



Open your mind. LUT.  
Lappeenranta University of Technology

Tutkimusraportti 28.6.2015

# Selvitys sähkö- ja kaasuinfrastruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdolli- suuksista

Samuli Honkapuro, Jarmo Partanen, Juha Haakana, Salla Annala, Jukka Lassila  
Lappeenrannan teknillinen yliopisto

Lappeenrannan teknillinen yliopisto  
Lappeenranta University of Technology

LUT School of Energy Systems

[www.lut.fi](http://www.lut.fi)

PL 20/P.O. Box 20  
FI-53851 Lappeenranta

tel +358 294 462 111  
fax +358 5 411 7201

Y-tunnus 0245904-2  
ALV/VAT FI 02459042

## **Alkusanat**

Tässä raportissa on esitetty tulokset Energiatehokkuusdirektiivin (2012/27/EU) vaatimuksen mukaisesta selvitystyöstä Suomen sähkö- ja kaasuinfrastruktuurin energiatehokkuudesta. Selvitystyön on toteuttanut aikavälillä 3/2015 – 6/2015 Lappeenrannan teknillisen yliopiston (LUT) Sähkömarkkinalaboratorion tutkimusryhmä, johon ovat kuuluneet professori Jarmo Partanen, TkT Samuli Honkapuro, TkT Juha Haakana, DI Salla Annala sekä TkT Jukka Lassila. Selvitystyön on tilannut Työ- ja Elinkeinoministeriö (TEM) ja sen ovat rahoittaneet yhteisrahoituksella TEM ja Energiavirasto (EV). Selvitystyön ohjausryhmässä on ollut TEM:n ja EV:n ohella edustus Energiateollisuus ry:stä, Suomen Kaasuyhdistyksestä sekä Gasum Oy:stä. Ohjausryhmä on kokoonnut selvitystyön aikana kaksi kertaa, jonka lisäksi selvitystyöhön on saatu kommentteja sähköpostitse. Selvitystyössä esitetyt johtopäätökset ja toimenpide-ehdotukset ovat tutkijoiden näemyksiä, eivätkä sido selvitystyön tilaajia millään tavoin.

Lappeenrannassa 28.6.2015

Tekijät

# Sisällys

Alkusanat .....	2
Sisällys.....	3
1 Johdanto.....	4
2 Energiatehokkuus .....	5
2.1 Energiatehokkuusdirektiivi .....	5
2.2 Energiatehokkuussopimukset .....	7
3 Sähköverkko .....	9
3.1 Sähkön siirtoverkko.....	9
3.1.1 Energiatehokkuuden nykytilanne ja vaikutukset energiajärjestelmän tehokkuuteen ...	9
3.1.2 Energiatehokkuuden parantamismahdollisuudet.....	10
3.2 Sähkön jakeluverkko.....	11
3.2.1 Energiatehokkuuden nykytilanne ja vaikutukset energiajärjestelmän tehokkuuteen .	11
3.2.2 Jakeluverkon energiatehokkuuden parantamismahdollisuudet .....	13
3.2.3 Verkostohäviöiden pienentäminen .....	13
3.2.4 Pientuotannon verkkoon liittäminen .....	15
3.2.5 Kysynnän jouston edistäminen .....	16
3.2.6 Energiavarastojen hyödyntäminen.....	17
4 Kaasuinfrastruktuuri.....	21
5 Toimenpide-ehdotukset .....	25
5.1 Sähköverkot.....	25
5.2 Kaasuverkot.....	27
6 Yhteenveto .....	28
Lähteet.....	29
LIITE I Verkostosuunnitteluesimerkki	

# 1 Johdanto

Vuonna 2012 voimaantulleen EU:n energiatehokkuusdirektiivin (2012/27/EU) tavoitteena on vahvistaa EU:n yhteinen kehys edistämään energiatehokkuutta siten, että vuodelle 2020 asetettu energiatehokkuuden 20 prosentin lisäämisen tavoite saavutetaan ja samalla valmistellaan myös lisäparannuksia em. tavoitteen jälkeiselle ajalle.

Direktiivin energian muuntamista, siirtoa ja jakelua koskevan 15. artiklan kohdassa 2 todetaan:

*Jäsenvaltioiden on viimeistään 30 päivänä kesäkuuta 2015 varmistettava, että*

- a) niiden kaasun- ja sähköinfrastruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksista tehdään arviointi, etenkin siirron, jakelun, kuormituksen hallinnan, yhteentoimivuuden ja energiaa tuottaviin laitoksiin liittämisen osalta; mukaan lukien energian mikrotuottajien verkkoon pääsyn osalta;*
- b) osoitetaan konkreettisia toimenpiteitä ja investointeja kustannustehokkaiden energiatehokkuuden parannusten toteuttamiseksi verkkoinfrastruktuurissa ja laaditaan aikataulu niiden toteutukselle.*

Tämän selvitystyön tavoitteena on tehdä yllä mainitun artiklan a) kohdassa esitetty arviointi, jonka osana esitetään b) kohdassa esille tuotuja toimenpidesuosituksia energiatehokkuuden parantamiseksi.

Raportin rakenne on seuraava. Luvussa 2 esitellään yleisesti mitä infrastruktuurin energiatehokkuudella tässä yhteydessä tarkoitetaan, sekä esitellään tiiviisti energiatehokkuusdirektiivi sekä energiatehokkuussopimusjärjestelmä. Luvussa 3 käsitellään sähkön siirto- ja jakeluverkon energiatehokkuutta ja sen parantamismahdollisuuksia, sisältäen sekä verkostohäviöiden optimoinnin että kysyntäjouston, pientuotannon sekä energiavarastojen vaikutukset. Luvussa 4 puolestaan tarkastellaan kaasuinfrastruktuuria sekä sen energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksia. Selvitystyön lopputuloksena esitellään toimenpide-ehdotukset luvussa 5, ja tiivis yhteenveto luvussa 6.

## 2 Energiatehokkuus

Energiatehokkuudella tarkoitetaan suoritteen, palvelun, tavarankäytön tai energian tuotoksen ja energian tuotannon välistä suhdetta (2012/27/EU). Energiatehokkuuden parantaminen vähentää primäärienergian käyttöä, vähentää kasvihuonekaasupäästöjä sekä pienentää tuontien energian tarvetta, eli toisin sanoen parantaa energiansaannin varmuutta kustannustehokkaasti. Keskeistä näiden tavoitteiden saavuttamisessa on se, että tarkastellaan loppuenergiankäytön sijasta energian tuotannon ja loppukäytön vaikutuksia primäärienergian käyttöön sekä verkko- ja tuotantokapasiteetin tarpeeseen sekä järjestelmän kustannuksiin. Eli tarkastellaan energiajärjestelmän kokonaistehokkuutta.

Energiainfrastruktuurilla on erilaisia vaikutuksia järjestelmän energiatehokkuuteen:

- a) Infrastruktuurin rakentamiseen ja ylläpitoon liittyvä energian käyttö ja sen tehokkuus
- b) Siirron ja jakelun aiheuttamat suorat häviöt
- c) Infrastruktuurin tuomat mahdollisuudet käyttää ja tuottaa energiaa tehokkaasti (esim. pientuotanto, kysynnän jousto, energiavarastot)

Yleisesti ottaen infrastruktuurin rakentamiseen ja käyttöön liittyvä energiankulutus on minimaalinen verrattuna muihin kohtiin. Sähkön ja kaasun siirron ja jakelun häviöt ovat puolestaan, erityisesti Suomessa, hyvin pienet verrattuna energian käyttöön tai verkkopituuteen. Siten keskeisimmät toimenpiteet liittyvät kohtaan c), eli miten energian tuotannon ja käytön energiatehokkuutta voidaan parantaa infrastruktuurin avulla. Tässä selvityksessä onkin pääpaino tässä kohdassa (tuotannon osalta erityisesti pientuotannossa), mutta myös verkoston suorilla energiahäviöillä on käsitelty.

### 2.1 Energiatehokkuusdirektiivi

Energiatehokkuusdirektiivin 7. artiklan 1. kohta asettaa minimitalvoitteen energian loppukäytön tehostamiselle jäsenmaissa:

*Tavoitteen on vastattava vähintään sitä, että saavutetaan kunakin vuonna 1 päivästä tammikuuta 2014 31 päivään joulukuuta 2020 uusia säästöjä, joiden määrä on 1,5 prosenttia kaikkien energian jakelijoiden tai kaikkien energian vähittäismyyntiyritysten vuosittain loppukäyttäjille myymän energian määrästä laskettuna 1 päivää tammikuuta 2013 edeltäneen viimeimmän kolmivuotiskauden keskiarvosta. Liikenteessä käytetyn energian myynnin määrä voidaan jättää osittain tai kokonaan ottamatta huomioon tässä laskennassa.*

Jäsenvaltiot voivat 7. artiklan 2.:ssa kohdassa esitetyillä ehdoilla asettaa loppukäytön energiansäästötavoitteen korkeintaan 25 % artiklan 1. kohdassa esitettyä matalammaksi, esimerkiksi

päästökauppadirektiivin 2003/87/EY piirissä olevat teollisuuden alat voidaan jättää pois laskennasta. Energiansäästö tavoitteen saavuttamiseksi voidaan luoda energiatehokkuusvelvoitejärjestelmä, jossa puolueettomasti nimetyt energian jakelijat (esim. sähkön jakeluverkonhaltijat) ja/tai vähittäismyyjät veloitetaan saavuttamaan loppukäytön energiansäästö tavoite vuoden 2020 loppuun mennessä (7. artikla, kohta 1). Vaihtoehtoisesti jäsenmaat voivat toteuttaa muita loppukäytön energiansäästöön tähtäviä politiikkatoimia (7. artikla, kohta 9). Suomi soveltaa 7 artiklan toimeenpanossa kohdan 9 mukaisia vaihtoehtoisia politiikkatoimia, joista keskeisin on vapaaehtoinen energiatehokkuussopimusjärjestelmä (TEM 2014).

Verkkoyhtiöiden velvollisuuksia ja verkkotoiminnan sääntelyä käsitellään etenkin direktiivin 15. artiklassa. Direktiivin mukaan viranomaisten on otettava energiatehokkuus huomioon sähkö- ja kaasuinfrastruktuurin toimintaa koskevien sääntelytehtäviensä toteuttamisessa. Siirto- ja jakelutariffeista on poistettavat sellaiset kannustimet, jotka haittaavat sähköjärjestelmän kokonaistehokkuutta tai kysyntäjoustop osallistumista markkinoiden tasapainottamiseen ja lisäpalvelujen hankintaan. Tariffien tulee antaa myyjille mahdollisuus edistää kuluttajien osallistumista järjestelmän tehokkuuteen, mukaan lukien kysyntäjoustop. Sähköverkkojen sääntelyn ja verkkotariffien on noudatettava liitteessä XI esitettyjä energiatehokkuusperusteita, mm.:

*Verkkotariffien on oltava kustannusvastaavia niiden kustannussäästöjen suhteen, joita verkoissa on saavutettu kysyntäpuolen ja kysynnän ohjaustoimenpiteillä ja hajautetulla tuotannolla, mukaan lukien säästöt, joita on saatu alentamalla toimituskustannuksia ja verkkoinvestointien kustannuksia ja optimoimalla verkon toiminta.*

*Verkkosääntely ja -tariffit eivät saa estää verkonhaltijoita tai energian vähittäismyyntiyrityksiä asettamasta saataville järjestelmäpalveluja kysynnän ohjaustoimenpiteitä, kysynnän hallintaa ja hajautettua tuotantoa varten järjestäytyneillä sähkömarkkinoilla.*

Kysyntäjoustopon liittyen direktiivi vaatii myös, että sähkönsiirto- ja jakeluverkkoyhtiöiden on kohdeltava tasepalvelujen ja lisäpalvelujen hankinnassa kysyntäjoustoposta vastaavia tahoja syrjimättömästi (15 artikla, kohta 8). Myös tehokkaan yhteistuotannon harjoittajilla on oltava mahdollisuus tarjota tasepalveluita ja muita käyttöpalveluita siirto- ja jakeluverkkotasolla ja verkkoyhtiön on taattava, että näiden palvelujen tarjousmenettely on läpinäkyvä ja syrjimätön. Siirto- ja jakeluverkkoyhtiöiden on taattava siirto ja jakelu sekä ensisijainen tai taattu verkkoon pääsy tehokkaasta yhteistuotannosta saatavalle sähkölle (15. artikla, kohta 5). Jos siirto ja jakeluverkkoyhtiöt asettavat tuotantolaitosten ajojärjestyksen alueellaan, niiden on asetettava tämä sähkö etusijalle sähköntuotantolaitosten ajojärjestyksessä. Jäsenvaltiot voivat asettaa uusiutuvalla energialla tuotetun ja tehokkaasta yhteistuotannosta saatavan sähkön keskinäisen ensisijaisuusjärjestyksen.

Lisäksi direktiivin mittausta ja laskutusta käsittelevät kohdat (artiklat 9, 10, 11) koskevat verkko-yhtiöiden toimintaa. Sähkön ja maakaasun mittauksen osalta direktiivin 9. artikla edellyttää, että loppukäyttäjille tarjotaan käyttäjäkohtaiset mittarit, jotka antavat tietoa kulutuksen ajoittumisesta, jos se on ”teknisesti mahdollista, taloudellisesti järkevää ja oikeassa suhteessa mahdollisiin energiansäästöihin”. Lisäksi direktiivi tarkentaa sähkön (2009/72/EY) ja maakaasun (2009/73/EY) sisämarkkinadirektiivien perusteella toteutettaviin älykkäisiin mittarijärjestelmiin liit-tyviä vaatimuksia sekä asettaa vaatimuksia loppukäyttäjien laskutukseen ja kulutuspalauttee-seen liittyen. Älykkäillä mittareilla varustettujen loppukäyttäjien on saatava helposti lisätietoa aiemmasta kulutuksestaan. Näihin tietoihin on sisällyttävä (10 artikla, kohta 2):

*a) kumulatiiviset tiedot vähintään kolmen edeltävän vuoden ajalta tai toimitussopimuksen al-  
kamisesta lähtien, jos siitä on kulunut tätä lyhyempi aika. Tietojen on vastattava aikavälejä,  
joiden osalta usein annettavat laskutustiedot on tuotettu;*

*b) yksityiskohtaiset tiedot käyttöajan mukaan kultakin päivältä, viikolta, kuukaudelta ja vuo-  
delta. Näiden tietojen on oltava loppukäyttäjän saatavilla internetin tai mittariliittymän välityk-  
sellä vähintään 24 edeltävän kuukauden ajalta tai toimitussopimuksen alkamisesta lähtien,  
jos siitä on kulunut tätä lyhyempi aika.*

## **2.2 Energiatehokkuussopimukset**

Sähköverkkoyhtiöt, sähkön vähittäismyyjät ja kaukolämpöä ja kaukojäähdytystä loppukäyttäjille toimittavat yritykset voivat liittyä elinkeinoelämän energiatehokkuussopimuksen energiapalvelui-  
den toimenpideohjelmaan (Motiva 2015). Ohjelmaan liittyneet yritykset sitoutuvat tekemään toi-  
menpiteitä sekä asiakkaidensa että oman energiankäyttönsä tehostamiseksi aina, kun se on ta-  
loudellisesti järkevää ja turvallisuus- ja ympäristönäkökohdat huomioon ottaen mahdollista. Toi-  
menpideohjelman tavoitteena on kattaa 80 % loppuasiakkaille siirretystä ja myydystä sähköstä.  
Lisäksi toimialan ohjeellisena tavoitteena on 150 GWh:n säästö sähkön siirron ja jakelun hävi-  
öissä sekä kaukolämmön tuotannon ja siirron sähkön kulutuksessa.

Vuoden sisällä järjestelmään liittymisestä yritykset sitoutuvat tekemään suunnitelman asiakkai-  
den energiansäästöä edistävästä toimenpiteistä. Näihin toimenpiteisiin kuuluu asiakkaille annet-  
tavaa energiatehokkuusviestintää, vuorovaikutteista energiansäästöneuvontaa, säännöllisesti  
annettavia todettuun kulutukseen perustuvia kulutusraportteja ja todettuun kulutukseen perustu-  
vaa laskutusta (2-12 kertaa vuodessa). Lisäksi yritykset sitoutuvat kehittämään uusia energia-  
palveluita ja energiatehokkuustoimia. Järjestelmään liittyneet yhtiöt myös asettavat tehostamis-  
tavoitteen omalle energiankäytölleen. Suunnitelmaa on tarkennettava ja tehostamistoimenpitei-  
den toteuttamisesta on tehtävä aikataulu kahden vuoden sisällä liittymisestä. Järjestelmään liit-

tyneiden yritysten tulee myös kouluttaa henkilökuntaansa asiakkaiden energiankäytön tehostamiseen ja oman toiminnan energiatehokkuuteen liittyen, huomioida energiatehokkuus hankinnoissa, pyrkiä uuden energiatehokkaan teknologian käyttöönottoon ja toimintaansa liittyvien kuljetusten ja varastoinnin energiatehokkuuden parantamiseen.

Vuoden 2013 lopussa energiapalvelujen toimenpideohjelmaan oli liittynyt 95 yritystä ja 132 toimipaikkaa. Näistä 38 on sähkön myynnin, 47 sähkön jakelun ja 45 kaukolämmön toimipaikkoja, minkä lisäksi 2 toimipaikkaa raportoi samalla sekä sähkön myynnin että jakelun tiedot. Tavoitteena ollut 80 % kattavuus ylittyi, sillä sähkönjakelun osalta sopimuksen piirissä oli 88 % loppuasiakkaille siirretystä sähköstä (Motiva 2014). Energiatehokkuusviestintää jakeluverkkoyhtiöt toteuttivat erityisesti asiakaslehtiensä (63 %) ja internetin (61 %) kautta. Tyypillisimmin jakeluverkkoyhtiöt antoivat energiatehokkuusneuvontaa puhelimessa (69 % jakeluverkkoyhtiöistä vuonna 2013). Yli puolet verkkoyhtiöistä lainasi kulutusmittareita ja neuvoivat asiakkaita sähköpostitse tai internetissä sekä omissa toimitiloissaan. Nykyiset energiatehokkuussopimukset ovat voimassa 2008–2016. Neuvottelut uusista, vuodet 2017–2025 kattavista energiatehokkuussopimuksista ovat käynnissä.

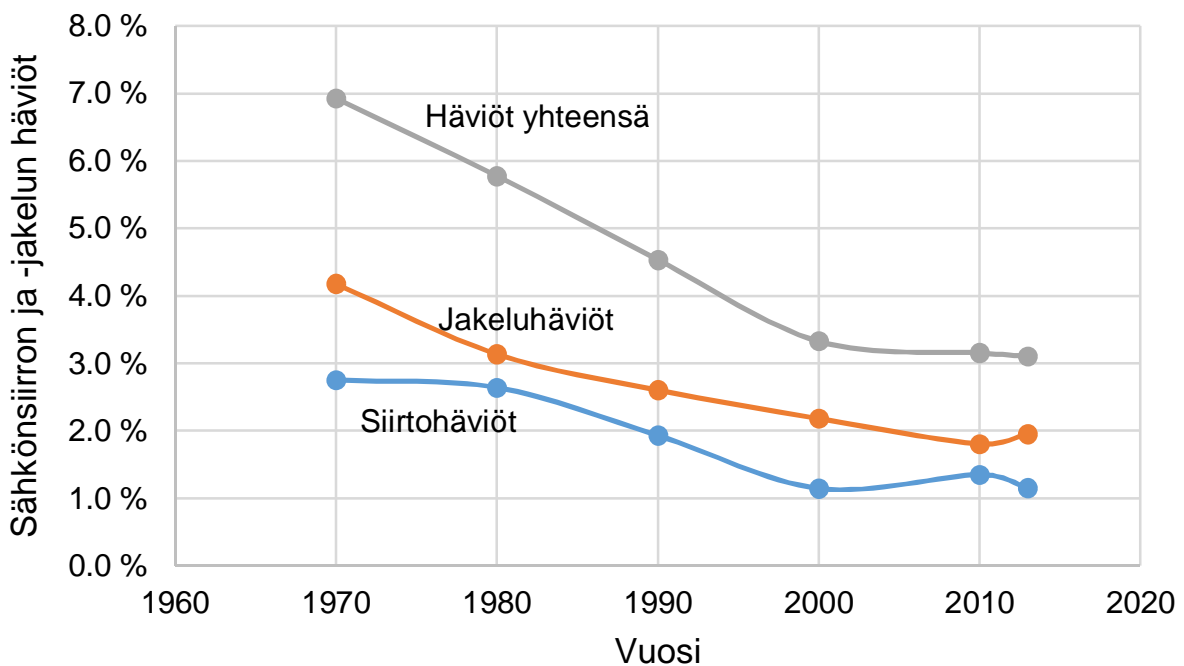
Sähkön jakeluverkkoyhtiöiden järjestelmän kuutena ensimmäisenä vuonna (2008–2013) tekemien omaan energiankäyttöön liittyvien energiansäästötoimenpiteiden sähkönsäästövaikutukseksi vuonna 2014 arvioitiin 13,5 GWh (Motiva 2014). Vuonna 2013 toteutetut energiatehokkuustoimenpiteet liittyivät mm. muuntajien vaihtoon, katuvalojen uudistamiseen ja sähköasemien ja toimitilojen lämmitykseen (Motiva 2015). Lisäksi muista kuin energiansäästösyistä tehtyjen investointien sähkönsäästövaikutusten arvioitiin olevan 176 GWh (Motiva 2014), eli yli 10-kertainen verrattuna varsinaisten energiansäästötoimenpiteiden säästövaikutuksiin.



### 3 Sähköverkko

Sähköverkko jaotellaan tyypillisesti sähkön valtakunnalliseen siirtoverkkoon (jännitetasot 110 – 400 kV) sekä sähkön alueelliseen ja paikalliseen jakeluun (jännitetasot 0,4 – 110 kV). Siirtoverkko-operaattori vastaa valtakunnallisesta sähkön siirrosta sekä järjestelmän tehotasapainosta ja yhteyksistä naapurimaihin. Lisäksi siirtoverkkoon kytkeytyy keskitetyt tuotantolaitokset ja suurimmat kulutuskohteet. Jakeluverkkoon puolestaan kytkeytyy valtaosa kulutuksesta sekä pien- ja mikrotuotanto. Johtuen näiden verkkotasojen erilaisesta roolista energiajärjestelmässä, käsitellään niitä myös tässä yhteydessä erillään.

Sähköverkon häviöt voidaan jakaa sähkönsiirtoverkon ja –jakeluverkon häviöihin. Kuvassa 3.1 on esitetty sähköverkon häviöiden kehitys Suomessa vuosina 1970–2013. Häviöt ovat laskeneet vuoden 1970 seitsemästä prosentista vuoden 2013 noin kolmeen prosenttiin.



Kuva 3.1. Sähkönsiirto ja –jakeluverkon häviöt Suomessa vuosina 1970–2013 (Energiateollisuus, 2015)

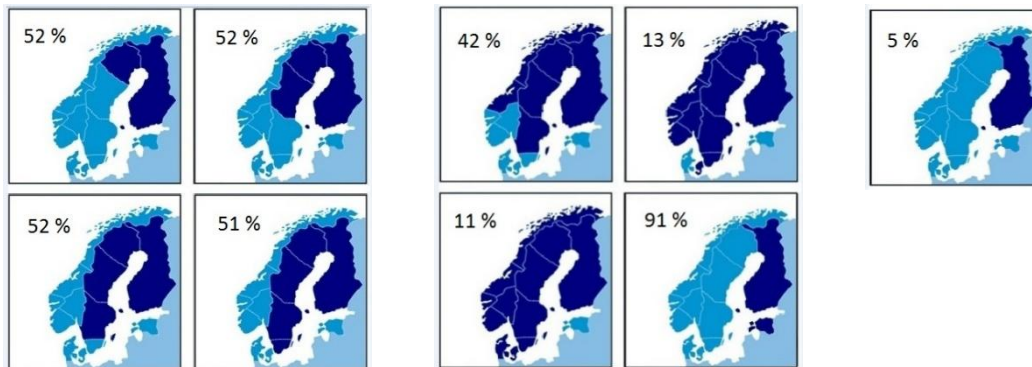
#### 3.1 Sähkön siirtoverkko

##### 3.1.1 Energiatehokkuuden nykytilanne ja vaikutukset energiajärjestelmän tehokkuuteen

Sähkön siirtoverkon osuus energiajärjestelmän häviöistä ja kustannuksista on marginaalinen (Suomessa häviöt n. 1 % siirretystä energiasta, kustannukset n. 2 % loppukäyttäjän sähkön ko-

konaishinnasta). Siten siirtoverkon primäärinen energiatehokkuus on hyvällä tasolla ja siirtoverkon suorat vaikutukset kustannus- ja energiatehokkuuteen ovat pienet. Sähkösiirtoverkon häviöt koostuvat pääasiassa päämuuntajien sekä siirtojohtojen häviöistä, ja näiden mitoitus tehdään tyypillisesti siten, että elinkaarenaikaiset kokonaiskustannukset minimoituvat (ks. luku 3.2).

Sähkön siirtoverkolla on kuitenkin merkittäviä vaikutuksia eri maiden ja alueiden järjestelmien yhteentoimivuuden kannalta; siirtoverkko yhdistää eri alueilla olevat tuotanto- ja kulutusresurssit ja verkot toimivat markkinapaikkana näille resursseille ja ovat vuorovaikutuksessa keskenään. Ideaalisissa verkoissa ei ole pullonkauloja, mutta käytännössä verkot asettavat reunaehdot tehojen ja energioiden siirrolle, jolloin resursseja ei ole mahdollista käyttää energiatehokkuuden ja kustannusten kannalta optimaalisesti. Pullonkaulojen seurauksena syntyy usein aluehintaeroja, kuten alla olevasta kuvasta nähdään.



Kuva 3.2 Pohjoismaiden hinta-alueiden yhtenäisyys vuonna 2014 (Fingrid 2015)

### 3.1.2 Energiatehokkuuden parantamismahdollisuudet

Verkon pullonkaulojen poistaminen on energiatehokkuuden kannalta oleellista, jotta eri alueiden tuotanto ja kulutusresurssit voidaan yhdistää energia- ja kustannustehokkaalla tavalla. Siirtoverkon vahvistusinvestoinnit eivät kuitenkaan ole toteutuneet viime vuosina täysin suunnitelmien mukaisesti, mikä näkyy aluehintaeroina. Ongelmana on usein investointien kustannusten ja hyötyjen jakaminen sekä pitkät lupaprosessit. Koska kyseessä on nimenomaan rajat ylittävien johtojen pullonkaulat, ei yksittäinen jäsenvaltio pysty ratkaisemaan ongelmaa. Siten tarvitaan eu-rooppalaista sääntelyä sekä eri maiden siirtoverkko-operaattoreiden yhteistyötä, jotta investoinneissa ei katsota ainoastaan kansallisia vaan koko alueen hyötyjä.

EU:n asetus 347/2013 pyrkii edistämään yhteistä etua koskevia hankkeita, kuten maiden rajat ylittäviä verkkoinvestointeja. Tässä vaiheessa ei voida kuitenkaan vielä arvioida asetuksen vaikutuksia.

## 3.2 Sähkön jakeluverkko

Sähkön jakeluverkko pyritään tyypillisesti suunnittelemaan siten, että sen elinkaaren aikaiset kokonaiskustannukset minimoituvat. (Lakervi & Partanen, 2008)

$$\min \int_0^T (K_{\text{inv}}(t) + K_{\text{häv}}(t) + K_{\text{kesk}}(t) + K_{\text{kun}}(t)) dt \approx \quad (3.1)$$
$$\min \sum_{t=1}^T [K_{\text{inv}}(t) + K_{\text{häv}}(t) + K_{\text{kesk}}(t) + K_{\text{kun}}(t)]$$

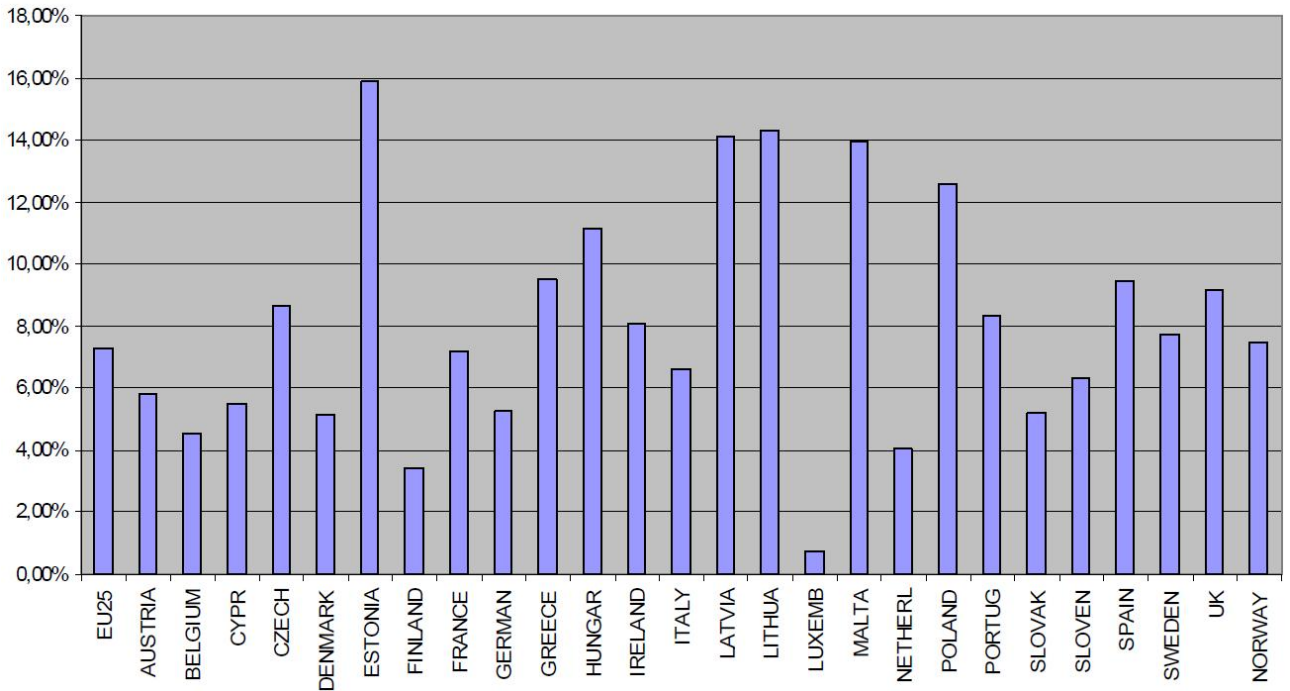
$K_{\text{inv}}(t)$	= investointikustannukset ajanhetkenä $t$ (vuonna $t$ )
$K_{\text{häv}}(t)$	= häviökustannukset ajanhetkenä $t$ (vuonna $t$ )
$K_{\text{kesk}}(t)$	= keskeytyskustannukset ajanhetkenä $t$ (vuonna $t$ )
$K_{\text{kun}}(t)$	= kunnossapitokustannukset ajanhetkenä $t$ (vuonna $t$ )
$T$	= suunnittelujakson pituus

Suunnittelussa ohjaavana tekijänä on tällöin optimointiyhtälö, jossa minimoidaan investointi-, operatiiviset, häviö- ja keskeytyskustannukset. Tällöin myös verkon häviöt ovat sisäänkirjoitettuna yhdeksi verkon suunnittelukriteeriksi, sillä ne ovat sellaisenaan yksi menoerä verkkoliiketoiminnassa.

Sähkönjakeluverkkojen suunnittelua sekä operatiivista toimintaa varten on kehitetty mm. verkkotieto- ja käytöntukijärjestelmiä, jotka ovatkin nykyisellään käytössä lähes kaikissa suomalaisissa verkkoyhtiöissä. Järjestelmät ovat usein erinomainen apu sekä verkon pitkän aikavälin suunnittelussa että käytön suunnittelussa. Tällöin on pidettävä huolta siitä, että apujärjestelmien laskentatiedot ovat ajantasaiset, jotta niiden tuottama tieto verkostosuunnittelua sekä käytön suunnittelua varten on todenmukaista.

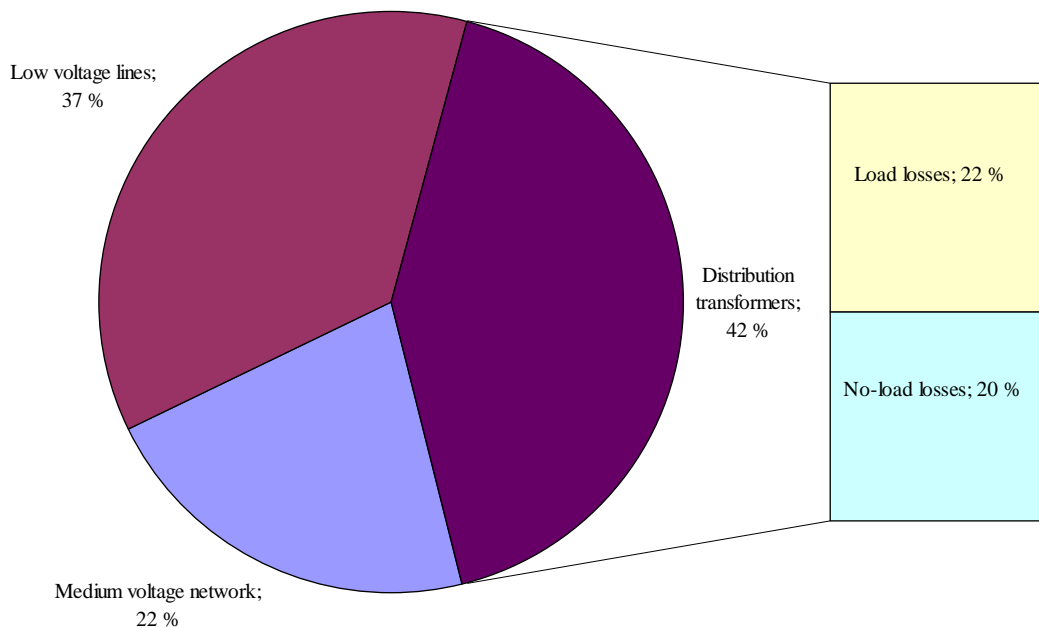
### 3.2.1 Energiatehokkuuden nykytilanne ja vaikutukset energiajärjestelmän tehokkuuteen

Sähkön jakelun ja siirron häviöt ovat Suomessa noin kolme prosenttia siirretystä energiasta, josta siirtoverkon häviöt ovat noin prosentin ja jakeluverkon häviöt noin kaksi prosenttia. Sähkön siirron ja jakelun energiatehokkuus onkin jo nykyisellään Suomessa EU:n parhaimmista; siirron ja jakelun häviöt EU-maissa ovat keskimäärin 7 %, kuten kuvassa 3.3 on esitetty (Targotz 2008).



Kuva 3.3 Sähkö siirron ja jakelun häviöt Euroopassa (Targetz 2008).

Jakeluverkon häviöt koostuvat keskijänniteverkon, pienjänniteverkon sekä jakelumuuntajien häviöistä. Sähkön jakeluverkon häviöt jakautuvat alla olevan kuvan mukaisesti siten, että niistä n. 20 % on keskijänniteverkon häviöitä, n. 40 % on pienjänniteverkon häviöitä ja n. 40 % jakelumuuntajissa tapahtuvia häviöitä. Jakelumuuntajien häviöt puolestaan jakautuva suunnilleen puoliksi tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöiden kesken.



Kuva 3.4. Häviöiden jakaantuminen sähkön jakeluverkossa.

Vaikka verkon suorat häviöt ovat pienet, on sähkön jakeluverkko keskeisessä asemassa koko järjestelmän energiatehokkuuden kannalta, koska valtaosa loppukäytöstä sekä pientuotannosta, kysyntäjoustopuolesta ja energiavarastoista kytkeytyy jakeluverkkoon. Myös kustannustehokkuuden näkökulmasta jakeluverkolla on merkittävä rooli; loppukäyttäjän maksamasta sähkön hinnasta jakeluverkon kustannukset muodostavat lähes kolmanneksen. Lisäksi verkkoyhtiöt uusivat merkittävän määrän jakeluverkkoaan tämän ja ensi vuosikymmenen aikana toimitusvarmuusvaatimuksista johtuen. Näiden investointien yhteydessä on mahdollista kiinnittää huomiota toimitusvarmuuden ohella myös energiatehokkuuden kustannustehokkaaseen parantamiseen.

### **3.2.2 Jakeluverkon energiatehokkuuden parantamismahdollisuudet**

Sähkön jakeluverkon primääristä energiatehokkuutta voidaan parantaa optimoimalla verkostohäviöt. Kuten aiemmin on todettu, keskeistä on myös se, miten ko. infrastruktuuri vaikuttaa siihen kytkeytyvän tuotannon ja kulutuksen energiatehokkuuteen. Seuraavissa luvuissa kuvataan tarkemmin verkostohäviöiden pienentämistä, pientuotannon verkkoon liittämistä, kysyntäjoustopuolesta sekä energiavarastoja.

### **3.2.3 Verkostohäviöiden pienentäminen**

Johtuen elinkaarikustannukset minimoivasta suunnittelufilosofiasta, ovat jakeluverkon häviöt nykyisin pienet, ja kustannustehokkaita häviöiden pienentämismahdollisuuksia on harvassa. Keskeistä energia- ja kustannustehokkuuden kannalta onkin säilyttää jatkossakin tällainen suunnittelufilosofia.

Verkostohäviöt painottuvat tyypillisesti suuren kuormituksen tuntien ajalle. Verkkoyhtiön mahdollisuus vaikuttaa asiakkaiden kulutuskäyttäytymiseen ja täten mahdollisuudet häviöiden pienentämiseen ovat pienehköt. Eräs ratkaisu häviöiden pienentämiseksi voisi olla energiavarastojen laajempi hyödyntäminen lähellä sähkönkulutusta, eli käytännössä asiakkaalla, jolloin olisi teoriassa mahdollista pyrkiä pienentämään kuormitushuippuja. Tämä tosin vaatii verkkoyhtiön mahdollisuutta ohjata energiavarastoa, mikä ei tämän hetkisen tulkinnan mukaan ole mahdollista. Toki myös muussa ohjauksessa olevat energiavarastot voivat osallistua verkon kuormituksen säätämiseen, mutta tällöin on myös mahdollista että verkon kuormitushuiput kasvavat ja täten myös häviöenergian määrä tulisi kasvamaan. Energiavarastojen lisäksi lähellä kulutusta sijaitseva pientuotanto on hyvä mahdollisuus pienentää verkon häviöitä. Pientuotanto on usein järkevää mitoittaa kulutuksen mukaan, jolloin myös verkostohäviöt pienenevät kaikissa verkon osissa: siirtoverkon sekä jakeluverkon johdoissa sekä niiden muuntajissa.

Verkon käyttöä pyritään usein myös optimoimaan käyttötilanteen mukaan, jolloin verkon jakorajoja muuttamalla saadaan syntymään optimaalinen kytkentätilanne, jolloin verkon häviöt minimoituvat. Tätä toimintaa edesauttaa usein verkon käytöntukijärjestelmä, jonka avulla erilaisia kytkentätilanteita voidaan simuloida etukäteen.

Sähköjohdot pyritään mitoittamaan suunnitteluvaiheessa siten, että niiden elinkaarikustannukset minimoituvat. Tällöin häviöt tulevat automaattisesti huomioitua. Nykyiset suunnitteluperusteet aiheuttavat sen, että johdot voivat usein olla hyvinkin vajaassa kuormassa. Toisin sanoen taloudelliset mitoituskriteerit johtavat paksumpiin poikkipintoihin kuin tekniset. Tätä on havainnollistettu taulukossa 3.1, jossa on esitetty keskijännitekaapeleiden taloudellisen kuormitusalueen alaja yläraja (teho ja virta) sekä tekninen kuormitettavuus. Esimerkiksi pienillä poikkipinnoilla johtojen tekninen kuormitettavuus voi olla kymmenkertainen taloudelliseen nähden. Jos johtojen häviöille asetetaan tiukempia vaatimuksia, johtaa se helposti verkon huomattavaan ylimitoitamiseen ja siten kokonaiskustannusten kannalta epäoptimaaliseen ratkaisuun.

**Taulukko 3.1. Keskijännitekaapeleiden taloudelliset kuormitusalueet eri poikkipinnoille sekä suurin kuormitettavuus nimellisissä asennusolosuhteissa. (Pöyry, 2010)**

Poikkipinta mm <sup>2</sup>	Alaraja S [MVA]	Yläraja I [A]	Alaraja I [A]	Yläraja I [A]	Kuormitettavuus I [A]
10	0	0.27	0	7.65	77
16	0.27	0.42	7.65	11.98	99
25	0.42	0.62	11.98	17.9	126
35	0.62	0.88	17.9	25.26	152
50	0.88	1.24	25.26	35.8	185
70	1.24	1.71	35.8	49.36	223
95	1.71	2.24	49.36	64.66	264
150	2.81	3.49	81.26	100.89	300
185	3.49	4.42	100.89	127.59	330
240	4.42	5.63	127.59	162.52	385

Muuntajien oikea mitoitus vähentää häviöitä, kun pyritään löytämään oikea kombinaatio jolla tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöiden summa minimoituu. Muuntajien mitoitusta pyritään jo nykyisellään optimoimaan verkon tehonjakolaskennan avulla likimain vuosittain, ja muuntajien sijoittelua voidaan vaihtaa, mikäli kovin suuria yli- tai alimitoituksia esiintyy. Siten mahdollisuudet häviöiden pienentämiseen nykyisestä ovat hyvin vähäiset.

Muuntajien energiatehokkuutta sääntelee myös komission asetus 548/2014 Ecodesign direktiivin 2009/125/EY täytäntöönpanosta pienten (<1,1 kV), keskikokoisten (1,1–36 kV; 5 kVA – 40 MVA) ja suurten muuntajien osalta. Koko EU:n alueella muuntajien yhteenlasketut häviöt vuonna

2008 olivat 93,4 TWh/a. Hyötysuhdetta parantamalla voitaisiin arvioiden mukaan saavuttaa kustannustehokkaasti noin 16,2 TWh:n säästö vuosittaisissa häviöissä vuoteen 2025 mennessä.

Asetuksessa on määritelty suurimmat sallitut kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt muuntajille kokokuokittain. 1. vaihe tulee voimaan 1.7.2015 ja tiukemmat 2. vaiheen häviörajat 1.7.2021. Häviörajoitukset ovat lievemmat pylväsasenteisille muuntajille johtuen näiden painorajoituksista. Vaatimusten täyttymisestä vastaa muuntajan valmistaja, valmistajan edustaja tai maahantuojaja. Taulukossa 3.2 on esitetty enimmäishäviöt neste-eristeisille keskikokoisille muuntajille.

**Taulukko 3.2 Enimmäiskuormitushäviöt ja -tyhjäkäyntihäviöt (W) neste-eristeisille keskikokoisille kolmivaihemuuntajille, joissa toisen käämin  $U_m \leq 24$  kV ja toisen  $U_m \leq 1,1$  kV (KOM 548/2014).**

Nimellisteho (kVA)	Vaihe 1 (1. heinäkuuta 2015 alkaen)		Vaihe 2 (1. heinäkuuta 2021 alkaen)	
	Enimmäiskuormitushäviöt $P_k$ (W) (*)	Enimmäistyhjäkäyntihäviöt $P_o$ (W) (*)	Enimmäiskuormitushäviöt $P_k$ (W) (*)	Enimmäistyhjäkäyntihäviöt $P_o$ (W) (*)
$\leq 25$	$C_k$ (900)	$A_o$ (70)	$A_k$ (600)	$A_o - 10\%$ (63)
50	$C_k$ (1 100)	$A_o$ (90)	$A_k$ (750)	$A_o - 10\%$ (81)
100	$C_k$ (1 750)	$A_o$ (145)	$A_k$ (1 250)	$A_o - 10\%$ (130)
160	$C_k$ (2 350)	$A_o$ (210)	$A_k$ (1 750)	$A_o - 10\%$ (189)
250	$C_k$ (3 250)	$A_o$ (300)	$A_k$ (2 350)	$A_o - 10\%$ (270)
315	$C_k$ (3 900)	$A_o$ (360)	$A_k$ (2 800)	$A_o - 10\%$ (324)
400	$C_k$ (4 600)	$A_o$ (430)	$A_k$ (3 250)	$A_o - 10\%$ (387)
500	$C_k$ (5 500)	$A_o$ (510)	$A_k$ (3 900)	$A_o - 10\%$ (459)

### 3.2.4 Pientuotannon verkkoon liittäminen

Pientuotantona pidetään yleisesti pien- tai keskijänniteverkkoon ( $U_n < 24$  kV) kytkeytyvää alle 2 MVA tuotantolaitosta. Tässä yhteydessä pientuotannosta käsitellään lähinnä mikrotuotantoa, jonka tehoraja on 100 kVA ja joka käytännössä kytketään kulutuskohteeseen (asiakkaan olemassa olevaan liittymään). Uusiutuvan pientuotannon, käytännössä aurinkosähkön, kilpailukyky verkosta ostetun sähkön hintaan nähden parantuu jatkuvasti, joten aurinkopaneeleiden määrä kasvaa myös jatkossa. Aurinkosähkön etuja ovat helppo asennettavuus, huoltovapaus ja massatuotanto. Aurinkosähkö tarjoaakin todellisen vaihtoehdon pienimuotoisen, hajautetun sähköjärjestelmän toteuttamiseen.

Suomessa Energiateollisuus on julkaissut suosituksen TLE 2014 sähköntuotannon liittämisehdoista. Suositus koskee sähköntuotannon liittämistä nimellisjännitteeltään alle 24 kV sähkönjakeluverkkoon. Suositus selkeyttää pientuotannon liittämisperiaatteita. Ennen suositusta on ollut epäselvyyttä mm. siitä mitä ominaisuuksia pieniltä aurinko- ja tuulivoimaloilta verkkoliitännän näkökulmasta edellytetään ja kuinka kyseiset ominaisuudet todennetaan. Epäselvyyksien vuoksi verkkoon liittämisen prosessi on saattanut olla pitkä. (Energiateollisuus ry. 2014)

Lisääntyvä pientuotanto asennetaan tyypillisesti nykyisten sähkönkäyttöpaikkojen yhteyteen esimerkiksi omakotitalokiinteistöön tai teollisuuskiinteistöön yhteyteen. Tuotanto mitoitetaan yleensä pohjakuormituksen mukaan, jolloin pientuotanto kulutetaan lähes kokonaan tuotannon yhteydessä sijaitsevalla käyttöpaikalla. Tällöin pientuotanto korvaa suoraan osan sähkönjakeluverkkossa siirrettävästä energiasta, mikä puolestaan alentaa sähköverkossa syntyviä häviöitä. Pientuotannon lisääminen vaikuttaa täten lähes yksinomaan positiivisesti verkon häviöihin. Suomen olosuhteissa on myös epätodennäköistä, että pientuotannon verkkoon syöttämä teho ylittäisi suurimman verkosta asiakkaalle syötettävän tehon. Siten pientuotanto ei todennäköisesti vaikuta suuressa mittakaavassa jakeluverkon mitoittamiseen.

### **3.2.5 Kysynnän jouston edistäminen**

Kysynnän jousto auttaa kustannustehokkaasti ylläpitämään energiajärjestelmän luotettavuutta sekä edistää päästöttömän ja uusiutuvan tuotannon markkinoille saamista sekä järjestelmän energiatehokkuutta. Sähkön kysynnän jouston edistäminen on keskeinen tavoite älykkään sähköverkon kehittämisessä. Lisäksi se on tarpeellinen osa tulevassa lähes nollaenergia eli nZEB -rakentamisessa. Kysynnän jouston käytännön toteutusta Suomessa on tarkasteltu laajasti tutkimusraportissa (Järventausta ym. 2015).

Kysynnän jouston infrastruktuurin sekä joustomarkkinoiden näkökulmasta Suomi on edelläkävijämaa ja lämmityskuormien ohjauksesta kaksiaikatariffin perusteella on vuosikymmenten kokemus. Tällä hetkellä lähes jokaisella sähkönkäyttäjällä on kaksisuuntaiseen tiedonsiirtoon kykenevä etäluettava mittari (AMR), ja taseselvitys tehdään näiden mittareiden tuottaman tuntidatan perusteella. Markkinoille onkin jo tullut spot-hinnoiteltuja tuntituotteita, joissa laskutus perustuu todelliseen tuntidataan, ja jotka siten toimivat kysyntäjoustotuotteina ohjaamalla kysynnän pienentämiseen kalliilla tunneilla. Lisäksi AMR mittareissa tulee asetuksen (66/2009) vaatimuksen mukaisesti olla kuormanohjausvalmius, ja mittareiden ohjattavissa on nykyisin n. 1 800 MW kotitalouksien sähkölämmityskuormia. Erityisesti käyttöveden ja vesikiertoisen lämmityksen lämminvesivaraajat ovat merkittävä järjestelmän kokonaistehokkuutta parantava kysyntäjoustoresurssi, koska näihin voidaan varastoida energiaa joustavasti ja siten varaavia lämmityskuormia



voidaan ohjata, ilman että tästä aiheutuu mitään vaikutuksia loppukäyttäjälle. Lämmityksen lisäksi kysyntäjoustopotentiaalia on mm. toimisto- ja liikerakennusten ilmanvaihdossa, jäähdytyksessä sekä valaistuksessa ja erityiskohteissa kuten pakastamot ja kasvihuoneet. Näiden lisäksi tulevaisuudessa sähköautot tulevat muodostamaan merkittävän joustoreurssin.

Kysyntäjousto voi olla markkinapohjaista, jolloin kuormia ohjataan eri markkinapaikkojen (spot-markkinat, säätösähkömarkkinat, reservimarkkinat) tarpeiden perusteella, tai kuormia voidaan ohjata verkon kuormituksen perusteella ja siten leikata huipputehoja ja näin ollen tehostaa verkkokapasiteetin käyttöä. Näiden ohjaustapojen välillä on kuitenkin ristiriita, koska jakeluverkon huipputehot yleensä kasvavat, mikäli kuormia ohjataan pelkästään sähkön markkinahinnan perusteella (ks. Järventausta ym. 2015). Edellä kuvattu intressiristiriita voidaan välttää, mikäli asiakkailla on sähkön markkinahinnan ohella kannuste optimoida myös huipputehoa. Tämä tavoite saavutetaan tehopohjaisella verkkohinnoittelulla, jossa asiakas maksaa verkkoyhtiölle käyttämästään tehosta. Tehopohjainen hinnoittelu voidaan toteuttaa esimerkiksi asiakkaan toteutuneeseen huipputehoon tai liittymispisteeseen määriteltyyn tehorajaan perustuvan maksukomponentin avulla. Sähkön myyjän hinnoittelu voi siitä huolimatta perustua edelleen tuntihinnoitteluun, esim. spot-hintaan, jolloin asiakkailla on kannuste optimoida kuormia myös markkinahintojen perusteella.

Haasteena kysyntäjouston käytännön toteutuksessa tällä hetkellä on se, että AMR-mittareiden ohjausreille kytkettyjä kuormia ei voida ohjata markkinoiden tarpeiden mukaisesti, koska tiedonsiirto sähkön myyjän ja mittarin välillä ei onnistu riittävän nopeasti. AMR-pohjaisen kysyntäjouston käytännön toteutus vaatiikin vielä tietojärjestelmien päivittämistä siten, että ohjauksignaalit kulkevat saumattomasti sähkönmyyjien ja verkkoyhtiöiden välillä. Tässä on kuitenkin intressiristiriita kustannusten ja hyötyjen jakamisen kohdalla, koska verkkoyhtiöiden panosta tarvitaan infrastruktuurin (esim. tietojärjestelmät) kehittämiseen, käyttöönottoon sekä ylläpitoon, mutta markkinapohjaisen kysyntäjouston hyödyt kohdistuvat muille osapuolille. Siten verkkoyhtiöiden valvontamalliin tulee sisällyttää kannuste kysynnän jouston edistämiseksi mm. tietojärjestelmien rajapintojen ja toiminnallisuuden kehittämiseksi. Kannuste voidaan sisällyttää esim. valvontamallin innovaatiokannustimeen tai markkinaperusteiseen kuormanohjaukseen kykenevälle mittarille voidaan käyttää korkeampaa yksikköhintaa regulaatioissa.

### **3.2.6 Energiavarastojen hyödyntäminen**

Energiaa voidaan varastoida lämpöenergiana (lämminvesivaraajat ja muut lämpövarastot), potentiaalienergiana (pumppuvoimalaitokset, paineilmaparastot), kemiallisena energiana (esim. akut ja polttoaineet, vety) tai liike-energiana (vauhtipyörät). Tällä hetkellä yleisimpiä Suomessa

ovat lämminvesivaraajat ja Euroopassa pumppuvoimalaitokset. Sähköjärjestelmän näkökulmasta varastointiteknologiat eroavat siinä, voidaanko niihin varastoitu energia muuttaa helposti takaisin sähköksi, kuten akuissa tai pumppuvoimalaitoksissa, vai onko varasto sähköjärjestelmän näkökulmasta enemmänkin joustava kuormitus (kuten lämminvesivaraajat). Lisäksi varastojen energia- ja tehosisällöt sekä vasteajat eroavat merkittävästi toisistaan.

Energiavarastot tarjoavat hyötynäkökohtia mm. huipputehon leikkaukseen, keskeytysten hallintaan, uusiutuvan energian tuotannon tasapainottamiseen, taajuussäätöön ja tasehallintaan. Energiavarastojen käyttökohteita on kuvattu taulukossa 3.3. Kannattavinta on, jos samaa energiavarastoa voidaan käyttää useisiin eri tarkoituksiin.

Taulukko 3.3 Energiavarastojen käyttökohteet (EC 2013).

Application in power system Functionalities of storage	Transmission grid-central storage (national and European level)	Distribution grid storage (city level)	End-user Storage (household level)
<b>Balancing demand and supply</b>	Seasonal / weekly fluctuations  Large geographical unbalances  Strong variability of wind and solar  (electricity and gas storage need to be integrated)	Daily / hourly variations  Peak shaving  (electricity and heat/cold storage need to be integrated)	Daily variations  (electricity and heat/cold storage need to be integrated)
<b>Grid management</b>	Voltage and frequency regulation  Complement to classic power plants for peak generation  Participate in balancing markets  Cross-border trading	Voltage and frequency regulation  Substitute existing ancillary services (at lower CO <sub>2</sub> )  Participate in balancing markets	Aggregation of small storage systems providing grid services
<b>Energy Efficiency</b>	Better efficiency of the global mix, with time-shift of off-peak into peak energy	Demand side management  Interactions grid-end user	Local production and consumption  Behaviour change  Increase value of PV and local wind  Efficient buildings  Integration with district heating /cooling and CHP

Mikäli sähköautot yleistyvät odotusten mukaisesti, tulee sähköjärjestelmään liitettyjen akkujen määrä kasvamaan voimakkaasti. Sähköautojen akkuja voidaan käyttää alkuvaiheessa ohjattavana kuormana lataamalla niitä järjestelmän kannalta sopivina aikoina. Jatkossa on oletettavaa, että myös V2G (Vehicle-to-Grid) ominaisuudet tulevat lisääntymään, jolloin akkuja voidaan käyttää kaksisuuntaisena energiavarastona.

Akkuenergiavarastojen hinnat ovat laskeneet edellisten vuosien aikana merkittävästi. Esimerkiksi litium akkujen hinnat ovat kuitenkin noudattaneet jo pitkään oppimiskäyrää, jossa hinta laskee 20 % globaalin akkukapasiteetin kaksinkertaistuessa. Akkujen määrä puolestaan kasvaa merkittävästi mm. sähköautojen yleistyessä. Nykyisellään varastojen yksikkökustannus on n. 500 €/kWh (Nykvist ja Nilsson, 2015; Latour et al., 2015). Nykyisillä akkujen hinnoilla ja kestävyydellä sähköenergian varastoiminen akkuun maksaa n. 10 snt/kWh, jolloin se on vielä useimpiin sovelluksiin liian kallis vaihtoehto. Kuitenkin teknologian kehittyessä seuraavien vuosien aikana nykyisten arvioiden mukaan jopa 200 €/kWh hinnat ovat todellisuutta ja myös akkujen rasituskestoisuus paranee. Siten onkin oletettavaa, että akut tulevat tulevaisuudessa olemaan kilpailukykyinen vaihtoehto sähköenergian varastointiin.

### **3.2.6.1 Jakeluverkkoon liitetyn energiavaraston omistus ja operointi**

Energiavarasto voi osoittautua kustannustehokkaaksi vaihtoehdoksi verkon vahvistamiselle. Tästä esimerkkinä voidaan mainita mm. kuorman huipputehon leikkaus jakeluverkossa, jolloin verkkoyhtiö voisi säästää huomattavia summia verkon vahvistamiskustannuksissa (Lassila et al. 2012). Lisäksi energiavarastot tarjoavat mahdollisuuden sähkönjakelun keskeytysten hallintaan (Haakana et al. 2013). Kannattavuuden kannalta keskeistä on se, hyväksytäänkö varasto osaksi verkkoon sitoutunutta pääomaa. Mikäli varasto luetaan osaksi verkkopääomaa, saa sille regulaatiomallin mukaisesti tuoton ja poistot ja siten sen kannattavuus on suoraan verrattavissa muihin verkkoon sitoutuneeseen pääomaan. Tällöin varasto ja verkon vahvistusinvestointi ovat verrannolliset, ja verkonhaltija voi valita näistä taloudellisimman vaihtoehdon.

Liitteessä 1 on esitetty esimerkkilaskelma, jossa on tarkasteltu nykyisen 400 V pienjänniteverkon siirtokapasiteetin lisäämistä verkkoon asennettavan energiavarastojärjestelmän avulla. Esimerkistä havaitaan, että energiavarasto voi tarjota hyvinkin kustannustehokkaan vaihtoehdon verkon vahvistamiselle jopa jo nykyisillä energiavarastojen yksikkökustannuksilla. Vaikka esimerkkilaskelman tulokset ovat suuntaa antavia, ne kuvaavat hyvin sitä, että energiavarastojen hyödyntämisellä voi olla merkittävä rooli tulevaisuuden sähköjärjestelmässä, varsinkin kun energiavarastojen yksikkökustannusten tiedetään laskevan edelleen lähivuosien aikana.

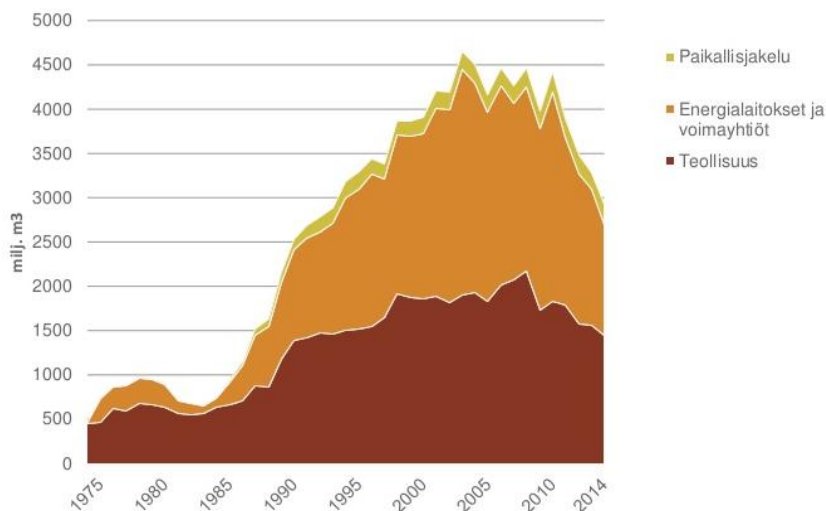
Energiavarasto voidaan nähdä tuotantolaitoksena, kun sitä tarkastellaan suuren kokoluokan energiavarastona kuten pumppuvoimalaitokset, jotka on tarkoitettu lähinnä suurten energiamäärien varastointiin tai tehotasapainon ylläpitoon järjestelmätasolla. Jakeluverkon näkökulmasta optimaalisia varastoja olisivat mitoitukseltaan pienehköt hajautetut energiavarastot, jotka on sijoitettu jakeluverkkoon lähelle kulutusta tai pientuotantoa, eli käytännössä asiakasliittymään tai lähelle sitä. Tällöin energiavarasto voisi toimia paikallisen tuotannon varastona tai verkon näkökulmasta säätyvänä kuormana, joka mukautuu vallitsevan tehotasapainon mukaan. Tällainen varasto ei ole tuotantolaitos, vaan ennemminkin esim. kondensaattoriin verrattava verkkokomponentti.

Edellä esitetyn perusteella on suositeltavaa, että energiavarastot luetaan verkkotoimintaan sitoutuneeksi pääomaksi silloin, kun niitä käytetään verkkotoiminnassa. Tällöin ne ovat sääntelymallin kannalta samassa asemassa kuin muutkin verkostokomponentit, ja verkkoyhtiö voi valita kustannustehokkaimman ratkaisun eri komponenttien väliltä. Samalla tulee kuitenkin varmistaa, että verkkoyhtiöt eivät käytä energiavarastoja sähkökaupan luonteisiin toimintoihin. Kesäkuussa 2015 järjestetyssä sähkönjakelualan konferenssissa (Cired 2015, Round table 12 "Future regulation for necessary and effective investment") Italian ja Hollannin regulaattorit ottivat paneelikeskustelussa kantaa sen puolesta, että energiavarastoja ei voida jättää pois verkkoyhtiöiden keinovalikoimasta.

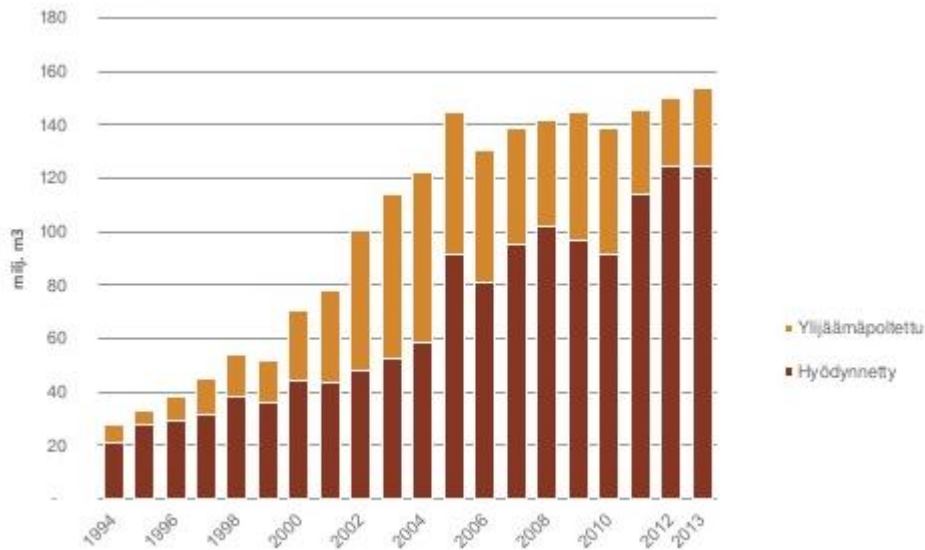
## 4 Kaasuinfrastrukturi

Suomessa maakaasuverkosto kattaa maan eteläisen ja kaakkoisen osan. Suurin osa maakaasusta käytetään sähkön ja lämmön tuotannossa sekä teollisuudessa, ja pienkäyttäjille, kuten asuin-, palvelu- ja liikekiinteistöt, jaeltava osuus on vain n. 2 %. Kaasun loppukäyttäjiä Suomessa on 30 500 (vrt. sähkön käyttäjiä n. 3,4 miljoonaa), joista n. 27 000 kotitalouksia (kaasuliedet), pientaloja sekä rivi- ja kerrostaloja (Suomen kaasuyhdistys, 2015). Kasvava käyttöryhmä kaasulle on erityisesti liikenne kaasukäyttöisten ajoneuvojen määrän lisääntyessä. Kaasu on Suomessa loppukäytön kannalta hyvin erilaisessa roolissa kuin sähkö, ja kaasun käyttö on Suomessa selvästi vähäisempää kuin muualla Euroopassa.

Maakaasun kilpailukyky on heikentynyt viime vuosina ja siten sen käyttö on vähentynyt sekä teollisuudessa että sähkön ja lämmön tuotannossa, kuten kuvasta 4.1 nähdään. Verkon energiatehokkuuden näkökulmasta tämä tarkoittaa sitä, että verkkokapasiteetti on nykykäyttöön nähden ylimitoitettu. Biokaasun hyödyntäminen on samaan aikaan kasvanut (ks. kuva 4.2), mutta biokaasun kokonaismäärä on vain muutaman prosentin maakaasun käytöstä.



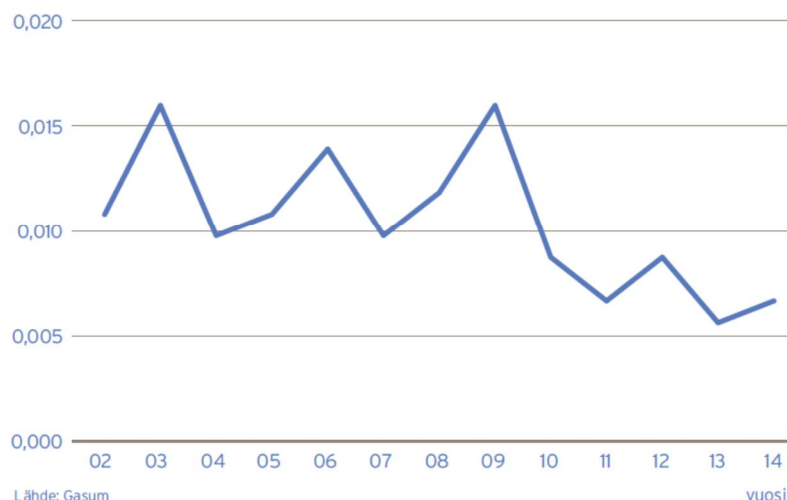
Kuva 4.1 Maakaasun käyttö Suomessa vuosina 1974-2014 (Suomen kaasuyhdistys 2015).



Kuva 4.2 Suomessa tuotettu biokaasu vuosina 1994-2013 (Suomen kaasuyhdistys 2015).

Maakaasuketjun energiatehokkuutta on käsitelty mm. lähteessä (Neste Jacobs Oy. 2014). Kaasun siirrossa energiaa kuluu kompressoriasemilla, joissa verkon paine nostetaan halutulle tasolle sekä paineenvähennysasemilla, joissa kaasua lämmitetään painetta alennettaessa. Maakaasun siirrossa ei käytännössä ole kaasun hävikkiä, mutta kaasua joudutaan toisinaan huoltotöiden yhteydessä puhaltamaan ilmaan. Selvityksen (Neste Jacobs Oy. 2014) perusteella maakaasua poltettiin vuonna 2012 kompressoriasemilla 0,23 % siirretystä maakaasumäärästä. Paineenvähennysasemilla puolestaan käytettiin maakaasua 0,06 % siirretystä maakaasumäärästä. Lisäksi osassa paineenvähennysasemista tarvittava lämpö tuotettiin muilla tavoilla, joten paineenvähennysasemien energiankäyttö on yhteensä 0,15 % siirretystä kaasumäärästä. Suorat kaasupäästöt ilmaan puolestaan olivat 0,01 % siirretystä maakaasumäärästä vuonna 2012. Metaanipäästöjen kehitys vuosina 2002–2014 on esitetty kuvassa 4.3.

Metaanipäästöt siirretystä maakaasumäärästä (%)



Kuva 4.3 Metaanipäästöjen osuus siirretystä maakaasumäärästä vuosina 2002–2014 (Gasum 2015).

Kompressorien energiankäytön kannalta oleellista on kompressorien optimaalinen ajotapa, johon vaikuttaa Venäjältä tuleva paine sekä kulutuksen vaihtelu ja sen ennakointi. Lähteessä (Neste Jacobs Oy. 2014) onkin todettu, että Gasum on pienentänyt kaasunsiirron energiankulutusta verrattuna vuoden 2011 selvitykseen kompressoriasemien ajotapaa optimoimalla.

Koska kompressoriasemilla syntyy lämpöä, ja vastaavasti paineenalennusasemilla käytetään lämpöä, on energiatehokkuuden kannalta oleellista, että näissä hyödynnetään lähiympäristön lämmön tuottoa tai tarvetta, mikäli se on kustannustehokasta. Tällä hetkellä onkin käytössä esimerkiksi ratkaisu, jossa kompressoriaseman hukkalämpöä syötetään kaukolämpöverkkoon, ja joillakin paineenalennusasemilla puolestaan hyödynnetään teollisuuden hukkalämpöä.

Huolto- ja kunnossapitotöiden yhteydessä ilmaan puhallettavan kaasun määrää voidaan vähentää hyödyntämällä tai talteen ottamalla ylijäämäkaasua. Tässä yhteydessä tarvittavat tekniset ratkaisut voivat kuitenkin olla niin kalliita, että kaasun talteenotto ei ole kustannustehokasta Suomessa.

Nykyisin maakaasua tuodaan Suomeen ainoastaan Venäjältä kaasuputkissa. LNG (Liquefied Natural Gas) eli nesteytetty maakaasu mahdollistaa kaasun kuljettamisen säiliöaluksella ja siten kaasun tuonnin myös muutoin kuin putkilla. Tuontivaihtoehtojen lisääntyminen tehostaa markkinan toimintaa ja parantaa toimitusvarmuutta. Tämän lisäksi LNG:n avulla voidaan hallita kaasun käytön kulutushuippuja, mikä tehostaa verkon kapasiteetin käyttöä. Tällä hetkellä on suunnitteilla tai rakenteilla pienehköjä LNG-terminaaleja nykyisen verkon alueella Haminaan sekä nykyisen verkon ulkopuolelle Poriin ja Tornioon. Suurempana LNG-hankkeena on suunnitteilla Finngulf -





## 5 Toimenpide-ehdotukset

Tässä luvussa esitetään työn lopputuloksena toimenpide-ehdotukset, joilla kustannustehokkaiden energiatehokkuutta tukevien ratkaisuiden käyttöönottoa voidaan edistää ja/tai em. ratkaisuiden mahdolliset esteet poistaa. Toimenpide-ehdotusten konkreettinen toteutus vaatii joiltakin osin vielä tarkempia lisäselvityksiä. Toimenpide-ehdotusten toteutusaikataulu on monilta osin sidoksissa verkkoliiketoiminnan valvontamenetelmien sekä lainsäädännön kehitysaikatauluihin. Valvontamenetelmät määritellään etukäteen kahdelle neljän vuoden valvontajaksolle. Valvontamenetelmien kehittämistä vastaa Energiavirasto, Työ- ja Elinkeinoministeriö puolestaan vastaa toimialan lainsäädännön kehitystyöstä. Kannattaa kuitenkin huomioida, että toimenpiteiden käytännön toteuttaminen vaatii useimmiten useampien toimijoiden yhteistyötä.

### 5.1 Sähköverkot

Sähköverkkojen primäärinen energiatehokkuus on Suomessa hyvällä tasolla, koska verkosto-suunnittelun perusteena on ollut minimoida verkon kokonaiskustannukset (investoinnit, häviöt, keskeytyskustannukset) koko pitoajalta. Tällaisen suunnittelufilosofian käyttäminen tulee varmistaa jatkossakin ja myös regulaation tulee kannustaa häviöiden kustannustehokkaaseen optimointiin. Lisäksi tulee varmistaa, että edistetään ratkaisuja, jotka parantavat koko energijärjestelmän energiatehokkuutta. Erityisesti verkkoyhtiöitä tulee kannustaa primääriverkon investointien ohella myös uudelaisiin ja innovatiivisiin älykkään sähköverkon ratkaisuihin energiatehokkuuden ja toimitusvarmuuden kehittämisessä, silloin kun ne ovat perinteistä tekniikkaa kustannustehokkaampia. Uusien tekniikoiden, kuten akkuenergiavarastot, teknologian kehittyminen on nopeaa ja niiden kustannustehokkuus parantuu jatkuvasti. Usein samoilla toimenpiteillä voidaan parantaa sekä energiatehokkuutta että toimitusvarmuutta (esim. kysyntäjousto, energiavarastot). Tällöin tulee varmistaa, että säädökset eivät aseta esteitä näiden ratkaisuiden käytölle, ja että regulaatiomalli kannustaa verkonhaltijoita myös ”pehmeiden” keinojen käyttöön, verkostoinvestointien ohella. Edellä esitettyihin seikkoihin liittyen esitämme seuraavat keskeisimmät toimenpide-ehdotukset:

- **Sähköverkon energiahäviöt tulisi huomioida jatkossa regulaatiomallissa kontrolloitavana operatiivisena kustannuksena**, kuitenkin siten että niitä ei sisällytetä tehokkuusvertailuun. Tämä koskee kaikkia verkkotasoja (sekä jakelu- että siirtoverkot). Tällä varmistetaan, että regulaatio kannustaa häviöiden kustannustehokkaaseen optimointiin. Käytännössä häviöenergia voidaan muuttaa kustannukseksi vakiohinnalla, jolloin sähköenergian hinnan vaihtelut eivät vaikuta regulaatioissa. Lisäksi häviöihin tehdään lämpötila- ja volyyimikorjaukset siten, että keskilämpötilan ja siirretyn energiamäärän vaihtelut eivät vaikuta regulaatioissa. Tämä toimenpide vaatii valvontamallin kehittämistä, ja siten sen käyttöönottoaikataulu on sidoksissa valvontamallin kehittämisen aikatauluihin.

- **Energiatehokkuus tulee jatkossakin huomioida verkoston suunnittelussa.** Tämä voidaan varmistaa sillä, että verkkoyhtiöiden suunnittelufilosofiaa seurataan **osana energiatehokkuussopimuksia**. Tällä varmistetaan se, että verkkoyhtiöt huomioivat verkostosuunnittelussa energia- ja tehohäviöt ja valitsevat elinkaarikustannusten kannalta kustannustehokkaimman vaihtoehdon. Toimenpide-ehdotuksen käyttöönotto on sidoksissa energiatehokkuussopimusjärjestelmän kehittämiseen. Uusi energiatehokkuussopimusjärjestelmä alkaa vuonna 2017.
- Verkkoyhtiöiden valvontamalliin tulisi kannustaa **kysynnän jouston edistämiseen**. Yhtiöillä tulisi olla kannuste kehittää tietojärjestelmien rajapintoja ja toiminnallisuuksia siten, että AMR-mittareiden kuormanohjausmahdollisuudet saadaan tehokkaasti markkinoiden käyttöön. Kannuste voidaan sisällyttää esim. valvontamallin innovaatiokannustimeen vakiosuuruisena lisäkustannuksena (samanlainen toimintamalli kuin AMR-mittareiden luentakustannuksen yhteydessä) tai markkinaperusteiseen kuormanohjaukseen kykenevälle mittarille voidaan käyttää korkeampaa yksikköhintaa regulaatiossa. Tämä toimenpide vaatii valvontamallin kehittämistä, ja siten sen käyttöönottoaikataulu on sidoksissa valvontamallin kehittämisen aikatauluihin.
- Verkkoyhtiöillä tulisi olla mahdollisuus käyttää **energiavarastoja** osana verkkotoimintaa ja energiavarastot tulisi hyväksyä verkkotoimintaan sitoutuneeksi pääomaksi, koska varastolla voidaan edistää sekä toimitusvarmuutta että verkon kapasiteetin tehokasta käyttöä. Varaston olisi oltava rinnasteinen muihin verkostokomponentteihin, jolloin voidaan valita kustannustehokkain vaihtoehto verkon vahvistamiseen. Siten verkkotoiminnassa käytettävä energiavarasto on rinnastettava verkostokomponenttiin, ei tuotantolaitokseen. Verkkoyhtiön varaston käyttö tulee kuitenkin rajoittaa ainoastaan verkkotoimintaan liittyviin tarpeisiin, kuten huipputehon leikkaus, häviöiden optimointi ja toimitusvarmuuden parantaminen. Verkkoyhtiö ei saa käyttää varastoja sähkömarkkinatoimintoihin. Tässä toimenpiteessä on kyse sekä lainsäädännön tulkinnasta että valvontamallin kehittämisestä. Valvontamallin osalta käyttöönottoaikataulu on sidoksissa valvontamallin kehittämisen aikatauluihin.
- Jakeluverkon **tehopohjaiset tariffit** edistävät verkkokapasiteetin tehokasta käyttöä ja ko. tariffirakenne vastaa energiaperusteisia tariffeja paremmin jakeluverkon kustannusrakennetta. Energiatehokkuusdirektiivin mukaan on varmistettava, että poistetaan sellaiset siirto- ja jakelutariffeihin sisältyvät kannustimet, jotka ovat haitallisia sähkön tuotannon, siirron, jakelun ja toimituksen kokonaistehokkuudelle (myös energiatehokkuudelle). Tehopohjaiset tariffit tukevat sähkön jakelun kokonaistehokkuutta ja kustannusvastaava hinnoittelu kannustaa asiakasta toimimaan järjestelmän kannalta tehokkaasti. Energiaperusteinen sähkön myynnin hinnoittelu sekä energiaperusteinen sähkövero varmistavat sen, että myös energiankulutuksen minimointiin säilyy kannusteet. Verkkoyhtiöitä tuleekin kannustaa siirtymään kapasiteettipohjaisiin tariffirakenteisiin ja kapasiteettiperusteisen hinnoittelun mahdolliset esteet tulee poistaa.
- Sähkön siirtoverkon **pullonkaulojen poistaminen** on energiatehokkuuden kannalta oleellista, jotta eri alueiden tuotanto ja kulutusresurssit voidaan yhdistää energia- ja kustannustehokkaalla tavalla. Siirtoverkon vahvistusinvestoinnit eivät kuitenkaan ole toteutuneet viime vuosina täysin suunnitelmien mukaisesti, mikä näkyy aluehintaeroina. EU:n asetus 347/2013 pyrkii edistämään yhteistä etua koskevia hankkeita, kuten maiden rajat ylittäviä verkkoinvestointeja. Tässä vaiheessa ei voida vielä arvioida asetuksen vaikutuksia. Suosituksena on vaikuttaa eurooppalaiseen sääntelykehitykseen sekä siirtoverkko-operaattoreiden väliseen vuorovaikutukseen siten, että pullonkaulojen poistamisen esteet poistuvat ja kannusteet näille investoinneille kasvavat siten, että investoinneissa ei katsota ainoastaan kansallisia vaan koko alueen hyötyjä.

## 5.2 Kaasuverkot

Kaasun siirrossa energiaa kuluu kompressoriasemilla, joissa verkon paine nostetaan halutulle tasolle sekä paineenvähennysasemilla, joissa kaasua lämmitetään painetta alennettaessa. Maakaasun siirrossa ei käytännössä ole kaasun hävikkiä, mutta kaasua joudutaan toisinaan huoltotöiden yhteydessä puhaltamaan ilmaan. Kompressoriasemien energiankäytön kannalta oleellista on **kompressorien optimaalinen ajotapa**, johon vaikuttaa Venäjältä tuleva paine sekä kulutuksen vaihtelu ja sen ennakointi.

Koska kompressoriasemilla syntyy lämpöä, ja vastaavasti paineenalennusasemilla käytetään lämpöä, on energiatehokkuuden kannalta oleellista, että näissä **hyödynnetään lähiympäristön lämmön tuottoa tai tarvetta, mikäli se on kustannustehokasta**. Tällä hetkellä onkin käytössä esimerkiksi ratkaisu, jossa kompressoriaseman hukkalämpöä syötetään kaukolämpöverkkoon, ja joillakin paineenalennusasemilla puolestaan hyödynnetään teollisuuden hukkalämpöä.

Huolto- ja kunnossapitotoiminnan yhteydessä ilmaan puhallettavan kaasun määrää voidaan vähentää hyödyntämällä tai talteen ottamalla ylijäämäkaasu. Tässä yhteydessä tarvittavat tekniset ratkaisut voivat kuitenkin olla niin kalliita, että kaasun talteenotto ei ole kustannustehokasta Suomessa.

**LNG** (Liquefied Natural Gas) eli nesteytetty maakaasu mahdollistaa kaasun kuljettamisen säiliöaluksella ja siten kaasun tuonnin myös muutoin kuin putkilla. Tuontivaihtoehtojen lisääntyminen tehostaa markkinan toimintaa ja parantaa toimitusvarmuutta. Tämän lisäksi LNG:n avulla voidaan hallita kaasun käytön kulutushuippuja, mikä tehostaa verkon kapasiteetin käyttöä.

Koko energiajärjestelmän näkökulmasta kaasuverkko tarjoaa mahdollisuuksia biokaasun jakeluun ja hyödyntämiseen sekä esimerkiksi tuuli- ja aurinkovoimalla tuotetun uusiutuvan energian varastointiin veden elektrolyysin ja metanoinnin avulla (**power to gas** -ratkaisut). Tämä puolestaan parantaa uusiutuvan tuotannon mahdollisuuksia vähentämällä tuotannon sääriippuvuuden tuomia haasteita.

## 6 Yhteenveto

Tässä työssä on tehty energiatehokkuusdirektiivin (2012/27/EU) vaatimuksen mukainen arviointi Suomen energiainfrastruktuurin energiatehokkuuden parantamismahdollisuuksista, jonka pohjalta on esitetty toimenpidesuosituksia energiatehokkuuden parantamiseksi. Keskeistä tässä arvioinnissa on tarkastella ratkaisuiden kokonaistehokkuutta koko energijärjestelmän (tuotanto, verkko, loppukäyttö) näkökulmasta, ja edistää kustannustehokkaita kokonaistehokkuutta tukevia ratkaisuita. Tällöin verkoston suorien energiahäviöiden ohella oleellista on erityisesti energiainfrastruktuurin tuomat mahdollisuudet tehokkaaseen energian tuotantoon ja käyttöön.

Suomessa infrastruktuurin energiatehokkuus on yleisesti ottaen hyvällä tasolla; sekä kaasu- että sähköverkon energiahäviöt ovat pienet, ja älykkäät sähköverkkoratkaisut ovat monin osin jo käytössä. Sähköverkon suunnittelufilosofiana on ollut jo pitkään verkon elinkaarikustannusten minimointi, mikä on johtanut kustannustehokkaimpiin ratkaisuihin. Siten verkstohäviöiden pienentäminen nykytasosta on harvoin kustannustehokasta. Myös sähköön kysyntäjouston suhteen on hyvä tilanne, Suomessa on olemassa olevat joustomarkkinat ja asennetut etäluettavat mittarit, joiden tuottaman tuntimittautietojen perusteella tehdään taseselvitys. Kehitystä kuitenkin tarvitaan vielä tietojärjestelmiin ja niiden välisiin rajapintoihin, jotta kysyntäjoustoressit saadaan tehokkaasti markkinoiden käyttöön.

Keskeisinä toimenpide-ehdotuksina esitämme tarkennuksia käytäntöihin siten, että kustannustehokkaiden energiatehokkuutta tukevien uusien ratkaisuiden, kuten energiavarastot, kysyntäjousto ja uudet hinnoittelumallit, esteet poistetaan ja niiden kehittämistä ja käyttöönottoa tuetaan. Tämä on keskeistä sekä kansallisen energiainfrastruktuurin energia- ja kokonaistehokkuuden kannalta että uusien innovatiivisten tuotteiden ja palveluiden kehittymisen näkökulmasta.

## Lähteet

EC 2013. DG ENER Working Paper The future role and challenges of Energy Storage.

Energiateollisuus. 2014. Sähköntuotannon liittymisehdot TLE 2014, [http://energia.fi/sites/default/files/tuotannon\\_liittymisehdot\\_tle\\_2014\\_1.pdf](http://energia.fi/sites/default/files/tuotannon_liittymisehdot_tle_2014_1.pdf)

Energiateollisuus. 2015. Sähkön käyttö ja verkostohäviöt, <http://energia.fi/tilastot-ja-julkaisut/sahkotilastot/sahkonkulutus/sahkon-kaytto-ja-verkostohaviot>

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2012/27/EU energiatehokkuudesta.

Fingrid 2015. [www.fingrid.fi](http://www.fingrid.fi)

Gasum. 2015. Gasumin vuosi 2014.

Haakana J., Lassila J., Kaipia T., Partanen J. (2013), "Utilisation of energy storages to secure electricity supply in electricity distribution networks." 22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution Cired. Stockholm, Sweden. 10–13 kesäkuu 2013

Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J., Belonogova, N. 2015. Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli). Tutkimusraportti, TTY, LUT, TAMK

Komission asetus (EU) N:o 548/2014, Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivin 2009/125/EY täytäntöönpanosta pienten, keskikokoisten ja suurten muuntajien osalta.

Lakervi, E., Partanen, J. 2008. Sähkönjakelutekniikka. Otatieto. Helsinki 2008.

Lassila J., Haakana J., Tikka V., Partanen J. (2012), "Methodology to Analyze the Economic Effects of Electric Cars as Energy Storages." IEEE Transactions on Smart Grid Special Issue on Transportation Electrification and Vehicle-to-Grid Applications, vol.3, no.1, pp.506–516, maaliskuu 2012

Latour Q. X., Jarry G., Laffaille D., de Beaufort R., Frizi N., Theophile D, (2015), "Electricity storage: how to enable its deployment?", in Proc. 23th Int. Conf. and Exhibition on Electricity Distribution, CIREN, Lyon, France, 15–18 kesäkuu 2015, pp. 1–5.

Motiva. 2015. Energiatehokkuussopimukset, verkkosivusto. <http://www.energiatehokkuussopimukset.fi/fi/>

Motiva. 2014. Energiatohokkuussopimukset – Energiantuotannon ja energiapalvelujen toimenpideohjelman vuosiraportti 2013. [http://www.motiva.fi/files/9446/Energiatohokkuussopimukset\\_Energiantuotannon\\_ja\\_energiapalvelujen\\_toimenpideohjelman\\_vuosiraportti\\_2013.pdf](http://www.motiva.fi/files/9446/Energiatohokkuussopimukset_Energiantuotannon_ja_energiapalvelujen_toimenpideohjelman_vuosiraportti_2013.pdf)

Neste Jacobs Oy. 2014. Venäjältä Suomeen tuodun maakaasun tuotanto- ja käyttöketjun ympäristövaikutukset.

Nykvist B., Nilsson M., (2015), "Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles," Nature Climate Change, vol. 5, pp. 329–332, huhtikuu 2015.

Pöyry, 2010, Energiatohokkuusvirasto Liittymismaksujen ja siirtohäviöihin kuluvan energian hankinnasta syntyneiden kustannusten käsittely valvontamallissa, Raportti, 29.11.2010, [https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde\\_17\\_Poyry\\_Liittymismaksut\\_haviosahko\\_2010.pdf/95d51f99-a00b-4710-bf3c-5afb74a96a30](https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Lahde_17_Poyry_Liittymismaksut_haviosahko_2010.pdf/95d51f99-a00b-4710-bf3c-5afb74a96a30)

Roman Targotz, Leonardo Energy / presentation on Webinar April 11, 2008

Suomen Kaasuyhdistys: Kaasutilastot – Maa- ja biokaasu Suomessa ja Maailmassa. Maaliskuu 2014

Sähkömarkkinalaki 588/2013

TEM. 2014. Energiatohokkuusdirektiivin toimeenpano – EED-työryhmän loppuraportti. [https://www.tem.fi/files/38617/Energiatohokkuusdirektiivin\\_toimeenpano\\_EED-tyoryhman\\_loppuraportti\\_2014.pdf](https://www.tem.fi/files/38617/Energiatohokkuusdirektiivin_toimeenpano_EED-tyoryhman_loppuraportti_2014.pdf)

## Verkostosuunnitteluesimerkki

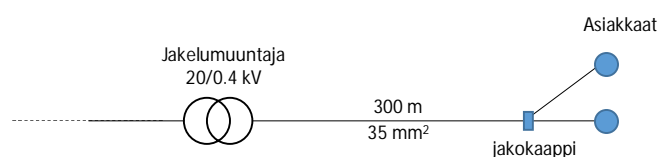
### Taustaa

Verkostosuunnittelun pitkänaikavälin tavoitteena on elinkaarikustannusten eli vertailukelpoisiksi tehtyjen investointi- ja käyttökustannusten summan minimointi. Pienjänniteverkon komponenttien mitoituksessa (mm. poikkipintavalinnoissa) lähtökohta on tyypillisesti se, että verkko on sellaisenaan riittävä koko elinajan eikä sitä tarvitse saneerata kesken pitoaikaa. Mitoitukset ovat perustuneet tyyppikuormituskäyriin ja tekniset reunaehdot ovat olleet jännitteenalenema, kuormitettavuus, oikosulkukestoisuus, nollausehdot ja käyttövarmuus.

Sähkön käytön muuttuminen mm. lämpöpumppujen lisääntymisen takia on vaikuttanut kuormitusprofiileihin siten että pienjänniteverkossa siirretty energia on voinut vähentyä vaikka samanaikaisesti verkostossa siirretty huipputeho on saattanut kasvaa. Tällä on kielteisiä vaikutuksia verkossa esiintyviin suurimpiin jännitteenalenemiin. Joissakin tapauksissa tämä voi johtaa siirtokapasiteetin kasvattamistarpeeseen.

### Esimerkki

Alla olevassa kuvassa on esitetty esimerkki, jossa pienjänniteverkon kautta syötetään kahta asiakasta. Verkko on mitoitettu elinkaarikustannusten minimoimisperiaatteella edellä luetellut tekniset reunaehdot huomioiden. Huippukuorman aikainen jännitteenalenema liittymäpisteissä on 5 % (jakelumuntaja ja pienjänniteverkon yhteenlaskettu jännitteenalenema).

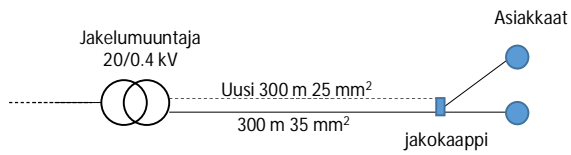


Asiakkaiden sähkökäyttöprofiili muuttuu esimerkiksi lämpöpumppujen käyttöönoton myötä. Samalla kasvaa siirrettävä teho pienjänniteverkon runkojohdolla. Yhteys jakelumuntajalta jakokaapille on 300 m pitkä ja se on toteutettu 35 mm<sup>2</sup> maakaapelilla. Uusien huipputehojen ajallinen kesto ei ole pitkä, mutta tehon suuruus riittävä siihen, että jännitteenalenemarajat ylittyvät.

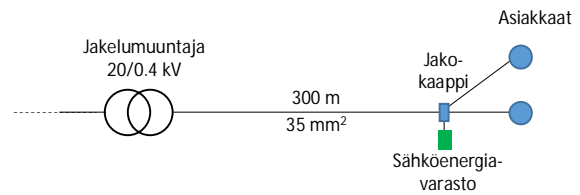
Ratkaisuvaihtoehtoja:

Jännitteenalenemaongelman ratkaisemiseksi verkkoyhtiö harkitsee siirtokapasiteetin kasvattamista. Koska pienjänniteverkko on maakaapeloitu, tarkoittaa siirtokapasiteetin lisääminen uuden maakaapelin lisäämistä vanhan kaapelin rinnalle.

### A-vaihtoehto



### B-vaihtoehto



Ratkaisuvaihtoehdossa A joudutaan rakentamaan rinnakkainen kaapeliyhteys. Poikkipinnaksi riittää 25 mm<sup>2</sup>. Kaapeloinnin ja kaapeliojan hinnaksi tulee n. 5500 €.

Ratkaisuvaihtoehdossa B riittää energiavarastojärjestelmän asentaminen lähelle asiakaspisteitä. Hintaa kyseiselle järjestelmälle tulee n. 2000 € (4 kWh), jolla saadaan leikattua usea kW johdon huipputehosta ja näinollen varmistettua, että nykyisellä 35 mm<sup>2</sup> johdolla riittää siirtokapasiteetti myös tulevaisuuden tarpeisiin.

### Yhteenveto

Laskelmasta havaitaan, että energiavarasto tarjoaa kustannustehokkaan keinon verkkoyhtiölle parantaa verkon tehonsiirtokapasiteettia, jolloin verkon elinkaarikustannukset minimoituvat ja nousupaine asiakkaiden siirtohintaan myös minimoituu.