

SÄHKÖNJAKELUN TOIMITUSVARMUUDEN KRITEERISTÖ JA TAVOITETASOT



Alkusanat

Tässä raportissa esitetään Energiateollisuus ry:n tilaaman 'Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot' –projektin tulokset. Tutkimustyön ovat toteuttaneet yhteistyössä Lappeenrannan teknillisen yliopiston LUT Energia laitos ja Tampereen teknillisen yliopiston Sähköenergiatekniikan laitos. Hankkeen sopimusosapuolena toimi LUT:n ja TTY:n yhteisesti omistama tutkimustöiden organisointia ja koordinoitua toteuttava Energiatutkimus SER Oy. Hankkeen vastuullisena johtajana toimi professori Jarmo Partanen. Hankkeen toteuttamiseen osallistuivat seuraavat henkilöt:

Lappeenrannan teknillinen yliopisto

- Professori Jarmo Partanen, hankkeen vastuullinen johtaja
- Professori ma. Samuli Honkapuro
- Tutkija Jukka Lassila, hankkeen projektipäällikkö
- Tutkija Tero Kaipia

Tampereen teknillinen yliopisto

- Professori Pekka Verho
- Professori Pertti Järventausta
- Tutkija Janne Strandén
- Tutkija Antti Mäkinen

Lappeenrannassa ja Tampereella 13.4.2010

Jarmo Partanen

Pekka Verho

Sisällysluettelo

1	Tavoitteet ja menetelmät	4
2	Toimitusvarmuuskriteeristö, tiivistelmä.....	5
3	Periaatteet ja reunaehdot	8
3.1	Sähkönjakelun luotettavuuden arviointi, nykytila.....	10
3.2	Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut.....	13
3.2.1	SAIFI, SAIDI, CAIDI, MAIFI.....	13
3.2.2	Muut keskimääräistä toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut.....	14
3.2.3	Keskeytyskustannukset	16
3.2.4	CDI (Customer Dissatisfaction Index).....	16
3.3	Keskeytyksiä kuvaavat tunnusluvut Suomessa ja niiden tilastointi.....	17
3.4	Tilastoja tunnuslukujen jakaumista; saatavuus, käytettävyys	18
3.4.1	Suurhäiriöt ja vakiokorvaukset.....	18
3.4.2	Vikakeskeytysten aiheuttamien keskeytysaikojen jakautuminen	19
4	Vaatimuksia toimitusvarmuuskriteeristön käytännön toteutukselle.....	21
4.1	Maakuntakaava.....	21
4.2	Pelastustoimen riskialueluokittelu.....	22
4.3	CLC Maanpeittoaineisto	24
4.4	Aluejaottelun käytännön toteuttaminen	26
5	Metodiikkaa tunnuslukujen pienentämiseksi ja tavoitearvojen saavuttamiseksi....	27
5.1	Vikojen määrä	27
5.1.1	Kaapelointi	27
5.1.2	Tienvarteen rakentaminen	27
5.1.3	Päällystetty avojohto (PAS)	27
5.1.4	Maastokatkaisijat.....	28
5.1.5	1000 V sähkönjakelu.....	28
5.1.6	Maasulkuvirran sammutus	28
5.1.7	Kunnonhallinta	29
5.2	Kytkentäajat (vian erotusajat)	29
5.2.1	Valvomoautomaatio	30
5.2.2	Kauko-ohjattavat erottimet.....	30
5.3	Vikojen korjausajat	30
5.3.1	Varayhteyksien rakentaminen	30
5.3.2	Varavoima	31
5.3.3	Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa	31
5.4	Yleisesti sähkön laadun parantamiskeinoja.....	32

6	Analyysi kriteeristön tavoitetasojen saavutettavuudesta	36
6.1	Esimerkkiverkko I.....	36
6.1.1	Lähtökohdat.....	36
6.1.2	Keskeytysaika- ja jälleenkytkentätilastojen tarkastelu.....	36
6.1.3	Luotettavuuslaskennan ja tilastojen vertailua	39
6.1.4	Kehittämistoimenpiteiden vaikutusten arviointi	43
6.1.5	Kehittämistoimenpiteiden vaikutukset.....	44
6.1.6	Kustannustarkastelut	47
6.2	Esimerkkiverkko II.....	49
6.2.1	Eri tavoitetasojen vaikutukset sähköjakelun kustannuksiin ja hinnoitteluun.....	54
7	Ehdotus toimitusvarmuuskriteeristöksi.....	57
7.1	Kriteeristön tavoitetasot	57
7.2	Tavoitearvojen määrittäminen eri alueille	58
7.2.1	City; vikakeskeytysten kokonaiskesto-aika enintään 1 h/a, ei lyhyitä katkoja.....	58
7.2.2	Taajama, vikakeskeytysten kokonaiskesto-aika enintään 3 h/a, enintään 10 kpl/a lyhyitä katkoja.....	59
7.2.3	Maaseutu, vikakeskeytysten kokonaiskesto-aika enintään 6 h/a, lyhyitä katkoja enintään 60 kpl/a	60

1 Tavoitteet ja menetelmät

Tutkimushankkeen tavoitteena on määrittää tavoitetasot seuraaville tunnusluvuille:

- asiakkaan vuoden aikana kokemien **vikakeskeytysten kokonaiskesto**, h/a
- asiakkaan kokemien **lyhyiden keskeytysten lukumäärät**, kpl/a

Toimitusvarmuuskriteeristöhankeksen yleisenä tavoitteena on verkkopalveluiden kehittäminen ja toimialan maineen parantaminen. Toimitusvarmuuskriteerit ovat ensisijaisesti verkkoyhtiön suunnittelukriteerejä, joiden pohjalta verkkoyhtiöt voivat laatia omat asiakaslupauksensa. Verkkoyhtiöt päättävät itse omat asiakaslupauksensa. Tavoitteena on, että toimitusvarmuuskriteerit ovat johdonmukaisia viranomaisten valvontajärjestelmien kanssa eli mahdollinen päällekkäisyys tai ristiriitaisuus on pyritty eliminoimaan kriteeristöä laadittaessa.

Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteena on taata sähkökäyttäjille riittävä sähkön toimitusvarmuus myös tilanteissa, joissa taloudellisen regulaation toimitusvarmuuskannusteet ja sanktiot eivät ole riittävä peruste toimitusvarmuuden kannalta tarpeellisten investointien tai organisatoristen toimenpiteiden toteuttamiselle. Pääperiaate on, että käytännössä suurin osa toimitusvarmuuden kehittämistoimista toteutuu taloudellisen regulaation pohjalta. Toisaalta toimitusvarmuuskriteeristön määrittelyn tavoitteena on ollut löytää tavoitetasot, jotka ovat realistisia mutta haasteellisia ja siten ohjaavat verkon käyttövarmuuden kehittymistä. Uutena näkökohtana kriteeristön määrittelyssä on ollut alueellisen näkökulman mukaan ottaminen. Käytännössä tämä tarkoittaa, että toimitusvarmuuskriteeristön tavoitearvojen määrittelyssä otetaan huomioon yhteiskunnan kannalta kriittisten tai tarpeellisten toimintojen vaatimukset.

Toimitusvarmuuskriteeristön ja sähkötoimituksen luotettavuuden yleisten tavoitetasojen määrittelyssä on hyödynnetty tutkimusraportissa ”*Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettävien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset*”(Partanen 2006) käytettyjä menetelmiä ja raportissa esitettyjä tuloksia.

2 Toimitusvarmuuskriteeristö, tiivistelmä

Seuraavassa on esitetty tutkimushankkeen keskeiset tulokset tiivistettynä. Myöhemmissä luvuissa on esitetty taustoja ja perusteita esitetyille tuloksille.

Toimitusvarmuuskriteeristö koskee sähkönjakeluverkoissa tapahtuneiden vikojen aiheuttamia keskeytyksiä. Jakeluverkolla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköasemien, keskijänniteverkkojen ja pienjänniteverkkojen muodostamaa kokonaisuutta. Sähköasemilla rajana on päämuuntajan yläjänniteliityntäpiste.

Toimitusvarmuuskriteeristö pohjautuu aluejaotteluun. Alueita ovat city, taajama ja maaseutu. Jokainen asiakas määritetään kuuluvaksi johonkin em. alueista. Alueiden perusmäärittely tehdään CLC-kartta-aineistoa (Corine Land Cover, tarkempi kuvaus luvussa 4.3) ja kaavatietoja hyödyntäen. Verkkoyhtiö tekee lopulliset määritykset ja rajaukset alueista.

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. Esimerkiksi 20/0.4 kV jakelumuuntajan vaurio johtaa poikkeuksetta yli 3 tunnin keskeytykseen sen jakelualueella oleville sähkönkäyttäjille, mutta tällaisia tilanteita tapahtuu normaalisti hyvin harvoin samalla asiakkaalle. Suunnit-

telukriteeristö suositetaan otettavaksi käyttöön välittömästi. **Näin tavoitearvojen mukainen tilanne voidaan saavuttaa vuoteen 2030 mennessä.**

Toimitusvarmuuskriteeristön toteutumista seurataan tilastoinnilla. Ensinnäkin jokaiselle sähkökäyttäjälle suositellaan toimitettavaksi vuosittain sähkön toimitusvarmuusraportti, jossa esitetään edellä kuvatut tunnusluvut hänen osaltaan. Toimitusvarmuusraportti toimitetaan asiakkaalle osana muuta asiakasraportointia. Menettely otetaan käyttöön, kun järjestelmät sen mahdollistavat. Toiseksi jokainen verkkoyhtiö laatii tilastot, joissa esitetään jakauma verkkoyhtiön asiakkaiden kokemien vikakeskeytysten kokonaiskestosta ja lyhyiden keskeytysten määrästä. Kolmanneksi verkkoyhtiö laatii tilastot, joissa esitetään lukumäärät asiakkaistaan, joilla tavoitearvot ovat kolmen vuoden aikajaksolla ylittyneet 0, 1, 2 ja 3 kertaa. Edellä kuvatut tilastot julkisia. Tiedot kerätään ET:n keräämän käyttövarmuustilastoinnin yhteydessä.

Toimitusvarmuuskriteeristön vaikutusmekanismi on kaksivaiheinen. **Suunnittelukriteerinä tavoitetasojen vaikutus alkaa välittömästi.** Muutokset ovat kuitenkin hitaita. Toisessa portaassa **julkisten tilastojen kautta verkkoyhtiöiden välille syntyy vertailua ja kilvoittelua-kin.** Tavoitearvojen useita kertoja ylittäneiden asiakkaiden yhteenvetolistat yhdessä muiden verkkoliiketoimintaan liittyvien tunnuslukujen kanssa voivat toimia tarvittaessa työkaluna myös sähkömarkkinalaissa vaadittua verkkojen kehittämisvelvoitetta arvioitaessa.

On hyvä tiedostaa, että **toimitusvarmuuskriteeristö ohjaa verkon luotettavuuden parantamiseksi tehtyjä investointeja yksittäisen asiakkaan näkökulmasta.** Keskimääräisiä käyttövarmuutta ja luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja ja kannustimia hyödyntämällä ja seuraamalla voidaan kehittää sähkönjakelujärjestelmää kokonaisuutena, mutta ne eivät takaa yksittäisen asiakkaan toimitusvarmuustasoa.

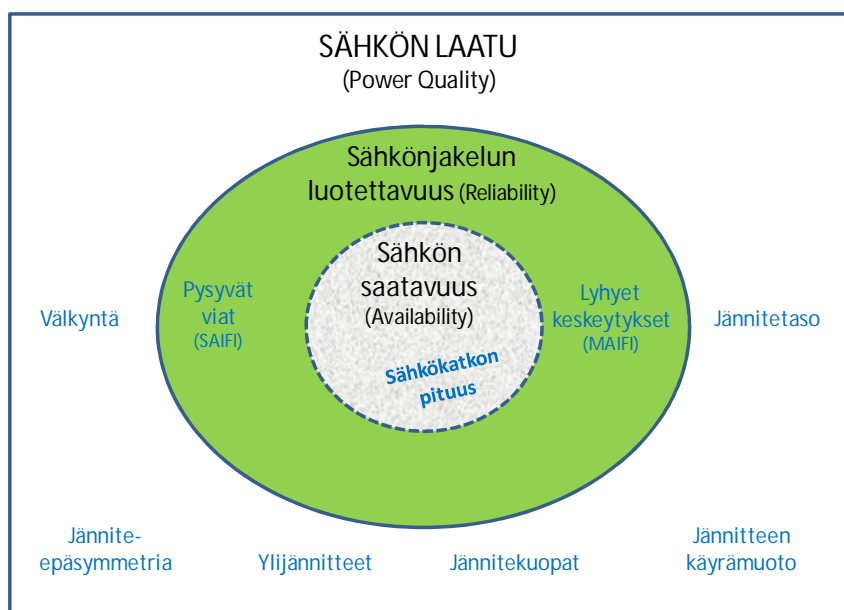
Toimitusvarmuuskriteeristön käytännön toteuttaminen edellyttää ainakin seuraavien periaatteiden toteuttamista ja asioiden perusteellista selvittämistä/kehittämistä.

- CLC-aineiston soveltuvuus aluejaottelun pohjaksi on selvitettävä tarkemmin. On tärkeätä, että aineiston käyttö on joustavaa ja helposti päivitettävää. Kaava-aineiston soveltaminen osaksi CLC-aineiston käyttöä on myös testattava.
- Tietojärjestelmätoimittajien ja verkkoyhtiöiden keskinäisenä hankkeena on laadittava peruskuvaukset toimitusvarmuuskriteeristöön liittyvien asiakaskohtaisten raporttien ja tilastojen aikaansaamiseksi viimeistään v. 2016, jolloin kattava ja luotettava tilastointi v. 2020 on mahdollista.
 - Välitavoitteena on saada kunkin verkkoyhtiön asiakkaiden vuotuiset keskeytysajat ja määrät verkkoyhtiöiden omaan käyttöön mahdollisimman nopeasti. Tietoja tarvitaan verkostosuunnittelun tueksi.

- Alkuvaiheessa tilastointi voi rajoittua vain keskijänniteverkon vikakeskeytyksiin, mutta AMR-järjestelmiä käyttöönotettaessa tulee huolehtia siitä, että pienjänniteverkon keskeytystilastointi saatetaan samalle tasolle kuin keskijänniteverkon keskeytystilastointi
- Toimitusvarmuuskriteeristö on otettava käyttöön valtakunnallisesti ja kaikkien verkkoyhtiöiden on oltava aktiivisia alusta alkaen. Valtakunnallisen päätöksen jälkeen kriteeristön ja siihen liittyvän aluejaottelun käyttöönotosta on ensin informoitava valtakunnallisella tasolla esim. ET:n toimesta, jonka jälkeen kukin verkkoyhtiö voi informoida asiasta tarkemmin omia asiakkaitaan.
- Jatkossa on syytä pohtia myös työkeskeytysten mukaan ottamista kriteeristön piiriin. Sähkökäyttäjien näkökulmasta vika- ja työkeskeytyksien aiheuttama haitta ei ole samanarvoinen. Etukäteen ilmoitettavien työkeskeytysten haitta on ennakoimattomia keskeytyksiä pienempi. Työkeskeytysten mukaan ottaminen voi edellyttää tavoitearvojen tarkistamista.
- Verkkoyhtiöiden on pohdittava kriteeristön vaikutus verkostostrategioihinsa. Esim. taajama-alueilla oleva vaatimus keskeytysten alle 3 tunnin kokonaiskestosta edellyttää useimmissa tapauksissa taajamalähtöjen erottamista omiksi lähdöikseen ja 'säätämää' verkkoa, joka käytännössä on joko maakaapeli- tai PAS-verkko.

3 Periaatteet ja reunaehdot

Sähkönjakelun luotettavuutta, verkkojen käyttövarmuutta ja luotettavuutta on seurattu ja käytetty verkostosuunnittelussa reunaehtona erilaisten tunnuslukujen muodossa jo pitkään. Sähkönjakelun luotettavuus ja toimitusvarmuus ovat keskeisiä osia määritettäessä sähköntoimituksen laatua. Sähkönjakelun luotettavuudella tarkoitetaan jakeluinfrastruktuurin kykyä siirtää luotettavasti sähköä tuottajalta käyttäjälle. Sähkönkäyttäjän näkökulmasta sähkönjakelun luotettavuudesta ja laadusta vastaavat jakeluverkkoyhtiöt. Sähkön laatuun ja sähkönjakelun luotettavuuteen liittyviä tekijöitä on havainnollistettu kuvassa 3.1.

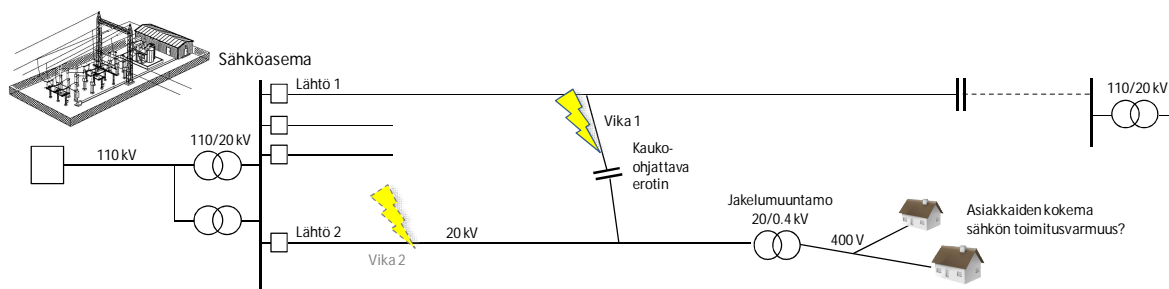


Kuva 3.1. Sähkön laadun osatekijät.

Puhuttaessa sähkönjakelun luotettavuudesta esiin nousevat termit käyttövarmuus ja toimitusvarmuus. Lähteestä riippuen käyttövarmuutta pidetään usein synonyyminä luotettavuudelle tai osana luotettavuutta. Verkon luotettavuus ja käyttövarmuus eivät kuitenkaan ole toistensa eivätkä sähkönjakelun luotettavuuden synonyymejä. Sähkönjakelun luotettavuus syntyy verkon käyttövarmuudesta ja verkon luotettavuudesta. Sähkönjakelun luotettavuus kuvaa keskimääräistä sähköntoimituksen varmuutta, josta ei yksin voida tehdä päätelmiä verkon käyttövarmuuden tai luotettavuuden perusteella.

Sähköverkon luotettavuudella tarkoitetaan todennäköisyyttä, jolla se toteuttaa riittävästi sille asetetut toiminnallisuudet asetetussa ajassa ja vallitsevissa olosuhteissa. Sähköverkon käyttövarmuudella puolestaan tarkoitetaan verkon kykyä täyttää siltä vaadittu toiminto vaaditulla ajanhetkellä ja aikavälillä vallitsevissa olosuhteissa. Sähköverkon käyttövarmuus kuvaa siis verkolle asetettujen toiminnallisuuksien toteutettavuutta, eli järjestelmän käytettävyyttä, ja verkon luotettavuus näiden toiminnallisuuksien toteutumisen todennäköisyyttä, eli järjestel-

män toimintavarmuutta. Kun jakeluverkon perustoiminnallisuus on sähkön toimitus käyttäjille, voidaan sen käyttövarmuutta parantaa kaikilla sellaisilla keinoilla, jotka mahdollistavat sähkönjakelun jatkumisen, vaikka jokin osa verkosta ei toimisikaan sille tarkoitetulla tavalla. Järjestelmän, eli verkon, luotettavuutta voidaan puolestaan parantaa sellaisilla keinoilla jotka vähentävät järjestelmän osien toimintavirheiden määrää. Järjestelmätasolla kaikki käyttövarmuutta parantavat muutokset eivät välttämättä paranna järjestelmän luotettavuutta. Käyttövarmuuden parantamiskeinot parantavat kuitenkin aina sähkönjakelun luotettavuutta, eli keskimääräistä toimitusvarmuutta, ja tyypillisesti samoilla ratkaisuilla pyritään vaikuttamaan myös verkon luotettavuuteen. Kuvassa 3.2 on havainnollistettu verkon käyttövarmuuden ja sähkön toimitusvarmuuden käsitteitä.



Sähkönjakelujärjestelmän käyttövarmuus: Esimerkiverkon käyttövarmuutta on parannettu mm. rakentamalla rengasyhteys johtolähtöjen ja toisen sähköaseman välille. Järjestelmän käyttövarmuus heikkenee vian 1 seurauksena, koska kyseinen johtolähti ei ole vian aikana käytettävissä varayhteytenä.

Asiakkaiden kokema sähkön toimitusvarmuus ei kuitenkaan välttämättä heikkene vian 1 seurauksena. Mikäli kuitenkin lähtö 2 vioittuu samanaikaisesti (vika 2), näkyy verkon käyttövarmuuden heikkeneminen myös asiakkaiden kokemassa sähkön toimitusvarmuudessa.

Kuva 3.2. Verkon käyttövarmuus ja sähkön toimitusvarmuus.

Sähkönjakeluverkon käyttövarmuutta voidaan parantaa sekä verkkoteknisin että organisatorisin toimin. **Sähkönjakeluverkon** luotettavuuden parantaminen puolestaan edellyttää joko verkostoinvestointeja tai kunnossapidon lisäämistä. Karkeasti jakaen voidaan ajatella, että verkon luotettavuus paranee vikojen määrää pienentämällä ja käyttövarmuus paranee vikojen vaikutusalueen tehokkaalla rajauksella. Verkon käyttövarmuus paranee siten käytännössä aina kun verkon luotettavuus paranee, mutta verkon luotettavuus ei parane välttämättä aina kun käyttövarmuus paranee. Esimerkiksi erottimien kytkentäaikojen lyhentäminen parantaa verkon käyttövarmuutta, muttei muuta verkon luotettavuutta. Vastaavasti johtokatuja raivaus parantaa verkon luotettavuutta sekä käyttövarmuutta. Kokonaisuutena molemmat toiminnot parantavat **sähkönjakelun** luotettavuutta ja siten ainakin joidenkin asiakkaiden kokemaa sähkön toimitusvarmuutta.

Verkon luotettavuutta parannetaan esimerkiksi vaihtamalla ilmajohtoja maakaapeleiksi, siirtämällä johtoja pois metsäisiltä alueilta teiden varsille sekä korvaamalla avojohtoja päällystetyillä johdoilla. Verkon käyttövarmuutta voidaan edellisten toimien lisäksi parantaa edelleen lisäämällä verkoston automaatiota, lisäämällä rengasyhteyksiä, lisäämällä suojausalueita sekä tehostamalla vianrajaus- ja korjausorganisaation toimintaa.

Sähkön toimitusvarmuus riippuu sekä jakeluverkon käyttövarmuudesta että luotettavuudesta. Toimitusvarmuus kuvaa verkon käytettävyyttä ja toimintavarmuutta, eli sähkönjakelun luotettavuutta, sähkökäyttäjän näkökulmasta. Sähkön toimitusvarmuuden parantaminen edellyttää joko verkon käyttövarmuuden tai verkon luotettavuuden tai molempien parantamista. Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat asiakaslähtöiset luotettavuusindeksit (SAIFI, SAIDI, CAIDI, MAIFI, ASAI) ja asiakkaan kokemaa haittaa kuvaavat keskeytyskustannukset kertovat verkkoalueen sähkönjakelun keskimääräisestä toimitusvarmuudesta. Itse toimitusvarmuus käsitteessä asiakkaan näkökulma on kuitenkin keskimääräistä vahvemmin esillä. Toimitusvarmuus kertoo asiakkaan kokemasta sähkötoimituksen saatavuudesta.

Sähkön käyttäjän näkökulmasta toimitusvarmuus riippuu siitä kuinka pitkiä aikoja sähköverkkopalvelua ei ole saatavissa ja kuinka usein näin tapahtuu. Asiakaskeskeytysten pituus ja lukumäärä ovat tilastollisesti jakautuneita suureita. Yksittäisellä asiakkaalla keskeytysten määrä ja keskeytysaika voivat vaihdella suuresti vuosittain. Silti verkkoalueen sähkönjakelun luotettavuus, eli keskimääräinen toimitusvarmuus, voi pysyä lähes muuttumattomalla tasolla. Sellainen toiminto, joka tehokkaasti parantaa sähkönjakelun luotettavuutta sekä keskimääräistä toimitusvarmuutta, ei välttämättä vaikuta juuri ollenkaan jonkin yksittäisen asiakkaan kokemaan sähkön toimitusvarmuuteen. Haluttaessa tarkastella todellista toimitusvarmuutta esim. verkostosuunnittelussa, on oltava perillä keskeytysaikojen ja määrien keskimääräisten arvojen lisäksi niiden hajonnasta sekä keskeytysaika ja -määräjakaumien muodosta. Yksittäisen asiakkaan keskimääräisenkin toimitusvarmuuden huomiointi verkostosuunnittelussa ohjaa toimenpiteitä myös sellaisiin kohteisiin, joihin niitä ei sähkönjakelun keskimääräisen luotettavuuden näkökulmasta ole kannattavaa kohdistaa.

Yksittäisen asiakkaan kokema sähkön toimitusvarmuus on oleellinen osa verkkopalvelun laatua.

3.1 Sähkönjakelun luotettavuuden arviointi, nykytila

Sähkömarkkinalaki otti alun alkaen kantaa sähkön laatukysymyksiin hyvin yleisellä tasolla. Lain 9 §:ssä todetaan, että verkonhaltijan tulee osaltaan turvata riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkaille, mikä lain perustelujen mukaan tarkoittaa muun muassa sitä, että verkonhaltijan tulisi pitää verkon käyttövarmuus yleisesti hyväksyttävällä tasolla. Lain perusteluissa todetaan lisäksi, että sähkön laatu ja sähkökatkosten tiheys ja pituus riippuvat pääasiassa sähköverkoston rakenteesta ja kunnosta. Verkonhaltijan tulee huolehtia, että sähköverkosto on tältä osin riittävässä kunnossa myös haja-asutusalueilla. Tarkempia määräyksiä sähkön laadusta ja sallituista sähkökatkoksien pituuksista annettaisiin 26 §:n nojalla annettavissa sähkönmyyntiehdossa sekä sähkön laatustandardeissa, joihin myyntiehdossa viitattaisiin. Hallituksen esityksen (162-1998) sähkömarkkinalain muuttamiseksi perusteluissa on todettu mm., että

”Sähkön osalta täydellinen laatu- tai toimitusvarmuus ei ole taloudellisesti järkevä tavoite. Siksi sähkökäyttäjien on sopeuduttava toimituksessa ilmeneviin kohtuullisiin laatuhäiriöihin ja keskeytyksiin.”
”Sähkön laadun katsottaisiin olevan virheellinen, jos se ei vastaa Suomessa noudatettavia standardeja. Nykyisin noudatettava standardi on SFS 50160. Standardin mukaisista laatuvaatimuksista voidaan liittymissopimuksessa, sähköverkkosopimuksessa ... poiketa parempaan tai huonompaan suuntaan, kun siihen on erityistä tarvetta. Ehdottoman rajan verkon kautta toimitettavan sähkön laatuvaatimuksissa asettavat sähköturvallisuutta koskevat säännökset ja määräykset.” ”Verkkopalvelussa on virhe, jos sähkön laatu tai toimitustapa ei vastaa sitä, mitä on sovittu tai mitä voidaan katsoa sovittun”

Standardissa SFS-EN 50160 keskeytys määritellään tilanteeksi, jossa jännite on liittämiskohdassa alle 1 % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Keskeytykset voidaan luokitella:

- **suunnitellut keskeytykset**, joista sähkökäyttäjille ilmoitetaan etukäteen, ja jotka johtuvat jakeluverkossa tehtävistä töistä, tai
- **häiriökeskeytykset**, jotka aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista, ja jotka enimmäkseen liittyvät ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai häiriöihin.

Häiriökeskeytykset ovat ei-ennustettavia, satunnaisia tapahtumia, jotka luokitellaan seuraavasti:

- **Pitkät keskeytykset:** Pitkällä vikakeskeytyksellä tarkoitetaan pysyvän vian aiheuttamaa yli 3 minuuttia kestävästä keskeytyksestä. Indikaattorisina arvoina on esitetty, että normaaleissa käyttöolosuhteissa pitkien keskeytysten määrä vuodessa voi olla alle 10 tai jopa 50 alueesta riippuen.
- **Lyhyet keskeytykset:** Lyhyellä keskeytyksellä tarkoitetaan ohimenevän vian aiheuttamaa enintään 3 minuuttia kestävästä keskeytyksestä. Indikaattorisina arvoina on esitetty, että normaaleissa käyttöolosuhteissa lyhyiden keskeytysten esiintymismäärä vaihtelee vuosittain muutamasta kymmenestä useisiin satoihin. Lyhyistä keskeytyksistä noin 70 % voi olla kestoltaan alle yhden sekunnin.

Jännitekuoppien esiintymistiheydelle tai kestoajalle ei ole asetettu vaatimuksia. Standardissa on kuitenkin esitetty määrittelytapa jännitekuopille. Jännitekuoppa syntyy, kun jakelujännite alenee äkillisesti 1–90 %:iin nimellisjännitteestä ja palautuu lyhyen ajan kuluessa. Indikaattorisina arvoina on esitetty, että normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitekuoppien odotettavissa oleva määrä vuoden aikana voi olla muutamista kymmenistä tuhanteen. Suurin osa jännitekuopista on kestoltaan alle 1 s ja niiden suuruus on alle 60 % jänniteenalenemana. Joillakin alueilla jännitekuoppia suuruudeltaan 10–15 % jänniteenalenemana voi asiakkaan asennuksissa tapahtuvien kuormitusten kytkentöjen johdosta tapahtua hyvinkin usein.

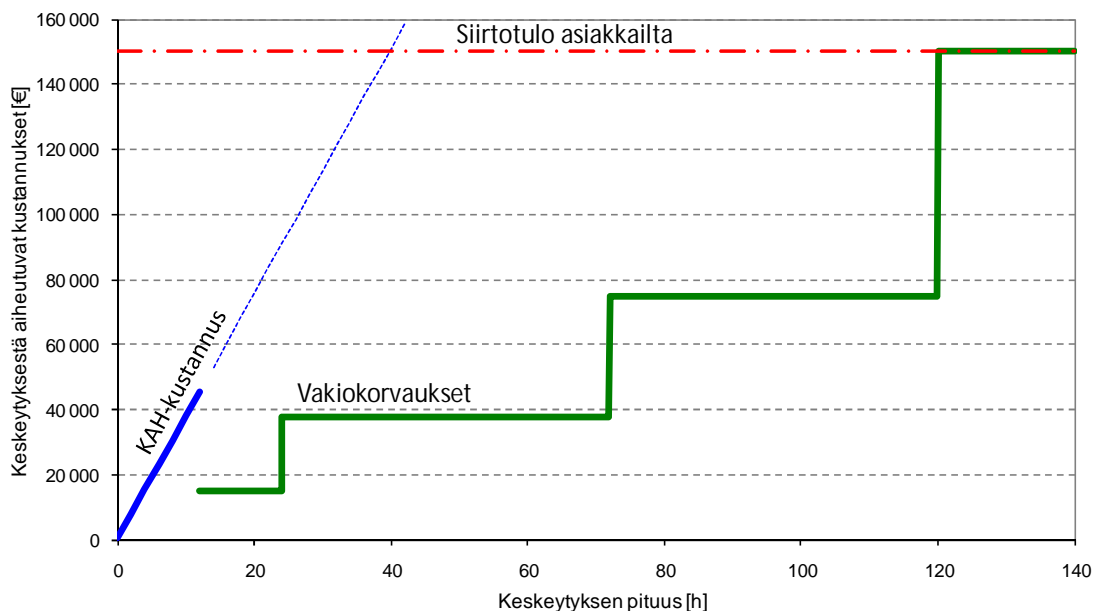
Luokitusta voitaisiin laajentaa erottelemaan myös ”hyvin pitkät keskeytykset”, joissa keskeytysajan rajana voisi olla esimerkiksi 12 h.

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.

Kuvassa 3.3 on havainnollistettu, millä tavoin keskeytykset aiheuttavat verkkoyhtiölle laskennallisia kustannuksia (y-akseli) keskeytysajan pituuden mukaan nykyisessä verkkoliiketoiminnan valvontamallissa. Ylin vaakasuora viiva kuvaa kyseisen esimerkkijohtolähdön asiakkailta saatua siirtotuloa. Kun yhtäjaksoinen keskeytys kestää yli 12 h, tulevat asiakkaille maksettavat vakiokorvaukset mukaan kustannuksiin. Keskeytyskustannuslaskennan (KAH) periaate on selitetty luvussa 3.2.3.



Kuva 3.3. Sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuneen kustannusten kehittyminen verkkoliiketoiminnan valvontamallissa. Johtolähdön asiakasmäärä on 300, siirretty energia 10 MWh/asiakas ja siirtohinta 5 snt/kWh.

3.2 Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat tunnusluvut

Sähkönjakelun luotettavuutta kuvaavat asiakaslähtöiset tunnusluvut antavat kuvan sähköntoimituksen keskimääräisestä toimitusvarmuudesta.

3.2.1 SAIFI, SAIDI, CAIDI, MAIFI

Verkon sähköntoimitusvarmuutta koko jakelualueella kuvataan kansainvälisesti usein seuraavilla IEEE 1366-2001 (IEEE) standardin mukaisilla tunnusluvuilla:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika tietyllä aikavälillä
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), lyhyiden < 3 min. toimitus katkojen keskimääräinen määrä/asiakas,a

Nämä tunnusluvut ovat käytössä laajalti ympäri maailman. Yhdysvalloissa tehdyn tutkimuksen mukaan 82 % yhtiöistä käyttää SAIDI-, 78 % CAIDI- ja 77 % SAIFI- tunnuslukua. Viitauksia SAIFI-, SAIDI- ja CAIDI -lukuihin löytyy Yhdysvaltojen lisäksi mm. Uudesta-Seelannista, Kaukoidästä ja myös monista Euroopan maista.

SAIFI, SAIDI ja CAIDI tunnusluvut voidaan laskea yhtälöiden 1–3 avulla.

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_S} \quad (1)$$

missä n_j asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä
 N_S kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_S} \quad (2)$$

missä t_{ij} asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
 N_S kaikkien asiakkaiden lukumäärä

$$CAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j} = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (3)$$

missä t_{ij} asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
 n_j asiakkaan j kokemien keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä

Ekvivalenttina suureina SAIFI:lle käytetään yleisesti myös CI (Customer interruptions per year) ja SAIDI:lle CML (Customer minutes lost per year).

Vaihtoehtoisesti voidaan laskea em. tunnuslukuja likimääräisesti kuvaavat muuntopiiritason tietoihin perustuvat tunnusluvut. Tällöin tunnuslukujen laskentaa varten keskeytystiedot tilastoidaan yleensä keskijänniteverkossa muuntopiiritasolla, eikä todellisiin asiakaskohtaisiin tietoihin perustuen. Muuntopiiritason muuntopiireillä painotetuista tunnusluvuista käytetään vastaavasti merkintöjä T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI, joissa ei ole mukana pienjänniteverkon keskeytyksiä. Näitä tunnuslukuja ei ole kuitenkaan määritelty standardissa IEEE 1366-2001.

EMV:n keräämät 1345/01/2005:een perustuvat tunnusluvut ”Keskeytysten vuotuinen lukumäärä kuluttajalla” ja ”Kuluttajan vuotuinen keskeytysaika” vastaavat T-SAIFI ja T-SAIDI tunnuslukuja. Muuntopiiritason keskeytystunnusluvut lasketaan yhtälöiden 4–6 avulla.

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n mpk_i}{mp} \quad (4)$$

missä n keskeytysten lukumäärä
 mpk_i niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i on vaikuttanut
 mp muuntopiirien kokonaislukumäärä jakelualueella

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x mpk_{ij} \cdot h_{ij}}{mp} \quad (5)$$

missä n keskeytysten lukumäärä
 x kunkin keskeytyksen i yhteydessä esiintyvien erilaisten kestoajojen määrä (keskeytyksen i aikana esiintyvät keskeytysajat)
 mpk_{ij} niiden muuntopiirien lukumäärä, jossa keskeytyksen kesto on ollut h_{ij}
 h_{ij} keskeytyksen kestoaika muuntopiireillä
 mp muuntopiirien kokonaislukumäärä jakelualueella

$$T - CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n mph_i}{\sum_{i=1}^n mpk_i} \quad (6)$$

missä mph_i keskeytyksen i vaikutusalueella olleiden muuntopiirien yhteenlaskettu keskeytysaika
 mpk_i niiden muuntopiirien lukumäärä, joihin keskeytys i on vaikuttanut

3.2.2 Muut keskimääräistä toimitusvarmuutta kuvaavat tunnusluvut

Standardi IEEE 1366-2001 määrittelee myös muita sähkötoimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja kuin edellä mainitut Suomessakin käytössä olevat tunnusluvut. Standardin esipu-

heessa mainitaan, että sen sisältämiä tunnuslukuja voidaan käyttää eri puolilla käytössä olevien tunnuslukujen yhdenmukaistamiseksi, tunnuslukuihin vaikuttavien tekijöiden tunnistamiseen sekä johdonmukaisen keskeytysten tilastoinnin ja raportoinnin suorittamiseen. Seuraavien tunnuslukujen, jotka on kuvattu tarkemmin lähteessä (Järventausta 2005), käyttö ei ole kansainvälisesti yhtä yleistä kuin SAIFI, SAIDI ja CAIDI –lukujen, mutta varsinkin Yhdysvalloissa ko. lukuja kuitenkin käytetään:

- CTAIDI: Customer total average interruption duration index
- CAIFI: Customer average interruption frequency index
- ASAI: Average system availability index
- ASIFI: Average system interruption frequency index
- ASIDI: Average system interruption duration index
- $CEMI_n$: Customers experiencing multiple interruptions

Näiden lisäksi standardi määrittelee myös tunnuslukuja esimerkiksi lyhytaikaisten keskeytysten raportointiin (MAIFI, *momentary average interruption frequency index*; $MAIFI_E$, *momentary average interruption event frequency index*; $CEMSMI_n$, *customers experiencing multiple sustained interruptions and momentary interruptions events*).

ASAI (*Average System Availability Index*), sähkön toimituksen keskimääräinen saatavilla oloaika prosentteina vuodesta, kertoo likimain saman asian kuin SAIDI, mutta toisesta näkökulmasta. ASAI on nähtävissä kuvassa 2.1 terminä *sähkön saatavuus*.

$$ASAI = \frac{\sum_i \sum_j \left(1 - \frac{t_{ij}}{8760} [h]\right)}{N_s} = 1 - \frac{SAIDI}{8760 [h]} \quad (7)$$

missä t_{ij} asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut sähkötön aika
 N_s kaikkien asiakkaiden lukumäärä

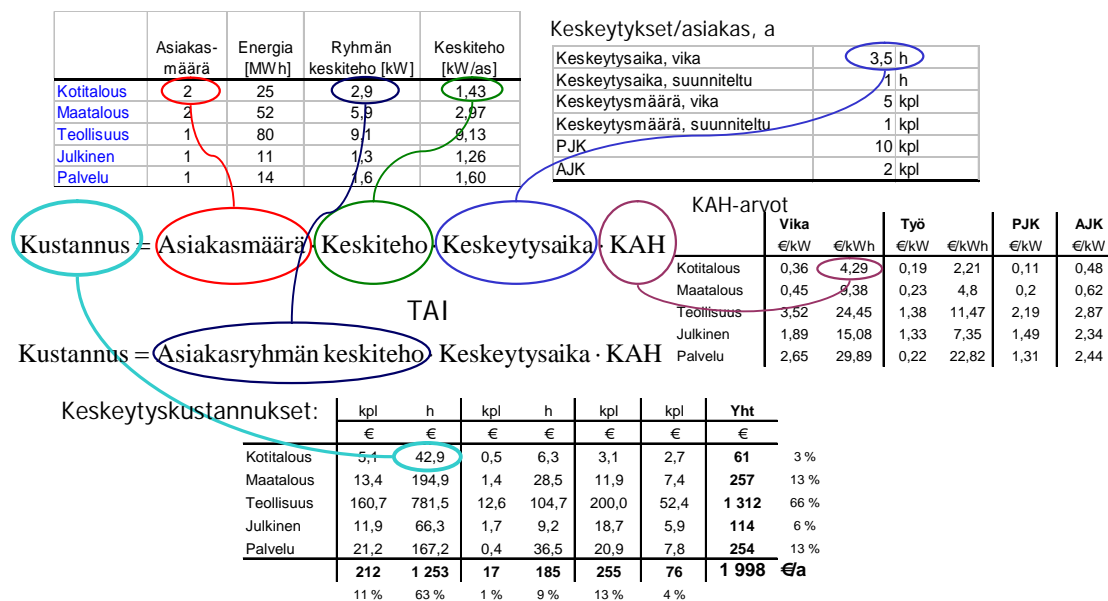
Erilaisten käyttövarmuutta kuvaavien tunnuslukujen kansainvälistä vertailua vaikeuttaa käytössä olevien lukujen laajan kirjon lisäksi niiden laskentamenetelmien erilaisuus. Vaikka tunnusluvuilla eri puolilla maailmaa olisikin standardin mukainen nimitys, niiden laskennassa käytetyt menetelmät ja painotukset voivat poiketa toisistaan. Lisäksi erityisesti lyhyiden keskeytysten huomiointi aiheuttaa eroja tunnuslukuihin. SFS-EN 50160 –standardin mukaisen lyhyiden ja pitkien keskeytysten välisen 3 minuutin rajan lisäksi käytössä on ainakin 1, 5 ja 10 minuutin rajat.

Edellä kuvattujen standardin IEEE 1366-2001 mukaisten tunnuslukujen lisäksi käytössä on monia kansallisia tunnuslukuja. Esimerkiksi Espanjassa käytetään SAIDI:a ja SAIFI:a vastaavia muuntajien tehoilla painotettuja tunnuslukuja.

Edellä esitettyjä tunnuslukuja voidaan tarkastella käyttötarkoituksesta riippuen esim. absoluuttisina lukuina, jakaumina tai erilaisina trendeinä. Myös toimittamatta jääneen energian määriä sekä keskeytyskustannuksia voidaan tilastoida.

3.2.3 Keskeytyskustannukset

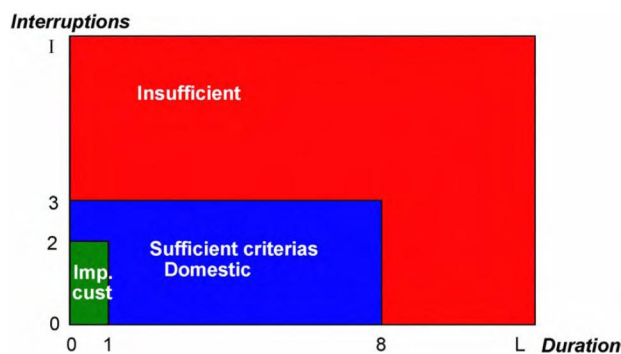
Keskeytyskustannukset muodostuvat pysyvistä vika- ja työkeskeytyksistä sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen kustannuksista. Keskeytyksistä aiheutuu niin sähköyhtiölle kuin asiakkaillekin haittaa ja kustannuksia. Sähköyhtiölle keskeytyksestä tulee huomattavia kuluja viankorjauskustannusten muodossa. Asiakkaat kokevat kuluttajaryhmästä riippuen haitat hieman eritavalla. Keskeytyksistä asiakkaille aiheutuu pääsääntöisesti tuotannon menetystä sekä laitteiden ja koneiden sammumisia. Asiakkaille aiheutuvia keskeytyksiä arvioidaan asiakasryhmäkohtaisesti KAH-arvojen avulla. Laskentaperiaate on esitetty kuvassa 3.4.



Kuva 3.4. Keskeytyskustannusten laskenta yhden muuntopiirin sähkökäyttäjille (Järventausta 2003).

3.2.4 CDI (Customer Dissatisfaction Index)

CDI-indeksi (Customer Dissatisfaction Index) on kehitetty vuonna 2006. Indeksini tavoitteena on ollut kuvata kuinka sähkön toimitusvarmuus vastaa asiakkaiden odotuksia. Indeksini määrittäminen perustuu kuvan 3.5 mukaisesti siihen kuinka häiritseväksi asiakkaat kokevat keskeytysten määrät ja niiden kestot. Mitä enemmän ja mitä pidempiä keskeytyksiä asiakas kokee, sitä nopeammin asiakas kokee sähkön toimituksen laadun riittämättömäksi.



Kuva 3.5. Periaatekuva CDI-indeksini käyttämisestä sähkön toimittamisen laadun arvioinnissa (Holm 2009).

Kuvaan 3.5 liittyen CDI-indeksi voidaan laskea tapauksessa, jossa asiakkaalle sallitaan korkeintaan kolme korkeintaan kahdeksan tunnin keskeytystä seuraavasti:

$$CDI = 1 - e^{-F} - Fe^{-F} P_8 - \frac{1}{2} F^2 e^{-F} P_8^2 - \frac{1}{6} F^3 e^{-F} P_8^3 \quad (8)$$

CDI-indeksi kertoo todennäköisyyden, jolla asetetut reunaehdot ylittyvät. Esimerkiksi jos CDI-indeksiksi saadaan 0.5, on todennäköistä että reunaehdot ylittyvät kerran kahdessa vuodessa. Vastaavasti indeksi 0.1 vastaa todennäköisyyttä että kriteeri ylittyy kerran kymmenessä vuodessa.

KAH-malliin verrattuna CDI-indeksi kuvaa sähkön toimitusvarmuutta asiakkaan näkökulmasta ottaen huomioon keskeytysten tilastollisen luonteen. CDI huomioi sen että asiakas on valmis sietämään tietyn määrän keskeytyksiä. KAH-mallissa jokainen keskeytys huomioidaan.

Perinteiset käyttövarmuuden arviointimenetelmät (SAIDI, SAIFI, MAIFI, CDI), eivät suoraan kerro kumulatiivista keskeytysaikakertymää. Järjestelmätason suureina eivät välttämättä tuo esille yksittäisiä ääri-ilmiöitä.

3.3 Keskeytyksiä kuvaavat tunnusluvut Suomessa ja niiden tilastointi

Keskeytystilastoinnille on viime vuosina asetettu uusia haasteita niin viranomaisen kuin sähköverkkoalan omien toimien johdosta. Energiamarkkinaviraston tunnuslukujen kerääminen edellyttää keskeytysten tilastoimista muuntopiirikohtaisesti ja lisäksi muuntopiireistä tarvitaan asiakasmäärä- ja vuosienergiatiedot. Senerin keskeytystilastointiryhmä päätti muuttaa alan itsensä suosittelemaa keskeytysten tilastointikäytäntöä sellaiseksi, että sen avulla voidaan vastata myös kehittyvän viranomaisvalvonnan vaatimuksiin. Tilastointiohjeessa, joka valmistui loppuvuonna 2004, ehdotettiin, että keskeytystilastointi suoritetaan muuntopiirikohtaisesti ja tiedot Senerin keskeytystilastoa varten kerätään keskeytysosa-alueittain rivitietoina. Tämä mahdollistaa esimerkiksi keskeytysten jaottelun ajankohdan mukaan tai suurhäiriöiden perkaamisen tilastoista.

Sähkön jakeluverkonhaltijan tulee toimittaa Energiamarkkinavirastolle seuraavassa mainitut verkonhaltijaa koskevat tunnusluvut kalenterivuositain (EMV 1345/01/2005).

- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV:n verkon (vuosienergioilla painotettu)
 - **odottamattomista** keskeytyksistä aiheutunut keskeytysaika
 - **odottamattomista** keskeytyksistä aiheutunut keskeytysmäärä
 - **suunnitelluista** keskeytyksistä aiheutunut keskeytysaika
 - **suunnitelluista** keskeytyksistä aiheutunut keskeytysmäärä
 - **aikajälleenkystä** aiheutunut keskeytysmäärä
 - **pikajälleenkystä** aiheutunut keskeytysmäärä
- **Asiakkaan vuotuinen keskeytysaika.** Erikseen kaikkien keskeytysten aika sekä niiden keskeytysten aika, joiden alkusyy on omassa verkossa.

- Kaikkien **keskeytysten vuotuinen lukumäärä** asiakkaalla. Erikseen kaikki keskeytykset sekä keskeytykset, joiden alkusyy on omassa verkossa.
- **0,4 kV:n verkossa** tapahtuneiden kaikkien **odottamattomien** pysyvien keskeytysten yhteenlaskettu vuotuinen **lukumäärä**. Mukaan ei lasketa yli 0,4 kV:n verkon keskeytyksistä aiheutuneita 0,4 kV:n verkon keskeytyksiä.
- **1-70 kV:n verkossa** tapahtuneiden kaikkien **odottamattomien keskeytysten** yhteenlaskettu vuotuinen **lukumäärä**. Mukaan ei lasketa yli 70 kV:n verkon keskeytyksistä aiheutuneita 1-70 kV:n verkon keskeytyksiä.
- Vuoden aikana maksettujen sähkömarkkinalain 27 f §:n mukaisten **vakiokorvausten määrä** jaoteltuna keskeytyksen pituuden mukaan
- Sähkömarkkinalain 27 f §:n mukaisia **vakiokorvauksia** vuoden aikana saaneiden **asiakkaiden lukumäärä** jaoteltuna keskeytyksen pituuden mukaan

Tunnuslukuja laskettaessa tarkastelu suoritetaan muuntopiiritasolla, ja keskeytyksiin otetaan mukaan vain omasta verkosta aiheutuneet keskeytykset.

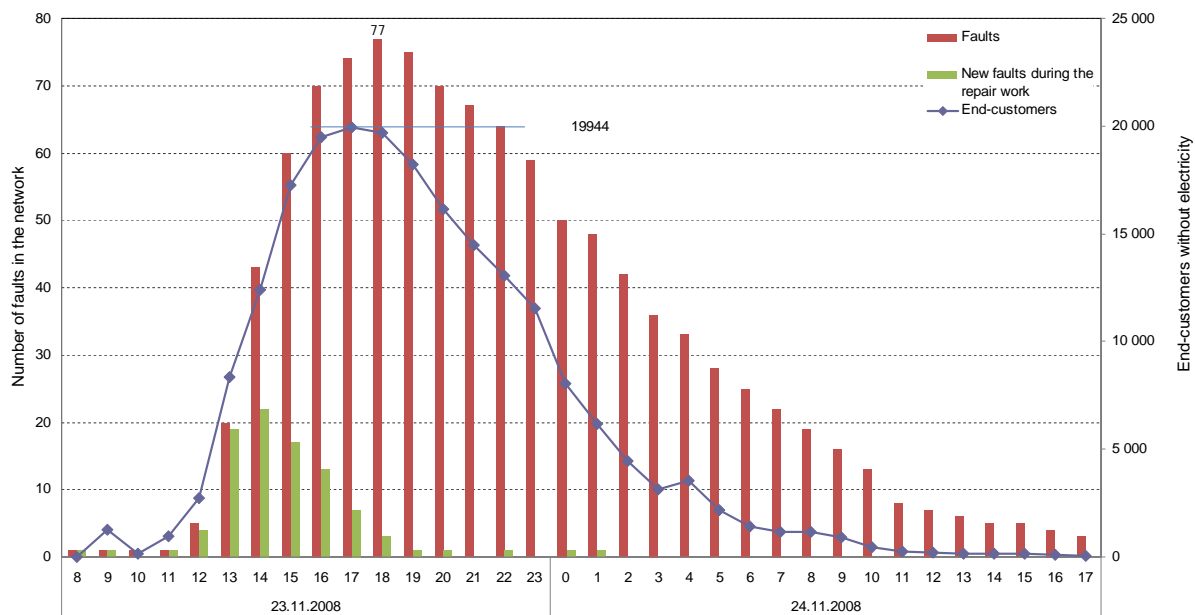
Tunnuslukujen kerääminen edellyttää keskeytystilastoinnin toteuttamista muuntopiirikohtaisesti tai ainakin siten, että keskeytysajat ja –määrät ovat tarvittaessa määritettävissä jälkikäteen myös muuntopiirikohtaisesti. Verkkoyhtiön tulee tarvittaessa kyetä esittämään myös muuntopiirikohtaiset tunnusluvut. Muuntopiireittäin pitää tällöin olla saatavilla:

- muuntopiirin vuosienergia ja asiakasmäärä (asiakasryhmäkohtaisesti jaoteltuna)
- odottamattomien keskeytysten yhteenlaskettu keskeytysaika ja lukumäärä
- suunniteltujen keskeytysten yhteenlaskettu keskeytysaika ja lukumäärä
- aikajälleenkytkennöistä (onnistuneista) aiheutuva keskeytysmäärä
- pikajälleenkytkennöistä (onnistuneista) aiheutuva keskeytysmäärä

3.4 Tilastoja tunnuslukujen jakaumista; saatavuus, käytettävyys

3.4.1 Suurhäiriöt ja vakiokorvaukset

Suomessa vakiokorvauksia on maksettu sähkönkäyttäjille vuosien 2005-2008 välisenä aikana yhteensä n. 6.6 M€(EMV, tunnusluvut). Vakiokorvauksia maksaneiden yhtiöiden lukumäärä on vaihdellut vuosittain 20–29 yhtiön välillä. Verkkopituuteen (kj + pj) suhteutettuna maksetut korvaukset ovat vaihdelleet 1.4–10.4 €/km,a. Suurimmillaan yksittäisessä yhtiössä verkkopituutta kohti laskettuna vakiokorvaukset ovat olleet noin 100 €/km yhden vuoden aikana. Kuvassa 3.6 on esitetty eräs esimerkki suurhäiriön ajallisista vaikutuksista haja-asutusalueella toimivassa verkkoyhtiössä. Kuvassa on esitetty sähköttömien asiakkaiden määrä noin kaksi vuorokautta kestäneessä suurhäiriössä



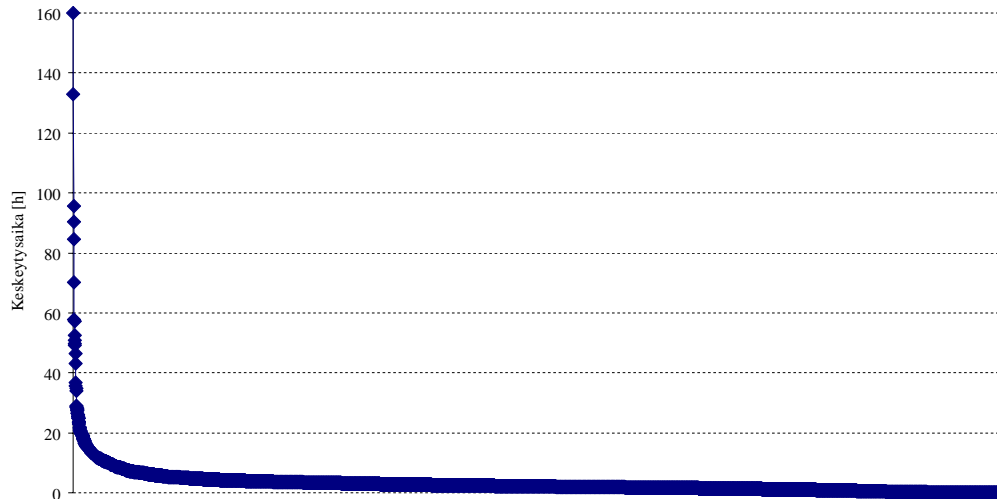
Kuva 3.6. Suurhäiriön eteneminen ja sähköttömien asiakkaiden määrä eräässä verkkoyhtiössä.

Kuvasta 3.6 voidaan nähdä suurhäiriölle tyypillinen käyrämuoto; alussa nopeasti kasvava vikojen ja sähköttömien asiakkaiden määrä, taitekohdan jälkeen selvitettyjen vikojen lukumäärään nähden nopeasti vähenevien sähköttömien asiakkaiden määrä sekä loppuvaiheen pitkä ”häntä”. Myrskyn laantumisella ja korjausorganisaation toiminnalla on tähän voimakas vaikutus.

Toimitusvarmuuskriteeristön täyttymisen suhteen kuvan 3.6 vikamääräjakauma ei suoraan kerro asiakkaiden kokema kokonaiskeskeytysaikaa. Tieto yksittäisen asiakkaan keskeytysajasta ja vuosittaisesta kumulatiivisesta kertymästä voidaan selvittää, mikäli tilastointi on tehty muuntopiiritasolla rivitietoina (muuntopiirin keskeytyksen alkuaika – keskeytyksen loppuaika).

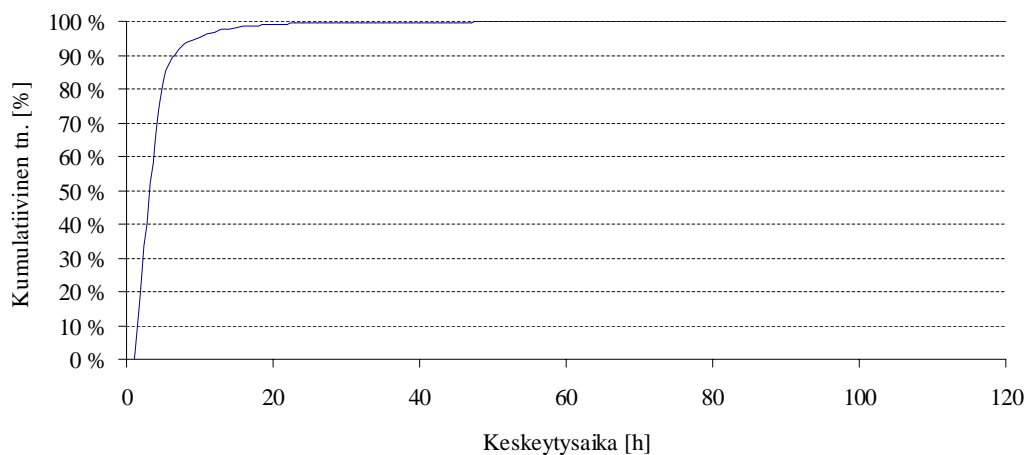
3.4.2 Vikakeskeytysten aiheuttamien keskeytysaikojen jakautuminen

Kuvassa 3.7 on havainnollistettu asiakkaiden kokemien keskeytysten kestoajoja eräässä haja-asutusalueella toimivassa verkkoyhtiössä. Jakauma perustuu viiden vuoden keskijänniteverkon vikatilastoihin ja kokonaisotos on noin 5000.



Kuva 3.7. Asiakkaiden kokemien keskeytysten kestoajoja eräässä verkkoyhtiössä. Otos viisi vuotta ja noin 5000 keskeytystä.

Kuvassa 3.8 on esitetty kumulatiivinen keskeytysaikajakauma edellisen kuvan keskeytyksille. Kuvasta nähdään että kaikista keskeytyksistä yli 20 tunnin mittaisia keskeytyksiä on noin 2 %. Toisin sanoen kumulatiivinen keskeytysaikajakauma kertoo, mikä on tietyn keskeytysajan ylityksen todennäköisyys.



Kuva 3.8. Kumulatiivinen keskeytysaikajakauma.

Tämän hetkinen viranomaisen ja alan järjestöjen ylläpitämä tilastointi ei mahdollista keskeytysaikojen seuranta esimerkissä esitetyllä tarkkuudella. Verkkoyhtiöiden käyttämissä käytöntukijärjestelmissä on kuitenkin olemassa ominaisuudet muuntopiirikohtaisten vikamäärien ja -kestojen tilastoinnille ja raportoinnille. Jatkossa AMR:n yleistyminen mahdollistaa asiakas-kohtaisen keskeytystilastoinnin helpommin myös pienjänniteverkkotasolta. AMR:n käyttöön vikatilastoinnissa liittyy kuitenkin haasteita mm. mittarin kytkentätavasta johtuen (esim. mittari kytkettynä pääkatkaisijan jälkeen loma-asunnossa joka pidetään sähköttömänä talvisin).

4 Vaatimuksia toimitusvarmuuskriteeristön käytännön toteutukselle

Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteena on määritellä eri raja-arvot erityyppisille alueille yhdyskuntarakenteen mukaan. Lähtökohdaksi projektissa esitettiin kolmijako: city, taajama, maaseutu. Tällainen jako on selkeä ja perusteltavissa oleva ja vastaavaa jakoa on myös aiemmin käytetty vikatilastoinnissa. Merkittävänä erona kuitenkin on se, että aiemmin jako on tehty johtolähtötasolla kaapelointiasteen mukaan, kun taas toimitusvarmuuskriteeristö-hankkeessa lähtökohdaksi asetettiin sähköverkosta riippumaton aluejako.

Projektin kuluessa esitettiin epäilyjä siitä, johtaako eri toimitusvarmuuskriteeri erityyppiselle alueelle asiakkaiden eriarvoiseen kohteluun. Käytännössä laatu on jo tänä päivänä erilainen eri verkon osissa, joten nykytilaan tämä ei toisi muutosta. Käytännössä tilanne vastaa lähes minkä tahansa julkisen palvelun palvelutason erilaisuutta taajamissa ja maaseudulla.

Lähtökohtana on siis jakaa asiakkaat yhdyskuntarakenteen mukaan kolmeen olosuhdeluokkaan sähköverkosta riippumatta. Aluejaon tulisi olla mahdollisimman yksiselitteinen ja käytännössä helposti tietojärjestelmiin implementoitavissa oleva. Seuraavassa on esitetty projektin puitteissa kartoitettuja vaihtoehtoisia määrittelytapoja. Erityinen painotus on ollut taajaman ja maaseudun välisen rajan määrittelyssä, koska näiden välillä on merkittävä ero tavoittelavassa toimitusvarmuuskriteeristössä ja yksittäisen alueen kohdalla käytännön verkoston kehittäminen riippuu merkittävästi siitä, kumpaan alueeseen se kuuluu.

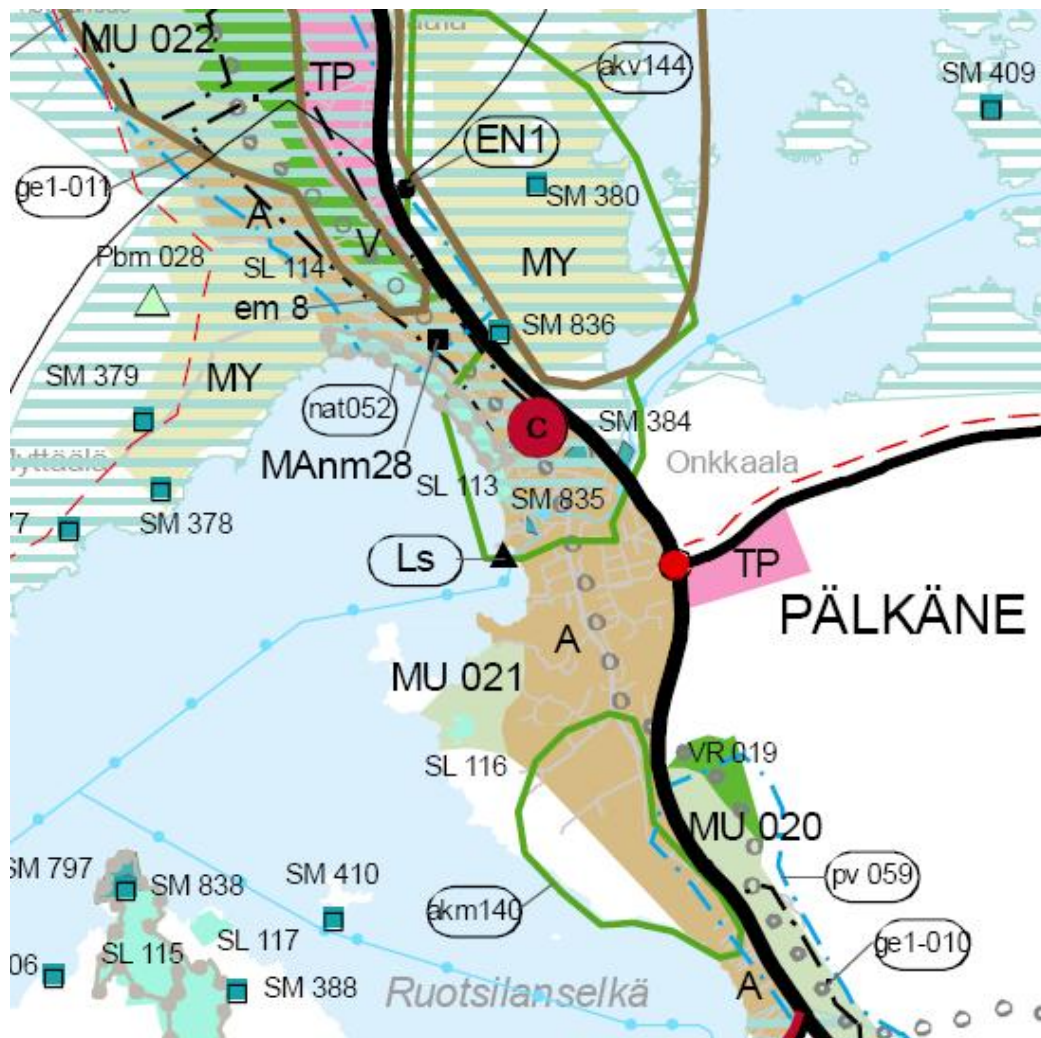
4.1 Maakuntakaava

Asemakaava-alue on varsin luonteva lähtökohta taajaman määrittelyyn. Rakentaminen on suunnitelmallista ja kohtuullisen tiivistä, ja vesihuoltoverkko on tyypillisesti saatavilla tontin rajalle ilman lisäkustannuksia. Tästä seuraa luontevasti oikeus odottaa laadukkaampaa sähkönjakelua kuin maaseudulla, vaikka näin ei välttämättä tänä päivänä ole. Asemakaava-alueet ovat myös hyvin dokumentoituja ja täsmällisesti rajattuja.

Kaavoituksen käytön ongelmana saattaa olla eroavaisuudet kuntien välillä kaavoituskäytännöissä, mikä voisi yksioikoisessa soveltamisessa johtaa siihen, että samantyyppinen alue on yhden kunnan alueella taajamaa ja toisen alueella maaseutua. Myös esimerkiksi loma- ja virkistyskäyttöön tarkoitetuilla alueilla on usein asema-kaava mutta ne eivät välttämättä täytä taajaman tunnusmerkkejä (esim. kunnalliset palvelut pysyville asukkaille). Tämän vuoksi projektissa on tarkasteltu maakuntakaavoitusta mahdollisena lähtökohtana aluemäärittelylle.

Maakuntakaavoitus on alueellinen prosessi, joka tehdään valtakunnallisten ohjeiden ja periaatteiden mukaisesti. Maakuntakaava ohjaa kuntatason kaavoitusta ja välillisesti myös julkisen infrastruktuurin (kuten sähkönjakelun) kehitystä.

Maakuntakaavassa on erilliset keskus- ja aluemäärittelyt, joiden pohjalta voitaisiin tehdä taajamamäärittely. Luonteva määritelmä olisi se, että taajamaksi katsotaan taajamatoimintojen sekä teollisuuden- ja palveluiden alueet, jotka sijaitsevat vähintään paikallistason keskuksen välittömässä läheisyydessä eli muodostavat yhtenäisen alueen.



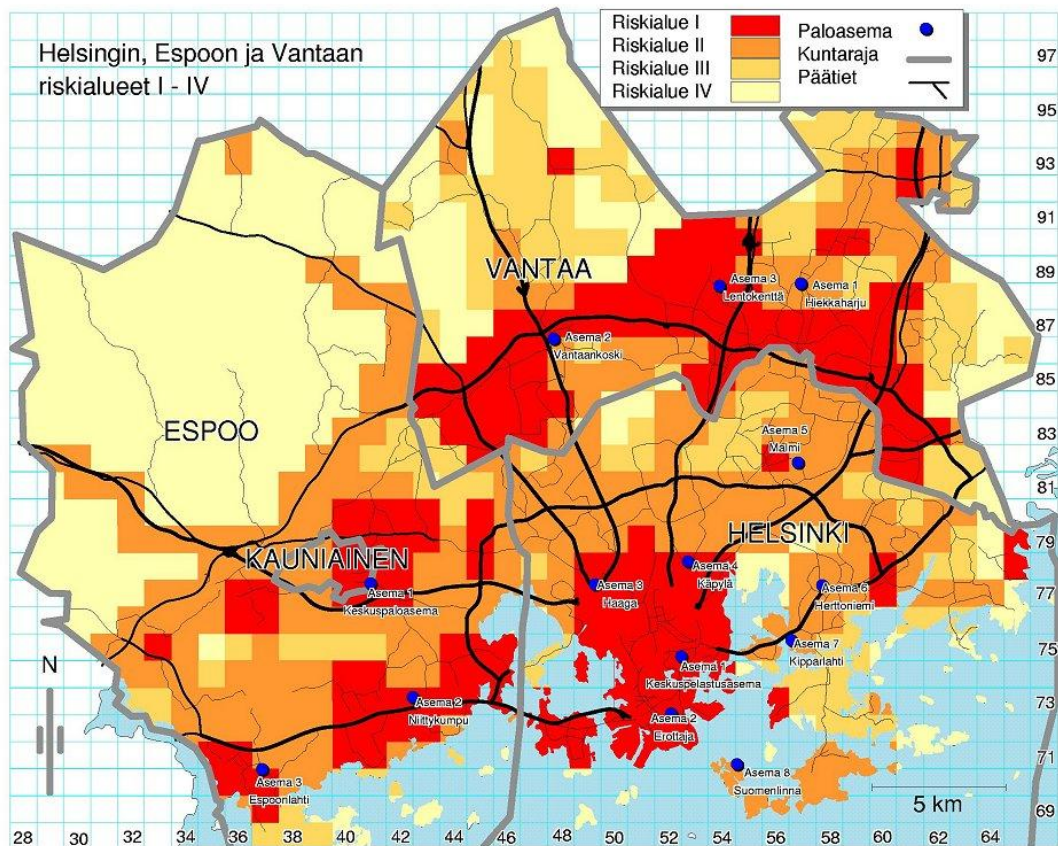
Kuva 4.1. Esimerkki Pirkanmaan maakuntakaavasta (A ja TP ovat taajamaa)

Maakuntakaavan soveltamisen puolesta puhuu se, että kyseessä on tulevaisuuteen tähtäävä dokumentti. Projektissa ei selvitetty mahdollisuutta saada maakuntakaavoja sähköisessä muodossa liitettäväksi verkkotietojärjestelmiin.

4.2 Pelastustoimen riskialueluokittelu

Pelastustoimella on käytössään riskialueluokittelu, jonka mukaan eri alueille määritellään erilainen riskitaso ja sitä vastaava tavoitteellinen toimintavalmiusaika. Riskialueen määrittely perustuu Tilastokeskuksen tuottamaan riskiruutuaineistoon, joiden riskiluokka määritellään asukasluvun, kerrosalan ja tieliikenneonnettomuuksien mukaan. Riskialue muodostuu, jos tietyllä alueella on vähintään kymmenen samaan tai sitä korkeampaan riskiluokkaan kuuluvaa

riskiruutua. Riskialueluokkia on neljä, joista kolmelle ensimmäiselle on asetettu tavoitteelliset toimintavalmiusajat (6 min, 10 min ja 20 min). Kuvassa 4.2 on esimerkki pääkaupunkiseudun riskialueluokittelusta 1990 -luvulta, jolloin luokittelu tehtiin kunnan toimesta 1 km x 1 km ruutujen tasolla sanallisilla määritelmillä kunnittain ilman numeerista aineistoa. Kuva siis ei kerro nykytilanteesta, mutta antaa käsityksen aluejaottelusta.



Kuva 4.2. Esimerkki riskialueluokittelusta (Ihamäki 1997)

Alueellisilla pelastuslaitoksilla on käytössä yhtenäinen tietojärjestelmä, jolla kerätään tietoa yksittäisten tehtävien kohteen saavuttamiseen kuluva ajasta. Tavoitteena on, että 90 %:ssa tapauksista pelastuslaitos saavuttaa kohteen asetetussa ajassa tai nopeammin. Käytännössä toistaiseksi vain harva pelastuslaitos on päässyt tavoitteeseen, mutta valtakunnallisesti yhtenäinen alueluokittelu, tavoitteenasetanta ja julkinen seuranta voisi toimia mallina myös sähkönjakelun toimitusvarmuuskriteeristö tapauksessa. Vuoden 2007 toimintavalmiuden toteutuma on esitettyinä taulukossa 4.1. Ilman tieliikenneonnettomuuksien huomiointia riskialueluokittelu voisi toimia pohjana myös aluemääritylle.

Taulukko 4.1. Eri aluepelastuslaitosten toimintavalmiuden toteutuma vuonna 2007 (31.12.2007 tilanteessa).

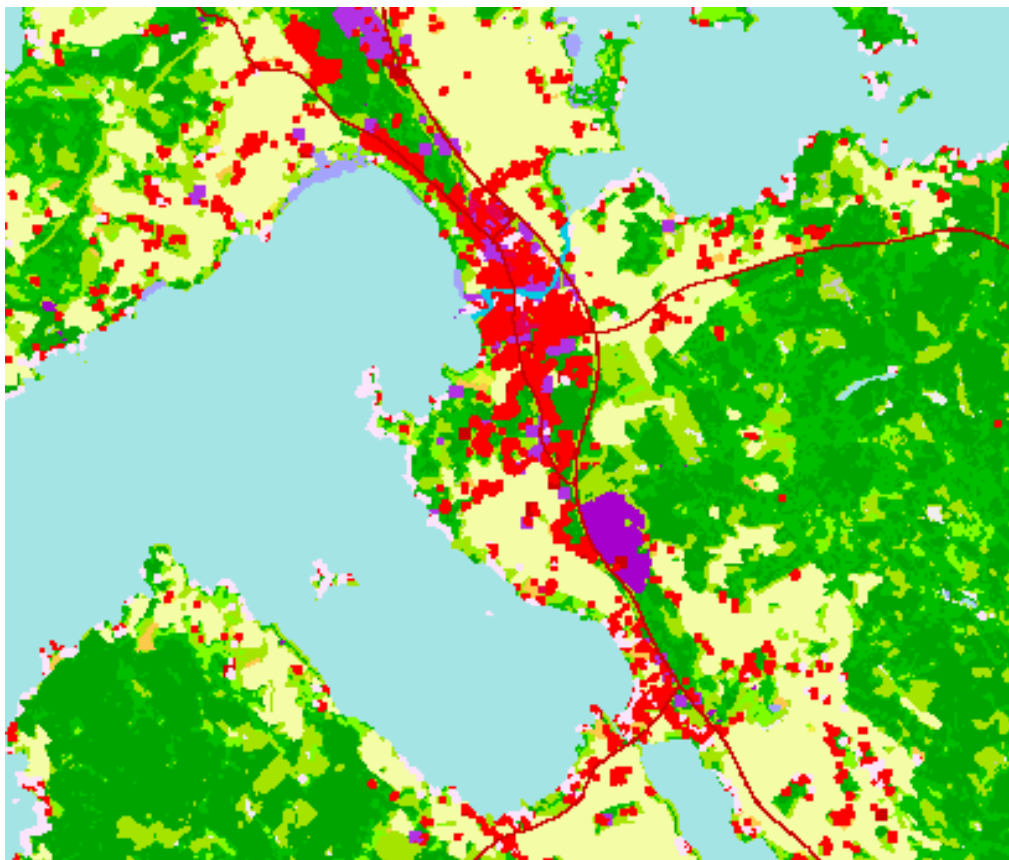
PELASTUSLAITOS	TOIMINTAVALMIUS		
	I riskialue, 6 min, tavoite 90	II riskialue, 10 min, tavoite 90	III riskialue, 20 min, tavoite 90
Helsingin pelastuslaitos	42	52	72
Länsi-Uudenmaan pelastuslaitos	49	79	93
Keski-Uudenmaan pelastuslaitos	50	71	95
Itä-Uudenmaan pelastuslaitos	47	89	96
Varsinais-Suomen pelastuslaitos	76	90	95
Kanta-Hämeen pelastuslaitos	66	86	96
Päijät-Hämeen pelastuslaitos	58	79	95
Kymenlaakson pelastuslaitos	61	76	92
Etelä-Karjalan pelastuslaitos	70	84	95
Etelä-Savon pelastuslaitos	76	83	96
Keski-Suomen pelastuslaitos	55	78	94
Tampereen aluepelastuslaitos	63	80	97
Satakunnan pelastuslaitos	81	86	95
Etelä-Pohjanmaan pelastuslaitos	90	92	95
Pohjanmaan pelastuslaitos	71	83	96
Keski-Pohjanmaan ja Pietarsaaren alueen pelastuslaitos	92	95	99
Pohjois-Savon pelastuslaitos	50	85	96
Pohjois-Karjalan pelastuslaitos	87	89	95
Jokilaaksojen pelastuslaitos	88	88	96
Kainuun pelastuslaitos	48	77	88
Oulu-Koillismaan pelastuslaitos	58	75	91
Lapin pelastuslaitos	57	80	93
YHTEENSÄ	54	82	95

4.3 CLC Maanpeittoaineisto

CLC (Corine Land Cover) –aineisto kuvaa Suomen maanpeitettä. Nykyisin käytettävissä oleva aineisto kuvaa tilannetta vuonna 2000 ja vuoden 2010 aikana valmistuva aineisto vuoden 2006 tilannetta. Aineisto kuvaa maanpeittoa 25m x 25m ruutuina eli käytännössä rasterina, jossa tietty värikoodi kuvaa ruudun maapeittoa. Luokituksia ja soveltamismahdollisuuksia on lukuisia, mutta toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta oleellisia ovat luokat:

- 111 tiivistä rakennetut alueet
- 112 väljästi rakennetut alueet
- 121 teollisuuden ja palveluiden alueet.

Kuvassa 4.3 on esitettyä CLC-aineisto samalta alueelta kuin kuvan 4.1 maakuntakaava. Kuvasta nähdään, että osa taajamaksi kaavoitetusta alueesta on vielä rakentamatonta ja toisaalta taajaman ulkopuolelta löytyy runsaasti yksittäisiä luokkaan 112 kuuluvia (punainen) ruutuja.



Kuva 4.3. Esimerkki CLC aineistosta.

Maanpeittoluokista luokka 111 viittaa cityalueeseen ja 112 taajamaan. Luokka 121 voi olla kumpaa tahansa eli luokitus riippuu käytännössä ympäristöstä. CLC-aineiston hyvänä ominaisuutena on se, että aineisto on ilmaiseksi saatavilla ja se on liitettävissä varsin helposti olemassa oleviin tietojärjestelmiin. Sen puolesta puhuu myös se, että EMV esittää kyseisen aineiston soveltamista maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittämiseen. Ongelmana on aineiston pirstaleisuus, joka tulisi poistaa sopivan yleistyksen avulla. EU:ssa on käytössä yleistyssäännöt, joilla muodostetaan vähintään 25 ha alueita. Yleistys toimii mitä ilmeisimmin varsin hyvin taajamien erottamiseen maaseudusta, vaikkakin rajat eivät välttämättä täsmälleen noudata asemakaava-alueiden rajoja. Sen sijaan city määrittelyyn olemassa oleva säännöstö ei sovellu, koska sen mukaan Suomessa ei ole lainkaan 25 ha aluetta, joka kuuluisi luokkaan 111. CLC-aineiston heikkoutena on myös se, että se kuvaa aina useita vuosia sitten vallinnutta tilannetta eikä nykyhetkeä tai tulevaisuutta kuten maakuntakaava.

4.4 Aluejaottelun käytännön toteuttaminen

Käytännön aluemäärittelyn toteuttamisessa CLC-aineiston käyttö on suositeltavin lähtökohta, koska aineisto on käytettävissä. Cityalueiden määrittelyyn olisi hyvä löytää nykyistä 25 ha yleistystä tarkempi määrittely, jotta Suomen muutamat cityalueet tulisi määritellyiksi. Taajamien osalla tulisi yleistyksen rajata pienet yksittäiset luokan 112 alueet maaseudulle käyttäen lisämäärittelyä vaikkapa kaavoitusrajoja.

Näiden esiprosessointien jälkeen tulisi kaikille sähkökäyttäjille määrittää verkkotietojärjestelmän avulla luokitus, jota voidaan edelleen yksittäistapauksissa käyttäjän toimesta muuttaa. Alkuvaiheessa määrittely voi tapahtua muuntopiiritasolla, mutta pitkän tähtäimen tavoitteena tulisi tavoitella sähköverkkoriippumattomuutta myös nykyisten muuntopiirien sisällä.

Koska luokittelu ei välttämättä ole yksiselitteinen alkuvaiheessa, tulee kullekin asiakkaalle erikseen tallettaa koettujen lyhyiden keskeytysten määrä ja kokonaiskeskeytysaika, jotta kriteereiden toteutuminen eri luokkien osalta voidaan jälkikäteen analysoida uudelleen, jos luokitusta muutetaan.

CLC -aineistojen latausohje: <http://www.ymparisto.fi/default.asp?contentid=331167&lan=FI>

5 Metodiikkaa tunnuslukujen pienentämiseksi ja tavoitearvojen saavuttamiseksi

Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteena on pureutua keskeytysten maksimiarvoihin ja niiden pienentämismahdollisuuksiin. Seuraavassa on läpikäyty tekniikoita ja toimintatapoja, joilla voidaan vaikuttaa vikojen määriin, kestoihin sekä erotus- ja korjausaikoihin.

5.1 Vikojen määrä

Pysyvät vikoja voidaan vähentää lisäämällä maakaapelointia, tienvarteen siirtoa, rinnakkaisia katkaisijoita sekä panostamalla johtokaturien kunnossapitoon. Lyhyihin vikoihin (jälleenkytkentöihin) voidaan vaikuttaa edellisten lisäksi PAS-johdoilla, maasulkuvirran sammutuksella sekä ylijännitesuojauksella.

5.1.1 Kaapelointi

Kaapeleita käyttäen saavutetaan avojohtoa parempi käyttövarmuus verkossa. Kaapelien vikataajuus on karkeasti arvioiden 20–50 % avojohtojen pysyvien vikojen vikataajuudesta. Ohimeneviä vikoja, joista aiheutuu lyhyitä keskeytyksiä kaapeliverkossa ei juurikaan esiinny. Sen sijaan vikojen tarkka paikallistaminen ja korjaaminen on kaapelivaihtoehdossa hitaampaa. Keskijänniteverkoissa kaapeleiden käytössä on niiden kalliimman hinnan lisäksi otettava huomioon niiden maasulkuvirtoja kasvattava vaikutus ja pitkien korjausaikojen takia tarvittavat varayhteydet. Kaapeliverkon muunneltavuus on myös selvästi kankeampaa ja kalliimpaa kuin avojohtoverkon. Uudet haarajohdot vaativat erityiset kytkentäkojeistot, keskijännitteellä ns. RMU-yksiköt (ring main unit) tai jakelumuuntamolta lähtevän haaroituksen ja pienjänniteverkossa jakokaapin.

5.1.2 Tienvarteen rakentaminen

Keskijänniteverkon avojohtoja kokonaan uusittaessa kannattaa pohtia mahdollisuuksia siirtää metsässä olevat johdot tienvarteen. Siirtämällä johto tien varteen verkon käyttövarmuus paranee vähentyvien vikojen ja nopeamman vikojen paikantamisen ja korjaamisen ansiosta. Siirtojen seurauksena joudutaan samalla suunnittelemaan nykyisten jakelumuuntamoiden syöttöjohdot ja mahdollisesti paikatkin uudestaan.

5.1.3 Päälystetty avojohto (PAS)

Keskijänniteverkossa käytetään jonkin verran päälystettyjä avojohtoja, ns. PAS-johtoja. Niiden eristysrakenne on yksinkertainen ja edullinen. Eristystä on johtimien pinnalla sen verran, että johtimien hetkellinen toisiinsa koskettaminen ei johda läpilyöntiin ja vastaavasti puu voi nojata johdinta vasten useita päiviäkin. Eristysrakenteen avulla avojohdon vaiheväliä voidaan

pienentää, joka mahdollistaa kapeamman johtokadun käytön etenkin kaksois- ja kolmoisjohdoilla. Johtorakenteen käyttövarmuus on myös avojohtoa parempi, kun johdolle lentävät risut tai linnut eivät yleensä aiheuta käyttökeskeytystä. Toisaalta johdolle kaatuneet tai taipuneet puut voivat olla turvallisuusriski. Eristeen takia taipunut puu aiheuttaa ajan myötä suuri-impedanssisen maasulun, jota maasulun suojauslaitteet eivät helposti havaitse. Samanaikaisesti askel ja kosketusjännitteet maastossa vikapaikan läheisyydessä voivat kuitenkin nousta hengenvaaralliselle tasolle. PAS-johdot ovat investointikustannuksiltaan noin 30 % vastaavaa avojohtoa kalliimpia. Niiden taloudellinen käyttöalue on sähköasemilta lähteissä kaksois- ja kolmoisjohdoissa sekä käyttövarmuuden kannalta erityisen hankalissa oloissa, esimerkiksi tykkylumialueilla.

5.1.4 Maastokatkaisijat

Maastoon sijoitettava katkaisija parantaa verkon käyttövarmuutta lisäämällä verkossa olevien suojausalueiden määrää. Sähkökäyttäjän näkökulmasta vikojen määrä ja kokonaisuus pienentyvät, koska katkaisijan takana verkossa tapahtuvat viat eivät näy verkon alkupään asiakkaille. Saavutettava hyöty riippuu katkaisijan takana olevan verkon pituudesta (vikojen määrästä) ja katkaisijaa ennen olevien asiakkaiden määrästä, tyypistä ja energian käytöstä.

5.1.5 1000 V sähköjakelu

Koska 90 % asiakkaiden kokemista keskeytyksistä aiheutuu 20 kV keskijänniteverkossa tapahtuvista vioista, voidaan sähköjakelun varmuutta parantaa merkittävästi pienentämällä yhtenäisiä syöttö- ja samalla vian vaikutusalueita. 1000 V tekniikkaa hyödyntämällä voidaan pienitehoiset ja usein vika-alttiit keskijännitejohtohaarat muuttaa kustannustehokkaasti 1000 V pienjännitteellä toimiviksi. Vikojen määrä ja vaikutusalue pienenee ratkaisevasti, sillä jokainen 1000 V tekniikalla toteutettu johtohaara muodostaa oman suojausalueensa eikä näin vaikuta vikaantuessaan muiden saman keskijännitesyöttöalueen asiakkaisiin. Lisäksi 1000 V jännitteellä voidaan käyttää jo olemassa olevia käyttövarmuudeltaan avojohtorakennetta huomattavasti varmempia AMKA-riippukierrekaapeleita sekä investointikustannuksiltaan edullisia pienjännitemaakaapeleita.

5.1.6 Maasulkuvirran sammutus

Yksivaiheinen maasulku aiheuttaa vikapaikassa maadoitusjännitteen, jonka suuruus määräytyy vikavirran suuruuden ja vikavirran kohtaaman maadoitusresistanssin tulon perusteella. Osa maadoitusjännitteestä saattaa muodostaa ihmisille ja eläimille vaarallisen kosketusjännitteen. Suomen maaperän ominaisjohtavuus on pääsääntöisesti huono, jolloin jakelumuuntamoilla ja erotinasemilla käytettävien suojamaadoitusten ja pienjänniteverkon käyttömaadoitusten maadoitusresistansseja on vaikea saada pieniksi; maadoitusresistanssit ovat tyypillisesti

muutamia ohmeja. Tämä onkin keskeisin syy siihen, että Suomessa keskijänniteverkkoa käytetään maasta erotettuna. Maasta erotetussa verkossa maasulkuvirta on pieni, jolloin maadoitusjännitteet pysyvät kohtuullisina ja sähköturvallisuusmääräysten asettamat vaatimukset voidaan täyttää. Olosuhteissa, joissa maadoitusolot ovat erityisen vaikeat, esimerkiksi harjualueilla, on kuitenkin tällöinkin useassa tapauksessa vaikea saavuttaa sallittuja maadoitusjännitearvoja. Maadoitukseen käytettävän kuparimäärän lisäämisen sijasta vaihtoehtona voikin tällöin olla maasulkuvirran pienentäminen käyttämällä joko keskitettyä tai hajautettua maasulkuvirran kompensointia ns. sammutusta.

Maasulkuvirran kompensoinnin eli sammutuksen hyötynä on pienentyvien maadoitusjännitteiden lisäksi myös vähentyvät maasuluista aiheutuvat relettoiminnot. Kompensoidussa verkossa osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään ilman, että katkaisijan tarvitsee tehdä verkkoa jännitteettömäksi. Sammutuksen avulla voidaan siten vähentää verkossa esiintyviä jälleenkytkentöjen määrää.

5.1.7 *Kunnonhallinta*

Verkon kunnonhallinnan konseptit voidaan karkeasti luokitella tehtävien kunnossapitotoimien mukaan ennakoivaan kunnonhallintaan, luotettavuuslähtöiseen kunnonhallintaan, vikakeskeiseen kunnonhallintaan. Eri kunnonhallintamenetelmien väliset erot syntyvät tavasta jolla verkkoa ylläpidetään.

Ennakoivassa kunnonhallinnassa verkkorakenteiden kunnossapito on aikaperustaista. Englanninkielinen termi ”preventive maintenance” (PM) kuvaa hyvin menetelmän periaatetta, jossa komponentit pyritään uusimaan tai huoltamaan ennen vikojen syntymistä. PM on perinteisesti ollut osa jakeluverkon kunnonhallintaa, sillä esimerkiksi tietyin ajanjaksoin tehtävät muuntajien ja johtokatujen tarkastukset sekä johtokatujen raivaus ovat ennakoivaa kunnonhallintaa. Myös maakaapeliverkoissa PM on edelleen keskeisessä osassa soveltuen muuntamoiden, erotinten, suojaus-, automaatio- ja tiedonsiirtolaitteistojen kunnonhallintaan. Myös kriittisille johto-osuuksille voi olla kannattavaa tehdä käyttöönottokokeita vastaavat kuntotestit ajoittain. Ennakoivallakaan kunnonhallinnalla vioilta ei täysin voida välttyä, mutta kuntotarkastusten tulokset auttavat epäselvissä tapauksissa vian paikantamisessa ja vikaantumiseen johtaneiden syiden analysoinnissa.

5.2 **KytKentäajat (vian erotusajat)**

Vikojen erottamiseksi ja jakelun palauttamiseksi tehtäviin kytkentöihin kuluvaan aikaan voidaan vaikuttaa erityisesti verkosto- ja valvomoautomaatiolla (kauko-ohjattujen erotinvyöhykkeiden määrä) sekä operointiajalla (käsinohjattavat erottimet).

5.2.1 *Valvomoautomaatio*

Käyttötukijärjestelmän toimintoja hyödyntämällä voidaan parantaa monin tavoin verkon käyttövarmuutta ja siirtokapasiteetin täysmääräistä käyttöä. Suojareleiden rekisteröimään vikavirtaan ja verkostolaskentaan perustuva oikosulkuvikojen laskennallinen paikantaminen nopeuttaa merkittävästi vian erottamiseen ja jakelun palauttamiseen kuluva-aikaa. Käyttötukijärjestelmän laskentatoimintojen avulla voidaan myös nopeasti ja tarkasti määrittää vaikeisakin häiriötilanteissa varayhteyksien käyttömahdollisuudet niin, että verkon suojaukselle ja jännitteen laadulle asetetut vaatimukset täyttyvät. Laskelmat yhdessä kauko-ohjattavien erotinasemien käytön kanssa mahdollistavat verkon siirtokapasiteetin täysmääräisen hyödyntämisen. Tämä pienentää pitkällä aikavälillä verkon investointeja.

5.2.2 *Kauko-ohjattavat erottimet*

Laajat yhtenäiset verkkokokonaisuudet ovat haasteellisia sähkönjakelun luotettavuuden näkökulmasta. Sähköasemalta alkavalla keskijännitejohtolähdöllä tapahtuva vika näkyy keskeytyksenä kaikilla johtolähdön asiakkailta. Haja-asutusalueilla yhden johtolähdön pituus on keskimäärin 30–40 km ja asiakkaita lähdöllä on tyypillisesti 300–500. Vaikka asiakkaiden kokemien vikojen määrään ei voida vaikuttaa kuin katkaisijoita lisäämällä tai muuttamalla verkkorakennetta esim. avojohdosta maakaapeliksi, voidaan erotinratkaisuilla vaikuttaa tehokkaasti asiakkaiden kokemien vikojen kestoihin. Mitä paremmin verkkokokonaisuuksia voidaan jakaa vian tapahtuessa pienempiin osiin, sitä helpommin vikapaikka saadaan erotettua terveestä verkosta. Mikäli erotinohjauksessa käytetään kauko-ohjausta, voidaan vianerotus hoitaa käsin paikanpäällä ohjattavaa erotinta nopeammin.

5.3 **Vikojen korjausajat**

Vikojen korjausaikoihin voidaan vaikuttaa viankorjausorganisaatiolla, erotinvyöhykkeiden määrällä, varasyötöillä ja aggregaateilla. Korjausaika muodostuu reagointiajasta ja vikapaikan saavutettavuudesta (etäisyys, maasto-olosuhteet, sääolosuhteet).

5.3.1 *Varayhteyksien rakentaminen*

Verkon topologiaan tehtävillä muutoksilla voidaan vaikuttaa keskeytysaikoihin. Luotettavuuden kannalta ongelmallisten kohteiden keskeytysaikaa voidaan lyhentää rakentamalla varasyöttöyhteys. Varasyöttöyhteys voi tarkoittaa verkon sisällä säteittäisen verkkorakenteen muuttamista rengasmaiseksi rakentamalla kahden johtolähdön välille varayhteys, joka normaalissa käyttötilanteessa ei ole käytössä. Toisaalta varasyöttöyhteyksiä voidaan rakentaa myös naapuriverkkoyhtiöiden verkkoihin, joiden avulla pyritään lyhentämään suurempien vikojen aiheuttamia keskeytysaikoja. Varasyöttöyhteyksien lisääntyessä sähkön toimitusvarmuus kasvaa, mutta normaalitilanteessa periaatteessa tarpeettomien johto-osuuksien rakenta-

minen kaikkialle ei ole taloudellista. Tämän vuoksi varasyöttöyhteyksiä ei kannata rakentaa, jos välimatka yhteyden päätepisteiden välillä on kovin suuri. Lisäksi varasyöttöyhteyksiä suunniteltaessa verkolle ei kannata asettaa kovin tiukkaa jännitteenaleneman rajaa. Muutoin varasyöttöyhteyden rakenne tulee liian kalliiksi tai mahdollisesti koko yhteyden rakentaminen teknisesti mahdottomaksi.

5.3.2 *Varavoima*

Keskijänniteverkon sähkötekniiset kehitystarpeet tulevat hyvin useassa tapauksessa vakavien häiriötilanteiden, esimerkiksi päämuuntajavaurio, aikaisen siirtokapasiteetin puutteesta. Sähkönjakeluverkossa on aina sellaisia kohteita, joiden käyttövarmuutta ei ole järkevin kustannuksin mahdollista parantaa verkkorakennetta muuttamalla. Tällaisten tilanteiden aikana voidaan hyödyntää muuhun kuin sähkönsiirtoon hankittuja laitteistoja kuten varavoimaa ja kompensointikondensaattoreita. Jos tällaisissa kohteissa sijaitsee toimituksen kannalta kriittisiä asiakkaita, kuten suurmaataloutta, teollisuutta tai terveydenhoitoon liittyviä toimintoja, voi varavoiman käyttäminen olla lyhyellä aikavälillä perusteltava ratkaisu. Kriittisiksi asiakkaiksi voidaan luonnehtia sellaiset asiakkaat, joiden maksimi keskeytysaika saa tilanteesta riippumatta olla vain 1 h.

5.3.3 *Yhteistyö muiden organisaatioiden kanssa*

Merkittävä osa jakeluverkon vioista aiheutuu puiden taipumisesta tai kaatumisesta avojohdoille. Vikojen määrää voidaan selvästi vähentää tekemällä johtokatuja raivaukset säännöllisesti sekä poistamalla lisäksi johtokadulle yltävät oksat sekä johtokadun ulkopuolella olevat 'riski'-puut. Erityisen riskialttiita ovat nuoret koivut ja muut lehtipuut, jotka lumikuorman seurauksena taipuvat avojohdojen päälle. Johtokadulle kasvavien oksien raivauksessa tehokkaimmaksi työmenetelmäksi on osoittautunut helikopterisahaus, jossa helikopterista roikkuvalla pitkällä mottorisahalla johtokadun reuna sahataan siistiksi. Tällöin useimmissa tapauksissa lumikuorman seurauksena puut taipuvat tai katkeavat pois päin johtokadusta ja linjasta.

Yhteistyö alueellisten metsänhoitoyhdistysten kanssa on osoittautunut tuloksekkaaksi etenkin siemenpuuaukkojen aiheuttamien vikojen vähentymisen osalta. Kun sähkönjohdon läheisyyteen ei jätetä siemenpuita, voidaan ehkäistä kaatuvien puiden aiheuttamia sähkökatkoja. Myös metsänhakkuuta tekevien monitoimikoneyrittäjien kanssa tehtävä yhteistyö on kannatettavaa. Koska suuri osa hakkuista tehdään monitoimikoneita käyttäen, on riski ennen kaikkea pimeään aikaan johdon päälle tapahtuville puiden kaadoille suuri.

Taajamissa sijaitsevien kaapeliverkkojen vioista merkittävä osa aiheutuu kaivinkoneilla tehdyistä kaivutöistä. Kaapeleita vioittavien tapahtumien määrään voidaan vaikuttaa mm. ohjeis-

tamalla alueen kaivuyrityksiä siten, että kaivutöitä ei saa aloittaa ennen yhteydenottoa verkkoyhtiöön. Tällaisella ohjeistuksella on pystytty olennaisesti vähentämään kaapelivaurioiden määrää.

Osa verkostoon vaikuttavista pitkän aikavälin kehittämistoimista ei edellä kuvatun mukaisesti ole vain johtojen ja verkkoyhtiön oman organisaation kehittämistä, vaan yhteistyötä monien muiden sidosryhmien kanssa on olennainen osa verkkotoiminnan strategistakin kehittämistä. (Lakervi ja Partanen 2008)

5.4 Yleisesti sähkön laadun parantamiskeinoja

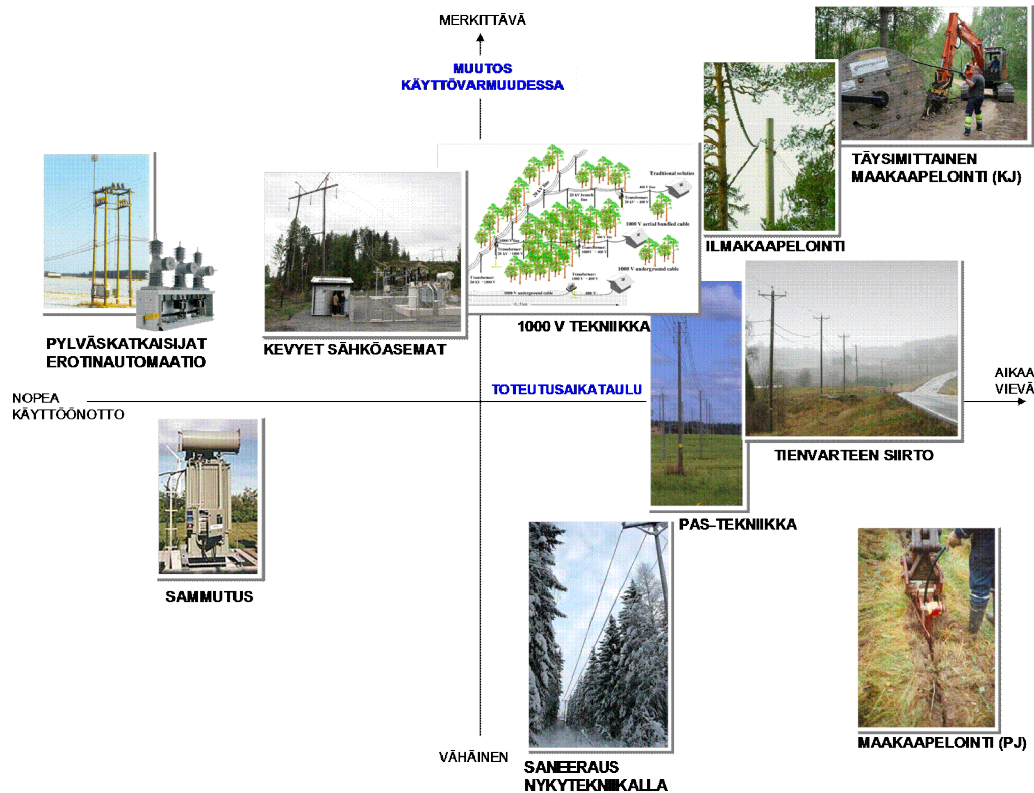
Taulukossa 5.1 on esitetty eri tekniikoiden vaikutukset vikojen määriin ja kestoihin. Taulukosta nähdään että asiakkaiden kokemiin vikamääriin voidaan vaikuttaa erityisesti pienentämällä yhtenäisiä syöttöalueita uusien sähköasemien tai maastokatkaisijoiden kautta tai vaihtamalla keskijänniteverkkoa pienjänniteverkoiksi (1000 V tekniikka). Verkossa ilmenevien absoluuttisiin vikamääriin voidaan vaikuttaa vain teknisten rakennerratkaisujen kautta, esimerkiksi maakaapeloidamalla ilmajohtoverkkoa. Asiakkaiden kokemien vikojen kestoajoja voidaan lyhentää panostamalla verkostoautomaatioon ja vianselvitys- ja korjausorganisaatioon.

Taulukko 5.1. Eri tekniikoiden vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin (↗↗ tilanne paranee merkittävästi, ↗ paranee hieman, - vähäinen tai ei vaikutusta)

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto	Työkeskeytykset	Jällekytkentöjen määrä
	Absoluuttisesti	kpl/as			
Kevyet sähköasemat	-	↗↗			↗↗
Kevyt 110 kV johto	-	↗↗			
Kaapelointi (kj- ja pj-verkot)	↗↗	↗↗			↗↗
PAS-johdot	↗	↗	-	-	↗
Tienvarteen rakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1000 V sähköjakelu	↗	↗↗	-	-	↗↗
Pylväskatkaisijat	-	↗↗	-	-	↗↗
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↗↗		↗
Varayhteydet	-	-	↗↗	↗↗	-
Valvomoautomaatio	-	-	↗↗	↗	
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-		↗↗
Varavoima	-	-	↗	↗↗	-
Yhteistyö	↗	↗	↗		-

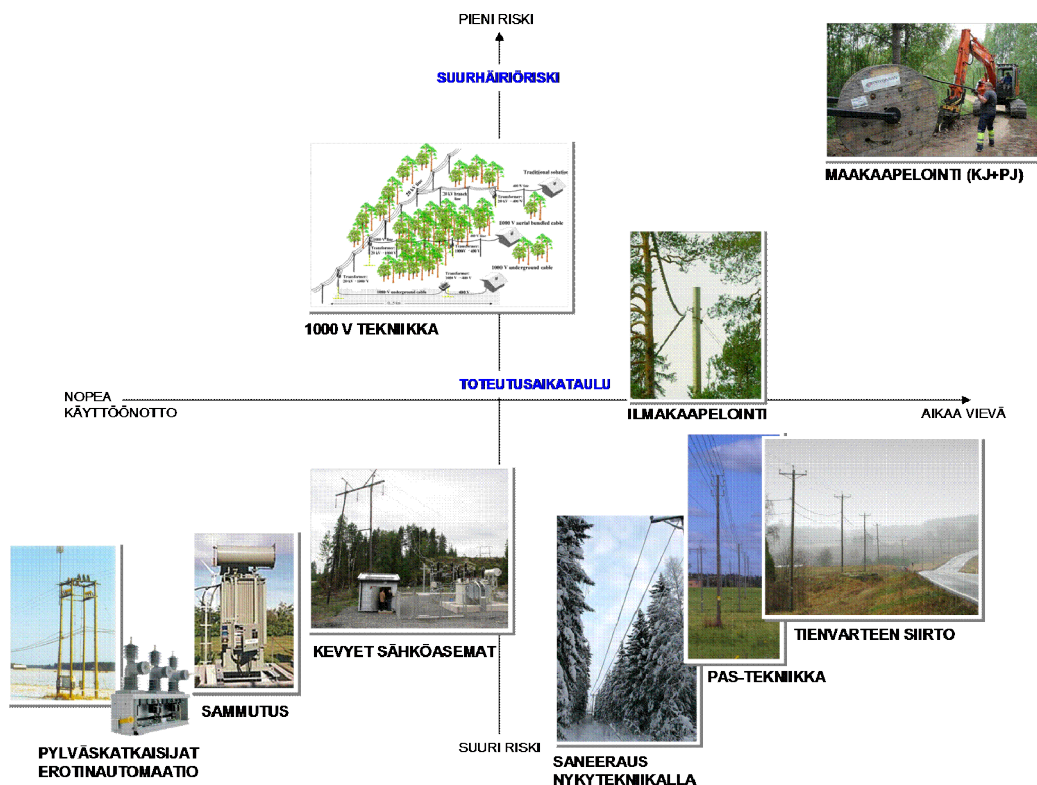
Eri verkkoratkaisuiden vaikutuksia sähköjakelun luotettavuuteen voidaan havainnollistaa myös kuvan 5.1 mukaisella esitystavalla. Siinä eri tekniikat on sijoitettu käyttöönottoajan (x-akseli) ja käyttövarmuudessa arvioidun muutoksen mukaisesti. Kuvasta nähdään, että esimerkiksi laajamittaisella keskijänniteverkon kaapeloinnilla saavutetaan merkittävin muutos käyttövarmuudessa. Pienjänniteverkon maakaapeloinnilla ei katsota olevan merkittävää vaikutusta

tilastollisiin keskeytymääriin. Keskijänniteverkon laajamittainen maakaapelointi on kuitenkin aikaa vievää. Sen sijaan automaattioratkaisulla (esim. maastokatkaisijat, erotinautomaatio, kevyet sähköasemat) saavutetaan merkittäviä parannuksia käyttövarmuudessa hyvin nopealakin aikataululla.



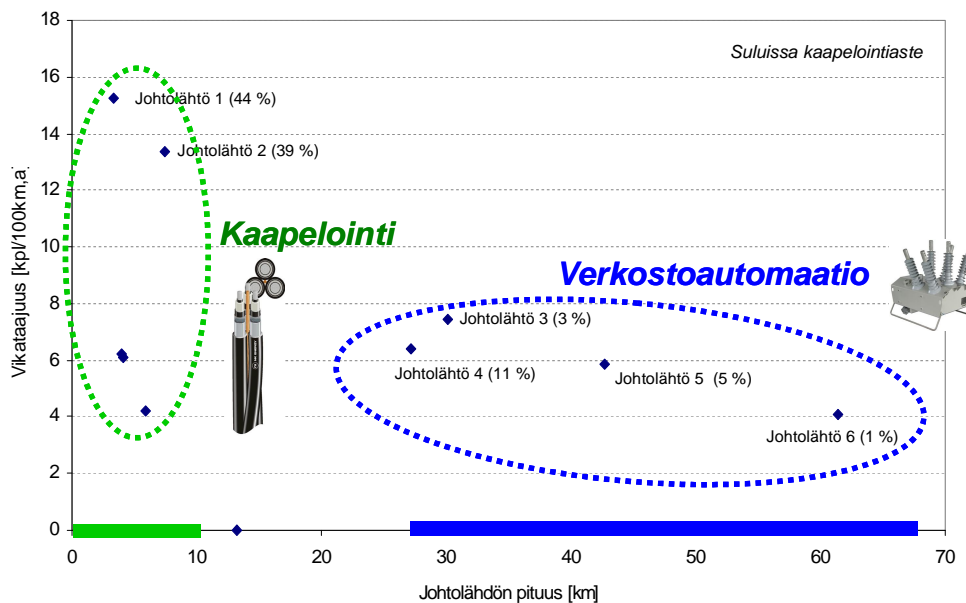
Kuva 5.1. Eri verkkotekniikoiden vaikutuksia tilastolliseen (ns. normaaliin) käyttövarmuuteen. (Lassila 2009)

Jakeluverkkojen kehittämistyössä joudutaan ottamaan kantaa myös siihen, onko toimialueella olemassa ns. suurhäiriöriski. Suurhäiriöllä tarkoitetaan tässä yhteydessä esimerkiksi voimakkaan myrskyn aiheuttamaa puiden ja pylväiden kaatumista ja tätä seuraavaa laaja-alaista ja pitkäaikaista sähkönjakelun keskeytystä. Kuvassa 5.2 samat tekniikat on sijoitettu vastaavalla tavalla suurhäiriöriskin näkökulmasta. Kuvasta nähdään, että suurhäiriöriski voidaan minimoida kaapeloimalla sekä keskijännite- että pienjänniteverkot. Pienjänniteverkkojen kaapelointihyöty perustuu nyt siihen, ettei laaja-alaisen myrskyn aiheuttamia tuhoja tarvitse korjata pienjänniteverkkojen puolelta. Toisin kuin edellisessä kuvassa, nyt kevyet ja nopeasti käyttöönotettavat verkostoautomaattioratkaisut eivät paranna luotettavuutta suurhäiriöriskin näkökulmasta.



Kuva 5.2. Eri verkkotekniikat suurhäiriöriskin näkökulmasta (Lassila 2009)

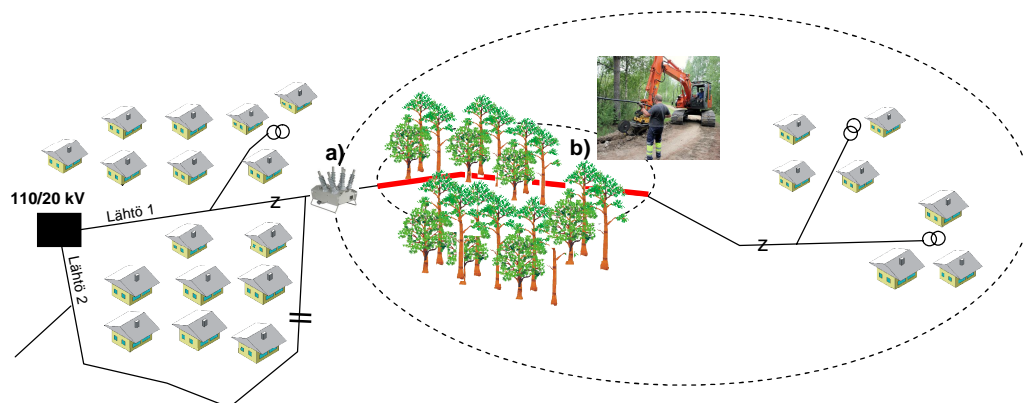
Kuvassa 5.3 on havainnollistettu keskijännitejohtolähdön pituuden ja vikataajuuden funktiona karkeaa ehdotusta käyttövarmuusinvestoinneiksi.



Kuva 5.3. Käyttövarmuusinvestointien karkea jaottelu johtolähdön pituuden perusteella.

Toinen lähtökohta luotettavuuslaskennassa ja saneeraussuunnittelussa on ns. *verkkonäkökulma*. Tällöin verkosta määritetään sellaiset johto-osuudet, jotka vikaantuvat useimmiten ja vikaantuessaan aiheuttavat suuret keskeytyshaitat. Tällä tavoin investoinnit voidaan ohjata kohteisiin, joissa niiden vaikutus koko verkon keskeytyuskustannuksiin on suuri. Tällaisia kohteita

voivat olla esimerkiksi avojohto-osuudet lähellä taajamia. Avojohto-osuuksien korvaaminen esimerkiksi kaapeloinnilla tai avojohto-osuuksien erottaminen omaksi suojausvyöhykkeeksi verkostoautomaatiolla parantaa samassa virtapiirissä olevien asiakkaiden sähkönjakelun luotettavuutta. Kuvassa 5.4 on esitetty esimerkki tällaisesta tilanteesta. Johtolähdön alkupään asiakkaiden sähkönjakelun luotettavuuden kannalta molemmilla saneerausvaihtoehdoilla päästään käytännössä samaan lopputulokseen. Kaapelointi vähentää vikaantumistodennäköisyyttä kun taas automaatiolla vikojen näkyvyys voidaan rajoittaa haluttuun verkonosaan. Johtolähdön loppupään asiakkaiden kannalta verkostoautomaatiosta ei ole tässä esimerkkitilanteessa apua sillä vian ilmaantuessa kyseiset asukkaat kuuluvat siihen verkonosaan, joka erotetaan syöttösuunnasta. Loppupään asiakkaiden sähkönjakelun luotettavuutta voidaankin parantaa vain vähentämällä vikojen absoluuttista määrää, esimerkiksi maakaapelioimalla tai vähentämällä muilla keinoin metsäosuudella tapahtuvia vikoja. Toinen vaihtoehto on järjestää loppupään asiakkaille varasyöttöyhteys ja lisäämällä verkostoautomaatiota vika-alttiin verkon osan ja loppupään asutuksen väliin.



Kuva 5.4. Verkon käyttövarmuuden parantaminen vaihtoehtoisesti maakaapelioimalla tai automaatiolla.

Luotettavuustarkastelussa on kiinnitettävä erityistä huomiota käyttövarmuusinvestointien riskikäisvaikutuksiin. Alunperin teknistaloudellisesti kannattavaksi määritetty maakaapelointisaneeraus voi muuttua kannattamattomaksi mikäli samalle johtolähdölle asennetaan riittävästi verkostoautomaatiota ja toisin päin. Investoinnit eivät ole toisistaan riippumattomia. Toisaalta ratkaisut eivät ole välttämättä toisiaan poissulkevia mikäli keskeytyskustannustaso on johtolähdöllä erityisen korkea. Usein optimiratkaisuun päästäänkin yhdistämällä eri verkotekniikoita. Kehitetyssä omaisuudenhallintajärjestelmässä voidaan ottaa useita eri kehitysvaihtoehtoja samanaikaisesti huomioon. Johtolähtöjen rakennetta voidaan muuttaa halutunlaiseksi esimerkiksi vaihtamalla perinteistä avojohtoa päällystetyksi avojohdoksi tai maakaapeliksi, tai lisäämällä johtolähdölle käsin- tai kauko-ohjattavia erottimia ja maastokatkaisijoita.

6 Analyysi kriteeristön tavoitetasojen saavutettavuudesta

6.1 Esimerkkiverkko I

6.1.1 Lähtökohdat

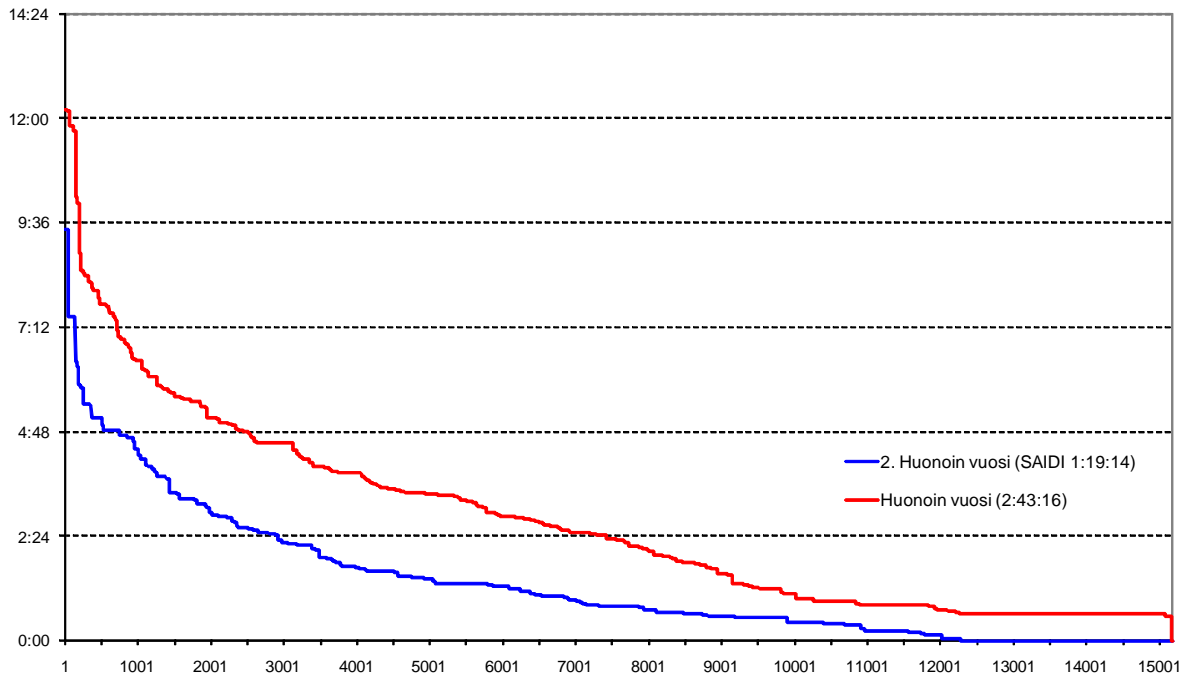
Tarkasteltavana esimerkkiverkkoalueena on keskisuuri jakeluyhtiö, jolla on noin 15 000 asiakasta ja jolta oli käytettävissä muuntopiirikohtaiset keskeytystilastot vuosilta 2005–2007. Vastaavasti verkkoa simuloitiin luotettavuuspohjaisen verkostanalyysiohjelmiston avulla (Verho et al. 2005).

6.1.2 Keskeytysaika- ja jälleenkytkentätilastojen tarkastelu

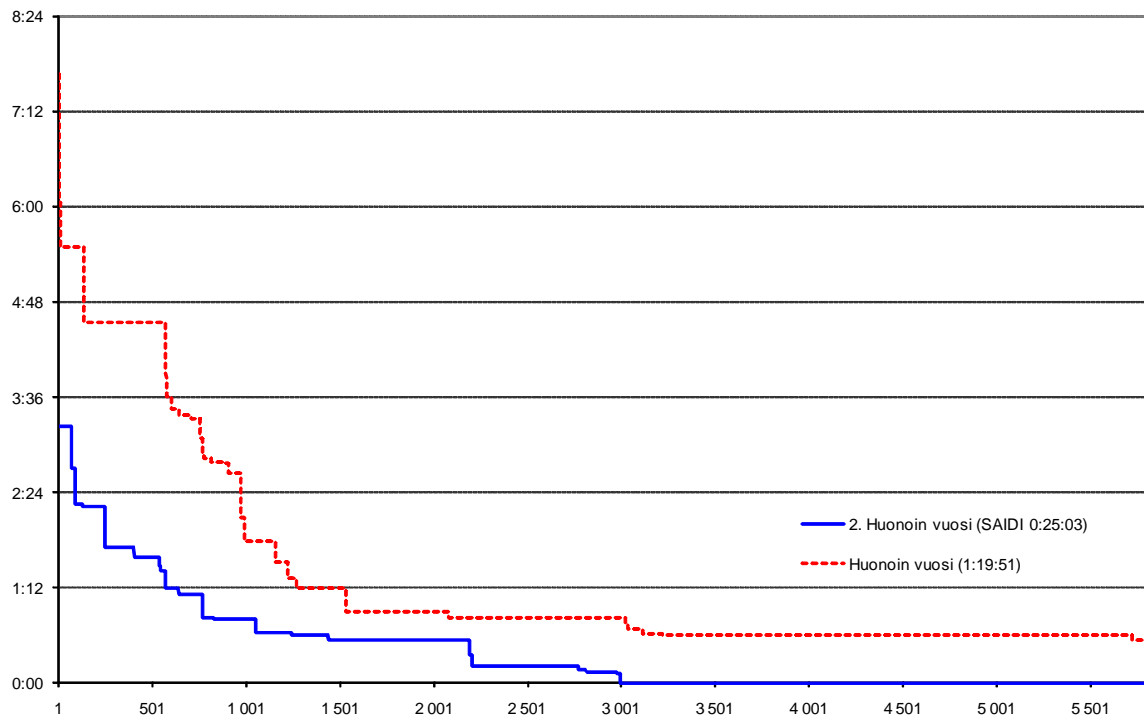
Energiamarkkinavirasto (EMV) edellyttää nykytilanteessa verkkoyhtiöiltä energiapainotettuja toimitusvarmuutta kuvaavia tunnuslukuja taloudellisessa regulaatiossa käytettävien keskeytyskustannusten määrittämiseksi. Jotta tunnuslukujen laskenta voitaisiin suorittaa, verkkoyhtiöllä on oltava tilastotietoa asiakaskohtaisista keskeytysmääristä ja -ajoista. Vaaditut tiedot saadaan useimmiten käytöntukijärjestelmällä tuotetuista vikaraporteista.

Tässä raportissa on esitetty esimerkkiverkon asiakkaiden kokemista keskeytysajoista ja jälleenkytkentämääristä (pjk+ajk) käytettävissä olleiden tilastojen perusteella.

Kuvassa 6.1 on esitetty verkon asiakkaiden kokemien vuosittaisten keskeytysaikojen (yksittäisen keskeytyksen kesto yli kolme minuuttia) jakauma laskevasti lajiteltuna sekä huonoimman että toiseksi huonoimman vuoden osalta (suurhäiriöiden suodatus – asiakkaan kokema huonoin vuosi suodatetaan pois). Kuvassa 6.2 esitetään samat tilastot verkon taajama-asiakkaiden osalta. Taajamajaottelu on tehty verkkotietojärjestelmän karttapohjien ja tutkijoiden aluetuntemuksen avulla. Käytännössä tämä tapahtui valitsemalla verkosta ne muuntamot, jotka voisivat tulevaisuuden aluejaottelussa sijoittua taajama-alueelle.

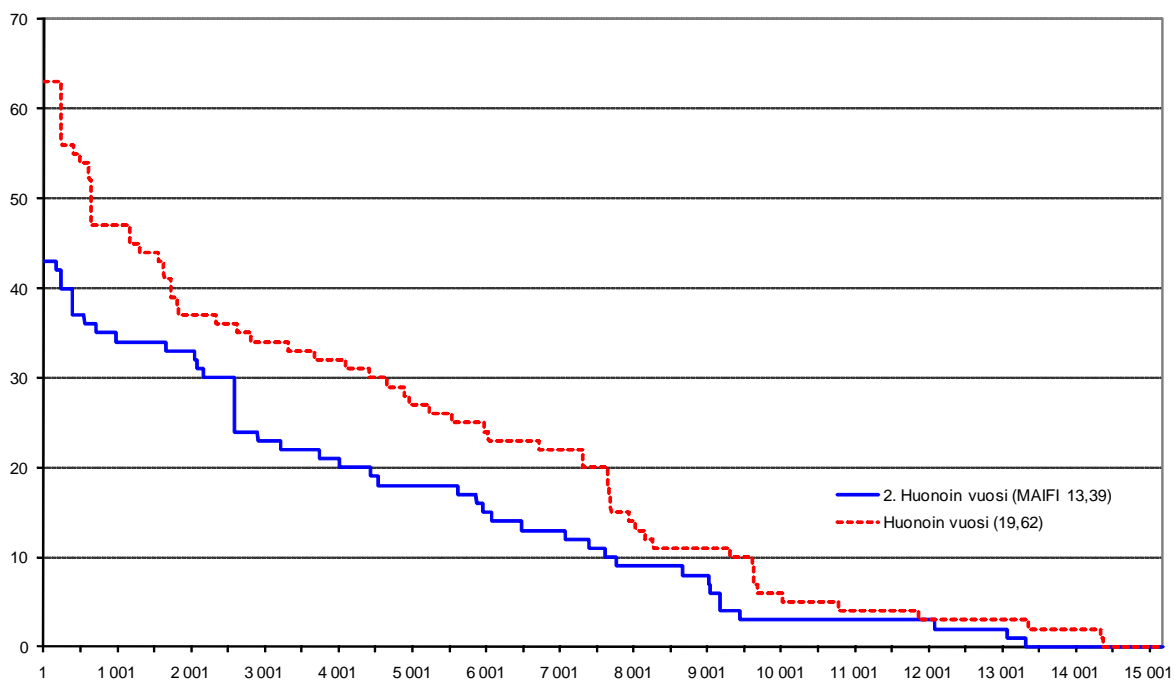


Kuva 6.1. Keskeytysajat (hh:mm/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden jakaumat laskevasti lajiteltuna (2005-2007).

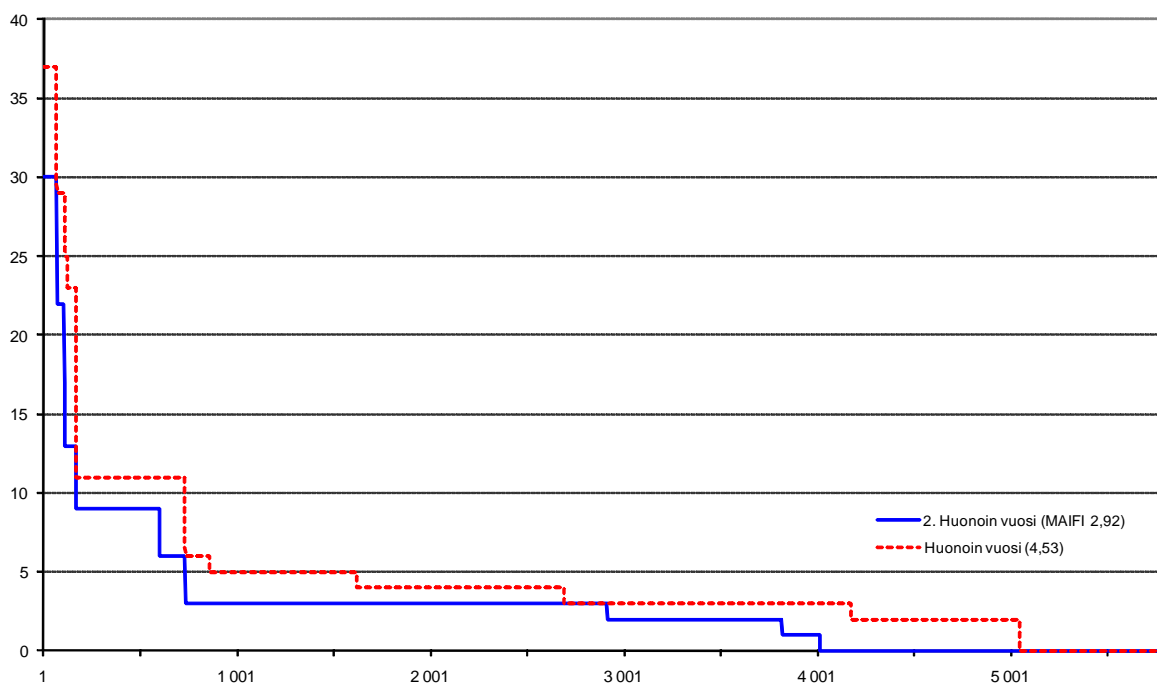


Kuva 6.2. Keskeytysajat (hh:mm/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon taajama-asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden jakaumat laskevasti lajiteltuna (2005-2007).

Kuvissa 6.3 ja 6.4 on esitetty vastaavat jakaumat jälleenkytkentöjen (kesto alle kolme minuuttia) osalta.



Kuva 6.3. Jälleenkytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon asiakkaiden kokemien jälleenkytkentöjen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden jakaumat laskevasti lajiteltuna (2005-2007).



Kuva 6.4. Jälleenkytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon taajama-asiakkaiden kokemien jälleenkytkentöjen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden jakaumat laskevasti lajiteltuna (2005-2007).

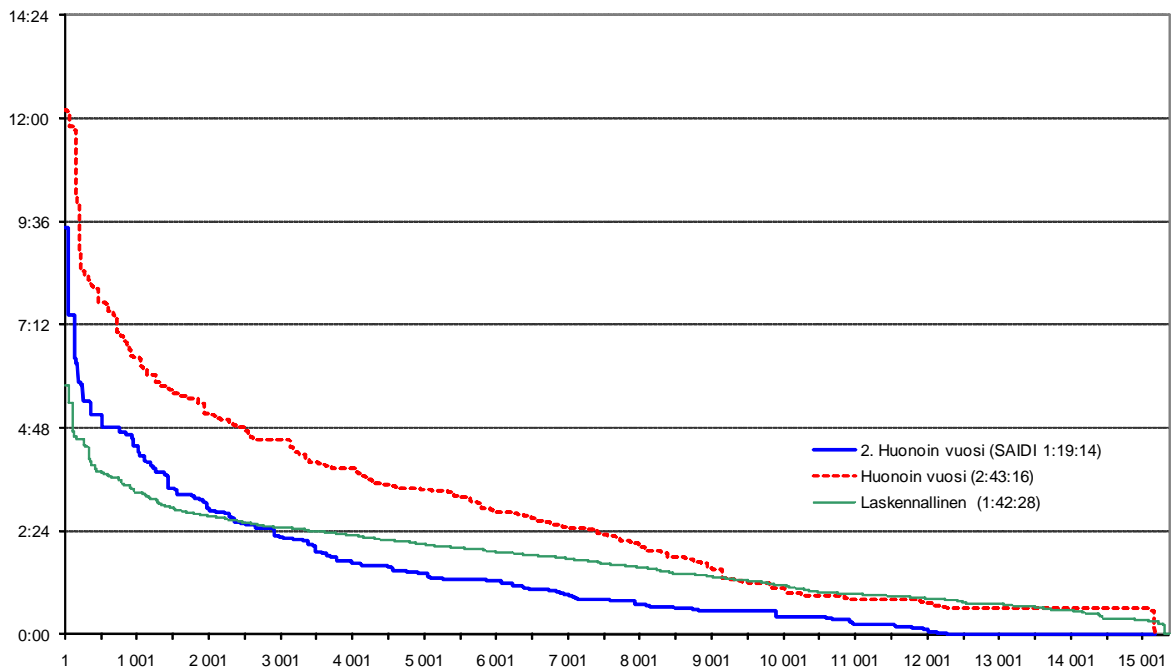
Kuvista 6.1–6.4 nähdään hyvin, millaisia eroja asiakkaan huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden keskeytysajoissa ja jälleenytkentämäärissä esiintyy. Lisäksi havaitaan, että jakaumien muoto varsinkin kuvissa 6.1, 6.2 ja 6.4 on melko samankaltainen – pisimmät vuotuiset keskeytysajat ja suurimmat jälleenytkentämäärät koskevat suhteellisen pientä osuutta asiakaskunnasta. Näin ollen pienilläkin, mutta hyvin kohdistetuilla verkkoinvestoinneilla voidaan vaikuttaa radikaalisti verkossa esiintyviin suurimpiin keskeytysaikoihin ja jälleenytkentämääriin.

Kuvaajia tarkasteltaessa on kuitenkin syytä huomioida, että molemmat jakaumat on esitetty laskevasti lajiteltuna. Tämä tarkoittaa käytännössä sitä, ettei yksittäisen asiakkaan sijainti vaaka-akselilla ole molemmissa kuvaajissa välttämättä sama. Näin ollen pahimmat vikapaikat voivat vaihdella merkittävästikin vuosittain. Asia on esitetty myöhemmin seuraavan luvun kuvissa 6.9 ja 6.10, joissa yksittäisen asiakkaan sijainti vaaka-akselilla on kiinteä.

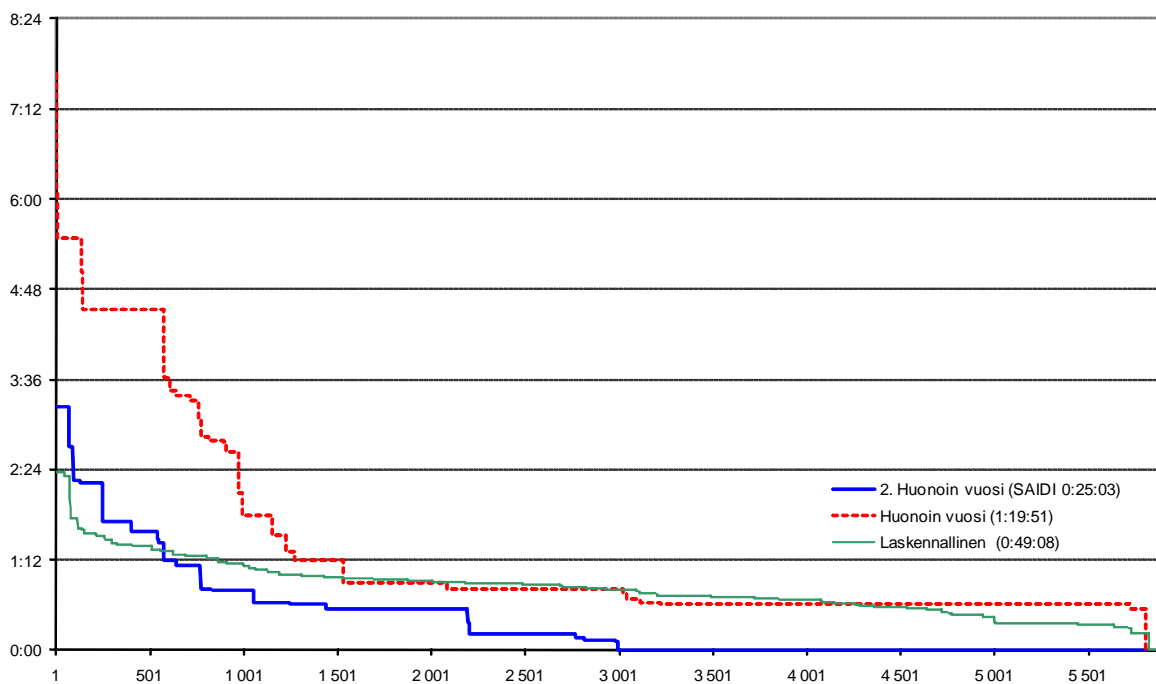
6.1.3 Luotettavuuslaskennan ja tilastojen vertailua

Perinteisesti verkon luotettavuuden mittareina on pidetty keskimääräisiä käyttövarmuuden tunnuslukuja, kuten SAIFI, SAIDI, CAIDI ja MAIFI. Nämä indeksit keskeytyskustannusten määrittämisen ohella ovat luoneet luotettavuuspohjaisen verkostanalyysin perustan.

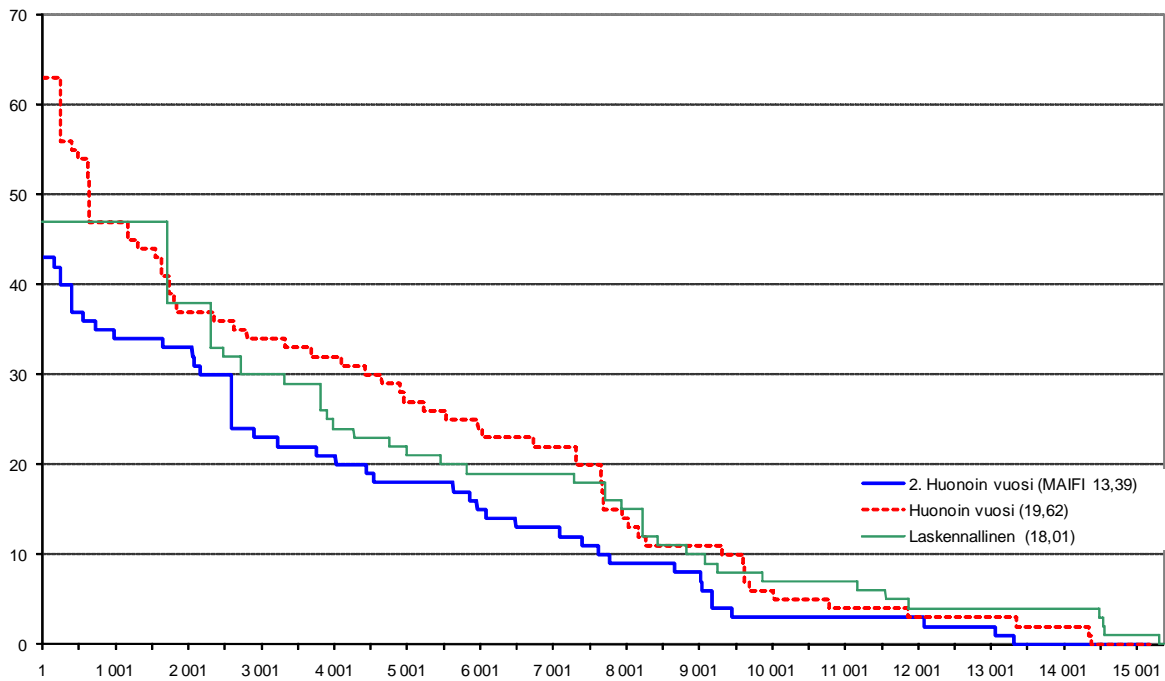
Luotettavuuslaskennan avulla saaduista verkon asiakkaiden keskimääräisistä keskeytysajoista ja -määristä voidaan kuitenkin muodostaa vastaavanlaiset jakaumat kuin edellä tilastojen osalta on esitetty. Näiden jakaumien avulla voidaan tarkastella koko verkon keskimääräisten tunnuslukujen lisäksi asiakas-/muuntopiirikohtaisia keskimääräisiä keskeytysmääriä ja -aikoja. Näitä laskennallisia jakaumia voidaan edelleen verrata toteutuneisiin tilastoihin. Seuraavassa on esitetty kuvia 6.1–6.4 vastaavat kuvaajat, joihin on lisätty laskennallisesti luotettavuuslaskentaohjelmistolla esimerkkiverkosta saadut vastaavat jakaumat.



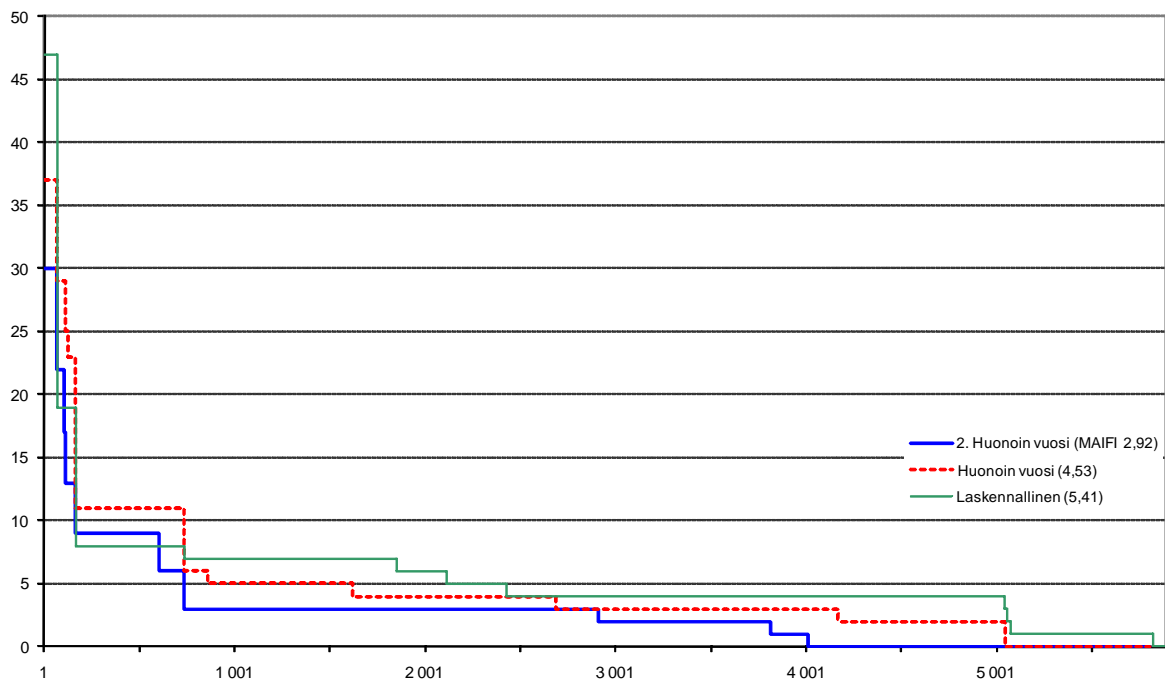
Kuva 6.5. Keskeytysajat (hh:mm/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden (2005-2007) jakaumat sekä laskennallisesti saatu jakauma laskevasti lajiteltuna.



Kuva 6.6. Keskeytysajat (hh:mm/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon taajama-asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden (2005-2007) jakaumat sekä laskennallisesti saatu jakauma laskevasti lajiteltuna.



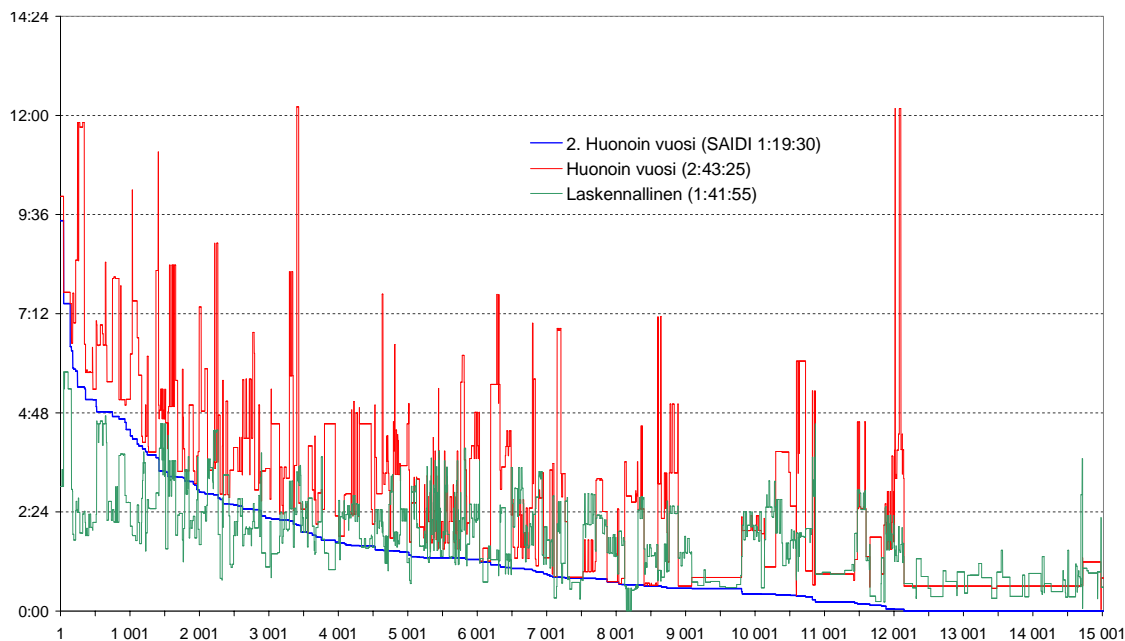
Kuva 6.7. Jälleenkytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon asiakkaiden kokemien jälleenkytkentöjen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden (2005-2007) jakaumat sekä laskennallisesti saatu jakauma laskevasti lajiteltuna.



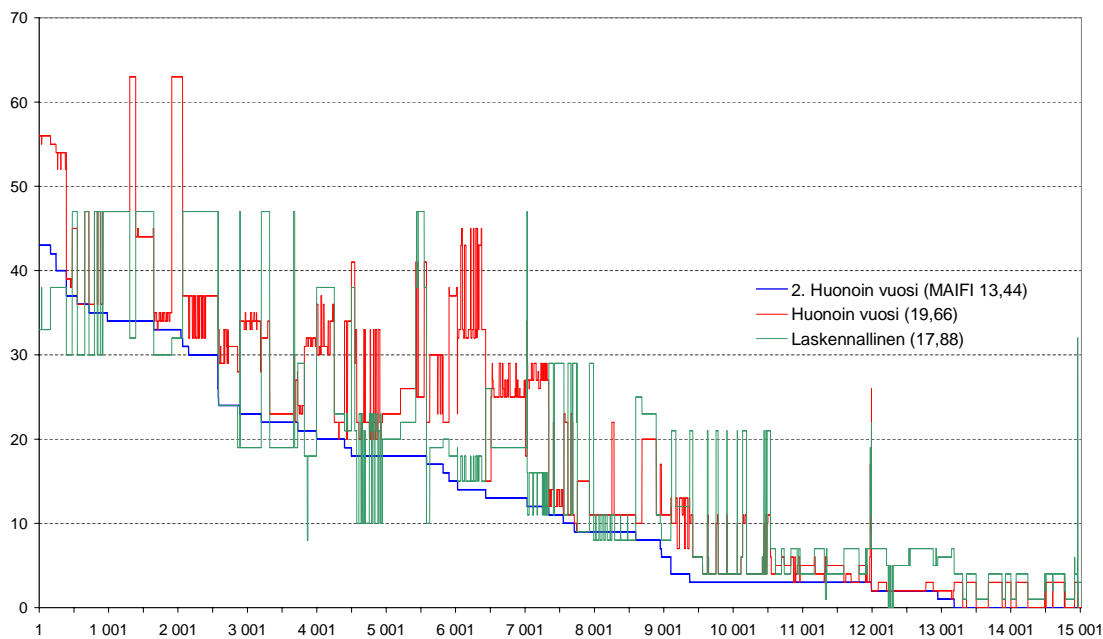
Kuva 6.8. Jälleenkytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon taajama-asiakkaiden kokemien jälleenkytkentöjen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden (2005-2007) jakaumat sekä laskennallisesti saatu jakauma laskevasti lajiteltuna.

Kuvien 6.5–6.8 perusteella voidaan todeta, että tilastolliset ja laskennallisesti tuotetut jakaumat on saatu luotettavuuslaskennan parametrit oikein asettamalla korreloimaan suhteellisen hyvin toisiaan. On kuitenkin muistettava, että kaikki kuvien jakaumat on lajiteltu laske-

vasti, eli yksittäinen asiakas ei välttämättä ole jokaisessa kuvaajassa samalla kohdalla. Kuvis-
sa 6.9 ja 6.10 kuvaajat keskeytysajoista ja jälleenkytkennöistä (koko verkko) on piirretty si-
ten, että yksittäisen asiakkaan sijainti vaaka-akselilla on vakio. Asiakkaiden järjestys on mää-
ritetty asiakkaiden toiseksi huonoimman vuoden arvojen mukaan laskevasti.



Kuva 6.9. Keskeytysajat (hh:mm/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon asiakkaiden kokemien keskeytysaika-
jen huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden (2005-2007) jakaumat sekä laskennallisesti saatu ja-
kauma. Yksittäisen asiakkaan sijainti vaaka-akselilla vakio, järjestys asiakkaiden toiseksi huonoimman
vuoden mukaan laskevasti lajiteltuna.



Kuva 6.10. Jälleenkytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Esimerkkiverkon asiakkaiden kokemien jälleenkytkentöjen
huonoimman ja toiseksi huonoimman vuoden (2005-2007) jakaumat sekä laskennallisesti saatu ja-
kauma. Yksittäisen asiakkaan sijainti vaaka-akselilla vakio, järjestys asiakkaiden toiseksi huonoim-
man vuoden mukaan laskevasti lajiteltuna.

Kuvia 6.9 ja 6.10 tarkastelemalla huomataan, etteivät yksittäisen asiakkaan kokemat vuosittaiset keskeytysajat ja jälleenkytkentämäärät vastaa paikoin kovinkaan hyvin laskennallisesti saatuja arvoja. Tämä kuvastaa hyvin vikojen aiheuttajien satunnaisuutta ja paikallisuutta (erityisesti sää). Kuvaajista voidaan kuitenkin suurelta osin havaita yhtenäisyyttä tilastojen ja laskennan välillä.

6.1.4 Kehittämistoimenpiteiden vaikutusten arviointi

Luova-ohjelmistolla voidaan tarkastella olemassa olevan verkon lisäksi suunniteltuja verkkoja. Edellä esitettyjen laskennallisten jakaumien avulla voidaan helposti nähdä verkon vikaalimmat kohdat ja siten tarkastella näitä verkon osia varteenotettavina investointikohteina toimitusvarmuuden parantamiseksi. Erilaisten suunnitelmien vaikutus nähdään helposti, kun piirretään suunnitellun verkon laskennallisesti saadut asiakaskohtaiset keskeytysjakaumat.

Verkon kehittämistoimenpidetarkastelujen perustana on käytetty diplomityötä (Perälä 2008), jossa on etsitty teknistaloudellisesti kannattavia välikatkaisijoiden sijoittamiskohteita. Optimoititehtävä on suoritettu työssä asiakasryhmäkohtaisten KAH-arvojen avulla. Lisäksi työssä on päivitetty luotettavuuslaskennan parametrit vastaamaan verkon todellisia vikataajuuksia ja olosuhdekertoimia edellisvuotisten tilastojen mukaisesti. Näitä parametreja on käytetty myös tässä tutkimuksessa. Ainoastaan ukkosen avojohdolle aiheuttamaa jälleenkytkentätaajuutta laskettiin ($10.9 \rightarrow 5$ kpl/vuosi, 100 km), jotta se vastasi paremmin tilastoja. Lisäksi korjattiin maakaapelin vika- ja työkeskeytystaajuutta ($0 \rightarrow 1$ kpl/vuosi, 100 km) sekä kaapelin viankorjausaikaa ($240 \rightarrow 120$ min).

Tässä tutkimuksessa on verrattu verkon nykytilan sekä neljän erilaisen kehittämissuunnitelman keskeytysaikoja ja jälleenkytkentämääriä. Nykyverkossa on varsin runsaasti kauko-ohjattavia erottimia. Yli puolet verkosta on sammutuksen piirissä ja tärkeimpien sähköasemien johtolähtöjen alkupäässä olevilla muuntamoilla kipinäväit on vaihdettu venttiillisuojiin syvien jännitekuoppien määrän vähentämiseksi. Tarkasteltavat suunnitelmat ovat:

1. Verkon nykytila

2. Sähköasema

- verkossa on liitettynä siihen suunniteltu kevytsähköasema (puolikas, kaksi uutta lähtöä)

3. Välikatkaisijat

- kahdeksan em. diplomityössä kannattavaksi todettua välikatkaisijaa
- lisäksi kaksi tässä tutkimuksessa taajama-asiakkaiden toimitusvarmuutta parantamaan lisättyä välikatkaisijaa (molemmat pitkän johdon alkupäässä, jossa muutamia suurempia taajama-asiakkaita)

4. Sammutus ja ylijännitesuojaus

- verkon täydellinen sammutus
- kaikkien kipinävälillisten sekä ei-suojattujen muuntajien suojaaminen venttiilisuojin

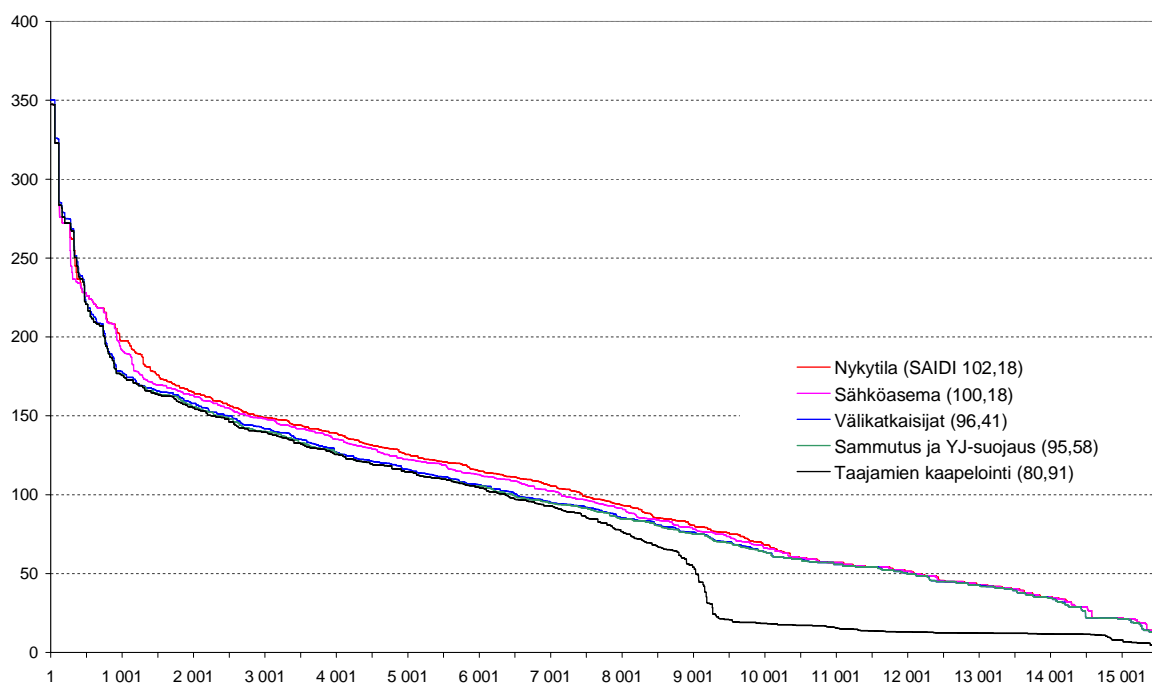
5. Taajamien kaapelointi

- taajama-alueen lähtöjen kaapelointi kokonaan tai välikatkaisijalle asti
- yksittäisten taajamamuuntamoiden liittäminen maaseutulähdöiltä taajamalähdöille
- jakorajamuutoksia

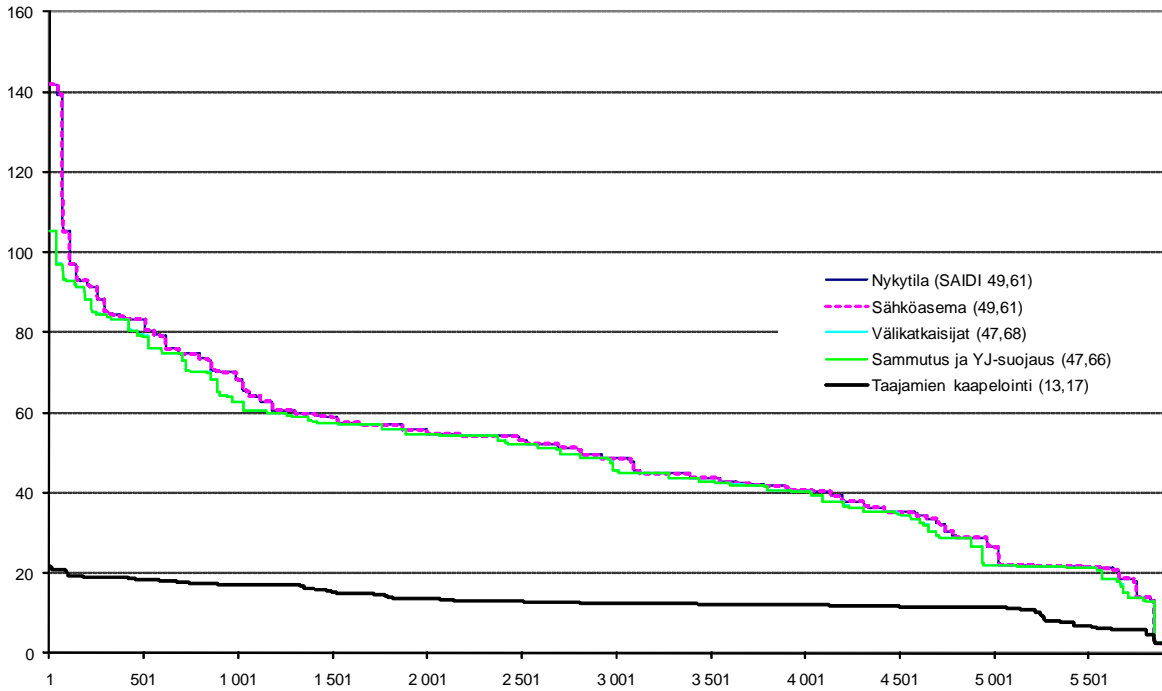
Tarkastelut on tehty siten, että uusi kehittämissuunnitelma on lisätty aina edellisen suunnitelman päälle. Tämä tarkoittaa siis sitä, että viimeisen kohdan suunnitelmaan sisältyy myös kaikki muut edellä mainitut kehittämistoimenpiteet.

6.1.5 Kehittämistoimenpiteiden vaikutukset

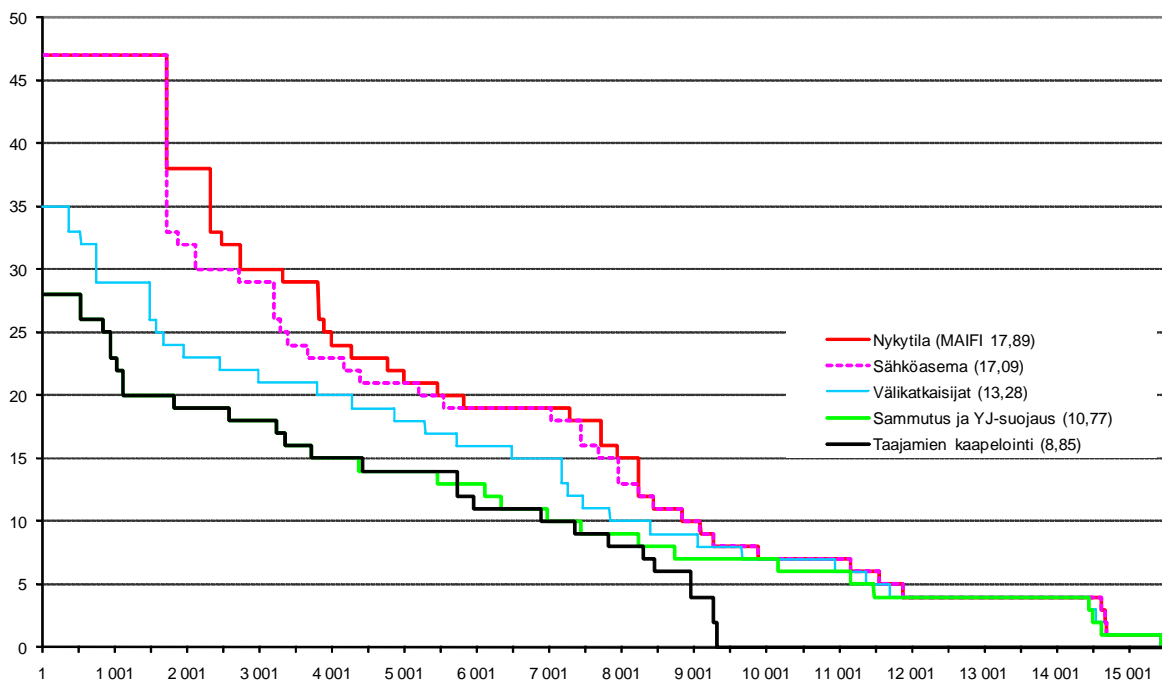
Kuvissa 11–14 on esitetty esimerkiverkolle tehtyjen suunnitelmien vaikutukset keskeytysaikojen ja jälleenkytkentöjen jakaumiin.



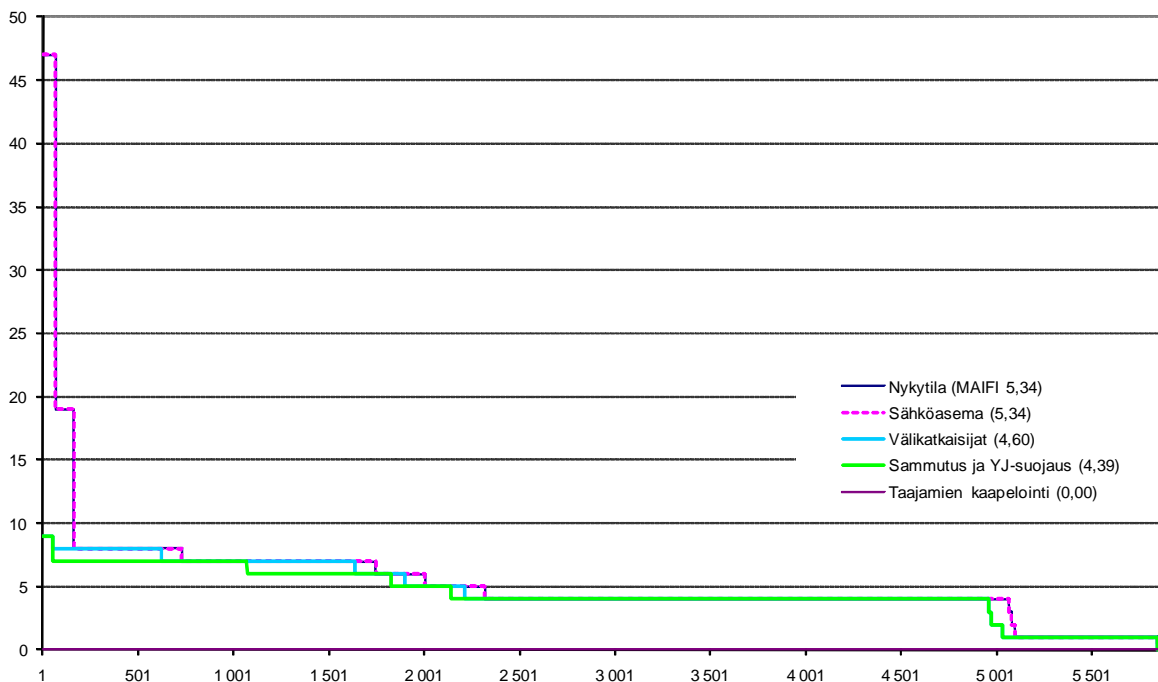
Kuva 6.11. Keskeytysajat (min/asiakas/vuosi). Laskennallisesti saadut asiakkaiden keskeytysaikojen jakaumat laskevasti lajiteltuna esimerkiverkolle sekä eri kehittämissuunnitelmiin.



Kuva 6.12. Keskeytysajat (min/asiakas/vuosi). Laskennallisesti saadut taajama-asiakkaiden keskeytysaikojen jakaumat laskevasti lajiteltuna esimerkiverkolle sekä eri kehittämissuunnitelmille.



Kuva 6.13. Jälleenkytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Laskennallisesti saadut asiakkaiden jälleenkytkentöjen jakaumat laskevasti lajiteltuna nykyverkolle sekä eri kehittämissuunnitelmille.



Kuva 6.14. Jälleenytkennät (kpl/asiakas/vuosi). Laskennallisesti saadut taajama-asiakkaiden jälleenytkentöjen jakaumat laskevasti lajiteltuna nykyverkolle sekä eri kehittämissuunnitelmillemme.

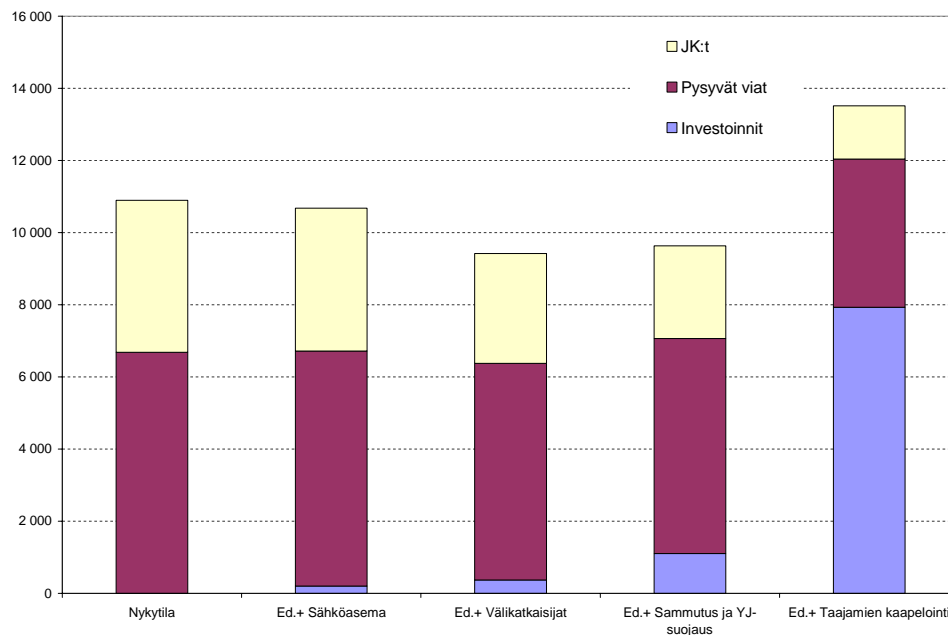
Voidaan todeta, että kuvien 6.11–6.14 jakaumista havaitaan verkon luotettavuuden parantuminen helposti ja yksityiskohtaisemmin kuin ainoastaan keskimääräisiä verkon käyttövarmuutta kuvaavia tunnuslukuja tarkastelemalla. Esimerkiksi nähdään hyvin kuinka välikatkaisijoiden lisääminen vähentää huomattavasti jälleenytkentätaajuutta verkossa. Paikoin tosin joitain kuvaajia on vaikea erottaa kuvista, sillä ne jäävät seuraavaksi piirtyneiden kuvaajien alle.

Tässäkin kohden on muistettava, että kaikki kuvaajat on lajiteltu laskevasti. Näin ollen yksittäisen asiakkaan saavuttamaa toimitusvarmuuden parantumista ei voida suoraan kuvista todeta. Nähdään kuitenkin hyvin, mille tasolle määritettyjen raja-arvojen kannalta kriittisimmät vuotuiset keskeytysajat ja jälleenytkentämäärät asettuvat kehittämistoimenpiteiden seurauksena. Näihin asiakkaisiin/muuntopiireihin kohdistetuilla investoinneilla saadaan muodostuneen jakauman huippuarvoja edelleen laskettua matalammiksi.

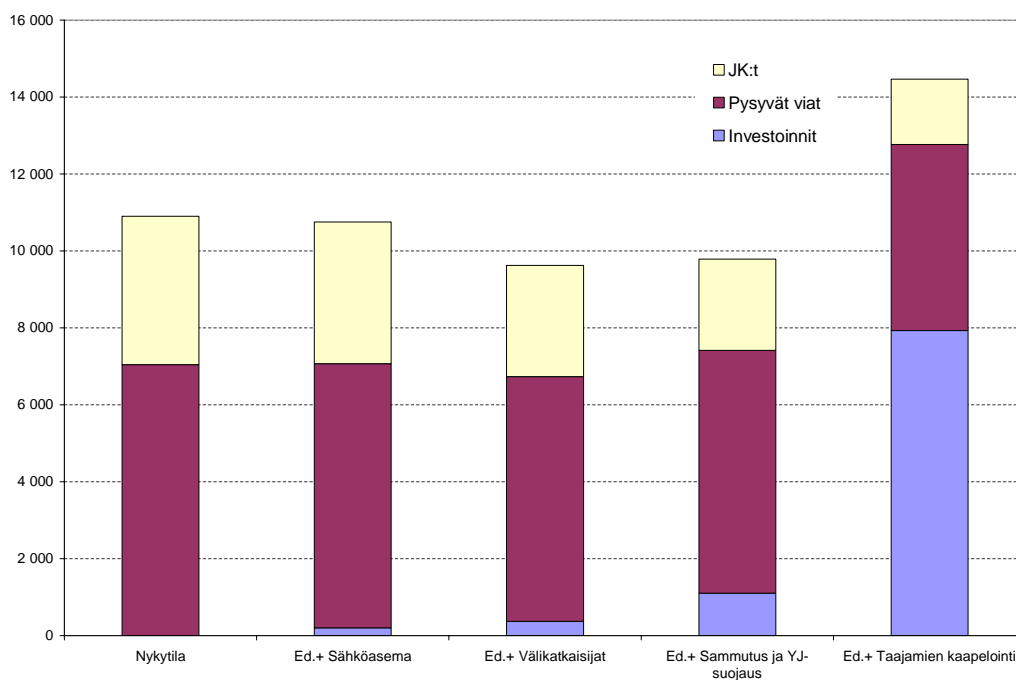
Tarkastelujen yhteydessä ei ole ollut pyrkimyksenä etsiä tarkastellulle verkolle parhaita mahdollisia toimenpidesuunnitelmia toimitusvarmuuden parantamiseksi. Pikemminkin on haluttu esittää kuinka verkon luotettavuuslaskennan avulla muodostettuja jakaumia on hyödynnetty sähköjälleenytkentöjen toimitusvarmuuden tavoitetasoja määrittäessä, ja kuinka niitä voitaisiin hyödyntää edelleen määritettyihin tavoitetasoihin pyrittäessä. Lisäksi kuvat osoittavat millaisella tasolla tietyllä kehittämissuunnitelmalla voitaisiin päästä tässä tarkastellun verkon osalta, mikä taas on antanut suuntaa tavoitetasoja määrittäessä.

6.1.6 Kustannustarkastelut

Kuvissa 6.15 ja 6.16 on esitetty kustannuslaskelmat edellä mainituille toimenpidesuunnitel-
mille. Kuvan 6.15 laskelmat on tehty vuoden 2009 rahanarvoon korjatuilla asiakasryhmäkohtaisilla ja kuvan 6.16 laskelmat yhdistetyillä KAH-arvoilla.



Kuva 6.15. Kustannukset (Asiakasryhmäkohtaiset KAH-arvot). Investoinnit ja keskeytyskustannukset asiakasryhmäkohtaisilla KAH-arvoilla verkon kehittämistoimenpiteille.



Kuva 6.16. Kustannukset (Yhdistetyt KAH-arvot). Investoinnit ja keskeytyskustannukset yhdistetyillä KAH-arvoilla verkon kehittämistoimenpiteille.

Investoinnit on oletettu tehtävän heti tarkastelujakson alussa ja niihin on sisällytetty välikatkaisijoiden vuosittainen kunnossapito (1000 €/vuosi) diskontattuna nykyhetkeen. Myös vuotuiset keskeytyskustannukset on diskontattu nykyhetkeen. Seuraavassa taulukossa on esitetty tarkemmin eri kehittämistoimenpiteiden kustannuslaskelmat.

Taulukko 6.1. Verkkoinvestointien kustannuslaskelmat.

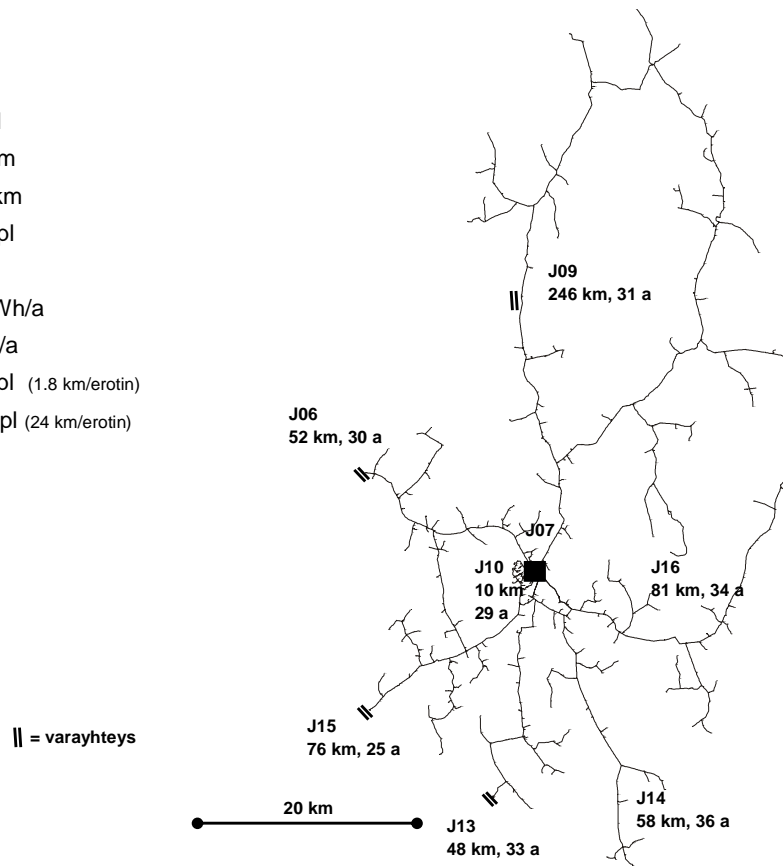
Tarkastelujakso (a)	40		
Korkokanta	0.05		
<u>Kevyt sähköasema (puolikas)</u>		<u>Kaapelointi</u>	
Hinta (k€)	201.93	Materiaali ja ojaanasennus (MA120, k€/km)	34.6
		Kaivu (k€/km)	
		-taajama	21.7
		-haja-asutus	10.19
<u>Välikatkaisijat</u>		Tarve yhteensä (km)	88.03
Hinta /kpl (k€)	22.14	-taajama (60 %)	52.82
Tarve (kpl)	10	-haja-asutus (40 %)	35.21
Yhteensä (k€)	221.4	Yhteensä (k€)	4550.9
Kunnossapito (k€/a/kpl)	1		
Nykyarvo (k€)	17.16	Rakennusmuuntamot	
Nykyarvo yhteensä (k€)	171.59	Hinta /kpl	
		-puistomuuntamo, tyyppi 1	27.49
		-satelliittimuuntamo	16.8
<u>Ylijännitesuojat</u>		-kevyt satelliittimuuntamo	7.5
Hinta /kpl (k€)		Tarve yhteensä (kpl)	118
-suoja	0.3	-puistomuuntamo, tyyppi 1	49
-työ suoja	0.2	-satelliittimuuntamo	44
Tarve (kpl)	709	-kevyt satelliittimuuntamo (≤100 kVa)	25
Yhteensä (k€)	354.5	Yhteensä (k€)	2273.7
<u>Sammutus</u>			
Hinta /kpl (k€)	125.7	Kaapelointi yhteensä (k€)	6824.6
Tarve (kpl)	3		
Yhteensä (k€)	377.1		
Suojaus ja sammutus yhteensä	731.6		

Kuvat 6.15 ja 6.16 ovat varsin samankaltaiset eli käytettävien KAH-arvojen valinnalla ei juuri ole vaikutusta erilaisten suunnitelmien kannattavuuteen. Tulosten mukaan sähköaseman ja välikatkaisijoiden lisäämisellä verkkoon saavutetaan taloudellisesti paras hyöty. Tällöin ei kuitenkaan välttämättä vielä saavuteta taajama-alueilla vaadittavaa tavoitetasoa. Tällöin määritettyjen tavoitetasojen alittamiseksi joudutaan investoimaan verkkoon enemmän kuin mikä on taloudellisesti kannattavaa. Esimerkiksi näissä tarkasteluissa vasta taajama-alueiden kaapeloinnilla saadaan taajama-asiakkaiden keskeytysajat ja jälleenkytkentämäärät putoamaan radikaalisti alemmas.

6.2 Esimerkkiverkko II

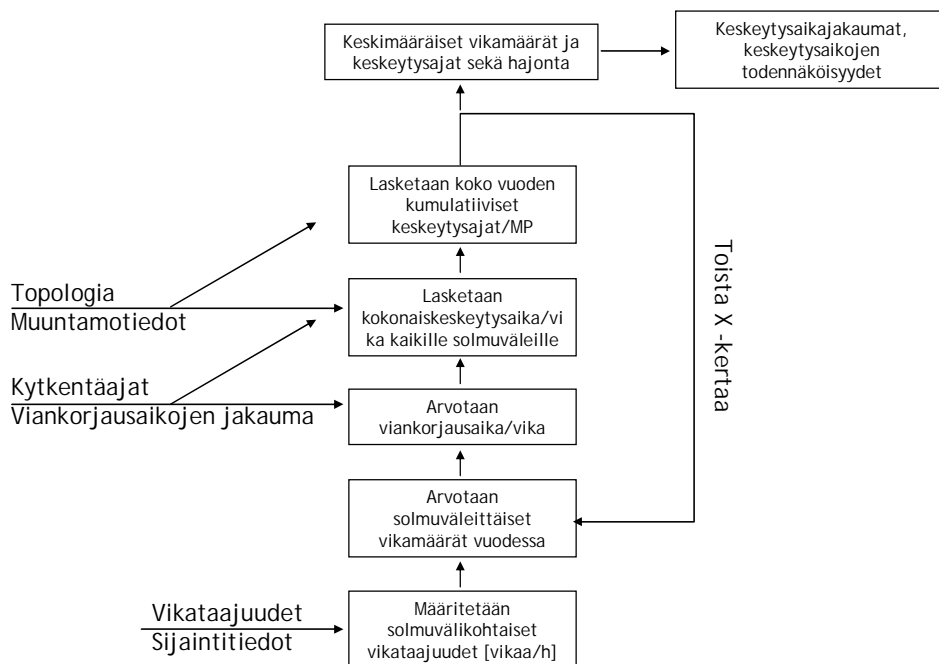
Esimerkkiverkko II:n topologia ja perustiedot on esitetty kuvassa 6.17.

Johtolähtöjä:	10 kpl
Keskijänniteverkkopituus:	585 km
Johtolähdön keskipituus:	58.5 km
Muuntamoita:	443 kpl
Asiakasmäärä:	4377
Energiantarve:	43 GWh/a
Kuorman kasvu:	1.5 %/a
Erottimia (käsiikäyttöisiä):	322 kpl (1.8 km/erotin)
Erottimia (kauko-ohjattavia):	24 kpl (24 km/erotin)
Metsäisyysaste:	74 %



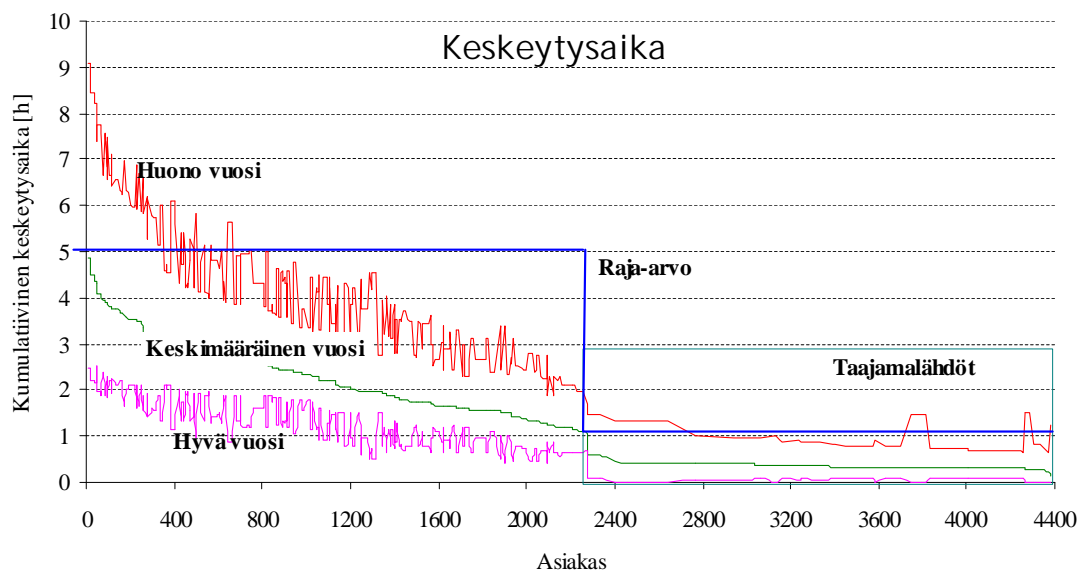
Kuva 6.17. Kriteeristötarkasteluissa käytetty esimerkkiverkko. Keskijännitejohtolähdön keskipituus on n. 60 km. Verkkokuvaan on merkitty varayhteudet.

Eri vuosien keskeytysaikatilastojen perusteella muuntopiirikohtaiset keskeytysajat ja keskeytysten määrät vaihtelevat laajasti vuosittain. Keskeytysaikaa koskevan kriteeristön ja kriteeristön kustannusvaikutusten määrittämiseksi todettiin tarpeelliseksi käsitellä keskeytysaikoja tilastollisesti. Tilastollinen tarkastelu huomioi keskeytysaikojen ja määrien vuosittaisen hajonnan, jonka selvittämiseksi laskennallisesti käytettiin Monte Carlo -simulointia. Simulaatiomalli perustuu todellisten muuntopiirikohtaisten keskeytystilastojen perusteella vian korjauksen ajalle määritettyyn jakaumaan sekä eri rakennevaihtoehtojen vikataajuuksiin simuloitavan verkon ympäristössä. Simulaatiossa määritetään arvontamenettelyllä todennäköiset vikatapaukset, niiden aiheuttamat asiakaskeskeytykset ja keskeytysten pituudet. Arvonta perustuu todennäköisyysjakaumien rajaamien pinta-alojen määräämään pinta-ala todennäköisyyteen. Eri rakenneratkaisuiden vikataajuudet on määritetty vikatilastojen pohjalta ja simulaatiomalli on verifioitu vertaamalla simulaatiotuloksia todellisiin vikatilastoihin. Verifioinnin aikana on hienosäädetty mm. vikataajuuksia sekä simulaation tarvitsemien laskentakierrosten määrää. Verifioinnin tuloksena simulaatiomalli on saatu vastaamaan todellisia tilastoja.



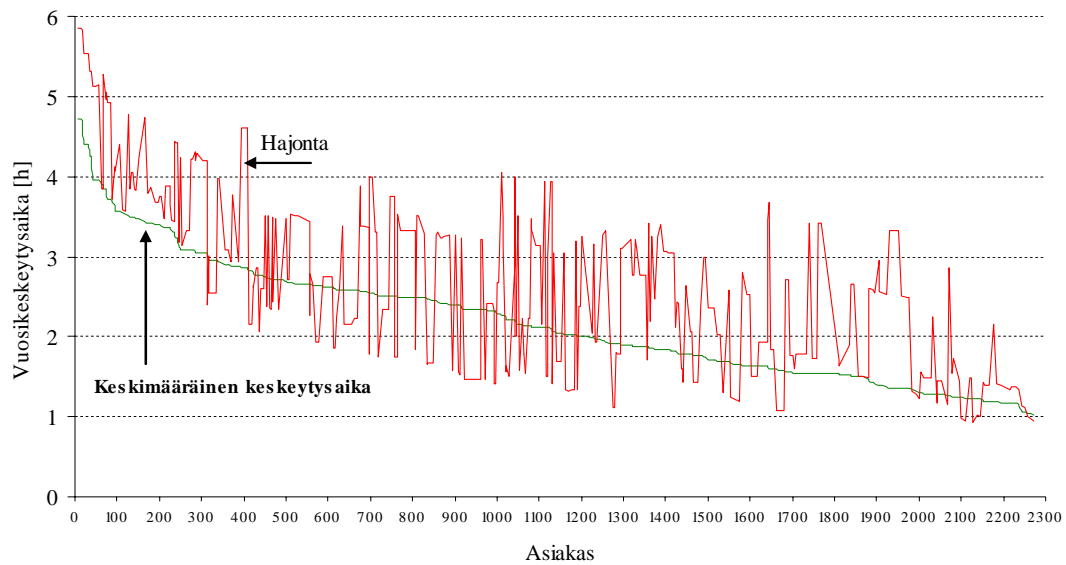
Kuva 6.18. Muuntopiirikohtaisten keskijänniteverkon vikojen aiheuttamien keskeytysaikojen Monte Carlo -simuloinnin toteutusmalli.

Kuvassa 6.19 on esitetty asiakkaiden vuoden kumulatiivinen keskimääräinen keskeytysaika haja-asutusalueen ja taajama-alueen johtolähdöillä.



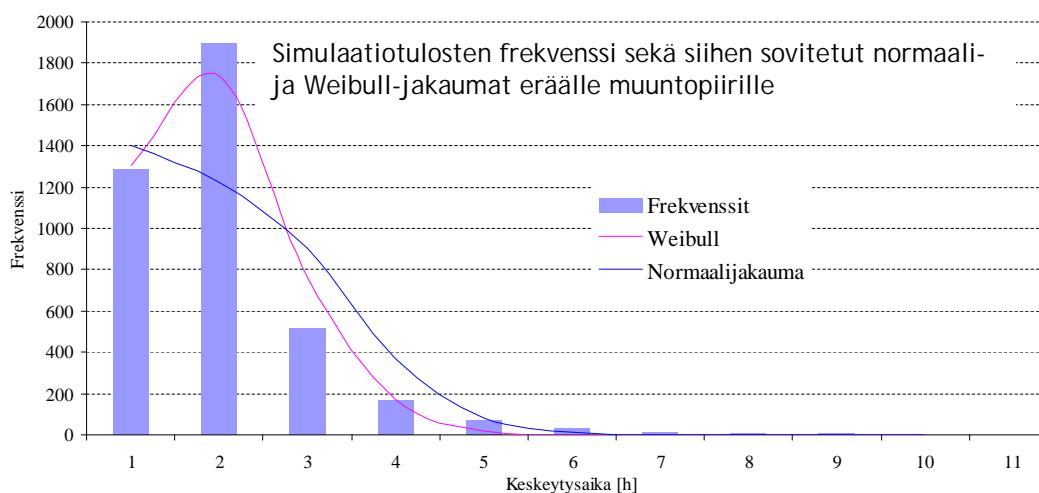
Kuva 6.19. Haja-asutusalueen ja taajamalähtöjen asiakkaiden vuoden kumulatiivinen keskeytysaika.

Kuvassa 6.20 on esitetty haja-asutusalueen lähtöjen asiakaskohtainen (muuntopiirikohtainen) vuosikeskeytysajan hajonta.



Kuva 6.20. Haja-asutusalueen lähtöjen asiakaskohtainen (muuntopiirikohtainen) vuosikeskeytysajan hajonta.

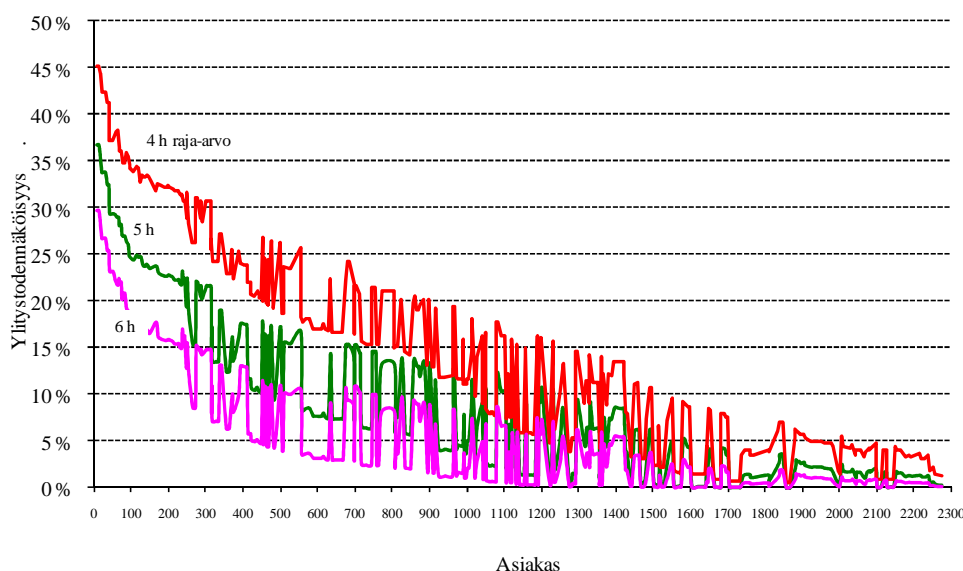
Asiakkaan kokeman vuosittaisen kumulatiivisen keskeytysajan hajonta on voimakasta, useassa tapauksessa yli 100 % keskimääräisestä arvosta. Yksittäisen asiakkaan tai muuntopiirin koemassa keskeytysajassa voi olla huomattavia vuosittaisia vaihteluita. Yksittäisten muuntopiirien keskeytysajan todennäköisyysjakaumien muodot poikkeavat toisistaan ja riippuvat muuntopiirin sijainnista verkossa sekä verkkorakenteista. Joskus keskeytysaika voi olla lähes normaalijakautunut, mutta tyypillisesti jakauma on siinä määrin ”vino”, että muoto muistuttaa enemmän esimerkiksi t-jakaumaa. Keskeytysajan todennäköisyyden määrittämisen kannalta helpointa on sovittaa muuntopiirikohtaisiin keskeytysaikatietoihin (joko mitatut tai laskennalliset) Weibull-jakauma. Jos käytävissä on suuri datajoukko (tuhansia pisteitä, joka käytännössä mahdollista vain simulaatioissa) saadaan jakauma sovitettua tarkasti, eikä tällöin jakauman mukainen todennäköisyys juurikaan eroa datapisteiden pistetodennäköisyydestä. Esimerkki simuloidusta haja-asutusalueen verkon muuntopiirin keskeytysajan todennäköisyysjakaumasta on esitetty kuvassa 6.21.



Kuva 6.21. Esimerkki simuloidusta haja-asutusalueen muuntopiirin keskeytysajan todennäköisyysjakaumasta

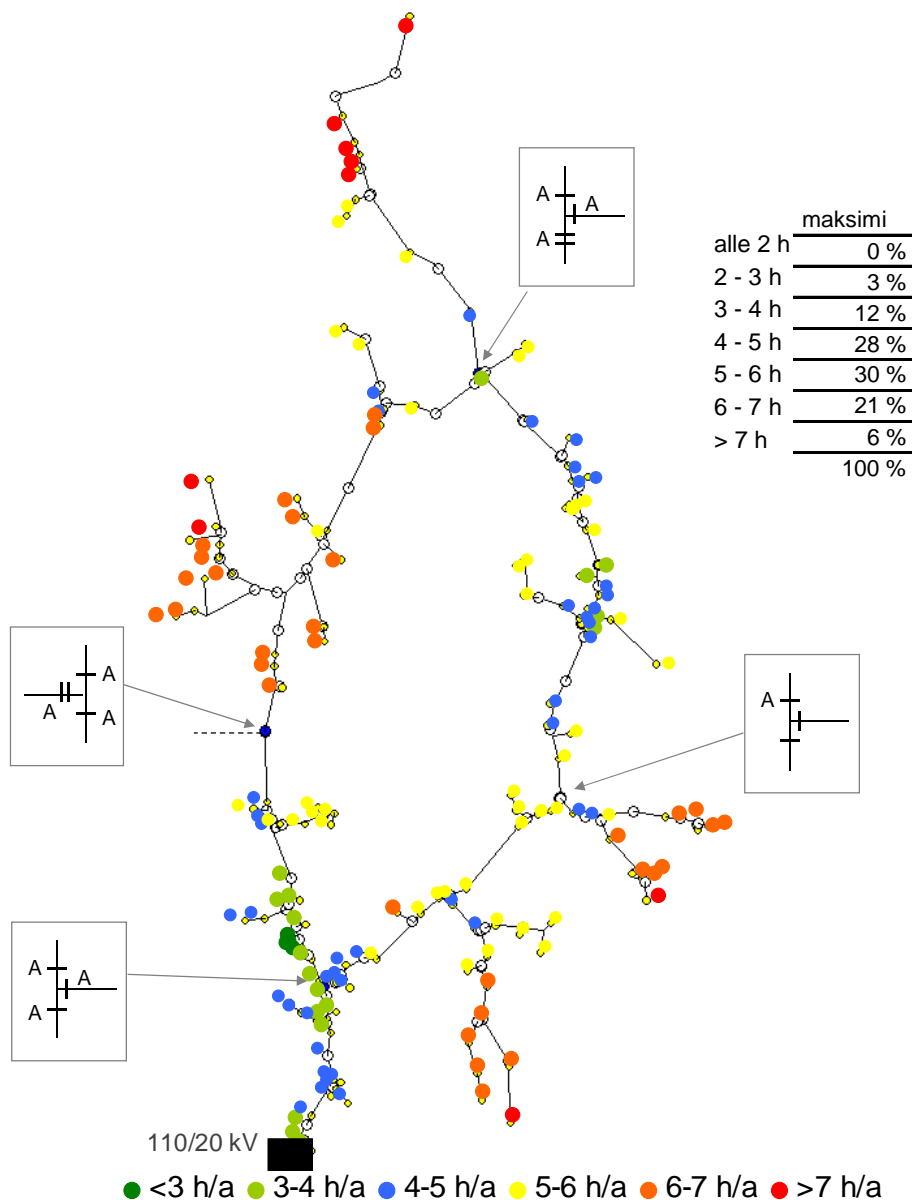
Kriteeristön asettamisen näkökulmasta keskeistä määrittää kuinka todennäköistä tietyn keskeytysajan ja määrän raja-arvon ylittäminen tietyissä olosuhteissa ja verkkorakenteilla on ja siten pyrkiä määrittämään verkon kehittämistä järkevästi ohjaava, muttei liian tiukka kriteeristö. Raja-arvojen suuruus riippuu myös valvontametiikasta; vuosivalvonta vai valvontajakso, sekä valvottavasta suureesta; kertakeskeytyksen pituus ja ylitysten määrä vai kumulatiivinen keskeytysaika ja -määrä.

Kuvassa 6.22 on esitetty todennäköisyys sille että asiakkaan vuoden kumulatiivinen keskeytysaika ylittää 4, 5 tai 6 tunnin raja-arvon esimerkkiverkossa. Huomionarvoista kuvassa on se että todennäköisyys kriteerin ylittymiselle kasvaa voimakkaasti kun raja-arvo laskee. Esimerkiksi kuuden tunnin rajan ylittymisen todennäköisyys on vähintään 15 % noin kymmenesosalle asiakkaista, kun taas neljän tunnin raja-arvon ylitystodennäköisyys on samalle asiakasjoukolle vähintään 32 %.



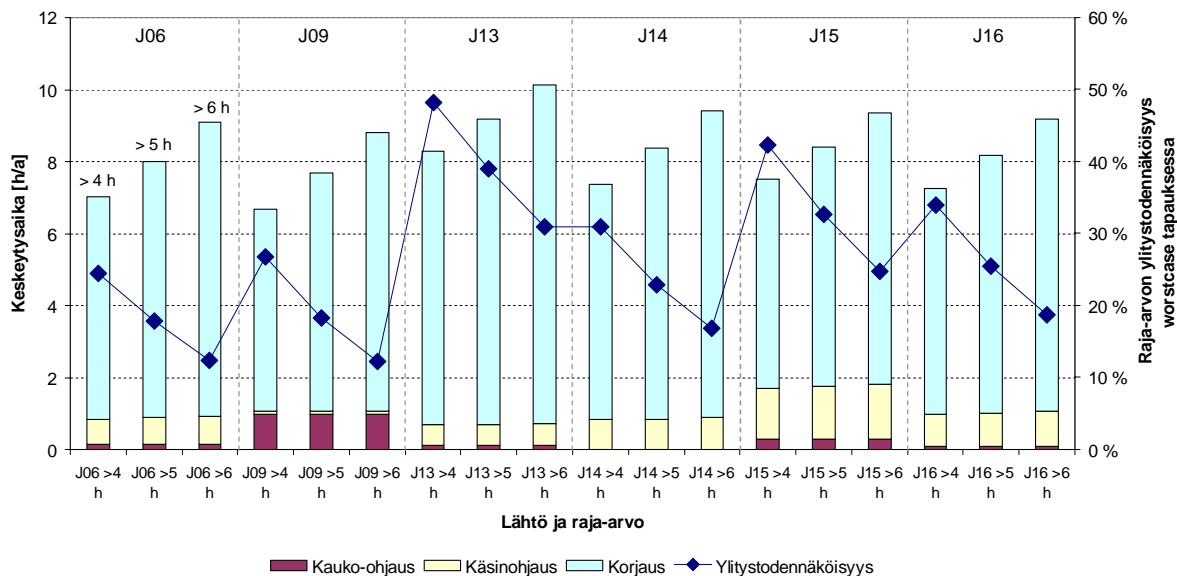
Kuva 6.22. Todennäköisyys sille että asiakkaan vuoden kumulatiivinen keskeytysaika ylittää 4, 5 tai 6 tunnin raja-arvon esimerkkiverkossa.

Kuvassa 6.23 on esitetty esimerkkiverkon yhdelle johtolähdölle lasketut kumulatiiviset vuotuiset keskeytysajat (ympyrä kuvaa yksittäistä muuntamoaa ja pienjänniteverkkoa). Kuvaan on merkitty nykytilanteen kauko-ohjattavat erottimet ja jakorajat. Kuvasta nähdään että kumulatiivinen kertymä on suurin pitkillä päättyvillä, ilman varayhteyttä olevilla haarajohdoilla.



Kuva 6.23. Todennäköisyys sille että asiakkaan vuoden kumulatiivinen keskeytysaika ylittää 4, 5 tai 6 tunnin raja-arvon esimerkiverkossa.

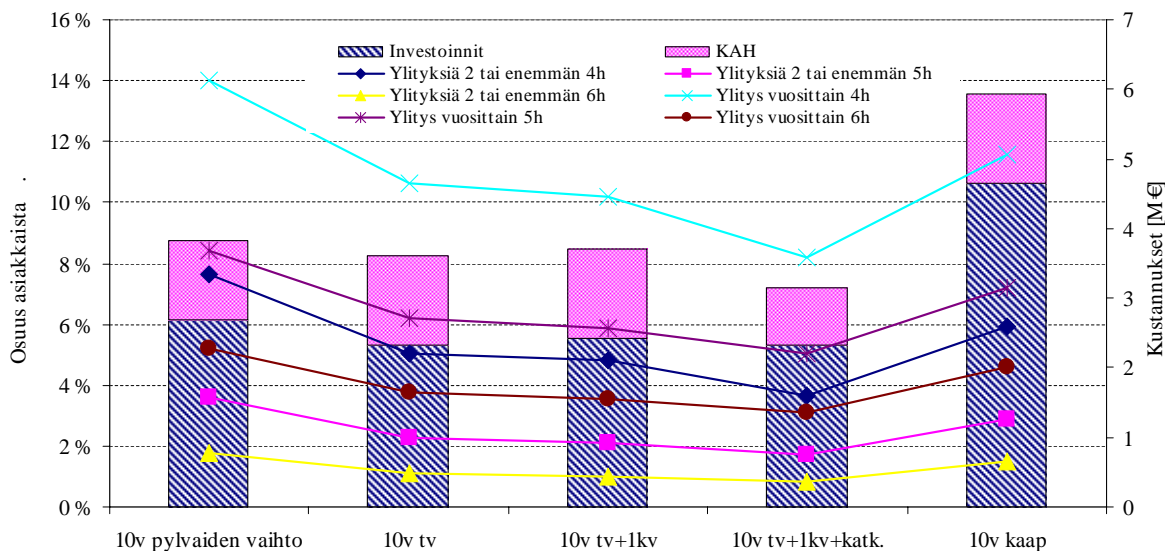
Kuvassa 6.24 raja-arvon ylitystodennäköisyydet on esitetty johtolähdöittäin muuntopiireille, joilla on pisimmät keskeytysajat (noin 10 % kaikista muuntopiireistä). Kuvasta nähdään että esimerkiksi johtolähdöllä J06 on noin 18 % todennäköisyys (käyrä) sille että heikoimman toimitusvarmuuden omaavat muuntopiirit kokevat yli viiden tunnin kumulatiivisen keskeytyksen vuoden aikana. Näillä muuntopiireillä keskimääräinen ylitys on 8-5 h = 3 h (palkki kuvassa). Kuvasta nähdään lisäksi että kokonaiskeskeytysaika muodostuu näille muuntopiireille pääosin korjaustoiminnan vaatimasta ajasta.



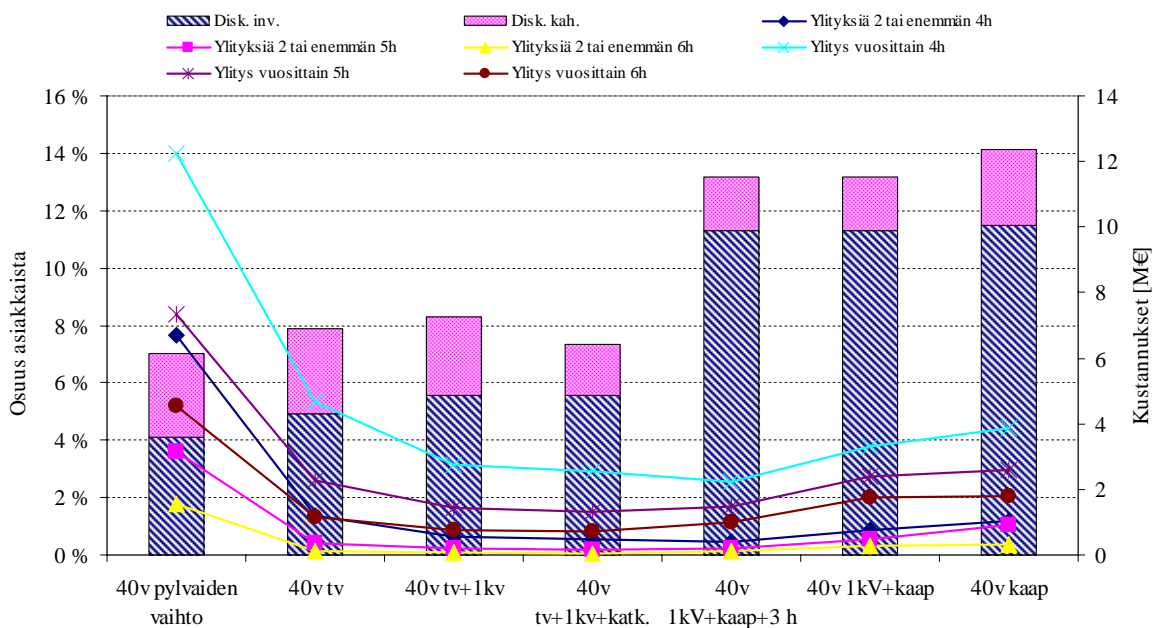
Kuva 6.24. Raja-arvon ylitystodennäköisyydet johtolähdöittäin muuntopiireille, joilla on pisimmät keskeytysajat.

6.2.1 Eri tavoitetasojen vaikutukset sähköjaketun kustannuksiin ja hinnoitteluun

Kriteeristön asettamiseksi selvitettiin kuinka eri tavoin kehitettävä verkkorakenne selviytyy erisuuruista keskeytysaikakriteereistä. Lähtökohdaksi otettiin nykyisen verkkorakenteen uusiutuminen 40 vuoden aikajännteellä. Koska kriteeristöä on tarkoitus alkaa noudattamaan 2020, jota ennen sitä voidaan hyödyntää suunnittelukriteerinä, selvitettiin millainen verkkorakenne eri strategioilla on 10 vuoden kuluttua.

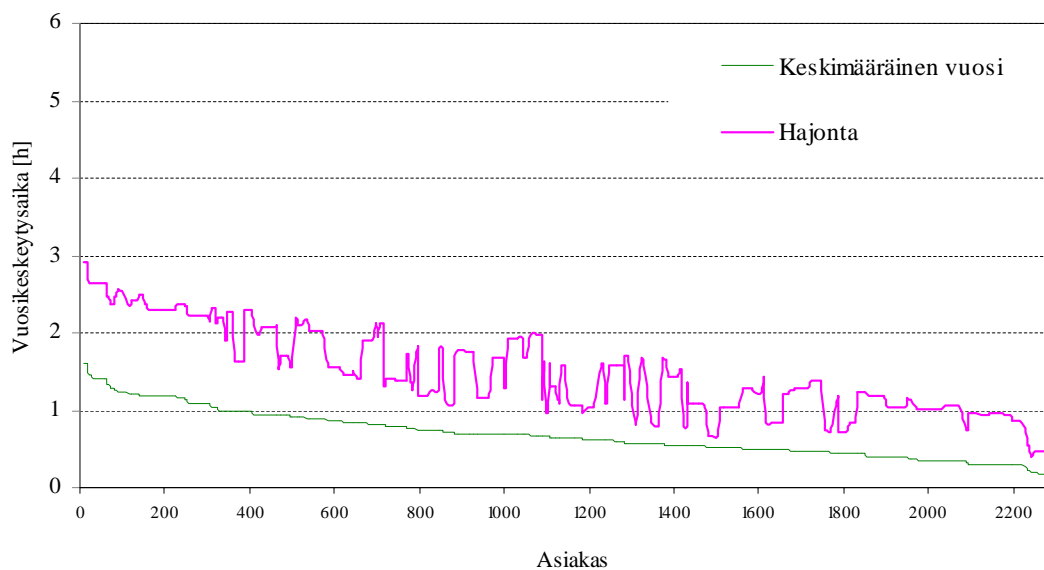


Kuva 6.25. Verkon kehittämissiivoksi seuraavat 10 vuotta kehitetyn verkon selviytyminen toimitusvarmuuden näkökulmasta sekä vaihtoehtojen diskontatut kustannukset tulevalta 10 vuodelta. Toimitusvarmuutta on nyt kuvattu raja-arvon vuosittain tai useina vuosina 3 vuoden valvontajaksolla ylittävien asiakkaiden lukumäärän odotusarvolla. (tv = johtojen uusiminen tienvarsille, katk.= maastokatkaisijat, kaap = maakaapelointi)



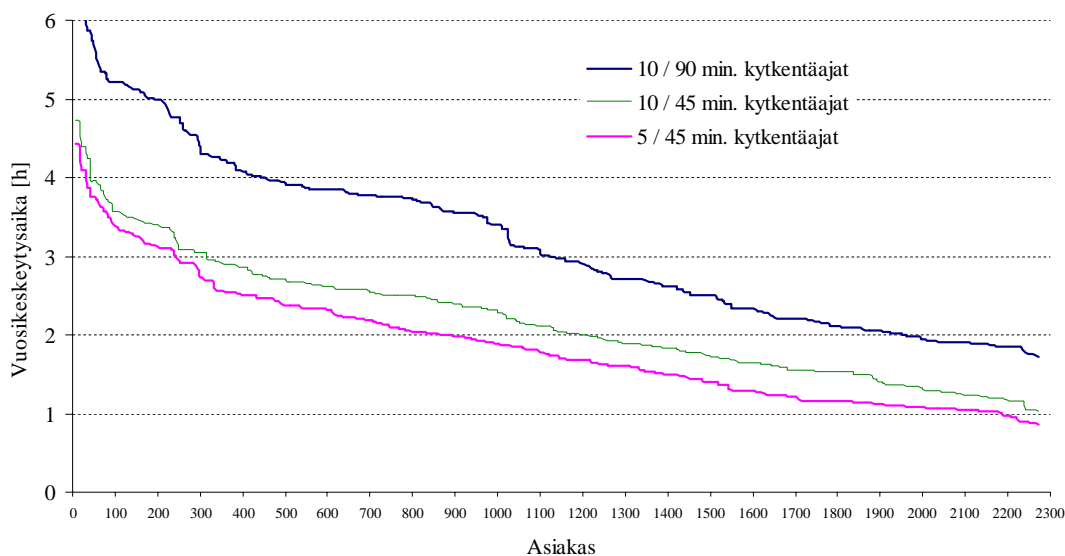
Kuva 6.26. Valmiin verkon selviytyminen toimitusvarmuuskriteerien mukaisista keskeytysajoista 40 vuoden päästä tarkasteluvuodesta, jolloin koko verkko on uusiutunut sekä kehittämisvaihtoehtojen diskontatut kustannukset verkon rakentamisen ajalta.

Kuvista nähdään, että automaatio ja keskijänniteverkon vikamäärän vähentäminen sekä suojausalueiden lisääminen purevat hyvin toimitusvarmuuteen. Maakaapelointi voi vaikuttaa joillain asiakkailta jopa toimitusvarmuutta heikentäväksi, jollei nopeita varatehon syöttömahdollisuuksia vikatilanteessa ole saatavilla ja sähköjen palauttamista joko varakaapelilla, varavoi- makoneella tai vika korjaamalla joudutaan odottamaan 3–4 h. Tämä korostuu esimerkiverkossa, jossa on paljon päätyviä, ilman varayhteyttä olevia johto-osuuksia (kuva 6.17, lähdöt J09, J14 ja J16). Kuvassa 6.27 on esitetty kuvan 6.26 maakaapelivaihtoehtoon (40v+1kv+kaap) liittyen keskeytysajan kertymä ja hajonta.



Kuva 6.27. Keskeytysajan kertymä ja hajonta maakaapelivaihtoehdossa.

Verkkorakenteiden kehittämisen lisäksi sähkön käyttäjän kokemaan sähkön toimitusvarmuuteen voidaan vaikuttaa verkon kytkentäaikoja tehostamalla. Kuvassa 6.28 on esitetty keskimääräiset asiakaskohtaiset keskeytysajat kolmella eri kytkentäaikavariaatiolla nykyverkolle. Kuvan ylin käyrä kuvaa kumulatiivisia vuotuisia keskeytysaikoja, kun kauko-ohjattavan erottimen toiminta-aikana käytetään 10 minuuttia ja käsinohjattavan erottimen toiminta-aikana 90 minuuttia. Kuvasta voidaan nähdä, että käsin ohjattavien erottimien toiminta-ajan lyhentämisellä on merkittävä vaikutus toimitusvarmuuteen. Toiminta-aikaa voidaan lyhentää merkittävästi varustamalla käsikäyttöisiä erottimia kauko-ohjauksella.



Kuva 6.28. Keskimääräiset asiakaskohtaiset keskeytysajat erottimien kolmella eri kytkentäaikavariaatiolla.

7 Ehdotus toimitusvarmuuskriteeristöksi

7.1 Kriteeristön tavoitetasot

Toimitusvarmuuskriteeristö koskee sähkönjakeluverkoissa tapahtuneiden vikojen aiheuttamia keskeytyksiä. Jakeluverkolla tarkoitetaan tässä yhteydessä sähköasemien, keskijänniteverkkojen ja pienjänniteverkkojen muodostamaa kokonaisuutta. Sähköasemilla taserajana on päämuuntajan yläjänniteliityntäpiste.

Toimitusvarmuuskriteeristö pohjautuu aluejaotteluun. Alueita ovat city, taajama ja maaseutu. Jokainen asiakas määritetään kuuluvaksi johonkin em. alueista.

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 lähtökohta, että erityisen vaikean yksittäisen vian tai laajan suurhäiriön aiheuttama pitkä keskeytys on sallittu, mutta normaalin tilanteen mukaiset tapahtumat eivät yksittäisen asiakkaan näkökulmasta saa johtaa tavoitearvojen ylittymiseen. Esimerkiksi 20/0.4 kV jakelumuuntajan vaurio johtaa poikkeuksetta yli 3 tunnin keskeytykseen sen jakelualueella oleville sähkökäyttäjille, mutta tällaisia tilanteita tapahtuu normaalisti hyvin harvoin samalla asiakkaalle.

Toimitusvarmuuskriteeristön vaikutusmekanismi on kaksivaiheinen. **Suunnittelukriteerinä tavoitetasojen vaikutus alkaa välittömästi.** Muutokset ovat kuitenkin hitaita. Toisessa portaassa **julkisten tilastojen kautta verkkoyhtiöiden välille syntyy vertailua ja kilvoittelua-kin.** Tavoitearvojen useita kertoja ylittäneiden asiakkaiden yhteenvetolistat yhdessä muiden verkkoliiketoimintaan liittyvien tunnuslukujen kanssa voivat toimia tarvittaessa työkaluna myös sähkömarkkina-alueissa vaadittua verkkojen kehittämisvelvoitetta arvioitaessa.

Toimitusvarmuuskriteeristön toteutumista seurataan tilastoinnilla. Ensinnäkin jokaiselle sähkökäyttäjälle suositellaan toimitettavaksi vuosittain sähkön toimitusvarmuusraportti, jossa esitetään edellä kuvatut tunnusluvut hänen osaltaan. Toimitusvarmuusraportti toimitetaan asiakkaalle osana muuta asiakasraportointia. Menettely otetaan käyttöön, kun järjestelmät sen mahdollistavat. Toiseksi jokainen verkkoyhtiö laatii tilastot, joissa esitetään jakauma verkkoyhtiön asiakkaiden kokemien vikakeskeytysten kokonaiskestosta ja lyhyiden keskeytysten määrästä. Kolmanneksi verkkoyhtiö laatii tilastot, joissa esitetään lukumäärät asiakkaistaan, joilla tavoitearvot ovat kolmen vuoden aikajaksolla ylittyneet 0, 1, 2 ja 3 kertaa. Edellä kuvatut tulokset julkisia. Tiedot kerätään ET:n keräämän käyttövarmuustilastoinnin yhteydessä.

7.2 Tavoitearvojen määrittäminen eri alueille

7.2.1 City; vikakeskeytysten kokonaiskestoaika enintään 1 h/a, ei lyhyitä katkoja



City edustaa kaupunkien ydinaluetta. Siellä on suuri kuormitustiheys ja rakennustehokkuus. Cityalueella on tyypillisesti suuria kaupakeskuksia ja monikerroksisia toimistorakennuksia, joissa tyypillisesti oleskelee tai työskentelee suuria ihmismääriä. Lyhytkin sähkökatko tällaisissa olosuhteissa aiheuttaa merkittävää haittaa ja jopa turvallisuusuhkia. Verkko on 100 % kaapeloitu ja sähköasematiheys on suuri. Keskijännitelähtöjen pituudet ovat tyypillisesti muutampia kilometrejä. Sähkötoimituskatkot ovat harvinaisia yksittäisen sähkökäyttäjän näkökulmasta. Jälleenkytkentöjä ei ole käytössä kaapeliverkossa.

Toimitusvarmuuden tavoitetaso määrittelyn pohjana on periaate, että keskijänniteverkossa tapahtuva vika ei aiheuta sähkökäyttäjille vian korjausajan mittaista keskeytystä vaan jakelu jatkuu vian erottamiseen tarvittavan ajan jälkeen. Vian erottaminen pystytään toteuttamaan useimmissa tapauksissa 0,5–1 tunnissa. Erotusaika määräytyy liikenneoloista, muuntamoautomaatiosta ja muista vastaavista seikoista.

City-alueen keskijännitelähtöjen kokonaispituudet ovat pääosin 5–10 km, jolloin keskimääräinen vikataajuus/lähtö, a jää pieneksi (0,05–0,2 vikaa/a) ja todennäköisyys useaan vikaan

vuoden aikana on myös pieni. Jakelumuuntajan ja pienjänniteverkon vikatapauksissa esiintyvä pitkä keskeytysaika ei ole ongelma. Näiden tapahtumien todennäköisyys yksittäisen sähkökäyttäjän näkökulmasta on vähäinen ja ne sopivat 3 vuoden tarkastelujaksolla sallittavaan yhteen raja-arvon ylittävään tapahtumaan

7.2.2 Taajama, vikakeskeytysten kokonaiskesto aika enintään 3 h/a, enintään 10 kpl/a lyhyitä katkoja



Taajamassa sijaitsee tiheän asutuksen ohella tavanomaisia yksilön ja yhteisöjen tarvitsemia palveluja ja toimintoja kuten kauppoja, pankkeja, kouluja, päiväkoteja, vanhustentaloja, hoitokoteja ymv. Näiden toimintojen häiriintyminen tai keskeytyminen aiheuttaa merkittäviä haittoja yksilölle ja yhteiskunnalle. Koska taajamissa on tyypillisesti tarjolla kunnallistekniikka

tontin rajalle, on perusteltua asettaa myös taajamien kotitalouksien sähköjakelulle haja-asutusalueita tiukempia kriteerejä.

Toimitusvarmuuden tavoitetason määrittelyn pohjana on periaate, että keskijänniteverkossa tapahtuva vika ei aiheuta sähkökäyttäjille vian korjausajan mittaista keskeytystä vaan jakelua voidaan jatkaa vian erottamisen jälkeen. Jakelumuuntajan ja pienjänniteverkon vikatapauksissa sallitaan pidempi keskeytys. Näiden tapahtumien todennäköisyys yksittäisen sähkökäyttäjän näkökulmasta on vähäinen ja ne sopivat tarkastelujaksolla sallittavaan yhteen raja-arvon ylittävään tapahtumaan.

Käytännössä taajamaverkolle ehdotettu tavoitetaso johtaa keskijänniteverkkorakenteeseen, jossa todennäköisyys useaan samanaikaiseen vikaan ja/tai useaan vikaan vuoden aikana on oltava pieni. Käytännön ratkaisuna on joko kaapeloitu tai muuten 'säädävarma' verkko (esim. puuvarma PAS tien varressa). Keskeytysten kokonaiskestoajan raja-arvon määrittää tässä tapauksessa a) vikojen todennäköinen lukumäärä/a ja b) vian erottamiseen tarvittava aika. Vialliselle erotinvyöhykkeelle mahdollisesti jääville jakelumuuntamoille sähkönsyöttö hoidetaan vian korjausaikana aggregaateilla.

Kriteeristö ohjaa suurhäiriöiden näkökulmasta taajamien sähköjakelua merkittävästi parempaan suuntaan. Kriteeristön piirissä olevat asiakkaat eivät koe myrskyjen aiheuttamia sähkökatkoja. Erityisenä haasteena taajaman keskeytysajan tavoitearvojen saavuttamisen suhteen ovat kaukana verkkoyhtiön perustoimintojen keskuspaikoista sijaitsevat taajamat, jolloin alueelle siirtymiseen kuluva aika on merkittävä osa vian erottamiseen kuluva ajasta. Toisaalta tähän aikaan voidaan vaikuttaa organisaatorakenteella.

7.2.3 *Maaseutu, vikakeskeytysten kokonaiskesto aika enintään 6 h/a, lyhyitä katkoja enintään 60 kpl/a*



Maaseutumaisissa verkoissa keskijännitejohtolähtöjen pituudet ovat pääsääntöisesti 10–100 km/lähtö. Johtolähdöillä on varasyöttöyhteyksiä, jotka useimmiten on varustettu kauko-ohjauksella. Yksittäisten erotinvyöhykkeiden johtopituus on yleensä

muutamia kilometrejä. Säteitteisten haarajohtojen maksimipituudet ovat yleensä < 15 km. Vaikeimmissa paikoissa sijaitsevien (säteittäinen haarajohto) sähkökäyttäjien kokemien katkojen kokonaisaika riippuu lähdöllä tapahtuvien a) vikojen kokonaismäärästä ja niiden erottamisajasta + varasyöttöjen kytkemisajasta sekä b) asiakasta syöttävän haarajohdon vikojen määrästä ja korjausajasta. Esitetty raja-arvo ylittyy tavanomaisesti tilanteissa, joissa tietyllä erotinvyöhykkeellä tai haarajohdolla tapahtuu kaksi tai useampi vikaa saman vuoden aikana ja vian korjaus kestää yli 3 tuntia. Kokonaiskeskeytysaika muodostuu pitkäksi myös, jos johtolähdöllä on paljon vikoja ja näiden erottamisaika on pitkä.

Vikojen erottamis- ja varasyöttöjen kytkentäaikoihin voidaan vaikuttaa automaatiolla (erottimet, vian paikannus) ja organisaation reagointinopeudella. Haarajohtojen vikojen määrään ja vikojen korjausaikaan voidaan vaikuttaa johtokatuojen sijoittelulla ja raivauksella, uusilla varayhteyksillä, aggregaateilla ja organisaation virittämisellä.

Raja-arvon määrittäminen pohjautuu tarkasteluun siitä, että millä todennäköisyydellä edellä raja-arvon ylittyminen tapahtuu kahdesti tai useammin tarkasteluajajakson (3 vuoden) aikana. Suurissa osissa verkkoja päästään kansantaloudellisesti kustannustehokkailla ratkaisuihin yllä mainittuihin tavoitearvoihin. Esimerkiksi 6 tunnin raja-arvo alittuu jo nykyisin suurimmassa osassa verkkoja.

Käytännön kokemusten perusteella voidaan todeta, että maaseutu ympäristössä jälleenkytkentöjen määrä voi olla useita kymmeniä. Jälleenkytkentöjen määrään voidaan vaikuttaa verkko-topologialla (rinnakkaisia katkaisijoita), johtorakenteilla, ylijännitesuojauksella ja sammutuksella.

Lähteitä

EMV 2005. Määräys sähköverkkotoiminnan tunnuslukujen julkaisemisesta (1345/01/2005). <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=1111&pgid=222>

EMV 2010. Maakaapeloinnin kaivuolosuhteiden määrittäminen ja verkkokomponenttien keski-ikäkäsittelyjen käyttö verkkoarvon määrittämisessä Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2010

IEEE Std 1366, 2001 Edition. IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices

Holm, A., Pylvänäinen, J., Owe, P., Paananen, H. ja Bollen, M. Customer Dissatisfaction Index (CDI): Pilot Use in Network Planning. 20th International Conference on Electricity Distribution, Prague, 8-11 June 2009.

Ihamäki V-P. Paikkatietojärjestelmien (GIS) käyttö palo- ja pelastustoimen yhteistoiminnan suunnittelussa Pro gradu –tutkielma. Maantieteen laitos. Helsingin yliopisto 1997

Järventausta, P., Mäkinen, A., Nikander, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljainen, S. ja Honkapuro, S. 2003. Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. 1/2003.

Järventausta, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Partanen, J., Lassila, J., Viljainen, S. Sähköverkon kehittämisvelvoitteen arviointi käyttövarmuuden näkökulmasta. Energiamarkkinaviraston julkaisuja 1/2005, 43 s

Lakervi, E. ja Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. Gaudeamus 2008, Otatiето-sarja. 2. painos. 2008

Lassila, J. Strategic Development of Electricity Distribution Networks – Concept and Methods. Acta Universitatis Lappeenrantaensis 371, Väitöskirja. Lappeenranta 2009.

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 asetettävien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Tilaustutkimusraportti, KTM. 2006.

Perälä, M. Vyöhykekonseptin soveltaminen osana toimitusvarmuuden parantamista – välikatkaisijatarkestellu ja Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n verkossa. Tampere 2008. Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto.

Sisäasiainministeriön pelastusosasto. Vuoden 2007 palvelutavoitteiden toteutuminen -pelastustoimen osuus 2008.

Verho, P., Pylvänäinen, J., Järvinen, J., Oravasaari, M., Kunttu, S., Sarsama, J. Luotettavuuspohjainen verkostanalyysi (LuoVa) projektin loppuraportti. Tampere 2005. TTY/ Sähkövoimatekniikan laitos.