

Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisu • Energia • 43/2018

# Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus



Työ- ja elinkeinoministeriö  
Arbets- och näringsministeriet



Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 43/2018

## Sähkösiirtohinnat ja toimitusvarmuus

Selvitys sähköjakeluverkkojen siirtohintojen korotuksista, niiden syistä ja alueellisesta kohdentumisesta sekä jakeluverkkoyhtiöiden vaihtoehtoista toteuttaa toimitusvarmuudelle asetetut tavoitteet

Jarmo Partanen

Työ- ja elinkeinoministeriö

ISBN: 978-952-327-356-6

Taitto: Valtioneuvoston hallintoyksikkö, Julkaisutuotanto

Helsinki 2018

## Kuvailulehti

<b>Julkaisija</b>	Työ- ja elinkeinoministeriö	29.11.2018	
<b>Tekijät</b>	Jarmo Partanen		
<b>Julkaisun nimi</b>	Sähkön siirtohinnot ja toimitusvarmuus		
<b>Julkaisusarjan nimi ja numero</b>	Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisu 43/2018		
<b>Diaari/ hankenumero</b>		<b>Teema</b>	Energia
<b>ISBN PDF</b>	978-952-327-356-6	<b>ISSN PDF</b>	1797-3562
<b>URN-osoite</b>	<a href="http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6">http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6</a>		
<b>Sivumäärä</b>	71	<b>Kieli</b>	suomi
<b>Asiasanat</b>	energia, sähkö, sähkökatkot, sähkömarkkinalaki, sähkömarkkinat, sähkönjakelu, sähkösiirto, sähköverkot		
<b>Tiivistelmä</b>	<p>Sähkön siirron osuus sähkön kokonaishinnasta on 30-35 %. Keskimääräiset siirtohinnot vaihtelevat verkkoyhtiöittäin (77 kpl) johtuen väestötiheydestä, joka vaikuttaa verkkomäärään per asiakas ja energiamäärään per johtokilometri. Verkkorakenne on myös erilainen kaupungeissa ja maaseudulla.</p> <p>Energiavirasto valvoo verkkoyhtiöiden sallittuja liikevaihtoja. Merkittävimmät sallittuun liikevaihtoon vaikuttavat tekijät ovat verkko-omaisuuden jälleenhankinta-arvo (tasapoistot), nykykäyttöarvo (kohtuullinen tuotto) ja sallitut operatiiviset kustannukset.</p> <p>Sähkömarkkinalain mukaan verkkoyhtiöiden on kehitettävä verkkojaan ja toimintojaan siten, että vuoden 2028 jälkeen pisin sallittu yksittäinen keskeytys voi olla 6 h asemakaava-alueilla ja 36 h muilla alueilla. Vuoden 2017 lakimuutoksen jälkeen Energiavirasto on voinut erityisen painavista syistä myöntää jatkoaikaa em. tavoitteiden saavuttamiselle, maksimissaan jatkoaika on vuoden 2036 loppuun.</p> <p>Verkkoyhtiöiden kokonaisinvestoinnit vuosina 2016-2028 ovat yhteensä 9,5 Mrd€, josta noin 3 Mrd€ tulee toimitusvarmuusvaatimuksiin liittyvistä investoinneista. Investoinnit ylittävät merkittävästi Energiaviraston valvontamallin mukaisten tasapoistojen määrän, josta seuraa verkkoyhtiöille huomattava oman/vieraan pääoman tarve. Toimitusvarmuusinvestointien kotimaisuusaste on 70-90 %. Suurien ja nopeutettujen investointien vaikutus verkkoyhtiöiden liikevaihtoon aikavälillä 2018-2028 arvioidaan olevan +10-40 % verkkoyhtiöiden alueellisista olosuhteista riippuen.</p> <p>Raportin yhteenvedossa esitetään älyverkkoratkaisujen hyödyntämiseen ja säädösmuutoksiin pohjautuvia ehdotuksia. Tavoitteena on tasata siirtohintojen korotuksia ja aikatauluja sekä alentaa siirtohintojen kokonaiskorotuspainetta etenkin erityisen harvaan asutuilla alueilla.</p> <p>TEM:n yhteyshenkilö: Arto Rajala, Energiaosasto, puh. +358 295 064 828</p>		
<b>Kustantaja</b>	Työ- ja elinkeinoministeriö		
<b>Julkaisun jakaja/myynti</b>	Sähköinen versio: <a href="http://julkaisut.valtioneuvosto.fi">julkaisut.valtioneuvosto.fi</a> Julkaisumyynti: <a href="http://julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi">julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi</a>		

## Presentationsblad

<b>Utgivare</b>	Arbets- och näringsministeriet	29.11.2018	
<b>Författare</b>	Jarmo Partanen		
<b>Publikationens titel</b>	Överföringspriset och leveranssäkerheten för el		
<b>Publikationsseriens namn och nummer</b>	Arbets- och näringsministeriets publikationer 43/2018		
<b>Diarie-/ projektnummer</b>		<b>Tema</b>	Energi
<b>ISBN PDF</b>	978-952-327-356-6	<b>ISSN PDF</b>	1797-3562
<b>URN-adress</b>	<a href="http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6">http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6</a>		
<b>Sidantal</b>	71	<b>Språk</b>	finska
<b>Nyckelord</b>	energi, elektricitet, elavbrott, elmarknadslag, elmarknaden, eldistribution, elöverföring, elnät		
<b>Referat</b>	<p>Elöverföringens andel av det totala elpriset är 30–35 procent. De genomsnittliga överföringspriserna varierar mellan de olika nätbolagen (77 st.) beroende på befolkningstätheten, som inverkar på nät-mängd per kund och energimängd per ledningskilometer. Nätstrukturen är också olika i städerna och på landsbygden.</p> <p>Energimyndigheten övervakar nätbolagens tillåtna omsättning. De viktigaste faktorerna som inverkar på den tillåtna omsättningen är nätegendomens återanskaffningsvärde (linjära avskrivningar), nuvarande bruksvärde (skälig avkastning) och tillåtna operativa kostnader.</p> <p>Enligt elmarknadslagen ska nätbolagen utveckla sina nät och sin verksamhet så att ett enskilt avbrott får vara högst 6 timmar inom detaljplaneområden och 36 timmar i andra områden efter 2028. Efter en lagändring som gjordes 2017 har Energimyndigheten av synnerligen vägande skäl kunnat bevilja förlängd tidsfrist för att uppnå ovannämnda mål, dock maximalt till utgången av 2036.</p> <p>Det totala värdet av nätbolagens investeringar 2016–2028 uppgår till 9,5 miljarder euro, varav cirka 3 miljarder euro beror på investeringar som anknyter till kraven på leveranssäkerhet. Investeringarna överstiger betydligt beloppet av de linjära avskrivningar som ingår i Energimyndighetens tillsynsmodell, vilket gör att nätbolagen har ett ansenligt behov av eget/främmande kapital. Graden av in-hemskt ursprung i investeringarna i leveranssäkerheten är 70–90 procent. Stora och påskyndade investeringars inverkan på nätbolagens omsättning under perioden 2018–2028 bedöms uppgå till +10–40 procent beroende på nätbolagens regionala förhållanden.</p> <p>I rapportens sammandrag föreslås förslag som baserar sig på utnyttjande av smarta nät och ändringar i lagstiftningen. Målet är att utjämna höjningarna av överföringspriserna och tidsramarna samt minska det totala trycket att höja överföringspriserna i synnerhet i mycket glest bebyggda områden.</p> <p>Kontaktperson vid arbets- och näringsministeriet: Arto Rajala, Energiavdelningen, tfn 0295 064 828</p>		
<b>Förläggare</b>	Arbets- och näringsministeriet		
<b>Distribution/ beställningar</b>	Elektronisk version: <a href="http://julkaisut.valtioneuvosto.fi">julkaisut.valtioneuvosto.fi</a> Beställningar: <a href="http://julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi">julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi</a>		

## Description sheet

<b>Published by</b>	Ministry of Economic Affairs and Employment		29.11.2018
<b>Authors</b>	Jarmo Partanen		
<b>Title of publication</b>	Electricity transmission pricing and security of supply		
<b>Series and publication number</b>	Publications of the Ministry of Economic Affairs and Employment 43/2018		
<b>Register number</b>		<b>Subject</b>	Energy
<b>ISBN PDF</b>	978-952-327-356-6	<b>ISSN (PDF)</b>	1797-3562
<b>Website address (URN)</b>	<a href="http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6">http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-327-356-6</a>		
<b>Pages</b>	71	<b>Language</b>	Finnish
<b>Keywords</b>	energy, electricity, power cuts, Electricity Market Act, electricity market, distribution, transmission, grids		
<b>Abstract</b>	<p>Electricity transmission services account for 30–35% of the total price of electricity. The average transmission price varies by grid company (77 companies) due to population density, which affects the number of grids per client and the amount of power per kilometre of power line. Moreover, urban and rural grids are structured differently.</p> <p>The Energy Authority oversees that grid companies' turnovers are within acceptable limits. Most significantly, the acceptable turnover limit is affected by the replacement value of grid assets (straight-line depreciation), current replacement costs (reasonable return on capital), and acceptable operative costs.</p> <p>According to the Electricity Market Act, grid companies must develop their grids and operations so that after 2028 a single disruption may not last more than 6 hours in areas covered by local detailed plans and 36 hours in other areas. Since the 2017 legislative amendments, the Energy Authority has been able to grant companies extension until 2036 at the most where there are very serious grounds.</p> <p>Total investments by grid companies amounted to EUR 9.5 billion in 2016–2018, of which about EUR 3 billion is related to security of supply requirements. The investments exceed significantly the required amount of straight-line depreciations under the Energy Authority control scheme, resulting in considerable needs for equity capital or non-equity capital. The domestic content of the security of supply investments is 70–90%. The effect of significant and accelerated investments on grid companies' turnovers is estimated at +10–40% in 2018–2028, depending on regional circumstances.</p> <p>The proposals in the report conclusions are based on the deployment of smart grid solutions and on legislative amendments. The aim is to even out transmission price increases and timetables and to lower the overall pressure to raise transmission prices especially in sparsely populated rural areas</p> <p>Contact person at the Ministry of Economic Affairs and Employment: Arto Rajala, Energy Department, tel. +358 295 064 828</p>		
<b>Publisher</b>	Ministry of Economic Affairs and Employment		
<b>Distributed by/ publication sales</b>	Electronic version: <a href="http://julkaisut.valtioneuvosto.fi">julkaisut.valtioneuvosto.fi</a> Publication sales: <a href="http://julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi">julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi</a>		





# Sisältö

<b>1</b>	<b>Esipuhe</b> .....	9
<b>2</b>	<b>Sähkön ja siirtohintojen rooli sähkön hinnassa</b> .....	12
2.1	Sähkön kokonaishinta .....	12
2.2	Sähkön siirtohintaa .....	14
2.3	Sähkön siirtohintaan vaikuttavia tekijöitä .....	16
<b>3</b>	<b>Sähkönjakelun toimitusvarmuusvaatimukset</b> .....	19
3.1	Taustaa toimitusvarmuusvaatimuksille .....	19
3.2	Toimitusvarmuusvaatimukseen liittyvät säädökset .....	21
3.2.1	Vakiokorvaukset .....	21
3.2.2	Toimitusvarmuusvaatimukset .....	21
<b>4</b>	<b>Toimitusvarmuuden saavuttamiseksi käytettävissä olevat menetelmät ja toimintamallit</b> .....	23
4.1	Investoinnit .....	25
4.1.1	Verkkotekniikat ja myrskyvarmuustasovaatimukset .....	28
4.2	Ennakoiva kunnossapito .....	29
4.3	Vikojen korjausten tehostaminen .....	30
4.4	Verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksia .....	31
4.5	Yhteenvedoja verkkoyhtiöiden investointi- ja kunnossapitotarpeista 2018–2036 .....	34
<b>5</b>	<b>Sähkösiirtohintojen määräytymisperusteet; hinnoittelun sääntely ja vaikutukset</b> .....	37
5.1	Verkkoliiketoiminnan valvontamalli valvontajaksolla 2016–2019 .....	38
5.2	Valvontamallin rooli yleisesti ja toimitusvarmuusvaatimusten näkökulmasta .....	42
	Valvontamallin ohjausvaikutusten analysointia .....	45

<b>6</b>	<b>Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutus siirtohintoihin .....</b>	<b>48</b>
6.1	Toimitusvarmuusvaatimusten vaatimat investoinnit ja hintavaikutukset .....	49
6.2	Yli- ja alijäämien tasaus ja vaikutus siirtohintojen muutoksiin .....	53
<b>7</b>	<b>Täydentäviä toimintamalleja toimitusvarmuusvaatimuksiin liittyen ..</b>	<b>55</b>
7.1	Smart Grid teknologiat ja yhteistyö asiakkaiden kanssa .....	55
7.1.1	Energiavarastot ja varavoimakoneet .....	57
7.1.2	Sähkönkäyttäjien omat käyttövarmuusratkaisut .....	57
7.2	Sähköverkkoliittymien irtisanomismahdollisuuden laajentaminen.....	58
7.3	Suomi tietoliikenneverkkojen kärkimaaksi, yhteisrakentaminen.....	58
7.4	Esille tulleita kansalaiskysymyksiä .....	60
<b>8</b>	<b>Yhteenveto ja toimenpide-ehdotuksia.....</b>	<b>62</b>
8.1	Toimenpide-ehdotuksia.....	66

# 1 Esipuhe

Raportissa tarkastellaan seuraavia kysymyksiä liittyen työ- ja elinkeinoministeriöltä toukokuussa 2018 saamaani toimeksiantoon:

- Mikä on siirtohintojen rooli sähkön kokonaishinnassa
- Mitkä ovat merkittävimmät vaikuttimet jakeluverkkojen siirtohintojen muutoksiin?
- Mikä on toimitusvarmuusinvestointien ja -toimenpiteiden reaalin vaikutus siirtohintoihin ja osuus siirtohintojen korotuksista?
- Miten toimitusvarmuusvaatimukset ovat vaikuttaneet erityisesti harvaan asuttujen alueiden jakeluverkkojen taloudelliseen tilanteeseen?
- Millä kriteereillä jakeluverkkoyhtiöt valitsevat toimintamallit toimitusvarmuuskriteerien saavuttamiseksi? Mitä vaihtoehtoisia tapoja verkkoyhtiöillä on tällä hetkellä saavuttaa toimitusvarmuustavoitteet? Mitkä tekijät ohjaavat verkkovalintoja vaihtoehtojen valinnassa? Miten yhtiöt ovat käyttäneet vaihtoehtoisia keinoja tavoitteiden saavuttamiseksi?
- Miten toimitusvarmuuden taso on muuttunut viime vuosina? Miten sen ennustetaan kehittyvän tulevaisuudessa?

Toimeksiantoon liittyen käytettävissäni on ollut lähtötietoja seuraavista lähteistä.

- Energiavirasto;
- julkisia tilastotietoja vuosilta 2008–2017 liittyen sähkön hintaan sekä verkkoyhtiöiden teknisiin ja taloudellisiin tunnuslukuihin
- sähköjakeluverkkoyhtiöiden valvontaan liittyvät valvontamenetelmäpäätökset koskien regulaatiojaksota aikavälillä 2005–2007, 2008–2011, 2012–2015, 2016–2019 ja 2020–2023
- yhteenvetoja verkkoyhtiöiden laatimista kehityssuunnitelmista
- Caruna Oy, Elenia Oy, PKS Sähkönsiirto Oy, Järvi-Suomen Energia Oy, Savon Voima Verkko Oy
- kuvauksia yhtiöissä käytössä olevista toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyvistä toimintamalleista (investoinnit, käyttötoiminta)
- investointiohjelmiä vuosille 2018–2028/2036 (luottamuksellisia) ja niiden vaikutuksia verkkojen jälleenhankinta-arvojen, nykykäyttöarvojen, operatiivisten kustannusten ja keskeytyskustannusten kehittämiseen vastaavalla aikajaksolla
- LUT-yliopisto (LUT)
- LUT:ssa on käynnissä monia hankkeita, joissa tutkitaan mm. sähkön käytön muutoksia 2020–2030 luvuilla ja sähkönjakeluverkkojen kehittämisstrategioita.

Toimeksiantoon liittyen olen käynyt keskusteluja myös monien tahojen (Energiateollisuus ry, Omakotiliitto ry, Kiinteistöliitto ry, Elfi Oy, UPM Oyj, VTT) ja monien yksityishenkilöiden kanssa. Työhöni on vaikuttanut myös jäsenyyteni TEM:n lokaussa 2018 työnsä valmiiksi saaneessa älyverkkotyöryhmässä.

Työtä on ohjannut työ- ja elinkeinoministeriön puolesta ohjausryhmä, jonka jäseninä ovat toimineet Arto Rajala, Petteri Kuuva ja Tatu Pahkala.

Ilman laaja-alaisia keskusteluja, lähtötietoja ja palautteita raportin sisältö olisi jäänyt merkittävästi kevyemmäksi. Kiitokset suuret kaikille työtäni edistäneille tahoille.

Lemillä 14.11.2018

Jarmo Partanen  
professori

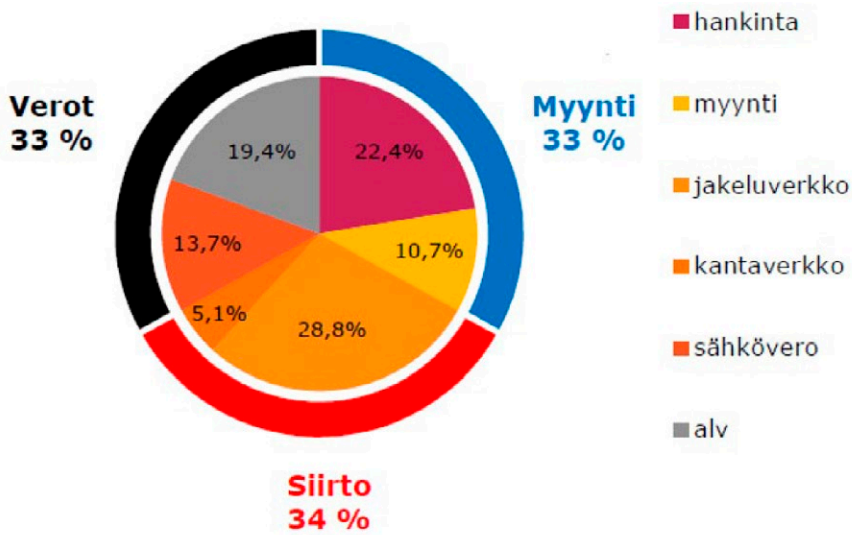
## 2 Sähkön ja siirtohintojen rooli sähkön hinnassa

### 2.1 Sähkön kokonaishinta

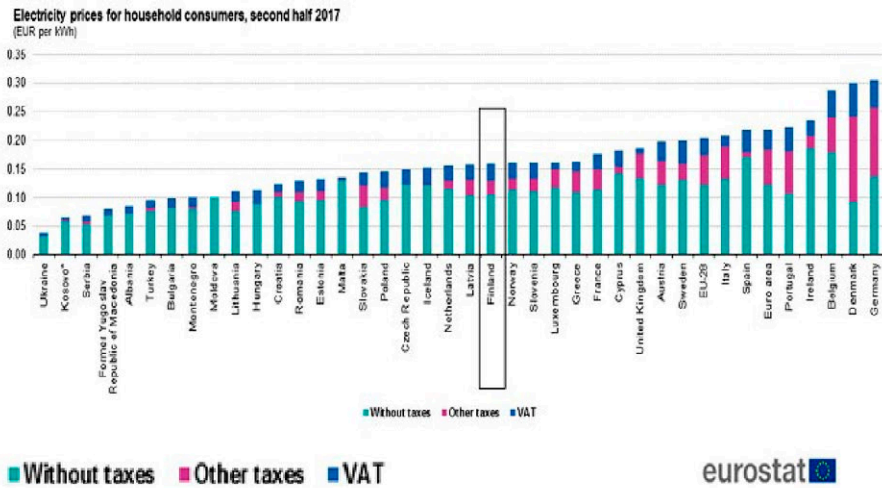
Suomessa on 77 sähkönjakeluverkkoyhtiötä. Yhtiöiden kokonaisliikevaihto vuonna 2016 oli noin 1,7 Mrd€. Verkojen jälleenhankinta-arvo oli noin 19 Mrd€ ja nykykäyttöarvo noin 10 Mrd€. Kyseessä on merkittävä kansallinen omaisuus, jonka toiminnalla on merkittävä rooli sähkön hinnassa ja kriittinen asema yhteiskunnan toimintojen näkökulmasta.

Sähkön kokonaishinta muodostuu kolmesta pääkomponentista; sähkön myyjälle maksettavasta energiamaksusta, verkkoyhtiöille (jakeluverkkoyhtiö, Fingrid) maksettavasta siirtomaksusta ja valtiolle tilittävistä sähköverosta ja 24 % arvonlisäverosta. Lisäksi asiakkailta laskutetaan huoltovarmuusmaksua 0,013 snt/kWh. Pieniasiakkailta perittävän sähköveron suuruus on 2,3 snt/kWh + alv eli yhteensä 2,8 snt/kWh. Fingridille menevä osuus peritään asiakkailta sähkönjakeluverkkoyhtiölle maksettavan laskun yhteydessä.

Kuvassa 2.2 on esitetty sähkön kokonaishinta kotitalouskuluttajalle Euroopan Unionin jäsenvaltioissa ja muutamissa muissa valtioissa.



Kuva 2.1 Sähkön kokonaishinnan muodostuminen kotitalousasiakkaalle, 5000 kWh/a



Kuva 2.2 Sähkön kokonaishinta (kotitalous) Euroopan Unionin jäsenvaltioissa ja muutamissa muissa maissa

## 2.2 Sähkön siirtohinta

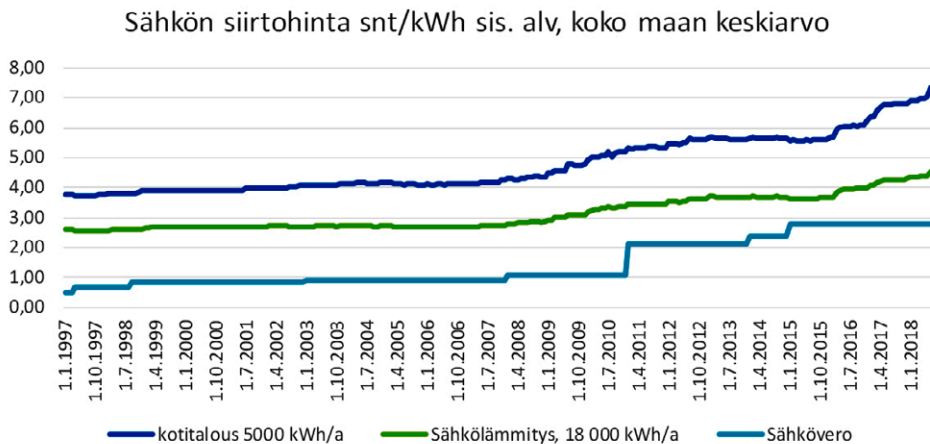
Verkkoyhtiön asiakkailtaan perimien maksujen kokonaismäärää (liikevaihtoa) valvotaan Energiaviraston toimesta. Valvonnan ja liikevaihdon määräytymisperusteita kuvataan yksityiskohtaisesti luvussa 5.

Suomessa on 77 jakeluverkkoyhtiötä. Kuvisa 2.4 ja 2.5 on esitetty siirtomaksut yhtiöittäin lokakuussa 2018 kotitalous- ja sähkölämmitysasiakkaille.

Sähkönjakelun siirtomaksu koostuu tyypillisesti kahdesta komponentista, perusmaksusta ja energiamaksusta. Suurilla asiakkailla lisäkomponentteina on teho- ja loistehomaksuja. Tehomaksujen käyttö myös pienasiakkaiden siirtomaksuissa on ollut viime vuosina kehitteillä. Tällä hetkellä pienasiakkaiden tehomaksu on käytössä kolmessa verkkoyhtiössä. Siirtomaksujen rakenteella ei ole vaikutusta verkkoyhtiölle sallitun kokonaisliikevaihdon määrään.

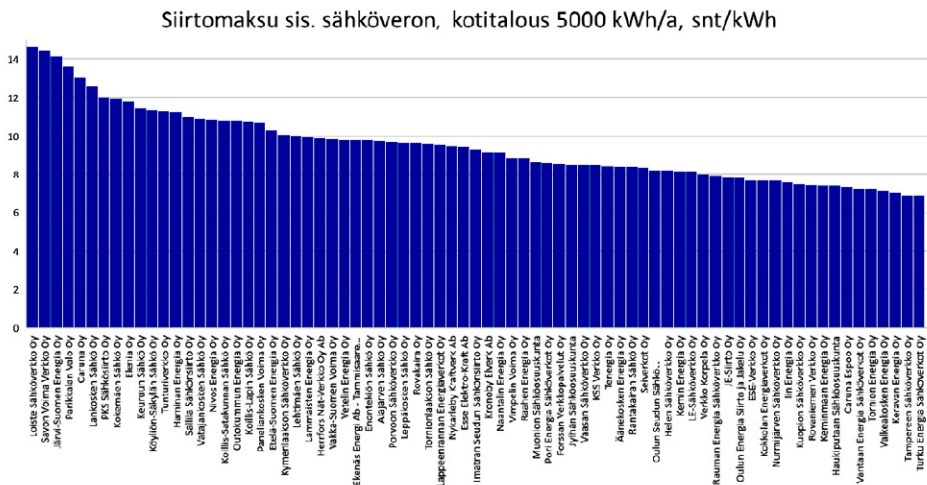
Sähkön siirtohintojen (ilman sähköveroa) kehitys vuosina 1997–31.7.2018 on esitetty kuvassa 2.3. Kuvassa on esitetty myös sähköveron määrä samalla aikajaksolla.

Suomessa on 77 jakeluverkkoyhtiötä. Kuvisa 2.4 ja 2.5 on esitetty siirtomaksut yhtiöittäin lokakuussa 2018 kotitalous- ja sähkölämmitysasiakkaille.

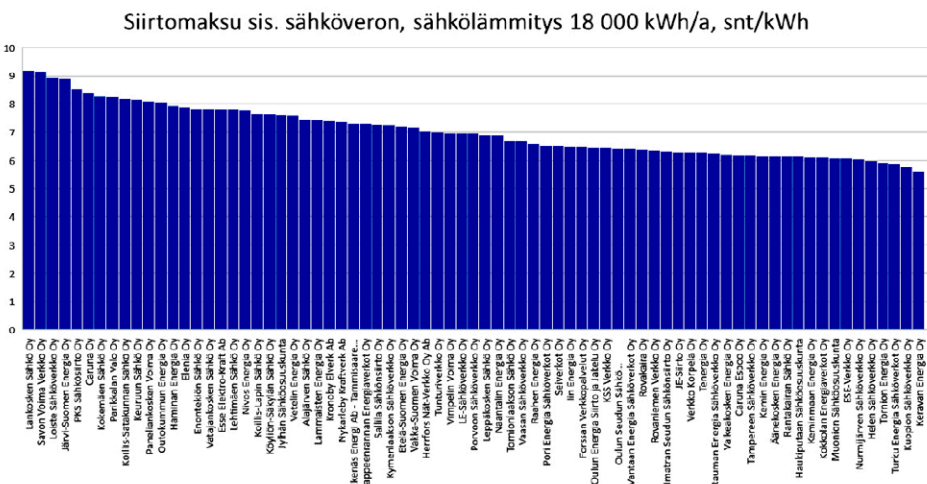


Kuva 2.3 Sähkön valtakunnallinen keskimääräinen siirtohinta ja sähkövero vuosina 1997–2018 / Energiavirasto/



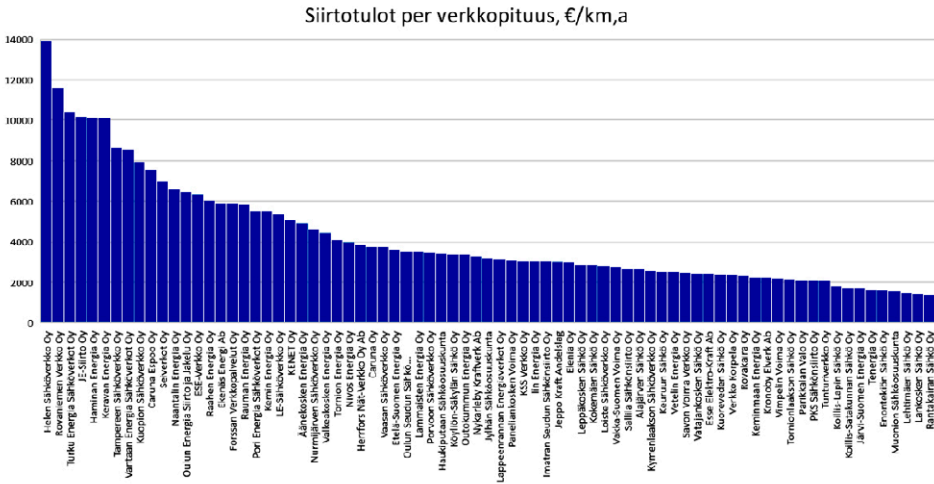


Kuva 2.4 Sähkön siirtohinnot eri yhtiöissä lokakuussa 2018, kotitalous /Energiavirasto/



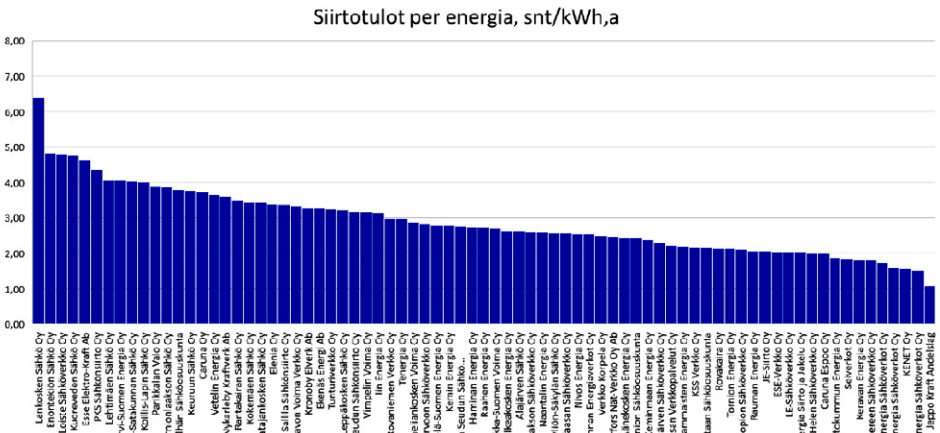
Kuva 2.5 Sähkön siirtohinnot eri yhtiöissä lokakuussa 2018, sähkölämmitys /Energiavirasto/





Kuva 2.7 Siirtotulot per verkkopituus vuonna 2016 /Energiavirasto/

Siirtotulot verkkopituutta kohti vaihtelevat yhtiöiden kesken johtuen verkkokomponenttien (sähköasemat, muuntamot, johdot) ja niiden arvojen (ilmajohto, kaapeli erilaisissa olosuhteissa) erilaisista jakaumista. Kaupungeissa sähköasemien ja muuntamoiden arvon suhde kokonaisverkkopituuteen on selvästi suurempi kuin haja-asutusalueilla.



Kuva 2.8 Siirtotulot per energia (keskimääräinen siirtohinta) vuonna 2016 /Energiavirasto/

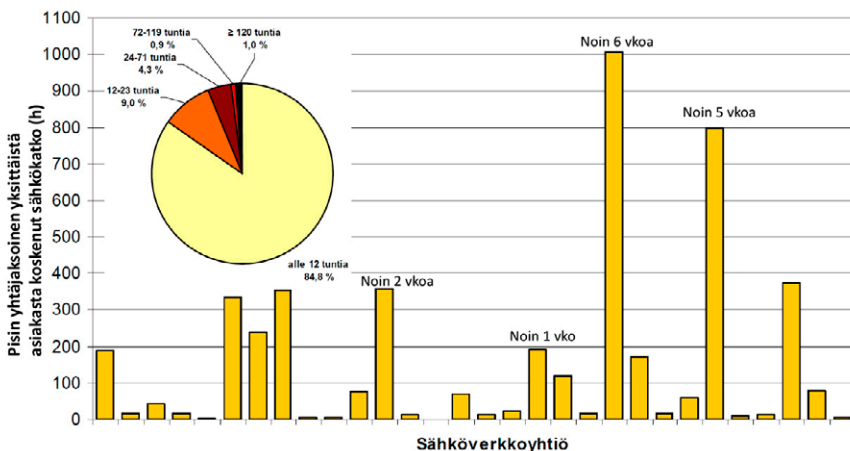


## 3 Sähkönjakelun toimitusvarmuusvaatimukset

### 3.1 Taustaa toimitusvarmuusvaatimuksille

Seuraavassa on esitetty tiivistetysti historia, joka on taustalla toimitusvarmuuden nykyhetkeä ja tulevaa kehitystä arvioitaessa.

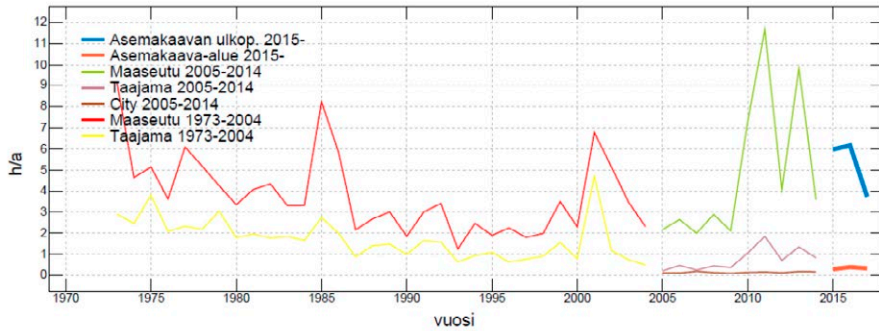
Vuosina 2001 (Janika ja Pyry marraskuussa), 2002 (Unto heinäkuussa) 2010 (Asta ja Veera elokuussa) ja 2011 (Tapani ja Hannu joulukuussa) esiintyi erityisen vaikeita sääoloja (myrskyjä). Pisimmät sähkökatkot olivat yli kuukauden (Asta) ja laajimmillaan yli 400 000 sähkönkäyttäjää (Tapani) oli ilman sähköä tunti- ja päiväkausia. Alla olevassa kuvassa on pisimpiä keskeytysaikoja eri verkkoyhtiöissä vuoden 2010 myrskyissä.



**Kuva 3.1** Pisimmät yhtäjaksoiset yksittäistä asiakasta koskeneet sähkökatkot niillä sähköverkkoyhtiöillä, joiden verkossa katkoksia esiintyi vuonna 2010. (N=30) (Onnettomuustutkintakeskus)

Myrskyvuodet näkyvät myös asiakkaiden keskimääräisiä vikakeskeytysaikoja esittä-  
vissä tilastoissa, kuva 3.2

Asiakkaan keskimääräinen vikakeskeytysaika h/a vuosina 1973-2017, ei jälleenkytkentöjä



**Kuva 3.2 Sähkönkäyttäjien vikakeskeytysaika h/a vuosina 1973–2017 /Energiateollisuus)**

Edellä kuvattujen laajoja, erittäin pitkiä sähkökatkoja aiheuttaneiden tapahtumien seurauksena on Suomessa kehitetty aihepiiriin liittyvää sääntelyä. Kehitys voidaan kuvata tiivistetysti seuraavasti;

- pitkistä sähkökatkoista kärsineille asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset otettiin käyttöön vuonna 2003 (Sähkömarkkinalaki)
- vuonna 2013 Eduskunta päätti ettei suomalainen yhteiskunta "siedä" tulevaisuudessa pitkiä sähkökatkoja. Sähkömarkkinalakiin tehtiin muutoksia, joiden mukaan sähköverkkoyhtiöiden on toimittava siten, että **asemakaava-alueilla ei esiinny yli 6 tunnin yhtäjaksoisia keskeytyksiä ja muilla alueilla ei esiinny yli 36 tunnin yhtäjaksoisia keskeytyksiä**. Siirtymäaika reunaehtojen saavuttamiseksi määritettiin vuoden 2028 loppuun. Välietapeiksi määritettiin 31.12.2019 ja 31.12.2023. Samalla päivitettiin vakiokorvauskäytäntöjä (korotettiin ja lisättiin uusia maksuja erityisen pitkiä katkoja kärsineille). Säädöksiä kuvataan tarkemmin kappaleessa 3.2.
- vuonna 2017 Sähkömarkkinalakiin tehtiin täydennys, joka mahdollistaa erityisen painavista syistä toimitusvarmuuden tavoiteaikatauluksi maksimissaan vuoden 2036.

Edellä olevan perusteella **sähkönjakeluverkkoyhtiöillä on lain velvoite täyttää toimitusvarmuusvaatimukset** asetetussa aikataulussa. Käytännössä tämä tarkoittaa myrskyvarman verkon rakentamista nopeutetussa aikataulussa niiden yhtiöiden kohdalla, joilla on merkittävässä määrin myrskyille ja lumikuormille alttiita verkkoja.

## 3.2 Toimitusvarmuusvaatimukseen liittyvät säädökset

### 3.2.1 Vakiokorvaukset

Sähkökäyttäjille maksetaan vakiokorvauksia pitkistä toimituskeskeytyksistä, Sähkömarkkinalaki 100 §.

- Sähkökäyttäjällä on oikeus korvaukseen, jonka suuruus on vuotuisesta verkkopalvelumaksusta
  - 10 %, kun keskeytysaika on > 12 h ja < 24 h
  - 25 %, kun keskeytysaika on > 24 h ja < 72 h
  - 50 %, kun keskeytysaika on > 72 h ja < 120 h
  - 100 %, kun keskeytysaika on > 120 h
  - 150 %, kun keskeytysaika on > 192 h (8 vuorokautta)
  - 200 %, kun keskeytysaika on > 288 h (12 vuorokautta)
- Korvaus on enintään 2000 €/asiakas/keskeytys

### 3.2.2 Toimitusvarmuusvaatimukset

Sähkömarkkinalaissa todetaan, jakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava, ja sitä on ylläpidettävä siten, että:

- Maksimikeskeytysaika yksittäisessä keskeytyksessä lumi-kuorma- ja myrskytilanteissa on
  - Taajamissa (asemakaava-alue) 6 tuntia
  - Haja-asutusalueilla (muu kuin asemakaava-alue) 36 tuntia
- Siirtymäsäännöksen mukaan
  - 50 % asiakkaista on oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2019
  - 75 % asiakkaista on oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2023/31.12.2028
  - 100 % asiakkaista on oltava vaatimuksen piirissä 31.12.2028/31.12.2036

Välitavoitteissa ei ole mukana vapaa-ajan asunnot.

Vuosiin 2023 ja 2028 liittyvä siirtymäajan jatko vuoteen 2028 ja 2036 voi tapahtua vain erittäin perustelluista syistä. 11 yhtiötä on hakenut siirtymäajan jatkoa ja tois-  
taiseksi Energiavirasto on hyväksynyt pidemmän siirtymäajan viidelle ja lyhyemmän  
kahdelle verkkoyhtiölle.

Edellä kuvatut säädöspohjaiset velvoitteet asettavat yksiselitteisiä reunaehtoja ja  
korvausvelvoitteita sähkönjakelun toimitusvarmuudelle. Yhteiskunnan kehitys sää-  
dösten voimaantulon jälkeen ei ole ainakaan vähentänyt toimitusvarmuuden mer-  
kitystä, enemmänkin päinvastoin.

Yhteiskuntamme on kaikilta osin erittäin haavoittuva sähkökatkojen suhteen. Säh-  
köä käytetään entistä laajemmin mm. lämmitykseen, liikkumiseen, viestintään ja  
maksamiseen. Digitaalinen, hiilineutraali yhteiskunta toimii sähköllä.



## 4 Toimitusvarmuuden saavuttamiseksi käytettävissä olevat menetelmät ja toimintamallit

Sähkönjakeluverkot ovat pääosin rakennettu 1950–70 luvuilla ja ovat nyt ja lähiaikoina uusimisiässä riippumatta toimitusvarmuusvaatimuksista. Tässä luvussa tarkastellaan vaihtoehtoisia verkkojen uusimistekniikoita, niihin liittyviä kunnossapitosyömyksiä sekä eri vaihtoehtojen elinkaarikustannuksia.

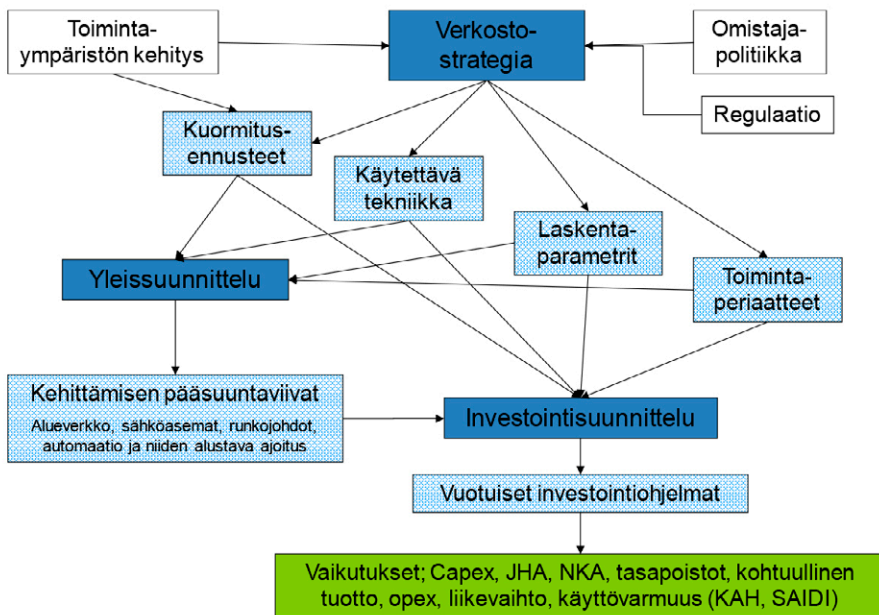
Verkkoyhtiöiden ns. normaalit investointitarpeet muodostuvat seuraavista asioista;

- verkkokomponenttien ikääntymisen takia vuosittain verkkoa on uusittava keskimäärin nk. tasapoistoja vastaava määrä. Jos verkkokomponenttien keskimääräinen teknistaloudellinen pitoaika on esim. 40 vuotta, on uusimisinvestointeihin käytettävä vuosittain keskimäärin 2,5 % verkkokomponenttien nykyhetken hankintahinnasta (jälleenhankinta-arvosta)
- uusien asiakkaiden ja sähkön käytön (tehon) kasvusta aiheutuva verkkojen laajentuminen ja olemassa olevan verkon vahvistaminen
- verkkojen tavanomaisen käyttövarmuuden parantaminen automaation ja käyttövarmempia komponentteja ja automaatiota hyödyntäen.

Investointien lisäksi verkkojen jatkuva kunnossapito vaatii resursseja ja rahoitusta. Kunnossapito sisältää mm. ennakoivaa kunnonvalvontaa, määräysten mukaisia tarkastuksia ja vikojen korjausta.

Sähkömarkkinalain mukaisten toimitusvarmuusvaatimuksien täyttäminen edellyttää monilla verkkoyhtiöillä edellä kuvattujen investointitarpeiden lisäksi huomattavan määrän lisäinvestointeja, kun toimintakelpoisia verkkokomponentteja on uusittava nopeutetussa aikataulussa myrsky- ja lumikuormavarmoiiksi. Investointien lisäksi yhtiöiden on panostettava merkittävässä määrin myös kunnossapitotoimiin, esimerkiksi ilmajohtojen vierimetsien hoitamiseen poistamalla riskipuita.

Investointiohjelmien taustalla verkkoyhtiöillä on strateginen suunnitteluprosessi, jossa laaja-alaisesti arvioidaan toimintaympäristön muutosten, regulaation ja omistajaohjauksen vaikutuksia sähkön käyttöön, teknologiavalintoihin, laskentaparametreihin ja toimintaperiaatteisiin, kuva 4.1. Näiden pohjalta yhtiöt laativat verkoston pitkän aikavälin kehittämissuunnitelmat, jotka ovat perustana vuotuisten investointiohjelmien määrittämiselle. Investointiohjelmien kautta on arvioitavissa vaikutukset liiketoiminnan keskeisiin tunnuslukuihin, esim. JHA ja NKA kehitys, keskeytyskustannusten kehitys ja liikevaihdon kehitys



Kuva 4.1 Sähkönjakeluverkkojen strateginen kehittämisprosessi /LUT Sähkönjakelutekniikan luennot/

Verkostokokonaisuuksien kehittämisen tavoite on löytää toimintamalli, jossa kokonaiskustannukset ovat pitkällä aikavälillä mahdollisimmat alhaiset kaikkien teknisten, taloudellisten ja määräyspohjaisten reunaehtojen puitteissa. Tavoitteena on minimoida seuraava kustannusfunktio aikavälillä T reunaehtojen puitteissa /Lakeri&Partanen/;

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

$K_{\text{inv}}$	Investointikustannukset
$K_{\text{käy}}$	Käyttökustannukset; häviöt, henkilöstö, varastot, kalusto
$K_{\text{kesk}}$	Keskeytyskustannukset
$K_{\text{kun}}$	Kunnossapitokustannukset

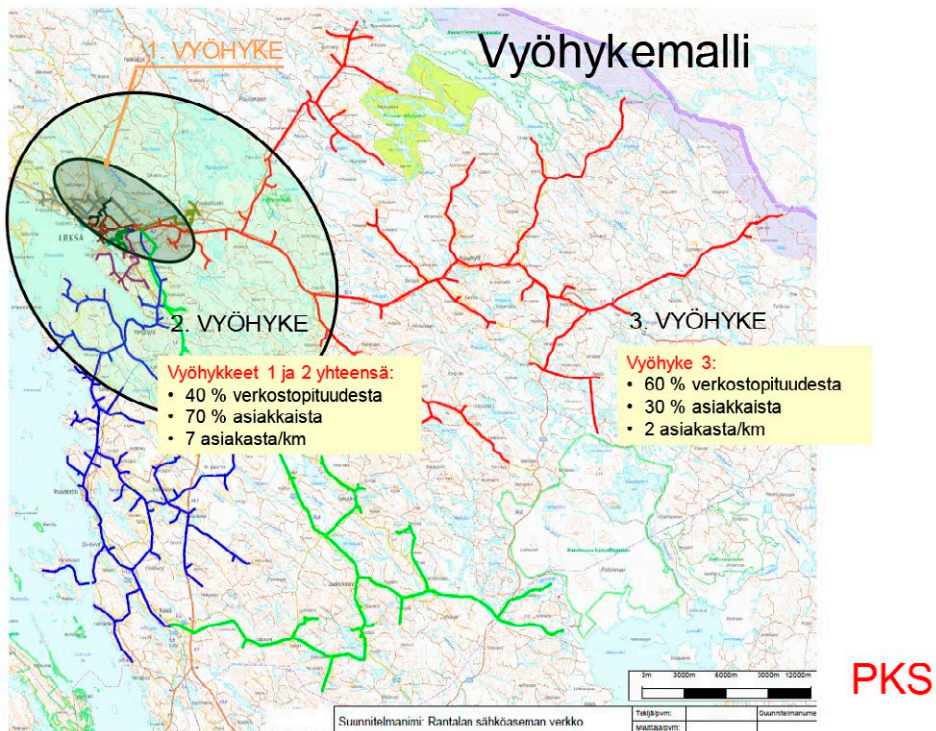
Seuraavassa tekstissä on kuvattu keskeisimpiä investointeihin ja kunnossapitoon liittyviä toimenpiteitä erityisesti toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyvistä näkökulmista.

## 4.1 Investoinnit

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyvien investointien toteuttamisen yleisperiaate on yksinkertainen. Investointieurolla pyritään samaan mahdollisimman paljon asiakkaita toimitusvarmuusvaatimusten piiriin. Käytännössä tämä on tarkoittanut investointien kohdistamista alkuvaiheessa ensisijaisesti taajamiin, joista painopiste siirtyi haja-asutusalueille. Jokaisella verkkoyhtiöllä on oltava aihepiiriin liittyen määräajoin päivitettävä ja Energiavirastolle toimitettava verkkotoiminnan kehittämissuunnitelma aikajänteelle 2014–2028.

Verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmien perusrakenteet ovat samankaltaisia ja lähtevät verkkoalueiden jakamisesta vyöhykkeisiin. Tyypillinen vyöhykejako on taajamat, taajamien ympäristö ja haja-asutusalueet. Kuvassa 4.2 on esitetty PKS Sähkösiirto Oy:n käyttämä toimintamalli, joka yhden sähköaseman osalta kuvaa hyvin tehtävään liittyvää laaja-alaista haasteellisuutta. Vyöhykkeellä 1 ovat Lieksan kaupungin taajama-alueet, jotka pääosin kaapeloidaan. 2. vyöhykkeeseen

sisältyvät taajaman ulkopuoliset kohtuullisen asiakastiheyden omaavat verkkoalueet. Vyöhyke 3 sisältää erityisen harvaan asutut alueet ja siellä on 60 % alueen kokonaisverkkopituudesta ja vain 30 % asiakkaista, joka tarkoittaa keskimäärin 2 asiakasta/km. Vyöhykkeillä 1 ja 2 on 70 % asiakkaista ja 40 % verkkopituudesta.



Kuva 4.2 Esimerkki vyöhyketoimintamallista

Vyöhykkeellä 1 eli **taajamissa tavanomaisin menettely** 6 tunnin toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi on maakaapelointi, kj-verkossa silmukoitu verkko ja pj-verkossa säteittäinen verkko.

**Taajamien ulkopuolella** toimitusvarman verkon toteuttamiseen on monia vaihtoehtoisia tapoja, jotka riippuvat alueolosuhteista (metsäisyys ja sen tyyppi, pelto, maaperä) sekä verkkojen kuormituksista ja niiden kehitysnäkymistä. Tyypillisiä toimintamalleja haja-asutusalueilla ovat;

- kj-verkon kaapelointi (etenkin kj-lähtöjen alkupäässä)
- kj-ilmajohtojen käyttö pelloilla silloin, kun se on verkko-kokonaisuuden kannalta järkevää

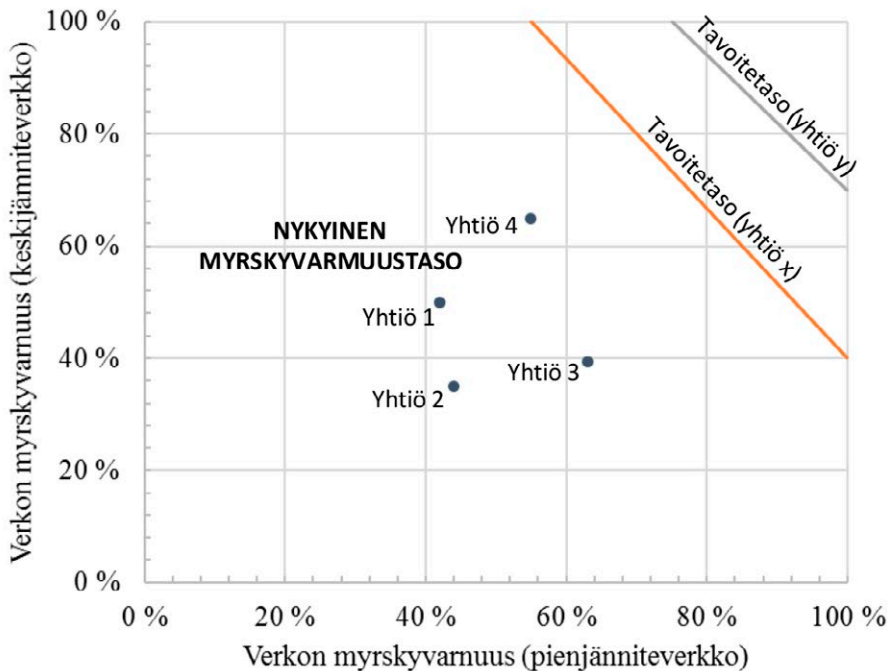
- pj-verkon kaapelointi aina kun maaperä on siihen sopiva.
- Keskijännitejohtojen muuttaminen mahdollisuuksien mukaan pienjännitejohdoiksi. Pienjännitekaapelin hinta on yleensä alhaisempi kuin kj-ilmajohdon hinta ja merkittävästi edullisempi kuin kj-kaapeli. Pj-kaapeloinnin käyttöä pyritäänkin lisäämään mm. muuttamalla pienikuormaisia kj-verkon haarajohtoja pienjännitteisiksi 1 kV kaapeleiksi. Jatkossa 1 kV pienjännitejohtojen lisäksi on käytettävissä 1,5 kV tasasähköverkkoja, joita käyttäen entistä suurempi osa kj-ilmajohdoista voidaan korvata pj-kaapelilla.
- ilmajohtojen (kj-avojohto, pj-AMKA-kaapeli) siirto tienvarteen. Ilmajohto tien varressa on lähes myrskyvarma rakenne ja on nopeasti korjattavissa.
- kj-ilmajohtoverkossa ylileveiden johtokatuja (puuvarma) käyttö, jolla haetaan myrskyvarmuutta 15–20 vuoden ajaksolle.
- verkostoautomaation eli kauko-ohjattavien erottimien ja maastokatkaisijoiden käyttö. Automaatio ei vähennä vikoja, mutta sen avulla voidaan vika-alueita rajata sekä nopeuttaa verkon kytkentätoimenpiteiden tekoa merkittävästi ja vapauttaa resursseja vikojen korjaamiseen.

Toimitusvarmuusinvestoinnit kohdentuvat eri vyöhykkeille pääosin eri ajankohtina. Esimerkinomaisesti investointien jakautuvat ajallisesti seuraavasti tilanteessa, jossa yhtiön takaraja toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi on vuosi 2036;

- vuosina 2016–2019; taajamiin 60–80 % ja haja-asutusalueille 20–40 %
- vuosina 2020–2028; taajamiin 10–15 % ja 85–90 % haja-asutusalueille
- vuosina 2029–2036; taajamiin 0–5 % ja 95–100% haja-asutusalueille

### 4.1.1 Verkko- ja myrskyvarmuusvaatimukset

Toimitusvarmuuteen liittyvillä investoinneilla tavoitteena on rajata suurhäiriöiden aikana toteutuvien vikojen määrä tasolle, jotka kyetään käytettävissä olevilla resursseilla korjaamaan 36 tunnin kuluessa, asiaa on havainnollistettu kuvassa 4.2. Vaadittava myrskyvarmuusaste riippuu verkkoalueen paikallisista olosuhteista sekä mitoitusperusteeksi oletetuista sääoloista. Kuvassa 4.3 on kuvattu esimerkinomaisesti kj- ja pj-verkkojen nykyinen myrskyvarmuusaste (kaapeli, johto pellolla, johto tien laidassa, ylileveä johtokatu) muutamalle esimerkinomaiselle yhtiölle. Kuvassa on esitetty myös tavoiterajat myrskyvarmuudelle, jolloin kaikki verkossa suurhäiriön aikana esiintyvät voidaan korjata 36 tunnin aikana.



Kuva 4.3 Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen tarvittavat myrskyvarmuusasteet

'Oikean' myrskyvarmuustason määrittäminen sisältää monia epävarmuustekijöitä;

- kuinka pahoja myrskyjä voi verkkoyhtiön alueella voi toteutua, esimerkiksi kuvassa 4.3 yhtiön Y alueella oletetaan tapahtuvan pahempia myrskyjä kuin yhtiön X alueella

- kuinka suurella maantieteellisellä alueella verkko voi vaurioitua samanaikaisesti, kuvassa 4.2 yhtiön X alueella suhteellisesti suurempi osuus verkosta oletetaan altistuvan pahoille myrskyille verrattuna yhtiöön Y
- ovatko palveluntuottajien kanssa sovitut resurssit käytettävissä, jos suurhäiriötä toteutuu samanaikaisesti laajalla alueella Suomessa

Käytettävissä olevien verkkotekniikoiden ja alueellisten myrskyvarmuustasovaatimusten yhdistelmänä syntyy kullekin verkkoyhtiölle ominainen verkoston ja organisaation kehittämisstrategia aikataulutuksineen.

## 4.2 Ennakoiva kunnossapito

Ennakoiva kunnossapito sisältää ilmajohtojen johtokatuja ja niiden vierimetsien raivauksia ja ongelmapuiden poistoa. Kuvassa 4.4 on esitetty lumikuormatilan haasteellisissa olosuhteissa, jossa avojohdon lähetyvillä on nuoria johdoille lumikuorman takia taipuvia puita. On huomioitava, että verkkoyhtiö voi ennakoivasti poistaa vierimetsän puita vain maanomistajien suostumuksella.



**Kuva 4.4** Lumikuormien aiheuttama tilanne kj-johdolla



## 4.3 Vikojen korjausten tehostaminen

Suurhäiriöiden vaikutuksia voidaan vähentää hyvällä ennakkoinnilla, joka tarkoittaa varautumis- ja suurhäiriösuunnitelmien tekemistä, harjoittelemista ja tarvittaessa toteuttamista.

Varautumissuunnitteluun ja sen toteuttamiseen (käyttöönotto ennakkosuunnitelmien mukaisesti) sisältyy mm. seuraavia asioita, joita aktivoidaan ennakoivasti sääennusteiden perusteella

- viankorjausresurssit
- valvomoresurssit
- metsuriapu
- metsäkoneapu
- maansiirtourakoitsijat
- helikopterit
- varaosavarastot
- virka-apu
- viestintä
- oman ja palveluntuottajien henkilöstön toimintakyvyn ylläpito

Suurhäiriötilanteissa verkkoyhtiöiden organisaatio yhdessä palveluntuottajien kanssa siirtyy nk. suurhäiriöorganisaatioon, jossa yhtiön kaikki resurssit suunnataan tehokkaaseen ja turvalliseen vikojen korjaukseen, viestintään, asiakaspalveluun sekä toimintakyvyn maksimaaliseen ylläpitoon.



## 4.4 Verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksia

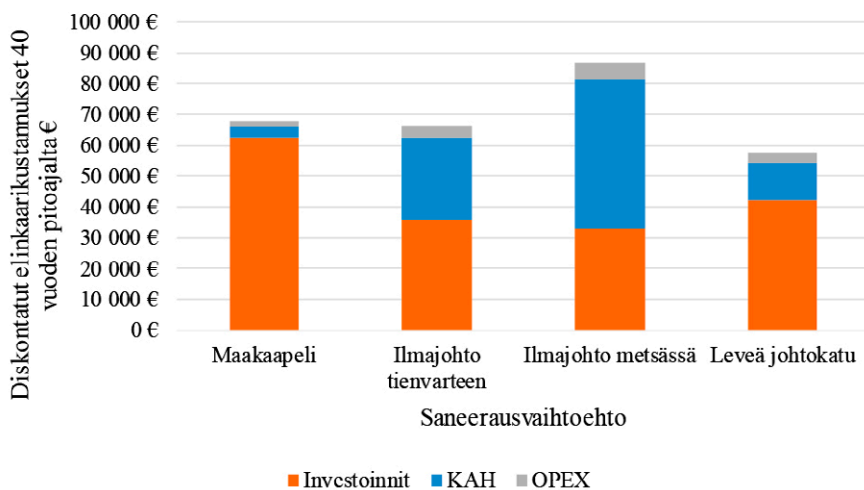
Seuraavissa kuvissa on esitetty elinkaarikustannuksia (tarkastelujakso 50 a) kappaleessa 4.1 kuvatuille keskijänniteverkon investointimalleille (1 km) erilaisissa toimintaolosuhteissa. Laskelmat on tehty olettamuksella, että investoinnit tehdään vuonna nolla ja verkosta poistettavilla komponenteilla ei ole NKA-arvoa jäljellä. Elinkaarikustannukset sisältävät investointikustannuksen sekä alkuhetken 5 % korolla diskonttatut vuosittaiset keskeytys- ja operatiiviset kustannukset. Laskelmissa käytetyt investointikustannukset ovat keskimääräisiä kustannuksia ja ne vaihtelevat suuresti eri alueilla.

Alla esitetyissä laskelmissa on kaikille vaihtoehdoille pitoajaksi oletettu 50 vuotta.

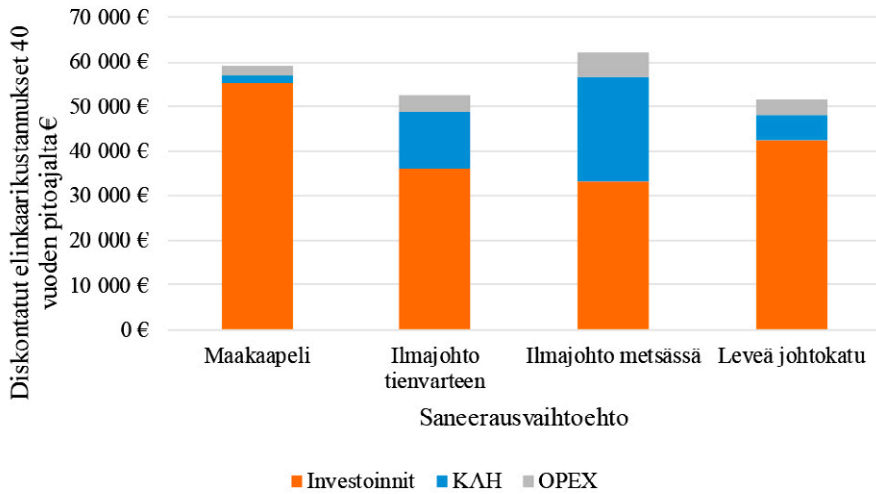
Leveän johtokadun kustannuksissa on mukana johtokadun 'uusiminen' 20 vuoden välein, kustannuksena on käytetty 7000 €/km.

Laskelmissa käytetyt yhteiset lähtötiedot on esitetty liitteessä 1.

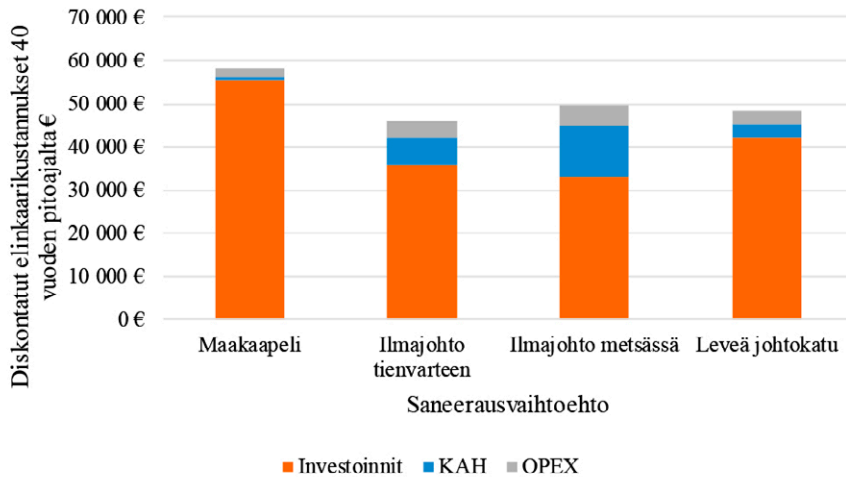
Tapaus a) Keskijännitelähdön keskiteho (keskeytyvä teho) on 800 kW, kuormituksen kasvu 1,5 %/a, kaapeliverkon jakelumuuntamoiden keskihinta 15 750 €/kpl



Tapaus b) Keski­jännitelähdön (keskeytyvä teho) keskiteho on 500 kW, kuormituksen kasvu 0 %/a, kaapeliverkon jakelumuuntamoiden keskihinta 8 600 €/kpl



Tapaus c) Keski­jännitelähdön (keskeytyvä teho) keskiteho on 300 kW, kuormituksen kasvu -1,0 %/a, kaapeliverkon jakelumuuntamoiden keskihinta 8 600 €/kpl



Edellä esitetyt esimerkit kuvaavat hyvin investointipäätöksiin liittyvää moni-ilmeisyyttä. Ei ole olemassa yhtä ratkaisumallia, joka olisi 'paras' kaikissa olosuhteissa. Eri investointivaihtoehtojen elinkaarikustannukset riippuvat verkkotekniikoiden investointikustannuksista, vikojen aiheuttaman keskeytyvän tehon suuruudesta, tehojen tulevasta kasvusta, käytettävästä korkokannasta, jne. Ilmajohdorakenteiden kohdalla haasteita tuo myös epävarmuus nykyisin käytettävien kuparikyllästeisten pylväiden pitoajasta. On arvioita, että niiden pitoaika voisi olla vain 30 vuotta, jolloin ilmajohtovaihtoehtojen kokonaiskustannukset nousevat edellä esitetyissä kuvissa.

Keskijänniteverkon maakaapelointi on elinkaarikustannuksiltaan edullinen vaihtoehto edellä esitetyillä laskentaparametreilla tilanteissa, joissa keskeytyvä teho on keskimäärin yli 500 kW ja sähkön käytön jatkumiseen ei liity merkittäviä riskejä. Kaapeloitujen verkkojen etuna myös parempi sähköturvallisuus (kosketukselta suojatut rakenteet) ja ympäristöturvallisuus (koppimuuntamoiden öljyaltaat). Kj-ilmajohdotjen kaapeloinnin yhteydessä vapautuu myös maata metsän kasvulle. Kj-ilmajohdotjen kokonaismäärä Suomessa on noin 110 000 km, josta yli puolet on metsämaalla eli maksimissaan 60 000–70 000 hehtaaria (10 m leveä johtokatu) voisi palautua metsän kasvualustaksi.

Leveä johtokatu ja ilmajohdot tien varressa ovat harvaan asutuilla alueilla (alhaiset tehot) mahdollinen vaihtoehto kaapeloinnin sijasta. Leveä johtokatu metsässä on erityisen kustannustehokas keino siirtää lopullisen myrskyvarman verkkoratkaisun toteuttamista tilanteessa, jossa olemassa olevalla ilmajohdolla on vielä käyttöikä jäljellä ja sähkön käytön kehittymiseen liittyy merkittäviä epävarmuuksia.

Yhteenvetona voidaan todeta, että kunkin verkkoyhtiön on tehtävä omat verkkorakennevalintansa, joiden perustana ovat mm. verkkoalueiden olosuhteet, asiakkaiden sähkönkäytön kehittyminen ja investointien rahoitusmahdollisuudet.

## 4.5 Yhteenvedoja verkkoyhtiöiden investointi- ja kunnossapitotarpeista 2018–2036

Kesällä 2018 Energiavirastolle toimitettujen kehittämissuunnitelmien mukaan verkkoyhtiöiden kokonaisinvestointitarpeet vuosina 2014–2028 ovat noin 9,5 Mrd€, taulukko 4.1.

**Taulukko 4.1 Jakeluverkkoyhtiöiden investointien toteutuneet ja ennakoitut kokonaismäärät vuosina 2014–2028, M€**

Investoinnit, M€	2014–2019	2020–2023	2024–2028
110 kV johdot	156	147	131
Sähköasemat	343	172	207
Keskijännite	1508	1103	826
Muuntamot	799	626	474
Pienjännite	982	997	1040
<b>Yhteensä</b>	<b>3788</b>	<b>3045</b>	<b>2678</b>
			9511

Verkkoyhtiöiden valvontamallin mukaiset tasapoistot (nk. normaalitahti) olivat vuonna 2014 yhteensä 441 M€/a, joka kuvaa keskimääräistä investointitarvetta verkkojen pitämiseksi vuoden 2014 vastaavassa tilassa. Tämän normaalitahdin mukainen investointitarve vuosille 2014–2028 olisi yhteensä noin 6,6 Mrd€.

Edellä kuvattujen lukujen pohjalta (lukujen erotus) voidaan arvioida toimitusvarmuusvaatimusten aiheuttamaa lisäinvestointitarvetta, joka on yhteensä noin 2,9 Mrd€ vuoteen 2028 mennessä. TEM:n taustaselvityksissä 2013 kokonaisinvestointitarpeeksi oli arvioitu noin 3,5 Mrd€, joka sisälsi oletuksen, että kaikkien verkkoyhtiöiden on saavutettava toimitusvarmuusvaatimus vuoden 2028 loppuun mennessä. Seitsemälle yhtiölle myönnettyjen jatkoaikojen alentava vaikutus kokonaisinvestointeihin aikajaksolla 2018–2028 on joitakin satoja miljoonia euroja.

On huomionarvoista, että merkittävä osa toimitusvarmuuden varmistamiseen tarvittavista investointieuroista jää Suomeen. Verkkoyhtiöiden arviot investointien kotimaisuusasteesta on 70–90 % sisältäen verkkokomponentit ja työkustannukset. Töiden toteutus tapahtuu pääosin alueellisin ja kotimaisin voimin.



Verkkojen kunnossapitoon käytetään vuosina 2014–2029 yhteensä noin 0,83 Mrd€, joka on hieman alle 10 % investointien kokonaismäärästä, taulukko 4.2. Kunnossapitokustannukset alenevat myrskyvarman verkon määrän kasvaessa.

**Taulukko 4.2 Jakeluverkkojen kunnossapidon toteutuneet ja ennakoitut kokonaismäärät vuosina 2014–2028, M€ /Energiavirasto/**

Kunnossapito, M€	2014–2019	2020–2023	2024–2028
110 kV johdot	30	21	23
Sähköasemat	44	38	42
Keskijännite	141	108	94
Muuntamot	26	21	24
Pienjännite	79	72	71
<b>Yhteensä</b>	<b>320</b>	<b>261</b>	<b>254</b>
			<b>835</b>

## 5 Sähkönsiirtohintojen määräytymisperusteet; hinnoittelun sääntely ja vaikutukset

Verkkoliiketoiminta on alueellista monopolitoimintaa. Kilpailun puuttuessa toimintaympäristö pyritään säädöksin tekemään toiminnan tehokkuuteen ja laatuun kannustavaksi ja tarpeen mukaan myös pakottavaksi.

Sähkömarkkinalain mukaan Suomessa noudatetaan etäisyydestä riippumatonta sähkönjakelun hinnoittelua jakeluverkossa, joka on määrietty SML:n 55 §:ssä. Sen mukaan sähkönjakelun hinta ei jakeluverkossa saa riippua siitä, missä verkon käyttäjä maantieteellisesti sijaitsee verkonhaltijan vastuualueella. Verkkoyhtiön alueella kaikille asiakkaille on tarjolla sama hinnoittelujärjestelmä ja asiakas voi valita itselleen parhaiten sopivan hinnoittelumallin, esim. yleistariffi tai aikatariffi. Edellä oleva pitää sisällään tärkeän sähkönkäyttäjien taseveroisuuteen liittyvän säädöksen, asiakkaiden siirtomaksu ei riipu asiakkaan sijainnista ko. verkkoyhtiön verkossa. Piste hinnoittelun murentaminen eli verkkotoiminnan vapauttaminen kilpailulle johtaisi asiakaskohtaisiin siirtohintoihin ja ne voisivat vaihdella verkkoyhtiön alueella erittäin laajasti, alimmillaan esim. 1 snt/kWh ja suurimmillaan yli 1 €/kWh.

Sähkömarkkinalaki ja laki sähkö- ja kaasumarkkinoiden valvonnasta määrittävät raamit sähkönjakeluverkkoyhtiöiden taloudelliselle valvonnalle. Valvontatehtävä on em. lakien perusteella osoitettu Energiavirastolle, joka päätöksillään toteuttaa valvontatehtävänsä. Verkkoyhtiöiden taloudellinen valvonta toteutetaan neljän vuoden valvontajaksojen puitteissa. Kullekin valvontajaksolle Energiavirasto määrittää etukäteen valvontamenetelmät ja periaatteet. Valvontalaissa todetaan myös, että valvontametsodiikan tulee olla saman sisältöinen kahden peräkkäisen

valvontajakson aikana. Ts. valvontajaksolla 2016–2019 ja 2020–2023 valvontametodiikka on saman sisältöinen, valvontajaksosten vaihteessa tarkistetaan tiettyjä laskentaparametreja. Varsinainen valvonta tapahtuu jälkikäteen verkkoyhtiöiden tilinpäätös- ja muiden asiaan liittyvien tietojen ollessa Energiaviraston käytettävissä. Laskelmat tehdään vuosittain ja varsinaiset valvontapäätökset tehdään kunkin nelivuotisen valvontajakson jälkeen.

Taloudellinen valvonta kohdistuu terminologisesti kohtuullisen tuoton valvontaan. Käytännössä valvonta kohdistuu kokonaisuutena verkkoyhtiöiden liikevaihdon valvontaan. Yhtiöille sallittu liikevaihto muodostuu useista eri komponenteista, joihin liittyy kannusteita ja sanktioita.

Seuraavassa kappaleessa on kuvattu pääkohdat Energiaviraston käyttämästä valvontamallista valvontajaksolla 2016–2019, [http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite\\_2\\_Valvontamenetelm%C3%A4t\\_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936](http://www.energiavirasto.fi/documents/10191/0/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu.pdf/c48d64d7-4364-4aa1-a91b-9e1cf1167936). Valvontamalli on pääosiltaan samanlainen kuin aiemmillä valvontajaksolla.

## 5.1 Verkkoliiketoiminnan valvontamalli valvontajaksolla 2016–2019

Verkkoyhtiölle sallittava liikevaihdon määrityksessä keskeisimmässä rooleissa ovat verkkokomponenttien jälleenhankinta-arvoon perustuvat tasapoistot, verkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle sallittava kohtuullinen tuotto sekä tehostamisvelvoitteen kohteena olevat operatiiviset kustannukset, kuva 5.1.

<b>Tuotto</b>	kohtuullinen tuotto: WACC*Verkkoliiketoimintaan sitoutunut pääoma; (WACC = pääoman keskekustannus, vuonna 2018 6,62% (ennen veroja) olettaen vieraan ja oman pääoman suhteeksi 40/60)
<b>Tasapoistot</b>	Kohtuullinen poistotaso: Jälleenhankinta-arvo / verkon pitoaika
<b>OPEX</b>	Kohtuulliset operatiiviset kustannukset Yhtiökustannukset tehostamistavoitteet, joka määritetään tehokkuusmittauksen tuloksen avulla.
<b>FG-maksut ja häviöt</b>	Läpilaskutuserät; Fingridille tilittävät siirtomaksut + häviöiden hankintakustannukset.

**Kuva 5.1 Verkkoyhtiölle sallittavan liikevaihdon keskeisimmät erät (ilman kannusteita)**



Kuvassa 5.1 esitettyjen liikevaihtoon hyväksyttävien erien tausta ja tavoite on seuraava:

- Verkkokomponenttien **nykyhinnoilla määritettävät tasapoistot** antavat verkkoyhtiölle mahdollisuuden rahoittaa vuosittain tarvittavat verkkokomponenttien uusimiset (ikäntyminen) vuotuisella kassavirralla. Näin tapahtuukin tilanteessa, jossa olemassa olevaa verkkoa uusitaan normaalityhtä aikaisemmin kaltaiseksi eli keskimäärin investointeja tarvitaan tasapoistojen verran.
- Tasapoistot ovat eri asia kuin verkkoyhtiön kirjanpidossa käyttämät poistot, joiden laskennassa käytetään todellisia investointikustannuksia ja kirjanpidon poistoajoja, jotka tyypillisesti ovat merkittävästi regulaatiomallin poistoajoja (40–50 a) lyhemmät.
- Teknistaloudellisilla pitoajoilla tarkoitetaan aikaa, jonka komponentit keskimäärin ovat käytössä.
- Kun investointeja on pysyvästi enemmän kuin tasapoistojen kautta asiakkailta kerättävä rahamäärä,
  - on investointien rahoitus tehtävä joko omalla ja/tai vieralla pääomalla ja lainan maksut/pääomapalautukset tehdään tulevien vuosien tasapoistoerien kautta.
- **Kohtuullinen tuotto on verkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle maksettava vuotuinen tuotto.** Pääosa verkkoyhtiön sitoutuneesta pääomasta muodostuu verkon nykykäyttöarvosta. Nykykäyttöarvo määräytyy kunkin verkkokomponentin jälleenhankinta-arvon, iän ja pitoajan perusteella. Verkkotoimintaan sitoutunut pääoma lasketaan vähentämällä nykykäyttöarvosta koroton vieraspääoma. Lisäksi pääomaa oikaistaan taseen muutamilla erillä.
- **Sallitut kontrolloitavat operatiiviset kustannukset** kuvaavat kustannuksia, joilla tehokkaasti toimiva yhtiö pystyy hoitamaan eri toiminnot laadukkaasti ja kustannustehokkaasti. Kustannuksiin kohdistuva tehostamisvelvoite tulee verkkoyhtiöiden keskinäistä tehokkuutta mittaavan laskennan lopputuloksena saatavasta tehokkuusluvusta.

- Kontrolloitujen operatiivisten kustannusten lisäksi yhtiölle hyväksytään ”läpilaskutuserinä” Fingridille tilitettävät kanta-verkon siirtomaksut ja verkkohäviöiden hankintakustannukset. Verkkoyhtiöt on veloitettu hankkimaan häviösähkönsä kilpailuilta markkinoilta.

Kustannuskomponenttien lisäksi valvontamalliin liittyy useita kannusteita, joilla on vaikutusta verkkoyhtiölle sallittavaan liikevaihtoon ja/tai sallittuun tuottoon. Seuraavassa on yleisesti kuvattu kannustimien tavoitteet ja toteutusmallit.

### **Investoinnit vs. investointikannustin**

- Jälleenhankinta-arvon ja siitä edelleen määritettävän nykykäyttöarvon laskennassa käytetään valvontamallin yksikköhintoja erilaisille verkkokomponenteille.
- Liikevaihtoon hyväksytään jälleenhankinta-arvon ja regulaatiomallin poistoajoilla lasketut tasapoistot.
- Jos verkkoyhtiö onnistuu toteuttamaan investoinnin yksikköhintoja alemmilla kustannuksilla, saa yhtiö lisätuottoja tekemälleen investoinnille tasapoistojen ja kohtuullisen tuoton laskennassa ja päinvastoin, jos investoinnin hinta on valvontamallin yksikkökustannusta suurempi. Malli sisältää vahvan kannusteen investointien tehokkaaseen toteuttamiseen.

### **Tehostamiskannustin**

- Verkkoyhtiön operatiivisia kustannuksia valvotaan vertaamalla toteutuneita kustannuksia yhtiölle sallittuun referenssikustannukseen. Referenssikustannusten alittamisesta yhtiö saa bonusta ja päinvastoin. Kannustin ohjaa tehokkaaseen päivittäiseen toimintaan ja kannustaa investoimaan keinoilla, joilla voidaan vaikuttaa operatiivisiin kustannuksiin, esim. ilmajohto vs. maakaapeli.

### **Laatukannustin**

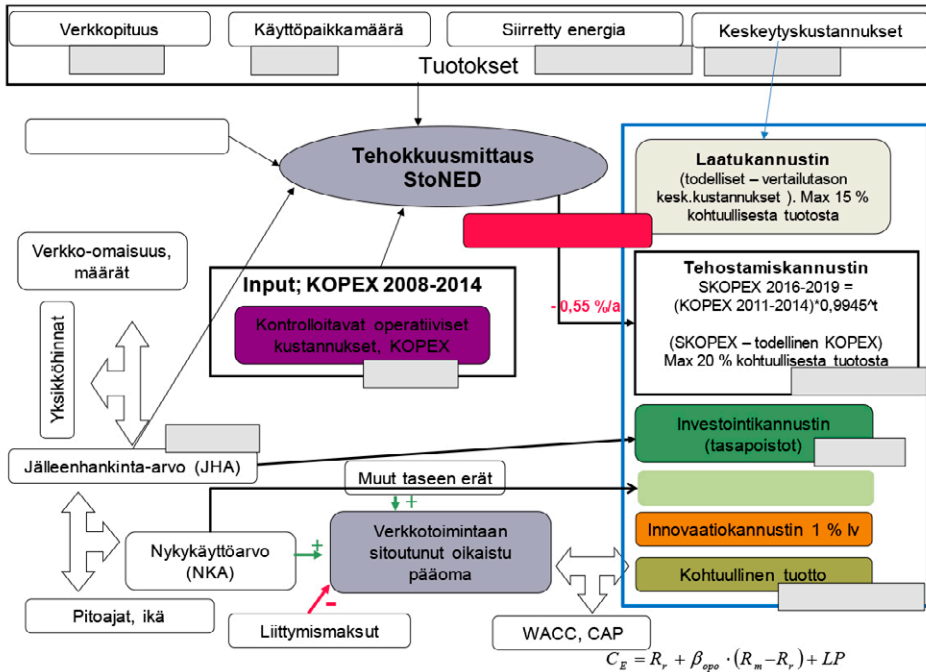
- Verkossa tapahtuvista vioista asiakkaille aiheutuvia laskennallisia keskeytyskustannuksia verrataan vuosittain yhtiölle määritettyyn referenssitasoon. Referenssitasoa alemmista keskeytyskustannuksista yhtiö saa bonusta ja päinvastoin. Investoinneilla ja käyttötoiminnalla voidaan vaikuttaa myös keskeytyskustannuksiin.

### **Toimitusvarmuuskannustin**

- Käyttövarmuusvaatimusten täyttämiseksi ennen pitoajan täyttymistä poistettavien ilmajohtojen jäljellä oleva nykykäyttöarvo (NKA) korvataan verkkoyhtiölle minimipitoaikoja NKA:n laskennassa käyttäen.
- Toimitusvarmuuskannustimeen sisältyy myös ilmajohtojen vierimetsänhoitoon ja normaalia leveämmän johtokadun toteuttamiseen liittyvien kustannusten kompensoimista.

Tehostamis- ja laatukannustimen kannusteita/sanktiota rajataan lattia- ja katto-tasoilla, jotka ovat tehostamiskannustimessa max 20 % kohtuullisesta tuotosta ja laatukannustimessa max 15 % kohtuullisesta tuotosta.

Edellä kuvatut asiat yhdistäen vuosina 2016–2023 käytettävän verkkoyhtiöiden taloudellisen valvonnan pääpiirteet on esitetty kuvassa 5.2, kuvassa esitetyt tunnusluvut ovat yhteen verkkoyhtiöön liittyviä julkisia tietoja.



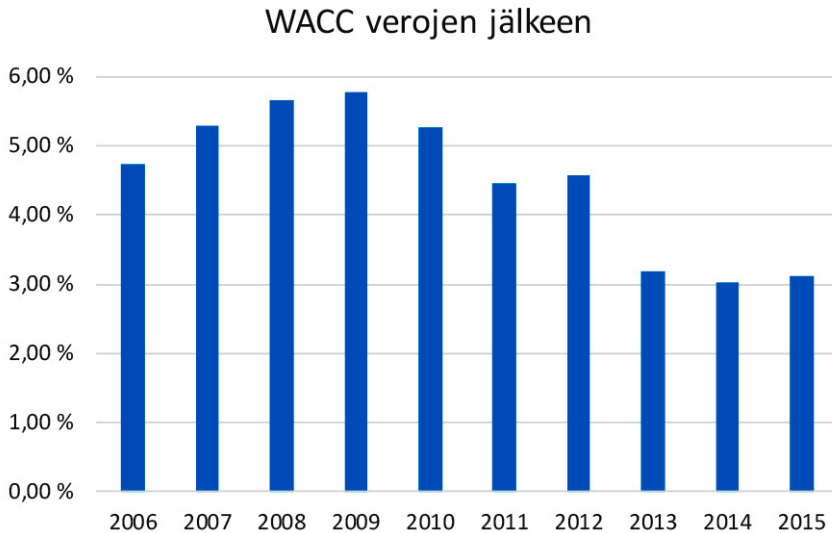
Kuva 5.2. Sähköverkkoliiketoiminnan taloudellisen valvonnan pääperiaatteet 2016–2023

Kohtuulliseen tuottoon liittyvä vaihteluväli kuvassa liittyy eri vuosien erisuuruisiin WACC-lukuihin (riskittömän koron muutoksiin). Tasapoistojen määrä riippuu yhtiön keskimääräisestä kaikkien verkkokomponenttien keskimääräisestä teknistaloudellisesta pitoajasta.

## 5.2 Valvontamallin rooli yleisesti ja toimitusvarmuusvaatimusten näkökulmasta

Edellisessä kappaleessa tarkasteltiin yleisesti Energiaviraston määrittämän valvontamallin sisältöä ja ohjausvaikutuksia. Tässä kappaleessa arvioidaan valvontamallin sisältöä ja ohjausvaikutuksia suhteessa Sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimukseen ja niiden toteuttamiseen verkkoyhtiöissä. Tarkastelunäkökulmina ovat investointien rahoituskysymykset, investointitehokkuus, käyttövarmuuden kehittyminen ja verkkoyhtiöiden operatiivinen tehokkuus.

Sallittu kohtuullinen tuotto aleni voimakkaasti vuosina 2012–2015 johtuen riskittömän korkotason (Suomen valtion 10 vuoden obligaation korko) alentumisesta, kuva 5.3.



**Kuva 5.3 WACC-taso verojen jälkeen 2006–2015**

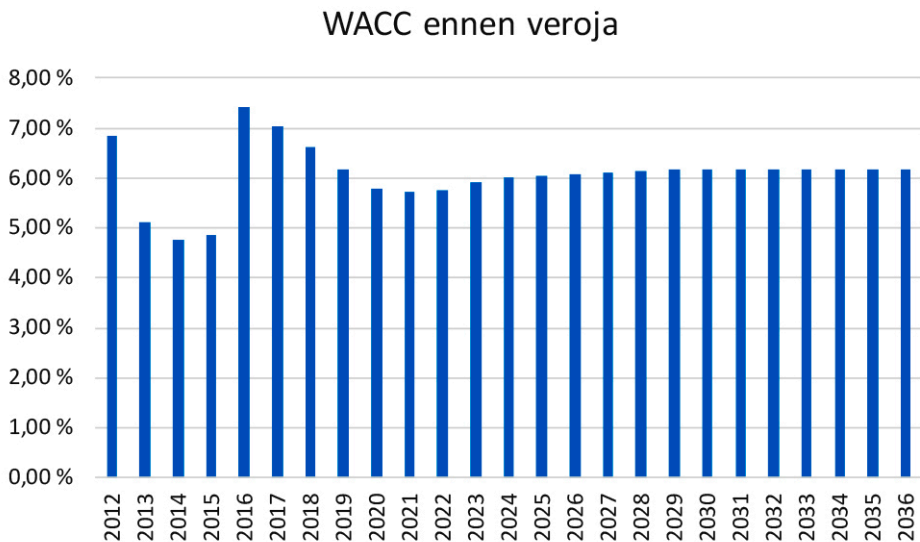
Samanaikaisesti WACC-tason alentumisen kanssa verkkoyhtiöiden investointitarpeet olivat voimakkaassa nousussa lakisääteisten toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyvistä investoinneista, joiden rahoitus tulisi vaatimaan merkittävää oman tai vieraan pääoman käyttöä verkkoyhtiön liiketoiminnan kassavirran lisäksi.

WACC-prosentin alhainen taso näyttäytyi vuosina 2014–2015 yleisenä huolena/riskinä yhdistettynä seuraaviin seikkoihin;

- onko kohtuuhintaista rahoitusta saatavissa investointeihin,
- joiden pitoaika (takaisinmaksuaika) on huomattavan pitkä (40–50 vuotta), ja
- jotka sisältävät verkkoyhtiöille liiketaloudellisia riskejä
  - velkaantumistaso voi nousta 100 % liikevaihdosta, jolla on vaikutusta vieraan pääoman hintaan
  - kj-kaapeleiden asennus uuden tyyppisissä olosuhteissa haja-asutusalueilla sisältää ennalta tunnistamattomia riskejä

- verkkorakentamiseen liittyvä toimialan ylikuumentumisen mahdollisuus ja sen seurauksena investointikustannusten merkittävä nousu suhteessa valvontamallissa käytettäviin kiinteisiin hintoihin
- sähkön tuleva käyttö haja-asutusalueilla

Tässä toimintaympäristössä Energiavirasto muutti 4. valvontajaksolle riskittömän korkotason laskentamallia siten, että edellisen vuoden huhti-syyskuun riskittömän koron päiväärojen keskiarvon vaihtoehtona on riskittömän koron kymmenen edeltävän vuoden keskiarvo. Näistä korkeampaa käytetään valvontamenetelmissä. Muutoksen tavoitteena oli lieventää vuotuisia suuria vaihteluita kohtuullisessa tuotossa sekä edistää verkkoinvestointien toteuttamiseen tarvittavien pääomien saantia. Samalla eräitä muitakin WACC-parametrejä korjattiin vastaamaan päivän tilannetta. Muutoksen tuloksena vertailukelpoinen sallittu tuottotaso nousi hetkellisesti noin 2 prosenttiyksikköä. Kuvassa 5.4 on esitetty toteutunut WACC-taso (2008–2019) sekä ennustetaso vuosille 2020–2036.



**Kuva 5.4.** Kohtuullisen tuoton laskennassa käytettävä (2012–2019) ja ennustettu (2020–2036) WACC-prosentti ennen veroja vuosina 2012–2036, vuosien 2012–2015 on laskettu nominaalisena (vastaava kuin vuodesta 2016 eteenpäin)

Siirryttäessä 4. valvontajaksolle 2016–2019 tapahtui WACC-tason lisäksi muutoksia seuraavissa liikevaihtoon vaikuttavissa asioissa.

- eri verkkokomponenttien yksikköhintojen päivityksistä seurasi keskimäärin 1–2% nousu JHA- ja NKA-arvoihin. Maakaapeliverkon komponenttien hinnat pääsääntöisesti laskivat ja ilmajohtoverkon komponenttien hinnat hieman nousivat.
- Fingrid-maksuissa tapahtui vuosien 2015–2016 välillä merkittävä nousu, jolla oli jakeluverkkoyhtiöstä riippuen 1–2 % vaikutus verkkoyhtiön liikevaihtoon
- verkkokomponenttien yksikköhinnat jäädettiin aikajaksolle 2016–2023

Edellä kuvattujen muutosten vaikutus sallittuun liikevaihtoon vuosien 2015–2016 välillä on yhtiöstä riippuen 15–20 %, jos oletetaan verkko-omaisuuden pysyvän samana. Valvontajaksojen 2012–2015 ja 2016–2019 välillä kokonaisliikevaihdon muutos samalla verkko-omaisuudella on alhaisempi ollen 12–16 %.

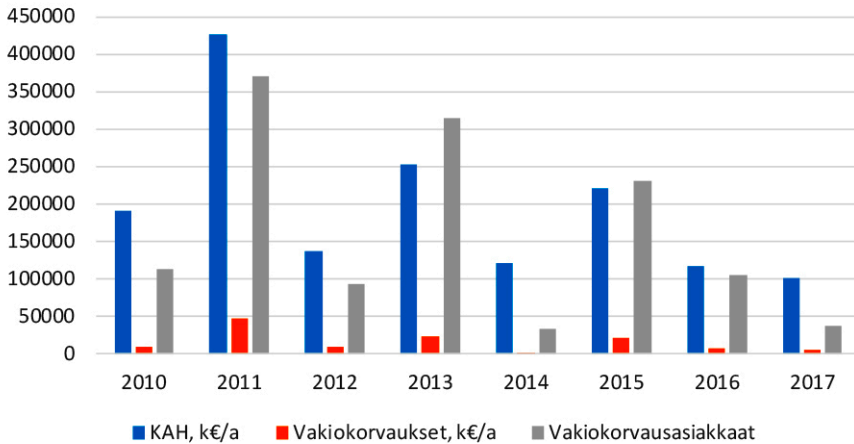
### **Valvontamallin ohjausvaikutusten analysointia**

Seuraavassa on arvioitu Energiaviraston valvontamallin ohjausvaikutuksia suhteessa toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyviin tavoitteisiin, vaatimukseen ja haasteisiin;

- Verkkoyhtiöiden investointitasot lähtivät selvään nousuun vuonna 2016 päivitetyn valvontamallin myötä
- Toimitusvarmuusinvestointeihin liittyvä markkinatilanne ei ole ylikuumentunut huomattavan suurista investointitasoista huolimatta. Valvontamallin investointikannustin tarjoaa verkkoyhtiölle taloudellista etua, jos investoinnin todellinen hinta on Energiaviraston määrittämiä ja vuoden 2023 loppuun saakka vakiona pysyviä hintoja alhaisempi (toimii myös päinvastoin sanktiona). Tämä on selvästikin ohjannut verkkoyhtiöitä investointitehokkuuteen. Verkkoyhtiöiden todelliset investointikustannukset ovat olleet vuonna 2016 keskimäärin 22% alhaisempia kuin valvontamallin yksikkökustannuksien mukaiset hinnat.

- Verkkoyhtiöt ovat onnistuneet rahoittamaan huomattavan suuria ja vuodesta toiseen jatkuvia investointejaan omilla ja vierailta pääomilla. Tätä on osaltaan helpottanut verkkoyhtiöiden investointitehokkuuden kehittyminen. Valvontamallin mukaisilla yksikköhinnoilla laskettujen investointien suhde valvontamallin tasapoistoihin olisi ollut noin 200 %, kun todellinen keskimääräinen suhde on 160 %, kuva 4.3.
- Pitkäjänteinen, ennakoitava verkkoliiketoiminnan taloudellinen ja tekninen valvonta on tukenut pitkäjänteisten investointi- ja kunnossapito-ohjelmien laatimista ja on osaltaan myös edesauttanut investointeihin tarvittavien pääomien saantia.
- Toimitusvarmuus on kehittynyt odotusten mukaisesti, kuva 5.5. Eri vuosien välillä on suuria vaihteluja, mutta voidaan kuitenkin todeta vuotuisten keskeytyskustannusten merkittävä alentuminen. Myös vakiokorvauksia saaneiden sähkönkäyttäjien lukumäärät ja rahamäärät ovat selvästi laskeneet.

Keskeytyksiin liittyviä tunnuslukuja, kaikki verkkoyhtiöt



Kuva 5.5 Sähkön toimitusvarmuutta kuvaavien tunnuslukujen kehitys vuosina 2010–2017



Käyttövarmuustaso tulee edelleen kehittymään positiiviseen suuntaan. On odotettavissa, että vuonna 2029 keskeytyskustannukset (KAH) ovat murto-osa nykyiseen verrattuna. Väittämää tukevat käytännön tulokset ja teoreettiset laskelmat.

Edellä esitettyjen analyysien perusteella voidaan suositella, että vuonna 2024 alkavan 6. valvontajakson aikana noudatettava metodiikka on hyvä määrittää riittävästi ennen valvontajakson alkua. Tällä varmistetaan toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyvien markkinoiden häiriötön ja tehokas toiminta sekä kehittyminen.

## 6 Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutus siirtohintoihin

Toimitusvarmuusvaatimukseen liittyviä kustannusvaikutuksia on selvitetty sähkömarkkinalain valmisteluvaiheessa. Taustaselvityksiä ((LTY&TTY 2006), (LUT 2012)) on kuvattu tiivistetysti mm. TEM:n taustamuistiossa 10.4.2013. Selvitysten yhteenvedona on todettu, että toimitusvarmuusvaatimusten vaatimat lisäinvestoinnit ovat yhteensä noin 3,5 Mrd€ aikavälillä 2013–2028. Valtakunnalliseksi keskimääräiseksi siirtomaksujen korotustarpeeksi oli arvioitu noin 1,2 snt/kWh. Yhtiökohtaisissa siirtohintojen korotustarpeissa todettiin merkittäviä eroja, suurimmat korotustarpeet arvioitiin tasolle 4,5 snt/kWh.

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen edellyttää useilla verkkoyhtiöillä selvästi tasapoistoja suurempia investointitasoja, kuva 4.3. Investoinneilla on suoria ja epäsuoria vaikutuksia lähes kaikkiin luvussa 5 kuvattuihin sallittuun liikevaihtoon sisältyviin eriin. Esimerkiksi kun kj-ilmajohto uusitaan kj-kaapeliksi ja samalla pylväsmuuntamot muutetaan koppimuuntamoiksi kasvaa verkon JHA-arvo määrällä, joka on ilmajohdon, erottimien ja pylväsmuuntamoiden sekä kaapeliverkon ja koppi-muuntamoiden Energiaviraston yksikköhinnoilla laskettujen JHA-arvojen erotus. Jos ilmajohto ja pylväsmuuntamo ovat jo täysikäisiä, kasvaa NKA-arvon ensimmäisenä vuonna nollassa täyteen JHA-arvoon ja alenee sen jälkeen vuosittain tasapoistoja vastaavalla määrällä. Jos ilmajohdoilla, erottimilla ja pylväsmuuntamoilla on jäljellä vielä NKA-arvoa, kasvaa NKA-arvo uusien komponenttien JHA- ja vanhojen komponenttien NKA-arvojen erotuksen mukaisesti. NKA-muutoksen suuruus riippuu siten poistuvien verkkokomponenttien iästä.

Seuraavissa tarkasteluissa on arvioitu investointien vaikutuksia verkkoyhtiöille sallittuihin liikevaihtotasoihin ja siirtohintojen tulevaan kehitykseen. Lähtökohtana

tarkasteluissa on ollut luvussa 1 mainittujen verkkoyhtiöiden yksityiskohtaiset, luotamukselliset tiedot heidän investointisuunnitelmistaan sekä niiden vaikutuksista verkko-omaisuuden jälleenhankinta-arvoon ja nykykäyttöarvoon. Tekstissä esitettävät tulokset eivät ole minkään tietyn yhtiön laskelmien lopputulemia vaan oman harkintani pohjalta laadittuja asiayhteyttä mahdollisimman hyvin kuvaavia yleistyksiä.

## 6.1 Toimitusvarmuusvaatimusten vaatimat investoinnit ja hintavaikutukset

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttäminen edellyttää mittavia, valvontamallin mukaisen tasapoistojen määrän ylittäviä, investointeja, kuva 4.3 ja taulukko 4.1. Investoinneilla on vaikutusta verkko-omaisuuden JHA- ja NKA-arvoihin ja sitä kautta tasapoistojen ja kohtuullisen tuoton määriin. Investoinneilla on myös vaikutusta verkkojen operatiivisiin kustannuksiin, esim. ilmajohton korvaavan kaapelin viankorjaus- ja muut ylläpitokustannukset ovat pienempiä ilmajohtoon verrattuna.

Seuraavissa tarkasteluissa tavoitteena on määrittää toimitusvarmuusvaatimusten vaikutuksia valvontamallin mukaisen liikevaihdon kehittymiseen vuosina 2016–2036. Vertailukohtana laskelmissa on ollut myös valvontamallin mukainen liikevaihto vuosina 2012–2015 olettaen, että verkko-omaisuus olisi ko. ajanjaksona ollut sama kuin vuonna 2016. Liikevaihdon määrittämisessä ei ole otettu huomioon valvontamallin eri kannusteiden (laatukannustin, toimitusvarmuuskannustin) vaikutuksia sallittuun liikevaihtoon.

Analyysit ja niihin liittyvät laskelmat on tehty seuraavin oletuksin;

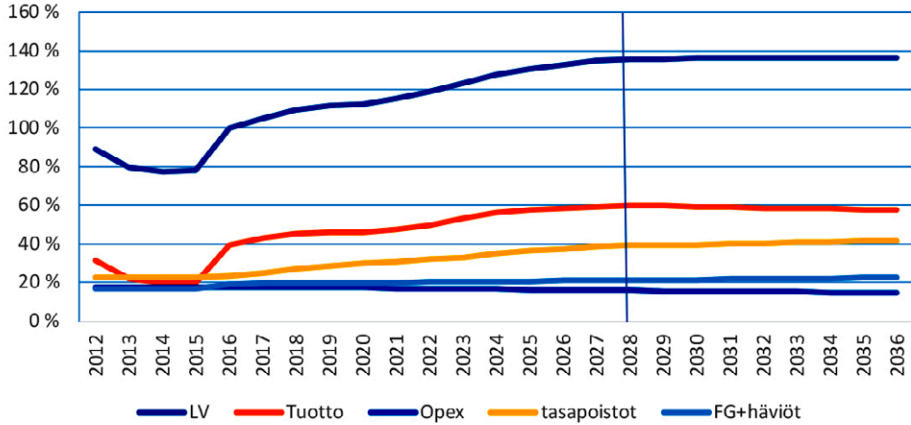
- verkkokomponenttien yksikköhinnat pysyvät valvontamallin mukaisina vakioina 2016–2023
- valvontamallin tasapoistojen määrää korjataan vuosittain kuluttajahintaindeksin mukaisesti. Kuluttajahintaindeksin kasvuksi on oletettu 1 %/a aikavälillä 2018–2036.
- WACC-prosentti ennen veroja vuosina 2016–2036 on kuvan 5.4 mukainen

- valvontajaksojen vaihtuminen vuonna 2024 on epäjatkuvuuskohta. Nykyhetkellä ei ole tiedossa esimerkiksi mahdollisia yksikköhintojen hintamuutoksia. Kaapeliverkkojen osalta on mahdollisuus nykyistä alhaisempiin yksikköhintoihin ja vastaavasti ilmajohtoverkkojen yksikköhinnat ovat olleet nousussa viimeisten vuosien aikana. Yksikköhintojen muutoksia ja niiden vaikutuksia JHA- ja NKA-arvoihin on vaikea yksityiskohtaisesti arvioida. Laskelmissa on oletettu, että vuodesta 2024 eteenpäin yksikköhinnat ovat samat kuin nykyhetkellä.
- verkkoyhtiölle sallittujen operatiivisten kustannusten on arvioitu laskevan -1%/a koko tarkastelujakson ajan. Valvontajaksolla 2016–2019 aleneman oletetaan tulevan tehostamisvelvoitteen kautta. Siirryttäessä 5. valvontajaksolle päivitetään tehokkuusrintamat ja siirtymäaika poistuu. Seuraavilla valvontajaksolla yhtiöiden operatiivisten kustannusten referenssitason ja todellisten kustannusten oletetaan edelleen laskevan johtuen mm. kaapeliverkkojen ilmajohtoverkkoja pienemmistä ylläpitokustannuksista.
- sähkön käytön oletetaan pysyvän nykyisellä tasolla
- Fingrid-maksujen ja häviökustannusten oletetaan pysyvän vuoden 2016 tasolla

Kuvissa 6.2 ja 6.3 on esitetty arviot liikevaihtojen ja niiden eri osakomponenttien kehityksestä vuosina 2012–2028 kahdelle yhtiötyypille tilanteessa, jossa toimitusvarmuusvaatimukset tulee saavuttaa vuoden 2028 loppuun mennessä. Vuoden 2016 liikevaihtoa on kuvattu 100 % tasolla.

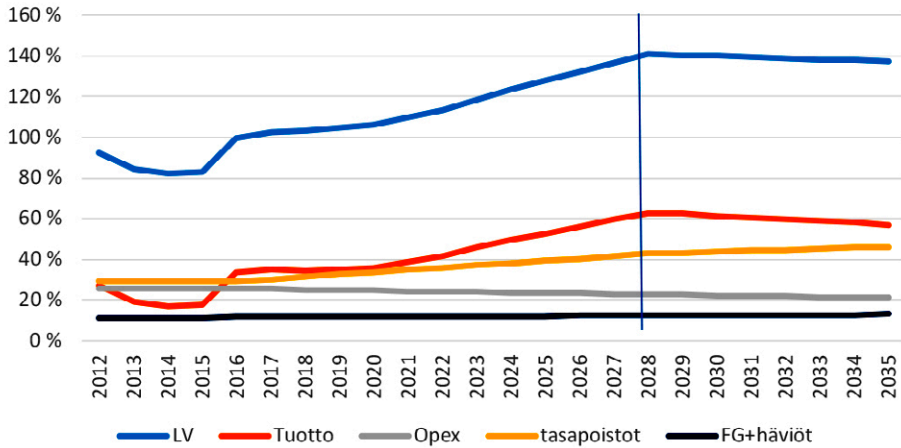
Yhtiötyypit A ja B toimivat kumpikin haasteellisissa olosuhteissa pääosin haja-asutusalueilla. Yhtiötyypeillä A ja B on eroa lähtötilanteen nykykäyttöarvoissa (näkyvät tuotto-käyrien tasoissa) sekä verkkopituus per asiakas ja verkkopituus per energia tunnusluvuissa. Yhtiötyypin B verkkopituus per asiakas (> 200 m/asiakas) ja verkkopituus per energia (> 15 metriä per kWh) ovat yhtiötyypillä A (> 150 m/asiakas, > 10 metriä per kWh) suurempia. Yhtiötyypillä A on lopputilanteessa enemmän kaapeliverkkoja johtuen johtojen suuremmista kuormituksista, ks. elinkaarikustannukset kappaleessa 4.2

### Yhtiötyyppi A tavoitevuosi 2028



Kuva 6.2 Verkko-yhtiötyypin A liikevaihdon kehitys, kun toimitusvarmuusvaatimustaso saavutetaan vuoden 2028 lopussa.

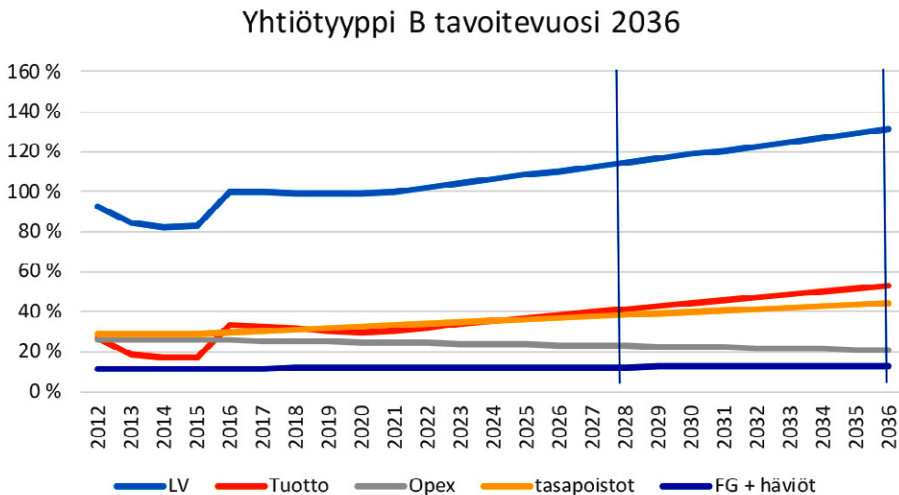
### Yhtiötyyppi B tavoitevuosi 2028



Kuva 6.3 Verkko-yhtiötyypin B liikevaihdon kehitys, kun toimitusvarmuusvaatimustaso saavutetaan vuoden 2028 lopussa.

Edellä olevien analyysien perusteella voidaan päätellä, että odotettavissa oleva liikevaihtojen kokonaiskasvu haasteellisissa olosuhteissa toimiville tyyppiyrityksille on vuosina 2016–2028 noin +35–40 %. Liikevaihdon kasvujen taustalla on verkkojen NKA-arvojen voimakas nousu, kun verkon keski-ikä alenee nopeasti. Kalliimpien verkkokomponenttien käyttö (kj-kaapeli ilmajohtojen sijasta) näkyy myös JHA-arvojen nousuna, joka vaikuttaa tasapoistojen määrään yhdessä kuluttajahintaindeksin vaikutuksen kanssa.

Tarkastellaan seuraavaksi yhtiötyyppiä B, jos toimitusvarmuusvaatimuksen saavuttamisen aikarajaksi asetetaan vuosi 2036, kuva 6.4.



**Kuva 6.4** Verkkoyhtiötyyppi B liikevaihdon kehitys, kun toimitusvarmuusvaatimustaso saavutetaan vuoden 2036 lopussa.

Tilanteessa, jossa verkkoyhtiöllä on mahdollisuus toteuttaa toimitusvarmuusvaatimukset pidennetyllä aikavälillä vuoden 2036 loppuun, liikevaihdon kasvu on alkuvaiheessa merkittävästi alhaisempi verrattuna normaaliin tavoiteaikatauluun. Vuonna 2028 liikevaihto on noin 15 % korkeampi (+40 % nopeassa investointiohjelmassa) vuoteen 2016 verrattuna. Vuonna 2036 liikevaihtotaso on hieman alhaisempi kuin vuonna 2028 normaalissa toteutusaikataulussa. Verkkojen JHA-arvo on loppuvaiheessa suurin piirtein sama kummassakin vaihtoehdossa. Pidennetyssä aikataulussa verkkojen NKA-arvo jää alhaisemmaksi verrattuna normaalitahtiseen

investointiohjelmaan. Pidentetyn aikajakson kustannushyöty on tässä tapauksessa merkittävä. Tämän seurauksena osalla asiakkaista käyttövarmuustaso on alhaisemalla tasolla pidennetyn siirtymäjakson aikana.

Edellä olevat laskelmat kuvaavat liikevaihdon kehitysnäkymiä haasteellisimmissä olosuhteissa toimivissa verkkoyhtiöissä. Suurimmassa osassa verkkoyhtiötä toimitusvarmuusvaatimusten vaikutus liikevaihtoihin eli siirtohintojen kokonaismäärään on merkittävästi alhaisempi.

## 6.2 Yli- ja alijäämien tasaus ja vaikutus siirtohintojen muutoksiin

Energiaviraston valvontamenetelmien perusteella määritetään kullekin verkkoyhtiölle 4-vuotisen valvontajakson osalta ali- tai ylijäämä. Jos verkkoyhtiölle jää seuraavalle valvontajaksolle siirtyvää alijäämää, on se mahdollista tasoittaa vain seuraavan valvontajakson aikana. Jos verkonhaltijalle jää seuraavalle valvontajaksolle siirtyvää ylijäämää, on se tasoitettava seuraavan valvontajakson aikana.

3. valvontajakson 2012–2015 tapahtunut voimakas alentuminen WACC-luvussa aikaansai tilanteen, jossa osa jakeluverkkoyhtiöistä jäi valvontajakson osalta ylijäämäiseksi (yhteensä noin 231 M€). 4. valvontajakson valvontamalli sallii merkittävän liikevaihdon nostamisen, vaikka samaan aikaan kompensoidaan edellisen valvontajakson aikana syntyneet ylijäämät. Useat verkkoyhtiöt pyrkivät kuitenkin hillitsemään siirtohintojen korotuksia. Tämä näkyy esim. vuoden 2016 tilastoissa, jonka mukaan yhtiöiden kokonaisalijäämä vuonna 2016 oli -380 M€. On todennäköistä, että 4. valvontajakson 2016–2019 osalta merkittävä osa verkkoyhtiöistä jää alijäämäiseksi. Investointien rahoitustarve on kuitenkin edellä kuvatun mukaisesti merkittävä ja seuraavan 5. valvontajakson 2020–2023 aikana yhtiöt varmastikin kompensoivat edellisen jakson alijäämät korotetuilla hinnoilla. Korotuspaineet olisivat vähäisemmät, jos lainsäädäntöä selkeytettäisiin niin, että valvontajakson alijäämän

voisi kompensoida seuraavien kahden valvontajakson aikana<sup>1</sup>. Käytännössä tämä tarkoittaisi saman suuruisen siirtomaksumäärän keräämistä pidemmällä aikavälillä – siis tasaisempia siirtomaksuja, kun hinnanmuutokset olisivat loivempia.

Edellä olevaan ehdotukseen ei sisälly ehdotusta ylijäämien käsittelystä vastaavalla tavalla vaan ne pitää kompensoida aina seuraavan valvontajakson aikana.

---

<sup>1</sup> Alijäämiin liittyvän nykyisen siirtymäsäännöksen alkuperäisenä tarkoituksena on ollut rajoittaa mahdollisuutta 'kerätä' mittavaa alijäämäkertymää, joka mahdollisessa omistajavaihdoksessa nostaisi yhtiön arvoa.



## 7 Täydentäviä toimintamalleja toimitusvarmuusvaatimukseen liittyen

Seuraavassa tekstissä on arvioitu uusien, olemassa olevia toimintamalleja täydentävien keinojen mahdollista käyttöä toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi. Samassa yhteydessä on analysoitu mahdollisuuksia lisätä sähkökäyttäjien tasa-arvoisuutta toimitusvarmuusvaatimusten toteuttamiseen liittyvän pitkän aikajakson aikana.

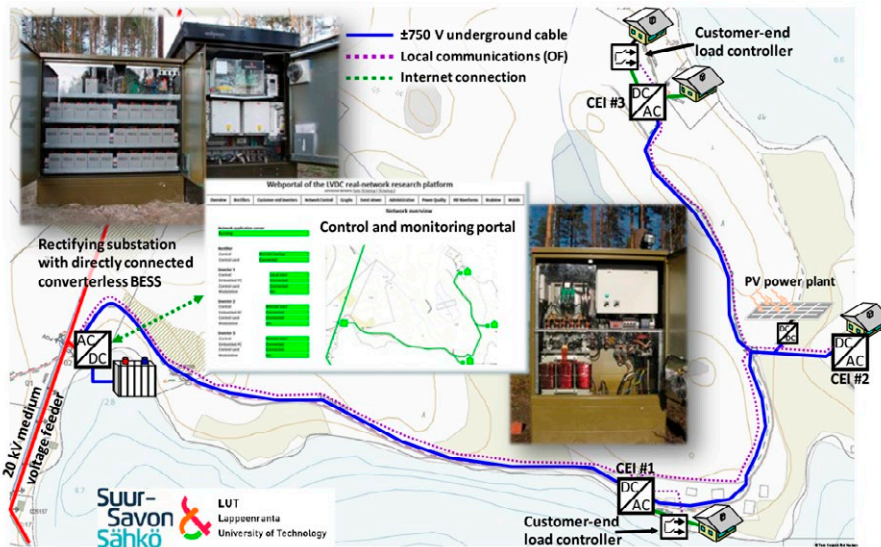
On huomattava, että seuraavassa esitetyt vaihtoehdot eivät todennäköisesti ole suuressa mittakaavassa vaihtoehto nykyisin käytössä oleville sähkömarkkinalain toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyville toimintamalleille. Uudet menetelmät voivat kuitenkin täydentää erityisesti haja-asutusalueiden toimitusvarmuuden takaamiseen liittyviä toimintamalleja.

### 7.1 Smart Grid teknologiat ja yhteistyö asiakkaiden kanssa

Smart Grid teknologioilla tarkoitetaan tässä yhteydessä mm. tasasähköjärjestelmien, energiavarastojen ja kulutusjouston käyttömahdollisuuksia verkon vikatilanteiden aikana. Tavoitteena on löytää mahdollisia keinoja vähentää keski- ja pienjänniteverkossa tarvittavia investointeja vaihtoehtoisilla nykyistä edullisemmilla tekniikoilla.

Kuvassa 7.1 on esitetty LUT:n tutkimushankkeissa yhteistyössä Järvi-Suomen Energia Oy:n toteutettu ja jo useita vuosia käytössä ollut pienjännitteinen tasasähköjakojärjestelmä, johon on kytketty paikallista tuotantoa (aurinkosähköjärjestelmä), 60 kWh akkuvarasto sekä kulutusjousto (lämmitystä).

Kuvan 7.1 mukainen sähköjärjestelmä on toiminut lukuisia kertoja mikroverkkona tilanteissa, joissa verkkoa syöttävässä kj-johdossa on ollut vikatilanne. Teknisesti järjestelmä on toiminut tavoitteiden mukaisesti ja vastaavien järjestelmien taloudellinen käyttöpotentiaali on merkittävä. Kyseinen verkko itsessään on myrsky- ja lumikuormavarma. Omavarainen mikroverkkona toiminta on osa myös koko järjestelmän toimitusvarmuutta. Verkko voi toimia akkuvaraston, paikallisen tuotannon ja kuormien ohjauksen varassa itsenäisenä kesäaikaan jopa vuorokausia ja talvellakin useita tunteja antaen lisäaikaa vikojen korjaukseen 36 tunnin puitteissa.



Kuva 7.1 LVDC tasasähköjärjestelmä

Edellä kuvattu ja monet vastaavanlaiset uudet teknologiat tarjoavat vaihtoehtoja toimitusvarmuuden varmistamiseksi etenkin haja-asutusalueilla. Parhaimmillaan niillä siirtää toimitusvarmuusvaatimusten takia tehtäviä investointeja tuleviin vuosiin. Etenkin tilanteissa, joissa sähkönkäytön jatkumisesta verkkojen 'latvoilla' ei ole varmuutta, menetelmät voivat olla hyvä keino vähentää turhia investointeja. Säädösten näkökulmasta ratkaisujen käyttöön liittyy nykyisin mm. seuraavia haasteita ja esteitä.

### 7.1.1 Energiavarastot ja varavoimakoneet

Akkuvarastojen käytölle osana verkkoyhtiön toimintamalleja tulisi luoda sanktioiden sijasta kannusteita. Nykyisten näkemysten mukaan energiavarastojen omistaminen ei käytännössä ole sallittua verkkoyhtiöille ja palvelujen ostaminen näyttäytyy negatiivisena kannusteena verkkoyhtiölle operatiivisten kustannusten muodossa.

Asia voitaisiin ratkaista esim. hyväksymällä käyttövarmuuden varmistamiseksi käytettävien energiavarastojen ja varavoimakoneiden käyttökustannukset osaksi toimitusvarmuuskannustinta.

### 7.1.2 Sähkökäyttäjien omat käyttövarmuusratkaisut

Osalla sähkökäyttäjiä on jo nykyisin omin investoinnein varmistettu käyttövarmuus. Tyypillinen esimerkki on lypsykarja- tai siipikarjatila, joiden prosessit ovat erittäin haavoittuvia lyhyidenkin sähkökatkojen suhteen. Tästä johtuen heillä on usein omalla varavoimageneraattorilla varmennettu sähköjärjestelmä. Sähkökatkojen aikaan heillä sähkökäyttö jatkuu, mutta verkkoyhtiön tilastoissa he näkyvät katkojen aikaan ilman sähköä olevina asiakkaina.

Säädösten tulisi sallia tai jopa kannustaa hyödyntää toimintamalli, jossa verkkoyhtiö voi ostaa toimitusvarmuuden palveluna asiakkaalta itseltään tai hänen edustamaltaan taholta. Tilanteessa, jossa palvelun tuottaminen edellyttää verkkoyhtiön verkkojen käyttöä (useita samassa muuntopiirissä olevia asiakkaita), verkkoyhtiö edelleen operoi omistamaansa verkkoa, joka tässä tilanteessa toimii mikroverkkona. Lähtökohtana toimitusvarmuuspalvelun ostamiselle on, että se on verkkoyhtiön verkon kautta toimitettavia ratkaisuja edullisempi<sup>2</sup>. Palvelun ostaminen voitaisiin käsitellä esim. osana toimitusvarmuuskannustinta, jolloin viranomaistaho tasapainottaa epäsymmetristä asiakas – verkkoyhtiö neuvotteluasemaa.

---

2 Esimerkiksi toimitusvarmuuden takaaminen edellyttää 5 km hyväkuntoisen kj-avojohdon siirtämistä tai kaapelointia ja hyötyjinä olisi esim. generaattorin omistava maatila ja muutama samaan muuntopiiriin kuuluva vapaa-ajan asunto

## 7.2 Sähköverkkoliittymien irtisanomismahdollisuuden laajentaminen

Sähkömarkkinalain mukaan verkkoyhtiöillä on uusien asiakkaiden liittämiselvoite. Suurin osa uusista liittymistä veloitetaan ennalta määritettyjen liittymismaksujen puitteissa. Erityistapauksissa liittymä hinnoitellaan todellisten ko. kohteen kustannusten perusteella.

Olemassa olevien liittymien kohdalla tilanne haasteellisempi. Verkkoyhtiö ei voi irtisanoa liittymää, vaikka liittymässä ei ole sähkönkäyttöä vuosiin. Sähkökäytöstä riippumatta verkkoyhtiön on huolehdittava verkon ylläpidosta ja käyttövarmuudesta. Tyhjänä käyvä johto vikaantumismahdollisuuksineen heikentää myös muiden sähkökäyttäjien käyttövarmuutta.

Esimerkiksi Pohjois-Karjalassa ja Pohjois-Savossa toimivissa verkkoyhtiöissä irtisanoaan (vapaaehtoisesti) nykyisin noin 300 liittymää per vuosi. Jos/kun liittymien irtisanomistahti kasvaa, voidaan tämä nähdä uhkan sijasta myös mahdollisuutena. Suurinta osaa irtisanottavista liittymistä 'syöttää' vain heitä varten oleva haarajohto, jonka pituus on tyypillisesti muutama sata metriä. Seuraavan parinkymmenen vuoden aikana liittymien irtisanominen voisi merkittävästi nostaa asiakasmäärä per johtokilometri ja alentaa verkon JHA- ja NKA-arvoja sekä siirtomaksuja merkittävästi.

Johtopäätös; Säädöksiä kehitettäessä olisi hyvä pohtia myös verkkoyhtiöiden mahdollisuutta irtisanoa sähköliittymiä tilanteissa, joissa ei ole ollut sähkön käyttöä useaan vuoteen.

## 7.3 Suomi tietoliikenneverkkojen kärkimaaksi, yhteisrakentaminen

Liikenne- ja viestintäministeriö (LVM) julkaisi syyskuussa 2018 digitaalisen infrastruktuurin strategian 2025 "Suomi tietoliikenneverkkojen kärkimaaksi". Strategiassa ehdotetaan mm. seuraavaa.

***”Selvitetään keinoja sähköyhtiöiden valokuituinvestointien tekemisen helpottamiseksi.***

*Sähkömarkkinalain mukaan sähköyhtiöt joutuvat tekemään merkittävästi toimintavarmuusinvestointeja vuoden 2028 loppuun mennessä. Arvioiden mukaan merkittävä osa sähköyhtiöistä parantaa verkkojensa toimivuutta maakaapeloinnilla. Etenkin taajamissa maakaapelointi luo tulevana vuosina merkittävän potentiaalisen televerkkojen rakentamiseen samassa yhteydessä. Yhteisrakentamisen lisäksi sähköyhtiöt voisivat itse rakentaa passiivista televerkkoa. Jos sähköyhtiöt vuokraisivat pääsyä näihin verkkoihinsa avoimesti ja syrjimättömin ehdoin, edistäisi tämä palvelukilpailun syntymistä.*

*Tällä hetkellä sähkömarkkinalaki edellyttää, että kuituverkon rakentaminen eriytetään sähköverkkoliiketoiminnasta, eikä kuituverkon rakentamista voida ottaa osaksi reguloitua liiketoimintaa. Olisi tarkoituksenmukaista selvittää, tukisivatko sähköyhtiöiden valokuituinvestoinnit strategian tavoitteiden saavuttamista ja voitaisiinko tätä helpottaa lakimuutoksella.”*

Ehdotuksessa todetaan, että sähköverkkokaapeloinnin ja valokuituverkkojen yhteisrakentamiselle (asentamiselle) on erinomaiset edellytykset. Suomen on nopeasti kurottava kiinni takamatkamme kuituverkkojen penetraatiossa ja sähköverkkojen kaapelointi on suuressa mittakaavassa parhaillaan käynnissä.

Ehdotetun toimintamallin sijasta, jossa kuituverkkojen rakentamisvastuuta siirretäisiin sähköverkkoyhtiöille, olisi välttämätöntä säädöspohjaisesti edellyttää, että

- kuituverkkojen rakentaminen toteutetaan kaikkialla Suomessa alueellisten kokonaissuunnitelmien mukaisesti viestintäviranomaisten ja viestintäalan yritysten yhteistyönä (kuten vaaditaan ja toteutetaan jo sähköverkkojen kohdalla) ja
- sähkö- ja kuituverkkojen asentaminen toteutetaan em. kokonaissuunnitelmien synkronoisena yhteistoiminnassa

Ehdotettu toimintamalli alentaa sekä kuitu- ja sähköverkkojen investointikustannuksia ja samalla vähentää asennustöistä yhteiskunnalle aiheutuvia haittoja.

## 7.4 Esille tulleita kansalaiskysymyksiä

Selvitystyön yhteydessä on tullut usein esille kysymyksiä, jotka liittyvät yleisesti investointien järkevyyteen ja toimitusvarmuuteen liittyviin alueellisiin tasa-arvokysymyksiin.

*“Olisiko järkevintä jättää investoinnit tekemättä ja varata riittävästi henkilöstöä ja kalustoa vikojen korjaamiseen tavoiteajassa. On pölhön hommaa vetää kaapelia viimeiselle perukalle saakka”.*

Toimitusvarmuuden hoitaminen verkkoratkaisujen sijasta mittavaa työvoimaa käyttäen on erittäin haasteellinen ja käytännössä mahdoton tehtävä. Digitaalinen maailma vaatii sähköä ilman katkoja.

Suurhäiriöiden aikaisten tuhansien samanaikaisten vikojen korjaaminen 36 tunnin kuluessa vaatisi tuhansien ja tuhansien ammattihenkilöiden jatkuvaa valmius- ja osaamiskykyä eri puolilla Suomea. Sähköturvallisuus- ja sähkötyöturvallisuussäädökset ovat erittäin tiukkoja ja ehdottomia, joten henkilöstöllä tulee olla myös sähköalan kokemusta. Korjaushenkilöstön lisäksi tarvittaisiin suuri määrä toimintaa ohjaavaa henkilöstöä ja heille työpisteitä valvomoissa. Valvomojen kapasiteetti on useissa tapauksissa ollut pullonkaula useita vuorokausia kestäneissä suurhäiriöissä. Vuosien 2010 ja 2011 laajojen suurhäiriöiden aikana myös todettiin, että tilanteen pitkittyessä (useita vuorokausia/viikkoja) korjaus- ja valvomohenkilöstön työteho laskee nopeasti riskien samalla kasvaessa.

Yhteenvetona voidaan todeta, että käynnissä oleville toimitusvarmuusinvestoinneille ei ole vikojen korjaamiseen perustuvaa vaihtoehtoa, kun tavoitteena on maksimissaan 6 tunnin keskeytysaika 70–85 % kaikista sähkönkäyttäjistä.

*“Kuinka hoidetaan tasa-arvo sähkönkäyttäjille? Osalle taataan häiriötön sähkö nyt heti ja osa saa toimitusvarmuuden vasta tulevana vuosikymmeninä, mutta kaikki joutuvat maksamaan lisähintaa alusta alkaen”*

Edellä oleva kysymys on monitahoinen ja sen tarkastelussa on hyvä katsoa asioita myös pitkällä aikavälillä. Kysymys ei koske vaan haja-asutusalueiden sähkönkäyttäjiiä, vaan myös taajamien sähkönkäyttäjiiä.

Suomessa on käytössä verkkoyhtiökohtainen paikasta riippumaton siirtohinnoittelu jakeluverkoissa. Verkkoyhtiön sisällä tämä tarkoittaa, että pitkällä aikavälillä taajamien asiakkaat subventoivat haja-asutusalueiden siirtohinnoja ja saavat samalla paremman sähkön laadun.

Toimitusvarmuusinvestointeihin liittyvien investointien osalta hyötyjinä ovat alkuvaiheessa pääosin taajamien asiakkaat kaikkien asiakkaiden osallistuessa kustannusten maksamiseen. Tilanne on siis juuri nyt päinvastainen kuin pitkällä aikavälillä, mutta kääntyy 'normaaliksi', kun haja-asutusalueiden toimitusvarmuusinvestoinnit 2020-luvulla ovat laajamittaisesti käynnissä.

Lopputilanteessa 2028 tai 2036 kaikki sähkökäyttäjät ovat toimitusvarmuusvaatimusten piirissä ja yli 6 h/36 h keskeytyksiä ei sallita. Sähkön merkityksen jatkuvasti kasvaessa toimitusvarmuuden rooli on tullut entistä tärkeämmäksi.

Aihepiiriin liittyviä haasteita voitaisiin ratkoa esimerkiksi muuttamalla toimintamalleja seuraavasti;

- keskeytysajan ollessa yli 6 h (taajamat) tai yli 36 h (muut alueet) verkkoyhtiö antaa asiakkaalle alennusta siirtomaksuun keskeytyksen pituuden mukaan porrastetusti (esim. x,y,z % vuosimaksuista)
- muutetaan vakiokorvausten maksamisen nykyinen alaraja 12 tuntia 6 tunnin tasolle (sama kuin toimitusvarmuustaso taajamissa).

## 8 Yhteenveto ja toimenpide-ehdotuksia

Yhteiskuntamme on erittäin haavoittuva sähkökatkojen suhteen. Sähköä käytetään entistä laajemmin mm. lämmitykseen, liikkumiseen, viestintään ja maksamiseen. Digitaalinen, hiilineutraali yhteiskunta toimii sähköllä eikä siedä pitkiä sähkökatkoja.

Sähkömarkkina-alueissa säädetyt sähkön toimituksen keskeytymiseen liittyvät toimitusvarmuusvaatimukset ohjaavat tehokkaasti sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuuden parantamiseen. Riittävä toimitusvarmuus, maksimissaan 6 tunnin keskeytysaika asemakaava-alueilla ja 36 h muualla kuin asemakaava-alueilla, voidaan saavuttaa rakentamalla sähkönjakeluverkko myrsky- ja lumikuormavarmaksi yhdistettynä tehokkaaseen varautumiseen ja viankorjauskykyyn.

Sähkönsiirtohintojen osuus sähkön kokonaishinnasta on noin kolmasosa. Sähkömarkkinalain mukaan siirtohinnoittelu on Suomessa verkkoyhtiön toimialueella paikasta riippumatonta. Siirtohinnoissa on merkittäviä eroja eri verkkoyhtiöiden kesken. Hint erot selittyvät pääosin verkkoyhtiöiden toimintaolosuhteissa olevilla eroilla. Haasteellisimmat olosuhteet ja korkeammat siirtohinnat ovat verkkoyhtiöillä, joiden kokonaisverkkopituus toimitettua energiayksikköä ja asiakasta kohti on suuri. Verkkojen teknisellä rakenteella on merkittävä vaikutus hintojen korotuspaineisiin. Mitä korkeampi kaapelointiaste nykyisin on verkossa, sitä alhaisempi on investointitarve ja siirtohintojen korotuspaine.

### **Toimitusvarmuus, investoinnit ja verkkoliiketoiminnan valvonta**

Energiaviraston tehtävä on valvoa sähköverkkoliiketoimintaa. Valvonnan keskeisin elementti on neljän vuoden jaksoille vahvistettavat valvontamenetelmät. Valvonnan kohteena on verkkoyhtiöille sallittu liikevaihto, johon vaikuttavat verkkoyhtiön operatiivinen tehokkuus ja verkkoyhtiön omaisuuden jälleenhankinta- ja



nykykäyttöarvot. Valvontamenetelmät sisältävät myös investointitehokkuuteen, operatiiviseen tehokkuuteen ja sähkön toimitusvarmuuteen liittyviä kannustimia ja sanktioita.

Sähkönjakeluverkkoihin investoidaan vuosina 2014–2028 yhteensä noin 9,5 Mrd euroa, josta noin 6,5 Mrd€ on normaalia ikääntyneiden komponenttien uusimista ja noin 3 Mrd€ toimitusvarmuusvaatimuksista aiheutuvia lisätarpeita. TEM:n taustaselvityksissä vuonna 2013 kokonaisinvestointitarpeeksi arvioitiin noin 3,5 Mrd€, joka sisälsi oletuksen, että kaikkien verkkoyhtiöiden on saavutettava toimitusvarmuusvaatimus vuoden 2028 loppuun mennessä.

Vuotuiset investoinnit ovat noin 60 % suuremmat kuin valvontamallin tasapoistot, joka edellyttää vuotuisen kassavirran lisäksi huomattavan suurta määrää omaa ja/ tai vierasta pääomaa investointien toteuttamiseen.

Kokonaisuutena arvioiden Energiaviraston valvontamenetelmät ovat haasteellisessa toimintaympäristössä toimineet hyvin. Verkkoinvestointeihin liittyy merkittäviä taloudellisia riskejä, mm. investointeihin sijoitettu pääoma palautuu valvontamenetelmissä käytettävien pitkien pitoaikojen (35–60 vuotta) aikana ja tulevaisuuden valvontamallien sisältöön liittyy epävarmuuksia. Erittäin suuriin investointimääriin, vuositasolla 800–900 M€, on kuitenkin saatu riittävästi kotimaista ja kansainvälistä rahoitusta. Verkonrakentamisala ei ole ylikuumentunut poikkeuksellisen suurista investointimääristä huolimatta. Verkonrakentamisen yksikköhinnat ovat olleet keskimäärin jopa aiempia vuosia alempia. Kehityksen merkittävänä edistäjänä on toiminut valvontamallin investointikannustin. Toimitusvarmuuden kehitymistä kuvaavat tunnusluvut, asiakkaille keskeytyksistä aiheutuva haitta (KAH) ja pitkistä keskeytyksistä asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset, ovat alentuneet merkittävästi haasteellisista sääoloista huolimatta.

Toimitusvarmuuden parantamiseen liittyvien investointien rahavirrasta huomattavan suuri osuus, 70–90 %, jää Suomeen ja investointien kohteena oleville alueille. Investointeihin liittyy paljon työtä, joka toteutetaan kotimaisin voimin. Kotimaassa sijaitseva sähköteollisuus tuottaa korkeatasoisia ja kilpailukykyisiä komponentteja kaapeli- ja ilmajohtoverkkoihin sekä niihin liittyviin automaatiojärjestelmiin.

## **Siirtohintojen kehitysnäkymät**

Toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen vaaditut ja vaadittavat investoinnit ja verkkojen ennakoiva kunnossapito ovat nostaneet ja edelleen nostavat verkkoyhtiöille sallittuja valvontamallin mukaisia liikevaihtoja. Tämä näkyy sähkökäyttäjien siirtotariffien nousuna. On ennakoitavissa, että verkkoyhtiöiden siirtotariffit tulevat edelleen nousemaan. Verkkoyhtiöiden valvontamallin sallima liikevaihtojen muutos vuosien 2016–2028 aikana tulee olemaan +10–40 % verkkoyhtiöiden alueellisista olosuhteista riippuen. Edellä olevaan liittyy merkittävä epävarmuus johtuen yleisen taloudellisen kehityksen ennustamisen vaikeudesta.

Toimitusvarmuusvaatimusten saavuttamisen määräaika on vuoden 2028 loppuun. Tämä on ollut toimitusvarmuusvaatimuksen täyttämiseen liittyvien verkkoyhtiökoh- taisten kehittämissuunnitelmien lähtökohtana kaikille verkkoyhtiöille.

Vuonna 2017 tehdyn lakimuutoksen perusteella siirtymäaikaan on ollut mahdollista anoa erityisen painavin syin jatkoaikaa vuoden 2032 tai 2036 loppuun. Siirtymäajan jatkaminen on perusteltua erityisen harvaan asutuilla alueilla, joissa on suuri epä- varmuus sähkön käytön kehittymisestä (jopa loppumisesta). Siirtymäajan jatkami- nen on hyvä menetelmä riskien hallintaan alentaen 'turhien' verkkoinvestointien toteutumismahdollisuutta/toteuttamispakotetta. Samalla pidennetty siirtymäaika alentaa investointitarpeita 2020-luvulla.

## **Verkkojen ja palvelumallien kehittäminen**

Toimitusvarmuusvaatimusten toteuttamiseen on monia vaihtoehtoisia toiminta- malleja. Laajamittainen maakaapelointi, ilmajohtojen siirto tien varteen ja ilmajoh- tojen 'ylileveät' johtokadut ovat keskeisimmät menetelmät riittävän myrskyvarmuu- den saavuttamiseksi. Verkkoyhtiöiden tehtävä on määrittää omalle toimialueelleen sopivat toimintamallit, yhtä kaikille sopivaa verkkoteknologiaratkaisua ja aikataulu- tusta ei ole olemassa.

Kehittyvä älyverkkoympäristö tarjoaa myös uusia mahdollisuuksia sähkönjakelu- verkkojen toimitusvarmuuden kehittämiseen. Sähkökäyttäjien tai palveluntuotta- jien energiavarastojen, paikallisen sähköntuotannon ja kulutusjoustojen hyödyntä- minen voi tarjota kustannustehokkaita ratkaisuja etenkin alueilla, joissa verkkopi- tuus per asiakas on suuri. Verkkoliiketoimintaan liittyviä säädöksiä ja valvontame- netelmiä onkin syytä kehittää siten, että toimitusvarmuuden ostaminen palveluna

on sallittua ja palvelujen käyttämiselle luodaan kannusteita sekä verkkoyhtiön että asiakkaiden näkökulmasta.

Edellä kuvattujen joustavien ratkaisujen vaikutuksia voi havainnollistaa harvaan asuttuihin alueisiin liittyvällä pohdinnalla. On laajoja alueita, joissa jopa puolet pj-johtopituudesta syöttää vain yhtä asiakasta. Em. liittymissä on merkittävässä määrin nollakäyttöisiä asiakkaita ts. energian käyttöä ei ole tai se on vain muutamia kymmeniä kWh vuodessa. Tällaisissa tapauksissa verkkoyhtiön velvoite toimitusvarmuuden takaamisesta voisi olla jotain muutakin kuin 'jäykkä' verkkoinvestointi. Vaihtoehtoina ovat liittymän purkaminen ja/tai käyttövarmuuden ostaminen palveluna ilman verkkoinvestointeja. Jos verkkoyhtiön asiakastiheys on nykyisin esim. 4 asiakasta johtokilometriä kohti ja edellä kuvatuin tavoin asiakastiheys nousee tasolle 4,5 asiakasta johtokilometriä kohti, on saavutettavissa merkittäviä kansantaloudellisia säästöjä ja alhaisempia siirtohintakorotuksia.

### **Kansalaisnäkökulmia**

Kansalaisten kanssa käydyissä keskusteluissa usein esille nousseita kysymyksiä ovat olleet mm. seuraavat

*”Olisiko järkevintä jättää investoinnit tekemättä ja varata riittävästi henkilöstöä ja kalustoa vikojen korjaamiseen tavoiteajassa. On pölhön hommaa vetää kaapelia viimeiselle perukalle saakka”.*

*”Kuinka hoidetaan tasa-arvo sähkökäyttäjille? Osalle taataan häiriötön sähkö nyt heti ja osa saa toimitusvarmuuden vasta tulevana vuosikymmeninä, mutta kaikki joutuvat maksamaan lisähintaa alusta alkaen”*

Ensiksi mainittuun kysymykseen vastaus on suoraviivainen. Toimitusvarmuuden hoitaminen verkkoratkaisujen sijasta mittavaa työvoimaa käyttäen ei ole ratkaisu nykyisessä ja tulevassa digitaalisessa, hiilivapaassa maailmassa. Tavoitteena on järjestelmä, jossa ei ole pitkiä katkoja.

Toista, asiakkaiden tasa-arvoisuutta koskettavaa kysymystä, voidaan lähestyä mahdollisten kompensatioiden kautta. Yhtenä toimintamallina voisi olla seuraavassa kappaleessa kirjattu ehdotus siirtomaksualennusten antamisesta asiakkaille,

joilla keskeytysten pituus on pidempi kuin lain määrittämät maksimiajat asemakaava-alueilla ja muilla alueilla.

## 8.1 Toimenpide-ehdotuksia

Yhteenvetona raportissa esitetyistä analyyseistä, pohdinnoista ja eri sidosryhmien kesken käydyistä keskusteluista esitetään seuraavia kannanottoja ja toimenpide-ehdotuksia. Monet ehdotuksista ovat yhteensopivia TEM:n älyverkkotyöryhmän loppuraportissa esitettyjen ehdotusten kanssa.

1. Sähkön lähes keskeytymätön saanti on nyt ja tulevana vuosikymmeninä osa digitaalisen, hiilivapaan yhteiskunnan peruspilareita.
2. Älyverkkoratkaisujen nopean kehityksen myötä verkkoyhtiöille tulisi tarjota kannusteet hankkia joustopalveluita (tekniset pullonkaulat, toimitusvarmuus) markkinaehtoisesti.
3. Rakennusten sähkösuunnitteluvaatimukset ja -dokumentointi on yhtenäistettävä. Tämä on edellytys kohdan 2 tehokkaalle toteuttamiselle eli tehon älykkäälle paikalliselle ohjaukselle.
4. Neli-vuotisten valvontajaksojen valvontapäätöksissä todettujen verkkoyhtiöiden alituottojen kompensointi olisi hyvä sallia seuraavien kahden valvontajakson aikana nykyisen yhden jakson sijasta. Muutos mahdollistaa siirtohintakorotusten siirtämisen eteenpäin ilman sähkönkäyttäjille aiheutuvia lisäkustannuksia. Ylituottojen kompensoinnin tulee kuitenkin edelleen tapahtua jatkossakin seuraavan valvontajakson aikana.
5. Muutetaan vakiokorvausten maksamisen nykyinen alaraja 12 tuntia tasolle 6 tuntia, joka on sama kuin asemakaava-alueilla vaadittava toimitusvarmuustaso ja joka suurelta osin asemakaava-alueilla saavutetaan vuoden 2019 loppuun mennessä.
6. Suositetaan verkkoyhtiöitä antamaan asiakkaille siirtomaksuissa alennusta mikäli asemakaava-alueilla yksittäisen keskeytyksen pituus on yli 6 tuntia ja muilla alueilla yli 36 tuntia.

Alennuksen suuruus voisi olla keskeytyksen pituuden mukaan porrastettu. Alennukset toimisivat kompensationsa asiakkaille, joille siirtymäjaksen aikana ei voida taata tavoitetilan mukaista toimitusvarmuutta.

7. Selvitetään mahdollisuudet muuttaa sähkömarkkinalain velvoitteita sähköliittymien ylläpitoon tilanteissa, joissa liittymän sähkönkäyttö pitkäaikaisesti on nolla tai hyvin vähäinen. Käytännössä tämä tarkoittaisi mahdollisuutta irtisanoa liittymä verkkoyhtiön toimesta. Asiakokonaisuus liittyy osin myös kohdan 2 toimenpide-ehdotukseen.
8. Suomen digi-infrastruktuurin ja toimitusvarmojen sähkönjakeluverkkojen toteutus tulisi tapahtua yhteistoiminnassa. Kuituverkkojen ja sähkökaapeliverkkojen yhteisrakentamisella voidaan saavuttaa merkittäviä kansantaloudellisia hyötyjä. Asian vauhdittamiseen liittyvän säädöspohjan luomisella on kiire, koska sähköverkkojen kaapelointia tapahtuu joka päivä merkittävässä mittakaavassa.
9. Pitkäjänteinen ennakoitava verkkoliiketoiminnan taloudellinen ja tekninen valvonta on tuottanut positiivisia lopputuloksia investointikustannusten, operatiivisten kustannusten ja sähkön laadun (toimitusvarmuus) kehityksen näkökulmasta. Myönteisen kehityksen ylläpitämiseksi olisi hyvä määrittää vuonna 2024 alkavan 6. valvontajakson aikana noudatettava metodiikka hyvissä ajoin ennen valvontajakson alkua. Tällä voidaan edistää toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen liittyvien markkinoiden häiriötöntä toimintaa ja kehittymistä.

# Terminologiaa

## **CAPEX (Capital Expenses)**

Pääomakustannukset

## **JHA, Jälleenhankinta-arvo**

Sähkönjakeluverkon jälleenhankinta-arvo kuvaa menoa, joka olisi tehtävä, jos verkko rakennettaisiin nykyisellä kustannustasolla.

## **KAH**

Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutunut haitta.

## **Korvausinvestointi**

Korvausinvestoinnilla tarkoitetaan toimintoa, jonka tarkoituksena on joko lisätä olemassa olevan verkon kapasiteettia tai jatkaa komponentin käyttöaikaa.

## **NKA, Nykykäyttöarvo**

Sähkönjakeluverkon nykykäyttöarvo kuvaa verkon jäljellä olevaa käyttöarvoa.

## **OPEX (Operational Expenditure)**

Operatiiviset kulut

## **Kohtuullinen tuotto**

Verkkoliiketoiminnan kohtuullinen tuotto määritetään toimintaan sitoutuneen pääoman perusteella. Oman pääoman kohtuullinen tuotto prosentti ja korollisen vieraan pääoman kohtuullinen kustannus lasketaan Energiaviraston esittämien periaatteiden mukaisesti. Korottomasta vieraasta pääomasta ei katsota aiheutuvan kustannuksia. Verkkoyhtiön hinnoittelun kohtuullisuutta arvioitaessa toiminnan laskennallista tulosta verrataan kohtuulliseen tuottoon.

## **StoNED (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data)**

Tehokkuusmittausmenetelmä, joka perustuu ei-parametriseen kustannusrintaman estimointiin.

**Taloudellinen pitoaika**

Kirjanpitoa koskevassa lainsäädännössä taloudellisella pitoajalla tarkoitetaan sitä aikaa, jona käyttöomaisuuden ennakoidaan hyödyntävän kirjanpitovelvollista tuloa tuottamalla.

**Tasapoistot**

Raportissa tarkasteltavassa verkkoliiketoiminnan sallitun tuoton määräysmallissa tasapoistoilla tarkoitetaan verkon jälleenhankinta-arvosta keskimääräisellä pitoajalla laskettuja tasapoistoja. Tasapoistoja käytetään valvontamallissa sekä nykykäyttöarvon muutosta että verkkoliiketoiminnan laskennallista tulosta laskettaessa.

**Tekninen pitoaika**

Teknisellä pitoajalla tarkoitetaan käyttöomaisuushyödykkeen teknistä käyttöikää.

**Teknistaloudellinen pitoaika**

Teknistaloudellisen pitoaika vastaa taloudellista pitoaikaa siltä osin kuin sillä tarkoitetaan käyttöomaisuuden kirjanpitovelvollista hyödyntävää aikaa. Teknistaloudellisella pitoajalla tarkoitetaan edellä sanotun perusteella sitä, kuinka kauan esimerkiksi verkostokomponentti todellisuudessa saa olla verkossa. Käytettäväksi termiksi on pelkän taloudellisen pitoajan sijasta valittu teknistaloudellinen pitoaika, jotta vältettäisiin taloudellisen pitoajan kirjanpidollisesta merkityksestä mahdollisesti aiheutuvat sekaannukset. Teknistaloudellinen pitoaika on yleensä lyhempi kuin tekninen pitoaika, mutta toisaalta pitempi kuin kirjanpidollinen pitoaika.

**Uusinvestointi**

Uusinvestoinnilla tarkoitetaan kokonaan uuden verkon osan rakentamista.

**Verkonhaltija**

Verkonhaltijalla tarkoitetaan (sähköverkkoluvan haltijalla) yhteisöä tai laitosta, jolla on hallinnassaan sähköverkkoa ja joka harjoittaa luvanvaraista sähköverkkotoimintaa

# Lähdeluettelo/taustamateriaalia

- (EV 2015) Energiavirasto. Sähkön jakeluverkko toiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2016–2023.
- (Energiateollisuus 2017) Energiavuosi 2016 Sähkö. 23.1.2017. Energiateollisuus ry. [https://energia.fi/ajankohtaista\\_ja\\_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi\\_2016\\_-\\_sahko.html](https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2016_-_sahko.html) [Viitattu 11.7.2017]
- (Energiateollisuus 2018) Energiavuosi 2017 – Sähkö. 23.1.2018. Energiateollisuus ry. [https://energia.fi/ajankohtaista\\_ja\\_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi\\_2017\\_-\\_sahko.html#material-view](https://energia.fi/ajankohtaista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2017_-_sahko.html#material-view) [Viitattu 16.8.2018]
- (Energiavirasto) Tilastotietoja Energiaviraston webbi-sivuilta
- (Fingrid 2018c) Fingrid Oyj. Kantaverkkopalvelumaksut. <https://www.fingrid.fi/palvelut/sahkonsiirto/maksut/#kantaverkkopalvelumaksut> [Viitattu 17.8.2018]
- (Honkapuro et al. 2017) Honkapuro S., Haapaniemi, J., Lassila J., Haakana, J., Partanen J., Lummi, K., Rautiainen A., Supponen, A., Koskela, J., Järventausta P., 2017. Jakeluverkon tariffirakenteen kehitysmahdollisuudet ja vaikutukset. LUT - tutkimusraportti. ISBN: 978-952-335-105-9
- Lakervi&Partanen (Sähkömarkkinalaki) E.Lakervi, J.Partanen, Sähkönjakeluteknikka, Otatieto 609, 2009
- (Sähkömarkkinalaki 2013) Energiavirasto. Hintatilastot. <http://sahkonhinta.fi/summariesandgraphs>
- (Sähkömarkkinalaki 2013) N:o 588/2013. Sähkömarkkinalaki. Annettu Helsingissä 9 päivänä elokuuta 2013.
- (TTY, LTY 2003) Sähkön laatu jakeluverkko toiminnan arvioinnissa. Energiamarkkinaviraston julkaisusarja 2/2003
- (LUT 2012) Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi, Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2012
- (LTY&TTY 2006) Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto: Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettävien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. 2006 (KTM)
- (TEM 2013) TEM/EOS: Taustamuistio (Muistio kahdesta selvityksestä, joihin TEM:n arviot eri toimitusvarmuustavoitteista ja niiden vaikutuksista osaltaan perustuvat), 10.4.2013
- (Älyverkkoryhmä) TEM:n älyverkkotyöryhmän loppuraportti liitteineen, 2018. <https://tem.fi/julkaisu?pubid=URN:ISBN:978-952-327-346-7>



# Liite 1. Elinkaarikustannusten laskennassa käytetyt parametrit

Investointikustannukset					
	Maakaapeli	Ilmajohto tienvarteen	Ilmajohto metsässä	Leveä johtokatu	
Johto €/km	24300	25100	25100	25100	25100
kaivu €/km	10200	0	0	0	0
päätteet ja kompensointi €/km	8000	0	0	0	0
leveä johtokatu €/km	0	0	0	0	7000
	42 500 €	25 100 €	25 100 €	25 100 €	32 100 €
lisäpituuskertoin	1,1	1,1	1	1	1
Saneeraus kustannus (ei sisällä muur	46 750 €	27 610 €	25 100 €	25 100 €	32 100 €
muuntamo €/kpl	15750	5750	5750	5750	5750
<b>verkon saneeraus kustannus yhteensä €</b>	<b>62 500 €</b>	<b>33 360 €</b>	<b>30 850 €</b>	<b>30 850 €</b>	<b>37 850 €</b>
vikataadet kpl/100km,a					
	pituus 1,1	1,1	1	1	1
	viat 1	6	12	3	3
	pjk määrä 0	17,5	35	8,75	8,75
	ajk määrä 0	16	32	8	8
vikamäärät					
	pysyvät viat 0,011	0,066	0,12	0,03	0,03
	keskimääräinen vika-alka 1	1	1	1	1
	pjk määrä 0	0,1925	0,35	0,0875	0,0875
	ajk määrä 0	0,176	0,32	0,08	0,08
KAH					
	vikamäärä 11,9 €	71,3 €	129,7 €	32,4 €	32,4 €
	vika-alka 118,9 €	713,3 €	1 296,9 €	324,2 €	324,2 €
	pjk 0,0 €	104,0 €	189,1 €	47,3 €	47,3 €
	ajk 0,0 €	190,2 €	345,8 €	86,5 €	86,5 €
	<b>YHTEENSÄ KAH 130,8 €</b>	<b>1 078,8 €</b>	<b>1 961,5 €</b>	<b>490,4 €</b>	<b>490,4 €</b>
OPEX					
	kunnossapitokustannus €/km 52,5 €	124,0 €	153,0 €	108,0 €	108,0 €
yksikkökust	viankorjauskustannus €/km 44,0 €	60,0 €	100,0 €	50,0 €	50,0 €
OPEX					
	kunnossapitokustannus € 57,8 €	136,4 €	168,3 €	118,8 €	118,8 €
	viankorjauskustannus € 44,0 €	60,0 €	100,0 €	50,0 €	50,0 €

johdon pituus	1 km	huomioidaan investoinneissa sekä opex että kah-laskennassa		
keskiteho	800 kW	huomioidaan kah-laskennassa		
laskentakorko	5 %	huomioidaan laskettaessa kokonaiskustannusten nykyarvoa		
muuntamot per km	1 kpl	huomioidaan investointikustannuksissa		
vianerotus + korjaus	1 h	huomioidaan kah-laskennassa		
kuormituksen kasvu	0,0 %	huomioidaan kah-laskennassa		
khi-kasvu	1,50 %	huomioidaan kah-laskennassa		
<b>Keskeytyksestä aiheutuneen haitan (KAH) -arvot</b> 2018-vuodelle lasketut khi-korjatut kah-yksikkökustannukset				
Kuluttajaryhmä	Vikakeskeytykset	Suunniteltu keskeytykset	PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh
KAH	1,35	13,51	0,61	8,35
			0,68	1,35

# Sähkönsiirtohinnat ja toimitusvarmuus

Selvitys käsittelee sähkönjakeluverkkojen siirtohintojen korotusten taustalla olevia syitä ja verkonhaltijoiden valitsemien investointitapojen perusteita sekä etsii vaihtoehtoisia tapoja toteuttaa toimitusvarmuutta parantavia investointeja ja sitä kautta saavuttaa sähkönjakelun kustannussäästöjä. Selvityksessä tarkastellaan myös siirtohintojen korotusten alueellista kohdentumista ja harvaan asuttujen alueiden erityiskysymyksiä. Selvitys sisältää toimenpide-ehtotuksia, joiden tavoitteena on tasata siirtohintojen korotuksia ja aikatauluja sekä alentaa siirtohintojen korotuspainetta etenkin harvaan asutuilla alueilla.

Verkkajulkaisu

ISSN 1797-3562

ISBN 978-952-327-356-6

Sähköinen versio: [julkaisut.valtioneuvosto.fi](http://julkaisut.valtioneuvosto.fi)

Julkaisumyynti: [julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi](http://julkaisutilaukset.valtioneuvosto.fi)