energiavirasto
energimyndigheten

443/402/2019

12.3.2019

Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2018

Energiavirasto
Energimyndigheten
Lintulahdenkuja 4
FI-00530 Helsinki
Puhelin 029 505 0000
Fax 09 622 1911
S-posti kirjaamo@energiavirasto.fi
Internet www.energiavirasto.fi

Sisällysluettelo

1 Johdanto ... 3
2 Verkkoliiketoiminnan kehitys ja taloudellinen valvonta ... 5
2.1 Siirtohinnat ... 5
2.2 Verkkoyhtiöiden kustannukset ja toiminnan tehostaminen ... 9
2.2.1 Jakeluverkkoyhtiöiden kulurakenne ... 9
2.2.2 Jakeluverkkoyhtiöiden maksuvalmius ... 10
2.2.3 Operatiiviset kustannukset ... 11
2.3 Liikevaihto ja liikevoitto ... 14
2.4 Investoinnit, jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo ... 16
2.5 Tuotto ja voitonjaon kehittyminen ... 21
2.5.1 Pääoman painotettu keskikustannus (WACC) ... 21
2.5.2 Jakeluverkkoyhtiöiden yli- ja alijäämät ... 22
2.5.3 Konserniavustukset ... 24
2.5.4 Liikevoittoprosentti ja sijoitetun pääoman tuotto ... 26
2.5.5 Liikevoitto, investoinnit ja voitonjakoluonteiset erät ... 29
3 Sähköverkkojen, volyymin ja kapasiteetin kehitys ... 31
4 Sähköverkon toimitusvarmuus ... 34
4.1 Sähkönjakelun keskeytykset ... 34
4.1.1 Kantaverkon toimitusvarmuus ... 34
4.1.2 Suurjännitteisen jakeluverkon toimitusvarmuus ... 36
4.1.3 Jakeluverkon toimitusvarmuus ... 38
4.2 Sähkön keskeytysten vaikutukset ... 39
4.3 Jakeluverkonhaltijoiden kehittämissuunnitelmat ... 41
4.3.1 Nykytilanne ja investoinnit ... 41
4.3.2 Jakeluverkkojen maakaapelointiaste ja olosuhteet ... 42
4.3.3 Kehittämissuunnitelmissa raportoidut kahden edellisen vuoden toimenpiteet ... 44
4.4 Toimitusvarmuuskannustin ... 45
5 Yhteenveto ... 46

1 Johdanto

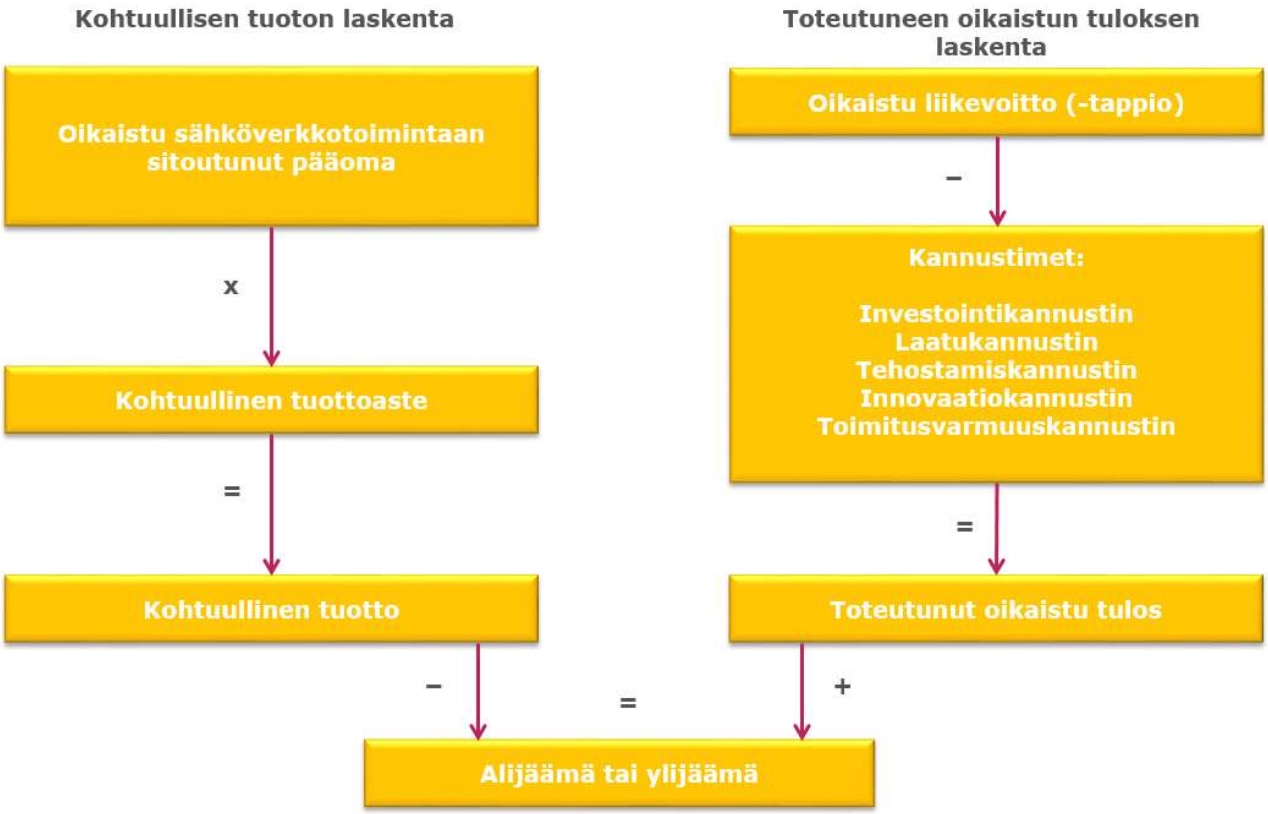
Raportissa tarkastellaan verkkoliiketoiminnan taloudellista ja teknistä kehitystä sekä valvonnan vaikutuksia siihen toisella, kolmannella ja neljännellä valvontajaksolla. Kappaleessa neljä tarkastellaan sähkönjakeluverkkojen toimitusvarmuuteen liittyviä tekijöitä. Aineisto perustuu sähköverkonhaltijoiden Energiavirastolle ilmoittamiin sähköverkkoyhtiöiden valvontatietoihin, tilinpäätöksiin ja Energiaviraston tilastoihin.

Sähkönjakeluverkot toimivat luonnollisessa monopoliasemassa ja taloudellisesti tehokkain tilanne saavutetaan ainoastaan yhdellä toimijalla tietyllä maantieteellisesti rajatulla toiminta-alueella. Monopoliaseman seurauksena mahdollisesti syntyvää hyvinvointitappiota voidaan sääntelyn ja sen mukaisen viranomaisvalvonnan keinoin vähentää sääntelemällä ja valvomalla esimerkiksi hinnoittelua niin, että monopolin ei ole mahdollista ylihinnoitella palveluaan. Kohtuullisen hinnoittelun vastapainona sääntelyllä on varmistettava, että asiakkaiden vastaanottama laatu ei heikkene. Tämän lisäksi valvotaan verkkopalvelun ehtojen läpinäkyvyyttä, tasapuolisuutta ja toimitusvarmuuden kehittämisvelvollisuutta. Sääntelyllä on myös varmistettava, että liiketoiminta on tehokasta ja omistajilla on halukkuutta sijoittaa ja investoida verkkotoimintaan sekä kehittää sitä.

Vuonna 2013 voimaan tuli uusi sähkömarkkinalaki, jonka yhtenä tarkoituksena on sähköverkon kehittämisen ja varautumisen kautta parantaa sähkönjakelun toimitusvarmuutta verkonhaltijoiden valitsemilla parhailla ja kustannustehokkaimmilla keinoilla. Neljännen ja viidennen valvontajakson vahvistuspäätökset annettiin vuonna 2015 ja nykyiset hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnissa sovellettavat valvontamenetelmät ovat voimassa vuoteen 2023.

Valvontajaksolle etukäteen vahvistettavissa valvontamenetelmissä tarkastellaan toisaalta verkkotoimintaan sitoutunutta pääomaa sekä sille laskettavaa kohtuullista tuottoa ja toisaalta verkkotoiminnan toteutunutta oikaistua tulosta. Valvonnan peruslähtökohtana on se, että verkonhaltijan sähköverkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle laskettava kohtuullinen tuotto määrittää ylärajan sähköverkkotoiminnan toteutuneelle oikaistulle tulokselle.

Energiaviraston vahvistamat valvontamenetelmät (kuva 1.) sisältävät sähköverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman arvostusperiaatteet, sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton ja verkkotoiminnan tuloksen määritystavat sekä verkkotoiminnan kannustimet, joita ovat investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, ja innovaatiokannustin sekä toimitusvarmuuskannustin. Lähtökohtana on mahdollistaa riittävät investoinnit, jotka edistävät toimitusvarmuutta, sekä parantaa kustannustehokkuutta. Näiden tekijöiden pohjalta Energiavirasto määrittelee kunkin sähköverkonhaltijan verkkotoiminnan kohtuullisen tuoton ja vertaa sitä kyseisen sähköverkonhaltijan toteutuneeseen oikaistuun tulokseen.



Kuva 1. Valvontamenetelmien keskeisimmät elementit ja toimintaperiaate.

2 Verkkoliiketoiminnan kehitys ja taloudellinen valvonta

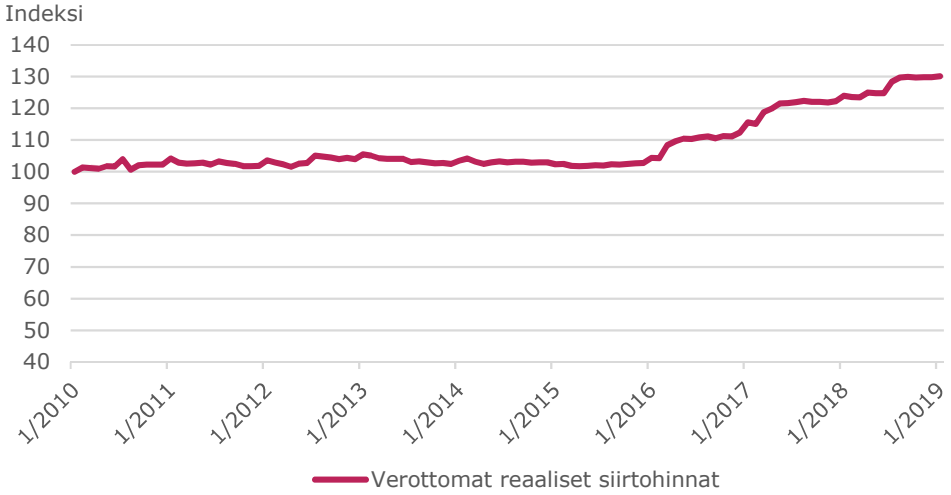
Kolmannen valvontajakson aikana kohtuullisen tuoton perusteena oleva riskitön korkotaso laski aikaisempaa valvontajaksoa alemmalle tasolle, mikä vaikutti myös kohtuullisen tuoton määrään. Jakeluverkkoyhtiöiden liikevaihto kääntyi vastaavasti laskuun kolmannen valvontajakson lopussa, mutta kääntyi selvään nousuun vuonna 2016 alkaneella neljännellä valvontajaksolla.

Valvontamenetelmien vaikutuksia jakeluverkkoyhtiöiden toimintaan voidaan analysoida tutkimalla kehitystä taloudellisten tunnuslukujen ja tilastojen pohjalta. Tässä luvussa arvioidaan verkkoliiketoiminnan taloudellista kehitystä ja valvonnan vaikutuksia erityisesti vuonna 2015 päättyneellä kolmannella valvontajaksolla ja vuonna 2016 alkaneella neljännellä valvontajaksolla. Tämän lisäksi siirtohintoja tarkastellaan pidemmillä, aina vuoden 2019 alkuun jatkuvilla aikasarjoilla.

2.1 Siirtohinnat

Sähkön reaaliset siirtohinnat pysyivät lähes samalla tasolla tämän vuosikymmenen alun, kunnes lähtivät nousuun vuonna 2016. Hintojen nousua selittää ainakin toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät investoinnit. Investointien toteutusedellytykset (mukaan lukien investointien rahoittaminen) on huomioitu myös vuonna 2016 voimaan tulleissa valvontamenetelmissä.

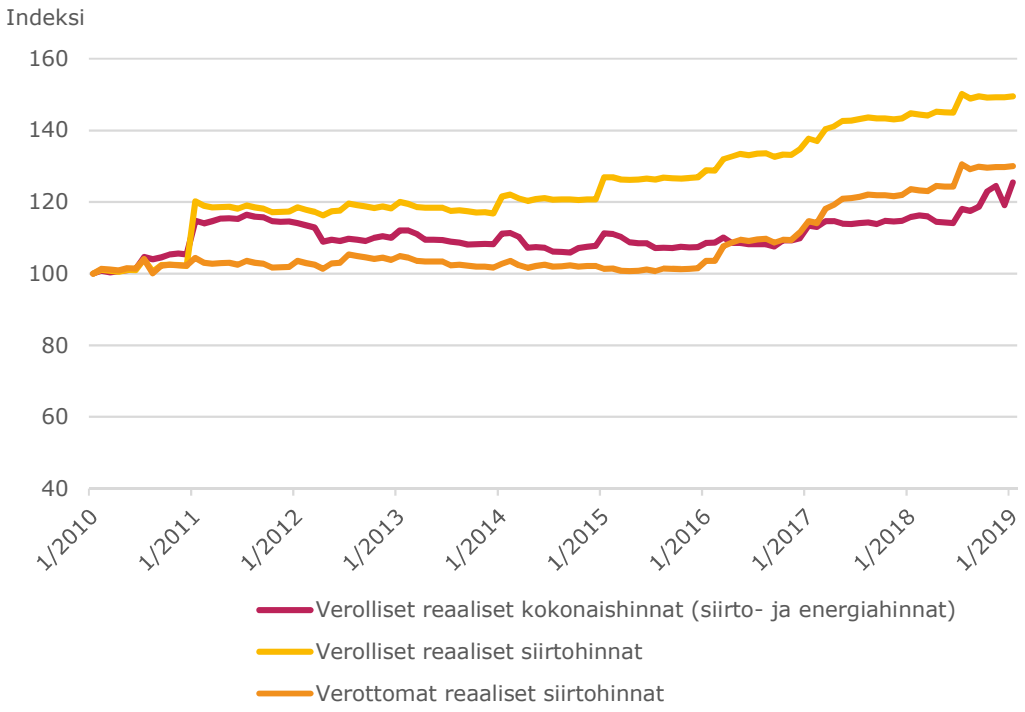
Kuvassa 2.1 on esitetty kolmen käyttäjäryhmän (*kerrostalo 2000 kWh/v, pientalo 5000 kWh/v ja 18 000 kWh/v*) suhteen koko Suomen reaalinen verottomien siirtohintojen muutos viimeisen yhdeksän vuoden aikana. Reaaliset keskimääräiset siirtohinnat ovat pysyneet kolmella alhaisemman kulutuksen tyyppikäyttäjäryhmällä suunnilleen samalla tasolla 2010-luvulla vuoteen 2016 asti, jolloin hinnat kääntyivät selvään nousuun.



Kuva 2.1 Verottomien reaalisten siirtohintojen kehitys vuodesta 2010 (perusvuosi) (Kolme käyttäjäryhmää: kerrostalo 2000 kWh/v, pientalo 5000 kWh/v ja 18 000 kWh/v).

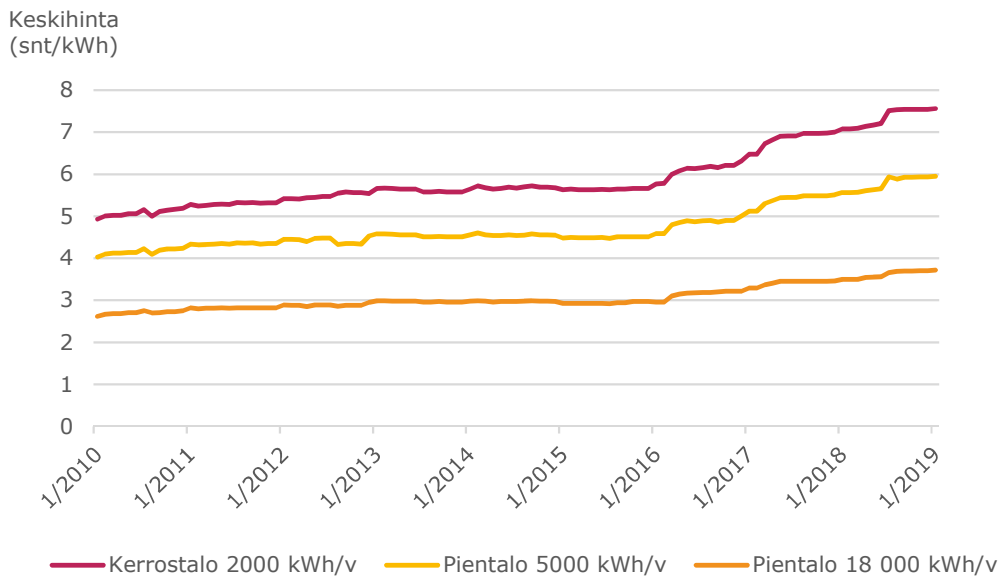
Kuvassa 2.2 on esitetty verollisen ja verottoman reaalisen siirtohinnan sekä sähkön kokonaishinnan kehitys keskimääräisen pientalon 5000 kWh:n vuosikulutuksella koko maan keskihintana viimeisen yhdeksän vuoden aikana. Veroton siirtohinta on noussut reaalisesti noin 30 prosenttia yhdeksässä vuodessa.

Energiaverojen korotus näkyy voimakkaana verollisen siirtohinnan nousuna vuosien 2011, 2014 ja 2015 alussa. Verolliset siirtohinnat ovatkin nousseet noin 50 prosenttia yhdeksän vuoden takaiselta tasolta. Sähkön verollinen kokonaishinta on pysynyt tämän vuosikymmenen suhteellisen vakaalla tasolla.



Kuva. 2.2 Sähkön reaaliset verottomat siirtohinnat, verolliset siirtohinnat sekä verollinen kokonaishinta (pientalo 5000 kWh/v) 2010 - 2019.

Käyttäjäryhmien välisissä hinnoissa on suuria kulutettuun sähkön määrään liittyviä eroja. Kuvassa 2.3 on esitetty eräiden tyyppikäyttäjien verottomat siirtohinnat (snt/kWh) vuodesta 2010 vuoden 2019 tammikuuhun. Hintojen nousu on ollut suhteellisen vakaata vuosikymmenen alkupuoliskolla, kunnes vuonna 2016 hinnat lähtivät nousuun kaikilla tyyppikäyttäjillä. Suuremman kulutuksen tyyppikäyttäjäryhmillä suhteellinen hintojen nousu on ollut maltillisempaa ja keskihinta on selvästi alemmalla tasolla kuin pienemmän kulutuksen tyyppikäyttäjäryhmillä.

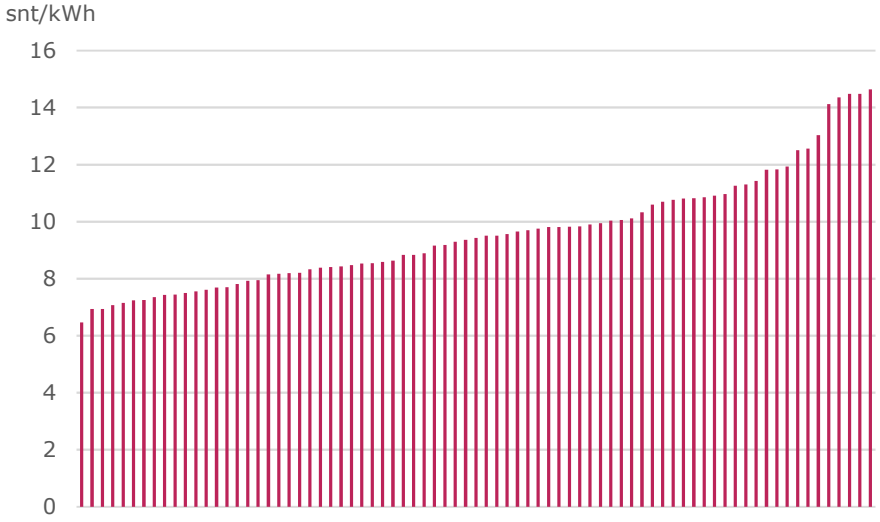


Kuva 2.3 Eräiden tyyppikäyttäjien sähkön verottoman siirtohinnan kehitys 2010 - 2019 (keskihinnat snt/kWh).

Siirtoverkon ylläpidon kustannukset eivät yleensä ole suoraan riippuvaisia siirretystä sähkön määrästä ja siksi kulutettuun energiamäärään pohjautuva tariffikomponentti muodostaa yleensä vain pienen osan siirtohinnasta. Hinnoittelun pohjana on yleisesti käytössä yhtenäinen aikaperusteinen perusmaksu, jonka lisäksi tulee siirretyn sähkön määrästä riippuva maksu.

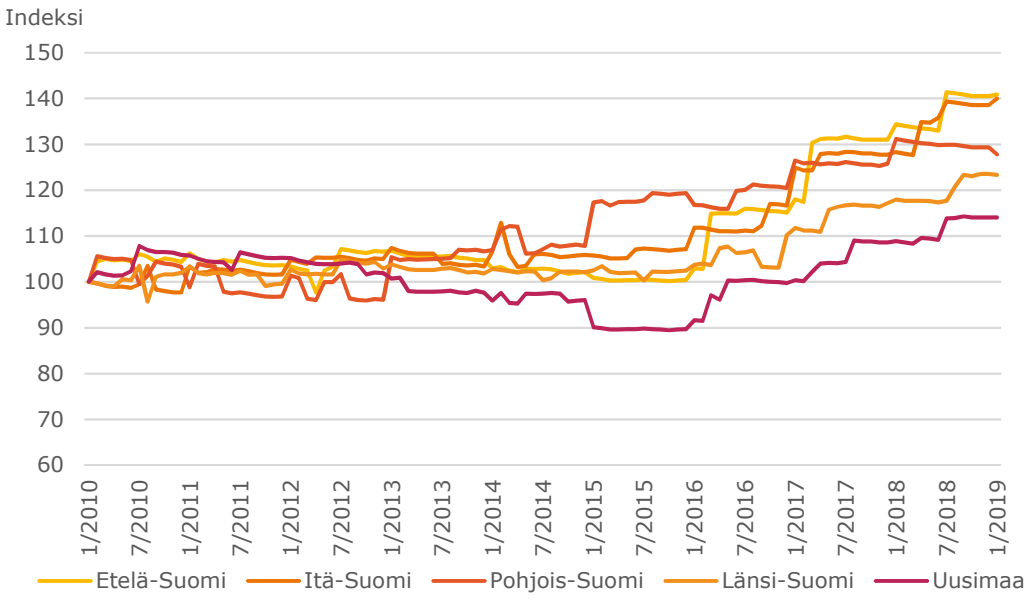
Sähkön siirron asiakkaalle kohdistuvat kustannukset määräytyvät pääosin sähkön siirrossa käytettävän verkon pääoma-, käyttö- ja kunnossapitokustannusten mukaan. Sähkön siirtohinnoittelu voi vaihdella huomattavasti eri yhtiöiden välillä. Kuvassa 2.4 on esitetty jakeluverkkoyhtiöittäin verollinen keskihinta tammikuussa 2019 (pientalo 5000 kWh/v). Yhtiökohtainen vaihtelu siirtohinnoissa on suurta. Kaikkien yhtiöiden keskimääräinen keskihinta tämän käyttäjäryhmän keskiarvona on lähes 10 snt/kWh. Edullisimmillaan keskihinta on ollut noin 6 snt/kWh ja kalleimmillaan lähes 15 snt/kWh.

Siirtohinnoittelun suuren vaihtelun taustalla ovat usein jakelualueiden toimintaolosuhteiden eroavaisuudet. Pelkästään tiiviillä taajama-alueella toimivan verkonhaltijan kustannusrakenne poikkeaa harvaan asutulla maaseutualueilla toimivan verkonhaltijan kustannusrakenteesta. Harvempaan asutuilla maaseutumaisilla jakelualueilla verkonhaltijalla on hoidettavanaan selvästi suurempi verkkopituus asiakasta kohden kuin esimerkiksi tiiviisti asutuissa kaupungeissa.



Kuva 2.4 Sähkön siirron verollinen verkonhaltijakohtainen keskihinta (*pientalo 5000 kWh/v)* tammikuussa 2019.

Sähkön siirtohinnoissa on selviä alueellisia eroja. Kuvassa 2.5 on esitetty sähkön verottoman siirtohinnan reaalinen kehitys vuodesta 2010 lähtien viidellä maantieteellisellä alueella Suomessa. Kalleimmat siirtohinnat ovat viime vuosina olleet Etelä-, Itä- ja Pohjois-Suomessa, kun taas Uudellamaalla hinnat ovat olleet muuta maata matalammalla tasolla. Siirtohintojen alueellisia eroja selittää esimerkiksi jo aiemmin mainittu jakeluverkkojen erilainen kustannusrakenne ja asiakastiheys. Myös toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät investoinnit selittävät osaltaan eroja alueellisissa hinnoissa. Toimitusvarmuusinvestointeja on tarpeen tehdä sellaisilla, usein maaseutumaisilla alueilla, joissa verkko on sääoloille altista.



Kuva 2.5 Sähkön verottoman siirtohinnan reaalinen kehitys alueittain 2010 – 2019.

2.2 Verkkoyhtiöiden kustannukset ja toiminnan tehostaminen

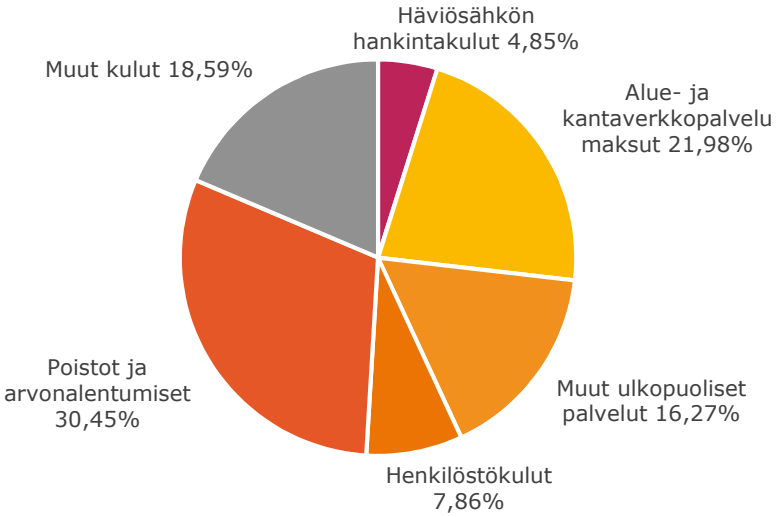
Yksi valvonnan tavoitteista on verkonhaltijan toiminnan tehostaminen ja kustannustehokkuus. Tässä luvussa tarkastellaan jakeluverkkoyhtiöiden kulurakennetta, maksuvalmiutta, operatiivisia kustannuksia ja toiminnan tehostamista.

2.2.1 Jakeluverkkoyhtiöiden kulurakenne

Kuvassa 2.6 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden suhteellinen kulurakenne 2017. Häviösähkön hankintakulut olivat vuonna 2017 yhteensä noin 68 miljoonaa euroa, alue- ja kantaverkkopalvelumaksut noin 307 miljoonaa euroa ja muut ulkopuoliset palvelut noin 227 miljoonaa euroa.

Henkilöstökulut olivat yhteensä noin 110 miljoonaa euroa. Poistoja ja arvonalentumisia tehtiin noin 425 miljoonalla eurolla. Muiden kulujen yhteenlaskettu määrä oli noin 259 miljoonaa euroa.

Verrattuna aikaisempiin vuosiin eri kuluerien suhteelliset osuudet ovat pysyneet melko samalla tasolla tarkasteltaessa kaikkien jakeluverkkoyhtiöiden yhteenlasketttuja tietoja.

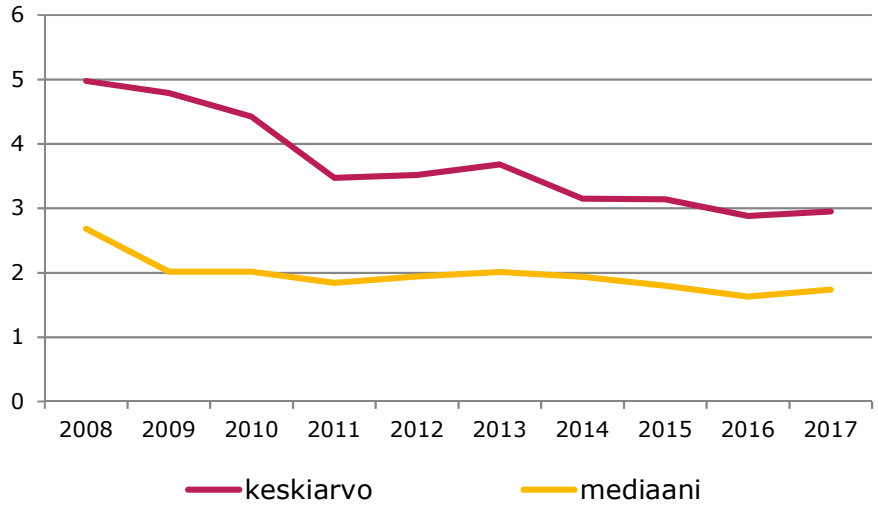


Kuva 2.6 Jakeluverkkoyhtiöiden suhteellinen kulurakenne vuonna 2017.

2.2.2 Jakeluverkkoyhtiöiden maksuvalmius

Seuraavaksi tarkastellaan sähköverkkotoiminnan maksuvalmiutta. Merkittävää valvonnan vaikuttavuuden kannalta ovat esimerkiksi havainnot maksuvalmiuden heikentymisestä. Yrityksen maksuvalmiuden tunnuslukuna käytetään yleisesti *current ratiota*, joka mittaa yrityksen mahdollisuutta selviytyä lyhytaikaisista veloista rahoitusomaisuudella ja vaihto-omaisuudella. Tunnusluvun yleisenä tavoitearvona voidaan pitää kahta. Kuvassa 2.7 on esitetty tunnusluvun keskiarvon ja mediaanin kehitys jakeluverkkoyhtiöillä. Tunnusluvun mediaani laski voimakkaasti vuonna 2009 noin kahden tuntumaan. Mediaani pysyi melko samalla tasolla useita vuosia, kunnes vuonna 2015 laski selvästi alle kahden tasolle, jossa pysyi aina tarkastelujakson loppuun. Keskiarvo puolestaan laski voimakkaasti vuodesta 2008 vuoteen 2011. Vuosien 2011 ja 2015 välillä keskiarvo vaihteli kolmen ja neljän välillä pysyen selvästi kuitenkin yli kolmen. Neljännen valvontajakson alkupuolella vuosina 2016 ja 2017 keskiarvo laski kolmen tasolle.

Maksuvalmiuden tunnusluvun keskiarvo näyttää heikentyneen viimeisen viiden vuoden aikana, vaikka taso on säilynyt edelleen hyvällä tasolla. Yli 30 jakeluverkkoyhtiöllä tunnusluku saa vähintään tavoitearvon 2 ja yli 20 yhtiöllä arvo on yhden tasolla. Erot yhtiöiden välillä ovat hyvin suuria ja niiden taustalla on joissakin tapauksissa myös laskennallisia tekijöitä.



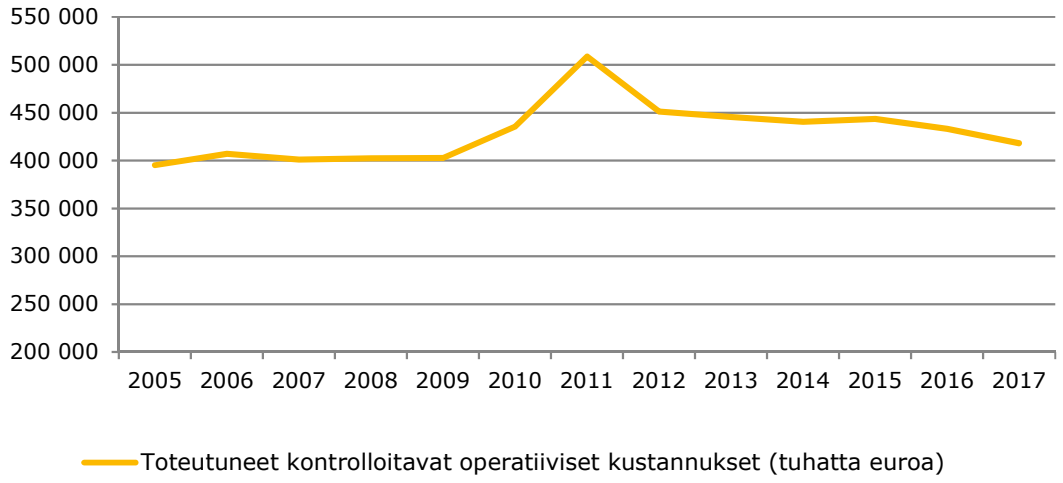
Kuva 2.7 Jakeluverkkoyhtiöiden *current ratio* –tunnusluku

2.2.3 Operatiiviset kustannukset

Sähkön jakeluverkonhaltijan tehostamispotentiaali havaitaan, kun verrataan jakeluverkonhaltijan toteutuneita kustannuksia kaikkien jakeluverkonhaltijoiden kustannus- ja tuotostietojen perusteella estimoidun tehokkuusrintaman mukaisiin kustannuksiin. Jakeluverkonhaltijoiden tehokkuusrintama estimoidaan StoNED- menetelmällä (*Stochastic Nonsmooth Envelopment of Data*).

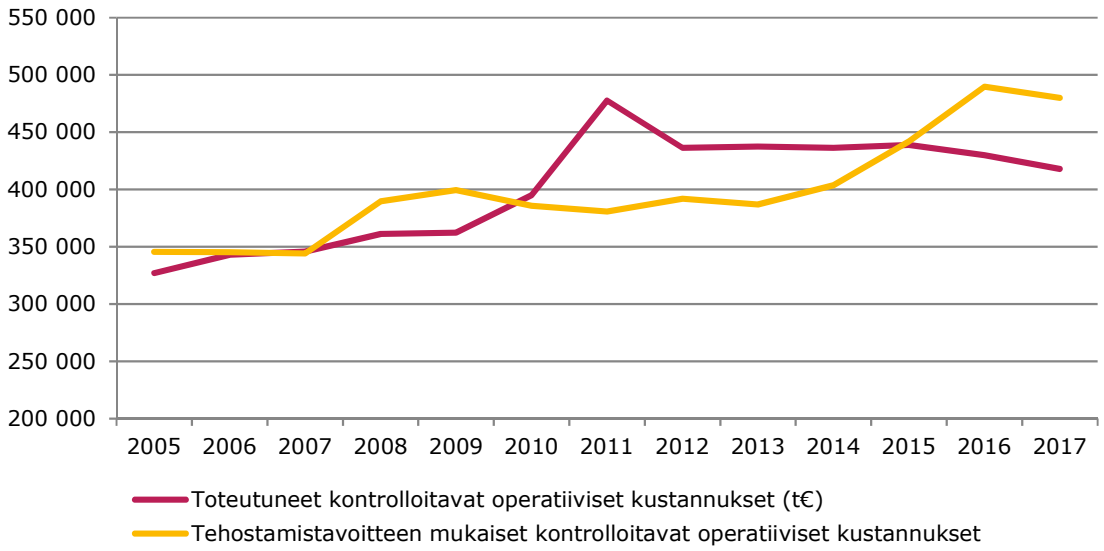
Yhtiön toimintaa voidaan pitää kustannustehokkaana, kun toimintaan käytetyt panokset ovat oikeassa suhteessa toiminnasta saataviin tuotoksiin. Tehokkuusrintaman estimoinnissa panosmuuttujina on käytetty verkonhaltijan tehostamiskustannuksia, jotka muodostuvat kontrolloitavissa olevista operatiivisista kustannuksista. Tuotosmuuttujina on käytetty verkonhaltijan kulutukseen ja verkkoihin siirretyn energian määrää, sähköverkon kokonaispituutta ja asiakasmäärää.

Toteutuneiden koko sähkön jakeluverkkotoiminnan operatiivisten kustannusten indeksikorjattu kehitys vuodesta 2005 vuoteen 2017 on esitetty kuvassa 2.8. Jakeluverkkoyhtiöiden kustannukset ovat pysyneet vakaalla noin 400 miljoonan euron tasolla vuoteen 2009 asti. Vuonna 2010 kustannukset nousivat lähes 440 miljoonaan euroon ja vuonna 2011 edelleen yli 500 miljoonaan euroon. Kasvuun vaikuttivat pääsääntöisesti joidenkin yhtiöiden alueilla tapahtuneet myrskyt. Kolmannen valvontajakson alussa toteutuneet kontrolloitavat operatiiviset kustannukset laskivat noin 450 miljoonan euron tasolle ja pysyivät melko samalla tasolla aina neljännen valvontajakson alkuun asti. Neljännen valvontajakson ensimmäisellä puolikkaalla vuosina 2016 ja 2017 kontrolloitavat operatiiviset kustannukset ovat olleet laskusuunnassa. Yhtenä vaikuttavana tekijänä voi olla toimitusvarmuuden paranemisen myötä laskeneet kustannukset. Kehitykseen voi vaikuttaa myös se, että vanhan verkon huoltamisen ja kunnossapidon sijaan investoidaan nyt uuteen verkkoon.



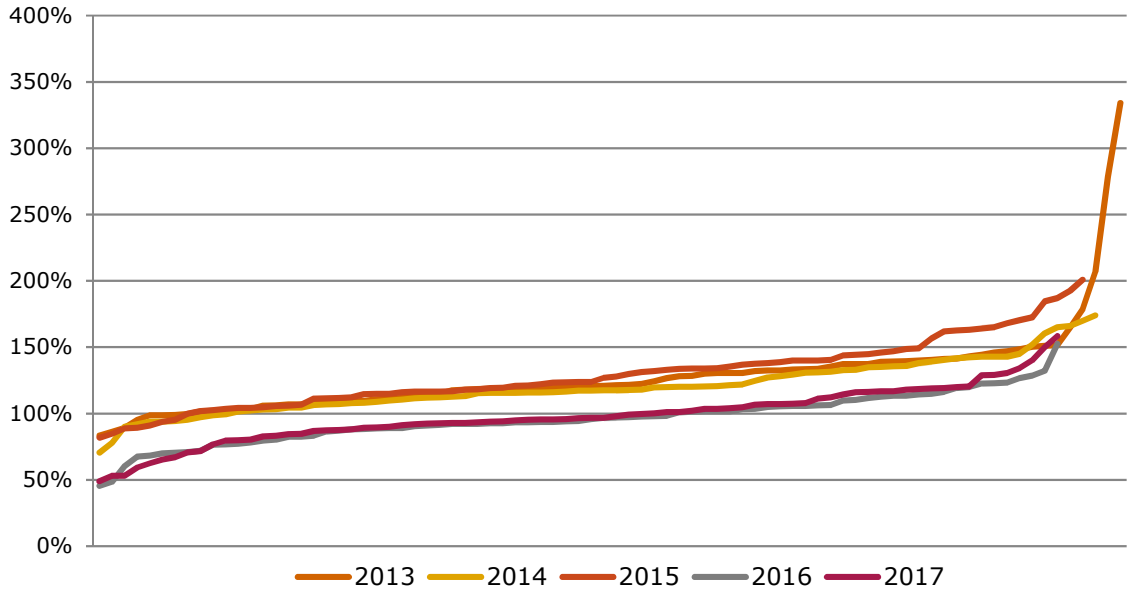
Kuva 2.8 Toteutuneet kontrolloitavat operatiiviset kustannukset yhteensä jakeluverkkoyhtiöillä (tuhatta euroa, indeksikorjattu).

Kuvassa 2.9 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden nimelliset kontrolloitavat operatiiviset kustannukset ja tehostamistavoitteen mukaiset kustannukset vuodesta 2005 vuoteen 2017. Vuosina 2006 ja 2007 toteutuneet kustannukset ovat olleet suunnilleen samalla tasolla tehostamistavoitteen mukaisten kustannuksien kanssa. Tämän jälkeen vuosien 2008 ja 2009 aikana toteutuneet kustannukset jäivät 28 - 37 miljoonaa euroa tehostamistavoitteen mukaisia kustannuksia alemmalle tasolle. Vuonna 2011 ne ylittivät tehostamistavoitteen kustannukset yli 90 miljoonalla eurolla, mutta kolmannen valvontajakson ensimmäisenä vuonna ero tehostamistavoitteen mukaisten ja toteutuneiden kontrolloitavien operatiivisten kustannusten välillä kaventui 44 miljoonaan euroon. Vuonna 2013 ero pysyi suunnilleen samalla tasolla 50 miljoonassa eurossa, mutta ero kaventui vuonna 2014 ja vuonna 2015 eroa ei enää ollut molempien ollessa noin 440 miljoonan euron tasolla. Vuonna 2016 ja 2017 toteutuneet kustannukset jäivät selvästi alle tehostamistavoitteen mukaisten kustannusten molempien ollessa laskusuunnassa.



Kuva 2.9 Toteutuneet kontrolloitavat ja tehostamistavoitteen mukaiset operatiiviset kustannukset jakeluverkkoyhtiöillä (tuhatta euroa).

Vuonna 2017 toteutuneet operatiiviset kustannukset olivat keskimäärin 98 prosentin tasolla suhteessa tehostamistavoitteen mukaisiin kustannuksiin. Yhtiökohtainen vaihtelu oli suurta noin 50 prosentista 150 prosenttiin (Kuva 2.10).



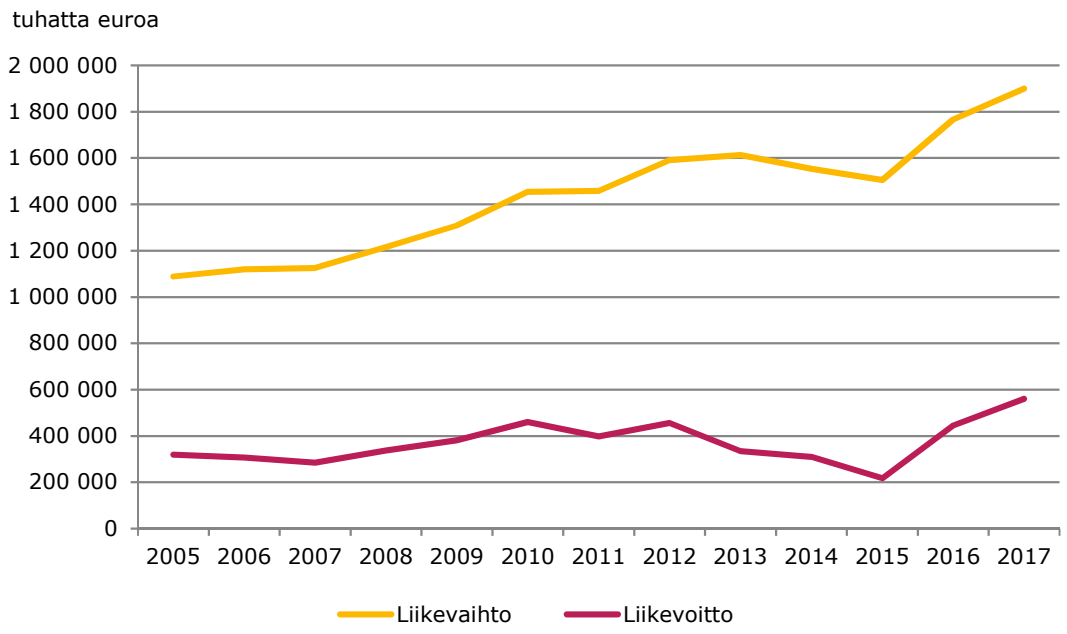
Kuva 2.10 Toteutuneet operatiiviset kustannukset yhtiöittäin suhteessa tehostamistavoitteen mukaisiin vuonna 2013 - 2017.

2.3 Liikevaihto ja liikevoitto

Seuraavaksi tarkastellaan sähköverkkotoiminnan liikevaihtoa ja liikevoittoa. Sähköverkkotoiminnan liikevoitto on erityisesti valvonnan kannalta merkityksellinen, sillä se toimii lähtökohtana toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa.

Jakeluverkkoyhtiöiden liikevaihto kasvoi tasaisesti vuoteen 2013 asti, jonka jälkeen se on laskenut vuosien 2014 ja 2015 aikana yhteensä noin 100 miljoonaa euroa kääntyen selvään nousuun vuosina 2016 ja 2017. Liikevaihdon kehitykseen on vaikuttanut siirtomäärien lisäksi esimerkiksi hintojen nousu.

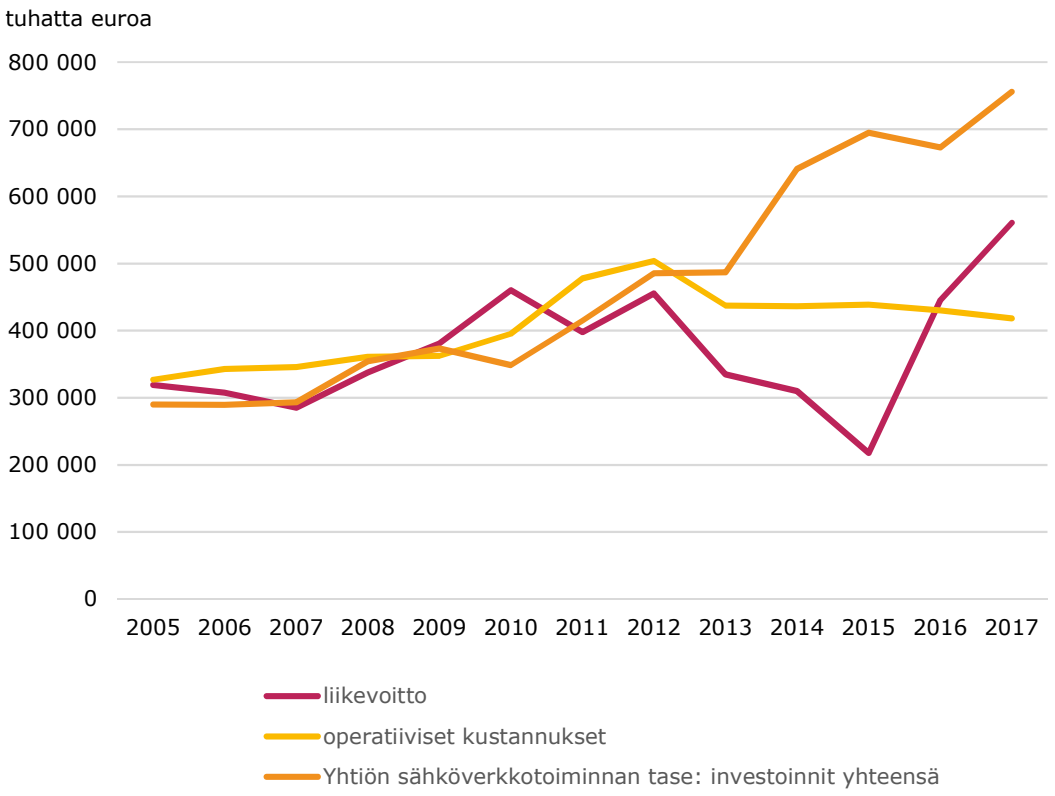
Vuonna 2008 alkanut taloustaantuma ja teollisuuden sähkön kysynnän lasku eivät vaikuttaneet voimakkaasti jakeluverkkojen liikevoittoon toisen valvontajakson ensimmäisellä puoliskolla vaan kasvu jatkui aina vuoteen 2010 asti. Vuosina 2010 ja 2011 myrskyjen aiheuttamat tuhot, sähkön toimitusmäärien lasku ja edelleen jatkuva taloussuhdanteen heikkous pysäyttivät liikevaihdon kasvun ja käänsivät myös yhtiöiden yhteenlasketut liikevoitot 13 prosentin laskuun suhteessa edelliseen vuoteen. Vuonna 2012 liikevoitto kääntyi jälleen kasvuun ja nousi yli 455 miljoonaan euroon. Vuosien 2013 ja 2015 välillä jakeluverkkojen liikevoittojen yhteismäärä laski, mutta nousi selvästi lähes 600 miljoonan euron tasolle vuonna 2017. Liikevaihdon ja liikevoiton kasvuun on vaikuttanut muun muassa siirtohintojen nousu ja sähkömarkkinalain edellyttämien investointien rahoittaminen, jotka on huomioitu vuonna 2016 voimaan tulleissa valvontamenetelmissä. (Kuva 2.11).



Kuva 2.11 Jakeluverkkoyhtiöiden liikevaihdon ja liikevoiton kehitys 2005 – 2017.

Kuvassa 2.12 on esitetty liikevoiton, sähköverkkoliiketoiminnan taseen mukaisten investointien ja operatiivisten kustannusten kehitys rinnakkain.

Sähköverkkotoiminnan taseen mukaisten investointien määrä on noussut lähes yhtäjaksoisesti vuodesta 2007 lähtien. Investointien määrä oli vuonna 2017 jo noin 750 miljoonaa euroa. Toteutuneet vertailukelpoiset operatiiviset kustannukset pysyivät puolestaan suhteellisen vakaalla tasolla vuoteen 2009 asti nousten voimakkaammin toisen valvontajakson kahtena viimeisenä vuotena esimerkiksi suurien myrskyjen seurauksena. Vuonna 2012 kasvuvauhti hidastui ja vuonna 2013 kustannukset laskivat alle kahden edellisen vuoden tason pysyen jotakuinkin samalla tasolla aina vuoteen 2017 asti. Liikevoitot taas kääntyivät usean vuoden laskun jälkeen nousuun neljännen valvontajakson alussa. Yhteenlasketut liikevoitot yli kaksinkertaistuivat vuodesta 2015 vuoteen 2017. Investointien kasvun taustalla on sähkömarkkinalain vaatimukset toimitusvarmuuden parantamisesta, millä on ollut osaltaan myös vaikutus liikevoittojen kehittymiseen. Liikevoittojen kehittymisen yhtenä tekijänä voidaan nähdä lisäksi valvontajaksot ja tarve yli- ja alijäämien kompensoimiseen.



Kuva 2.12 Jakeluverkkoyhtiöiden liikevoitto, investoinnit (verkkotoiminnan tase) ja operatiiviset kustannukset yhteensä.

2.4 Investoinnit, jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo

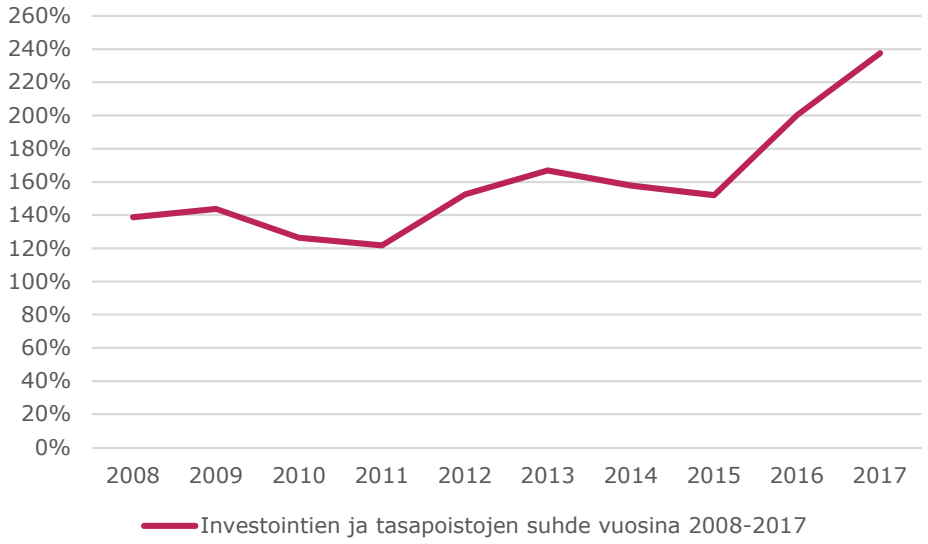
Tässä kappaleessa esitetään investointien sekä jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen kehitystä toisella, kolmannella ja neljännellä valvontajaksolla. Valvonnan vaikuttavuuden näkökulmasta investointien kehitys sekä jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot kertovat osaltaan siitä mahdollistaako valvonta riittävät edellytykset verkon kehittämiselle.

Sähköverkon jälleenhankinta-arvo määritellään Energiaviraston määrittelemien verkkokomponenttien yksikköhintojen ja komponenttien lukumäärän tulona. Jälleenhankinta-arvo vaikuttaa laskennallisiin tasapoistoihin, jotka taas huomioidaan toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa. Nykykäyttöarvo puolestaan kuvaa verkko-omaisuuden arvoa ja tämä toimii pohjana tuottopohjan laskennassa. Nykykäyttöarvo lasketaan komponenttien jälleenhankinta-arvon, keski-iän ja pitoaikojen perusteella. Mitä uudempaa verkko on, sitä korkeampi on sen nykykäyttöarvo.

Valvontamenetelmissä on investointikannustimena käytössä poistomenetelmä, joka huomioidaan toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa ja jonka tarkoituksena on varmistaa korvausinvestointien riittävä taso. Tarkoituksena on ohjata sähköverkonhaltijoita tekemään korvausinvestointeja asianmukaisesti.

Useat yhtiöt aloittivat kolmannella valvontajaksolla investointi- ja kehitysprojekteja sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi ja sähkömarkkinalaissa asetettujen toimitusvarmuustavoitteiden saavuttamiseksi. Sähkömarkkinalain tavoitteena on verkkojen kehittämisen ja varautumisen kautta parantaa toimitusvarmuutta verkonhaltijoiden valitsemilla tarkoituksenmukaisimmilla ja tehokkaimmilla keinoilla.

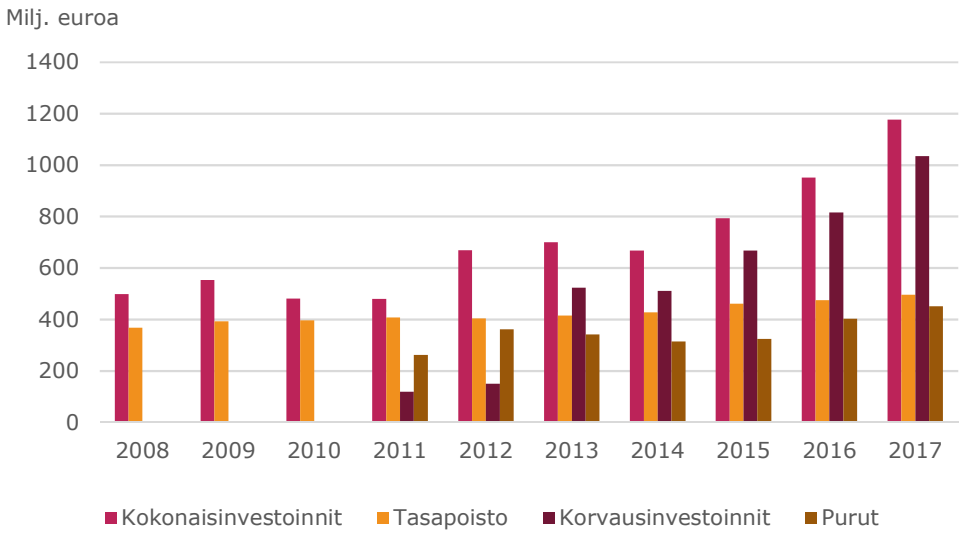
Jakeluverkkoyhtiöiden komponenttihintoihin perustuvien kokonaisinvestointien ja laskennallisten tasapoistojen suhde on noussut vuodesta 2008 vuoteen 2017 voimakkaasti (Kuva 2.13). Kuvasta voidaan havaita investointien ja tasapoistojen suhteen vaihtelu valvontajaksojen mukaan. Toisella valvontajaksolla vuosina 2008-2011 investoinnit suhteessa tasapoistoihin ovat olleet noin 130 prosentin tasolla. Kolmannella valvontajaksolla vuosina 2012-2015 on noustu selvästi korkeammalle tasolle investointien ja tasapoistojen suhteen ollessa vuosittain yli 150 prosenttia. Neljännellä valvontajaksolla kasvu on jatkunut edelleen ja entistä voimakkaammin. Vuonna 2017 investointien suhde tasapoistoihin oli jo 240 prosentin tuntumassa eli verkonhaltijoiden pääomakanta on selkeästi kasvanut.



Kuva 2.13 Kokonaisinvestointien ja tasapoistojen suhde.

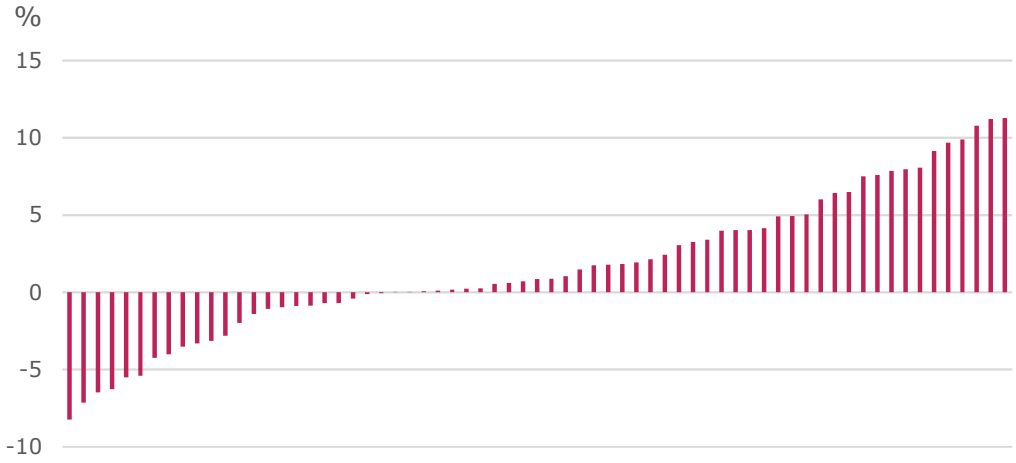
Kuvassa 2.14 on esitetty verkon rakennetietoihin perustuvat jakeluverkkotoiminnan kokonaisinvestoinnit ja tasapoistot. Korvausinvestoinnit ja purut on esitetty vain viimeiseltä seitsemältä vuodelta, koska tietoja alettiin kerätä tällöin tarkemmalla tasolla.

Kokonaisinvestoinnit ovat olleet kasvusuunnassa koko tarkastelujakson ajan muutamaa poikkeusvuotta lukuun ottamatta. Vuonna 2012 investointien taso nousi selvästi jakeluverkkoyhtiöillä lähes 670 miljoonaan euroon pysyen suunnilleen samalla tasolla seuraavan kahden vuoden ajan. Vuonna 2017 rakennetietoihin perustuvat kokonaisinvestoinnit nousivat jo lähes 1,2 miljardin euron tasolle. Kasvun taustalla vuoteen 2013 asti olivat lisääntyneiden korvausinvestointien lisäksi erityisesti sähköverkkoyhtiöiden tekemät investoinnit etäluettaviin mittalaitteisiin. Indeksikorjatut tasapoistot puolestaan nousivat vakaasti kolmannella valvontajaksolla noin 450 miljoonan euron tasolle, ja jatkoivat maltillista kasvua edelleen neljännen valvontajakson alussa. Korvausinvestoinnit nousivat voimakkaasti kolmannen valvontajakson ensimmäisen vuoden 150 miljoonan euron tasolta (2012) jakson viimeisen vuoden 2015 yli 600 miljoonan euron tasolle ja jatkoivat voimakasta kasvua neljännen valvontajakson alussa. Kolmannen ja neljännen valvontajakson investointien voimakkaan kasvun taustalla ovat vuonna 2013 sähkömarkkinalakiin asetetut toimitusvarmuusvaatimukset ja sen myötä tehtävät investoinnit.



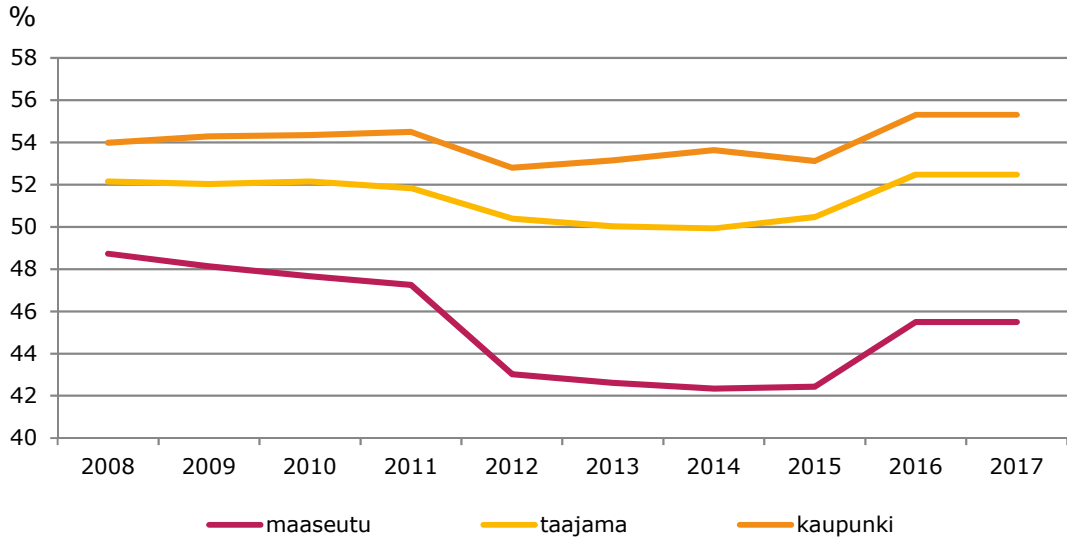
Kuva 2.14 Jakeluverkkoyhtiöiden kokonaisinvestoinnit (verkon rakennetiedot), tasapoistot, korvausinvestoinnit ja purut yhteensä.

Kuvassa 2.15 on kuvattu jakeluverkkoyhtiöiden yhtiökohtaisien nykykäyttöarvoprosenttien yksikkömuutos vuosien 2013 – 2017 välillä. Nykykäyttöarvoprosentti kuvaa nykykäyttöarvon suhdetta jälleenhankinta-arvoon. Nykykäyttöarvo lasketaan jälleenhankinta-arvosta verkonhaltijan verkkokomponenttikohtaisten keskiikä- ja pitoaikatietojen avulla. Verkonhaltijoiden nykykäyttöarvoprosentti on useimmilla yhtiöillä kasvanut, mutta noin kolmanneksella yhtiöistä se on laskenut. Nykykäyttöarvoprosentin kehityksen vaihtelun taustalla voidaan nähdä yhtiöiden erilaiset investointitarpeet.



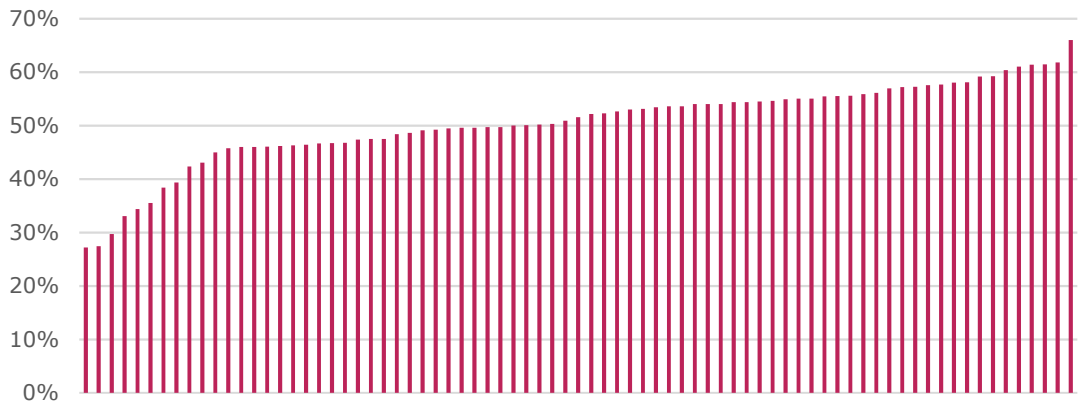
Kuva 2.15 Nykykäyttöarvoprosentin muutos vuosien 2013 - 2017 välillä.

Kuvassa 2.16 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden nykykäyttöarvoprosentin kehitys erikseen jaettuna kaupunkimaisiin sekä taajama- ja haja-asutusalueiden yhtiöihin. Kaupunkimaisiin luokiteltavilla yhtiöillä nykykäyttöarvoprosentti kasvoi lievästi toisella valvontajaksolla päätyen toisen valvontajakson lopussa lähes 55 prosentin tasolle. Toisen valvontajakson ensimmäisenä vuonna (2008) maaseuturyhmän yhtiöillä tunnusluku oli lähes 49 prosenttia ja laski valvontajakson aikana kahdella prosenttiyksiköllä noin 47 prosenttiin. Kolmannen valvontajakson ensimmäisenä vuonna 2012 nykykäyttöarvoprosentit laskivat selvästi kahdesta neljään prosenttiyksikköä toisen valvontajakson tasosta kaikilla ryhmillä ja pysyivät suunnilleen samalla tasolla kolmannen valvontajakson loppuun asti. Vuoden 2012 laskuun vaikutti muutos nykykäyttöarvon laskennassa ja keski-ikätietojen käytössä. Neljännelle valvontajaksolle tultaessa nykykäyttöarvoprosentit nousivat jälleen joka ryhmässä pysyen samalla tasolla vuoteen 2017 asti. Maaseutuympäristössä toimivilla yhtiöillä nykykäyttöarvon ja jälleenhankinta-arvon suhde on keskimäärin kehittynyt selvästi muita yhtiöitä heikommin, mikä voi olla seurausta liian alhaisesta korvausinvestointien määrästä. Kuitenkin positiivista kehitystä on nähtävissä toimitusvarmuuden vuoksi tehtävien investointien kautta ja nykyarvoprosentin kehitys olikin neljännelle valvontajaksolle tultaessa voimakkainta juuri maaseutuympäristössä toimivilla yhtiöillä.



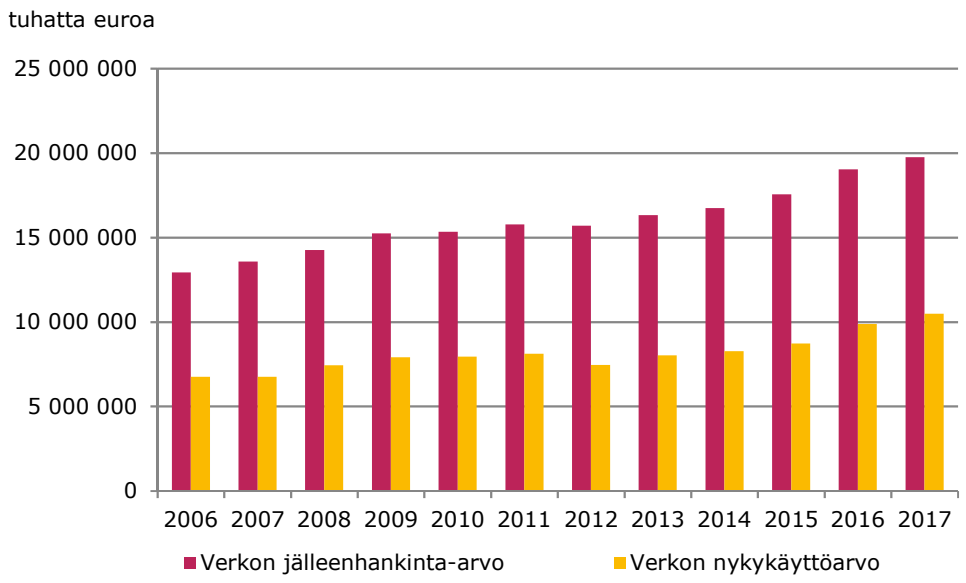
Kuva 2.16 Nykykäyttöarvoprosentin kehitys maaseutu-, taajama- ja kaupunkiyhtiöillä.

Kuvassa 2.17 on esitetty kaikkien jakeluverkkoyhtiön nykykäyttöarvoprosentti vuonna 2017. Vaihteluväli on noin vajaasta 30 prosentista yli 65 prosenttiin eli erot yhtiöiden välillä ovat suuria. Keskimäärin nykykäyttöarvo on pysynyt kaikilla yhtiöillä noin 50 prosentin tasolla.



Kuva 2.17 Vuoden 2017 nykykäyttöarvoprosentti 77 jakeluverkkoyhtiöllä.

Kaikkien jakeluverkkojen indeksikorjatut nykykäyttö- ja jälleenhankinta-arvot ovat kasvaneet vuoteen 2009 asti, mutta vuonna 2012 sekä jälleenhankinta-arvo että nykykäyttöarvo laskivat suhteessa edelliseen vuoteen (kuva 2.18). Vuonna 2016 yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo nousi voimakkaasti edellisistä vuosista uuden valvontajakson myötä ja kasvoi edelleen vuoteen 2017. Sähkömarkkinalain toimitusvarmuutta koskevien velvoitteiden täyttämiseksi jakeluverkkoyhtiöiden tuottotaso nousi aikaisempaa korkeammalle tasolle. Molempien muuttujien nimelliset arvot ovat nousseet lähes koko tarkastelujakson ajan. Vuonna 2017 jakeluverkkojen jälleenhankinta-arvo oli yhteensä lähes 20 miljardia ja nykykäyttöarvo yli 10 miljardia euroa.



Kuva 2.18 Jakeluverkkojen jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo yhteensä.

Investointien, jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon tunnusluvut viittaavat siihen, että valvonta antaa edellytykset riittävälle verkon kehittämiselle. Erityisesti neljännen valvontajakson uusissa valvontamenetelmissä verkon kehittäminen ja lain vaatimukset toimitusvarmuuden parantamisesta on otettu aiempaa paremmin huomioon. Yhtiökohtaiset erot verkon kehittämisessä ovat kuitenkin suuria. Haasteita verkkoyhtiöille syntyy myös erilaisista toimintaympäristöistä ja niiden muutoksista. Näitä haasteita on erityisesti maaseudulla toimivilla yhtiöillä, joiden tulee myös eniten toimia lain toimitusvarmuusvaatimusten saavuttamiseksi.

2.5 Tuotto ja voitonjaon kehittyminen

Sijoittajien ja liiketoiminnan omistajien tuottovaatimukset ovat yleensä sidoksissa kohteen riskitasoon. Korkeamman riskin sijoituksille vaaditaan korkeampaa tuottoa ja matalariskisten suhteen tyydytään alhaisempaan tasoon sijoitetun pääoman menettämisen riskin ollessa myös vähemmän todennäköistä. Sähkönjakeluverkot toimivat luonnollisessa monopoliasemassa ja sähköverkkoliiketoimintaa voidaan pitää matalariskisenä ja vakaana toimialana. Sähkönsiirto on asiakkaille välttämättömyyshyödyke ja sen kysynnänvaihtelu on maltillista. Jakeluverkkoyhtiöiden tuottoja ja voitonjakoa tuleekin arvioida suhteessa toimialan erityispiirteisiin liittyviin tekijöihin.

2.5.1 Pääoman painotettu keskikustannus (WACC)

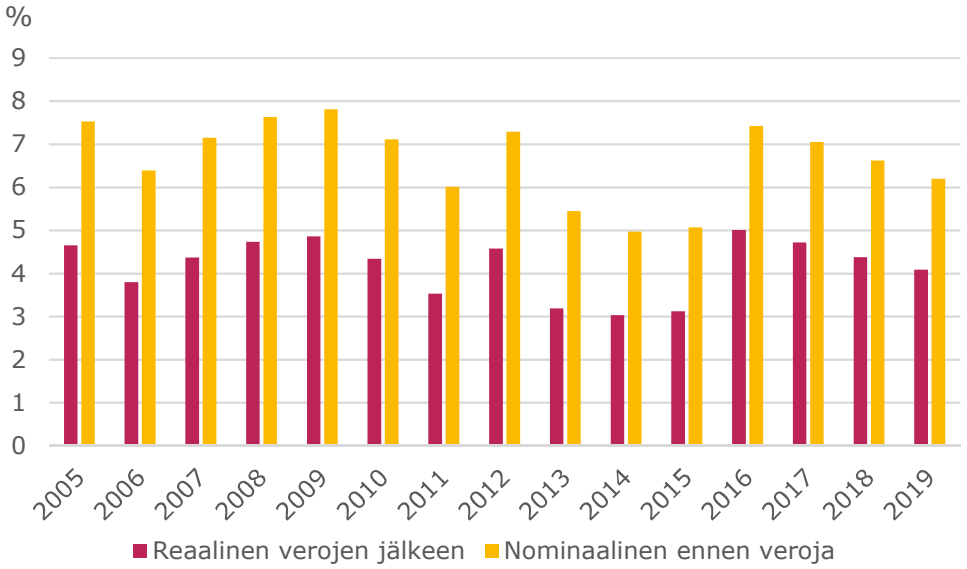
Energiavirasto käyttää verkkotoimintaan sitoutuneelle oikaistulle pääomalle hyväksyttävän kohtuullisen tuottoasteen määrittämisessä menetelmänä pääoman painotetun keskikustannuksen mallia (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Se ilmaisee yrityksen käyttämän pääoman keskimääräisen kustannuksen, jossa painoina ovat oman ja korollisen vieraan pääoman suhteelliset osuudet. Hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnissa käytettävä pääoman painotettu keskikustannus lasketaan oman ja vieraan pääoman kustannuksen summana ja siinä huomioidaan reaalinen riskitön korkokanta, inflaatio, markkinoiden riskipreemio, likvidittömyyspreemio, korollisen vieraan pääoman kustannus ja edellä mainittu pääomarakenne.

Ensimmäisellä (2005-2007) ja toisella (2008-2011) valvontajaksolla Energiaviraston valvontamenetelmissä käytettiin WACC-prosenttia, joka laskettiin nimellisenä verojen jälkeen. Kolmannella valvontajaksolla (2012-2015) käytettiin WACC-prosenttia, joka laskettiin reaalisena verojen jälkeen. Neljännellä (2016-2019) ja viidennellä (2020-2023) valvontajaksolla WACC-prosentti lasketaan nimellisenä ennen veroja.

Kuvassa 2.19 on esitetty Energiaviraston laskeman pääoman painotetun keskikustannusprosentin kehitys vuosina 2005 - 2019. Kunkin vuoden osalta WACC-prosentti on esitetty sellaisena kuin se on laskettaessa se reaalisena verojen jälkeen ja nimellisenä ennen veroja. Toisen valvontajakson alkupuolella vuonna 2009 reaalinen verojen jälkeen laskettu WACC-prosentti nousi 4,86 prosenttiin, josta se laski toisen valvontajakson viimeisenä vuonna 3,53 prosentin tasolle. Kolmannen valvontajakson alkaessa vuonna 2012 reaalinen verojen jälkeen laskettu WACC-

prosentti nousi maltillisesti 4,58 prosenttiin. Kolmannen valvontajakson kolmen viimeisen vuoden aikana reaalinen verojen jälkeen laskettu WACC-prosentti laski selvästi noin kolmen prosentin tuntumaan. Merkittävimpänä selittävänä tekijänä jakeluverkkoyhtiöiden pääoman painotetun keskikustannusprosentin tason laskussa viime vuosina on nimellisenä riskittömänä korkokantana käytetyn Suomen valtion 10 vuoden obligaation koron lasku. Myös WACC-prosentin laskennassa käytettäviin parametreihin tehtiin kolmannelle valvontajaksolle siirryttäessä joitakin muutoksia, mutta näiden vaikutukset jäävät suhteellisen pieniksi.

Neljännelle valvontajaksolle siirryttäessä WACC-laskenta muuttui ja valvontamenetelmissä käytetään WACC-laskennassa nimellistä ennen veroja -menetelmää (Nominal Pre-Tax). Neljännellä valvontajaksolla WACC-prosentti on noussut takaisin ensimmäisen ja toisen valvontajakson tasolle uusien menetelmien ja tehtävien toimitusvarmuusinvestointien takia.



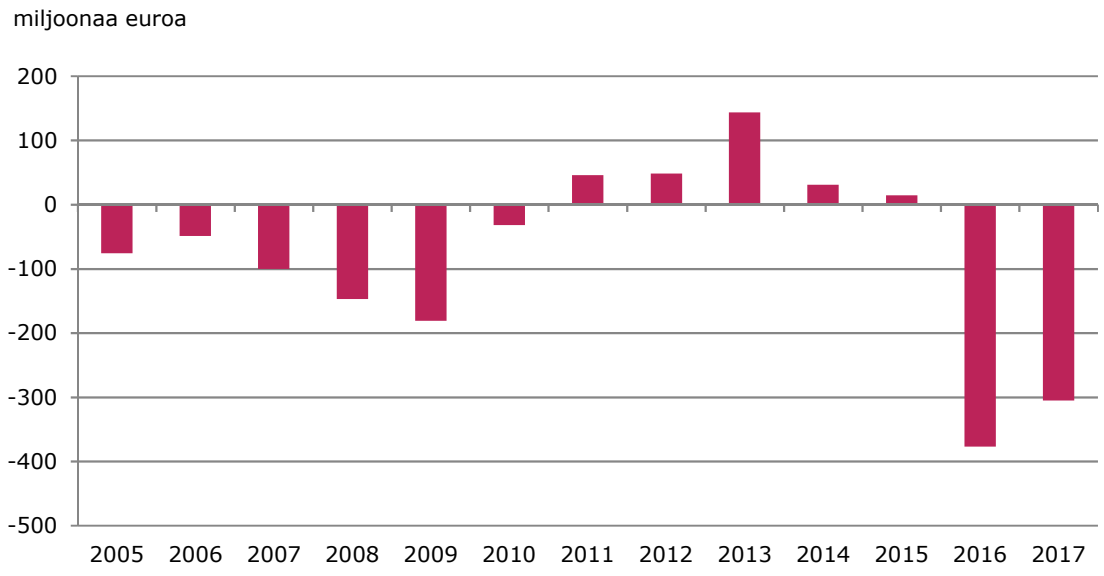
Kuva 2.19 Jakeluverkkoyhtiöiden pääoman painotettu keskikustannus (Weighted Average Cost of Capital, WACC). Reaalinen verojen jälkeen (Real Post-Tax) ja Nominaalinen ennen veroja (Nominal Pre-tax).

2.5.2 Jakeluverkkoyhtiöiden yli- ja alijäämät

Energiavirasto laskee vuosittain jokaisen jakeluverkkoyhtiön sähköverkkotoiminnan alustavan kohtuullisen tuoton sekä ali- ja ylijäämän, jolla kuvataan hinnoittelun kohtuullisuuden kehittymistä. Lopullinen valvontajakson ali- tai ylijäämä määräytyy valvontajakson päätyttyä annettavalla valvontapäätöksellä. Valvontapäätöksen mukainen ali- tai ylijäämä tulee lähtökohtaisesti tasoittaa seuraavan valvontajakson aikana. Tilikauden ali- tai ylijäämä lasketaan toteutuneen oikaistun tuloksen ja kohtuullisen tuoton erotuksena. Alijäämä tarkoittaa sitä, että yhtiöllä on mahdollisuus korottaa hintaa ja ylijäämä sitä, että hinnoittelu on ylittämässä kohtuullisen tason.

Suurin osa yhtiöistä oli alijäämäisiä ensimmäisellä ja toisella valvontajaksolla. Kuvassa 2.20 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden tilikauden ali- ja ylijäämien summa vuosina 2005 – 2017. Jakeluverkkoyhtiöiden alijäämät kasvoivat voimakkaasti yli 40 miljoonan vuositasolla aina vuoteen 2009 asti. Toisen valvontajakson loppupuolella tapahtuneet myrskyt aiheuttivat merkittävät sähköntoimituksien keskeytyksistä aiheutuneet haitat ja yhteensä yli 56 miljoonan euron vakiokorvaukset asiakkaille. Tämä vaikutti jonkin verran alijäämien määrään laatukannustimen ja tehostamiskannustimen kautta. Toisen valvontajakson viimeisenä vuonna 2011 jakeluverkkoyhtiöillä oli myös viimeinen mahdollisuus käyttää ensimmäisen valvontajakson alijäämiä hinnoittelussaan ja jakeluverkkoyhtiöt olivatkin viimeisellä tilikaudella yhteensä 46 miljoonaa ylijäämäisiä. Kolmannen valvontajakson ensimmäisenä vuonna ylijäämää syntyi yli 66 miljoonaa euroa ja vuonna 2013 yli 148 miljoonaa euroa. Vuonna 2014 ylijäämää syntyi yhteensä noin 50 miljoonaa euroa ja vuonna 2015 noin 140 miljoonaa euroa. Lopulliset ali- tai ylijäämän määrät vahvistettiin 8.2.2017 annetuilla valvontapäätöksillä. Vuosien 2016 ja 2017 alustavien laskelmien perusteella yhtiöiden hinnoittelu näyttäisi varsin alijäämäiseltä neljännen valvontajakson alussa.

Valvonta on vaikuttanut yhtiöiden hinnoitteluun ja ali- ja ylijäämien muodostumiseen jokseenkin odotetusti. Valvontapäätöksen mukaisia ali- ja ylijäämiä ollaan pääsääntöisesti tasoitettu seuraavan valvontajakson aikana, mikä on nähtävissä ali- ja ylijäämien jaksoittaisesta vaihtelusta kuvassa 2.20. Lakimuutoksilla, kuten vaatimuksilla saavuttaa tietty toimitusvarmuuden taso, on kuitenkin ollut vaikutusta valvontamenetelmiin ja sitä kautta ali- ja ylijäämien muodostumiseen. Tämä on erityisesti nähtävissä neljännellä valvontajaksolla, jolloin muun muassa kannustimien ohjausvaikutukset tehostuivat ja kohtuullinen tuottoaste nousi.



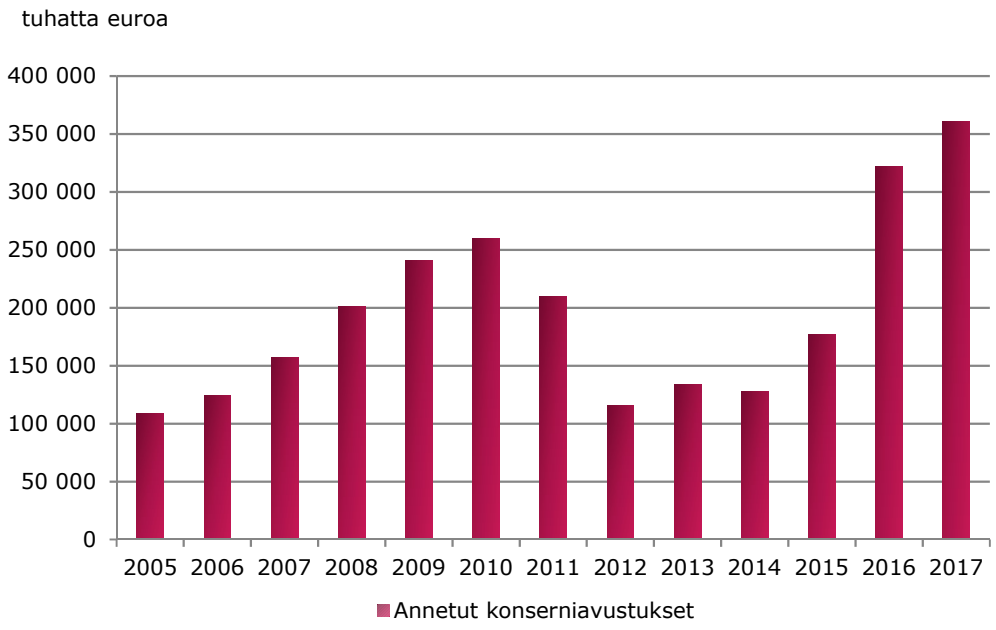
Kuva 2.20 Jakeluverkkoyhtiöiden yli- ja alijäämät yhteensä vuosina 2005 – 2017, ylijäämä (+)/alijäämä (-).

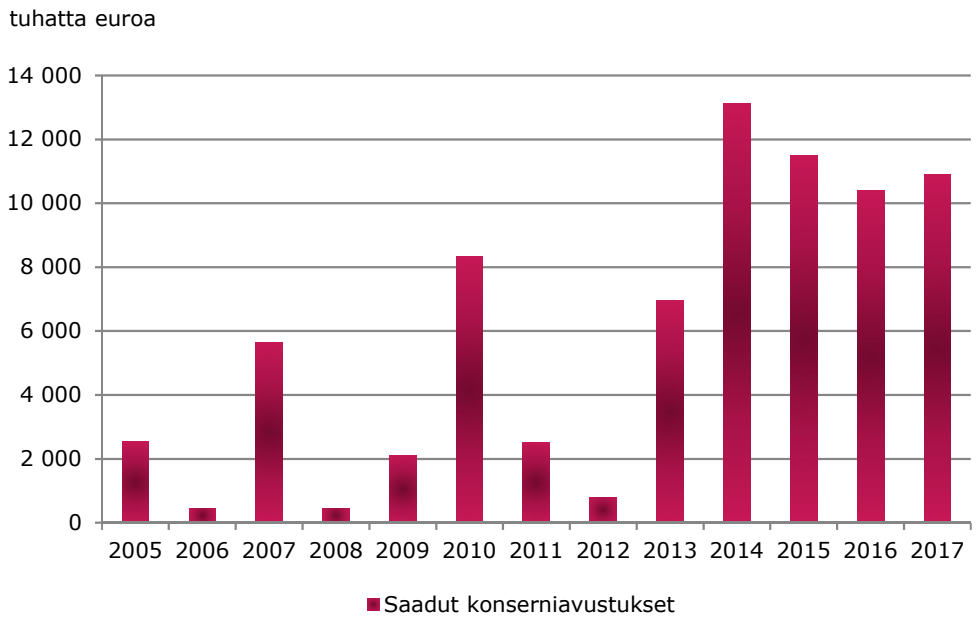
2.5.3 Konserniavustukset

Konserniavustukset ovat konserniyhtiöiden välisiä transaktioita, joissa voittoa siirretään yleensä tytäryhtiöltä emoyhtiölle tai vastaavasti avustetaan tytäryhtiötä. Useat jakeluverkonhaltijat ovat tytäryhtiöinä konsernissa. Merkittävää valvonnan vaikuttavuuden kannalta olisivat havainnot saatujen konserniavustusten suuresta määrästä annettuihin konserniavustuksiin verrattuna, mikä voisi kertoa mahdollisista ongelmista verkkoyhtiöiden toimintakyvyssä.

Kuvassa 2.21 a. ja b. on esitetty konserniavustusten kehitys kaikilla jakeluverkkoyhtiöillä vuodesta 2005 vuoteen 2017. Kasvu annettujen avustusten määrässä on ollut tasaista vuoteen 2010 asti ja ne ovat nousseet vuoden 2005 vähän yli sadasta miljoonasta yli 250 miljoonaan euroon, jonka jälkeen lähteneet laskuun ja vuonna 2012 konserniavustuksia maksettiin ainoastaan 115 miljoonaa euroa. Vuonna 2013 ja 2014 konserniavustuksia maksettiin noin 130 miljoonaa euroa ja vuosina 2016 ja 2017 noustiin jo selvästi yli 300 miljoonan euron. Saatujen konserniavustusten määrä puolestaan on vaihdellut voimakkaammin tarkastelujaksolla. Saadut konserniavustukset nousivat selvästi vuonna 2014 yli 13 miljoonaan euroon ja laskivat tästä reilun 10 miljoonan euron tasolle neljännen valvontajakson alussa.

Kuvista nähdään, että saadut konserniavustukset ovat selkeästi olleet annettuja konserniavustuksia pienemmät läpi tarkastelujakson. Lähtökohtaisesti verkkotoimintaa ei siis ole ollut tarve tukea konserniavustuksilla muiden konserniyhtiöiden toimesta. Näin ollen voidaankin todeta, että valvonnalla ei ole ollut verkkoyhtiöiden taloudellista toimintakykyä vaarantavaa vaikutusta. Mikäli valvonta olisi vaikuttanut haitallisesti jakeluverkonhaltijoiden taloudelliseen toimintakykyyn, se olisi todennäköisesti johtanut myös korkeampiin saatuihin konserniavustuksiin. Sen sijaan verkkotoiminnalla on ollut varaa jakaa toiminnan tuottoja annettujen konserniavustusten kautta omistajilleen.

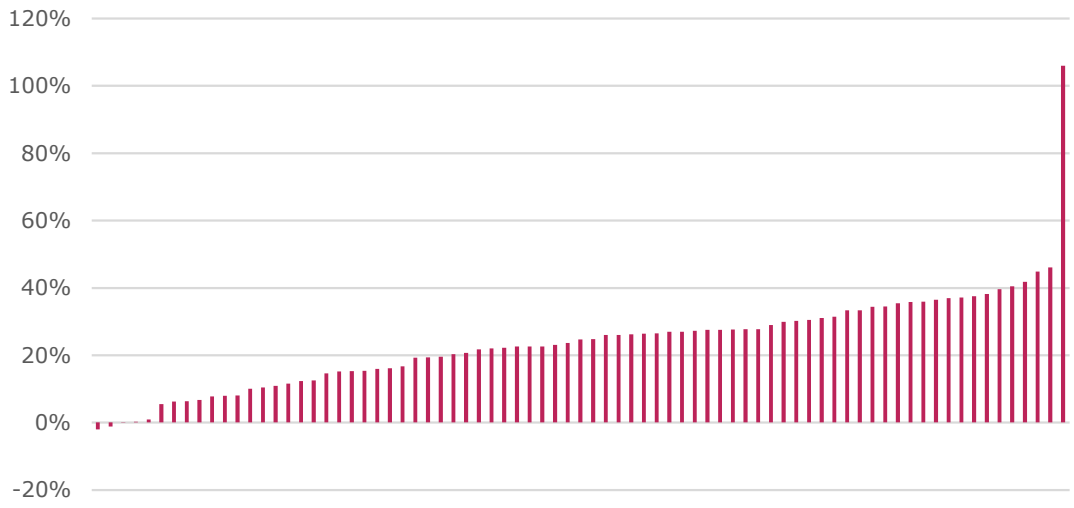




Kuva 2.21. a) ja b). Jakeluverkkoyhtiöiden antamat ja saamat konserniavustukset 2005 - 2017.

2.5.4 Liikevoittoprosentti ja sijoitetun pääoman tuotto

Liikevoittoprosentti on yksi yleisimpiä liiketoiminnan taloudellisia mittareita. Se kuvaa toiminnan kannattavuutta ja toimintaedellytyksiä. Jakeluverkkoyhtiöiden liikevoittoprosenteissa on jonkin verran eroja. Kuvassa 2.22 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden liikevoittoprosentit[1] vuonna 2017. Muutamalla yhtiöllä liikevoittoprosentti on liiketappion seurauksena negatiivinen, mutta suurimmalla osalla yhtiöistä tunnusluku on hyvällä tai erinomaisella tasolla. Keskimäärin liikevoittoprosentti vuonna 2017 oli kaikilla jakeluverkkoyhtiöillä noin 24 prosenttia mediaanin ollessa noin 25 prosenttia. Muutamaa tappiollista yhtiötä lukuun ottamatta liikevoiton suhde liikevaihtoon on hyvällä tai erinomaisella tasolla osoittaen liiketoiminnan kannattavaksi ja toimintaedellytykset hyviksi. Kuvassa näkyvä yli sadan prosentin liikevoittoprosentti johtuu muihin tuottoihin kirjatusta kertaerästä. Hyvällä tai erinomaisella tasolla olevaa liikevoittoprosenttia selittää kuitenkin suurelta osin toimialan pääomavaltaisuus, mikä tulee huomioida vertailtaessa liikevoittoprosentteja muihin toimialoihin. Pääomavaltaisella toimialalla velkaisuus vaikuttaa merkittävästi. Sähköverkkotoiminnan liikevoittoprosenteista on tämän vuoksi syytä tehdä hyvin varovaisia johtopäätöksiä.

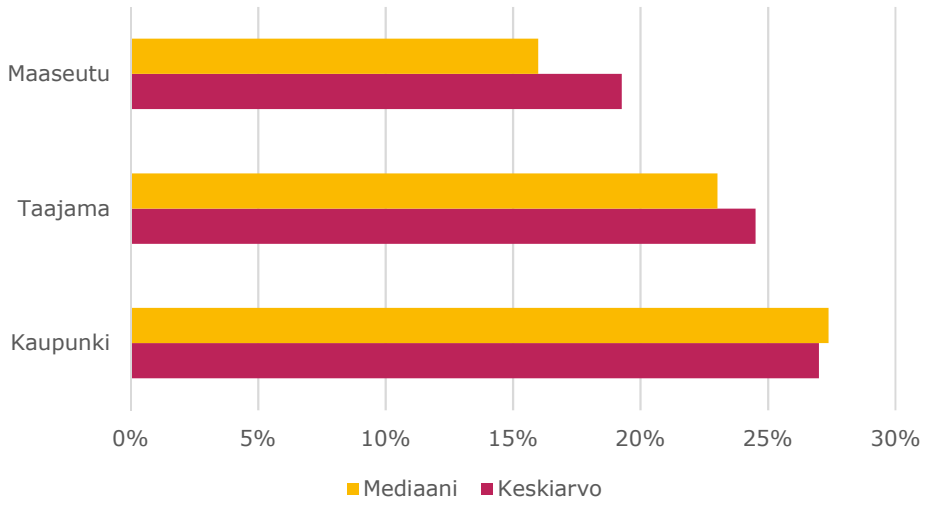


Kuva 2.22 Vuoden 2017 liikevoittoprosentti jakeluverkkoyhtiöittäin.

Kuvassa 2.23 on esitetty jakeluverkkoyhtiöiden liikevoittoprosentti vuonna 2017 jaottelemalla yhtiöt kolmeen eri ryhmään toiminta-aluetta määrittelevien tunnuslukujen mukaan. Maaseudulla toimivien jakeluverkkoyhtiöiden liikevoittoprosentti on keskimäärin taajamissa ja kaupungeissa toimivia verkkoyhtiöitä selvästi alhaisempi. Maaseuturyhmän yhtiöiden keskimääräinen liikevoittoprosentti oli 19%, taajamaryhmän yhtiöillä 25% ja kaupunkiluokan yhtiöillä 27%. Vaikka siirtohinnat ovat maaseudulla yleensä kaupunkia korkeammalla tasolla, tämä ei kuitenkaan näyttäisi

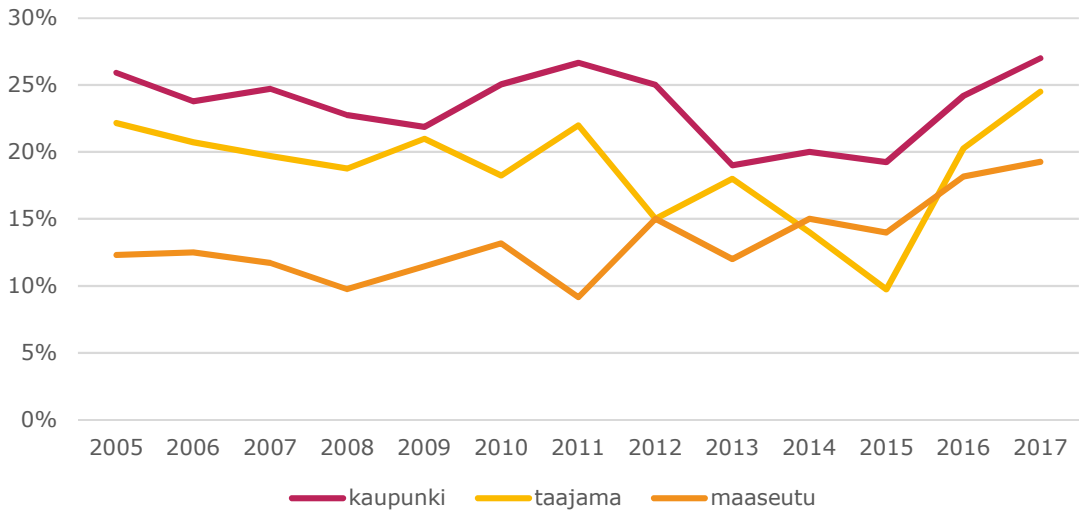
[1] Liikevoittoprosentti = liikevoitto (-tappio) / liikevaihto.

johtavan parempaan kannattavuuteen maaseudulla, kuten kuvasta 2.23. nähdään. Maaseutumaisissa olosuhteissa toimivilla yhtiöillä kustannustaso on myös korkea, mikä johtaa pienempään liikevoittoprosenttiin.



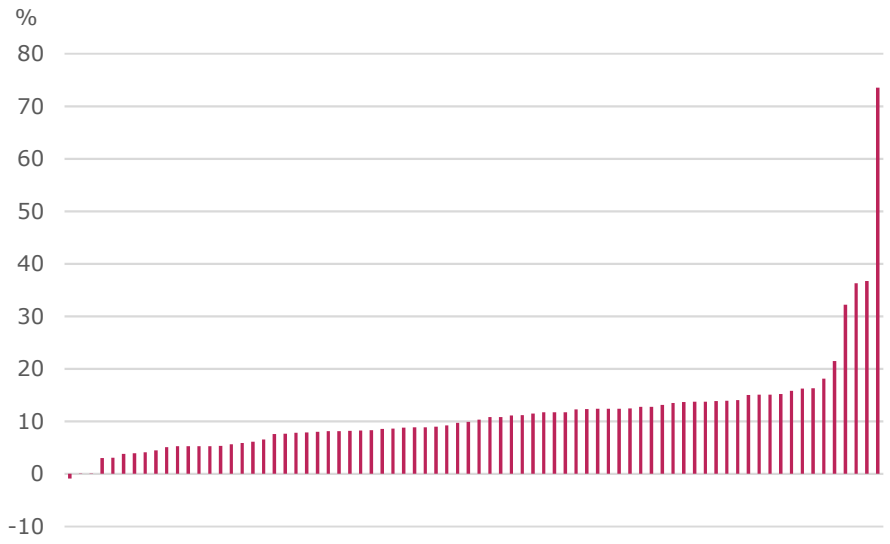
Kuva 2.23 Vuoden 2017 liikevoittoprosentti erityyppisillä yhtiöillä.

Liikevoittoprosentin kehitys erityyppisillä yhtiöryhmillä vuosina 2005 - 2017 on esitetty kuvassa 2.24. Kaupunkimaisten yhtiöiden liikevoittoprosentti on tarkastelujakson ajan ollut korkeammalla tasolla kuin taajama- ja maaseutuyhtiöillä. Liikevoittoprosentin vaihtelua erityyppisten yhtiöiden välillä voi selittää esimerkiksi erisuuruiset poistot, jotka ovat riippuvaisia verkko-omaisuuden ja muun omaisuuden määrästä.



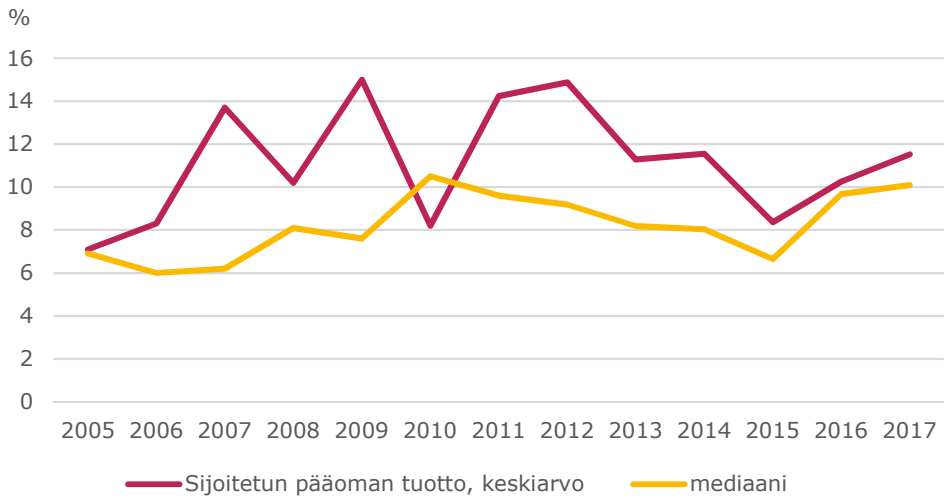
Kuva 2.24 Liikevoittoprosentin keskiarvon kehitys erityyppisillä yhtiöillä vuosina 2005 - 2017.

Verkkotoimintaan sijoitetun pääoman tuotto kuvaa toimialan tuottomahdollisuuksia. Kuvassa 2.25 on esitetty tilinpäätöksissä ja taloudellisissa tunnusluvuissa raportoitu verkkotoimintaan sijoitetun pääoman tuotto yhtiökohtaisella tasolla. Tunnusluku vaihtelee muutaman yhtiön negatiivisesta arvosta kymmenien prosenttien tuottotasoon. Yhtiöiden väliset erot ovat hyvin suuria ja osassa yhtiöistä sijoitetun pääoman tuottoluvun takana on yhtiökohtaisia tekijöitä, kuten erityisen suuret rahoituskulut tai pääomia sitoneet investoinnit, jotka eivät vielä ole ehtineet tuottaa tuloa.



Kuva 2.25 Verkkotoimintaan sijoitetun pääoman tuotto yhtiöittäin 2017.

Keskimäärin jakeluverkkoyhtiöiden sijoitetun pääoman tuotto vuonna 2017 oli lähes 12 prosenttia mediaanin ollessa hieman alhaisemmalla tasolla (kuva 2.26). Mediaani nousi tasaisesti vuoteen 2010 ja laski tämän jälkeen noin kolme prosenttia viidessä vuodessa. Toisen valvontajakson loppupuolen myrskyjen vaikutus verkkoyhtiöiden toimintaan näkyy myös sijoitetun pääoman tuoton mediaaniarvon laskuna. Keskiarvon vaihtelu on ollut huomattavasti voimakkaampaa poikkeavien havaintojen seurauksena ja laskenut vuonna 2010 voimakkaasti lähes 15 prosentin tasolta alle yhdeksään prosenttiin, nousten yli 14 prosentin tasolle vuosina 2011 ja 2012, josta keskiarvo on laskenut kolmen vuoden aikana voimakkaasti neljännen valvontajakson alkuun asti. Neljännen valvontajakson myötä sekä sijoitetun pääoman tuoton keskiarvo että mediaani kääntyivät jälleen kasvuun. Tuottotasoa ja sen kehitystä voidaan pitää yhtiöiden nykyisten ja tulevien toimintaedellytysten kannalta hyvänä suurimmalla osalla yhtiöistä. Vain muutamalla yhtiöllä sijoitetun pääoman tuotto jää alle kahden prosentin tason tai on negatiivinen. Usein alhaisen tai negatiivisen tuoton taustalla on erityistapauksia, esimerkiksi verkkovuokrien ohjautumista verkon omistajille saman konsernin sisällä.

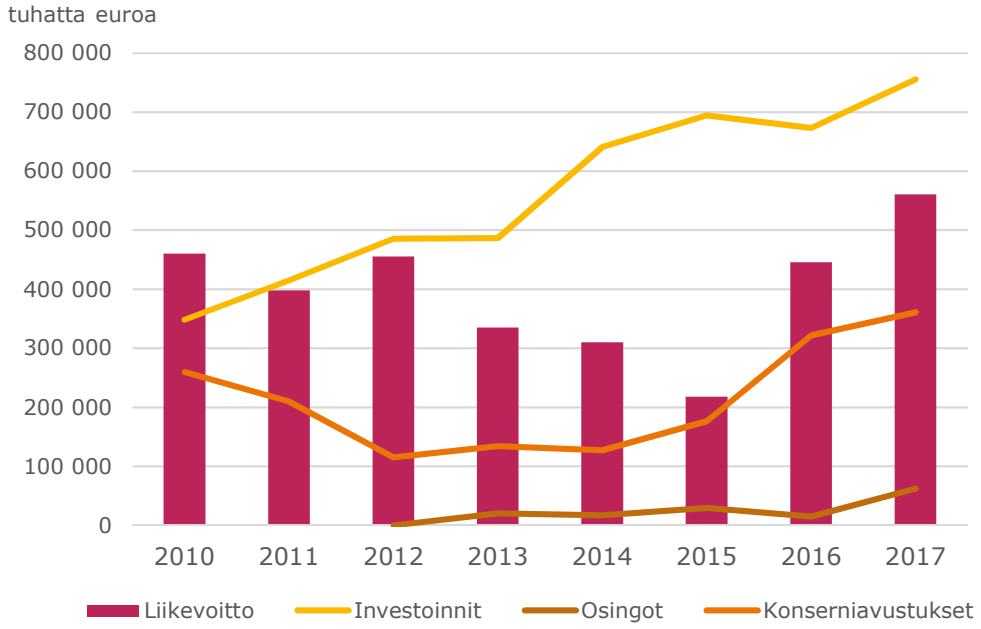


Kuva 2.26 Sijoitetun pääoman tuoton keskiarvo ja mediaani vuosina 2005 – 2017.

2.5.5 Liikevoitto, investoinnit ja voitonjakoluonteiset erät

Valvontamenetelmät johtavat tarkoituksensa mukaiseen lopputulokseen, mikäli verkonhaltijan on ollut mahdollista esimerkiksi investoida riittävästi verkkoon, selvitä kustannuksistaan ja maksaa omistajilleen tuottoa. Mikäli verkonhaltija on nämä saavuttanut tai se olisi ollut mahdollista, on verkonhaltija selvinnyt velvoitteistaan valvontamenetelmien puitteissa.

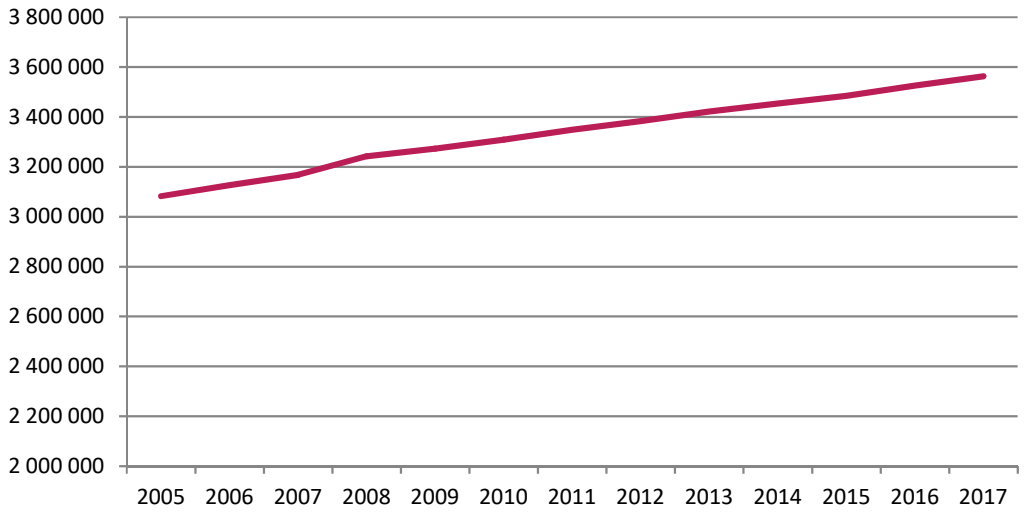
Kuvasta 2.27 nähdään taseen mukaisten investointien, verkkotoiminnan osinkojen ja konserniavustusten kehitys suhteessa liikevoiton kehitykseen vuosina 2010-2017. Investoinnit ovat kasvaneet melko tasaisesti koko tarkastelujakson ajan siitäkin huolimatta, että yhteenlasketut liikevoitot laskivat melko voimakkaasti koko kolmannen valvontajakson (2012-2015). Konserniavustukset, joilla tasataan tulosta konserniyhtiöiden välillä, ovat jokseenkin seuranneet liikevoiton kehitystä läpi tarkastelujakson. Osingot puolestaan ovat pysyneet lähes samalla alhaisella tasolla kolmannen valvontajakson alusta lähtien, jolloin tietoja osingoista alettiin keräämään valvontatietojärjestelmässä. Kuvasta 2.27 nähdään, että konserniavustukset ovat selvästi yleisempi keino jakaa varoja kuin osingot.



Kuva 2.27 Verkkotoiminnan liikevoitto, taseen mukaiset investoinnit, osingot ja annetut konserniavustukset

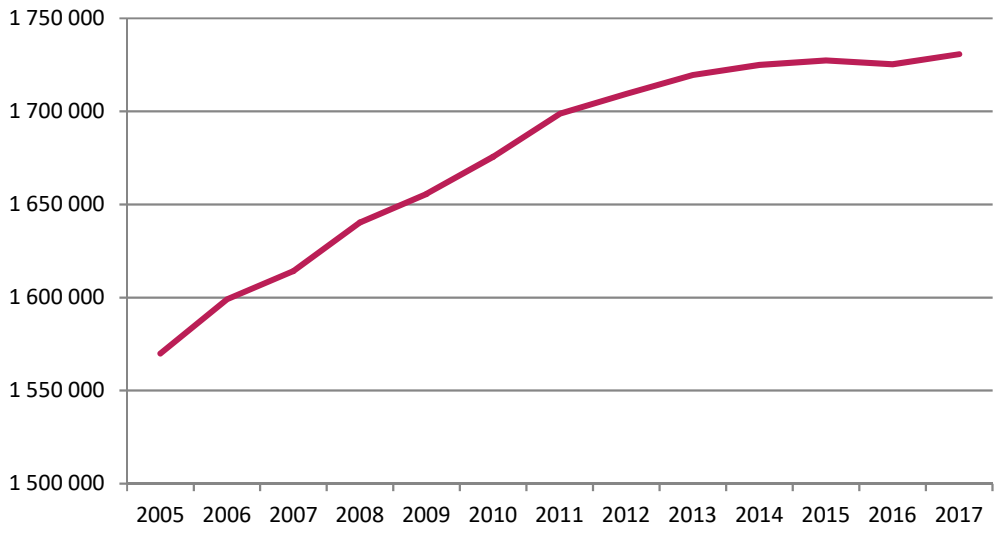
3 Sähköverkkojen, volyymin ja kapasiteetin kehitys

Sähkön jakeluverkon käyttäjämäärät ovat kasvaneet tasaisesti (kuva 3.1). Keskimäärin määrä on kasvanut vuodessa noin 40 000 vuosien 2005 ja 2017 välillä, asettuen kokonaisuudessaan lähes 3,6 miljoonaan käyttäjän tasolle vuonna 2017. Jakeluverkon käyttäjien lukumäärä on kasvanut huolimatta viime vuosiin asti jatkuneesta talouden laskusuhdanteesta. Vuosittainen kasvu on ollut jo useamman vuoden ajan noin yhden prosentin tasoa.



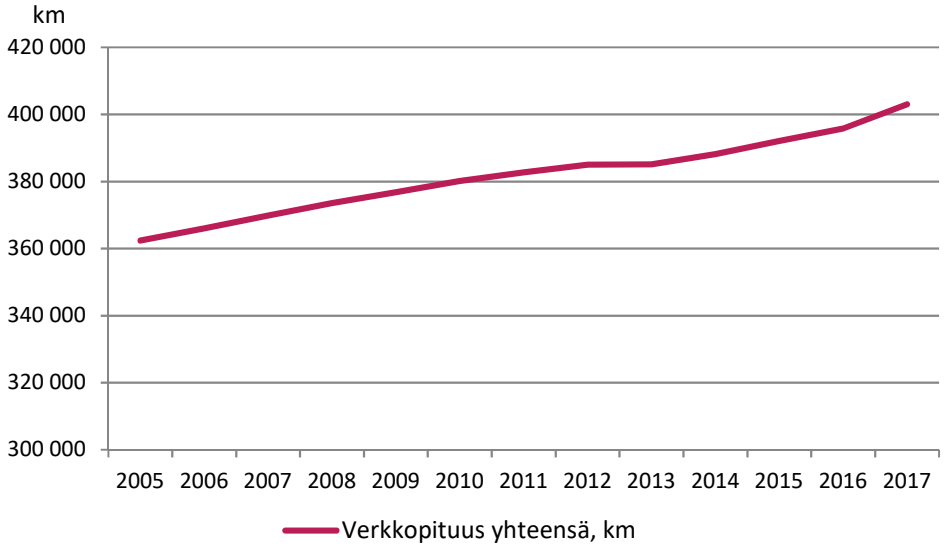
Kuva 3.1 Jakeluverkon käyttäjien yhteismäärän kehitys 2005 - 2017.

Liittymien yhteismäärän kasvu on ollut keskimäärin yli 20 000 liittymää vuodessa vuodesta 2005 vuoteen 2011 asti. Vuonna 2017 liittymien yhteismäärä oli kokonaisuudessaan yli 1,73 miljoonaa (kuva 3.2). Liittymämäärän kasvu on kuitenkin tasaantunut vuodesta 2011 alkaen eikä liittymämäärä ole kasvanut samaa tahtia käyttöpaikkojen määrän kanssa. Eräs syy tähän voi olla rakentamisen keskittyminen useamman käyttöpaikan kohteisiin. Kasvua voi pitää suhteellisen joustamattomana eli toimintaympäristön muutoksilla ei ole ollut suurta vaikutusta liittymien määrän kehitykseen. Sähköllä ei ole substituuttituotteita, joiden suhteen kysyntä voisi vaihdella toimintaympäristön muutosten vaikutuksesta.



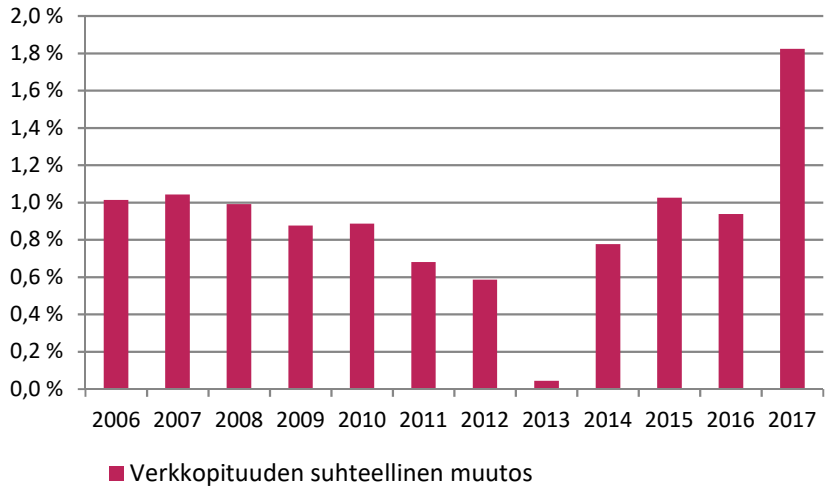
Kuva 3.2 Liittymien määrän kehitys 2005 - 2017.

Jakeluverkkojen pituus on myös kasvanut käyttäjä- ja liittymämäärien kehityksen myötä. Vuoden 2005 yli 360 000 kilometrin tasolta on noustu yli 400 000 kilometriin vuonna 2017. Keskimäärin verkkopituus on kasvanut vuosittain noin 3 125 kilometrillä (kuva 3.3).



Kuva 3.3 Jakeluverkkojen pituus yhteensä (km).

Kuvassa 3.4. on havainnollistettu tarkemmin jakeluverkkojen kokonaisverkkopituuden suhteellista muutosta. Kuvasta nähdään, että verkkopituus on kasvanut melko tasaisesti noin yhden prosentin vuosivauhdilla vuodesta 2006 vuoteen 2016 lukuun ottamatta vuotta 2013, jolloin verkkopituus ei juuri kasvanut. Vuoden 2017 aikana kokonaisverkkopituuden kasvuvauhti kiihtyi lähelle kahta prosenttia.



Kuva 3.4. Jakeluverkkojen pituuden suhteellinen muutos

Sähköverkkojen, volyymin ja kapasiteetin kehitys on ollut kokonaisuudessaan suhteellisen hyvällä tasolla. Käyttäjä- ja liittymämäärät ovat kehittyneet positiivisesti, myrskyistä ja korvauksista, sekä liiketoimintaympäristön muutoksista huolimatta. Yhtiöiden välillä on tästä huolimatta merkittäviä eroja. Valtaosa jakeluverkkoyhtiöistä toimii alueilla, joissa asiakasmäärät kasvavat, mutta osalla toimintaympäristöön ei kuulu kasvukeskuksia, mikä johtaa siihen, että liittymien ja asiakkaiden määrät eivät kasva tai jopa vähenevät.

Enimmillään verkkoyhtiöillä on vuoden 2017 rakennetietojen mukaan 450 metriä verkkoa per asiakas ja vähimmillään 17 metriä per asiakas keskiarvon ollessa 145 metriä per asiakas ja mediaanin ollessa 144 metriä per asiakas.

Vuoden 2016 vastaavat luvut olivat 451 metriä, 17 metriä, 144 metriä ja 142 metriä.

4 Sähköverkon toimitusvarmuus

Tässä luvussa tarkastellaan sähköverkon toimitusvarmuutta kuvaavia tekijöitä kuten keskeytysaikoja ja -määriä sekä verkon rakenteen kehittymistä.

Sähköverkkojen toimitusvarmuus ja sähkön laatu ovat ensiarvoisen tärkeitä koko yhteiskunnan toiminnan kannalta. Sähköverkko muodostuu kantaverkosta, suurjännitteisistä jakeluverkoista sekä jakeluverkoista. Ne yhdessä muodostavat sähköverkon, joka yhdistää sähkön tuottajat sähkön kuluttajiin..

Vuonna 2013 voimaan tulleen sähkömarkkinalain yhtenä tavoitteena on varmistaa edellytykset sähkön toimitusvarmuudelle. Energiavirasto seuraa ja valvoo toimitusvarmuutta sähkömarkkinalain mukaisen kehittämisvelvollisuuden ja laatuvaatimusten pohjalta. Valvonta perustuu verkonhaltijoilta vuosittain kerättäviin valvontatietoihin. Sähkön toimitusvarmuuden varmistamista ja kehittämistä seurataan myös sähkömarkkinalain mukaisten jakeluverkkojen kehittämissuunnitelmien pohjalta.

Myös hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmät sisältävät elementtejä, jotka kannustavat parantamaan sähkön toimitusvarmuutta. Keskeytyksistä aiheutunut haitta (KAH) huomioidaan verkonhaltijan laatukannustimessa, oikaistun tuloksen laskennassa ja sähköntoimituksen keskeytyksistä maksettavat vakiokorvaukset ovat osa operatiivisia kustannuksia. Lisäksi valvontamenetelmien kannustimet ohjaavat uusimaan verkkoa säävarmaksi jo ennen teknistaloudellisen pitoajan päättymistä.

Sähköverkkoinvestointien aikajänteet ovat pitkiä ja sääolosuhteet voivat vaikuttaa yksittäisten vuosien tunnuslukuihin merkittävästi, minkä vuoksi investointien ja valvonnan vaikutukset näkyvät valtakunnallisissa keskiarvoissa mahdollisesti vasta vuosien kuluttua.

4.1 Sähkönjakelun keskeytykset

Verkonhaltijoiden keskeytystunnusluvut on kerätty vuodelta 2017 Energiaviraston antaman määräyksen nojalla.

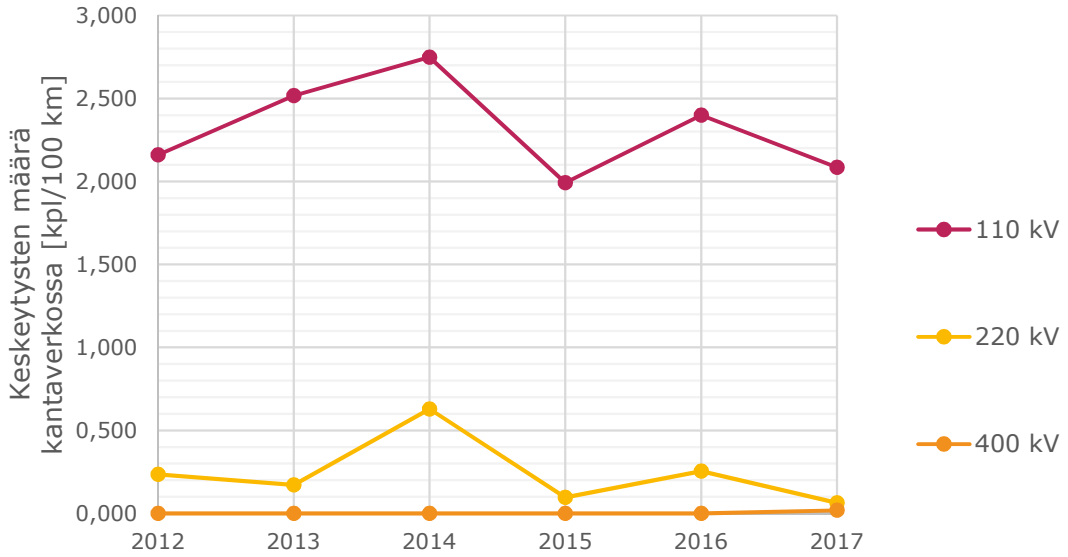
Seuraavissa kolmessa kappaleessa esitetään keskeytystunnuslukujen avulla kuva sähköverkkojen toimitusvarmuudesta kolmen eri verkkotason mukaisesti.

4.1.1 Kantaverkon toimitusvarmuus

Sähköjärjestelmän rungon muodostavan kantaverkon toimitusvarmuudella on kokonaistoimitusvarmuuden kannalta suuri merkitys. Kantaverkonhaltija hallitsee tuotannon ja kulutuksen tasapainoa yhdessä muiden maiden kantaverkonhaltijoiden kanssa ja kantaverkossa se liittää yhteen valtakunnallisesti merkittävät tuotanto- ja kulutuskeskittymät.

Sähkömarkkinalain mukaan kantaverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että verkko täyttää Euroopan unioin lainsäädännössä ja järjestelmävastaavalle kantaverkonhaltijalle sähköverkkoluvassa käyttövarmuudelle ja luotettavuudelle asetetut vaatimukset ja ehdot. Lisäksi kantaverkko on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä niin, ettei verkon toiminta häiriydy sähköjohtojen päälle kaatuvista tai johtokadulla kasvavista puista.

Kantaverkon käyttövarmuuden tasoa yleisesti kuvaava luku, keskeytyksen aiheuttaneiden vikojen määrä sataa johtokilometriä kohden on esitetty kuvassa 4.1. Luvuissa ovat mukana omasta verkosta johtuvat pysyvät keskeytykset sekä jälleenkytkennät.



Kuva 4.1 Keskeytyksen aiheuttaneiden vikojen määrä kantaverkossa suhteessa verkkopituuteen.

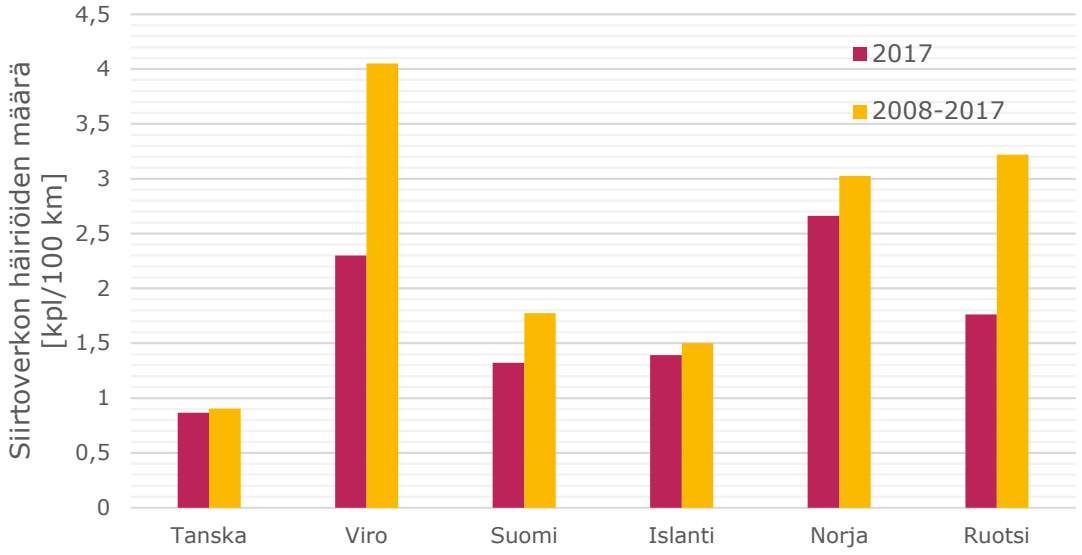
Kuvasta 4.1. nähdään eri jännitetasojen käyttövarmuuden taso. Suurempien jännitetasojen keskeytykset ovat harvinaisempia mm. suurempien suojaetäisyyksien vuoksi.

Kantaverkon toimitusvarmuutta voidaan vertailla esim. muihin Pohjoismaihin. Kantaverkkoyhtiöiden eurooppalainen edunvalvontaorganisaatio ENTSO-E on raportoinut Pohjoismaiden ja Baltian alueen siirtoverkkojen toimitusvarmuudesta vuodelta 2017 julkaisussa ” NORDIC AND BALTIC GRID DISTURBANCE STATISTICS 2017[2]”. Raportin tilastointimenetelmä eroaa Energiaviraston tunnuslukujen määrittelyistä. ENTSO-E:n raportin lukuja voidaan käyttää vertailuihin maittain, mutta lukuja ei

[2] Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/kantaverkko/suomen-sahkojarjestelma/hvac_2017_final_kotisivuille.pdf

voida sellaisenaan vertailla Energiaviraston keräämiin tunnuslukuihin, koska tunnuslukujen laskennassa on käytetty eri määrittelyjä.

ENTSO-E:n raportin mukaan häiriöiden lukumäärällä mitaten Suomen siirtoverkon toimitusvarmuus on samassa suuruusluokassa tai parempi verrattuna muihin Pohjoismaihin. Pohjoismaiden sekä Viron siirtoverkkojen verkkopituuksiin suhteutetut häiriöiden lukumäärät on esitetty kuvassa 4.2.



Kuva 4.2 Siirtoverkkojen häiriöiden lukumäärät Pohjoismaissa suhteessa johdinpituuksiin. (Tiedot: ENTSO-E)

Kuvasta nähdään, että siirtoverkon häiriöiden määrä on vuonna 2017 ollut kauttaaltaan pitkän aikavälin keskiarvoja pienempi. Siirtoverkon toimitusvarmuus Suomessa on pohjoismaisella tasolla. Pohjoismaista Tanskassa häiriöitä on ollut vähiten, Virossa suhteelliset häiriömäärät ovat olleet pidemmällä aikavälillä heikommalla tasolla. Suhteellisten häiriömäärien laskennassa on käytetty virtapiirien kokonaispituutta, kun kuvassa 4.1 häiriömäärät on suhteutettu johtoreittien pituuteen.

4.1.2 Suurjännitteisen jakeluverkon toimitusvarmuus

Suurjännitteisellä jakeluverkolla tarkoitetaan nimellisjännitteeltään 110 kV paikallista tai alueellista sähköverkkoa tai -johtoa, joka ei ole liittymisjohto ja joka ei ylitä valtakunnan rajaa.

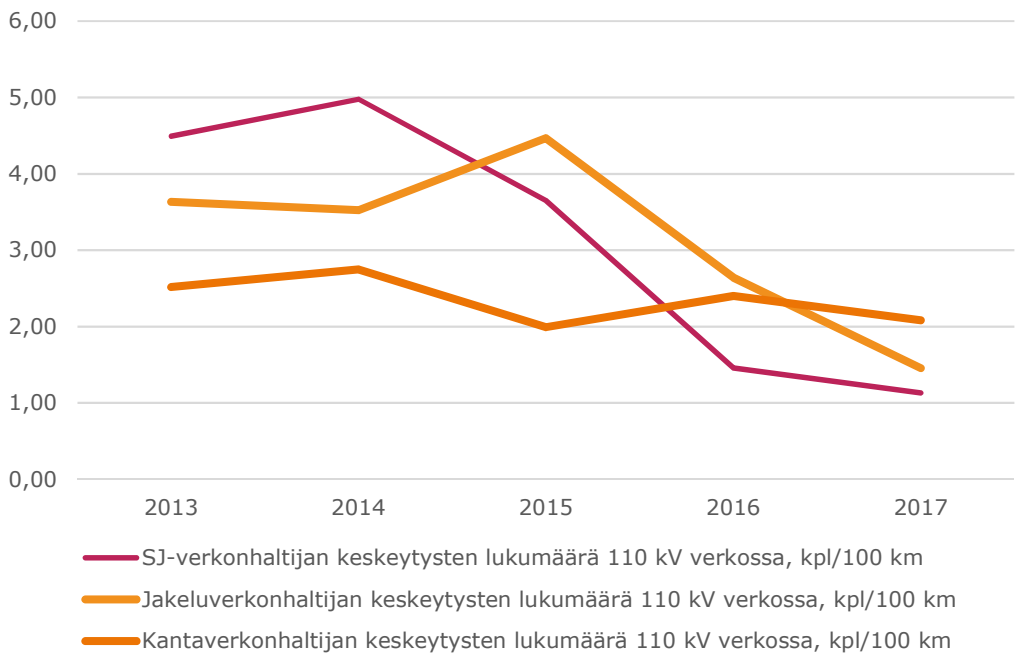
Suurjännitteiset jakeluverkonhaltijat ovat paikallisia tai alueellisia verkonhaltijoita, jotka ovat liittyneet yhteen tai useampaan jakeluverkkoon. Suurjännitteisen jakeluverkon keskeytykset ovat vaikutuksiltaan siten yleensä paikallisia tai alueellisia. Kantaverkkoyhtiöllä ja jakeluverkkoyhtiöillä on vastaavassa käyttötarkoituksessa yhteensä kymmenkertainen määrä suurjännitteisiä johtoja.

Taulukko 4.1. 110 kV johtojen pituudet erityyppisillä verkonhaltijoilla 1.1.2017.

	Johtojen määrä [km]
Kantaverkko	7 389 km
Suurjännitteisten jakeluverkkojen verkon-haltijat	1 680 km
Jakeluverkonhaltijat	7 282 km

Suurjännitteinen jakeluverkko on sähkömarkkinalain mukaan suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä siten, että verkko täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan asettamat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset, ja siten, ettei verkon toiminta häiriydy sähköjohtojen päälle kaatuvista tai johtokadulla kasvavista puista.

Sähkömarkkinalain vaatimusten täyttymisestä huolimatta keskeytyksiä voi aiheutua mm. poikkeuksellisista käyttöolosuhteista ja kojeistojen sekä laitteiden vioittumisista. Kuvassa 4.3 on esitetty suurjännitteisten verkkojen omasta verkosta aiheutuneet keskeytykset suhteutettuna verkkopituuksiin vuosina 2013 - 2017.



Kuva 4.3 Suurjännitteisten sähköverkkojen keskeytysmäärät sataa kilometriä kohden.

Kuvasta nähdään, että vuosina 2013-2017 suurjännitteisten verkkojen keskeytysten määrässä on laskeva trendi.

4.1.3 Jakeluverkon toimitusvarmuus

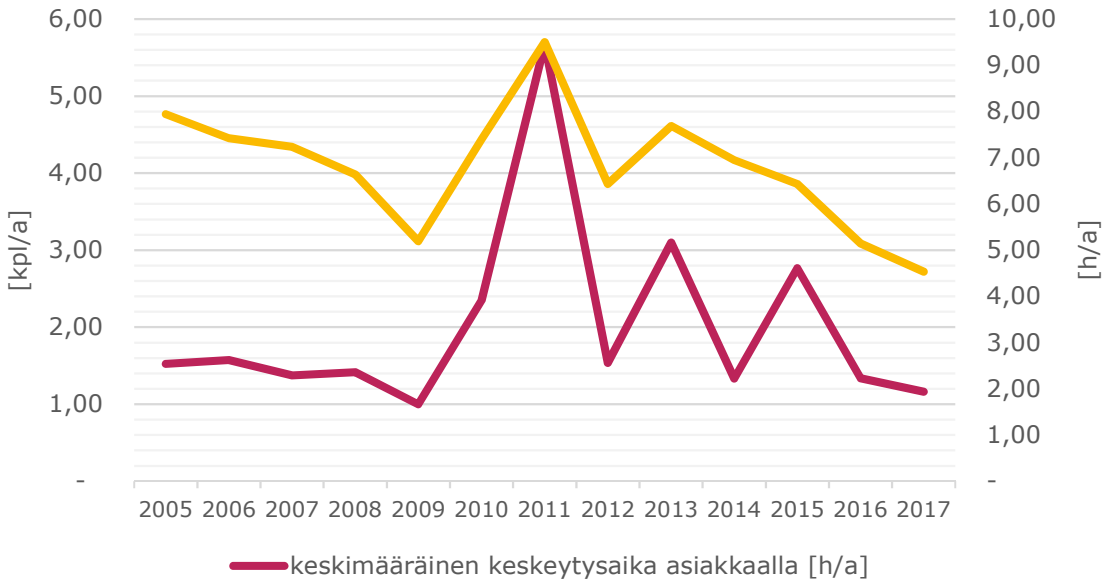
Suurin osa kuluttaja-asiakkaiden kokemista sähkönjakelun keskeytyksistä johtuu jakeluverkon vioista. Sähkönjakeluverkko vikaantuu muita verkkoja todennäköisemmin rakenteensa ja toimintaympäristönsä vuoksi. Suuri osa sähkön jakeluverkosta on sijoitettu niin, että ne ovat alttiita ulkoisten häiriötekijöiden, kuten kaatuvien puiden aiheuttamille tai maanrakennuksesta johtuville vikaantumisille.

Kohtuullisen hinnoittelun valvonta sisältää jakeluverkkojen toimitusvarmuuteen kannustavia elementtejä, joita ovat mm. laatukannustin, toimitusvarmuuskannustin ja vakiokorvausten käsittely operatiivisina kustannuksina, jolloin niihin kohdistuu tehostamisvaade sekä keskeytyskustannusten huomioiminen tuotosmuuttujina yrityskohtaisen tehostamistavoitteen laskennassa. Tarkemmin laatu- ja tehostamiskannustimien toiminta ja sähköverkonhaltijoiden hinnoittelun kohtuullisuuden valvonnan periaatteet on kuvattu Energiaviraston antamissa verkonhaltijakohtaisissa vahvistuspäätöksissä, jotka ovat löydettävissä Energiaviraston kotisivuilta.

Sähkön jakeluverkon keskeisimpiä keskeytystunnuslukuja ovat asiakkaan kokemat vuosittaiset keskeytysmäärät sekä keskeytysten pituudet. Pysyvien, yli kahden minuutin pituisten keskeytysten lisäksi tilastoidaan myös jälleenkytkentöjen lukumääriä.

Kaikkien verkonhaltijoiden tiedoista laskettu sähkönjakelun keskeytysten keskimääräinen keskeytyspituus vuonna 2017 oli 1,16 h (vuonna 2016: 1,34 h) ja keskimääräinen keskeytysmäärä 4,53 kpl (vuonna 2016: 5,14 kpl). Keskiarvon laskennassa on käytetty verkonhaltijoiden energiapainotusta.

Kuvassa 4.4 on esitetty jakeluverkkojen toimitusvarmuutta kuvaavat keskeiset tunnusluvut vuosilta 2005-2017.



Kuva 4.4 Sähkönjakeluverkkojen energiapainotettu keskimääräinen keskeytysaika ja määrä eri vuosina.

Kuvasta nähdään energiapainotetun keskimääräisen keskeytyspituuden ja -määrän vaihtelevan ulkoisten olosuhteiden kuten myrskyjen seurauksena. Keskimääräinen keskeytysmäärä näyttää tarkastelujaksolla laskevan, joskin vuosittainen vaihtelu vaikeuttaa johtopäätösten tekemistä. Keskeytyspituudessa ei ole näkyvissä selvää trendiä. Vuosittaiset vaihtelut molemmissa tunnusluvuissa voivat olla suuria: poikkeukselliset sääilmiöt esim. vuosina 2011, 2013 ja 2015 vaikuttavat kasvattavan keskeytyspituuksia suhteellisesti enemmän kuin keskeytysmääriä.

Kuvassa 4.4. on esitetty keskeytysmäärä ja -pituus keskimääräisenä koko maan tasolla. Yksittäisten yhtiöiden kohdalla keskimääräinen keskeytysaika ja keskeytysten määrä voivat olla keskiarvoa suurempia tai pienempiä. Edelleen yksittäisen yhtiön yksittäisellä asiakkaalla vuosittainen keskeytysaika ja -määrä voivat poiketa keskiarvosta.

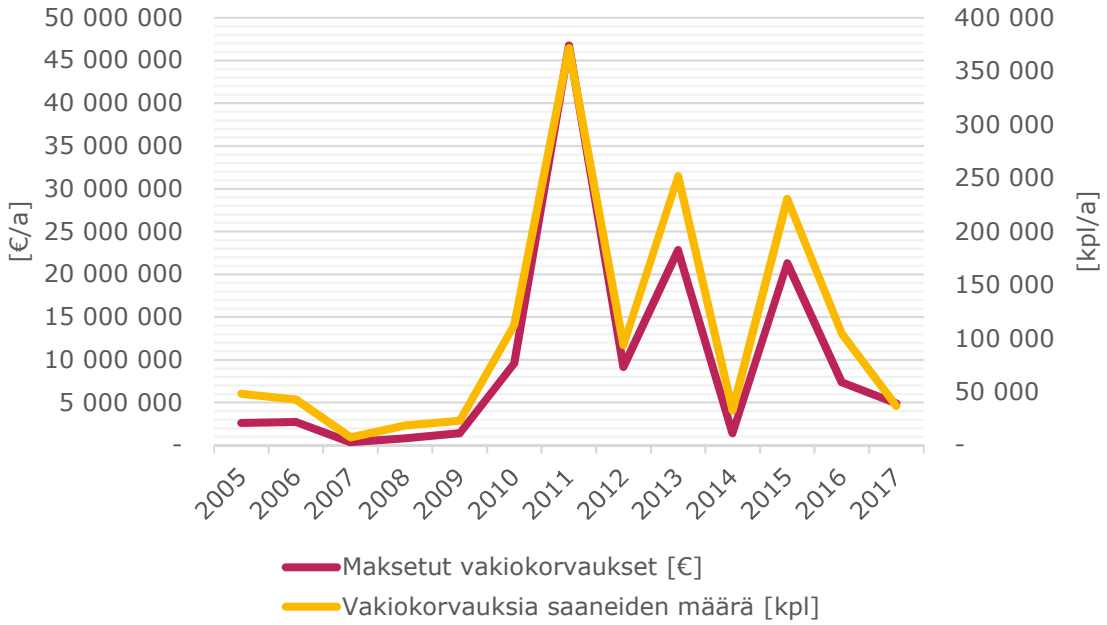
Taajama- ja haja-asutusalueen verkonhaltijoilla vuosittaiset keskeytysmäärät ja -ajat ovat tyypillisesti suurempia kuin kaupunkityyppisillä verkonhaltijoilla, mikä johtuu jakeluverkon rakenteiden eroista ja sijainnista. Erityisesti haja-asutusalueella johdot ovat sijaintinsa vuoksi alttiita luonnonilmiöille ja vikojen korjaaminen voi etäisyyksien vuoksi olla hidasta. Kaupunkialueillakin vikojen korjaaminen voi olla hidasta, mutta kaupungeissa vikojen vaikutusaikaa voidaan yleensä pienentää varasyöttöyhteyksin.

Keskimääräistä suuremmat keskeytysmäärien vuosittaiset vaihtelut kertovat yleensä jakeluverkonhaltijan vastuualueella tarkasteluvuoden aikana sattuneista poikkeuksellisen voimakkaista myrskyistä tai lumikuormista. Taajama- ja haja-asutusalueen verkonhaltijoilla vuosittainen vaihtelu on suurempaa kuin kaupunkityyppisillä verkonhaltijoilla, mikä johtuu verkon rakenne-erosta (maakaapelointi tai ilmajohtoverkko) verkkojen välillä.

4.2 Sähkön keskeytysten vaikutukset

Sähköntoimituksen virheestä asiakkaille maksettavat sähkömarkkinalain mukaiset vakiokorvaukset kuvaavat asiakkaalle pitkistä (yli 12 h) sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutunutta haittaa. Verkonhaltijan on maksettava vakiokorvaukset asiakkaalle automaattisesti ilman eri hakemusta. Jakeluverkkoyhtiöt toimittavat tunnuslukumääräyksen mukaisesti vuosittain tiedot vakiokorvauksia saaneiden asiakkaiden lukumäärästä ja vakiokorvauksena maksetusta rahamäärästä.

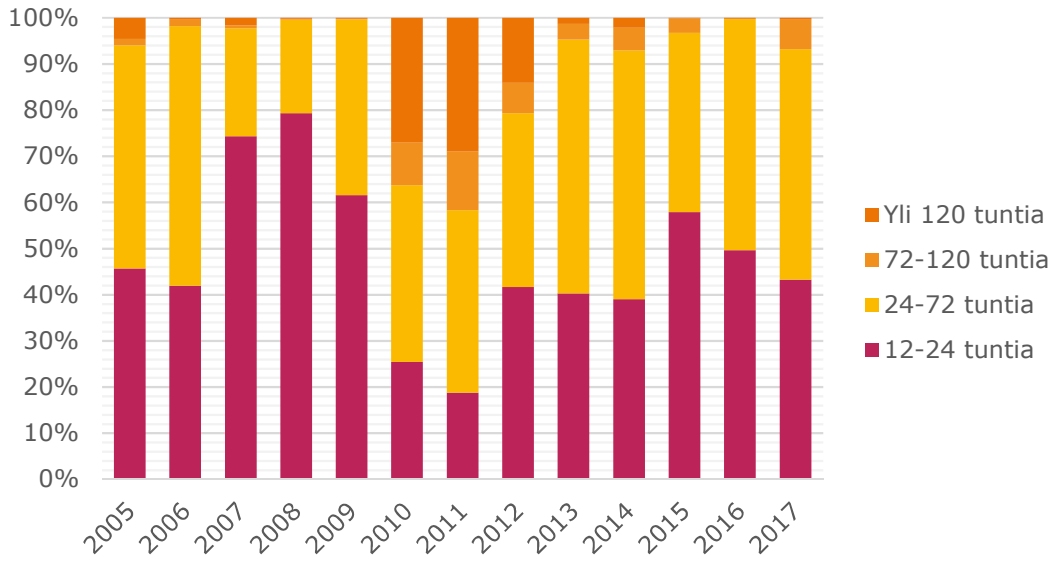
Vuonna 2017 maksettiin vakiokorvauksia 36 801 käyttöpaikalta (vuonna 2016: 104 851 kp.) ja vakiokorvausten kokonaissumma oli 4,9 M€ (vuonna 2016: 7,4 M€). Kuvassa 4.5 on esitetty vakiokorvauksia saaneiden käyttöpaikkojen lukumäärä sekä kokonaissumma euroina vuosina 2006 - 2017.



Kuva 4.5 Vakiokorvausten euromäärä ja vakiokorvauksia saaneiden käyttöpaikkojen lukumäärä eri vuosina.

Kuvasta 4.5 nähdään, että vakiokorvausten määrä mukailee jakeluverkon keskimääräistä keskeytysaikaa.

Kuvassa 4.6 on esitetty keskeytyksen pituuden mukaan jaoteltujen vakiokorvausten osuus kaikista samana vuonna maksetuista vakiokorvauksista.



Kuva 4.6 Euromääräisten vakiokorvausten jakautuminen vakiokorvaustasoille eri vuosina.

Kuvasta nähdään, että maksetuista vakiokorvauksista suurin osa on pienempien korvaustasojen eli alle kolmen vuorokauden keskeytyksiä. Pidemmät keskeytykset aiheuttavat todennäköisemmin huomattavia haittoja ja vahinkoa asumiseen ja liiketoimintaan. Vuonna 2017 on maksettu yli 72 tunnin keskeytyksistä vakiokorvauksia 1 072 käyttöpaikalle (2016: 73 kp).

4.3 Jakeluverkonhaltijoiden kehittämissuunnitelmat

Sähkömarkkinalain jakeluverkon toiminnan laatuvaatimusten mukaan myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei saa aiheutua asemakaava-alueilla yli 6 tunnin eikä muilla alueilla yli 36 tunnin keskeytystä. Vaatimukset tulevat voimaan asteittain siten, että vuoden 2019 loppuun mennessä vaatimusten on täytyttävä vähintään 50 % jakeluverkon käyttäjistä sekä vuoden 2023 loppuun mennessä 75 % käyttäjistä. Loput käyttäjät on saatava laatuvaatimusten piiriin vuoden 2028 loppuun mennessä.

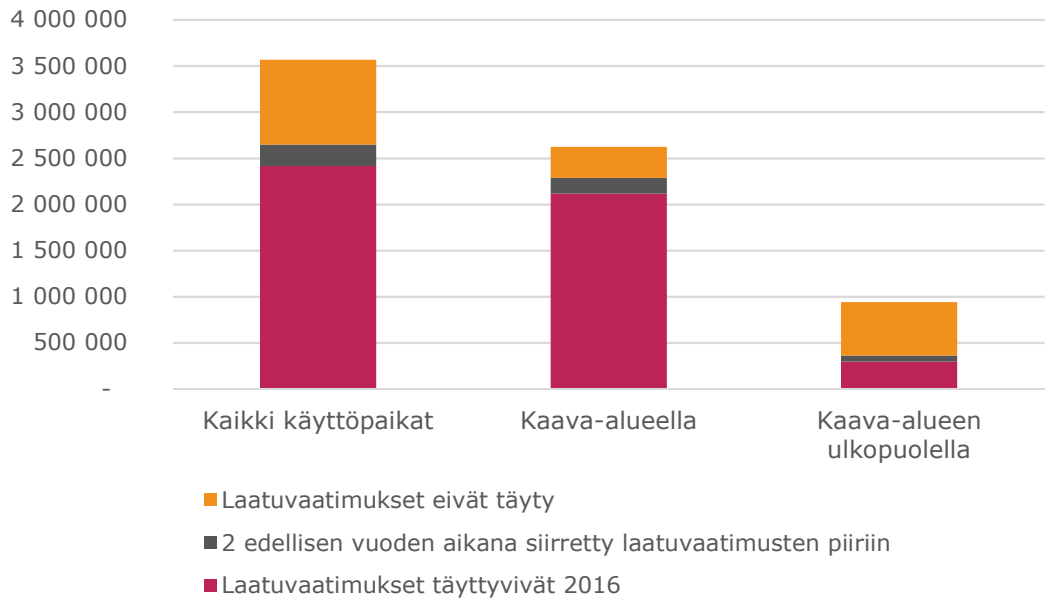
Verkonhaltija voi saada erillisen hakemuksen perusteella ja eräiden kriteerien täyttyessä lisäaikaa laatuvaatimusten täyttämiseksi. Tätä toimeenpanoajan pidennystä on myönnetty kuudelle verkonhaltijalle. Kriteerit perustuvat sähkömarkkinalain mukaisesti investoinneista asiakkaille aiheutuneisiin kustannuksiin tai poikkeuksellisen suuriin ennenaikaisiin muutoksiin sähköverkossa. Toimeenpanoajan pidennystä 31.12.2032 asti myönnettiin vuonna 2018 kahdelle verkonhaltijalle ja 31.12.2036 asti neljälle verkonhaltijalle. Kaksi hakemusta hylättiin, koska kriteerit eivät täyttyneet.

Näiden vaatimusten täyttämisen seuraamiseksi jakeluverkonhaltijoiden on tehtävä Energiaviraston määräyksen (dnro 823/002/2013) mukainen verkon kehittämissuunnitelma kahden vuoden välein. Suunnitelmissa verkonhaltijat ovat esittäneet pitkän ja lyhyen tähtäimen suunnitelmat verkkonsa kehittämiseksi sähkömarkkinalain laatuvaatimusten mukaiseksi. Kolmannet suunnitelmat jätettiin 30.6.2018 mennessä.

4.3.1 Nykytilanne ja investoinnit

Verkonhaltijoiden jättämien kehittämissuunnitelmien perusteella 1.1.2018 tilanteessa toiminnan laatuvaatimukset täyttyvät 74 %:lla kaikista käyttöpaikoista (2016: 68 %). Asemakaava-alueilla olevista käyttöpaikoista 87 % on laatuvaatimusten piirissä (2016: 81 %). Asemakaava-alueen ulkopuolella laatuvaatimukset täyttyvät 38 %:lla käyttöpaikoista (2016: 31 %). Yhteensä toiminnan laatuvaatimukset eivät täyty 920 000 käyttöpaikalla.

Kuvassa 4.7 on esitetty sähkömarkkinalain laatuvaatimusten täyttyminen käyttöpaikoilla vuonna 2018 toimitetuissa, kolmansissa kehittämissuunnitelmissa toimitettujen tietojen mukaan.



Kuva 4.7 Asiakkaiden toimitusvarmuus asemakaava-alueella ja sen ulkopuolella

Kehittämissuunnitelmien perusteella toimitusvarmuustoimenpiteiden painopiste on siirtymäkauden ensimmäisellä kolmanneksella tiheämmin asutuilla kaava-alueilla, jonka jälkeen painopiste siirtyy haja-asutusalueille. Menettelyllä saadaan lukumäärällisesti enemmän käyttöpaikkoja toimitusvarmuuden piiriin, mutta erot toimitusvarmuudessa taajamien ja haja-asutusalueiden välillä todennäköisesti kasvavat.

Kehittämissuunnitelmien mukaan verkonhaltijat yhteensä käyttävät korvausinvestointeihin tarkastelujaksolla 2014-2019 vuosittain 633 miljoonaa euroa ja kunnossapitoon vuosittain n. 53 miljoonaa euroa.

Yhteensä vuosina 2014-2028 sähkönjakeluverkkoon investoidaan kehittämissuunnitelmien perusteella n. 9,7 miljardia euroa. Luvussa eivät ole mukana mm. mittalaite- ja järjestelmäinvestoinnit.

4.3.2 Jakeluverkkojen maakaapelointiaste ja olosuhteet

Maakaapeloitu verkko täyttää toimitusvarmuudelle asetetut laatuvaatimukset, joten monet verkonhaltijat keskittävät suuren osa seuraavan 15 vuoden verkkoinvestoinneistaan jakeluverkon maakaapelointiin.

Taulukossa 4.2 on esitetty jakeluverkonhaltijoiden keskijänniteverkon ja pienjänniteverkon maakaapelointiasteen kehittyminen vuosina 2009 – 2016 sekä kehittämissuunnitelmissa arvioitu maakaapelointiasteiden kehittyminen vuoteen 2029 asti.

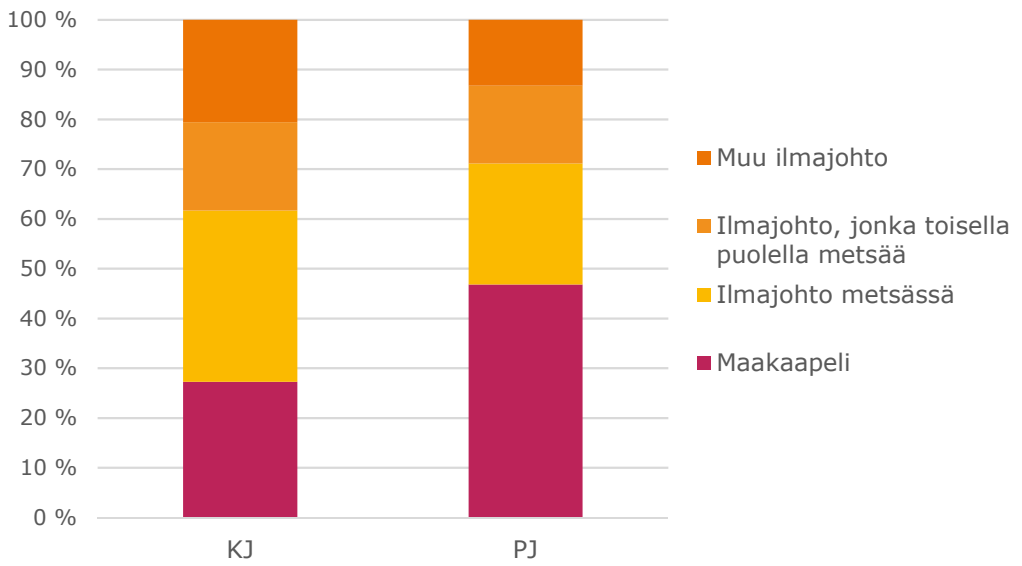
Taulukko 4.2. Jakeluverkonhaltijoiden keskijänniteverkon (1-70 kV) ja pienjänniteverkon (0,4 kV) maakaapelointiasteen kehitys verkon kehittämissuunnitelmien mukaan.

Vuosi	Keskijänniteverkon maakaapelointiaste %	Pienjänniteverkon maakaapelointiaste %
2014	15	41
2015	17	41
2016	19	42
2017	23	44
2018	27	47
2019	30	49
2020	34	52
2023	42	58
2028	51	67
2032	53	69
2036	54	70

Taulukosta 4.2 nähdään, että maakaapelointiaste on sekä keskijännite-, että pienjänniteverkossa noussut 3-4 % vuodessa. Maakaapelointiaste nousee siirtymäaikojen jälkeen n. 54 prosenttiin (vuoden 2018 alussa tilanne 27 %) ja pienjänniteverkossa noin 65 prosenttiin (vuoden 2018 alussa tilanne 47 %).

Vaikka maakaapelointi on tehokas tapa parantaa toimitusvarmuutta, se ei kaikissa olosuhteissa ole kustannustehokkain tapa parantaa toimitusvarmuutta. Verkonhaltijan paikalliset olosuhteet ja toimintaympäristö vaikuttavat merkittävästi maakaapeloinnin kannattavuuteen ja sovellettavuuteen. Laaja maakaapeliverkko voi myös tuoda esiin muita haasteita, kuten loistehon ja maasulkuvirtojen hallintaa.

Maaseutumaisten verkonhaltijoiden osalta keskijänniteverkon maakaapelointiaste nousee kehittämissuunnitelmien mukaan keskimäärin vain 26 prosenttiin. Erityisesti maaseutumaisessa ympäristössä verkonhaltijat katsovat täyttävänsä laatuvaatimukset merkittävässä määrin muilla keinoin kuin maakaapeloinnilla. Keinona on mm. ilmajohtojen siirtäminen teiden varteen.



Kuva 4.8 Keski- ja pienjänniteverkkojen olosuhteet.

Kuvasta 4.8 nähdään, että nykyisestä keskijänniteverkosta eniten riskialttiita, eli metsässä sijaitsevia ilmajohtoja on 34 prosenttia KJ-verkkopituudesta. KJ-ilmajohtoa on teiden varsilla 18 % ja muualla kuin metsissä tai teiden varsilla 21 %. Pienjännitejohdoista vastaavasti metsässä on noin 24 prosenttia koko PJ-verkkopituudesta, teiden varsilla noin 16 prosenttia ja loput 13 prosenttia ovat muualla kuin metsissä tai teiden varsilla sijaitsevaa ilmajohtoa.

4.3.3 Kehittämissuunnitelmissa raportoidut kahden edellisen vuoden toimenpiteet

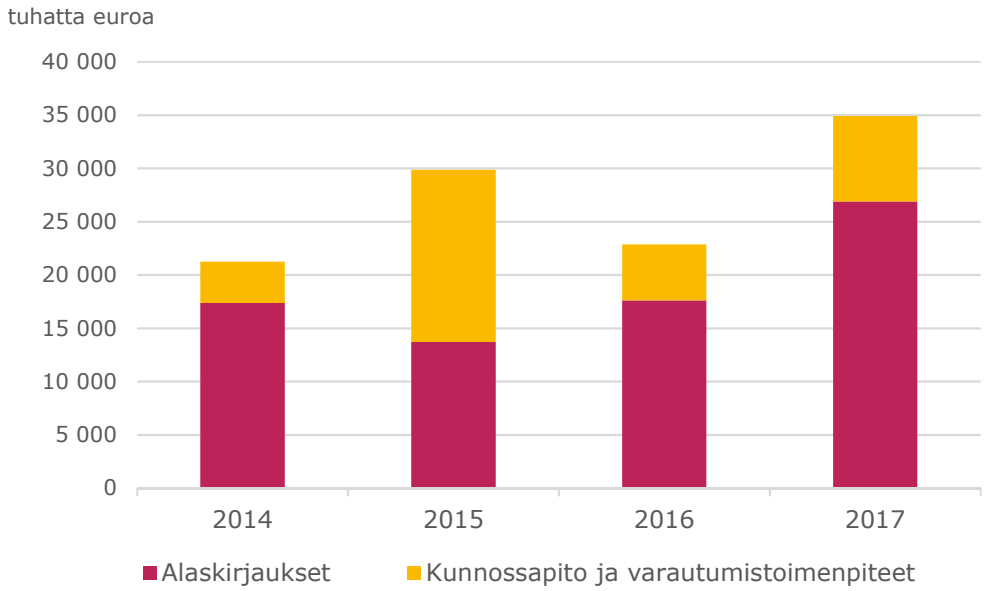
Kehittämissuunnitelmissa on raportoitu kahden edellisen vuoden rahallinen panostus ja saavutetut tulokset. Toimenpiteet vastaavat yhtiöiden pitkän aikajänteen suunnitelmissa raportoimia toimenpiteitä, eli keski- ja pienjänniteverkon kaapelointia ja niiden yhteydessä toteutettuja muuntamo- ja sähköasemaprojekteja.

Vuonna 2018 raportoidut kahden edellisen vuoden (2016-2017) investoinnit olivat yhteensä 1,344 mrd€. Verkkoa on muutettu toimitusvarmuusvaatimukset täyttäväksi n. 26 000 km. Keskijänniteverkon osuus tästä oli n. 14 000 km ja loput 12 000 km pienjänniteverkkoa. Kehittämissuunnitelmien tietojen perusteella toimenpiteillä saatiin n. 233 000 käyttöpaikkaa laatuvaatimusten piiriin.

4.4 Toimitusvarmuuskannustin

Toimitusvarmuuskannustimella huomioidaan valvontamenetelmissä tasapuolisesti verkonhaltijoille toimitusvarmuudelle asetetut toimitusvarmuusvaatimukset. Toimitusvarmuuskannustimessa huomioidaan sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseksi tehtävät ennenaikaiset korvausinvestoinnit ja uudet kunnossapito- ja varautumistoimenpiteet. Toimitusvarmuuskannustimen käyttö on perusteltua niillä jakeluverkonhaltijoilla, joilla on merkittäviä haasteita saavuttaa lain toimitusvarmuuskriteerit määräajassa normaalin verkon kunnossapitotoimien ja korvausinvestointien kautta. Toimitusvarmuuskannustinta sovellettiin valvontamenetelmissä ensimmäisen kerran vuonna 2014. Toimitusvarmuuskannustimen vaikutus lasketaan siten, että lasketaan yhteen ennenaikaisista korvausinvestoinneista aiheutuvat NKA-jäännösarvon mukaiset alaskirjaukset sekä uusien kunnossapito- ja varautumistoimenpiteiden kohtuulliset kustannukset. Verkonhaltijan verkkotoiminnan toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa vähennetään eriytetyn tilinpäätöksen mukaisesta liikevoitosta (liiketappiosta) toimitusvarmuuskannustimen vaikutus. Tarkempi kuvaus toimitusvarmuuskannustimesta ja siihen kuuluvista kustannuksista löytyy valvontamenetelmistä.

Vuonna 2014 toimitusvarmuuskannustimeen hyväksyttiin kustannuksia yhteensä yli 21 miljoonaa euroa (kuva 4.9). Vuonna 2017 kannustimeen hyväksytyt kustannukset ovat kasvaneet 35 miljoonaan euroon, joista alaskirjausten osuus oli noin 27 miljoonaa euroa. Alaskirjausten euromäärä ja suhteellinen osuus toimitusvarmuuskannustimessa on kasvanut vuodesta 2015 lähtien.



Kuva 4.9 Toimitusvarmuuskannustimeen hyväksytyt kustannukset vuosina 2014 – 2017

5 Yhteenveto

Tässä raportissa tarkasteltiin sähköverkkoliiketoiminnan taloudellista kehitystä, toimitusvarmuutta sekä valvonnan vaikutuksia näihin tekijöihin erityisesti kolmannella valvontajaksolla (2012 -2015) ja neljännen valvontajakson alussa. Aineisto perustuu sähköverkonhaltijoiden Energiaviraston valvontatietojärjestelmään ilmoittamiin sähköverkkoyhtiöiden valvontatietoihin sekä tilinpäätöksiin ja toimialaa koskeviin tilastoihin.

Viimeisten vuosien aikana sähköverkkoyhtiöt ovat kohdanneet haasteita sekä taloudellisessa että teknisessä toimintaympäristössä. Näistä tekijöistä huolimatta verkkoyhtiöiden taloudelliset toimintaedellytykset ovat säilyneet keskimäärin hyvinä. Kolmannen valvontajakson aikana kohtuullisen tuoton pohjalla oleva riskitön korkotaso laski aikaisempaa alemmalle tasolle, joka laski myös kohtuullisen tuoton määrää. Kahden viimeisen vuoden aikana jakeluverkkojen liikevaihto ja liikevoitot ovat kääntyneet jälleen kasvuun ja taloudelliset toimintaedellytykset ovat keskimäärin hyvällä tasolla.

Sähkön reaaliset siirtohinnat pysyivät vakaalla tasolla koko viime vuosikymmenen alkupuolen. Ensimmäisellä valvontajaksolla reaaliset hinnat laskivat tai pysyivät lähes muuttumattomina. Vuonna 2008 alkaneella toisella valvontajaksolla yhtiöt kompensoivat ensimmäisen valvontajakson alijäämiä ja siirtohinnat nousivat aina vuoteen 2010 asti, jonka jälkeen hinnat pysyivät reaalisesti lähes samalla tasolla, kunnes nousivat selvästi vuonna 2016.

Valvonta on vaikuttanut hintakehitykseen yli- ja alijäämien kompensoimisen kautta, mutta suuret yli 15 prosentin hinnankorotukset ovat käytännössä poistuneet vuonna 2017 voimaan tulleen sähkömarkkinalain korotuskattosääntelyn myötä. Paine hintojen korottamiselle on kuitenkin olemassa nyt ja tulevaisuudessa erityisesti harvaan asutuilla alueilla, sillä mittavat investoinnit nostavat kustannuksia. Toisaalta vaikka hinnat nousevat, toimitusvarmuus verkkoyhtiöiden asiakkaille paranee. Esimerkiksi jo nyt tehdyillä investoinneilla ollaan pystytty välttämään useita pitkiä sähkökatkoja ja siten asiakas on hyötynyt toimitusvarmuuden tason parantamisesta.

Taloustaantuma ja teollisuuden sähkön kysynnän lasku eivät vaikuttaneet voimakkaasti jakeluverkkojen liikevoittoon toisella tai kolmannella valvontajaksolla. Vuosina 2010 ja 2011 myrskyjen aiheuttamat tuhot, sähkön toimitusmäärien lasku ja edelleen jatkuva taloussuhdanteen heikkous pysäyttivät liikevaihdon kasvun ja käänsivät myös yhtiöiden yhteenlasketut liikevoitot laskuun. Vuonna 2012 liikevoitto kääntyi jälleen selvään kasvuun ja nousi yli 455 miljoonaan euroon. Vuosien 2013 ja 2015 välillä jakeluverkkojen liikevoittojen yhteismäärä laski mutta nousi selvästi neljännellä valvontajaksolla 400 miljoonan euron tasolle vuonna 2016 ja reilusti yli 500 miljoonaan euroon vuonna 2017.

Jakeluverkkojen toteutuneet vertailukelpoiset operatiiviset kustannukset pysyivät suhteellisen vakaalla tasolla vuoteen 2009 asti nousten voimakkaammin toisen valvontajakson kahtena viimeisenä vuotena. Vuonna 2012 kasvuvauhti hidastui ja vuonna 2013 kustannukset laskivat alle kahden edellisen vuoden tason pysyen samalla noin 440 miljoonan euron tasolla kolmannen valvontajakson loppuun saakka. Neljännellä valvontajaksolla kustannukset laskivat lievästi niiden yhteismäärän ollessa noin 420 miljoonaa euroa vuonna 2017.

Useat yhtiöt aloittivat kolmannella valvontajaksolla investointi- ja kehitysprojekteja sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi ja sähkömarkkinalaissa asetettujen toimitusvarmuustavoitteiden saavuttamiseksi. Sähkömarkkinalain tavoitteena on verkkojen kehittämisen ja varautumisen kautta parantaa toimitusvarmuutta verkonhaltijoiden valitsemilla parhailla ja tehokkaimmilla keinoilla.

Jakeluverkkoyhtiöiden investoinnit ovat kasvaneet voimakkaasti viimeisten vuosien aikana. Vuonna 2012 investointien taso nousi lähes 670 miljoonaan euroon pysyen suunnilleen samalla tasolla seuraavan kahden vuoden ajan. Tämän jälkeen investoinnit nousivat jälleen voimakkaasti ja vuonna 2017 investoinnit ylittivät miljardin euron.

Voimakkaan kasvun taustalla vuoteen 2013 asti olivat lisääntyneiden korvausinvestointien lisäksi erityisesti sähköverkkoyhtiöiden tekemät investoinnit etäluettaviin mittalaitteisiin. Indeksikorjatut tasapoistot nousivat vakaasti kolmannella valvontajaksolla noin 450 miljoonan euron tasolle. Korvausinvestoinnit ovat nousseet voimakkaasti kolmannen valvontajakson ensimmäisen vuoden 150 miljoonan euron tasolta (2012) jakson viimeisen vuoden 2015 yli 600 miljoonan euron tasolle ja jatkaneet voimakasta kasvua neljännen valvontajakson alussa.

Suurin osa yhtiöistä oli alijäämäisiä toisella valvontajaksolla. Jakeluverkkoyhtiöiden alijäämät kasvoivat keskimäärin yli 40 miljoonaa euroa vuositasolla aina vuoteen 2009 asti. Toisen valvontajakson loppupuolella tapahtuneet myrskyt aiheuttivat merkittävät sähköntoimituksien keskeytyksistä aiheutuneet haitat ja yhteensä yli 56 miljoonan euron vakiokorvaukset asiakkaille. Kolmannen valvontajakson viimeisenä vuonna 2015 ylijäämää syntyi noin 140 miljoonaa euroa. Lopulliset yli- tai alijäämän määrät vahvistettiin 8.2.2017 annetuilla valvontapäätöksillä. Neljännen valvontajakson vuosien 2016 ja 2017 alustavien laskelmien mukaan yhtiöt ovat olleet varsin alijäämäisiä valvontajakson ensimmäisellä puoliskolla. Hinnoittelun kohtuullisuus neljännellä valvontajaksolla kokonaisuudessaan arvioidaan aikaisintaan vuonna 2020 annettavalla valvontapäätöksellä.

Sijoittajien ja liiketoiminnan omistajien tuottovaatimukset ovat yleensä sidoksissa kohteen riskitasoon. Korkeamman riskin sijoituksille vaaditaan korkeampaa tuottoa ja matalariskisten suhteen tyydytään alhaisempaan tasoon sijoitetun pääoman menettämisen riskin ollessa myös vähemmän todennäköistä. Sähkönjakeluverkot toimivat luonnollisessa monopoliasemassa ja sähköverkkoliiketoimintaa voidaan pitää matalariskisenä ja vakaana toimialana. Sähkönsiirto on asiakkaille välttämättömyyshyödyke ja sen kysynnänvaihtelu on maltillista. Jakeluverkkoyhtiöiden tuottoja ja voiton jakoa tuleekin arvioida suhteessa toimialan erityispiirteisiin.

Keskimäärin jakeluverkkoyhtiöiden sijoitetun pääoman tuotto vuonna 2017 oli lähes 12 prosenttia mediaanin ollessa noin 10 prosentissa. Toisen valvontajakson loppupuolen myrskyjen vaikutus verkkoyhtiöiden toimintaan näkyy myös sijoitetun pääoman tuoton mediaaniarvon laskuna aikaisempiin vuosiin verrattuna. Kolmannella valvontajaksolla sijoitetun pääoman tuoton mediaani laski edelleen mutta neljännellä valvontajaksolla sijoitetun pääoman tuotto kääntyi kasvuun sekä keskiarvon että mediaanin osalta. Tuottotasoa ja sen kehitystä voidaan pitää yhtiöiden nykyisten ja tulevien toimintaedellytysten kannalta hyvänä suurimmalla osalla yhtiöistä.

Sähköverkkojen toimitusvarmuus ja sähkön laatu ovat ensiarvoisen tärkeitä koko yhteiskunnan toiminnan kannalta. Jakeluverkkojen toimitusvarmuuteen pyritään vaikuttamaan myös valvontamenetelmillä. Toimitusvarmuuteen tähtääviä elementtejä valvontamenetelmissä ovat mm. laatukannustin, toimitusvarmuuskannustin ja vakiokorvausten käsittely operatiivisina kustannuksina. Valvonnan vaikutukset näkyvät toimitusvarmuudessa todennäköisesti vasta pidemmällä aikavälillä.

Sähköntoimituksen virheestä asiakkaille maksettavat sähkömarkkinalain 100 § tarkoitetut vakiokorvaukset kuvaavat palvelun virhettä. Vuonna 2017 maksettiin vakiokorvauksia 36 801 asiakkaalle ja euroina 4,9 miljoonaa. Maksetuista vakiokorvauksista suurin osa on pienempien korvaustasojen keskeytyksiä. Asiakkaan kannalta korkeampien korvaustasojen keskeytykset (yli kolme vuorokautta) voivat aiheuttaa merkittävää haittaa asumiseen ja liiketoimintaan käyttöpaikan tyypistä riippuen. Vuonna 2017 yli 72 tunnin keskeytyksistä on maksettu vakiokorvauksia 1 072 käyttöpaikalle.

Vuoden 2013 syyskuussa voimaan tullessa sähkömarkkinalaissa on esitetty uusia laatuvaatimuksia sähkön jakeluverkonhaltijoiden toiminnalle. Näiden vaatimusten täyttämisen seuraamiseksi jakeluverkonhaltijoiden on tehtävä Energiaviraston määräyksen mukainen sähköverkkoaan koskeva kehittämissuunnitelma kahden vuoden välein. Suunnitelmissa verkonhaltijat ovat esittäneet verkkonsa nykytilan laatuvaatimusten näkökulmasta ja laatineet 15 vuoden pitkän tähtäimen suunnitelman, sekä lyhyen tarkemman kahden vuoden suunnitelman verkkonsa kehittämiseksi sähkömarkkinalain laatuvaatimusten mukaiseksi.

Sähkömarkkinalain laatuvaatimusten mukaan myrsky tai lumikuorma ei saa aiheuttaa asemakaava-alueilla yli 6 tunnin eikä muilla alueilla yli 36 tunnin keskeytystä muutamia poikkeuksia lukuun ottamatta. Vaatimukset tulevat voimaan asteittain siten, että vuoden 2019 loppuun mennessä vaatimusten on täytyttävä vähintään 50 % jakeluverkon käyttäjistä sekä vuoden 2023 loppuun mennessä 75 % käyttäjistä. Loput käyttäjät on saatava laatuvaatimusten piiriin vuoden 2028 loppuun mennessä.

Verkonhaltijoiden jättämien kehittämissuunnitelmien perusteella nykytilanteessa 87 % asemakaava-alueen käyttöpaikoista on laatuvaatimusten piirissä. Asemakaava-alueen ulkopuolella laatuvaatimusten mukaisessa verkossa on 38 % käyttöpaikoista (2016 tilanne 31 %). Yhteensä laatuvaatimusten mukaisen verkon ulkopuolelle jää 920 000 käyttöpaikkaa.

Sähkömarkkinalain vaatimukset ohjaavat vahvasti verkonhaltijoita parantamaan sähköverkkojen rakenteellista käyttövarmuutta. Yksi suoraviivaisimmista keinoista on maakaapelointi, joskin levennetyt johtokadut, tehostettu vierimetsän hoito ja automaation lisääminen voivat olla eräissä käyttöympäristöissä kustannustehokkaita keinoja täyttää toiminnan laatuvaatimukset.

Maakaapelointiaste on sekä keskijännite-, että pienjänniteverkossa noussut parin prosenttiyksikön verran vuodessa. Kehittämissuunnitelmien perusteella tulevina vuosina kaapelointiasteen kasvu kiihtyy, kun maakaapelointiaste nostetaan keskijänniteverkossa noin 54 prosenttiin (vuoden 2018 alussa tilanne 27 %) ja pienjänniteverkossa noin 65 prosenttiin (vuoden 2018 alussa tilanne 47 %).

Sähkö- ja maakaasuverkkomaksuja koskevan lain mukaisesti Energiavirasto määrää ja perii kalenterivuosittain sähköverkkomaksun verkonhaltijoilta. Sähkönjakeluverkon ja alueverkon haltijan sähköverkkomaksu on 1,3 promillea verkkotoiminnan edellisen päättyneen tilikauden myyntituotoista, kuitenkin vähintään 6 000 euroa. Vuonna 2018 sähköverkkomaksua perittiin jakeluverkonhaltijoilta yhteensä vajaa kolme miljoonaa euroa.

Taulukossa 5.1 on kuvattu kootusti keskeisimpiä valvontamalliin liittyviä vaikuttavuustekijöitä ja niihin liittyviä tunnuslukuja. Tunnusluvut on esitetty miljoonina euroina ja prosentteina.

Taulukko 5.1 Vaikuttavuustekijät ja jakeluverkkojen tunnusluvut 2013 – 2017

Vaikuttavuustekijä ja tunnusluku	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**
Kohtuullinen tuotto:					
Liikevoitto	334	310	217	445	561
Yli/alijäämät	144	31	14	-377	-305
Sijoitetun pääoman tuotto[i]	8,2 %	8,0 %	6,6 %	9,7 %	10,1%
Konserniavustukset, milj. euroa	134	127	176	257	289
Tehostamiskannustin:					
Operatiiviset kustannukset, milj. euroa	437	436	440	434	418
Investointikannustin:					
Investoinnit[ii]	703	666	793	969	1 177
Tasapoistot[iii]	416	426	460	476	495
Laatukannustin ja verkon kehitys					
Liittymien määrä, milj. kpl	1,71	1,72	1,73	1,72	1,73
Keskijänniteverkon maakaapelointiaste	15 %	15 %	17 %	19 %	23 %
Vakiokorvaukset, milj. euroa	22,9	1,4	21,2	7,4	4,9
KAH[iv]	266	130	236	117	102

[i] mediaani (tilinpäätöksissä ja taloudellisissa tunnusluvuissa raportoitu)
[ii] valvontatietojen mukaisesti lasketut investoinnit, miljoonaa euroa
[iii] miljoonaa euroa
[iv] keskeytyksen aiheuttama haitta, miljoonaa euroa