

***Vaikutustendarvio työ- ja
elinkeinoministeriön
älyverkko työryhmän
esittämistä toimista***

8.10.2018

*Tuukka Rautiainen, Markus Klimscheffskij, Marika Bröckl, Juha Vanhanen
Gaia Consulting Oy*

Raporttimme perustuu kyseisen toimeksiannon suorittamisen yhteydessä saamiimme tietoihin ja ohjeisiin huomioiden toimeksiannon suorittamisen aikana vallitsevat olosuhteet. Oletamme, että kaikki meille toimitetut tiedot ovat oikeita ja virheettömiä, ja että asiakas on tarkistanut luovutettujen tietojen oikeellisuuden.

Emme ole vastuussa raportin tietojen täsmällisyydestä tai täydellisyydestä, emmekä anna niitä koskevia vakuutuksia, ellei toisin ole mainittu. Raporttia ei tule milteään osin pitää päätöksentekoa koskevana suosituksena tai kehotuksena.

Emme ota vastuuta siitä, olemmeko tunnistaneet kaikki toimitettuihin asiakirjoihin sisältyvät seikat, joilla voi olla merkitystä, mikäli näitä asiakirjoja käytetään myöhemmin tehtävien sopimusten osana. Toimitetun materiaalin ja asiakirjojen läpikäynti on toteutettu siten kuin olemme katsoneet asiassa asianmukaiseksi tarjouksessa sovitun työn laajuuden ja tarkoituksen valossa.

Emme ole vastuussa raportin päivittämisestä myöhempien tapahtumien osalta (päivämäärä raportin etusivulla).

SISÄLLYSLUETTELO

Tiivistelmä	4
1 Johdanto	7
1.1 Selvityksen tausta.....	7
1.2 Tavoitteet ja rajaukset	7
1.3 Selvityksen toteutus.....	8
2 Älyverkkotyöryhmän työn kuvaus	9
2.1 Työryhmän tarkoitus ja tavoitteet	9
2.2 Väliraportin keskeiset tulokset.....	9
3 Vaikutustenarvioinnin viitekehys	10
3.1 Analysoitavat sähkökäyttäjät ja sähkömarkkinatoimijat	10
3.2 Vaikutusten arvioinnin jako määrällisiin ja laadullisiin arviointeihin	11
4 Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen	13
4.1 Toimenpiteen kuvaus	13
4.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	13
5 Seuraavan sukupolven älymittarit	18
5.1 Toimenpiteen kuvaus	18
5.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	18
6 Tehopohjainen siirtohinnoittelu	23
6.1 Toimenpiteen kuvaus	23
6.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	24
7 Energiayhteisöt	29
7.1 Toimenpiteen kuvaus.....	29
7.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	29
8 Asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli	39
8.1 Toimenpiteen kuvaus	39
8.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin.....	40
9 Aggregaattorit	44
9.1 Toimenpiteen kuvaus	44
9.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	45
10 Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely	50
10.1 Toimenpiteen kuvaus.....	50
10.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	50
11 Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi	56

11.1 Toimenpiteen kuvaus	56
11.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	56
12 Suhteellinen sähkövero	58
12.1 Toimenpiteen kuvaus.....	58
12.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin	58
13 Johtopäätökset	63
13.1 Yhteenveto toimenpiteiden vaikuttavuudesta	63
13.2 Toimenpiteiden ristikkäisvaikutukset	65
13.3 Suositukset työryhmän jatkotyöskentelyyn.....	66
Liite 1: Työssä hyödynnetyt tyypikäyttäjien kuormitusprofiilit	67

Tiivistelmä

Työn taustalla on työ- ja elinkeinoministeriön syksyllä 2016 perustama kaksivuotinen älyverkko-työryhmä, jonka tavoitteena on selvittää älyverkkoihin ja laajemmin sähkömarkkinoihin liittyviä kehitysmahdollisuuksia sekä selvittää ja esittää konkreettisia toimia, joilla älykäs sähköjärjestelmä voi palvella asiakkaiden mahdollisuuksia osallistua aktiivisesti sähkömarkkinoille ja edistää toimitusvarmuuden ylläpitoa. Tässä vaikutustenarvioinnissa analysoitiin seuraavat yhdeksän työryhmän käsittelemää aihekokonaisuutta: jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen, seuraavan sukupolven älymittarit, tehopohjainen siirtohinnoittelu, energiayhteisöt, asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli, aggregaattorit, joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely, siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi ja suhteellinen sähkövero.

Työn tarkoituksena oli tutkia työryhmän ehdottamien toimenpiteiden vaikutusten suuruusluokkia eri asiakasryhmien kohdalla. Vaikutuksia arvioitiin sekä laadullisesti että määrällisesti perustuen olemassa olevaan laajaan tutkimusaineistoon ja konsultin tekemiin täydentäviin laskelmiin sekä konsultin näkemykseen. Toimenpiteiden osalta analysoitiin vaikutuksia sähkökäyttäjiin (pienkuluttajat ja teollisuus) sekä sähkömarkkinatoimijoihin. Toimenpiteiden vaikutukset ovat pääasiassa positiivisia sähkökäyttäjien kannalta eivätkä ne aiheuta merkittäviä muutoksia sähkömarkkinatoimijoiden osalta. Positiivisten vaikutusten realisoituminen edellyttää osassa toimenpiteitä sähkökäyttäjiltä aktiivisuutta, uusien palvelujen käyttöönottoa tai investointeja. Toimenpiteiden katsottiin kokonaisuutena lisäävän sähkökäyttäjien osallistumismahdollisuuksia sähkömarkkinoille.

Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen tarkoittaa, että jakeluverkkoyhtiöiden toteuttamasta yö-/päiväohjauksesta luovutaan ja sen toteuttaminen siirretään muiden toimijoiden vastuulle. Edellytyksenä jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopumiselle on riittävä määrä korvaavia ohjausratkaisuita ja -palveluntarjoajia. Toimenpide lisää jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksessa olevien asiakkaiden kustannuksia ilman korvaavia toimenpiteitä. Toisaalta älykkäällä vuorokausimarkkinahintoihin perustuvalla ohjauksella sähkökäyttäjien kustannukset voivat laskea nykytilanteeseen verrattuna.

Seuraavan sukupolven älymittareilla tarkoitetaan jakeluverkkoyhtiön mittauslaitetta, jossa on ominaisuutena mm. avoimen rajapinnan kautta toimiva kuormanohjausrele. Uudet älymittarit voivat lisätä kysyntäjoustokapasiteetin määrää markkinoilla avaamalla kuormanohjausreleen takana olevan kuorman markkinaehtoiselle ohjaukselle. Toisaalta kyseisellä mittausratkaisulla voi olla vaikutusta älykkäiden ohjausratkaisujen kehittymiseen markkinoilla. Lisäksi avoimeen tiedonvaihto-/kuormanohjausrajaan sisältyy epävarmuutta.

Tehopohjaisen siirtohinnoittelun osalta määrällistä vaikutusarviota tehtiin esimerkinomaisesti tariffimallille, jossa jakeluverkkoyhtiön kokonaissiirtomaksuista kerätään 25% tehomaksulla, 25% perusmaksulla ja 50% energiamaksulla. Esimerkkilaskelmien perusteella sähkökiukaalla varustettujen ei-sähkölämmitteisten pientalojen siirtokustannukset voivat kasvaa 25 - 35% (85 - 110 €/a) verrattuna nykymalliin ja sähkölämmittäjien kustannukset voivat

puolestaan laskea noin 10% (80 – 135 €/a). Yleisesti ottaen tehopohjaisesta siirtohinnoittelusta hyötyvät sähkökäyttäjät, joilla on tasainen sähkökäyttö. On tärkeää huomata, että toteuma voi poiketa esimerkkitapauksista merkittävästikin riippuen tehotariffien määrittelyistä ja asiakkaiden kulutusprofileista.

Energiayhteisöt mahdollistavat sähkökäyttäjien hallinnoiman pientuotannon jakamisen yhteisön jäsenten kesken. Yhteisöistä analysoitiin kolmea mallia: kiinteistön sisäisiä, kiinteistörajat ylittäviä sekä hajautettuja energiayhteisöjä. Erityisesti kiinteistön sisäinen energiayhteisö voi olla sen jäsenille kannattava, koska he välttävät oman pientuotannon osalta verkon siirtomaksun muuttuvan osan (ei perusmaksua) sekä sähköverot. Hyöty voi olla luokkaa 10 - 50 €/a kerrostalohuoneistolle ja 20 - 90 €/a rivitalohuoneistolle työn esimerkkitapauksen perusteella. Myös kiinteistörajat ylittävässä energiayhteisössä sähkökäyttäjää välttää verkon siirtomaksun muuttuvan osan ja sähköveron, mutta kyseinen malli vaatii tuotanto- ja kulu- tuspisteen yhdistävän verkkoinvestoinnin, joka tekee siitä haastavamman.

Asiakaskeskeisen vähittäismarkkinamallin osalta työryhmä ehdottaa mallia, jossa sähkön jakeluverkkoyhtiö tarjoaa kaikille myyjille läpilaskutusmahdollisuuden sähkön siirtomaksun osalta, mutta myyjällä on valinnanvapaus joko tarjota yhteislaskutusta asiakkaille tai ei. Esi- tetty malli on hyvin samankaltainen nykymallin kanssa. Se voi olla osalle myyntiyhtiöitä edul- linen, mikäli se ei halua läpilaskuttaa siirtomaksua. Mallin prosessien tehokkuus ja kustan- nukset ovat riippuvaiset siitä, mitkä tehtävät datahub voi hoitaa keskitetysti sekä millaiset ver- kon ja myynnin väliset prosessit ovat käytännössä, eli siitä miten digitalisaation mahdollista- mia tehokkuushyötyjä osataan realisoida.

Aggregaattorit ovat toimijoita, jotka keräävät asiakkaiden sähköntuotantoa, -kulutusta ja va- rastointikapasiteettia suuremmiksi kokonaisuuksiksi ja tarjoavat näiden jouston sähkömark- kinoille. Aggregaattoreiden osalta työssä analysoitiin lähinnä itsenäisiä aggregaattoreita, jotka voivat mahdollisesti lisätä kysyntäjouston määrää sähkömarkkinoilla laskemalla markkinoille pääsyn kustannuksia. Itsenäisillä aggregaattoreilla on tasevastaava, mutta ne eivät ole sähkön avoimen toimitusketjun osapuolia, jolloin ne voivat kuormanohjauksellaan aiheuttaa avoimen toimitusketjun (sähkönmyyjä ja/tai tasevastaava) osapuolille tasevaikutuksia (energiassa ja/tai euroissa). Vaikutukset voivat mallista riippuen olla joko tasevastaavien, kantaverkkoyhtiön tai muiden, sähkönmyyjistä erillisten toimijoiden, vastuulla. Tasevastaavilla kustannus- vaikutukset voivat olla 5% joustavan kulutuksen määrällä suuruusluokaltaan -0,15 - +1,5% portfoliotasolla. Vaihtoehtoisista malleista kaksi on kantaverkkoyhtiölle kassavirran kannalta neutraaleja. Mallissa, jossa kantaverkkoyhtiö vastaa tasepoikkeamista, voivat sen kustannuk- set nousta suuruusluokaltaan noin 1 M€/a, lisääntyneinä tasesähkömaksuina tasevastaaville. Itsenäisten aggregaattorien toiminnan kannattavuuteen tasepoikkeamien kompensointi voi vaikuttaa merkittävästi. Toiminnan tulojen ja tasepoikkeamien kompensoinnin erotuksen ar- voitiin vaihtelevan välillä 0,3 – 1,2 M€/a. Sähkökäyttäjien kannalta itsenäiset aggregaattorit lisäävät kilpailua joustomarkkinoilla, joka helpottaa joustomarkkinoille osallistumista ja voi laskea palveluntarjontaan liittyviä kustannuksia. Toisaalta itsenäiset aggregaattorit voivat nostaa sähkön myyjien kustannuksia ja näin ollen joustoon osallistumattomien asiakkaiden kustannuksia.

Joustoa tukevalla verkkoyhtiöiden sääntelyllä pyritään edesauttamaan älykkäiden joustoratkaisuiden käyttöä verkon hallinnassa ja investoinneissa. Nykyinen valvontamalli kannustaa verkkoyhtiöitä valitsemaan verkkoinvestoinnit operatiivisten kulujen sijaan, vaikka jälkimmäinen voisi olla elinkaarikustannuksiltaan tietyissä tapauksissa edullisempaa. Työn taustalla oli Energiaviraston teettämä selvitys, jossa analysoitavana oli seitsemän eri mallia, joista erityisesti kaksi nähtiin sopivaksi Suomeen. Kyseisten mallien vaikuttavuudesta ei ole vielä juuri näyttöä johtuen niiden uutuudesta.

Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisoinnilla tarkoitetaan käytäntöjen yhtenäistämistä verkkoyhtiöiden kirjavien tariffirakenteiden osalta. Toimenpiteellä ei nähty olevan merkittävää rahallista vaikutusta sähkönkäyttäjiiin tai sähkömarkkinatoimijoihin, mutta se selkeyttää tilannetta markkinoilla.

Suhteellinen sähkövero tarkoittaa, että sähköveron määrä on sidottu vuorokausimarkkinan sähkön tuntihintaan. Tarkasteltavana oli malli, jossa sähköveron määrä veroluokassa I on 67% vuorokausimarkkinan hinnasta ja veroluokassa II 20%. Kyseinen taso riittää keskimäärin keräämään nykyisen verokertymän ja kuukausivaihtelut verrattuna nykyiseen malliin jäävät maltillisiksi. Yksittäisten asiakkaiden osalta maksettavan veron kokonaismäärässä voi esiintyä maltillisia noin 1-4% muutoksia verrattuna nykyiseen kiinteään sähköveroon. Suhteellisen sähköveron johdosta valtion verokertymän ennustettavuus heikkenisi, kuten kävisi myös sähkönkäyttäjien mahdollisuuksille suojautua verojen vaihtelulta. Älyverkkotyöryhmä ei kannata suhteellisen sähköveron käyttöönottoa.

Toimenpiteiden osalta on hyvä huomioida, että eri toimenpiteillä on merkittäviä ristikkäisvaikutuksia, joilla on merkitystä myös toimenpiteiden vaikuttavuuden kannalta. Tässä työssä toimenpiteet analysoitiin erillisinä kokonaisuuksina eikä toimenpiteiden vaikuttavuuksia tulisi laskea suoraan yhteen ilman ristikkäisvaikutusten tarkastelua. Raportissa on kuitenkin tuotu esille laadullisesti, mitkä toimenpiteet vaikuttavat toisiinsa.

1 Johdanto

1.1 Selvityksen tausta

Työ- ja elinkeinoministeriö perusti syksyllä 2016 kaksivuotisen älyverkkotyöryhmän selvittämään älyverkkoihin ja laajemmin sähkömarkkinoihin liittyviä kehitysmahdollisuuksia Suomessa. Työryhmä julkaisi 9.10.2017 väliraportin, jossa oli tunnistettu useita kehityskohteita ja suunniteltu toimenpiteitä niiden ratkaisemiseksi. Keskeisenä tekijänä työryhmän toiminnassa ja väliraportissa esitetyissä toimenpiteissä oli edesauttaa asiakaskeskeisen sähköjärjestelmän syntyä, helpottaa sähkökäyttäjien osallistumista sähkömarkkinoille sekä lisätä samalla markkinoiden joustavuutta.

Syksyllä 2017 julkaistussa väliraportissa tehtiin linjauksia useista eri aihekokonaisuuksista. Väliraportissa myös todettiin, että useat aihekokonaisuudet vaativat vaikuttavuuden arviointia sähkökäyttäjien, sähkömarkkinatoimijoiden ja kansantalouden näkökulmasta. Tämän tarpeen täyttämiseksi työ- ja elinkeinoministeriö tilasi keväällä 2018 Gaia Consulting Oy:ltä selvityksen: *Vaikutustenarvio työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän esittämistä toimista.*

1.2 Tavoitteet ja rajaukset

Tämän selvityksen tavoitteena on arvioida älyverkkotyöryhmän esittämien toimien vaikuttavuutta ensisijaisesti sähkökäyttäjien ja sähkömarkkinatoimijoiden näkökulmista. Vaikuttavuutta arvioidaan sekä laadullisesti että määrällisesti riippuen toimenpiteen luonteesta ja työn rajauksista. Vaikuttavuuden lisäksi työn tavoitteena on tunnistaa ja arvioida ehdotettuihin toimiin liittyvät riskit. Analysoitavat yhdeksän aihekokonaisuutta ovat seuraavat:

- 1) jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen
- 2) seuraavan sukupolven älymittarit
- 3) tehopohjainen siirtohinnoittelu
- 4) energiayhteisöt
- 5) asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli
- 6) aggregaattorit
- 7) joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely
- 8) siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi
- 9) suhteellinen sähkövero

Työn rajaukset on käsitelty toimenpidekohtaisesti seuraavissa kappaleissa. Osa toimenpiteistä päädyttiin analysoimaan vain laadullisesti, kun taas osassa toimenpiteitä analyysiä on täydennetty määrällisellä tarkastelulla. Useisiin älyverkkotyöryhmän esittämiin toimenpiteisiin vaikuttaa kasvava pientuotannon määrä. Tässä työssä ja erityisesti sen eri laskelmissa pientuotannon osalta analysoitiin vain aurinkosähköä. Energiavarastot kuten sähköautojen akut tai muut akkuvarastot on otettu huomioon laadullisessa tarkastelussa. Määrällisen analyysin

osalta akkuvarastojen tuomaa dynamiikkaa ei ole huomioitu. Lisäksi pitkän aikavälin vaikutuksia sähkömarkkinoiden dynamiikkaan ei ole työssä juuri huomioitu.

1.3 Selvityksen toteutus

Selvityksen tavoitteena oli hyödyntää olemassa olevia tutkimustuloksia mahdollisimman laajasti ja täydentää niitä tarvittavilta osin. Näin ollen suuri osa selvityksestä toteutettiin kirjallisuustutkimuksena, jota täydennettiin Gaian laadullisella ja määrällisellä analyysillä.

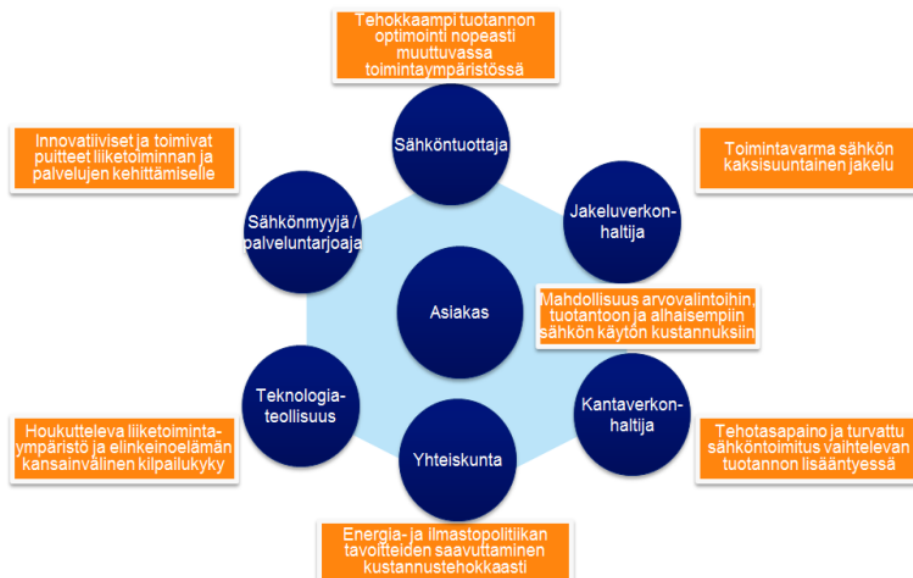
2 Älyverkkotyöryhmän työn kuvaus

2.1 Työryhmän tarkoitus ja tavoitteet

Älyverkkotyöryhmän tavoitteena on luoda yhteinen näkemys tulevaisuuden älykkäästä sähköjärjestelmästä sekä hakea konkreettisia ja realistisia ratkaisuja sähkömarkkinoiden kehittämiseksi (TEM, 2017)¹. Työryhmässä on edustettuna kattavasti toimialan eri toimijat kuten suuret ja pienet sähkökäyttäjät, sähköntuottajat ja -myyjät, kantaverkkoyhtiö, jakeluverkkoyhtiöitä, viranomaistahoja sekä tutkimuslaitoksia. Lisäksi työryhmässä on kuultu muita asiantuntijoita ja hyödynnetty konsultteja eri teemoihin liittyen.

2.2 Väliraportin keskeiset tulokset

Keskeisenä tuloksena työryhmä julkaisi työn alussa älyverkkovision, jossa tavoitteena on mahdollistaa sähkökäyttäjien aktiivinen osallistuminen sähkömarkkinoille¹. Työryhmän väliraportissa linjattiin keskeisiä periaatteita mm. sähkömarkkinatoimijoiden rooleista sekä kannustimista sähkökäyttäjien aktiiviseen osallistumiseen markkinoille. Tavoitteena kannustimilla on mm. lisätä kysyntäjoustop määrää markkinoilla markkinaehtoisesti sekä lisätä kuluttajien arvoihin perustuvia valinnanmahdollisuuksia ja vaikutusmahdollisuuksia kustannusten alentamiseen. Väliraportissa ja työryhmän toiminnassa keskustelujen aiheiden tavoitteena on tukea energiamurrosta kohti vähäpäästöistä, uusiutuvaan ja vaihtelevaan sähköntuotantoon perustuvaa sähköjärjestelmää, jossa palveluita tuotetaan asiakkaan ja yhteiskunnan tarpeisiin. Kuvassa 1 on esitetty yhteenveto työryhmän muodostamasta älyverkkovisiosta.



Kuva 1 Älyverkkovision yhteenveto (Työ- ja elinkeinoministeriö, 2017)

¹ Työ- ja elinkeinoministeriö, 2017. Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää. <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-243-9>

3 Vaikutustenarvioinnin viitekehys

3.1 Analysoitavat sähkökäyttäjät ja sähkömarkkina-toimijat

Selvityksen tavoitteena on tarkastella esitettyjen toimenpiteiden vaikutuksia sähkökäyttäjiin ja muihin sähkömarkkinatoimijoihin. Sähkökäyttäjien osalta tarkasteltaviksi ryhmiksi päädyttiin valitsemaan Energiaviraston määrittelemät tyyppikäyttäjäryhmät, jotka edustavat kattavasti eri sähkökäyttäjäryhmiä (Energiavirasto, 2018)². Tyyppikäyttäjien osalta työssä hyödynnettiin lisäksi keskimääräisiä vuosikulutustietoja, jotka on listattu alla yhdessä tyyppikäyttäjien muiden tunnusmerkkien kanssa. Kulutustietojen osalta selvityksessä ei nojaututtu tyyppikäyttäjien kuormituskäyriin vaan hyödynnettiin todellisia tuntimittaustietoja, joista käytävissä olivat M1 ja M2 tyyppikäyttäjiä lukuun ottamatta kaikkien sähkökäyttäjäryhmien dataa (5 käyttöpaikkaa kustakin ryhmästä kaupunkiverkkoalueelta). Työssä hyödynnettiin todellisia mittaustietoja, koska tilastolliset tyyppikäyttäjien kuormituskäyrät hävittävät kulutuksen piikit, jotka ovat laskennan kannalta oleellinen tieto. Mittaustietojen avulla pyrittiin havainnollistamaan esimerkkitapauksia toimenpiteiden vaikutuksista eri asiakasryhmiin. Valittu otos ei edusta eri ryhmien keskiarvoa eivätkä laskentojen johtopäätökset ole tällöin suoraan yleistettävissä koko asiakasjoukkoa koskevaksi. Lisäksi on hyvä huomioida, että Energiavirasto on parhaillaan päivittämässä tyyppikäyriä.

- K1: Kerrostalohuoneisto, ei sähkökuasta, 2 000 kWh/vuosi
- K2: Pientalo, sähkökuuas, ei sähkölämmitystä, 5 000 kWh/vuosi
- M1: Maatilatalous, ei sähkölämmitystä, 10 000 kWh/vuosi
- M2: Maatilatalous, huonekohtainen sähkölämmitys, 35 000 kWh/vuosi
- L1: Pientalo, huonekohtainen sähkölämmitys, 18 000 kWh/vuosi
- L2: Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys, 20 000 kWh/vuosi
- T1: Pienteollisuus, tehontarve 75 kW
- T2: Pienteollisuus, tehontarve 200 kW
- T3: Keskisuuri teollisuus, tehontarve 500 kW
- T4: Keskisuuri teollisuus, tehontarve 2 500 kW

Sähkömarkkinatoimijoiden osalta selvitykseen valittiin analysoitaviksi olennaisimmat ja toimenpiteiden vaikutuksien kannalta relevantteimmat toimijat. Lähtökohtana toimijoiden valinnassa oli älyverkkotyöryhmän älyverkkovisio ja siinä mainitut sidosryhmät (ks. kuva 1).

² Energiavirasto, 2018. Sähkön hintatilastot. <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>

- Sähköntuottajat
- Sähkönmyyjät ja palveluntarjoajat
- Kantaverkkoyhtiö
- Jakeluverkkoyhtiöt
- Teknologiatoimittajat
- Yhteiskunta/valtio
- Sähkömarkkinat yleisesti

Valitut toimijat kattavat koko toimialan arvoketjun aina sähkön tuotannosta ja siirrosta sähkön myyntiin ja erilaisten palveluiden tarjontaan. Lisäksi analysoitavaksi valittiin valtio, jonka osalta tarkastellaan lähinnä vaikutuksia verokertymiin. Vaikutuksia sähkömarkkinoiden toimintaan yleisesti tarkastellaan tarvittavilta osin ja vain laadullisesti.

3.2 Vaikutusten arvioinnin jako määrällisiin ja laadullisiin arviointeihin

Työn kohdentamiseksi ja työmäärän rajaamiseksi selvityksessä päädyttiin tekemään viitekehys, joka määrittelee toimenpide- ja sidosryhmäkohtaisesti tarkastelun toteutustavan ja ryhmittelyn. Analysoitavia toimenpiteitä on yhteensä yhdeksän kappaletta ja edellä esiteltyjä sähkönkäyttäjryhmiä sekä sähkömarkkinatoimijoita 17 kappaletta. Koska analysoitavia toimia ja sidosryhmiä on paljon, päädyttiin työtä ryhmittelemään toimenpiteen vaikutusmekanismien perusteella. Toimijat joille toimenpiteen vaikutusmekanismi on samankaltainen analysoitiin yhtenä ryhmänä yhteisillä periaatteilla. Tämän lisäksi analyysiä jaettiin laadulliseen ja määrälliseen sen mukaan, miten merkittävänä toimenpiteiden vaikuttavuutta kyseisen ryhmän osalta pidettiin ja toisaalta miten luotettavasti määrällisiä vaikutuksia kyettäisiin arvioimaan.

Edellä mainittujen periaatteiden mukaisesti luotiin kuvassa 2 esitetty viitekehys ohjaamaan loppukäyttäjää koskevaa vaikutusten arviointia. Viitekehyksessä erottuu kolme pääryhmää, joita analysoitiin eri toimenpiteiden osalta: 1. sähkölämmittäjät; 2. teollisuus ja; 3. muut käyttäjät.

	Kerrostalokuluttajat (K1)	Kerros- ja rivitalokiinteistöt	Pientalot			Maatilat		Teollisuus			
			Suora sähkölämmitys (L1)	Osittain varaava sähkölämmitys (L2)	Ei sähkölämmitteiset (K2)	Sähkölämmitteiset (M2)	Ei sähkölämmitteiset (M1)	Pien-teollisuus (T1)	Pien-teollisuus (T2)	Keskisuuri teollisuus (T3)	Keskisuuri teollisuus (T4)
Jakeluverkkoyhtiön kuormanohjauksesta luopuminen	M	M	M	M	M	M	M	-	-	-	-
Asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli	L	L	L	L	L	L	L	-	-	-	-
Seuraavan sukupolven älymittarit	M	M	M	M	M	M	M	-	-	-	-
Suhteellinen sähkövero	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Tehopohjainen siirtohinnoittelu	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L	L
Aggregaattorit	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M	M
Energiayhteisöt	M	M	M	M	M	M	M	-	-	-	-

Kuva 2 Vaikutusten arvioinnin viitekehys loppukäyttäjille (ympyrän väri kertoo toimenpidekohtaisesti tarkasteltavat ryhmät ja kirjain tarkastelun toteutustavan, M= määrällinen, L=laadullinen, viiva=toimella ei vaikutusta)

Sähkömarkkinatoimijoiden osalta valmisteltiin vastaava viitekehys ohjaamaan sekä rajamaan vaikutusten arviointia (ks. kuva 3). Sähkömarkkinatoimijoista oleellimmat sidosryhmät työn kannalta ovat jakeluverkonhaltijat, sähkönnmyyjät sekä valtio. Useat toimenpiteistä vaikuttavat erityisesti jakeluverkonhaltijoiden ja sähkönnmyyjien velvoitteisiin ja toimintamahdollisuuksiin ja sitä kautta esim. uusien sähkömarkkinapalveluiden kehittymiseen. Valtioon vaikutukset ulottuvat puolestaan verokertymien kautta, joihin toimenpiteistä vaikuttavat suoraan suhteellinen sähkövero sekä energiayhteisöt.

	Sähköntuottajat	Sähkönnmyyjät/ palveluntarjoajat	Kantaverkkoyhtiö	Jakeluverkkoyhtiöt	Teknologia-toimittajat	Yhteiskunta/valtio	Sähkömarkkinat
Jakeluverkkoyhtiön kuormanohjauksesta luopuminen	L	M	L	L	M	L	L
Asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli	L	L	L	L	L	L	L
Seuraavan sukupolven älymittarit	L	M	L	M	M	L	L
Suhteellinen sähkövero	-	M	-	-	-	M	L
Tehopohjainen siirtohinnoittelu	L	L	M	M	L	L	L
Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi	L	L	L	L	L	L	L
Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely	L	L	L	L	L	L	L
Aggregaattorit	L	M	L	L	L	L	L
Energiayhteisöt	L	L	L	M	L	M	L

Kuva 3 Vaikutusten arvioinnin viitekehys sähkömarkkinatoimijoille (ympyrän väri kertoo toimenpidekohtaisesti tarkasteltavat ryhmät ja kirjain tarkastelun toteutustavan, M= määrällinen, L=laadullinen, viiva=toimella ei vaikutusta)

4 Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen

4.1 Toimenpiteen kuvaus

Suomessa sähkölämmitteisillä kuluttajilla on mahdollisuus valita kaksiaikatariffi. Tyypillinen kaksiaikatariffi on yö-/päivätariffi, jossa sähkön siirron ja/tai sähköenergian hinnat ovat yöllä alhaisempia kuin päivällä (7-22). Käytännössä tästä on seurannut, että näissä kulutuskoh-teissa lämmin käyttövesi lämmitetään yöllä ja mahdollisesti lämmityskuormaa pyritään siir-tämään yöajalle.

Kuormanohjausta suorittavat tällä hetkellä jakeluverkkoyhtiöt aikaohjaukseen pohjautuen, mutta sähkömarkkinoiden toimivuuden ja jakeluverkkoyhtiöiden neutraalin roolin kannalta olisi selkeämpää, jos kysyntäjoukseen ohjaavat palvelut olisivat kokonaisuudessaan sähkön myyntiyhtiöiden ja/tai palveluntarjoajien vastuulla. Nykyinen jakeluverkkoyhtiöiden ohjaus-menettely ei aktivoi kuluttajia osallistumaan kysyntäjoukseen eikä maksimoi kuluttajien hyö-tyä, koska kulutus ei ohjautu niille tunneille jolloin sähkön hinta on alhaisin.

On hyvä huomata, että jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen sinällään, il-man korvaavia toimia, vähentää kulutuksen ohjautumista yötunneille. Työryhmä linjaa, että ohjauksesta luovutaan viimeistään 30.4.2021. Ennen uuden sukupolven älymittarin asen-nusta palveluntarjoaja voi sopia ohjauksen toteuttamisesta asiakkaan ja jakeluverkkoyhtiön kanssa olemassa olevalla verkkoyhtiön infrastruktuurilla. Toimenpiteellä ei tarkoiteta luovut-tavan kaksiaikatariffeista, vaan jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta. Tässä työssä on analysoitu jakeluverkkoyhtiön älymittarin kautta tapahtuvaa kuormanohjausta, minkä lisäksi ohjausta voidaan toteuttaa myös erillisillä ohjauslaitteilla.

4.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosry-hmittäin

4.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopumisella ei ole suoraa vaikutusta **sähkön tuottajiin**. Kuitenkin, jos jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjausta ei korvata älykkäämmillä kuormanohjausratkaisuilla, säädettävän tuotannon tarve saattaa kasvaa ja sähkönkulutuk-sesta suurempi osa siirtyy päiväajalle, mikä vaikuttaa sähkön hintoihin. Vastaavasti, mikäli jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen kannustaa aiempaa tehokkaampaan kuormanohjaukseen, säädettävän tuotannon tarve voi vähentyä.

Ilman korvaavia toimia jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen voi vaikuttaa tehotasapainon hallintaan.. Vastaavasti, mikäli jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen kannustaa aiempaa tehokkaampaan kuormanohjaukseen, voi tehotasapainon

hallinta helpottua. Toisaalta kulutuksessa näkyy nykyisellä ohjauksella pieni piikki aina yöohjauksen kytkeytyessä päälle, johon voitaneen vaikuttaa älykkäällä kuormanohjauksella.

Toimenpide muuttaa **jakeluverkkoyhtiön** roolia palveluyhtiöstä kohti infran tarjoajaa, jolla on oikeus puuttua kulutukseen vain poikkeustapauksissa. Tällöin jakeluyhtiöiden osallistuminen kuluttajarajapintaan vähenee ja sen rooli siirtyy nykyisestä kohti markkinan mahdollistajaa.

Toimenpide mahdollistaa **sähkönmyyntiyhtiöille** aktiivisemmän roolin kuormanohjauspalveluiden tarjoamisessa kuluttajalle. Liiketoiminnan fokus kasvaa palvelun tarjoajaksi, joka kykenee optimoimaan asiakkaan energia- ja siirtohintoja kokonaisuutena.

Toimenpide parantaa **teknologiatoimittajien** liiketoimintamahdollisuuksia, koska jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen lisää tarvetta älykkäälle kuormanohjaukselle. Näin asiakkaalle voidaan tarjota kustannussäästöjä sekä parempi asiakaskokemus. Teknologiatoimittajilla ja sähkönmyyntiyhtiöillä on avainrooli uusien teknisten ratkaisujen tuomisessa markkinoille. Nämä sidosryhmät voivat tehdä yhteistyötä, mutta teknologiatoimittajalla on myös mahdollisuus tarjota älykkäitä ohjauspalveluita suoraan kuluttajalle.

Ilman korvaavia toimia toimenpide lisää huipputehon tarvetta sekä fossiilista huipputuotantoa, mikä lisää **yhteiskunnan** kustannuksia ja vaikeuttaa joustamattoman tuotannon integrointia verkkoon. Valtiolla on avainrooli uusien teknisiä ratkaisuja tukevien säädösten laatimisessa sekä ohjauksesta luopumisen järjestämisessä hallitusti.

Sähkömarkkinoiden kannalta toimenpide ohjaa ilman korvaavia toimia suuremman määrän kulutusta kohti korkeampia päivähintoja ja siten kasvattaa hintaeroja sähköpörssissä. Vastaavasti, mikäli jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen kannustaa aiempaa tehokkaampaan kuormanohjaukseen, energiankäyttö optimoituu entistä paremmin halvemmille tunneille, mikä tasoittaa hintavaihtelua.

4.2.2 Loppukäyttäjät

Kerrostalokiinteistöt eivät tyypillisesti ole jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksen piirissä, joten toimenpiteen vaikutukset jäävät näille kuluttajille pieniksi.

Teollisuustoimijat eivät yleensä ohjaa kulutustaan jakeluverkkoyhtiön kuormanohjauksella vaan älykkäästi sähkömarkkinahinnan tai muiden parametrien perusteella. Näin ollen toimenpiteen vaikutukset tähän ryhmään jäävät pieniksi.

Ilman korvaavia toimia, toimenpide vähentää jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksen piirissä olevien sähkö- tai maalämpölämmitteisten pientalojen yöaikaan tapahtuvaa sähkönkulutusta ja vastaavasti nostaa päiväkulutusta.

Seuraavassa on arvioitu toimenpiteen vaikutusta L1 tyyppikuluttajan (pientalo huonekohtaisella sähkölämmityksellä), jonka vuosikulutus on 18 MWh. Laskennassa arvioidaan toimenpiteen vaikutusta ko. kuluttajan käyttöveden (5 MWh/a) lämmityskustannuksiin. Laskennan keskeiset oletukset:

- Vuosittainen veden lämmittämiseen käytettävä energiamäärä: 5 000 kWh
- Lämminvesivaraajan teho: 3 kW
- Siirtohinnoittelussa käytetään Elenian³, Caruna Oy:n⁴ ja Helen Sähköverkon⁵ hintojen keskiarvoja yö- ja yleissiirrolle.
- Laskelmissa ei ole huomioitu investointia älykkääseen ohjauslaitteeseen tai palveluntarjoajan palvelumaksuja. Laskelmissa on oletettu, että ohjaus tapahtuu jakeluverkkoyhtiön älymittarin kautta.

Energiahinnoittelussa käytetään vuorokausimarkkinan (day-ahead) hintoja niille vuorokauden tunneille, joina lämmittäminen tapahtuu (vuosien 2013-2017 tuntihintojen keskiarvo). Kulutuksen jakautumisessa yö- ja päivätunneille on käytetty vastaavatyypisten kuluttajien toteutunutta tuntidataa. Laskennassa ei ole huomioitu mahdollisia palveluntarjoajan perimiä maksuja älykkäästä ohjauksesta.

Kuvassa 4 esitellään laskennassa vertailtavat tapaukset. Ilman jakeluverkkoyhtiön kuormanohjausta oletetaan, että tyyppikuluttaja lämmittää käyttövetensä tasaisesti läpi vuoden (tapaus 2A). Tapauksessa 2B käyttäjä siirtyy jakeluverkkoyhtiön kuormanohjauksesta luopumisen myötä yleissiirtotariffiin. Mikäli jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luovutaan, on odotettavissa, että palveluntarjoajat ja/tai sähkönmyyjät kykenevät optimoimaan ohjauksen entistä paremmin, jolloin säästöjä nykytilanteeseen verrattuna syntyy sähkön hinnassa. Tapauksessa 3 säästöjä nykytilanteeseen verrattuna syntyy siis paremmasta energianhinnan optimoinnista. Käyttöveden lämmitys ohjautuu tällöin halvimmille tunneille eli useimmiten yötunneille.

³ http://www.elenia.fi/sites/www.elenia.fi/files/Verkkopalveluhinnasto_sulakepohjaiset_1.5.2017_p%C3%A4ivitetty_keskeytys_ja_j%C3%A4lleenkytkent%C3%A4_1.10.2017_web.pdf

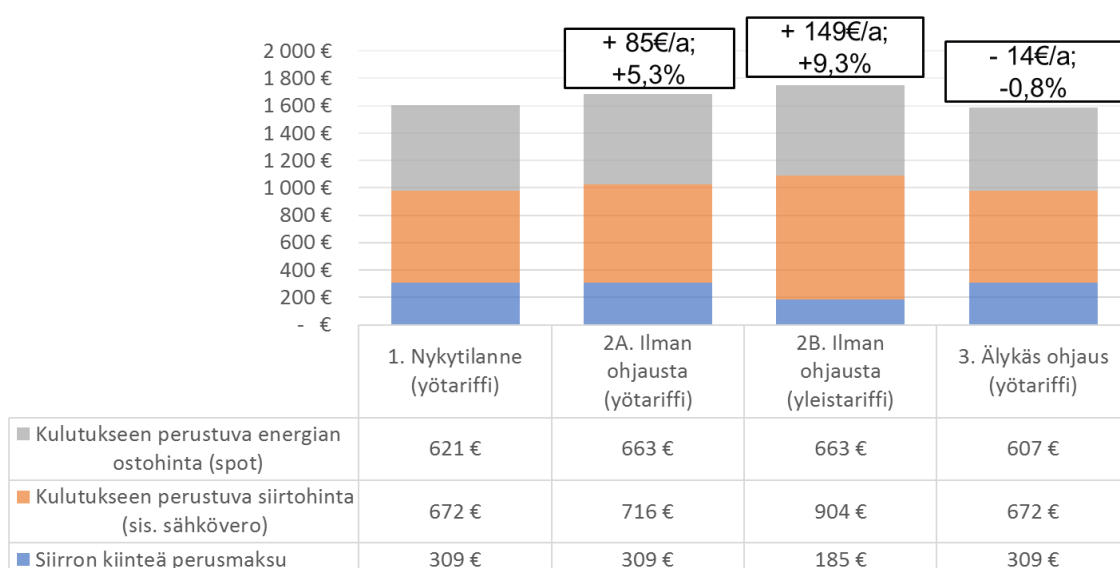
⁴ https://caruna-cms-prod.s3-eu-west-1.amazonaws.com/verkkopalveluhinnasto_caruna-oy_1.7.2018_web.pdf?pAyI.7xmKIGqt3PDPKpj3e4PQu1VEWE

⁵ <https://www.helensahkoverkko.fi/globalassets/hinnastot-ja-sopimusehdot/hsv/sahkon-siirtohin-nasto.pdf>



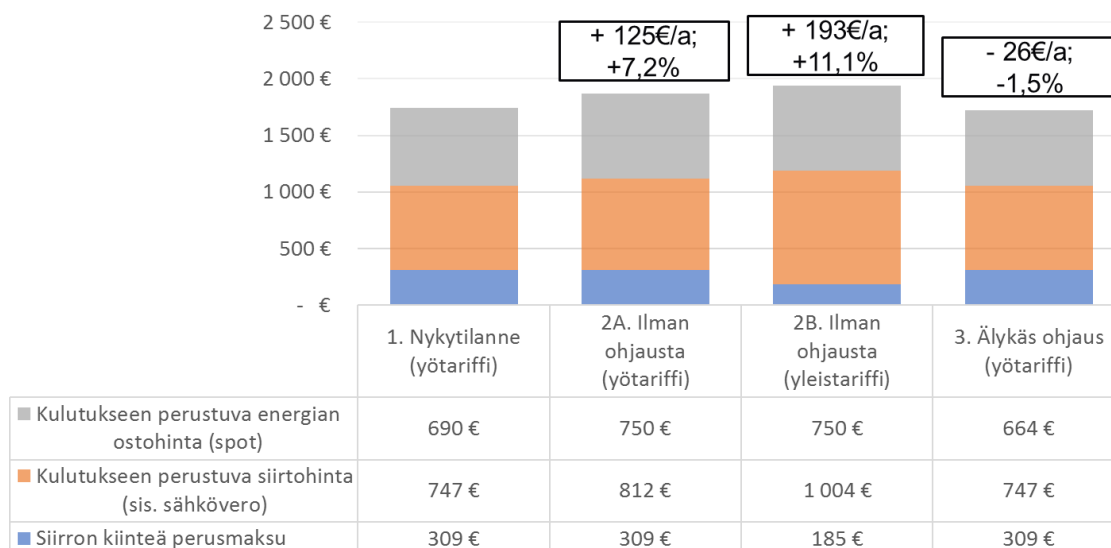
Kuva 4 Vertailtavien tapauksen kuvaukset liittyen jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopumiseen

Jakeluverkkoyhtiön kuormanohjauksesta luopuminen ilman korvaavia toimenpiteitä aiheuttaisi L1-tyyppikuluttajalle noin 85 €/a lisäyksen sähkölaskuun verrattuna nykytilanteeseen, mikäli kuluttaja ostaa sähköä pörssihintasidonnaisesti. Mikäli kuluttajalla on kiinteähintainen sähkösopimus, lisäyksenä koituu 44€/a (lisäys siirtomaksussa). Vastaavasti älykkäällä ohjauksella voitaisiin saavuttaa noin 14€/a säästö nykytilanteeseen verrattuna. Säästö toteutuu kuitenkin vain, jos sähkön hinta ei ole kiinteä. Laskennan tulokset on esitelty kuvassa 5. Tuloksia tarkasteltaessa on hyvä muistaa, että ne koskevat vain yksittäisiä esimerkitapauksia. Esitetyt maksut pitävät sisällään sähköveron ja arvonlisäveron. Vuorokausimarkkinan tuntihintaan (spot) ei ole lisätty sähkönmyyjän marginaalia tai mahdollista kuukausimaksun osuutta.



Kuva 5 Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopumisen vaikutus 18 MWh/a kuluttavan L1-tyyppikuluttajan sähkölaskuun.

Kuvassa 6 sama laskenta on toteutettu pientalolle, jolla on osittain varaavalla sähkölämmitys (L2-tyyppikuluttaja) ja jonka 20 MWh vuosikulutuksesta 7,5 MWh on ohjattavaa. Säädön tehoksi on tällöin oletettu 5 kW (lämmivesivaraajan boileri sekä lämmitys) ja muut laskennan oletukset pidetään aiemman kuvauksen mukaisina.



Kuva 6 Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopumisen vaikutus 20 MWh/a kuluttavan L2-tyyppikuluttajan sähkölaskuun.

Esitetyt laskelmat älykkästä kuormanohjauksesta on laskettu esimerkkitapauksin älymittarin kautta toteutettavaan vuorokausimarkkinahintoihin perustuvaan optimointiin pohjautuen. On hyvä huomata, että älykkästä ohjauksesta voidaan toteuttaa myös päivän sisäisillä markkinoilla, jolloin hyöty kuormanohjauksesta voi olla esitettyä suurempi. Lisäksi älymittaria edistyksellisempi automaatio-ohjaus voi mahdollistaa kuormanohjauksen mm. taajuusohjatuilla reservimarkkinoilla.

5 Seuraavan sukupolven älymittarit

5.1 Toimenpiteen kuvaus

Seuraavan sukupolven älymittarit tarkoittavat tässä yhteydessä älymittareita, joilla tullaan korvaamaan nykyinen mittarikanta pääosin 2020-luvun aikana. Seuraavan sukupolven älymittarit ovat nykyisiä mittareita kehittyneempiä erityisesti toiminnollisuuksiltaan ja tiedon-siirto-ominaisuuksiltaan.

Mittareiden rekisteröimä tieto voidaan lukea viestintäverkon kautta, ja mittareissa on valmius toteuttaa kuormanohjauskomentoja. Seuraavan sukupolven älymittareiden tulee lisäksi kyetä mm. rekisteröimään energiatietoa vähintään taseselvitysjakson tiheydellä, rekisteröimään ja erittelemään päto-, loisteho sekä verkosta otto- ja antoenergia (ilman netotusta) sekä päivittämään tietoa vähintään 5 sekunnin taajuudella.

Kuormanohjaustoiminnallisuus vaatii mittarille erillisen releen, luotettavan tietoliikenneyhteyden sekä standardoidun ja avoimen rajapinnan ohjauskomennoille.

5.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

5.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Toimenpiteellä ei ole suoraa vaikutusta **sähkön tuottajiin**. Älymittarit kuitenkin tukevat ja tähtäävät kysyntäjoukseen ja voivat sitä kautta vähentää tarvetta lisätä huipputuotantoa uusiutuvan vaihtelevan tuotannon kasvaessa. Älymittarit antavat ainakin teoriassa myös tuotantoyhtiöille tilaisuuden luoda yhdessä sähkökäyttäjien kanssa virtuaalivoimalaitoksia. Suurimmat mahdollisuudet kuluttajapalveluille lienevät kuitenkin sähkömyyjillä ja palveluntarjoajilla.

Toimenpide luo **sähkömyyjille** mahdollisuuden tarjota asiakkailleen uudenlaista lisäarvoa kustannussäästöjen ja asiakaskokemuksen parantamisen kautta. Seuraavan sukupolven älymittarit tuottavat aiempaa huomattavasti hienojakoisempaa dataa ja ohjaavat siten parempaan kustannusvastaavuuteen ja reaaliaikaisiin hintasignaaleihin sähkökäyttäjien sähkölaskutuksessa. Ne tarjoavat asiakkaalle edullisen tavan osallistua kysyntäjoukseen.

Toimenpide luo **palveluntarjoajille ja teknologiatoimittajille** (kuten sähkömyyjille) uusia liiketoimintamahdollisuuksia. Sähkökäyttäjien käyttäytymistä voidaan ohjata kokonaisoptimaalisempaan suuntaan esim. hintasignaaleilla ja automaattisella ohjauksella, ja näin tarjota sähkökäyttäjälle säästöjä. Lisääntynyttä dataa voidaan hyödyntää myös muihin kuluttajapalveluihin energialiiketoiminnan ulkopuolella (lain asettamissa puitteissa). Näin saatavat kokonaisuhyödyt jakautuvat palveluntarjoajan voitoksi ja kilpailun kautta kuluttajan alentuneeksi sähkölaskuksi. Pääasiassa palveluntarjoajien ja myyntiyhtiöiden vastuulla on myös uusien teknisten ratkaisujen hyödyntäminen ja tuominen markkinoille sekä

teknistaloudellisten pullonkaulojen ratkaisu (tietoturvallisuus, kerrostaloasukkaan pääsy sähkömittarille...). Palveluntarjoajat ja teknologiatoimittajat voivat kilpailla tai tehdä yhteistyötä sähkömyyntiyhtiöiden kanssa.

Päävastuu älymittareiden asentamistyöstä on **jakeluverkkoyhtiöillä**. Lisäksi jakeluyhtiöiden tulee huolehtia mahdollisen keskitetyn älykkään ohjausrajapinnan rakentamisesta ja muun datan toimittamisesta palveluntarjoajille ja sähkön myyjille. Jakeluverkkoyhtiön tulee huolehtia vaadittavien investointien toteuttamisesta taloudellisesti kestävältä pohjalta.

Toimenpide antaa **kantaverkkoyhtiölle** mahdollisuuden lisätä kysyntäjoustop hyödyntämistä voimajärjestelmän säädössä korvaten säädettävää tuotantoa taloudellisesti tehokkaalla tavalla.

Yhteiskunnalla ja valtiolla on toimenpiteen kannalta tärkeä mahdollistajan rooli. Toimikenttä tulee pitää riittävän avoimena (vähimmäistoiminnallisuuksien määrittely) uusille ratkaisuille siten, ettei tiettyyn vanhenevaan teknologiaan olla sidottuja. Samanaikaisesti standardointia tarvitaan ratkaisujen ja palvelumallien skaalaamiseksi. Ideaalisti palveluntarjoajan käyttämä rajapinta on sama verkko- ja myyntiyhtiöstä riippumatta, mitä tukevat avoimet ja standardit rajapinnat sekä yhteensopivuus sähkömyyjien, palveluntarjoajien ja verkkoyhtiöiden järjestelmien välillä. Valtion vastuulla on myös päättää älymittareiden kustannusten jakautumisesta tilanteessa, jossa sähkökäyttäjille niistä koituvat hyödyt eivät jakaudu tasan (tosin jokainen verkkoyhtiön on itse vastuussa tariffeistaan). Parhaimmillaan älymittarit ovat merkittävä kysyntäjoustop mahdollistaja ja siten ne edistävät yhteiskunnallisesti tärkeitä tavoitteita kuten ilmastonmuutoksen hillintä, uuden liiketoiminnan luominen sekä kokonaiskustannustehokkuus.

Sähkömarkkinoiden kannalta toimenpide luo edellytykset siirtyä kohti sähköhinnan mukaan optimoidumpaa kulutusta ja näin se osaltaan tasoittaa hintavaihtelua. Toisaalta kysyntäjoustopista saatavat hyödyt ovat sitä suuremmat mitä enemmän sähkön hinta vaihtelee.

5.2.2 Loppukäyttäjät

Tässä luvussa esiteltävät tulokset perustuvat Pöyryn (2017)⁶ selvitykseen, jossa arvioidaan seuraavan sukupolven älymittareiden mahdollistaman kuormanohjauksen hyötyjä loppukäyttäjille. Kvantitatiivinen vaikutusten arviointi kohdistetaan Pöyryn (2017) tutkimuksen mukaisesti omakoti- ja rivitalojen keskitettyyn kuormanohjaukseen, koska oletetaan, että kerrostaloissa keskitetystä kuormanohjauksesta ei koidu riittävää hyötyä ja että teollisuudella on jo käytössään omat kuormanohjausjärjestelmänsä.

Pöyryn (2017) selvityksen tapaan kappaleessa esiteltävät tulokset kuvaavat suoraa kustannussäästöä, joka koituu keskitetystä, mittareiden kautta tapahtuvasta kuormanohjauksesta. Niissä ei huomioida muita sähkökäyttäjälle potentiaalisesti koituvia hyötyjä kuten

⁶ Pöyry (2017). Seuraavan sukupolven älykkäiden sähkömittareiden vähimmäistoiminnallisuudet.

palvelutason parantumista tai muuta lisäarvoa. Niinikään keskitettyä kuormanohjausta älykkäämmistä ratkaisuista (esim. erilliskäyttö) mahdollisesti saatavia hyötyjä tai mittariohjauksen vaikutusta kaupallisiin ratkaisuihin ei ole laskettu.

Keskitettyä kuormanohjausta puoltaa, että todennäköisesti suurempi osa 1800MW lämmitys-kuormasta saataisiin siten jakeluverkkoyhtiöiden älymittarin kautta toteutettavan kuormanohjauksen piiriin kuin erilliskäyttöjä käyttäen. Lisäksi kuormanohjaus mahdollistaa siirtymisen jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta (ks. luku 4) kohti vuorokausimarkkinahintoihin perustuvaa ohjausta, mikä on kokonaistaloudellisesti tehokkaampaa. Keskitetyn kuormanohjauksen heikkouksina nähdään erityisesti teknologian vanhenemisriski sekä negatiivinen vaikutus markkinaehtoisten ratkaisujen kehittymiseen ja kannattavuuteen: ”Mittauslaitteen kuormanohjaustoiminnallisuus ei ole markkinaehtoinen tai teknologianeutraali ratkaisu” (Pöyry, 2017)⁷. Lisäksi, ollakseen tehokas ja turvallinen ratkaisu, keskitetty kuormanohjaus edellyttää tarkkaa rajapinnan määrittelyä sekä korkeaa tietoturvasuoraa. Erillinen kysymys on kustannusten jakautuminen, sillä toiset sähkönkäyttäjät hyötyvät ohjauksesta enemmän kuin toiset.

Lopputuloksena Pöyryn (2017) selvitys ei suosittele kuormanohjausreleiden sisällyttämistä uuden sukupolven älymittareiden pakolliseksi vähimmäistoiminnallisuudeksi.

Pöyryn (2017) laskennassa käytetyt oletukset:

- Laskennassa on oletettu, että vuosina 2020-2029 asennetaan 3,4 miljoonaa (kaikki oletetut käyttöpaikat⁸) seuraavan sukupolven älymittaria.
- Kuormanohjausreleiden hinnaksi on arvioitu 5-10€ per mittari.
- Muut investointikustannukset koituvat rajapintojen implementoinnista 50 000€ per verkonhaltija sekä 750 000€ keskitetystä kuormanohjausrajapinnasta.
- Vuosikustannuksiksi on arvioitu 1-2€ käytöstä sekä 0,06 € vikaantumista per mittari, minkä lisäksi investoinneille on annettu vuosittainen ylläpitokustannus, joka vastaa 20%:a investointikustannuksesta.

⁷ Vertailun vuoksi Pöyryn (2017) tutkimuksessa keskitetyille kuormanohjaukselle vaihtoehtoisina ratkaisuna tarkasteltiin erilliskuormanohjausta seuraavien esimerkein:

- 1) Varaavan sähkölämmityksen ja lämminvesivaraajan erillinen ohjausratkaisu
- 2) Lämminvesivaraajan integroitu ohjausratkaisu

Referenssitietoina käytettiin Fortum fiksua, OptiWattia, CleBox:ia ja Kaukoraan. Erilliskäyttöjen takaisinmaksuajat kasvavat selvästi, mikäli käytössä on lisäksi keskitetty kuormanohjaus, sillä tällöin hyötyä syntyy vain energiansäästöstä. Onkin oleellista huomata, että keskitetty kuormanohjaus heikentää mahdollisesti älykkäämpien ja teknologianeutraalimpien erilliskäyttöjen kannattavuutta. Lisäksi erilliskäyttöjen etuna on, että niissä kustannukset kohdistuvat ratkaisusta hyötyjille ja toimenpide on markkinaehtoinen.

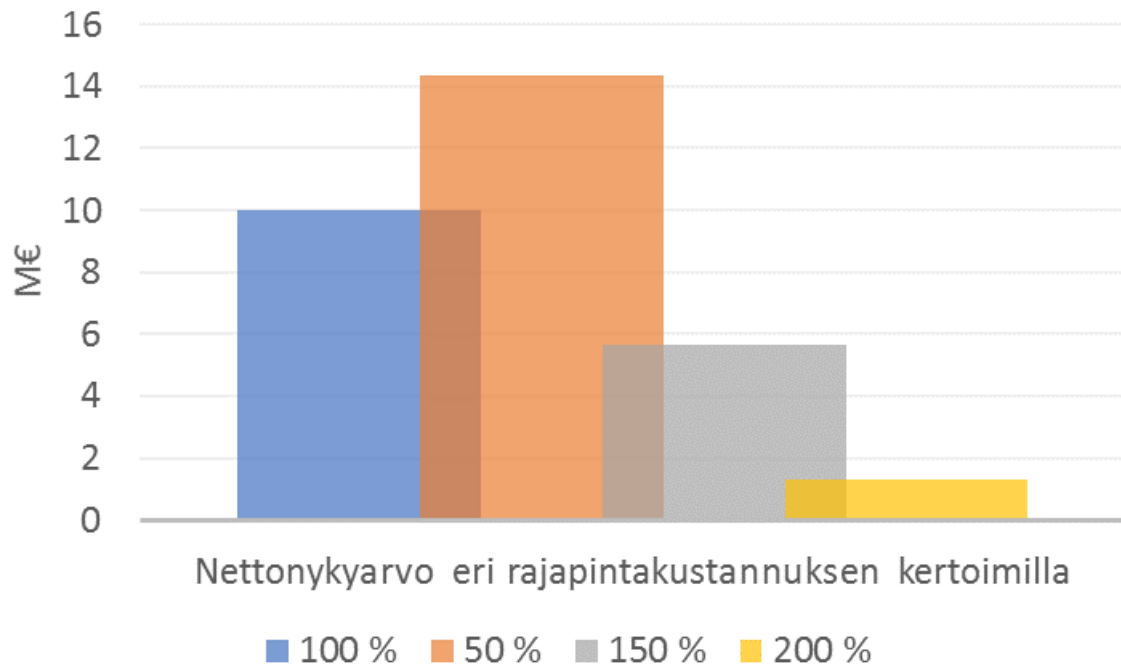
⁸ Huom. kustannus-hyötyanalyysissä on kuitenkin oletettu, että asennus tehdään vain omakoti- ja rivitaloihin 1,4 miljoonaa kpl.

- Älymittareiden hyötyjä arvioitaessa on oletettu kuormanohjaukseen osallistuvien asiakkaiden osuuden kehitys vuosille 2021-2030. Varsinainen hyöty kuormanohjauksesta syntyy alentuneen energiakustannuksen myötä, mitä ei ole tutkimuksessa mallinnettu vuorokausimarkkinahintoihin nähden vaan jouston tuomat hyödyt on arvioitu välille 10-30 € per asiakas per vuosi. Hyödyt koskevat vain energianhintoja, sillä kak-siaikatariffista oletetaan olevan luovuttu siinä vaiheessa, kun mittareita aletaan asen-taa.

Tulokseksi Pöyryn (2017) tutkimuksessa kuormanohjaukseen liittyvien investointien koko-naiskannattavuudelle saadaan -6 – +26 miljoonaa euroa riippuen arvioidusta vuosittaisesta hyödystä per asiakas (välillä 10-30€). Perustapauksessa (20€ vuosihyöty per asiakas) inves-toinnin nettonykyarvo on 10 M€ (vaihteluväli 7-12M€ kuormanohjausreleen hinnasta riip-puen).

Tässä selvityksessä on pyritty täydentämään Pöyryn (2017) tuloksia arvioimalla keskitettyjen rajapintojen investointi- ja ylläpitokustannuksiin liittyvää epävarmuutta herkkyytarkaste-lulla. Herkkyytarkastelussa on alkuperäisen laskennan mukaisesti tarkasteltu aikaväliä 2020-2039 siten, että keskitetyn ohjausrajapinnan investointivuodeksi on oletettu 2023. Ver-konhaltijakohtaisten investointien on arvioitu toteutuvan tasaisesti välillä 2023-2039, koska tarkempaa arviota ei ole saatavilla.

Kuvassa 7 sininen pylväs osoittaa investoinnin nettonykyarvon Pöyryn (2017) laskemassa pe-rustapauksessa (10 M€). Muissa pylväissä oletetaan, että rajapintoihin (verkonhaltija sekä keskitetty) liittyvät investointi- ja ylläpitokustannukset alitetaan/ylitetään kuvan alla esite-tyllä kertoimella. Esimerkiksi mikäli rajapintakustannukset osoittautuisivat oletettua kaksi kertaa suuremmiksi, olisi investoinnin nettonykyarvo noin 1 M€.



Kuva 7 Älymittareiden kannattavuuden herkkyytarkastelu tietojärjestelmäkustannusten funktiona (oletusarvo on 100%, johon perustuen muut vaihtoehdot on laskettu).

Pöyryn (2017) selvitys sekä tässä työssä toteutettu herkkyytarkastelu osoittavat, että keskite-
 tystä ohjauksesta odotettavissa olevat hyödyt ovat melko maltillisia. Hyödyt jäävät pieniksi
 etenkin, jos rajapintakustannukset osoittautuvat huomattavasti ennakoitua kalliimmiksi.

6 Tehopohjainen siirtohinnoittelu

6.1 Toimenpiteen kuvaus

Tehopohjaisella siirtohinnoittelulla tarkoitetaan, että osa sähkökäyttäjien sähkönsiirtomaksusta peritään tehonkäytön mukaan. Tehoa voidaan mitata esimerkiksi:

1. kuukausittaisena tai vuosittaisena huipputehona (mahdollisesti huomioiden kellonajan ja/tai vuodenajan⁹)
2. tehorajana (kaistahinnoittelu), jossa sähkökäyttäjä maksaa tehosta riippuen tehon tarpeesta (teho hinta kasvaa mitä korkeampi tehontarve)
3. porrastariffina, jossa energiamaksu on porrastettu tehonkäytön mukaan (energiamaksu on sitä korkeampi mitä suurempi tehonkäyttö kyseisenä aikana on).

Nykyisin pienasiakkaiden jakeluverkkotariffi määräytyy useimmiten kulutettuun energiamäärään perustuvasta energiaosuudesta sekä perusmaksusta. Koska verkkoliiketoiminnan kustannusrakenne on enemmän riippuvaista verkon kapasiteetistä (kiinteistä investointikustannuksista) kuin siirrettävän energian määrästä, jakelutariffit ohjaavat kulutusta melko huomasti kustannusperusteisuuden näkökulmasta¹⁰.

Nykyisin kustannusvastaavuutta haetaan siirtämällä suurempi osa maksusta kiinteään hintaan (perusmaksuun), mikä ei ole kokonaistaloudellisesti välttämättä optimaalista, sillä sähkökäyttäjällä ei ole tällöin mahdollisuutta vaikuttaa kustannuksiinsa, eikä hinnoittelu siten kannusta sähkökäyttäjää toivottuun käyttäytymiseen. Viime vuosina perusmaksun osuus jakelutariffeissa onkin kasvanut huomattavasti:

- Kiinteiden maksujen keskimääräinen osuus kokonaistariffista on kasvanut vuosittain alun 30,5 %:sta 42,9 %:iin vuonna 2017 (Energiavirasto, 2017¹¹).
- Kiinteät maksut ovat nousseet 40 %:a välillä 2007-2017 siinä missä energiamaksu 5 %:a (Energiavirasto, 2017).

Toimenpiteellä ei tarkoiteta koko perusmaksun korvaamista tehohinnoittelulla, vaan että tehon osuutta hinnoittelussa lisätään, jotta hinnoittelusta tulee kustannusperusteisempää.

⁹ Muita mahdollisia tekijöitä esim. tehon aikajänne, volyyymi...

¹⁰ https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/143710/Tariffirakennetutkimus_LUT_TUT_raportti_final.pdf?sequence=2

¹¹ Energiavirasto (2017). Sähkön jakelutariffien kehitys 2007-2017.

6.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

6.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Toimenpide tekee huipputehon kuluttamisesta kalliimpaa. Se kannustaa siten kohti tasaisempaa sähkön kulutusta, mikä voi vähentää tehoreservien ja joustavan **sähkön tuotannon** tarvetta kulutuksen vaihteluiden osalta. Yleinen kehitys vie kohti vaihtelevaa tuotantoa, jonka vuoksi joustavaa tuotantoa tarvitaan nykyistä enemmän. Tehopohjainen hinnoittelu vähentää kuitenkin osaltaan huipputehon tuottamiseen tarkoitetun kapasiteetin lisäystarvetta.

Kanta- ja jakeluverkkoyhtiön kulurakenne on pitkälti kiinteää, joten toimenpide luo mahdollisuuden parempaan kustannusperusteisuuteen tariffeissa. Sinänsä toimenpide ei vaikuta verkkoyhtiöiden keräämään kokonaissummaan, sillä verkkoyhtiöiden sääntely perustuu tulokattoon, joka ei ota kantaa millaisilla tariffeilla tulot kerätään. Pitkällä aikavälillä on toki mahdollista, että toimenpide vaikuttaa jakeluverkkoyhtiön kokonaiskuluihin ja sitä kautta maksuihin. Toisaalta, vaikkei toimenpide vaikuta maksujen kokonaismäärään, voidaan olettaa, että suurempi kustannusperusteisuus turvaa verkkoyhtiölle vakaan liiketoiminnan aiempaa paremmin. Toimenpide vaikuttaa myös siihen, kuinka verkkomaksut jakautuvat eri asiakkaille. Yleisesti ottaen tehotariffi palkitsee kulutuksen tasaisuudesta.

Sähkönmyyjille syntyy uusi liiketoimintamahdollisuus, jossa asiakkaille tarjotaan kustannussäästöjä huippukulutuksen leikkaamisella¹². Säästöjä voidaan luoda automaattisella ohjauksella ja/tai kulutuskäyttäytymisen muutoksella.

Palveluntarjoajille ja teknologiatoimittajille (kuten sähkönmyyjillekin) syntyy uusia liiketoimintamahdollisuuksia, koska tarve huipputehoa laskeville älyratkaisuille kasvaa. Palveluntarjoajilla on mahdollisuus tehdä yhteistyötä sähkönmyyjien kanssa tai tarjota ratkaisujaan suoraan sähkönkäyttäjille.

Yhteiskunnan ja valtion kannalta tehopohjainen siirtohinnoittelu lisää kustannusvastavuutta ja on siten perusteluta ohjaavuuden kannalta. Tarve saastuttavalle huippukapasiteetille saattaa myös vähentyä, koska hinnoittelu ohjaa huippujen leikkaamiseen. Se myös ohjaa pitkällä aikavälillä kilpailukykyisiin siirtomaksuihin, kun turhilta investoinneilta vältytään. Tariffirakennetta uudistettaessa on myös tärkeää huomioida kuluttajien mittarintakainen tuotanto, koska sen kannattavuus perustuu merkittävältä osalta siirron energiamaksun välttämiseen.

Sähkömarkkinoiden kannalta tehopohjainen siirtohinnoittelu kannustaa kuorman tasamiseen ja sitä kautta tasaisempaan kysyntään. Toisaalta huonosti suunniteltuna

¹² Esim. suuritehoisten laitteiden käytön ajoittaminen eri tunneille, varastot, lämpöpumppujen mitoitus, mittarintakainen sähkön tuotanto.

tehopohjainen hinnoittelu saattaa vähentää kannustinta markkinahintaan perustuvalle kysyntäjoustolle.

6.2.2 Loppukäyttäjät

Honkapuron (et al. 2017¹³) mukaan tehokomponentin sisällyttäminen jakeluverkkotariffiin parantaa tariffin kustannusvastaavuutta ja ohjaavuutta sekä lisää asiakkaan mahdollisuuksia vaikuttaa laskuunsa verrattuna kiinteään maksuun. Tehohinnoittelu kannustaa resurssi- ja energiatehokkuuteen, vähentää ristisubventiota sekä luo palveluntarjoajille edellytyksiä kehittää tarjontaansa. Honkapuro (et al. 2017) toteaa tutkimuksessaan, että ”voidaankin todeta, että tehotariffilla on kansantaloudellisesti positiivisia vaikutuksia, vaikka näitä onkin hyvin vaikea arvioida euromääräisesti”. Tutkimuksessa tehtyjen mallinnusten perusteella tehotariffi ei nykytilanteessa oleellisesti pienentäisi verkon kuormituksia, mutta ”voi tehokkaasti rajoittaa kuormitusten kasvua muutostilanteessa”, esimerkiksi, jos markkinaperusteisen kysyntäjouaston määrä kasvaa oleellisesti.

Tehotariffiratkaisulla on oleellinen vaikutus mittarintakaisen tuotannon ja sähkön varastoinnin kannattavuuteen¹⁴. Esimerkiksi, jos tehomaksu määräytyy vuosihuipun/-huippujen perusteella, omalla aurinkosähkötuotannolla tuskin on vaikutusta maksuihin, sillä huippukulutuksen (oletettavasti talvella) aikana aurinkosähkön tuotannon voidaan olettaa olevan pientä. Kuitenkin, jos tehotariffi on kuukausittainen tai ns. porrasmaksu, voi aurinkopaneelilla olla merkittäväkin vaikutus tehomaksuihin (joskaan ei yhtä suuri kuin energiamaksuun). Oleellista on huomata, että tehotariffi on kuitenkin aina kustannusperusteisempi ja kannustavampi säästöratkaisuihin kuin kiinteä maksu.

Tehotariffilla voi olla myös oleellista vaikutusta sähköautojen latauksen kannattavuuteen, mikä tulisi huomioida tariffirakennetta suunniteltaessa. Esimerkiksi 250 000 sähköautoa vastaisi noin puolta nykyisten lämminvesi boilerien tehosta, joten kyseessä on merkittävä teho. Ideaalisti jakeluverkkojen tehotariffin tulisi kannustaa sähköautojen latauksen ajoittamiseen verkon tehotasapainoa tukevalla tavalla huomioiden lisäksi jakeluverkon kapasiteetti. Tehotariffin kustannusvastaavuus ja oikeudenmukaisuus on syytä harkita tarkoin myös muissa kuluttajiin liittyvissä erityiskysymyksissä, kuten esimerkiksi taloyhtiön saunan käyttö.

Seuraavassa esitellään tehotariffin käyttöönoton suuntaa-antavat vaikutukset kuluttajaryhmittäin. Analyysissä on käytetty viiden eri kuluttajan kulutusdataa kustakin kuluttajaryhmästä (K1, K2, L1, L2) aikaväliltä 1.3.2016-28.2.2017 (kaikkiaan 20 aikasarjaa). K-kuluttajia oletetaan olevan kolminkertainen määrä L-kuluttajiin verrattuna.

¹³ Honkapuro S., Haapaniemi, J., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., Lummi, K., Rautiainen, A., Supponen, A., Koskela, J., Järventausta, J. (2017). Jakeluverkon tariffirakenteen kehi-tysmahdollisuudet ja vaikutukset.

¹⁴ Honkapuro (et al. 2017) mukaan tehotariffi pienentäisi aurinkopaneelien tuomia säästöjä valtaosassa (80-90%) tapauksista. Toisaalta tehotariffi kannustaa sähkön varastoitukseen ja siten voi kasvattaa aurinkosähköjärjestelmistä saatavia hyötyjä kokonaisuuden kannalta.

Laskennassa verkkoyhtiön kokonaisuudessaan asiakkailta perimä kokonaisrahamäärä pidetään samana, mutta maksut kerätään eri tavoin kuin lähtötilanteessa. Lähtötilanteessa sähkön siirron energiahinnaksi (c/kWh) asetetaan Helenin, Elenian ja Carunan yleissiirron keskimääräinen hinta. Perusmaksulla oletetaan lähtötilanteessa perittävän kokonaisuudessa sama rahamäärä kuin energiamaksulla. Laskennassa oletetaan, että asiakas ei muuta käyttäytymistään tehotariffin käyttöönoton seurauksena.

Tehohinnoittelumallissa perittäviä maksuja muutetaan siten, että energiamaksulla kerättävä rahamäärä pidetään samana kuin lähtötilanteessa, mutta tehotariffilla korvataan puolet lähtötilanteessa kiinteällä maksulla kerättävästä rahamäärästä. Molemmilla kuluttajaryhmillä tehomaksun hinta (€/kW) on sama. Tehomaksun kynnystehona pidetään 5 kW:a, jonka alittavasta tehosta ei peritä maksua. Tehomaksun perusteena on siis 5 kW:n ylittävä huipputehon osuus. Taulukko 1 havainnollistaa kuinka jakeluverkkoyhtiö kerää kokonaiskassavirtansa lähtötilanteessa ja tehoihinnoitteluvaihtoehdossa.

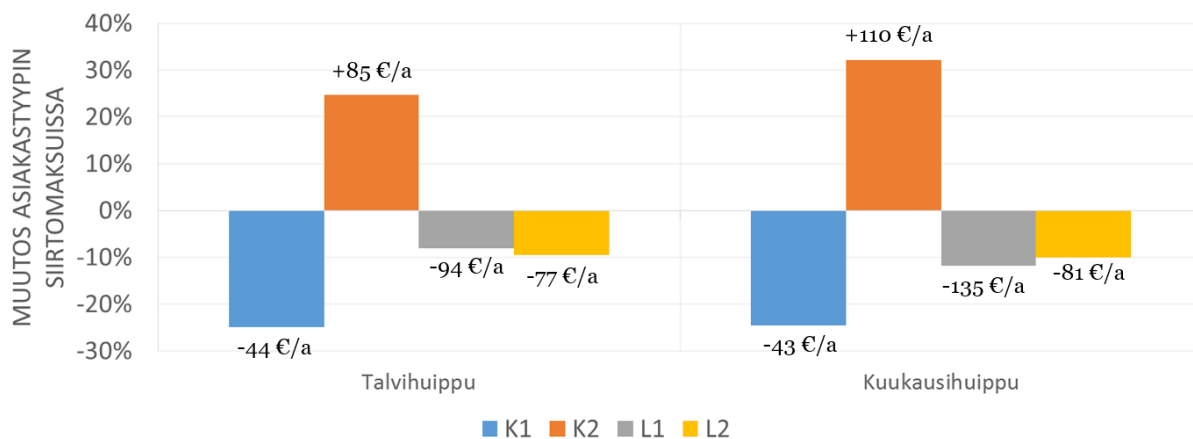
Taulukko 1 Energia-, perus- ja tehomaksun osuus verkkoyhtiön perimästä kokonaismaksusta lähtötilanteessa ja tehoihinnoittelumallissa.

Osuus perittävistä kokonais-siirtomaksuista	Lähtötilanteessa	Tehohinnoittelumallissa
Energiamaksu (€/kWh)	50%	50%
Perusmaksu (€/a)	50%	25%
Tehomaksu (€/kW)	0%	25%

Laskennan tulokset on esitetty kuvassa 8 kahdessa eri tehotariffivaihtoehdossa:

- Teholaskutus talven tehohipun (talvihiippu) mukaan: kerran vuodessa perittävä tehomaksu talven tehohipun mukaan (yksi tuntihuippu).
- Teholaskutus kuukausihuipun mukaan: kuukausittain perittävä tehomaksu jokaisen kuukauden tehohipun mukaan. Sama hinta kaikilla kuukausilla (12 tuntihuippua).

Y-akseli kuvastaa ko. asiakasryhmän yhteenlasketun siirtohinnoittelumaksun prosentuaalista muutosta lähtötilanteen ja tehoihinnoittelumallin välillä. Euromääräiset muutokset on laskettu kunkin asiakastyypin referenssimaksun ja prosentuaalisen muutoksen perusteella.

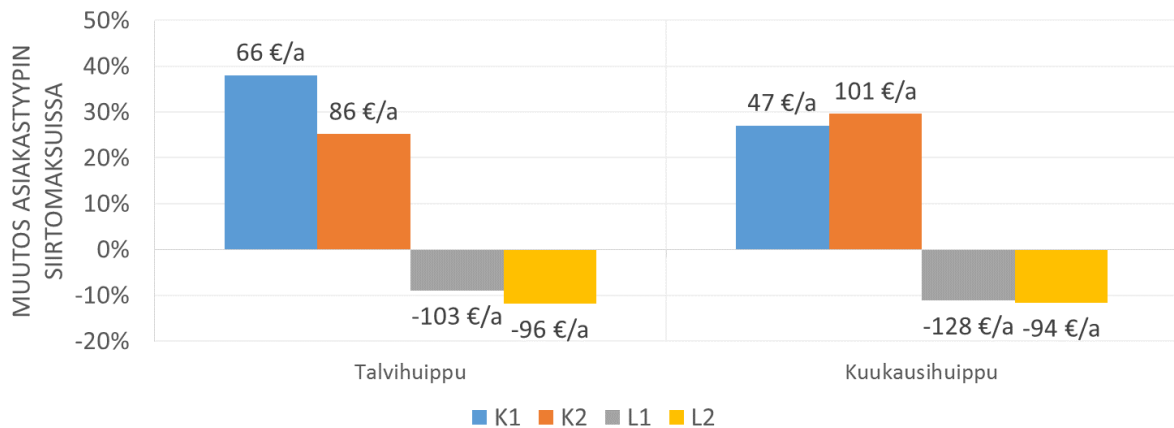


Kuva 8 Tehoinnoitteluvaihtoehdon aiheuttamat muutokset asiakastyypin jakelumaksussa verrattuna lähtötilanteeseen.

K1-tyyppikuluttajien huipputeho ei koskaan ylitä 5kW:a, joten heidän maksamasta hinnasta putoaa 25% suuruinen komponentti sekä talvihuippu- että kuukausihuippuvaihtoehdoissa. Tehomaksu vaikuttaa selvästi eniten K2-tyyppikuluttajiin, joiden kulutusprofiili sisältää hyvin korkeita piikkejä suhteessa peruskulutustasoon esimerkiksi johtuen saunan käytöstä. On tärkeää huomata, että vaikka tehomaksu kattaakin 25% jakeluverkkoyhtiön kokonaiskassavirrasta, se voi silti nostaa tai laskea yksittäisen kuluttajan tai kuluttajaryhmän maksuja tätäkin enemmän. L-tyyppikuluttajien vuosittainen siirtomaksu laskisi analyysin perusteella noin 10%, jos jakeluverkkoyhtiö keräisi kuvatulla tehotariffilla 25% maksuistaan.

Laskennan tulos on herkkä sille kuinka suuri kunkin ryhmän (K1, K2, L1, L2) osuus on jakeluverkkoyhtiön asiakkaista. Tässä analyysissä oletettiin K-asiakkaita olevan kolminkertainen määrä L-asiakkaisiin nähden. Erot tasottuvat, mikäli K-asiakkaita on tätäkin enemmän. Kuitenkin vaikutusten suunta pysyy hyvin todennäköisesti samana. K2-asiakkaiden sähkön siirtomaksu nousee tehoinnoittelun myötä, koska heidän kulutusprofiilinsa on tyypillisesti huipukkain.

Vertailun vuoksi, vastaava laskenta on tehty ilman 5 kW kynnystehoa. Vertailulaskennan tulokset on esitetty kuvassa 9.



Kuva 9 Tehoinnoitteluvaihtoehdon aiheuttamat muutokset asiakastyypin jakelumaksussa verrattuna lähtötilanteeseen ilman kynnystehoa

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että tehoinnoittelulla voi olla merkittävä vaikutus siirtomaksun jakautumiseen eri kuluttajaryhmien välillä. Erityisesti K2-kuluttajille aiheutuva kustannusten nousu tulee huomioida tariffia implementoitaessa. Tuloksia tarkasteltaessa tulee kuitenkin muistaa, että ne rajautuvat kahteen esimerkkiin tehotariffivaihtoehdoista sekä taulukon 1 esittämiin oletuksiin tehomaksulla kerättävästä kokonaismaksusta. Tulokset ovat myös hyvin herkkiä kunkin käyttäjätyyppin viiden valikoidun esimerkkikuluttajan kuormaprofiilille. Yleisesti voidaan todeta, että tehopohjaisen siirtohinnoittelun implementoinnissa jakeluverkkoyhtiöiden tulee olla erittäin huolellisia, jotta vaikutukset eri asiakasryhmille jakautuvat oikeudenmukaisesti.

7 Energiayhteisöt

7.1 Toimenpiteen kuvaus

Energiayhteisöllä tarkoitetaan yhden tai useamman pienkuluttajan, yhdistyksen, yrityksen, tms. muodostamaa juridista tahoa, joka jakaa yhteisön tai sen jäsenten hallinnoimien kotimaisten energiaressurssien tuottamia hyötyjä omien periaatteidensa mukaan ja joka vastaa yhteisön toimintaan liittyvistä velvoitteista (TEM, 2017)¹⁵. Älyverkkotyöryhmän väliraportissa on analysoitu kolmea erilaista energiayhteisön tyyppiä: 1) kiinteistön sisäistä, 2) kiinteistörajat ylittävää sekä 3) hajautettua energiayhteisöä. Tässä työssä arvioidaan kaikkien kolmen tyyppin vaikutuksia eri sidosryhmiin.

Energiayhteisöjen tavoitteena on edistää kuluttajien osallistumista sähkömarkkinoille. Yhteisöjen avulla kuluttajilla on paremmat edellytykset osallistua mm. paikalliseen sähköntuotantoon ja sitä kautta vaikuttaa oman sähkönkulutuksen ympäristövaikutuksiin. Yhteisöiden kautta sähkönkäyttäjät voivat saada sekä taloudellista että aineetonta arvoihin liittyvää hyötyä. Taloudellinen hyöty (pl. hajautettu yhteisö) syntyy oman pientuotannon hyödyntämisestä kiinteistön/yhteisön sisällä tai välillä, jolloin sähkönkäyttäjät välttävät tältä osin siirtomaksun muuttuvan osan sekä verot.

Tässä työssä energiayhteisöjen hyötyjä laskettiin vain aurinkosähköjärjestelmien osalta eikä laskennassa otettu huomioon esim. akkuvarastoja. Järkevästi mitoitettuna akkuvarastot (esim. sähköautojen akut) voivat lisätä energiayhteisöjen hyötyjä, kun omaa pientuotantoa voidaan varastoida hiljaisilta hetkiltä huipputunneille. Laskennassa keskityttiin lisäksi vain energiayhteisön aikaansaamiin lisähyötyihin. Järjestelmien kannattavuuteen vaikuttavat lisäksi esim. aurinkosähkön hinta, joka ei kuitenkaan suoraan liity energiayhteisöön.

7.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

7.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Sähkömarkkinatoimijoiden näkökulmasta analyysissä keskityttiin kiinteistön sisäisiin energiayhteisöihin, joiden vaikutus toimijoihin on suurin. Esimerkkinä kiinteistön sisäisestä energiayhteisöstä on kerros- tai rivitaloyhteisö, joka investoi yhteiseen, kiinteistön alueelle sijoitettavaan, aurinkosähköjärjestelmään. Yhteisön tavoitteena on jakaa oma pientuotanto yhteisön jäsenten kesken, jolloin jäsenet välttävät yhteisesti hallinnoimansa ja kuluttamansa pientuotannon osalta sähkön siirtomaksun ja -verot, koska sähkö ei kierrä sähköverkon kautta.

¹⁵ Työ- ja elinkeinoministeriö, 2017. Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää. <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-243-9>

Kiinteistön sisäinen energiayhteisö voi yleistyessään vähentää yksittäisissä kohteissa merkittävästikin laskutettavan sähkön siirron ja sähköverojen määrää, kuten jäljempänä esitettävät laskemat osoittavat.

Paikallinen kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö puolestaan tarkoittaa yhteisöä, jossa rakennetaan erillinen sähkölinja yhdistämään kulutus- ja tuotantopisteet, jotta oma paikallinen tuotanto tulee hyödynnetyksi mahdollisimman tehokkaasti ja taloudellisesti (huomiona, kahta kulutuspistettä ei saa yhdistää toisiinsa)¹⁶. Kyseinen energiayhteisö tulisi kyseeseen esim. tilanteessa, jossa energiantuotannon kannalta otollisimmat olosuhteet eivät sijaitse asiakkaan hallinnoimalla kiinteistöllä vaan lähistöllä, jonne voidaan rakentaa erillinen sähkölinja. Toinen vaihtoehto on, että tietyllä asiakkaalla, kuten esim. maatilalla, voi olla jo asennettuna sähköntuotantokapasiteettia yli omien tarpeidensa, jota voitaisiin hyödyntää naapureiden sähkökulutuksen kattamiseen. Tällöin analysoitavaksi tulee, kuinka paljon energiayhteisön sisällä hyödynnettävää pientuotantoa tulee olla, jotta sen vaatima verkkoinvestointi on kannattava. Kiinteistörajat ylittävän energiayhteisön vaikutusmekanismi on vastaava kuin kiinteistön sisäisen yhteisön, mutta sen vaatima kulutus- ja tuotantopisteen yhdistävä verkkoinvestointi tekee siitä teknisesti haastavamman. Toisaalta kyseinen vaihtoehto on sopimuksellisesti yksinkertainen.

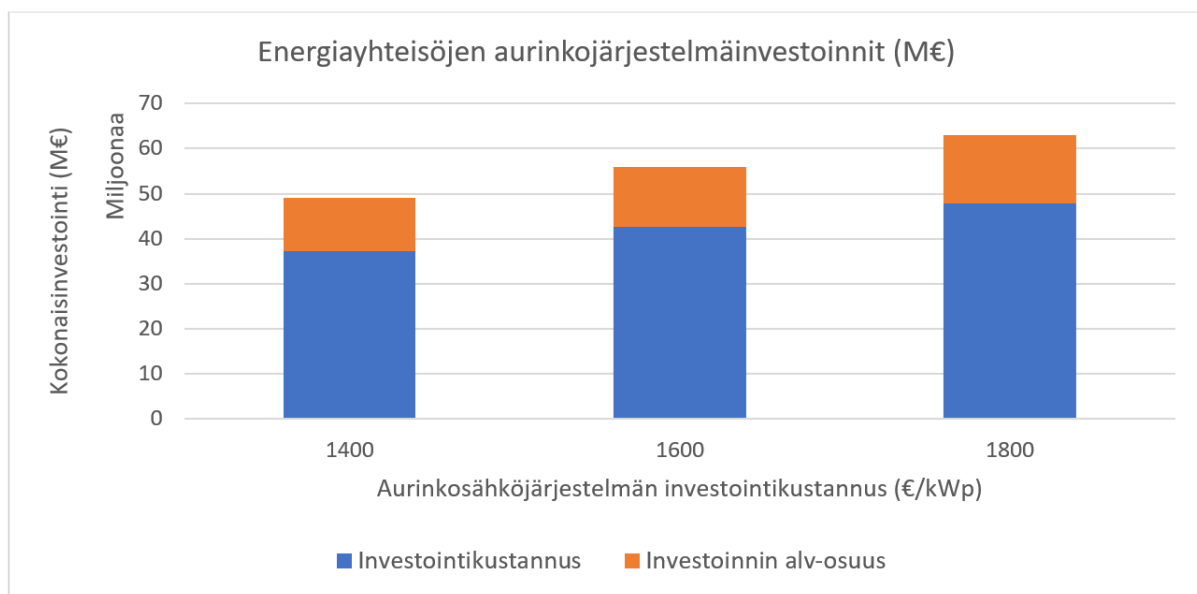
Hajautetussa energiayhteisössä sähkökäyttäjä voi hyödyntää kahdella tai useammalla käyttöpaikalla sijaitsevia energiaressseja yhteisesti kohteiden kulutuksen kattamiseksi. Esimerkki hajautetusta energiayhteisöstä on tapaus, jossa kuluttajalla on kesämökkillään sähkön pientuotantoa ja asiakas haluaa hyödyntää ko. tuotannon ylijäämän kaupunkiasunnossaan. Tuotannon siirtämiseen hyödynnetään olemassa olevaa jakeluverkkoa. Hajautetun energiayhteisön johdosta kuluttajalla on mahdollisuus sijoittaa energiaresssejensä, kuten energiavarastot tai pientuotannon, niille otollisimpaan paikkaan ja hyödyntää niitä haluamissaan kohteissa. Hajautetun energiayhteisön vaikutukset toimijoihin ovat maltillisemmat kuin esim. kiinteistön sisäisen yhteisön, koska hajautetussa yhteisössä kuluttajat eivät vältty sähkönsiirtomaksuilta tai -veroilta. Toisaalta aurinkosähkön pientuotannon yleistyessä asiakkaiden määrä, jotka haluavat jakaa omat tuotannon kahden käyttöpaikan kesken, voi kasvaa, jolloin energiayhteisöjen hallintaan vaadittaisiin kasvava määrä resursseja.

Kiinteistön sisäinen ja hajautettu energiayhteisö vaativat toimijoiden taustajärjestelmiin muutoksia ja laskentojen päivityksiä, mikä aiheuttaa kustannuksia. Muutokset voitaneen toteuttaa ainakin osittain jatkossa datahubiin, mikä puolestaan lisää tehokuutta. Toisaalta esim. sähkömyyjien ei ole pakko palvella energiayhteisöjä, jolloin heidän kustannukset eivät nousisi. Toimitusvelvollisten myyjien osalta tilanne voi olla toinen. Tässä työssä

¹⁶ Työryhmä ehdottaa pientuotantokohteen kulutuskohteeseen liittävän kiinteistörajat ylittävän sähköjohdon rakentamisen sallimista ilman jakeluverkkoyhtiön suostumusta sekä kyseisen johdon operoinnin ilman sähköverkkolupaa. Tämä toteutetaan omaksumalla sähkömarkkinalakiin sähkömarkkinadirektiivin mukainen erillisen linjan sääntely. Asiakas vastaa sähkökäyttöpaikan liittymispisteen takaisesta sähkölaadusta ja sähköturvallisuudesta. Erillinen linja ei saa muodostaa rengasyhteyttä jakeluverkkoyhtiön sähköverkon rinnalle eikä erillisellä linjalla saa yhdistää sähkökäyttöpaikkoja toisiinsa.

taustajärjestelmien muutostarpeiden suuruutta ja kustannuksia ei arvioitu. Lisäksi kustannuksia aiheutunee taloyhtiöille tai energiayhteisöille tietojen ylläpidosta ja ilmoittamisesta datatubiin tai energiayhtiöille.

Koska aurinkosähkön pientuotannon määrä kasvaa Suomessa nopeasti, voidaan olettaa, että kysyntä kiinteistön sisäisille energiayhteisöille on huomattava. Yleistyessään kiinteistön sisäiset energiayhteisöt lisäävät edelleen aurinkosähköinvestointien määrää ja lisäävät taloudellista aktiviteettia. Seuraavassa on arvioitu potentiaalia uusille aurinkosähköinvestoinneille kerros- ja rivitaloissa. Laskelmissa on oletettu, että 5% Suomen 60 000 kerrostalosta ja 80 000 rivitalosta (Tilastokeskus, 2016)¹⁷ asentaa kiinteistönsä 5 kWp aurinkosähköjärjestelmän. Investointikustannuksiksi tässä kokoluokassa avaimet-käteen-toimitukselle on arvioitu 1 400 – 1 800 €/kWp. Esitellyillä oletamuksilla investointimäärät nousisivat tasolle 49 – 63 M€. Valtion keräämän arvonnalisäveron osuus olisi noin 12 – 15 M€ (ks. kuva 10).



Kuva 10 Aurinkosähköinvestoinnit kiinteistön sisäisissä energiayhteisöissä (alv-osuus havainnollistamassa toimenpide-ehdotuksen vaikutusta verokertymään)

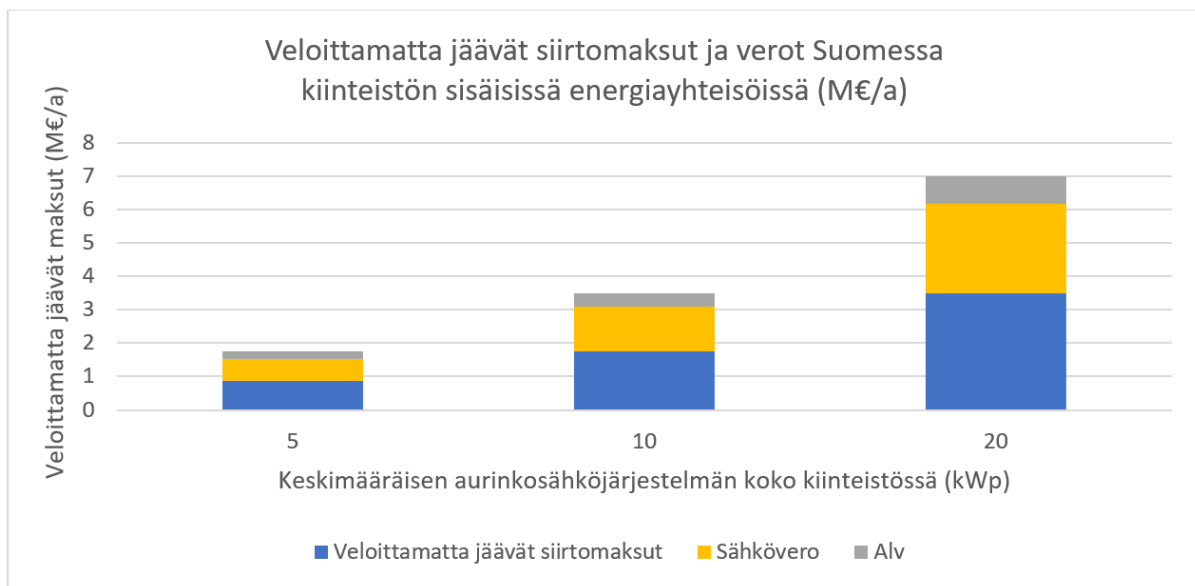
Kiinteistön sisäisten energiayhteisöiden vaikutus jakeluverkonhaltijoille realisoituisi keräämättä jäävinä siirtomaksuina. Energiayhteisön sisällä kulutetun oman pientuotannon osalta ei maksettaisi siirtomaksua eikä sähköveroa, koska kyseinen tuotanto hyödynnetään paikallisesti kiinteistön sisällä eikä siihen tarvita jakeluverkkoa. Siirtomaksu koostuu yleisesti kiinteästä kuukausimaksusta sekä muuttuvasta energiamaksusta. Kiinteään perusmaksuun energiayhteisöillä ei oleteta olevan vaikutusta vaan ne vähentävät ainoastaan muuttuvaa energiaparusteista maksua. Siirtomaksun kiinteä osuus on noussut jatkuvasti ja vuonna 2017 se oli

¹⁷ Tilastokeskus, 2016. Rakennuskanta 2016. https://www.stat.fi/til/rakke/2016/rakke_2016_2017-05-24_kat_002_fi.html

keskimäärin 42,9 % siirtomaksusta (Energiavirasto, 2017). Tämän osion laskelmissa siirtomaksun kiinteäksi osuudeksi arvioitiin 45%.

Seuraavassa on esitetty arvio veloittamatta jäävistä siirtomaksuista sekä veroista esimerkkita-pauksessa, jossa 5%:iin Suomen kerros- ja rivitaloista asennetaan 5 – 20 kWp aurinkosähköjärjestelmät. Laskennassa oletetaan, että 80% kiinteistön pientuotannosta hyödynnetään energiayhteisössä (kiinteistösähkön ja yhteisön jäsenien tarpeisiin) ja loput myydään verkon kautta sähkömyyjille. Esitetyillä oletamuksilla veloittamatta jäävät siirtomaksut sekä verot (alv ja sähkövero) ovat yhteensä 2 – 7 M€ vuodessa (ks. kuva 11). Todellisuudessa oman pientuotannon hyödyntämisen osuus voi olla useassa taloyhtiössä esitettyä suurempi, jolloin veloittamatta jäävät siirtomaksut sekä verot ovat myös suuremmat.

Siirtomaksujen osalta on tärkeää ymmärtää, että jakeluverkkoyhtiöiden toiminta on luonnolista monopolitoimintaa ja yhtiöiden keräämä suurin sallittu tuotto on säännelty ja sitä valvoo Energiavirasto. Energiayhteisöiden osalta tämä tarkoittaa, että kyseisiltä yhteisöiltä keräämättä jäävä tuotto voidaan kerätä korotettuina tariffina joko muilta asiakkailta tai uusina maksuina energiayhteisöiltä. Tällöin nykyisistä referenssimaksuista jäisi keräämättä vain sähkövero, joka on luokkaa 0,7 – 2,7 M€ vuodessa laskelman asiakkailta.



Kuva 11 Energiayhteisöjen johdosta veloittamatta jäävät siirtomaksut ja verot Suomessa

7.2.2 Loppukäyttäjät

7.2.2.1 Kiinteistön sisäinen energiayhteisö

Kiinteistön sisäisessä energiayhteisössä loppukäyttäjien hyödyt riippuvat investoitavan tuotantojärjestelmän suuruudesta, investointikustannuksesta ja sitä kautta muodostuvasta omakustannushinnasta sekä energiayhteisön sisällä hyödynnettävän aurinkosähkön osuudesta. Mitä alhaisempi tuotannon omakustannushinta on ja mitä suurempi osa tuotannosta kyetään hyödyntämään yhteisön sisällä, sitä suuremmaksi muodostuu yhteisön saavuttama hyöty. Näin ollen järjestelmän mitoitus on erityisen tärkeää, kuten on jokaisessa

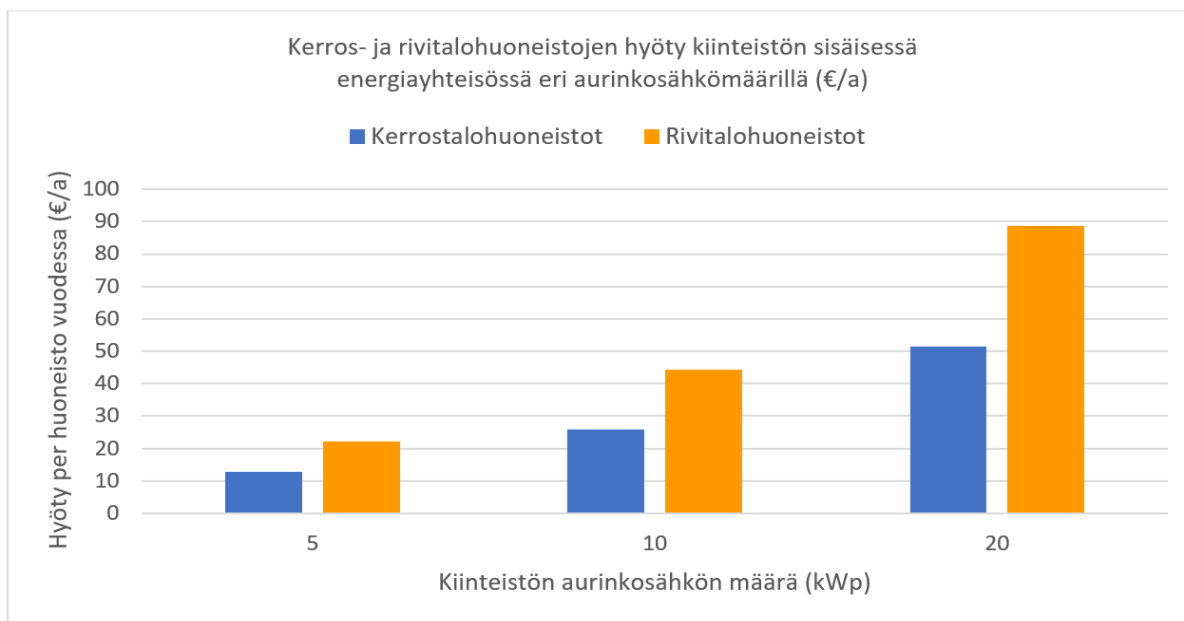
aurinkosähköinvestoinnissa. Alla taulukossa 2 on esitetty tärkeimmät oletukset, jotka on tehty kiinteistön sisäisiä energiayhteisöjä koskevissa laskelmissa. Vertailun helpottamiseksi esim. kiinteistön sisällä hyödynnettävä osuus tuotannosta on pidetty laskelmissa vakiona. Aurinkosähkön omakustannushintana on käytetty Finsolar-hankkeen arviota (Finsolar, 2017)¹⁸, jossa on huomioitu investointikustannukset, mahdolliset investointituet, korkovaatimukset, invertterin vaihtokustannukset sekä muut ylläpitokulut. Kiinteistön sisäiset energiayhteisöt tarkoittavat käytännössä kerros- ja rivitalokiinteistöjä, jotka investoivat pientuotantoon ja jakavat tuotannon kiinteistön huoneistojen kesken.

Taulukko 2 Laskennassa käytetyt oletukset kiinteistön sisäisille energiayhteisöille

Energiayhteisöön osallistuvien huoneistojen määrä per kiinteistö	10 – 20
Kiinteistöön asennettavan aurinkosähkön määrä	5 – 20 kWp
Kiinteistön sisällä hyödynnettävä osuus tuotannosta (kiinteistösähkö ja huoneistot)	80%
Hyvitys sähköverkkoon myydystä sähköstä	3,5 snt/kWh

Edellä esitellyillä oletuksilla kerrostalohuoneiston hyöty energiayhteisössä asettuu välille 10-50 €/a ja vastaavasti rivitalohuoneiston hyöty välille 20-90 €/a (ks. kuva 12). Kyseinen hyöty on keskimäärin noin 8% kerrostalohuoneiston ja 7% rivitalohuoneiston sähkölaskusta. Hyöty on laskettu vertailuna tilanteeseen, jossa kiinteistöllä on vastaava määrä aurinkosähkötuo-
ntoa asennettuna ja se hyödynnetään kiinteistön sisällä samalla tavalla, mutta huoneistot joutuvat maksamaan hyödyntämästään pientuotannosta sähkön siirtomaksun sekä sähköveron. Energiayhteisön sisällä huoneistot säästyvät hyödynnetyn pientuotannon osalta kokonaan sähköverolta (2,79372 snt/kWh sis. alv 24%) sekä siirtomaksun muuttuvalta osalta. Laskennassa rivitalohuoneiston suurempi hyöty perustuu pääasiassa pienempään huoneistojen lukumäärään suhteessa aurinkosähkön kokonaismäärään.

¹⁸ Finsolar, 2017. Kannattavuuslaskurit. <http://www.finsolar.net/aurinkoenergian-hankintaohjeita/kannattavuuslaskurit/>



Kuva 12 Kerros- ja rivitaloaluoneistojen hyöty kiinteistön sisäisessä energiayhteisössä

7.2.2.2 Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö

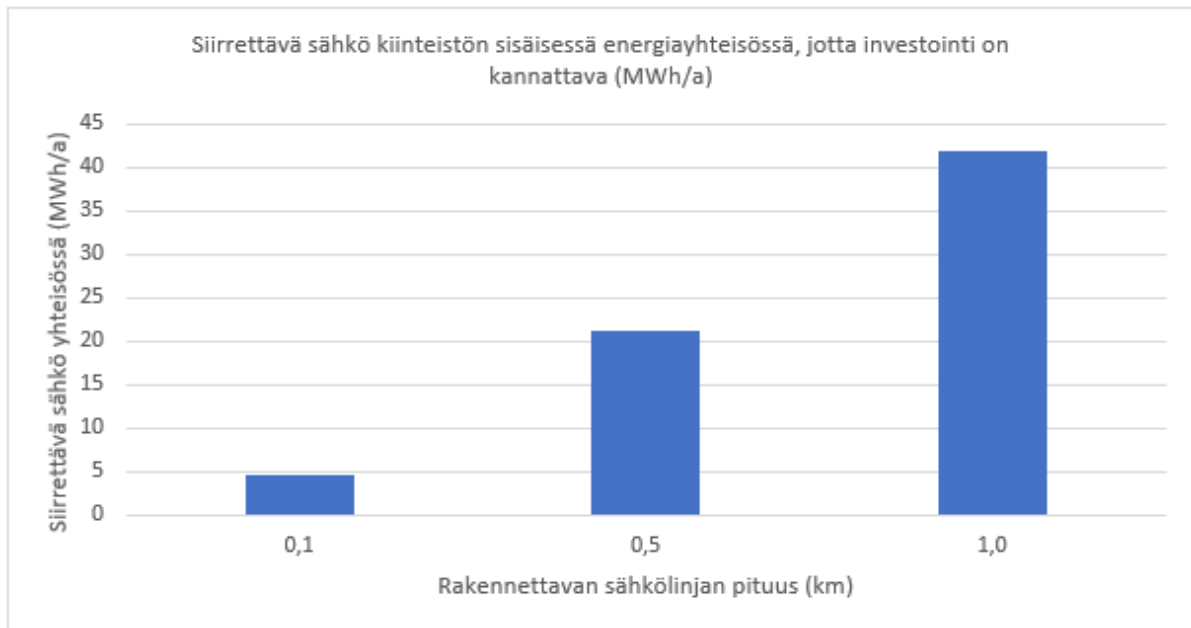
Seuraavassa on esitetty arvio kiinteistörajat ylittävän energiayhteisön kannattavuudesta eri siirtomäärillä. Tarkasteltava esimerkkitapaus on tilanne, jossa erilliset tuotanto- ja kulutuspaikat yhdistetään rakennettavalla sähkölinjalla. Lähtötilanteessa, jossa ei ole erillistä sähkölinjaa, tuotantopaikasta myydään sähköä sähkömyyjille ja kulutuspaikassa sähkö hankitaan vähittäismarkkinoilta. Lopputilanteessa, jossa hyödynnetään energiayhteisöä, tuotantopaikasta myydään sähköä kulutuspaikaseen, jolloin säästöä syntyy ostosähkön osalta. Yhteisön kannattavuus perustuu osin samaan tekijään kuin kiinteistön sisäisessä yhteisössä eli siihen, että yhteisön jäsenet välttyvät yhteisössä jaetun pientuotannon osalta sähköverolta sekä siirtomaksun muuttuvalta osalta. Tältä osin yhteisön hyöty olisi esimerkkitapauksessa luokkaa 5,0 snt/kWh¹⁹. Lisähyötyä on saavutettavissa ostosähkön osalta, mikäli tuotantopaikasta siirretään sähköä kulutuspaikaseen oletetulla ylijäämästä maksettavalla hinnalla 3,5 snt/kWh. Tällöin yhteisö säästää ko. hinnan ja markkinahinnan (6,3 snt/kWh) välisen erotuksen yhteisössä hyödynnettävän sähkön osalta.

Seuraavassa on tarkasteltu yhteisön vaatiman sähkölinjainvestoinnin suuruutta. Rakennettavan linjan pituudeksi on arvioitu 0,1 – 1,0 km ja materiaalien sekä rakentamisen/työn kustannukseksi 20 000 €/km. Investointikustannus perustuu jakeluverkkojen valvontamenetelmässä määriteltyihin sähköverkon yksikköhintoihin, jotka antavat suuntaa verkon rakentamisen kustannuksista (Energiavirasto, 2015)²⁰. Verkkoinvestoinnin pitoajaksi asetettiin 30v,

¹⁹ Siirtohinta 4,0 snt/kWh, siirtomaksun kiinteiden kustannusten osuus 45%, sähköverot 2,79 snt/kWh

²⁰ Energiavirasto, 2015. Valvontamenetelmät neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla. https://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6jakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936

korkokannaksi 5%, verkon vuosittaiset käyttökulut arvioitiin tasolle 2% investointikustannuksesta ja lisäksi huomioitiin arvonlisävero. Näillä olettamuksilla sähköä tulisi siirtää energiayhteisön sisällä noin 5 MWh/a jokaista rakennettua 100m verkko-osuutta kohti, jotta yhteisö kannattaisi (ks. kuva 13). Olettaen, että tuotantokohteesta siirretään kulutuskohteeseen 20% pientuotannosta (lopun hyödynnetään tuotantokohteessa tai myydään sähkönmyyjälle), tulisi tuotantomäärän olla yhteensä noin 24 MWh/a, joka aurinkosähkömääränä olisi huomattava eli noin 28 kWp. Kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö voikin palvella erityisesti kohteita kuten maatilat, joissa voi olla valmiiksi asennettuna suuri määrä energiantuotantokapasiteettia.



Kuva 13 Siirrettävä sähkö kiinteistörajat ylittävässä energiayhteisössä

Edellä esitettyssä esimerkissä sähköverkon rakentaminen toteutettiin maakaapelointina, jossa ojankaivuun ja maanrakennuksen osuus rakentamiskustannuksista on merkittävä, noin 50%. Vaihtoehtoisesti kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö voidaan toteuttaa myös ilmajohdoilla, jolloin rakentamiskustannus voisi olla matalampi.

Kiinteistörajat ylittävien energiayhteisöjen osalta voidaan saavuttaa hyötyjä myös verkon investointitarpeen pienentymisenä erityisesti harvaanasuttujen verkkojen häntäpäissä. Jakeluverkonhaltijoita koskeva ylläpito- ja kehittämisvelvollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämismvelvollisuus sekä sähkön siirtovelvollisuus velvoittavat yhtiöitä rakentamaan verkkoa ja palvelemaan asiakkaita myös harvaanasutuilla alueilla. Joillain alueilla uuden siirto johdon rakentamisen tai vanhan vahvistamisen sijaan kannattavampaa voisi olla perustaa alueelle kiinteistörajat ylittävä energiayhteisö. Osin myös tätä asiaa selvittämään on käynnistetty selvitystyö, joka valmistuu 15.12.2018²¹. Tärkeää on lisäksi huomata, että

²¹ https://valtioneuvosto.fi/artikkeli/-/asset_publisher/1410877/professori-jarmo-partanen-selvittamaan-sahkon-jakeluverkkojen-hinnankorotuksia-ja-niiden-alueellista-kohdentumista

kiinteistörajat ylittävän energiayhteisön salliminen on käytännössä EU direktiivin "erillisen linjan" implementointi, ja sen avulla ei saa yhdistää kahta kulutuskohdetta toisiinsa.

7.2.2.3 Hajautettu energiayhteisö

Koska hajautetussa energiayhteisössä sähköä siirretään fyysisesti käyttöpaikkojen välillä, ei siitä synny vastaavaa hyötyä siirtomaksun ja sähköverojen osalta kuin kiinteistön sisäisessä tai kiinteistörajat ylittävässä energiayhteisössä. Hajautetun energiayhteisön hyöty loppuasiakkaalle voi realisoitua kolmella tavalla.

1. Asiakas kykenee tuottamaan sähkönsä edullisemmin kuin mitä sähkönmyyjien sähkön myyntihinnat ovat (pelkkä energiamaksun osuus), jolloin tuotanto on järkevää hyödyntää asiakkaan toisessa käyttöpaikassa.
2. Asiakas haluaa myydä tuottamansa sähkön juuri tietyille asiakkaalle, esim. sukulaiselle, jolloin energiayhteisöllä voi olla aineetonta arvoihin perustuvaa hyötyä.
3. Asiakkaan oma pientuotanto jäisi muutoin hyödyntämättä, jolloin tuotanto kannattaa siirtää kulutuskohteessa hyödynnettäväksi.

Ensimmäinen tapaus ei vielä tämän hetken tuotantokustannuksilla vaikuta realistiselta. Toistaiseksi voimassa olevien sähkön tarjoustuotteiden keskiarvo pienkuluttajille on viimeisen kahden vuoden ajalla ollut 6,16 snt/kWh (Energiavirasto, 2018)²². Sähkön pientuotannon osalta omakustannushintana tässä selvityksessä on käytetty 8,3 snt/kWh (Finsolar, 2017), mikä on noin 35% sähkönmyyntihintojen keskiarvoa korkeampi.

Toinen tapaus voi olla tietyille asiakasryhmille erittäin tärkeä tekijä, mikäli halutaan tukea esim. paikallisia sähkön pientuottajia. Koska tämän tapauksen hyödyt riippuvat lähinnä asiakkaiden arvoista, ei niitä arvioida tässä työssä.

Kolmas hajautettuihin energiayhteisöihin liittyvä tapaus on tilanne, jossa sähkönkäyttäjällä on sähkön pientuotantoa asennettuna yhdelle kiinteistölleen ja hän haluaa hyödyntää ko. tuotannon ylijäämän toisella kiinteistöllään. Tai vaihtoehtoisesti kaksi pienkuluttajaa eri puolilla maata haluavat jakaa oman pientuotannon keskenään hyödyntämällä olemassa olevaa sähköverkkoa. Nykytilanteessa tuotantopisteestä myydään ylijäämä/tuotanto sähköverkon kautta sähkömarkkinaosapuolelle esim. sähkönmyyjälle, joka ostaa ylituotannon. Kulutuspiisteessä puolestaan ostetaan koko kulutuksen vaatima osuus sähkönmyyjältä. Energiayhteisössä tuotantopisteen ylijäämää/tuotantoa ei myydä verkon kautta sähkönmyyjälle vaan siirretään toisessa kulutuspiisteessä hyödynnettäväksi, jolloin kulutuspiisteessä ei osteta sähköä kyseisen tuotannon osalta sähkönmyyjältä vaan ko. pientuottajalta.

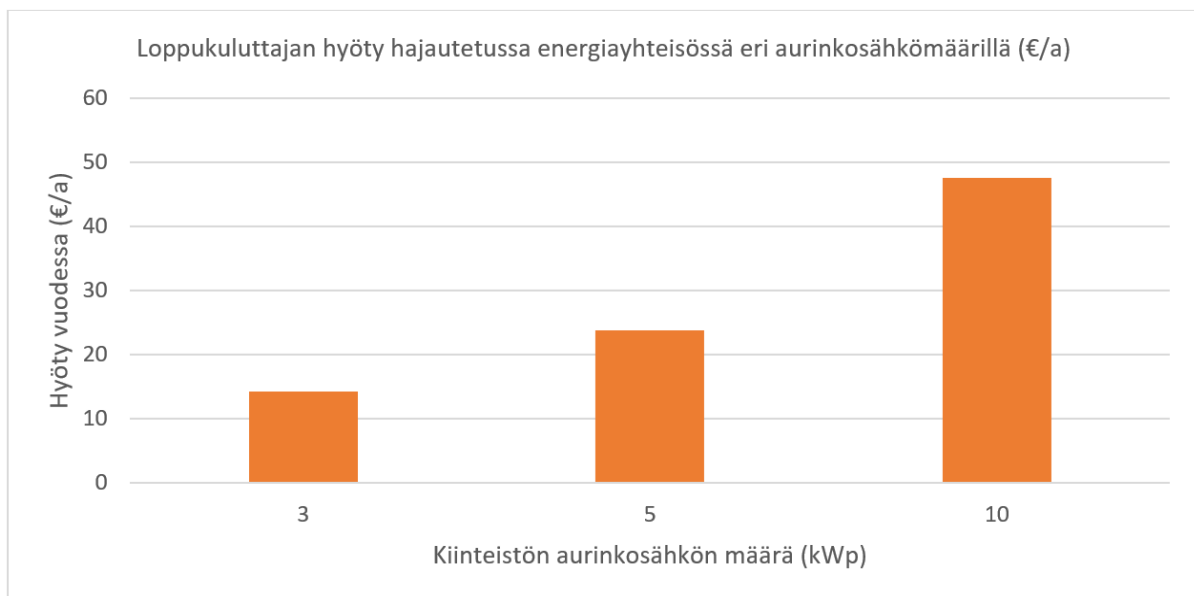
Seuraavissa hajautettuja energiayhteisöjä koskevissa laskelmissa on oletettu, että tuotantopisteessä hyödynnetään 80% omasta pientuotannosta ja kyseisen käyttöpaikan loppukulutus kaetaan vähittäismarkkinoilta hankittavalla sähköllä. Kulutuspiisteessä oletetaan, että oma

²² Energiavirasto, 2018. Sähkön hintatilastot. <https://www.energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>

ylijäämätuotanto pystytään hyödyntämään täysimääräisesti. Mikäli sekä tuotanto- että kulutuspisteen sähkönkäyttö kohdistuu samoille tunneille, ei kulutuspisteessä voida hyödyntää täysimääräisesti tuotantopisteen ylijäämää. Tällöin energiayhteisön hyödyt jäävät luonnollisesti esitettyä pienemmiksi.

Kuvassa 14 on esitetty loppukuluttajan hyöty hajautetussa energiayhteisössä edellä esiteltyjen olettamusten mukaisessa tilanteessa. Laskelmissa tuotantopisteen aurinkosähkön määräksi arvioitiin 3 – 10 kWp. Koska hajautetun energiayhteisön vaatimuksena on, että käyttöpaikat ovat jakeluverkossa, oletetaan laskennassa, että tuotantoa ei varsinaisesti jää nykytilanteessa-kaan hyödyntämättä vaan ylijäämä myydään sähkönmyyjälle (edellä mainitun mukaisesti 80% hyödynnetään tuotantokohteessa). Hyöty yhteisölle riippuu siis tässäkin tapauksessa siitä, että kykeneekö kuluttaja tuottamaan sähkönsä alle markkinahinnan. Alla on laskettu 8,3 snt/kWh pientuotannon omakustannushinnalla kuluttajan lisäkustannuksiksi vuodessa noin 30 – 90 €. Lisäkustannukset syntyvät kulutuspisteen korkeammasta sähkönhankintakulusta (8,3 snt/kWh vrt. 6,3 snt/kWh) sekä tuotantopisteen osalta poistuvasta tulosta ylijäämän myynnin osalta sähkönmyyjälle (3,5 snt/kWh). Tämä tulee ottaa huomioon, mikäli suunnittelee uutta aurinkosähköinvestointia hajautetun energiayhteisön hyötyjen kannalta.

Mikäli kuluttaja on jo investoinut aurinkosähkötuotantoon, on energiayhteisössä hyödynnettävän ylijäämätuotannon hyöty 2,8 snt/kWh. Hyöty koostuu kulutuspisteen osalta vältettävästä sähkönhankintakulusta vähennettynä tuotantopisteen osalta poistuvasta ylijäämän myynnistä saatavasta tulosta. Tällöin kuluttaja hyötyy vuodessa noin 15 – 50 € laskeneiden sähkönhankintakustannusten johdosta (ks. kuva 14).



Kuva 14 Loppukuluttajan hyöty hajautetussa energiayhteisössä

On hyvä huomata, että mikään ei tällä hetkellä estä hajautetun energiayhteisön perustamista ja siihen tarvittavien järjestelyiden toteuttamista²³. Hajautetun energiayhteisön muodostamiselle ja toiminnalle ei ole vakiintuneita sähkömarkkinaprosesseja ja reunaehtoja, mikä onkin asia, jota älyverkkotyöryhmä pyrkii selkeyttämään. Edellä esitetty loppukuluttajan hyöty onkin saavutettava etu suhteessa tilanteeseen ilman aurinkosähkön jakamista energiayhteisön sisällä.

²³ Työ- ja elinkeinoministeriö, 2017. Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää. <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-243-9>

8 Asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli

8.1 Toimenpiteen kuvaus

Älyverkkotyöryhmä on tehnyt vertailun eri Pohjoismaiden vähittäismarkkinamalleista, jonka pohjalta työryhmässä on arvioitu, miten Suomen vähittäismarkkinamallia tulisi kehittää. Käytännössä älyverkkotyöryhmällä oli arvioitavana kaksi erilaista asiakaskeskeistä mallia, joissa asiakkaan laskujen määrä vaihtelee. Toinen on nk. tukkumalli, jota sovelletaan Tanskassa ja joka mahdollisesti otetaan käyttöön myös Ruotsissa sekä Norjassa. Mallissa sähkönmyyjä laskuttaa loppuasiakkaalta sekä energian, verot että siirtomaksun sekä hoitaa siirtomaksuihin ja -tariffeihin liittyvän asiakaspalvelun yhdestä luukusta. Jakeluverkkoyhtiö laskuttaa sähkönmyyjää kootusti kerran kuukaudessa yhdellä laskulla. Sähkönmyyjästä muodostuu jakeluverkkoyhtiön vastapuoli ja myyjällä myyntisaatavat kasvavat verkkomaksujen verran, jolloin myyjällä on loppuasiakkaasta muodostuva luottoriski omassa taseessaan. Jakeluverkkoyhtiö ei mallissa voi lainkaan periä saataviaan loppuasiakkaalta. Tätä mallia ei tässä raportissa analysoida tarkemmin. Muissa Pohjoismaissa malleja on analysoitu kattavasti.²⁴

Toinen malli, jota älyverkkotyöryhmä on arvioinut, on toimenpide-ehdotuspaperissa kuvattu malli, joka muistuttaa nykyistä tapaa toimia, mutta joka velvoittaa jakeluverkkoyhtiön tarjoamaan läpilaskutusmahdollisuutta kaikille sähkönmyyjille yhdenvertaisin ehdoin ja jossa suurin osa asiakkaan prosesseista hoituu sähkönmyyjän toimesta (esim. muutto ja uusi sopimus). Se ei kuitenkaan velvoita sähkönmyyjää tarjoamaan läpilaskutusta asiakkaille vaan sähkönmyyjä voi itse valita haluaako läpilaskuttaa siirron vai hoitaako jakeluverkkoyhtiö edelleen siirtomaksujen ja verojen laskuttamisen. Molemmissa malleissa siirtosopimus solmitaan sähkönmyyjän toimesta.

Älyverkkotyöryhmän linjauspaperissa on otettu kantaa jälkimmäisen mallin käytännön toimintatapoihin ylätasoin periaatteina. Tässä mallissa on useampia näkökulmia, jotka vielä kaipaavat käytännön ratkaisuja, mm. ovatko laskutusjaksot samat jakeluverkkoyhtiölle ja sähkönmyynnille, mikä on asiakkaan laskutus- ja maksuaikataulu, sekä mitkä ovat käytännön toimintatavat tilanteissa, joissa asiakas maksaa myöhässä, tai maksaa osan tai vain toiselle osapuolelle. Näissä tilanteissa sähkönmyyjän ja jakeluverkkoyhtiön tulee sopia toimintatavoista tai ne tulee olla sovittu lainsäädännössä. Mallin toteuttaminen vaati siksi suuntaviivojen luomista eri toimijoiden vastuisiin liittyen sekä toimijoiden välisten prosessien ja järjestelmien kehittämistä.

Älyverkkotyöryhmä on päätenyt työssään suositteluun vapaaehtoiseen yhteislaskutukseen perustuvaa vähittäismarkkinamallia. Näin ollen tässä työssä arvioidaan kyseisen mallin

²⁴ <https://www.regeringen.se/49f638/contentassets/33218f919a57463792a84179b2c00a5f/rapport-om-ny-modell-for-elmarknaden.pdf>

vaikutuksia suhteessa nykytilaan ja esitetään yleisiä huomioita mallin ominaisuuksista. Kuten edellä on todettu, vapaaehtoiseen yhteislaskutukseen perustuvan mallin toimintatavoissa ja vastuissa on vielä sovittavaa. Tästä syystä arvioinnissa ei pystytä ottamaan kantaa mallin vaikutuksiin toimijoihin tai asiakkaisiin muutoin kuin erittäin yleisellä tasolla. Esimerkkinä perintävastuiden ja -prosessien osalta älyverkkotyöryhmä ei ole linjannut mallin yksityiskohtia, joten niiden osalta mallin vaikuttavuutta ei arvioida tässä työssä. Myös laadulliset arviot kustannuksista jäävät yleiselle tasolle.

8.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

8.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Tässä luvussa tarkastellaan edellisessä kappaleessa kuvatun, vapaaehtoiseen yhteislaskutukseen perustuvan mallin, vaikutuksia jakeluverkkoyhtiöön sekä sähkönmyyjään. Muihin toimijoihin valitulla markkinamallilla ei ole yhtä suuria vaikutuksia. Vaikutuksia muihin palveluntarjoajiin ei ole arvioitu. Alla vaikutuksia on arvioitu ensin **jakeluverkkoyhtiön** kannalta.

Vapaaehtoiseen yhteislaskutukseen perustuva malli ei ole puhtaasti myyjäkeskeinen, sillä jakeluverkkoyhtiö laskuttaa asiakasta, mikäli sähkönmyyjä ei halua huolehtia siirtomaksun laskuttamisesta. Malli muistuttaa siten pitkälti nykyistä toimintatapaa. Älyverkkotyöryhmän toimenpide-ehdotuksessa ei ole kuvattu mallin käytännön järjestelyjä ja ratkaisuja sellaisella tasolla, että kuvauksen pohjalta voitaisiin ottaa kantaa toimijoiden kustannuksiin. Verkkoyhtiölle jääviin tehtäviin ja vastuisiin laskutusprosessissa, esimerkiksi perintäprosessissa, sekä vaadittaviin eri toimijoiden välisiin koordinoititarpeisiin maksuprosessissa ei tässä vaiheessa esitetä käytännön ratkaisuja.

Laskutukseen liittyviin kysymyksiin jakeluverkkoyhtiön tulee vastata niiden asiakkaiden osalta, jotka eivät valitse läpilaskutusta tarjoavaa myyntiyhtiötä. Malli on tältä osin nykyisen kaltainen. Malli vaatinee läpilaskutusprosessissa maksuaikataulujen jonkinlaista sääntelyä, jotta läpilaskutus onnistuu jakeluverkon ja sähkönmyynnin osalta samalla syklillä.

Itsenäisten jakeluverkkoyhtiöiden (ei-integroidut jakeluverkkoyhtiöt) on ylläpidettävä massalaskutusvalmius, koska sähkönmyyjä voi kieltäytyä siirtolaskutuksen hoitamisesta. Verkkoyhtiön on varattava resursseja laskutukseen liittyvään asiakaspalvelu- sekä laskutusprosessin hoitamiseen itse tai ulkoistettuna. Integroidussa yhtiössä vastaava voidaan hoitaa esim. myyntiyhtiön tai oman palvelukeskuksen kautta. Itsenäiselle jakeluverkkoyhtiölle vaihtoehto, jossa myyjällä on valinnanvapaus, aiheuttaa kustannuksia läpilaskutusmahdollisuuden tarjoamisen osalta siltä osin, kun yhtiön tulee rakentaa tekninen valmius ja rajapinnat läpilaskutukselle. Toisaalta osa jakeluverkkoyhtiöistä tarjoaa läpilaskutusta jo tällä hetkellä, jolloin eroa nykytilaan ei ole.

Laskutusprosessien ylläpitämisestä aiheutuu kustannuksia nykymallin mukaisesti, esimerkiksi varautumis- ja järjestelmäkustannukset. Kustannukset aiheutuvat niistä sähkönmyyjistä, jotka eivät halua laskuttaa asiakkaiden siirtomaksuja ja kustannukset tulevat kaikkien

jakeluverkkoyhtiön asiakkaiden maksettaviksi, koska niitä on tuskin mahdollista kohdistaa yksittäisille asiakkaille. Tältä osin malli ei eroa nykytilanteesta.

Prosessin lopullinen tehokkuus on osin riippuvainen siitä, mitkä tehtävät datahub hoitaa keskitetysti sekä millaisiksi sähkönmyyjän ja jakeluverkkoyhtiön väliset prosessit ja järjestelmät muotoutuvat. Muista Pohjoismaista poikkeava malli ei todennäköisesti mahdollista skaalatuja kansainvälisille toimijoille eikä ehkä mahdollista samojen tietojärjestelmien käyttämistä eri Pohjoismaissa. Tosin Norjan ja Ruotsin mallit ovat vielä yksityiskohtien osalta tarkentumatta, joten lopullisia johtopäätöksiä tämän osalta ei voi tehdä.

Riskien osalta vapaaehtoiseen läpilaskutukseen perustuva malli muuttaa jakeluverkkoyhtiöiden asemaa. Tällä hetkellä jakeluverkkoyhtiöllä on yksittäisiin asiakkaisiin kohdistuva luottotappioriski. Jatkossa riski kohdistuu yksittäisten asiakkaiden lisäksi yksittäisiin sähkönmyyjiiin. Riskin todennäköisyys voi olla jatkossa pienempi, mutta yksittäisen toteutuneen riskin volyyymi suurempi, mikäli jakeluverkkoyhtiön asiakkaista suuri osa on valinnut yhteislaskutuksen. Malli vaatii joissain tapauksissa vakuusjärjestelyjä loppuasiakkaan kanssa. Mallissa on epäselvää syntykö läpilaskutuksesta vakuustarvetta sähkönmyyjän ja jakeluverkkoyhtiön välille. Tämä riippuu mallin yksityiskohdista, osapuolten vastuista sekä siitä millä tavalla jakeluverkkoyhtiön siirtomaksut sekä verot maksetaan jakeluverkkoyhtiölle. Todennäköisesti jakeluverkkoyhtiöllä tulee olla ainakin mahdollisuus vakuuksiin sähkönmyyjää kohtaan.

Seuraavassa on analysoitu työryhmän ehdottaman asiakaskeskeisen vähittäismarkkinamallin vaikutuksia **sähkönmyyjiiin**. Mallin seurauksena osa sähkönmyyjistä keskittyy mahdollisesti vain sähkönmyyntiin, eivätkä halua läpilaskuttaa siirtomaksua. Tällöin sähkönmyyjät olettavat, että jakeluverkkoyhtiö vastaa siirtolaskutukseen ja tariffeihin liittyviin kysymyksiin jatkossakin (esim. perintä, laskutus-/maksuvirheet ym.).

Kuten edellä jakeluverkkoyhtiöiden osalta on todettu, malli vaatinee laskutusprosessissa todennäköisesti maksuaikataulujen sääntelyä, jotta läpilaskutus verkon ja myyjän välillä onnistuu. Tämä saattaa jonkin verran rajoittaa myyjän tuote- ja palvelumallien kehitysmahdollisuuksia.

Tilanne uudessa mallissa eroaa nykyisestä siten, että kaikilla myyjillä tulisi olla yhdenvertaiset mahdollisuudet tarjota yhteislasku. Mahdollisuudet palvelun tarjoamiseen paranevat etenkin datahubin käyttöönoton myötä (yksi rajapinta datalle). Käytännössä integroidut yhtiöt pystyvät jatkossakin tarjoamaan yhteislaskun omille asiakkailleen (oman jakeluverkon alueen asiakkaat) kustannustehokkaammin kuin muut yhtiöt, olettaen että laskutuksen ja maksujen koordinointi myyjän ja verkkoyhtiön välillä sisäisenä prosessina on helpompaa ja kustannustehokkaampaa kuin ulkopuolisen toimijan kanssa. Käytännössä asioita useimmiten hoitaa sama asiakaspalvelu.

Mallin osalta ei tiedetä riittävästi datahubin tehtävistä tai laskutusprosessista, jotta voitaisiin ottaa kantaa siihen, ovatko kaikkien myyjien edellytykset tarjota yhtä laskua todellisuudessa yhdenvertaiset. Työryhmän linjaus kuitenkin on, että läpilaskutusmahdollisuus pitää tarjota tasapuolisesti ja syrjimättömästi.

Läpilaskuttavalle sähkönmyyjälle mallin vaatima jakeluverkkoyhtiön ja sähkönmyyjän välinen koordinoitintarve saattaa aiheuttaa lisätyötä ja sitä kautta lisäkustannuksia, koska epäselvien tilanteiden (kuten virhemaksut) hoitaminen voi vaatia aikaa vievää koordinoitintarvetta ja jakeluverkkoyhtiön ja sähkönmyyjän välillä sekä asiakkaan kanssa. Tältä osin tilanne vastaa nykyistä, mikäli ulkopuolinen myyjä läpilaskuttaa asiakkaan siirtomaksun. Tietyissä asiakassegmenteissä yksi lasku antaa kilpailuetua.

Myyntiyhtiö joka ei halua läpilaskuttaa siirtomaksua, voi halutessaan hoitaa vain sähkönmyyntin laskutuksen, kuten nykyisessä mallissa. Tällöin yhtiö voi säästää asiakaspalvelu- ja osittain ehkä myös tietojärjestelmäkustannuksissa, verrattuna sellaiseen myyjään joka tarjoaa asiakkaalle yhden laskun sekä yhden luukun palvelun. Tämä voi helpottaa uusien toimijoiden markkinalle tuloa, koska ei tarvita niin osavaa asiakaspalvelua eikä yhtä tehokasta kassanhallintaa, eikä koskaan vakuusjärjestelyjä sähkönmyyjän ja jakeluverkkoyhtiön välille.

Mikäli läpilaskutusprosessi on monimutkainen ja kallis, saattaa se jatkossakin johtaa siihen, ettei asiakkaille välttämättä tarjota yhtä laskua. Syntyy erilaisia sähkönmyyjiä, joilla on poikkeavat palvelumallit. Mitä monimutkaisempia prosesseja suunnitellaan, sitä kalliimpaa tietojärjestelmien kehittäminen ja käyttäminen on. Pohjoismaisia synergioita ei välttämättä synny tietojärjestelmien kehittämisessä täysimääräisesti. Siltä osin tilanne olisi nykyisenkaltainen. Tosin datahubin vaatima datasiirron ja prosessien harmonisointi saattaa tuottaa kustannussäästöä nykyiseen toimintatapaan verrattuna, mutta tämä koskisi mitä tahansa toteutettavaa markkinamallia. Ylipäätään kustannusten vertailu uuden mallin ja nykytilan välillä on haastavaa ottaen huomioon datahubin vaatimat muutokset tietojärjestelmiin ja prosesseihin.

Kuten jakeluverkkoyhtiöiden kohdalla, myös sähkönmyyjien osalta prosessin tehokkuus ja näin ollen kustannukset ovat riippuvaisia siitä, mitkä tehtävät datahub hoitaa keskitetysti sekä millaiset jakeluverkkoyhtiön ja sähkönmyyjän väliset prosessit käytännössä ovat.

Vapaaehtoiseen läpilaskutukseen perustuvassa mallissa on hyvin samankaltainen riskiprofiili kuin nykyisessä toimintatavassa, mikäli myyntiyhtiö ei tarjoa läpilaskutusta. On toistaiseksi epäselvää, syntyykö läpilaskutuksessa vakuustarvetta myös myyjän ja verkkoyhtiön välille (riippuu mallin yksityiskohdista ja juridisista vastuista), mikäli verkon saatavat kiertävät myyjän tilin kautta.

Malli saattaa jonkin verran rajoittaa yhteislaskutusta tarjoavien myyjien mahdollisuutta mukauttaa kokonaispalvelujen laskutusta tai kehittää uusia palveluja, läpilaskutuksessa todennäköisesti vaaditun sääntelyn takia. Malli edellyttäne läpilaskutustapauksessa standardoituja asiakkaan laskutusjaksoja sekä maksuaikatauluja. Toisaalta nykytilanteessa läpilaskutus on mahdollista vain harvassa jakeluverkossa ja osin vain saman konsernin sähkönmyyjille, mihin verrattuna mahdollisuudet kokonaispalvelujen tarjontaan paranevat. Täysin avointa läpilaskutusta tarjoavien jakeluverkkoyhtiöiden osalta tilanne on samankaltainen kuin nykyisin.

Esitetty malli ei vaikuta **valtion** saamiin verotuloihin nykyiseen verrattuna. **Sähkömarkkinoiden** osalta vapaaehtoiseen läpilaskutukseen perustuva malli jäisi todennäköisesti pohjoismaalaisesta näkökulmasta tarkasteltuna puhtaasti suomalaiseksi malliksi. Tällöin mahdollisuus hyödyntää skaalaetuja tehokkaasti tai samojen palvelumallien kehittäminen eri

Pohjoismaissa on heikko muissa Pohjoismaissa toimiville myyjille, koska malli poikkeaa olennaisesti muiden Pohjoismaiden markkinamalleista. Tosin se osa mallia, jossa määrätään yhteislaskutustoimintamallista, voisi hyvin olla Pohjoismaisesti yhteensopiva. Muissa Pohjoismaissa ollaan todennäköisesti päätyvässä nk. tukkumalliin, vaikkakin Ruotsin ja Norjan osalta yksityiskohdat ovat vielä tarkentumatta

Toisaalta ehdotettavassa mallissa sähkönmyyjälle tarjottu valinnanvapaus ja mahdollisuus valita vain sähkönmyyntin laskuttaminen ja kevyempi asiakaspalvelu saattaa madaltaa uuden myyjän markkinalle tulon kynnystä, vaikka silloin menetettäisiinkin yhdestä laskusta mahdollisesti saatu kilpailuetu. Malli mahdollistaa nykyisille sähkönmyyjille nykyisenkaltaisen toiminnan, mutta lisää mahdollisesti kustannuksia jonkin verran läpilaskutusprosessin takia.

Arvioitu malli edellyttää päällekkäisten prosessien (laskutus ja osittain myös asiakaspalvelu sekä näihin liittyvät järjestelmät) ylläpitämistä sähkönmyynti- sekä jakeluverkkoyhtiöissä sekä prosessien koordinoitua läpilaskutuksessa, joka aiheuttaa sekä sähkönmyyjille että jakeluverkkoyhtiöille asiakaspalvelukustannuksia. Tältä osin tilanne ei muutu jo nyt yhteislaskutusta tarjoavien yhtiöiden osalta, joilla on myös nykytilanteessa päällekkäisiä prosesseja. Jokaisella jakeluverkkoyhtiöllä tulee olemaan läpilaskutettavia asiakkaita, joiden osalta läpilaskutusta ja maksuja koordinoidaan ulkopuolisen sähkönmyyjän kanssa sekä omia suoraan laskutettavia asiakkaita. Kustannusten osalta on haastavaa arvioida miten mallin kokonaiskustannus vertautuu nykyiseen malliin, sillä nykyisessä mallissa ulkopuolinen myyjä harvoin läpilaskuttaa kuluttajan siirtomaksua. On myös oletettava että datahubin tuleva käyttöönotto vaikuttaa tulevaan kustannusrakenteeseen.

8.2.2 Loppukäyttäjät

Ehdotettavassa mallissa **teollisuusasiakkaille ja suurkuluttajille** asiakkaan pääasiallinen kontakti on sähkönmyyntiyhtiö sähköntoimitukseen liittyvissä asioissa. Sähköverkkoon liittyviä asioita, kuten liittämäsopimuksen solmiminen, sähkön laatuun liittyvät asiat jne. hoidetaan jatkossakin suoraan jakeluverkkoyhtiön kanssa, koska kyseessä saattaa olla erikoisosaamista vaativia kysymyksiä. Edellä mainittu koskee myös pienkuluttajia. Siltä osin tilanne ei arvioidussa mallissa todennäköisesti tule muuttumaan olennaisesti nykyisestä vaikkakin sähkönmyyjä tarjoaisi asiakkaalle yhteislaskutusta. Osa isoista asiakkaista on lisäksi itse tasevastaavia, jolloin heidän osalta tilanne ei myöskään muuttuisi.

Analysoidussa mallissa asiakas saa yhden laskun, kun valitsee sellaisen sähkönmyyjän, joka tarjoaa yhteislaskua. Mallissa asiakkaan tulee ymmärtää, että osa sähkönmyyjistä tarjoaa yhden laskun ja osa ei. Mallissa sähkönmyyjä todennäköisesti hoitaisi verkon puolesta siirtopalvelusopimuksen sekä muita asiakasprosesseja, kuten muutto, nykyiseen tapaan. Myös liittämäsopimus solmitaan nykyiseen tapaan edelleen jakeluverkkoyhtiön kanssa. Verkkohäiriöasioissa loppuasiakas asioi edelleen jakeluverkkoyhtiön kanssa.

Mallissa on useita eri toimintavaihtoehtoja, mikä voi tietyille asiakkaille olla hyvä asia, mutta toisilla se saattaa vaikeuttaa eri sähkönmyyjien vertailua ja siten vaikuttaa halukkuuteen vaihtaa sähkönmyyjää. Vaikutuksia loppuasiakkaisiin jotka toimivat samalla hajautetun energian tuottajina ei tässä raportissa ole arvioitu.

9 Aggregaattorit

9.1 Toimenpiteen kuvaus

Älyverkkotyöryhmä määrittelee aggregaattorin sähkömarkkinatoimijaksi, joka kerää asiakkaiden sähköntuotantoa, -kulutusta ja varastointikapasiteettia suuremmiksi kokonaisuuksiksi ja tarjoaa näiden jouston sähkömarkkinoille²⁵. Aggregaattorina voi toimia asiakkaan sähkönmyyjä tai muu palveluntarjoaja, jolla on tasevastuu. Aggregaattoreita, jotka eivät ole asiakkaan sähkönmyyjiä tai tasevastaavia ja jotka eivät tarvitse sopimusta asiakkaan sähkönmyyjän tai tasevastaavan kanssa toimiessaan markkinoilla, kutsutaan itsenäisiksi aggregaattoreiksi.

Aggregaattorit ovat mahdollisia jo tällä hetkellä sähkömarkkinoilla eikä niiden toiminnalle ole käytännössä esteitä. Itsenäiset aggregaattorit vaativat puolestaan muutoksia markkinasääntöihin, jonka vuoksi älyverkkotyöryhmä on tarkastellut niitä tarkemmin. Itsenäisellä aggregaattorilla ei ole perinteistä roolia sähkömarkkinoilla, vaan se ohjaa asiakkaan sähkönkulutusta, tuotantoa ja sähkövarastoja ja tarjoaa tätä joustoa sähkömarkkinoille itsenäisesti, ohi sähkön toimitusketjun. Itsenäisen aggregaattorin toiminnalla voidaan edistää kilpailua sähkömarkkinoilla, tehostaa sähköjärjestelmän toimintaa ja parantaa toimitusvarmuutta, lisätä asiakkaiden valinnanmahdollisuuksia kysyntäjouksoon liittyen, antaa yrityksille mahdollisuuksia luoda uusia liiketoimintamalleja ja erikoistua esimerkiksi tietyn teknologian joustojen tarjoamiseen. Toisaalta harkitsemattomasti toteutettuna itsenäisen aggregaattorin malli voi aiheuttaa suuria kustannuksia muille asiakkaille, jolloin kokonaisuutena asiakas voi kärsiä.²⁶

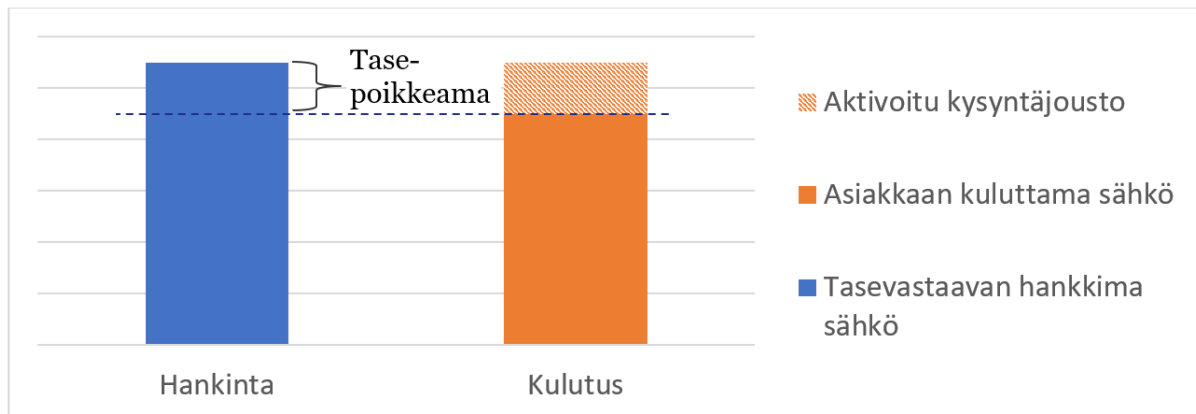
Tasevastuu on keskeinen periaate sähkömarkkinoilla. Jokaisen tasevastaavan tulee tasapainottaa asiakkaidensa sähköhankinta ja sähkönkulutus jokaisella tasejaksolla. Mikäli tasevastaava ei ole tasapainossa, aiheutuu tarve tehdä säätöjä sähköjärjestelmässä (tuotannon tai kulutuksen lisäämistä tai vähentämistä) kulutuksen ja tuotannon tasapainottamiseksi. Nämä kustannukset veloitetaan tasevastaavilta aiheuttamisperiaatteen mukaisesti. Taseselvitys perustuu tasevastaavan tekemiin sähkökauppoihin ja mittauksiin. Itsenäisen aggregaattorin toimilla tasejakson aikana voi olla vaikutusta tasevastaavan vastuisiin ja kustannuksiin. Tämän takia itsenäisen aggregaattorin mallissa tulee punnita vaikutuksia ja tasapuolisuutta eri osapuolten välillä.²⁴

Kuvassa 15 on esitetty periaate tasepoikkeaman synnylle. Kysyntäjoukossa mukana olevan kohteen sähköhankintaa sähkönmyyjä, joka vastaa kyseisen kohteen osalta sähköntaseesta eli siitä, että kohteeseen hankitaan sähköä kulutusta vastaava määrä. Mikäli tasehallinnasta ulkopuolinen toimija ohjaa kohteen sähkönkulutusta, ei sähkönmyyjä välttämättä ole tästä tietoinen eikä osaa varautua yleensä laskevaan kulutukseen. Tästä seurauksena kohteen sähkönmyyjä on hankkinut kohteeseen liikaa sähköä, josta aiheutuu tasepoikkeama. Suuressa

²⁵ Työ- ja elinkeinoministeriö, 2017. Matkalla kohti joustavaa ja asiakaskeskeistä sähköjärjestelmää. <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-243-9>

²⁶ Älyverkkotyöryhmän linjauspaperi aggregaattoreista

mittakaavassa toteutettuna tämän kaltainen toiminta voi aiheuttaa häiriöitä sähkömarkkinan toimivuuteen. Tärkeää on ymmärtää, että kuka tahansa voi ohjata kulutusta esim. erilaisilla älylaitteilla. Itsenäisen aggregaattorin toiminta eroaa tästä siten, että toiminnalla osallistutaan sähkömarkkinoille ja toiminnan mittakaava on suurempaa.



Kuva 15 Itsenäisten aggregaattorien aiheuttama tasepoikkeama²⁵

Tässä työssä keskitytään analysoimaan itsenäisten aggregaattorien vaikutuksia sähkökäyttäjiiin ja sähkömarkkinatoimijoihin. Oikein toteutettuna itsenäiset aggregaattorit lisäävät asiakkaiden joustavan kapasiteetin pääsyä markkinoille ja parantavat näin ollen markkinoiden joustoa sekä toimintavarmuutta. Työn analyysin pohjana käytetään älyverkkotyöryhmälle tilattua työtä itsenäisten aggregaattorien toimintamalleista (Pöyry, 2018)²⁷.

9.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

9.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Yleinen näkemys toimialalla on, että kysyntäjousto on välttämätön resurssi tulevaisuuden uusiutuvaan ja vähähiiliseen energiantuotantoon perustuvalla sähkömarkkinalla, jolla sähkön-tuotanto vaihtelee nykyistä huomattavasti enemmän sääolojen mukaan. Kysyntäjoustopa-siteetin kasvattamiseksi, halutaan sen tarjoaminen markkinoille tehdä mahdollisimman hel-poksi. Tähän liittyy myös itsenäisten aggregaattorien mahdollistaminen. Tällöin analysoita-vaksi ja päätettäväksi jää, miten ko. toiminnasta aiheutuva tasepoikkeama hallitaan.

Älyverkkotyöryhmälle tilatussa työssä analysoitiin miten itsenäiset aggregaattorit mahdollis-tetaan kokonaisuuden kannalta kustannustehokkaasti. Työssä tarkasteltiin neljää mallia, joissa aggregoinnista markkinapaikoille aiheutuva tasepoikkeaman taloudelliset

²⁷ Pöyry, 2018. Independent Aggregator Models. <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/It-sen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018/f63589df-49ea-4232-b39a-bb6973407fe2/It-sen%C3%A4isen+aggregaattorin+mallit+26.6.2018.pdf>

kustannukset jäävät kannettavaksi joko a) kohteen tasevastaavalle, b) kantaverkkoyhtiölle tai c) kysyntäjoustoja toteuttavalle itsenäiselle aggregaattorille. Loppukuluttajan osalta malleissa ei ole suurta eroa, mutta epäsuorasti mallit vaikuttavat myös kuluttajiin riippuen siitä, mitkä ovat eri osapuolien vastuut/riskit ja miten ne näkyvät kuluttajille tarjottavien palveluiden hinnoittelussa. Mallit ovat lyhyesti seuraavat (Pöyry, 2018):

- **Malli A: kohteen tasevastaavat kantavat taloudellisen vastuun tasepoikkeamista.** Kysyntäjoustop toteutuessa, tasevastaava on hankkinut ko. tunnille liikaa sähköä, jota sen asiakkaat eivät kulutakaan ja tekee siltä osin tappiota. Kysyntäjoustop aktivointia seuraavilla tunneilla kulutus on puolestaan korkeampaa kuin odotettu, jolloin tasevastaava joutuu hankkimaan markkinoilta lisää sähköä, josta aiheutuu lisäkustannuksia. Mallissa itsenäisen aggregaattorin ohjauksen seurauksena aiheutunut tasepoikkeama korjataan riippumattoman osapuolen toimesta tasevastaavalle ja sähkömyyjälle/tasevastaavalle ei makseta kompensatiota korjatun energian osalta. Mallissa on kyse tasepoikkeaman korjauksesta.²⁸
- **Malli B: kantaverkkoyhtiö kantaa vastuun tasepoikkeamista.** Mallissa ei tehdä tasekorjauksia, ei makseta kompensatiota eikä tehdä muokkauksia.
- **Malli C: itsenäiset aggregaattorit vastaavat aiheuttamistaan tasepoikkeamista.** Mallissa itsenäisen aggregaattorin toiminnasta aiheutunut tasepoikkeama korjataan tasevastaavalle ja aggregaattori maksaa kompensatiota myyjälle energiasta, joka siirretään myyjän taseesta aggregaattorin taseeseen.

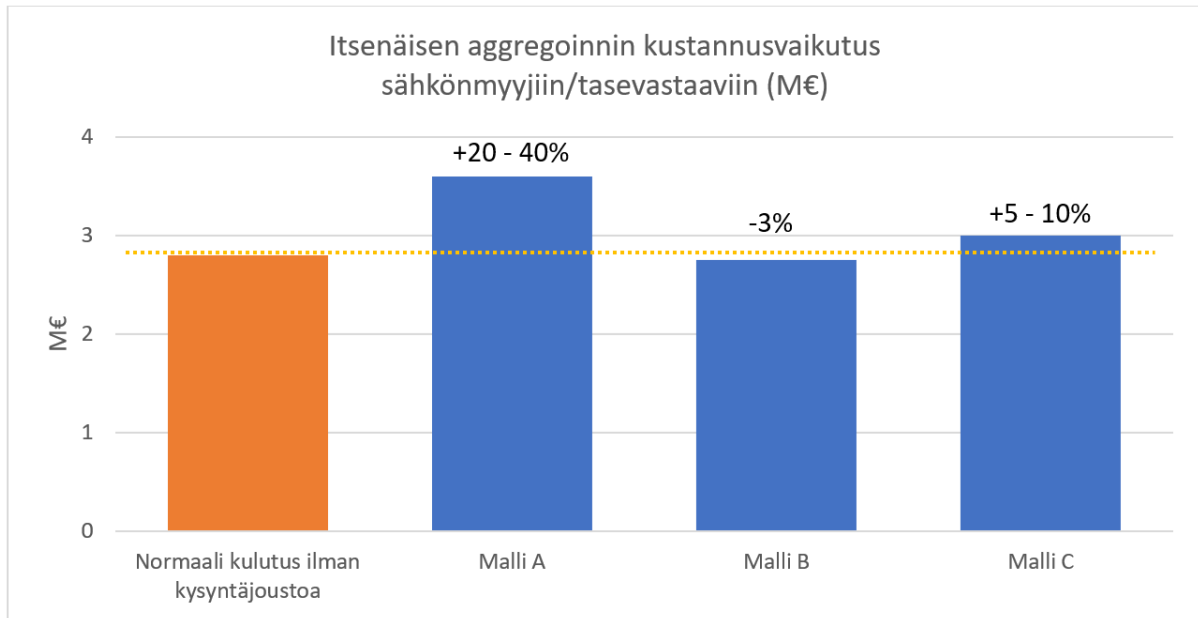
Sähkömyyjien/tasevastaavien osalta mallit A ja C nostavat sähkön hankintakustannuksia mallin B laskiessa niitä hieman. Mallissa A lisäkustannukset aiheutuvat ohjaushetken liian suuresta sekä sitä seuraavien tuntien liian pienestä sähkönhankinnasta (rebound). Mallissa A sähkömyyjän riskit ovat suuremmat kuin malleissa B tai C. Tällöin on todennäköistä, että lisääntynyt riski ja tasekustannukset siirtyvät asiakashintoihin. Malli A voi myös eriyttää asiakassegmenttejä niin, että joustoon kykenevien asiakkaiden kustannukset nousisivat verrattuna vähemmän joustaviin asiakkaisiin. Mallissa A aggregaattori voi joutua myös ottamaan sähkönhankintavastuun, jolloin siitä tulisi sähkömyyjä.

Mallissa B aiheutuu koko järjestelmän kannalta suurimmat kokonaiskustannukset, jotka jaetaan kaikkien sähkönkäyttäjien ja markkinaosapuolien kesken. Malli voisi olla hyödyllinen tasepalveluntarjoajille, sillä itsenäisen aggregaattorin mallin kautta aggregaattori voi saada maksun säätömarkkinoilta, jonka lisäksi kantaverkkoyhtiö maksaa tasesähköstä tasevastaavalle. Järjestelmän kannalta samasta tuotteesta maksetaan siis kahdesti, josta aiheutuneet kustannukset tulevat kaikille markkinatoimijoille kannettavaksi.

Mallissa C ohjaushetken liian suuri hankinta kompensoidaan aggregaattorin toimesta, joten lisäkustannuksia aiheuttaa vain sen jälkeinen liian pieni hankinta. Aggregaattorin

²⁸ Kompensatio on energian hankintakustannuksen korvausta tilanteessa, kun tasevastaavan taseeseen aiemmin hankittu energiamäärä siirretään joustop osalta itsenäisen aggregaattorin taseeseen joustop toimien seurauksena.

kompensointi perustuu referenssihintaan kuten esim. vuorokausimarkkinahintoihin. Mallissa C on vähiten vaikutuksia muihin toimijoihin ja se on toimijoiden ja asiakkaiden kannalta vaikutuksiltaan neutraalein. Malli C sopii markkinoille, joissa itsenäisen aggregaattorin toiminnalla on merkittävä energiavaikutus taseisiin. Kuvassa 16 on esitetty yhteenvedona eri mallien vaikutukset sähkönmyyjien/tasevastaavien kustannuksiin joustavan kulutuksen osalta. (Pöyry, 2018)



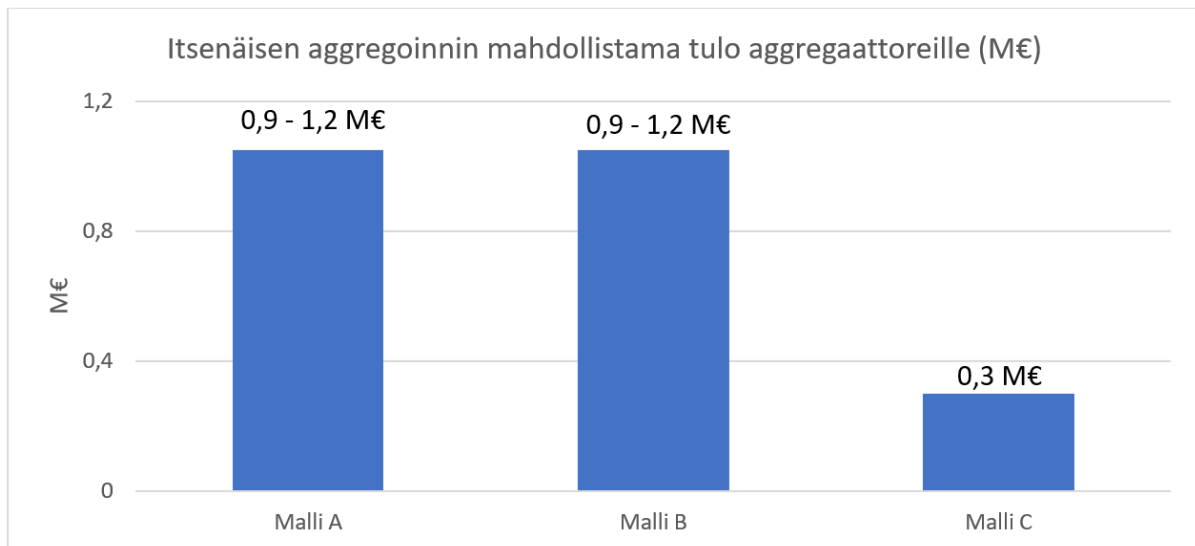
Kuva 16 Itsenäisen aggregoinnin vaikutukset sähkönmyyjien/tasevastaavien sähkön hankintakustannuksiin aggregoitavien kohteiden osalta (Pöyry, 2018)

Todellisuudessa myös mallissa B tasevastaavien kustannukset voivat olla esitettyä korkeammat, sillä kantaverkkoyhtiö voi sisällyttää kasvaneet tasehallintakustannukset tasesähkömaksuihin, jolloin ne tulisivat maksettavaksi kaikille tasevastaaville. Lisäkustannuksiksi **kantaverkkoyhtiön** osalta mallissa B on arvioitu noin 1,0 M€, joka vaatisi kulutustaseen tasesähkömaksuun noin 0,012 €/MWh korotusta tai tuotantotaseen tasesähkömaksuun noin 0,015 €/MWh korotusta. Mikäli lisäkustannukset tulisivat kantaverkkoyhtiön maksettavaksi ja lisäkustannukset sosialisoitaisiin kaikkien tasevastaavien maksettavaksi, on hyvä huomioida, että suurimmat tasevastaavat (tuottajat ja sähkönkäyttäjät) maksaisivat lisäkustannuksista suurimman osan. (Pöyry, 2018)

Portfoliotasolla itsenäisten aggregaattorien vaikutus **tasevastaavien** kustannuksiin arvioidaan pieneksi. Mikäli joustavan kulutuksen osuus sähkönmyyjän/tasevastaavan portfolioista olisi 5%, arvioitiin lisäkustannuksien olevan mallissa A +1,5%, mallissa B -0,15% ja mallissa C +0,35%. Todellisuudessa 5% joustavan kulutuksen määräksi tasevastaavan portfolioissa on erittäin suuri määrä eikä todennäköisesti tule toteutumaan keskiverto tasevastaavan osalta. Esimerkkinä koko Suomen kulutus vuonna 2017 oli 85,5 TWh, josta muun kuin teollisuuden osuus oli 45,3 TWh (suuret teollisuusasiakkaat ovat usein itse tasevastaavia, joten niitä ei tässä

oteta huomioon) (Energiateollisuus, 2018)²⁹. 5% tästä kulutuksesta olisi noin 2,3 TWh. Vastaavasti ylössäädön määrä säätösähkömarkkinoilla on viime vuosina ollut noin 0,13 TWh (Fingrid, 2017)³⁰. Kun otetaan vielä huomioon kantaverkkoyhtiön reservit ja vuorokausimarkkinat, voidaan joustavan kulutuksen tarpeeksi arvioida noin 0,3-0,5% edellä mainitusta kulumäärästä. Tällä osuudella itsenäisten aggregaattorien aikaansaama poikkeama laskisi noin kymmenesosaan edellä esitetystä, mikä olisi kokonaisuuden kannalta varsin alhainen taso. (Pöyry, 2018)

Analysoiduista malleista vaihtoehdot A ja B ovat **itsenäisille aggregaattoreille** luonnollisesti edullisimmat, koska kyseisissä malleissa aggregaattori ei ole vastuussa tasepoikkeamista. Mallissa C aggregaattori maksaa kompensatiota myyjälle energiasta, joka siirretään myyjän taseesta aggregaattorin taseeseen. Tämä vähentää toiminnan kannattavuutta itsenäiselle aggregaattorille. Kompensoinnista huolimatta toiminta on myös mallissa C kannattavaa, tosin ero malleihin A ja B on huomattava, mikä voisi vaikuttaa mallin C houkuttelevuuteen ja itsenäisten aggregaattorien yleistymiseen. Arviot eri mallien vaikutusta aggregaattoreihin on esitetty alla kuvassa 17.



Kuva 17 Itsenäisen aggregoinnin kannattavuus aggregaattoreille eri malleissa (Pöyry, 2018)

9.2.2 Loppukäyttäjät

Loppukäyttäjien osalta itsenäisten aggregaattorien vaikutukset riippuvat niinkään siitä, kuka kantaa vastuun tasepoikkeamista. Mallissa B (ei tasekorjausta eikä kompensatiota) asiakkaille syntyy eniten kannusteita osallistua kysyntäjoukseen, mutta käytännössä kyseisessä

²⁹ Energiateollisuus, 2018. Sähkötalastot. https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/tilastot/sahkotilastot

³⁰ Fingrid, 2018. Ajankohtaista reserveistä. <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/ajankohtaista-tapahtumat/tasevastaavapaiva-22032017/ajankohtaista-reserveista-osa-1.pdf>

mallissa joustaville asiakkaille tulevat hyödyt maksetaan niiden asiakkaiden toimesta, jotka eivät joustoon osallistu, sillä järjestelmätasolla samasta joustosta maksetaan kahdesti taseselvityksen kautta. Kilpailunäkökulmasta malli ei siis ole tasapuolinen. Mallit A (tasekorjaus) ja C (tasekorjaus ja kompensatio) ovat sähköjärjestelmän ja muiden markkinatoimijoiden kannalta neutraaleimmat mallit tosin malli A voi johtaa osaoptimointiin, jossa vain tietynlainen palveluntarjoaminen loppuasiakkaille on kannattavaa. Malli C on tasapuolisin eri asiakasryhmien ja markkinatoimijoiden välillä ja siinä on suurimmat kannusteet kokonaisoptimoinnille, jonka vuoksi älyverkkotyöryhmä päätyikin suosittelemaan kyseistä mallia.³¹

Mallin C heikompi kannattavuus itsenäiselle aggregaattorille voi vähentää palveluista maksettavaa hyvitystä sähkökäyttäjille. Mallissa B, jossa vastuu tasepoikkeamista on kantaverkko-yhtiöllä, lisäkustannukset vaikuttavat sen sijaan kaikkiin sähkökäyttäjiin korotettuina tasesähkömaksuina. Mallin A osalta on hyvä huomata, että asiakkailla voi olla sähkömyyjien kanssa kiinteähintaisia ja/tai määräaikaista sopimuksia, joiden hintoja ei voi muuttaa. Mikäli tämän kaltaiset asiakkaat osallistuvat laajassa mittakaavassa itsenäiseen aggregointiin, sen seurauksena tasepoikkeamien kustannukset voivat nostaa kaikkien kyseisen sähkömyyjän asiakkaiden hintoja. (Pöyry, 2018)

Mallin A osalta on tärkeä ymmärtää, että se voi vähentää niiden sähkömyyjien kilpailuetua, joiden asiakkaat osallistuvat itsenäiseen aggregointiin. Mikäli myyjä vastaa tasepoikkeamista, voi se joutua nostamaan sähkömyyntihintoja joko joustoon osallistuvien tai vaihtoehtoisesti kaikkien asiakkaiden osalta. Tämän seurauksena sähkömyyjät voivat jakaantua markkinoilla kahteen ryhmään, puhtaisiin tehokkuutta tavoitteleviin sähkömyyjiin ja uusia palveluita kehittäviin palveluyhtiöihin. (Pöyry, 2018)

³¹ Älyverkkotyöryhmän linjauspaperi aggregaattoreista

10 Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely

10.1 Toimenpiteen kuvaus

Sähköverkkotoiminta on luonnollista monopolitoimintaa ja sen takia sitä on tarpeen säännellä. Suomessa verkonhaltijoiden (sekä jakelu- että siirtoverkot) valvonta perustuu sähkömarkkinalainsäädäntöön ja Energiaviraston tämän perusteella vahvistamiin kohtuullisen hinnoittelun valvontamenetelmiin. Valvonnan tarkoituksena on varmistaa, että verkkoyhtiöiden hinnoittelu on kohtuullista.

Nykyisessä valvontamallissa verkkoinvestointeja ja operatiivisia kustannuksia käsitellään eri tavoilla. Valvontamalli kannustaa verkkoyhtiöitä investoimaan verkko-omaisuuteen, joka kasvattaa kohtuullisen tuoton laskennan pohjana olevaa verkon arvoa ja mahdollistaa verkkoyhtiöille suuremman tuoton. Operatiivisia kustannuksia puolestaan kannustetaan pitämään mahdollisimman pieninä. Tämä voi johtaa tilanteeseen, jossa verkkoyhtiön tekemä investointiratkaisu esim. toimitusvarmuuden ylläpitämiseksi tai sähkön laadun parantamiseksi ei ole välttämättä elinkaarikustannuksiltaan edullisin vaihtoehto, vaan sama lopputulos voitaisiin saavuttaa operatiivisia kustannuksia kasvattamalla.

Vaikuttavuuden arvioinnin pohjana tässä työssä on hyödynnetty Energiaviraston tilaamaa, huhtikuussa 2018 valmistunutta, raporttia kansainvälisten valvontamenetelmien kannustavuudesta kysyntäjoustopohjaisen sähkön jakeluverkkotoimintojen hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmissä (EY, 2018)³². Yleisesti haasteena valvontamenetelmien arvioinnissa on erilaisten ratkaisujen vertaaminen koko elinkaaren osalta.

10.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

10.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Energiaviraston tilaamassa selvityksessä tutkittiin kansainvälisiä kysyntäjoustopohjaisia sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmiä. Kyseisessä selvityksessä Suomeen sopivimmiksi malleiksi nähtiin 1) investointi- ja uusien ratkaisujen testi (regulatory test and new facilities investment test) sekä 2) kysyntäjoustopohjainen ja innovaatioavustus (demand management incentive scheme & innovation allowance). (EY, 2018)

³² EY, 2018. Kysyntäjoustopohjaisia tukevat valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnassa. <http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Kysynt%C3%A4joustopohjaisia+tukevat+kv+valvontamenetelm%C3%A4t+loppuraportti.pdf/3baf0cb9-3d9d-44f9-bcf1-51e11e9ba7b5>

Investointi- ja uusien ratkaisujen testi jakaantuu kahteen osaan, joista investointitestissä regulaattori arvioi joko tulevan tai menneen investoinnin järkevyyttä/tehokkuutta suhteessa vaihtoehtoihin menetelmiin kuten kysyntäjousto. Kyseinen malli koskee esimerkkinä Australiassa vain suuria investointeja (> EUR 7,9 M€). Uusien ratkaisujen testi koskee kaikkia verkkoinvestointeja, joiden osalta vaaditaan, että jakeluverkkoyhtiö perustelee investointien: (EY, 2018)

- minimoivan tehokkaasti kustannuksia, sekä
- tuottavan kasvavasti liikevaihtoa kattaakseen kustannuksensa (kustannus on perusteltu sen tuoman nettohyödyn perusteella tai se on tarpeellinen toimitusvarmuuden ylläpitämiseksi)

Regulaattori voi poistaa investoinnin sähköverkkomaisuudesta jälkikäteen, jos investointi on testin mukaan tehoton tai harkitsematon. Mallin vaikutuksia on vielä vaikea arvioida, mutta se velvoittaa jakeluverkkoyhtiöt suunnittelemaan ja arvioimaan investointien tarpeellisuutta, mikä voi alentaa kustannuksia ja sitä kautta siirtotariffeja sähkökäyttäjille. Oletettavasti malli vaatisi jakeluverkkoyhtiöiltä enemmän resursseja investointien suunnitteluvaiheessa. (EY, 2018)

Kysyntäjoustoprojektien operatiivisten kustannusten huomioon otaminen verkkoyhtiön tuottopohjassa. Kannustin voi olla 50% tehokkaan kysyntäjoustoprojektin kustannuksista, kuitenkin maksimissaan realisoituneen nettohyödyn verran tai 1% liikevaihdosta. Innovaatioavustus on etukäteen määriteltävää, kysyntäjoustoan liittyvää T&K-rahoitusta. Vuosittaiselta suuruudeltaan kannustin voi olla enintään 129 000 € + 0,075% sallitusta liikevaihdosta. Malli mahdollistaa jakeluverkkoyhtiöille suuremman liikevaihdon kannustimien avulla harkitsemalla kysyntäjoustoprojektien suunnitteluprosessissaan. Avustuksen hyödyntäminen vaatii erillisen hakemuksen hyvityksestä regulaattorille. Kannustimen vaikutuksista kysyntäjoustoan yleistymiseen ei ole vielä kokemuksia kohdemaassa. Malli vastaa pitkälti Suomen nykyisen valvontamallin innovaatiokannustinta sillä erolla, että uudessa mallissa hyvityksiä tulisi hakea erillisellä hakemuksella. Todennäköisesti mallilla ei olisi suuria vaikutuksia jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan. (EY, 2018)

Ohessa taulukossa 3 on analysoitu kokonaisuutena Energiaviraston tilaamassa selvityksessä esiin nostettuja kysyntäjoustoan hyödyntämiseen kannustavia malleja sekä niiden sopivuutta nykyiseen valvontamalliin. Sopivuutta nykyiseen malliin analysoidaan, jotta ymmärretään mekanismin toteutettavuutta ja sen mahdollisesti aiheuttamia muutostarpeita ja kustannuksia, jotka lopulta siirtyisivät sähkökäyttäjien maksettavaksi.

Taulukko 3 Yhteenveto kysyntäjoustoön kannustavista mekanismeista (EY, 2018 täydennettynä Gaian analyysillä)

Mekanismi	Kuvaus	Sopivuus nykyiseen valvontamalliin	Edellytykset kehittää valvontamallia
Regulatory Test and New Facilities Investment Test	Regulaattori arvioi joko tulevan investoinnin tai menneen investoinnin järkevyyttä/ tehokkuutta. Investointi voidaan poistaa sähköverkko-omaisuudesta jälkikäteen jos se on testin mukaan tehoton tai harkitsematon.	Nykyisessä valvontamallissa ei ole investointien arviointia etukäteen tai jälkikäteen. Ei ole soveltuva.	Vaatisi resursseja ja valvontamallin periaatteiden muuttamista. Nykyään yhtiö itse päättää, miten huolehtii verkon kehittämisestä ja ylläpidosta. Regulaattori ottaisi vastuun päätöksenteosta, mikä olisi iso muutos.
Demand Management Incentive (DMI) & Innovation Allowance (IA)	DMI mahdollistaa kysyntäjoustoprojektien opex-kustannuksien huomioinnin verkkoyhtiön tuottopohjassa. IA on etukäteen määriteltävää, kysyntäjoustoön liittyvää R&D-rahoitusta.	Vastaa pitkälti nykyisen valvontamallin innovaatiokannustinta sillä erolla, että uudessa mallissa hyvityksiä tulisi hakea erillisellä hakemuksella.	Voitaisiin hyvin toteuttaa investointikannustinta täsmentämällä. Etukäteishakemuksen tarpeellisuus syytä harkita. Tarpeen miettiä investointikannustimen laajuuden kasvattamista.
Totex Incentive Mechanism	Regulaattori asettaa etukäteen sallitut kulut suhteessa totex:iin (capexin ja opexin summa). Jakeluverkonhaltija (JVH) saa pitää osan sallittujen kustannusten alittavasta osuudesta.	Nykyisessä valvontamallissa StoNED-mallilla pyritään määrittämään kohutuulliset opex-kustannukset huomioiden verkon JHA (capex).	Periaatteessa nykyinen tehostamiskannustin voitaisiin määrittää kuvaamaan totexia eli tarkoittaisi StoNED-mallin korvaamista, jollakin totex-mallilla.
Power of Choice (Smart Meters)	Älymittareiden käyttöönotto ns. mittauskoordinaattoreiden	Ei sovellu nykyiseen regulaatioon eikä laajemminkaan	Vaikeasti sovellettavissa

	(MK) avulla. MK kilpailuttaa mittarit ja tarjoaa niiden avulla palveluita JVH:lle ja myyjille. JVH voi olla MK, mutta se on eriytetty reguloidusta sähköverkkotoiminnasta.	Suomen sähkömarkkinoiden toimintaperiaatteisiin.	
Network Control Services Contract	Sopimus JVH:n ja tuottajan tai kuorman välillä, joka tarjoaa kapasiteettia verkon kuormituspiikkien hallintaan. Opex-perusteinen ratkaisu, jossa JVH saa ansaita mekanismin käytöstä koituneet kustannukset, mutta ei tuottoa investoinnille.	Vastaavaa tehdään Suomessa kantaverkon tasolla. JVH:iden tasolla nykyinen valvontamalli rankaisee opexien kasvusta, kun taas capexille saa kohtuullisen tuoton.	Ohjataan kuormia verkon pullonkaulojen, markkinoiden hintasignaalin vai molempien perusteella. Liittyy jakeluverkkojen rooliin markkinalla, jossa Suomessa JVH:t on haluttu pitää neutraaleina toimijoina. Jatkossakin JVH:n tulisi olla neutraali ostaessaan joustoa tasapuolisesti ja syrjimättömästi markkinoilta vrt. kantaverkkoyhtiön reservit. JVH:lla ei olisi suoria sopimuksia joustosta asiakkaan kanssa.
Akkuvarastointi: tapauskohtainen hyväksyntä	Akkuvarastot voi sisällyttää JVH:n tuottopohjaan siltä osin, kun niitä käytetään reguloituihin verkkopalveluihin. Jos akkua käytetään päällekkäin lisäksi reguloimattomiin palveluihin, allokoidaan akkuun investoidut kustannukset näiden suhteessa sähköverkko-omaisuuteen.	Tilannetta akkuvarastojen suhteen ei ole selkeästi määritetty.	Voisi olla toteutettavissa, kunhan allokoinnin määritelmät on tehty riittävän selkeästi. Asian käsittely EU:n puhtaana energian pakettiin liittyen on vielä kesken.

Battery Storage: Cost of Energy Review (changing definition of battery)	Konsultaatio, jolla pyritään selkeyttämään akkuvarastojen lupamääritelmiä. Tällä hetkellä akkujen omistajien ja operaattoreiden täytyy mukautua tuottajien lupakäytäntöihin. JVHt eivät voi omistaa tai operoida akkuvarastoja, mutta ne voivat sopia kahdenvälisesti akkumistajien kanssa provisiosta verkkopalveluissa.	Tilannetta akkuvarastojen suhteen ei ole selkeästi määritetty.	Ei varsinainen valvontamalliin implementoitava muutos vaan enemmän kertaluontoinen konsultaatio.
---	---	--	--

Taulukossa 4 on analysoitu esitettyjen mekanismien vaikutuksia relevantteihin sähkömarkkinatoimijoihin, jotka tältä osin tarkoittavat käytännössä jakeluverkonhaltijoita.

Taulukko 4 Kysyntäjoustoon kannustavien mekanismien vaikutukset jakeluverkonhaltijoihin ja muihin relevantteihin toimijoihin

Mekanismi	Vaikutukset jakeluverkonhaltijoihin ja muihin relevantteihin toimijoihin
Regulatory Test and New Facilities Investment Test	Etukäteisvalvonta tekisi prosessista raskaamman ja aiheuttaisi kustannuksia. Todennäköisesti aiheuttaisi myös viivästyksiä investointisuunnitelmien toteutumisessa. Vaatisi lisäresursseja Energiavirastolle.
Totex Incentive Mechanism	Mikäli StONED-malli korvataan vastaavalla TIM-mallilla, niin voisi antaa yhtiöille enemmän liikkumavaraa miettiä, kannattaako asiat hoitaa investoinneilla vai operatiivisella toiminnalla.
Power of Choice (Smart Meters)	Jos älymittarit lähtevät pois tuottopohjasta, vähentää se tuottoa, mutta samalla opexia. Voisi hyödyntää yhtiöitä,

	jotka hoitavat nykyisin mittaustoimintaa tehottomasti ja haitata niitä, jotka hoitavat sen tehokkaasti.
Network Control Services Contract	Joustava kapasiteetti voisi olla pois muilta markkinoilta, jolloin se vähentäisi myynti- ja palveluyhtiöiden mahdollisuuksia kehittää omia tuotteita ja palveluja. Toisaalta voisi tarjota myös uuden markkinasegmentin palveluntarjoajille.
Demand Management Incentive (DMI) & Innovation Allowance (IA)	Innovaatiokannustimen kautta toteutettuna, ei aiheuttaisi merkittäviä muutoksia, mutta voisi selkeyttää sitä.
Akkuvarastointi: tapauskohtainen hyväksyntä	Tärkeintä olisi selkeyttää akkujen rooli energiamarkkinoilla ja millä pelisäännöillä jakeluverkkoyhtiöt voivat niitä hyödyntää.
Battery Storage: Cost of Energy Review (changing definition of battery)	Sama kuin yllä.

10.2.2 Loppukäyttäjät

Sähkökäyttäjien osalta joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely vaikuttaa siirtotariffien kautta sekä mahdollisena kysyntäjoustoratkaisuiden lisääntyneenä tarpeena. Verkkoyhtiöiden toiminta on säänneltyä ja yhtiöiden keräämälle tuotolle on asetettu yhtiökohtaisesti korkein sallittu taso, joka määrittelee usean yhtiön osalta hinnoittelun tason. Kuten edellä on kerrottu, kohtuullisen tuoton taso perustuu tällä hetkellä verkko-omaisuuden arvoon sekä erilaisiin operatiivista toimintaa ohjaaviin kannustimiin, joiden kautta määräytyy reunaehdot siirtotariffien tasolle.

Jousto on kannustamisen tavoitteena on valita verkon operoinnissa elinkaarikustannuksiltaan edullisimmat ratkaisut, jolloin yhteiskunnan resurssit tulisivat hyödynnetyksi tehokkaimmalla mahdollisella tavalla. Tuloksena verkkoon sitoutuisi vähemmän pääomaa ja sen käyttö muodostuisi tehokkaammaksi, jolloin sähkökäyttäjiltä jouduttaisiin perimään alhaisempia siirtotariffeja. Sähkökäyttäjät voisivat lisäksi ansaita tarjoamalla kysyntäjoustoparasiteettiin myös sähköverkkojen hyödynnettäväksi nykyisten vuorokausi-, taajuudenhallinta- ym. markkinoiden lisäksi.

11 Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi

11.1 Toimenpiteen kuvaus

Suomessa toimii tällä hetkellä noin 80 jakeluverkkoyhtiötä, joista kullakin on omat hinnoittelurakenteensa. Peruskomponentit sisältävät yleensä perus- ja energiamaksun sekä joissakin tapauksissa tehomaksun. Muuten käytännöt ovat kirjavia erilaisine maksukomponentteineen sekä aika- ja kausijaotuksineen. Eriävät rakenteet vaikeuttavat kokonaisuoptimointia, sillä palveluntarjoajan tulee räätälöidä ohjausalgoritminsä asiakas- ja jakeluverkkoyhtiökohtaisesti (Demos Helsinki, 2017)³³.

Älyverkkotyöryhmä on linjannut väliraportissaan, että jakeluverkkojen siirtohinnoittelun yleiset rakenteet ja muutosten siirtymäajat tulee harmonisoida lainsäädännössä tai viranomaisen määräyksin myöhemmin määriteltävällä tarkkuudella.

11.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

11.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Toimenpiteellä ei ole suoraa vaikutusta **kantaverkkoyhtiön** toimintaan, mutta se selkiyttää hinnoittelurakenteita jakeluverkoissa ja saattaa siten välillisesti lisätä kantaverkkokustannusten läpinäkyvyyttä sähkökäyttäjälle, mikäli kantaverkon kustannukset huomioidaan selkeämmin.

Toimenpiteellä ei ole suoraa vaikutusta **sähkön tuottajiin**.

Jakeluverkkoyhtiöille toimenpide antaa paremmat edellytykset verrata hinnoitteluansa muihin. Vaikkei kilpailuasetelmaa jakeluverkkoyhtiöiden välillä sinänsä voi syntyä, harmonisoitu hintarakenne voi tuoda mahdolliset tehottomuudet tai kustannuserot aiempaa paremmin esiin, sillä eri jakeluverkkoyhtiöiden hinnoista tulisi keskenään entistä vertailukelpoisempia. Toki on muistettava, että asiakaskunnan erilaisuus tuo väistämättä eroja hinnoittelukomponenttien suuruuteen. Rakenteiden harmonisoinnilla on toki myös suoria vaikutuksia jakeluverkkoyhtiöille, koska oletettavaa on, että toimenpiteen myötä monen verkkoyhtiön hinnoittelurakenteessa tapahtuu muutoksia. Toisin sanoen, monen jakeluverkkoyhtiön on muutettava tariffejaan, minkä seurauksena joidenkin sähkökäyttäjien siirtohinnat saattavat muuttua. Tämä on vastaavasti viestittävä selkeästi asiakkaille. Verkkoyhtiöt tosin päättävät edelleen

³³ Demos Helsinki (2017). Kysyntäjousto kuluttajan näkökulmasta

itsenäisesti tariffeidensa tasosta, eikä rakenteiden harmonisointi tarkoita väistämättä muutoksia kaikille.

Toimenpide edesauttaa **sähkönmyyntiyhtiön** asiakas- ja myyntityötä eri jakeluverkkojen piirissä, koska verkkokustannuksista tulisi saman rakenteisia jakeluverkosta riippumatta. Sähkönmyyjäyhtiöiden on myös helpompi tarjota kokonaispalvelua, jossa optimoidaan sekä energiaa että hintaa riippumatta alueesta.

Teknologiatoimittajille ja palveluntarjoajille, kuten sähkönmyyjillekin, toimenpide antaa mahdollisuudet tarjota samaa palvelua samoilla teknisillä ratkaisuilla eri puolella Suomea. Voidaan siis ennustaa toimenpiteen luovan skaalaetuja ja osaltaan minimoivan teknologisia kustannuksia, koska se vähentää ohjausalgoritmien jakeluverkkoyhtiökohtaista räätälöintitarvetta. Toimenpide voi myös luoda suoria liiketoimintamahdollisuuksia teknisille ratkaisuille ja rajapinnoille, jotka mahdollistavat datan harmonisoinnin ja koonnin, vertailukelpoisuuden, ymmärrettävän raportoinnin ja hyödyntämisen. Teknologiatoimittajat ja palveluntarjoajat voivat kilpailla tai tehdä yhteistyötä sähkönmyyjien kanssa.

Yhteiskunnan kannalta toimenpide edesauttaa sähkön siirron mahdollisten rakenteellisten ongelmien ja tehottomuuksien esiin nousemisen aiempaa selvemmin.

Sähkömarkkinoiden kannalta toimenpide parantaa läpinäkyvyyttä sähkön hintaan ja markkinoiden toimintaan.

11.2.2 Loppukäyttäjät

Toimenpiteellä ei ole merkittäviä tai suoria rahallisia vaikutuksia loppukäyttäjiin. Oman sähkönsiirtoyhtiön toiminnan vertailu muihin kuitenkin helpottuu. Myös oikean palvelun valinta helpottuu, kun kaikilla yhtiöillä on samankaltaiset rakenteet. Toimenpiteen voidaan nähdä poistavan teknisiä pullonkauloja ja kustannuksia kokonaisoptimoinnin tieltä, minkä hyödyt jakautuvat palveluntarjoajille sekä sähkön myyntiyhtiöille ja kilpailun kautta sähkönkäyttäjille.

12 Suhteellinen sähkövero

12.1 Toimenpiteen kuvaus

Suhteellisella sähköverolla tarkoitetaan veroa, jonka suuruus sidottaisiin sähkön vuorokausimarkkinan (day-ahead) hintaan huomioiden energiaverodirektiivin määrittämä minimivero. Mallissa sähkövero olisi riippuvainen sähkön hinnasta eli veron määrä olisi korkean sähkön hinnan aikaan korkeampi kuin alhaisen sähkön hinnan aikaan. Tämä voimistaisi keinotekoisesti asiakkaan hintavaihteluita. Vuorokausimarkkinan hintaan vaikuttavat kysynnän ja tarjonnan tasapaino sekä siirtoverkon rajoitukset. Suhteellisen sähköveron tavoitteena on vahvistaa sähkön käyttöä ohjaavaa hintasignaalia, joka kannustaisi vähentämään kulutusta huipukulutustuntien aikaan siirtämällä sitä järjestelmän kannalta hiljaisemmille hetkille.

Vaikutusten arvioinnin pohjana tässä työssä käytettiin työ- ja elinkeinoministeriön tilamaa selvitystä suhteellisesta sähköverosta (Pöyry, 2018).³⁴ Kyseisessä selvityksessä tutkittiin mallia, jossa veroluokat pidettäisiin ennallaan ja eri veroluokkien verorasitus pyrittäisiin säilyttää nykyisellä tasolla. Analysoidut sähköveron tasot olivat veroluokalle I: 67 % ja veroluokalle II: 20 % (Pöyry, 2018). Tämä tarkoittaa, että veroluokkaan I kuuluvien asiakkaiden (muut kuin teollisuusasiakkaat) maksama vero olisi 67% vuorokausimarkkinan tuntihinnasta. Veroluokan II asiakkailta (teollisuusasiakkaat) veron määrä olisi 20% vuorokausimarkkinan tuntihinnasta. Erona aiempaan, suhteellisessa sähköverossa verotus täytyisi suorittaa tuntitarkkuudella. Kyseisillä verotasoilla kokonaisverokertymä pysyisi nykyisellä tasolla, kun tarkastelu vuosina ovat 2016-2017.

Älyverkkotyöryhmä ei kannata eikä ehdota suhteellisen sähköveron käyttöönottoa.

12.2 Toimenpiteiden vaikutusten arviointi sidosryhmittäin

12.2.1 Sähkömarkkinatoimijat

Toimenpiteen vaikutus olisi suurin **sähkönmyyjiin**, jotka jatkossa toimisivat analysoidun mallin mukaisesti veron kerääjänä vastuun siirtyessä heille jakeluverkonhaltijoilta. Verovelvollisuuteen liittyvät muutokset tukisivat toisaalta siirtymistä asiakaskeskeiseen vähittäismarkkinamalliin, jossa sähkönmyyjät toimivat sähkönkäyttäjien suuntaan kontaktipintana kaikissa laskutukseen liittyvissä asioissa. Suuri vaikutus sähkönmyyjiin tulee myös kiinteähin- taisten myyntisopimusten kautta, joiden osalta myyjien tulisi kyetä suojaautumaan muuttuvia

³⁴ Pöyry, 2018. Suhteellisen sähköveron vaikutukset. <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/Suhteellinen+s%C3%A4hk%C3%B6vero+loppuraportti+16.5.2018/3686caca-e3a0-4ad9-ad75-75869689490e/Suhteellinen+s%C3%A4hk%C3%B6vero+loppuraportti+16.5.2018.pdf>

veroja vastaan. Tämä lisäisi myyjän riskiä ja nostaisi todennäköisesti kiinteähintaisten sopimusten hintatasoa. Vaikutuksen suuruutta ei tältä osin arvioitu tässä työssä. (Pöyry, 2018)

Jakeluverkonhaltijoiden osalta suhteellinen sähkövero yksinkertaistaisi toimintaa, mikäli heidän ei jatkossa tarvitsisi kerätä asiakkailta sähköveroa ko. vastuun siirtyessä sähkönnmyyjille. Suhteellisella sähköverolla ei olisi vaikutusta jakeluverkkoyhtiöiden tariffeihin.

Valtion kannalta verokertymän ennustettavuus heikkenisi ja siinä voisi potentiaalisesti tapahtua merkittäviäkin vaihteluita, mikäli sähkön markkinahinnan kehityksessä tapahtuu odottamattomia muutoksia (Pöyry, 2018). Nykyisen veromallin ennustettavuus perustuu sähkön kokonaiskulutuksen ennustamiseen, joka vaihtelee pääasiassa vuotuisten lämpötilojen mukaan. Keskiarvoa kylmempinä vuosina kulutus on normaalia korkeampaa ja näin ollen myös verokertymä on normaalia suurempi. Päinvastoin keskiarvoa lämpimämpinä vuosina verokertymä jää normaalia pienemmäksi. Toinen vuotuisen sähkönkulutukseen vaikuttava tekijä on teollisuuden kuluttama sähkö, joka mukailee kansantalouden suhdanteita.

Suhteellisessa sähköverossa verokertymän ennustettavuuteen vaikuttaa sähkön kokonaiskulutuksen lisäksi siis myös sähkön vuorokausimarkkinan hinnat, joiden osalta riskin tulisi kantamaan valtio. Aikaisemmassa selvityksessä, joissa tarkasteltiin vuosia 2016-2017, todettiin suhteellisen sähköveron vaikutukset verokertymiin hyvin maltilliseksi (Pöyry, 2018). Kylminä talvikuukausina, jolloin sähkön hinta on tyypillisesti vuoden keskiarvoa korkeammalla, tulee suhteellisella sähköverolla kerättyä nykymallia enemmän veroa. Ero kuitenkin tasoittuu kesäkuukausien aikana ja kumulatiivinen ero vuoden lopussa on maltillinen. Kysyntäjoustopuutokset sähkönkulutusprofiiliin ja sitä kautta verokertymään todettiin niinkään pieneksi (Pöyry, 2018). Kysyntäjoustopuutoksia sähkön markkinahintaan ei ole tutkittu aiemmissa selvityksissä. Suuressa mittakaavassa kysyntäjoustopuutokset vuorokausimarkkinoille tarjottuna tasaisi tuntien välisiä hintaeroja ja tasoittaisi näin myös suhteellisen sähköveron vaihteluita.

Valtiolle verokertymien käsittely tuntitasolla muodostuisi haastavavaksi verotuksessa käytettävien tietojärjestelmien kannalta, sillä suhteellinen sähkövero monimutkaistaa merkittävästi verojen ilmoittamista, verotuksen toimittamista ja veronkantoa (Pöyry, 2018). Huomionarvoista on, että jatkossa verokertymien käsittely voisi lyhentyä vielä tästäkin 15 minuutin taseselvitysjaksoon siirtymisen johdosta.

12.2.2 Loppukäyttäjät

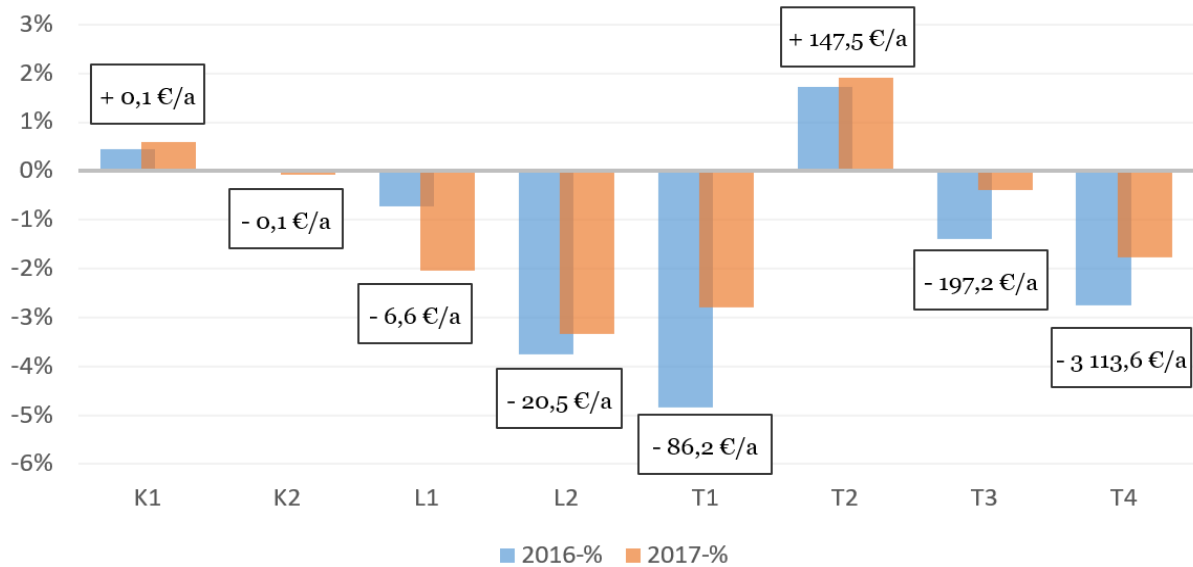
Sähkökäyttäjien osalta suhteellisen sähköveron vaikutukset riippuvat kahdesta tekijästä: 1. asiakkaan sähkön käytön suuruudesta ja; 2. sähkön käytön ohjausmahdollisuuksista. Mitä suurempi sähkön käyttö asiakkaalla on, sitä suuremmat ovat suhteelliseen sähköveroon liittyvät riskit olettaen, että asiakkaalla ei ole mahdollisuuksia ohjata sähkön käyttöä korkeiden hintojen aikaan. Tämä voi johtaa tilanteeseen, jossa suurimmat sähkön käyttäjät suojautuvat suhteelliselta sähköverolta kiinteähintaisilla sopimuksilla tai muilla instrumenteilla, jolloin heiltä häviää kannustin vähentää sähkön käyttöä huipputuntien aikaan (Pöyry, 2018). Tämä voi johtaa vastakkaiseen lopputulokseen, kuin mitä toimenpiteellä tavoitellaan.

Kuten edellä on todettu, todennäköisesti kiinteähintaisten sopimusten hinta nousisi suhteellisen sähköveron seurauksena (Pöyry, 2018). Tämä johtaisi osalla sähkökäyttäjistä kasvaneisiin kustannuksiin. Toisaalta osallistumisen kysyntäjousto on oletetaan kasvavan niiden asiakkaiden osalta, joilla on merkittävä määrä ohjattavaa kuormaa (erityisesti sähkölämmittäjät). Tämä puolestaan lisäisi markkinoilla tarvetta kysyntäjoustoratkaisuille, joka voisi laskea kysyntäjouston toteuttamisen kustannuksia ja hyödyttäisi näin ollen sähkökäyttäjää.

Työssä laskettiin tyyppikuluttajien osalta suhteellisen sähköveron vaikutukset maksettavan veron määrään vuosina 2016 ja 2017. Laskennassa oletettiin, että asiakkaiden kulutus ei muutu eikä sitä ohjata älykkäillä ohjausratkaisuilla. Tyyppikuluttajat kattavat viisi asiakasta kustakin ryhmästä K1-2, L1-2, T1-4 (ryhmät kuvattu luvussa 3.1). Asiakkaiden osalta laskennassa hyödynnettiin todellisia tuntimittaustietoja. Kuvassa 18 on esitetty kuinka paljon maksettavan veron määrä joko nousee tai laskee suhteessa nykyiseen malliin. Kuvasta huomataan, että ei-sähkölämmitteisillä pienkuluttajilla (K1 ja K2) sähköveron määrä pysyy hyvin lähellä nykyistä tasoa. Sähkölämmittäjät (L1 ja L2) puolestaan säästäisivät noin 1-4% maksettavassa sähköverossa esiteltyllä 67% verotasolla. Teollisuuden (T1-4) osalta sähköveron määrä joko nousee tai laskee riippuen yrityksen kulutusprofiilista vaihteluvälin ollessa (-5% - +2%). Yhteenvedona voidaan todeta, että suhteellisesta sähköverosta hyötyvät asiakasryhmät, joilla kulutus painottuu halvoille käyttötunneille, kuten yölle tai kesäkuukausille.

Laskennan osalta on hyvä huomioida, että hyödynnetyt tuntimittaustiedot kattavat hyvin pienen otoksen (5 asiakasta/tyyppikäyttäjäryhmä), joten niiden pohjalta ei voi tehdä laajempia johtopäätöksiä suhteellisen sähköveron vaikutuksista kyseisiin ryhmiin. Yhteenvedona voidaan kuitenkin todeta, että keskiarvona noin 67%/20% verotasot riittävät kattamaan suunnitellun verokertymän ja kuukausivaihtelut verokertymissä jäävät maltillisiksi. Valitulla otoksella verokertymä tosin pienenee, mikä johtuu kyseisten asiakkaiden kulutusprofileista. Yksittäisten asiakkaiden osalta suhteellisen sähköveron vaikutukset voivat olla hieman merkittävämmät. Esimerkkinä osittain varaavalla sähkölämmityksellä varustettu pientalo, jonka kulutus vuodessa on 20 000 kWh (L2), säästäisi laskennan esimerkkitapauksessa vuotuisissa sähköveroissa noin 20,5 €. Yleisenä kommenttina on myös hyvä huomioida, että mikäli veromuutoksella tavoitellaan ohjausvaikutusta, niin verokertymä voisi pienentyä.

Prosentuaalinen sähköveron muutos
(suhteellinen sähkövero vs. nykyinen sähköveromalli)



Kuva 18 Suhteellisen sähköveron vaikutukset tyyppikuluttajien maksamaan sähköveron määrään vuodessa, mikäli heillä ei ole kiinteähintaista sopimusta

Ohessa taulukossa 5 on esitetty yhteenvetona vaikutukset eri sähkömarkkinatoimijoihin ja loppukäyttäjiin.

Taulukko 5 Suhteellisen sähköveron keskeiset vaikutukset sidosryhmittäin (Pöyry, 2018)

Sidosryhmä	Keskeiset vaikutukset
Asiakkaat (yleiset huomiot)	<ul style="list-style-type: none"> Kysyntäjoustoposta saatavat hyödyt kasvaisivat, jolloin joustoon osallistuvien asiakkaiden kustannukset pienenisivät. Toisaalta joustoon osallistumattomien kustannukset kasvaisivat. Sähköveron selkeys ja ymmärrettävyys heikkenisivät. Kiinteähintaisen sähkösopimuksen hinta nousisi tuotteen sisältäessä suojauksen myös veron vaihtelulta. Kiinnostus sähkönkäytön optimointiin liittyviin palveluihin kasvaisi niiden kannattavuuden parantuessa.
Vakituiset asunnot (kulutus < 10 MWh)	<ul style="list-style-type: none"> Kysyntäjoustoposta saatavien hyötyjen kasvamisesta huolimatta hyöty on yhä pieni. Todennäköisesti valitsevat sähkösopimuksensa entiseen tapaan. Kiinteähintaisissa sopimuksissa joustoinsenttiiviä ei ole.
Vakituiset asunnot (kulutus > 10 MWh)	<ul style="list-style-type: none"> Mahdollisuudet osallistua kysyntäjoustoposta ja joustosta saatava hyöty voi olla merkittävä (erityisesti sähkölämmitys). Nykyistä useampi alkaa osallistua joustoon esimerkiksi sähkönkulutuksen optimointiin liittyvien laitteiden ja palveluiden avulla.
Muut	<ul style="list-style-type: none"> Yritys- ja teollisuusasiakkaat pyrkisivät osallistumaan joustoon nykyistä enemmän, osa näistä asiakkaista hyödyntävät joustopotentialiaan jo nykyään.

	<ul style="list-style-type: none"> Hintavolatiliteetin kasvu voi toisaalta lisätä yritys- ja teollisuusasiakkaiden kiinnostusta suojautumiseen.
Sähkönmyyjät ja jakeluverkonhaltijat	<ul style="list-style-type: none"> Myyjien asiakkaille tarjoamat sähkötuotteet pysyisivät nykyisen kaltaisina (tuntisopimus & kiinteähintainen sopimus) Kiinteähintaisen sopimuksen tarjoaminen edellyttää, että myyjä pystyy suojaamaan oman positionsa veroon. Verojen kerääminen siirtyisi sähkönmyyjän vastuulle. Verovelvollisuus voi säilyä verkonhaltijalla. Verovelvollisuuden säilyttämistä verkonhaltijalla helpottaisi siirtyminen asiakaskeskeiseen yhden laskun malliin. Rekisteröityminen verovelvolliseksi ja mahdolliset vakuusvaatimukset olisivat uusia vaatimuksia sähkönmyyntiliiketoiminnan harjoittamiselle. Nämä vaatisivat lisäresursseja niin nykyisiltä myyjiltä kuin uusilta myyjiltä markkinoille pääsemiseksi. Suhteellisella sähköverolla ei ole vaikutusta jakeluverkkoyhtiöiden tariffeihin.
Tasevastaavat	<ul style="list-style-type: none"> Vuorokausimarkkinan jälkeisen ajan muutokset sähköjärjestelmässä voivat aiheuttaa sen, että veron ohjaus on sähköjärjestelmän kannalta väärään suuntaan. Tällaiset tilanteet aiheuttavat lisäkustannuksia myyjien tasehallintaan.
Ulkopuoliset palveluntarjoajat	<ul style="list-style-type: none"> Kysyntäjoukseen liittyvät laite- ja palvelumarkkinat kehittyisivät asiakkaiden kasvaneen kiinnostuksen myötä. Markkinoiden kehittyessä laitteiden ja palveluiden hinnat laskisivat.
Yhteiskunta	<ul style="list-style-type: none"> Verokertymien ennustettavuus monimutkaistuisi. Kertymään vaikuttaisivat sähkön kokonaiskulutuksen lisäksi sähkön markkinahinta ja hintavolatiliteetti. Kysyntäjoukosta johtuvan sähkönkulutusprofiilin muutoksen vaikutus verokertymään on pieni. Verokertymien käsittely tuntitasolla on haastavaa verotuksessa käytettävien tietojärjestelmien kannalta. Suhteellinen sähkövero monimutkaistaa merkittävästi verojen ilmoittamista, verotuksen toimittamista ja veronkantoa. Verolle on asetettava minimitaso, ja sen täyttymistä on seurattava tunneittain. Tarvetta maksimiverolle tulee harkita.
Sähkömarkkinat	<ul style="list-style-type: none"> Verovelvollisuuteen liittyvät muutokset tukevat siirtymistä asiakaskeskeiseen vähittäismarkkinamalliin. Kaupankäynnin siirtyminen nopeutuisi lähemmäksi kulutustuntia.

13 Johtopäätökset

13.1 Yhteenveto toimenpiteiden vaikuttavuudesta

Taulukossa 6 on esitetty yhteenveto älyverkkotyöryhmän esittämien toimien vaikutuksista sähkökäyttäjryhmittäin. Vaikutukset on jaettu viiteen kategoriaan: 1. merkittävä positiivinen vaikutus; 2. lievä positiivinen vaikutus; 3. neutraali vaikutus; 4. lievä negatiivinen vaikutus; 5. merkittävä negatiivinen vaikutus. Vaikutusten arvioinnille ei ole asetettu kiinteitä euro-määräisiä rajoja, koska osa toimenpiteistä arvioitiin vain laadullisesti eikä tarkkojen kustannushyötyjen määrittely ollut mahdollista. Lisäksi monissa euromääräisissä arvioissa ei ole huomioitu dynaamisia pitkän aikavälin vaikutuksia. Suhteellista sähköveroa ei ole huomioitu yhteenvedossa, koska älyverkkotyöryhmä ei kannata eikä suosittele sen käyttöönottoa. Tässä yhteenvedossa on keskitytty vaikutuksiin sähkökäyttäjien osalta. Vaikutukset sähkömarkkinatoimijoiden osalta on esitetty edellä toimenpidekohtaisesti.

Taulukko 6 Yhteenveto esitettyjen toimien vaikuttavuudesta (harmaa=neutraali vaikutus/ei vaikutusta, vaalean vihreä=lievä positiivinen vaikutus, tumman vihreä=merkittävä positiivinen vaikutus, vaalean punainen=lievä negatiivinen vaikutus, tumman punainen=merkittävä negatiivinen vaikutus. Solun vasemman puoleinen väri kuvaa passiivista asiakasta, joka ei muuta käyttäytymistään toimenpiteiden seurauksena ja oikean puoleinen aktiivista, joka mukauttaa toimintansa uuteen tilanteeseen.)

	K1	K2	M1	M2	L1	L2	T1&T2	T3&T4
	Kerrostalohuoneisto, ei sähkökiuasta	Pientalo, sähkökiuas, ei sähkölämmitystä	Maatilatalous, ei sähkölämmitystä	Maatilatalous, huonekohtainen sähkölämmitys	Pientalo, huonekohtainen sähkölämmitys	Pientalo, osittain varaava sähkölämmitys	Pienteollisuus	Keskisuuri teollisuus
Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen				■ ■	■ ■	■ ■		
Seuraavan sukupolven älymittarit			■ ■	■ ■	■ ■	■ ■		
Tehopohjainen siirtohinnoittelu	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■		
Energiayhteisöt	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■		
Asiakaskeskeinen vähittäismarkkinamalli	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	
Aggregaattorit				■ ■	■ ■	■ ■	■ ■	■ ■
Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely								
Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi								

Toimenpiteiden vaikutuksiin loppukäyttäjien osalta vaikuttaa oleellisesti sähkökäyttäjien aktiivisuus, mahdollisuus sekä kyky ja halu muuttaa vanhojen toimintatapoja. Usean toimenpiteen osalta vaikutukset voivat olla sekä positiiviset että negatiiviset riippuen siitä, muuttaako sähkökäyttäjä käyttäytymistään toimenpiteen seurauksena. Esimerkkinä jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen, jonka vaikutus voi sähkölämmittäjille olla merkittävästi negatiivinen ellei tilalle oteta uutta palvelua, jolla esimerkiksi käyttövedenlämmitystä kohdistetaan edullisimmille tunneille. Toisaalta käyttäytymistä muuttamalla ja uuden älykkäämmän ohjauksen hankkimalla sama asiakasryhmä voi hyötyä jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopumisesta ja säästää sähkölaskussaan. Vastaava vaikutus on tehopohjaisella siirtohinnoittelulla, jonka vaikutus teollisuuteen riippuu merkittävästi teollisuusyrityksen kulutusprofiilista. Riippuen yrityksestä ko. toimenpiteen vaikutus voi olla joko erittäin positiivinen ja säästää kustannuksia (tasainen vuosikäyttö), erittäin negatiivinen ja aiheuttaa lisäkustannuksia (epätasainen ja ”piikikäs” vuosikäyttö) tai jotain siltä väliltä riippuen kulutusprofiilista. Lisäksi on huomattava, että eri teollisuudenaloilla on erilaiset mahdollisuudet vaikuttaa omaan kulutusprofiiliinsa. Suurella osaa teollisuuskuluttajista on lisäksi jakeluverkoissa tehotariffit jo käytössä, jolloin kyseinen toimenpide ei vaikuttaisi näihin asiakkaisiin. Tehopohjaisen siirtohinnoittelun vaikutukset vaihtelevat myös K1-asiakasryhmän osalta merkittävästi riippuen käytössä olevasta kynnystehosta. Ilman kynnystehoa kyseisen ryhmän kustannukset nousevat merkittävästi ja kynnystehon kanssa laskevat merkittävästi, mikä kertoo, että tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun siirtyminen tulee suunnitella huolellisesti.

Ainoa selvästi negatiivinen vaikutus sähkökäyttäjien kustannuksiin on suhteellisella sähköverolla ja tehopohjaisella siirtohinnoittelulla ei-sähkölämmitteisten pienkuluttajien osalta. Kyseisillä asiakasryhmillä on usein heikot mahdollisuudet muuttaa kulutusprofiiliaan, jolloin he altistuvat ko. toimenpiteiden riskeille. Tämä asiakasryhmä koostuu pääasiassa kerrostalo- huoneistoista ja ei-sähkölämmitteisistä pientaloista. Lisäksi kyseiseen ryhmään oletettiin kuuluvan maatilat, joissa ei ole sähkölämmitystä. Sähkölämmitteisten maatilojen puolestaan oletetaan vastaavan kulutukseltaan sähkölämmitteisiä pientaloja. Älyverkkotyöryhmä on toisaalta päättänyt jo hylkäämään ehdotuksen suhteellisesta sähköverosta. Lisäksi tehopohjainen siirtohinnoittelu tuskin tulee koskemaan pienkuluttajia K1 ja K2. Tällöin kyseisten toimenpide-ehdotusten negatiivisilta vaikutuksilta vältyttäisiin.

Asiakaskeskeisen vähittäismarkkinamallin osalta älyverkkotyöryhmän esittämän mallin vaikutukset eri kuluttajaryhmiin nähtiin maltillisina. Suurin hyöty tähän liittyen nähtiin saavutettavan datahubin käyttöönotolla, joka lisää tiedonvaihtoon liittyvien prosessien tehokkuutta.

On myös hyvä huomioida, että toimenpiteiden luonne vaihtelee merkittävästi. Osassa toimenpiteitä sähkökäyttäjä voi suoraan vaikuttaa toimenpiteen vaikuttavuuden. Tästä esimerkkinä jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen, jossa älykkään ohjauksen hankkimalla sähkökäyttäjällä on mahdollisuus laskea kustannuksiaan. Toisaalta esim. tehopohjaisen siirtohinnoittelun osalta vaikutusmahdollisuudet ovat käytännössä jakeluverkkoyhtiöillä ja vähemmässä määrin sähkökäyttäjillä.

13.2 Toimenpiteiden ristikkäisvaikutukset

Älyverkkotyöryhmän esittämät toimenpiteet kytkeytyvät monilta osin toisiinsa ja vaikuttavat näin ollen vaikuttavuuden arviointiin. Esimerkkinä jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen, joka liittyy läheisesti seuraavan sukupolven älymittareihin tarjolla olevien kuormanohjausmahdollisuuksien kautta, tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun lämmityksen ohjauksesta aiheutuvan huippukuorman kautta sekä siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointiin korvaavien siirtotuotteiden kautta.

Taulukossa 7 on esitetty oleellimmat ristikkäisvaikutukset eri toimenpiteille. Taulukosta nähdään, että kytköksiä toimenpiteiden välillä on paljon, mikä puolestaan tekee kaikkien toimenpiteiden yhtenäisvaikutuksien arvioinnin haastavaksi. Tässä työssä keskityttiinkin analysoimaan toimenpiteitä yksittäisinä kokonaisuuksina. Mikäli yhtenäisvaikutuksia haluttaisiin arvioida, tulisi eri toimenpiteiden osalta tehdä merkittävä määrä oletuksia, mikä puolestaan saattaisi johtaa lopputuloksissa harhaan johtaviin päätelmiin. Yksittäisten toimenpiteiden vaikuttavuuksia ei myöskään voi suoraan laskea yhteen ristikkäisvaikutuksista johtuen.

Taulukko 7 Esitettyjen toimien ristikkäisvaikutukset

	Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen	Seuraavan sukupolven älymittarit	Asiakaskeinein vähittäismarkkinamalli	Suhteellinen sähkövero	Tehopohjainen siirtohinnoittelu	Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi	Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely	Aggregaattorit	Energiayhteisöt
Jakeluverkkoyhtiöiden kuormanohjauksesta luopuminen		X		X	X	X			
Seuraavan sukupolven älymittarit	X			X	X		X	X	
Asiakaskeinein vähittäismarkkinamalli				X				X	
Suhteellinen sähkövero	X	X	X						X
Tehopohjainen siirtohinnoittelu	X	X				X			X
Siirtohinnoittelurakenteiden harmonisointi	X				X				X
Joustoa tukeva verkkoyhtiöiden sääntely		X						X	
Aggregaattorit		X	X				X		
Energiayhteisöt				X	X	X			

13.3 Suositukset työryhmän jatkotyöskentelyyn

Kuten luvussa 13.1. todettiin, älyverkkotyöryhmän suunnittelemien toimenpiteiden vaikuttavuus eri sähkökäyttäjryhmiin on pääasiassa positiivinen. Myös sähkömarkkinatoimijoiden osalta muutokset nykytilaan verrattuna ovat maltilliset eikä toimenpidekokonaisuudessa ole selviä voittajia tai häviäjiä. Työryhmän tavoitteena on edistää joustavan ja asiakaskeskeisen sähkömarkkinan kehittymistä esittämällä konkreettisia toimenpide-ehdotuksia. Yhteenvedon voidaan todeta toimenpiteiden pääasiassa edesauttavan kyseisen tavoitteen saavuttamista.

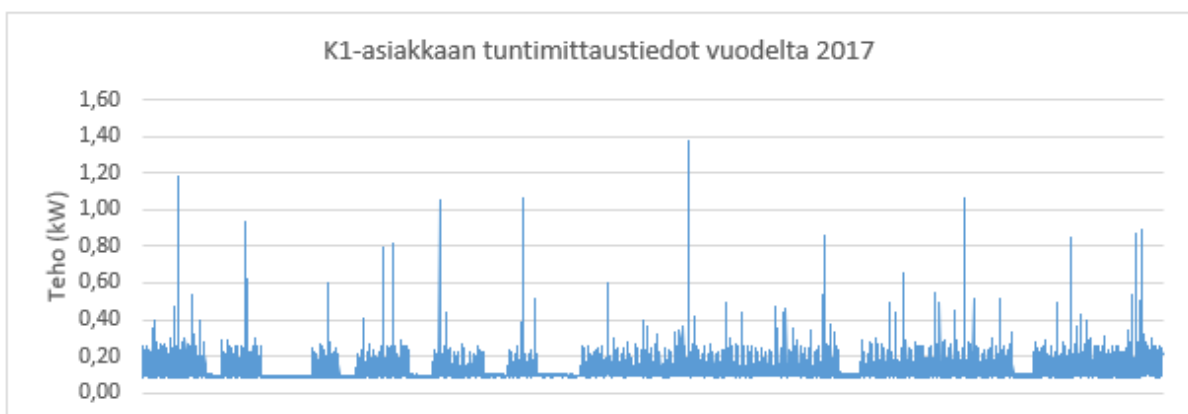
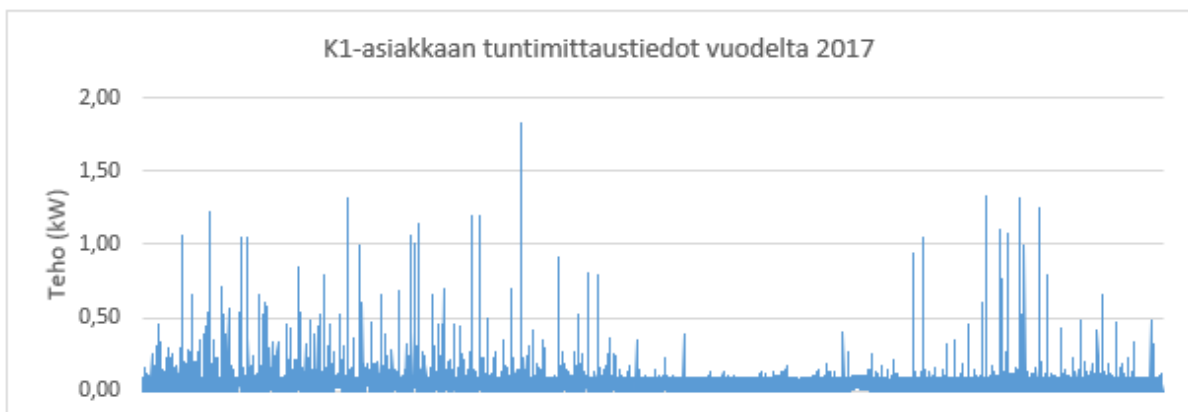
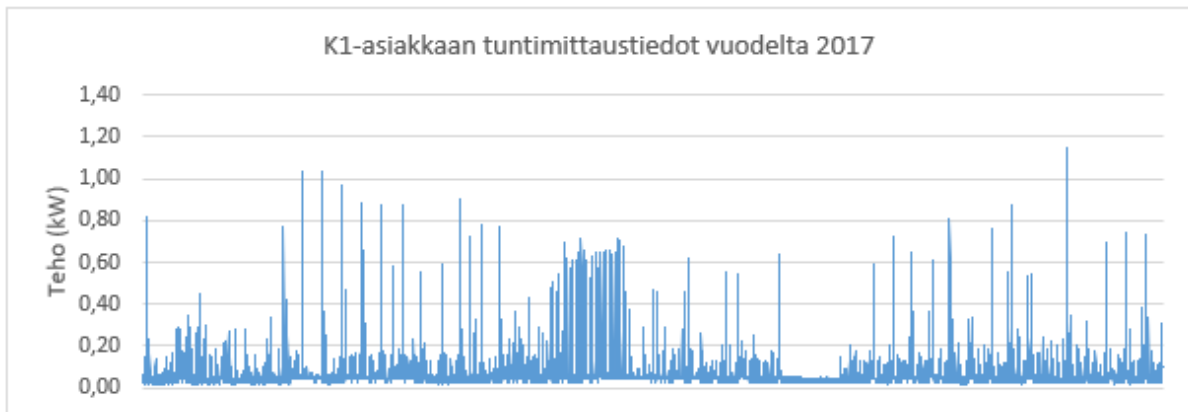
Jatkotoimenpiteinä suositellaan työryhmän esittämien toimien ristikkäisvaikutuksien tarkempaa tarkastelua. Ristikkäisvaikutuksiin kytkeytyy myös läheisesti toimenpiteiden implementointisuunnitelma ja -aikataulu, jotka vaikuttavat oleellisesti sekä toimenpiteiden hyväksyttävyyteen että sitä kautta niiden vaikuttavuuteen. Toimenpiteiden käyttöönotto tulisi suorittaa huolellisesti suunniteltuina kokonaisuuksina, jolloin niiden vaikuttavuutta voidaan mitata luotettavasti. Implementointisuunnitelman ja ristikkäisvaikutusten osalta tulisi määrittää myös toimenpiteiden prioriteettijärjestys.

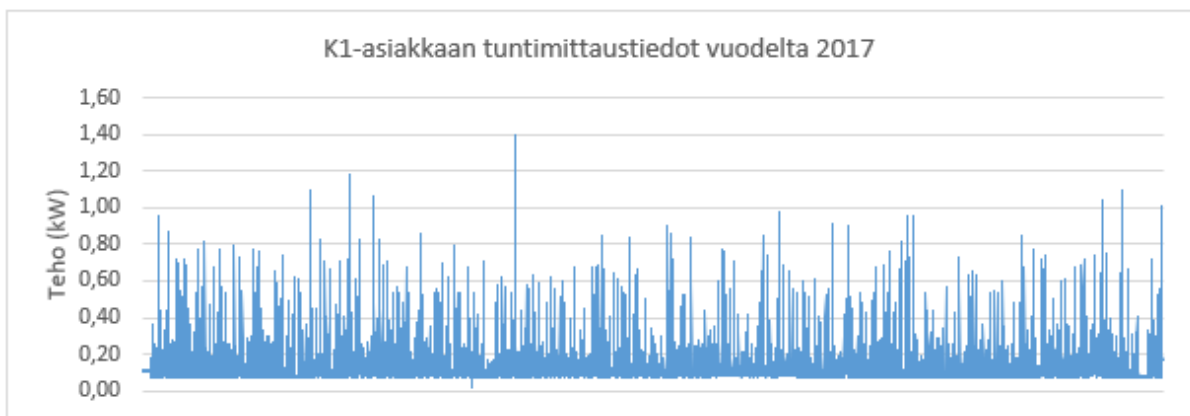
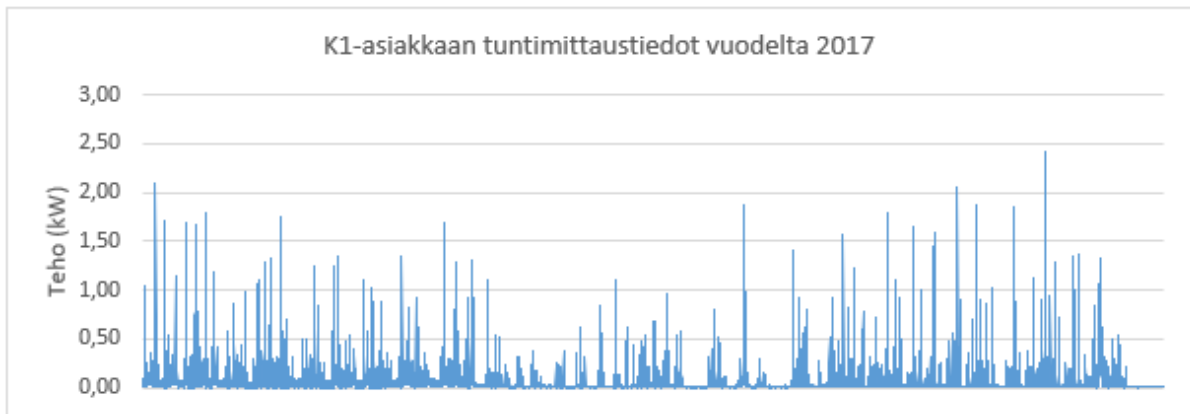
Sähkömarkkinoiden murrokseen vaikuttaa tällä hetkellä useat megatrendit sekä toimialan lainsäädäntöön ja prosesseihin suunnitellut muutokset. Näistä vain muutama mainittuna ovat hajautetun pientuotannon yleistyminen, akkuvarastojen hyödyntäminen, sähköautojen läpimurto, siirtyminen 15 minuutin tasejaksoon, datahubin käyttöönotto, EU-lainsäädännön muutokset ja erityisesti puhtaan energian paketti (Clean Energy for All Europeans). Edellä mainituista muutoksista vaikuttavat kaikki tavalla tai toisella myös älyverkkotyöryhmän esittämien toimien vaikuttavuuteen. Tässä työssä tulevat markkinamuutokset on huomioitu vain osittain laadullisessa analyysissä. Jatkotyönä ja osana työryhmän esittämien toimien implementointisuunnitelmaa, olisi hyödyllistä muodostaa näkemys oleellisimmista markkinamuutoksista ja analysoida niiden yksityiskohtaisia vaikutuksia esitettyihin toimenpiteisiin.

Työryhmän esittämien toimenpiteiden tavoitteena on edistää sähkömarkkinan toimivuutta, jolloin hyötyjinä tulisi olla lopulta kaikki sähkökäyttäjät tehokkaamman ja toimintavarmemman sähköjärjestelmän kautta. Lyhyellä aikavälillä osalle sidosryhmistä kustannukset väistämättä kasvavat kun toisilla ne laskevat. Tällöin tärkeäksi tekijäksi muodostuu viestintä. Työryhmän tulisi hyvissä ajoin ennen toimenpiteiden implementointia käydä aktiivista keskustelua eri sidosryhmien kesken toimenpiteiden vaikuttavuudesta. Sähkökäyttäjille on tarpeen kertoa, että uudistuksista voi saada selkeää taloudellista hyötyä, mutta se edellyttää aktiivista toimintaa ja uusien palvelujen hyödyntämistä.

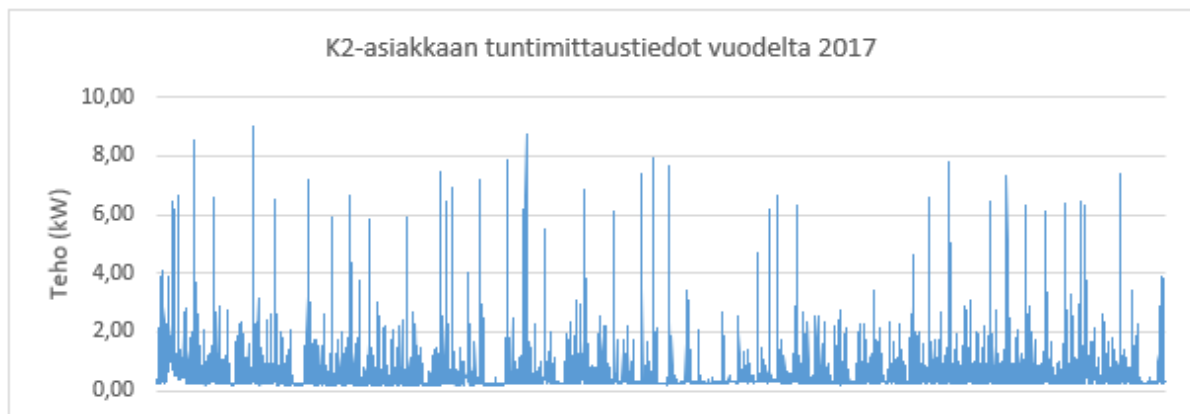
Liite 1: Työssä hyödynnetyt tyyppikäyttäjien kuormitusprofiilit

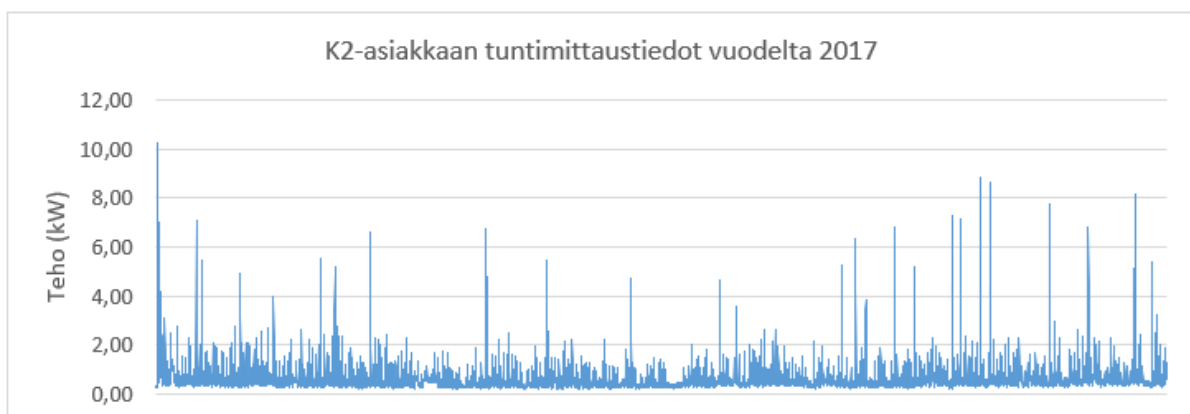
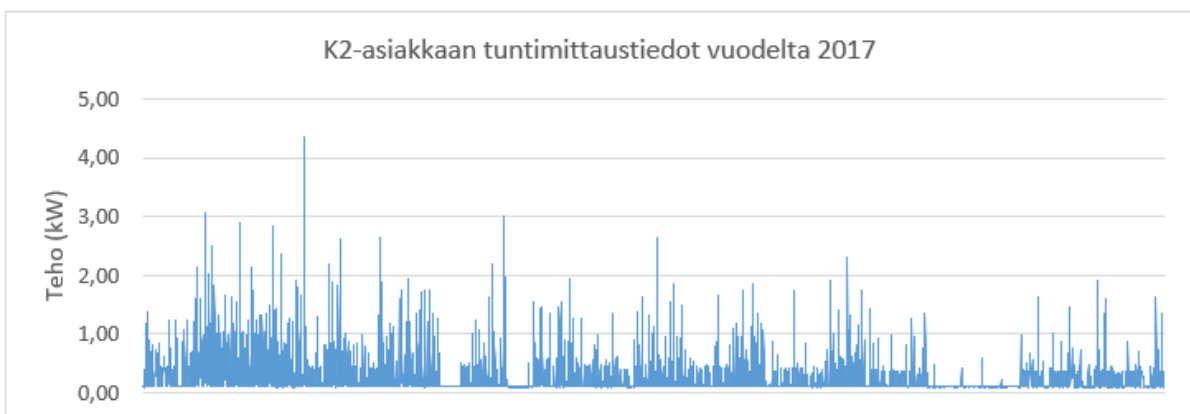
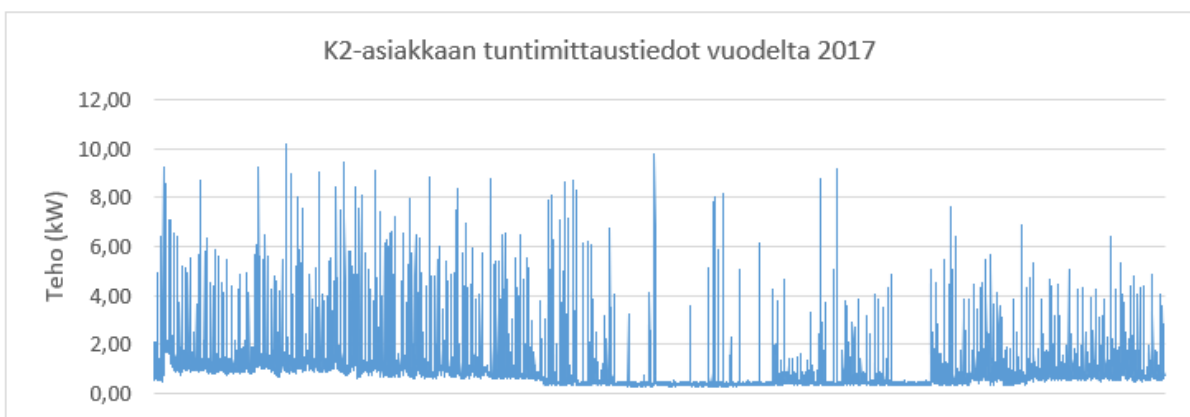
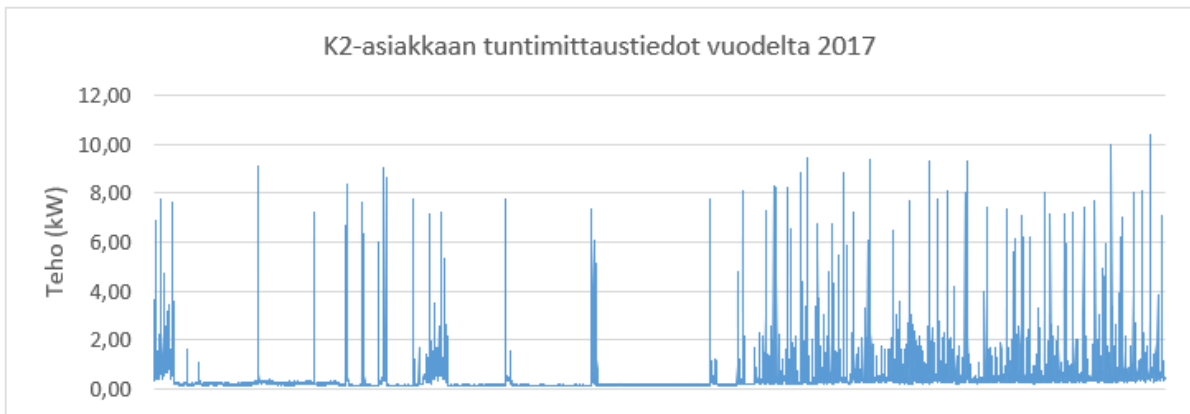
Alla on esitetty työssä hyödynnetyt tuntimittaustiedot kaikista tyyppikäyttäjäryhmistä ja kaikilta asiakkailta vuoden 2017 osalta.



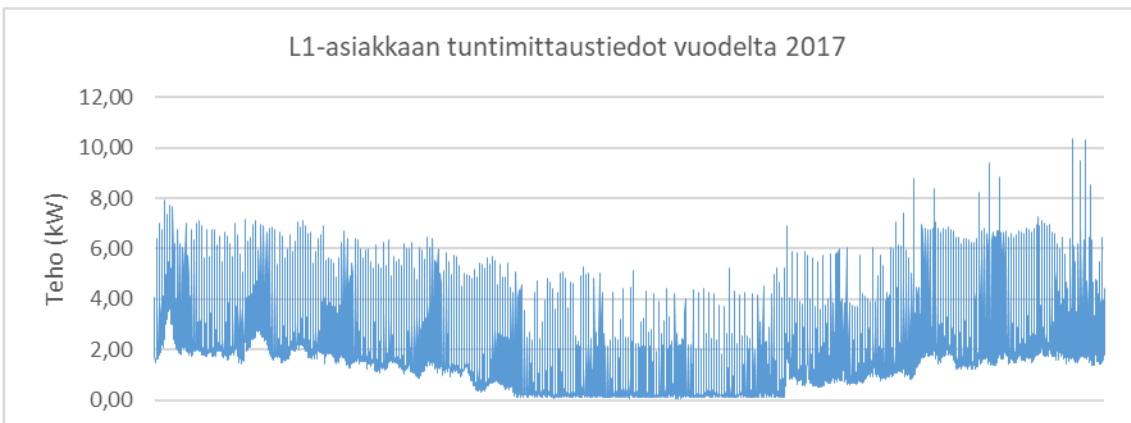
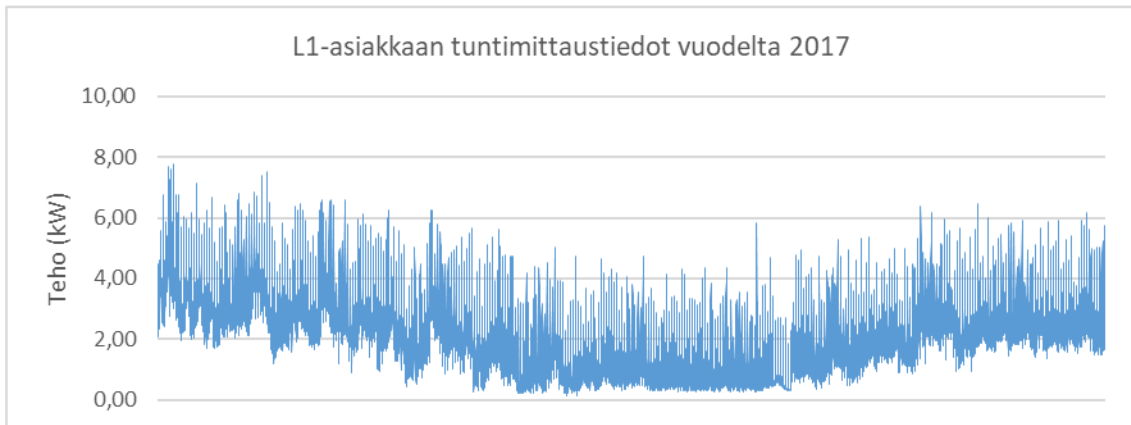
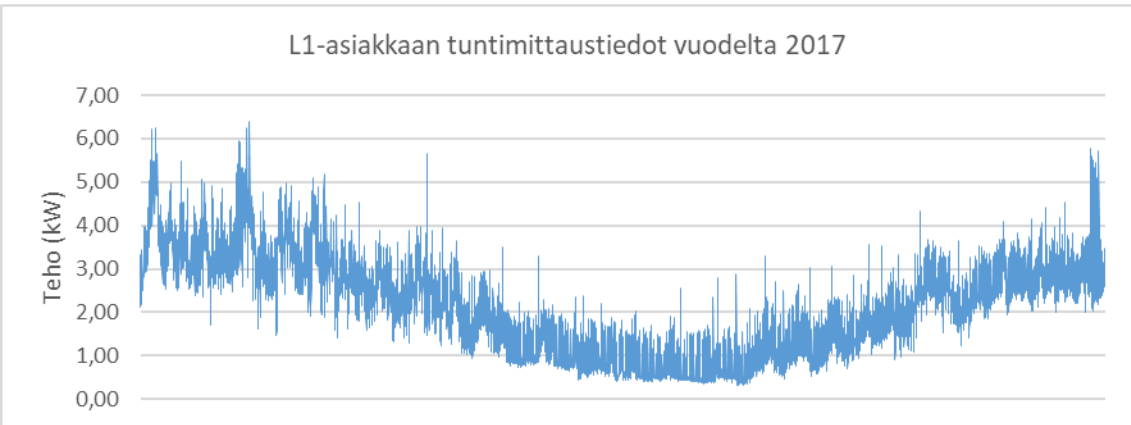
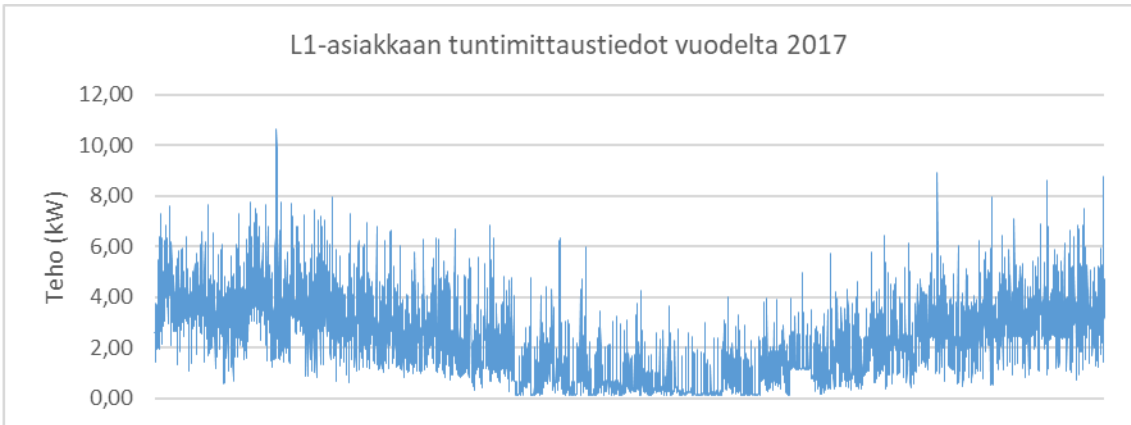


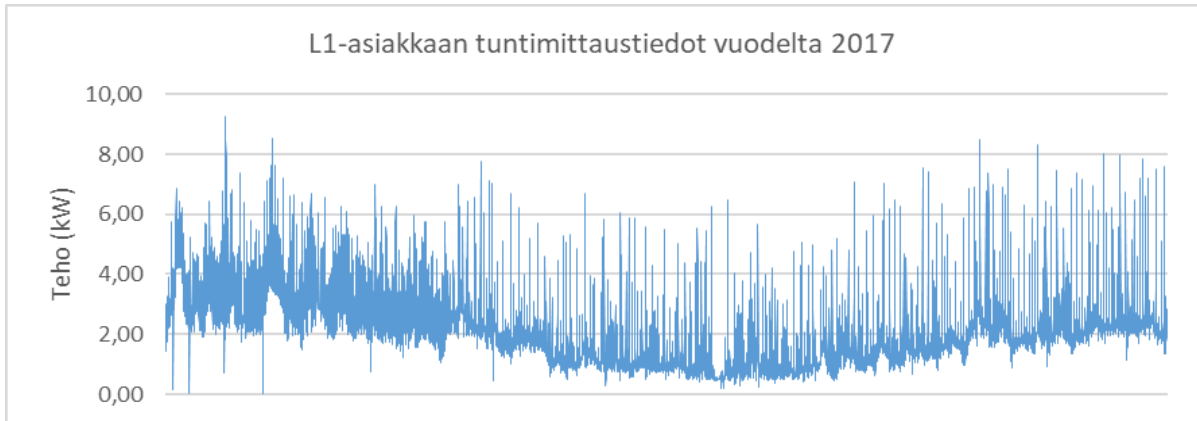
K1-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 0,09 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 2,41 kW.



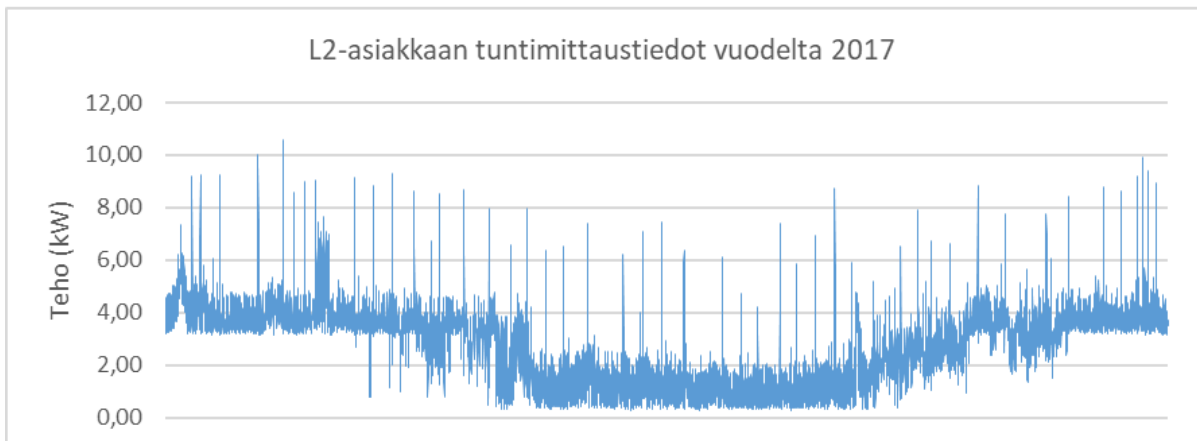
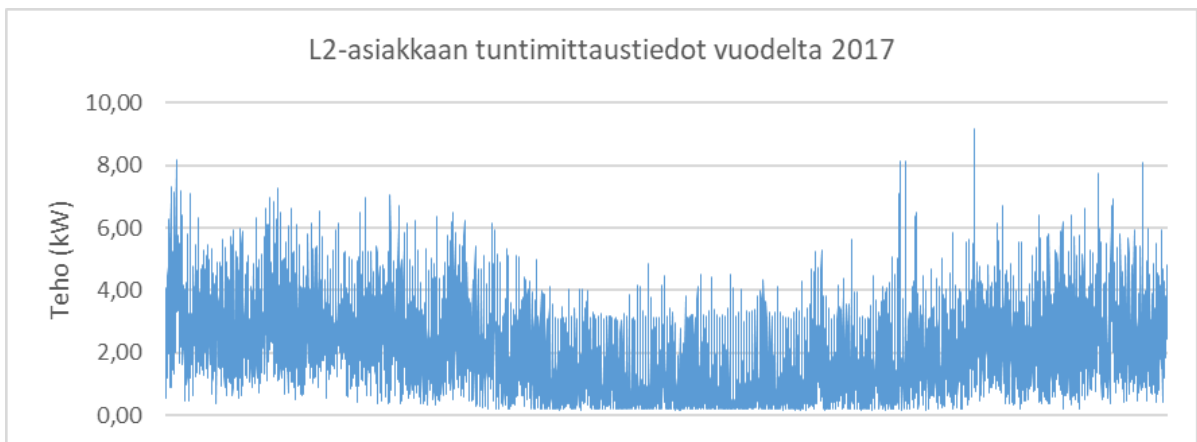


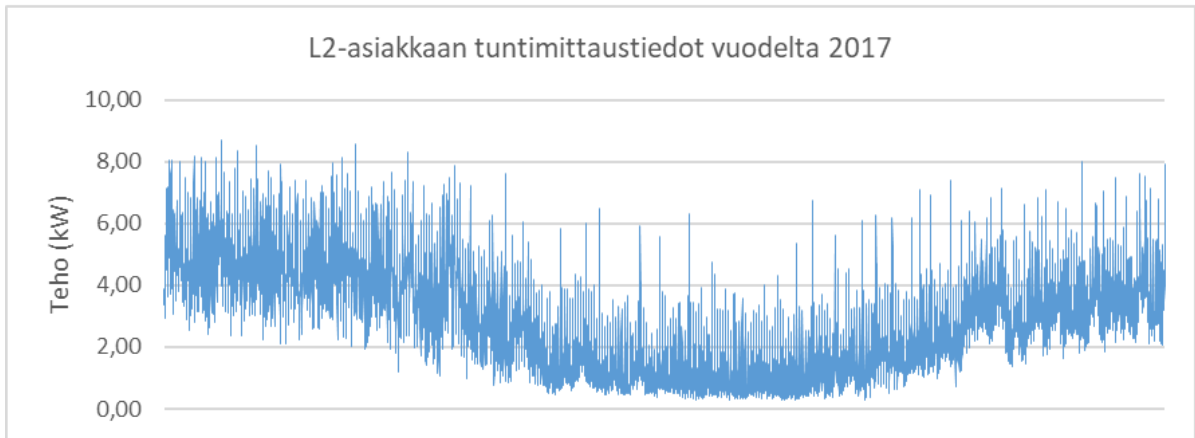
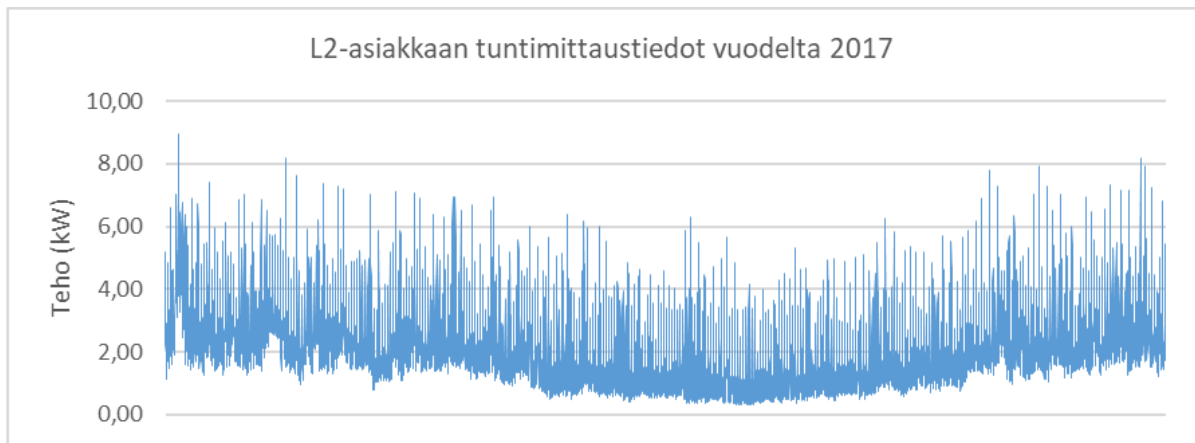
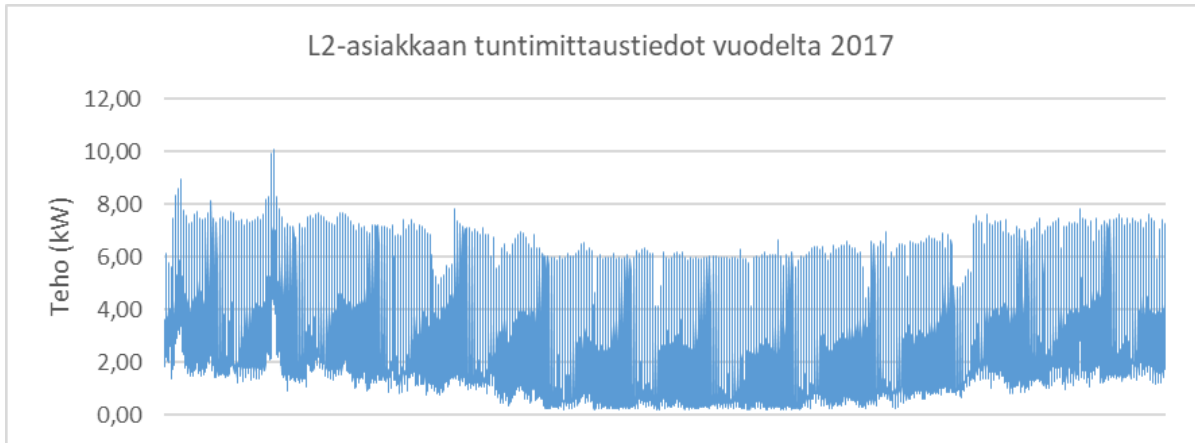
K2-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 0,56 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 10,40 kW.



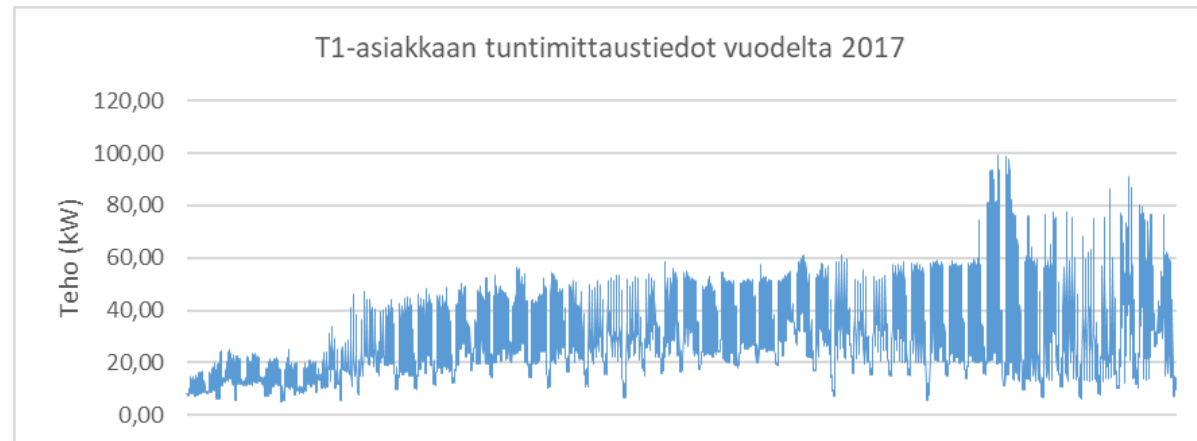
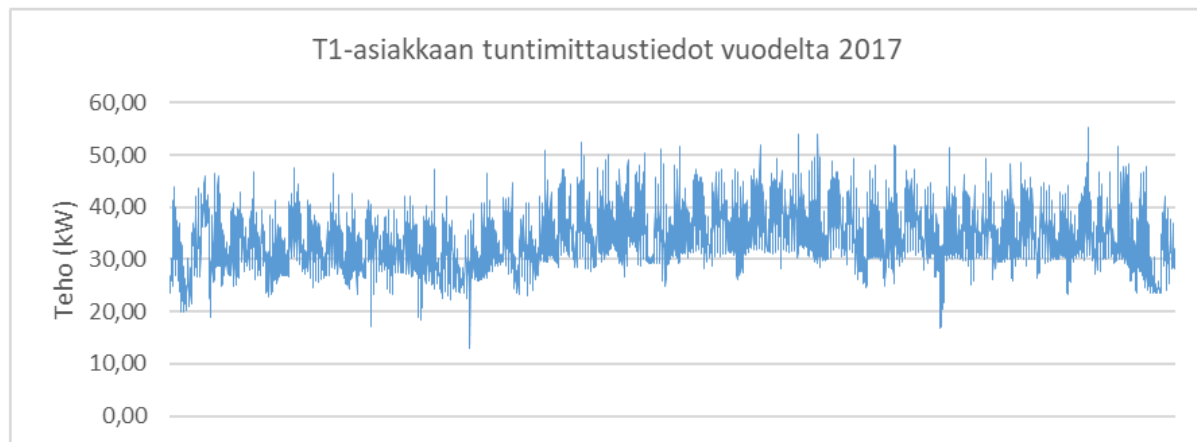
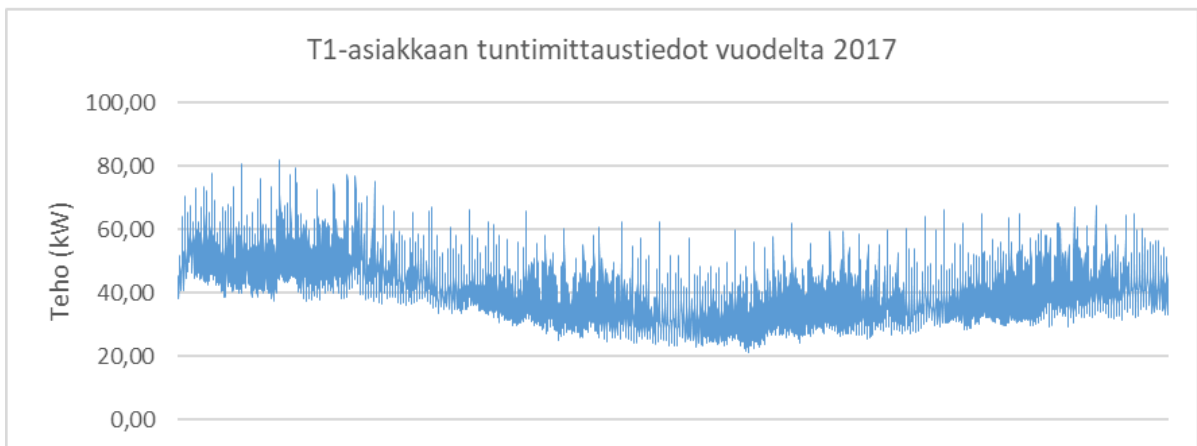
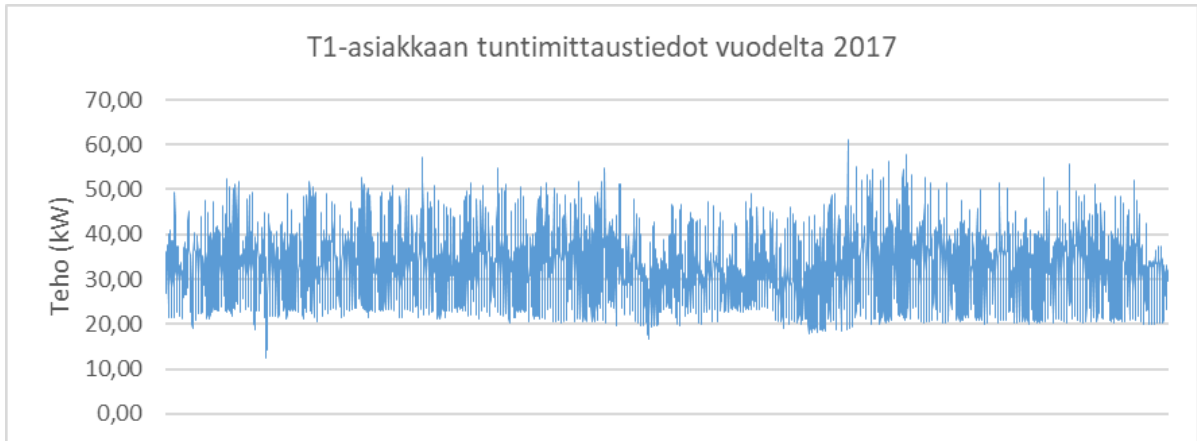


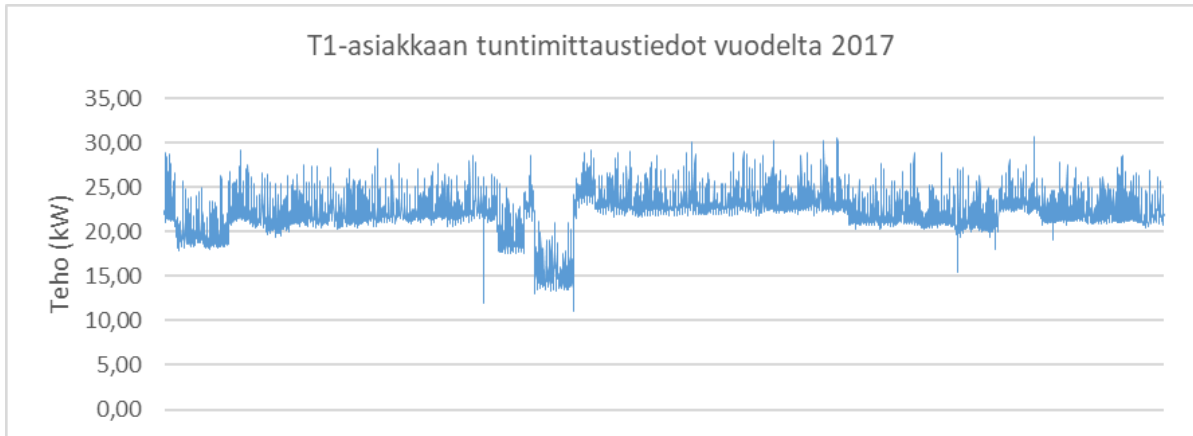
L1-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho oli vuonna 2017 2,03 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 10,64 kW.



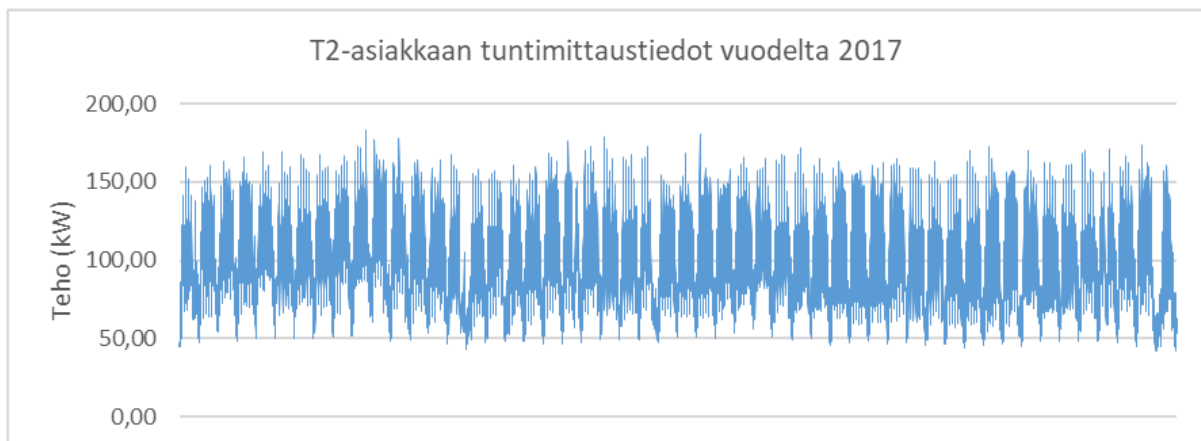
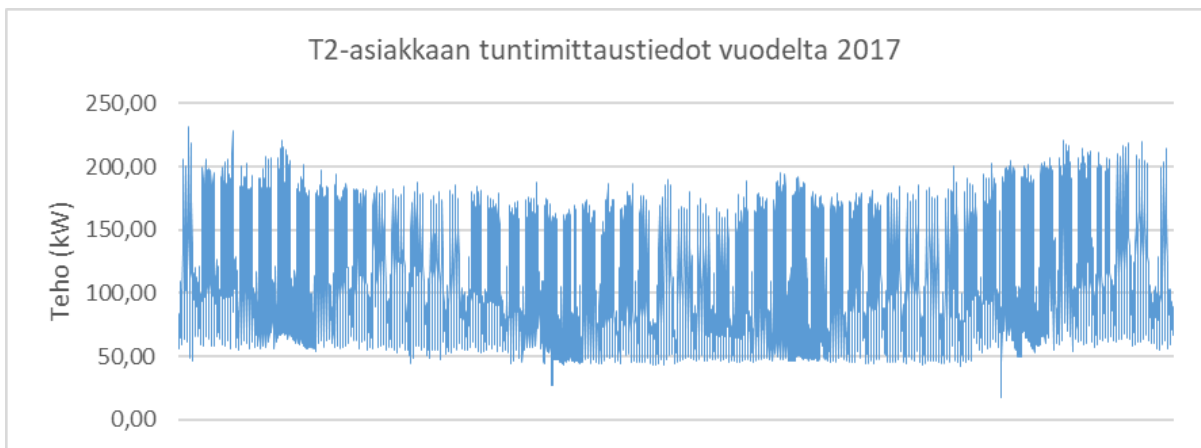


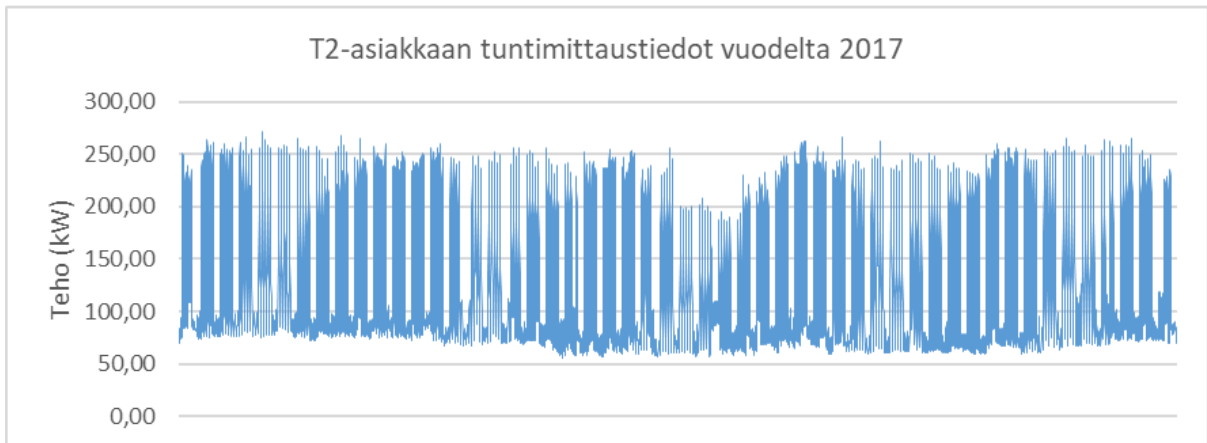
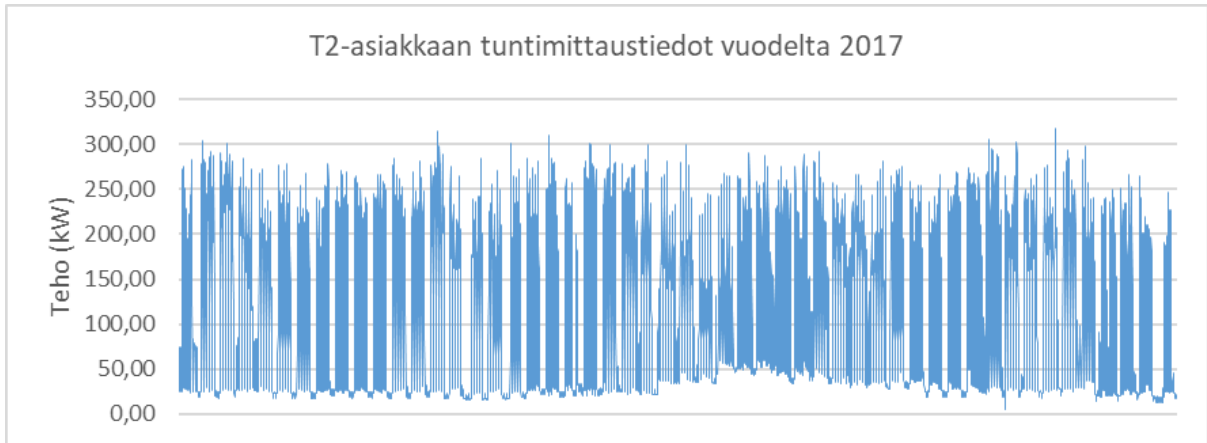
L2-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 2,37 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 10,59 kW.



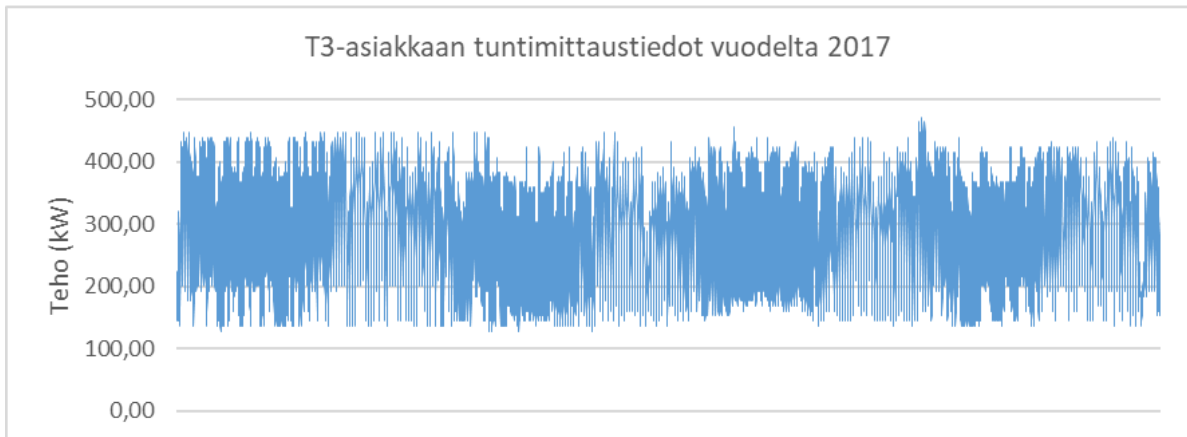
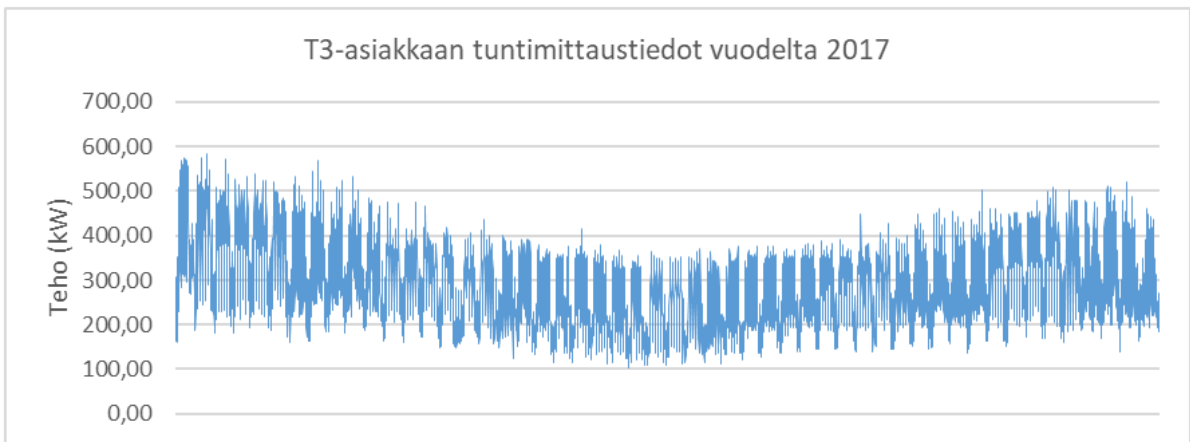
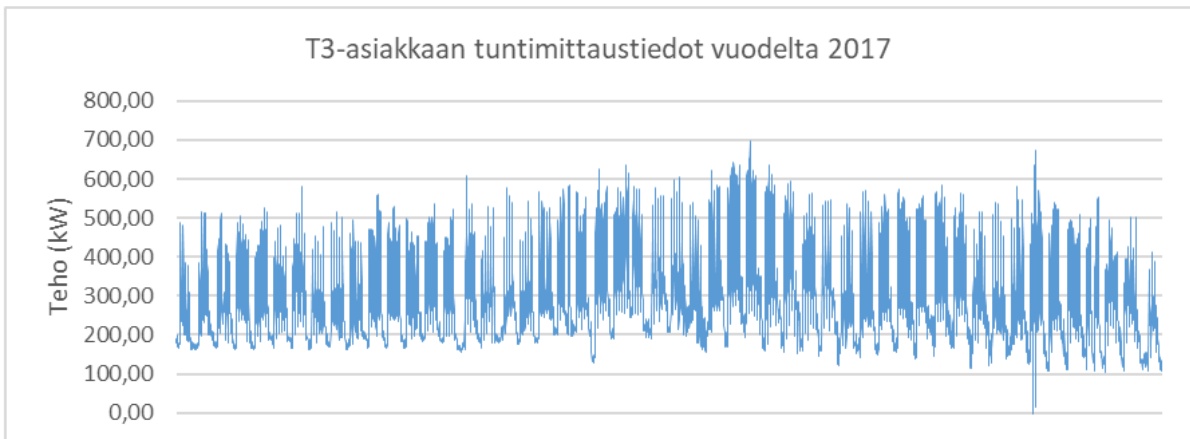
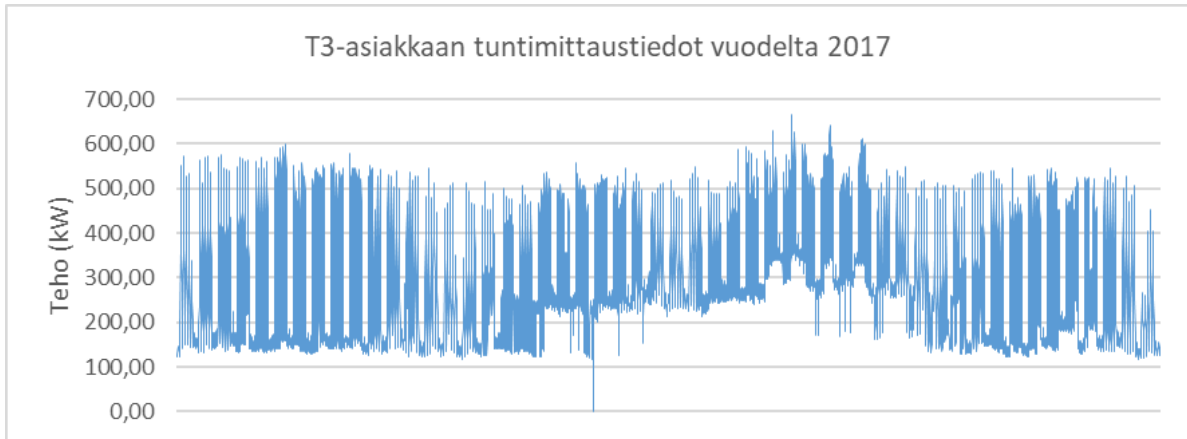


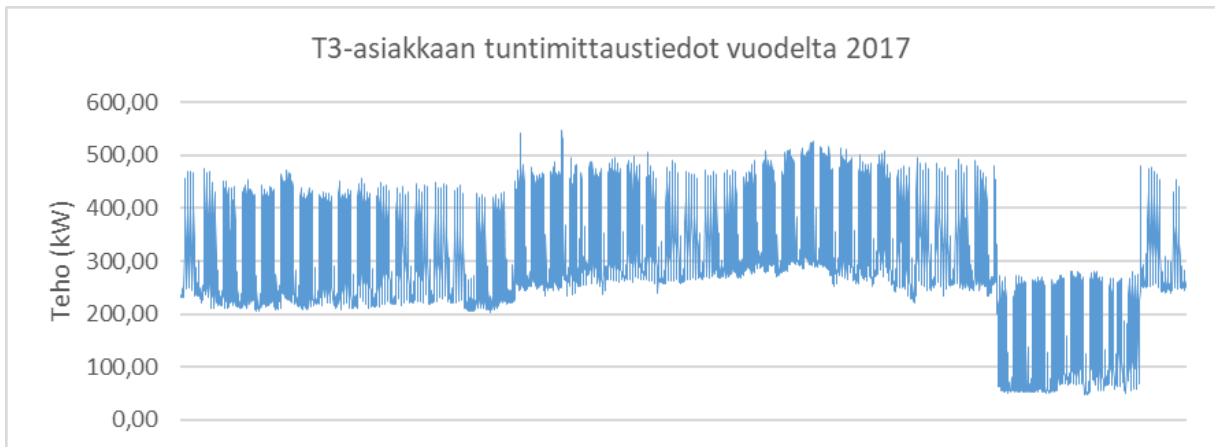
T1-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 31,56 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 99,28 kW.



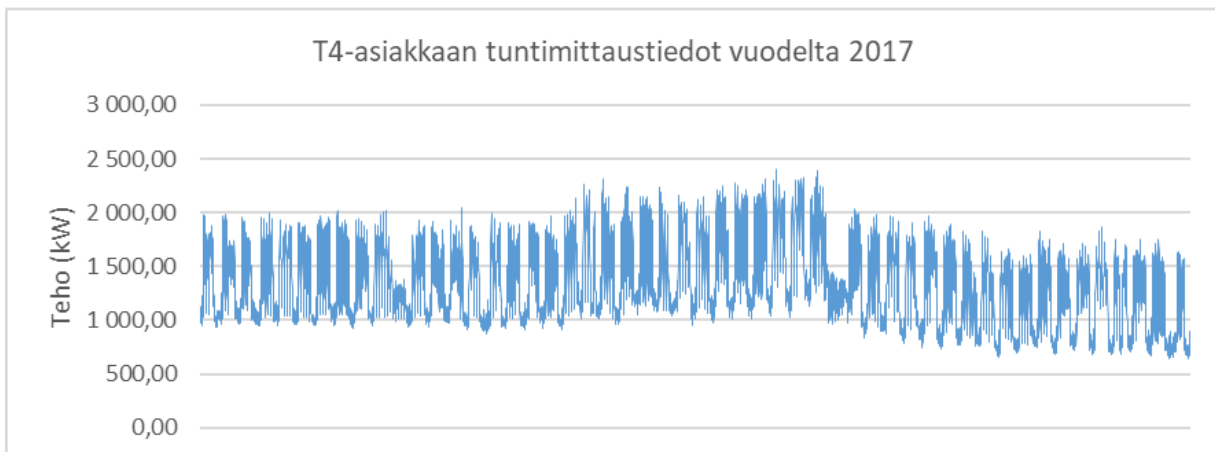
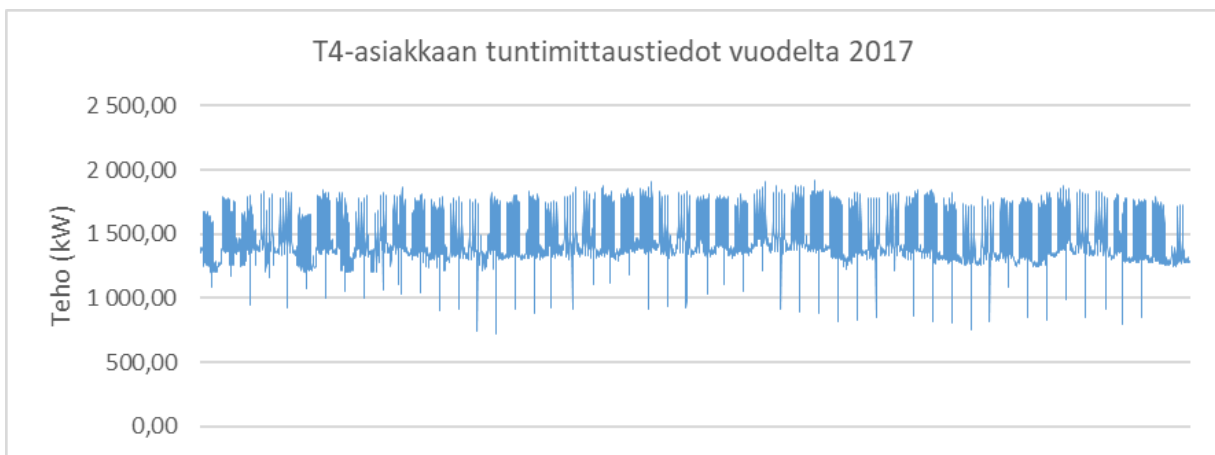


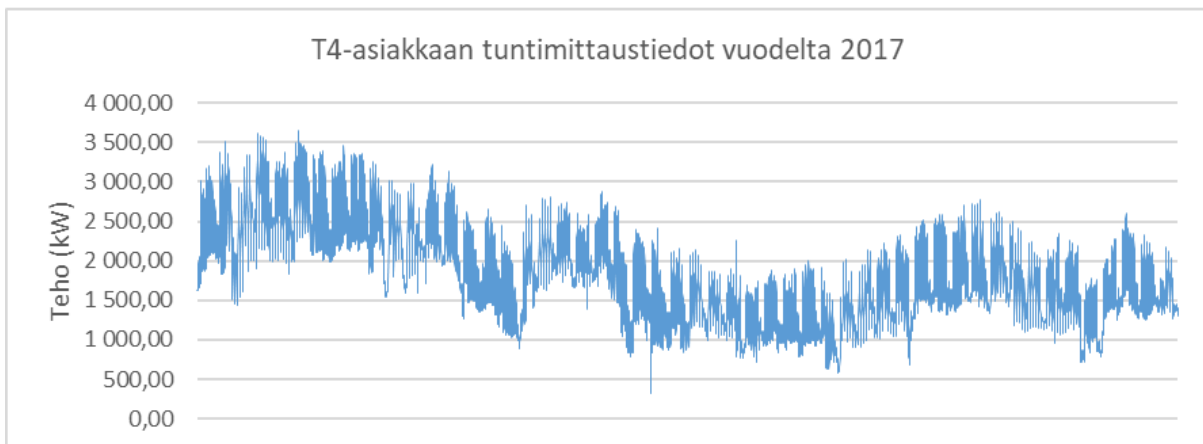
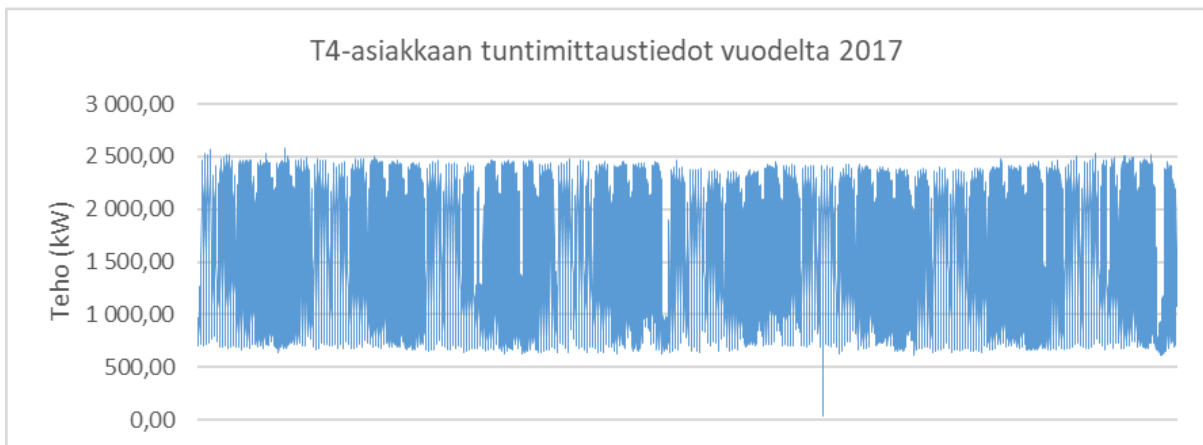
T2-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 106,30 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 318,00 kW.





T3-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 290,57 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 697,84 kW.





T4-asiakasryhmään kuuluvien 5 käyttöpaikan keskimääräinen tuntikeskiteho vuonna 2017 oli 1 800,06 kW ja korkein yksittäisen käyttöpaikan huipputeho 4 960,30 kW.



Gaia Group Oy

Bulevardi 6 A,

FI-00120

HELSINKI, Finland

Tel +358 9686 6620

Fax +358 9686 66210

ADDIS ABABA | BEIJING |
BUENOS AIRES | GOTHENBURG |
HELSINKI | SAN FRANCISCO |
TURKU | ZÜRICH

You will find the presentation
of our staff, and their contact
information, at www.gaia.fi