännön mitoitusperiaatteena tämä tarkoittaa, että 0,1 MW:n osallistuminen edellyttää noin 200 kWh:n käyttökelpoista energiaikkunaa, jotta tunnin säätö onnistuu sekä ylös että alas akun keskiva-raustilan ympärillä. Tätä on kuitenkin syytä pitää mitoitusperiaatteena eikä ehdottomana energia-sisältövaatimuksena, koska rajallisen energiavaraston resursseille on olemassa myös erillisiä energi-anhallinnan toteutustapoja.<sup>24</sup>

---

<sup>24</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/technical-requirements-for-frequency-containment-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area.pdf>

## Taajuudenhallinnan reservi häiriötilanteissa (FCR-D)

FCR-D aktivoituu automaattisesti suurissa taajuuspoikkeamissa, ja tuotteet ovat erilliset ylös- ja alas-säätöön. Vaatimukset painottavat nopeaa vastetta, toimintavarmuutta sekä mittauksen ja tapahtumien jäljitettävyyttä. Minimitarjouskoko on 1 MW, minkä vuoksi kiinteistökohteissa osallistuminen toteutuu useimmiten aggregaattorin kautta.

Kestovaatimuksissa on tärkeää erottaa yleinen tuotemäärittely ja rajallisen energiavaraston (LER) toteutukset toisistaan. Fingridin yleisesityksissä FCR-D:n aktivointikyvyksi kuvataan tyypillisesti yksi tunti, kun taas LER-resursseille on erikseen kuvattu 20 minuutin toteutuslogiikka. Käytännön akkumitoituksessa noin 330 kWh per 1 MW per säätösuunta voi toimia nyrkkisääntönä joissakin LER-toteutuksissa, mutta kyse ei ole yleispätevästä markkinasäännöstä. Jos sama akusto tarjoaa sekä ylös- että alassuuntaista FCR-D-tuotetta, tarvittava energiavara kasvaa – mutta koska tuotteet ovat markkinassa erillisiä, kaksisuuntaista yhteisvaatimusta ei tule pitää yleisenä vähimmäistasona.<sup>25</sup>

## Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFRR)

aFRR eroaa FCR-tuotteista siinä, että säätö tapahtuu järjestelmäoperaattorin ohjauksessa. Fingrid lähettää palveluntarjoajalle jatkuvasti ohjausarvon, jonka mukaan tehoa nostetaan tai lasketaan – akku ei siis seuraa taajuutta itse, vaan toteuttaa ulkopuolelta annettua teho-ohjetta mahdollisimman tarkasti ja viiveettä. Aktivointiaika on viisi minuuttia ja minimitarjouskoko 1 MW, joten aFRR edellyttää luotettavaa ohjaus-, mittaus- ja tietoliikenneketjua.

Koska aFRR:ssä akku voi joutua säätämään samaan suuntaan pidempiä jaksoja kuin taajuusperusteisissa reserveissa, energiamitoitus korostuu. Mitoitusperiaatteena voidaan pitää, että akun tulee pystyä toimittamaan pyydettyä tehoa noin 60 minuutin ajan, jolloin 1 MW:n osallistuminen vastaa noin 1 MWh:n energiatarvetta yhteen suuntaan. Toteutukseen vaikuttavat kuitenkin tarjottu tuote, ohjausstrategia ja operointimalli, joten kyse on suuntaa antavasta mitoitusperiaatteesta eikä kaikissa tilanteissa samalla tavalla sovellettavasta markkinasäännöstä. Kiinteistökohteissa aFRR toteutetaan usein aggregaattorin kautta, koska markkinakelpoisen telemetrian, ohjauksen ja raportoinnin järjestäminen on yksittäisessä kohteessa tyypillisesti vaativaa.<sup>26</sup>

---

<sup>25</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reservien-perusteet-eng.pdf>

<sup>26</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf>

## Manuaalinen taajuuspalautusreservi (mFRR)

mFRR aktivoidaan erillisellä käskyllä silloin, kun Fingrid tarvitsee tasapainotusta. Tuote sopii parhaiten suuriin tehoresursseihin tai useista kohteista koottuun kokonaisuuteen, koska olennaista on pystyä toimittamaan pyydetty teho varmasti ja hoitaa aktivointiin liittyvä viestintä, mittaus ja raportointi luotettavasti. Sekä mFRR-kapasiteetti- että energiamarkkinassa minimitarjouskoko on 1 MW. Yksittäinen kiinteistöakku osallistuu mFRR:ään käytännössä aina aggregaattorin kautta, koska markkinaoperaation kokonaisuus – tarjoukset, aktivoinnit, tietoliikenne ja ohjaus – tekee toteutuksesta yksittäiselle kohteelle suhteellisen vaativan.<sup>272829</sup>

## Nopea taajuusreservi (FFR)

FFR on tarkoitettu harvinaisiin, nopeasti eteneviin taajuusongelmiin. Keskeinen vaatimus ei ole energiamäärä vaan nopeus: reservitehon on aktivoiduttava täyteen tehoon erittäin nopeasti, valitun taajuuskynnyksen mukaan 0,7 sekunnissa (49,5 Hz), 1,0 sekunnissa (49,6 Hz) tai 1,3 sekunnissa (49,7 Hz). Minimitarjouskoko on 1 MW ja vähimmäistukiaika toteutustavan mukaan tyypillisesti 5 tai 30 sekuntia.

Vaikka energiamäärä jää pieneksi, jatkuva valmius sekä tiukat vaste-, mittaus- ja todentamisvaatimukset nostavat toteutuksen vaativuutta merkittävästi. FFR on käytännössä harvoin ensisijainen markkina pienille kiinteistöakuille, ellei järjestelmää ole alusta asti suunniteltu FFR-kelpuutusta varten. Suuremmissa akkuvoimaloissa FFR voi kuitenkin olla arvokas täydentävä tuote osana monimarkkinastrategiaa.<sup>30</sup>

---

<sup>27</sup> [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/bspbrp\\_muutokset\\_11\\_2025\\_webinaari\\_en.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/bspbrp_muutokset_11_2025_webinaari_en.pdf)

<sup>28</sup> <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2022/minimum-bid-size-decreases-to-1-mw-in-the-finnish-balancing-capacity-market/>

<sup>29</sup> [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/liite-1-mfrr-ehdot-ja-edellytykset-15-min-mtu-voimaantulo-19.3.2025\\_eng.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/liite-1-mfrr-ehdot-ja-edellytykset-15-min-mtu-voimaantulo-19.3.2025_eng.pdf)

<sup>30</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/en/electricity-market/reserves/reserve-products-and-reserve-market-places.pdf>

# Energiamarkkinat

## SPOT

Spot-hinta on seuraavan vuorokauden pörssisähkön hinta. Se muodostuu day-ahead-markkinassa, jossa sähkölle sovitaan hinta etukäteen seuraavalle vuorokaudelle tunti tunnilta tai vartti vartilta. Spot-hintaa voidaan käyttää akun ohjauksen lähtötietona, kun tavoitteena on siirtää sähkön käyttöä edullisista ajankohdista kalliimpiin ajankohtiin.

Kiinteistö- tai konttiakku voi hyödyntää spot-hintaa pienentämällä kiinteistön ostosähkön kustannuksia. Akku ladataan silloin, kun spot-hinta on alhainen, ja puretaan silloin, kun spot-hinta on korkea. Tällöin kiinteistön ostosähkön määrä vähenee kalliina ajankohtina ja kokonaiskustannus pienee. Tämä toteutustapa edellyttää luotettavaa mittausta, toimivaa etäohjausta sekä varaustilan hallintaa, jotta akku voidaan ladata ja purkaa suunnitellusti.

Akku voidaan myös liittää energiamarkkinoille palveluntarjoajan kautta niin, että se osallistuu energian ostoon ja myyntiin markkinoilla. Tällöin akulla voidaan ostaa energiaa edullisina ajankohtina ja myydä energiaa myöhemmin, jos hintataso on korkeampi. Käytännössä tämä edellyttää sopimusketjua ja markkinaosapuolta, joka hoitaa kaupankäynnin, taseselvityksen ja raportoinnin. Teknisesti tämä vaatii saman ydinkyvyyden kuin kiinteistön sisäinen optimointi: luotettava mittaus, ohjattava teho ja energiasäilytys sekä hallittu varaustila.<sup>3132</sup>

## Intraday

Intraday-markkina on sähkön pörssikauppaa, jossa energiaa voidaan ostaa ja myydä lähempänä toimitushetkeä kuin day-ahead-markkinassa. Sen tarkoitus on mahdollistaa suunnitelmien tarkentaminen, jos esimerkiksi kulutus, tuotanto tai hintataso muuttuu päivän aikana. Akkujärjestelmälle intraday tarjoaa mahdollisuuden korjata seuraavan vuorokauden lataus- ja purkuaikataulua ja hyödyntää lyhyen aikavälin hintavaihteluita.

Kiinteistö- tai konttiakun intraday-käyttö edellyttää, että akku voidaan ohjata nopeasti ja että toteumaa voidaan seurata luotettavasti. Käytännössä tämä tarkoittaa toimivaa etäohjausta, riittävän tiheää mittausta sekä järjestelmää, joka pystyy muuttamaan lataus- ja purkutehoa lyhyellä varoitusajalla. Intraday-kauppa toteutetaan yleensä sähköyhtiön, tasevastaavan tai aggregaattorin kautta, koska markkinoille osallistuminen edellyttää kaupankäyntiä, taseselvitystä ja raportointia. Akkujärjestelmän näkökulmasta intraday on useimmiten day-ahead-suunnitelmaa täydentävä työkalu,

---

<sup>31</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Day-ahead-market/>

<sup>32</sup> <https://www.fingrid.fi/contentassets/c59a6b9b7dbe4ea49200652ac3757962/independent-aggregator---general-information.pdf>

jonka avulla parannetaan kokonaistuottoa ja vähennetään poikkeamia tilanteissa, joissa ennusteet tai markkinahinnat muuttuvat.<sup>33</sup>

## Telemetry ja ohjausjärjestelmät

Kaikilta reservimarkkinoille osallistuvilta akustoilta edellytetään luotettavaa ja jatkuvasti käytettävissä olevaa telemetryä sekä ohjausjärjestelmää. Akun varaustila, käytettävissä oleva teho ja järjestelmän tila on voitava raportoida Fingridille reaaliaikaisesti tuotekohtaisten vaatimusten mukaisella mittaustarkkuudella. Lisäksi ohjausjärjestelmän on pystyttävä seuraamaan reservituotteen edellyttämää ohjaussignaalia joko taajuusperusteisesti (FCR-tuotteet) tai keskitetyn ohjauksen kautta (aFRR-tuotteet).<sup>34</sup>

Teknisessä toteutuksessa tämä tarkoittaa, että akustolla on oltava riittävän nopea ja luotettava tietoliikenneyhteys, riittävän tiheä mittaus (tuotekohtaisesti tiheä mittaus ja tiedon tallennus) sekä todentamisjärjestelmä, joka mahdollistaa reserviuoritteiden jälkikäteen tarkastamisen. Nykyaikaiset kaupalliset BESS-järjestelmät sisältävät nämä ominaisuudet tyypillisesti valmiiksi integroituna, ja useimmissa ratkaisuissa ohjaus voidaan toteuttaa myös aggregaattorin tarjoaman virtuaalivoimailtosalustan kautta.<sup>35</sup>

---

<sup>33</sup> <https://www.nordpoolgroup.com/en/the-power-market/Intraday-market/>

<sup>34</sup> <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/technical-requirements-for-frequency-containment-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area.pdf>

<sup>35</sup> [https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/taajuuden\\_vakautusreservien\\_fcr\\_teknisten\\_vaatimusten\\_todentaminen\\_ja\\_hyvakysyttamisprosessi\\_en\\_14.5.2025.pdf](https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/taajuuden_vakautusreservien_fcr_teknisten_vaatimusten_todentaminen_ja_hyvakysyttamisprosessi_en_14.5.2025.pdf)

## Prioriteettijärjestys kiinteistöakuille vuodelle 2026

Seuraava järjestys on käytännön etenemissuositus kiinteistöakulle. Se kuvaa ensisijaisesti tuotteiden teknistä sopivuutta ja toteutettavuutta – minimivaatimuksia, ohjauksen ja mittauksen monimutkaisuutta sekä varaustilan hallinnan haastavuutta. Kaupallinen kannattavuus on kuitenkin aina tapauskohtainen ja riippuu erityisesti tuntikohtaisista hinnoista, akuston kokoluokasta ja käytettävissä olevasta operointimallista.

### 1. FCR-N – luontevin lähtökohta

FCR-N on tyypillisesti teknisesti helpoin ensimmäinen reservituote kiinteistöakulle. Se on symmetrinen ja jatkuvasti aktivoituva tuote, jossa ohjaus perustuu paikalliseen taajuusmittaukseen ja minimitarjouskoko on vain 0,1 MW. Käytännön mitoitusperiaatteena 0,1 MW:n osallistuminen edellyttää noin 200 kWh:n käyttökelpoista energiaikkunaa, jotta tunnin säätö onnistuu molempiin suuntiin akun keskivaraustilan ympärillä. Keskeinen onnistumistekijä on varaustilan hallinta. On kuitenkin huomioitava, että vuonna 2026 FCR-N:ää ei hankita vuosimarkkinalta vaan tuote on tuntimarkkinan varassa, joten sen kaupallinen houkuttelevuus vaihtelee tunneittain eikä sitä tule pitää automaattisesti parhaana vaihtoehtona kaikissa tilanteissa.

### FCR-D – luonteva seuraava askel

FCR-D sopii hyvin, kun akussa on tehoa vähintään 1 MW tai osallistuminen tehdään aggregaattorin kautta. Tuote painottaa nopeaa vastetta ja toimintavarmuutta häiriötilanteissa, ja käytännössä toteutus on monessa kiinteistössä aggregaattorivetoista. Energiamitoituksessa on syytä olla tarkka: rajallisen energiavaraston akkutoteutuksissa käytetään joissakin tapauksissa nyrkkisääntöä, jossa noin 330 kWh per 1 MW per säätösuunta riittää, mutta kyse on LER-toteutusten käytännöstä eikä kaikille resursseille yhteisestä markkinasäännöstä. Kaksisuuntaisessa osallistumisessa tarvitaan sekä lataus- että purkuvara, mikä korostaa varaustilan hallinnan merkitystä entisestään.

### Spot-optimointi – täydentävä ohjauskerros

Spot-markkinan hyödyntäminen kannattaa ottaa mukaan sen jälkeen, kun reserviosallistuminen ja varaustilan hallinta ovat hallinnassa. Käytännössä spot-ohjaus toimii täydentävänä optimointina: varaustilaa siirretään edullisille tunneille, varmistetaan riittävä säätövara reservituotteille ja vähennetään ostosähköä kalliina tunneilla silloin, kun reservit eivät sido kapasiteettia. Spot-ohjaus toimii myös käytännöllisenä ohjauskerroksena, joka parantaa kokonaiskäytettävyyttä ja vähentää tilanteita, joissa akku ajautuu epäedulliseen varaustilaan. Se, muodostuuko spotista merkittävä

tulolähde vai pelkkä optimointityökalu, riippuu kohteen kuormaprofiilista, akuston koosta ja markkinatilanteesta.

## aFRR – teknisesti sopiva mutta vaativampi

aFRR sopii akuille teknisesti hyvin, mutta edellyttää luotettavaa ja nopeaa ohjaus-, mittaus- ja tietoliikenneketjua, koska akku seuraa Fingridin lähettämää aktivointisignaalia ja säädön on toteutettava viiden minuutin sisällä. Tarjoukset jätetään erikseen ylös- ja alassäätöön, ja minimitarjouskoko on 1 MW. Koska akku voi joutua säätämään samaan suuntaan pidempiä jaksoja, energiamitoitus ja varaustilan hallinta korostuvat erityisesti. Kiinteistökohteissa aFRR toteutetaan käytännössä lähes poikkeuksetta aggregaattorin kautta. VENI Energian tuottodatan perusteella aFRR on kuitenkin tällä hetkellä yksittäisistä markkinoista tuottoisin – sen osuus 1 MW / 2 MWh akuston kokonaistuotoista on arviolta lähes 60 prosenttia – mikä tekee siitä kaupallisesti erittäin merkittävän tuotteen niille toimijoille, joilla on edellytykset osallistua.

## mFRR – aggregaattorin kautta realistinen

mFRR aktivoidaan erillisellä käskyllä ja edellyttää, että pyydetty teho pystytään toimittamaan hallitusti ja että aktivointeihin liittyvä mittaus ja raportointi toimii. Energiamarkkinassa minimitarjouskoko on normaalisti 5 MW, mutta rajatusti sallitaan myös 1 MW:n tarjouksia. Käytännössä yksittäisen kiinteistöakun osallistuminen mFRR:ään on realistista vain aggregaattorin kautta, jolloin useiden kohteiden teho yhdistetään ja markkinaosallistuminen hoidetaan keskitetysti.

## FFR – vaativa erikoistuote

FFR:ssä minimiteho on 1 MW, mutta ratkaisevaa on erittäin nopea vaste: täyden aktiivoinnin on tapahduttava valitun taajuuskynnyksen mukaan 0,7–1,3 sekunnissa. Vaikka energiasäilytys voi olla pieni, vaatimustaso, tiukka todentaminen ja jatkuvan valmiuden edellytys tekevät tuotteesta käytännössä harvoin ensisijaisen pienille kiinteistöakuille. FFR voi kuitenkin olla arvokas täydentävä tuote suuremmissa akkuvoimaloissa, joissa monimarkkinastrategia on lähtökohtana.

## Kannattavuus ja hybridikäyttömallit

Reservimarkkinoiden tuotot vaihtelevat merkittävästi sekä tunti- että kausitasolla. Fingrid hankkii reservejä markkinapohjaisesti jokaiselle tunnille, ja tuotteiden hinnat julkaistaan tuntikohtaisina aikasarjoina. Käytännössä tämä tarkoittaa, että samalle akulle tarjolla oleva tuotto voi muuttua nopeasti tunnista toiseen. Akustoa ei siis yleensä ole mielekästä sitoa reservimarkkinaan kaikkina

tunteina, vaan kapasiteettia kannattaa kohdistaa niille tunneille, joilla korvaus on riittävän korkea suhteessa akun kulumiseen ja operoinnin kustannuksiin.<sup>3637</sup>

Tämä luontainen vaihtelu avaa mahdollisuuden hybridikäyttömallille, jossa samaa akustoa hyödynnetään useassa roolissa: reservimarkkinoilla tuottoisina tunteina, energiamarkkinoilla spot- ja intraday-hintojen vaihteluiden mukaan sekä kiinteistön sisäisessä energianhallinnassa muina aikoina. Käytännössä akku voi siis tuottaa reservituloja silloin kun korvaukset ovat korkeimmillaan, ja muina aikoina tuoda kiinteistölle säästöjä kulutuspiikkien tasaamisena, tehomaksujen pienentämisenä tai kalliiden tuntien ostosähkön vähentämisenä. VENI Energian tuottodatan perusteella monimarkkinastrategia, jossa akku jakaa kapasiteettiaan joustavasti eri markkinoiden välillä, voi tuottaa vuositasolla merkittävästi enemmän kuin yksittäiseen tuotteeseen keskittyminen.

Hybridikäyttö edellyttää kuitenkin huolellista koordinoitua. Jos akku on sidottu täysimääräisesti kiinteistön sisäiseen käyttöön, sillä ei välttämättä ole riittävää teho- ja energiavaraa täyttää reservimarkkinoiden vaatimuksia kyseisen tunnin aikana – ja päinvastoin. Tämän riskin hallitsemiseksi käyttöä ohjataan yleensä niin, että reservikäyttö priorisoidaan tuottoisina tunteina ja kiinteistön sisäinen optimointi silloin, kun reservituotto on alhainen. Kehittyneimmissä toteutuksissa hyödynnetään dynaamista optimointijärjestelmää, joka säätelee akun markkina-allokaatiota, tarjouksia ja käyttöohjausta tilanteen mukaan ja varmistaa, että varaustila ja tehovara pysyvät yhteensopivina kaikkien valittujen käyttötarkoitusten kanssa.<sup>38</sup>

Käytännössä optimaalinen toimintamalli on aina kohdekohtainen. Se muodostuu kiinteistön kuormitusprofiilista, akuston teho- ja energiamitoituksesta, markkinahintojen vaihtelusta, valitusta ohjausstrategiasta sekä akun kulumiskustannuksesta. Näiden tekijöiden vuoksi sama akku voi olla yhdessä kohteessa selvästi reservipainotteinen ja toisessa enemmän kiinteistöoptimointiin tukeutuva. Usein paras kokonaistulos syntyy näiden yhdistelmästä – ja juuri tämä joustavuus on hybridikäyttömallin keskeisin vahvuus.

## Akun käyttöikä ja kulumisen reservikäytössä

Akun käyttöikä riippuu olennaisesti siitä, kuinka paljon ja millä tavalla akku joutuu tekemään lataus- ja purkaussäätöjä reservipalvelun aikana. Eri reservituotteet kuormittavat akkua hyvin eri tavoin, ja tämä ero on tärkeä ymmärtää investoinnin elinkaarta arvioitaessa.

FCR-N-tuotteessa akku säätyy jatkuvasti taajuuden mukaan. Vaikka yksittäiset säätöliikkeet ovat pieniä, niiden suuri lukumäärä muodostaa merkittävän vuotuisen energiasiirron. Aalto-yliopiston

---

<sup>36</sup> <https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/231340/PaavolaTommi.pdf?sequence=2>

<sup>37</sup> <https://aaltodoc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/74303043-7b45-4b9a-8160-5e3e315eb07f/content>

<sup>38</sup> [https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/803353/Nguyen\\_Khuong.pdf?sequence=2](https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/803353/Nguyen_Khuong.pdf?sequence=2)

vuoden 2025 diplomityön mukaan 1 MW:n FCR-N-kapasiteetti tuottaa keskimäärin noin 3 GWh:n vuotuisen energiavirran, mikä vastaa noin 1,5 täyttä lataus-purkusykliä päivässä eli karkeasti 545 sykliä vuodessa 1 MWh:n akustolle.<sup>39</sup>

LFP-kemian akkujen syklinkesto on tyypillisesti useita tuhansia syklejä, mutta tarkka elinikä riippuu voimakkaasti purkaussyvyydestä, lämpötilasta ja kennotyypistä. Edellä kuvatulla kuormituksella jatkuva FCR-N-käyttö voi rajoittaa akuston taloudellisen käyttöiän noin 8–12 vuoteen, ellei akustoa yllimitoiteta tai ohjausta optimoida kulumisen näkökulmasta. Käytännössä tämä tarkoittaa, että akkuinvestoinnin kustannuslaskelmissa kulumisen on syytä ottaa huomioon konkreettisesti eränä: jos esimerkiksi 1 MWh:n akuston hankintahinta on 300 000 euroa ja sen elinkaari FCR-N-käytössä on kymmenen vuotta, pelkkä pääomakustannus on 30 000 euroa vuodessa ennen ylläpitoa ja operointia.<sup>40</sup>

FCR-D-tuotteessa tilanne on merkittävästi erilainen. Aktivointeja tapahtuu harvemmin ja ne liittyvät suurten taajuuspoikkeamien tilanteisiin, joten FCR-D altistaa akkua selvästi pienemmälle sykliselle rasitukselle. Aalto-yliopiston tutkimuksessa FCR-D johti pienimpään kulumisaltistukseen verrattuna muihin reservituotteisiin, ja samansuuntaisia johtopäätöksiä on esitetty myös muissa tuoreissa suomalaisissa tarkasteluissa.

Tämä ero tekee reservituotteiden välisestä dynaamisesta allokoinnista tärkeän työkalun. Kun akku kohdennetaan niille tunneille ja niihin tuotteisiin, joissa tuotto suhteessa kulumiseen on paras, voidaan samanaikaisesti kasvattaa vuosituottoa ja pidentää akuston elinkaarta. Käytännössä tämä tarkoittaa, että jatkuvan FCR-N-ajon sijaan pyritään yhdistämään eri reservituotteita, spot-optimointia ja muita käyttötarkoituksia niin, että akulle syntyy riittävä tuotto ilman tarpeettoman suurta energian läpivirtausta.

## Markkinaolosuhteiden epävarmuus

Reservimarkkinoiden kannattavuuteen liittyy väistämättä epävarmuuksia, jotka akkuinvestoinnin tekijän on syytä ymmärtää. Reservihintoihin vaikuttavat useat samanaikaiset tekijät – vesivoiman saatavuus, sähköjärjestelmän inertian tarve ja markkinoille tulevien uusien toimijoiden määrä – eikä näiden yhteisvaikutusta voi ennustaa tarkasti. Erityisesti FCR-N-hintojen ennustaminen on osoittautunut haastavammaksi kuin perinteisten energiamarkkinoiden hintojen, mikä lisää tulo-riskiä.

Merkittävin epävarmuustekijä on markkinoille tulevan akkukapasiteetin kasvu. Fingridin helmikuun 2026 tiedotteen mukaan Suomessa oli jo noin 1 050 MW sähkövarastoja liitettynä sähköverkkoon, mikä osoittaa tarjonnan kasvaneen nopeasti. Jos tarjonta ylittää Fingridin hankintatarpeen,

---

<sup>39</sup> <https://aaltodoc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/74303043-7b45-4b9a-8160-5e3e315eb07f/content>

<sup>40</sup> <https://share.google/JxJcGo5kQfH97HqI4>

selvityshinnat laskevat – kehitys, joka näkyy jo selvästi reservimarkkinoiden tuottodatassa vuoden 2024 jälkeen.<sup>41</sup>

Samalla markkinarakenteessa on tapahtunut merkittävä muutos. Fingridin vuoden 2026 FCR-linjausten mukaisesti kokonais-FCR-hankinta kasvaa, mutta vuosimarkkinavolyymi pienenee ja tuntimarkkinan rooli kasvaa. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, että tuottoja ei voi enää lukita vuositasolla samalla tavalla kuin aiemmin, ja tuntihintojen vaihtelu korostuu. Muutos kannustaa akkujen joustavaan ja monipuoliseen käyttöön mutta lisää samalla tulovirran ennustamattomuutta.<sup>42</sup>

Koska markkinoiden pitkäaikainen kehitys on epävarma, akkuinvestointien taloudellisessa arvioinnissa on suositeltavaa tarkastella useita hintaskenaarioita ja varautua merkittäväänkin vaihteluun. Osa toimijoista hallitsee tulosriskiä hyödyntämällä pitkäkestoisia sopimusmalleja, kuten vuosimarkkinoita niissä tuotteissa, joissa niitä edelleen hankitaan, sekä aggregaattoripalveluita, jotka tasaavat tuntikohtaista vaihtelua ja tuovat ennustettavuutta kassavirtaan. Investointipäätöksen tueksi on kuitenkin syytä arvioida kannattavuus myös skenaariossa, jossa markkinahinnat pysyvät nykyisellä tai sitä alemmalla tasolla pitkään – näin varmistetaan, ettei investointi nojaa pelkästään optimistisiin tuotto-odotuksiin.

## Mitä reservimarkkinoilla myydään?

Reservimarkkinoilla myydään käytännössä **kahta eri tuotetta**:

1. **Kapasiteettia** – eli valmiutta säätää tehoa tarvittaessa
2. **Energia-aktiivointia** – eli toteutuneita säätötoimia silloin, kun reservi todella aktivoituu

Näiden kahden tulokomponentin erot ovat tärkeitä ymmärtää, koska kiinteistökohteen akku saa tyypillisesti tuottoa *molemmista*, mutta eri markkinoilla niiden merkitys vaihtelee.

Reservimarkkinoiden kapasiteetti- ja aktiivointihinnat määräytyvät Suomessa Fingridin kilpailuttamien reservimarkkinoiden perusteella. Fingrid julkaisee hinnat sekä vuosimarkkinoilta että tuntimarkkinoilta omilla sivuillaan. Vuoden 2026 kapasiteettihinnat löytyvät Fingridin “Frequency Containment Reserves (FCR-N, FCR-D up ja FCR-D down)” -sivun vuositaulukosta.<sup>43</sup> Vuoden 2026 kohdalta taulukossa ilmoitetaan seuraavaa:

---

<sup>41</sup> <https://osuva.uwasa.fi/server/api/core/bitstreams/e0f92223-94be-49fa-95fc-576df8fa4589/content>

<sup>42</sup> <https://www.fingrid.fi/en/news/news/2025/procurement-of-frequency-containment-reserves-from-yearly-market-2026/>

<sup>43</sup> <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/reserve-market-information/frequency-controlled-disturbance-reserve/>

- FCR-N: 0 €/MW (ei hankintaa vuosimarkkinalta 2026)
- FCR-D up: 3,50 €/MW
- FCR-D down: 6,00 €/MW

Tuntitasen hinnat löytyvät samalta markkinasivulta ja Open Data -alustalta. Ladattavat tuntisarjat saa ladattua seuraavista lähteistä esimerkiksi CSV, JSON, tai XLSX – formaattina.

- FCR-N: <https://data.fingrid.fi/en/datasets/317>
- FCR-D up: <https://data.fingrid.fi/en/datasets/318>
- FCR-D down: <https://data.fingrid.fi/en/datasets/283>

aFRR-reservin energia- ja kapasiteettihinnat julkaistaan EU:n ENTSO-E Transparency -palvelun kautta sekä Fingridin markkinasivuilla.<sup>4445</sup>

## Kiinteistöarbitraasi

Kiinteistöarbitraasilla tarkoitetaan akuston hyödyntämistä ainoastaan kiinteistön oman sähkönkäytön optimointiin ilman reservimarkkinoille osallistumista. Käytännössä akku ladataan edullisina tunteina ja puretaan kalliina, jolloin kiinteistön ostosähkön kokonaiskustannus pienenee. Tutkimusten ja käytännön kokemusten perusteella pelkkä kiinteistöarbitraasi on kuitenkin useimmissa kohteissa heikompi liiketoimintamalli kuin reservikäyttö tai näiden yhdistelmä: day-ahead-arbitraasin ja kiinteistön sisäisten säästöjen tuottama kassavirta jää tyypillisesti suhteellisen pieneksi verrattuna tilanteeseen, jossa akku tuottaa myös reservituloja.<sup>464748</sup>

Kiinteistöarbitraasin taloudellinen hyöty määräytyy ennen kaikkea kohteen kuormitusprofiilista ja paikallisen verkkoyhtiön tariffirakenteesta. Tehomaksujen pieneminen voi joissakin kohteissa olla merkittävä säästöerä – esimerkiksi kiinteistössä, jonka tehomaksu on 5 €/kW/kk ja akku leikkaa kuu-kauden huipputehoa 50 kW:lla, vuotuinen säästö olisi noin 3 000 euroa. Monissa kohteissa vaikutus jää kuitenkin tätä pienemmäksi, jos huipputehoja esiintyy harvoin, piikit ovat lyhyitä tai tehomaksun määrääntymislogiikka ei palkitse lyhyiden piikkien leikkausta. Spot-hintojen välinen ero edullisten ja kalliiden tuntien välillä vaihtelee niin ikään merkittävästi: vuositasolla pelkällä hintaeroon

---

<sup>44</sup> <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/reserve-market-information/automatic-frequency-restoration-reserve-afrr-realised-hourly-transactions/>

<sup>45</sup> <https://www.fingrid.fi/en/electricity-market-information/reserve-market-information/afrr-energy-market/>

<sup>46</sup> <https://research.abo.fi/ws/files/62195597/1-s2.0-S2352152X24019133-main.pdf>

<sup>47</sup> [https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/853297/Salovaara\\_Samppa.pdf?sequence=2](https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/853297/Salovaara_Samppa.pdf?sequence=2)

<sup>48</sup> [https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/168035/mastersthesis\\_uzzaman\\_MdArafath.pdf;jsessionid=0A4A222A7B55A11ED90D0F250CF1E3C4?sequence=3](https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/168035/mastersthesis_uzzaman_MdArafath.pdf;jsessionid=0A4A222A7B55A11ED90D0F250CF1E3C4?sequence=3)

perustuvalla latauksella ja purulla saavutettava hyöty on tyypillisesti muutamia tuhansia euroja vuodessa pienelle kiinteistöakulle, kun taas saman akun reservituotot voivat olla moninkertaiset.<sup>49</sup>

Näiden lukujen valossa pelkkään kiinteistöarbitraasiin perustuvan akkuinvestoinnin takaisinmaksuaika muodostuu useimmissa kohteissa pitkäksi – usein yli kymmenen vuotta – mikä ylittää monien organisaatioiden tavanomaisen investointihorisontin.

Akun taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttaa lisäksi se, että kapasiteetti heikkenee ajan myötä myös ilman suurta syklistä käyttöä. Kalenteri-ikäntymisen nopeus riippuu muun muassa lämpötilasta, varaustasosta ja kennojen kemiasta. Jos akku mitoitetaan ja ajetaan pelkästään arbitraasia varten, investoinnin tuotto perustuu suhteellisen pieneen vuosittaiseen säästöön samalla, kun akuston arvo ja käytettävissä oleva kapasiteetti vähitellen laskevat. Kymmenen vuoden aikana LFP-akuston kapasiteetti voi laskea noin 80 prosenttiin alkuperäisestä, mikä pienentää leikkauskykyä ja arbitraasituottoa vuosi vuodelta.<sup>50</sup>

Kokonaisuutena pelkkä kiinteistöarbitraasi ei useimmissa kohteissa riitä perustelemaan akkuinvestointia taloudellisesti. Sen arvo korostuu silloin, kun se toimii osana laajempaa kokonaisuutta – reservimarkkinatulojen, spot-optimoinnin ja kiinteistön sisäisten hyötyjen yhdistelmänä. Tämä havainto on linjassa selvityksen aiempien lukujen kanssa: akuston kokonaiskannattavuus syntyy useiden tulovirtojen ja käyttötarkoitusten yhdistämisestä, ei yksittäisestä tulolähteestä.

## Akku varavoimana – mahdollisuudet ja reunaehdot

Akkua voidaan hyödyntää kiinteistön varavoimana, mutta varavoimakäyttö ei synny automaattisesti reserviosallistumisen sivutuotteena. Reservimarkkinoille mitoitettu akku toimii tyypillisesti verkon rinnalla, kun taas varavoima edellyttää saarekekäyttöön soveltuvaa toteutusta: hallittua irtikytkentää ja jälleenkytkentää sähköverkkoon, jännitteen ja taajuuden hallintaa ilman verkon tukea sekä kriittisten kuormien luotettavaa syöttöä koko häiriötilanteen ajan. Käytännössä tämä vaatii grid-forming-tyyppistä invertteriohjauksen sekä suojauksen ja automaation suunnittelua – tavallinen verkkoon kytketty reserviakku ei yksin riitä varavoimajärjestelmäksi. Saarekekäyttökyky kasvattaa järjestelmän kokonaiskustannuksia, mutta lisäkustannuksen suuruus riippuu toteutustavasta, suojauksesta ja kriittisten kuormien laajuudesta.<sup>515253</sup>

---

<sup>49</sup> <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC141463>

<sup>50</sup> [https://drive2x.eu/wp-content/uploads/2026/02/Drive2X\\_D6\\_1\\_Battery\\_degradation\\_assessment.pdf](https://drive2x.eu/wp-content/uploads/2026/02/Drive2X_D6_1_Battery_degradation_assessment.pdf)

<sup>51</sup> <https://docs.nlr.gov/docs/fy23osti/83301.pdf>

<sup>52</sup> <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/81028.pdf>

<sup>53</sup> <https://docs.nrel.gov/docs/fy15osti/63157.pdf>

## Mitoitus kriittisten kuormien perusteella

Koko rakennuksen syöttäminen akulla sähkökatkon aikana on usein taloudellisesti ja teknisesti epärealistista, koska rakennuksen kokonaiskuorma voi olla moninkertainen verrattuna akuston käytävissä olevaan energiavarastoon. Esimerkiksi toimistorakennuksen kokonaisteho voi olla 200–500 kW, jolloin jo yhden tunnin varavoimakäyttö edellyttäisi vastaavaa kilowattituntimäärää. Tämä sitoisi merkittävän osan akuston kapasiteetista tai vaatisi huomattavaa ylimitoitusta. Siksi varavoimaratkaisut mitoitetaan käytännössä kriittisille kuormille, joihin kuuluvat tyypillisesti ICT- ja valvontajärjestelmät, kulunvalvonta, turvavalaistus sekä talotekniikan minimitoinnit. Tavallisessa toimisto- tai kauppakiinteistössä kriittisten kuormien teho on usein vain 20–80 kW, jolloin tunnin varavoimakesto vaatii akustolta vastaavasti 20–80 kWh:n energiavaran. Tämä on pieni osuus esimerkiksi 1 MWh:n akuston kokonaiskapasiteetista ja jättää valtaosan kapasiteetista edelleen normaaliajan käyttöön.<sup>5455</sup>

## Vaikutus reservikäyttöön ja varaustilan hallintaan

Reservipalveluihin osallistuva akku pidetään yleensä noin 50 prosentin varaustilassa, jotta ylös- ja alassäätö voidaan toteuttaa symmetrisesti. Varavoimakäyttö edellyttää, että varaustila pidetään jatkuvasti kriittisten kuormien tarvitseman energiamäärän yläpuolella. Jos esimerkiksi 1 MWh:n akustosta varataan 50 kWh varavoimaan, reservimarkkinoille tarjottava kapasiteetti pienenee vastaavasti. Vaikutus on useimmissa tapauksissa maltillinen – edellä kuvatussa esimerkissä noin viisi prosenttia kokonaiskapasiteetista – mutta se on huomioitava taloudellisessa optimoinnissa, erityisesti FCR-N-tuotteessa, jossa symmetrinen säätövara molempiin suuntiin on edellytyksenä osallistumiselle.

## Tekninen toteutus

Varavoimakäyttö edellyttää, että invertteri ja ohjaus pystyvät toimimaan sekä verkon rinnalla että saarekkeessa. Saarekekäytössä järjestelmän on ylläpidettävä sisäistä sähkönlaatua ja samalla huolehdittava siitä, että vain ennalta määritellyt kriittiset kuormat ovat akuston syötettävänä. Kokonaisuuteen kuuluu tyypillisesti automaattinen siirto- tai erotuskytkentä, kuormien priorisointi sekä suojausten koordinointi, jotta siirtymä verkon ja saarekkeen välillä on hallittu ja turvallinen.

Yleinen ja usein kustannustehokas suunnitteluratkaisu on toteuttaa akku perinteisen varavoiman täydentäjäksi. Akku ylläpitää kriittisiä kuormia lyhyen siirtymäjakson ajan – tyypillisesti muutamien minuuttien – kunnes esimerkiksi dieselgeneraattori käynnistyy ja ottaa kuorman. Tällöin akku

---

<sup>54</sup> <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/09/f66/distributed-energy-resilience-public-buildings.pdf>

<sup>55</sup> <https://docs.nlr.gov/docs/fy18osti/70679.pdf>

pienentää katkoksia ja parantaa toimintavarmuutta ilman, että koko varavoimaratkaisu nojaisi pelkkään akkuun. Pienissä kohteissa, joissa kriittiset kuormat ovat vain kymmeniä kilowatteja ja tavoiteltu varavoimakesto on alle kaksi tuntia, erillinen generaattori ei välttämättä ole lainkaan tarpeen.<sup>56</sup>

## Turvallisuus ja ylläpito

Litiumioniakkujen varavoimakäyttöön liittyy pelastusviranomaisten ja standardien edellyttämiä turvallisuusvaatimuksia: riskinarviointi, palotekninen osastointi, lämpökarkaamisen hallinta ja soveltuvat sammutusratkaisut. Akuston sijoituspaikassa on huomioitava ilmanvaihto, jäähdytys ja huoltopääsy. Ohjauksen ja telemetrian on toimittava myös saareketilanteessa, ja kyberturvallisuuden tason on oltava riittävä, koska varavoimaominaisuus tekee järjestelmästä osan kiinteistön kriittistä infrastruktuuria.<sup>575859</sup>

## Taloudellinen kokonaiskuva

Varavoimaominaisuus ei itsessään tuota markkinatuloja, vaan sen arvo muodostuu käyttövarmuudesta ja riskikustannusten pienentämisestä – esimerkiksi toiminnan keskeytymisen, tietoliikennekatkosten tai turvallisuuteen liittyvien vaikutusten välttämistä. Tämän arvon suuruus vaihtelee kohteittain merkittävästi: kauppakeskuksessa tai sairaalassa tunnin sähkökatkon kustannus voi olla kymmeniä tuhansia euroja, kun taas tavallisessa toimistossa vaikutus on pienempi. Varavoimaominaisuuden taloudellinen hyöty realisoituukin tyypillisesti silloin, kun sama akusto tuottaa normaaliaikana reservituloja ja kiinteistön sisäisiä säästöjä, ja varavoimatoiminto on näiden päälle tuleva lisäarvo. Joissakin kohteissa saarekekäyttökykyinen akku voi myös korvata erillisen varavoimageraattorin kokonaan tai pienentää sen mitoitusarvoa, mikä tuo suoraa kustannussäästöä – tyypillisesti vastaavan kokoluokan dieselgeneraattorin hankinta- ja asennuskustannus on 30 000–80 000 euroa.<sup>60</sup>

Yhteenvedonaku varavoimana on kokonaisratkaisu, jossa kriittiset kuormat tunnistetaan, sähköjärjestelmä suunnitellaan saarekekäyttöön soveltuvaksi ja akuston varaustila hallitaan tarkoituksenmukaisesti. Oikein suunniteltuna akku voi tuottaa taloudellista arvoa normaaliaikana ja turvata kriittiset toiminnot häiriötilanteessa – mutta vain silloin, kun mitoitus ja käyttötarkoitukset ovat linjassa keskenään.

---

<sup>56</sup> <https://docs.nrel.gov/docs/fy24osti/84773.pdf>

<sup>57</sup> <https://docs.nrel.gov/docs/fy21osti/79393.pdf>

<sup>58</sup> <https://www.nfpa.org/education-and-research/electrical/energy-storage-systems>

<sup>59</sup> <https://tukes.fi/en/siting-of-production-plants>

<sup>60</sup> <https://docs.nlr.gov/docs/fy18osti/70679.pdf>

## Aurinkopaneelit yhdistettynä akustoon

Aurinkopaneelien yhdistäminen akkujärjestelmään ei poista varastointihäviöitä, mutta se voi parantaa kiinteistön omavaraisuutta ja energiatalouden kokonaiskuvaa merkittävästi. Akun keskeinen hyöty aurinkosähköjärjestelmässä on yksinkertainen: päiväsaikaan syntyvä ylituotanto varastoidaan ja puretaan myöhemmin, kun kulutus on suurempi tai sähkön hinta korkeampi. Näin oman tuotannon hyödynnettävyys kasvaa ja verkosta ostettavan sähkön tarve pienenee.<sup>6162</sup>

### Miten yhteistoiminta käytännössä toimii

Aurinkopaneelien tuotanto käytetään ensin rakennuksen omaan kulutukseen, ja ylituotanto ohjataan akkuun. Myöhemmin akku purkaa energian takaisin kuormille silloin, kun paneelituotanto on laskenut tai kulutus on kasvanut. Teknisesti järjestelmä voidaan toteuttaa AC- tai DC-kytkettynä. DC-kytkennässä aurinkokentän tuotanto ladataan akkuun ilman yhtä muunnosvaihetta, mikä parantaa kokonaishyötysuhdetta: NREL:n mallinuksissa akun edestakainen hyötysuhde on noin 87 prosenttia ladattaessa suoraan aurinkokentästä ja noin 85 prosenttia ladattaessa verkosta. Ero on pieni mutta systemaattinen, ja se suosii suoraa DC-kytkentää kohteissa, joissa aurinkosähkön varastointi on akun ensisijainen tehtävä.<sup>6364</sup>

### Vaikutus omakäyttöasteeseen ja energiansäästöön

Kirjallisuuskatsauksissa akuston on todettu nostavan aurinkosähkön omakäyttöastetta tyypillisesti 13–24 prosenttiyksiköllä, kun akun kapasiteetti on luokkaa 0,5–1 kWh asennettua huipputehokilowattia kohti. Käytännössä tämä tarkoittaa, että omista paneeleista tuotettua sähköä jää huomattavasti enemmän rakennuksen käyttöön ja verkkoon syötettävä ylituotanto pienenee vastavasti.<sup>656667</sup>

Konkreettinen esimerkki havainnollistaa suuruusluokkaa. Motivan käyttämällä konservatiivisella 850 kWh/kWp vuosituotolla 100 kWp:n aurinkovoimala tuottaa noin 85 MWh vuodessa. Kirjallisuuden mukainen akuston mitoitus (0,5–1 kWh per kWp) tarkoittaisi 50–100 kWh:n akkua. Jos omakäyttöasteen nousu on 13–24 prosenttiyksikköä, aurinkosähköä jää vuositasolla noin 11–20 MWh

---

<sup>61</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914012859>

<sup>62</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352152X2400776X>

<sup>63</sup> <https://docs.nlr.gov/docs/fy21osti/77917.pdf>

<sup>64</sup> [https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale\\_pv-plus-battery](https://atb.nrel.gov/electricity/2024/utility-scale_pv-plus-battery)

<sup>65</sup> <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/24/6517>

<sup>66</sup> <https://www.mdpi.com/1996-1073/17/24/6279>

<sup>67</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914012859>

enemmän rakennuksen omaan käyttöön. Keskimääräisellä 10 snt/kWh hintaerolla – karkeasti os-  
tosähkön ja verkkoon myydyn ylijäämän arvon erotus – tämä vastaa noin 1 100–2 000 euron vuo-  
tuista säästöä. Suuremmissa 300 kWp:n järjestelmissä vastaava hyöty on suuruusluokaltaan kol-  
minkertainen. Toteutuva säästö riippuu kuitenkin aina kohteen kulutusprofiilista, sähkön hintata-  
sosta ja akun ohjauksesta.<sup>6869</sup>

## Vaikutus akuston käyttöikään

Aurinkosähkön kanssa käytettynä akusto toimii tyypillisesti huomattavasti kevyemmässä profiilissa  
kuin reservikäytössä, mikäli sen ensisijainen tehtävä on vuorokausisiirto eikä jatkuva taajuussäätö.  
Ero on merkittävä: Aalto-yliopiston vuoden 2025 tutkimuksen mukaan 1 MW:n FCR-N-kapasiteetti  
aiheuttaa keskimäärin noin 3 GWh:n vuotuisen energiavirran eli noin 1,5 täyttä sykliä päivässä 1  
MWh:n akustolle – karkeasti 545 sykliä vuodessa. Pelkässä aurinkosähkön vuorokausisiirrossa akku  
latautuu ja purkautuu tyypillisesti kerran päivässä eli noin 250–350 sykliä vuodessa Suomen valoi-  
suusolosuhteissa. Syklinen rasitus on siis noin puolet FCR-N-käytön tasosta tai vähemmän.

Suomalaisissa tarkasteluissa LFP-akkujen käyttöikäksi on arvioitu noin 8,5–13,5 vuotta ja syklimestoksi  
noin 5 800–6 500 sykliä käyttöolosuhteitten mukaan. Kevyempi aurinkosähköprofiili voi siten tukea  
akuston elinkaaritalloutta verrattuna jatkuvaan reservisäätöön. Vaikutus ei kuitenkaan ole auto-  
maattinen: jos akkua pidetään pitkiä aikoja hyvin korkeassa varaustilassa tai ajetaan toistuvasti sy-  
villä sykleillä, kuluminen voi kasvaa myös aurinkosähkökäytössä. Ohjausstrategian laatu ratkaisee  
lopputuloksen.<sup>70</sup>

## Kokonaiskuva

Aurinkopaneelien ja akuston yhdistäminen tekee kiinteistön energiainfrastruktuurista joustavam-  
man ja taloudellisemman. Suurin hyöty syntyy omakäytön kasvusta, huipputehon leikkaamisesta ja  
siitä, että aurinkosähkö voidaan hyödyntää niillä tunneilla, jolloin sen arvo rakennukselle on suurin.  
Yhdistelmä toimii parhaiten kohteissa, joissa aurinkotuotanto ylittää hetkellisen kulutuksen merkit-  
tävästi ja ilta- tai aamukuorma on edelleen huomattava. Investoinnin kannalta olennaista on, että  
aurinkosähkön ja akun yhdistelmä tuo akustolle lisäkäyttötarkoituksen, joka parantaa kokonaiskan-  
nattavuutta erityisesti silloin, kun reservimarkkinoiden tuotot yksinään eivät kata investointia riittä-  
vän nopeasti.

---

<sup>68</sup> <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914012859>

<sup>69</sup> <https://www.motiva.fi/tietopankki/pientalon-energiaremontit/>

<sup>70</sup> <https://aaltodoc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/6f65e32f-7b0c-4ccf-998a-8a244e7578d7/content>

## Sähköverotuksen vaikutus akkuhankkeisiin

Sähköverotus vaikuttaa akkuhankkeisiin ennen kaikkea sen kautta, milloin sähkö katsotaan luovutetuksi kulutukseen. Vero kohdistuu vasta siinä kohdassa, kun sähkö päätyy lopulliseen käyttöön – ja tätä edeltävät siirrot tuotannon, verkon ja varaston välillä voivat tapahtua verottomasti. Tämän periaatteen toteuttamiseksi lainsäädäntöön on luotu verottoman sähkövaraston malli, joka estää saman sähkömäärän verottamisen useaan kertaan. Käytännössä akun verokohtelu riippuu kuitenkin järjestelmän rakenteesta ja roolista, ja eri käyttötarkoitukset johtavat erilaiseen verokohteluun. Verotukselliset vaikutukset kannattaa siksi arvioida jo hankkeen konseptivaiheessa.

### Veroluokat ja niiden taloudellinen merkitys

Sähköveroa maksetaan kulutukseen luovutetusta sähkömäärästä. Tavallinen kiinteistökulutus kuuluu **veroluokkaan I** (2,253 snt/kWh), kun taas **veroluokka II** (0,063 snt/kWh) on varattu laissa määritellyille käyttötarkoituksille; muun muassa teollisuudelle sekä tietyille sähköä käyttäville lämpöratkaisuille, kuten lämpöpumpuille ja sähkökattiloille. Veroluokkien välinen erotus on 2,19 snt/kWh eli noin 21,90 €/MWh.<sup>71727374</sup>

Tämä ero tekee verokohtelusta taloudellisesti merkittävän aina, kun akun kautta kulkee suuria energiamääriä. Esimerkiksi 500 MWh:n vuosivolyymilla veroluokkien erotus vastaa noin 10 950 euroa vuodessa – kymmenen vuoden käyttöiällä yli 100 000 euron kumulatiivista vaikutusta. Pienemmäsäkin kohteessa, jossa volyyymi on 100 MWh vuodessa, vaikutus on noin 2 190 euroa vuodessa.

Alempaa veroluokkaa voidaan kuitenkin soveltaa vain, jos sähkön käyttö todellisuudessa täyttää veroluokan II edellytykset ja tämä on osoitettu sähkön toimittajalle. Jos veroluokan II sähköä käytetään tosiasiallisesti veroluokan I mukaiseen tarkoitukseen, ostaja on pääsääntöisesti verovelvollinen erotuksesta. Tämä tekee kuormien erottelusta ja luotettavasta mittauksesta keskeisiä: jos järjestelmässä ei pystytä osoittamaan, mihin käyttöön sähkö on mennyt, väärin perustein saatu alempi verotus voidaan joutua maksamaan takaisin.

---

<sup>71</sup> <https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahkovero>

<sup>72</sup> <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotus5/>

<sup>73</sup> <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/107822/s%C3%A4hk%C3%B6n-veroluokat-ja-verotuksen-korjaaminen/>

<sup>74</sup> <https://www.vero.fi/yritykset-ja-yhteisot/verot-ja-maksut/valmisteverotus/sahkovero/verotaulukot/>

## Akku osana voimalaitosta tai markkinakäyttöä

Akun verokohtelu monimutkaistuu merkittävästi, kun se kytkeytyy aurinkovoimalan yhteyteen tai markkinaehtoiseen toimintaan. Verohallinnon ohjeistuksessa sähkövarasto voidaan katsoa osaksi sähköntuotannon toiminnallista kokonaisuutta, jos se on voimalaitoksen yhteydessä ja palvelee sen toimintaa. Yli 100 kVA:n nimellistehoiset sähköntuotantojärjestelmät on rekisteröitävä verovelvolliseksi – akku ei itsessään laukaise tätä rajaa, mutta jos se on osa esimerkiksi 150 kWp:n aurinkosähköjärjestelmää, koko kokonaisuuden verotuksellinen asema ja ilmoitusvelvoitteet nousevat merkittäviksi.<sup>75</sup>

Jos akku toimii aktiivisesti markkinoilla tai usean sähkövirran solmukohtana, kyseeseen voi tulla verottoman sähkövaraston pitäjän lupa. Lupaa voidaan hakea vain, jos varastosta on sähkön siirtoa suoraan kulutukseen ja varasto on kiinteästi sijoitettu paikalleen – liikuteltaville varastoille lupaa ei myönnetä. Sähkön syöttö ja otto on pystyttävä mittaamaan luotettavasti verollisten ja verottomien siirtojen erottamiseksi, ja varastonpitäjän on annettava veroilmoitukset säännöllisesti. Käytännössä tämä tarkoittaa, että esimerkiksi konttiakun verokohtelu ei ole automaattisesti selvä, vaan se riippuu siitä, katsotaanko ratkaisu verotuksessa kiinteästi sijoitetuksi ja miten mittaus on toteutettu.<sup>76</sup>

## Keskeiset veroriskit

Akkuihin liittyvien veroriskien ytimessä ovat veroluokan väärä soveltaminen, sähkövirtojen puutteellinen mittaus ja hallinnollisten velvoitteiden aliarviointi. Veroluokka II on Verohallinnon tulkin mukaan myös valtioneutua, joten väärin perustein saatu etu voidaan joutua maksamaan takaisin. Taloudellinen riski on konkreettinen: jos veroluokkaa II sovelletaan virheellisesti 500 MWh:n vuosivolyymiin kolmen vuoden ajan, pelkkä veroluokkien erotus on noin 32 850 euroa – tämän lisäksi virheelliset ilmoitukset voivat johtaa korjausilmoituksiin ja lisäselvityksiin. Verokohtelun ja mitausratkaisun varmistaminen etukäteen on siksi lähes aina taloudellisesti järkevää, vaikka se lisäisi hankkeen suunnittelutyötä.

## Suositus hankekohtaiseen tarkasteluun

Verotuksellinen tarkastelu kannattaa tehdä erikseen vähintään neljälle tilanteelle: tavallinen kiinteistöakku veroluokan I ympäristössä, akku lämpöpumppujen tai sähkökattiloiden yhteydessä veroluokassa II, aurinkovoimalan yhteyteen asennettu akku sekä markkinaan osallistuva varasto, joka saattaa edellyttää verottoman sähkövaraston lupaa. Näille ei pidä soveltaa yhtä yhtenäistä verokohtelua. Jos veroluokan soveltaminen tai varaston rooli on epäselvä, Verohallinnolta voi pyytää neuvoa

---

<sup>75</sup> <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/361273/voimalaitokset-kiinteistoverotuksessa/>

<sup>76</sup> <https://www.vero.fi/syventavat-vero-ohjeet/ohje-hakusivu/56206/energiaverotus5/>

valmisteveroneuvonnasta ja tarvittaessa hakea maksullisen ennakkoratkaisun. Tämä on suositeltavaa erityisesti kohteissa, joissa akku, aurinkovoima, lämpöpumput ja reservimarkkinat liittyvät samaan kokonaisuuteen – näissä tilanteissa verotukselliset rajapinnat ovat monimutkaisimmillaan ja virheellisen tulkinnan taloudelliset seuraukset suurimmillaan.<sup>77</sup>

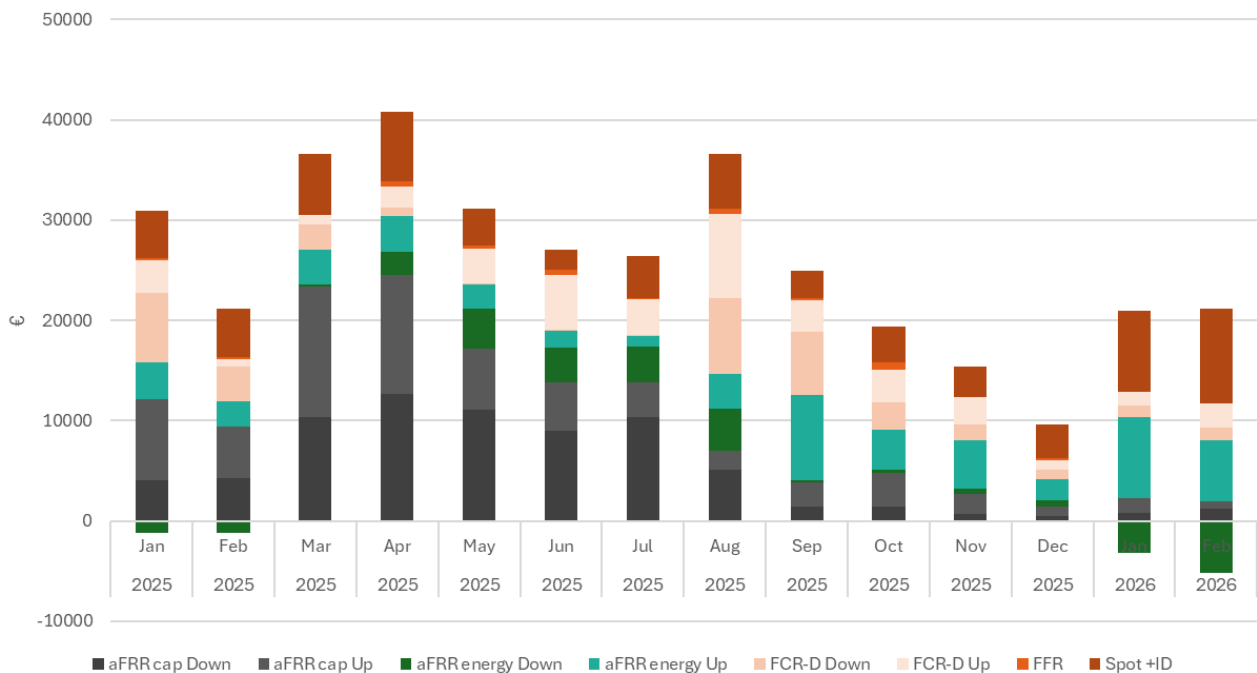
Kokonaisuutena sähköverotus ei estä akkujen hyödyntämistä, mutta se vaikuttaa merkittävästi järjestelmän suunnitteluun. Tavallisessa toimistossa tai koulussa akku toimii tyyppillisesti veroluokan I ympäristössä yksinkertaisena optimointilaitteena. Sen sijaan lämpöpumppuihin, aurinkovoimaan tai reservimarkkinoihin kytketty akusto muuttaa verokohtelua nopeasti, ja tällöin korostuvat oikea veroluokka, mittausratkaisu sekä mahdolliset rekisteröinnit. Oikein suunniteltuna tekninen rakenne ja mittaus tekevät akkuhankkeesta verotuksellisesti selkeän ja vähentävät merkittävästi jälkikäteisten korjausten ja takaisinperintöjen riskiä.

---

<sup>77</sup> <https://www.vero.fi/tietoa-verohallinnosta/yhteystiedot-ja-asiointi/lomakkeet/tayttoohjeet/s%C3%A4hk%C3%B6veron-palautushakemus-t%C3%A4ytt%C3%B6hje/>

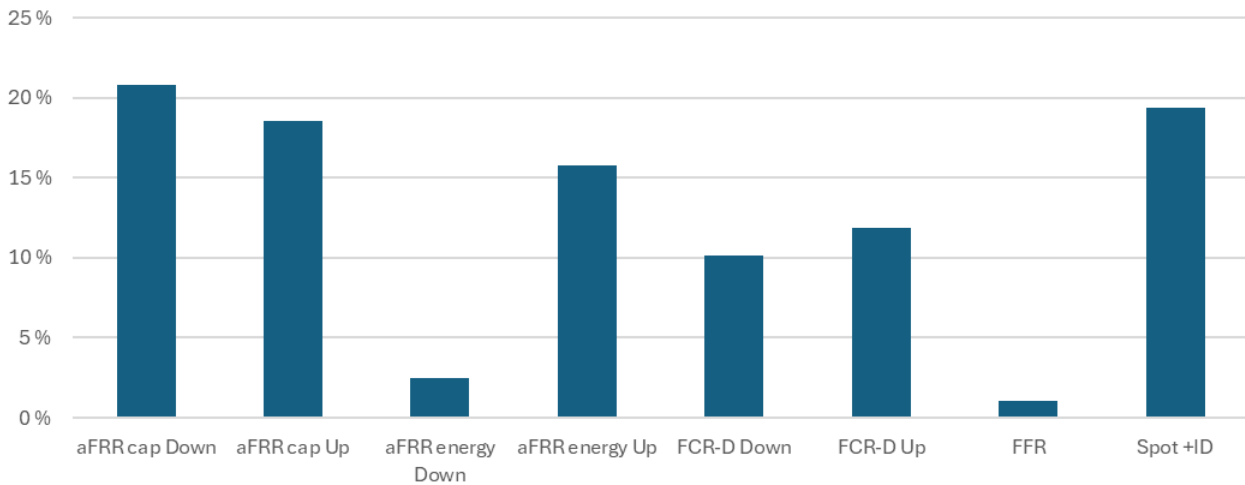
## Reservimarkkinatuotot

Reservimarkkinoilla tuotto perustuu kapasiteettituottoon ja aktivointituottoon. Ohessa on esitetty VENIn aggregointipalvelun tuotot reservimarkkinoilta vuosina 2025 sekä alkuvuodesta 2026 sisältäen kapasiteettituoton ja energiatuoton. Tuotto on suhteutettuna 1 MW (teho) / 2 MWh (energia-sisältö) akustolle. Tässä tulee huomioida, että VENIn aggregointipalvelu ei käsittele FCR-N tai mFFR markkinoita.<sup>78</sup> Kuva 3 esittää prosentuaalista markkinatuottojakaumaa samalta ajanjaksolta.



Kuva 2. VENIn aggregointipalvelun tuotot vuosina 2025 ja alkuvuodesta 2026.

<sup>78</sup> <https://app.seidat.com/presentation/shared/6jbCG74BnJcF554pi/12/0>



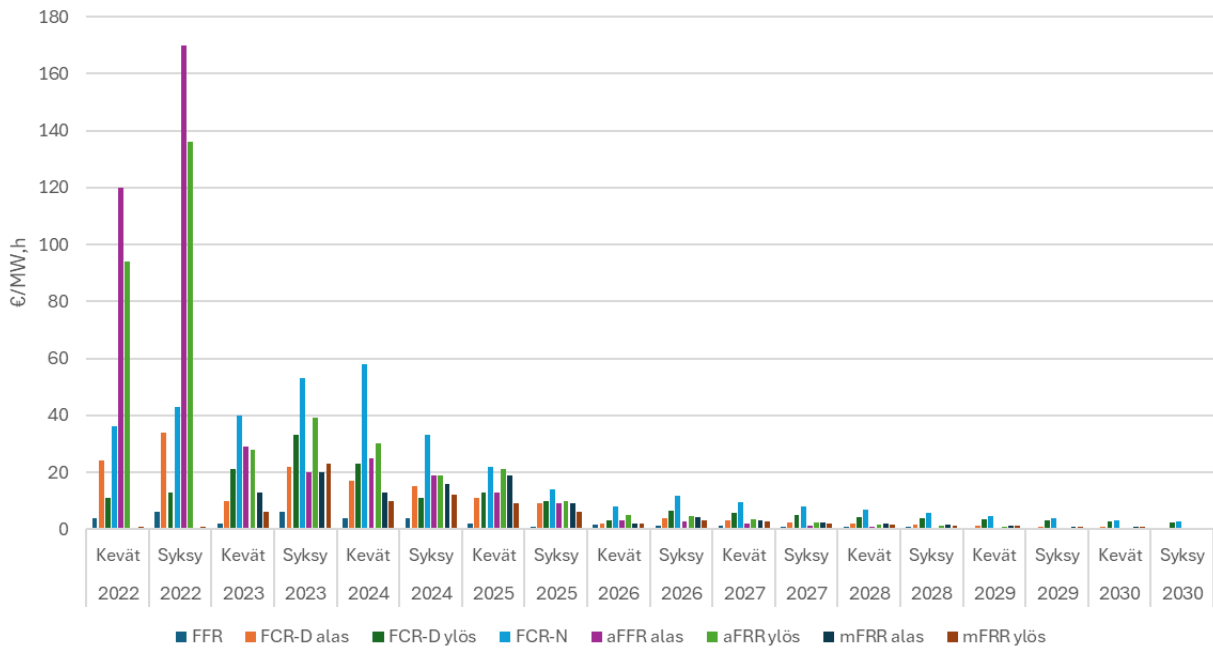
Kuva 3. Prosentuaalinen tuotto markkinatyypeittäin.

## Projektio lähitulevaisuuteen

Projektiossa on huomioitu kuvan 1 mukaiset toteutuneet markkinahinnat. Jos Sipoon Kunta investoisi nyt Syksyllä 2026 reserviakkuihin, tuotto vuosina 2026–2030 on arvioitu olevan 350 000 € yhteensä. Energio Finland Oy on arvioinut 500 kW / 1MW akkuvaraston investoinniksi 250 000 €, joten 1 MW akku olisi noin 500 000 €. Akkuvarasto maksaa itsensä takaisin puhtaassa reservimarkkina-käytössä 5,7 vuodessa. Energio on arvioinut lisäksi, että 250 000 € aurinkopaneeli-integraatio 500 kW akustolle maksaa itsensä takaisin noin 3,2 vuodessa.<sup>79</sup> Suositellaan, että jatkotoimenpiteissä keskustellaan laitetoimittajan kanssa tarkemmin investointikustannuksista. Akustoja saa myös leasing-mallilla vuokrattua. 500 kW akusto maksaa noin 8,600 €/kk.

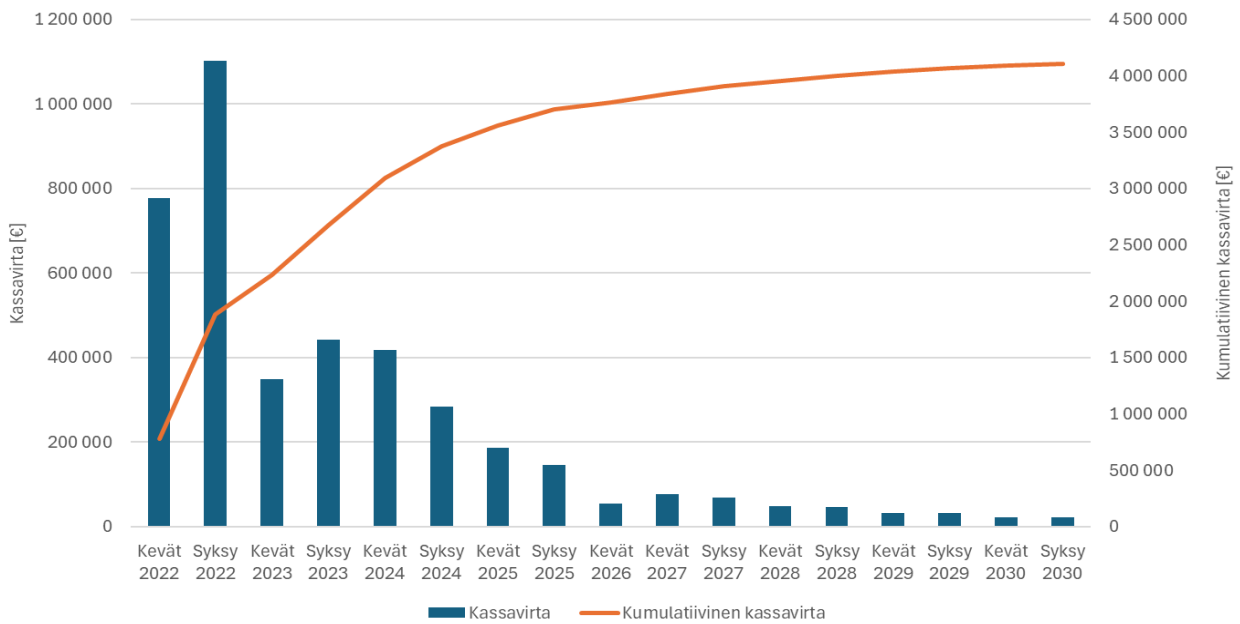
---

<sup>79</sup> Seidat | Energio Finland Oy | Energio Finland Oy - Limowan tilaisuus Oodi 12.2.2026 | Alustava sijoittelu ja tuotto-mallinnos



Kuva 4. Projekti vuoteen 2030 markkinatuotoista.

Kuvassa 5 on esitetty kausikohtainen tuotto keväältä 2023 asti vuoden 2030 syksyyn. Laskennassa on oletettu VENI:n aggregointipalvelun prosentuaaliset allokoinnit vuodelta 2025 ja projektoitu menneisyyteen sekä tulevaisuuteen. Oranssi kumulatiivinen tuotto luetaan vasemmalta vertikaaliselta akselilta.



Kuva 5. Reservimarkkinatuotot ja projekti vuodelle 2030.

## Investointikustannukset

Akkuvarastojen hinnat ovat laskeneet viime vuosina merkittävästi, mutta investointi on edelleen huomattava. Kustannustason hahmottamiseksi on hyödyllistä erottaa toisistaan laitetoimituksen hinta ja hankkeen kokonaishinta, sillä näiden välinen ero voi olla suuri ja se jää usein kansainvälisissä vertailuraporteissa näkymättömiin.

Seuraavat kustannusarviot koskevat LFP-kemiaan perustuvaa, kahden tunnin energiasisällöllä varustettua akkujärjestelmää, joka toteutetaan tyypillisesti ulkoisena kontti- tai enclosure-ratkaisuna. Arviot perustuvat vuosien 2024–2025 kansainvälisiin kustannusselvityksiin, joita on sovitettu Suomen ja Euroopan markkinaolosuhteisiin.<sup>808182</sup>

### Laitetoimituksen hinta

Laitetoimituksella tarkoitetaan akkukontteja tai -kaappeja, inverttereitä ja tehoelektroniikkaa, akkujen hallintajärjestelmää ja energianhallintaa, jäähdytystä ja ilmanvaihtoa sekä konttiintegroitua palotekniikkaa. Tähän ei sisälly varsinaista rakennustyötä, verkkoliityntää, laajoja kaapelointeja eikä käyttöönottoa. Kahden tunnin järjestelmälle laitetoimituksen hinta on tällä hetkellä noin 140–220 €/kWh eli 280 000–440 000 €/MW. Esimerkiksi **1 MW / 2 MWh -järjestelmän laitetoimitus on suuruusluokaltaan 280 000–440 000 euroa** ja 5 MW / 10 MWh -järjestelmän noin 1,4–2,2 miljoonaa euroa.

Haarukan alaosa heijastaa nykyistä globaalia hintapainetta, jota erityisesti kiinalaisten valmistajien kilpailu ajaa alaspäin. Yläosa vastaa konservatiivisempaa suunnittelubudjettia, jossa huomioidaan eurooppalaisten toimittajien hinnoittelu ja laadulliset vaatimukset.

### Hankkeen kokonaishinta

Kun laitetoimituksen päälle lisätään EPC-urakointi, perustukset, kaapelointi, suojaukset, automaatiointegraatio, mahdollinen muuntamo- tai liityntätyö, testaus, käyttöönotto ja normaali projektiriskivaraus, kokonaishinta nousee tasolle 220–350 €/kWh eli 440 000–700 000 €/MW. Käytännössä tämä tarkoittaa, että **1 MW / 2 MWh -hankkeen kokonaisbudjetti on noin 440 000–700 000 euroa**, 5 MW / 10 MWh -hankkeen noin 2,2–3,5 miljoonaa euroa ja 10 MW / 20 MWh -hankkeen noin 4,4–7,0 miljoonaa euroa.

---

<sup>80</sup> <https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/93281.pdf>

<sup>81</sup> <https://ember-energy.org/latest-insights/how-cheap-is-battery-storage/>

<sup>82</sup> [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA\\_TEC\\_RPGC\\_in\\_2024\\_2025.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2025/Jul/IRENA_TEC_RPGC_in_2024_2025.pdf)

Laitetoimitus muodostaa tyypillisesti noin 80 prosenttia kokonaiskustannuksesta, mikä tarkoittaa, että projektin "muu työ" – rakentaminen, kaapelointi, liityntä ja käyttöönotto – vastaa noin viidennestä kokonaisbudjetista. Tämä osuus voi kuitenkin kasvaa merkittävästi tietyissä tilanteissa.

## Mikä voi nostaa kustannuksia haarukan yläpuolelle?

Kaksi tekijää voi heilauttaa hankkeen hintaa merkittävästi yli edellä kuvatun haarukan. Ensimmäinen on sijoitusratkaisu: kiinteistöön integroitu sisätilatoteutus on lähes poikkeuksetta kalliimpi kuin pihalle sijoitettu vakioitu konttiratkaisu. Sisätilassa palo-osastointi, talotekniikan muutokset, pitkät kaapelointireitit ja mahdollinen pääkeskusmuutos voivat nostaa kokonaishintaa helposti haarukan yläpäähän tai sen yli. Tämä ero ei näy kansainvälisissä kustannusvertailuissa, jotka perustuvat tyypillisesti ulkoisiin konttiratkaisuihin.

Toinen merkittävä muuttuja on verkkoliityntä. Jos hanke edellyttää uuden muuntamon rakentamista, keskijännitelähdön muutoksia, suojaruleuudistuksia tai pitkiä maakaapelointeja, liityntäkustannus voi nousta kymmenistä tuhansista satoihin tuhansiin euroihin ja nostaa hankkeen yksikköhinnan selvästi yli edellä kuvatun haarukan. Nämä kustannukset eivät yleensä sisälly markkinareporttien peruslukuihin, mutta ne ovat Suomessa usein merkittävä osa todellista hankebudjettia.

## Kustannusarvioiden lähteet ja tulkinta

Edellä esitetyt haarukat perustuvat kolmeen kansainväliseen lähteeseen, jotka antavat erilaisen näkökulman kustannustasoon. IRENA raportoi vuoden 2024 järjestelmätason kustannukseksi 192 USD/kWh, Ember puolestaan arvioi lokakuussa 2025 kokonaiskustannukseksi noin 125 USD/kWh, kun taas NREL:n konservatiivisempi laskenta antaa kahden tunnin järjestelmälle noin 427 USD/kWh. Lähteiden välinen hajonta on suuri, ja se heijastaa eroavaisuuksia mittaustavoissa, maantieteellisissä oletuksissa ja siinä, mitä kustannuseriä lukuihin sisältyy. Tässä selvityksessä käytetty haarukka asettuu IRENAn ja Emberin globaalien lukujen yläpuolelle mutta NREL:n konservatiivisen arvion alapuolelle, ja se on sovitettu vastaamaan Suomen ja Euroopan markkinaolosuhteita.

Investointikustannusten nopea lasku on yksi akkuhankkeiden keskeisistä ajureista – mutta samalla on muistettava, että myös reservimarkkinoiden tuotot ovat laskeneet merkittävästi. Investointipäätöksen kannalta olennaista ei ole pelkkä hankintahinta, vaan sen suhde odotettavissa oleviin tuottoihin koko akuston elinkaaren ajalta. Tätä suhdetta tarkastellaan tarkemmin selvityksen skenaarioanalyysissä.

## Sijoitus ja tilaratkaisut

Reservimarkkinoille osallistuva akkuvarasto on turvallisuus- ja käyttövarmuusmielessä vaativa laitteisto, ja sijoitusratkaisu on yksi hankkeen tärkeimmistä suunnittelupäätöksistä. Toteutusvaihtoehtoja on käytännössä kolme: ulkoinen kontti- tai enclosure-ratkaisu, erillinen rakennukseen rakennettu akkuhuone tai sijoitus olemassa olevaan tekniseen tilaan. Valinta riippuu kiinteistön käytettävissä olevista tiloista, sähköliittymän sijainnista, huollettavuudesta sekä siitä, miten vika- ja poikkeustilanteiden hallinta voidaan toteuttaa turvallisesti.

Riippumatta sijoituspaikasta suunnittelussa korostuvat samat perusasiat: lämpötilanhallinta ja jäähdytys, huoltopääsy ja turvalliset työskentelytilat, kaapelointi ja sähköliittymä sekä poikkeustilanteiden hallinta. Akkulaitteisto tuottaa käytön aikana merkittävästi lämpöä – tyypillisesti useita kilowatteja jatkuvassa reservikäytössä – ja sen hallinta mitoitetaan aina laitetoimittajan ilmoittamien lämpökuormien mukaisesti.<sup>83848586</sup>

### Vaihtoehto 1: Sijoitus olemassa olevaan tekniseen tilaan

Ratkaisu voi toimia, jos kiinteistössä on valmiiksi tekninen tila, jossa akusto voidaan sijoittaa turvallisesti ja huollettavasti lähelle sähköliittymäpistettä. Tämä on usein kustannustehokkain vaihtoehto, koska se ei vaadi uudisrakentamista, mutta se asettaa eniten reunaehdoja.

Paloteknisesti akusto sijoitetaan selkeästi rajattuun tilaan, jossa mahdollinen vikaantuminen voidaan hallita eikä se vaaranna muita tiloja. Suunnittelussa huomioidaan palo-osastointi, savun ja kaasujen hallinta, paloilmoitus sekä pelastustoiminnan edellytykset. Ilmanvaihto ja jäähdytys mitoitetaan laitetoimittajan ilmoittamien lämpökuormien ja kuormitusprofiilin perusteella niin, että laitteisto pysyy valmistajan määrittelemissä käyttöolosuhteissa myös jatkuvassa reservikäytössä. Sijoituspaikan on oltava kuiva ja olosuhteiltaan hallittu – kondensoitumisen estäminen voi edellyttää erillistä kosteudenpoistoa tai lämmitystä.

Kaapeloinnin kannalta akuston sijoitus lähelle sähköpääkeskusta pienentää sekä kustannuksia että sähköisiä häviöitä, mutta sijoituspaikkaa ei tule valita pelkästään kaapelointilähtöisesti – turvallisuus, huoltopääsy ja poikkeustilanteiden hallinta ovat ensisijaisia. Tilassa tulee olla valmistajan

---

<sup>83</sup> <https://fireprotectionsupport.nl/wp-content/uploads/2024/03/FMDS0533-2024-01.pdf>

<sup>84</sup> <https://www.vertiv.com/49607b/globalassets/shared/vertiv-liebert-apm2-ul-external-battery-cabinet-user-manual-sl-71958.pdf>

<sup>85</sup> [https://www.energycouncil.com.au/media/v3gfijdo/12591546-rep-1\\_bess-guidance-report-1-compiled.pdf](https://www.energycouncil.com.au/media/v3gfijdo/12591546-rep-1_bess-guidance-report-1-compiled.pdf)

<sup>86</sup> <https://www.eaton.com/content/dam/eaton/products/backup-power-UPS-surge-it-power-distribution/backup-power-UPS/eaton-93li-lithium-battery/eaton-93li-g2-lithium-battery-cabinet-specification-en-anz.pdf>

edellyttämät huolto- ja työskentelytilat sekä esteettömät kulkureitit asentamista, kunnossapitoa ja mahdollisia vikatilanteita varten.

## Vaihtoehto 2: Erillinen akkuhuone

Erillinen akkuhuone rakennetaan silloin, kun olemassa olevat tilat eivät sovellu akustolle tai kun akku halutaan erottaa selkeämmin muista toiminnoista. Etuna on, että tila voidaan suunnitella alusta asti akuston vaatimusten mukaan, jolloin kompromisseja ei tarvitse tehdä rakenteiden, ilmanvaihdon tai turvallisuusratkaisujen suhteen.

Tilan rakenteellinen ja palotekninen suunnittelu tehdään kohteen riskien perusteella. Tavoitteena on selkeä palo-osastointi, turvalliset kulkureitit, valvonta ja hälytykset sekä ratkaisut, joilla mahdollinen akuston vikaantuminen pysyy hallittavana. Ilmanvaihto ja jäähdytys mitoitetaan suoraan laite-toimittajan lämpökuormien ja käyttöprofiilin perusteella, ja kosteudenhallinta suunnitellaan asennusympäristön mukaan.

Sijainti valitaan niin, että sähköliityntä ja kaapelointireitit ovat toteutettavissa turvallisesti ja huollettavasti. Myös logistiikka – toimitus, nosto ja sisäänvienti – on varmistettava suunnitteluvaiheessa, sillä akkumoduulien ja invertterikaappien koko ja paino voivat asettaa merkittäviä vaatimuksia kulkureiteille. Tilasuunnittelussa varmistetaan, että laitteistoon pääsee käsiksi koko elinkaaren ajan: asennus, tarkastukset, korjaukset ja moduulien vaihdot on voitava tehdä turvallisesti ilman kohtuuttomia purkutöitä.

## Vaihtoehto 3: Ulkoinen konttiratkaisu

Ulkoinen konttiratkaisu on reservimarkkinahankkeissa yleinen ja usein käytännöllisin toteutustapa, koska kontti toimitetaan pitkälle integroituna kokonaisuutena. Toimitussisältö vaihtelee toimittajittain, mutta kokonaisuuteen kuuluu tyypillisesti rakenteellinen erottelu ja kotelointi, paloilmaisu ja valvonta, paineenhallinta- ja ilmanvaihtoratkaisut poikkeustilanteita varten, integroidut jäähdytysjärjestelmät sekä etävalvonta ja hälytykset. Tämä vähentää kiinteistön omaa suunnittelu- ja toteutustyötä verrattuna sisätilaratkaisuihin, mutta toimitussisältö ja vastuunjako on aina varmistettava sopimusvaiheessa.

Kontti sijoitetaan kiinteistön piha-alueelle paikkaan, jossa perustukset ja kulkuyhteydet voidaan toteuttaa turvallisesti. Sijainnissa huomioidaan sähköliityntä, kaapelointireitit sekä mahdolliset alueen käytön reunaehdot, kuten liikenne, pelastustiet, melu ja kaupunkikuvavaatimukset. Ulkosijoituksessa ympäristöolosuhteiden hallinta – erityisesti Suomen talviolosuhteissa – toteutetaan toimittajaratkaisun mukaan niin, että laitteisto toimii valmistajan olosuhderajoissa ympäri vuoden. Huolto kohdistuu tyypillisesti akkumoduuleihin, tehoelektronikkaan, jäähdytykseen sekä ohjaus- ja valvontajärjestelmiin, ja huoltopääsy on varmistettava suunnitteluvaiheessa.

## Sijoitusratkaisun valinta on aina kohdekohtainen

Yleisenä periaatteena sijoitusratkaisu tehdään riskiperusteisesti: onnettomuusvaarat, suojaetäisyydet sekä vaikutukset ympäristöön ja rakennuksen muihin toimintoihin arvioidaan tapauskohtaisesti. Kustannusten kannalta ulkoinen konttiratkaisu on usein kilpailukykyisin, koska se ei vaadi rakennustöitä ja toimitusaika on tyypillisesti lyhyempi. Sisätilaratkaisut voivat kuitenkin olla perusteltuja kohteissa, joissa piha-alue on rajallinen, melu- tai kaupunkikuvavaatimukset estävät ulkoisen kontin tai joissa akusto halutaan integroida tiiviisti rakennuksen muuhun talotekniikkaan. Yksityiskohtaiset rakenne-, suojaus- ja mitoitusratkaisut tulee aina varmistaa kohdekohtaisessa suunnittelussa yhdessä laitetoimittajan ja viranomaisten kanssa.