

**AALTO-YLIOPISTON
TEKNILLINEN KORKEAKOULU**

Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta

Sanna Hakala

KAUKOKÄYTETTÄVIEN KOHTEIDEN VALINTA HELSINGIN
KESKIJÄNNITEVERKOSSA

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi
diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 15.2.2010

Työn valvoja

Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaajat

DI Aki Hämäläinen ja
TkT Markku Hyvärinen

| | | |
|--|--|--------------------|
| Tekijä: | Sanna Hakala | |
| Työn nimi: | Kaukokäytettävien kohteiden valinta Helsingin keskijänniteverkossa | |
| Päivämäärä: | 15.2.2010 | Sivumäärä: 8 + 108 |
| Tiedekunta: | Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta | |
| Professori: | S-18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka | |
| Työn valvoja: | Professori Matti Lehtonen | |
| Työn ohjaajat: | DI Aki Hämäläinen ja TkT Markku Hyvärinen | |
| <p>Sähkönjakelun toimitusvarmuuteen kiinnitetään entistä enemmän huomiota. Asiakkaiden vaatimukset verkkoyhtiötä kohtaan ovat kasvaneet ja sähkömarkkina- viranomaisen on sisällyttänyt toimitusvarmuuden verkkoyhtiöiden valvonnassa käytettyyn malliin.</p> <p>Keskijänniteverkossa tapahtuu tyypillisesti suurin osa sähkönjakelukeskeytyksiin johtavista vioista. Helsingin keskijänniteverkossa viat ja niiden vaikutukset on pyritty minimoimaan johtojen kaapeloinnilla ja silmukoidun rakenteen avulla. Vaikka vikatiheys onkin pysynyt kohtuullisen alhaisena, viime vuosina trendinä on ollut keskeytysaikojen piteneminen.</p> <p>Keskeytyksien kestoon ja laajuuteen voidaan vaikuttaa verkostoautomaatiolla. Kaukokäytettävillä kohteilla voidaan lyhentää asiakkaiden kokemaa keskeytys- aikaa, kun vikaantunut johto-osa pystytään erottamaan ja sähkönjakelu palaut- tamaan terveisiin johto-osiin kauko-ohjauksella.</p> <p>Kaukokäytettävistä kohteista saatavan rahallisen hyödyn perusteena on käytetty asiakkaiden kokeman keskeytyshaitan vähenemistä. Kaukokäytettävyydestä saata- van hyödyn suuruus riippuu johtolähdön KAH-arvosta. Johtolähdön KAH-arvo määräytyy puolestaan johtolähdön asiakasryhmäkohtaisten energiankulutusten perusteella.</p> <p>Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää kaukokäytettävien kohteiden optimaai- sista sijoituskohteita Helsingin keskijänniteverkossa. Työssä tutkitaan kauko- käytettävyyden kannattavuutta ja siitä saatavia hyötyjä niin vianpaikannuksessa kuin omaisuudenhallinnassakin.</p> <p>Työn tulokset osoittavat, että kaukokäytettävillä kohteilla voidaan parantaa sähkönjakelun toimitusvarmuutta sekä verkon laitteiden kunnonvalvontaa ja edel- leen uudistamisinvestointien suunnittelua.</p> <p>Kohteiden sijoittamisperusteista kannattavimmaksi osoittautui vyöhykemalli, jossa sähköaseman automatisointiaste määritetään sekä KAH-arvon että KAH-säästön perusteella.</p> | | |
| Avainsanat: | keskijänniteverkko, jakeluverkko, muuntamo, verkostoautomaatio, kauko-ohjaus, kaukovalvonta | |

| |
|--|
| Author: Sanna Hakala |
| Name of the thesis: Selection of remote-controllable sites in the Helsinki distribution network |
| Date: February 15 th 2010 Number of pages: 8 + 108 |
| Faculty: Faculty of electronics, communications and automation |
| Professorship: S-18 Power Systems and High Voltage Engineering |
| Supervisor: Professor Matti Lehtonen D.Sc. (Tech) |
| Instructors: Aki Hämäläinen M.Sc. (Tech) and Markku Hyvärinen D.Sc. (Tech) |
| <p>In recent years, the issue of a continuous supply in electrical power distribution has gained attention for various reasons. The requirements of consumers towards network operators have increased, and the regulator has included benchmarking of service quality to the supervision model of network operators.</p> <p>Most of the customer interruptions occur typically due to faults in the medium voltage network. In the Helsinki medium voltage network, the aim has been in minimizing the number of faults and their consequences by applying the meshed network construction and underground cables. Although the frequency of faults has remained rather low, there has been an increase in interruption durations.</p> <p>The duration and extent of outages can be reduced by utilizing distribution automation. With remote control, the fault can be isolated and all supplies can be restored to healthy sections quickly, thus minimizing the inconvenience for customers.</p> <p>The profitability of remote-controlled secondary substations can be derived from the reduction of customer economic losses due to outages. Benefits of the remote control depend on the customer interruption costs of the feeder. Customer interruption costs are determined by the customers of the feeder and their electricity consumption.</p> <p>The target of this thesis is to select optimal secondary substations suitable for remote control in the Helsinki distribution network. In addition, the cost efficiency and benefits of remote-controllable secondary substations will be investigated.</p> <p>The results of this thesis show that by using remote-controllable secondary substations, the reliability of distribution and condition-monitoring of the network will be improved. Real-time condition-monitoring and load information assist in the condition assessment of the secondary substation devices and the timing of replacements.</p> <p>The most profitable placement model was to define the amount of remote-controllable feeders by the interruption risk in each substation. The risk was assessed with customer interruption costs and savings deriving from the customer interruption cost-reduction.</p> |
| Keywords: medium voltage network, secondary substation, distribution automation, remote control and supervision |

Alkulause

Tämä diplomityö on tehty Helen Sähköverkko Oy:ssä vuoden 2009 aikana opin-
näytetyöksi Aalto-yliopiston teknillisen korkeakoulun Elektroniikan, tietoliikenteen
ja automaation tiedekunnalle. Työn rahoitti Helen Sähköverkko Oy.

Diplomityön valvojana toimi professori Matti Lehtonen ja työn ohjaajina toimivat DI
Aki Hämäläinen ja TkT Markku Hyvärinen Sähköverkko Oy:sta. Haluan kiittää heitä
kaikkia arvokkaista neuvoista ja tuesta työni aikana. Akille vielä erityiskiitos niistä
lukuisista keskusteluista, joita olemme työni eri vaiheissa käyneet.

Kiitokset Osmo Siirrolle ja kaikille niille HSV:n työntekijöille, jotka ovat omalta
osaltaan auttaneet työn eri vaiheissa. Haluan kiittää myös kaikkia Jakeluverkko-
yksikön työntekijöitä, ja erityisesti huonetovereitani Masaa, Harria ja Tapsaa, muka-
vasta työilmapiiristä.

Ystäviä ja perhettä haluan kiittää henkisestä tuesta ja ymmärryksestä opiskeluajan
aikana. Lopuksi vielä suuri kiitos kahdelle tärkeälle miehelle: isälle ja Eskolle, jotka
ovat jaksaneet tukea ja kannustaa minua kaikessa.

Helsingissä 15.2.2010

Sanna Hakala

Sisällysluettelo

| | |
|--|-----|
| ALKULAUSE | II |
| SISÄLLYSLUETTELO | III |
| KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET | V |
| 1 JOHDANTO | 1 |
| 2 JAKELUVERKON RAKENNE JA LUOTETTAVUUS | 2 |
| 2.1 Jakeluverkon suunnittelu | 2 |
| 2.1.1 Jakeluverkon suunnitteluperiaatteita | 3 |
| 2.2 Verkon käyttövarmuus | 5 |
| 2.3 Varautuminen ja järjestelmän vahvuus | 5 |
| 2.4 Varasyöttöreservit ja verkon silmukointi | 6 |
| 2.5 Kytkinlaitteiden sijoittelu johtolähdöillä | 8 |
| 2.5.1 Vyöhykekonsepti | 9 |
| 2.5.2 Kytkevävyöhykkeiden määrän vaikutus verkkoyhtiön pääomakustannuksiin ja SAIDI:iin | 10 |
| 2.6 Kustannustehokkuus ja laitteiden sijoittelu | 11 |
| 2.7 Verkon luotettavuus | 13 |
| 2.7.1 Verkon luotettavuuden ja kustannusten optimointi | 13 |
| 2.7.2 Luotettavuussuunnittelu | 15 |
| 3 JAKELUVERKON KESKEYTYKSET JA NIISTÄ AIHEUTUVA HAITTA | 18 |
| 3.1 Keskeytyslajit | 18 |
| 3.2 Keskeytyksestä aiheutuva haitta | 18 |
| 3.3 Keskeytyspituuden vaikutus asiakkaan kokemaan haittaan | 19 |
| 3.3.1 Palvelualan asiakkaiden kokema haitta | 20 |
| 3.3.2 Teollisuusasiakkaiden kokema haitta | 21 |
| 3.3.3 Julkisten alojen kokema haitta | 22 |
| 3.3.4 Kotitalouksien kokema haitta | 23 |
| 3.4 Toimitusvarmuuden tunnusluvut | 23 |
| 3.5 Verkkoliiketoiminnan sääntelyn vaikutus käyttövarmuuteen | 24 |
| 3.5.1 Verkkoliiketoiminnan sääntely Suomessa | 24 |
| 3.5.2 Keskeytyskustannukset sääntelyssä | 25 |
| 4 VERKOSTOAUTOMAATORATKAISUT MAAILMASSA | 28 |
| 4.1 Electricité Réseau Distribution France, Ranska | 28 |
| 4.1.1 Automaattisen mittaustiedon hyödyntäminen | 28 |
| 4.1.2 Kauko-ohjaus ja automaattinen sähkönjakelun palauttaminen | 29 |
| 4.2 Scottish & South Energy, Iso-Britannia | 30 |
| 4.2.1 Itsestään paraneva jakeluverkko | 30 |
| 4.3 EDF Energy Networks, Englanti | 31 |
| 4.3.1 Lontoon automaatiojärjestelmä | 31 |
| 4.3.2 Automatisoitavien kohteiden valinta Lontoossa | 32 |
| 4.3.3 Automatisoinnin vaikutukset ja tulevaisuuden kehityskohteet Lontoossa | 33 |
| 4.3.4 Itä-Englannin automaatiojärjestelmä | 34 |
| 4.4 DONG Energy, Tanska | 36 |
| 4.4.1 Paikallisautomaatiojärjestelmä kaupunkiverkossa | 36 |
| 4.4.2 Automaatiojärjestelmän toiminta vikatilanteissa | 36 |
| 4.4.3 Automaatiolaitteiden sijoituskohteiden valinta | 37 |

| | |
|---|-----|
| 4.4.4 Järjestelmän laitteet | 38 |
| 4.4.5 Automaation vaikutukset | 39 |
| 5 HELEN SÄHKÖVERKKO OY:N KESKIJÄNNITEVERKKO | 41 |
| 5.1 Yleistä..... | 41 |
| 5.2 Verkon rakenne | 41 |
| 5.3 Keskeytykset Helen Sähköverkko Oy:n kj-verkossa | 43 |
| 5.4 Vianpaikannus Helen Sähköverkko Oy:n kj-verkossa..... | 44 |
| 5.4.1 Oikosulkuvian paikantaminen | 44 |
| 5.4.2 Maasulkuvian paikantaminen..... | 44 |
| 6 HELEN SÄHKÖVERKKO OY:N VERKOSTOAUTOMAATORATKAISU | 47 |
| 6.1 Verkostoautomaation taustaa | 47 |
| 6.2 Kehitystarpeet..... | 48 |
| 6.3 Pilottiprojekti..... | 48 |
| 6.4 Verkostoautomaation toteutus Helen Sähköverkko Oy:n kj-verkossa..... | 49 |
| 6.4.1 Järjestelmän laitteet | 50 |
| 7 KAUKOKÄYTETTÄVISTÄ KOHTEISTA SAATAVAT HYÖDYT | 54 |
| 7.1 Yleiset hyödyt..... | 54 |
| 7.2 Kaukokäytettävistä kohteista saatavan rahallisen hyödyn määrittäminen | 54 |
| 7.3 KAH-arvo käytännössä | 57 |
| 7.4 Kaukokäytettävien kohteiden määrän optimointi..... | 58 |
| 7.5 Kauko-ohjauksen vaikutus verkkoyhtiön toimitusvarmuuteen..... | 62 |
| 7.6 Kauko-ohjauksen vaikutus lyhyiden keskeytyksien määrään | 63 |
| 7.7 Kauko-ohjauksesta saatava hyöty kaksoismaasulkujen estämisessä..... | 64 |
| 7.8 Kaukokäytettävyyden vaikutus verkon varakapasiteettiin | 65 |
| 7.8.1 Sähköasemien muuntajat..... | 66 |
| 7.8.2 Verkon varakapasiteetti..... | 67 |
| 7.9 Kaukovalvonnasta saatava hyöty | 68 |
| 7.9.1 Kaukovalvonnasta saatava hyöty omaisuudenhallinnassa | 70 |
| 8 KAUKOKÄYTETTÄVIEN KOHTEIDEN SIOITTAMINEN | 73 |
| 8.1 Yleisiä sijoitusperusteita..... | 73 |
| 8.2 Johtopituuden vaikutus sijoittamiseen..... | 74 |
| 8.3 Sijoituskohteiden valinta ja asennusten kohdentaminen | 76 |
| 8.3.1 Kaukokäytettävien kohteiden sijoittaminen vyöhykkeittäin..... | 82 |
| 8.4 Kompensoinnin vaikutus | 87 |
| 8.5 Kaukokäytettävien kohteiden sijoittaminen johtolähdöllä | 88 |
| 8.5.1 Laitemäärän vaikutus KAH-säästöön johtolähdöllä..... | 89 |
| 8.6 Sijoittamiseen vaikuttavat tekniset rajoitteet..... | 91 |
| 8.7 Keinot teknisten rajoitteiden poistamiseksi..... | 92 |
| 8.7.1 Muuntamouudistus | 92 |
| 8.7.2 Kojeiston vaihto..... | 94 |
| 9 JOHTOPÄÄTÖKSET | 96 |
| LÄHTEET | 99 |
| LIITTEET | 104 |

Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

Merkinnät

| | |
|------------|--|
| <i>a</i> | asiakkaiden lukumäärä (kpl) |
| <i>d</i> | kytkinlaitteiden keskimääräinen etäisyys toisistaan (km) |
| <i>K</i> | KAH-kustannusparametri (€/kWh), (€/kW) |
| <i>KAH</i> | KAH-kustannukset tai KAH-säästö (€) |
| <i>Ks</i> | kytkinlaitteella suojatut tapahtumat (kpl/a) |
| <i>l</i> | johtopituus kytkinlaitteen takana (km) |
| <i>P</i> | johdon kokonaiskeskiteho (kW) |
| <i>T</i> | kytkentäaika (h) |
| <i>v</i> | vyöhykkeitä kytkinlaitteen takana (kpl) |
| <i>λ</i> | vikatiheys (tapahtumaa/a) |

Alaindeksit

| | |
|-----|------------------------|
| a | automaattinen kytkentä |
| ak | asiakaskeskeytykset |
| e | energia |
| i | johto-osa |
| j | johto |
| k | kj-viat |
| m | manuaalinen kytkentä |
| p | teho |
| s | sähköasemaviat |
| SA | sähköasema |
| tot | yhteensä |
| v | viat |

Lyhenteet

| | |
|-------|--|
| AMM | Automated Metering Management |
| CAIDI | Customer Average Interruption Duration Index, keskeytysten keskipituus |
| CERI | Cost Effective Reliability Improvement |
| CHP | Combined Heat and Power |
| DMS | Distribution Management System |
| DSE | Distribution State Estimator |
| EMV | Energiamarkkinavirasto |
| EPN | Eastern Power Networks |
| ERDF | Electricité Réseau Distribution France |
| GPRS | General Packet Radio Service, pakettikytkentäinen radioyhteys |
| HSV | Helen Sähköverkko Oy |
| IEC | International Electrotechnical Commission, sähköalan kansainvälinen standardisoimisjärjestelmä |
| IP | Internet Protocol |
| KAH | Keskeytyksestä aiheutunut haitta |
| kj | Keskijännite |
| LPN | London Power Networks |
| MP | Muuntopiiri |
| pj | Pienjännite |

| | |
|-----------------|--|
| PJK | Pikajälleenkytkentä |
| RMU | Ring Main Unit |
| RTU | Remote Terminal Unit |
| SA | Sähköasema |
| SAIDI | System Average Interruption Duration Index |
| SAIFI | System Average Interruption Frequency Index |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition |
| SF ₆ | Rikkiheksafluoridi |
| SMS | Short Message Service, lyhytsanomapalvelu |
| SPN | Southern Power Networks |
| SSE | Scottish & Southern Energy |
| T-CAIDI | Keskeytysten keskipituus muuntopiiritasolla |
| T-SAIDI | Keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika tietyllä aikavälillä |
| T-SAIFI | Keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä |
| TJS | Toimittamatta jäänyt sähkö |
| TKK | Teknillinen korkeakoulu |
| TTY | Tampereen teknillinen yliopisto |
| UPS | Uninterruptible Power Supply |
| VPN | Virtual Private Network |

1 Johdanto

Sähkönjakelun toimitusvarmuuteen kiinnitetään entistä enemmän huomiota. Asiakkaiden vaatimukset verkkoyhtiötä kohtaan ovat kasvaneet. Tähän ovat osaltaan vaikuttaneet yhteiskunnan tekninen kehittyminen sekä sähkölaitteiden määrän lisääntyminen, niin yrityksissä kuin kotitalouksissakin. Myös sähkömarkkinaviranomainen on sisällyttänyt toimitusvarmuuden verkkoyhtiöiden valvonnassa käytettyyn malliin.

Keskijänniteverkossa tapahtuu tyypillisesti suurin osa sähkönjakelukeskeytyksiin johtavista vioista. Helsingin keskijänniteverkossa viat ja niiden vaikutukset on pyritty minimoimaan johtojen kaapeloinnilla ja silmukoidun rakenteen avulla. Vaikka vikatiheys onkin pysynyt kohtuullisen alhaisena, viime vuosina trendinä on ollut keskeytysaikojen pidentyminen.

Sähkönjakelun toimitusvarmuuteen ja keskeytyksien laajuuteen voidaan vaikuttaa verkostoautomaatiolla. Kaukokäytettävillä kohteilla voidaan lyhentää asiakkaiden kokemaa keskeytysaikaa, kun vikaantunut johto-osa pystytään erottamaan ja sähköt palauttamaan terveisiin osiin kauko-ohjauksella.

Kaukokäytettävistä kohteista saatavan rahallisen hyödyn perusteena voidaan käyttää asiakkaiden kokeman keskeytyshaitan vähenemistä. Kaukokäytettävyydestä saatavan hyödyn suuruus riippuu johtolähdön KAH-arvosta. Johtolähdön KAH-arvo määräytyy puolestaan johtolähdön asiakasryhmäkohtaisten energiankulutusten perusteella.

Kaukokäytettävyydellä tarkoitetaan tässä työssä sekä kauko-ohjausta että kaukovalvontaa. Kaukovalvonta mahdollistaa verkon reaalisen tilan tarkkailun. Tarkempi tilatieto verkon laitteiden kunnosta ja kuormitusasteista auttaa verkkoyhtiötä välttämään enneaikaisia ja ylivarovaisia investointeja.

Helsingin Energiassa on tehty useita verkostoautomaatiota koskevia selvityksiä. Toistaiseksi järjestelmä ja etenkin laitteet sekä tiedonsiirto, ovat kuitenkin olleet liian kalliita saavutettaviin hyötyihin nähden. Kymmenessä vuodessa päätelaitteiden hinnat ovat kuitenkin laskeneet, mistä syystä verkostoautomaation kannattavuuden tarkastelu on tullut uudelleen ajankohtaiseksi.

Tämän diplomityön tavoitteena on selvittää kaukokäytettävien kohteiden optimaalisia sijoituskohteita Helsingin keskijänniteverkossa. Työssä tutkitaan kaukokäytettävyyden kannattavuutta ja siitä saatavia hyötyjä niin vianpaikannuksessa kuin omaisuuden hallinnassakin.

Lisäksi työssä esitellään Helen Sähköverkko Oy:n verkostoautomaatioratkaisu sekä muutamia muiden verkkoyhtiöiden toteuttamia verkostoautomaatioratkaisuja. Työssä esitellään myös muutama täysin automaattinen verkostoautomaatioratkaisu, mutta muuten täysin automaattiset verkostoautomaatioratkaisut on jätetty tarkemman tarkastelun ulkopuolelle.

2 Jakeluverkon rakenne ja luotettavuus

2.1 Jakeluverkon suunnittelu

Jakeluverkon suunnittelu muodostuu useista eri tehtävistä, joiden aikaväli vaihtelee muutamista kuukausista jopa kymmeneen vuosiin. Kaikissa suunnitteluvaiheissa tavoitteena on löytää sellainen teknisesti toimiva ratkaisu, jonka kokonaiskustannukset pitkällä aikavälillä ovat mahdollisimman pienet. Kokonaiskustannuksissa tulee huomioida suunnittelujakson aikana syntyvien investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannuksien nykyarvo.

Kustannusten minimointi tulee kuitenkin tehdä suunnittelutehtävään liittyvien reunaehto- jen puitteissa. Tyypillisiä reunaehtoja ovat:

- jännitteenaleneman pysyminen sallituissa rajoissa
- johtojen terminen kestoisuus
- suojauksen toimivuuteen liittyvien määräyksien täyttyminen
- sähköturvallisuuden liittyvien määräyksien täyttyminen

Sähkönjakeluverkon komponenttien teknis-taloudelliset pitoajat ovat pitkiä, noin 30 - 50 vuotta. Pitkät pitoajat korostavat sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelun merkitystä. Pitkän aikavälin kehittämissuunnittelussa pyritään pääpiirteittäin määrittämään, millaisin toimin verkkoa tulisi suunnittelujakson aikana kehittää, eli mitä investointeja eri vuosina tarvitaan, jotta verkko täyttäisi tarkasteltavan ajanjakson ajan sille asetetut vaatimukset. Kehittämissuunnitelma toimii pohjana ja taustainformaationa yksityiskohtaisemmalle verkon suunnittelulle. (Lakervi & Partanen 2008)

Sähköverkon suunnittelulla voidaan vaikuttaa verkon luotettavuuteen, eli siihen missä määrin verkon komponenttien viat leviävät asiakkaita koskeviksi pitkiksi keskeytyksiksi. Kaupunkisähköverkossa keskeytysten määrään voidaan vaikuttaa merkittävästi verkostotopologialla ja komponenttivalinnoilla. Keskeytyksiä voidaan pyrkiä minimoimaan esimerkiksi suojaus- ja katkaisijalaitteita lisäämällä, varayhteyksiä rakentamalla, verkon silmukointia lisäämällä ja ilmajohtoja kaapeloimalla. (Willis 2004, luku 4) Luotettavuuden kannalta ongelmallisten kohteiden keskeytysaikaa voidaan lyhentää rakentamalla kohteeseen varasyöttöyhteys. Varasyöttöyhteyksien rakentamisen kannattavuus riippuu kuitenkin päätepisteiden etäisyydestä, pitkillä matkoilla investointikustannus nousee keskeytyskustannussäästöjä suuremmaksi. (Turunen et al. 2006) Myös ennakoivalla kunnossapidolla sekä jännitetöitä lisäämällä voidaan vaikuttaa keskeytysten määrään (Järventausta et al. 2003).

Keskeytysten todennäköisyyteen vaikuttaa merkittävästi johtolähtöjen johtopituus katkaisijaa kohden (Willis 2004, s.108). Mitä suurempi johtopituus johtolähdöllä on, sitä suurempi on sähkökatkon todennäköisyys. Luotettavuuden parantamiseksi johtopituutta voidaan pienentää mm. rakentamalla uusia sähköasemia ja johtolähtöjä (Järventausta et al. 2003).

Verkon kehittämistoimenpiteillä voidaan vaikuttaa jakelujärjestelmän taloudellisuuteen, käyttövarmuuteen ja jännitteen laatuun. Taulukossa 1 on esitetty erilaisten kehittämistoimien vaikutuksia sähköverkon käyttövarmuuteen.

Taulukko 1. Eri kehittämistoimien vaikutuksia vikojen määriin ja kestoihin. (Lakervi & Partanen 2008)

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

| | Pysyvien vikojen määrä | | Pysyvien vikojen kesto/as. | Työ-keskeytykset/as. | Jälleenkytkeäneiden määrä/as. |
|---|------------------------|--------|----------------------------|----------------------|-------------------------------|
| | Absoluutisesti | kpl/as | | | |
| Uudet sähköasemat | - | ↗↗ | ↗ | - | ↗↗ |
| Kaapelointi (keski- ja pienjänniteverkot) | ↗↗ | ↗↗ | - | - | ↗↗ |
| PAS-johdot | ↗ | ↗ | - | - | ↗ |
| Tienvarteen rakentaminen | ↗ | ↗ | ↗ | - | ↗ |
| 1000 V sähkönjakelu | ↗ | ↗↗ | - | - | ↗↗ |
| Pylväskatkaisijat | - | ↗↗ | - | - | ↗↗ |
| Kauko-ohjattavat erottimet | - | - | ↗↗ | - | - |
| Varayhteydet | - | - | ↗↗ | ↗↗ | - |
| Valvomoautomaatio | (↗) | (↗) | ↗↗ | ↗ | - |
| Maasulkuvirtojen sammutus | - | - | - | - | ↗↗ |
| Varavoima | - | - | ↗ | ↗↗ | - |
| Yhteistyö | ↗ | ↗ | ↗ | - | - |

Sähköverkon kunnonvalvonnalla voidaan ennakoida vikoja ja siten pienentää tai poistaa keskeytyshaittoja. Vikaantumassa olevien komponenttien havaitsemisessa voidaan käyttää esimerkiksi visuaalista ja akustista havainnointia, sähkömagneettisen säteilyn mittausta, osittaispurkausmittauksia, eristysresistanssin mittausta ja lämpökuvausta. (Järventausta et al. 2003)

Keskeytysaikaan voidaan puolestaan vaikuttaa esimerkiksi kauko-ohjattavilla kytkinlaitteilla, laskennallisella vianpaikantamisella ja vianilmaisimilla, varayhteyksiä lisäämällä sekä vianselvityshenkilöstöä ja kalustoa lisäämällä. (Järventausta et al. 2003) Kauko-ohjattavia kytkinlaitteita on käytetty jo pitkään avojohtoverkoissa, mutta kaapeliverkkoihin soveltuvia laitteita on ollut markkinoilla vasta vähän aikaa, minkä takia niiden hyödyntäminen on vasta alkutekijöissä Suomessa.

Maasulkuvirran kompensointi vähentää keskeytysmääriä, kun verkkoa voidaan käyttää maasulun aikana. Lyhyiden keskeytysten vähenemisen lisäksi kompensoinnilla voidaan säästää maadoituskustannuksissa ja parantaa verkon turvallisuutta (Järventausta et al. 2003).

2.1.1 Jakeluverkon suunnitteluperiaatteita

Jakeluverkon rakennetta suunniteltaessa pyritään jakeluverkkoa syöttävä sähköasema sijoittamaan lähelle jakelualueen keskustaa. Sähköaseman keskelle sijoittamiselle on sähköisiä, taloudellisia ja luotettavuusperusteisia perusteita, mutta joskus maantieteelliset rajoitteet tai muut poikkeustilanteet voivat muuttaa sijoittamisperusteita. Perusperiaatteena on, että kutakin jakelualueetta syöttää vain yksi sähköasema. Kaapeliverkossa on kuitenkin käytössä päällekkäiset johtosyötöt, mikä tarkoittaa, että tiettyä kuormapistettä tai johto-osaa voidaan syöttää useammasta eri suunnasta.

Suunnittelun perustana on, että sähköasemalta lähtevä runkojohdin on suurin johdin. Sähköaseman johtolähdöt mitoitetaan niin, että kuormaa on puolet nimellisestä tehosta. Näin johtolähtöihin jää varakapasiteettia, jota voidaan hyödyntää esimerkiksi keskeytystilanteissa. Kaupunkialueilla kapasiteettirajoitukset dominoivat verkon suunnittelua, kun taas maaseudulla jänniteenalenemat ovat rajoittavina tekijöinä.

Kaupunkialueiden kaapeliverkoissa etäisyydet ovat yleensä niin lyhyitä, etteivät jännitteenalenemat juurikaan vaikuta suunnitteluun. (Willis 2004, luku 13)

Kaapeliverkon rakentaminen on yleisesti paljon kalliimpaa kuin ilmajohtoverkon rakentaminen. Suurimmaksi osaksi tämä johtuu maankaivusta, joka on kallista erityisesti kaupunkien keskustojen alueella. Maankaivun kalleudesta johtuen kaapelikanaviin saatetaan laittaa kaivuun yhteydessä ylimääräisiä putkia tulevaisuuden varalle. Näin säästetään kaivukustannuksissa, kun kanavaa ei tarvitse kaivaa auki koko matkalta seuraavan verkon uudistamisen tai vahvistamisen yhteydessä, kun putket ovat valmiina. Tämä kuitenkin edellyttää jonkinlaista tietämystä alueen kuormien kehityksestä, jotta ylimääräisiä putkia ei laiteta liikaa tai turhaan. Sama ajatus pätee kaapelien mitoittamiseen; suuremman kaapelin investointi ja asennuskustannukset eivät ole merkittävästi kalliimmat kuin pienen, mikäli kuormien ennustetaan kasvavan seuraavien vuosien aikana. (Willis 2004, luku 13)

Kaivamiskustannusten lisäksi myös tilanpuute on usein ongelmana kaupunkialueilla, jolloin kaapeleita joudutaan asettelemaan useampaan kerrokseen päällekkäin. Kaapeliverkon suunnitteluun kaupunkialueilla vaikuttavat suuresti myös ulkopuoliset tahot, kuten kaupungin viranomaiset, joiden takia jo tehtyjä reittivalintoja saatetaan joutua muuttamaan (Willis 2004, s. 458).

Kaapeliverkossa asiakkaiden kuormat ovat tyypillisesti suuria, parhaimmillaan jopa useita megawatteja. Tästä seuraa, että muuntamoita on tiheämmin kuin esikaupunkialueella, ja asiakasmäärät johtolähtöä ja muuntamoita kohden saattavat olla hyvin pieniä, jos johtoon on liitetty suuren kulutuksen omaava asiakas. Ydinkeskustojen sähköasemat ovatkin yleensä keskimääräistä sähköasemaa laajempine useampine johtolähtöineen ja suurempine tehoineen.

Edellä olevista näkökohdista voidaan johtaa kaapeliverkon suunnittelua ohjaavat tekijät, joita ovat:

1. Kapasiteettirajoitukset
2. Kuormat poikkeuksetta isoja
3. Luotettavuusvaatimukset tavallista korkeammalla
4. Kaapelien sijoitus on rajoitettu tieverkostoon
5. Kiinteät kustannukset korkeat
6. Korjaaminen kestää useita tunteja, joskus jopa useamman päivän

Kaapeliverkoissa rengasjohdot ovat enemmänkin sääntö kuin poikkeus, koska asiakkaita johtolähtöä kohden on suhteellisen vähän ja haaroittaminen on kallista. Rengasjohtoa voidaan käyttää joko avoimena tai suljettuna. Kun rengasta käytetään avoimena, saadaan nopea varayhteys vian sattuessa. Toisaalta suljetuissa renkaissa luotettavuus on parempi kuin säteittäisessä käytössä, eivätkä keskeytykset näy asiakkaille yhtä herkästi. Laajennukset kaapeliverkoissa tehdään yleensä vahvistamalla tiettyjä osa-alueita ja järjestelemällä uudelleen yhteyksiä, sillä uusien yhteyksien rakentaminen on kallista. (Willis 2004, luku 13)

Kaapeliverkoissa verkkotopologiakysymykset ja suunnitteluohjeistukset ovat tärkeässä roolissa, toisin kuin avojohtoverkossa. Keskeisiä pohdittavia asioita kaapeliverkon suunnittelussa ovat muun muassa kaapeliverkon muoto ja maksimikuormitusasteet sekä johtolähtöjen ja sähköasemien korvattavuuskysymykset. (Lakervi & Partanen 2008)

2.2 Verkon käyttövarmuus

Käyttövarmuus kuvaa sähkönjakelun luotettavuutta, ja siihen liittyvät erilaiset sähköntoimituksen keskeytykset. Verkoston kehittämistarkastelussa käyttövarmuutta voidaan tarkastella kolmiportaisesti:

1. Verkostosuunnittelun yhteydessä käyttövarmuus on yksi keskeinen osa verkoston kokonaiskustannustarkastelua. Verkostoon pyritään tekemään sellaisia käyttövarmuutta parantavia investointeja, että pitkällä aikavälillä niistä taloudellisesti saatava hyöty kattaa kustannukset. Tarkastelut tehdään tilastollisin perustein ja luotettavuuslaskentaa hyödyntämällä.
2. Verkolle asetetaan erilaisia yksittäisiä vikatilanteita koskevat toimintakriteerit. Esimerkiksi kaikille sähkökäyttäjille pitää voida toimittaa sähköä, jos päämuuntaja tai yksittäinen kj-lähtö on vioittunut. Tällöin analyysiä ei tehdä vikojen todennäköisyyksiin liittyvänä taloudellisuustarkasteluna, vaan konkreettisenä verkkojen siirtokykyyn liittyvänä reunaehtona.
3. Harvoin tapahtuvia suurhäiriöitä, kuten laajempia sähköasemahäiriöitä varten laaditaan erilliset varautumissuunnitelmat.

Verkoston kehittämissuunnittelun yhteydessä verkkoyhtiön on laadittava perusohjeisto, jossa määritetään: millaisiin vikoihin verkossa varaudutaan, mihin verkon osiin ja millaisissa vioissa on myös häiriötilanteissa pystyttävä toimittamaan sähköä ja varaudutaanko kaikissa tilanteissa 100 % huipputehon toimittamiseen.

Yleinen lähtökohta keskijänniteverkkojen kehittämisessä on, että sähköasemilla, päämuuntajissa ja kj-johdoilla olevissa yksittäisissä vioissa sähköä on pystyttävä toimittamaan terveisiin verkon osiin varayhteyksien kautta. Kaikille keskeisille verkostopisteille tulisi tehdä riskianalyysi, jonka yhteydessä yksityiskohtaisesti määritetään kaikki mahdolliset vikatyypit. Tavoitteena riskien kartoituksessa on, että osataan varautua mahdollisiin pahoihinkin tilanteisiin. Kaikissa olosuhteissa ei ole verkkoyhtiön eikä asiakkaiden näkökulmasta taloudellisesti järkevää pyrkiä tilanteeseen, jossa pahimmassakin häiriötilanteissa saadaan toimiva sähköntoimitus huippukuorman aikana.

Verkkoyhtiön on laadittava erillinen ohjeisto suurhäiriöiden aikaista toimintaa varten. Suurhäiriöitä ei ole selkeästi määritelty, mutta joissakin verkkoyhtiöissä suurhäiriön rajana pidetään tilannetta, jossa yli 20 % verkkoyhtiön asiakkaista on ilman sähköä. Varautumissuunnitelmassa esitetään toimintaohjeet mm. korjaustoiminnan organisointiin, vieraan työvoiman käyttöön, tiedottamiseen, materiaalihankintaan ja henkilöstöhuoltoon. (Lakervi & Partanen 2008)

2.3 Varautuminen ja järjestelmän vahvuus

Järjestelmän vahvuus tarkoittaa sitä keskimääräistä prosenttiosuutta sähköaseman kuormasta, joka voidaan siirtää naapuriasemalle. Vahvat järjestelmät ovat luotettavia: mitä vahvempi verkko, sitä parempi on verkon viansietokyky. Yksittäisen johtolähdön vahvuus riippuu kaikista niistä naapurilähdöistä, jotka poimivat kyseisen lähdön kuorman vian sattuessa. Johtolähdön bruttovahvuudessa ei huomioida muiden asemien johtolähtöjen kapasiteetteja.

Varayhteyksiä tarkasteltaessa on huomioitava myös naapuriasemien muuntajien kuormitus. Kuormaa voidaan siirtää naapuriasemalle vain, jos naapuriaseman muuntaja on riittävän väljästi mitoitettu, mikä tässä tapauksessa tarkoittaa alle 90 % kuormitusta. Jos muuntaja on yli 90 % kuormassa, kuumentuu se nopeasti yli-

kuormassa, jolloin varayhteydestä ei ole hyötyä. Kun komponenttien käyttöaste nostetaan korkealle, järjestelmänsietokyky yhtäaikaista vikoja kohtaan pienenee.

Verkkoyhtiöllä tulisi olla keskeytysten varalle varautumissuunnitelma, jossa on tarkat selvitykset siitä, mitkä kytkinlaitteet tulee kytkeä tietyn verkon komponentin vikaantuessa. Varautumissuunnitelma on luotettavuussuunnitelmaa käytännönläheisempi ja sen ainoa heikkous on kustannusnäkökulmien puuttuminen. Varautumissuunnittelussa hyödynnetään N-1-kriteeriä, jonka mukaan verkon tulisi kestää yhden komponentin vikaantuminen. Mikäli verkon komponentit ovat normaalissa, alle 70 % kuormassa, varautumistarkastelussa voidaan käyttää myös N-2-kriteeriä (Willis 2004, s. 500).

Varautumissuunnittelussa on kuitenkin hyvä huomioida varayhteyden investointikustannukset ja investoinneista saatava luotettavuuden parantuminen. Kun tiedetään kunkin vaihtoehdon kustannus ja investoinnista saatava hyöty, voidaan vaihtoehtoista valita kustannustehokkain. Varautumissuunnittelun ongelmana on kuitenkin tapahtumakohtaisten seikkojen huomiotta jättäminen. Varautumissuunnittelu ei esimerkiksi huomioi vikaantumistodennäköisyyttä johtopituuksien perusteella. (Willis 2004, luku 14)

Varautumissuunnittelun ja luotettavuussuunnittelun erona on, että varautumissuunnittelu perustuu suosituksiin, kun taas luotettavuussuunnittelun perustana on verkon suorituskyky ja -tavoitteet (Willis 2004, s. 504). Luotettavuuden parantamista voidaan arvioida esimerkiksi asiakkaille aiheutuneen haitan tai toimittamatta jääneen sähkön vähentymisenä.

Verkon toiminnassa, niin normaali- kuin vikatilassakin, on huomioitava komponenttien riippuvaisuus toisistaan. Kun jokin verkon komponentti vikaantuu, kuorma jaetaan viereisten komponenttien kesken. Suunnittelussa on siis huomioitava poikkeustilanteet ja kunkin komponentin kuorma on suunniteltava siten, että verkon kaikki komponentit kestävät osan viereisten komponenttien kuormasta. (Willis 2004, luku 14)

2.4 Varasyöttöreservit ja verkon silmukointi

Suurkaupungeissa kuormitusta on tasaisesti laajalla alueella. Tämä tarjoaa paljon erilaisia periaatteellisia mahdollisuuksia sähkönjakelun toteuttamiseksi, tosin olemassa oleva verkko on rajoituksena. Johtolähtöjen korvausperiaatteet muodostavat verkkotopologiaan liittyvän keskeisen kysymyksen. Monissa tapauksissa perusperiaatteena on johtolähdön varasyöttö samalta sähköasemalta tulevan lähdön kautta. Tällöin johtolähdöt voidaan tarvittaessa kytkeä lyhytaikaisesti silmukkaan, esimerkiksi jakorajamuutoksen yhteydessä. (Lakervi & Partanen 2008)

Kaupunkisähköverkossa useimmilla sähköaseman johtolähdöillä on täydellinen varasyöttöreservi joko toiselta sähköasemalta tai saman sähköaseman toiselta johtolähdöltä (Willis 2004, s. 506). Sähköaseman sisäisiä varasyöttöreservejä kutsutaan johtoreserveiksi ja asemien välisiä varasyöttöreservejä kutsutaan asemareserveiksi. Kullakin sähköasemalla tulisi olla riittävä määrä asemareserviyhteyksiä, jotta sähköasemavian sattuessa saadaan vikaantuneelle sähköasemalle palautettua sähköt toisilta sähköasemilta asemareservien kautta.

Tyypillisesti kunkin johtolähdön varasyöttö on järjestetty viereisten johtolähtöjen avulla seuraavien seikkojen takia (Willis 2004, s. 506):

- Sähköaseman kuormatasapaino säilyy, kun käytetään aseman sisäisiä reserviyhteyksiä. Asemareservejä käytettäessä sähköasemien välillä tapahtuu kuormanvaihtoa.
- Johtolähdön kuorman siirtoetäisyys on aseman sisäisillä yhteyksillä usein pienempi kuin asemien välisillä yhteyksillä.
- Suunnitelluissa katkoissa varasyötön kytkentä voidaan tehdä niin, ettei asiakkaille näy katkosta.

Varasyöttöyhteys saadaan käyttöön kytkennöillä. Keskijäännitevian tapauksessa vikaantuneen johto-osan reunoilla olevista muuntamoista avataan vian suuntaan olevat kuormanerotimet ja jakorajan suuntaan oleva kuormanerotin laitetaan kiinni. Tämän jälkeen jakorajamuuntamossa vikaantuneen johtolähdön puoleinen kuormanerotin laitetaan kiinni.

Varasyötön kannalta pahin tilanne on, jos vika tapahtuu sähköaseman ja johtolähdön ensimmäisen muuntamon välisessä johto-osassa, koska tällöin varasyöttöyhteyden täytyy syöttää koko vikaantuneen johtolähdön kuorma. Johtolähdön kuormien kasvaessa varasyötön tarve kasvaa tyypillisesti kaksinkertaisesti kuormankasvuun nähden.

Yksittäisellä johtolähdöllä voi kuitenkin olla useampi kuin yksi varasyöttöyhteys. Varasyöttöyhteyksiä voidaan järjestää myös poikittaisten yhteyksien avulla. Yksittäisellä johtolähdöllä voi siis olla kohtisuoran johtolähtöreservin lisäksi yhteyksiä viereisiin johtolähtiin. Kun johtolähdöllä on useampia varasyöttöyhteyksiä, voidaan se vikatilanteessa jakaa pienempiin osiin ja kutakin johto-osaa voidaan syöttää eri varasyöttöyhteyden kautta. Tämän silmukoidun rakenteen etuna on, että

1. Varasyöttöyhteyksien syötettäväksi määräytyvä ylimääräinen kuorma varasyötön aikana on vain murto-osa koko johtolähdön kuormasta, ja paljon pienempi kuin rengaskäytössä.
2. Kun vikaantuneen johtolähdön kuorma voidaan jakaa useamman reserviyhteyden kesken, reserviyhteyksien varakapasiteettia ei tarvitse lisätä, mistä seuraa kustannussäästöjä.
3. Yleisesti kuorman siirtoetäisyys johtolähdöllä kasvaa, kun varasyöttöyhteydet ovat lähellä.

Silmukoinnin avulla voidaan siis säästää varakapasiteetin rakentamisessa. Kun johtolähdöillä on useita varasyöttöyhteyksiä, riittää, että vain muutaman johtolähdön kapasiteettia kasvatetaan. Poikittaisen silmukoinnin haittana on kuitenkin verkon rakenteen monimutkaistuminen ja kytkettävien laitteiden määrän lisääntyminen. Mikäli kytkentä tapahtuu manuaalisesti, kytkentävyöhykkeiden määrän lisääminen useampaan kuin 2 – 3 osaan ei ole kovin kannattavaa, sillä kuhunkin kytkentään kuluu useita minutteja. Varasyötön järjestämistä useamman kytkentävyöhykkeen avulla rajoittaa myös johtojen terminen kestävyys sekä jännitteenalenemat.

Muuntajataso varasyötön järjestäminen on kuitenkin lähes aina kalliimpaa järjestää kuin yksittäisen johtolähdön varasyötön, sillä kuormaa on enemmän. Tästä seuraa, että varakapasiteettimarginaalia on kasvatettava, varasyöttöä on järjestettävä pidempien siirtoetäisyyksien avulla tai huonossa tapauksessa kumpaakin edellä mainittua. (Willis 2004, luku 14)

Sähköasemahäiriö koskettaa useampaa kuin yhtä kj-johtolähtöä, jolloin myös varasyötön järjestäminen vaatii useampaa varasyöttöyhteyttä. Sähköasemahäiriöissä, joissa muuntaja on poissa käytöstä, sähköaseman kuorma syötetään usein osittain asemareservien avulla ja lopuille johtolähdöille varasyöttö on järjestetty kiskon kautta. (HSV 2008b)

Sähköasemahäiriöissä johtolähdön varasyöttövyöhykkeistä ei ole useinkaan apua toisin kuin kj-vioissa. Tämä johtuu pitkälti siitä, että yhden muuntajan ollessa jännitteetön koko sähköaseman kuorma on jaettava jäljelle jäävien johtolähtöjen kesken, mistä syystä poikittaisten yhteyksien määrällä ei ole suurta merkitystä, kun koko johtolähdön kuorma on saatava varasyöttöön. Johtolähtöjen kuormaa voidaan siirtää myös toisille sähköasemille olemassa olevien asemareservien avulla, jolloin vikaantuneen sähköaseman kuorma pienenee hetkellisesti. Kuormansiirrot sähköasemalta toiselle lisäävät kuitenkin kytkennän monimutkaisuutta. Koko sähköaseman korvattavuus on kuitenkin verrattain harvinaista, sillä se vaatii paljon varakapasiteettia. Koko aseman korvattavuuden kannattavuutta vähentää myös sähköasemahäiriöiden harvinaisuus, ei ole kannattavaa investoida varakapasiteettiin, jota tarvitaan vain kerran viidessä vuodessa. (Willis 2004, luku 14)

2.5 Kytkinlaitteiden sijoittelu johtolähdöillä

Keskeytysaika muodostuu siitä ajasta, joka verkkoyhtiöltä kuluu vikailmoituksen vastaanottamisesta tai vian havaitsemisesta, vian paikantamiseen, erottamiseen ja lopulta sähköjen palauttamiseen asiakkaille. Keskeytysaikaan vaikuttavat olennaisesti verkon rakenne sekä verkossa olevat kytkinlaitteet.

Jos suojaus on toteutettu pelkästään sähköaseman johtolähtöjen katkaisijoilla, katkeavat sähkötkä kaikilta johtolähdön asiakkailta vian sattuessa. Mikäli kahden sähköaseman välinen johtolähtö syötetään kokonaisuudessaan toiselta asemalta, on viasta aiheutuva haitta kaksinkertainen verrattuna tilanteeseen, jossa jakoraja olisi energiatehon puolivälissä.

Kytkinlaitteiden avulla voidaan siirtää kuormia asemalta toiselle, muuttaa johtolähdön syöttöä sekä palauttaa sähkötkä keskeytyksen jälkeen. Mitä enemmän on kytkentäpisteitä, sitä enemmän on syöttömahdollisuuksia. Tästä seuraa, että luotettavuus paranee, koska joustavuus lisääntyy kytkentämahdollisuuksien lisääntyessä. Kytkentäpisteiden lisäys pienentää myös keskeytyksen vaikutusalueetta, kun keskeytys voidaan rajata nopeasti mahdollisimman pienelle alueelle, ja sähkötkä voidaan palauttaa johtolähdön muihin osiin. Lisäksi mitä pienempiin osiin johtolähtö voidaan jakaa, sitä pienempi varamarginaali johtolähdölle tarvitaan. Kytkentämahdollisuuksien lisääntyminen vaikeuttaa kuitenkin käyttöhenkilöstön työtä, sillä mitä enemmän kytkentöjä sähköjen palauttamiseen tarvitaan, sitä suurempi on virhekytkentöjen todennäköisyys.

Jotta viat voidaan eristää mahdollisimman pienelle alueelle, on kukin johtolähtö jaettu suojausvyöhykkeisiin, eli automaattisesti erotettaviin alueisiin. Jo pelkästään suojausalueet vaativat jonkinlaisten suojausvyöhykkeiden luontia. Vyöhyketarkastelu toteutetaan johtolähtötasolla siten, että johtolähdön vyöhykkeet vaikuttavat vain kyseisen johtolähdön luotettavuuteen. Vyöhyketarkastelu tehdään siis kunkin johtolähdön tietojen perusteella, riippumatta viereisistä johtolähdöistä.

Kytkennot ja kytkentämahdollisuudet ovat puolestaan koko järjestelmän ominaisuuksia, koska varasyöttöyhteydet määritetään vierekkäisten johtolähtöjen avulla. Myös kytkinlaitteiden sijoittelu ja jakorajat määräytyvät osittain varasyöttöyhteyksien perusteella. Jakorajoja ja varayhteyksiä määritettäessä ja kytkinlaitteita

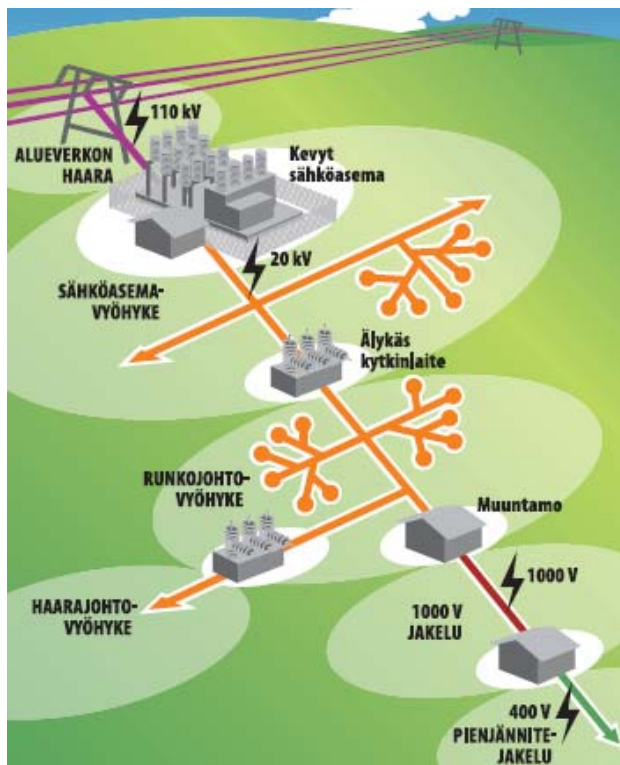
sijoiteltaessa tulee siis huomioida seuraavat seikat: järjestelmän rakenne, kapasiteetti, johtolähtöjen jaottelu vyöhykkeisiin ja kytkentäaika.

Järkevillä jakorajoilla ja kytkinlaitteiden sijoitteluilla voidaan vähentää keskeytysten laajuutta yksittäisen johtolähdön tasolla, muttei koko järjestelmän tasolla. Järjestelmän rakenne ja kapasiteetti vähentävät keskeytysaikaa, mikäli varayhteydet, jakorajat ja kytkinlaitteet on sijoitettu järkevästi. Kytchentäaikaa voidaan puolestaan pienentää vianpaikannus- ja kytkentäautomaatiolla. Kaikilla luotettavuuden parannuksilla on kuitenkin hintansa ja vain kustannustehokkaat ratkaisut kannattaa toteuttaa. (Willis 2004, luku 14)

2.5.1 Vyöhykekonsepti

Sähkönjakelun käyttövarmuus ja laatu muodostuvat häiriöiden vaikuttavuuden, määrän ja keston yhteisvaikutuksesta. Vyöhykekonsepti on tehokas keino parantaa sähkönjakelun käyttövarmuutta ja vähentää jakeluhäiriöitä. Vyöhykekonseptissa keskitytään rajaamaan häiriöiden laajuutta. Peruseriaatteena on rajata häiriöiden vaikutus omalle vyöhykkeelle erilaisilla verkkokonstruktiivisilla ja verkostoautomaatiollisilla toimenpiteillä.

ABB:n kehittämällä vyöhykekonseptiin kuuluvalla maastokytkemötyyppisellä optimiratkaisulla voidaan merkittävästi pienentää suojausvyöhykkeitä, ja näin rajata suojaus- ja jälleenkytkentätoimintojen vaikutuksia muulle jakeluverkolle vika-tilanteissa. Uuden tekniikan avulla jakeluverkon häiriöiden vaikutukset saadaan rajattua entistä pienemmälle alueelle, jolloin asiakkaiden kokemat keskeytysmäärät ja ajat lyhenevät. Kuvassa 1 on esitetty ABB:n vyöhykekonsepti.



Kuva 1. Esimerkki vyöhykeratkaisusta. (Seppälä 2009)

Vaasan yliopistossa on selvitetty vyöhykekonseptin toteuttamisen taloudellisuutta. Konseptin toteuttaminen koko verkon osalta maksaa itsensä takaisin parhaimmillaan alle vuodessa. Vyöhykekonseptin mukainen verkon rakentaminen tekee mahdol-

liseksi pitkän ajan investointisuunnitelmat ja tuo varmuuden siitä, että verkko kokonaisuudessaan toimii yhteen.

Vyöhykekonseptin kannattavuus paranee entisestään, kun tarkasteluun otetaan myös keskeytyksistä aiheutuviissa kustannuksissa saavutettu säästö. Vyöhykekonseptin keskeisiä keinoja on sijoittaa verkkoon älykkäitä vyöhykekatkaisijoita. Rakentamalla verkon suojaus vyöhykeselektiiviseksi ja hyödyntämällä sähköaseman numeeristen releiden monipuolista toiminnallisuutta pysyy suojauksen toiminta-aika nopeana uusista katkaisija- ja suojausportaista huolimatta. Viemällä jälleenkytkentätoiminnot syvälle verkkoon voidaan jälleenkytkennät kohdentaa vain häiriötä aiheuttavalle verkonosalle ja välttää keskeytykset muualla verkossa. Vyöhykekonseptin avulla voidaan toiminnallisuuden lisäys kohdentaa jakeluverkossa oikein, ja investoimalla uusiin laiteratkaisuihin jatketaan koko verkon elinikää.

ABB:n vyöhykekonseptin mukainen maastokytkemöratkaisu on otettu ensimmäisenä käyttöön Savon Voiman jakelualueella Leppävirran Konnuslahdessa. Älykäs maastokytkemö sijoitettiin kokonaispituudeltaan 106 kilometrin johtolähdölle. Syöttösuunnassa sijoituspiste jakaa johtolähdön osiin. Sijoituspiste valittiin siten, että noin 65 % lähdön keskitehosta sijoittui aseman etupuolelle, ja näin kytkemön jälkeisiltä johto-osilta aiheutuvien häiriöiden ulottumattomiin.

Savon voiman tapauksessa luotettavuusmalleihin perustuva parannus aseman etupuolella on keskeytysmäärien osalta jopa 60 % ja kummallakin aseman jälkeisellä johto-osalla noin 30 %. Koko johtolähdöllä energiapainotetuissa keskeytysmäärissä saavutettava parannus on noin 50 % ja energiapainotetussa vikakeskeytysajassakin noin 20 %. Vyöhykekonsepti on käyttövarmuusvaikutusten lisäksi kustannustehokas ratkaisu myös sähkönjakelun kehittämisessä. Laskennallinen yli 30 % käyttövarmuusparannus voidaan saavuttaa elinkaarikustannuksiltaan yli 10 % perinteistä ratkaisua edullisemmin. (Seppälä 2009)

2.5.2 Kytkentävyöhykkeiden määrän vaikutus verkkoyhtiön pääomakustannuksiin ja SAIDI:iin

Kytkentävyöhykkeiden, eli erotettavissa olevien vyöhykkeiden, määrä vaikuttaa sekä johtolähdön kustannuksiin että keskimääräiseen keskeytysaikaan, SAIDI:iin. Kytkentävyöhykkeiden määrää lisäämällä voidaan vähentää suhteellista pääomakustannusta, kun varasyötön siirtoetäisyys lyhenee. Varasyötön siirtoetäisyyden lyhentyessä vältytään johtojen vahvistuksilta ja varakapasiteetin tarve pienenee. On kuitenkin hyvä huomioida, että kytkentävyöhykkeet vaikuttavat vain varakapasiteetin kustannuksiin, ei luotettavuuteen eikä sen kustannuksiin.

Willisin mukaan kytkentävyöhykkeiden määrän lisäyksestä on eniten hyötyä johtolähtöjen varasyötössä, jossa kustannussäästö voi olla parhaimmillaan noin 30 % luokkaa. Sen sijaan muuntajien ja koko sähköaseman varasyötössä vyöhykkeistä ei saada yhtä suurta kustannussäästöä. Kustannussäästö sähköaseman varasyötössä on Willisin arvioiden mukaan vain noin 10 %. Muuntajien varasyötön tapauksessa muuntajien lukumäärä vaikuttaa olennaisesti siihen, kuinka paljon kustannussäästöä kytkentävyöhykkeistä saadaan. Esimerkiksi yhden muuntajan tapauksessa kytkentävyöhykkeiden määrän lisäys ei lisää kustannussäästöä sen jälkeen, kun johtolähdöillä on kaksi kytkentävyöhykettä käytössä.

Kytkentävyöhykkeiden määrä ja kytkentätapa vaikuttavat myös olennaisesti verkkoyhtiön SAIDI:iin. Manuaalisella kytkennällä kytkentävyöhykkeiden lisäys kasvattaa SAIDI:a merkittävästi. Kytkentävyöhykkeiden määrän lisääntyminen lisää kytkentöjen määrää, mistä johtuen myös SAIDI on sitä suurempi, mitä enemmän johto-

lähdöllä on kytkentävyöhykkeitä. Yhden vyöhykkeen aiheuttama kytkentäajan lisäys riippuu syötettävän alueen laajuudesta ja sähköaseman muuntajien lukumäärästä. Willisin mukaan johtolähtötasolla kytkentävyöhykkeiden lisääminen lisää SAIDI:a manuaalisella kytkennällä vain muutamia minuutteja, kun muuntajan ja sähköaseman varasyötössä SAIDI saattaa lisääntyä jopa 15 minuuttia yhden syöttävän muuntajan tapauksessa. Jos sähköasemalla on useampia muuntajia, on SAIDI pienempi, erityisesti johtolähdön varasyötössä. Vyöhykkeiden lisäys kasvattaa kuitenkin SAIDI:a samassa suhteessa kuin yhden muuntajan tapauksessa. (Willis 2004, luku 14)

Jos automaattisen kytkennän kytkentäajan oletetaan olevan noin 15 % manuaaliseen kytkentään kuluva ajasta, putoaa johtolähdön SAIDI automaattisella kytkennällä Willisin mukaan noin 50 – 60 % manuaaliseen kytkentään verrattuna. SAIDI:n vähennys riippuu kuitenkin muuntajien ja kytkentävyöhykkeiden lukumäärästä. Myös automaattisella kytkennällä kytkentävyöhykkeiden lisäys kasvattaa SAIDI:a, mutta lisäys on vain 1 – 3 minuuttia lisättyä kytkentävyöhykettä kohti. Automaattisen kytkennän tapauksessa myös muuntajien lukumäärän vaikutus SAIDI:iin on pienempi kuin manuaalisen kytkennän tapauksessa. (Willis 2004, luku 14) Tämä johtunee siitä, että kytkentäpaikkojen etäisyyksillä ei ole merkitystä automaattisissa kytkennöissä.

Edellä esitetyt tulokset ovat kuitenkin vain suuntaa-antavia, sillä todellisuudessa SAIDI riippuu monesta muustakin tekijästä kuin kytkentävyöhykkeiden määrästä ja kytkentätavasta. Helposti operoitavissa olevan, 1-vyöhykkeisen, ja vaikeasti operoitavissa olevan, 4-vyöhykkeisen, johtolähtösystemin SAIDI-ero riippuu muun muassa paikallisesta maastosta, kytkentähenkilöstön määrästä, sääolosuhteista ja kellonajasta.

Järjestelmää ja sen rakennetta suunniteltaessa tulee kuitenkin huomioida, että suojaus aiheuttaa tiettyjä rajoitteita järjestelmän rakenteeseen ja laitehankintaan. Esimerkiksi pitkillä johtolähdöillä pienin vikavirta voi olla pienempi kuin kuormitusvirta lähellä sähköasemaa, mistä seuraa, ettei suojarele havaitse vikavirtaa. Tästä syystä pitkille johtolähdöille tulisi sijoittaa toinen kytkinlaite lähemmäs johdon loppupäätä. Suojaus saattaa siis lisätä johtolähdön kustannuksia, mutta samalla se lisää luotettavuutta. (Willis 2004, luku 14)

2.6 Kustannustehokkuus ja laitteiden sijoittelu

Kustannustehokkuus on yksi suunnittelun kulmakiviä, jonka avulla voidaan vertailla eri ratkaisuja keskenään. Järjestelmässä on kuitenkin välttämättömiä komponentteja, kuten johtokatkaisijat, joita ilman suojausta ei voida toteuttaa.

Välttämättömien komponenttien lisäksi järjestelmissä on usein lisälaitteita, joiden määrää voidaan optimoida luotettavuuden avulla. Lisälaitteiden tarpeellisuus voidaan selvittää, kun tiedetään, kuinka paljon kukin laite lisää järjestelmän luotettavuutta.

Eräs keino laitteiden kustannustehokkuuden selvittämiseen on laskea kullekin kytkinlaitteelle suojauskyky, eli kuinka monelta vialta vältytään yksittäisen kytkinlaitteen avulla. Suojauskyvyn selvittämiseksi, täytyy tietää johtolähdön vyöhykkeiden pituus, vikatiheys sekä kuinka monta vyöhykettä jää kytkinlaitteen taakse. Edellä olevasta voidaan johtaa seuraava yhtälö:

$$Ks_v = d \cdot \lambda \cdot v \quad (1)$$

missä Ks_v = kytkinlaitteella suojatut viat (kpl/a),
 d = kytkinlaitteiden keskimääräinen etäisyys toisistaan (km),
 λ = vikatiheys (tapahtumaa/km/a),
 v = vyöhykkeitä kytkinlaitteen takana (kpl)

Mikäli johtolähdön johtopituus ja kytkinlaitteiden etäisyydet ovat selvillä, voidaan edellä oleva yhtälö esittää myös muodossa:

$$Ks_v = l \cdot \lambda \quad (2)$$

missä l = johtopituus kytkinlaitteen takana (km)

Kytkinlaitteen kustannustehokkuuteen vaikuttaa myös johtolähdöllä olevien asiakkaiden määrä. Kytkinlaitteesta on sitä enemmän hyötyä keskeytyksessä, mitä enemmän asiakkaita välttyy keskeytykseltä. Toisin sanoen kytkinlaitteista saatava luotettavuuden parantuminen on verrannollinen asiakaskeskeytyksiltä välttyvien asiakkaiden määrään. Yhtälö voidaan siis esittää seuraavassa muodossa:

$$Ks_{ak} = Ks_v \cdot a \quad (3)$$

missä Ks_{ak} = kytkinlaitteella suojatut asiakaskeskeytykset (kpl/a),
 a = asiakkaiden lukumäärä (kpl)

Asiakkaiden sijaan johtolähtöjen keskinäistä tärkeysjärjestystä voidaan määrittää myös energian avulla. Kytkinlaitteita kannattaa sijoittaa johtolähtöihin, joissa vuosienergia on suuri, sillä näissä johtolähdöissä jokainen vältetty keskeytysminuutti vähentää merkittävästi toimittamatta jäänyttä energiaa ja asiakkaiden kokemaa haittaa.

Kun kytkinlaite sijoitetaan johtolähdölle, jakaa se johtolähdön kahteen osaan. Vikatilanteessa johtolähdössä on siis sekä asiakkaita, jotka kokevat keskeytyksen sekä asiakkaita, joihin keskeytys ei vaikuta. Vikapaikan sijainnista riippuu, ketkä johtolähdön asiakkaista kokevat keskeytyksen.

Johtolähdön vikaantumistodennäköisyys on sitä suurempi, mitä pidempi on johtopituus katkaisijaa kohden. Jos kytkinlaitteet sijoitetaan vain vikaantumistodennäköisyyden perusteella, on kytkinlaitteen optimipaikka johtolähdön puolessa välissä. Kun asiakkaiden lukumäärä tai energia otetaan huomioon, saattaa johtolähdön puoliväli siirtyä jompaakumpaa päätä kohti. Kytkinlaitteen optimipaikka on kuitenkin lähes aina johtolähdön puolenvälin ja 2/3-osan välillä, mikäli asiakkaat ja energiankulutus ovat jakautuneet suhteellisen tasaisesti johtolähdölle.

Kun kytkinlaitteita lisätään johtolähdölle useampi kuin yksi, yksittäisen kytkinlaitteen vaikutus asiakaskeskeytysten määrään vähenee, koska johtopituus kytkinlaitteen takana pienenee. Samalla kytkinlaitteen kustannustehokkuus laskee, kun keskeytyksistä säästetty rahallinen hyöty on pienempi investointikustannuksen pysyessä ennallaan. Kytkinlaitteiden määrän lisääntyminen vaikeuttaa myös laitteiden koordinoitua.

Käytännössä kytkinlaitteiden sijoittamiseen johtolähdöllä vaikuttaa olennaisesti verkon rakenne. Rakenne määrittää pitkälti johtolähtöjen vyöhykkeitä, johtolähtöjen välisiä jakorajoja sekä johtolähtöjen varasyöttökykyä. Yleisesti ottaen verkon rakenteella laitteineen voidaan parantaa sähkönjakelun luotettavuutta noin 20 – 25 %,

mutta samalla laiteinvestointeihin kuluu 35 – 60 % enemmän rahaa. (Willis 2004, luku 14)

2.7 Verkon luotettavuus

Luotettavuus on yksi sähköverkon tärkeimmistä ominaisuuksista. Se tarkoittaa sähkön jakelun jatkuvuutta asiakkaille. Verkkoyhtiön tulisi pyrkiä tarjoamaan keskeytyksetöntä sähkönjakelua asiakkailleen. (Willis 2004, luku 4)

Sähkönjakelun luotettavuusvaatimukset ovat kasvaneet. Ennen luotettavuus saavutettiin laskelmoivin ja jäykin kriteerein sekä varakapasiteettia rakentamalla. Nykyään luotettavuus saavutetaan järjestelmän suorituskykyyn perustuvien tavoitteiden sekä luotettavuuskeskeisen suunnittelun ja toiminnan tuloksena. Nykykäytäntö on huomattavasti kustannustehokkaampi kuin entisajan malli.

Luotettavuuteen vaikuttavia seikkoja (Willis 2004, s. 479):

- Verkon komponentit
- Verkon komponenttien kestävä käyttö
- Tarkastukset ja laitteiden huolto
- Vianselvitys- ja -korjausprosessin tehokkuus
- Suojausvyöhykkeet
- Varakapasiteetti ja verkon rakenne

2.7.1 Verkon luotettavuuden ja kustannusten optimointi

Luotettavuuden takaaminen olisi helppoa, mikäli kriteerinä ei olisi kustannustehokkuus. Verkko voitaisiin rakentaa suurin kapasiteettivarauksin, lukuisin varayhteyksin ja kytkinlaitteita voitaisiin sijoittaa jokaiseen muuntamoon. Luotettavuuden tavoittelussa tulee kuitenkin huomioida investointikustannukset, eikä ylimääräistä kapasiteettia kannata investoida verkkoon, mikäli sen käyttöaste on pieni.

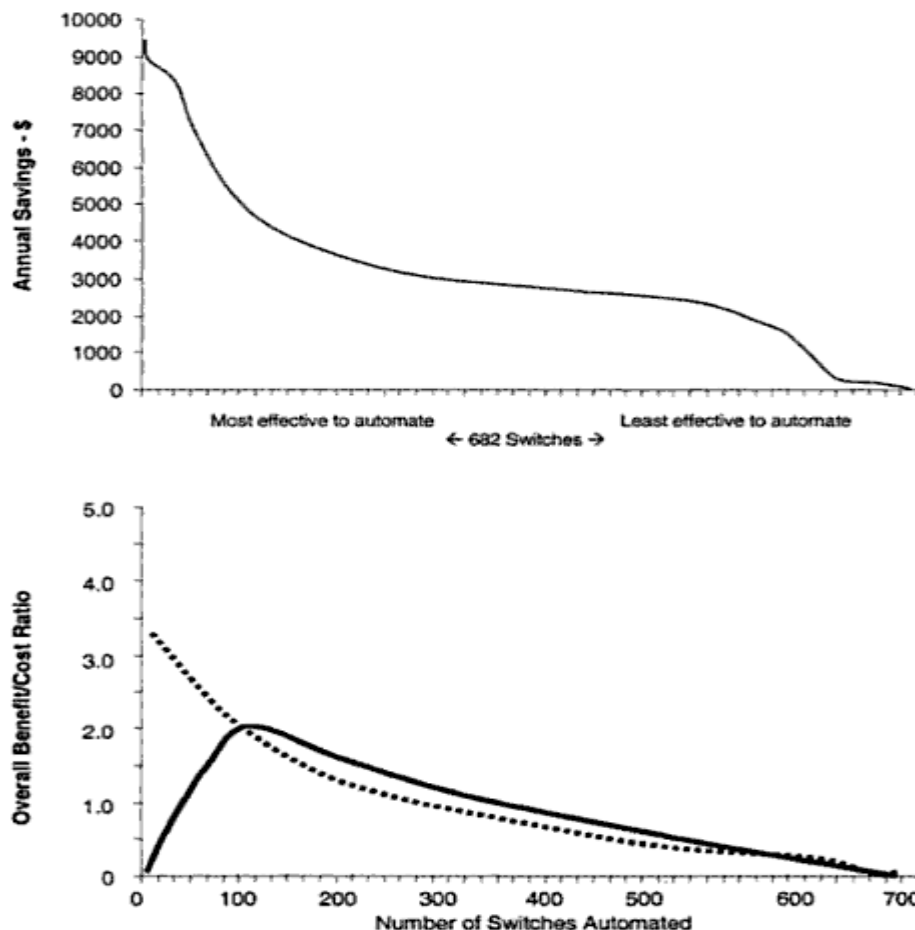
Yleensä luotettavuussuunnittelussa pyritään täyttämään jompikumpi seuraavista tavoitteista: 1) tietyn luotettavuustason saavuttaminen mahdollisimman pienin kustannuksin tai 2) parhaan mahdollisen luotettavuuden saavuttaminen tietyllä budjettirajoituksella. Edellä esitetyt tavoitteet ovat periaatteessa samoja, mutta optimoinnin kohde ja rajoite eroavat toisistaan. Molempia edellä mainittuja kutsutaan kuitenkin luotettavuuden optimointiprosesseiksi.

Yleisesti ottaen luotettavuuden parantaminen on kallista, eikä parannus ole suoraan verrannollinen käytettyyn rahamäärään. Tämä johtunee osittain siitä, että yleensä kustannustehokkaimmat vaihtoehdot toteutetaan ensin, ja vasta sen jälkeen aletaan harkita kalliimpia vaihtoehtoja. Kustannustehokkaassa luotettavuuden parantamisprosessissa on kolme perusasiaa:

- Valitaan suunnitelmasta vain kustannustehokkaimmat osiot, joissa luotettavuuden parannus on suurin sijoitettua euromäärää kohden
- Varioidaan useampaa luotettavuuden parantamisprosessia
- Vertaillaan eri toteutusohjelmia riippumattomalla keinolla, jotta voidaan valita tehokkaimmat keinot

Kuvassa 2 on havainnollistettu automatisoinnin hyöty/kustannus-analyysi järjestelmälle, jossa on 682 johtokatkaisijaa. Kuvan 2 ylemmässä kaaviossa on havainnollistettu katkaisijoista saatava vuosittaista hyötyä ja alemmassa kaaviossa yhteisellä viivalla piirretty kuvaaja esittää investointiohjelman kokonaishyöty/-kustannus-suhteen automatisoitujen katkaisijoiden funktiona. Kustannuksissa on huomioitu valvontayksikön investointikustannus ja laskennassa on oletettu, että kustannustehokkaimmat katkaisijat automatisoidaan ensiksi. Pistemäisellä viivalla piirretty kuvaaja esittää kunkin lisätyn automatisoidun katkaisijan marginaalisen hyöty-/kustannussuhteen.

Kunkin automatisoidun katkaisijan vuosikustannukset ovat 2660 dollaria, mutta automaatiosta saatava hyöty vaihtelee johtolähdöittäin. Automaatiojärjestelmän päävalvontalaitteiston investointikustannus on 125 000 dollaria, ja se on riippumaton katkaisijoiden lukumäärästä. Päävalvontalaitteiston kustannuksista johtuen kannattavuus parantuu sitä mukaan, kun automatisoidaan enemmän katkaisijoita. Kuvasta 2 voidaan kuitenkin havaita, että kannattavuus lähtee laskuun, kun 110 katkaisijaa on automatisoitu. Tämä johtuu siitä, että kustannustehokkaimmat katkaisijat automatisoidaan ensin, jolloin jäljellä olevista katkaisijoista saatava hyöty on sitä pienempi, mitä enemmän katkaisijoita on automatisoitu.



Kuva 2. Hyöty/kustannus-analyysi automaatioasteelle jakeluverkossa. (Willis 2004, s. 1066)

Luotettavuuden optimoinnissa sähköverkko tulee ajatella kokonaisuutena tai ketjuna, jonka eri osat vaikuttavat toisiinsa. Tästä syystä myös optimoinnin tulisi tapahtua koko verkon tasolla, ei pelkästään eri osien tasolla. Luotettavuutta voidaan

optimoida kahdesta eri näkökulmasta; tasojen sisällä ja tasojen välillä. Esimerkiksi jakeluverkko voidaan optimoida toimimaan yksinään luotettavasti tai jakeluverkko voidaan optimoida sähkönsiirron kannalta luotettavaksi. Yleensä tasojen välinen luotettavuus paranee, kun alemman tason luotettavuutta parannetaan eikä toisinpäin. Tason sisäisen luotettavuuden parantuminen vaikuttaa suoraan keskeytysmääriin, kun taas tasojen välisen luotettavuuden parantuminen vaikuttaa asiakaskeskeytysten laajuuteen ja määrään.

Kuinka paljon luotettavuuteen kannattaa sijoittaa? Yhtenä mittapuuna voidaan käyttää varavoiman investointikustannusta. Jos luotettavuuden parantaminen maksaa enemmän kuin varavoiman hankkiminen, ei investointi luotettavuuteen ole kannattavaa.

Luotettavuuden arviointiin voidaan käyttää myös CERi-metodia (Cost-Effective Reliability Improvement). CERi:n vaiheet ovat: 1) investoinnin luotettavuusnäkökohtien ja budjettirajoitteen selvittäminen, 2) investoinnin kustannustehokkuuden määrittäminen ja 3) yksittäisten luotettavuustekijöiden kasvattamisen tai vähentämisen vaikutuksen selvittäminen kokonaisuuden kannalta. CERi-prosessin toteutus on työlästä, mutta sen läpivieminen auttaa karsimaan turhia investointeja, joiden vaikutus luotettavuuteen on vähäinen.

Luotettavuutta tarkasteltaessa on hyvä muistaa, ettei se ole vakio koko verkon tasolla. Luotettavuuslukuissa on poikkeamia, kun niitä vertaillaan verkon eri osissa. Verkkoyhtiön tulisikin tarkastella myös verkon heikoimpia luotettavuuslukuja, eikä pelkästään keskimääräistä SAIDI:a, ettei poikkeamista tule suuria, jatkuvia tai yleisiä. Poikkeamia voi tarkastella esimerkiksi SAIDI:n hajonnan avulla tai määrittämällä SAIDI erikseen niille 5 – 10 % asiakkaista, joilla on eniten keskeytyksiä.

Kun investoidaan luotettavuuteen, tulee päättää, mihin luotettavuustunnuslukuun halutaan vaikuttaa. Investoinnit tarkastuksiin, huoltoihin ja uudistamisiin vaikuttavat SAIFI:iin vähentäen vikaantumisen todennäköisyyttä, mutta niillä ei ole suoranaista vaikutusta CAIDI:iin, keskimääräiseen keskeytyspituuteen. Sen sijaan investoinnit käyttötoimintaan ja vianpaikannusmenetelmiin vaikuttavat CAIDI:iin, mutta niillä ei puolestaan ole vaikutusta SAIFI:iin. (Willis 2004, luku 28)

2.7.2 Luotettavuussuunnittelu

Tehokkaan luotettavuussuunnittelun työkalut ovat:

- Kvantitatiivinen, ennustava luotettavuusanalyysi
- Tarkkaan harkitut luotettavuustavoitteet
- Tarkkaan harkitut investointitavoitteet
- Kuorman ennustaminen riittävällä ajallisella ja paikallisella resoluutiolla, joka vastaa suunnittelun tarpeita

Luotettavuustavoitteiden tärkeimmät näkökohdat ovat: asiakaslähtöisyys, tarkka luotettavuuden määritelmä, luotettavuuden merkityksen selventäminen sekä tavoitteen kvantitatiivisuus. Asiakaslähtöisyys on tärkeää verkkoyhtiöiden tavoitteissa, sillä verkkoyhtiön tehtävänä on tarjota sähkönjakelua asiakkaille, jolloin luotettavuutta on hyvä mitata samalla tasolla. Luotettavuuden tulee olla tarkkaan määritetty, jotta tavoitteiden asettaminen ja niiden saavuttaminen olisi yksiselitteistä. Luotettavuuden määritelmä on myös selvennettävä kaikille työntekijöille, jotta se

ohjaisi toimintaa. Luotettavuustavoitteen mittausta helpottaa puolestaan tavoitteen kvantitatiivisuus.

Kuorman ennustaminen on tärkeässä asemassa luotettavuussuunnittelun kannalta, sillä sen avulla pystytään varautumaan kuormien kasvuihin, ja niistä aiheutuviin luotettavuuden parantamisvaatimukseen hyvissä ajoin. Kuorman ennustamisessa huomioitavia seikkoja ovat: sää ja sen vaikutukset kuormiin, kuorman kasvun sijainnin tarkkuus sekä kuormitushuipun kesto vuosittain.

Koska luotettavuus ei ole sama koko järjestelmän tasolla, ei luotettavuuden parantamisen hintakaan ole vakio koko järjestelmässä, vaan joillain alueilla luotettavuuden parantaminen maksaa enemmän. Investointikustannuserot johtuvat pääosin eri alueiden olosuhde-eroista. Verkkoyhtiölle alueiden luotettavuuden parantamisen kustannuserot asettavat haasteen asiakkaiden tasavertaiseen kohteluun. Miten luotettavuuden parantaminen tulisi toteuttaa koko järjestelmän tasolla, ilman että eri alueiden välille syntyy suuria luotettavuuseroja? (Willis 2004, luku 28)

Kannattavin investointivaihtoehto määräytyy verkkoyhtiön tavoitteiden ja olemassa olevien rajoitusten mukaan, jotka on määritelty ennalta projektisuunnitelmassa. Investointistrategioita luotettavuuden parantamiseen ovat:

1. Luotettavuuden parantamiseen käytetään vakiosumma per asiakas
2. Luotettavuus asiakasta kohti vakio koko verkon tasolla
3. Luotettavuutta parannetaan siellä, missä on alhaisin investointikustannus

Mikäli luotettavuuden parantamiseen käytetään vakiosumma asiakasta kohti, voidaan investointibudjetin katsoa jakautuneen tasan kaikille asiakkaille. Luotettavuuden parantaminen ei kuitenkaan jakaudu tasaisesti verkossa johtuen alueiden olosuhde-eroista, mistä johtuen vakiosummamenetelmä kasvattaa alueiden välisiä SAIDI-eroja. Jos taas luotettavuus pyritään vakioimaan asiakasta kohti koko verkossa, kasvavat investointikustannuserot alueiden välillä merkittävästi, koska osalla alueista luotettavuuden parantaminen on kalliimpaa. Vakiodulla luotettavuudella myös kokonaiskustannukset ovat suuremmat kuin vakiosummamenetelmällä. Ehdottomasti halvimmat kokonaisinvestointikustannukset saavutetaan, kun luotettavuutta parannetaan siellä, missä investointikustannus on alhaisin. Kustannustehokkuusperusteinen luotettavuuden parantaminen kasvattaa sekä luotettavuuseroja että investointisummaeroja alueiden välillä, mutta menetelmällä vältetään ylimääräisiltä kustannuksilta, minkä takia se on verkkoyhtiöiden suosiossa.

Johtopäätöksenä voidaankin todeta, että verkkoyhtiö joutuu joka tapauksessa kohtelemaan eri asiakkaita jollain tasolla epäoikeudenmukaisesti saavuttaakseen luotettavuuden parantamisen. Osittain tämä epäoikeudenmukaisuus johtuu myös siitä, että verkkoyhtiöillä on velvollisuus palvella kaikkia asiakkaita asiakkaan sijainnista riippumatta, mikä lisää alueiden välisiä luotettavuuseroja. Se mikä investointivaihtoehto antaa parhaan mahdollisen tuloksen riippuu yrityksen politiikasta, tavoitteista ja budjetista.

Suunnitteluun ja luotettavuustavoitteiden asettamiseen voidaan löytää useita eri lähestymistapoja, joita ovat: 1) perinteinen suunnittelumetodi, 2) luotettavuusperusteinen suunnittelumetodi, 3) luotettavuus suunnittelukriteerinä perinteisillä reunaehdoilla sekä 4) kustannustehokkuus suunnittelumetodina. Perinteisessä suunnittelumetodissa luotettavuustavoitteet johdetaan verkon edellisten vuosien suorituskyvyn perusteella. Tällä tavalla pyritään säilyttämään verkon luotettavuus saavutetulla

tasolla, mutta samalla myös investointikustannukset pysyvät ennallaan, mikä harvemmin on verkkoyhtiön tavoitteena.

Luotettavuusperusteisessa suunnittelumetodissa luotettavuustavoitteet on sidottu tunnuslukuihin, kuten SAIDI:iin ja SAIFI:iin. Toteutuskelpoisin vaihtoehto saadaan vertaamalla eri vaihtoehtoja luotettavuustavoitteisiin samalla pyrkien kustannusten minimointiin. Luotettavuustavoitteet voidaan asettaa joko koko järjestelmän tasolle tai kullekin järjestelmän tasolle erikseen. Tasokohtainen luotettavuuden parantaminen on yksinkertaisempi toteuttaa, mutta samalla se on myös kalliimpaa.

Luotettavuus suunnittelukriteerinä perinteisillä reunaehdoilla yhdistelee perinteistä ja luotettavuusperusteista suunnittelumetodia. Metodi soveltuu ainoastaan tasoperusteiseen suunnitteluun. Metodien optimointikriteerit ovat laatu- ja luotettavuusperusteiset.

Kustannustehokkaassa suunnittelumetodissa ensisijainen tähtäin on kustannusten leikkaaminen ja vasta toissijaisena tähtäimenä on luotettavuuden parantaminen. Metodi soveltuu luotettavuussuunnitteluun, jossa on tiukka budjettirajoitus. (Willis 2004, luku 28)

3 Jakeluverkon keskeytykset ja niistä aiheutuva haitta

3.1 Keskeytyslajit

Keskeytykset voidaan jakaa suunniteltuihin työkeskeytyksiin ja odottamattomiin häiriökeskeytyksiin. Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista ja liittyvät enimmäkseen ulkopuolisiin tapahtumiin, laitevikoihin tai -häiriöihin. Häiriökeskeytykset ovat satunnaisia tapahtumia, jotka eivät ole ennustettavissa. (Järventausta et al. 2003)

Häiriökeskeytykset luokitellaan pitkiin ja lyhyisiin keskeytyksiin. Lyhyellä keskeytyksellä tarkoitetaan ohimenevän vian aiheuttamaa enintään kolme minuuttia kestävää keskeytystä. Pitkällä häiriökeskeytyksellä tarkoitetaan pysyvän vian aiheuttamaa keskeytystä, joka on kestoltaan yli kolme minuuttia. (Lakervi & Partanen 2008)

Työkeskeytykset ovat puolestaan tarkoin suunniteltuja ja koskettavat yleensä paljon pienempää sähkökäyttäjien joukkoa kuin häiriökeskeytykset. Työkeskeytykseen liittyviä verkon kytkentämuutoksia voidaan tehdä usein jännitteellisenä siten, ettei työkeskeytys näy edes lyhyenä keskeytyksenä muissa verkon osissa. Lisäksi työkeskeytykset pyritään ajoittamaan sellaisiin ajankohtiin, jolloin keskeytyksestä aiheutuva haitta ja kustannukset voidaan minimoida. Haittaa pienentää myös keskeytyksistä sähkökäyttäjille annettava ennakkoilmoitus. (Järventausta et al. 2003)

3.2 Keskeytyksestä aiheutuva haitta

Keskijänniteverkossa tapahtuva pysyvä vika aiheuttaa alkuvaiheessa keskeytyksen kaikille vioittuneen verkonosan katkaisijan takana oleville sähkökäyttäjille. Kun vika on todettu pysyväksi viaksi, pyritään vioittunut verkon osa paikantamaan ja erottamaan terveestä verkosta mahdollisimman nopeasti. Terveisiin verkon osiin pyritään kytkemään jännite mahdollisia varayhteyksiä hyödyntäen. (Järventausta et al. 2003) Nopealla vianpaikannuksella ja vioittuneen verkon eroonkytkennällä keskeytyksen piirissä olevien sähkökäyttäjien lukumäärää saadaan vähennettyä yleensä merkittävästi. Keskeytysaikaan vaikuttaa kuitenkin olennaisesti verkon rakenne, kuinka helposti terveeseen osaan saadaan muodostettua varayhteys.

Keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuvaan haittaan vaikuttaa pitkien keskeytyksien keskeytysajat ja kokonaismäärä sekä lyhyiden keskeytysten lukumäärä. Noin 90 % sähkökäyttäjän kokemista keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteverkon keskeytyksistä (Lakervi & Partanen 2008).

Keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa (KAH) arvioitaessa pitää huomioida keskeytyksen kokoneen asiakkaan tyyppi: eri asiakasryhmille aiheutuva haitta on erilainen ja riippuu osin myös keskeytysajanpituudesta ja keskeytysajankohdasta. Keskeytymättömän sähkönjakelun merkitys on viime aikoina kasvanut. Tästä osoituksena voidaan pitää muun muassa KAH-arvojen kaksinkertaistumista 90-luvun tasosta. (Lakervi & Partanen 2008)

Valtakunnallisia keskimääräisiä KAH-arvoja voidaan laskea asiakasryhmäkohtaisten KAH-arvojen painotettuna keskiarvona. Laskennassa voidaan käyttää joko asiakasryhmän asiakasmäärään tai energiaan perustuvaa painotusta. Keskimääräisten KAH-arvojen käyttöön perustuva laskenta on kuitenkin tarkkuudeltaan puutteellinen, koska se ei ota huomioon asiakaskunnan rakennetta, eikä vikojen epätasaista jakaantumista. (Järventausta et al. 2003) Eri asiakasryhmien valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Vuoden 1995 sähkötilaston mukaisilla valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot. (Honkapuro et al. 2007)

| Asiakasryhmä | Energiaosuus % | Odottamaton | | Suunniteltu | | PJK €/kW | AJK €/kW |
|-----------------|-------------------|-------------|--------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| | | €/kW | €/kWh | €/kW | €/kWh | | |
| Kotitalous | 43 | 0,36 | 4,29 | 0,19 | 2,21 | 0,11 | 0,48 |
| Maatalous | 7 | 0,45 | 9,38 | 0,23 | 4,80 | 0,20 | 0,62 |
| Teollisuus | 17 | 3,52 | 24,45 | 1,38 | 11,47 | 2,19 | 2,87 |
| Julkinen | 12 | 1,89 | 15,08 | 1,33 | 7,35 | 1,49 | 2,34 |
| Palvelu | 21 | 2,65 | 29,89 | 0,22 | 22,82 | 1,31 | 2,44 |
| Yhteensä | 100 | 1,57 | 14,74 | 0,54 | 8,91 | 0,89 | 1,53 |

3.3 Keskeytyspituuden vaikutus asiakkaan kokemaan haittaan

Asiakkaan kokeman haitan suuruus riippuu merkittävästi asiakkaasta. Kotitalous-asiakkaisiin lyhyt keskeytys ei välttämättä vaikuta mitenkään, kun taas teollisuuden tuotanto saattaa kärsiä jo muutaman sekunnin mittaisista keskeytyksistä, jotka voivat pysäyttää tuotannon.

Teknillinen korkeakoulu ja Tampereen teknillinen yliopisto ovat tutkineet sähkönjakelukeskeytyksistä aiheutuvaa haittaa eri asiakasryhmille. Tutkimuksen mukaan kotitalousasiakkaat kokivat pitkät keskeytykset haitallisemmiksi kuin lyhyet. Suurin keskeytyksen aiheuttama haitta koettiin kotitalouksissa talvella pyhäpäivänä.

Julkisilla asiakasryhmillä keskeytyksistä ennalta ilmoittaminen vähensi olennaisesti keskeytyksistä aiheutuvia haittoja. Ennakkoilmoittaminen koettiin sitä tärkeämmäksi, mitä lyhyemmästä keskeytyksestä oli kyse. Vastanneista julkisista asiakasryhmistä noin 51 %:lla oli varavoimailaitteita käytettävissä. Kustannukset työaikana ja sen ulkopuolella riippuvat keskeytyksen pituudesta ja jonkin verran vuodenajasta. Työajan ulkopuolella keskeytyksestä aiheutuva haitta oli puolet pienempi kuin työaikana. Lyhyemmät keskeytykset voivat olla työajan ulkopuolella jopa työaikaista keskeytystä haitallisempia.

Palvelualan asiakasryhmillä melkein puolella oli käytössään varavoimaa. Myös palvelualan asiakasryhmille ennakkoilmoitus oli sitä tärkeämpi, mitä lyhyemmästä katkosta oli kyse. Työaikaan tapahtuvissa yli minuutin keskeytyksissä kesäaikaan tapahtuvan keskeytyksen haitta on pienempi kuin talvisen keskeytyksen haitta. Työajan ulkopuolella tapahtuvissa keskeytyksissä vuodenajalla ei juurikaan ollut merkitystä keskeytyksestä aiheutuvan haitan suuruuteen. Mitä pidemmästä keskeytyksestä oli kyse, sitä suhteellisesti pienemmät olivat työajan ulkopuolella tapahtuvan keskeytyksen haitta-arvot työaikana tapahtuviin keskeytyksiin verrattuna.

Teollisuusasiakkailla varavoimaa oli käytettävissä 39 %:lla vastanneista. Myös teollisuusasiakkaille ennakkoilmoitus keskeytyksestä oli sitä tärkeämpää, mitä lyhyemmästä keskeytyksestä oli kyse. Tutkimuksen mukaan sekunnista 15 minuuttiin kestävä keskeytys on haitallinen teollisuusasiakkaille ja seuraavaksi haitallisin palvelualan asiakkaille. Kun keskeytys kestää yli tunnin, haitta on suurin palvelualan asiakkaille. (Silvast et al. 2005)

Seuraavissa kappaleissa on eritelty tarkemmin tutkimustuloksia keskeytyspituuden vaikutuksesta eri asiakasryhmien kokemaan haittaan.

3.3.1 Palvelualan asiakkaiden kokema haitta

Taulukossa 3 on esitetty palvelualojen kokema keskeytyksestä aiheutuva haitta eri ajankohtina. Taulukosta 3 voidaan havaita, että mikäli kauko-ohjauksella pystytään vähentämään keskeytysaikaa 15 minuutista kahteen minuuttiin, säästetään työaikana noin 7,8 – 10,2 €/kW, riippuen vuodenajasta. Jos taas keskeytysaikaa pystytään vähentämään tunnista 15 minuuttiin, on säästö työaikana noin 26,5 – 35,1 €/kW. Palvelualoilla keskeytysaika vaikuttaa merkittävästi koettuun haittaan työaikana. Työajan ulkopuolella haitta on kuitenkin yli kahden minuutin keskeytyksissä vain noin 10 – 19 % työajalla olevan keskeytyksen haitasta. Sen sijaan sekunnin keskeytyksessä työajan ulkopuolella tapahtuva haitta on suhteessa selvästi suurempi, noin 50 % työajalla tapahtuvan keskeytyksen haitasta.

Taulukko 3. Palvelualojen haitta-arvot kesällä ja talvella, työajalla ja työajan ulkopuolella. (Silvast et al. 2005)

| Keskeytyksen ajankohta | Odottamaton keskeytys (€/kW) | | | | | |
|------------------------|------------------------------|------|-------|------|-------|-------|
| | 1s | 2min | 15min | 1h | 4h | 8h |
| Talvi työaika ka | 1,3 | 5,2 | 13,0 | 48,1 | 138,7 | 212,4 |
| Talvi ei-töaika ka | 0,7 | 0,9 | 1,6 | 5,3 | 14,8 | 31,7 |
| Kesä työaika ka | 1,8 | 6,0 | 16,2 | 42,7 | 130,3 | 216,7 |
| Kesä ei-töaika ka | 0,9 | 1,1 | 3,1 | 5,7 | 16,7 | 32,4 |

Taulukossa 4 on esitetty eri palvelualojen haitta-arvot eripituisille keskeytyksille. Taulukosta 4 havaitaan, että lyhyet keskeytykset aiheuttavat eniten haittaa tukku-kaupoille, tieto- ja sähkötekniikan palveluille sekä hoito- ja kauneuspalveluille. Hoito- ja kauneuspalveluyritykset kokevat haitallisina kaikenpituiset keskeytykset. Tuloksia tarkasteltaessa kannattaa kuitenkin huomioida otoksen suuruus. Lisäksi haittaan vaikuttaa suuresti, minkälaisia palveluja lasketaan esimerkiksi kauneuspalveluihin.

Taulukko 4. Palvelualojen haitta-arvot toimialoittain. (Silvast et al. 2005)

| Palveluala (Otos) | Odottamaton keskeytys (€/kW) | | | | | |
|---|------------------------------|-------|-------|-------|--------|--------|
| | 1s | 2min | 15min | 1h | 4h | 8h |
| Tukkukauppa ka (16) Tavaratalo tai elintarv.väh.kauppa ka (27) | 35,7 | 33,1 | 48,8 | 107,5 | 277,0 | 328,1 |
| Muu vähittäiskauppa ka (43) | 0,4 | 1,1 | 2,2 | 14,9 | 35,3 | 69,0 |
| Moottoriajoneuvojen myynti tai huoltamot ka (23) | 2,2 | 3,7 | 10,2 | 57,1 | 187,2 | 292,1 |
| Hotelli- tai muu majoitustoiminta ka (33) | 0,3 | 1,5 | 5,7 | 31,1 | 137,3 | 237,7 |
| Ravintola- tai kahvilatoiminta ka (13) | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 17,9 | 44,8 | 77,4 |
| Rahoitus- tai vakuutustoiminta ka (8) | 0,0 | 0,0 | 1,3 | 17,9 | 44,8 | 77,4 |
| Virkistys-, kulttuuri- tai urheilutoiminta ka (28) | 0,0 | 0,3 | 5,6 | 9,4 | 18,3 | 30,8 |
| Tieto- tai sähkötekniikan palvelut ka (15) | 0,0 | 0,0 | 785,5 | 471,1 | 1571,1 | 1571,1 |
| Hoito- tai kauneuspalvelut ka (11) | 21,2 | 23,8 | 41,7 | 166,6 | 345,8 | 622,0 |
| Kaikki ka (247) | 38,0 | 73,9 | 85,7 | 62,7 | 124,0 | 222,1 |
| | 172,6 | 116,0 | 106,3 | 120,2 | 248,2 | 389,6 |
| | 1,3 | 5,2 | 13,0 | 48,1 | 138,7 | 212,4 |

Lyhyet keskeytykset sekunnista kahteen minuuttiin eivät aiheuta haittaa hotelleille, ravintola- ja kahvilatoiminnalle tai rahoitus- ja vakuutustoiminnalle. Sen sijaan jo 15 minuutin keskeytyksen haitta-arvo rahoitus- ja vakuutustoiminnalle on 785,5 €/kW. Yli tunnin kestävät keskeytykset ovat haitallisia lähes kaikille toimialoille, tosin pienimmäksi haitan kokivat hotelli- ja majoitustoiminnan ja ravintola- ja kahvilatoiminnan yritykset sekä tavaratalot ja elintarvikkeiden vähittäiskaupat.

3.3.2 Teollisuusasiakkaiden kokema haitta

Pienten ja keskisuurten teollisuusasiakkaiden haitta-arvot on esitetty taulukossa 5. Taulukosta 5 havaitaan, että työajan ulkopuolella lyhyistä keskeytyksistä ei ole lainkaan haittaa. Teollisuusyrityksissä haitan suuruus riippuu kuitenkin teollisuuden toimialasta ja siitä, onko kyseessä 1-, 2- vai 3-vuoroteollisuus.

Taulukko 5. Pk-teollisuuden haitta-arvot yllättävän ja ennalta ilmoitetun sähkökatkon osalta työajalla ja työajan ulkopuolella. (Silvast et al. 2005)

| Keskeytyksen ajankohta | Odottamaton keskeytys (€/kW) | | | | | |
|----------------------------------|------------------------------|------|-------|------|------|-------|
| | 1s | 2min | 15min | 1h | 4h | 8h |
| Odottamaton työajalla | 1,4 | 2,4 | 6,4 | 21,6 | 76,2 | 140,8 |
| Odottamaton työajan ulkopuolella | - | - | - | 2,4 | - | 33,3 |

Kun tarkastellaan kauko-ohjauksesta saatavaa hyötyä teollisuusasiakkaiden näkökulmasta, havaitaan taulukosta 5, että mikäli keskeytysaikaa pystytään vähentämään tunnista 15 minuuttiin, säästetään työaikana 15,2 €/kW. Jos keskeytysaika vähenee työaikana 15 minuutista kahteen minuuttiin, on säästö vain 4,0 €/kW.

TKK:n ja TTY:n tutkimuksessa on myös selvitetty, miten eri teollisuusasiakkaiden haitta-arvot vaihtelevat teollisuuden toimialoittain. Tulokset on esitetty taulukossa 6. Taulukosta 6 havaitaan, että eri teollisuuden aloilla on eroja siinä, minkä pituiset keskeytykset koetaan haitallisimmiksi. Sekunnista kahteen minuuttiin kestävät keskeytykset ovat haitallisimpia puutavara- ja kemianteollisuudelle. 15 minuutin keskeytyksen kokivat haitallisimmiksi puutavarateollisuuden ja tietoliikenneteollisuuden yritykset. Elintarviketeollisuudelle haitallisimpia olivat puolestaan neljän tunnin keskeytykset. Taulukon 6 tuloksia tarkasteltaessa kannattaa kuitenkin huomioida tutkimuksen kyselyotoksien suuruudet, jotka ovat melko suppeita joidenkin teollisuudenalojen kohdalla.

Taulukko 6. Pk-teollisuuden haitta-arvot toimialoittain. (Silvast et al. 2005)

| Teollisuuden toimiala (Otos) | Odottamaton keskeytys (€/kW) | | | | | |
|--|------------------------------|------|-------|-------|--------|--------|
| | 1s | 2min | 15min | 1h | 4h | 8h |
| Elintarviketeollisuus ka (24) | 0,5 | 0,4 | 4,5 | 21,1 | 1025,7 | 1000,9 |
| Tekstiili- ja vaatetusteollisuus ka (2) | 3,9 | 3,9 | 11,6 | 19,3 | 38,6 | 58,0 |
| Puutavarateollisuus ka (14) | 20,0 | 22,3 | 110,7 | 15,4 | 67,9 | 131,7 |
| Massa-, paperi- ja graafinen teol. ka(7) | 6,4 | 7,0 | 11,7 | 28,1 | 124,4 | 176,7 |
| Rakennusteollisuus ka (11) | 0,1 | 1,3 | 5,9 | 44,7 | 141,5 | 273,7 |
| Metalliteollisuus ka (44) | 5,4 | 5,5 | 5,9 | 18,2 | 76,1 | 147,6 |
| Kemianteollisuus ka (12) | 55,0 | 55,4 | 67,3 | 109,9 | 248,8 | 447,2 |
| Lasi-, savi- ja kiviteollisuus ka (5) | 3,9 | 25,5 | 27,6 | 109,9 | 197,2 | 221,7 |
| Sähkö- ja elektroniikkateollisuus ka (7) | 5,7 | 6,6 | 8,7 | 20,1 | 42,2 | 82,6 |
| Tietoliikenneteollisuus ka (3) | 0,0 | 0,0 | 238,0 | 396,6 | 793,2 | 867,7 |
| Kaikki ka (147) | 1,4 | 2,4 | 6,4 | 21,6 | 76,2 | 140,8 |

3.3.3 Julkisten alojen kokema haitta

Julkisten alojen haitta-arvot on esitetty taulukossa 7. Julkisilla aloilla keskeytyshaitta on suurin yli neljän tunnin keskeytyksissä. Julkisilla aloilla on myös suuri merkitys keskeytyksen ajankohdassa erityisesti pitkissä keskeytyksissä. Neljän tunnin keskeytyksen haitta-arvo kesällä työaikana on yli 50 % suurempi kuin talvella työaikana. Sen sijaan alle 15 minuutin keskeytyksissä haitta-arvot ovat kesällä työaikana suuremmat kuin talvella työaikana. Sama ilmiö toistuu työajan ulkopuolella tapahtuvissa häiriöissä, kesäaikaan haitta-arvot ovat suuremmat alle 15 minuutin keskeytyksissä ja pienemmät yli tunnin keskeytyksissä kuin talvella.

Taulukko 7. Julkisten alojen haitta-arvot kesällä ja talvella, työajalla ja työajan ulkopuolella. (Silvast et al. 2005)

| Ajankohta | Odottamaton keskeytyks (€/kW) | | | | | |
|--------------------|-------------------------------|------|-------|------|-------|-------|
| | 1s | 2min | 15min | 1h | 4h | 8h |
| Talvi työaika ka | 1,4 | 3,1 | 9,2 | 34,3 | 123,9 | 347,9 |
| Talvi ei-töaika ka | 0,5 | 1,4 | 6,5 | 22,0 | 60,3 | 109,3 |
| Kesä työaika ka | 1,4 | 4,5 | 12,8 | 25,2 | 77,1 | 275,1 |
| Kesä ei-töaika ka | 0,5 | 2,9 | 11,9 | 17,0 | 38,3 | 80,5 |

Julkisilla aloilla keskeytyspituus vaikuttaa merkittävästi koettuun haittaan. Julkisten alojen kokema keskeytyksen aiheuttama haitta vähenee noin 6,1 – 8,3 €/kW, mikäli keskeytysaikaa voidaan lyhentää 15 minuutista kahteen minuuttiin työaikana. Jos keskeytysaikaa voidaan vähentää tunnista 15 minuuttiin, on säästö noin 12,4 – 25,1 €/kW vuodenaikasta riippuen.

Myös julkisilla aloilla keskeytyksen haitta-arvon suuruus riippuu toimialasta. Taulukossa 8 on esitetty julkisten alojen haitta-arvot toimialoittain. Taulukosta 8 havaitaan, että opetus-, koulutus- ja tutkimustoimintaa ja virkistys-, kulttuuri- ja urheilutoimintaa sekä yhdyskuntahuoltoa lukuun ottamatta keskeytyksen haitta-arvot ovat merkittäviä vasta yli tunnin keskeytyksissä. Yhdyskuntahuollossa keskeytyksen pituus vaikuttaa merkittävästi haitan suuruuteen. Kahdeksan tunnin keskeytyksen haitta-arvo yhdyskuntahuollolle on lähes kymmenkertainen tunnin haitta-arvoon nähden. Sen sijaan sekunnin keskeytys ei aiheuta lainkaan haittaa yhdyskuntahuollolle.

Taulukko 8. Julkisten alojen haitta-arvot toimialoittain. (Silvast et al. 2005)

| Julkinen ala (Otos) | Odottamaton keskeytyks (€/kW) | | | | | |
|--|-------------------------------|------|-------|-------|-------|--------|
| | 1s | 2min | 15min | 1h | 4h | 8h |
| Julkinen hallinto tai järjestyksenpito ka (47) | 4,3 | 2,9 | 6,6 | 40,7 | 124,0 | 445,7 |
| Opetus, koulutus tai tutkimus ka (38) | 41,1 | 41,3 | 55,7 | 38,1 | 134,8 | 568,6 |
| Terveystenhoito- tai sosiaalipalvelut ka (46) | 1,1 | 5,6 | 26,0 | 49,5 | 274,6 | 577,5 |
| Järjestö- tai uskonnollinen toiminta ka (38) | 4,9 | 5,0 | 5,0 | 18,2 | 145,4 | 260,7 |
| Virkistys-, kulttuuri- tai urheilutoiminta ka (10) | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 20,5 | 29,7 | 29,7 |
| Yhdyskuntahuolto ka (35) | 0,0 | 6,7 | 50,1 | 196,5 | 483,0 | 1327,5 |
| Kaikki ka (222) | 1,4 | 3,1 | 9,2 | 34,3 | 123,9 | 347,9 |

3.3.4 Kotitalouksien kokema haitta

Kotitalousasiakkaiden keskeytysten haitta-arvot on esitetty taulukossa 9. Taulukosta 9 voidaan havaita, etteivät lyhyet keskeytykset, sekunnista kahteen minuuttiin, aiheuta juurikaan haittaa kotitalousasiakkaille. Sen sijaan jo tunnin keskeytys koettiin haitalliseksi. Kotitalouksien kokema haitta-arvo tunnin keskeytyksissä on kuitenkin vain noin 13 – 30 % muiden asiakasryhmien kokemista haitta-arvoista. Taulukosta 9 havaitaan myös, että sähkölämmittäjien KAH-haitta kW kohden on olennaisesti pienempi kuin muilla kotitalouskuluttajilla, mikä johtuu suuremmasta sähkönkulutuksesta. Kun energiankulutus huomioidaan, on haitta sähkölämmittäjillä euroina samaa luokkaa kuin muilla kotitalouskuluttajilla.

Taulukko 9. Kotitalouksien sähkölämmittäjien ja ei-sähkölämmittäjien haitta-arvot. (Silvast et al. 2005)

| Kuluttajaryhmä (Otos) | Odottamaton keskeytys (€/kW) | | | | |
|--------------------------|------------------------------|------|------|------|-------|
| | 1s | 2min | 1h | 12h | 36h |
| Kaikki ka (102) | 0,1 | 0,7 | 6,5 | 54,9 | 163,7 |
| sähkölämmittäjät (42) | 0,0 | 0,5 | 3,2 | 23,9 | 74,0 |
| ei-sähkölämmittäjät (60) | 0,4 | 1,0 | 10,3 | 98,4 | 299,0 |

3.4 Toimitusvarmuuden tunnusluvut

Verkon toimitusvarmuutta koko jakelualueella voidaan kuvata yleisesti seuraavilla tunnusluvuilla:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index), keskeytysten keskimääräinen lukumäärä (kpl/asiakas) tietyllä aikavälillä
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto-aika (h/asiakas) tietyllä aikavälillä
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus (h/keskeytys)

Tunnusluvut määritetään seuraavien yhtälöiden avulla (Järventausta et al. 2003):

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_s} \quad (4)$$

missä n_j = asiakkaan j kokema keskeytysten määrä,
 N_s = asiakkaiden kokonaismäärä

$$SAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{N_s} \quad (5)$$

missä t_{ij} = asiakkaalle j keskeytyksestä i aiheutunut aika ilman sähköä

$$CAIDI = \frac{\sum_i \sum_j t_{ij}}{\sum_j n_j} \quad (6)$$

missä n_j = asiakkaan j kokema keskeytysten määrä tietyllä aikavälillä

Suomessa keskeytykset keskijänniteverkossa tilastoidaan tyypillisesti muuntopiiritasolla. Muuntopiiritason tunnusluvusta käytetään merkintöjä T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI, joissa ei ole mukana pienjänniteverkon keskeytyksiä. Verkkoyhtiöiden tulee toimittaa Energiamarkkinavirastolle (EMV) T-SAIFI ja T-SAIDI tunnusluvut siten, että niissä otetaan huomioon vain omasta verkosta aiheutuneet keskeytykset. Muuntopiiritason keskeytystunnusluvut lasketaan seuraavien yhtälöiden avulla (Järventausta et al. 2003):

$$T - SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^n mpk_i}{mp} \quad (7)$$

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

$$T - SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^x mpk_{ij} \cdot h_{ij}}{mp} \quad (8)$$

missä n = keskeytysten lukumäärä,
 x = kunkin keskeytyksen yhteydessä esiintyvien erilaisten kestoajkojen määrä,
 mpk_{ij} = muuntopiirien lukumäärä kullakin osa-alueella, jossa keskeytyksen kesto oli h_{ij} ,

$$T - CAIDI = \frac{\sum_{i=1}^n mph_i}{\sum_{i=1}^n mpk_i} \quad (9)$$

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

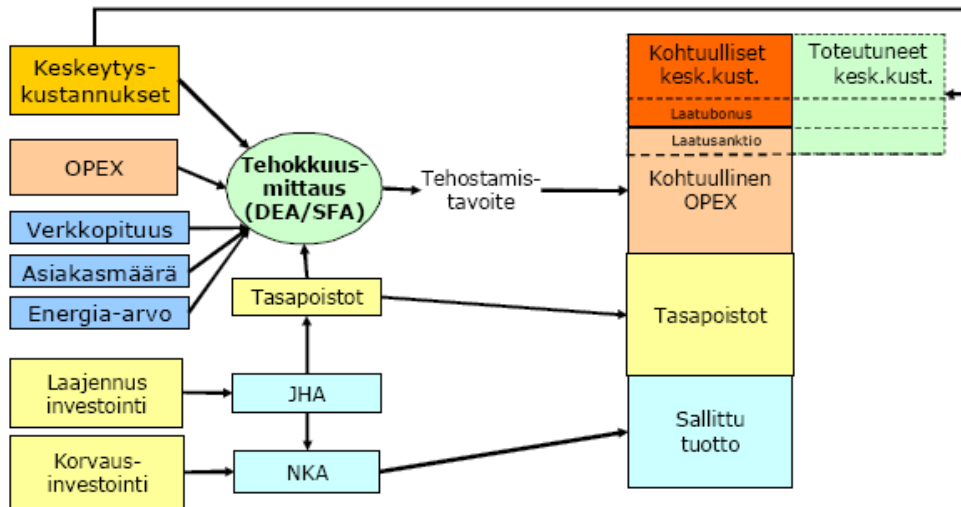
3.5 Verkkoliiketoiminnan sääntelyn vaikutus käyttövarmuuteen

3.5.1 Verkkoliiketoiminnan sääntely Suomessa

Verkkoliiketoiminta on monopoliasemassa olevaa liiketoimintaa, minkä vuoksi yhtiöillä ei ole avoimen kilpailun tuomia kannusteita kohtuulliseen hinnoitteluun ja toiminnan kustannustehokkuuteen. Sääntelyllä varmistetaan asiakkaiden tasapuolinen kohtelu, hintojen kohtuullisuus sekä toiminnan kustannustehokkuus. (Partanen et al. 2008)

Suomessa sääntely toteutetaan seuraavien sääntelymallien avulla: tuoton sääntely, hintasääntely, liikevaihdon sääntely sekä mittatikkusääntely. Kolmea viimeksi mainittua nimitetään myös suoritukseen perustuvaksi tai kannustinsääntelyksi. Tuoton sääntelyssä ja hintasääntelyssä viranomaisen asettaa tarkasteltavalle suurelle maksimiarvon, jota verkkoyhtiöt eivät saa ylittää. Mittatikkusääntelyssä verkko-

yhtiön suoritusta verrataan tehokkaaksi havaittujen yhtiöiden suorituksiin tai muuhun vertailukohteeseen. Kuvassa 3 on havainnollistettu valvonnan pääperiaatteita.



Kuva 3. Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan taloudellisen valvonnan pääperiaatteet. (Partanen et al. 2008)

Tavoitteiden saavuttamiseksi sääntelymalleihin liitetään usein kannustinjärjestelmiä. Niiden avulla pyritään kannustamaan sääntelyyn muun muassa sähkön laadusta tulevalla kannustimella ja tehokkuusmittauksen avulla. Sähkön laatu voidaan sisällyttää sääntelyyn asettamalla erillinen korjaustekijä määritettäessä hinnan- tai liikevaihdon kattoa, huomioimalla sähkön laatu tehokkuusmittauksen parametri- valinnoissa tai arvioimalla sähkön laatua taloudellisen sääntelyn ulkopuolella.

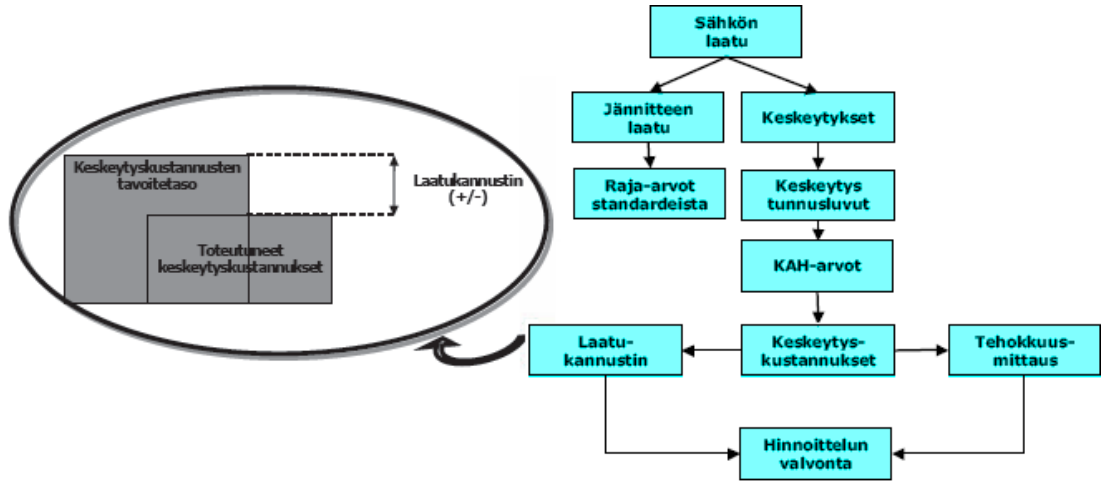
Kun sähkön laadulle on asetettu kannustimet, tulisi niiden olla riittäviä, jotta ne kannustaisivat yhtiöitä huolehtimaan asianmukaisesta sähkön laatutasosta normaaleissa käyttötilanteissa sekä yleisimmissä vikatilanteissa. Sähkön laadun arvioinnissa on huomioitava sekä jännitteen laatu että verkon käyttövarmuus. Jännitteen laatua arvioidaan jakelujännitteen ominaisuuksille asetettujen raja-arvojen perusteella. Käyttö-varmuuden arvioinnissa tarkastellaan keskeytysten lukumäärää ja niiden keski-määräistä kestoaikaa. (Partanen et al. 2008)

3.5.2 Keskeytyskustannukset sääntelyssä

Keskeytystunnusluvut voidaan muuntaa edelleen keskeytyskustannuksiksi, jolloin verkkoyhtiöt voivat käyttää niitä muun muassa verkostosuunnittelun tehtävissä ja viranomaistahot voivat hyödyntää niitä sääntelyssä. Keskeytysten taloudellisia vaikutuksia voidaan selvittää asiakaskyselyin. Uusimmassa vuonna 2005 toteutetussa kyselyssä käytettiin WTP- ja WTA –menetelmiä (willingness to pay, willingness to accept), joissa selvitettiin asiakkaiden halukkuutta maksaa enemmän sähköstä katkosten välttämiseksi tai vastaanottaa kompensatiota katkosten lisääntyessä. Kyselytutkimuksen perusteella saatiin rahamääräiset KAH-arvot sähkönjakelun keskeytyksestä aiheutuneelle haitalle.

Vuonna 2003 voimaan tulleet vakiokorvaukset huomioivat ainoastaan yli 12 tuntia kestävät keskeytykset, joten tätä lyhemmistä keskeytyksistä ei käytännössä aiheutunut yhtiölle muuta haittaa kuin korjauskustannukset sekä toimittamatta jääneen energian arvo, mikä on pieni verrattuna keskeytyksestä asiakkaalle aiheutuvaan haittaan. Jotta verkkoyhtiöllä olisi taloudellinen kannustin pitää jakeluverkon käyttövarmuus hyvänä, tulee sähkön laadulla olla taloudellinen vaikutus yhtiön sallittuun

tulokseen. Käytännössä tämä voidaan toteuttaa joko sisällyttämällä sähkön laatua kuvaava tunnusluku tehokkuusmittaukseen tai luomalla taloudelliseen valvontaan erillinen laatukannustin. EMV soveltaa molempia tapoja toisella valvontajaksolla. Laatukannustimella verrataan yhtiön toteutuneita keskeytyskustannuksia verkko-yhtiölle ominaiseen keskeytyskustannusten tasoon ja yhtiön sallittua liikevaihtoa korjataan näiden erotuksella. Tällöin yhtiö saa kasvattaa liikevaihtoaan, mikäli se pystyy pienentämään keskeytyskustannuksiaan ja vastaavasti liikevaihtoa tulee pienentää keskeytyskustannusten kasvaessa. Kuvassa 4 on esitetty sähkön laatu verkko-liiketoiminnan valvonnassa. (Partanen et al. 2008)



Kuva 4. Sähkön laadun kytkeytyminen verkkoliiketoiminnan valvontaan. (Honkapuro et al. 2006)

Sähkön laatua valvontamallisissa kuvaavan tekijän tulisi ottaa huomioon erilaiset laatuominaisuudet mahdollisimman kattavasti, jotta verkkoyhtiöillä olisi kannustimia sekä keskeytysaikojen että keskeytysten lukumäärän vähentämiseen. Käytännössä tähän päästään muodostamalla yhtiöiltä kerättävistä keskeytystunnusluvuista sekä KAH-arvoista keskeytyskustannus, jota voidaan käyttää sääntelyssä. Koska EMV:n keräämien energiapainotettujen tunnuslukujen kohdalla ei tiedetä, mille asiakasryhmille keskeytykset kohdistuvat, täytyy asiakasryhmäkohtaisista KAH-arvoista muodostaa yksi yhdistetty KAH-arvo kullekin keskeytystyypille. Tämä voidaan tehdä painottamalla kuluttajaryhmien KAH-arvoja kuluttajien energiaosuuksilla. EMV käyttää sääntelyssä valtakunnallisella energijakaumalla painotettuja arvoja, jotka on esitetty taulukossa 10. (Partanen et al. 2008)

Taulukko 10. Valtakunnallisilla energiaosuuksilla painotetut KAH-arvot vuoden 2005 rahanarvossa. (EMV 2007)

| Odottamaton | | Suunniteltu | | PJK | AJK |
|-------------|-------|-------------|-------|------|------|
| €/kW | €/kWh | €/kW | €/kWh | €/kW | €/kW |
| 1,1 | 11,0 | 0,5 | 6,8 | 0,55 | 1,1 |

Verkkoyhtiön toteutunut sähköntoimituksen keskeytyksistä aiheutunut haitta vuonna t määritetään seuraavan yhtälön avulla (EMV 2007):

$$KAH_t = \left(KA_{odott,t} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \cdot h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \cdot h_{W,suunn} + AJK_t \cdot h_{AJK} + PJK_t \cdot h_{PJK} \right) \cdot \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \quad (10)$$

missä

KA = asiakkaan keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika (h),

KM = asiakkaan keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä (h),

AJK = asiakkaan aikajälleenkytkennöistä aiheutuneet vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä (kpl),

PJK = asiakkaan pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä (kpl),

W = yhtiön verkosta käyttäjille luovutettu vuosienergia (kWh),

T = vuoden t tuntien lukumäärä,

h = asiakkaalle keskeytyksestä aiheutuneen haitan hinta (€)

Alaindeksit:

odott = odottamaton keskeytys,
 suunn = suunniteltu keskeytys,
 E = €/kWh,
 W = €/kW

Jotta laatukannustin saadaan kytkettyä hinnoittelun valvontaan, tulee jokaiselle yhtiölle määrittää keskeytyskustannusten vertailutaso, eli niin kutsuttu referenssitaso, johon yhtiön suoriutumista verrataan. Referenssitason määrittämisen lähtökohtana voi olla joko verkkoyhtiön pitkän aikavälin keskeytystunnusluvut tai verkkoyhtiön toimintaympäristö.

Historiatietoihin perustuva referenssitaso kuvastaa yhtiölle ominaista keskeytyskustannusten tasoa. Tämän menettelytavan periaatteellisena ongelmana on kuitenkin, että yhtiöt, jotka ovat panostaneet sähkön laatuun ennen laatukannustimen käyttöönottoa saavat matalamman tavoitetason kuin yhtiöt, jotka eivät ole panostaneet laatuun. Toisaalta tätä epäkohtaa tasoittaa sähkön laadun huomioiminen myös tehokuusmittauksessa, jolloin aiemmin tehty keskeytyskustannusten pienentäminen hyödyttää yhtiöitä paremman tehokkuusluvun muodossa. Mikäli referenssitason määrittämisen lähtökohdaksi otetaan verkkoyhtiön toimintaympäristö, muodostuu ongelmaksi sopivien ja verkkoyhtiöitä tasapuolisesti kohtelevien ympäristötekijöiden määrittely.

Toisella valvontajaksolla EMV käyttää referenssitasona keskeytyskustannusten neljän vuoden keskiarvoa vuosilta 2005-2008. Koska verkkoyhtiö ei aina pysty vaikuttamaan sähkönjakelun keskeytyksiin on laatukannustimen vaikutusta kohtuullistettu siten, että ainoastaan puolet referenssitason ja toteutuneiden keskeytyskustannusten erotuksesta vaikuttaa sallittuun tuottoon. Lisäksi laatukannustimelle on asetettu maksimisuuruudeksi kymmenen prosenttia sitoutuneelle pääomalle verojen jälkeen lasketusta kohtuullisesta tuotosta. Jos verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman kohtuullinen tuotto on normaalisti viisi prosenttia, voisi muutos olla noin puoli prosenttiyksikköä keskeytyskustannusten vaikutuksesta. (Partanen et al. 2008)

4 Verkostoautomaattioratkaisut maailmassa

Sähkönjakelun toimitusvarmuuteen kiinnitetään yhä enemmän huomiota kaikkialla maailmassa. Asiakkaiden lisäksi sähkönjakelun viranomaistahot velvoittavat ja kannustavat valvontamalleillaan verkkoyhtiötä parantamaan sähkönjakelun toimitusvarmuutta. Toimitusvarmuuden parantamisodotuksiin vastatakseen verkkoyhtiöt ovat kehittäneet erilaisia ratkaisuja sähkönjakelun jatkuvuuden takaamiseksi. Seuraavissa kappaleissa käydään läpi muutamia eri verkkoyhtiöiden toteuttamia verkostoautomaattioratkaisuja.

4.1 Electricité Réseau Distribution France, Ranska

4.1.1 Automaattisen mittaustiedon hyödyntäminen

Ranskan jakeluverkkoa hallinnoiva verkkoyhtiö ERDF (Electricité Réseau Distribution France) on aloittanut pilottiprojektin, jossa testataan viimeisimpiä automaattisia mittaustiedonhallinta-teknologioita (AMM technologies, automated metering management technologies). Pilottiprojektia varten ERDF on hankkinut 300 000 mittaria ja tarkoituksena on asentaa kaikkiaan 35 miljoonaa mittaria asiakkaiden tiloihin tulevina vuosina.

Pilottiprojektissa testataan, miten automaattinen mittausinfrastruktuuri parantaa jakeluverkkoyhtiön toimintaa, hallintaa ja kehitystä. Pilotin avulla halutaan selvittää erityisesti, miten automaattisen mittausdatan avulla voidaan parantaa energian laadun sekä käyttö- ja investointikustannuksien optimointia. Pilottiprojektin yhteydessä tullaan testaamaan ja kehittelemään seuraavia asioita: 1) vianpaikannus ja sähkönjakelun palauttaminen, 2) kuormitusmallien, jännitteen säädön ja asiakastiedon parantaminen, 3) verkon tilan tarkkailu, 4) omaisuudenhallinta sekä 5) tietojärjestelmien yhteensopivuus uusien standardien kanssa.

Uusi mittausinfrastruktuuri mahdollistaa paremman tiedonsiirron ja tarkemman asiakastiedon. AMM-tiedonsiirtojärjestelmää hyödyntämällä myös muuntamoiden laitetietojen etäluku on mahdollista. Vianpaikannuksen kannalta uusi automaattinen mittaustiedon siirtojärjestelmä mahdollistaa vikailmaisimien etäluennan. Tällä hetkellä ERDF:n verkossa vikailmaisimet ovat ainoastaan paikallisesti luettavia. ERDF ennustaakin, että etäluettavat vikailmaisimet vähentäisivät SAIDI:a noin 1,4 minuutilla.

Lisäksi automaattinen mittaustiedonsiirtojärjestelmä edesauttaa sähkönjakelun palauttamista, sillä se mahdollistaa manuaalisten katkaisijoiden yhdistämisen SCADA:an. Kauko-ohjattavien katkaisijoiden ennustetaan vähentävän SAIDI:a kaupunkialueilla noin 3 – 7 minuuttia ja maaseudulla vähennyksen oletetaan olevan jopa 15 – 35 minuuttia, riippuen ohjattavien katkaisijoiden tyypistä ja lukumäärästä.

AMM-projektin myötä verkkoyhtiö saa tunnittaiset kuormituskäyrät kustakin kohteesta, mikä helpottaa verkon optimointia, vahvistusta ja kehitystä. Reaaliaikainen mittausdata vähentää myös kuormitusmallien epävarmuutta, joka on ollut ongelmana tilastollisissa malleissa. Lisäksi optimointi ja uusien kuormien kytkeminen helpottuvat tarkemman mittaustiedon ansiosta.

Automaattisen mittausdatan avulla voidaan parantaa verkon tilan valvontaa, kun muuntamoiden laiteiden tilatiedot voidaan siirtää etäluentaan. Jotta verkon tilaa voidaan tarkastella, tarvitaan jakelun tilaestimaattori DSE (Distribution State Estimator) valvomoon. DSE on epälineaarinen optimointifunktio, joka hyödyntää tiettyjä mittauksia, jotka se yhdistää verkkomalliin arvioidakseen verkon sähköistä

tilaa reaaliajassa. DSE on valvomon työkalu, jonka avulla saadaan reaaliaikainen yleinen näkymä koko verkon tilasta.

Automaattinen mittausdata helpottaa myös omaisuudenhallintaa. Kun verkon komponenteista saadaan reaaliaikaista mittaustietoa, ei investointeja tarvitse perustaa historiatietoon. Reaaliaikainen mittausdata muuntajan lämpötilasta, muuntamon kuormitusasteesta ja asiakkaiden kulutuksista helpottaa investointipäätösten tekoa, minkä seurauksena voidaan välttyä ennenaikaisilta investoineilta. Mittausdatan avulla voidaan myös havaita kriittiset kohteet, joissa uudistaminen tai huolto on ajankohtaista. Näin voidaan vähentää ylläpitokustannuksia, kun turhilta huolloilta vältytään. (Devaux et al. 2009)

4.1.2 Kauko-ohjaus ja automaattinen sähkönjakelun palauttaminen

Parantaakseen verkon kauko-ohjattavuutta ERDF on lisännyt kauko-ohjattavia toimintoja valvontajärjestelmäänsä. Käyttötoimintaa helpottaakseen ERDF on kehittänyt reaaliaikaisia toimintoja, jotka hyödyntävät SCADA:sta saatuja tietoja. Näiden toimintojen tarkoituksena on helpottaa käyttöhenkilökunnan päätöksentekoa ehdottamalla toimintatapoja ongelmatilanteiden ratkaisuun. Reaaliaikaisia perustoimintoja ovat:

- Tapahtumien yhdistämiskomponentti, joka pyrkii vähentämään valvomoon tulevaa informaatiotulvaa ja esittämään diagnoosin vian syystä.
- Vianpaikannuskomponentti, joka kytkeytyy päälle pysyvän vian ilmaantuessa verkkoon. Vianpaikannuskomponentti hyödyntää vikailmaisimien tietoja vianpaikannuksessa.
- Verkon palauttamiskomponentti, joka toimii, kun verkon viallinen osa on erotettu verkosta. Verkon palauttamiskomponentti ilmoittaa katkaisijat, jotka ovat auenneet vian vaikutuksesta, ja laskee optimaalisen kytkentäsuunnitelman suojauskaavion ja muiden rajoitusten mukaan.

Verkon palauttamiskomponentti tarjoaa 1. tason, 2. tason ja osittaisia kytkentäsuunnitelmia. 1. tason suunnitelma hyödyntää ainoastaan varasyöttöyhteyksiä, jotka ovat suoraan yhteydessä keskeytysalueeseen. 2. tason suunnitelmassa varasyöttöyhteyden syöttämä kuorma siirretään ensin kolmannelle johtolähdölle, ennen kuin varasyöttöyhteyttä käytetään vikaantuneen alueen syöttämiseen. Osittaiset suunnitelmat voivat olla joko 1. tai 2. tason suunnitelmia. Ne palauttavat sähkönjakelun ainoastaan tietyille osalle vikaantunutta johtolähtöä, minkä jälkeen täydellinen suunnitelma palauttaa sähköt lopuillekin johto-osille.

ERDF:n lopullisena tavoitteena on täysin automaattisessa vian selvitys, paikannus ja sähköjen palautus-prosessissa. Tulevaisuudessa edellä kuvatut DMS-toiminnot aktivoivat toinen toisensa ja hoitavat keskeytyksen ilman käyttöhenkilökunnan toimia. Käskynjakajafunktiot optimoivat verkkoon lähetettävien käskyjen määrän ja vähentävät näin operaatioon kuluva aikaa. Täysin automaattiseen keskeytysprosessiin siirrytään kuitenkin puoliautomaattisen vaiheen kautta. Vaiheittaisen etenemisen tarkoituksena on sekä totuttaa henkilökunta että testata laitteiston tarkkuus ja luotettavuus. (Carré et al. 2009)

4.2 Scottish & South Energy, Iso-Britannia

4.2.1 Itsestään paraneva jakeluverkko

Scottish & Southern Energy (SSE) aloitti itsestään paranevan jakeluverkon-pilotti-projektin Isle of Wight:in saarella 2008. Projektissa pyrittiin selvittämään parempia reaaliaikaisia ratkaisuvaihtoehtoja perinteiselle keskitetylle SCADA-valvonnalle. Lisäksi haluttiin selvittää, miten itsestään paraneva jakeluverkko-ratkaisu parantaa jakeluverkon luotettavuutta.

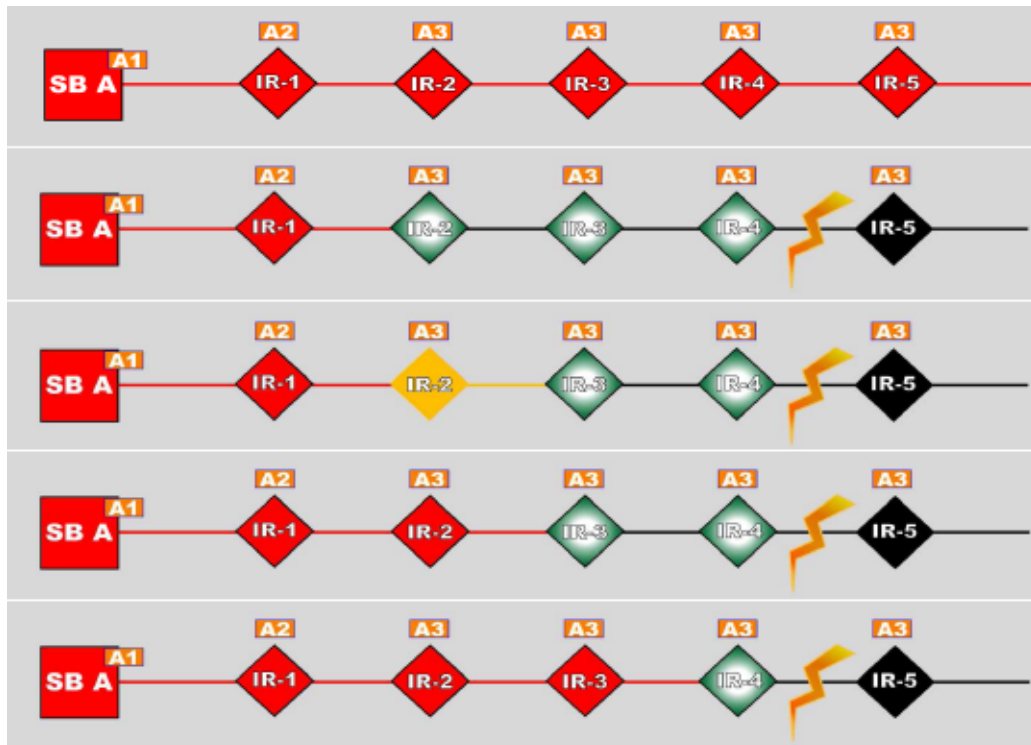
SSE valitsi pilotti kohteeksi Isle of Wight:in saaren, koska alueen verkko on tyypillinen SSE:n 11 kV:n jakeluverkko, jossa on sekä kaapeliverkkoa että ilma-johtoa. Lisäksi saarella on ankarat ilmasto-olosuhteet, joiden avulla pystytään testaamaan hyvin sähkönpalautusjärjestelmän toimintaa.

Projektia varten SSE hankki 32 S&C IntelliRupter-katkaisijaa ja asensi ne yhdeksään johtolähtöön. IntelliRupter on pulssikatkaisija, joka koostuu kolminapaisesta tyhjiökatkaisijasta, joita operoidaan yksittäin magneettisilla lukitusohjaimilla. IntelliRupter pystyy toimimaan kahden millisekunnin pulssilla ja laitteeseen on integroitu virta- ja jännitesensorit. Näiden lisäksi SSE hankki automaattisen sähköjakelun palauttamiseen soveltuvan järjestelmän IntelliTEAM II. IntelliTEAM II tukee SCADA-operaatioita ja erottaa automaattisesti vikaantuneen verkon osan palauttaen sähköä terveisiin osiin alle kolmen minuutin tavoiteajassa. Järjestelmän kommunikointiyksikkönä toimii Radius PRD121 Ula-radio.

Automaattisten kytkinlaitteiden sijainti pyrittiin määrittämään siten, että laitteista saataisiin kustannustehokkain luotettavuuden parannus. Kytkinlaitteen sijainnin vaikutusta asiakaskeskeytysminuutteihin, toimittamatta jääneen energian ja asiakaskeskeytysten määrään arvioitiin vikatiheyden, keskimääräisen kytkentäajan, keskimääräisen viankorjausajan sekä verkkotyypin mukaan, eli sen mukaan, onko alueella kaapeli- vai ilmajohtoverkko.

Koteloitu IntelliRupter-katkaisija asennettiin pylväaseen yksipisteisellä nostovarrella ja ainoat johdotukset tulivat laitteen ja voimajohdon välille. IntelliRupter mittaa virtaa kummastakin suunnasta ja pystyy koordinoimaan molempia suuntia. Laite testaa vian pysyvyyden syöttämällä pienen energiasysäyksen heti keskeytyksen alettua. Pulssitestauksen etuna on, ettei testausvirrasta tule epäsymmetristä, kuten tavallisissa PJK-kytkimissä, minkä seurauksena myös komponentteihin kohdistuva rasitus on pienempi.

Kuvassa 5 on esitetty vianpaikannus ja sähköjen palautus vaiheittain. Kuvan 5 johtolähdössä on viisi IntelliRupter-katkaisijaa peräkkäin. Kun vika ilmaantuu pulssikatkaisijoiden 4 ja 5 välille, avautuvat pulssikatkaisijat 2 – 4. Sekunnin kuluttua katkaisija 2 tarkistaa pulssin avulla, onko vika katkaisijoiden 2 ja 3 välillä. Kun katkaisija 2 saa vahvistuksen, ettei vika ole katkaisijoiden 2 – 3 välillä, katkaisija 2 sulkeutuu. Pulssikatkaisijat jatkavat tarkistusta, ja aina 0,5 sekunnin kuluttua seuraava katkaisija tarkistaa vian seuraavassa johto-osassa, kunnes vikapaikka löytyy. Kuvan 5 tapauksessa sähkö palautuvat terveisiin johto-osoihin kahdessa sekunnissa ilman tiedonsiirtotekniikkaa.



Kuva 5. Vianpaikannuksen vaiheet IntelliRupter-katkaisijoilla. (Macleman et al. 2009)

Jotta verkon muut laitteet saadaan IntelliTEAM II-järjestelmän ohjauksen alaiseksi, tarvitaan yleinen liitäntämoduuli (Universal Interface Module), joka viestii katkaisijoiden ja IntelliTEAM II-järjestelmän välillä. Liitäntämoduuli yhdistää suojareleen tai katkaisijan sarja- tai Ethernet-kaapeliin.

Koska IntelliTEAM II ei tarvitse monitorointia tai ohjausta SCADA:n kautta, pystyy se palauttamaan sähköjakelun ilman suurempia viiveitä. Järjestelmä valvoo itse reaaliaikaisesti virtaa ja jännitettä ja hyödyntää näitä tietoja kytkentäpäätöksissä. Järjestelmä toimii paikallisesti ennen kuin katkaisijat ja PJK-kytkimet ehtivät lukkiutua. (Macleman et al. 2009)

4.3 EDF Energy Networks, Englanti

EDF Energy Networks on osa EDF Energy:ä ja vastaa sähköjakelusta kaakkois-Englannissa. Kaakkois-Englannin jakeluverkko on jakautunut kolmeen maantieteellisesti erilaiseen alueeseen, joita on historiallisesti kehitetty erillään. EPN (Eastern Power Networks) hoitaa sähköjakelua itä-Englannissa, SPN (Southern Power Networks) kaakkois-Englannissa ja LPN (London Power Networks) Lontoon alueella.

4.3.1 Lontoon automaatiojärjestelmä

London Electricity ja London Power Networks (LPN) ovat kehittäneet ja toteuttaneet jo pidemmän aikaa jakeluverkon automaatiojärjestelmää laajojen kaupunkijakeluverkkojen hallintaan.

Lontoon sähköverkossa kuormat ja asiakasmäärät ovat tyypillisesti yhtä silmukkaa kohden suuria. Keskeytysmäärät eivät juurikaan ole verrannollisia johtopituuteen vaan enemmänkin asiakastiheyteen. Kolmannen osapuolen aiheuttamat häiriöt ovat yleisiä kaikkialla verkossa ja kaapelien vahvistamisen kustannus sekä niistä aiheu-

tuvat häiriöt ovat suuria. Kun edellä mainittujen lisäksi huomioidaan liikenneuhkat ja turvallisuusjärjestelyt sekä hankalien kulkureittien takana olevat kohteet, ymmärretään verkon kehittämishaasteet paremmin. Automaatiojärjestelmän kehittämiseen Lontoossa on myös vaikuttanut Iso-Britannian sähkönjakelun regulatiivinen kehys, joka pyrkii kannustimin motivoimaan jakeluverkkoyhtiöitä parantamaan verkon suorituskykyä kustannustehokkain keinoin.

Riskienhallinta kuuluu olennaisena osana verkkoyhtiön omaisuudenhallintaan. Riskin suuruus koostuu riskin todennäköisyyden ja seurauksien tulosta. Keski-jänniteviat ovat tyypillisesti epäsäännöllisiä, mutta niistä voi seurata laajoja keskeytyksiä. Kauko-ohjauksella voidaan rajoittaa keskeytysriskiä vähentämällä keskeytyksien todennäköisyyttä ja niistä aiheutuvia seurauksia. Keskeytysten todennäköisyyteen voidaan vaikuttaa verkon tilaa seuraamalla ja suorittamalla korjaavia, ennaltaehkäiseviä toimenpiteitä. Kauko-ohjaus lisää myös kytkinlaitteiden käytävyyttä, minkä seurauksesta vikaantumistodennäköisyys pienenee. Keskeytyksien seurauksiin voidaan puolestaan vaikuttaa minimoimalla keskeytyksen kokevien asiakkaiden määrä sekä keskeytysaika.

Lontoon automaatioprojektin ensimmäisessä vaiheessa 4000 muuntamoita varustettiin kauko-ohjauksella toimitusvarmuustavoitteiden saavuttamiseksi. Kauko-ohjauksella pyrittiin erityisesti menetettyjen asiakasminuuttien vähentämiseen ja sähköjen palauttamisen nopeuttamiseen. Lisäksi kauko-ohjauksella pyrittiin luomaan perusta kehitettävälle automaatiojärjestelmälle. Seuraavien 1000 yksikön asennus saatiin valmiiksi vuoden 2001 helmikuussa, jolloin Lontoon järjestelmästä tuli yksi maailman laajimmista toteutetuista automaatiojärjestelmistä. (Walton 2001)

4.3.2 Automatisoitavien kohteiden valinta Lontoossa

Automatisoitavia kohteita valittaessa eri verkon osia priorisoitiin sähköaseman suorituskyvyn perusteella. Automaatiota asennettiin ensimmäiseksi Lontoon uloimpiin osiin ja vasta viimeiseksi keskustaan. Kohteiden valinnassa pyrittiin rakenteelliseen ja myöhemmin paranneltavissa olevaan ratkaisuun sen sijaan, että kohteet olisi valittu arvioimalla erikseen kutakin johtosilmukkaa. Järjestelmään haluttiin sekä hajautettua että keskitettyä älyä. Itsenäinen ohjausyksikkö tulisi olla integroitavissa valvomojärjestelmään sen jälkeen, kun niiden hyöty ja toiminta on varmistettu.

Automaatioaste määritettiin kullekin sähköaseman jakelualueelle erikseen. Automaatiotasoksi valittiin joko 25 % tai 50 % jakelualueen arvioidun riskin perusteella. Tuplakojeistoja valittiin automatisointikohteiksi joustavuuden ja verkostoautomaation kehittämisen helpottamiseksi. Johtolähdön ensimmäinen muuntamo varustettiin automaatiolaitteilla, mikäli sähköasemalta lähtevän johtolähdön ensimmäinen muuntamoväli oli erityisen pitkä ja jakelualueen riski oli arvioitu korkeaksi. Tällä pelkistetyllä lähestymistavalla kohteiden valinta on osoittautunut tehokkaaksi ja eri verkon osien automaatiotasoa on helppo nostaa 25 % aina 100 % asti, verkon rakenteen muuttuessa tai kuormien kasvaessa.

Keskijännitekytkinlaitteiden asennuskustannus minimoitiin seuraavien periaatteiden avulla: 1) moottoriohjaimet asennettiin jälkiasennuksina SF6-kojeistoihin, joissa ei ollut ennestään moottoriohjaimia, 2) käyttöikänsä loppupuolella olevat kojeistot uudistettiin ja 3) kojeistot vaihdettiin sellaisissa kohteissa, joihin moottoriohjaimia ei voitu asentaa, esimerkiksi rakenteellisten rajoitteiden takia. Uudistaminen ja kauko-ohjauksen asentaminen kannattaa erityisesti niissä kohteissa, joissa muuntamon kulkureitti on erityisen hankala, jolloin kauko-ohjaus helpottaa olennaisesti kytkentää. (Walton 2001)

4.3.3 Automatisoinnin vaikutukset ja tulevaisuuden kehityskohteet Lontoossa

Automatisoinnin vaikutukset LPN:n sähköjakelun tunnuslukuihin on esitetty taulukossa 11. Käyttövarmuus parantui automatisoinnin seurauksesta noin 33 %, kun menetetyt asiakasminuutit tippuivat 58 minuutista 38 minuuttiin. Sähköjen palautus kolmessa tunnissa lisääntyi 3,4 % ja luotettavuus johtokilometriä kohden parantui 12,4 %. Lisäksi sähköjakelultaan heikoimpien tunnuslukujen omaavat asiakasryhmät vähentyivät jopa 64,6 %. (Walton 2001)

Taulukko 11. Automatisoinnin vaikutukset sähköjakelun tunnuslukuihin. (Walton 2001)

| Category | 1994/1995 | 1999/2000 | Improvement |
|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------------------|
| Availability (Customer Minutes Lost) | 58.1 | 38.8 | 33,2 % |
| Security (CI/100cc) | 39.7 | 36.2 | 8,9 % |
| Overall Restoration in 3 hrs (%) | 81.1 | 84.5 | 3,4 percentage points |
| Reliability (faults per 100km) | 17.1 | 15.0 | 12,4 % |
| Worst Served Customers (groups) | 65 | 23 | 64,6 % |

Kauko-ohjauksen lisäksi LPN on asentanut erillisessä projektissa kaukovalvontaa ja vikapaikan etäisyydenmittauslaitteita 1700 johtolähtöön 100 sähköaseman jakelualueelle. Kaukovalvonnan ja etäisyydenmittauksen sijoituskohteiden valinnassa käytettiin samoja periaatteita kuin kauko-ohjauskohteiden valinnassa. Valvonta ja vikapaikkatiedot integroitiin suoraan käytönvalvontajärjestelmään, jolloin valvomossa pystytään seuraamaan entistä tarkemmin verkon tilaa. Seuraavia mittauksia on harkittu lisättäväksi valvonnan alaisuuteen: muuntajan käyttöikä, muuntajaöljyn lämpötila ja kunto, kytkinlaitteen öljyn lämpötila, kj-kytkinlaitteiden ja –kaapeleiden osittaispurkaukset sekä pj-vikojen analysointi.

LPN kehitti yksinkertaisen vyöhykkeistetyn kytkentäautomaation keväällä 2001. Pilottiprojektin kokeiden jälkeen automaatioprosessi laajenee suurempaan mitta-luokkaan, kun ennalta määritetyt kytkentävyöhykkeet otetaan käyttöön sähköjen palautuksessa kj-vian jälkeen.

LPN:n automaatioprojektin toisessa vaiheessa verkkoon asennettiin kuormien irti-kytkentäyksiköitä, jotka jännitteen puuttuessa irrottavat ei niin kriittiset kuormat suojellen pj-verkkoa suurilta läpikulkuvirroilta. Irtikytkentäyksiköiden lisäksi 700 muuntamoon asennettiin automaattiset vaihtokytkimet, jotka kytkevät syötön varayhteyksien perään noin 20 sekunnin kuluttua syötön katkeamisen jälkeen. Automaattinen vaihtokytkin havaitsee, mikäli syöttö puuttuu jostakin pj-vaiheesta kauemmin kuin viiden sekunnin ajan, jonka jälkeen se avaa kj-kytkimen vikaantuneen johto-osan suuntaan ja sulkee kytkimen ennalta määritetyn varasyöttöreservin suuntaan. Vaihtokytkimet voidaan kytkeä pois päältä kauko-ohjauksella normaaliin kytkentätoimenpiteiden ajaksi, jotta ne eivät sotke verkolla tehtäviä kytkentöjä.

LPN on asentanut myös ylimääräisiä katkaisijoita johtolähdöille, joissa asiakastiheys on keskimääräistä suurempi. Näillä johdoilla yksittäinen keskeytys saattaa koskettaa jopa 4000 asiakasta, jolloin johtolähdön jakaminen pienempiin vyöhykkeisiin on perusteltua keskeytyskustannusten vähentämiseksi.

Pilottiprojektin tulokset osoittivat, että verkostoautomaatiolla on paljon suurempi potentiaali, kuin mitä pelkkien kauko-ohjattavien kytkinlaitteiden avulla voidaan saavuttaa. Tästä syystä verkostoautomaation pidemmän tähtäimen suunnitteluun ja kehitykseen panostaminen kannattaa. Pilottiprojekti osoitti myös, että luotettava ja tehokas tiedonsiirto on erittäin kriittistä tehokkaan toiminnan, asennuksien etene-
misen ja tulevaisuuden automaatiojärjestelmän kehittämisen kannalta. (Walton 2001)

4.3.4 Itä-Englannin automaatiojärjestelmä

EPN toimii itäisessä Englannissa ja palvelee yli 3,4 miljoonaa asiakasta. Lontoon automaatiojärjestelmästä poiketen EPN:n automaatiojärjestelmässä hyödynnetään automaattisia kytkentäfunktioita.

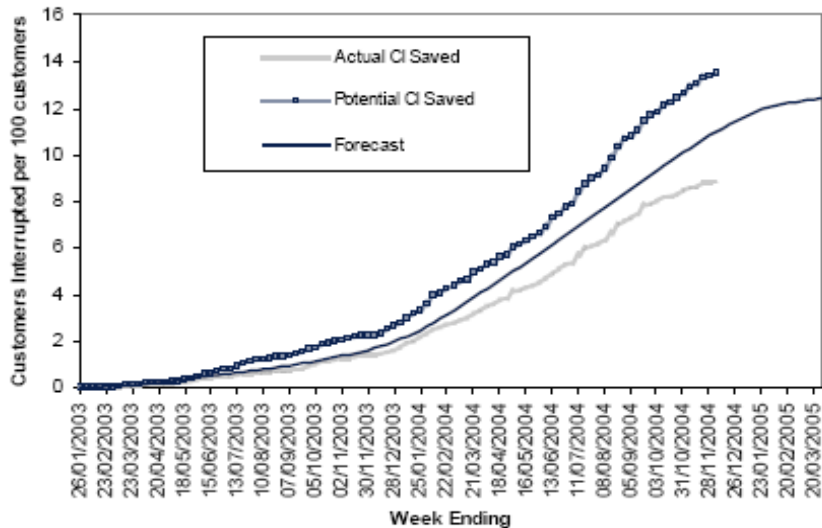
Automaattisia kytkentäfunktioita hyödyntävän järjestelmän fyysiset vaatimukset tiedonsiirtolaitteille ovat samat kuin keskitetyssä kauko-ohjatussa järjestelmässä. Tästä johtuen kauko-ohjattavat kohteet on helppo muuttaa automaattisia kytkentöjä hyödyntäviksi kohteiksi. Automaattisten kytkentöjen hyödyntäminen edellyttää kuitenkin kaikkien verkon vika- ja kuormitustilanteiden tarkkaa määrittämistä, jotta vältetään järjestelmän virhetoiminnot.

Automaattiset kytkentäfunktiot on suunniteltu jäljentämään kytkentätoimenpiteitä, jotka verkkoteknikko suorittaisi keskitetyssä kauko-ohjauksessa. Kun automaattinen toiminto on suoritettu, verkkoteknikko viimeistelee kytkennät siten, että mahdollisimman monelle asiakkaalle saadaan palautettua sähkö.

EPN:n automaatiojärjestelmässä johtolähdöt on varustettu vähintään kolmella automaatiolaitteella, joista yksi on johtolähdön katkaisija. Toinen automaattinen kytkentäpiste on johtolähtöjen jakorajassa ja kolmas automaattinen kytkentäpiste sijoitetaan johtolähdön puolivälin paikkeille siten, että asiakaskeskeytysten riski on suunnilleen yhtä suuri kummallakin johto-osalla.

Kun LPN otti oman automaatiojärjestelmänsä käyttöön, olivat vaikutukset nähtävissä asiakaskeskeytysminuuteissa sähköjakelun palautuksen lisääntyessä kolmen minuutin tavoiteajassa. EPN ei odottanut omalta järjestelmältään yhtä hyviä tuloksia, sillä automatisoituja katkaisijoita oli johtolähdöillä vähemmän kuin Lontoossa.

Automatisoinnista ennalta odotettua hyötyä pienensi myös se, että EPN:n johtolähdöistä merkittävä osa on ilmajohtoa, joissa hyödynnetään pikajälleenkytkentää, mistä syystä automaattisten kytkentöjen vaikutus jää vähäisemmäksi kuin kaapeli-verkossa. Myös kompensointi vähentää automaatiojärjestelmästä saatavaa hyötyä, kun osaa verkosta voidaan käyttää maasulun aikana. Kuvassa 6 on havainnollistettu automatisoinnista ennalta arvioitu, potentiaalinen ja todellisuudessa saavutettu hyöty.



Kuva 6. Automatisoinnista ennalta arvioitu, potentiaalinen ja todellisuudessa saavutettu hyöty. (Weller et al. 2005)

Automatisoinnista todellisuudessa saadut hyödyt jäivät kuitenkin ennalta arvioitua pienemmiksi, kuten kuvasta 6 voidaan havaita. Todellisuudessa saavutettua hyötyä pienensivät automaattisten kytkentäfunktioiden virheet. Alle puolessa kaikista niistä vioista, jotka osuivat automatisoiduille johtolähdöille, automaattiset kytkentäfunktiot toimivat täysin oikein. Eri kytkentäfunktioiden toimintavarmuus vaihteli 58 – 100 % välillä.

Kaiken kaikkiaan automaattinen kytkentä toimi virheellisesti 69 kytkentätilanteessa. Virheellinen kytkentä tapahtui vikatilanteissa 25, kuorman siirroissa viisi, muissa kytkentätilanteissa 25 ja suunnitelluissa keskeytyksissä 14 kertaa. Tämän lisäksi automaattiset kytkennät eivät toimineet lainkaan 57 kytkentätilanteessa. Suurin osa automaattisista kytkennöistä epäonnistui laite- tai tiedonsiirto-ongelmista johtuen. Muita syitä automaattisten kytkentöjen epäonnistumiseen olivat suojausluokittelusta johtuneet virheet sekä vikaindikaattorien virhetoiminnot.

Vuonna 2003 2,1 miljoonaa EPN:n asiakasta oli automaattisten kytkentöjen piirissä. 22 kuukaudessa automaattisilla kytkentäfunktioilla säästettiin noin 8,89 asiakas-keskeytystä sataa asiakasta kohden. Saavutettu hyöty on suuri, kun huomioidaan järjestelmän investointikustannukset. EPN:n arvioiden mukaan automatisoinnin kannattavuus lisääntyy edelleen tulevaisuudessa, kun automaattisilla kytkennöillä voidaan säästää verkon käyttökustannuksissa suurimman osan kytkennöistä tapahtuessa automaattisesti.

EPN:n lopullisena tavoitteena on laajentaa automaattiset kytkennät koko verkon alueelle, kuitenkin niin, että automaattisia kytkentäfunktioita hyödynnetään siellä, mistä niistä saadaan suurimmat hyödyt. Tämä tarkoittaa, että ylimääräisiä automaatiolaitteita asennetaan jo automatisoituihin johtolähtöihin ja osa johtolähdöistä jätetään kokonaan ilman automaatiolaitteita. Tärkeimmät johtolähdöt jaetaan siis useampaan kuin kahteen osaan, jolloin vikatilanteessa sähkönjakelu saadaan palautettua useammille asiakkaille ilman manuaalisia kytkentöjä.

Automaattisten kytkentöjen monipuolisuutta aiotaan myös lisätä siten, että varasyöttö voitaisiin kytkeä johtolähdölle useammasta kuin yhdestä johtolähdöstä. Automaattisten kytkentöjen lisääntyminen ja monimutkaistuminen asettaa kuitenkin haasteen

tiedonsiirrolle ja jokaisen kytkentätoiminnon viive vaikeuttaa sähkönjakelun palautusta kolmen minuutin tavoiteajassa.

EPN pitää kuitenkin todennäköisenä, että automaattiset kytkentäfunktiot otetaan käyttöön myös Lontoossa. Lontoon jakeluverkossa on suuri kuormantiheys ja hyvin silmukoitu pj-verkko, mikä tekee kytkentäfunctioista monimutkaisia ja edellyttää joitakin verkon rakenteellisia muutoksia. Automaatiosta saatava hyöty on kuitenkin Lontoon alueella suuri suuresta kuormantiheydestä johtuen. (Weller et al. 2005)

4.4 DONG Energy, Tanska

4.4.1 Paikallisautomaatiojärjestelmä kaupunkiverkossa

Vastatakseen ikääntyvän verkon ja sähkönjakeluviranomaisten asettamiin tiukentuneisiin tavoitteisiin DONG Energy on kehittänyt paikallisautomaatiota hyödyntävän automaatiojärjestelmän, jonka avulla sähköt voidaan palauttaa verkon terveisiin osiin minuutissa. Automaattinen kytkentä tapahtuu kuormanerotimilla ja katkaisijoilla pelkästään paikallisen informaation perusteella. Paikalliseen logiikkaan päädyttiin, koska minuutin tavoiteaikaa ei olisi ollut mahdollista saavuttaa GPRS-tiedonsiirtoa hyödyntävällä järjestelmällä.

DONG Energy:n 10 kV:n jakeluverkko on 100 % säteittäistä kaapeliverkkoa, joka on hyvin silmukoitu. Verkossa on noin 7000 muuntoasemaa ja 600 johtolähtöä. DONG:in verkossa on aiemmin hyödynnetty DISCOS- järjestelmää, joka on mahdollistanut verkon tilan tarkkailun ja kuormanerotimien kauko-ohjaukset tietyillä tärkeillä muuntoasemilla.

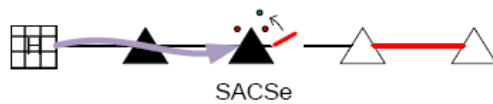
Paikallista logiikkaa varten DONG kehitti SACSe- järjestelmän, joka koostuu kahdesta perusosasta: RMU:sta ja RTU:sta. RMU on varustettu kahdella katkaisijalla, jotka pystyvät katkaisemaan virran 20 kA:n asti jopa 40 kertaa. RTU:ssa on puolestaan tarvittava logiikka, tiedonsiirto, laturi sekä ylivirtareleet kahdelle katkaisijalle. (Rasmussen 2009)

4.4.2 Automaatiojärjestelmän toiminta vikatilanteissa

SACSe- järjestelmä toimii vikatilanteen mukaan. Vaiheiden välisessä viassa SACSe-muuntamon katkaisija laukeaa, jolloin vikaantuneeseen johto-osaan tulee keskeytys. Sammutetussa verkossa vaiheen ja maan välisessä viassa verkkoa voidaan käyttää jonkin aikaa yksittäisessä maasulussa. Kaksoismaasulun tapauksessa järjestelmä laukaisee kuitenkin heti.

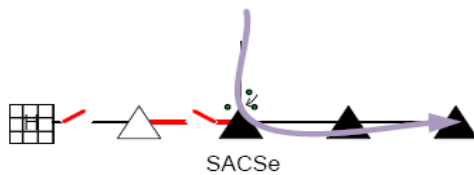
Vikapaikka vaikuttaa olennaisesti siihen, kuinka moni johtolähdön asiakkaista kokee keskeytyksen. Jos vika tapahtuu katkaisijalla varustetun muuntamon alapuolella, välttyvät SACSe-muuntamon yläpuolella olevat asiakkaat keskeytykseltä. Jos taas vika tapahtuu SACSe-muuntamon yläpuolella, laukaisee sähköaseman katkaisija vian, jolloin kaikki johtolähdön asiakkaat kokevat lyhyen katkoksen, jonka jälkeen sähköt palautetaan terveisiin osiin varasyöttöyhteyksien avulla. (Deschamps et al. 2009)

SACSe:n toimintaa on havainnollistettu seuraavissa kappaleissa kolmessa eri vikatilanteessa. Oikosulkuviassa oikosulkuvirran kulkiessa muuntamon läpi ylivirtarele laukeaa, jonka jälkeen SACSe-muuntamon katkaisija katkaisee sähköt vikaantuneen johto-osan asiakkailta, ennen kuin sähköaseman katkaisija ehtii reagoida. Tällä tavalla terveissä johto-osissa ei havaita keskeytystä. Automaatiojärjestelmän toiminta edellä kuvatussa viassa on esitetty kuvassa 7.



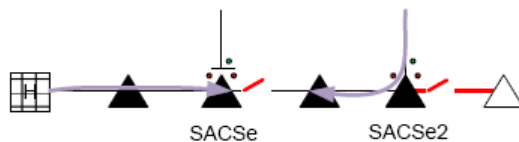
Kuva 7. Automaatiojärjestelmän toiminta, kun vika on SACSe-muuntamon alapuolella. (Rasmussen 2009)

Jos vika on sähköaseman ja SACSe:lla varustetun muuntamon välissä, muuntamon katkaisija ei havaitse vikavirtaa, jolloin sähköaseman katkaisija laukeaa. Sähköaseman katkaisijan laukeamisen seurauksesta SACSe-muuntamo avaa sähköaseman suuntaan olevan katkaisijan ja sulkee varasyötön suuntaan olevan katkaisijan, jolloin sähköt palautuvat johdon loppuosaan. Tätä tapahtumaan kutsutaan automaattiseksi tilanvaihdoksi, joka on havainnollistettu kuvassa 8.



Kuva 8. Automaatiojärjestelmän toiminta, kun vika on SACSe-muuntamon ja sähköaseman välillä. (Rasmussen 2009)

Kolmannessa skenaariossa vika on jälleen SACSe-muuntamon alapuolella, mutta johtolähdöllä on useampia SACSe-muuntamoita. Tässä tapauksessa kummankin SACSe-muuntamon katkaisijat aukeavat vian suuntaan. Kun vika on paikannettu, vian alapuolella oleva SACSe2-muuntamo palauttaa sähköt sähköasemalle päin varasyöttöyhteyden kautta, koska se on havainnut, että sähköjen puuttuminen johtuu toisen SACS- muuntamon katkaisijan laukeamisesta. Muuntamon SACSe2 edellä kuvattua toimenpidettä kutsutaan käänteiseksi automaattiseksi tilanvaihdoksi, joka on esitetty kuvassa 9. (Rasmussen 2009)



Kuva 9. Automaatiojärjestelmän toiminta, kun johtolähdöllä on useampia SACSe-muuntamoita. (Rasmussen 2009)

Jotta automaatiojärjestelmä toimisi aina tarkoituksenmukaisella tavalla, on järjestelmä ohjelmoitu siten, että aina kun normaali tai käänteinen tilanvaihto on suoritettu katkaisijat lukittuvat, kunnes ne vapautetaan valvomon tai kytkijöiden toimesta. Tällä tavalla estetään uudet toimenpiteet verkon normaalista poikkeavissa tiloissa. Tilanvaihtoja ei myöskään suoriteta, mikäli jännite puuttuu sekä tulevasta että varasyöttöyhteydestä, koska tällöin voi olla kyse laajemmasta, jopa sähköasematason, keskeytyksestä. (Deschamps et al. 2009)

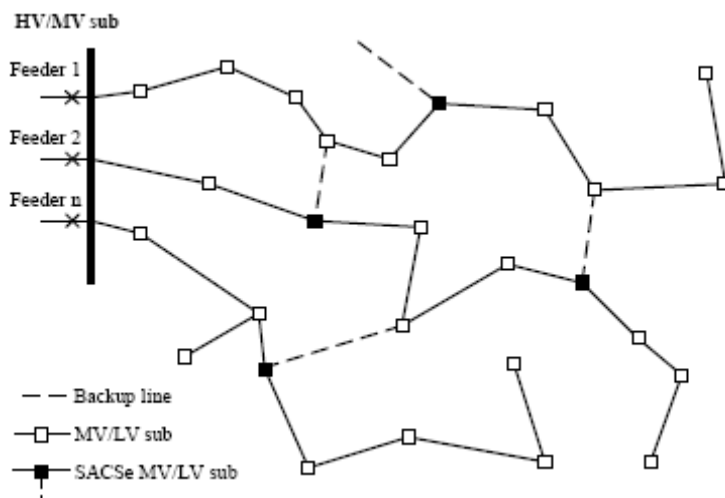
4.4.3 Automaatiolaitteiden sijoituskohteiden valinta

Teknisesti SACSe-laitteisto voidaan sijoittaa useille muuntoasemille johtolähdöllä, mutta käytännössä laitteiston hinta rajoittaa investointeja. Tästä syystä laitteiston sijoittamiskohta tulee miettiä tarkkaan, jotta saadaan mahdollisimman suuri hyöty SAIDI:lla ja SAIFI:lla mitattuna. Projektin ensimmäisessä vaiheessa on kannattavinta automatisoida ne johtolähdöt, jotka vaikuttavat eniten luotettavuus-tunnuslukuihin tulevaisuudessa. Johtolähtöjen valintaa ei kannata perustaa kaapeli-

verkossa historiatietoon, sillä keskeytysluvut saattavat nousta hetkellisesti esimerkiksi rakentamisen tai kaapelin rakenteellisen vian takia. SAIFI:n ja SAIDI:n lisäksi myös johtolähdöllä olevien asiakkaiden määrä kannattaa huomioida laitteiden sijoitus-paikan valinnassa.

Kun automatisoitavat johtolähdöt on valittu, etsitään optimaalinen muuntamo, johon laitteisto kannattaa sijoittaa sekä rahalla että keskeytystunnusluvuilla mitattuna. Kohteiden valinnassa huomioidaan lisäksi, että kohteet ovat helposti uusittavissa, ja että automatisoitavissa kohteissa on varayhteys toiseen johtolähtöön. Valinnassa on hyvä huomioida myös muuntamon ikä; on tehokkaampaa korvata vanha muuntamo kuin suhteellisen uusi muuntamo, jolla on käyttöikä jäljellä. Valintaprosessi vaatii useita iteraatiokierroksia, koska verkon rakenne vaikuttaa olennaisesti automaatiosta saatavaan hyötyyn. (Rasmussen 2009)

Kun valitaan sopivaa kohtaa katkaisijalle johtolähdöllä, tavoitteena on sijoittaa automaatiolaitteisto johtolähdön puolivälin paikkeille, jolloin vian vaikutusalue saadaan puolitettyä. Johtolähdön puoliväli määritetään asiakasmäärän perusteella siten, että automatisoitavan kohteen molemmiin puolin jää suunnilleen saman verran asiakkaita. Aikaselektiivisyyttä hyödynnetään katkaisijoiden asettelussa, jotta muuntamoon asennettava katkaisija laukaisee ennen sähköasemalla olevaa johtokatkaisijaa. Mikäli johtolähdöllä on useammassa muuntamossa katkaisijat, asetellaan katkaisijat johtolähdöllä laukaisemaan samanaikaisesti. (Deschamps et al. 2009) Kuvassa 10 on esitetty esimerkki SACSe-muuntamoiden sijoittamisesta verkkoon.



Kuva 10. SACSe- muuntamoiden sijoittaminen verkkoon. (Deschamps et al. 2009)

4.4.4 Järjestelmän laitteet

Kaikki automatisoitavat muuntamot varustetaan neljällä kytkinlaitteella. Yksi varoke tai katkaisija on muuntajan suojausta varten, kaksi johtokatkaisijaa sekä yksi katkaisija on jaettu tulevan kaapelin, lähtevän kaapelin ja varayhteyksien kesken. Automatisoituihin muuntamoihin on myös asennettu vikaindikaattorit. Vikaindikaattorien ansiosta käyttökäyttökunta pystyy paikantamaan vian nopeammin, jolloin saatetaan vältettyä katkaisijoiden laukaisulta, mikäli pystytään erottamaan vika ennen sen laajenemista.

Automaatiolaitteistoon on integroitu seuraavat toiminnallisuudet:

- Vaiheiden välisten vikojen suojaus, joka on varmistettu kahdella suojaus-releellä
- Vaiheen ja maan välinen vianpaikannus, joka on toteutettu kahdella suunnatulla vikaindikaattorilla
- Jännitteen tunnistin
- Automaation varmistaminen, tilanvaihtologiikat
- Tiedonsiirtoyhteys SCADA:n kanssa
- Jännitelähde akuilla

Vaikka automaatiojärjestelmä ei tarvitse tiedonsiirtoyhteyttä kytkentöjen tekemiseen, on järjestelmään kuitenkin integroitu tiedonsiirtoyhteys, jonka avulla katkaisijoiden tilat siirretään valvomoon. Tanskalainen ohjesääntö määrää, että verkon käyttötilanteissa on pystyttävä lukemaan katkaisijoiden tilat reaaliaikaisesti. Tätä varten automatisoituihin muuntamoihin on asennettu GSM-laitteisto. (Deschamps et al. 2009)

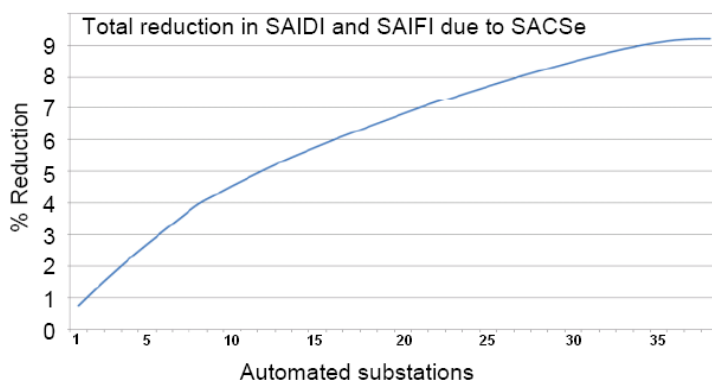
4.4.5 Automaation vaikutukset

Paikallisautomaatiota kehittäessään DONG tutki, miten automaatio vaikuttaa johtolähdön keskeytysaikaan. Tutkimustulokset osoittivat, että SACSe-järjestelmällä voidaan vähentää olennaisesti asiakkaiden kokemaa keskeytysaikaa heti keskeytyksen alettua. Keskeytysajan vähennys johtuu kytkentäajan lyhentymisestä, kun automaatiota hyödynnettäessä kytkentäpartion siirtymiseen ei kulu aikaa. Keskimääräinen keskeytysprofiili sekä ilman automaatiota että automaation kanssa on esitetty kuvassa 11.



Kuva 11. Automaatiojärjestelmän vaikutus johtolähdön keskeytysaikaan. (Rasmussen 2009)

Simulaatioiden perusteella havaittiin, ettei automatisoitujen muuntamoiden lukumäärällä ja SAIDI:n ja SAIFI:n kokonaisvähennyksellä ole lineaarista riippuvuutta. Tämä johtuu siitä, että kaikkein kustannustehokkaimmat johtolähdöt automatisoidaan ensin, minkä seurauksesta kaikki myöhemmin automatisoitavat vähentävät kokonaiskustannustehokkuutta. 38 ensimmäiseksi automatisoitavan muuntamon vaikutus SAIDI:iin ja SAIFI:iin on havainnollistettu kuvassa 12. (Rasmussen 2009)



Kuva 12. Luotettavuustunnuslukujen parantuminen automatisoitujen muuntamoiden määrän funktiona. (Rasmussen 2009)

Automatisoinnin suurimmiksi hyödyiksi DONG listaa vianselvitysajan vähentymisen kolmasosalla, keskeytysajan potentiaalisen vähenemisen noin 25 – 50 % sekä mahdollisuuden jopa 90 % pääomakustannussäästöihin. Näiden lisäksi automaation avulla saadaan tärkeitä tietoja verkon suorituskyvystä ja tilasta, joiden avulla voidaan tehdä tehokkaampia pitkäaikaisia investointisuunnitelmia, jotka perustuvat reaaliseseen dataan. (IBM 2007)

Paikallisautomaation ansiosta DONG:in SAIDI-indeksi on pienentynyt merkittävästi. Huippulaadun saavuttaminen vaatisi kuitenkin lisälaitteiden asentamista verkkoon. DONG:in tulevaisuuden kehityskohteita ovat mm. vikaantuneen johto-osan sähköjen palauttamisen nopeuttaminen sekä tarkempi vianpaikannus, jonka avulla maasuluissa voitaisiin välttyä kokonaan keskeytyksiltä. Tarkka vianpaikannus tarkoittaisi vikapaikan määrittämistä muuntamovälin tarkkuudella. Yhtenä ratkaisuna tarkempaan vianpaikannukseen on kommunikoiden vikaindikaattorien lisääminen johtolähdön muuntamoihin. Tällä tavalla saataisiin tarkka tieto vikapaikasta kustannustehokkaasti, kun vain yhteen tai kahteen johtolähdön muuntamoon sijoitettaisiin SACSe-laitteisto ja muihin pelkät vikaindikaattorit. (Deschamps et al. 2009)

Tällä hetkellä DONG:in verkossa toimii neljä automatisoitua muuntamoita. Tulevaisuuden suunnitelmissa on varustaa noin 200 muuntamoita SACSe-laitteistoilla, mikä vastaa noin 3 % kaikista kohteista. (Rasmussen 2009)

5 Helen Sähköverkko Oy:n keskijänniteverkko

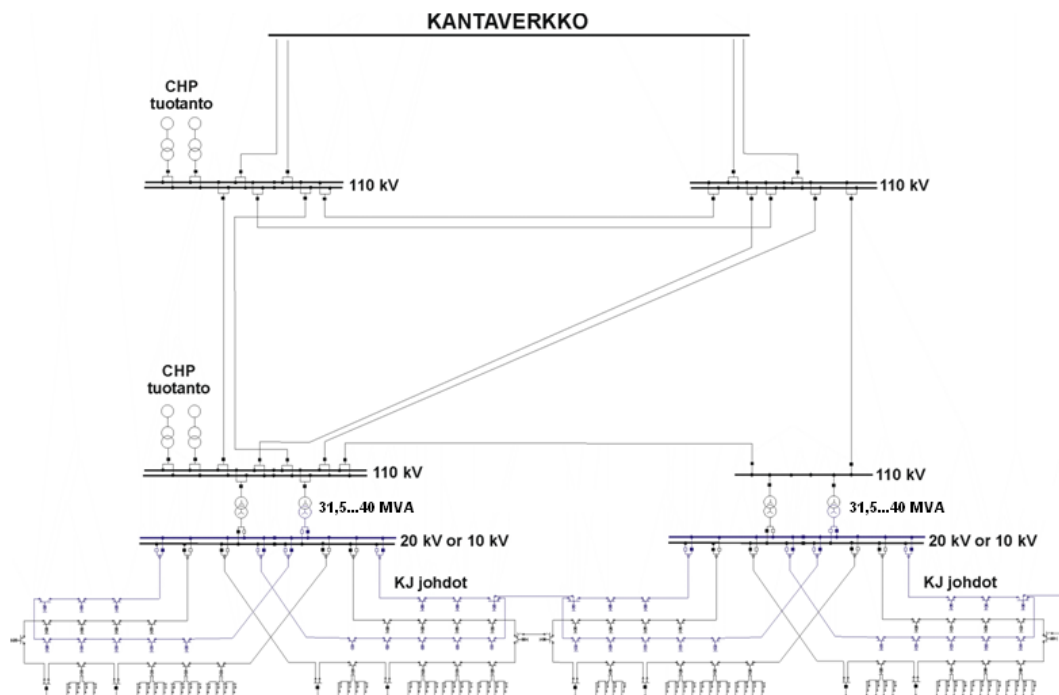
5.1 Yleistä

Helen Sähköverkko Oy toimii sähkömarkkinalain määrittämänä jakeluverkon haltijana Helsingin kaupungin alueella. Sen tehtävänä on hoitaa sähköverkkotoimintaa sekä tuottaa sähkön siirto- ja jakelupalveluja Helsingin alueella. Helsingin alueella on noin 5800 km sähköverkkoa 185 km² pinta-alalla. Asiakkaita Helen Sähköverkko Oy:llä on noin 336 000. Vuonna 2008 Helsingin sähkönkulutus oli noin 4700 GWh.

Helen Sähköverkko Oy aloitti toimintansa 1.10.2006, kun Helsingin Energian sähköverkkotoiminta eriytettiin sähkömarkkinalain mukaisesti erilliseen osakeyhtiöön. Helen Sähköverkko Oy kuuluu Helen-konserniin ja yhtiön omistaa Helsingin Energia. (Helen 2009)

5.2 Verkon rakenne

Helen Sähköverkko Oy:n (HSV) sähköverkko koostuu 110 kV:n verkosta, sähköasemista, 10 kV:n ja 20 kV:n keskijänniteverkoista, muuntamoista, jakokaapeista ja pienjännitejohdoista. 110 kV:n verkko on yhteydessä kantaverkkoon ja siihen on myös liitetty Helsingin alueella olevat voimalaitokset. 110 kV:n johdot syöttävät sähköasemia, jotka puolestaan syöttävät keskijännitejohtoja. Kuvassa 13 on havainnollistettu sähköverkon rakennetta.



Kuva 13. Sähköverkon rakenne Helsingissä. (Hyvärinen 2006)

HSV:n keskijänniteverkko on rakennettu rengasmaiseksi sähköasemalta katsottuna. Rengas muodostuu yleensä yhdestä tai useammasta johtolähdöstä ja sähköaseman kiskoston eri ryhmistä. Ryhmiä syötetään eri päämuuntajilla, jolloin vikatilanteessa renkaan osat ovat korvattavissa. Sähköasemien ja keskijännitejohtojen normaali käyttötapa on niin sanottu kiskokäyttö. Tällöin keskijännitesilmukan molemmat päät ovat samalla kiskolla, jolloin normaalit jakorajakytkennät voidaan tehdä turvallisesti yhden päämuuntajan syöttäessä. Verkon silmukoinnilla parannetaan verkon käyttövarmuutta erilaisissa vika- ja huoltotilanteissa. Rengasyhteyden rakentaminen on eri-

tyisen kannattavaa maakaapeliverkossa, jossa keskijännitekaapelin viankorjaus on hidasta (Lakervi & Partanen 2008).

Helen Sähköverkko Oy:n keskijänniteverkossa on käytössä kaksi eri jakelujännitettä 10 kV kantakaupungissa ja 20 kV esikaupunkialueella. HSV:n keskijänniteverkko on kokonaan maasta erotettu. Keskijännitelähtöjä Helsingin sähköverkossa on 484 kappaletta, joista 228 on 20 kV:n puolella ja 256 10 kV:n puolella. Taulukossa 12 on listattu keskijännitelähdöt sähköasemittain. Taulukon 12 tiedot on saatu XPower-tietojärjestelmästä.

Taulukko 12. Keskijännitelähdöt sähköasemittain Helsingin alueella.

| johtolähdöt sähköasemittain | | | |
|-----------------------------|-----|-----------------|------------|
| 20 kV | | 10 kV | |
| Hn | 28 | Km | 35 |
| Kn | 21 | Kr | 27 |
| Lj | 8 | Kt | 27 |
| My | 21 | Ml | 21 |
| PmE | 12 | Pv | 29 |
| PmP | 25 | Sa | 26 |
| Ps | 16 | Su | 43 |
| Sm | 14 | Tö | 22 |
| Ta | 27 | VI | 26 |
| Vm | 27 | | |
| Vs | 20 | | |
| Pu | 9 | | |
| Yhteensä | 228 | Yhteensä | 256 |
| Yhteensä | | Yhteensä | 484 |

Keskijännitejohtoa Helsingin alueella on noin 1500 km, josta vain 1,6 %, eli noin 20 km, on ilmajohtoa ja loput maakaapelia. Vanhimmat johdot ovat 1930-luvulta, mutta yli 90 % kj-johdoista on asennettu 1970-luvun jälkeen johtojen keski-ikä ollessa noin 22 vuotta. Taulukossa 13 on havainnollistettu HSV:n johtopituuksien jakaantumista avojohtoihin ja maakaapeleihin.

Taulukko 13. HSV:n johtopituudet johtolajeittain. (Seppälä 2008)

Helen Sähköverkko Oy 2007

| 1-45 kV verkko | Maaseutu 0-30% | Taajama 30-75% | City 75-100% | Koko verkko |
|------------------------------------|-------------------|-------------------|-----------------|-------------|
| Johtopituus yhteensä km* | 4 | 5 | 1504 | 1513 |
| Avojohto | 3 | 1 | 22 | 26 |
| PAS | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Ilmakaapelit | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Kaapelit | 1 | 4 | 1482 | 1487 |
|)* josta PJK ja /tai AJK suojattua | 4 | 5 | 177 | 186 |
| Avojohtoista metsässä (%) | 50 | 80 | 14 | 17 |

Muuntamoita Helsingin alueella on yli 2400 kpl, joista noin 700 kpl on kuluttajamuuntamoita ja loput 1700 kpl on HSV:n omistamia. Jakelumuuntamo koostuu keskijännitekiskostosta, yhdestä tai useammasta jakelumuuntajasta, pienjännitelähdöistä sekä mahdollisesta apujännitejärjestelmästä (Lakervi & Partanen 2008). Muuntamot liitetään verkkoon kuormanerotimilla varustetuilla kaapeliliitännöillä ja varokekuormanerotimella varustetuilla muuntajaliitännöillä. Muuntamoista

noin 1160 on kiinteistömuuntamoita ja noin 500 on puistomuuntamoita. Kj-kojeistoista 1100 kpl on SF₆-eristeisiä kojeistoja ja noin 600 kpl on vielä ilmaeristeisiä kojeistoja. Muuntamot ovat keski-ikänsä noin 23 vuotta, mutta vanhimpia ilmaeristeisiä kojeistoja ollaan uudistamassa vähitellen.

Pienjännitejohtoa Helsingin alueella on noin 4400 km, josta yli 90 % on kaapeloitu ja ilmajohtoa on vain noin 230 km. Pj-johdot ovat keski-ikänsä noin 23 vuotta ja vanhimmat johdot on asennettu 1950-luvulla. Pj-jakokaappeja HSV:n sähköverkossa on noin 7200 kpl, ja niiden keski-ikä on noin 17 vuotta. Edellisissä kappaleissa esitetyt lukuarvot on saatu XPower-tietojärjestelmän raporteista.

5.3 Keskeytykset Helen Sähköverkko Oy:n kj-verkossa

Keskijänniteverkossa tapahtuu tyypillisesti suurin osa sähkönjakelun keskeytyksiin johtavista vioista. HSV:n verkossa vikatiheys on verrattain pieni johtuen korkeasta kaapelointiasteesta. Keskeytysten satunnaisuudesta johtuen keskeytysmäärät voivat vaihdella runsaasti vuodesta riippuen. HSV:n verkossa vikakeskeytyksiä on tapahtunut viimeisen 10 vuoden aikana keskimäärin 41 kappaletta vuodessa.

Keskeytysmääriä tarkasteltaessa on olennaista selvittää, ovatko keskeytykset keskittyneet johonkin tiettyihin verkon osiin. HSV:n sähköverkossa on käytössä kaksi eri jakelujännitettä 10 kV ja 20 kV. Jakelualueilla on erilaiset verkon käyttötavat; 10 kV:n verkkoa voidaan käyttää maasulun aikana, mutta 20 kV:n verkossa maasulku laukaistaan. Osittain erilaisista käyttötavoista johtuen 20 kV:n verkossa tapahtuu lähes kaksi kertaa enemmän keskeytyksiä kuin 10 kV:lla. Myös rakentaminen on keskittynyt viime vuosina 20 kV:n verkkoon, mistä syystä kaivuvarioista aiheutuneita keskeytyksiä on tapahtunut 20 kV:n verkossa enemmän.

Keskeytysaika vaikuttaa olennaisesti asiakkaille keskeytyksestä aiheutuvan haitan suuruuteen, mistä syystä on olennaista tietää, minkä pituisia keskeytyksiä verkossa on eniten. HSV:n jakeluverkossa on eniten 30 minuutista tuntiin kestäviä keskeytyksiä sekä 1-3 tunnin keskeytyksiä. Yli kolmen tunnin keskeytyksiä oli vuonna 2008 vain kaksi kappaletta. (Porkka 2008)

Keskeytyksen pituuteen vaikuttaa olennaisesti keskeytyksen ajankohta. Työaikana vianselvitys on nopeampaa kuin työajan ulkopuolella. HSV:llä häiriönselvitys kestää työajan ulkopuolella vähintään puoli tuntia pidempään kuin työajalla. Lisäksi vikatyypit vaikuttaa jonkun verran selvitysaikaan: maasulkujen aiheuttamat keskeytykset saadaan selvitettyä oikosulkuvikoja nopeammin. (Kiiski 2007) Oikosulkuvirran aiheuttamaa keskeytysaikaa saattavat pidentää ylivirrasta aiheutuneet verkon komponenttien vikaantumiset.

Kaapeloidussa sähköverkossa monet vikojen aiheuttajat, kuten sääolosuhteet ja eläimet, on saatu minimoitua, kun kaapeli on kaivettu maan alle. HSV:n verkossa vuonna 2008 maan kaivu aiheutti 40 %, asennus- ja suunnitteluvirheet 12 % ja rakennevirheet 19 % kaikista vikakeskeytyksistä (Porkka 2008).

Maan kaivusta aiheutuvat keskeytykset ovat lisääntyneet HSV:n jakeluverkossa. Vuosina 1999-2007 maan kaivu aiheutti keskimäärin vain 24 % vikakeskeytyksistä, kun vuonna 2008 osuus on noussut 41 %. Osittain tämä voi johtua muiden vianaiheuttajien osuuden pienentymisestä avojohtojen kaapelointien myötä. (Porkka 2008)

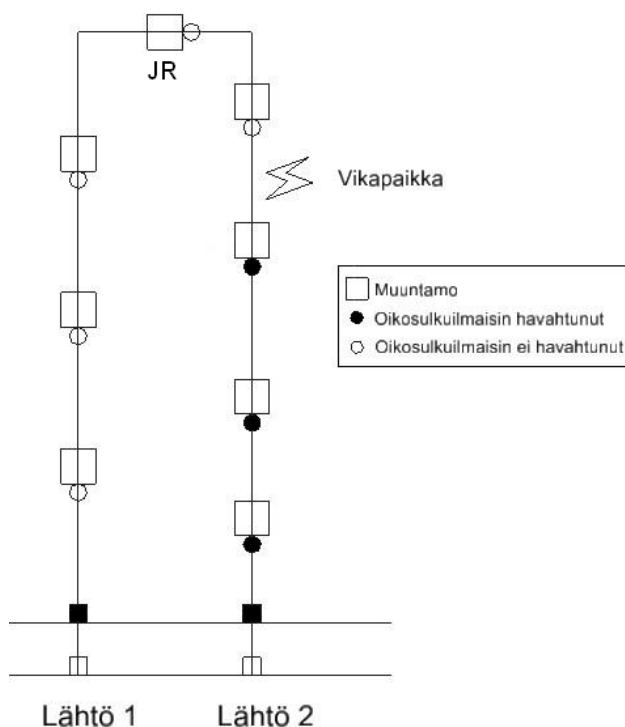
Tarkemmat tilastoanalyysit HSV:n keskeytyksistä sekä keskeytystunnusluvut, T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI, on esitetty liitteessä 1.

5.4 Vianpaikannus Helen Sähköverkko Oy:n kj-verkossa

5.4.1 Oikosulkuvian paikantaminen

Sähköasemalla sijaitsevat oikosulkusuojat laukaisevat vikaantuneen johtolähdön oikosulkuviassa. Valvomo saa tiedon vikaantuneesta johtolähdöstä suojarieleltä. Oikosulkuviassa vikaantunut johto-osa paikannetaan oikosulkuilmaisimien avulla. HSV:n verkossa oikosulkuilmaisimet ovat ainoastaan paikallisesti luettavissa, mikä tarkoittaa, että verkon päivystävän kytkijän täytyy kiertää johtolähdön muuntamoissa katsomassa, missä muuntamoissa oikosulkuindikointi on havahtunut.

Kun johtolähtö on lauennut oikosulkuvirrasta, tarkistaa kytkijä yleensä ensimmäiseksi johtolähdön puolivälissä sijaitsevan muuntamon oikosulkuindikaattorin. Mikäli indikointi on havahtunut, tiedetään, että vika on johtolähdön loppupäässä. Jos taas indikointi ei ole havahtunut, vika on johtolähdön alkupäässä. Indikointeja seuraamalla pystytään paikantamaan vikapaikka muuntamovälin tarkkuudella. Kun löydetään muuntamoväli, jossa toisen muuntamon indikointi on havahtunut ja toisen ei, on löydetty vikaantunut johto-osa. Tämän jälkeen vikaantunut johto-osa voidaan erottaa muusta johtolähdöstä ja syöttö palauttaa johtolähdön terveisiin osiin. Kuvassa 14 on havainnollistettu oikosulkuvian paikantamista oikosulkuindikaattorien avulla. (Nurvo 2006), (Hietanen et al. 2009)



Kuva 14. Oikosulkuvian paikantaminen. (Nurvo 2006)

5.4.2 Maasulkuvian paikantaminen

Verkossa esiintyvä maasulkuvika saa maasulun suuntareleen havahtumaan. Maasulkusuojaus on jakelualueesta riippuen joko hälyttävä tai laukaiseva. HSV:n verkossa 20 kV:n verkossa suojaus on laukaiseva ja 10 kV:n verkossa hälyttävä.

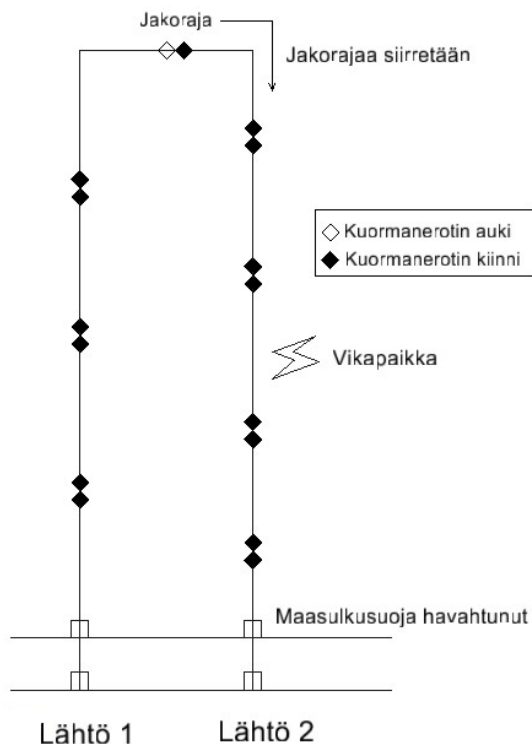
Kun maasulkusuojaus on laukaiseva, lähettää suuntarele havahduttuaan laukaisukäskyn johtolähdön katkaisijalle, joka avautuu noin 0,3 – 0,5 sekunnin kuluttua maasulun havaitsemisesta. Kun katkaisija on laukaissut maasulun, lähdetään maasulkuvikaa etsimään kokeilemalla. Vikapaikka pyritään haarukoimaan muuntamovälin

tarkkuudella siten, että johtolähtö katkaistaan suunnilleen puolesta välistä ja alkuosalle palautetaan jännite. Jos jännite pysyy johtolähdön alkupuoliskossa, tiedetään, että vikapaikka on johtolähdön puolivälin jälkeen. Jos taas katkaisija laukaisee, tiedetään, että vikapaikka on sähköaseman ja johtolähdön puolivälin välissä. Haarakointia jatketaan kunnes vikapaikka tiedetään muuntamovälin tarkkuudella. Tämän jälkeen vikapaikka erotetaan ja syöttö palautetaan terveille johto-osille. (Nurvo 2006), (Hietanen et al. 2009)

Keskustan alueella, 10 kV:n verkossa, maasulkusuojaus on hälyttävä, mikä tarkoittaa, että johtolähtöä voidaan käyttää maasulussa. Johtolähdön katkaisija avataan sähkövalvomosta vasta, kun kahden tunnin aikaraja ylittyy tai maasulkuvirta on yli 200 ampeeria.

Hälyttävässä maasulkusuojauksessa sähköasemalla sijaitseva ala-asema kirjaa tiedon maasulusta ja välittää sen valvomon henkilökunnalle käytönvalvontajärjestelmä SCADA:n välityksellä. Kun tieto viasta tulee valvomoon, valvomon vastaava käyttömestari ottaa yhteyttä verkossa päivystävään mestariin. Vikatiedon saatuaan päivystävä mestari lähtee parinsa kanssa paikantamaan vikaa ja erottamaan viallisen johto-osuuden muusta verkosta. Ennen varsinaista kytkentätoimenpidettä jokainen kytkentä askeletaan käytöntukijärjestelmä DMS:ssä (Distribution Management System), jotta välttyttäisiin yllätyksiltä ja samalla verkon uusi tila päivittyy verkkokartalle.

10 kV:n verkossa maasulku ei yleensä aiheuta keskeytystä, mistä syystä vikapaikan määrittäminen on hankalampaa. 10 kV:n verkossa maasulun paikantaminen tapahtuu jakorajaa siirtämällä. Kuvassa 15 on havainnollistettu vianpaikannusta 10 kV:n verkossa.



Kuva 15. Maasulkuvian paikantaminen 10 kV:n kj-verkossa. (Nurvo 2006)

Kuvan 15 tapauksessa johtolähdön 2 maasulkusuojaus hälyttää maasulusta, jolloin jakoraja siirretään johtolähdön 2 puoliväliin. Tämän jälkeen tarkkaillaan kumman

johtolähdön maasulkusuojaus hälyttää maasulusta. Jos maasulusta hälyttää johtolähdön 1 suojaus, tiedetään, että maasulku on johtolähdön 2 loppupäässä. Jos taas maasulkusuojaus hälyttää edelleen johtolähdöllä 2, tiedetään, että maasulkuvika on johtolähdön 2 alkupäässä. (Nurvo 2006)

5.4.3 Vianpaikannus työajan ulkopuolella

Vianpaikannus työajan ulkopuolella on toteutettu HSV:ssä varallaolojärjestelmällä. Varallaolojärjestelmässä toimii samanaikaisesti kaksi päivystäjää, joista toisen vastuulla on 10 kV:n ja toisen 20 kV:n jakelualue. Päivystysalueesta vastaava päivystäjä toimii oman alueensa sähköturvallisuustoimista vastaavana henkilönä.

Jakeluverkon päivystäjän tehtävänä on suorittaa jakeluverkolla paikallisia häiriöselvitys- ja käyttötehtäviä. Lisäksi tehtävänä on huolehtia sähkönjakeluverkon häiriön rajoittamisesta sekä ajallisesti että paikallisesti sekä korjaustoiminnan järjestämisestä. Päivystäjän tulee olla päivystysvalmiudessa asunnossaan tai vastaavalla etäisyydellä työpaikastaan. Laskennallinen lähtökohta työpaikalle saapumisessa varallaoloaikana on saapua enintään 30 minuutin kuluessa Viikinmäen toimipaikkaan.

Käyttökeseuksen vastaava käyttömestari antaa ilmoituksen häiriöstä alueesta vastaavalle päivystäjälle. Alueiden päivystäjät sopivat keskenään paikan, mistä vikaa lähdetään selvittämään. Päivystäjä voi hoitaa oman alueensa häiriöselvitystä myös yksin, jos tilanne sitä vaatii. (Piispa 2009)

5.4.4 Kytkenät johtolähdöillä ja muuntamoissa

Jakeluverkossa saadaan pääsääntöisesti suorittaa kytkentöjä ainoastaan saman jakelupäämuuntajan syöttämän verkonosan piirissä, sillä jakeluverkko on rakennettu kestämään ainoastaan yhden päämuuntajan syöttämä oikosulkuvirta.

Eri päämuuntajien syöttämät verkonosat voidaan kuitenkin kytkeä yhteen lyhyeksi ajaksi kytkentätoimenpiteitä varten, vaikka oikosulkuvirtojen mitoituservot ylittyvät. Tällöin on kuitenkin suojaustoimenpiteillä estettävä henkilövahinkojen vaara. Riittäväksi suojaustoimenpiteeksi voidaan tulkita koteloitu keskijännitekojeisto.

Jakeluverkossa yleisin kytkentäelin on kuormanerotin, jonka kuormankatkaisukyky riittää normaalisti kaikkien jakeluverkon nimelliskuormitusvirtojen katkaisuun. Suurin osa kuormanerotimista on hyväksytty 630 ampeerin virralle, mutta verkolla esiintyy vielä 400 ampeerin kytkentäkyvyn omaavia laitteita. (HSV 2009b)

6 Helen Sähköverkko Oy:n verkostoautomaatioratkaisu

6.1 Verkostoautomaation taustaa

Helsingin keskijänniteverkossa vianhallinta on tähän asti toteutettu pääasiallisesti kaapeloinnin ja silmukoidun verkstorakenteen avulla. Kaukovalvontaa tai –ohjausta ei ole hyödynnetty muuntamoissa, ja kaikki kytkennät tehdään muuntamoissa manuaalisesti. Oikosulkuvikojen paikallistamiseksi muuntamoihin on asennettu oikosulkuidikaattorit. Niiden tila on kuitenkin luettavissa vain paikallisesti. Muuntamoihin ei ole asennettu maasulkuindikaattoreita.

Valvomoautomaatiota on hyödynnetty 1990-luvun puolivälistä asti, jolloin Helsingin Energiassa otettiin käyttöön niin kutsuttu Verkkovalvomo ja sen työkaluksi verkkotietojärjestelmätoimittajan toimittama käytöntukijärjestelmä. Näiltä osin valmistaututtiin myös jakeluverkon kaukokäyttöisyteen. (Hyvärinen 2008a)

Vuonna 1991 Helsingin Energiassa alettiin korvata muuntamoiden taulumittareita tallentavilla mittalaitteilla, PIHI-mittareilla, uusissa ja uudistettavissa kohteissa (Vanhala 2004). PIHI-mittareilla voitiin mitata pää- ja vaihejännitteet, vaihevirrattajuus, tehokertoimet vaiheittain, näennäis-, pätö- ja loistehot vaiheittain, pätö- ja näennäisenergia sekä nollajohtimen virta (Elkamo 2009). Tavoitteena oli saada kerättyä jakelumuuntajien tunnitaiset kuormitustiedot ja vähentää työläitä piirturimittauksia (Vanhala 2004). PIHI-mittareiden tallentamien tietojen hyödyntäminen jäi kuitenkin vajavaiseksi, mikä johtui osittain tietojen hankalasta käsittelystä. Historia-tieto oli haettava muuntamolaitteelta ja tallennettava manuaalisesti, mikä osoittautui työlääksi.

Koska PIHI-mittauksia ei pystytty hyödyntämään täysimääräisesti, vuonna 2004 otettiin testikäyttöön ensimmäiset Wimo-mittalaitteet. Wimoilla voitiin mitata perusmittasuureiden, kuten jännitteiden, virtojen ja tehojen, lisäksi maasulkuvirtaa ja mittalaitteen rekisteröimät tapahtumat ja hälytykset oli mahdollista siirtää kaukokäyttöjärjestelmään. Uudelta mittalaitteelta odotettiin tarkempia kuormitustietoja, sähkön laadun mittauksia, riskienhallinnan parantumista sekä hälytys- ja kunnossapitotietoja (Vanhala 2003). Koska muuntamoihin tarvittiin joku paikallinen mittari, jota voitaisiin hyödyntää kaukokäyttöön siirryttäessä, alettiin uusiin ja uudistettaviin kohteisiin asentaa Wimoja. Ensimmäiset Wimot olivat kuitenkin vain paikallisesti luettavia, passiivilaitteita.

Käyttökokemukset kuitenkin osoittivat, ettei passiivilaitteista saatavia mittaustietoja pystytty kaikissa tilanteissa hyödyntämään. Esimerkiksi vikatilanteissa mittalaitteen tallentamia hälytystietoja ja maasulkuvirran arvoa ei pystytty lukemaan laitteen ollessa ilman sähköä (Hietanen et al. 2009). Tarve muuntamoiden kaukovalvonnalle ja kaukokäytölle lisääntyi, mistä syystä muuntamovalvontajärjestelmä päätettiin rakentaa siten, että reaaliaikainen kaukovalvonta ja kaukokäyttöön siirtyminen olisi mahdollista (HSV 2008a).

Helsingin Energiassa on tehty useita verkostoautomaatiota koskevia selvityksiä. Toistaiseksi järjestelmä ja etenkin laitteet sekä tiedonsiirto ovat olleet liian kalliita saavutettaviin hyötyihin nähden. Vielä vuosituhaten vaihteen tienoilla muuntamon kaukokäytölaitteiden investointikustannus oli suurempi kuin uuden muuntamon investointikustannus. Kymmenessä vuodessa päätelaitteiden hinnat ovat kuitenkin laskeneet ja samaan aikaan on alettu valmistaa laitteita, jotka ovat erityisesti suunniteltu muuntamosovellusta ajatellen.

Tiedonsiirto on kuitenkin edelleen kriittinen tekijä. Järjestelmän on perustuttava yleiseen tiedonsiirtoverkkoon, jossa kustannuksen pitää kohtuullisena laaja käyttäjäkunta. Jotta järjestelmän kustannus pysyisi järkevällä tasolla, ei järjestelmältä voida vaatia yhtä varmaa tiedonsiirtoa kuin sähköasemien kaukokäyttöjärjestelmiltä. Järjestelmää on siis pidettävä käyttöä avustavana, mutta ei käytön kannalta absoluuttisen kriittisenä. (Hyvärinen 2008a)

6.2 Kehitystarpeet

Keskijänniteverkon häiriöissä trendinä on viime vuodet ollut kestoajan piteneminen. Tästä syystä vian paikantamista ja kytkentöjä nopeuttavia apuvälineitä tullaan jatkossa tarvitsemaan liikenneuuhkien lisääntyessä, muuntamoiden hankalan saavutettavuuden vuoksi päivystysaikaisen toiminnan nopeuttamiseksi. Mahdollinen muuntamoiden valvontajärjestelmä tulee siis rakentaa siten, että reaaliaikainen kaukovalvonta ja kaukokäyttöön siirtyminen on mahdollista.

Kaukovalvonnan ja kaukokäytön tärkeimmät perusteet ovat vianpaikannustietojen saaminen kaukokäyttö- ja/tai käytöntukijärjestelmään ja ohjausten suorittaminen kaukokäyttöisesti. Tietojen siirtäminen valvonnan piiriin edellyttää viestiverkolta riittävää luotettavuutta ja kustannustehokkuutta ja on näin ollen ratkaisevassa osassa projektin onnistumisen kannalta (Hyvärinen & Olkkonen 2008).

Sähkömittarien etäluennan myötä saadaan jakeluverkon loppupäähän asiakasrajapintaan karkean tason automaattista valvontaa. Paikallisten mittalaitteiden osalta on tarve modernisoida laitteet sellaisiksi, että tiedot ovat helpommin hyödynnettävissä, esimerkiksi etäluennan avulla, ja jossa on enemmän mitta-arvojen analyysiominaisuuksia, kuten sähkön laatutietoja. (Olkkonen 2009)

6.3 Pilottiprojekti

Vuonna 2008 HSV toteutti viittä muuntamoaa koskeneen pilottihankkeen, jossa tavoitteena oli testata muuntamoautomaatiojärjestelmän tekninen toimivuus ja teknistaloudellinen toteuttamiskelpoisuus. (Olkkonen 2009)

Muuntamoautomaation pilottiprojektille asetettiin tavoitteiksi muuntamon mittaajajärjestelmän modernisointi, sähkönlaadun mittaamisen parantaminen, omaisuudenhallinnan työkaluna toimiminen, keskijänniteverkon häiriöiden kestoajan lyhentäminen, vianpaikannustietojen siirtäminen kaukokäyttö- ja SMS-järjestelmään (Short Message Service) sekä viestiverkon kustannustehokkuus. (Olkkonen 2008)

Pilottiprojektissa muuntamovalvonta toimi suunnitellulla tavalla. Pilottikohteet pyrittiin valitsemaan siten, että myös viestiyhteyksien kuuluvuus tuli huomioitua. Projektissa ei kuitenkaan löytynyt paikkaa, jossa kuuluvuutta ei olisi ollut. (Olkkonen 2008)

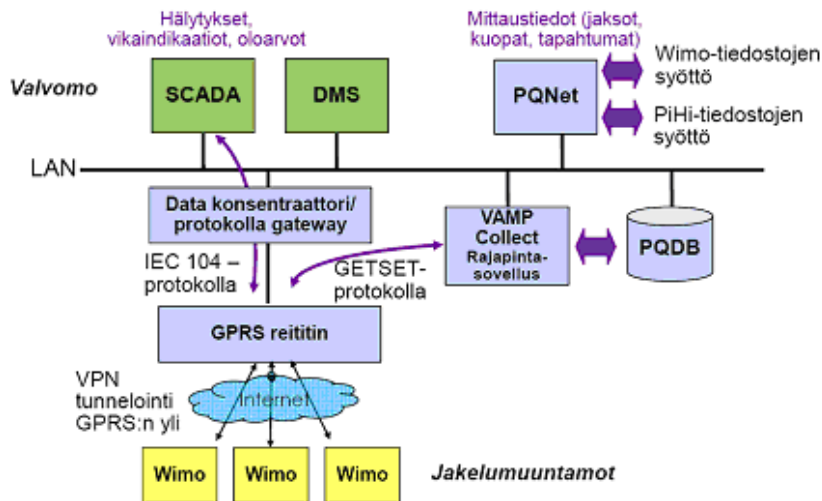
Myös järjestelmän toimivuus vianpaikannuksessa saatiin testattua, kun kahdessa järjestelmän piiriin kuuluvassa keskijännitelähdössä sattui maasulkuvika. Molemmissa vikapaikka oli muuntamovalvontalaitteiston jälkeen, jolloin se pystyttiin haarukoimaan käyttökeskukseen siirretyn tiedon avulla. Lisäksi pystyttiin näkemään maasulkuvirran suuruus. Toisessa tapauksessa tätä tietoa pystyttiin hyödyntämään vikapaikan erotuskytkennässä, joka maasulkuvirran suuresta arvosta johtuen tehtiin katkon kautta. Toisessa tapauksessa puolestaan erottimien ohjaus onnistui suunnitellulla tavalla. Häiriötallenteet auttoivat vikojen tarkemmassa analysoinnissa. (Frantzen 2009)

6.4 Verkostoautomaation toteutus Helen Sähköverkko Oy:n kj-verkossa

HSV:n verkostoautomaatiojärjestelmä koostuu kaukovalvonnasta ja -ohjauksesta. Kaukokäytettävistä kohteista mittaus- ja hälytystiedot siirretään GPRS:n avulla valvomoon. HSV:n verkostoautomaatiojärjestelmässä kauko-ohjaukset tehdään valvomosta käsin. Järjestelmässä ei ole hyödynnetty automaattisia kytkentöjä, jotka tapahtuisivat automaattisesti automaatiolaitteiden toimesta. HSV:n verkostoautomaatiotratkaisu on siis keskitetty automaatiojärjestelmä.

HSV:n verkostoautomaatiojärjestelmä käsittää SCADA-liitännän, viestiliikenteen laitteineen, muuntamoiden valvonta- ja vikapaikannuslaitteet sekä mittaustietokannan ja sähkön laadun raportoinnin. Tarjouskilpailun perusteella järjestelmän toimittajaksi valittiin Netcontrol Oy. Mittaustietokannan ja sähkön laadun raportointiohjelmiston toteuttaa PowerQ Oy ja monitorointi- ja vianpaikannustekniikan toimittaa Vamp Oy.

Hankkeen tietoliikenteessä päädyttiin IP-tekniikkaa hyödyntävään salattuun viestiyhteyteen ja IEC 104-protokollaan. Käyttökeskuksen ja muuntamoiden välinen tietoliikenne ratkaistiin Netcontrolin viestiliikennelaitteilla, ohjelmistoilla sekä kaukokäytön tietoliikenneohjelmistoilla. Kuva 16 havainnollistaa järjestelmän tiedonsiirtoyhteydet muuntamon mittaus- ja valvontayksiköstä Wimosta valvomoon.



Kuva 16. Järjestelmän tiedonsiirtoratkaisu paikallisesta mittaus- ja valvontayksiköstä Wimosta valvomoon. (Pettisalo 2008)

Muuntajan kuormituksen hallinta ja seuranta, muuntajatiljan valvonta sekä asiakkaille toimitettavan sähkön laadun mittaus ja taltiointi on järjestetty Vampin WIMO6CP10-mittaus- ja monitorointiyksiköillä. Näiden toimintojen lisäksi yksikkö sisältää muuntamon yläjännitepuolen oikosulkuilmaisimet sekä maasulkuvirran mittauksen ja maasulun ilmaisun.

Tiedot Wimosta välitetään ylätasolle GPRS:n avulla. Valvomotasolla Wimolta tulevat tiedot jaotellaan siten, että kriittiset hälytystyyppiset tiedot, kuten oiko- ja maasulun indikoinnit ja muuntajan ylälämpöhälytys, ohjataan välittömästi SCADA-järjestelmään. Sen sijaan sähkön laatuun liittyvät mittaus- ja kuormitustiedot, häiriötallenteet ja muut tapahtumat luetaan mittaustietokantaan kerran vuorokaudessa tai haluttaessa muulloinkin.

Järjestelmä valvoo jatkuvasti ja automaattisesti käyttäjien asettelemia rajoja eri mittauksille, jolloin sähkön laatu ja häiriöiden vaikutus sähkön laatuun on helposti

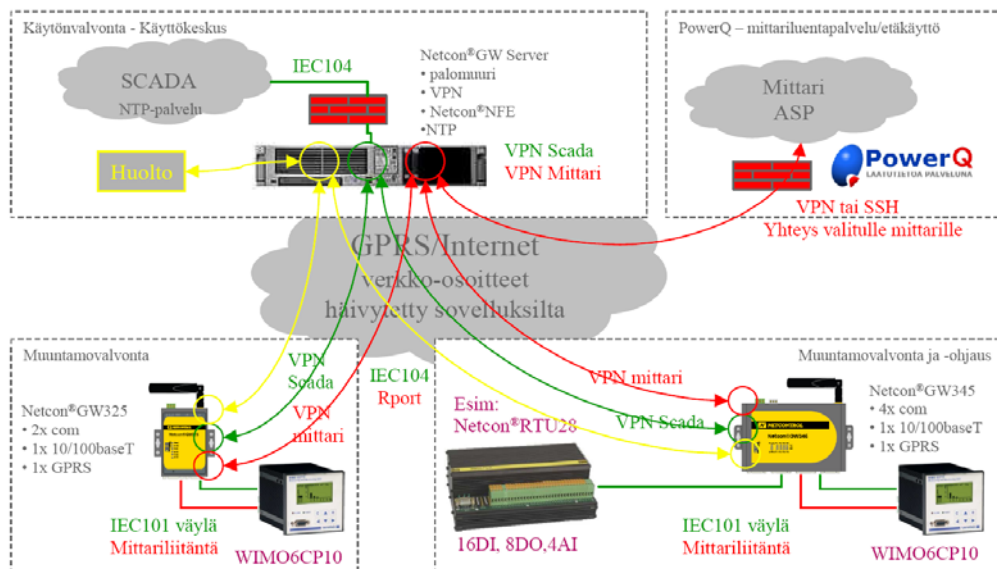
seurattavissa. PowerQ:n PQNet-järjestelmän web-käyttöliittymä mahdollistaa sähkön laatuun liittyvän tiedon jakamisen tehokkaasti organisaatiossa. (Frantzen 2009)

6.4.1 Järjestelmän laitteet

Muuntamoautomaatio toteutetaan HSV:n kj-verkossa Netcon GW325/GW345 liikennöintiyksiköllä ja WIMO6CP10 valvontayksiköllä. Muuntamoiden ja valvomon väliset viestiyhteydet on suojattu tietoturvapalveluilla. Yhteydet muodostetaan joko Netcon GW325/GW345:n Ethernet-portista ja/tai GPRS- modeemilla valvomon Netcon Gateway:hin. Netcon Gateway Server liikennöintikeskittimessä erotetaan yhteydet käytönvalvontajärjestelmään ja etäluennalle omiin erillisiin verkkoihinsa.

Muuntamon Netcon GW325/GW345 sisältää kaksi sarjaporttia, Ethernet-portin, GPRS-modeemin, Netcon NFE-liikennöintiohjelmiston sekä palomuuuri- ja VPN-palvelut. Netcon GW325/GW345-yksikkö liittää WIMO6CP10-valvontayksikön kaksi väylää käytönvalvontajärjestelmään ja etäluentaan. Netcon GW325/GW345:n asetukset voidaan tehdä ja muuttaa IP-etäyhteyden yli. (HSV 2008)

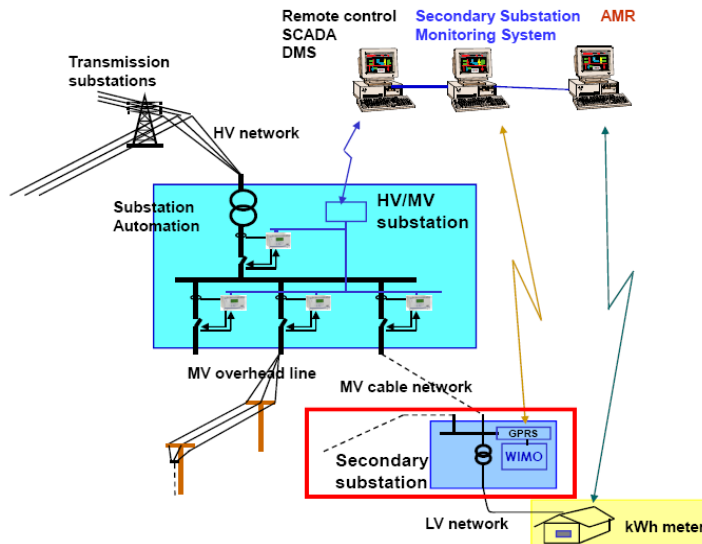
Kuvassa 17 on esitetty verkostoautomaation periaatekaavio. Muuntamoon asennetaan WIMO6CP10 ja Netcon GW325 tai GW345 riippuen siitä, onko kyseessä valvottava vai ohjattava kohde. Ohjattaviin kohteisiin tulee lisäksi ohjauslaite, esimerkiksi Netcon RTU28, jolla pystytään lähettämään ohjaussignaali moottori-ohjaimille. Mittaustiedot siirretään GPRS:n tai Internetin välityksellä käyttökeskukseen Netcon GW Serverille, josta tieto voidaan siirtää PowerQ-ohjelmistolle, jossa tietoa voidaan analysoida ja tallentaa.



Kuva 17. Periaatekuva HSV:n verkostoautomaatiojärjestelmästä. (Malmberg 2009)

Sähkön laadun mittauslaitteeksi valittu WIMO6CP10 on muuntamoon sijoitettava mittaus- ja valvontayksikkö. Wimolla voidaan mitata muun muassa virtoja, jännitteitä, taajuuksia sekä laskea erilaisia suureita, kuten tehoja, energioita, harmonisia komponentteja ja erilaisia keskiarvoja.

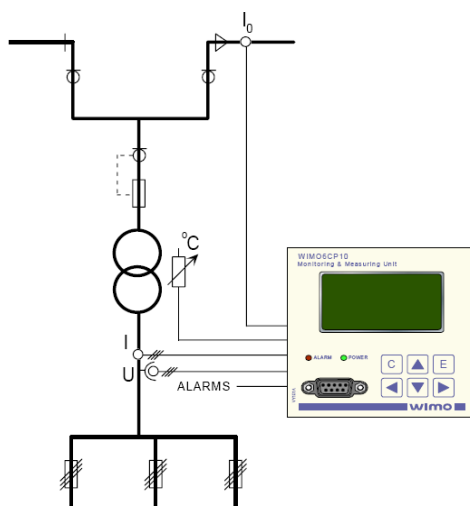
Wimon sijainti sähköverkossa on esitetty kuvassa 18. Kuvasta nähdään, että Wimo sijaitsee sähköasemien valvontalaitteiden takana keskijänniteverkon muuntamoissa. Muuntamo on sähkönjakelujärjestelmän viimeinen solmupiste, missä sähkön laatua voidaan mitata kuluttajaryhmissä (KunnallisSuomi 2008). Tästä syystä muuntamovalvonta soveltuu erinomaisesti asiakkaille lähtevän sähkön laadun valvontaan.



Kuva 18. Muuntamovalvonnan periaatekaavio. (Pettisalo 2008)

Wimoa voidaan ohjata kolmella tavalla: paikallisesti laitteen etupaneelin painonapeilla, paikallisesti yhdistämällä PC laitteeseen tai kauko-ohjatusti. Wimossa on myös kolme ohjelmoitavaa digitaalista kanavaa. (VAMP 2009b)

Jännitteiden, virtojen ja tehojen reaaliaikaisen valvomisen lisäksi Wimoa voidaan käyttää oiko- ja maasulkuvikojen havaitsemiseen ja paikantamiseen. Wimoon voidaan lisätä oikosulku, maasulku, muuntajan tilan valvonta sekä savu- ja vesi-indikaattoreita digitaalisiin sisääntuloihin. Digitaaliset sisääntulot hälyttävät ja raportoivat käyttäjälle poikkeamista reaaliajassa. Wimossa on myös häiriöntallennin, jota voidaan käyttää häiriön aikana mitattujen signaalien, kuten virran, jännitteen sekä digitaalisten sisään- ja ulostulotietojen, tallennukseen. (VAMP 2009b) Kuvassa 19 on esitetty Wimon mittauspisteet muuntamovalvonnassa.

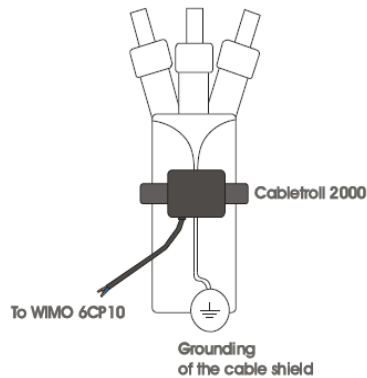


Kuva 19. WIMO6CP10 muuntamovalvonnassa. (VAMP 2009b)

Kaikki Wimon perusmittaukset, taajuutta lukuun ottamatta, perustuvat perustaajuuden arvoihin. Pätö-, lois- ja hetkellinen teho sekä energiamittaukset lasketaan jännitteen ja virran mittauservojen avulla. Vaihevirratt ja -jännitteet sekä maasulkuvirta mitataan analogisina mittauksina.

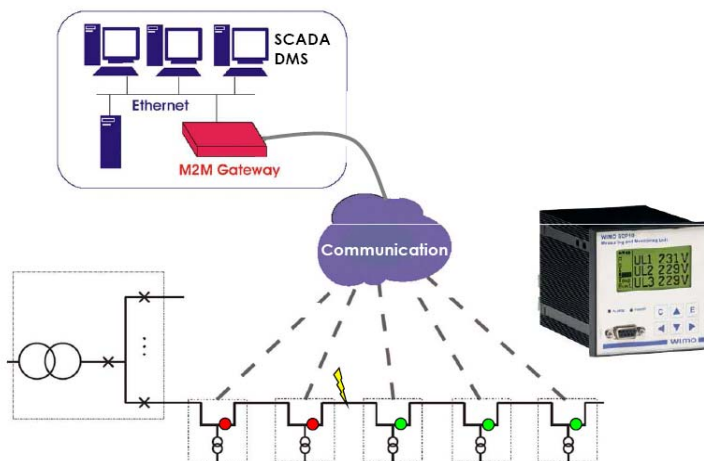
Wimossa on myös funktio jännitekuoppien havaitsemiseen ja mittaukseen. Funktio laskee jännitekeskeytysten lukumäärän ja niiden kestoajan tietyssä ajanjaksossa. Ajanjaksoksi voidaan valita 8 tuntia, vuorokausi, viikko, kuukausi tai vuosi. Wimon erotuskyky on 40 ms:a, jota pidemmät jännitekuopat laite pystyy havaitsemaan. Wimo pystyy säilyttämään kuitenkin vain yhden mitatun arvon kerrallaan ja uusi mittaustulos kirjoituu vanhan tallennuksen päälle. (VAMP 2009b)

Muuntajan ja muuntamotilan tärkein valvontasuure on lämpötila. Lämpötilan mittaus tapahtuu Wimossa Pt100-anturin avulla. Wimon valvonta ilmaisee myös muuntaja-öljyn pinnantason alentumisen ja sadevesihälytykset.



Kuva 20. Maasulkuanturi asennettuna kaapeliin. (VAMP 2009b)

Maasulun paikannus tapahtuu Wimossa Cabletroll 2000-maasulkusensorin avulla (VAMP 2009b). Kuvassa 20 on esitetty, miten maasulkuanturi kiinnitetään kaapeliin. Maasulunpaikannus nopeuttaa keskijänniteverkon vikojen paikallistamista muuntamovälin tarkkuudella, kun sähköverkosta saadaan välitön vikapaikkatieto (KunnallisSuomi 2008). Kuva 21 havainnollistaa vianpaikannusjärjestelmän toimintaa.



Kuva 21. Vianpaikannusjärjestelmä. (Pettisalo 2008)

Muuntamon valvontayksikön mittaustiedon analysointi onnistuu PQNetin avulla. PQNet on WWW-pohjainen raportointi ja analysointisovellus sähköverkosta saadun mittaustiedon esittämiseen. Mittaustieto voidaan esittää käyttäjälle joko käyrä- tai taulukkomuodossa. Datan varsinaisen esittämisen lisäksi PQNet sisältää erilaisia raportointityökaluja ja mittauksen automaattista luokittelua.

PQNetin PQDB-tietokannalla voidaan käsitellä mitattavia suureita, tapahtumatietoja sekä muita vapaasti valittavia teksti- tai lukematietoja. Uusia mittareita voidaan liittää PQDB-mittaustietokannan rajapinnan kautta. PQNetin mittaustietokannan rakenteessa on panostettu nopeuteen, tietoturvaan ja erilaisten tietojen käsittelyyn. Rakenne on suunniteltu suuren tietomäärän pitkäaikaiseen varastointiin. (Holmlund 2007)

7 Kaukokäytettävistä kohteista saatavat hyödyt

7.1 Yleiset hyödyt

Verkostoautomaation hankintaan on periaatteessa kaksi pääsyötä: automatisoinnista saadaan kustannussäästöjä ja verkon automatisointi kohentaa verkon käytettävyyttä parantamalla käyttöastetta ja lisäämällä luotettavuutta. (ABB 2000)

Kaukovalvonnan ja kaukokäytön tärkeimmät perusteet ovat vianpaikannustietojen, kuten oikosulku- ja maasulkuvikojen paikannustietojen, saaminen kaukokäyttö- ja/tai käytöntukijärjestelmään ja ohjausten suorittaminen kaukokäyttöisesti (Olkkonen 2009). Kun vianpaikannustiedot saadaan suoraan käytöntukijärjestelmään, nopeutuu häiriön tunnistus ja rajaaminen, minkä seurauksesta myös kuluttajien sähkönjakelu voidaan palauttaa nopeammin.

Verkostoautomaation toiminnallisesti korkeimmalla tasolla ovat erilaiset häiriönselvityksen tietojärjestelmät, joiden tarkoituksena on kerätä verkon mittauksista ja alemman tason automaatiotoiminnoista saatavaa tietoa ja yhdistää sitä pysyvissä tietokannoissa oleviin tietoihin. Näin saadaan tieto esimerkiksi verkostossa olevan vian todennäköisestä sijainnista ja laajuudesta sekä ohjeita kytkentöjen muuttamisesta. Nämä järjestelmät toimivat siis verkon operaattoreiden päätöksenteon tukena. (ABB 2000)

Verkon kaukokäyttö mahdollistaa myös uudenlaisen riskienhallintakonseptin kaapeliverkon omaisuudenhallinnassa. Kaukovalvottavista kohteista saadaan reaaliaikaista mittaustietoa, minkä avulla voidaan välttää ylivarovaisia tai ennaaikaisia korvausinvestointeja.

Keskijänniteverkon kaukokäyttöisyys mahdollistaa myös verkon käytön toteuttamismallien kehittämisen siten, että nopeat kaukokäyttöiset toimenpiteet verkon häiriötilanteissa voidaan suorittaa käyttökeskuksesta paikallisen tarkemman häiriönselvityksen jäädessä paikalliskäyttötoimijalle. (Olkkonen 2009)

7.2 Kaukokäytettävistä kohteista saatavan rahallisen hyödyn määrittäminen

Kaukokäytettävistä kohteista saatavaa rahallista hyötyä voidaan määrittää monin tavoin. Yhtenä rahallisen hyödyn perusteena voidaan pitää asiakkaiden kokeman keskeytysajan vähenemistä. Kauko-ohjauksella voidaan pienentää asiakkaiden kokemaa haittaa keskeytysaikaa lyhentämällä. Samalla myös toimittamatta jääneen energian määrä pienenee. Asiakkaiden kokeman haitan suuruutta voidaan arvioida määrittämällä haitalle rahallinen arvo, KAH-kustannus.

Verkkoyhtiöiden liiketoiminnan ydin on sähkönjakelun tarjoaminen asiakkaille. Tästä näkökulmasta tarkasteltuna KAH-kustannus onkin toimiva määre kaukokäytettävien kohteiden rahallisen hyödyn määrittämiseen. KAH-kustannus perustuu asiakasnäkökulmaan, toisin kuin esimerkiksi toimittamatta jäänyt energia, joka tarkastelee kustannuksia vain verkkoyhtiön näkökulmasta.

7.2.1 KAH-kustannuksen määrittäminen

Laskentaa varten oletetaan, että keskijänniteverkon runkojohto on rakennettu siten, että viallinen johto-osa saadaan täysin erotettua erottimien avulla ajassa T_k , ja että kaikki kuorma saadaan palautettua jakelunpiiriin tässä ajassa. Johdossa esiintyvät viat aiheuttavat näin ollen seuraavat keskeytyskustannukset:

$$KAH_i = \lambda_i (K_e \cdot P_j \cdot T_k + K_p \cdot P_j), \quad (11)$$

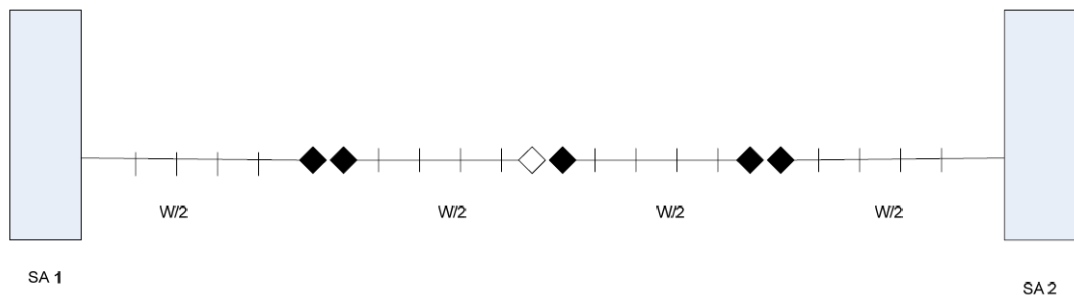
missä KAH_i = KAH-kustannukset johto-osan i takia (€/a),
 K_e = KAH-kustannusparametri energialle (€/kWh),
 K_p = KAH-kustannusparametri teholle (€/kW),
 λ_i = pysyvien vikojen vikatiheys johto-osassa i (1/a),
 P_j = johdon j kokonaiskeskiteho (kW),
 T_k = kytkentäaika kj-johdolla, sisältää vianpaikannuksen (h)

Kauko-ohjauksen avulla voidaan vaikuttaa vian kytkentäaikaan T_k . Jos oletetaan, että kauko-ohjauksen avulla keskimääräinen kytkentäaika on $T_{k,a}$ ja ilman kauko-ohjausta $T_{k,m}$, saadaan kauko-ohjauksesta rahallista hyötyä keskeytyskustannusten vähentymisenä seuraavan yhtälön mukaan:

$$\Delta KAH = \sum \lambda_i \cdot K_e \cdot P_j (T_{k,m} - T_{k,a}), \quad (12)$$

missä $T_{k,m}$ = kytkentäaika johtolähtövioissa manuaalisella kytkennällä (h),
 $T_{k,a}$ = kytkentäaika johtolähtövioissa automaattisella kytkennällä (h)

Yhtälön (12) indeksi i kattaa kaikki johto-osat kyseisellä runkojohdolla. Keskimääräinen kytkentäaika riippuu kauko-ohjattavien kohteiden tiheydestä verkossa. Oletetaan, että kj-johto on rakennettu renkaaksi eli johto on rakenteellisesti syötettävissä kahdesta suunnasta, mutta johto on käytöllisesti erotettu kahteen osaan jakorajamuuntamalla avoimena olevalla erottimella.



Kuva 22. Sähköasemia yhdistävä johtolähtö. (Siirto, 2009)

Kuvassa 22 on kahta sähköasemaa yhdistävä kj-johto, joka on jaettu kahdeksi johtolähdöksi jakorajan avulla. Kauko-ohjattavat erottimet ja vikailmaisimet asennetaan jakorajamuuntamoon sekä muuntamoihin, jotka sijaitsevat johtolähdön energian puolivälissä. Kolmeen muuntamoon asennetuilla kauko-ohjattavilla erottimilla saadaan vikatilanteessa palautettua puolet yhden johtolähdön energiasta. Tällä sijoit-

telulla kauko-ohjauksia tulee 1,5 kappaletta johtolähtöä kohden. Edellä olevasta voidaankin johtaa seuraava yhtälö:

$(n + \frac{1}{2})$ kauko-ohjattavaa erotinta / johtolähtö $\Leftrightarrow [n/(n+1)]$ säästö / johtolähtö

Kun yksittäisen kauko-ohjauksella ja vikaindikaattoreilla varustetun muuntamon vuosikustannus tiedetään, voidaan yhtälöiden (11) ja (12) avulla ratkaista kauko-ohjattavien erottimien optimimäärä.

Kuvan 21 vaihtoehdolla, kolmella kauko-ohjattavalla erottimella yhtälö saadaan muotoon:

$$KAH = 0,5 \cdot \lambda_i \cdot K_e \cdot P_j (T_{k,m} - T_{k,a}), \quad (13)$$

P_j :n arvona käytetään vuosienergiasta johdettua tehoa $W_j/8760h$. $T_{k,m}$:n arvo saadaan käytöntukijärjestelmä DMS:n käyttöpäiväkirjan leimoista. $T_{k,m}$ on häiriön alkamishetken ja ensimmäisen kytkennän välinen aikaero. Kahdeksan vuoden häiriöiden keskiarvosta laskettuna $T_{k,m}$ on HSV:llä 35 minuuttia. Kauko-ohjauksen kytkentäaika $T_{k,a}$:n arvioidaan olevan 1 – 5 minuuttia. Laskelmissa on käytetty $T_{k,a}$:n arvona viittä minuuttia.

Pysyvien vikojen vikatiheyden arvona voidaan pitää keskeytystiheyttä, eli verkon vioista asiakkaille aiheutuvien keskeytyksien tiheyttä. Keskeytystiheys on laskettu viiden viimeisen vuoden keskeytyshistorian perusteella erikseen 10 kV:n ja 20 kV:n jakelualueelle. 10 kV:n alueella keskeytystiheyden λ_i :n arvona on käytetty 0,037 ja 20 kV:n alueella vastaavasti 0,158.

Sähköasemavioissa kuvan 22 ratkaisulla saadaan myös puolet johtolähdön energiasta palautettua kaukokäytöllä. Sähköasemavioissa säästetylle KAH-arvolle saadaan seuraava yhtälö:

$$KAH = 0,5 \cdot \lambda_s \cdot K_e \cdot P_j (T_{s,m} - T_{s,a}), \quad (14)$$

missä λ_s = sähköasemavikojen vikatiheys (1/a),

$T_{s,m}$ = kytkentäaika sähköasemavioissa manuaalisella kytkennällä (h),

$T_{s,a}$ = kytkentäaika sähköasemavioissa automaattisella kytkennällä (h)

Sähköasemavikojen keskeytystiheys on laskettu 10 vuoden keskeytyshistorian perusteella, koska sähköasemaviat ovat verrattain harvinaisia. Laskelmissa λ_s :n arvona on käytetty 0,85.

Kuvan 22 mukaisella ratkaisulla saadaan kaukokäytöllä palautettua puolet energiasta sekä kj- että sähköasemavioissa. Kun otetaan huomioon sekä kj-viat että sähköasemaviat, saadaan yhtälöistä (11), (13) ja (14) säästetty KAH-arvo. (Siirto, 2009)

$$KAH_{tot} = 0,5 \cdot [\lambda_i \cdot K_e \cdot P_j (T_{k,m} - T_{k,a}) + \lambda_s \cdot K_e \cdot P_j (T_{s,m} - T_{s,a})], \quad (15)$$

missä KAH_{tot} = säästetyn toimitetun energian KAH-arvo.

7.3 KAH-arvo käytännössä

Keskeytyksestä aiheutuvan haitan suuruus riippuu asiakasryhmästä, keskeytyksen pituudesta sekä ajankohdasta. Kappaleessa 3.3 esiteltiin kyselytutkimuksen perusteella saatuja keskeytyksen haitta-arvoja eri asiakasryhmille. Lyhyet keskeytykset koettiin kaikissa asiakasryhmissä yleisesti vähemmän haitallisiksi kuin pitkät keskeytykset, tosin muutamilla teollisuus- ja palvelualoilla lyhyistäkin keskeytyksistä aiheutui jo merkittävä haitta. Keskeytyksen ajankohta vaikutti myös olennaisesti keskeytyksestä aiheutuvan haitan suuruuteen: työajan ulkopuolella keskeytyksestä aiheutuva haitta oli vain murto-osan työajalla tapahtuvan keskeytyksen aiheuttamaan haittaan verrattuna.

Sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuvat haitat voidaan jakaa suoriin ja epäsuoriin haittoihin, taloudellisiin ja sosiaalisiin haittoihin sekä lyhyen ja pitkän aikavälin haittoihin. Suorat haitat aiheutuvat suoraan sähkönjakelun keskeytymisen seurauksena, kun taas epäsuorat haitat aiheutuvat tapahtumista, jotka saavat alkunsa keskeytyksen seurauksena. Suoriin taloudellisiin haittoihin voidaan laskea esimerkiksi menetetty tuotanto, pilaantuneet materiaalit, maksetut palkat, prosessin ylösajokustannukset ja rikkoutuneet laitteet. Suoria sosiaalisia haittoja ovat esimerkiksi vapaa-ajan menetys tai epämiellyttävä huonelämpötila. Epäsuoria haittoja voi olla vaikeaa luokitella taloudellisiin ja sosiaalisiin haittoihin. (Silvast et al. 2005)

Keskeytyksestä aiheutuvat taloudelliset tappiot riippuvat pitkälti asiakasryhmästä. Tietyillä asiakasryhmillä, kuten prosessiteollisuudella tai tietotekniikasta riippuvaisilla aloilla sekunninkin keskeytys saattaa keskeyttää prosessin tai sekoittaa tietokoneessa pyörivän ohjelman. Näillä asiakasryhmillä keskeytysajan lyhentäminen ei vaikuta merkittävästi keskeytyksestä aiheutuvaan haittaan. Sen sijaan tavallisilla palvelu- ja teollisuusyrityksillä sekunnin keskeytys ei aiheuta merkittävää haittaa, vaan toimintaa voidaan jatkaa katkoksesta huolimatta. Useimmilla asiakasryhmillä keskeytyksestä aiheutuva haitta riippuu suoraan keskeytyksen pituudesta. Esimerkiksi kauppakeskuksissa muutaman minuutin sähkökatkos ei aiheuta toimenpiteitä, mutta yli 15 minuutin tai viimeistään tunnin kestävän keskeytyksen seurauksena kauppakeskus joudutaan tyhjentämään asiakkaita, jolloin keskeytyksestä aiheutuu merkittäviä taloudellisia tappioita.

Helsingissä eniten energiaa kuluttavat palvelualan asiakasryhmät. Noin 60 – 70 % Helsingin sähkönkuluttajien yhteenlasketusta KAH-arvosta koostuu palvelualan asiakkaiden kokemasta keskeytyshaitasta. Vastaavasti teollisuusasiakkaiden osuus on vain 15 – 23 % Helsingin yhteenlasketusta KAH-arvosta, mikä on varsin vähän koko maahan verrattuna. Koko maan tasolla teollisuus ja rakentaminen kattoivat yli 50 % Suomen sähkönkulutuksesta vuonna 2007 (Tilastokeskus 2008). Kotitalousasiakkaiden ja julkisen sektorin osuudet ovat vain 7 – 8 % Helsingin yhteenlasketusta KAH-arvosta.

Sähkönjakelun kannalta kriittiset asiakasryhmät ovat keskittyneet Helsingissä tietyille alueille. Sähkönjakelun kannalta kriittisiä alueita ovat ydinkeskusta sekä läntinen ja itäinen teollisuusalue, jonne on keskittynyt suurin osa Helsingin teollisuudesta. Näillä sähkönjakelun kriittisillä alueilla keskeytyspituus vaikuttaa asiakkaiden kokemaan haittaan merkittävästi, mistä syystä verkkoyhtiön kannattaa panostaa keskeytysajan lyhentämiseen näillä alueilla.

Helsingissä vikakeskeytyksistä kestävä yleisimmin puolesta tunnista tuntiin. Yli puolen toista tunnin keskeytyksiä oli vuonna 2008 vain noin 20 % kaikista vikakeskey-

tyksistä, mistä johtuen kauko-ohjauksen hyötyä 4 – 8 tunnin keskeytyksissä ei ole kovinkaan hyödyllistä tarkastella. Vikahistorian perusteella kauko-ohjauksesta on Helsingissä eniten hyötyä niille asiakkaille, joille tunnin keskeytyksestä aiheutuu merkittävää haittaa.

Helsingissä suurimmat keskeytyshaitat aiheutuvat palvelualan asiakkaille, joita on paljon erityisesti keskustan alueella. Palvelualan asiakkaille keskeytyksen pituus vaikuttaa merkittävästi keskeytyksestä aiheutuvaan haittaan. Jos keskeytysaikaa pystytään vähentämään tunnista 15 minuuttiin, vähenee keskeytyksestä aiheutunut haitta palvelualan asiakkaille 35 €/kW. Vastaavasti jos keskeytysaika voidaan vähentää tunnista kahteen minuuttiin, on keskeytyshaitan vähennys 42,8 €/kW.

Julkisen alan asiakkaille keskeytysajan lyhentyminen tunnista 15 minuuttiin vähentää keskeytyksestä aiheutunutta haittaa 24,1 €/kW. Mikäli keskeytys pystytään rajaamaan tunnin sijaan kahdessa minuutissa, on keskeytyshaitan vähennys julkisen sektorin asiakkaille 31,2 €/kW. Teollisuusasiakkaille vastaavat keskeytysajan vähennykset ovat vain noin 50 % ja kotitalousasiakkaille vain noin 17 % palvelualan asiakkaiden keskeytysvähennyksistä.

Yhteenvedona voidaan todeta, että kauko-ohjauksesta on eniten hyötyä niille asiakkaille, jotka kokevat haitallisiksi 15 minuutista tuntiin kestävät keskeytykset, ja joille alle viiden minuutin keskeytys ei aiheuta kovin suurta haittaa. Kauko-ohjauksesta on siis hyötyä eniten palvelu- ja julkisen alan asiakkaille sekä jonkin verran teollisuusasiakkaille. Sen sijaan kotitalousasiakkaille kauko-ohjauksesta ei ole juurikaan hyötyä.

Kauko-ohjauksella ei siis voida taata katkotonta sähkönjakelua asiakkaalle. Katkottoman sähkönjakelun takaamiseksi asiakkaan tulee hankkia jonkinlainen varavoimakone, jolla voidaan taata sähkönjakelu lyhyiden katkojen aikana. Varavoimakoneen käynnistyminen vie kuitenkin noin 3 – 10 sekuntia (Hätönen 2005). Jollain teollisuuden aloilla, kuten kemianteollisuudessa, muutamien sekuntienkin keskeytys saattaa aiheuttaa suuret haitat tuotantokoneiden pysähtyessä. Näiden katkosten poistamiseen asiakkaan on hankittava varavoimakoneen lisäksi UPS-laitteisto (Uninterruptible Power Supply) (Hätönen 2005).

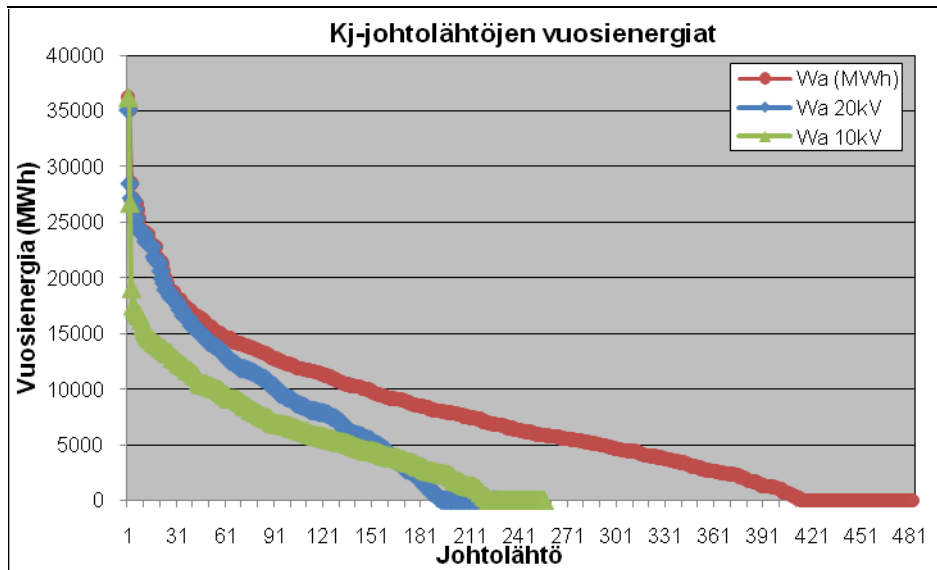
7.4 Kaukokäytettävien kohteiden määrän optimointi

Kaukokäytettävistä kohteista saatavaa hyötyä voidaan arvioida asiakkaiden kokeman keskeytyshaitan pienenemisen avulla. Kaukokäytettävyyden kustannustehokkuutta ja investoinnin kannattavuutta pohdittaessa on järkevää selvittää, kuinka monta kaukokäytettävää kohdetta verkkoon kannattaa hankkia, jotta vuosittainen KAH-kustannusten pienenemisestä saatava hyöty, KAH-säästö, on suurempi kuin kaukokäytölaitteiden vuosittainen investointikustannus.

Käytännössä kaukokäytettävistä kohteista saatava rahallinen hyöty saadaan kauko-ohjauksesta, jonka avulla voidaan nopeuttaa vianerotusta ja sähkönjakelun palautusta. Kaukovalvonnasta saatava hyöty on vaikeammin määriteltävissä, mistä syystä valvonnasta saatavia hyötyjä on käsitelty erikseen kappaleessa 7.9.

Kauko-ohjauksesta saatavan hyödyn, KAH-säästön, suuruus riippuu johtolähdön yhteenlasketusta KAH-arvosta. Johtolähdön yhteenlaskettu KAH-arvo saadaan, kun summataan johtolähdöllä olevien asiakkaiden energiankulutuksen ja EMV:n määrittämän rahallisen arvon tulot. KAH-arvon laskeminen edellyttää kuitenkin, että tiedetään johtolähdöllä olevien asiakkaiden energiankulutus. HSV:n keskijänniteverkossa on lähes 500 johtolähtöä, joiden vuosienergioiden keskiarvo on 8800 MWh. Kuvassa

23 on havainnollistettu HSV:n kj-johtolähtöjen vuosienergiat suurimmasta pienimpään koko verkon tasolla sekä erikseen 10 kV:n ja 20 kV:n verkoissa. Vuosienergiat on saatu verkkotietojärjestelmästä, joka on laskenut ne huhtikuun 2009 kuormitus-tietojen perusteella.

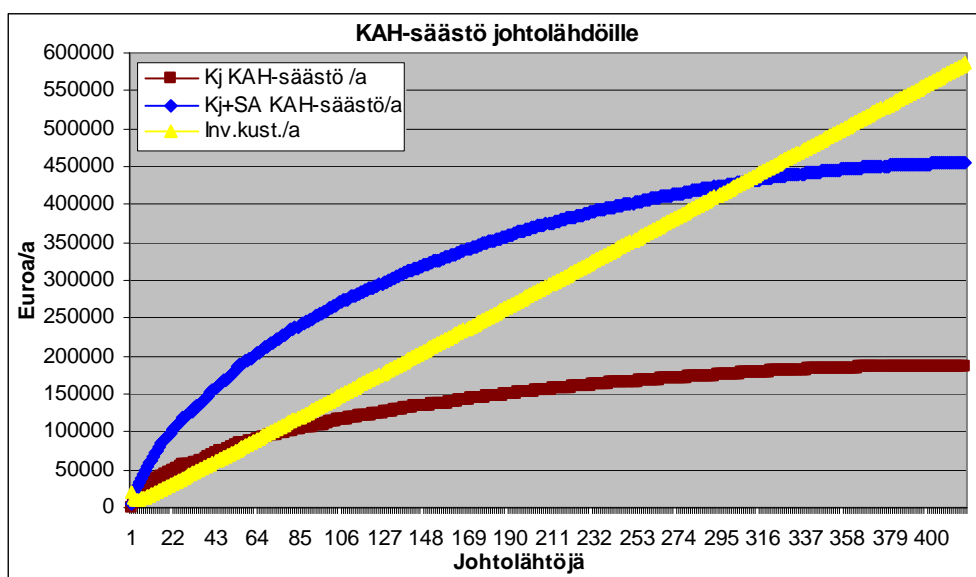


Kuva 23. HSV:n johtolähtöjen vuosienergiat.

Kuvassa 24 on esitetty kauko-ohjauksesta saatavat vuosittaiset KAH-säästöt pelkissä kj-vioissa sekä kj- ja sähköasemavioissa. KAH-säästö pelkissä kj-vioissa on laskettu kaavan (13) avulla ja KAH-säästö kj- ja sähköasemavioissa on puolestaan laskettu kaavalla (15). Johtolähtöjen kuormitustietoina on käytetty HSV:n johtolähtökohtaisia kuormitustietoja huhtikuulta 2009. Laskennassa on oletettu, että kaikki johtolähdöt ovat asemareservejä, eli johtolähtöparin kumpaakin johtolähtöä syöttäisi eri sähköasema. Investointikustannus on saatu järjestelmätoimittajan hinnastosta, kun kaukokäytettäviä kohteita on oletettu olevan 1,5 kappaletta johtolähtöä kohden.

Kuvasta 24 havaitaan, että mikäli kaukokäytettäviä kohteita sijoitettaisiin vain johtoreserveihin, eli KAH-säästöä saataisiin vain kj-vioista, kannattaisi kaukokäytöllä varustaa noin 60 johtolähtöä. Sen sijaan sähköasemareservien varustaminen kaukokäytöllä lisää vuosittaista KAH-säästöä merkittävästi. Kun KAH-säästöä saadaan sekä kj- että sähköasemavioista, kannattaa kaukokäytöllä varustaa jo noin 305 johtolähtöä.

Kuvan 24 laskennassa on kuitenkin oletettu, että suurimman KAH-arvon omaavat johtolähdöt ovat keskenään johtolähtöpareja, mikä ei vastaa todellisuutta. Todellista KAH-säästöä pienentää myös se, etteivät kaikki johtolähdöt ole asemareservejä, mistä syystä yhteenlaskettu KAH-säästö on pienempi kuin kuvassa 24. Käytännössä HSV:n sähköasemien johtolähdöistä noin 20 – 78 % on asemareservejä riippuen sähköaseman sijainnista ja verkon rakenteesta.

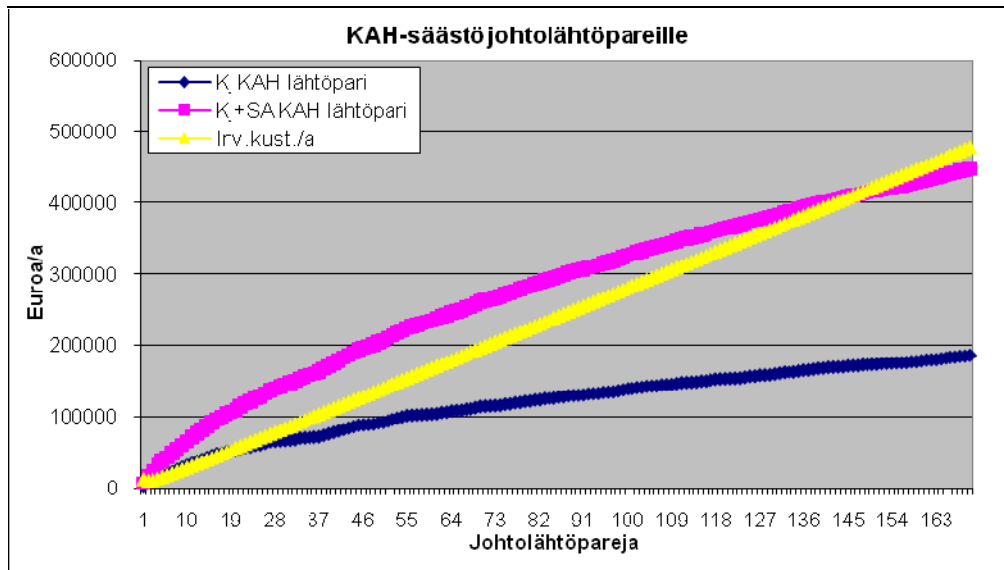


Kuva 24. Johtolähtöjen yhteenlaskettu vuosittainen KAH-säästö ja investointikustannus johtolähtöjen määrän funktiona.

Jotta kaukokäytettävien kohteiden lukumäärää pystytään optimoimaan realistisemmin, voidaan vuosittaista KAH-säästöä arvioida johtolähtöpareittain siten, että ainoastaan toinen johtolähdöistä on suuren KAH-arvon omaava ja toinen on KAH-arvoltaan lähempänä koko verkon keskimääräistä KAH-arvoa. Kuva 25 havainnollistaa edellä määriteltyä tapausta. Kuvan 25 laskennassa vastalähdön KAH-arvona on käytetty 300 johtolähdön KAH-arvon keskiarvoa. Keskiarvoa laskettaessa on jätetty huomioimatta 100 suurimman KAH-arvon omaavaa johtolähtöä. Laskennassa ei ole kuitenkaan huomioitu, etteivät kaikki johtolähdöt ole asemareservejä.

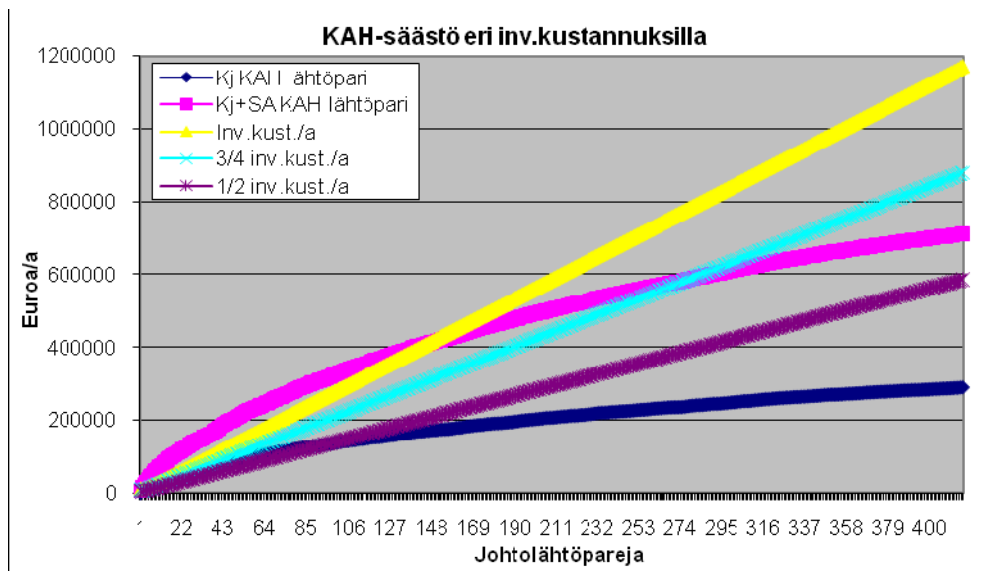
Kun tarkastellaan kuvaa 25, havaitaan, että pelkästään kj-vioista aiheutuneiden vuosittaisten KAH-säästöjen perusteella kaukokäytettäviä kohteita kannattaa sijoittaa noin 17 johtolähtöpariin, eli noin 34 johtolähtöön. Kuvan 24 tapaukseen nähden kaukokäytettävillä kohteilla varustettavien johtolähtöjen määrä on pudonnut suunnilleen puoleen. Kun tarkastellaan sekä kj- että sähköasemavioista saatavia vuosittaisia KAH-säästöjä, kannattaa kaukokäytettäviä kohteita sijoittaa noin 145 johtolähtöpariin, eli noin 290 johtolähtöön, mikä vastaa noin 60 % HSV:n sähköasemien johtolähdöistä. Tässä tapauksessa kaukokäytettävien kohteiden määrä on pudonnut vain noin 5 % kuvan 24 tapauksesta.

Kun kaukokäytettävien kohteiden määrää tarkastellaan muuntamotasolla, 290 johtolähdön varustaminen 1,5 kaukokäytettävällä kohteella tarkoittaa, että 435 muuntamoita varustetaan kaukokäyttölaitteilla, mikä vastaa noin 26 % HSV:n omista muuntamoista. Jos asiakasmuuntamot huomioidaan tarkastelussa, kaukokäyttölaitteilla varustellaan noin 18 % HSV:n kj-verkon kaikista muuntamoista.



Kuva 25. Johtolähtöparien yhteenlaskettu vuosittainen KAH-säästö ja investointikustannus johtolähtöparien määrän funktiona.

Edellä on tutkittu kaukokäytettävyyden kannattavuutta nykyisillä laitehinnoilla. Kuvassa 26 kaukokäytettävyyden kannattavuutta on havainnollistettu myös nykyistä halvemmilla laitehinnoilla. Kuvasta 26 voidaan havaita, että mikäli kaukokäytettävien laitteiden hinnat putoaisivat 25 % nykyisestä, kannattaisi kaukokäytettävillä kohteilla varustaa jo noin 280 johtolähtöparia. Investoinnin kannattavuus on parantunut noin 95 % vallitsevilla investointikustannuksilla määritettyyn kannattavuuteen nähden. Puolittuneilla investointikustannuksilla kaukokäytettäviä kohteita voidaan sijoittaa jo 95 johtoreserviin, kun $\frac{3}{4}$ -osan investointikustannuksilla kaukokäytettäviä kohteita kannattaisi sijoittaa vain 33 johtoreserviin.



Kuva 26. Johtolähtöparien yhteenlaskettu vuosittainen KAH-säästö eri investointikustannuksilla johtolähtöparien määrän funktiona.

7.5 Kauko-ohjauksen vaikutus verkkoyhtiön toimitusvarmuuteen

Verkostoautomaatiolla on myös vaikutusta verkkoyhtiön toimitusvarmuuteen. Kauko-ohjauksella voidaan pienentää T-SAIDI:a, keskeytysten keskimääräistä yhteenlaskettua kestoaikaa asiakasta kohden, ja T-CAIDI:a, keskeytysten keskimääräistä kesto-aikaa, kun yksittäisten keskeytysten kesto-aika lyhenee. Sen sijaan keskeytysten keskimääräiseen lukumäärään T-SAIFI:iin kauko-ohjauksella ei ole vaikutusta.

Kauko-ohjauksella voidaan vaikuttaa keskeytysaikaan kytkentään kuluvaan aikaan lyhentämällä. HSV:n verkossa kytkentöihin kuluu keskimäärin noin 35 minuuttia ja laskennallisesti voidaan olettaa, että kauko-ohjauksella tehtävät kytkennät pudotaisivat kytkentäajan alle viiteen minuuttiin. Näin ollen kauko-ohjaus vähentäisi keskeytysaikaa noin puoli tuntia.

Taulukossa 14 on esitetty arvio kauko-ohjauksen vaikutuksesta T-SAIDI:iin kjo-vioissa. Taulukon 14 alkuarvot, T-SAIDI:t ilman kauko-ohjausta, perustuvat HSV:n keskeytyshistoriaan, joka on saatu käytöntukijärjestelmä DMS:stä. Taulukossa 14 on esitetty kauko-ohjauksen vaikutus keskeytysaikaan vakioidulla puolen tunnin keskeytysajan vähennyksellä sekä niin, että yli tunnin mittaisista keskeytysajoista voidaan säästää tunti ja alle tunnin keskeytysajoista puoli tuntia. Lisäksi laskennassa on oletettu, ettei kauko-ohjauksesta ole hyötyä alle viiden minuutin keskeytyksissä, ja että alle puolen tunnin keskeytyksien keskeytysajat vähenevät viiteen minuuttiin. Tuloksista on jätetty huomioimatta avojohdoista aiheutuneet keskeytykset, koska avojohdot tulevat poistumaan HSV:n verkosta kokonaan lähiaikoina.

Taulukko 14. Kauko-ohjauksen vaikutus T-SAIDI:iin kjo-vioissa.

| Kytkenä | T-SAIDI | | |
|----------------------|---------|-------|-------|
| | 2008 | 2007 | 2006 |
| Ilman kauko-ohjausta | 0,170 | 0,260 | 0,476 |
| Kauko-ohjaus ½ h | 0,112 | 0,188 | 0,453 |
| Kauko-ohjaus ½ -1h | 0,081 | 0,132 | 0,438 |
| Muutos ½ h (%) | 34 % | 28 % | 5 % |
| Muutos ½ – 1h (%) | 53 % | 49 % | 8 % |

Taulukosta 14 havaitaan, että parhaimmillaan puolen tunnin kytkentäajanvähennys vähentää vuosittaista T-SAIDI:a 34 %:lla. Vähennys riippuu kuitenkin paljon vikojen määristä ja kestoista. Mikäli vikoja on lukumäärällisesti vähän ja ne ovat pitkiä, ei puolen tunnin vähennyksellä ole juurikaan vaikutusta T-SAIDI:iin. Vuoden 2006 keskeytyksissä kauko-ohjauksella ei olisi ollut suurta vaikutusta keskeytyksien keston.

Kun kauko-ohjauksen oletetaan vähentävän keskeytysaikaa puoli tuntia alle tunnin keskeytyksissä ja tunnin yli tunnin keskeytyksissä, kauko-ohjauksesta saatava T-SAIDI:n vähennys on parhaimmillaan 53 %. Vuoden 2006 keskeytysajoilla kauko-ohjauksella saavutettava T-SAIDI:n vähennys jää kuitenkin vain 8 %:iin. Taulukon 14 tuloksien epätarkkuus on noin 2 % luokkaa, sillä T-SAIDI käyttää hyväkseen verkon muuntopiirien lukumäärää, joka on arvioitu vuoden välein.

Taulukossa 15 on esitetty kauko-ohjauksen vaikutus keskeytyksien keskimääräiseen keston T-CAIDI:iin. Laskenta on suoritettu samoilla oletuksilla ja lähtötiedoilla kuin taulukossa 14. Taulukosta 15 havaitaan, että puolen tunnin kytkentäajan vähennys vähentää T-CAIDI:a parhaimmillaan noin 30 %. Jos kauko-ohjauksen oletetaan vähentävän keskeytysaikaa puoli tuntia alle tunnin keskeytyksissä ja tunnin yli yhden

tunnin keskeytyksissä, voidaan kauko-ohjauksella vähentää T-CAIDI:a jopa 48 %, mikäli verkossa on ollut paljon yli tunnin mittaisia keskeytyksiä.

Taulukko 15. Kauko-ohjauksen vaikutus T-CAIDI:iin kj-vioissa.

| KytKentä | T-CAIDI 08 | T-CAIDI 07 | T-CAIDI 06 |
|----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| Ilman kauko-ohjausta | 1,226 | 1,321 | 1,164 |
| Kauko-ohjaus ½ h | 0,861 | 0,987 | 0,883 |
| Kauko-ohjaus ½ – 1h | 0,643 | 0,724 | 0,707 |
| Muutos ½ h (%) | 30 % | 25 % | 24 % |
| Muutos ½ – 1h (%) | 48 % | 45 % | 39 % |

Taulukoiden 14 ja 15 tuloksia tarkasteltaessa tulee kuitenkin huomioida, että kauko-ohjauksesta saatavaan hyötyyn tulee vaikuttamaan kompensoinnin yleistymisen 20 kV:n verkossa. Kompensoinnin ansiosta vianselvitys voidaan hoitaa ennen kuin vika aiheuttaa keskeytyksen, minkä seurauksesta kauko-ohjauksesta saatava hyöty pienee. Taulukoiden 14 ja 15 tuloksissa ei ole myöskään huomioitu kauko-ohjauksen vaikutusta siirtoverkosta aiheutuviin vikakeskeytyksiin, sillä näissä vioissa kauko-ohjauksesta saatava hyöty on vaikeammin määriteltävissä.

7.6 Kauko-ohjauksen vaikutus lyhyiden keskeytyksien määrään

Vuonna 2008 HSV:n keskijänniteverkossa esiintyi 40 vikakeskeytystä, joiden keskimääräinen pituus oli 1 h 13 minuuttia. Vuoden 2008 keskeytyksistä 13 kesti yli tunnin ja 27 oli alle tunnin keskeytyksiä. Kauko-ohjaukseen on arvioitu kuluvan yhdestä viiteen minuuttia, mistä johtuen kauko-ohjauksesta ei ole hyötyä alle viiden minuutin keskeytyksissä. Lyhyiden, alle viiden minuutin, keskeytyksien määrät kolmena edellisenä vuotena on esitetty taulukossa 16.

Taulukko 16. Alle viiden minuutin keskeytyksien lukumäärät HSV:n kj-verkossa vuosina 2006 – 2008.

| Alle 5 min keskeytykset | | | |
|--------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 2008 | 2007 | 2006 |
| Määrä | 5 | 7 | 5 |
| TJS (kWh) | 194 | 324 | 97 |
| MP | 53 | 124 | 26 |
| Asiakkaat | 8454 | 19067 | 4284 |

Taulukkoa 16 tarkasteltaessa havaitaan, että alle viiden minuutin keskeytyksiä on lukumäärällisesti vähän vuosittain, mutta ne vaikuttavat melko laajaan osaan verkkoa. Esimerkiksi vuonna 2007 lyhyet keskeytykset ovat vaikuttaneet yhteensä 19067 asiakkaaseen, eli yksi keskeytys koski keskimäärin 2723 asiakasta. Keskeytyksien laajuus vaihtelee kuitenkin vuosittain. Vuonna 2006 yksi alle viiden minuutin keskeytys koski keskimäärin vain noin 860 asiakasta.

Tilastollisesti lyhyeksi keskeytykseksi määritellään alle kolme minuuttia kestävä keskeytys. Alle kolmen minuutin keskeytyksiä HSV:n verkossa on ollut noin 3 – 4 kappaletta kolmena edellisenä vuotena, eli alle viiden minuutin keskeytyksistä noin 60 % on alle kolmen minuutin keskeytyksiä. Kun tarkastellaan alle kolmen minuutin keskeytyksien vaikutusta, voidaan todeta, että yli 90 % alle viiden minuutin keskeytyksen kokeneista asiakkaista koki alle kolmen minuutin keskeytyksen.

Lyhyiden keskeytyksien voidaan kuitenkin olettaa lisääntyvän kauko-ohjauksen yleistyessä. Tämä johtuu siitä, ettei kauko-ohjauksella voida vaikuttaa keskeytysten

määrään, vaan ainoastaan keston. Kun keskeytysten kestot lyhenevät, lisääntyvät lyhyet keskeytykset. Taulukossa 17 on esitetty arvio lyhyiden keskeytyksien määrästä kauko-ohjauksen yleistyessä. Lyhyiden keskeytyksien lisääntyminen on laskettu kolmen edellisen vuoden keskeytyshistoriasta seuraavilla oletuksilla: 1) kauko-ohjauksella kaikki alle puolen tunnin keskeytykset lyhenisivät viiden minuutin keskeytyksiksi ja 2) kaikki alle tunnin keskeytykset lyhentyisivät viiden minuutin keskeytyksiksi. Taulukon 17 laskennassa on oletettu, että kaikissa vikaantuneissa lähdoissa olisi kauko-ohjattavia laitteita.

Taulukko 17. Alle viiden minuutin keskeytyksien lukumäärät kauko-ohjauksen ollessa käytössä.

| Automaation vaikutus alle 5 min keskeytyksien määrään | | | |
|--|-------------|-------------|-------------|
| | 2008 | 2007 | 2006 |
| Ei automaatiota | 5 | 7 | 5 |
| Automaatio ½ h-> 5 min | 7 | 11 | 8 |
| Automaatio alle 1h -> 5 min | 20 | 21 | 12 |
| Lisäys (%) ½ h -> 5 min | 40 % | 57 % | 60 % |
| Lisäys (%) alle 1h-> 5 min | 300 % | 200 % | 140 % |

Taulukosta 17 havaitaan, että mikäli kauko-ohjauksella voidaan lyhentää kaikki alle puolen tunnin keskeytykset viiteen minuuttiin, lisääntyvät lyhyet keskeytykset vuosittain noin 40 – 60 %. Jos kauko-ohjauksella voidaan vähentää kaikkien alle tunnin mittaisten keskeytyksien keskeytysaika viiteen minuuttiin, lisääntyvät lyhyet keskeytykset vuosittain noin 140 – 300 %.

7.7 Kauko-ohjauksesta saatava hyöty kaksoismaasulkujen estämisessä

Kaksoismaasulussa kaksi vaihtetta on maakosketuksessa, vaikka maasulkupaikat voivat olla kaukanakin toisistaan. Kaksoismaasuluissa vikavirta on yleensä suuri ja sen tarkka laskeminen on vaikeaa. Vikavirta kulkee maassa muun muassa hyvin johtavia kanavia pitkin. Jos maaperän johtavuus on huono, vikavirta voi aiheuttaa suuria vahinkoja kulkiessaan kaapeleiden vaipoissa.

Kaksoismaasulun laukaisu tapahtuu yleensä oikosulkusuojauksen toimesta, vikavirta on riittävä suojauksen toimintaan. Tyypillinen kaksoismaasulkuun johtava tilanne alkaa tavanomaisena yksivaiheisena maasulkuna. Maasulun aiheuttama jännitteenousu terveissä vaiheissa voi johtaa viallisen ylijännitesuojan virheelliseen toimintaan ja seurauksena on kaksoismaasulku. Kaksoismaasulkua ja niiden haittoja voidaan vähentää maasulkusuojauksen nopealla ja varmalla toiminnalla sekä huolehtimalla, että ylijännitesuojat ovat kunnossa. (Lakervi & Partanen 2008)

Kauko-ohjauksella voidaan lyhentää maasulkuvikojen kestoaikaa, jolloin myös kaksoismaasulkujen esiintymistodennäköisyys pienenee. HSV:n verkossa maasulkusuojaus on jakelualueesta riippuen joko laukaiseva tai hälyttävä. Käytännössä kauko-ohjauksesta on hyötyä kaksoismaasulkujen ennaltaehkäisyssä ainoastaan 10 kV:n verkossa, sillä 20 kV:n verkossa yksivaiheinen maasulku ei ehdi kehittyä kaksoismaasulkuksi laukaisun ansiosta. Kauko-ohjauksesta on kuitenkin sitä enemmän hyötyä, mitä pidemmän ajan kuluttua kaksoismaasulku kehittyy yksivaiheisesta maasulusta. (Loukkalahti 2009)

Kauko-ohjauksen vaikutusta kaksoismaasulkuvian kehittymiseen voidaan tarkastella seuraavan esimerkin avulla. Maasulku syttyy 10 kV:n sähköaseman johtolähdössä E05. Maasulkusuojaus lähettää hälytyksen valvomoon ja päivystäjät lähtevät paikantamaan vikaa. 20 minuutin kuluttua häiriön alkamisesta maasulku muuttuu kaksoismaasuluksi ja leviää johtolähtöön E29. Kaksoismaasulkuvirta on 7,1 kA, minkä seurauksesta molempien lähtöjen oikosulkusuojat havahtuvat. Johtolähdön E05 maasulkusuojaus laukaisee kuitenkin ennen oikosulkusuojaa, koska virta ylittää 200 A:n rajan. (HSV 2009a)

Edellä esitetyssä tapauksessa maasulkusuojan laukaisulta olisi välttytty, mikäli vikaantunut kohta olisi ehditty erottaa verkosta alle 20 minuutissa. Mikäli johtolähdöt olisi varustettu kauko-ohjauksella, vianerottaminen olisi tapahtunut alle viidessä minuutissa, jolloin kaksoismaasulkua ei olisi ehtinyt kehittyä. Luultavasti kaksoismaasulun aiheuttanut verkon heikko kohta olisi myöhemmin aiheuttanut uuden maasulun, mutta tällöin kyseessä olisi toinen yksivaiheinen maasulku, joka ei aiheuta maasulkusuojan laukaisua. Kauko-ohjauksella olisi siis todennäköisesti välttytty keskeytykseltä.

Kaksoismaasulut ovat kuitenkin melko harvinaisia HSV:n kaapeliverkossa, sillä niitä on vain noin 0 – 2 kappaletta vuodessa. Tästä syystä kauko-ohjauksesta saatava hyöty jää vuosittain vähäiseksi. Kauko-ohjauksesta saatavan hyödyn määrittämistä hankaloittaa myös se, ettei kaksoismaasulkujen alkamisajankohtaa ole tilastoitu kovin tarkasti, jolloin on vaikea arvioida, kuinka monessa tapauksessa kauko-ohjauksesta olisi ollut hyötyä. (Loukkalahti 2009) Kompensoinnin yleistyessä HSV:n 20 kV:n verkossa kaksoismaasulkujen määrä lisääntynee. Tällöin myös kauko-ohjauksesta saatava hyöty vianerotuksen nopeuttamisessa lisääntyy.

7.8 Kaukokäytettävyyden vaikutus verkon varakapasiteettiin

Helsingin keskijänniteverkko on avoin rengasjohtoverkko. Avoimessa rengasjohtoverkossa johdot alkavat ja päättyvät samalle asemalle. Normaalitylessä jakoraja sijaitsee suurin piirtein renkaan puolivälissä ja verkkoa käytetään säteittäisenä. Rengasjohdon päiden tulee sijaita sähköasemalla eri ryhmissä käyttövarmuussyiden vuoksi, sillä kytkinlaitoksen yhden ryhmän tuhoutuminen ei saisi aiheuttaa pitkäaikaista jakelukeskeytystä johdolle.

Pyrittäessä rakentamaan taloudellinen ja käytön kannalta turvallinen keskijänniteverkko, on tarkasteltava kj-verkon ja sähköasemien muodostama kokonaisuutta. Keskijänniteverkon rakenneratkaisut vaikuttavat sähköaseman kiskojärjestelmälle asetettaviin vaatimuksiin ja toisinpäin. HSV:n sähköasemilla on käytössä vaunukatkaisijoilla toteutettu Duplex-kaksikiskojärjestelmä. Kaksikiskoisia kytkinlaitoksia on suosittu muun muassa sen takia, että aseman ja verkon käyttö sekä jakorajojen siirto on siinä helpompaa. Kaksikiskoisella kytkinlaitoksella saadaan myös säästöjä uutta sähköasemaa lisättäessä tai vanhoja asemia laajennettaessa, koska muutostyön yhteydessä syntyvät silmukat voidaan muodostaa vapaammin kuin yksikiskoisella kytkinlaitoksella.

Kiskovikatilanteessa tai osan kiskosta ollessa huollon vuoksi poissa käytöstä, voidaan kaksikiskoisella kytkinlaitoksella siirtää kaikkien johtojen syöttö käytössä olevalle kiskolle. Yksikiskoisella kytkinlaitoksella tilanteen hoitaminen vaatii kytkenäjä verkossa, kun käytöstä pois olevaan kiskonosaan liitetyt johdot kytketään jakorajan siirtojen avulla rengasjohdon toisesta päästä syötetyiksi.

Sähköaseman muuntajakapasiteetin mitoittamisessa ja sähköaseman suurimman sallitun kuorman määrittämisessä on otettava huomioon vikatilanteiden aikainen

sähkötoimitus. HSV:n verkossa tavoitteena on, että sähkötoimitusta voidaan jatkaa sähköaseman yhden muuntajan ollessa poissa käytöstä ilman, että verkon komponentteja joudutaan ylikuormittamaan niiden käyttöiän kustannuksella. Tämä tarkoittaa, että jokaisen muuntajan kuorma on pystyttävä siirtämään joko naapuriasemille verkossa tehtävien kytkentöjen avulla tai saman sähköaseman toisille muuntajille. (Kuusela, 1989)

Sähköasemien kiskoalinnoissa on panostettu kytkentöjen helppouteen, minkä seurauksena sähköasemalla tehtäviä kytkentöjä on suosittu ja sähköaseman varakapasiteetti on järjestetty osalle johtolähdöistä kiskon kautta. Osittain kytkentöjen helppouden ja osittain keskustan alueen kovan kuormituksen takia osa johtolähtöjen jakorajoista on edelleen sähköasemilla.

Tulevaisuudessa HSV:n keskijänniteverkko pyritään vahvistamaan ja rakentamaan niin, että se kestää minkä tahansa yksittäisen sähköaseman tai kytkinlaitoksen epäkäytettävyyden (Hyvärinen 2008c). Sähköasemien 100 % korvattavuus edellyttää kuitenkin, että vioittuneen sähköaseman kuorma pystytään siirtämään viereisten asemien syötettäväksi, ja että sähköasemien välillä on riittävästi reserviyhteyksiä. Verkon reservin aktivoiminen aiheuttaa verkossa tarvittavien kytkentätoimenpiteiden pituisen keskeytyksen kyseisillä lähdöillä (Hyvärinen 2008c). Tästä syystä verkolla tehtävien kytkentöjen tulisi nopeutua, jotta sähköjakelu saadaan nopeasti palautettua vioittuneen sähköaseman kuormalle. Reservien käyttöönottoa voidaan nopeuttaa varustamalla asemareservit kauko-ohjauksella.

Verkostoautomaation yleistymisen myötä verkon käyttötavat tulevat muuttumaan. Kun kytkennät voidaan suorittaa kauko-ohjauksella, nopeutuvat verkolla tehtävät kytkennät. Kun kytkennän helppous ei ole enää kriteerinä, jakorajat voidaan siirtää suurimmassa osassa verkkoa johtolähtöjen puoliväleihin ja solmukohtiin. Tällöin varasyöttö vikaantuneelle johtolähdölle saadaan nopeimmin kauko-ohjatuilla verkko-kytkennöillä. Seuraavissa kappaleissa selvitetään keskijänniteverkon automatisoinnin ja sähköasemarakenteen yhteyksiä sekä sitä, miten kaukokäytettävät kohteet tulevat vaikuttamaan sähköaseman varakapasiteettitarpeeseen.

7.8.1 Sähköasemien muuntajat

Kahden muuntajan sähköasemilla kaksikiskoista keskijännitekytkinlaitosta käytetään siten, että kumpikin muuntaja syöttää omaa kiskoaan. Tästä seuraa, että sähköaseman muuntajien kuormat ovat täysin tasattavissa muuntajien kesken. Muuntajaviassa molempien muuntajien kuorma tulee toisen muuntajan syötettäväksi, joten epätasaisesta kuormittumisesta ei tällöin ole vaaraa. Kahden muuntajan asemalla taloudelliseen kuormitettavuuteen pääseminen vaatii kuitenkin jonkin verran verkon varatehoa, eli sähköaseman kuormasta osan on oltava siirrettävissä naapurisähköasemille. (Kuusela 1989)

HSV:n sähköasemista 18 asemalla on kaksi muuntajaa ja kolmella asemalla kolme muuntajaa. Kaikilla kolmen muuntajan asemilla on kuitenkin käytössä vain kaksi muuntajaa kerrallaan ja muutamalla kahden muuntajan asemallakin toinen muuntajista on varalla.

Viidellä HSV:n sähköasemalla yksi muuntajista toimii niin sanottuna varamuuntajana. Varamuuntajaksi nimitetään muuntajaa, joka ei normaalitilanteessa ole käytössä. Varamuuntaja otetaan käyttöön vain silloin, kun aseman muista muuntajista joku on vaurioitunut. Varamuuntaja tulee kyseeseen lähinnä sellaisessa tilanteessa, jossa kaksiryhmäisen sähköaseman muuntajakapasiteetti on käynyt liian pieneksi ja

asemalle ei ole tilanpuutteen vuoksi mahdollista rakentaa useampia ryhmiä, eikä uuden sähköaseman rakentaminen ole taloudellisesti kannattavaa. (Kuusela, 1989)

Varamuuntajan edullisin liittämistapa on niin sanottu haarukakytkeä, jossa muuntaja on liitetty aseman kumpaankin kiskoon siten, että se on toisessa ryhmässä a-kiskossa ja toisessa ryhmässä b-kiskossa. Jos muuntaja liitettäisiin vain toiseen ryhmään, sitä ei voitaisi käyttää sellaisissa tilanteissa, joissa kyseinen ryhmä on vaurioitunut ja poissa käytöstä. Varamuuntajaa voidaan pitää myös vaihtoehtona verkon varateholla eli aseman sille kuormalle, joka on siirrettävissä naapuriasemille. Varamuuntajan kustannuksia voidaan siis verrata varatehon aiheuttamiin kustannuksiin. (Kuusela, 1989)

7.8.2 Verkon varakapasiteetti

Jos sähköasemalla on varakapasiteettia, voidaan sähköaseman muuntajakapasiteettia hyödyntää paremmin. Varakapasiteetti riippuu kuitenkin sähköasemien välillä olevista yhteyksistä. Joillain alueilla verkon varatehon järjestäminen voi olla niin kallista, ettei sitä kustannussyistä ole ollut järkevää rakentaa. Kun sähköaseman kapasiteetti uhkaa jäädä pieneksi, vaihtoehtoina on aseman laajentaminen, varamuuntajan hankkiminen tai uuden sähköaseman rakentaminen.

Rengasverkossa varateho voidaan toteuttaa kahdella eri tavalla: asemien välille voidaan rakentaa yhdysjohtoja tai yhteyksiä voidaan rakentaa eri asemien renkaiden välille. HSV:n kj-verkossa on käytössä sekä yhdysjohtoja että eri sähköasemien renkaiden välisiä yhteyksiä. Jos verkon varateho on toteutettu yhdysjohtojen avulla, kulkevat johdot suoraan asemalta toiselle. Tällöin kukin johto antaa kuormitettavuutensa verran verkon varatehoa. Yhdysjohdoilla toteutettu varateho ei kuitenkaan ole käytettävissä, mikäli sähköasemaryhmä, johon yhdysjohto on kytketty, on poissa käytöstä.

Jos taas verkon varayhteydet on toteutettu eri sähköasemilta syötettyjen muuntamoiden välisillä yhteyksillä, kunkin yhteyden antama varateho on noin kaksi kertaa yksittäisen johtolähdön keskimääräinen kuorma. Kaksinkertainen kuormitettavuus saadaan siten, että varayhteyteen liittyvä silmukka voidaan syöttää vika-tilanteessa kokonaan varayhteyden kautta. Tällöin voidaan jossain tapauksissa joutua kytkemään kaksi johtolähtöä rinnan syöttävällä sähköasemalla. Varayhteyden kapasiteetti on jopa kaapelin kuormitettavuuden suuruusluokkaa, jos kaksi johtolähtöä kytketään suoraan syöttävän sähköaseman puolelle rinnan, ja varatehoa voidaan käyttää kytkinlaitoksen kautta myös muille johdoille.

Kustannuksia vertailtaessa voidaan todeta, että varatehon järjestäminen sähköasemalle on varsin kannattavaa verrattuna uuden sähköaseman rakentamiseen tai varamuuntajan hankintaan. Verkon varateholla saavutetaan myös se hyöty, että sähkönsyöttö alueella ei tule täysin riippuvaiseksi vain yhdestä sähköasemasta. Tällä on merkitystä erityisesti sellaisissa tilanteissa, joissa koko sähköasema tuhoutuu esimerkiksi tulipalon vuoksi. Tällöin verkon varateholla voidaan hoitaa osa tuhoutuneen sähköaseman kuormasta. Tämän vuoksi varayhteydet silmukoiden keskeltä ovat perusteltuja, vaikka sähköasema ei varsinaisesti tarvitsisikaan varatehoa. (Kuusela, 1989)

Kaukokäytettävät kohteet nopeuttavat verkosta saatavan varatehon kytkemistä. Tästä seuraa, että vikatilanteessa saattaa olla helpompaa ja turvallisempaa hyödyntää sähköaseman kuorman syöttöön verkon varatehoa, eli siirtää vikaantuneen sähköaseman kuorma viereisten asemien syötettäväksi, kuin hyödyntää varamuuntajaa tai kiskoa. Verkon varatehoon investointi on myös kustannustehokasta, sillä kauko-

ohjausta voidaan hyödyntää myös keskijännitejohdon vioissa ja verkon huoltotöissä. Verkostoautomaatio vähentää siis varamuuntajien tarvetta sähköasemilla, kun varateho saadaan kustannustehokkaammin ja nopeammin verkosta.

Kaukokäytettävät kohteet vaikuttavat sähköasemalla tehtäviin investointeihin. Kun panostetaan keskijänniteverkon automatisointiin, voidaan mahdollisesti säästää sähköaseman investoinneissa. Kun varateho saadaan nopeasti käyttöön kauko-ohjauksella, voidaan parhaassa tapauksessa vähentää sähköaseman muuntajien määrää lisäämällä muuntajien kuormitusastetta ja jättämällä varamuuntajat pois, mikäli verkon varateholla pystytään korvaamaan muuntajan kuorma. Muuntajien määrän vähentäminen uusilla sähköasemilla vaikuttaa laiteinvestointikustannuksien lisäksi myös sähköaseman rakennuskustannuksiin, jotka pienenevät olennaisesti, mikäli kolmen muuntajan sijaan tehdäänkin tilat vain kahdelle muuntajalle.

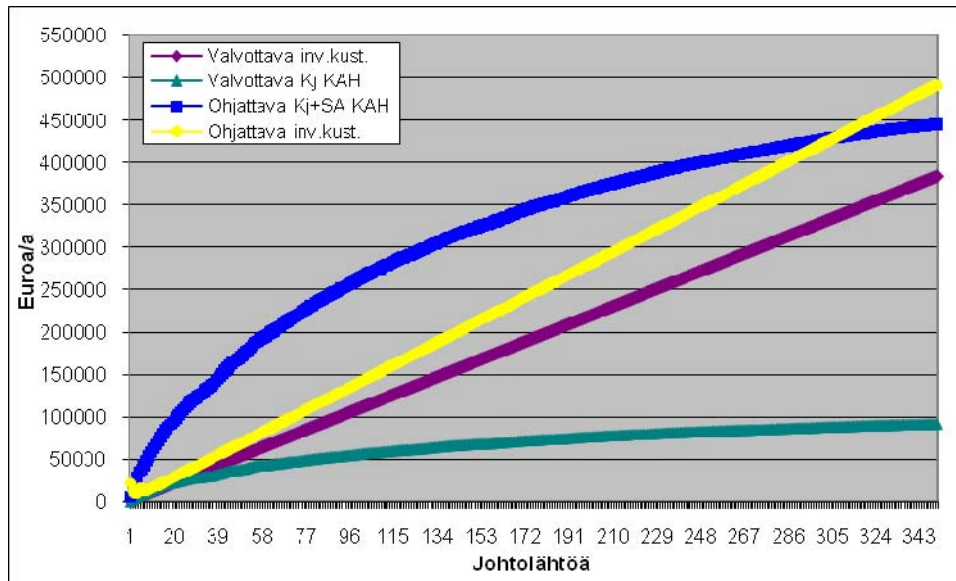
Verkon varatehon lisääntyminen vaikuttaa myös kiskovalintoihin. Mikäli sähköaseman jakelualueen kuorman tiedetään jäävän pieneksi, voidaan jossain tapauksissa mahdollisesti harkita kevyempiä kiskorakenteita. Helsingissä kuormituksen kasvun voidaan kuitenkin ennustaa jatkuvan, mistä syystä kevennetyt kiskoratkaisut tulevat kyseeseen vain tietyillä reuna-alueilla.

7.9 Kaukovalvonnasta saatava hyöty

Kauko-ohjauksesta saatava hyöty voidaan laskea keskeytysajan lyhentymisen perusteella määritetyn KAH-säästön avulla. Kaukovalvonnasta saatavan hyödyn määrittäminen ei ole aivan yhtä suoraviivaista. Kaukovalvonnalla voidaan vikailmaisimien avulla nopeuttaa vianpaikannusta ja -selvitystä, mutta itse kytkentäaikaan pelkällä valvonnalla ei ole vaikutusta. Kaukovalvonnan hyödyn arvioimista vaikeuttaa myös se, ettei keskeytysaikaa ole eritelty tarkemmin käytöntukijärjestelmä DMS:ssä, mistä syystä tarkemman vianpaikannustiedon vaikutusta keskeytysaikaan on vaikea arvioida.

HSV:n keskimääräinen kytkentäaika on 35 minuuttia. Kauko-ohjauksen oletettiin vähentävän kytkentäajan viiteen minuuttiin. Jos oletetaan, että kytkentäajasta ainakin puolet kuluu kytkentäpartion siirtymiseen vikapaikalle, niin pelkästä kaukovalvonnasta saatava keskeytysajan lyhentymisen on enintään puolet kauko-ohjauksella saatavasta.

Kuvassa 27 on esitetty kaukovalvonnan kannattavuus sillä oletuksella, että kaukovalvonnalla voitaisiin vähentää kytkentään kuluva aikaa kj-vioissa 15 minuuttia. Laskennassa on oletettu, ettei kaukovalvonnasta ole hyötyä sähköasemavikojen selvityksessä. Kauko-ohjauksesta saatavassa KAH-säästöissä on sen sijaan huomioitu sekä kj- että sähköasemaviat.



Kuva 27. Kaukovalvonnasta ja kauko-ohjauksesta saatavat vuosittaiset KAH-säästöt ja investointikustannukset johtolähtöjen määrän funktiona.

Kun kaukovalvonnasta saatavaa KAH-säästöä verrataan kauko-ohjauksesta saatavaan KAH-säästöön, havaitaan kuvasta 27, että valvonnasta saatava KAH-säästö on vain noin 20 % kauko-ohjauksesta saatavasta säästöstä. Tämä selittyy sillä, että KAH-säästöä saadaan kaukovalvonnan tapauksessa vain kj-vioista ja niissäkin kytkentäajan vähennys on puolet pienempi kuin kauko-ohjauksella.

Kaukovalvontalaitteiden investointikustannukset ovat noin 22 % pienemmät kuin kauko-ohjattavilla laitteilla, koska kaukovalvottavissa kohteissa ei tarvita moottori-ohjaimia eikä ohjausyksikköä. Tällä ei kuitenkaan ole vaikutusta investoinnin kannattavuuteen valvonnasta saatavien KAH-säästöjen ollessa murto-osa kauko-ohjauksesta saataviin nähden. Kaukovalvontaa on kannattavaa asentaa vain noin 20 johtolähtöön, kun kauko-ohjausta voidaan asentaa noin 305 johtolähtöön. Edellisen perusteella pelkkään kaukovalvontaan ei kannata investoida, koska investoinnista saatava hyöty jää selkeästi kauko-ohjauksesta saatavaa hyötyä pienemmäksi.

Kaukovalvonnasta voidaan kuitenkin saada muutakin hyötyä kuin pelkkiä vianpaikannustietoja. Kaukovalvonta mahdollistaa muuntamon reaaliaikaisen tilan seurannan. Kaukovalvonnalla voidaan tarkkailla jännitteen ja virran lisäksi muuntamotilan ja muuntajan lämpötilaa sekä kuormitusta. Kaukovalvonta vähentääkin paikalla tehtävien mittausten tarvetta, jolloin säästöksi voidaan laskea myös henkilöstön vähentyneet työtunnit mittauksiin liittyen. (Hämäläinen 2009)

Kaukovalvonta helpottaa myös keskeytyssuunnittelua, kun muuntajan tunnitaiset kuormitustiedot saadaan ilman erillistä piirturimittausta. Tunnittaisten kuormitustietojen perusteella keskeytys voidaan ajoittaa ajankohtaan, jolloin muuntajan kuormitus on pienimmillään. Näin minimoidaan keskeytyksestä aiheutuva haitta ja samalla pienenee keskeytyksen aikana tarvittava varasyötön tarve. (Hämäläinen 2009)

Kaukovalvonnan yhteydessä muuntamotilaan voidaan liittää myös erilaisia hälytyksiä, kuten savu-, kosteus-, ilmastointi- tai murtohälytyksiä (VAMP 2009a). Hälytykset lisäävät valvonnasta saatavaa omaisuudenhallinnallista hyötyä. Hälytyksillä voidaan nopeuttaa muuntamotilassa olevien poikkeuksellisten ilmiöiden havaitse-

mista. Poikkeuksellinen ilmiö voi olla esimerkiksi muuntajan lämpeneminen tai muuntamotilassa oleva kosteus, joka saattaisi jäädä ilman hälytyksiä huomaamatta.

7.9.1 Kaukovalvonnasta saatava hyöty omaisuudenhallinnassa

Kaukovalvonnasta saatavaa omaisuudenhallinnallista hyötyä voidaan arvioida seuraavan esimerkin avulla. Kiinteistömuuntamon ilmastointilaitteen hajoamisen seurauksena muuntamotilan lämpötila kohosi, mikä aiheutti muuntajan hajoamisen. Jos oletetaan, että muuntamotilaan olisi laitettu kaukovalvonta ja yksi mitattavista suureista olisi ollut muuntamotilan lämpötila, olisi muuntajan hajoamiselta mahdollisesti voitu välttyä. Tällöin olisi välttytty myös muuntajan vaihdon aiheuttamilta kustannuksilta, jotka riippuvat pitkälti siitä, kuinka monta vuotta muuntajaa olisi voitu vielä käyttää.

Jos 1000 kVA:n muuntajan investointikustannus on noin 17 000 euroa, käyttöikä vähintään 30 vuotta ja korkokanta 5,5 %, voidaan investoinnin aikaistuksen aiheuttamat lisäkustannukset laskea seuraavan yhtälön avulla (Laaksonen 2001):

$$K_n = (1 + i)^n \cdot k, \quad (16)$$

missä k = alussa sijoitettu pääoma,
 i = korkokanta,
 n = aika,
 K_n = pääoma vuoden n kuluttua

Kun vuoden n pääomasta K_n vähennetään alkupääoma k , saadaan selville aikaistuksesta aiheutuneet kustannukset. Laskennan tulokset on esitetty taulukossa 18.

Taulukko 18. Investoinnin aikaistuksen kustannukset.

| Aikaistus | 1v | 2v | 5v | 10v | 15v | 20v | 25v | 30v |
|------------------------|-----|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Aikaistuksen kustannus | 935 | 1921 | 5218 | 12038 | 20952 | 32602 | 47828 | 67727 |

Aikaistuneesta investoinnista aiheutuneiden lisäkustannusten lisäksi muuntajan vaihto asennustöineen maksaa noin 1360 euroa. Kun kustannukset lasketaan yhteen, voidaan valvonnalla säästää noin 2300 – 69 000 euroa vaihdettavan muuntajan iästä riippuen.

Muuntajan vikaantumisen todennäköisyys voidaan laskea HSV:n häiriöilmoitusten avulla. Viimeisen kahdeksan vuoden aikana on hajonnut viisi muuntajaa, mikä tekee vikaantumisen todennäköisyydeksi 0,625 muuntajavikaa/a. Vikaantumisen todennäköisyys muuntamoia kohden saadaan, kun jaetaan vuosittainen vikaantumistodennäköisyys muuntamoiden lukumäärällä. HSV:llä on noin 1700 omaa muuntamoia, jolloin muuntamokohtainen vikaantumistodennäköisyys on 0,000294. Tästä voidaan päätellä, ettei kaukovalvontaa kannata asentaa pelkkien muuntajavikojen perusteella kaikkiin muuntamoihin. Sen sijaan valvonta kannattaa kohdistaa erikoiskohteisiin. Erikoiskohteita ovat esimerkiksi lämpötilaherkät kuivamuuntajat sekä muuntamotilat, joihin kohdistuu normaalista poikkeavia riskejä.

Kaukovalvonnalla saadaan tärkeitä mittaustietoja muuntamon ja muuntajan tilasta. Tarkemman mittaustiedon ansiosta muuntamon kunnonvalvonta on helpompaa ja poikkeamat muuntajan kuormituksessa tai lämpötilassa pystytään havaitsemaan hyvissä ajoin. Kaukovalvonnan ansiosta muuntamot voidaankin uudistaa vasta sitten,

kun saadaan ensimmäiset signaalit laitteiston vanhenemisestä. Kaukovalvonnan avulla muuntamoiden käyttöikä on mahdollista pidentää, mikäli muuntamo on säilynyt hyvin ja kuormitusolosuhteet ovat olleet normaaleja. (Hämäläinen 2009)

Muuntamouudistuksen lykkäyksestä saatava rahallinen säästö puisto- ja kiinteistömuuntamoille voidaan laskea seuraavan yhtälön avulla (Vedenjuoksu 2009):

$$K_n = k \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (17)$$

missä K_n = säästön loppuarvo vuonna n ,
 k = vuosittainen säästö euroissa,
 i = laskentakorko

Taulukossa 19 on esitetty muuntamouudistuksen lykkäyksestä, eli muuntamon käyttöiän pidentymisestä, saatavat säästöt. Vuosittaisena suoritteena on käytetty muuntamouudistuksen vuosikustannusta ja laskentakorkona 5,5 %. Muuntamoiden uudistamisen vuosikustannuksena käytettiin puistomuuntamoille 2062 euroa/a ja kiinteistömuuntamoille 1589 euroa/a. Vuosikustannukset saatiin jakamalla muuntamouudistuksen kokonaiskustannukset 30 vuodella. (Tompuri et al. 2009)

Taulukko 19. Muuntamon käyttöiän pidentymisestä saatavat säästöt.

| Käyttöiän pidentyminen (v) | Puisto mmo (€) | Kiinteistö mmo (€) |
|----------------------------|----------------|--------------------|
| 1 | 2062 | 1589 |
| 2 | 4237 | 3265 |
| 5 | 11508 | 8866 |
| 10 | 26549 | 20455 |
| 15 | 46207 | 35600 |
| 20 | 71898 | 55394 |

Taulukosta 19 havaitaan, että mikäli muuntamon käyttöikä voidaan jatkaa yli viisi vuotta, saadaan merkittäviä säästöjä erityisesti puistomuuntamoissa. Jotta käyttöiän pidentymisestä saatavia säästöjä voitaisiin verrata muuntamouudistuksen investointikustannukseen, tulee säästöt diskontata nykyhetkeen. Säästön nykyarvo saadaan laskemalla seuraavasta yhtälöstä (Vedenjuoksu 2009):

$$K_0 = k \cdot \frac{(1+i)^n - 1}{i \cdot (1+i)^n} \quad (18)$$

missä K_0 = säästön diskontattu alkuarvo

Taulukon 19 diskontatut arvot on esitetty taulukossa 20.

Taulukko 20. Muuntamon käyttöiän pidentymisestä saatavat säästöt diskontattuna.

| Käyttöiän pidentyminen (v) | Puisto (€) | Kiinteistö (€) |
|----------------------------|------------|----------------|
| 1 | 1955 | 1506 |
| 2 | 3807 | 2933 |
| 5 | 8805 | 6784 |
| 10 | 15543 | 11975 |
| 15 | 20697 | 15946 |
| 20 | 24642 | 18985 |

Kun taulukon 20 arvoja verrataan muuntamouudistuksen investointikustannukseen, havaitaan, että 20 vuoden käyttöiän pidennys on diskontattuna noin 40 % muuntamouudistuksen investointikustannuksesta. 10 vuoden käyttöiän pidennys kattaa puolestaan noin 25 % ja viiden vuoden käyttöiän pidennykselläkin saadaan säästettyä jo 15 % muuntamouudistuksen kustannuksista.

8 Kaukokäytettävien kohteiden sijoittaminen

8.1 Yleisiä sijoitusperusteita

Sähköverkon kaukokäytettävien kohteiden sijainnin määrittämiseen voidaan löytää useita eri perusteita. Peruserätyksenä on kuitenkin asiakkaan kokeman keskeytysajan minimointi. Kaukokäytettäviä kohteita kannattaa siis sijoittaa sinne, missä energiankulutus on suurta, ja jossa sähkökatkosta aiheutuva haitta on suurin. Keskeytysajan lyhentämisen johdosta säästyneelle energialle voidaan laskea rahallinen arvo eri asiakasryhmille määritettyjen KAH-arvojen avulla. Suurimmat KAH-arvot ovat palveluntuottajilla sekä teollisuuslaitoksilla.

Asiakkaan kokeman keskeytysajan minimointi voidaan myös toteuttaa varustamalla kulkuyhteyksien kannalta hankalat kohteet kauko-ohjauksella. Näissä kohteissa kauko-ohjauksella voidaan säästää keskeytysajassa moninkertaisesti tavallisiin kohteisiin verrattuna, jolloin myös keskeytyksestä aiheutuva haitta on olennaisesti pienempi. Maantieteellisesti hankalat kohteet ovat huonojen liikenneyhteyksien varrella, kuten saaristoissa, tai etäisyydeltään kaukana kytkentähenkilöstön sijainnista. Kaupungissa hankalat kohteet voivat olla maanalaisissa tunneleissa tai asiakkaiden tiloissa, joihin pääsy on asiakkaasta johtuen hankalaa. Myös liikenneruuhkat voivat hidastaa olennaisesti vianselvitystä, minkä takia kaupunkien keskustoissa sijaitseviin kohteisiin pääsy saattaa hidastua ruuhka-aikana olennaisesti.

HSV:n verkkoteknikoiden mukaan kulkuyhteyksien ja vianselvityksen kannalta hankalimmat kohteet ovat lähes poikkeuksetta asiakasmuuntamoita. Hankala kulku johtuu useimmiten asiakkaan korkeista turvallisuusvaatimuksista, joiden takia muuntamotiloihin saattaa päästä ainoastaan soittamalla vartijalle. Joskus asiakkaat saattavat myös vaihtaa muuntamotilan kulkureitin varrella olevien ovien lukkoja ilmoittamatta siitä verkkoyhtiölle, mikä aiheuttaa viiveen vianselvitystilanteessa. Liikenne hidastaa vianselvitystä Helsingissä vain ruuhka-aikoina ja silloinkin lähinnä keskustan alueella. (Hietanen et al. 2009)

Looginen peruste kaukokäytettävien kohteiden sijoittamiselle on myös vikatiheys. Vikatiheyden perusteella voidaan määrittää ne johtolähdöt, joissa kauko-ohjauksesta olisi eniten hyötyä, eli missä johtolähdöissä viat aiheuttavat eniten kytkentöjä. Jos vikaantumimmat johtolähdöt varustetaan kauko-ohjauksella, säästetään vuosittaisissa keskeytyskustannuksissa, kun sähköt saadaan palautettua nopeammin terveisiin johto-osiin. Kauko-ohjauksen vikatiheysperusteisen sijoittelun kannattavuutta vähentää kuitenkin vikaantumisen satunnaisuus, minkä takia vikatiheyden indikoimat johtolähdöt eivät välttämättä ole vuosittain ja vuosikymmenittäin samoja.

Vikatiheys ei ole myöskään yhtä toimiva indikaattori kaupunkialueella kuin maaseudulla, jossa ilmajohtoa on vielä runsaasti käytössä. Ilmajohtoverkossa vikatiheyden perusteella voidaan löytää ne kohdat, joissa ilmastolliset ja ympäristölliset olosuhteet aiheuttavat eniten vikoja. Kaapeliverkossa vastaavaa hyötyä ei kuitenkaan saavuteta, sillä ilmaston ja ympäristön vaikutukset on minimoitu. Kaapeliverkossa vikatiheyttä nostaa yleisesti rakentamisesta johtuvat kaivut, mitkä lisäävät usein alueen vikatiheyttä muutaman vuoden ajan. Rakentaminen on kuitenkin väliaikainen ilmiö alueella, minkä takia sitä ei kannata käyttää kauko-ohjauksen sijoittamisperusteena.

Kaukokäytettävien kohteiden sijoittamisperusteena voidaan käyttää myös kytkentämääriä. Mitä enemmän kytkentöjä tehdään, sitä enemmän kauko-ohjauksesta on hyötyä. Yleisesti ottaen eniten kytketyt muuntamot ovat kahden tai useamman johtolähdön jakorajamuuntamoita. Eniten kytketyt muuntamot vaihtelevat kuitenkin jos-

sain määrin vuosittain, sillä rakentaminen ja maankaivu lisäävät keskeytyksiä ja aiheuttavat kytkentöjä alueen muuntamoissa. Kytkeäjä tehdään myös huoltojen yhteydessä sekä asiakkaiden pyynnöstä, minkä takia kytkentämääristä pitäisi poistaa suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneet kytkennät, mikäli kytkentämäärien halutaan indikoivan vikaantuneimmat johto-osat.

Kaukokäytettävillä kohteilla voidaan pyrkiä minimoimaan myös sähköasemavikojen vaikutusta. Sähköasemavioissa keskeytyksen vaikutusalue on laajempi ja keskeytysaika usein moninkertainen kj-vikoihin nähden. Sähköasemavikojen vaikutusta voidaan pienentää varustamalla kunkin sähköaseman asemareserviyhteydet kauko-ohjauksilla. Kun asemareserviyhteydet saadaan nopeasti käyttöön, säästytään laajoilta keskeytyksiltä ja parannetaan samalla sähköverkon luotettavuutta.

Sähköasemaviat ovat kuitenkin harvinaisempia kuin kj-viat, eikä niitä tapahdu joka vuosi. Kaukokäytettävistä kohteista saatava hyöty sähköasemavioissa riippuu kuitenkin sähköaseman asemareservien määrästä ja verkon silmukoinnista. Jos asemalla on paljon asemareserviyhteyksiä, voidaan suurin osa sähköaseman kuormasta siirtää naapuriasemien syötettäväksi asemareservien jakorajoja siirtämällä. Joidenkin sähköasemien asemareservit kattavat kuitenkin vain puolet sähköaseman kuormasta, jolloin jäljelle jääville johtolähdöille varasyöttö on järjestetty kiskon kautta muuntajan ollessa poissa käytöstä. Jos kisko vikaantuu, ei asemareserveistä saada kaikkea hyötyä irti.

Edellä mainittujen syiden takia kaukokäytettäviä kohteita ei kannata sijoittaa verkkoon pelkkien sähköasemavikojen perusteella. Sen sijaan kaukokäytettävien kohteiden sijoittaminen sähköasemareserveihin sekä sähköasemavian että kj-vian varalta on kannattavaa, koska samalla laitemäärällä voidaan varautua molempiin vikoihin.

8.2 Johtopituuden vaikutus sijoittamiseen

Vikaantumisen todennäköisyyteen vaikuttaa johtopituus katkaisijaa kohden. Mitä pidempi johtopituus yhtä katkaisija kohden, sitä todennäköisempää on vikaantuminen. Johtopituus vaikuttaa myös vianselvitysaikaan. Kun vika osuu johtopituedeltaan pitkälle johtolähdölle, kestää vian paikantaminen kauemmin kuin lyhyissä johtolähdöissä, ellei käytössä ole etäluettavia vikaindikaattoreita.

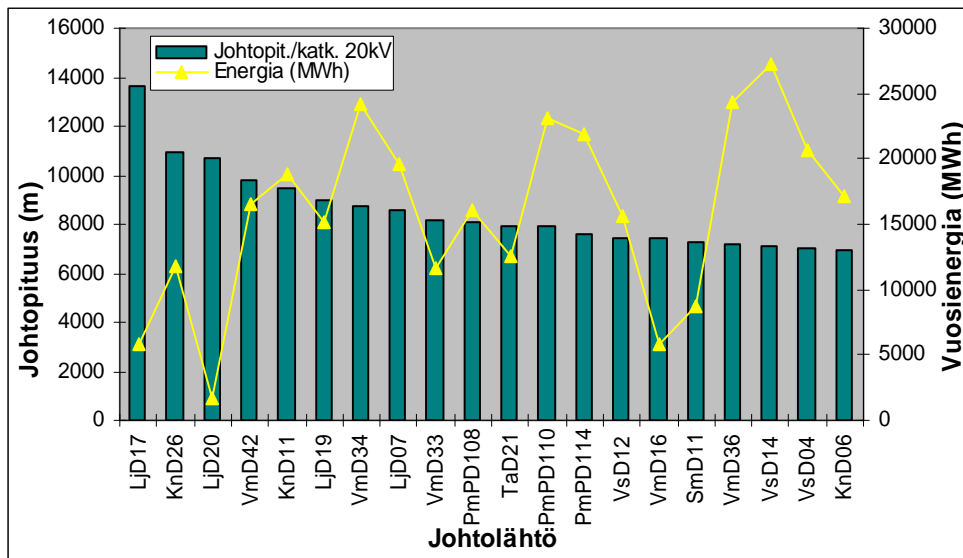
Kaupunkisähköverkossa suurimmat johtopituudet ovat esikaupunkialueella, jossa kuormantiheys on yleensä pienempi kuin ydinkeskustassa. Johtopituuserot näkyvät myös johtolähdön perässä olevien muuntamoiden lukumäärässä ja muuntamotiheydessä. Ydinkeskustassa muuntamotiheys lähentelee 40 mmoa/km², kun vastaava lukema esikaupungissa pientaloalueella on vain 7 mmoa/km² ja maaseudulla muuntamotiheys voi olla vain 0,1 mmoa/km² (Hyvärinen 2008b).

Taulukossa 21 on esitetty HSV:n 10 kV:n ja 20 kV:n jakeluverkkojen johtolähtöjen lukumäärät, muuntamoiden keskimääräinen lukumäärä johtolähdöllä, johtopituuksien keskiarvot sekä muuntamoetäisyyksien keskiarvot. Taulukosta 21 havaitaan jakelualueiden erilaisuus: 10 kV:n verkossa on selvästi lyhyempi johtopituus ja vähemmän muuntamoita johtolähtöä kohden kuin 20 kV:n verkossa. Myös muuntamoiden keskimääräinen etäisyys on pienempi 10 kV:n verkossa.

Taulukko 21. HSV:n 10 kV:n ja 20 kV:n jakeluverkkojen perustiedot.

| | 10 kV | 20 kV |
|-----------------------|-------|-------|
| Johtolähtöjä | 256 | 228 |
| Mmoa/johtolähtö | 4 | 7 |
| Johtopituuden ka | 1667 | 4041 |
| Mmoiden etäisyyden ka | 508 | 593 |

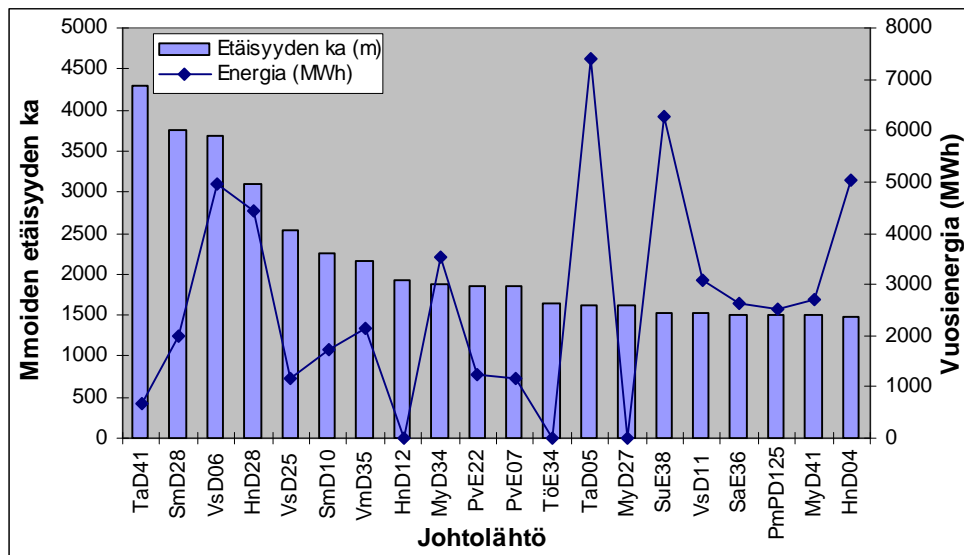
Kuvassa 28 on esitetty HSV:n johtopituudeltaan pisimmät johtolähdöt sekä näiden vuosienergiat. Kuvasta 28 havaitaan, että pisimmät johtopituudet sijaitsevat poikkeuksetta 20 kV:n verkossa, eikä näillä johtolähdöillä ole kovin merkittäviä kuormia muutamaa poikkeusta lukuun ottamatta. Tästä johtuen johtopituus ei yksinään ole kovin hyvä peruste kaukokäytettävien kohteiden sijoittamiselle, sillä vaikka sen perusteella voidaankin löytää suurimmalla todennäköisyydellä vikaantuvat johtolähdöt, ei KAH-arvo näissä johdoissa ole kovin suuri vähäisestä energiankulutuksesta johtuen.



Kuva 28. Johtopituudeltaan pisimmät johtolähdöt ja niiden vuosienergiat.

Johtopituuden lisäksi vikaantumistodennäköisyyttä voidaan arvioida muuntamoiden keskimääräisen etäisyyden perusteella. Muuntamoiden keskimääräinen etäisyys indikoi pitkät johtopituudet siinä mielessä paremmin kuin pelkkä johtopituus, että se huomioi myös muuntamoiden lukumäärän johtolähdöllä.

Kuvassa 29 on esitetty ne HSV:n kj-verkon johtolähdöt, joissa muuntamoiden keskimääräinen etäisyys on suurin. Kuvasta 29 havaitaan, että keskimääräisiltä muuntamoetäisyyksiltään suurimmissa johtolähdöissä energiankulutus on vielä vähäisempää, kuin johtopituudeltaan pisimmissä lähdöissä. Usein suuret muuntamoetäisyydet viittaavat verkon vähäiseen silmukointiin, mikä puolestaan kertoo, ettei alueella ole merkittäviä kuluttajia. Muuntamoiden iso keskimääräinen etäisyys saattaa myös johtua siitä, että johtolähdössä on ainoastaan yksi muuntamo tai kyseinen johtolähtö toimii varasyöttöyhteytenä.



Kuva 29. Johtolähdöt, joissa suurimmat muuntamoiden keskimääräiset etäisyydet sekä näiden johtolähtöjen vuosienenergiat.

Edellä olevien tarkastelujen pohjalta voidaan todeta, ettei kaukokäytettäviä kohteita kannata sijoittaa ensisijaisesti johtopituuden tai muuntamoiden keskimääräisen etäisyyden perusteella, koska näissä kohteista kaukokäytettävyydestä saatava rahallinen hyöty jäisi pieneksi vähäisen energiankulutuksen takia. Johtopituutta ja muuntamoiden etäisyyksiä voidaan kuitenkin hyödyntää energian ja KAH-arvon lisäksi, kun kaukokäytettävien kohteiden sijaintia määritetään yksittäisellä johtolähdöllä muuntamotasolla.

8.3 Sijoituskohteiden valinta ja asennusten kohdentaminen

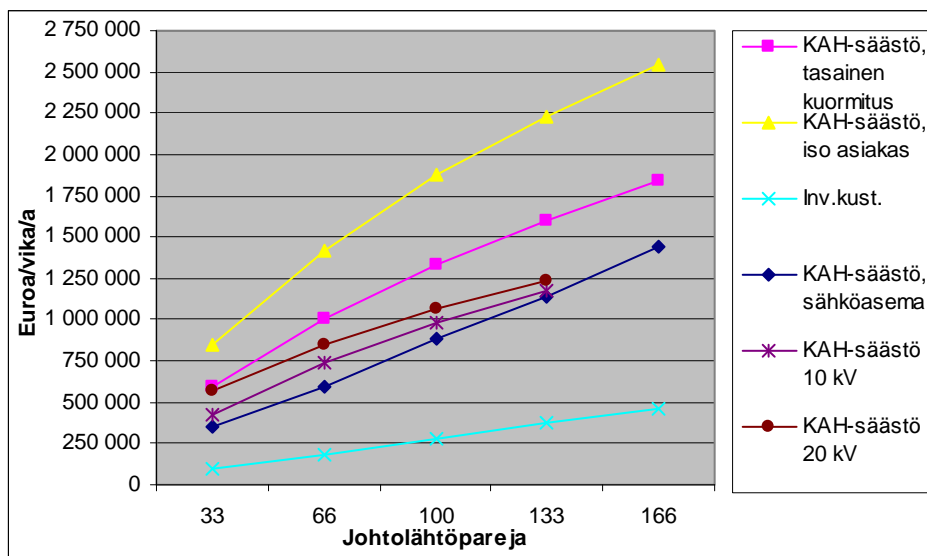
Kaupunkisähköverkossa kaukokäytettävien kohteiden sijoituspaikkojen valinta kannattaa tehdä ensisijaisesti keskeytysajan vähennyksestä saatavan KAH-säästön perusteella. KAH-säästöiltään suurimmissa johtolähdöissä energiankulutus on suurta ja asiakkaiden liiketoiminta sähköstä riippuvaista, jolloin myös keskeytyksestä aiheutuva haitta on suuri.

Kaukokäytettävien kohteiden sijoituskohtia määritettäessä tulisi kuitenkin selvittää, voidaanko kaukokäytettävien kohteiden keskitetystä sijoittamisesta saada jonkinlaista hyötyä. Käyttöhenkilökunnan kannalta kauko-ohjattavien kohteiden keskitetystä sijoittamisesta saadaan selvä hyöty, jos tietyillä sähköasemilla tai alueilla kaikki kytkennät voidaan tehdä kauko-ohjauksella. Kauko-ohjattavat kohteet voitaisiin sijoittaa keskitetysti myös jakelujännitteen mukaan, vain 10 kV:n tai 20 kV:n verkkoon. Kaukokäytettävien kohteiden keskittäminen tietyille sähköasemille tai jakelualueille tarkoittaisi kuitenkin sitä, että osa energiankulutukseltaan tärkeistä johtolähdöistä jäisi ilman kauko-ohjausta. Toisaalta keskittämisen seurauksesta myös pienemmässä kuormassa olevat johdot tulisivat kauko-ohjattaviksi valituilla alueilla.

Kuvassa 30 on esitetty eri kohdistamisperusteiden kustannustehokkuus kauko-ohjauksilla varustettavien johtolähtöparien määrän funktiona. Vuosittainen kj-vioista aiheutuva KAH-säästö on laskettu johtolähdön energian ja EMV:n määrittämien KAH-arvojen avulla. Kauko-ohjauksen on oletettu vähentävän keskijänniteviasta aiheutuvaa keskeytysaikaa puoli tuntia. Laskennassa on oletettu, että kauko-ohjauksella voidaan säästää puolet molempien johtolähtöjen energiasta. Eri kohdistamisperusteina on käytetty kauko-ohjauksien keskittämistä tietyille sähköasemille, 10

kV:n tai 20 kV:n jakelualueelle sekä KAH-säästöperusteista kohdistamista, jossa kauko-ohjaukset sijoitetaan KAH-säästöiltään suurimpiin johtolähtiin ympäri verkkoa.

Vertailun vuoksi sijoittaminen KAH-säästön perusteella on esitetty sekä tasaisesti että epätasaisesti kuormittuneiden johtolähtöjen tapauksessa. Mikäli johtolähtö on epätasaisesti kuormittunut, on johtolähdöllä vain yksi merkittävä asiakas, joka kuluttaa suurimman osan johtolähdön energiankulutuksesta. Epätasaisesti kuormittuneiden johtolähtöparien KAH-säästö on laskettu siten, että suuremmassa kuormassa olevan johtolähdön energiasta voidaan säästää $\frac{3}{4}$ -osaa, ja vastalähdön energiasta puolet. Edellä kuvatuissa laskennoissa ei ole huomioitu johtolähtöjen vikatiheyksiä eikä sähköasemavikojen vaikutusta.



Kuva 30. Asennusten kohdentamisen vaikutus KAH-säästöön.

Kuvasta 30 havaitaan, että kauko-ohjauksesta saadaan yli 40 % suurempi hyöty epätasaisesti kuormittuneissa johtolähdöissä, joissa on ainoastaan yksi merkittävä asiakas verrattuna johtolähtiin, joissa kuorma on tasaisesti jakautunut. Tästä voidaan päätellä, että energiankulutukseltaan suurimpien asiakasmuuntamoiden varustaminen kauko-ohjauksella on taloudellisesti erittäin kannattavaa sekä asiakkaille että verkkoyhtiölle. Epätasaisesti kuormittuneita johtolähtiä, joissa yksi asiakas vastaisi lähes koko johtolähdön energiankulutuksesta, on kuitenkin alle 40 kappaletta HSV:n verkossa, minkä takia kuva 30 ei täysin vastaa todellisuutta.

Kuvan 30 perusteella voidaan myös todeta, ettei kauko-ohjattavien kohteiden kohdentaminen tietyille sähköasemalle ole rahallisesti kannattava vaihtoehto. KAH-säästö on tasaisella kuormituksella parhaimmillaan noin 70 % suurempi, jos kauko-ohjattavat kohteet sijoitetaan vain suurimman KAH-säästön omaaviin, kuin jos kauko-ohjaukset kohdennetaan tietyille sähköasemille. Kaukokäytettävien kohteiden keskittäminen 10 kV:n tai 20 kV:n alueelle ei myöskään ole yhtä kannattavaa kuin KAH-säästöiltään suurimpien johtolähtöjen varustaminen kauko-ohjauksella. KAH-säästöt ovat kuitenkin hieman suuremmat 20 kV:lla kuin 10 kV:lla.

Kuvaa 30 tarkasteltaessa on kuitenkin huomioitava, että laskennassa ei ole huomioitu sähköasemavikojen ja vikatiheyksien vaikutusta, minkä takia vuosittaiset KAH-säästöt eivät ole realistisia. Kuva 30 kuitenkin havainnollistaa eri sijoitusvaihto-

ehtoista saatavia KAH-säästöjen suuruusluokkia, mikä auttaa eri sijoitusvaihtoehtojen keskinäisessä vertailussa.

Jotta kauko-ohjauksesta saatavaa todellista hyötyä voidaan arvioida, tulee laskennassa huomioida keskeytyksien todennäköisyys. Verkon keskeytystiheyden, eli vioista asiakkaille aiheutuvien keskeytyksien tiheyden, huomioiminen pienentää vuosittaista KAH-säästöä ja samalla kauko-ohjauksesta saatava hyötyä olennaisesti.

Keskeytystiheys voidaan määrittää joko koko verkon tasolla tai tietyllä alueella, kuten yksittäisellä sähköasemalla. Koska tarkastelukohteena on kaapeliverkko, jossa keskeytystiheydet ovat yleisesti pienempi kuin ilmajohtoverkossa, päädyttiin keskeytystiheydet määrittämään ainoastaan jakelujännitteiden tasolla. Keskeytystiheyden määrittämistä jakelujännitteiden tarkkuudella tuki myös 10 kV:n ja 20 kV:n verkkojen erilainen käyttötapa: 10 kV:n verkkoa käytetään maasulun aikana, mutta 20 kV:n verkkoa ei. Verkon käyttötapa vaikuttaa merkittävästi keskeytystiheyteen, sillä yli puolet HSV:n kj-verkon vioista on maasulkuja.

HSV:n kj-verkon keskeytystiheydet johtolähtöä kohden 10 kV:n ja 20 kV:n jakeliverkoissa on esitetty taulukossa 22. Keskeytystiheydet on laskettu viiden viimeisen vuoden keskeytyshistorian perusteella. Vanhempi keskeytyshistoria on jätetty huomiotta siitä syystä, että verkon rakenne on muuttunut viimeisen 10 vuoden aikana ilmajohtojen poistumisen myötä, mikä on vaikuttanut suuresti keskeytysmääriin ja keskeytystiheyteen.

Taulukko 22. HSV:n sähköverkon keskeytystiheydet johtolähtöä kohti 10 kV:n ja 20 kV:n verkoissa.

| Kj-keskeytystiheys/johtolähtö | |
|-------------------------------|-------|
| 10 kV | 20 kV |
| 0,037 | 0,158 |

KAH-säästö keskijännitevioissa on laskettu kaavalla (13), ja kaavaan on sijoitettu johtolähdön energia, KAH-arvo, keskeytystiheys ja keskeytysajan säästö, jonka arvona on laskennassa käytetty 30 minuuttia. Sähköasemavikojen tapauksessa KAH-säästö on laskettu kaavan (14) avulla. Sähköasemavioissa keskeytystiheys on määritetty 10 vuoden keskeytyshistorian perusteella. Kymmenen vuoden aikana on ollut 15 sähköasemavikaa, jotka ovat koskettaneet 8,5 sähköasemaa. Keskeytyksien yhteenlaskettu kesto on 16 tuntia 13 minuuttia, kun kestoajasta on vähennetty 10 min kytkentäaika. Sähköasemavian keskiarvoksi vuotta kohden saadaan 1 tunnin ja 37 minuutin keskeytys, joka koskettaa 0,85 sähköasemaa. Yhtälö (14) saadaan muotoon (Siirto 2009):

$$KAH = 0,5 \cdot K_e \cdot P_j \cdot T_{SA} \quad (19)$$

$$T_{SA} = \lambda_s \cdot T_{av} / n_s \quad (20)$$

missä T_{SA} = sähköasemavian keskimääräinen kesto per sähköasema (h),
 T_{av} = sähköasemavian keskimääräinen kesto (h),
 n_s = sähköasemien lukumäärä (kpl)

T_{SA} :n arvo voidaan laskea edellä esitettyjen arvojen avulla:

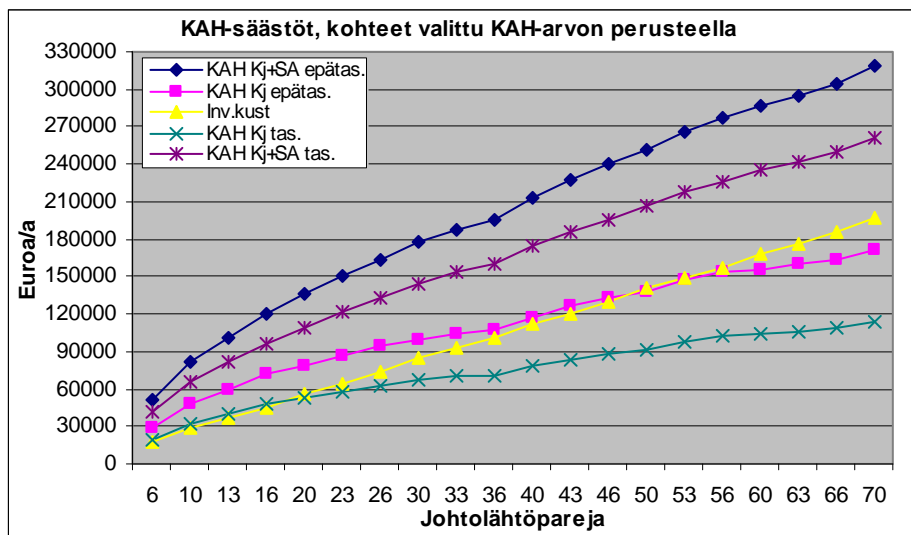
$$T_{SA} = 0,85 \cdot (1 : 37 : 00) / 20 = 00 : 04 : 08 = 0,07h$$

Kun T_{SA} sijoitetaan yhtälöön (19), yhtälö voidaan esittää seuraavassa muodossa:

$$KAH = 0,5 \cdot K_e \cdot P_j \cdot 0,07 \quad (21)$$

Kuvassa 31 on esitetty kaukokäytettävien kohteiden vuosittaiset investointikustannukset ja keskeytystiheyksillä painotetut johtolähtöparien vuosittaiset KAH-säästöt sekä pelkissä kj-vioissa että kj- ja sähköasemavioissa (SA-vika) kaukokäytettävillä kohteilla varustettavien johtolähtöparien määrän funktiona. Kauko-ohjauksella varustettavat johtolähdöt on valittu johtolähtöparin yhteenlasketun KAH-arvon perusteella siten, että KAH-arvoiltaan suurimmat johtolähtöparit varustetaan kauko-ohjauksella ensimmäiseksi.

Kuvassa 31 KAH-säästöt on laskettu sekä tasaisesti että epätasaisesti kuormittuneille johtolähtöpareille. Laskennassa on oletettu, että epätasaisesti kuormittuneilla lähtöpareilla suurempikuormaisen johtolähdön energiasta voidaan palauttaa $\frac{3}{4}$ -osaa ja pienempikuormaisen johtolähdön energiasta vain puolet. Tasaisesti kuormittuneilla lähtöpareilla kummankin johtolähdön energiasta voidaan palauttaa puolet. Johtolähtöparin pienempikuormaisen johtolähdön KAH-arvona on käytetty 300 johtolähdön KAH-arvon keskiarvoa. Keskiarvoa laskettaessa on jätetty huomiotta 100 KAH-arvoltaan suurinta johtolähtöä.



Kuva 31. Investointikustannukset ja KAH-säästöt johtolähtöparien määrän funktiona, kun kohteet valittu KAH-arvon perusteella.

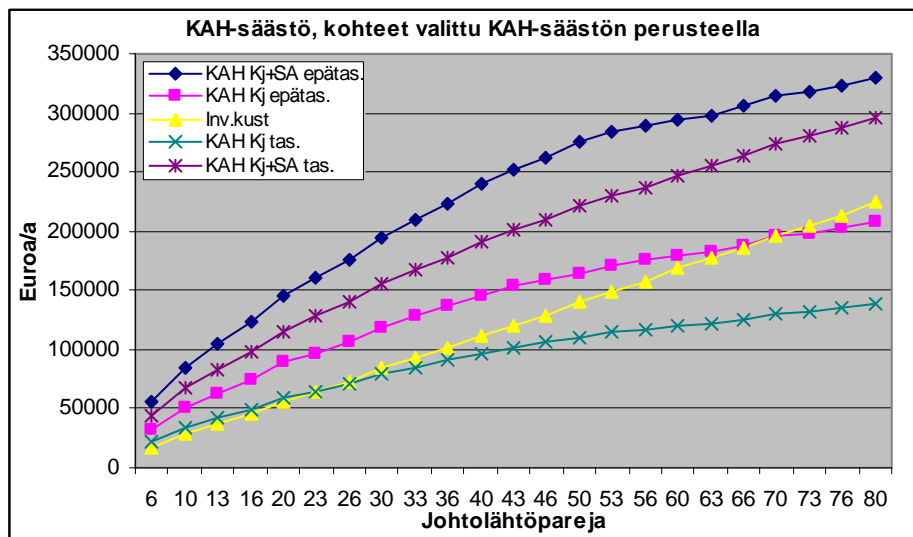
Kuvasta 31 voidaan havaita, että sähköasemavioilla on suurempi vaikutus KAH-säästöön kuin kuormituksen tasaisuudella. Sähköasemavikojen suuri painoarvo selittyy sillä, että asemareserviyhteyksissä samalla laitemäärällä voidaan palauttaa sähköt sekä kj- että SA-vian aikana, jolloin myös KAH-säästöt ovat suuremmat. Asemareserveistä saatavat KAH-säästöt ovat noin 80 – 100 % suuremmat kuin johtoreserveistä saatavat vastaavat. Sähköasemavioissa kauko-ohjauksesta on kuitenkin eniten hyötyä, mikäli useampi kuin yksi sähköaseman asemareserviyhteyksistä on kauko-ohjattavissa. Mitä useampi asemareservi on kauko-ohjattavissa, sitä nopeammin koko sähköaseman kuormalle saadaan palautettua syöttöä.

Kuvasta 31 havaitaan, että pelkistä kj-vioista saatavat KAH-säästöt riittävät noin 50 epätasaisesti kuormittuneen johtolähtöparin kaukokäytettävän kohteen investointikustannusten kattamiseen. Vastaavasti tasaisesti kuormittuneiden johtolähtöjen

KAH-säästöillä kaukokäytettävillä kohteilla voidaan varustaa vain 16 johtolähtöparia. KAH-säästöt pelkissä kj-vioissa ovat tasaisesti kuormittuneilla johtolähtöpareilla noin 33 % pienemmät kuin epätasaisesti kuormittuneilla. Sekä kj- että SA-vioista saatavat KAH-säästöt ovat tasaisesti kuormittuneilla lähtöpareilla kuitenkin vain alle 20 % pienemmät kuin epätasaisesti kuormittuneilla.

Kuva 31 on kuitenkin vain suuntaa antava, sillä HSV:n verkossa on vain alle 40 KAH-arvoltaan koko johtolähdön veroista asiakasta, mistä syystä epätasaisen kuormituksen kuvaajat eivät ole täysin realistisia. Laskennassa ei ole myöskään huomioitu, etteivät kaikki KAH-arvoiltaan merkittävät johtolähdöt ole asemareservejä. Tästä johtuen KAH-säästöt ovat hieman todellista suurempia.

Kuvassa 32 on havainnollistettu vuosittaisia KAH-säästöjä johtolähtöparien määrän funktiona, kun kaukokäytettävät kohteet on valittu KAH-säästön perusteella. Kuvassa 32 kohteiden valintaan vaikuttaa oleellisesti jakelualan keskeytystiheys, mistä syystä vain noin 28 % valituista kohteista on 10 kV:n jakelualueella. Jos kohteiden valinta suoritetaan KAH-arvon perusteella, kuten kuvassa 31, on kohteista 46 % 10 kV:n alueella.



Kuva 32. Investointikustannukset ja KAH-säästöt johtolähtöparien määrän funktiona, kun kohteet valittu KAH-säästön perusteella.

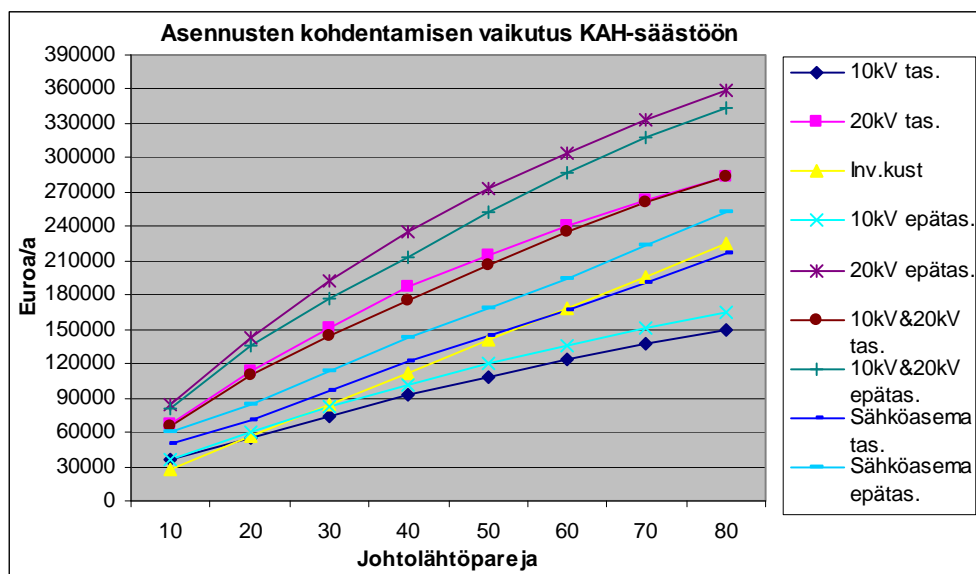
Kuvan 32 mukaan kaukokäytettäviä kohteita kannattaisi sijoittaa noin 23 tasaisesti kuormittuneeseen ja 66 epätasaisesti kuormittuneeseen johtoreserviin. Kuvia 31 ja 32 vertailtaessa voidaan havaita, että kun kohteet valitaan KAH-säästön perusteella, saadaan epätasaisesti kuormittuneista johtoreserveistä parhaimmillaan noin 20 % ja asemareserveistä noin 14 % suuremmat KAH-säästöt, kuin jos asennuskohteet valittaisiin KAH-arvon perusteella. Tasaisesti kuormittuneilla johtolähdöillä KAH-säästön perusteella valituista johtoreserveistä saadaan parhaimmillaan 28 % ja asemareserveistä 10 % suuremmat KAH-säästöt, kuin jos kohteet olisi valittu KAH-arvon perusteella.

Edellisen perusteella voidaan todeta, että kohteiden valintakriteeri vaikuttaa enemmän johto- kuin asemareserveistä saataviin KAH-säästöihin. KAH-säästöperusteinen valinta painottaa kuitenkin keskeytystiheyttä, joka perustuu historiatietoon. KAH-säästöperusteisella valinnalla saadaan suurin hyöty ensimmäisten vuosien aikana, jolloin keskeytystiheyden indikoimat vikaantuneimmat johtolähdöt ovat suunnilleen

samoja. Pidemmällä tähtäimellä KAH-arvoperusteisella valinnalla saadaan kuitenkin todennäköisesti suuremmat säästöt, sillä Helsingissä suurien asiakkaiden energiankulutuksen ja sijainnin voidaan olettaa pysyvän suunnilleen samana.

Edellä on vertailtu eri valintakriteerien ja johtolähtöjen kuormituksen tasaisuuden vaikutusta KAH-säästöön. Kaukokäytettäviä kohteita valittaessa on kuitenkin hyvä selvittää, miten kauko-ohjauksien keskittäminen tietylle alueelle vaikuttaa johtolähdöistä saatavaan KAH-säästöön, kun jakelualueiden keskeytystiheydet otetaan huomioon.

Kuvassa 33 on esitetty eri kohdistusvaihtoehtojen kustannustehokkuus keskeytystiheyksillä painotettuna. Tarkasteltavina kohdistusvaihtoehtoina on kauko-ohjauksien kohdistaminen pelkästään 10 kV:n tai 20 kV:n verkkoon, kohdistaminen tietyille sähkö-asemille sekä kohdistaminen KAH-säästöiltään suurimpiin johtolähtöihin jakelualueesta riippumatta. Kohdistaminen tietyille sähköasemalle tarkoittaa tässä, että valittujen asemien kaikki johtolähdöt ja niiden vastalähdöt varustetaan kauko-ohjauksella.



Kuva 33. KAH-säästöt eri kohdistusvaihtoehtoilla johtolähtöparien määrän funktiona.

Kuvasta 33 havaitaan, että 10 kV:n jakelualueen alhainen keskeytystiheys vaikuttaa olen-naisesti KAH-säästöön, minkä takia kaukokäytettävien kohteiden keskittäminen 10 kV:n alueelle ei ole kannattavaa. Kaukokäytettävien kohteiden keskittäminen tietyille sähköasemille ei myöskään anna suurinta hyötyä. Tasaisella kuormituksella sähkö-asemakeskittämisellä noin 60 johtolähtöparia voidaan varustaa kauko-ohjauksella.

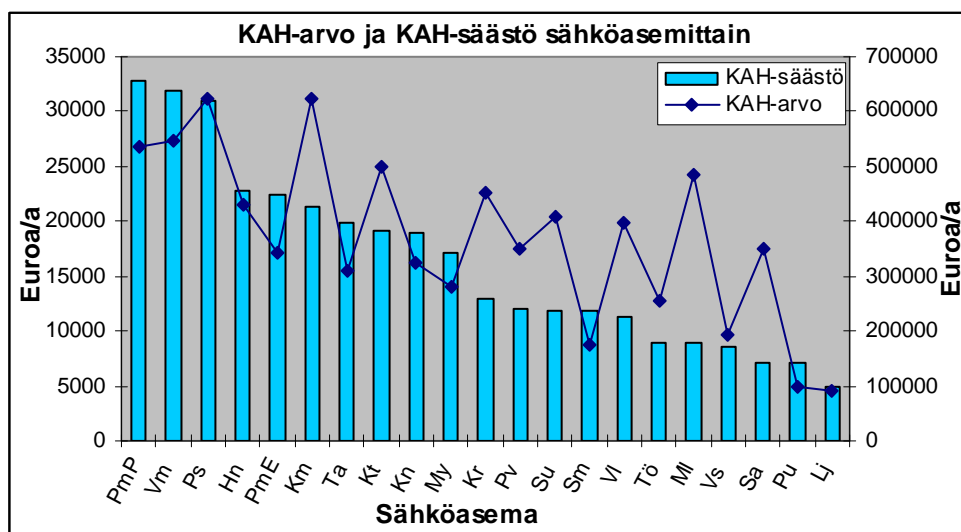
Suurimmat KAH-säästöt saavutetaan, mikäli kaukokäytettävät kohteet sijoitetaan 20 kV:n jakelualueelle tai KAH-säästöiltään suurimpiin johtolähtöihin. Näillä vaihtoehtoilla epätasaisesti kuormittuneista johtolähdöistä saadaan noin 25 % suuremmat KAH-säästöt verrattuna tasaisesti kuormittuneisiin johtolähtöihin. Epätasaisesti kuormittuneita johtolähtöjä on kuitenkin alle 40 kappaletta HSV:n verkossa, mistä syystä epätasaisesti kuormittuneiden johtolähtöjen kuvaajat eivät ole täysin todenmukaisia.

8.3.1 Kaukokäytettävien kohteiden sijoittaminen vyöhykkeittäin

Edellä esitettyjen laskentatulosten valossa kauko-ohjausten keskittäminen tietyille sähköasemille ei ole kannattavaa, mikäli kaukokäytettäviä kohteita sijoitetaan kaikkiin sähköaseman johtolähtöihin. Laskentatulokset osoittivat myös, että kauko-ohjaukset kannattaa sijoittaa asemareserviyhteyksiin, jolloin samalla laitemäärällä saadaan hyöty sekä kj- että SA-vioissa.

Lontoossa kauko-ohjattavien kohteiden sijoittelu perustuu vyöhykemalliin, ja kunkin sähköaseman jakelualueen automaatioaste määritetään alueen keskeytysriskin suuruuden perusteella. Keskeytysriskin suuruutta arvioidaan vian todennäköisyyden ja siitä aiheutuvien vaikutusten avulla. Keskeytysriskin suuruus voidaan laskea keskeytyksen todennäköisyyden ja keskeytyksen vaikutusten tulona. Vaikutuksina voidaan käyttää KAH-arvoja, sillä ne kuvaavat hyvin asiakkaiden kokemaa haittaa rahallisessa arvossa mitattuna. Keskeytyksen todennäköisyyttä kuvaa jakelualueen vikatiheys. Vyöhykemalli ja KAH-säästöön perustuva laskenta pohjautuvat samaan ideaan, mistä syystä tarkastelua on helppo soveltaa HSV:n verkkoon.

HSV:n verkossa vyöhykemalli voidaan luoda sähköasemien KAH-arvon ja vikatiheydellä painotettuun KAH-säästöön avulla. KAH-säästöön laskennassa käytetään yhtälöä (15), joka huomioi kauko-ohjauksen hyödyn sekä kj- että sähköasemavioissa. KAH-säästöjä laskettaessa on myös huomioitu kunkin sähköaseman todellisten asemareservien määrä. HSV:n sähköasemien KAH-arvot ja KAH-säästöt on esitetty kuvassa 34. Kuvan 34 laskennassa on käytetty huhtikuun 2009 kuormitustietoja.



Kuva 34. HSV:n sähköasemien vuosittaiset KAH-arvot ja KAH-säästöt.

Kuvasta 34 havaitaan, että sähköasemien KAH-arvot ja KAH-säästöt eivät ole kaikilla sähköasemilla keskenään suoraan verrannollisia, mikä johtuu jakelualueiden erilaisesta keskeytystiheydestä. Kuvan 34 perusteella HSV:n sähköasemat voidaan kuitenkin jakaa kolmeen eri vyöhykkeeseen sähköaseman KAH-säästöön ja KAH-arvon perusteella.

Kuvasta 34 nähdään, että kolmella HSV:n sähköasemalla vuosittainen KAH-arvo ja kauko-ohjauksesta saatava KAH-säästö ovat selvästi muita asemia suuremmat. Näiden lisäksi kolmella sähköasemalla on suuri KAH-arvo, mutta olennaisesti pienempi KAH-säästö. Näille kuudelle sähköasemalle kauko-ohjausta kannattaa keskittää muita alueita enemmän, koska näillä alueilla keskeytysriski on suurin. Keskeytys-

riskiltään suurimmat sähköasemat PmP, Vm, Ps, Hn, Km ja Kt kuuluvat vyöhykkeeseen 1.

Vyöhykkeeseen 2 kuuluu 6 – 7 sähköasemaa, joiden vuosittainen KAH-arvo on yli 280 000 euroa ja KAH-säästö alle 20 000 euroa. Vyöhykkeen 2 sähköasemilla keskeytysriski on keskinkertainen, mistä syystä kaukokäytettäviä kohteita kannattaa sijoittaa vain tärkeimpiin johtolähtöihin, kuten asemareserveihin ja muutamiin KAH-säästöiltään merkittäviin johtoreserveihin.

Viimeiseen vyöhykkeeseen 3 kuuluvien sähköasemien keskeytysriski on alhainen. Tästä syystä kaukokäytettäviä kohteita ei kannata sijoittaa aseman sisäisiin yhteyksiin, vaan ainoastaan niin moneen asemareserviin, että sähköaseman kuorma voidaan syöttää toiselta asemalta sähköasemavian sattuessa. Alhaisen riskin sähköasemia HSV:n verkossa on valintakriteeristä riippuen 8 – 9 kappaletta.

Taulukossa 23 on esitetty HSV:n sähköasemille tehty vyöhykemalli. Taulukossa 23 näkyvät kunkin sähköaseman KAH-arvot, KAH-säästöt, aseman kuorman syöttämiseen tarvittavien asemareservien määrä (AS-res.), KAH-säästöjen perusteella laskettu automatisoitavien, eli kaukokäytettäville kohteilla varustettavien, johtolähtöjen määrä (Autom.lähdöt), KAH-arvon ja -säästön perusteella määritetty vyöhyke (V), jakelu-alue (Aalue) sekä sähköaseman johtolähtöjen lukumäärä (JL). Taulukon 23 KAH-arvot ja -säästöt on laskettu huhtikuun ja syyskuun 2009 kuormitustietojen keski-arvon perusteella.

Lisäksi taulukossa 23 on esitetty automatisoitavien johtolähtöjen määrän suhde sähköaseman lähtöjen määrään (Autom.lähdöt/JL), sähköaseman asemareservien suhde automatisoitavien johtolähtöjen määrään (AS-res./Autom.lähdöt) sekä asemareservien suhde johtolähtöjen määrään (AS-res./JL). Koko sähköaseman kuorman siirtoon tarvittava asemareservien määrä on laskettu johtojen siirtotehon avulla. 10 kV:lla johtolähtöjen siirtoteho noin 5 MW ja 20 kV:lla 8 MW. HSV:n sähköasemilla asemareservejä tarvitaan noin 2 – 4 kappaletta 20 kV:n sähköasemien kuormien syöttämiseen ja vastaavasti 3 – 6 kappaletta 10 kV:n sähköasemien kuormien syöttämiseen.

Taulukko 23. Vyöhykemalli HSV:n sähköasemille.

| SA | KAH-arvo (€/h) | KAH-säästö (€/a) | AS-res. | Autom. lähdöt | V | Alue | JL | Autom. lähdöt /JL (%) | As-res./ Autom. lähdöt | AS-res./ JL |
|-----|----------------|------------------|---------|---------------|---|------|----|-----------------------|------------------------|-------------|
| Ps | 706115 | 34145 | 4 | 24 | 1 | 20kV | 16 | 152 % | 16 % | 25 % |
| Km | 761569 | 25121 | 6 | 17 | 1 | 10kV | 35 | 49 % | 35 % | 17 % |
| Kt | 631388 | 24203 | 5 | 17 | 1 | 10kV | 27 | 64 % | 29 % | 19 % |
| Vm | 621310 | 36421 | 4 | 25 | 1 | 20kV | 27 | 93 % | 16 % | 15 % |
| Kr | 575400 | 16469 | 5 | 11 | 2 | 10kV | 27 | 41 % | 45 % | 19 % |
| Hn | 547568 | 29398 | 3 | 20 | 1 | 20kV | 28 | 71 % | 15 % | 11 % |
| PmP | 662448 | 39765 | 3 | 28 | 1 | 20kV | 25 | 113 % | 11 % | 12 % |
| MI | 494246 | 9164 | 5 | 6 | 3 | 10kV | 21 | 29 % | 83 % | 24 % |
| Su | 506739 | 14007 | 5 | 10 | 2 | 10kV | 43 | 23 % | 50 % | 12 % |
| PmE | 431918 | 28202 | 3 | 20 | 2 | 20kV | 12 | 167 % | 15 % | 25 % |
| VI | 512516 | 14364 | 4 | 10 | 2 | 10kV | 26 | 39 % | 39 % | 15 % |
| Kn | 338465 | 19131 | 4 | 13 | 2 | 20kV | 21 | 62 % | 31 % | 19 % |
| Sa | 402693 | 8378 | 4 | 6 | 3 | 10kV | 26 | 23 % | 67 % | 15 % |
| Pv | 342206 | 12635 | 5 | 9 | 2 | 10kV | 29 | 31 % | 56 % | 17 % |
| Ta | 235907 | 14243 | 4 | 10 | 3 | 20kV | 27 | 38 % | 39 % | 15 % |
| My | 336177 | 20796 | 4 | 14 | 2 | 20kV | 21 | 67 % | 29 % | 19 % |
| Tö | 306520 | 10833 | 3 | 7 | 3 | 10kV | 22 | 32 % | 43 % | 14 % |
| Vs | 229080 | 10088 | 2 | 7 | 3 | 20kV | 20 | 36 % | 28 % | 10 % |
| Sm | 176044 | 12030 | 2 | 8 | 3 | 20kV | 14 | 57 % | 25 % | 14 % |
| Lj | 91613 | 4987 | 2 | 3 | 3 | 20kV | 8 | 38 % | 67 % | 25 % |
| Pu | 96755 | 7119 | 1 | 5 | 3 | 20kV | 9 | 56 % | 20 % | 11 % |

Taulukon 23 tuloksia tarkasteltaessa havaitaan, että vyöhykkeen 1 sähköasemilla automatisoitavien johtolähtöjen suhde sähköaseman johtolähtöjen määrään on yli 49 %. Suhdeluvun suuruus riippuu kuitenkin paljon sähköaseman johtolähtöjen määrästä. Muutamalla asemalla suhdeluku on yli 100 %. Näillä asemilla KAH-säästö riittää vielä kaikkien sähköaseman johtolähtöjen automatisoinnin jälkeen muutaman johtolähdön automatisointiin. Esimerkiksi sähköasemalla Ps automatisoitavien ja sähköaseman johtolähtöjen suhdeluku on 152 %, jolloin KAH-säästöllä voidaan automatisoida kaikki sähköaseman 16 johtolähtöä ja niiden lisäksi vielä 8 vasta-aseman johtolähtöä.

Vyöhykkeen 2 sähköasemilla automatisoitavien ja sähköaseman johtolähtöjen suhdeluku on 23 – 167 % välillä. Suuri hajonta johtuu siitä, että kunkin sähköaseman vyöhykettä määritettäessä huomioidaan myös KAH-arvo. KAH-arvosta johtuen sähköasema PmE on vyöhykkeessä 2, vaikka se KAH-säästön perusteella kuuluisi vyöhykkeeseen 1. Jos sähköasemat jaettaisiin vyöhykkeisiin pelkästään KAH-säästön perusteella, vaihtelisi automatisoitavien johtolähtöjen määrä vyöhykkeen sisällä vähemmän. KAH-arvon huomioiminen vyöhykemallissa edesauttaa kuitenkin varautumaan verkon rakenteen muutoksiin, koska KAH-arvo ei huomioi muuttuvaa keskeytystiheyttä.

Vyöhykkeen 1 sähköasemien asemareservien ja automatisoitavien johtolähtöjen suhde on 11 – 35 % välillä, kun vyöhykkeen 3 asemilla suhdeluku on 20 – 83 %. Vyöhykkeen 3 sähköasemilla voidaan siis automatisoida asemareservien lisäksi vähemmän johtolähtöjä kuin vyöhykkeeseen 1 kuuluvilla asemilla. Asemareservien ja johtolähtöjen määrän suhde kertoo, kuinka hyvin kyseisen aseman kuorma voidaan siirtää viereisille sähköasemille. Asemareservien määrä vaikuttaa myös KAH-säästön

suuruuteen, koska asemareserveistä saadaan paremmat KAH-säästöt kuin johto-reserveistä.

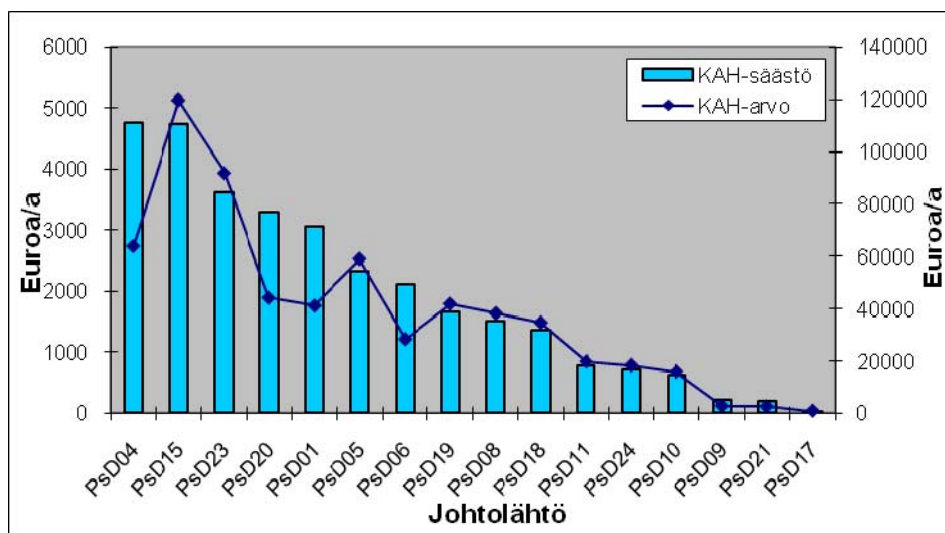
Automatisoitavien johtolähtöjen lukumäärä kertoo, kuinka monta sähköaseman johtolähtöä on kustannustehokasta automatisoida. Automatisoitavien johtolähtöjen lukumäärä on laskettu jakamalla sähköaseman KAH-säästö johtolähdön automatisoinnin investointikustannuksella. Johtolähdön automatisoinnin kustannuksena on käytetty 1,5 kaukokäytettävän kohteen investointikustannusta. Vyöhykkeen 1 sähköasemilla voidaan automatisoida 17 – 28 johtolähtöä. Vyöhykkeeseen 2 kuuluvilla asemilla KAH-säästö riittää 9 – 20 johtolähdön automatisointiin, kun vyöhykkeen 3 asemilla voidaan automatisoida 3 – 10 johtolähtöä.

Jos vyöhykemallilla halutaan selkeyttää kaukokäytettävien kohteiden sijoittelua, voidaan automaatioaste vakioda vyöhykkeen sisällä. Taulukon 23 perusteella vyöhykkeen 1 sähköasemien automaatioasteeksi voidaan valita esimerkiksi 90 %, joka on suunnilleen vyöhykkeen automatisoitavien lähtöjen ja aseman johtolähtöjen suhdeluvun keskiarvo. Vastaavasti vyöhykkeen 2 automaatioaste voisi olla esimerkiksi 60 % ja vyöhykkeen 3 automaatioaste jäisi alle 40 %.

Toisaalta vyöhykkeen 3 asemilla voitaisiin automatisoida pelkästään aseman kuorman syöttämiseen tarvittavat asemareservit, jolloin automaatioaste jäisi noin 16 %:iin. Jos vyöhykkeen 3 automaatioastetta lasketaan, voidaan vyöhykkeiden 1 ja 2 automaatioastetta vastaavasti nostaa.

Vyöhykemallin etuna on joustavuus. Jos kuormat kasvavat merkittävästi jollakin sähköasemalla, on sähköaseman automaatioastetta helppo nostaa. Lisäksi vyöhykemalli helpottaa käyttökäytökunnan työtä, kun automaatioasteet on määritetty sähköasemittain. Tällöin kunkin sähköaseman automaatioaste on helposti tarkastettavissa ja kytkentöjen suunnittelu helpompaa, kuin jos automatisoitavat lähdöt olisi valittu yksitellen pelkän KAH-säästön perusteella ja ripoteltu ympäri verkkoa.

Kun sähköasemat on jaettu eri vyöhykkeisiin, tehdään johtolähtökohtainen tarkastelu kullekin sähköasemalle. Näin saadaan selville, mihin johtolähtöihin kauko-ohjaukset kannattaa sijoittaa. Kuvassa 35 on havainnollistettu erään vyöhykkeen 1 sähköaseman KAH-säästöjä ja KAH-arvoja johtolähdöittäin.

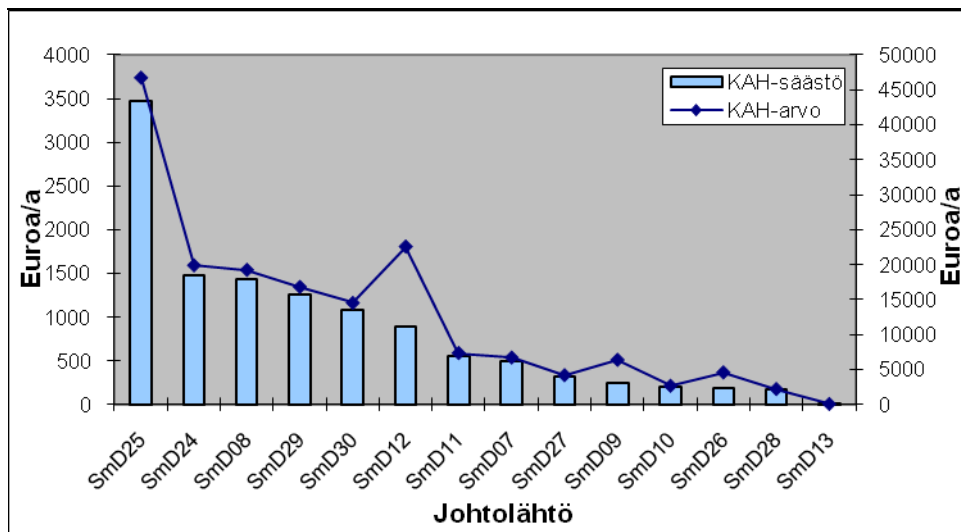


Kuva 35. Erään vyöhykkeen 1 sähköaseman johtolähtöjen KAH-arvot ja KAH-säästöt.

Kuvasta 35 voidaan selvästi havaita, että johtolähdön KAH-säästö ei ole suoraan verrannollinen KAH-arvon suuruuteen. Tämä johtuu siitä, että sähköaseman johtolähdöt jakautuvat johto- ja asemareserveihin. Asemareserveillä KAH-säästö on suurempi, sillä niissä samalla laitemäärällä voidaan vaikuttaa sekä kj- että sähköasemavikoihin. Kauko-ohjauksilla varustettavia johtolähtöjä valittaessa kannattaa kuitenkin huomioida myös KAH-arvo, sillä se ei ole riippuvainen keskeytystiheydestä, kuten KAH-säästö. Tästä syystä KAH-arvo muuttuu ajan kuluessa vähemmän kuin KAH-säästö.

Kaukokäytettävillä kohteilla varusteltavien johtolähtöjen lukumäärän optimointi kullekin sähköasemalle onnistuu vertaamalla johtolähtöjen yhteenlaskettua vuosittaista KAH-säästöä automatisoinnin investointikustannuksiin. Johtolähdön automatisoinnin, eli 1,5 kaukokäytettävän kohteen, investointikustannukset ovat noin 1400 euroa vuodessa. Kuvan 35 asemalla johtolähtöjen yhteenlaskettu KAH-säästö riittää 24 johtolähdön automatisointiin.

Kuten jo aiemmin todettiin, asemareservejä kannattaa automatisoida, koska niistä saadaan keskimäärin suuremmat KAH-säästöt kuin johtoreserveistä. Asemareserveistä ei kuitenkaan saada täyttä hyötyä, mikäli asemareservejä ei ole riittävästi koko sähköaseman kuorman varasyöttöön. Kuvan 35 sähköaseman kuorman syöttämiseen tarvitaan vähintään neljä asemareserviä. Tämä tarkoittaa, että neljä aseman lähtöä ja neljä vastakkaisten asemien lähtöä varustetaan kauko-ohjauksella. Tämän jälkeen voidaan vielä automatisoida 16 johtolähtöä eli kahdeksan johto- tai asemareserviä.



Kuva 36. Erään vyöhykkeen 3 sähköaseman johtolähtöjen KAH-arvot ja KAH-säästöt.

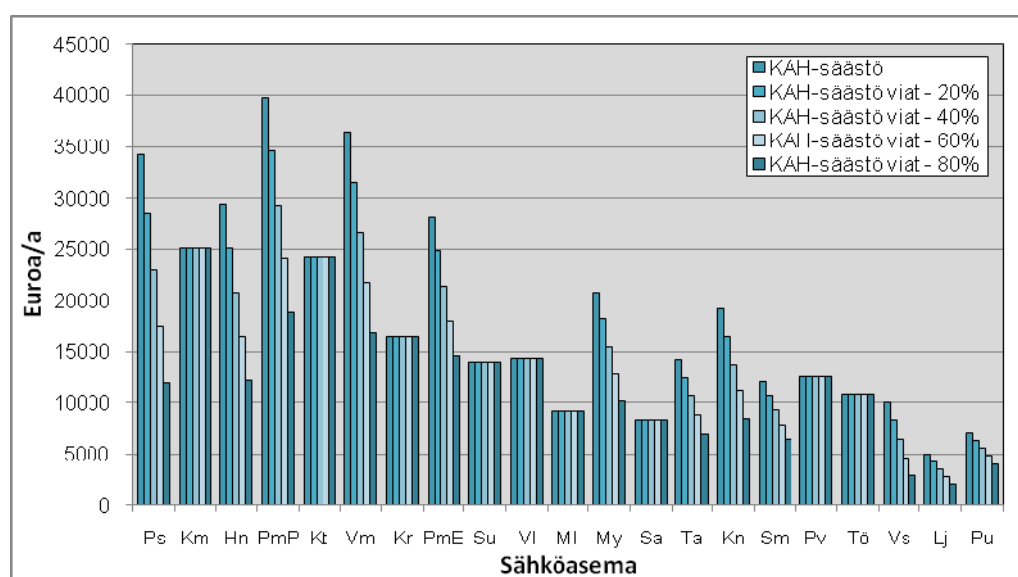
Kuvassa 36 on havainnollistettu vyöhykkeeseen 3 kuuluvan sähköaseman KAH-arvoja ja KAH-säästöjä. Kuvasta 36 havaitaan, että ainoastaan yhdestä johtolähdöstä saadaan merkittävä KAH-säästö. Jos kuitenkin halutaan varautua sähköasemahäiriöihin koko verkon tasolla, kannattaa kuvan 36 sähköaseman kuorman syöttämiseen tarvittavat kaksi asemareserviä varustaa kauko-ohjauksella. Tällöin reserviyhteydet saadaan nopeasti käyttöön, mikäli sähköasemahäiriö osuu kuvan 35 asemalle tai viereisille asemille.

8.4 Kompensoinnin vaikutus

HSV:n keskijänniteverkko on maasta erotettu. Maasulkusuojaus on ollut 10 kV:n jakelualueella hälyttävä ja 20 kV:lla laukaiseva. Tulevaisuudessa 20 kV:n alueelle ollaan kuitenkin harkitsemassa verkon kompensointia ja uusimmalle 20 kV:n sähköasemalle onkin asennettu Helsingin ensimmäinen sammutettu järjestelmä. Kompensoinnin myötä 20 kV:n keskeytystiheys tulee pienenevän, kun verkkoa voidaan käyttää maasulun aikana. Kompensoidussa verkossa maasulku ei näy asiakkaalle keskeytyksenä.

Tällä hetkellä HSV:n kj-vioista noin 60 – 70 % on maasulkuja. Lisäksi kj-vioista noin 70 % on 20 kV:n jakelualueella. Edellisen perusteella voidaankin arvioida, että kj-viat vähentyisivät kompensoinnin myötä koko HSV:n verkossa noin 50 %. Vaikka kompensointi onkin käytössä vasta yhdellä 20 kV:n jakelualueen 12 sähköasemasta, kannattaa kompensoinnin vaikutus huomioida kauko-ohjattavia kohteita sijoitellessa. (Loukkalahti 2009)

Kuvassa 37 on esitetty, miten kompensointi vaikuttaa 20 kV:n sähköasemien KAH-säästöön, mikäli kj-viat vähenevät 20 kV:lla 20, 40, 60 ja 80 %. 10 kV:n jakelualueen keskeytystiheyden on oletettu pysyvän ennallaan, koska 10 kV:n verkkoa voidaan käyttää jo nyt maasulussa. Kuvan 37 KAH-säästöt on laskettu keskiarvona huhtikuun 2009 ja syyskuun 2009 kuormitustiedoista. Kompensoinnin vaikutus sähköasemien KAH-säästöihin on esitetty tarkemmin liitteessä 2.



Kuva 37. Kompensoinnin vaikutus vuosittaisiin KAH-säästöihin.

Kuvasta 37 havaitaan, ettei kompensoinnin huomioinen vaikuta juurikaan vyöhykkeen 1 sähköasemiin. Suurimman KAH-säästön sähköasemilla kompensointi tiputtaa KAH-säästöä merkittävästi vasta silloin, kun 20 kV:n viat ovat vähentyneet yli 60 %. Vyöhykemalli perustuu kuitenkin myös KAH-arvoon, mistä syystä kompensoinnin huomioiminen ei juuri muuta vyöhykkeeseen 1 kuuluvien sähköasemien joukkoa.

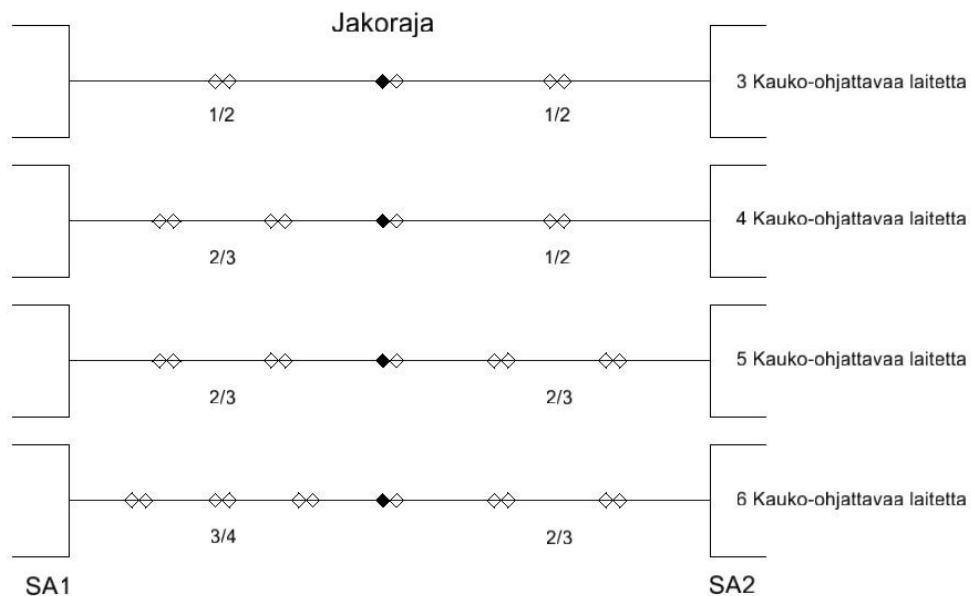
Kompensointi vaikuttaisi vyöhyketarkasteluun vasta silloin, kun 20 kV:n viat ovat vähentyneet 80 %:lla. Tällöin sähköasemat Ps ja Hn tippuisivat vyöhykkeeseen 2 ja vyöhykkeeseen 1 nousisi puolestaan asemat Kr ja PmE. Vastaavasti sähköasema Kn tippuisi vyöhykkeestä 2 vyöhykkeeseen 3 ja vyöhykkeeseen 2 nousisi tilalle sähköasema Tö.

8.5 Kaukokäytettävien kohteiden sijoittaminen johtolähdöllä

Kun kauko-ohjauksella varustettavat johtolähdöt on määritetty KAH-säästön avulla, tulee kaukokäytettävien kohteiden sijainti määrittää muuntamotasolla. Teoreettisessa tarkastelussa kaukokäytettävien kohteiden sijainti voidaan optimoida johtolähdön energian ja KAH-säästön avulla. Lähtökohtaisesti kauko-ohjattavat kohteet kannattaa sijoittaa johtolähtöjen jakorajaan, jonka tulisi olla johtolähtöjen yhteenlasketun energian puolivälissä, sekä kummankin johtolähdön energiapuoliväliin. Edellisellä sijoittelulla pystytään takaamaan se, että vikatilanteessa voidaan palauttaa aina puolet vikaantuneen johtolähdön energiasta.

Kaukokäytettävien kohteiden sijaintia määritettäessä kannattaa myös huomioida johtolähdön syöttämät asiakkaat ja pyrkiä minimoimaan viasta asiakkaille aiheutuva haitta. Haitan minimointi onnistuu sijoittamalla kaukokäytettävät kohteet tärkeiden kuluttajien läheisyyteen, jolloin näille kuluttajille pystytään kytkemään varasyöttö mahdollisimman nopeasti johtolähdön vikaantuessa.

Kuvassa 38 on havainnollistettu, miten kaukokäytettävät kohteet voidaan sijoittaa johtolähdöllä. Kuvaan 38 on myös merkitty kunkin johtolähdön alapuolelle, kuinka suuri osa johtolähdön energiasta voidaan palauttaa kullakin kaukokäytettävien kohteiden määrällä. Mitä useampaan muuntamoon asennetaan kauko-ohjaus, sitä suurempi osa kummankin johtolähdön energiasta voidaan palauttaa kauko-ohjauksella vikatilanteessa.



Kuva 38. Kaukokäytettävien kohteiden sijoitteluvaihtoehdot johtolähdöllä.

Kauko-ohjauksella varustettavat kohteet voidaan sijoittaa joko tasaisesti johtolähtöparin pituudelle tai epätasaisesti siten, että suuremman energian ja KAH-säästön johtolähdössä on enemmän kauko-ohjattavia kohteita. Periaatteessa kunkin johtolähtöparin kuorma pyritään jakamaan mahdollisimman tasan johtolähtöjen kesken, mutta välillä verkon rakenne saattaa estää jakorajan sijoittamisen johtolähtöjen energiapuoliväliin. Normaalisti johtolähtöjen kuormia voidaan kuitenkin tasata jakorajaa siirtämällä.

Käytännössä johtolähtöparin yhteenlaskettu energia ja KAH-säästö ovat aina hieman epätasaisesti jakautuneita. Tämä johtuu erilaisista asiakkaista, joiden energiankulutus ja KAH-arvot eroavat merkittävästi toisistaan. Tästä syystä energiapuoliväli ei välttä-

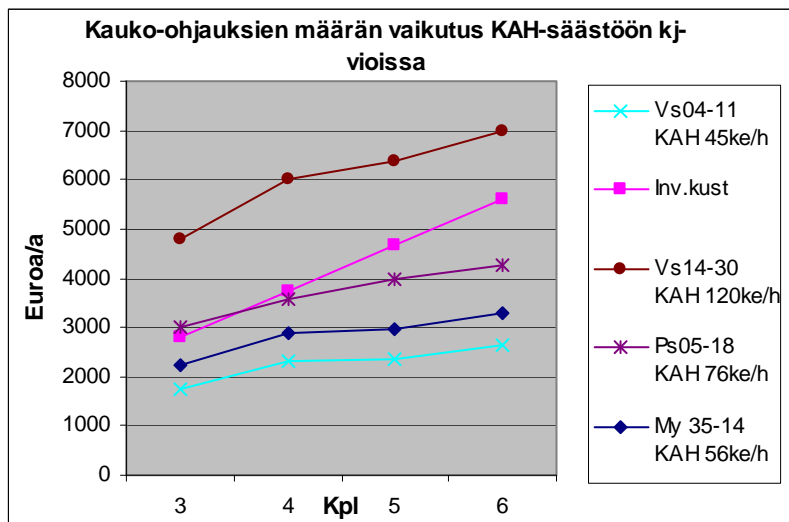
mättä ole läheskään samassa paikassa, kuin johtolähdön yhteenlasketun KAH-säästön perusteella määritetty puoliväli. Lisäksi jakorajapaikan valintaan vaikuttavat verkon solmupisteet, kojeistojen rakenteet ja kulkuyhteydet.

Myös johtolähdön johtopituus ja muuntamoiden etäisyydet kannattaa ottaa joissain tapauksissa huomioon kaukokäytettäviä kohteita valittaessa, sillä keskeytyksen todennäköisyys riippuu johtopituudesta. Tästä syystä kaukokäytettäviksi kohteiksi ei välttämättä kannata valita kahta vierekkäistä muuntamoaa, joiden etäisyys on 200 metriä, jos esimerkiksi johtolähdön ensimmäisen muuntamon ja sähköaseman etäisyys on moninkertainen. Edellisessä tapauksessa vikaantuminen on todennäköisintä sähköaseman ja ensimmäisen muuntamon välisessä johto-osassa, jolloin myös kauko-ohjauksesta on todennäköisemmin hyötyä.

8.5.1 Laitemäärän vaikutus KAH-säästöön johtolähdöllä

Kaukokäytettävien kohteiden lukumäärä johtolähdöllä vaikuttaa kauko-ohjauksella säästettävän energian määrään ja samalla KAH-säästön suuruuteen. Mikäli kauko-ohjattavia kohteita on kolme johtolähtöparia kohden, voidaan vikatilanteessa palauttaa puolet kummankin johtolähdön energiasta. Jos kohteita on neljä, voidaan toisen johtolähdön energiasta palauttaa puolet ja toisen energiasta $\frac{2}{3}$ -osaa. Vastaavasti viidellä kauko-ohjattavalla kohteella voidaan palauttaa $\frac{2}{3}$ -osaa kummankin johtolähdön energiasta ja kuudella kohteella $\frac{3}{4}$ -osaa ja $\frac{2}{3}$ -osaa johtolähtöjen energiasta. Eri sijoitteluvaihtoehdot on esitetty kuvassa 38.

Kuvassa 39 on havainnollistettu kauko-ohjattavien kohteiden määrän vaikutusta vuosittaiseen, pelkistä kj-vioista, saatuun KAH-säästöön muutamalla esimerkijohdölähtöparilla. Vuosittainen KAH-säästö on kerrottu keskeytystiheydellä, jonka arvo 20 kV:n verkossa on 0,158 vikaa johtolähtöä kohden. Johtolähtöparin yhteenlaskettu KAH-arvo on merkitty kunkin lähtöparin otsikon alapuolelle.



Kuva 39. Kauko-ohjattavien kohteiden määrän vaikutus KAH-säästöön keskiarvovioissa.

Kuvasta 39 havaitaan, että mitä pienempi johtolähtöparin yhteenlaskettu KAH-arvo on, sitä vähemmän kauko-ohjattavien kohteiden määrä vaikuttaa vuosittaiseen KAH-säästöön. Merkittävää säästöä kauko-ohjattavien kohteiden lisäyksellä saadaan vasta KAH-arvoltaan yli 100 000 euron lähtöpareilla, joita HSV:n verkossa on vain noin prosentti kaikista lähtöpareista. Tästä syystä suurimmalle osalle johtolähtöpareista

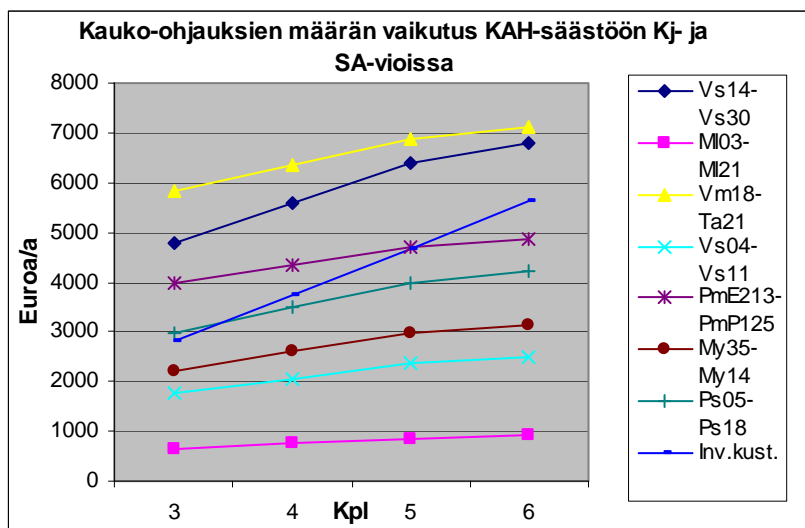
kolme tai neljä kauko-ohjattavaa kohdetta ovat kustannustehokkaimmat vaihtoehdot. Kuvasta 39 havaitaan myös, mitkä johtolähtöparit ovat tasaisesti kuormittuneita. Tasaisesti kuormittuneissa lähtöpareissa KAH-säästö kasvaa melko lineaarisesti kauko-ohjattavien kohteiden määrän mukaan, kun taas epätasaisesti kuormittuneissa kauko-ohjattavien kohteiden lisäys neljästä viiteen laitteeseen ei juuri vaikuta KAH-säästöihin.

Taulukossa 24 on esitetty erilaisten johtolähtöparien keskeytystiheyksillä painotetut, vuosittaiset KAH-säästöt, kun kauko-ohjattavien kohteiden määrää johtolähdöllä muutetaan. Johtolähtöpareista viisi on pelkkiä johtoreservejä, eli sähköaseman sisäisiä varayhteyksiä, ja Vm18-Ta21 sekä PmE21-PmP12 ovat asemareservejä, jotka toimivat varasyöttöyhteyksinä sähköasemien välillä. Kaikki muut johtolähtöparit ovat 20 kV:n alueella, paitsi MI03-MI21, joka on 10 kV:n alueella. Laskennassa on käytetty kuvassa 38 esitettyjä kaukokäytettävien kohteiden sijoitusvaihtoehtoja. Laskennassa on myös huomioitu, onko kyseessä asema- vai johtoreservi ja ainoastaan asemareserveille on laskettu KAH-säästöä sähköasemavioista.

Taulukko 24. Kauko-ohjattavien kohteiden määrän vaikutus johtolähtöparin KAH-säästöön.

| Johtolähtöpari | KAH-arvo (€/h) | Kauko-ohjattavia kohteita/johtolähtöpari | | | |
|----------------|----------------|--|------|------|------|
| | | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Vs14-Vs30 | 121389 | 4795 | 5594 | 6393 | 6793 |
| MI03-MI21 | 69585 | 644 | 751 | 858 | 912 |
| Vm18-Ta21 | 78240 | 5829 | 6344 | 6859 | 7117 |
| Vs04-Vs11 | 44704 | 1766 | 2060 | 2354 | 2502 |
| PmE21-PmP12 | 53500 | 3986 | 4338 | 4690 | 4866 |
| My35-My14 | 56310 | 2224 | 2595 | 2966 | 3151 |
| Ps05-Ps18 | 75722 | 2991 | 3490 | 3988 | 4237 |

Kuva 40 on tehty taulukon 24 perusteella havainnollistamaan erilaisista johtolähtöpareista saatavaa KAH-säästöä. Kuvasta 40 havaitaan, että asemareserveistä saadaan johtolähdön KAH-arvoon nähden suurimmat KAH-säästöt. Johtolähtöparin Vm18-Ta21 KAH-säästö on tästä hyvä osoitus, sillä johtolähtöparin KAH-arvo on yli 40 000 euroa pienempi kuin lähtöparin Vs14-Vs30, mutta silti KAH-säästö on edellä mainitussa suurempi. Kuvasta 40 havaitaan myös, että 10 kV:n verkossa KAH-säästöt ovat alhaisesta keskeytystiheydestä johtuen vain murto-osa 20 kV:n verkosta saataviin KAH-säästöihin nähden.



Kuva 40. Kauko-ohjattavien kohteiden määrän vaikutus KAH-säästöön kj- ja SA-vioissa.

Kuvan 40 perusteella voidaankin todeta, että kauko-ohjattavia kohteita kannattaa sijoittaa KAH-arvoltaan alle 80 000 euron arvoisiin johtoreserveihin kolme kappaletta. Asemareserveihin kauko-ohjauksia kannattaa sijoittaa 3 – 5 kappaletta johtolähtöparin KAH-arvosta ja -säästöä riippuen.

8.6 Sijoittamiseen vaikuttavat tekniset rajoitteet

Ideaalitapauksessa kaukokäytettävät kohteet voitaisiin valita energian, KAH-säästön ja verkkotopologian perusteella. Käytännössä kaukokäytettävien kohteiden sijaintia määrittäessä on kuitenkin huomioitava kojeistojen tekniset rajoitteet. Näitä rajoitteita ovat muun muassa kojeiston ikä, eristeaine, muuntamon omistus, eli onko muuntamo verkkoyhtiön vai asiakkaan omistuksessa, kojeistotyyppi, muuntamotila sekä muuntamon kuorma.

Keskijännitekojeiston ikä vaikuttaa olennaisesti siihen, mihin muuntamoihin moottoriohjaimet voidaan asentaa kustannustehokkaasti. Vanhimpiin 80- ja 90-luvun kojeistoihin ei saada kaikilta laitetoimittajilta moottoriohjaimia, mikä rajaa mahdollisten asennuskohteiden joukkoa. Mikäli kustannustekijät eivät olisi kriteerinä, voitaisiin muuntamot uudistaa sellaisissa kohteissa, joissa moottoriohjaimien asennus ei ole mahdollista. Käytännössä muuntamoiden uudistamisen investointikustannus on kuitenkin sen verran suuri ja muuntamoiden käyttöikä pitkä, ettei uudistamista kannata aikaistaa kymmenellä vuodella.

Eristeaine rajoittaa kauko-ohjattavien kohteiden valitsemista turvallisuusnäkökohtien takia. Ilmaeristeisien kojeistojen kaukokäytettävyys on vielä selvittämättä, minkä takia näiden kohteiden varustaminen kauko-ohjauksella ei toistaiseksi tule kyseeseen ilman kojeiston vaihtoa. Kaukokäytöllä voidaan siis varustaa ainoastaan SF₆-eristeisiä kojeistoja. HSV:llä on tietojärjestelmän mukaan noin 600 ilmaeristeistä kojeistoa, mikä vastaa noin 35 % kojeistoista. Tämän lisäksi suuri osa asiakasmuuntamoista on ilmaeristeisiä kojeistoja. HSV:n omia ilmaeristeisiä kojeistoja uusitaan vähitellen, mutta asiakasmuuntamoiden uudistamiseen verkkoyhtiö ei voi vaikuttaa.

Asiakasmuuntamot aiheuttavat myös itsessään omat rajoitteensa. Asiakasmuuntamoiden uusiminen ja huolto ovat asiakkaan vastuulla, mistä syystä verkkoyhtiöllä ei

ole asiaa asiakasmuuntamoihin muutoin kuin vika- ja käyttötilanteissa. Kaukokäyttölaitteiden asentaminen ei sinänsä ole sen hankalampaa asiakasmuuntamoihin kuin verkkoyhtiön omiin kohteisiin, mikäli asiakkaalta on saatu lupa. Kustannusten jakamisesta asiakkaan ja verkkoyhtiön kesken tulisi kuitenkin ensin sopia.

Tilanpuute saattaa rajoittaa joissain tapauksissa kaukokäytettävien kohteiden valintaa. Esimerkiksi kytkemöissä kojeisto on pyritty saamaan mahdollisimman pieneen tilaan, minkä takia valvontalaitteiston sijoittaminen muuntamoon saattaa olla hankalaa. Kytkemöiden tapauksessa tulisikin päättää, voidaanko valvontalaitteisto asentaa laatikossa kytkemön ulkopuolelle. Kaupunkialueilla tulisi kuitenkin suosia mahdollisimman huomaamattomia ja kompakteja ratkaisuja, minkä takia myös ympäristöseikat vaikuttavat merkittävästi päätöksiin.

Lisäksi kaukokäytettävien kohteiden valintaa saattaa rajoittaa muuntamon suuri kuorma ja heikko pj-verkko, jotka saattavat aiheuttaa sen, ettei muuntamon kuormaa voida syöttää tilapäisesti pj-syötöllä. Keskustan alueella pj-syöttömahdollisuus on muuntamoiden etäisyyden kannalta parempi, mutta samalla yksittäisten muuntamoiden syöttämät kuormat ovat myös suuremmat. Esikaupunkialueella muuntamoiden etäisyydet ovat puolestaan pitkät, eikä pj-verkkokaan ole välttämättä yhtä vahva kuin keskustan alueella. Vaikka kuormat ovatkin esikaupunkialueilla keskimäärin pienempiä kuin ydinkeskustassa, saattaa esikaupunkialueilta löytyä muuntamoita, joissa kuorman siirtäminen pj-syöttöön ei onnistu.

Jos pj-syöttö ei ole mahdollista, voidaan tietyissä tapauksissa tehdä sähkönjakelukatko asennusten ajaksi, mikäli katkosta ei aiheudu suurta haittaa asiakkaille. Kaupunkiverkkoyhtiössä katko ei kuitenkaan tule yleensä kyseeseen, ainakaan päiväsaikaan. Mikäli katko ei onnistu edes yöaikaan asennusten ajaksi, jää vaihtoehtoiksi tilapäisen muuntamon hankkiminen tai varavoimakoneen käyttö. Kumpikaan edellä mainituista vaihtoehtoista ei ole halpa, ja erityisesti tilapäinen muuntamo nostaa kaukokäytön investointikustannusta merkittävästi. Hankalissa tapauksissa pitäisi pystyä määrittämään, kuinka paljon verkkoteknisesti hyvän kaukokäytettävän kohteen asennuskustannuksista voidaan maksaa, jotta investointi olisi vielä kannattava. (Tompuri et al. 2009; Hämäläinen 2009)

8.7 Keinot teknisten rajoitteiden poistamiseksi

8.7.1 Muuntamouudistus

Kauko-ohjauksella varustettavien kohteiden valinta vaikeutuu huomattavasti, kun huomioidaan kaikki käytännön rajoitteet. Käytännössä toteutumiskelvottomien kohteiden automatisoinnin mahdollistamiseksi on kaksi keinoa, muuntamon uudistaminen tai SF₆-kojeistoissa kojeiston vaihto.

Muuntamouudistuksen investointikustannus on suuri. Kiinteistömuuntamon investointikustannus asennuksineen ja maanrakennustöineen on noin 48 000 euroa ja puistomuuntamon uudistus noin 62 000 euroa (Tompuri et al. 2009). Investointikustannuksesta voidaankin päätellä, ettei muuntamouudistusta kannata aikaistaa kovin montaa vuotta, jotta investoinnin vuosikustannus pysyy kohtuullisena. Taulukossa 25 on laskettu muuntamouudistuksen aikaistuksen kustannus sekä puisto- että kiinteistömuuntamolle.

Taulukko 25. Muuntamouudistuksen aikaistuksen kustannukset.

| Mmo- tyyppi | Uudistamisen aikaistus | | | |
|----------------|------------------------|------|-------|-------|
| | 1v | 2v | 5v | 10v |
| Kiinteistö | 2621 | 5387 | 14630 | 33750 |
| Puisto | 3402 | 6992 | 18989 | 43806 |

Taulukon 25 tuloksista voidaan todeta, ettei muuntamouudistusta kannata aikaistaa yli viidellä vuodella, sillä kauko-ohjauksella saavutetut KAH-säästöt eivät pysty kattamaan uudistuksen investointikustannusta. Viiden vuoden aikaistus kannattaa, mikäli vuosittaiset KAH-säästöt ovat muuntamossa yli 3000 euroa. Yli 3000 euron vuosittaiset KAH-säästöt saadaan HSV:n jakeluverkossa vain noin 20 muuntamosta, jotka kaikki ovat asiakasmuuntamoita.

Jos johtolähdöllä ei ole yhtään muuntamoa, johon kauko-ohjaus voitaisiin asentaa, kasvaa muuntamouudistuksen aikaistuksen kannattavuus. Tällöin kauko-ohjauksesta saatavaksi KAH-säästöksi voidaan laskea puolet koko johtolähdön KAH-säästöistä, sillä ilman uudistusta kyseistä johtolähtöä ei voitaisi automatisoida. HSV:n verkossa alle 30 johtolähdöllä vuosittainen KAH-säästö on yli 3000, mikä tarkoittaa, että muuntamouudistusta kannattaisi aikaistaa viidellä vuodella ainoastaan 6 % johtolähdöistä. Tämän takia voidaankin todeta, ettei muuntamouudistamisen aikaistaminen ole kannattavaa pelkästään kaukokäytön takia.

Vaikkei muuntamouudistuksen aikaistaminen ole kannattavaa automatisoinnin takia, kannattaa käyttöikänsä lopulla olevien kohteiden uudistamisen ja kaukokäyttölaitteiden asennuksen yhdistämisen hyötyjä tutkia. Yksi hyöty automatisoinnin ja uudistamisen yhdistämisestä olisi kohteiden valinnan helpottuminen, mikäli päätettäisiin, että kaikki uudet ja uudistettavat kohteet varustetaan kauko-ohjauksella. Tällöin verkon automaatioaste lisääntyisi vähitellen.

Kaukokäyttölaitteiden asentaminen vie noin neljä tuntia. Täksi ajaksi muuntamon kuorman syöttö tulee järjestää, ellei katko tule kyseeseen. Myös tässä mielessä muuntamouudistuksen ja kaukokäyttölaitteiden asentamisen yhdistäminen olisi kannattavaa, sillä muuntamon kuorman syöttö tai katko tulee järjestää kummassakin tapauksessa. Jos uudistamisen yhteydessä joudutaan turvautumaan tilapäiseen muuntamoon tai uudistus tehdään katkon kautta, olisi kaukokäyttölaitteiden asennus kannattavaa suorittaa samalla kertaa.

Muuntamouudistuksen ja kaukokäyttölaitteiden asennusten yhdistämisen ongelmana on kuitenkin se, että mikäli kaikki uudistettavat kohteet automatisoitaisiin, jakautuisivat kauko-ohjattavat kohteet epätasaisesti verkkoon. Yhteen johtolähtöön saataisi tulla useita kauko-ohjattavia kohteita, kun toisiin johtolähtöihin ei tulisi moneen vuoteen yhtään ohjattavaa kohdetta. Asennusten yhdistäminen vähentäisi täten merkittävästi kauko-ohjauksesta välittömästi saatavaa hyötyä.

Mikäli tulevaisuudessa pyritään 100 % automaatioasteeseen, kannattaa kaikkiin uusiin ja uudistettaviin kohteisiin asentaa kaukokäyttölaitteet. Muussa tapauksessa uudistamisen ja automatisoinnin yhdistämisessä kannattaa käyttää tiettyjä reunaehtoja. Reunaehtona voi olla esimerkiksi, että uudistus ja automatisointi yhdistetään, mikäli uudistettavan kohteen viereisessä muuntamossa ei ole kauko-ohjausta tai mikäli johtolähtöparilla ei vielä ole kolmea kauko-ohjattavaa kohdetta.

Edellisessä tarkastelussa uudistettavat kohteet varustettaisiin kaikilla kaukokäyttöön tarvittavilla laitteilla eli mittausyksiköllä, tiedonsiirrolla, ohjausyksiköllä ja moottori-ohjaimilla. Yhtenä vaihtoehtona on varustaa kaikki uudet ja uudistettavat kohteet

pelkillä moottoriohjaimilla. Tällöin kohde olisi myöhemmin helpommin muutettavissa kaukokäytettäväksi kohteeksi, mikäli automatisoinnin kannattavuus lisääntyisi.

Taulukossa 26 on esitetty moottoriohjaimien investointikustannuksien osuudet uuden kojeiston hinnasta sekä uusiin kojeistoihin tilattuna että vanhoihin jälkiasennettuna. Pelkistä moottoriohjaimista aiheutuvat lisäkustannukset ovat laitetoimittajasta riippuen noin 425 – 500 euroa moottoriohjainta kohden, mikäli ne tilataan uuteen kojeistoon. Tämä tarkoittaa, että uuden kojeiston hinta lisääntyy noin 19 – 25 % kojeistotyypistä riippuen.

Taulukko 26. Moottoriohjaimien investointikustannuksien osuudet uuden kojeiston hinnasta. (Ruotsalainen 2009)

| Moottoriohjaimet | Kojeiston hinnasta (%) | |
|---------------------------------------|------------------------|------|
| | 2+1 | 3+1 |
| Uuteen kojeistoon valmistaja 1 | 19 % | 19 % |
| Uuteen kojeistoon valmistaja 2 | 21 % | 25 % |
| Vanhaan kojeistoon valmistaja 1 | 27 % | 28 % |
| Vanhaan 90-luvun kojeistoon valm. 2 | 56 % | 64 % |
| Vanhaan 2000-luvun kojeistoon valm. 2 | 45 % | 50 % |

Jälkitoimituksena moottoriohjaimien hinta vaihtelee 422 – 1145 euron välillä, jonka lisäksi asennuskustannuksia tulee 385 euroa. Moottoriohjainten jälkitoimitushinnat vaihtelevat laitetoimittajan lisäksi myös kojeiston iän mukaan, kuten taulukosta 26 voidaan havaita. Eräällä laitetoimittajalla moottoriohjaimet ovat kalliimmat 90-luvun kojeistoihin, kuin 2001 jälkeen valmistettuihin kojeistoihin. Moottoriohjaimien jälkitoimituksesta aiheutuu siis vähintään 385 euron lisäkustannus ja sen lisäksi kojeistotyyppi voi aiheuttaa kojeiston iästä ja valmistajasta riippuen noin 379 – 645 euron lisäkustannukset tilattua moottoriohjainta kohti. Moottoriohjaimien jälkitoimituksesta aiheutuu siis parhaimmillaan 1675 euron lisäkustannukset 2+1-kojeistoon ja 2320 euron lisäkustannukset 3+1-kojeistoon.

Edellisen perusteella voidaan todeta, että kaikki uudet ja uudistettavat muuntamot kannattaa varustaa moottoriohjaimilla ainakin, jos sähköaseman johtolähtöjen automatisointiaste on yli 80 %. HSV:n verkossa ainakin vyöhykkeeseen 1 kuuluvien sähköasemien johtolähdöillä kaikkiin uusiin ja uudistettaviin muuntamoihin olisi kannattavaa tilata moottoriohjaimilla varustetut kojeistot.

8.7.2 Kojeiston vaihto

Kauko-ohjaukseen soveltumattomissa kohteissa automatisointi on muuntamouudistuksen lisäksi mahdollista kojeiston vaihdolla. Kojeiston vaihdolla tarkoitetaan tässä yhteydessä sellaisen SF₆-eristeisen kojeiston vaihtoa, johon ei kojeiston iän takia saada moottoriohjaimia.

Kojeiston vaihdon kustannus riippuu kojeistotyypistä. 3+1-kojeiston vaihto maksaa asennuksineen noin 10 200 euroa ja 2+1-kojeiston vaihto noin 8600 euroa (Tompuri et al. 2009). Taulukossa 27 on tarkasteltu kojeiston vaihdosta aiheutuvia kustannuksia nykyarvo menetelmällä, kun huomioidaan kojeiston vaihdosta aiheutuva käyttöiän lyhentyminen.

Taulukko 27. Kojeiston vaihdon kustannukset käyttöiän lyhentymisen mukaan.

| Aikaistus | 1v | 2v | 5v | 10v | 15v | 20v | 25v | 30v |
|--------------|-----|------|------|------|-------|-------|-------|-------|
| 2+1-kojeisto | 474 | 975 | 2647 | 6106 | 10626 | 16535 | 24257 | 34350 |
| 3+1-kojeisto | 561 | 1153 | 3132 | 7224 | 12574 | 19565 | 28702 | 40644 |

HSV:n jakeluverkossa on 436 kappaletta vanhoja SF₆-kojeistoja, joihin ei saada moottoriohjaimia. Kojeistojen iät vaihtelevat 16 – 22 vuoden välillä. Jos kojeistot vaihdettaisiin näissä kohteissa vuonna 2009, kojeistojen käyttöikä lyhentyisi noin 8 – 14 vuotta.

Taulukosta 27 havaitaan, että kojeiston vaihto 1 – 5 vuotta ennen kojeiston käyttöiän päättymistä ei aiheuta kovin merkittäviä kustannuksia. Yksittäisistä muuntamoista saatavat KAH-säästöt eivät kuitenkaan ole kovin merkittäviä HSV:n omissa muuntamoissa, mistä syystä kojeiston vaihto ei monessakaan tapauksessa ole kannattavaa.

Kahdeksan vuoden aikaistus kojeiston vaihdossa maksaa 4600 – 5500 euroa. HSV:n muuntamoiden vuosittainen KAH-säästön keskiarvo on 280 euroa. Jotta kojeiston vaihto olisi kannattava, tulisi vuosittaisen KAH-säästön olla 600 – 700 euroa. HSV:n jakeluverkossa 190 muuntamon vuosittainen KAH-säästö on yli 600 euroa, mikä vastaa noin 8 % kaikista muuntamoista. Näistä 190 muuntamosta noin 26 % on HSV:n omia muuntamoita ja 74 % asiakasmuuntamoita.

Asiaksmuuntamoissa vuosittaiset KAH-säästöt ovat keskimäärin suurempia kuin verkkoyhtiön omissa kohteissa. Asiaksmuuntamoissa säästö voi olla jopa 8000 euroa vuodessa, jolloin kojeiston vaihto maksaisi vian sattua itsensä takaisin parhaimmillaan jo samana vuonna.

Joillain johtolähdöillä voi kuitenkin olla mahdollista, ettei yhteenkään johtolähdön muuntamoon saada kauko-ohjausta. Tällöin kojeiston vaihdolla saavutetut KAH-säästöt ovat suhteessa suuremmat, kun vuosittaisiksi KAH-säästöiksi voidaan laskea puolet koko johtolähdön KAH-säästöistä. Kun tarkastellaan johtolähtöjen KAH-säästöjä noin 40 %:lla HSV:n johtolähdöistä on yli 600 euron vuosittaiset KAH-säästöt. Laskennassa on huomioitu todellisten asema- ja johtoreservien lukumäärä ja johtoreserveille säästö on laskettu pelkistä kj-vioista.

Yhteenvetona voidaan todeta, ettei kojeiston vaihtoa kannata aikaistaa yli viittä vuotta HSV:n omissa muuntamoissa. Poikkeuksena ovat kuitenkin sellaiset johtolähdöt, joissa johtolähdön KAH-arvo ja -säästö on suuri, ja joissa johtolähdön automatisointi onnistuu vain, mikäli yhden muuntamon kojeisto vaihdetaan. Asiaksmuuntamoissa kojeiston vaihto on kannattavampaa, sillä asiakasmuuntamoista saadaan keskimäärin suuremmat KAH-säästöt.

9 Johtopäätökset

Tässä diplomityössä selvitettiin kaukokäytettävien kohteiden optimaalisia sijoituskohteita Helsingin keskijänniteverkossa. Kaukokäytöstä saatava rahallinen hyöty määritettiin keskeytyshaitan vähenemisen avulla. Keskeytyshaittaa voidaan vähentää keskeytysaikaa lyhentämällä, kun vikaantunut johto-osa saadaan erotettua ja sähköjakelu palautettua terveisiin johto-osiin kauko-ohjauksella.

Kaukokäytöllä tarkoitetaan tässä työssä sekä kauko-ohjausta että kaukovalvontaa. Keskeytyshaitan vähennyksestä saatavat rahalliset hyödyt saadaan pääasiassa kauko-ohjauksesta, kun taas kaukovalvonnasta saatavat hyödyt ovat pääasiassa omaisuudenhallinnallisia.

Työssä tutkittiin kaukokäytettävien kohteiden optimimäärää HSV:n kj-verkossa. Laskennassa oletettiin, että kaukokäytettäviä kohteita tulisi 3 kappaletta johtolähtöparia kohden, eli 1,5 kohdetta johtolähtöä kohden, ja että kauko-ohjauksella voidaan vähentää keskeytysaikaa puoli tuntia. Laskentatuloksien perusteella voidaan todeta, että nykyisillä laitehinnoilla kaukokäytettävillä kohteilla kannattaa varustaa noin 145 johtolähtöparia eli 290 johtolähtöä, mikä vastaa noin 60 % HSV:n sähköasemien johtolähdöistä. Muuntamotasolla kaukokäytöllä varusteltavien muuntamoiden osuus on vain 26 % HSV:n omista muuntamoista. Jos taas asiakasmuuntamot huomioidaan tarkastelussa, on kaukokäytettävien muuntamoiden osuus vain 18 % HSV:n jakelu-alueen kaikista muuntamoista.

Kaukokäytöllä voidaan vaikuttaa sähköjakelun toimitusvarmuuteen. Työssä arviointiin kauko-ohjauksen vaikutusta HSV:n T-SAIDI:iin ja T-CAIDI:iin kolmen edellisen vuoden keskeytyshistorian perusteella. Laskentatuloksien perusteella kauko-ohjaus pienentäisi HSV:n T-SAIDI:a parhaimmillaan 34 % ja T-CAIDI:a 30 %, mikäli kauko-ohjauksella pystyttäisiin vähentämään keskeytysaikaa puoli tuntia. Jos keskeytysajan vähennys olisi puoli tuntia alle tunnin ja tunti yli tunnin keskeytyksissä HSV:n T-SAIDI pienenesi parhaimmillaan 53 % ja T-CAIDI 48 %. Kauko-ohjauksen vaikutus riippuu kuitenkin vikojen määrästä ja kestoista, jos vikoja on vähän ja ne ovat pitkiä, on kauko-ohjauksen vaikutus vähäinen.

Keskijänniteverkon kaukokäytettävät kohteet tulevat vaikuttamaan myös sähköasemien varusteluun ja varakapasiteettitarpeeseen. Kaukokäytettävillä kohteilla voidaan pienentää sähköasemahäiriöiden laajuutta, kun sähköjakelu voidaan palauttaa osalle vioittuneen sähköaseman asiakkaista kauko-ohjauksella muutamassa minuutissa jakorajoja siirtämällä. Kaukokäytettävien kohteiden avulla verkon varakapasiteetin hyödyntäminen nopeutuu ja samalla jakelualueen riippuvuus yhdestä sähköasemasta pienenee. Kun jakelualue on syötettävissä useammalta kuin yhdeltä sähköasemalta, voidaan sähköjakelu palauttaa myös sähköaseman tuhoutuessa esimerkiksi tulipalon vuoksi.

Verkon varakapasiteetin käyttöönoton nopeutuminen mahdollistaa sähköasemien muuntajakapasiteetin pienentämisen. Erityisesti varamuuntajien tarve sähköasemilla pienenee, kun varasyöttö saadaan nopeammin ja varmemmin verkosta. Jos varamuuntajat voidaan korvata verkon varateholla, pienenevät sähköasemien investointikustannukset olennaisesti. Muuntajan investointikustannuksen lisäksi säästetään sähköaseman rakennuskustannuksissa, kun varamuuntajaa varten varatut tilat jäävät rakentamatta. Tietyissä poikkeustapauksissa voidaan harkita myös kevyempiä kiskoratkaisuja, mikäli alueen kuormituksen kasvu on rajoitettu. Panostamalla keskijänniteverkkoon ja sen kaukokäyttöisyyteen voidaan siis keventää esimerkiksi sähköasemia, jolloin verkoston kokonaiskustannukset eivät välttämättä kasva.

Kaukovalvonnalla saadaan tärkeitä mittaustietoja muuntamon ja muuntajan tilasta. Tarkemman mittaustiedon ansiosta voidaan välttää ennenaikaisia investointeja ja muuntamot voidaan uudistaa vasta, kun saadaan ensimmäiset signaalit laitteiston vanhenemisesta. Kaukovalvonnan ansiosta muuntamoiden käyttöikä on mahdollista pidentää, mikäli muuntamo on säilynyt hyvin ja kuormitusolosuhteet ovat olleet normaaleja. Jos muuntamoiden käyttöikä voidaan jatkaa viidellä vuodella, on säästö noin 15 % muuntamouudistuksen investointikustannuksesta. Kymmenen vuoden käyttöiän pidennyksellä säästetään jo 25 % uudistuksen investointikustannuksesta.

Kaukokäytettävien kohteiden sijoitusta selvitettäessä tutkittiin kauko-ohjattavien kohteiden keskittämistä saatavia hyötyjä. Jos kauko-ohjauksesta saatavissa säästöissä huomioidaan verkon keskeytystiheys, ei kaukokäytettäviä kohteita kannata keskittää 10 kV:n verkkoon, vaikka 10 kV:lla johtolähtöjen KAH-arvot ovat merkittäviä. Kaukokäytettäviä kohteita ei myöskään kannata keskittää tietyille sähköasemille siten, että kaikki sähköaseman lähdöt varustettaisiin kauko-ohjauksella. Suurimmat KAH-säästöt saavutetaan, mikäli kaukokäytettävät kohteet sijoitetaan KAH-säästöiltään suurimpiin johtolähtöihin tai keskitetään 20 kV:n verkkoon.

KAH-säästöperusteisen sijoittelun heikkoutena on kuitenkin keskeytystiheyden painoarvo. Keskeytystiheys perustuu historiatietoon, minkä takia sen avulla määritetyt vikaantuneimmat johtolähdöt eivät välttämättä ole vuosittain ja vuosikymmenittäin samoja. HSV:n tapauksessa keskeytystiheyden paikkaansa pitävyyttä pienentää edelleen suunnitelmat kompensoida 20 kV:n verkko. Kompensoinnin yleistyessä 20 kV:n jakelualueen keskeytystiheys tulee todennäköisesti pieneneään merkittävästi, kun verkkoa voidaan käyttää maasulun aikana.

Verkon kaukokäytettävillä kohteilla pyritään kuitenkin saamaan säästöjä pitkällä tähtäimellä, mistä johtuen kaukokäytettävien kohteiden sijoitusta tutkittiin myös vyöhyketarkastelun avulla. Vyöhyketarkastelussa kaukokäytettävien kohteiden sijoittelu perustuu keskeytysriskiin. Keskeytysriski muodostuu keskeytyksen todennäköisyyden ja keskeytyksen vaikutuksen tulosta. HSV:n verkossa keskeytysriskin suuruutta voidaan arvioida keskeytystiheyden ja johtolähtöjen KAH-arvojen avulla. Kun tarkastelussa huomioitiin sekä KAH-säästö että KAH-arvo, pystyttiin HSV:n sähköasemat jakamaan keskeytysriskin perusteella kolmeen vyöhykkeeseen.

Ensimmäiseen vyöhykkeeseen kuuluvien sähköasemien keskeytysriski ja keskeytyksestä asiakkaille aiheutuva haitta on suurin, mistä syystä kaukokäytettävien kohteita kannattaa keskittää erityisesti näille sähköasemille. Vyöhykkeeseen 2 kuuluvilla sähköasemilla kaukokäytettävillä kohteilla kannattaa varustaa vain KAH-arvoiltaan ja -säästöiltään suurimmat johtolähdöt sekä asemareservit. Vyöhykkeeseen 3 kuuluvilla asemilla kaukokäytettäviä kohteita kannattaa sijoittaa asemareservien lisäksi vain muutamaan johtolähtöön.

Mikäli vyöhykemallilta haetaan selkeyttä kaukokäytettävien kohteiden sijoitteluun, voidaan kunkin vyöhykkeen automaatioaste, eli kaukokäytettävillä kohteilla varustettavien johtolähtöjen määrä, vakioida. HSV:n ensimmäisen vyöhykkeen sähköasemilla kaukokäytettävillä kohteilla voidaan varustella 90 % johtolähdöistä. Vyöhykkeen 2 sähköasemille kaukokäytettäviä kohteita tulisi laskennan perusteella 60 % johtolähdöistä ja vyöhykkeen 3 sähköasemille kohteita tulisi alle 40 % johtolähdöistä.

Kun kaukokäytettävillä kohteilla varustettavat johtolähdöt on määritetty KAH-säästön ja KAH-arvon avulla, tulee sijoituskohteet valita johtolähtötasolla. Johtolähdön KAH-säästöön vaikuttaa merkittävästi kuormituksen tasaisuus. Epätasaisesti kuormittuneilla johtolähdöillä, joissa yksi asiakas vastaa suurimmaksi osaksi koko

johtolähdön energiankulutuksesta, voidaan kauko-ohjauksella saada keskimääräistä suuremmat KAH-säästöt. Edellytyksenä suuremmille säästöille on, että kaukokäytettävät kohteet sijoitetaan tärkeän asiakkaan läheisyyteen siten, että kyseiselle asiakkaalle saadaan palautettua sähköt mahdollisimman nopeasti. Laskentatulokset osoittivat, että epätasaisesti kuormittuneilla johtolähdöillä saadaan keskimäärin noin 20 – 33 % suuremmat vuosittaiset KAH-säästöt kuin tasaisesti kuormittuneilla johtolähdöillä.

Käytännössä kaukokäytettävien kohteiden valintaa johtolähdöllä vaikeuttavat olennaisesti tekniset rajoitteet. Mikäli kaukokäyttölaitteet halutaan asentaa kustannustehokkaasti, täytyy sijoituskohteen valinnassa huomioida muuntamon ikä, valmistaja, eristeaine sekä verkon rakenne ja solmupisteet. Lisäksi asiakasmuuntamot aiheuttavat oman haasteensa kaukokäyttökohteiden valintaan, sillä niissä muuntamon huolto ja kunnossapito on asiakkaan vastuulla. Tästä syystä kaukokäyttölaitteiden asennuksesta ja kustannusten jaosta olisi erikseen sovittava asiakkaan kanssa. Asiakasmuuntamoiden varustaminen kauko-ohjauksella on kuitenkin monessa tapauksessa kannattavaa, sillä suurin osa HSV:n energiankulutukseltaan suurimmista muuntamoista on asiakasmuuntamoita.

Verkostoautomaatiosta voidaan siis saada monenlaista hyötyä, niin toimitusvarmuuden parantamisessa kuin omaisuudenhallinnassakin. Verkostoautomaation todelliset hyödyt paljastuvat kuitenkin vasta, kun kohteista saadaan ensimmäiset käyttökokemukset. Kaukokäytettävistä kohteista saatavat hyödyt voivat siis olla ennalta arvioitua suurempia, mikäli reaaliaikaista tilatietoa opitaan hyödyntämään verkon rakenteen ja investointien suunnittelussa.

Toistaiseksi verkostoautomaation ja kaukokäytettävien kohteiden yleistymistä hidastaa korkea investointikustannus. Erityisesti pelkän kaukovalvonnan laitekustannukset ovat aivan liian suuret laitteista saataviin KAH-säästöihin nähden, jotta niitä kannattaisi hyödyntää muissa kuin erityiskohteissa. Kauko-ohjauksen lisäkustannus kaukovalvottavaan kohteeseen on sen verran pieni, että toistaiseksi kaukokäytettävistä kohteista kannattaa tehdä sekä kauko-ohjattavia että kaukovalvottavia. Tulevaisuudessa kaukokäyttölaitteiden investointikustannuksien voidaan kuitenkin olettaa laskevan kysynnän kasvaessa.

Jotta verkostoautomaatioratkaisut yleistyisivät Suomessa, tarvittaisiin valvontamalleihin lisää kannustinvaikutuksia. Valvontamallien tulisi myös kannustaa verkkoyhtiöitä säilyttämään toimintavarmuus hyvällä tasolla. Tällöin toimitusvarmuuden parantaminen olisi kannattavaa myös niille verkkoyhtiöille, joilla toimitusvarmuus on ennestään kohtuullisen hyvä. Toistaiseksi toimintavarmuuden parannuksesta saatavat kannustimet eivät ole niin merkittäviä, että Suomessa kannattaisi alkaa harkitsemaan automaatiota hyödyntäviä verkostoautomaatioratkaisuja. Muualla maailmassa automaatiota hyödyntäviä järjestelmiä on kuitenkin jo käytössä, mistä syystä niiden hyödyntämistä tulevaisuudessa tuskin voidaan sivuuttaa.

Lähteet

- (ABB 2000) ABB: TTT-Käsikirja (2000) Sähkönjakeluverkon automaatio. Luku 15. Saatavilla: [http://www02.abb.com/global/fiabb/fiabb255.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/c46d5509d325d21ac225695b002fb07b/\\$FILE/150_0007.pdf](http://www02.abb.com/global/fiabb/fiabb255.nsf/bf177942f19f4a98c1257148003b7a0a/c46d5509d325d21ac225695b002fb07b/$FILE/150_0007.pdf) (Viitattu 4.8.2009)
- (Carré et al. 2009) Carré Olivier & Cerqueira Emmanuel (2009) Towards MV networks automation. ERDF & EDF. CIRED 2009, paper 0496.
- (Deschamps et al. 2009) Deschamps Philippe, Orsini Jean-Christophe & Rasmussen Kaare Seest (2009) On the field autonomous automatism: a complementary way for network automation. DONG Energy & Schneider Electric Industries. CIRED 2009, paper 0635.
- (Devaux et al. 2009) Devaux Olivier, Bredillet Pascale, Gorgette Frédéric & Auneau Christian (2009) Optimizing distribution operation, control and development by using AMM data and infrastructure. ERDF & EDF R&D, France. CIRED 2009, paper 0385.
- (Elkamo 2009) Elkamo Oy. (2009) PIHI 1001-tuote-esite. Saatavilla: <http://www.elkamo.fi/tiedostot/pihi1001.pdf> (Viitattu 29.12.2009)
- (EMV 2007) Energiamarkkinavirasto (2007) Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2008 – 2011. 30.6.2007. Saatavilla: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Sahko_jakeluvarkko_suuntaviivat_154-422-2007.pdf (Viitattu 6.11.2009)
- (Frantzen 2009) Frantzen Anneli (2009) Muuntamohallinnan älyjärjestelmä. Sähkö&Tele 1/2009.
- (Helen 2009) Helsingin Energian Intranet internet-sivut.
- (Hietanen et al. 2009) Hietanen Jari, Reiman Jorma & Säily Juha (2009) Keskustelut syyskuussa 2009.
- (Holmlund 2007) Holmlund Jarkko (2007) Muuntamovalvonnan mittausjärjestelmän toiminnallisuuskäyttö. 18.10.2007 Vaasa. VAMP Oy.
- (Honkapuro et al. 2006) Honkapuro, Tahvanainen, Viljainen, Lassila, Partanen, Kivikko, Mäkinen, Järventausta (2006) DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen. Tutkimusraportti.

- (Honkapuro 2007) Honkapuro, Tahvanainen, Viljainen, Partanen, Mäkinen, Verho & Järventausta (2007) Keskeytystunnuslukujen referenssiarvojen määrittäminen. Tampereen Teknillisen yliopiston raportti. Saatavilla: http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/LTY_KAH-arvojen_referenssitaset_20070518.pdf (Viitattu 14.4.2009)
- (HSV 2008a) Helen Sähköverkko Oy (2008) Verkostoautomaatiohankkeen asiakirjat. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (HSV 2008b) Helen Sähköverkko Oy (2008) Varautumissuunnitelmat 2008. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (HSV 2009a) Helen Sähköverkko Oy (2009) Häiriöilmoitukset 2009. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (HSV 2009b) Helen Sähköverkko Oy (2009) Sähköverkon kytkentäohjeet. Käytön pysyväisohje S-007. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (Hyvärinen 2006) Hyvärinen Markku (2006) Sähköverkon perusrakenne ja toimitusvarmuus 12.10.2006. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (Hyvärinen 2008a) Hyvärinen Markku (2008a) Verkostoautomaation järjestelmäkehitys-asiakirja. 20.3.2008. Helen Sähköverkko Oy.
- (Hyvärinen 2008b) Hyvärinen Markku (2008b) Electrical networks and economies of load density. TKK Dissertations 146, appendix 10.
- (Hyvärinen 2008c) Hyvärinen, Markku (2008) Sähköverkon suunnittelu- ja käyttövarmuusperiaatteet. 23.10.2008. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (Hyvärinen & Olkkonen 2008) Hyvärinen Markku & Olkkonen Rauno (2008) Muuntamoalvonnan pilottiprojektin tavoitteet -asiakirja. 25.4.2008. Helen Sähköverkko Oy.
- (Hämäläinen 2009) Hämäläinen Aki (2009) Useat keskustelut aikavälillä maaliskuu-joulukuu 2009.
- (Hätönen 2005) Hätönen Hannu (2005) Jakeluverkkoon liitettävä energiavarasto sähkön laadun, jakelun luotettavuuden ja energian hallinnassa. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu.
- (IBM 2007) IBM Corporation (2007) DONG Energy: Making the most of the intelligent electrical grid.

- (Järventausta et al. 2003) Järventausta, Mäkinen, Nikander, Kivikko, Partanen, Lassila, Viljainen & Honkapuro (2003) Sähkön laatu jakeluverkkotoiminnan arvioinnissa. TTY & LTY. EMV:n julkaisuja 1/2003. Saatavilla: http://www.lut.fi/fi/technology/lutenergy/electrical_engineering/research/electricitymarkets/research/networkbusiness/Documents/S%C3%84HK%C3%96N%20LAATU.pdf (Viitattu 1.4.2009)
- (Kiiski 2007) Kiiski Juha (2007) Keskeytysten selvitysaika 2007. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (KunnallisSuomi 2008) KunnallisSuomi (2008) Muuntamoiden automaattinen valvonta säästää selvää rahaa. Lokakuu 2008. Lehtisepät, Kuopion paino. Saatavilla: <http://epaper01.mmd.net/reader/?issue=4223;eb9af0eb52be9650daf4f0688c1df95b;13> (viitattu 15.4.2009)
- (Kuusela 1989) Kuusela Akke (1989) Helsingin keskijänniteverkon kehittäminen. Diplomityö. Teknillinen korkeakoulu.
- (Laaksonen 2001) Laaksonen Matti (2001) Talousmatematiikan luentomoniste. Vaasan Yliopisto. Saatavilla: <http://lipas.uwasa.fi/~mla/tma003/moniste/tmp104.pdf> (Viitattu 2.9.2009)
- (Lakervi & Partanen 2008) Lakervi Erkki & Partanen Jarmo (2008) Sähkönjakelutekniikka. Otatieto 609. Helsinki: Hakapaino.
- (Loukkalahti 2009) Loukkalahti Mika (2009) Sähköpostiviestit 30.4.2009 ja 19.8.2009.
- (Macleman et al. 2009) Macleman David, Bik Witold & Jones Andrew (2009) Evaluation of a self healing distribution automation scheme on the Isle of Wight. SSE UK, S&C Electric US and S&C Electric Europe. CIRED 2009, paper 0178.
- (Malmberg 2009) Malmberg Kim (2009) Netcontrol Oy. Sähköposti Helen / Osmo Siirto 23.4.2009.
- (Nurvo 2006) Nurvo Jouni (2006) Maasulun paikannus Helsingin Energian keskijänniteverkossa. Insinööri työ. Helsingin ammattikorkeakoulu Stadia.
- (Olkkonen 2008) Olkkonen Rauno (2008) Muuntamovalvonta loppuraportti -asiakirja. 11.12.2008. Helen Sähköverkko Oy.
- (Olkkonen 2009) Olkkonen Rauno (2009) Verkostoautomaation järjestelmähanke –asiakirja. 22.3.2009. Helen Sähköverkko Oy.
- (Partanen et al. 2008) Partanen, Viljainen, Lassila, Honkapuro, Tahvanainen & Karjalainen (2008) Sähkömarkkinat – opetusmoniste. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötökniiikan laitos.

- (Pettisalo 2008) Pettisalo Seppo (2008) Secondary substation monitoring & Distributed fault location – esityskalvot. 4/2008. VAMP Oy.
- (Piispa 2009) Piispa Arto (2009) Mestari- ja vikapäivystysohje. 14.5.2009. Helen Sähköverkko Oy sisäiset dokumentit.
- (Porkka 2008) Porkka Raimo (2008) Keskeytystilastot. Helen Sähköverkko Oy:n sisäiset dokumentit.
- (Rasmussen 2009) Rasmussen Kaare Seest (2009) A real case of self healing distribution network. DONG Energy. CIRED 2009, paper 0453.
- (Ruotsalainen 2009) Ruotsalainen Jarmo (2009) Sähköpostiviestit 7.5.2009 ja 22.9.2009.
- (Seppälä 2008) Seppälä Anssi (2008) Helen Sähköverkko Oy – koko Suomi, Keskeytystilasto 2007. Versio Helen Sähköverkko Oy 2007/2008-06-26. Enease Oy.
- (Seppälä 2009) Seppälä Jarmo (2009) Vyöhykeratkaisu tuo käyttövarmuutta ja kustannustehokkuutta. Sähkö & Tele 1/2009. Saatavilla: <http://www.abb.fi/cawp/seitp202/e6d06858e8aa7d49c12575430044881c.aspx> (viitattu 20.10.2009)
- (Siirto 2009) Siirto Osmo (2009) Verkostoautomaation optimointi ja priorisointi sähköasemalähdöittäin. Investointisuunnitelman liite 3. 25.2.2009. Helen Sähköverkko Oy.
- (Silvast et al. 2005) Silvast A, Heine P, Lehtonen M, Kivikko K, Mäkinen A, Järventausta P (2005) Sähköjakelun keskeytyksestä aiheutuva haitta. Teknillinen korkeakoulu ja Tampereen teknillinen yliopisto. Otamedia Oy.
- (Tilastokeskus 2008) Tilastokeskus (2008) Sähkönkulutus sektoreittain 2007. Saatavilla: http://www.stat.fi/til/ekul/2007/ekul_2007_2008-12-12_kuv_009.html (Viitattu 12.11.2009)
- (Tompuri et al. 2009) Tompuri Tapani, Isaksson Harry & Mäkelä Matti (2009) Useat keskustelut aikavälillä maaliskuu-joulukuu 2009.
- (Turunen et al. 2006) Turunen, Hirvonen, Jauhiainen, Kinnunen, Lehtinen, Lehtisalo, Rajala, Sandholm, Seppälä, Turkki & Öhman (2006) Sähköjakelun toimitusvarmuuden kehittäminen, Sähkön jakeluhäiriöiden ehkäisemistä ja jakelun toiminnallisia tavoitteita selvittäneen työryhmän raportti. 19.12.2006. Saatavilla: http://www.tem.fi/files/17096/Sahkokatkostyoryhman_raportti.pdf (viitattu 14.4.2009)
- (VAMP 2009a) VAMP Oy (2009) WIMO 6CP10- tuote-esite. Saatavilla: <http://www.vamp.fi/english/support/documentation/VB260EN.pdf> (Viitattu 24.8.2009)

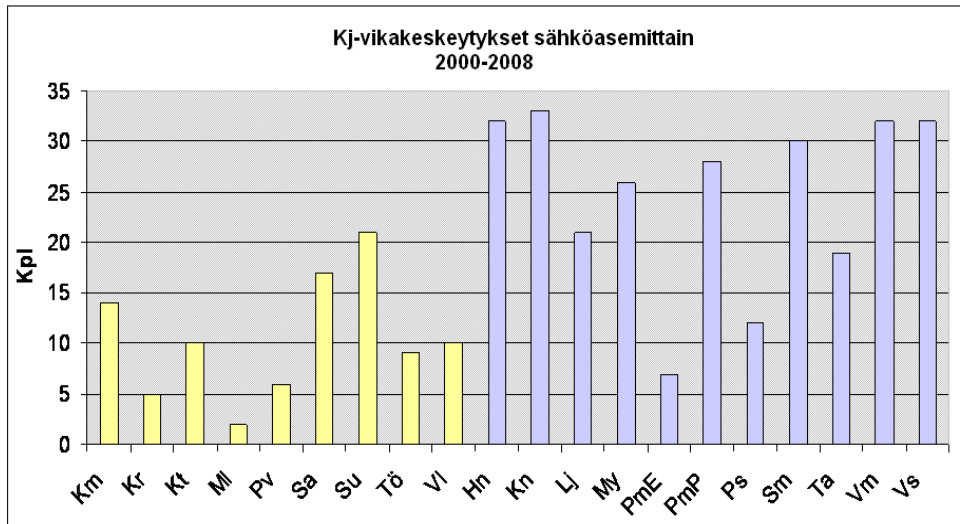
- (VAMP 2009b) VAMP Oy (2009) WIMO 6CP10, Secondary substation measuring and monitoring unit, Operation and configuration instructions. Technical description. Saatavilla: <http://www.vamp.fi/english/support/documentation/WM6CP10EN.pdf> (Viitattu 31.7.2009)
- (Vanhala 2003) Vanhala Pauli (2003) Muuntamoiden tiedonhallinnan parantaminen. Helsingin Energian sisäiset dokumentit.
- (Vanhala 2004) Vanhala Pauli (2004) Muuntamoseurantaprojekti. Helsingin Energian sisäiset dokumentit.
- (Vedenjuoksu 2009) Vedenjuoksu Tero (2009) Talousmatematiikan kertausluento 1 -kalvot. Oulun Yliopisto. Saatavilla: cc.oulu.fi/~tvedenju/talousmatematiikka/files/kertaus1.pdf (Viitattu 24.9.2009)
- (Willis 2004) Willis Lee (2004) Power Distribution Planning Reference Book. 2nd edition. New York: Marc Dekker, Inc.
- (Walton 2001) Walton Cliff (2001) Benefits of large scale urban distribution network automation and their role in meeting enhanced customer expectation and regulatory regimes. London Power Networks. CIRED 2001, paper 0482.
- (Weller et al. 2005) Weller Robert, Waters Les & d'Albertanson Bill (2005) Centralised automation of the East of England network. CIRED 2005, paper 0048.

Liitteet

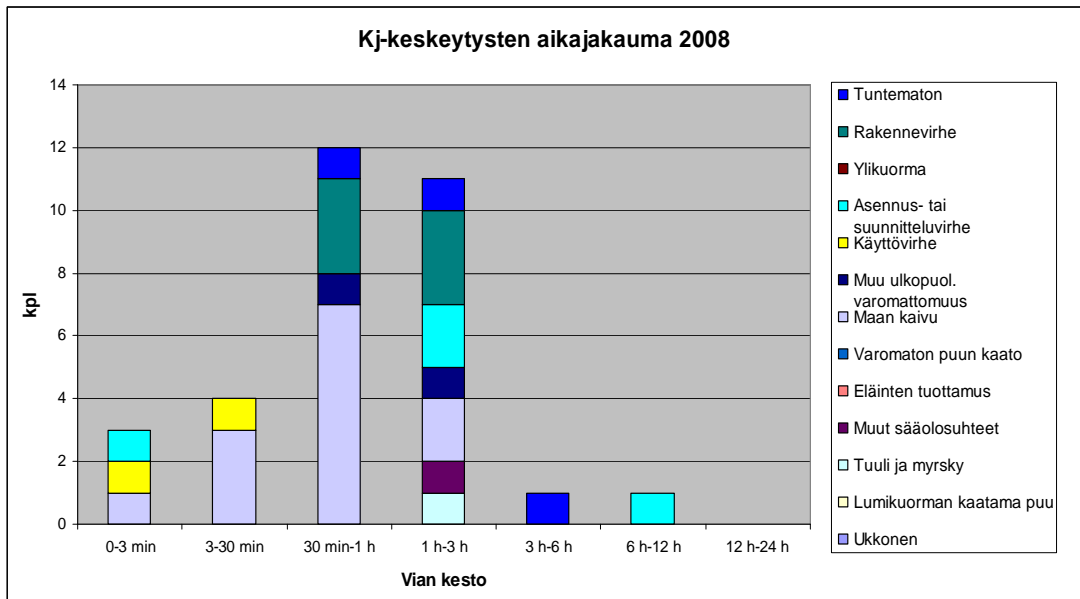
LIITE A Helen Sähköverkko Oy:n keskeytystilastot.



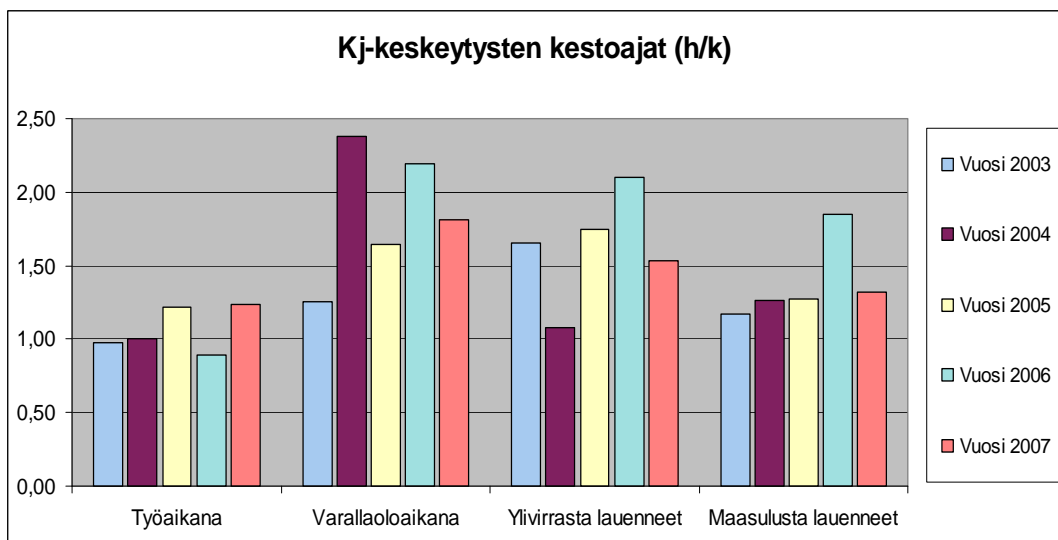
Kuva 1. KJ- vikakeskeytykset vuosittain 2000-2008. (Porkka 2008)



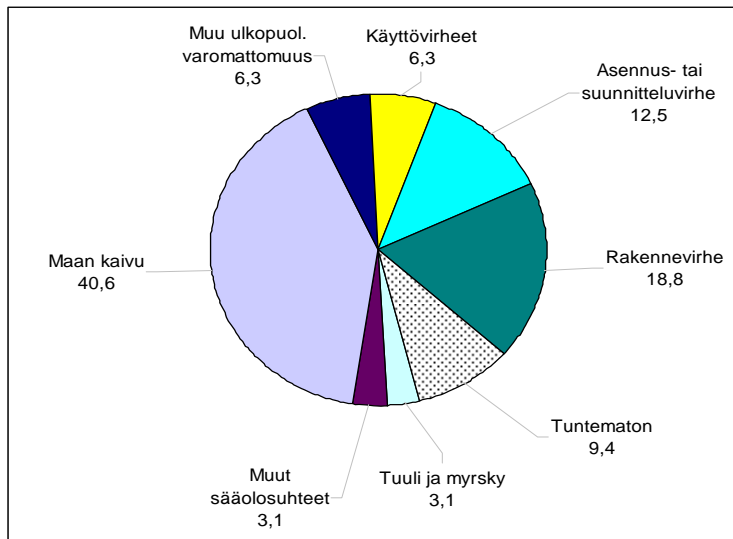
Kuva 2. KJ-vikakeskeytykset sähköasemittain vuosina 2000-2008. 10 kV:n sähköasemien keskeytysmääriä kuvaavat pylväät on maalattu keltaisiksi ja 20 kV:n keskeytysmääriä kuvaavat pylväät violeteiksi. (Porkka 2008)



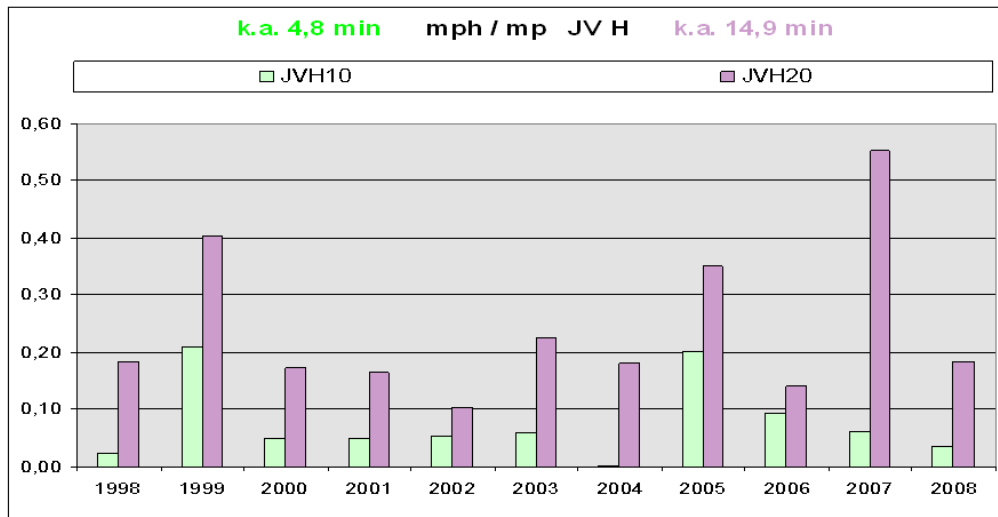
Kuva 3. Kj-keskeytysten aikajakauma vuonna 2008. (Porkka 2008)



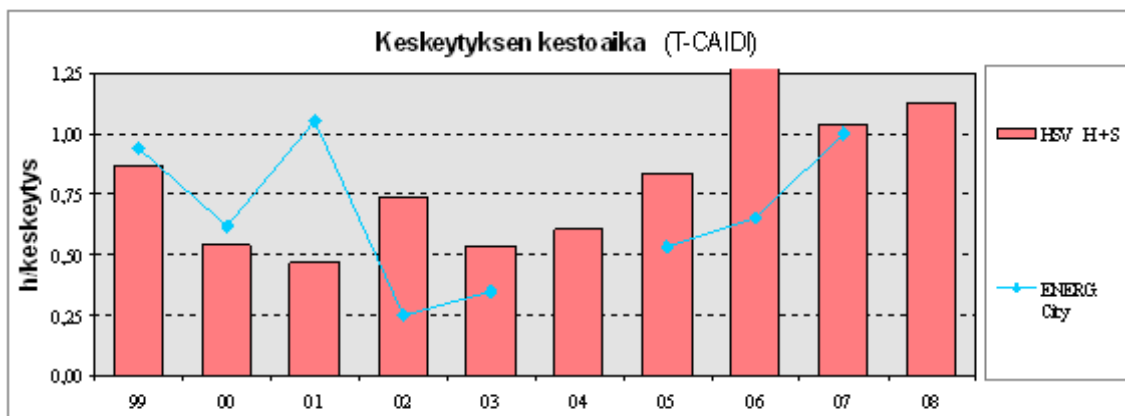
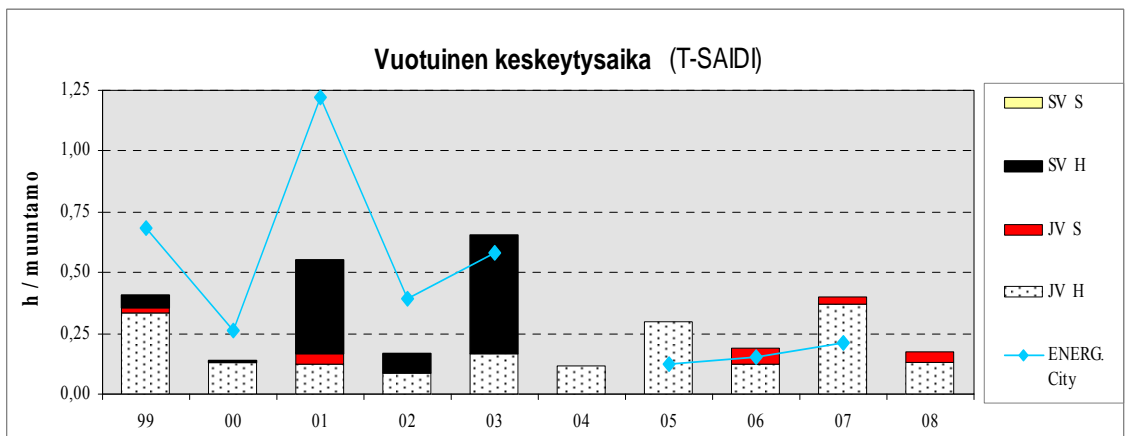
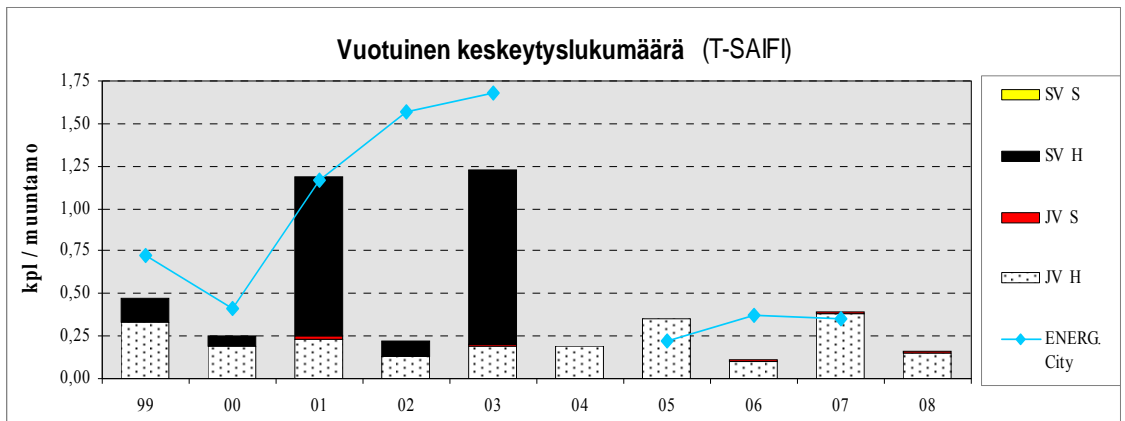
Kuva 4. Kj-keskeytysten kestoajat 2003-2007. (Kiiski 2007)



Kuva 5. Vikakeskeytysten prosentuaalinen jakauma aiheuttajittain vuonna 2008. (Porkka 2008)



Kuva 6. Jakeluverkon häiriökeskeytysajat muuntopiiriä kohti 10 kV:n ja 20 kV:n verkossa vuosina 1998-2008. (Porkka 2008)



Kuvat 7. – 9. Keskeytysten tunnusluvut: T-SAIFI, T-SAIDI ja T-CAIDI. (Porkka 2008)

LIITE B Kompensoinnin vaikutus KAH-säästöihin.

| SA | V | KAH-arvo ka (€/h) | KAH-säästö ka (€/a) | KAH-säästö viat - 20% | KAH-säästö viat - 40% | KAH-säästö viat - 60% | KAH-säästö viat - 80% |
|-----|---|-------------------|---------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Ps | 1 | 706115 | 34145 | 28567 | 22988 | 17410 | 11832 |
| Km | 1 | 761569 | 25121 | 25121 | 25121 | 25121 | 25121 |
| Hn | 1 | 547568 | 29398 | 25072 | 20747 | 16421 | 12095 |
| PmP | 1 | 662448 | 39765 | 34531 | 29298 | 24065 | 18831 |
| Kt | 1 | 631388 | 24203 | 24203 | 24203 | 24203 | 24203 |
| Vm | 1 | 621310 | 36421 | 31512 | 26604 | 21696 | 16787 |
| Kr | 2 | 575400 | 16469 | 16469 | 16469 | 16469 | 16469 |
| PmE | 2 | 431918 | 28202 | 24790 | 21378 | 17966 | 14553 |
| Su | 2 | 506739 | 14007 | 14007 | 14007 | 14007 | 14007 |
| VI | 2 | 512516 | 14364 | 14364 | 14364 | 14364 | 14364 |
| MI | 3 | 494246 | 9164 | 9164 | 9164 | 9164 | 9164 |
| My | 2 | 336177 | 20796 | 18140 | 15484 | 12828 | 10173 |
| Sa | 3 | 402693 | 8378 | 8378 | 8378 | 8378 | 8378 |
| Ta | 3 | 235907 | 14243 | 12523 | 10659 | 8796 | 6932 |
| Kn | 2 | 338465 | 19131 | 16457 | 13783 | 11109 | 8436 |
| Sm | 3 | 176044 | 12030 | 10639 | 9249 | 7858 | 6467 |
| Pv | 2 | 342206 | 12635 | 12635 | 12635 | 12635 | 12635 |
| Tö | 3 | 306520 | 10833 | 10833 | 10833 | 10833 | 10833 |
| Vs | 3 | 229080 | 10088 | 8278 | 6469 | 4659 | 2849 |
| Lj | 3 | 91613 | 4987 | 4263 | 3539 | 2815 | 2092 |
| Pu | 3 | 96755 | 7119 | 6354 | 5590 | 4826 | 4061 |