

**Aalto-yliopisto**  
**Teknillinen korkeakoulu**

Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta  
Sähkötekniikan laitos

Timo Kaartio

ALUEELLISEN SÄHKÖKUORMAN ENNUSTAMISEN KEHITTÄMINEN

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 10.5.2010.

Työn valvoja Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja DI Stefan Forsström

**Tekijä:** Timo Kaartio**Työn nimi:** Alueellisen sähkökuorman ennustamisen kehittäminen**Päivämäärä:** 10.5.2010**Sivumäärä:** 8 + 107**Tiedekunta:** Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta**Laitos:** Sähkötekniikan laitos**Professori:** S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka**Työn valvoja:** Professori Matti Lehtonen**Työn ohjaaja:** DI Stefan Forsström

Alueellinen sähkökuormien ennustaminen muodostaa perustan sähköverkon strategiselle suunnittelulle. Työssä on tutkittu pitkän aikavälin alueellista sähkökuormien ennustamista ja siihen kohdistuvia muutoksia. Ennustusprosessin kokonaisvaltainen kehittäminen on ollut työn pääkohta.

Työssä on ehdotettu kehityskohteita ennusteen integroimiseksi kiinteämmäksi osaksi verkkotietojärjestelmää. Tämä vaatii muun muassa kaavoitustietojen tuomista verkkotietojärjestelmän käyttöön sekä kehittyneitä analyysityökaluja kulutustietojen ryhmitteilyyn. Näin verkkotietojärjestelmän hyväksikäyttöä yleissuunnittelussa voidaan tehostaa merkittävästi. Tärkeimpiin suunnittelun lähtötietoihin kuuluvat sähkön käyttö-, kaavoitus-, rakennus- ja verkkotiedot. Alueilla, joista on paljon lähtötietoja saatavissa, ennustaminen perustuu kaavoitukseen ja nykyisen sähkönkulutuksen tuntemiseen.

Verkkoyhtiöt toimivat osana yhteiskuntaa ja niiden toimintaympäristö on kiihtyvää vauhtia muuttumassa. Tätä muutosta on pyrittävä ennakoimaan johtuen verkoston osien pitkistä suunnittelu- ja toteutusajoista. Työssä keskitytään ennustamisen kannalta kolmen merkittävimmän muutoksen tutkimiseen. Näitä ovat sähköautot, lämpöpumput ja hajautettu tuotanto.

**Avainsanat:** Sähköverkon strateginen suunnittelu, alueellisen sähkökuorman ennustaminen, kuorman mallintaminen, sähköautot, hajautettu tuotanto, lämpöpumput

**Author:** Timo Kaartio**Name of the Thesis:** Development of Spatial Electric Load Forecasting**Date:** 10.5.2010**Number of pages:** 8 + 107**Faculty:** Faculty of Electronics, Communications and Automation**Department:** Department of Electrical Engineering**Professorship:** S-18 Power Systems and High Voltage Engineering**Supervisor:** Matti Lehtonen, Professor**Instructor:** Stefan Forsström, M.Sc.

Spatial load forecasting forms the basis for strategic planning of electricity networks. This thesis studies long term spatial electric load forecasting and changes within. Specifically, the main aim has been to develop a comprehensive forecasting process.

A comprehensive forecasting process involves the integration of spatial load forecasting and the network information system. The most important forecasting background information includes electricity consumption, zoning, structure and electricity network data. In areas where a substantial amount of background information is available, forecasting would then be based on zoning and current electricity consumption data. The integration requires importing zoning information to the network information system and developing analyzing tools to group electric consumption data. As a result, this improves the efficiency of the network information system.

Electricity network companies are a part of society and their operational environment is rapidly changing. These changes need to be accurately predicted well in advance due to the electricity distribution network lengthy planning periods and lead times. Additionally, this thesis focuses on the research of the three most significant changes concerning spatial load forecasting: electric cars, heat pumps and decentralized production.

**Keywords:** Electricity networks strategic planning, spatial electric load forecasting, load modelling, electric cars, decentralized production, heat pumps

## **Esipuhe**

Työ on tehty Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä, osana strategisen huippuosaamisen keskittymän CLEEN Oy:n tutkimusohjelmaa Smart Grids and Energy Markets. Kiitoksen haluan osoittaa Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n toimitusjohtaja Risto Lapille ja käyttöpäällikkö Ilona Erhiölle mahdollisuuden antamisesta diplomityön tekemiseen.

Kiitos kuuluu kaikille Vantaan Energia -konsernin työntekijöille, jotka ovat luoneet mukavan työilmapiirin ja jaksaneet auttaa muiden työkiireiden ohella. Kehityspäällikkö Juho Paloposkelle kiitos avusta työn viimeistelyssä.

Työn valvojana on toiminut Teknillisen korkeakoulun professori Matti Lehtonen, jolta olen saanut asiantuntevia neuvoja ja kommentteja työtä koskien. Erityisesti haluan kiittää työn ohjaajaa DI Stefan Forsströmiä, jolta olen oppinut paljon työtä tehdessä. Kiitos kuuluu myös kaikille muille työhön vaikuttaneille henkilöille.

Lämmin kiitos perheelleni ja ystäväilleni sekä erityisesti Niinalle tuesta ja kannustuksesta opintojeni ja diplomityöni aikana.

Espoossa 10.5.2010

Timo Kaartio

# Sisältö

<b>Esipuhe</b> .....	<b>iv</b>
<b>Sisältö</b> .....	<b>v</b>
<b>Lyhenteet</b> .....	<b>viii</b>
<b>1 Johdanto</b> .....	<b>1</b>
1.1 Vantaan Energia Oy ja Vantaan Energia Sähköverkot Oy .....	3
<b>2 Alueellisen sähkökuorman mallintaminen ja ennustaminen</b> .....	<b>5</b>
2.1 Yleistä alueellisesta sähkökuorman ennustamisesta.....	5
2.2 Kuormaennusteessa käytettävät tiedot.....	8
2.3 Kuormaan vaikuttavat tekijät.....	12
2.3.1 Sää.....	12
2.3.2 Kuluttajien tyyppi .....	13
2.3.3 Ajallinen vaihtelu.....	14
2.3.4 Alueellinen jakautuminen .....	15
<b>3 Verkon nykytila</b> .....	<b>16</b>
3.1 Verkon kuormitusten mallintaminen .....	16
3.1.1 Kuormitustiedot .....	17
3.1.2 Velanderin kaava .....	19
3.1.3 Huipunkäyttöaika.....	20
3.1.4 Tyypikkuluttajakäyrät.....	21
3.1.5 Kuormitusten tilastollisuus ja asiakasryhmien huippujen ajoittuminen .	25
3.1.6 Osallistumis- ja tasoituskertoimet.....	29
3.2 Lämpötilan mallintaminen .....	30
<b>4 Alueellinen sähkökuorman ennustaminen</b> .....	<b>33</b>
4.1 Yleistä kuormitusten ennustamisesta.....	33
4.2 Simulointimetodi .....	38
4.3 Suuntausmetodi.....	40
4.3.1 S-käyrä.....	42
<b>5 Alueellisen sähkökuorman ennustaminen Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä</b> .....	<b>44</b>
5.1 Sähkökuorman ennustusmalli .....	45
5.1.1 Alkutiedot .....	45
5.1.2 Uusien asuntojen lämmönlähdejakauma .....	46

5.1.3	Ominaiskulutus .....	49
5.1.4	Rakentaminen .....	54
5.1.5	Huipunkäyttöajat ja osallistumiskertoimet .....	56
5.1.6	Kulutusten kohdentaminen sähköasemille ja kaupunginosille .....	58
5.1.7	Ennustusmallin tuottamat tulokset.....	58
5.2	Ennustemallin karttaosa.....	60
<b>6</b>	<b>Alueellisen sähkökuorman ennustamisen muutokset.....</b>	<b>65</b>
6.1	Sähköautot .....	65
6.1.1	Sähköautojen aiheuttamat kuormitukset sähköasemilla .....	68
6.1.2	Sähköautojen latauksen tehohiipun ajankohdan ohjaaminen .....	70
6.1.3	Sähköautot ennustemallissa .....	71
6.1.4	Sähköautojen kuormitusvaikutukset .....	71
6.2	Lämpöpumput .....	72
6.2.1	Lämpöpumppujen markkinaosuus.....	72
6.2.2	Lämpöpumppujen vaikutukset siirrettyyn energiaan.....	73
6.2.3	Lämpöpumppujen vaikutus huipputehoon.....	74
6.2.4	Lämpöpumput ennustemallissa.....	77
6.3	Hajautettu sähköntuotanto .....	77
6.3.1	Hajautetun sähköntuotannon kenttäkokeet .....	78
6.3.2	Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset .....	81
<b>7</b>	<b>Skenaario .....</b>	<b>84</b>
7.1	Skenaario 2025 .....	84
7.1.1	Sähköasemien huipputehot .....	86
7.1.2	Ominaiskulutus .....	87
7.1.3	Sähköautot, lämpöpumput ja hajautettu tuotanto 2035 .....	88
<b>8</b>	<b>Kehityskohteita .....</b>	<b>90</b>
8.1	Verkkotietojärjestelmän hyödyntäminen alueellisessa sähkökuorman ennustamisessa.....	90
8.1.1	Yhdyskuntasuunnittelun tietojen siirtäminen verkonsuunnitteluun .....	90
8.1.2	AMR-tiedon käyttäminen yleissuunnittelun tarpeisiin .....	92
<b>9</b>	<b>Yhteenveto .....</b>	<b>94</b>
	<b>Lähteet .....</b>	<b>96</b>
	<b>Liite A.....</b>	<b>103</b>
	<b>Liite B.....</b>	<b>104</b>
	<b>Liite C.....</b>	<b>106</b>

**Liite D..... 107**

## Lyhenteet

AKE	Ajoneuvohallintokeskus
AMR	Automatic Meter Reading (automaattinen mittarinluenta)
ATJ	Asiakastietojärjestelmä
BAT	Best available technology
BAU	Business as usual
EDM	Energy data management (mittaustietojärjestelmä)
EHJ	Energianhallintajärjestelmä
HSY	Helsingin seudun ympäristöpalvelut
IV	Ilmanvaihto
KL	Kaukolämmitys
MLP	Maalämpöpumppu
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle (sähköverkosta ladattava hybridauto)
UV	Ulkovalaistus
VE	Vantaan Energia Oy
VES	Vantaan Energia Sähköverkot Oy
VTJ	Verkkotietojärjestelmä



# 1 Johdanto

Sähköverkkojen suunnittelu perustuu ensisijaisesti alueen ennakoituun kuormituksen kehittymiseen. Verkonhaltijan on pystyttävä suunnittelemaan kuormituksia vastaava verkko vähintään rakentamisen toteutusaika etukäteen. Mitä aikaisemmin kokonaiskuva verkon tulevasta kuormitustilanteesta saadaan, sitä paremmin verkko voidaan kokonaisuudessaan suunnitella. Sähköverkon strateginen suunnittelu keskittyy ennen kaikkea pitkää toteutusaikaa vaativiin verkon osiin, kuten sähkönsiirtoverkkoon, sähköasemiin ja keskijänniteverkkoon. Verkoston onnistunut kokonaisvaltainen suunnittelu perustuu pitkäjänteiselle strategiselle suunnittelulle. Vastaavasti huonot kuormitusennusteet johtavat heikkoon toteutukseen. Sähkön käytön kasvu on viime vuosina jakautunut alueellisesti epätasapainoisesti, tämä osaltaan tekee virheinvestoinnit aiempaa kalliimmiksi.

Alueellista sähkökuorman ennustamista pyritään tekemään perustuen ympäröivästä yhteiskunnasta saataviin tietoihin. Tiedot vaihtelevat sähkönkäytön kehitystrendeistä pitkän aikavälin maankäytön suunnitteluun ja kaavoitukseen. Verkon komponenttien teknisen eliniän ollessa pitkä, jopa 50 vuotta, on ennusteidenkin ulotuttava pitkälle tulevaisuuteen. Lähtötietojen avulla pyritään muodostamaan kuva verkon alueen kuormituksista aina kymmenien vuosien päähän. Verkkoyhtiön tekemillä pitkän tähtäimen ennusteilla pyritään saavuttamaan mahdollisimman hyvä teknistaloudellinen tilanne verkon koko elinkaaren ajalta. Kuormaennustetta käytetään saneeraus- ja uudisrakentamisinvestointien arviointiin sekä verkon kehityssuunnitteluun. Ennusteet ovat kiinteä osa verkon yleissuunnittelua. Skenaarioiden tekeminen, johtuen tulevaisuuden epävarmuuksista, on välttämätöntä.

Työssä pyritään kehittämään kaupunkisähköverkkoyhtiön pitkän aikavälin kuormitusennustamista. Verkkoyhtiöt toimivat muuttuvassa toimintaympäristössä, minkä johdosta tulevaisuuden kuormitusten ennustamiseen ja mallintamiseen vaaditaan enemmän laaja-alaisuutta. Osana muuttuvaa toimintaympäristöä ovat uudenlaiset sähkönkulutuksen kehitystrendit ja lähtötiedot, joita on käytettävä alueellisia ennusteita tehtäessä. Myös tehokkaampi tietojärjestelmien hyödyntämisen mahdollisuus on otettava huomi-

oon ennustamista kehitettäessä. Verkkotietojärjestelmän, asiakastietojärjestelmän sekä muiden tietojärjestelmien täysipainoinen hyödyntäminen kuormitusten mallintamisessa on tullut entistäkin tärkeämmäksi.

Työssä keskitytään verkon tulevaisuuden kuormien ennustettavuuden parantamiseen sekä uusien kuormitusten suuruutta ja luonnetta muuttavien tekijöiden mallintamiseen sekä arviointiin. Työn pääkohta on alueellisen sähkökuorman ennustemalli, jolla voidaan ennustaa kaupunginosa- ja sähköasematasolla kuormituksia pitkällä aikavälillä. Tämä malli toimii pohjana päämuuntajakapasiteetin tulevaisuuden tarvetta arvioitaessa. Työn osana on myös tarkoitus kehittää koko ennustusprosessia. Suurien tietomäärien käsittelystä johtuen tiedonhallinnan on hyvä olla automatisoitua laskennallisesti raskaampien analyysien osalta. Tilastollisten menetelmien käyttö on myös välttämätöntä, käsiteltäessä jopa 100 000 käyttöpaikan tietoja. Nykyisten käyttöpaikkatietojen analysointi muodostaakin lähtökohdan ennusteelle.

Osoitus muuttuvasta toimintaympäristöstä on suuntaus energiankulutuksen vähentämiseen. Uusia, verkon kuormituksia huomattavasti muuttavia tekijöitä ovat sähköautot, lämpöpumput ja hajautettu tuotanto. Tavoitteena on saada mahdollisimman realistinen kuva energiansäästö- ja tehostamistoimien aiheuttamista kuormien muutoksista sekä selvittää sähköautojen, lämpöpumppujen ja hajautetun tuotannon potentiaali verkon jakelualueella. Edellä mainittuja asioita käsitellään etenkin alueellisen ennustamisen kannalta.

Työn tuloksena on työkaluja verkkoyhtiön pitkän tähtäimen verkostosuunnitteluun. Pitkän tähtäimen suunnittelu vaatii paljon tietojen analysointia, johon on myös kehitetty työtä helpottavia työkaluja. Alueellisen ennusteen nykyistä suurempi integraatio verkkotietojärjestelmän kanssa helpottaisi suunnittelua merkittävästi. Integraation puuttuessa suuri osa analyyseistä joudutaan tekemään käyttämällä tietokantahakuja, verkkotietojärjestelmän käyttöliittymää ja taulukkolaskentaohjelmaa. Verkkotietojärjestelmässä olisi oltava mahdollisuus kuvata myös tulevaa rakennuskantaa. Ennusteiden suora integroiminen verkkotietojärjestelmään parantaisi myös yleissuunnittelun tarvitsemia verkosto-

laskentoja ja investointien kannattavuuden arviointia. Työssä on pyritty esittämään kaikki tärkeimmät alueellisen sähkökuorman ennusteen osa-alueet ja muodostamaan toimivat työkalut ennusteen tekemiseen.

## 1.1 Vantaan Energia Oy ja Vantaan Energia Sähköverkot Oy

Vantaan Energia Oy on perustettu vuonna 1910, tällöin nimellä Malmin sähkölaitos Oy. Vantaan Energia Oy:n omistavat Vantaan ja Helsingin kaupungit. Emoyhtiö Vantaan Energia omistaa 100 % Vantaan Energia Sähköverkot Oy:stä. Konsernissa on 341 työntekijää, joista verkkoyhtiössä toimii 64 työntekijää. Vantaan Energia Sähköverkot Oy perustettiin 24.5.2006 ja operatiivinen toiminta alkoi 1.1.2007, jatkaen Vantaan Energia Oy:n verkkoliiketoimintaa. Yhtiö on eriytetty Vantaan Energia Oy:n myynti- ja tuotantotoiminnoista sähkömarkkinalain edellyttämällä tavalla. Yhtiöt toimivat yhdessä Vantaan Energia konsernina. Konsernin liikevaihto vuonna 2009 oli 234 miljoonaa euroa, josta VES:in osuus 36 miljoonaa euroa.

VES:in sähköverkko koostuu hierarkkisesti voimalaitos- ja kantaverkkoliitännöistä, 110 kV siirtoverkosta, 110/20 kV sähköasemista, 20 kV keskijänniteverkosta, jakelumuuntamoista, 0,4 kV pienjänniteverkosta sekä kaikista näihin liittyvistä laitteista ja komponenteista. Alla taulukko 1 Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n tärkeimmistä verkko-tiedoista.

**Taulukko 1 Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n verkkotilastoja**

Siirtoverkko (110 kV)	Keskijänniteverkko (20 kV)	Pienjänniteverkko (0,4 kV)	Jakelumuuntamot (20 / 0,4 kV)
Sähköasemat: 9 kpl	Ilmajohdot: 150 km	Ilmajohdot: 437 km	Omat: 1028 kpl
Päämuuntajat: 17 kpl	Maakaapelit: 702 km	Maakaapelit: 1749 km	Asiakkaiden: 173 kpl
Päämuuntajateho yhteensä: 618 MVA	Kaapelointiaste: 82 %	Kaapelointiaste: 80 %	
Yhteensä: 81 km	Yhteensä: 852 km	Yhteensä: 2186 km	Yhteensä: 1201 kpl

Kantaverkkoliitännät ovat Fingridin Tammiston ja Länsisalmen 400/110 kV sähköasemilla sekä Leppävaaran 110/20 kV sähköasemalla. VES:n sähköasemilta on myös 110 kV liityntöjä muiden lähialueiden energiayhtiöiden verkkoihin. Vantaan Energian Martinlaakson voimalaitos on liittynyt kolmella 110 kV yhteydellä Vantaan Energia Sähköverkon siirtoverkkoon. Vantaan ulkovalaistusverkon omistaa Vantaan kaupunki. Kau-

punkki ostaa UV-verkon suunnittelu- ja käyttöpalvelut VES:ltä. VES:in verkkoon liittyneitä asiakkaita on yhteensä noin 100 000. Näistä keskijänniteasiakkaita on 165.

Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n siirtopäätötehon huippu on 322 MW. Tehohuippu on kasvanut 111 MW viimeisen 14 vuoden aikana. Vantaalla sähköä kuluu valtaosin asumiseen, lämmitykseen ja palveluihin. Kulutus on suurimmillaan arki-iltoina. Kaupungin kasvun myötä väestömäärän on ennustettu kasvavan ainakin vuoteen 2040 asti [1]. Seuraavan 10 vuoden aikana Vantaalle ollaan rakentamassa useita isoja asuin- ja työpaikka-alueita. Tämä on jo aiheuttanut muun muassa uusien sähköasemainvestointien aloittamisen.

## **2 Alueellisen sähkökuorman mallintaminen ja ennustaminen**

Luvussa selvitetään alueellisen sähkökuorman ennustamisen perusteita ja esitellään ennusteessa käytettäviä lähtötietoja sekä kuormiin vaikuttavia tekijöitä. Luku toimii johdatusena aiheeseen ja myöhemmille luvuille.

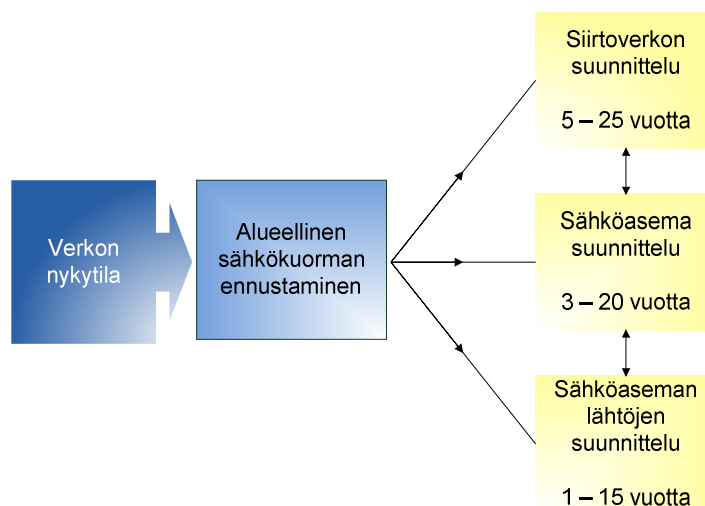
### **2.1 Yleistä alueellisesta sähkökuorman ennustamisesta**

Yleissuunnittelun tarkoituksena on selvittää pitkän aikavälin siirtotarpeiden tyydyttämiseksi tarvittavan verkoston sijoittaminen ja rakentamisen ajoittaminen. Yleissuunnittelua tehdään arvioimalla kaupungin kehitystä väestönkasvun, asuntojen, työpaikkojen ja muun rakentamisen kautta. Perustehtävänä on kartoittaa tarvittavien sähköasemalähtöjen määrä, tarvittavan päämuuntajakapasiteetin varaaminen, muuntamoiden paikkojen suunnittelu ja niitä syöttävien verkkojen mitoitus sekä alustava sijoittelu maastossa. Tehtävänä on myös tulevien hankkeiden kiireellisyysjärjestyksen määrittämien. Pitkän tähtäimen yleissuunnittelun osana toimii skenaarioiden luominen, jossa verkon suunnitteluun vaikuttavat tulevat kuormitukset on arvioitava ennustetietojen perusteella.

Kuormitukset ovat yksittäisistä syistä vaikuttaneet eniten verkon kehittymiseen. Nykyisten kuormitusten tunteminen ja tulevaisuuden kuormitusten arviointi ovat avainasemassa verkko-omaisuuden tehokkaan hallinnan kannalta. Sähkökuormaa pitää tarkastella alueellisesti verkon luonteesta johtuen. Pienen alueen kuormitusennusteet voivat poiketa paljonkin koko jakelualueen kuormitusennusteista. Verkkoyhtiölle on oltava selvää mille alueille uudiskohteet ja saneeraaminen on kohdennettava, jotta verkko voidaan toteuttaa pitkällä aikavälillä teknistaloudellisesti optimaalisesti. Alueelliset sähkökuormaennusteet ovat välttämättömiä verkon kehitystyössä ja ilman niitä verkon pitkäjänteinen suunnittelu ei ole mahdollista.

Yleissuunnittelun ensimmäisessä vaiheessa arvioidaan verkon nykytila. Toinen vaihe liittyy suunnittelualueen kehitysnäkymien arviointiin, jonka pohjalta suunnitellaan tulevaisuuden verkko. Olennainen osa kehitysnäkymien arvioinnissa on kuormitusennus-

teen laatiminen. Kuormitusennusteessa arvioidaan tulevaisuuden tehontarvetta. Kuormitusennuste laaditaan usein käyttäen hyväksi kuntien kehityssuunnitelmia ja kaavoituspalveluja sekä laskelmia kuluttajaryhmittäisistä ominaiskulutuksista. Kuvassa 1 on kuvattu pitkän aikavälin suunnitteluprosessia.

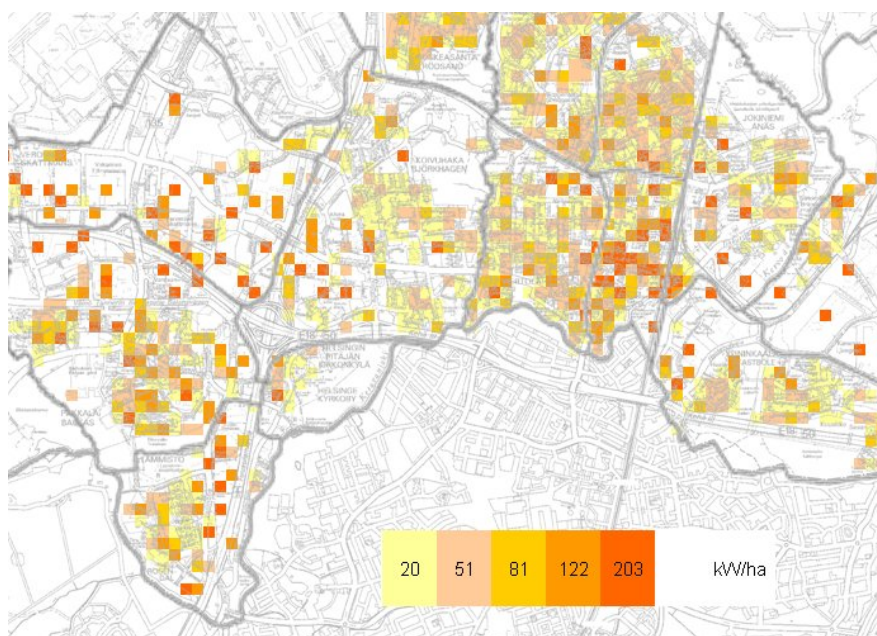


**Kuva 1 Suunnitteluprosessi**

Alueellinen sähkökuorman ennustaminen keskittyy kolmeen asiaan; kuinka paljon tehoa tarvitaan, missä sitä tarvitaan ja milloin sitä tarvitaan. Alueellinen sähkökuorman ennustaminen eroaakin muista ennustetyypeistä juuri sen sijaintiin kantaaottavuuden vuoksi. Puhuttaessa alueellisesta ennustamisesta puhutaan usein pienalue-ennusteista, jolloin suuremmat alueet, esimerkiksi koko verkon kattama alue on jaettu pienempiin alueisiin. Alueet voivat olla joko säännöllisen tai epäsäännöllisen muotoisia. Epäsäännöllisen muotoiset alueet määräytyvät fyysisten komponenttien tai alueen rajojen mukaan. Alue voi olla esimerkiksi lähdon tai muuntamon syöttöalue tai kaupunginosa. Säännöllisen muotoiset alueet ovat vastaavasti ruudukon kaltaisia, kuten kuvassa 2. Kuvassa nähdään esimerkkialueen huipputehot hehtaarin alueilla. Kuva on tulostettu diplomityön osana tehdyllä alueellisen sähkökuormaennusteen karttaosalla. Kartalla Vantaa on jaettu 24 000 kappaleeseen 100 x 100 metriä alueita, joille laskenta suoritetaan. Karttaosan toimintaa on selvitetty luvussa 5.2. Kuten kuvasta nähdään, kuormitustiheys vaihtelee suuresti jakeluverkon alueella. Suomen olosuhteissa tehot vaihtelevat muutaman kilowatin ja 40 megawatin välillä neliökilometriä kohden.

Alueellinen sähkökuormaennuste voidaan jakaa ajallisesti jaksoihin. Työssä on käsitelty pitkän aikavälin ennustamista eli aikajännettä yhdestä vuodesta kymmeneen vuosiin. Pissimmillään ennuste ulottuu yli 30 vuoden päähän. Ennusteen tekniseksi ylärajaksi voidaan asettaa noin 25 vuotta. Vaikkakin on hyvä ennustaa myös lopullisten, saturoituneiden kuormitusten määrää. Tilannetta kutsutaan myös nimellä horisonttivuosi kuorma, tämän jälkeen kulutuksella ei ole enää merkittävää muutospotentiaalia. Ennustuksia on perusteltua tehdä ajallisesti tietyin määräväleihin, esimerkiksi kahden, viiden, kymmenen ja kahdenkymmenen vuoden päähän sekä määrittelemättömään horisonttivuoteen. Luonnollisesti mitä kauemmaksi tulevaisuuteen mennään, sitä epätarkemmiksi ennusteet käyvät. Sähköverkon komponenttien elinkaaren ollessa pitkä, on ennusteiden vastaavasti ulotuttava riittävän pitkälle tulevaisuuteen, jotta investointien kannattavuutta voidaan tarkastella riittävällä aikajänteellä.

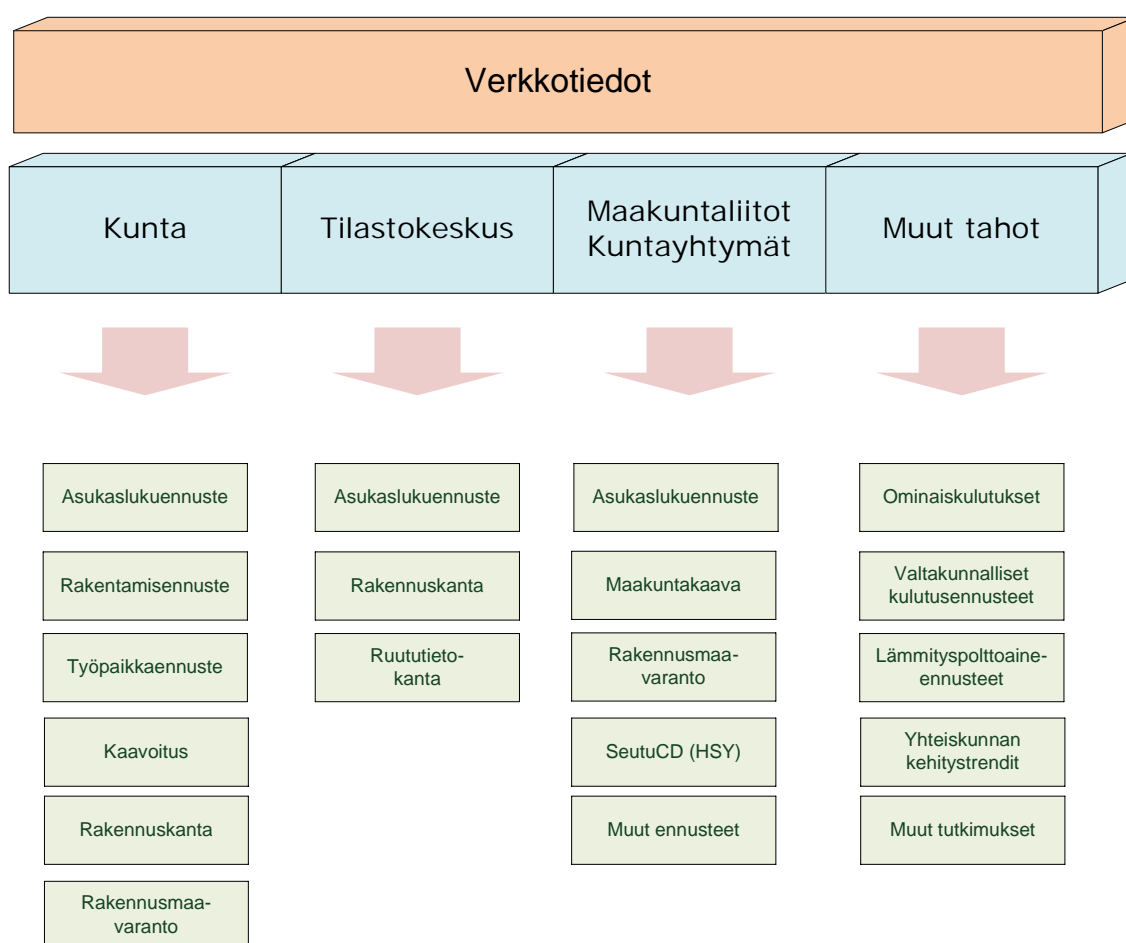
Kuormien ennustamisen tarve ei poistu, vaikka kuormitukset olisivat pienenevään päin. Myös näiltä alueilta on hyvä saada tietoa tulevaisuuden tilasta ja mahdollisesti vapautuvasta kapasiteetista. Diplomityön osana tehdyllä karttaosalla, joka kuvaa kuormien muutosten suuntausta historiatietojen perusteella, voidaan illustroida myös mahdollisia pieneneviä kuormia.



**Kuva 2 Huipputehoja Vantaan alueella**

## 2.2 Kuormaennusteessa käytettävät tiedot

Pitkän aikavälin alueellisen sähkökuorman ennustaminen perustuu pääosin sähkönkäyttö, jakeluverkko-, kaavoitus- ja maankäyttötietoihin. Varsinkin simulaation kaltainen ennustusmalli vaatii paljon alkutietoja, simulaatiosta lisää luvussa 4.2. Tietojen saataisuus vaihtelee huomattavasti alueittain. Tietojen keräämisellä, validoinnilla ja analysoinnilla on merkittävä osa alueellisessa sähkökuorman ennusteessa, niin työmäärän kuin lopputuloksenkin kannalta. Mallin tarkkuus riippuu suuresti näiden tietojen paikansäilyvyydestä. Kuvassa 3 nähdään tärkeimpiä tietolähteitä ja niistä saatavia tietoja.



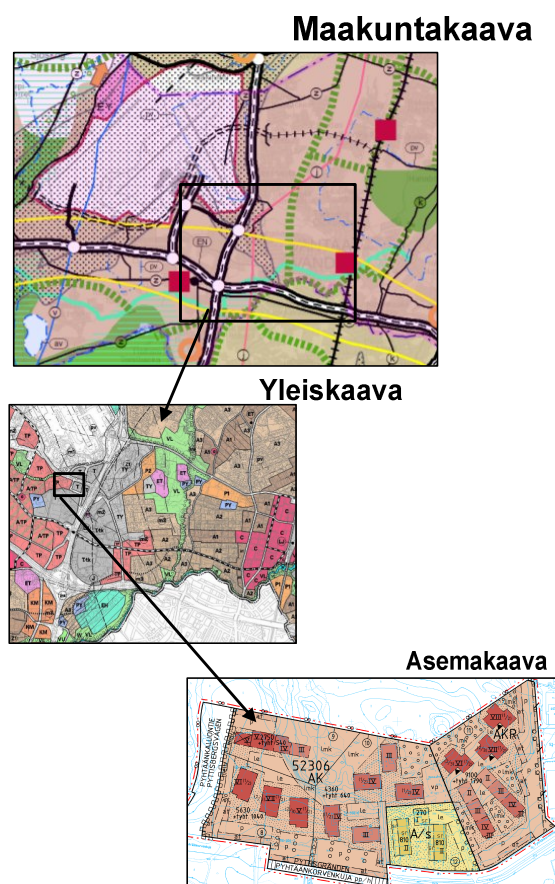
**Kuva 3 Alueellisen sähkökuormaennusteen lähtötietoja**

Tärkein tietolähde on yleensä kunta, jolla on parhaat tiedot muun muassa rakennuskannasta, elinkeinorakenteesta, asukkaista ja alueen tulevaisuuden suunnitelmista. Tämän



takia verkkoyhtiölle on ensiarvoisen tärkeää hyvä kommunikaatio kuntasuunnittelijoiden kanssa.

Useat kunnat julkaisevat monipuolisia tilastoja kunnan omilla Internet-sivuilla. Tilastot voivat kuvata esimerkiksi elinkeinorakennetta, kehitysnäkymiä ja demografiaa, eli väestön ominaisuuksia tilastollisessa muodossa. Tarkemmat tiedot esimerkiksi rakennuskannasta saattavat olla salaisia ja niitä saa vain hakemuksen avulla. Tiedot ovat kuitenkin yleensä verkkoyhtiön saatavissa. Kunnalta saataviin tietoihin lukeutuu sekä asemattä yleiskaava, jotka ovat maankäytön tulkitsemisessa ja ennakoinnissa erinomaisia. Yleiskaava kattaa kunnan alueen tai osan siitä. Se osoittaa alueen pääkäyttötarkoitukset. Nimensä mukaisesti kaavoitus on yleispiirteinen, esimerkiksi asumiseen varattu alue sisältää myös asuinalueen sisäiset puistot. Rakentamisen yleiskaavavaranto voidaan laskea alueen pinta-alan, arvioidun korttelialueen osuuden sekä alueittain arvioidun tehokkuusluvun avulla. [2]



**Kuva 4 Kaavoituksen tasot. Maakunta-, yleis- ja asemakaava.**

Asemakaava voi käsittää kokonaisen asuinalueen tai vain yhden tontin. Se määrää varsin tarkasti mitä ja mihin saa rakentaa. Asemakaava sisältää tiedot muun muassa rakennusoikeudesta, tehokkuusluvusta, kerrosluvusta ja alueen käyttötarkoituksesta. Asemakaavoitetun alan rakentuminen on osittain epävarmaa ja alue saatetaan kaavoittaa juuri ennen rakentamista tai kaavoitettua alaa ei rakenneta ollenkaan kaavan osoittamassa muodossa.

Tilastokeskus julkaisee muun muassa kuntakohtaisia asukasluennusteita, joiden pohjalta voidaan laskea sähkönkulutuksen muuttumista. Tilastokeskukselta on saatavissa myös erittäin yksityiskohtaisia alueellisia tilastoja tiheällä aluejaolla. Sähkökuorman analysointiin soveltuu hyvin ruututietokanta, jossa esitetään muun muassa alueen väestörakennetta sekä tietoja työpaikoista ja rakennuksista. Ruudun tarkkuus on 250 x 250 metriä tai 1 x 1 km. Osa Tilastokeskuksen tiedoista on maksullisia. [3]

Koko maan kattava yhtenäinen rakennus- ja huoneistorekisteri löytyy ainoastaan Väestötietokeskuksen väestötietojärjestelmästä. Järjestelmään ei ole kuitenkaan tallennettu sähkön mittaukseen liittyvää käyttöpaikka- tai sähköyhtiötietoa. Kunnissa on käytössä vaihtelevasti erilaisia tietoteknisiä ratkaisuja kiinteistörekisterin ylläpitoon, eikä mitään yhteistä käytäntöä tai rajapintaa ei ole olemassa. [4]

Maakuntaliitot ja kuntayhtymät tuottavat muun muassa kehityssuunnitelmia sekä maakuntakaavaa. Maakuntakaava on kaavoituksen korkein taso. Maakuntakaava on yleispiirteinen maakunnan alueidenkäyttösuunnitelma, jonka lähtökohtana ovat maakuntasuunnitelman tavoitteet ja strategiat. Siinä esitetään alueidenkäytön ja yhdyskuntarakenteen periaatteet ja osoitetaan maakunnan kehittämisen kannalta tarpeellisia alueita. Maakuntakaavassa käsitellään vain koko maakuntaa, seutukuntia tai useampia kuntia koskevia vaikutuksia ja tarpeita. Maakuntakaavan aikatahtäys on 10–20 vuotta. Maakuntakaavaa voi käyttää maankäytön tutkimiseen, jos tarkempaa kaavoitustietoa ei ole saatavilla. Se esittää maakunnan kannalta keskeiset asiat muun muassa taajama- ja keskustalueet sekä liikenteen pääväylien sijoittumisen. Maakuntakaavat sisältävät myös vara-

ukset suurjännitesähköverkoille. Maakuntakaava ohjaa yleiskaavoitusta. Kuvassa 4 on esitetty kaavoituksen eri tasot maakuntakaavasta asemakaavaan. [5] [6]

Muista tahoista kannattaa hyödyntää esimerkiksi yliopistojen tutkimusta, energiateollisuuden sidosryhmien tilastoja tai esimerkiksi Energiateollisuus ry:n julkaisemia verkostosuosituksia, joissa on esitetty muun muassa eri kuluttajaryhmien ominaiskulutuksia ja kaavoja vuosienergioiden laskemiseen rakennusten pinta-alojen avulla. Energiateollisuuden sidosryhmät tuottavat myös sähkönkulutustilastoja, joita voi soveltaa omaan toimintaympäristöön. Esimerkkinä energiateollisuuden sidosryhmistä on Motiva, joka julkaisee tilastona valtakunnallisia ominaiskulutuksia sekä asumisväljyyksiä. [7] [8] [9]

Kaikkia yllämainittuja lähteitä käytettäessä on kiinnitettävä huomiota lähteiden luotettavuuteen ja omaan toimintaympäristöön sovellettavuuteen. Kaupunkien rakennusennusteet ja kehityssuunnitelmat saattavat olla ylioptimistisia, joten niitä hyväksikäytettäessä on ainakin pyrittävä saamaan vertailupohjaa aikaisempien ennusteiden toteutumisesta.

Verkkotiedoista saadaan kuva muun muassa tämän hetkisestä verkon tilasta ja kuormituksista. Verkkotietojärjestelmässä on kuvattuna kaikki verkon nykyiset kuormitukset. Verkkotietojen avulla saadaan kohdennettua myös alueellisesti tehdyt tehoennusteet verkoston komponenteille. Verkkotietoihin kuuluvat myös asiakkaiden sähkönkulutus-tiedot, joiden kehityksestä voidaan tehdä päättelyitä esimerkiksi muutoksista sähkönkulutuksessa. Mitattuja sähköisiä suureita voidaan käyttää myös lyhyen aikavälin sähköteknisen tilan ennustamiseen. Mitatut arvot voivat olla joko suoraan käyttöpaikalta mitattuja tai mahdollisesti sähköasemalähdöltä mitattuja suureita, joilla tarkennetaan verkkotietojärjestelmän laskennan arvoja. [10]

## 2.3 Kuormaan vaikuttavat tekijät

### 2.3.1 Sää

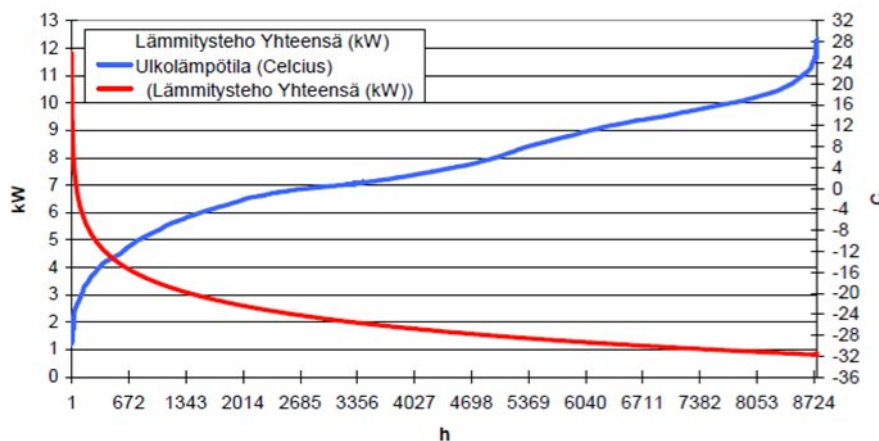
Säällä on huomattava merkitys sähkönkäyttöön. Säaelementeistä suurin vaikutus on lämpötilalla. Muita sähkönkäyttöön vaikuttavia säaelementtejä ovat valoisuus ja tuulisuus. Tutkimuksessa [11] on todettu valoisuuden korreloivan sähkönkulutuksen kanssa rakennuksissa, joissa ei tapahdu sähkönkulutuksen muutosta lämpötilasta johtuen. Pitkällä aikavälillä lämpötilanvaihteluilla ei ole verkon suunnittelun kannalta suurta merkitystä, koska verkko on mitoittettava joka tapauksessa kriittisen, Suomen tapauksessa useimmiten kylmimmän lämpötilan mukaan. Tietyillä alueilla huipputeho saattaa ilmetä myös korkeimmassa lämpötilassa, johtuen kiinteistöjen jäähtymisestä. Kriittistä lämpötilaa kutsutaan usein mitoituslämpötilaksi. Vaikkei tämä mitoituslämpötila toistuisikaan edes vuosittain, on verkko silti oltava mitoitettu kestämään sen aiheuttama kuormitus. Kylmimpänä mahdollisena lämpötilana voidaan käyttää viimeisen kymmenen vuoden aikana toteutunutta kylmintä lämpötilaa eli mitoitusulkolämpötilaa. [12]

Lämpötilan muutokset on otettava huomioon myös vuosittaista sähkönkulutusta arvioitaessa. Asiakkaan vuosienergian analysoinnissa on otettava huomioon kyseisen vuoden lämpötila ja asiakastyypin sähkönkulutuksen riippuvuus lämpötilasta. Ominaiskulutuksia arvioitaessa mitatut energiat on palautettava normaalilämpötilaan. Nykyisin lämpöpumppujen käyttäminen sisäilman jäädyttämiseen lisää sähkönkulutusta ulkolämpötilan noustessa korkeaksi.

Verkostolaskennoissa verkkotietojärjestelmään asetelluilla lämpötiloilla on vaikutusta, koska esimerkiksi verkon laskennalliset häviöt riippuvat kuormituksista, ja kuormitukset lämpötilasta. Häviöitä laskettaessa voidaan käyttää oletuslämpötiloja, jotka ovat alueen keskimääräiset lämpötilat. Mitoittavaa tehoa laskettaessa on huomioitava, että laskennat tehdään verkon kriittisessä lämpötilassa.

Ulkolämpötila saattaa vaihdella huomattavasti vuodesta toiseen, jolloin myös huipputeho vaihtelee lämpötilasta johtuen. Siltikin tehoennusteissa ja verkostolaskelmissa on

käytettävä kriittistä lämpötilaa. Suurin lämpötilan vaikutus verkon huipputehoihin näkyy sähkölämmityksen osalta. Jollei muuta informaatiota ole käytössä, voidaan sähkölämmitystä paljon sisältävälle kuormitukselle tehon lämpötilariippuvuutena käyttää 4 % / °C. Kuvassa 5 nähdään yksittäisen sähkölämmitteisen omakotitalon lämmitystehon tarpeen riippuvuus lämpötilasta. [13]



Kuva 5 Omakotitalon lämmitystehontarpeen ja ulkolämpötilan riippuvuus [14]

### 2.3.2 Kuluttajien tyyppi

Kuluttajien tyypillä on pitkällä aikavälillä suuri merkitys kuormien suuruuteen ja käyttäytymiseen, erityisesti alueellisesti. Pienasiakkailta suurimmat erot muodostuvat lämmitysratkaisuista. Kaukolämmitetyn pientalon sähkönkulutus on vain kolmasosa sähkölämmitetystä pientalosta. Myös muutos teollisuuden rakenteessa aiheuttaa huomattavat kuormitusmuutokset. Asiakkaiden sähkölaitteiden määrä, tyyppi ja koko määräävät lopulta asiakkaan sähkönkulutuksen. Näiden ominaisuuksien perusteella asiakkaat jaetaan ryhmiin, joiden kulutuskäyttäytyminen on riittävällä tasolla ryhmälle tyypillistä. Erityisen suuri vaikutus sähkön tarpeeseen on teollisuuden määrässä ja laadussa tapahtuvissa muutoksilla sekä sähkölämmityksellä. [15]

Kuluttajat voidaan lajitella alueesta riippuen esimerkiksi asiakasryhmäjaolla:

- Kerrostalo
  - Eri lämmitysmuodot

- Rivitalo
  - Eri lämmitysmuodot
- Pientalot
  - Eri lämmitysmuodot
- Maatalous
- Vapaa-ajan asunnot
- Palvelut
- Julkinen hallinto
- Pk-teollisuus
- Erityiskohteet: palvelinsalit, rataliikenne, teollisuus, sairaalat, ...

Asiakasryhmäjaon tiheys riippuu alueesta sekä ennustemallin resoluutiosta. Asiakasryhmien välillä on oltava merkittäviä eroja niin kuormituskäyttäytymisessä kuin ominaiskulutuksessakin, jottei niitä kannata yhdistää samaan asiakasryhmään. Yksittäiset suuret kuormat kuten raskas teollisuus ja palvelinsalit on syytä käsitellä erikseen niiden energiantenssiivisyyden takia. Ryhmien määrä ei saa olla liian suuri, yleensä alle 15, jotta ryhmiin kohdistuvien analyysien lukumäärä pysyy mielekkäänä. [16]

### **2.3.3 Ajallinen vaihtelu**

Jokaisen yksittäisen asiakkaan sähkönkäyttö vaihtelee ajallisesti, vuorokauden- ja vuodenajasta riippuen. Tällä yksittäisten asiakkaiden ajallisesti vaihtelevalla sähkönkäytöllä on huipputehon kannalta olennainen vaikutus. Verkko ei ole kaikilta osin mitoitettu kestämään kaikkien asiakkaiden huippukuormaa samanaikaisesti. Pitkän aikavälin suunnittelun kannalta on otettava huomioon kuormitusten suuruuden lisäksi myös ajalliset muutokset asiakkaiden kulutuskäyttäytymisessä. Asiakasryhmäkohtaisten kuormitusten huippujen ajankohdat määräävät osaltaan verkon osan huipputehon. Sähköaseman huipputehon riippuvuus asiakasryhmäkohtaisesta huipputehosta nähdään sivulla 57 taulukossa 5. Osallistumiskerroin ilmaisee asiakasryhmän huipputehon osallistumisen kyseisen sähköaseman huipputehoon.

Asiakasryhmillä on tunnusmerkillinen ajallinen tehovaihtelu. Kokonaiskulutuksen arvioinnissa on tunnettava eri asiakasryhmien osuus tietyn solmupisteen kuormituksesta. Systemin huipputeho kasvaa voimakkaimmin, jos asiakasryhmien huipputehot ajoittuvat samaan ajankohtaan. Pitkän aikavälin suunnittelun kannalta on olennaista mallintaa muutoksia myös kuormitusten ajankohdassa ja näin vaikutuksesta huipputehoon. Osa-kuormien huipputeho voi muuttua, kuten voi myös huipputehon ajankohta. Pitkällä aikavälillä tämä tarkoittaa perustavammanlaatuista muutosta kuormituksissa. Esimerkiksi sähköautojen lataushuipun ajoittumisella tulee olemaan suuri merkitys verkkokomponenttikohdaisiin huippuihin.

#### **2.3.4 Alueellinen jakautuminen**

Samaan asiakasryhmään kuuluvilla asiakkailta voi olla vaihtelevaa kulutuskäyttäytymistä riippuen kohteen sijainnista. Kuluttajat käyttäytyvät yhtenäisemmin samalla alueella sijaitsevien kuluttajien kuin muualla sijaitsevien vastaavien kuluttajien kanssa. Myös alueen kulutuskäyttäytymisen kehityssuunta voi erota muista.

Tietyyntyyppiset teollisuus- ja palvelukiinteistöt sijoittuvat yleensä vastaaville alueille. Asuinalueiden väestön samankaltaisuus näkyy myös rakennusten ominaiskulutuksissa. Aluejakona voidaan käyttää esimerkiksi jakoa kunta, kaupunginosa, sähköasema, lähtö ja muuntamo.

## 3 Verkon nykytila

Luvussa käydään läpi verkon nykytilan mallintamista, joka on lähtökohta kuormitusten ennustamiselle. Luvussa paneudutaan myös verkon kuormitusten mallintamisen apuvälineisiin ja laskentaan.

### 3.1 Verkon kuormitusten mallintaminen

Verkoston nykytila muodostaa lähtökohdan verkon suunnittelulle, kuten kuvassa 1 sivulla 6 kuvataan. Nykytilan selvittämiseen kannattaa käyttää riittävästi resursseja, koska väärä lähtötilanne johtaa helposti virheinvestointeihin. Verkon nykytilan mallintamisen ehdoton työkalu on verkkotietojärjestelmä, jossa on tallennettuna koko verkko sähköisine ominaisuuksineen. Verkkotietojärjestelmään on tallennettu myös kaikki verkon kuormitukset ja niiden maantieteelliset sijainnit. Verkkotietojärjestelmä antaa kuvan verkon muodosta ja järjestelmän laskentatuloksista selviää laskennalliset suureet verkon alueella. Verkkotietojärjestelmän laskentatuloksista saadaan selville muun muassa verkossa esiintyvät kuormitukset, jännitteet ja suojauskriteereiden täyttyminen. Asiakastietojärjestelmästä saadaan vastaavasti tieto asiakkaiden kulutuksista. Laskennan kannalta on olennaista, että verkkotietojärjestelmän ja asiakastietojärjestelmän lähtötiedot ovat mahdollisimman paikkansapitäviä. Verkon dokumentoinnin tarkkuus ja asiakastietojärjestelmän ylläpito kulutusryhmien ja vuosienergioiden osalta on edellytys luotettaville laskentatuloksille.

Johtuen verkostolaskennan oletuksista ja lähtötietojen epätarkkuudesta, laskentatuloksia on syytä verrata verkosta mitattuihin suureisiin. Laskentatulosten oikeellisuudesta on mahdollista varmistua esimerkiksi vertaamalla laskentatuloksia käytönvalvontajärjestelmästä saataviin todellisiin mittaustietoihin verkon kuormituksista ja jännitteistä. Vertailu voidaan tehdä esimerkiksi sähköasemalähdöille. Laskentatuloksista saa kuvan verkostolle asetettujen tavoitteiden toteutumisesta nykytilanteessa ja ne voivat johtaa myös välittömiin toimenpiteisiin, jos esimerkiksi jännitteenalenema jossain verkon osassa on liian suuri.



### 3.1.1 Kuormitustiedot

Kuormituskäyrä ilmoittaa suoraan tehon ajan funktiona. Kuormituskäyrä saadaan selville esimerkiksi suoralla tehomittauksella. Käytännön verkkolaskelmissa riittää tunnin keskiteho, vaikkakin yhden asiakkaan kohdalla tunnin mitattu keskiteho on vain noin puolet oikeasta hetkellisestä huipputehosta. Verkostolaskelmissa käsitellään usein yli kymmentä asiakasta, jolloin tunnin keskiteho on riittävä tarkkuus. Kuormituskäyrät tunnetaan yleensä vain sellaisissa tapauksissa, joissa käyttöpaikka on pääsulakekooltaan suurempi kuin 3 x 63 ampeeria ja teho mitataan taseselvityksen takia. Pienjännitejake- lussa ei tehoa tavallisesti käytetä maksuperusteena, minkä johdosta kuormituskäyrää ei sellaisenaan ole ennen automaattista mittarinluentaa tavallisesti mitattu. Kuormitus- käyrän laatu on pyritty arvioimaan kulutetun sähköenergian ja kulutuksen rakenteen avulla. [12]

Vielä tänä päivänä lähtökohtana kuormitusten mallintamisessa käytetään yleensä mitat- tujen tehojen sijasta vuosienergioita, jotka tunnetaan kaikilta sähkökäyttäjiltä, koska ne ovat sähkönkäytön laskutuksen perustana. Tähän asti on tilastoitu vain suurimpien asi- akkaiden tuntitehot. Sähköverkkojen laskennassa tarvitaan joka tapauksessa verkon solmupisteiden päto- ja loistehot. Asiakkaiden vuosienergioiden tunteminen ei anna verkoston seuranta- ja suunnittelulaskennan näkökulmasta riittävää informaatiota ver- kon kuormituksista. Koska verkon tilaa ei ole pystytty mallintamaan kokonaisuudessaan mittausten perusteella, on tunnetuista sähkönkulutustiedoista muodostettava verkossa ilmeneviä tehoja, erilaisten kuorma-analyysien ja verkostolaskentatekniikoiden avulla. Yleensä verkostolaskelmissa maksimiteho on kiinnostavin suure, koska se määrää ter- misen mitoituksen. Tunnetut energiat on näin ollen muutettava huipputehoksi tai tietyn ajankohdan tehoksi. Kokonaiskulutuksen arvioinnissa on tunnettava lisäksi eri kuluttaja- ryhmien osuus tietyn solmupisteen kuormituksesta.

Kuormitusseurannan toteuttaminen tulee muuttumaan AMR-mittarien yleistyessä ja nii- den kaikkien ominaisuuksien tullessa käyttöön. AMR-mittareilta saadaan myös pie- nasiakkailta tuntitehotiedot. Tulevaisuudessa sähköverkkojen tehojen määrittäminen verkostolaskennassa voi perustua mittaustietoon, mutta lukuisista syistä johtuen näin ei

vielä ole ja verkon kuormitusten arvioiminen perustuukin vielä yleisesti vuosienergioihin ja laskentamalliin. Verkostolaskennassa AMR-tiedon käyttö on jo nykyisin mahdollista, muttei vielä laajasti käytössä. Verkon kuormituksen analysoinnilla reaaliaikaisilla mittauksilla tai tietokannasta haettavilla mittaustuloksilla on vielä monia käytännön ongelmia, joista osa liittyy laskennan raskauteen ja suuren tietomäärän käsittelyyn. Tutkimusta onkin tällä saralla käynnissä ja ensimmäiset sovellukset ovat jo käytössä.

Pienjännitepuolella vuosittaiset kuormitusvaihtelut voivat olla hyvin suuria. Tämä johtaa suuriin hajontoihin. Jos verkon tilaa halutaan jakeluverkossa analysoida mittaustulosten perusteella, mittaustietoja olisi syytä olla useammalta vuodelta, jotta tiedot kuvaisivat kulutusta mahdollisimman kattavasti eri olosuhteissa. Yksi vaihtoehto on muodostaa AMR-tiedoista kuluttajaryhmäkohtaisia kuormituskäyriä. On myös pyrkimyksiä sovittaa kuluttajan mittaustiedoista saatu kuormituskäyrä mittauksia vastaavaan kuormitusmalliin ja poistaa näin kuluttajaryhmän valinnasta aiheutuva virhe [17]. Mittaustiedoista tyyppikuluttajakäyrää muodostettaessa, mittausdataa pitäisi olla vähintäänkin 100 asiakkaalta ja kolmen vuoden ajalta asiakasryhmää kohden [16].

Sähkön ja erilaisten sähkölaitteiden käyttö on sähkönkäyttäjän vapaassa harkinnassa ja on siksi hyvin vaihtelevaa ja erilaista eri kohteissa. Siksi sähkön käytön kuormitustutkimus on tilastollisten menetelmien soveltamista sähkön käytöstä kerättyyn mittaustietoon, ja tulokset ovat vain tietyillä todennäköisyyksillä päteviä. [18]

Vuosienergiat voidaan muuttaa tehoiksi useilla eri menetelmillä. Kaikille menetelmille on ominaista tilastomatemaattinen perusta sekä laajoin mittauksin saatu kokemus kuormitusten käyttäytymisestä. Aiemmin yleisesti käytössä ollut Velerin kaava on korvautunut kuormitusmalleihin perustuvilla menetelmillä ja kuormitusmallit tulevat mahdollisesti tulevaisuudessa korvautumaan AMR-mittauksista saaduilla tehomittaustiedoilla. [19]

### 3.1.2 Velanderin kaava

Yksi tapa huipputehojen arvioimiseen on käyttää Velanderin kaavaa, joka perustuu vuosienenergiaihin ja säädettäviin Velanderin kertoimiin. Velanderin kaavalla on perinteisesti arvioitu huipputehoja. Osassa verkkotietojärjestelmissä on mahdollisuus käyttää Velanderin kaavaa tehojen laskemiseen [20]. Velanderin kaava on muotoa,

$$P_{\max} = k_1 \cdot E + k_2 \cdot \sqrt{E} \quad (1)$$

jossa  $P_{\max}$  on huipputeho kilowatteina,  $E$  on vuosienenergia megawattitunteina ja  $k_1$ ,  $k_2$  ovat käytännön kokemusten ja mittausten perusteella valittuja kertoimia. Vastaavasti erityyppisiä asiakkaita syöttävän johto-osan huipputeho lasketaan kaavalla,

$$P_{\max} = \sum_{i=1}^n k_{1i} \cdot E_i + \sqrt{\sum_{i=1}^n k_{2i}^2 \cdot E_i} \quad (2)$$

$P_{\max}$  on huipputeho kilowatteina,  $E_i$  on ryhmän  $i$  vuosienenergia megawattitunteina ja  $k_{1i}$ ,  $k_{2i}$  ovat ryhmän  $i$  käytännön kokemusten ja mittausten perusteella valittuja kertoimia [21].

Velanderin kertoimien arvot riippuvat asiakastyypeistä. Taulukossa 2 on esitetty tyypillisiä Velanderin kertoimia. Arvot vaihtelevat huomattavasti lähteestä riippuen.

**Taulukko 2 Velanderin kertoimia**

	Lähde [19]		Lähde [16] & [22]		Lähde [23]	
	$k_1$	$k_2$	$k_1$	$k_2$	$k_1$	$k_2$
Sähkölämmitys	0,3	0,79	0,22	0,9	0,22	0,03
Asuminen	0,33	1,52	0,29	2,5	0,29	0,08
Jalostus	0,28	0,79	-	-	0,27	0,18
Palvelu	-	-	0,25	1,9	0,25	0,06

Velanderin kaavassa voidaan myös käyttää varmuuskertoimia kuvaamaan kuorman tilastollisuutta. Varmuuskertoimet on johdettu normaalijakaumasta, ja niitä on esitetty

kuvassa 9 sivulla 27. Velanderin kaavassa ja tyyppikuluttajamallissa voidaan käyttää samoja kertoimia kuorman normaalijakaumaa noudattavasta käyttäytymisestä johtuen. [20]

Käytännössä sähkökäyttäjien kuormitukset eivät noudata tarkasti Velanderin kaavaa johdettaessa käytettyjä vahvoja oletuksia. Mittaukset ovat kuitenkin osoittaneet, että Velanderin kaava antaa likimain oikeita arvoja tehohuipulle silloinkin, kun osakuormitukset ovat erilaisia. Velanderin kaava soveltuu erityisesti suuren sähkökäyttäjäjoukon huipputehon arviointiin. Yksittäisen sähkökäyttäjän ja tietyn hetken tehojen määrittämiseen se ei sovellu.

### 3.1.3 Huipunkäyttöaika

Huipunkäyttöaika on yksinkertainen tapa ilmaista energian ja huipputehon suhdetta. Huipunkäyttöaika kertoo tunneissa ajan, kuinka monta tuntia kuormituksen olisi oltava tehohuipussaan, jotta vuodenaikainen sähkökulutus toteutuisi. Huipputeho voidaan laskea kaavalla,

$$P_{\max} = \frac{E}{t_k} \quad (3)$$

$P_{\max}$  = huipputeho

$E$  = vuoden aikana kulutettu energia

$t_k$  = huipunkäyttöaika

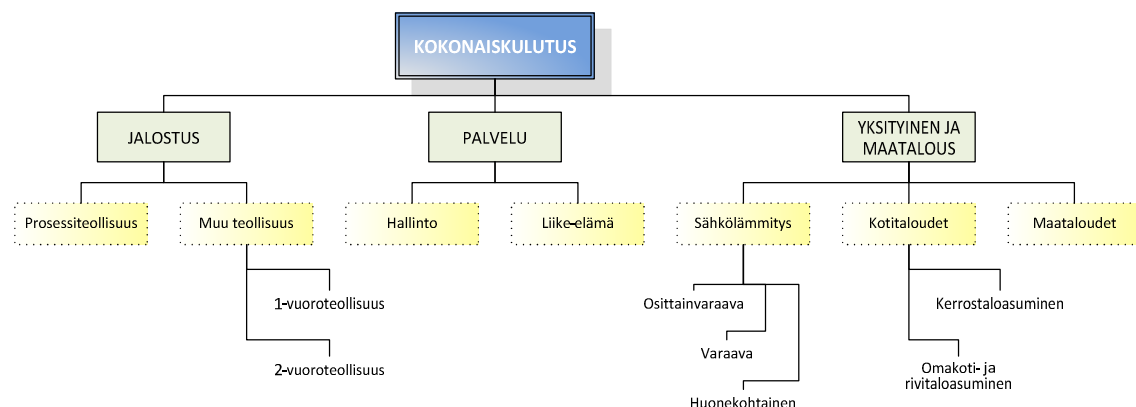
Erilaisilla asiakkailla on hyvin erilaiset huipunkäyttöajat, sekalaiselle teollisuudelle ja palveluille huipunkäyttöajat voivat olla pitkiä, noin 5000 tuntia, tämä riippuu suuresti teollisuuden tai palvelun tyypistä. Tämä tarkoittaa, että kyseisten asiakkaiden huipputeho on pieni verrattuna niiden kuluttamaan energiamäärään. Toisaalta sähkölämmitys-kohteilla huipunkäyttöaika on noin 2500 tuntia eli huipputeho on suuri verrattuna kulutettuun energiaan. Edelliset huipunkäyttöajat ovat laskettu sähköasematasolla. Huipunkäyttöajat kasvavat siirryttäessä verkossa ylemmälle tasolle johtuen hajontojen tasoit-

tumisesta. Suurilla asiakasjoukoilla on siis pidemmät huipunkäyttäjät kuin pienellä asiakasryhmällä.

### 3.1.4 Tyypikuluttajakäyrät

Velanderin kaavaa tarkempaan kuormitusten mallintamiseen päästään profiloimalla erityyppisten sähkökäyttäjien sähkökäyttötottumukset. Profiloinnin tavoitteena on laatia niin kutsutut tyypikuluttajakäyrät, jotka kuvaavat sähkökäyttäjän määrällisesti ja ajallisesti vaihtuvaa sähkökulutusta. Tällaisen kuormitusmallin avulla voidaan arvioida yksittäisten sähkökäyttäjien tuntikohtainen tehontarve. Käytössä olevat tyypikuluttajakäyrät ovat ajallisesti ja määrällisesti laajoihin mittauksiin perustuen muodostettu tilastollisiksi arvoiksi. Suomessa on sähkönjakeluverkon kuormituksia mallinnettu verkotietojärjestelmien käyttöönoton jälkeen asiakasryhmäkohtaisilla tyypikuluttajakäyrillä.

Käytännön toteutus Suomessa on tehty määrittelemällä tyypikäyttäjät, joita on yhteensä 46 kpl. Tyypikäyttäjien pääpiirteinen jaottelu on esitetty kuvassa 6. Nykyisin käytössä olevat kuormitustiedot perustuvat silloisen Suomen Sähkölaitosyhdistys ry:n vuonna 1992 julkaisemaan sähkökäytön kuormitustutkimukseen. Mittaustoiminnan toteutuksesta vastasi 42 sähkölaitosta, ja mittauskohteita oli yhteensä 1176. Mittaukset tehtiin 1980- ja 1990-luvulla. Mittausten tuloksena on saatu eri tyypikäyttäjien tuntikohtainen tehovaihtelu, tuntikeskitehojen hajonta ja lämpötilariippuvuus. [24]



Kuva 6 Sähkökäyttäjryhmien pääpiirteittäinen jaottelu [13] [18]

Käyttäjryhmät muodostavat hierarkkisen jaon kokonaiskulutuksesta alaspäin. Kuormitusmallien määrityksen lähtökohta on käyttäjryhmittelyssä, joka jakaa sähkökäyttäjäjoukon sellaisiin ryhmiin, joissa sähkökäyttö voidaan olettaa riittävällä tarkkuudella yhtenäiseksi. Eri kulutuslajeilla on tyypillinen ajallinen vaihtelunsa. Asiakkaan tehon tarpeella on osaksi säännöllinen rytmi, johon vaikuttaa vuorokaudenaika, viikonpäivä sekä vuodenaika. Päivittäiset ja kausittaiset kuormitusmallit voidaan muodostaa asiakasryhmille, jos riittävää mittaustietoa on saatavilla. Kulutus jaetaan kulutuslajeihin, joille kaikille määritellään indeksisarja. Asiakasryhmän kuormituskäyrä ilmaistaan indeksisarjan avulla, jossa keskiteholle annetaan arvo 100. Indeksit kuvaavat keskimääräistä vaihtelua.

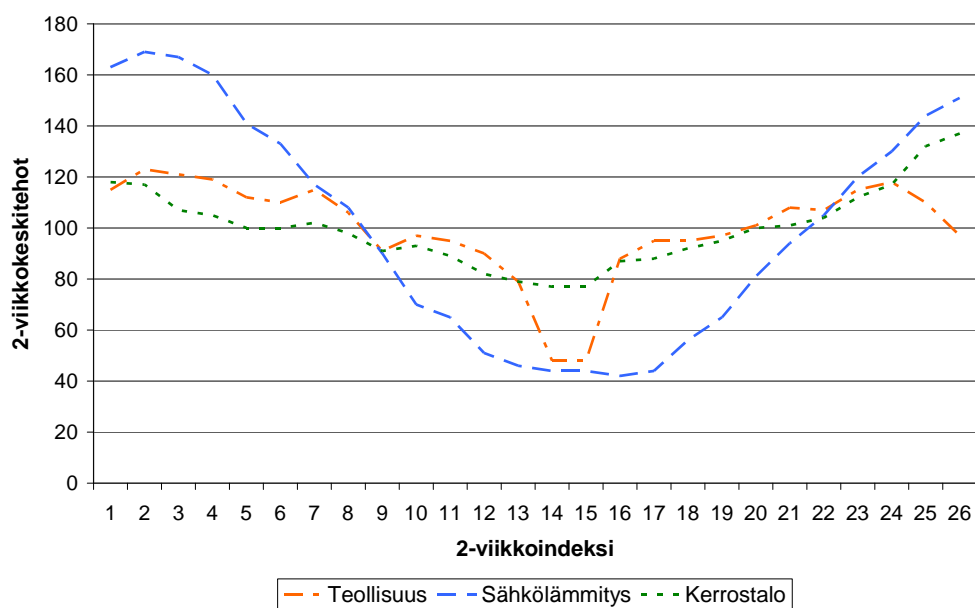
Kuormituskäyriä voidaan siten käyttää tiettyyn asiakasryhmään kuuluvan asiakkaan kuorman simulointiin, skaalaamalla asiakkaan vuosienenergiaa asiakasryhmäkohtaisella indeksisarjalla. Asiakasryhmän kuormituskäyrä saadaan muodostettua summaamalla yksittäisten asiakkaiden kuormituskäyrät tilastollisesti.

Käyttäjryhmän valinta käyttöpaikalle on ensiarvoisen tärkeitä mallin luotettavuuden kannalta. On löydettävä valintasäännöt, joilla valitaan käyrä joka parhaiten kuvaa kuorman käyttäytymistä. Käyttöpaikka saa kulutusryhmänsä asiakastietojärjestelmästä, josta se siirretään verkkotietojärjestelmään. Yleensä useiden tietojen yhdistelmää täytyy käyttää valittaessa käyttöpaikalle kulutusryhmää. Näitä tietoja ovat esimerkiksi tariffi, yö- ja päivä sähkö suhde, lämmitystapa ja niin edelleen. [15]

Tyypikuluttajakäyrien avulla verkkotietojärjestelmä pystyy laskemaan missä tahansa verkon pisteessä, minkä tahansa hetken kuormituksen. Mahdollisuus saavutetaan juuri indeksisarjojen avulla, koska jokaiselle asiakastyypille on muodostettu indeksisarja, ja näitä sarjoja pystytään rajattomissa määrin yhdistelemään. Indeksisarjat ovat siis täysin skaalautuvia kulutuksen määrälliseen, lukumäärälliseen ja laadullisiin vaihteluihin. Tyypikuluttajakäyrien ongelma on niiden muodostaminen, joka jättää huomiotta muuttuvan kulutuskäyttäytymisen. Mallia pitäisikin päivittää tarpeeksi usein ja tehdä niitä

suuremmalla otoksella, varsinkin kuin tunnin keskitehomittaukseen kykenevä laite löytyy tulevaisuudessa jokaiselta asiakkaalta. [18]

Kuormituskäyriin on myös lisätty lämpötilakorjaus parantamaan mallin tarkkuutta eri ulkolämpötiloissa. Eri asiakasryhmien kuormituskäyrät ja keskihajonnat vaihtelevat huomattavasti asiakasryhmien välillä. Kuvassa 7 nähdään kausivaihtelut sähkölämmityksessä pientalossa, kerrostalossa ja teollisuudessa.



**Kuva 7 Kuluttajaryhmien kuormitusten kausittaista vaihtelua**

Omien indeksisarjojen muodostaminen jopa yksittäisen jakeluverkon alueella tulee mahdolliseksi AMR-mittareiden mittaustiedon avulla. Näin on tehty Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä suurimpien kulutusten kohdalla. Suurimpien kulutusten merkittävyys verkon kuormituksen kannalta on huomattava. Suurten yksittäisten kulutusten poikkeama SLY:n toimittamista indeksisarjojen arvoista on osaltaan iso. Yksinkertaisella laskentaohjelmalla pystytään muodostamaan mittaustietojärjestelmästä haetuista mitaustuloksista indeksisarjoja. Ohjelmia toimitetaan myös joidenkin verkkotietojärjestelmien optiona [25].

Käyttäjärühmän keskiteho lasketaan indeksisarjan avulla yhtälöstä 4. Ryhmän  $r$  tietyn ajankohdan  $i$  keskiteho on

$$P_{ri} = \frac{E_r}{8736} \cdot \frac{Q_{ri}}{100} \cdot \frac{q_{ri}}{100} \quad (4)$$

$P_{ri}$  = käyttäjärühmän  $r$  ajankohdan  $i$  tuntikeskiteho

$E_r$  = käyttäjärühmän  $r$  vuosienergia

$Q_{ri}$  = käyttäjärühmän  $r$  ajankohtaa  $i$  vastaava ulkoinen indeksi

$q_{ri}$  = käyttäjärühmän  $r$  ajankohtaa  $i$  vastaava sisäinen indeksi

Ulkoisilla indekseillä kuvataan sähkönkäytön vuodenaikavaihtelua. Ulkoisia indeksejä on 26 kappaletta jokaiselle asiakasryhmälle. Ne kuvaavat vuoden 2-viikkojaksoja alkaen vuoden alusta. Luku ilmaisee asiakasryhmän 2-viikkojakson keskitehon suhteessa vuoden keskitehoon, jonka arvo on 100. Indeksejä on 26 kutakin ryhmää kohti, vastaten vuoden jakoa perättäisiin 2-viikkojaksoihin.

Vuorokauden tuntivaihtelujen kuvaamiseksi käytetään sisäisiä indeksejä. Sisäisiä indeksejä on 24 kappaletta kullekin vuorokausityypille jokaista 2-viikkojaksoa kohti. Ne kuvaavat vuorokauden tuntikohtaisten tehojen suhdetta ulkoisen indeksin sisällä. Vuorokausityyppejä on kolme arki, aatto ja pyhä. Arki-indeksit kuvaavat keskimääräistä tuntehovaihtelua välillä maanantai klo 7.00 – lauantai klo 7.00, aattoindeksit välillä lauantai klo 7.00 – sunnuntai klo 7.00 ja pyhäindeksit välillä sunnuntai klo 7.00 – maanantai klo 7.00. [19]

Indeksisarjojen vahvuus verrattuna esimerkiksi Velanderin kaavaan on niiden toimivuus verkon eri tasoilla, tämän mahdollistaa indeksisarjoihin liitetty hajonta. Mitä suurempi asiakasmäärä sitä vähemmän huipputeho poikkeaa keskitehosta, kuten kuva 9 sivulla 27 osoittaa. Huipputehon suhde keskitehoon vaihtelee huomattavasti riippuen tarkastellaanko suhdetta pienjänniteverkossa vai sähköasematasolla. Kaavalla 4 saatu arvo kuvaa suuren sähkönkäyttäjäjoukon keskimääräistä käyttäytymistä. Yksittäisen sähkönkäyttä-

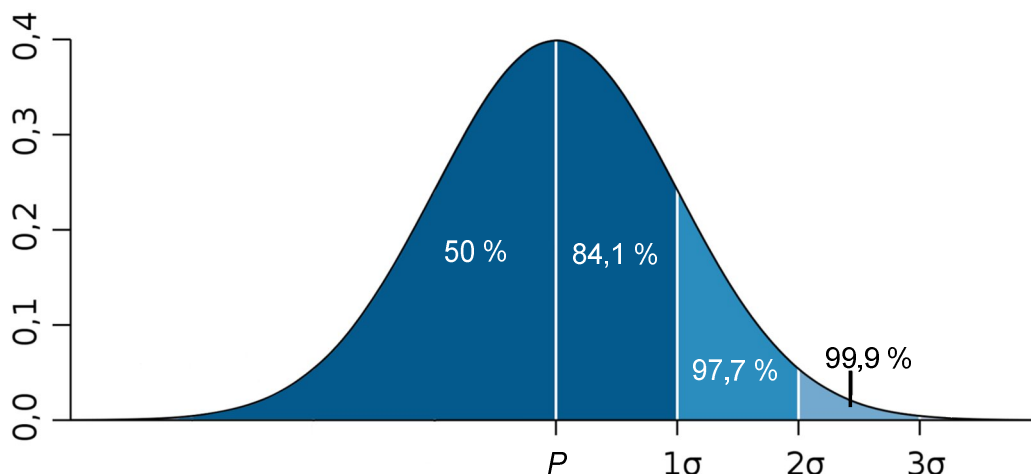


jän sähkönkäytössä esiintyy voimakastakin satunnaisvaihtelua. Välillä teho on suurempi ja välillä pienempi kuin kaavan 4 antama keskimääräinen teho. Tyypikulutajakäyrämallin heikkous on, että malli muuttuu verraten hitaasti kulutuksen rakenteessa tapahtuvien muutosten myötä. Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä käytössä oleva Tekla Oyj:n kehittämä verkkotietojärjestelmä Xpower käyttää indeksisarjoja verkon kuorman mallintamiseen.

### **3.1.5 Kuormitusten tilastollisuus ja asiakasryhmien huippujen ajoittuminen**

Indeksisarjat perustuvat kulutusmittauksiin ja ovat näin ollen tilastollisia aikasarjoja. Sarjoissa ilmenee selviä rytmillisiä vaihteluita. Säännönmukaisen vaihtelun lisäksi kuormissa esiintyy myös ennustamatonta vaihtelua. Sähkökuormaa käsitellään tilastollisena suureena satunnaisten muuttujien avulla. Kuorman tilastollista luonnetta voidaan kuvata normaalijakaumalla, jonka muoto riippuu odotusarvosta ja keskihajonnasta. Verkon kuorman on havaittu käyttäytyvän melko tarkasti normaalijakauman mukaan. Näin ollen voimme matemaattisen tilastoanalyysin perusteella väittää, että kuorma on tietyllä todennäköisyydellä pienempi kuin mallin antama arvo. Verkostolaskennoissa indeksisarjoilla kuormien yhdistäminen tehdään näin ollen todennäköisyyslaskennan periaattein.

Kuormitusmallin tuloksena saatavaa keskitehoa ei voida käyttää sähkönkäyttäjän huipputehona, joka yksittäisen sähkönkäyttäjän kohdalla on selvästi keskitehoa suurempi. Huipputehoa voidaan arvioida tilastomatematiikan keinoin, kun oletetaan samantyyppisten sähkönkäyttäjien tehojen vaihtelun tiettyä ajanhetkenä olevan normaalijakauman mukaista. Tällöin tiettyä alitustodennäköisyyttä  $a$  vastaava huipputeho voidaan laskea, jos hajonta tunnetaan.



**Kuva 8 Alitustodennäköisyyksien vaikutus huipputehoon**

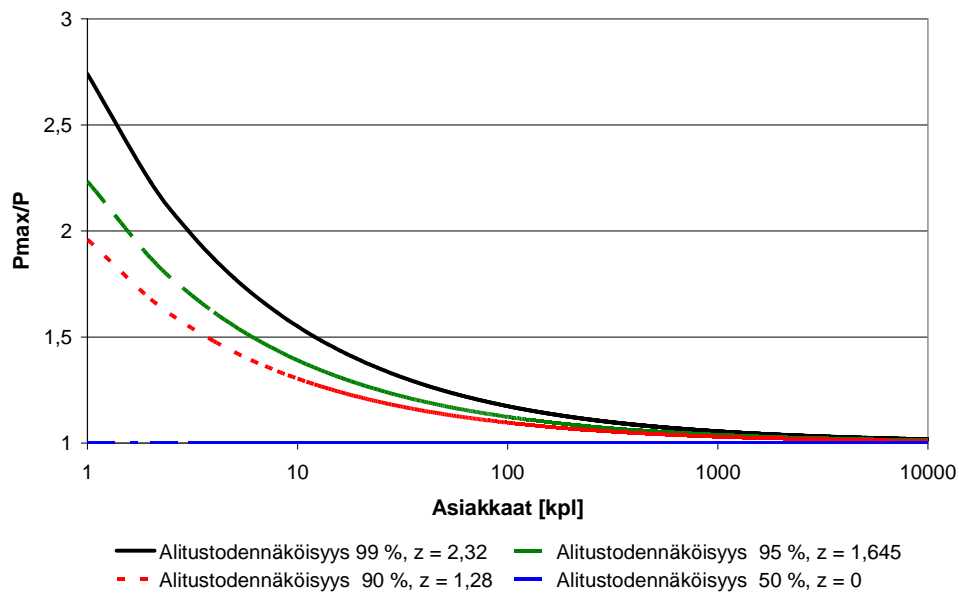
Alitustodennäköisyys on arvo, joka osoittaa todennäköisyyden sille, että huipputeho on pienempi kuin kaavalla 5 laskettu arvo. Kuvasta 8 nähdään alitustodennäköisyyksien vaikutus huipputehoon.  $P$ :n ollessa yhden asiakkaan keskiteho, huipputeho on 97,7 % alitustodennäköisyydellä kahden absoluuttisen hajonnan päässä keskitehosta ja 99,9 % alitustodennäköisyydellä kolmen absoluuttisen hajonnan päässä keskitehosta  $P$ .

Usean samantyyppisen sähkökäyttäjän huipputeho voidaan laskea yhtälön 5 avulla.

$$P_{\max} = n \cdot P + \sqrt{n} \cdot P \cdot z \cdot \sigma \quad (5)$$

$P_{\max}$  on valittua alitustodennäköisyyttä vastaava huipputeho,  $n$  on asiakkaiden lukumäärä,  $P$  on keskiteho,  $\sigma$  on suhteellinen hajonta ja  $z$  on valittua alitustodennäköisyyttä vastaava kerroin. Yhtälössä otetaan siis huomioon tyyppikuluttajakäyriin liittyvä hajonta. Yhtälössä oletetaan, että sähkökuormat ovat toisistaan riippumattomia. Samanlaisilla kuormilla on kuitenkin korrelaatiota keskenään.

Satunnaisvaihtelun merkitys on erityisen suuri, kun sähkökäyttäjiä on vähän ja hajonta suuri. Kuvassa 9 on esitetty huipputehossa tapahtuva tasoittuminen sähkökäyttäjien määrän kasvaessa. Oletuksena laskelmissa on, että asiakasryhmän hajonta on 75 %, joka on normaali hajonta pienjännite asiakasryhmissä.



**Kuva 9** Huipputehojen tasoittuminen asiakasmäärän kasvaessa

Hajonta vaikuttaa voimakkaasti yhden tai muutaman sähkökäyttäjän huipputehon määritymiseen. Hajonta on siten otettava huomioon esimerkiksi pienjänniteverkon johtoja mitoittaessa. Käyttäjämäärän kasvaessa satunnaisvaihtelusta aiheutuvan hajonnan merkitys vähenee. Kuvassa 9 nähtävässä esimerkissä, yhden asiakkaan kohdalla, huippu- ja keskitehon suhde voi olla yli 2,5-kertainen, kun yli 500 asiakasta tarkasteltaessa suhde on käytännössä 1. Mitä korkeammalle tasolle verkossa edetään, sitä vähemmän hajonta vaikuttaa verkon mitoitukseen.

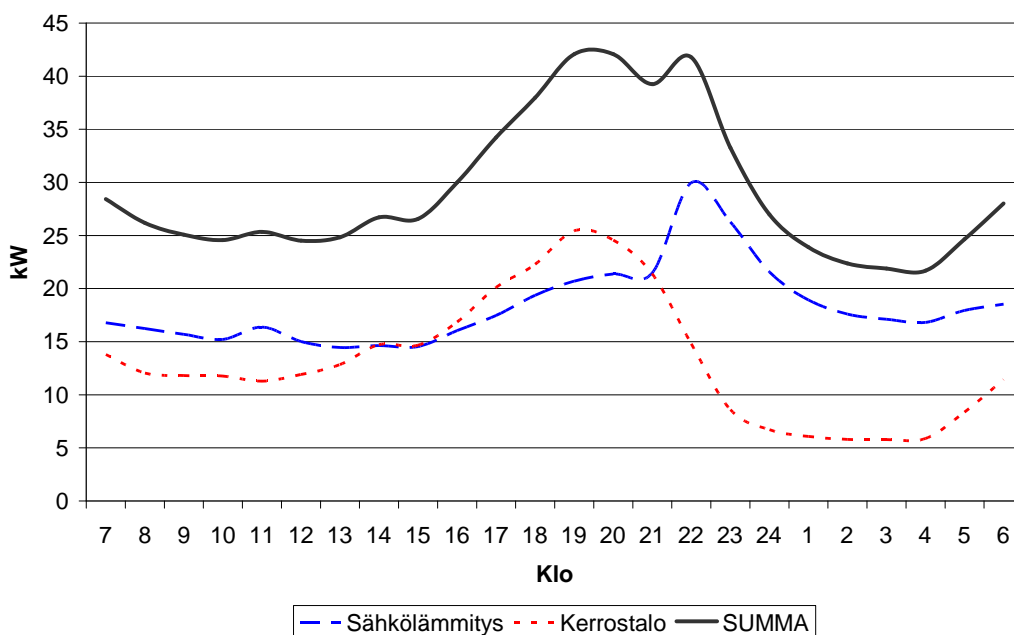
99, 95 tai 90 prosentin alitustodennäköisyyttä vastaavaa huipputehoa käytetään laskentaperusteena johtojen kuormitettavuuslaskelmissa. On syytä huomata, että 99 tai 90 %:n alitustodennäköisyyttä vastaavissa huipputehoissa on suuri ero silloin, kun hajonta on suuri suhteessa keskitehoon. Tilanne on tällainen pienjänniteverkossa kaikissa asiakasryhmissä. 99 %:n alitustodennäköisyyden käyttäminen johtaa siten yleensä selvästi järeämpään pienjänniteverkkoon kuin 90 % alitustodennäköisyyden käyttö. Pienen ylitystodennäköisyyden käyttö johtaa varmempaan mitoitukseen. Tilanteita, jolloin verkko jää alimitoitetuksi, tulee vähän, mutta verkko maksaa enemmän. Vastaavasti 90 %:n alitustodennäköisyyden käyttö johtaa tarkempaan mitoitukseen siten, että samalla tulee enemmän tilanteita, joissa verkkoa joudutaan vahvistamaan kesken suunnittelukauden.

Verkkoyhtiön strategisessa prosessissa on otettava kanta myös tämän tyyppisiin asioihin.

Laskennallisesti useamman asiakasryhmän yhteinen huipputeho on myös pienempi kuin yksittäisten asiakasryhmien huipputehojen summa. Huipputehon pieneneminen johtuu kuormitusten tilastollisuudesta. Usean asiakasryhmän yhdistetty huipputeho voidaan laskea yhtälön 6 avulla.

$$P_{\max} = n_1 \cdot P_1 + n_2 \cdot P_2 + z \cdot \sqrt{n_1 \cdot \sigma_1^2 + n_2 \cdot \sigma_2^2} \quad (6)$$

missä  $P_{\max}$  on valittua alitustodennäköisyyttä vastaava huipputeho,  $n_1$ ,  $n_2$  on asiakkaiden lukumäärät,  $P_1$  ja  $P_2$  ovat asiakasryhmien keskitehot,  $\sigma_1$  ja  $\sigma_2$  ovat ryhmien absoluuttiset hajonnat ja  $z$  on valittua alitustodennäköisyyttä vastaava kerroin.



Kuva 10 Tehojen risteily

Käytännössä huipputehojen tasoittumista tapahtuu eri käyttäjäryhmien sähkönkäytön ajallisen eroavaisuuden sekä käyttäjämäärän kasvaessa tapahtuvan satunnaisvaihtelun vähenemisen myötä. Tämä näkyy muun muassa kuormitusten huipunkäyttöaikojen kasvamisena. [13]

Kuvassa 10 on esitetty kahden johdon ja niitä syöttävän johdon laskennalliset tehot. Kuten kuvasta huomataan, syöttävän johdon laskennallinen teho on pienempi kuin syötettävien johtojen tehojen summa. Kuvasta nähdään kahden asiakasryhmän tehojen risteily vuorokauden ajalta. Huomataan, että yhteinen laskennallinen huipputeho on pienempi kuin asiakasryhmien tehot summattuna. Kello 19 kerrostalon teho on 25,5 kW ja sähkölämmitysteho 20 kW, mutta yhteisen johto-osan huipputeho on vain 42 kW, laskettuna 99 % alitustodennäköisyyden mukaan. Esimerkki on laskettu viiden 15 000 kWh/a sähkölämmitysasiakkaan ja kolmenkymmenen 3000 kWh/a kerrostaloasiakkaan tapauksessa.

### 3.1.6 Osallistumis- ja tasoituskertoimet

Jakeluverkon kuormituskäyttäytymiselle ominaista on satunnaisuus. Osakuormitusten huippukuormat eivät ajoitu samaan ajankohtaan. Yksittäisen kuluttajan kuormituskäyrä on epäsäännöllinen ja muodostuu nopeista terävistä muutoksista tehon käytössä. Kun kuluttajia ryhmitellään suurempiin ryhmiin tai kun verkkoa tarkastellaan korkeammalla tasolla, esimerkiksi muuntamalla tai sähköasemalähdöllä, kuormituskäyrät muuttuvat säännöllisemmiksi ja tasaisemmiksi. Tämä johtuu yksittäisten epäsäännöllisten kuormitusten summautumisesta. Tuloksena on, että mitä suurempaa asiakasjoukkoa tarkastellaan, sitä enemmän kulutuskäyrä tasoittuu, huipunkäyttöaika kasvaa ja huippukuorma asiakasta kohden pienenee. Erityyppisten sähkökäyttäjien suurimmat tehotarpeet eivät yleensä esiinny samaan aikaan, vaan tehot risteilevät ja eri kohteiden summakuormitusten huipputeho on yleensä pienempi kuin yksittäisten kohteiden huipputehojen summa. [12]

Koska kuluttajilla on erilaiset sähkökäytön vaihtelut, voidaan sähköverkko osin mitoitaa huomattavasti sähkökäyttäjien yhteenlaskettua huipputehoa pienemmälle teholle. Verkoston huipputehoa laskettaessa on siis otettava huomioon käyttäjän huipputehon lisäksi myös aika milloin huipputeho esiintyy. Tehojen risteily, eli kuluttajan huipputehon ajoittumisen vaikutus verkon huipputehoon, otetaan huomioon osallistumis- ja tasoituskertoimilla. [26]

Kokonaiskulutuksen huipputehon arvioinnissa ei riitä, että tunnetaan eri asiakasryhmien huipputehot tarkasteltavalla alueella. Lisäksi on tiedettävä, miten eri asiakasryhmien tehontarve vaihtelee eri aikoina. Tämä vaihtelu voidaan ottaa huomioon niin sanottujen osallistumiskertoimien avulla. Osallistumiskerroin kertoo tietyssä ajankohtana sähkönkäyttäjän tehon suhteessa sähkönkäyttäjän huipputehoon. Luku on käyttökelpoinen tarkasteltaessa komponenttia tai verkon osaa, jonka huipputeho muodostuu useiden sähkönkäyttäjien tehojen summasta.

Tehojen risteilyä pyritään kuvaamaan tasoituskertoimilla. Laskennallisesti tasoituskerroin on käyttäjäryhmän kuormitusten summakäyrän huipputehon suhde yksittäisten kohteiden huipputehojen summaan. Tasoituskerroin on suurilla asiakasryhmillä merkittävä. Se voi olla jopa 0,25. Eli ryhmän yhteinen huippu on vain neljäsosa asiakkaiden huippujen summasta. Tasoituskertoimia on esitetty myös kuormitustutkimuksen yhteydessä. Kerroin laskee sitä pienemmäksi, mitä suurempi asiakasjoukko on kyseessä. Suurta tasoittuminen on varsinkin asumisen ryhmissä, joissa ei ole käytössä sähkölämmitystä. Tasoituskertoimen arvo riippuu käyttäjäryhmästä ja kohteiden lukumäärästä. Tasoituskerroin voidaan laskea kaavalla,

$$K = \frac{\max(\sum_{k=1}^n P_k(t))}{\sum_{k=1}^n \max(P_k(t))} \quad (7)$$

jossa  $K$  on tasoituskerroin ja  $P_k$  on kuormituksen  $k$  ajanhetken  $t$  teho [12] [18].

## 3.2 Lämpötilan mallintaminen

Moni ulkoinen tekijä aiheuttaa muutoksia kuormissa. Näistä etenkin ulkolämpötila on otettava huomioon arvioitaessa huippukulutusta. Indeksisarjat ovat muodostettu vastaamaan arvoja standardiolosuhteissa. Indeksiarvot voidaan korjata haluttuun lämpötilaan. Kuormitusmalleja muodostettaessa sähkön käytön lämpötilariippuvuus on huomioitu yksinkertaisella lineaarisella laskentamallilla yhtälön 8 mukaisesti.

$$Q = Q_n + n(T - T_n) \quad (8)$$

$Q$  = lämpötilakorjattu ulkoinen indeksi

$Q_n$  = ulkoinen indeksi normaalissa lämpötilassa

$T$  = mitattu tai laskennallinen lämpötila

$T_n$  = normaali lämpötila

$n$  = kuluttajaryhmän lämpötilakerroin

Tarkempi lämpötilamalli saadaan, jos käytetään eri vuodenojoille eri lämpötilakertoimia. Malli on muodostettu Suomessa Ryhmä 10:n toimesta. Ryhmä 10:neen kuuluu kymmenen suomalaista sähköyhtiötä. Lämpötilakorjaus ottaa huomioon myös edellisen päivän lämpötilan. Huomioon on otettu myös kuormien saturoituminen lämpötilan ylittäessä tai alittaessa  $-15\text{ °C} \dots +15\text{ °C}$ . Normaalilla lämpötilalla tarkoitetaan laskennallista referenssilämpötilaa.

$$\Delta P(t) = c[T(t) - E(T(t))] \cdot E(P(t)) \quad (9)$$

$\Delta P(t)$  = lämpötilan aiheuttama tehon muutos

$c$  = mallin parametri

$T(t)$  = edellisen vuorokauden lämpötilan keskiarvo

$E(T(t))$  = referenssilämpötila

$E(P(t))$  = indeksisarjan antama kuormituksen odotusarvo

Alhaisilla lämpötiloilla sähkönkulutus on suurempaa, mutta kuumina päivinä sähkönkulutus myös kasvaa. Sähkönkulutus ei kaukolämmön tavalla korreloi ulkolämpötilan kanssa, sillä ainoastaan osa sähköstä kuluu lämmittämiseen. Koska sähkölämmitetyt talot varastoivat energiaa itseensä, tulee ulkolämpötilan kulutusvaikutus viiveellä. Tätä viivettä voidaan arvioida laskemalla sähkönkulutuksen ja ulkolämpötilan korrelaatiokerroimet eri aikaviiveillä. Eri viiveiden korrelaatiokerroimet on esitetty taulukossa 3. Kor-

kein sähkönkulutuksen ja ulkolämpötilan korrelaatio saadaan viiveillä 9-10 tuntia. Viive riippuu suuresti asiakastyypistä ja taulukko 3 on muodostettu systeemitasolla. [27]

**Taulukko 3 Sähkönkulutuksen ja ulkolämpötilan korrelaatio eri viiveillä [27]**

<b>Viive (h)</b>	<b>Korrelaatio</b>
0	-0,5416
1	-0,5546
2	-0,5694
3	-0,5853
4	-0,602
5	-0,6185
6	-0,6338
7	-0,6466
8	-0,6559
9	-0,6608
10	-0,6606
11	-0,6555
12	-0,6462



## 4 Alueellinen sähkökuorman ennustaminen

Luvussa käydään läpi yleispiirteisesti alueellisen sähkökuorman ennustamisen perusteita ja suosituimpia metodeja ennusteen tekemiseen. Osaksi selvitetään myös kuormien muuttumisen syitä.

### 4.1 Yleistä kuormitusten ennustamisesta

Verkon kuormitukset ja niiden kasvu ovat yksittäisistä syistä vaikuttaneet eniten verkoston kehittymiseen. Näin on myös tulevaisuudessa, mutta kuitenkin siten, että huomattava osa jakeluverkkojen johdoista ja muuntajista sijaitsee olosuhteissa, joissa kuormitukset eivät kasva vaan pysyvät ennallaan tai jopa pienenevät. Tämä ei kuitenkaan poista tarvetta ennustaa kuormituksia ja siis myös mahdollisesti pieneneviä kuormituksia.

Sähkötarve kasvaa alueellisissa kasvukeskuksissa ja tarve vastaavasti pienenee muutotappioalueilla. Vaikka kasvun taso on viime aikoina alentunut ja monin paikoin jopa pysähtynyt, on kasvun perusteellinen arviointi verkoston kehittämissuunnittelun kannalta välttämätöntä. Pelkkä tarpeen kasvuhistoriaan perustuva ennustaminen ei ole riittävän tarkka menetelmä. Hyvän lähtökohdan ennustamiselle antavat toki tunnettu asiakkaiden edellisvuosien sähkönkäyttö, mutta ennusteessa on käytettävä muitakin lähtötietoja.

Olennaisin osa alueen kehitysnäkymiin liittyen on tehoennusteen tekeminen. Suunnittelijan on tiedettävä kuinka paljon, missä ja milloin tehoa tarvitaan. Erityisesti sähköasemia ja -asemien välisiä runkoyhteyksiä suunniteltaessa kuormitusten painopistealueiden ennusteet ovat tärkeä päätösperuste. Tehoennusteessa käytetään yleensä huipputehoa, koska se määrää viime kädessä komponenttien mitoituksen. Ennustamisen kohteena on yleensä vuosienenergia, joka muutetaan esimerkiksi luvussa 3 esitellyillä tavoilla tehoksi. Ennusteen tekeminen voi perustua tilastollisiin menetelmiin tai yhdyskuntasuunnitteluun. Tilastolliset menetelmät ennustavat tehon kasvua historiatietojen perusteella ja ne perustuvat usein malleihin, joissa tulevaa kulutusta ennustetaan toteutuneeseen kehitykseen sovitettuna trendikäyrän avulla. Tilastolliset menetelmät soveltuvat kuitenkin kohtuullisen huonosti tehon ennustamiseen, koska ne eivät ota huomioon, miten yksittäiset

isot muutokset vaikuttavat tehon kasvuun. Tällainen muutos voi olla esimerkiksi ison pistemäisen kuorman, kuten teollisuuslaitoksen tai kauppakeskuksen rakentaminen. Muutos voi liittyä myös uuden tien tai radan rakentamiseen, mikä lisää uusien alueiden sähkönkulutus potentiaalia.

Yleensä tehoennusteita laaditaan yhdyskuntasuunnittelun avulla. Kuntien kaavoituspalvelut tarjoavat tietoa alueiden tulevaisuudesta kaavoituksen muodossa. Kaavoituksesta selviää, minkä tyyppistä kulutusta ja kuinka paljon alueelle on lähitulevaisuudessa odotettavissa. Kunnat tekevät usein myös omia kehitysraportteja, joissa ennustetaan kunnan kehitystä jopa kymmeniä vuosia eteenpäin. Tehoennusteen laadinnan kannalta raportit sisältävät hyödyllistä tietoa muun muassa väestönkehityksestä, elinkeinorakenteen kehittymisestä sekä liikenteestä. Kuntien omat raportit ovat usein optimistisia kehityksen suhteen, joten niihin kannattaa suhtautua kriittisesti tehoennusteen laadinnassa. Asemakaavan hyödyntäminen on tarkin taso, jolla tulevaa kuormien lisääntymistä voidaan arvioida. Pitkän aikavälin ennusteessa joudutaan usein käyttämään myös yleiskaavoituksen tietoja. Suurimmat kaupungit saattavat olla kokonaan asemakaavoitettuja, mutta yleensä koko kunnan alueen kattaa vain yleiskaavoitus. [21]

Kuntien lähtöaineistoa hyödyntämällä on mahdollista mallintaa todellisia tehonkasvun syitä. Simuloinnissa on mahdollista ottaa huomioon myös yksittäiset isot muutokset ja niiden vaikutus tehon kasvuun. Tilastollisiin menetelmiin verrattuna, kuntien lähtöaineiston hyödyntäminen vaatii enemmän tausta-aineiston keräämistä ja analysointia, mutta menetelmän tehoennuste on myös tarkempi. Yleissuunnitteluun liittyvät aikavälit ovat pitkiä, joten suunnitelmiin liittyy paljon epävarmuutta. Kehitysnäkymiin liittyen olennainen osa yleissuunnitelmaa on sen joustavuus ja erilaiset skenaariotarkastelut. Epävarmuuksiin liittyen voi tehdä vaihtoehtoisia suunnitelmia riippuen suunnittelualueen kehityksestä tulevaisuudessa. Eri kehitysvaihtoehtojen avulla yleissuunnitelmasta saadaan joustava ja se mukautuu helpommin tulevaisuuden vaatimuksiin. [28]

Kuormitusten muutokset näyttävät erilaisilta tarkasteltaessa pienalueilla, verrattuna koko verkon tilanteeseen. Myös kuorman muutoksen suuntaus saattaa olla erilainen tarkas-

teltaessa jakelualueen tasolla kuin pienalueilla. Tämän takia ennusteet on tehtävä alueelliseksi. Verkostoinvestoinnit on joka tapauksessa tehtävä paikkaan sidottujen ennusteiden perusteella. Jokainen verkostosuunnitelma perustuu jonkinlaiseen kuormaennusteeseen, olkoon se sitten vain suunnittelijan mielikuva tulevasta tai ennustemallilla tuotettu ennuste. Alueellisen kuormaennusteen tavoitteena on antaa suunnittelijalle selvä kuva siitä, mitkä kriteerit verkon täytyy kuormitusten osalta täyttää, ja näin tehdä suunnitteluprosessista mahdollisimman helppo ja verkkoinvestoinnista optimaalinen.

Pitkän tähtäimen yleissuunnittelussa riittää melko karkea maantieteellinen aluejako. Usein sopivia ovat, kuntajako maaseudulla ja kaupungeissa kaupunginosaperusteinen jaottelu. Suurissa kaupungeissa voidaan käyttää vielä tiheämpää aluejakoa, jopa korttelitasoa. Niin sanotussa alueittaisessa kuluttajaryhmämenetelmässä tarkastelun kohteina ovat kunkin maantieteellisen osa-alueen eri asiakasryhmien laajuudet ja ominaiskulutukset.

Kuluttajaryhmittäisessä käsittelytavassa käytetään hyväksi etupäässä verkkoyhtiön ulkopuolella laadittuja perusennusteita. Ryhmän laajuutta kuvataan tavallisesti asiakasmäärillä, työpaikkojen määrällä tai rakennusten pinta-alalla. Ryhmien muutosta kuvaavia perusennusteita laadittaessa apuna voi käyttää luvussa 2.2 esiteltyjä tietoja, esimerkiksi Tilastokeskuksen laatimia ennusteita väestöstä tai paikallisen maakuntaliiton kehitysarvioita. Vastaavasti kunnilla on omia yksityiskohtaisiakin, mahdollisesti kaupunginosajaolla tehtyjä tavoitteellisia suunnitelmia kuten asunto-ohjelmia ja työpaikkaennusteita. Alueellisten ominaiskulutusennusteiden laatiminen jää useimmiten verkkoyhtiön tehtäväksi. Lähtökohtana voidaan pitää valtakunnallisia ennusteita. Alueellisia erityispiirteitä kannattaa ottaa huomioon muun muassa määrittämällä eri asiakasryhmien nykyiset ominaiskulutukset ja vertaamalla alueellisia väestörakenne-ennusteita ja työllisyysnäkyymiä valtakunnallisiin.

Verkon kehityssuunnittelua varten alueelliset energiaennusteet on kohdennettava nykyisten sähköasemien syöttöalueiden tai alustavasti suunniteltujen, mahdollisesti uudet syöttöpisteet huomioon ottavien jakorajojen mukaisiksi. Mahdolliset syöttöalueiden

muutokset tai uudet syöttöpisteet on otettava huomioon jo ennustetta tehtäessä. Tämä voidaan tehdä verkkotietojärjestelmään tehdyn pitkän tähtäimen yleissuunnitelman avulla.

Yleissuunnittelun kannalta on olennaista, että verkkotietojärjestelmällä on mahdollista mallintaa ennustettuja energioita. Esimerkiksi Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä käytössä olevassa Tekla Xpower verkkotietojärjestelmässä energian lisäys voidaan ottaa huomioon käyttämällä laskennassa yhtä kiinteää kuormituksen kasvuprosenttia. Kasvuprosentti kuvaa energioiden lisäystä ja se kohdistuu kaikkiin laskettavan verkon kuormitukseen. Kasvuprosentilla ei ole mahdollista huomioida uusia kuluttajia tai muutoksia ajallisesti, eikä sitä voida myöskään kohdistaa vain tiettyihin asiakasryhmiin.

Mahdollisten uusien kuluttajien määrästä ja sijainnista saadaan arvio kuntien kehityssuunnitelmista ja kaavoista. Uudet kuluttajat ja tulevaisuudessa rakentuvat jakeluverkot voidaan ottaa suunnittelussa huomioon käyttämällä Xpowerin verkon suunnittelutyökaluja. Tällä hetkellä ennustetut kulutukset lisätään manuaalisesti muuntajille. Työkalujen avulla rakennetaan arvioitu verkkomuoto ja lisätään kuluttajat sekä energiat. Suorittamalla tämän jälkeen verkostolaskenta, saadaan arvio verkon sähköisestä tilasta kuormituksen lisäyksen jälkeen. [21]

Keskijänniteverkon suunnittelua varten verkkoyhtiön yleisennusteet eivät enää ole riittäviä. Ennusteiden on oltava niin paikallisia, että niiden avulla voidaan suunnitella verkon tulevaa muotoa. Kysymys on tällöin pienalue-ennusteista. Tehoa voidaan yrittää ennustaa muiden tekijöiden kuten asukasluvun, kerrosalan, rakennustilavuuden ja työpaikkojen avulla. Tällöin edellytetään, että näiden tekijöiden ennustaminen on helpompaa kuin tehon ennustaminen. Lisäksi tarvitaan teholle malli, jossa tekijät ovat selittäjiä. Malli muodostetaan tehon selittäjien historia-aineiston eli aikasarjojen avulla. Yleisin malli on malli, joka saadaan aikasarjoihin kohdistuvalla regressioanalyysillä.

Kuormitukset muuttuvat vain kahdesta syystä, joko kulutuspisteiden lukumäärä muuttuu, tai olemassa olevien kulutuspisteiden suuruus muuttuu. Näin ollen ennusteen on

perustuttava näiden kahden syyn mallintamiseen. Kuormaennusteet voidaan jakaa päätyypiltään kahteen ryhmään, sekä näiden mahdollisiin yhdistelmiin. Mahdollisia lähestymistapoja ovat suuntaus- ja simulaatiomenetelmä. [12]

Suuntausmetodi perustuu alueellisten historiatietojen tulkitsemiseen ja analysointiin. Menetelmä soveltuu vain keskipitkän ennusteen luomiseen, joka ylittää alueesta riippuen noin kolmen - viiden vuoden päähän. Pienaluetta tarkasteltaessa, kaupunkiolosuhteissa esimerkiksi alaltaan 200 metriä x 200 metriä alueen, kuorma kehittyy S-käyrän tavoin. Alussa, ennen kuin aluetta aletaan rakentaa, kuormaa on hyvin vähän tai ei ollenkaan. Tämän jälkeen kuorma kasvaa nopeasti saavuttaen S-käyrän saturaatiopisteen, jonka jälkeen pinta-ala on rakennettu täyteen ja kuormat kasvavat vain ominaiskulutuksen kasvaessa ja rajallisen lisärakentamisen johdosta.

Puhdas suuntausmetodi ei ole tarkka pitkän ajan ennuste, koska se reagoi vasta jo tapahtuneisiin muutoksiin, eikä se ota kantaa esimerkiksi maankäyttöön. Suuntausmetodia voidaankin tarkentaa määrittämällä esimerkiksi erilaisille maankäyttötyypeille omat saturaatiopisteensä, johon kuorman oletetaan alueella saturoituvan. Yksinkertainen suuntausmenetelmään perustuva ennuste on helpohko muodostaa, mutta sen tarkkuus ei yllä simulaatiometodin tasolle. Suuntausennuste on käyttökelpoinen alueilla, joille ennustetietoja on heikosti saatavilla tai simulaatiomallin tekemiseen ei riitä resursseja.

Simulaatiometodi perustuu asiakasryhmien ominaiskulutusten yhdistämiseen asiakasmääriin ja näiden energioiden muuttamiseen tehoiksi. Ominaiskulutukset lasketaan asuntojen pinta-alan, asuntojen määrän, työpaikkojen määrän tai jonkun muun sähkönkulutusta selittävän tekijän ja sähkönkäytön perusteella. Ominaiskulutukset kannattaa laskea alueellisesti, jos se on mahdollista ja tuo ennusteeseen lisää tarkkuutta. Ominaiskulutusten laskemisesta lisää luvussa 5.1.3. Ominaiskulutukset yhdistetään asiakasryhmien laajuusennusteisiin ja näin saadaan energiaennuste. Simulaatiometodin vahvuus on pitkän aikavälin ennusteessa, viidestä vuodesta eteenpäin. [16]

Alueelliseen sähkökuorman ennustamiseen liittyy myös tulevien muutosten ennakointi ja analysointi. Muutoksia aiheuttavat muun muassa ilmaston lämmeneminen; sähkölaitteiden määrän lisääntyminen; sähköautot; palvelinsalit; energiansäästö laitteissa, prosesseissa ja rakennuksissa; lämpöpumppujen lisääntyminen; hehkulamputa luopuminen; energiatehokkuustoimet; mikrotuotanto ja poliittiset päätökset sekä energiansäästöratkaisujen tukitoimet.

Pitkän aikavälin kuormitusennusteet ovat suuntaa-antavia ja siten osaltaan karkeita. Nämä suunnitelmat eivät sisällä yksityiskohtaista eivätkä lopullista mitoitusta. Kehittämissuunnitelmien tulos toimii, investoinnin mahdollisesti aktivoituessa, projektisuunnittelun esisuunnittelun lähtötietona ja raamituksena. [29]

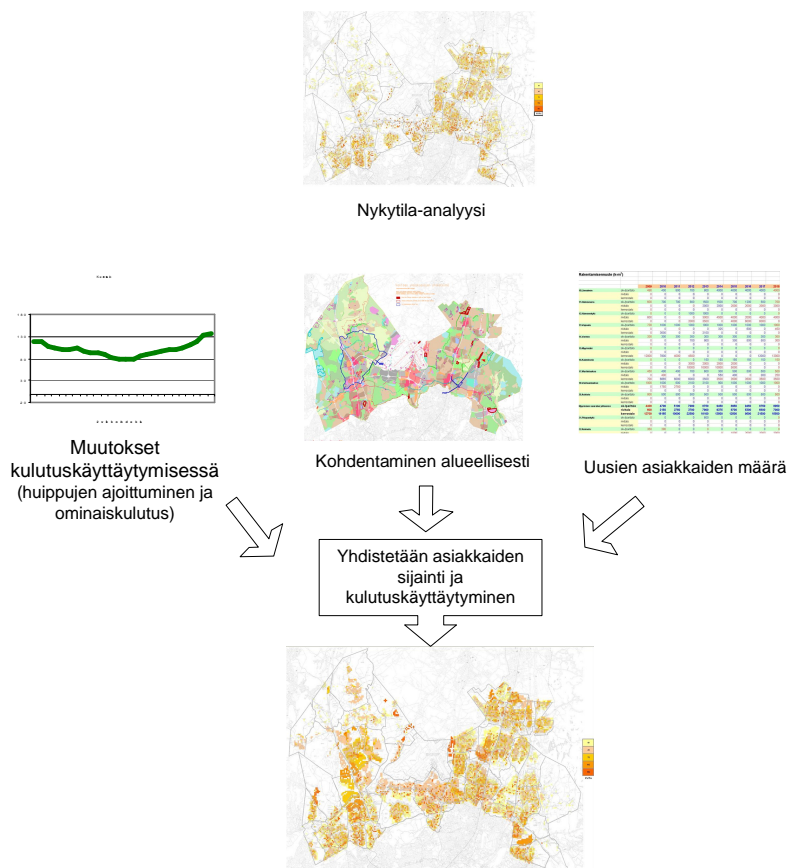
## 4.2 Simulointimetodi

Simulointiin perustuva alueellinen kuormaennuste pyrkii mallintamaan kuormien kasvun syitä ja näiden syiden avulla ennustamaan kuormien muutosta. Simulointimetodi toimii parhaiten pitkällä aikavälillä, pienalue-ennusteissa. Oikealla tavalla käytettynä ennusteet ovat huomattavasti suuntausmetodia tarkempia. Toisaalta simulointimetodi vaatii enemmän työtä ja informaatiota.

Simulaatiometodi kohdistaa ennustamisen kuormien muutoksen kahteen perussyhyyn, kuormien lukumäärän muuttumiseen ja kuormitusten suuruuden muuttumiseen. Yleensä nämä käsitellään mallissa erillään. Simulaatiossa asiakkaat jaetaan kulutuskäyttötymisen perusteella luokkiin. Kulutusten lukumäärä- ja ominaiskulutusanalyysit tehdään molemmat jokaiselle luokalle erikseen. Luokkajako antaa mahdollisuuden jakaa asiakkaat ominaisuuksiensa mukaan. Näitä ominaisuuksia voi olla sijoittuminen alueellisesti, ominaiskulutus, asiakasmäärä tai huipunkäyttöaika.

Simuloinnin ehdoton vahvuus liittyy maankäyttötiedon hyödyntämiseen. Osa malleista pyrkii ennakoimaan tulevaa maankäyttöä olemassa olevien tietojen kuten teiden, rautateiden tai muiden maankäyttötietojen perusteella. Vaihtoehtoisesti malliin voidaan syöttää rakentamistiedot esimerkiksi kaavoituksesta saatavien tietojen avulla.

Paras ennuste maankäytöstä pitkällä aikavälillä on kunnan kaavoitustieto. Yleis- ja asemakaava ovat erittäin hyviä maankäyttötietojen lähteitä. Maakuntakaavaa voi käyttää tarvittaessa. Asemakaava on yleiskaavaa tarkempi taso, josta ilmenee muun muassa kerrosala ja rakennuksen käyttötarkoitus. Näiden avulla voidaan laskea sähkönkulutus ja huipputehokin. Toisaalta asemakaavan tulkinta on yleiskaavaa huomattavasti työlämpää.



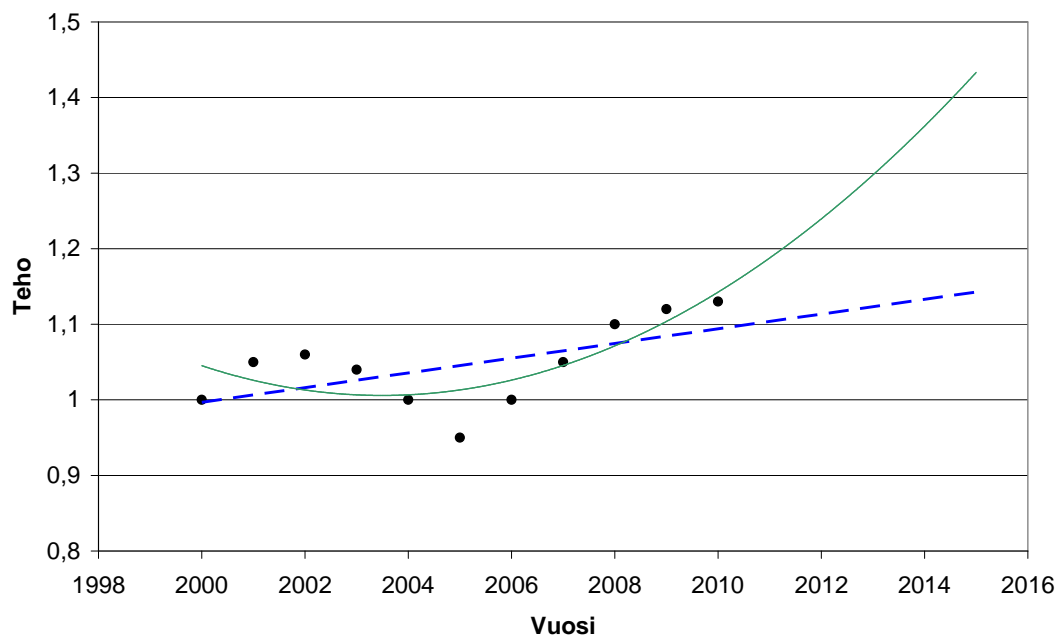
**Kuva 11 Simulaatiometodin osa-alueet**

Kuvassa 11 nähdään simulaatiometodin osa-alueet. Lähtötilanne on verkon nykytilan tunteminen, jonka jälkeen analysoidaan kuormituksia koskevia muutoksia. Simulaation on vastattava kysymyksiin missä, koska ja kuinka paljon tehoa tarvitaan. Muutokset kulutuskäyttäytymisessä koskevat kuormituskäyrien muuttumista ja ominaiskulutusten muuttumista. Muutoksia voidaan tutkia esimerkiksi mittaustiedon perusteella ja simulaatioita näiltä osin voidaan ajaa verkkotietojärjestelmässä, esimerkiksi muokkaamalla indeksisarjoja. Näin pystytään muokkaamaan tiettyjen asiakasryhmien ominaiskulutusta

ja kuormituskäyrän muotoa halutulla tavalla. Alueellinen ja ajallinen kohdentaminen tapahtuu kaavoituksen ja ennusteiden perusteella. Erilaisia tietolähteitä hyödyntäen saadaan tietoa siitä kuinka paljon uusia kulutuksia tietylle seudulle on tulossa.

### 4.3 Suuntausmetodi

Suuntausmetodin lähtökohtana ja fundamentaalina ajatuksena on kuormitusten historia-tietojen käyttäminen kuormaennustuksissa. Yleisin suuntausmetodi on käyttää polynomikäyrän sovitusta. Polynomifunktio sovitetaan historiallisiin huipputehoihin ja funktiosta ekstrapoloidaan tulevaisuuden huipputehot. Tällä perusmetodilla on kuitenkin monia ongelmia sovellettaessa alueelliseen sähkökuorman ennustamiseen, ja perusmetodista on johdettukin monia kehittyneempiä sovelluksia. Kuvassa 12 katkoviiva osoittaa lineaarista ekstrapolointia ja jatkuva viiva toisen asteen polynomien ekstrapolointia.



**Kuva 12 Suuntausmetodi ennustaa tulevaa historiatiedon perusteella**

Suuntausmetodi pyrkii siis ennustamaan tulevaa kuormaa pelkän historiatiedon avulla. Historiatieto saadaan sähköasemalähdöltä, muuntamolta tai mahdollisesti verkkotietojärjestelmän avulla pienalueeltakin. Yleensä käyrän sovitusta tehdään vuosittaiseen huip-



putehoon. Tämä johtuu verkon mitoituksen riippuvuudesta huipputehosta, toisekseen huipputeho on yleensä saatavilla halutuille komponenteille.

Alueellisessa kuormaennusteessa suuntausmetodin tarkkuus heikkenee mitä pienempää aluetta tarkastellaan. Tämä on käännteinen ominaisuus verrattuna simulaatiometodiin, jossa tarkkuus kasvaa tarkasteltaessa yhä pienempää aluetta. Tämä johtuu kuorman S-käyrän muotoisesta käyttäytymisestä, jota suuntausmetodi ei pysty käsittelemään tarkasti. Mitä pienempi mallinnettava alue on, sitä lähempänä S-käyrän muoto on askelfunktiota ja sitä nopeammin alueen kasvu tapahtuu. Näistä syistä johtuen suuntausmetodin tarkkuus on parhaimmillaan alle kolmen vuoden aikajaksoa tarkasteltaessa. Suuntausmetodi toimii tyydyttävällä tarkkuudella suurella alueella ja lyhyellä aikavälillä.

Kuormitusten kasvun ollessa S-käyrän muotoista, myös suuntausmetodissa on pyrittävä kuvaamaan kuormituksen käyttäytymistä tämän käyrän mukaisesti. Metodien tarkkuutta voidaan parantaa olettamalla kasvu S-käyrän muotoiseksi ja arvioimalla missä kohtaa käyrää edetään. Tällöin alueille on valittava kyllästymispiste, jonka jälkeen kuorma ei enää huomattavasti kasva. Jokaisella pienalueella on suurin arvo johon kuorma voi kasvaa ja tätä tietoa hyödyntämällä voidaan arvioida kasvun kyllästymistä.

Yksi tapa kiertää suuntausmetodin ongelma historiatietojen muuttumisen syiden analyysin puutteesta, on tarkastella vain historiatietoja ja antaa asiantuntijan tehdä analyysi muutosten syistä ja johtopäätös tulevasta kehityksestä. Suuntausmetodissa on myös valittava käyrä, johon historiatietoja sovitetaan. Tämän käyrän valinta on kriittinen mallin tarkkuuden kannalta ja toisistaan poikkeavien kertoimien valinta antaa hyvin poikkeavia tuloksia, kuten kuvasta 12 huomataan. Jatkuva viiva ja katkoviiva edustavat kahta eri kertoimilla painotettua käyrää ja ennusteet eivät ole yhdenmukaisia.

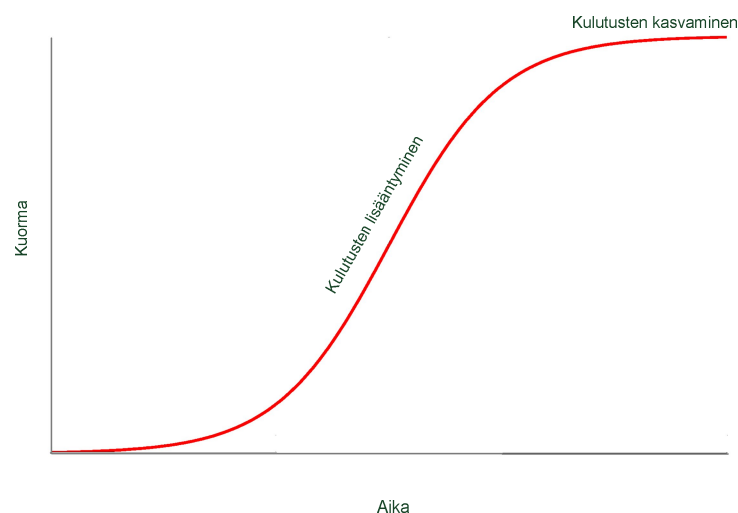
Pienalueen historiatiedot vaihtelevat usein voimakkaasti, jolloin suuntausennusteen teko on hankalaa. Historiatietoja olisi jollakin tavalla tasoitettava, jotta ennuste saataisiin tehdyksi. Vaihtelua voidaan pehmentää esimerkiksi laskemalla painotettuja liukuvia keskiarvoja. Painokertoimet valitaan siten, että viimeisiä vuosia painotetaan enemmän

kuin aikaisempia. Tällä tavoin saadaan paremmin esille viimeisinä vuosina tapahtuvat muutokset, kuten esimerkiksi alkava voimakas kasvu. [19]

Pelkkä trendiennuste ei ole koskaan tarkka pitkän ajan ennuste. Trendiennusteita olisi-kin pyrittävä käyttämään enintään noin viiden vuoden ennusteisiin. Tarkkuutta saadaan kuitenkin parannetuksi kyllästyspisteen avulla. Tämä vastaa suurinta kuormaa, johon pienalueella päästään tiettyyn ajanhetkeen mennessä. Kyllästyspisteen käyttöönotto parantaa ennustetta huomattavasti. Antaahan se katon, johon pienalueen kuorma voi kasvaa. Historiatrendiin on vähintäänkin yhdistettävä muita tietoja. Lähtökohtana ennustamiselle on hyvä käyttää tunnettuja asiakkaiden paikka- ja sähkönkäyttötilastoja sekä tunnettua rakennuskantaa. Näiden tietojen perusteella voidaan tehdä analyyseja sähkönkäytöstä ja mahdollisesti sen muuttumisesta.

#### 4.3.1 S-käyrä

Pienalueen kuormitusten kasvaminen on hyvin erilaista kuin kasvu tarkasteltuna koko systeemin tasolla. Systeemin tasolla tarkasteltuna kuormien kasvaminen on enemmän tai vähemmän tasaista. Mitä pienemmäksi tarkasteltava alue muuttuu, sitä jyrkemmäksi alueen kasvun kulmakerroin muuttuu. Näiden pienalueiden kasvukäyrä muistuttaa S-käyrää. Tämä johtuu pienalueen nopeasta täyteen rakentumisesta. Mitä pienemmäksi alue menee, sitä jyrkempi nousu on ja ääritapauksessa käyrä on askelfunktion muotoi- nen.



**Kuva 13 Pienalueen kuormien kasvaminen**

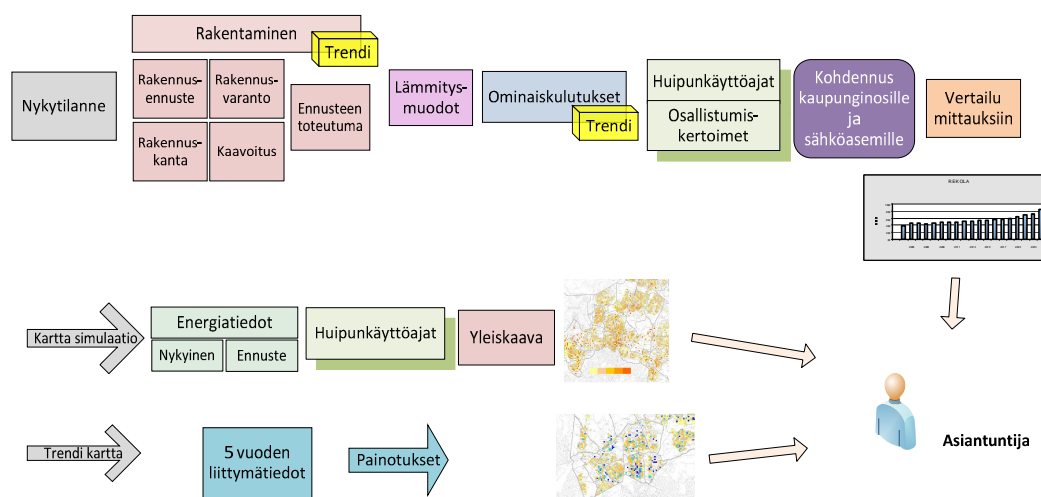
S-käyrä muodostuu kolmesta osasta. Latenttiosuudesta eli ajasta ennen kasvua, alueella ei ole kasvua tai sitä on hyvin vähän. Kasvuosuudesta, jonka aikana kasvu on hyvinkin nopeaa rakentamisen takia. Tämä osuus saavuttaa saturaatiopisteen hyvin nopeasti, riippuen kuitenkin alueen koosta. Viimeinen, kasvuosuuden jälkeinen aika, on saturoitunut osuus. Pienalue on täyttynyt ja täysin rakennettu. Usein kuormien kasvu jatkuu, osaksi ominaiskulutuksen kasvaessa, osaksi pienen lisärakentamisen johdosta. Saturaatiopiste voidaan analysoida erilaisille maankäyttötyypeille aluekohtaisesti.

Eniten S-käyrien kohdalla vaihtelee käyrien ajoitus. Johtuen käyrien eriaikaisuudesta, systeemitasolla tarkasteltu kuormien kasvu vaikuttaa tasaiselta. Tiettyinä ajanhetkenä S-käyrät ovat erivaiheissa ja niiden summa on tasaisesti kasvava käyrä. Koska nopean kasvun aika on suhteellisen lyhyt, noin kolme vuotta alle neliökilometrin alueella, reagoiminen jo alkaneeseen kasvuun ei ole riittävää pitkän tähtäimen suunnittelun kannalta.

## 5 Alueellisen sähkökuorman ennustaminen Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä

Tämän luvun tarkoituksena on selvittää Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä kehitettyä alueellisen sähkökuorman ennustamismallia. Mallilla ennustetaan sähkökuormaa pien-alue-, kaupunginosa- ja sähköasematasolla. Mallin aikajänne on yhdestä vuodesta 25 vuoden päähän ja määrittelemättömään horisonttivuoteen, jolla kuvataan sähkökuorman alueellista potentiaalia. Mallin uudistustarve johtuu muuttuvasta toimintaympäristöstä ja paineista energiansäästötoimiin, jotka kiihdyttävät muutosta kuormituksissa.

Alkuperäinen malli on ollut käytössä pitkään ja sitä on kehitetty diplomityön osana. Vanha malli vaati päivitystä muuttuvan toimintaympäristön takia ja joiltain osin mallia on haluttu tarkentaa. Kehitetty malli yhdistää simulointi- ja suuntausmetodin. Ennustamallia on toimiva Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n käyttöön ja mallilla arvioidaan tulevaisuuden rakentamis- ja saneeraustarpeita. Kuvassa 14 nähdään alueellisen sähkökuorman ennustusprosessi asiantuntijatyökalujen avulla kuvattuna. Prosessi on automatisoitu niiltä osin kuin se on kannattavaa ja mahdollista. Asiantuntijan rooli on silti tärkeä ennusteen tekemisessä ja tulkinassa.



Kuva 14 Ennustusprosessi

## 5.1 Sähkökuorman ennustusmalli

Ennustusmalli voidaan jakaa kahteen osaan, joista toinen on itse ennustusmalli ja toinen on ennustusmalliin liittyvä karttaosa. Alueellinen kuormitusten analysointi vaatii laskentaohjelmaa, jolla analysointi tehdään. Verkon alueella voi olla kymmeniä tuhansia liittymiä ja pienalueita voi olla kymmenistä kymmeneen tuhansiin, riippuen ennusteen alueellisesta resoluutiosta. Näin ollen laskentaohjelman on tehtävä laskenta siihen syötettyjen tietojen perusteella. Simulointimallin ollessa kyseessä alkutietojen ja laskentojen määrä on runsaanlainen, mutta juuri tämän ansiosta päästään tarkimpaan lopputulokseen. Kuvassa 14 on kuvattu ennustusprosessia, joka on toteutettu laskentataulukko-ohjelmalla. Tämä luku esittelee laskentametodiikkaa ja lähtötietoja, sekä osaksi myös analyyseja mallin taustalla. Liitteessä A on esitetty kuormitusennusteen runko kaaviokuvan avulla.

Mallissa energiankulutusta selittäväksi tekijäksi on valittu kerrosneliöt. Kerrosneliöiden avulla perustellaan ja ennustetaan energiankulutus, joka muunnetaan tehoksi. Kerrosneliöt on valittu johtuen niiden hyvästä ja tarkasta alueellisesta tunnettavuudesta, korrelaatiosta kulutetun energian kanssa sekä ennusteiden saamisesta rakennettaville kerrosneliöille. Kerrosneliöiden korrelaatiota kulutetun energian kanssa on esitetty kuvassa 19 ja 20 sivulla 50. Kuormat muuttuvat vain kahdesta syystä, joko kuormien lukumäärä muuttuu tai kuormien ominaiskulutus, eli kuorman suuruus, muuttuu. Malli keskittyykin näiden kahden asian perusteella ennustamaan tulevaa kulutusta.

### 5.1.1 Alkutiedot

Lähtökohta kuormitusennusteelle on verkon nykytila ja sen kuormitukset. Tärkeimmät tiedot ovat asiakastiedot eli sähköenergian kulutuksen määrä, kulutuksen tyyppi ja asiakkaan sijainti. Kulutukset on mallissa jaettu kulutuksen tyyppin mukaan viiteen ryhmään, jotka ovat sähkölämmitys, maalämpö, pientalot, rivi- ja kerrostalot ja muu kulutus. Jakoa määräävät lukuisat asiat. Tärkein näistä on rakentamisennusteen ryhmäjako, Vantaan tapauksessa ennuste saadaan kaupungilta jaolla pien-, rivi- ja kerrostalot. Toimitilarakentamiselle ei ole Vantaalla saatavissa rakentamisennustetta, joten toimitiloja ennustettaessa on käytettävä muita metodeja [30]. Toinen ryhmiä määräävä tekijä on

tyyppikuluttajakäyräjako, joista löytyy jako sähkölämmitettyihin pientaloihin, pientaloihin, kerrostaloihin ja muihin kulutuksiin. Tyyppikuluttajakäyrissä ei ole rivitaloille omaa ryhmää, vaan rivitalot ovat jaettu lämmitystyyppin mukaan siten, että sähkölämmitetty rivitalot käyttävät sähkölämmitettyjen pientalojen tyyppikäyrää ja kaukolämmitetty rivitalot käyttävät kerrostalojen käyriä. Jako toimii verkostolaskennan kannalta, koska kulutuskäyttäytyminen on samanlaista, mutta mallin kannalta ongelma syntyy siitä, ettei tarkkoja kulutuslukemia saada millekään rakennustyyppille. Asiakastietojärjestelmästä saatavia energioita ei voida jakaa rakennusneliöille tyyppikuluttajaryhmien ja rakennusalan erilaisen jaon takia. Osaksi tästä syystä ominaiskulutusten laskemiseen on päädytty tekemään laskuri, jolla yhdistetään verkkotietojärjestelmän yksittäiset liittymät yksittäisiin rakennuskantatietoihin. Yhdistämisestä lisää luvussa 5.1.3.

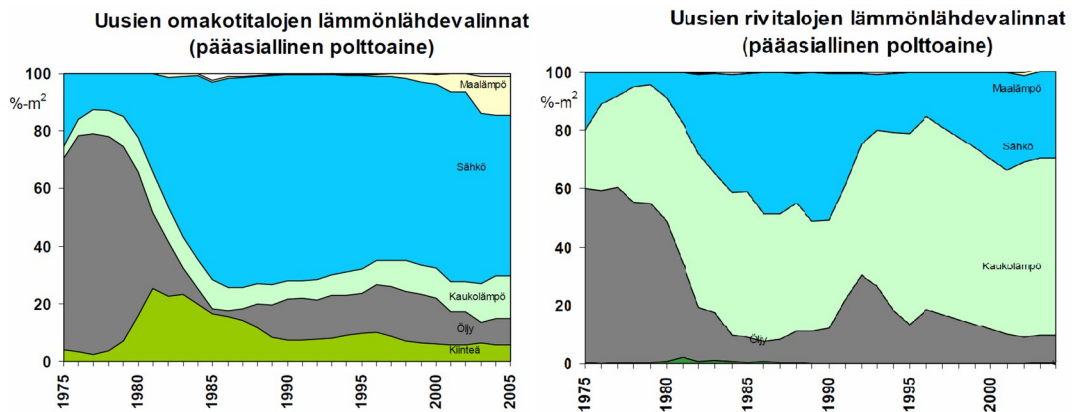
Asiakasryhmäjaon on oltava sellainen, että ryhmän sisällä kulutukset ovat yhtenäisiä ja ryhmien välillä pitää olla eroja, jottei niitä kannata yhdistää yhdeksi ryhmäksi. Suurinta monimuotoisuutta ilmenee muiden kuin asumiskulutusten ryhmässä, johon on yhdistetty hyvin erikaltaisia kulutuksia. Tätä pyritään kompensoimaan alueellisten ominaiskulutusten avulla ja mahdollisuudella käyttää eri ominaiskulutuksia eri hankkeille. Mallin seuraava kehityskohde olisikin muun kulutuksen purkaminen useampiin ryhmiin.

Huomioon on otettava sähköasemien huipputehoa ennustettaessa myös verkostohäviöt, jotka eivät lukeudu asiakastietojärjestelmästä saataviin kulutuslukemiin. Häviöt pitää lisätä päämuuntajien huipputehoihin. Sähköasemien tehokertoimina on käytetty verkkotietojärjestelmästä saatavia arvoja.

### **5.1.2 Uusien asuntojen lämmönlähdejakauma**

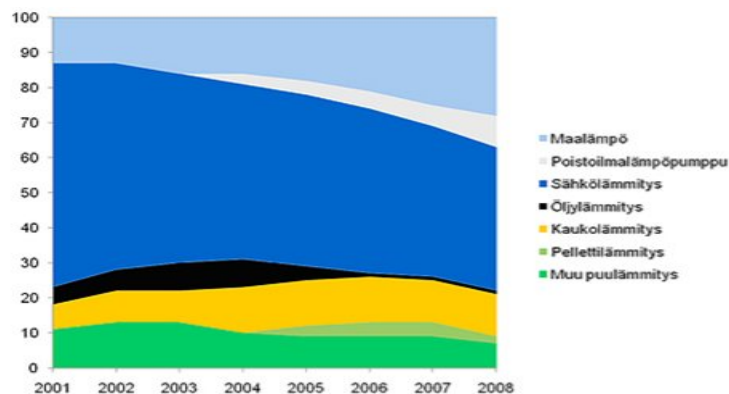
Tärkein asuinkuormitusta kuvaavista tekijöistä on lämmönlähdevalinta. Esimerkiksi sähkölämmitetyn rakennuksen sähkönkulutus on noin kolminkertainen verrattuna vastaavaan kaukolämmitettyyn rakennukseen. Näin suuren eron ollessa kyseessä alueelliset kuormitusvaikutukset muodostuvat suuriksi. Muutokset lämmönlähdevalinnoissa ovat olleet ajoittain suuriakin, kuten kuvasta 15 huomataan. Lämmönlähteissä tämän hetken suuntaus on ympäristöystävällisempiin polttoaineisiin. Viime aikoina markkina-

osuuttaan ovat ajallisesti portaittain kasvattaneet sähkölämmitys, kaukolämmitys ja viimeisimpänä lämpöpumput. Uusien pientalojen pääasiallinen lämmönlähde onkin sähkö, kauko- tai maalämpö. Muut valinnat ovat hyvin marginaalisia. Kerrostaloissa lämmönlähdevalinta on kaukolämpö. Uusiin suurempiin rivitaloihin valitaan järjestäen kaukolämpö, jos tämä vain on mahdollista. Pienempiin rivitaloihin myös sähkölämmitys ja maalämpö ovat mahdollisia. [31]

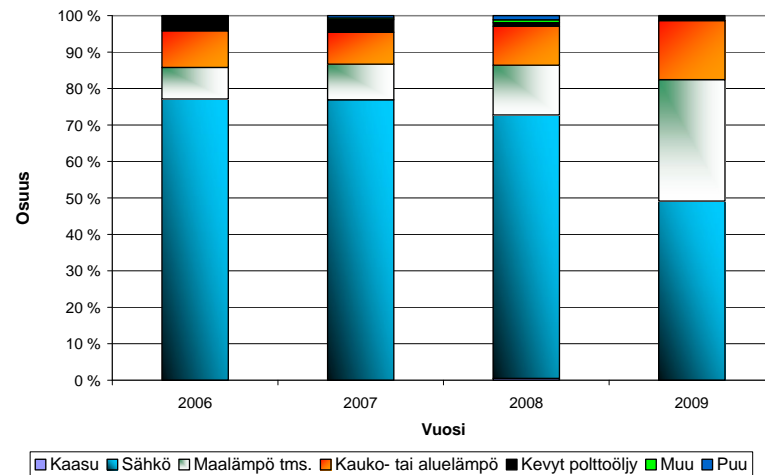


Kuva 15 Lämmönlähteiden markkinaosuudet [32]

Kaukolämmityksellä on sähkökuormitusten kannalta suurimmat alueelliset vaikutukset, johtuen kaukolämmitysverkon maantieteellisestä kattavuudesta. Tätä alueellisuutta on pyritty mallintamaan kaupunginosakohtaisilla kaukolämmityskertoimilla, jotka on hankittu vuosittain Vantaan Energian energialiiketoiminnalta [33]. Kertoimet kuvaavat pientalo- ja rivitalojen kaukolämmitettyä osuutta rakennettavista kerrosneliöistä kaupunginosan alueella. Ennuste on saatu viiden vuoden päähän vuosittaisena ja tästä eteenpäin yhtenä arvona. Jos ennustetta ei ole valmiiksi saatavilla, sellainen voidaan itse muodostaa verkon kattavuuden, tutkimuksen tai esimerkiksi kuvien 15 ja 16 avulla.

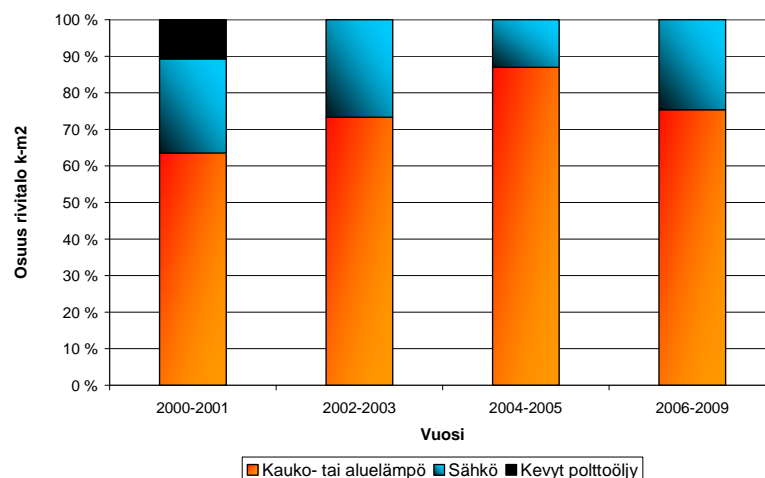


Kuva 16 Lämmitysjärjestelmien markkinaosuudet uusissa pientaloissa valtakunnallisesti [34]



**Kuva 17 Lämmönlähdevalinnat pientaloissa Vantaan alueella**

Sähkölämmityksen osuutta uusista pientaloista kuvataan kertoimella  $\delta$ , joka on sama koko verkon alueelle. Tämä kerroin kuvaa sähkölämmityksen markkinaosuutta. Kuvasta 17 nähdään, että sähkölämmityksen osuus rakennetuista pientalojen kerrosneliöistä on ollut 70 – 80 prosenttia, mutta vuonna 2009 rakennetuissa pientaloissa se on tippunut maalämmön kasvun takia 50 prosenttiin. Sähkölämmityskerroin voidaan laskea joko tutkimalla rakennuskantatietoja tai valtakunnallisista tilastoista. Sähkölämmityskertoimen ja kaukolämmityskertoimien avulla lasketaan kaupunginosakohtaiset, viiden vuoden päähän ulottuvat pientalojen ja rivitalojen sähkölämmitysasteet, sekä maalämmön osuus pientaloista. Sähkölämmitettyjen kerrosneliöiden oletetaan käyttävän sähkölämmityksen ominaiskulutusta, maalämmöllä lämmitettyjen pientalojen maalämmön ominaiskulutusta ja kaukolämmitetyn rakennusalan pientalojen ominaiskulutusta.



**Kuva 18 Lämmönlähdevalinnat rivitaloissa Vantaan alueella**



Rivitalojen kaukolämmitysaste on noin 75 %, eli alueilla joilla on kaukolämmitysverkkoon liittyminen mahdollista, se usein tehdään. Mallissa rivitalojen lämmitystapavalintaa arvioidaan kaukolämmön kaupunginosakohtaisen markkinaosuuden perusteella siten, että alueilla joilla on kaukolämpöverkko, rivitalojen oletetaan liittyvän siihen. Alueilla, joissa ei ole mahdollisuutta liittyä kaukolämpöverkkoon, käytetään rivitaloissa sähkölämmitystä. Uusien rakennusten lämmönlähdevalinta-analyysit voidaan alueellisesti tehdä rakennuskantatietojen perusteella, jolloin saadaan hyvin tarkka ennuste alueellisesta asuinrakennuskulutuksesta. Rivi-, pien- ja kerrostalot on syytä käsitellä erikseen, johtuen niiden erilaisista lämmönlähdevalinnoista ja näin erisuuruista sähkön kulutuksista.

Pientalojen sähkölämmitysaste lasketaan kaupunginosakohtaisten kaukolämmitysasteiden ja sähkölämmitysastekertoimen perusteella kaavalla 10.

$$\alpha_{ki} = (1 - \beta_{ki}) \cdot \delta \quad (10)$$

$\alpha_{ki}$  = pientalojen sähkölämmitysaste kaupunginosassa  $k$  vuonna  $i$

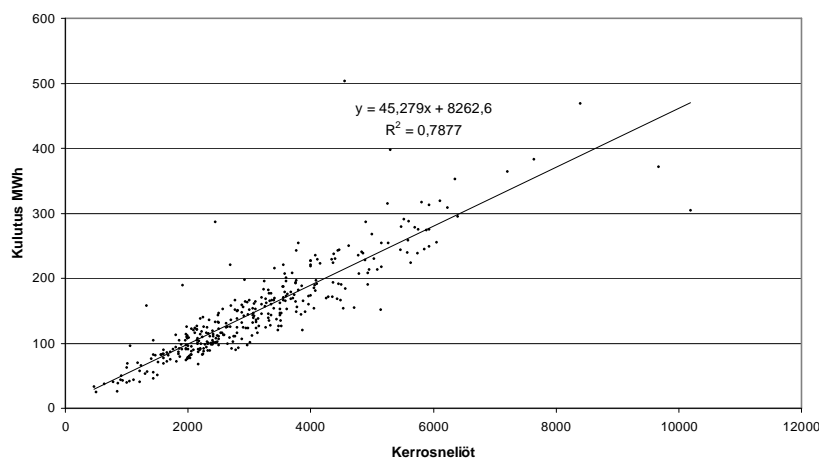
$\beta_{ki}$  = pientalojen kaukolämmitysaste kaupunginosassa  $k$  vuonna  $i$

$\delta$  = muun kuin kaukolämmitetyn pinta-alan sähkölämmitysaste prosenteissa

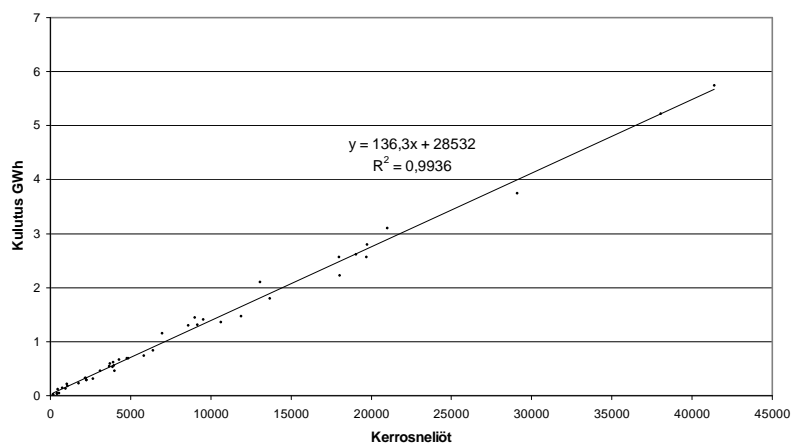
### 5.1.3 Ominaiskulutus

Ominaiskulutuksella tarkoitetaan energian tai muun suureen kulutusta tiettyä alaa, tilavuutta tai muuta yksikköä kohden. Energian ominaiskulutusta mitattaessa yksikköinä ovat usein kWh/m<sup>3</sup> tai kWh/m<sup>2</sup>. Mallin käyttöön on valittu kWh/m<sup>2</sup> eli kilowattituntia per kerrosalaneliö, tilavuutta paremman saatavuuden ja tietojen luotettavuuden takia. Kerrosalatiedot ovat saatavissa rakennusmaavarannolle. Asemakaavoitetuille tonteille on tiedossa rakennusoikeus, sekä rakennetuille rakennuksille on saatavissa kerrosalat. Myös ennusteet saadaan yksiköltään neliömetreinä. Tilavuustiedot rakennuksista ovat osaksi puutteellisia. Kulutus on riippuvainen myös kuluttajien lukumäärästä, mutta tarkasteltaessa suurempia alueita ja pinta-aloja, kuluttajamäärästä aiheutuvat kulutuserot tasoittuvat. Kuluttajamäärät ovat myös osaksi puutteellisia lähtötiedoissa.

Tutkimuksessa käytettiin rakennusten taustatietona HSY:n julkaisemaa Seutu-CD julkaisua. Rekisteristä saadaan selville rakennusten sähkönkulutukseen vaikuttavia tekijöitä muun muassa rakennuksen iästä, kerrosalasta ja lämmityspolttoaineesta. Kiinteistörekisterin tiedot ovat sitä tarkempia, mitä uudemmasta rakennuksesta on kyse. Vanhempien rakennusten osalta puutteellisten tietojen lisäksi virheitä aiheutuu korjausrakentamisesta, jonka dokumentointi ja kirjaaminen on vaihtelevaa. Liitteessä B on eritelty kaikki rakennuskannan tiedot.



**Kuva 19 Korrelaatio kerrostalon kerrosalan ja kulutetun sähkön välillä**



**Kuva 20 Korrelaatio kaupunginosan sähkönkulutuksen ja sähkölämmitetyn kerrosalan välillä**

Kerrosalan ja kulutetun sähkömäärän välillä on ilmeinen korrelaatio, kuten kuvasta 19 ja 20 nähdään. Kaaviot kuvaavat korrelaatiota rakennetun kerrosalan ja kulutetun sähköenergian välillä. Kaupunginosatasolla kerrosalan ja sähkölämmitettyjen rakennusten kuluttaman sähköenergian korrelaatio on 0,99. Kerrostalotasolla kulutetun sähköenergi-

an ja kerrosalan korrelaatio on 0,89. Kuvista nähdään myös helposti, paljonko yksi uusi kerrosneliö lisää kulutusta. Selityssaste  $R^2$  on kerrostalojen kohdalla 79 % ja sähkölämmityksen tapauksessa 99 %. Kerrosalojen perusteella voidaan selittää siis 79 – 99 % sähkönkulutuksesta, kun lämmitystapa tunnetaan. Vaikka yksittäisten kulutuspisteiden kulutukset saattavat poiketa paljonkin keskimääräisestä ominaiskulutuksesta, jo kerrostalo- tai varsinkin kaupunginosatasolla yksittäisten kuluttajien vaikutukset tasaantuvat ja ominaiskulutus on lähellä keskimääräistä. Kuvissa 19 ja 20 annetut laskukaavat kulutusten laskemiseen ovat yksikössä kWh.

Ominaiskulutuksista on julkaistu moninaista tutkimustietoa, joista voidaan laskea karkeasti rakennusten energiankulutus. Tilastot on julkistettu usein valtakunnan tasolla, joten alueellinen analyysi jää näistä tiedoista vajavaiseksi. Valtakunnalliset tilastot voivat olla kuitenkin hyvä vertailupohja ja trendi-indikaattori omille laskelmille. Esimerkiksi Motiva julkaisee sähkönkäytön ominaiskulutuksia ja tilastoja asumistiheydestä. Näiden asumistiheystilastojen avulla voidaan asukasluennusteet muuttaa karkeasti rakennusneliöiksi. [9]

Kerrosneliöiden ominaiskulutus, olkoon kerrosneliöt sitten asuinrakennuksia tai toimitaloja, kuvaavat toista kuormien muutosten tekijää, eli kuormien suuruutta. Mallin ominaiskulutukset on laskettu yhdistämällä kunnan rakennuskantatiedot verkkotietojärjestelmän kulutustietoihin. Yhdistäminen onnistuu tietokantatyökaluja käyttäen tai taulukkolaskentaohjelmalla. Alkutietoina ovat olleet kunnan rakennuskantatiedot, joissa on tiedot muun muassa rakennusten sijainnista, tyypistä, rakennusvuodesta ja kerrosalasta. Rakennuskantatiedot on diplomityössä yhdistetty verkkotietojärjestelmästä saatuihin liittymätietoihin Excel-makrottyökirjasovelluksella, jolla voidaan tehdä analyysejä ja suorittaa hakuja yhdistetyistä tiedoista. Verkkotietojärjestelmän liittymää ja rakennusta yhdistävänä tietona on käytetty liittymällä ja rakennuksella olevaa osoitetta. Liittymien ja rakennusten yhdistäminen koordinaattitietojen avulla ei onnistu tarpeeksi luotettavasti, johtuen dokumentointien poikkeavuuksista.

Liittymätietojen ja rakennustietokannan yhdistäminen ei onnistu täysin, johtuen osoitteissa olevista poikkeavuuksista. Vantaan tapauksessa rakennus- ja liittymätiedoista saatiin yhdistettyä noin 76 % eli 17 500 liittymää. Ehtona käytettiin, että osoitteet ovat täysin vastaavat. Määrä on kyllin suuri tarkkojen analyysien tekemiseen. Osoitteiden kirjoitusasut, merkinnät tai osoitteet kokonaisuudessaan saattavat olla toisistaan poikkeavat. Tästä ei aiheudu suurta haittaa, jos analyysieja suoritetaan suurelle määrälle dataa, sillä virheet ovat tässä tapauksessa vain marginaalisia, mutta yksittäisissä tapauksissa ne saattavat vääristää tulosta. Tietojen oikeellisuutta pyrittiin tarkastelemaan myös liittämällä rakennus- ja kulutustietoon asiakastietojärjestelmän kuluttajaryhmä, jolloin voidaan arvioida tietojen yhteensopivuutta ja luotettavuutta.

Taulukossa 4 on esitetty yhdistetyt tiedot, ensimmäisellä rivillä on verkkotietojärjestelmästä saatavat tiedot ja toisella rivillä rakennuskantatiedot. Osoite, vuosienergia sekä käyttäjäryhmä ovat verkkotietojärjestelmästä saatuja tietoja, joille on osoitteen perusteella kohdennettu rakennuskantatiedoista saadut muut tiedot, kuten kerrosala. Näiden tietojen perusteella voidaan esimerkiksi laskea tarkkoja ominaiskulutuksia rakennusvuoden ja paikan muuttuessa.

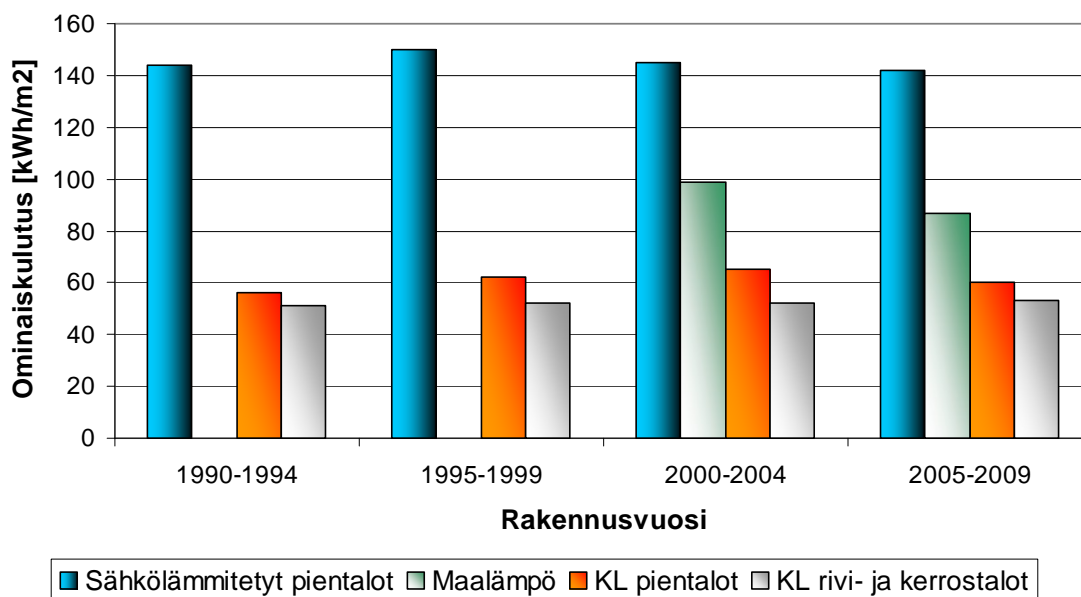
**Taulukko 4 Ominaiskulutuslaskurin liittymälle kohdentamat tiedot**

Osoite	Vuosienergia	Ryhmä
Esimerkkitie 1	25 000	Sähkölämmitys suora

Kerrosala	Rakennusvuosi	Talotyyppi	Kaupunginosa	Lämmitystapa	Polttoaine
150	2005	Yhden asunnon talot	Tikkurila	Suora sähkölämmitys	Sähkö

Rakennustietojen ja kulutusten yhdistäminen antaa erinomaiset lähtökohdat rakennusten ominaiskulutusten arviointiin ja analysointiin. Työkalulla voidaan analysoida muun muassa ominaiskulutusten alueellista jakautumista, sekä tarkkailla ominaiskulutusten muutosta riippuen rakennuksen rakennusvuodesta. Näin saadaan selville mahdolliset trendit uusissa rakennettavissa rakennuksissa. Näitä uusien talojen ominaiskulutuksia voidaan käyttää arvioitaessa tulevaisuudessa rakennettavien talojen kulutuksia.

Kuvassa 21 nähdään eri asiakastyypin ominaiskulutuksia rakennusvuoden muuttuessa. Suuria muutoksia rakennettujen talojen ominaiskulutuksissa ei ole tapahtunut viimeisenä 20 vuotena. Kuvassa ominaiskulutukset on ilmoitettu sähkölämmitetyille pientaloille, maalämpöä käyttäville pientaloille, kaukolämmitetyille pientaloille ja kaukolämmitetyille rivi- ja kerrostaloille. Uusien rakennussäädösten voimaan tullessa, voidaan olettaa ominaiskulutustenkin alkavan muuttua. Vuosilta 1990–1999 ei ole laskettu maalämmön ominaiskulutusta, johtuen tietojen epäluotettavuudesta ja vähäisestä määrästä.



**Kuva 21 Sähkön ominaiskulutukset rakennusvuoden mukaan**

Mallissa on eroteltu uusien ja vanhojen rakennusten ominaiskulutus siten, että uusien rakennusten ominaiskulutusarvio voidaan tehdä erillään jo olemassa olevasta rakennuskannasta. Tämä on tehty siksi, että uusien rakennusten ominaiskulutus saattaa muuttua voimakkaastikin.

Analyysija tehtäessä on erityistä huomiota kiinnitettävä tietojen luotettavuuteen. Asiakaspalvelussa käyttöpaikoille annetuissa käyttäjäröyhmissä saattaa olla virheitä, sekä kulluttajaryhmä on saattanut vaihtua verkkoyhtiön tietämättä. Myöskään rakennuskantatiedot eivät ole täysin luotettavia, vaan osasta rakennuksista puuttuu tietoja. Mitä vanhemmasta rakennuksesta on kyse, sitä huonompi luotettavuus on. Tiedot ovat myös

saattaneet muuttua rakennustarkastuksen jälkeen. Puuttuvien tietojen määrää ja tietojen luotettavuutta on arvioitu esimerkiksi kunnan kaavoitusyksikössä. [35]

Asuinkulutukseen kuuluville ryhmille ei ole mallissa laskettu kaupunginosakohtaisia ominaiskulutuksia, koska ne pysyvät varsin vakiona koko Vantaan alueella. Kaupunginosakohtaiset ominaiskulutukset on laskettu muuhun kulutukseen kuuluville rakennuksille. Tämä johtuu suurista vaihteluista ominaiskulutuksissa alueellisesti. Kaupunginosakohtaisilla ominaiskulutuksilla päästään lähemmäksi kaupunginosalle ominaista arvoa. Samankaltaiset toimitilat ja teollisuus rakentuvat tietynlaisille alueille, eikä tasaisesti kunnan alueelle. Malli laskee ominaiskulutukset muulle kuin asuinkulutukselle automaattisesti siihen syötettyjen energia- ja rakennustietojen perusteella.

#### **5.1.4 Rakentaminen**

Rakentaminen on tärkein yksittäinen lähtötieto ennusteelle. Koska kerrosneliöt ovat kulutuksen selittävä tekijä, uusi kulutus perustuu rakennettaviin kerrosneliöihin. Rakentamisella kuvataan toista kuormituksia muuttavaa tekijää, eli kuormitusten lukumäärän muuttumista.

Vantaan kaupunki toimittaa vuosittain kymmenen vuoden kaupunginosakohtaisen rakentamisennusteen, joka on jaettu rakennustyypeittäin pien-, rivi- ja kerrostaloihin. Rakentamista arvioidaan seuraavan kymmenen vuoden osalta kaupungilta saadun ennusteen avulla ja tästä eteenpäin rakentaminen mallinnetaan jatkuvaksi samansuuntaisena kuin kymmenen vuoden ennuste. Ennusteen suuntaus ja kaavavaranto huomioon ottaen rakentamista arvioidaan viiden vuoden jaksoissa, tämän kymmenen vuoden ennusteen jälkeiseltä ajalta. Mallissa otetaan myös huomioon kaupunginosien kaavavaranto, joka antaa arvon siitä kuinka paljon alueelle voidaan rakentaa. Kaavavaranto sisältää kaiken asema- ja yleiskaavoitetun rakennusalan.

Asuinrakentamisennusteen lisäksi on itse arvioitava muuta rakentamista. Muu kuin asutorakentaminen joudutaan arvioimaan itse, koska valmiita ennusteita ei ole saatavilla. Viimeisen kymmenen vuoden rakennustietojen avulla malli laskee tulevan toimitila-

rakentamisen. Toteutunutta rakentamista ekstrapoloitaessa painotus on uusimmissa vuosissa.

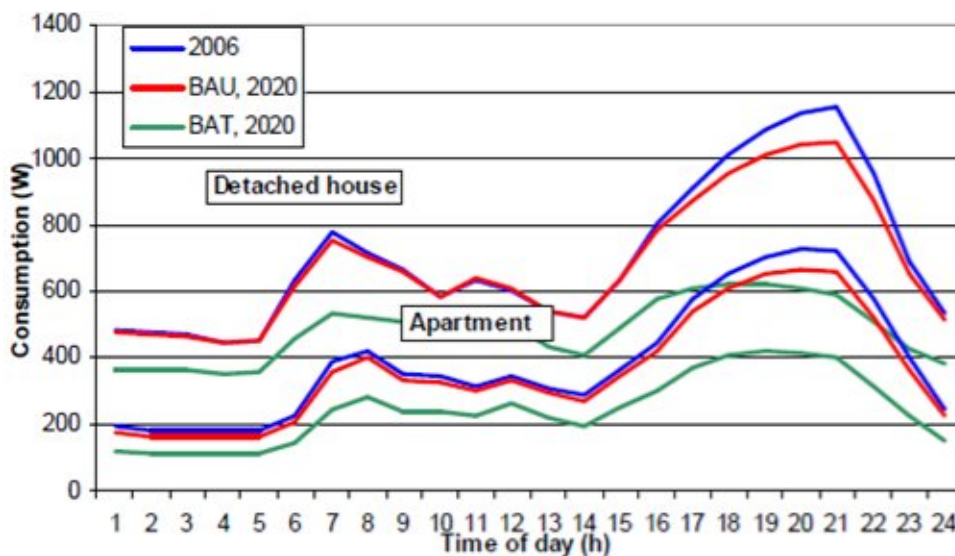
Rakennusennustetta voidaan myös muuttaa manuaalisesti hankkeiden muuttuessa, jolloin käytetään aseteltuja arvoja ekstrapoloitujen sijasta. Suurten yksittäisten kulutusten tapauksessa kerrosneliöt voidaan lisätä manuaalisesti ennusteeseen. Myös mahdolliset poikkeavat ominaiskulutukset voidaan lisätä ennusteeseen. Yleissuunnittelijalla on hyvät tiedot verkon alueella suunnitteilla olevista ja rakentuvista yksittäisistä suurista hankkeista, rakennusprojekteista sekä mahdollisista normaalista eroavista ominaiskulutuksista, mitkä voidaan lisätä malliin. Suurten projektien liikkeellelähdössä on usein huomattavia epävarmuuksia. Näissä tapauksissa joudutaan laskemaan useita skenaarioita projektien toteutumiselle. Huomioon otetaan myös kaupunginosakohtainen kaavavaranto toimitilarakentamiselle, jonka loppuessa kuormien lukumäärä ei enää lisäännä. Tämä vastaa S-käyrän saturoitunutta osaa.

Kaupunginosakohtaiset rakennetut alat saadaan kaupungin vuosittain julkaisemista tilastoista. Rakennetut alat lisätään malliin ja niiden avulla muun muassa lasketaan ominaiskulutuksia ja kaavavarannon riittävyttä. Lopullinen kaupunginosakohtainen rakennusmaavaranto on hankittu kaupungilta. Kaavavarantoarvio, mukaan lukien asemakaavat ja yleiskaavat, saadaan kaupunginosittain. Luvut perustuvat Vantaan yleiskaavatarkistusta varten tehtyyn selvitystyöhön. Sen avulla arvioidaan lopullista alueen potentiaalista tehohuippua. Varanto on jaettu kerrostaloihin, pientaloihin ja toimitiloihin.

Näiden lisäksi tarvitaan kertoimet rakentamisennusteen toteutumiselle, johtuen kunnan toimittamien rakennusennusteiden optimistisista arvioista. Kertoimet on jaettu viiden vuoden jaksoihin. Vantaan kaupungilta saadut ennusteet ovat viimeisen kymmenen vuoden ajalta pitäneet hyvin paikkansa, mutta suhdetta ennustetun ja toteutuneen rakentamisen välillä on tarkkailtava. Suhde saadaan ennusteen ja rakennustilastoista saatavan toteutuman avulla.

### 5.1.5 Huipunkäyttöajat ja osallistumiskertoimet

Ennustetut energiat on muutettava huipputehoiksi. Tämä tehdään mallissa huipunkäyttöaikojen ja osallistumiskertoimien avulla. Huipunkäyttöajat ja osallistumiskertoimet on laskettu verkkotietojärjestelmän avulla sähköasemakohtaisesti kaikille viidelle ryhmälle kuutena eri ajankohtana. Ajankohdat ovat nykyinen huippu ja jokaisen asiakasryhmän huippu. Kuutta ajankohtaa on käytetty, jotta mahdollisesti ajankohtaansa vaihtava huipputeho tulisi laskettua oikein. Tehohuipun ajankohdan vaihto tapahtuu, jos alueen pääasiallisen kulutuksen tyyppi vaihtuu. Huipunkäyttöajat on laskettu 50 prosentin alitustodennäköisyydellä, jolla ei ole suurta eroa verrattuna esimerkiksi 95 prosentin alitustodennäköisyyteen johtuen kuvan 9 ilmiöstä sivulla 27. Huipputeho ja energia ovat kasvaneet vastaavaa tahtia, joten mallissa ei käytetä ajallisesti vaihtuvia huipunkäyttöaikoja. Huipunkäyttöaikojen laskeminen AMR-datan avulla tarkoittaa niitä enemmän kuin kulutuskäyttäytymisen muutoksen arviointi. Kuvassa 22 nähdään kuormituskäyrien oletettuja muutoksia vuoteen 2020 mennessä.



Kuva 22 Kuormituskäyrien muuttuminen [36]

Huipunkäyttöajat voitaisiin laskea myös jokaiselle kaupunginosalle, mutta nykytilassa jossa sähköaseman syöttöalue on kohtuullisen homogeeninen ja kaikki asiakkaat käyttävät samoja tyyppikuluttajakäyriä, ei merkittäviä eroja kaupunginosille tulisi verrattuna



sähköasematasoon. Siinä tapauksessa, että kulutuksilla olisi yksilöllinen kulutuskäyrä AMR-mittauksien avulla, saataisiin kaupunginosakohtaisille huipunkäyttöajoille eroja.

Osallistumiskertoimien määrittämiseksi on tiedettävä jokaisen kulutusryhmän huipputeho ja teho yhteisen huipun aikana. Osallistumiskerroin voidaan määrittää tyyppikuluttajakäyrien avulla käyttämällä laskentaan verkkotietojärjestelmää. Tässä tapauksessa on tunnettava asiakkaiden kulutusryhmä ja asiakkaiden vuosienenergia.

Asiakaspalvelun käyttöpaikalle antama tyyppikuluttajakäyrä saattaa olla väärä tai kulutus on saattanut muuttua verkkoyhtiön tietämättä, tässä tapauksessa verkostolaskenta antaa vääriä tuloksia verrattuna oikeaan toteutuneeseen kulutukseen. Virheestä aiheutuva haitta ei ole huomattava, mitattujen ja laskennallisten arvojen vertailun perusteella. Käytännössä oikeiden huipunkäyttöaikojen ja osallistumiskertoimien arvojen selvittäminen on tällä hetkellä mahdotonta, sillä se vaatisi jokaiselta asiakkaalta monen vuoden ajalta kerätyt kuormituskäyrät.

Taulukossa 5 nähdään sähköasemilla lasketut huipunkäyttöajat ja osallistumiskertoimet. Arvojen avulla voidaan laskea muutos neljän ryhmän energiankulutuksista yhdeksi yhteiseksi huipputehoksi.

**Taulukko 5 Sähköasemien huipunkäyttöajat sekä osallistumiskertoimet**

Sähköasema	Huipunkäyttöaika				Osallistumiskerroin			
	Sähkölämmitys	Asuminen	Kerros-/rivitalo	Muu	Sähkölämmitys	Asuminen	Kerros-/rivitalo	Muu
Keimola	2607	3128	3289	4151	1,00	0,35	0,34	0,33
Rekola	2562	3128	3234	5036	0,67	0,92	1,00	0,73
Koivuhaka	2519	3125	3044	5333	0,56	0,66	0,86	0,86
Ilola	2517	3136	3284	4383	0,66	0,92	1,00	0,67
Vaarala	2532	3121	3316	5993	0,66	0,91	1,00	0,79
Hakkila	2526	3126	3203	4992	0,60	0,79	0,91	0,77
Pakkala	2766	3137	2971	5774	0,65	0,66	0,72	0,90
Martinlaakso	2524	3122	3274	5569	0,61	0,80	0,95	0,82
Myyrämäki	2494	3123	3268	5114	0,59	0,79	0,95	0,82
Leppävaara	2495	3124	3353	5165	0,64	0,92	1,00	0,80

Käyttöpaikoista 120 suurimmalle on laskettu omat indeksisarjat, mikä tarkoittaa huippukäyttöaikojen laskennallisia arvoja ja verkostolaskentoja. Näiden 120 suurimman kulutuspuolelta kuluttama energia on kolmasosa koko jakeluverkon siirtämästä energiasta, vaikka ne edustavat vain promillea käyttöpaikkojen lukumäärästä.

Mallin tapauksessa huipputeho muuttuu sähkönkulutuksen suuruuden muuttuessa tai jos tehohuipun ajankohta vaihtuu. Huipputeho voisi muuttua myös kulutuskäyttäytymisen muuttuessa ja tätä voitaisiin tarpeen mukaan mallintaa verkkotietojärjestelmässä muokkaamalla indeksisarjoja ja laskemalla taulukon 5 arvot uudestaan. Indeksisarjoja voidaan muokata arvioidun tulevaisuuden kulutuskäyttäytymisen mukaisiksi, jolloin saadaan vastaavat huipputehot. Lähestymistapaa voidaan soveltaa tarvittaessa esimerkiksi sähköautojen aiheuttamaan kuormitukseen.

#### **5.1.6 Kulutusten kohdentaminen sähköasemille ja kaupunginosille**

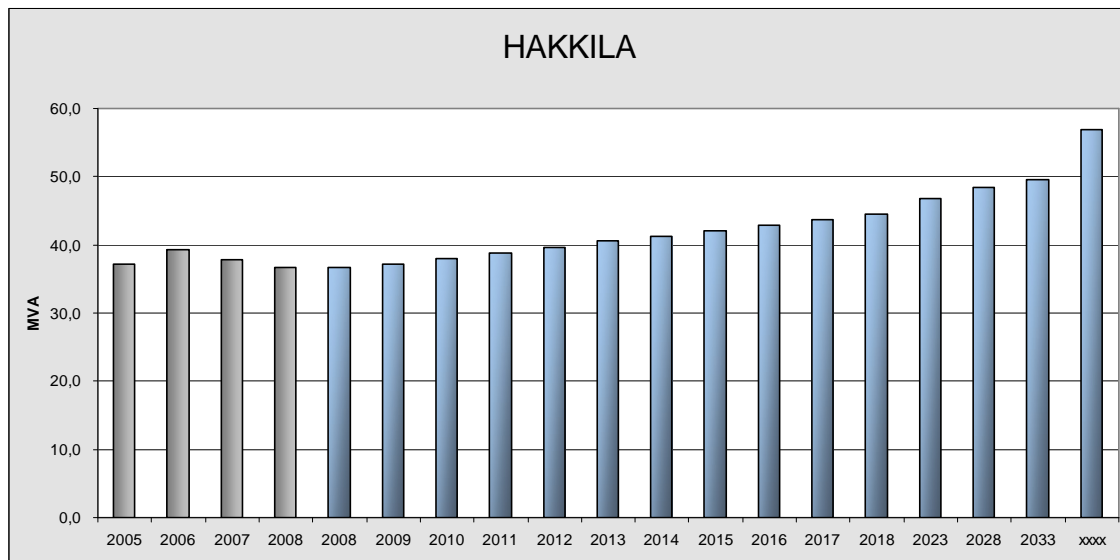
Alueelliset energiaennusteet on kohdennettava nykyisten sähköasemien syöttöalueiden tai alustavasti suunniteltujen, mahdollisesti uudet syöttöpisteet huomioon ottavien jakorajojen mukaisesti. Mahdolliset syöttöalueiden muutokset tai uudet syöttöpisteet on otettava huomioon jo ennustetta tehtäessä. Tämä voidaan tehdä pitkän tähtäimen yleissuunnitelman avulla. Yleissuunnitelma tehdään 25 vuoden päähän, jolloin se palvelee mallia pitkällä aikavälillä. Uudet sähköasemat on otettu ennusteessa huomioon siirtämällä kulutusten energioita yleissuunnitelman mukaan uusille asemille.

Kulutukset ovat kohdennettu sähköasemille käyttäen apuna verkkotietojärjestelmää ja tietokantahakuja, jolloin kaupunginosien energiat jakautuvat oikein sähköasemille. Verkkotietojärjestelmän avulla alueelliset energiaennusteet saadaan kohdennettua oikein halutuille sähköverkon osille.

#### **5.1.7 Ennustemallin tuottamat tulokset**

Ennustemalli tuottaa huipputeho- ja energiaennusteet, kaupunginosa- sekä sähköasema-kohtaisesti. Kuvassa 23 nähdään esimerkki mallin tuottamasta ennustekuvaajasta. Ensimmäiset neljä vuotta ovat toteutuneita arvoja ja tämän jälkeen ennusteita. Tuloksia on

hyvä verrata toteutuneisiin energioihin ja huipputehoihin. Nämä arvot saadaan käytönvalvontajärjestelmän historiatietokannasta. Verratessa mallin tuloksia toteutuneisiin arvoihin on huomioitava, että mallin arvot on laskettu  $-25\text{ °C}$  lämpötilassa, jota voidaan pitää Vantaalla mitoituslämpötilana.



**Kuva 23 Hakkilan sähköaseman huipputehoennuste**

Ennustemallista saatavia tuloksia voidaan vertailla käytönvalvontajärjestelmästä saataviin päämuuntajien ja sähköasemien huipputehoihin. Tämä tarkastelu on ehdottoman tärkeä vertailukohdaksi mallin luotettavuudesta. Aikaisemmassa mallissa vertailu tehtiin verkkotietojärjestelmän laskentatuloksiin.

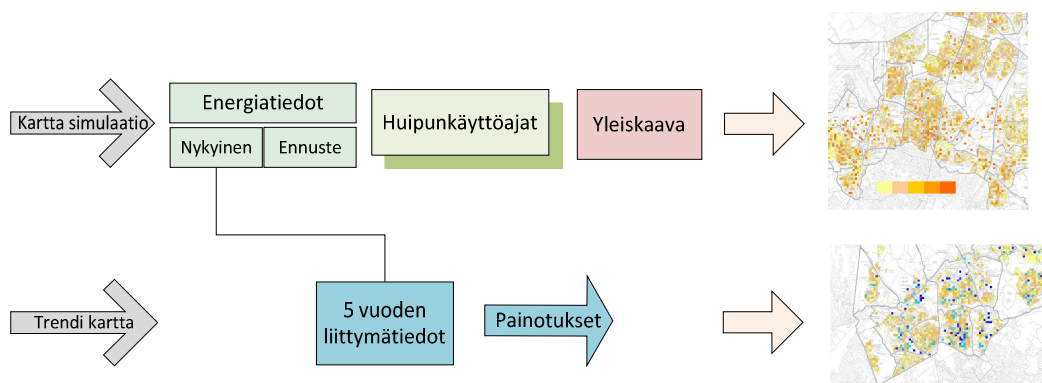
Nykyinen ennustemalli antaa vanhaa ennustetta tarkemmat tulokset ja mallinnuksen. Suurimmillaan virhe on sähköasematasolla, alueilla joilla sijaitsee paljon teollisuutta. Tarkka tulosten ja mitattujen arvojen vertaaminen on hankalaa, muuttuvista jakorajoista johtuen. Kaupunginosatasolle vertailua ei voida suorittaa, johtuen mittauksien kohdentumisesta sähköverkon komponenteille. Tämä tulee muuttumaan AMR-tiedon avulla, joista pystytään muodostamaan huipputeho tietylle maantieteelliselle alueelle.

Saadut tulokset ovat riittävän tarkkoja suunnittelun tarpeisiin. Vuosittaiset vaihtelut sähköasemien huipputehoissa voivat johtua harvinaisista sääoloista, ennakoimattomista

suurista yksittäisistä uusista kuormista sekä jakorajojen muuttumisesta. Pääasiassa näiden syiden takia toteutunut ja mallinnettu teho poikkeavat toisistaan.

## 5.2 Ennustemallin karttaosa

Ennustemallin lisäksi kehitettiin karttaosa, jonka avulla kuorman muutosta pystytään graafisesti visualisoimaan. Karttaosa muodostuu kahdesta kartasta, toisella kartalla kuvataan kuormitusennustetta graafisesti pienalueetasolla. Toisella kuvataan kuormitusten muuttumista haluttuna aikajaksona historiatietojen avulla. Karttaosat toimivat Exceltyökirjamakrojen avulla. Alueellisen kuormitusennusteen ollessa kyseessä, havainnollisin tapa kuvata kuormitusten sijoittumista ja suuruutta on graafinen tulos.



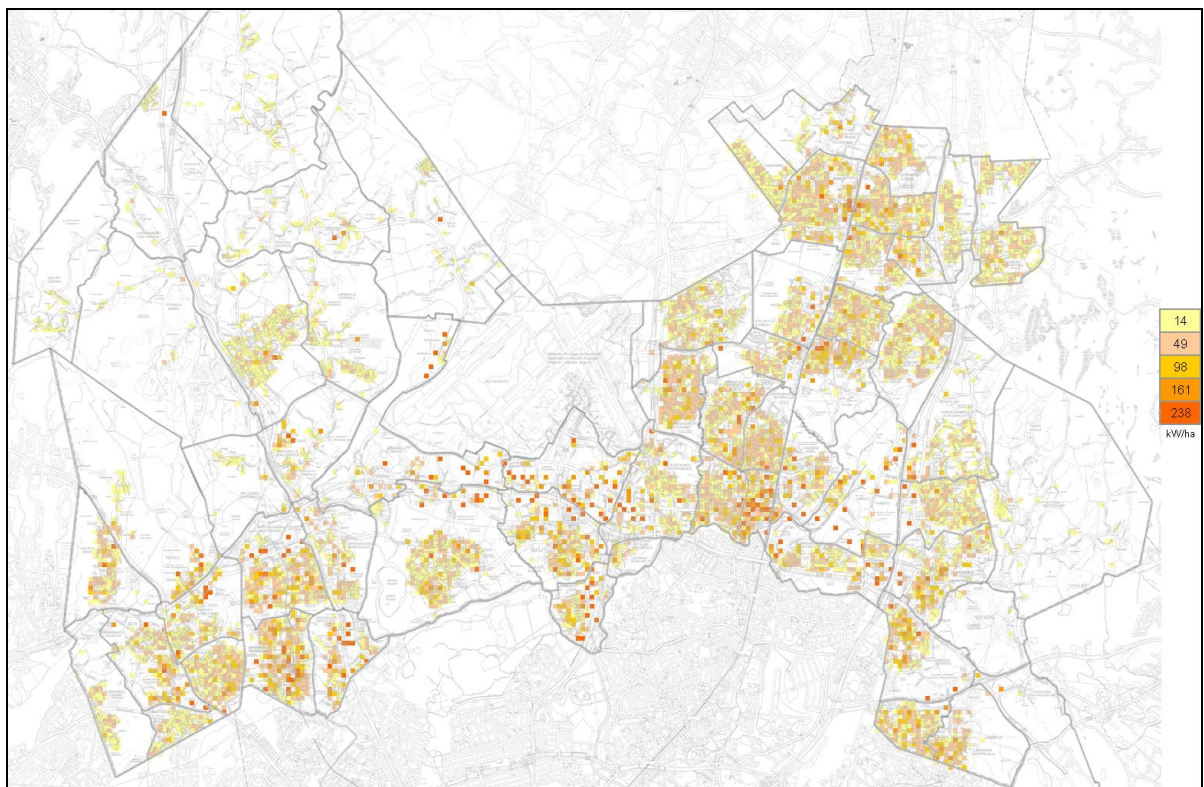
Kuva 24 Karttaosan kaavio

Luvussa esitellään sähkökuormaennusteen karttaosan ominaisuuksia ja karttaosan antamia tuloksia. Karttaosa esittää kuormituksen muutokset graafisesti karttapohjalla, jonka avulla on huomattavasti helpompi tarkastella tulevaisuuden ennustetta. Kuvassa 25 nähdään verkon nykyiset huipputehot pienalueilla.

Ennustekarttaosa käyttää ennustemallin tietoja, joten työmäärä ei näiltä osin lisääny. Työläin osuus on yleiskaavan digitointi karttaosan käyttöön. Työ on tehty verkkotietojärjestelmä Xpowerilla hyödyntäen yleiskaavakarttaa. Yleiskaava on digitoitu alueiksi, jotka taulukkolaskentaohjelma muuttaa pienalueiksi. Näin saadaan jokaiselle pienalueelle tieto siitä missä kaupunginosassa se sijaitsee ja millaista maankäyttöä alueelle on suunniteltu. Yleiskaava on jaettu maankäytöllisesti ennusteen kannalta sopiviin osa-

alueisiin, jotka ovat tehokas asuntoalue vastaten kerrostaloaluetta, matala ja tiivis asuntoalue vastaten rivitalo- ja pienkerrostaloaluetta, pientaloalue ja muut. Muu alue on jaettu yleiskaavassa noin kymmeneen muuhun alueeseen muun muassa teollisuus ja varastoalue sekä palvelujen alue. Näitä olisi mahdollista hyödyntää karttaosassa erillään, mutta nykytilanteessa ryhmä on pidetty yhtenäisenä. Kasvun kohdentamiseen käytetään Vantaan kaupungin yleiskaavaa, joka on hyvä tulevaisuuden kuva kuormien sijoittumisesta ja niiden tyypeistä.

Toinen lähtötieto karttaosaan yleiskaavan ohella on verkon nykyiset kuormitukset. Tämä tieto saadaan verkkotietojärjestelmästä, jossa on tieto kuormitusten sijainnista, suuruudesta ja tyypistä. Karttaosa summaa nykyiset kuormitukset hehtaarin kokoisille pienalueille koordinaattien avulla ja laskee summaenergiasta ja alueen maankäyttötyypistä pienalueiden huipputehon. Kuvassa 25 demonstraatio.

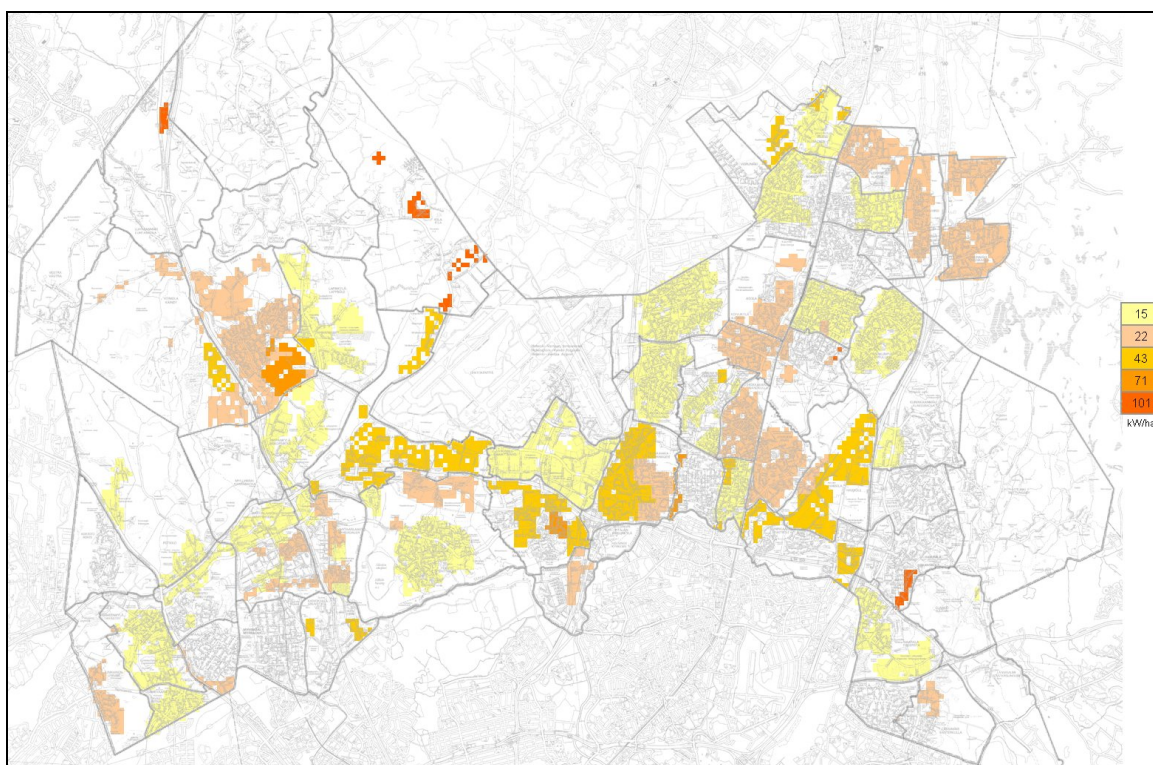


**Kuva 25 Karttaosalla lasketut Vantaan alueen huipputehot**

Kuormien ennustettua muutosta kuvataan ennusteosasta saatavien, kaupunginosa- ja kuluttajatyypikohtaisten, energiaennusteiden ja huipunkäyttöaikojen avulla. Tiedot

päivittyvät automaattisesti karttaosaan, joten ainoat päivitettävät tiedot ovat yleiskaavan muuttuessa ja nykytilan kuormitukset kerran vuodessa. Kerran vuodessa muuttuva nykytilan kartta siirretään talteen trendikartan käyttöön.

Karttaosa laskee jokaista kaupunginosaa kohden tietyn maankäyttötyypin pinta-alan hehtaareissa. Ennusteesta saatava vastaava energia jaetaan pinta-alalla, jolloin saadaan pienalueelle lisääntyvä sähkönkulutus haluttuun vuoteen mennessä. Tämä energia muunnetaan huipunkäyttöaikojen avulla huipputehoksi. Luonnollisesti menetelmästä saataisiin vielä tarkempi, jos karttaosaan digitoitaisiin rakentamattomat ja jo rakennetut alueet erikseen. Malli myös tarkentuisi, jos pohjana käytettäisiin asemakaavaa. Nykymallissa oletetaan vastaavaa kuormien muutosta kaupunginosan sisällä vastaaville maankäyttötyypeille. Jokaiselle kaupunginosalle tunnetaan yleiskaavajaon mukainen pinta-ala ja ennusteesta saatava energian muutos sekä alueen huipunkäyttöaika, näiden tietojen avulla pienalueelle muodostetaan huipputeho, jota voidaan esittää kartalla haluttuna vuotena.



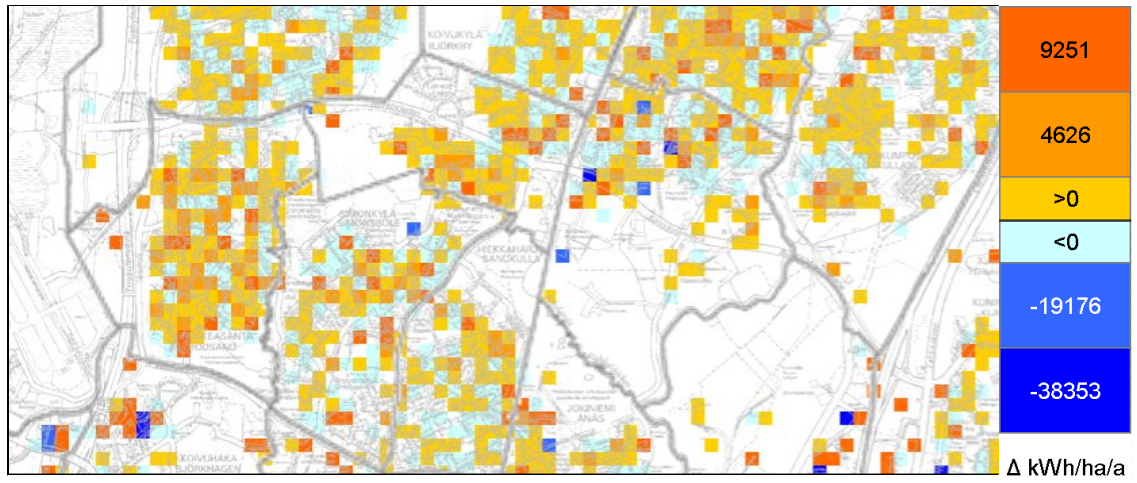
**Kuva 26 Vuoteen 2035 mennessä tapahtuvat muutokset**

Yleiskaavan avulla kohdennetaan myös huipunkäyttöajat pienalueille. Pienalueet ovat vain 100 x 100 metriä, koska näin pienen alueen sisään ei yleensä lukeudu montaa kulluttajatyyppeä. Jokaiselle pienalueelle käytetään yhtä huipunkäyttöaika. Huipunkäyttöajat päivittyvät suoraan kuormaennustemallissa käytetyistä arvoista. Näitä arvoja ennuste käyttää pienalueen energiakulutuksen muuttamisessa huipputehoksi. Sähköasematasolla lasketut huipunkäyttöajat eivät vastaa pienalueen huipunkäyttöaikoja pienalueen suuremmasta hajonnasta johtuen, mutta suhteellisesti arvot ovat silti kuvaavia.

Vastaava malli voitaisiin muodostaa AMR-mittausdatan avulla pienalueille, näin saataisiin tarkat pienalueiden tehot halutulla tarkasteluhetkellä. Jos tilannetta haluttaisiin tarkastella millä tahansa hetkellä, tietomäärä vaatisi noin 2,5 miljardia solua. Tietomäärän käsittely ei ole mielekäästä ilman tehokasta laskentamoottoria ja tietokantarakennetta.

Karttaosassa on mahdollisuus valita mitä tilannetta kartalla halutaan tarkastella. Mahdollisuuksia ovat kuormitusten nykytila, halutun vuoden tilanne tai haluttuun vuoteen mennessä tapahtunut muutos. Karttaosan käyttöliittymästä voidaan vaikuttaa kartan värikytöön, jolloin tietyille huipputeholle saadaan haluttu väri.

Kuvassa 27 nähdään käyttöpaikka- ja liittymätietojen perusteella muodostettu kartta, jolla kuvataan kuorman muutosta haluttuna aikavälinä. Siniset alueet edustavat pienevää kuormaa ja punertavat alueet kasvavaa kuormaa. Kartan avulla voidaan tarkastella kuorman muutoksia alueellisesti. Historiatietojen perusteella ei ole edes pyritty tekemään ennustetta, vaan muutoksien analysointi on jätetty asiantuntijan tehtäväksi. Itse tehty analyysi on tässä tapauksessa, ja pitkän aikavälin suunnittelussa, parempi tapa kuin automaattisesti tehty ennuste. Ohjelman pitäisi tehdä päättely siitä miksi kuormat ovat muuttuneet alueella, tässä tapauksessa tämä jätetään asiantuntijalle.



Kuva 27 Muutokset kuormituksissa



## 6 Alueellisen sähkökuorman ennustamisen muutokset

Tulevaisuudessa kuormien ennustaminen on entistä hankalampaa. Tämä johtuu useista tekijöistä. Vanhat kasvutrendit eivät pidä enää paikkaansa ja energiankäytön vähentäminen ja tehostaminen ovat suurimpia vaikuttajia kuormitusten muuttumiseen. Tässä luvussa käydään läpi merkittävimpiä tulevia muutoksia sähkökuormissa sekä suurimpia kuormien ennustamiseen vaikuttavia muutostekijöitä. Huomattavimmat muutokset kuormissa aiheutuvat sähköautoista, lämpöpumppujen kasvavasta määrästä ja mahdollisesta hajautetun tuotannon yleistymisestä.

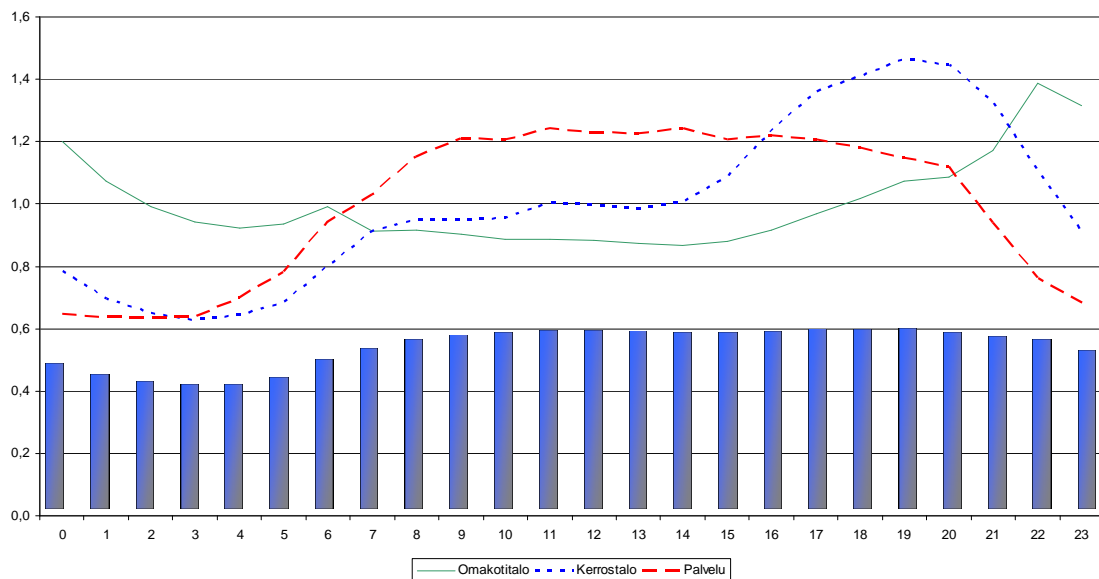
Tämän luvun tarkoituksena on kartoittaa muutoksia ja saada tuloksia siitä miten muutokset tulevat realistisesti vaikuttamaan sähköverkon kuormitukseen ja kuorman ennustamiseen. Muutoksia on käsitelty kaupunkisähköverkkoyhtiön kannalta ja tässä tapauksessa etenkin Vantaan alueella.

### 6.1 Sähköautot

Sähköautojen yleistymisen näyttää vääjäämättömältä, vaikka sähköautojen laajamittaiseen markkinoille tulon on vielä matkaa. Perusskenaariossa voidaan pitää kolmen prosentin osuutta henkilöautojen liikennesuoritteesta vuonna 2020 ja 25 prosentin osuutta liikennesuoritteesta vuonna 2030. Joidenkin optimististen arvioiden mukaan Tukholman autoista 100 prosenttia olisi vähintään PHEV-ajoneuvoja vuoteen 2050 mennessä [37]. Uusien teknologioiden markkinaosuus kasvaa S-käyrän mukaisesti, jolloin laajamittaisen yleistymisen alkaessa se tapahtuu nopeasti. Sähköautojen yleistymiseen vaikuttaa moni osatekijä, joten niiden yleistymistä on erittäin hankala arvioida. Sähköautojen markkinaosuuden ennustaminen ollessa hankalaa, skenaarioiden tekeminen on erittäin suositeltavaa, tällöin voidaan varautua ennalta epävarmuuteen. On syytä muistaa, että mikäli koko henkilöautoilla syntyvä liikennesuorite tapahtuisi sähköautoille, lisäisi se sähkönkulutusta vain noin 13 %. Ongelmaksi muodostuvat ennemminkin latauksen aiheuttamat tehohuiput. [38]

Verkon kannalta paras tilanne olisi, jos sähköautojen aiheuttama kuormitus ajoittuisi ajankohtiin jolloin verkon kuormitus on pienimmillään. Tämä vaatisi uudenlaisia menetelmiä kuorman ohjaamiseen. Näitä menetelmiä ei työssä käsitellä ja sähköautojen aiheuttamaa kuormaa tutkitaan ilman latausta ohjaavia tekijöitä. Samalla saadaan pahin mahdollinen vaikutus autojen aiheuttamista kuormituksista. Kuorman hintaohjaus perustuu nykyisin vain päivä- ja yötariffin käyttöön. Hintaohjauksen merkitystä on käsitelty myöhemmin tässä luvussa.

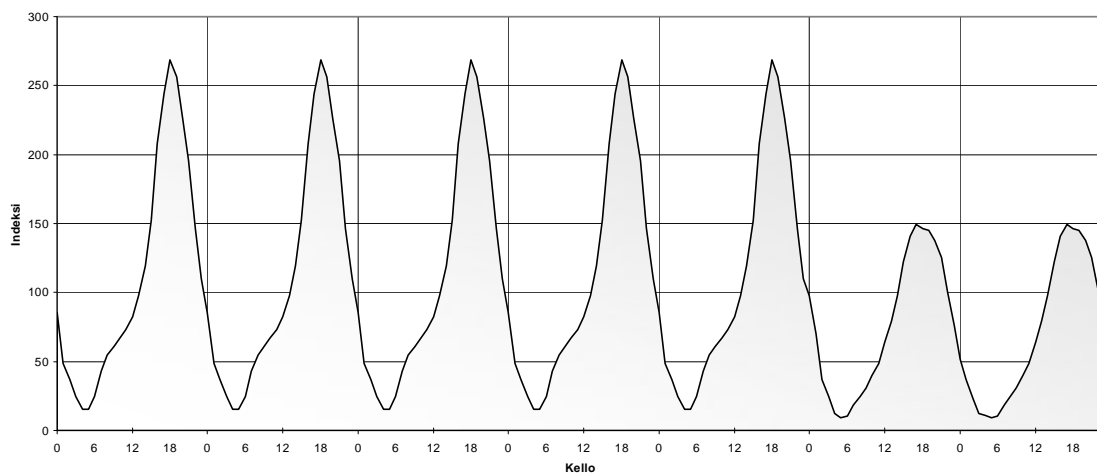
Kuormituksen alueellisen riippuvuuden takia kuormitukseltaan vähäisimmät tunnit vaihtelevat riippuen tarkastelupisteestä. Verkon kannalta olisi suotavaa, että autojen lataus ajoittuisi näihin tunteihin. Kuvassa 28 nähdään Vantaan alueella tyypillisiä kuormituksen ajoittumisia, vuorokauden aikana, eri kuluttajatyypeillä. Asumisen sähkökulutuksen huippu ajoittuu noin kello 18:aan, pientaloalueen huippu ajoittuu sähkölämmityksen takia kello 22:een ja teollisuuden ja palveluiden kuormitus on tasainen työpäivän ajan. Siniset palkit kuvaavat koko vuoden systeemitason sähkönsiirron ajoittumista tunneittain. Kuvasta nähdään, että verkon kannalta optimaalisimmat tunnit lataukselle olisivat kello 1:stä kello 5:een.



**Kuva 28 Tyypilliset kuormituskäyrät erityyppisille kuluttajille**

Ilman latauksen ohjauskeinoja hidas lataus tapahtuu kaavion 29 mukaan, jolloin lataus alkaa heti auton saavuttua latauspisteelle. Indeksisarja on muodostettu systeemitasolle ja

on syytä huomioida, että latauksen ajankohta vaihtelee riippuen kuluttajatyypistä. Työpaikka-alueilla lataus tapahtuu päivisin, jolloin kuorma on muutenkin suurimmillaan. Asuinalueella lataus tapahtuu ihmisten saavuttua töistä ja suurin huippu ajoittuu kello 18:sta. Näillä alueilla lataus tapahtuu mahdollisimman epäsuotuisasti verkon kannalta. Pientaloalueilla, joilla on paljon sähkölämmitystä, nykyinen tehuippu ajoittuu kello 22:een, jolloin sähköautojen lataus on pudonnut noin puoleen huipustaan. Toisaalta, jos sähkölämmitysasiakkaat joilla on käytössä aikatariffi käyttävät yösähköä auton lataukseen, kasvaa jo ennestään suuri tehuippu kello 22.



**Kuva 29 Sähköautojen latauksen indeksisarja systeemitasolla**

Laskelmissa käytetty sähköautojen latauksen indeksisarja on VTT:ssä muodostettu perustuen henkilöliikennetutkimukseen. Indeksisarjaa tarkasteltaessa on syytä huomioida, että se on muodostettu systeemitasolle ja sitä muodostettaessa on käytetty runsaasti oletuksia. Siinä on otettu huomioon hidas lataus, niin kotona kuin työpaikoilla, eli lataus yksivaiheisesti noin kolmen kilowatin teholla. Oletuksena on, että 20 % ihmisistä voi ladata töissä, 2 % ei koskaan lataa kotona ja käyrä on muodostettu autoille joiden kulutus on 0,17 kWh/km. Käyrä on muodostettu systeemitasolle, joten siinä ei ole otettu huomioon hajontaa. Olettamuksena on, ettei latauksessa käytetä minkäänlaista ohjausta ja lataaminen aloitetaan välittömästi, kun auto saapuu latauspisteen luokse. Autojen latauksen kuormituskäyrä on riippuvainen alueen tyypistä, joten indeksisarjaa voidaan soveltaa vain monipuolisesti eri toimintoja sisältävälle alueelle. [39]

Yhdysvalloissa yhdeksällä sähköverkosta ladattavalla hybridautolla tehdyssä tutkimuksessa päädyttiin tulokseen, jossa lataus ilman ohjausta sijoittuu pääosin kello 18:sta 23:een. [40]

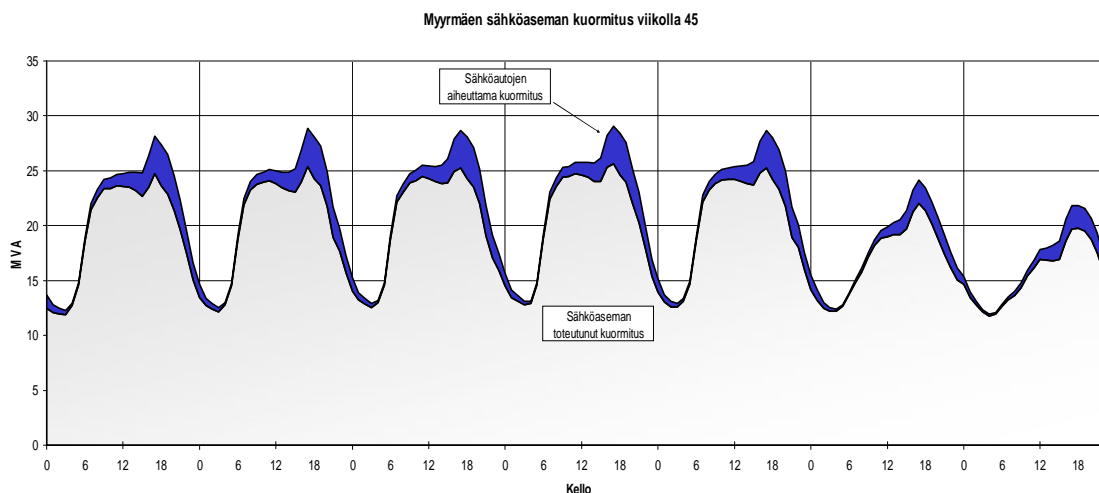
### **6.1.1 Sähköautojen aiheuttamat kuormitukset sähköasemilla**

Sähköasemilla lasketut potentiaaliset kuormituksen muutokset on laskettu käyttäen oletettua indeksisarjaa ja henkilöliikennetutkimuksen ajosuoritettietoja sekä alueen autokantaa. Sähköaseman syöttöalueen henkilöautomäärät on arvioitu alueen käyttöpaikkojen, asukkaiden ja kerrosneliöiden lukumäärän avulla. Huomioon on myös otettu, että Helsingissä rekisteröidyistä autoista on 92 % liikennekäytössä [41]. Vastaavaa arvoa on sovellettu Vantaan alueelle.

#### **Myyrmäen sähköasema**

Myyrmäen sähköasema syöttää kerrostalovaltaista aluetta, jolla on myös runsaasti palveluita. Sähköaseman syöttöalueella asuu noin 24 000 henkilöä. Asema syöttää 11 000 käyttöpaikkaa ja asuinalan perusteella laskettu rekisteröityjen autojen lukumäärä on 11 750 kappaletta. Nykyinen sähköaseman tehohiippu ajoittuu arkipäiviin kello 18:aan.

Kuvassa 30 nähdään viikon 45 kuormitus sähköasemalla sekä sähköautojen siihen aiheuttama potentiaalinen lisä. Kuvan 30 skenaario on laskettu 5000 sähköautolla, joiden vuosittainen ajosuorite on pääkaupunkiseudulle tyypillinen 13 000 km [42]. Autojen keskimääräiseksi kulutukseksi on oletettu 0,19 kWh/km. 5000 sähköautoa tarkoittaisi 50 prosentin markkinaosuutta henkilöautoista, mikä todennäköisesti saavutetaan nopeallakin yleistymisellä vasta vuoden 2030 jälkeen [38]. Keskimääräinen kerrostaloasukkaan ajosuorite henkilöautolla vuodessa on 5511 km, joten alueen yhteenlaskettu ajosuorite Myyrmäen sähköaseman syöttöalueen henkilöautoilla on vuodessa karkeasti 130 000 000 kilometriä. Skenaario vastaa siis puolta näistä henkilöautolla ajetuista kilometreistä.



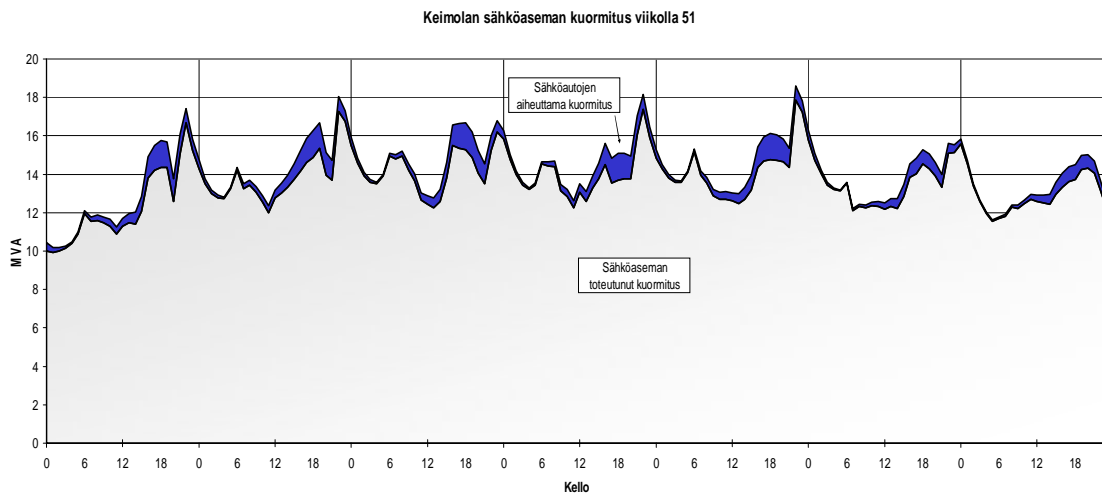
**Kuva 30 Sähköautojen aiheuttama kuormitus Myyrmäen sähköasemalla**

Oletuksena on, että Myyrmäessä ladataan autoja työpaikoilla yhtä paljon kuin niitä poistuu alueelta lataukseen muualle. Tämä ei pidä täysin paikkaansa, mutta oletuksesta aiheutuva virhe ei ole suuri [43]. Myyrmäen sähköaseman syöttöalue on asuinpainotteinen, joten nykyinen huippu ja sähköautojen latauksen huippu ajoittuvat samaan ajankohtaan kello 18:aan. Tämä on pahin mahdollinen tilanne, koska sähköautojen osallistumiskerroin on 1. Sähköaseman huipputeho kasvaa 25,6 megawatista 29,1 megawattiin.

### **Keimolan sähköasema**

Keimolan sähköasema syöttää pientalovaltaista asuinalueita. Keimolan syöttöalueella on 2850 käyttöpaiikkaa ja asuu noin 6450 asukasta. Kerrosneliöiden perusteella laskettu automäärä on 3750 kappaletta. Alueella on paljon pientaloja ja sähköaseman huippu ajoittuu kello 22:een. Toteutuneeseen kuormitukseen on lisätty 1500 sähköauton aiheuttama kuormitus, joiden vuosittainen ajosuorite on 16 000 km.

Kuvassa 31 on esitetty vastaavasti Keimolan sähköaseman kuormitus. Suurin sähköautojen latauksen aiheuttama tehohuippu ajoittuu kello 18:aan, jolloin kuormitus on muutoin maltillista. Alueen suuresta sähkölämmityskuormasta johtuen kello 22:en tehohuippu on mitoittava teho ja tällöin sähköautojen aiheuttama lisäkuorma jää pieneksi. Sähköaseman huipputeho kasvaa 17,9 megawatista 18,6 megawattiin.



**Kuva 31 Sähköautojen aiheuttama kuormitus Keimolan sähköasemalla**

### 6.1.2 Sähköautojen latauksen tehohuipun ajankohdan ohjaaminen

Kuluttajien sähkölaitteiden käyttöä ohjaavana tekijänä toimii nykyisin aikatariffi. Tämä on usein käytössä sähkölämmitysasiakkailla, jolloin yötariffi on voimassa kello 21:stä kello 07:ään arkipäivisin. Aikatariffista ja varaavan sähkölämmityksen kytkeytymisestä johtuen pientaloalueiden kuormitushuippu on kello 22. Jos vastaava aikatariffi toimii myös sähköautojen latausta ohjaavana tekijänä, se kuormittaa verkkoa epätoivotusti lisää.

Verollisilla vähittäishinnoilla auton käyttövoiman hinnaksi tulee sähköllä noin 3 €/100 km ja bensalle 8,7 €/100 km [38]. Esimerkiksi vuosittaisen ajomatkan ollessa 13 000 km, vuosikulutus on noin 2 600 kWh, joka maksaa vuonna 2010 Vantaalla yleissähköllä 256 €, pelkällä päiväsähköllä 277 € ja pelkällä yö sähköllä 211 €. Suurta ohjausvaikutusta kyseisillä eroilla ei saada aikaan. Bensalle vastaava kustannus on 1 131 €. Aikatariffit ovat usein käytössä sähkölämmityskohteissa, joissa muutoinkin kuormitus on suurimmillaan yötariffin alkaessa. Näin ollen ohjaus pelkällä päivä/yötariffilla ei ole verkon kannalta suositeltavaa.

### 6.1.3 Sähköautot ennustemallissa

Sähköautojen potentiaalinen kuormitusvaikutus on sisällytetty sähkökuorman ennustemalliin. Kaupunginosakohtaiset autojen määrät on laskettu kerrosneliöiden perusteella. Pientalokannalle ja kerrostalokannalle sekä toimitiloille voidaan käyttää omia kertoimia autojen määrästä. Kerrosaloja on käytetty, koska ne päivitetään muutoinkin malliin. Niiden avulla voidaan myös ennustaa autojen lukumäärää alueellisesti. Mallissa on valmiiksi mahdollisuus valita eri skenaarioita sähköautojen yleistymiselle, joten kuormitusvaikutukset ovat helposti vertailtavissa. Mallissa ei ole tässä vaiheessa otettu huomioon pikalatausasemia tai suuria yksittäisiä latauskuormia, esimerkiksi logistiikkayksiköissä tai kauppakeskuksissa.

Vantaan asukasluvu vuoden 2010 alussa oli 197 468 ja henkilöautoja Vantaalle oli rekisteröity 94 304 kappaletta. Asuinrakennusten kerrosala oli 8 724 906 m<sup>2</sup>. Asuintiheys on 44,2 m<sup>2</sup> / asukas ja henkilöautoja on 0,48 per asukas. Henkilöautoja on keskimäärin yksi 92,5 kerrosneliötä kohden. Alueellisia vaihteluita esiintyy, mutta tässä vaiheessa niitä ei ole lähdetty tarkemmin mallintamaan. Alueellisten eroavaisuuksien tarkempi mallintaminen on mahdollista rekisteröintitietojen avulla, jolloin rekisteröidyt henkilöautot voidaan kohdentaa katuosoitteen tarkkuudella. Keskimääräinen henkilöauton ajo-  
suorite kuljettajana on kerrostaloasukkaalla vuodessa 5511 km, rivitaloasukkaalla 8249 km ja omakotitaloasukkaalla 9162 km vuodessa. Pääkaupunkiseudulla keskimääräinen ajo-  
suorite henkilöauton kuljettajana vuodessa on 5950 km henkilöä kohden, kun koko maan keskiarvo on 7848 km. Keskimääräisenä sähköautojen kulutuksena on käytetty 0,20 kWh/km. Huomioon tulee vielä ottaa, että rekisteröidyistä autoista 92 % on liikennekäytössä. [42]

### 6.1.4 Sähköautojen kuormitusvaikutukset

Yleisesti voidaan todeta, että sähköautojen aiheuttama kuormituslisä on pahimmillaan tiheästi asutetuilla kerrostaloalueilla, joilla kuormat ovat muutoin suhteellisesti pieniä. Sähköautojen yleistymisen voidaan olettaa alkavan pientaloalueilta, joissa on usein käytössä suuri määrä sähkölämmitystä. Näin ollen sähköautojen aiheuttama lisä näillä alueilla, ainakin yleistymisen alkuvaiheessa, rajoittuu sähköautoihin jotka ovat latauksessa

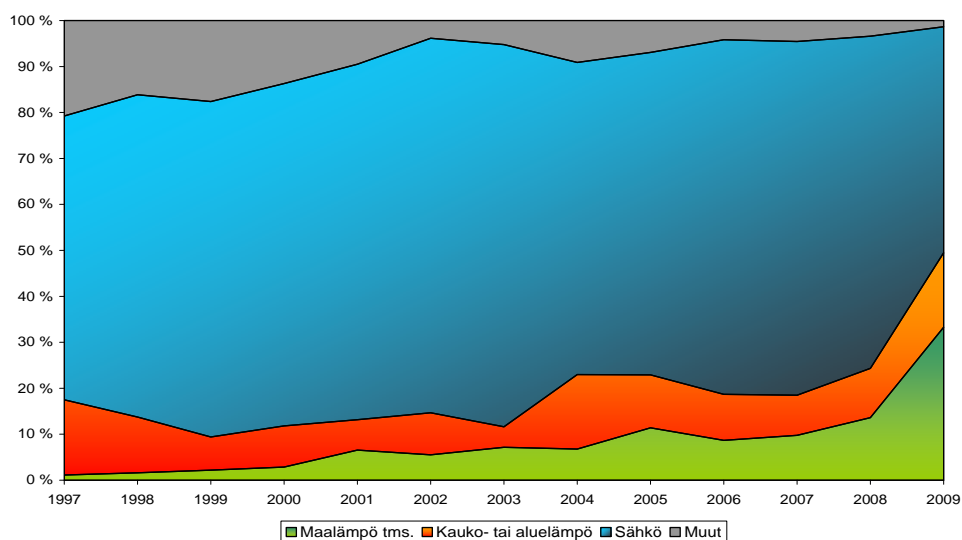
varaavan sähkölämmityksen kytkeytyessä päälle kello 22. Kello 22 sähköautojen lataus-teho on laskenut noin puoleen sähköautojen aiheuttamasta latauksen huipputehosta, kuten kaaviosta 29 nähdään. Tarkastelut myös osoittavat alueellisten automäärien tuntemisen tarpeen laskettaessa ja arvioitaessa sähköautojen aiheuttamaa tehohuippua. Automäärät on mahdollista selvittää rekisteröintitietojen avulla. Laajemman yleistymisen tapauksessa huomataan, että kerrostalovaltaisen sähköaseman huipputeho kasvaa noin 14 prosenttia. Laskelmissa ei ole otettu huomioon hajontoja, jotka nostavat huipputehoa tästä arvosta.

## 6.2 Lämpöpumput

Ilmastonmuutos on aiheuttanut pyrkimyksen suurempaan energiatehokkuuteen rakennusteknisissä ratkaisuisissa. Lämmitysjärjestelmissä tämä on näkynyt voimakkaana lämpöpumppumäärien kasvuna.

### 6.2.1 Lämpöpumppujen markkinaosuus

Kuvassa 32 nähdään Vantaalle rakennettujen pientalojen lämmönlähdevalinnat vuodesta 1997 vuoteen 2009. Uusiin rakennuksiin valitaan järjestäen, joko sähkö-, kaukolämmitys tai maalämpöpumppu. Kaukolämmityksen markkinaosuus on pysynyt vakiona, kun maalämpö on kasvattanut markkinaosuuttaan. Kaaviossa ei ole otettu huomioon saneerausrakentamista. [44]



Kuva 32 Pientalojen lämmityspolttoaine rakennusvuonna

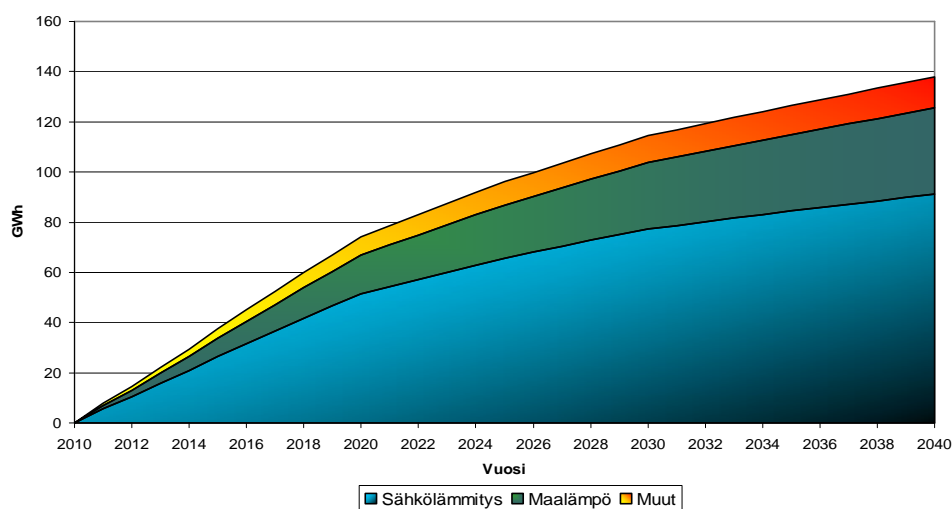


Maalämpö on jo lisääntynyt merkittävästi pientalojen lämmönlähteenä. Myös suuriin kohteisiin kuten tavarataloihin, rivitaloihin ja kerrostaloihin on asennettu maalämpöpumppuja [45]. Esimerkiksi Tampereen IKEA-tavaratalo käyttää päälämmönlähteenä maalämpöä. Tavaratalon lastauspihan alle, noin 3000 neliömetrin alueelle, on porattu 60 lämpökaivoa, jotka ovat jokainen noin 200 metriä syviä [46].

### 6.2.2 Lämpöpumppujen vaikutukset siirrettyyn energiaan

Lämpöpumput vaikuttavat sähköenergiankulutukseen. Lämpöpumppujen käytöllä sähkölämmityksessä rakennuksissa on suurin merkitys sähkönkäytön pienentämisessä. Toisaalta muihin kuin sähkölämmityksiin rakennuksiin asennettu lämpöpumppu kasvattaa sähköenergiankulutusta. Lämpöpumppuihin integroitu jäähdytysominaisuus myös tavallisesti lisää sähkönkulutusta. Vanhat öljylämmitysrakennukset vaihtavat lämmitysratkaisuun maalämpöön, joka osaltaan lisää sähkönkulutusta.

Lämpöpumppujen moninaisista vaikutuksista johtuen sähkönkulutus voi systeemitasolla joko laskea tai nousta, riippuen millaisiin kohteisiin lämpöpumppuja asennetaan ja millaisia lämmitysratkaisuja se korvaa. Todennäköisintä on, että maalämpöpumput kasvattavat markkinaosuuttaan sähkölämmityksen kustannuksella, jolloin uusien maalämmöllä lämmitettyjen pientalojen sähkönkulutus putoaa alle puoleen ja mitoitus-teho murtoosaan nykyisestä kello 22:den sähkölämmityksen huipusta.



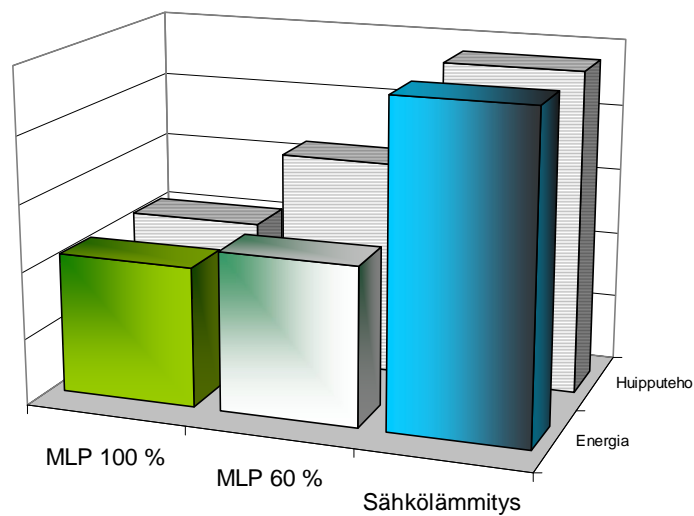
Kuva 33 Uusien pientalojen kumulatiivinen sähkönkulutus

Kuvassa 35 nähdään kumulatiivinen Vantaan alueen lämmitystapojen sähköenergian tarve pientaloissa laskettuna kumulatiivisesti vuodesta 2010 eteenpäin tulevalle rakennuskannalle. Suurin osa tulevaisuuden lämmityssähköstä kohdistuu sähkölämmitykselle, mutta lämpöpumput kasvattavat osuuttaan sähköenergiasta jatkuvasti. Silti uusistakin rakennuksista suurin osa lämmityssähköstä kuluu sähkölämmitykseen.

Lämpöpumpun toimiessa optimaalisesti, normaalit sähköenergiamäärät ovat huomattavasti pienempiä kuin sähkölämmityksessä. Ennustettavissa on, että kuormituskäyrät tulevat muuttumaan lämpöpumppujen käytön takia, erityisesti omakotitaloasumisen ja sähkölämmitysasumisen osalta. Suurimmat muutokset tapahtuvat sähkölämmitysasiakkailla, jotka hyödyntävät täydelle teholle mitoitettua lämpöpumppulämmitystä, jolloin poikkeavuus nykyiseen kulutukseen on suurimmillaan. Osateholle mitoitetussa lämpöpumppulämmityksessä syksy- ja kevätkausina sähkökulutuksen teho on pienempi. Sellaisilla kuluttajilla, jotka hyödyntävät lämpöpumppua jatkuvalla jäädytyksellä kesäaikana, voidaan havaita muutoksia kuormituskäyrässä kesällä. [44]

### **6.2.3 Lämpöpumppujen vaikutus huipputehoon**

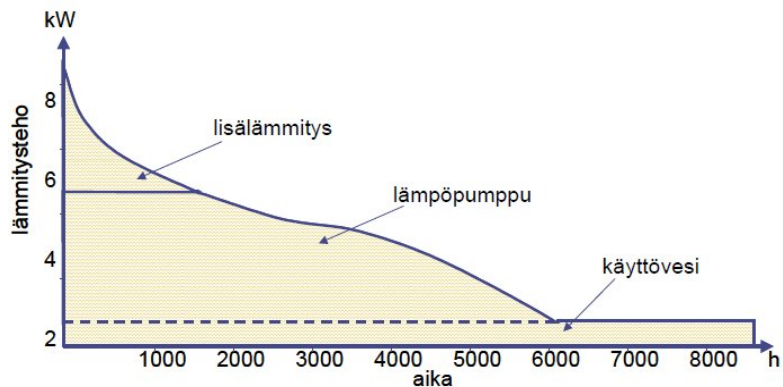
Kuva 34 esittää täysteholle ja osateholle mitoitettun maalämpöpumpun sekä sähkölämmitysrakennuksen vuosittaista sähkökulutusta ja huipputehoa 25 asteen pakkasessa lämmityksen osalta. Poikittaisraidoitettu palkki esittää huipputehoa ja värillinen palkki sähkökulutusta. Kuvasta huomataan, että sähkölämmityksen ja täysteholle mitoitettun maalämpöpumpun tehon ja sähköenergiansuhde on vakio. Osateholle mitoitettu maalämpöpumpun huipputeho on vastaavasti suurempi suhteessa kulutetun sähkön määrään. Maalämpöpumppujen lämmitykseen käyttämä sähköenergia on alle puolet sähkölämmityksen käyttämästä sähkömäärästä. Vastaava havainto on tehtävissä Vantaalla mitatuista ominaiskulutuksista, kuvassa 21 sivulla 53. Ominaiskulutuksissa kuvassa 21 on huomioitu siis muukin sähkönkäyttö kuin lämmitykseen, käyttöveteen ja ilmanvaihtoon käytetty sähkö, jotka ovat kuvan 34 tarkastelun kohteena.



**Kuva 34** Tyyppitalon vuotuinen sähkönkulutus ja huipputeho. Värillinen alue kuvaa sähkönkulutusta ja poikkiraidoitettu palkki huipputehoa. (Lämmitys, käyttövesi ja IV) [14]

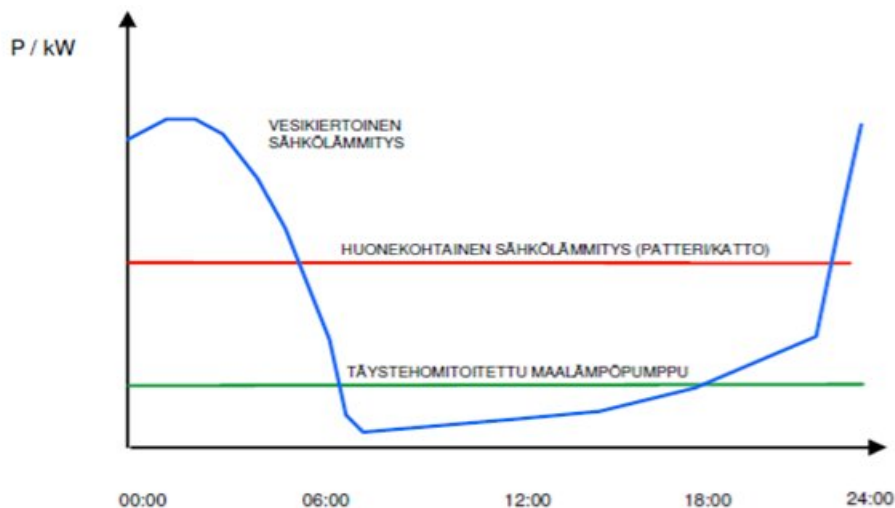
Maalämpöpumppu mitoitetaan joko kattamaan koko rakennuksen lämmitystehontarve tai vaihtoehtoisesti se mitoitetaan vain osateholle. Osateholle mitoitettu lämpöpumppu ei voi tuottaa tarpeeksi lämpöä kylmimpinä aikoina, vaan tarvitaan lisälämmitystä, joka hoidetaan yleensä sähköllä. Tällöin osateholle mitoitettu maalämpöpumppu lisää sähkönkulutusta suhteellisesti enemmän kylmimpinä aikoina, jolloin sähkönkulutus on muutenkin huipussaan. Ilmalämpöpumput eivät pysty tuottamaan lämpöä ulkolämpötilan laskiessa tietyn rajan alapuolelle. Lisäksi ilmalämpöpumppuja ei yleensä käytetä lämpimän käyttöveden lämmittämiseen. Poistoilmalämpöpumppu tuottaa lämpöä melko tasaisesti läpi vuoden. [47]

Osateholle mitoitettu lämpöpumppu ei ole sähköjärjestelmälle ongelmaton, sillä se aiheuttaa lisääntyneitä sähköntarvetta huipputehoaikaan, johtuen lisälämmityslaitteiden käyttämän sähkön takia. On kuitenkin arvioitu, että 60 %:n teholla mitoitettu maalämpöpumppu kykenee tuottamaan yli 90 % kokonaislämmöntarpeesta. Täydelle teholla mitoitettu maalämpöpumppu ei tarvitse lisälämmitystä ja se vähentää siten kaikkia tehoalueita, jolloin tehoalueet pienenevät samassa suhteessa suoraan sähkölämmitykseen verrattuna. Tämä on tosin approksimaatio, mutta todellisuuteen verrattuna muutokset ovat pieniä ja ne johtuvat lämpökertoimien muutoksista.



**Kuva 35 Pientalon vuotuisen tehon tarpeen jakautuminen lämpöpumpuilla. Lisälämmitystarve vaihtelee merkittävästikin erilaisilla lämpöpumpuilla. Lämpöpumpun ja käyttöveden osuudesta noin kolmasosa on sähköä ja lisälämmitys on kokonaan sähköä. [14]**

Kuvan 35 pysyvyyskäyrä kertoo pientalon lämmitystehontarpeen jakautumisen osateholle mitoitetulla lämpöpumpulla. Pysyvyyskäyrä kuvaa yhtä vuotta ja peruskuormana on lämmin käyttövesi. Kaikki lämpöpumput eivät voi tuottaa tarvittavaa lämpöä huippupakkasilla. Lämpöpumpputyypeistä maalämpö on ainoa, jolla saadaan huomattavaa huipputehontarpeen alenemaa aikaiseksi verrattuna suoraan sähkölämmitykseen, kuten kuvasta 34 ja 36 nähdään. Pienillä ilmanvaihtokertoimilla huipputehontarvetta saadaan laskettua hieman myös poistoilmalämpöpumpuilla. Ulkoilmalämpöpumpuilla huipputehontarvetta ei ole toistaiseksi mahdollista laskea Suomen olosuhteissa. [48]



**Kuva 36 Lämmitykseen käytetyn sähkön vuorokautinen huipputeho mitoitusilanteessa [4]**

#### **6.2.4 Lämpöpumput ennustemallissa**

Ennustemallissa maalämpöpumppujen osuus rakennuksissa lasketaan kaupunginosa- ja vuosikohtaisesti. Markkinaosuus lasketaan sähkölämmityksen ja kaukolämmityksen markkinaosuudesta. Lämpöpumppujen määrä on kasvanut voimakkaasti viime vuosina, ja on ennustettavissa että lämpöpumppujen markkinaosuus jatkaa kasvuaan. Olemassa olevien lämmitysratkaisuiden saneeraaminen on myös lisääntynyt. Uudet asunnot ovat myös parempia eristykseltään, jolloin lämmitysenergiankulutus pienenee. [39]

Maalämpöpumppujen aiheuttamat kuormituksen muutokset on sisällytetty ennustemalliin. Suurimmat muutokset näkyvät maalämpöpumpuista johtuvana sähkölämmitysenergiankulutuksen kasvun hidastumisena ja täten tehohuipun pienenemisenä. Maalämpöpumpun yleistymiseen vaikuttaa suuresti poliittiset ratkaisut ja asenteet. Eristysvaatimuksien kasvaessa voimakkaasti ei maalämpöpumppu ole enää taloudellisesti kannattava, suuresta alkuinvestoinnista johtuen. Tällöin lämmitysenergian hinnan osuus lämmitystavan kokonaiskustannuksesta pienenee. Toisaalta sähkön hinnan noustessa, maalämpöpumppu nousee taloudellisesti kannattavammaksi.

### **6.3 Hajautettu sähköntuotanto**

Hajautetulla sähköntuotannolla tarkoitetaan tuotantomallia, jossa suhteellisen pienikokoiset sähköntuotannon laitokset on hajautettu lähelle kulutuspisteitä. Pienimuotoisen hajautetun tuotannon kuormitusvaikutuksia on tutkittu vasta vähän ja kiinnostus asiaa kohtaan on kasvamassa. Objektivista tutkimustietoa on vielä vähän saatavilla, joten työssä keskitytään kenttäolosuhteissa mitattuihin sähköntuotantomääriin. Välillisesti hajautettu lämmöntuotanto vaikuttaa myös sähkökuormiin, mutta hyvin monimutkaisten ja tässä vaiheessa epämääräisten vaikutusten takia hajautettua lämmöntuotantoa ei ole laskelmissa otettu huomioon. Esimerkiksi aurinkolämpö saattaa korvata öljylämmitystä tai sähkölämmitystä, jolloin verkostovaikutukset ovat hyvin erilaiset. Pääpaino onkin mikrovoimaloilla, eli alle 11 kW tehoisissa sähkövoimaloissa [49]. Huomio kiinnitetään erityisesti suoraan sähköntuotantoon, kuten aurinko- ja tuulivoimaan. Tuotantoa käsitellään verkon kannalta negatiivisena kuormana, eli muihin kuin verkkoon kohdistuviin kuormitusvaikutuksiin ei oteta kantaa.

Kiinnostuksen kohteena ovat erityisesti kuluttajien mikrovoimalat ja muissa kuin asuinrakennuksissa olevat jopa yli 50 kW sähköntuotantoyksiköt. Mikrovoimaloiden tuotannosta on huonosti julkaistua tietoa, koska tuotantomäärät vaihtelevat suuresti riippuen laitteistosta ja sen sijainnista, sekä laitteistojen pienestä määrästä johtuen. Työssä käsitellään hajautetun sähköntuotannon potentiaalia tehtyjen mittausten perusteella. Tuotantomäärien arvioinnissa on pyritty objektiivisuuteen ja toteutuneisiin arvoihin. Tulosten perusteella huomataan, että aurinkovoiman sähköntuotantoa on helpompi arvioida ja ennustaa kuin tuulivoiman vastaavia ominaisuuksia. Tämä johtuu säteilyolosuhteiden pienemmästä vaihtelusta verrattuna tuuliolosuhteisiin. Aurinkovoiman sähköntuotantopotentiaali Vantaan alueella vuodessa on noin 1000 tuntia järjestelmän nimellisteholla. Tuulivoiman tapauksessa huipunkäyttöaika vaihtelee nollasta noin viiteensataan. Laskelmat ovat tehty perustuen työssä esitettyihin mitattuihin arvoihin, ei laitteen laboratoriossa saavuttamiin teoreettisiin arvoihin. Huomioon otetaan myös Vantaan sijainti ja olosuhteet.

### **6.3.1 Hajautetun sähköntuotannon kenttäkokeet**

Työssä käsitellyt esimerkit sijaitsevat vähintään yhtä hyvissä olosuhteissa kuin mitä Vantaalla on suuressa mittakaavassa saavutettavissa, tämä ei kuitenkaan tarkoita etteikö poikkeuksia löydy. Vertailu mitattujen kohteiden ja Vantaan alueen välillä on tehty tuuliatlaksen ja PVGIS:sin avulla [50] [51]. Tuuliatlaksessa on dokumentoitu koko Suomen tuuliolosuhteet. PVGIS on työkalu aurinkopaneelien sähköntuotannon laskemiseen eri maantieteellisillä alueilla ja eri aurinkosähkösystemien ominaisuuksilla. Työssä käsitelty suurempi voimaloiden levinneisyys, esimerkiksi joka kymmenennessä rakennuksessa tarkoittaa, ettei voida tarkastella optimaalista sijoittumista jokaiselle yksittäiselle voimalalle. Aurinkopaneelien sähköntuotto on samaa luokkaa ympäri Etelä-Suomen, joten siitä löytyy hyviä referenssejä. Tuulivoiman suuri riippuvuus tuuliolosuhteista tarkoittaa, että paikan valinnalla on aurinkopaneeleja suurempi merkitys. Esimerkkejä mikrovoimaloista on kerätty ympäri Suomea. Voimalat, niiden sijainti ja tarkemmat spesifikaatiot on esitetty liitteissä C ja D.

Helsingin Viikissä sijaitseva tuulivoimala, joka on maksimiteholtaan 2,4 kW tuottaa vuodessa noin 1 000 kWh sähköä. Voimala sijaitsee pellon laidassa noin kilometrin päässä merestä. Voimala sijaitsee rakennusten läheisyydessä, jotka rajoittavat tuulen kulkua viitteen [52] mukaan, mutta tämä ongelma vaikuttaa myös suurella osalla kaupunkisähköyhtiön jakelualueita, eikä ole siten poikkeava normaaliolosuhteista. Viikissä sijaitsee myös kerrostalo, jonka parvekkeisiin on integroitu aurinkopaneelit. Laitteiston huipputeho on 12 kW ja se tuottaa vuositason noin 12 000 kWh. Kerrostalo sijaitsee paikassa, jossa siihen ei osu varjostusta muista rakennuksista.

Espoon Otaniemessä Teknillisen korkeakoulun Valotalon seinään on asennettu vuonna 2001 nimellisteholtaan 6 kW aurinkosähköjärjestelmä, vuositason järjestelmä tuottaa noin 4000 kWh sähköenergiaa. [53]

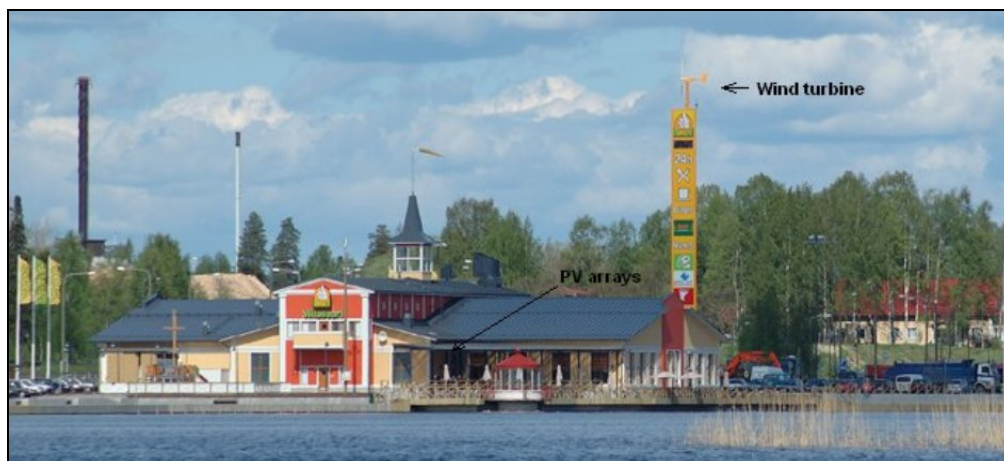
Viitasaarella paikallisen huoltoaseman yhteyteen on asennettu 92 neliometriä aurinkopaneelia sekä 10 kW tuulivoimala 35 metrin korkeuteen. Voimaloiden tuotanto on hyvin dokumentoitu Jyväskylän yliopiston tutkielmassa [54]. Aurinko- ja tuulivoiman yhteinen sähkötuotto on noin 4500 kWh vuodessa. Liitteessä C on esitetty tarkemmat spesifikaatiot viitatuista mikrovoimaloista ja niiden sijainneista.

Alankomaissa vuonna 2008–2010 toteutetussa vertailussa 12 erilaisesta mikrovoimalasta on saatu vuosituotona 66 – 2503 kWh. Eniten tuottaneen tuulivoimalan lapojen halkaisija on 5 metriä. Tarkemmat tiedot kohteesta ja tuloksista liitteessä D. [55]

Esitellyt järjestelmät ovat kokoluokaltaan vastaavia, joita Vantaalla voisi suurella mittakaavassa toteutua. Joitain yksittäisiä yhteydenottoja on esiintynyt jakeluverkon asiantuntijalta koskien mikrovoimaloita. Edellä lueteltuja esimerkkejä, sekä muita dokumentoituja kenttämittauksia on käytetty pohjana laskelmille hajautetun sähköntuotannon potentiaalista Vantaan alueella.



Kuva 37 Vasemmalla kerrostaloon integroidut aurinkopaneelit Helsingissä, vuosituotanto noin 12 000 kWh. Oikealla Espoon Teknillisen korkeakoulun paneelit, tuotanto 4000 kWh. [56]



Kuva 38 Tuulivoimala 35 metriä korkealla ja 92 m<sup>2</sup> aurinkopaneeli vuosituotanto yhteensä 4500 kWh [54]



Kuva 39 Tuulivoimaloita joiden mitattu vuosituotto on 2000 kWh, 1000 kWh, 75 kWh, 38 kWh ja ~ 0 kWh. Tehot 0,4 – 10 kW. Tarkemmat tiedot liitteessä C. [57] [58] [59]



### 6.3.2 Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset

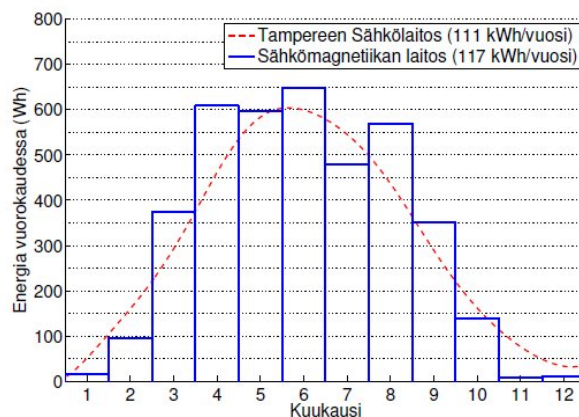
Edellä mainituista esimerkeistä huomataan, etteivät mikrotuulivoimaloista Vantaalla saatavat sähköenergiat ole vuositasolla verkon suunnittelun kannalta merkittäviä. Tuuli-voimaloista voi muodostua huipputehona hetkellisesti huomattava negatiivinen kuormitus, mutta se on erittäin satunnainen. Asennettujen voimaloiden tuotanto on niin satunnaista, ettei sitä voida ottaa verkon mitoituksessa huomioon. Hajautetun tuotannon tuottamaa sähköenergiaa pitäisi varastoida, jotta huippuja saataisiin tasattua. Energiavarastot eivät ole nykyisillä teknologioilla suuressa mittakaavassa kannattavia, varsinkin joutuessa niiden korkeasta hinnasta verrattuna varastoituun energiaan.

Aurinkovoimatuotannon huipputeho ajoittuu kesäpäiviin, jolloin verkon kuormitus on muutenkin pieni. Verkon huipputeho ajoittuu talvipäivien alkuiltaan, jolloin aurinkovoimaloiden tuottama teho on merkityksetön. Kuvista 40 ja 41 nähdään, että aurinkosähkön tuotanto keskittyy valoisaan aikaan eli kesälläkin kello kahdeksasta seitsemäntoista sekä kesäkuukausiin, jolloin tuotanto loka–helmikuussa on pientä. Tämä on todettu monissa mittauksissa ja tutkimuksissa [60].

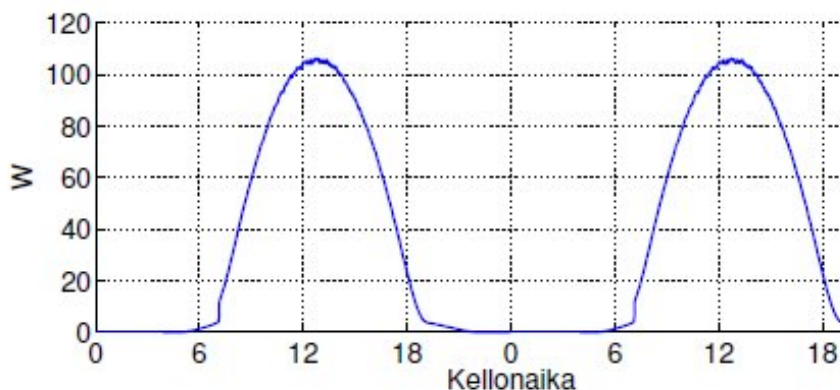
Yksittäisissä tapauksissa, kuten Vantaan Avia Toweriin mahdollisesti asennettavat aurinkopaneelit saattavat vaikuttaa toimistorakennuksen huipputehoon, koska toimistorakennuksen kulutus ajoittuu aurinkoisiin toimistotunteihin. Toisaalta tehomitoitus pitäisi ottaa huomioon toimistorakennuksen sähkönkulutuksen säädössä päivinä, jolloin ei paista.

Lukuisten tutkimustulosten perusteella aurinkovoiman huipunkäyttöajaksi saadaan luokkaa 1000 tuntia, jolloin yksi neliö aurinkopaneelia tuottaa vuodessa Vantaalla sähköenergiaa noin 100 kWh. Tämä sähkötuotanto ajoittuu kesään ja päiväsaikaan. Verkon mitoitukseen yleissuunnittelussa hajautetulla tuotannolla ei ole kuormituksen kannalta vaikutusta. Verkko on mitoitettava kestäämään maksimikuorma, joka ajoittuu yleensä talvipäivän alkuiltaan, jolloin hajautettu sähköntuotanto näyttäisi olevan merkityksetöntä. Energiaa tulisi olla mahdollista varastoida nykyistä huomattavasti tehokkaammin ja

edullisemmin, jotta tuotantohuipun sähköenergiaa voitaisiin siirtää kulutushuipun ajankohtaan. Nykymenetelmien sähkönvarastointi ei ole kannattavaa. [51] [53] [61]



**Kuva 40 Tampereen sähkölaitoksen ja Tampereen teknillisen yliopiston mittaustietoa aurinkoenergian ajoittumisesta kesään [60]**



**Kuva 41 Auringon nousun ja laskun välisenä aikana aurinkosähkötehon käyrämuoto noudattaa pilvettömänä päivänä likimain sinikäyrän positiivista puolijaksoa. [53] [60]**

Yleisesti ottaen voidaan todeta, että pientuulivoima ei ole laajassa mittakaavassa Vantaalla kannattavaa. Aurinkovoimalla on suurempi potentiaali, mutta aurinkovoiman tuotto ajoittuu ajankohtiin, jolloin verkon kuormitus on muutenkin pieni. Tuulivoiman kannalta voidaan todeta, että Suomessa tuulee eniten talvikuukausina ja selvästi vähemmän kesäkuukausina. [50]

Normaalin sähkölämmitetyn omakotitalon kulutus on kymmenkertainen, suurehkonkin mikrovoimalan tuotantoon verrattuna. Alueelliset erot tuulivoimatuotannossa ovat suuria, mutta näitä hyviä alueita tuulisähkön tuotantoon ei Vantaalla ole niin paljoa, että

sillä olisi laajassa mittakaavassa vaikutusta kuormituksiin. Taulukossa 6 on arvioitu karkeasti potentiaalisia mikrovoimaloiden energiantuotantovaikutuksia Vantaan alueella. Suuntaa antavin on arvio, jossa 10 prosentissa Vantaan rakennuksista olisi rakennukseen kokoon realistisen kokoinen mikrotuotantoyksikkö. Tällöin sähköntuotanto olisi luokkaa 7 GWh, joka on 4 promillea Vantaan sähkönkulutuksesta. Tämä on saman verran kuin yksi 3 MW tuulivoimala tuottaa sähköä.

Kiinnostus pientuotantoa kohtaan on lisääntynyt ja sen tulevaa kasvua on vaikea arvioida. Huipunkäyttöaika on arvioitu mikrotuotannolle käytännön mittauksissa saaduista tuloksista. Hajautetun tuotannon tulevaisuus on riippuvainen useasta epävarmasta asiasta, kuten sähkön hinnasta, tukipolitiikasta ja teknologian kehityksestä. Hajautetun tuotannon marginaalisten vaikutusten vuoksi sitä ei ole otettu mukaan ennustemalliin.

**Taulukko 6 Mikrovoimaloiden sähköntuotanto skenaario Vantaalla**

Tyyppi	Määrä	kW	Huipunkäyttöaika	Penetraatio				
				1 %	3 %	5 %	10 %	20 %
Omakotitalot/pientalot	22000	1	800	0,2	0,5	0,9	1,8	3,5
Rivi ja ketjutilat	2800	5	800	0,1	0,3	0,6	1,1	2,2
Asuinkerrostalot	2200	10	800	0,2	0,5	0,9	1,8	3,5
Muut rakennukset	2700	10	800	0,2	0,6	1,1	2,2	4,3
<b>Sähköä [GWh]</b>				<b>0,7</b>	<b>2,0</b>	<b>3,4</b>	<b>6,8</b>	<b>13,6</b>
<i>Kulutuksesta Vantaalla</i>				<i>0,04 %</i>	<i>0,12 %</i>	<i>0,19 %</i>	<i>0,38 %</i>	<i>0,74 %</i>

## 7 Skenaario

Luvussa esitellään skenaariotarkastelun tapaan Vantaan alueen kuormitustilannetta vuonna 2025. Laskelmat esittävät todennäköisintä tilannetta. Skenaariotarkastelu on tehty ennustemallin avulla. Luvun tarkoituksena on ensisijaisesti esitellä alueellista sähkökuorman ennustamista. Skenaariotarkastelu on olennainen osa alueellista sähkökuorman ennustamista. Johtuen tulevaisuuden epävarmuuksista, eri vaihtoehtojen toteutumisen vaikutus verkostoon on laskettava tapauskohtaisesti.

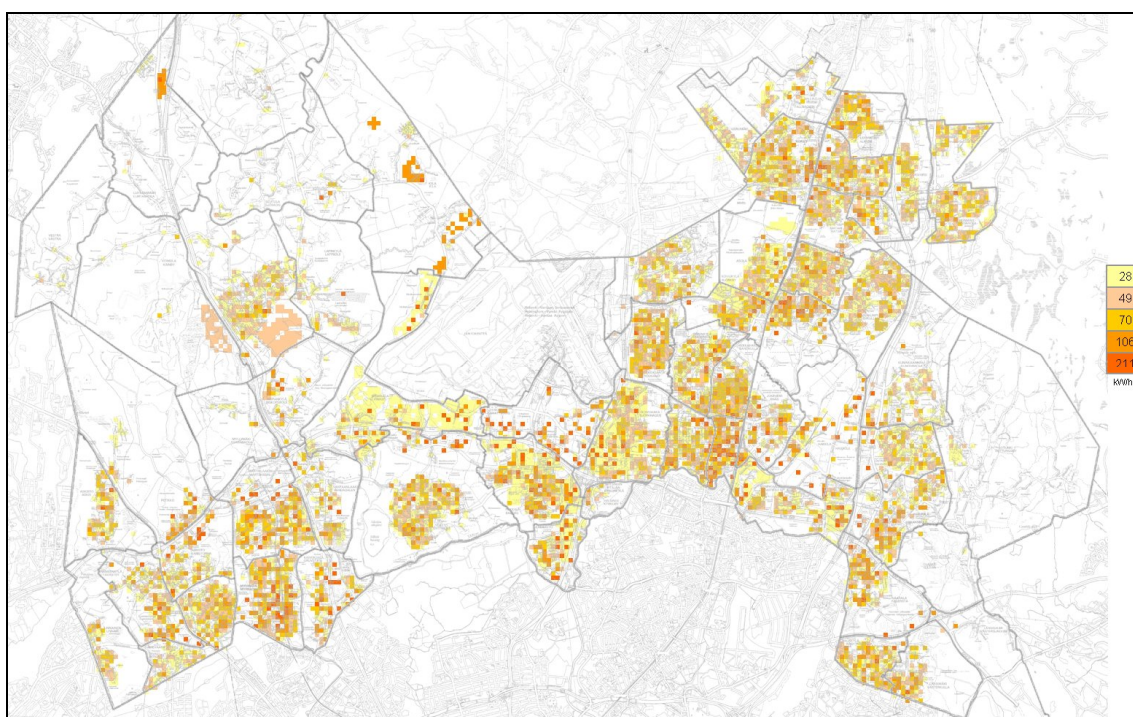
### 7.1 Skenaario 2025

Vantaan alueen huipputeho on kasvanut viimeisen 15 vuoden aikana yli 50 prosenttia. Vuonna 1995 huipputeho oli 211 MW ja vuonna 2010 322 MW. Alueen kehityssuunnitelmien mukaan kaupungin kasvu tulee jatkumaan, ja rakennusmaavarantoa on jäljellä useita miljoonia kerrosneliöitä. Suurin osa asuinrakentamisesta tapahtuu Kehäradan varrella, etenkin Marja-Vantaan alueella. Toimitila rakentaminen keskittyy vastaavasti Aviapoliksen ja Hakkilan alueille. Liikennöinti kehäradalla alkaa vuonna 2014.

Kaupungin kasvu tulee näkymään jatkuvana huipputehojen kasvamisena. Marja-Vantaalla tulee sijaitsemaan myös suuria pysäköintialueita, joiden sähköinen mitoittaminen on hankalaa ennen sähköautojen todellista tuleamista markkinoille. Nykyisillä sähköisillä mitoituksilla ei pystytä vastaamaan sähköautojen laajamittaiseen lataukseen. Väestömäärän ennustetaan kasvavan Vantaalla tilastokeskuksen mukaan 234 467 henkilöön ja kaupungin omassa ennusteessa 230 337 henkilöön vuoteen 2025 mennessä. Nykyisin Vantaalla asuu 197 468 henkilöä. [1] [62]

Suurin tehokasvu tulee tapahtumaan nykyisillä Pakkalan, Keimolan ja Hakkilan sähköasemien syöttöalueilla. Pakkalan ja Hakkilan sähköasemien syöttöalueille uudet sähköasemat ovat jo suunnitteluvaiheessa. Nämä sähköasemat tulevat pienentämään kuormituksia, etenkin ennestään suuressa kuormassa olleelta Pakkalan sähköasemalta. Uudet sähköasemat tulevat olemaan nimeltään Honkanummen ja Tuupakan sähköasemat. Näiden jälkeen seuraava sähköasemainvestointi kohdistuu mahdollisesti Keimolan sähkö-

aseman saneeraukseen. Tällä hetkellä Keimolassa on vain yksi päämuuntaja ja kuormitukset ovat olleet alueella pieniä, mutta Marja-Vantaan rakentaminen tulee muuttamaan tilannetta voimakkaasti. Marja-Vantaalle on suunnitteilla 750 000 asuinkerrosneliötä ja 150 000 kerrosneliötä toimitiloja. Määrä vastaa huipputehona noin 20 MW:a. Tästä tulee toteutumaan vain osa vuoteen 2025 mennessä. Seuraava haaste onkin Marja-Vantaan alueen sähkönkulutukseen vastaaminen. Kaupunginosista suurin tehokasvu tulee vuoteen 2025 mennessä tapahtumaan Kivistön kaupunginosassa, joka sijaitsee Marja-Vantaan alueella.



**Kuva 42 Ennustettu kuormitustilanne vuonna 2025**

Koko Vantaalle on suunnitteilla vuoteen 2020 mennessä 700 000 kerrosneliötä pientaloja, 450 000 kerrosneliötä rivitaloja ja 1 100 000 kerrosneliötä kerrostaloja. Lukuihin täytyy suhtautua varauksella, sillä ne ovat lähinnä kunnan tavoitteellisia arvioita. Nykyinen asuinrakennuskanta on 8,7 miljoonaa kerrosneliötä. Muita kuin asuinrakennuksia on 6,7 miljoonaa kerrosneliötä.

Kuvassa 42 nähdään painopistealueet, joihin kuormitus tulee keskittymään. Simulaatiometodin avulla alueiden tehon kasvu on mallinnettu, käyttäen perusteena uutta alueelle rakentuvaa rakennuskantaa ja ominaiskulutuksen muutosta.

Sähkönsiirtomäärä tulee kasvamaan etenkin muun kuin asumis- ja lämmityskulutuksen johdosta. Koko sähkönkulutus tulee kasvamaan 35 prosenttia vuoteen 2025 mennessä. Nykyisestä noin 1,65 terawattitunnista 2,25 terawattituntiin. Luvuista puuttuvat verkostohäviöt, jotka ovat noin 3 prosenttia siirtomäärästä. Taulukkoa 7 vastaavat sähköenergian- ja tehonkulutuslukemat on ennustettu jokaiselle kaupunginosalle erikseen. Sähköautojen vaikutus vuonna 2025 on noin prosentti sähkönkulutuksesta, mutta tämä tulee kasvamaan nopeasti, laajan yleistymisen alkaessa.

**Taulukko 7 Sähkönkulutus asiakasryhmittäin**

Kulutuslaji	2010	2025	
<b>Sähkölämmitys + maalämpö</b>	342	452	
Pientalot	58	70	
Kerros- ja rivitalot	276	360	
Muu kulutus	972	1328	
Sähköautot	0	27	
	1648	2237	GWh

### 7.1.1 Sähköasemien huipputehot

Sähköasemien tehohuipun ennuste on tärkeä osa ennusteen tulosta. Taulukossa 8 on esitettyä mitattu huippukuormitus sähköasemilla vuonna 2009 sekä vuoden 2025 ennustettu kuormitus. Honkanummi ja Tuupakka ovat uusia sähköasemia, joiden rakentaminen alkaa tämän vuosikymmenen aikana, riippuen muun rakentamisen ajoittumisesta.

Yksittäisten suurien kuormitusten osalta on laskettava eri skenaariota mahdollisesta uudesta tilanteesta. Kuormitukset tulevat kasvamaan, koko Vantaan alueella. Ennusteessa ei ole voitu ottaa huomioon lopullisia tulevaisuuden syöttöalueita, koska yleissuunnitelma ei ole näiltä osin valmis. Tiedot tullaan päivittämään malliin tilanteen muuttuessa.

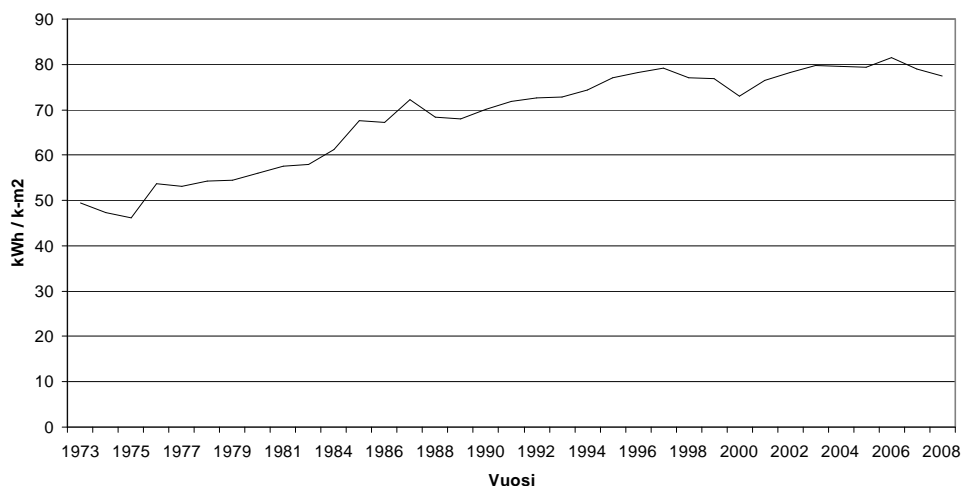
Taulukko 8 Sähköasemien kuormitukset vuonna 2009 ja ennustettu kuormitus vuonna 2025

<b>KUORMITUS (MW)</b>	<b>2009</b>	<b>2025</b>
LEPPÄVAARA	7,6	9,3
MYYRMÄKI	27,3	36,0
MARTINLAAKSO	41,2	50,3
PAKKALA	51,8	55,9
HAKKILA	37,9	36,0
VAARALA	33,5	37,7
REKOLA	45,1	45,8
ILOLA	38,9	46,9
KOIVUHAKA	43,1	50,0
HONKANUMMI	0,0	30,9
TUUPAKKA	0,0	32,4
KEIMOLA	17,1	20,9
Summa (eriaikaiset)	344	452

### 7.1.2 Ominaiskulutus

Asumisen ominaiskulutus on Vantaalla kasvanut ennen vuotta 1997 kahden prosentin vuosivauhtia, mutta kasvu on pysähtynyt tämän jälkeen. Viimeisen kymmenen vuoden aikana ominaiskulutus on pysynyt asumisen osalta vakiona. Kuvassa 43 ei oteta huomioon muutoksia asumis- tai lämmitystavassa. Keskimääräinen asuinkerrosneliö kuluttaa vuodessa sähköä  $80 \text{ kWh/k-m}^2$ . Kerrostaloissa vastaava luku on 45 kWh.

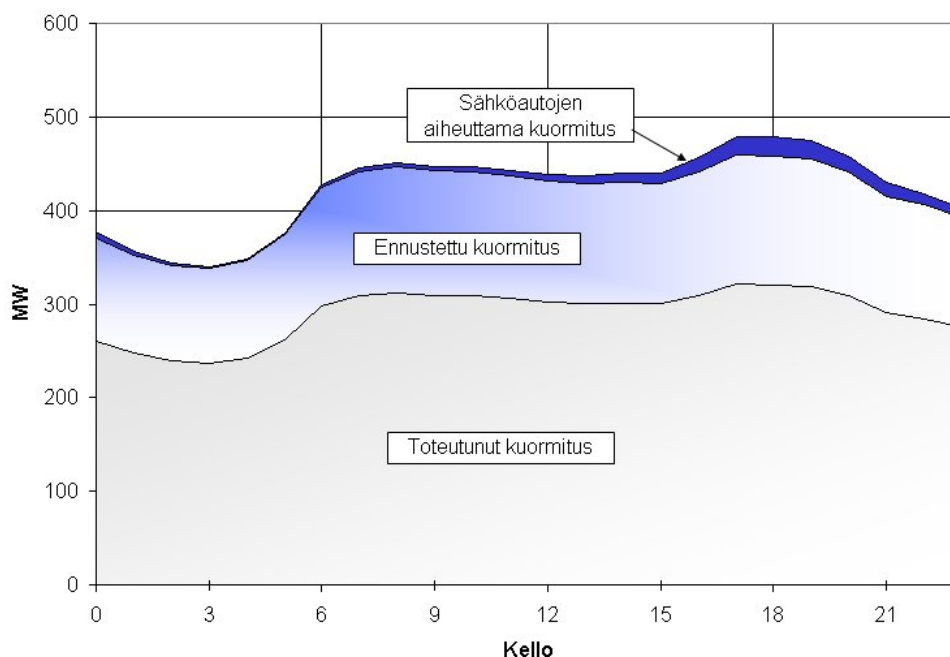
Lämpöpumppujen ansiosta uusien pientalojen ominaiskulutus tulee laskemaan. Vuoteen 2025 mennessä lämpöpumput ovat haastaneet sähkölämmityksen pientalojen yleisimpänä lämmitysmuotona. Näin ollen uusien pientaloalueiden ominaiskulutus on huomattavasti pienempi kuin nykyisin. Kerros- ja rivitalojen sähkön ominaiskulutus tulee pysymään ennallaan. Vanhoissa pientaloissa, niin öljy- kuin sähkölämmitteisissä, ilmalämpöpumppu määrät lisääntyvät. Tämä pienentää sähkönkulusta, johtuen suuremmasta vaikutuksesta sähkölämmitteisiin pientaloihin.



Kuva 43 Asumisen keskimääräinen ominaiskulutuksen kehitys Vantaalla

### 7.1.3 Sähköautot, lämpöpumput ja hajautettu tuotanto 2035

Kuvaavana tuloksena on piirretty koko Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n siirtohuipputeho yhden talvivuorokauden aikana vuonna 2035. Sähköautoja oletetaan olevan 30 000 kappaletta vuonna 2035. Huipputeho on noin 480 MW:a



Kuva 44 Vantaan siirtoehto mitoitustilanteessa vuonna 2035. Harmaa alue kuvaa nykyistä huippukuormaa, vaaleansininen alue ennustettua uutta kuormaa ja tummansininen sähköautojen aiheuttamaa kuormituslisää.



Mallissa on erillään sähköautojen ennustettu kuormitus, näin sitä voidaan tarkastella erillään muusta kulutuksesta. Sähköautojen sähkönkulutus tulee sisältymään käyttöpaikkojen mitattuihin kulutuslukemiin ja tämän jälkeen sitä ei voida enää erottaa muuten kuin arvioimalla. Tällöin on tärkeää ennustaa vain uutta tulevaa sähköautokantaa.

Skenaariossa on mukana sähköautojen ja maalämpöpumppujen vaikutus tehoihin. Vuoteen 2025 mennessä ei suurta vaikutusta sähköautojen johdosta nähdä. Ajosuoritteeksi voidaan olettaa noin 8 % henkilöautoliikenteestä. Lämpöpumppujen markkinaosuus jatkaa kasvuaan ja vuonna 2025 yli puolissa uusista pientaloista on lämpöpumppu. Suuria pientaloalueita ei ole kuitenkaan suunnitteilla. Pientaloja rakentuu osaksi suurempia kokonaisuuksia, joissa osa taloista on kerros- ja/tai rivitaloja.

Nykyisillä näkymillä yksittäisiä suurempia mikrovoimaloita on asennettuna, mutta laajaa suosiota ne eivät ole saavuttaneet. Tästä johtuen merkitys jää pieneksi alueellistenkin kuormitusten kannalta.

## **8 Kehityskohteita**

Luvussa ehdotetaan kehityskohteita kuormitusten ennustamisen ja mallintamisen parantamiseen verkkotietojärjestelmän osalta. Verkkotietojärjestelmässä on merkittävä potentiaali alueellisen ennusteen tekemiseen. Samalla voidaan käyttää suoraan hyödyksi verkkotietojärjestelmän verkostolaskentoja. Mielenkiinto kohdistuu tietokantojen rajapintoihin ja useamman tietolähteen yhdistämiseen yhdessä järjestelmässä. Suurien tietomäärien on pysyttävä ajantasaisena, ilman jatkuvaa manuaalista tietojen päivittämistä.

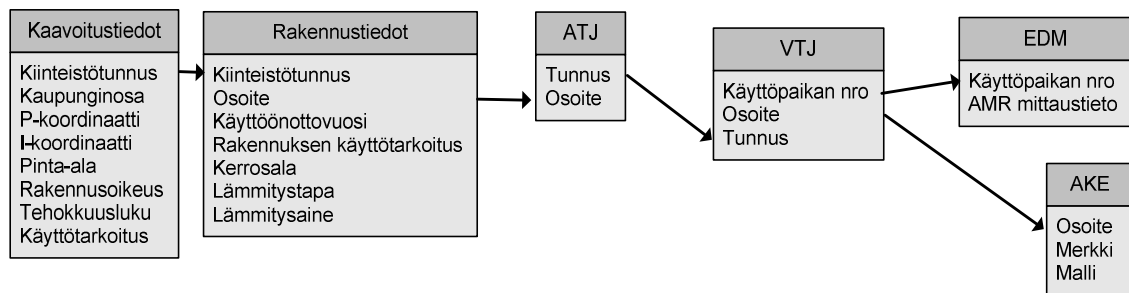
### **8.1 Verkkotietojärjestelmän hyödyntäminen alueellisessa sähkökuorman ennustamisessa**

Kaksi merkittävintä kehitettävää kohdetta verkkotietojärjestelmän osalta ovat kuormitusten taustatietojen tuominen paremmin suunnittelijan ja laskentojen käyttöön sekä AMR-mittaustiedon käyttäminen valitulla tavalla analyyseissä. Huonosti hyödynnettynä AMR-mittaustieto johtaa ennemminkin vääriin päätelmiin.

#### **8.1.1 Yhdyskuntasuunnittelun tietojen siirtäminen verkonsuunnitteluun**

Verkkotietojärjestelmä Xpoweria ei ole tällä hetkellä mahdollista käyttää suoraan alueellisen sähkökuorman ennustamiseen eikä siten myöskään tulevan kuorman mallintamiseen laajassa mittakaavassa. Yksi kiinteä kuormien kasvukerroin ei mahdollista tätä. Näin ollen yleissuunnittelun näkökulmasta verkkotietojärjestelmään tarvittaisiin paremmat tiedot nykyisestä ja tulevasta rakennuskannasta, sekä työkaluja kuormitusten analysointiin. Huomattava etu saavutettaisiin, jos verkkotietojärjestelmällä pystyttäisiin mallintamaan tulevia kuormia. Tässä tapauksessa pystyttäisiin hyödyntämään monipuolisemmin verkkotietojärjestelmän nykyisiäkin ominaisuuksia.

Verkkotietojärjestelmän on toimittava muiden tietokantojen kanssa rajapintojen kautta. Tietoja on hyödynnettävissä asiakastietokannasta, mittaustietokannasta ja kaavoitus- sekä rakennustiedoista. Liitteessä B on esitetty rakennuskannasta ja asemakaavoitetuista tonteista saatavilla olevat tiedot.



**Kuva 45 Tietokantojen yhdistäminen**

Kuvassa 45 nähdään tietokantaketju, jolla on mahdollista yhdistää eri tietokantoja. Tietojen avulla saadaan käyttöön kaikki tärkeimmät kulutusta kuvaavat tekijät verkkotietojärjestelmässä. Tulevaisuudessa on pidettävä mahdollisuutena mallintaa myös sähköautoja verkkotietojärjestelmän avulla. Sähköautot tulevat olemaan suurin yksittäinen ulkoinen muutos sähköverkolle. Autojen rekisteröintitietojen avulla voidaan kohdistaa autot sähkökäyttöpaikoille, jolloin voidaan tutkia niin nykyistä kuin tulevaakin autokantaa.

Kaavoitustietojen avulla saadaan asemakaavoitettujen kohteiden rakennusoikeus, sijainti sekä käyttötarkoitus verkkotietojärjestelmään. Kunnalta on mahdollisuus saada myös suunnitteluvaiheessa olevat kaavoituskohteet. Isoissa kaupungeissa suurin osa kunnan pinta-alasta on asemakaavoitettu. Pienemmissä kunnissa kaavoitus ei ole yhtä pitkällä. Tästä johtuen verkkotietojärjestelmässä olisi oltava mahdollisuus lisätä rakennuskohteita manuaalisesti. Manuaalisesti lisättäville kohteille voitaisiin antaa vastaavat tiedot kuin kantatutina saataville kohteille. Yleiskaavoitetuilla alueilla ei ole yhtä tarkkoja tietoja saatavilla kuin asemakaavoitetuilla alueilla. Näitä yleiskaavoitettuja alueita pitäisi päästä itse lisäämään järjestelmään, vastaavasti kuin asemakaavoitettuja alueita rakennustietokohteiksi. Yleiskaavan avulla voidaan laskea alueen asemakaavoittamatonta rakennusoikeutta ja arvioida alueen käyttötarkoitusta, ja täten sähkönkulutusta.

Asemakaavoitetuille rakennuskohteille ja itse lisätyille yleiskaavoitetuille kohteille pitäisi olla mahdollisuus lisätä arvioitu rakentumisvuosi, jolloin verkostolaskentaa voitaisiin suorittaa halutulle vuodelle. Rakennuskohde yhdistyisi kulutuksena automaattisesti

lähimpään tai valittuun muuntamoon. Tässä tapauksessa tulevaisuuden arvioitu keski-jänniteverkko pitäisi olla suunniteltuna verkkotietojärjestelmään.

### **8.1.2 AMR-tiedon käyttäminen yleissuunnittelun tarpeisiin**

Uusia verkkoja suunniteltaessa tulevat kuormitukset on mallinnettava verkkotietojärjestelmään, jotta verkko pystytään mitoittamaan halutulla tavalla. Nykyisin kuormille annetaan vuosienenergia ja tyyppikulutuskäyrä, joita kuormituksen oletetaan käyttävän. Näiden kahden tiedon avulla kuorma voidaan mallintaa kohtuullisella tarkkuudella. Tietojen perusteella voidaan tehdä verkostolaskentoja ja investointien kannattavuuslaskelmia skenaarioverkossa. Vuosienenergia on arvioitu asiakasryhmälle tyypillisen ominaiskulutuksen ja kerrosalan perusteella. Tuleva asiakastyypin on arvioitu kaavoitustietojen perusteella.

Toinen tapa mallintaa tulevat kuormitukset, olisi käyttää alueelle ja asiakastyypille tyypillistä, jo mitattua AMR-tietoa. Uudelle kuormitukselle voitaisiin käyttää AMR-tiedoista kerrosneliölle muodostettua keskiarvoa, joka samalla sisältää ominaiskulutuksen sekä kuormitusmallin. Kulutuskäyrä kohdennettaisiin alueen käyttötarkoituksen perusteella. Mittaustiedot on ehdottomasti palautettava lämpötilan osalta normaaliolosuhteisiin. Näin muutokset ominaiskulutuksissakin saadaan tarkemmin määritettyä.

Tulevat rakennuskohteet voisivat käyttää, jo rakennettujen rakennusten AMR-mittauksista saatavia alueelle ja kulutustyyppille ominaisia kulutuskäyriä, jotka on muodostettu mittausdatan ja kerrosalojen perusteella. Jos alueelta ei löydy vastaavalla käyttötarkoituksella rakennusta, voitaisiin soveltaa esimerkiksi koko jakelun alueen keskiarvokäyrää. Kulutuskäyrä muodostetaan siis rakennuksen käyttötarkoituksen ja kerrosalojen perusteella. AMR-tiedot sisältävät normaalilämpötilaan palautettuna myös asiakasryhmien ominaiskulutukset kulutuskäyrän lisäksi. Ominaiskulutuksien laskeminen automaattisesti alueellisesti, sekä asiakasryhmittäin voisi olla automatisoitu prosessi verkkotietojärjestelmässä ja se voisi tapahtua normaalilämpötilaan palautettujen mitattujen kulutuslukemien perusteella.

Mahdollisuus jopa tuntikohtaisiin kuorman muutokertoimiin, saadaan AMR-mittauksista lasketuista suuntauksista. Mahdolliset huipunkäyttöaikojen ja osallistumiskertoimien muutokset ekstrapoloitaisiin tapahtuneista muutoksista. Ajallisena jakona pitää käyttää nykyisen tyyppikuluttajakäyrästäön mukaista jakoa, jottei laskettava tietomäärä nouse liian suureksi. Suuntauksen avulla pystyttäisiin ennustamaan tulevaa muutuvaa kulutuskäyttäytymistä.

Mitatuista kulutuskäyristä voitaisiin muodostaa trendejä tietyille asiakasryhmille ja tietyille tunneille. Esimerkiksi uusien sähkömittareiden parempien lämmityskuorman ohjaus mahdollisuuksien johdosta lämmityskuorman aiheuttamaa piikkiä voitaisiin levittää pidemmälle ajanjaksolle. Näin sähkölämmityksen aiheuttama tehohuippu laskisi vaikka energiamäärä pysyisi muuttumattomana.

Kuvassa 46 nähdään rakennetun tontin rakennus- ja kaavoitustiedot. Asemakaavatiedot saadaan kunnan kaavoitustiedoista. Tietoihin lukeutuu muun muassa tontin rakennusoikeus ja käyttötarkoitus. Rakennustiedot saadaan kunnalta. Rakennustietoihin lukeutuu muun muassa rakennustyyppi, lämmityspolttoaine, rakennusvuosi ja kerrosala. Itse liittäviä tietoja on jäljellä olevan rakennusoikeuden arvioitu rakentamisvuosi.

#### Asemakaavatiedot

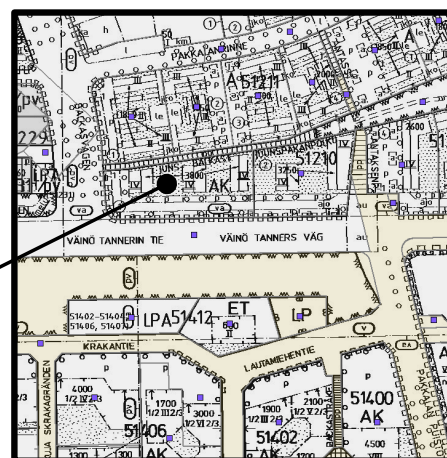
Kaupunginosa: Pakkala	Käyttötarkoitus: Asuinkerrostalojen korttelialue
Osoite: Vainö Tannerin tie 15	Kortteli: 0025
Koordinaatti: 66515, 98752	Tontti: 0001
Rakennusoikeus: 3800	Tontin pinta-ala: 5588
Tehokkuusluku: 0,68	

#### Rakennustiedot

Osoite: Vainö Tannerin tie 15	Lämmityspolttoaine: Kaukolämpö
Käyttötarkoitus: Kerrostalo	Rakennettu ala: 3500
Rakennusvuosi: 2008	Kuormituksen kasvu: AMR

#### Muut tiedot

Syöttävä muuntamo: 2100 (Lähin)	<input type="checkbox"/> Pientalo
Arvioitu rakentamisvuosi: 2015	<input type="checkbox"/> Rivitalo
Priorisaatio: 8	<input checked="" type="checkbox"/> Kerrostalo
Jäljelle oleva rakennusoikeus: 300	<input type="checkbox"/> Palvelu
	<input type="checkbox"/> Teollisuus
	Lämmityspolttoaine & -tapa: Valitse...



Kuva 46 Rakennetun tontin kaavoitus ja rakennustiedot

## 9 Yhteenveto

Työssä tutkittiin alueellisen sähkökuorman ennustamista, ja siihen kohdistuvia muutoksia. Osaltaan tutkittiin myös kuormitus muutoksia verkon pitkän aikavälin suunnittelun näkökulmasta. Suurin mahdollisuus tulevaisuuden verkon suunnitteluun ja analysointiin on verkkotietojärjestelmässä. Se palvelee jo nykyisin osaltaan kuormaennusteita, mutta potentiaalia järjestelmästä löytyy huomattavasti enemmän. Nykyisellään suuri osa analyseistä joudutaan tekemään erillään taulukkolaskentaohjelmissa, käyttäen verkkotietojärjestelmää vain apuna.

Pitkän aikavälin suunnitteluun tarvitaan laskentaohjelma, jolla tulevaisuuden kuormitus-tilannetta mallinnetaan. Kuormitusten muuttumisen perustuessa rakentamiselle ja ominaiskulutusten muuttumiselle, on laskentaohjelman pystyttävä mallintamaan näitä kahta tekijää. Ennusteet ovat vallitsevasti tehty laskentataulukko-ohjelmilla, mutta yhä suurempi tarve on saada yhdistettyä hajallaan olevat tietokannat. Verkkotietojärjestelmä pystyy hallitsemaan kaiken pitkän tähtäimen suunnittelussa tarvittavan tiedon mittaus-tiedosta rakennustietoihin.

Mahdollisuus kaavoitus ja rakennustietojen integrointiin verkkotietojärjestelmän kanssa on oleellinen yleissuunnittelun kannalta. Kaavoitustiedot antavat sähköverkkojen suunnitteluun korvaamatonta tietoa tulevasta rakennuskannasta. Kaavoitustietojen tuominen suoraan verkkotietojärjestelmään helpottaa huomattavasti suunnittelijan työtä. Rakennus- ja kulutustietojen yhdistäminen ja analysointi on lähtökohta kuormitustutkimukselle.

Työn osana on pyritty verkkoyhtiön näkökulmasta kehittämään mahdollisuuksia käyttää AMR-tietoa alueelliseen kuorman ennustamiseen. Parhaimmat mahdollisuudet ovatkin kulutuksen tutkimuksella yhdistämällä eri tietolähteiden tietoja. Näin saadaan paikannapitävää tietoa uusille kulutuksille, sekä kulutusten suuruuden analysointiin.

Suurimmat muutospaineet kuormituksissa johtuvat sähköautoista, lämpöpumpuista ja hajautetusta energiantuotannosta. Lämpöpumpumäärän kasvaminen on jo alkanut ja markkinaosuus on jatkanut kasvuaan kiihtyvästi. Lämpöpumpuilla on kirjavat vaikutukset sähköverkon kuormitukseen. Riippuen asennuskohteesta ne voivat joka kasvattaa tai pienentää kuormituksia. Lämpöpumppujen voidaan olettaa pienentävän niin kaukolämmityksen, kuin sähkölämmityksen osuutta. Myös saneerausrakentamisessa maalämpö on yleinen vaihtoehto. Maalämmöllä lämmitetyn talon sähkönkulutus on noin puolet vastaavasta sähkölämmitetystä rakennuksesta.

Sähköautojen markkinakehitys on vielä epävarmaa, mutta yleistymisen alkaa suurien autovalmistajien tuodessa sähköauto mallinsa markkinoille. Perusskenaariona voidaan pitää 25 %:n osuutta henkilöautojen ajosuoritteesta vuonna 2030. Verkon kannalta pahimmat vaikutukset näkyvät tiheään asutetuilla alueilla, joilla kuormitukset ovat muuten suhteellisesti pienet. Asumisen aiheuttama tehohuippu osuu samaan ajankohtaan sähköautojen latauksen aiheuttaman tehohuipun kanssa. Näin ollen asuinalueilla, joilla ei ole sähkölämmitystä, vaikutukset ovat suurimmillaan. Sähköautojen aiheuttama kuormitus riippuukin merkittävästi alueen muusta kuormituksesta. Vastaava sähköautojen markkinaosuus nostaa sähköaseman huipputehoa kerrostaloalueella 14 prosenttia ja omakotitaloalueella 4 prosenttia.

Hajautettu sähköntuotanto on ollut laajasti esillä ja mielenkiinto sitä kohtaan jatkuu. Suuria hajautetun tuotannon projekteja myös toteutetaan entistä enemmän. Mikrotuotannolla, joka koostuu pääosin alle 11 kW mikrovoimaloista, ei nähdä Vantaalla merkittävää potentiaalia kuormitusten pienentämisessä. Suurehkonkin mikrovoimalan tuotanto jää usein pieneksi. Vantaan sähkönkulutuksesta yhden prosentin osuuden tuottaminen mikrovoimaloilla vaatisi, että useammassa kuin joka neljännessä rakennuksessa olisi mikrovoimala.

## Lähteet

- [1] Vantaan kaupunki. Tilasto ja tutkimus. *Vantaan Väestöennuste 2009*. A 4 : 2009.
- [2] Helsingin kaupunki. Kaupunkisuunnitteluvirasto. *Kaavoituksen tasot*. Viitattu 1.2.2010. Saatavissa: [http://www.hel.fi/wps/portal/Kaupunkisuunnitteluvirasto/Artikkeli?WCM\\_GLOBAL\\_CONTEXT=/Ksv/fi/Kaavoitus/Mita\\_on\\_kaavoitus](http://www.hel.fi/wps/portal/Kaupunkisuunnitteluvirasto/Artikkeli?WCM_GLOBAL_CONTEXT=/Ksv/fi/Kaavoitus/Mita_on_kaavoitus).
- [3] Tilastokeskus. *Ruututietokanta*. Päivitetty 12.10.2007. Viitattu 21.1.2010. Saatavissa: <http://tilastokeskus.fi/tup/ruututietokanta/index.html>.
- [4] Lehtonen, M., Heine, P., Kallonen, M., Lähdetie, A., Tapper, J., Vitie, M., Koski, P., Elväs, S., Rautiainen, K., Husu, T. ja Silvast, A. *IT-sovellukset ja energiatehokkuuden kehittäminen*, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2007.
- [5] Keski-Suomen liitto. *Keski-Suomen maakuntakaava*. Viitattu 8.3.2010. Saatavissa: [http://www.keskisuomi.fi/fin/suunnittelu\\_ja\\_kehittaminen/maankayton\\_suunnittelu/maakuntakaava/?id=46](http://www.keskisuomi.fi/fin/suunnittelu_ja_kehittaminen/maankayton_suunnittelu/maakuntakaava/?id=46).
- [6] Itä-Uudenmaan liitto. *Itä-Uudenmaan maakuntasuunnitelma 2035*. Viitattu 15.2.2010. Saatavissa: [http://www.ita-uusimaa.fi/files/Tiedostot/Maakuntasuunnitelma\\_2035\\_3.1.06.pdf](http://www.ita-uusimaa.fi/files/Tiedostot/Maakuntasuunnitelma_2035_3.1.06.pdf).
- [7] Suomen Sähkölaitosyhdistys r.y. *Verkostosuositus verkoston mitoitusenergiat*, SA 10:92. Sähköenergialiitto ry:n julkaisusarja. Helsinki, 1992.
- [8] Energiateollisuus ry. *Pienjänniteverkon ja jakelumuuntajan sähköinen mitoittaminen*. SA 2:08
- [9] Motiva. *Katsaus energiankäytön ominaiskulutuksiin*. Viitattu 21.1.2010. Saatavissa: [http://www.motiva.fi/taustatietoa/energian kaytto\\_suomessa/katsaus\\_energian kayton\\_ominaiskulutuksiin](http://www.motiva.fi/taustatietoa/energian kaytto_suomessa/katsaus_energian kayton_ominaiskulutuksiin).



- [10] Niemelä, J. *Jakeluverkon reaaliaikainen hallinta ja laskentatulosten todentaminen*. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2008.
- [11] Koivisto, M. *Tuntimittausdatan käyttö sähkökuorman ennustamisessa*. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2010.
- [12] Willis, H. L. *Spatial Electric Load Forecasting Second Edition Revised and Expanded*. New York, Marcel Dekker, 2002.
- [13] Lakervi, E. ja Partanen, J. *Sähkönjakelutekniikka*. Espoo, Otatiето, 2008.
- [14] Heljo, J. ja Laine, H. *Sähkölämmitys ja lämpöpumput sähkönkäyttäjinä ja päästöjen aiheuttajina Suomessa*. Raportti, Tampereen teknillinen yliopisto, 2005.
- [15] Seppälä, A. *Load research and load estimation in electricity distribution*. VTT Energy, Väitöskirja, Teknillinen korkeakoulu, 1996.
- [16] Lakervi, E. ja Holmes, E.J. *Electricity distribution network design*. London, Institution of Electrical Engineering, 2003.
- [17] Räsänen, T., Voukantsis, D., Karatzas, K., Niska, H. ja Kolehmainen, M. *Data-based method for creating electricity use load profiles using hourly measured data*. Kuopio, Kuopion yliopisto, 2009.
- [18] Suomen Sähkölaitosyhdistys ry. *Sähkön käytön kuormitustutkimus 1992*. Sähköenergialiitto ry:n julkaisusarja. ISSN 0786-7905. Helsinki. 1992.
- [19] Elovaara, J. ja Laiho, Y. *Sähkölaitostekniikan perusteet*. 5. painos. Espoo, Otatiето, 1988.
- [20] ABB. *Open++ Integra v.3.3 käyttöohje*. 2003.

- [21] Vierimaa, H. *Verkkotietojärjestelmän kehittämistarpeet yleissuunnittelun näkökulmasta*. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto, Espoo, 2007.
- [22] Partanen, J., Viljanen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Tahvanainen, K. ja Karjalainen, R. *Sähkömarkkinat – opetusmoniste*. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 2008.
- [23] Pyykkö, S. *Sähkökaupan pörssipeli – ongelmalähtöinen opiskelu sähköinsinöörien koulutuksessa*. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto, Lappeenranta, 2005
- [24] Simonen, M. *Sähkönjakeluverkon suunnitteluperusteet*. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan osasto, Lappeenranta, 2006.
- [25] Tekla. *Xpower PSA Theory Guide*. Versio 7.3.2008.
- [26] Roivainen, P. *Imatran seudun sähkö Oy:n sähkön siirto- ja myyntituotteiden kehittämissuunnitelma*. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, Lappeenranta, 2003.
- [27] Vuorinen, M. *Energiankulutuksen ennustusmallien kehittäminen sähkölaitoksessa*. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2005.
- [28] Willis, H. L. *Power Distribution Planning Reference Book*. New York, Marcel Dekker, 2004.
- [29] Heine, P. *Kuormitusennusteet*. Luentokalvot, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2010.
- [30] Kyttälä, H. *Tietopalvelupäällikkö*. Vantaan kaupunki, Tietopalvelu. Sähköposti-haastattelu, 30.10.2009.

- [31] ABB, *Teknisiä tietoja ja taulukoita*, s. 504, 8. painos, Vaasa, 1990
- [32] Sävel-työryhmän mietintö. *Sähkölämmitysveron toteuttamiskelpoisuus Suomessa*.
- [33] Roos, P. Myyntitekninen asiantuntija. Vantaan Energia. Haastattelu 15.10.2009.
- [34] Motiva. *Lämmitysjärjestelmän valinta*. Viitattu 14.2.2010. Saatavissa: [http://www.motiva.fi/rakentaminen/lammitysjarjestelman\\_valinta](http://www.motiva.fi/rakentaminen/lammitysjarjestelman_valinta).
- [35] Riihelä, J. Erikoistutkija. Vantaan kaupunki, Tietopalvelu. Sähköpostihaastattelu, 20.10.2009.
- [36] VTT. *Distributed resources at customers' premises*. Raportti, Espoo, 2010.
- [37] Karnama, A. *Analysis of Integration of Plug-in Hybrid Electric Vehicles in the Distribution Grid*. Master of Science Thesis, School of Electrical Engineering at Royal Institute of Technology, Tukholma, Ruotsi, 2009.
- [38] Työ- ja elinkeinoministeriö. *Sähköajoneuvot Suomessa – selvitys*. Raportti, 2009.
- [39] Koreneff, G., Ruska, M., Kiviluoma, J., Shemeikka, J., Lemström, B., Alanen, R. ja Koljonen, T. *Future development trends in electricity demand*. Raportti, VTT, 2009.
- [40] Morrow, K., Karner, D. ja Francfort, J. *U.S. Department of Energy Vehicle Technologies Program – Advanced Vehicle Testing Activity. Plug-in Hybrid Electric Vehicle Charging Infrastructure Review*, 2008.
- [41] Helsingin kaupunki - Kaupunkisuunnitteluvirasto. *Liikenteen kehitys Helsingissä vuonna 2008*. Selvitys, Helsinki, 2009.

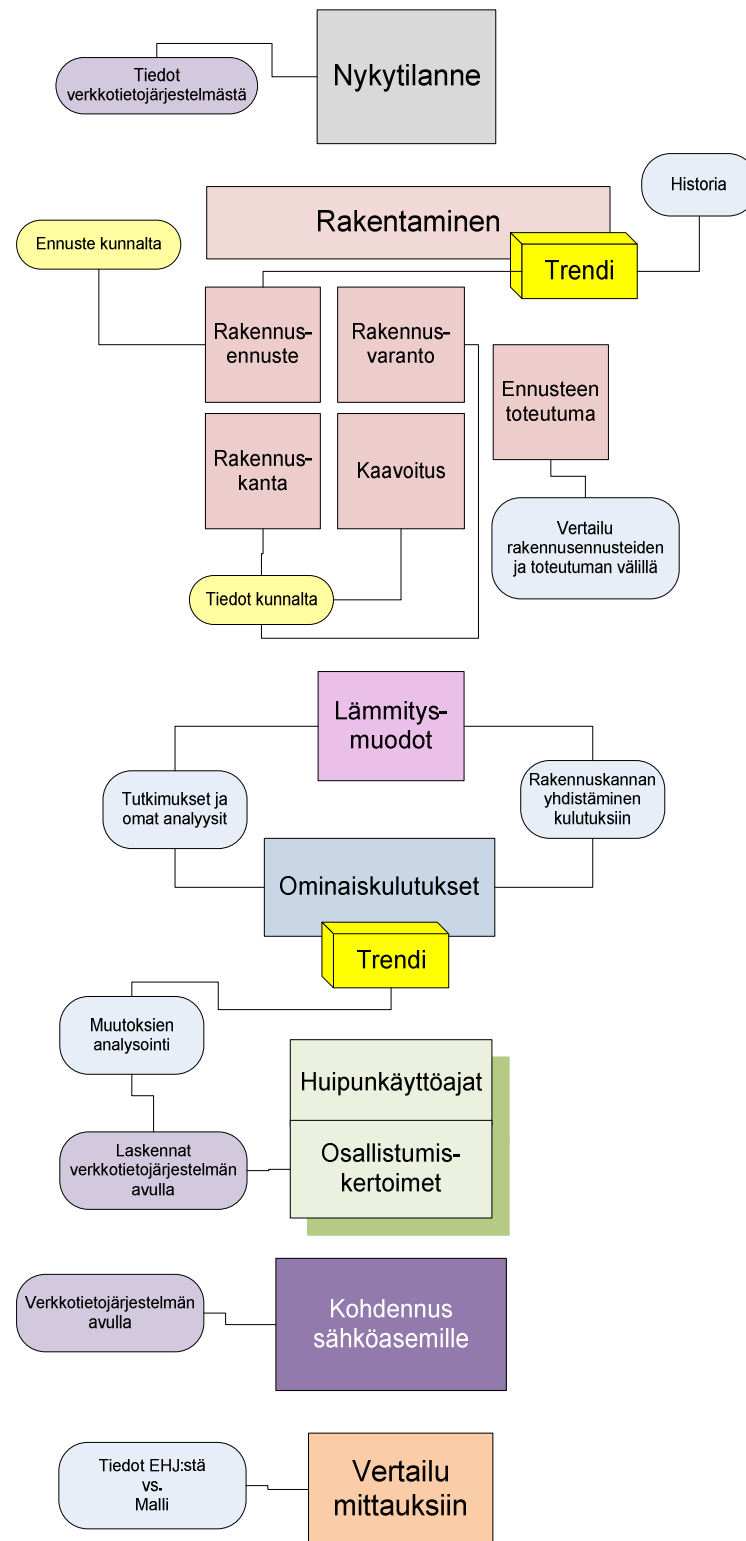
- [42] *Henkilöliikennetutkimus 2004 – 2005*. Viitattu 2.2.2010. Saatavissa: <http://www.ht.fi/index.htm>.
- [43] Vantaan kaupunki. Tilasto ja tutkimus. *Vantaa alueittain 2003*. Viitattu 13.2.2010. Saatavissa: [http://www.vantaa.fi/i\\_perusdokumentti.asp?path=1;2075;6962;7017](http://www.vantaa.fi/i_perusdokumentti.asp?path=1;2075;6962;7017).
- [44] Tuunanen, J. *Lämpöpumppujen vaikutukset sähköverkkoliiketoiminnan kannalta*. Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, Lappeenranta, 2009.
- [45] Hänninen, K. *Maalämpömies: Naurattaa kun katselen lämpölaskua*. Viitattu 10.3.2010. Saatavissa: <http://www.kauppalehti.fi/5/i/talous/uutiset/etusivu/uutinen.jsp?id=2010/02/30272>.
- [46] IKEA Tampere. *Kestävä kehitys*. Viitattu 12.3.2010. Saatavissa: [http://www.ikea.com/ms/fi\\_FI/campaigns/tampere/kestava\\_kehitys.html](http://www.ikea.com/ms/fi_FI/campaigns/tampere/kestava_kehitys.html).
- [47] Nissilä, O. *Lämpöpumppujen käytön vaikutus sähköntuotantoon ja CO<sub>2</sub>-päästöihin*.
- [48] Tuunanen, J. *Pientalojen ilmalämpöpumput sähköverkossa*. Kandidaatintyö, Lappeenrannan teknillinen korkeakoulu, Lappeenranta, 2009.
- [49] Lehto, I. *Mikrotuotannon liittäminen yleiseen sähköjakeluverkkoon*. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2009.
- [50] *Tuuliatlas - tuulitiedot Suomen kartalla*. Viitattu 5.4.2010. Saatavissa: <http://www.tuuliatlas.fi/fi/index.html>
- [51] *Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)*. Viitattu 8.3.2010. Saatavissa: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>.

- [52] Gardenia-Helsinki. *Uusiutuva energia Viikissä*. Viitattu 18.2.2010. Saatavissa: <http://www.viikinuusiutuvaenergia.net/>.
- [53] Schneider, T. *Aurinkosähköjärjestelmien tuottaman tasavirran käyttö toimistorakennusten LED-valaistusjärjestelmissä*. Diplomityö, Teknillinen korkeakoulu, Espoo, 2009.
- [54] Yang, D. *Performance Analysis of a Grid Connected Hybrid Photovoltaic and Wind Electricity Generation System on Cold Climate*. Pro Gradu, Jyväskylän yliopisto, 2007.
- [55] *Small Wind Turbine Test*. Viitattu 3.5.2010. Saatavissa: [http://provincie.zeeland.nl/milieu\\_natuur/windenergie/kleine\\_windturbines/?lng=nl](http://provincie.zeeland.nl/milieu_natuur/windenergie/kleine_windturbines/?lng=nl).
- [56] Sisäpiiri, Alumni-lehti, Teknillinen korkeakoulu, 2001.
- [57] *Tuulivoimaa Hollolan lukioon*. Viitattu 12.3.2010. Saatavissa: <http://tuulivoima.blogspot.com/2010/02/tuotantomaara-verkkoon.html>.
- [58] *Aurinko- ja tuulienergiaa hyödyntävä talo Paimiossa*. Viitattu 5.3.2010. Saatavissa: <http://www.kolumbus.fi/peimari.mc/>.
- [59] *TWG400/(HWG400)*. Viitattu 3.3.2010. Saatavissa: [http://hopealehmus.dyndns.org:8080/home/nousjo/public\\_html/dynamic/tuuligeneraattori.html](http://hopealehmus.dyndns.org:8080/home/nousjo/public_html/dynamic/tuuligeneraattori.html).
- [60] Korpela, A. *Aurinkosähkö*. Luentokalvot, Tampereen teknillinen yliopisto, Tampere, 2009.
- [61] NAPS Oy *Valovoimainen ratkaisu*. Viitattu 25.2.2010. Saatavissa: [http://www.napsystems.fi/stc/attachments/Naps\\_Consumer\\_Systems\\_2009\\_fi\\_we.pdf](http://www.napsystems.fi/stc/attachments/Naps_Consumer_Systems_2009_fi_we.pdf).

[62] Tilastokeskus. *Väestöennuste*. Viitattu 8.4.2010. Saatavissa: <http://www.stat.fi/til/vaenn/index.html>.

[63] Archer, C. L. ja Jacobson, M. Z. *Evaluation of global wind power*. Department of Civil and Environmental Engineering, Stanford University, Stanford, California, Yhdysvallat, 2005.

## Liite A



Kuva A1 Ennustemallin kuvaus yksinkertaistettuna kaaviona ja osa-alueisiin liittyvät analyysit

## Liite B

**Taulukko B1 Kunnan kaavoitustiedot**

KAAVOITUS
Kuntakoodi
Kaupunginosa
Kantatunnus
Jakotunnus
Kiinteistötunnus
P-koordinaatti
I-koordinaatti
Tilastoruutu
Kaavan numerotunnus
Käsittelyvaihe
Käsittelyvaihekoodin selite
Käsittelyn päätöslaji
Käsittelyn päätöslajikoodin selite
Kaavayksikön laji
Kaavayksikön lajikoodin selite
Rakennuskieltopykälä
Pinta-ala
Pinta-alan muodostumistapa
Pinta-alan muodostumistapakoodin selite
Kerrosala
Tonttihakkuus
Rakennusoikeuden määrittelytapa
Rakennusoikeuden määrittelytapakoodin selite
Käyttötarkoitus kirjainkoodi
Merkkipäätöslaji
Merkkipäätöslajikoodin selite
Käyttötarkoitus numerokoodi
Lisärakennusoikeus
Asuntojen lukumäärä
Omistajalaji
Omistajalajikoodin selite
Kaavayksikön kaavalaji
Kaavayksikön kaavalajikoodin selite
Olotila
Olotilakoodin selite
Kadun nimi
Osoitenumero 1
Osoitekirjain 2
Osoitenumero 2
Osoitekirjain 2
Postinumero



Taulukko B2 Kunnan rakennustiedot

RAKENNUSTIEDOT	
Kuntakoodi	Lämmitystapa
Sijaintitunnus	Lämmitysaine
Kantatunnus	Sähkö
Jakotunnus	Kaasu
Rakennusnumero	Viemäri
Kiinteistötunnus	Vesijohto
Rakennustunnus	Lämmin vesi
Rakennuksen pysyvä numero	Hissi
P-koordinaatti	Koneellinen ilmastointi
I-koordinaatti	Uima-allas
Tilastoruutu	Talokohtainen sauna
Äänestysalue	Saunojen lukumäärä
Kadun nimi	Väestönsuojan henkilömäärä
Osoitenumero 1	Asuntojen lukumäärä
Osoitekirjain 1	Kunta rakennuttaja
Osoitenumero 2	1-huoneiset: huonelkm
Osoitekirjain 2	1-huoneiset: huoneistoala
Postinumero	2-huoneiset: huonelkm
Käyttöönottovuosi	2-huoneiset: huoneistoala
Käyttötarkoitus	3-huoneiset: huonelkm
Käyttötarkoituskoodin selite	3-huoneiset: huoneistoala
Tilavuus	4-huoneiset: huonelkm
Kerrosala	4-huoneiset: huoneistoala
Rakennuksen kokonaisala	5-huoneiset: huonelkm
Rakennuksen huoneistoala	5-huoneiset: huoneistoala
Maanpäällisten kerrosten lukumäärä	6-huoneiset ja isommat: huonelkm
Maanalaisten kerrosten lukumäärä	6-huoneiset ja isommat: huoneistoala
Asuinhuoneistoala	6-huoneiset ja isommat: asuntojen lukumäärä
Tilat yhteensä	Tyyppi tuntematon: huonelkm
Toimitilojen yhteenlaskettu pinta-ala	Tyyppi tuntematon: huoneistoala
Rakennusaine	Omistajan postinumero
Rakennustapa	Omistajalaji
Julkisivumateriaali	

# Liite C

Parameter	WT 10P wind turbine
Rated power	10 kW
Rated wind speed	12 m/s
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Cut-out wind speed	20 m/s
Survival wind speed	50 m/s
Rotor diameter	5.4 m
Rotor swept area	22.9 m <sup>2</sup>
Number of blades	3
Generator type	Asynchronous
Generator speed	1000 r/min
Generator voltage	400 V
Generator frequency	50 Hz
Nacelle weight	358 kg

Tason nimi:  
Vuoden tuulennopeus 50m  
tuloksia: 1

id	m/s	lat	lon	Kohdistusta
28774	5.5	63.07439	25.86643	

## Windmaster ZW-600 Win

Wind (m/s)	P (W)
1	0.00
1.5	1.00
2	25.00
3	72.00
4	150.00
5	262.50
6	397.50
8	615.00
10	858.00
12	1218.00
14	1723.50
16	2452.50
18	3377.00
20	4452.00

Description:  
The ZW 600 windmill is of attractive appearance accompanied with safe and reliable mechanical and electrical performances. The fan blades are optimally designed with innovation and workmanship. The weight tolerance of each blade is controlled within 3 g, so they are well balanced with less noise and more power can be generated compared to similar products.

Technical Specifications	
Number of Blades	3
Material of Blades	Alu
Generator Type	Permanent Magnet
Rotor Diameter	2.2m
Rated Voltage (V)	48VAC (SPH) or 24VDC OUT
Rated Power (W)	600
Start-up Wind Speed (m/s)	1.5 m/s
Cut-in Wind Speed (m/s)	2.2 m/s
Rated Wind Speed (m/s)	4 m/s
Braking Wind Speed (m/s)	14 m/s
Rotor Speed	up to 650 rpm
Braking System	Mechanical Break
Product Life Cycle	10 Years
Warranty Period	5 Years
Net Weight/Gross Weight	35KG/38KG
Packaging	Carton with Styrofoam
Packaging Size	1210 x 470 x 235mm
Product Origin	China
Optional Accessories Available	Charge Controller, Dummy Load Box, Inverter, Galvanized taper mast (8 m h., 70-200 Dia.)

Location: 63°07'N, 25°37'34" E, Altitude: 104 m a.s.l.

Performance of Grid-connected PV  
 PV technology: Crystalline silicon  
 Installed peak PV power: 412 kWp  
 Estimated system losses (0-100): 14 %

Fixed mounting options:  
 Mounting position: Easting integrated [x]  
 Slope (0-90): 5 [x] Optimize slope  
 Azimuth: 0 [x] Also optimize azimuth  
 (Slopes only from -180 to 180, East=90, South=0)

Tracking options:  
 Vertical axis Slope (0-90) [x] Optimize  
 2-axis tracking

Output options  
 Show graphs  Show horizon  
 Web page  Text file  PDF

Calculate [help]

Month	P <sub>g</sub>	P <sub>u</sub>	A <sub>g</sub>	A <sub>u</sub>
Jan	8.67	144	0.91	1.64
Feb	2.86	402	0.92	22.7
Mar	6.71	288	2.02	43.3
Apr	12.26	347	3.63	115
May	15.76	466	5.96	137
Jun	16.10	482	5.37	161
Jul	13.20	470	3.13	139
Aug	10.80	334	3.91	111
Sep	6.55	191	2.04	43.3
Oct	2.76	857	0.89	27.6
Nov	0.74	221	0.27	3.84
Dec	0.14	435	0.07	2.25
Year average	7.82	229	2.46	74.8
Total for year		2740		896

Tason nimi:  
Vuoden tuulennopeus 50m  
tuloksia: 1

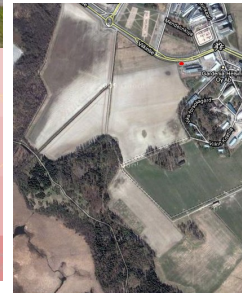
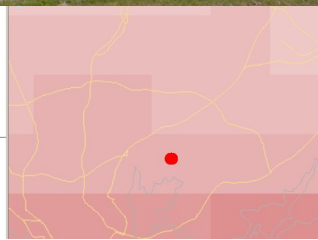
id	m/s	lat	lon	Kohdistusta
5.3				



Malli: SkyStream 3.7  
 Nimellisteho: 2.4 kW  
 Paino: 77 kg  
 Turbinin kärkiväli: 3,72 metriä  
 Pyykkäysala: 10,87 m<sup>2</sup>  
 Tyyppi: Myötätuuliroottori sakkaushauksella  
 Pyörimisnopeus: Myötätuulivaiheeseen tuulentaantaa katsoen  
 Lavat: 3 lasikuluvaihteista komposiitti 50 - 325 kierrosta minuutissa  
 Nimellispöyrinnopeus: 0,7 - 63 m/s  
 Kärkinopeus: Aukoton harjaton kestomagneetti  
 Generaattori: passiivinen  
 Tuulensunnan seuranta: Verkkoa seuraava SWWP Utility  
 Verkkoon syöttö: Aktiivinen 230 V 50 Hz  
 Järjestyelmä: Elektroninen sakkaushauksella redundansilla releohjauksella  
 Käynnistysnopeus: 3,5 m/s  
 Nimellispöyrinnopeus: 9 m/s  
 Ohjaus: Kaksisuuntainen radiolinkki 868 MHz  
 Suunniteltu kestäminen: 63 m/s  
 Kokonaisräjähdys: 2,7 % @ 2400 W, seuraa UL1741 ja IEEE1547-1 vaatimukset  
 (Total Harmonic Distortion):  
 Taajuuksien taajuus: +/- 0,02 Hz  
 Jännitteen vaihtelu: +/- 2,0 V (vaihteesta nollaan)  
 Syöksyaltokestävyys: IEEE 1547 Surge Rating B

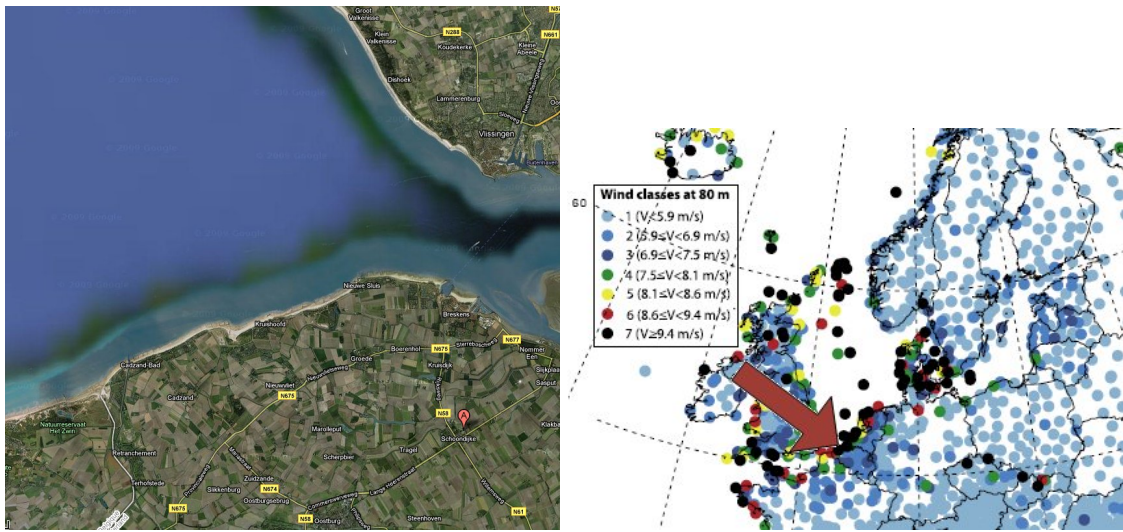
Tason nimi:  
Vuoden tuulennopeus 50m  
tuloksia: 1

id	m/s	lat	lon	Kohdistusta
3348	6.2	60.21507	25.01934	



Kuva C1 Työssä käytettyjen mikrovoimaloiden tietoja ja sijainteja

# Liite D



Prijs	WRE 060	Skystream	Airdolphin	Swift	Raum	WRE 030	Energy Ball	Passaat	Montana	Turby	Ampair	DonQi
€ 37.187,50	€ 10.742,03	€ 17.548,00	€ 13.208,00	€ 8.270,00	€ 29.512,00	€ 4.324,00	€ 9.239,16	€ 18.508,07	€ 21.350,00	€ 8.925,00	€ 8.114,36	
Opbrengst in kWh												
apr-08	48	175	42	22		1	6	56	265	6	1	
mei-08	41	171	29	12		20	4	39	207	27	7	
jun-08	25	106	17	7		8	2	33	160	19	19	
jul-08	29	118	19	8		11	3	33	170	19	18	
aug-08	39	143	24	12		18	4	42	200	22	21	
sep-08	32	133	21	6		6	2	31	155	13	16	
okt-08	0	151	28	17		27	6	45	190	20	18	
nov-08	53	280	49	44		78	12	75	311	34	31	
dec-08	44	198	38	20		43	6	47	229	36	28	
jan-09	69	240	44	42		75	10	62	256	6	27	
feb-09	42	163	31			45	6	40	196	0	21	
mrt-09	64	254	50			72	11	74	335	44	39	
<b>Totaal 1ste jaar</b>	<b>485</b>	<b>2109</b>	<b>393</b>	<b>191</b>	<b>0</b>	<b>404</b>	<b>73</b>	<b>578</b>	<b>2691</b>	<b>247</b>	<b>245</b>	<b>0</b>
apr-09	20	110	18		19	21	2	28	153	17	17	
mei-09	53	213	40		53	58	5	59	48	39	31	
jun-09	18	99	13		28	19	1	26	183	16	17	
jul-09	23	111	17		43	23	2	33	201	17	20	
aug-09	15	79	12		29	15	1	20	65	0	13	
sep-09	51	216	41		98	61	6	69	120	2	38	
okt-09	30	127	24		57	33	3	39	183	22	24	19
nov-09	94	340	68		70	104	10	114	283	54	46	11
dec-09	50	231	46		79	51	5	71	343	42	38	
jan-10	49	164	33		27	56	6	53	291	31	24	
feb-10	64	229	46		64	67	6	71	295	36	34	
mrt-10	59	251	48		67	104	6	78	151	51	40	
<b>Totaal 2de jaar</b>	<b>526</b>	<b>2171</b>	<b>406</b>	<b>0</b>	<b>633</b>	<b>612</b>	<b>53</b>	<b>660</b>	<b>2315</b>	<b>326</b>	<b>341</b>	

Kuva D1 Hollannissa tehdyn mikrovoimalatestin tulokset ja sijainti [63]