



Open your mind. LUT.
Lappeenranta University of Technology

TUTKIMUSRAPORTTI

28.6.2012

Sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantamiseen sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseen tähtäävien toimenpiteiden vaikutusten arviointi



Vaikutusarvioselvitys TEM:n muistiossa 16.3.2012 ehdotetuista toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseksi

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
2012

Lappeenrannan teknillinen yliopisto
Lappeenranta University of Technology
PL 20/P.O. Box 20
FI-53851 Lappeenranta

LUT Energia
LUT Energy
tel +358 5 62 111
fax +358 5 621 6799

www.lut.fi/lutenergia

Y-tunnus 0245904-2
ALV/VAT FI 02459042

Alkusanat

Tämä raportti sisältää tulokset Työ- ja elinkeinoministeriön tilaamasta selvityksestä: **Vaikutusarvioselvitys TEM:n muistiossa 16.3.2012 ehdotetuista toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseksi.**

Tutkimustyön toteutuksesta on vastannut Lappeenrannan teknillisellä yliopiston (LUT) sähkömarkkinalaboratorion tutkimusryhmä. Professori Jarmo Partasen johdolla työn toteuttamiseen ovat osallistuneet TkT Jukka Lassila, DI Tero Kaipia ja DI Juha Haakana.

Oman panoksensa tutkimukseen ovat antaneet myös Fortum Sähkönsiirto Oy, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, PKS Sähkönsiirto Oy, Järvi-Suomen Energia Oy, Savon Voima Verkko Oy, Vatajankosken Sähkö Oy, Parikkalan Valo ja Elenia Verkko Oy jotka ovat toimittaneet analyysissä tarvittuja lähtötietoja.

Selvitystöitä on valvonut ryhmä, johon ovat kuuluneet Työ- ja Elinkeinoministeriöstä ylitar kastaja Markku Kinnunen ja hallitusneuvos Arto Rajala.

Haluamme kiittää kaikkia hankkeiden toteutukseen osallistuneita ja niiden onnistumista edesauttaneita henkilöitä ja yhteisöjä.

Lappeenrannassa 28.6.2012

Jarmo Partanen

Jukka Lassila

Tero Kaipia

Juha Haakana

Sisällysluettelo

1	Johdanto.....	4
2	Suurhäiriöiden vaikutusten arvioinnin perusteet.....	5
2.1	Suurhäiriötaustatietojen kerääminen.....	6
2.2	Asta, Veera, Lahja, Sylvi, Hannu ja Tapani myrskyt	8
2.3	Suurhäiriöiden mallintaminen	9
2.3.1	Vikojen korjaus	12
2.3.2	Keskeytysaika ja viankorjausresurssit.....	13
3	Vakiokorvausten kustannusvaikutukset verkkoyhtiöille	15
3.1	Vakiokorvaukset	15
4	Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutukset verkon kehittämiseen	19
4.1	Verkkoteknisiä vaihtoehtoja toimitusvarmuuden parantamiseksi	19
4.1.1	Organisaation kehittäminen	21
4.2	Toimitusvarmuusvaatimukset.....	22
4.2.1	Toimialan oma toimitusvarmuuskriteeristö.....	22
4.3	Vaatimukset verkon säävarmuudelle	23
4.3.1	Tarvittava kaapelointiaste 24 tunnin maksimikeskeytysajan saavuttamiseksi	24
4.3.2	Tarvittava kaapelointiaste 36 tunnin maksimikeskeytysajan saavuttamiseksi	26
4.3.3	Kaapeloinnin vaikutukset vakiokorvausten kehittämiseen	29
4.3.4	Kaapeloinnin vaikutukset keskeytyksen aiheuttaman haitan (KAH) kehittämiseen 30	
4.4	Yhteenveto 24 ja 36 h keskeytysaikavaatimuksen vaikutuksista	30
5	Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutukset verkkoyhtiöiden kustannuksiin, liiketoimintaan ja siirtohinnoitteluun.....	33
5.1	Kustannusvaikutusanalyysin laskentaperusteet.....	34
5.1.1	Taloudellisen valvonnan perusteet.....	34
5.1.2	Analyysien laskentaperusteet.....	35
5.2	Tuloksia kustannusanalyysilaskelmista.....	39
5.2.1	Keskijänniteverkko, 25 % kaapelointiaste.....	40
5.2.2	Keskijänniteverkko, 50 % kaapelointiaste.....	43
5.2.3	Keskijänniteverkko, 75 % kaapelointiaste.....	44
5.2.4	Pienjänniteverkko, 50 % kaapelointiaste.....	46
5.3	Yhteenveto kustannusvaikutuksista	47
5.4	24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysajan vaikutukset	49
5.4.1	Siirtohintavaikutukset.....	49
5.4.2	Säävarman sähkönjakelun piirissä olevien asiakkaiden lukumäärä.....	49
5.4.3	Yhteenveto 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikatavoitteiden vaikutusanalyysistä	50

6 Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutus verkonhaltijoiden taloudellisen valvonnan metodiikkaan	53
7 Johtopäätökset	58
Lähdeluettelo	61

Merkinnät ja lyhenteet

AC	vaihtosähkö
ALV	arvonlisävero
AMR	mittareiden kaukoluentajärjestelmä
CAP	pääoman kustannuksen arviointimalli (Capital Asset Pricing Model)
EMV	Energiamarkkinavirasto
JHA	jälleenhankinta-arvo
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite
KOPEX	kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset
LUT	Lappeenrannan teknillinen yliopisto
MTK	Maa- metsätaloustuottajain Keskusliitto
NKA	nykykäyttöarvo
OPEX	operatiiviset kustannukset
PAS	päällystetty avojohto
PJ	pienjännite
PKS	Pohjois-Karjalan Sähkö
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
TOTEX	verkonhaltijan tehostamiskustannukset
StoNED	tehokkuusmittausmenetelmä (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data)
STOTEX	verkonhaltijan kohtuulliset tehostamiskustannukset
SUMU	suunnitelman mukainen
WACC	pääoman painotettu keskikustannus
t_p	teknistaloudellinen pitoaika

1 Johdanto

Sähkönjakelulta odotetaan jatkuvasti entistä parempaa suorituskykyä. Sähkönkäyttäjät odottavat yhä toimitusvarmempaa sähkönjakelua entistä edullisempaan hintaan samaan aikaan, kun verkkoyhtiöiden omistajat odottavat tasaista tuottoa sijoittamalleen pääomalle. Tämä raportti sisältää tulokset Työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) tilaamasta selvityksestä: Vaikutusarvioselvitys TEM:n muistiossa 16.3.2012 ehdotetuista toimenpiteistä sähkönjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lieventämiseksi.

Sähköverkoissa sattuneet suurihäiriöt voidaan ryhmitellä esimerkiksi jakelu-, alue- tai kantaverkoissa tapahtuneisiin. Toisaalta jako voidaan tehdä myös häiriön syyn perusteella epäsuotuisten sääolojen aiheuttamiin sekä muihin, kuten teknisiin vikoihin ja ihmisten omasta toiminnasta seuranneisiin tilanteisiin. Jakeluverkkojen suurihäiriöt ja viat yleensäkin johtuvat hyvin usein vaikeista sääoloista, kun taas alue- ja kantaverkkojen suurihäiriöihin syynä ovat koettujen häiriöiden perusteella olleet yleensä inhimilliset erheet tai tekniset viat. Tässä tutkimuksessa on keskitytty sähkönjakelun suurihäiriöihin.

Tässä raportissa analysoidaan erityisesti haja-asutusalueille esitettyjen 24 tunnin tai vaihtoehtoisesti 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimuksen toteuttamisen vaikutuksia sähkönjakeluverkkojen kehittämiseen (erityisesti maakaapelointiin) ja kehittämisen kustannusvaikutuksiin. Keskeinen tähän liittyvä kysymys on, että kuinka paljon pien- ja keskijänniteverkoista on maakaapeloitava, jotta asetettu maksimikeskeytysaikavaatimus on saavutettavissa nykyisen tasoisella vikojen korjausorganisaatioilla. Tämän jälkeen seuraava kysymys on vaadituista kaapelointimääristä aiheutuvat kustannukset ja niiden vaikutukset verkkoyhtiöiden liiketoimintaan ja siirtohinnoitteluun. Kustannuslaskelmat on tehty nykyisen regulaatiomallin metodiikan mukaisesti. Lopputuloksena on esitetty johtopäätökset 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimusten keskinäisestä vertailusta.

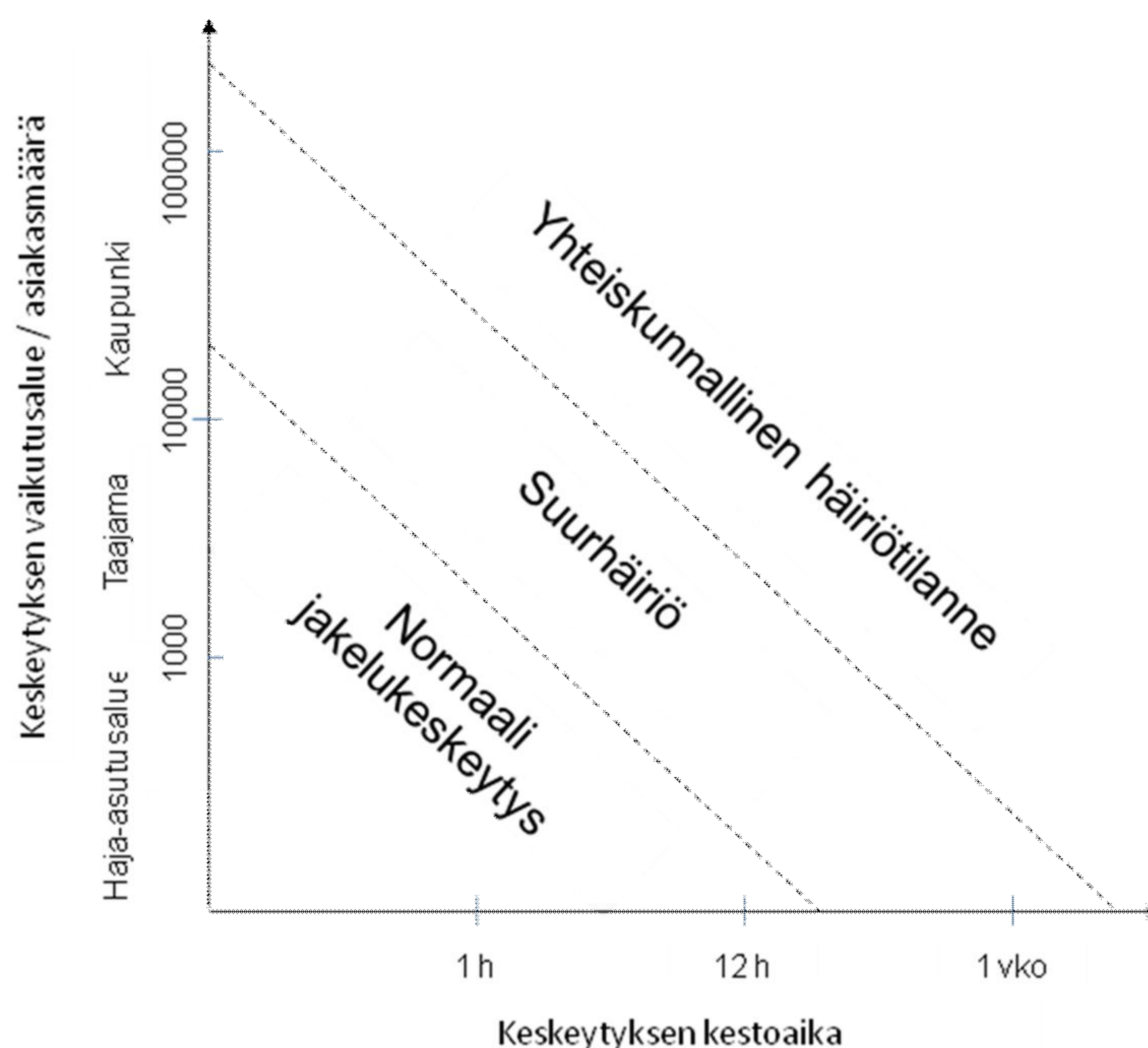
Raportissa on tiivistetysti analysoitu myös TEM:n muistiossa esitetyn vakiokorvausmenettelyn muutosten vaikutusta verkkoyhtiöiden kustannuksiin ja riskitason muutoksiin.

Edellä mainittujen analyysien lisäksi raportissa on arvioitu kiihdytettyyn maakaapelointiin liittyviä haasteita sekä arvioitu nykyisen taloudellisen valvonnan metodiikan kehitys- ja muutostarpeita.

Keskeisinä lähtötietoina analyyseissä on ollut monista eri verkkoyhtiöistä saadut suurihäiriöihin ja verkko-omaisuuteen liittyvät kattavat ja yksityiskohtaiset tiedot.

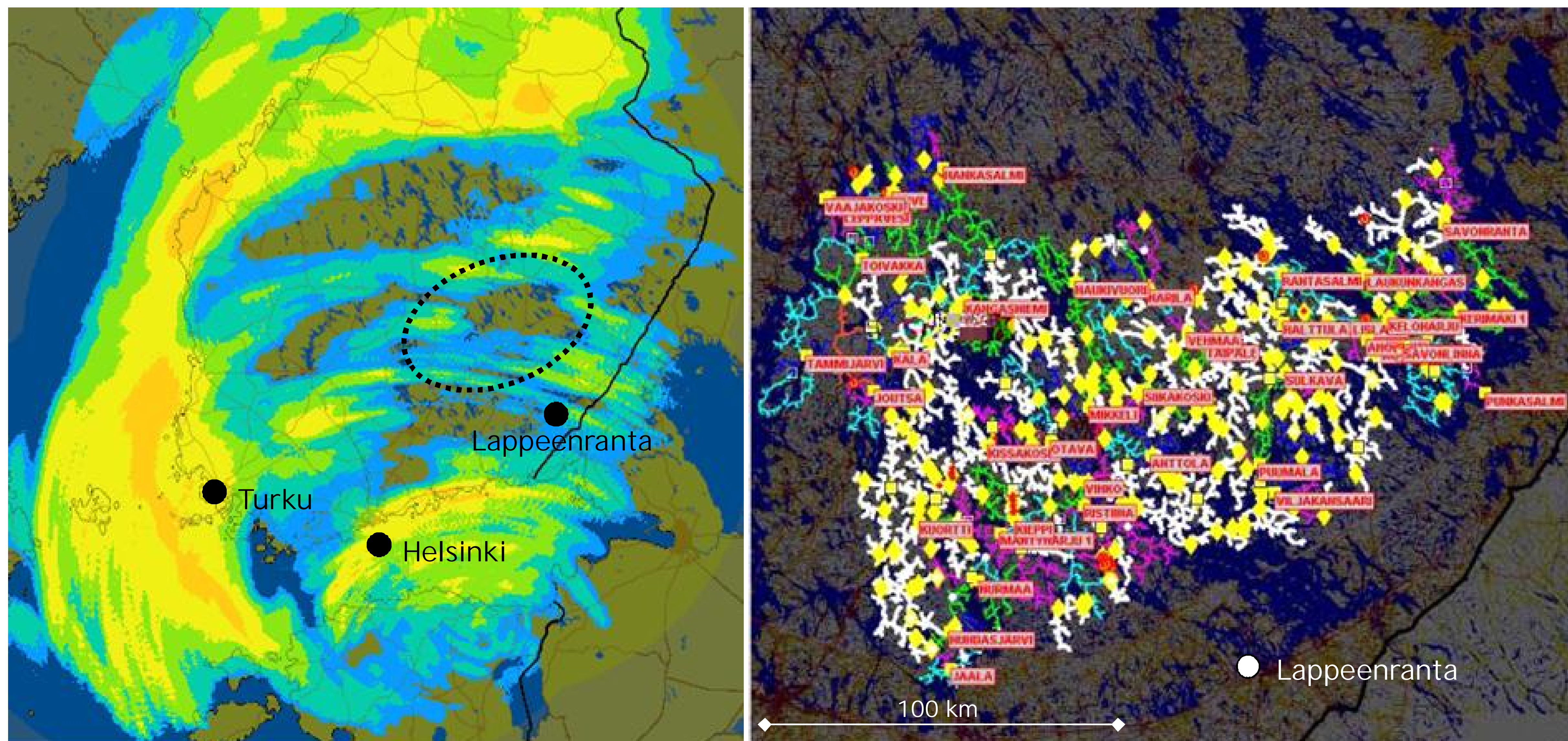
2 Suurhäiriöiden vaikutusten arvioinnin perusteet

Aiemmin koettujen suurhäiriöiden tyypilliset välittömät seuraukset voidaan karkeasti jakaa kahteen luokkaan: pitkä katko haja-asutusalueella ja lyhyehkö mutta laaja katko kaupunkialueella. Haja-asutusalueella pitkän katkon tyyppitapaukseksi voidaan luonnehtia tilannetta, jossa tuhansilla sähkökäyttäjillä on yli puolen vuorokauden keskeytys ja sadoilla jopa useita vuorokausia. Kaupunkialueella tyyppitapaus tarkoittaa usean sähköaseman samanaikaista sähköttömyyttä muutamien kymmenien minuuttien ajan. Epätyypillisiä tapauksia ovat pitkät katkot taajama-alueilla, joskin näitäkin sattui esimerkiksi kesän 2010 aikana. Kaupunkitaajamissa pitkät sähkökatkot ovat (Suomessa) erittäin harvinaisia. Edellä kuvatun luokittelun pohjalta voidaan arvioida myös suurhäiriöiden välillisiä seurauksia. Kuva 2.1 havainnollistaa tiivistetysti suurhäiriön haittavaikutusten keskeytysaika ja laajuusriippuvuutta. (Verho et al., 2010)



Kuva 2.1 Häiriön vakavuuden riippuvuus keskeytyksen kestoajasta ja laajuudesta. (Verho et al., 2010)

Vakavasta suurhäiriöstä on viime vuosilta esimerkkejä niin koti kuin ulkomailtakin. Vuonna 2005 Ruotsissa Gudrun-myrsky aiheutti sähkönjakeluinfrastruktuurille suurta tuhoa. Tilastojen mukaan yli 20 000 km sähkönjakelujohtoja vioittui myrskyn seurauksena. Vaikka näin mittavat tuhot ovat Suomessa epätodennäköisempiä, on verkkoyhtiöiden tiedostettava tämä suurhäiriöriski varauduttava laajamittaisiin sähkökatkoihin niin organisatorisesti kuin verkko-tekniikasta. Erityisesti haja-asutusalueiden laajat ilmajohtorakenteiset jakeluverkot ovat haavoittuvaisia suurhäiriöille. Kuvassa 2.2 on havainnollistettu voimakkaan sääilmiön vaikutuksia jakeluverkon käyttövarmuuteen haja-asutusalueella.

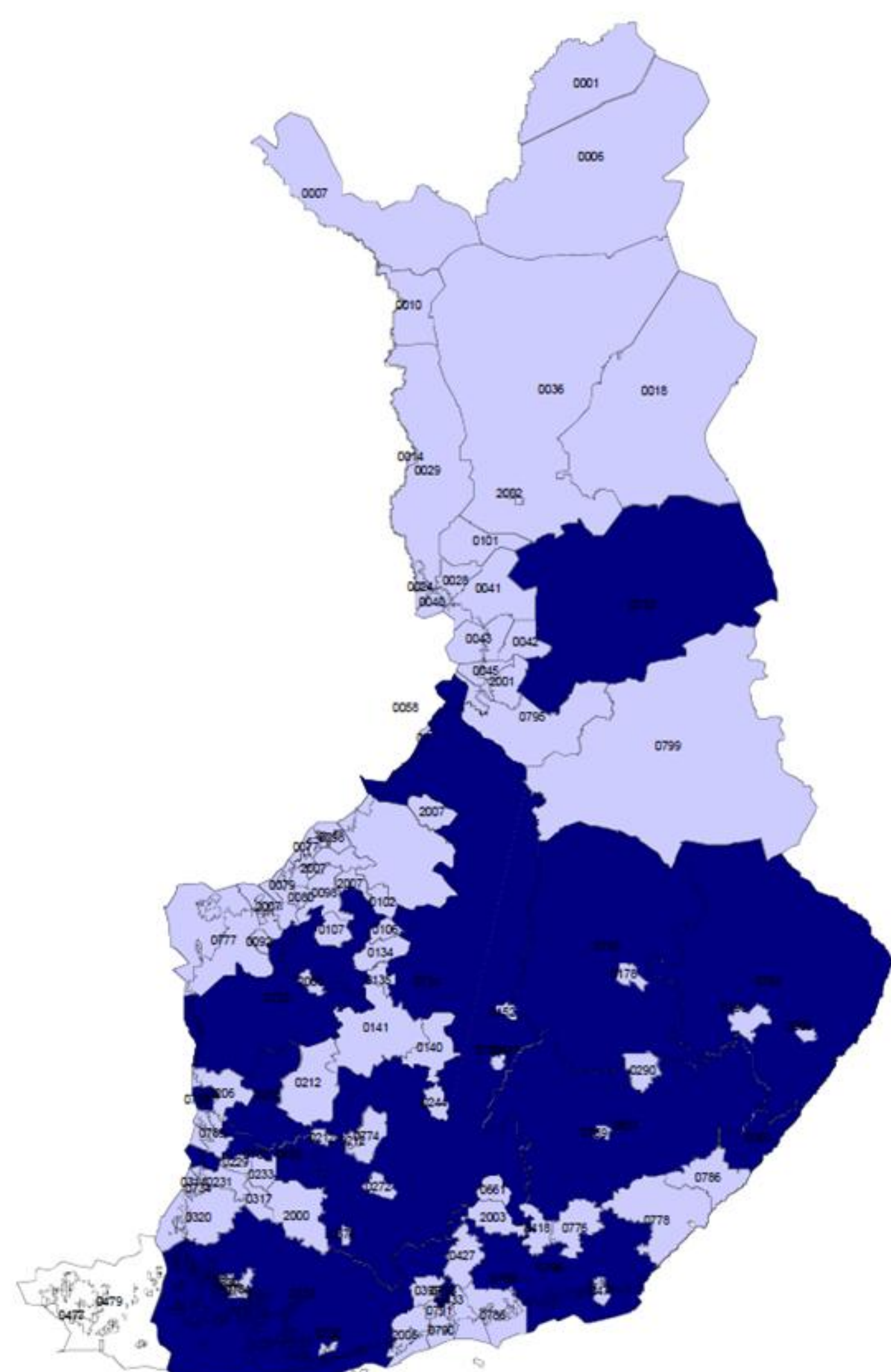


Kuva 2.2 Esimerkki ilmastollisen myrskyn vaikutuksista ilmajohtopainotteiselle sähkönjakeluverkolle. Oikeanpuoleisessa kuvassa valkoiset viivat kuvaavat jännitteettömiä johto-osuuksia.

Suurhäiriöriskiä on toistaiseksi pienennetty erilaisia valmiussuunnitelmia tekemällä. Verkkoyhtiöiltä edellytetään suurhäiriöiden varalle hyväksyttyä varautumissuunnitelmaa. Suurhäiriöksi luokitellaan tilanne, jossa yli 20 % yhtiön asiakkaista on ilman sähköä tai sähköasema tai päämuuntaja vikaantuu pitkäaikaisesti (useita tunteja). Varautumissuunnitelmassa verkkoyhtiön on esitettävä verkkoon, henkilöstöön ja organisaatioon liittyvät toimenpideohjelmat, jotka toteutetaan suurhäiriötilanteessa. Varautumissuunnitelmassa esitetään myös tilanteet, joihin varaudutaan (riskianalyysi) sekä tavoitteet, joihin toimenpideohjelmalla pyritään. Valmiussuunnitelmissa pääpaino on ollut ensisijaisesti viankorjausresurssien nopeassa järjestämisessä. Suurhäiriöriskiä pienennetään pitkässä juoksussa verkkorakennetta muuttamalla: lisätään maa- ja ilmakaapelointia keski- ja pienjänniteverkoissa sekä vaihdetaan pylväsmuuntamoita puistomuuntamoiksi.

2.1 Suurhäiriötaustatietojen kerääminen

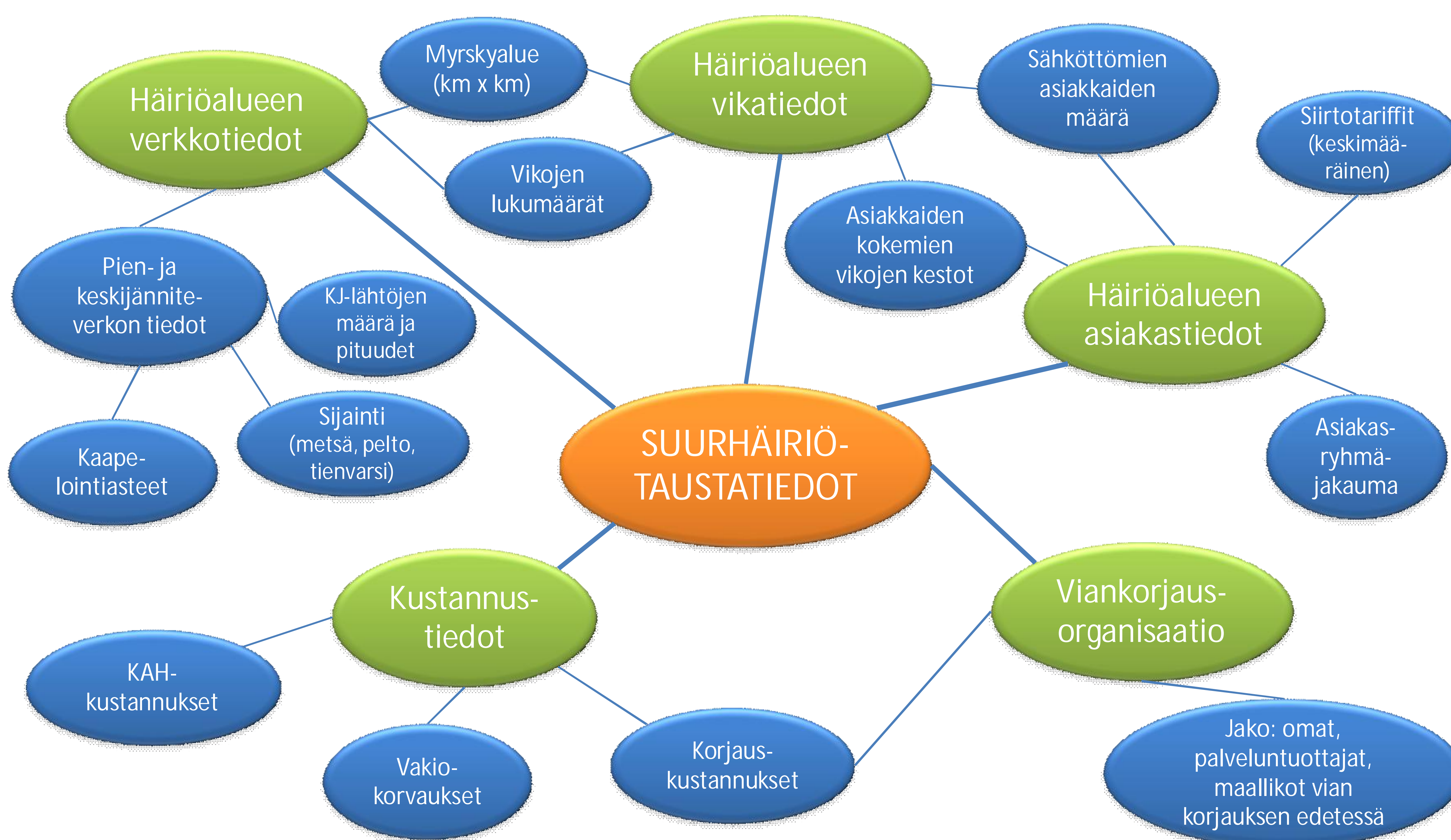
Suurhäiriöselvitystyön onnistunut läpivieminen edellyttää laajan lähtötietoaineiston keräämisestä ja käsittelemistä. Tämän selvitystyön lähtötietojen toimittamiseen osallistui yhteensä kahdeksan yhtiötä; Fortum Sähkönsiirto Oy, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, PKS Sähkönsiirto Oy, Järvi-Suomen Energia Oy, Savon Voima Verkko Oy, Vatajankosken Sähkö Oy, Parikkalan Valo ja Elenia Verkko Oy (Entinen Vattenfall Verkko Oy). Kyseiset yhtiöt on esitetty karttakuvassa 2.3. Yhtiöt muodostavat 38 % asiakasmäärän ja 59 % jakeluverkkopituuden mukaan kaikkiin Suomen sähköverkkoyhtiöihin suhteutettuna. Vuonna 2010 Suomessa maksettujen vakiokorvausten kokonaismäärään suhteutettuna mukana olevat yhtiöt kattavat yli 90 % (huomioitu Asta, Veera, Lahja ja Sylvi myrskyt). Näillä tunnusluvuilla arvioituna mukana oleva yhtiöjoukko muodostaa varsin merkittävän tilastoaineistokokonaisuuden.



Yhtiö	Johtopituus		Asiakasmäärä	Vuosienergia (GWh)
	KJ (km)	PJ (km)		
Fortum Sähkösiirto Oy	23 094	45 272	441 456	7 135
Kymenlaakson Sähköverkko Oy	4 728	7 799	100 843	1 406
Parikkalan Valo	926	1 719	10 119	145
PKS Sähkösiirto Oy	9 759	11 241	86 814	1 107
Savon Voima Verkko Oy	11 149	13 544	110 642	1 739
Suur-Savon Sähkö Oy	8 620	17 730	99 311	1 164
Vatajankosken Sähkö Oy	1 431	2 393	17 596	280
Vattenfall Verkko Oy	22 459	38 626	394 705	5 789
	82 166	138 324	1 261 486	18 764
Osuus valtakunnallisesti	60 %	59 %	38 %	38 %

Kuva 2.3 Selvityksessä mukana olleiden yhtiöiden tiedot.

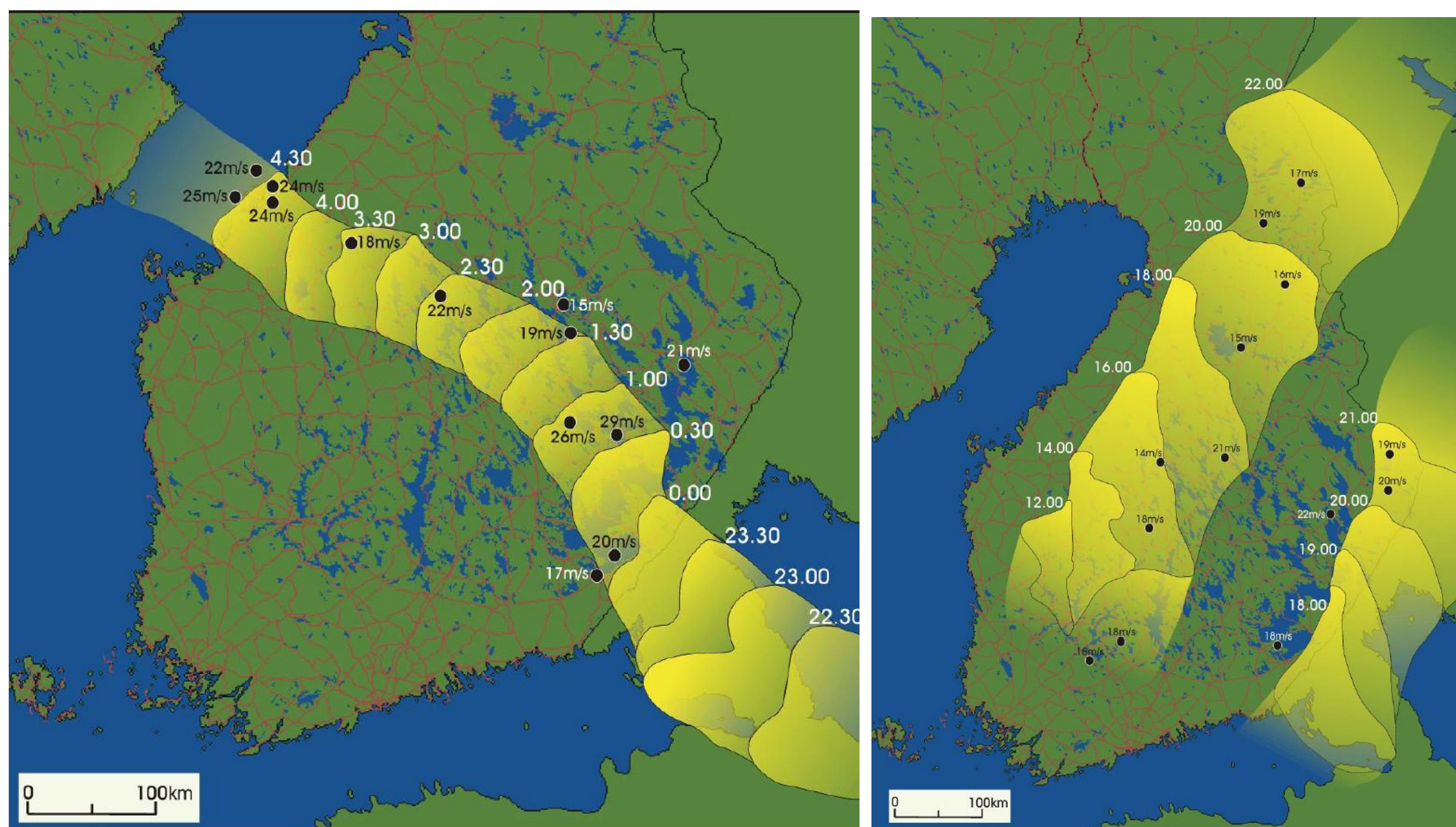
Kuvassa 2.4 on esitetty pääryhmittäin kohdeyhtiöiltä pyydettyjä ja kerättyjä tietoja. *Häiriöalueen verkkotiedoista* keskeisimpiä tietoja ovat keski- ja pienjänniteverkkoa koskevat rakenne- ja määrätiedot sekä myrskyalueen koko. *Häiriöalueen vika- ja asiakastiedoista* muodostetaan kuva siitä, miten suurta joukkoa häiriö on koskenut ja miten pitkiä keskeytysaikoja sähkön loppukäyttäjät ovat kokeneet. *Viankorjausorganisaatiota* koskevat tiedot auttavat ymmärtämään, miten suurella viankorjaushenkilöstöllä vikoja on lähdetty korjaamaan ja miten aikaa vievää vioittuneen verkon korjaaminen ja sähköjen palauttaminen on yhtiölle ollut. Yhdistämällä *kustannustiedot* aiemmin lueteltuihin tietoihin, pystytään muodostamaan kuva yhtiötä kohdanneesta kustannusvaikutuksista. Nämä tiedot ovat välttämättömiä nykyisen tilannekuvan hahmottamiseksi, mutta toisaalta myös ennustemallin kehittämisen näkökulmasta.



Kuva 2.4 Suurhäiriöselvityksessä kerättyjä taustatietoja.

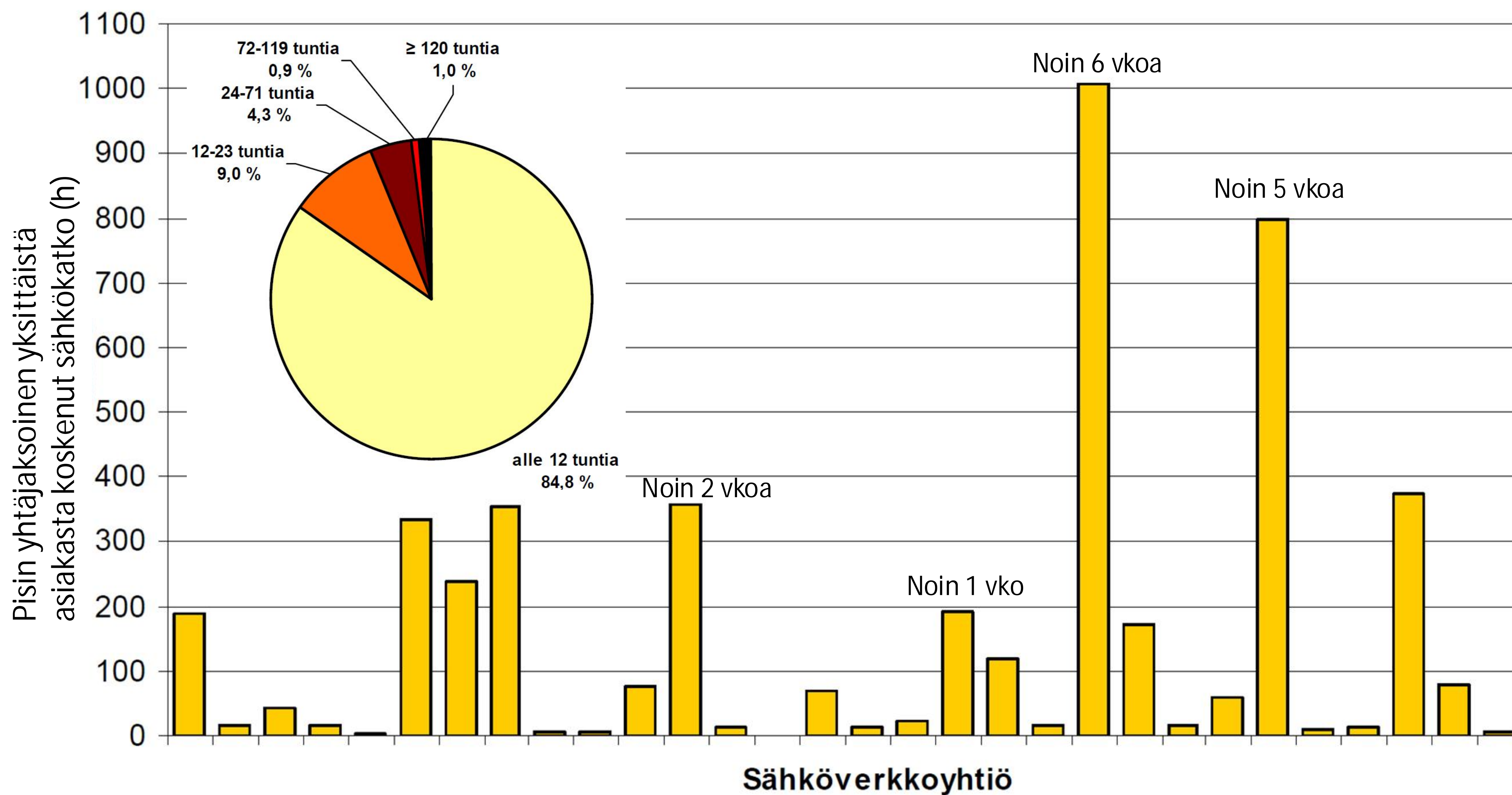
2.2 Asta, Veera, Lahja, Sylvi, Hannu ja Tapani myrskyt

Tässä selvitystyössä keskitytään erityisesti Asta, Veera, Sylvi, Lahja, Hannu ja Tapani-päivän myrskyjen verkkovaikutuksiin. Vuoden 2011 joulukuun Hannu ja Tapani -myrskyissä vaurioitui ja kaatui eri puolilla Suomea puustoa lähes 3,5 milj. m³ eli noin 120 M€n arvosta. Pahimmat tuhot aiheutti Tapani-myrsky, joka riehui pääasiassa Länsi-Suomessa. Hannu-myrsky teki tuhojaan seuraavana päivänä lähinnä Itä-Suomessa. Asta-, Veera-, Lahja- ja Sylvi-myrskyt tapahtuivat vuoden 2010 heinä-elokuun vaihteessa. Metsäntutkimuslaitoksen tekemän arvion mukaan tuolloin kaatui kaikkiaan 8,1 milj. m³ puuta. Marraskuun 2001 Pyy- ja Janika -myrskyt kaatoivat yli 7 milj. m³ puuta (MTK). Kuvassa 2.5 on esitetty Asta- ja Veera-rajuilmojen voimakkaimpien ja vahinkoja aiheuttaneiden ukkosnauhojen eteneminen ja sijainti (Onnettomuustutkintakeskus).



Kuva 2.5 Asta- ja Veera-rajuilmojen voimakkaimpien ja vahinkoja aiheuttaneiden ukkosnauhojen eteneminen ja sijainti (Asta 29–30.7.2010, Veera 4.8.2010). Tuulimittauspisteiden suurimmat puuskalukemat on merkitty mustilla ympyröillä (Onnettomuustutkintakeskus)

Kuvassa 2.6 on esitetty pisin yhtäjaksoinen yksittäistä asiakasta koskenut sähkökatko Asta 30.7.2010, Veera 4.8.2010, Lahja 7.8.2010 ja Sylvi 8.8.2010 myrskyissä. Kuvassa on myös esitetty, miten asiakkaiden kokemat keskeytysajat ovat jakaantuneet. Esimerkiksi alle 12 h mittaiset keskeytykset muodostavat noin 85 % koetuista keskeytyksistä kun taas yli vuorokauden kestäneet katkot muodostavat noin 6 % kaikista myrskyissä koetuista sähköjakelun keskeytyksistä. Pisimmillään asiakkaita on ollut myrskyjen seurauksena yhtäjaksoisesti sähköttöä yli 1000 h eli noin 6 viikkoa (Onnettomuustutkintakeskus).

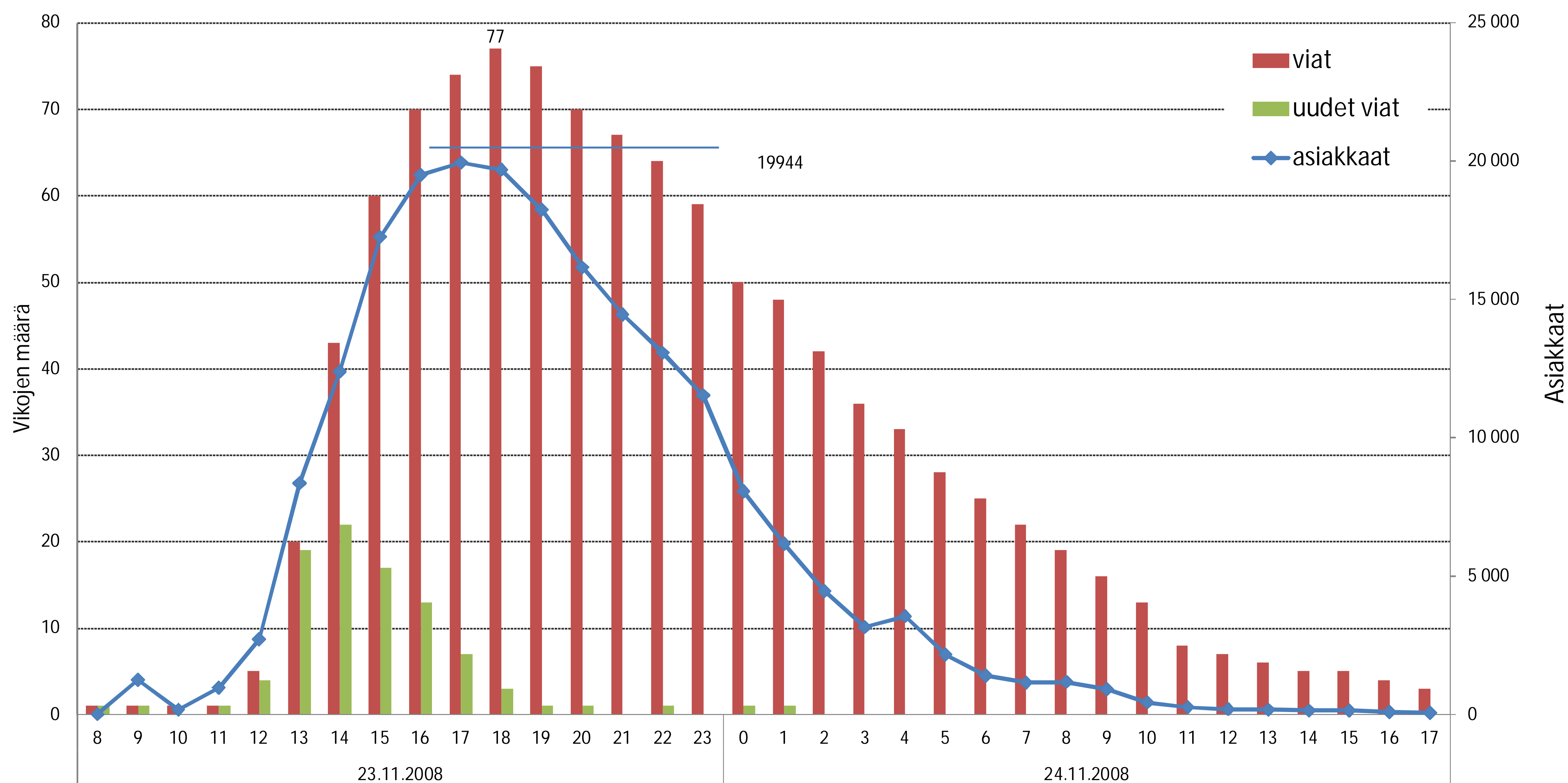


Kuva 2.6 *Pisimmät yhtäjaksoiset yksittäistä asiakasta koskeneet sähkökatkot niillä sähköverkkoyhtiöillä, joiden verkossa katkoksia esiintyi. (N=30) (Onnettomuustutkintakeskus)*

2.3 Suurhäiriöiden mallintaminen

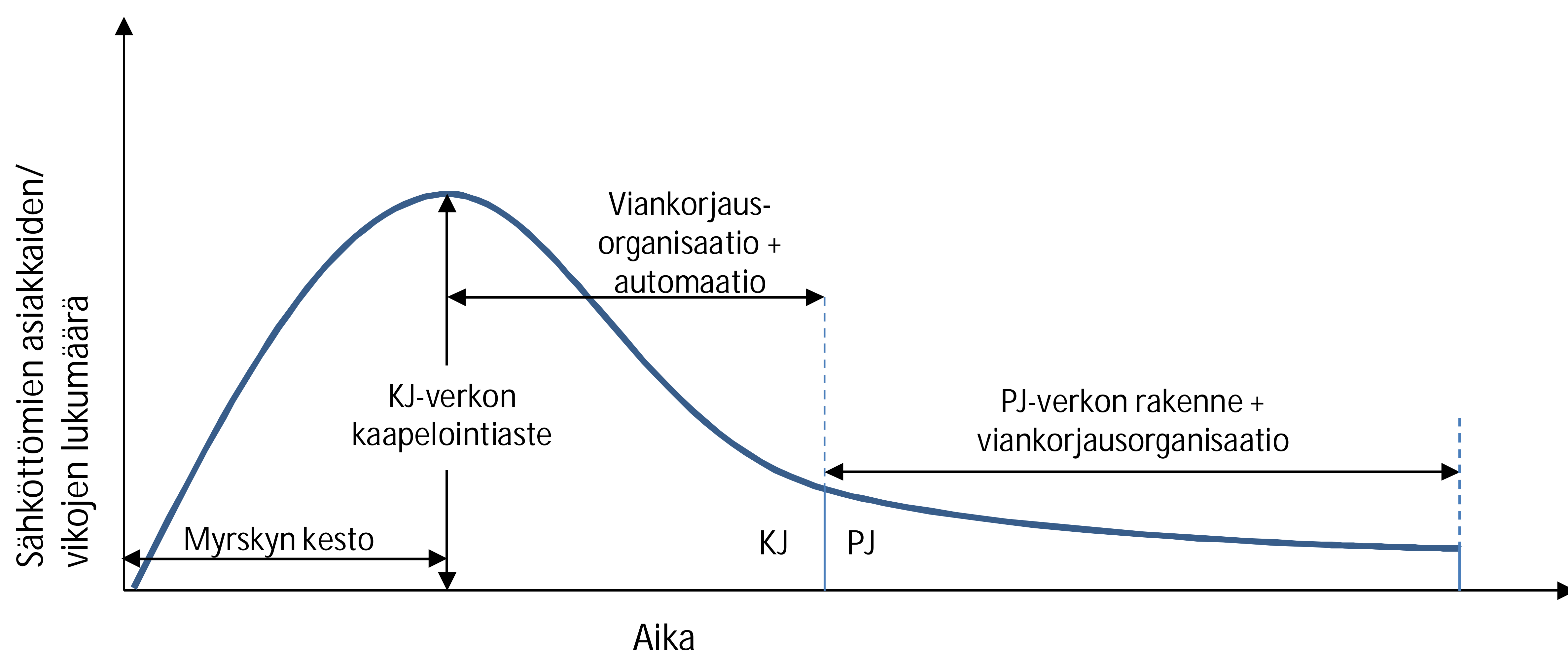
Tässä luvussa esitetään ne periaatteet, joilla kerätyn suurhäiriötilastoaineiston perusteella muodostetaan matemaattinen malli sähköttömiä asiakkaiden määrästä häiriön selvitysajan funktiona. Mallin reunaehdot suhteutetaan käytettävissä oleviin resursseihin, korjauskapasiteettiin ja vikamääriin. Mallin avulla lasketaan suurhäiriölle kustannukset ja määritetään millä kaapelointimäärillä ja -kustannuksilla ehdotetut suurimmat sallitut sähkönjakelun keskeytysajat voidaan alittaa. Tulokset jalostetaan yksittäisen sähkönkäyttäjän kannalta keskeisiksi, snt/kWh, luvuiksi.

Suurhäiriöiden matemaattista ja teknistaloudellista mallintamista on käsitelty yksityiskohtaisemmin mm. (Kaipia et al., 2007) ja (Brown, 2009). Kuvassa 2.7 on esitetty todellinen esimerkki lähes kaksi vuorokautta kestäneestä suurhäiriöstä. Kuvassa on eritelty vikojen ja sähköttömiä asiakkaiden määrä häiriön edetessä.



Kuva 2.7 Sähköttömien asiakkaiden ja vikojen määrä todellisessa suurhäiriötilanteessa.

Kuvassa 2.8 on esitetty periaate sähköttömien asiakkaiden ja vikojen määrän jakaumasta suurhäiriömallintamisessa. Kuvaan on merkitty pääperiaatteet käyrän muotoon vaikuttavista tekijöistä. Todellisuudessa myrskyjen matemaattista mallintamista vaikeuttaa se, että saman myrskyjakson sisällä voi olla useita, eri aikoina esiintyviä myrskykeskittymiä, jolloin vikojen selvityskäyrä voi muodostua useammasta kuin yhdestä huipusta. Tällaisessa tilanteessa myrskyselvitystietojen läpikäynti ja jäsentely sekä laskentasovitteen määrittäminen on haastavaa.



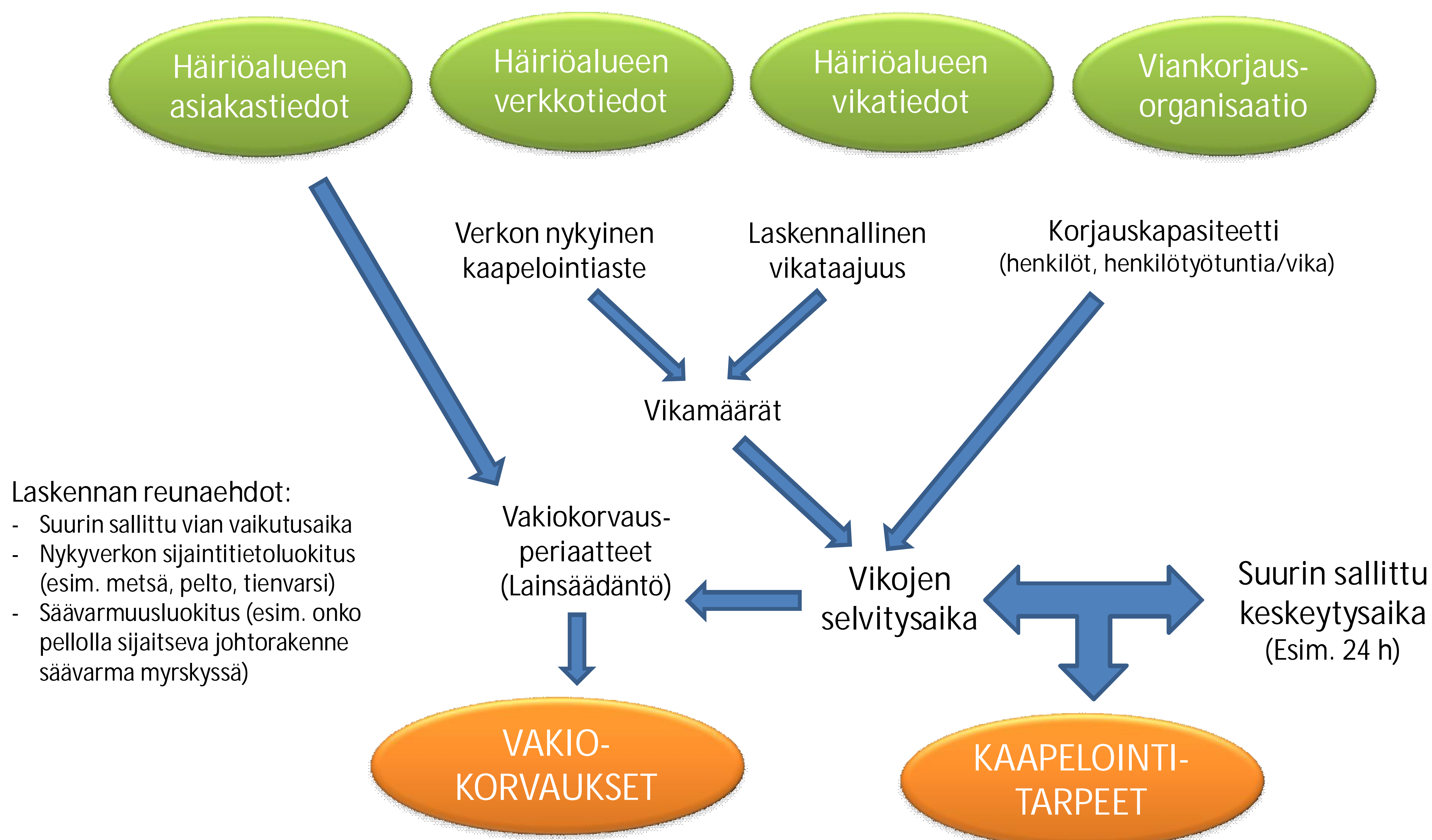
Kuva 2.8 Sähköttömien asiakkaiden ja vikojen määrä -jakauma suurhäiriömallintamisessa. Kuvassa pääperiaatteet käyrän muotoon vaikuttavista tekijöistä.

Myrskyn ns. 0-hetkenä pidetään hetkeä, jolloin sähköttömien asiakkaiden määrä ei enää kasva (kuvan käyrässä korkein kohta). Käytännössä tämän hetken saavuttaminen kestää tilastojen pohjalta parista tunnista puoleen vuorokauteen myrskystä ja tarkastelualueesta riippuen. Eri-tyisesti suurhäiriössä, jossa viat aiheutuvat pääasiassa lumikuorman takia johdon päälle taipu-

vista puista, voi 0-hetken määrittäminen on vaikeampaa, koska vikoja syntyy koko ajan vian selvityksen edetessäkin.

Mallintamisen kannalta yksi keskeinen tieto on ajankohta, jolloin kaikki keskijänniteviat on korjattu ja miten paljon keskijänniteverkon vikojen korjaamiseen on käytetty henkilöresursseja. Tämän pisteen jälkeen resurssit kohdistuvat pienjänniteverkkojen korjaamiseen. Tämä piste ei ole kuitenkaan aina saatavissa vaan se voidaan joutua arvioimaan käyrämuodon perusteella (voimakkaimmat kehitykset sähköttömien asiakkaiden määrissä tapahtuvat aina kun keskijänniteverkon vika saadaan korjattua ja johtolähtö saadaan palautettua jakelun piiriin). Tässä tutkimuksessa lähtöaineistossa piste oli määritelty lähes kaikissa yhtiöissä.

Selvitystyössä käytetty suurhäiriömallintamisperiaate on esitetty kuvassa 2.9. Kuvan yläreunassa on esitetty tarvittavat lähtötiedot pääryhmittäin kun taas alareunassa on kuvattu mallintamisesta saatavat päätulokset. Kuvassa on listattu esimerkinomaisesti joitakin analyyseissä käytettäviä reunaehtoja kuten suurin sallittu vianvaikutusaika ja määrittely säävarmasta verkosta. Vianvaikutusaika on tässä tarkastelussa ollut joko 24 tai 36 tuntia, jotka ovat tutkittavat maksimikeskeytysajat asiakkaille. Säävarmaksi verkoksi on tässä tarkastelussa määritetty maakaapelit sekä ilmajohdoista ne, jotka sijaitsevat peltoalueella eli ns. puuvarmat johdot.



Kuva 2.9 Suurhäiriömallintamisen perusperiaatteet.

Analysointimallin toimintaperiaate on pelkistettynä seuraava. Ensimmäiseksi yhtiöistä saatuja tietoja on vertailtu toisiinsa ja aiempiin myrskyselvitystietoihin, jotta mahdolliset selvät virheet tunnuslukuista voidaan suodattaa pois ennen varsinaista laskentatyötä. Tarkastelut tarvittavasta kaapelointiasteesta perustuvat jo toteutuneiden myrskyjen aiheuttamiin vahinkoihin ja

näin ollen lopputuloksena analyysistä saadaan tieto kuinka myrskyihin olisi pitänyt varautua tai kuinka suuri jakeluverkon kaapelointiasteen olisi tullut olla, jotta reunaehtojen mukaisesti vianvaikutusaikoihin olisi päästy.

Suurhäiriömallinnusta varten tarvitaan huomattava määrä tietoa myrskystä sekä analysoitavan verkon tilasta. Kuvan 2.9 lähtötiedot edustavat tietoja, joita suurhäiriöselvityksen toteuttamiseen on tarvittu. Viankorjausorganisaatio kuvaa viankorjauksessa käytetyn organisaation kokoa ja tehtyjä työtunteja. Häiriöalueen vikatiedot sisältävät tiedot vikojen määrästä sekä vikaantuneiden alueiden keskeytysajoista eli ne pitävät sisällään tiedon viankorjauksen etenemisestä. Häiriöalueen verkkotiedot puolestaan kertovat sen, kuinka verkon nykyinen topologia on vaikuttanut myrskyn aiheuttamiin keskeytyksiin sekä kuinka sitä tulee muuttaa jatkossa, jotta nyt koetut pitkät keskeytykset eivät toistuisi. Esimerkiksi pj- ja kj-verkon kaapelointiasteet ilmoittavat verkkopituuden, joka on varmasti suojassa myrskyiltä. Kaapelointiastetta nostamalla suuhäiriön alttiina olevan johto-osuudet (vikamäärät) vähenevät, jolloin vianselvitysajat lyhenevät ja asiakkaiden kokemat keskeytysajat jäävät lyhyemmiksi. Tämä olettaen, että viankorjausorganisaatio toimii jatkossakin samoilla resursseilla ja tehokkuudella kuin tarkasteltujen myrskyjen aikana. Häiriöalueen asiakastiedoilla ei varsinaisesti ole merkitystä myrskyn vikojen selvitysaikaan, mutta ne ovat keskeisessä roolissa määrittäessä vakiokorvausten suuruuksia. Asiakkaiden keskeytysaikajakaumasta voidaan määrittää eri asiakkaiden kokemien keskeytysten pituudet. Tätä voidaan hyödyntää arvioitaessa asiakkaiden määrää, jotka eivät olisi kokeneet keskeytystä maakaapelointiasteen ollessa suurempi. Esimerkiksi kj-verkon kaapelointiastetta nostettaessa kaapeloidaan ensin alueet, joissa asiakasmäärä on suurin suhteessa verkon pituuteen. Tällöin tapahtuneiden myrskyjen tilastotietojen pohjalta ensimmäisenä säävarman verkon piiriin tulevat asiakkaat välttävät myrskyn aiheuttaman keskeytyksen.

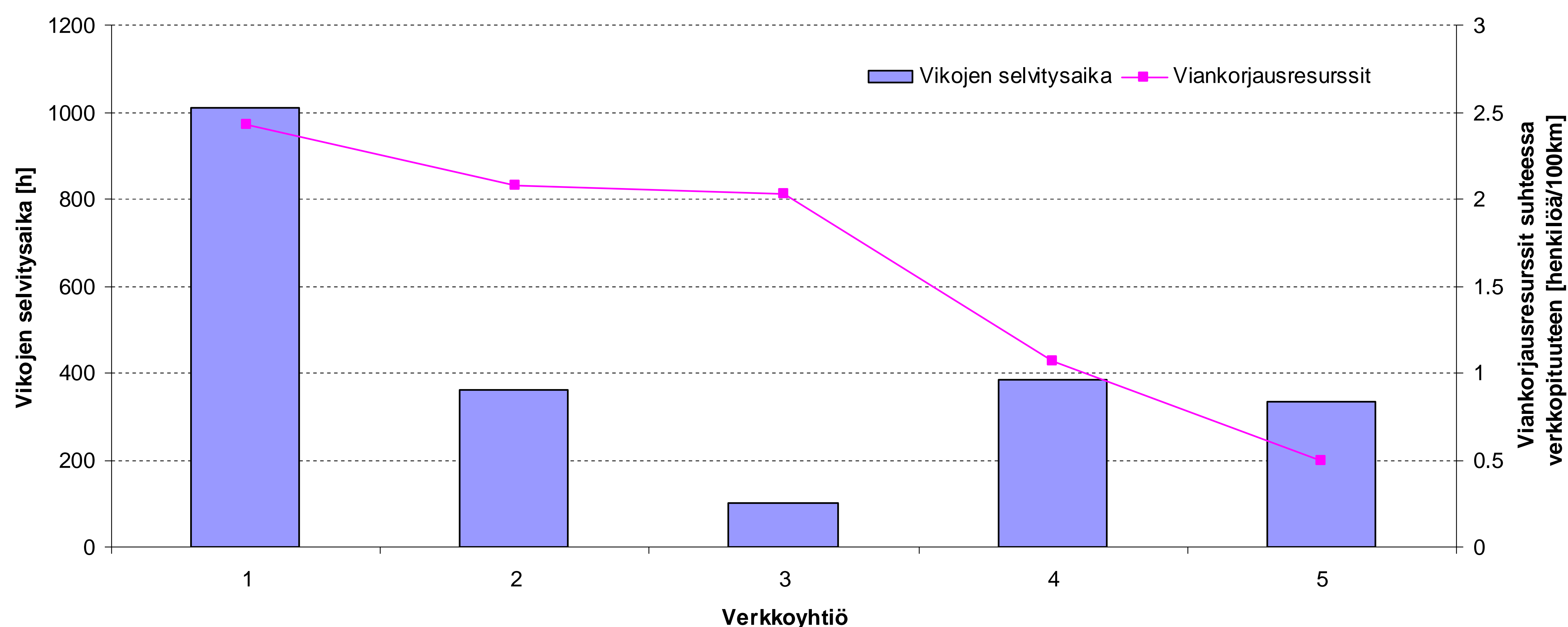
2.3.1 Vikojen korjaus

Suurhäiriömallintamisessa viankorjausnopeudella eli organisaation koolla ja tehokkuudella on keskeinen vaikutus lopputulemiin. Suurhäiriöiden aiheuttamia keskeytyskustannuksia ja keskeytysaikaa voidaan pienentää tiettyyn rajaan saakka kasvattamalla viankorjausorganisaation kokoa. Myrskyn voimakkuus ja laajuus vaikuttaa myös yksittäisen vian kohdalla siihen, miten nopeasti vioista selvittää. Vaikeutena viankorjaustiedon käyttämisessä on sen tilastointiin liittyvä problematiikka. Vika-käsitteelle ei ole olemassa yhtenäistä määritelmää suurhäiriöiden yhteydessä. Sillä voidaan tarkoittaa yhtä hyvin yksittäistä johtolinjalla lepäävää puuta kuin koko jännevälin pylväineen rikkonutta puujoukkoa.

Tässä tutkimuksessa vikojen määrä arvioitiin viankorjausresurssien ja keskimääräisen viankorjausajan perusteella, joka määritettiin nyt tarkasteltujen myrskytietojen ja aiemmista myrskyistä saatujen tietojen perusteella.

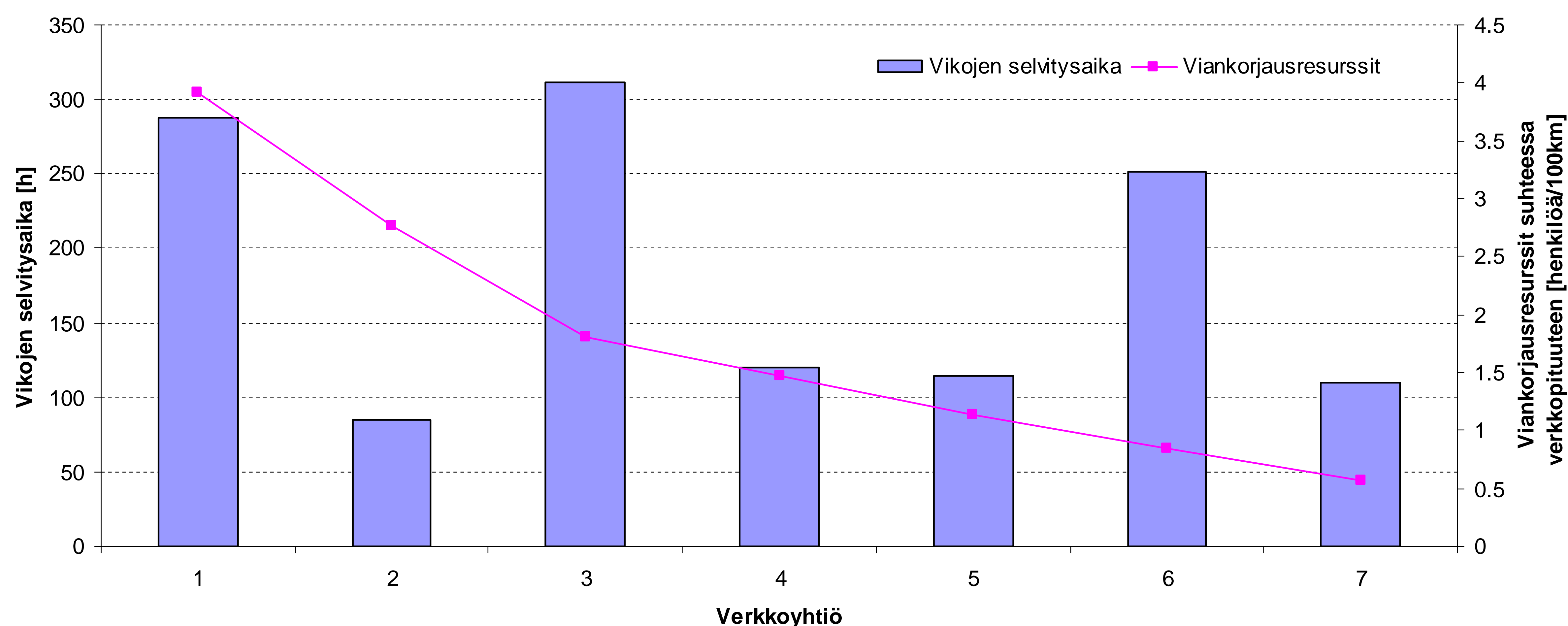
2.3.2 Keskeytysaika ja viankorjausresurssit

Vikojen korjaukseen käytetty aika sekä viankorjausorganisaation koko vaihtelee huomattavasti eri yhtiöiden välillä tarkastelluissa myrskyissä. Kuvat 2.10 ja 2.11 havainnollistavat viankorjaukseen käytettyä aikaa sekä viankorjausorganisaation kokoa. Vianselvitykseen käytetty aika tarkoittaa hetkeä, jolloin kaikki myrskyn seurauksena olleet viat on saatu korjattua tai erotettua verkosta siten että kaikki asiakkaat ovat sähkönjakelun piirissä. Viankorjausorganisaation koosta saadaan laskettua viankorjausresurssit johtokilometriä kohden, jolloin eri yhtiöt ovat tältä osin vertailukelpoisia.



Kuva 2.10 Vikojen selvitysaika sekä viankorjausresurssit toteutuneissa kesämyrskyissä.

Kesämyrskyjen vianselvitysajat olivat paikoitellen erittäin pitkiä huolimatta viankorjaukseen osallistuneiden asentajien suuresta määrästä. Esimerkiksi, vaikka yhtiöllä 1 on ollut eniten resursseja käytössä häiriöalueen verkkopituuteen nähden (2,5 henkilöä / 100 km), on sen vikojen selvitysaika pisin. Toisaalta havaitaan myös, että yhtiöllä 3 on ollut hyvät resurssit viankorjauksessa ja vikojen selvitysaika on jäänyt tällöin huomattavasti pahemmin myrskyistä kärsineitä verkkoyhtiöitä lyhyemmäksi. Lisäksi yhtiöiden 2, 4 ja 5 vikojen selvitysaikojen voidaan havaita olevan lähellä toisiaan, mutta näiden yhtiöiden viankorjausresursseissa on kuitenkin huomattavat erot korostaen myös sitä että sama myrsky on aiheuttanut suuremmat vahingot yhtiölle 2 verrattuna yhtiöihin 4 ja 5.



Kuva 2.11 Vikojen selvitysaika sekä viankorjausresurssit toteutuneissa talvimyrskyissä.

Talvimyrskyjen osalta vikojen selvitysajat ja viankorjausorganisaatioiden perusteella voidaan havaita yhtäläillä myrskyjen erilaisista vaikutuksista eri yhtiöille. Kuvasta 2.11 havaitaan, että yhtiön 1 hyvistä viankorjausresursseista (lähes 4 henkilöä / 100 km) huolimatta vikojen selvitysaika on pitkä eli lähes 300 tuntia. Kuitenkin yhtiön 2 toiseksi suurimmilla viankorjausresursseilla vertailuyhtiöistä on sen vikojen selvitysaika vertailun lyhin (alle 100 tuntia).

Toteutuneista vikojen selvitysajoista ja resursseista voidaan todeta, että myrskyjen vaikutukset ovat olleet hyvin erisuuruiset eri yhtiöille sekä kesä- että talvimyrskyissä. Vikataajuudet eri yhtiöiden verkoissa olivat hyvin erilaiset, sillä pahimmin myrskyistä kärsineissä yhtiöissä vikataajuudet olivat jopa kymmenkertaisia pienemmällä vaurioilla selviytyneisiin verrattuna. Lisäksi yhtiöiden viankorjausorganisaatioissa on huomattavia eroja verkon kokoon suhteutettuna, joka johtuu osittain myrskyn aiheuttamien tuhojen laajuudesta. Lopulta suurien erojen myötä vikataajuuksissa ja vikaorganisaatioiden koon eroavaisuuksista johtuen myös vikojen selvitysajat eroavat paljon yhtiöiden välillä. Kesämyrskyissä suurin selvitysaika oli n. 1000 tuntia ja lyhin n. 100 tuntia, kun talvimyrskyissä suurin selvitysaika oli n. 300 tuntia lyhimmän selvitysajan ollessa n. 100 tuntia.

3 Vakiokorvausten kustannusvaikutukset verkkoyhtiöille

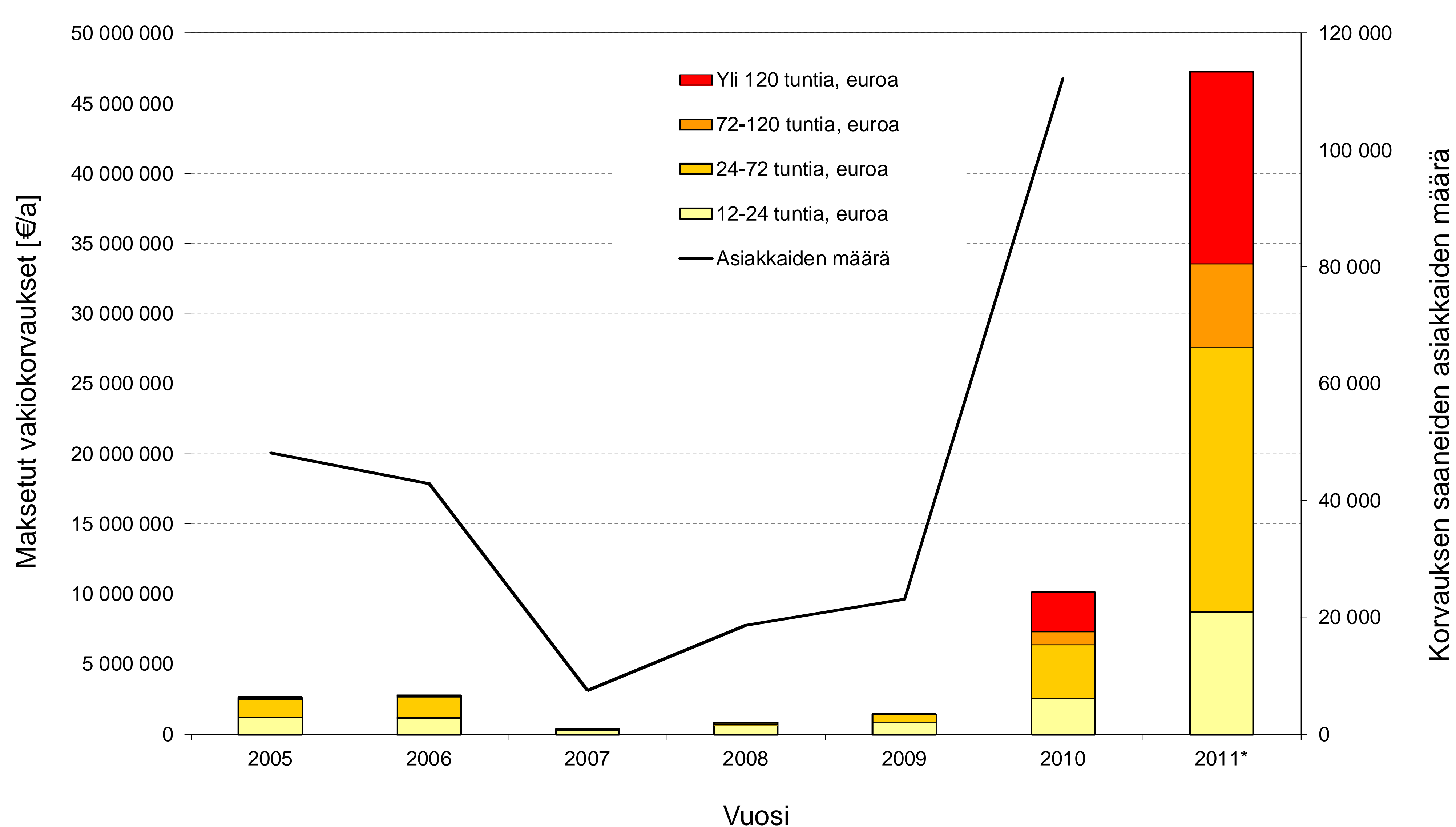
3.1 Vakiokorvaukset

Vuonna 2003 sähkömarkkinalakia täydennettiin vakiokorvausmenettelyllä, jossa korvauksen määrä riippuu keskeytyksen ajasta ja sähkökäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta. Korvaus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta on:

- 1) 10 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 h, mutta vähemmän kuin 24 h;
- 2) 25 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 h, mutta vähemmän kuin 72 h;
- 3) 50 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 h, mutta vähemmän kuin 120 h; sekä
- 4) 100 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 h.

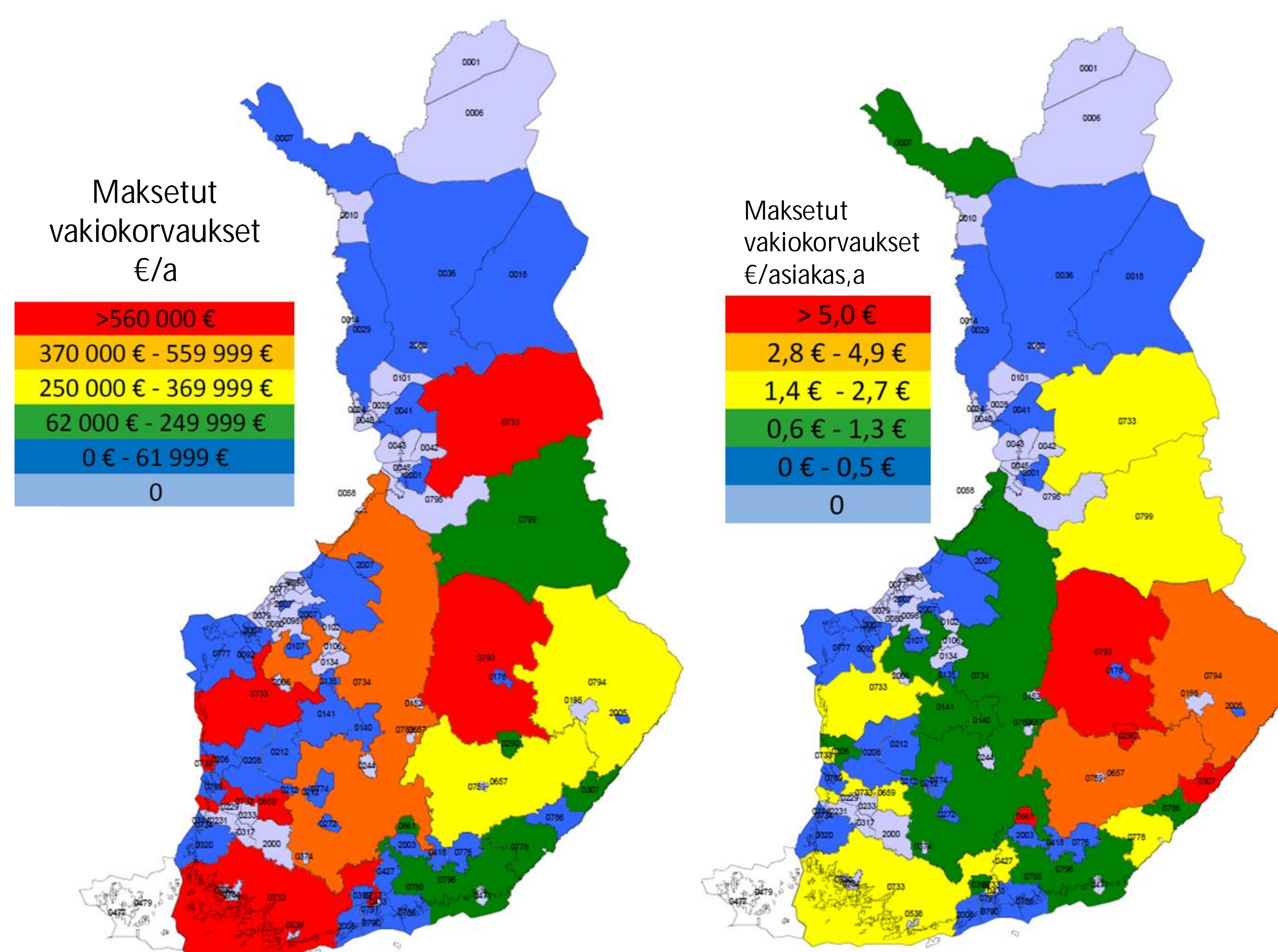
Vakiokorvauksen enimmäismäärä verkkopalvelun keskeytymisen johdosta on kuitenkin 700 € sähkökäyttäjää kohti. Suomessa on maksettu vuosien 2005–2010 välisenä aikana yhteensä noin 18 M€ vakiokorvauksia (kuva 3.1). Vuoden 2011 virallisia tietoja ei ollut vielä saatavilla tätä raporttia kirjoitettaessa. Epäviralliset arviot vuoden 2011 korvausmääristä ovat kuitenkin huomattavat; pelkästään tässä selvitystyössä mukana olevissa verkkoyhtiöissä maksettiin yksistään talvimyrskyjen osalta (Hannu ja Tapani) 43,5 M€, mikä on selvästi enemmän kuin mitä vakiokorvauksia on maksettu korvauskäytännön käyttöönoton jälkeen yhteensä.

Vuosien 2005–2010 välisenä aikana maksetut korvaukset ovat olleet suuruudeltaan keskimäärin 44–90 €/asiakas,a. Kun kustannus on jaettu kaikkien korvauksia maksaneiden yhtiöiden kesken, on kustannus vaihdellut välillä 0,2–4,7 €/asiakas,a. Verkkopituutta (kj+pj) kohden määritettynä, vakiokorvauksia on maksettu vuosittain 1,4–34 €/km,a. Suurimmillaan yksittäisessä yhtiössä maksettiin vakiokorvauksia yhtenä vuonna lähes 500 €/km,a.



Kuva 3.1 Maksetut vakiokorvaukset vuosina 2005–2010. Vuoden 2011 tiedot epävirallisia.

Kuvassa 3.2 on esitetty Suomessa vuosien 2005–2010 tietojen perusteella määritetyt vuosikeskiarvot maksetuista vakiokorvauksista kokonaismäärinä (€a) ja asiakaskohtaisesti laskettuina (€/asiakas,a).



Kuva 3.2 Maksetut vakiokorvaukset yhtiöittäin vuosien 2005–2010 välisenä aikana.

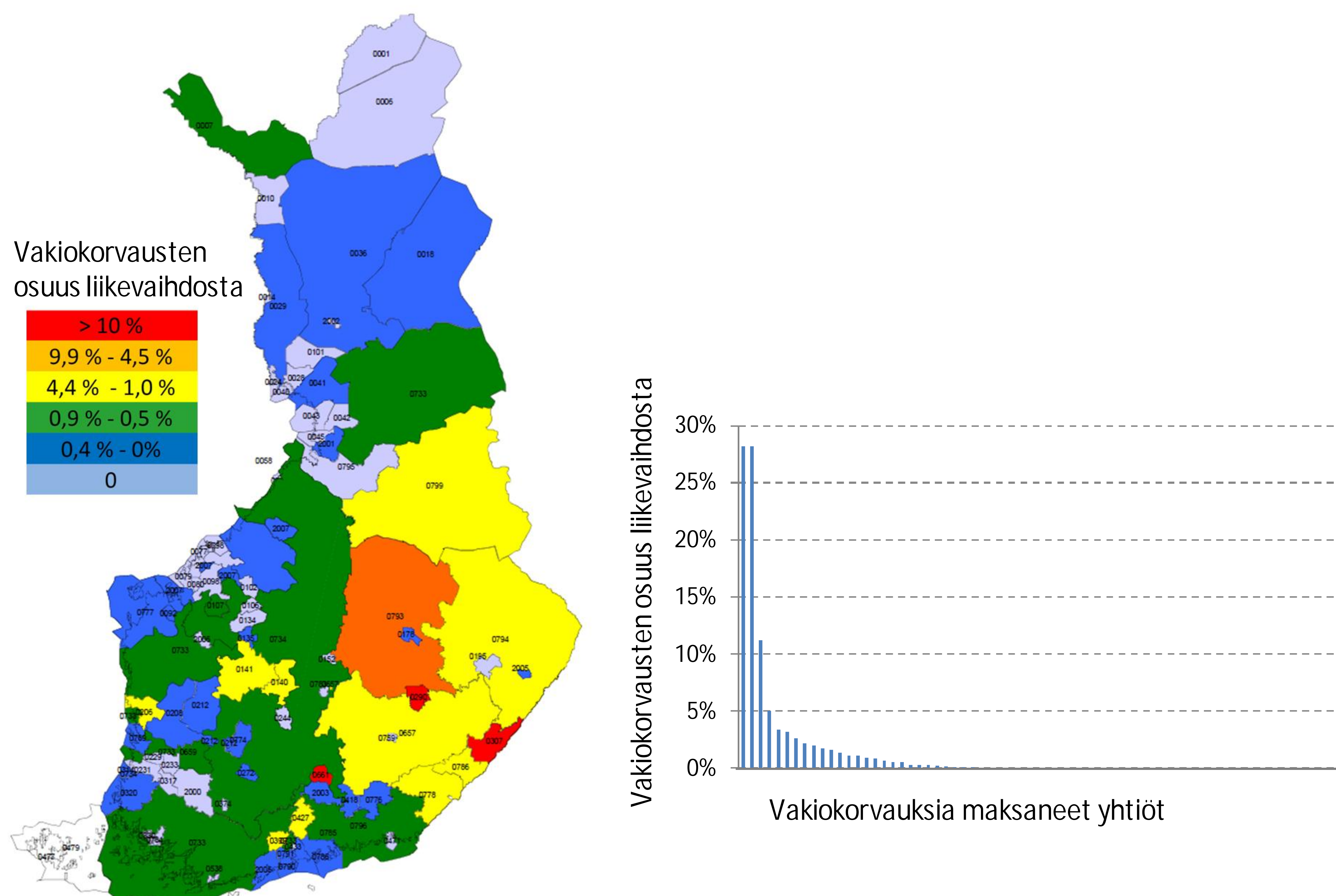
Taulukossa 3.1 on esitetty kesän 2010 ja talven 2011 myrskyjen perusteella kohdeyhtiöissä maksetut vakiokorvaukset. Taulukossa on esitetty myös kunkin yrityksen liikevaihto ja maksettujen vakiokorvausten osuus vuotuisesta liikevaihdosta (huomioitu myrskyistä se, jossa maksetut vakiokorvaukset suuremmat).

Taulukko 3.1 Toteutuneet vakiokorvaukset kesän 2010 ja talven 2011 myrskyissä sekä vakiokorvausten osuus suhteessa yhtiön liikevaihtoon.

Yhtiö	Kesä 2010	Talvi 2011	Liikevaihto vuonna 2010	Osuus liikevaihdosta
Fortum Sähkönsiirto Oy	0 €	29 000 000 €	241,9 M€	12 %
Parikkalan Valo	940 000 €	93 290 €	3,3 M€	28 %
PKS Sähkönsiirto Oy	590 409 €	1 442 049 €	43,6 M€	3 %
Savon Voima Verkko Oy	2 994 629 €	3 436 442 €	59,9 M€	6 %
Järvi-Suomen Energia Oy	1 602 664 €	2 465 536 €	49,2 M€	5 %
Vatajankosken Sähkö Oy	0 €	1 200 000 €	8,2 M€	15 %
Elenia Verkko Oy	2 999 080 €	5 213 160 €	210,3 M€	2 %

Taulukosta nähdään, että liikevaihtoon suhteutettuna myrskyt ovat koetelleet rankimmin pieniä verkkoyhtiöitä. Myrskyn seurauksena maksettujen vakiokorvausten määrä yltää pahim-

millaan lähes 30 %:iin yhtiön vuotuisesta liikevaihdosta. Kuvassa 3.3 on esitetty vakiokorvaukset yhtiön liikevaihtoon suhteutettuna kaikissa Suomen verkkoyhtiöissä. Kuvaan on haettu yhtiökohtaisesti haastavin vuosi tarkastelujakson 2005–2010 sisällä.



Kuva 3.3 Vakiokorvaukset yhtiön liikevaihtoon suhteutettuna. Kuvassa yhtiökohtaisesti määritetty haastavin vuosi tarkastelujakson 2005–2010 sisällä.

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM) ehdottaa, että vakiokorvausjärjestelmään sisällytetään kaksi uutta porrasta, joissa vakiokorvauksen määrä nousisi. Ensimmäinen lisäporras tulisi kahdeksan vuorokauden (192 h) jälkeen, jolloin vakiokorvauksen määrä nousisi 150 %:iin vuotuisesta siirtomaksusta. Toinen lisäporras tulisi 12 vuorokauden (288 h) jälkeen, jolloin vakiokorvauksen määrä nousisi 200 %:iin vuotuisesta siirtomaksusta. Vakiokorvauksen laskentaperusteena käytettäisiin asiakkaan siirtomaksua, johon sisältyvät myös verot. Vakiokorvauksen määrä olisi siis sähkönkäyttäjän vuotuisesta verkkopalvelumaksusta:

- 1) 10 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 12 h mutta vähemmän kuin 24 h;
- 2) 25 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 24 h mutta vähemmän kuin 72 h;
- 3) 50 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 72 h mutta vähemmän kuin 120 h;
- 4) 100 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 120 h mutta vähemmän kuin 192 h;
- 5) 150 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 192 h mutta vähemmän kuin 288 h;
- 6) 200 %, kun keskeytysaika on ollut vähintään 288 h.

Vakiokorvauksen enimmäismäärä verkkopalvelun keskeytymisen johdosta olisi kuitenkin 2 000 € sähkökäyttäjää kohti. Vakiokorvauksen enimmäismäärää voitaisiin tarkistaa valtioneuvostonasetuksella rahanarvon muutosta vastaavasti. (TEM, 2012).

Tässä selvitystyössä mukana olleita yhtiöitä pyydettiin arvioimaan, miten TEM:n ehdottamat muutokset vaikuttaisivat myrskyjen seurauksena maksettavien vakiokorvausten määrään. Taulukoissa 3.2 (kesämyrskyt 2010) ja 3.3 (talvimyrskyt 2011) on esitetty missä määrin vakiokorvaukset olisivat kasvaneet, mikäli ehdotettu uusi jaottelu olisi ollut silloin käytössä.

Taulukko 3.2 Toteutuneet vakiokorvaukset kesän 2010 myrskyissä sekä laskennalliset vakiokorvaukset TEM:n ehdotuksen mukaisen vakiokorvauskäytännön mukaan.

Asta ja Veera (kesämyrskyt 2010)	Nykyinen vakiokorvauskäytäntö	TEM:n ehdotuksen mukainen vakiokorvauskäytäntö	Kasvu %
Parikkalan Valo	940 000 €	1 323 000 €	41 %
Savon Voima Verkko Oy	2 994 629 €	4 080 414 €	36 %
Järvi-Suomen Energia Oy	1 602 664 €	2 128 771 €	33 %
Elenia Verkko Oy	2 999 080 €	3 019 680 €	1 %

Taulukko 3.3 Toteutuneet vakiokorvaukset joulukuun 2011 myrskyissä sekä laskennalliset vakiokorvaukset TEM:n ehdotuksen mukaisen vakiokorvauskäytännön mukaan.

Tapani ja Hannu (talvimyrskyt 2011)	Nykyinen vakiokorvauskäytäntö	TEM:n ehdotuksen mukainen vakiokorvauskäytäntö	Kasvu %
Fortum Sähkön siirto Oy	29 000 000 €	40 000 000 €	38 %
Parikkalan Valo	93 290 €	93 290 €	0 %
Savon Voima Verkko Oy	3 436 442 €	3 580 417 €	4 %
Suur-Savon Sähkö Oy	2 465 536 €	2 544 448 €	3 %
Vatajankosken Sähkö Oy	1 200 000 €	1 448 000 €	20 %
Vattenfall Verkko Oy	5 213 160 €	5 232 960 €	0 %

Taulukoista nähdään, että suurimmillaan ehdotuksen mukaisten vakiokorvausten kasvu olisi nykyisestä tasosta yli 40 %. Kaikista yhtiöistä tietoa ei ollut saatavilla. Aiemmin taulukossa 3.1 esitetyt vakiokorvausten osuudet verkonhaltijoiden vuotuisista liikevaihdoista nousisivat ehdotuksen myötä suurimmillaan 40 %:iin.

4 Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutukset verkon kehittämiseen

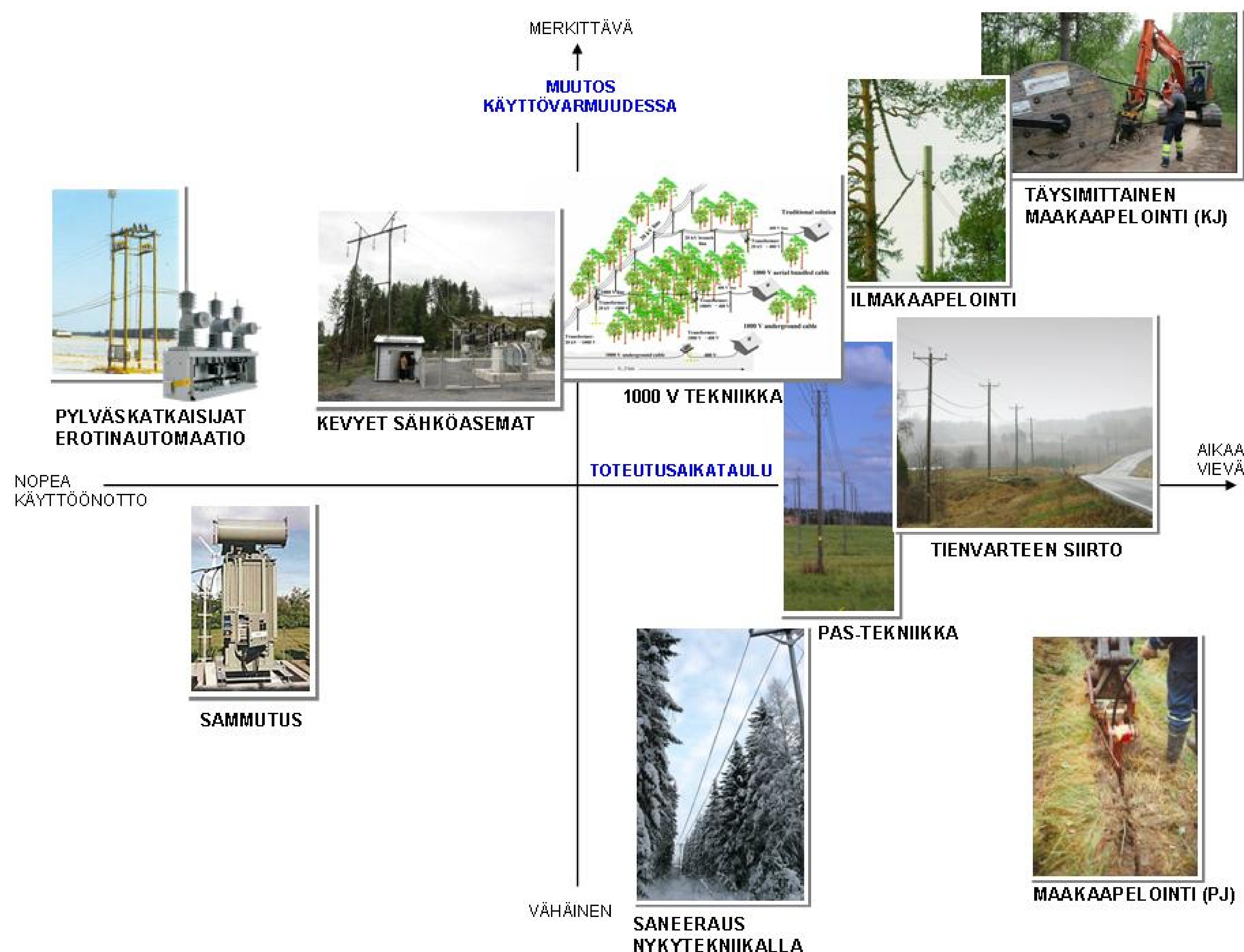
4.1 Verkkoteknisiä vaihtoehtoja toimitusvarmuuden parantamiseksi

Verkkoyhtiöiden verkkoteknisiä mahdollisuuksia vähentää laajoja ja pitkiä katkoja on kuvattu taulukossa 4.1.

Taulukko 4.1 Verkkoteknisiä mahdollisuuksia vähentää pitkiä katkoja: ++ merkittävä vaikutus/nopea (1–5 a), + kohtalainen vaikutus/keskimääräinen nopeus (5–15 a), - ei vaikutusta/hidas (15–40 a).

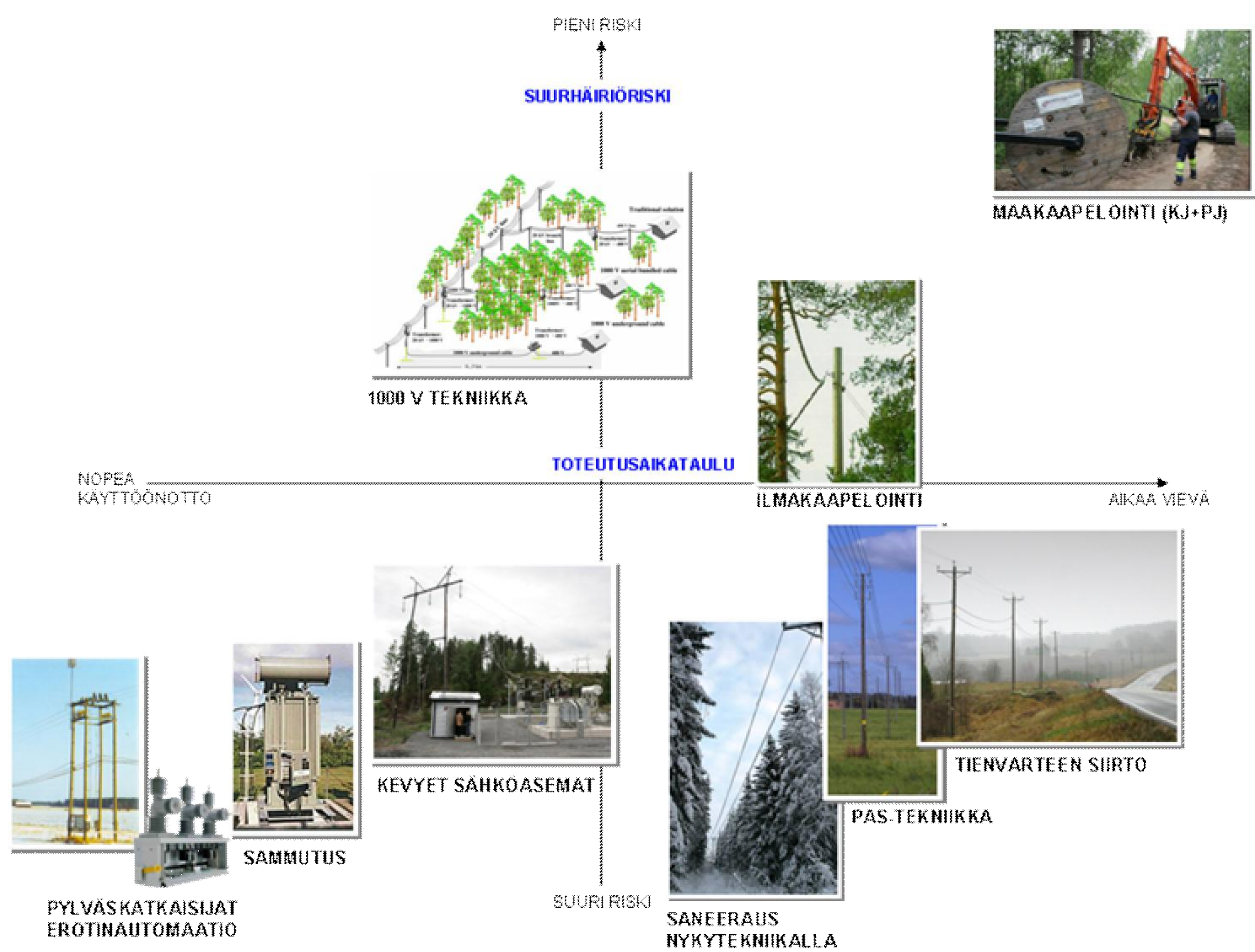
Tekniikka	Vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen	Vaikutus pitkien katkojen kestoon ja laajuuteen	Toteutusnopeus
Verkstoautomaatio	++	-	++
Sähköasemat	++	+	++
Avojohdot nykypaikoille	-	-	+
Avojohdot tienvarteen	++	+	+
PAS-johdot nykypaikoille	++	-	+
Ilmakaapelit	++	+	+
1 000 V pj-johdot, kaapeli	++	++	-
20 kV kaapelointi	++	++	-
0,4 kV kaapelointi	+	++	-

Sähköverkkojen käyttövarmuuden näkökulmasta eri verkkoratkaisuiden vaikutuksia sähkönjakelun luotettavuuteen voidaan havainnollistaa karkealla tasolla myös kuvan 4.1 mukaisella esitystavalla. Siinä eri verkostotekniikat on sijoitettu käyttöönottoajan (x-akseli) ja käyttövarmuudessa arvioidun muutoksen mukaisesti. Kuvasta nähdään, että esimerkiksi laajamittaisella keskijänniteverkon kaapeloinnilla saavutetaan merkittävin muutos käyttövarmuudessa. Keskijänniteverkon laajamittainen maakaapelointi on kuitenkin aikaa vievää. Sen sijaan automaatoratkaisulla (esim. maastokatkaisijat, erotinautomaatio, kevyet sähköasemat) saavutetaan merkittäviä parannuksia käyttövarmuudessa hyvin nopeallakin aikataululla. Pienjänniteverkon maakaapeloinnilla ei katsota olevan merkittävää vaikutusta tilastollisiin asiakkaiden kokemuksiin keskeytysmääriin.



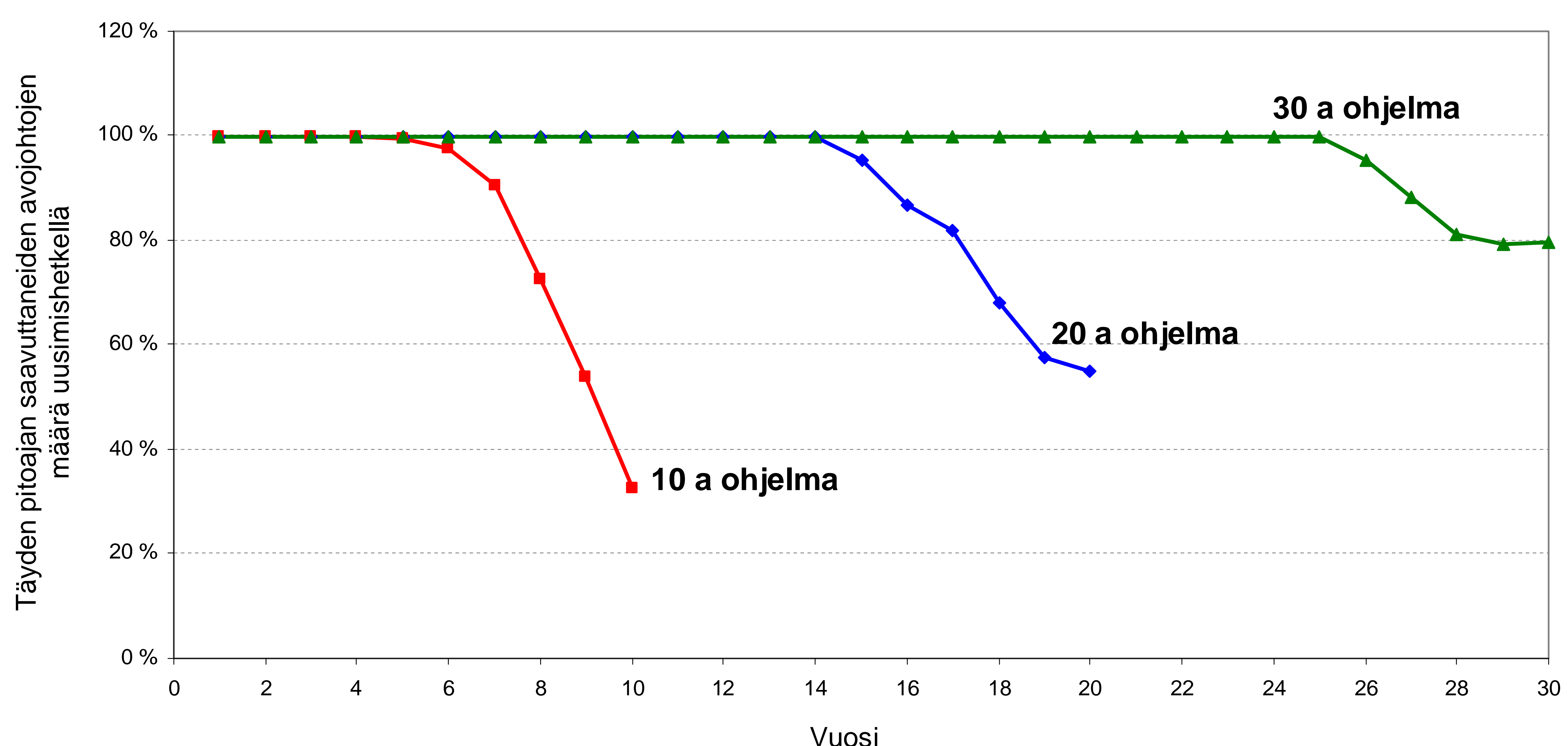
Kuva 4.1 Verkkotekniikoiden vaikutus normaaliin käyttövarmuuteen.

Kuvassa 4.2 samat tekniikat on sijoiteltu vastaavalla tavalla suurhäiriöriskin näkökulmasta. Kuvasta nähdään, että suurhäiriöriski voidaan minimoida maakaapeloimalla sekä keskijännite- että pienjänniteverkot. Pienjänniteverkkojen osalta kaapelointihyöty perustuu siihen, ettei laaja-alaisen myrskyn aiheuttamia tuhoja tarvitse korjata pienjänniteverkkojen puolelta. Toisin kuin edellisessä kuvassa, kevyet ja nopeasti käyttöönotettavat verkostoautomaatoratkaisut eivät paranna luotettavuutta suurhäiriöriskin näkökulmasta.



Kuva 4.2 Verkkotekniikoiden vaikutus suurhäiriöriskiin.

Laajojen ja pitkien keskeytysten vähentämiseen parhaiten soveltuvat verkkotekniikat ovat keski- ja pienjänniteverkon maakaapelointi, johon sisältyy keskijänniteverkon pienikuormaisen haarajohtojen uusiminen 1 kV maakaapeleilla. Näille kaikille on ominaista muutokseen tarvittava pitkä toteutusaika, minimissään laaja-alaiseen toteutukseen tarvitaan jopa yli 20 vuoden aikajakso. Nopeampi eteneminen nostaa kokonaiskustannuksia, koska tällöin joudutaan uusimaan vielä pitoaikaa omaavia käyttökuntoisia johtoja. Kuvassa 4.3 on kuvattu eräällä esimerkkialueella täyden pitoajan saavuttaneiden avojointojen määrä uusimishetkellä 10, 20 ja 30 a uusimisaikatauluilla. Kuvan laskelmien pohjana on ollut laajan maaseutuverkon avojointoverkoille laaditut todelliset uusimissuunnitelmat. Jos uusiminen tehtäisiin 10 a kuluessa, joudutaan suuri osa verkosta uusimaan ennen niiden pitoajan päättymistä (Lassila, 2009).



Kuva 4.3 Uusimishetkellä täyden pitoajan saavuttaneiden pylväiden määrä erilaisilla verkon uusimisaikatauluilla.

4.1.1 Organisaation kehittäminen

Suurhäiriöiden aiheuttamia keskeytyskustannuksia ja keskeytysaikaa voidaan pienentää kasvattamalla viankorjausorganisaation kokoa. Kasvattamalla viankorjausorganisaatiota ei kuitenkaan helposti päästä alle kahden vuorokauden selvitysaikoihin pahoissa suurhäiriöissä. Pienissä suurhäiriöissä (vikojen maksimikesto nykyverkossa 48 h) vianselvitysorganisaation kolminkertaistamisella päästään nykyverkolla 24 h maksimikeskeytysaikaan, mutta pahoissa häiriöissä (vikojen kesto 5 vrk tai enemmän) ei nykyverkkoa pystytä korjaamaan alle 72 tunnissa. Erityisen pahoissa häiriöissä (keskeytysten kesto nykytilanteessa 18 vrk) esim. 24 h maksimikesto saavutetaan kolminkertaista korjaushenkilöstöä käyttämällä verkossa, jossa keskijänniteverkko 75 % maakaapeloitu ja pj-verkko kaapeloitu vähintään 85 % tasolle. (Partanen et al., 2006)

Korjaushenkilöstön kolminkertaistaminen on todellisuudessa vaikeaa, eikä henkilöstön kolminkertaistaminen käytännössä kolminkertaista viankorjauskapasiteettia. Lisäksi korjaushenkilöstön kasvattamisesta aiheutuu myös kuluja, jotka ovat verrannollisia verkkoinvestointeihin. Haluttaessa tehokkaasti vähentää keskeytysaikaa ja -kustannuksia tarvitaan organisaation lisäksi verkkoinvestointeja. Suurhäiriöihin varauduttaessa ainoa todellinen keino lyhentää keskeytysaikaa esim. tasolle 24 h tai 48 h ja samalla pienentää vikojen määrää on verkon maakaapelointi. (Partanen et al., 2006)

4.2 Toimitusvarmuusvaatimukset

4.2.1 Toimialan oma toimitusvarmuuskriteeristö

Toimitusvarmuuskriteeristöllä tarkoitetaan jakeluverkon suunnittelukriteeristöä ts. suunnittelussa käytettävää käyttövarmuuden tavoitetasoa. Ehdotetut toimitusvarmuuskriteeristön tavoitetasot city-, taajama- ja maaseutualueilla ovat:

Toimitusvarmuuden tavoitetaso cityssä

Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 1 tunti vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä:	Ei lyhyitä katkoja

Toimitusvarmuuden tavoitetaso taajamissa

Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 3 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä:	Enintään 10 kpl vuodessa

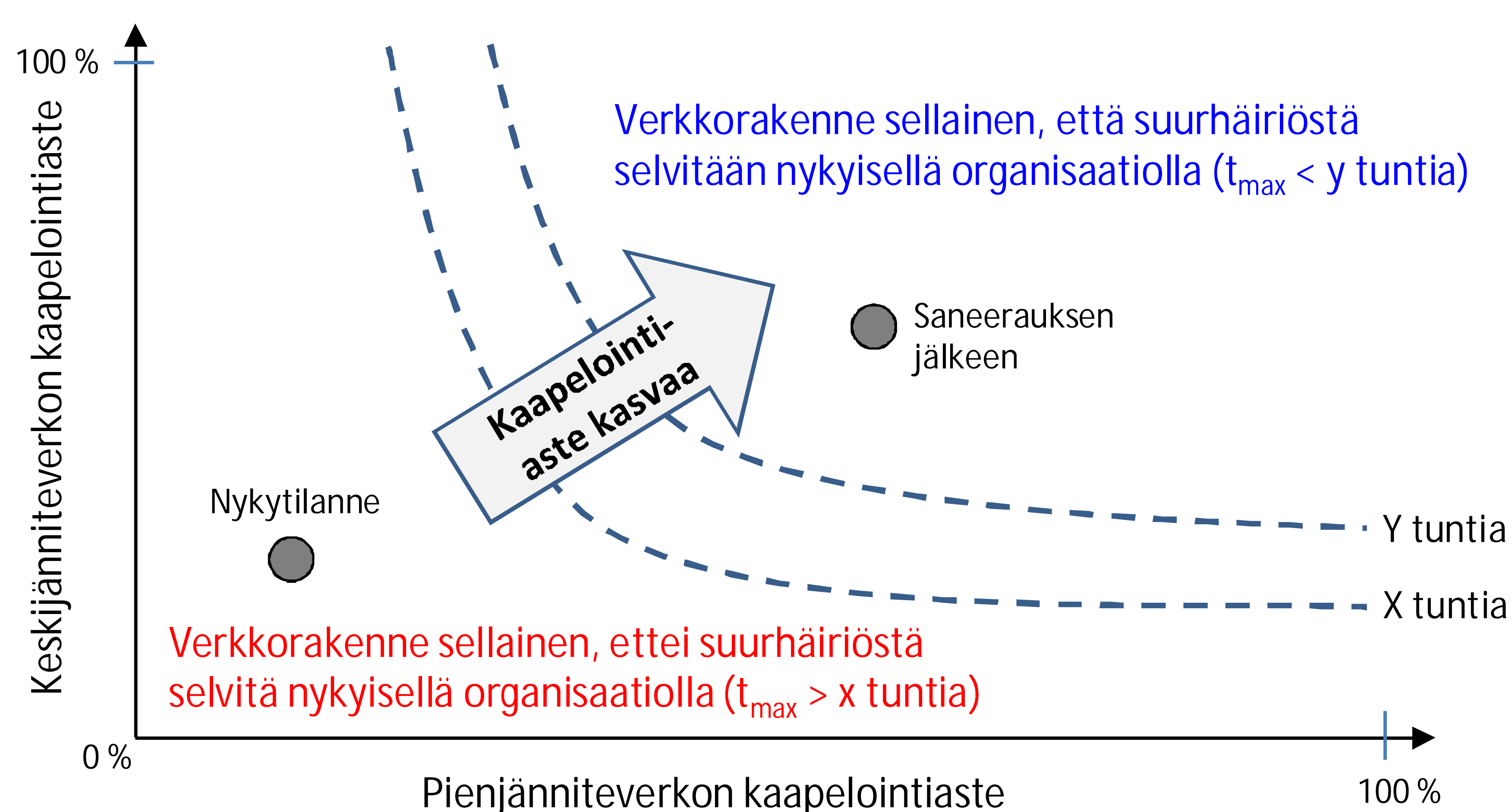
Toimitusvarmuuden tavoitetaso maaseudulla

Kokonaiskeskeytysaika:	Enintään 6 tuntia vuodessa
Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä:	Enintään 60 kpl vuodessa

Verkoston suunnittelukriteerinä tavoitetasot tarkoittavat periaatetta, että kolmen vuoden aikajaksolla sallitaan enintään yksi tavoitearvon ylitys. Lähtökohtana suunnittelukriteeristölle on ollut lähtökohta, että erityisen vaikean yksittäisen vian tai laajan suurhäiriön aiheuttama pitkä keskeytys on sallittu (kerran kolmessa vuodessa yksittäisen asiakkaan näkökulmasta), mutta normaalin tilanteen mukaiset tapahtumat eivät yksittäisen asiakkaan näkökulmasta saa johtaa tavoitearvojen ylittymiseen. Tavoitearvojen mukainen tilanne on ajateltu olevan saavutettavissa vuoteen 2030 mennessä (Partanen et al., 2010).

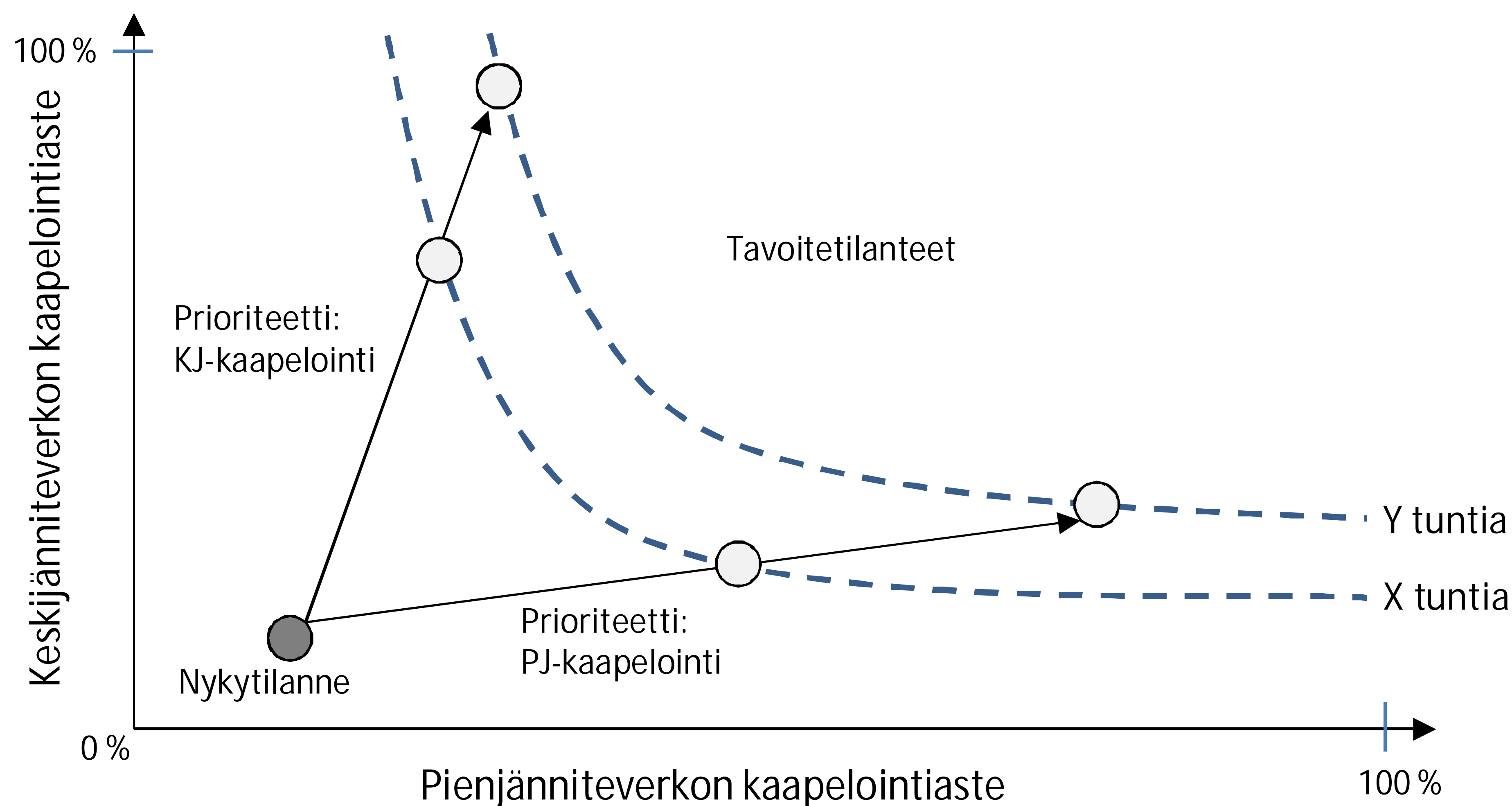
4.3 Vaatimukset verkon sävvarmuudelle

Kuvassa 4.4 on esitetty periaate keskijännite- ja pienjänniteverkkojen kaapelointiasteen vaikutuksista asiakkaiden kokemiin pisimpiin sähkökatkoihin suurhäiriötilanteessa. Kuvasta nähdään, että esimerkkiyhtiön on kasvatettava nykytilanteessa sekä pienjännite- että keskijänniteverkon kaapelointiastetta päästääkseen tuntirajavaatimuksen määrittelemälle alueelle. Se, miten paljon kaapelointia tai verkon sävvarmuutta muutoin on lisättävä, riippuu yhtiön verkon nykytilanteen (kaapelointiaste) ja vaatimusraja-arvon lisäksi alueella olleiden myrskyjen voimakkuuksista ja organisaation kyvystä suoriutua korjaustöistä.



Kuva 4.4 Periaatekuva keskijännite- ja pienjänniteverkkojen kaapelointiasteen vaikutuksista asiakkaiden kokemiin pisimpiin sähkökatkoihin suurhäiriötilanteessa.

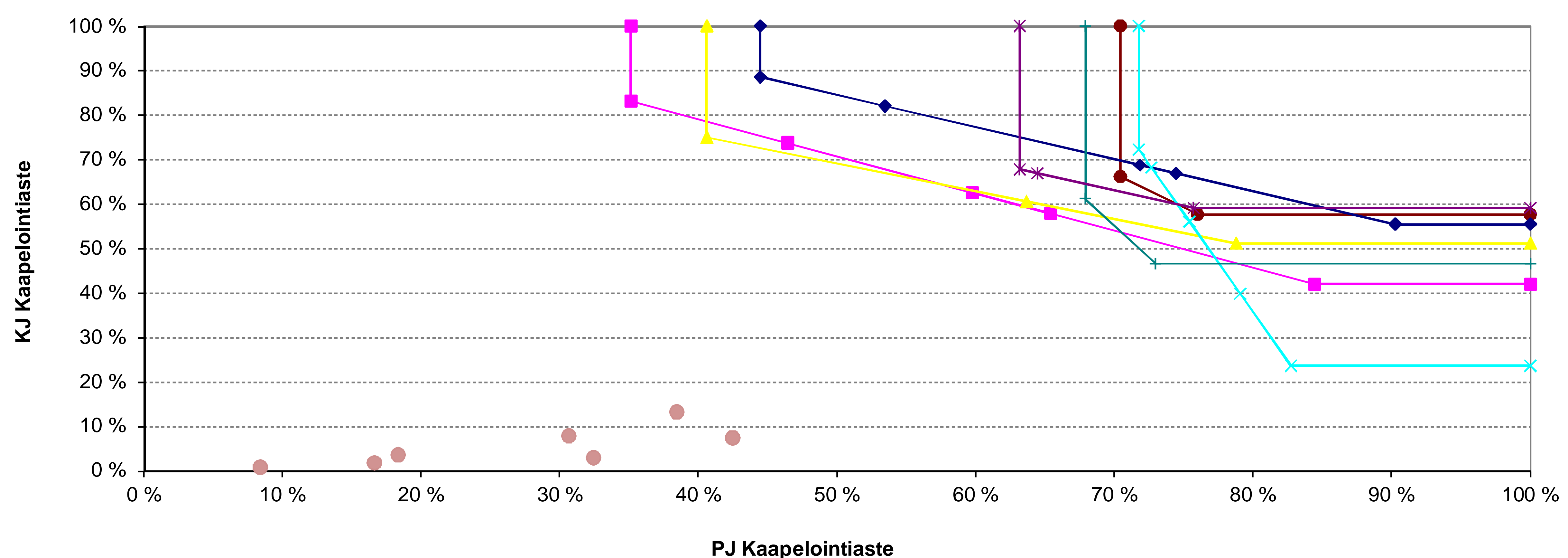
Kuvassa 4.5 on havainnollistettu kaksi eri ääriesimerkkiä verkon saattamisesta vaadittujen raja-arvojen mukaisiksi. KJ-prioriteetissa yhtiö panostaa voimakkaasti keskijänniteverkon kaapelointiin kun taas PJ-prioriteetissa painopiste verkon saneeraamisessa sävvarmaksi kohdistuu pienjänniteverkkoon. On tiedostettava, että kaapeloinnin yksikkökustannukset voivat vaihdella voimakkaastikin riippuen siitä, miten korkealle kaapelointiastetta ollaan nostamassa. Toisin sanoen kuvassa 4.5 esitettyjen janojen pituuksista ei voi suoraan päätellä saneerauksen kustannusvaikutuksia. On olemassa esimerkkejä, joissa voimakas panostus kaapelointiin on toteutettu kaapeloimalla ensiksi ns. helppoja ja edullisia osuuksia (tienvarret, pellon reunat tms.) ja vasta tämän jälkeen on mahdollisesti siirrytty kaapeloimaan kustannuksiltaan kalliimpia ja verkon luotettavuuden kannalta keskeisimpiä osuuksia (metsäosuudet).



Kuva 4.5 Periaatekuva saneerausprioriteeteista.

4.3.1 Tarvittava kaapelointiaste 24 tunnin maksimikeskeytysajan saavuttamiseksi

Seuraavassa on esitetty selvitystyössä mukana olleiden yhtiöiden kaapelointitarpeet talvimyrskyille, kun suurin sallittu asiakkaan kokema keskeytysaika on 24 tuntia. Talvimyrskyjen (Hannu ja Tapani) ja kesämyrskyjen (Asta ja Veera) välisten keskinäisten erojen vuoksi kaapelointitarvekuvaajat on määritetty kummallekin myrskyryhmälle erikseen. Kuvassa 4.6 on esitetty kaapelointitarpeet talvimyrskyille 24 h aikarajalla. Kuvassa on esitetty pisteinä myös yhtiöiden nykyiset kaapelointiasteet.

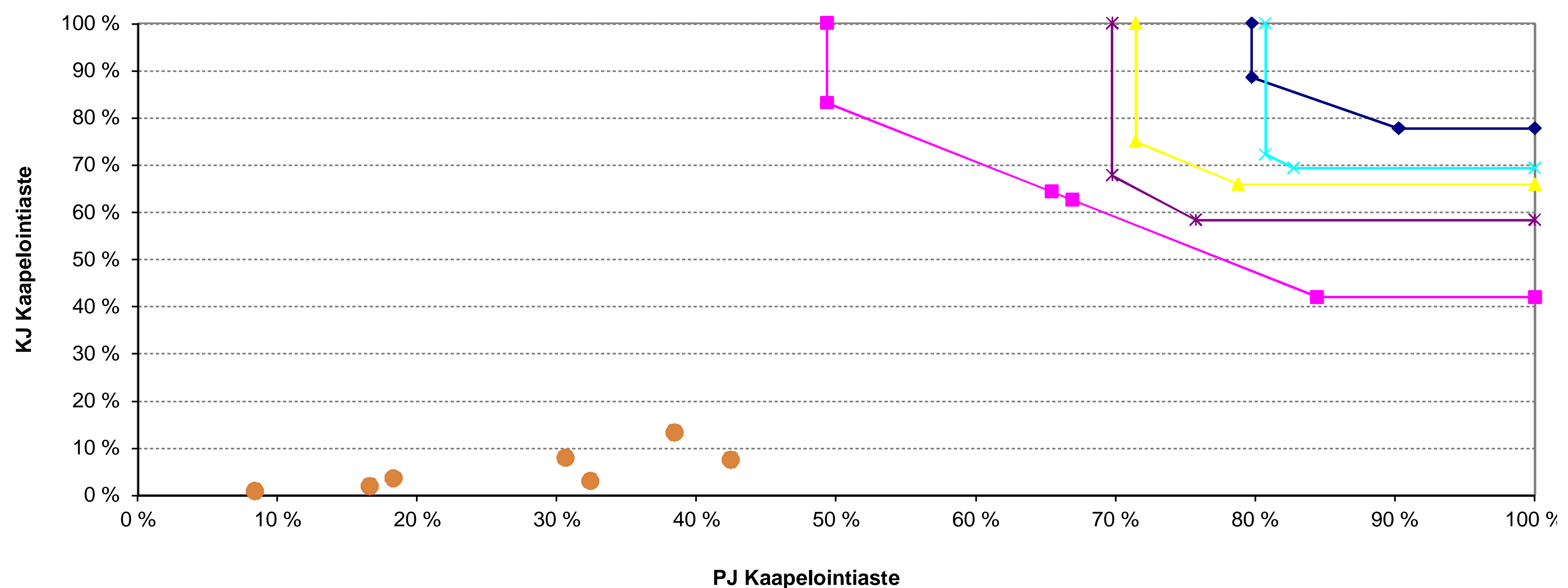


Kuva 4.6 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen 24 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat kaapelointiasteet toteutuneissa talvimyrskyissä.

Kuvasta nähdään että nykyiset kaapelointiasteet ovat matalia raja-arvoihin verrattuna. Kuvasta nähdään lisäksi että raja-arvojen saavuttamiseksi kaapelointiastetta on nostettava sekä keski- että pienjänniteverkoissa. Kuvassa on kaksi toisistaan eroavaa yhtiöryhmittymää. Ensimmäisessä ryhmässä pienjänniteverkolta edellytetään 35–45 %:n kaapelointiastetta, kun toisella ryhmällä kaapelointiastetta pitäisi nostaa 65–75 %:iin. Erot selittyvät erilaisilla myrskyolosuhteilla. Vähäisin pienjänniteverkon kaapelointitarve on kolmella yhtiöllä. Näillä pien-

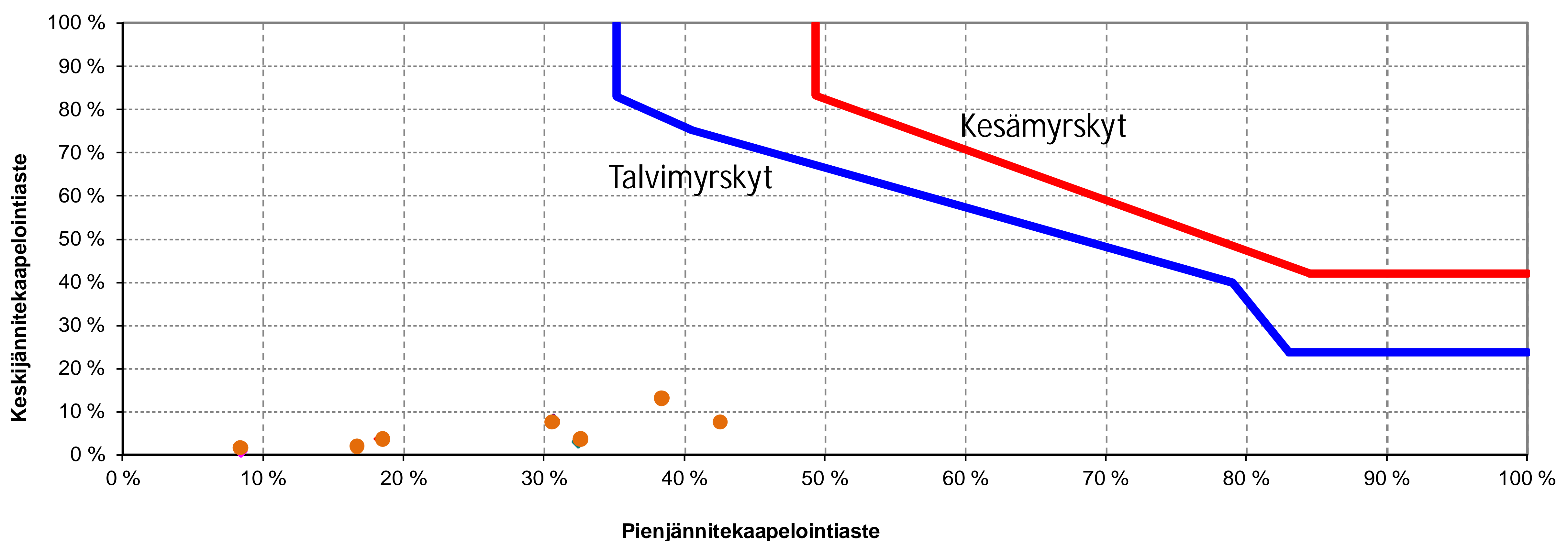
jänniteverkon kaapelointiaste riittäisi nostaa noin 35–45 %:iin. Toisaalta samanaikaisesti keskijänniteverkolta edellytettäisiin noin 75–85 % kaapelointiastetta. Mikäli saneerausresurssit ohjataan ensisijaisesti pienjänniteverkkoihin (70–90 % kaapelointiaste), riittäisi keskijänniteverkossa 25–60 % kaapelointiaste. Keskijänniteverkon kaapelointiasteen nostotarpeessa on huomioitu jo olemassa olevat säävarmat verkkorakenteet, kuten aukealla paikalla sijaitsevat ilmajohdot (esim. peltojohdot). Kuvassa tämä havainnollistuu pisteissä, jossa keskijänniteverkon kaapelointiasteen nostaminen ei vähennä pienjänniteverkon kaapelointiastetta.

Kuvassa 4.7 on esitetty yhtiöiden kaapelointitarpeet kesämyrskyille 24 h aikarajalla. Talvimyrskytarkasteluun verrattuna mukana on vain viiden yhtiön suurhäiriötiedot.



Kuva 4.7 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen 24 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat kaapelointiasteet toteutuneissa kesämyrskyissä.

Kuten kuvista 4.6 ja 4.7 nähdään, että vaatimukset kaapeloinneille vaihtelevat suuresti. Kuvassa 4.8 tilannetta on lähestytty vähäisintä kaapelointia tarvitsevien yhtiöiden näkökulmasta. Käyrät on esitetty erikseen kesä- ja talvimyrskyille 24 h aikarajalla.

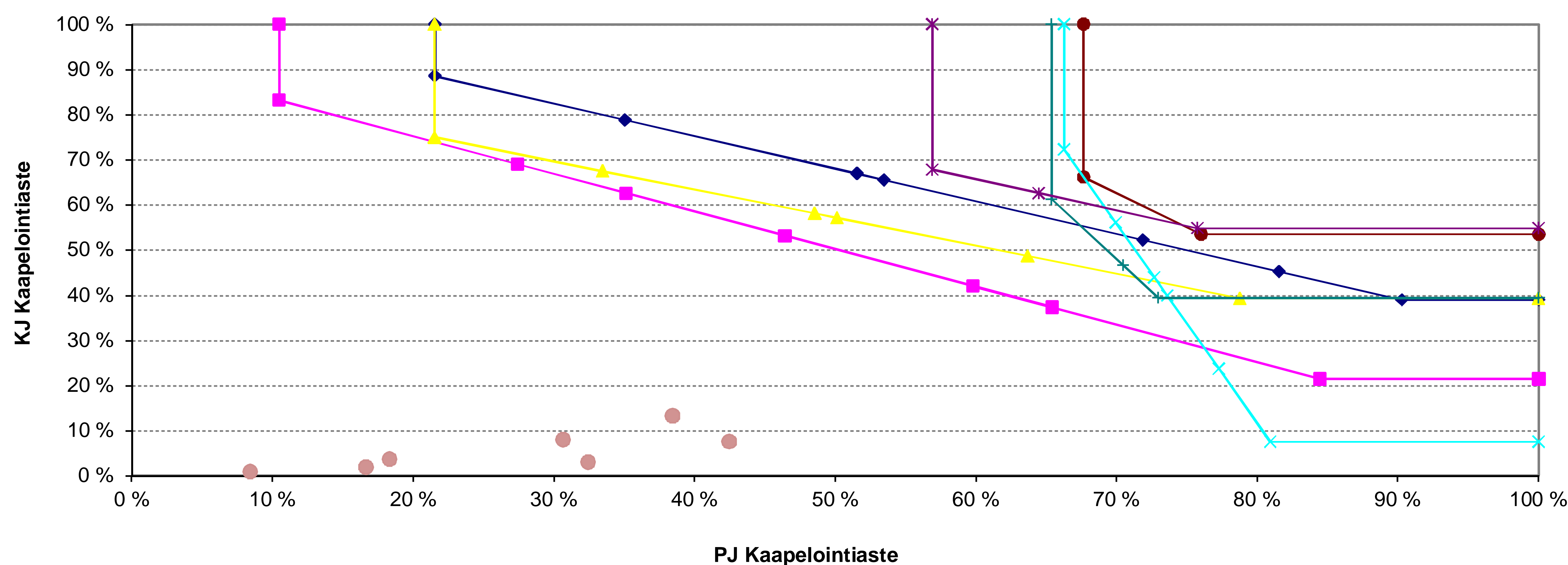


Kuva 4.8 24 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat keski- ja pienjänniteverkkojen vähimmäiskaapelointiasteet yhdessä verkkoyhtiössä (helpoin tapaus) toteutuneissa kesä- ja talvimyrskyissä.

Kuvasta nähdään että talvi- ja kesämyrskyjen vaativuusero on noin 10–15 %-yksikön verran kaapelointitarpeessa. Vähäisimmillään 24 tunnin aikaraja saatetaan saavuttaa talvimyrskyissä 35 % kaapelointiasteella pienjänniteverkossa. Tällöin vaaditaan kuitenkin 80 % kaapelointiaste keskijänniteverkossa. Kesämyrskyjä vastaan vaaditaan sama kj-kaapelointiaste, mutta pj-verkossa edellytetään 50 % kaapelointiastetta.

4.3.2 Tarvittava kaapelointiaste 36 tunnin maksimikeskeytysajan saavuttamiseksi

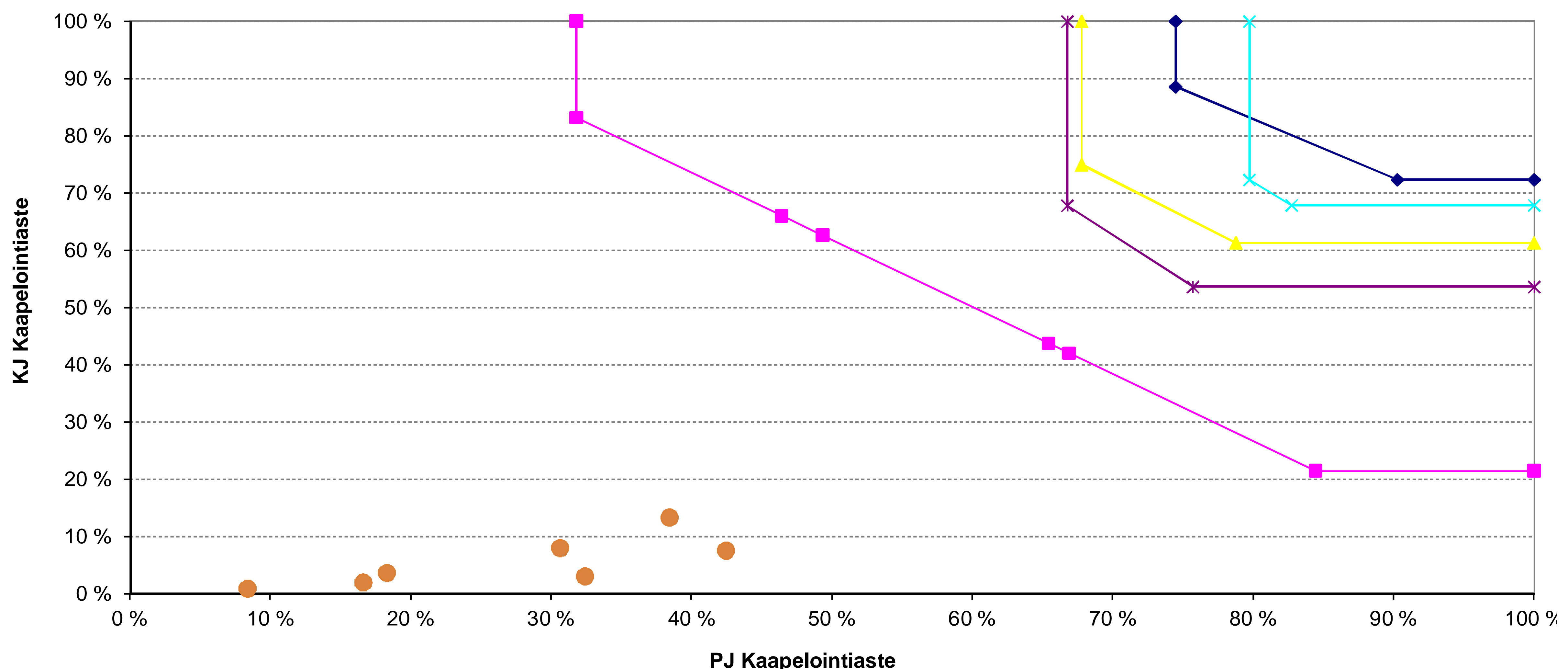
Vaihtoehtona 24 tunnin aikarajalle tarkastellaan seuraavaksi 36 tunnin aikarajaa ja sen edellyttämiä kaapelointiasteita. Kuvassa 4.9 on esitetty kaapelointitarpeet talvimyrskyille 36 tunnin aikarajalla.



Kuva 4.9 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen 36 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat kaapelointiasteet toteutuneissa talvimyrskyissä.

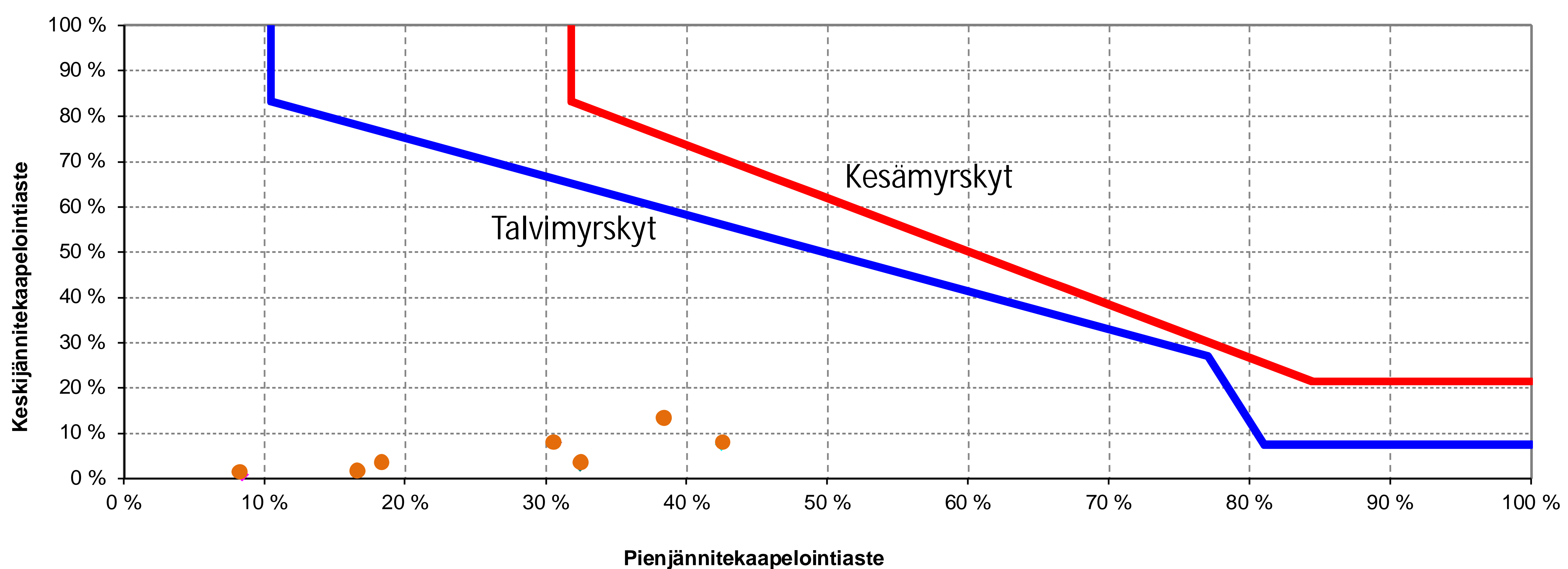
Kuvasta nähdään, että vaatimukset kaapelointiasteille ovat 24 tunnin aikarajatarkastelua lievemmat. Esimerkiksi edellisen 24 tunnin tarkastelun kolmella vähiten kaapelointia tarvitsevilla yhtiöillä pienjänniteverkon nykyinen kaapelointiaste riittäisi, jos keskijänniteverkon kaapelointiaste voitaisiin nostaa 75–85 % asteeseen. Toisin päin tarkasteltuna parhaimmillaan keskijänniteverkon nykyinen kaapelointiaste riittäisi suurhäiriöitä vastaan, jos pienjänniteverkkojen kaapelointiastetta nostettaisiin noin 80 %:iin (käytännössä ei ole perustelua tehdä).

Kuvassa 4.10 on esitetty yhtiöiden kaapelointitarpeet kesämyrskyille 36 h aikarajalla.



Kuva 4.10 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen 36 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat kaapelointiasteet toteutuneissa kesämyrskyissä.

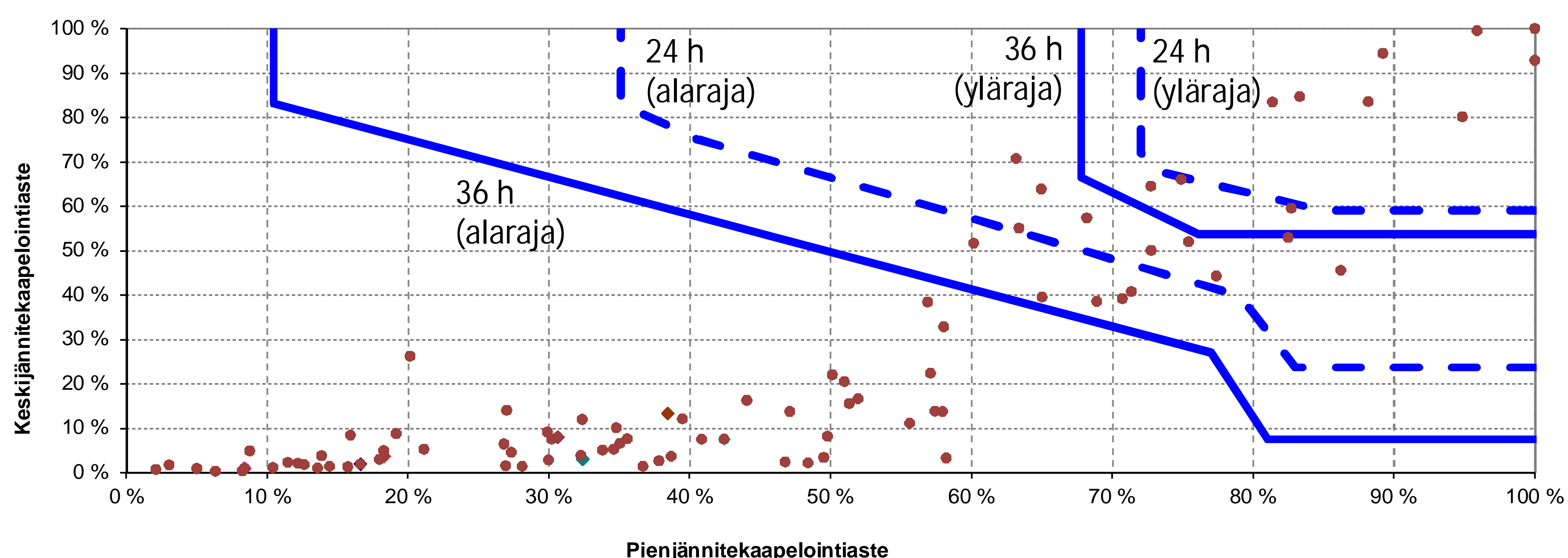
Kuten kuvista 4.9 ja 4.10 nähdään jälleen, että vaatimukset kaapeloinneille vaihtelevat suuresti. Kuvassa 4.11 tilannetta on lähestytty vähäisintä kaapelointia tarvitsevien yhtiöiden näkökulmasta. Käyrät on esitetty erikseen kesä- ja talvimyrskyille 36 h aikarajalla.



Kuva 4.11 36 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat keski- ja pienjänniteverkkojen vähimmäiskaapelointiasteet yhdessä verkkoyhtiössä (helpoin tapaus) toteutuneissa kesä- ja talvimyrskyissä.

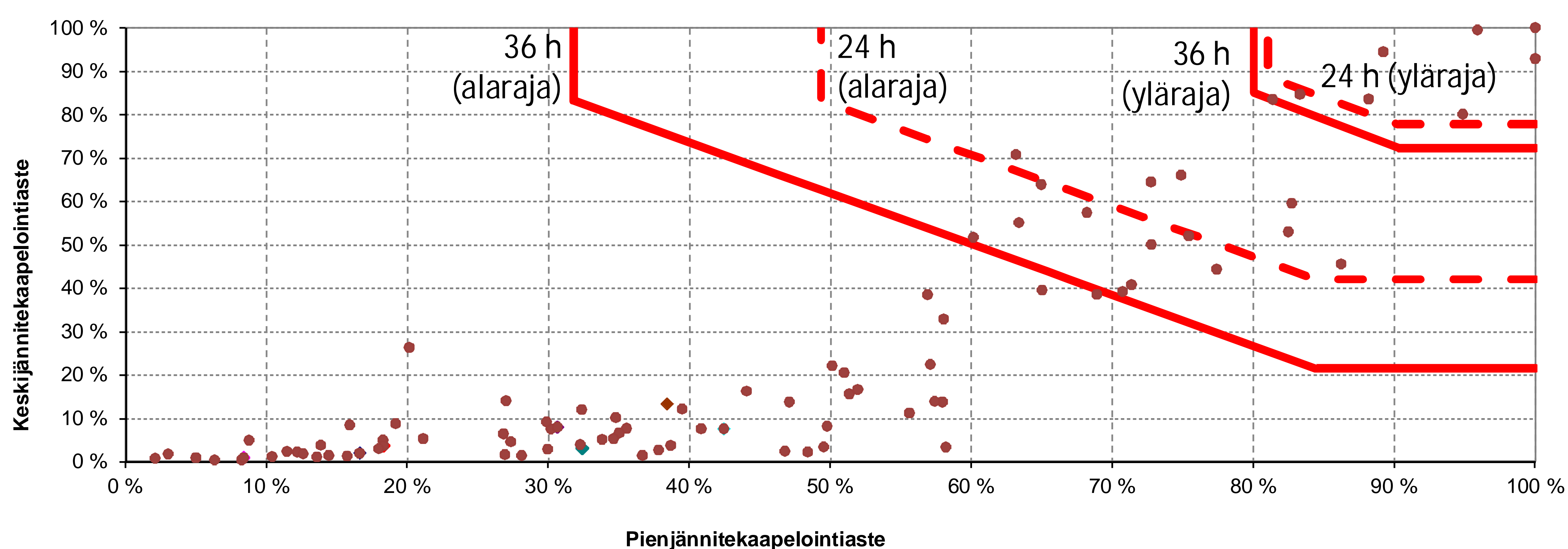
Kuvassa 4.12 on vertailtu keski- ja pienjänniteverkkojen kaapelointitarpeita talvimyrskyissä 24 ja 36 h aikarajoissa. Kaapelointiastetarpeen alaraja määräytyy sen yhtiön (tai niiden yhtiöiden) mukaan, jonka (joilla) kaapelointiasteen tavoitetaso on matalin. Vastaavasti yläraja muodostuu sen yhtiön (tai niiden yhtiöiden) mukaan, jonka (joilla) kaapelointiasteen tavoitetaso on korkein. Kuvasta näkyy selvästi ääripäiden erot tarkastelussa mukana olleissa yhtiöissä. Esimerkiksi 50 % maakaapelointiaste pienjänniteverkossa ja keskijänniteverkossa riittää yhdessä yhtiössä 36 tunnin tavoiterajan saavuttamiseksi, kun toisessa ääripäässä toiselta yhtiöltä vaaditaan esimerkiksi 75 % kaapelointiastetta pienjänniteverkossa ja 55 % kaapelointiastetta keskijänniteverkossa.

Kuvassa on esitetty myös kaikkien suomalaisten sähkönjakeluyhtiöiden nykyiset kaapelointiasteet. On muistettava, että kuvassa esitetyt yhtiöiden nykyiset kaapelointiasteet kuvaavat pääsääntöisesti toimintaympäristölähtöisyyttä (kaupunki, taajama, maaseutu) eivätkä välttämättä sitä, minkälaisen verkon kehittämisstrategian yhtiöt ovat valinneet toimitusvarmuuden näkökulmasta. Toisaalta esitetyt pisteet havainnollistavat sen, että suurella joukolla verkkoyhtiöitä on pitkä matka mahdollisiin tavoiteraja-arvoihin. **On muistettava että kuvassa esitetyn alarajan ylittäminen ei takaa aikarajaehdon täyttymistä. Tarkastelu on tehtävä yhtiökohtaisesti käyttäen lähtötietoina yhtiön omaa organisaatorakennetta, verkon nykytilaa ja yhtiön omia suurhäiriökokemuksia.**



Kuva 4.12 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen 24 ja 36 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat kaapelointiasteet toteutuneissa talvimyrskyissä.

Kuvassa 4.13 on vertailtu keski- ja pienjänniteverkkojen vähimmäiskaapelointitarpeita kesämyrskyissä 24 ja 36 h aikarajoissa. Kuvassa on esitetty myös kaikkien suomalaisten sähkönjakeluyhtiöiden nykyiset kaapelointiasteet.

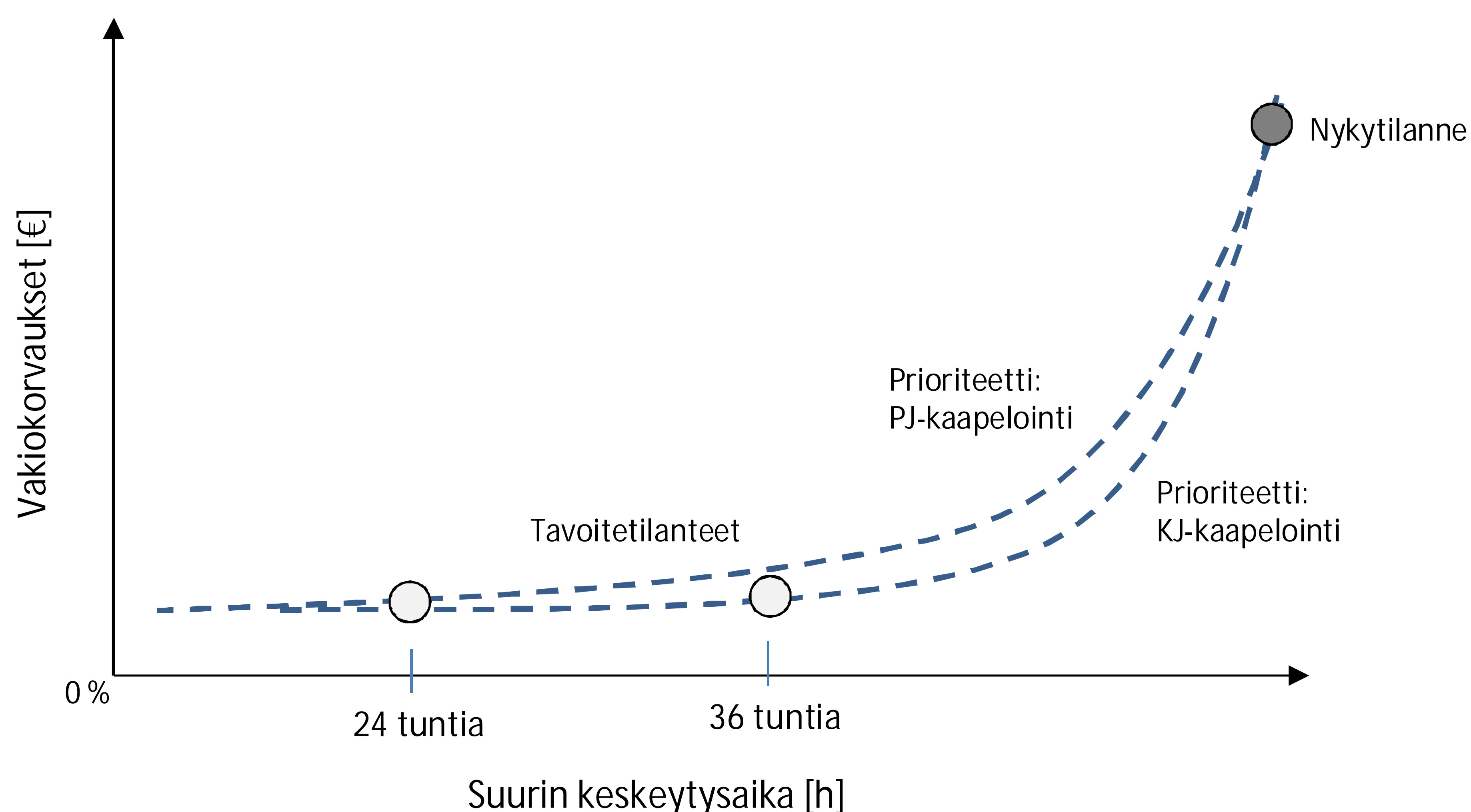


Kuva 4.13 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen 24 ja 36 h aikarajan saavuttamiseen tarvittavat kaapelointiasteet toteutuneissa kesämyrskyissä.

Kuvista 4.12 ja 4.13 voidaan todeta, että ero 24 ja 36 tunnin aikarajojen välillä näkyy 5–20 %-yksikön lisäkaapelointiastevaatimuksena.

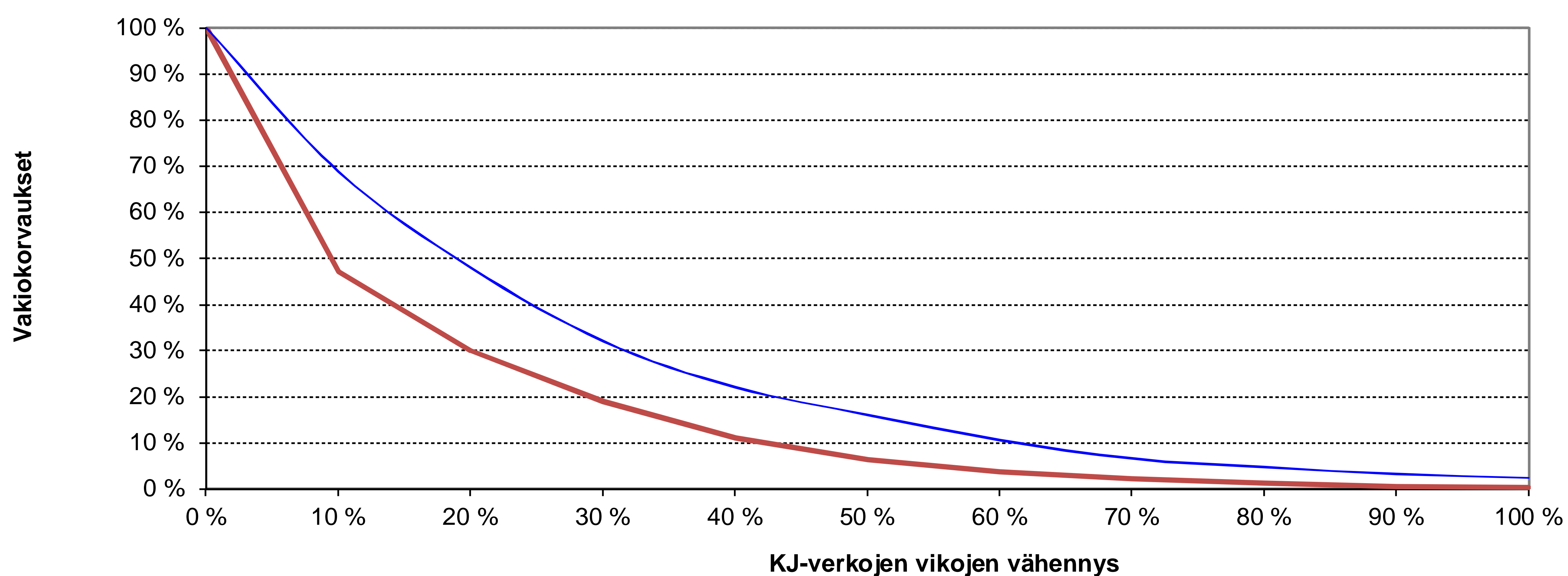
4.3.3 Kaapeloinnin vaikutukset vakiokorvausten kehittymiseen

Aiemmin tässä luvussa esitetyt kaapelointiastekuvat havainnollistavat, että verkkojen kehitys säävarmoiksi edellyttää merkittäviä kaapelointi-investointeja. Se, minkälaisen kehitysstrategian yhtiö valitsee vaadittavan tavoiterajan saavuttamiseksi, vaikuttaa vakiokorvausten suuruuden kehittymiseen. Kuvassa 4.14 on havainnollistettu asiaa. Mikäli yhtiö valitsee keskijännitepainotteisen saneerausohjelman, laskevat ennustettavissa olevat vakiokorvaukset nopeammin kuin mitä pienjännitepainotteisella strategialla. Lisäksi keskijännitelähtöinen saneerausohjelma hyödyttää ns. tilastollisen luotettavuuden näkökulmasta, sillä 80–90 % asiakkaiden kokemista sähköjakelun keskeytyksistä johtuu keskijänniteverkosta.



Kuva 4.14 Vakiokorvausten kehittyminen kj- ja pj-verkkojen saneerauksen myötä.

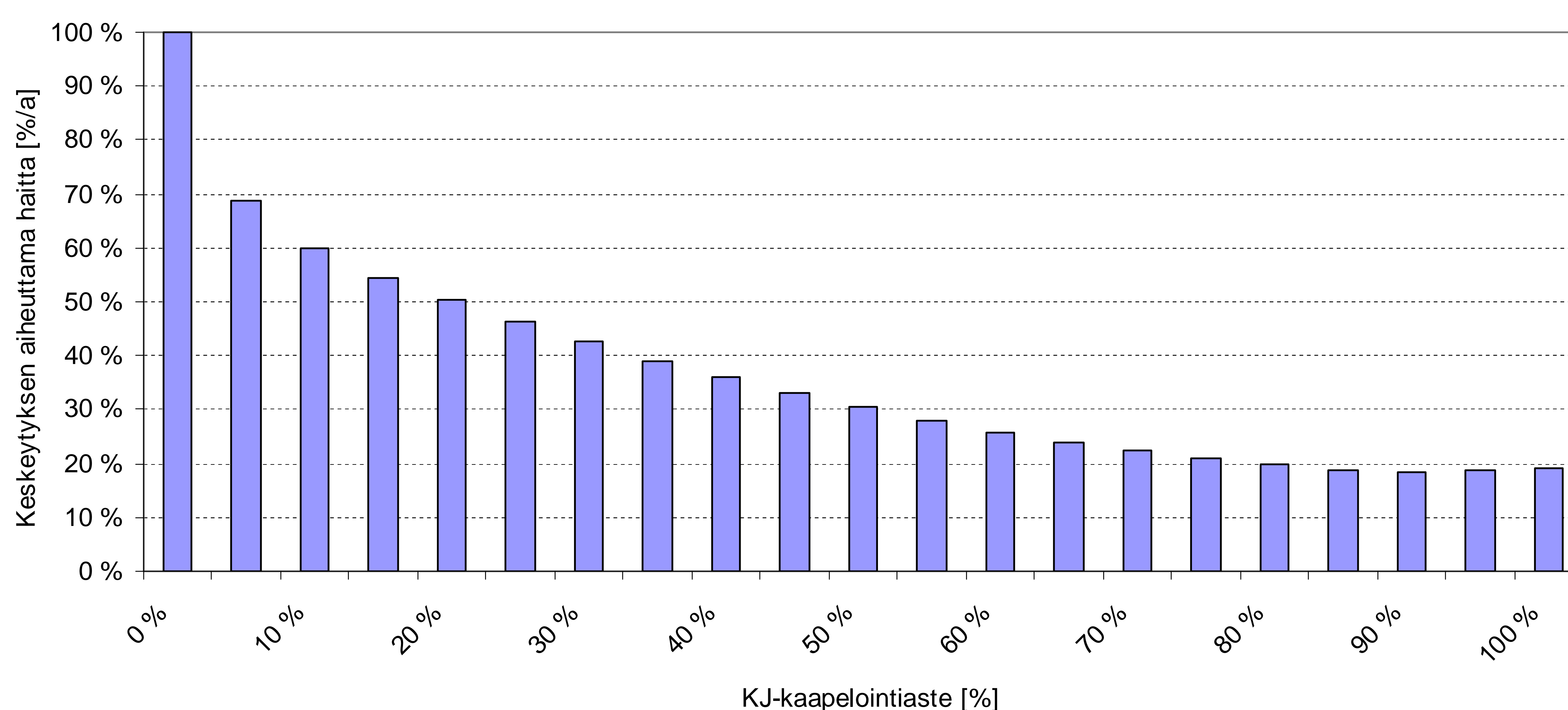
Kuvassa 4.15 on esitetty vakiokorvausten kehittyminen kahdessa esimerkkiyhtiössä keskijänniteverkkojen vikamäärien vähenemisen funktiona. Yhtiöiden välinen ero vakiokorvausten kehittämisessä selittyy myrskykohtaisilla eroilla.



Kuva 4.15 Vakiokorvausten kehittyminen kahdessa esimerkkiyhtiössä keskijänniteverkkojen vikamäärien vähenemisen funktiona. Pienjänniteverkon kaapelointiaste on lukittu 50 %:iin.

4.3.4 Kaapeloinninvaikutukset keskeytyksen aiheuttaman haitan (KAH) kehittymiseen

Keskijännitekaapeloinnilla on merkittävä vaikutus keskeytyskustannuksiin (KAH) sen vikoja vähentävän luotettavuuden vuoksi. Pienjännitekaapeloinnilla ei ole vastaavaa vaikutusta, koska pienjänniteverkossa olevat viat aiheuttavat pienet keskeytyskustannukset. Pienjänniteverkon keskeytyksiä ei myöskään huomioida keskeytyskustannusten laskennassa. Kuvassa 4.16 on esitetty keskeytyskustannusten kehittyminen esimerkkiyhtiössä keskijänniteverkon kaapelointiasteen mukaan. Kuvasta voidaan havaita, että jo noin 20 % keskijänniteverkon kaapelointiasteella keskeytyskustannukset pienenevät noin 50 %:iin alkuperäisestä, jos alkutilanteessa keskijänniteverkossa ei ollut maakaapeleita. Tämän jälkeen keskeytyskustannukset pienenevät maltillisemmin.



Kuva 4.16 Keskeytyskustannusten kehittyminen esimerkkiyhtiössä kj-kaapelointiasteen funktiona.

4.4 Yhteenveto 24 ja 36 h keskeytysaikaavaatimuksen vaikutuksista

Edellä esitettyjen esimerkkitarkastelujen perusteella yhteenvetona voidaan todeta, että

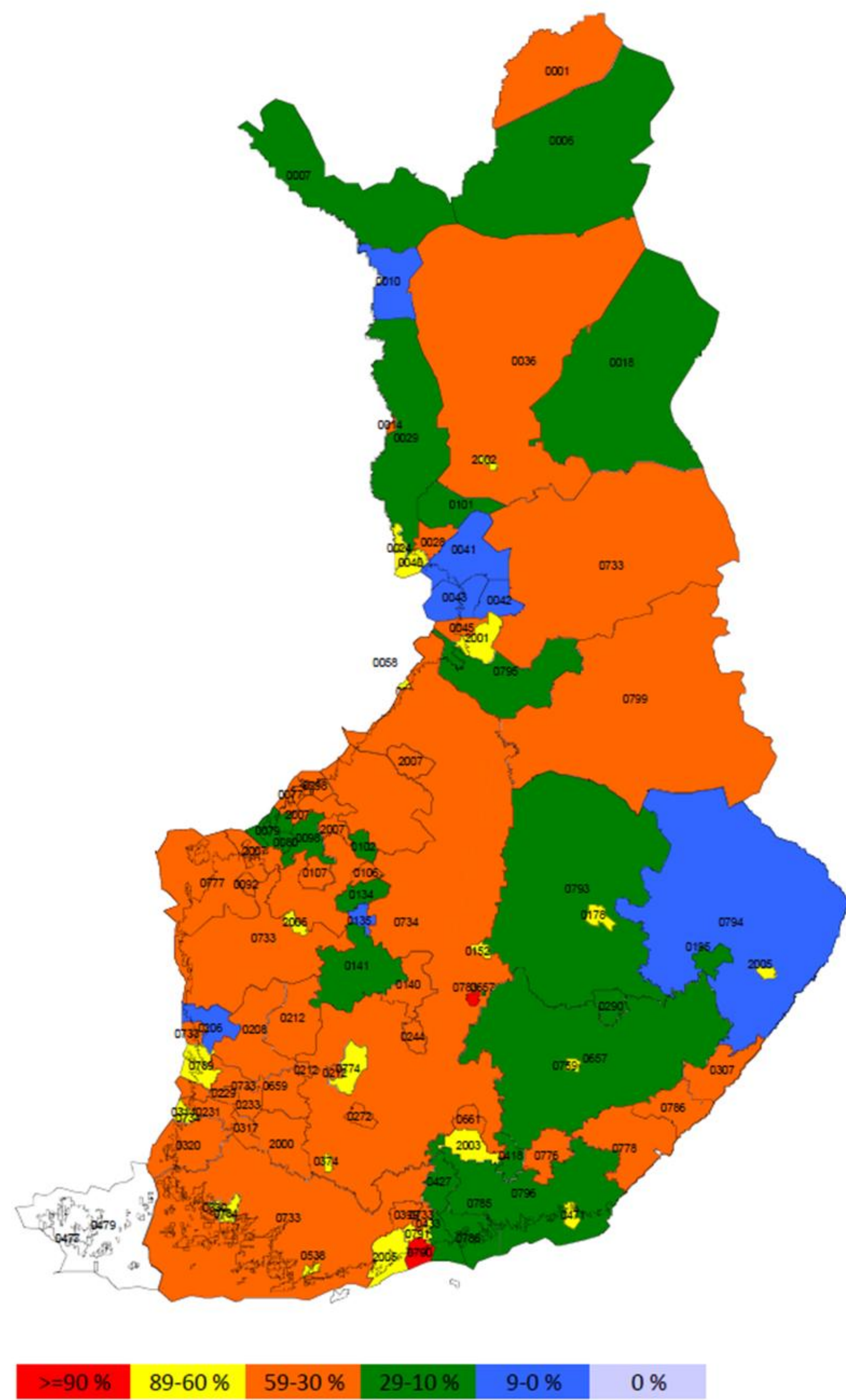
- taajamille asetettu vaatimus 6 tunnin maksimikeskeytysaika edellyttää käytännössä 100 % kaapelointia keski- ja pienjänniteverkoissa.
- haja-asutusalueiden kohdalla tarkastelujen kohteena olleet 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysajat edellyttävät merkittäviä muutoksia maakaapeloinnin määrissä verrattuna nykyiseen tilanteeseen, kuva 4.13. Vaadittavien keskeytysaika-rajojen saavuttaminen edellyttää laajaa kaapelointia sekä keski- ja pienjänniteverkoissa. Vaadittava kaapelointiaste pien- ja keskijänniteverkoissa on yhtiökohtainen ja riippuu voimakkaasti mahdollisten myrskyjen luonteesta (kesä- ja talvimyrskyt) ja laajuudesta. Vaadittavat kaapelointiasteet ovat tarkastelun kohteena olleissa esimerkkiyhtiöissä 24 tun-

nin keskeytysajalla 60–80 % keskijänniteverkossa ja 50–90 % pienjänniteverkossa. 36 tunnin keskeytysajalla kaapelointiastevaatimukset ovat 40–75 % keskijänniteverkossa ja 40–90 % pienjänniteverkossa.

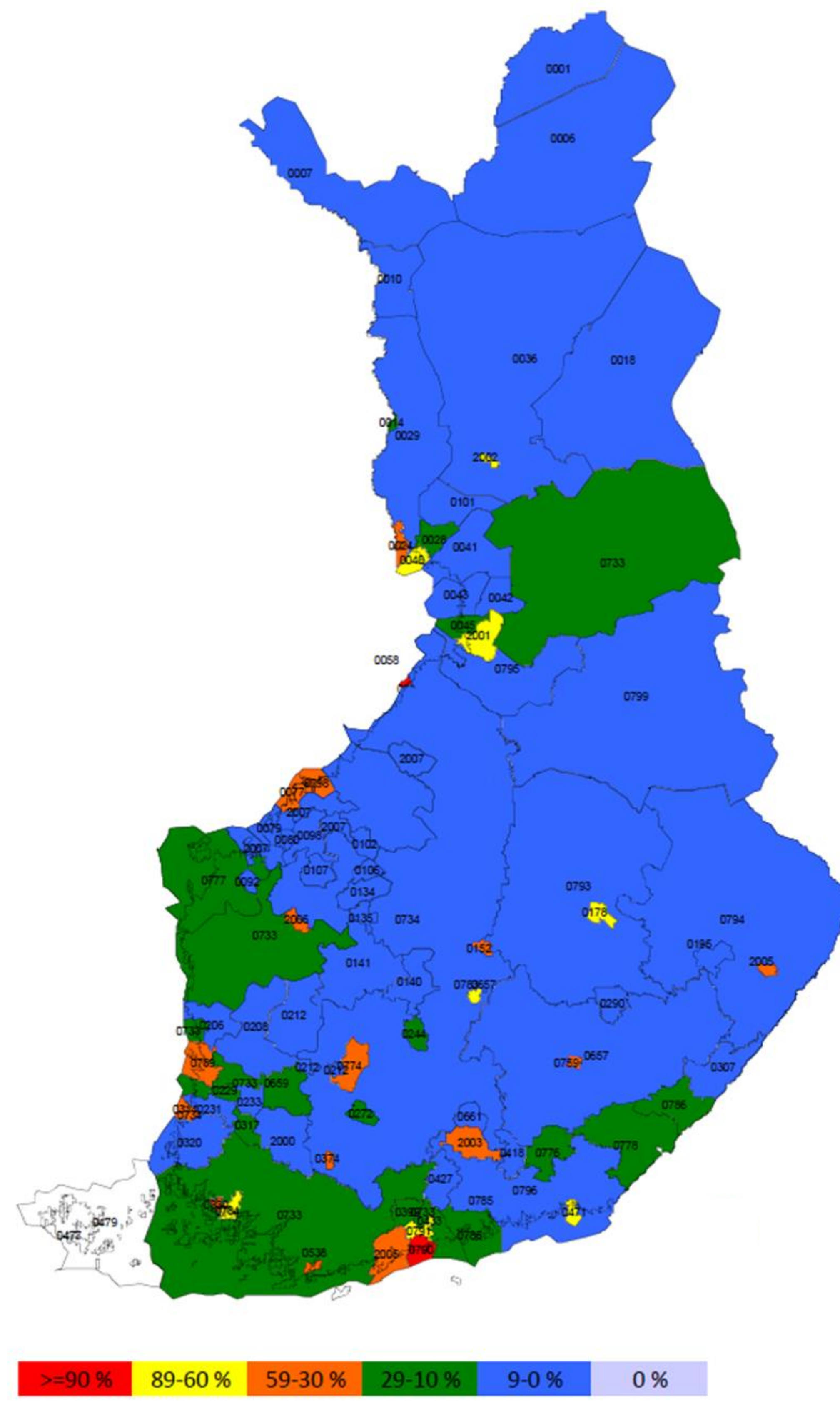
- 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikojen saavuttamiseen vaadittavissa kaapelointimäärissä on merkittäviä eroja.
- 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimuksilla on esimerkkitapauksissa pienimmillään 5 %-yksikön ero ja suurimmillaan 20 %-yksikön ero keskijänniteverkon kaapelointiastevaatimuksissa.

Edellä kuvattua kaapelointiaste-eroa laskettaessa on oletettu, että organisaation vikojen korjauskyky on täysmääräinen ja lineaarinen 0–24 ja 0–36 tunnin keskeytysaikojen puitteissa. Käytännön kokemusten mukaan suurhäiriön alkutunteina vikojen korjausmahdollisuus ja -kyky on myöhempiä tunteja rajoitetumpi johtuen vikojen erottamiseen tarvittavasta henkilöstökapasiteetista sekä siitä, että pahan myrskyn päällä ollessa korjaustyöhön ei voida ryhtyä vaarallisten olosuhteiden ja rajoitetun liikkuvuuden (tiet tukossa) takia. Tämä alkutuntien (1–4 h) ominaisuus pienentää suhteessa enemmän 24 tunnin aikana toteutuvaa todellista vikojen korjauskykyä suhteessa 36 tunnin tarkastelujaksoon. Toinen todelliseen korjauskapasiteettiin vaikuttava seikka on henkilöstön lepoon tarvittava aika. 24 tunnin aikana voidaan toteuttaa yksi pitkä 16–18 tunnin työvuoro, jonka jälkeen henkilöille on annettava muutama tunti lepoaikaa ennen uuden työvuoron alkua. Todellinen vikojen korjaukseen käytettävissä oleva aika jää 24 tunnin maksimikeskeytysajan puitteissa noin 12–17 tuntiin/työntekijä. 36 tunnin korjausajan puitteissa voidaan toteuttaa ensin edellä mainittu pitkä työvuoro ja 6 tunnin levon jälkeen toinen 12 tunnin työvuoro. Todellinen vikojen korjaukseen käytettävissä oleva aika on 36 tunnin maksimikeskeytysajan puitteissa noin 24–29 tuntia. Ero verrattuna 24 tunnin maksimikeskeytysaikaan on 70–100 % eli siis merkittävästi suurempi kuin aikarajoista lineaarisesti laskettu ero 50 %. Tätä ei ole otettu huomioon edellä kuvatuissa analyyseissä, joten todellinen kaapelointiastevaatimusten ero 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikojen välillä on analyysien tuloksena 5–20 %-yksikköä suurempi.

Pj-verkon kaapelointiaste (2010)



Kj-verkon kaapelointiaste (2010)



Kuva 4.17 Yhtiöiden keski- ja pienjänniteverkkojen maakaapelointiasteet (EMV, 2010).

5 Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutukset verkkoyhtiöiden kustannuksiin, liiketoimintaan ja siirtohinnoitteluun

Tässä luvussa analysoidaan luvussa 4 esitettyjen sähköjakeluverkkojen kehittämiseen liittyvien tavoitteiden ja vaatimusten kustannusvaikutuksia sähkökäyttäjän ja verkkoyhtiöiden näkökulmasta.

Keskeisenä tavoitteena analyyseissä on määrittää toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseen tarvittavien verkostomuutosten vaikutukset sähkökäyttäjien maksamaan siirtohinnoitteluun.

Luvun 4 tulosten perusteella on ilmeistä, että 6 tunnin maksimikeskeytysajan saavuttaminen taajamissa edellyttää käytännössä 100 % kaapelointiastetta keski- ja pienjänniteverkoissa. Vastaava vaatimus tulee myös toimialan oman toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteesta, jossa vuotuinen kokonaiskeskeytysaika pyritään rajoittamaan taajamissa 3 tuntiin.

Edelleen luvun 4 tulosten perusteella on ilmeistä, että 24 tunnin tai 36 tunnin maksimikeskeytysaika haja-asutusalueilla edellyttää merkittävää maakaapeloinnin lisäystä keski- ja pienjänniteverkoissa. Luvun 4 analyysien johtopäätökset olivat seuraavat

- maksimissaan 6 tunnin keskeytysaika edellyttää käytännössä 100 % kaapelointia keski- ja pienjänniteverkossa
- maksimissaan 24 tunnin keskeytys edellyttää noin 60–80 % kaapelointia keskijänniteverkossa ja 50–90 % kaapelointia pienjänniteverkossa.
- maksimissaan 36 tunnin keskeytys edellyttää noin 40–75 % kaapelointia keskijänniteverkossa ja 40–90 % kaapelointia pienjänniteverkossa.
- yhtiökohtaisissa tarkasteluissa kaapelointivaatimusero 24 tunnin ja 36 tunnin keskeytysajoilla on 5–20 %-yksikköä keskijänniteverkon kaapelointiasteissa.

Tässä luvussa esitetään kustannusvaikutusanalyysi neljälle esimerkkiyhtiölle, joista on ollut käytettävissä todelliset verkkokomponenttien määrät ja ikätiedot. Laskelmissa olleiden yhtiöiden verkkoihin liittyvät tunnusluvut (kokonaismäärät) ovat seuraavat.

- keskijänniteverkon ilmajohtojen kokonaispituus 33 000 km
- pienjänniteverkon ilmajohtojen kokonaispituus 42 500 km
- asiakasmäärä 400 000 kpl
- keskijänniteverkon kautta siirretty energiamäärä 5 400 GWh

Tarkastelun kohteena olevien ilmajohtoverkkojen kokonaispituus on noin 27 % (keskijänniteverkko) ja noin 28 % (pienjänniteverkko) vastaavista valtakunnallisista kokonaismääristä.

Kappaleessa 5.1 esitetään kustannusvaikutusanalyysin laskentaperusteet. Kappaleessa 5.2 on esitetty tuloksia yhden esimerkkiyhtiön osalta keski- ja pienjänniteverkkojen 25 %, 50 % ja 100 % maakaapelointiasteen kustannus- ja liiketoimintavaikutuksista. Kappaleessa 5.3 on esi-

tetty yhteenveto kaikkien neljän yhtiön laskentatuloksista sekä arvio valtakunnallisesta verkkoyhtiöiden siirtohintojen korotuspaineesta.

5.1 Kustannusvaikutusanalyysin laskentaperusteet

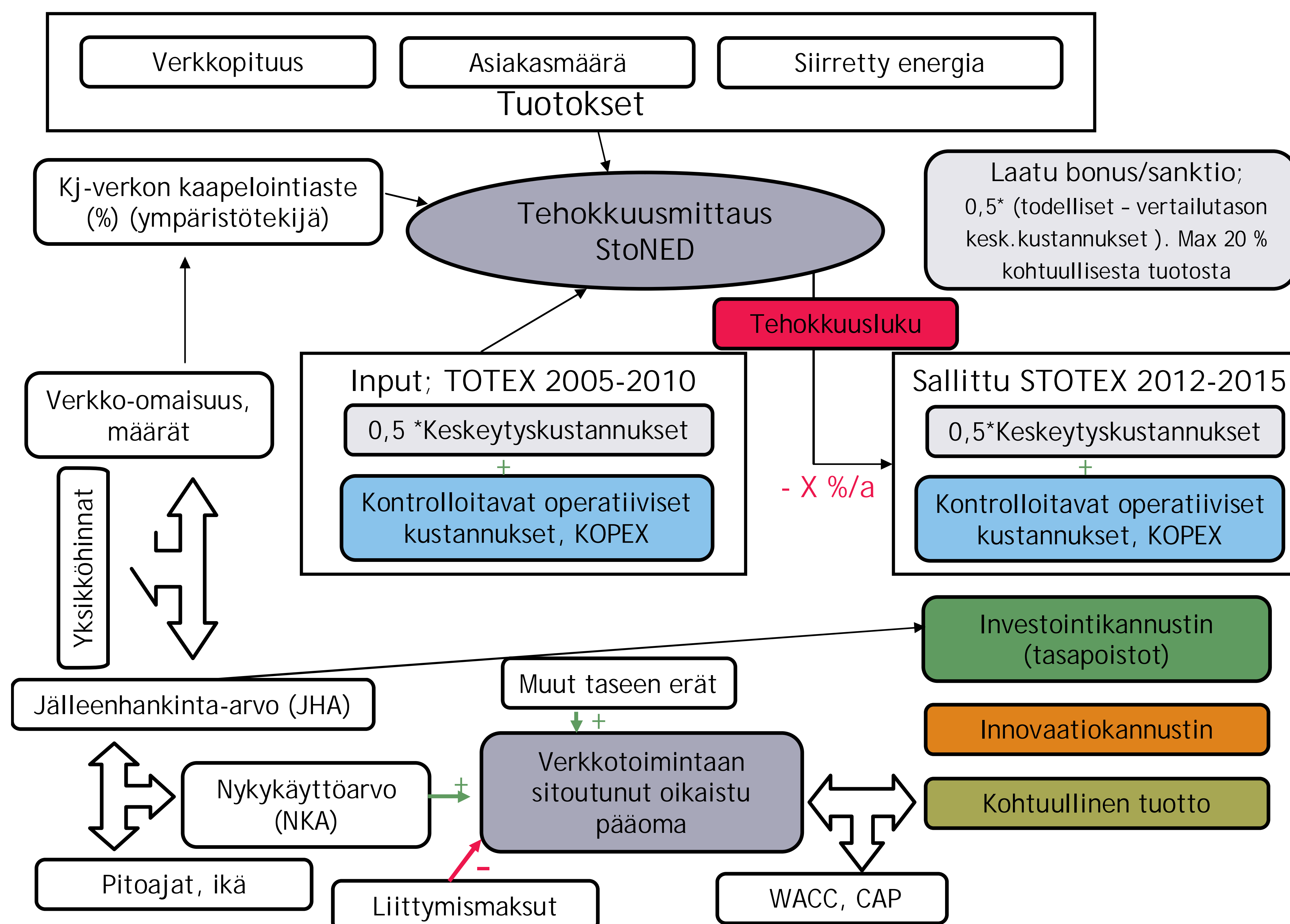
Tässä luvussa esitetään perusteet kustannusvaikutuksia tarkasteleville analyysilaskelmille. Analyysien yksi keskeinen lähtökohta on verkkoyhtiöiden taloudelliseen valvontaan liittyvä metodiikka. Analyysit on tehty pääosin olettamalla nykyisen valvontajaksoon 2012–2015 kohdistuvan taloudellisen valvonnan metodiikan pohjalta.

5.1.1 Taloudellisen valvonnan perusteet

Vuosina 2012–2015 toteutettavan taloudellisen valvonnan pääpiirteet on esitetty kuvassa 1. Normaalaa investointitahtia nopeamman (normaali uusimistahti on keskimäärin $1/t_p$ verkkomäärästä, t_p on teknistaloudellinen pitoaika = 40–50 vuotta) maakaapeloinnin vaikutuksia valvontamethodiikan ja verkkoyhtiöiden liiketoiminnan näkökulmasta voidaan arvioida seuraavasti.

- sähköverkon jälleenhankinta-arvo (JHA) kasvaa, koska verkkoa korvataan kalliimmilla komponenteilla (ilmajohto → kaapeli, pylväsmuuntamo → koppimuuntamo, jne.).
- jälleenhankinta-arvon kasvun myötä regulaatiossa käytettävä poistotaso kasvaa
- verkon nykykäyttöarvo (NKA) kasvaa nopeasti, kun verkon keski-ikä laskee nopean uusimisen seurauksena
- regulaation kautta laskettava sallittu tuotto kasvaa nykykäyttöarvon kasvaessa
- nopean uusimisen seurauksena verkosta poistuu verkkokomponentteja, joilla on edelleen jäljellä nykykäyttöarvoa, joten verkon nykykäyttöarvo ja sallittu tuotto ei kasva kaikissa tapauksissa täysmääräisesti
- verkkoyhtiön taseeseen sisältyvän poistamattoman verkko-omaisuuden arvosta voi joutua tekemään alaskirjauksia, kun komponentti poistetaan käytöstä (romutetaan) ennen kuin se on kokonaan poistettu kirjanpidosta
- lisääntyvä maakaapelointi pienentää keskeytyskustannuksia, jonka seurauksena laatubonus kehittyy positiivisesti
- lisääntyvä keskijänniteverkon kaapelointi nostaa verkkoyhtiölle sallittavaa STOTEX arvoa johtuen kasvavasta kj-verkon kaapelointiasteesta
- lisääntyvä maakaapelointi pienentää maksettavien vakiokorvausten odotusarvoa ja verkon kunnossapitokustannuksia (pienemmät huoltokustannukset ja pienemmät vikojen korjauskustannukset)
- nopea investointitahti ei mahdollista investointien rahoittamista vuotuisella kassavirralla (tasapoistot + laatubonukset), jolloin investoinnit on rahoitettava osaksi joko uudella omalla pääomalla tai lainarahoituksella

Edellä kuvatun mukaisesti investointien toteutusaikataululla on merkittävä vaikutus verkko-liiketoiminnan suunnitteluun ja taloudellisiin tunnuslukuihin.



Kuva 5.1 Sähköverkkoliiketoiminnan taloudellisen valvonnan pääperiaatteet.

5.1.2 Analyysien laskentaperusteet

Kappaleessa 5.2 esitettävät laskelmat on tehty seuraavilla perusteilla ja oletuksilla.

Kustannustiedot

Keskijännite- ja pienjänniteverkon jälleenhankinta-arvo alkutilanteessa on laskettu todellisten verkkokomponenttien määrän ja EMV:n vuodelle 2012 ilmoittamien yksikköhintojen perusteella.

Keski- ja pienjänniteverkkojen nykykäyttöarvo vuoden 2012 alussa on laskettu komponenttien todellisten ikätietojen perusteella 45 a pitoajalla.

Tarkastelun kohteena olevien keski- ja pienjänniteverkkojen maakaapeloinnin vaikutus sähkön siirtohintaan, verkkoyhtiön kassavirtaan, omaisuuden arvon muutoksiin, jne.. on laskettu tarkastelemalla muutosta tilanteessa, jossa ilmajohtoverkko korvataan maakaapelilla. Lähtökohtana tällöin on nykyisen ilmajohtoverkon keskimääräinen yksikköhinta, esimerkiksi 21 000 €/km. Jos tämä verkko uusitaan uudeksi ilmajohtoverkoksi, on uuden verkon hinta hieman suurempi esim. 24 000 €/km johtuen tien varteen siirrosta ja suuremmista poikkipinoista. Jos ilmajohto muutetaan maakaapeliksi, on samalla uusittava myös verkossa olevat kytkinlaitteet (erottimet) ja jakelumuuntamot (pylväsmuuntamoista koppimuuntamoihin).

Nykyisen keskijänniteverkon jälleenhankinta-arvon (laskettu EMV:n v. 2012 hinnoilla) keskihinta on 21 000–22 900 €/km. Keskijänniteverkkoon liitettyjen jakelumuuntamoiden, erottimien ja pylväskatkaisijoiden jälleenhankinta-arvo keskijänniteverkon johtokilometriä kohden on 7 100–9 400 €/km. Näin laskien keskijänniteverkon johdon keskimääräinen hinta on 28 800–32 200 €/km. Tämä on siis se kustannuskokonaisuus, joka kaapeloinnissa tulee korvatuksi muulla tekniikalla.

Keskijänniteverkon maakaapeloinnin keskikustannus lasketaan seuraavasti.

- 30 % kaapeleista poikkipinta 70 mm², hinta 23 670 €/km
- 70 % kaapeleista poikkipinta on 95–120 mm², hinta 31 180 €/km
- kaapelin kaivukustannus on 8 890 €/km (9780 €/km/1,1)
- kevyen jakelumuuntamon hinta on 8 860 €/kpl, puistomuuntamon hinta on 23 690 €/kpl. Muuntamoiden keskinäiseksi jakaumaksi on oletettu 50%/50%. Muuntamoita on keskimäärin 1 muuntamo/johtokilometri. Keskimääräinen muuntamohinta per johtokilometri on tällöin 16 275 €/km.
- keskimäärin kolme kaapelipäätettä per muuntamo, hinta 1220 €/kpl, yhteensä 3660 €/muuntamo
- keskimäärin yksi jatko per johtokilometri, hinta 1940 €/kpl
- sammutuksen hinta keskimäärin 2000 €/km

Edellä kuvatuilla hinnoilla keskimääräiseksi uuden keskijännitekaapeliverkon hinnaksi saadaan noin 61 700 €/km. Korvattavan ilmajohtoverkon ja kaapeliverkon hintasuhde on tarkastelun kohteena olleissa verkkoyhtiöissä 190–215 %.

Maakaapeliverkon rakentamisen lisäksi keskijänniteverkkoa uusitaan myös perinteiseksi ilmajohtoksi, pääasiassa tien varteen rakentamisena. Uusien kj-ilmajohtojen hintana laskelmassa on käytetty Raven-johdon hintaa 23 760 €/km, joka on noin 13 % suurempi kuin nykyisten johtojen keskimääräinen hinta. Kokonaishinta on siis noin 10 % suurempi kuin nykyisen verkon hinta.

Pienjänniteverkkojen osalta ilmajohtoverkon ja maakaapeliverkon rakentamisen on arvioitu olevan kustannuksiltaan samassa suuruusluokassa eli hintasuhde on 100 %.

Myöhemmissä kappaleissa esitetyt tulokset on pääosin skaalattu keskijänniteverkon, erottimien ja jakelumuuntamoiden yhteiseen jälleenhankinta-arvoon vuoden 2012 alussa. Pienjänniteverkkojen osalta tulokset on skaalattu vastaavasti pienjänniteilmajohtojen vuoden 2012 alun nykykäyttöarvoon.

Tulevien vuosien yksikköhintoihin ja kustannuksiin ei ole tehty indeksikorjauksia asian havainnollisuuden säilyttämiseksi.

Investointien rahoitus

Investointien rahoitus on oletettu tapahtuvan siten, että omarahoitusosuus on valvontamallin mukainen vuotuinen tasapoisto keskijänniteverkon ilmajohdoista, pylväserottimista ja pylväsmuuntamoista lisättynä STOTEX-muutoksesta, KAH-bonuksesta ja OPEX-bonuksesta saatavilla tuloilla. Tämän yli menevä rahoitustarve on lainarahoitusta, jonka korkona käytetään regulaatiomallin WACC-korkoa (4,58 % vuonna 2012).

Pienjänniteverkossa omarahoitusosuus on valvontamallin mukainen tasapoisto ilmajohdoista. Tämän yli menevä rahoitustarve on lainarahoitusta.

Kaapeloinnin toteutus

Ilmajohdojen muuttaminen maakaapeliksi voi tapahtua monin erilaisin periaattein. Investointikohteiden valinnassa voidaan käyttää kriteerinä;

- olemassa olevien johtojen ikä- ja kuntotietoa, valitaan vanhimmat ja huonokuntoisimmat, tällöin uusitaan verkkoa, jonka nykykäyttöarvo on nolla
- olemassa olevien johtojen vikaherkkyyttä. Valitaan johdot, joiden vikataajuudet ovat suurimmat. Tällä parannetaan tehokkaimmin nk. normaalitilanteen käyttövarmuutta eli poistetaan eniten vikoja aiheuttavat johdot.
- uusitaan verkko maakaapeliksi lähtien sähköasemalta ja edeten syvemmälle verkkoon siirtäen samalla kaapeliosuuden edellä pylväskatkaisijaa, joka erottaa kaapeliverkon omaksi suojausalueekseen. Tämä ratkaisu on tehokas johdon alkupään asiakkaille normaalitilanteessa ja etenkin pahoissa sääoloissa, kun merkittävä osa asiakkaista on säävarman verkon piirissä. Tämän ratkaisun haittapuolena on uusittavien johtojen ikärakenne. Tyypillisesti kj-lähtöjen alkupään johdot on uusittu viime vuosina ja niillä on vielä runsaasti nykykäyttöarvoa jäljellä.

Seuraavissa laskelmissa perusolettamuksena on, että kaapelointi aloitetaan sähköasemilta vyöryttämällä. Tämä on tehokkain (nopein) tapa saada mahdollisimman suuri osa asiakkaista säävarman verkon piiriin. Jos/kun nykyistä ilmajohtoa samanaikaisesti uusitaan edelleen esimerkiksi siirtämällä johtoja metsästä tienvarteen, oletetaan tämän tapahtuvan siten, että uusiminen tehdään pääasiassa pitoajan jo ylittäneissä johdoissa.

Kaapeloinnin yhteydessä uusittavan verkon keski-ikänä käytetään perusoletuksena verkon keski-ikää. Tällöin uusittavien johtojen joukossa on myös keskimääräinen määrä pitoajan ylittäneitä johtoja. Tuloksissa on esitetty myös tuloksia tilanteista, joissa pitoajan ylittäneitä johtoja ei voida hyödyntää. Tämä tilanne esiintyy käytännössä tilanteessa, jossa kaapelointiaste on suhteellisen matala (esim. 25 %) ja kaapelointi tehdään 15 a aikajakson aikana. Jos ilmajohtoverkon nykykäyttöarvo on korkea eli pitoajan ylittäneitä johtoja on vähän, voi sama tilanne esiintyä myös suuremmilla kaapelointiasteilla.

Laskelmissa on otettu huomioon, että jos verkossa ei ole yli-ikäisiä komponentteja niin verkon NKA pienentyy tasapoistojen verran vuodessa eli ikääntyminen vuosi vuodessa. Kun verkossa on yli-ikäisiä komponentteja, niin ikääntyminen on vähemmän kuin vuosi vuodessa, sillä yli-ikäiset eivät ikäänny. Kun verkkoa uusitaan siten, että uusittava komponentti on 'alikäisten keski-ikä mukainen', muuttuu verkon keski-ikä riippuen yli-ikäisten suhteellisesta määrästä.

Regulaatiomalli

Regulaatiomallin on oletettu pysyvän koko tarkastelujakson samanlaisena kuin nykyinen kolmannen valvontajakson malli. Poikkeuksena on tehostamisvelvoitteeseen liittyvä aikajakso, jonka on oletettu ulottuvan nykyisen kaltaisena vuoteen 2019 saakka, jonka jälkeen tehostamisvelvoitteen on oletettu olevan nolla. Jokaiselle verkkoyhtiölle on EMV:n toimesta laskettu vuotuinen tehostamisvelvoite TOTEX-kustannuksille (kontrolloitavat operatiiviset kustannukset + puolet keskeytyskustannuksista). Tulokset ilmoitetaan eri vuosille sallittuina STOTEX-kustannuksina. Tehostamisvelvoitteen määrään vaikuttaa keskijänniteverkon kaapelointiaste. Laskelmissa on käytetty lähtökohtana vuoden 2012 alun STOTEX-arvoja ja tämän pohjalta on laskettu muutokset tehostamisvelvoitteessa, kun keskijänniteverkon kaapelointiaste muuttuu. Esimerkkilaskelmassa tehokkuuslukuna on käytetty 85 %.

Olemassa olevan verkon rahoitus on oletettu tapahtuneen omalla pääomalla eli lainojen lyhennyksiä ja korkoja ei niiden osalta ole laskelmissa. Verkkoon liittyvät SUMU-poistot on otettu huomioon verovaikutuksia laskettaessa.

Liikevaihto ja kassavirta

Verkon investointeihin liittyvä vuotuinen liikevaihto ja sen muutokset lasketaan seuraavasti:

- tasapoistot
- sallittu tuotto ennen veroja
- STOTEX muutos; alkuperäinen tehostamisvaade – kaapeloinnin aikaansaama kasvu
- KAH-bonus (100 %, tulee osaksi laatukannustimesta ja osaksi tehostamiskannustimesta)

Vuotuiset verot lasketaan vähentämällä ensin liikevaihdosta SUMU-poistot sekä lainan korot ja tämän jälkeen lasketaan vero.

Vuotuinen keskijänniteverkkoon kohdistettavissa oleva positiivinen kassavirta lasketaan seuraavasti:

- tasapoistot lasketaan verkon jälleenhankinta-arvosta pitoajoilla jakamalla
- sallittu tuotto ennen veroja verkon nykykäyttöarvosta WACC prosentilla (4,58 % vuonna 2012) laskettuna
- pienentyvien keskeytyskustannusten aikaansaama KAH-bonus. Kaapeloinnin on oletettu pienentävän keskeytyskustannuksia 0,7 % / 1 % kaapelointiprosentin nousu. Kaapeloinnin seura-

uksena jälleenkytkennät jäävät kokonaan pois. Myös työkeskeytykset jäävät lähes kokonaan pois, kun kaapeliverkon töiden aikana sähköjakelu turvataan suurimmassa osassa tapauksista joko varasyöttöjen tai varavoimakoneiden avulla. Pysyvien vikojen määrä alentunee noin 65–80 %. Täysmääräisessä kaapeloinnissa keskeytyskustannusten määrä olisi noin 10–20 % nykyiseen tasoon verrattuna. Laskelmissa muutoksen on oletettu olevan lineaarinen, käytännössä alkuvaiheessa muutos on huomattavasti keskimääräistä suurempi etenkin, jos kaapelointi aloitetaan sähköasemilta ja kaapeloinnin edellä viedään pylväskatkaisijaa, jolla kaapeloidun verkon asiakkaat erotetaan omaksi suojausalueekseen. Tehokkaimmillaan voidaan esim. 25–30 % kaapeloinnilla saada 80 % asiakkaista kaapeliverkon piiriin. Tällöin alkuvaiheessa keskeytyskustannusten muutos olisi noin 3%/kaapelointiasteen nousu 1 % prosenttiyksiköllä. Keskeytyskustannusten lähtötasona on käytetty kolmannen valvontajakson referenssikustannusta. Verkkoyhtiö saa nostaa hintaa bonuksen verran. Hyöty on keskeytyskustannusten muutos vähennettynä veroilla.

- verkon kunnossapito- ja viankorjauskustannusten aikaansaama operatiivisten kustannusten pienentyminen (tehokkuuskannustin). Ilmajohtojen kunnossapito- ja korjauskustannuksena on käytetty 400 €/km,a ja kaapeliverkolle 200 €/km,a. Kyseessä on kustannussäästö, joka ei kasvata liikevaihtoa, mutta kasvattaa todellista tulosta ja siten myös veroja.
- kaapelointiasteen kasvun vaikutus verkkoyhtiölle sallittuun STOTEX-arvoon vuosina 2012–2019. Tämä mahdollistaa suuremman liikevaihdon verrattuna tilanteeseen, jossa STOTEX-muutosta ei ole. Muutos kasvattaa todellista tulosta ja myös veroja.
- vuotuinen uusi lainamäärä

Pienjänniteverkon osalta positiivinen kassavirta on laskettu samoilla periaatteilla ilman KAH- ja STOTEX vaikutuksia.

Vuotuiset keski- ja pienjänniteverkkoon kohdentuvat menot (negatiivinen kassavirta) on laskettu seuraavasti:

- investointien kokonaismäärä
- lainan lyhennykset
- lainan korot
- verot
- oman pääoman kustannus, 4,58 %

5.2 Tuloksia kustannusanalyysilaskelmista

Seuraavissa tuloksissa prosenttiluvut tarkoittavat pääsääntöisesti suhdelukua verkon vuoden 2012 alun jälleenhankinta-arvoon, joka keskijänniteverkkolaskelmissa sisältää nykyisen kj-ilmajohtoverkon mukaan lukien johtoerottimet ja jakelumuuntamot ilman muuntajia. Jos esimerkiksi oman pääoman tuottomäärä kasvaa 1,4 % → 2,4 % ja em. jälleenhankinta-arvo olisi 150 M€, niin tuotto muuttuu 2,1 M€/a → 3,6 M€/a. Vastaavasti verkon nykykäyttöarvon muutos 34,56 % → 111,50 % tarkoittaa tällöin NKA:n muutosta arvosta 51,84 M€ → 167,25 M€

Siirtohintamuutokset on laskettu liikevaihdosta jakamalla se vuotuisella verkon kautta siirrettävällä energiamäärällä, jonka on oletettu pysyvän vakiona tarkastelujakson ajan.

5.2.1 Keskijänniteverkko, 25 % kaapelointiaste

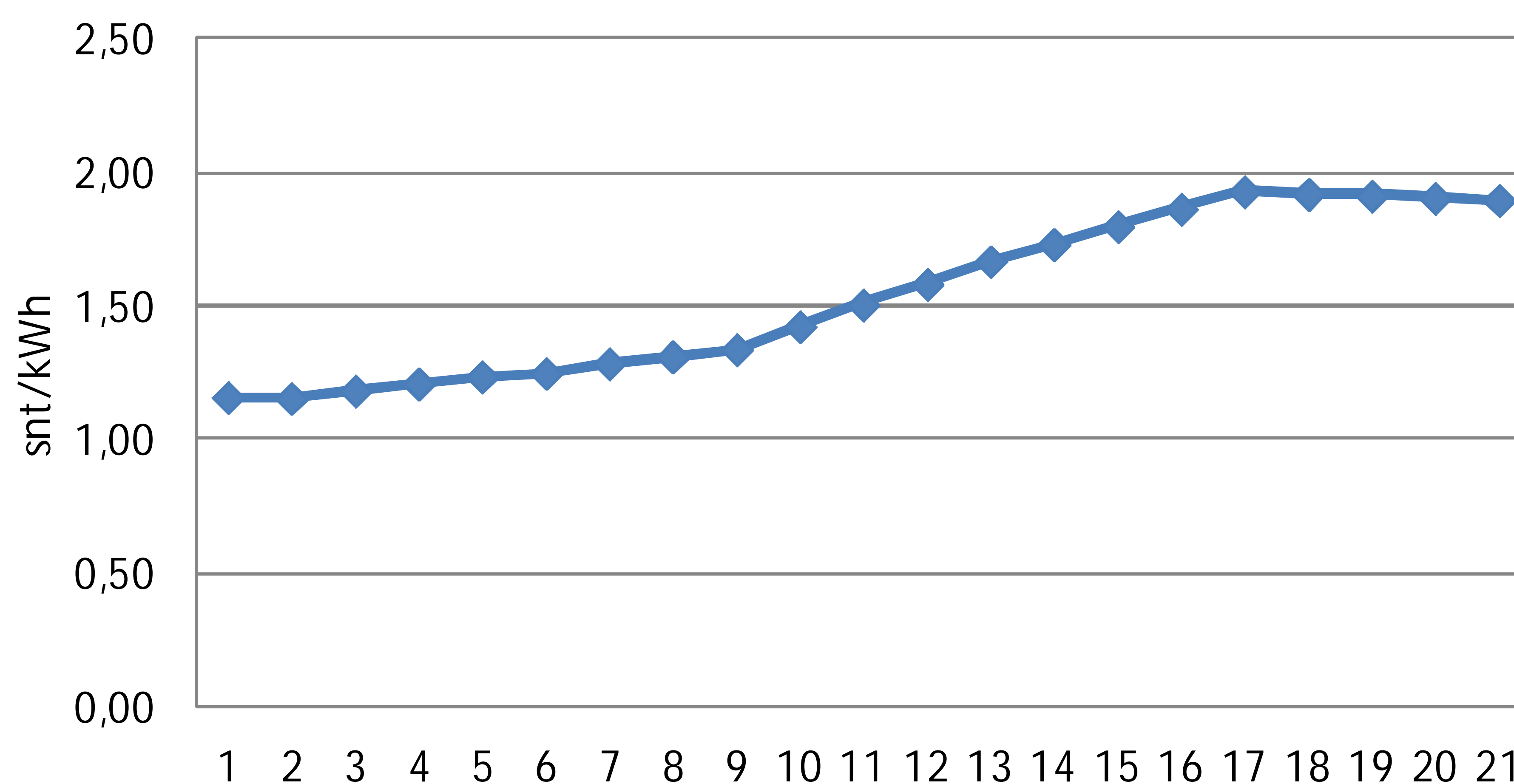
Tässä laskelmassa keskijänniteverkon maakaapelointi toteutetaan 25 % laajuisesti 15 vuoden investointijakson aikana eli vuoden 2027 loppuun mennessä. Verkkokomponenttien pitoaika on 45 vuotta, eli vuotuinen tasainen uusimistahti olisi 2,22 % vuodessa. Kaapelointimäärä on tässä perustilanteessa 1,67 %/a (25/15) ilmajohtojen alkutilanteen mukaisesta kokonaisjohtomäärästä. Sen lisäksi jäljelle jäävää kj-ilmajohtoverkkoa (75 %) uusitaan uudeksi ilmajohtoksi 45 a pitoajan mukaisen tasapoiston verran eli 1,67 % vuodessa. Kokonaisinvestointimäärä on siten 3,34 %/a kokonaisjohtomäärästä. Kustannuksena tämä on 4,51 % verkon nykyisestä jälleenhankinta-arvosta. Tasapoistojen kautta saatava rahamäärä on 2,22 % verkon jälleenhankinta-arvosta, joten merkittävä osa investoinneista on tehtävä lainarahoituksella.

Kaapeloinnin on oletettu kohdistuvan sähköasemien läheisyyteen ja uusittavat ilmajohtot eivät ole täysikäisiä.

Verkkokomponenttien pitoaika on 45 vuotta ja myös lainoituksen takaisinmaksuaikana on käytetty 45 vuotta. Tällöin nykyisen regulaatiomallin sallima kassavirta on riittävä kattamaan vuotuisen rahatarpeen. Tämän kaltainen perustilanne on kuitenkin käytännössä haasteellinen mm. laina-aikojen (45 a) ja lainakoron suhteen (4,58 %). Kaapeliverkon SUMU-poistoaikana on käytetty 25 a.

Taulukko 5.1 Muutokset keskeisissä talouteen vaikuttavissa tunnusluvuissa, kun keskijänniteverkon kaapelointiaste on 25 % vuonna 2027.

Tehokkuusluku	85,00 %	WACC	4,58 %		
Pitoaika,a	45	15 vuoden investointijakso	Kaapelointi	25 %	
KAH-bonus mukana	STOTEX muutos	mukana	Laina-aika,a	45	
Täysikäisten hyödyntäminen kaapeloinnissa		0 %			
		2012	2019	2023	2027
Kaapelointi, % johtopituudesta		0 %	--> 10 %	18 %	25 %
Uusia ilmajohtoja, % johtopituudesta			--> 13 %	20 %	27 %
Investoinnit yhteensä			36 %	61 %	83 %
JHA arvo		100,00 %	--> 113 %	123 %	131 %
NKA arvo		35 %	--> 50 %	65 %	76 %
NKA/JHA		35 %	--> 44 %	53 %	58 %
Verkon arvon menetys JHA:sta, yhteensä			-3,1 %	-5,7 %	-8,3 %
Oman pääoman tuotto/a		1,58 %	--> 1,5 %	1,6 %	1,8 %
Oman pääoman osuus NKA:sta		100,00 %	--> 66 %	55 %	52 %
Vieraan pääoman osuus NKA:sta		0,00 %	--> 34 %	45 %	48 %
Vieraan pääoman määrä		0,00 %	17 %	29 %	37 %
Vieraan pääoman korko		0,00 %	--> 0,8 %	1,3 %	1,7 %
STOTEX muutosvaade/a		-0,10 %	--> -0,72 %	-0,72 %	-0,72 %
KAH kustannus/a		2,23 %	--> 2,08 %	1,95 %	1,84 %
Liikevaihto		4,32 %	--> 4,98 %	6,21 %	7,18 %
Hinta snt/kWh		1,16	--> 1,34	1,67	1,93



Kuva 5.2 Hintakehitys, 25 % kj-kaapelointi, puuttuva rahoitus vieraalla pääomalla.

Liikevaihtoa nostetaan KAH-bonuksen (laatubonus) ja OPEX-bonuksen ja STOTEX-muutoksen sallimilla määrillä ja bonukset käytetään investointeihin. Tosin tässä tapauksessa STOTEX-muutos on edelleen negatiivinen, vaikka kaapeloinnin positiivinen vaikutus on otettu huomioon. Kaiken kaikkiaan tehostamisvelvoitteen toteuttaminen tilanteessa, jossa nopeas-

ti siirrytään uusien aiempaa kalliimpien verkostoratkaisujen käyttöön, on liiketoiminnan kannalta haasteellinen. Liikevaihdon kuristus johtaa suuremman vieraan pääoman käyttöön.

Hintamuutos tarkastelujakson lopussa asiakkaille on tässä tarkastelussa noin 0,8 snt/kWh + alv.

Kaapelointi kohdistuu pääosin pitoaikaan nuorempiin verkon osiin. Tästä aiheutuu 15 a aikana omaisuuden arvon menetys, joka on 8,3 % prosenttia nykyverkon jälleenhankinta-arvosta.

Vieraan pääoma käyttö

25 % kaapelointiasteen toteuttaminen 15 vuoden aikana johtaa edellä olevan mukaan vieraan pääoman hankkimiseen, koska tasapoistojen kautta tuleva kassavirta ei riitä kattamaan vuotuisia investointeja. Vieraan pääoman hankkimisella ja pitkällä 45 a lainamaksuajalla kassavirta on tasapainotettu. Vieraan pääoman osuus verkon nykykäyttöarvosta on tarkastelujakson lopussa lähes puolet.

Nopeutettu kaapelointi johtaa nykyisen valvontamallin ehdoilla aina joko uuden oman pääoman tai vieraan pääoman käyttöön, siis myös pienillä kaapelointiasteilla. Perussyynä on tasapoistojen ja vuotuisten investointien suhde. Vieraan pääoman käyttöön liittyy haasteita velan takaisinmaksuajan ja koron suhteen. Valvontamallin mukainen verkkokomponenttien pitoaika on 40–50 vuotta ja liikevaihtoon sallittavat tasapoistot määräytyvät tämän mukaan. Jos ja kun vieraan pääoman takaisinmaksu on pitoaikaan lyhyempi, niin ongelmaksi muodostuu tällöin velan lyhennykseen tarvittava rahoitus. Eli tästä näkökulmasta vieraan pääoman takaisinmaksuajan tulisi olla sama kuin pitoaikojen. Pitkiin laina-aikoihin liittyy kuitenkin rahoittajien suunnasta suuria riskejä eikä ole varmaa, että lainojen korkotasoa on enintään valvontamallin tarjoamaa tuottoa alempi. Pitkät laina-ajat kerryttävät vieraan pääoman määrää ja näin myös lainahoitokulut kasvavat suuriksi.

Jos lainan maksuaika on esimerkiksi 20 vuotta eli selvästi tasapoistoja laskettaessa käytettävää pitoaikaan lyhyempi, joudutaan merkittävään kassavirtaongelmaan. Vuotuinen rahavirta yhtiöstä ulos on merkittävästi sisään tulevaa rahavirtaa suurempi. Puuttuva rahavirta on hankittava lisälainana, mutta tämän lyhennys ja korko eivät ole hyväksyttäviä kustannuksia valvontamallissa. Kassavirtaongelman ratkaisuksi nykyisessä valvontamallissa jää tällöin ainoastaan oman pääoman tuottojen käyttö eli omistaja sijoittaa pääomalleen saamaansa tuottoa uusien verkkoinvestointien rahoitukseen. Esimerkiksi, kun kaapelointimäärä on 25 %, 15 vuoden investointijaksolla ja laina-ajan ollessa 20 a, olisi omistajan sijoitettava lähes 100 % vuotuisesta tuotostaan verkkoinvestointeihin. Tällöin kumulatiivinen kassavirta olisi hallinnassa. Tällöin myös vieraan pääoman määrä jää pieneksi.

5.2.2 Keskijänniteverkko, 50 % kaapelointiaste

Seuraavassa on esitetty tulokset tilanteesta, jossa keskijänniteverkosta 50 % kaapeloidaan 15 vuoden aikana siten, että vuonna 2019 20 %, vuonna 2023 35 % ja vuonna 2027 50 % verkosta on kaapeloitu. Kaapeli-investoinneista oletetaan kohdistuvan pitoajan täyttäviin ilmajohtoihin vastaava määrä kuin ilmajohtoverkossa on täysikäisiä johtoja.

Taulukko 5.2 Muutokset keskeisissä talouteen vaikuttavissa tunnusluvuissa, kun keskijänniteverkon kaapelointiaste on 50 % vuonna 2027.

Tehokkuusluku	85,00 %	WACC	4,58 %		
Pitoaika,a	45	15 vuoden investointijakso	Kaapelointi	50 %	
KAH-bonus mukana	STOTEX muutos	mukana	Laina-aika,a	45	
Täysikäisten hyödyntäminen kaapeloinnissa		22 %			
		2012		2019	2023
					2027
Kaapelointi, % johtopituudesta		0 %	-->	20 %	35 %
Uusia ilmajohtoja, % johtopituudesta			-->	9 %	13 %
Investoinnit yhteensä				53 %	90 %
JHA arvo		100,00 %	-->	124 %	142 %
NKA arvo		35 %	-->	64 %	90 %
NKA/JHA		35 %	-->	52 %	63 %
Verkon arvon menetys JHA:sta, yhteensä				-4,3 %	-6,9 %
Oman pääoman tuotto/a		1,58 %	-->	1,6 %	1,9 %
Oman pääoman osuus NKA:sta		100,00 %	-->	56 %	47 %
Vieraan pääoman osuus NKA:sta		0,00 %	-->	44 %	53 %
Vieraan pääoman määrä		0,00 %		29 %	48 %
Vieraan pääoman korko		0,00 %	-->	1,3 %	2,2 %
STOTEX muutosvaade/a		-0,06 %	-->	-0,33 %	-0,33 %
KAH kustannus/a		2,23 %	-->	1,92 %	1,69 %
Liikevaihto		4,32 %	-->	6,63 %	8,81 %
Hinta snt/kWh		1,16	-->	1,78	2,37

Hintamuutos on 1,7 snt/kWh + alv. Vieraan pääoman osuus on 55 % verkon arvosta tarkastelujakson lopussa. Vieraan pääoman korot ovat yli 25 % vuotuisesta liikevaihdosta. Muutoksen aikana tapahtuva nykyisen ilmajohtoverkon arvon menetys on lähes 10 % verkon nykyisestä jälleenhankinta-arvosta.

Seuraavassa on tarkasteltu samaa tilannetta olettaen ilmajohtoverkon pitoajaksi 30 vuotta. Tällöin nykyisestä ilmajohtoverkon tasapoistot ovat merkittävästi aiemmissa tarkasteluissa käytettyjä suuremmat. Kasvaneet tasapoistot on oletettu käytettävän jäljelle jäävän ilmajohtoverkon uusimiseen ja kaapelointiin.

Taulukko 5.3 Muutokset keskeisissä talouteen vaikuttavissa tunnusluvussa, kun keskijänniteverkon kaapelointiaste on 50 % vuonna 2027 ja ilmajohtoverkon pitoajaksi on oletettu 30 vuotta.

Tehokkuusluku	85,00 %	WACC	4,58 %		
Pitoaika,a	30	15 vuoden investointijakso	Kaapelointi	50 %	
KAH-bonus mukana	STOTEX muutos	mukana	Laina-aika,a	45	
Täysikäisten hyödyntäminen kaapeloinnissa		37 %			
		2012		2019	2023
					2027
Kaapelointi, % johtopituudesta		0 %	-->	20 %	35 %
Uusia ilmajohtoja, % johtopituudesta			-->	13 %	20 %
Investoinnit yhteensä				58 %	97 %
JHA arvo		100,00 %	-->	124 %	142 %
NKA arvo		20 %	-->	60 %	89 %
NKA/JHA		20 %	-->	48 %	62 %
Verkon arvon menetys JHA:sta, yhteensä				-2,3 %	-3,4 %
Oman pääoman tuotto/a		0,92 %	-->	1,5 %	1,9 %
Oman pääoman osuus NKA:sta		100,00 %	-->	54 %	48 %
Vieraan pääoman osuus NKA:sta		0,00 %	-->	46 %	52 %
Vieraan pääoman määrä		0,00 %		27 %	46 %
Vieraan pääoman korko		0,00 %	-->	1,3 %	2,1 %
STOTEX muutosvaade/a		-0,06 %	-->	-0,33 %	-0,33 %
KAH kustannus/a		2,23 %	-->	1,92 %	1,69 %
Liikevaihto		4,55 %	-->	7,29 %	9,52 %
Hinta snt/kWh		1,22	-->	1,96	2,56

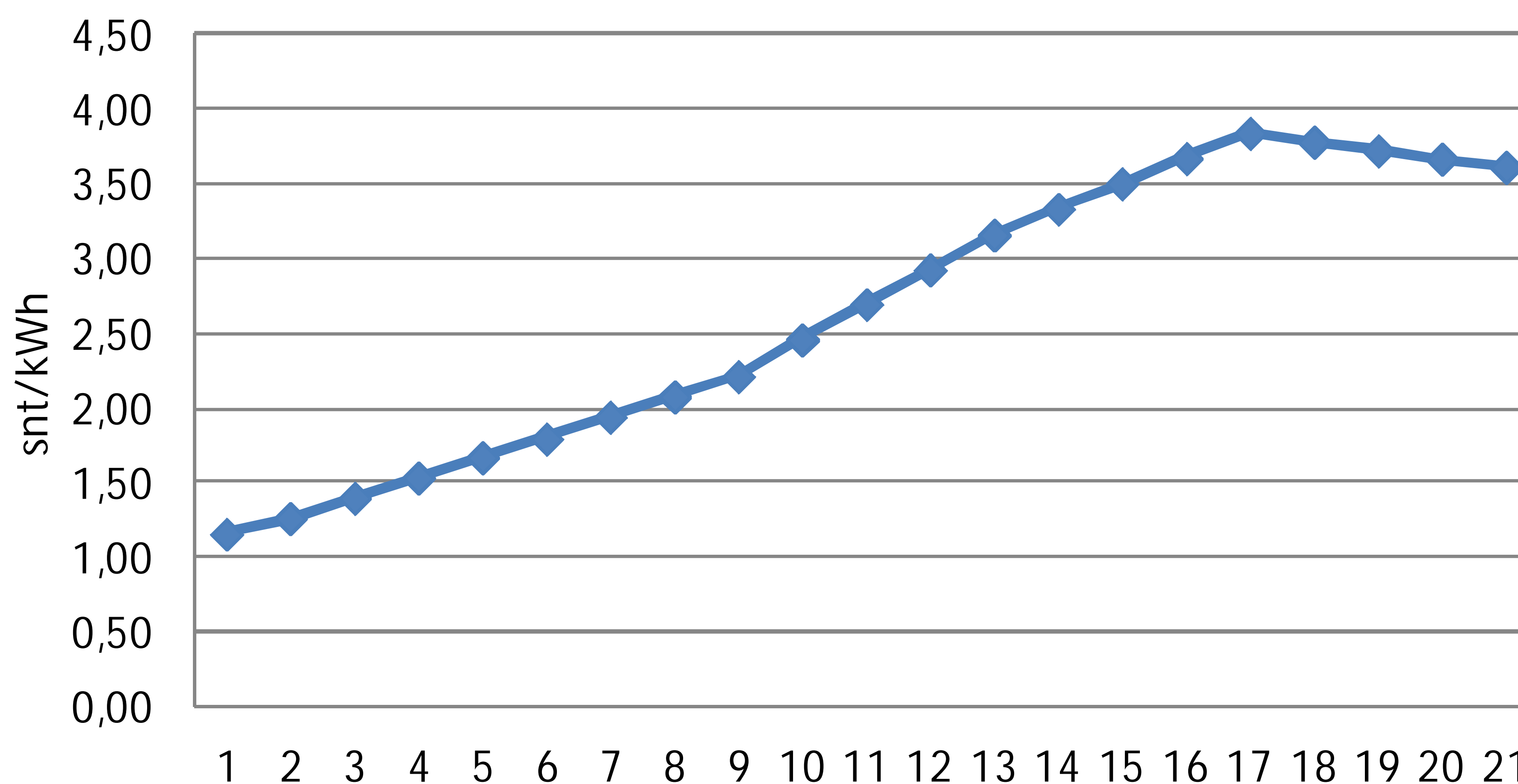
Hintamuutos on 1,9 snt/kWh. Vieraan pääoman määrän osuus laskee hieman ollen 53 % verkon arvosta tarkastelujakson lopussa. Vieraan pääoman korot ovat noin 24 % vuotuisesta liikevaihdosta. Muutoksen aikana tapahtuva verkon arvon menetys on noin 5 % verkon nykyisestä jälleenhankinta-arvosta, ollen siis merkittävästi pienempi kuin 45 vuoden pitoajalla.

5.2.3 Keskijänniteverkko, 75 % kaapelointiaste

Seuraavassa on tulokset tilanteesta, jossa keskijänniteverkosta 75 % kaapeloidaan 15 vuoden aikana siten, että vuonna 2019 30 %, vuonna 2023 55 % ja vuonna 2027 75 % verkosta on kaapeloitu. Kaapeli-investoinneista oletetaan kohdistuvan pitoajan täyttäviin ilmajohtoihin vastaava määrä kuin ilmajohtoverkossa on täysikäisiä johtoja.

Taulukko 5.4 Muutokset keskeisissä talouteen vaikuttavissa tunnusluvuissa, kun keskijänniteverkon kaapelointiaste on 75 % vuonna 2027.

Tehokkuusluku	85,00 %	WACC	4,58 %		
Pitoaika,a	45	15 vuoden investointijakso	Kaapelointi	75 %	
KAH-bonus mukana	STOTEX muutos	mukana	Laina-aika,a	45	
Täysikäisten hyödyntäminen kaapeloinnissa		32 %			
		2012	2019	2023	2027
Kaapelointi, % johtopituudesta		0 %	--> 30 %	55 %	75 %
Uusia ilmajohtoja, % johtopituudesta			--> 4 %	7 %	9 %
Investoinnit yhteensä			69 %	126 %	171 %
JHA arvo		100,00 %	--> 135 %	164 %	187 %
NKA arvo		35 %	--> 77 %	119 %	147 %
NKA/JHA		35 %	--> 57 %	72 %	78 %
Verkon arvon menetys JHA:sta, yhteensä			-6,4 %	-10,7 %	-14,5 %
Oman pääoman tuotto/a		1,58 %	--> 1,7 %	2,2 %	2,8 %
Oman pääoman osuus NKA:sta		100,00 %	--> 48 %	40 %	42 %
Vieraan pääoman osuus NKA:sta		0,00 %	--> 52 %	60 %	58 %
Vieraan pääoman määrä		0,00 %	40 %	72 %	85 %
Vieraan pääoman korko		0,00 %	--> 1,8 %	3,3 %	3,9 %
STOTEX muutosvaade/a		-0,01 %	--> 0,09 %	0,09 %	0,09 %
KAH kustannus/a		2,23 %	--> 1,76 %	1,37 %	1,06 %
Liikevaihto		4,32 %	--> 8,25 %	11,78 %	14,31 %
Hinta snt/kWh		1,16	--> 2,22	3,17	3,84



Kuva 5.3 Hintakehitys, 75 % kj-kaapelointi, puuttuva rahoitus vieraalla pääomalla.

Hintamuutos on 2,7 snt/kWh + alv. Vieraan pääoman osuus on 58 % verkon arvosta tarkastelujakson lopussa. Vieraan pääoman korot ovat yli 27 % vuotuisesta liikevaihdosta. Muutoksen aikana tapahtuva verkon arvon menetys on lähes 15 % verkon nykyisestä jälleenhankinta-arvosta.

5.2.4 Pienjänniteverkko, 50 % kaapelointiaste

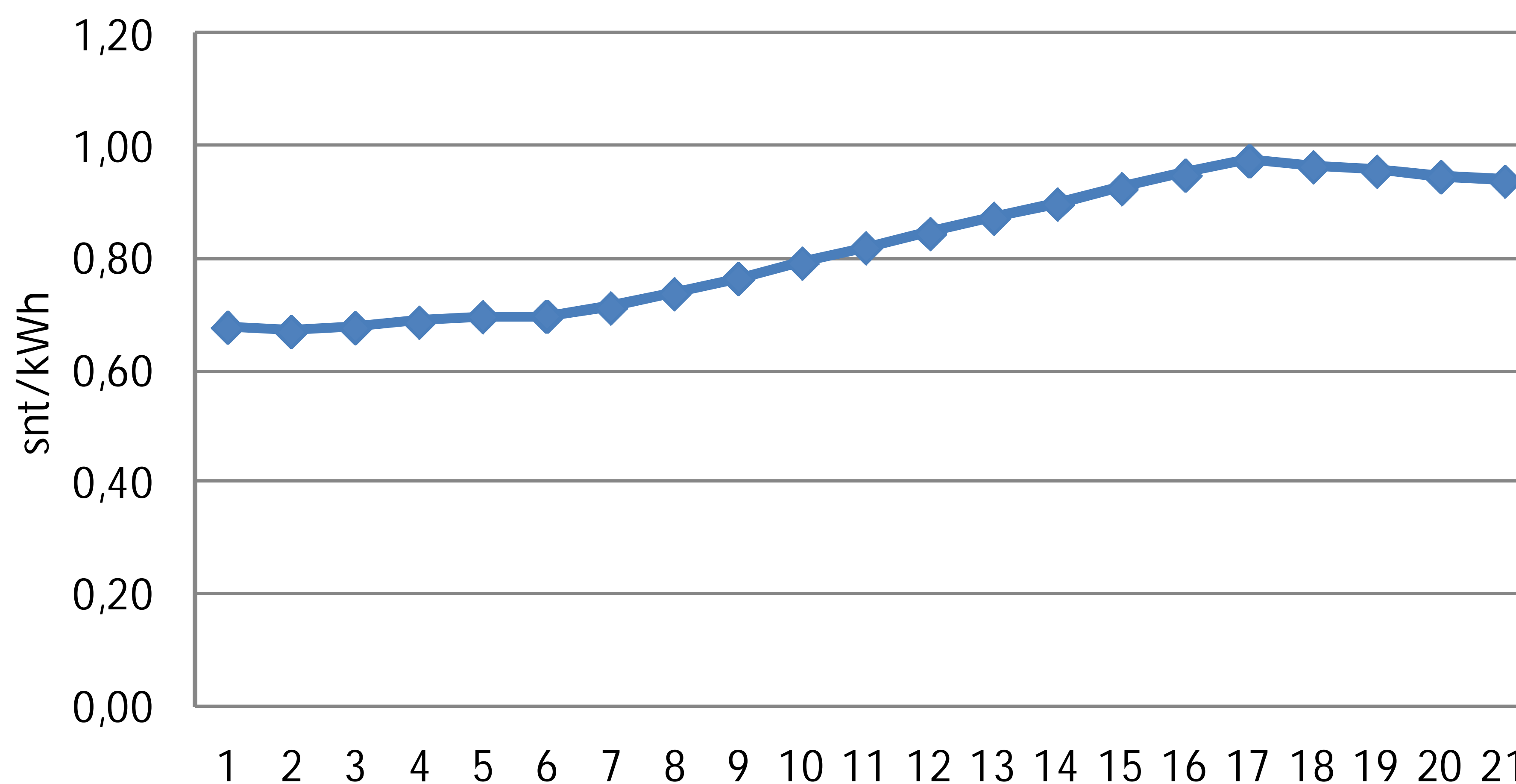
Seuraavassa on esitetty tuloksia pienjänniteverkon laaja-mittaisen kaapeloinnin kustannusvai-
kutuksista.

Oletusarvona laskelmissa on, että maakaapeloinnin investointikustannus on sama kuin ilma-
johtoverkon investointikustannus. Verkon normaalilla uusimistahdilla kaapelointi ei siten ai-
heuttaisi pienjänniteverkossa lisäkustannuksia. Nopeutetussa aikataulussa kaapeliverkoksi
muuttaminen aiheuttaa lisäkustannuksia rahoituskustannusten ja verkosta kesken pitoajan
poistuvien verkkokomponenttien arvonalentumisen myötä.

Seuraavassa taulukossa ja kuvassa on esitetty tulokset tilanteesta, jossa 50 % nykyisestä pien-
jänniteverkon ilmajohtoverkosta on muutettu maakaapeliksi.

*Taulukko 5.5 Muutokset keskeisissä talouteen vaikuttavissa tunnusluvuissa, kun pienjänniteverkon
kaapelointiaste on 50 % vuonna 2027.*

	2012		2017	2022	2027
Kaapelointi, % johtopituudesta	0 %	-->	10 %	30 %	50 %
Uusia avojohtoja, % johtopituudesta		-->	7 %	12 %	18 %
Investoinnit yhteensä			14 %	39 %	65 %
JHA arvo	100,00 %	-->	100 %	100 %	100 %
NKA arvo	33 %	-->	37 %	50 %	64 %
NKA/JHA	33 %	-->	37 %	50 %	64 %
Verkon arvon menetys JHA:sta, yhteensä			-2,2 %	-6,1 %	-9,5 %
Oman pääoman tuotto/a	1,5 %	-->	1,5 %	1,6 %	1,8 %
Oman pääoman osuus NKA:sta	100,00 %	-->	92 %	70 %	62 %
Vieraan pääoman osuus NKA:sta	0,00 %	-->	8 %	30 %	38 %
Vieraan pääoman määrä	0,00 %		3 %	15 %	24 %
Vieraan pääoman korko	0,00 %	-->	0,14 %	0,69 %	1,12 %
STOTEX muutosvaade/a	0,00 %	-->	0,00 %	0,00 %	0,00 %
KAH kustannus/a	0,00 %	-->	0,00 %	0,00 %	0,00 %
Liikevaihto	4,23 %	-->	4,44 %	5,28 %	6,08 %
Hinta snt/kWh	0,68	-->	0,71	0,85	0,98



Kuva 5.4 Siirtohinnan kehittyminen, 50 % pj-kaapelointi, kassavirran rahoitus lainarahoituksella.

Hintavaikutus nopeutetusta kaapeloinnista on noin 0,3 snt/kWh + alv, kun olemassa olevasta pj-ilmajohtoverkosta 50 % muutetaan kaapeliverkoksi. Liian aikaisin verkosta poistuvan omaisuuden arvo on lähes 10 % sen nykyisestä jälleenhankinta-arvosta. Vieraan pääoman määrä on 38 % verkon arvosta vuonna 2027.

5.3 Yhteenveto kustannusvaikutuksista

Edellä on esitetty esimerkkejä yhdelle tarkastelun kohteena olleelle verkkoyhtiölle. Seuraavassa esitetään yhteenvetotulokset kaikille neljälle verkkoyhtiölle tehdyistä analyyseistä.

Taulukko 5.6 Yhteenveto neljälle esimerkkiyhtiölle lasketuista kustannusvaikutuksista.

Kaapelointiaste kj- ja pj-verkossa	25 %	50 %	75 %
Lisähinta snt/kWh, alv 23 %	0,30–1,2	0,80–2,5	1,3–3,9
Ennenaikaisesti uusitun verkon arvo, M€	100	160	240
Vieraan pääoman määrä, M€	450	760	1050

Maakaapeloinnista esimerkkiyhtiöiden alueilla aiheutuva lisähinta siirtohinnoittelussa vaihtelee 50 % kaapelointiasteilla 0,80–2,5 snt/kWh. 75 % kaapelointiasteella lisähinta on vastaavasti 1,3–3,9 snt/kWh.

Kaapelointiasteen noustessa kasvaa vieraan pääoman määrä verkkoyhtiöiden taseessa. 25 % kaapelointiasteella vieraan pääoman määrä on noin 0,450 Mrd€ ja 75 % kaapelointiasteella 1,05 Mrd€. Verko-omaisuuden jälleenhankinta-arvo nykyhetkellä on noin 1,7 Mrd€. Vieraan pääoman määrä on siten merkittävä tarkastelujakson lopussa.

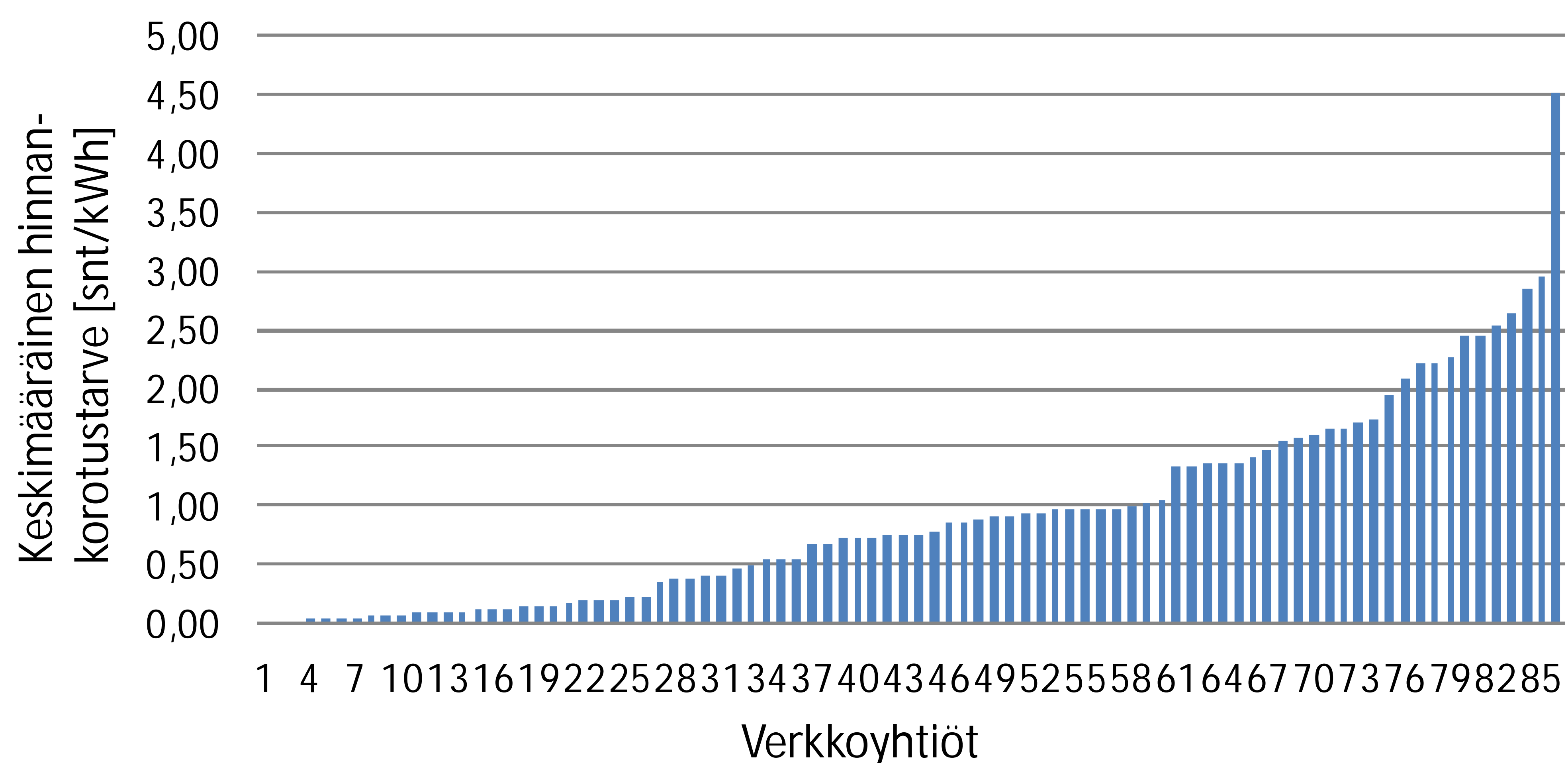
Nopeutetun kaapeloinnin toteutus edellyttää myös sellaisten ilmajohtojen uusimista, joilla on vielä arvoa eli ne uusitaan ennen niiden teknistaloudellisen pitoajan päättymistä. Ennenaikai-

sesti ts. kesken valvontamallin mukaisen teknistaloudellisen pitoajan poistuvan verkon arvo on 100–240 M€kaapelointiasteen vaihdellessa 25–75 %. Edellä olevissa siirtohintatarkasteluissa tätä ei ole otettu huomioon. Jos verkon arvon menetys korvataan verkkoyhtiölle, on sen hintavaikutus esimerkkiyhtiöissä keskimäärin tarkastelujakson aikana 0,25 snt/kWh, kun kaapelointiaste on 50 %. Eri yhtiöissä kustannusvaikutus on 0,12–0,30 snt/kWh. Kun kaapelointiaste on 75 %, on kustannusvaikutus keskimäärin 0,37 snt/kWh.

Eri verkkoyhtiöiden alueilla vaikutukset siirtohinnoitteluun vaihtelevat suuresti. Keskeisimmät siirtohinnan muutoksen vaikuttava tekijä on kaapeloitavan verkkopituuden ja verkon kautta siirrettävän energiamäärän suhde. Tämä selittää pääosin myös edellä kuvatut erot esimerkkiyhtiöiden välillä.

Esimerkkilaskelmien ja Energiamarkkinaviraston tilastoimien tunnuslukujen avulla arvioitu siirtohintojen korotustarve eri verkkoyhtiöissä, kun nykyisistä keski- ja pienjänniteverkon ilmajohtoista 50 % muutetaan maakaapeliksi, on esitetty kuvassa 5.5. Jos 50 % nykyisistä keskijänniteverkon ja pienjänniteverkon ilmajohtoista muutetaan maakaapeleiksi, on tämän jälkeen keskimääräinen kaapelointiaste 55 % keskijänniteverkossa ja noin 70 % pienjänniteverkossa. Suurimmillaan hintamuutostarve on yli 4,3 snt/kWh. Keskimäärin korotustarve (ilmajohtopituuksilla painotettu keskiarvo) on noin 1,2 snt/kWh. Yhtiökohtaiset siirtohintojen korotuspaineet ovat siis merkittävän suuret. Tämä yhdistettynä jo nykyisin siirtohinnoissa oleviin eroihin johtaa tilanteisiin, jossa verkkoyhtiöiden rajoilla voi olla sähkönkäyttäjien näkökulmasta vaikeasti ymmärrettävissä olevia eroja siirtohinnoissa - jopa useita snt/kWh.

Jos nykyisistä ilmajohtoista 75 % muutetaan maakaapeleiksi, on keskimääräinen siirtohintojen korotustarve (ilmajohtopituuksilla painotettu keskiarvo) noin 2,0 snt/kWh. Tällöin lopputuloksena on noin 80 % kaapelointiaste keskijänniteverkossa ja noin 85 % kaapelointiaste pienjänniteverkossa.



Kuva 5.5 Siirtohintojen korotustarve eri verkkoyhtiöissä, kun keski- ja pienjänniteverkon nykyisistä ilmajohtoista 50 % muutetaan maakaapeleiksi vuoden 2027 loppuun mennessä, alv 23 %.

5.4 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysajan vaikutukset

5.4.1 Siirtohintavaikutukset

Aiemmin esitetyn mukaan 24 tunnin keskeytysaikavaatimus edellyttää 60–80 % kaapelointiastetta haja-asutusalueen keskijänniteverkoissa ja 50–90 % kaapelointiastetta pienjänniteverkoissa. 36 tunnin keskeytysaikavaatimus puolestaan edellyttää 40–75 % kaapelointiastetta keskijänniteverkoissa ja 40–90 % kaapelointiastetta pienjänniteverkoissa. Yhtiökohtaiset erot kaapelointiasteissa ovat 5–20 %-yksikköä.

Pienjänniteverkon kaapelointiasteissa olevan 5–20 %-yksikön eron vaikutus siirtohintaan on pieni keskijänniteverkon hintavaikutuksiin verrattuna, maksimissaan noin 0,35 snt/kWh. Keskijänniteverkossa 20 %-yksikön ero maakaapelointiasteessa on kustannusvaikutuksiltaan merkittävä. Suurimmillaan 20 %-yksikön eron siirtohintavaikutus on 1,2 snt/kWh. Valtakunnallisesti siirtohintavaikutus olisi keskimäärin noin 0,5–0,6 snt/kWh.

5.4.2 Säävarman sähkönjakelun piirissä olevien asiakkaiden lukumäärä

24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimuksilla on vaikutusta sähkökäyttäjämääriin, jotka muutosten myötä saadaan säävarman sähkönjakelun piiriin. Kummassakin tapauksessa merkittävä osa sähkökäyttäjistä pysyy edelleen pahojen myrskyjen vaikutuspiirissä. He kokevat myrskyjen aiheuttamia sähkökatkoja, mutta niiden pituus rajautuu joko 24 tuntiin tai 36 tuntiin.

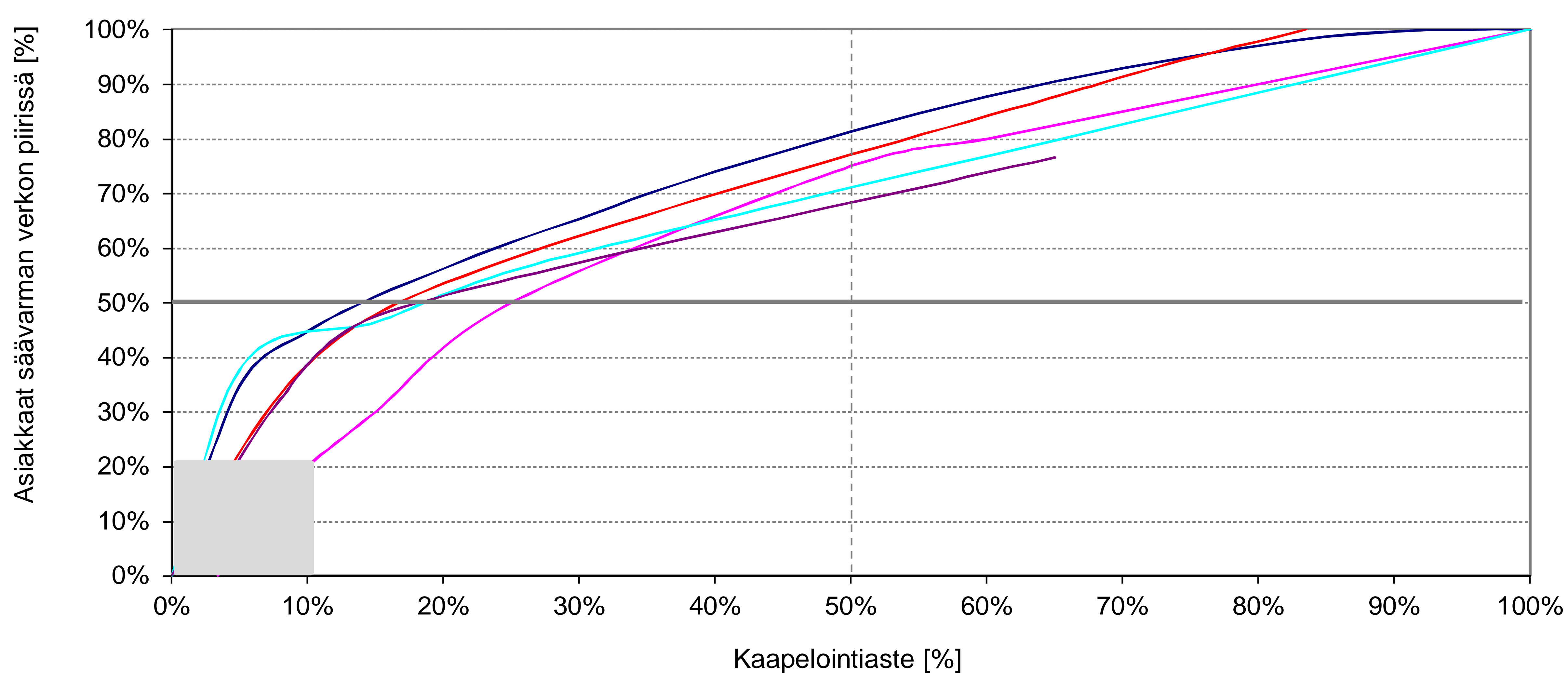
Tarkastelun kohteena olleilta verkkoyhtiöiltä on pyydetty arvioita siitä, että kuinka suuri määrä heidän asiakkaistaan saadaan säävarman verkon piiriin keskijänniteverkon kaapelointiasteen funktiona. Kuvassa 5.6 on esitetty säävarman verkon piiriin saatavissa olevien sähkökäyttäjien määrä keskijänniteverkon kaapelointiasteen funktiona keskimäärin. Kuvasta voidaan havaita, että 50 % keskijänniteverkon kaapelointiasteella 70–80 % sähkökäyttäjistä on säävarman keskijänniteverkon piirissä.

40–60 % keskijänniteverkon kaapelointiaste vastaa suurimmassa osassa verkkoja 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimusta. 24 tunnin keskeytysaikavaatimus edellyttää monissa tapauksissa noin 20 %-yksikön lisäystä kaapelointiasteessa verrattuna 36 tunnin vaatimukseen. 20 %-yksikön kaapelointiasteen lisäyksellä saadaan 10–15 % lisää asiakkaita säävarman keskijänniteverkon piiriin. Käytännössä muutokset tässä tapauksessa asiakkaille ovat seuraavat:

- 80 % asiakkaista ei tapahdu muutosta keskeytysajoissa. Heillä keskeytysajat pahojenkin myrskyjen aikana eivät muutu, heille sähkönjakelu kummassakin tapauksessa tu-

lee säävarman verkon kautta, jolloin keskeytyksiä on vähän ja kestot maksimissaan muutamia tunteja.

- 24 tunnin keskeytysaikavaatimuksen myötä 10 % uusia asiakkaita tulee säävarman verkon piiriin. Heillä keskeytysajoissa tapahtuu merkittäviä muutoksia. Maksimissaan 36 tunnin keskeytysten sijasta heillä on keskeytyksiä vain harvoin ja niiden kesto on enintään muutamia tunteja.
- loppuilla 10 % asiakkaista keskeytysten maksimikesto aika lyhenee 36 tunnista 24 tuntiin. He eivät ole säävarman verkon piirissä eli keskeytyksiä on edelleen suurin piirtein sama määrä riippumatta siitä, että onko keskeytysaika 24 tai 36 tuntia.



Kuva 5.6. Säävarman verkon piiriin saatavissa olevien sähkökäyttäjien määrä keskijänniteverkon kaapelointiasteen funktiona muutamissa esimerkkiyhtiöissä. Yhtiöiden alkupisteet on häivytetty.

5.4.3 Yhteenveto 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikatavoitteiden vaikutusanalyysistä

Edellä esitettyjen 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikatavoitteiden kustannusanalyysien ja sähkökäyttäjien käyttövarmuusmuutosten yhteenvedona voidaan todeta, että kansantaloudellisesti ei ole perusteltua pyrkiä haja-asutusalueella 24 tunnin maksimikeskeytysaikatavoitteeseen. Sähkökäyttäjien käyttövarmuuden suhteen saavutetaan lähes sama lopputulos 36 tunnin keskeytysaikavaatimuksella, jonka seurauksena 70–85 % sähkökäyttäjistä saadaan säävarman sähkönjakelun piiriin. Säävarman verkon piirissä olevilla sähkökäyttäjillä on merkittävästi vähemmän keskeytyksiä nykyiseen verrattuna ja keskeytykset ovat maksimissaan muutamia tunteja. Nämä asiakkaat ovat siten käytännössä taajamille asetetun 6 tunnin keskeytysajan piirissä.

24 tunnin keskeytysaikavaatimuksella säävarman verkon piiriin tulevien sähkökäyttäjien määrä kasvaa alueesta riippuen 5–15 %. Heillä keskeytyksiä on merkittävästi vähemmän nykyiseen verrattuna ja keskeytykset ovat lyhyitä. Vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva haitta (KAH) on ollut vuosina 2006–2010 keskimäärin 150 M€a (kaikkien verkkoyhtiöiden summa), josta kyseessä olevan noin 10 % asiakasmäärän osuus on enintään 15 M€a. Näillä asiakkailla on nykyisin keskeytyksiä keskimääräistä enemmän, mutta heidän vuosikulutuksensa on puolestaan keskimääräistä pienempi. Edellä olevan perusteella on tehty oletus 10 % KAH-osuudesta. Näillä asiakkailla 24 tunnin keskeytysaikavaatimuksella vuotuinen KAH-kustannus pienentyy murto-osaan verrattuna 36 tunnin maksimiaikatavoitteen mukaiseen KAH-kustannukseen, vähennys olisi noin 10–12 M€a.

Loppuosa eli noin 10 % sähkökäyttäjistä ei edelleenkään kuulu säävarman verkon piiriin. Heidän osaltaan keskeytysten kesto on kuitenkin rajattu 24 tuntiin 36 tunnin sijasta. Vuotuudessa KAH-kustannuksessa tapahtuvan muutoksen on arvioitu olevan noin 6-8 M€a.

24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikatavoitteiden vaatimat valtakunnalliset kokonaisinvestointimäärät ja keskimääräiset kustannusvaikutukset koko maassa siirtohintaan on esitetty taulukossa 5.7. Taulukon tulokset on laskettu olettaen, että 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimus edellyttää 50 % kaapelointiastetta keskijänniteverkossa ja 60 % kaapelointiastetta pienjänniteverkossa. Vastaavat kaapelointiasteet 24 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimuksilla on laskelmissa oletettu olevan 70 % keskijänniteverkossa ja 70 % pienjänniteverkossa. Laskelmissa käytetty noin +20 %-yksikön lisäkaapelointitarve keskijänniteverkossa ja +10 %-yksikön lisäkaapelointitarve pienjänniteverkoissa perustuvat luvun 4 tapauskohtaisiin (verkkoyhtiö, sääolosuhde) analyysihin sekä 24 h ja 36 h aikana todelliseen käytettävissä olevaan vikojen korjauskapasiteetin arviointiin.

Kustannukset on määritetty lisäkustannuksina aikavälillä 2013–2027 verrattuna tilanteeseen, jossa kaapelointia ei suoriteta ja ilmajohtoverkkoa uusitaan 45 vuoden pitoajan mukaisella tahdilla vuosina 2013–2027. Prosentuaalinen hintavaikutus sähkön kokonaishintaan on laskettu vertaamalla korotustarvetta kotitalousasiakkaan (15 snt/kWh) ja sähkölämmitysasiakkaiden (12,3 snt/kWh) keskimääräiseen sähkön kokonaishintaan 1.6.2012 (EMV:n tilastot). On syytä korostaa, että taulukon arvot ovat arvioita keskimääräisistä vaikutuksista, verkkoyhtiökohtaiset vaikutukset poikkeavat merkittävästi suuntaan ja toiseen.

Taulukko 5.7 Haja-asutusalueen 24 tunnin ja 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimukset vaikutukset investointimääriin ja sähkön hintaan.

Maksimikeskeytysaika haja-asutus-alueella, asiakkaita säävarman verkon piirissä	Investoinnit M€			Hintavaikutus	
	Keskijänniteverkko	Pienjänniteverkko	Yhteensä	siirtohint, snt/kWh	kokonaishinta %
24 h 70-85 %	4 000	1 100	5 100	+ 1,7 snt/kWh	+ 11–14 %
36 h 80-90 %	2 700	800	3 500	+ 1,2 snt/kWh	+ 8–10 %

24 tunnin maksimikeskeytysaikataavoite verrattuna 36 tunnin keskeytysaikataavoitteeseen lisää siirtohintaa maksimissaan 1,25 snt/kWh. Keskimäärin hintavaikutus olisi 0,5 snt/kWh. Neljän laskelmissa olleen yhtiön kohdalla siirtohintavaikutus on keskimäärin 0,75 snt/kWh. Asiakkaiden maksama lisähinta kokonaisuudessaan olisi noin 30–35 M€/a. Laajemman kaapeloinnin vaatima investointien kokonaismäärä olisi yhteensä noin 1 600 M€ Edellä kuvattu hyöty KAH-kustannuksissa olisi noin 15-20 M€/a. 24 tunnin maksimikeskeytysajan kustannukset suhteessa 36 tunnin maksimikeskeytysaikaan ovat siten selvästi suuremmat kuin saatavat hyödyt.

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että 36 tunnin maksimikeskeytysaikataavoite on kansantaloudellisesti selvästi 24 tunnin maksimikeskeytysaikataavoitetta kestävämpi tavoite. 24 tunnin maksimikeskeytysaikataavoitteella saatava hyöty on selvästi lisäkustannuksia pienempi. 36 tunnin maksimiaikavaatimus johtaakin jo tilanteeseen, jossa 70–85 % sähkön käyttäjistä on säävarman verkon piirissä ja heidän odotettavissa oleva maksimikeskeytysaika pahoissakin sääoloissa on muutaman tunnin tasolla. 24 tunnin maksimiaikavaatimuksen käyttöönotto toisi säävarman verkon piirin vain vähän eli 10–15 % lisää sähkönkäyttäjiä.

6 Toimitusvarmuusvaatimusten vaikutus verkonhaltijoiden taloudellisen valvonnan metodiikkaan

Keskijänniteverkon ja pienjänniteverkon nopeutettuun kaapelointiin liittyy edellä kuvattujen kustannusvaikutusten lisäksi monia muitakin haasteita, jotka ovat sidoksissa verkkoliiketoiminnan taloudelliseen regulaation ja sen toteutusmetodiikkaan.

Rahoitus

Lähtökohtana verkkoinvestointien rahoittamisessa on ollut niiden rahoitus tulorahoituksella. Riittävä ja vakaa tulonmuodostuksen verkon kehittämiseksi on ollut myös keskeinen argumentti talousvaliokunnan mietinnössä nro 56 hallituksen esityksestä sähkömarkkina-alueiksi vuonna 1994. Valiokunta on mm. todennut, että tuoton kohtuullisuuden arvioimisessa otetaan huomioon sijoituksen vähäinen riskipitoisuus, alhaiset rahoituskulut sekä laitteiston pitkä käyttöikä. Alhaiset rahoituskulut viittaavat ilmeisestikin alhaiseen korollisen vieraan pääoman määrään.

Kaapeliverkon rakentaminen on keskijänniteverkossa selvästi kalliimpaa kuin ilmajohtoverkon. Alkuvaiheessa kustannusero nykyisen verkon keskimääräiseen hintaan on noin 100 %. Ajan myötä kustannuseroa on mahdollista pienentää mm. aeraustekniikkaa ja kaapeliverkon komponentteja kehittämällä. Mutta joka tapauksessa kaapelointi on ilmajohtotekniikkaa kalliimpaa investointikustannuksiltaan. Nopeutettu investointitahti aiheuttaa rahoitushaasteen myös tilanteessa, jossa investointikustannukset ovat samalla tasolla ilmajohtoverkossa ja kaapeliverkossa (esimerkiksi pienjänniteverkossa). Nopeutetussa investointiohjelmassa vuotuiset investoinnit ovat valvontamallin liikevaihtoon hyväksymiä tasapoistoja suuremmat.

Edellä esitetyn seurauksena nopeutetun kaapeloinnin rahoittaminen tulorahoituksella ei onnistu nykyisen valvontamallin metodiikalla. Vuotuiset valvontamallin sallimat tasapoistot ovat selvästi pienemmät kuin kaapeloinnin vaatimat investointimäärät. Jos verkkoyhtiöllä on lainarahoitusta aiemmista investoinneista, korostuu em. haaste entisestään.

Tulorahoituksen ollessa riittämätön investointeihin vaihtoehtoina rahoituksessa on vieraan pääoman käyttö tai uuden oman pääoman käyttö.

Omalla pääomalla tapahtuvaa rahoitusta verkkoyhtiö voi vahvistaa lyhentämällä valvontamallissa käytettäviä teknistaloudellisia pitoaikoja. Etenkin korkeilla kaapelointiasteilla nykyisen ilmajohtoverkon teknistaloudellisen eliniän odotusarvo on lyhyt. Esimerkiksi keskijänniteverkon ilmajohtoverkoille voitaisiin käyttää 30 a tai jopa sitäkin lyhyempää (valvontamalli ei salli) pitoaikaa. Tällöin ilmajohtoverkosta kertyvä tasapoisto kasvaa ja se voitaisiin käyttää kaapelointi-investointeihin. Lyhyillä pitoajoilla myös verkosta kesken pitoajan poistuvan verkko-

omaisuuden määrä jää lyhyeksi, kun suurin osa poistuvista verkkokomponenteista on täysikäisiä.

Rahoitusongelmaa voidaan helpottaa sallimalla regulaatiossa uuden kaapeliverkon osalta poistotasona kirjanpidon SUMU-poistot. Tämä ei poista vieraan pääoman käyttötarvetta, mutta mahdollistaa vieraan pääoman takaisinmaksun 20–25 vuoden takaisinmaksuajoilla.

Investointien rahoituksen esteeksi voi muodostua myös oman pääoman pieni tuotto. Keskimääräinen painotettu (70 % omaa pääomaa, 30 % vierasta pääomaa) rahoituskustannus eli verkkotoimintaan sitoutuneelle pääomalle sallittava tuotto on vuonna 2012 4,58 %. Vuodelle 2013 vastaava tuotto 3,08 %. Alhainen uusille ja osin ennen aikaisille investoinneille saatava tuotto yhdistettynä huonosti tunnettuihin riskitekijöihin (mm. kaapeleiden pitoaika haja-asutusolosuhteissa) voi olla merkittävä haaste investointien toteuttamiselle.

Korollisen vieraan pääoman käyttöön liittyy haasteena ja liiketaloudellisena riskinä lainarahoituksen takaisinmaksuaika ja korko. Jos lainarahoituksen takaisinmaksuaika on samalla tasolla verkkokomponenttien teknistaloudellisen pitoajan kanssa eli 40–50 vuotta, lainan takaisinmaksu onnistuu valvontamallin sallimien tasapoistojen tulovirralla. Jos laina-aika on pitoaika lyhempi, kassavirtaongelma on merkittävä ja todellinen. Vaihtoehdoiksi jää lyhennysten hoitaminen lisälainalla tai oman pääoman käyttö lainan lyhennyksiin. Tällöin omistaja kuitenkin siirtää merkittävän osan tuotostaan pitkälle tulevaisuuteen.

Lainarahoituksen korkona on laskelmissa käytetty vuoden 2012 WACC-prosenttia 4,58 %. Vastaavaa korkoa on käytetty myös omalle pääomalle.

Investointien rahoitusmuotona voitaisiin käyttää myös asiakkailta kerättävää lisämaksua (ei ole mahdollinen nykyisen valvontamallin puitteissa). Lisämaksun suuruus olisi vuotuisen valvontamallin mahdollistaman kassavirran ja todellisen tarpeen välinen erotus. Lisärahoitus olisi korotonta ja sitä ei maksettaisi takaisin asiakkaille. Taseessa lisärahoitus näkyisi korottomana vieraana pääomana eikä sille saisi tuottoa. Takaisinmaksuajan ja pitoajan välinen problematiikka ei olisi ongelma tässä mallissa. Kyseessä olisi siis kaapelointihankkeen aikainen lisämaksu, joka lakkaa kaapelointitavoitteen päätettyä. Tämän rahoitusmuodon etuna on, että korkokulut eivät rasita siirtohinnoittelua. Korollisen vieraan pääoman käyttö johtaa suurilla kaapelointiasteilla tilanteeseen, jossa jopa kolmasosa kaapeliverkon kustannuksista (liiketoiminnasta) on korkokuluja.

Asiakkailta kerättävä lisämaksu näkyisi heti investointihankkeen alkaessa asiakkaille. Vastavasti lisämaksu poistuu, kun hanke päättyy. Korollisen vieraan pääoman käytön yhteydessä hinta nousee aluksi maltillisesti. Lopputulos investointihankkeen päättyessä on kummassakin

rahoitusmuodossa suurin piirtein sama. Korollisen vieraan pääoman käytössä hinta pysyy investointijakson jälkeen kuitenkin pitkään korkealla.

Käyttökelpoisen verkko-omaisuuden purkaminen

Toteutettaessa verkkoinvestointeja selvästi pitoajan mukaista rytmiä nopeammin on verkossa uusittava komponentteja, joilla on pitoaikaa vielä runsaasti jäljellä. Tällöin uuden verkko-komponentin aikaansaama kasvu verkon nykykäyttöarvossa ei vastaa sen todellista arvoa, koska sitä vähentää korvattavan komponentin nykyarvo. Toteutettaessa nopeutettu kaapelointi siten, että sen vaikutus suurhäiriöiden näkökulmasta on mahdollisimman hyvä, suuri osa investoinneista kohdistuu johtoihin, joilla on nykykäyttöarvoa jäljellä. Näin tapahtuu vaikka kaapelointiaste ei olisikaan erityisen korkea. Korkeilla kaapelointiasteilla ja nopealla aikataululla haaste edelleen korostuu. Edellä esitetyissä esimerkeissä verkosta poistuvan verkko-omaisuuden arvo vaihtelee 8–19 % laskettuna nykyverkon jälleenhankinta-arvosta. Suhteessa poistuvan verkko-omaisuuden nykykäyttöarvoon on verkon arvon menetys 25–50 %. Tästä aiheutuvia lisäkustannuksia (alaskirjauksia) ei ole otettu edellä kuvatuissa hintalaskelmissa huomioon. Kustannusvaikutus on kuitenkin merkittävä. Esimerkiksi 50 % kaapelointiasteella keski- ja pienjänniteverkoista kesken pitoajan (45 a pitoaika) poistuvien verkkokomponenttien arvo jaettuna tasaisesti 15 vuoden ajalle on noin 0,4 snt/kWh.

Käytettäessä ilmajohtoverkkojen pitoaikana olennaisesti lyhyempää pitoaikaa (30 a) nykyiseen verrattuna (40–45 a), pienenee verkosta kesken pitoajan poistuvien johtojen määrä merkittävästi. Lyhyempi pitoaika tarjoaa valvontamallin kautta myös suuremmat tasapoistot kaapeloinnin rahoittamiseen. Jos kaapelointiaste ei nouse yli 50 %, on pitkä pitoaika (40–50 vuotta) taloudellisesti järkevä vaihtoehto. Jäljelle jääviä ilmajohtoja pidetään todennäköisesti verkossa pitkään, joka puoltaa tällöin pitkien pitoaikojen käyttöä.

Ilmajohtoverkon rakentamiseen liittyvät haasteet

Edellä kuvatun mukaan 100 % kaapelointiasteen tavoittelu ei useimmissa tapauksissa ole taloudellisesti järkevä päämäärä, ainoastaan taajamissa näin on syytä tehdä. Maksimikeskeytysaika-rajat tulee saavuttaa osaksi kaapeloinnin, mutta paljolti myös tehokkaan vikojen korjausorganisaation ja ilmajohtojen hyvän kunnossapidon avulla. Ilmajohtoverkkojen selkeänä haasteena on säilyttää riittävä uudisrakennustoiminta. Jos ilmajohtoverkon rakentamisen markkina hiipuu voimakkaasti, ovat seuraukset vakavat. Korkean kaapelointiasteen saavuttaminen vie ainakin reunaehtona olevan 15 vuotta. Tänä aikana ja sen jälkeenkin on runsaasti ilmajohtoverkkoja, joiden korjaamiseen mahdollisten pienempien ja suurempien suurhäiriöiden aikana on oltava tehokkaat organisaatiot. Nämä organisaatiot ovat samoja kuin rakentajaorganisaatiot. Eli jos ilmajohtojen rakentaminen loppuu, niin samalla menetetään kustannus- ja toimintatehokkaat organisaatiot suurhäiriöiden korjaamiseen.

Taloudellisen regulaation toteutusmetodiikkaan liittyvät muutostarpeet

Kolmannelle valvontajaksolle 2012–2015 vahvistettu regulaatiomalli sisältää monia haasteita nopeutetun maakaapeloinnin toteuttamiselle. Regulaatiomalli itsessään sallii verkkoyhtiölle voimakkaankin investointitason, mutta ongelmat liittyvät edellä kuvattuihin seikkoihin eli rahoitukseen ja ali-ikäisenä verkosta poistettavan verkko-omaisuuden arvoon. Samoin verkkoyhtiöille asetetut tehostamisvelvoitteet ovat haaste. Tehostamisen kohteena olevia operatiivisia kuluja ja keskeytyskustannuksia voidaan merkittävästi pienentää mm. kaapeloinnin avulla. Saavutettavia säästöjä ei voi kuitenkaan kohdentaa esimerkiksi kaapelointikustannuksiin, koska tehostamistavoite velvoittaa pienentämään liikevaihtoa.

Taloudellisen valvonnan mekanismeihin sisältyy kaapeloinnin osalta hintaeroosioriski. Kaapelointitekniikan kehittyessä yksikköhinnat laskevat ja tämän seurauksena myös tasapoistojen ja sallitun tuoton määrä pienentyvät. Jos rahoitus on tehty korollisella vieraalla pääomalla, pysyvät lainan lyhennykset ja korko ennallaan. Omistajien näkökulmasta tämä on todellinen ja merkittävä riski, joka vähentää kiinnostusta vieraan pääoman käyttöön, jos toimintaan osoitettu omalle pääomalle ei saa riskiä vastaavaa tuottoa.

Taloudellisen valvonnan metodiikkaa olisi kehitettävä ainakin seuraaviin asioihin liittyen, kun tavoitteena on selvästi normaalirytmisiä nopeampi keskijännite- ja pienjänniteverkkojen kaapelointi.

- Kesken pitoajan verkosta poistuvan verkko-omaisuuden arvon korvaus; Tämä voitaisiin tehdä esim. siten, että kaapeloinnin takia verkosta liian aikaisin poistettavan verkko-omaisuuden nykykäyttöarvo hyväksytään siirtotariffiin sisältyväksi kuluksi. Tämä on yksiselitteisesti laskettavissa, koska kaikkien johtojen ikätieto on nykyisin olemassa.
- Vieraan pääomanhankinta; olisi hyvä luoda yhteinen mekanismi, jolla investointeihin saadaan pitkäaikaista vierasta pääomaa kohtuullisella korolla, jos pääomitus tehdään pääosin korollisella vieraalla pääomalla
- Tehostamisvelvoitteen lieventäminen; verkkoyhtiöiden operatiivisiin kustannuksiin ja keskeytyskustannusten puolikkaaseen kohdistuvaa tehostamisvelvoitetta tulisi lieventää siten, että kaapeloinnilla saavutettavat säästöt voidaan kokonaisuudessaan kohdistaa verkkoinvestointien rahoittamiseen
- Ennakoiva siirtohintojen korotus; korollisen vieraan pääoman määrää voitaisiin vähentää, jos kaapeloinnin aiheuttamaa hintojen korotusta voisi toteuttaa ennakoivasti. Tällöin asiakkailta kerättäisiin vuosittain investointeihin tarvittava rahamäärä ja tämä näkyisi myöhemmin alempana hintatasona verrattuna tilanteeseen, jossa rahoitus hoidetaan korollisella vieraalla pääomalla.

- Hintaeroosioriskin vähentäminen; kaapeloinnin hintaeroosioriskiä voitaisiin vähentää esim. käyttämällä SUMU-poistoja tasapoistojen sijasta.
- Vieraan pääoman takaisinmaksuajan ja pitoaikojen kohtaavuus; SUMU-poistojen käyttö taloudellisen valvonnan poistoina helpottaisi myös vieraan pääoman takaisinmaksuajan ja poistoajan kohtaavuutta.

7 Johtopäätökset

Tutkimushankkeen johtopäätökset voidaan kiteyttää seuraavasti:

- 6 tunnin maksimikeskeytysaika taajamissa johtaa käytännössä 100 % maakaapelointiin keski- ja pienjänniteverkoissa
- 24 tunnin tai 36 tunnin maksimikeskeytysaika haja-asutusalueiden sähköjakeluverkoissa edellyttää merkittävää maakaapelointia sekä keski- ja pienjänniteverkoissa
- Tehokkain tapa vuoden 2019 tavoitteen (50 % verkkoyhtiön sähkökäyttäjistä on toimitusvarmuusrajojen puitteissa) saavuttamiseksi on kaapeloida keskijänniteverkkoa vyöryttämällä lähtien sähköasemilta ja eristäen kaapeliverkon takana oleva ilmajohtoverkko maakaapeliverkosta maastokatkaisijalla.
- Alkuvaiheessa kaapelointi tapahtuu pääasiassa taajamissa. Tällöin kaapeloinnin kustannukset ovat suuremmat kuin tässä raportissa käytetyt kustannukset, jotka kuvaavat myöhemmässä vaiheessa tapahtuvaa haja-asutusalueiden kaapelointia.
- Kaapelointi kohdistuu vyörytysmallissa suurelta osin pitoaikaa nuorempiin ilmajohtoihin. Samalla myöhemmässä vaiheessa kaapeloinnin kohteeksi tulevat ilmajohtoverkot ikääntyvät osin yli-ikäisiksi, joka aiheuttaa niiden kunnossapitokustannusten kasvua.
- Toteuttamalla kaapelointi edellä kuvatulla tavalla voidaan säävarman keskijänniteverkon piiriin saada 70–85 % sähkökäyttäjistä 40–50 % maakaapelointiasteella. Tällöin 70–85 % sähkökäyttäjistä on käytännössä 6 tunnin maksimikeskeytysajan piirissä. Loppuosalla sähkön käyttäjistä maksimikeskeytysaika on 36 tuntia.
- Lisäämällä keskijänniteverkon kaapelointi-astetta 5–20 %-yksikköä voidaan kaikilla sähkökäyttäjillä saavuttaa 24 tunnin maksimikeskeytysaika. Tällöin 6 tunnin maksimikeskeytysajan puitteissa on 80–90 % sähkökäyttäjistä
- Johtopäätöksenä voidaan todeta, että kansantaloudellisesti 36 tunnin maksimikeskeytysaika haja-asutusalueen sähköjakeluverkoissa on selvästi 24 tunnin maksimikeskeytysaikaa taloudellisempi ja kestävämpi toimintamalli. Perusteluna johtopäätökselle voidaan esittää seuraavaa:
 - 36 tunnin maksimikeskeytysaika johtaa niin laajaan maakaapelointiin, että 70–85 % sähkökäyttäjistä saadaan käytännössä 6 tunnin keskeytysajan piiriin.

Maksimissaan 36 tunnin keskeytyksiä kokee siten vain 15–30 % haja-asutusalueiden sähkökäyttäjistä.

- pienentämällä maksimikeskeytysaika 24 tuntiin kasvaa 6 tunnin keskeytysajan piirissä olevien sähkökäyttäjien määrä noin 10 %, ollen yhteensä noin 80–90 % sähkökäyttäjistä. Muutos on pieni suhteessa kustannuksiin. Lisäinvestointikustannus olisi valtakunnallisesti noin 1 600 M€ Vuotuinen sähkökäyttäjien maksama siirtomaksu kasvaa noin 0,5 snt/kWh ja sähkölaskujen kokonaissumma kasvaa noin 30–35 M€/a. Keskeytyskustannuksissa saatava vuotuinen hyöty olisi 15–20 M€/a.
- 24 ensimmäisen tunnin aikana suurhäiriön alkuhetkestä merkittävä osa viankorjaukseen käytettävissä olevasta ajasta menee ensin vikojen rajaamiseen (1–4 h) ja loppuvaiheessa 16 tunnin työvuoron jälkeen lepoon. Tehollinen vikojen korjaukseen käytettävissä työaika on noin 12–17 h/työntekijä. 36 tunnin aikana tehollinen kasvaa suhteellisesti merkittävästi. Lepoajan jälkeen on käytettävissä vikojen korjaukseen käytännössä kokonaan +12 tuntia. Tehollinen vikojen korjaukseen käytettävissä oleva työaika on tällöin 24–27 tuntia/työntekijä.
- 24 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimus johtaa monissa verkkoyhtiöissä merkittävän korkeisiin kaapelointiasteisiin. Käytännössä ilmajohtorakentaminen loppuisi lähes kokonaan. Tämän seurauksena ilmajohtorakentamisen markkinat hiipuvat ja rapautuvat. Samalla rapautuu muutosvaiheen aikana vikojen korjaukseen käytettävissä oleva korjausorganisaatio. Lopulta ollaan tilanteessa, jossa kaapelointi on vietävä käytännössä 100 % tasolle.
- 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimus johtaa pienempään määrään kiihdytettyjä investointeja. Tämä näkyy pienempänä verkkoyhtiöiden velkaantumisena ja vieraan pääoman korkoina.
- 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimuksella ennenaikaisesti nykyisistä verkoista poistuvien verkkokomponenttien määrä on pienempi verrattuna 24 tunnin maksimikeskeytysaikaan.
- kokonaisuudessaan 36 tunnin maksimikeskeytysaikavaatimus edellyttää verkkoyhtiöiltä noin 3,5 Mrd €n lisäinvestointeja vuosina 2013–2027. Keskimääräinen siirtohintojen korotustarve on noin 1,2 snt/kWh, joka tarkoittaa 8–10 % korotusta sähkön kokonaishinnassa sähkölämmitys- ja kotitalousasiakkailta.
- Kaapeloinnin aiheuttama siirtohintojen korotuspaine poikkeaa merkittävästi eri verkkoyhtiöissä. Suurimmillaan korotustarve on useita snt/kWh ja pienimmillään lähes

nolla. Korotuspaine riippuu ennen kaikkea verkkoyhtiön ilmajohtojen määrän ja asiakkaiden käyttämän energiamäärän suhteesta. Kehitys kasvattaa eri verkkoyhtiöiden toimintaolosuhde-eroista johtuvia eroja siirtohinnoissa.

- Toimitusvarmuusvaatimusten saavuttaminen edellyttää verkkoyhtiöiltä selvästi normaalia suurempia investointimääriä nopeutetussa aikataulussa. Tämä aiheuttaa kehitystarpeita nykyiseen taloudellisen valvonnan metodiikkaan.
- Vakiokorvausmenettelyyn liittyvät muutosesitykset lisäävät siirtymävaiheessa verkkoyhtiöiden taloudellista riskiä merkittävästi etenkin pienen verkkoyhtiöiden kohdalla. Kaapelointiasteen noustessa riski pienentyy olennaisesti.

Lähdeluettelo

Brown, R.E. 2009. Electric Power Distribution Reliability. Boca Raton, FL: SRS Press, Taylor & Francis Group.

Energiamarkkinavirasto, 2010, verkkoyhtiöiden tekniset tunnusluvut.

Kaipia T., Lassila J., Partanen J. A Cost Analysis Method for Storm Caused Extensive Outages in Distribution Networks. CIRED 2007, International Conference on Electricity Distribution. Vienna, Austria 2007.

Lassila, J. Strategic Development of Electricity Distribution Networks – Concept and Methods, 2009, Acta Universitatis, Lappeenrantaensis, Lappeenranta University of Technology, ISSN 1456-4491, ISBN 978-952-214-872-8, 978-952-214-873-5 (PDF).

MTK,myrskytuhot,

http://www.mtk.fi/metsa/ajankohtaista/metsauutiset/metsauutiset_2012/fi_FI/myrskytuhot/

Onnettomuustutkintakeskus, Heinä-elokuun 2010 rajuilmat, Tutkintaselostus S2/2010Y, Onnettomuustutkintakeskus, ISBN 978-951-836-316-6, ISSN 1797-2108.

Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Järventausta, P., Strandén, J., Mäkinen, A. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto, Energiateollisuus ry:n tilaama tutkimusraportti, 2010.

Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Matikainen, M., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Pylvänäinen, J. ja Nurmi, V-P. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallistentavoitteiden kustannusvaikutukset. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto, Kauppa- ja teollisuusministeriön tilaustutkimusraportti, 2006.

Verho P., Strandén J., Nurmi V-P., Mäkinen A., Järventausta P., Hagqvist O., Partanen J., Lassila J., Kaipia T., Honkapuro S. Nykyisen valvontamallin arviointi - suurhäiriöriski Verho 2010. Energiamarkkinavirasto: Selvitysprojekti koskien Tiekartta 2020 -hankkeen osaprojektia.