

**VAASAN YLIOPISTO**

**TEKNILLINEN TIEDEKUNTA**

**SÄHKÖTEKNIikka**

Marja Lotta Vessari

**ASEMAKAAVA-ALUEEN TAVOITEVERKON SUUNNITTELU JA SITÄ OH-  
JAAVAT TEKIJÄT KESKIJÄNNITEVERKOSSA**

Diplomityö, joka on jätetty tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten

Vaasassa 24.9.2014

Työn valvoja

Professori Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaajat

Professori Kimmo Kauhaniemi ja insinööri Ari Salo

Työn tarkastaja

Professori Timo Vekara

## ALKULAUSE

Diplomityöni on tehty Vaasan Sähköverkko Oy:n toimeksiantona. Diplomityön valvojana ja ohjaajana toimi professori Kimmo Kauhaniemi ja työn tarkastajana professori Timo Vekara. Toinen työn ohjaaja oli Vaasan Sähköverkko Oy:n yleissuunnittelija insinööri Ari Salo.

Kiitän Vaasan Sähköverkko Oy:n toimitusjohtaja Juha Rintamäkeä ja suunnittelupäällikköä Karl-Gustav Kolamia mahdollisuudesta tehdä diplomityö mielenkiintoisesta aiheesta mukavassa työympäristössä. Kiitän myös Jarmo Leppistä ja Magnus Nylundia korvaamattomasta avusta työn tekemisen aikana. Erityisesti kiitän työni ohjaajaa Ari Saloa, joka perehdytti ja ohjasi minua työn aikana. Kiitän professori Kimmo Kauhaniemeä asiantuntevasta ohjaamisesta ja työn etenemisen valvomisesta. Kiitos professori Timo Vekaralle työni tarkastamisesta.

Elina ja Hanna-Kaisa, parhaista parhaimmat opiskelukaverini: kiitos että olette olleet tukenani koko opiskeluiden ajan! Tahdon kiittää perhettäni ja ystäviäni suunnattoman arvokkaasta ja tärkeästä kannustamisesta ja tukemisesta opiskeluideni aikana. Suurimmat kiitokseni ansaitsee Joni, poikaystäväni ja opiskelukaverini, joka ymmärtää, tukee ja arvostaa minua.

Vaasassa 16.9.2014

Marja Lotta Vessari

## SISÄLLYSLUETTELO

|  |    |
|--|----|
| ALKULAUSE  | 1  |
| SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO  | 4  |
| TIIVISTELMÄ  | 7  |
| ABSTRACT   | 8  |
| 1 JOHDANTO   | 9  |
| 1.1 Työn tavoitteet, rakenne ja rajaukset                              | 9  |
| 1.2 Vaasan Sähköverkko Oy  | 10 |
| 2 SÄHKÖNJAKELUVERKON SUUNNITTELU                                       | 12 |
| 2.1 Verkkoyhtiöt   | 12 |
| 2.2 Jakeluverkon rakenne   | 14 |
| 2.3 Sähköjakeluverkkojen suunnittelu                                   | 18 |
| 2.3.1 Strateginen suunnittelu  | 18 |
| 2.3.2 Verkostosuunnittelu  | 21 |
| 2.3.3 Maastosuunnittelu  | 23 |
| 2.4 Sähköjakeluverkon elinkaarikustannukset                            | 24 |
| 3 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISTÄ OHJAAVAT TEKIJÄT                     | 29 |
| 3.1 Regulaatio   | 29 |
| 3.2 Sähkömarkkinalaki  | 31 |
| 3.3 Verkostostrategia  | 36 |
| 3.4 Standardi SFS-EN 50160   | 40 |
| 3.5 Muut kehittämistä ohjaavat tekijät                                 | 42 |
| 3.5.1 Sähköjakelun toimitusvarmuus                                     | 42 |
| 3.5.2 Kuormitusennusteet   | 44 |
| 3.5.3 Ilmastonmuutos   | 45 |
| 3.5.4 Ympäristö  | 47 |
| 3.5.5 Turvallisuus   | 48 |
| 4 KESKIJÄNNITEVERKON KEHITTÄMISTOIMENPITEET                            | 49 |
| 4.1 Sähköasemat  | 49 |
| 4.2 Uuden keskijännitelähdön rakentaminen ja varayhteyden rakentaminen | 52 |
| 4.3 Ilmajohtojen saneeraaminen   | 53 |
| 4.3.1 Ilmajohdon saneeraaminen maakaapeliksi                           | 55 |
| 4.3.2 Ilmajohdon siirtäminen tien varteen                              | 56 |
| 4.4 Pylväsmuuntamon saneeraaminen puistomuuntamoksi                    | 57 |
| 4.5 Kauko-ohjattavat erottimet   | 61 |
| 5 ASEMAKAAVA-ALUEIDEN TAVOITEVERKKOSUUNNITELMAT                        | 64 |
| 5.1 Tapaus Petolahti   | 64 |
| 5.2 Tapaus Laihia kirkonseutu  | 73 |
| 5.3 Tapaus Koivulahti  | 84 |

|   |                        |     |
|---|------------------------|-----|
| 6 | YHTEENVETO JA POHDINTA | 98  |
|   | LÄHDELUETTELO          | 103 |
|   | LIITTEET               | 111 |

## SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

*Symbolit*

|                           |  |
|---------------------------|--|
| $\Psi$                    | Apukerroin   |
| $\cos\varphi$             | Tehokerroin  |
| $f_{AJK}$                 | Aikajälleenkytkentöjen vikataajuus                               |
| $f_{PJK}$                 | Pikajälleenkytkentöjen vikataajuus                               |
| $f_{vika}$                | Vikakeskeytyksien vikataajuus                                    |
| $h_e$                     | Häviöenergian hinta  |
| $h_{ilmajohd}$            | Ilmajohdon yksikköhinta  |
| $h_{kunnossapito}$        | Ilmajohdon tai maakaapelin kunnossapidon hinta                   |
| $h_{maakaapeli, asennus}$ | Maakaapelin asennuksen yksikköhinta                              |
| $h_{maakaapeli, kaivu}$   | Maakaapelin kaivamisen yksikköhinta                              |
| $h_{p-KJ}$                | Häviötehon hinta keskijänniterunkojohdoille                      |
| $h_{viankorjaus}$         | Ilmajohdon tai maakaapelin vian korjauksen yksikköhinta          |
| $I$                       | Sähkövirran voimakkuus   |
| $I_{max}$                 | Virran maksimiarvo   |
| $I_{max, av.}$            | Virran maksimiarvojen keskiarvo                                  |
| $k$                       | Kapitalisointikerroin  |
| $K_1$                     | Ensimmäisen vuoden häviökustannukset                             |
| $k_{AJK}$                 | Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta     |
| $K_{AJK}$                 | Aikajälleenkytkennöistä syntyvät kustannukset                    |
| $K_e$                     | Kokonaislinkaarikustannukset                                     |
| $K_{häv}$                 | Häviökustannukset  |
| $K_{inv}$                 | Investointikustannukset  |
| $K_{kesk}$                | Kokonaiskeskeytyskustannukset                                    |
| $K_{kun}$                 | Kunnossapitokustannukset   |
| $k_{PJK}$                 | Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta     |
| $K_{PJK}$                 | Pikajälleenkytkennöistä syntyvät kustannukset                    |
| $K_{vika}$                | Vikakeskeytyksistä syntyvät kustannukset                         |
| $k_{vika, kW}$            | Vikakeskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta, teholle |

|                        |   |
|------------------------|---|
| $k_{\text{vika, kWh}}$ | Vikakeskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta, energialle |
| $l$                    | Ilmajohdon tai maakaapelin pituus                                   |
| $p$                    | Korkoprosentti  |
| $P$                    | Pätöteho  |
| $P_{\text{av}}$        | Lähdön keskiteho  |
| $P_{\text{hv}}$        | Pätötehohäviöt  |
| $P_{\text{lt}}$        | Häiritsevyysindeksi   |
| $P_{\text{max}}$       | Pätötehon maksimiarvo   |
| $P_{\text{max, n}}$    | Pätötehon maksimiarvo vuonna n                                      |
| $P_{\text{max, n-1}}$  | Pätötehon maksimiarvo vuonna n-1                                    |
| $P_x$                  | Vuoden 2030 J06 Korsnäst -lähdön huipputeho                         |
| $r$                    | Kuormituksen vuosittainen kasvukerroin                              |
| $R$                    | Resistanssi   |
| $t$                    | Käyttöikä   |
| $T$                    | Suunnittelujakson pituus  |
| $t_{\text{h-KJ}}$      | Häviöiden huipunkäyttöaika KJ-runkojohdot                           |
| $t_{\text{vika}}$      | Vikakeskeytyksen keskimääräinen kesto, h                            |
| $U$                    | Laskentajännite   |
| $U_c$                  | Jakelujännite   |

### *Lyhenteet*

|     |   |
|-----|---|
| AJK | Aikajälleenkytkentä   |
| EV  | Energiavirasto  |
| GBY | Gerby   |
| GSM | Global System for Mobile Communications, maailman laajuinen matkapuhelinjärjestelmä |
| KAH | Keskeytyksistä asiakkaalle aiheutunut haitta  |
| KJ  | Keskijännite  |
| KTJ | Käytöntukijärjestelmä   |
| KVL | Koivulahti  |
| MIE | Miettylä  |

|        |  |
|--------|--|
| PJ     | Pienjännite  |
| PJK    | Pikajälleenkytkentä  |
| PTL    | Petolahti  |
| RTK    | Ratikylä   |
| RTN    | Ristinummi   |
| SCADA  | Supervisory Control And Data Acquisition, käytönvalvonta-järjestelmä |
| SJ     | Suurjännite  |
| SFS-EN | Suomen Standardisoimisliitto SFS ry -European Standard               |
| TEM    | Työ- ja elinkeinoministeriö  |
| TUKES  | Turvallisuuskeskus   |
| TUO    | Tuovila  |
| VSV    | Vaasan Sähköverkko Oy  |
| VTJ    | Verkkotietojärjestelmä   |
| VÖY    | Vöyri  |

---

**VAASAN YLIOPISTO****Teknillinen tiedekunta****Tekijä:**

Marja Lotta Vessari

**Diplomityön nimi:**

Asemakaava-alueen tavoiteverkon suunnittelu ja sitä ohjaavat tekijät keskijänniteverkossa

**Valvoja:**

Professori Kimmo Kauhaniemi

**Ohjaajat:**

Professori Kimmo Kauhaniemi, insinööri Ari Salo

**Tarkastaja:**

Professori Timo Vekara

**Tutkinto:**

Diplomi-insinööri

**Oppiaine:**

Sähkötekniikka

**Opintojen aloitusvuosi:**

2009

**Diplomityön valmistumisvuosi:**

2014

**Sivumäärä: 117**

---

**TIIVISTELMÄ**

Sähkönjakeluverkot ovat tällä hetkellä muutostilanteessa, sillä uudet vaatimukset ja määräykset ohjaavat niiden kehittämistä. Lisäksi älykkäiden sähköverkkojen kehittyessä muutokset tulevat näkymään jakeluverkon puolella. Sähkönjakeluverkkojen kehittämistä ohjaa etenkin uusi sähkömarkkinalaki, joka tuli voimaan 1.9.2013. Lain tarkoituksena on, että sähkömarkkinat Suomessa olisivat sekä alueellisesti, että Euroopan unionin sisäisesti tehokkaat ottaen huomioon kestävän kehityksen. Tavoitteena on muun muassa parantaa sähköenergian toimitusvarmuutta.

Sähkönjakeluverkkojen kehittämistä ohjaavat monet muut tekijät sähkömarkkinalain lisäksi. Regulaatio, standardit, omistajapolitiikka, sähkön laatu, turvallisuus ja ympäristötekijät ovat seikkoja, jotka on huomioitava kehittäessä sähkönjakeluverkkoja. Tässä työssä tarkasteltiin strategista verkostosuunnittelua ja sitä, mitä vaatimuksia edellä mainitut tahot antavat suunnittelutyöhön. Lisäksi työssä käytiin läpi keinoja, joilla vaatimukset voidaan täyttää ja keinoja miten jakeluverkkoa pystytään kehittämään.

Työssä esiteltiin käytännön esimerkkien kautta, miten sähkönjakeluverkon keskijänniteosuuksien toimitusvarmuutta voidaan parantaa asemakaavoitetulla taajama-alueella. Työn tuloksena on määritetty Vaasan Sähköverkko Oy:n kolmen eri asemakaavoitetun taajama-alueen 20 kV:n verkoille tavoiteverkot. Näiden tavoiteverkkojen pohjalta nähdään, miten keskijänniteverkkoa tulisi investoida ja saneerata vaiheittain tulevaisuudessa. Lisäksi työn tuloksena voidaan pitää elinkaarikustannusten laskennan kehittämistä Vaasan Sähköverkko Oy:ssä, vaikka laskenta on vain yksi keino vertailla eri saneerausvaihtoehtoja. Tämän työn tulokset tukevat Vaasan Sähköverkko Oy:n vuonna 2012 tekemää verkostostrategiaa ja näin ollen tulokset osoittavat keskijänniteverkon saneerauksen ajankohtaisuuden ja tarpeellisuuden.

---

**AVAINSANAT:** Sähkönjakeluverkko, sähkömarkkinalaki, tavoiteverkko, asemakaava-alue, keskijänniteverkko

---

**UNIVERSITY OF VAASA****Faculty of technology**

|   |  |
|---|--|
| <b>Author:</b>                          | Marja Lotta Vessari  |
| <b>Topic of the Thesis:</b>             | The Planning of a Target Grid for a Zoned Area and Its Relevant Factors in a Medium-Voltage Grid |
| <b>Supervisor:</b>                      | Professor Kimmo Kauhaniemi   |
| <b>Instructors:</b>                     | Professor Kimmo Kauhaniemi, engineer Ari Salo  |
| <b>Evaluator:</b>                       | Professor Timo Vekara  |
| <b>Degree:</b>                          | Master of Science in Technology  |
| <b>Major of Subject:</b>                | Electrical Engineering   |
| <b>Year of Entering the University:</b> | 2009   |
| <b>Year of Completing the Thesis:</b>   | 2014   |

**Pages: 117**

---

**ABSTRACT**

Electricity distribution networks are in the process of changing because new requirements and rules guide their development. Moreover, as smart grids develop changes will first be seen in the distribution networks. The principal guiding factor in the development of distribution networks is the new electricity market law which came into effect on 1.9.2013. The purpose of the law is to make electricity markets more efficient both within Finland and the European Union while taking sustainable development into account. One of the targets of the law is to improve the reliability of electrical power transmission.

The development of distribution networks is guided by several factors apart from electricity market law. Regulations, standards, owner's policy, the quality of electricity, security and environmental aspects are to be observed when distribution networks are developed. This master's thesis treats strategic network planning and the requirements imposed upon it by the aforementioned considerations. In addition, techniques for developing distribution networks which meet these requirements are presented.

This thesis presents practical examples of how the reliability of distribution networks can be improved in zoned urban areas. The result of this work is three target grid plans for Vaasa's local distribution system operator Vaasan Sähköverkko Oy. These target grid plans are made for the 20 kV grids of three zoned urban areas. These plans show how networks should be invested in and modernized step by step in the future. The results of this work can be used in the development of the life cycle cost calculations of Vaasan Sähköverkko Oy, even though these calculations are just one way of comparing modernization alternatives. The results of this master's thesis support Vaasan Sähköverkko Oy's network developing strategy introduced in 2012 and hence demonstrate that the distribution grid's modernization is topical and necessary.

---

**KEYWORDS:** Electricity distribution network, electricity market law, target grid, town plan zone, medium voltage grid

# 1 JOHDANTO

## 1.1 Työn tavoitteet, rakenne ja rajaukset

Diplomityö käsittelee keskijännitejakeluverkon (KJ-jakeluverkon) kehittämistä ja kehittämistä ohjaavia tekijöitä tavoiteverkkojen suunnittelun avulla. Nyky-yhteiskunnan riippuvuus sähköenergian keskeytymättömästä jakelusta asettaa verkkoyhtiöille vaatimuksia kehittää jakelujärjestelmäänsä laadukkaammaksi ja luotettavammaksi. Tavoiteverkon suunnittelua määrittävät muun muassa syyskuussa 2013 voimaan tullut uudistettu sähkömarkkinalaki, alan luomat laatuvaatimukset, regulaatio, omistajapolitiikka sekä standardit. Tavoiteverkkojen suunnittelussa pyritään luomaan KJ-jakeluverkko, joka täyttää sille asetetut vaatimukset ja on elinkaarikustannuksiltaan mahdollisimman edullinen. Työn tavoitteena on laatia VSV:lle tavoiteverkko kolmeen eri asemakaavoitettuun taajama-alueeseen. Taajamiksi valikoituivat Petolahti (PTL) Maalahdessa, Laihian kirkonseutu ja Koivulahti (KVL) Mustasaassa.

Teoriaosuudessa käydään läpi verkkoyhtiöiden tehtävät, sähkönjakeluverkko, sen tarkoitus ja rakenne. Lisäksi teoriaosuudessa tarkastellaan verkoston suunnitteluprosessia strategisista linjanvedoista maastosuunnitteluun ja käsitellään sähkönjakeluverkon elinkaarikustannuksia. Eri tahot ohjaavat sähkönjakelua ja verkkoliiketoimintaa. Työssä käydään läpi tämän työn kannalta olennaisimmat ohjaavat tahot ja kehittämistoimenpiteet. KJ-verkon kehittämistoimenpiteitä on useita, ja ne vaihtelevat kalliista sähköasemainvestoinneista aina yksinkertaisiin ja edullisiin toimilaitteiden asettelumuutoksiin.

Työn suurin arvo on luvussa 5 käsiteltävät tavoiteverkkosuunnitelmat, joiden avulla Vaasan Sähköverkko Oy (VSV) pystyy kehittämään 20 kV:n jakeluverkkoaan nykyisten vaatimusten mukaiseksi. Luvussa 5 käydään läpi tehdyt tavoiteverkot kolmeen erilaiseen asemakaavoitettuun taajama-alueeseen tapaustutkimuksena. Ensimmäinen tapaus on Maalahden kunnan asemakaavoitettu Petolahti-taajama. Tavoiteverkossa kehitettiin kahta PTL:n sähköasemalta lähtevää KJ-lähtöä ja suunniteltiin niihin muutoksia. Toinen tavoiteverkkosuunnitelma tehtiin koko Laihian kirkonseudulle, joka käsittää laajan taajama-alueen haasteenaan suunniteltavan alueen läpi virtaava joki ja uudet tiejärjestelyt.

Kohteen laajuudesta johtuen Koivulahden osalta tehtiin vain tavoiteverkon keskeisten vaihtoehtojen kartoitus, eli tutkimus siitä, tulisiko Mustasaaren KVL-taajaman kytkinasema saneerata sähköasemaksi. Työn päättää yhteenveto- ja pohdintaluku, jossa selvitetään, miten tuloksiin päädyttiin, mitä tulokset kertovat ja vastaavatko ne työlle annettuja vaatimuksia. Lisäksi pureudutaan työssä esiin tulleisiin haasteisiin ja avoimeksi jääviin kysymyksiin sekä pohditaan, mitä asioita tulisi vielä tutkia lisää.

Työ on rajattu käsittelemään 20 kV:n KJ-jakeluverkkoa ja tavoiteverkkosuunnittelua. Työssä käsitellään vain työssä esiintyvien tavoiteverkkosuunnitelmien kannalta olennaisia verkon kehittämistoimenpiteitä, kehittämistä ohjaavia tekijöitä ja verkostokomponentteja. Työssä käytetyt lähteet ovat lähes pelkästään suomalaisia työn luonteen vuoksi. Työn aihetta ei ole kannattavaa verrata globaaleihin jakeluverkkojen muutoksiin, sillä KJ-jakeluverkon kehittäminen ja vaatimukset, jotka ohjaavat kehittämistä, on tehty ensisijaisesti kansallisista näkökohdista. Työssä tehdyt simuloinnit on tehty Trimble NIS -verkkotietojärjestelmällä (VTJ).

## 1.2 Vaasan Sähköverkko Oy

Vaasan Sähköverkko Oy on osa Vaasan Sähkö Oy -konsernia. VSV vastaa sähkönjakelusta Vaasan, Mustasaaren, Laihian, Maalahden, Korsnäsin, Närpiön pohjoisosan ja Vöyrin (VÖY) alueilla. Yritys vastaa sähkönjakelun lisäksi jakeluverkon kunnossapidosta, käytöstä ja vikapäivystyksestä. Lisäksi vastuualueina on sähköverkon suunnittelu, rakennuttaminen ja mittauspalveluiden tuottaminen. VSV:n liikevaihto on 28,5 miljoonaa euroa, ja työntekijöitä yhtiöllä on 32. VSV:n toimialueella, joka voidaan nähdä kuvasta 1, sähkön kokonaiskulutus oli 990 GWh:a sähkönsiirron huipputehon ollessa 195 MW:a. Asiakkaita yhtiöllä on 67 851. Jakeluverkon pituus on 6 611 km. Sähköasemia VSV:lla on 17 ja kytkinasemia 6. (Vaasan Sähkö 2014; Salo 2014g; Vaasan Sähköverkko Oy 2013.)



Kuva 1. Vaasan Sähköverkko Oy:n vastuualuekartta. (Vaasan Sähköverkko Oy 2013.)

## 2 SÄHKÖNJAKELUVERKON SUUNNITTELU

Suomen sähkönjakeluverkkojen jälleenhankinta-arvo oli vuonna 2012 15,7 miljardia euroa. Jakeluverkkojen pituus on myös kasvanut käyttäjä- ja liittymämäärien kehityksen myötä. (Energiavirasto 2014a: 25.) Tässä luvussa kerrotaan mitkä toiminnot ovat verkko-yhtiöiden vastuulla sekä käsitellään jakeluverkon rakennetta ja millä eri rakenteilla jakeluverkko voidaan toteuttaa. Luvussa luodaan myös katsaus jakeluverkon suunniteluun ja sen eri tasoihin. Lopuksi käsitellään elinkaarikustannuslaskentaa.

### 2.1 Verkkoyhtiöt

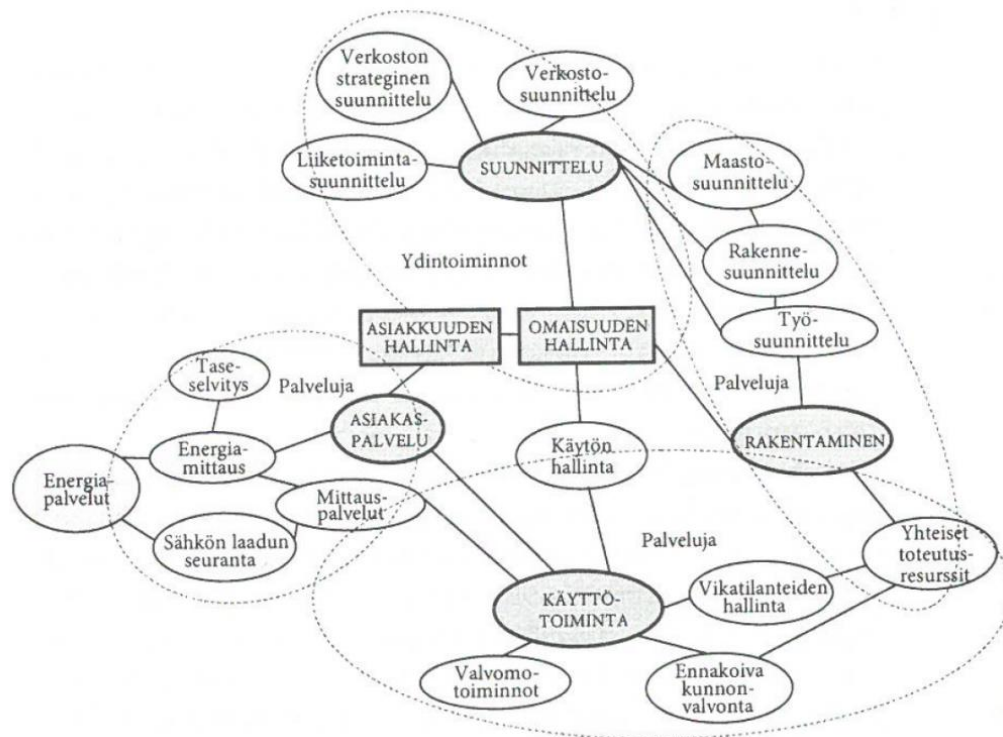
Yhtiöitä, jotka harjoittavat verkkopalveluliiketoimintaa, kutsutaan yhtiön hallitseman verkon perusteella kanta-, alue- tai jakeluverkonhaltijoiksi tai -verkkoyhtiöiksi. Suurimpien yhtiöiden on täytynyt erottaa verkkotoiminta ja sähkönmyynti erillisiin yhtiöihin vuoden 2007 alusta lähtien. (Elovaara & Haarla 2011a: 58.) Sähköverkkotoiminta on Suomessa luvanvaraista monopolitoimintaa ja siihen tarvitaan verkkolupa, joka anotaan Energiavirastolta (Energiavirasto 2014a; Sähkömarkkinalaki 2013/588 4§). Jakeluverkkoyhtiön verkkolupaan kuuluu maantieteellinen vastuualue, jossa verkkoyhtiöllä on yksinoikeus verkon rakentamiseen tietyin poikkeuksin. (Elovaara & Haarla 2011a: 58; Sähkömarkkinalaki 2013/588 13§.)

Verkkoyhtiön tehtäviin kuuluu (Elovaara & Haarla 2011a: 58; Lakervi & Partanen 2008: 21; Sähkömarkkinalaki 2013/588 3§.):

- verkon ylläpito, kehittäminen ja käyttö
- sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämismäärä
- sähkönsiirtovelvollisuus
- liiketoimintasuunnittelu ja toteutus
- hallinnon tukipalvelut
- sähköverkon suunnittelu
- verkkojen rakentaminen ja rakennuttaminen
- kunnonvalvonta

- verkon käyttäjien sähkölaitteiden liittäminen sähköverkkoon
- energiamittaukset, taseselvitykset ja asiakaspalvelu.

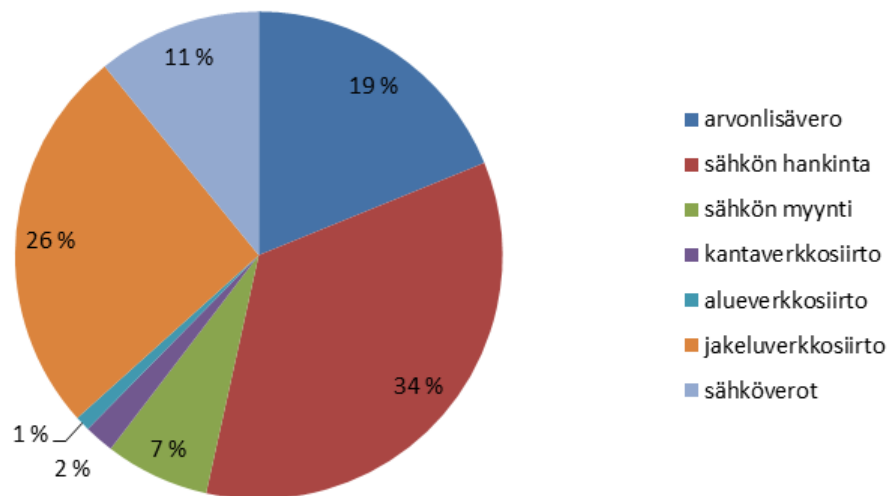
Verkkoyhtiöiden tehtävät voidaan myös kuvata kuvan 2 osoittamalla tavalla. Kuvasta nähdään, että verkkoyhtiöllä on ydintoiminnot sekä muita palveluita, jotka linkittyvät toisiinsa. Ydintoiminnoina voidaan pitää omaisuudenhallintaa ja asiakkuudenhallintaa. Omaisuudenhallintaan liittyy suunnittelu, rakentaminen ja käytön hallinta. Asiakkuudenhallinta taas linkittyy suoraan omaisuudenhallintaan ja asiakaspalveluun. (Lakervi & Partanen 2008: 22.)



Kuva 2. Sähköverkkoyhtiön ydintoiminnot sekä muut palvelut. (Lakervi & Partanen 2008: 22.)

Loppuasiakkaan kannalta sähkönjakeluverkolla ja jakeluverkkoihin liittyvillä muilla toiminnoilla on tärkeä merkitys, sillä verkkoliiketoiminta vaikuttaa siirtohintoihin, sähkön laatuun ja yleiseen sähköturvallisuuteen. (Lakervi & Partanen 2008: 17.) Verkkoyhtiön siirtohintoihin ei saa vaikuttaa asiakkaan sijainti verkkoyhtiön vastualueella eikä se, keneltä asiakas ostaa sähköenergiansa. Siirtohintoihin vaikuttaa sen sijaan asiakkaal-

le toimitetun sähköenergian määrä, tehontarve ja jännitetaso, jolla asiakas liittyy verkkoon. (Elovaara & Haarla 2011a: 58.) Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan osuus sähkön kokonaishinnasta on 15–50 %. Osuus riippuu asiakkaan sähkönkulutuksesta. Jos sähkönkulutus on vähäistä, on siirtomaksun suhteellinen osuus silloin suurempi sähkön kokonaishinnassa. (Lakervi & Partanen 2008: 17.) Kuvassa 3 on esitetty, mistä kotitalousten sähkölasku muodostuu.



Kuva 3. Sähkölaskun muodostuminen kotitalouksille. Kuva on muokattu Energiategollisuus ry:n sivuilta. (Energiategollisuus ry 2014.)

## 2.2 Jakeluverkon rakenne

Sähkönjakelujärjestelmä koostuu alueverkosta, KJ-verkosta, pienjänniteverkosta (PJ-verkko), sähköasemista ja jakelumuuntamoista. Alueverkon jännitetaso on yleensä 110 kV:a ja 45 kV:a. Alueverkon ja KJ-verkon välissä on sähköasemia, joissa muunnetaan 110 kV:n jännite 20 kV:ksi. KJ-verkon jännitetaso on 20 kV:a. KJ-verkolla siirretään sähköenergiaa jakelumuuntamoille, joissa muunnetaan 20 kV:a 0,4 kV:ksi. PJ-verkon jännitetaso on 0,4 kV ja tämä jännitetaso säilyy liityntäpisteelle asti. Sähkönjakelujärjestelmä rakennetaan useista primääri- ja sekundäärikomponenteista, johdoista ja kaapeleista. Sähkötekniinen siirtokyky riippuu jännitetasosta. Taulukossa 1 on esitetty,

kuinka paljon tehoa voidaan siirtää, ja miten pitkä siirtomatka voi olla jännitetasoilla 110 kV, 20 kV ja 0,4 kV. Tämä on olennainen tieto esimerkiksi verkostosuunnittelun näkökannalta. (Lakervi & Partanen 2008: 11–12.)

Taulukko 1. Siirrettävän tehon suuruus ja siirtomatka jakeluverkossa eri jännitetasoilla. (Lakervi & Partanen 2008: 11–12.)

| Jännitetaso | Siirrettävä teho                       | Siirtomatka             |
|-------------|--|-------------------------|
| 110 kV      | kymmeniä megawatteja                   | n. 100 km               |
| 20 kV       | muutama megawatti                      | n. 20–30 km             |
| 0,4 kV      | kymmeniä – muutamia satoja kilowatteja | muutamia satoja metrejä |

Sähköenergiaa on kannattavaa siirtää korkealla jännitteellä, sillä näin virtalämpöhäviöt pysyvät pieninä ja sähkönsiirron ja -jakelun hyötysuhde paranee. Yhtälöstä 1 nähdään, miten pätötehohäviöt ovat verrannollisia virran neliöön. Häviöteho voidaan laskea yhtälöllä

$$P_{\text{hv}} = RI^2, \quad (1)$$

missä,  $P_{\text{hv}}$  on pätötehohäviöt,  $R$  on resistanssi ja  $I$  on sähkövirran voimakkuus.

Siirrettäväksi pätötehoksi saadaan

$$P = UI, \quad (2)$$

missä  $P$  on pätöteho,  $U$  on laskentajännite ja  $I$  on sähkövirran voimakkuus.

Yhtälöitä tarkastelemalla huomataan, että mitä suurempi teho siirretään, sitä kannattavampaa on käyttää suurta jännitettä. (Elovaara & Haarla 2011 a: 54.)

Sähköverkkoja voidaan rakentaa kolmella eri perusrakenteella: säteittäisenä verkkona, rengasverkkona ja silmukoituna verkkona. Kun verkon rakennetta suunnitellaan, on huomioitava tekniset ja taloudelliset seikat, joita ovat (ABB 2000: 341.):

- investoinnin kalleus
- käytön taloudellisuus
- käytön luotettavuus
- varasyöttöjen mahdollisuus
- suojaukseen liittyvät valinnat.

Taulukossa 2 on esitettyä verkostorakenteet, niiden edut, haitat ja käyttökohteet.

Taulukko 2. Eri verkostorakenteiden edut, haitat ja käyttökohteet. (ABB 2000: 341.)

| Verkostorakenne     | Edut  | Haitat   | Käyttökohteet   |
|---------------------|---|--|---|
| säteittäinen verkko | selkeä yleisrakenne, käytön yksinkertaisuus, suojauksen helpous   | varmistusmahdollisuuden puuttuminen, käyttökeskeytykset huollon aikana | KJ- ja PJ-jännitteillä  |
| rengasverkko        | varmistettu syöttö, jännitevakavuus, pienemmät tehohäviöt kuin säteittäisellä verkolla                      | käytön vaikeutuminen, suojauksen (relesuojauksen) monimutkaistuminen   | tavallisesti 110 kV verkot lukuun ottamatta johtoja, jotka syöttävät yhtä tai muutamaa 110/20 kV asemaa |
| silmukoitu verkko   | sisältää renkaan sisäisiä väliyhteyksiä, syöttöjen varmuus paranee, jännitevakavuus, pienentyvät tehohäviöt | käyttö vaikeutuu, relesuojaus kallistuu                                | 400 kV ja 220 kV verkot, mutta myös 110 kV ja 20 kV   |

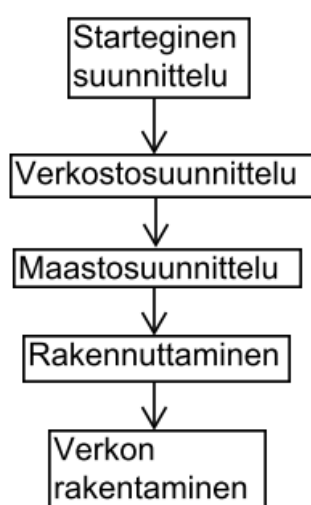
Jakeluverkko toimii tavallisesti vain yksisuuntaisesti. PJ-verkot rakennetaan yleensä säteittäiseksi verkoksi, joka on rakennuskustannuksiltaan edullisempi kuin rengasverkko. KJ-verkon toteuttaminen säteittäisenä verkkona tulisi myös kustannuksiltaan halvemmaksi, mutta yleensä se toteutetaan rengasmuotoisena tai silmukoidusti, jotta mahdollisimman monella asiakkaalla pystytään siirtämään sähköä ilman pitkäaikaista katkosta. KJ-verkkoa käytetään kuitenkin normaalitilanteessa säteittäisenä. Jakorajoina sä-

teittäisessä verkossa on kaukokäyttöiset tai käsin ohjattavat erottimet. Rengasmuotoisessa verkossa vika voidaan rajata erottimien avulla yhteen erotinväliin. Rengasmuotoitetaan käyttööön verkon kytkentää muuttaessa, huoltotoimenpiteissä ja vikaa etsittäessä. Säteittäisessä verkossa oikosulkuvirrat ovat pienemmät, jännitteensäätö ja suojauksen toteuttaminen on yksinkertaisempaa sekä häiriön rajoittaminen on helpompaa kuin rengasmuotoisessa verkossa. Rengasmuotoisessa verkossa jännitteenalenema ja energiahäviöt ovat pienemmät. Hajautetun tuotannon lisääntyessä rengasmuotoinen verkko soveltuu paremmin verkon rakenteeksi. Säteittäisesti käytetty jakeluverkko ei vanhojen suojausjärjestelmien takia pysty toimimaan selektiivisesti ja havaitsemaan vikavirtoja, joita voi tulla useista eri suunnista ja hajautetun tuotannon kohteista. Taajama-alueilla maakaapeliverkoissa pyrkimyksenä on, että jakelumuuntamoille tulee vähintään kaksi KJ-syöttöä, jotta vikatilanteessa pystytään ylläpitämään mahdollisimman hyvin normaali kytkentätilanne. Haja-asutusalueilla ei ole taloudellisesti kannattavaa rakentaa rengasverkkoa, sillä sen rakennuskustannukset olisivat paljon suuremmat, kuin vikatilanteista seuraavat kokonaiskeskeytyskustannukset (myöhemmin keskeytyskustannukset). Rengasverkko ja silmukoitu verkko voivat käsitteinä tarkoittaa joissakin tilanteissa rakenteeltaan samanlaista verkkoa. Työssä käytetään termiä silmukoitu verkko ja sillä tarkoitetaan verkkoa, jossa on yksi tai useampi varayhteysmahdollisuus. (Elovaara & Haarla 2011a: 57; Lakervi & Partanen 2008: 13.)

Jakeluverkkojen rakenne ja toimintaympäristö vaihtelee Suomen eri osissa. Kasvualueilla kuormitukset kasvavat voimakkaasti, jopa 3–5 % vuodessa. Tästä seurauksena on, että verkkojen sähkötekniistä siirtokapasiteettia on kasvatettava uusilla investoinneilla. Toisaalta merkittävä osa jakeluverkosta on alueilla, joissa muuntajien ja johtojen kuormituksen kasvua ei tapahdu juuri ollenkaan tai kuormitus jopa vähenee. Silloin verkko-yhtiö keskittyy verkoston käyttövarmuuden kehittämiseen ja verkkokomponenttien uusimiseen niiden vanhentuessa. (Lakervi & Partanen 2008: 13.)

## 2.3 Sähkönjakeluverkkojen suunnittelu

Sähkönjakeluverkon suunnitteluprosessi alkaa strategisesta suunnittelusta, joka koostuu useista eri alueista. Yksi osa strategista suunnittelua on yleissuunnittelu, joka tuottaa tavoiteverkkosuunnitelmia. Tavoiteverkkosuunnitelmia käytetään verkostosuunnittelussa, jonka jälkeen alkaa maastosuunnittelu. Tässä esitettävä suunnitteluprosessin kulku on kirjoitettu vastaamaan VSV:n suunnitteluprosessia. Kuvassa 4 on havainnollistettu suunnitteluprosessi.

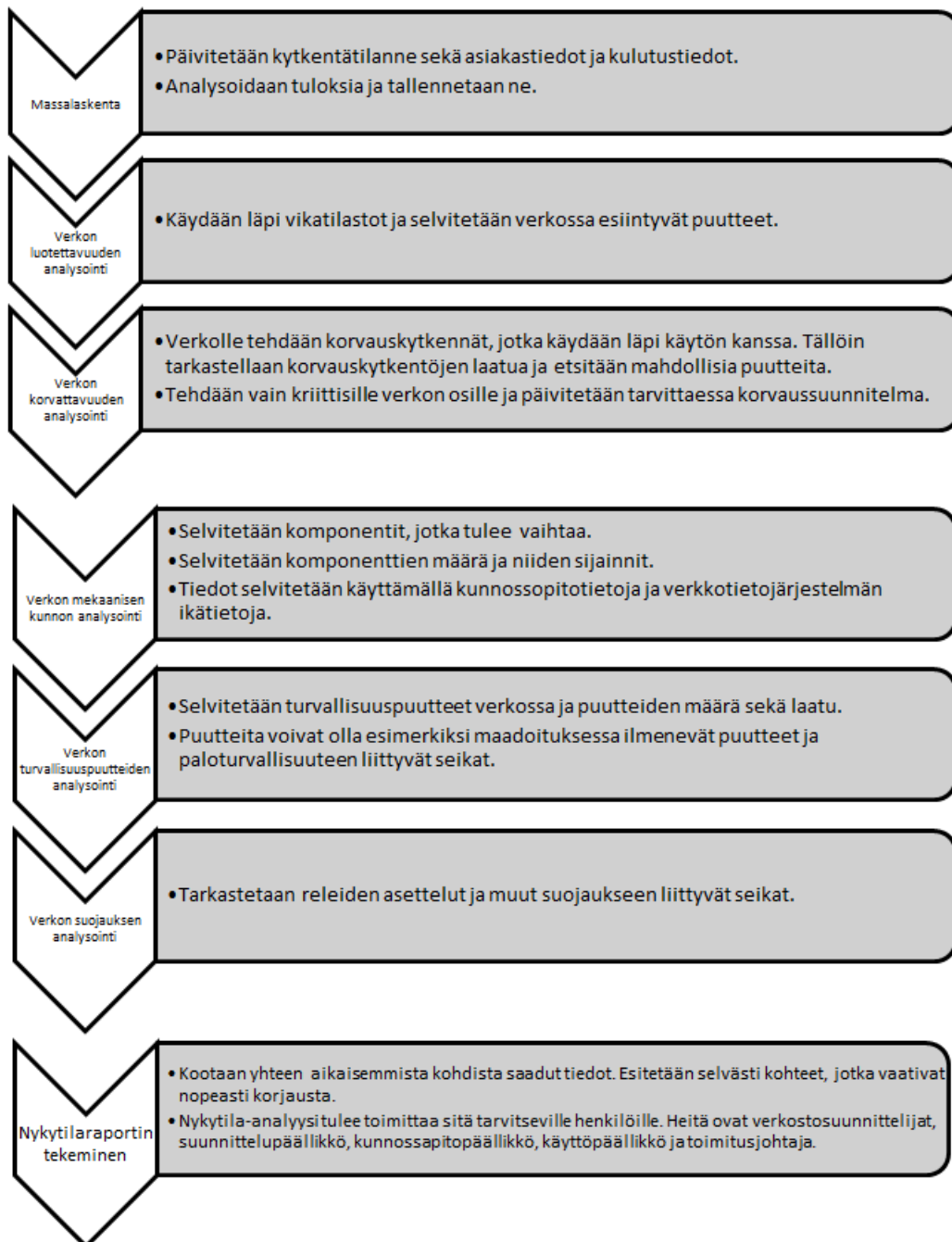


Kuva 4. Verkon suunnitteluprosessi Vaasan Sähköverkko Oy:ssä.

### 2.3.1 Strateginen suunnittelu

Strateginen suunnittelu käsittää pitkälle aikavälille tehdyt strategiset linjaukset, yleissuunnittelun ja investointisuunnittelun. Tällaisia strategisia linjauksia ovat verkkoyhtiön verkostostrategiassa esiintyvät päätökset. Päätöksiin vaikuttavat liiketoimintaympäristön kehittyminen, kuormituksen kehittyminen, verkoston nykytila sekä omistajapolitiikka. Ilmastonmuutos, pientuotannon lisääntyminen, toimitusvarmuusvaatimukset, tekniikan kehittyminen ja regulaatio ovat seikkoja, jotka vaikuttavat muun muassa liiketoimintaympäristön muutoksiin. Verkostostrategiassa määritellään tulevaisuudessa käytettävä tekniikka, laskentaparametrit ja toimintaperiaate. Nykytila-analyysia käytetään verkostostrategian tekemisen apuna. Nykytila-analyysi perustuu eri tietojärjestelmistä saataviin

tietoihin, lähinnä VTJ:stä ja käytöntukijärjestelmästä (KTJ) saataviin tietoihin. Seuraava kuva selvittää nykytila-analyysin prosessia. (Salo 2013.)



Kuva 5. Prosessikuvaus nykytila-analyysistä. Kaavio perustuu prosessikuvaukseen yleissuunnittelusta ja nykytila-analyysistä. (Salo 2013.)

Nykytila-analyysissa yleissuunnittelijan apuna ovat käyttö- ja kunnossapito-osastojen työntekijät. Nykytila-analyysin valmistuttua voidaan siirtyä kuormitusennusteiden laatimiseen. Kuormituksen kehittymistä tulevaisuudessa voidaan ennustaa käyttäen apuna infrastruktuurin kehittämissuunnitelmia, osayleiskaavoja ja asemakaavoja. Kaavoitus-tietojen lisäksi kuormitusennusteiden tekemisen apuna käytetään tiedossa olevia ennusteisiin vaikuttavia asioita, kuten jo aikaisemmin mitattuja huippuvirtoja, joiden avulla voidaan laskea huipputehoja. Näitä aikaisemmin mitattuja arvoja voidaan kutsua historiatiedoiksi. Historiatietojen käyttäminen ei sovellu aina pienempien, etenkin kehittyvien alueiden kuormitusennusteiden tekemiseen, koska ne saattavat johtaa virheellisiin ja epätarkkoihin tuloksiin. Tällöin käytetään yksinkertaisia kaavoja kuormitusennusteiden tekemiseksi. Tästä esimerkkinä voidaan antaa luvussa viisi käsiteltävä Koivulahden asukasluvun kehitykseen verrannollinen kuormituksen ennustaminen. Tulosten tulee kuitenkin olla linjassa tarkasti tehtyjen sähköasemien kuormitusennusteiden kanssa. (Salo 2013.)

Yleissuunnitteluun kuuluvat nykytila-analyysi, kuormitusennusteiden tekeminen, tavoiteverkon suunnittelu ja investointisuunnittelu. Yleissuunnittelussa kehitetään jakeluverkkoa, etenkin KJ-verkkoa sekä pohditaan sähköasemien kapasiteetin lisäystä tai uusien asemien tarpeellisuutta ja jakeluverkon automaation uudelleen järjestämistä. Yleissuunnittelussa tehdään jakelualueelle tavoiteverkkosuunnitelmia, jotka näyttävät verkon tulevaisuuden rakenteen. Tavoiteverkko voidaan suunnitella jakeluverkkoyhtiöissä 110 kV:n ja 20 kV:n verkoille. Tavoiteverkko on suunnitelma siitä, miltä jonkin tietyn alueen KJ-verkko tulee näyttämään 10–30 vuoden päästä. Tämä auttaa esimerkiksi verkostosuunnittelua, sillä tavoiteverkon ansiosta syntyy yhtenäinen kuva tulevaisuuden verkosta ja näin pystytään välttämään turhat investoinnit. Tavoiteverkossa huomioidaan sähkönjakelun vaatimukset nyt ja tulevaisuudessa, ja se suunnitellaan verkostostrategian mukaisesti huomioiden muut KJ-jakeluverkolle asetetut vaatimukset. Näin pystytään ylläpitämään tasalaatuista verkkoa ja yhteneviä teknisiä ratkaisuja. Tavoiteverkkosuunnitelman on täytettävä tekniset vaatimukset koko verkon elinkaaren ajan, ja sen pitää olla kustannuksiltaan mahdollisimman edullinen. Tavoiteverkkoon suunnitellaan käyttötilanteeseen sopiva verkon rakenne. Investointisuunnittelussa priorisoidaan saneerauskohteita sekä laaditaan ja tarkkaillaan suunnittelubudjetteja. Investointisuunnittelun

ideana on laatia tarkempia alueellisia tavoiteverkkoja verkon tiettyihin kohtiin. Tällöin verkon toteuttaminen tapahtuu 5–10 vuoden aikana. Yleissuunnittelu hallinnoi tehtäviä ja tarpeellisia investointeja ja investointitasoa viiden vuoden aikajaksolla. Vuosittaiset investointiohjelmat tehdään verkostosuunnittelussa. Viiden vuoden investointiohjelmasa huomioidaan tarvittavalla tarkkuudella kaikki verkostoinvestoinnit. Verkostoinvestointeihin sisältyy kaikki laajennus- ja korvausinvestoinnit sekä uusien liittymien vaatimat investoinnit. Riippuen investointikohteesta sille voidaan tehdä erillinen yleissuunnitelma. Joitakin investointikohteita ei pystytä ennakoimaan. Tämän takia vuosittaisiin investointiohjelmiin varataan oma osuus tällaisia yllättäviä investointikohteita varten. (Salo 2014d; Salo 2014e.)

Strateginen suunnittelu voidaan jaotella edellä esitetyllä tavalla, mutta sen jaottelutapa voi olla erilainen eri verkkoyhtiöissä. Strategisen suunnittelun eri suunnitteluvaiheet ovat vuorovaikutuksessa keskenään. Muutokset esimerkiksi verkostostrategiassa saattavat vaikuttaa yleissuunnittelun yhteydessä tehtävien tavoiteverkkosuunnitelmien verkostotekniikoihin. Strateginen suunnittelu vaatii hyvää yhteistyötä muiden verkkoyhtiön osastojen kanssa ja se on tehtävä tarkasti, sillä alussa käytetty aika ja huolellinen suunnittelu saattavat auttaa säästämään resursseissa myöhemmissä suunnitteluvaiheissa.

### 2.3.2 Verkostosuunnittelu

VSV:n verkostosuunnittelutiimissä työskentelee kolme henkilöä. Heillä ei ole tarkasti sovittuja vastuualueita, mutta vakiintuneessa käytännössä yksi henkilö suunnittelee kaupunkialuetta, toinen maaseutua ja kolmas molempia. Suunnittelutyöt koostuvat verkon saneeraus- ja uudisrakennustöistä ja liittymätöistä. Verkostosuunnittelutiimin tehtävänä on verkon sähköinen mitoittaminen, alustavien reittien suunnittelu, asiakasliittymien tarjouslaskenta sekä vuosibudjetin laatiminen suunnittelupäällikön kanssa. (Leppinen 2014.)

Asiakasliittymät etenevät siten, että asiakaspalvelun työntekijä kirjaa liittymätyön työohjausjärjestelmä Headpoweriin. Verkostosuunnittelijat valitsevat liittymän suunniteltavaksi työlistalta. Jos työ ei vaadi sähkö- ja maastosuunnittelua vaan sijaitsee alueella, jossa on jo kaapelit valmiina, siirtyy työ rakennuttajille. Jos työ vaatii sähkösuunnitte-

lua, suunnitellaan alustava reitti ja suoritetaan sähköinen mitoittaminen. Tämän jälkeen asiakasliittymätyö etenee maastosuunnitteluun. (Leppinen 2014.)

Verkostotyökohde aloitetaan, kun (Leppinen 2014.):

- verkon kapasiteettia pitää kasvattaa asiakkaiden sähkön tarpeen kasvaessa
- yleissuunnittelusta tulee yleissuunnitelma, joka tulee toteuttaa tietylle alueelle
- sähkön laadussa on ongelmia
- kuntotarkastuksessa on havaittu korjaustarpeita jne.

Yleissuunnittelusta tullut suunnitelma poimitaan budjettiin ja toteutetaan vaiheittain. Verkossa olevan vian tai kunnossapidollisten seikkojen johdosta suunnitelmaa ryhdytään tekemään heti. Aluksi kartoitetaan ympäristö ja hahmotetaan kokonaisuus sekä tarkistetaan, tarvitseeko alueella kehittää muita kohteita. Alueen kehittymistä ja kaavoituksia tulee tarkastella verkostosuunnitelmaa laadittaessa. Tällöin pohditaan, miten PJ- ja KJ-verkko tulee laajenemaan tulevaisuudessa. Tämä vaihe on myös haastava, sillä suunnitellun verkon pitää olla sellainen, joka on tulevaisuudessa riittävä, muttei ylimitoitettu. Lisäksi verkostosuunnittelijan pitää suunnitella verkko, joka on elinkaarikustannuksiltaan mahdollisimman edullinen. (Leppinen 2014.)

Vanhalle verkolle suoritetaan tehonjakomitoitus, oikosulkulaskenta ja energiahäviöiden mittaaminen. Tämä tehdään, jotta saadaan mahdolliset verkon kehittämistoimenpiteet selville, esimerkiksi pitääkö johto vaihtaa suurempi poikkipinta-alaiseksi. Lisäksi Energiavirastoa tulee informoida energiahäviöiden kehittymisestä verkkoa saneerattaessa. Energiahäviöiden pienentäminen saadaan vanhan verkon ja uuden verkon energiahäviöiden erotuksena. Työn laajuuden varmistuttua alkaa verkostosuunnittelu, jossa hahmotellaan verkkojen reitit. Tässä apuna käytetään ilmakuvia sekä kartta-aineistoja ja -palveluita. Hahmotelman valmistuttua tehdään tehonjako mitoitus ja oikosulkulaskenta uudelle verkolle. Jos laskentatulokset näyttävät, että verkko on liian heikko, verkkoa täytyy vahvistaa. (Leppinen 2014.)

Näiden vaiheiden jälkeen verkko alkaa hahmottua. Tässä vaiheessa pitää tarkastaa, että suunniteltu verkko täyttää standardien vaatimukset oikosulkusuojauksen ja jännit-

teenalenemien osalta. Tämä jälkeen sähkösuunnitelma lähetetään maastosuunnittelun tiiminvetäjälle, joka vie työtä eteenpäin. Verkostosuunnittelutiimi tuottaa maastosuunnittelua varten useita dokumentteja, kuten sähkösuunnittelukartan, verkkotopologiaesityksen, muuntamoiden suunnitelmalomakkeen, kauko-ohjattavia erottimia koskevat tiedot ja rakennettavien johto-osuuksien erittely. Jos maastosuunnittelussa joudutaan muuttamaan suunnitellun verkon reittejä, se tulee hyväksyttävä uudestaan verkostosuunnittelussa. Tällöin pitää olla selvillä jakokaappien, muuntamoiden ynnä muiden sellaisten sijainnit. Mahdollisten muutosten jälkeen suoritetaan uudestaan sähköinen mitoittaminen, jonka jälkeen maastosuunnittelu voidaan viimeistellä. (Leppinen 2014.)

### 2.3.3 Maastosuunnittelu

VSV:n maastosuunnittelutiimissä työskentelee viisi henkilöä. Tiimin tehtävänä on sähköisen suunnitelman maastoon muokkaaminen ja suunniteltujen sähkölaitteiden sijoituslupien hankkiminen. Maastosuunnittelussa vastualueet on jaettu seuraavasti: eteläpiiri, Vaasa, Mustasaari, Mustasaari ja Laihia. (Ahola 2014.)

Maastosuunnittelu alkaa, kun verkostosuunnittelija on laatinut sähkösuunnitelman, joka pitää toteuttaa. Tuleva verkko on piirretty johonkin tiettyyn kohtaan verkostosuunnittelutiimissä ja maastosuunnittelijan tehtävänä on tarkistaa, voiko verkon toteuttaa verkostosuunnittelijan suunnittelemaan kohtaan. Jollei sitä voida toteuttaa alkuperäisellä tavalla, tulee tällöin suunnitella verkon reitti niin, että se voidaan toteuttaa maastossa. Maastosuunnittelijan täytyy selvittää, missä kaukolämpö- ja vesiputket ynnä muut sellaiset putkistot kulkevat ja muiden operoijien johtojen ja kaapeleiden reitit, jotta urakoitsijat voivat rakentaa verkon vahingoittamatta muiden operoijien laitteistoja. Operoijia ovat esimerkiksi teleoperaattorit, puolustusvoimat ja kaupungit. (Ahola 2014.)

Maastosuunnittelijoiden tulee selvittää urakoitsijoita varten kaikki lupa-asiat, tehdä tarkka suunnitelma työstä ja sen toteutustavasta sekä suunnitella johtojen ja kaapeleiden sijoittaminen. Maastosuunnittelun tulee toimittaa urakoitsijalle materiaaliluettelo, josta käy ilmi jokainen komponentti ja sen tyyppi. Tämä vaatii ammattitaitoa. Tarkoilla valinnoilla työ pystytään toteuttamaan kustannustehokkaasti. Valmis suunnitelma tikutetaan eli merkitään maastoon urakoitsijaa varten, sillä urakoitsijan tehtävänä ei ole miet-

tiä kaivuureittii. Näiden vaiheiden jälkeen pidetään aloituskokous, jossa rakennuttaja ja urakoitsija ovat läsnä. Kokouksessa käydään suunnitelma ja työalue läpi. Työalue tarkastellaan esimerkiksi valokuvien avulla. Kun projektin maastosuunnitteluosuus on valmis, suunnitelma tarkistetaan vielä ja ajetaan VTJ:än. Suunnitelma lähetetään sitten suunnittelupäällikölle, joka hyväksyy työn. Suunnittelupäällikkö käy läpi suunnitelman ja jos suunnitelma täyttää vaatimukset, työ etenee rakennuttajille ja sitten urakoitsijalle toteutettavaksi. Tämän jälkeen vastuu projektista siirtyy rakennuttajalle. (Ahola 2014; Leppinen 2014.)

#### 2.4 Sähkönjakeluverkon elinkaarikustannukset

Jakeluverkkoa suunniteltaessa on huomioitava, että tuleva verkko on elinkaarikustannuksiltaan mahdollisimman edullinen. Elinkaarikustannusten avulla voidaan verrata eri suunnitteluvaihtoehtoja taloudellisesta näkökulmasta. On kuitenkin huomioitava, ettei elinkaarikustannuksiltaan alhaisin vaihtoehto ole aina välttämättä teknisesti paras vaihtoehto. Esimerkiksi maakaapelointi voi olla investointikustannuksiltaan suurempi kuin ilmajohdon rakentaminen, mutta joissakin kohteissa, kuten asemakaavoitetuilla taajama-alueilla, maakaapelointi on järkevin vaihtoehto. Tässä luvussa esitellään elinkaarikustannusten laskutapa, jota on sovellettu myöhemmin tämän työn tapaustutkimuksissa. Laskentatulokset on esitetty taulukoituna kunkin tapauksen yhteydessä.

Elinkaarikustannukset voidaan laskea yhtälöllä (Salo 2012: 125; Salo 2014b; Salo 2014h; Nykänen 2009: 27–28; Laatikainen 2005: 8–9.)

$$\int_0^T [K_{\text{inv}}(t) + K_{\text{häv}}(t) + K_{\text{kesk}}(t) + K_{\text{kun}}(t)] dt \quad (3)$$

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

missä:

$K_{\text{inv}}$  on investointikustannukset,  $K_{\text{häv}}$  on häviökustannukset,  $K_{\text{kesk}}$  on keskeytyskustannukset,  $K_{\text{kun}}$  on kunnossapitokustannukset ja  $T$  on suunnittelujakson pituus. (Lakervi & Partanen 2009: 63.)

Investointikustannukset lasketaan yhtälöistä

$$K_{\text{inv}} = l \cdot h_{\text{ilmajohto}} \quad (4)$$

$$K_{\text{inv}} = l \cdot h_{\text{maakaapeli, asennus}} + l \cdot h_{\text{maakaapeli, kaivu}} \quad (5)$$

missä  $l$  on johdon tai kaapelin pituus [km],  $h_{\text{ilmajohto}}$  on ilmajohdon hinta [€/km],  $h_{\text{maakaapeli, asennus}}$  on maakaapelin asennuksen hinta [€/km] ja  $h_{\text{maakaapeli, kaivu}}$  on maakaapelin kaivuun hinta [€/km].

Häviökustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_{\text{häv}} = kK_1, \quad (6)$$

$$\text{missä kapitalisointikerroin} \quad k = \Psi \cdot \frac{\Psi^t - 1}{\Psi - 1}, \quad (7)$$

$$\text{ja missä apukerroin} \quad \Psi = \frac{(1 + \frac{r}{100})^2}{1 + \frac{p}{100}}, \quad (8)$$

ja missä  $t$  on 40 [a] eli käyttöikä,  $r$  on kuormituksen vuosittainen kasvuprosentti ja  $p$  on korkoprosentti 5 %.

$K_1$  on 1. vuoden häviökustannukset [€/km]

Ilmajohdojen ja maakaapeleiden ensimmäisen vuoden häviökustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_1 = (H_{\text{p-kj}} + H_e \cdot t_{\text{h-kj}}) \cdot \frac{P_{\text{av}}^2}{U^2 \cos^2 \varphi} \cdot r \cdot l, \quad (9)$$

missä  $H_{\text{p-kj}}$  on häviötehon hinta KJ-runkojohdot [€/kW,a],  $H_e$  on häviöenergian hinta [€/MWh],  $t_{\text{h-kj}}$  on häviöiden huipunkäyttöaika KJ-runkojohdot [h],  $P_{\text{av}}$  on lähdön keski-teho [MW],  $U$  on laskentajännite 20,5 [kV],  $\cos \varphi$  on tehokerroin,  $r$  on kuormituksen vuosittainen kasvuprosentti ja  $l$  on johdon tai kaapelin pituus [km].

Muuntajan ensimmäisen vuoden häviökustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_1 = K_{k0} + K_{00}, \quad (10)$$

missä  $K_{k0}$  on muuntajan ensimmäisen vuoden kuormitushäviökustannukset ja  $K_{00}$  on muuntajan ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntihäviökustannukset.

Muuntajan ensimmäisen vuoden kuormitushäviökustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_{k0} = (H_P + H_e \cdot t_h) \cdot P_{k0}, \quad (11)$$

missä  $H_P$  on häviötehon hinta [€/kW,a],  $H_e$  on häviöenergian hinta [€/MWh],  $t_h$  on häviöiden huipunkäyttöaika [h] ja  $P_{k0}$  on ensimmäisen vuoden kuormitushäviöt [kW].

Muuntajan ensimmäisen vuoden tyhjäkäyntikustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_{00} = (H_P + H_e \cdot 8760) \cdot P_{00}, \quad (12)$$

missä  $H_P$  on häviötehon hinta [€/kW,a],  $H_e$  on häviöenergian hinta [€/MWh], 8760 on vuoden tuntimäärä ja  $P_{00}$  on ensimmäisen vuodentyhjäkäyntihäviöt [kW].

Keskeytyskustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_{\text{kesk}} = K_{\text{vika}} + K_{\text{PJK}} + K_{\text{AJK}}, \quad (13)$$

missä

$$K_{\text{vika}} = f_{\text{vika}} \cdot l \cdot (k_{\text{vika, kW}} + k_{\text{vika, kWh}} \cdot t_{\text{vika}}) \cdot P_{\text{av}} \quad (14)$$

$$K_{\text{PJK}} = f_{\text{PJK}} \cdot l \cdot P_{\text{av}} \cdot k_{\text{PJK}} \quad (15)$$

$$K_{\text{AJK}} = f_{\text{AJK}} \cdot l \cdot P_{\text{av}} \cdot k_{\text{AJK}}, \quad (16)$$

missä  $K_{\text{vika}}$  on vikakeskeytyksistä syntyvät kustannukset [€/a],  $f_{\text{vika}}$  on vikakeskeytyksien vikataajuus [kpl/€,a],  $l$  on lähdön pituus [km],  $k_{\text{vika, kW}}$  on vikakeskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta [€/kW],  $k_{\text{vika, kWh}}$  on vikakeskeytyksistä asiakkaalle aiheutu-

neen haitan hinta [€/kWh],  $t_{\text{vika}}$  on vikakeskeytyksen keskimääräinen kesto [h],  $P_{\text{av}}$  on lähdön keskiteho [kW],  $K_{\text{PJK}}$  = pikajälleenkytkennöistä syntyvät kustannukset [€/a],  $f_{\text{PJK}}$  on pikajälleenkytkentöjen vikataajuus [kpl/€/a],  $k_{\text{PJK}}$  on pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta [€/kpl],  $K_{\text{AJK}}$  on aikajälleenkytkennöistä syntyvät kustannukset [€/a],  $f_{\text{AJK}}$  on aikajälleenkytkentöjen vikataajuus [kpl/€/a] ja  $k_{\text{AJK}}$  on aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta [€/kpl]. Keskeytyskustannusten laskennassa on käytetty Energiaviraston KAH-arvoja (keskeytyksistä asiakkaalle aiheutunut haitta-arvoja).

Kunnossapitokustannukset lasketaan yhtälöllä

$$K_{\text{kun}} = l \cdot h_{\text{kunnossapito}} + l \cdot h_{\text{viankorjaus}}, \quad (17)$$

missä  $l$  on johdon tai kaapelin pituus  $h_{\text{kunnossapito}}$  on kunnossapitokustannusten hinta [€/km,a] ja  $h_{\text{viankorjaus}}$  on viankorjauksen hinta [€/km,a].

Suunnittelujakson pituus on  $T = 40$  [a].

Elinkaarikustannusten laskennan yksinkertaistamiseksi tehtiin joitakin rajoituksia ja yleistyksiä. Käyttökustannuksien kohdalla on huomioitu vain häviökustannukset. Suunniteltavilla alueilla jo olemassa olevia maakaapeleita ei huomioitu elinkaarikustannuslaskennoissa. Tämä valinta tehtiin, sillä olemassa olevia maakaapeleita ei tulla saneeraamaan tavoiteverkkoa koskevan ajanjakson aikana. Elinkaarikustannusten laskennassa huomioidaan vain ne verkon osat, joihin tehdään investointeja. Laskennassa käytettävä ilmajohtotyyppi on Pigeon ja maakaapelityyppi on AHXW185. Ilmajohtojen ja maakaapeleiden investointikustannuksiin lisättiin kauko-ohjaus puistomuuntamon erottimille Petolahti- ja Laihian kirkonseutu -tapauksissa, joita käsitellään luvussa viisi. Tapaus Petolahdessa kauko-ohjatuilla erottimilla varustettuja puistomuuntamoita suunniteltiin 4 ja tapaus Laihian kirkonseudussa suunniteltiin 20. Alkutilanteessa, eli nykytilaa vastaavassa verkossa ilmajohtot ovat metsässä, pellolla tai tien vieressä. Maakaapeliosuudet ovat aina taajamassa ja niiden kaivuukustannukset ovat helpon tai normaalin kaivuun kustannusten mukaisia. Laskennassa on käytetty Energiaviraston yksikköhintoja, jotka löytyvät liitteestä 1. VSV:lle tulleiden tarjousten perusteella määritettiin kauko-ohjauksen

hinta puistomuuntamon erottimille. Hinnaksi muuntamo kohden oletetaan tässä vaiheessa 12 000 euroa. Keskeytyskustannusten laskennassa ei huomioitu työkeskeytyksistä aiheutuvaa haittaa, koska niiden vaikutus keskeytyskustannuksiin ei ole kovin merkittävä. Kunnossapitokustannuksien parametrit ovat EV:n parametreja, joissa on määritelty miten paljon kunnossapito ja vian korjaus maksaa [€/km,a]. Parametriin vaikuttaa onko kyseessä avojohto vai maakaapeli ja näiden johtimien sijainti. Elinkaarikustannusten laskennan kehittäminen suoritettiin yhteistyössä työn toisen ohjaajan Ari Salon kanssa. Hän laati Excel-pohjaisen laskentamallin, jonka toteuttamiseen osallistuin tutkimalla elinkaarikustannuslaskentaan liittyviä lähteitä ja käsitteitä sekä tarkastamalla Excel-laskentamallia. Työssä esiintyvät elinkaarikustannuksen laskin itse käyttämällä yhteistyössä syntynyttä laskentamallia.

### 3 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMISTÄ OHJAAVAT TEKIJÄT

Verkkoyhtiöiden toimintaa valvoo Energiavirasto (EV), jonka tehtävänä on seurata, että verkkoyhtiöt toimivat niille asetettujen vaatimusten mukaisesti. Sähkömarkkinalaki, joka tuli voimaan 1.9.2013, asettaa uusia toimitusvarmuusvaatimuksia verkkoyhtiöille. Nyt asemakaavoitetuilla alueilla ja ei-asemakaavoitetuilla alueilla on erilaiset toimitusvarmuuskriteerit lain mukaan. VSV:ssä on tehty verkostostrategia, jossa esiintyvät linjanvedot vaikuttavat VSV:n verkon kehittämiseen. SFS-EN 50160 -standardi asettaa vaatimukset sähköenergian laadulle. Näiden ohjaavien tekijöiden lisäksi alalla on omat toimitusvarmuuskriteerinsä, jotka ovat vaatimuksiltaan tiukemmat, kuin mitä sähkömarkkinalaissa on säädetty. Kuormitusennusteiden tekeminen, ilmastonmuutos, ympäristö ja turvallisuusvaatimukset vaikuttavat myös jakeluverkon kehittämiseen. Tässä luvussa perehdytään tämän työn kannalta olennaisiin KJ-jakeluverkon kehittämistä ohjaaviin tekijöihin sekä niiden jakeluverkolle asettamiin vaatimuksiin.

#### 3.1 Regulaatio

Lyhyesti sanottuna viranomaisvalvonnan eli regulaation tehtävänä on varmistaa, että verkkoyhtiöt tekevät riittävästi investointeja toimitusvarmuustavoitteiden toteutumisen varmistamiseksi ja että investoinnit tehdään kustannustehokkaasti. (Energiavirasto 2014a: 3.) Kuten työssä on jo aikaisemmin todettu, verkkoyhtiöiden toiminta on luvanvaraista monopolitoimintaa tietyllä markkina-alueella, mikä on taloudellisesti kannattavin vaihtoehto toteuttaa verkkoliiketoimintaa. Verkkoyhtiöiden alueellisten monopolien takia viranomaisten on syytä valvoa ja säännellä hinnoittelua niin, etteivät hinnat karkaa kohtuuttomiksi. Hintojen lisäksi valvotaan verkkoyhtiöiden palveluiden tasapuolisuutta, laatua ja läpinäkyvyyttä. Valvonnan tarkoituksena on, että yhtiöille suunnatut kannustimet houkuttelevat sijoittamaan ja investoimaan verkkotoimintaan. Viranomaisvalvontaa Suomessa hoitaa EV, joka on työ- ja elinkeinoministeriön (TEM) alaisuudessa oleva asiantuntijavirasto. EV:n valvontamenetelmät pohjautuvat valvontajaksoihin ja hinnoittelun kohtuullisuuden kriteerien määrittämiseen etukäteen. Valvontajaksot ovat neljän vuoden pituisia, tosin ensimmäinen jakso oli kolme vuotta. Ensimmäinen valvontajakso

alkoi vuoden 2005 alusta, joten tällä hetkellä on menossa kolmas valvontajakso, joka kestää vuoden 2015 loppuun. Verkkoyhtiöiden valvonta koskee kaikkia toimijoita ja on säännöllistä sekä oma-aloitteista. EV:n tavoitteena on valvontamenetelmiä kehittämällä ohjata verkkoyhtiöitä hinnoittelemaan kohtuullisesti, kehittämään liiketoimintaansa sekä panostamaan sähkön laatuun ja verkkoinvestointeihin. Tämä edistää verkkoyhtiöiden kestävä ja laadukasta kehitystä. (Energiavirasto 2014b: 3; Energiavirasto 2014c; Heikkilä 2014: 7–8)

EV:n valvontamenetelmät sisältävät taseen oikaisun ja kohtuullisen tuoton laskennan sekä tuloslaskelman oikaisun ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskennan. Nämä sisältävät luettelossa olevat laskelmien osatekijät, joiden avulla saadaan laskettua kohtuullinen tuotto ja toteutunut oikaistu tulos (Energiamarkkinavirasto 2011a: 5–6; Energiamarkkinavirasto 2013: 65.):

- sähköverkon jälleenhankinta-arvo
- verkkokomponenttien pitoaikatiedot ja keski-ikä tiedot
- muu sähköverkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma tasearvossa
- kohtuullinen tuottoaste
- liikevoitto tai -tappio
- liikevoittoon tai -tappioon palautettavat kirjanpidon erät
- investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin (vuodet 2014 ja 2015)
- muut tuloslaskelman oikaisut.

Näiden avulla pystytään selvittämään, onko verkkoyhtiön tulos ali- vai ylijäämäinen. Jos tulos on ylijäämäinen, täytyy verkkoyhtiön palauttaa kertynyt ylijäämä siirtohintojen alentamisena asiakkaille. Jos tulos on alijäämäinen, voi verkkoyhtiö nostaa siirtohintojaan. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 6, 66–67.)

Syksyllä 2013 voimaan tulleessa sähkömarkkinalaissa säädetään 27 pykälässä verkkopalvelujen myyntihintojen ja tunnuslukujen julkaisemisesta. Tämä vahvistaa EV:n valvontavastuuta: ”Verkonhaltijan on julkaistava verkkopalvelujensa hintatasoa, verkko toiminnan tehokkuutta, laatua ja kannattavuutta, sähköverkkonsa kehittämistä sekä säh-

köverkkoonsa liittyviä, sähkömarkkinoiden toimintaa kuvaavia tunnuslukuja. Energia-markkinavirasto voi antaa tarkempia määräyksiä siitä, mitä tunnuslukuja julkaisemisvelvollisuus koskee, mitä kaavoja ja ohjeita tunnuslukuja laskettaessa noudatetaan sekä miten tunnusluvut julkaistaan.” (Sähkömarkkinalaki 2013/588: 27 §.)

### 3.2 Sähkömarkkinalaki

Uusi sähkömarkkinalaki astui voimaan 1.9.2013. Lain tarkoituksena on, että sähkömarkkinat Suomessa olisivat sekä alueellisesti että Euroopan unionin sisäisesti tehokkaat ja ne huomioisivat kestävän kehityksen. Tässä luvussa käsitellään tämän työn kannalta olennaisimmat lain pykälät ja analysoidaan, miten ne vaikuttavat verkon kehittämiseen.

Sähkömarkkinalain (2013/588.) 19 pykälässä säädetään verkon kehittämisvelvollisuudesta. Laki kuuluu: ”Verkonhaltijan tulee riittävän hyvälaatuisen sähkön saannin turvaamiseksi verkkonsa käyttäjille ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti.

Sähköverkko on suunniteltava ja rakennettava ja sitä on ylläpidettävä siten, että:

- 1) sähköverkko täyttää sähköverkon toiminnan laatuvaatimukset ja sähkönsiirron sekä -jakelun tekninen laatu on muutoinkin hyvä;
- 2) sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat luotettavasti ja varmasti silloin, kun niihin kohdistuu normaaleja odotettavissa olevia ilmastollisia, mekaanisia ja muita ulkoisia häiriöitä;
- 3) sähköverkko ja sähköverkkopalvelut toimivat mahdollisimman luotettavasti normaaliolojen häiriötilanteissa ja valmiuslaissa (1552/2011) tarkoitetuissa poikkeusoloissa;
- 4) sähköverkko toimii yhteensopivasti sähköjärjestelmän kanssa ja se voidaan tarvittaessa liittää yhteen toisen sähköverkon kanssa;

- 5) sähköverkkoon voidaan liittää vaatimukset täyttäviä käyttöpaikkoja ja voimalaitoksia;
- 6) verkonhaltija kykenee muutoinkin täyttämään sille kuuluvat tai tämän lain nojalla asetetut velvollisuudet.”

Kyseisessä laissa ei ole määrätty mitään tiettyjä tekniikoita, joilla verkkoyhtiöiden tulisi kehittää verkkoaan. Sähkömarkkinalaki antaa liikkumavaraa verkkoyhtiöille, sillä tulevaisuuden verkko pystytään suunnittelemaan ja rakentamaan hyviksi havaittujen tekniikoiden avulla. Tämä voidaan nähdä positiivisena seikkana, sillä Suomi on iso maa ja eri verkkoyhtiöiden toimintaympäristöt vaihtelevat paljon. (Heikkilä 2014: 30.) Jopa yhden verkkoyhtiön vastuualueellakin toimintaympäristö saattaa vaihdella paljon, ja näin ollen verkkoa kehitetään kohteeseen sopivaa tekniikkaa hyödyntämällä.

Laissa määrätään, että verkonhaltijan tulee varautua normaaliolojen häiriötilanteisiin ja valmiuslaissa tarkoitettuihin poikkeusoloihin tekemällä suunnitelmat näitä tilanteita varten. ”Verkonhaltijan on laadittava varautumissuunnitelma sekä osallistuttava tarpeellisessa laajuudessa huoltovarmuuden turvaamiseen tähtäävään valmiussuunnitteluun. Varautumissuunnitelma on päivitettävä vähintään kerran kahdessa vuodessa ja silloin, kun olosuhteissa tapahtuu merkittäviä muutoksia.” (Sähkömarkkinalaki 2013/588: 28 §.)

Tätä työtä määrittävät eniten 51 § -jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset, jossa todetaan näin (Sähkömarkkinalaki 2013/588: 51§.): ” Jakeluverkko on suunniteltava ja rakennettava, ja sitä on ylläpidettävä siten, että:

- 1) verkko täyttää järjestelmävastaavan kantaverkonhaltijan asettamat verkon käyttövarmuutta ja luotettavuutta koskevat vaatimukset;
- 2) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta asemakaava-alueella verkon käyttäjälle yli 6 tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä;
- 3) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta muulla kuin 2 kohdassa tarkoitettulla alueella verkon käyttäjälle yli 36 tuntia kestävästä sähkönjakelun keskeytystä. Jakeluverkonhaltija voi määrittää käyttö-

paikkaan sovellettavan tavoitetason 1 momentin 3 kohdasta poiketen paikallisten olosuhteiden mukaisesti, jos:

- 4) käyttöpaikka sijaitsee saarella, johon ei ole siltaa tai vastaavaa muuta kiinteää yhteyttä taikka säännöllisesti liikennöitävää maantielauttayhteyttä; tai
- 5) käyttöpaikan vuotuinen sähkönkulutus on ollut kolmen edellisen kalenterivuoden aikana enintään 2500 kilowattituntia ja 1momentin 3 kohdan vaatimuksen täyttämisen edellyttämien investointien kustannukset olisivat käyttöpaikan osalta poikkeuksellisen suuret sen muista käyttöpaikoista etäisen sijainnin vuoksi.”

Sähkömarkkinalakia tulkitsemalla havaitaan, että alueiden eriarvoisuus sähkön laadun ja keskeytysaikojen kannalta on hyväksyttävää. Asemakaavoitetulla alueella sähkönjakelu ei saa keskeytyä kuin korkeintaan kuudeksi tunniksi. Ei-asemakaavoitetulla-alueella sähkönjakelun katko ei saa kestää 36 tuntia kauempaa. Tätä seikkaa on syytä pohtia eri näkökannoilta. On ymmärrettävää, että asemakaavoittamattomilla pienen kulutuksen alueilla on jo kalliiden investointikustannusten takia hankalaa taata säävarma verkko. Asemakaavoitetuilla taajama-alueilla saadaan samoilla tai pienemmillä kustannuksilla suurempi kulutus säävarman verkon piiriin. Toisaalta voidaan pohtia, tulisiko kuluttajilla silti olla mahdollisuus tasa-arvoiseen sähkönlaatuun ja keskeytysaikoihin.

Tampereen yliopiston journalistiikan vierailijaprofessori Elina Grundström kirjoitti Helsingin Sanomien kolumnissaan kyseisestä aiheesta: ”Viime vuosina myrskyt ja sähkökatkot ovat jättäneet syrjäseutujen asukkaita pulaan useiksi päiviksi, jopa viikoiksi. Matkapuhelimet mykistyvät kolmessa tunnissa, kun tukiasemien paristot loppuvat. Hella ei lämpiä, vettä ei tule eikä vessa toimi. Kaupat suljetaan. Automaateista ei saa bensaa eikä käteistä. Niinpä Keski-Suomen Martat, Pelastusalan liitto ja Punainen Risti ovat järjestäneet kurseja, joissa Korpilahden, Joutsan, Toivakan ja Muuramen asukkaita opetetaan varautumaan sähköttömyyteen. Ruokaa opetetaan valmistamaan kaasugrillillä, fonduepadalla tai Trangia-retkikeittimellä. Suurimmat kurseilla havaitut puutteet ovat veden varastoinnissa. Monesta kodista puuttuvat isot astiat juomaveden säilyttämiseen. Tällainen varautuminen on vain järkevää, varsinkin kun tiedetään, että sään ääri-ilmiöt yleistyvät. Ongelmallisempaa on, että viranomaiset ovat kaikessa hiljaisuudessa

päättäneet jättää syrjäseudut entistä enemmän asukkaiden omatoimisuuden varaan.” (Grundström 2014.)

Jos halutaan, että verkkoyhtiön koko toiminta-alueella keskeytyksien aika olisi sääilmiöiden takia korkeintaan kuusi tuntia, tulisi se erittäin kalliiksi kustannusten puolesta (esimerkiksi maakaapelointikustannukset). Tällöin on pohdittava, keiden vastuulla on rahoittaa verkkoinvestoinnit, jotta kaikilla asiakkailta olisi säävarma verkko. Onko vastuu rahoittamisesta kaavoittamattomilla haja-asutusalueilla sijaitsevilla kuluttajilla kalliimmalla liityntämaksulla vai kaikilla verkkoyhtiön asiakkailta siirtohintojen voimakkailta korotuksilla?

Sähkömarkkinalaki nimenomaan tarkoittaa *asemakaavoitettuja alueita* ja *ei asemakaavoitettuja alueita*. Kyseessä ei ole taajama-alueiden ja haja-asutusalueiden vertailu. Laki asettaa haasteita verkkoyhtiöille, joiden vastuualueella on asemakaavoitettuja alueita taajamien ulkopuolella. Myös näille kaava-alueille on taattava, etteivät sähkönjakelun keskeytykset ylitä kuuden tunnin aikarajaa. Työtä varten asemakaavoitetuille taajama-alueille tehdyissä tavoiteverkoissa on huomioitu lain antamat vaatimukset. Tavoiteverkoissa on ollut ajatuksena, että myrskyjen tai lumikuormien seurauksena ei tarvitse korjata näitä kuuden tunnin alueita, vaan ne kestävät sääilmiöiden asettamat haasteet. Tällöin voidaan keskittää kaikki resurssit korjaamaan vaurioitunutta verkkoa 36 tunnin alueilla ja tämä taas lyhentää näiden alueiden keskeytysaikoja.

Jakeluverkkoyhtiöille säädetään sähkömarkkinalain pykälässä 52, että yhtiöiden tulee laatia jakeluverkkoansa koskeva kehittämissuunnitelma, joka palautetaan EV:lle. Suunnitelma osoittaa muun muassa sen, millä toimilla käyttövarmuus- ja luotettavuusvaatimuksiin päästään. Suunnitelma tehdään kahden vuoden ajalle ja sen tulee olla varsin yksityiskohtainen. Toimenpiteiden tulee parantaa ”...järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti jakeluverkon luotettavuutta ja varmuutta...” (Sähkömarkkinalaki 2013/588: 52 §.) Kehittämissuunnitelmassa pitää kiinnittää huomiota erityisesti kohteisiin, jotka ovat kriittisiä sähkönkulutuskohteita, kuten esimerkiksi yhteiskunnan johtamiseen ja turvallisuuden liittyvät kohteet. Tärkeää on myös huomioida, että laissa ohjataan sijoittamaan verkko sellaisiin paikkoihin, joissa voidaan hyödyntää yhteisiä reittejä muun infrastruktuurin kanssa. Energiavirasto voi huomauttaa ja pyytää tekemään korjauksia kehittämis-

suunnitelmaan kuuden kuukauden kuluttua suunnitelman vastaanottamisesta, mikäli kehittämissuunnitelma ei vastaa lain vaatimuksia. (Sähkömarkkinalaki 2013/588: 52§.)

Sähkömarkkinalaissa (2013/588: 100§.) on määritelty myös vakiokorvauksien määrät asiakkaille, jos sähkönjakelu tai sähkötoimitukseen tulee keskeytyksiä. Vakiokorvauksien prosentuaalinen määrä kasvaa, mitä kauemmin keskeytys kestää. ”Vakiokorvauksen määrä loppukäyttäjän vuotuisesta siirtopalvelumaksusta on:

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

Tarkastelemalla laissa määrättyjä vakiokorvausmääriä havaitaan, että mikäli pitkä keskeytys tulisi esimerkiksi taajama-alueelle, nousee vakiokorvausten summa verkkoyhtiölle varsin korkeaksi. Taajama-alueilla on paljon kulutusta ja yleensä myös kriittisiä kohteita, kuten sairaaloita ja poliisilaitoksia. Toisaalta haja-asutusalueella saattaa sijaita maatiloja ja asemakaavoitettuja asumiskohteita. Näillä alueilla keskeytyksen pituus saattaa venyä ja näin kasvattaa maksettavien korvausten määrää.

Sähkömarkkinalaissa on määrätty, milloin käyttövarmuus ja luotettavuusvaatimuksia vastaavan verkon kehittämistoimenpiteiden tulee olla tehtynä. Verkkoyhtiöiden on täytettävä sähkömarkkinalain 51 §:n vaatimukset 31.12.2028. Kuitenkin aikaisemmin on jo välitavoitteita, jotka tarkoittavat, että 31.12.2019 jakeluverkon tulee täyttää vaatimukset 50 prosenttisesti ja 31.12.2023 75 prosenttisesti. Vapaa-ajan asuntoja ei huomioida tavoitteissa. Sähkömarkkinalaissa on kuitenkin annettu mahdollisuus *painavista* ja *erittäin*

*painavista* syistä johtuen siihen, että sähkömarkkinalain asettamat tavoitteet täytetään täysin vuoden 2036 loppuun mennessä. Näitä syitä ovat sähkömarkkinalain mukaan: ”keskiarvoa merkittävästi suuremman osuuden keski- ja pienjännitejohdoista muuttamista ilmajohdoista maakaapeleiksi ja että jakeluverkonhaltija joutuu vaatimusten täyttämiseksi uusimaan ennenaikaisesti merkittävän määrän jakeluverkkoa.” (Sähkömarkkinalaki 2013/588: 119 §.)

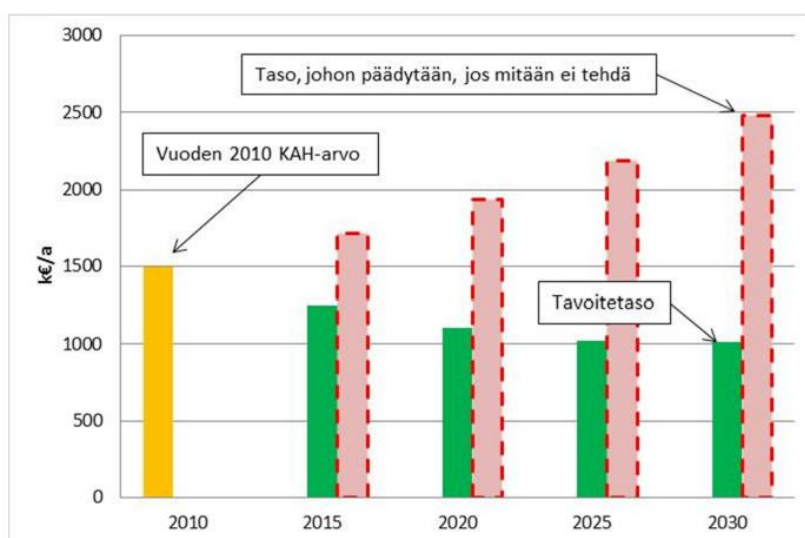
### 3.3 Verkostostrategia

Tässä luvussa käydään läpi tämän työn kannalta verkostostrategian tärkeimmät linjaukset: strategiset tavoitteet, aluejaottelu ja käytettävä tekniikka sekä jännitteenalenemarat. VSV on tehnyt verkostostrategian vuonna 2012. Jotkin linjaukset ovat vanhentuneita, sillä uusi sähkömarkkinalaki asettaa erilaisia vaatimuksia kuin mitä oli tiedossa verkostostrategian laatimisen aikana. Verkostostrategiassa (Salo 2012: 1.):

- ”arvioidaan sähköverkkoliiketoiminnan toimintaympäristön kehitystä
- määritetään sähköjakeluverkon kehittämisen tavoitteet
- esitetään näkemys sähköverkon kehittämisessä käytettävistä verkkotekniikoista
- määritetään sähköverkkotoiminnan investointistrategia vuosille 2011–2030 (pääpaino vuosissa 2011–2015)
- esitetään verkon arvon, vuosittain tarvittavien investointimäärien, sähkön siirtohinnan ja sähkön laadun kehitys ottaen huomioon omistajastrategian mukainen näkemys voittotavoitteista ja voiton käyttämisestä omistajien ja liiketoiminnan kehittämisen kesken.”

VSV:n strategisina tavoitteina ovat elinkaarikustannusten minimointi ja toimitusvarmuuden parantaminen. Luvussa 2.5 esitettiin elinkaarikustannusten laskenta. Verkostostrategiassa todetaan, että elinkaarikustannuksien kehittymistä on vaikeaa seurata, sillä niiden seuraamiseksi ei ole kehitetty selkeää ja yksiselitteistä työkalua. Vasta usean vuoden jälkeen pystytään todentamaan, toteutuiko elinkaarikustannusten mahdollisimman edullinen taso. Lisäksi EV:n tulisi kehittää regulaatiota elinkaarikustannusten mi-

nimointia tukevaksi. Elinkaarikustannusten laskeminen ei riitä pelkästään strategisen suunnittelun vaiheessa, sillä ne on huomioitava myös päivittäin muissa suunnitteluvaiheissa. Verkostostrategiassa on todettu, että toimitusvarmuuden parantaminen on osa strategisia tavoitteita. Syynä tähän on Energiategollisuus ry:n tilaama toimitusvarmuuskriteeristö, jota käsitellään luvussa 3.5.1 ja lisäksi sähkömarkkinalaki asettaa omat ehdoensa. KAH-kustannusten pienentäminen tiettyyn tasoon on yksi tavoite. Tässä työssä pyritään kohti keskeytyskustannusten alentamista. Kuvassa 6 on esitettyä VSV:n haluama kehitys KAH-kustannuksille, jotka muodostavat yhdessä verkkoyhtiön vianhoitoon kuluvien kustannusten, toimittamatta jääneen sähköenergian ja mahdollisten vaikiokorvausten kanssa keskeytyskustannukset. (Salo 2012: 125–126.)



Kuva 6. KAH-kustannusten parantamisen tavoitetaso VSV:n verkostostrategian mukaan. (Salo 2012: 127.)

Aluejaottelu VSV:ssä on tehty maakuntakaavaan merkittyjen taajama- ja keskustatoimintojen mukaisesti. Teollisuusalueet luokitellaan myös taajama-alueiksi. VSV:llä taajaman määrittely on perustunut EV:n Tiekartta 2020 -hankkeen loppuraporttiin (Energiamarkkinavirasto 2011b: 46.): ”Taajamalla tarkoitetaan asemakaavoitettua aluetta, jossa on asutuksen ohella useita päivittäispalveluita.” Maakuntakaava määrittelee taajamatoimintojen alueen näin: ”Merkinnällä osoitetaan asemakaavoitettuja ja asemakaavoitettaviksi tarkoitettuja alueiden taajamatoiminta-alueita.” (Salo 2012: 130.) Tämän

työn kannalta olennaisia ovat asemakaavoitetut alueet ja alueet, jotka on varattu tulevaisuudessa asemakaava-alueiksi. Näihin alueisiin kohdistuu sähkömarkkinalain vaatimukset enintään kuuden tunnin keskeytysajoista.

Verkostostrategiassa on määritelty käytettävät tekniikat city-, taajama- ja maaseutualueilla. (Salo 2012: 131.) Luokittelutapa on sama, kuin toimitusvarmuuskriteeristöissä, joka esitellään luvussa 3.5.1. Voidaan tehdä oletus, joka peilataan sähkömarkkinalakiin: asemakaava-alueita vastaa city- ja taajama-alueella käytettävä tekniikka ja ei-asemakaavoitettua aluetta vastaa maaseudulla käytettävä tekniikka. Eri alueilla voi olla keskeytyskriittisyydeltään useita erilaisia asiakastyyppejä. City- ja taajama-alueet suunnitellaan joka tapauksessa niin, että ne pystyvät vastaamaan keskeytyskriittisten kohteiden tarpeita, joten maaseutualueita suunniteltaessa on huomioitava mahdolliset kriittiset kohteet. Keskeytyskriittisyys vaikuttaa suunnittelun lisäksi ennen kaikkea vianhoitoon.

VSV:n tavoitteena on, että city- ja taajama-alueita syöttäisivät omat sähköasemat (kaupunkisähköasemat) ja muille alueille (maaseutu ja pienemmät taajamat) olisi omat sähköasemat (maaseutus sähköasemat). Tämän kaltainen jaottelu on perusteltua, sillä laajasti kaapeloitu alue tuottaa suuret maasulkuvirrat. Maaseudun viat pystytään rajaamaan niin, etteivät ne vaikuta taajama-alueisiin, joissa on kalliit keskeytyskustannukset, jos alueilla on omat sähköasemansa. Suuret päämuuntajat hankaloittavat pienten ilmajohtojen oikosulkusuojaukseen, joten omat sähköasemat city- ja maaseutualueille on perusteltua. Jos kaupunkisähköasema syöttää maaseutua, niin maaseudulle kannattaa rakentaa oma lähdö. Vastaavasti, jos maaseutus sähköasemalta syötetään taajamaa ja maaseutua, rakennetaan alueille omat lähdöt. (Salo 2012: 131.) Esimerkiksi Laihian kirkonseudun tavoiteverkossa, jota käsitellään luvussa 5.2, on huomioitu nämä seikat mahdollisimman hyvin.

City-alueilla KJ-verkko rakennetaan aina maakaapelilla silmukoidusti. Ehtona on, että alueen kaikki lähdöt pystytään korvaamaan, eli syöttämään varayhteyden kautta, täysin mihin tahansa aikaan vuodessa ja jokainen muuntaja on sijoitettu niin, että sitä syötetään vähintään kahdesta suunnasta. Muuntamotyyppi on mahdollisuuksien mukaan puistomuuntamo, joka voidaan toteuttaa peltikioski- tai tiilikioskimuuntamona. Pelti- tai tiilikioskimuuntamolla tarkoitetaan puistomuuntamoita, jonka ulkokuori on rakennettu pellistä tai tiilestä. Kiinteistömuuntamoita joudutaan rakentamaan toisinaan. Kauko-

ohjattavat erottimet sijoitetaan taloudellisesti ja teknisesti harkittuihin paikkoihin niin, että keskimäärin kauko-ohjattavat erottimet olisivat noin joka viidennessä muuntamossa. (Salo 2012: 132–133.)

Toimitusvarmuuskriteerien kannalta olisi ideaalitalanne, jos jokaisella taajamalla olisi oma sähköasemansa. Tämä ei ole kuitenkaan taloudellisesti kannattavaa kaikissa olosuhteissa. Sähköaseman puute taajamassa voidaan korvata rakentamalla 20 kV:n säävarma syöttö ja varasyöttöyhteys, joksi kelpaa myös avojohto. Taajamassa KJ-verkko rakennetaan lähes poikkeuksetta maakaapelilla silmukoidusti. Päälyllytettyä ilmajohtoa voidaan käyttää tarkkaan harkitusti. Silmukoidussa verkossa taajama-alueella pyritään samankaltaiseen rakenteeseen kuin city-alueella kuitenkin unohtamatta tarkastella taloudellisuutta. Tällöin kaapeloidut haarat verkossa pitää pystyä syöttämään varavoimalla. Taajamissa käytetään puistomuuntamoita, jotka ovat peltikioskeja ja harkitusti satelliittimuuntamoita niin, että niitä on korkeintaan yksi peräkkäin. Taajamien kauko-ohjattavien erottimien sijoittelussa noudatetaan samoja periaatteita kuin city-alueella. Syötöt, jotka syöttävät sekä maaseutua että taajamaa tulee varustaa kauko-ohjattavilla erottimilla ja verkkokatkaisijoilla, mikäli tämä koetaan tarpeelliseksi. Nämä tilanteet tarkastellaan tapauskohtaisesti. (Salo 2012: 133–134.)

Maaseudulla verkko rakennetaan yleensä säteittäiseksi ja käytetään 20 kV:n avojohtoa tienvarrella tai pellolla, sillä tämä yhdistelmä on teknis-taloudellisesti paras vaihtoehto. Lisäksi päälyllytettyä avojohtoa voidaan hyödyntää pienitehoisilla johto-osuuksilla, joissa on toistuvia vikoja johtuen esimerkiksi linnuista. Maakaapelia ei suosita maaseudulla, sillä sen hankintahinta on korkeampi kuin ilmajohtoilla ja maakaapelin sekä ilmakaapelin korjaukseen kuluu kauemmin aikaa kuin avojohdon. Tämä taas ei ole tarkoituksenmukaista ajatellen yksittäisten keskeytysten pituuksia ja toimitusvarmuuskriteeristöä. Maakaapeli on hyväksytty tekniikka silloin, kun sen syöttämä alue voidaan keskeytystilanteissa syöttää toisella lähdöllä tai varavoimalla ja silloin kun alueella on paljon toistuvia vikoja ja kaapelointi on helppoa. Mikäli kaapelointi ei ole helppoa alueella, mutta vikoja on paljon, kannattaa harkita ilmakaapelia. Tämä ratkaisu saattaa olla taloudellisin, mutta tällöin pitää mahdollistaa varavoiman käyttö keskeytystilanteissa. Maastokatkaisijat ovat tärkeä osa maaseutuverkkoa. (Salo 2012: 135–136.) ”Maastokatkaisijat lai-

tetaan aina maan tasalle, jos syöttävällä puolella oleva verkko on maakaapeloitua tai se tullaan kaapeloimaan. Pylvääseen asennettavia katkaisijoita käytetään vain silloin, jos syöttävällä puolella olevaa verkkoa ei ole määritelty kaapeloitavaksi.” (Salo 2012: 136.) Maaseudulla muuntamotyyppinä on puistomuuntamo ja se toteutetaan yleensä pelti-kioskina. Pylväsmuuntamoita käytetään ainoastaan mökkialueella, jos kaivuolosuhteet ovat hankalat. (Salo 2012: 135–136.)

Verkostostrategiassa on määritelty jännitteenalenemille ylärajat, joita tulee noudattaa ja tarkkailla tavoiteverkkojen suunnittelussa. Ne löytyvät taulukosta 3.

Taulukko 3. VSV:n verkostostrategiassa määritellyt ylärajat jännitteenalenemille. (Salo 2012: 119.)

| KJ-verkon jännitteenalenema | Taajama | Maaseutu |
|-----------------------------|---------|----------|
| suunniteltava laatu [%]     | 3       | 4        |
| normaalitilanne [%]         | 5       | 6        |
| häiriötilanne [%]           | 7       | 9        |

#### 3.4 Standardi SFS-EN 50160

Sähkönjakeluun liittyy useita standardeja, esimerkiksi eri komponenteille, tietoliikenneyhteyksille, sähkön laadulle ynnä muille sellaisille. Tässä työssä ei ole mielekästä käydä läpi kaikkia jakeluverkkoon liittyviä standardeja, vaan tässä luvussa keskitytään SFS-EN 50160 ”Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet” -standardiin. Sähkömarkkinalain (2013/588) pykälässä 97 mainitaan: ”Jollei toisin ole sovittu, sähkönjakelussa ja muussa verkkopalvelussa sekä sähköntoimituksessa on virhe, jos sähkö ei laadultaan vastaa Suomessa noudatettavia standardeja taikka jos sähkönjakelu tai sähköntoimitus on yhtäjaksoisesti tai toistuvasti keskeytynyt eikä keskeytystä voida pitää keskeytyksen syy ja olosuhteet huomioon ottaen vähäisenä.” Luvussa käydään läpi standardin kohdat, jotka ovat olennaisia jakeluverkon KJ-verkon kehittämisessä ja olennaisia seikkoja sähkömarkkinalakia ajatellen.

Standardi on eurooppalainen EN 50160:1999, joka on vahvistettu suomalaisiksi standardiksi 24.1.2000. SFS-EN 50160 -soveltamisala on jännitteen laatuun liittyvät tekijät asiakkaan liittämiskohdassa. Standardi määrittelee jännitteelle sellaiset rajat ja arvot, joiden täytyessä asiakas voi luottaa saavansa tasalaatuista ja laadukasta sähköä normaaleissa käyttöolosuhteissa. Standardin tarkoituksena on määritellä ja kuvata jakelujännitteen ominaisuuksia, joita ovat taajuus, suuruus, aaltomuoto ja kolmivaiheisen jännitteen symmetria. Standardissa huomioidaan, että joitakin jännitteeseen vaikuttavia ilmiöitä on lähes mahdotonta ennustaa ja näin ollen kyseisille jännitteen ominaisuuksille on mahdotonta määrittää täsmälliset arvot. Ilmiöitä ovat esimerkiksi jännitekuopat, keskeytykset ja ylijännitteet. Näitä standardissa annettuja arvoja tulee tulkita tapauskohtaisesti. (Suomen standardisoimisliitto 2000: 6.)

Standardissa on määritelty pien- ja keskijännitteelle jakelujännitteen ominaisuudet. Tässä luvussa käsitellään vain KJ-puolta, eli standardissa määriteltyä 1 kV–35 kV jännite-  
tasoaluetta (Suomen standardisoimisliitto 2000: 8). Standardissa määritellään, että jakelujännitteen nimellistaajuuden tulee olla 50 Hz. Normaaleissa käyttöolosuhteissa perustaajuuden keskiarvo mitattuna kymmenen sekunnin aikana saa vaihdella yhteiskäyttöverkoissa  $\pm 1\%$  99,5 % vuodesta ja  $+4\%$  ja  $-6\%$  100 % kymmenen sekunnin mittausajasta. Erillisverkoissa taajuuden vaihtelu voi olla  $\pm 2\%$  95 % viikosta ja  $\pm 15\%$  100 % kymmenen sekunnin mittausajasta. Jokaisen viikon aikana 95 % ajasta jakelujännitteen  $U_c$  tehollisarvojen kymmenen minuutin keskiarvon on oltava välillä  $\pm 10\%$ . Tämä ei kosketa kuitenkaan keskeytyksiä vaan normaaleja käyttöolosuhteita. Nopeat jännitteenmuutokset johtuvat yleensä asiakkaan verkossa tapahtuvista kuormitusmuutoksista tai kytkennöistä, joita tehdään järjestelmässä. Normaaleissa käyttöolosuhteissa nopea jännitemuutos ei ylitä neljällä prosentilla  $U_c$ :ta. Muutamia kertoja päivässä tietyissä olosuhteissa lyhytaikainen muutos voi olla suuruudeltaan  $6\%$   $U_c$ . Väлкynnän pitkäaikaisen häiritsevyyssindeksin  $P_{lt}$  tulisi olla korkeintaan  $1\%$  95 % ajasta. Jännitekuopat kestävät tavallisesti alle yhden sekunnin ja niiden suuruus on alle  $60\%$   $U_c$ :stä. Suurempia ja pidempiä jännitekuoppia voi esiintyä toisinaan. Asiakkaan tekemät asennukset saattavat aiheuttaa usein joillakin alueilla  $10\text{--}15\%$   $U_c$ :n suuruisia jännitekuoppia. Normaaleissa käyttöolosuhteissa jännitekuoppien määrä vuoden aikana voi vaihdella muutamista kymmenistä tuhanteen. (Suomen standardisoimisliitto 2000: 18.)

Standardissa määritellään, että normaaleissa käyttöolosuhteissa lyhyiden keskeytysten määrä voi olla vuosittain muutamasta kymmenestä useisiin satoihin. 70 % lyhyistä keskeytyksistä voi kestää enintään yhden sekunnin. Pitkät keskeytykset johtuvat yleensä ulkopuolisista tekijöistä, kuten sääoloista. Lisäksi eri maiden järjestelmät eroavat toisistaan, joten pitkien keskeytysten vuosittaista määrää tai kestoja ei voida esittää tyypillisiä arvoja. Standardissa todetaan kuitenkin, että: ”Normaaleissa käyttöolosuhteissa pitkien keskeytysten määrä vuodessa voi olla alle 10 tai jopa 50 alueesta riippuen.” Lisäksi standardissa määritellään johtimen ja maan väliset tilapäiset käyttötaajuiset ylijännitteet, johtimen ja maan väliset transienttiylijännitteet, jakelujännitteen epäsymmetriat, harmoninen yliaaltojännite, epäharmoninen yliaaltojännite ja verkon signaalijännitteet liittämiskohdassa. (Suomen standardisoimisliitto 2000: 18–22.)

Tavoiteverkkoa suunniteltaessa on huomioitava, että ratkaisut tukevat tarpeeksi laadukasta sähköä ja verkon jännitteenalenemat saadaan riittävälle tasolle. Keskeytyksien määrää tulee pysyä riittävän alhaisena, eikä niiden kesto saa ylittää annettuja vaatimuksia. Nämä seikat on pyritty huomioimaan mahdollisimman hyvin luvussa 5 esiintyvissä tavoiteverkkosuunnitelmissa. Jännitteenalenemia pyritään vähentämään muun muassa kuormien tasaisemmalla jakamisella eri lähtöjen välillä ja mahdollisesti uuden sähköaseman rakentamisella.

### 3.5 Muut kehittämistä ohjaavat tekijät

#### 3.5.1 Sähkönjakelun toimitusvarmuus

Aluksi selvennetään muutamia olennaisia käsitteitä. Sähkönjakelun *luotettavuus* tarkoittaa keskimääräistä *toimitusvarmuutta* eli miten luotettavasti sähköverkolla pystytään siirtämään sähköenergiaa tuottajalta käyttäjälle. Luotettavuus paranee vähentämällä järjestelmän komponenttien toimintavirheiden määrää. *Käyttövarmuus* tarkoittaa jakeluverkon järjestelmän käytettävyyttä ja sitä, miten luotettavasti tarvittavat toiminnot pystytään toteuttamaan. Käyttövarmuutta voidaan parantaa sellaisilla kehittämistoiminnoilla, jotka parantavat sähkönjakelun jatkumista, vaikka jossakin verkon kohdassa olisi vi-

ka. Voidaan sanoa, että ”käyttövarmuus paranee vikojen vaikutusalueen tehokkaalla rajuksella”. (Salo 2012: 13.) Sähkön *laatu* tarkoittaa lähinnä jännitteen laatua.

Verkkoyhtiön asiakkaan näkemys toimitusvarmuudesta on subjektiivinen. Asiakkaan, eli sähköenergian käyttäjän, kokemat keskeytykset saattavat vaihdella eri vuosina ja vuodenaikoina. Verkkoyhtiön koko jakelualueen keskiarvollinen toimitusvarmuus ei välttämättä muutu vaikka sen yksittäisten asiakkaiden kokemukset vaihtelisivatkin. Toimitusvarmuustarkasteluissa on huomioitava (Salo 2012: 13.):

- keskeytysaikojen keskimääräinen arvo
- keskeytysmäärien keskimääräinen arvo
- keskeytysaikojen ja -määrien hajonta
- keskeytysaikojen ja -määrien muoto
- yksittäisten asiakkaiden keskeytysmäärä, sillä: ”Yksittäisen asiakkaan kokema sähkön toimitusvarmuus on oleellinen osa verkkopalvelun laatua.” (Salo 2012: 14.)

Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto ovat tehneet tutkimusraportin ”Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot” Energiategollisuus ry:n tilaamana. Tutkimuksen tuloksina syntyivät nykyistä sähkömarkkinalakia tiukemmat vaatimukset asiakkaan vuoden aikana kokemien vikakeskeytyksien kokonaiskestosta [h/a] ja asiakkaan kokemien lyhyiden keskeytysten lukumäärästä [kpl/a]. (Partanen, Verho, Honkapuro, Lassila, Kaipia, Järventausta, Strandén & Mäkinen 2010: 4.) ”Toimitusvarmuuskriteeristön yleisenä tavoitteena on verkkopalveluiden kehittäminen ja toimialan maineen parantaminen.” (Partanen ym. 2010: 4.) Kriteerejä voidaan käyttää apuna suunnittelutyössä ja laatia asiakaslupauksia omaan verkkoyhtiöön sopivaksi. Toimitusvarmuuskriteeristö pohjautuu kolmeen alueeseen: city, taajama ja maaseutu. Jaottelu on erilainen, kuin sähkömarkkinalaissa. Taulukossa 4 on esitettyä aluejaottelu ja alueita koskevat keskeytysvaatimukset. (Partanen ym. 2010: 4.)

Taulukko 4. Toimitusvarmuuskriteeristön aluejaottelu. (Partanen ym. 2010: 5.)

| Toimitusvarmuuden taso | Kokonaiskeskeytysaika [h/a] enintään | Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä [kpl/a] |
|------------------------|--------------------------------------|---|
| city                   | 1                                    | ei ollenkaan                                  |
| taajama                | 3                                    | 10  |
| maaseutu               | 6                                    | 60  |

”Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteena on taata sähkönkäyttäjille riittävä sähkön toimitusvarmuus myös tilanteissa, joissa taloudellisen regulaation toimitusvarmuuskannusteet ja sanktiot eivät ole riittävä peruste toimitusvarmuuden kannalta tarpeellisten investointien tai organisatoristen toimenpiteiden toteuttamiselle.” (Partanen ym. 2010: 4.) Tavoitteena on, että toimitusvarmuuden kehittämistä ohjaa taloudellinen regulaatio, mutta toimitusvarmuuskriteeristö löytää tavoitetasot, jotka takaavat käyttövarmuuden kehittymisen. Toimitusvarmuuskriteeristössä huomioidaan alueelliset toimitusvarmuuserot, esimerkiksi yhteiskunnan kannalta kriittiset kohteet.

### 3.5.2 Kuormitusennusteet

Kuormituksen ennustaminen on tärkeää, kun suunnitellaan tavoiteverkkoja, sillä verkon kuormituksen muuttuminen vaikuttaa verkoston kehittämiseen ja verkoston rakentamiseen tulevaisuudessa. On olennaista osata tunnistaa alueet, joissa kuormitus tulee kasvamaan ja alueet, joissa kuormitus pysynee samana tai jopa vähenee. Tässä työssä ei ole nostettu suureen rooliin alueiden kuormitusten ennustamista, sillä työhön on riittänyt jo aikaisemmin VSV:ssa tehdyt ennusteet, työn yhteydessä tehdyt tarkentavat kuormitusennusteet ja tapaus KVL:ssa tehdyt suuntaa antavat ennusteet.

Kuormitusennusteita voidaan tehdä perustuen historiatietoihin, kuntien kaavoitus suunnitelmien ja ennustettavan alueen väestön kehittymisen avulla. Kasvuhistoriaan perustuva ennustaminen ei ole välttämättä tarpeeksi tarkka menetelmä ennustaa kuormituksen kehittymistä, mutta toisinaan se voi olla ainut mahdollinen tapa ennustaa kuormituksia. Kuormitusennusteita tehdään yleensä vuosien energian avulla, mutta tässä työssä on käytetty huippukuormaennusteita. Kuormitusennusteiden tekemiseksi on jaettava eri kulut-

tajaryhmät omiin ryhmiinsä ja näille ryhmille on tehtävä omat kuormitusennusteet. Lopuksi ennusteet on summattava yhteen. Tässä työssä PTL:n ja Laihian kirkonseudun kuormitusennusteet on tehty huomioimalla asuntoalueiden, kauppa-alueiden ja teollisuus- sekä työpaikka-alueiden kuormitusten kehittymiset erikseen ja lopuksi laskettu yhteen. Asuinrakentamisen kuormituksen ennustamisessa huomioidaan suunniteltu asukkaiden määrä ja kerrosala. Kauppa-, teollisuus- ja työpaikka-alueiden ennustamisessa on huomioitu suunniteltu kerrosala. PTL:n ja Laihian kirkonseudun osalta ennusteet on laatinut Salo joko ennen tätä diplomityöprojektia tai sen yhteydessä. KVL:n kohdalla on menetelty erilailla ja kuormitusennusteet on selvitetty tapaus Koivulahti -luvussa. Kuormitusten ennustamisessa on käytetty avuksi kuntien selvityksiä väestön kehittämisestä ja kaavoitussuunnitelmia. Kunnilla voi olla hyvin optimistisia tavoitteita väestön ja muutenkin alueen kehittymisen suhteen, mutta tässä työssä on käytetty kuntien tekemiä selvityksiä, sillä on katsottu, että ne ovat olleet paras lähde tässä tilanteessa kuormitusennusteiden tekemiseen (Lakervi & Partanen 2008: 90–91).

### 3.5.3 Ilmastonmuutos

”Sähköverkkojen on kestettävä myrskyt, oltava kustannustehokkaita, autettava energiankäytön tehostamisessa ja mahdollistettava uusiutuviin energianlähteisiin siirtyminen. Näiden vaatimusten takana on ilmastonmuutoksen ehkäisy ja sen seurausten kanssa painiminen.” (Aarinen 2014.) Ilmastonmuutoksesta on keskusteltu jo useiden vuosien ajan ja ennustukset viittaavat siihen, että ilmasto tulee muuttumaan voimakkaasti tämän vuosisadan aikana. Ilmastonmuutoksen voidaan ajatella johtuvan sekä luonnon omien virtauksien johdosta (esimerkiksi Golf-virta, El Niño-ilmiö) ja ihmisen toiminnasta johtuvien seikkojen takia (kasvihuonekaasupäästöt). (Capili, Ibay, Villarin 2005; Martikainen 2005: 9.) Ilmaston lämpeneminen todennäköisesti lisää ääri-ilmiötä säätilassa. (Pell 2009.) Tarkastellaan seuraavaksi vuosina 2016–2045 Suomessa tapahtuvia ilmaston muutoksia, joita on käsitelty Antti Martikaisen *Ilmastonmuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan* -tutkimusraportissa.

Tehtyjen ilmastomalleihin perustuneiden ennusteiden ja simulointien mukaan tulevaisuudessa sadanta ja lämpötila tulevat kasvamaan keski- ja ääriarvoilla mitattuina, kun taas kuuraantuminen ja routaantuminen tulevat vähentymään. Voimakkaiden tuulten

osalta ennustukset antavat jonkin verran ristiriitaisia tuloksia. Pienimmän muutoksen ennusteen mukaan voimakkaat tuulet vähenevät ja suurimman muutoksen ennusteen mukaan voimakkaat tuulet tulevat lisääntymään. Ilmaston muuttumista tutkittaessa on huomioitava, että ”ilmastomuuttujien keskiarvojen muutoksista on erittäin vaikea arvioida ääriarvojen muutosten käyttäytymistä. Esimerkiksi talven keskilämpötila nousee suurimman muutoksen antaneen ennusteen mukaan Kaakkois-Suomessa 3,5 astetta, kun taas minimilämpötilan ennustetaan nousevan 7,5 astetta.” (Martikainen 2005: 48–49.) Toisaalta viime vuosina on koettu useita myrskyjä, joissa on ollut kovia, puuskittaisia tuulia. Sähkönjakeluun vaikuttavia suurmyrskyjä viime vuosina ovat olleet vuonna 2011 Tapaninpäivän myrsky ja syksyn 2013 myrskyt Eino, Oskari ja Seija. Tuulen lisäksi sähköverkon on kestettävä lumi- ja jääkuormia. Etenkin lämpötilan ollessa lähellä nolaa ilmajohtoille kerääntyy painavaa tykkylunta tai puut kaartuvat ilmajohtojen päälle painavan lumikuorman vuoksi. (Aarinen 2014.)

”Raaka oletamus on, että ilmastonmuutoksen myötä sään aiheuttamat sähköverkko-ongelmat käyvät hankalammiksi, kertoo sähkötekniikan professori Matti Lehtonen Aalto-yliopistosta.” (Aarinen 2014.) Voidaan olettaa, että ilmastonmuutoksesta johtuvat ääri-ilmiöt tai rasitteet verkkoliiketoimintaa kohtaan ovat suuremmat kuin niistä saatava hyöty. Lämpötilan nousu kasvattaa virtalämpöhäviöitä johtimissa ja muuntajissa, sähkölämmityksen tarve tulee vähentymään, mutta toisaalta kesäisin jäähdytykseen tarvitaan enemmän energiaa. Nämä voivat kompensoida toisiaan. Huurteen määrän väheneminen pienentää koronaa, jolloin kunnossapidontarve ja vikojen määrä vähenee. Ennusteiden mukaan ukkonen tulee lisääntymään ja näin ollen salamoiden aiheuttamat ylijännitteet lisääntyvät. Salamet aiheuttavat jakelumuuntajavaurioita ja tätä kautta kaapeliverkosto- vaurioita. Ylijännitteet aiheuttavat myös oiko- ja maasulkuja, jotka näkyvät asiakkailta jännitekuoppina. Kunnossapito- ja rakennustoimet hankaloituvat, kun routaantumisen vähenee, sillä sula maa ei kestä raskaita koneita. Puut kaatuvat ilmajohtojen päälle tuulella helpommin roudan vähentyessä, sillä routa tukee puita. Maakaapeloinnille jää enemmän aikaa Etelä-Suomessa roudan vähetessä ja roudan aiheuttamat vauriot vähenevät. (Martikainen 2005: 69–70.)

Ilmastonmuutoksen aiheuttamat viat ja niiden lisääntyminen pitää huomioida, kun suunnitellaan tavoiteverkkoja tulevaisuutta varten. Ruotsissa on alettu maakaapeloida paljon vuoden 2005 Gudrun-myrskyn jälkeen. Asiantuntija-arvioiden mukaan KJ-verkon kaapelointi tulisi maksamaan Suomessa 10–20 miljardia euroa. Ilmajohdot, ilmakeaapelit ja maakaapelit ovat kaikki tulevaisuudessa käytettäviä ratkaisuita. Niistä pitää valita ympäristöön sopivin tekniikka. Verkon investoinnit tulevat kasvamaan, kun verkostoa saneerataan säävarmaksi, mutta tämä tapahtuu pitkän aikavälin aikana. Tulevaisuuden verkostoja suunniteltaessa pitää huomioida, että ääri-ilmiöiden takia verkostokomponenttien pitoaika saattaa lyhentyä. Lämpötilan nouseminen vaikuttaa huippukuormiin ja tämä taas vaikuttaa verkon mitoittamiseen. (Aarinen 2014; Martikainen 2005: 65–66; Laatikainen 2011.) Tässä työssä ei ole huomioitu ilmastonmuutoksen vaikutusta huippukuormien kehittämisessä, mutta tavoiteverkkosuunnitelmissa on huomioitu pyrkimys kohti säävarmoja verkkoja.

#### 3.5.4 Ympäristö

“Vaasan Sähkö Oy:n lähtökohtana suhteessaan ympäristöön on tuntee toimintansa ympäristövaikutukset sekä toimenpiteillään suhteellisesti vähentää aiheuttamaansa haittaa ympäristölle.” (Vaasan Sähkö 2014.) Tässä luvussa käsitellään lähinnä johtoreittien vaikutuksia ympäristöön. Sähkönjakelu voi vaikuttaa kokonaisuudessaan (Lakervi & Partanen 2008: 94.):

- ihmisten terveyteen
- eläimiin
- kasvillisuuteen
- maaperään
- ilmaan
- veteen
- maisemaan ja
- kulttuuriperintöön.

Sähkönjakeluverkkoja suunniteltaessa on kiinnitettävä huomiota ympäristöön, sillä sähkönjakelun ympäristövaikutukset voivat aiheuttaa ympäristöriskejä, kuten vaarallisten

aineiden pääsyä ympäristöön (esimerkiksi muuntajien öljyt, kyllästysaineet), melua (esimerkiksi muuntajien ”hurina”) ja esteettisiä haittoja. Esteettisiä haittoja aiheuttavat näkyvillä olevat sähkönjakelukomponentit ja näistä näkyvimpinä ilmajohdot. Tavoiteverkkosuunnitelmissa on käytetty maakaapelia suurimmaksi osaksi, joten poistuvat ilmajohdot tulevat parantamaan maisemaa. Ilmajohdot on perinteisesti rakennettu metsiin. Metsissä kulkevat ilmajohdot eivät aiheuta niin paljon maisemahaittaa, kuten avoimilla paikoilla kulkevat ilmajohdot. Metsissä täytyy raivata leveät johtokadut, mikä taas ei ole aina suotuisaa luonnon kannalta. Toisaalta johtokaduille syntyy niittyjä, joiden määrä on luonnossa vähentynyt. Tällöin johtokadut antavat elinympäristön niitykasveille ja matalaan pensaiksoon ja puoliavoimille paikoille pesiville linnuille. Ilmajohdojen sijainti tulee harkita tarkkaan. Metsien lisäksi ilmajohdot voidaan laittaa avoimille paikoille, kuten pelloille. Tämä lisää säävarmuutta, mutta aiheuttaa esteettisiä haittoja. Ilmajohdot olisi kannattavaa rakentaa teiden viereen, jolloin niiden korjaaminen helpottuu ja miljöökäin on jo usein rakennettu. Tällöin toki siirtomatkat saattavat pidentyä. Johtojen lisäksi muuntamoiden paikka täytyy suunnitella niin, että muuntamosta aiheutuu mahdollisimman vähän haittaa ympäristöön esimerkiksi melun tai maisemahaittan takia. (Lakervi & Partanen 2008: 94–96.)

### 3.5.5 Turvallisuus

Sähköturvallisuus käsittää turvalliset sähkölaitteet ja -laitteistot, sähkölaitteiden ja -laitteistojen oikean käytön, kunnonvalvonnan ja kunnossapidon sekä sähkötyöturvallisuuden. Sähköenergian kannalta turvallisuus tulee huomioida niin, ettei sähköenergian jakelu ja siihen tarvittava laitteisto aiheuta vaaratilanteita sekä niin, ettei sähköenergian puute aiheuta vaaratilanteita. Suomessa sähköturvallisuuden viranomaisvalvonnasta vastaa Turvatekniikan keskus eli TUKES. Viranomaismääräyksissä keskitytään vain perusvaatimuksiin ja pääpaino teknisten seikkojen ja ominaisuuksien vaatimuksissa annetaan standardeille, joihin viitataan. Tavoiteverkkojen suunnittelussa turvallisuus pitää huomioida niin, että verkko suunnitellaan mahdollisimman säävarmaksi, jolloin sähköenergian jakelu ei keskeydy ja sähkön puuttuminen ei aiheuta vaaratilanteita. (Lakervi & Partanen 2008: 108–109).

## 4 KESKIJÄNNITEVERKON KEHITTÄMISTOIMENPITEET

KJ-verkkoa voidaan kehittää useilla eri toimenpiteillä. Uusia keskeisiä verkoston kehittämistoimenpiteitä ovat: uudet sähköasemat tai uudet kevyet sähköasemat, kevyt 110 kV johto, kaapelointi, päällystetyt avojohdot, ilmajohtojen siirtäminen tienviereen ja muidenkin komponenttien siirtäminen tien viereen, 1000 V sähkönjakelu, hajautettu suojaus, kauko-ohjattavat erottimet, varayhteydet, valvomoautomaatio, maasulkuvirtojen sammutus, varavoima ja yhteistyö. (Partanen, Lassila, Kaipia, Matikainen, Järven-tausta, Verho, Mäkinen, Kivikko, Pylvänäinen & Nurmi 2006: 43.) Tässä luvussa käsitellään työssä esiintyviä KJ-verkon kehittämistoimenpiteitä.

Tavoiteverkoissa esiintyviä kehitystoimenpiteitä ovat:

- uusi sähköasema
- uusi KJ-lähdön rakentaminen
- varayhteyden rakentaminen
- ilmajohtojen siirtäminen tien viereen
- maakaapelointi
- pylväsmuuntamoiden saneeraaminen puistomuuntamoiksi
- kauko-ohjattavien erottimien käyttö.

### 4.1 Sähköasemat

Sähköasema on keskeinen osa sähkönsiirtoverkkoa ja tärkeä osa jakeluverkkoa. Sähköaseman tehtäviin kuuluu sähkönsiirto tai -jakelu. Sähköasemien luokitteluun ei ole yhtä oikeaa tapaa. Ne voidaan luokitella esimerkiksi pääteasemiksi ja johdonvariasemiksi sijaintinsa mukaan. Sähköasemat voidaan luokitella myös käyttötarkoituksensa mukaan kytkin-, erotin- tai muuntoasemiksi. Kytkin- ja erotinasemilla ei ole muuntajia, mutta muuntoasemilla on ainakin yksi muuntaja. Sähköasema on ensimmäinen solmupiste sähkökäyttäjälle, sillä sähköaseman kautta siirretään tehoa kohti loppuasiakkaita. (Elovaara & Haarla 2011b: 96, 99; Energiateollisuus ry 2012.) Tässä työssä sähköasemalla tarkoitetaan muuntoasemaa.

Sähköaseman suunnittelua ja sijoittamista ohjaavat monet seikat. Sähköasemaa suunniteltaessa on huomioitava niin teknisiä ja taloudellisia seikkoja kuin ympäristöoloja ja maisemakysymyksiä. Sähköasemat kannattaa sijoittaa kulutuksen lähelle, mutta on tarkasteltava myös, missä kohtaa verkossa sijaitsee sopiva kohta asemalle, kuinka suuri on jaettava teho nyt ja tulevaisuudessa, kuinka monta johtolähtöä rakennetaan ja millainen on sähköverkko, johon asema toteutetaan. (Elovaara & Haarla 2011b: 97.)

Sähköaseman rakenne riippuu sen käyttötarkoituksesta ja sijainnista. Tämän työn kannalta olennaisia ovat jakeluverkon sähköasemat, joissa muunnetaan 110 kV:a 20 kV:ksi. 110 kV / 20 kV muuntoasemalla on 110 kV:n kytkinkenttä, jossa on erottimet, katkaisijat ja mittamuuntajat. 110 kV:n johdot tulevat päämuuntajalle, josta lähtee 20 kV:n kaapelit asemarakennuksessa olevaan 20 kV:n kojeistoon. Päämuuntajan ympärillä on mahdollisesti muuntajabunkkeri, kuten kuvasta 7 nähdään. Asemarakennuksessa on kojeiston lisäksi suojareleet, katkaisijat, omakäyttömuuntaja ja apusähköjärjestelmä. Apusähköjärjestelmä sisältää muun muassa varaajat ja akuston. Lisäksi asemarakennuksella on laitteistot kaukokäyttöä varten ja hälytysjärjestelmä. Sähköasemaa ympäröi suoja-aita, joka on maadoitettu. Sähköaseman alapuolella on maadoitusverkko, johon kaikki sähköaseman laitteet maadoitetaan (Södergran 2014). Kuvassa 7 on VSV:n Sundomin sähköasema, jossa muunnetaan 110 kV:a 20 kV:ksi. Rakenne vastaa edellä esitettyä sähköasemaa.



Kuva 7. Sundomin sähköasema.

Sähköasemainvestointien vähentyminen viime vuosina johtune kahdesta eri syystä: sähkön käytön kasvun hidastumisesta ja sähköasemaverkoston ”valmistumisesta”. (Lakervi & Partanen 2008: 123.) Sähköasemainvestointi on kustannuksiltaan kallis ja sen takia päätös uudesta sähköasemasta tulee tehdä harkiten. Yleensä päätöstä uudesta sähköasemasta ei tehdä pelkästään taloudellisin perustein, sillä tekniset vaatimukset uudelle sähköasemalle täytyvät ennen kuin taloudelliset perusteet. Uusi sähköasema vähentää 20 kV:n verkon häviöitä, sillä siirtomatka lyhenee ja uusi sähköasema pienentää jännitteenalennuksia. Jännitteenalennusten vähentyessä 20 kV:n verkko ei vaadi vahvistamista ja uusia johtoja. Tämä myös vähentää 0,4 kV:n verkon saneeraustarpeita. Uusi sähköasema ei vaikuta absoluuttisesti pysyvien vikojen määrään, mutta asiakkaiden, joita keskeytys koskee, määrä vähenee, eli pysyvien vikojen määrä per asiakas -tilanne paranee huomattavasti. Keskeytysaika vialle lyhenee hieman uuden sähköaseman myötä. Uusi sähköasema pienentää näin ollen 20 kV:n verkon keskeytyskustannuksia. Luotettavuuden parantamiseksi uuden sähköaseman rakentamista tulee pohtia, jos halutaan lisätä siirtokapasiteettia tai lisätä rengassyöttömahdollisuutta. Uusi sähköasema pienentää maasulkuvirtoja, jolloin maadoituskustannukset pienenevät. (Partanen & Lassila 2013; Partanen ym. 2006: 43–44.)

Uusi sähköasema aiheuttaa suuret investointikustannukset, jotka muodostuvat 110 kV:n johdosta, 110 kV:n kytkinlaitoksesta, päämuuntajasta ja muuntajaperustuksesta, sammutuskuristimesta, 20 kV:n kytkinlaitoksesta ja liitäntäjohdoista, 20 kV:n verkon vahvistuksesta, sähköasemarakennuksesta, tontista ja tienrakentamisesta. (Partanen & Lassila 2013.) Häviökustannuksia syntyy muuntajan häviöistä, keskeytyskustannukset 110 kV:n johdoilla voidaan olettaa olevan 0 euroa vuodessa. Sähköasema vaatii myös kunnostamista, joten kunnostamistoimenpiteisiin on varattava rahaa. Investointikustannuksiltaan edullisempi sähköasemavaihtoehto on kevytsähköasema. Sen hinta on EV:n 2014 yksikköhintalistan mukaan 394 880 euroa (Energiavirasto 2014d).

#### 4.2 Uuden keskijännitelähdön rakentaminen ja varayhteiden rakentaminen

KJ-verkon toimintaa voidaan parantaa rakentamalla uusi KJ-lähtö sähköasemalta ja / tai rakentamalla varayhteys KJ-lähtöjen välille. Uusi KJ-lähtö voi tulla ajankohtaiseksi investoinniksi, kun havaitaan, että sähköaseman kuormitus tulee kasvamaan tulevaisuudessa. Tällöin saattaa käydä niin, että ilman uutta KJ-lähtöä kuormitus yksittäisillä johtolähdöillä kasvaa niin suureksi, että lähtö ylikuormittuu, jännitteenalenemat kasvavat ja korvaustilanteissa on mahdotonta siirtää kuormia lähdöltä toiselle.

Uuden KJ-lähdön keskeisiä vaikutuksia ovat (Lakervi & Partanen 2008: 134.):

- KJ-verkon jännitteenalenemat pienenevät
- jännitteenalenemat pienenevät sähkökäyttäjien liityntäpisteissä
- KJ-verkon häviöt pienenevät
- verkon käyttövarmuus parantuu
- verkon maasulkuvirta kasvaa
- verkon jälleenhankinta-arvo ja nykykäyttöarvo kasvavat tehdyn investoinnin verran
- verkon ylläpitokustannukset kasvavat, kun johtopituus lisääntyy.

Varayhteiden rakentaminen parantaa verkon käyttövarmuutta. Silloin, kun sähköaseman jokin johto-osa tai yksittäinen lähtö ”menee kylmäksi”, voidaan oikean verkkorakenteen avulla korvata tällainen osa tai lähtö. Varayhteys eri sähköasemien välillä parantaa käyttövarmuutta ja lyhentää suurien vikojen keskeytysaikoja, mikäli jokin sähköasema poistuu kokonaan käytöstä vika- tai huoltotoimenpiteiden takia. Keskeytysaika saadaan lyhennettyä varasyöttöyhteyden avulla. Varasyöttöyhteys voi olla verkon sisällä, kun säteittäinen verkko muutetaan rengasyhteydeksi, mutta käytetään normaalitilanteissa säteittäisenä. Varasyöttöyhteyksiä voidaan rakentaa myös eri verkkoyhtiöiden välille, mikäli halutaan varautua suurhäiriöihin ja vaikeisiin vikatilanteisiin. Varasyöttöyhteyttä ei kannata rakentaa silloin, kun välimatka yhdistettävillä lähdöillä on suuri, sillä vikatilanteissa saatava hyöty ei kohtaa suurten investointikustannusten kanssa. Varasyöttöyhteyksiä käytettäessä on hyväksyttävä, että jännitteenalenemat saattavat kasvaa yli normaalikäytön jännitteenalenemarajojen. Varasyöttöyhteyksien hyöty on suoraan

verrannollinen verkostoautomaatioon ja käytöntukitoimintojen hyödyntämiseen. Varsyöttöyhteydet on järkevää kytkeä verkkoon kauko-ohjattavilla kytkinlaitteilla. Usein käytetään kauko-ohjattavia kuormaerottimia. (Partanen ym. 2006: 54.)

#### 4.3 Ilmajohdojen saneeraaminen

Sähköenergiaa voidaan siirtää ilmajohdoilla tai kaapeleilla. Kaapelin ja ilmajohdon erottaa toisistaan eristystapa ja asennustapa. Kaapeleita ovat johdot, jotka sijoitetaan kaapelikanaviin ja jännitteisten osien eristeenä käytetään jotakin muuta materiaalia kuin ilmaa. Ilmajohdot ovat ulkoilmassa pylväisiin kiinnitettyinä ja eristeenä toimii ilma. (Elovaara & Haarla 2011b: 250.) Johtoja ja kaapeleita valittaessa on useita tekijöitä, jotka pitää huomioida taloudellisuuden ohella. Johto tai kaapeli kannattaa valita niin, että se on yleisesti käytetty johdin- tai kaapelityyppi, eikä niinkään erikoisuus alalla, jotta saatavuus voidaan taata. Jännitteenalennuksen on pysyttävä määrättyissä rajoissa, eli termisen ja dynaamisen oikosulkukestoisuuden on oltava riittävä verkon laajentuessakin. Oikosulkusuojauksen pitää toteuttaa hyvin ja kosketusjännitesuojauksen on täytyttävä. Kuormitus saattaa kasvaa tai jopa vähentyä ja ympäristö muuttua, joten on otettava myös nämä seikat huomioon valintatilanteessa. Lisäksi mekaanisen ja kemiallisen kestoisuuden on oltava riittävä. (ABB 2000: 501.)

Ilmajohdot voivat olla avojohdoja tai päällystettyjä avojohdoja (työssä ilmajohdolla tarkoitetaan avoilmajohdoja). Johdinmateriaaleina käytetään tavallisesti kuparia, alumiinia, alumiiniseoksia ja terästä. Johtimien termistä kestävyyttä on täytynyt kehittää, sillä sähkönkulutus kasvaa ja johtokatulupien saatavuus hankaloituu. Johdot eivät saa korkeallaan kuormitusasteella menettää mekaanista lujuuttaan tai riippua liikaa. Eristepäällystetyt avojohdot vaativat pienemmän tilan kuin perinteiset avojohdot. (Elovaara & Haarla 2011b: 278.) Kuvasta 8 voidaan nähdä 20 kV:n ilmajohtopylvään rakenne. Pylväs on tyypillinen puupylväs, johon on kiinnitetty kaapeli, kaapelin suoja, erottimen ohjain, varoituskilvet, kaapeliteline, eristimet ja erotin, sekä kolme avoilmajohdoja.



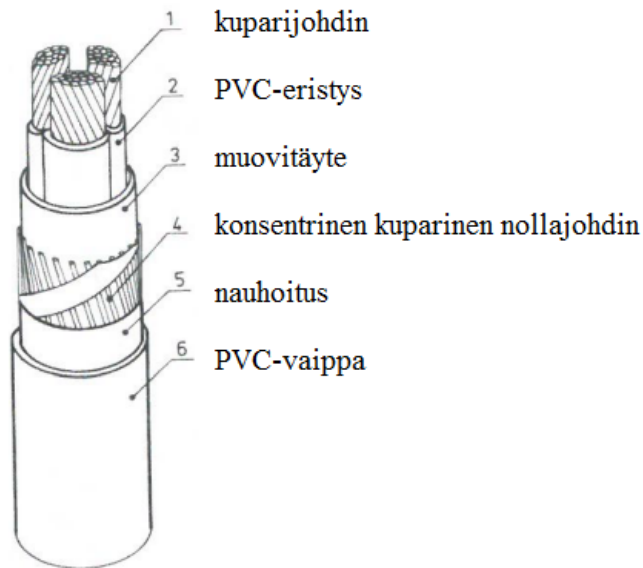
Kuva 8. 20 kV sähköpylväs.

Sähkönjakeluverkossa esiintyvät voimakaapelit voivat olla maakaapeleita tai ilmakaapeleita (työssä käsitellään maakaapeleita). ”Voimakaapeli on johto, jossa vaipan sisällä on yksi tai useampia, toisistaan eristettyjä sähköenergian siirtoon tarkoitettuja johtimia.” (Elovaara & Haarla 2011b: 303.) Vaipan merkitys on, että se suojaa johtimia kosteudelta, korroosiolta ja mekaaniselta vahingoittumiselta. Kaapelivarusteita ovat mm. päätteet ja jatkokset. Suomessa vaihtosähkökaapeleita käytetään 110 kV:n jännitteelle asti kyseisen jännitetason ollessa ylärajana. Kaapelin rakenneosia ovat (Elovaara & Haarla 2011b: 303, 307, 327.):

- johdin tai johtimet
- johdinsuoja, vain KJ- ja suurjännitekaapeleissa (SJ-kaapeleissa)
- johdineristys

- hohtosuoja, vain KJ- ja SJ-kaapeleissa
- kosketussuoja, vain KJ- ja SJ-kaapeleissa ja
- ulkoiset suojakerrokset (vaippa, armeeraus, korroosiosuoja).

Kuvassa 9 on kuva muovieristeisestä kaapelista.



Kuva 9. Muovieristeinen MCMK-kaapeli. Kuva on muokattu lähteestä. (Elovaara & Haarla 2011b: 315.)

#### 4.3.1 Ilmajohdon saneeraaminen maakaapeliksi

Jotta asemakaavoitetuilla alueilla pystytään takaamaan säävarmaverkko, täytyy ilmajohtoverkkoa saneerata maakaapeliverkoksi KJ-verkossa paikoin hyvin paljon. Suomen sähköverkosta kaksi kolmasosaa on ilmajohtoverkkoa ja näin ollen alttiina sääilmiöille. Suomen sähköjakeluverkoston ilmajohtojen käyttöikä alkaa olla täyttynyt tai täyttymässä lähiaikoina. Ilmajohtoja uusittaessa kannattaa tarkastella maakaapeloinnin järkevyyttä saneerauskohteeseen. (Elenia 2014a; Elenia 2014b.) ”Nykyverkon ilmajohtojen korvaaminen maakaapelilla on tehokkain keino suojautua myrskyjä vastaan.” (Hänninen 2014.) Helsingin Sanomien syksyllä 2013 kirjoitetun artikkelin mukaan: ”Seuraavan viiden vuoden aikana Suomen sähköjakeluverkkoon investoidaan noin neljä miljardia euroa, selviää Energiateollisuus ry:n verkkoyhtiöille tekemästä kyselystä. ”Se on paljon.

Tähän asti investoinnit ovat olleet 500–600 miljoonaa vuodessa. Puhumme 25 prosentin kasvusta", kertoo johtaja Kenneth Hänninen." (Ylä-Tuuhonen 2013.)

Maakaapelien käyttäminen takaa yleensä paremman toimitusvarmuuden, sillä sen vikataajuus on 20–50 % ilmajohtojen vikataajuudesta. Maakaapelointi vähentää merkittävästi pysyvien vikojen määrää sekä absoluuttisesti että vikojen määrää per asiakas. Pysyvien vikojen kestoon ja työkeskeytyksiin per asiakas maakaapelointi ei vaikuta juurikaan. Vika maakaapelissa johtuu usein ulkopuolisesta toimijasta, kuten kaivinkoneella vahingossa katkaistusta maakaapelista. Vikojen paikantaminen on hankalampaa maakaapeloidussa verkossa ja lisäksi vikojen korjaaminen on aikaa vievää. Tämän takia maakaapeliverkosto tulee rakentaa silmukoidusti tai rengasyhteydellä, jotta vikatilanteessa saadaan vian vaikutusalue pienennettyä mahdollisimman pieneksi. Lisäksi säteittäisten maakaapeliosuuksien syöttäminen generaattorilla tulee olla mahdollista. Maakaapelit lisäävät maasulkuvirtoja, joten verkon sammutusjärjestelmiä pitää mahdollisesti kehittää. Maakaapelin käyttöikä on 40–50 vuotta, ja se asennetaan vähintään 70 cm syvyyteen. Muun muassa tämän takia maakaapeliverkoston muunneltavuus on hankalampaa ja kalliimpaa kuin ilmajohtojen, joten maakaapelin sijainti ja tarve tulee suunnitella tarkoin. Keskeytyskustannusten pienentymiseen vaikuttaa myös se, ettei sääilmiöistä aiheutuva suurhäiriö ole todennäköistä maakaapeliverkossa. Maakaapeleiden haittapuolena on niiden kalleus, sekä itse johtimien että myös niiden asentaminen. Tulevaisuudessa maakaapelointi saattaa kuitenkin tulla edullisemmaksi kaapeloinnin yleistyessä. Maakaapeloinnin haittapuolena voidaan nähdä myös siirtohintojen mahdollinen kasvu 20–30 prosentilla seuraavan 15 vuoden aikana, vaikka sähkön toimitusvarmuus samalla paraneekin. (Partanen ym. 2006: 45–46; Elenia 2014a; Elenia 2014b; Ylä-Tuuhonen 2013.)

#### 4.3.2 Ilmajohdon siirtäminen tien varteen

Haja-asutusalueiden johtokadut ja linjat on perinteisesti rakennettu metsiin. Silloin kun Suomea sähköistettiin, haluttiin linjat rakentaa mahdollisimman lyhyitä reittejä pitkin kulutuskohteisiin. Maanomistajat suorastaan halusivat johtoreittejä metsiinsä, sillä se takasi heille varmasti sähköliittymän. Nykyään luotettavuuden ollessa keskeinen arvo sähkönjakelussa on ilmajohtoverkkoja metsistä alettu siirtämään teiden varsille. Lisäksi

maanomistajat eivät nykyään enää halua sähkölinjoja metsiinsä ja kaataa puita johtokaudoilta. Ilmajohtojen siirtäminen metsistä teiden varteen vähentää vikoja lähes puoleen kokemusten mukaan. Johtoreittien kulkeminen pitkin teiden vierustaa helpottaa verkon huolto- ja kunnossapitoa, sekä vikojen korjaamista, sillä kohteeseen pääsee helposti kulkemaan. Johtoreitti kannattaa sijoittaa sille puolelle tietä, jonne yleensä tuulee. Tällöin tuulen kaatamat puut eivät todennäköisesti kaadu sähkölinjan päälle. Teiden varsille rakentamisessa hyvänä puolena on myös se, että toinen puoli johtokadusta on aina raivattu. Tien varteen rakennettu verkko on yleensä lähempänä kuormitusta kuin metsään rakennettu, sillä kuormitus on keskittynyt tavallisesti teiden läheisyyteen. Näin olen ei tarvitse rakentaa pitkiä 0,4 kV:n linjoja metsiin kohti kuormitusta. Luonnonkin kannalta on parempi, että johtoreitit rakennetaan teiden varsille, sillä alue on jo valmiiksi muokattua ja raivattua. Haittapuolena teiden varsille rakentamisessa on näkyville paikoille tulevat ilmajohdot, jotka olisivat muuten metsissä piilossa. Teiden omistajien mukaan liian lähelle rakennettu sähkölinja hankaloittaa teiden kunnossapitoa. (Partanen ym. 2006: 48–49.)

#### 4.4 Pylväsmuuntamon saneeraaminen puistomuuntamoksi

Muuntamotyypit voidaan jakaa omistajan ja rakenteen mukaan. Omistajan mukaan muuntamot ovat:

- jakeluverkon haltijan muuntamoita eli jakelumuuntamoita, joissa sähköenergia jaetaan pienjännitteellä sähkönkuluttajille
- sähkönkäyttäjän muuntamoita eli kuluttajamuuntamoita, jotka sähkönostaja omistaa ja sähköenergian kulutuksen mittaus tapahtuu keskijännitepuolella
- teollisuuden muuntamoita, jotka ovat yleensä suurempia kuin edellä mainitut.

Sijaintipaikan mukaan muuntamot voivat olla kiinteistömuuntamoita ja erillismuuntamoita. Kiinteistömuuntamot sijaitsevat rakennuksien sisällä. Erillinen muuntamo voi olla pelti-, tiili-, betoni- tai pylväsmuuntamo. Lisäksi on siirrettäviä työmaamuuntamoita. Jakelumuuntamoissa KJ muunnetaan PJ:teeksi, joka voidaan jakaa sähköenergian kuluttajille. Koska pitkä siirtomatka 0,4 kV:n jännitetasolla ei ole suotavaa, sijoitetaan

jakelumuuntamoita noin kilometrin välein. Tämä edesauttaa jännitteen laadun ylläpitoa ja kosketusjännitesuojauksien toteutumista. (Suomen Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry 2000: 9; SLY-Palvelu Oy 1993: 3–4.) Seuraavaksi käsitellään pylväs- ja puistomuuntamoita, jotka ovat olennaisimpia muuntamotyyppiä tämän työn kannalta.

Maaseudun ja kaupunkien haja-asutusalueilla yleisin muuntamorakenne on pylväs-  
muuntamo. Koska muuntamotyyppi on kevyt, se voidaan sijoittaa lukuisiin kohteisiin esimerkiksi pelloille, metsään, teiden viereen ja niin edespäin. Pylväsmuuntamoita käytetään 20 kV:n ilmajohtoverkoissa. Yhtenä syynä niiden yleisyyteen voidaan pitää niiden nopeaa rakentamista. Pylväsmuuntamoiden rakentamis- ja käyttökustannukset ovat myös pienemmät kuin puisto- ja kiinteistömuuntamoissa. Pylväsmuuntamoiden siirto ja purkaminen on usein myös helppoa. Pylväsmuuntamoissa käytetään tavallisesti 16–315 kVA:n jakelumuuntajia. Pylväsmuuntamo voidaan toteuttaa yksi- tai kaksipylväisenä. Tämä riippuu muuntajan koosta. Kaksipylväsmuuntamossa pylväävät ovat johdon suuntaisesti tai kohtisuorassa johtoihin nähden. Pylväsmuuntamon ja lähinnä olevaan rakennuksen etäisyys pitää olla vähintään 15 metriä. Pylväsmuuntamo voi olla osa ilmajohtoa tai toimia kytkinlaitoksena. (SLY-Palvelu Oy 1993: 4, 42–44.) Kuvassa 10 on poikkeuksellinen pylväs-  
muuntaja. Pylväsmuuntaja sijaitsee Sundomissa alueella, joka on maakaapeloitu. Muuntamo toteutettiin kuitenkin puistomuuntamon sijaan pylväs-  
muuntamona, koska maasto oli märkää ja rakennuskustannuksissa pystyttiin säästämään 40 000 euroa. (Kolam 2014.)



Kuva 10. Pylväsmuuntamo Sundomissa.

Puistomuuntamoita käytetään yleensä taajama-alueilla ja asemakaava-alueilla. Puistomuuntamo on usein ikkunaton tehdasvalmisteinen teräsbetonialustalle asennettava muuntamo. Rakenteeseen vaikuttaa hoito- ja asennustapa. Puistomuuntamoita voidaan hoitaa sisältä tai ulkoa ja ne voidaan asentaa kokonaan maanpinnalle tai ne voidaan upottaa osittain maahan. Yksi muuntamo voi jakaa sähköenergiaa noin viiteenkymmeneen omakotitaloon ainakin 35 vuotta edellyttäen, että kulutus pysyy kutakuinkin sama-

na. Muuntamoista lähtee 5–10 kaapelia yleensä ensin jakokaappeihin, joista kaapelit menevät kuluttajien liityntäpisteille. Lähtöjä voidaan myöhemmin lisätä jopa tuplaten alkuperäinen määrä. Puistomuuntamossa on omat tilansa KJ- ja PJ-kojeistoille. Niiden keskellä sijaitsee tavallisesti jakelumuuntaja. (Leino 2005; SLY-Palvelu Oy 1993: 4, 20; Salo 2012: 34, 132–133.) Kuvassa 11 on jakelupuistomuuntamo, joka on toteutettu niin sanottuna peltikioskina.



Kuva 11. Puistomuuntamo Sundomissa.

Kun ilmajohtoverkkoa saneerataan maakaapeliverkoksi, saneerataan pylväsmuuntamot yleensä puistomuuntamoiksi. Pylväsmuuntamoiden vaihtaminen puistomuuntamoiksi parantaa toimitusvarmuutta, sillä muuntaja ja muut muuntamon laitteistot ovat ikään kuin piilossa sääilmiöiltä ja eläimiltä. Huolto- ja korjaustyöt pystytään tekemään helpommin puistomuuntamoissa, sillä komponentit ovat alhaalla, eikä tarvitse enää kiivetä pylväisiin tai järjestää muita nostotoimenpiteitä. (Jylhän sähköosuuskunta 2012.) Kuvassa 12 on puistomuuntamon PJ-kojeisto. Kuten kuvasta 12 havaitaan, puistomuuntamon komponentteja on helppo huoltaa, sillä ne sijaitsevat helposti saatavilla.

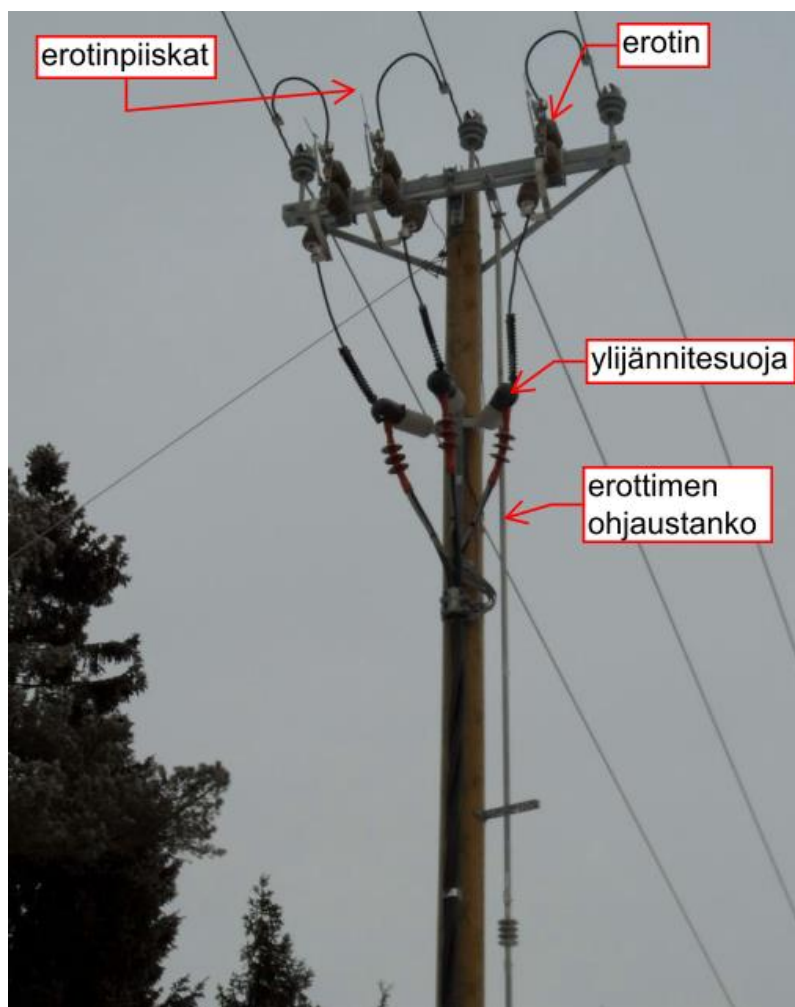


Kuva 12. Puistomuuntamo Sundomissa. PJ-puolen kojeisto näkyvissä.

#### 4.5 Kauko-ohjattavat erottimet

Erotin on kytkinlaite, joka toimii mekaanisesti. Sen tehtävänä on pitää verkon kaksi eri osaa sähköisesti erillään sekä erottaa virtapiiri muista osista ja taata näin ollen turvallinen työskentely. Erotin muodostaa näkyvän välin aukioasennossa, ja kiinniasennossa se johtaa kuormitus- ja oikosulkuvirtaa. Erottimella ei ole katkaisu- tai sulkemiskykyä. Lisäksi se ei saa avautua tai sulkeutua painovoiman, tuulen, tärinän, iskun tai tahattoman kosketuksen seurauksena. Erottimia on useita erilaisia tyyppinä. Ohituserotin mahdollistaa keskeytymättömän käytön. Maadoituserotinta käytetään työmaadoituksen kanssa, jotta vikavirrat ja indusoitunut jännite eivät pääsisi aiheuttamaan vaaratilanteita verkostotöiden aikana. Kuormaerotin on kytkimen ja erottimen yhdistelmä, joka erottimen tehtävien lisäksi pystyy katkaisemaan kuormitusvirtoja ja kytkemään oikosulkuvirtoja. Varoikekuormaerotin on kuormaerotin, jolla on vapaalaukaisulaite ja sulakkeita. Jos yksi-

kin sulake toimii, niin kuormaerottimessa tapahtuu aukiohjaus. (Elovaara & Haarla 2011b: 190–191; ABB 2000: 323–333, 335.) Kuvassa 13 on käsin ohjattavia erottimia 20 kV:n puupylväässä.



Kuva 13. Käsin ohjattava piiskaerotin.

Erottimien avulla pystytään rajaamaan vika-alue ja kytkemään varayhteys joko käsinohjauksella tai kaukokäytöllä verkkoyhtiön käytönvalvontajärjestelmässä (Supervisory Control And Data Acquisition, SCADA). Erottimien avulla pystytään muuttamaan jakorajoja silmukoidussa ja rengasverkossa, tällöin ne sijaitsevat verkon solmupisteissä. Yksittäisiä erottimia on oikeastaan vain maaseudulla säteittäisessä verkossa. Kauko-ohjattavat erottimet eivät vähennä vikojen määrää, mutta niiden avulla voidaan lyhentää keskeytyksien kestoa, sillä varasyöttökytkennät pystytään tekemään muutamassa mi-

nuutissa. Tavallisia käsiohjauksella toimivia erottimia käyttämällä kytkentöjen tekemiseen menee muutamia kymmeniä minutteja riippuen henkilökunnan valmiustilasta ja etäisyyksistä. Kun vikapaikka on saatu erotettua ja varasyöttöyhteydet kytkettyä, ilman sähköä olevia asiakkaita on yleensä vain murto-osa verrattuna vian alkamistilanteeseen. Kauko-ohjattava erotin ei lisää verkon siirtokykyä, mutta suurhäiriötilanteissa tai vaikeissa vikatilanteissa kauko-ohjauksilla pystytään tekemään haastavia kytkentöjä varasyöttöyhteyksien hyödyntämiseksi. Tällainen toiminta takaa, että verkon kapasiteettia hyödynnetään mahdollisimman paljon. (Partanen ym. 2006: 53–54; Suhonen 2001: 1.)

Energiaviraston yksikköhintojen mukaan kauko-ohjatun kahden erottimen erotinasema maksaa 26 100 euroa. (Energiavirasto 2014d.) Kauko-ohjattu, tavallisesti 2–4 erottimen, erotinasema koostuu (Partanen ym. 2006: 53.):

- erotinyksiköstä
- ohjausvarresta
- moottoroidusta jousesta
- ohjauselektroniikasta
- radio-osasta ja
- antennista.

## 5 ASEMAKAAVA-ALUEIDEN TAVOITEVERKKOSUUNNITELMAT

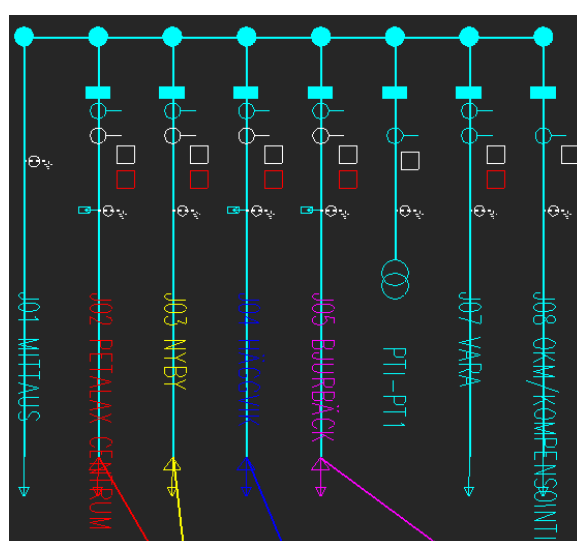
Tässä luvussa käsitellään kolmea erilaista tavoiteverkkosuunnitelmaa. Ensimmäisessä tapauksessa on tehty tavoiteverkko PTL:n taajamaan, joka on asemakaavoitettu taajama maaseutumaisessa ympäristössä, jossa kuormituksen kasvu ei tule ennusteiden mukaan olemaan kovinkaan voimakasta. Kohde valittiin työhön, sillä se oli hyvä kohde opetella, mitä tavoiteverkkojen suunnittelu käsittää selkeän lähtötilanteen ja melko yksinkertaisen verkkorakenteen takia. Toisessa tapauksessa on tehty tavoiteverkko koko Laihian kirkonseudulle, jossa kuormituksen kasvu tulee olemaan sen verran huomattava tulevaisuudessa, että nykyistä verkostorakennetta täytyi muokata melko paljon. Lisäksi tavoiteverkon käsittävä alue oli huomattavasti laajempi kuin ensimmäisessä tapauksessa. Laihialle tehtävä tavoiteverkko valittiin työhön, sillä alueelle tehtävä tavoiteverkko on erittäin ajankohtainen valtateiden uusien tiejärjestelyiden vuoksi. Lisäksi tapaus Laihian kirkonseutu antoi mahdollisuuden kokonaisen alueen tavoiteverkon suunnitteluun, mikä opetti hahmottamaan laajaa kokonaisuutta. Kolmannessa tapauksessa, Koivulahdessa, ei suunnitella tavoiteverkkoa sähköaseman johtolähdöille, vaan siinä tutkitaan, tulisiko KVL:n kytkinasema saneerata sähköasemaksi. Tapaus valittiin työhön, sillä se tuo esille, ettei tavoiteverkkojen suunnittelu ole pelkästään johtolähtöjen suunnittelua. Lisäksi tutkimusta uuden sähköaseman tarpeesta tarvittiin, koska alueelle ollaan tekemässä investointeja, ja niihin vaikuttaa, tuleeko alueelle sähköasemaa vai ei. Jokaisessa tapauksessa taustoitetaan lähtötilannetta sekä käsitellään kuormitusennusteita ja vikatilastoja. Tämän jälkeen esitellään tavoiteverkko ja lopuksi käsitellään tapauksen elinkaarikustannuksia. Luvuissa 3 ja 4 on käsitelty KJ-jakeluverkolle asetettuja vaatimuksia ja toimenpiteitä, joilla vaatimuksiin päästään. Tässä luvussa kuvataan, miten käytännössä KJ-verkkoa kehitetään.

### 5.1 Tapaus Petolahti

Petolahti (ruotsiksi Petalax) on taajama Maalahden (ruotsiksi Malax) kunnassa. PTL:n taajamaa ympäröivät pelto- ja metsäalueet. Taajama on asemakaavoitettu ja lisäksi kunnan osayleiskaavassa on määritelty mahdolliset tulevaisuuden asemakaava-alueet. Tilas-

tokeskuksen (2014b.) tilastojen mukaan väkiluku Maalahdessa on 5 586 (31.12.2012). Uuden sähkömarkkinalain astuttua voimaan PTL:n taajamassa on tehtävä merkittäviä muutoksia, jotta keskeytysaika-vaatimukset pystytään täyttämään.

PTL:n sähköasema on niin sanottu maaseutus sähköasema, jossa on neljä eri lähtöä: J02 Petalax Centrum, J03 Nyby, J04 Häggvik ja J05 Bjurbäck. Sähköaseman päämuuntaja on kooltaan 16 MVA. Huipputeho on 8 MW, joten huipputeho voi kasvaa vielä noin 2 MW, sillä PTL:n sähköasema syöttää tarvittaessa korvaustilanteissa Korsnäsin ja Maalahden sähköasemien lähtöjä. Varasyöttöä varten PTL:n sähköaseman päämuuntajan kapasiteetista osa on varattava varasyöttöä varten. Jännitteenalenema on molemmilla lähdöllä normaalitilanteen rajoissa, jotka on määritelty verkostostrategiassa. J02 Petalax Centrum -lähdon suurin jännitteenalenema on 5 %, joka sijaitsee lähdon maaseutuosuudella. Maaseudun suurin sallittu jännitteenalenema on 6 %. Lähdon taajama-alueella suurin jännitteenalenema on 3,1 %, joka täyttää jännitteenalenemavaatimuksen, mikä tarkoittaa maksimissaan 5 % jännitteenalenemaa normaalitilanteessa. J04 Häggvik -lähdon suurin jännitteenalenema on 4,9 %, joka sijaitsee maaseudulla. Suunnitelma-alueella taajamassa suurin jännitteenalenema on 0,9 %. Häggvik-lähdon jännitteenalenemat täyttävät siis normaalitilanteen jännitteenalenema vaatimukset (Salo 2012: 68, 74). Kuvassa 14 on PTL:n sähköaseman kaaviokuva, josta voidaan nähdä lähtöjen määrä ja järjestys.



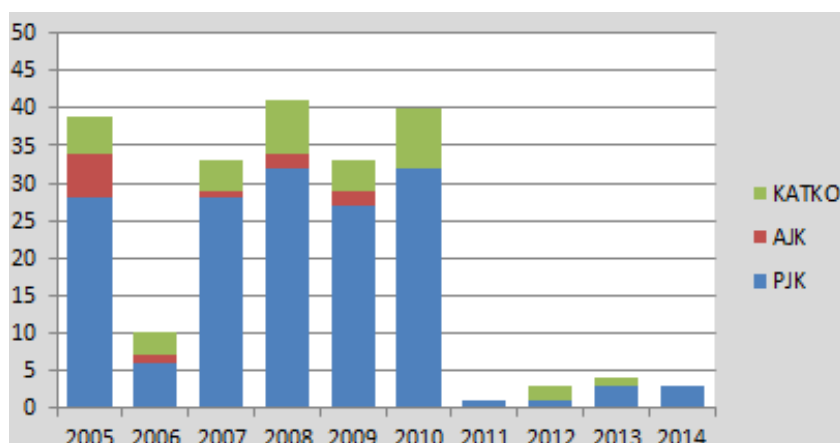
Kuva 14. PTL:n sähköaseman kaaviokuva.

Jo aikaisemmin tehtyjen arvioiden mukaan PTL:n alueella kuormitus ei tule kasvamaan merkittävästi. Taulukossa 5 on esitetty arvio PTL:n kuormituksen kasvusta. Kuormituskasvun ollessa näin vähäistä, ei se vaikuta tavoiteverkon suunnitteluun. Verkostostrategian mukaan kuormitusennusteet on tehty historiatietojen perusteella, sillä kaavoitustiedot eivät ole riittäviä (Salo 2012: 48).

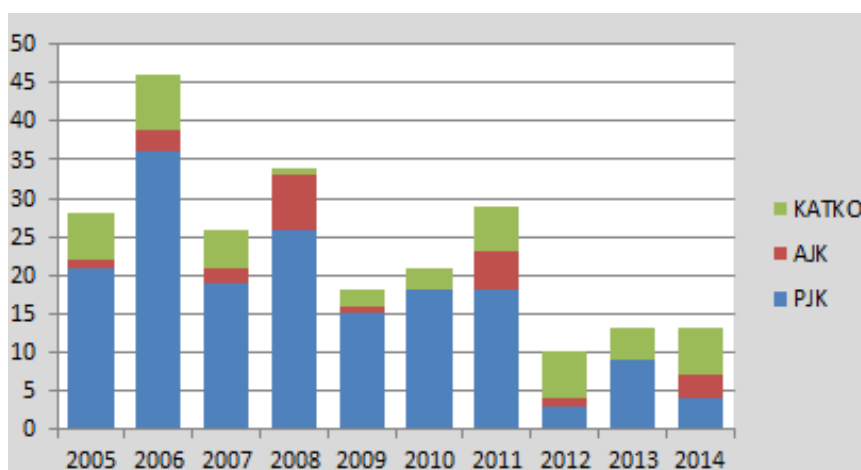
Taulukko 5. Arvioitu PTL:n kuormituksen kasvu. (Salo 2012: 48.)

| Vuosi     | 2010 | 2015 | 2020 | 2030  |
|-----------|------|------|------|-------|
| Kuormitus | 8 MW | 8 MW | 9 MW | 10 MW |

Viime vuosien aikana PTL:n taajaman suojausalueella ei ole ollut vikoja merkittävän paljon. Tästä voidaan päätellä, että PTL:n suojausalueen verkko ei vaikuttaisi olevan kovin vikaherkkä. Taajama-alueen toimitusvarmuutta on parannettu vuosina 2010–2011 tehtyjen toimien avulla. Taajaman läheisyyteen asennettiin verkkokatkaisija, minkä lisäksi sähköasemalle asennettiin maasulkuvirran sammutuskuristin. PTL:n taajaman läheisyydessä on kettutarha, jonka luona syntyi paljon jälleenkytkentöjä. Aikaisemmin kettutarhan kohdalla oli ilmajohto, erottimet ja pylväsmuuntamo. Kettutarhan yli menevä ilmajohto-osuus säilytettiin ilmajohtona, mutta siitä haarautuva ilmajohto-osuus muutettiin maakaapeliksi. Erottimet vaihdettiin jompeiksi, ja pylväsmuuntamo saneerattiin puistomuuntamoksi. (Nylund 2014.) Nämä muutokset selittävät kuvassa 15 näkyvät katkojen, AJK:jen ja PJK:jen selvän vähentymisen. Kuvissa 15 ja 16 on vuodesta 2005 vuoden 2014 kevääseen asti J02 Petalax Centrum - ja J04 Häggvik -lähtöjen katko-, AJK- ja PJK-tilastot. Lähdöillä ei ole merkittävän paljon jakeluhäiriöitä. Lisäksi huomionarvoista on, että molemmat lähdöt ovat pitkiä ja viat ovat yleensä olleet suunniteltavan alueen ulkopuolella.



Kuva 15. J02 Petalax Centrum -lähdön katkot, AJK:t ja PJK:t vuodesta 2005 vuoden 2014 kevääseen. (Vaasan Sähköverkko Oy 2014.)



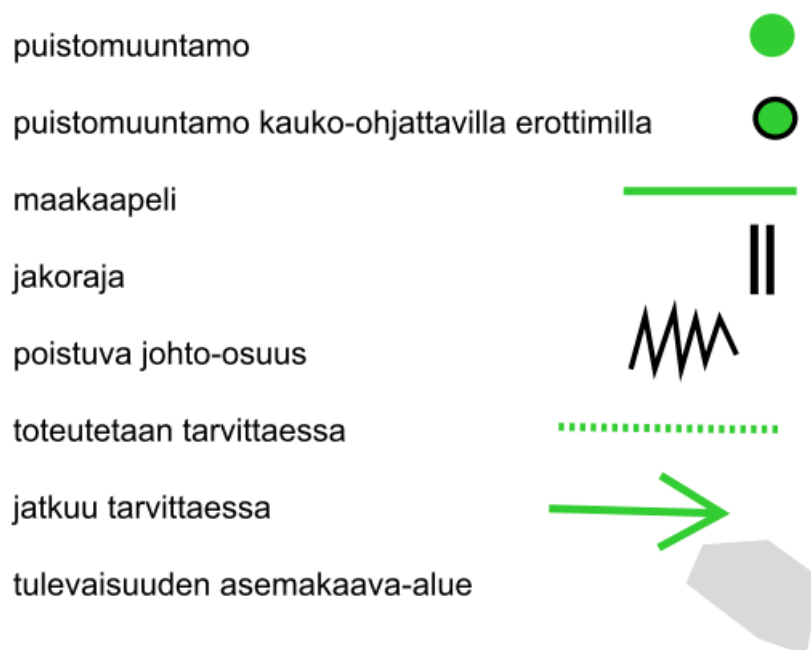
Kuva 16. J04 Häggvik -lähdön katkot, AJK:t ja PJK:t vuodesta 2005 vuoden 2014 kevääseen. (Vaasan Sähköverkko Oy 2014.)

PTL on kuitenkin vikatilanteen sattuessa keskeytyskriittinen alue, koska alueella on kaksi kriittistä GSM-mastoa. Suurhäiriöriski on alueella merkittävä, sillä ilmajohtoa kulkee metsässä paljon, mikä voidaan todeta katsomalla kuvaa 17. (Salo 2014a.) Sähköasemalta lähtevä pitkä punainen Petalax Centrum-lähtö lähtee metsän kautta kohti PTL:n keskustaa ja on näin ollen merkittävä riskitekijä. Johto ei kulje koko matkaa samalla johtokadulla lähellä olevan 110 kV:n linjan kanssa. Tulevaisuudessa tämä johtosuus tullaan siirtämään samalle johtokadulle 110 kV:n linjan kanssa, mikä parantaa luotettavuutta, sillä johtokatu tulee olemaan leveämpi. Tällä hetkellä sähkömarkkinalain



peloidaan, ja mitkä osuudet jätetään ilmajohdoiksi paikoilleen tai mahdollisesti siirretään tien viereen. Maalahden kaavoitusinsinööri Toivosen mukaan PTL:n osayleiskaava tullaan tarkistamaan lähivuosina. Tällä hetkellä ei ole tietoa, miten tarkistaminen vaikuttaa PTL:n taajama-alueeseen. Asemakaava-alueeseen saattaa tulla muutoksia, mutta tämä ei ole varmaa. Tällä hetkellä alueella on yksi mahdollisesti toteutuva rakennusprojekti, joka sijaitsee asuin-, liike- ja toimistorakennukseen varatulla tontilla. Lisäksi suunniteltu palovarikko varten tehty asemakaava-alueen laajennus on saanut lainvoiman. (Salo 2014a; Toivonen 2014.)

Kuvassa 18 on selvitykset piirrosmerkeille, jotka esiintyvät tavoiteverkkosuunnitelmissä.



Kuva 18. Piirrosmerkkien selitykset.



J02 Petalax Centrum -lähtö (kuvassa 19 tumman punainen lähtö) muuttuu joiltakin osin täysin. Nimityksistä sen verran, että nykyinen J02 Petalax Centrum -lähdön nimi muutetaan ja uusi (kuvassa 19 punainen maakaapeli keskustaan päin) keskustan lähtö saa nimekseen Petalax Centrum. Lähtö alkaa maakaapelina heti sähköasemalta ja kulkee pitkän Petolahdentietä suoraa reittiä PTL:n keskustaa. Lähtö haarautuu Smessibäckvägenille saneerattavalle puistomuuntamolle. Tästä jatkuu jo aikaisemmin maakaapeloitu osuus (kuvassa 19 ohuempi punainen maakaapeli) Thorshagavägeniä pitkin Petolahden kirkkotien ja Kallkärrvägenin risteykseen. Kallkärrvägeniltä alkaa uusi maakaapeliosuus, joka korvaa vanhan metsässä olevan ilmajohto-osuuden. Maakaapelointi jatkuu aina uudelle jakorajalle asti. Jakorajalle tulee uusi puistomuuntamo ja kauko-ohjattavat erottimet.

Petalax Centrum -lähdön maakaapelointi jatkuu Mamrevägeniltä Petolahden tietä pitkin asemakaava-alueen loppuun ja vielä sen ohi noin puoli kilometriä. Maakaapeliosuuden loppuun tulee puistomuuntamo kauko-ohjattavilla erottimilla ja vielä lisäksi muuntamolle siirretään mahdollisesti kauempana oleva katkaisija. Petolahdentien ja Smessibäckvägenin risteyksestä Petalax Centrum-lähtö jatkaa matkaa aina Petolahdentien ja Korsbäckintien risteykseen, josta se kulkee uudelle puistomuuntamolle. Puistomuuntamolta lähtö jatkaa matkaa J04 Häggvikin -lähdön ja J02 Petalax Centrumin jakorajalle. Entinen PTL:a syöttävä metsässä ilmajohtona kulkeva osuus muutetaan omaksi lähdökseen. Tämä muutos tehdään, jotta Maalahden sähköaseman korvaus onnistuu paremmin ja se tuo käyttövarmuutta. Alueella on esimerkiksi iso kasvihuone, jota ei voida korvata talvella, jos Maalahden sähköasema ei olisi käytettävissä. Kuvassa 19 on merkattu kauko-ohjattavien erottimien sijainnit.

Tavoiteverkon mukainen verkostorakenne tukee käyttövarmuutta. Ilmajohdot eivät syötä asemakaavoitettua aluetta ja maakaapelit on sijoitettu tien viereen. Tämä ratkaisu helpottaa esimerkiksi korjaustoimenpiteitä. Lisäksi verkko on suurimmilta osin silmukkarakenteinen ja varasyöttöyhteydet ovat toimivia. Kauko-ohjattavat erottimet on sijoitettu niin, että asemakaava-alueella pystytään ylläpitämään mahdollisimman hyvin sähkönjakelua, vaikka jokin verkon osuus vaurioituisikin tai vika syntyisi asemakaava-alueen ulkopuolella.

Suunnitelmassa ei ole huomioitu johtoreittejä jakelumuuntamoille, elleivät ne ole strategisesti tärkeitä. Syy, miksi suunnitelmaan ei ole suunniteltu kuin strategisesti tärkeitä jakelumuuntamoita on, että vielä ei pystytä sanomaan, miten PTL:n alue tulee kehitty- mään ja toteutuvatko mahdolliset asemakaava-alueiden rakennuskohteet. Vasta raken- nuskohteiden toteutuessa voidaan suunnitella tarkempi jakelumuuntamoverkosto ja sen tarvitsema KJ-verkko.

Seuraavaksi käsitellään tavoiteverkkoalueelle tehtyjä elinkaarikustannuksia. Laskutoi- mitukset on tehty kahdella erilaisella saneerausvaihtoehdolla. 1. saneerausvaihtoehto on, että verkko saneerataan samaan kohtaan ilmajohtolla. 2. saneerausvaihtoehto on tavoite- verkkosuunnitelman mukainen verkostosaneeraus. Kuormituksenkasvuprosenttina PTL:n elinkaarikustannuksissa on 1,2 %, joka perustuu kuormitusennusteisiin.

Suunniteltavan alueen J02 Petalax Centrum -lähden osuus koostuu tällä hetkellä 8,1 km ilmajohtosta, josta metsässä on 4,6 km ja pellolla 3,5 km. Tavoiteverkon mukaisessa suunnitelmassa maakaapelia on 6,8 km ja ilmajohtoa 3,1 km 110 kV linjan kanssa sa- malla johtokadulla. Ilmajohto-osuutta ei oteta huomioon toisessa saneerausvaihtoehdos- sa muuta kuin investointikustannuksissa, sillä se ei ole enää tavoiteverkossa osana J02 Petalax Centrum -lähden häviö-, keskeytys- ja kunnossapitokustannuksia. Johtolähden keskiteho on 1,26 MW. Elinkaarikustannukset näkyvät taulukosta 6.

Taulukko 6. Petalax Centrum -lähden elinkaarikustannukset tavoiteverkon alueella koko elinkaariajalle laskettuna.

| saneerausvaihtoehto | $K_{inv}$ [e] | $K_{häv}$ [e] | $K_{kesk}$ [e] | $K_{kun}$ [e] | $K_e$ [e] |
|---------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-----------|
| 1                   | 215 217       | 31 850        | 258 525        | 29 412        | 535 004   |
| 2                   | 445 175       | 13 025        | 21 500         | 11 111        | 490 811   |

J04 Häggvik -lähtö sisältää vain pellolla olevia ilmajohto-osuuksia 3,2 km suunnitelta- valla alueella. Tavoiteverkkosuunnitelman mukaan ilmajohtot korvataan maakaapelilla, jota tulee yhteensä 2,6 km. J04 Häggvik -lähden keskiteho on 0,86 MW. J04 Häggvik -lähden elinkaarikustannukset ovat taulukossa 7 nähtävillä.

Taulukko 7. Häggvik-lähdön elinkaarikustannukset tavoiteverkon alueella koko elinkaariajalle laskettuna.

| Saneerausvaihtoehto | $K_{inv}$ [e] | $K_{häv}$ [e] | $K_{kesk}$ [e] | $K_{kun}$ [e] | $K_e$ [e] |
|---------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-----------|
| 1                   | 85 024        | 5 875         | 30 675         | 8 806         | 130 380   |
| 2                   | 136 956       | 2 325         | 5 600          | 4 248         | 149 129   |

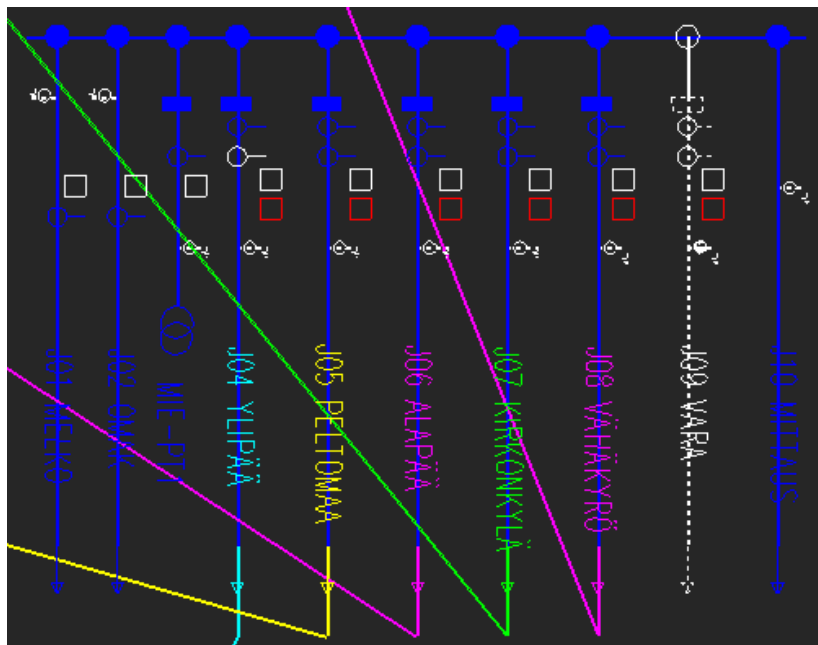
Tarkastelemalla taulukoita 6 ja 7 havaitaan, että molempien lähtöjen investointikustannukset ovat kalliimmat saneerausvaihtoehdossa 2. Verkon rakentaminen maakaapelilla on vielä toistaiseksi kalliimpaa kuin ilmajohtolla. Lisäksi kauko-ohjattavien puistomuuntamon erottimien lisääminen kasvattaa investointikustannuksia. Häviökustannukset ovat selvästi pienemmät saneerausvaihtoehdoilla 2. Tämä selittyy sillä, että maakaapelin AHXW 185 resistanssi on  $0,164 \Omega/\text{km}$  ja ilmajohto Pigeonin  $0,337 \Omega/\text{km}$ . Häviöt ovat suoraan verrannollisia vastuksen suuruuteen. Keskeytyskustannukset ovat myös pienemmät saneerausvaihtoehdolla kaksi. Maakaapeli ei ole läheskään yhtä altis säätömiöille kuin ilmajohtot. Lisäksi kauko-ohjattavien erottimien lisääminen vähentää keskeytyskustannuksia. Kunnossapitokustannukset ovat alhaisemmat maakaapeleilla toteutettuna esimerkiksi siksi, että maakaapeliverkko ei vaadi raivaustöitä johtokaduilla kuten ilmajohtoverkko. Tavoiteverkon mukainen saneerausvaihtoehto on edullisempi kokonaiskustannuksiltaan ja kaikilta muilta kustannuksiltaan, paitsi investointikustannuksilta, jos sekä J02 Petalax Centrum - ja J04 Häggvik -lähtöjen elinkaarikustannukset summataan yhteen. Tavoiteverkon mukaisesti toteutettava verkko vähentää etenkin KAH-kustannuksia, eli keskeytyksestä asiakkaalle aiheutuneen haitan kustannuksia ja tämän kaltainen muutos tukee sähkömarkkinalain vaatimuksia.

## 5.2 Tapaus Laihia kirkonseutu

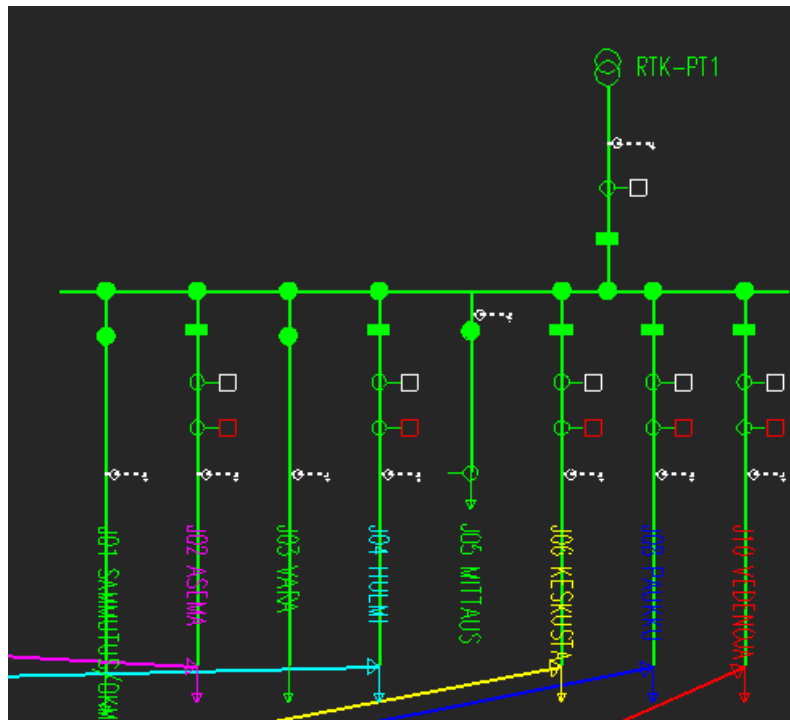
Laihian kunta sijaitsee noin 25 kilometrin päässä Vaasasta ja kuuluu Vaasan vaikutuspiiriin. Tilastokeskuksen (2014a.) mukaan Laihialla asui 7 993 henkilöä (31.12.2012). Laihian keskusta, eli kirkonseutu on hyvin pitkälti asemakaava-aluetta, mutta Laihialle tehdyn kirkonseudun osayleiskaava vuodelle 2040 asti osoittaa, että alueelle tulee uusia



ma, J04 Hulmi, J06 Keskusta, J08 Paukku ja J10 Vedenoja. Molemmat sähköasemat ovat maaseutus sähköasemia. Verkostostrategiassa todetaan, että Vähänkyrön sähköasemat pystyvät auttamaan Laihian sähköasemia vielä pitkään korvaustilanteissa. Jopa niin, että 100 % korvaus on mahdollista. Huipputehon kasvaessa alueella Laihian sähköasemat eivät pysty korvaamaan toisiaan talven huippukuormien aikana (Salo 2012: 60). Lähdöillä ei ole jännitteenalenemaongelmia. Suurin jännitteenalenema on 4 % MIE:n lähdöllä J05 Peltomaa. Jännitteenalenema ei ole liian suuri ja täyttää vaatimukset. Kuvissa 21 ja 22 on kaaviokuvat MIE:n ja RTK:n sähköasemilta. Kuvista nähdään lähtöjen järjestys ja niiden määrä.



Kuva 21. MIE:n sähköaseman kaaviokuva.



Kuva 22. RTK:n sähköaseman kaaviokuva.

Laihian kirkonseudulle on tehty selkeä osayleiskaava ja kaupallinen selvitys, jossa esitetään selvästi, minne väestönkasvu aiotaan ohjata. Tämä helpottaa kuormituksen kasvun ennustamista ja sitä, miten tehot tulevat tulevaisuudessa jakaantumaan sähköasemien ja lähtöjen välille. Verkostostrategian mukaiset kuormituksen kasvut on esitettyä alla olevissa taulukoissa. Taulukoita 8 ja 9 tarkastelemalla huomataan, että kuormitus on jakautunut tasaisesti molemmille asemille ja asemien yhteenlaskettu teho olisi 24 MW vuonna 2030.

Taulukko 8. MIE:n sähköaseman kuormituksen kasvu. (Salo 2012: 48.)

| Vuosi     | 2010 | 2015 | 2020  | 2030  |
|-----------|------|------|-------|-------|
| Kuormitus | 8 MW | 9 MW | 10 MW | 12 MW |

Taulukko 9. RTK:n sähköaseman kuormituksen kasvu. (Salo 2012: 48.)

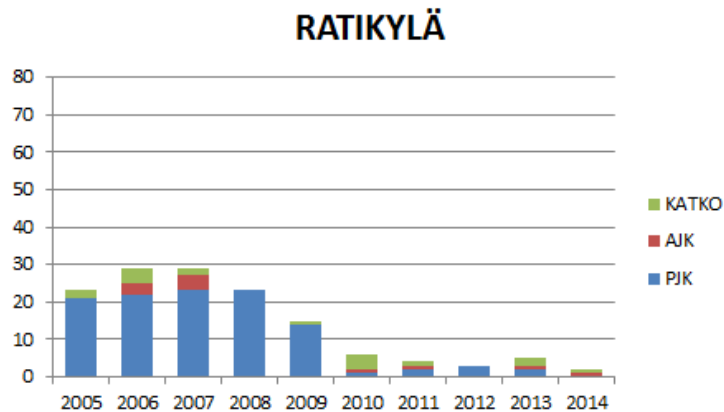
| Vuosi     | 2010 | 2015 | 2020  | 2030  |
|-----------|------|------|-------|-------|
| Kuormitus | 8 MW | 9 MW | 10 MW | 12 MW |

Uusimpien tutkimusten mukaan kuormituksen kehitys ei ole kuitenkaan verkostostrategian mukainen. Mitattu teho vuosina 2012–2013 on RTK:n sähköasemalla 8,5 MW ja MIE:n sähköasemalla 7,3 MW. Tehot ovat melko tasaisesti jakautuneita tällä hetkellä. Tilanne tulee muuttumaan vuoteen 2040 mennessä. Kuormitusennustusten mukaan RTK:n sähköaseman teho on 15 MW ja MIE:n sähköaseman teho on 9,5 MW. (Salo 2014c.) Tämä tarkoittaa sitä, että sähköasemien kuormitustilanne on epätasapainossa. Verrattaessa uusimpia ennustuksia verkostostrategiaan huomataan, että yhteen laskettu teho on hyvin lähellä aikaisempia tuloksia, mutta noin 25 MW kuormitus Laihialla ei tule täyttymään vuoteen 2030 mennessä vaan vuoteen 2040 mennessä. Sähköasemien epätasasta kuormituksen kehittymistä pystytään tasapainottamaan lisäämällä uusi lähtö MIE:n sähköasemalle ja tekemällä jakorajamuutoksia.

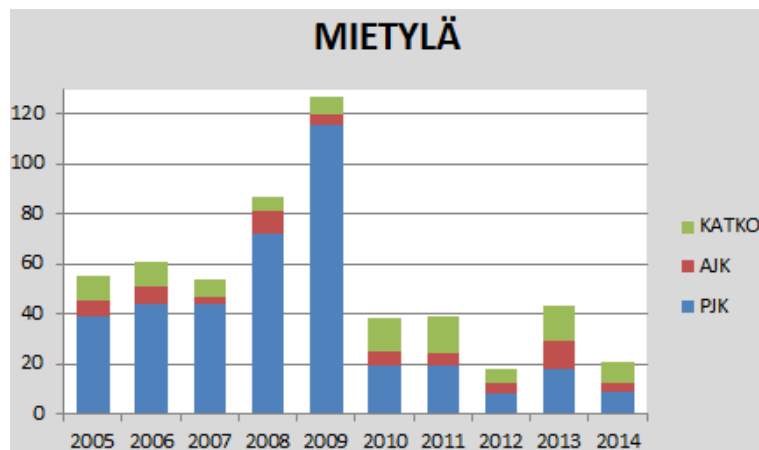
Tehtyjen alustavien arvioiden mukaan tavoiteverkon mukaisilla muutoksilla vuonna 2040 RTK:n sähköaseman teho olisi 13,8 MW ja MIE:n sähköaseman teho 10,7 MW, mikäli MIE:än rakennetaan uusi johtolähtö. Jos vertaillaan yksittäisiä lähtöjä, jakautuvat tehot uuden johtolähdön ansiosta jonkin verran tasaisemmin. Vuonna 2040 suurin teho arvioituna yksittäisellä johtolähdöllä on RTK:n J06 Keskusta -lähdöllä 3,94 MW ja pienin MIE:n sähköaseman J08 Vähäkyrö -lähdöllä 1,12 MW. Jos tehoarvioita verrataan tilanteeseen, jossa uutta johtolähtöä ei rakennettaisi, olisi J06 Keskusta -lähdön teho jopa 4,41 MW. Teho on tässä tilanteessa liian suuri teho yhden lähdön siirrettäväksi. (Salo 2014c.) Uusi lähtö tulee auttamaan korvaustilanteissa. Esimerkiksi J06 Keskusta -lähdön 4,41 MW kuorma ilman uutta MIE:n sähköaseman lähtöä on jo niin suuri, ettei kyseiselle lähdölle voisi lisätä enää yhtään lisäkuormaa korvaustilanteissa. Tehojen jakautuminen tasaisemmin sähköasemien välillä ja yksittäisien lähtöjen kuormitusten pysyminen alle 4 MW:in todistavat uuden lähdön tarpeellisuuden.

Alueella ei ole ollut paljon vikoja. Tätä on edesauttanut korkea maakaapelointiaste taajama-alueella. Laihian kirkonseudun alue on keskeytyskriittisyydeltään suuri, sillä alueen kulutus on suuri ja alueella on paloasema, poliisilaitos, terveyskeskus, sairaala sekä muita tärkeitä kohteita kuten kouluja ja pumppaamoita. Suurhäiriöriskiä kirkonseudulla ei ole, sillä aluetta syöttävät ilmajohtodot kulkevat hyvin pitkälti pelloilla. Lisäksi keskustan alue on jo nyt maakaapelointiasteeltaan hyvin suuri. Kuvissa 23 ja 24 on esitettyä

RTK:n ja MIE:n sähköasemien vikatilastot. MIE:n vikatilastoa kasvattaa maaseutulähdöt, jotka eivät kuulu tähän tavoiteverkkosuunnitelmaan ollenkaan tai niiden vikaherkät osat eivät kuulu tavoiteverkkosuunnitelman alueeseen. Esimerkiksi vuonna 2009, jossa näkyy selvästi PJK:jen piikki, PJK:stä 70 oli J05 Peltomaa -lähdöllä.



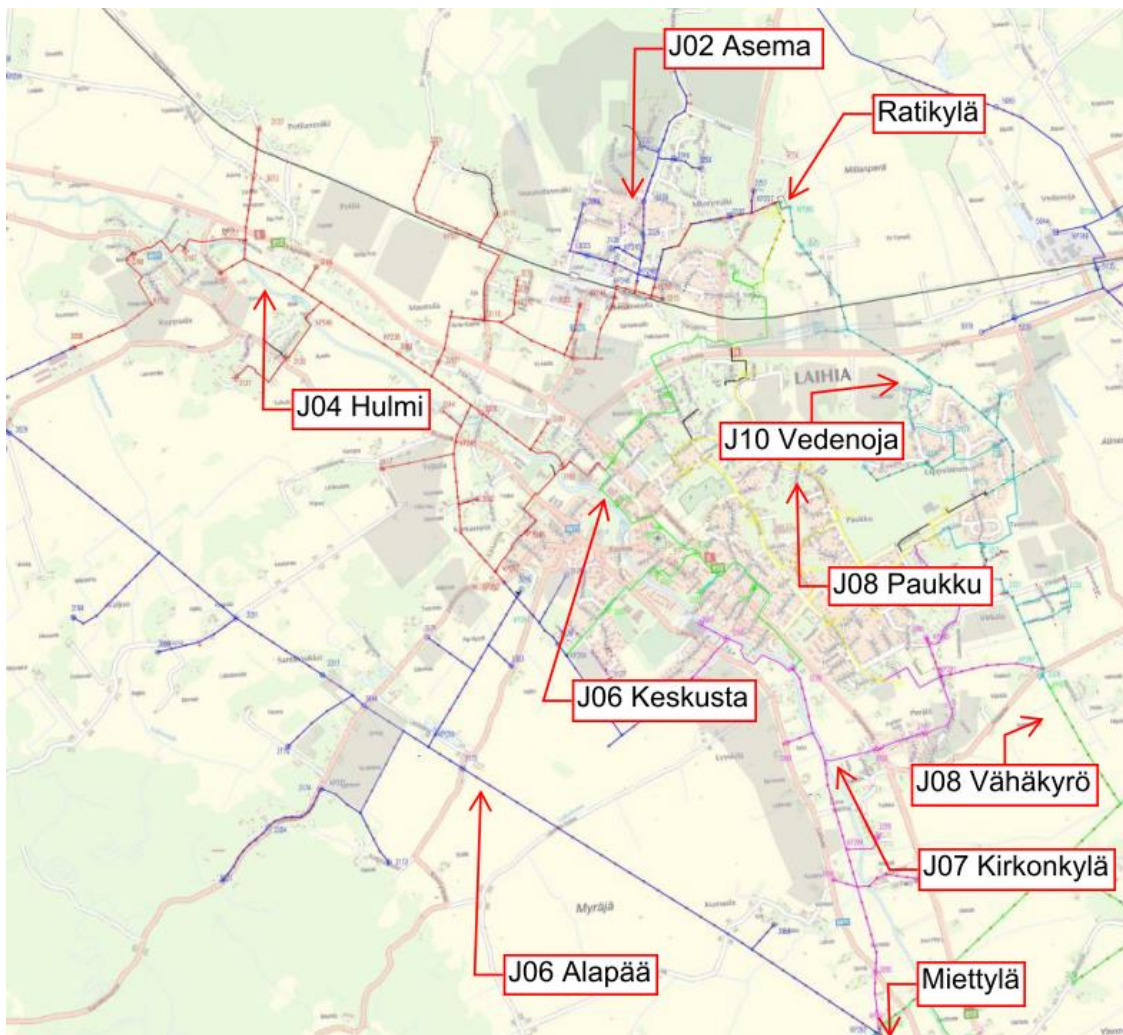
Kuva 23. RTK:n sähköaseman katkojen, AJK:jen ja PJK:jen määrät vuodesta 2005 kevääseen 2014. (Vaasan Sähköverkko Oy 2014.)



Kuva 24. MIE:n sähköaseman katkojen, AJK:jen ja PJK:jen määrät vuodesta 2005 kevääseen 2014. (Vaasan Sähköverkko Oy 2014.)

Kuvassa 25 näkyy Laihian kirkonseudun eli suunniteltavan alueen 20 kV:n jakeluverkko tällä hetkellä (kevät 2014). Tummennetut alueet ovat asemakaava-alueiksi varattuja alueita tulevaisuutta varten. Kuvaan ei ole merkattu nykyisiä asemakaava-alueita, sillä nykyinen asemakaava-alue käsittää lähes kokonaan rakennetun alueen. Ylempänä ku-

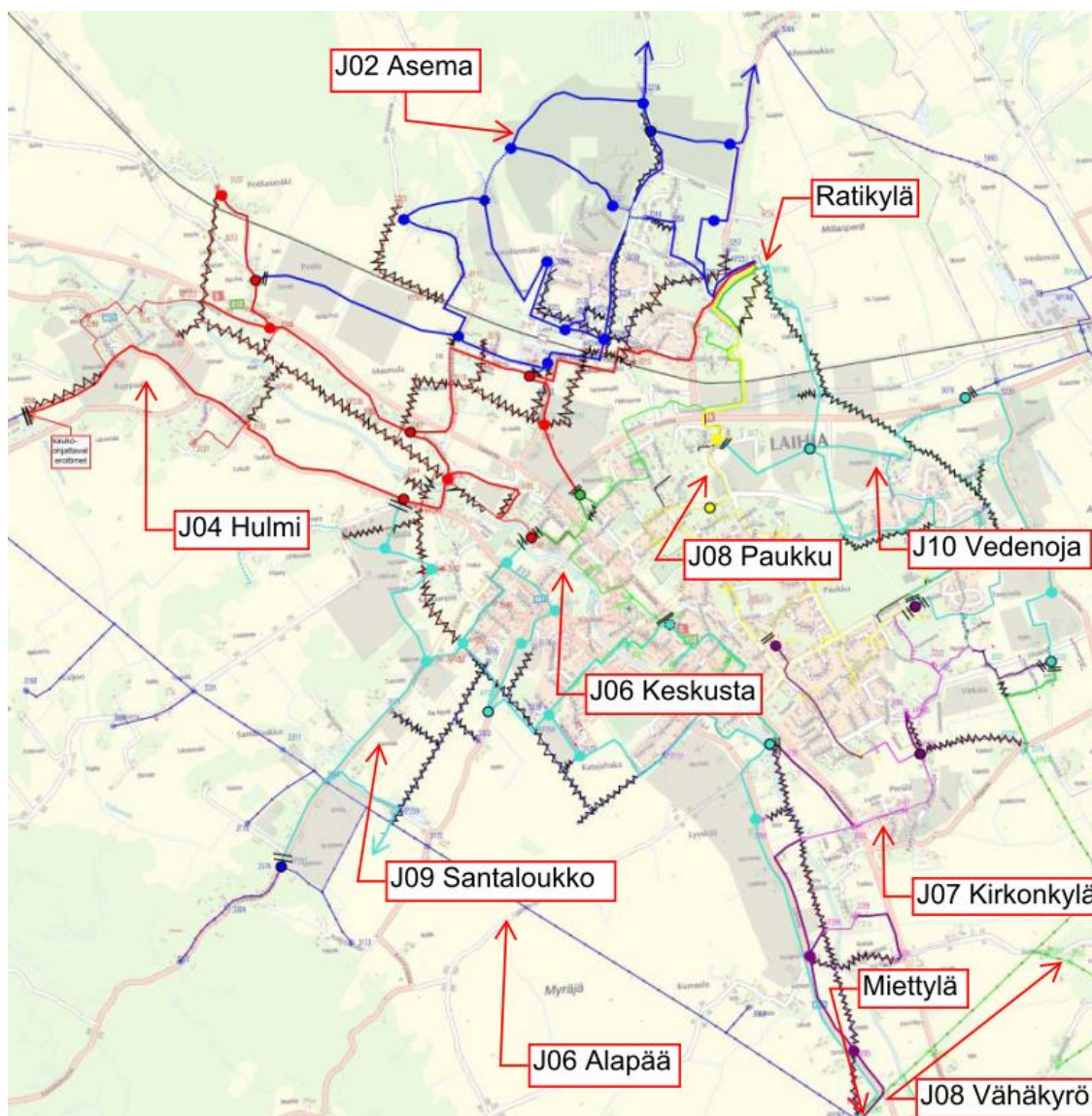
vassa näkyvä sähköasema on RTK:n sähköasema ja alempana oleva on MIE:n sähköasema. RTK:n sähköasemalta lähtevät johtolähdöt ovat aluksi kaikki ilmajohtoja, mutta sähköasemalta noin 0,5 km jälkeen ydinkeskustaa syöttävät lähdöt on maakaapeloitu. Muut johtolähdöt RTK:stä ja kaikki lähdöt MIE:n sähköasemalta ovat ilmajohtoja. Kuten kuvasta 25 nähdään, verkko on pyritty rakentamaan silmukoidusti, mikä on tärkeää seikka taajamassa korvaustilanteita ajatellen.



Kuva 25. Laihian 20 kV:n jakeluverkko tällä hetkellä suunniteltavalla alueella.

Kuvassa 26 on Laihian kirkonseudun tavoiteverkko, joka toteutetaan vuoteen 2040 mennessä. Ensimmäiset saneeraukset tehdään jo vuonna 2015, sillä valtatie 8 ja valtatie 3 risteyskohta siirretään ja alueen tiejärjestelmiä uusitaan kirkonseudulla. Vertaamalla kuvia 25 ja 26 havaitaan, että Laihian kirkonseudulta puretaan ilmajohtoja varsinkin

paljon. Niitä ei korvata suoraan samaan paikkaan maakaapeleina, vaan maakaapelit asennetaan osin uusille reiteille huomioiden tulevaisuuden tarpeet ja kaavoitussuunnitelmat.



Kuva 26. Laihian kirkonseudun tavoiteverkko.

Suunnitelmassa ei näy kaikkia muuntamoita, vaan vain strategisesti tärkeät muuntamot. Olemassa olevat pylväsmuuntamot tullaan saneeraamaan puistomuuntamoiksi ja uudet muuntamot toteutetaan automaattisesti puistomuuntamoina. Kauko-ohjattavia erottimia on sijoitettu niin, että kauko-ohjattava erotin on aina jakorajalla ja vähintään yksi jokaisella lähdöllä niin, että vika saadaan rajattua mahdollisimman pienelle alueelle. Jakora-

joissa on pyritty mahdollisimman tasaisiin kuormien jakaantumisiin. Suunnitelmassa on pyritty välttämään kustannuksiltaan kalliita ratkaisuja. Esimerkiksi joenylitykset on määritelty, olemassa olevat maakaapelit on hyödynnetty ja ilmajohtoja on jätetty sopiviin paikkoihin.

Tarkastellaan seuraavaksi tavoiteverkkosuunnitelmaa sähköasemittain. Ensimmäiseksi tarkastellaan RTK:n sähköaseman lähtöjä. J02 Asema -lähdön laskettu huipputeho on 0,81 MW. Lähdön teho tulee yli kolminkertaistumaan vuoteen 2040 mennessä, sillä lähdön alueelle on suunniteltu pientalotontteja ja teollisuustontteja. Tuolloin maksimiteho tulee olemaan ennusteiden mukaan 2,96 MW. Kasvu on huomioitu lähdön rakenteessa. Se on suunniteltu kulkemaan uusien asuinalueiden kautta ja uusien teollisuustonttien läpi. Lisäksi J02 Asema -lähtö on suunniteltu kulkemaan J04 Hulmi -lähdön kanssa rinnakkain jonkin matkaa, jotta näiden syöttöjen välille saadaan yhteys ja kauko-ohjattavat erottimet. J04 Hulmi -lähdön laskettu huipputeho on 1,70 MW ja vuonna 2040 se tulee olemaan ennusteiden mukaan noin 3,07 MW. Tavoiteverkossa on suunniteltu, että J04 Hulmi syöttäisi melko laajaa aluetta. Sen syötettäväksi tulee asuinalueita ja keskustoimintojen alue. Syötön kuormaa jaetaan myös MIE:n sähköaseman uudelle lähdölle ja RTK:n sähköaseman J06 Keskusta -lähdölle. J06 Keskusta -lähtö säilyy keskustoimintojen syöttönä ja sen alkupää maakaapeloidaan. Lähdön rakenne muuttuu vain hieman siltä osin, että J04 Hulmi ja J06 Keskusta voidaan yhdistää kahdesta kohtaa ja niihin saadaan kauko-ohjattavat erottimet. Lisäksi J06 Keskusta -lähdölle tulee joitakin jakorajamuutoksia kuten se, että lähdön loppupään syöttämä alue siirretään MIE:n uudelle lähdölle ja vastaavasti J06 Keskusta -lähdölle siirtyy J04 Hulmin syöttämiä alueita. J06 Keskusta-lähdön laskettu huipputeho on tällä hetkellä 1,93 MW ja vuonna 2040 3,94 MW. J08 Paukku -lähtö on jo tällä hetkellä lähes kokonaan maakaapeloitu. Vain lähdön alkuosa täytyy saneerata ilmajohtosta maakaapeliksi. J08 Paukku säilyttää nykyisen rakenteensa myös tavoiteverkossa, mutta lähdölle lisätään yksi muuntamo, jossa on kauko-ohjattavat erottimet. Lisäksi lähdölle tehdään jakorajamuutos ja sen syöttämä loppuosa siirretään MIE:n sähköaseman J07 Kirkonkylä -lähdölle. Jakorajalle tulee kauko-ohjattavat erottimet. J08 Paukun huipputeho on nyt 2,25 MW. Tavoiteverkon mukaisilla jakorajamuutoksilla lähdön huipputeho on laskenut hieman vuoteen 2040 mennessä. Tuolloin huipputeho tulee olemaan 2,19 MW ja näin ollen J08 Paukku -

lähtöä pystytään käyttämään paremmin korvaustilanteissa. J10 Vedenoja -lähdön huipputeho on 0,86 MW, mutta ennusteiden mukaan vuonna 2040 sen teho kasvaa yli kaksinkertaiseksi; 1,90 MW:in. Lähdön rakenne muuttuu melko paljon, sillä J10 Vedenoja -lähdöllä on pitkä ilmajohto-osuus sähköasemalta lähtien. Lähdöllä on myös maakaapeliosuuksia, mutta tavoiteverkon mukaisesti koko lähtö maakaapeloidaan ja rakennetaan silmukoiduksi, sillä lähtö tulee syöttämään tulevaisuudessa teollisuusaluetta ja pientalo-alueita. J10 Vedenoja -lähdöllekin tehdään jakorajamuutoksia niin, että saadaan kolmen eri lähdön jakorajoja kauko-ohjattavilla erottimilla. Näitä ovat J07 Kirkonkylän syöttämä puistomuuntamo, jossa yhdistyy J10 Vedenoja - ja J07 Kirkonkylä -lähtöjen lisäksi J08 Paukku. Toinen tällainen ”solmukohta” on J10 Vedenojan syöttämä puistomuuntamo, jossa yhdistyvät J07 Kirkonkylä ja J08 Vähäkyrö. (Kuormitusennusteiden lähde: Salo 2014c.)

Seuraavaksi käsitellään MIE:n sähköaseman lähtöjen tavoiteverkkosuunnitelmia. J06 Alapää -lähtö jätetään maaseutulähdöksi ja ilmajohtoksi. Se ei tule syöttämään kirkonseudun uusia asemakaava-alueita ja sen ilmajohto-osuuksia puretaan Santaloukon alueelta jonkin verran. Nämä syöttöosuudet tullaan siirtämään uudelle lähdölle J09 Santaloukko. J06 Alapää -lähdön huipputeho on tällä hetkellä 1,70 MW ja ennusteiden mukaan tulevaisuudessa se tulee olemaan noin 2,22 MW. Johdon kuormituksen kasvu ei ole kovin voimakasta ja näin ollen lähtöä voidaan käyttää uuden J09 Santaloukko - ja J04 Hulmi -lähtöjen korvaamisen apuna häiriötilanteessa. J07 Kirkonkylä -lähtö tulee säilyttämään samankaltaisen rakenteen tavoiteverkossa, vaikka ilmajohto-osuudet korvataan maakaapelilla. J07 Kirkonkylä -lähdölle tehdään jakorajamuutoksia. Uusi lähtö ottaa jonkin verran J07 Kirkonkylän syöttämää osuutta. Vastaavasti J07 Kirkonkylälle siirretään J08 Paukku - ja J10 Vedenoja -lähtöjen syöttöosuuksia. Tällä hetkellä J07 Kirkonkylä -lähdön huipputeho on 2,31 MW. Tavoiteverkon mukaan toteutetulla J07 Kirkonkylän huipputeho tulee olemaan 1,62 MW. Kuormituksen vähentäminen tältä lähdöltä auttaa tulevaisuudessa korvaustilanteita, sillä näin lähtö pystyy osin korvaamaan J10 Vedenoja -, J08 Paukku - ja J09 Santaloukko -lähtöjä. J08 Vähäkyrö -lähtö säilyy ilmajohtona pääosin, mutta sille siirretään J10 Vedenoja -lähdön loppupään syöttö. Tällä muutoksella J08 Vähäkyrö -lähdön huipputeho tulee kasvamaan vuoteen 2040 mennessä tämänhetkisestä 1,09 MW:n huippukuormasta 1,12 MW:in. Viimeisenä käsi-

teltävänä lähtönä on MIE:n sähköaseman uusi lähtö J09 Santaloukko. Lähtö tulee olemaan melko pitkä ja se tulee syöttämään niin pientaloalueita kuin keskustoimintojen aluetta. J09 Santaloukolla on jakoraja neljän muun syötön kanssa. Jakorajoilla on aina kauko-ohjattavat erottimet, joten häiriötilanteissa J09 Santaloukko pystytään korvaamaan hyvin ja se pystyy osallistumaan muiden lähtöjen korvaamiseen. Lähdölle siirtyy RTK:n sähköaseman J04 Hulmi - ja J06 Keskusta -lähtöjen kuormia ja MIE:n sähköaseman J06 Alapää - ja J07 Kirkonkylä -lähtöjen kuormia. Lisäksi J09 Santaloukko tulee syöttämään täysin uusia pientaloalueita. Ennusteiden mukaan J09 Santaloukko - lähdön teho vuonna 2040 tulee olemaan 3,62 MW. (Kuormitusennusteiden lähde: Salo 2014c.)

Taulukossa 10 on Laihian kirkonseudulle lasketut elinkaarikustannukset. Elinkaarikustannukset laskettiin kahdella saneerausvaihtoehdolla. Ensimmäinen vaihtoehto on, että verkko saneerataan samaan paikkaan ilmajohtolla. Toinen saneerausvaihtoehto on, että verkko saneerataan samaan paikkaan maakaapelilla ja kauko-ohjattavia erottimia on lähdoillä yhtä paljon kuin tavoiteverkkosuunnitelmassa. Elinkaarikustannuksia ei laskettu tehdyille tavoiteverkolle, sillä tämän hetkinen tilanne ja tavoiteverkko eivät ole vertailukelpoisia keskenään. Alue tulee kehittymään vuoteen 2040 mennessä niin paljon, ettei sen sähköenergian tarvetta ja sähkön laatua voida ylläpitää nykyisen kaltaisella verkolla. Tavoiteverkossa huomioitua laajennuksia antaisivat väärän kuvan esimerkiksi investointikustannusten laskennassa, joten siksi elinkaarikustannusten vertailussa päädyttiin tällä tavalla määriteltyyn vertailuun. Laihian kirkonseudulle ei tehty toista vaihtoehtoista tavoiteverkkoa. Jos näin olisi tehty, silloin olisi elinkaarikustannukset voitu laskea tavoiteverkkovaihtoehdoilla. Kuormituksen kasvuprosentti on 2,3 %, joka perustuu RTK:n kuormituksen kasvuennusteeseen.

Taulukko 10. Laihian kirkonseutu elinkaarikustannukset.

| Saneerausvaihtoehto | $K_{inv}$ [e] | $K_{häv}$ [e] | $K_{kesk}$ [e] | $K_{kun}$ [e] | $K_e$ [e] |
|---------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-----------|
| 1                   | 733 332       | 57 296        | 604 758        | 83 213        | 1 478599  |
| 2                   | 1 924980      | 27 901        | 76 633         | 45 117        | 2 074631  |

Taulukosta 10 havaitaan, että maakaapelilla ja kauko-ohjattavilla puistomuuntamon erottimilla toteutettava saneerausvaihtoehto kaksi tulee elinkaarikustannuksiltaan kalliimmaksi kuin ilmajohdolla toteutettava saneerausvaihtoehto yksi. Investointikustannukset ovat saneerausvaihtoehdossa kaksi yli kaksinkertaiset verrattuna ensimmäiseen saneerausvaihtoehtoon. Muut kustannukset eivät pysty kompensoimaan tätä investointikustannusten eroa, vaikka taulukosta huomataankin, että muut elinkaarikustannuksiin vaikuttavat kustannukset ovat selvästi alhaisemmat. Vaikka elinkaarikustannukset ovat alhaisemmat saneerausvaihtoehdolla yksi, niin silti maakaapelointi on järkevämpää esimerkiksi sähkömarkkinalain vaatimusten ja alueen tiiviin rakentumisen näkökannalta.

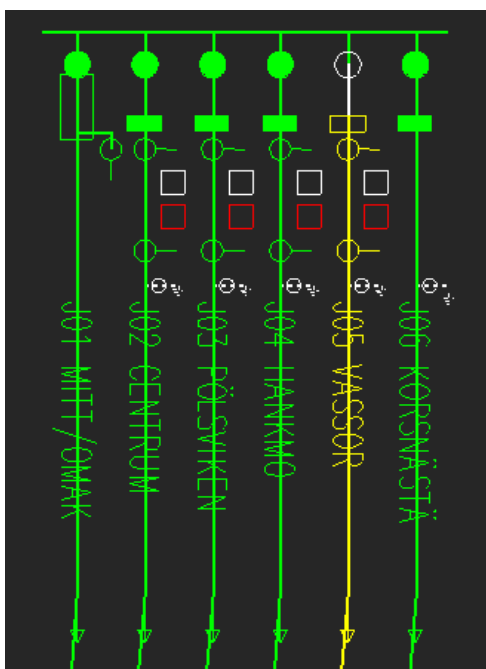
### 5.3 Tapaus Koivulahti

Tapaus Koivulahdessa tarkastellaan, olisiko kannattavaa ja tarpeellista saneerata KVL:n kytkinasema sähköasemaksi. Tapaus eroaa luonteeltaan jonkin verran kahdesta aikaisemmasta tapauksesta, mutta kuuluu tavoiteverkkojen suunnitteluun. Uuden sähköaseman rakentamispäätös vaikuttaa tavoiteverkkojen suunnittelussa esimerkiksi verkon rakenteeseen.

Mustasaaren (ruotsiksi Korsholm) Koivulahdessa (ruotsiksi Kvevlax) ihmiset asuvat maaseudulla tai sen läheisyydessä. Kulkuyhteydet Vaasaan ovat hyvät ja palveluita KVL:n keskustassa on kohtuullisesti, kuten erilaisia liikuntamahdollisuuksia, kirjasto, koulu, päiväkoti, terveysasema, eläkeläistalo, pankki, kirkkoja, elintarvikekauppoja sekä ravintoloita ja kahviloita. KVL:n alueella asuu 3367 asukasta, joista 1753 (2012 vuoden lopussa) asuu KVL:n keskustan kasvualueella. (Mustasaari 2012; Mustasaari 2014.) Keskusta-alue on asemakaavoitettua aluetta ja sitä asemakaavoitetaan lisää parhailaan. Asuntojen kokonaismäärä on noin 1600, eli noin kaksi asukasta taloa kohti. Kasvualueella asuntoja oli noin 600 kappaletta. Väestö tulee kasvamaan KVL:n alueella ja vuoteen 2030 mennessä KVL:n alueella on noin 4250 asukasta. (Mustasaari 2012.)

KVL:ssa ei ole omaa sähköasemaa, vaan siellä on kytkinasema, jota syöttää yli 10 km pitkä lähtö RTN:n sähköasemalta. Lähtö RTN:n sähköasemalta on J09 Kvevlax, joka

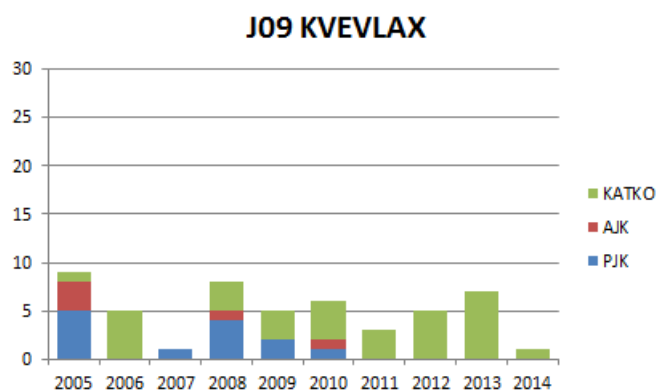
jakaantuu kytkinasemalla J02 Centrum -, J03 Pölsviken -, J04 Hankmo - ja J06 Korsnästä -lähdöiksi. J06 Korsnästä lähdön oikea nimi on Korsnäståget (suomeksi Ris-  
tinummi), mutta VTJ:ssä olevan kirjoitusvirheen takia lähdöstä käytetään J06 Korsnästä  
-nimeä, jotta kuvan 27 kytkentäkaavio vastaa tekstiä. Lisäksi kytkinasemalla on J05  
Vassor -lähtö, jota syötetään talvikytkentätilassa Tuovilan (TUO) sähköasemalta. Alla  
olevasta kuvasta nähdään lähtöjen järjestys kytkinasemalla.



Kuva 27. KVL:n kytkinaseman lähdöt. Talvikytkentätilanne.

J03 Pölsviken - ja J06 Korsnästä -lähdöillä on pienimmät jännitteenalenemat niiden ol-  
lessa 4,1 %. J02 Centrum -lähdön alenema on 4,5 % ja J04 Hankmo -lähdön jännit-  
teenalenema on 5,6 %. Jännitteenalenemat ovat vielä verkostostrategiassa määriteltyjen  
normaalitilanteen rajojen sisällä. Tämä kuitenkin tarkoittaa, että huippukuormien aikana  
ja korvaustilanteissa lähtöjen jännitteenalenemat kasvavat entisestään ja tämä heikentää  
huomattavasti jännitteen eli sähkön laatua.

RTN:n sähköasemalta lähtevän J09 Kvevlax -lähdöllä oli vuonna 2013 seitsemän kat-  
koa, joista viisi oli kestoltaan pidempiä. Näiden katkojen yhteenlaskettu KAH-  
kustannukset olivat 111 075 euroa. (Salo 2014f.) J09 Kvevlax -lähdön katkojen,  
PJK:jen ja AJK:jen määrät vuodesta 2005 keväeseen 2014 on esitettyä kuvassa 28.



Kuva 28. J09 Kvevlax -syötön katkojen, AJK:jen ja PJK:jen määrät. (Vaasan Sähköverkko Oy 2014.)

Verkko on pääosin ilmajohtoverkkoa, mutta myös maakaapeliosuuksia löytyy KVL:n keskustan alueelta. KVL:n lähdöt osallistuvat TUO:n sähköaseman korvaukseen ja VÖY:n sähköaseman korvaukseen. Vastaavasti TUO:n, VÖY:n ja Gerbyn (GBY) sähköasemat pystyvät korvaustilanteissa auttamaan KVL:n lähtöjen korvaamisessa. VÖY:n sähköaseman korvaaminen ei onnistu etenkin huippukuormien aikana. VTJ:llä tehdyt simuloinnit osoittavat, että jännitteenalenemat kasvavat liian suuriksi ollakseen sallituissa rajoissa häiriötilanteissa. KVL:n lähtöjen korvaaminen onnistuu vielä käytännössä, mutta kuormituksen kasvaessa ja talven huippukuormien aikana jännitteenalenemat tulevat kasvamaan ja korvaaminen ei enää onnistu. Korvaustilanteita tarkastellaan myöhemmin tässä luvussa.

RTN:n sähköaseman lähdöistä J09 Kvevlax muodostaa lähes 60 % kaikkien lähtöjen yhteenlasketuista häviökustannuksista. J09 Kvevlax -lähdön 20 kV:n verkon häviökustannukset ovat noin 16 000 euroa vuodessa ja suurin osa häviökustannuksista tulee Ristinummi–Koivulahti väliltä. (Salo 2012: 93; Salo 2014f.) J09 Kvevlax -lähdön huipputeho on VTJ:n mukaan 5,1 MW. Teho ei ole vielä aivan niin suuri, että pelkästään KVL:n takia tarvittaisiin uusi sähköasema. Mutta jos tilannetta tarkastellaan koko verkon kannalta, tulevat uuden sähköaseman hyödyt ja tarpeellisuus selvästi esille.

Tekemällä yksinkertaisen vertailun huipputehon ja asukasmäärän välillä huomataan, että alueella huipputeho tulee kasvamaan 1,1 MW vuoteen 2030 mennessä. 1,1 MW

kasvu saadaan, kun oletetaan, ettei kuormitus kasva J09 Kvevlax -lähdön RTN:n päässä. Oletetaan, että kuormituksen kasvu on vain KVL:n alueella ja tarkastellaan KVL:n kytkinaseman kuormituksen kasvua alla olevan laskutoimituksen avulla:

$$\frac{4,03 \text{ MW}}{P_x} = \frac{3367 \text{ asukasta}}{4250 \text{ asukasta}}, \quad (18)$$

missä  $P_x$  on vuoden 2030 KVL:n kytkinaseman teho, 4,03 MW on KVL:n kytkinaseman teho VTJ:n mukaan tällä hetkellä, 3367 KVL:n alueen asukasmäärä vuoden 2012 lopussa ja 4250 KVL:n alueen asukasmäärä vuonna 2030. Ratkaisemalla  $P_x$  tehoksi saadaan 5,09 MW.

Tuloksena saadaan pyöristettynä 1,1 MW, joka voidaan lisätä J09 Kvevlax -lähdön tämän hetkiseen maksimikuormaan 5,1 MW. Asukaslukuun verrannollisella laskentatavalla saadaan, että J09 Kvevlax -lähdön kuormitus tulee olemaan vuonna 2030 6,2 MW ottaen huomioon edellä esitetyt oletukset. Laskentatapa on melko karkea, mutta antaa kuitenkin tärkeän tiedon, että kulutus tulee kasvamaan. Tarkastellaan seuraavaksi toisenlaista tapaa tehdä kuormituseennusteita perustuen maksimivirran arvoihin.

J09 Kvevlax -lähdestä on kerätty maksimivirtatietoja vuoden 2002 marraskuun lopusta lähtien. Joka päivä lähdölle on mitattu virtaminimi ja virtamaksimi sekä alin ja ylin lämpötila. Virtamaksimin tulisi esiintyä talven kylmimpien jaksojen aikana tammi-, helmi- ja joulukuussa. Poikkeuksena oli vuosi 2003, jolloin marraskuussa oli virtamaksimi ja vuosi 2008, jolloin virtamaksimi oli maaliskuussa. Ongelmana tässä tarkastelussa oli, että tiedoissa oli toisinaan puutteita, tiedot olivat tallentuneet väärin mittausjärjestelmään tai tiedot olivat epä johdonmukaisia. Lisäksi historiatietoja virtojen arvoista on saatavilla vain kahdentoista vuoden ajalta. Joinakin vuosina maksimivirta saattoi olla esimerkiksi syyskuussa, mutta tällöin kyseessä täytyi olla mittausvirhe tai poikkeava kytkentätilanne. Jotta virtamaksimien tarkastelusta saataisiin mahdollisimman yksiselitteinen ja luotettava kuva, tarkasteltiin talvikuukausien maksimivirta-arvoja (paitsi vuosina 2003 ja 2008). Vaikka tällainen rajausta tehtiin, eivät virtojen arvot olleet siltikään yksiselitteisiä. Virtojen arvoissa oli epä johdonmukaisuuksia eli maksimivirran arvot olisivat kasvaneet liikaa, jotta ne vastaisivat talven ”normaalia maksimivirtaa” sellaisella

kasvuprosentilla, joka on järkevällä tasolla. Tästä johtuen maksimivirtojen arvoista piti valita mahdollisimman johdonmukainen arvo. Lisäksi tehtiin toisenlainen maksimivirtoihin perustuva kulutuksen kasvuennuste, jota voidaan pitää tarkempana ja realistisempänä. Joka vuodelta valittiin, tammi-, helmi- ja joulukuulta suurin (johdonmukainen) virta-arvo ja laskettiin näiden virtojen keskiarvo. Tämän jälkeen maksimivirtojen keskiarvolla laskettiin kuormituksen kasvuennuste. Tarkastellaan seuraavaksi ennusteiden laatimista sekä tuloksia ja verrataan niitä ensimmäisellä tavalla saatuun kuormitusennustukseen.

Ensimmäisessä maksimivirtoihin perustuvassa kuormitusennustetarkastelussa valittiin vuoden suurin virta-arvo, joka ei vaikuttanut olevan poikkeavassa kytkentätilanteessa oleva maksimivirta tai mittausvirhe. Valitut maksimivirrat vaihtelivat 115,26–165,95 A:n välillä vuosina 2002–2013. Maksimiteho laskettiin yhtälöllä

$$P_{\max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max}, \quad (19)$$

missä  $P_{\max}$  huipputeho,  $U$  on laskentajännite 21 kV ja  $I_{\max}$  on huippuvirta.

Lasketuista maksimitehoista laskettiin kuormituksen vuosittaisen kasvuprosentin keskiarvo siten, että jokaisen vuoden kasvuprosentit laskettiin yhteen ja jaettiin 11 (vuodelle 2002 ei voitu laskea kasvuprosenttia, siksi vain 11). Kasvuprosentti  $r$  jokaiselle vuodelle laskettiin yhtälöllä

$$r = (P_{\max,n} - P_{\max,n-1}) \div P_{\max,n-1}, \quad (20)$$

missä  $r$  on kuormituksen vuosittainen kasvuprosentti,  $P_{\max, n}$  käsiteltävän vuoden maksimiteho ja  $P_{\max, n-1}$  on edellisen vuoden maksimiteho.

Vuosittaiseksi kasvuprosentiksi saatiin 3,9 %. Vuosittaisen kuormituksen kasvuprosentiksi 3,9 on todella korkea. Se tarkoittaisi, että J09 Kvevlax -lähdön kuorma vuonna 2030 olisi 11,2 MW.

Tarkastellaan seuraavaksi kuormitusennustetta, joka tehtiin tammi-, helmi- ja joulukuun normaalikytkentätilanteen maksimivirtojen keskiarvojen perusteella. Virtojen keskiarvo

laskettiin laskemalla yhteen kolmen talvikuukauden (johdonmukaiset) maksimivirrat ja jakamalla tulos kolmella. Ainoat poikkeavat vuodet olivat 2002, josta käytettävissä oli vain joulukuun maksimivirta-arvo ja vuosi 2010, jolloin ei voitu käyttää helmikuun maksimivirta-arvoja poikkeavan kytkentätilanteen takia. Maksimivirtojen keskiarvot vuosina 2002–2013 vaihtelivat 112,93 A:n ja 152,04 A:n välillä. Maksimiteho laskettiin yhtälöllä

$$P_{\max} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{\max,av}, \quad (21)$$

missä  $P_{\max}$  huipputeho,  $U$  on mitoitusjännite 21 kV ja  $I_{\max,av}$  on tammi-, helmi- ja joulukuun huippuvirtojen keskiarvo.

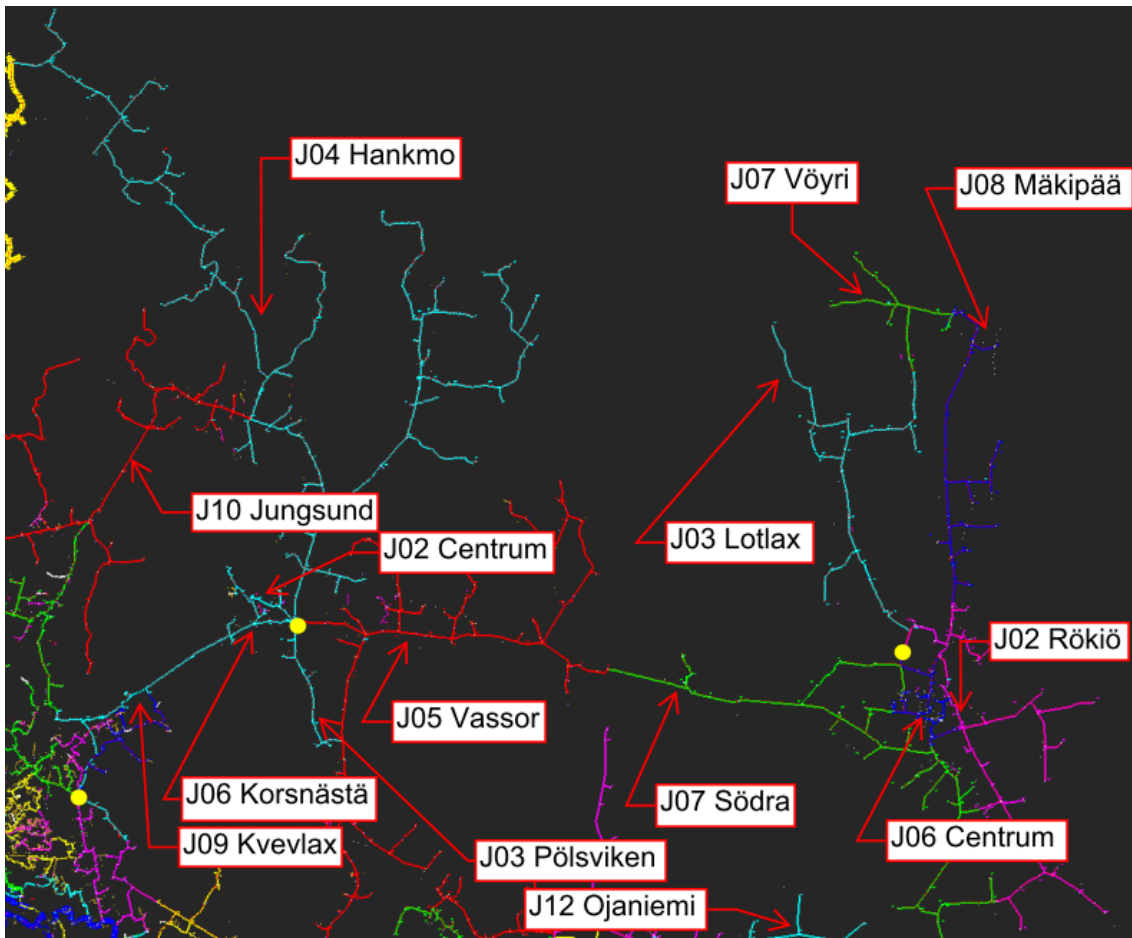
Vuosittainen kasvuprosentti määritettiin, kuten edellisessä tapauksessa. Maksimivirtojen keskiarvoihin perustuneessa tarkastelussa vuosittaiseksi kasvuprosentiksi saatiin 2,13 %, joka on jo maltillisempi kasvuprosentti kuormitukselle, mutta silti melko suuri vuosittainen kasvuprosentti. Tämän tarkastelun perusteella vuoden 2030 huipputeho olisi 7,9 MW.

Laskutavasta riippuen vuoden 2030 maksimitehoksi eli maksimikuormaksi tulee 6,2 MW, 11,2 MW tai 7,9 MW. Historiatietojen vähäisyyden ja muiden mittausteknisten virheiden takia on hankala todeta, mikä laskentatavoista antaa oikean kuormitusten vai antaako mikään edellä esitetyistä laskentatavoista oikeaa tulosta. Lisäksi laskentatavat ovat melko karkeita. Kuitenkin nämä laskentatavat ovat riittävän tarkkoja, jotta voidaan huomioida, että kuormitus J09 Kvevlax -lähdöllä tulee kasvamaan vuoteen 2030 mennessä.

Kuormitusten mukaan voidaan laskea kuormien kasvukertoimet. Asukaslukuun suhteutetun ennusteen mukainen kasvukerroin on 1,2, maksimivirtoihin perustuvan ennusteen kasvukerroin 2,2 ja talvikuukausien maksimivirtojen keskiarvoihin perustuva ennusteen kasvukerroin 1,5. Kertoimet saadaan muodostamalla suhde 2030 kuormaennusteen ja VTJ:stä saatavan maksimitehon välillä. Kuormien kasvukerroin voidaan sijoittaa VTJ:n laskentaparametreihin ja näin VTJ:llä pystytään simuloimaan, miten tämän hetkinen verkko kestäisi vuoden 2030 kuormat. Simuloinnit osoittivat, että jännit-

teenalenemat kasvavat jokaisella kasvukertoimella ratkaisevasti. Kasvukertoimen ollessa 1,2 suurin jännitteenalenema taajama-alueella on 5,5 %, mikä ylittää sallitun raja-arvon normaalitilanteessa puolella prosenttiyksiköllä. Suurin jännitteenalenema maaseudulla on 7,3 % ja on näin ollen 1,3 prosenttiyksikköä liian suuri täyttääkseen normaalitilan maaseudulle hyväksytyt jännitteenalenematasot. Kun kasvukerroin on 1,5, taajama-alueen suurin jännitteenalenema on 7,0 %, mikä vastaa häiriötilan sallittua jännitteenaleneman ylärajaa. Maaseudulla suurin jännitteenalenema on 9,3 %, mikä tarkoittaa, että alenema ylittää jo häiriötilan jännitteenaleneman ylärajan. Kasvukertoimella 2,2 J09 Kvevlax -lähtö on ylikuormassa. Kuormitusaste on 126 %, kun tällä hetkellä se on 53 % suurimmillaan. Suurin jännitteenalenema taajama-alueella on 10,7 % ja maaseudulla 14,2 %. Kyseiset alenemat haittaavat jo merkittävästi sähkönlaatua. Kasvukertoimilla tehdyistä simuloinneista voidaan päätellä, ettei verkko nykyisellä rakenteellaan tule kestäämään tehtyjen kuormitusennusteiden tasoista kasvua vuonna 2030. Kuormituksen kasvu saattaa aiheuttaa muun muassa jännitteenalenemien kasvua ja korvaustilanteiden hankaloitumista, joten näiden seurauksien vuoksi tulee tarkastella, onko uusi sähköasema taloudellisin ja teknisesti paras ratkaisu.

Suurimpana KVL:n sähköaseman tarpeellisuuteen vaikuttavana tekijänä voidaan pitää sähköasemien korvaamisen mahdollistamista ja jännitteenalenemien pitäminen tarpeeksi matalalla tasolla. Tähän päästään muun muassa jakamalla kuormituksia tasaisemmin sähköasemien ja lähtöjen välillä. KVL:en tuleva sähköasema antaisi mahdollisuuden uudistaa jakorajoja ja näin ollen jakaa paremmin RTN:n, TUO:n, GBY:n ja ehkä jopa VÖY:n sähköaseman kuormia. KVL:n sähköasemalle voisi siirtää GBY:n syöttämän Petsmon alueen. RTN:n J09 Kvevlax -lähtö voidaan jakaa RTN:n ja KVL:n sähköasemien välillä niin, että kuormat jakautuisivat tasaisesti lähtöjen välillä. Lisäksi J05 Vassor -lähtö voidaan siirtää KVL:n sähköaseman syötettäväksi ympäri vuoden. KVL:en tuleva sähköasema pystyisi korvaamaan osan VÖY:n, TUO:n, RTN:n, GBY:n ja rakenteilla olevan Alskatin sähköasemien kuormista. Kuvassa 29 on näkyvillä tapaus KVL:n kannalta olennaiset KJ-lähdöt sekä sähkö- ja kytkinasemat.



Kuva 29. Tapaus Koivulahden kannalta tärkeät lähdöt, keltaisella ympyrällä merkityt kohteet ovat RTN:n sähköasema, KVL:n kytkinasema ja VÖY:n sähköasema (vasemmalta oikealle).

Tarkastellaan seuraavaksi VÖY:n sähköaseman talvikytkentätilan korvaamista ja sen vaikutuksia KVL:n kytkinaseman lähtöjen jännitteenalenemiin. VÖY:n sähköasema korvataan Karvsorin sähköaseman ja TUO:n sähköasemien avulla. Lisäksi käytössä on 1 MW:tin generaattori. Karvsorin lähtö J07 Vörå korvaa VÖY:n sähköaseman lähdön J03 Lotlax. Tämä ei aiheuta jännitteenalenemaongelmia, sillä suurin jännitteenalenema korvaustilanteessa on 1,5 %. Karvsorin toinen lähtö, joka osallistuu VÖY:n sähköaseman korvaamiseen, on J08 Mäkipää. Kyseinen lähtö korvaa J02 Rökiö -lähdön. Myös tämä korvaus onnistuu ilman että jännitteenalenemat kasvavat liian suuriksi. Suurin jännitteenalenema on 4,3 %. VÖY:n sähköaseman lähdöt J06 Centrum ja J07 Södra korvataan normaalisti TUO:n sähköaseman lähdöllä J07 Voitby. Korvaus on myös mahdollis-

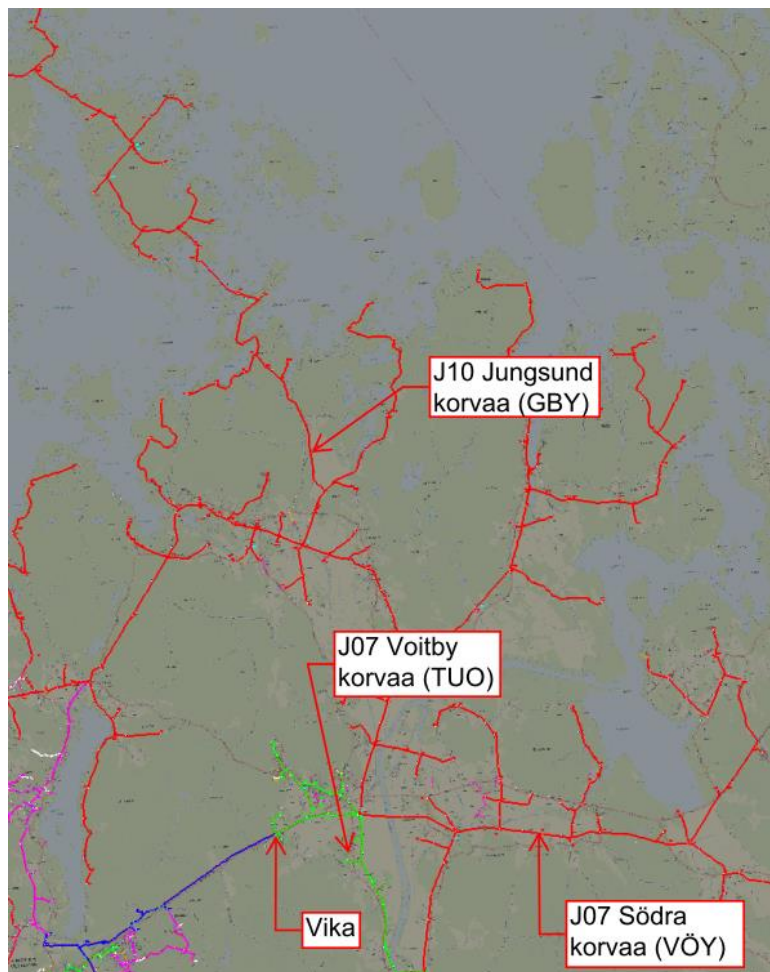
ta RTN:n sähköaseman lähdöllä J09 Kvevlax. Tarkastellaan ensimmäiseksi tilannetta, jossa J07 Voitby korvaa VÖY:n sähköaseman lähtöjä J06 Centrum ja J07 Södra. Kun J07 Voitby korvaa VÖY:n sähköaseman J06 Centrum - ja J07 Södra -lähdöt, kasvavat jännitteenalenemat liian suuriksi täyttääkseen verkostostrategian määrittämät vaatimukset. Jännitteenalenema on J07 Voitby -lähdön alueella jo 16,9 % ja suurin jännitteenalenema arvo J06 Centrum -lähdön alueella on 17,9 %. Jos huomioidaan, että J06 Centrum -lähtö voidaan syöttää generaattorilla eikä korvausta tarvita TUO:n sähköasemalta tälle lähdölle, niin jännitteenalenemat eivät kasva liian suuriksi, vaan ne täyttävät vaatimukset. Suurin jännitteenalenema korvaustilanteessa on tällöin 6,3 %.

Seuraavaksi tarkastellaan neljää eri tilannetta, jossa J09 Kvevlax -lähtö korvaa J06 Centrum - ja J07 Södra -lähtöjä. Ensimmäisessä tilanteessa J09 Kvevlax -lähdön takana ovat kaikki KVL:vn kytkinaseman lähdöt ja lisäksi VÖY:n sähköaseman lähdöt J06 Centrum ja J07 Södra. Kuormitusaste kasvaa liian suureksi J09 Kvevlax -lähdölle tässä tilanteessa. Lisäksi jännitteenalenemat ylittävät verkostostrategian määrittelemät rajat jännitteenalenemille häiriötilanteissa. Suurin jännitteenalenema löytyy VÖY:n sähköaseman J06 Centrum -lähdöltä: 20,1 %. Jännitteenalenema on 13,1 prosenttiyksikköä suurempi, kuin sallittu häiriötilanteen raja taajama-alueella. Jos VÖY:n sähköasema J06 Centrum korvataan generaattorin avulla, suurin jännitteenalenema tässä tilanteessa on 9,1 % lähdön J05 Vassor kohdalla. Jos J09 Kvevlax -lähdestä erotetaan J04 Hankmo KVL:n kytkinasemalta ja se siirretään Alskatin sähköaseman syötettäväksi (tämä onnistuu vasta Alskatin sähköaseman valmistuttua), ovat jännitteenalenemat silti liian suuria, jotta J09 Kvevlax pystyisi korvaamaan VÖY:n sähköaseman lähdöt J06 Centrum ja J07 Södra. Suurin jännitteenalenema on 18,3 % J06 Centrum -lähdöllä. Viimeinen tarkastelutilanne on kolmannen tilanteen kaltainen, mutta nyt J06 Centrum VÖY:n sähköasemalta korvataan generaattorilla. Tällöin korvaustilanne onnistuu niin, että J07 Södra voidaan korvata täysin. Tällöin jännitteenalenema on suurimmillaan 7,3 % lähdön J05 Vassor kohdalla.

VÖY:n sähköaseman korvausta voitaisiin tehostaa rakentamalla yhteys Vähänkyrön sähköaseman J12 Ojaniemi - ja VÖY:n sähköaseman J07 Södra -lähtöjen välille. Tämä yhteys auttaisi siihen, ettei TUO:n tai RTN:n sähköasemien tarvitsisi ottaa koko J07

Södra -lähdon kuormaa. Tämä taas vähentäisi jännitteenalenemia ja VÖY:n sähköaseman korvaus voisi onnistua, vaikkei KVL:ssa olisi sähköasemaa. Kuitenkin mahdollista yhteyttä Vähänkyrön ja VÖY:n sähköasemien välillä ei voida huomioida tässä tarkastelussa, sillä vielä on epäselvää, pysyykö Vähänkyrön sähköasema nykyisellä paikallaan vai siirretäänkö sähköasema Tervajoelle. Tämä pidentäisi etäisyyttä VÖY:n sähköasemalle. Lisäksi tarkasteltavat lähdot ovat Sparrow-johtoja, joten ne tulisi saneerata vahvemmalla johdolla, jotta lähtö kestäisi suurempia kuormia korvaustilanteissa.

Seuraavaksi tarkastellaan KVL:n kytkinaseman lähtöjen korvaamista kahdella eri tapaa. Korvaustilanteissa oletetaan, että vika syntyy J09 Kvevlax -lähdöllä lähellä KVL:n keskustaa. Simuloinneissa ei tarkasteltu lähdon alkupään korvaamista vaan keskityttiin KVL:n kytkinaseman lähtöihin.



Kuva 30. KVL:n kytkinaseman lähtöjen korvaaminen, tapa 1.

Kuvassa 30 näkyy tavan 1 mukainen kytkentätilanne. GBY:n sähköaseman J10 Jungsund -lähtö korvaa koko J04 Hankmo -lähdön. Tämän kaltaisessa kytkentätilanteessa jännitteenalenemat kasvavat liian suuriksi täyttääkseen verkostostrategian määritelmät jännitteenalenemalle häiriötilanteessa. Suurin jännitteenalenema on 12,3 %. TUO:n J07 Voitby -lähtö korvaa J02 Centrum -, J03 Pölsvike - ja J06 Korsnäst -lähdöt. Jännitteenalenemat pysyvät häiriötilanteessa sallittujen rajojen alapuolella, joten korvauskytkeä onnistuu. VÖY:n J07 Södra lähtö korvaa J05 Vassor -lähdön, ilman jännitteenalenemaongelmia. Suurin jännitteenalenema on 4,3 %.



Kuva 31. KVL:n kytkinaseman lähtöjen korvaaminen, tapa 2.

Kuvassa 31 on korvaustavan 2 mukainen kytkentätilanne, jolla voidaan korvata KVL:n kytkinaseman lähdöt. Tavan 2 mukainen kytkentätilanne jakaa J04 Hankmon kuorman

J10 Jungsundin - ja J07 Voitbyn -lähtöjen korvattavaksi. Tämän kaltainen korvauskystentä ei aiheuta yhtä suuria jännitteenalenemia, kuin tavan 1 mukaisessa korvauskystennässä aiheutuu. J10 Jungsundin suurin jännitteenalenema on 7 %, joka täyttää verkostostrategian vaatimukset. Jännitteenalenema nousee ongelmalliseksi J07 Voitby -lähdöllä, vaikka suurin jännitteenalenema on 8,9 %, joka täyttää maaseudulla vielä vaatimukset. Jännitteenalenemaongelma syntyy J02 Centrum -lähdön kohdalla, sillä kyseisen lähdön kohdalla korvaustilanteessa jännitteenalenema on 8,3 %, joka tarkoittaa 1,3 prosenttiyksikön ylitystä sallitusta jännitteenalenemarajasta taajama- ja kaupunki-alueella. J07 Södra -lähtö pystyy korvaamaan J05 Vassor -lähdön samalla tapaa kuin tapa 1 -tilanteessa ja jännitteenalenemat ovat luonnollisesti samat. Simuloinnit osoittavat, että KVL:n kytkinaseman lähtöjen korvaaminen ei ole mahdollista normaalissa kuormitustilanteessa niin, että voitaisiin taata laadukas sähkö asiakkaille myös häiriötilanteessa. Talven huippukuormien aikana jännitteenalenemat tulevat kasvamaan enemmän ja tämä heikentää jännitteenlaatua entisestään.

Taulukossa 11 on KVL:lle lasketut elinkaarikustannukset kolmelle eri saneerausvaihtoehdolle. Saneerausvaihtoehto 1 on, että J09 Kvevlax -lähtö RTN:en sähköasemalta kaapeloidaan ilmajohto-osuuksiltaan ja sähköasemalle rakennetaan yksi uusi johtolähtö. Tällöin pitäisi kaapeloida 12,5 km. Saneerausvaihtoehto 2 on sähköasema KVL:n kytkinaseman tilalle. Tällöin tehtäisiin 110 kV / 20 kV kevyt sähköasema ja noin 3 km 110 kV puupylväsjohtoverkkoa. Tässä vaihtoehdossa voidaan olettaa, että keskeytyskustannukset ovat 0 e koko elinkaaren aikana, sillä 110 kV -linjaa voidaan pitää säivarmana. Kunnossapito kustannukset saneerausvaihtoehdossa on laskettu käyttäen 20 kV:n 185 -maakaapelin kunnossapitokustannuksia. Kolmas saneerausvaihtoehto on, että J09 Kvevlax -lähtö saneerataan ilmajohto-osuuksiltaan tuplamaakaapelilla ja rakennetaan yksi uusi lähtö RTN:n sähköasemalle. Tällöin siirrettävä teho jaetaan kahdella kaapeleiden kesken. Kasvuprosentti elinkaarikustannuksissa on 1 %, joka on saatu kuormituksen kasvuennusteesta, joka tehtiin asukaslukuun suhteutettuna.  $P_{av}$  on 2,08 MW, joka vastaa tämänhetkistä tilannetta.

Taulukko 11. KVL:n elinkaarikustannukset.

| Saneerausvaihtoehto | $K_{inv}$ [e] | $K_{häv}$ [e] | $K_{kesk}$ [e] | $K_{kun}$ [e] | $K_e$ [e] |
|---------------------|---------------|---------------|----------------|---------------|-----------|
| 1                   | 763 125       | 61 027        | 129 335        | 20 434        | 973 941   |
| 2                   | 796 670       | 177 092       | 0              | 8 256         | 982 018   |
| 3                   | 1 237 375     | 15 257        | 129 355        | 20 434        | 1 402 421 |

Saneerausvaihtoehto 1 on elinkaarikustannuksiltaan edullisin, mutta vaihtoehto ei poista jännitteenalenemaongelmia tai korvaustilanteissa sitä tosiseikkaa, että VÖY:n sähköasema on mahdotonta korvata ilman generaattoria. Saneerausvaihtoehto 2 eli uusi kevyt sähköasema on elinkaarikustannuksiltaan lähes yhtä suuri vaihtoehdon 1 kanssa. Häviökustannukset ovat suurimmat tässä saneerausvaihtoehdossa, sillä muuntajassa syntyvät häviöt ovat suuremmat, kuin mitä kaapeleissa syntyvät häviöt ovat. Saneerausvaihtoehto 2:n häviökustannukset muodostuvat tässä elinkaarikustannustarkastelussa vain sähköaseman muuntajassa muodostuvista kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä. Kunnossapitokustannuksissa on huomioitu vain 110 kV:n ilmajohdon kunnossapitokustannukset. On syytä huomioida, että kunnossapitokustannukset eivät ole ”täydelliset” saneerausvaihtoehto 2 kohdalla, sillä myös sähköasema erilaisine komponentteineen vaatii kunnossapitoa. Saneerausvaihto 3 on elinkaarikustannuksiltaan suurin. Vaihtoehdossa investointikustannukset ovat selvästi korkeimmat, eivätkä matalat häviökustannukset pysty kompensoimaan tätä. Lisäksi keskeytyskustannukset ja kunnossapitokustannukset voidaan olettaa olevan samat saneerausvaihtoehto 1 kanssa, joten säästöä ei synny tätä kautta.

VSV:n sähköasematiheyttä ja sähköasemien sijaintia tarkastelemalla voidaan havaita, että KVL olisi luonnollinen sijainti sähköasemalle. KVL:lle rakennettavan sähköasemaa puoltaa VSV:n strategisen suunnittelun tekemät aikaisemmat tutkimukset, sekä tässä tehdyt korvaustarkastelut ja jännitteenalenemien tutkiminen sekä kuormitusennusteiden tekeminen. Lisäksi puoltavia seikkoja ovat, että KVL:ssa olisi tilaa rakentaa 110 / 20 kV sähköasema kytkinaseman paikalle. Ympärillä on peltoa, mikä helpottaa rakennustöitä. Verkostostrategiassa mainitaan, että KVL:n sähköasema auttaisi maadoitusten mitoittamisessa alueilla, joissa on suuret maasulkuvirrat. (Salo 2012: 97.) KVL:n kytkinasemaa

ympäröivä verkko ei vielä iän puolesta tarvitsisi saneerata ja kytkinaseman releet on uusittu 2000-luvun alussa.

Tällä hetkellä ei ole tietoa Vähänkyrön sähköaseman tulevaisuudesta ja sen vaikutuksista VÖY:n sähköaseman korvaamiseen. On tutkittava myös, voidaanko päätöstä uudesta sähköasemasta tehdä, ennen kuin tiedetään Vähänkyrön sähköaseman tulevasta sijainnista. Lisäksi ei ole vielä tarkkaa tietoa VÖY:n alueen kuormituksen kehittymisestä ja sen vaikutuksista tulevaisuuden korvaustilanteisiin. Tässä työssä tehtyjen selvitysten mukaan KVL:en olisi järkevää rakentaa 110/20 kV sähköasema. Päätöstä siitä, rakennaanko KVL:en sähköasema, ei tehdä tämän työn yhteydessä.

## 6 YHTEENVETO JA POHDINTA

Tässä diplomityössä tehtiin kahteen eri asemakaavoitettuun taajamaan VSV:n jakeluvastuualueella tavoiteverkkosuunnitelmat ja tutkittiin kytkinaseman saneeraamista sähköasemaksi teknisten ja taloudellisten seikkojen pohjalta, mikä on osaltaan tavoiteverkkojen suunnitteluun liittyvää tutkimusta. Tavoiteverkkosuunnitelmissa näkökulmana oli toimitusvarmuuden parantaminen eli sähköjakelun luotettavuuden parantaminen ja sähkön laadun parantaminen. Työn kannalta merkittävää oli 1.9.2013 voimaan tullut sähkömarkkinalaki ja sen luomat vaatimukset verkon kehittämiseksi. Sääilmöiden aiheuttamien keskeytysten sallittu kesto poikkeaa huomattavasti asemakaavoitetuilla ja ei-asemakaavoitetuilla alueilla.

Työssä käsitellyn teorian tarkoituksena oli tukea ja taustoittaa tavoiteverkkojen suunnittelua, suunnittelun työkaluja ja suunnittelua ohjaavia tekijöitä sekä keinoja, joilla ohjauksen tekijöiden vaatimukset voidaan täyttää. Työssä esille nostettuja sähköjakeluverkon kehittämistä ohjaavia tekijöitä olivat:

- regulaatio
- sähkömarkkinalaki
- verkostostrategia
- SFS-EN 50160
- toimitusvarmuuskriteeristö
- kuormitusennusteet
- ilmastonmuutos ja ympäristön huomioiminen sekä turvallisuus.

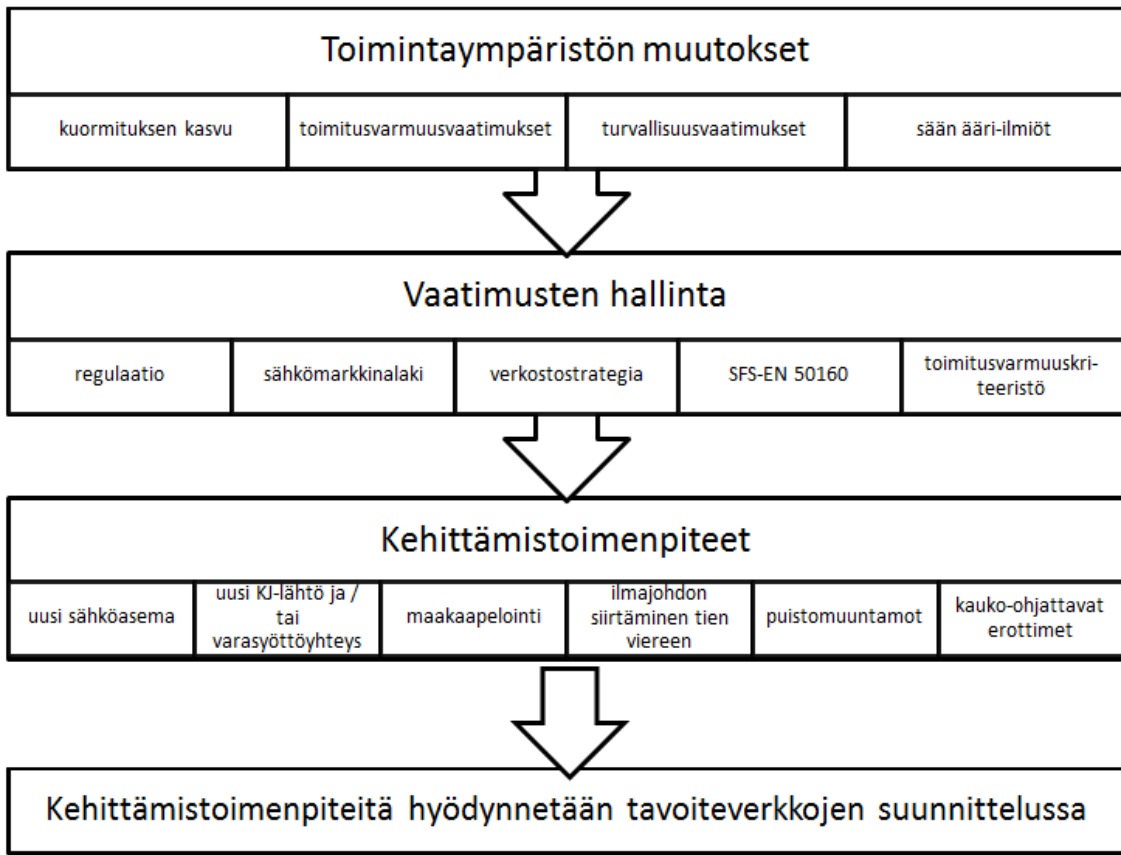
Nämä seikat ja tahot asettavat vaatimuksia verkkoyhtiöille niiden jakeluverkon kehittämiseen. Kehittämistoimenpiteinä työssä esitetyissä tavoiteverkkosuunnitelmissa olivat:

- uuden sähköaseman rakentaminen
- uuden KJ-lähdön rakentaminen ja varayhteyden rakentaminen
- ilmajohtojen saneeraaminen maakaapeleiksi
- ilmajohdon siirtäminen tien viereen
- pylväsmuuntamon saneeraaminen puistomuuntamoksi

- kauko-ohjattavien erottimien käyttö.

Työn soveltava osuus ja työn tärkein luku oli luku 5, eli tavoiteverkkoja käsittelevä luku. Luvussa esiteltiin kolmen tapauksen tavoiteverkkosuunnitelmat tai tutkimukset, kerrottiin taustatietoja valikoiduista tapauskohteista ja käsiteltiin niille tehtyjä elinkaarikustannuslaskelmia.

Kuvassa 32 on kuvattu, miten toimintaympäristön muutokset vaikuttavat monen vaiheen kautta tavoiteverkkojen suunnitteluun. Jos ajatellaan yhteiskunnan riippuvuuden sähköstä kasvavan tulevaisuudessa, tarkoittaa se todennäköisesti kuormituksen kasvua ja luotettavan sähkönjakelun vaatimista, joten toimitusvarmuusvaatimukset tiukkenevat. Siirrettävän sähköenergian tulisi olla laadukasta, ja jännitteen laatua pitää ylläpitää hyvänä tai parantaa sitä. Lisäksi turvallisuusnäkökulma on läsnä, sillä sähkönjakelu on tapahduttava turvallisesti, mutta ennen kaikkea sähkön puute ei saa aiheuttaa vaaratilanteita. Ilmastonmuutoksen aiheuttamat sään ääri-ilmiöt asettavat myös omat vaatimuksensa verkon luotettavuudelle unohtamatta ympäristötietoisuuden lisääntymistä ja sen myötä ympäristön huomioimisen tärkeyttä. Tiukentuvia vaatimuksia voidaan hallita muuttamalla lainsäädäntöä ja standardeja sekä alan omia tavoitteita. Verkkoyhtiöt voivat oma-aloitteisesti vastata vaatimuksiin kehittämällä verkostostrategioitaan yleisten vaatimusten pohjalta. Regulaatiolla voidaan ohjata ja valvoa luotettavamman ja laadukkaamman sähköenergian jakelun kehittämistä. Verkkoyhtiöt voivat kehittää verkkojaan luotettavimmiksi ja laadukkaammiksi useilla eri keinoilla. Kuvassa 32 on esitettyinä ne keinot, joita tässä työssä käytettiin tavoiteverkkojen suunnittelussa. Kuten kuvasta 32 havaitaan, tavoiteverkkojen suunnittelu vaatii laaja-alaista perehtymistä lainsäädännöstä uusimpaan tekniikkaan.



Kuva 32. Tavoiteverkkosuunnitelmaa ohjaavat vaatimukset ja toimet, joilla vaatimukseen päästään.

Työssä haastavinta oli elinkaarikustannusten laskenta. Ensimmäiseksi piti etsiä tietoa, miten elinkaarikustannukset lasketaan ja tämän jälkeen auttaa elinkaarikustannuslaskentamallin kehittämisessä VSV:lla. Elinkaarikustannusten laskentaa varten piti tehdä tarkkoja rajauksia ja valintoja. Esimerkiksi laskennasta jätettiin huomiotta jo olemassa olevat maakaapelit. Haastavaa oli myös perustella, miksi elinkaarikustannuksiltaan alhaisin saneerausvaihtoehto ei ole aina paras vaihtoehto saneerata verkkoa. Oman haasteensa toi myös suunnittelutyö. Tavoiteverkkojen suunnittelussa tulee ottaa huomioon ohjaavien tekijöiden lisäksi yrityksen omat käytännöt ja niiden vaikutukset suunnittelutyöhön. Tavoiteverkkojen suunnittelussa ikään kuin tuli keskelle koko ajan muuttuvaa projektia, jossa piti löytää tasapaino yrityksen tapojen, taloudellisten näkökulmien ja teknisten vaatimusten kesellä.

Työn tärkeimpänä tuloksena voidaan nähdä suunniteltujen alueiden verkkojen kehittyminen kohti luotettavampaa ja laadukkaampaa sähkönsiirtoa. Tutkimustuloksia Petolahden ja Laihian osalta voidaan pitää luotettavina, sillä KJ-verkon kehittämisessä käytettiin yleisesti käytettyjä kehittämistoimenpiteitä. Tehdyt ratkaisut perustuivat kuormituksen kasvuennusteisiin ja kuntien kaavoitussuunnitelmiin. KVL:teen mahdollisesti tulevan sähköaseman tarpeellisuutta tarkasteltiin korvauskytkentöjen ja jännitteenalennemien kannalta sekä kuormituksen kasvun kannalta. Tapaus Koivulahti -tutkimusta voidaan pitää riittävän luotettavana sähköaseman tarpeellisuuden todentamiseksi. Voidaan sanoa, että suunniteltujen alueiden tavoiteverkot täyttävät niille asetetut säävarman verkon vaatimukset. Kun näiden alueiden verkot kestävät sään ääri-ilmiöitä, voidaan esimerkiksi myrskyjen aikana keskittyä korjaamaan vikoja alueilta, joissa ei ole vielä säävarmoja verkkoja. Näin saadaan koko VSV:n alueen keskeytyskustannukset alenemaan, sillä viikakeskeytyksiin kuluva aika saadaan pienennettyä. KVL:a varten tehty tutkimuksen tulos parantaa verkon luotettavuutta ja sähkön laatua. Näin ollen voidaan todeta, että työle asetetut vaatimukset pystyttiin toteuttamaan. Suunnitellut tavoiteverkot ja tutkimustulokset kytkinaseman saneeraamisesta sähköasemaksi vastaavat työn toimeksiantoa.

Tutkimustyön valmistuttua ilmeni kuitenkin muutamia epävarmuustekijöitä ja seikkoja, jotka vaativat lisää kehittämistä ja lisätutkimusta. Ensinnäkin, ovatko kuormitusennusteet tarpeeksi paikkansa pitäviä, ja onko kuntien kaavoitussuunnitelmat tehty tarpeeksi realistisesti. Kuormitusennusteissa käytettiin historiatietoja ja kuntien kaavoitussuunnitelmia hyödyksi. Tällä hetkellä olevien tietojen perusteella kuormituksen kehittyminen on ennustettu niin luotettavasti, kuin se on mahdollista ja niin tarkasti, kuin se on tarpeellista. Kuormitusennusteiden tarkkuuteen ja paikkansa pitävyyteen tulee vaikuttamaan sähköenergian kulutuksen kehittyminen, eli miten väestö, teollisuus, maatalous ja palvelut kehittyvät suunnitelluilla alueilla. Jos kaavoitussuunnitelmat eivät tule toteutumaan suunnitellusti, tarvitsee alueille tehdä uudet tavoiteverkkosuunnitelmat. Ilmaston lämpenemisestä johtuva etenkin kylmien jaksojen lämpeneminen vähentää sähkön kulutuksen tarvetta talvisin. Kesällä taas saatetaan tarvita enemmän sähköenergiaa viilentämiseen. Lisätutkimusta voisi tehdä siitä, kompensoivatko sähköenergiankulutuksen muuttuminen talvi- ja kesäaikoina toisiaan ja onko sillä vaikutuksia tavoiteverkkojen suunnitteluun. Tosin tämä tutkimus ei ole vielä ajankohtainen, mutta on kuitenkin hyvä

tiedostaa asian tutkimisen tarpeellisuus mahdollisesti tulevaisuudessa. Kuormitusennusteiden tarkkuuden kehittämistä on syytä myös harkita. Toiseksi tapaus Koivulahdessa oli monia epävarmuustekijöitä kuormitusennusteiden lisäksi: mikä on Vähänkyrön sähköaseman sijainti tulevaisuudessa ja rakennetaanko yhteys Vähänkyrön ja Vöyrin verkkojen välille? Kolmanneksi: ei niinkään lisätutkimusta, mutta lisäkehittämistä vaativa asia on elinkaarikustannusten laskentamallin saattaminen siihen muotoon, että sitä voidaan käyttää rutiininomaisesti jatkossa strategisen suunnittelun yhteydessä. Lisäksi elinkaarikustannusten laskentamallista pitäisi saada tarpeeksi tarkka. Joitakin yleistyksiä ja rajauksia elinkaarikustannusten laskemisessa tulevaisuudessakin tarvitsee tehdä. Elinkaarikustannukset voitaisiin laskea täsmällisemmin, kun mahdollisimman kattava laskentamalli saadaan toimimaan ja sen toimintaperiaate sekä merkitys selvitetään sitä käyttäville.

Johtopäätöksenä voidaan todeta, että suurin epävarmuustekijä on kuormituksen kehittyminen ja sen seuraukset. Mikäli kuormitus ei tule kehittymään ennustettuun suuntaan on Laihian kirkonseudun tavoiteverkko suunniteltu liian kattavaksi, ja näin ollen se vaatisi uudelleen suunnittelua. KVL:n kytkinaseman saneeraaminen sähköasemaksi ei ole niinkään kuormituksen kasvuun sidottu, sillä tarve sähköasemalle on jo ilmeinen sähköasemien korvaustarkasteluiden ja jännitteenalenemien tutkimisen perusteella. Tarpeettomaksi saneeraukseksi uusi sähköasema tulisi siinä tilanteessa, jos Koivulahden alueen huipputeho ei kasvaisi lainkaan ja Vöyrin sähköaseman lähdöt voitaisiin korvata mahdollisesti täysin Vähänkyrön sähköasemalta. Tässä tilanteessa tärkeintä VSV:n kannalta olisi tehdä päätös tarvitaanko aiheesta lisätutkimusta.

## LÄHDELUETTELO

- Aarinen, A. (2014). Sähköverkot vastaan ilmastonmuutos. [Verkkajulkaisu]. Aalto-yliopisto Sähkötekniikan korkeakoulu, 2014 [viitattu 12.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://elec.aalto.fi/fi/current/news/2014-03-26/>>.
- ABB. (2000). *Teknisiä tietoja ja taulukoita*. 9. Painos. Vaasa. 626 s. ISBN 951-99366-0-2
- Ahola, T. (2014), maastosuunnittelun tiiminvetäjä. Vaasa. Haastattelu, Vaasan Sähköverkko Oy:n konttori 14.3.2014.
- Annala, A. (2014). *Laihian kirkonkylän asemakaava-alue*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari. Lähetetty 6.3.2014 kello 8:42.
- Capili, E.B., A.C.S Ibay & J.R.T. Villarin. (2005). Climate change impacts and adaptation on Philippine coasts. OCEANS, 2005. Proceeding of MTS/IEEE. 2299–2306 Vol. 3.
- Elenia. (2014a). *Elenia säävarma – Kysymyksiä ja vastauksia*. [Verkkajulkaisu][viitattu 24.6.2014]. Saatavana Internetistä: <[http://www.elenia.fi/sahko/saavarma\\_ukk](http://www.elenia.fi/sahko/saavarma_ukk)>.
- Elenia. (2014b). *Elenian säävarman verkon sähköverkon rakentamista voi nyt seurata webistä*. [Verkkajulkaisu][viitattu 24.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.elenia.fi/uutiset/elenians%C3%A4%C3%A4varmans%C3%A4hk%C3%B6verkon-rakentamista-voi-nyt-seurata-webiss%C3%A4>>.
- Elovaara, J. & L, Haarla. (2011a). *Sähköverkot 1: Järjestelmäteknikka ja sähköverkon laskenta*. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto. 519 s. ISBN 978-951-672-360-3.

Elovaara, J. & L, Haarla. (2011b). *Sähköverkot 2: Verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet*. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto. 519 s. ISBN 978-951-672-363-4.

Energiamarkkinavirasto. (2013). *Liite 1 –Valvontamenetelmät sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioimiseksi 1.1.2012 alkavalla ja 31.12.2015 päättyvällä kolmannella valvontajak-solla*. [Verkkajulkaisu]Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2013 [viitattu 23.7.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite+1+-+Valvontamenetelm%C3%A4t++s%C3%A4hk%C3%B6n+jakeluverkkotoiminta+ja+suurj%C3%A4nnteisen+jakeluverkkotoiminta.pdf/2ac07c0c-1e31-4e95-a24d-6f19a0d676cf>>.

Energiamarkkinavirasto. (2011a). *Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suunta-viivat vuosille 2012–2015*. Energiamarkkinaviraston asiakirja. Dnro 945/430/2010. 73 s.

Energiamarkkinavirasto. (2011b). *Tiekartta 2020-hanke*. Loppuraportti. Energiamarkkinaviraston asiakirja. Dnro 96/040/2009. 49 s.

Energiateollisuus ry. (2014). *Mistä sähkönhinta muodostuu?* [Verkkajulkaisu] Helsinki: Energiateollisuus ry 2014 [viitattu 18.8.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkon-hinta-ja-sopimukset/mista-sahkon-hinta-muodostuu>>.

Energiateollisuus ry. Muttilainen, J. Adato. (2012). *Sähköasema siirtoverkon osana*. Energiasanomat [Verkkajulkaisu] 14/12. [viitattu 28.1.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://energia.fi/ajankohtaista/energiasanomat/energiasanomat-14201213122012>>.

Energiavirasto. (2014a). *Sähköverkot*. [Verkkojulkaisu] [viitattu 24.1.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.energiavirasto.fi/sahkoverkot>>.

Energiavirasto. (2014b). *Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys ja valvonnan vaikuttavuus 2013*. [Verkkojulkaisu] Helsinki: Energiavirasto, 2014 [viitattu 24.4.2014]. Saatavana Internetistä: <[http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2013\\_2\\_402\\_2014/81e449b4-f5cd-46c0-89dd-900aa8c28458](http://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+ja+valvonnan+vaikuttavuus+2013_2_402_2014/81e449b4-f5cd-46c0-89dd-900aa8c28458)>.

Energiavirasto. (2014c). *Hallinto ja johtaminen*. [Verkkojulkaisu][viitattu 24.4.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.energiavirasto.fi/hallinto-ja-johtaminen>>.

Energiavirasto. (2014d). *Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat 2014*. [Verkkojulkaisu] Helsinki: Energiavirasto, 2014 [viitattu 23.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.energiavirasto.fi/sahkonjakeluverkon-komponenttien-yksikkohinnat-2014>>.

Grundström, E. (2014). *Viimeisen ei tarvitse sammuttaa valoja*. Helsingin Sanomat. [Verkkojulkaisu] [viitattu 25.4.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.hs.fi/paakirjoitukset/Viimeisen+ei+tarvitse+sammuttaa+valoja/a1398048614187>>.

Heikkilä, T. (2014). *Sähköverkon toimitusvarmuuteen liittyvien valvontamenetelmien kehittäminen*. Diplomityö. Sähkötექnikka. Tampereen teknillinen yliopisto. 63 s.

Hänninen, K. (2014). *Verkkoyhtiöt haluavat eroon pitkistä sähkökatkoista*. Energiateollisuus ry. [Verkkojulkaisu] Helsinki: Energiateollisuus ry, 2014 [viitattu 24.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://energia.fi/sahkomarkkinat/sahkoverkko/sahkokatkot-ja-jakelun-keskeytykset/tavoite-sahkoverkkojenuudistamisesta>>.

- Jylhän Sähköosuuskunta. (2012). *Ajankohtaista – Sähkönjakelun toimitusvarmuus*. [Verkkójulkaisu] Kauhava: Jylhän Sähköosuuskunta, 2012 [viitattu 25.6.2014]. Saatavana Internetistä: < [http://www.jylhaos.fi/ajankohtaista-811\\_23.html](http://www.jylhaos.fi/ajankohtaista-811_23.html) >.
- Kolam, K-G. (2014), suunnittelupäällikkö. Vaasa. Haastattelu, Vaasan Sähköverkko Oy:n konttori 31.1.2014.
- Kuokkanen, T. & E. Salminen. (2013). *Laihian Kirkonseudun osayleiskaava. Kaupallinen selvitys*. Ramboll Finland Oy. Espoo.
- Laatikainen, A. (2005). *Elinkaarikustannusten ja toimitusvarmuuden analysointi sähkönjakelun saneerausmenetelmille*. Diplomityö. Energia- ja ympäristötekniikka. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 83 s.
- Laatikainen, T. (2011). *Sähköverkon maakaapelointi maksaisi 10–20 miljardia euroa*. Tekniikka & Talous. [Verkkójulkaisu] Helsinki: Talentum Oyj, 2011 [viitattu 24.6.2014] Saatavana Internetistä: <<http://www.tekniikkatalous.fi/energia/sahko-verkon+maakaapelointi+maksaisi+1020+miljardia+euroa/a747797?s=r&wtm=29122011&&fail=f>>.
- Laihia. (2013). *Osayleiskaava*. Kaavaluonnos. [Verkkójulkaisu] [viitattu 9.6.2014]. Saatavana Internetistä: <[http://www.laihia.fi/files/273/LAIHIA\\_OYK\\_KAAVALUONNOS\\_25112013.pdf](http://www.laihia.fi/files/273/LAIHIA_OYK_KAAVALUONNOS_25112013.pdf)>.
- Lakervi, E. & J. Partanen. (2008). *Sähkönjakelutekniikka*. 2. painos. Helsinki: Otatieto. 295 s. ISBN 978-951-672-359-7.

- Leino, R. (2005). *Yrittäjät panivat markkinat uusjakoon: Puistomuuntamoissa toistui sinappi-ilmio*. Tekniikka & Talous [Verkojulkaisu]. Helsinki: Talentum Oyj, 2005. [viitattu 3.2.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.tekniikkatalous.fi/energia/yrittajat+panivat+markki%20nat+uusjakoo+n+puistomuuntamoissa+toistui+sinappiilmio/a26084>>.
- Leppinen, J. (2014), verkostosuunnittelun tiiminvetäjä. Haastattelu, Vaasan Sähköverkko Oy:n konttori 17.3.2014.
- Martikainen, A. (2006). *Ilmastonmuutoksen vaikutus sähköverkkoliiketoimintaan*. VTT tiedotteita. [Verkojulkaisu] Espoo: VTT, 2006 [viitattu 12.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.vtt.fi/inf/pdf/tiedotteet/2006/T2338.pdf>>.
- Mustasaari. (2014). *Koivulahti -Uudet tontit*. [Verkojulkaisu][viitattu 9.6.2014] Saatavana Internetistä: <<http://www.mustasaari.fi/fi/document.aspx?docID=1524>>.
- Mustasaari. (2012). *Kunnan osa-alueiden kuvaus*. [Verkojulkaisu][viitattu 9.6.2014.] Saatavana Internetistä: <[http://www.mustasaari.fi/medialibrary/data/Kommundelsbeskrivning\\_Kunnan\\_osa-alueiden\\_kuvaus-%7Bjwcrm-ixocy-buf41%7D.pdf](http://www.mustasaari.fi/medialibrary/data/Kommundelsbeskrivning_Kunnan_osa-alueiden_kuvaus-%7Bjwcrm-ixocy-buf41%7D.pdf)>.
- Nykänen, K. (2009). *Vaasan Sähköverkko Oy:n keskijänniteverkon nykytilan määrittäminen sekä kehittämissuunnitelma käyttövarmuuden näkökulmasta*. Diplomityö. Sähkötekniikka. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 134 s.
- Nylund, M. (2014), käyttöinsinööri. Haastattelu, Vaasan Sähköverkko Oy:n konttori 18.6.2014.
- Partanen, J. & J. Lassila. (2013). *Jakeluverkkojen kehittämistoimenpiteitä: Alue- ja keskijänniteverkkojen pitkän aikavälin kehittäminen*. Luentokalvot. [Verkojulkaisu] Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2013 [viitattu 17.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0500/luennot>>.

- Partanen, J., P. Verho, S. Honkapuro, J. Lassila, T. Kaipia, P. Järventausta, J. Strandén & A. Mäkinen. (2010). *Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja Tavoitetasot*. Tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto. 61 s.
- Partanen, J., J. Lassila, T. Kaipia, M. Matikainen, P. Järventausta, P. Verho, A. Mäkinen, K. Kivikko, J. Pylvänäinen & V-P. Nurmi. (2006). *Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asettavien Toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset*. Tilaus-tutkimusraportti. Lappeenrannan teknillinen yliopisto & Tampereen teknillinen yliopisto. 138 s.
- Pell, J. (2009). Implications of global climate change for the U.S. national power grid. Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE. 1-3.
- Salo, A. (2014a). *Opastusta diplomityöhön*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari, Juha Rintamäki (Cc) ja Karl-Gustav Kolam (Cc). Lähetetty 4.2.2014 kello 13:27.
- Salo, A. (2014b). *Keskeytys- ja kunnossapitokustannusten laskenta*. Vaasan Sähköverkko Oy. Luottamuksellinen.
- Salo, A. (2014c). *Kuormitusennuste Laihia*. Vaasan Sähköverkko Oy. Luottamuksellinen.
- Salo, A. (2014d). *Sähkönjakeluverkon strateginen suunnittelu*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari. Lähetetty 9.4.2014 kello 11:56.
- Salo, A. (2014e). *Suunnitteluprosessi*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari. Lähetetty 15.4.2014. kello 10:08

- Salo, A. (2014f). *Koivulahden sähköasema*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari ja Karl-Gustav Kolam (Cc). Lähetetty 28.4.2014 kello 14:31.
- Salo, A. (2014g). *Keskeisiä tunnuslukuja*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari ja Göran Heino. Lähetetty 5.5.2014 kello 8:11.
- Salo, A. (2014h). *Johtimen taloudellinen mitoittaminen*. Vaasan Sähköverkko Oy. Luottamuksellinen.
- Salo, A. (2013). *Prosessi: Yleissuunnittelu, nykytila-analyysi*. Prosessikuvaus. Vaasan Sähköverkko Oy. Luottamuksellinen.
- Salo, A. (2012). *Verkostostrategia 2030*. Vaasan Sähköverkko Oy. 166 s. Luottamuksellinen.
- SFS-EN 50160 (2000). *Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet*. Suomen standardisoimisliitto SFS ry.
- SLY-Palvelu Oy. (1993.) *Jakelumuuntamotyöt, Sähköasematyöt*. 3. painos. Painorauma Oy. 202 s. ISBN 951-860-249-2.
- Suhonen, V. (2001). *20 kV verkon kauko-ohjatun erotinaseman tekniikka*. Seminaarityö. Energiatekniikan osasto: Lappeenrannan teknillinen yliopisto. 9 s.
- Suomen Sähkö- ja teleurakoitsijaliitto ry (2000). *Sähköasennukset 2*. Helsinki: Painokurki Oy. 413 s. ISBN 952-9756-69-0.
- Sähkömarkkinalaki 1.9.2013 / 588.
- Södergran, P. (2014), kunnossapitopäällikkö. Vaasa. Haastattelu, Vaasan Sähköverkko Oy:n konttori 28.1.2014.

Tilastokeskus (2014a). Kuntien avainluvut, Laihia. [Verkkajulkaisu] [viitattu 2.4.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://tilastokeskus.fi/tup/kunnat/kuntatiedot/399.html>>.

Tilastokeskus (2014b). Kuntien avainluvut, Maalahti. [Verkkajulkaisu] [viitattu 2.4.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://tilastokeskus.fi/tup/kunnat/kuntatiedot/475.html>>.

Toivonen, N. (2014). *Petolahden asemakaavat*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Marja Lotta Vessari. Lähetetty 31.1.2014 kello 10:21.

Vaasan Sähkö. (2014). *Vuosikertomus 2013*. [Verkkajulkaisu] Vaasa: Vaasan Sähkö Oy, 2014 [viitattu 19.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.vaasansahko.fi/FI/PublishingImages/Lists/Ajankohtaista/AllItems/Vuosikertomus%202013.pdf>>.

Vaasan Sähköverkko Oy. (2014). *Keskeytyshistoria 2005–2013*. Luottamuksellinen.

Vaasan Sähköverkko Oy. (2013). *Yritystietoja*. [Verkkajulkaisu] Vaasa: Vaasan Sähköverkko Oy, 2014 [viitattu 24.1.2014]. Saatavana Internetistä: <[http://www.vaasansahkoverkko.fi/template\\_verkkopage2.asp?sua=5&lang=1&s=55](http://www.vaasansahkoverkko.fi/template_verkkopage2.asp?sua=5&lang=1&s=55)>.

Ylä-Tuuhonen, M. (2013). *Maakaapelointi nostamassa sähkön siirtohintaa kymmeniä prosentteja*. Helsingin Sanomat. [Verkkajulkaisu] [viitattu 24.6.2014]. Saatavana Internetistä: <<http://www.hs.fi/talous/a1379664130915>>.

## LIITTEET

Liite Energiaviraston sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat 2014. (Energiavirasto 2014d.)

| <b>Muuntamot</b>                   | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|------------------------------------|---------|-----------------------|
| 1-pylväsmuuntamo                   | kpl     | 5 040                 |
| 2-pylväsmuuntamo                   | kpl     | 6 700                 |
| 4-pylväsmuuntamo                   | kpl     | 7 710                 |
| Kewyt puistomuuntamo               | kpl     | 9 170                 |
| Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava   | kpl     | 24 540                |
| Puistomuuntamo, sisältä hoidettava | kpl     | 33 990                |
| Kiinteistömuuntamo                 | kpl     | 53 590                |
| Erikoismuuntamo                    | kpl     | 81 140                |
| Kaapeloitu erotinasema             | kpl     | 25 420                |
| 1 kV suojalaitteet                 | kpl     | 2 040                 |

| <b>Muuntamot</b>                   | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|------------------------------------|---------|-----------------------|
| 1-pylväsmuuntamo                   | kpl     | 5 040                 |
| 2-pylväsmuuntamo                   | kpl     | 6 700                 |
| 4-pylväsmuuntamo                   | kpl     | 7 710                 |
| Kewyt puistomuuntamo               | kpl     | 9 170                 |
| Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava   | kpl     | 24 540                |
| Puistomuuntamo, sisältä hoidettava | kpl     | 33 990                |
| Kiinteistömuuntamo                 | kpl     | 53 590                |
| Erikoismuuntamo                    | kpl     | 81 140                |
| Kaapeloitu erotinasema             | kpl     | 25 420                |
| 1 kV suojalaitteet                 | kpl     | 2 040                 |

| <b>20 kV ilmajohdot</b>               | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|---------------------------------------|---------|-----------------------|
| Sparrow tai pienempi                  | km      | 20 760                |
| Raven                                 | km      | 24 610                |
| Pigeon                                | km      | 26 570                |
| AI 132 tai suurempi                   | km      | 29 930                |
| Yleiskaapeli 70 tai pienempi          | km      | 46 170                |
| Yleiskaapeli 95 tai suurempi          | km      | 48 910                |
| Päällystetty avojohto 35 - 70         | km      | 30 020                |
| Päällystetty avojohto 95 tai suurempi | km      | 32 160                |
| Muut                                  | km      | 20 760                |

| <b>0,4 kV ilmajohdot</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|--------------------------|---------|-----------------------|
| AMKA 16 - 25             | km      | 15 480                |
| AMKA 35 - 50             | km      | 16 710                |
| AMKA 70                  | km      | 19 480                |
| AMKA 120                 | km      | 22 740                |
| Muut                     | km      | 15 480                |

| <b>20 kV erottimet ja katkaisijat</b>   | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|---|---------|-----------------------|
| Johtoerotin, 1-vaiheinen huoltoerotin   | kpl     | 320                   |
| Johtoerotin, kevyt                      | kpl     | 3 530                 |
| Johtoerotin, katkaisukammioin           | kpl     | 5 170                 |
| Kauko-ohjattu erotinasema, 1 erotin     | kpl     | 14 020                |
| Kauko-ohjattu erotinasema, 2 erotinta   | kpl     | 26 100                |
| Kauko-ohjattu erotinasema, 3-4 erotinta | kpl     | 37 050                |
| Pylväskatkaisija, kauko-ohjattava       | kpl     | 17 170                |
| 20 kV katkaisija-asema                  | kpl     | 81 140                |
| 20/20 kV säätöasema                     | kpl     | 205 550               |

| <b>20 kV maakaapelit (asennus)</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|------------------------------------|---------|-----------------------|
| Enintään 70 maakaapeli             | km      | 24 520                |
| 95 - 120 maakaapeli                | km      | 32 290                |
| 150 - 185 maakaapeli               | km      | 37 940                |
| 240 - 300 maakaapeli               | km      | 45 390                |
| 400 - 500 maakaapeli               | km      | 84 920                |
| 630 - 800 maakaapeli               | km      | 151 030               |
| Enintään 70 vesistökaapeli         | km      | 41 040                |
| 95 - 120 vesistökaapeli            | km      | 43 000                |
| 150 - 185 vesistökaapeli           | km      | 46 730                |
| Kojeistopääte                      | kpl     | 1 260                 |
| Pylväspääte                        | kpl     | 2 370                 |
| Jatko                              | kpl     | 2 010                 |

| <b>0,4 kV maakaapelit (asennus)</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|-------------------------------------|---------|-----------------------|
| Enintään 25 maakaapeli              | km      | 7 840                 |
| 35 - 50 maakaapeli                  | km      | 8 970                 |
| 70 maakaapeli                       | km      | 11 720                |
| 95 - 120 maakaapeli                 | km      | 12 890                |
| 150 - 185 maakaapeli                | km      | 19 850                |
| 240 - 300 maakaapeli                | km      | 24 390                |
| Enintään 35 vesistökaapeli          | km      | 11 720                |
| 50 - 70 vesistökaapeli              | km      | 14 300                |
| 95 - 120 vesistökaapeli             | km      | 21 480                |
| Vähintään 150 vesistökaapeli        | km      | 22 910                |

| <b>0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa/km |
|---|---------|--------------------------|
| Helppo                                  | km      | 10 120                   |
| Normaali                                | km      | 23 110                   |
| Vaikea                                  | km      | 66 000                   |
| Erittäin vaikea                         | km      | 128 240                  |

| <b>Jakokaapit ja jonovarokeytkimet</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|--|---------|-----------------------|
| Haarotuskaappi                         | kpl     | 660                   |
| Kaapelijakokaappi, enintään 400 A      | kpl     | 1 390                 |
| Kaapelijakokaappi, vähintään 630 A     | kpl     | 1 770                 |
| Jonovarokeytkin, enintään 160 A        | kpl     | 300                   |
| Jonovarokeytkin, 250 – 400 A           | kpl     | 440                   |
| Jonovarokeytkin, 630 A                 | kpl     | 660                   |

| <b>45, 110 ja 400 kV johdot sekä erotinasemat</b>                  | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|--|---------|-----------------------|
| 45 kV puupylväsjohto   | km      | 45 440                |
| 110 kV kevytrakenteinen puupylväsjohto                             | km      | 100 610               |
| 110 kV puupylväsjohto, yksi virtapiiri, yksi osajohdin             | km      | 133 930               |
| 110 kV putkipylväsjohto, yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta        | km      | 158 930               |
| 110 kV teräsristikkopylväsjohto, yksi virtapiiri                   | km      | 228 280               |
| 110 kV teräsristikkopylväsjohto, kaksi virtapiiriä                 | km      | 291 020               |
| 110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 800 mm <sup>2</sup> tai alle | km      | 454 370               |
| 110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 800 mm <sup>2</sup> tai alle   | km      | 530 110               |
| 110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 1000 mm <sup>2</sup> tai yli | km      | 751 890               |
| 110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 1000 mm <sup>2</sup> tai yli   | km      | 887 120               |
| 400 kV teräspylväsjohto, harustettu                                | km      | 195 820               |
| 400 kV teräspylväsjohto, vapaasti seisova                          | km      | 346 200               |
| 45 kV erotinasema (1 erotin)                                       | kpl     | 20 560                |
| 110 kV johtoerotin   | kpl     | 24 880                |
| 110 kV kaukokäyttöinen johtoerotin                                 | kpl     | 36 780                |
| 110 kV johtoaluekorvaus  | km      | 22 720                |
| 400 kV johtoaluekorvaus  | km      | 31 370                |

| <b>45 kV sähköasemarakenteet</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|----------------------------------|---------|-----------------------|
| 45/20 kV sähköasema              | kpl     | 400 290               |
| 45 kV kentät 110 kV asemilla     | kpl     | 214 200               |
| + lisäkentät                     | kpl     | 192 570               |

| <b>Verkkotietojärjestelmä</b>    | Yksikkö   | Yksikköhinta<br>euroa |
|----------------------------------|-----------|-----------------------|
| Verkkotietojärjestelmä, perusosa | kpl       | 119 010               |
| + asiakasmäärään perustuva osa   | asiakasta | 6,5                   |

| <b>Asiakastietojärjestelmä</b>    | Yksikkö   | Yksikköhinta<br>euroa |
|-----------------------------------|-----------|-----------------------|
| Asiakastietojärjestelmä, perusosa | kpl       | 74 640                |
| + asiakasmäärään perustuva osa    | asiakasta | 9,4                   |

| <b>Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä</b>    | Yksikkö   | Yksikköhinta<br>euroa |
|--|-----------|-----------------------|
| Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä, perusosa | kpl       | 136 310               |
| + käyttöpaikkamäärään perustuva osa                | asiakasta | 6,5                   |

| <b>Käytönvalvontajärjestelmä</b>    | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|-------------------------------------|---------|-----------------------|
| Käytönvalvontajärjestelmä, perusosa | kpl     | 297 510               |
| + sähköasemakohtainen lisäosa       | kpl     | 9 740                 |
| + erotinasemakohtainen lisäosa      | kpl     | 2 170                 |

| <b>Käytöntukijärjestelmä</b>                          | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|---|---------|-----------------------|
| Käytöntukijärjestelmä, perusosa                       | kpl     | 21 640                |
| + liitettyjen järjestelmien määrään perustuva lisäosa | kpl     | 21 640                |
| + sähköasemakohtainen lisäosa                         | kpl     | 1 080                 |
| + erotinasemakohtainen lisäosa                        | kpl     | 540                   |

| <b>Käytönvalvontajärjestelmän viestiverkot</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|--|---------|-----------------------|
| Viestiverkot, perusosa                         | kpl     | 88 720                |
| + sähköasemakohtainen lisäosa                  | kpl     | 5 410                 |
| + kaapelimuuntamokohtainen lisäosa             | kpl     | 760                   |

| <b>Energiamittauslaitteet</b>        | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|--------------------------------------|---------|-----------------------|
| Paikallisesti luettavat mittarit     | kpl     | 160                   |
| Etäluettavat mittarit (63 A ja alle) | kpl     | 210                   |
| Etäluettavat mittarit (yli 63 A)     | kpl     | 760                   |

| <b>Sähköasematontit</b>     | Yksikkö        | Yksikköhinta<br>euroa/m <sup>2</sup> |
|-----------------------------|----------------|--------------------------------------|
| Suurkaupunkien kaava-alueet | m <sup>2</sup> | 70,4                                 |
| Muut kaava-alueet           | m <sup>2</sup> | 2,7                                  |
| Kaavoittamaton alue         | m <sup>2</sup> | 1,3                                  |

| <b>Sähköasemarakennukset</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|------------------------------|---------|-----------------------|
| Suurkaupunkien kaava-alueet  | kpl     | 854 660               |
| Muut kaava-alueet            | kpl     | 243 420               |
| Kaavoittamaton alue          | kpl     | 86 550                |

| <b>Sähköasemat,<br/>110 kV päämuuntajat</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|---|---------|-----------------------|
| 6 MVA                                       | kpl     | 266 140               |
| 10 MVA                                      | kpl     | 300 750               |
| 16 MVA                                      | kpl     | 346 200               |
| 20 MVA                                      | kpl     | 389 470               |
| 25 MVA                                      | kpl     | 432 750               |
| 31,5 MVA                                    | kpl     | 504 150               |
| 40 MVA                                      | kpl     | 567 970               |
| 50 MVA                                      | kpl     | 646 950               |
| 63 MVA                                      | kpl     | 768 110               |
| 80 MVA                                      | kpl     | 876 300               |
| 100 MVA                                     | kpl     | 973 670               |
| 220/110 kV muuntaja                         | kpl     | 1 211 680             |

| <b>Sähköasemat,<br/>110 kV kevyt sähköasema</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|---|---------|-----------------------|
| 110 kV kevyt sähköasema                         | kpl     | 394 880               |

| <b>Sähköasemat 110 kV kentät,<br/>ilmaeristeinen sähköasema</b> | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|---|---------|-----------------------|
| Muuntajaperustus ja liittynät ilmaeristeisellä asemalla         | kpl     | 57 340                |
| Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä                     | kpl     | 387 310               |
| + 1-kisko lisäkenttä  | kpl     | 246 660               |
| Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä                     | kpl     | 469 520               |
| + 2-kisko lisäkenttä  | kpl     | 328 890               |
| Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, peruskenttä                     | kpl     | 547 420               |
| + 3-kisko lisäkenttä  | kpl     | 387 310               |
| Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (ilmaeristeinen)            | kpl     | 67 080                |
| + lisäkenttä  | kpl     | 19 040                |

| <b>Sähköasemat,<br/>20 kV kojeistot</b>              | Yksikkö | Yksikköhinta<br>euroa |
|--|---------|-----------------------|
| Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä          | kpl     | 21 420                |
| + 1-kisko lisäkenttä                                 | kpl     | 13 960                |
| Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä          | kpl     | 32 780                |
| + 2-kisko lisäkenttä                                 | kpl     | 21 960                |
| Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä         | kpl     | 49 760                |
| + 2-kisko lisäkenttä                                 | kpl     | 30 070                |
| Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (asemakohtainen) | kpl     | 21 420                |
| + lisäkenttä   | kpl     | 6 380                 |

| <b>Muut verkkokomponentit</b>                           | <b>Yksikkö</b> | <b>Yksikköhinta<br/>euroa</b> |
|---|----------------|-------------------------------|
| Kondensaattori 2,4 Mvar                                 | kpl            | 38 730                        |
| Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A                      | kpl            | 135 240                       |
| Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A maadoitusmuuntajalla | kpl            | 148 210                       |
| Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A                      | kpl            | 157 950                       |
| Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A maadoitusmuuntajalla | kpl            | 176 350                       |
| Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A                      | kpl            | 164 440                       |
| Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A maadoitusmuuntajalla | kpl            | 192 570                       |
| Kuristin, alle 50 MVA                                   | kpl            | 51 930                        |
| Kuristin, yli 50 MVA                                    | kpl            | 70 320                        |
| Varavoimageneraattori, 50-110 kVA                       | kpl            | 31 370                        |
| Varavoimageneraattori, 250-350 kVA                      | kpl            | 62 750                        |
| Varavoimageneraattori, 700-1000 kVA                     | kpl            | 205 550                       |