

Ilmari Marttila ja Niko Kangasniemi

**LÄMPÖPUMPPUJEN JA  
AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMIEN  
KOMMUNIKAATORAJAPINNAT JA NIIDEN  
HYÖDYNTÄMISMAHDOLLISUUDET**

Kandidaatintyö

Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta

Tarkastaja: Prof. Sami Repo

Joulukuu 2020

# TIIVISTELMÄ

Ilmari Marttila ja Niko Kangasniemi: Lämpöpumppujen ja aurinkosähköjärjestelmien kommunikaatio-rajapinnat ja niiden hyödyntämismahdollisuudet

Engl. Communication interfaces of heat pumps and PV-systems and their utilisation possibilities

Kandidaatintyö

Tampereen yliopisto

Tieto- ja sähkötekniikan TkK-tutkinto-ohjelma - Sähkötekniikka

Joulukuu 2020

---

Aurinkosähkö- ja lämpöpumppujärjestelmien määrän kasvaessa niiden merkitys Suomen sähköverkossa kasvaa. Niillä on useita eri rajapintoja, joiden hyödyntämisellä voidaan ehkäistä kasvaneen määrän aiheuttamia ongelmia sähköverkolle. Toisaalta rajapintojen hyödyntäminen hyödyttää järjestelmien omistajia, koska niiden avulla voidaan esimerkiksi hyödyntää tuotettua aurinkosähköä tehokkaammin. Työssä tarkastellaan millaisia rajapintoja aurinkosähköjärjestelmillä ja lämpöpumpuilla on, millaisia tarpeita eri sidosryhmillä on rajapintojen osalta sekä millaisia sovelluksia rajapinnoille on.

Työn alussa käsitellään aurinkosähköjärjestelmien ja lämpöpumppujen teknistä toteutusta työn pohjustamiseksi, mutta pääpaino on kolmessa osa-alueessa: rajapinnoissa, sidosryhmissä ja sovelluksissa. Rajapinnoista syvimmin käsitellään Modbus-protokollaa, sillä sen käyttö on yleistä aurinkoinverttereissä ja lämpöpumpuissa. Lisäksi molempien järjestelmien osalta käsitellään sovellustason rajapintoja, inverttereille SunSpec Modbus ja lämpöpumpuille SG-Ready. Sidosryhmien osalta tarkastellaan käytännön esimerkkien avulla, millaisia tarpeita sidosryhmillä voisi olla rajapinnoille, ja miten he voisivat hyödyntää näitä. Sovelluksista käydään läpi niin sähköverkkoa kuin yksittäistä kuluttajaa hyödyttäviä sovelluksia, joista osa perustuu yksittäisen laitteen tarkasteluun ja osa taas useamman laitteen muodostamaan järjestelmään.

Rajapintojen hyödyntämismahdollisuudet vaativat standardointia, jotta uusien sovellusten kehittäminen on mahdollista. Tällöin voidaan myös kehittää laajempia kokonaisuuksia ohjaavia järjestelmiä, jolloin lämpöpumpuista ja aurinkoinverttereistä saadut hyödyt kasvavat. Tällä tavoin voidaan esimerkiksi pienentää huipputehoja muuntopiirin sisällä ja hyödyntää sähköverkon nykyistä kapasiteettia paremmin. Vaikka teknisesti kaikki sovellukset ovat mahdollisia toteuttaa, nykyisillä järjestelmäkomponenteilla eri toimijoiden välinen viestintä on haastavaa. Tämä johtuu siitä, että yhteistä rajapintaa eri toimijoille ei ole.

Avainsanat: Aurinkosähkö, lämpöpumppu, rajapinta, Modbus, SunSpec, SG-Ready, kysyntäjous-to, etäohjaus, aggregointi

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck -ohjelmalla.

# SISÄLLYSLUETTELO

1	Johdanto . . . . .	1
2	Aurinkosähköjärjestelmät sähkön tuottajina . . . . .	3
2.1	Aurinkopaneelit . . . . .	4
2.2	Invertterit . . . . .	5
2.2.1	Keskusinvertteri . . . . .	6
2.2.2	Mikroinvertteri . . . . .	6
2.2.3	Ketjuinvertteri . . . . .	7
2.3	Järjestelmien tuotto-ominaisuudet . . . . .	8
3	Lämpöpumput sähkön käyttäjinä . . . . .	10
3.1	Lämpöpumpun toimintaperiaate . . . . .	10
3.2	Oikosulkumoottori . . . . .	12
3.3	Oikosulkumoottori pehmokäynnistimellä . . . . .	13
3.4	Taajuusmuuttajakäytöt . . . . .	14
3.5	Resistiivinen kuorma . . . . .	14
4	Rajapinnat – eri abstraktiotasot . . . . .	16
4.1	Modbus . . . . .	16
4.1.1	Protokollan rakenne . . . . .	17
4.1.2	Viestintä ja tietomalli . . . . .	19
4.1.3	Protocol Data Unit . . . . .	20
4.2	IEC 61850 . . . . .	21
4.3	SunSpec Modbus . . . . .	22
4.4	IEEE 1815 / Distributed Network Protocol 3 . . . . .	23
4.5	Smart Grid -ready . . . . .	24
4.6	AMI-mittari . . . . .	25
5	Sidosryhmät ja niiden tarpeet rajapintojen näkökulmasta . . . . .	27
5.1	Kantaverkkoyhtiö Fingrid . . . . .	27
5.2	Verkonhaltija . . . . .	28
5.3	Järjestelmän omistaja . . . . .	29
5.4	Kiinteistö . . . . .	29

5.5	Järjestelmätoimittaja . . . . .	30
5.6	Aggregaattori . . . . .	30
6	Sovellukset . . . . .	32
6.1	Etämonitorointi ja -ohjaus . . . . .	32
6.2	Kysyntäjousto . . . . .	34
6.2.1	Virtuaalivoimat . . . . .	36
6.2.2	Huipputehon rajoittaminen . . . . .	37
6.3	Aurinkosähkön kustannustehokas hyödyntäminen . . . . .	39
6.4	Loistehon kompensointi . . . . .	39
6.5	Haasteet sovelluksissa . . . . .	40
7	Yhteenveto . . . . .	42
	Lähteet . . . . .	45
	Liite A Modbus funktiokoodit . . . . .	50

## KUVALUETTELO

2.1	Aurinkosähköjärjestelmän komponentit . . . . .	3
2.2	Esimerkki P–V-käyrästä . . . . .	5
2.3	”Duck”-käyrä . . . . .	9
3.1	Lämpöpumpun toimintaperiaate . . . . .	12
4.1	ADU-tyypit . . . . .	18
4.2	Asiakas–palvelin-malli . . . . .	19
5.1	Järjestelmien sidosryhmiä . . . . .	27
A.1	Modbus funktiokoodit . . . . .	50

## TAULUKKOLUETTELO

4.1	Modbus-protokollan rakenne, OSI-malli ja SunSpec . . . . .	18
4.2	Modbus muistialuetaulukot. . . . .	20
4.3	PDU-tyypit. . . . .	20
4.4	SG-Ready toimintatilat . . . . .	24

## LYHENTEET JA MERKINNÄT

8P8C	8 position 8 contact
ADU	Application Data Unit, tunnetaan myös nimellä APDU, eli Application layer Protocol Data Unit
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AMR	Automatic Meter Reading
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
CHP	Combined Heat and Power – yhteistuotantovoimalaitos
CIM	Common Information Model
EPRI	Electric Power Research Institute
HAN	Home Area Network
HTTP	Hypertext Transfer Protocol
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
MBAP	Modbus Application Protocol
OPC	Open Platform Communications
OSI	Open Systems Interconnection
PDU	Protocol Data Unit
PLC	Programmable Logic Controller, ohjelmoitava logiikka
RS	Recommended Standard
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SG	Smart Grid – älykäs sähköverkko
TCP	Transmission Control Protocol
V2G	Vehicle-to-Grid

VPN	Virtual Private Network
XML	Extensible Markup Language



# 1 JOHDANTO

Vuonna 1882 New Yorkissa käynnistettiin Pearl Street Stationin voimalaitos, joka käynnistyessään tuotti sähköä 85 asiakkaalle, ja vuoden päästä käynnistymisestä sillä oli jo 513 asiakasta [1]. Tämä voimalaitos loi pohjan keskitetylle energiantuotannolle ja sähköverkkojen kehitykselle.

Nykyiset sähköverkot ovat pääosin suunniteltu keskitetyn energiantuotannon tarpeisiin, mutta uusiutuvien energialähteiden osuus kasvaa yhteiskunnassa jatkuvasti ja hajautuneen energiantuotannon lisääntyessä älykkään verkon merkitys kasvaa. Vuodesta 2008 lähtien julkaisujen, joiden abstraktissa, otsikossa tai avainsanoissa mainitaan ”Smart Grid”, määrä on kasvanut huomattavasti Science Direct -julkaisualustalla. [2]

Electric Power Research Institute (EPRI) määrittelee älykkään sähköverkon siten, että se sisällyttää tieto- ja kommunikaatioteknologiaa sähköntuotannon, -jakelun ja -kulutuksen eri osa-alueisiin. Sen tavoitteena on minimoida ympäristövaikutuksia, parantaa luotettavuutta ja palvelua, vahvistaa markkinoita sekä vähentää kustannuksia ja parantaa tehokkuutta. Käytännössä tämä tarkoittaa kahdensuuntaista kommunikaatiota kuluttajalta verkonhaltijalle, mutta myös verkonhaltijalta kuluttajalle, esimerkiksi etäohjauksen muodossa. [3]

Nykyiset älykkäät aurinkosähköinvertterit toimivat osana älykästä sähköverkkoa hyödyntäen esimerkiksi SunSpec Alliancen avointa standardia. Tämä standardi mahdollistaa eri valmistajien tuotteiden käytön samassa kohteessa, kun tiedonvaihto on standardoitua ja siten toimii yhdessä muiden, samaa standardia käyttävien tuotteiden kanssa. Suurista valmistajista esimerkiksi SMA, Yaskawa ja ABB ovat mukana SunSpec Alliancessa, ja standardi on käytössä laajalla tehoskaalalla laitteita, kuluttajapuolen muutamien kilowattien ratkaisusta kaupallisiin sähköntuotantoon tarkoitettuihin, kymmenien kilowattien inverttereihin. [4]

Lämpöpumppujen käyttö kiinteistöjen lämmitykseen kasvattaa suosiotaan. Vuonna 2019 Suomeen asennettiin noin 98 000 lämpöpumppua [5]. Lämpöpumppujen kuluttama teho

saattaa pienissä muuntopiireissä kasvaa hyvinkin merkittäväksi sen korvatessa vanhoja lämmitysmenetelmiä. Tämä aiheuttaa ongelmia sähkön siirrossa. Lämpöpumppuja, kuten monia muitakin sähköä käyttäviä laitteita, voidaan kuitenkin ohjata älykkään sähköverkon kautta. On esimerkiksi mahdollista toteuttaa paikallista kysyntäjoustoa ja ohjata lämpöpumppuja esimerkiksi aurinkosähkön pientuotannon tuotantomäärien mukaan.

Lämpöpumppujen kasvanut suosio avaa myös uusia mahdollisuuksia. Suuria määriä lämpöpumppuja voidaan ohjata yhtenä poolina eli ryhmänä. Poolina ohjaamalla voidaan toteuttaa kysyntäjoustoa jopa kansallisella tasolla ja vakauttaa sähköverkon taajuutta ja jännitettä. Lämpöpumppupooleja voidaan käyttää myös virtuaalivoimaloina ja niiden joustokapasiteettia voidaan myydä siitä maksaville [6, 7].

Lämpöpumppuja ja aurinkosähköinverttereitä on siis mahdollista käyttää osana älykästä sähköverkkoa. Niiden ohjaus tapahtuu erilaisten standardoitujen rajapintojen kautta, jotka laitevalmistajien on tarjottava. Rajapintoja voidaan hyödyntää monilla tavoilla ja monia valmiita teknisiä ratkaisuja on olemassa.

Tämän työn tarkoitus on tutkia, millaisia rajapintoja lämpöpumpuilla ja aurinkosähköjärjestelmillä on, millaisia sidosryhmät ja niiden tarpeet ovat. Lisäksi työn tarkoitus on erityisesti vastata kysymykseen, mihin rajapintoja voidaan hyödyntää ja millaisia sovelluksia ne mahdollistavat.

Tässä työssä tarkastellaan aurinkosähköjärjestelmän ja sähkökäyttöisten lämpöpumppujen komponentteja ja toimintaa yleisellä tasolla järjestelmien ymmärtämiseksi. Tämän jälkeen perehdytään järjestelmien kommunikaatorajapintoihin, niiden toimintaan ja niitä määrittäviin standardeihin. Lisäksi tarkastellaan rajapintojen hyödyntämismahdollisuuksia eri sovelluksissa ja eri sidosryhmien näkökulmasta. Sidoryhmien osalta työssä käsitellään Suomessa sijaitsevien järjestelmien kannalta relevantteja sidoryhmiä. Työssä ei ole tarkoitus käydä läpi sähköverkon ulkopuolella olevia ”off-grid” -järjestelmiä.

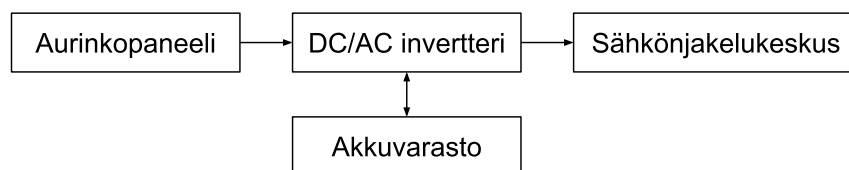
## 2 AURINKOSÄHKÖJÄRJESTELMÄT SÄHKÖN TUOTTAJINA

Aurinkosähköjärjestelmät koostuvat aurinkopaneeleista, aurinkoinverttereistä sekä mahdollisista energiavaroista. Riippuen järjestelmästä, aurinkopaneeliketjuun tai yksittäisiin paneeleihin voidaan kytkeä myös DC/DC-muunnin. Tästä saadaan lisähyötyjä varjostutilanteissa tai epätasaisessa auringonpaisteessa. Kuvassa 2.1 näkyy aurinkosähköjärjestelmän lohkokaavio, joka esittää verkkokytetyn järjestelmän komponentteja.

Järjestelmä tuottaa energiaa vain tiettyyn aikaan päivästä, ja sen tuottoteho voi vaihdella hyvin nopeasti säätilasta riippuen. Kotitaloudessa nimellisteholtaan päiväsajan minimikulusta suuremmat järjestelmät, joissa ei ole hyödynnetty kommunikaatorajapintoja, syöttävät huipputehoaikana sähköä verkkoon päin. Kommunikaatorajapintoja hyödyntämällä kotitaloudet voisivat hyödyntää tämän energian itse, liittämällä aurinkosähköjärjestelmän esimerkiksi kodin automaatioon. Tällöin kodista saataisiin myös energiaomavaraaisempi, kun ostosähkön määrä olisi pienempi.

Järjestelmän koko, mahdolliset staattiset varjostuskohdat sekä tulevaisuuden laajentamistarpeet vaikuttavat järjestelmän suunnitteluun. Invertterin valinta vaikuttaa laite- ja asennuskustannuksiin sekä järjestelmän päivittäiseen energiantuotantoon, mutta myös järjestelmän turvallisuuteen ja suojalaitteiden tarpeeseen. Inverttereiden eri vaihtoehtoja käsitellään myöhemmin omassa kappaleessaan.

Lähes kaikki verkon käyttöpaikat ovat verkonhaltijan sähkömittarin takana. Mikäli alle 100kVA:n tehoinen tuotantolaitos sijaitsee sähkökäyttöpaikalla, jossa on kaksisuuntainen tuntimittauslaite, ei tuotantolaitokselle tarvitse asentaa erillistä mittaria. Muussa ta-



**Kuva 2.1.** Aurinkosähköjärjestelmän komponentit

pauksessa tuotantolaitos vaatii erillisen sähkömittarin. Tämä johtuu käytännön syistä Yli 1MW:n järjestelmillä ei riitä tuntimittaus, vaan Fingrid vaatii tietojen lähetystiheydeksi enintään 60 sekuntia. [8]

## 2.1 Aurinkopaneelit

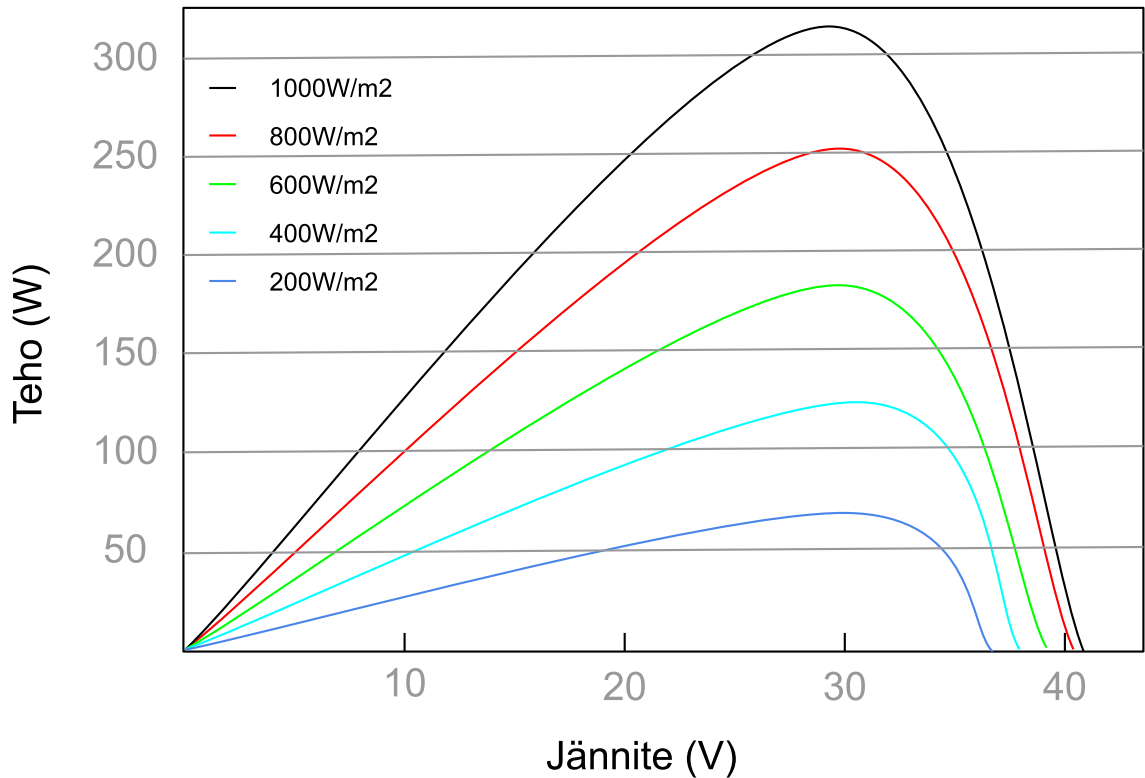
Aurinkopaneelien toiminta perustuu valosähköiseen ilmiöön. Ne koostuvat suuresta määrästä sarjaan kytkettyjä aurinkokennoja, joista jokainen tuottaa tyypillisesti täydessä auringonpaisteessa hieman alle 5 W tehon noin 0,5 V jännitteellä. [9]

Aluksi, kun aurinkosähköjärjestelmät olivat pääosin verkosta irti kytkettyjä järjestelmiä, paneelit koostuivat 36 kennosta, koska tuon ajan akut olivat pääosin 12 V lyijyakkuja, joiden latausjännite vaihtelee 14–16 V välillä. Nykyään, kun aurinkosähköjärjestelmät ovat suurimmalta osin verkkoon kytkettyjä, aurinkopaneelien kennojen lukumäärä voi olla huomattavasti suurempi kuin ennen, riippuen järjestelmässä käytettävien inverttereiden sisääntulojännitteestä. [9]

Kennot ryhmitellään usein moduuleiksi, joiden kanssa rinnan kytketään ohitusdiodit. Jos kennot varjostuvat, ohitusdiodi ohittaa kyseisen moduulin, jossa varjostuneet kennot sijaitsevat, jolloin se ei aiheuta häviötä muualla rajoittamalla muiden moduulien tai paneelien virtaa. Usein aurinkopaneelit ketjutetaan tarvittavan jännitteen saamiseksi, jolloin ohitusdiodien apu varjostustilanteissa on erittäin tärkeää, sillä muuten varjostuskohta rajoittaisi koko paneeliketjun virtaa. [10]

Aurinkokennojen ja -paneelien toimintakäyrinä käytetään usein virta–jännitekäyrää ja siitä johdettua teho–jännitekäyrää (engl. P–V). Kuten kuvasta 2.2 nähdään, P–V-käyrän huippukohdan sijainti vaihtelee valaisutehon mukaan. Tätä käyrän huippukohtaa kutsutaan huipputehopisteeksi (engl. Maximum Power Point, MPP). Se näyttää jännitteen, jolla saavutetaan kennon tai paneelin huipputeho kullakin valaisuteholla.

Piirillä, jossa on sarjaan kytkettyjä aurinkopaneeleita, on jokaisella paneelilla oma paikallinen huipputehopisteensä, mutta myös koko piirillä on yhteinen globaali huipputehopiste. Globaali huipputehopiste muuttuu varjostusten ja pilvisyyden mukaan koko järjestelmän tasolla ja sitä tarkkailemalla saadaan selville, millä jännitteellä koko järjestelmästä saadaan suurin teho.



**Kuva 2.2.** Esimerkki  $P$ - $V$ -käyrästä. Perustuen lähteeseen [11]

## 2.2 Invertterit

Invertteri eli vaihtosuuntaaja on laite, joka muuttaa tasasähköä vaihtosähköksi. Invertterin sisääntulojännite vaihtelee käyttötarkoituksen mukaan: kaupalliseen käyttöön tai suurempiin järjestelmiin tarkoitettuja laitteita toimivat korkealla, jopa 1500 V jännitteellä, koska niissä on pidemmät johdotusmatkat ja suurempi määrä paneeleita kytkettynä sarjaan. Kuluttajakäytössä taas voidaan käyttää selvästi pienemmän tason jännitteitä johdotusten ollessa huomattavasti lyhyempiä ja paneelien määrän ollessa pienempi.

Korkeampi jännitetaso keventää huomattavasti tarvittavaa johdotusta, kun virta voidaan pitää pienenä ja siten johtojen läpimitta pienenä. Myös häviöt pienenevät huomattavasti, koska johdoissa syntyvät häviöt kasvavat Ohmin lain

$$P = RI^2 \quad (2.1)$$

mukaan virran suhteen neliöllisenä.

Invertteri, jolla on valmiudet huipputehopisteen seurantaan (engl. MPP Tracking, MPPT), etsii siihen kytketyn aurinkopaneeliryhmän huipputehopistettä aktiivisesti. Pisteeseen etsimiseen käytetään monia eri tekniikoita, mutta tämän työn kannalta niiden läpikäynti ei ole

relevanttia. Jos käytetty tekniikka on liian herkkä löytämään huipputehopisteitä, se voi valita paikallisen pisteen globaalin sijaan ja aiheuttaa huomattavia tehohäviöitä väärän pisteen valinnalla. [12]

Aurinkopaneeliryhmän tehoa voidaan muuttaa kuormavastusta säätämällä. Huipputehopisteelle löytyy aina sitä vastaava ominaisvastus kaavan

$$R_{CH} = \frac{V_{MPP}}{I_{MPP}} \quad (2.2)$$

mukaisesti [12], ja invertteri säätää kuormavastuksen ominaisvastuksen mukaiseen arvoon löydettyään järjestelmän huipputehopisteen mukaiset arvot kaavaan.

Invertterit voidaan jakaa pääosin kolmeen eri tyyppiin järjestelmien topologioiden mukaan: keskusinverttereihin, mikroinverttereihin sekä ketjuinverttereihin. Keskusinvertterit ovat kaupallisissa kohteissa käytettäviä, suuritehoisia inverttereitä, kun taas mikroinvertterit ovat pääosin kuluttajakäyttöön suunnattuja laitteita. Ketjuinvertterit sijoittuvat näiden väliin ja laajan tehoskaalan vuoksi niitä voidaan käyttää molempien tyyppisissä kohteissa.

## 2.2.1 Keskusinvertteri

Keskusinvertterin teho on usein hyvin suuri, yli 50 kW:sta jopa muutamaan megawattiin. Niitä käytetään suurissa aurinkovoimaloissa, joissa ei usein tarvitse miettiä rakennelmien tai puiden aiheuttamia varjostuksia. Tällöin asennuskustannukset pienenevät, sillä suuriin järjestelmiin riittää yksi invertteri.

Keskusinvertterin huonoja puolia ovat järjestelmän riippuvuus yksittäisestä invertteristä sekä vain muutama huipputehopiste koko järjestelmälle. Tällöin järjestelmässä tulee suuret tehohäviöt, jos esimerkiksi pilvi kulkee osittain paneelientän yli ja huipputehopiste määräytyy koko järjestelmälle, jolloin täysin auringossa olevien paneelien teho laskee huomattavasti. Käyttökohteiden ja suunnittelun takia tämä ei toisaalta vaikuta merkittävästi järjestelmän tuottoon.

## 2.2.2 Mikroinvertteri

Mikroinvertteri on pienitehoinen vaihtosuuntaaja, joka on joko integroitu aurinkopaneelin yhteyteen tai asennettu sen välittömään läheisyyteen. Tämä tarkoittaa, että jokaiselta paneelilta voidaan säätää sen tehoa huipputehopisteen mukaiseksi. Tällöin saadaan epätasaisissa varjostustilanteissa paras mahdollinen teho, kun jokaisesta paneelista voidaan

maksimoida teho. Tämä johtuu siitä, että yhden paneelin varjostuminen ei vaikuta muiden paneelien tuottoon, koska paneelit eivät ole kytketty sarjaan.

Mikroinverttereiltä saadaan hyvin paljon tietoa, koska inverttereiden määrä järjestelmässä on suuri. Tällöin saadaan reaaliaikaisesti kuva järjestelmän toimivuudesta, ja pienetkin virhetilat voidaan korjata niiden ilmentyessä. Toisaalta inverttereiden määrä aiheuttaa haasteita tiedon koostamisessa ja tiedonsiirrossa, koska tieto ei ole välttämättä keskittynyt yhdessä paikassa sellaisenaan, vaan voi vaatia ylimääräisiä komponentteja tiedon keräämiseen.

Kuluttajapuolen ratkaisuihin tiedonhallinta on usein toteutettu verkkokäyttöliittymällä, jolloin jokainen invertteri on liitetty erilliseen laitteeseen, joka lähettää tiedot valmistajan omaan järjestelmään tiedon koontia varten. Tästä esimerkkinä Enphasen Envoy ja Envertechin EnverBridge, jotka kommunikoivat valmistajan mikroinverttereiden kanssa PLC-väylän kautta. Sen jälkeen laite lähettää tiedot verkkoportaaliin, josta käyttäjä voi seurata paneelien tuotantoa ja järjestelmän toimivuutta. [13, 14]

### 2.2.3 Ketjuinvertteri

Ketjuinvertteriin kytketään nimensä mukaisesti sarjaan kytketyistä paneeleista muodostettuja ketjuja. Siinä on usein monta huipputehopisteen seurannan kytkentää, jolloin saadaan seurattua useita huipputehopisteitä invertteriä kohden. Invertterien teho vaihtelee muutamasta kilowatista jopa satoihin kilowatteihin, jolloin sitä voidaan käyttää hyvin erikokoisissa järjestelmissä.

Teholuokaltaan pienet ketjuinvertterit on suunniteltu käyttäjäturvallisuushuomioiden, ja esimerkiksi SMA:n ja Huaweiin invertterit sisältävät integraation valmistajien taustajärjestelmiin. SMA on toteuttanut tämän integraation valmiina laitteelle, kun taas osa Huaweiin inverttereistä vaatii sovittimen Ethernet-portin, WLAN:in tai matkapuhelinverkon käyttämiseen datasiirrossa.

SMA:n invertterit käyttävät lisäksi SunSpec Alliancen SunSpec Modbus -standardia, joka toimii Ethernet-verkon välityksellä. Muut standardia hyödyntävät valmistajat voivat kommunikoida suoraan SMA:n inverttereiden kanssa standardoinnin takia. Huawei käyttää myös Modbus-protokollaa, mutta se ei ole SunSpec Alliancen standardoima. Tämä tarkoittaa, että Huaweiin kanssa kommunikoitaessa sille on räätälöitävä ohjelmistoa datan lukemiseksi. [15, 16]

Modbusin hyödyntäminen mahdollistaa muiden valmistajien tuotteiden kommunikaation

inverttereiden kanssa. Yhteinen standardi helpottaa suurissa järjestelmissä eri valmistajien tuotteiden yhteensopivuuden kanssa, mutta ylipäätään Modbusin käyttö antaa mahdollisuuden kolmannen osapuolen tuotteiden liittämiseen.

## 2.3 Järjestelmien tuotto-ominaisuudet

Aurinkosähköjärjestelmät ovat sähköntuottajina teholtaan nopeasti muuttuvia. Niiden tuoton ennustaminen on jokseenkin mahdollista päivätasolla, mutta tuntitehon ennustaminen sääennusteen perusteella on jo haastavaa. Toisaalta, kun tuotannon määrä verkossa kasvaa, eri sijainnissa olevat järjestelmät tasaavat näitä tuotannon vaihteluita ja suuressa kuvassa niiden kokonaistuotantokäyrä ”pehmenee”. Tätä on tutkittu tuulivoiman osalta, joka sähköntuottajana on aurinkosähkön kanssa samankaltainen. [17]

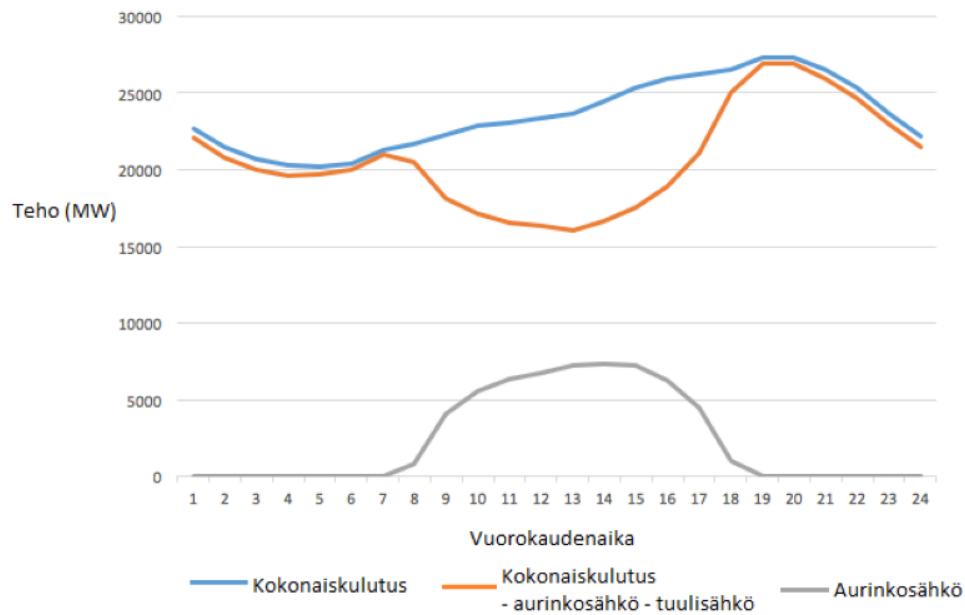
Nykyisellä keskitettyyn sähköntuotantoon rakennetulla verkolla aurinkosähköjärjestelmät tuovat haasteita, sillä pientuotantoa lisätessä johtolähtöjen jännitetasot nousevat ja verkon suojaustoimintoja voidaan joutua päivittämään. Esimerkiksi mikrotuotanto voi aiheuttaa vikavirtasuojauksen virhelaukaisun, mikäli tuotanto on lähellä muuntajan kiskoa ja se alkaa syöttämään läheisen lähdon vikatilanteessa vikavirtaa kiskoa kohti. Tällöin terveyslähdössä tapahtuu virhelaukaisu. [18]

Aurinkosähkön osuuden kasvaminen sähköntuotannossa lisää säädettävän tuotantokapasiteetin tarvetta sähkömarkkinoilla. Päivän aikana nettotehonmuutos on suuri, kun aurinkosähköjärjestelmät alkavat tuottaa sähköä samalla, kun kysyntä laskee ihmisten lähtiessä töihin. Vastaavasti sama tapahtuu illalla kun ihmiset palaavat töistä ja järjestelmän tuottoteho laskee. Tätä ilmiötä kuvaa niin sanottu ”duck”-käyrä, joka nähdään kuvassa 2.3. Se kuvaa säädettävän energiatuotannon keskimääräistä hetkellistä tuotantotehoa vuorokauden aikana. [19]

Tuotantokapasiteetin tarvetta voidaan helpottaa energiavarastojen avulla, jolloin päivän energiantuotantoa saadaan siirrettyä illan huippukuormituksen ajalle. Energiavarastot tasaavat myös aurinkosähkön tuotannon ailahtelevuutta. Ongelmana energiavarastojen määrän lisääntymisessä on kuitenkin niiden korkea hankintahinta ja niistä saatavat hyödyt.

Yksittäiselle kuluttajalle energiavarastoista saatavat hyödyt tulevat tuotetun sähkön hyödyntämisestä kalliimman sähköhinnan aikaan, sillä kuluttajan saama tuotto myydystä sähköstä on pienempi kuin itse kulutetun energian hinta. Lisäksi tuottaja voi haluta koidaan enemmän energiaomavaraisen ja käyttää tuotetun sähkön kokonaan itse. Mikäli kuluttajalla ei ole kulutusjoustoon soveltuvia laitteita, voi se hyödyntää energiavarastoa





**Kuva 2.3.** "Duck"-käyrä

tuotetun sähkön hyödyntämiseen tuotantoajan ulkopuolella.

Tuottajalla on taas useampi syy energiavarojen hyödyntämiseen. Matala sähköstä saatava markkinahinta on myös tuottajalla syy hyödyntää energiavaraa, varsinkin jos hinta on tuotantohuipun aikaan matala. Verkkokoodi määrittelee tuotantolaitoksien sähköverkkoon liittämiskaavat. Tulevaisuudessa se voi pakottaa tuotantolaitokset investoimaan energiavaraan sähköverkon vakauden ja jännitteen laadun ylläpitämiseksi. Vaikka verkkokoodi ei pakottaisi investoimaan energiavaraan, voi se olla kannattavaa, jos verkonhaltija joutuisi vahvistamaan verkkoa ja liittymän kustannukset nousisivat muuten. Tariffihinnoittelun muuttuminen tulevaisuudessa tehopohjaiseksi kannustaa yrityksiä investoimaan myös energiavaraan, sillä niillä voidaan loiventaa kulutushuippua, jolloin tariffimaksu pienenee.

## 3 LÄMPÖPUMPUT SÄHKÖN KÄYTTÄJINÄ

Tässä kappaleessa perehdytään lämpöpumpun toimintaperiaatteeseen ja sen käyttämiseen sähkön käyttäjänä. Lämpöpumpun vaikutukset sähköverkkoon riippuvat lämpöpumpun teknisistä ratkaisuista kuten tehon mitoituksesta ja moottorin syöttötavasta. Myös verkon ominaisuudet vaikuttavat pumpun käyttöön.

Lämpöpumppuja käytetään pääasiassa kiinteistöjen lämmitykseen ja viilennykseen. Muita kohteita ovat esimerkiksi teollisuus, jossa lämpöpumppujen avulla voidaan tuottaa prosessien tarpeisiin lämpöä hyödyntämällä hukkalämpöä, tai kaukolämmöntuotanto. [20, 21] Lämpöpumppu saattaa olla kiinteistön ainoa lämmitysmuoto, tai se saattaa toimia toisten lämmitysjärjestelmien rinnalla. Lämpöpumpuilla voidaan korvata vanha järjestelmä, millä on vaikutusta kiinteistön lämmityksen aiheuttamaan sähkönkulutuksen luonteeseen. Esimerkiksi korvattaessa vanha öljy- tai puulämmitys lämpöpumpulla, sähkönkulutus kasvaa. Korvattaessa suora sähkölämmitys lämpöpumpulla, muuttuu taas sähkönkulutuksen luonne. Lämpöpumppu käyttää saman lämmön tuottamiseen vähemmän sähköenergiaa, mutta huipputehot saattavat olla suurempia.

### 3.1 Lämpöpumpun toimintaperiaate

Lämpöpumpun eli jäähdytyskoneen toimintaperiaate on käänteinen lämpövoimakoneelle. Lämpöpumppu siirtää lämpöenergiaa viileämmästä ympäristöstä lämpimämpään. [22]

Lämpöpumpun perusrakenne koostuu kompressorista, lauhduttimesta, paisuntaventtiilistä ja höyrystimestä, joiden välillä kiertää kylmäaine. Järjestelmä on kuvattu kuvassa 3.1. Matalassa paineessa oleva kylmäaine höyrystyy viileämmässä tilassa sijaitsevassa höyrystimessä ja vastaanottaa lämpöenergiaa. Höyrystynyt kylmäaine johdetaan lauhduttimeen ja sen paine nostetaan kompressorin avulla korkeammaksi, jolloin sen lämpötila nousee. Korkeassa paineessa ja lämpötilassa oleva kylmäaine luovuttaa lämpöenergiaa lauhduttimen välityksellä lämpimään ympäristöön, jolloin osa siitä nesteytyy. Nesteytynyt kylmäaine virtaa paisuntaventtiilin kautta takaisin höyrystimeen. Paisuntaventtiilissä

kylmäaineen paine ja täten myös lämpötila laskevat. [22]

Höyrystimessä lämpöenergiaa siirtyy kylmäaineeseen ympäristöstä. Lämmön kuljettaminen ympäristöstä höyrystimelle voidaan toteuttaa erilaisilla tavoilla. Suomessa yleisin tapa on käyttää ilmapuhallinta [5], joka puhaltaa ulkoilmaa höyrystimen lävitse ja jäädyttää sitä. Tällöin kyseessä on ilmalämpöpumppu. Toinen yleinen vaihtoehto on käyttää maahan kaivettavaa tai kallioon porattavaa lämmönkeruuputkistoa. Tällaista lämpöpumppua kutsutaan maalämpöpumpuksi. Eri sovelluskohteissa käytetään lukuisia muitakin lämmönlähteitä kuten ilmanvaihdon poistoilmaa, viemärivettä, lauhdevettä tai vesistöä. [22]

Lauhduttimessa kylmäaineen luovuttama lämpöenergia siirretään sovelluskohteesta riippuen esimerkiksi käyttöveteen, lämmitysjärjestelmän vesikiertoon tai suoraan huoneilmaan. Teollisuudessa tuotettua energiaa voidaan käyttää esimerkiksi erilaisissa prosesseissa [20]. Sovelluskohde määrää lauhduttimelta vaadittavan lämpötilan. Järjestelmiä saatetaan kutsua erilaisilla nimillä riippuen siitä, mihin tuotettua energiaa käytetään. Mikäli tuotetulla energialla lämmitetään käyttövettä tai lämmitysjärjestelmän kiertovettä, kutsutaan laitetta ilma-vesilämpöpumpuksi. [5]

Lämpöpumpun lämpökerroin, eli COP<sup>1</sup> määritellään lämpöpumpun tuottaman lämpötehon ja sen kuluttaman sähkötehon suhteena

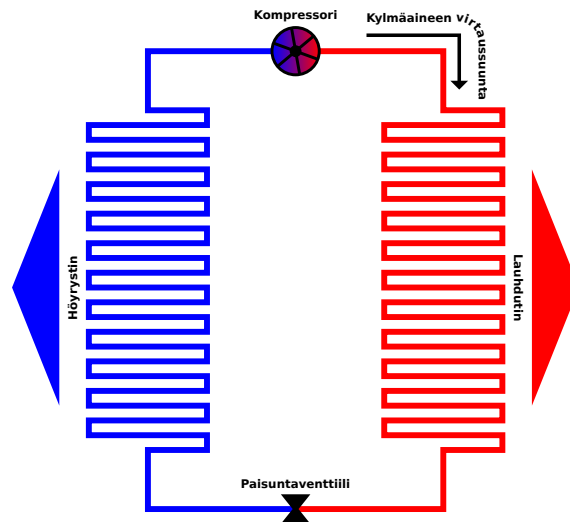
$$\text{COP} = \frac{\dot{Q}}{\dot{P}} \quad (3.1)$$

Normaali lämpöpumppujen lämpökerroin vaihtelee välillä 2–5. Lämpökerroin ja sen vaihtelu riippuvat paljolti lämmön lähteestä: maalämpöpumpuilla on yleensä korkeampi lämpökerroin kuin ilmalämpöpumpuilla. [22] Myös haluttu lauhduttimen lämpötila vaikuttaa lämpökertoimeen. Mitä korkeampi lämpötila lauhduttimelle halutaan, sen matalampi pumppun lämpökerroin on. [22, kuva 7.6]

Lämpöpumput käyttävät sähköenergiaa lämmön siirtämiseen viileämmästä lämpövarastosta lämpimämpään. Käytetystä sähköenergiasta valtaosa kuluu paineen tuottamiseen kompressorilla, mikä ylläpitää energiaa tuottavaa työkiertoa. Kompressorin lisäksi sähköä kuluu pienempiä määriä vaikkapa lämpöpumpun ohjaukseen, lämmitysjärjestelmän kiertovesipumpun käyttämiseen tai puhaltimen käyttämiseen. Mikäli lämpöpumpun teho on mitoitettu pienemmäksi kuin suurin vaadittu lämmitysteho<sup>2</sup>, voidaan tehojen erotus tuottaa tarvittaessa muilla keinoilla, esimerkiksi lämminvesivaraajan yhteyteen asennettavilla sähkövastuksilla jos kyseessä on ilma-vesilämpöpumppu. Tällainen ratkaisu lisää huo-

<sup>1</sup>Coefficient Of Performance

<sup>2</sup>osatehomoitus



**Kuva 3.1.** Lämpöpumpun toimintaperiaate

mattavasti järjestelmän sähkönkulutusta suurimman lämmitystarpeen aikana, jolloin sähköä käytetään muutenkin enemmän. Järjestelmän käyttäminen viilentämiseen taas lisää energian kulutusta, silloin kun sähkön käyttö on muuten todennäköisesti vähäisempää.

Lämpöpumpuissa kompressorin pyörittämiseen käytetään sähkömoottoria. Vanhemmissa lämpöpumpuissa moottori on useimmiten verkkojännitteeseen kytketty oikosulkumoottori, joka voidaan tarvittaessa varustaa käynnistyksen ohjauksella eli pehmokäynnistimellä. Nykyaikaisemmissa ratkaisuissa oikosulkumoottoria käytetään taajuusmuuttajan avulla.

## 3.2 Oikosulkumoottori

Yleisin tapa pyörittää lämpöpumpun kompressoria on käyttää suoraan verkkojännitteeseen kytkettyä oikosulkumoottoria. Kompressorin tehoa ei voida säädellä, vaan käydessään se tuottaa aina vakiotehon. Tällaisen lämpöpumpun tehoa säädetään kytkemällä kompressoria päälle ja pois. Kompressori kytkeytyy päälle, kun lämmitettävän kohteen, esimerkiksi lämminvesivaraajan tai sisäilman, lämpötila laskee tietyn rajan alapuolelle. Kun lämmitettävän kohteen lämpötila on noussut tarpeeksi, sammutetaan kompressori.

Tärkeimmät kompressorin käyntijaksojen pituuteen vaikuttavat tekijät ovat lämmitettävän kohteen haluttu lämpötila ja lämpöenergian tarve, lämmönlähteen lämpötila ja kompressorin teho. Kotitalouskäytössä kompressoreiden tehot ovat yleensä kilowattiluokkaa.

Mikäli oikosulkumoottorin käynnistysvirtaa ei mitenkään rajoiteta, on se tyypillisesti 6–8 kertainen moottorin nimellisvirtaan nähden. Täten myös moottorin sähköverkosta otta-

ma käynnistysvirta on suuri. [23] Käynnistyksen jälkeen moottorin ottama virta laskee kompressorin ottaman tehon ja moottorin mitoituksen määräämään arvoon.

Oikosulkumoottorien suuret käynnistysvirrat näkyvät tehopiikkeinä myös sähköverkon puolella. Mikäli samassa muuntopiirissä on useampia lämpöpumppuja tai alhainen jännitejäykkyys, saattavat pumput aiheuttaa jännitetason vaihteluita. Alhaisen jännitejäykkyyden omaavissa verkoissa jo lämpöpumppujen normaalit käynnistykset saattavat aiheuttaa jännitetasonvaihteluita, jotka ilmenevät esimerkiksi välkyntänä [24]. Sähkökatkojen jälkeen kytkettäessä jännitettä takaisin, useat lämpöpumput saattavat käynnistyä samaan aikaan lämmittämään viilentyneitä lämmityskohteitaan. Tämä saattaa aiheuttaa lyhytaikaisen jännitteen aleneman. Mikäli jännitteenaleneman jälkeinen jäännösjännite on alle 90 % järjestelmän nimellisjännitteestä, kutsutaan sitä jännitekuopaksi [24].

Oikosulkumoottoreiden käämityksistä johtuen ne ovat induktiivista kuormaa ja täten kuluttavat loistehoa. Mikäli moottoreiden kuluttamaa loistehoa ei kompensoida tuottamalla sitä paikallisesti, näyttäytyy lämpöpumppu sähköverkkoon induktiivisena kuormana. Induktiivisen kuorman kuluttama loisteho lisää häviöitä sähköverkossa ja loistehon kompensoinnin tarvetta verkkotasolla. [25] Kotitalouskäytössä olevissa lämpöpumpuissa ei esiinny erillistä loistehon kompensointia [26]. Sähköverkkoyhtiöiden maakaapeloidessa verkkojaan, on verkon itsensä tuottama loisteho kuitenkin kasvanut merkittävästi, eikä induktiivinen kuorma tällaisessa verkossa ole välttämättä huono asia.

### 3.3 Oikosulkumoottori pehmokäynnistimellä

Lämpöpumpun käynnistyessään ottamaa virtapiikkiä voidaan pienentää tai se voidaan poistaa kokonaan pehmokäynnistimellä. Pehmokäynnistimen toiminta perustuu tyristoreihin, joilla säädellään moottorin kokemaa jännitettä. Alussa tyristorit johtavat vain hyvin pienen osan jännitteen jaksonajasta ja moottori alkaa tuottamaan momenttia. Vähitellen kasvatetaan tyristorien läpi päästettyä jännitteen osuutta, kunnes tyristorit ovat täysin johtavassa tilassa. Kun moottori on saavuttanut käyntinopeutensa, eivät tyristorit enää rajoita virtaa, ja ne voidaan esimerkiksi ohittaa kytkimellä tehohäviöiden pienentämiseksi. [23]

Pehmokäynnistimen käyttö poistaa lämpöpumppujen käynnistysvirtapiikkien aiheuttaman ongelman. Pehmokäynnistimellä ei voida kuitenkaan järkevästi vaikuttaa moottorin käynnistyessään ottamaan tehoon tai sen tuottamaan energiamäärään.

### 3.4 Taajuusmuuttajakäytöt

Nykyaikainen ratkaisu lämpöpumppujen kompressorien käyttämiseen on taajuusmuuttaja. Taajuusmuuttaja koostuu tasasuuntaajasta ja ohjatusta vaihtosuuntaajasta, jolla saadaan tuotettua halutun suuruista ja taajuista vaihtojännitettä. Käynnistettäessä kompressoria aloitetaan moottorin syöttäminen matalataajuisella vaihtojännitteellä. Moottorin käyntinopeuden noustessa kohti haluttua arvoa, nostetaan samalla jännitteen taajuutta niin, että verkosta otettu teho pysyy suurin piirtein vakiona pyörimisnopeudesta riippumatta.

Taajuusmuuttajan käytöllä saavutetaan useita hyötyjä. Käynnistysvirtapiikkien poistamisen lisäksi taajuusmuuttajalla voidaan myös valita kompressorin tuottama teho parhaalla mahdollisella tavalla. Tehon säätäminen mahdollistaa pidemmät käyntijaksot ja tasaisemman tehonkulutuksen, mutta ei kuitenkaan vähennä lämpöpumpusta saatavaa maksimitehoa. Pienempien energiamäärien tuottaminen toteutetaan pienentämällä kompressorin käyntinopeutta, jolloin lämpöpumppua ei tarvitse käyttää useissa lyhyemmissä käyntijaksoissa.

Verkon näkökulmasta taajuusmuuttaja näyttäytyy eri tavoilla riippuen siitä, miten siinä on toteutettu vaihtovirran tasasuuntaus. Perinteisissä ja halvemmissa taajuusmuuttajissa tasasuuntaus on toteutettu diodisillalla. Diodisilta aiheuttaa sisään tulevan virran säröytymistä ja sitä kautta jännitehäiriöitä verkkoon. Myöskään lämpöpumpun tehokertoimen säätäminen ei onnistu. Diodisiltaa parempi ratkaisu on verkkovaihtosuuntaaja, jonka ottama virta voidaan säätää lähes sinimuotoiseksi, jolloin virtasärön syntyminen voidaan ehkäistä. Verkkovaihtosuuntaajan tehokerrointa voidaan säätää, jolloin sitä voidaan käyttää loistehotasapainon ylläpitämiseen. Mikäli lämpöpumppua syöttävä taajuusmuuttaja on säädetty niin, että se näyttäytyy verkkoon lähes resistiivisenä kuormana se osaltaan vähentää verkon kuormitusta ja laskee jännitehäiviöitä. Taajuusmuuttajan verkkoon aiheuttamat jännitehäiriöt riippuvat paljon taajuusmuuttajasta, sen laadusta ja koosta. [27]

### 3.5 Resisttiivinen kuorma

Moottorikuormien lisäksi lämpöpumppujen yhteyteen asennetaan usein lämpövastuksia. Mikäli kyseessä on osatehomitoitettu lämpöpumppu, vastuksia käytetään suurimman energiatarpeen aikana, jolloin lämpöpumppu itsessään ei kykene tuottamaan kaikkea tarvittavaa energiaa. Lämpövastuksia käytetään myös höyrystimeen kertyneen jään ja huurteen poistoon.

Lämpöpumpuissa kuluu sähköä myös muihin tarkoituksiin kuin suoraan energiantuotantoon. Automatiikan, ohjauksen ja sisä- ja ulkoyksiköiden puhaltimien kuluttama energia on kuitenkin vähäistä verrattuna muuhun energiankulutukseen

## 4 RAJAPINNAT – ERI ABSTRAKTIOTASOT

Rajapinnat mahdollistavat tiedonvaihdon eri järjestelmien ja toimijoiden välillä. Ne voivat olla standardissa määriteltyjä, eri abstraktiotasojille ja osittain toistensa päälle rakentuvia, tai hyvin suljettuja laitteen valmistajan kehittämiä. Lisäksi yhtenä rajapintana lämpöpumpuille ja aurinkosähköinverttereille voidaan ajatella AMI-mittareita.

Valmistajan tarjoamat pilvipalvelut toimivat rajapintana järjestelmän etähallintaan ja -monitorointiin omistajalle. Myös valmistaja itse voi hyödyntää tätä rajapintaa esimerkiksi selvittämällä etänä laitteistovikaa tai keräämällä tilastoja järjestelmän toimivuudesta. Teknisesti ajatellen pilvipalvelu on kuitenkin standardoimaton, valmistajan itse kehittämä, joten tekninen toteutus on piilotettu. Tämän vuoksi tässä kappaleessa ei perehdytä tarkemmin pilvipalveluun, vaan se esitellään vain yleisesti.

Kaikkein matalimman abstraktiotason rajapintoja eli fyysisiä liitäntöjä tai sarjaliikenne-protokollia ei tässä työssä käsitellä tarkemmin. Tässä kappaleessa on kuvattu eri standardeissa määriteltyjen rajapintojen toimintaa ja käyttötarkoituksia. Lisäksi tarkastellaan myös AMI-mittareita rajapintana.

### 4.1 Modbus

Modbus on automaatioissa käytetty palvelin–asiakasmallin viestintäprotokolla. Sen on alun perin kehittänyt vuonna 1979 yritys nimeltään Modicon käytettäväksi valmistamiensa ohjelmoitavien logiikoiden eli PLC:den väliseen viestintään. Nykyisin Modicon on osa ranskalaista Schneider Electriciä. Koska standardi on julkaistu avoimesti kaikkien käytettäväksi ja on verrattain yksinkertainen, on se saavuttanut johtavan aseman teollisuudessa. Yleisimmille ohjelmointikielille on saatavilla Modbus-standardin toteuttavat kirjastot, joiden avulla voidaan ohjelmallisesti ohjata laitteita. Laajan levinneisyyden ansiosta Modbus soveltuu monien eri valmistajien laitteiden järjestelmien kanssa käytettäväksi. Teollisuuden lisäksi protokollaa käytetään myös talo- ja kiinteistöautomaatioissa. [28, 29, 30]

Vuonna 2004 Schneider Electric siirsi standardin hallinnan voittoa tavoittelemattomalle



Modbus-järjestölle<sup>1</sup>. Järjestön muodostavat automaatiolaitteita valmistavat yritykset ja yksittäiset henkilöt. Sen tehtäviin kuuluu ylläpitää ja kehittää Modbus-standardia ja siihen liittyviä dokumentteja sekä toimia etujärjestönä edistään Modbusin käyttöä. Modbusiin liittyvien dokumenttien ja julkaisujen avulla edistetään eri valmistajien järjestelmien välistä kommunikaatiota ja helpotetaan niiden integraatioita toisiinsa. [30]

### 4.1.1 Protokollan rakenne

Modbus-protokollasta on toteutettu muutamia eri versioita:

- sarjaväyläversio eli Modbus Serial, joka muodostuu kahdesta muunnelmasta:
  - Modbus RTU ja
  - Modbus ASCII,
- Modbus TCP/IP ja
- Modbus Plus. [29]

Edellisistä Modbus Plus on Schneider Electricin hallinnoima, eikä se ole avoimesti saatavilla. Modbus Plus on oma Modbusista eroava standardinsa, jota ei tässä käsitellä enempää. [31]

Taulukossa 4.1 on Modbus-protokollaperhettä verrattu OSI-malliin. Modbus-protokollan ylempi kerros, eli MBAP sijoittuu OSI-mallissa kerrokseen 7, eli sovelluskerrokseen. Sarjaväyläversiossa alempi kerros sijoittuu OSI-mallissa kerrokseen 2 ja Modbus TCP/IP:n tapauksessa kerrokseen 5<sup>2</sup>.

Modbus-viestintäprotokolla MBAP (Modbus Application Protocol) on kaikille Modbus-versioille yhteinen ja se mahdollistaa viestinnän laitteiden kesken erilaisten verkkojen ylitse. Väli-tettävät funktiokoodit ja data pakataan MBAP:n toimesta PDU:ksi (Protocol Data Unit), josta kerrotaan tarkemmin aliluvussa 4.1.3. Alemmassa kerroksessa muodostetaan ADU (Application Data Unit), joka sisältää PDU:n lisäksi kohdelaitteen osoitteen ja tarkistus-summan tai jos kyseessä on Modbus-TCP, MBAP-otsikon. Erilaiset ADU:t on esitelty kuvassa 4.1.

Sarjaväylän yli toimivassa Modbusissa ADU siirretään käyttäen RS-485-standardia noudattavaa väylää tai RS-232-väylää pitkin. Oletuksena Modbus-standardi kehottaa laitevalmistajia toteuttamaan ainakin RS-485-rajapinnan, RS-232-rajapinnan ollessa vapaa-

<sup>1</sup>Modbus Organization, Inc

<sup>2</sup>OSI-mallin teoreettisesta luonteesta johtuen tästä voinee esittää eroavia mielipiteitä.

**Taulukko 4.1.** Modbus-protokolla ja SunSpec Modbus suhteutettuna OSI-malliin. Modbus-protokollaperhe sinisellä ja SunSpec Modbus keltaisella. Perustuu lähteisiin [32, 33, 34, 35].

OSI-mali				
7	sovelluskerros	SunSpec		
		MBAP (Modbus-viestintäprotokolla)		
6	esityskerros			
5	istuntokerros	Modbus-TCP		
4	kuljetuskerros	TCP		
3	verkkokerros	IP		
2	siirtokerros	Modbus-RTU	Modbus-ASCII	Ethernet, ...
1	fyysinen kerros	RS-232 / RS-485		Ethernet, ...

ADU kun käytössä Modbus sarjaväylän yli

laitteen osoite	PDU	Tarkistussumma (CRC tai LCR)
-----------------	-----	------------------------------

ADU kun käytössä Modbus TCP/IP

transaktio-tunniste	protokollatunniste	ADU:n pituus	laitetunniste	PDU
---------------------	--------------------	--------------	---------------	-----

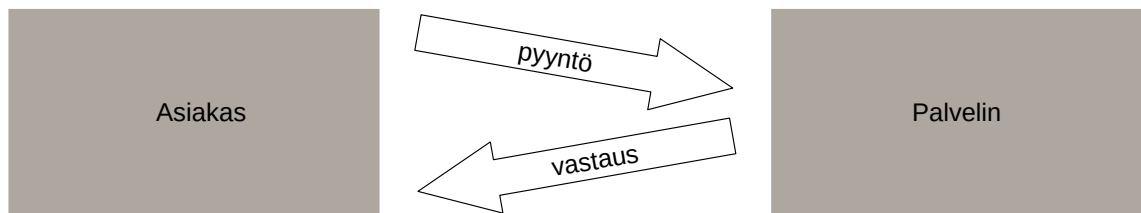
**Kuva 4.1.** Erilaiset ADU-tyypit. Perustuen lähteisiin [33, 34]

ehtoinen. Modbus RTU siirtää datan suoraan bitteinä. Modbus ASCII:ssa taas jokainen tavu koodataan kahdeksi heksadesimaalimerkiksi ennen lähetystä, mikä heikentää sen tiedonsiirtokykyä. Modbus-standardi edellyttää, että kaikki laitteet tukevat ainakin Modbus RTU:ta Modbus ASCII:n ollessa suositeltu. [33]

Modbus TCP/IP:tä käytettäessä Modbus-liikenne voi kulkea normaalin Internet-liikenteen mukana, mikä tekee siitä hyvin joustavan ratkaisun. TCP-portti 502 on varattu Modbus-sovelluksille. [34] Koska ADU:t lähetetään TCP-kehyksessä, niihin ei tarvitse laskea eikä lisätä tarkistussummaa. TCP-protokolla huolehtii paketin (kehys + ADU) perille pääsystä ja mahdollisista uudelleenlähetyksistä. Tietosuojasta voidaan huolehtia käyttämällä kommunikointiin VPN-yhteyttä. Toinen turvallisuutta parantava keino on käyttää kommunikointiin MODBUS/TCP Security -standardin mukaista TLS-salausta, jolloin liikenne kohdistetaan TCP-porttiin 802 [36].

### 4.1.2 Viestintä ja tietomalli

Modbus-protokollan toiminta perustuu palvelinlaitteella sijaitsevien muistialueiden lukemiseen ja kirjoittamiseen kuvassa 4.2 kuvatun asiakas–palvelinmallin (client–server model, ennen tunnettu termillä master–slave model) mukaan. Lukemalla tietoja asiakaslaite kykenee seuraamaan palvelinlaitteen tilaa ja kirjoittamalla ohjaamaan sen toimintaa. Tietojen lukeminen ja kirjoittaminen tapahtuu protokollan määrittämien kysely, vastaus- ja virheviestien perusteella. [29]



**Kuva 4.2.** Asiakas–palvelin-malli. Perustuen lähteeseen [29]

Modbus-verkko muodostuu asiakkaista (Modbus TCP/IP: tapauksessa mahdollisesti useammasta ja sarjaväyläversion tapauksessa yhdestä), ja yhdestä tai useammasta palvelimesta. Verkon palvelimet yksilöidään sarjaväyläversiossa kokonaislukuosoitteilla väliltä 1–247 ja TCP/IP-versiossa IP-osoitteilla. Protokolla rajoittaa kommunikointia niin, että kyselyitä lähettää vain asiakaslaite palvelinlaitteiden ainoastaan vastatessa niille osoitettuihin kyselyihin. TCP/IP-versiossa laite voi kuitenkin toimia samanaikaisesti sekä palvelimena että asiakkaana. [33, 34] Myös sarjaväyläversiossa laite voi toimia sekä palvelimena että asiakkaana, kunhan tämä tapahtuu eri verkkojen suuntiin. [22] Tästä johtuen sarjaväylällä yhdistyneet palvelinlaitteet eivät kykene itsenäisesti raportoimaan mahdollisesta virhetilanteesta tai tapahtumasta, vaan asiakaslaitteiden on jatkuvasti tehtävä kyselyitä pysyäkseen ajan tasalla. Tämä ominaisuus vähentää Modbusin sarjaväyläversion käyttökelpoisuutta, varsinkin, mikäli kommunikointiresurssit ovat rajalliset.

Modbus-protokolla määrittelee lähetettävälle kyselyille kaksi eri muotoa: täsmälähetys (unicast) ja monilähetys (multicast). Täsmälähetys osoitetaan tietylle palvelimelle ja vastaanotettuaan sen palvelin toimii sen mukaisesti. Sarjaväyläversiossa on käytössä myös monilähetys, joka lähetetään osoitteella 0, jolloin kaikki palvelimet reagoivat kyselyyn. [33]

Modbus-protokollan tietomalli koostuu palvelinlaitteella sijaitsevista muistialueista, jotka on jaettu taulukoihin. Pääasialliset neljä muistialuetaulukkoa on kuvattu taulukossa 4.2. Taulukoiden nimeäminen suomen kielellä on haastavaa, joten se jätetään tekemättä.

1-bittisiä muistipaikkoja voidaan käyttää esimerkiksi päälläolotietojen välittämiseen, kun

**Taulukko 4.2.** Modbus muistialuetaulukot. Perustuu lähteeseen [29].

taulukon tyyppi	datatyyppi	asiakkaan oikeudet
Discretes Input	1 bitti	vain luku
Coils	1 bitti	luku/kirjoitus
Input Registers	16-bittinen sana	vain luku
Holding Registers	16-bittinen sana	luku/kirjoitus

taas kahden tavun mittaisia muistipaikkoja voidaan käyttää esimerkiksi mitattujen arvojen ilmoittamiseen. Protokolla ei kuitenkaan määritä miten muistipaikkoja kuuluu käyttää, vaan tämä jätetään sovelluksen tekijän päätettäväksi. Kussakin taulukossa on 65536 erillistä osoitetta, joihin dataa voi tallentaa. Datan käsittely tapahtuu joko yksittäisen osoitteen perusteella tai sitten useampi perättäinen osoite kerrallaan. [29]

### 4.1.3 Protocol Data Unit

Laitteissa toimivien sovellusten väliseen tiedonsiirtoon käytetään PDU:ta, joka koostuu funktiokoodista ja operaatioon tarvittavasta datasta. PDU:ita on kolmenlaisia, ja ne on esitetty taulukossa 4.3.

**Taulukko 4.3.** PDU-tyypit. Perustuu lähteeseen [29].

Funktio-koodi (F)	Kyselyn data	Kysely-PDU
Funktio-koodi (F)	Vastauksen data	Vastaus-PDU
Poikkeusfunktio-koodi (F + 0x80)	Poikkeuskoodi	Poikkeus-PDU

PDU:n alun muodostaa funktiokoodi, joka on joko Modbus-protokollan tai käyttäjän määrittämä funktio. PDU:n loppuosa koostuu mahdollisesta datasta, jota palvelin tarvitsee suorittaakseen halutun toiminnon. Vastaus-PDU:hun tulee sama funktiokoodi kuin kysely-PDU:hun. Mikäli palvelin päätyy virhetilanteeseen, joko virheellisen kysely-PDU:n tai sisäisen virheen takia, vastaa se asiakkaalle poikkeus-PDU:lla, joka muodostuu funktiokoodista, johon on liitetty heksakoodi 0x80, ja poikkeuskoodista. [29] Funktiokodeista käytetyimmät liittyvät yksittäisten muistipaikkojen lukemiseen ja kirjoittamiseen [22]. Lista yleisistä funktio- ja poikkeuskodeista löytyy liitteestä A.

## 4.2 IEC 61850

IEC 61850 on sähköaseman älykkäiden sähkölaitteiden kommunikaatioprotokollia määrittävä standardi. Se on laajasti käytössä sähköasemien tiedonvaihdossa ja sähkönjake- lun automaatiassa. Sen laajennukset tähtäävät kuitenkin myös laajempaan käyttöön, sillä standardissa on määritelty myös esimerkiksi hajautetun energiantuotannon tietomalleja. Standardi määrittelee myös inverttereiden erilaisia toiminnallisuuksia, esimerkiksi:

- välittömät ohjaustoiminnot, esimerkiksi alasajo- ja käynnistyskomennot,
- loistehonsäädön (Volt/VAR-säätö) tilan muuttaminen,
- teho taajuuden funktiona -tilan muuttaminen (frequency-watt),
- toiminnan jatkaminen epätavallisista jännitevaihteluista huolimatta,
- normaalin toiminta-alueen määrittäminen ja irti kytkeytyminen sen ulkopuolella määritellyllä funktiolla,
- käyttäytymistilojen muuttaminen tehon funktiona,
- tehon muuttaminen jännitteen perusteella ja
- ajastetut komennot [37].

IEC 61850 ei ole vielä laajasti käytössä inverttereissä, ja ainoa löydetty esimerkki sen suorasta käytöstä on SMA:n<sup>3</sup> tarjoama standardia hyödyntävä rajapinta Italiassa toimiville inverttereille [15]. Tällä voidaan irrottaa tai kytkeä invertteri verkkoon, tai muuttaa invertterin taajuusrajoja. Italian CEI 0-21 -standardissa vaaditaan inverttereille rajapinta verkonhaltijalle, jonka takia luultavasti tämä ominaisuus on SMA:n ohjekirjassa merkattu vain Italia -ominaisuudeksi. Tämän vaatimuksen<sup>4</sup> lähde ei ole alkuperäinen, joten tätä vaatimusta ei voitu vahvistaa varmaksi, tosin SMA:n erillinen ohjeistus Italian laitteille viittaa siihen.

IEC standardin ja Modbusin välille on olemassa myös protokollamuuntimia, jolloin invertterit saadaan näkymään IEC standardin mukaisina laitteina. Esimerkiksi SMA:n keskusinvertterit voidaan liittää verkonhaltijan ohjaukseen erillisellä ohjauslaitteella, joka toimii samalla IEC61850-Modbus -muuntimena järjestelmälle, vaikka invertteri ei itsessään kyseistä standardia tuekaan [38]. Tämä toteuttaa silloin Fingridin VJV2018 -dokumentissa määritellyt etäohjausvalmiusvaatimukset yli 1 MW:n suuruisille voimalaitoksille, joissa on IEC61850 yhtenä hyväksytyistä kommunikaatiostandardeista [8].

<sup>3</sup>SMA Solar Technology AG – System-, Mess- und Anlagentechnik

<sup>4</sup><http://blog.nettedautomation.com/2012/07/iec-61850-in-italy-sma-offers-iec-61850.html>

### 4.3 SunSpec Modbus

SunSpec Modbus on SunSpec Alliancen määrittelemä sovellustason toteutus, joka hyödyntää yleisesti käytössä olevaa Modbus-protokollaa. SunSpec Modbus sijoittuu rakenteellisesti Modbusin päälle, kuten taulukossa 4.3 kuvattiin. Fyysinen Modbus-rajapinta on sisäänrakennettu noin 80 %:iin asennetuista hajautetun energiantuotannon laitteista, joten tämän toteutuksen tuominen suurelle määrälle laitteita on melko yksinkertaista [39].

SunSpecin standardi on tehty huomioiden IEC 61850 -standardi, mukaan lukien sen 90-7 ja 7-420 -laajennukset, jotka käsittelevät hajautetun energiantuotannon inverttereiden ja konverttereiden toiminnallisuuksia ja kommunikaatorakennetta hajautetussa energiantuotannossa. SunSpec onkin toteuttanut edellä mainitut toiminnallisuudet myös omaan standardiinsa. Tämän tarkoituksena on helpottaa integraatiota IEC 61850 -standardia hyödyntävien järjestelmien kanssa [35]. Kuitenkaan SunSpec ei ole nimennyt tietomallin muuttujia täsmälleen samoilla nimillä, kuin 61850-standardi, joten ne eivät ole suoraan yhteensopivia keskenään.

SunSpecin toteutuksessa on määritelty tietomalleja, joiden avulla eri valmistajien laitteita voidaan yhdistää samaan järjestelmään [35]. Nämä tietomallit mahdollistavat laiteriippumattomuuden, sillä niissä on määritelty funktioiden toiminta ja niiden käyttö. Tällöin eri valmistajien laitteita voidaan lukea ja ohjata yhteisillä käskyillä järjestelmän sisällä.

SunSpec Modbusin määrittelemät tietomallit ovat käytössä myös muilla protokollilla, kuten HTTP/XML:lla ja OPC:lla [35]. Koska lähes kaikki tieto SunSpecin standardista perustuu Modbus-protokollaan, muiden tiedonsiirtoprotokollien tarkastelu jätettiin pois. Tiedon puute johtuu mitä luultavimmin Modbusin hallitsevasta asemasta inverttereissä.

SunSpec-protokollan yleisyys selvisi sähköpostikeskustelussa aurinkosähköjärjestelmiä Suomessa asentavan yrityksen kanssa. Solarigo Oy on asentanut järjestelmiä teholtaan noin sadasta kilowatista jopa 5,9 megawattiin. Se on käyttänyt viiden eri valmistajan aurinkoinverttereitä eri projekteissa, mutta useimmissa niistä ei ole tarvittu etä- tai paikallista ohjausta. Mikäli paikallista ohjausta on käytetty, kommunikaatio on toteutettu lähes poikkeuksetta RS-485 väylän kautta ja kaikissa tapauksissa SunSpecin protokollaan perustuen. Vaikka valmistajat ovat dokumentoineet, miten protokollalla ohjataan niiden laitteita, käytännön kokemus on osoittanut, että kuitenkin kaikki ominaisuudet eivät ole toimineet kuten ne on määritelty. [40]

## 4.4 IEEE 1815 / Distributed Network Protocol 3

DNP3 on teollisuusautomaation kommunikaatioprotokolla, joka määriteltiin alun perin 1993 ja sen kehitys jatkuu edelleen. Vuonna 2008 yhdysvaltalainen valtionvirasto NIST ja voittoa tavoittelematon energia-alan järjestö EPRI näkivät tarpeen rajapinnalle IEC 61850:n ja DNP3:n välille. Koska DNP3 oli vain vakiintunut käytäntö, DNP3:n standardisointi oli tarpeen, jotta yhteistyö ja koordinointi IEC:n kanssa olisi sujuvaa. DNP3 standardoitiinkin IEEE 1815 -standardiksi vuonna 2010, jonka jälkeen siitä on käytetty tuota nimitystä [41].

DNP3 on suunnattu sähköteollisuuden käyttöön, mutta se on myös käytössä esimerkiksi energia- ja vesiteollisuudessa. Pohjois-Amerikassa DNP3 on käytössä sähköverkon SCADA-järjestelmissä, ja se onkin osittain kilpaileva sähköasemastandardi IEC 61850:n kanssa.

IEEE 1815.1 -dokumentti määrittelee standardisoidun tavan linkittää yhteen data tämän ja IEC-standardin välillä [42]. Tämä mahdollistaa IEC 61850-standardia käyttävien laitteiden lisäyksen IEEE 1815-protokollaiseen järjestelmään. Tämän on Pohjois-Amerikassa tärkeää, sillä siellä on laajasti käytössä IEEE 1815 standardi, mutta koska IEC 61850 on ominaisuuksiltaan laajempi, sen osuus tulee kasvamaan. Molempien standardien kanssa työskentelevä Bruce Muschlitz arveli vuonna 2009 DNP3:n häviävän keskinäisen kilpailun, sillä IEC 61850 täyttää kaikkien sidosryhmien tarpeet ominaisuuksien puolesta [43]. Tosin näiden kahden standardin yhteensovittaminen on muuttanut tilannetta, eikä DNP3 tule välttämättä häviämään markkinoilta vielä pitkään aikaan, tosin automaatiolaitteiden elinikä on pitkä, joka vaikuttaa markkinajakaumaan ja uuden teknologian tuomiseen. 2019 tehdyn kyselyn mukaan DNP3:a käytti 94% kyselyyn vastanneista sähköntuotanto ja -jakeluyrityksistä Pohjois-Amerikassa, mutta IEC 61850:n osuus on kasvamassa [44].

Vuonna 2013 IEEE julkaisi dokumentin, joka auttaa verkonhaltijoita kommunikoimaan hajautetun energiantuotannon kanssa. Tämä dokumentti kuvaa standardoidun rajapinnan datalle ja joukon protokollapalveluita ja profiileja. Dokumentin kuvaamien profiilien tarkoitus on helpottaa hajautetun energiantuotannon liittämistä DNP3 järjestelmiin. Vuonna 2018 dokumenttia päivitettiin siten, että se lisäksi sisältää toiminnallisten ominaisuuden määrittelyt protokollalle, sekä linkityksen IEC-61850-7-420 tietomallin kanssa. Näiden uudistusten myötä DNP3 protokollaa voidaan käyttää älyinverttereiden ohjaukseen samalla tavalla kuin SunSpeciä tai IEC 61850-standardia, mutta myös käyttää näitä kolmea protokollaa rinnakkain toistensa kanssa. [45, 46]

Vaikka DNP3 on standardoitu myös ohjaamaan aurinkosähköinverttereitä, valmistajat eivät ole ottaneet sitä käyttöön, ainakaan vielä. Sen toiminta on varmistettu tutkimuksissa, joissa on tehty testilaitteisto eri ohjaustoimintojen varmistamiseksi, mutta kaupallisista inverttereistä ei ole löytynyt mainintaa DNP3:n käytöstä. [45]

## 4.5 Smart Grid -ready

Bundesverband Wärmepumpe e.V. (jäljempänä BWP) on saksalainen lämpöpumpuyhdistys, joka ylläpitää lämpöpumppujen ohjaukseen käytettävää rajapintaa määrittävää SG-Ready-merkintää (SG Ready label). SG-Ready määrittelee pumpulle neljä eri toimintatilaa, joiden perusteella ulkoinen toimija kykenee ohjaamaan lämpöpumpun toimintaa. Toimintatilat yksi ja kaksi ovat yhteensopivia Saksassa käytetyn muun muassa lämpöpumpuihin kohdistetun sähköverkonhaltijan (usein puhutaan energiantoimittajasta) suorittaman ohjauksen (EVU-Sperre<sup>5</sup>) kanssa.[47] EVU-Sperre järjestelmässä ohjattava lämpöpumppu voidaan kytkeä verkonhaltijan toimesta pois päältä enimmillään kahdeksi tunniksi kerrallaan. Yhteen vuorokauteen taas voi sijoittua enintään kolme keskeytystä, jotka pyritään sijoittamaan suurimman kulutuksen hetkiin. Kun kuluttajalla on käytössään erillinen energiamittari ohjattavan lämpöpumpun käyttämälle sähkölle, voi hän vastavuoroisesti tehdä lämpöpumpputariffien mukaisia siirto- ja energiasopimuksia. [48, 49]

SG-Readyn kolmas ja neljäs toimintatila ovat sopivia ylituotannon kompensointiin niiden lisätessä lämpöpumppujen sähkönkulutusta. Eri toimintatilat on eritelty taulukossa 4.4. Jokaiselle toimintatilalle on määritelty binäärinen arvo (0b00 – 0b11), joka voidaan to-

**Taulukko 4.4.** SG-Ready toimintatilat. Perustuu lähteeseen [47].

toimintatila	looginen kytkentä	kuvaus
1	1 0	Lämpöpumppu on kytkettynä pois päältä. Enintään kaksi tuntia kerrallaan enintään kolme kertaa vuorokaudessa
2	0 0	Normaali toimintatila. Varaudutaan mahdolliseen kahden tunnin pysäytykseen.
3	0 1	Suosittelua päällä olo.
4	1 1	Kompressorin ja mahdollisesti myös lisävarustuksen pakotettu päällä olo varaajan maksimilämpötilaan saakka.

teuttaa kahdella loogisella tilalla. SG-Ready ei tarkemmin määrittele sitä, miten nämä tilat tuodaan ohjattavalle laitteelle. [47]

<sup>5</sup>Energieversorgungsunternehmen Sperre



SG-Ready on korkean abstraktiotason rajapinta, joka tarjoaa keinoja ohjausrajoitusten yhtenäistämiseen. Alemman tason kommunikointi, johon siis SG-Ready ei ota kantaa, pitää määritellä ja toteuttaa erikseen. Yksi alemman tason kommunikoinnissa yleisesti käytettävä standardi on Modbus-viestintäprotokolla.

## 4.6 AMI-mittari

Verkonhaltijan omistamat sähkönkäyttöpaikkojen AMI-mittarit voivat toimia rajapintana lämpöpumpuille, ja tulevaisuudessa ehkä myös aurinkosähköjärjestelmille. Nykyään mittareissa tulee olla kuormanohjausrele, jota voidaan käyttää esimerkiksi 2-tariffiohjausta varten, jolloin lämmitys voidaan aktivoida yötariffin alkaessa ja lämmitys tapahtuu halvemmalla hinnalla [50]. Osassa mittareita on myös toinen ohjausrele, jota voidaan hyödyntää tehonpudotukseen [51]. Lisäksi Suomessa noin 60%:ssa sähkönkäyttöpaikoista on etäkatkaisu- ja kytkentäominaisuus, jolla voidaan katkaista sähköt koko sähkönkäyttöpaikasta. [52]

Jo asennetuissa mittareissa voi olla luentarajapinta hetkelliselle kulutukselle, mutta se rajoittuu usein vain pulssilähdöksi [53]. Esimerkiksi suomalaisen mittarivalmistaja Aidonin uudemmissa mittareissa on mahdollista lukea dataa HAN-rajapinnasta, joka toimii M-bus-protokollan välityksellä käyttäen fyysisellä kerroksella 8P8C-liitintä. Rajapinnasta voi lukea esimerkiksi virta- ja jännitetietoja sekä tehotietoja verkosta mittarin suuntaan ja mittarista verkon suuntaan. [54, 55] Tätä voidaan hyödyntää kiinteistöautomaatiossa mittaritietona, jolloin asiakas voi kuluttaa kaiken tuottamansa energian sen verkkoon syöttämisen sijaan.

AMI-mittaria voidaan tulevaisuudessa hyödyntää akullisissa aurinkosähköjärjestelmissä kuormanohjaukseen. Seuraavan sukupolven mittareihin voitaisiin lähettää tieto sähkön hinnasta, jolloin sähkönsyöttöä voidaan vaihtaa verkon ja energianvaraston välillä korkean hinnan aikaan. Älykäs mittarinluentajärjestelmä voi myös hyödyntää historiatietoja ja sääennustusta optimoidessa sähkövaraston käyttöä. Tällöin energiavarastoa voitaisiin varata yöllä halvemman sähkönhinnan aikaan, mutta varaaminen kuitenkin pääsääntöisesti tapahtuisi aurinkovoimalalla. [52]

Keskeinen syy mittarien yksinkertaisiin kuormanohjauksiin on mittarin luotettavuus, sillä monimutkaisemmassa mittarissa on useampi hajoava komponentti. Mittareiden elinkaari on myös suhteellisen pitkä, 10–15 vuotta. Lisäksi verkkonhaltijan saamat hyödyt ylimääräisistä rajapinnoista eivät ole suuret, ja uusien toiminnallisuuksien kehitys myöhäistäi-

si edelleen seuraavan sukupolven mittareiden asennusta. Lähtökohtaisesti tietoturvan ja kustannusten kannalta kannattavampaa onkin tarjota vain rajapinta mittarilta saatavalle tiedolle, kuten mittaukselle ja esimerkiksi energian hinnalle. Tällöin kiinteistöautomaatio voi hyödyntää näitä tietoja, ja siten hoitaa paikallisesti energiatasapainon optimointia.

## 5 SIDOSRYHMÄT JA NIIDEN TARPEET RAJAPINTOJEN NÄKÖKULMASTA

Luonnollisesti eri sidosryhmät ovat kiinnostuneet erilaisiin käyttötarkoituksiin soveltuvis- ta rajapinnoista. Osa sidosryhmistä on kiinnostunut vain datan lukemiseen tarkoitettu- ra rajapinnasta käyttäen sitä esimerkiksi käyttövarmuuden ja tuoton tilastointiin, kun taas osa on kiinnostunut järjestelmien etähallinnasta esimerkiksi verkon joustavuuden paran- tamiseksi. Erityyppisiä sidosryhmiä on hahmoteltu kuvassa 5.1, jossa keskellä sijaitsee rajapintoja tarjoavat järjestelmät, vasemmalla sähköverkkoon liittyvät ja oikealla muut si- dosryhmät.



*Kuva 5.1. Järjestelmien sidosryhmiä*

### 5.1 Kantaverkkoyhtiö Fingrid

Suomen kantaverkkoyhtiönä Fingrid asettaa vaatimuksia siihen liittyen, mitä rajapinto- ja järjestelmien on sisällettävä. Se vaatii alle 1 MW järjestelmien (voimalaitosten) sisältä- mään logiikkaportin, jonka kautta saapuvalla käskyllä voimalaitoksen on lopetettava pätö- tehon tuotanto viiden sekunnin kuluessa. Yli 1 MW:n suuruiset järjestelmät tulee taas va- rustaa väyläliitännällä, jolla voidaan alentaa tuotannon pätötehoa annetun ohjeavron mu- kaisesti. Tämän liitännän on oltava yhteensopiva IEC60870-6, IEC60870-5 tai IEC61850 -protokollan kanssa. Fingrid ei dokumentissaan kuitenkaan ilmoita, täytyykö näiden liitän- töjen olla käytössä, vai riittääkö että järjestelmissä on liitäntä olemassa. [8]

Mikäli Fingridin voimajohtoon liitettävä voimalaitos on yli 1 MW:n tehoinen, se on varustettava eroonkytkentäreleistyksellä. Yli 5 MW:n tehoinen voimalaitos vaatii lisäksi eroonkytkennän viestiyhteyden pikajälleenkytkentöjen toiminnan varmistamiseksi. Jos taas voimalaitos liittyy suoraan tai Fingridin asiakkaan verkon kautta kantaverkon kytkinkenttään, ei eroonkytkentäreleistystä vaadita. Tahattoman saarekekäytön estäminen on joissain inverttereissä integroituna, jolloin ne tarkkailevat verkon tilaa ja huomattuaan saarekkeen muodostumisen, kytkeytyvät irti. Tällöin alle 5 MW:n järjestelmät eivät tarvitse erillisiä laitteistoja eroonkytkentään, vaan invertteri toteuttaa itsessään jo tämän vaatimuksen. [8]

Yli 1 MW:n järjestelmien on kyettävä joko toimimaan tehokertoimella 1.0 tai vaihtoehtoisesti tukemaan verkon jännitettä loistehoa säätämällä. Yli 10 MW:n järjestelmien kohdalla säädön on tapahduttava automaattisesti. Lisäksi Fingridin Kantaverkkokeskus tai liittymispisteen verkonhaltija voi tarvittaessa pyytää järjestelmän käytöstä vastaavaa toimijaa muuttamaan pätö- tai loistehosäädön asetteluarvoja voimalaitosteknologian asettamissa rajoissa. Fingrid ei täten ota kantaa siihen, miten tämä säätäminen tapahtuu. Fingridin tarpeet järjestelmien rajapinnoista rajoittuvat siten erityistilanteissa järjestelmän alasajoon tai sen tehonsäätöön käytöstä vastaavan toimijan kautta. [8]

## 5.2 Verkonhaltija

Yksi järjestelmien rajapintoihin liittyvistä sidosryhmistä on sähköverkonhaltija eli Suomessa sähköverkkoyhtiö. Vuodesta 2009 on Suomessa laki velvoittanut sähköverkkoyhtiöitä asentamaan sähkönkäyttöpaikoille eli pisteisiin, jossa sähköä ostavat asiakkaat liittyvät verkkoon, tuntimittauslaitteiston. Asetus myös asettaa vaatimuksia käytetyllä tuntimittauslaitteistolle muun muassa etäluettavuudesta ja -ohjattavuudesta. [50]

Älykkäästä tuntimittauslaitteistosta käytetään usein termiä älymittari, AMR-mittari tai AMI-mittari. Termin AMR viitatessa lähinnä mittarin automaattiseen luentaan, saattaisi AMI-mittari olla oikeampi termi. Lyhenne AMI tarkoittaa mittareiden muodostamaa järjestelmää, jossa tieto liikkuu myös kohti mittareita ja niiden takana olevia kiinteistöjä. [56]

Verkonhaltija ei itsessään ole energian ostaja tai myyjä, vaan se siirtää sähköä verkossa ja on vastuussa verkon toimivuudesta. Tästä syystä verkonhaltijan saamat suorat hyödyt mittareiden etäohjauksesta ovat vähäiset. Yksi hyöty verkonhaltijalle on kuitenkin sähkönkäyttöpaikan irrottaminen verkosta etänä, esimerkiksi laajemman huoltotyön ajaksi. Tällöin verkonhaltijan ei tarvitse käyttää resursseja käydäkseen jokaisessa sähkönkäyttöpaikassa irrottamassa sen sähköverkosta ennen huoltotöitä. Toisaalta verkonhaltija voi

tarjota palveluna AMI-rajapintaa, jolloin se voisi saada siitä tuottoa. Lisäksi, jos mittareita käytetään tehopiikkien tasoitukseen, hyödyttää tämä verkonhaltijaa, sillä tällöin verkon kapasiteetti riittää paremmin ja investointeja voidaan siirtää myöhemmälle.

### 5.3 Järjestelmän omistaja

Järjestelmän omistajan eli usein käyttäjän suorittama järjestelmän monitorointi voidaan toteuttaa muutamilla eri tavoilla. Monitorointi ja ohjaus toteutetaan usein fyysisen käyttöliittymän avulla ja mikäli nämä toiminnallisuudet halutaan myös etänä, on käyttöliittymä helposti tuotavissa laitevalmistajan tarjoamaan pilvipalveluun tai mobiilisovellukseen. Mikäli valmistaja ei kuitenkaan tarjoa etämonitorointiin sovelluksia, on sellainen usein mahdollista tehdä itse, mikäli osaaminen riittää aiheeseen.

Ongelma järjestelmän monitoroinnissa voi olla pilvipalveluiden tai mobiilisovellusten määrä, mikäli monitorointi ei tapahdu keskitetysti. Tällöin järjestelmän hallinnasta tulee lopukäyttäjälle hankalaa, jos hän joutuu tarkkailemaan montaa eri palvelua saadakseen selville järjestelmän kokonaistilan.

Omistaja voi olla kiinnostunut myös erilaisista energiaa säästävistä ohjaustoiminnoista, hyvä esimerkki tästä on "poissa kotoa" -toiminto, jolla saadaan lämpötilaa laskettua, mikäli kiinteistö on tyhjiään pidemmän aikaa. Tämä luonnollisesti laskee myös lämmityskustannuksia.

### 5.4 Kiinteistö

Kiinteistö voidaan ajatella yhtenä sidosryhmänä, joka on hyvin sidoksissa järjestelmän omistajaan. Tämä johtuu siitä, että omistaja voi ohjata kiinteistöautomaation kautta muitakin laitteita, kuin vain lämpöpumppua tai aurinkosähköjärjestelmää. Tällöin järjestelmä voi säädellä automaattisesti kiinteistön energiatasapainoa tai siirtää varaavan lämmityksen varaaminen halvemmille tunneille.

Kiinteistöautomaation avulla lämpöpumpun käyntijaksojen aiheuttamaa kiinteistön kuormitusta voidaan kompensoida aurinkosähköinvertterin avulla ja näin vähentää sähkönsiirron kustannuksia sekä parantaa jännitteen laatua heikoissa sähköverkoissa. Automaatiolla voidaan ajoittaa lämpöpumppujen kuormittavin jakso aurinkosähkön tuotantoaikaan, jolloin kiinteistön ottama kuorma verkosta pienenee. Tällä on kiinteistön energiakustannusten kannalta merkitystä erityisesti, jos käytössä on tehotariffi. Tällainen automaatio

voi parhaassa tapauksessa mahdollistaa tehotariffissa määritellyn huipputehon pienentämisen kausittain.

## 5.5 Järjestelmätoimittaja

Lämpöpumppujärjestelmän tai aurinkosähköjärjestelmän toimittaja voi hyödyntää järjestelmän rajapintoja huoltopalveluiden tarjoamiseen ja diagnostiikkaan. Seuraamalla järjestelmän toimintaa toimittaja voi ennustaa ja tilata tarvittavia huoltoja tai korjauksia, jolloin järjestelmän käyttövarmuus paranee. Tämä tuo käyttäjälle lisäarvoa ja säästöjä sekä huolettomuutta, toimittaja taas voi myydä tämän lisäpalveluna asiakkaalle.

Kuluttajan ei esimerkiksi tarvitse käyttää aikaa vikojen selvittämiseen tai huoltojen tilaamiseen. Vastaavasti toimittajan/huoltoyrityksen turhat vierailut vähenevät, kun järjestelmän virhetilanteita voidaan selvittää ja nollata etähallintaa hyödyntäen. Toimittajan suorittamaa diagnostiikkaa voidaan käyttää myös tuotekehityksen apuna tai luodessa parempia ennustemalleja sähkön kulutuksesta.

## 5.6 Aggregaattori

Ennestään sähkömarkkinoilla on ollut käytännössä kolme toimijaa: Energian myyjä, siirtäjä ja ostaja. Aggregaattori näistä kaikista (mahdollisesti) erillinen toimija, jonka tehtävänä on myydä sähkömarkkinoille joustoa. Aggregaattori voi ohjata esimerkiksi lämpöpumppupoolia ja käydä kauppaa sen mahdollistamalla kysyntäjoustolla.

Lämpöpumput ovat todennäköisesti käyttöpaikkansa suurimpia sähkökäyttäjiä. Saksalaisessa EVU-Sperre-järjestelmässä lämpöpumppu on sähköverkonhaltijan tai muun yrityksen ohjattavissa, ja sen kuluttama energia mitataan erikseen. Korvauksena kuormanohjauksesta kuluttaja voi hyödyntää lämpöpumpputariffeja lämpöpumpun käyttämän energian hankkimiseen. Aggregaattorina toimivan yrityksen suorittama ohjaus tapahtuu AMI-mittareiden digitaalisen ohjausrajapinnan kautta. [48, 49]

Vastaavasti aurinkosähköinvertterin ohjaukseen releohjaus ei suoraan sovellu, sillä inverttereiden ohjaus tapahtuu usein monimutkaisemmalla kommunikaatiolla, kuin yksinkertaisella releellä. Sinällään tämä ei haittaa, sillä aurinkosähköjärjestelmän hyödyt etäohjauksen osalta ovat vähäiset; tavoitteena on kuitenkin saada tuotettua mahdollisimman paljon energiaa, ja tämän invertteri hoitaa automaattisesti.

Mikäli invertterit pystyvät tuottamaan loistehoa pätötehon tuotannosta riippumatta, voi

aggregaattori olla kiinnostunut ohjaamaan niitä virtuaalivoimalan tavoin isommissa ryhmissä. Nykyisillä ratkaisuilla tämä ei kuitenkaan ole vielä mahdollista. Esimerkiksi standardoitu rajapinta pilvipalveluintegraatioihin eri valmistajien välillä voisi mahdollistaa tämän, mutta ensin pitäisi varmistaa, soveltuvatko valmistajien pilvipalvelut tähän tarkoitukseen esimerkiksi tietoturvan ja käyttövarmuuden näkökulmasta.

Aggregaattori voi myös tulevaisuudessa mahdollisesti ohjata akullisia järjestelmiä virtuaalivoimalan tavoin. Tällöin on sovittava raja-arvot, millaisilla varaustasoilla aggregaattori voi säätää energiavarastoa, jotta omistajalla on aina tarvittava vähimmäiskapasiteetti käytettävissä tarpeen tullen.

Älymittareiden hyödyntäminen näihin edellä mainittuihin tarkoituksiin on tällä hetkellä haastavaa, sillä asennetuissa mittareissa ei ole muita ohjausrajapintoja kuin releohjaukset. Tulevaisuudessa mittareihin mahdollisesti tulee muitakin rajapintoja, mutta todennäköisempää on se, että aggregaattori ohjaa erillisen kiinteistöautomaation kautta kuormia. Tällöin älymittareiden käyttövarmuus ei heikenny monimutkaisten toimintojen lisääntyessä, sillä kiinteistöautomaatio sisältää monimutkaisemman kommunikaation laitteiden kanssa ja älymittari voi keskittyä mittaustiedon toimittamiseen.

## 6 SOVELLUKSET

Lämpöpumppujen kommunikaatorajapintoja voidaan hyödyntää useaan eri tarkoitukseen. Yksittäisten lämpöpumppujen monitorointiin ja hallintaan on olemassa ratkaisuja. Nykyään lämpöpumpputoimittajat saattavatkin tarjota lämpöpumpun yhteyteen etäohjauksen mahdollistavia toimintoja ja sovelluksia. Suurempia hyötyjä saadaan kuitenkin useiden yksiköiden muodostamien lämpöpumppupoolien ohjaamisesta.

Myös aurinkosähköjärjestelmien kommunikaatorajapintoja voidaan hyödyntää eri tarkoituksiin. Halvimpia malleja lukuun ottamatta monet valmistajat tarjoavat suoraan invertterin yhteydessä etämonitorointimahdollisuuden verkon yli, joillakin on jopa kehitetty mobiilisovellus tätä varten. Lisäksi invertterit tarjoavat usein fyysisen rajapinnan esimerkiksi kodin automaatiojärjestelmään liittämistä varten.

Tässä kappaleessa käydään läpi erilaisia rajapintoja hyödyntäviä tai niiden mahdollistamia sovelluksia. Sovelluksia käydään läpi nykytekniikan puitteissa, mutta kappaleessa avataan myös tulevaisuudennäkymiä.

### 6.1 Etämonitorointi ja -ohjaus

Ilmeisin tapa hyödyntää lämpöpumppujen kommunikointirajapintoja on etämonitorointi ja -hallinta. Etämonitoroinnilla tarkoitetaan lämpöpumpun toiminnan seuraamista etänä. Seurattavia asioita voivat olla esimerkiksi:

- järjestelmässä kiertävien aineiden ja mahdollisten varaajien lämpötilat,
- kompressorin tai sähkövastuksen käyttö,
- ulko- ja sisälämpötila,
- ja erilaiset hälytykset [57].

Esimerkiksi lämpöpumpun käyttäjän ollessa poissa kotoa, pystyy hän siitä huolimatta varmistamaan kotinsa lämpötilan ja järjestelmien toimivuuden. Myös virhetilanteita pystytään kuitaamaan ja niihin reagoimaan nopeammin.



Aurinkosähköjärjestelmän tapauksessa monitorointi tarkoittaa pääosin hetkellisen tuoton ja tuottohistorian tarkastelua. Toki tiedoista enemmän kiinnostunut voi myös tarkastella verkon tilaa invertterin kautta, sillä monissa inverttereissä pystyy jo katsomaan esimerkiksi verkon tehokerrointa sekä taajuutta. Etämonitorointia voidaan hyödyntää myös vikatilanteiden seuraamisessa, esimerkiksi SMA:n Smart Connected -palvelun avulla SMA hoitaa vikatilanteiden viestinnän asiakkaalle, sekä hoitaa oikeiden komponenttien tilaamisen huoltoyritykselle [58]. Tällä tavalla asiakas saa laitteen nopeasti toimintakuntoon, eikä huoltoyrityksen tarvitse käydä ensin paikan päällä tarkistamassa laitetta vaan voi suoraan hoitaa huollon alusta loppuun.

Kun lämpöpumppua pystytään monitoroinnin lisäksi myös ohjaamaan etänä, puhutaan etähallinnasta. Toisin kuin pelkästä monitoroinnista, lämpöpumpun etähallinnasta saatavaa olla enemmän käytännön hyötyä myös omakotitaloasujalle. Etähallinnalla voidaan saavuttaa energian säästöä eri tavoilla. Etähallinta mahdollistaa muun muassa matalamman sisälämpötilan ylläpitämisen asukkaiden ollessa poissa, minkä jälkeen voidaan nostaa asunnon lämpötilaa juuri ennen asukkaiden paluuta kotiin. Kesällä sama periaate pätee jäähdytykseen, mikäli käytettävä lämpöpumppu toimii myös jäähdyttävänä järjestelmänä. Tällaista saatetaan kutsua esimerkiksi lomatoiminnoksi. Etähallintasovelluksesta on myös helppo tehdä intuitiivinen käyttö, koska käyttöliittymä voidaan tuoda kiinteästi lämpöpumpun yhteyteen asennetuista sulautetuista käyttöliittymistä käyttäjän omalle laitteelle.

Aurinkosähköjärjestelmän etähallinnalla ei kotitalouksissa ole tarvetta, sillä järjestelmä on suunniteltu toimimaan jatkuvasti parhaalla tuotolla. Etähallinnasta voi tosin olla kiinnostunut tulevaisuudessa verkonhaltija ja aggregaattori, sillä ne voivat muuttaa esimerkiksi järjestelmän käyttäytymistä eri jännite- tai taajuusalueilla, tai pakottaa koko järjestelmän pysäyttämisen esimerkiksi verkon huoltotöiden ajaksi. Tällä hetkellä etäkäytön estää oikeastaan puuttuvat järjestelmäintegraatiot, sillä nykyisiin energiamittareihin ei ole integroitu kommunikaatiota ulkoisille laitteille. Aurinkoinverttereiden integrointi verkonhaltijan SCADA-järjestelmään on toki mahdollista, mutta se on järkevää vain suuremmissa järjestelmissä nykyisillä standardeilla, sillä verkonhaltijalla ei ole kaksisuuntaista kommunikaatiota kotitalouksiin ennestään.

Kommunikointi lämpöpumpun ja asiakkaan päätelaitteen, joka voi olla esimerkiksi puhelin tai tietokone, voi tapahtua monella erilaisella tavalla. Monet lämpöpumppuvalmistajat tarjoavat lämpöpumppuihinsa lisäpalveluna etäohjaustoiminnallisuutta, joka näyttyy käyttäjälle esimerkiksi mobiilisovelluksena tai selaimessa käytettävänä verkkosovel-

luksena. Lämpöpumpputoimittajan tarjoamissa ratkaisuisissa ei vaadita käyttäjältä yleensä sen suurempaa perehtymistä tai asiantuntemusta. Toimittaja saattaa myös tarjota valmiita ratkaisuja lämpöpumpun integroimiseen taloautomaation kanssa.

Lämpöpumpun etäohjaus voidaan toteuttaa myös itse, mikä vaatii käyttäjältä enemmän asiantuntemusta. Tällöin pitää ohjattavan lämpöpumpun tarjota jokin ohjausrajapinta, esimerkiksi Modbus-liitäntä tai vastaava, tai vähintäänkin lämpöpumpun pitää tukea tämän mahdollistavaa laajennusta. Käyttäjän pitää itse toteuttaa ainakin ohjauslogiikka, käyttöliittymä ja päättää minkälaista palvelinta haluaa ylläpitää näiden mahdollistamiseksi.

Yksittäisen lämpöpumpun ohjauksella saavutettavat hyödyt ovat lähinnä yksittäisen omakotitalokäyttäjän saavuttamia säästöjä tai vastaavasti teollisuudessa tapahtuvaa järjestelmien hallinnasta saavutettavia etuja. Merkittävämmät lämpöpumppujen rajapintoja hyödyntävät sovellukset koskevat hyödyt saavutetaan, kun ohjattavia lämpöpumppuja on useampia.

## 6.2 Kysyntäjousto

Normaalissa keskitetyssä sähköenergiajärjestelmässä sähkötehon kulutus vaihtelee muun muassa vuodenajan, vuorokaudenajan ja sään mukaan. Valmistava suurteollisuus, eli metsä-, metalli- ja kemianteollisuus, kuluttaa noin 40 % Suomessa käytetystä sähköstä. Tästä johtuen teollisuuden prosessien tila saattaa vaikuttaa merkittävästi järjestelmän tehonkulutukseen [59]. Sähköverkosta otetun ja siihen syötetyn tehon pitää jatkuvasti olla yhtä suuret, minkä takia tuotantotehoa pitää säätää. Perinteisessä järjestelmässä tehonkulutuksen muutoksia ennakoidaan ja tehontuotantoa säädellään ajamalla esimerkiksi vesi-, lauhde- ja CHP-voimaloita tietyn suunnitelman mukaan. [60] Niin kutsutut perusvoimalaitokset, kuten esimerkiksi ydinvoimalaitokset ja osa CHP-voimaloista taas ajavat käytännössä koko ajan nimellistehollaan tuottaen suurimman osan kulutetusta energiasta. Vuonna 2018 ydinvoimalla ja CHP-voimaloilla tuotettiin noin 44 TWh sähköä, mikä vastaa hieman alle puolta Suomen vuotuisesta sähköenergiantuotannosta. [61] Perusvoimalaitoksille tyypillistä on polttoaineen suhteellisen halpa hinta, ja täten kohtuulliset muuttuvat kustannukset investointikustannusten ollessa niihin verrattuna suuria. Myös uusiutuvaa energiaa, kuten tuuli- ja aurinkovoimaa ajetaan käytännössä myös jatkuvasti sen hetkessä maksimitehopisteessä, sillä polttoainekustannuksia ei ole.

Vaikka lauhdevoimalaitoksia käytetään osaltaan säätötehona, niitä ei Suomessa kuitenkaan kannata käyttää tehonkulutuksen lyhytaikaisten vaihteluiden kattamiseen. Normaali-

lissa laudevoimalaitoksessa esimerkiksi käynnistysajat ovat pitkiä ja sekuntitasolla tapahtuva tuotannon lisäys ei ole yhtä edullista kuin vesivoimalla. [8] Suomessa yleisesti ja erityisesti sekuntitasolla tapahtuva tehotasapainon säätö tapahtuu pääosin vesivoimalla [60], sillä vesivoiman tehontuottoa kyetään säätämään lähes reaaliajassa säätelämällä veden virtausta turbiineille. Sähköenergiajärjestelmässä esiintyvä tehoepätasapaino aiheuttaa muutoksia jännitteen taajuuteen. Ylituotannon aikana voimaloiden generaattoreiden pyörimistä vastustava momentti pienenee, jolloin pyörimisnopeus ja täten jännitteen taajuus pääsee kasvamaan. Alituotannon kohdalla tilanne on päinvastainen. Jännitteen taajuutta seuraamalla kyetään ohjaamaan säätövoiman tuotantoa tai kulutuksen vähentämistä lähes reaaliajassa. [62]

Uusiutuvien energialähteiden käyttö sähköntuotannossa tuo omat haasteensa tehotasapainon ylläpitoon. Eniten käytettyjen uusiutuvien energialähteiden, eli aurinko- ja tuulivoiman, tuotanto riippuu voimakkaasti säästä ja vuorokaudenajasta. Tuotantomääriä pystytään kuitenkin ennustamaan, jolloin tällä ei ole niin merkittävää vaikutusta sekuntitason säätöön. Kasvava uusiutuvien energialähteiden käyttö luo kuitenkin entisestään tarvetta säätövoimalle. [60] Säätövoima on kuitenkin kalliimpaa kuin perusvoima, johtuen esimerkiksi alemmista huipunkäyttöajoista. Kulutushuippujen aikana käytettävien huippuvoimalaitosten polttoainekulut ovat suuret, niiden käyttäessä sähköntuotantoon esimerkiksi maakaasua tai hiiltä. Yhtenä ratkaisuna uusiutuvan energiantuotannon vaihteluihin nähdään sähköenergian varastointi. Monesta tekijästä johtuen sähkön tuotanto on muuttumassa vähemmän joustavaksi.

Yksi tapa ratkaista sähköntuotannon joustamattomuuden aiheuttamia ongelmia on kysyntäjousto, jossa tuotannon sijasta säädellään sähkön kulutusta reaaliajassa, etukäteen tehdyn suunnitelman mukaan tai ohjaamalla kuluttajaa tiettyihin valintoihin. Kysyntäjoustoa voidaan toteuttaa monella tapaa. [62] Yksi tapa on ohjata sähkön kulutusta hinnoittelun avulla. Tuntihinnoitellun sähkön hintaa kuluttajalle säädellään tuotannon ja kulutuksen mukaan, suurimman hinnan osuessa suurimman kulutuksen ajalle. Tämä kannustaa kuluttajia siirtämään sähkönkulutustaan pois vilkkaimmilta sähkökäyttötunneilta tehden kuluttajien tehonkulutuksesta paremmin tuotantoa seuraavaa.

Sähköverkossa olevilla suurilla yhtenäisillä kuormilla, joiden kulutusta pystytään ohjaamaan, voidaan toteuttaa kysyntäjoustoa [62]. Suomessa on käytössä noin miljoona (vuonna 2019) lämpöpumppua [5]. Erittäin kylmän sään aikana lämpöpumput ovat käynnissä pidempiä aikoja ja useammin, jolloin niiden yhteenlaskettu teho on merkittävä tehotasapainon säilyttämisen kannalta. Suurimman lämmitystehontarpeen aikana saatetaan

myöskin käyttää lämpöpumpun yhteyteen asennettua lisälämmitysvastusta, jolloin yksittäisen lämpöpumpun sähköteho nousee selvästi.

### 6.2.1 Virtuaalivoimat

Virtuaalivoimala on yksi tapa toteuttaa kysyntäjoustoa. Virtuaalivoimala koostuu pienistä sähköä tuottavista yksiköistä tai yhdestä tai useammasta kuormasta, joiden tehonkulutusta ohjataan yhtenä yksikkönä. Virtuaalivoimalan haltija voi osallistua sähkömarkkinoille tekniset vaatimukset täyttävällä joustokapasiteetillaan. Fingrid hankkii käyttöönsä erityyppisiä reservejä varautuakseen kulutuksen normaaliin vaihteluun tai mahdollisiin häiriötilanteisiin. Fingrid maksaa virtuaalivoimalalle tehoreservin ylläpidosta reservityypistä riippuvaa hintaa. Mikäli reservi aktivoituu käyttöön ja virtuaalivoimala kykenee myös syöttämään sähkötehoa verkkoon, maksaa Fingrid myös syötetystä energiasta. Suuren kulutuksen aikana tai alituotantotilanteessa voimalaan kuuluvissa kiinteistöissä tai muissa kulutuskohteissa vähennetään sähkön käyttöä hetkellisesti. Vastaavasti ylituotantotilanteessa virtuaalivoimala kasvattaa kulutusta vastaamaan sen hetkistä tuotantoa. Virtuaalivoimalan ohjaus tapahtuu esimerkiksi automaattisesti kantaverkon taajuuden mukaan tai manuaalisesti Fingridin pyynnöstä, riippuen jälleen reservituotteen tyypistä. [62, 63]

Osa virtuaalivoimalan ympäristömerkityksestä koostuu siitä, ettei erillistä sähköntuotantolaitteistoa tarvitse rakentaa, vaan toiminta perustuu olemassa olevan tai tarpeeseen rakennettavan laitteiston lisähyödyntämiseen. Mikäli virtuaalivoimala koostuu kulutustaan vähentävistä yksiköistä, ei Fingridin voimalaitoksille tarkoitetut verkkoonliittymismääräykset ole päteviä [8].

Virtuaalivoimala voidaan koostaa kohteista, joissa energiaa saadaan varastoitua väliaikaisesti. Energiaa voidaan varastoida käyttökohteessa esimerkiksi akkuihin, josta esimerkkinä toimii kauppakeskus Sellon virtuaalivoimala Espoossa [64]. Myöskin sähköautojen akkuja voidaan käyttää energian varastointiin, tällöin puhutaan V2G-tekniikasta [56]. Mikäli energiaa varastoidaan itsenäisesti toimivaan suureen akustoon, tai esimerkiksi paineilmoimalaitokseen tai pumppuvoimalaitokseen, puhutaan silloin yleensä sähköenergian varastoinnista [56], vaikka kyseiset laitokset voisivat toimia myös virtuaalivoimalan osana.

Kotitalouksien aurinkosähköjärjestelmistä koostuva virtuaalivoimala perustuu akullisten järjestelmien tuottamaan joustoon. Järjestelmässä olevien akkujen ei tarvitse olla kapasiteetiltaan kovinkaan suuria, jos niiden määrä sähköjärjestelmässä on suuri. Tällöin voi-

daan ohjata hyvinkin suurta määrää erittäin nopeasti säätävää tehoa. Akkujen korkea hinta luo tosin korkean kynnyksen hankinnalle, varsinkin kun kuluttajan saamat hyödyt eivät välttämättä ole kovinkaan suuret. Tämän sovelluksen käyttöä rajoittaa kommunikaatorajapintojen monimutkaisuus samalla tavalla kuin aurinkosähköjärjestelmien etähallintaa; virtuaalivoimalaa hallinnoiva aggregaatti tarvitsee kommunikaatorajapinnan jokaiseen kohteeseen, sillä nykyisellään sitä ei verkonhaltijalla ole. Tätä helpottaa huomattavasti, jos laitteilla on standardoitu rajapinta, johon voidaan kustannustehokkaasti liittyä. Esimerkiksi Helen tarjoaa älykästä sähkövarastoa, joka liitetään osaksi sähköverkkoa, ja sitä käytetään älykkään sähköverkon tukemiseen, mutta tarjoaa vain yhden valmistajan sähkövarastoja tarkoitukseen [65].

Lämpöpumpuista koostuvalle virtuaalivoimalalle ominaista on nimenomaan kulutusjoustop myyminen. Virtuaalivoimalan toimiessa osana lämmitysjärjestelmää, käytetään esimerkiksi lämminvesivaraajaa tai kiinteistön rakenteita energiavarastona. Kun virtuaalivoimalaa käytetään kompensoimaan alituotantoa, kytketään lämpöpumppu, lämmitysvastus tai muu vastaava sähköä kuluttava toiminta pois päältä. Lämmityslaitteiden poiskytkemisaika on yleensä maksimissaan muutamia tunteja, minkä ansiosta lämmitettävä kiinteistö tai kohde ei ehdi jäähtymään merkittävästi, eikä esimerkiksi asumismukavuudesta tarvitse tinkiä. Sopiva poiskytkemisaika riippuu joka tapauksessa lämmitettävän kohteen tyyppistä ja rakenteesta. Kun taas kompensoidaan ylituotantoa, voidaan esimerkiksi lämpöpumppuja käyttää maksimitehollaan, kunnes lämminvesivaraaja, kiertovesi tai sisäilma saavuttaa korkeammaksi asetetun tavoitelämpötilan. Lämpöpumppujen kompressoreiden lisäksi myös lisälämmitysvastuksia voidaan käyttää, jolloin käytetty sähköteho saattaa olla jopa kaksinkertainen.

Virtuaalivoimalaa tarjoavia yrityksiä on Suomessa esimerkiksi Fortum ja Helen. Helenin ratkaisu perustuu Optiwatti-ohjausjärjestelmään, joka ohjaa sähkölämmitysjärjestelmän releitä ja lukee antureita, sekä ohjaa lämpöpumppua tai lämminvesivaraajaa. Optiwatin käyttämästä tekniikasta ei sen sijaan löydy tietoa, mutta koska se tukee kaikkia yleisimpiä merkkejä ja malleja sekä tarvittaessa uusi malli voidaan lisätä tuettavien pumppujen joukkoon, voidaan sen olettaa käyttävän standardoituja rajapintoja.

## 6.2.2 Huipputehon rajoittaminen

Osa sähköenergiajärjestelmän kuluista ja päästöistä aiheutuu siirtoverkon rakentamisesta ja ylläpidosta. Rakennettaessa uutta yhteyttä, mitoitetaan sen kuormitettavuus eli sähkönsiirtokyky muun muassa arvioidun mahdollisen huipputehon mukaan. Suurimman

osan ajasta siirtojohdot ovat siis kuormitettuina huomattavasti mitoitustaan pienemmällä kuormalla. [66]

Rajoittamalla johdolla syötetyn alueen huipputehoja, saatetaan välttää uusien yhteyksien rakentaminen. Siirtojohdolla tapahtuvat jännitehäviöt ovat myös suurimmillaan suurimman tehonkulutuksen aikana, joten rajoittamalla huipputehoja, pystytään alentamaan johdolla tapahtuvia häviöitä.

Sopivan lämpöpumppupoolin ohjauksella voidaan alentaa muuntopiirin tai syötetyn alueen huipputehoa. Riippuen alueesta, lämpöpumput ovat hyvä valinta ohjattavaksi kuormaksi. Uusilla rakennettavilla asuinalueilla, missä kaukolämpö ei ole käytössä, on todennäköisesti suurimmassa osassa asuinrakennuksia lämpöpumppu. Myös vanhaa rakennuskantaa peruskorjattaessa lämpöpumput valitaan usein lämmitysjärjestelmän osaksi. Normaalisissa omakotitalossa lämpöpumppu on todennäköisesti suurin yksittäinen sähköä kuluttava laite, mikä tekee siitä edelleen hyvän valinnan ohjattavaksi kuormaksi.

Lämpöpumppupoolin ohjauksesta on myös hyötyä hieman pidemmän sähkökatkon yhteydessä. Sähkökatkon kestäessä hieman pidempään, kylmenevät lämpöpumppujen lämmittämät kohteet. Näin ollen sähköjen palatessa, käytännössä kaikki muuntopiirin lämpöpumput käynnistyvät samaan aikaan. Mikäli kaikki tai osa lämpöpumpuista on varustettu suoraan verkkojännitteeseen kytketyllä oikosulkumoottorilla, voi niiden yhteenlaskettu käynnistysvirtapiikin aikainen tehon kulutus olla huomattavan korkea. Mikäli lämpöpumppujen rajapinnat mahdollistavat yksittäisten lämpöpumppujen ohjaamisen keskitetysti, voidaan sähköjen takaisinkytketymisen aiheuttamaan kulutuspiikkiä tasoittaa.

Mikäli yksittäisellä asiakkaalla on sähkön siirrossa käytössä tehotariffi, eli huipputehoon pohjautuva sähkön siirron hinnoittelu, voidaan kotitalouden huipputehon rajoittamisella saavuttaa taloudellisia hyötyjä. Huipputehoa voidaan rajoittaa esimerkiksi laskemalla invertteriohjatun pumpun tehoa päiväsaikaan, kun muutakin kulutusta on. Kotiautomaation avulla voidaan taas estää lämpöpumpun käyminen samaan aikaan muiden suurien kuormien kuten saunan kanssa.

Voidaan myös ajatella, etteivät lämpöpumput ole kaikkein kriittisimpiä syötettäviä kohteita. Mikäli sähköpulan takia on tarpeen rajoittaa kulutusta, on hyvä, jos kuitenkin pystytään takaamaan kriittiset toiminnot, kuten valaistus, kunnallistekniikan toiminta tai kylmälaitteiden käynti. Suomessa useimmissa omakotitaloissa on kuitenkin edelleen tulisija, jolloin lämpöpumppujen jatkuva päällä oleminen ei ole välttämätöntä lyhyillä, muutaman vuorokauden aikaväleillä. Mikäli sähköpulan aikana voidaan keskitetysti rajoittaa lämpöpump-

pujen käyttöä, saatetaan vähentää tarvetta alueiden kokonaan jännitteettömiksi kytkemiseen.

### **6.3 Aurinkosähkön kustannustehokas hyödyntäminen**

Tällä hetkellä aurinkosähkön myynti ei ole kotitalouksissa kannattavaa. Tämän vuoksi tärkeää olisikin käyttää kaikki tuotettu energia itse, jolloin siitä saatu rahallinen hyöty olisi mahdollisimman suuri ja siten takaisinmaksuaika lyhyempi, kuin ylijäämäsähköä myymällä. Tähän voidaan hyödyntää aurinkoinvertterin ja lämpöpumpun kommunikaatorajapintoja.

Monissa inverttereissä on mahdollista ohjata erilaisia kuormanohjausreleitä ohjaussignaaleilla. Tällaisia ohjausmahdollisuuksia ei kuitenkaan usein ole suoraan invertterissä, vaan ne on toteutettu modulaarisena komponenttina, joka voidaan ostaa ja asentaa invertteriin erikseen. Ohjaussignaaleita voidaan antaa eri kriteereillä, esimerkiksi aktivoida signaali määrätyn tuottotehon ylittyessä ja deaktivoida se, kun tietty tehotaso alittuu. Tällä tavalla voidaan ohjata esimerkiksi lämpöpumppua tai lämminvesivaraajan vastusta, jotta sähkö saadaan varastoitua lämpöenergiana.

Aurinkoinvertterissä ei itsessään kuitenkaan ole reaaliaikaista energiamittausta, eikä nykyisissä verkkohaltijan energiamittareissa ole reaaliaikaista mittausta, jota invertteri tai kodin automaatiojärjestelmä voisi hyödyntää. Reaaliaikainen mittausta saadaan erillisellä energiamittarilla, tai tulevaisuudessa seuraavan sukupolven AMI-mittareilla. Mittarien erilaiset mittaus- ja netotustavat vaikuttavat myös omatuotannosta saataviin hyötyihin, sillä osa verkkohaltijoista netottaa vaihekohtaisesti, ja osa taas kaikkien vaiheiden summana [67]. Mikäli netotus tapahtuu vaihekohtaisesti, voidaan esimerkiksi varaajasta aktivoida vain sen vaiheen lämmitysvastus, josta sähköä on siirtymässä verkon suuntaan, mikäli vastus on ohjattavissa yksivaiheisesti. Myös lämpöpumpulle on mahdollista tuoda nettomittautieto, jolloin sen invertteriä voidaan ohjata tarpeen mukaan.

### **6.4 Loistehon kompensointi**

Aurinkoinverttereissä, joissa on verkkoa tukevia ominaisuuksia, on usein myös automaattinen loistehon kompensointi. Tällöin tuotantoaikana loisteho säätyy jännitteen funktiona automaattisesti, ja siten tukee verkkoa ali- tai ylijännitetilanteissa.

Osa inverttereistä pystyy tuottamaan jopa 100%:a nimellistehostaan loistehona myös

tuottoajan ulkopuolella. Tämä voidaan tehdä joko erillisellä asetusarvolla, tai monitoroimalla liityntäpisteen tehokerrointa automaattisesti ja siten säätämällä liityntäpisteen tehokerroin lähelle optimaalista arvoa 1. Tämä mahdollistaa sen, että loistehon kompensoinnin tarve voidaan tyydyttää esimerkiksi tuotantolaitoksissa kokonaan aurinkosähköjärjestelmän avulla, eikä erillisiä kompensointilaitteistoja tarvita. Tämä lisää huomattavasti investoinnin kannattavuutta, mikäli tuotantolaitoksessa jouduttaisiin tuotantolaitteiden takia muutenkin kompensoimaan loistehoa loistehotariffin välttämiseksi.

## 6.5 Haasteet sovelluksissa

Rajapinnat ja niitä hyödyntävät sovellukset tuovat haasteita ja mahdollisia haittavaikutuksia. Kuten monesti uuden tekniikan käyttöönottoon liittyy, turvallisuuskulma saattaa jäädä aluksi huomioimatta. Osa haasteista saattaa taas ilmetä vasta testattaessa tekniikoita käytännössä tai kun niiden käyttö alkaa olemaan laajalle levinnyttä.

Lämpöpumppuja kytketään verkkoon, jotta käyttäjät voivat etäohjata sitä tai jotta sitä voidaan ohjata aggregaattorin toimesta osana lämpöpumppupoolia. Erään riskityypin muodostavat vahingossa tai huolimattomuuttaan avoimeksi jätetyt ohjausrajapinnat. TCP-portteja voi olla avoinna niin, että kolmas osapuoli voi yrittää avata telnet- tai ssh-yhteyksiä laitteeseen. Mikäli yhteyden saa avattua käyttäen vakiokäyttäjätunnuksia ja -salasanoja, tai mahdollisesti täysin ilman tunnistautumista, ovat laitteet käytännössä kenen tahansa käytettävissä.

Jos laitteisiin otetaan yhteyttä salaamattomilla protokollilla, voidaan ohjausliikenteestä kerätä tietoja, joiden päätyminen ulkopuolisten käsiin ei ole haluttua. Mahdollisia kerättäviä tietoja voivat olla esimerkiksi asukkaan läsnäolo tai tieto peseytymisajoista, joiden vuotaminen ulkopuolisille voi vaikuttaa vähintäänkin turvallisuudentunteeseen. Ammattimainen rikollisuus voi myös käyttää näitä tietoja rikosten suunnitteluun, sillä tiedoilla pystyy määrittämään hyvinkin tarkasti, milloin koti on tyhjiään ja haavoittuimmillaan. Myös virtuaalivoimaloiden toiminnan seuraaminen ja mahdollinen häirintä on otettava huomioon mahdollisena uhkakuvana, sillä kilpailevat yritykset voivat hyödyntää näitä joko omassa tuotekehityksessä tai häiritäkseen toisen yrityksen liiketoimintaa.

Kaapattujen eli luvatta etäohjattujen laitteiden väärinkäyttöön on monia tapoja. Pumppujen voidaan esimerkiksi ohjata tuottamaan omistajilleen ylimääräisiä kuluja tai vaihtamaan asunnon lämpötila täysin vääräksi. Mikäli lämpöpumpun yhteydessä on sulautettuna järjestelmänä esimerkiksi jokin Linux- tai Windows-käyttöjärjestelmä ohjaamassa



pumpun toimintaa, pätevät siihen samat uhkakuvat kuin normaalin kotitietokoneen haluttuun ottamiseen. Jos kolmas osapuoli kykenee asentamaan lämpöpumppua ohjaavaan tietokoneeseen omia ohjelmiaan, sitä voidaan käyttää vahingollisiin tarkoituksiin esimerkiksi hajautetun palvelunestohyökkäyksen toteuttamisessa.

Mikäli kolmannella osapuolella on mahdollisuus käyttää useampaa laitetta yhtä aikaa, voidaan laitteita käyttää esimerkiksi häiriöiden tuottamiseen sähköverkossa, muun muassa äkillisen tehomuutoksen luomiseen tai verkon tehokertoimen säätämiseen. Nämä tuottaisivat lisää juuri niitä ongelmia, joiden ratkaisemiseen rajapintojen hyödyntämisellä pyritään.

Ihmisen turvallisuudentunnetta lisää, kun hänellä on tunne siitä, että asioita voi kontrolloida itse. Kun lämpöpumpun ohjausta halutaan siirtää älykkäässä sähköverkossa kolmansille osapuolille kuten aggregaattoreille, tämä turvallisuudentunne saattaa horjua. Luottamusta kuitenkin vahvistaa osapuolia sitovat kuluttajan ja aggregaattorin välillä tehdyt sopimukset.

## 7 YHTEENVETO

Lämpöpumppujen ja aurinkosähköjärjestelmien merkitys sähköverkossa kasvaa niiden suosion kasvaessa. Lämpöpumput korvaavat muita lämmitys- ja viilennysmuotoja ja aurinkosähköjärjestelmillä haetaan kotitalouksissa omavaraisuutta ja ylipäättään säästöjä sähkölaskussa.

Aurinkosähköjärjestelmien määrän kasvu lisää sähköverkon tuotannon ailahtelevuutta ja säätövoiman tarvetta, sillä tuotanto vaihtelee tunneittain. Tuotantoa voidaan ennustaa sääennusteen pohjalta, mutta yksittäiset pilvet voivat aiheuttaa alueellisesti nopeitakin tehovaihteluita. Lisäksi huipputeho sijoittuu päiväsaikaan, joten ihmisten palatessa töistä ja kulutuksen kasvaessa tuotannon laskiessa samanaikaisesti säätötehon tarve kasvaa entisestään.

Lämpöpumppujen lisääntyminen ja esimerkiksi suorasta sähkölämmityksestä eroava käyttäytyminen vaikuttavat sähköverkkoon. Lämpöpumppujen tekniikka kehittyy ja nykyisin kotitalouskäyttöön myytävissä pumpuissa on yleensä suoraan verkkoon kytketyn oikosulkumoottorin tilalla taajuusmuuttajakäyttöinen oikosulkumoottori. Tämä kehitys myös osaltaan määrittelee miten verkkoon liitettyjen lämpöpumppujen määrän kasvu vaikuttaa sähköverkkoon. Ilman taajuusmuuttajaa tai pehmokäynnistintä verkkoon kytketyt lämpöpumput ottavat käynnistyessään verkosta suuria hetkellisiä tehoja, mikä saattaa jännitejäykkyydeltään huonossa verkossa aiheuttaa hetkellisiä jännitteenalennuksia. Lämpöpumpun ollessa taajuusmuuttajakäyttöinen, ei se aiheuta edellä mainittuja tehonkulutuksen piikkejä. Kuitenkin mikäli lämpöpumpulla korvataan jokin muu lämmitysmuoto, kuin suora sähkölämmitys, kasvattaa se kulutuspaikan sähköenergian kulutusta. Mikäli muunto-  
piirissä moni talous vaihtaa lämmitysmuodokseen lämpöpumpun, saattaa se aiheuttaa tarpeen sähköverkon jännitejäykkyyden parantamiselle.

Järjestelmien tuomia haasteita voidaan ratkaista ja löytää uusia järjestelmiä hyödyntäviä sovelluksia, kun kommunikaatio niiden kanssa mahdollista. Kommunikaatio mahdollistetaan standardoiduilla kommunikaatorajapinnoilla, joiden kautta järjestelmiä voidaan ohjata. Tällöin ne voidaan kytkeä esimerkiksi kiinteistöautomaatioon tai muuhun ulkoi-

seen ohjaukseen. Valmistajien suljetut pilvipalvelut muodostavat myös erään rajapinnan kommunikaatiolle, joihin pääsy on usein vain valmistajalla ja järjestelmän omistajalla.

Yksi suosituimmista järjestelmien ohjauksen mahdollistavista tekniikoista on Modbus. Modbus-standardi määrittelee fyysisen tason rajapinnat mahdollistaen ohjauksen joko sarja- tai Ethernet-liitäntää käyttäen, mikä mahdollistaa protokollan käyttämisen paikallisesti tai internetin yli toimivien etäyhteyksien välityksellä. Modbus-standardin määrittellessä kommunikointia vain hyvin matalalla tasolla on sitä helppo soveltaa erilaisiin sovelluksiin ja sen päälle voidaan rakentaa korkeamman tason viestintä- ja ohjausprotokollia. Modbusin päälle voidaan myöskin toteuttaa yksittäisen laitteen ohjaukseen ja monitorointiin tarvittavat sovellukset tai liittäminen kotiautomaatioon osaksi älykästä kotia.

Aurinkosähköjärjestelmien ja energiavarastojen osalta työssä tarkasteltiin muutamia eri rajapintoja, joista tärkein on SunSpec Modbus. Se pohjautuu Modbus-standardiin, ja sen avulla voidaan ohjata energiavarastojen ja aurinkosähköinverttereiden toimintaa, esimerkiksi rajoittaa tehoa tai säätää loistehontuotantoa. Suurin käyttö tällä rajapinnalla on paikallisessa automaatiossa, esimerkiksi tuotantotietojen käyttö kuormanohjaukseen.

Lämpöpumppujen kohdalla korkeamman tason rajapintoja kuten SG-Ready-ohjausrajapintaa tai Saksalaista EVU-Sperre-ohjausrajapintaa käyttävät sovellukset taas keskittyvät yhden lämpöpumpun sijasta useamman pumpun muodostamaan pooliin. Lämpöpumppupoolin ohjaamista voidaan käyttää erilaisiin sovelluksiin kuten huipputehon rajoittamiseen verkossa tai sähköntuotannon ja -kulutuksen tasapainottamiseen. Aggregaattorin hallinnoimaa lämpöpumppupoolia voidaan käyttää esimerkiksi kysyntäjoustopohjaiseen toteuttamiseen. Aggregaattorille lämpöpumppupoolin ohjaaminen taas on pääasiallista liiketoimintaa, jolla se osallistuu sähkömarkkinoille.

Työssä tarkasteltiin kuutta eri sidosryhmää, joista Fingrid on sidoksissa vain aurinkosähköjärjestelmiin. Muut sidosryhmät hyödyntävät eri kommunikaatorajapintoja eri tarkoituksiin, joista osalle niiden käyttö voi olla myös yrityksen ydinliiketoimintaa.

Rajapinnat mahdollistavat useita sovelluksia, mutta kaikki käsitellyt sovellukset eivät vielä ole yleistyneet Suomessa. Etämonitorointi ja -hallinta on ollut jo pidempään käytössä pilvipalveluiden muodossa, ja kiinteistöautomaatio yleistyy kotitalouksissa energiansäästötarkoituksessa.

Kysyntäjousto on yleistymässä Suomessa, ja nykyisiä aggregaattoreita on muutama, esimerkiksi Fortum ja Helen. Itsenäisen aggregaattorin laajennettu pilotti käynnistyi 21.7.2020, ja siinä testataan aiemmin kokeiltujen ratkaisujen skaalautuvuutta. Fingrid on ajamassa

tätä kaikille säätösähkömarkkinoille avointa pilottia eteenpäin.

Teollisuuslaitosten tarvitsemia loistehon kompensattoreita voidaan tulevaisuudessa korvata aurinkosähköjärjestelmillä, sillä suuritehoiset invertterit voivat tuottaa nimellisteholleen myös loistehoa ympäri vuorokauden. Tällöin kalliiden loistehon kompensattoreiden takaisinmaksuaikaa voidaan pienentää, kun sitä voidaan hyödyntää myös sähköntuotantoon.

Kommunikaatorajapintojen hyödyntäminen vaatii vahvaa standardointia, jotta järjestelmät olisivat valmistajasta riippumattomia. Järjestelmien fyysisten rajapintojen osalta tämä alkaa olla jo hyvällä mallilla, mutta niiden hyödyntäminen vaatii vielä kehittämistä. Vielä on kysymysmerkinä, miten esimerkiksi Suomessa aggregaattori voi ohjata poolina akullisia aurinkosähköjärjestelmiä, tai mitä rajapintaa se käyttäisi virtuaalivoimalaitoksen kautta yksittäisten lämpöpumppujen ohjaamiseen.

## LÄHTEET

- [1] Sulzberger, C. *The Pearl Street Generating Station, 1882*. 10. toukokuuta 2011. URL: [https://ethw.org/Milestones:Pearl\\_Street\\_Station,\\_1882](https://ethw.org/Milestones:Pearl_Street_Station,_1882) (viitattu 25.03.2020).
- [2] Tuballa, M. L. ja Abundo, M. L. A review of the development of Smart Grid technologies. *Renewable & sustainable energy reviews* 59 (2016), 710–725. ISSN: 1364-0321.
- [3] *Smart Grid definition*. Electric Power Research Institute. URL: <https://smartgrid.epri.com/> (viitattu 15.06.2020).
- [4] *SUNSPEC MODBUS CERTIFIED PRODUCTS*. SunSpec Alliance. URL: <https://sunspec.org/sunspec-modbus-certified-products/> (viitattu 24.03.2020).
- [5] *Suomen lämpöpumpputilastot*. Suomen lämpöpumppuyhdistys. URL: <https://www.sulpu.fi/tilastot> (viitattu 19.08.2020).
- [6] Shen, J., Jiang, C. ja Li, B. Controllable Load Management Approaches in Smart Grids. *Energies* 8.10 (lokakuu 2015).
- [7] Fischer, D., Triebel, M. ja Selinger-Lutz, O. A Concept for Controlling Heat Pump Pools Using the Smart Grid Ready Interface. *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*. Lokakuu 2018, 1–6. DOI: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571870.
- [8] *Voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset VJV2018*. Fingrid, 16. marraskuuta 2018.
- [9] Messenger, R. A. ja Ventre, J. *Photovoltaic systems engineering*. 3. painos. CRC Press, 2010. ISBN: 1-315-21839-9.
- [10] Willeke, G. ja Weber, E. R. *Advances in photovoltaics. Part 2*. Elsevier, 2013. ISBN: 0-12-384702-8.
- [11] Solar, J. *JAM60S10 320-340/MR Datasheet*. Tekninen raportti. URL: <https://www.jasolar.com/uploadfile/2019/1031/20191031104157948.pdf>.
- [12] Joshi, P. ja Arora, S. Maximum power point tracking methodologies for solar PV systems – A review. *Renewable & sustainable energy reviews* 70 (2017). ISSN: 1364-0321.

- [13] *What is Enphase Envoy*. Enphase Energy, Inc. URL: <https://enphase.com/en-us/support/what-envoy> (viitattu 28.09.2020).
- [14] *EVB202 User Operating Manual*. Zhejiang Envertech Corporation Ltd. URL: [https://www.envertec.com/uploads/1906/EVB202\\_User\\_Manual.pdf](https://www.envertec.com/uploads/1906/EVB202_User_Manual.pdf) (viitattu 28.09.2020).
- [15] SMA. *Käyttöohje - SUNNY TRIPOWER 3.0 / 4.0 / 5.0 / 6.0*. 19. joulukuuta 2019. URL: <https://files.sma.de/downloads/STP3-6-3AV-40-BE-fi-14.pdf>.
- [16] *SUN2000-3/4/5/6/8/10KTL-M0 Technical Specification*. Huawei Technologies Co., Ltd., 9. huhtikuuta 2020. URL: <https://solar.huawei.com/en-GB/download?p=%2F~%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Feu%2Fdatasheet%2FSUN2000-3-10KTL-M0.pdf> (viitattu 28.09.2020).
- [17] *Wind and solar integration issues*. Tekninen raportti. Task 25. URL: [https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/IEAWIND/4ab049c9-04ed-4f90-b562-e6d02033b04b/UploadedFiles/fX85N9V3Rh5u0TRjfpuf\\_Task25%20FactS%20Integration%20Issues%20April2020.pdf](https://higherlogicdownload.s3.amazonaws.com/IEAWIND/4ab049c9-04ed-4f90-b562-e6d02033b04b/UploadedFiles/fX85N9V3Rh5u0TRjfpuf_Task25%20FactS%20Integration%20Issues%20April2020.pdf) (viitattu 28.09.2020).
- [18] Lehto, I. *Mikrotuotannon liittäminen yleiseen sähköjakeluverkkoon*. 2009.
- [19] Radermacher, R. Building energy research and the "duck curve". *Science and Technology for the Built Environment* (2017).
- [20] Setälä, N. Tarjolla uusia mahdollisuuksia teollisuuden hukkalämmön hyödyntämiseen: korkealämpöpumput tuottavat jo 100 celsiusastetta. *Tekniikka & Talous* (7. maaliskuuta 2020).
- [21] *Katri Valan lämpöpumppulaitos*. Helen Oy. URL: <https://www.helen.fi/helen-oy/energia/energiantuotanto/voimalaitokset/katri-vala> (viitattu 29.08.2020).
- [22] Dincer, I. ja Rosen, M. A. Chapter 7 - Exergy Analysis of Heat Pump Systems. *Exergy*. Second Edition. Elsevier, 2013. ISBN: 978-0-08-097089-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-097089-9.00007-3>.
- [23] ABB. *Pehmokäynnistinopas*. URL: [https://library.e.abb.com/public/d11f99611045fef8c120PAS%20Pehmokaynnistys%201FI12\\_01.pdf](https://library.e.abb.com/public/d11f99611045fef8c120PAS%20Pehmokaynnistys%201FI12_01.pdf) (viitattu 13.09.2020).
- [24] *Yleisestä Jakeluverkosta Syötetyn Sähkön Jänniteominaisuudet SFS-EN 50160:2010*. Suomen Standardoimidiitto SFS.
- [25] Mäkinen, A. ja Pakonen, P. *Sähköverkon häiriöt ja sähkön laatu – opintomoniste*. TTY, 2019.
- [26] Manner, M. *Lämpöpumppujärjestelmien sähköasennukset*. Metropolia Ammattikorkeakoulu, 20170.
- [27] Koskenjoki, K. *Verkkovaihtosuuntaajan Suuntaajasillan Optimointi*. Tutkielma. Tampereen Teknillinen Yliopisto, 2012.

- [28] Sousa, M. de ja Portugal, P. Modbus. *Industrial Communication Systems*. CRC Press, 19. huhtikuuta 2016. ISBN: 9781439802823.
- [29] *MODBUS Application Protocol Specification V1.1b3*. Tekninen raportti. Modbus Organization.
- [30] *Modbus Website and FAQ*. Modbus Organization. URL: <https://modbus.org> (viitattu 06.08.2020).
- [31] *Schneider Electric website. Modbus Plus, differenses to Modbus*. Schneider Electric. URL: <https://www.se.com> (viitattu 06.08.2020).
- [32] *Information Technology – Open Systems Interconnection – Basic Reference Model: The Basic Model*. Tekninen raportti. International Telecommunication Union. URL: <https://www.itu.int/rec/T-REC-X.200>.
- [33] *MODBUS over Serial Line Specification and Implementation Guide V1.02*. Tekninen raportti. Modbus Organization. URL: <https://modbus.org/specs.php>.
- [34] *Modbus Messaging On TCP/IP Implementation guide V1.0b*. Tekninen raportti. Modbus Organization. URL: <https://modbus.org/specs.php>.
- [35] *SunSpec Technology Overview - Spec Alliance Interoperability Specification*. SunSpec Alliance. URL: <http://sunspec.org/wp-content/uploads/2019/09/SunSpec-Technology-Overview-12040.pdf> (viitattu 13.08.2020).
- [36] *MODBUS/TCP Security-v21 2018-07-24*. Tekninen raportti. Modbus Organization. URL: <https://modbus.org/specs.php>.
- [37] Miranda, T., Delgado-Gomes, V. ja Martins, J. F. On the use of IEC 61850-90-7 for Smart Inverters Integration. *2018 International Conference on Intelligent Systems (IS)*. 2018.
- [38] SMA. URL: <https://files.sma.de/downloads/PPM-10-DS-en-21.pdf> (viitattu 21.10.2020).
- [39] *SunSpec Modbus Interface fact sheet*. SunSpec Alliance. URL: <https://sunspec.org/wp-content/uploads/2019/09/SunSpec-Modbus-FactSheet-RevA-2019-07-web.pdf> (viitattu 13.08.2020).
- [40] Vairinen, V. *Sähköpostikeskustelu Solarigon Ville Vairisen kanssa 19.8.2020*. Solarigo Oy.
- [41] West, A. *Integrating IEC 61850 & IEEE 1815 (DNP3)*. (Viitattu 25.08.2020).
- [42] *IEEE Standard for Exchanging Information Between Networks Implementing IEC 61850 and IEEE Std 1815(TM) [Distributed Network Protocol (DNP3)]*. 2016.

- [43] Davis, K. *DNP vs. IEC: Skirmish in the Substation*. 9. tammikuuta 2009. URL: <https://www.power-grid.com/2009/05/01/dnp-vs-iec-skirmish-in-the-substation/> (viitattu 25. 08. 2020).
- [44] *Research Study: North American Utilities Use DNP3 for SCADA*. T&D World, 30. maaliskuuta 2019. URL: <https://www.tdworld.com/test-and-measurement/article/20972407/research-study-north-american-utilities-use-dnp3-for-scada> (viitattu 25. 08. 2020).
- [45] Prabakar, K., Singh, A. ja Tombari, C. IEEE 1547-2018 Based Interoperable PV Inverter with Advanced Grid-Support Functions. *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. 2019.
- [46] *New Standard Communication Model Enables Grid Operators to Enhance Performance, Value of Distributed Energy Resources*. SunSpec Alliance, 14. tammikuuta 2019. URL: <https://sunspec.org/new-standard-communication-model-enables-grid-operators-enhance-performance-value-distributed-energy-resources/> (viitattu 20. 08. 2020).
- [47] *Regularien Vergabe SG-Ready V 2.0*. Tekninen raportti. Bundesverband Wärmepumpe e.V. URL: [https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user\\_upload/bwp-service/Guetesiegel/2020\\_SG-ready\\_Regularien\\_2.0\\_final.pdf](https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/bwp-service/Guetesiegel/2020_SG-ready_Regularien_2.0_final.pdf) (viitattu 13. 09. 2020).
- [48] *EnWG §14a Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung; Verordnungsermächtigung*. URL: [https://www.gesetze-im-internet.de/enwg\\_2005/\\_\\_14a.html](https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/__14a.html) (viitattu 20. 08. 2020).
- [49] *VDE-AR-N 4100 Anwendungsregel:2019-04*. Tekninen raportti. Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE. URL: <https://www.vde.com/en/fnn/topics/technical-connection-rules/technical-connection-rules-for-low-voltage>.
- [50] *Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta*. 5.2.2009/66.
- [51] Siivonen, J. *Kysynnän jousto -hanke - Tekniset ratkaisut julkisissa kiinteistöissä*. 2014.
- [52] Niinikoski, J. *AMR-mittareiden nykytila ja kehitysmahdollisuudet pohjoismaissa*. 19. tammikuuta 2018. URL: <http://urn.fi/URN:NBN:fi-fe201801262311> (viitattu 04. 09. 2020).
- [53] *Aidon 5510 Fact Sheet*. Aidon Ltd., 21. kesäkuuta 2012. URL: [https://www.jonkopingenergi.se/storage/ma/049ce02769574250bb3862b0f091fdfd/d2b4b7cbb1db489189.pdf/FE164C6A4E7CA65C23AAFAC594268D9365CDE053/Factsheet\\_Meter\\_5510\\_EN\\_21.06.2012%20\(ID%203028\).pdf](https://www.jonkopingenergi.se/storage/ma/049ce02769574250bb3862b0f091fdfd/d2b4b7cbb1db489189.pdf/FE164C6A4E7CA65C23AAFAC594268D9365CDE053/Factsheet_Meter_5510_EN_21.06.2012%20(ID%203028).pdf) (viitattu 04. 09. 2020).



- [54] *Aidon HAN Interface Description*. Aidon Ltd., 8. marraskuuta 2018. URL: <https://www.nek.no/wp-content/uploads/2018/11/Aidon-HAN-Interface-Description-v10A-ID-34331.pdf> (viitattu 04. 09. 2020).
- [55] Haug, L. H. *Kommunikasjonsløsninger for sanntidsdata av strømforbruket*. Tekninen raportti. Norges vassdrags- og energidirektorat. URL: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018\\_70.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2018/rapport2018_70.pdf) (viitattu 13. 09. 2020).
- [56] *Dictionary of energy*. Second edition. Elsevier Science & Technology. ISBN: 1-78539-112-7.
- [57] Latomäki, J. *Maalämpöpumpun monitorointi ja etäohjaus*. Jyväskylän ammattikorkeakoulu, 2019.
- [58] SMA. *SMA Smart Connected - Premium monitoring service for reliable system performance*. URL: <https://www.sma.de/en/products/monitoring-control/sma-smart-connected.html> (viitattu 26. 08. 2020).
- [59] *Suomen virallinen tilasto (SVT): Energian hankinta ja kulutus, Liitekuvio 22. Sähkön kulutus sektoreittain 2018*. Tilastokeskus, 2018. URL: [http://www.stat.fi/til/ehk/2018/04/ehk\\_2018\\_04\\_2019-03-28\\_kuv\\_022\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/ehk/2018/04/ehk_2018_04_2019-03-28_kuv_022_fi.html) (viitattu 19. 08. 2020).
- [60] *Sähköntuotanto*. Energiateollisuus ry. URL: <https://energia.fi/energiasta/energiantuotanto/sahkontuotanto> (viitattu 19. 08. 2020).
- [61] *Suomen virallinen tilasto (SVT): Sähkön ja lämmön tuotanto*. Tilastokeskus, 2018. URL: [http://www.stat.fi/til/salatuo/2018/salatuo\\_2018\\_2019-11-01\\_tie\\_001\\_fi.html](http://www.stat.fi/til/salatuo/2018/salatuo_2018_2019-11-01_tie_001_fi.html) (viitattu 19. 08. 2020).
- [62] *Kantaverkkoyhtiö Fingridin verkkosivut*. Fingrid. URL: <https://www.fingrid.fi/> (viitattu 13. 09. 2020).
- [63] *Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä*. 11.2.2011/117.
- [64] Kauppakeskus Sello tähtää reservimarkkinoille. *Fingrid Oyj:n lehti 2* (2018). ISSN: 1455-7517.
- [65] *Älykäs sähkövarasto pientaloon*. Helen Oy. URL: <https://www.helen.fi/aurinkopaneelit/sahko-varastointi/sahkoverasto-pientaloon> (viitattu 18. 12. 2020).
- [66] Elovaara, J. ja Haarla, L. *Sähköverkot 1*. Otatieto, 2011.
- [67] Ahonen, T. Sähköverkkoyhtiöiden mittareissa ongelma – omakotitalon aurinkoenergia ei päädy kokonaan tuottajan hyödyksi (11. lokakuuta 2018). URL: <https://www.tekniikkatalous.fi/blogit/sahkoverkkoyhtioiden-mittareissa-ongelma-omakotitalon-aurinkoenergia-ei-paady-kokonaan-tuottajan-hyodyksi/01aec147-7c80-379f-8f9b-5d5f3cf7f4f7> (viitattu 18. 12. 2020).

## A MODBUS FUNKTIOKOODIT

				Function Codes		
				<i>code</i>	<i>Sub code</i>	<i>(hex)</i>
<b>Data Access</b>	<b>Bit access</b>	Physical Discrete Inputs	Read Discrete Inputs	<b>02</b>		<b>02</b>
		Internal Bits Or Physical coils	Read Coils	<b>01</b>		<b>01</b>
			Write Single Coil	<b>05</b>		<b>05</b>
			Write Multiple Coils	<b>15</b>		<b>0F</b>
	<b>16 bits access</b>	Physical Input Registers	Read Input Register	<b>04</b>		<b>04</b>
		Internal Registers Or Physical Output Registers	Read Holding Registers	<b>03</b>		<b>03</b>
			Write Single Register	<b>06</b>		<b>06</b>
			Write Multiple Registers	<b>16</b>		<b>10</b>
			Read/Write Multiple Registers	<b>23</b>		<b>17</b>
			Mask Write Register	<b>22</b>		<b>16</b>
			Read FIFO queue	<b>24</b>		<b>18</b>
	<b>File record access</b>		Read File record	<b>20</b>		<b>14</b>
			Write File record	<b>21</b>		<b>15</b>
	<b>Diagnostics</b>		Read Exception status	<b>07</b>		<b>07</b>
		Diagnostic	<b>08</b>	<b>00-18,20</b>	<b>08</b>	
		Get Com event counter	<b>11</b>		<b>0B</b>	
		Get Com Event Log	<b>12</b>		<b>0C</b>	
		Report Server ID	<b>17</b>		<b>11</b>	
		Read device Identification	<b>43</b>	<b>14</b>	<b>2B</b>	
<b>Other</b>		Encapsulated Interface Transport	<b>43</b>	<b>13,14</b>	<b>2B</b>	
		CANopen General Reference	<b>43</b>	<b>13</b>	<b>2B</b>	

**Kuva A.1.** Modbus funktiokoodit. Perustuen lähteeseen [29]