



Aurinkosähkön mahdollisuudet Helsingin Östersundomin alueella



Kansikuva

Kari Sipilä

Raportin nimi Aurinkosähkön mahdollisuudet Helsingin Östersundomin alueella		
Asiakkaan nimi, yhteyshenkilö ja yhteystiedot Helsingin kaupunki kaupunkisuunnitteluvirasto	Asiakkaan viite HKSL Pöytäkirjanote 11.2.2010	
Projektin nimi Aurinkosähkön mahdollisuudet Helsingin Östersundomin alueella	Projektin numero/lyhytnimi Östersundom	
Raportin laatija(t) Raili Alanen, Ismo Heimonen, Seppo Hänninen, Pekka Lahti, Hannu Pihala, Kari Sipilä	Sivujen/liitesivujen lukumäärä 84/0	
Avainsanat Aurinkosähkö, aurinkoenergia, aurinkoyhdyskunta, sähköliikenne, sähkövarasto	Raportin numero VTT-R-06910-10	
Tiivistelmä Östersundomin alueen rakennuskannan kehitystä arvioitiin Helsingin kasvuennusteisiin perustuen ja rakennusten tarvitsemaa sähkö- ja lämpöenergian tarvetta. Rakennuskannan oletetaan olevan pääasiassa matalaenergiatasoa. Sähkön tarve-ennusteita käytettiin aurinkosähkötekniikan mahdollisuuksien karkeahkoon arviointiin. Aurinkopaneeleille soveltuva kattopinta-ala on arvioitu kerrosala/kattopinta-ala arvioiden perusteella. Kattojen muoto vastaa tasakattojen pinta-alaa. Aurinkopaneeleille soveltuvaa potentiaalista asennuspintaa on arvioitu olevan 30 % kerrosalasta. Sähköenergian kokonaistuottopotentiali tällä alueella olisi tällöin n. 26 GWh vuodessa. Vaihtoehtoisena kehitysskenaariona on arvioitu aurinkosähkön tuottoa tapauksessa, jossa kennojen hyötysuhde paranee teknologian kehittymisen seurauksena rakennusvuosina 2015 - 2040 kolminkertaiseksi. Vaihtoehtoisella skenaariolla kokonaistuotanto aurinkosähköllä olisi n. 45 GWh vuodessa. Porvoon moottoritien meluvalliin voitaisiin asentaa myös aurinkosähköpaneeleja kummallekin puolella tietä 6 kilometrin matkalla. Paneelien korkeuden oletetaan olevan 3 m meluvallissa. Alustavan laskelman mukaan paneelien yhteenlaskettu DC-teho on 2,9 MW ja niiden tuottama energia on 2 GWh 75 asteen asennuskulmassa suoraan etelään päin suunnattuna. Aurinkoenergialla tavoitellaan vähintään 35 % osuutta alueen arvioidusta sähköenergian vuotuisesta kulutuksesta. Erillisellä asteittain kasvavalla aurinkosähkövoimalalla tuotettaisiin n. 25 %, katoille asennetuilla kennoilla n. 12 % ja meluvallin seinämään kiinnitetyt kennot tuottaisivat n. 1 % lopullisesta sähköenergian tarpeesta. Yhteensä aurinkosähkön tuotanto olisi alueen valmistuttua 83,5 GWh vuodessa tämän hetkisin arvoilla laskettuna. Aurinkosähköllä tuotettu sähkö vähentäisi hiilivoimalla tuotetun energian CO₂ päästöjä n. 18 000 t vuodessa. Östersundomissa tulisi tutkia jatkossa aurinkosähkön tuottamista ja käyttöä mahdollisimman monin tavoin ja moneen käyttötarkoitukseen sekä vertailemalla sitä muihin energiantuotantovaihtoehtoihin.		
Luottamuksellisuus		
Espoo 3.9.2010 Laatija	Tarkastaja	Hyväksyjä
Raportin laatijat	Kari Sipilä, tiimipäällikkö	Seppo Hänninen, tutkimuspäällikkö
VTT:n yhteystiedot VTT, PL 1000, 02044 VTT		
Jakelu (asiakkaat ja VTT) Helsingin kaupunkisuunnitteluvirasto, Matti Visanti, 3 kpl		
VTT:n nimen käyttäminen mainonnassa tai tämän raportin osittainen julkaiseminen on sallittu vain VTT:ltä saadun kirjallisen luvan perusteella.		

Alkusanat

Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston tilaama ” **Aurinkosähkön mahdollisuudet Helsingin Östersundomin alueella**” toteutettiin VTT:n toimesta. Tässä esitutkimuksessa selvitetään tekniikkaa, jota voitaisiin käyttää sähkön tuottamiseen auringon avulla. Arvioidaan myös aurinkosähkön ja sähkön varastoinnin tekniikan tulevaa kehitystä ja missä laajuudessa niitä voitaisiin käyttää Östersundomin alueen sähkön tarpeen tyydyttämiseen. Työssä tehtiin myös laajahko selvitys Östersundomin rakennuskannan kehityksestä osayleiskaavan perusteella ja alueen energian kukutustarpeesta

Projektille perustettiin johtoryhmä, johon kutsuttiin Helsingin kaupungin edustajien ja VTT tutkijoiden lisäksi Helsingin energian ja Keravan energian edustajat. Johtoryhmän muodosti

Helsingin kaupunkisuunnitteluvirasto:

	Kyösti Oasmaa, Matti Visanti, Yrjö Länkelin, Ina Liljeström
Helsingin energia	Jussi Palola, Marko Riipinen
Keravan energia Oy	Osmo Auvinen
VTT	Raili Alanen, Ismo Heimonen, Seppo Hänninen, Pekka Lahti, Hannu Pihala, Kari Sipilä (projektipäällikkö)

Tekijät haluavat esittää kiitokset johtoryhmälle aktiivisesta ja asiantuntevasta osallistumisesta työn eri vaiheissa.

Espoo 3.9.2010

Tekijät

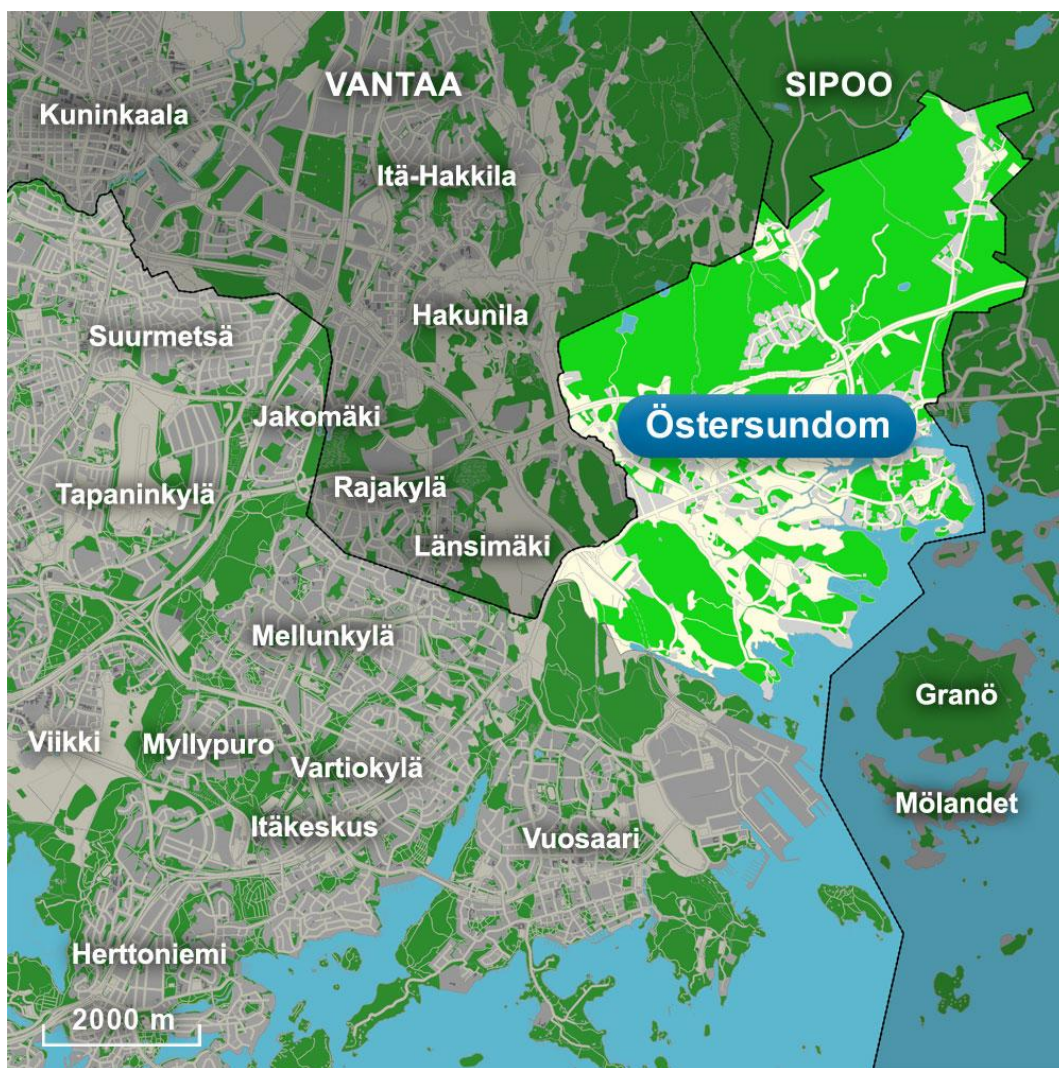
Sisällysluettelo

Alkusanat	3
1 Johdanto	6
2 Tavoite	8
3 Aurinkosähkötekniikan kartoitus ja tuleva kehitys	9
3.1 Aurinkosähkön nykitekniikan kartoitus	9
3.1.1 Tuotantotavat (keskitetty/hajautettu: kennotaso/järjestelmätaso).....	9
3.1.2 Tuotantolaitteet – aurinkokennot ja -järjestelmät.....	11
3.1.3 Liitäntälaitteet.....	18
3.1.4 Aurinkokennojen investointi- ja käyttökustannukset.....	21
3.1.5 Sähköenergian varastointitekniologia	22
3.1.6 Energiavarastoteknologioiden vertailu, hyötysuhde ja elinikä	27
3.1.7 Energiavarastoteknologioiden soveltuvuus aurinkoenergiajärjestelmiin	29
3.1.8 Energiavarastojärjestelmän kustannukset.....	31
3.1.9 Aurinkosähkön käyttö rakennusten kulutuslaitteissa vaihtosähkö- /tasasähköverkon avulla.....	32
3.2 Kaupunkisuunnittelun ohjauskeinot energiatehokkuudessa.....	33
3.3 Aurinkosähkön käyttö liikenteessä	34
3.3.1 Yleistä	34
3.3.2 PHEV	35
3.3.3 Sähköauto (EV).....	36
3.3.4 Sähköbussi	37
3.3.5 Sähköautojen akkujen lataus	37
3.3.6 Sähköauton hyötysuhde.....	38
3.3.7 Sähköauto kylmissä olosuhteissa	38
3.3.8 Lataustekniikan kehitys: induktiivinen lataus, akkuvaihtoasemat	39
3.3.9 Sähköverkosta on-line ladattavat sähköautot (OLEV).....	39
3.3.10 Sähköverkosta ladattavat sähköpolkupyörät, -mopot ja skootterit	41
3.3.11 Aurinkosähkö ja sähköautot.....	42
3.3.12 Aurinkosähkö muuten liikenteessä.....	43
4 Aurinkosähkön mahdollisuudet Östersundomissa	43
4.1 Kokonaisenergian tarvearviointi.....	43
4.1.1 Asunto- ja toimitilakerrosalat	43
4.1.2 Rakennuskannan energiankulutusarvio	48
4.2 Rakennukset ja kiinteistöt.....	48
4.2.1 Kiinteistöjen ominaisenergiankulutuksen kehitys (skenaariona passiivitalot 2050)	49
4.2.2 Kiinteistöjen lämmöntarpeen kehitys (skenaariona passiivitalot 2050)	49

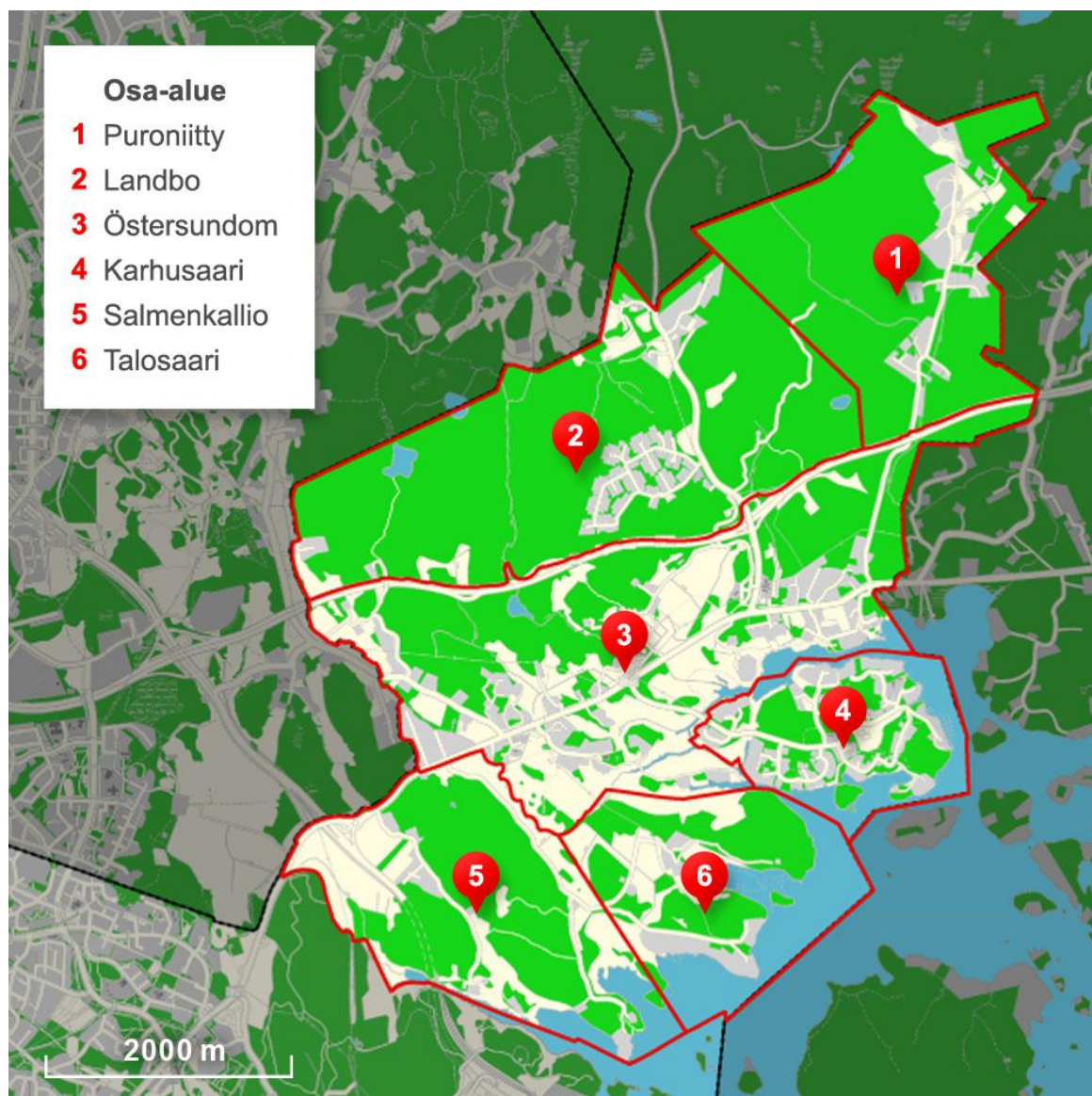
4.2.3	Kiinteistöjen sähkönkulutuksen arviointi skenaariona nykyinen ominaiskulutus	51
4.2.4	Kiinteistöjen sähkönkulutuksen arvio skenaariona ominaiskulutuksen jatkuva pieneneminen	54
4.3	Kiinteistöihin ja kiinteisiin rakenteisiin liittyvän aurinkosähkön ja aurinkosähköpuiston alustava potentiaaliarvio	56
4.3.1	Yleistä	56
4.3.2	Aurinkopaneelit kiinteistöjen katoilla	56
4.3.3	Aurinkopaneelit kiinteistöjen katolla, vaihtoehtoinen skenario.....	58
4.3.4	Aurinkopaneelit muissa kiinteistöjen rakenteissa	59
4.3.5	Aurinkopaneelit moottoritien meluvallissa	59
4.3.6	Aurinkovoimala	59
4.3.7	Yhteenveto tuotoista ja kulutuksesta (katot, meluvallit ja kenttä)	61
4.4	Liikenne	63
4.4.1	Yksityinen liikenne, teknologiat ja sähköntarve	63
4.4.2	Julkinen liikenne.....	63
4.5	Ulkoalueet ja tekninen infrastruktuuri	64
4.5.1	Aurinkoenergian hyödyntäminen ulkovalaistuksessa.....	64
4.5.2	Muu julkisten ulkotilojen ja laitteiden teknologiat.....	65
4.5.3	Vesi- ja jätehuollon sekä televerkkojen ja laitteiden sähköntarve.....	65
4.6	Aurinkosähkön hajautettu tuotanto.....	66
4.6.1	Östersundomin keskijänniteverkko	66
4.6.2	Aurinkoenergian verkkoon liityntä ja käyttöön liittyvät mahdolliset ongelmat osana muuta sähköjärjestelmää.....	67
4.6.3	Sähkön mittaus	71
4.7	Yhteiskäyttö muun uusiutuvan energiantuotannon kanssa	72
4.7.1	Aurinkolämpö	72
4.7.2	Aurinkoenergian käyttö lämpöpumpulla	74
4.7.3	Jäähdytys absorptiotekniikalla	74
4.7.4	Polttokenno	75
4.7.5	Tuuli	76
4.7.6	Bioenergia.....	76
5	Johtopäätökset	78
6	Yhteenveto	79
	Lähdeviitteet.....	82

1 Johdanto

Östersundom on uusi yleiskaavoituksen kohteena oleva kaupunginosa tai aluekeskus Itä-Helsingissä (kuva 1-1). Pääosa alueesta on 1.1.2010 valtioneuvoston Helsinkiin liittämällä entisellä Sipoon kunnan ja Vantaan kaupungin alueella. Pieniä osia Suur-Östersundomiin suunnittelualueesta kuuluu edelleen Vantaaseen ja Sipooseen. Alueelle valmistellaan kuntien yhteistyönä uutta yleiskaavaa ja samalla arvioidaan myös yhdyskuntainfrastruktuuriin liittyvät tarpeet. Östersundomin alue on jaettu osa-alueisiin (kuva 1-2), jotka on nimetty seuraavasti: Puroniitty, Landbo, Östersundom, Karhusaari Salmenkallio ja Talosaari.



Kuva 1-1. Östersundomin sijainti kaupunkirakenteessa. [Helsingin ksv]



Kuva 1-2. Östersundomin osa-aluejako. [Helsingin ksv]

Alueelle valmistellaan uutta kaavaa ja samalla mietitään myös yhdyskuntainfrastruktuuriin liittyviä tarpeita. Östersundomista on tulossa "pääosin pientalokaupunki".

Alueen pinta-ala on 29,1 neliökilometriä. Siitä on "kovaa" maata 25,4 km², vetistä ruovikkoa 1,2 km² ja vettä 2,5 km². Rantaviivaa alueella on noin 24,5 km. Siitä sisältyy Natura-alueisiin 12 km. Huvila- tai omakotiasutuksen piirissä on 9,4 km rantaviivasta. Naturen lisäksi alueeseen sisältyy muitakin suojelualueita. Sipoonkorpi muodostaa alueen pohjoisreunan jatkuen Vantaan ja Sipoon puolelle. Muuhun Helsinkiin verrattuna liitosalueen maasto on erittäin vaihtelevaa. Korkeuseroja on paljon. Alueella asuu noin 2 000 asukasta. Landbon ja Karhusaaren uudisrakennusalueilla asuu yli puolet nykyisestä väestöstä.

Nykytilanteeseen nähden Östersundomin maaseudusta tehdään kaupunkia. Alueen uuden väestön vähimmäismääränä pidetään alustavasti 35 000 asukasta. Laajamittainen rakentaminen käynnistyy vuosien 2014–2015 tienoilla. Pääajatuksena on luoda alueesta monipuolinen joukkoliikenteeseen ja kaupunkimaiseen pientalorakentamiseen painottuva yhdyskunta. Joukkoliikennepainotteisuuden lisäksi alue suunnitellaan kävely- ja polkupyöräily-

ystävälliseksi. Ilmastomuutoksen kannalta samaan suuntaan vaikuttavia ekotehokkaita tekniikoita pyritään hyödyntämään ja kehittämään myös kuntateknisissä ratkaisuissa.

Östersundomin alueella on nyt viisi uutta vastanimettyä kaupunginosaa: pohjoisesta alkaen Ultuna, Östersundom, Karhusaari (Björnsö), Talosaari (Husö) ja Salmenkallio (Sundberg). Östersundomin kaupunginosa tulee olemaan keskeisintä rakentamisaluetta. Alue on myös tarkoitus liittää Helsingin joukkoliikenteen raideverkkoon. Porvoon moottoritie kulkee alueen läpi, samoin Uusi Porvoontie -niminen maantie. Alkuperäinen vanha Porvoontie kulkee Sipoon keskustaajaman Nikkilän kautta liitosalueen ja Sipoonkorven pohjoispuolelta.

Uusiutuvien energialähteiden kuten aurinko- ja tuulienergia käytön lisääminen on asetettu osatavoitteeksi EU:n Kioton pöytäkirjan ilmaston muutoksen päästövähennystavoitteissa kuten myös kansallisessa energiasstrategiassa sekä Helsingin kaupungin tavoitteissa. Helsingin Energia on jo tehnyt 20 vuoden suunnitelman uusiutuvien energialähteiden käytön lisäämisestä. Helsingin Energia aikoo uusia koko energiantuotantonsa. Yhteensä 3 mrd. euron investointisuunnitelma aiotaan toteuttaa seuraavien 20 vuoden aikana. Vuonna 2030 energian hiilidioksidipäästöt olisivat 98 % pienemmät kuin 1990, ja uudistuvan energian osuus olisi 38 %.

2 Tavoite

Tässä hankkeessa tutkitaan lähinnä aurinkosähkön tuotantoon perustuvia energiaratkaisuja, tehdään em. asioiden teknologiakartoitus ja alustava sovellusmahdollisuuksien arviointi. Östersundomin alue voisi toimia aurinkosähkseen liittyvien ratkaisujen näyteikkunana ja testialustana. Alue on riittävän suuri moneen tarkoitukseen. Paikallisessa ja hajautetussa energiantuotannossa on tarjolla useita teknologioita ja ym. vaihtoehtoja, joiden soveltuvuutta tutkitaan eri alueiden olosuhteisiin. Östersundomissa tulee tutkia **aurinkosähkön tuottamista ja käyttöä** mahdollisimman monin tavoin, mahdollisimman moneen käyttötarkoitukseen ja vertailemalla sitä muihin energiantuotantovaihtoehtoihin. Siten työstä saadaan suurin hyöty, joka voi hyödyttää myös muuta Suomea tai Eurooppaa.

Aurinkosähkösovellutuksien tutkimus keskittyy arvioimaan teknologioiden vaikutuksia

- sähkön tuotantoon ja liityntään muuhun energiajärjestelmään
- sähkön varastointiin
- sähkön käyttöä asuinrakennuksissa ja muissa kiinteistöissä sekä julkisissa tiloissa (valaistus, opasteet)
- toimilaitteissa (hissit, liukuportaat, puhaltimet, pumput, jne.)
- ulkoalueilla (katuvalaistus, liikennevalot, opasteet, liikennemerkkit)
- liikenteessä (metro, pikaratikka, sähköautot, sähkömopot ja -pyörät).
- laitteiden tuotekehitystarpeeseen

Östersundomista voidaan tehdä myös alue, josta myydään aurinkosähköä ulos ainakin kesäkautena silloin, kun sitä tuotetaan yli oman tarpeen.

3 Aurinkosähkötekniikan kartoitus ja tuleva kehitys

3.1 Aurinkosähkön nykyteknologian kartoitus

3.1.1 Tuotantotavat (keskitetty/hajautettu: kennotaso/järjestelmätaso)

Aurinkosähköä (PV, Photo Voltaic) voidaan tuottaa keskitetysti esim. suurissa 'aurinkopaneelikentissä' (PV-puisto, aurinkosähköpuisto) tai hajautettuna kiinteistöjen rakenteissa joko erillisillä aurinkosähköpaneeleilla tai rakenteisiin integroiduilla aurinkosähköä tuottavilla materiaaleilla esim. kalvotyyppisillä kennoilla. Keskitetyksi aurinkosähköksi (Concentrated Photo Voltaic, CPV) kutsutaan myös heijastimilla varustettuja kennoratkaisuja. Kennoja voidaan integroida myös muihin rakenteisiin/laitteisiin kuten valaisimiin, liikenneopasteisiin ja kannettaviin/liikuteltaviin tuotteisiin.

Aurinkosähkö on uusiutuvaa energiaa, jonka määrä vaihtelee sekä lyhytjaksoisella että pitemmän aikavälin syklillä epäsäännöllisesti. Aurinkosähkö voidaan siirtää 'jäykkään' jakeluverkkoon suoraan, jolloin energiavarastoinnin tarvetta ei välttämättä ole. Keskitetyt aurinkosähköjärjestelmät on liitetty yleensä suoraan jakeluverkkoon mutta suuret järjestelmät voivat tarvita energiavarastointia verkon toiminnan turvaamiseksi.

Yli 20 MW:n aurinkosähköpuistoja on Euroopassakin jo lukuisia lähinnä Espanjassa, Portugalissa ja Saksassa. Suurimpiin kuuluu Olmedilla puisto Espanjassa (60 MW, 85 GWh). Keskitettyjä aurinkoenergiapuistoja rakennetaan myös keskitetyillä heijastimilla hyödyntävillä järjestelmillä (kuvassa (Kuva 3-1) 6,2 kW:n järjestelmä).



Kuva 3-1. Suoraan verkkoon syöttävä keskitetyn tuotannon 60 MW:n aurinkopaneeli-järjestelmä Espanjan Olmedillassa (Lähde: pvresources.com) ja 6,2 kW:n järjestelmä Espanjassa. [Lähde: Solfocus]

Kiinteistöihin (kaupalliset ja asuinkiinteistöt) liitetyt aurinkoenergiajärjestelmät voivat olla joko suoraan verkkoon liitettyjä, energiavarastojen kanssa toimivia joko verkkoon liitettyjä (Kuva 3-2) tai erillisiä.



Kuva 3-2. Aurinkokennoja (ohutkalvo-lasilla-tyyppi) Toledon yliopiston kampuksella 260 kW:n ja 100 KW:n inverttereillä (PV Powered) verkkoonliitettyinä [Kuva: Business Wire] ja 870 kennon 160 MWh/v aurinkovoimala ABB:n kiinteistöjen katolla Helsingissä

Kiinteistöjen tai niihin liittyvien rakenteiden (Kuva 3-3 ja Kuva 3-4) ja esim. moottoritien äänivalleihin integroituna (kuva 3-5) aurinkosähköjärjestelmät voivat olla myös osana virtuaalista aurinkovoimalaitosta. Aurinkojärjestelmien tuotannot liitetään verkkoon ja niitä hallinnoi "virtuaalivoimalaitostoimija" kuten kiinteistöyhtymä tai erillinen palveluntuottaja.



Kuva 3-3. Aurinkoenergiapaneeleja ja ohutkalvotyyppisellä aurinkopaneelimateriaalilla päällystettyjä kattotiiliä omakotitalojen katoilla. [Lähde: NREL]



Kuva 3-4. Aurinkopaneelit jalankulkukatoksen ja huoltoasemankatoksen päällä sekä rakennuksen seinään integroituna. [Lähde: Solar design associates]



Kuva 3-5. Aurinkopaneelit moottoritien äänivallissa. [Munich, Germany, kuva TNC AG].

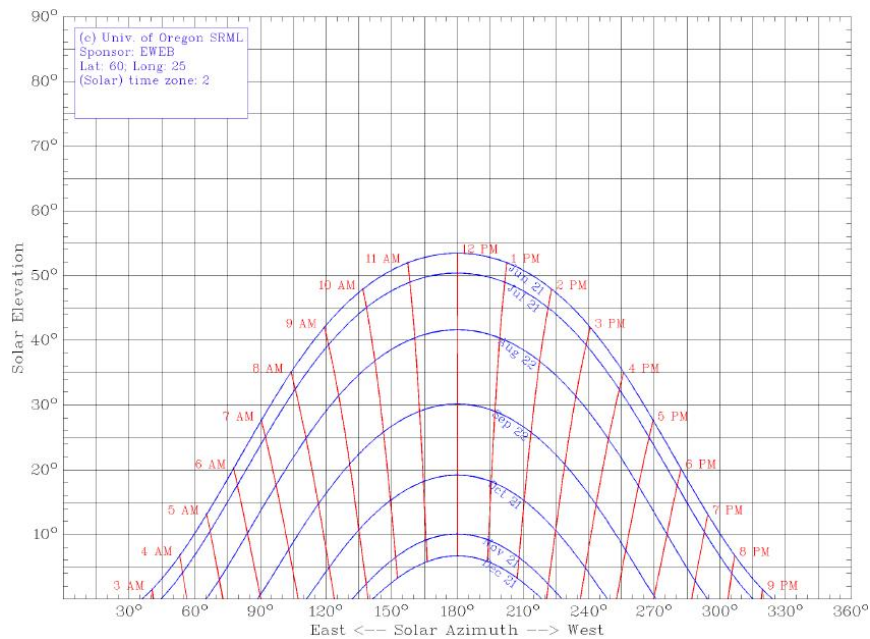
Ilman jakeluverkkoliitintä toimivissa erillisissä sähköjärjestelmissä, kuten kesämökeillä, energian varastointi on selkeästi edellytyksenä aurinkoenergian käytölle. Suuren järjestelmän ja heikon verkon ollessa kyseessä (esim. saarilla) voi energian varastointi myös olla tarpeen verkon toimivuuden hallitsemiseksi, kuten sähköön taajuuden liian suurien vaihtelujen välttämiseksi. Myös tehokas aurinkoenergian hyödyntäminen kulutusvaihtelujen tasaamiseen tai sen myyminen verkkoon sähköön hinnan mukaan optimoiden edellyttää energian varastointia.

3.1.2 Tuotantolaitteet – aurinkokennot ja -järjestelmät

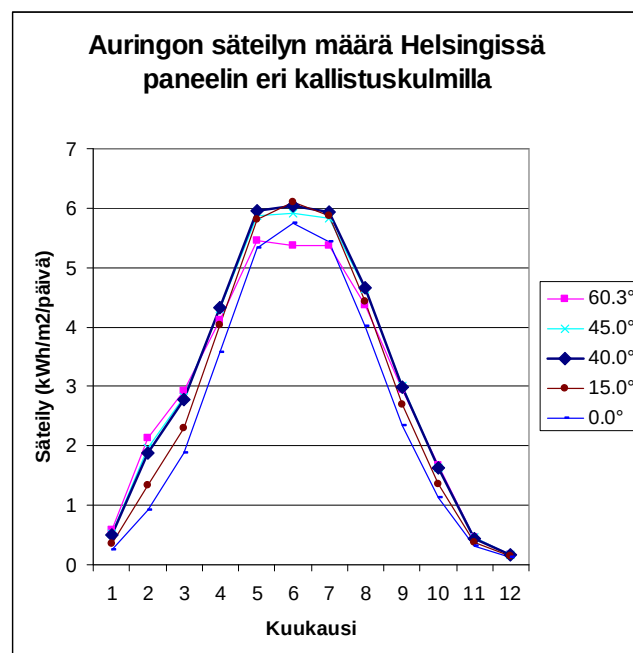
Aurinkokennojen sähköön tuotantokykyyn vaikuttavat useat seikat kuten auringon säteilyn määrä ja kennon rakenne- ja asennustekniset ominaisuudet. Kennon tuottama maksimiteho riippuu kennon hyötysuhteesta, kennon pinta-alasta ja säteilyn määrästä. Aurinkokennojen hyötysuhde määritellään seuraavasti:

$$\eta = \frac{P_m}{E * A_c} \quad (1)$$

jossa P_m on maksimiteho, A_c on kennon pinta-ala m^2 , E on valon säteily määrä W/m^2 standardiolosuhteissa (STC: 25 °C, säteily $1000W/m^2$ ja ilmamassa $1,5 kg/m^3$). Säteilyn määrä on riippuvainen kennon maantieteellisestä sijoituspäikasta, säästä ja asennuspaikan muista olosuhteista kuten varjostuksesta. Kennon asennusasennolla, asennuskulmalla ja suuntauksella on selkeä merkitys kennon sähköön tuottoon. Helsingin alueella (60,32° N, 23,97° E, (Kuva 3-6)) paras vuotuinen tuotto on saatavissa 36°- 43° kallistuskulmassa, kun paneeli on suoraan etelään suunnattuna (Kuva 3-7).

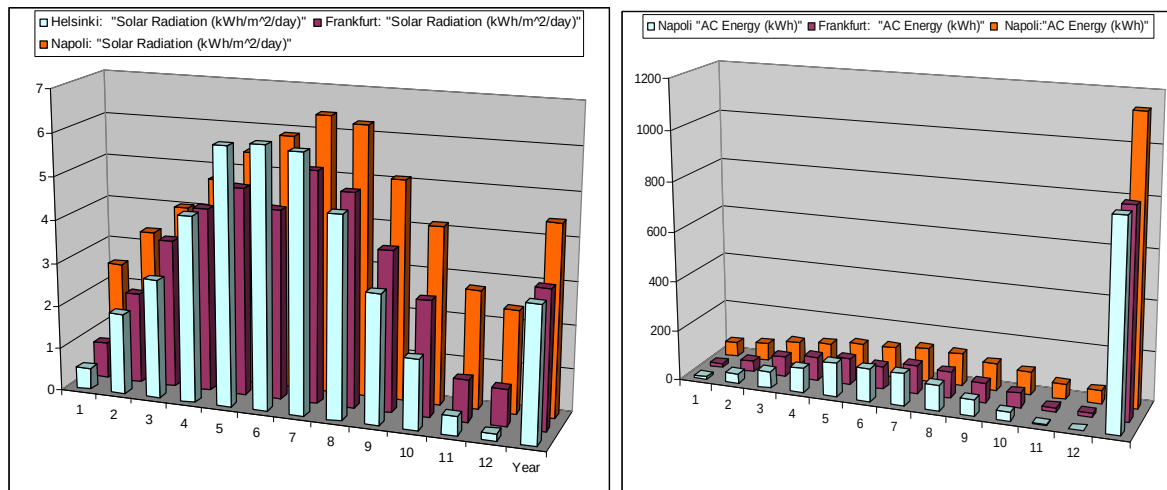


Kuva 3-6. Auringon säteilyn jakauma kesä-joulukuussa Helsingin alueella. [Lähde: University of Oregon]



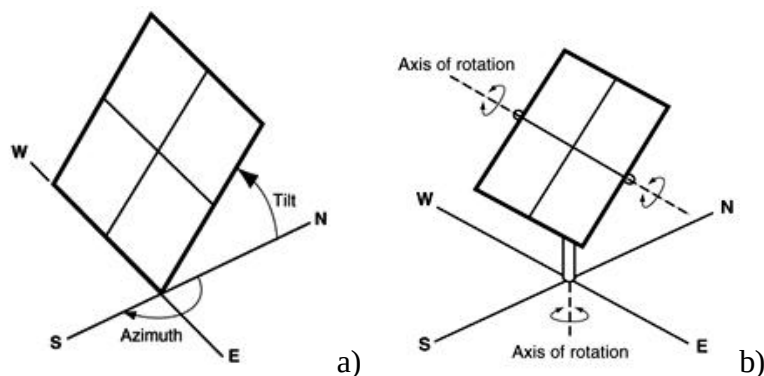
Kuva 3-7. Auringon säteilyenergia Helsingin alueella aurinkopaneelin eri asennuskulmilla.

Seuraavassa kuvassa (Kuva 3-8) on vertailtu 1 kW:n 40 asteen kulmaan asennetun aurinkopaneelin tuottoa Helsingissä, Frankfurtissa ja Napolissa. Napolissa energian tuotto on touko-kesäkuuta lukuun ottamatta suurempi kuin Helsingissä. Frankfurtissa kesäajan tuotto on huonompi mutta tuotto talvikuukausina on suurempi. Frankfurtissa saatu kokonaisenergia (834 kWh) on hieman suurempi ja Napolissa (1 138 kWh) selkeästi suurempi kuin Helsingissä (823 kWh). 40 asteen kallistuskulma ei ole optimaalinen Frankfurtissa (33°) ja Napolissa (29°), joten tuotto voi siellä olla vielä hieman suurempikin.



Kuva 3-8. Auringon säteilyn määrän ja aurinkopaneelin energian tuoton vertailu Helsingin, Frankfurtin ja Napolin kesken.

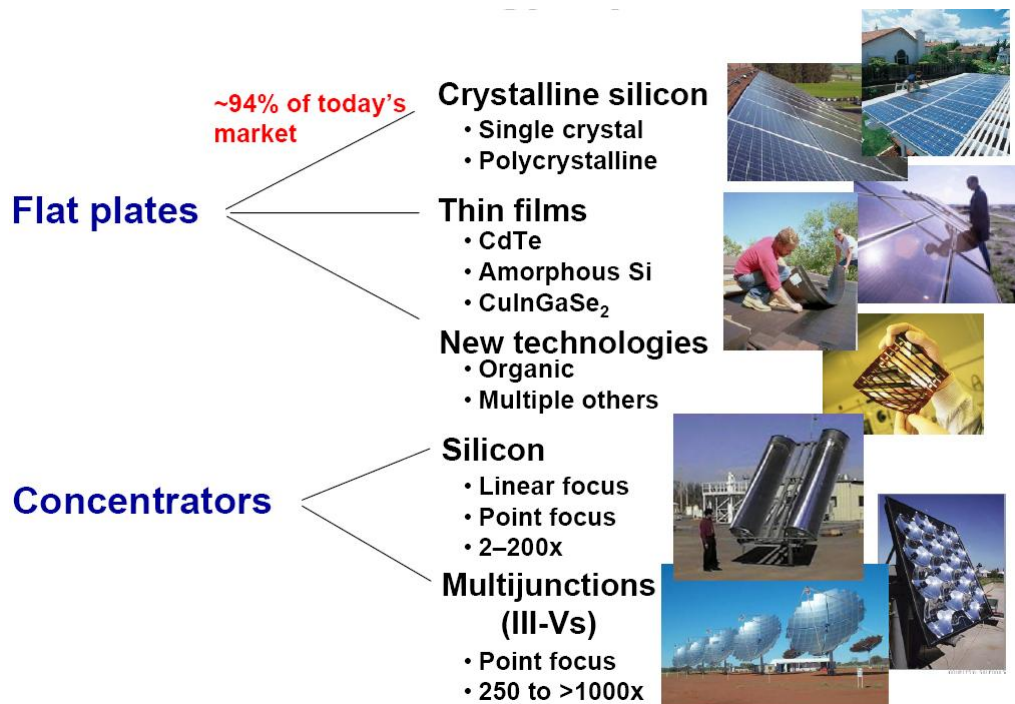
Kiinteässä asennuksessa (kuva 3-9a) kallistuskulma vaikuttaa talviajan tuottoon mutta voi rajoittaa toisten kennojen sijoitusta varjostusefektin vuoksi. Käänneltävän kennon (kuva 3-9b) avulla saadaan paremmin hyödynnettyä aamu-/ilta-auringon säteily. Automaatiikalla varustettu käänneltävä järjestelmä voi etsiä taivaalla olevan kirkkaimman pisteen automaattisesti.



Kuva 3-9. a) Aurinkopaneelin suuntaus kiinteässä asennuksessa, b) 2-akselisesti käänneltävässä asennuksessa. (Tilt=kallistuskulma, Azimuth= pohjois-etelä kulma). [Lähde: NREL]

Kennotekniikat

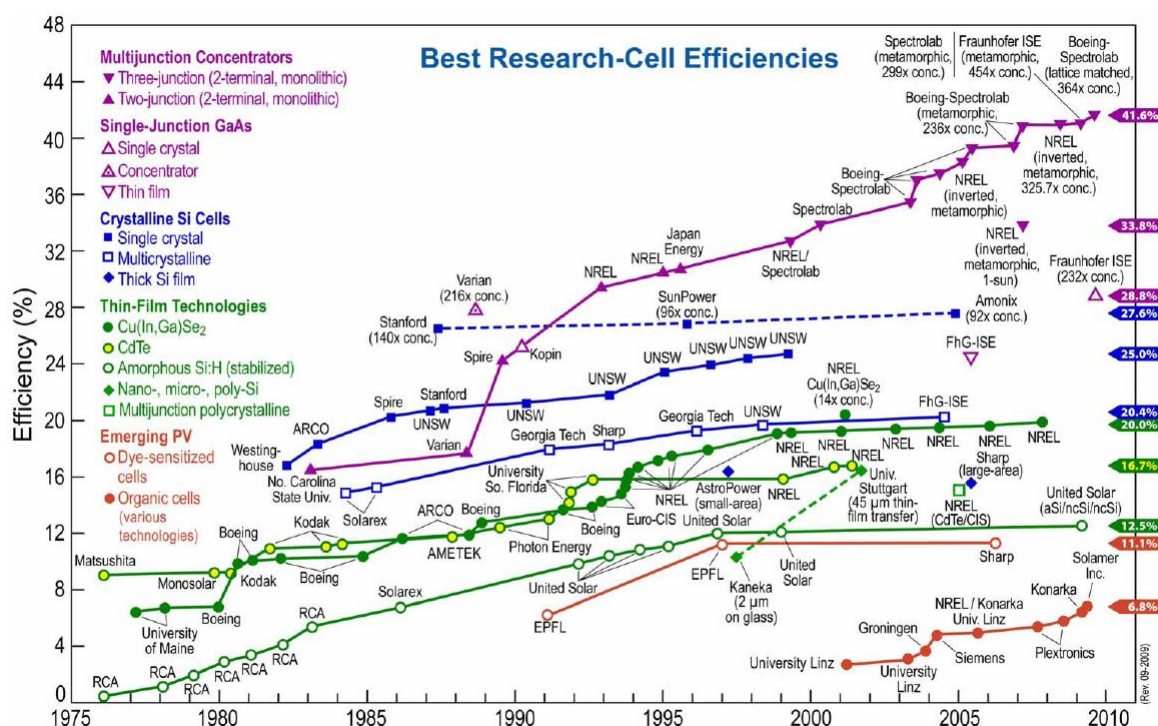
Aurinkokennotekniikka jakaantuu kahteen päätyyppiin: litteät kennot ja keräimillä varustetut kennot. Litteät kennot kattavat noin 94 % tämän päivän kennomarkkinoista. Litteät aurinkokennot perustuvat kolmeen peruseräiteeseen, piipohjaisiin joko yksikide tai monikidekennoihin, ohutkalvokennoihin, joissa aktiivimateriaalit on integroitu ohuina kerroksina kiinteälle pinnalle esim. lasille tai metallille ja uusiin kennotekniikoihin joko orgaanisiin tai yhdistelmäateriaaleihin. Keräimellä varustetut kennot pohjautuvat pii- tai monikerrostekniikoihin.



Kuva 3-10. Aurinkokennoteknologiat [Lähde: Spectrolab]

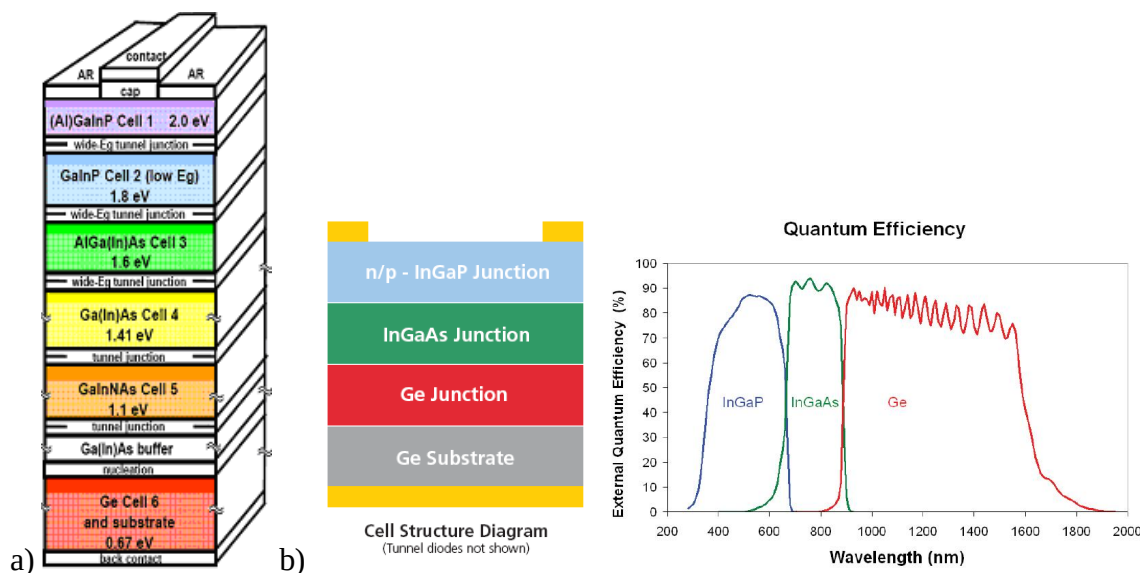
Ohutkalvotekniikoita on useita (kiteetön pii (a-Si, amorphous silicon), CdTe, CIS/CIGS) ja niitä kehitetään parhaillaan lisää. Viimeisimmät monikerroskalvoinnovaatiot perustuvat yhdistelmämaterialitekniikkaan. Viimeisimpiä kehittäjiä edustavat myös väriainekennot (Grätzelin kennot), joiden toiminta perustuu valon muuttumiseen sähköksi titaanioksidin pintaan kiinnitettyjen värimolekyylien esim. porfyriinin avulla. Näitä kennoja voidaan valmistaa rullalta rullalle menetelmällä ja niistä valmistetuille tuotteille on laajat sovellusalueet eri materiaaleihin ja tuotteisiin kiinnitettynä. Hyötysuhde on 8,6 – 10 %.

Aurinkokennotekniikan kehityksen merkittävin tavoite on ollut nostaa hyötysuhdetta (Kuva 3-10), joka uusimmissa ohuissa ja joustavissa kennoissa (esim. NLV ohut-filmi pyriitti-komposiitti) on jo luokkaa 38 %. Boeing-Spectrolab on saavuttanut 41,6 %:n hyötysuhteen maksimiarvon uusimmalla yhdistelmämaterialikennollaan (GaInP/GaInAs/Ge).



Kuva 3-11. Aurinkokennotekniikan ja hyötysuhteen kehitys. Alinna punainen: orgaaniset kennot, vihreä: ohutfilmitekniologia (Cu (In, Ga),Se₂, CdTe Si), sininen: yksikenna, monikristalli ja ohut pii sekä ylinnä lila: yhdistelmämaterialit. [Lähde: NREL]

Yhdistelmäateriaaliennoissa hyödynnetään eri aineiden ominaisuuksia, jolloin kenno toimii eri aallonpituuksilla (kuva 3-12).



Kuva 3-12. Spectrolabin a) ja Quantumin b) monikerroskennojen rakenne ja Quantumin kennojen hyötysuhteen muodostuminen valon eri aallonpituusalueilla. [Lähde: Spectrolab, Quantum]

Kaksipuoliset aurinkokennot (Bifacial PV) tuottavat 5-20 % enemmän energiaa. Taustapuolelle tulee lähinnä heijastunutta säteilyä (Kuva 3-13).



Kuva 3-13. 2-puolisia käännettäviä aurinkopaneeleja parkkipaikan päällä. Heijastavat kankaat tehostavat alapuolelta tulevaa säteilyä. [Kuva: Logan Granger, SunPower Corp., Steve Proehl]

Viimeisintä kehitystä, etenkin keskitetyn aurinkopuiston (Concentrated Solar Power, CSP tai CPV) toteutuksessa, ovat joko 1- tai 2-akselisesti käännettävät heijastavalla keräimellä varustetut kennoratkaisut (Kuva 3-14). Heijastinratkaisu mahdollistaa hyvin pienen tehokkaan monikerroskennomoduulin käytön, joka säästää kustannuksia. 1 cm^2 kennomoduuli tuottaa saman verran sähköä kuin 500 cm^2 kenno ilman linssiä ja heijastimia. Näistä monikerroskennoratkaisut ovat hyötysuhteeltaan jopa 56 % parempia kuin piipohjaiset kennot. Kääntyviä kennoratkaisuja kehitetään myös kiinteistöihin sopiviksi.



Kuva 3-14. Keskitetyn aurinkojärjestelmän keräiviä kennoratkaisuja. [Lähde: Spectrolab]

Kennojen hyötysuhteeseen ja niistä saatavaan jännitetasoon vaikuttaa toimintalämpötila ja tyypillisesti nämä keskittävät kennoratkaisut tehdään jäähdytysjärjestelmällä varustettuna sillä heijastinratkaisu lisää merkittävästi kennon lämpörasitusta.

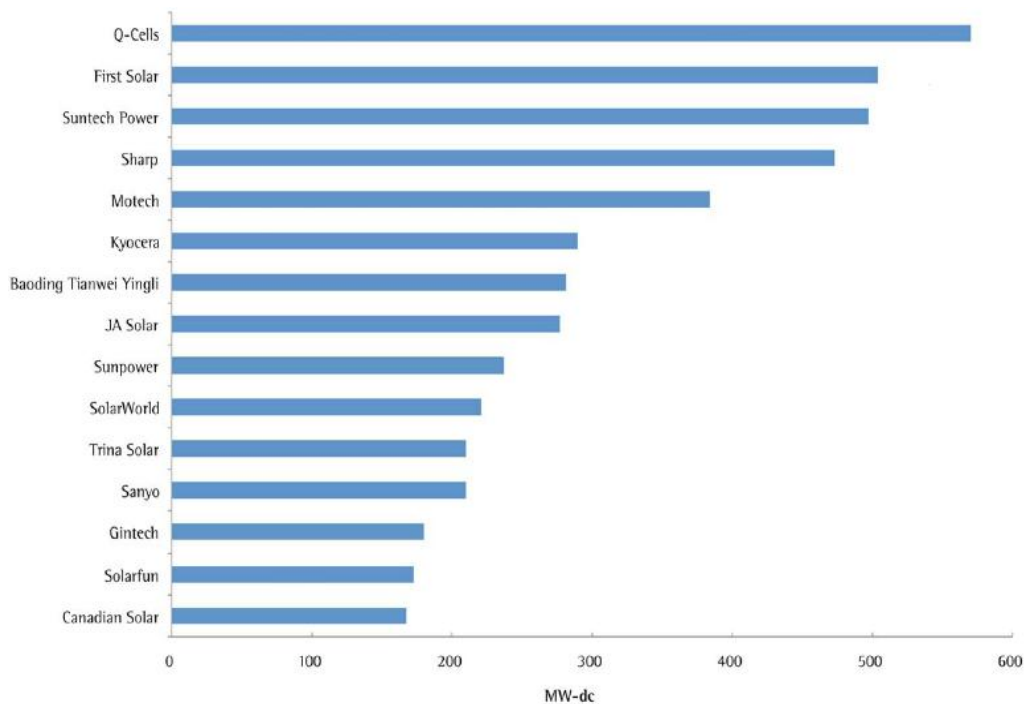
Seuraavassa on vertailtu (Lähde: Solar designtool) erivalmistajien perinteisten n. $1,5 \text{ m}^2$ kokoisten piikide aurinkopaneelien hyötysuhteita ja muita ominaisuuksia.

Taulukko 3-1. Eri valmistajien kiinteistökokoluokan mono-/polykideaurinkopaneelijärjestelmien ominaisuusvertailu. Tuotettu ohjelmalla: SolarDesignTool

	Kyocera	Nbsolar	Sharp	Solarfun	Sunpower	Suntech	Sanyo	Schuco	Trina Solar
	D205GX-LPU (205W)	TPB125-125-96-P200 (200W)	ND-198UC1 (198W)	SF190-27-M-200 (200W)	SPR-205-BLK (205W)	STP200-18-Ub-1 (200W)	HIP-200BA19 (200W)	SPV 200 SMAU-1 (200W)	200-PC05 (200W)
Teho	205W	200W	198W	200W	205W	200W	200W	200W	200W
Teho/m²	138.0W/m ²	117.7W/m ²	133.6W/m ²	133.9W/m ²	164.5W/m ²	136.0W/m ²	172.3W/m ²	136.5W/m ²	122.2W/m ²
Max. hyötysuhde	13.80%	16.20%	13.40%	13.40%	16.50%	13.60%	17.20%	14.20%	12.20%
Kennojen määrä	54	96	54	not available	72	54	96	54	60
I_{mp}	7.71A	4.28A	7.52A	7.49A	5.13A	7.63A	3.59A	7.89A	6.97A
V_{mp}	26.6V	46.8V	26.3V	26.7V	40V	26.2V	55.8V	25.38V	28.7V
I_{sc}	8.36A	4.9A	8.23A	8.19A	5.53A	8.12A	3.83A	8.24A	7.75A
V_{oc}	33.2V	57.8V	32.9V	33V	47.8V	33.4V	68.7V	33.53V	36V
NOCT	not available	47°C	not available	not available	not available	not available	not available	not available	not available
Sulakekoko	15A	10A	15A	15A	15A	20A	15A	15A	11A
Max. järjestelmä U	600V	600V	600V	600V	600V	600V	600V	600V	600V
Tyyppi	Polycrystalline Silicon	Polycrystalline Silicon	Polycrystalline Silicon	Mono-crystalline Silicon	Mono-crystalline Silicon	Poly-crystalline Silicon	Mono-crystalline-Amorphous	Mono-crystalline Silicon	Poly-crystalline Silicon
Lähtöliitäntä-tyyppi	Moninapaliitin tyyppi 4	Moninapaliitin tyyppi 4	Moninapaliitin tyyppi 4	Moninapaliitin tyyppi 4	Moninapaliitin tyyppi 4	Moninapaliitin tyyppi 4	Moninapaliitin tyyppi 4	Tyco SolarLok liitin	Moninapaliitin tyyppi 4
Pituus	1500 mm	1065 mm	1491 mm	1494 mm	1561 mm	1482 mm	1319 mm	1481 mm	1650 mm
Leveys	990 mm	1596 mm	994 mm	1000 mm	799 mm	992 mm	880 mm	989 mm	992 mm
Syvyys	46 mm	146 mm	58 mm	45 mm	46 mm	35 mm	46 mm	47 mm	46 mm
Paino	18 kg	21.5 kg	18 kg	16 kg	15 kg	16.8 kg	15 kg	35 kg	19.5 kg
80% Lähtöteho takuu	20 v	25 v	25 v	-	25 v	25 v	20 v	25 v	25 v

Aurinkopaneelien ja -järjestelmien valmistajia löytyy maailmassa lukuisia esim. Q-Cells, First Solar, Suntech Power ja Sharp. Seuraavassa kuvassa (Kuva 3-15) on esitetty suurimpien tuottajien vuoden 2008 tuotantoa. Eurooppalaisista valmistajista suurimpia ovat saksalaiset SolarWorld AG, joka möi vuonna 2001 140 MW:n ja Solon AG, joka myi 118 MW aurinkokennotuotteita vuonna 2007.

Keskittäviä 2-akselisia aurinkokennoja (CPV) valmistaa mm. Amonix, Spectrolab, SolFocus ja Emcore. SolFocus, jonka 80 kW_{DC}:n kennoratkaisu on mm. Australiassa Alice Springsin lentokentällä. Laitteisto käsittää yhteensä 235 kW kennoja, kustannukset n. 2,2 M\$. Victor Valleyn (USA) 1 MW (AC) laitteistossa on 122 kerääjää à 84 kWh ja Portugalissa ADP sähköyhtiöllä 8,5 MW huipputehoinen CPV-järjestelmä.



Kuva 3-15. Aurinkomoduulien tuotanto vuonna 2008. [Lähde: PV News April 2009]

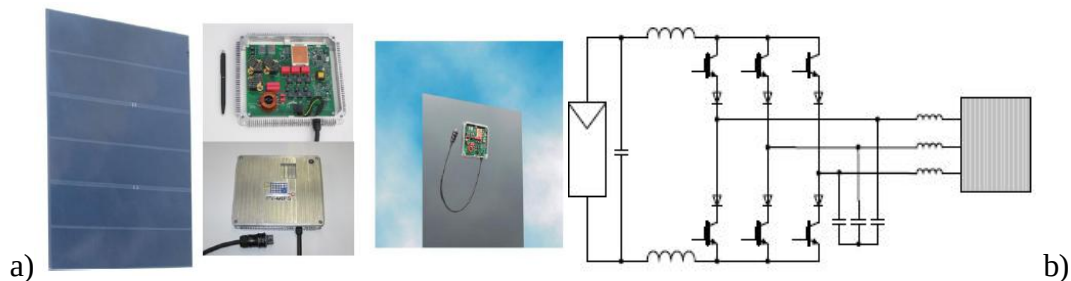
3.1.3 Liitälaitteet

Aurinkosähköjärjestelmien liitälaitteiden kokoonpano riippuu järjestelmän koosta, liitännän tyypistä ja aurinkoenergian hyödyntämistavoitteista. Yksinkertaisimmillaan liitälaitte on akkulaturi. Tällöin aurinkosähköjärjestelmää käytetään vain akkutyyppisten energiavarastojen lataamiseen. Usein näin onkin tilanne kesämökeillä ja omakotitaloissa sekä erilaisissa erillisjärjestelmissä kuten opastinlaitteissa ja valaisimissa. Vaihtovirtaverkkoon syöttöä varten tarvitaan DC-AC muunnin ja, kun kyseessä on kehittynyt huipputehon hallinta- tai kulutuspainopisteen siirtoa tukeva järjestelmä, tarvitaan automaatiota. Suomessa, jossa kesäaikana suurin aurinkosähkötuotto voi tapahtua erittäin pienen kuorman aikaan, voi kyseeseen tulla joissakin erikoistapauksissa jännitteen liiallinen nousu verkon alkupäässä. Tällöin tarvitaan aurinkosähkötuotannon rajoitusta, jakelumuuntajan asettelujen muutosta, energiavarastojen tai 'dummy'-kuorman käyttöä.

Aurinkosähköjärjestelmien liitälaitteita suunniteltaessa pitäisi ottaa myös huomioon:

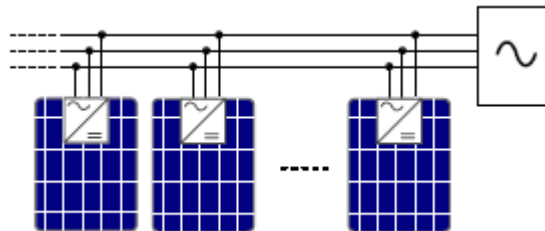
- Inverttereiden tuottamat harmoniset yliaallot
- Maadoitus ja vikavirtasuojaus
- Salamaniskujen aiheuttamat ja muut ylijännitteet, ukkossuojaus
- Inverttereiden sähkömagneettiset päästöt (EMI)
- Kauko-ohjattu poiskytkentätarve
- Tehokerroin (loistehontarve)
- Välkyntä
- Erotusmuuntajat
- Tasavirtakomponentti
- Kaksisuuntainen energian mittausta
- Eroaminen ja uudelleenkytkentä jakeluverkkoon (saarekekäyttö tai sen esto)

Aurinkokennot, joihin on integroitu vaihtovirtainvertteri, ovat kehitystyön alla (PV-MIPS, Photovoltaic Module with Integrated Power Conversion and Interconnection System).



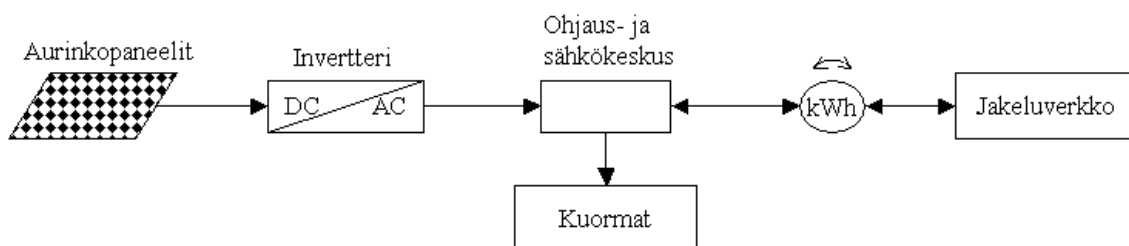
Kuva 3-16. Kennoon integroitu vaihtovirtainvertteri (mikroinvertteri) a) ja virtalähdeinvertterin topologia.[4]

Vaikka kennokohtainen kontrolleri nostaa kustannuksia, niin säädettävässä kennojärjestelmässä voi jokainen kenno toimia omissa optimiasennossaan.



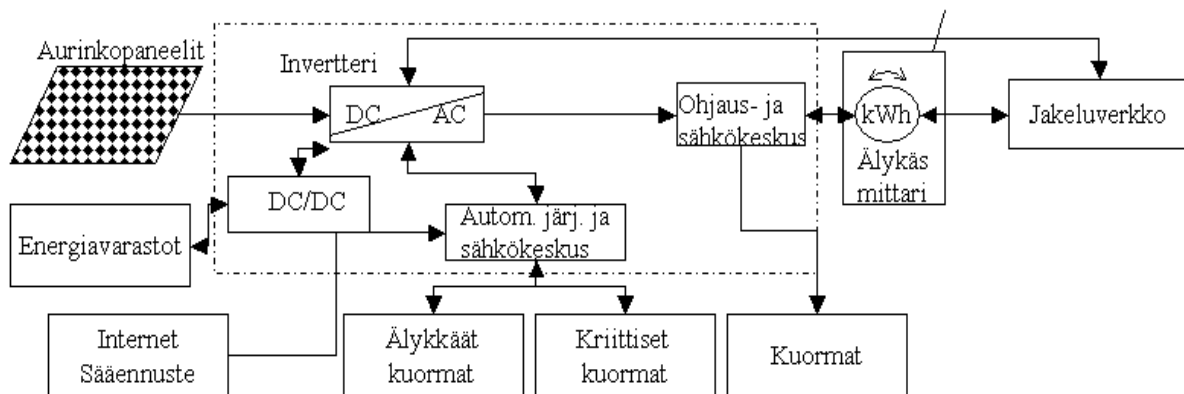
Kuva 3-17. Moduuli-integroitu aurinkokennojärjestelmä. [3]

Jos aurinkosähköä siirretään jakeluverkkoon, tarvitaan 2-suuntainen energian mittausjärjestelmä ja mahdollisesti tiedonsiirtojärjestelmä estämään vialliseen jakeluverkkoon syöttöä.

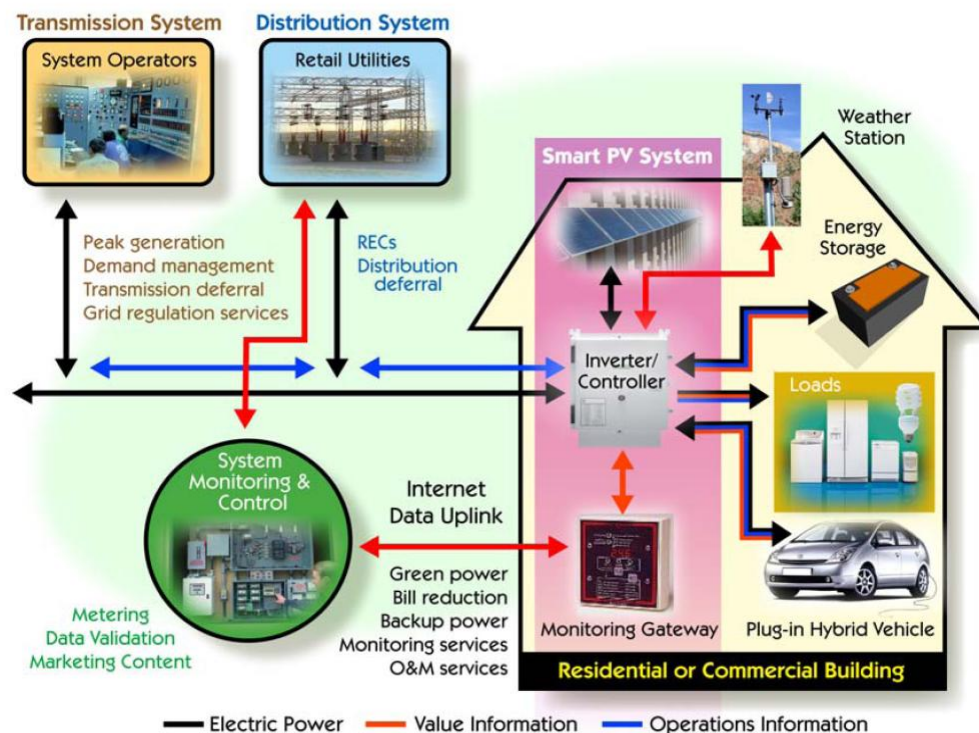


Kuva 3-18. 2-suuntaisen verkkoliitännän yksinkertaisin versio.

Älykkääseen verkkoon liitettynä kiinteistön aurinkoenergiajärjestelmä voi toimia osana monimuotoista palvelujärjestelmää (Kuva 3-19 ja Kuva 3-20). Myös saarekekäyttömahdollisuus on tulossa älykkään verkon myötä. Tällöin kiinteistö tai kiinteistöryhmä muodostaa mikroverkon, joka jää toimimaan oman tuotannon varassa yleisen sähkönjakelun keskeytyessä.

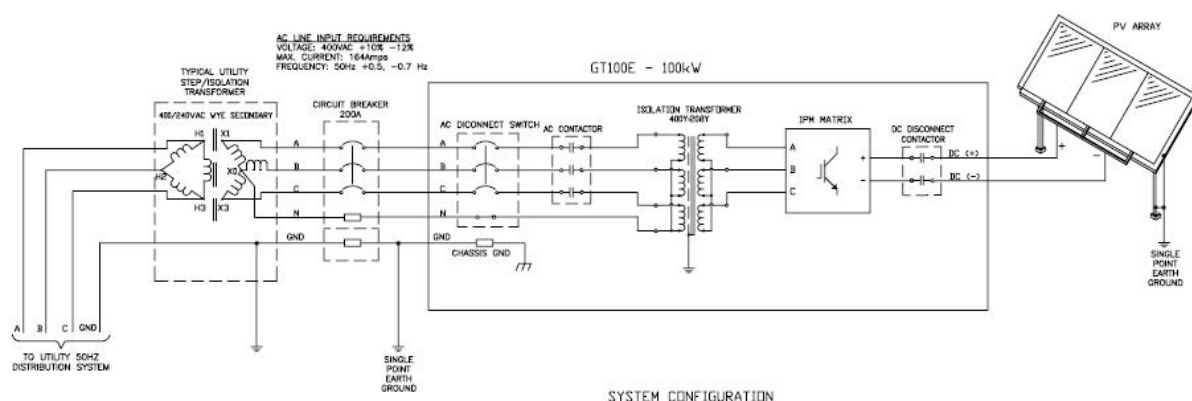


Kuva 3-19. Älykäs verkkoliitäntä ja älykäs akkuvarmennettu kuormien hallinta.



Kuva 3-20. Kiinteistön aurinkoenergiajärjestelmä osana älykkään verkon palvelujärjestelmää. [7]

Suuren järjestelmän syöttäessä yhdensuuntaiseen siirtoon tarkoitettuun jakeluverkkoon voidaan tarvita erikseen tähän tarkoitukseen tehtyä suojaus- ja säätelylaitteistoa- ja automatiikkaa. Muuntajat ja kondensaattorit lisäävät järjestelmän kustannuksia. Viimeisimmät tarkastelut (EU:n rahoittama projekti) kohdistuvat kennoihin, joiden jännitekestoisuus on 600V ja jotka siten voidaan kytkeä 3-vaiheiseen verkkoon. Tällöin myös kondensaattorit saadaan edullisimmiksi ja invertteri pienemmäksi. Seuraavassa kuvassa (Kuva 3-21) on esitetty erään verkkoliitäntäinvertterivalmistajan esittämä järjestelmäkaavio.



Kuva 3-21. Verkkoon liitettävän aurinkokennojärjestelmän järjestelmäkaavioesimerkki.
[Lähde. Xantrex]

Osa liitäntäinverttereistä sisältää myös monipuoliset suojalaitteet ja suojausautomaatiikkaa. Aurinkosähköjärjestelmien inverttereiden valmistajia löytyy Japanista, Saksasta ja useista muista Euroopan maista ja myös Suomesta (ABB) [5].

3.1.4 Aurinkokennojen investointi- ja käyttökustannukset

Aurinkokennojärjestelmien kustannukset mitataan euroa per huipputehon kilowatti €/kW. Huipputeho on määritelty standardiolosuhteissa (aurion säteily 1000W/m², AM 1,5 ja lämpötila 25 °C). Investointikustannuksiin kuuluvat sekä kennolaitteiden että liitäntälaitteiden hankinta- ja asennuskustannukset. Suurissa järjestelmissä myös liitäntä- ja oheislaitteiden tarvitsemat tilat. Käyttökustannukset sisältävät huolto-, kunnossapito, uusinta- ja romutuskustannukset. LCC (Life Cycle Cost) elinikäiset kustannukset käsittävät myös suunnittelu- ja laitoksen valmistuskustannukset. Tyypilliset investointikustannukset vuonna 2009 (Lähde: pvresources) ovat olleet 3 500 – 5 000 €/kW. Huolto- ja käyttökustannukset olivat luokkaa 0,02 – 0,1 senttiä/kWh. Nämä kustannukset riippuvat laitteiston koosta ollen noin 1 % investointikustannuksista. Uusintakustannuksista merkittävimmät ovat olleet akkujen uusintakustannukset. Aurinkosähköjärjestelmäinvestoinnin taloudelliseen kannattavuuteen vaikuttavat sähkön hinta ja syöttötariffien määrä (ei ole Suomessa).

Taulukko 3-2. Aurinkosähköjärjestelmän tyypilliset investointikustannukset vuonna 2009.
[Lähde: pvresources]

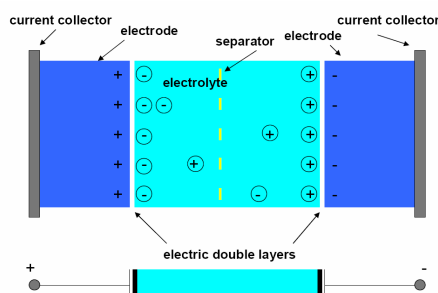
	Järjestelmän teho	Kustannukset
Ei verkkoliitäntää (mukana akut)	100 – 500 W	10 – 15 €/W
	1 - 4 kW	15 – 30€/W, kehityksmaissa 8 - 12 €/W
Verkkoliitäntä	1 - 4 kW	3,5 – 5 €/W
	10 – 50 kW	3,5 – 5 €/W
	>50 kW	3,5 – 5 €/W

3.1.5 Sähköenergian varastointitekniologia

Aurinkosähkölaitteiden tuottaman energian varastointi voidaan suorittaa joko laitekohtaisesti, kiinteistökohtaisesti tai usean kiinteistön aurinkosähkölaitteiden tuotannon mukaan riippuen hyödyntämistavoitteista, laitteiston koosta ja teknisistä ratkaisuista sekä hyödyntäjästä, joka siten voi olla esim. kiinteistön omistaja, paikallinen organisaatio (virtuaali-voimatuotannon omistaja) tai jakelulaitos. Teknis-taloudellisesti järkevä varastointitekniikka riippuu useista seikoista, kuten järjestelmän koosta, hyödyntämistavoitteista, sijoituspaikasta ja huoltotarpeesta ja käyttäjien/omistajien teknisestä osaamisesta. Tässä kappaleessa tarkastellaan sähköenergian varastointitapoja yleisesti ja tarkemmin pienemmän kokoluokan (< 1MW) järjestelmiin soveltuvia akkuteknologioita.

Sähköenergian varastointiin on olemassa useita erityyppisiä varastoja, kuten superkondensaattorit, suprajohtavat magneettiset energiavarastot, vauhtipyörät, akut, paineilma- ja pumpatun veden varastot.

Superkondensaattori tai **ultrakondensaattori** on sähkökemiallinen kaksikerroskondensaattori, jonka kapasitanssi muodostuu elektrolyytin ja elektrodin väliin.

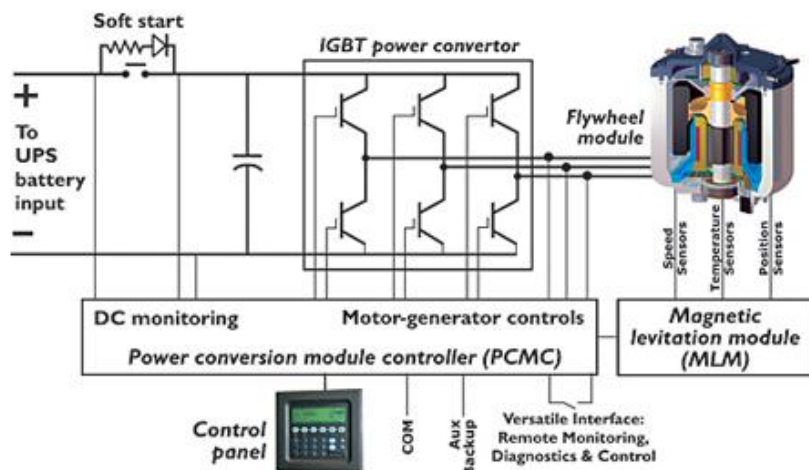


Kuva 3-22. Superkondensaattorin periaate. [Lähde: NESSCAP]

Superkondensaattorien teho luokkaa 2 kW/kg ja ominaisenergia 5 Wh/kg. Syklinen elinikä on luokkaa 10^6 sykliä. Superkondensaattorit soveltuvat suuren tehon lyhytaikaiseen varastointiin ja voivat siten täydentää pidemmän ajan varastojen kuten esimerkiksi akkujen toimintaa ja toisaalta pidentää niiden elinikää varastoiden nopeita energiapiikkejä ja kattaen lyhyen ajan energiatarpeet. Superkondensaattoreiden valmistajia ovat mm. NessCap, Maxwell, Nec Tokin ja Bussmann.

Suprajohtavat magneettiset energiavarastot (SMES, superconducting magnetic energy storage) perustuvat yksinkertaisesti suprajohtavassa käämissä lähes häviöttömästi kiertävään tasavirtaan ja energian varastoimiseen virran synnyttämään magneettiseen kenttään. Kaupalliset toteutukset ovat edellyttäneet kuitenkin sekä suprajohtavan materiaalin, rakenteen ja jäähdytystekniikoiden ja tehoelektroniikan ratkaisujen kehitystä. SMES järjestelmät ovat tyypillisesti olleet teholtaan suuria 10–100MW:n luokkaa mutta viimeisimmät kehityshankkeet ovat kohdistuneet myös pienempiin 1–10 MW:n laitteisiin, jotka soveltuvat sähkön laadun hallinnan sovelluksiin. SMES järjestelmän etuja ovat suuri virtatiheys, lyhyt vasteaika, korkea hyötysuhde (>95 %) ja pitkäikäisyys. Hankaluutena on tarvittava jäähdytysjärjestelmä ja saavutettava pieni energiatiheys (pienempi kuin akuilla). Ainoa mahdollinen ympäristövaikutus on magneetin ympärilleen levittämä kenttä. Jäähdytysjärjestelmän korkeiden kustannusten takia SMES järjestelmät ovat jääneet viime aikoina syrjään.

Vauhtipyörät varastoivat liike-energiaa pyörivään roottoriin. Vauhtipyörien syklinen elinikä on pitkä 10^5 - 10^7 sykliä. Niiden energiatiheys on suuri (~ 130 Wh/kg, tai ~ 500 kJ/kg). Nopea lataus voi olla alle 15 minuuttia ja hyötysuhde on n. 90 %. Korkean energian omaavien vauhtipyörien roottori raskas ja hidasnopeuksinen teräspyörä. Suuren tehon omaavilla vauhtipyörillä on suuri roottoriteho ja suuri nopeus (20 000–50 000 kierrosta minuutissa) ja niiden valmistusmateriaalina on käytetty hiilikuitukomposiittia. Suurinopeuksissa vauhtipyörissä on tavallisesti magneettiset laakerit. Vauhtipyörät tarvitsevat liitäntätehoelektroniikkaa ja ohjausjärjestelmän (Kuva 3-23).

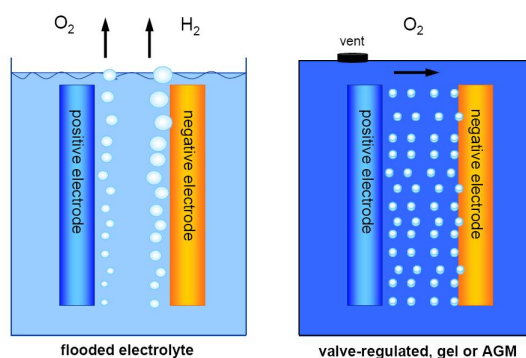


Kuva 3-23. Esimerkki vauhtipyörän ohjausjärjestelmästä. [Lähde: [Pentadyne](#)]

Vauhtipyörien valmistajia ovat mm. AFS Trinity, Active Power, Piller Power System, Dynastore ja Tribology Systems.

Lyijyakut

Perinteisintä teknologiaa edustavat lyijyakut. Lyijyakkutyyppejä ovat avoimet lyijyakut (Pb), sekä venttiilillä varustetut lyijyakut, joihin kuuluvat ns. MF (huoltovapaat akut), VRLA (venttiilillä varustetut), AGM (lasikuitu) ja GEL (geeli) akut. Avoimiin lyijyakkuihin täytyy lisätä vettä ja niistä myös vapautuu kaasuja. Avoimista lyijyakuista hinnaltaan edullisimpia ovat ns. SLI (starting, lighting, ignition) akut. Niihin kuuluvat tyypillisesti auton ns. starttiakut, joiden lyhytaikaisen virtakestoisuus on suuri mutta energiamäärä vähäinen ja syväpurkausominaisuudet ovat huonot. Geeliakut ovat suljettuja akkuja, joihin ei voi lisätä elektrolyyttiä, joten ilman akkujen toimivaa hallintajärjestelmää akut voivat tuhoutua lyhyessä ajassa. Geeliakkujen latausjännite on hieman pienempi kuin tavallisten avoimien lyijyakkujen ja ne soveltuvat parhaiten hitaaseen lataukseen ja purkaukseen. AGM akuissa on geelin sijaan lasikuitua pitämässä elektrolyyttiä paikoillaan. Suljettu AGM akku on vuotamattomin ja eniten tärinää kestävä lyijyakkutyyppejä. AGM akkujen jänniterajat ovat tavallisten lyijyakkujen luokkaa, joten ne voidaan asentaa tavallisten lyijyakkujen sijasta mutta koska ne ovat suljettuja, niiden latausta täytyy kontrolloida. Geeliakut ja AGM akut ovat huoltovapaita akkuja, mutta jokainen 15 asteen lämpötilan lisäys yli 25°C lyhentää lyijyapun elinikää puoleen. Akkujen elinikä on riippuvainen paitsi perusrakenteesta, kemiasta ja ympäristöolosuhteista niin myös lataustavasta ja käyttötavasta: purkaussyvyydestä ja purkaussyklien määrästä. Lyijyakkujen energiatiheys on 50 Wh/l, hyötysuhde 80–90 %, elinikä 3–12 vuotta, sykli-ikä 50–2 000 (7 000) sykliä, lämpötila alue $-25\ldots+60^{\circ}\text{C}$.



Kuva 3-24. Avoimen ja venttiilillä varustetun lyijyakun periaate. [1]

Viimeisin kehitysversio lyijyakusta on lyijy-hiiliakku, jossa joko negatiivisessa elektrodissa tai molemmissa elektrodeissa käytetään lyijyn sijaan aktiivihiihtä superkondensaattorien tapaan. Elektrodi tehdään hiiligrifiittivaahdosta, joka valmistusprosessissa peitetään lyijykerroksella. Suurentuneen pinta-alan takia reaktionopeus lisääntyy, purkausnopeus kasvaa ja akun paino (ja koko) vähenee puoleen.

Lyijyakkuja valmistaa mm.: Exide (XIDE), EnerSys (ENS), Johnson Controls, Optima Batteries ja C&D Technologies (CHP). Concorde ja Mastervolt valmistavat AGM akkuja ja hyytelöakkuja. Lyijy-hiiliakkuja on kehittänyt ja markkinoin Axion Power International Inc.

Nikkeli-kadmium (NiCd) akut ja nikkeli-metallihydridi (Ni-Mh) akut

Nikkeli-kadmium akun positiivinen elektrodi on valmistettu nikkelihydroksidista ja negatiivinen kadmiumista. Elektrolyytinä on kaliumhydroksidiliuos. Koska kadmium on ympäristölle ja ihmisille vaarallinen myrky voidaan Ni-Cd akkuja käyttää enää vain teollisuuskäytössä.

NiMH-akulla on suurempi kapasiteetti mutta lyhyempi kestoikä kuin NiCd-akulla. Muisti-ilmiö ei ole niin voimakas kuin Ni-Cd akuilla. Heikkouksina ovat matalampi virranantokyky kuin NiCd-akuilla sekä suuri itsepurkautuvuus: akun varauksesta purkautuu itsestään noin 20 % kuukaudessa.

Suurten järjestelmien Ni-Cd ja Ni-MH akkujen valmistajia ovat mm. [Saft](#) ja [Cobasys](#).

Natrium akut

Natrium-rikkiakku muodostuu positiivisesta elektrodista, joka on sulaa rikkiä (S) ja negatiivisesta elektrodista, joka on nestemäistä natriumia (Na) sekä näitä erottavasta keraamisesta elektrolyytistä. Akun toimintalämpötila on 300 °C. Akun hyötysuhde on n. 89 %. NaS akkuja on kehittänyt Tokyo Electric Power Company (TEPCO) ja NGK Insulators Ltd. NaS-akut soveltuvat lähinnä suuritehoisiin kiinteisiin sovelluskohteisiin.

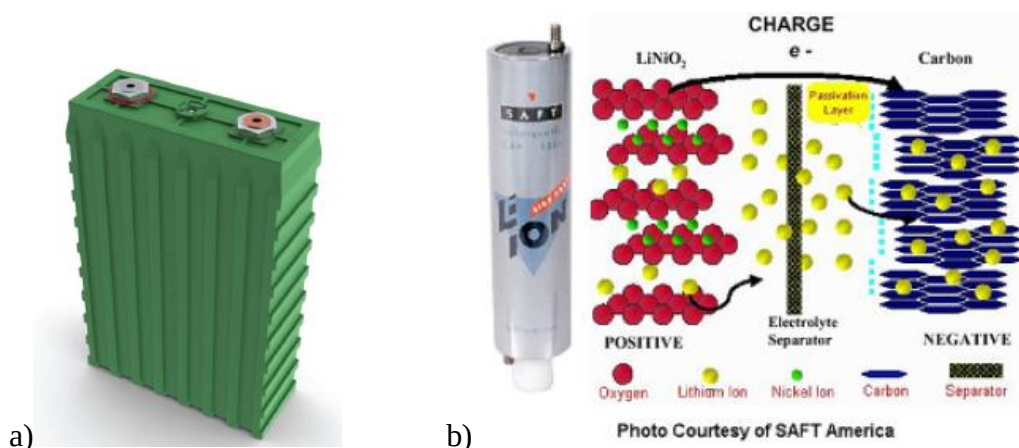
ZEBRA akut perustuvat natrium-nikkelikloridi -tekniikkaan, jolloin sulamislämpötila on matalampi kuin NaS akuilla (157 °C). ZEBRA akkujen ominaisenergia (90–120 Wh/kg) on litiumrautafosfaattiakkujen luokkaa. ZEBRA-akkuja toteutetaan 24–1000 V ja 2–50 kWh järjestelminä. Akut ovat 'huoltovapaita' ja niiden paino on n. 40 % lyijyakkujen painosta. Rolls-Royce on kehittänyt ZEBRA-akut marine käyttöä (sukellusveneet) varten Betardin kehittämän rakenteen pohjalta.

Litium-ioniakut

Litiumakuissa on litium tai litiumyhdistelmät elektrodina. Materiaaleista riippuen litiumakun jännite on 1,5–3,7 V. Uudelleen ladattavissa litium-ioniakussa anodi on tyypillisesti grafiittia ja katodi voi olla esim. litiumkobolttioksidia (Li-CoO₂), litium-rautafosfaattia (Li-FePO₄,

LFP) tai litium mangaanioksidia (LiMnO_2). Ensimmäinen katodimateriaali litiumioniakuissa oli kobolttioksidi. Viimeisimpiä kehittyneitä vaihtoehtoja on litium-rautafosfaatti, joka materiaalin suhteen on edullisempi kuin litium-koboltti. Litium-rauta-akku ei varastoi niin paljon energiaa kuin muut litiumionimateriaalit (kennojännite 3,3 V vs. 3,6–4,0 V) mutta se on rakenteeltaan turvallisempi. Litium-ioniakkujen huono puoli on vanheneminen, joka alkaa jo hyllyssä. Litiumrautafosfaattiakkujen fyysinen elinikä on jo 10 vuotta ja purkauslataussykliä määrä 2 000 sykliä. Litium-ioniakut tarvitsevat aina latauksen valvonnan ja akkukohtaisen virran, jännitteen ja lämpötilan valvonnan, sillä esim. sallitun jännitealueen ylittäminen tai alittaminen vanhentaa akkua nopeasti ja voi aiheuttaa räjähdysvaaran. Litiumakuissa ei ole lyijyakkujen tapaan itsebalansointikykyä, joten sarjaan kytkettyjen akkujen latausvirta katkeaa, kun yksikin akku tulee täyteen. Akun balansointipiirillä hoidetaan joko vastuksella tai elektronisella piirillä latautuneen akun 'ohitus', jotta voidaan kaikissa sarjaankytketyissä akkukennoissa saavuttaa maksimilatausjännite. Litiumakkuja kehitetään parhaillaan aktiivisesti maailmanlaajuisesti etenkin sähköautoja varten.

Litiumioniakkuja valmistaa mm. A123 Systems ja International Battery (litium-rautafosfaatti), Valence Technologies (VLNC), China BAK (CBAK), Altairnano (litium-titaani), Saft (litium-nikkelioksidi) ja Advanced Battery Technologies (ABAT).

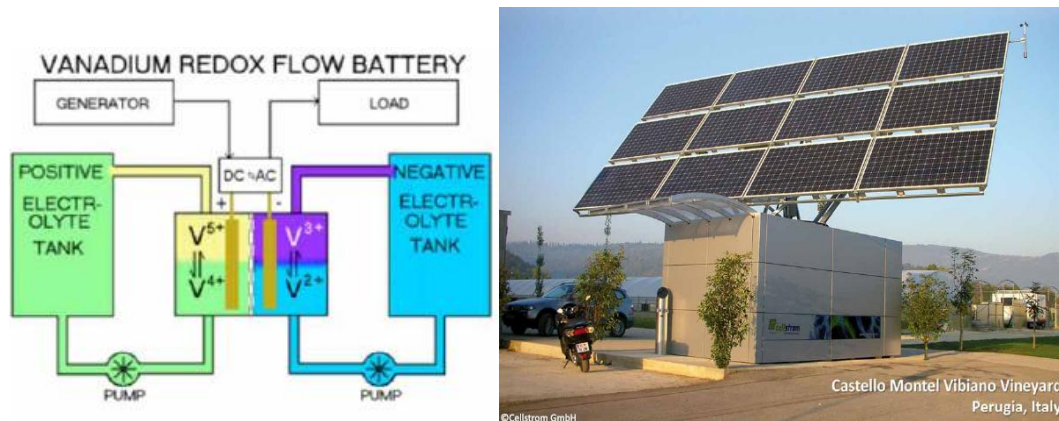


Kuva 3-25. a) LiFePO_4 akku. Lähde: International Battery. b) Litium-ioniakun toimintaperiaate. [Lähde: SAFT]

Virtausakuissa (Flow Battery) varsinaisena tehollähteenä on akkuyksikkö mutta energiavarastona on periaatteessa elektrolyytisäiliö, joka voi olla minkä suuruinen tahansa ja sijaita halutussa paikassa. Virtaus-termi tulee elektrolyyttien kierrätyksestä kennon ja varastointisäiliön välillä. Järjestelmän koko voi olla esim. luokkaa 5–500 MW tai enemmän ja varastointiaika muutamasta sekunnista useisiin kymmeniin tunteihin. Sinkki-bromidiakuissa (ZnBr_2) kaksi eri elektrolyyttiliuosta on erotettu toisistaan mikrohuokoisella polyolefiinimembraanilla. Elektrodit ovat hiilikomposiittimuovia. Akun purkautuessa Zn- ja Br-ionit reagoivat sinkkibromidiksi ja aiheuttavat 1,8 V jännitteen. ZnBr_2 -akun hyötysuhde on noin 75 % ja sen energiatiheys painoyksikköä kohden on 2–3 -kertainen (75–85 Wh/kg) lyijyakuun verrattuna. Lisäksi nykyisten ZnBr_2 -akkujen elinikä on noin kymmenen kertaa suurempi (n. 2000 latausta täydelle kapasiteetille) ja latausaika 3–4 kertaa pienempi (n. 2–4 tuntia) kuin lyijyakuilla. ZBB Energy valmistaa sinkki-bromiakkuja. Virtausakut voivat myös olla natriumpolysulfidi – natriumbromidi –tyyppisiä.

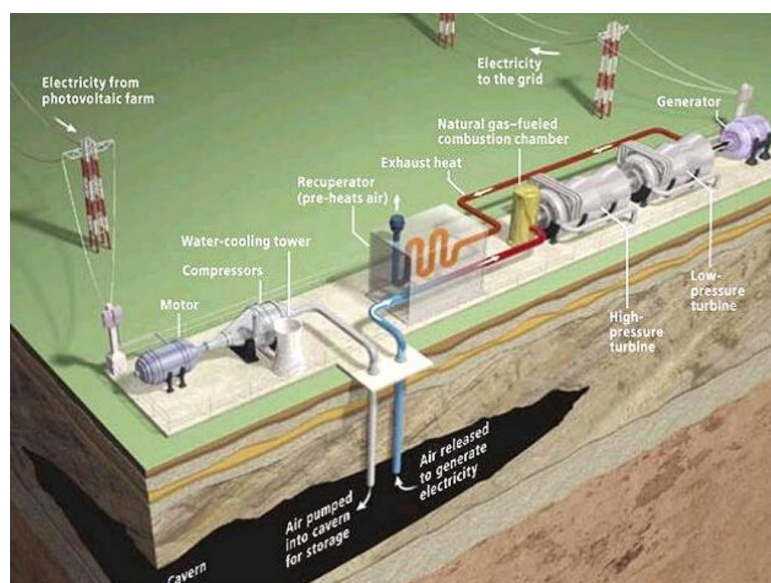
Vanadium redoksivirtausakkuja on kehitetty Australiassa ja Japanissa. Vanadiumredoksiakut varastoivat energiaa positiiviseen ja negatiiviseen elektrolyttiin, joka on vanadiumin rikkihappoliuosta. Kun vanadiumliuosta kierrätetään pumppaamalla varastointitankista

akkukennoon, vanadium-ionin valenssi vaihtuu aiheuttaen varautumisen ja purkautumisen. Vanadiumredoksiakuilla on nopea vaste ja energiatiheys on luokkaa 25–35 Wh/kg. Valmistaja VRB Power Systems Inc.



Kuva 3-26. Vanadium redox virtausakun toimintaperiaate [Lähde: Discover Magazine] ja aurinkokennoilla ja vanadium-redox-akuilla varustettu sähköautojen latausasema Italiassa.

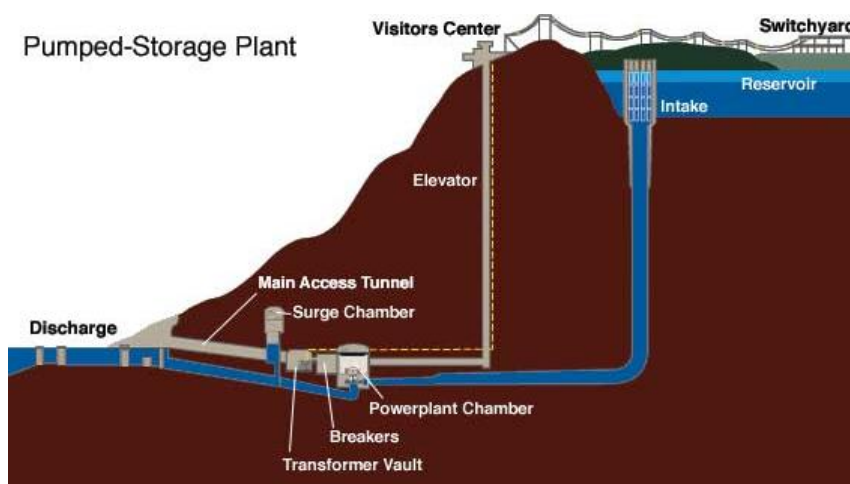
Paineilmavarastoja käytetään ns. CAES (Compressed Air Energy Storage) –laitoksissa keskitetyssä sähköntuotannossa. CAES-laitos koostuu paineilman komprimointiasasta, modifioidusta kaasuturbiinigeneraattorista ja paineilma- varastosta. Komprimointiasaan lisätään kompressoria pyörittävä moottori tai generaattori korvataan moottorigeneraattorilla. Varastoidun paineilman avulla CAES-laitos tuottaa sähköä ilman kompressoria, jolloin turbiinin energia voidaan käyttää kokonaan sähkön tuottamiseen. Varastoa ladataan kompressorilla (l. toimii moottorina), kun sähkön hinta on alhainen tai kun sähkön kulutus on alhainen. Vastaavasti paine-ilmavarastoa puretaan huippukulutustilanteissa. Paineilmavarasto soveltuu lähinnä suuren kokoluokan energian kysynnän hallintaan vaikkakin pienempiä esimerkiksi uusiutuvan energian yhteistuotantojärjestelmiin soveltuvia paineilmasäiliön avulla toimivia järjestelmiä kehitetään.



Kuva 3-27. Aurinkosähkö – paineilma- varasto – voimalaitos yhdistelmä. [Lähde: James Mason, RenewableEnergy Research Institute]

Pumppuvoimaloissa vesivoimalaitoksen läpi virrannut vesi palautetaan takaisin yläaltaaseen. Pumppuvoimalan ylä- ja ala-altaisiin käytetään luonnon vesialtaita tai tekoaltaita. Pumppuvoimalan kustannustehokas käyttö edellyttää useimmiten siis merkittävää sähkön hinnan vuorokausivaihtelua. Toisaalta pumppuvoimalaitoksilla on nopea käynnistysvaste eli pienimmillä laitoksilla n. 30 sekuntia 100 %:n tehoon.

Pumppuvoimalaitoksissa sähkön tuotanto ja pumppaus voi tapahtua yhdessä yksikössä, eli reversiibelissä pumppu-turbiinissa tai erillisissä yksiköissä. Pumppaus-generaattori-moodi voi vaihtua minuuttien aikana ja jopa yli 40 kertaa yhden päivän aikana. Pumppuvoimalaitosten kokonaishyötysuhde on hyvä, yleensä yli 70 %. Pumppuvoimalaitosten putouskorkeudet vaihtelevat 200–500 m ja sähkötehot 100–1 200 MW. Aurinkoenergiaa ja tuulienergiaa voidaan käyttää altaaseen vettä pumppaavien pumppujen ja laitoksen muuhun sähköenergian tarpeeseen.



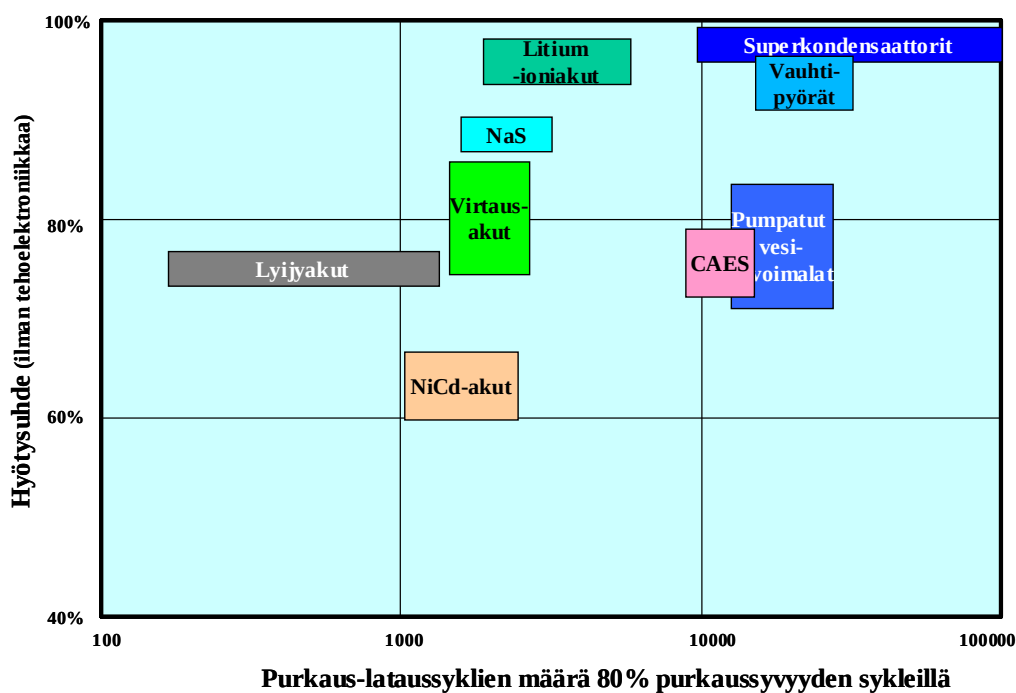
Kuva 3-28. Pumpattu energiavarasto / voimala. [Lähde: Wikipedia]

Polttokennot

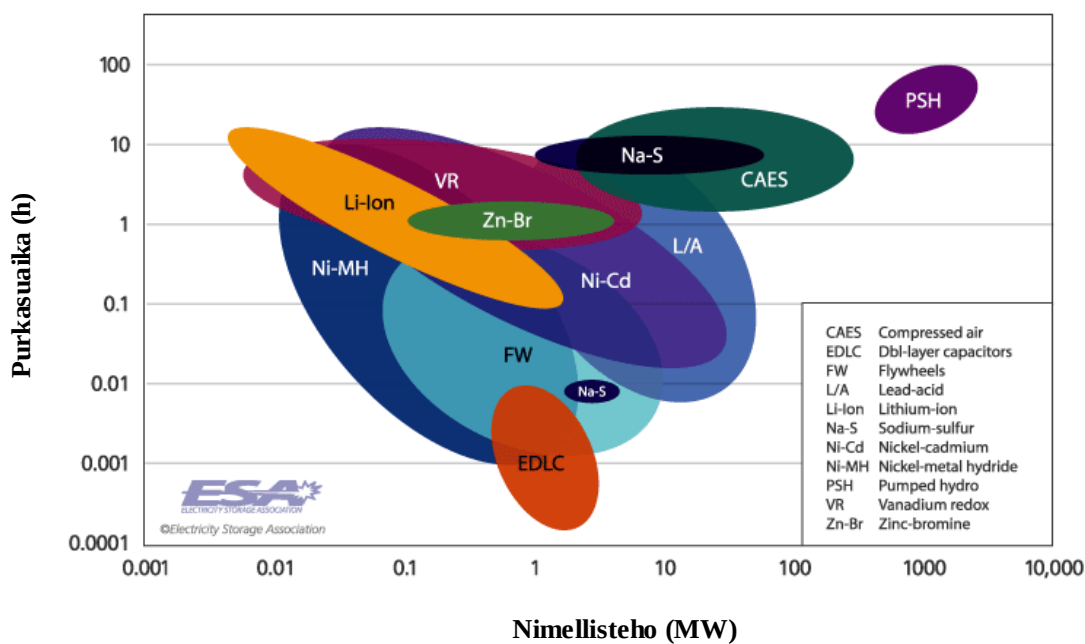
Polttokennot ovat sähkökemiallisia laitteita, jotka voivat käyttää mm. vetyä polttoaineena. Toiminnaltaan polttokennot muistuttavat paristoja. Polttokennoissa vety yhdistyy happeen sähkökemiallisesti ilman palamista. Polttokennot tuottavat sähköä että lämpöä ja niitä voidaan käyttää polttokennoautoissa tuottamaan moottorin tarvitsema sähkö. Vetyä voidaan tuottaa aurinkoenergian avulla elektrolyysissä ja myös regeneroivat polttokennot voivat tuottaa vetyä esim. aurinkosähkön avulla. Vetyä voidaan varastoida esim. metanoliin tai paineistettuihin säiliöihin.

3.1.6 Energiavarastoteknologioiden vertailu, hyötysuhde ja elinikä

Energiavaraston käyttökohde, tarvittavat tekniset ja taloudelliset ominaisuudet vaikuttavat varastotyyppin valintaan. Seuraavissa kuvissa (Kuva 3-29 ja Kuva 3-30) on esitetty eri varastotyyppien ominaisuuksia: hyötysuhde vs. syklinen elinikä sekä asennettujen varastojen purkausaika vs. nimellisteho.



Kuva 3-29. Energiavarastojen ominaisuuksia: hyötysuhde vs. syklinen elinikä.



Kuva 3-30. Asennettujen energiavarastojen ominaisuuksia: purkaus aika vs. nimellisteho.

3.1.7 Energiavarastoteknologioiden soveltuvuus aurinkoenergiajärjestelmiin

Eri energiavarastojen soveltuvuus aurinkoenergiajärjestelmiin riippuu järjestelmän koosta ja käyttötavoitteista. Lisäksi energiajärjestelmien hinnat ja myös ominaisuudet vaihtelevat valmistajien ja valmistajien eri teknologiatyyppien mukaan. Ohessa on tehty yleisluonteinen yhteenveto (Taulukko 3-3) eri varastoteknologioiden soveltuvuudesta aurinkoenergiajärjestelmien energiavarastoiksi.

Taulukko 3-3. Energiavarastotyyppien soveltuvuus aurinkoenergiajärjestelmiin.

Teknologia	Etu	Haitta	Soveltuvuus aurinkoenergiajärjestelmiin		
			Pieni <100kW	Keski-suuret 100–500 kW	Suuret > 500 kW
Vauhtipyörät	Suuri teho lyhyen ajan	Pieni energiatiheys	1)	1)	1)
Super-kondensaattorit	Suuri teho lyhyen ajan	Pieni energiatiheys	1)	1)	1)
Lyijyakut	Edullisia	Lyhyt syklinen elinikä	Sopii hyvin (solar ja syväpurkaus-mallit)	Sopii hyvin (solar ja syväpurkaus-mallit)	Ei nykyään toteuteta
NaS ja NaNiCl (ZeBRA) akut	Suuri teho- ja energiatiheys	Korkea käyttölämpötila, vähän valmistajia	ZEBRA käy mutta ei yleinen	ZEBRA ei yleinen	NaS toteutuksia Japanissa
Litiumioniakut	Suuri teho- ja energiatiheys	Kustannukset, valvonta-järjestelmät	Sopii ja on toteutettu	Sopii ja on toteutettu	Sopii, kallis
ZnBr virtausakut	Teho ja energia eivät riipu toisistaan	Energiatiheys, vähän valmistajia	Ei	Mahdollinen	Ei toteutuksia
Vanadium redox akut	Teho ja energia eivät riipu toisistaan	Energiatiheys, vähän valmistajia	Ei	Joitakin toteutuksia	Mahdollinen
CAES	Pienet kustannukset, suuri energia	Vaatii sopivan sijoituspaikan	Ei	Voi olla mahdollinen kallis	Sopii paremmin >100 MW
Pumpatut vesivarastot	Pienet kustannukset, suuri energia	Vaatii sopivan sijoituspaikan	Ei		Sopii paremmin >100 MW
Elektrolyysi + polttokennot	Sopii kaikkiin kokoluokkiin, joustava	Kallis, teknologia ei valmis	Sopii on toteutettu	Sopii	Mahdollinen
1) soveltuu varastoimaan ja tuottamaan lyhyen tehopiikin yleensä esim. akkujen lisänä					

Pienissä järjestelmissä on laitteiden yksinkertaisuus, pienet kustannukset ja huoltovapaus tärkeintä. Näihin tiloihin perinteinen huoltovapaa akkuteknologia on ensisijainen ratkaisu. Myös kondensaattoreita ja etenkin superkondensaattoreita voitaisiin hyödyntää lyhytaikaisten

Taulukko 3-4. Akkujen ominaisuuksien vertailu

	Lyijyakku avoin 	Lyijyakku suljettu geeli 	Lyijyakku suljettu AGM 	Nikkeli-metalli-hydridi 	Litium-ioni LiFePO4 
Kapasiteetti /Ah	50–3 350	50–210	50–6 000	85	60–160
Ominaisenergia /Wh/kg	28–50	30–50	30–50	60–120	25–50
Nimellisjännite/V	6-12 V (kenno ~2V)	6-12 V (kenno ~2V)	6-12 V (kenno ~2V)	1,2 V (kenno)	3,2V (kenno)
Virtakestoisuus huippu/A (C=In)	5C	5C	5C	5C	7C
Sisäinen vastus /mΩ	<100 (12V)	<100-140 (12V)	<100 (12V)	200–300 (6V kenno)	25–50
Nopea latausaika /h	8-16	1-16	8-16	2-4	≤1
Elinikä /v (20°C, jäännöskap 80 %)	3-15	3-12	3-12		10
Syklinen elinikä /latauspurkaussykliä (80 % alkup. kapasiteetista 80DoD)	200–2 000 (IEC896-1)	200–300	200–1 200	300–1600	>2 000 (7 000)
Syväpurkauskestoisuus	Ei siedä alle 30 % varaustilaa	~hyvä (suojaus DIN 43 539 T5)	~huonohko, saatavissa ns. syväpurkaus-akkuja (suojaus DIN 43 539 T5)	Hyvä	Hyvä (jännitteen alarajan 2,5V ja lämpötilan valvonta)
Itsepurkautuvuus /kk (20°C)	5-25 %	2-5 %	<2-5 %	30 %	<3 % riippuu lataus-asteesta
Lämpötila-alue /°C	-20...+55 (suositeltava +10...+30)	-20...+55 (suositeltava +10...+30)	-20...+55 (suositeltava +10...+30)	-20 ...+60	Lataus: 0 ... +50, purkaus: -20 ... +55
Ylilataustoleranssi	Ylivaraus lyhentää akun kestoikää	Matala (latausjännitteen yläraja tarkka!)	korkea	Matala, ylilataus lyhentää elinikää (latausjännitteen yläraja tarkka!)	Matala, (latausjännitteen yläraja tarkka 3,6V!)
Huoltovaatimukset	Veden lisäys	~huoltovapaa	~huoltovapaa	60–90 pv	~huoltovapaa
Turvallisuus	Lämpötila stabiili	Lämpötila stabiili	Lämpötila stabiili	Lämpötila stabiili, latauksen aikana lämpötilaa valvottava, sulake suositus	Suojauspiirit (U,I,T, balansointi), lämpötila stabiili
Myrkyllisyys	Lyijy ja hapot myrkyllisiä, vetykaasu	Lyijy ja hapot myrkyllisiä, pienet kaasuvuodot, voidaan kierrättää	Lyijy ja hapot myrkyllisiä, pienet kaasuvuodot, voidaan kierrättää	Suhteellisen matala toksisuus, voidaan kierrättää	Suhteellisen matala toksisuus, voidaan kierrättää
Soveltuvuus aurinkosähköjärjestelmiin (syväpurkauskestoisuus hyvä)	Solar-mallit Traction mallit (Trukkiakut)	Solar mallit	Syväpurkausmallit		
Valmistajia	Exide, Trojan,	Exide-Sonnenchein Victron Mastervolt	Victron, Concorde, Ritar, Trojan Battery, Rolls	Cobasys	International Battery, Thundersky

energian tuotanto- ja kulutuspiikkien hallitsemiseksi akkujen kanssa yhdessä. Akkutyypeistä soveltuvimmat ja pitkäikäisimmät tyypit ovat syväpurkausta (80 % kapasiteetista) kestävät akut. Hankintahinnaltaan edullisimmat ovat avoimet lyijyakut ja näistä autojen starttiakkutyypiset akut, jotka eivät sovellu aurinkosähköjärjestelmiin huonon syväpurkausominaisuuden takia. Vastaava ns. trukkiakku on soveltuvampi mutta parhaiten soveltuu erityisesti aurinkojärjestelmiin kehitetty lyijyakku ja myös semitraktion (golfkärryihin ja vastaaviin kehitetty) ja traction (trukit ja vastaavat) akut voivat soveltua. AGM (Absorbed Glass mat) on lasikuitumatto kennolevyjen välissä. AGM akut soveltuvat paremmin kohteisiin, joissa tarvitaan lyhytaikaista korkeaa virtaa kuten autojen starttiakuissa. Geeliakkujen elektrolyytti on geelimuodossa. Yleensä geeliakuilla on pitempi elinikä ja parempi syklinen kapasiteetti kuin AGM akuilla. Geeli ja AGM akkujen ominaisuuksissa on kuitenkin valmistaja ja tyyppikohtaisia eroja.

3.1.8 Energiavarastojärjestelmän kustannukset

Seuraavassa taulukossa (Taulukko 3-5) on tarkasteltu energiavarastojärjestelmien hankinta- ja asennuskustannuksia.

Taulukko 3-5. Energiavarastojen kustannuksia. Perustuu Sandian raporttiin 2008. [2].

Teknologia	Energiavaraston hankinta-kustannukset €/kWh *)	Liitännän teho-elektroniikan kustannukset €/kW *)	Asennuksen ja liitännän oheis- kustannukset €/kW *)	Järjestelmäkoko soveltuvuus
Lyijyakut	94	110	31	pieni
Suljetut lyijyakut	125	110	31	pieni, keskisuuri
ZnBr akut	251	110	0	
NaS akut	157	94	0	pieni (vain ZEBRA), keskisuuri, suuri
Litium-ioniakut	314	110	19	pieni, keskisuuri, suuri
Vanadium-redox	220	110	31	keskisuuri
CAES säiliömalli	75	345	31	keskisuuri, suuri
Nopeat vauhtipyörät	627	188	0	nopeat lyhytaikaiset: pieni, keskisuuri
Hitaat vauhtipyörät	238	176	0	nopeat lyhytaikaiset: pieni, keskisuuri
Polttokenno	10	940	0	kaiken kokoiset
Elektrolyysi polttokennon lisänä	0	190	0	kaiken kokoiset

*) muunnettu \$→€ vuoden 2008 vaihtokurssin mukaan.

3.1.9 Aurinkosähkön käyttö rakennusten kulutuslaitteissa vaihtosähkö-/tasasähköverkon avulla

Yleistä

Rakennuksiin integroidut aurinkosähköjärjestelmät eli BIPV (Building Integrated Photovoltaic) eivät ole kovin uutta teknologiaa. Tällaisia järjestelmiä on toteutettu ja ne antavat toimistorakennuksille lisäarvoa ja jokaisen uudisrakennuksen suunnittelun alkuvaiheessa kannattaisi harkita, voidaanko rakennukseen integroida sähköä tuottavia paneeleja. Normaalisti toimistorakennukseen integroitu aurinkosähköjärjestelmä syöttää tuottamansa tasavirran vaihtosuuntaajaan. Vaihtosuuntaajassa tasasähkö muutetaan yleiseen sähköverkkoon soveltuvaksi vaihtosähköksi, ja tämä vaihtosähkö syötetään rakennuksen sähköverkkoon. Vaihtosuuntaajien hyötysuhde on luokkaa 90 %.

Yleisen sähköverkon rinnalle asennettuja aurinkosähköjärjestelmiä kutsutaan verkkoon-kytketyiksi järjestelmiksi (eng. grid-connected system). Tällöin aurinkosähköjärjestelmä toimii ylimääräisenä tehonsyöttöjärjestelmänä sähköverkon rinnalla, mikä vähentää tarvetta ostaa sähköä yleisestä sähköverkosta. Aurinkopaneelit voidaan kytkeä yleiseen sähköjakeluverkkoon vain vaihtosuuntaajan avulla. Vaihtosuuntaaja on aurinkopaneelien jälkeen toiseksi kallein laite tyypillisessä verkkoon kytketyssä aurinkosähköjärjestelmässä. Aurinkopaneelien tasasähkön vaihtosuuntausprosessin hyötysuhde on 90 % ja vaihtosuunnatun aurinkosähkön tasasuuntausprosessin hyötysuhde on 80 %, jolloin koko prosessin (aurinkopaneelista laitteelle) hyötysuhde on 78 %. Toisin sanoen aurinkosähköjärjestelmän aurinkopaneelien tuottamalle tasasähköteholle aiheutuu häviöitä noin 28 %, kun se vaihtosuunnataan vaihtosuuntaajassa ja tasasuunnataan hakuriteholähteessä.

Toisena vaihtoehtona on syöttää tuotettu aurinkosähkö suoraan rakennuksen tasasähköverkkoon. Tasasähköverkon ja aurinkopaneelien tasasähkön välille tarvitaan tasasähkökatkoja, joka säätää tasasähkön tasasähköverkon jännite- tai virtatasoon. Koska kaikki aurinkosähköjärjestelmästä saatava sähköteho halutaan ottaa mahdollisimman tarkkaan käyttöön, kannattaa tässä tehtävässä käyttää MPPT -laitetta (Maximum Power Point Tracker), joka jo itsessään on tasasähkökatkoja. MPPT -laitteen hyötysuhde, noin 95 %, on parempi kuin vaihtosuuntaajan hyötysuhde. Tällaisen hybridijärjestelmän aurinkopaneelien tuottamaan tasasähkötehoon aiheutuva häviö tasasähkökuormalle asti on ainoastaan 5 %. Tämän perusteella tasasähköverkon toteuttaminen vaikuttaa järkevältä. Tasasähköverkko vaatii toimiakseen tarkoituksenmukaisella tavalla sähköenergian varastointia tai aurinkosähkösyötön rinnalle kompensoivaa tasasähkösyöttöä yleisestä vaihtosähköverkosta, kun aurinkoenergiaa ei ole käytettävissä, tai kun sitä on liian vähän. Akut heikentävät aurinkosähköjärjestelmän kokonaishyötysuhdetta, vaativat huoltoa ja ovat elinkaarensa lopussa ongelmajätettä. Tämän takia akkujen käyttöä pyritään välttämään.

Aurinkosähkö ja LED-valaistus

Valaistus on hyvä vaihtoehto tasasähköverkon kuormaksi. Oikein valituilla LED- tai loistelamppuvalaisimilla valaistusjärjestelmä voidaan liittää suoraan tasasähköverkkoon. Tasasähköverkon kuormaksi on mahdollista liittää muitakin tasasähköä käyttäviä laitteita, mutta etukäteen tarkasti määritelty suljettu tasasähköjärjestelmä on järkevämpi kuin

tasasähkön tarjoaminen vapaasti käytettäväksi esimerkiksi pistorasioiden kautta. Tämänkin takia rakennuksen valaistusjärjestelmä on yksi mahdollinen tasasähköverkon kuorma.

Aurinkokenno tuottaa tasavirtaa, kun auringonsäde saapuu paneelin pinnalle. LED-siru tuottaa valoa, kun siihen syötetään tasavirtaa. Siksi yleiseen sähköverkkoon kytkettävissä LED-valaisimissa tarvitaan tasavirtalähde valaisimessa integroituna tai erillisenä liitäntälaitteena. Tasasähköverkossa liitäntälaitetta ei välttämättä tarvita.

Aurinkosähköjärjestelmän tuottama tasasähkö voidaan hyödyntää ilman turhia vaihto- ja tasasuuntauksia LED-valaistuksessa. Toimistovalaistuksessa on kuitenkin tärkeää, että valaisimen tuottama valovirta ei vaihtele häiritsevästi. Siksi on huomioitavaa, että LEDien tuottama valovirta muuttuu syötetyn virran muuttuessa. Suunniteltaessa LED-tasasähköverkkoa on huolehdittava siitä, että syötetty virta on vakio. Jos tasasähköverkon jännite ja virta muuttuvat, toimistotilojen käyttäjät saattavat havaita sen häiritseväenä valovirran vaihteluna. Tämän välttämiseksi voidaan käyttää tasasähköverkkoon kytkettäviä tasavirtalähteitä, jotka syöttävät tietynsuuruista virtaa valaisimille. Lisäksi tasavirtalähteen hankinta on perusteltua, kun halutaan säätää valaistustasoa.

Koska nykypäivän toimistorakennuksissa valaistuksen tulee olla ohjattava, valaisimien liitäntälaitteista ja niiden aiheuttamista tehohäviöistä ei päästä eroon tasasähköverkonkaan avulla. LED-valaistusjärjestelmä ei siis anna lisäarvoa tasasähköverkolle. Jos kuormana on valaistusjärjestelmä, jossa valaistusta ei tarvitse ohjata, liitäntälaitteita ei tarvittaisi. Tämä tuo energiansäästöjä ja sitä kautta lisäarvoa tasasähköverkolle.

Viitteenä olevassa D-työssä tehtiin mallisuunnitelma ja elinkaarilaskelmat toimistorakennuksen aurinkosähköjärjestelmästä. Mallisuunnitelmien elinkaarilaskelmien perusteella vaihtosähköverkkoa syöttävän aurinkosähköjärjestelmän investoinnit tuottavat tappiota. Tasasähköverkkoa syöttävän järjestelmän investoinnit tuottavat pienempää tappiota. Mallisuunnitelman aurinkosähköjärjestelmän ja tasasähköverkon toteuttamisen elinkaarikustannukset olivat 50 % pienemmät kuin pelkän vaihtosähköverkkoon kytketyn aurinkosähköjärjestelmän elinkaarikustannukset. Mallisuunnitelman aurinkosähköjärjestelmän nykyarvo oli kuitenkin tappiollinen. Tasasähköverkon kustannuksia huomioiva nykyarvo oli 30 vuoden tarkasteluajalla noin -106 000 €. (viite: Schneider Tom, Aurinkosähköjärjestelmien tuottaman tasavirran käyttö toimistorakennusten LED-valaistusjärjestelmissä, D-työ, TKK, 24.11.2009, 71 s.)

D-työssä tasasähköverkon kuormaksi suunniteltiin LED-valaistusjärjestelmä, koska LEDit käyttävät tasasähköä. Tästä ei kuitenkaan saatu sen enempää hyötyä irti, koska toimistorakennuksien valaisimien on oltava ohjattavia, jolloin valaisimessa on joka tapauksessa oltava liitäntälaitte. Siitä huolimatta toimistorakennuksen mallikerros suunniteltiin kokonaan LED-valaisimilla valaistuksen laadusta tinkimättä. LED-valaistusjärjestelmän etuna oli energia-tehokkuus, mutta LED-valaisimien suuret kustannukset tekivät loistelamppuvalaisimilla toteutetusta järjestelmästä elinkaarikustannuksiltaan halvemman.

3.2 Kaupunkisuunnittelun ohjauskeinot energiatehokkuudessa

Kaavoituksessa määritellään maankäyttö eri toiminnoille (asuminen, liikenne, palvelut jne.). Energiantuotannon osalta varataan alueita mm. kaukolämpö- ja sähkölaitoksille, muuntoasemille ja energian jakeluverkoille. Alueiden käytöstä ja niille asetetuista vaatimuksista

keskustellaan energian tuottajien kanssa, jolloin kaikki tekniset ja turvallisuusnäkökohdat voidaan ottaa huomioon ajoissa ja sovittaa muuhun kaupunkirakenteeseen.

Kaavoihin ja kaavamääräyksiin ollaan yhä useammin liittämässä energiatehokkuutta lisääviä kohtia, kuten rakennusten matala- tai nollaenergiavaatimuksia tai edellyttämällä rakenteisiin integroituja aurinkosähkö- tai -lämpökeräimiä.

Rakennusten sijoittamisessa maastoon, tonteille tai rakennustenjulkisivujen suuntaamisessa suhteessa ilmansuuntiin voidaan etukäteen tehdä arviointeja, joiden tulosten mukaisia ohjeita voidaan liittää kaavamääräyksiin.

3D-mallinnus, GIS- ja muut kehittyneet laskentaympäristöt yhdessä tarjoavat etukäteisarviointiin sopivia välineitä.

Keskitettyjä energiantuotantoyksiköitä, jotka hyödyntävät uusiutuvia energialähteitä (aurinkoa, tuulta) voidaan kaavoissa sijoittaa niiden kannalta edullisiin maaston kohtiin ja sellaisille alueille, joille ei voida rakentaa asuntoja tai toimitiloja (moottoritien meluvyöhykkeille, vesialueille, pehmeiköille). E18-moottoritien suunnittelua Helsinki-Vaalimaa -välille ollaan ohjaamassa ekologinen tieliikenne -konseptin suuntaan, jossa olisi mahdollista lisätä uusiutuvien energialähteiden käyttöä (mm. sähköautojen latauspisteiden, biopolttoaineen tankkausasemien, aurinkopaneelien, tuulivoiman ja maalämmön avulla). "Vihreän moottoritien" selvitystyössä ovat mukana Loviisan, Haminan ja Porvoon kaupungit sekä Kymenlaakson ja Itä-Uudenmaan liitot sekä Fortum, Neste Oil, St1, Falck ja Ensto (STT 18.8.2010).

Rakentamista voidaan kaavoituksen ohella ohjata myös yleisissä arkkitehti- tai muissa suunnittelukilpailuissa kirjoittamalla kilpailuohjelmaan energiatehokkuuden arviointikriteerejä. Myös suunnittelijoille ja rakentajille yhdessä suunnattujen tontinluovutuskilpailujen yhteydessä voidaan kilpailijoilta edellyttää haluttuja energiatehokkuusratkaisuja.

Kaupunkien strategisissa suunnitelmissa energiatehokkuutta voidaan edistää asettamalla esimerkiksi energiansäästö- tai päästöjen alentamistavoitteita. Hallintokuntia voidaan edellyttää toteuttamaan vastaavia säästötavoitteita jne.

Kaupunkien energiatehokkuutta voidaan energiajärjestelmien ulkopuolella lisätä kaupunkisuunnittelussa myös toimintojen sijoittelussa (asumisen ja työnteon sekoittaminen, kauppapaikkojen sijainninhjauksella), aluetehokkuuden nostamisella, liikennejärjestelmien suunnittelussa (suosimalla joukkoliikennettä, jalankulkua ja pyöräilyä) jne.

3.3 Aurinkosähkön käyttö liikenteessä

3.3.1 Yleistä

Sähköautot (EV) ja plug-in-hybridit (PHEV) tarjoavat erilaiset lähtökohdat sähköenergian liikennekäyttöön. Sähköautot tarjoavat mahdollisuuden liikkua käyttämättä yhtään öljypohjaista polttoainetta (pl. joidenkin mallien sisältämät diesel-lämmityslaitteet), mutta sähköautot sisältävät suuren, painavan ja kalliin akun, jonka lataaminen on hidasta ja jonka mahdollistama toimintasäde on tällä hetkellä huomattavasti nykyisten polttomoottoriautojen

toimintasädetä pienempi. Plug-in-hybrideissä pyritään yhdistämään polttomoottoriautojen ja sähköautojen hyviä puolia. Muutaman kymmenen kilometrin toimintasäde sähköenergialla riittää suurimpaan osaan päivittäisestä ajokilometreistä polttomoottorin mahdollistaessa myös erittäin pitkät ajomatkat ilman aikaa vievää tai aivan uudenlaista latausinfrastruktuuria edellyttävää akkujen lataamista.



Kuva 3-31. Sähköautojen latauspiste Helsingin Kampissa [kuva: P. Lahti 2009]

Aurinkosähköä voidaan periaatteessa hyödyntää myös vetyautojen polttoaineen tuotannossa. Autoissa on polttokenno, joka tuottaa sähköä vedystä ja hapesta. Vetyä voidaan valmistaa aurinkoenergian avulla elektrolyysissä esim. suoraan jakeluasemilla tai aurinkovoimalan yhteydessä.

3.3.2 PHEV

Konventionaalinen hybridi (HEV) ja plug-in-hybridi (PHEV) tekniikka on pääasiassa sama. Kummassakin on sähkömoottorin lisäksi polttomoottori. HEV-ajoneuvosta saadaan periaatteessa PHEV lisäämällä vain laturi ja latauspistoke, jolloin ulkoisesta lähteestä on mahdollista ladata akkua. HEV toimii kapealla lataustila-alueella, kun taas PHEV vaatii akulta suurta lataustila-aluetta. Jotta PHEV saavuttaa hyväksyttävän sähköisen ajomatkan, akun tulee olla paljon isompi kuin mitä HEV:ssä tarvitaan.

Kerran päivässä ladattavalla PHEV40-autolla voidaan ajaa keskimäärin 60 % kilometreistä pelkällä sähköllä. Kun vuotuiseksi ajomääräksi oletetaan 18 000 km/a, kulutukseksi 0,16 kWh/km ja latauksen hyötysuhteeksi 81 % saadaan PHEV40-auton vuotuiseksi sähkönkulutukseksi 2 130 kWh/a.

PHEV-konsepteja on kehitteillä ja testattavana eri valmistajien toimesta. Esimerkiksi Chevrolet, Volvo, BYD ja Fisker Automotive ovat tuomassa lähivuosina markkinoille PHEV-mallinsa. Näiden mallien akkujen kapasiteetti vaihtelee välillä 12–20 kWh. Sähköinen toimintamatka vaihtelee välillä 60–100 km. Akkujen latausaika 230 V:n yksivaihejännitteellä ja 15 A:n virralla (latausteho n. 3,5 kW) vaihtelee välillä 3 h - 9 h. Audi kehittää PHEV-konseptia, jossa pieni ja kevyt Wankel-kiertomäntämoottori toimii tarvittaessa akkulaturina. Wankelia käytetään silloin, kun halutaan ajaa pidempi matka kuin mihin yksi akkulataus riittää. Moottori pyörii vakioidusti 5 000 kierrosta minuutissa ja sen latausteho on 15 kW.

3.3.3 Sähköauto (EV)

Sähköauto (EV) vastaa tekniikaltaan sarjahybridimallista PHEV-autoa, josta on poistettu polttomoottori sekä generaattori ja lisätty akuston kokoa. Energiatehokkuudeltaan sähköauto on huomattavasti polttomoottoriautoa parempi. Sähköautolla on myös PHEV-autoista tutut edut: regeneratiivinen jarrutus, tyhjäkäynnin puuttuminen ja suuri vääntömomentti. Haittapuolena sähköautoissa on se, että akkujen varauksen loputtua toimintasädetä ei voi kasvattaa polttomoottorin avulla kuten PHEV-autoissa.

Sähköautot kuluttavat enemmän sähköä kuin PHEV -autot. PHEV -auto kulkee vain osan kilometreistä sähköllä, kun taas sähköautoissa sähkö on ainoa energialähde. Siksi sähköautojen lataus lisää enemmän sähkönkulutusta ja sähköverkkojen kuormitusta. Voidaan arvioida, että jos PHEV40-auto kuluttaa 2130 kWh/a, kuluttaa samankokoinen sähköauto vastaavalla ajomäärällä 3 550 kWh/a.

PHEV -autolle (akun kapasiteetti 12–20 kWh) riittää useimmiten yksivaiheinen lataus. 10 A:n yksivaihelatauksella (syöttöteho 2,3 kW) tyhjästä täyteen aikaa kuluu 5–9 tuntia. 16 A:n yksivaihelatauksella (syöttöteho 3,6 kW) tyhjästä täyteen aikaa kuluu 3–6 tuntia. Suurempien akkujen (kapasiteetti 25–35 kWh) takia sähköautojen lataus on hidasta yksivaiheisella liittymällä (10 A lataus: 11–15 tuntia ja 16 A lataus: 7–10 tuntia). Kolmivaiheinen lataus voi olla tarpeellinen latauksen nopeuttamiseksi.

Karkea arvio sähköauton ajoenergiatarpeesta vaihtelee välillä 0,15–0,2 kWh/km. Lisäksi auto kuluttaa energiaa muissa käyttölaiteissa kuten ajovaloissa, puhaltimissa, lämmitys- ja jäähdytyslaitteissa sekä auton hallintajärjestelmissä. Suomen olosuhteissa matkustamotilan riittävä lämmitys on hoidettavissa järkevästi vain polttonestettä käyttävällä lämmittimellä. Henkilöautolla ajetaan Suomessa vuodessa keskimäärin 20 000 km eli 55 km/vrk. Tämän perusteella vuorokautinen sähköauton ladattava energiantarve Suomessa on noin 10 kWh, jonka lataaminen yksivaihelaitteiden suuruudesta riippuen kestää 3–5 tuntia.

Esimerkkinä täysiveriseksi sähköautoksi kehitetystä kulkuneuvosta voidaan mainita Nissan Leaf-sähköauto, jonka yhtiö esitteli elokuun 2009 alussa. Leaf tulee Japanin, Yhdysvaltain ja Euroopan markkinoille vuonna 2010. Viisipaikkaisella perheautolla tähdätään massatuotantoon. Auton suurin teho on 80 kW ja vääntömomentti 280 Nm. Huippunopeus on yli 140 km/h. Autossa on litium-ioniakusto, jonka kapasiteetti on 24 kWh ja teho 90 kW. Akut ja sähkölaitteisto painavat 270 kg. Täyteen varattu akku riittää 160 km:n ajoon. Akun normaalilataus tyhjästä täyteen kestää 8 - 16 tuntia, mutta pikalataus kolmivaiheisellä vain noin puoli tuntia. Pikalataus lyhentää akun kestoikää. Akulle annetaan viiden vuoden takuu. Akun saa vain vuokralle, itse auton saa ostaa omaksi. Auto vaatii oman erillisen latauslaitteiston ohjauselektronikkoineen. Akut kestävät pitempään ”kylmissä” oloissa muun muassa

siksi, että lämpimässä ilmastoinnin käyttö kuluttaa paljon sähköenergiaa. Siksi ilmastointia voi käyttää ennen ajoon lähtöä auton ollessa vielä latauksessa.

Toisena esimerkkinä voidaan esittää norjalainen Think City kaupunkiauto, jota Uudenkaupungin Valmet Automotive alkaa koota vuonna 2010 (<http://www.think.no/>). Think Cityn huippunopeus on 100 km/h. Maksimiammatka yhdellä latauksella ja kesärengastuksella on noin 170 km, kun autossa oleva 4 kW:n sisätilälämmitin ei ole käytössä. Akut painavat noin 250 kg ja niiden kapasiteetti on 28,5 kWh. Akkujen lataus (0–100 % SOC) kestää noin 13 tuntia, kun lataus tapahtuu 230 V:n jännitteellä ja 14 A:n virralla. Samalla latausteholla lataus 0–80 % SOC kestää 9,5 tuntia. Norjassa Think City maksaa kuluttajalle alkaen NOK 212 000. Lisäksi käyttäjää veloitetaan NOK 975/kuukausi akuston vuokrausmaksulla. Valmistaja arvioi Euroopan markkinoilla hinnan asettuvan välille 20 000–25 000 €.

3.3.4 Sähköbussi

Sähköakkuihin perustuvan joukkoliikennekulkuneuvon rakentaminen on huomattavasti henkilöautoa vaativampaa johtuen huomattavasti suuremmasta energiantarpeesta ja suuresta kilometrimäärästä vuorokautta kohden. Jotta mahdollisimman suuri osa ajomatkasta päivän aikana voitaisiin suorittaa sähköllä, edellyttää se akkujen pikalatausta mahdollisesti useita kertoja päivän aikana. Tämän vuoksi PHEV –tyyppiset ratkaisut, joissa ajomatkaa pidennetään dieselmoottorilla, polttokennolla jne. tulevat ensivaiheessa kysymykseen.

Suomessa sähköbussien kehitystä viedään eteenpäin Tampereella. Sinne perustettu Sähköajoneuvokeskus sekä koko alan klusterin kehittäminen kuuluvat helmikuussa 2010 julkistettuun Tredean vetämään *ElectricCity – Tampere liikkuu sähköllä* -ohjelmaan. Yhtenä osana ohjelmaan kuuluu Tampereen ammattikorkeakoulun selvitystyö, jossa tutkitaan linja-autolaboratorion perustamista. Tarkoitus on jossakin vaiheessa muuntaa dieselbusseja sähköllä kulkeviksi.

Pohjaa Sähköautokeskukselle tuo alan merkittävin kehittämisyhteisö, harrastajapohjalta toimiva Sähköautot Nyt, joka valmisti viime vuonna Suomen ensimmäinen muunto-sähköauton eCorollan. Tampereen Ruskolla on yhteisön keskeisin tukikohta. Sinne on myös sijoitettuna ruotsalaisessa omistuksessa oleva sähköbussi, joka on palvellut kymmenen vuotta Arlandan lentokentän matkustajaliikenteessä. Sähköautot Nyt -yhteisön edustajan arvion mukaan sähköbussi on energiakustannuksiltaan noin 120 000 euroa dieselbussia halvempi elinkaarensa aikana. Viiden–kuuden tunnin lataus litiumakuilla riittää noin 80–100 km:n ajomatkahan.

3.3.5 Sähköautojen akkujen lataus

Akkujen lataus voidaan suorittaa tavallisesta sähköverkosta tai erillisestä latausasemasta. Kotona tapahtuvan latauksen rajoittavana tekijänä on pääasiassa sulakekoko, joka vaikuttaa latausvirran suuruuteen. Latauslaitteet tulevat todennäköisesti ainakin alussa olemaan yksivaiheisia, mutta mahdollisuus olisi myös tehokkaampaan kolmivaiheiseen lataukseen. Kolmivaihevirralla toimiva pikalaturi muistuttaa kooltaan ja näöltään bensiinipumppua. Latausasemalla latausaika nopeutuu huomattavasti, jolloin puhutaan pikalatauksesta tai tehopohjaisesta latauksesta. Pikalataus vaatii kohtuullisen suuren jännitteen ja suuren virran. 10 minuutin latauksen on arvioitu vaativan 480 V:n jännitteellä 500–1 000 A:n virran. Latausasemat ovat kuitenkin suhteellisen kalliita, mikä varmasti tulee alkuvaiheessa hidastamaan niiden yleistymistä. Pikalatauksen negatiivisena puolena on sen mahdollinen heikentävä vaikutus akun käyttöikäkään.

Lataustavasta riippuu miten paljon ja mihin aikaan akkulaturit ottavat tehoa sähköverkosta. Lataustapoja on useita ja lataustehot vaihtelevat eri lataustavoilla.

- Kontrolloimaton lataus: Autoilijat lataavat ajoneuvonsa silloin kun heille parhaiten sopii. Lataustehon huippu osuu iltaan, jolloin sähköverkon kuormitus on muutenkin huipussaan.
- Lataus yösaikalla: Lataus ajastetaan alkamaan klo 22, jolloin ne aiheuttavat suuren tehopiikin yhdessä muiden yösaikalle ajastettujen kuormien kanssa.
- Lataus minimikuormituksen aikaan: Akut ladataan silloin, kun verkon kuormitus on pienimmillään. Tämä vaatii lataustehon nostamista, jotta kuormitus ehditään tehdä minimikuormituksen aikana, ja älykkäitä latureita.
- Lataus useita kertoja päivässä: Autoja ladataan kodin lisäksi myös työpaikoilla ja julkisilla latauspisteillä. Tämä mahdollistaa ajettavien kilometrien osuuden lisäämisen.

Periaatteessa akusta voidaan syöttää tehoa myös sähköverkkoon päin, jolloin ne voivat tukea sähköverkkoa mahdollisissa häiriötilanteissa tai sähköä voidaan myydä markkinoille esimerkiksi ns. aggregaattorien välityksellä korkean spot-hinnan aikana. Tulevaisuudessa tekninen kehitys voi mahdollistaa tämän, mutta se ei vielä lähiaikoina ole mahdollista.

3.3.6 Sähköauton hyötysuhde

Sähköauton eri komponenttien hyötysuhteet lähtien sähköverkosta ja päätyen tiehen ovat seuraavat:

- laturi 90 %
- akku 90 %
- invertteri 94 %
- sähkömoottori 94 %
- vetoakseli 99 %
- pyörä ja rengas 95 %

Kokonaishyötysuhde 67 % saadaan kertomalla hyötysuhteet keskenään.

3.3.7 Sähköauto kylmissä olosuhteissa

Sähköautoissa käytettävät akut (litium-ioni) menettävät kapasiteetistaan huomattavan osan, kun lämpötila laskee alle -10 °C. Samanaikaisesti auton sisätilan lämmitystarve kasvaa. Tyypillisesti sähköautoissa, joissa ei ole ollenkaan polttomoottoria, lämmitys hoidetaan ilmanottokanavaan asennetulla sähkövastuksella tai ilmalämpöpumpulla. Lämmitysvastuksen ja talvirenkaiden käyttö pienentää autolla yhdellä latauksella ajettavissa olevaa matkaa.

Tanskalaisen tekniikkasäätiö Energi Horsens järjesti talven 2009 - 2010 aikana kolmi-kuukautisen autotestin, jossa kahdeksan yksityishenkilöä saivat brittiläisen Electric Car Corporationin muunnellun Citroen C1-sähköauton jokapäiväiseen käyttöönsä. Auton nimellinen sadan kilometrin lyheni pakkasella tuntuvasti, usein jo 60 km:n matka tyhjensi akut. Auton sähkökäyttöinen lämmityslaitte todettiin tehottomaksi ja sen käyttö lyhentää toimintasädettä noin 20 %:lla.

(<http://energihorsens.dk/ElbilForum/Nyheder/Details/?newsid=91>)

3.3.8 Lataustekniikan kehitys: induktiivinen lataus, akkuvaihtoasemat

Sähköauton akkujen lataus pistorasiasta tai latausasemalla edellyttää johdon kytkemistä autosta sähkölähteeseen. Latausjohtojen kanssa toiminta voidaan kokea hankalana ja tämän vuoksi kehitellään langallisen latauksen korvaajaksi langatonta eli induktiivista latausta. Induktiivinen lataus tapahtuu siten, että auto ajetaan latauspaikalle esim. maahan tai lattiaan upotetun induktiosilmukan tms. päälle, jolloin latauslaite tunnistaa kohteen ja alkaa ladata autossa olevaan vastaanottosilmukan avulla auton akkuja.

Yhtenä kehityssuuntana ovat ns. akkujen vaihtoasemat (akkuhuoltoasemat), joissa sähköauton akku voidaan nopeasti vaihtaa täyteen ladattuun akkuun ja matka voi jatkua. Vaihtoasemat poistavat pikalatauksen tarpeen ja näin vältetään pikalatauksesta akustoille aiheutuvat haitat. Akkujen huolto ja lataus voidaan suorittaa hallitusti ja ammattimaisesti vaihtoasemilla. Tällaista konseptia kehittää mm. Better Place yhtiö, jonka toiminta keskittyy tällä hetkellä Israeliin ja Tanskaan. Israelissa vaihdettavilla akuilla varustettujen sähköautojen (Renault Fluence ZE) markkinointi aloitetaan v. 2011 ja akkujen vaihto- ja huoltoasemia rakennetaan 100 kpl. Asemalla akun vaihto kestää noin 5 minuuttia. Akun vaihto tapahtuu automaattisesti auton alta, kun ajoneuvo on ajettu asemalle vaihtopisteeseen.

Akkujen lataus pitäisi suorittaa hallitusti, jotta sähköverkko ei ylikuormitu ja latausteho kannattaa nostaa suureksi silloin, kun sähkömarkkinoilta on saatavissa edullista sähköä esimerkiksi tuuli- tai aurinkosähkötuotannon ollessa suurta. Tätä varten yhtiö kehittää älykästä järjestelmää sähköautojen akkujen lataustilan valvontaan ja latauksen ohjaukseen ("EV intelligent demand software" or "EV smart grid software"). Järjestelmä valvoo jokaisen siihen liitetyn akun varaustilaa ja välittää tämän tiedon energiayhtiölle reaaliajassa. Tämän tiedon perusteella energiayhtiö voi optimoida oman sähkönhankintansa ja ohjata akkujen latausta edullisimmille sähkönkäytön hetkille. Tämänäyttöinen järjestelmä mahdollistaa periaatteessa myös sähköautojen akkujen käytön hajautettuna energiaressursina esimerkiksi tukemaan sähköverkkoa häiriötilanteissa, mutta edellyttää pelkkien akkulaturien korvaamista monimutkaisemmilla laitteilla, jotka pystyvät kaksisuuntaiseen energiansyöttöön. Tällaisen akkujen lataus/purkaus -järjestelmän rakentaminen edellä mainituille akkujen vaihtoasemille saattaisi olla taloudellisesti järkevää. <http://www.betterplace.com/solution/ev-network-software>.

3.3.9 Sähköverkosta on-line ladattavat sähköautot (OLEV)

KAIST (Korea Advanced Institute of Science and Technology) on kehittänyt sähkökulkuneuvon, joka saa käyttövoimansa tiehen upotetusta sähkökaapelista. Kehitysprojektin nimi on OLEV (online electric vehicle), jossa on kehitetty induktiivinen latausmenetelmä, joka kykenee syöttämään energiaa sekä liikkuvaan että paikallaan olevaan sähkökulkuneuvon ilman kontaktia tien pintaan. Kuvassa 3-32 on esitetty kuva testiradalla kulkevista ajoneuvoista. Koska kulkuneuvo saa käyttövoimaansa tiehen upotetuista sähkökaapelista, akkujen kapasiteetin tarve pienenee huomattavasti verrattuna perinteiseen sähköautoon. Kulkuneuvo voi poiketa akkujen ansiosta myös pois kaapelireitiltä.



Kuva 3-32. Maahan sijoitetusta sähkökaapelista induktiivisesti käyttövoimansa saavia sähkökulkuneuvoja. [Lähde: KAIST]

Kuvassa 3-33 on esitetty OLEV sähköauton prototyyppi. OLEV auton akkukapasiteetti on noin yksi viidesosa normaali sähköauton akkukapasiteetista. Tien alle upotettu kaapeli on jaettu useisiin eri virtapiireihin siten, että yksittäinen virtapiiri aktivoituu, kun auto virtapiirin yläpuolella aktivoi sen. Sähkömagneettinen säteily jalankulkijoihin ja muihin perinteisiin kulkuneuvoihin on estetty. EMF testitulosten mukaan säteilyn taso on alle ohjearvon 62,5 mG 20 kHz:llä (ICNIRP 1998).



Kuva 3-33. OLEV sähköauton prototyyppi. [Lähde: KAIST]

KAIST on arvioinut, että jos OLEV latausmenetelmää sovelletaan julkiseen bussiliikenteeseen Etelä-Koreassa, niin tien alle upotettuja kaapeleita pitäisi asentaa noin 20 %:n matkalle koko bussireitistä, kuten bussipysäkeille, pääteasemille ja vilkkaisiin risteyskohtiin. Maksimi tehonsyöttö, joka menetelmällä on saavutettu, on 62 kW/h hyötysuhteella 74 %, kun ilmaväli tien ja ajoneuvon välissä on 13 cm.

KAIST suunnittelee etenevänsä hankkeessa seuraavan aikataulun mukaan:

- testiprototyyppi OLEV kulkuneuvosta valmis ja ydinteknologia sähköbussia varten valmis vuonna 2010
- käytännön OLEV -prototyyppitekhnologia valmis v. 2011
- kaupallinen tuote valmis markkinoille v. 2013

3.3.10 Sähköverkosta ladattavat sähköpolkupyörät, -mopot ja skootterit

Sähköpolkupyörä (LEV)

Sähköpyörällä (LEV, Light Electric Vehicle) tarkoitetaan yleisesti sähköavusteista polkupyörää. Sähköavusteinen polkupyörä saa avustaa ainoastaan poljettaessa ja moottorin tulee kytkeytyä pois päältä pyörän saavuttaessa 25km/h nopeuden. Moottorin maksimiteho saa olla 250 W. Jos nämä ehdot eivät täyty, tulee sähköpyörä rekisteröidä moottoriajoneuvoksi. Akkuina käytetään yleensä Li-on (LiMn) akkuja, jotka kestävät pakkasta -10 °C asti. Tulevaisuudessa akkuina käytetään todennäköisesti LiFePO₄ -akkuja, joiden pakkaskesto riittää -20 °C asti. Akun jännite on joko 24 V tai 36 V ja kapasiteetti 8 – 10 Ah. Latauskertoja akku kestää 500–800 kpl. Lataus tapahtuu 230 V:n sähköverkosta yksivaiheisesti 2 A:n virralla ja lataus kestää 4-6 tuntia. Akun voi irrottaa ja ladata kotona tai työpaikalla, akun voi ladata myös paikallaan. Ajomatka vaihtelee 20 – 80 km riippuen akusta, polkemisen määrästä, alustasta ja maastosta.

Sähkökäyttöiset mopot ja skootterit (LEV)

Useampi kuin kaksipyöräiset sähkömopot ovat akkukäyttöisiä liikkumisen apuvälineitä. Mopoja on saatavana sekä kolmi- että nelipyöräisinä. Useimmiten tällainen sähkömopo valitaan apuvälineeksi silloin, kun henkilö tarvitsee liikkumisen apuvälineen ulkokäyttöön. Sähkömopon käyttäjä rinnastetaan tieliikennelaissa jalankulkijaan.

Sähkömopot tai sähköskootterit ovat maantiekäyttöön tarkoitettuja kulkuneuvoja, joiden maksiminopeus on 45 km/h. Akun kapasiteetti vaihtelee 10–100 Ah (4 x 12 V) ja yhdellä latauksella saavutettava ajomatka vaihtelee 40–120 km. Sähkömoottorin teho vaihtelee 0,75–5 kW. Latausaika 230 V:n sähköverkosta kestää 2–9 tuntia.

Itella on testannut mm. Espoossa sähkömopoja pientaloalueiden postinjakelussa vuodesta 2008 alkaen ja on päättänyt ottaa ne laajempaan käyttöön.

Muut

Segway on kaksipyöräinen moottoroitu kulkuväline, jota ajetaan seisoen. Se on suunniteltu kuljettamaan yhtä ihmistä kerrallaan siten, että ihminen ohjaa itse laitetta. Segwayssä on sähkömoottori, joka käyttää energianlähteenä litiumioniakkuja. Laitteessa on tasapainottava järjestelmä, joka estää kulkuvälineen kaatumisen liikkeessä. Tämä onnistuu käyttäjän asennon ja maan muodon muutoksia mittaavien sensoreiden avulla. Segwayn maksimikulkunopeus on noin 20 km/h. Suomen tieliikennelaki ei tällä hetkellä tunnista Segwaytä ajoneuvoksi, joten sillä ei voi ajaa katualueilla tai pyöräteillä.

Sähkönkäyttö golfautoissa on yleistymässä. Aurinkopaneelien integrointi auton katolle on toimiva ratkaisu. Kuvassa 3-34 on esitetty SolarDriven valmistama aurinkosähköä suoraan hyödyntävä golfauto. Autossa on akku, jota aurinkokenno lataa maksimissaan 400 W:n teholla.



Kuva 3-34. Aurinkosähkökäyttöinen golfauto. [Lähde: SolarDrive]

3.3.11 Aurinkosähkö ja sähköautot

Kuvassa 3-35 on esimerkki Saksassa markkinoitavasta henkilöautoille tarkoitettusta aurinkosähkövoimalalla varustetusta autokatoksesta (SunWorld SunCarport). Aurinkosähkövoimala liitetään suoraan sähköverkkoon ja myöhemmin, kun sähköautot yleistyvät se toimii myös suoraan auton latauspisteenä. Katoksen paneelien pinta-ala on noin 16 m^2 , sähköteho 2 kWp ja kallistuskulma 10° .



Kuva 3-35. Henkilöautolle tarkoitettu autokatos aurinkosähkövoimalalla. [Lähde: SunWorld, SunCarport]

3.3.12 Aurinkosähkö muuten liikenteessä

Muuta aurinkosähköllä toimivia laitteita löytyy runsaasti maailmalta, mm.

- katuvalaistus
- liikennevalot ja muut opasteet
- liikennemerkkit
- muu liikenneinformaatio (kaistaviivat, suojatie)
- bussien, metron, ratikoiden ja junien aikataulut

Useimmat valon tuottoon perustuvat laitteet toimivat nykyisin led-tekniikalla ja niiden tehonkulutus on varsin pieni.

4 Aurinkosähkön mahdollisuudet Östersundomissa

4.1 Kokonaisenergian tarvearviointi

Östersundomin mitoitus (rakennettavan kerrosalan määrä) perustuu Helsingin kaupunkisuunnitteluviraston antamiin tietoihin tehtyjen osayleiskaavaluonnoksien pohjalta. Koska kaavoitusprosessi on kesken, ei mitoitustiluksia voi pitää lopullisina kannanottoina alueelle tulevan kerrosalan määrästä, vaan luvut ovat vain tämän selvityksen arvioinnin ja laskentojen lähtötietoina. Vaihtoehtoiset mitoitustilukset kuvaavat kuitenkin kaupunkisuunnitteluviraston käsityksen mukaan todennäköisesti kohtuullisen hyvin sitä vaihteluväliä, minkä sisällä lopullinenkin mitoitus tulee olemaan kaavaa hyväksyessä ja vahvistettaessa.

4.1.1 Asunto- ja toimitilakerrosalat

Östersundomin aluetta on suunniteltu vähintään noin 35 000 asukkaan alueeksi. Enimmäismäärää ei ole suunnitelmissa toistaiseksi esitetty, mutta tässä selvityksessä enimmäismääräksi on asetettu 50 000 asukasta. Tällä hetkellä alueella asuu noin 2 000 asukasta, joten uusia asukkaita alueelle on muuttamassa 32 000–48 000. Työpaikkoja alueelle voi tulla 5 000–10 000. "Suur-Östersundomin", johon kuuluu alueita Helsingin lisäksi myös Vantaalta ja Sipoosta, kokonaismitoitustiluksiksi on esitetty 76 000 asukasta ja työpaikkaa. Niistä Helsingin alueella 51 000, Vantaalla 11 000 ja Sipoossa 14 000.

Käytettäessä keskimääräisiä kerrosalaväljyyksiä (50 kem/asukas ja 40 kem/työpaikka), saadaan seuraavat karkeat mitoitustilukset (vaihteluvälit):

	vähintään (kem)	enintään (kem)
- asuntokerrosala	1 750 000	2 500 000
- toimitilakerrosala	200 000	400 000
- kokonaiskerrosala yhteensä	1 950 000	2 900 000

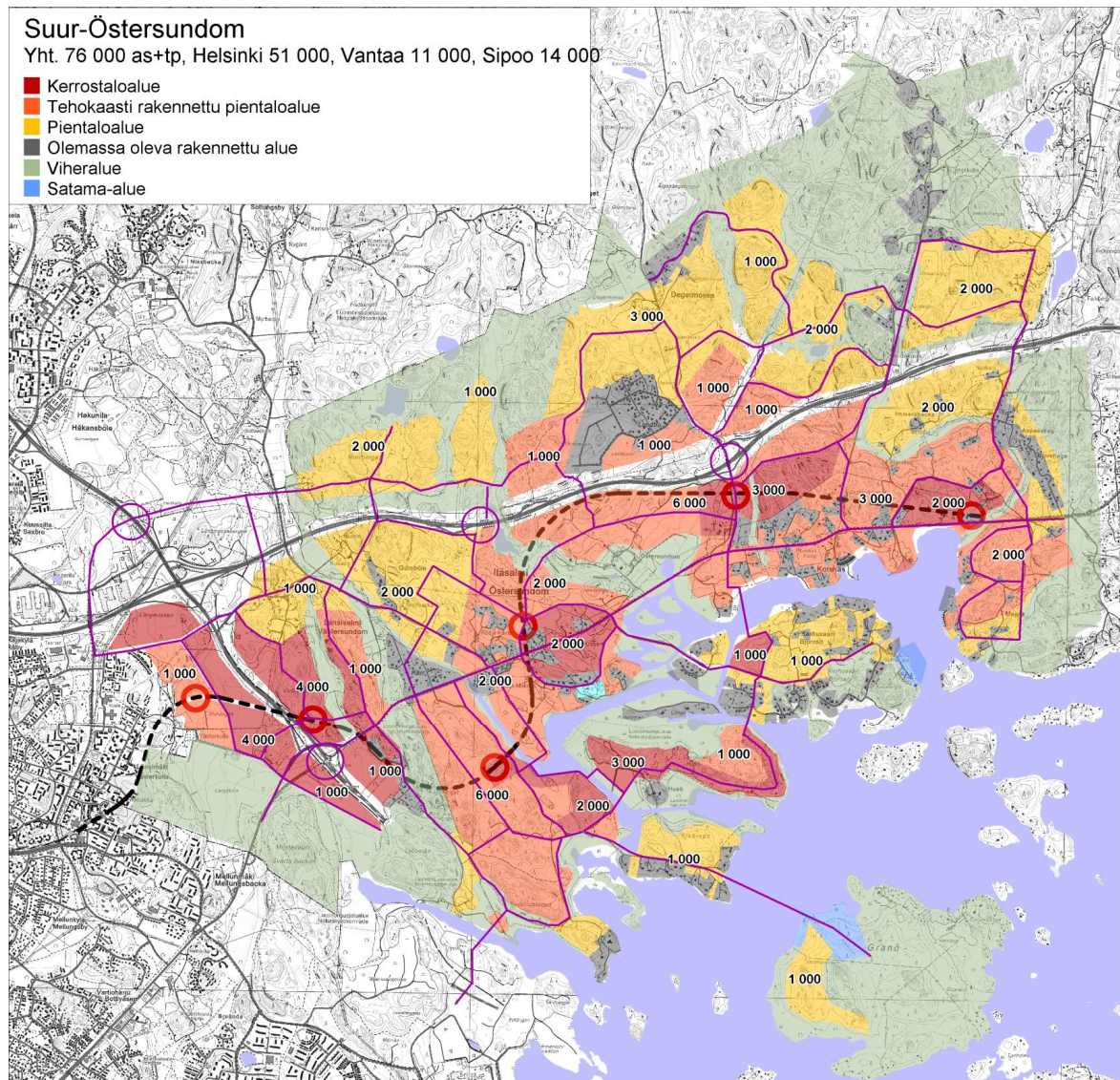
Em. kerrosalat sisältävät sekä vanhat että uudet rakennukset.

Mitoitustilukset esitetään seuraavassa perustuen karkeasti osayleiskaavoituksessa käytettyyn aluejakoon ja mitoitustiluksiin (kuva 4-1). Osa-alueita on yhteensä 8 kpl: Länsisalmi,

Salmenkallio, Östersundom, Puroniitty, Ultuna/Landbo, Karhusaari, Talosaari ja Majvik. Osa-alueiden nimet, raja- ja mitoitusluvut ovat kuitenkin vain tämän selvityksen edellyttämiä laskentoja varten tehtyjä.

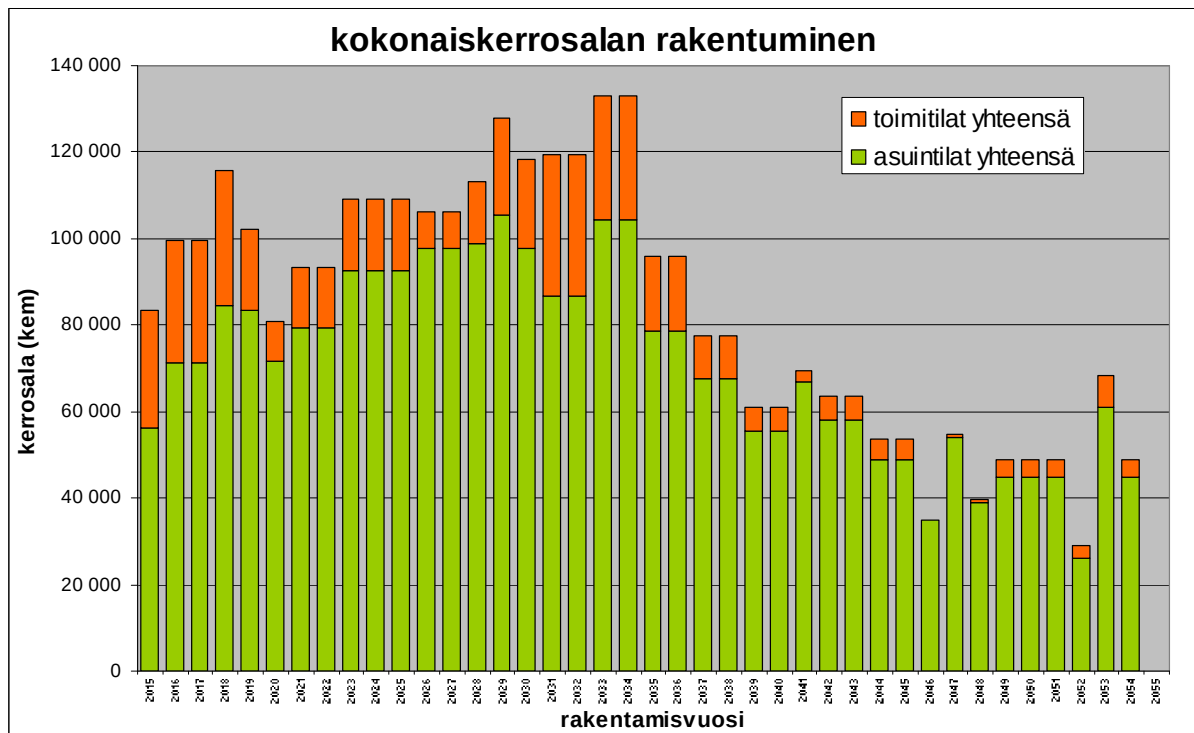
Taulukko 4-1. Östersundomin mitoitus osa-alueittain (tämän selvityksen laskentojen pohjaksi).

YHTEENVETO OSA-ALUEITTAIN		asukasta tai työpaikkoja kerrosneliötä	
Länsisalmi	asuintilat	7 700	385 000
	toimitilat	3 300	132 000
	yhteensä	11 000	517 000
Salmenkallio	asuintilat	6 600	330 000
	toimitilat	1 400	56 000
	yhteensä	8 000	386 000
Östersundom	asuintilat	15 700	785 000
	toimitilat	4 300	172 000
	yhteensä	20 000	957 000
Puroniitty	asuintilat	4 800	240 000
	toimitilat	200	8 000
	yhteensä	5 000	248 000
Ultuna/Landbo	asuintilat	8 300	415 000
	toimitilat	1 700	68 000
	yhteensä	10 000	483 000
Karhusaari	asuintilat	1 500	75 000
	toimitilat	500	20 000
	yhteensä	2 000	95 000
Talosaari	asuintilat	6 800	340 000
	toimitilat	1 200	48 000
	yhteensä	8 000	388 000
Majvik	asuintilat	5 300	265 000
	toimitilat	700	28 000
	yhteensä	6 000	293 000
YHTEENSÄ	asuintilat	56 700	2 835 000
	toimitilat	13 300	532 000
	yhteensä	70 000	3 367 000

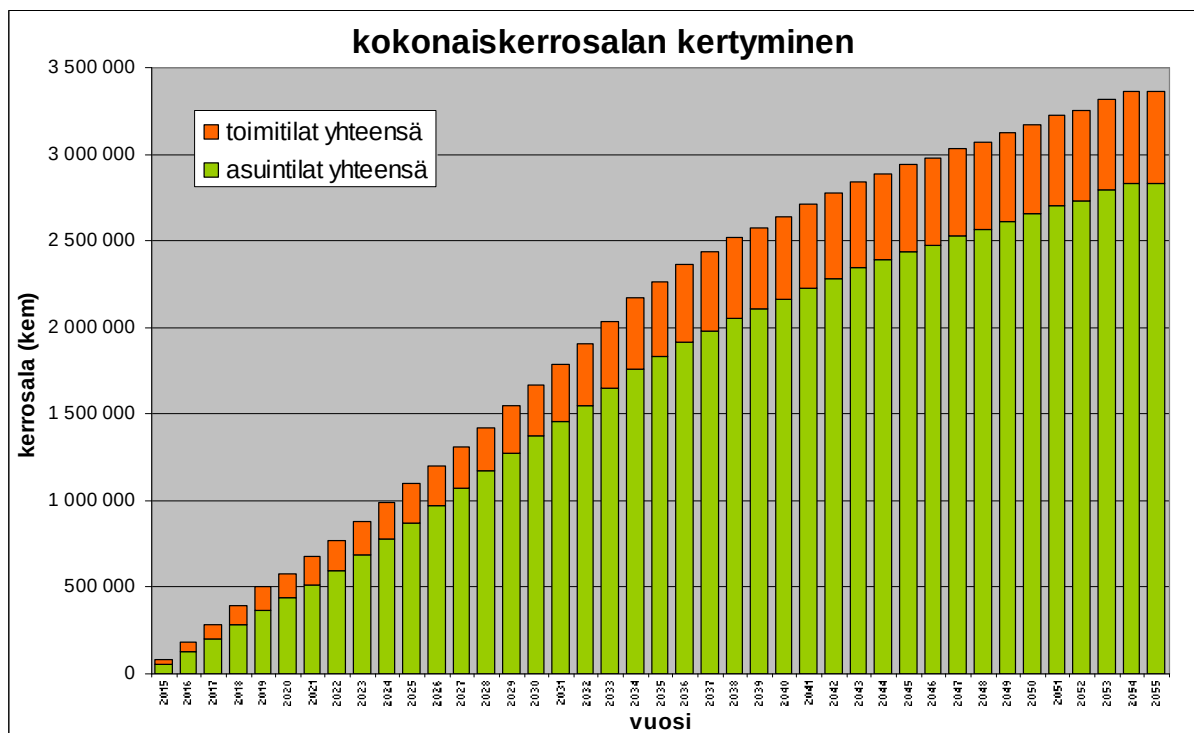


Kuva 4-1. Östersundomin asukkaat ja työpaikat. [lähde: HKSV]

Kuvissa 4-2 ja 4-3 on esitetty arvio kokonaiskerrosalan vuosittaisesta rakentamisesta ja sen kertymästä vuosina 2015–2055.

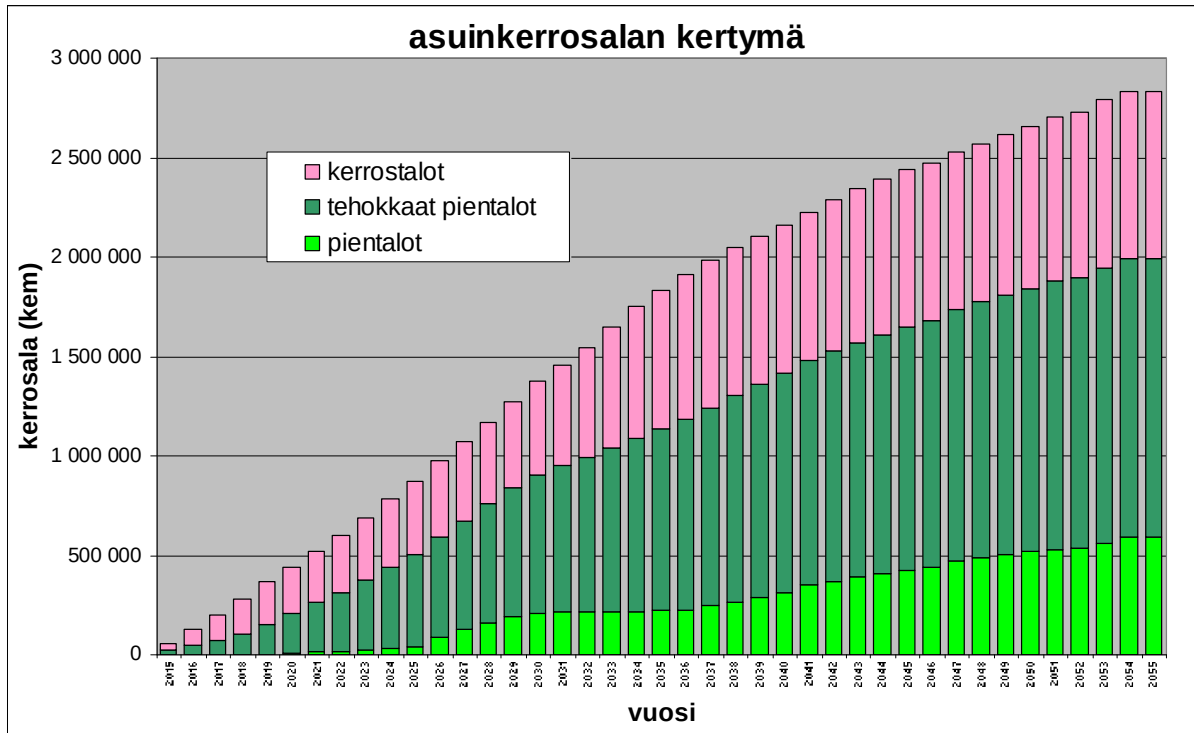


Kuva 4-2. Arvio vuosittaisesta rakennettavasta kerrosalasta.

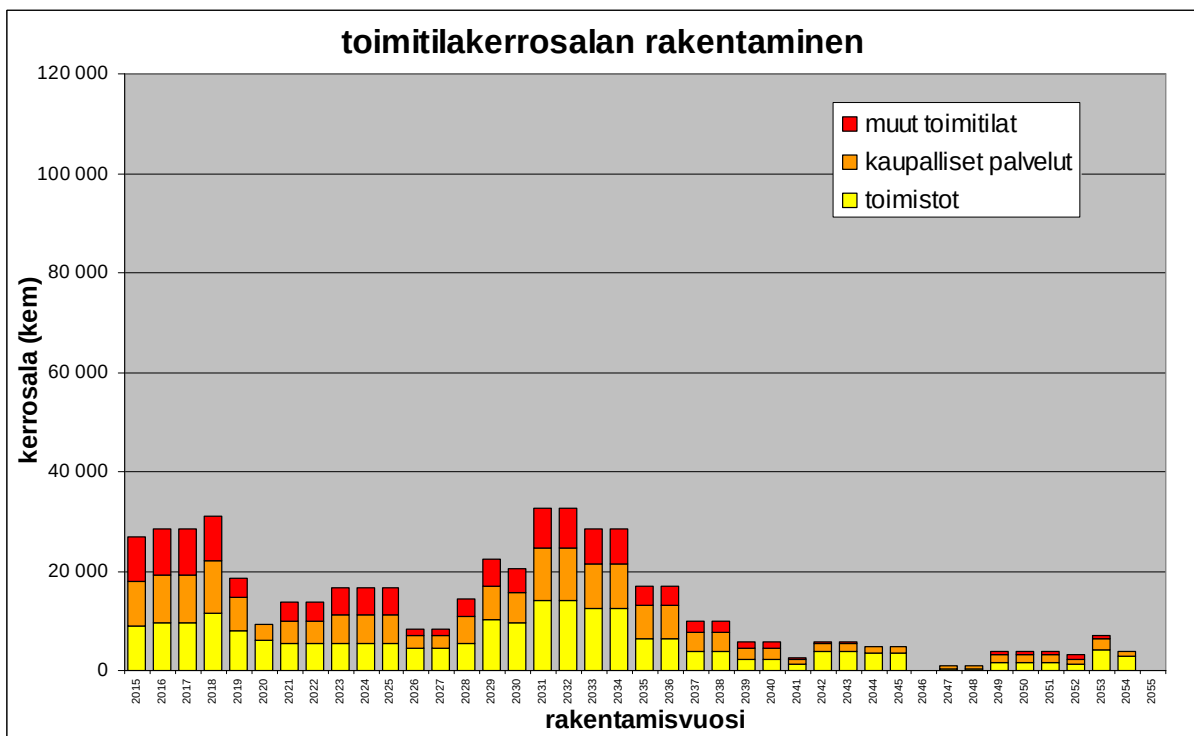


Kuva 4-3. Kokonaiskerrosalan kertymä.

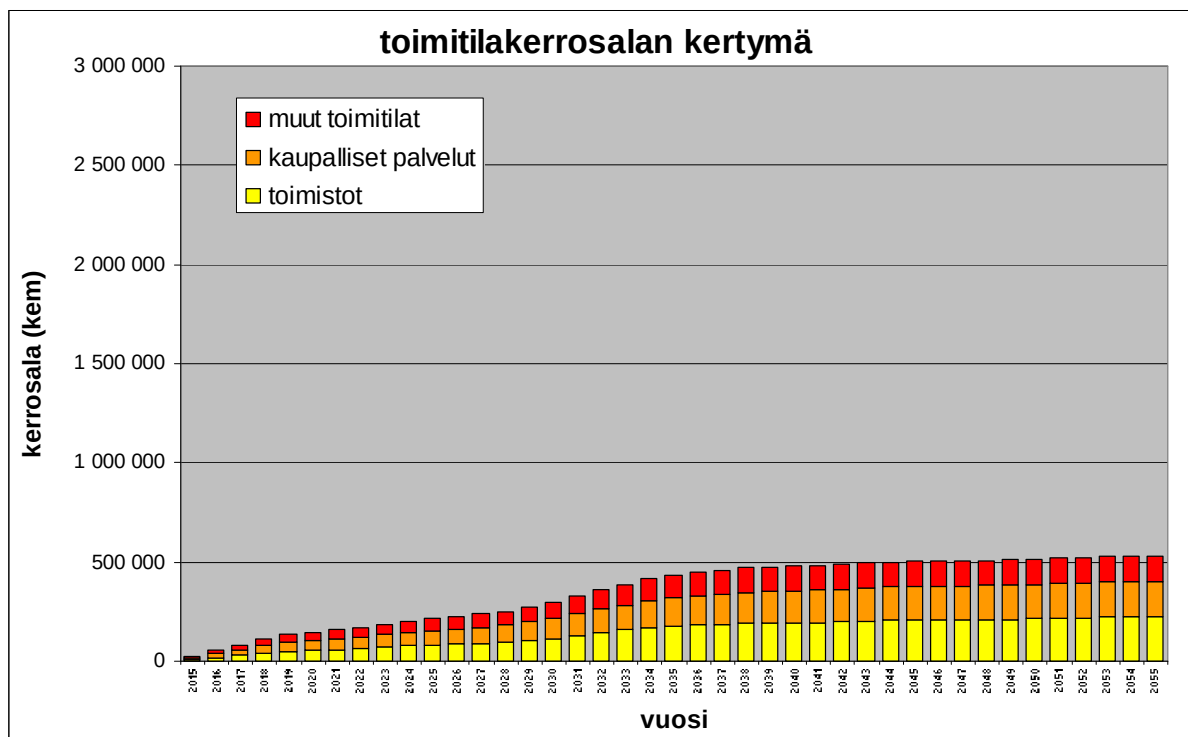
Kokonaiskerrosalan kertyminen perustuu rakentamisen etenemiseen lännestä itään seuraten oletettua metrolinjaa. Rakentuminen ja kerrosalan kertymä on arvioitu myös rakennus-tyypeittäin (kuvat 4-4...4-6).



Kuva 4-4. Kokonaiskerrosalan rakentuminen, asuinrakennukset.



Kuva 4-5. Kerrosalan rakentuminen, toimitilat.



Kuva 4-6. Kokonaiskerrosalan rakentuminen, toimitilat.

4.1.2 Rakennuskannan energiankulutusarvio

Östersundomin kaavassa tullaan tavoittelemaan vähintään matalaenergiatasoa (v. 2012 alkaen) ja tietyillä osa-alueilla (ja vuodesta 2020 alkaen) vähintään passiivi-, nollaenergia- ja plusenergiatasoja. Energiankulutusarviot ovat osa-alueittain ja kortteleittain seuraavat:

4.2 Rakennukset ja kiinteistöt

Rakennettavan kiinteistökannan energiankulutusta on arvioitu lämmön ja sähkön käytön osalta. Arvio perustuu aikaisemmin esitettyyn arvioon rakennusneliöiden kehittymisestä vuosina 2015 - 2055. Lämmön kulutuksen arvioinnissa (luku 4.2.2.) on oletettu, että rakentaminen toteutetaan jo vuonna 2015 matalaenergiarakentamisena ja vuonna 2040 rakennetaan jo passiivitalojen teknisillä ratkaisulla. Luvussa 4.2.1 on esitetty arvio eri rakennustyyppien ominaisenergiankulutuksista eri aikoina.

Sähkön kulutuksen kehityksen osalta arvio on esitetty kahdella lähestymistavalla. Ensimmäisessä analyysissä oletetaan, että rakennusten ominaissähkönkulutus ($\text{kWh/m}^2\text{a}$) pysyy nykyisellä tasolla jatkossakin (luku 4.2.3). Toisessa analyysissä (luku 4.2.4) arvioidaan, että ominaissähkönkulutus pienenee merkittävästi siirryttäessä matalaenergia- ja passiivitaloihin.

4.2.1 Kiinteistöjen ominaisenergiankulutuksen kehitys (skenaariona passiivitalot 2050)

Kiinteistöjen ominaisenergiankulutuksen arvioidaan pienenevän alueen rakentamisen aikana v. 2015...2055. Luotettavaa arviota kehityksestä on mahdotonta antaa, mutta skenarioita voidaan tehdä.

Lähteen /RIL249-2009. Matalaenergiarakentaminen/ mukaan tulevaisuuden matalaenergiatalot (asuinrakennukset) kuluttavat ostoenergia lämmitykseen ja jäähdytykseen 26–50 kWh/m²,a ja passiivitalot 15–25 kWh/m²,a. Nettoenergiankulutus (lämmitys, jäähdytys, ilmanvaihdon lämmitys ja lämmin käyttövesi) on matalaenergiataloissa 48–80 kWh/m²,a ja passiivitaloissa 35–51 kWh/m²,a. Kiinteistö- ja kotitaloussähkön kulutukselle on esitetty arviot: matalaenergiatalot 30 - 35 kWh/m²,a ja passiivitalot 25–35 kWh/m²,a.

Taulukossa 4-2 on esitetty skenario 1 voimakkaan normiohjauksen synnyttämästä kehityksestä ominaisenergian kulutuksessa.

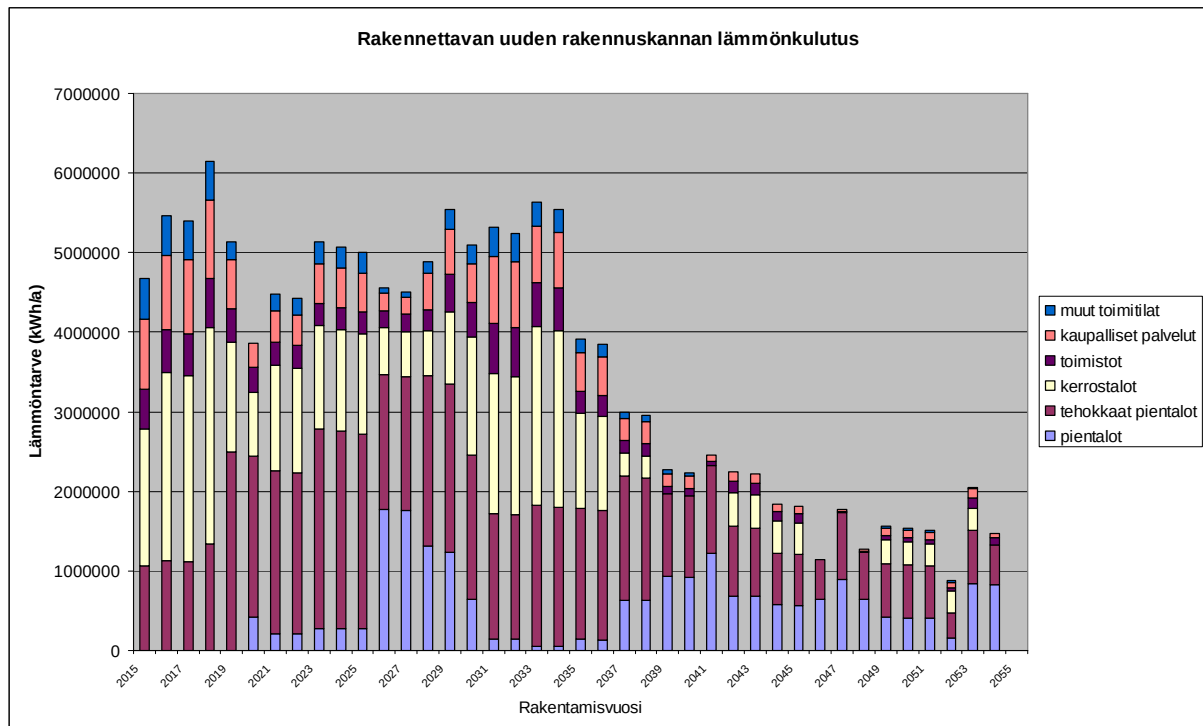
Taulukko 4-2. Skenario 1 ominaiskulutuksen muutoksesta vuosina 2010...2040.

Talotyyppi	2010			2015			2040		
	Lämmöntarve kWh/m ²	Sähkönkulutus kWh/m ²	LKV kWh/m ²	Lämmöntarve kWh/m ²	Sähkönkulutus kWh/m ²	LKV kWh/m ²	Lämmöntarve kWh/m ²	Sähkönkulutus kWh/m ²	LKV kWh/m ²
pientalo	65	27	12	32	23	12	23	19	12
tehokkaat pientalot/rivitalo	58	28	21	29	25	19	19	22	16
kerrostalot	51	29	30	26	26	25	15	25	20
toimistot	70	80	10	49	56	7	34	39	5
kaupalliset palvelut	60	120	80	42	84	56	29	59	39
muut toimitilat	70	80	10	49	56	7	34	39	5

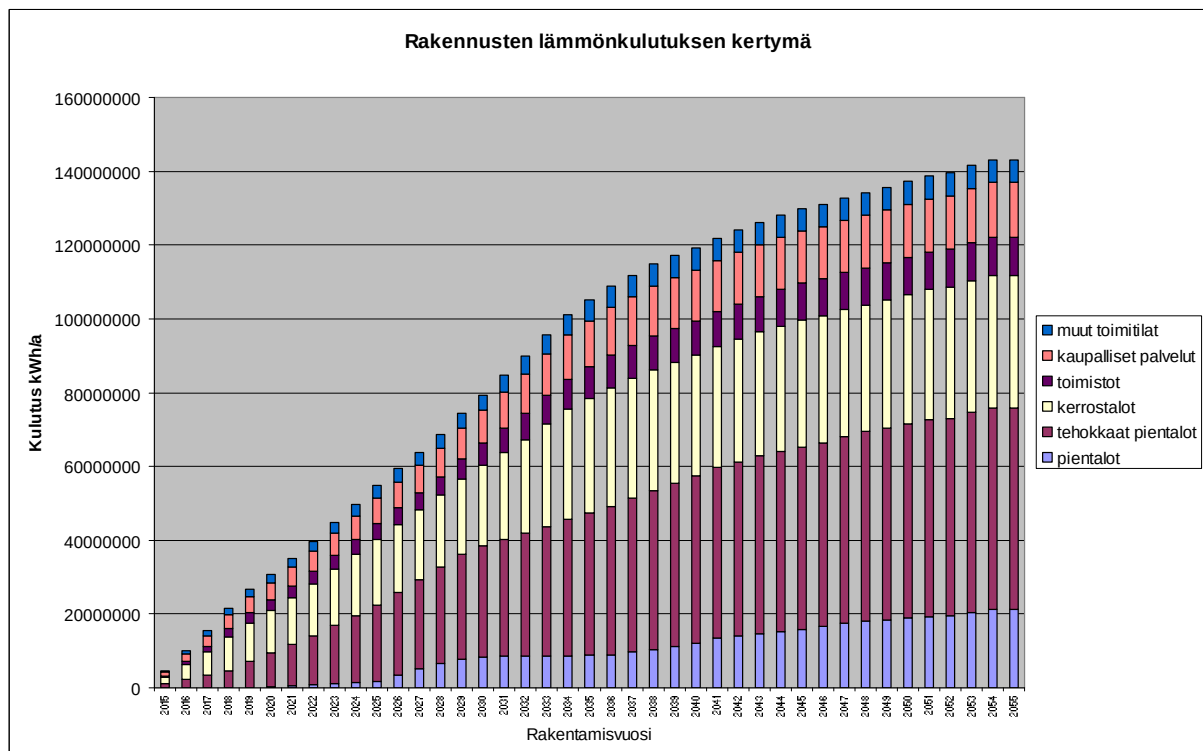
4.2.2 Kiinteistöjen lämmöntarpeen kehitys (skenaariona passiivitalot 2050)

Kiinteistöjen lämmöntarpeen kehityksestä on esitetty skenario 1 perustuen taulukon 4-1 ominaiskulutuslukuun ja alueen rakentamisen kehitysarvioon (luvussa 4.1.1). Rakentamisvuoden aikainen ominaisenergiankulutus interpoloidaan taulukon 4-1 lukuarvoista aina kyseisen vuoden rakennuskannalle ja kulutus sen jälkeen vastaa rakentamisvuoden kulutusta.

Kuvissa 4-7 ja 4-8 on esitetty skenaariot vuosittain rakennettavan rakennuskannan lämmönkulutuksesta ja koko rakennuskannan kulutuksesta (kertymä).



Kuva 4-7. Skenaario 1 lämmitysenergian kulutuksesta vuosittain rakennettavassa uudessa rakennuskannassa. Skenaariossa on arvioitu, että rakentaminen toteutetaan matalaenergia- ja passiivitaloina, joiden kulutusluvut on esitetty taulukossa 4-1.



Kuva 4-8. Skenaario 1 lämmitysenergian kulutuksen kertymästä. Skenaariossa on arvioitu, että rakentaminen toteutetaan matalaenergia- ja passiivitaloina, joiden kulutusluvut on esitetty taulukossa 4-2.

4.2.3 Kiinteistöjen sähkönkulutuksen arviointi skenaariona nykyinen ominaiskulutus

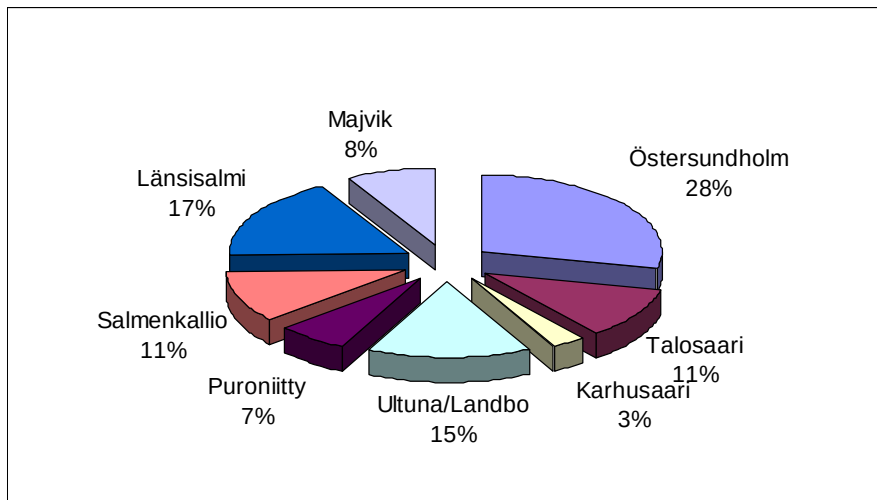
Energiansäästösopimuksen mukaisten mittausten (Motiva 2008) mukaan oli kiinteistöissä vuoden 2007 keskimääräinen sähköenergiakulutus seuraavan taulukon (Taulukko 4-3) mukainen. Sähköenergian kulutusseurannassa on ollut tavoitteena seurata kiinteistösähkön kulutusta mutta koska esim. kaikissa kiinteistöissä (esim. omakotitalot) ei mitata erikseen kiinteistösähköä niin kulutuslukemat tarkoittavat koko sähköenergian kulutusta. Kiinteistö-sähkön osuuteen on luettu yleisten tilojen ja porraskäytävien sekä ulkoalueiden valaistus, talosaunojen, pesuloiden, kylmiöiden ja hissien käyttö.

Taulukko 4-3. Sähköenergian ominaiskulutus rakennustyypeittäin. [9][10][11]

Rakennustyyppi	Sähkö
	(kWh/m ²)
Toimistorakennukset	122,2
Myymälä- ja liikerakennukset	247,4
Majoitus- ja ravitsemusrakennukset	121,7
Teollisuus- ja varastorakennukset	153,6
Muut rakennukset	77,2
Kaikki rakennukset	173,6
Kerrostalot	40,8
Rivi- ja pientalot	55,6

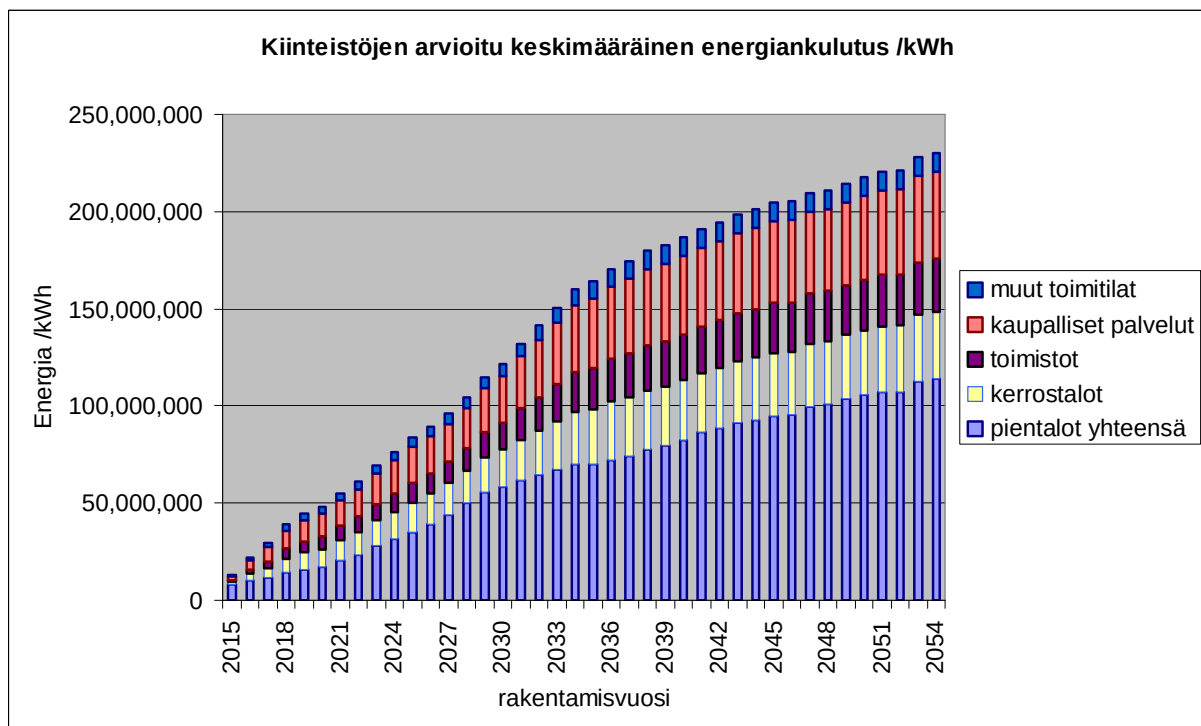
Kiinteistöjen sähköenergian kulutusarvio on tehty taulukon ominaiskulutustietojen ja vuosittain välillä 2015–2055 kasvavan rakennetun kerrosalan perusteella (Kuva 4-4 ja Kuva 4-6). Asuntojen kulutusarviot vastaavat korkeasti varustettujen asuntojen kulutuksia [12]. Tästä alustavasta karkeasta arviosta puuttuu siis käyttäjä sähkö ei-asutuista kiinteistöistä, niiltä osin kuin Motivan antamat tiedot eivät niitä sisällä. Arviosta puuttuu myös kulutuksen kasvun ennuste, joka energiateollisuuden mukaan olisi luokkaa 9 % vuoteen 2030 ja 17 % vuoteen 2050 mennessä vuoden 2007 tasoon nähden. Toisaalta kulutus voisi myös vähentyä energian säästön ja energiaa säästävien laitteiden kehityksen myötä.

Tehokkaiden pientalojen ja tavallisten pientalojen sähköenergian kulutus kerrosneliometriä kohden on tässä alustavassa arviossa oletettu samaksi. Arvion perusteella alueen kiinteistöjen sähköenergian kokonaiskulutus olisi n. 227 GWh/v vuonna 2055, josta varsinaisen Östersundomin alueen kulutus on 51 % (Kuva 4-9).

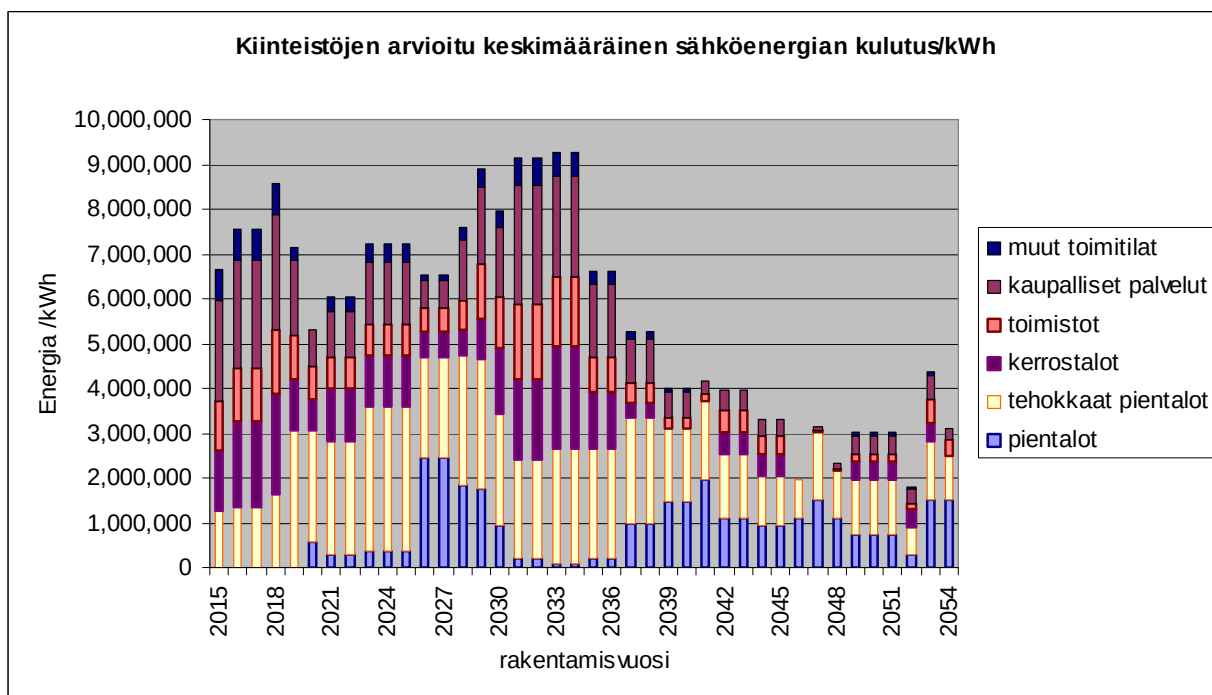


Kuva 4-9. Energiakulutuksen arvioitu jakautuminen eri alueille valmiin alueen rakennuskanta-arvion perusteella.

Rakennuskannan on arvioitu kasvavan lopulliseen kokoonsa vuoteen 2055 asti. Seuraavissa kuvissa on esitetty energian kulutuksen (Kuva 4-10 ja Kuva 4-11) kasvu.

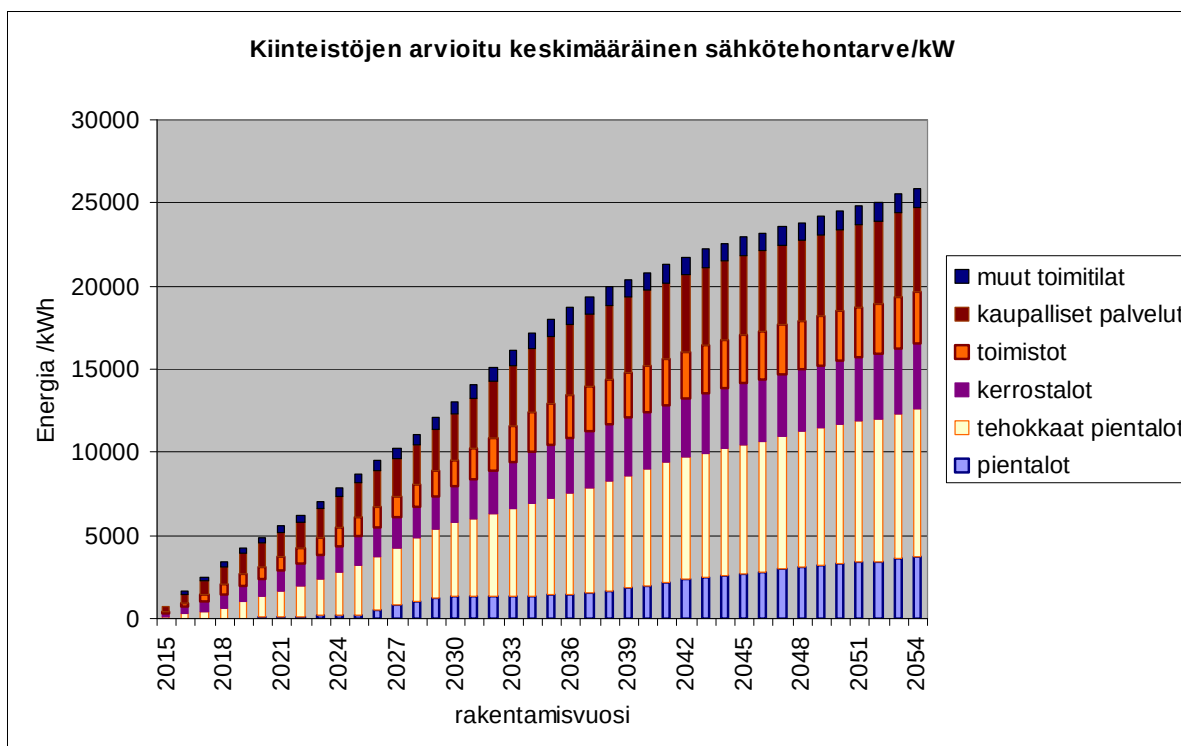


Kuva 4-10. Östersundin kiinteistöjen arvioitu sähköenergian kulutuksen kasvu arvioidun rakennuskannan kasvun mukaan rakennustyypeittäin.



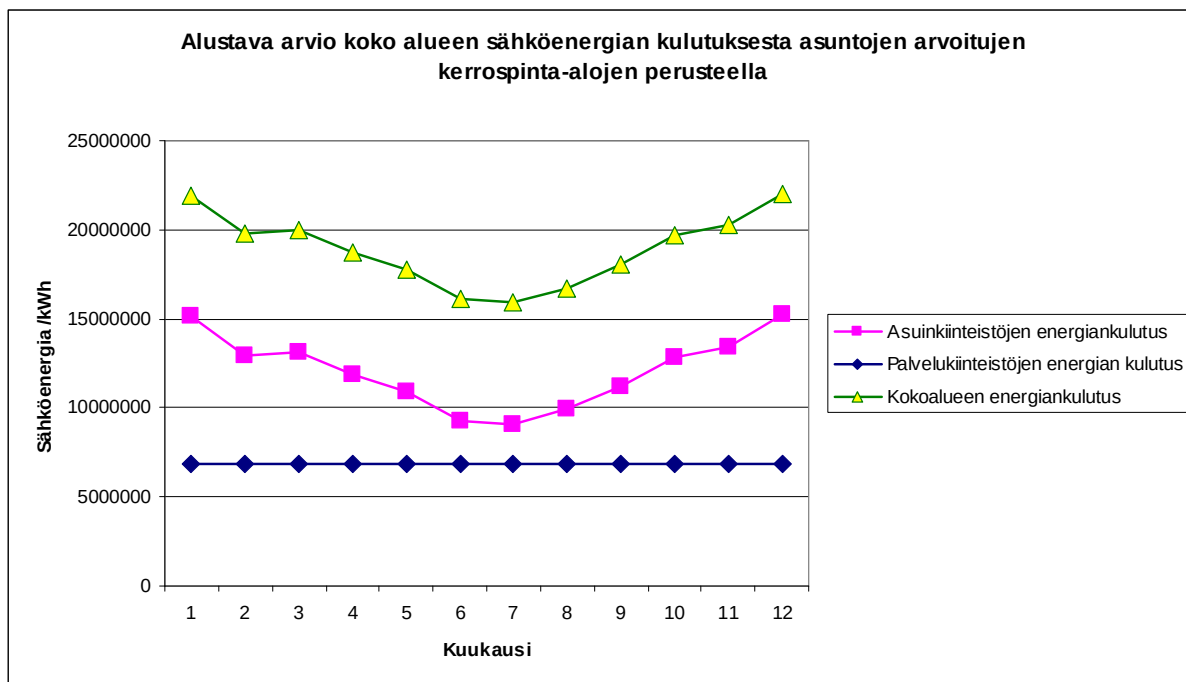
Kuva 4-11. Östersundomin kiinteistöjen alustavasti arvioitu sähköenergian kokonaiskulutus rakennustyypeittäin arvioidun rakennuskannan mukaan.

Vastaavasti kiinteistöjen keskimääräinen liitäntätehontarve kasvaa (Kuva 4-12) ollen alustavan arvion mukaan vuonna 2055 yhteensä n. 25,9 MW.



Kuva 4-12. Östersundomin kiinteistöjen alustavasti arvioitu sähkötehon kokonaiskulutuksen kasvu arvioidun rakennuskannan kasvun mukaan.

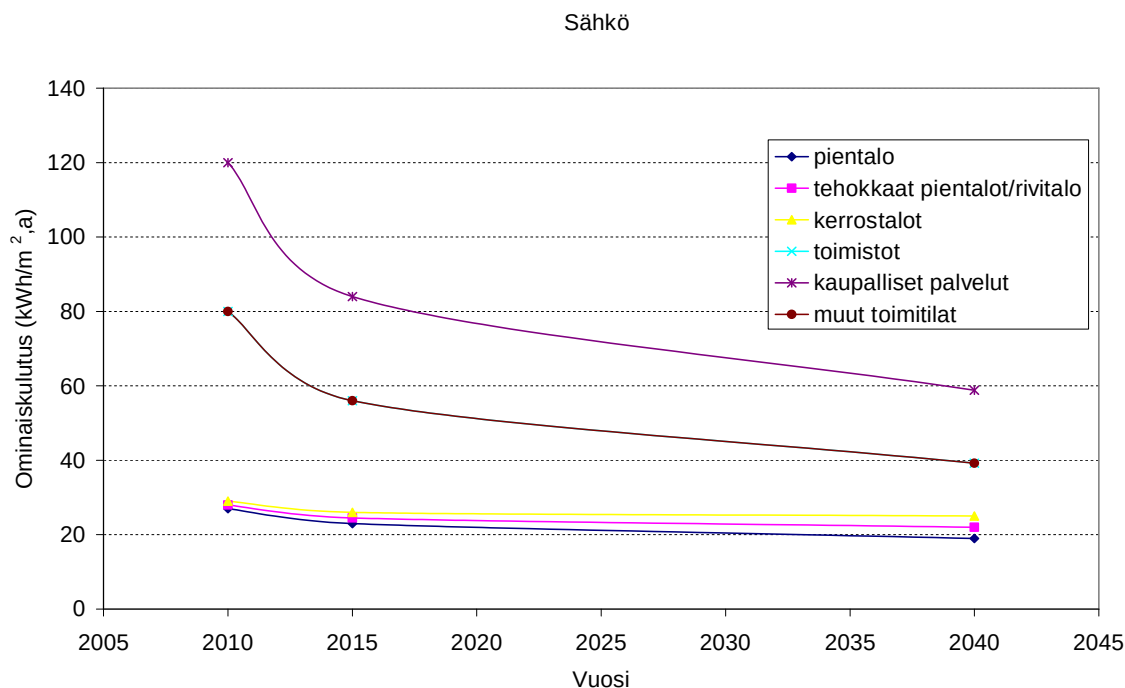
Kiinteistöjen energiankulutuksen kuukausittainen vaihtelu on tässä alustavassa arviossa laskettu 2-viikkoindeksiä [13] hyödyntäen asuinkiinteistöille. Muiden kuin asuinkiinteistöjen kuormituksen on oletettu jakaantuvan tasaisesti vuoden ajalle. Lämpöpumppujen käytön lisääntyminen rakennusten jäähdytykseen kesäaikana voi kuitenkin tulevaisuudessa tasoittaa vuotuista vaihtelua myös asuinkiinteistöjen osalta



Kuva 4-13. Alustava arvio valmiin alueen eri kiinteistötyyppien energiakulutuksen vaihtelusta vuoden aikana

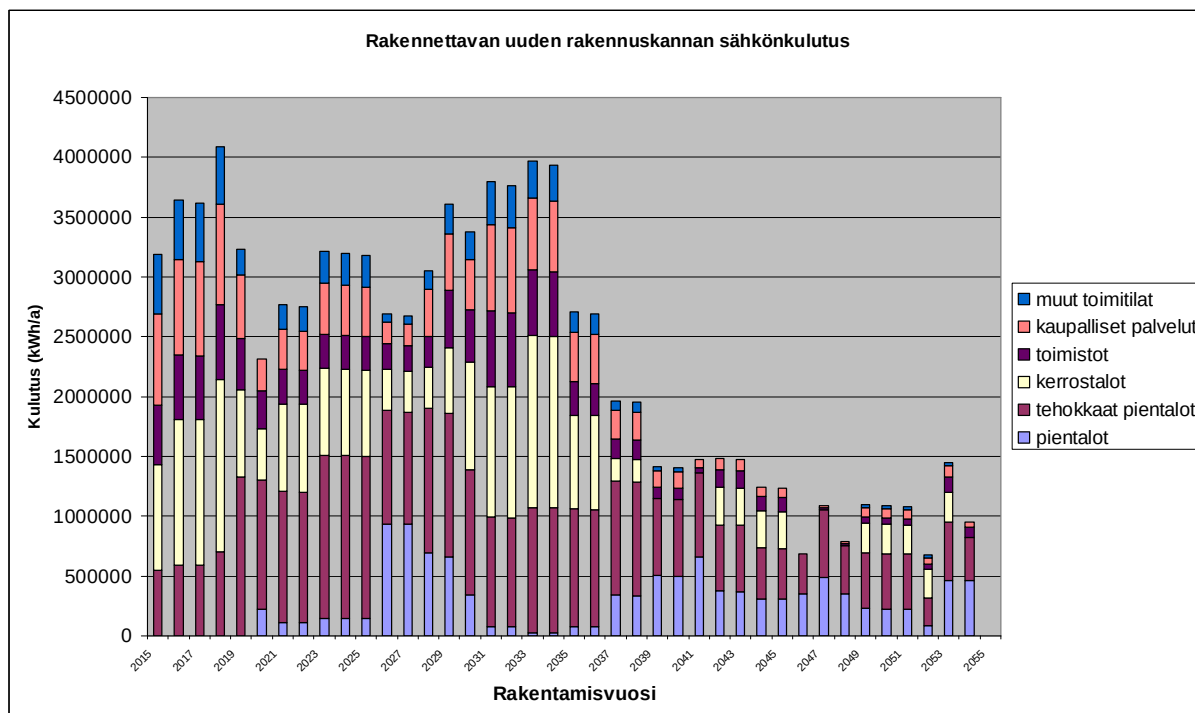
4.2.4 Kiinteistöjen sähkönkulutuksen arvio skenaariona ominaiskulutuksen jatkuva pieneneminen

Luvussa 4.2.3 esitettiin arvio alueen sähköenergian kulutuksesta olettaen, että rakennusten ominaissähkönkulutus ei muutu. Seuraavassa esitetään arvio kulutuksesta, jos oletetaan, että rakennusten ominaissähkönkulutus pienenee voimakkaasti. Kuvassa 4-14 on esitetty laskelmassa käytetyt ominaissähkönkulutukset rakennustyypeittäin.

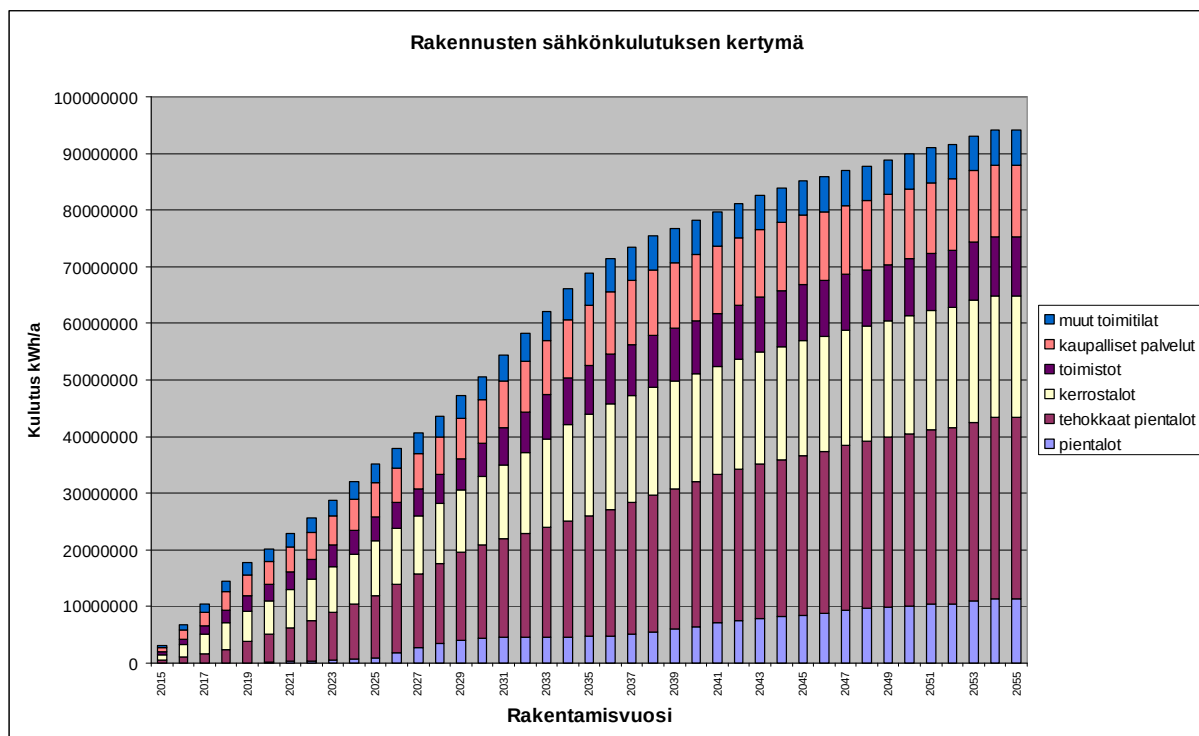


Kuva 4-14. Ominais sähkökulutus laskelmassa, jossa oletetaan ominais sähkön kulutuksen pienenevän jatkuvasti vuosina 2015–2040.

Kuvissa 4-15 ja 4-16 on esitetty skenaario alueen sähkökulutuksen kehityksestä kun ominaiskulutus kehittyy kuvan 4-14 mukaisesti.



Kuva 4-15. Skenaario alueen sähkökulutuksen vuosittaisesta kehityksestä, jos ominaiskulutus pienenee jatkuvasti kuvan 4-14 mukaisesti.



Kuva 4-16. Skenaario alueen kokonaissähkönkulutuksen kehityksestä, jos ominaiskulutus pienenee jatkuvasti kuvan 4-14 mukaisesti.

4.3 Kiinteistöihin ja kiinteisiin rakenteisiin liittyvän aurinkosähkön ja aurinkosähköpuiston alustava potentiaaliarvio

4.3.1 Yleistä

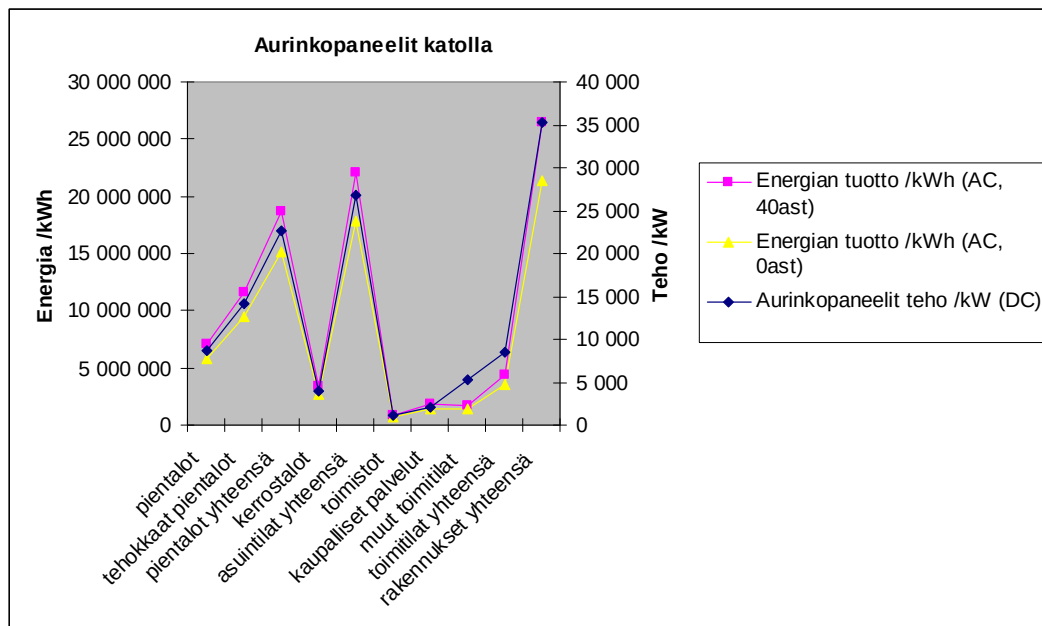
Seuraavat alustavat kaavailut aurinkoenergian potentiaalista perustuvat alustaviin rakennustyyppi- ja kerrosala-arvioihin. Laskelmissa on käytetty NRELin Helsingin alueelle (60,32° N, 23,97° E) sovitettua laskentamenetelmää, joka perustuu IWECin sää-dataan. DC-AC muunnoksessa on käytetty kokonaishyötysuhdetta 0,77, joka pitää sisällään mm. paneelin, invertterin ja kaapelien hyötysuhteet. Paneelien suuntaus on laskelmissa oletettu olevan optimaalinen, suoraan etelään. Laskemia on tehty paneelien eri kallistuskulmille huomioiden, että paras vuotuinen tuotto on saatavissa 36°–43° kallistuskulmassa, kun paneeli on suoraan etelään suunnattuna. Katoille asennettavat paneelit on oletettu kiinteästi asennetuiksi. Aurinkopuiston laskelmat on tehty eri paneelityypeille (kiinteät, kallistettavat).

Tässä esikatselmuksessa tehdyt laskelmat ovat aivan alustavia ja vain karkeasti aurinkoenergian potentiaalia kuvaavia. Lopulliset laskelmat tulee tehdä jatkoprojektissa, kun rakennuskannasta ja alueen arkkitehtuurista on suunnitelmia olemassa.

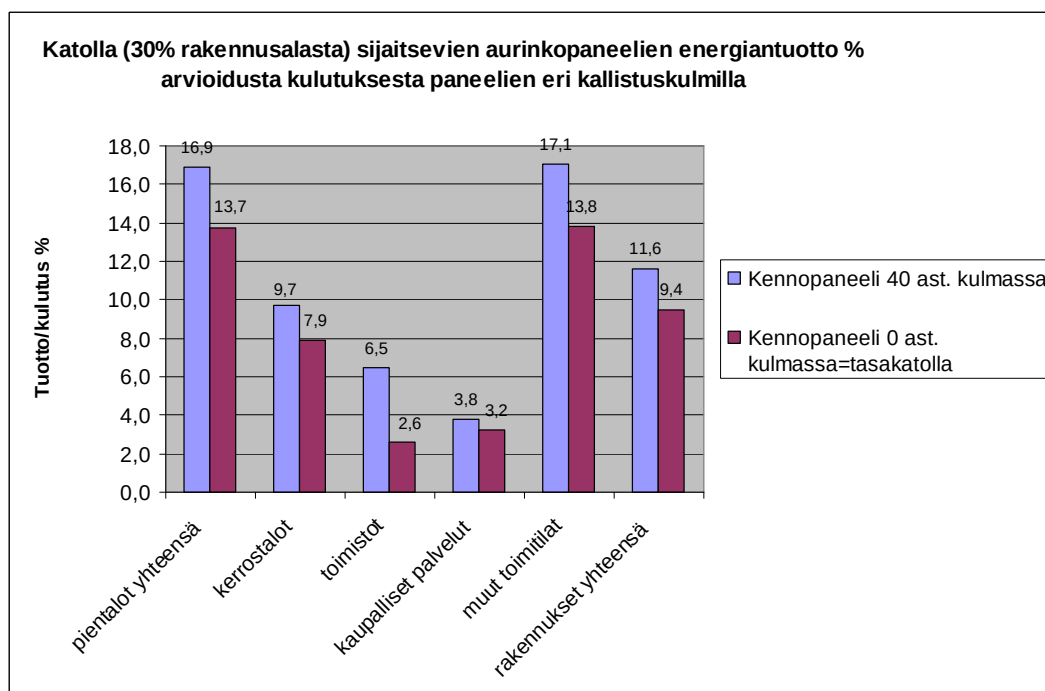
4.3.2 Aurinkopaneelit kiinteistöjen katoilla

Aurinkopaneeleille soveltuva kattopinta-ala on arvioitu alustavien kerrosala/kattopinta-ala arvioiden perusteella. Kattojen muotoja ei ole vielä arvioitu, joten ala vastaa tasakattoa. Aurinkopaneeleille soveltuvaa potentiaalista asennuspintaa on arvioitu olevan 30 % kerros-

alasta, yhteensä valmiilla alueella 440 486 m². Kiinteästi katolle asennettujen aurinkopaneelien teho on tyypillisesti 80–100 W/m². Energian kokonaistuottopotentiaali tällä alueella olisi tällöin 26,4 GWh vuodessa 40 asteen kulmaan asennettuna ja 21,4 GWh vuodessa 0 asteen kulmaan asennettuna, kun paneelien arvioitu DC teho on 35,3 MW (Kuva 4-17). Pientalojen kulutuksesta kennojen tuotanto kattaisi alustavan arvion mukaan 14–17 % ja kaupallisten palvelujen osalta 3 - 4 % ja koko rakennuskannan sähkön kulutuksesta yhteensä 9,4–11,6 % asennuskulmasta riippuen, etelään suunnattuna, ilman rakennusten ja puiden varjostuksia.



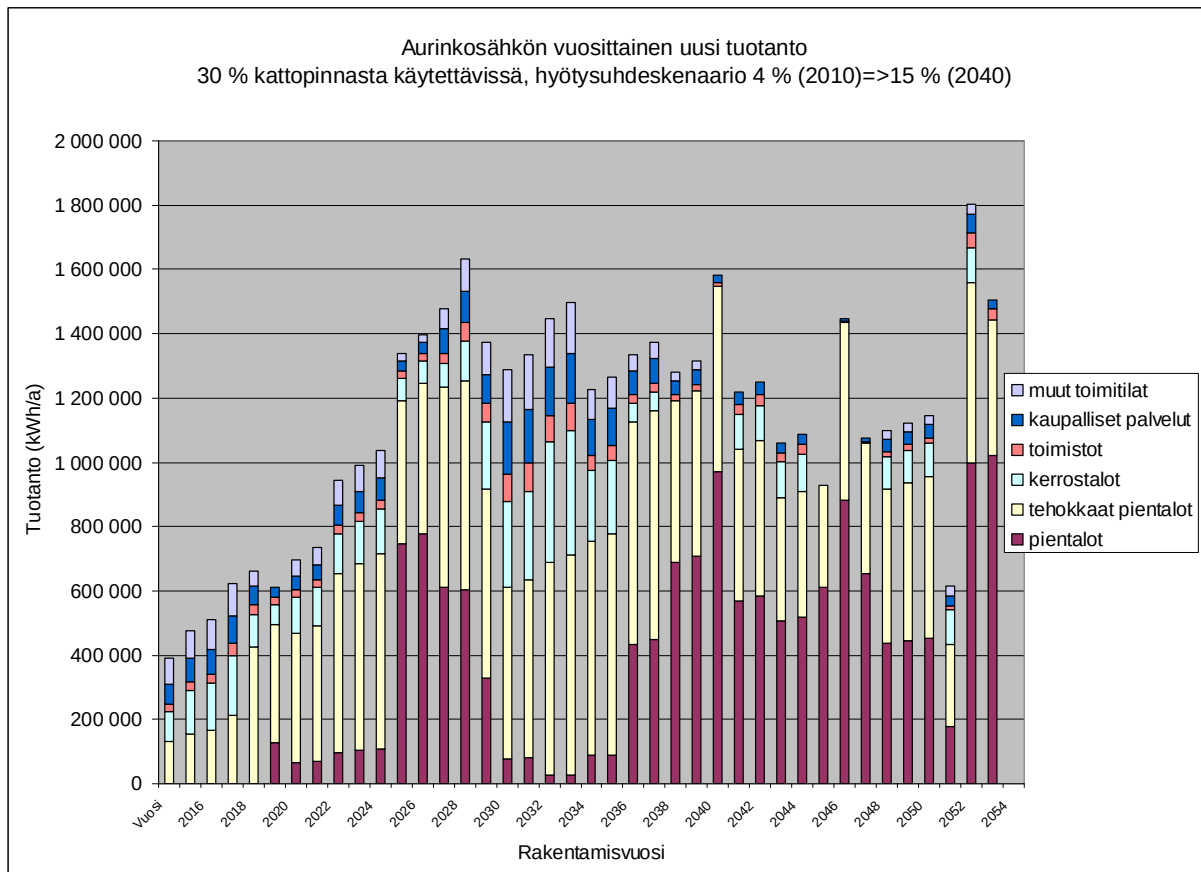
Kuva 4-17. Alustavan kerrosala-arvion mukaan lasketun kattopinnalla (30 % alasta) olevien aurinkopaneelien tuottopotentiaali eri asennuskulmilla.



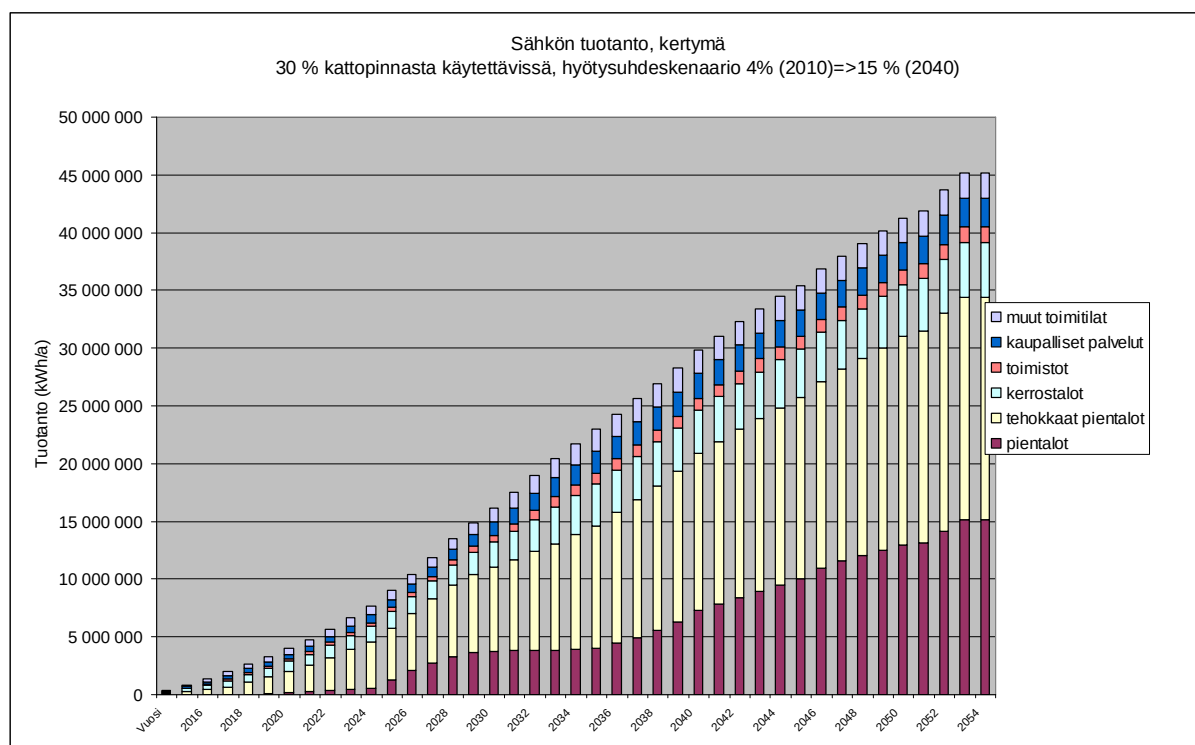
Kuva 4-18. Alustavan kerrosala-arvion mukaan lasketun kattopinnalla (30 % alasta) olevien aurinkopaneelien tuotto eri asennuskulmilla prosentteina alueen arvioidusta kulutuksesta.

4.3.3 Aurinkopaneelit kiinteistöjen katolla, vaihtoehtoinen skenaario

Vaihtoehtoisena kehitysskenaariona on arvioitu aurinkosähkön tuottoa siinä tapauksessa, että kennojen hyötysuhde paranee teknologian kehittymisen seurauksena rakennusvuosina 2015–2040 kolminkertaiseksi. Laskelmissa on käytetty vuonna 2015 hyötysuhteena 5 % ja vuonna 2040 15 %.



Kuva 4-19. Aurinkopaneelin sähköenergian tuoton lisääntyminen rakennusvuosittain vaihtoehtoisella skenaariolla.



Kuva 4-20. Aurinkopaneelin sähköenergian kokonaistuotto vaihtoehtoisella skenaariolla.

Vaihtoehtoisella skenaariolla kokonaistuotanto aurinkosähköllä olisi 45 GWh (v 2055). Mikäli sähkön ominaiskulutus pienenesi luvussa 4.2.4 esitetyn mukaisesti arvoon 94 GWh (v 2055), katoilla sijaitsevilla aurinkosähköpaneelilla pystyttäisiin kattamaan 48 % kiinteistöjen sähkönkulutuksesta. Tämä skenaario edellyttää suurta muutosta sähkön käytössä (ominaiskulutuksen merkittävää pienenemistä) sekä teknologista kehitystä aurinkosähköjärjestelmissä.

4.3.4 Aurinkopaneelit muissa kiinteistöjen rakenteissa

Aurinkopaneeleja voidaan kiinnittää myös erityyppisiin katoksiin ja kerrostalojen parvekerakenteisiin sekä talojen julkisivurakenteisiin. Koska alueen rakennussuunnittelu vielä puuttuu, näiden alojen potentiaalia aurinkopaneelien tai kalvojen alustana ei vielä voida arvioida.

4.3.5 Aurinkopaneelit moottoritien meluvallissa

Moottoritien meluvallin on oletettu olevan kummallakin puolella tietä 6 kilometrin matkalla. Meluvallin paneelien kiinnitykseen soveltuvan korkeuden oletetaan olevan 3 m. Alustavan laskelman mukaan paneelien DC-teho on 2,88 MW ja niiden tuottama energia on 1,69 GWh 90 asteen asennuskulmassa ja 2,03 GWh 75 asteen asennuskulmassa suoraan etelään suunnattuna.

4.3.6 Aurinkovoimala

Tehtäväannon mukaisesti tarkastellaan alustavasti millainen olisi koko alueen energian tarvetta vastaava aurinkoenergiapuisto. Perustana on piipohjainen kenno. Paneelienten koko on tämän hetken tiedoilla vain karkea arvio (3 ha/MW) ja kokoon vaikuttavat useat seikat kuten paneelien tuotto, asennustapa ja huoltokäytävät jne. Asennettujen kenttien koot ovat vaihdelleet käytännössä 1–5 ha/MW. Kentän DC-teho 2-akselisella suuntaimella olisi 223 MW. Näin

suuria aurinkosähkövoimaloita on vasta suunnitteilla. Suurin puisto on Olmedilla (60 MW) Espanjassa ja Saksan suurin puisto on 53 MW Lieberosessa.

Taulukko 4-4. Alustava laskelmakoko tehontarpeen mukaisesta aurinkosähköpuiston tuotosta ja koosta eri asennustyypeillä.

Aurinkopuisto: hyötysuhde DC-AC 0,77, energian tarve 243,8 GWh, tilan tarvearvioperuste 3 ha/MW			
Paneelien asennustapa	DC teho/MW	AC teho /MW	PV-kentän pinta-ala /ha
Paneelien teho kiinteä asennus 0 asteen kulmassa	365	281	1095
Paneelien teho kiinteä asennus 40 asteen kulmassa	296	228	888
Paneelien teho 1-akselinen suuntain	247	190	740
Paneelien teho 2-akselinen suuntain	223	184	669

Aurinkokentän kesäkuukausien ylijäämätuoton (94,1 GWh) varastointiin tarvittaisiin vähintään 94,1 GWh energiavarasto, jonka kustannukset (Taulukko 3-53) esim. NaS-akuilla olisivat n. 14,8 G€. Asennustilaa akut ja liitäntälaitteet tarvitsivat arviolta 1 460 280 m² noin 4,5 kuukauden kulutuksen kattamiseen. Energiavarastointi akuilla ei ole tässä mittakaavassa järkevää. Suurin asennettu NaS akkujärjestelmä (34 MW, 245 MWh) on tällä hetkellä Japanissa.

Toisaalta **aurinkovoimala voitaisiin toteuttaa asteittain rakennuskannan mukaan kasvavana** erityyppisiä kennoja kokeilevana alueena. Toteutus voisi tapahtua myös **useana erillisenä aurinkovoimalana**, jotka rakennettaisiin joko samalle tai usealle eri alueelle. Aurinkovoimala voisi sijaita mm. moottoritien melusuoja-alueella, joka ulottuu 50 m tiestä muodostaen noin. 60 hehtaarin asuinrakennuksista vapaan alueen.

Seuraavassa taulukossa (Taulukko 4-5) on esitetty skenaario alueen eri osien sähkönkulutuksen kehityksen mukaan laajenevan aurinkoenergiavoimalan muodostumisesta, jonka energian tuotto olisi noin 25 % koko alueen arvioidusta sähköenergian tarpeesta. Voimala toimisi myös koealustana erityyppisille aurinkokennoratkaisuille teknologian edistymisen mukaan. Laskelmat on tehty tässä piipohjaisilla kennoilla mutta, koska alueen suunniteltu rakennusaika on pitkä (vuodet 2015–2055), myös aurinkokenno-tekniikka tulee kehittymään tänä aikana merkittävästi ja kennojen kehittyessä mm. tehontuotantomäärä kasvaa ja tilantarve vähenee.

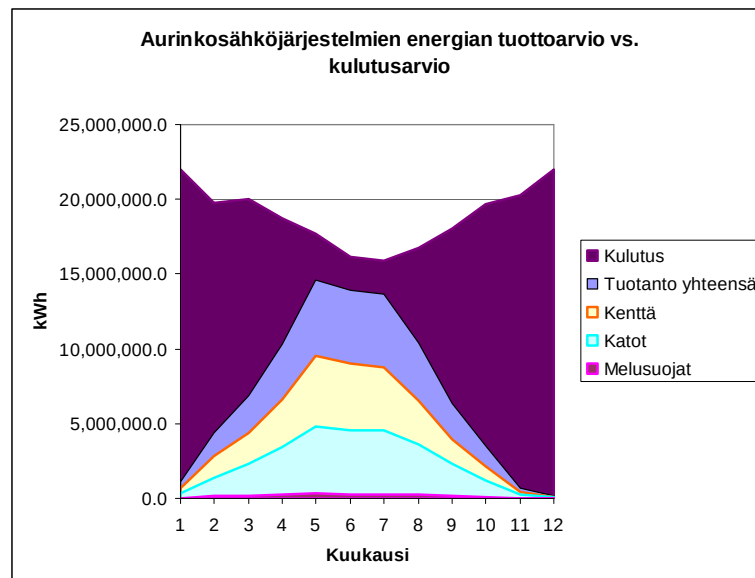
Taulukko 4-5. Aurinkosähkövoimaloiden rakentaminen asteittain alueen kehityksen mukaisen tämänhetkisillä arvoilla(kennojen hyötysuhteet, tuotto ja tilantarve) laskettuna.

Alueen sähköenergian tarpeen kehitysarvio			Asteittain laajeneva voima (tässä laskelmat piipohjaisilla kennoilla, DC-AC kokonaishyötysuhde 0,77)							
Alue	Valmis vuonna	Sähkö-energia-tarve /GWh	Aurinko-sähkö-voimala-osa-alue	Voimalan käyttöön-ottovuosi	Voimalan oletettu tyyppi	Voimalan teho /MW (DC)	Voimalan teho /MW (AC)	Voimalan tuottama energia MWh/v	Tuotetun energian arvo k€ (1kWh/0,13 €)	Tilavaraus /ha (3 ha/MW)
Länsisalmi	2020	38,6	1	2018	Kp, 40 ast,	5	3,85	4 117	535	15
Salmenkallio	2021	25,3	2	2021	2-aks suuntaus	10	7,7	10 198	1 325	30
Karhusaari	2030	6,7	3	2030	2-aks suuntaus	10	7,7	10 198	1 325	30
Östersundom	2035	65	4	2035	2-aks suuntaus	10	7,7	10 198	1 325	30
Ultuna/landbo	2037	33,3	5	2040	2-aks suuntaus	10	7,7	10 198	1 325	30
Puroniitty	2044	14,8	6	2045	2-aks suuntaus	5	3,85	5 099	663	15
Talosaari	2048	24,6	7	2050	2-aks suuntaus	5	3,85	5 099	663	15
Majvik		18,5								
Koko alue	2054	226,8				55	42,35	55 107	7 161	165

Myös energiavarastot tulevat kehittymään merkittävästi tänä aikana mm. sähköautojen akkujen kehityspanoksen myötä. Ensimmäiseksi valmistuvalle alueelle voitaisiin esimerkiksi rakentaa energiavarasto, joka mitoitettaisiin esimerkiksi alueen kesäaikaisten huippukuormien tasausta varten, jolloin hiilellä tuotetun sähkön määrää voitaisiin pienentää. Energiavarastoja voidaan käyttää myös kiinteistöissä kattojen ja muiden esim. julkisivuihin asennettujen kennojen energian talteenotossa, riippuen siitä halutaanko energiaa hyödyntää paikallisesti esim. huippu-kuormien tasaukseen tai sähköautojen lataukseen.

4.3.7 Yhteenveto tuotoista ja kulutuksesta (katot, meluvallit ja kenttä)

Projektin aikana päädyttiin alustavaan tavoitteeseen, jossa aurinkoenergialla tuotettaisiin ≥ 35 % alueen arvioidusta sähköenergian vuotuisesta kulutuksesta. Aurinkoenergian osuus vaihtelee kuitenkin vuodenajan mukaan ja on talvikuukausina erittäin pieni (Kuva 4-221). Erillisellä asteittain kasvavalla aurinkosähkövoimalalla tuotettaisiin n. 25 %, katoille asennetuilla kennoilla n. 12 % ja meluvallin seinämään kiinnitetyt kennot tuottaisivat n. 1 %:n lopullisesta sähköenergian tarpeesta. Yhteensä aurinkosähkön tuotanto olisi alueen valmistuttua 83,53 GWh, tämän hetkisillä arvoilla laskettuna. Rakennuksien seinärakenteisiin ja muihin kohteisiin mahdollisesti liitetyt aurinkoenergiajärjestelmät lisäävät osaltaan kokonaismäärää.



Kuva 4-21. Arvio kulutuksen ja tuotannon kuukausittaisesta vaihtelusta.

Alustavan karkean laskelman mukaan (Taulukko 4-6) aurinkosähkövoimalan (55,1 GWh, 55 MW_{DC}) järjestelmäkustannukset olisivat 275 M€ (5 €/W, Taulukko 3-2). Aurinkokentän järjestelmien huolto- ja käyttökustannukset olisivat 0,55 M€/v, jos kustannusten oletetaan olevan 0,01 €/kWh. Koko aurinkovoimalan tuotto on 7,16 M€/v, kun sähkön hinta on oletettu olevan 0,13 €/kWh. Hiilellä tuotetun sähkön CO₂ päästöt ovat 975 g/kWh. Aurinkokennojen energian tuotannossa ei ole CO₂ päästöjä mutta kennojen valmistuksen CO₂ päästöt aiheuttavat 50g/kWh kuormituksen. Alueen sähkönkulutusta kattavan sähköntuotannon

Taulukko 4-6. Alustava karkea arvio sähkötuotannon kustannuksista eri järjestelmillä nykyisillä arvoilla/hinnoilla laskettuna, vuosikustannuksissa on mukana lainanhoito-kustannukset ja järjestelmän vuotuiset käyttökustannukset.

		Energia GWh/v	P _{dc} /MW	Kustannus M€ (Paneelikust. 5€/W)	Tuotto M€/v (Sähkön hinta 0,13 €/kWh)	Vuosikustannus M€ (25vuotta, 4,1%)	Takaisin maksu-aika vuotta	Sähkön hinta järjestelmällä (arvio) €/kWh	CO ₂ päästö-vähennys /kt
Paneeli-järjestelmä verkkoon- kytkettynä	Melu- vallit	2	2,88	14,4	0,26	0,94	~	0,47	1,85
	Katot	26,4	35,3	177	3,43	11,5	~	0,44	24,42
	Aurinko- kenttä	55,1	55	275	7,16	18,1	~	0,33	50,97
Alueen energian syöttö verkosta	Yleinen jakelu- verkko	226,8						0,13	0 (kuor- mitus 221,1 kt)

päästöt hiilellä tuotetulla sähköllä olisivat 221,1 kt, jos 35 % kulutuksesta tuotettaisiin aurinkoenergialla, niin CO₂ päästöt olisivat 143,8 kt, joten päästöt vähenisivät 77,2 kt.

Tasaerämenetelmällä (korko 4,1 %) laskien 25 vuoden käyttöajalla ja huomioiden huolto-käyttökustannukset saadaan verkkoon myyntihinnalla 0,13 €/kWh kuukausittain tappiota, joten takaisinmaksuaikaa ei voida laskea. Taulukossa on esitetty myös näin saatava oman sähkön hinta-arvio. Kustannukset ovat kuitenkin muuttumassa merkittävästi lähivuosina, sillä joitakin aurinkosähköjärjestelmiä on jo ilmoitettu rakennettavan alle 1€/W (vrt. käytetty 5 €/W). Myös paneelien tuotto kasvaa merkittävästi, kun siirrytään tehokkaampiin kennotyyppeihin (tässä kaikki laskelmat on tehty piipohjaisilla kennoilla).

Energiavaraston tuotannon päästöt ovat periaatteessa samat kuin lataussähkön tuotannon mutta latauspurkaushyötysuhde (esim. 0,87 NaS akuilla) lisää päästöjä vastaavasti. NaS akkujen valmistuksen aiheuttamien päästöjen arvoa ei saatavissa. Akuilla voitaisiin halutessa varastoida osa kesäajan energiasta kesäajan huippukuormien tasaukseen.

Alue ja mahdollinen voimalaitos täytyy suuren kulutuksen takia liittää jakeluverkkoon mutta pienillä osa-alueilla voisi olla myös mikroverkkovoimius, jolloin aurinkoenergialla ja akustolla hoidettaisiin sähkökatkokset ja tasattaisiin alueen huippukuormia.

4.4 Liikenne

Näiden suoritteiden määrät tarvitsevat vielä lisäselvitys, jos arvioita ei löydy suoraan HKSV tiedoista. Kannattanee siirtää siinä tapauksessa jatkotutkimuksen piiriin. Liikennesuoritteet ovat verrannollisia väestön ja työpaikkojen määrään. Liikennevalot, katuvalot, infotaulut ovat verrannollisia katu-km:n määrään.

4.4.1 Yksityinen liikenne, teknologiat ja sähköntarve

- sähköauto
- sähkömopot ja -pyörät
- varasto- ja akkuteknologia
- latauksen vaatima infrastruktuuri ja sen alueellinen sijoittuminen

4.4.2 Julkinen liikenne

- sähköbussit (induktiivinen lataus tiestä)
- varasto- ja akkuteknologia
- raideliikenne: (metro ja ratikka) keskitetty tuotanto
- latauksen vaatima infrastruktuuri ja sen alueellinen sijoittuminen

Jatkotutkimuksissa selvitetään aurinkoenergian hyödyntämistä liikennevaloissa, katuvalaistuksessa, infotauluissa ja myös mahdollisesti muussa liikenneinfraassa.

4.5 Ulkoalueet ja tekninen infrastruktuuri

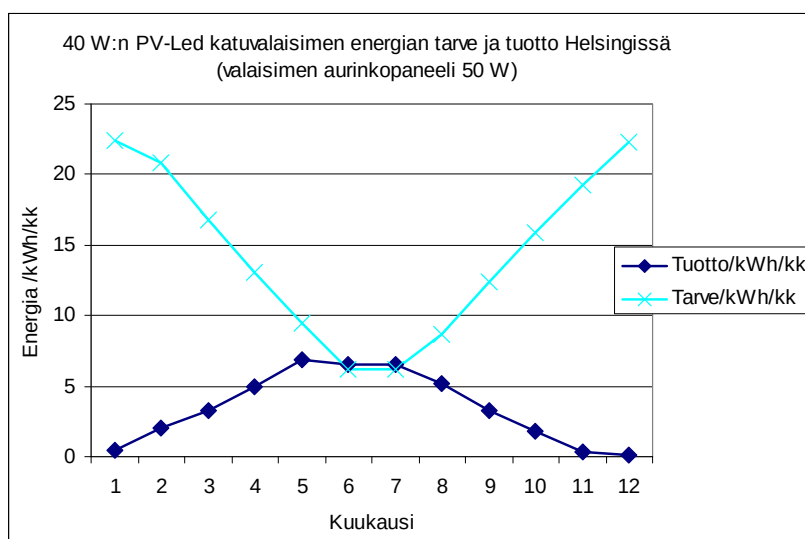
4.5.1 Aurinkoenergian hyödyntäminen ulkovalaistuksessa

Aurinkoenergiaa on alettu hyödyntämään myös ulkoalueiden valaistuksessa vähän kuluttavien ja tasavirrallakin toimivien led-lamppujen tultua markkinoille. Aurinkoenergian tyypillisiä sovelluskohteita ovat olleet erilliskohteet (esim. opastaulut tai moottoriteiden kaistavalot), jotka ovat joko etäällä jakeluverkosta tai verkkoon liittäminen tulee muuten kalliiksi tai valaistuksen tarve on muutoin toissijainen. Katu- ja tievalaistuskäyttöön ratkaisu soveltuu parhaiten niillä alueilla, joissa pimeä-valoisa-aika on päivittäin lähes vakio ja lämpötila on koko vuoden plussan puolella tai lähellä nollaa akun toimivuuden mahdollistamiseksi.

Seuraavassa on tarkasteltu erään 40 W:n katuvalaisimen (kuva 4-22) toimintaa Helsingin alueen olosuhteissa. Valaisimessa on 50 W:n aurinkopaneeli ja 100 Ah:n lyijyakku, josta hyödynnettävissä on 45 Ah. Valaisimen akun tuottama energia riittää kattamaan täysin kesä-heinäkuun tarpeen ja lähes täysin toukokuun ja elokuun mutta muutoin tarvitaan verkkoliitääntä (Kuva 4-23).



Kuva 4-22. 40 W led-katuvalaisin, joka on varustettu 50 W aurinkopaneelilla ja 100 Ah:n akulla. [Lähde: Solartechpro]



Kuva 4-23. 40 W:n PV-ledvalaisimen energian tarve ja tuotto Helsingin alueen olosuhteissa.

Kunkin esimerkissä tarkastellun 40 W:n led-katuvalaisimen energian tarve olisi vuodessa 173 kWh ja paneelin aurinkoenergian tuotto olisi 41 kWh. Jos jakeluverkosta saatava sähköenergia tuotettaisiin hiilivoimalla, CO₂ päästöt vähenisivät valaisinta kohden vuodessa 37,9 kg aurinkopaneelista saatavan energian avulla.

Tässä alustavassa tarkastelussa ei ole vielä arvioitu alueen aurinkoenergialla toimivan katuvalaistuksen potentiaalia, koska teiden ja katujen pituus ja tyyppi ei ole vielä tiedossa ja toisaalta myös verkkoliitännän selkeän tarpeen takia. Ei-kriittisten erilliskohteiden valaistuksessa ja testaustarkoituksessa soveltamiselle löytynee mahdollisuuksia. Koska alueen rakennusaika on pitkä ja sekä kennotekniikka, valaisimet ja akkutekniikka kehittyvät voi rakentamisen aikana tilanne muuttua merkittävästi.

4.5.2 Muu julkisten ulkotilojen ja laitteiden teknologiat

Lisäksi pitää jatkossa vielä selvittää muiden ulkoalueilla käytettävien laitteiden energian tarve kuten

- liikennevalot ja muut opasteet
- liikennemerkkit
- muu liikenneinformaatio
- bussien, metron, ratikoiden ja junien aikataulut
- satamat ym. erityisalueet
- mainonta

4.5.3 Vesi- ja jätehuollon sekä televerkkojen ja laitteiden sähköntarve

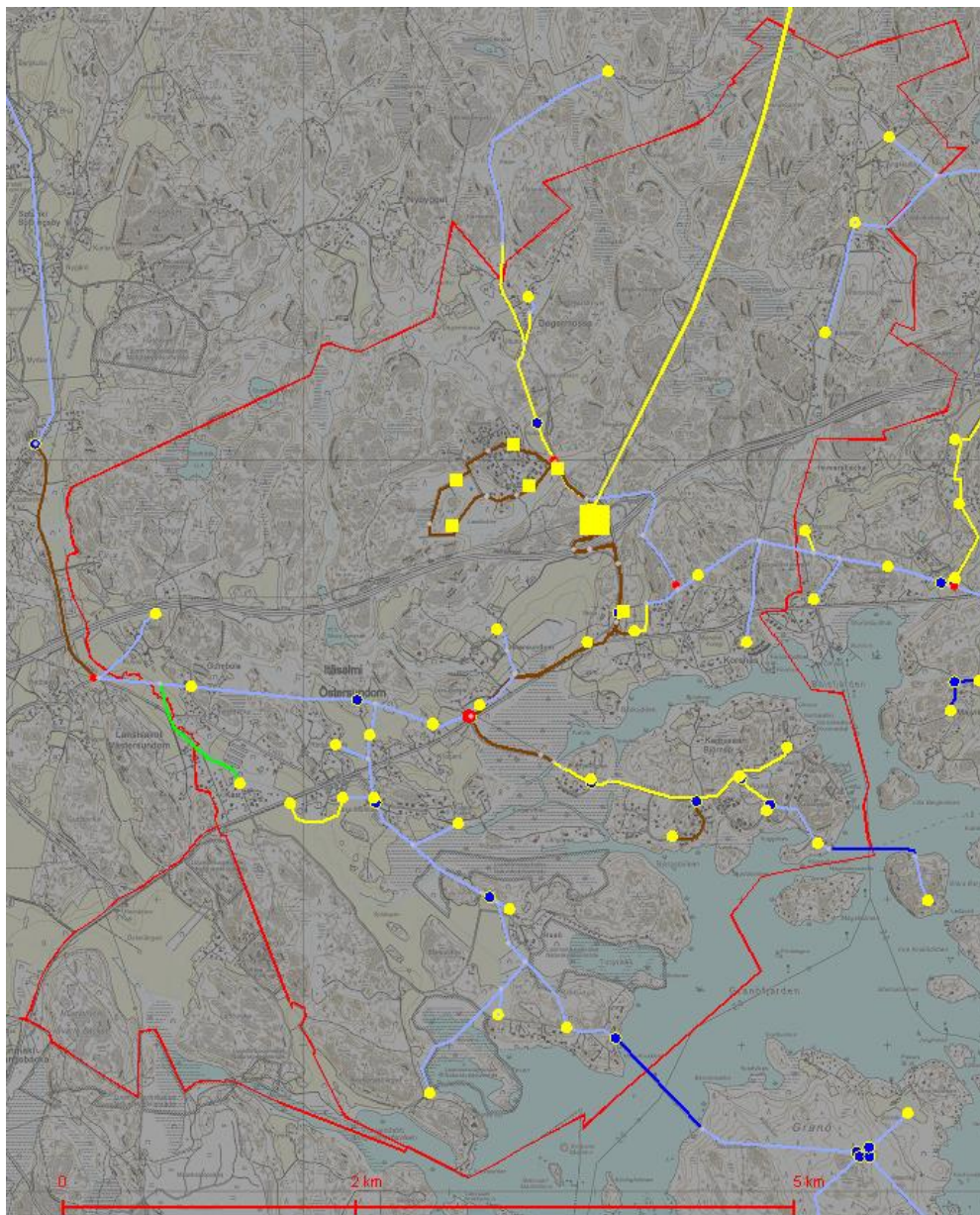
Yhdyskuntaa palvelevien eri huoltoverkkojen tehon ja energian tarve on syytä myös selvittää jatkossa ja tutkia, miten niissä mahdollisesti voidaan hyödyntää aurinkoenergiaa.

4.6 Aurinkosähkön hajautettu tuotanto

4.6.1 Östersundomin keskijänniteverkko

Yleistä

Östersundomin keskijänniteverkko esitetään kuvassa 4-24. Nykyinen verkko koostuu sekä päällystetyistä että päällystämättömistä avojohdoista ja ilma-, vesi ja maakaapeleista. Tulevaisuudessa verkko on tarkoitus muuttaa kokonaan kaapeloiduksi verkoksi. Alueelle rakennettava jakeluverkko tulee osaksi muuta ympäröivää sähköverkkoa. Aurinkoenergian teknologioita ja verkkoon liittämisen tapoja on esitelty edellisissä kappaleissa, joten seuraavassa tarkastellaan lähinnä aurinkoenergian (hajautetun tuotannon) vaikutuksia jakeluverkon suunnittelun ja käytön kannalta.



Kuva 4-24. Lounais-Sipoon keskijänniteverkko, liitosalue. [lähde: Keravan Energia]

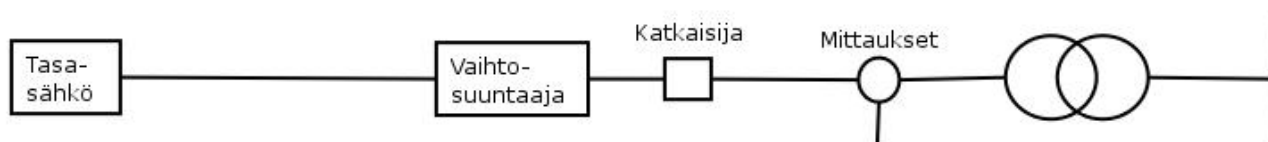
Turvallisuuden kannalta hajautetun tuotannon verkkoon liittynälle on annettu suosituksia muun muassa Sähköenergialiitto ry Senerin ohjeessa vuodelta 2001 ”Pienvoimaloiden liittäminen jakeluverkkoon” sekä äskettäin julkaistussa Energiateollisuuden verkostosuositusohjeessa YA9:09 ”Mikrotuotannon liittäminen sähkönjakeluverkkoon”.

4.6.2 Aurinkoenergian verkkoon liittymä ja käyttöön liittyvät mahdolliset ongelmat osana muuta sähköjärjestelmää

Verkkoon kytkettävä aurinkokennojärjestelmä (hajautettu tuotanto) koostuu yleensä itse kennosta, vaihtosuuntaajasta ja säätöjärjestelmästä. Aurinkokenno tuottaa tasasähköä, joten vaihtosuuntaaja tarvitaan. Verkkoon kytkemättömissä järjestelmissä aurinkokenno varaa yleensä akkuja. Lisäksi järjestelmässä voi olla varageneraattori (esimerkiksi dieselgeneraattori), joka tuottaa sähköenergiaa sellaisina aikoina, jolloin aurinko ei paista.

Sähköenergian tuotantoon käytettävän laitteiston (aurinkokenno) ja mahdollisen tehoelektroniikkalaitteiston lisäksi tarvitaan, katkaisija ja mittaus- ja suojalaitteistot. Suojauksen on sisällettävä ainakin yli- ja alijännitesuojaus, yli- ja alitaajuussuojaus sekä ylivirtasuojaus. Lisäksi käytännössä aina tarvitaan maasulkusuojaus ja yksinsyötön estävä suoja. Verkkoon kytkennän tyyppi vaikuttaa tuotantolaitoksen säädettävyyteen ja käyttäytymiseen muutos-tilanteissa.

Aurinko- ja polttokennojen yhteydessä käytetään vaihtosuuntaajia, jotka muuttavat tuotetun tasasähkön verkkotajuisiksi vaihtosähköksi (kuva 4-25).



Kuva 4-25. Hajautetun tuotannon liittäminen verkkoon.

Tehoelektroniikkalaitteistolla verkkoon kytketyn tuotantolaitoksen käyttäytyminen riippuu käytetystä tehoelektroniikasta ja säätöjärjestelmästä. Vanhemmissa tyrystoreihin perustuvissa ratkaisuihin loistehoa ei voida säätää mielivaltaisesti, vaan suuntaaja ottaa verkosta loistehoa kaikissa tilanteissa. Uudemmissa IGBT-kytkimiin perustuvissa ratkaisuihin pätö- ja loistehoa voidaan säätää toisistaan riippumatta, kunhan päävirtapiirin mitoitusarvoja ei ylitetä. Vikatilanteissa tehoelektroniikkalaitteiston sisäinen suojaus tyypillisesti katkaisee vikavirran nopeasti.

Vaikutukset jakeluverkossa

Aurinkokennoja on perinteisesti käytetty pääasiassa sellaisten kohteiden sähköistämisessä, joissa sähköverkko ei ole taloudellisesti järkevällä etäisyydellä. Verkkoon kytkettyjä laitoksia on rakennettu pääasiassa niissä maissa, joissa valtio tukee aurinkosähkön tuottajia, sillä aurinkosähkön hinta ei ole ollut kilpailukykyinen muiden tuotantoteknologioiden kanssa.

Jakeluverkoihin ei perinteisesti ole kytketty tuotantolaitoksia, vaan sähkö on tuotettu suurissa keskitetyissä voimalaitoksissa ja siirretty kuluttajille siirto- ja jakeluverkkojen kautta. Jakeluverkot onkin suunniteltu olettaen, että tehoa syötetään verkkoon vain yhdestä

suunnasta. Hajautetun tuotannon lisääminen jakeluverkkoon muuttaa verkon toimintaa huomattavasti. Östersundomin tapauksessa alueen tuotanto on tarkoitus liittää jakeluverkkoon. Alueelle rakennettavan uuden verkon osalta voidaan suunnittelussa ottaa huomioon paikallinen tuotanto, mutta tämä uusi verkko kytketään kuitenkin osaksi muuta ympäröivää jakeluverkkoinfrastruktuuria.

Hajautettu tuotantolaitos voi vaikuttaa jakeluverkkoon positiivisesti tai negatiivisesti riippuen laitoksen sijoituspaikasta, koosta ja käytetystä tuotantoteknologiasta. Verkon tarpeita ei hajautettua tuotantoa suunniteltaessa useinkaan pystytä ottamaan huomioon, sillä tuotantolaitosten sijoituspaikka ja sähköntuotanto riippuvat usein jostain ulkoisesta tekijästä (auringon paiste, lämmön tarve yhdistetyn sähkön ja lämmön tuotannon sovelluksissa). Usein hajautettu tuotanto vaikuttaakin jakeluverkon toimintaan heikentävästi. Merkittävimmin hajautetun tuotannon aiheuttamina ongelmina pidetään jännitetasen nousua, jännitteen laadun heikentymistä, vikavirtojen kasvua ja saarekekäytön estämiseen liittyviä ongelmia. Pohjoismaissa merkittävinä ongelmina pidetään myös suojauksen monimutkaistumista, tuotannon ajallista vaihtelua, mahdollista luotettavuuden heikentymistä ja käyttötoimintaan liittyviä kysymyksiä

Hajautettu tuotanto vaikuttaa jakeluverkon jännitteisiin, vikavirtoihin ja luotettavuuteen. Lisäksi se tekee stabiilisuuskysymysten tarkastelun joissakin tapauksissa tarpeelliseksi.

Vikavirtatasojen kasvu

Hajautettu tuotantolaitos syöttää vikatilanteessa vikavirtaa, jonka suuruus riippuu verkkoon liityntälaitteistosta. Aurinkovoimaan perustuvat tuotantolaitokset kytketään verkkoon tehoelektroniikkavaihtosuuntaajan avulla, jolloin vikavirran tyypilliset arvot ovat 100...400 % nimellisvirran arvosta. Vikavirrankatkaisu tapahtuu yleensä nopeasti, joten ongelmat ovat huomattavasti pienemmät kuin pyörivien koneiden tapauksessa. Jakeluverkot ovat tavallisesti suunniteltu yksisuuntaista tehonsiirtoa ajatellen eikä laitteistojen mitoituksessa ole otettu huomioon jakeluverkossa sijaitsevaa tuotantoa. Hajautettu tuotanto saattaa kasvattaa vikavirtoja niin paljon, että komponenttien oikosulkukestoisuus tai katkaisijoiden katkaisukyky ylittyy. Laitteiden vaihtamisesta aiheutuvat kustannukset voivat olla niin suuria, että hajautettua tuotantolaitosta ei kannata rakentaa.

Suojaus

Hajautettu tuotantolaitos syöttää vikatilanteessa vikavirtaa eli laitos toimii vikavirtalähteenä. Tämä saattaa vaikeuttaa säteittäisen verkon suojausta huomattavasti, sillä se kasvattaa verkon vikavirtatasoja ja muuttaa vikavirran reittejä. Mahdollisia ongelmia ovat jälleenkytkennän epäonnistuminen, terveen lähdön erottaminen verkosta ja lähdön ylivirtasuojauksen toiminnan estäminen.

Stabiilisuus

Perinteisesti jakeluverkot ovat olleet passiivisia järjestelmiä, joiden stabiilisuutta ei ole ollut tarpeen tarkastella. Hajautetun tuotannon lisääminen verkkoon kuitenkin muuttaa jakeluverkon aktiiviseksi järjestelmäksi, jolloin myös stabiilisuuskysymykset tulevat ajankohdaisiksi.

Jännitteen laatu:

Jännitteen laatua kuvaillaan muun muassa seuraavilla ominaisuuksilla: jännitetaso ja sen vaihtelut, yliaallot, jännitekuopat, keskeytykset, ylijännitteet, nopeat jännitemuutokset ja taajuus. Hajautettu tuotanto muuttaa verkon jännitetasoa, saattaa aiheuttaa nopeita jännitemuutoksia ja välkyntää sekä lisää tai vähentää yliaaltoja. Toisaalta hajautettu tuotanto kasvattaa verkon oikosulkutehoa, jolloin muualla verkossa tapahtuvien häiriöiden vaikutus kuluttajan liittymispisteen jännitteeseen pienenee. Hajautettu tuotanto kasvattaa kuluttajan kokemaa jännitetason vaihtelua. Tuotantolaitos vaikuttaa jännitteeseen sekä muuttamalla tehon virtauksia jakeluverkoissa että sekoittamalla säätölaitteiden toimintaa. Kun tuotantolaitos on verkossa, nostaa se jakeluverkon jännitteitä. Riippuen tuotantolaitoksen koosta, sijainnista ja tuotannon ajallisesta vaihtelusta tämä jännitteennousu voi olla jakeluverkon toiminnalle joko hyödyllinen tai haitallinen. Jos tuotantolaitosta käytetään samaan aikaan suuren kuormituksen kanssa, tukee laitos jakeluverkon jännitteitä ja kuluttajan kokema jännitteen laatu paranee. Matalan kuormituksen aikana jännite saattaa puolestaan nousta hajautetun tuotannon vaikutuksesta standardeissa määriteltyjen rajojen yläpuolelle, mikä ei ole hyväksyttävää. Nykyään hajautetun tuotannon suurin sallittu liittymisteho määritetäänkin yleensä minimikuormitustilanteessa esiintyvän jännitteennousun perusteella

Säteittäisen jakeluverkon jännitettä säädetään yleensä päämuuntajan käämikytkimen avulla. Lisäksi lähdölle voidaan kytkeä jännitteensäätäjiä ja kondensaattoreita, joiden avulla liiallisesta jännitteen alenemasta johtuvaa verkon vahvistamistarvetta voidaan siirtää. Mikäli käämikytkimen tai jännitteensäätäjien säädössä huomioidaan kuormitusvirta, saattaa hajautettu tuotanto sekoittaa niiden toimintaa, jos tuotantolaitoksen olemassaoloa ei oteta huomioon säätäjiä suunniteltaessa. Tällöin hajautettu tuotanto saattaa pienentää joidenkin kuluttajien kokemaa jännitettä. Hajautetun tuotantolaitoksen ulostulotehon vaihtelu muuttaa jakeluverkon jännitteitä. Nopeita jännitemuutoksia aiheutuu verkkoon kytkeytymisestä ja irtikytkeytymisestä sekä aurinkovoiman tapauksessa primäärienergian vaihteluista. Tuotantolaitoksen ulostulotehon vaihtelu saattaa myös johtaa päämuuntajan käämikytkimen tai jännitteensäätäjien jatkuvaan toimintaan (engl. hunting), joka aiheuttaa verkkoon nopeita jännitemuutoksia. Nopeat jännitemuutokset aiheuttavat välkyntää, joka saattaa häiritä lähdön varrella olevia kuluttajia.

Hajautettu tuotantolaitos voi joko lisätä tai vähentää jakeluverkon yliaaltoja. Yliaaltolähteitä voivat olla sekä verkkovaihtosuuntaajat että pyörivät koneet. Vanhemmat tyristoreihin perustuvat verkkovaihtosuuntaajat lisäävät yliaaltoja merkittävästi. IGBTkytkimiin perustuvat verkkovaihtosuuntaajat puolestaan syöttävät verkkoon lähes puhdasta siniaaltoa. Niitä voitaisiin käyttää myös aktiivisinä suotimina, jolloin ne vähentäisivät yliaaltoja.

Verkon käyttövarmuus

Hajautettu tuotanto voi joko parantaa tai heikentää jakeluverkon käyttövarmuutta. Vaikutus riippuu laitoksen käyttötarkoituksesta ja käytetystä tuotantoteknologiasta. Varavoima- ja huipunleikkaussovellukset parantavat käyttövarmuutta. Sovellukset, joissa sähköntuotanto riippuu muista kuin verkon tarpeista, saattavat joko heikentää tai parantaa käyttövarmuutta. Huipunleikkaussovellukset parantavat verkon käyttövarmuutta, koska ne pienentävät johtimien kuormitusta, mikä vähentää vikaantumisriskiä. Samalla tavalla käyttövarmuutta saattavat parantaa myös laitokset, joilla tuotetaan sähköä esimerkiksi tuulisuuden tai sähkön markkinahinnan määrääminä aikoina. Nämä laitokset saattavat kuitenkin myös heikentää verkon luotettavuutta, sillä ne muuttavat tehon virtauksia verkossa ja niiden ansiosta kuorman

kasvu jollain lähdöllä saattaa jäädä huomaamatta. Jos kuorman kasvu jää huomaamatta, ei johtimia vahvisteta ja ne saattavat ylikuormittua hajautetun tuotannon irrotessa verkosta suuren kuorman aikaan. Hajautettu tuotanto aiheuttaa muutoksia käyttötoimintaan. Hajautettua tuotantoa sisältävillä lähdöillä vikoja päästään korjaamaan vasta, kun tuotantolaitos on varmasti irti verkosta. Tämän varmistamiseen saattaa kulua aikaa, jolloin vikojen selvitys kestää kauemmin. Hajautettu tuotanto saattaa myös sekoittaa jakeluverkon suojauksen toimintaa, jolloin vian seurauksena saatetaan erottaa verkosta myös terveitä lähtöjä. Toisaalta hajautettu tuotanto saattaa lyhentää joidenkin asiakkaiden kokemia vika-aikoja, sillä hajautettu tuotanto saattaa mahdollistaa useampien asiakkaiden siirtämisen toisen lähdön perään. Jakeluverkon käyttövarmuutta voitaisiin parantaa myös käyttämällä hajautettua tuotantolaitosta saarekkeessa. Toistaiseksi saarekekäyttöä ei kuitenkaan pidetä hyväksyttävänä.

Taloudelliset vaikutukset

Hajautetun tuotantoyksikön liittäminen jakeluverkkoon vaikuttaa verkkoyhtiön kustannuksiin monella tavalla. Hajautetun tuotannon hyötyjä ovat esimerkiksi häviöiden ja kanta- ja alueverkkomaksujen pieneneminen ja verkostoinvestointien tarpeen siirtäminen. Näistä viimeistä ei verkkoyhtiöissä kuitenkaan toistaiseksi pidetä todellisena mahdollisuutena. Hajautettu tuotanto voi myös kasvattaa häviöitä. Kustannuksia syntyy myös siitä, että verkkoyhtiöiden nykyiset tietojärjestelmät eivät pysty käsittelemään hajautettua tuotantoa. Hajautetun tuotannon lisääntyminen aiheuttaa verkkoyhtiöissä myös henkilöstön koulutustarvetta.

Häviöt

Hajautetun tuotannon vaikutus jakeluverkon häviöihin riippuu tuotantolaitoksen sijainnista, koosta ja kuormituksen ja tuotannon ajallisesta korrelaatiosta. Tuotantolaitos voi joko pienentää tai lisätä jakeluverkon häviöitä. Päämuuntajan häviöitä hajautettu tuotanto pienentää lähes poikkeuksetta.

Hajautettu tuotanto pienentää jakeluverkon häviöitä, kun jakeluverkossa siirrettävä sähköenergia pienenee. Eniten häviöitä pienentävät tuotantolaitokset, jotka sijaitsevat lähellä kuormitusta ja joita käytetään suuren kuorman aikaan. Huipunleikkaukseen ja huippuvoimana käytetyt laitokset pienentävät häviöitä lähes aina. Myös yhdistetyn sähkö- ja lämmön tuotannon sovellukset pienentävät häviöitä usein, sillä sähkö- ja lämpökuorma korreloivat yleensä jollain tavalla. Jakeluverkon häviöitä saattavat kasvattaa sellaiset tuotantolaitokset, jotka sijaitsevat kaukana kulutuksesta ja joiden tuottama teho ei riipu kulutuksesta vaan jostain ulkoisesta tekijästä. Esimerkiksi tuulivoimalat sijaitsevat usein syrjäisillä paikoilla, ovat teholtaan suhteellisen suuria ja tuottavat tehoa tuulennopeudesta riippuen.

Kanta- ja alueverkkomaksut

Suomessa kantaverkkopalveluista peritään kulutus-, kuormitus- ja liityntäpistemaksu. Liityntäpistemaksu on kiinteä maksu, joka peritään kustakin fyysisestä liittymästä. Kulutus- ja kuormitusmaksu ovat energiapohjaisia maksuja. Kulutusmaksun tapauksessa kulutuksella tarkoitetaan liittymispisteessä virtaavan sähköenergian (kantaverkosta otto - kantaverkkoon anto) ja jakeluverkossa sijaitsevien yli 1 MVA:n voimalaitosten nettotuotannon summaa. Kulutusmaksu on huomattavasti suurempi talviarkipäivänä kuin muulloin. Kuormitusmaksu määräytyy liittymispisteen läpi virtaavan sähköenergian mukaan ja se määritetään erikseen kantaverkosta otolle ja kantaverkkoon annolle. Mikäli jakeluverkko liittyy kantaverkon sijasta

alueverkkoon, peritään siltä alueverkkomaksu. Alueverkon haltija puolestaan maksaa kantaverkkomaksut.

Hajautettu tuotanto pienentää kanta- ja alueverkkomaksuja lähes poikkeuksetta. Hajautettu tuotanto pienentää kantaverkosta ottoa ja näin ollen myös kuormitusmaksua. Mikäli yksikkö on niin suuri, että tehoa virtaa usein kantaverkkoon päin, saattaa kuormitusmaksu teoriassa myös kasvaa. Alle 1 MVA:n tuotantolaitos pienentää myös kulutusmaksua, sillä se pienentää kantaverkosta ottoa. Saavutettu kustannussäästö on suurempi, mikäli tuotanto tapahtuu talviarkipäivänä.

Jakeluverkkomaksut ja muut velvoitteet

Verkkoon liitetyle hajautetun tuotantolaitoksen tuottamalle sähkölle pitäisi yleensä löytää ostaja. Mikrotuotannon tapauksessa se voi olla vaikeaa eikä lainsäädäntö määritä ostovelvoitetta kenellekään markkinaosapuolelle. Nykyisten sopimusehtojen mukaan verkkoon syöttö tulisi estää, jos sähkölle ei löydy ostajaa. Tässä asiassa verkkoyhtiöllä on mahdollisuus joustaa, kunnes tuottaja löytää markkinakumppanin tai asiasta on tehtävä erillinen sopimus verkkoyhtiön kanssa. Koska verkkoyhtiöllä on velvollisuus liittää määräysten mukainen tuotantolaitos verkkoon, niin sillä on myös oikeus periä liittymismaku ja verkkopalvelumaksu sekä kulutuksen että tuotannon osalta. Kun samaan kohteeseen liittyy sekä kulutusta että tuotantoa, tuotannon osalta tehdään erillinen sopimus ja kulutuksen osalta noudatetaan yleisiä verkkopalveluehtoja (VPE).

Kaikissa liittymiskohdissa, joissa sähkönsyöttö jakeluverkkoon ei ole estetty, on noudatettava tuotantopaikkoja koskevia liittymis- ja verkkopalveluehtoja. Sähköntuotannon liittymisehtojen (TLE) ja sähköntuotannon verkkopalveluehtojen (TPVE) mukaan asiakkaan on tehtävä tuotantoa koskevat liittymis- ja sähköverkkosopimukset jakeluverkkoyhtiön kanssa, kun asiakas syöttää sähköä yleiseen jakeluverkkoon ja sähkö myydään markkinoille.

4.6.3 Sähkön mittaus

Sähkön mittauksessa on käynnissä suuri muutos kun vanhoja mittareita ollaan vaihtamassa etäluettaviin (älykkäisiin) mittareihin. Vuoden 2013 loppuun mennessä pitäisi olla Suomessa 80 % asiakkaista varustettuna etäluettavilla mittareilla. Lisäksi enintään 3x63A kohteet, joissa sähköä myydään markkinoille, tulee varustaa etäluettavilla mittareilla vuoden 2010 loppuun mennessä ja uudet tuotantokohteet välittömästi. Yli 3x63 A pääsulakkeella varustetut kohteet, joissa on sekä verkosta ottoa että antoa, niin sekä kulutus että tuotanto pitää mitata erillisillä etäluettavilla mittareilla. (tarkistetaan yksityiskohdat lainsäädännöstä!).

Kustannukset selvitettävä!

- Silloin kun mittaukset voidaan hoitaa jo olemassa olevilla tai muutenkin tulevilla AMR-järjestelmillä, ei tule isoja kustannuksia paitsi mahdollisesti jatkuvasta minuuttitason tietojen etäluvusta tietoliikennekustannukset (Tämä kustannus riippuu tietoliikennemediasta ja sopimuksista, joita tietämättä on turha arvailla.)
- Saako mittaustietoja tiheämmällä kuin tuntiresoluutiolla? Luultavasti tarvitaan ainakin tutkimustarkoituksiin. Saako valmiina olevista mittareista minuuttitason kulutustiedot ulos paikallisesti tai jatkuvasti järkevällä kustannuksella etäluentana?
- Uusissa mittareissa on jo yleensä valmius 2-suuntaiseen mittaukseen. Onko k.o. alueella projektin aikana käytössä 3x63A tai pienemmissä kohteissa mittareita, jotka eivät kykene 2-suuntaiseen mittaukseen?

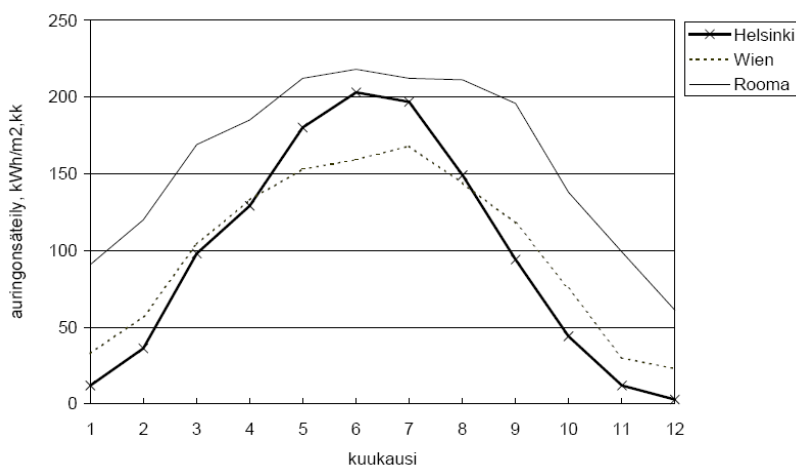
- Yksittäisissä asennuksissa asennuskustannukset ovat paljon korkeammat kuin mittarin hinta. Katso verkkoyhtiön mittauspalveluhinnastosta paljonko yksittäinen uusi mittari vaihdettuna/asennettuna maksaa. Asennuskustannukset riippuvat siis paljon asennuksen organisoinnista.
- Mahdollisen luentajärjestelmän tai –palvelun kustannus. Tarvittavien uusien mittareiden on liitettävyyden omiin tai palvelun tarjoajien luentajärjestelmiin.
- Kun vaatimukset ja kohteet on määritelty, voidaan itse kartoittaa kustannukset ja/tai pyytää mittauspalveluyrittäjältä tarjous.

4.7 Yhteiskäyttö muun uusiutuvan energiantuotannon kanssa

4.7.1 Aurinkolämpö

Keskitetty tuotanto

Keskitetty aurinkolämmitys voisi tapahtua moottoritien etelän puoleiseen äänivalliin sijoitetulla lämpökeräimillä ja tuottaa osan aluelämmitysverkon lämmityksestä. Pinta-alaksi on arvioitu 36 000 m² (12 km x 3 m), jolloin tuotanto olisi luokkaa 21 GWh/a (kuva 4-26). Keskitetty aurinkolämmitys edellyttää alueellista matalalämmitysverkkoa (70 °C), johon on liitetty riittävästi kuluttajia. Keräinkenttä jaetaan sopivan kokosiin osiin ja niiden keräinpiirien nestekierto täytyy toteuttaa mielellään ympäristöystävällisellä etanolilla ja kytkentä aluelämmitykseen lämmönsiirtimellä. Keräinkenttiä voidaan sijoittaa muuallekin Östersundomin alueelle, jos sopivia etelään suuntautuvia mäenrinteitä tai tasaisia kenttiä löytyy.



Kuva 4-26. Aurinkoenergian säteilyenergia kuukausittain normaalivuotena Helsingissä ja kahdessa muussa EU:n pääkaupungissa.

Hajautettu tuotanto

Hajautetun aurinkolämmön tuotantoon voidaan käyttää rakennusten etelän puoleista kattopintaa. Ensisijaisesti lämpö käytetään rakennuksessa, mutta ylijäävä lämpö voidaan syöttää aluelämmitysverkkoon tai varastoida myöhempää käyttöä varten. Östersundomin rakennusten etelän puoleisen kattopinta-alaksi arvioidaan 90 000 m², jolloin vuotuinen

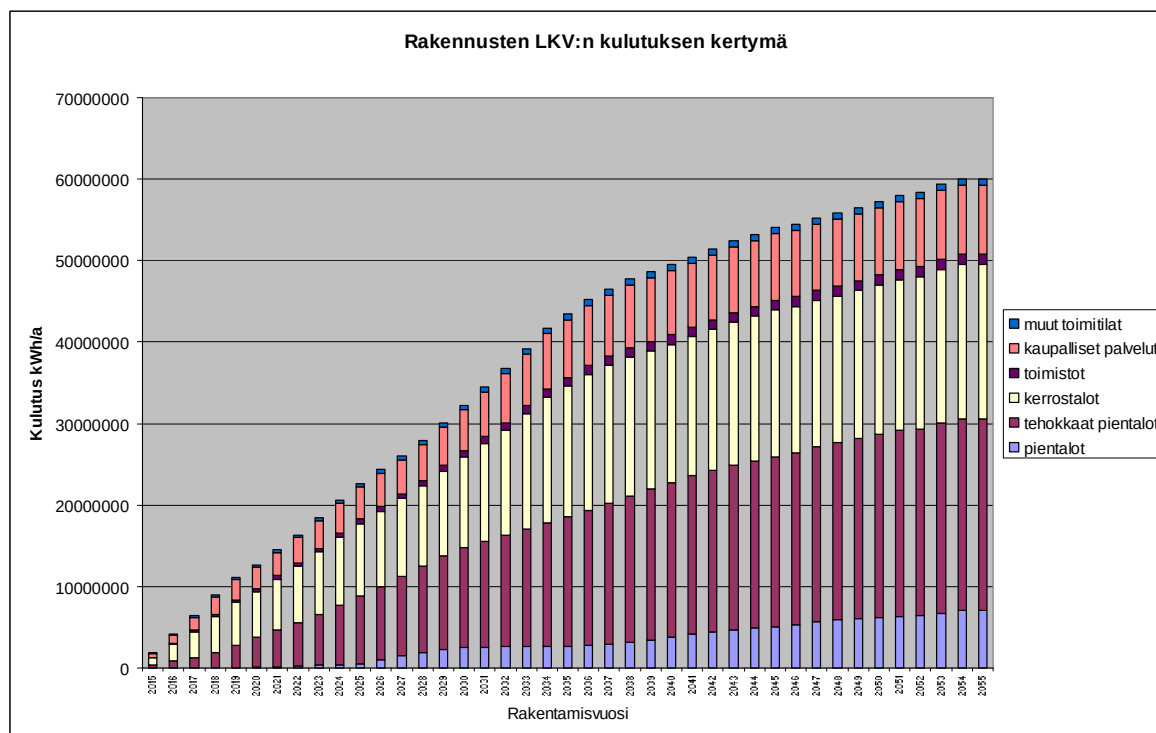
lämmön tuotto auringolla normaali vuotena voisi olla 52 GWh/a. Aurinkokeräinpintaa voidaan sijoittaa myös piha-alueille ja muille tasaisille alueille, jolloin niiden huolto on helpompaa.

Lämmin käyttövesi

Östersundomin rakennusten lämpimän käyttöveden tarvetta on arvioitu kuvassa 4-27. Lämpimän käyttöveden ominaiskutusarviot asuinrakennuksille esitetään taulukossa 4-7 vuosille 2010, 2015 ja 2040, joita on käytetty kuvan 4-27 arvioinnissa. Ominaiskulutusluvut ovat varsin haasteellisia vuodesta 2015 eteenpäin.

Taulukko 4-7. Lämpimän käyttöveden ominaiskutusarvio asuinrakennuskannalle Östersundomissa.

Talotyyppi	2010	2015	2040
LKV	kWh/m ² ,v	kWh/m ² ,v	kWh/m ² ,v
Pientalo	12	12	12
Rivitalot	21	19	16
Kerrostalot	30	25	20
Toimistot	10	7	5
Kaupalliset palvelut	80	56	39
Muut toimitilat	10	7	5



Kuva 4-27. Rakennuskannan lämpimän käyttöveden kulutusarvio Östersundomissa.

Lämminkäyttövesi voisi olla aurinkolämmityksen mitoitusperuste, koska lämmintä vettä tarvitaan ympäri vuoden lähes tasaisella kulutuksella. Aurinkolämmitys voitaisiin mitoittaa kesäkuorman perusteella. Taulukossa 4-8 on arvioitu tarvittavaa aurinkopaneelipinta-ala

kesäkuormituksen perusteella. Arviossa ei ole huomioitu aurinkopaneelien mahdollista hyötysuhteen kehitystä. Sen vaikutus voi olla kymmeniä prosentteja 20 - 30 aikajaksolla.

Taulukko 4-8. Aurinkopaneelin pinta-alan tarve lämpimän käyttöveden mukaan arvioituna.

	2020	2030	2040	2050
LKV /v, [GWh]	12,5	32,0	49,5	57,1
LKV/kk, [GWh]	1,0	2,7	4,1	4,8
LKV teho, [MW]	3,5	8,9	13,8	15,9
Aurinkopaneeli, [m ²]	60 000	150 000	230 000	264 000

4.7.2 Aurinkoenergian käyttö lämpöpumpulla

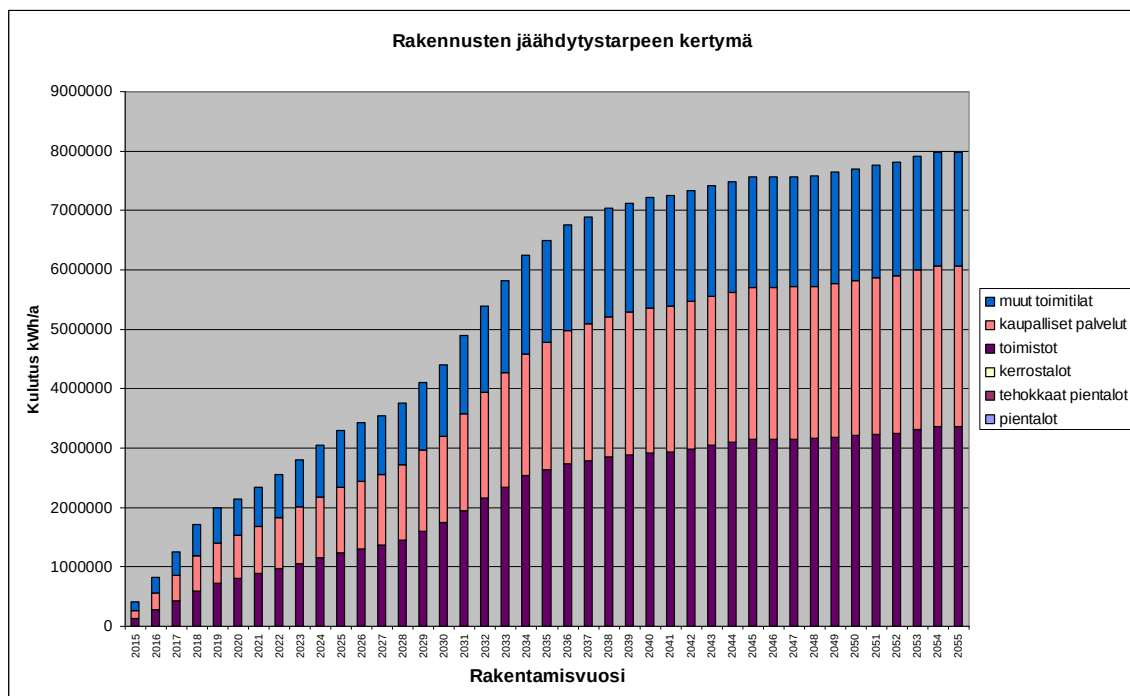
Lämpöpumpulla voidaan kerätä lämpöä maasta tai ilmasta. Lämpöpumppu käyttää yleensä noin 1/3 tuottamaansa lämpöenergiaa sähköä ja 2/3 saadaan lämmön lähteestä. Maalämpö otetaan maahan upotetusta vaakaputkistosta (n. 50 m putkea/kW_{th}) metrin syvyydellä maassa tai kallioon poratusta reikämatriisista (reikä 100–150 mm ja syvyys n. 200 m; 9 m reikää/kW_{th}). Lämmönsiirtonesteeksi suositellaan ympäristöystävällistä etanolia.

4.7.3 Jäähdytys absorptiotekniikalla

Absorptiojäähdytys (LiBr-H₂O) käyttää lämpöä voiman lähteenään verrattuna kompressorijäähdytykseen, joka käyttää sähköä. Absorptiokoneen käyttölämpö voi tulla kaukolämmöstä (> 80 °C), jostain polttoaineesta kuten maakaasu, nestekaasu tai öljy sekä aurinkolämmöstä. Aurinkolämpö (> 80 °C) on hyvä lämmön lähde, koska rakennusten jäähdytystarve on yleensä huipussaan auringon paisteella. Silloin jäähdytyksen kulutus ja tuotanto kohtaa samanaikaisesti.

Jäähdytyksen tuotanto voi olla hajautettua rakennuskohtaisesti tai keskitettyä aluejäähdytysverkon puitteissa. Helsingillä on jo mittavaa kaukojäähdytystä keskustassa jopa EU:n mittakaavassa (85 MW/57 GWh_a/37 km verkkoa).

Toimisto-, liike- ja muiden julkisten rakennusten jäähdytystarvetta on arvioitu kuvassa 4-28. Ominaisjäähdytystarpeeksi on arvioitu 15 kWh/m²,v ja huipun käyttöaika on 1300 h/v. Asuinrakennuskantaa ei ole otettu mukaan arvioon, mutta jäähdytys tulee yleistymään myös asuinrakennuksissa tulevaisuudessa, kun halutaan miellyttävä sisäilmasto asuntoihin myös kesällä. Jäähdytystarve voisi jopa kaksinkertaistua, jos osa asuinrakennuksista olisi jäähdytettävä.



Kuva 4-28. Toimisto-, liike- ja muu julkisenrakennuskannan jäähdytystarpeen arvio Östersundomissa.

Jäähdytysenergian ja tehon tarvetta on arvioitu taulukossa 4-9.

Taulukko 4-9. Jäähdytysenergian ja tehon tarve toimisto-, liike- ja muissa julkisissa rakennuksissa Östersundomissa sekä lämmön tarve absorptiokoneelle ja sähkö tarve kompressorikoneelle.

	2020	2030	2040	2050
Jäähdytysenergia,[GWh]	2,1	4,4	7,2	7,7
Jäähdytysteho, [MW]	1,6	4,0	5,5	6,0
Absorption lämpö [GWh]	3,0	6,3	10,3	11,0
Kompressorin sähkö [MWh]	525	1 100	1 800	1 925

4.7.4 Polttokenno

Polttokenno muuntaa sähkökemiallisen reaktion vapaata energiaa sähköksi ja lämmöksi ilman välivaiheita ja liikkuvia osia. Kenno koostuu katodista ja anodista niiden välissä olevasta elektrolyytistä. Anodilla polttoaine vapauttaa elektrodreja, jotka siirtyvät ulkoista virtapiiriä pitkin katodille. Katodille syötetään happea, joka reagoi anodilta tulevien vetyionien kanssa muodostaen vettä. Polttoaineena käytetään vetyä, joka tuotetaan pääasiassa maakaasusta. Vety pilkotaan katalyytin avulla vetyatomeiksi ja elektroneiksi.

Sähköntuotantoon tarkoitettuja polttokennoja otetaan käyttöön muutamia kymmeniä megawatteja vuosittain. Niitä valmistetaan eri teholuokissa omakotitaloluokasta (1–5 kW) aina talo- tai korttelikokoluokkaan 20 kW–2 MW sakka. Esim. Wärtsilän polttokenno SOFC WFC20 tuottaa sähköä 20 kW ja lämpöä saman verran saavutettuaan 750 °C asteen käyntilämpötilan. Se voidaan kytkeä sekä kaukolämpöverkkoon että sähkön jakeluverkkoon. WFC20 on integroitu energiantuotantoyksikkö, ja se käyttää polttoaineenaan maa- ja

biokaasua sekä metanolia. Kehitteillä on myös suuremman kokoluokan polttokennoja. Biokaasua ja metanolia voidaan tuottaa mm. kaatopaikoilla sekä biokaasureaktorissa ja mädätysprosessissa.

4.7.5 Tuuli

Tuulivoima on mahdollinen sähkön tuottaja. Östersundomissa keskituulinopeus on n. 5 m/s vaihdellen paikoittain suurestikin.

Rannikolla horisontaali (2- tai 3-laipainen) tuulivoimala on paras ratkaisu, koska tuuli tulee suurimman osan vuotta samasta suunnasta. Tuulivoimalan toiminta tapahtuu 5–16 m/s tuulen nopeudella saavuttaen suurimman tehonsa usein 12–14 m/s nopeudella.

Sisämaassa lähellä asutusta vertikaali tuulivoimala on hiljaisempi, mutta hyötysuhde on yleensä huonompi kuin horisontaalivoimalalla. Toiminta-alue on jopa 1,5 m/s:sta useisiin kymmeneen metreihin sekunnissa. Käyntiaika vuodessa on siten pidempi (n. 120 vrk) kuin horisontaalivoimalalla, joka tasoittaa hyötysuhde-eroa. Se toimii horisontaali voimalaa paremmin tuuliolosuhteissa, joissa tuulen nopeus ja suunta vaihtelee paljon.

Tuulivoiman mahdollisuudet pitäisi selvittää tarkemmin tuuliolosuhteiden perusteella ja kartoittaa potentiaaliset paikat tuulisähkön tuotantoon.

4.7.6 Bioenergia

”Östersundomin lämmitysratkaisut” [8] raportissa todetaan Talosaaressa sijaitsevan hevos-tallin, jossa on 45 hevosta. Yksi hevonen tuottaa vuorokaudessa noin 20–30 kiloa lantaa, josta voidaan tuottaa noin 7–11 MWh biokaasua eli 40–50 hevosen tila voisi tuottaa arviolta noin 400 MWh/a biokaasua reaktorissa, mikäli koko lantamäärä kerätään talteen ympäri vuoden. Käyttämällä lisäksi muita raaka-aineita kuten kasviperäisiä raaka-aineita heinää, olkea ym. ja yhdyskuntajätettä sekä elintarviketeollisuuden jätettä voitaisiin biokaasun tuotantoa lisätä.

Östersundomin alueen itä-osaan on kaavailtu myös bio-CHP-laitosta (10/20 MW), jonka polttoaine-energian tarve olisi n. 100 GWh/a (30/80 GWh/a). Laitoksen rakentaminen edellyttää riittävää kaukolämpökuormaa ja hyvin toteutettua biopolttoaineiden keruu- ja kuljetuslogistiikkaa.

Yhdistämällä em. kaksi ideaa lisättynä aurinkolämmön tuotannolla siten, että CHP-laitos tuottaa n. 80 % lämmöstä ja vastaavan sähkömäärän sekä biokaasu ja aurinkolämpö loput lämmön tarpeesta voisi olla toteutettavissa, jos laitostekoko saadaan riittävän suureksi. CHP-laitos toimisi pääasiassa syksystä kevääseen, aurinkolämpö/-sähkö keväällä ja kesällä sekä biokaasureaktori ympäri vuoden. Kaikki nämä kolme vaihtoehtoa vaatii kuitenkin lisäselvitystä koon ja erityisesti talouden suhteen.

Biokaasureaktori eli fermentori on reaktori, jossa bioprosessissa solut ”uivat” ja kasvavat kasvatusliuoksessa suljetun bioreaktoriastian sisällä. Kasvatusliuos koostuu vedestä ja siihen liuotetuista raaka-aineista sekä myöhemmässä vaiheessa myös syntyneistä tuotteista. Bioreaktori on useimmiten varustettu tehokkaalla sekoittimella. Biokaasua tehdään usein jostain elintarviketähtäin sivutuotteista. Tuotekaasu on yleensä 70 - 80 % metaania ja loput

hiilidioksidia. Tuotantokapasiteetti on n. 0,2–0,3 m³ kaasua/reaktori-m³ päivässä käsikäytöllä. Automaatiolla (lämpötila, paine, ainesyötöt) pystytään tuotantoa tehostamaan merkittävästi.

Hapeton mädätysprosessi (anaerobic digester) tuottaa elintarvike- ja kasvisjätteistä veteen sekoitettuna biokaasua. Lopputuote on samaa luokkaa kuin biokaasureaktorissakin. Prosessin tuloksena syntynyt liete voidaan kuivata ja pelletoida tai levittää sellaisenaan pelloille. Kaupungin puiston ja metsän lannoitteena voidaan käyttää ainoastaan kuivattua pellettiä. Kuivatus kuluttaa osan kaasun tuottamasta lämmöstä. Lietteen kuivatuksessa voidaan hyödyntää myös aurinkoenergiaa.

5 Johtopäätökset

Tutkimuksen johtopäätökset esitetään tässä luettelomaisesti ja tiivistetysti. Useimmat johtopäätökset vaativat vielä tarkempaa jatkotutkimusta ja osa tekniikoista on vasta tulossa siihen vaiheeseen, että niitä voidaan laajemmin hyödyntää.

- Aurinkosähkö (n. 35 % vuositasolla) tulisi tuottaa keskitetysti suoraan verkkoon tai hajautetusti kiinteistöissä kaksisuuntaisesti. Sähkön varastointi voitaisiin tarvittaessa tehdä esim. kiinteistöissä lyijy- tai litiumakuilla ja keskitetyissä ratkaisuissa lisäksi mahdollisia olisivat NaS-akut tai vanadinium-redox virtausakut
- Aurinkolämmön osuus voisi olla 10–25 % vuosienergian tarpeesta keskitetysti ja/tai hajautetusti alueittain tai rakennuksiin sekä lämmön lyhytaikainen varastointi
- Matalalämpötila-aluelämmitys bio-CHP:llä, maa- tai merilämpöpumpulla, biokaasulla ja aurinkokeräimillä
- Jätteen automaattisella keräyksellä ja lajittelulla biojäte talteen ja energiakelpoinen jäte hyötykäyttöön aurinkoenergian rinnalle
- Aurinkovoimalaitosta voidaan ajatella Porvoon moottoritien eteläpuolelle integroituna melusuojaan ja moottoritien suoja-alueelle sekä jokin muu sopivan suuri maa-alue. Tarvittaessa voidaan yhdistää sähkö ja lämmön tuotanto. Aurinkoenergiatuotantoa kannattanee rakentaa paloittain, jolloin tekniikan kehittymisen tuomat edut voidaan ottaa käyttöön.
- Talojen kattopintoja otetaan aurinkosähkön ja lämmön tuotantoon
- Kiinnostavia PV kennoja ovat monikerroksiset ja keskittävät kennot ($\eta > 40 \%$) sekä ohutkalvo ($\eta \sim 12 \%$) ja orgaaniset kennot ($\eta \sim 10 \%$)
- Aurinkokeräimistä kiinnostavia ovat keskittävät tyhjökeräimet ($\eta > 40 \%$)
- Julkinen joukkoliikenne (metro) pitäisi toimia sähköllä ja syöttöliikenne sähköllä (raitiotie, trolleybussi tai induktiosähköbussi) ja/tai biokaasulla tai bionestepolttoaineella, taksit bio-hybridejä
- Suositaan yksityisautoilussa hybridautoja, perheen 2. auto pitäisi olla sähköauto. Autoille parkkipaikkojen yhteyteen sähkölatauspisteet
- Kevyelle liikenteelle järjestetään hyvät edellytykset: Otetaan käyttöön sähkömopot, -pyörät ja -potkulaudat. Latauspisteitä esim. aurinkosähköllä rakennetaan mopo- ja pyöräparkkien yhteyteen.
- Polttokennoautot ovat myös vahvasti tulossa liikennekäyttöön ja aurinkotekniikkaa voitaisiin hyödyntää autojen tarvitseman vedyn tuotannossa esim. merivedestä
- Infotauluja, liikennemerkkejä ja opasteita voisi toteuttaa aurinkosähköpaneelilla, jotka hyödyntävät myös infrapuna-alueen säteilyä ja tehokkaasti hajasäteilyä. Toimivat pidemmän aikaa vuodessa.
- Jatkotutkimustarve on ilmeinen. Tutkimuksen pitäisi johtaa nopeasti myös koetoimintaan, jotta saadaan kokemuksia ja voidaan seurata tekniikan kehittymistä. Tutkimuksen tavoite pitäisi pystyä kohdistamaan hyvin, koska kaikkea ei kannata yrittää tehdä.

6 Yhteenveto

Östersundomin alue voisi toimia aurinkosähköön liittyvien ratkaisujen näyteikkunana ja testialustana Etelä-Suomen olosuhteissa. Östersundomissa tulisi tutkia jatkossa aurinkosähkön tuottamista ja käyttöä mahdollisimman monin tavoin, mahdollisimman moneen käyttötarkoitukseen ja vertailemalla sitä muihin energiantuotantovaihtoehtoihin. Tässä hankkeessa tutkittiin lähinnä aurinkosähkön tuotantoon perustuvia energiaratkaisuja. Tutkimuksessa tehtiin aurinkosähkön teknologiakartoitus ja alustava sovellusmahdollisuuksien arviointi.

Östersundomin alueen uuden väestön vähimmäismääränä pidetään alustavasti 35 000 asukasta. Laajamittainen rakentaminen käynnistyy vuosien 2014 - 2015 tienoilla. Pääajatuksena on luoda alueesta monipuolinen joukkoliikenteeseen ja kaupunkimaiseen pientalorakentamiseen painottuva yhdyskunta. Joukkoliikennepainotteisuuden lisäksi alue suunnitellaan kävely- ja polkupyöräily-ystävälliseksi. Alueen rakennuskannan kehitystä arvioitiin kasvuennusteisiin perustuen ja rakennusten tarvitsemaa sähkö- ja lämpöenergian tarvetta sekä mahdollista rakennusten jäähdytystarvetta. Rakennuskannassa oletetaan tavoiteltavan matalaenergia tasoa. Sähkön tarve-ennusteita käytettiin aurinkosähkötekniikan mahdollisuuksien arviointiin karkealla tasolla.

Aurinkosähkö on uusiutuvaa energiaa, jonka määrä vaihtelee sekä lyhytjaksoisella että pitemmän aikavälin syklillä epäsäännöllisesti. Keskitetyt aurinkosähköjärjestelmät on liitetty yleensä suoraan jakeluverkkoon, mutta suuret järjestelmät voivat tarvita energiavarastointia verkon toiminnan turvaamiseksi. Myös tehokas aurinkoenergian hyödyntäminen kulutusvaihtelujen tasaamiseen tai sen myyminen verkkoon sähkön hinnan mukaan optimoiden edellyttää energian varastointia.

Aurinkokennotekniikka jakaantuu kahteen päätyyppiin: litteät kennot ja keräimillä varustetut kennot. Litteät kennot kattavat noin 94 % tämän päivän kennomarkkinoista. Litteät aurinkokennot perustuvat kolmeen peruserätyyppeeseen, piipohjaisiin joko yksikide- tai monikidekennoihin, ohutkalvokennoihin, joissa aktiivimateriaalit on integroitu ohuina kerroksina kiinteälle pinnalle esim. lasille tai metallille ja uusiin kennotekniikoihin joko orgaanisiin tai yhdistelmäateriaaleihin. Keräimellä varustetut kennot pohjautuvat pii- tai monikerrostekniikoihin. Aurinkokennotekniikan kehityksen merkittävin tavoite on ollut nostaa hyötysuhdetta, joka uusimmissa ohuissa ja joustavissa kennoissa on jo luokkaa 38 %. Boeing-Spectrolab on saavuttanut jo 41 %:n hyötysuhteen maksimiarvon uusimmalla yhdistelmäateriaalikennoillaan.

Yhdistelmäateriaalikennoissa hyödynnetään eri aineiden ominaisuuksia, jolloin kenno toimii eri aallonpituuksilla. Kaksipuoliset aurinkokennot tuottavat 5 - 20 % enemmän energiaa yksipuolisiin kennoihin verrattuna. Taustapuolelle tulee lähinnä heijastunutta säteilyä. Viimeisintä kehitystä edustaa joko 1- tai 2-akselisesti käännettävät heijastavalla keräimellä varustetut kennoratkaisut. Heijastinratkaisu mahdollistaa hyvin pienen tehokkaan monikerroskennomoduulin käytön. Monikerroskennot ovat hyötysuhteeltaan jopa 56 % parempia kuin piipohjaiset kennot. Kääntyviä kennoratkaisuja kehitetään myös kiinteistöihin sopiviksi.

Sähköenergian varastointiin on olemassa useita erityyppisiä varastoja, kuten superkondensaattorit, suprajohtavat magneettiset energiavarastot, vauhtipyörät, akut, paineilmavarastot ja pumpatun veden varastot.

Aurinkopaneeleille soveltuva kattopinta-ala Östersundomissa on arvioitu alustavien kerrosala/kattopinta-ala arvioiden perusteella. Kattojen muoto vastaa tasakattojen pinta-alaa. Aurinkopaneeleille soveltuvaa potentiaalista asennuspintaa on arvioitu olevan 30 % kerrosalasta, jota on yhteensä valmiilla alueella 440 000 m². Kiinteästi katolle asennettujen aurinkopaneelien maksimi teho on tyypillisesti 80 - 100 W/m² 40 - 50 asteen kulmaan asennettuna. Sähköenergian kokonaistuottopotentiaali tällä alueella olisi tällöin n. 26 GWh vuodessa.

Vaihtoehtoisena kehitysskenaariona on arvioitu aurinkosähkön tuottoa siinä tapauksessa, että kennojen hyötysuhde paranee teknologian kehittymisen seurauksena rakennusvuosina 2015 - 2040 kolminkertaiseksi. Vaihtoehtoisella skenaariolla kokonaistuotanto aurinkosähköllä olisi n. 45 GWh vuodessa.

Porvoon moottoritien meluvallin voitaisiin asentaa myös aurinkosähköpaneeleja kummallekin puolella tietä 6 kilometrin matkalla. Meluvallin paneelien kiinnitykseen soveltuvan korkeuden oletetaan olevan 3 m. Alustavan laskelman mukaan paneelien yhteenlaskettu DC-teho on 2,9 MW ja niiden tuottama energia on 2 GWh 75 asteen asennuskulmassa suoraan etelään päin suunnattuna.

Toisaalta aurinkovoimala voitaisiin toteuttaa asteittain rakennuskannan mukaan kasvavana erityyppisiä kennoja kokeilevana alueena. Toteutus voisi tapahtua myös useana erillisenä aurinkovoimalana, jotka rakennettaisiin joko samalle tai usealle eri alueelle. Aurinkovoimala voisi sijaita mm. moottoritien melusuoja-alueella, joka ulottuu 50 m tiestä muodostaen noin. 60 hehtaarin asuinrakennuksista vapaan alueen. Suurin aurinkosähköpuisto tällä hetkellä on Olmedilla (60 MW) Espanjassa ja suurin asennettu NaS akkujärjestelmä (34 MW, 245 MWh) on tällä hetkellä Japanissa.

Projektin aikana päädyttiin alustavaan tavoitteeseen, jossa aurinkoenergialla tuotettaisiin vähintään 35 % alueen arvioidusta sähköenergian vuotuisesta kulutuksesta. Aurinkoenergian osuus vaihtelee kuitenkin vuodenajan mukaan ja on talvikuukausina erittäin pieni. Erillisellä asteittain kasvavalla aurinkosähkövoimalalla tuotettaisiin n. 25 %, katoille asennetuilla kennoilla n. 12 % ja meluvallin seinämään kiinnitetyt kennot tuottaisivat n. 1 %:n lopullisesta sähköenergian tarpeesta. Yhteensä aurinkosähkön tuotanto olisi alueen valmistuttua 83,5 GWh vuodessa tämän hetkisin arvoilla laskettuna. Aurinkosähköllä tuotettu sähkö vähentäisi hiilivoimalla tuotetun energian CO₂ päästöjä n. 18 000 tonnia vuodessa. Rakennuksien seinärakenteisiin ja muihin kohteisiin mahdollisesti liitetyt aurinkoenergiajärjestelmät lisäävät osaltaan kokonaismäärää. Tutkimuksessa arvioitiin myös aurinkosähkön liittämistä sähköverkkoon eli mitä pitää ottaa huomioon jo suunnitteluvaiheessa.

Tutkimuksessa arvioitiin myös katuvalaistuksen tuottamista aurinkosähköenergialla. Esimerkkinä on tarkasteltu 40 W:n katuvalaisimen toimintaa Helsingin alueen olosuhteissa. Valaisimessa on 50 W:n aurinkopaneeli ja 100 Ah:n lyijyakku, josta hyödynnettävissä on 45 Ah. Valaisimen akun tuottama energia riittää kattamaan täysin kesä-heinäkuun tarpeen ja lähes täysin toukokuun ja elokuun mutta muutoin tarvitaan verkkoliitääntä. Kunkin esimerkissä tarkastellun 40 W:n led-katuvalaisimen energian tarve olisi vuodessa 173 kWh ja paneelin aurinkoenergian tuotto olisi 41 kWh (n. 24 % tarpeesta). Jos jakeluverkosta saatava sähköenergia tuotettaisiin hiilivoimalla, CO₂ päästöt vähenisivät valaisinta kohden vuodessa 38 kg aurinkopaneelistä saatavan energian avulla.

Keskitetty aurinkolämmitys voisi tapahtua moottoritien etelän puoleiseen äänivalliin sijoitetulla lämpökeräimillä ja tuottaa osan aluelämmitysverkon lämmityksestä. Pinta-alaksi on arvioitu 36 000 m² (12 km x 3 m), jolloin tuotanto olisi luokkaa 21 GWh/a. Hajautetun aurinkolämmön tuotantoon voidaan käyttää myös rakennusten etelän puoleista kattopintaa. Ensisijaisesti lämpö käytetään rakennuksessa, mutta ylijäävä lämpö voidaan syöttää aluelämmitysverkkoon tai varastoida myöhempää käyttöä varten. Östersundomin rakennusten etelän puoleisen kattopinta-alaksi arvioidaan 90 000 m², jolloin vuotuinen lämmön tuotto auringolla normaali vuotena voisi olla 52 GWh/a. Aurinkokeräinpintaa voidaan sijoittaa myös piha-alueille ja muille tasaisille alueille, jolloin niiden huolto on helpompaa.

Lähdeviitteet

- [1] Sauer, D. U. and Kowal, J. "Detailed cost Calculatios for stationary battery storage systems". Second International Renewable Energy Storage Conference (IRES II), Bonn, 19.-21.11.2007. Electrochemical Energy Conversion and Storage Systems Group Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA)RWTH Aachen University.
- [2] Schoenung, S. M., Eyer J. "Benefit/Cost Framework for Evaluating Modular Energy Storage". Sandia report SAND2008-0978.
- [3] Jiu Liu, Norbert Henze. " Reliability Consideration Of Low-Power Grid-Tied Inverter For Photovoltaic Application". Internet: <http://www.pvmips.org/publications/017.pdf>.
- [4] N. Henze, B. Sahan, J. Liu. "Modulintegrierte Photovoltaik-Wechselrichter". Internet: <http://www.pvmips.org/publications/014.pdf>.
- [5] Tadao Ishikawa, "Grid-connected photovoltaic power systems: survey of inverter and related protection equipments". Report IEA PVPS T5-05: 2002.
- [6] Knight, J., Rudkin, E. "Photovoltaic Building Integration Concepts". Proceedings of the IEA PVPS Task VII Workshop 11-12 February 1999, EPFL, Lausanne, Switzerland. Internet: <http://www.task7.org/Public/lausanne/proceedings.pdf>
- [7] Chuck Whitaker, Jeff Newmiller, Michael Ropp, Benn Norris. Renewable Systems Interconnection Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements. SAND2008-0946 P.
- [8] Fabritius, P., Taanila, E. "Östersundomin lämmitysratkaisut", Raportti 60N50183.10 rev A, 2010, Pöyry Finland Oy, 31 s.
- [9] Elväs, S. "Kiinteistö- ja rakennusalan energissäästösopimuksen vuosiraportti 2007". Motiva OY, 2008
- [10] Tasa, A., Jalo, T., Isohella, R. "Asuinkiinteistöalan energiansäästösopimuksen vuosiraportti 2007. Motiva Oy, 2008.
- [11] "Haasteellisia mahdollisuuksia –sähkön ja lämmön hiilineutraali visio vuodelle 2050". Energiateollisuus.
- [12] Adato. "Kotitalouksien sähkönkäyttö 2006". 2.10.2008.
- [13] Partanen, J., Viljainen, S., Lassila, J., Honkapuro, S., Tahvanainen K., Karjalainen, R., Annala, S., Makkonen, M. "Sähkömarkkinat – opetusmoniste". LUT 2009.

Sarjassa aikaisemmin julkaistu:

- 2011:1 Vetovoimainen esikaupunkiasuminen – Kohderyhmäselvitys
- 2011:2 Östersundomin yhteinen yleiskaava – Rakennemallit
- 2011:3 Östersundom ja kauppa
- 2011:4 Östersundom ja kaupunkipientalot
- 2011:5 Majvikin metron esiselvitys
- 2011:6 Östersundomin metron ja pikaraitiotien esiselvitykset – Tiivistelmä
- 2011:7 Östersundomin yleiskaavan tie- ja pääkatuverkkoselvitys
- 2011:8 Östersundomin yleiskaavan liikenteen nykytilaselvitys
- 2011:9 Östersundomin yleiskaavan joukkoliikenneselvitys
- 2011:10 Östersundomin katuliikennefilosofia, osa 1
- 2011:11 Östersundomin yhteinen yleiskaava – Teknitaloudellinen selvitys