

Panu Happonen

VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄN AVULLA TEHTÄVÄN SÄHKÖVERKON ARVON MÄÄRITTÄMISEN KEHITTÄMI- NEN SÄHKÖVERKKOYHTIÖSSÄ

Diplomityö
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
Professori Pertti Järventausta
Dipl.ins Kimmo Lummi
Marraskuu 2020

TIIVISTELMÄ

Panu Happonen: Verkkotietojärjestelmän avulla tehtävän sähköverkon arvon määrittämisen kehittäminen sähköverkkoyhtiössä
Diplomityö
Tampereen yliopisto
Sähkötekniikan DI-tutkinto-ohjelma
Marraskuu 2020

Suomen sähköverkkotoiminnan kehitystä ohjaa merkittävästi tällä hetkellä vuonna 2013 laaditun sähkömarkkinalain asteittain voimaantulevat tiukentuneet toimitusvarmuusvaatimukset. Tiukentuneet vaatimukset ovat ajaneet sähköverkkoyhtiöitä kehittämään oman verkkonsa vikakestoisuutta maakaapeloimalla ja siirtämällä ilmajohtoja teiden viereen, sekä pienentämään asiakkaille jakelukeskeytyksistä aiheutuvaa haittaa tehokkaammalla, enenevässä määrin kaukokäyttöisellä vianrajauksella. Verkon kehittäminen aiheuttaa sähköverkkoon suuria investointeja, jotka katetaan sähkön loppukäyttäjiltä perittävillä verkkopalvelumaksuilla. Koska sähköverkkoyhtiöt toimivat luonnollisessa monopoliasemassa, täytyy heidän toiminnastaan saatavaa tuottoa valvoa.

Verkkoyhtiöiden toiminnalle lasketaan kohtuullinen tuotto, jota valvotaan neljän vuoden mittaisissa valvontajaksossa. Kohtuullisen tuoton muodostumiseen liittyy olennaisesti verkonhaltijoiden sähköverkon arvo. Tässä diplomityössä käsitellään sähköverkon arvon laskentaa ja siihen käytettävää Trimble Solutions Oy:n NAM-laskentatyökalua (Network asset management), tarkastellaan verkon arvon vaikutusta sähköverkkoyhtiön kohtuullisen tuoton muodostumiseen sekä tutkitaan verkonrakennusprojektin verkon arvon ja rakennuskustannusten tunnuslukuja. Sähköverkon arvo lasketaan ja verkon komponenttitietoja selvitetään Keuruun Sähkö Oy:lle työn yhteydessä käyttöön otettavalla Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmäpohjaisella laskentatyökalulla. Lisäksi diplomityön yhteydessä pilotoidaan Trimblen NIM-laskennan (Network investment management) sovellusta, jolla tarkastellaan verkonrakennusprojektin tunnuslukuja.

Työn aihetta pohjustetaan tarkastelemalla Suomen sähköverkkoliiketoiminnan valvonnan historiaa, sähköverkon rakennetta, käytössä olevia valvontamenetelmiä sekä kohtuullisen tuoton muodostumista. Tämän jälkeen esitellään laskennassa käytettävä verkkotietojärjestelmä, Trimble NIS, alustetaan verkon arvon laskenta ja toteutetaan se. Yksittäisen verkonrakennusprojektin tunnusluvut lasketaan työn yhteydessä pilotoitavalla NIM-laskentatyökalulla.

Laskentojen tulosten perusteella todettiin niiden onnistuneen: verkon arvo saatiin laskettua verkkotietojärjestelmään dokumentoiduille komponenteille, yksittäisen projektin tunnusluvut saatiin selville, sekä työn yhteydessä tunnistettiin jatkokehitysideoita verkkotietojärjestelmän käytön optimointiin ja automatisointiin liittyen. NAM-laskentatyökalu saatiin käyttöön otettua, ja NIM-pilotti saavutti sille asetetut tavoitteet. NIM-työkalun käyttöönottoa tuotantokäyttöön pohditaan verkkoyhtiössä jatkossa.

Avainsanat: Kohtuullinen tuotto, jälleenhankinta-arvo, NAM, NIM, nykykäyttöarvo, verkkotietojärjestelmä, valvontamenetelmät

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

ABSTRACT

Panu Happonen: Development of determining electrical network value using network information system in distribution network company

Master's thesis

Tampere University

Electrical Engineering

November 2020

The development of Finnish electrical distribution business today is heavily guided by tightened distribution reliability requirements of the electrical market legislation composed in 2013, which are gradually coming in effect. These reliability requirements have led distribution system operators (DSO) to improve their networks fault tolerance by constructing new parts of the grid with underground cables and moving overhead lines near the roads. Also, more and more remote-controlled disconnectors are used in the network, for faster fault isolation and decreasing the harm experienced by the customers. Development of the electrical network calls for large investments, which are funded by the customers of the DSO. Because the DSOs have a natural monopoly position, the business must be regulated, e.g., by determining revenue caps.

For the operation of the DSOs, a reasonable return is calculated, which limits how much revenue DSOs are allowed to gather during the four-year regulatory period. The distribution network value has an essential effect on the revenue cap. This thesis work covers the network value calculation with NAM-calculation-tool (Network asset management), the effect of the network value on the revenue cap's development and a study of a network construction projects network value and construction characteristics. The value of the distribution network is calculated and network component information are examined with a network information system -based (NIS) calculation tool, which is introduced in Keuruun Sähkö Ltd. within this thesis work. In addition, a pilot of Trimble Solutions Ltd. NIMcalculation-tool (Network investment management) is also done within this thesis work.

The theme of this thesis work is set up by examining history of the Finnish distribution business regulation, structure of the distribution grid, regulation methods that are in use, and development of the revenue cap. After this, the network information system, Trimble NIS, used in this thesis work is introduced, and the network value calculation is initialized and executed. Characteristics of an individual network construction project are calculated with NIMcalculation-tool.

The results of this work were considered to be successful: the value of the distribution network and the characteristics of the network construction project were successfully calculated based on the documented components. Also, within the work, some possible improvements of network information system usage optimization and automatization were recognized. NAMcalculation-tool's initialization to the DSO was successful, and the NIMcalculation-pilot achieved its objectives and the initialization for everyday use is being considered within the company.

Keywords: NAM, network information system, NIM, reasonable return, regulation model, value of electrical network

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Keuruun Sähkö Oy:ssä ja työ valmistui Tampereen yliopiston Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunnan sähkötekniikan yksikössä vuonna 2020. Työn aihe oli erittäin mielenkiintoinen, erityisesti vuoden 2020 aikana sähköverkon siirtohintojen ja kohtuullisen tuoton synnyttäneen keskustelun seurauksena. Keskustelun aikaansaannoksena Energiavirasto muuttanee valvontamallinsa komponentteja osittain, mutta valvontamallissa tehtävät muutokset kyetään huomiomaan työssä kehitetyissä menetelmissä suhteellisen helposti.

Haluan kiittää Keuruun Sähkö Oy:n Sari Kolua ja muita kollegoitani tärkeästä avusta ja tuesta työn tekemisessä. Lisäksi haluan kiittää työn tarkastajina toimineita professori Pertti Järventaus-
taa ja diplomi-insinööri Kimmo Lummia korvaamattomasta ohjaustyöskentelystä diplomityöpro-
sessin aikana, erityisesti poikkeusolojen aiheuttamien järjestelyjen puitteissa. Suuri kiitos myös
Trimble Solutions Oy:n Tommi Leskiselle avusta verkkotietojärjestelmään liittyvissä asioissa.

Lopuksi haluan kiittää puolisoani Sara Luostarista henkisestä tuesta niin diplomityön teossa kuin
koko opiskeluaikani ja parannusehdotuksista työhön liittyen. Kiitos myös perheelleni ja ystäväilleni,
joiden ansiosta tähän pisteeseen on päästy.

Keuruulla 17.11.2020

Panu Happonen

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
1.1 Työn tausta	1
1.2 Työn tavoitteet	3
1.3 Työn rakenne	4
1.4 Keuruun Sähkö Oy	4
2. SÄHKÖNJAKELUJÄRJESTELMÄN RAKENNE	6
2.1 Jakelujärjestelmät Suomessa	6
2.2 Suurjännitteinen jakeluverkko	7
2.3 Keskijänniteverkko	8
2.3.1 Keskijänniteverkon rakenne	9
2.3.2 Keskijänniteverkon komponentit	10
2.4 Pienjänniteverkko	17
2.4.1 Pienjänniteverkon rakenne	17
2.4.2 Pienjänniteverkon komponentit	19
3. SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA	21
3.1 Sähkömarkkinalaki	21
3.2 Viranomaisvalvonta	23
3.2.1 Valvontamenetelmät	23
3.2.2 Valvontajaksot	24
3.3 Kohtuullisen tuoton muodostuminen	24
3.3.1 Verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu omaisuus	25
3.3.2 Verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma	29
3.3.3 Kohtuullinen tuottoaste	30
3.3.4 Kohtuullisen tuoton laskenta	34
3.4 Menetelmät muissa Euroopan maissa	34
3.4.1 Ruotsi	34
3.4.2 Saksa	37
3.4.3 Espanja	39
4. VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄ VERKON ARVON MÄÄRITTÄMISESSÄ	42
4.1 Trimble NIS	42
4.1.1 Käyttöliittymä	43
4.1.2 Cost Editor -sovellus	43
4.1.3 NAMCalculation-sovellus	44
4.2 Verkon komponentit	44
4.2.1 Määriteltävät alalajit	44
4.2.2 Hinnasto	46
5. SÄHKÖVERKON ARVON LASKEMINEN JA LASKENNAN TULOSTEN ESITTELY	
47	
5.1 Laskennan toteuttaminen	47
5.1.1 Dokumentoinnin ajantasaisuus	47
5.1.2 Hinnaston luominen ja lajien ristiviittaus	48
5.1.3 Laskennan asetteluiden määrittäminen	48

5.2	NAM-laskennan tulosten esittely	48
6.	NIMCALCULATION PILOTTI	53
6.1	Työkalun käyttö.....	53
6.2	Suunniteltava uusi verkonosa	57
6.3	NIM-laskennan tulosten esittely	58
7.	TYÖN TULOSTEN ARVIOINTI JA JATKOKEHITYS.....	59
7.1	NAM-laskennan tulosten analysointi	59
7.1.1	Yksikköhintojen herkkyystarkasteluesimerkki.....	60
7.2	NIM-pilotin tulosten analysointi.....	60
7.3	Diplomityössä toteutetun laskennan jatkokehitys	61
8.	YHTEENVETO.....	63
	LÄHTEET	65

KUVALUETTELO

<i>Kuva 1: Keuruun Sähkö Oy:n jakeluverkko</i>	5
<i>Kuva 2: Sähkönjakelujärjestelmän rakenne (Suvela, 2017)</i>	6
<i>Kuva 3: Keskijännitteisen ilmajohtoverkon 2-pylväsmuuntamo</i>	11
<i>Kuva 4: Keskijännitteisen maakaapeliverkon puistomuuntamo</i>	12
<i>Kuva 5: Kaukokäytettävä viiden erottimen erotinasema</i>	14
<i>Kuva 6: Puistomuuntamotyyppinen keskijänniteverkon erotinasema</i>	15
<i>Kuva 7: Keskijänniteverkon pylväspäätte</i>	17
<i>Kuva 8: Pienjännitteinen AMKA-johdin (Prysmian Group, 2018)</i>	19
<i>Kuva 9: Pienjännitteisen maakaapeliverkon jakokaappi</i>	20
<i>Kuva 10: Valvontajaksojen 2016 - 2019 ja 2020 - 2023 valvontamenetelmät (Energiavirasto, 2018)</i>	24
<i>Kuva 11: Ruotsin sallitun tuoton laskenta (muokattu lähteestä Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016)</i>	35
<i>Kuva 12: Pääomakustannusten muutos ajan funktiona (muokattu lähteestä Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016)</i>	36
<i>Kuva 13: Sallitun tuoton muodostuminen Saksassa (Matschoss et al., 2019)</i>	38
<i>Kuva 14: Trimble NIS käyttöliittymä</i>	43
<i>Kuva 15: Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen suhteet komponenttiryhmittäin</i>	49
<i>Kuva 16: Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon rakenne</i>	50
<i>Kuva 17: Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmän verkostorakentamisen tasot</i>	54
<i>Kuva 18: Komponenttien lisääminen suunnitelmaan</i>	54
<i>Kuva 19: Verkon arvo ja määrälaskennan tulokset</i>	55
<i>Kuva 20: Suunnitelman tunnusluvut</i>	56
<i>Kuva 21: Projektin tunnusluvut</i>	56
<i>Kuva 22: Suunniteltava uusi verkonosa</i>	57

LYHENTEET JA MERKINNÄT

CAP	Capital Asset Pricing
JHA	jälleenhankinta-arvo
kj	keskijännite
NAM	Network asset management, verkko-omaisuuden hallinta
NIM	Network investment management, verkon investointien hallinta
NIS	network information system, verkkotietojärjestelmä
NKA	nykykäyttöarvo
PAS	päällystetty avosähköjohto
pj	pienjännite
sj	suurjännite
WACC	Weighted Average Cost of Capital, pääoman painotettu keskikustannus

1. JOHDANTO

Sähköverkkotoiminnassa eletään muun energia-alan tavoin murroksen kynnyksellä. Liiketoiminnan käännekohtana voidaan pitää 2011 vuoden Tapani-myrskyä, joka aiheutti suuria tuhoja ja pitkiä sähkökatkoja ympäri Suomea. Tämän seurauksena sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi asetettiin sähkömarkkinalakiin asteittain tiukentuvat sähkön toimitusvarmuuden vaatimukset. Paremman toimitusvarmuuden saavuttamiseksi sähköverkonhaltijat investoivat merkittävästi verkon uudistamiseen maakaape-loimalla, siirtämällä ilmajohtoverkkoja helpommin korjattavaan paikkaan ja rakentamalla kaukokäytettäviä sähköverkon kytkinlaitteita, vähentääkseen vikoja ja niiden vaikutuksia sekä lyhentääkseen vika-aikoja.

Tiukentuneet toimitusvarmuussäädökset edellyttävät sähköverkkoyhtiöiltä suuria investointeja, joihin varoja kerätään sähköverkon käyttäjiltä eli asiakkailta. Koska sähköverkkoimijat ovat alueellisesti luonnollisessa monopoliasemassa, täytyy viranomaisen valvoa yhtiöiden toiminnastaan saatavaa tuottoa ja pyrkiä valvonnallaan pitämään sähkön siirron hintatasoa kohtuullisena. Verkonhaltijoiden on kohtuullista korvausta vastaan myytävä sähkön siirtopalveluita niitä tarvitseville sähköverkkonsa siirtokyvyn rajoissa.

Verkkoyhtiön sähköverkon arvo liittyy olennaisesti valvojan viranomaisen soveltamaan laskentamallin kautta määritetyn kohtuullisen tuoton laskentaan. Sähköverkko-omaisuus on osa verkkotoimintaan sitoutunutta omaisuutta, josta Energiaviraston valvontamene- telmien avulla määritetään verkonhaltijan toiminnalle kohtuullinen tuotto. Verkon kompo- nenttien määrä-, ikä- ja purkutiedot sekä investoinnit ilmoitetaan vuosittain Energiaviras- tolle.

1.1 Työn tausta

Vuonna 2020 kaikkia sähköverkonhaltijoita valvotaan systemaattisesti ja osittain etukä- teisesti. Näin ei kuitenkaan ollut vielä vuosituhannen alussa, jolloin valvonta oli täysin jälkikäteistä ja tapauskohtaista. Tästä syystä hallitus laati esityksen eduskunnalle säh- kömarkkinalain ja markkinaoikeuslain muuttamisesta vuonna 2004. (Hallituksen esitys, 2004)

Perusteena lakimuutoksille oli hallituksen mukaan voimassa olleen verkkotoiminnan valvontajärjestelmän puutteet uuden sähkön sisämarkkinadirektiivin vaatimusten täyttämässä. Direktiivi edellytti osittain etukäteistä toimivaltaa ja kykyä määrätä verkonhaltijaa muuttamaan ehtojaan, tariffejaan ja muita palvelun edellytyksiä. Energiainvirostolla ei kuitenkaan ollut näihin toimiin toimivaltaa. (Hallituksen esitys, 2004)

Artiklan 5 kohta edellytti, että ”*valvontaviranomaisen tulee antaa ratkaisu siirto- tai jakeluverkonhaltijaa koskevaan valitukseen kahden kuukauden kuluessa valituksen vastaanottamisesta*”. Valvontaviranomaisen lisätietojen hankkimista varten tätä määräaikaä voi tiin pidentää kahdella kuukaudella. Kuitenkaan ratkaisujen pohjaksi asetettavia tietoja, kuten tilinpäätöstietoja, ei ollut käytännössä saatavissa näin lyhyessä ajassa, eli jälkikäteisellä valvontamallilla ei pystytty täyttämään tätä käsittelyaikaä vaatimusta. Direktiivin asettaman käsittelyaikaä vaatimuksen täyttävä jälkikäteinen valvonta olisi tullut erittäin kal liiksi. (Hallituksen esitys, 2004)

Jälkikäteisen valvonnan epäkohtana asiakkaiden näkökulmasta nähtiin pitkät käsittelyajat, sekä mahdollisuus säännöstenvastaisen menettelyn jatkamiseen vielä pitkään Energiainvirostoston päätöksen jälkeen. Säännösten vastaisesti perittyjen maksujen palautus oli myös tehotonta, koska useissa tapauksissa verkonhaltijat eivät suostuneet palauttamaan liikaa perittyjä maksuja takaisin asiakkailleen. Valvonnan kohteena olleiden verkonhaltijoiden kannalta ongelmaksi nähtiin jälkikäteisen valvontamallin vaikea ennakoitavuus ja riittävän pitkäaikaisen valvontajakson puuttuminen. Tämän seurauksena verkonhaltijoiden investointien suunnittelu, sekä hyväksyttävänä pidettävien hintojen ja palveluehtojen määrittäminen oli vaikeaa. Tämän seurauksena osa verkonhaltijoista peri hyväksyttävän tason ylittäviä maksuja, kun taas joukko verkonhaltijoita hinnoitteli varmuuden vuoksi palvelunsa hyväksyttävänä pidettävän tason alapuolelle. (Hallituksen esitys, 2004)

Kohtuullisen tuoton laskennassa on hyödynnetty WACC-mallia (Weighted Average Cost of Capital) vuodesta 1999 lähtien, joka esitellään tarkemmin luvussa 3. Valvontajakson 2005–2007 otettiin ensimmäistä kertaa käyttöön systemaattinen, kaikki verkonhaltijat kattava ja osittain etukäteinen valvonta. (Hallituksen esitys, 2004) Peruseriaatteena sähkönjakeluverkonhaltijoiden hinnoittelulle on sen vastaaminen toiminnan kustannuksiin, ja että hinnoittelun tulisi turvata riittävä tulorahoitus ja vakavaraisuus. Tulot saavat kattaa verkon ylläpidon, käytön ja rakentamisen kohtuulliset kustannukset, sekä antaa sitoutuneelle pääomalle kohtuulliseksi katsottavan tuoton. (Energiainvirosto, 2018)

Tällä hetkellä käytössä oleva sähköverkkotoiminnan kohtuullisen tuoton määrittelyn pohja perustuu vuonna 2004 esitetyn Energiamarkkinaviraston laatiman *Sähköjakeluverkko toiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005–2007* -dokumenttiin (Energiamarkkinavirasto, 2004). Suuntaviivat määriteltiin perustuen vuoden 1995 sähkömarkkinalakiin, 1994 hallituksen esitykseen sähkömarkkinalaiksi ja lain nojalla annettuihin säädöksiin. Laadittujen suuntaviivojen seurauksena sähköjakeluverkkoyhtiöt joutuivat ensimmäistä kertaa ilmoittamaan verkon komponenttiedot Energiamarkkinavirastolle, joista laskettiin verkonhaltijan hallussa olevalle sähköverkolle jälleenhankinta- (JHA) ja nykykäyttöarvo (NKA) käyttäen hintatietoina komponenttiryhmäkohtaisia verkostokomponenttien yksikköhintoja. (Energiamarkkinavirasto, 2004)

Vuodesta 2005 lähtien verkonhaltijoiden on ollut pakollista ilmoittaa vuosittain oman verkkonsa komponenttiedot Energiamarkkinavirastolle (myöhemmin Energiavirasto). Sähköverkon komponenteille, joiden ikä ei ollut tiedossa, määritettiin käyttöönottovuosi puoleen väliin kyseisen komponentin pitoaikaa. Tästä eteenpäin osassa verkkoyhtiöistä, kuten tämän diplomityön teettämällä Keuruun Sähkö Oy:llä, on komponenttiedot ja niiden avulla laskettu sähköverkon arvo määritetty edellisen vuoden tietojen, vuoden aikana käyttöönotettujen ja käytöstä poistettujen komponenttien avulla, käyttäen esimerkiksi taulukkolaskentaohjelmia.

1.2 Työn tavoitteet

Sähkön jakeluverkko toiminnan valvontamallin kohtuullisen tuoton määrään vaikuttaa sähköverkonhaltijoiden ilmoittamien komponentti- ja ikätietojen perusteella laskettava sähköverkon nykykäyttöarvo. Tämän diplomityön tavoitteena on kehittää Keuruun Sähkö Oy:n sähköverkon arvon määrittämiseen sekä arvon muutoksen ja rakentamiskustannusten ennakoimiseen käytettäviä menetelmiä. Tällä hetkellä käytössä olevat menetelmät vaativat huomattavan paljon ihmisen tekemään työtä ja useiden eri ohjelmistojen käyttöä. Näiden ongelmakohtien ratkaisemiseksi työssä käyttöönotetaan Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmä pohjainen NAM-laskentatyökalu (Network asset management), jolla voidaan laskea verkon arvo ilman erillisiä ohjelmistoja sekä tulostaa valvovan viranomaisen vaatimat verkon komponenttiedot. Verkon arvon muutoksen ja verkon rakentamiskustannusten ennakoimisen mahdollistamiseksi työssä pilotoidaan Trimble Solutions Oy:n NIM-laskennan (Network investment management) sovellusta, joka mahdollistaa verkostosuunnittelun yhteydessä tarkastella uuden verkonosan verkon arvon ja rakentamiskustannusten tunnuslukuja.

1.3 Työn rakenne

Tämä diplomityö voidaan jakaa kuuteen eri osaan: johdantoon, teoriaosaan, sähköverkon arvon laskemiseen, NIM-laskennan pilottiin, työn tulosten arviointiin ja yhteenvetoon. Työn teoriaosassa, luvut 2 ja 3, käsitellään sähkönjakelujärjestelmän rakennetta, sekä sähköverkkoliiketoiminnan valvontaa, kohtuullista tuottoa ja muissa Euroopan maissa käytettäviä valvontamenetelmiä.

Sähköverkon arvon laskemista käsittelevissä luvuissa, luvut 4 ja 5, kerrotaan käytettävästä verkkotietojärjestelmästä, alustetaan laskenta ja käsitellään sen tuloksia. Luku 6 käsittelee NIM-laskennan pilottia, jossa esitellään laskentatyökalu ja suoritetaan sillä laskenta uudelle verkonosalle. Lopuksi suoritetaan työn tulosten arviointi (luku 7) ja yhteenveto työn sisällöstä.

1.4 Keuruun Sähkö Oy

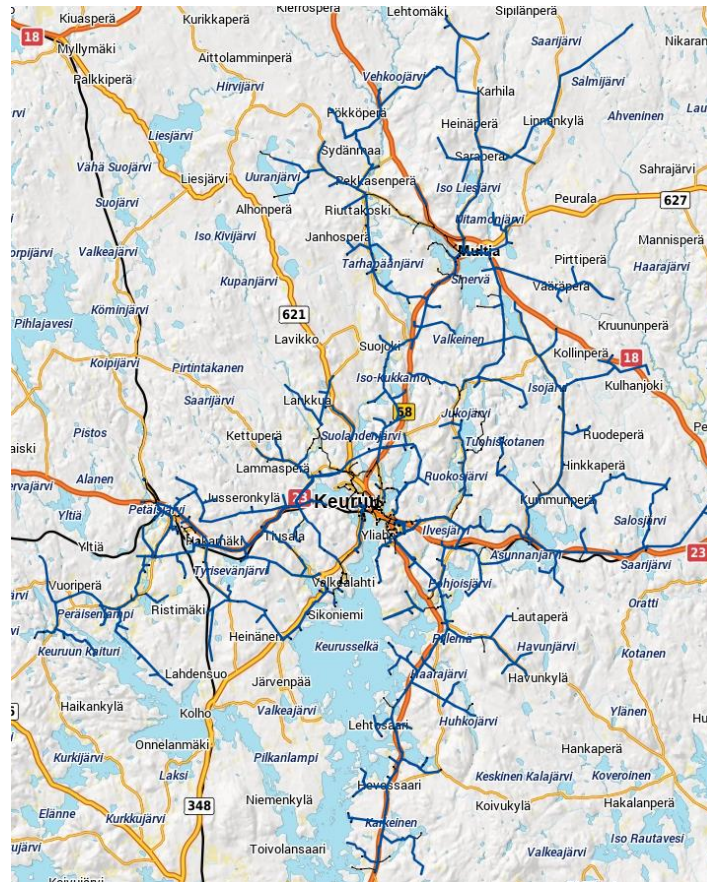
Keuruun Sähkö Oy on vuonna 1915 perustettu sähköverkkoyhtiö, joka toimii emoyhtiönä Keuruun Energia -konsernissa. Konserniin kuuluvat Keuruun Sähkö Oy:n omistuksessa 100 %:sti olevat sähköä ja kaukolämpöä tuottava Keuruun Lämpövoima Oy, sekä teollisuuden kunnossapito- ja automaatiotoita tekevä Radiki Oy. Keuruun sähkö Oy:n verkkoalue levittyy Keuruun, Multian, Petäjäveden, Saarijärven, Jämsän ja Mänttä-Vilppulan kuntiin, ja sähköä jaetaan yli yhdeksälle tuhannelle käyttöpäikalle.

Keuruun Sähkö Oy:n verkko toimii neljällä eri jännitetasolla: 110 kV siirtojännitteellä, 20 kV ja 1 kV jakelujännitteellä, ja 400 V pienjännitteellä. Verkon syöttö muodostuu viidestä päämuuntajasta Yliahon, Keuruun ja Haapamäen sähköasemilla, joiden yhteenlaskettu näennäisteho on 62 MVA. Yliahon ja Keuruun sähköasemat ovat kaksikiskoisia, ja molemmissa on kaksi päämuuntajaa, mikä mahdollistaa toisen muuntajan vioittuessa verkon normaalin käytön toisen muuntajan avulla. Haapamäen kevytsähköasema toimii yhdellä päämuuntajalla ja se on yhteiskäytössä Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n kanssa.

Taulukkoon 1 on koottu jakeluverkon tunnuslukuja ja kuvassa 1 nähdään Keuruun Sähkö Oy:n keskijänniteverkko (kj). Taulukossa lyhenne pj ilmaisee pienjännitettä. Kuvasta huomataan, että suurin osa keskijänniteverkosta sijaitsee haja-asutusalueella, mikä selittää taulukon suhteellisen pienen keskijänniteverkon kaapelointiasteen. Suurin osa kaapeloidusta verkosta sijaitsee Keuruun ja Multian keskustoissa. Pääosin uudisrakennus- ja saneerauskohteet ovat kaapelointikohteita, mutta uutta ilmajohtoverkkoakin rakennetaan kohteisiin, johon kaapelointi ei sovellu teknistaloudellisessa mielessä.

Taulukko 1: Keuruun Sähkö Oy:n jakeluverkon tunnusluvut

Komponentti	Määrä
Jakelumuntamo (kpl)	594
Keskijänniteverkko (km)	670
Kj-kaapelointiaste (%)	17
Pienjänniteverkko (km)	900
Pj-kaapelointiaste (%)	41

**Kuva 1: Keuruun Sähkö Oy:n jakeluverkko**

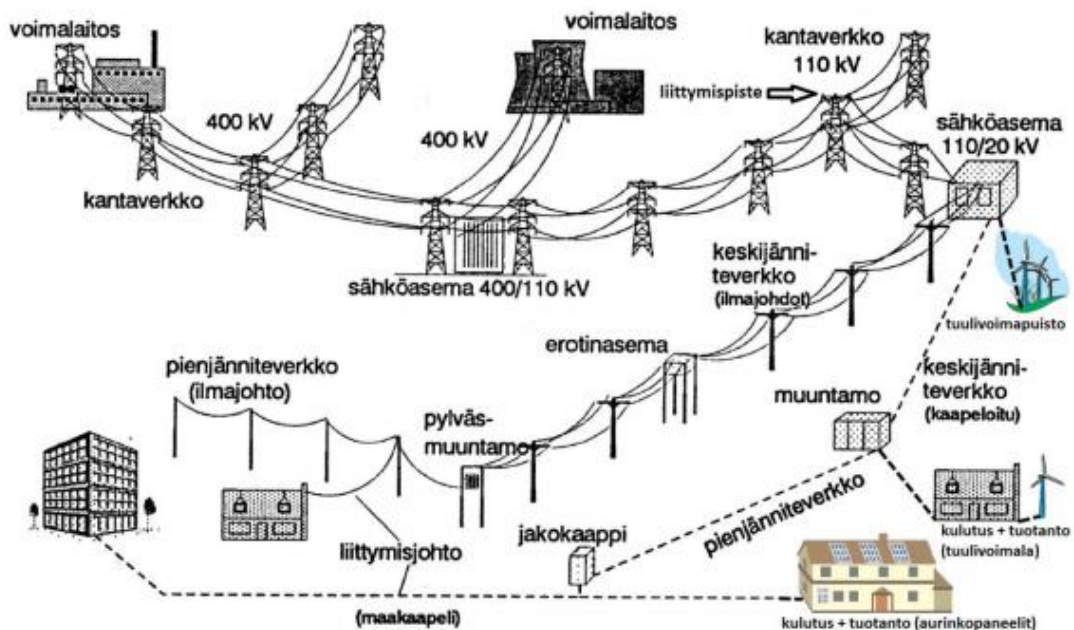
Keuruun Sähkö Oy:n sähköasemat ovat liitettyinä Sähkö-Virkeät Oy:n omistamaan 110 kV suurjännitteiseen jakeluverkkoon. Sähkö-Virkeät Oy on Keuruun Sähkö Oy:n ja Koillis-Satakunnan Sähkö Oy:n yhteisomistuksessa oleva suurjännitteisen jakeluverkon yhtiö, jolla on 110 kV siirtoverkkoa yhteensä noin 190 kilometriä. Siirtoverkko kulkee välillä Alajärvi – Ähtäri – Virrat – Keuruu – Petäjävesi. Edellä mainittu suurjännitteinen jakeluverkko yhdistyy Alajärven ja Petäjäveden sähköasemilta Fingrid Oy:n kantaverkkoon.

2. SÄHKÖNJAKELUJÄRJESTELMÄN RAKENNE

Tässä luvussa käsitellään tyypillistä sähköjakelujärjestelmän rakennetta Suomessa ja siihen liittyneitä komponentteja. Erityisesti keskitytään keski- ja pienjänniteverkon rakenteeseen ja komponentteihin. Suomessa toimii 89 sähköjakeluyhtiötä ja suurjännitteisen jakeluverkon yhtiötä, joilla on osittain hyvin erilaisia ratkaisuja sähköverkon rakentamisessa (Energiavirasto, 2019). Tässä diplomityössä keskitytään työn aiheen kannalta merkityksellisiin verkon osiin ja komponentteihin, joita Keuruun Sähkö Oy:n verkossa käytetään. Luvussa esiteltävien verkon komponenttien ja niiden ikätietojen avulla laskeaan verkon nykykäyttöarvo luvussa 5, ja siitä edelleen jakeluverkkotoiminnan valvontamallin mukainen kohtuullinen tuotto.

2.1 Jakelujärjestelmät Suomessa

Sähköjakelujärjestelmän tehtävänä on siirtää kantaverkosta tuleva tai jakeluverkkoon liitettyjen voimaloiden tuottama sähkö sen loppukäyttäjälle. Jakelujärjestelmän osia ovat alueverkot (110 kV ja 45 kV), sähköasemat (110/20 kV ja 45/20 kV), keskijänniteverkot (20 kV), jakelumuuntamot (20/0,4 kV) sekä pienjänniteverkko (0,4 kV). Pienitehoisia ja vika-alttiita keskijänniteverkon haaroja on myös alettu korvaamaan 1 kV pienjännitejakelujärjestelmillä. (Lakervi, Partanen, 2009) Kuva 2 havainnollistaa Suomen sähköjakelujärjestelmää ja kantaverkkoa.



Kuva 2: Sähköjakelujärjestelmän rakenne (Suvela, 2017)

Suomessa sähköjakeluverkon rakentamisessa on käytetty sekä ilmajohtoverkkoja että maakaapeliverkkoja. Vuonna 2013 voimaan tullen sähkömarkkinalain myötä jakeluverkon toimintavarmuudelle asetettiin tiukempia vaatimuksia (Finlex, 2013b):

”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 kestävää sähköjakelun keskeytystä;

3) jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksena ei aiheuta muulla kuin 2 kohdassa tarkoitetulla alueella verkon käyttäjälle yli 36 tuntia kestävää sähköjakelun keskeytystä.

Jakeluverkonhaltija voi määrittää käyttöpaikkaan sovellettavan tavoitetason 1 momentin 3 kohdasta poiketen paikallisten olosuhteiden mukaisesti, jos:

1) käyttöpaikka sijaitsee saarella, johon ei ole siltaa tai vastaavaa muuta kiinteää yhteyttä taikka säännöllisesti liikennöitävää maantielauttayhteyttä; tai

2) käyttöpaikan vuotuinen sähkönkulutus on ollut kolmen edellisen kalenterivuoden aikana enintään 2 500 kilowattituntia ja 1 momentin 3 kohdan vaatimuksen täyttämisen edellyttämien investointien kustannukset olisivat käyttöpaikan osalta poikkeuksellisen suuret sen muista käyttöpaikoista etäisen sijainnin vuoksi.”

Vaatimukset tulivat/tulevat asteittain käyttöön siten, että niiden on täytyttävä 31. päivänä joulukuuta 2019 vähintään 50 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien, ja viimeistään 31. päivänä joulukuuta 2023 vähintään 75 prosentilla jakeluverkon kaikista käyttäjistä vapaa-ajan asunnot pois lukien. Kokonaisuudessaan vaatimusten tulee täytyä vuoden 2028 loppuun mennessä, jos Energiavirasto ei ole myöntänyt kyseiselle jakeluverkonhaltijalle lisäaikaa. (Finlex, 2013)

Uudistetussa sähkömarkkinalaissa asetettujen tiukentuneiden toimitusvarmuusvaatimusten seurauksena jakeluverkkoyhtiöt investoivat paljon säävarmaan sähköverkkoon. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että ilmajohtoverkkoja maakaapeloidaan säälle alttiilla johto-osuuksilla. (Pelkonen, 2019)

2.2 Suurjännitteinen jakeluverkko

Suurjännitteisellä jakeluverkolla tarkoitetaan suurjänniteverkkoja, jotka eivät kuulu Fingridin Oy:n omistamaan kantaverkkoon. Suurjännitteisessä jakeluverkossa käytetään pääsääntöisesti 110 kV jännitettä, joka on käytössä myös kantaverkossa, ja paikoin on

käytössä myös 45 kV verkkoja. Suurjännitteinen jakeluverkko on yleensä säteittäinen, mutta se voi olla myös silmukoitu. Jakeluverkkoyhtiöiden 110 kV johdoista lähes kaikki ovat avojohtoja. Kaapeleita on käytössä merkittävästi ainoastaan kaupunkien sisäisissä 110 kV verkoissa. (Bastman, 2011) Suurjännitteisen jakeluverkon avulla siirretään sähköä kantaverkosta keskijännitteiseen jakeluverkkoon, eli 110/20 kV- tai 45/20 kV-sähköasemille.

Energiaviraston *Verkkokomponentit, yksikköhinnat ja pitoaikavälit* -jaottelun (Energiavirasto, 2018) mukaisesti suurjännitteisen jakeluverkon komponentit on jaettu ilmajohtoverkon ja maakaapeliverkon komponentteihin, sekä sähköasemiin ja niiden komponentteihin. Tässä työssä näitä kaikkia komponenttiryhmiä ei käydä läpi, koska Keuruun Sähkö Oy:llä ei esimerkiksi ole ollenkaan 110 kV ilmajohto- tai maakaapeliverkkoa.

Suurjännite muutetaan keskijännitteeksi sähköasemilla sijaitsevilla 110/20 kV- ja 45/20 kV-muuntajilla, josta sähkö siirretään kytkinkenttien kautta jakeluverkkoon. Sähköasemien muuntajia kutsutaan verkon päämuuntajiksi, ja ne jaotellaan alalajeihin näennäistehonsa mukaan. Kytinkenttiä on sekä ilma että kaasueristeisiä, ja niiden komponenttijaotteluun kuuluvat kytkinkenttien muuntajaperustus ja -liittymä, ja kiskokojeistot kiskojen määrän ja kiskon tyyppin mukaan jaoteltuna. Kiskon tyyppillä tarkoitetaan sitä, onko kojeistossa lähtö- tai syöttökenttiä. Keuruun Sähkö Oy:n verkossa on käytössä vain ilmaeristeisiä kytkinkenttiä.

Päämuuntajien ja kytkinkenttien lisäksi Keuruun Sähkö Oy:n suurjänniteverkon jaottelun mukaisesti komponentteihin kuuluvat sähköasematontit ja sähköasemarakennukset. Tontit ovat jaoteltu sijaintinsa mukaan haja-asutusalueen, asemakaava-alueen ja poikkeuksellisten suurkaupungin keskusta-alueiden sähköasematontteihin. Sähköasemat on jaettu viiteen eri tyyppiin: kevyt sähköasema, haja-asutusalueen sähköasema, taajamasähköasema, kaupunkisähköasema ja suuri kaupunkisähköasema tai luola-asema (Energiavirasto, 2015).

2.3 Keskijänniteverkko

Suomessa keskijänniteverkon jännitteenä käytetään tyypillisesti 20 kV, mutta jossain kaupungeissa on myös käytössä 10 kV jännitetaso (Lakervi, Partanen, 2009). Kuvan 2 mukaisesti keskijänniteverkko kiinnittyy suurjännitteiseen jakeluverkkoon tai kantaverkkoon 110/20 kV tai 45/20 kV sähköaseman kautta.

2.3.1 Keskijänniteverkon rakenne

Keskijännitteistä jakeluverkkoa rakennetaan maakaapeleilla tai ilmajohtoverkkona, jolloin käytetään avojohtoja tai päällystettyjä avojohtoja (PAS-johto). Keskijänniteverkon syöttöpisteenä toimivat sähköasemat, joihin tyypillisesti kiinnittyy useampi johtolähtö. Johtolähtöjen suojauksena käytetään useimmiten katkaisijoita.

Keskijänniteverkkoa käytetään yleensä säteittäisenä, vaikka se on monin osin rakennettu silmukoiduksi käyttövarmuuden parantamiseksi. Silmukoidussa verkossa sähköllä on useampi kulkutie, joten sähköverkon vikaantuessa sähköä pystytään syöttämään varayhteyksien kautta vioittuneelle verkonosalle. (Lakervi, Holmes, 1995) Haja-asutusalueiden sähköverkonosat on rakennettu pääosin säteittäisinä käyttäen ilmajohtoja, ja taajamien verkot silmukoituna maakaapeleilla (Lakervi, Partanen, 2009). Kuitenkin parhaillaan verkkoyhtiöt kaapeloivat myös haja-asutusalueita parantaakseen sähköverkon käyttövarmuutta (Pelkonen, 2019).

Ilmajohtoverkko

Keskijännitteinen ilmajohtoverkko koostuu erityyppisten avo- tai PAS-johtojen toisiinsa liittämistä pylväsmuuntamoista, yksittäisistä linjaerottimista ja erotinasemista. Verkko koostuu runkolinjasta ja siihen kiinnittyneistä haarajohtimista. Useimmiten pylväsmuuntamoita on sijoitettu runkolinjan varteen ja haarajohtimien päähän. Ilmajohtoverkko on pilkottu sopivan kokoihin erotusalueisiin käyttämällä yksittäisiä linjaerottimia tai erotinasemia verkon vikojen aiheuttamien haittojen minimoimiseksi. Runkolinjassa silmukoitua verkon rakennetta käytetään kriittisen sähköntarpeen kohteissa (sairaalat yms.) ja kohteissa, joissa se on teknistaloudellisesti kannattavaa.

Suurin osa haja-asutusalueiden johtokaduista ja sähköjohdoista sijaitsee metsässä. Tämä johtuu siitä, että aikaisemmin verkotorakentamisessa pyrittiin investointien materiaalikustannusten minimoointiin, ja tämän seurauksena johdot rakennettiin usein suora- viivaisesti metsien halki johtopituuden minimoimiseksi. Nykyisin uudet ilmajohtot rakennetaan teiden viereen helpomman kunnossapidon ja korjaustoimenpiteiden tekemisen takia. (Lakervi, Partanen, 2009)

Maakaapeliverkko

Keskijännitteinen maakaapeliverkko koostuu erityyppisten maakaapeleiden toisiinsa liittämistä puistomuuntamoista, kiinteistömuuntamoista, erotinasemakopeista ja haaroituskaapeista. Yleisesti erottimet on sijoitettu puistomuuntamoiden yhteyteen. Taajamissa verkko on tyypillisesti rakennettu useasta kohtaa silmukoiduksi ja erottimia on sijoitettu lähes jokaiselle muuntamolle. Haja-asutusalueiden kaapeloinneissa on osaltaan käytetty

muuntamoita, joissa ei ole erottimia, ja silmukoita on harvemmassa. Tyypillisesti maakaapeliverkko haarautuu muuntamoilta, mutta joissain tapauksissa käytetään keskijännitteisiä haaroituskaappeja ja puistomuuntamotyyppisiä erotinasemia. Maakaapelit on sijoitettu yleensä teiden viereen.

Sekaverkko

Vaikka joissain tapauksissa keskijännitelähdöt voivat olla puhtaasti vain toista verkkotyyppiä (taajamien maakaapeliverkko), on kuitenkin yleistä käyttää verkon rakenteena edellisten yhdistelmää, sekaverkkoa. Harvaan asutuilla alueilla keskitytäänkin teknistaloudellisen näkökulman kautta valitsemaanärkevin verkkotyyppi: johto-osat, jotka ovat tilastollisesti vikaherkkiä kannattaa maakaapeloida, siirtää tien viereen tai käyttää PAS-johdinta, ja vähemmän vikaherkät johto-osuudet pitää avojohtona.

Osaan yksittäisistä linjaerottimista ja erotinasemista on rakennettu kaukokäyttöominaisuus, jonka avulla erottimien tilaa voidaan seurata ja erottimia ohjata keskitetysti verkkoyhtiön käyttökeskuksesta. (Lakervi, Partanen, 2009) Kaukokäyttölaitteistojen sijoituskohteet ovat yleensä sopivan välimatkan välein runkoverkossa, fyysisesti etäällä verkostoasentajien sijainnista tai yhtiön varastopaikasta. Näin keskeytyksen vaikutukset saadaan rajattua pienemmälle alueelle nopeammin, hyödyntäen kaukokäyttöistä vianrajausta.

Sähköasemilla sijaitsevien katkaisijoiden lisäksi käytetään myös verkkokatkaisijoita ilmajohtoverkon vikojen rajaukseen. Verkkokatkaisijat sijoitetaan tyypillisesti vikaherkän ilmajohtonsuuntaan haaralle tai rungonosalle. Katkaisija voi fyysisesti sijaita pylväässä tai puistomuuntamolla ilmajohto- ja maakaapeliverkon rajalla.

2.3.2 Keskijänniteverkon komponentit

Sähkön siirtäminen sähköasemilta keskijänniteverkkoa pitkin vaatii useiden komponenttien käyttämistä. Komponentit muodostavat verkkokokonaisuuden, jolle sähköverkon arvo lasketaan. Ne voidaan jakaa omiin lajeihinsa ja tyyppeihinsä eri tavoin, mutta tässä työssä jako tehdään Energiaviraston jaottelun mukaisesti. (Energiavirasto, 2018)

Jakelumuuntamot

Jakelumuuntamolla tarkoitetaan laitteistoa, jolla jakeluverkon 20 kV keskijännite muunnetaan 400 V pienjännitteeksi sähkön loppukäyttäjää varten. Jakelumuuntamoita on Suomessa noin 130 000 kappaletta. (STUK, 2020)

Kuten edellä on käynyt ilmi, on ilma- ja maakaapeliverkossa erityyppisiä muuntamoita. Ilmajohdoverkon muuntamot ovat pylväsmuuntamoita ja ne jaotellaan pylväiden määrään mukaisesti 1-, 2- ja 4-pylväsmuuntamoihin. Kuvassa 3 on esitetty 2-pylväsmuuntamo.

Maakaapeliverkossa käytettävien muuntamoiden jaottelu omiin tyypeihinsä on hieman monimutkaisempi kuin pylväsmuuntamoilla: jaottelussa on otettu huomioon muuntamoiden sähköiset ominaisuudet, erottimien lukumäärä ja fyysiset ominaispiirteet. Muuntamot on jaoteltu seuraavasti:

- kevyet puistomuuntamot (muuntamot sisältävät vain 0–1 kappaletta kj-erotinkenoja)
- ulkohoidettavat puistomuuntamot, joiden pienjännitekeskuksen nimellisvirta on maksimissaan 630 A
- ulkohoidettavat puistomuuntamot, joiden pienjännitekeskuksen nimellisvirta on yli 630 A
- sisältä hoidettavat puistomuuntamot; kiinteistömuuntamot ja kaksoismuuntamot.

Kuvassa 4 nähdään ulkohoidettava puistomuuntamo alle 630 A nimellisvirralla.

Kiinteistömuuntamot käsittävät muuntamot, jotka on rakennettu valmiiseen huonetilaan. Tällaisia muuntamoita käytetään tyypillisesti tiiviisti rakennetuissa taajamissa, joissa ei ole tilaa puistomuuntamoille. Tällöin muuntamo sijoitetaan rakennuksen kellariin tai ensimmäiseen kerrokseen. (STUK, 2020)



Kuva 3: Keskijännitteisen ilmajohdoverkon 2-pylväsmuuntamo



Kuva 4: Keskijännitteisen maakaapeliverkon puistomuuntamo

Kaksoismuuntamolla tarkoitetaan muuntamorakennetta, johon on sisällytetty kaksi muuntajaa. Muuntamot voivat olla tyypiltään puistomuuntamoita tai kiinteistömuuntamoita.

Jakeluverkon muuntajat

Jakelumuuntajalla tarkoitetaan laitetta, joka muuntaa tavallisesti jännitetason keskijännitteestä pienjännitteeksi. Samoja muuntajakoneita voidaan käyttää kaikissa edellä mainituissa muuntamotyypeissä, joten tavalliset muuntajat on jaoteltu vain muuntajan nimelisteihin mukaan.

Tavallisten muuntajakoneiden lisäksi on käytössä myös erikoismuuntajia ja jännitteensäätökomponentteja. Erikoismuuntajiin kuuluvat kolmikäämimuuntajat (20/1/0,4 kV), 20/10 kV-, 45/20 kV- ja 20/20 kV-muuntajat, ja jännitteensäätökomponentteihin jännitteensäätöasemat ja pienjänniteverkon jännitteenkorottajat.

Ilmajohdot

Keskijänniteverkossa ilmajohdoina käytetään eri paksuisia avo- ja PAS-johtoja, sekä riipukierrekaapeleita (yleiskaapeli), ja suurin osa on rakennettu käyttäen avojohtoja. Johdon poikkipinta-alan valinta on teknistaloudellinen prosessi, jossa valintaan vaikuttavat johdon sähköisten ominaisuuksien lisäksi rakennuskustannukset, johtimella siirrettävän tehon määrä sekä johdon terminen kuormitettavuus.

Päällystetyn avosähköjohdon pinnalla on ohut kerros eristystä, minkä ansiosta johtimien hetkellinen toisiinsa koskeminen ei aiheuta läpilyöntiä, eikä myöskään linjalle kaatunut puu vaadi akuuttia poistoa. Eristysrakenne myös mahdollistaa pienemmän johtimien välisten välisen etäisyyden, sekä kapeammat johtokadut. Johtorakenteen käyttövarmuus on avojohtoa parempi, koska johtimiin lentäneet linnut tai tippuneet oksat eivät aiheuta vikaa. Investointikustannuksiltaan PAS-johdot ovat vastaavaa avojohtoa noin 30 % kalliimpia. (Lakervi, Partanen, 2009)

Maakaapelit

Kuten ilmajohtoilla, myös maakaapeleilla lajittelu eri tyypeihin on tehty johdinpinta-alojen mukaan. Kuitenkin vesistökaapelit on erotettu omiksi tyypeikseen erilaisen asennusympäristön ja erilaisten asennusmenetelmien seurauksena. Maakaapelien suositeltava asennussyvyys on vähintään 0,7 metriä. Jos kuitenkin tähän syvyyteen ei päästä paikallisten olosuhteiden seurauksena, tulee kaapelit suojata kaapeliputkin tai -kouruin. Turvallisuus- ja kemikaaliviraston (Tukes) mukaan ilmajohtojen maakaapeloinnissa on kuitenkin esiintynyt huomattava määrä vakavia puutteita, nimenomaisesti kaapelien asennussyvydessä. (Tukes, 2018) Puutteet kaapelien asennuksissa johtuu Tukesin mukaan verkon rakentamisesta vastaavien osapuolten riittämättömästä omavalvonnasta, ja verkonhaltijoiden kiireellä saada verkko täyttämään 2013 voimaan tulleen sähkömarkkina-lain vaatimukset (Pelkonen, 2019)(Tukes, 2018) .

Erottimet ja erotinasemat

Keskijänniteverkoissa käytetään paljon kaukokäyttöominaisuuden omaavia kytkinlaitteita, joilla on merkittävä rooli sähköverkon vikojen rajaamisessa ja huoltotöiden turvallisessa toteuttamisessa. Suurin osa keskijänniteverkon sisältämistä kytkinlaitteista on erottimia. (Lakervi, Partanen, 2009) Erottimien avulla saadaan sähköissä oleva verkko turvallisesti erotettua viallisesta tai huollettavasti verkonosasta, mikä mahdollistaa turvallisen työskentelyn erotetulla verkonosalla. (Elovaara, Haarla, 2011)

Keskijänniteilmajohtoverkkojen linjaerottimet ja erotinasemat on lajiteltu verkon arvon laskennassa käsikäyttöisiin ja kaukokäyttöisiin erottimiin. Käsikäyttöiset erottimet jaetaan kolmeen eri tyyppiin: 1-vaiheisesti erotettavissa olevat 3-vaiheiset huoltoerottimet, katkaisupiiskoin varustetut erottimet ja katkaisukammioin varustetut erottimet. Kauko-ohjattavien erotinasemien erottimista ei eritellä erikseen onko ne varustettu piiskoin tai kammioin. Kuvassa 5 nähdään kauko-ohjattava erotinasema, jossa on viisi erotinta.



Kuva 5: Kaukokäytettävä viiden erottimen erotinasema

Katkaisupiiskoin varustetuilla kuormanerotimilla on katkaisupiiskoiksi kutsutut apukoskettimet pääkoskettimien lisäksi. Katkaisupiiskat avautuvat pääkoskettimien avauduttua muutaman millisekunnin kuluessa ja ne avataan pääkoskettimien avautuessa virittyvällä jousella. Apukoskettimien avautuminen tapahtuu nopeasti ja sen takia voidaan tällaisella erottimella katkaista huomattavasti apukoskettimettomia erottimia suurempia virtoja. Tyypillisen katkaisupiiskoilla varustetun erottimen virrankatkaisukyky on noin 15–25 A. Mikäli erotin varustetaan lisäksi sammutuskammioilla, joissa apukoskettimien avautuessa syntyvä valokaari katkaistaan, voi katkaisukyky nousta jopa erottimen mitoitusvirran suuruiseksi. (Elovaara, Haarla, 2011)

Maakaapeliverkon erottimia ei erikseen lajitella verkon arvon laskennassa, vaan ne on huomioitu muuntamotyypissä. Muuntamoilla mahdollisesti oleva kauko-ohjauslaitteisto ja kauko-ohjausta varten tarvittava tietoliikennelaitteisto on jaoteltu omiksi tyypeikseen. Puistomuuntamotyypiset erotinasemat (ei muuntajakonetta) ja muuntamoilla mahdollisesti olevat vikaindikointilaitteistot ovat lajiteltu myös omiksi tyypeikseen. Puistomuuntamotyypinen erotinasema nähdään kuvassa 6.

Katkaisijat

Katkaisijalla tarkoitetaan laitetta, jolla pystytään sähköverkon vian sattuessa erottamaan vika terveestä verkosta automaattisesti. Katkaisija toimii sähköverkon suureita mittaavan



Kuva 6: Puistomuuntamotyypinen keskijänniteverkon erotinasema

releen ohjaamana, mikä normaalista poikkeavassa tilanteessa (releelle asetettu toiminta-arvot) ohjaa katkaisijan auki-asentoon. Kauko-ohjauslaitteiston sisältäviä katkaisijoita voin myös käyttää verkon kytkennän muutoksiin. (Weedy, 2012)

Energiaviraston kategorioinnissa keskijänniteverkon katkaisijat jaetaan ilmajohtoverkon kauko-ohjattuihin pylväskatkaisijoihin, sekä muuntamoille ja katkaisija-asemille (myös ilmajohtoverkon kauko-ohjattaviin erotinasemiin asennetut katkaisijat) asennettuihin katkaisijoihin. Katkaisijoiden yksikköhintaan on sisällytetty myös suojarele ja sen asennus. (Energiavirasto, 2015)

Kojeistot

Kojeistolla tarkoitetaan kokonaisuutta, joka sisältää sähköasemalla tarvittavat kytkentä-, suojaus-, ohjaus- ja valvontalaitteet (Elovaara, Haarla, 2011). Kojeistot voidaan jakaa ilmaeristeisiin ja kaasueristeisiin kojeistoihin, ja ne voivat olla avorakenteisia tai koteloituja. Kaasueristeisissä kojeistoissa tavallisimmin käytetään SF₆ -kaasua, jonka avulla voidaan saavuttaa merkittäviä tilansäästöjä verrattuna ilmaeristeisiin kojeistoihin. (Aura, Tonteri, 1993)

Energiaviraston jaottelussa on huomioitu kojeiston eristyksen lisäksi kojeiston kiskojen määrä sekä kojeiston tyyppi. Tyypillä tässä tapauksessa tarkoitetaan sitä, että onko kojeisto lähtö- tai syöttökenttä.

Kompensointilaitteistot

Keskijänniteverkon kompensointilaitteistoihin kuuluvat verkossa olevat kondensaattorit, rinnakkaiskuristimet, maasulun sammutuslaitteistot ja hajautetun kompensoinnin laitteistot. Loistehon kompensoinnilla pyritään siihen, että laitteiden (esimerkiksi sähkömoottorit) tarvitsema loisteho tuotetaan lähellä niiden kulutusta, mikä pienentää jakeluverkossa siirrettävän loistehon määrää. Tällöin pätötehon siirtokapasiteetti kasvaa ja verkon häviöt samalla kuormituksella pienenevät. (Mäkinen, 2017) (Nousiainen, 2016) Kondensaattorit ja rinnakkaiskuristimet lajitellaan kompensointitehonsa mukaan.

Maasulun sammutuslaitteistolla pienennetään avojohtoverkon tai maakaapeleita sisältävän verkon suuria maasulkuvirtoja kosketusjännitevaatimusten täyttämiseksi. Sammutetussa verkossa maasulkuvirran kapasitiivinen virta kompensoidaan vastakkaisessa kulmassa olevalla induktiivisella virralla. Induktiivinen virta saadaan luotua verkon tähtipisteeseen kytketyllä säädettävällä induktanssilla eli kuristimella. Maasulun sammutuslaitteistot jaotellaan sammutusvirran ja maadoitusmuuntajan sisältymisen mukaan. (Mörsky, 1993)

Hajautetun kompensoinnin laitteistot on jaoteltu omiksi tyypeikseen sammutustehojensa mukaan. Hajautetussa kompensoinnissa sammutuskuristin sijoitetaan johtolähtöjen varsilta ja kompensointina käytetään 5–15 A maadoitusmuuntajia. Hajautetun kompensoinnin yleisin tarkoitus on maadoitusjännitteiden ja sitä myötä maasulkuvirtojen pienentäminen (Lakervi, Partanen, 2009).

Maakaapelitarvikkeet

Keskijänniteverkon maakaapelitarvikkeisiin kuuluvat kaapelipäätteet, kaapelijatkokset, 20 kV haaroituskaapit. Kaapelipäätteet jaetaan vielä kojeisto- ja pylväspäätteisiin.

Kaapelipäätteiden avulla keskijännitekaapelit kytketään ilmajohtoon, sähköasemalle, muuntajaan tai muuhun verkon osaan. Kytkentä tekeminen päätteiden avulla mahdollistaa sen, että koko järjestelmä täyttää kaapelille asetetut jännite-, kuormitettavuus- ja oikosulkukestoisuusvaatimukset. Päätteet ohjaavat sähkökenttää hallitusti kohdassa, jossa kaapelin hohtosuoja ja kosketussuoja päättyvät. (Europacable, 2016) Kuvassa 7 nähdään keskijänniteverkon pylväspäätte.

Kaapelijatkoksilla yhdistetään kaksi kaapelia toisiinsa siten, että jatkoksen jännitekestoisuus, kuormitettavuus ja oikosulkukestoisuus täyttävät kaapelille asetetut vaatimukset. Lisäksi jatkoksien on kestettävä samat rasitukset kuin kaapelinkin. (Europacable, 2016)



Kuva 7: Keskijänniteverkon pylväspäät

Jatkoksilla voidaan yhdistää käyttöönotettavat kaapelit aikaisemmin asennettuihin kaapeleihin tai erityyppiset kaapelit toisiinsa.

Haarotuskaapeilla nimensä mukaisesti haaroitetaan keskijännitemaakaapeliverkkoa. Yleensä keskijänniteverkon haarotus kuitenkin tehdään jakelumuuntamoilla ja haarotuskaapit ovat siis jokseenkin harvinaisia.

2.4 Pienjänniteverkko

Pienjänniteverkon jännitteenä Suomessa käytetään yleensä 0,4 kV, ja keskijänniteverkon tavoin sitä käytetään säteittäisenä. Vikaherkkiä keskijänniteverkon haarajohtoja on alettu korvaamaan myös 1 kV pienjänniteratkaisuilla. Tällaiset ratkaisut parantavat verkon käyttövarmuutta, kun avojohtoverkkoja korvataan käyttövarmuudeltaan paremmilla 1 kV riippukierrekaapeleilla, ja samalla luodaan haaralle oma suojausalueensa. (Lakervi, Partanen, 2009) Pienjänniteverkon syöttöpisteenä toimivat 20/0,4 kV-muuntamot ja muuntamoilta lähtee tyypillisesti useampi pienjännitelähtö.

2.4.1 Pienjänniteverkon rakenne

Pienjänniteverkkoa rakennetaan Suomessa pääosin käyttäen riippukierrekaapeleita (AMKA) ja maakaapeleita. Paikka paikoin on myös käytössä pienjännitteisiä avojohtoja, mutta ne purkautunevat pois verkostosaneerauksien yhteydessä. Pienjännitteisen sähköverkon rakenne on pääosin samanlainen kuin keskijännitteisenkin: taajamissa raken-

netaan yleensä silmukoituja maakaapeliverkkoja ja haja-asutusalueilla säteittäisiä ilmajohtoverkkoja. (Lakervi, Partanen, 2009) Tyypillisesti pienjänniteverkon suojauksena käytetään muuntamon pienjännitekeskusten, pylväiden ja jakokaappien varokkeilla olevia sulakkeita.

Jos halutaan käyttää 1 kV-järjestelmää, muuntamolle asennetaan usein kolmikäämi-muuntaja (luku 2.3.2). Muuntajalta sähkö siirretään 1 kV-jännitetasossa lähemmäksi kulutusta, jonka lähellä se muutetaan toisella muuntamalla 0,4 kV jännitteeksi.

Ilmajohtoverkko

Pienjännite ilmajohtoverkot rakennetaan käyttäen eri paksuisia riippukierrekaapeleita tai avojohtoja. Riippukierrekaapelit ovat käyttövarmuudeltaan huomattavasti avojohtoja varmempia ja pääsääntöisesti kaikki uudet pj-ilmajohdot rakennetaan käyttäen AMKA-kaapelia. Ilmajohtoverkkoja käytetään pääosin haja-asutusalueilla, jossa sähkönkäyttäjien määrä on suhteellisen pieni ja tyypillisesti jakelumuuntamona on 20/0,4 kV-pylväsmuuntamo. Verkon suojauksena toimii pylväsvarokkeiden tai muuntamon pienjännitekeskusten varokkeiden sulakkeet.

Maakaapeliverkko

Pienjänniteisiä maakaapeliverkkoja on kaupunkien taajamissa, mutta säävarman sähköverkon rakentamisen myötä myös haja-asutusalueiden verkkoja on alettu maakaapeloida. Kaapeliverkko kostuu puisto- tai kiinteistömuuntamoilta alkavista pienjännitelähdöistä, jotka kulkevat sähkön loppukäyttäjille. Verkossa muuntamoiden ja loppukäyttäjien välissä on useimmiten jakokaappeja, haaroituskaappeja tai -putkia. Taajamissa verkko on yleensä useasta kohtaa silmukoitu ja sähkö voidaan siirtää myös varayhteyksien kautta toisilta muuntamoilta. Maakaapeliverkot haarautuvat jakokaapeilta, haaroituskaapeilta ja -putkilta, ja verkon suojaus toteutetaan jakokaapelille tai muuntamon pienjännitekeskuksille asennettujen jonovarokkeiden sulakkeiden avulla.

Sekaverkko

Kuten keskijänniteverkossa, myös pienjänniteverkossa usein verkot ovat sekaverkkoja, eli osa vanhoista ilmajohtoverkon osista on maakaapeloitu käyttövarmuuden parantamisen tai ulkopuolisten tekijöiden takia. Ulkopuoliset tekijät voivat olla esimerkiksi ilmajohtoista aiheutuva haitta alueen toimijoille (työkoneet, korkeat kuljetukset) tai uudet rakennukset ilmajohtoverkon reitillä.

2.4.2 Pienjänniteverkon komponentit

Pienjännitejohtimet kulkevat joko ilmateitse riippukierrekaapelina pylväiden ja pylväsva-
rokkeiden, tai maan alla maakaapelina jakokaappien ja haaroitusputkien kautta kulutta-
jalle. Ilmajohdoverkossa on vielä jäljellä myös avojohtoja, ja jossain tapauksissa verkossa
joudutaan käyttämään jännitteenkorottajia.

Pienjänniteverkon mitoituksessa pyritään valitsemaan johto, jonka vertailukelpoiseksi
tehtyjen investointi- ja käyttökustannusten summa on mahdollisimman pieni. Lisäksi on
tarkistettava, että johto täyttää sijoituspaikkansa sille asettamat tekniset vaatimukset.
Tällaisia rajoitustyyppisiä vaatimuksia ovat kuormitettavuus, jännitteenalenema, oikosul-
kukestoisuus ja standardin SFS 600-8-801 vaatimukset syötön automaattisen poiskytt-
kennän avulla toteutettavasta suojauksesta. (Lakervi, Partanen, 2009)

Ilmajohdot

Pienjänniteverkon ilmajohdot jaotellaan johtimen pinta-alan mukaisesti. Energiaviraston
jaottelussa käytetään vain AMKA-tyyppistä ilmajohtoa, mutta avojohdot huomioidaan
sähkönsiirtokapasiteettiaan vastaavan AMKA-johdon kategoriaan.

Maaseudulla ja kaava-alueiden ulkopuolella johdot ovat tavallisimmin AMKA-johtoja.
Niissä eristetyt johtimet on kierretty paljaan nollajohtimen kanssa nipuksi ja nollajohdin
toimii myös kannatusköytenä (kuva 8). (Nousiainen, 2016) Samoja pienjännitejohtoja
voidaan käyttää sekä 400 V että 1000 V järjestelmissä.

Maakaapelit

Kuten ilmajohdoilla, myös maakaapeleilla lajittelu eri tyypeihin on tehty johdinpinta-alo-
jen mukaan. Kuitenkin keskijännitekaapelien tavoin, on pienjännitteiset vesistökaapelit
erotettu omiksi tyypeikseen erilaisen asennusympäristön ja erilaisten asennusmenetel-
mien seurauksena. Pienjännitemaakaapelien asennuksissa sovelletaan samaa suositel-
tua asennussyvyyttä (70 cm) ja suojausmenetelmiä kuin keskijännitekaapeleillekin. Sa-
moja pienjännitekaapeleita voidaan käyttää sekä 400 V että 1000 V järjestelmissä.



Kuva 8: Pienjännitteinen AMKA-johdin (Prysmian Group, 2018)

Jakokaapit ja haaroituskaapit

Jakokaappien (kuva 9) ja haaroituskaappien (myös haaroitusputket) tarkoituksena on haaroittaa pienjänniteverkon lähtöjä. Kaappeihin siis kiinnitetään kaappia syöttävä kaapeli ja siitä lähtevät kaapelit (liittymisjohdot tai runkojohdon haaroitus). Jakokaapin tapauksessa syöttö yleensä kiinnitetään suoraan kiskoon ja lähtevät kaapelit sulakkeet sisältäviin jonovaroikkeisiin. Haaroituskaapeissa ja -putkissa jako tehdään liitinkytkennällä eli niissä ei ole kiskoa.

Jakokaappien ja haaroituskaappien kategoriaan kuuluvat talovarokekotelot, haaroituskaapit, jakokaapit enintään 400 A ja jakokaapit yli 400 A. Lisäksi jakokaappeihin asennettavat jonovarokeytkimet on huomioitu sulakealustan koon mukaisesti: jonovarokkeet enintään 160 A, 250–400 A ja 630 A.



Kuva 9: Pienjännitteisen maakaapeliverkon jakokaappi

3. SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN VALVONTA

Tämä luku käsittelee sähköverkkoliiketoimintaa valvovan viranomaisen valvontamenetelmiä ja valvontajaksoja, liiketoimintaan liittyviä sähkömarkkinalain asetuksia sekä sähköverkkotoiminnan kohtuullista tuottoa. Luvun tarkoituksena on antaa lukijalle selkeä kuva siitä, millä keinoilla sähköverkkotoimintaa säännellään, minkälaisia velvollisuuksia verkonhaltijoilla on, ja mistä osista valvontamenetelmien pohjalta määritettävä kohtuullinen tuotto muodostuu. Jotta lukija ymmärtäisi mitä ja miksi luvuissa 5 ja 6 NAM- ja NIM-laskentatyökalujen avulla lasketaan, on tärkeää ymmärtää mistä komponenteista verkon nykykäyttöarvo ja sen avulla laskettava verkonhaltijan kohtuullinen tuotto muodostuvat.

Tämän lisäksi esitellään muissa Euroopan maissa käytettäviä valvontamalleja ja vertailaan niitä Suomen menetelmiin. Luvun kannalta olennaisia dokumentteja ovat Sähkömarkkinalaki (Finlex, 2013) ja Energiaviraston vahvistamat valvontamenetelmät (Energiavirasto, 2018).

3.1 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinalain tarkoituksena on *”varmistaa edellytykset tehokkaasti, varmasti ja ympäristön kannalta kestävästi toimiville kansallisille ja alueellisille sähkömarkkinoille sekä Euroopan unionin sähkön sisämarkkinoille siten, että hyvä sähkön toimitusvarmuus, kilpailukykyinen sähkön hinta ja kohtuulliset palveluperiaatteet voidaan turvata loppukäyttäjille. Sen saavuttamisen ensisijaisina keinoina ovat terveen ja toimivan taloudellisen kilpailun turvaaminen sähkön tuotannossa ja toimituksessa, sekä kohtuullisten ja tasapuolisten palveluperiaatteiden ylläpitäminen sähköverkkoyhtiöiden toiminnassa.”*(Finlex, 2013)

Luonnollisen monopoliaseman takia sähköverkkoyhtiöiden välille ei synny taloudellista kilpailua, vaan verkonhaltijat keskittyvät omassa toiminnassaan tuottojen keräämiseen sähkömarkkinalain ja Energiaviraston valvontamenetelmien rajoissa, ja tulevien toimitusvarmuusasetusten täyttämiseen verkostoinvestoinneilla. Käytännössä tämä toteutetaan kustannustehokkaalla rakentamisella ja hyvin suunnitelluilla verkkoratkaisuilla, kuten kaukokäyttöisten erottimien järkevillä sijoitteluilla keskeytysten aiheuttamien haittojen minimoimiseksi.

Sähköverkkotoiminta on luvanvaraista toimintaa ja sitä saa harjoittaa Suomessa sijaitsevassa sähköverkossa vain Energiaviraston myöntämällä sähköverkkoluvalla. Luvan saamiseksi hakijan pitää täyttää hakemuksensa mukaiselle sähköverkkotoiminnalle asetetut tekniset, taloudelliset ja organisatoriset vaatimukset. (Finlex, 2013)

Sähkömarkkina-alueissa verkonhaltijalle myös säädetään erilaisia velvollisuuksia, kuten verkon kehittämisvelvollisuus, liittämisen velvollisuus ja siirtovelvollisuus. Näiden velvollisuuksien tarkoituksena on turvata sähkön loppukäyttäjän oikeudet sähköverkkoon liittymiseen ja riittävän hyvänlaatuisen sähkön saantiin kohtuullista korvausta vastaan. (Finlex, 2013).

Verkon kehittämisvelvollisuus asettaa verkonhaltijalle *”vastuun ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkooaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin sähköverkkojen toiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien tarpeiden mukaisesti”* (Finlex, 2013). Energia- ja virasto on laatinut seuraavat vaatimukset sähköverkon suunnittelulle, rakentamiselle ja ylläpidolle (Finlex, 2013):

- ”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.”*

Jakeluverkon kehittämiseen on vahvasti kytköksissä jakeluverkon toiminnan laatuvaatimukset, joissa muun muassa määritetään asemakaava-alueiden ja muiden alueiden sähköverkon vioista aiheutuneiden keskeytysten maksimipituudet. (Finlex, 2013)

Kehittämisvelvollisuudella ja siihen liittyvillä vaatimuksilla, sekä jakeluverkon toiminnan laatuvaatimuksilla on suuri vaikutus verkonhaltijoiden uusien investointien määrään, ja sitä kautta verkon arvon kasvuun. Kuten myöhemmin työssä käy ilmi, on verkon arvon muutoksella vaikutus kohtuullisen tuoton muodostumisessa.

Liittämisen velvollisuus velvoittaa verkonhaltijan liittämään sähköverkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkökäyttöpaikat ja voimalaitokset toiminta-alueellaan kohteita hal-

linnoivan tahon pyynnöstä. Liittymisehtojen ja teknisten vaatimusten tulee olla tasapuolisia ja syrjimättömiä, ja sähköverkon toimintavarmuus ja tehokkuus tulee olla niissä huomioituna. Siirtovelvollisuuden nojalla verkonhaltijan on tarjottava sähkön siirto- ja jakelupalveluja niitä tarvitseville sähköverkkonsa siirtokyvyn rajoissa kohtuullista korvausta vastaan. Sähköverkkoon liittymisessä ja siirtohinnoittelussa käytetään pistehinnoitteluperiaatetta, eli samantyyppiset asiakkaat maksavat palveluista saman verran, ja asiakas saa asianomaiset maksut suorittamalla oikeuden käyttää liittymispisteestään käsin koko maan sähköverkkoa (Finlex, 2013) Käytännössä sähköverkkoyhtiöt määrittävät hinnat erityyppisille asiakkaille liittymähinnoittelussa rakennettavan verkon kustannusten (esimerkiksi etäisyys muuntamolta) ja siirtotariffeissa liittymän sulakekoon mukaan.

3.2 Viranomaisvalvonta

Kuten edellisessä alaluvussa mainittiin, sähköverkkoliiketoiminta on luvanalaista toimintaa ja toimintaa saa harjoittaa vain Energiaviraston myöntämällä sähköverkkoluvulla. Verkonhaltijat ovat omalla alueellaan luonnollisessa monopoliasemassa, eli rinnakkaisia sähköverkkoja ei ole rakennettu, ja loppukäyttäjät eivät näin ollen voi kilpailuttaa sähkön-siirtoa.

Luonnollisessa monopolissa yksi toimija saa alueellisesti tai toimialallisesti markkinat kokonaan itselleen. Tyypillisesti syy luonnolliselle monopolille on kustannustehokkuus toimialalla yhden yrityksen toimimana verrattuna rinnakkaisin yrityksiin. Sähköverkkojen tapauksessa ei ole taloudellisesti järkevää rakentaa rinnakkaisia kilpailevia verkkoja. (Hashimzade, Myles & Black, 2017)

Koska sähköverkkotoiminta on luonnollisessa monopoliasemassa, täytyy sen olla viranomaisvalvottua. On siis ymmärrettävää, että siihen kohdistuu määräyksiä ja ohjausta sähkömarkkinalain kautta. Sähköalalla monopoliasemassa olevia yrityksiä valvoo Energiavirasto ja niiden toimintaa edistetään sähkömarkkinalain säädöksin. Verkkotoiminnan tulee olla tehokasta ja hinnoittelun kohtuullista. (Energiavirasto, 2018)

3.2.1 Valvontamenetelmät

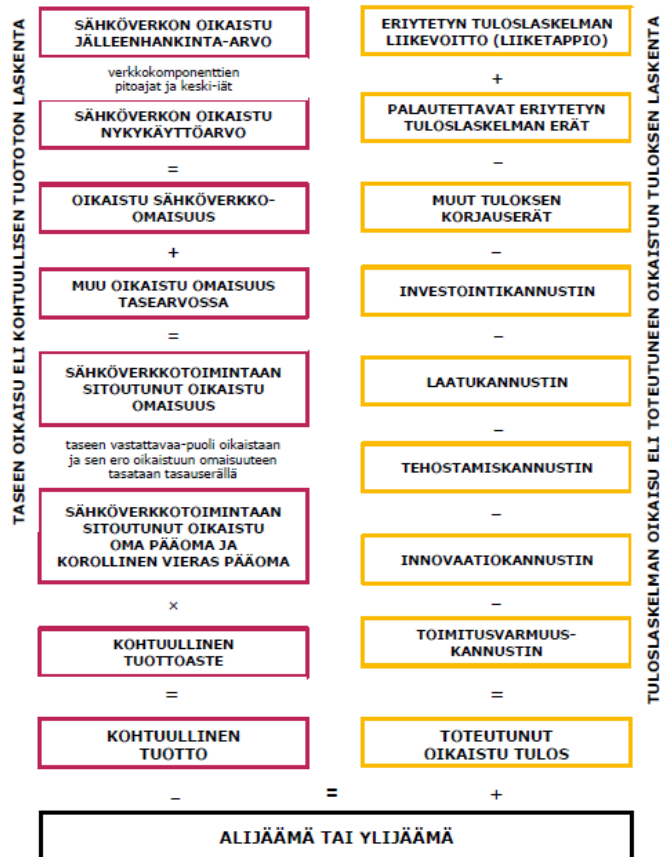
Sähköverkkoyhtiöiden hinnoittelua valvotaan Energiaviraston valvontamenetelmillä neljän vuoden pituisilla valvontajaksoilla. Menetelmät koskettavat sähkön jakeluverkonhaltijoita ja suurjännitteisen jakeluverkon haltijoita. Energiavirastolla on erikseen säädetyn valvontalain mukaiset oikeudet ja toimivaltuudet toimia kansallisena sääntelyviranomaisena Suomen sähkömarkkinoilla. (Energiavirasto, 2018)(Finlex, 2013a)

3.2.2 Valvontajaksot

Nykyiset Energiaviraston asettamat valvontamenetelmät ovat voimassa viidennellä valvontajaksolla vuoden 2020 alusta 31.12.2023 asti. Menetelmät olivat voimassa myös neljännellä valvontajaksolla 1.1.2016 – 31.12.2019. Valvontamenetelmissä asetetaan ja säädetään verkkoyhtiölle kohtuullinen tuotto. Kohtuullisesta tuotosta vähennetään yhtiön toteutunut oikaistu tulos, mikä kertoo valvontajakson ali- tai ylijäämään suuruuden. Virasto julkaisee kaikkien verkkoyhtiöiden laskelmat valvontajakson päätteeksi loppuraportoinnissa. Valvontajakson aikana toteutunut ali- tai ylijäämä tulee seuraavan valvontajakson aikana tasoittaa. Ylijäämän tasoitus voidaan toteuttaa investoimalla sähköverkkoihin tai esimerkiksi laskemalla sähkönsiirron hintaa kuluttajille. Alijäämä taas voidaan kerätä asiakkailta seuraavalla valvontajaksolla. (Energiavirasto, 2018)

3.3 Kohtuullisen tuoton muodostuminen

Kuten luvussa 3.2 kerrottiin, sähköverkonhaltijat ovat Suomessa alueellisesti luonnollisessa monopoliasemassa, joten on hyvin tärkeää määrittää minkälaista tuottoa yhtiöt saavat tehdä, ja millä tavoin he pystyvät siirtopalveluitaan hinnoittelemaan. Kuvassa 10



Kuva 10: Valvontajaksojen 2016 - 2019 ja 2020 - 2023 valvontamenetelmät (Energiavirasto, 2018)

on esitetty yhteenveto neljännen ja viidennen valvontajakson valvontamenetelmistä. Kuvan vasen puoli esittää taseen oikaisua eli kohtuullisen tuoton laskentaa, ja oikea puoli tuloslaskelman oikaisua eli toteutuneen oikaistun tuloksen laskentaa. Diplomityön aiheen mukaisesti tässä työssä keskitytään vain kohtuullisen tuoton muodostumiseen, koska sähköverkon arvo liittyy vahvasti sen suuruuteen.

Verkkotoiminnan taseen oikaisu voidaan jakaa eriytetyn taseen vastaavaa-puolen eli sitoutuneen omaisuuden oikaisuun, eriytetyn taseen vastattavaa-puolen eli sitoutuneen pääoman oikaisuun, ja kohtuullisen tuottoasteen muodostamiseen. Kohtuullinen tuotto saadaan laskettua, kun kerrotaan oikaistu pääoma kohtuullisella tuottoasteella. (Energiavirasto, 2018)

Kuvan 10 mukaisesti verkkoyhtiöt voivat vaikuttaa kohtuullisen tuoton muodostumiseen yhtiön pääomarakennetta muuttamalla, missä verkon arvo on osana. Kuitenkaan kaikissa verkkoyhtiöissä, kuten Keuruun Sähkö Oy:ssä, ei ole uuden verkon rakentamisessa keskitytty verkon arvon optimointiin, vaan huonokuntoisimpien verkonosien saneeraamiseen. Verkonhaltijat voivat pääomanrakenteen lisäksi vaikuttaa omalla toiminnallaan toteutuneeseen oikaistuun tulokseen laadukkaalla viankorjauksella, kustannustehokkailla investoinneilla ja innovaatioilla, jotka vaikuttavat tulokseen kannustimien kautta.

3.3.1 Verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu omaisuus

Toimintaan sitoutunut oikaistu omaisuus eli eriytetyn taseen vastaavaa-puoli voidaan jakaa oikaistuihin pysyvien vastaavien sähköverkko-omaisuuteen, pysyviin vastaaviin kuuluvaan muuhun omaisuuteen ja vaihtuviin vastaaviin kuuluvaan omaisuuteen. Oikaistun taseen vastaavaa-puolta havainnollistaa taulukko 2.

Taulukko 2: Oikaistu taseen vastaavaa-puoli (Energiavirasto, 2018)

OIKAISTU TASE
Oikaistut pysyvät vastaavat
Sähköverkko oikaistussa nykykäyttöarvossa
Muut pysyvät vastaavat tasearvossa
Oikaistut vaihtuvat vastaavat
Vaihto-omaisuus tasearvossa
Myyntisaamiset tasearvossa
OIKAISTUN TASEEN LOPPUSUMMA

Tasetta oikaistaessa eriytetystä taseesta eliminoituu muun muassa pysyvien vastaavien liikearvo ja sijoitukset, ja vaihtuvista vastaavista rahoitusomaisuus. Tässä diplomityössä määritetään Keuruun Sähkö Oy:n oikaistun taseen pysyvien vastaavien sähköverkon JHA ja NKA verkkotietojärjestelmän avulla. (Energiavirasto, 2018)

Pysyviin vastaaviin kuuluva sähköverkko-omaisuus

Suurin yksittäinen, joskin useasta eri komponentista koostuva, osa verkonhaltijan omaisuutta on sähköverkko. Sähkömarkkinalain (Finlex, 2013) mukaan sähköverkolla tarkoitetaan sähkön siirtoon ja jakeluun tarkoitettua kokonaisuutta. Se koostuu toisiinsa liitettyistä sähköjohdoista, -asemista, sähköverkon käyttöä ja sähköverkkopalveluiden tuottamista palvelevista muista sähkölaitteista ja sähkölaitteistoista, järjestelmistä ja ohjelmistoista. Kohtuullisen tuoton laskennassa sähköverkosta käytetään sen laskettua oikaistua nykykäyttöarvoa. (Energiavirasto, 2018)

Sähköverkon nykykäyttöarvoa määritettäessä tärkeitä tietoja ovat verkon komponenttien yksikköhinnat, pitoajat ja keski-ikä tiedot. Erityyppisten komponenttien yksikköhintoja ja pitoaikojen vaihteluväleinä käytetään Energiaviraston antamia arvoja. Jokainen verkonhaltija määrittelee kullekin sähköverkkokomponenttityypille oman pitoajan, ja valitsee pitoaikavälien puitteissa sen vastaamaan todellisia keskimääräisiä teknistaloudellisia pitoaikoja. Lisäksi tärkeää tietoa verkko-omaisuudesta ovat ympäristöolosuhdeluokat, joita sovelletaan muun muassa 0,4 kV ja 20 kV kaapeliojiin. Luokat kertovat minkälaisiin olosuhteisiin kaapeliverkko on rakennettu. Luokkien avulla verkonhaltijalle määritetään keskimääräisiä kaivuolosuhteita kuvaava keskimääräinen yksikköhinta maakaapelikilometriä kohti, mikä lisätään nykykäyttö- ja jälleenhankinta-arvon laskennassa maakaapelien yksikköhintoihin. (Energiavirasto, 2018)

Verkkoyhtiön kannalta optimaalisen pitoajan asettamisella verkkokomponenteille asennusympäristö huomioiden, ja pitoaikojen mukaisten saneerauksien seuraamisella voi olla suuriakin vaikutuksia verkon nykykäyttöarvoon. Kuvan 10 investointikannustimeen kuuluu investointikannustimen tasapoisto, joka mahdollistaa ja kattaa keskimäärin kaikki korvausinvestoinnit, mukaan lukien myös ennenaikaiset korvausinvestoinnit. Pitoaikansa ylittäneille komponenteille saa tasapoistoa samassa suhteessa kuin jäännösarvoa on ollut niillä komponenteilla, jotka vastaavasti on purettu ennen pitoaikojensa saavuttamista. Kannustin siis mahdollistaa korvausinvestointien tekemisen toimitusvarmuuskriteerien saavuttamiseksi. Verkonhaltijat toimittivat komponenteille valitsemansa teknistaloudelliset pitoajat Energiavirastolle vuonna 2017, jonka jälkeen niitä ei ole ollut mahdollista muuttaa (Energiavirasto, 2018).

Verkkotoimintaan kuulumattomia komponentteja ja omaisuuseriä ei oteta huomioon laskettaessa verkkotoimintaan sitoutunutta oikaistua omaisuutta. Tällaisia ovat esimerkiksi maa-alueet, jotka eivät ole verkkotoiminnan tosiasiallisessa käytössä, eivätkä komponentit, jotka eivät ole verkonhaltijan hallussa, kehittämisvelvollisuuden piirissä tai kuulu verkkoluvan mukaiseen verkkotoimintaan. Verkko-omaisuuteen ei myöskään lasketa verkkoon liittämättömiä, varastoituja, verkonhaltijalle hankintakustannuksia aiheuttamattomia tai verkon toiminnan kannalta tarpeettomia komponentteja. Investointitukien avulla hankittuja verkon komponentteja ei myöskään huomioida sähköverkko-omaisuuden oikaistuun nykykäyttöarvoon, eli niitä ei huomioida kohtuullisen tuoton laskennassa. (Energiavirasto, 2018)

Verkonhaltijan pysyvien vastaavien sähköverkko-omaisuudelle lasketaan oikaistu jälleenhankinta-arvo ja nykykäyttöarvo, jotka määritetään valvontajakson kaikille vuosille kunkin vuoden joulukuun viimeisen päivän mukaisessa tilanteessa. Jälleenhankinta-arvoa laskiessa käytetään Energiaviraston (Energiavirasto, 2018) määrittelemiä yksikköhintoja ja verkonhaltijan vastaavien komponenttien määriä. Oikaistu jälleenhankinta-arvo lasketaan verkkokomponenttityyppikohtaisesti kaavalla (Energiavirasto, 2018)

$$JHA_i = yksikköhinta_i * määrä_i, \quad (1)$$

missä JHA_i on verkkokomponenttityypin i kaikkien komponenttien yhteenlaskettu oikaistu jälleenhankinta-arvo, $yksikköhinta_i$ verkkokomponenttityypin i yksikköhinta ja $määrä_i$ verkkokomponenttityypin i kaikkien komponenttien lukumäärä. Koko sähköverkko-omaisuuden oikaistu jälleenhankinta-arvo lasketaan verkkokomponenttityypeille laskettujen arvojen summana kaavasta (Energiavirasto, 2018)

$$JHA = \sum_{i=1}^n (JHA_i), \quad (2)$$

missä JHA on koko sähköverkko-omaisuuden oikaistu jälleenhankinta-arvo.

Komponenttityyppikohtaiset oikaistut nykykäyttöarvot lasketaan komponenttityyppikohtaisista jälleenhankinta-arvoista verkonhaltijan valitseman verkkokomponentin pitoajan ja verkonhaltijan valvontatiedoissa ilmoittaman verkkokomponenttityypin keski-ikä avulla. Komponenttityyppikohtainen nykykäyttöarvo saadaan määritettyä kaavalla (Energiavirasto, 2018)

$$NKA_i = \left(1 - \frac{keski-ikä_i}{pitoaika_i}\right) * JHA_i, \quad (3)$$

missä NKA_i on verkkokomponenttityypin i kaikkien komponenttien oikaistu nykykäyttöarvo, $keski-ikä_i$ verkkokomponenttityypin i kaikkien komponenttien keski-ikä ja $pitoaika_i$ verkkokomponenttityypin i pitoaika. Vastaavasti kuin jälleenhankinta-arvoa laskettaessa, koko verkko-omaisuuden nykykäyttöarvo saadaan kaavasta (Energiavirasto, 2018)

$$NKA = \sum_{i=1}^n NKA_i, \quad (4)$$

missä NKA on koko verkko-omaisuuden nykykäyttöarvo.

Muu pysyviin vastaaviin kuuluva omaisuus

Pysyvien vastaavien muuhun omaisuuteen kirjataan muu omaisuus kuin sähköverkon hyödykkeet, esimerkiksi keskeneräiset hankinnat, ja niiden osalta liikearvo ja sijoitukset eliminoituu oikaistusta taseesta. Muu omaisuus kirjataan pysyviin vastaaviin lähtökohtaisesti tasearvossaan. (Energiavirasto, 2018)

Sähköverkon hyödykkeiden osalta otetaan huomioon ne kirjatut erät, joita ei oteta huomioon oikaistun jälleenhankinta-arvon ja nykykäyttöarvon laskennassa. Kirjatut erät ovat esimerkiksi varastoidut sähköverkkotoimintaan liittyvät laitteet ja materiaalit, ja ne huomioidaan verkkotoimintaan sitoutuneessa oikaistussa omaisuudessa eriytetyn taseen mukaisessa arvossaan. Erien kohtuullinen poistotaso määräytyy eriytetyn tuloslaskelman suunnitelman mukaisen poiston mukaisesti. Verkonhaltijan on ilmoitettava kirjatut erät tilinpäätöksen liitetietona. (Energiavirasto, 2018)

Verkkotoimintaan sitoutunutta omaisuutta oikaistaessa eliminoidaan eriytetyn taseen mukainen liikearvo, toisin sanoen yrityskaupoissa ja muissa järjestelyissä verkko-omaisuudelle annettu arvo oikaistaan oikaistuun nykykäyttöarvoon. Tällä tavalla poistetaan yrityskauppaan sisältäviä sähköverkkotoimintaan kuulumattomia arvostus- ja järjestelyeriä. Myös sijoitukset, joilla tavoitellaan muuta kuin välittömästi verkkotoimintaan liittyvää voittoa tai liiketoiminnan laajentamista eliminoidaan sitoutuneesta oikaistusta omaisuudesta, koska niitä ei voida pitää verkkotoiminnan harjoittamisen kannalta välttämättöminä. (Energiavirasto, 2018)

Vaihtuviin vastaaviin kuuluva omaisuus

Verkkotoimintaan sitoutunutta oikaistua omaisuutta laskettaessa, eliminoidaan eriytetyn taseen rahoitusomaisuus kuten lyhyt- ja pitkäaikaiset saamiset, rahoitusarvopaperit, rahat, pankkisaamiset, sekä näihin rinnastettavissa olevat erät. Rahoitusomaisuuden hallinta ei ole varsinaista verkkotoimintaa, jonka vuoksi sitä ei ole perusteltua lukea verkkotoimintaan sitoutuneeseen oikaistuun omaisuuteen. Vaihto-omaisuus ja myyntisaamiset

huomioidaan oikaistussa omaisuudessa eriytetyn taseen mukaisilla kirjanpitoarvoilla. (Energiavirasto, 2018)

3.3.2 Verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma

Sitoutunut pääoma eli eriytetyn taseen vastattavaa-puoli jakautuu oikaistuun omaan pääomaan, korolliseen vieraaseen pääomaan ja korottomaan vieraaseen pääomaan. Taulukko 3 kuvaa oikaistua taseen vastattavaa-puolta.

Lasketusta sitoutuneesta pääomasta eli oikaistun taseen loppusummasta määritetään verkkotoimintaan kohtuullinen tuotto. Myös pääomaa oikaistaessa osa eriytetyn taseen komponenteista eliminoiduu.

Taulukko 3: Oikaistun taseen vastattavaa-puoli (Energiavirasto, 2018)

OIKAISTU TASE
Oikaistu oma pääoma
Oma pääoma tasearvossa
Annetut konserniavustukset vähennettynä laskennallisella verovelalla
Muiden kuin sähköverkon hyödykkeiden poistoero vähennettynä laskennallisella verovelalla ja vapaaehtoiset varaukset
Vähennetään saadut konserniavustukset, joista on vähennetty laskennallinen verovelka
Oikaistun taseen tasauserä
Oikaistu vieras pääoma
Korollinen
Korolliset velat tasearvossa
Pääomalainat tasearvossa
Vähennetään annetun, mutta maksamattoman korollisen konserniavustuksen oman pääoman osuus
Koroton
Korottomat velat tasearvossaan
Vähennetään annetun, mutta maksamattoman korottoman konserniavustuksen oman pääoman osuus
Pakolliset varaukset tasearvossa
Muiden kuin sähköverkon hyödykkeiden poistoeron laskennallisen verovelan osuus
OIKAISTUN TASEEN LOPPUSUMMA

Oma pääoma

Omaksi pääomaksi oikaistussa taseessa katsotaan eriytetyn taseen mukainen oma pääoma, vapaaehtoiset varaukset ja muiden kuin sähköverkon hyödykkeiden poistoero, josta on vähennetty laskennallinen verovelka. Pääomaa oikaistaessa otetaan myös huomioon konserniavustukset ja siihen lisätään tasauserä. (Energiavirasto, 2018)

Konserniavustus on voitonjaon kaltainen erä, joka ilman konsernirakennetta toimivalla verkonhaltijalla kirjataan eriytetyn taseen tilikauden voittoon. Konserniavustus joko vähennetään omasta pääomasta tai palautetaan siihen riippuen siitä, onko verkonhaltija saanut tai antanut konserniavustusta. Kummassakin tapauksessa avustuksesta vähennetään laskennallinen verovelan määrä. Tasavertaisuuden myötä ei ole väliä toimiiko verkonhaltija konsernirakenteella vai ilman konsernirakennetta. (Energiavirasto, 2018)

Tasauserä kuvaa verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun omaisuuden ja eriytetyn taseen vastaavaa-puolen arvojen eroa, jota käytetään tasaamaan oikaistun taseen vastaavaa- ja vastattavaa-puolet. Tasauserän määrä kirjataan oikaistun taseen vastattavaa-puolen omaan pääomaan. (Energiavirasto, 2018)

Vieras pääoma

Verkkotoimintaan sitoutunut vieras pääoma voidaan jakaa korolliseen ja korottomaan vieraaseen pääomaan, ja ne otetaan sellaisenaan huomion oikaistun taseen vieraassa pääomassa. Korolliseen vieraaseen pääomaan kuuluvat esimerkiksi eriytetyn taseen pitkäaikaisen vieraan pääoman pankki-, eläke- ja muut lainat, sekä eriytetyn taseen lyhytaikaisen vieraan pääoman edellä mainittujen lainojen lyhennyserät. (Energiavirasto, 2018)

Oikaistun taseen korottomaan vieraaseen pääomaan kuuluvat esimerkiksi ostovelat, siirtovelat ja muut lyhytaikaiset velat. Korottoman konserniavustusvelan oman pääoman osuus kuitenkin eliminoidaan. Liittymismaksuista vieraana pääomana käsitellään ainoastaan ennen vuotta 2004 eriytettyyn taseeseen kirjattuja palautuskelpoisia liittymismaksuja. (Energiavirasto, 2018)

3.3.3 Kohtuullinen tuottoaste

Aiemmin määritellylle oikaistulle pääomalle hyväksytään kohtuullisen tuottoasteen mukainen tuotto. Tämän tuottoasteen määrittelyyn käytetään pääoman painotetun keskikustannuksen mallia (Weighted Average Cost of Capital, WACC-malli). (Energiavirasto, 2018)

WACC-malli kertoo yrityksen käyttämän pääoman keskimääräisen kustannuksen, jossa painoina ovat oman ja vieraan pääoman suhteelliset arvot, minkä parametrien määrittäminen pohjautuu Energiaviraston teettämän Ernst & Young Oy:n lausuntoon. (Energiavirasto, 2018)

Oman pääoman kohtuullinen kustannus

Oman pääoman kohtuullisen kustannuksen laskemisessa käytetään CAP-mallilla (Capital Asset Pricing Model), jolla kuvataan riskiä sisältävän sijoituskohteen tuottovaatimuksen ja riskin välistä riippuvuutta. Oman pääoman kohtuullinen kustannus lasketaan kaavalla (Energiavirasto, 2018)

$$C_E = R_r + \beta_{velallinen} * (R_m - R_r) + LP, \quad (5)$$

missä C_E on oman pääoman kohtuullinen kustannus, R_r riskitön korkokanta, $\beta_{velallinen}$ velallinen β -kerroin, R_m markkinoiden keskimääräinen tuotto, $R_m - R_r$ markkinariskipremio ja LP likvidittömyyspremio.

Riskitön korkokanta kuvaa mahdollisimman riskittömän sijoituskohteen tuottovaatimusta. CAP-mallissa käytettävän riskittömän korkokannan arvo lasketaan kahdella eri tavalla, ja seuraavalle vuodelle sovelletaan sitä tapaa, joka antaa riskittömälle korkokannalle korkeamman arvon:

- arvo päivitetään käyttäen Suomen valtion kymmenen vuoden obligaatioiden koron edellisen vuoden huhti-syyskuun toteutuneiden päiväarvojen keskiarvoa
- arvo päivitetään käyttäen Suomen valtion kymmenen vuoden obligaatioiden koron kymmenen edellisen vuoden toteutuneiden päiväarvojen keskiarvoa.

Valittua riskitöntä korkokantaa käytetään myös vieraan pääoman kohtuullisen kustannuksen perustana. (Energiavirasto, 2018)

Liiketoiminnan riskiä ilman velkaantumisesta aiheutuvaa riskiä kuvataan velattomalla toimialakohtaisella β -kertoimella, ja se lasketaan valvontamenetelmissä käyttäen Hamada-kaavaa, jossa eliminoidaan myös veroasteen vaikutus. Oman pääoman kohtuullisen kustannuksen määrittämistä varten velaton beetakerroin korjataan velalliseksi β -kertoimeksi kaavalla (Energiavirasto, 2018)

$$\beta_{velallinen} = \beta_{velaton} * \left(1 + (1 - yvk) * \frac{D}{E} \right), \quad (6)$$

missä $\beta_{velaton}$ on velaton β -kerroin (sähkön jakeluverkkotoimialalla 0,54), yvk yhteisöverokanta ja D/E pääomarakenne (korolliset velat / oma pääoma). Kohtuullisen tuotto-

asteen määrittämisessä käytetään velallisen β arvona 0,828 ja kiinteää pääomaraken-
netta, jossa korollisen vieraan pääoman paino on 40 % ja oman pääoman paino on 60 %.
(Energiavirasto, 2020)

Riskittömän koron ja osakesijoituksen tuoton erotusta, eli sitä miten paljon osakkeet ovat
tuottaneet yli riskittömän koron, kuvataan markkinariskipreemiolla. Sijoituksen mahdol-
lista epälikvidisyyttä kuvataan ja likvidittömyyspreemiolla. Kohtuullisen tuottoasteen
määrittämisessä käytetään markkinariskipreemion arvona 5 % ja likvidittömyyspreemion
arvona 0,6 %. (Energiavirasto, 2018) (Energiavirasto, 2020)

Vieraan pääoman kohtuullinen kustannus

Vieraan pääoman kohtuullinen kustannus lasketaan kohtuullista tuottoastetta määritet-
täessä kaavalla (Energiavirasto, 2018)

$$C_D = R_r + DP, \quad (7)$$

missä C_D on vieraan pääoman kustannus, R_r riskitön korkokanta ja DP vieraan pääoman
riskipreemio. Riskitön korkokanta lasketaan vieraalle pääomalle samalla tavalla kuin
omalle pääomalle.

Vieraan pääoman rahoituksesta riskittömän koron päälle tulevaa kustannusta kuvataan
vieraan pääoman riskipreemiolla. Viidennellä valvontajaksolla (2020–2023) sen arvona
käytetään 1,26 %. (Energiavirasto, 2018) (Energiavirasto, 2020)

Tuottoasteen laskenta

Kohtuullisen tuottoasteen laskennassa käytetään pääoman painotetun keskikustannuk-
sen mallia eli WACC-mallia ja tämän avulla lasketaan omasta ja korollisesta vieraasta
pääomasta koko pääoman kustannus. Valvontamenetelmissä käytetään veroja edeltä-
vää (pre-tax) kohtuullista tuottoastetta, koska siten yhteisöverot otetaan huomioon koh-
tuullisen tuoton laskennassa eikä niitä vähennetä toteutuneen oikaistun tuloksen lasken-
nassa. (Energiavirasto, 2018)

Kohtuullinen tuottoaste lasketaan ensin verojen jälkeisenä (post-tax) arvona kaavalla
(Energiavirasto, 2018)

$$WACC_{post-tax} = C_E * \frac{E}{E + D} + C_D * (1 - yvk) * \frac{D}{E + D}, \quad (8)$$

missä $WACC_{post-tax}$ on kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen, E verkkotoimin-
taan sitoutunut oikaistu oma pääoma ja D verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu korollinen
vieras pääoma. Veroja edeltävä tuottoaste saadaan kaavasta (Energiavirasto, 2018)

$$WACC_{pre-tax} = \frac{WACC_{post-tax}}{1 - yvk}, \quad (9)$$

missä $WACC_{pre-tax}$ on yhteisöveroja edeltävä kohtuullinen tuottoaste. Koska verkonhaltijalle sovelletaan kiinteää pääomarakennetta, jossa korollisen vieraan pääoman painoarvo on 40 % ja oman pääoman 60 % (Energiavirasto, 2020), tulee kaava muotoon

$$WACC_{pre-tax} = \frac{C_E * 0,60}{1 - yvk} + C_D * 0,40. \quad (10)$$

Taulukkoon 4 on koottu viidennellä valvontajaksolla sovellettavat kohtuullisen tuottoasteen parametrit. Energiavirasto päivittää vuosittain riskittömän korkokannan arvon ja tarvittaessa yhteisöverokannan vastaamaan voimassa olevaa arvoa.

Määritetyn kohtuullisen tuottoasteen ja sähköverkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman avulla saadaan laskettua verkkotoiminnan kohtuullinen tuotto. (Energiavirasto, 2018) Seuraavaksi esitellään tuoton laskentaa.

Taulukko 4: Viidennellä valvontajaksolla käytettävät kohtuullisen tuottoasteen parametrit (Energiavirasto, 2020)

PARAMETRI	SOVELLETTAVA ARVO
Riskitön korkokanta	Suomen valtion 10 vuoden obligaatioiden koron edellisen vuoden huhti-syyskuun päivärajojen keskiarvo tai Suomen valtion 10 vuoden obligaatioiden koron kymmenen edellisen vuoden päivärajojen keskiarvo, riippuen siitä kumpi on korkeampi
Velaton β	0,54
Vellinen β	0,828
Markkinariskipreemio	5 %
Likvidittömyyspreemio	0,6 %
Pääomarakenne (velat / oma pääoma)	40 % / 60 %
Vieraan pääoman riskipreemio	1,26 %
Yhteisöverokanta	20 %

3.3.4 Kohtuullisen tuoton laskenta

Verkonhaltijan kohtuullinen tuotto lasketaan verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman ja kohtuullisen tuottoasteen tulona. Verkonhaltija saa siis kohtuullisen tuoton verkkotoimintaan sitoutuneelle oikaistulle omalle ja korolliselle vieraalle pääomalle. Yhteisöveroja edeltävä kohtuullinen tuotto lasketaan kaavalla (Energiavirasto, 2018)

$$R_{k,pre-tax} = WACC_{pre-tax} * (E + D), \quad (11)$$

missä $R_{k,pre-tax}$ on kohtuullinen tuotto ennen yhteisöveroja.

Edellä määritetty arvo on se tuotto, jonka verkkonhaltija saa verkkotoiminnallaan valvontajakson aikana tuottaa, ja jota verrataan kuvan 10 mukaisesti toteutuneeseen oikaistuun tulokseen. Jos tulos on kohtuullista tuottoa suurempi, verkkonhaltijalle kertyy ylijäämää. Päinvastaisessa tapauksessa kertyy alijäämää. (Energiavirasto, 2018)

3.4 Menetelmät muissa Euroopan maissa

Seuraavaksi esitellään muissa maissa käytössä olevia sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmiä. Tarkasteltaviksi maiksi valittiin Ruotsi, Saksa ja Espanja. Tiedot maiden valvontamenetelmistä perustuvat Euroopan komissiolle laadittuun *Study on tariff design for distribution systems* -raporttiin (AF-Mercados, REF-E & Indra, 2015) ja yksittäisiin maihin keskittyviin raportteihin.

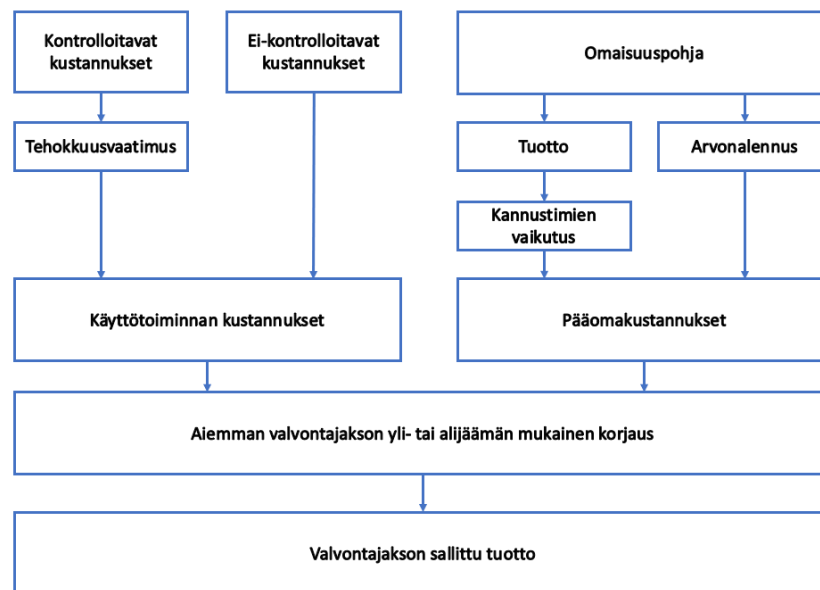
3.4.1 Ruotsi

Ruotsin sähköverkkotoiminta keskittyy 184 eri verkkonhaltijan muodostamaan kokonaisuuteen. Sähkön jakeluverkon kokonaispituus Ruotsissa on noin 550 000 kilometriä (Council of European Energy Regulators, 2020).

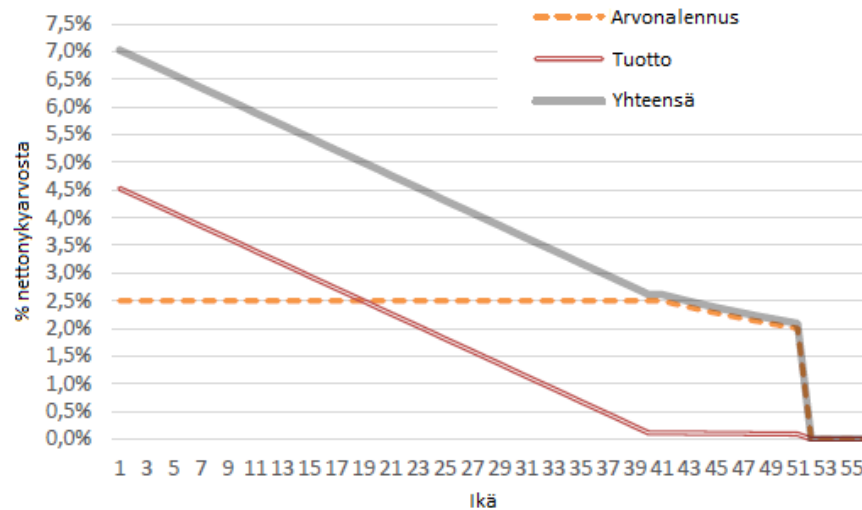
Ruotsissa verkkonhaltijoille sallittua tuottoa valvoo ja sääntelee EI (*Swedish Energy Markets Inspectorate*), ja Suomen tapaan Ruotsissa käytetään neljän vuoden mittaisia valvontajaksoja. (AF-Mercados, REF-E & Indra, 2015)(Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016) Sallitun tuoton muodostuminen nähdään kuvasta 11. Kuvasta huomataan, että sallitun tuoton laskenta jakautuu pääomakustannuksista (CAPEX) ja käyttötoiminnan kustannuksista (OPEX) riippuvaan osaan. Käyttötoiminnan kustannukset edelleen jaetaan kontrolloitaviin ja ei-kontrolloitaviin kuluihin. Kontrolloitavien kustannuksien osuutta vähennetään vuosi vuodelta määritellyn tehokkuustavoitteen mukaisesti. Sallitun tuoton laskenta perustuu verkkoyhtiöiden ilmoittamiin historiatietoihin, arvioituihin ei-

kontrolloitaviin kustannuksiin, investointeihin ja poistoihin. Valvontajakson lopuksi tarkastetaan todelliset toteutuneet kustannukset ja niiden mukaan korjataan tulevan valvontajakson sallittua tuottoa. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Kuvan 11 omaisuuspohja muodostuu sähköverkon komponenttien jälleenhankinta-arvojen summasta. Eri komponenttien JHA:t määrittä EI. Pääomakustannusten muutos ajan funktiona nähdään kuvasta 12. Kuvaajasta voidaan havaita, että Ruotsin mallissa sähköverkon komponenttien arvolla on kaksi osaa: lineaarisesti laskeva (return, tuotto) ja pitoajan (40 vuotta) aikana vakiona pysyvä osa (depreciation, arvonalennus). Pitoajan jälkeen arvonalennusosa laskee lineaarisesti aikaan $Pitoaika + \alpha$ asti, jonka jälkeen verkon arvo on nolla. Vakio α on sähköä siirtäville (kaapelit, muuntajat, erottimet yms.) komponenteille 10 vuotta ja muille komponenteille, kuten energiamittarit ja IT-laitteet, 2 vuotta. Pitoaikana edellä mainituille komponenttityypeille pidetään 40 ja 10 vuotta. (Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016)



Kuva 11: Ruotsin sallitun tuoton laskenta (muokattu lähteestä Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016)



Kuva 12: Pääomakustannusten muutos ajan funktiona (muokattu lähteestä Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016)

Pääomakustannukset lasketaan käyttäen seuraavia kaavoja (Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016) :

$$\begin{aligned}
 \text{Kustannukset} = & \left(\frac{I}{LT} + \frac{LT + 1 - \text{ikä}}{LT} * WACC \right) * PPV & , \text{ jos } \text{ikä} \leq LT \\
 & \left(\frac{1}{\text{ikä}} + \frac{1}{\text{ikä}} * WACC \right) * PPV & , \text{ jos } LT < \text{ikä} \leq (LT + \alpha) \\
 & 0 & , \text{ jos } \text{ikä} > (LT + \alpha),
 \end{aligned} \tag{12}$$

missä LT on komponentin pitoaika, $WACC$ painotettu keskimääräinen pääomakustannus, PPV komponentin jälleenhankinta-arvo ja α vakio, jolla määritetään pitoajan jälkeinen komponentin arvo.

Kuten Suomessa, myös Ruotsissa on verkkoyhtiöiden toiminnalle määritelty erilaisia kannustimia. Suomessa kannustimet kuitenkin vaikuttavat verkkoyhtiön toteutuneeseen oikaistuun tulokseen, kun taas Ruotsissa ne on sisällytetty sallitun tuoton laskentaan. Ruotsissa kannustimet keskittyvät pääosin kahteen eri tavoitteeseen: toiminnan operatiivisten kustannusten pienentämiseen ja palvelun laadun parantamiseen. Verkonhaltijoille määritetään yhtiökohtaisia palvelun laadun tavoitteita, joiden ylittäminen kasvattaa verkkoyhtiön sallittua tuottoa, kun taas alittaminen pienentää sitä. Pääosin palvelun laadun mittaaminen toteutetaan mittaamalla keskeytyksistä aiheutunutta haittaa asiakkaan näkökulmasta. Todellista haittaa verrataan yhtiölle asetettuun vuotuisen referenssiarvoon. Kannustimen vaikutus on +/- 5 % vuotuisesta sallitusta tuotosta ja se huomioidaan kuvan 11 mukaisesti pääomakustannusten määrittämisessä. (AF-Mercados, REF-E & Indra, 2015) (Swedish Energy Markets Inspectorate, 2016)

Ruotsin valvontamenetelmissä on jonkin verran samoja piirteitä kuin Suomen valvontamallissa: molemmissa maissa kohtuullisen tuoton laskennassa huomioidaan sähköverkon arvo, valvontajakson pituutena käytetään neljää vuotta ja laskennassa käytetään WACC-mallia (Energiavirasto, 2018). Sähköverkon arvon vaikutus kohtuullisen tuoton laskennassa kuitenkin eroaa Suomen NKA:n määräyksestä, ja tuoton määrään vaikuttavat myös verkonhaltijan käyttötoiminnan kustannukset.

3.4.2 Saksa

Vuonna 2016 Saksassa oli 883 sähköverkonhaltijaa ja noin 49,3 miljoona asiakasta, ja maan sähköverkon kokonaispituus on 1 800 000 km (AF-Mercados, REF-E & Indra, 2015) (Council of European Energy Regulators, 2020). Valtio yhdessä osavaltioiden valtuuston (Bundesrat) kanssa määrittelevät sähköverkkotoimintaan liittyvät lait ja määräykset. Sähköverkkotoimintaa valvova viranomais (Bundesnetzagentur) hyväksyy verkonhaltijoiden hinnoittelun rakenteen ja laskee haltijoiden sallitut tuotot. Kuitenkin alle 100 000 asiakasta omaavia verkkoyhtiöitä etupäässä valvoo osavaltioiden omat viranomaiset. (Matschoss et al., 2019)

Saksassa sähköverkkotoiminnan valvontajakson pituudeksi on määritelty viisi vuotta. Sallitun tuoton laskenta toteutetaan Saksassa kannustinvetoisesti (Incentive Regulation), joka perustuu ”tehollisten” (efficient), ja ”tehottomien” (inefficient) kulujen laskentaan. Teholliset kulut voidaan edelleen jakaa pysyvästi (esimerkiksi toimilupaan liittyvät maksut) tai hetkellisesti ei-kontrolloitaviin, ja tehottomat pysyvästi kontrolloitaviin kuluihin. Viimeksi mainittua kahta verkonhaltija pystyy valvontajakson aikaisella toiminnallaan muuttamaan. Samoja arvoja käytetään laskennassa koko viiden vuoden ajan. (Matschoss et al., 2019)

Sallittu tuotto lasketaan Saksassa hyödyntäen kaavaa (Matschoss et al., 2019)

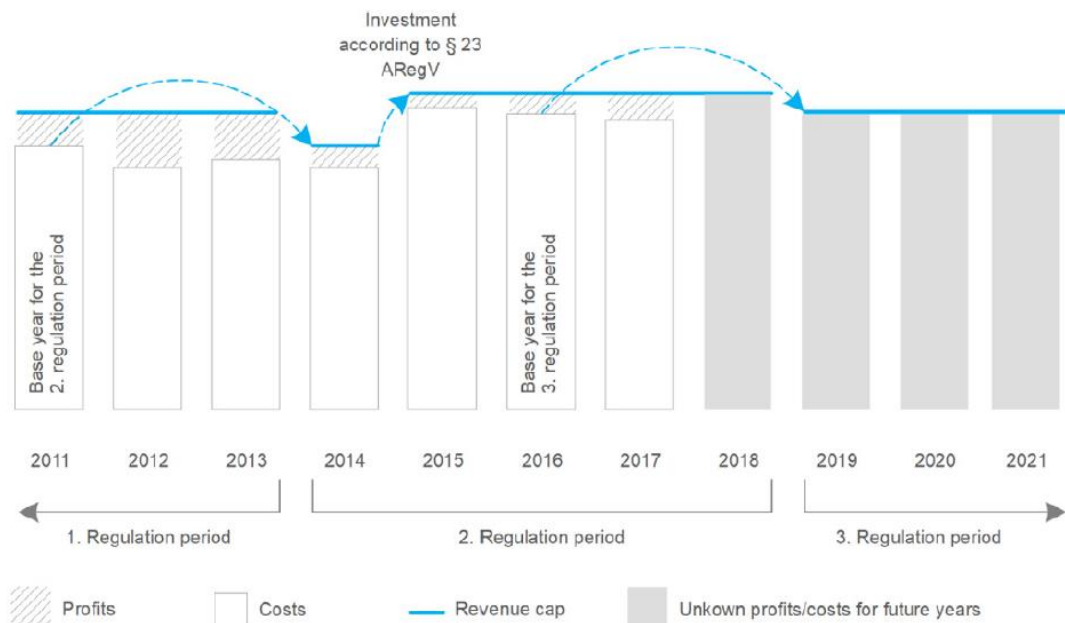
$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t)KA_{b,0}) \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t, \quad (13)$$

missä $KA_{dnb,t}$ on pysyvästi ei-kontrolloitavat, $KA_{vnb,0}$ hetkellisesti ei-kontrolloitavat, $KA_{b,0}$ kontrolloitavat kulut, muuttuja V_t kontrolloitavia kuluja pienentämistä edesauttava tekijä, $\frac{VPI_t}{VPI_0}$ inflaation vaikutus, PF_t alalle määritetty tehokkuustavoite, EF_t sähköverkkoon liitetyn tuotannon vastuullisuus, Q_t sähköverkon luotettavuutta ja laatua kuvaava tekijä, $VK_t - VK_0$ häviöiden kattamiseksi hankitun sähköenergian hankintakustannukset ja S_t aiemmalta valvontajaksolta jäänyt ali- tai ylijäämä. Kaavan alaindeksit t ja 0 viittaavat

siihen, että käytetäänkö muuttujan arvona kuluvan vuoden vai valvontajakson referenssivuoden arvoa. Referenssivuotena käytetään tyypillisesti vuotta, joka on ollut kolme vuotta ennen uuden valvontajakson alkua (kuva 13). Kuvasta 13 voidaan myös huomata, että Saksan sähköverkkotoimintaa säätelevän asetuksen mukaiset investoinnit kasvattavat sallitun tuoton määrää. (Matschoss et al., 2019)

Kaavan 13 termi $KA_{vnb,0} + (1 - V_t)KA_{b,0}$ kuvaa sähköverkonhaltijan budjetointia ja tehokkuustavoitetta, mihin verkonhaltija pystyy vaikuttamaan omilla valinnoillaan ja toiminnoillaan. Hetkellisesti ei-kontrolloitavien ja kontrolloitavien kulujen summaa kutsutaan jäännöskuluiksi, jonka arvo on yhtä suuri kuin $Kokonaiskulut - KA_{dnb,t}$. Jos haltijan tehokkuuden arvo on esimerkiksi 80 %, on muuttujan $KA_{vnb,0}$ arvo 80 % ja $KA_{b,0}$ 20 % jäännöskuluista. Muuttujan V_t arvoa kasvatetaan vuosittain, mikä pienentää sallitun tuoton arvoa ja kannustaa verkonhaltijoita pienentämään kontrolloitavia kulujaan eli tehostamaan toimintaansa. (Matschoss et al., 2019)

Kaavan 13 termi $\left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right)$ ilmaisee kuluttajahintaindeksiä ja alakohtaista tuottavuustekijää. Alaindeksin 0 omaava arvo kuvaa kuluttajahintaindeksin referenssiarvoa, joka määräytyy tässä tapauksessa aiemman valvontajakson toiseksi viimeisen vuoden arvosta. Kuluttajahintaindeksien osamäärä kertoo inflaation vaikutuksesta indeksiin referenssivuoteen suhteutettuna. PF_t on jokaiselle verkonhaltijalle sama. (Matschoss et al., 2019)



Kuva 13: Sallitun tuoton muodostuminen Saksassa (Matschoss et al., 2019)

Sähköverkkoon liitetyn tuotannon vastuullisuuden tekijää (EF_t) käytetään vain, jos uusiutuvan energiantuotantomuotojen liittymisestä aiheutuneiden kustannusten arvon nousee yli 0,5 % vuodessa. Jos ehto täyttyy, lasketaan muuttujalle uusi sovellettava arvo vuosittain. Sähköverkon luotettavuutta ja laatua kuvaavan tekijän (Qt), joka voi nostaa tai laskea sallitun tuoton arvoa, määrittelyyn vaikuttavat sähköverkossa esiintyvien keskeytysten määrä ja pituus, ja niitä verrataan kuluneen vuoden sähköverkonhaltijoiden keskiarvoon. Selkeät erot keskeytysten määrässä ja pituudessa vaikuttavat tekijään. (Matschoss et al., 2019)

Saksan valvontamallissa toisella valvontajaksolla 2014–2018 verkonhaltijan sähköverkon pituudella ja sen kasvattamisella oli vaikutusta sähköverkkotoiminnan sallittuun tuottoon. Tämä kuitenkin poistettiin kolmannelta valvontajaksolta, koska se ei kannustanut tehokkaaseen sähköverkon rakentamiseen. Muutoin sähköverkolla itsessään ei ole ollut vaikutusta sallitun tuoton laskennassa, vaan se perustuu sähköverkkotoiminnan kustannuksiin ja sen kehittämisestä ansaittuihin kannustimiin. (Matschoss et al., 2019)

Suomen valvontamalliin verratessa huomataan, että maiden sähköverkkotoiminnan valvonnassa käytettävät menetelmät poikkeavat merkittävästi toisistaan. Saksan mallissa sähköverkon arvolla ei ole vaikutusta kohtuullisen tuoton määrittämisessä, valvontajaksot ovat vuoden Suomen valvontajaksoja pidempiä ja tuoton laskennassa käytetään ennalta määritetyn referenssivuoden arvoja. Yhtäläisyytenä valvontamalleissa on sähköverkon luotettavuuden ja laadun määrittelyyn piirteet sähköjakelun keskeytyksistä, vaikka ne Suomen mallissa onkin sisällytetty laatukannustimeen toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa (Energiavirasto, 2018).

3.4.3 Espanja

Espanjan sähköverkko koostuu viiden suuren (>90 % sähköverkkotoiminnan kokonaistuotoista) ja 327 pienen (<100 000 asiakasta) sähköverkkoyhtiön hallinnoimista alueista, ja sähköverkon yhteenlaskettu johtopituus on noin 790 000 km. (Council of European Energy Regulators, 2020) Espanjassa sähköverkkotoiminnan sääntelystä ja valvonnasta vastaavat valtio (Ministry for the ecological transition) ja erillinen viranomaistaho CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia). Ministeriö vastaa valvontamenetelmien määrittämisestä, niissä käytettävistä arvoista ja verkkoyhtiön tuottojen laskemisesta. Kuluvan valvontajakson pituus on kuusi vuotta (2020–2025). CNMC konsultoi ministeriötä ja julkaisee päätökset verkkosivuillaan. (Council of European Energy Regulators, 2020) CNMC myös määrittelee verkkoyhtiöiden käyttämän tariffirakenteen ja tekee ehdotuksen liittymismaksuista ministeriölle (AF-Mercados, REF-E & Indra, 2015).

Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmät Espanjassa perustuvat verkonhaltijoiden omaisuudelle maksettavaan tuottoon ja verkkotoiminnan kulujen kattamiseen, erilaiset kannustimet huomioonottaen. Verkkotoiminnan tuotot ja kulut jaetaan erilaisiin osa-alueisiin. Osa-alueita ovat investointeihin liittyvä tuotto (CAPEX), käyttötoimintaan ja kunnossapitoon liittyvät kulut (OPEX) ja muihin verkonhaltijoille määriteltyihin tehtäviin liittyvät kulut. Kulujen alittaessa referenssiarvot, jää ylijäämä sähköverkkoyhtiön tuotoksi. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Ennen vuotta 2015 rakennettuun omaisuuteen liittyvä tuotto määritetään verkonhaltijan omaisuuden jälleenhankinta-arvosta. Jälleenhankinta-arvo määritetään kertomalla tietyn tyyppisen omaisuuden määrä sitä vastaavalla referenssiarvolla, huomioiden erillinen tehokkuuskerroin. Lasketusta arvosta vähennetään kolmannen osapuolen rakentama tai rahoittama omaisuus. Vuonna 2015 tai sen jälkeen rakennetun omaisuuden arvo määritetään kirjanpitoarvon ja investoinnin referenssiarvon keskiarvona. Tällöin verkonhaltijan kyetessä rakentamaan esimerkiksi sähköverkon osan alle referenssikustannusten, tulee sähköverkon osan arvo suuremmaksi kuin kirjanpitoarvo (verkkoyhtiö hyötyy). Vastavasti kustannusten ollessa referenssiä suuremmat, todellinen arvo on kirjanpitoarvoa pienempi. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Investointeihin liittyvä tuotto määritetään kertomalla sähköverkonhaltijan laskennassa huomioitava omaisuus tuottoasteella, joka määritetään Espanjan valtion vuoden $n - 3$ toukokuun ja $n - 1$ huhtikuun ($n = kuluva vuosi$) kymmenen vuoden obligaatioiden korotottojen keskiarvon ja tähän lisätyn hajonnan avulla. Kuitenkaan tuottoaste ei voi muuttua yli puolta prosenttia yhden vuoden aikana. Rakennettu omaisuus huomioidaan laskennassa vasta kaksi vuotta rakentamisen jälkeen ja omaisuuden arvo tippuu lineaarisesti koko komponentin pitoajan, saavuttaen lopulta arvon nolla. Pitoaikana suurimmalle osalle omaisuuseristä (johdot, kaapelit, sähköasemat, muuntajat) käytetään 40 vuotta. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Sähköverkonhaltijat saavat käyttötoimintaa ja kunnossapitoa varten määrärahan, jonka suuruus lasketaan kertomalla verkonhaltijan omaisuuden erityyppisten komponenttien määrä OPEX-referenssiarvolla. Määrärahan tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijoita toimimaan kustannustehokkaasti, eli alittamaan määrärahan suuruus, ja saamaan tätä kautta tuottoja tehokkaasta toiminnasta. Pitoajan ylittäneiden komponenttien OPEX-referenssiarvoa korotetaan, mikä kannustaa verkkoyhtiötä maksimoimaan komponenttiansa eliniän laadukkaalla kunnossapidolla. Kasvatettu referenssiarvo on 15–30 % korkeampi kuin alkuperäinen arvo, riippuen pitoajan ylitettyjen vuosien määrästä (5–15 vuotta). Tämän jälkeen arvo jatkaa kasvamistaan aina 100 prosenttiin asti. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Verkkoyhtiön muille toiminnoille, kuten energiamittaukselle, sähkösopimusten tekemiselle, laskutukselle, asiakkaiden laiminlyöntien ehkäisemiselle, asiakaspalvelulle, verkon suunnittelulle ja yleisille kustannuksille, määritetään myös referenssiarvo, jota kerrotaan verkkoyhtiön asiakkaiden lukumäärällä. Eri referenssiarvoja käytetään alkavaa 1000, 10 000 ja 100 000 asiakasta kohden. Jos verkkoyhtiö pystyy alittamaan referenssikustannukset, jää ylijäämä yhtiön tuotoksi. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Edellä mainittujen tuottojen lisäksi verkonhaltijoiden toiminnalle on määritelty erilaisia kannustutimiam/sanktioita, jotka vaikuttavat tuottojen suuruuteen. Kannustimet ja niiden vaikutukset tuottoihin ovat: verkon häviöiden pienennys -2 % – +1 %, sähkön laadun parantaminen -3 % – +2 % ja sähkövarkauksien havaitseminen 0 % – 1,5 %. (Council of European Energy Regulators, 2020)

Suomen valvontamalliin verrattaessa, on maiden menetelmissä jonkin verran samanlaisia piirteitä. Molemmissa valvontamalleissa rakennettu verkko arvotetaan ja se huomioidaan kohtuullisen tuoton laskennassa. Espanjan mallissa kuitenkin käytetään verkon arvottamisessa kahta eri mallia (ennen ja jälkeen 2015 rakennetut verkot), ja jälkimmäisessä huomioidaan verkon komponenttien kirjanpitoarvo. Kuten Suomessa, myös Espanjassa komponenttien nykykäyttöarvo laskee lineaarisesti, kunnes komponenttien pitoaika on ylitetty ja arvo on nolla.

4. VERKKOTIETOJÄRJESTELMÄ VERKON ARVON MÄÄRITTÄMISESSÄ

Tässä luvussa esitellään verkon arvon laskennassa käytettävää verkkotietojärjestelmää, laskennan kannalta olennaisia tietoja verkon komponenteista, ja määritellään laskentaa varten tarvittavat komponenttien alalajit. Luvussa 5 suoritettavan laskennan alustamisen ja suorittamisen kannalta on tärkeä tietää minkälaisia sovelluksia järjestelmä sisältää, ja miten luvussa 3 esitetyt verkon komponentit huomioidaan NAM- ja NIM-laskennoissa. Työssä käytetään Keuruun Sähkö Oy:llä käytössä olevaa Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmää.

Verkkotietojärjestelmää käytetään verkonhaltijan verkko-omaisuuden hallintaan, ja se säilyttää, analysoi ja tulostaa verkkoon ja sen komponentteihin liittyvää tietoa. Järjestelmän avulla voidaan suorittaa verkkotietojen ylläpidon, laskennan, suunnittelun, tilastoinnin, raportoinnin tehtäviä sekä verkkokarttojen piirtoa. Verkon komponenttien kytkeytyminen sekä yksityiskohtaiset tiedot on kuvattu järjestelmässä, ja komponenttien sijainti on liitetty karttapohjaan. (Lakervi, Partanen, 2009)

Komponenttien yksityiskohtaisia tietoja ovat ikä-, sijainti- ja kunnossapitotiedot. Näiden tietojen avulla voidaan määritellä kunnonhallinta- ja investointitoimenpiteitä sekä laskea verkko-omaisuuden nykykäyttöarvo ja jälleenhankintakustannukset. Koska nämä tiedot ovat merkittäviä verkkoyhtiön kohtuullisen tuoton laskennassa, verkon dokumentointi oikein verkkotietojärjestelmään on tärkeää. (Lakervi, Partanen, 2009) (Trimble Solutions Oy)

4.1 Trimble NIS

Trimble NIS (Network Information System) sähköverkoille on Trimble Solutions Oy:n kehittämä ja ylläpitämä verkkotietojärjestelmä sähköyhtiöiden liiketoimintaan, joka muodostuu älykkästä verkkomallista ja siihen integroiduista paikkatietotoiminnallisuuksista. Järjestelmä on laajennettavissa ulkopuolisilla tiedoilla, kuten asiakastiedoilla. (Trimble Solutions Oy)

Trimble NIS kostuu useista modulaarisista toimialasovelluksista: verkkolaskenta, verkon suunnittelu ja rakentaminen, omaisuudenhallinta, verkkoinvestointien hallinta ja kunnossapito. Tämän diplomityön kannalta omaisuudenhallinnansovellus on keskeisessä asemassa. (Trimble Solutions Oy)

OmaisuuDENhallintasovelluksen avulla voidaan analysoida omaisuuden ominaisuustietoja, kuten tilaa, kuntoa, määrää, sijaintia, ikää, alueellisia kulutuksia ja kehitystrendejä. Näiden tietojen perusteella pystytään verkko-omaisuudelle laskemaan omaisuuden nykyarvo ja jälleenhankintakustannukset. (Trimble Solutions Oy)

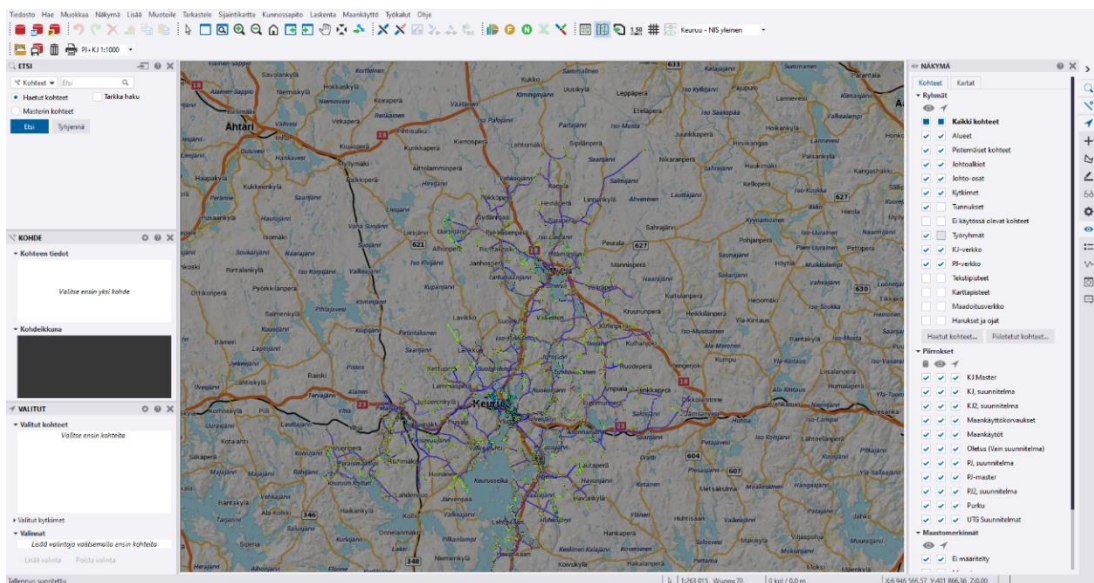
4.1.1 Käyttöliittymä

Trimblen NIS -järjestelmää navigoidaan graafisen käyttöliittymän avulla, joka on esitetty kuvassa 14. Järjestelmään on tallennettu verkonhaltijan sähköverkko ja sen komponentit mukautettavaan karttapohjaan linkitettyinä. Ohjelmiston käyttöliittymässä on toiminnon tyyppin mukaan kategorisoidut alasvetolaatikot ja pikatoiminnot, ja reunaikkunoista käyttötärpeen mukaan muokattavat välilehdet. Verkon komponentteja klikkaamalla pääsee käsiksi niiden ominaisuuksiin.

Työn kannalta olennaisia verkon komponentteihin liittyviä tietoja käsitellään luvussa 4.2. Luvussa esitellään mitä komponenttietoja järjestelmään täytyy syöttää, ja miten komponenttiryhmiEN alalajeja ja hinnastoja luodaan.

4.1.2 Cost Editor -sovellus

Cost Editor -sovelluksella pystytään luomaan verkkotietojärjestelmään erilaisia hinnastoja, kuten rakentamishinnastoja, ja liittämään siellä olevien alkioiden hinnat sähköverkon komponentteihin. Tässä työssä hinnastot luodaan verkon arvon laskemista varten Energiaviraston määrittämistä yksikköhinnoista ja NIM-laskentaa varten verkon rakennuskustannuksista. Sovelluksella luodaan haluttu hinnasto ja sen toimenpiteet, jotka ris-



Kuva 14: Trimble NIS käyttöliittymä

tiviitataan verkkokomponenttien lajeihin. Jokaiselle Energiaviraston valvontamallin mukaiselle komponentille määritetään yksikköhinnat, joiden avulla ohjelmisto laskee sähköverkon JKA:n ja NKA:n. Verkon arvon laskentaa varten joudutaan verkon komponenteille luomaan alalajeja, jotta ne vastaisivat Energiaviraston jaottelua. Hinnaston ja toimenpiteiden luomista, komponenttien ristiviittausta ja lajien määrittämistä käsitellään luvussa 4.2.2.

4.1.3 NAMCalculation-sovellus

NAMCalculation-sovelluksen avulla määritetään verkon arvon laskennassa käytettävät parametrit ja toteutetaan laskenta. Laskennan tulokset saadaan näkyviin joko Trimble NIS -käyttöliittymässä tai sitten erillisessä Microsoft Access -raportissa. Laskennan tuloksia käsitellään luvussa 5.

Ennen laskennan toteutusta laskennalle määritetään nimi ja valinnainen kuvaus. Tämän jälkeen määritellään laskennassa käytettävä hinnasto, päivämäärätila (minkä ajanhetken tulokset halutaan esittää), hintavuosi (minkä vuoden hinnastoa halutaan käyttää) ja laskentatila (minkä tyyppinen laskenta on kyseessä). Laskentatilana tässä työssä käytetään luonnollisesti verkon arvon laskentaa. Laskennalle voidaan myös määrittellä erilaisia reunaehtoja, kuten alue, jolle laskenta suoritetaan. Laskennassa käytetyt asetukset saadaan tallennettua myöhempää käyttöä varten.

4.2 Verkon komponentit

Verkkotietojärjestelmään on syötetty tiedot verkon eri komponenteista ja niiden kytkeytymisestä toisiinsa. Jotta verkon arvon laskenta tuottaisi täsmällistä ja hyödyllistä dataa, täytyy verkkotietojärjestelmän tietojen olla ajan tasalla. Laskennan kannalta tärkeintä on, että jokainen laskentaan haluttava komponentti on tallennettu järjestelmään oikealla lajilla, ja sille on annettu oikeellinen käyttöönottopäivä tai laskennallinen käyttöönottovuosi. Luvussa 2 käsiteltiin sähkövoimajärjestelmän rakennetta, missä käytiin läpi myös jännitetasoittain sähköverkon komponentteja. Näille sähköverkon komponenteille luodaan yksikköhinnat ja jaotellaan Energiaviraston komponenttitaulukon (Energiavirasto, 2018) mukaisesti. Hinnasto luodaan Cost editor -sovelluksella ja alalajit määritellään komponenttikohteisesti komponenttien parametrien mukaan.

4.2.1 Määriteltävät alalajit

Osa verkon komponenteista voidaan liittää suoraan Energiaviraston hinnastoon, mutta osalle joudutaan määrittämään alalajeja käyttäen joitain komponentin ominaisuuksien

parametrejä. Tämän alaluvun tarkoituksena on havainnollistaa, minkälaisia lajitteluja mahdollisesti joudutaan tekemään, jotta verkon arvon laskenta toimii oikein.

Esimerkkinä alalajitarpeesta on maakaapelien jako ei-vesistökaapeleihin ja vesistökaapeleihin. Määriteltävät alalajit tietysti riippuvat täysin sähköverkkoyhtiön tavasta dokumentoida verkon komponentit, joten tässä työssä käytetyt alalajit eivät ole käytettävissä yleispätevästi. Jollain verkkoyhtiöillä jotkin komponentit voivat olla omana lajinaan ja toisilla jaottelu tehdään lajin sisällä olevan parametrin avulla. Tässä työssä käytettävä jako erilaisiin lajeihin siis perustuu Keuruun Sähkö Oy:n tapaan dokumentoida verkon komponentit.

Laskentaa varten määritellään alalajit johtoalkioille (pj- ja kj-kaapelit), jako- ja haaroituskaapelille, linjaerottimille, jonovarokeytkimille, puistomuuntamoille ja kaukokäyttöisille erotinasemille. Seuraavaksi käydään läpi verkon arvon laskentaa varten tehdyt alalajiratkaisut.

Pienjännite- ja keskijännitekaapelit jaetaan ei-vesistökaapeleihin ja vesistökaapeleihin johtojen omaisuuksien *ympäristö*-kentän mukaan. Sama määrittely tehdään jokaiselle johtotyypille erikseen, eli Cost Editorilla ristiviittauksia tehtäessä on valittavissa jokaisesta johtotyypistä ei-vesistökaapeli- ja vesistökaapelivaihtoehto.

Pienjännite jako- ja haaroituskaapit on sisällytetty Keuruun Sähkö Oy:n dokumentoinnissa saman lajin alle. Nämä kuitenkin voidaan erottaa toisistaan hyödyntämällä lajin ominaisuuksien *rakenne*-kentän arvoja. Sinne on eroteltu luvussa 2.4.2. esitellyt eri kokoiset jakokaapit sekä haaroituskaapit ja -putket.

Linjaerottimet jaetaan omiin alalajeihinsa käyttäen *valmistajan tyyppi* -kentän arvoa. Tällä on arvot katkaisukammioille, piiskalliselle (kevyt) ja 1-vaiheisesti erotettavissa olevalle 3-vaiheiselle huoltoerottimelle. Kaukokäyttöiset ilmajohtoerottimet lajitellaan kauko-ohjattava erotinasema -lajin *erotin-lkm* -vapaan attribuutin (käyttäjän räätälöimä kenttä) mukaan, johon on luotu Energiaviraston mukaiset erottimien lukumäärät.

Jonovarokeytkinten kanssa joudutaan turvautumaan kahteen eri lajittelumenetelmään. Pääsääntöinen lajittelu tehdään käyttäen *valmistajan tyyppi* -kenttää, koska varoketyyppi sisältää tiedon varokkeen sulakealustan koosta (esimerkiksi ABB SLD 00 varokkeen sulakealusta on 160 A). Peruste tälle lajittelulle on se, että *varoke*-lajiin on myös dokumentoitu sähköverkon pylväsvarokkeet, joita ei huomioida laskennassa. Kuitenkin osassa vanhemmista jonovarokkeista ei ole edellä mainittua kenttää täytetty, joten lajittelu näissä tapauksissa tehdään teknisten tietojen *sulakealusta*-kentän mukaan. Tällöin valmistajan tyyppi on asetettu *jonovaro*.

Puistomuuntamoille joudutaan tekemään alalajit PJ-keskuksen nimellisvirran mukaisesti hyödyntäen vapaata attribuuttia. Kevyet puistomuuntamot ja kiinteistömuuntamot ovat omina lajeinaan, joten niille ei tarvitse luoda alalajeja, eikä Keuruun Sähkö Oy:n verkossa ole kaksoismuuntamoita tai sisältä hoidettavia puistomuuntamoita.

4.2.2 Hinnasto

Cost Editorin hinnastojen avulla pystytään luomaan toimenpiteiden kustannukset erilaisille verkon komponenteille tai verkostotöille. Toimenpiteet liitetään komponenttilajeihin joko rakennustoimenpiteenä tai purkutoimenpiteenä. Verkon arvon laskennassa toimenpiteiden tyyppi on investointi, joka on rakennustoimenpide.

Kun hinnasto luodaan, määritellään sille toimenpideryhmät, joiden avulla pystytään kategorioimaan erityyppiset toimenpiteet. Verkon arvon laskennassa toimenpideryhminä ovat Energiaviraston valvontamenetelmien (Energiavirasto, 2018) mukaiset ryhmät, esimerkiksi 0,4 kV ilmajohdot. Näille toimenpideryhmille luodaan toimenpiteet eli investoinneista syntyvät kustannukset komponenttilajikohtaisesti.

Yksikköhinnan mukaisessa investointityyppisessä toimenpiteessä syötetään sille materiaalikustannus, pitoaika ja toimenpidettä yksilöivät tiedot (nimi, ryhmä, tyyppi). NIM-laskennan rakentamishinnastossa toimenpiteille syötetään muut halutut kustannukset, kuten konekustannukset ja urakointikulut.

Hinnaston toimenpiteet ristiviitataan komponenttilajeille lisäämällä halutulle lajille rakennus- tai purkutoimenpide. Kun hinnasto on tallennettu ja NAM- tai NIM-laskenta on tehty käyttäen sitä, tulisi lisättyjen lajien kustannusten näkyä tuloksissa.

5. SÄHKÖVERKON ARVON LASKEMINEN JA LASKENNAN TULOSTEN ESITTELY

Tässä luvussa käsitellään verkkotietojärjestelmällä tehtävän sähköverkon arvon laskennan alustus, toteutus ja tulosten esittely. Luvussa myös käsitellään laskennan toteutuksessa syntyneitä ongelmia ja niille kehitettyjä ratkaisuja. NAM- ja NIM-laskentojen tuloksia analysoidaan ja jatkokehitysideoita esitellään luvussa 7.

5.1 Laskennan toteuttaminen

Verkon arvon laskenta vaati toimiakseen ajantasaisen verkkotietojärjestelmän dokumentoinnin, Energiaviraston yksikköhintoihin perustuvan hinnaston, hinnaston ristiviittaamisen verkon komponenttilajeihin ja laskennan asetteluiden määrittämisen. Seuraavaksi esitellään työn yhteydessä tehdyt toimenpiteet oikean verkon arvon laskennan saavuttamiseksi.

5.1.1 Dokumentoinnin ajantasaisuus

Laskenta käyttää sähköverkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon laskennassa Trimble NIS -verkkotietojärjestelmään dokumentoituja komponentteja ja niiden tietoja. On siis selvää, että dokumentoinnin tulee olla ajan tasalla, jotta sen avulla voidaan tuottaa oikeata ja hyödyllistä dataa. Ajantasaisuudella tässä tapauksessa tarkoitetaan komponenttien lajien, käyttöönottopäivämäärien, luvussa 4.2.1. esiteltyjen komponenttien parametrien ja ylipäätään itse komponentin dokumentoimista verkkotietojärjestelmään.

NAM-laskentaan liittyvät työt aloitettiin päivittämällä Keuruun Sähkö Oy:n verkkotietojärjestelmän tietoja puutteellisesti dokumentoitujen ja dokumentoimattomien komponenttien osalta. Päivittämiseen liittyi pääosin komponenttien käyttöönottopäivämäärien syöttäminen ja komponenttien lisääminen (esimerkiksi kaapelijatkot ja -päätteet). Tietoja näille komponenteille haettiin käyttöönottopöytäkirjoista ja valmistuneista verkostotöistä. Osan komponenttien tiedot käytiin myös varmentamassa maastosta.

Jos komponentille ei ole syötetty käyttöönottopäivämäärää, huomioidaan se laskennassa pitoaikansa saavuttaneeksi komponentiksi, jolla ei ole nykykäyttöarvoa (Energiavirasto, 2018). Keuruun Sähkö Oy:n sähköverkosta löytyy jonkin verran dokumentoimattomia käyttöönottopäivämääriä johtuen vanhoista verkon osista. Toisaalta osa näistä komponenteista olisi muutoinkin jo pitoaikansa loppupuolella.

Käyttöönottopäivämäärien päivittämisen lisäksi verkkotietojärjestelmään lisättiin dokumentoimattomia kohteita (pääosin kaapelijatkoksia ja -päätteitä), ja luotiin luvussa 4.2.1 esiteltyjen komponenttien alalajien määrittelyyn vaadittavia parametrejä ja päivitettiin ne komponenteille (esimerkiksi jonovarokkeet ja kaukokäyttöiset erotinasemat). Lisäksi joidenkin komponenttien tietoja, kuten kaukokäyttöominaisuuden lisääminen käytössä olevalle erottimelle, päivitettiin työn yhteydessä.

5.1.2 Hinnaston luominen ja lajien ristiviittaus

Sähköverkon komponenteille luotiin hinnasto perustuen Energiaviraston yksikköhintoihin. Hinnaston luominen tehtiin luvun 4.2.2 mukaisesti, eli sille luotiin toimenpideryhmät Energiaviraston yksikköhintojen (Energiavirasto, 2018) komponenttiryhmiin mukaan: 0,4 kV ilmajohtot, 20 kV ilmajohtot, 20/0,4 kV ilmajohtoverkon jakelumuuntamot ja niin edelleen. Toimenpideryhmiin luotiin investointityyppiset rakennustoimenpiteet yksikköhintojen lajien mukaisesti, esimerkiksi 0,4 kV ilmajohtoilta luotiin lajit kuvaamaan eri pak-suisia AMKA-kaapeleita.

Toimenpiteet tämän jälkeen ristiviitattiin verkkotietojärjestelmän komponenttilajeihin joko suoraan tai luvussa 4.2.1 määriteltyjen alalajien kautta. Lopputuloksena kaikki Keuruun Sähkö Oy:n verkkokomponentit, jotka verkon arvon laskennassa huomioidaan, on linkitetty hinnaston toimenpiteisiin.

5.1.3 Laskennan asetteluiden määrittäminen

Verkon arvon laskennan asetteluiden määrittäminen tapahtuu NAMCalculation-sovelluksessa. Laskentaa varten hinnastoksi valitaan Energiaviraston yksikköhintoihin perustuva hinnasto ja päivämäärätilaksi kuluva vuosi, joka vaikuttaa verkon nykykäyttöarvoon pit-aikojen kautta. Hintavuodeksi asetetaan myös kuluva vuosi, laskentatilaksi verkon arvo ja laskennalle asetetaan lauseke, joka suodattaa asiakkaiden omistamat kaapelit lasken-nasta.

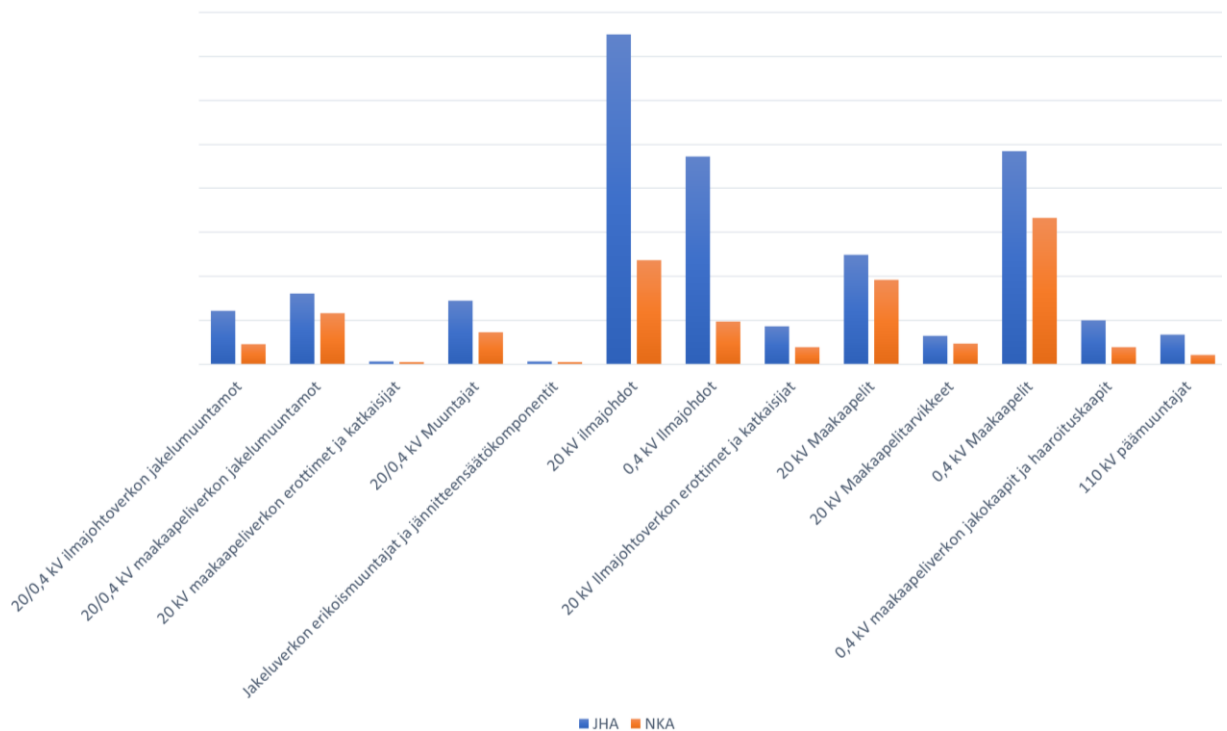
5.2 NAM-laskennan tulosten esittely

Kuten aiemmin työssä mainittiin, verkon arvon laskennan tulokset saadaan esitettyä eri tavoin. Tässä työssä tulokset on koostettu verkkotietojärjestelmän käyttöliittymän esittä-mistä tuloksista. Kuitenkin tulosten käyttöä varten Microsoft Access -raportti mahdollis-taa paremman räätälöimisen. Työssä laskennan tulosten käsittelyssä keskitytään kom-ponenttiryhmiin arvojen vertailemiseen Energiavirastolle ilmoitettuihin tietoihin.

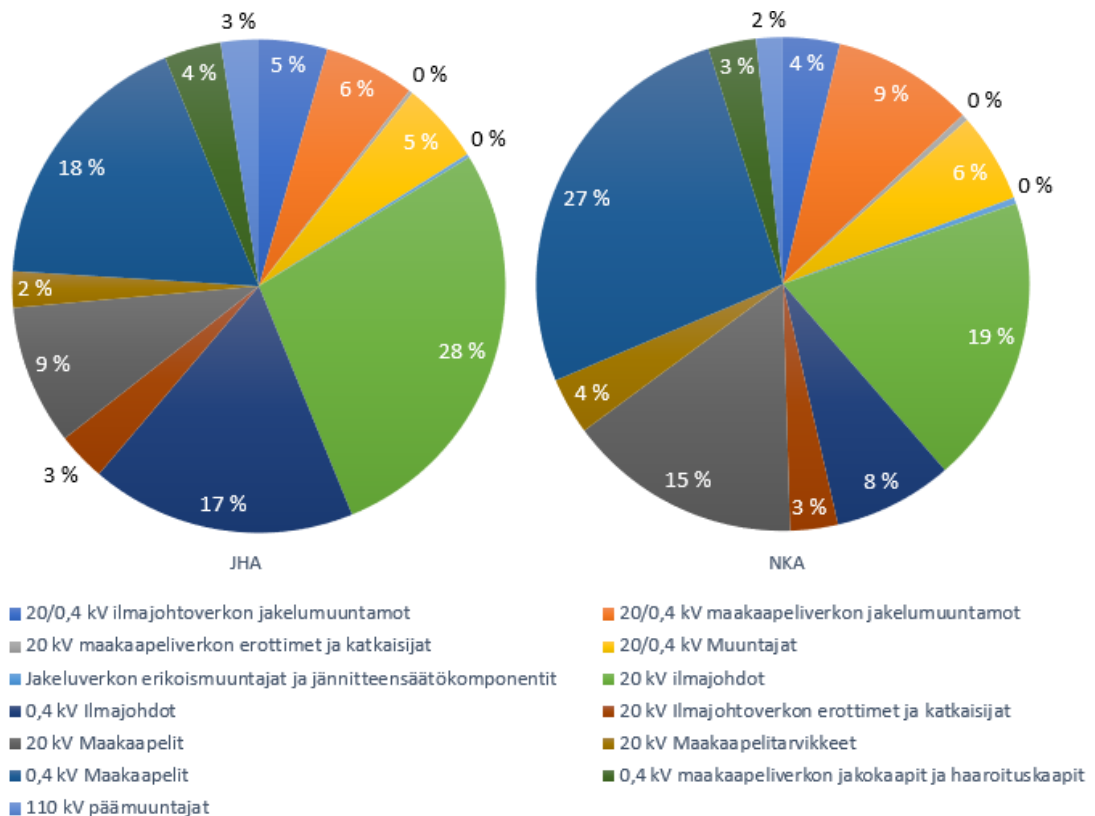
Kun luvussa 5.1 tehdyt laskennan alustukset on tehty ja laskenta on toteutettu, voidaan tuloksia tarkastella Trimble NIS -käyttöliittymästä. Laskennan tulosten avaamisen sijainti voidaan määrittää vapaavalintaisesti pääkäyttäjän toimesta (Trimble, 2019), ja Keuruun Sähkö Oy:ssä se on määritetty *tarkastele*-välilehden alle kohtaan *Verkon arvo*. Avautuvasta ikkunasta valitaan tarkasteltava verkon arvon laskenta.

Verkkotietojärjestelmästä saaduista tuloksista on koottu kuvat 15 ja 16. Kuvista selviää verkon JHA:n ja NKA:n suhteet komponenttiryhmittäin sekä JHA:n ja NKA:n rakenne.

Kuvasta 15 nähdään, että useassa komponenttiryhmässä JHA on yli kaksi kertaa suurempi kuin NKA, mikä kertoo komponenttien keski-ikäen olevan suhteellisen vanhoja. Kuvan 16 JKA:n ja NKA:n muodostumista esittävistä diagrammeista huomataan, että vaikka suurin osa JHA:sta koostuu ilmajohtoista (45 %), on niiden arvo paljon pienempi NKA:n (27 %) muodostumisessa muiden komponenttilajien nuoremman keski-ään vuoksi. Maakaapelien osalta vastaavat osuudet ovat 27 % JHA:sta ja 42 % NKA:sta. Suurin osa, noin 27 %, Keuruun Sähkön Oy:n NKA:sta muodostuu pienjännitteisestä maakaapeliverkosta. Kuitenkin ilmajohtoverkolla tulee olemaan osuutensa Keuruun Sähkö Oy:n verkon NKA:ssa myös tulevaisuudessa, koska monesta muusta verkkoyhtiöstä poiketen, rakennetaan Keuruun alueella uutta ilmajohtoverkkoa, jos se on teknistaloudellisesti kannattavaa.



Kuva 15: Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvojen suhteet komponenttiryhmittäin



Kuva 16: Verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon rakenne

Laskenta antaa myös tulokseksi komponenttilaji- sekä komponenttiryhmäkohtaiset tiedot verkon arvosta. Laskennan komponenttiryhmäkohtaisten tulosten ja Energiavirastolle ilmoitettujen tietojen vertailun perusteella voidaan arvioida, millä tasolla sähköverkon dokumentointi on ja miten tarkasti komponenttien ikätiedot on saatu määriteltyä ennen laskennan käyttöönottoa. Laskennan tuloksia tarkasteltaessa on huomattava, että laskenta huomioi myös vuonna 2020 rakennetun sähköverkon, kun taas Energiavirastolle on ilmoitettu vuoden 2019 lopun verkkotiedot.

NAM-laskennan ja Energiavirastolle ilmoitettujen tietojen nykykäyttöarvojen eroavaisuudet komponenttiryhmittäin on nähtävissä taulukossa 5. Taulukon prosentuaaliset arvot on suhteutettu ilmoitettujen tietojen arvoihin, ja positiivinen etumerkki kertoo laskennan tuloksen olevan suurempi.

Taulukosta 5 voidaan nähdä, että osassa komponenttiryhmistä laskennassa huomioitujen komponenttien määrä ja ikätiedot täsmäävät hyvällä tarkkuudella Energiavirastolle ilmoitettuihin arvoihin ja tuloksia voi hyödyntää sellaisenaan. Tällaisia ryhmiä ovat esimerkiksi pien- ja keskijännitemaakaapelit, päämuuntajat ja maakaapeliverkon jakelumuuntamot. Pääosin laskennan komponenttimäärät vastaavat ilmoitettuja määriä, ja keskeisenä erona nykykäyttöarvoissa on ollut puutteellisesti dokumentoidut ikätiedot.

Edellä mainituissa ryhmissä komponenttien iät ovat olleet suhteellisen nuoria (maakaapeliverkko) ja komponenttien määrä pieni (päämuuntajat), minkä takia niiden dokumentoinnissa on ollut vain vähän puutteita.

Suurimmat haasteet laskennassa ovat syntyneet ilmajohtoverkon komponenttien ja maakaapeliverkon tarvikkeiden, jakokaappien ja haaroituskaappien osalta. Ilmajohtoverkkojen osalta käyttöönottotiedot ovat puutteellisia pienjännitteisillä johto-osilla ja muuntamoilla. Muuntamoiden käyttöönottotiedot on mahdollista saada selvitettyä käymällä fyysisesti paikan päällä, ja tietojen keräämisen vaatima työmäärä on suhteellisen pieni. Johto-osien osalta edellä mainittu ratkaisu ei kuitenkaan ole järkevää läpikäytävien johtojen suuren määrän vuoksi.

Taulukko 5: Verkon arvon laskennan ja Energiavirastolle ilmoitettujen tietojen eroavaisuus

Komponenttiryhmä	Ero komponenttimäärissä	NKA ero prosentteina
Ilmajohtoverkon jakelumuuntamot	8 kpl	-20,28
Maakaapeliverkon jakelumuuntamot	2 kpl	12,35
Maakaapeliverkon erottimet ja katkaisijat	1 kpl	-10,20
Jakelumuuntajat	13 kpl	0,36
Jakeluverkon erikoismuuntajat ja jännitteensäätökomponentit	3 kpl	41,99
Keskijänniteilmajohdot	0,5 km	4,94
Pienjänniteilmajohdot	5,6 km	-30,11
20 kV Ilmajohtoverkon erottimet ja katkaisijat	6 kpl	-8,31
Keskijännitemaakaapelit	1,1 km	-0,95
Keskijännitemaakaapelitarvikkeet	-130 kpl	0,54
Pienjännitemaakaapelit	17,9 km	7,56
Pienjännitemaakaapeliverkon ja-kokaapit ja haaroituskaapit	754 kpl	-22,18
Verkon päämuuntajat	0	-1,34
Koko verkon osalta		-1,74

Keskijännitteisen maakaapeliverkon tarvikkeiden (päätteet ja jatkokset) ja pienjännitteisen kaapeliverkon jonovarokkeiden (pienjännitemaakaapeliverkon jakokaapit ja haarotuskaapit) kanssa laskennan haasteita on ollut sekä ikä- että määrätietojen kanssa. Päätteiden ja jatkosten osalta dokumentointi ei ole ollut ajantasaista tämän diplomityön aloitushetkellä, ja Energiavirastolle on ilmoitettu 2005 vuoden arvion perusteella vuosittaisesta muutoksesta saadut arvot. Kaapelipäätteiden osalta dokumentointi on työn yhteydessä korjattu, mutta dokumentoimattomia jatkoksia on mahdotonta sisällyttää laskentaan.

On huomattava, vaikka laskenta tarvitsemat ikätiedot eivät tällä hetkellä dokumentoinnissa ole parhaalla mahdollisella tasolla, paranee dokumentoinnin taso jatkuvasti, kun vanhoja verkon osia puretaan ja uusia käyttöön otetaan. Myös maastokäyntien yhteydessä on mahdollista tarkastaa yksittäisten komponenttien tietoja ja dokumentoida ne verkkotietojärjestelmään, joka myös parantaa dokumentoinnin tasoa. Verkkotietojärjestelmän dokumentoinnin korjauksia ja komponenttien ikätietojen syöttämistä on pääsääntöisesti diplomityön yhteydessä tehty sähköisten ja paperisten dokumenttien avulla, eikä pidempään konsernissa olleiden työntekijöiden tietoja ole vielä hyödynnetty. Monelle verkon osalle saadaan ikätiedot selvitettyä sen rakennuttaneiden henkilöiden omista arkistoista.

NAM-laskentatyökalua on oikein toimiessa yksinkertaista käyttää ja sillä saadaan nopeasti selvillä informaatiota verkon komponenttiedoista ja tunnusluvuista. Kuitenkin käyttäjän on laskentatyökalun alustus- ja testausvaiheessa tiedettävä, minkä suuntaisia tuloksia laskennasta tulisi saada, jotta voidaan varmasti tietää laskennan toimivan oikein kaikkien komponenttilajien osalta. Tämän työn yhteydessä esimerkiksi vesistökaapeleiden alalajit eivät menneet kerralla oikein, mutta virhe huomattiin nopeasti, koska tiedettiin kuinka paljon kyseisiä kaapelilajeja pitäisi olla verkossa. Voidaan siis todeta, että verkkotietojärjestelmä tarjoaa tehokkaan työkalun verkon arvon määrittämiselle, mutta käyttäjän rooli laskennan alustamisessa ja käytössä on suuri.

Koko verkon osalta ilmoitettujen ja laskettujen nykykäyttöarvojen ero on diplomityön kirjoitushetkellä alle 2 %, mikä on kohtuullisen hyvä lopputulos työn aloituksen aikaisen dokumentoinnin tasoon nähden. Työn tulosten arvioinnin yhteydessä esitetään kehitysehdotuksia dokumentoinnin korkean tason ylläpitämiseksi.

6. NIMCALCULATION PILOTTI

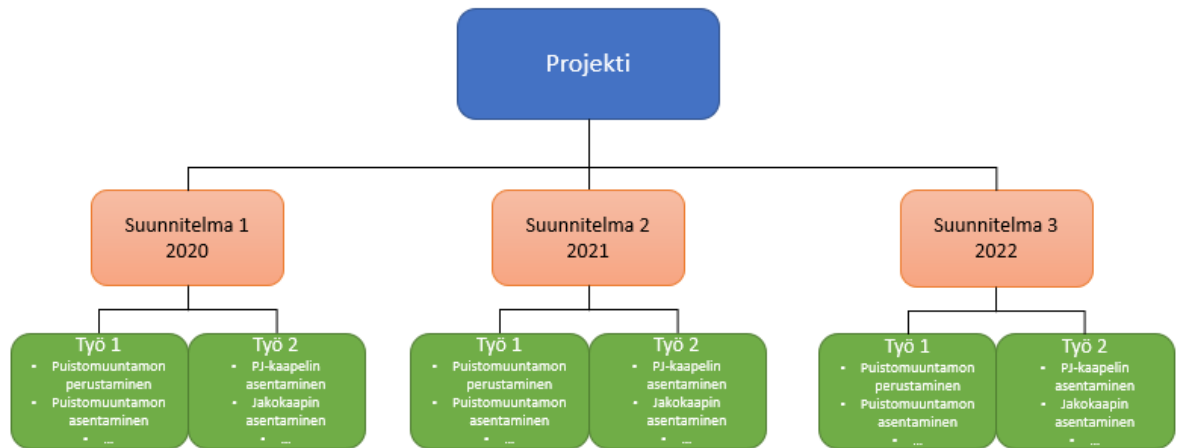
Tässä luvussa käsitellään Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmän NIM-laskentatyökalun toimintojen esittelyä, laskennan suorittamista todelliselle verkostotyölle sekä esitellään sen tuloksia. Pilotin tavoitteena on selvittää työkalun toimintoja ja sen soveltuvuutta Keuruun Sähkö Oy:n tarpeisiin verkon arvon muutoksen ja rakentamiskustannusten seurannassa, verkostotöiden vuotuisten kustannusten tarkastelussa ja rakentamistöiden ajallisessa optimoinnissa. Laskennan onnistumista ja työkalun mahdollista käyttöönottoa pohditaan luvussa 7.

6.1 Työkalun käyttö

NIM-laskentatyökalu hyödyntää luvussa 4.2.2 tehtyä, Energiaviraston yksikköhintoihin perustuvaa hinnastoa. Laskentaa varten tarvitsee siis tehdä vain toinen hinnasto alaluvun 4.2.2 mukaisesti rakentamiskustannuksille, jotta kuluja voidaan verrata laskennassa verkon arvon muutokseen. Rakentamishinnastoa lukuun ottamatta, laskenta ei juurikaan vaadi alustamista, kunhan NAM-laskentaa varten tehdyt toimenpiteet on suoritettu.

Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmässä verkstorakentamisessa toimitaan neljällä eri tasolla (kuva 17). Ylimmällä tasolla ovat projektit, jotka voivat sijoittua usealle eri vuodelle ja sisältävät useita eri suunnitelmia. Suunnitelmat sisältävät erilaisia verkostotöitä ja ne voivat olla joko yleis- tai toteutussuunnitelmia. Suunnitelman tyyppillä on vaikutusta siihen, kuinka tunnusluvut lasketaan projektille. Verkostotyöt sisältävät erilaisia lajikohtaisia toimenpiteitä (esimerkiksi hinnaston mukaiset toimenpiteet, kuten kaapelinasennus). Jotta NIM-laskennan tunnusluvut saadaan laskettua oikein, täytyy käyttäjän ymmärtää verkkotietojärjestelmän eri tasot. Seuraavaksi luodaan esimerkkiprojekti, jolla havainnollistetaan työkalun käyttöä.

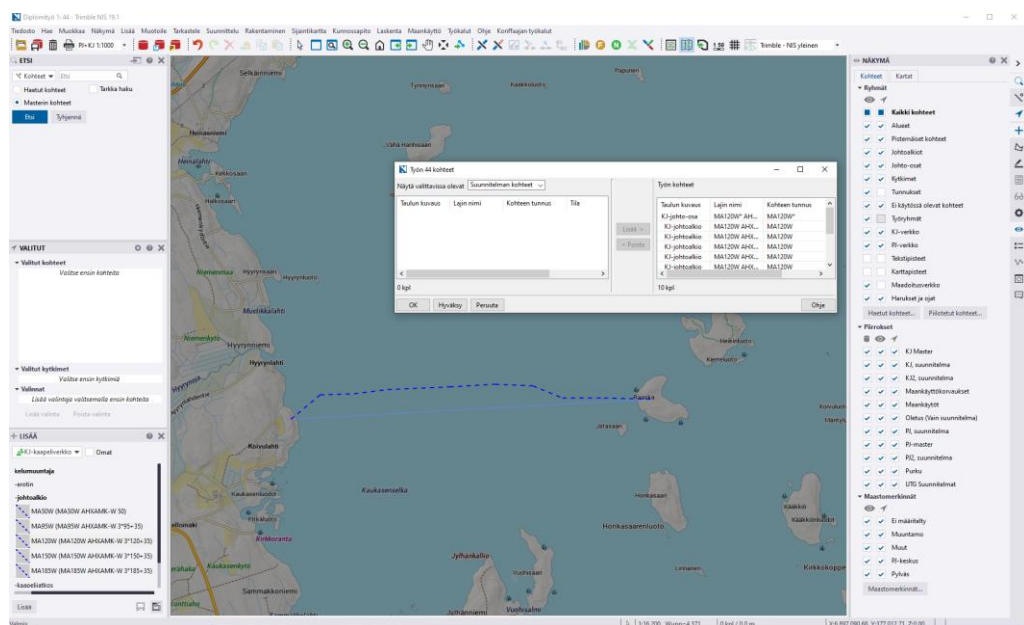
Esimerkkiprojektille annetaan projektia luodessa nimi sekä valitaan projektin kesto ja aloitusvuosi. Projektin kestoksi tässä esimerkissä valitaan 3 vuotta ja aloitusvuodeksi 2020. Tälle projektille luodaan toteutussuunnitelmat *Diplomityö 1, 2 ja 3*. Suunnitelmat jaetaan siten, että jokaiselle projektin vuodelle sijoittuu yksi suunnitelma. Suunnitelmia luodessa niille myös määritetään laskennassa käytettävät hinnastot.



Kuva 17: Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmän verkostorakentamisen tasot

Kun suunnitelmat on luotu, luodaan yksittäisille suunnitelmille rakentamistyö, koska kaikki verkkotietojärjestelmään piirretyt verkonosat linkittyvät aktiivisena olevaan työhön. Esimerkkisuunnitelmiin suunnitellaan vain pienet kj-verkon ja pj-verkon osat havainnollistamaan NIM-työkalun käyttöä, mutta seuraavissa alaluvuissa käsiteltävä verkonosa on kj- sekä pj-verkon kattava todellinen rakennuskohde. Suunnitelmaan 1 piirretään kuvan 18 mukainen kj-vesistökaapeli. Kuvasta nähdään, että piirretyt johtoalkiot ja -osat linkittyvät oikein työn kohteiksi.

Kun uusi verkonosa on suunniteltu verkkotietojärjestelmässä, voidaan suunnitelman tunnusluvut laskea *Suunnittelu*-välilehden *Verkon arvo- ja määrälaskennat* -toiminnolla. Laskennan tulokset nähdään kuvassa 19, ja ne sisältävät suunnitelman rakennuskustannukset, työhön käytetyt tunnit, sekä verkon arvoon ja sen muutokseen liittyvät tiedot.



Kuva 18: Komponenttien lisääminen suunnitelmaan

The screenshot shows a window titled 'Laskentatulokset' with a menu bar containing 'Vali... toimenpiteitä...' and 'Erittely'. Below the menu bar are tabs for 'Kustannukset', 'Tunnit', and 'Verkon arvo'. The main area contains a table with the following data:

Nimi	Määrä, rake...	Määrä, purku	Yks.	JHA, rakentami...	JHA, purku	JHA, muutos	NKA, rakentaminen	NKA, purku	NKA, muutos	Lähde
Suunnitelma yhteensä: DIPLOMATI				91019	0		91019	91019	0	91019 Suunnitelma

Kuva 19: Verkon arvo ja määrälaskennan tulokset

Laskentaa hyödyntävät suunnitelman tunnusluvut nähdään suunnitelman ominaisuuksien *tunnusluvut*-välilehdeltä (kuva 20). Välilehdeltä nähdään ennakoitua verkon tunnusluvut rakentamiskustannuksista (sumennettu salassapitosyistä), verkon arvosta sekä rakennettavan ja purettavan verkon määristä. Tunnuslukujen avulla voidaan helposti vertailla verkon rakentamiskustannuksia ja nykykäyttöarvon muutosta, eli työkalun avulla voi halutessaan maksimoida kohtuullisessa tuotossa huomioon otettavan verkon arvon eri rakennustapoja ja reittejä vertailemalla. Luvussa 3.2.1 mainittiin, että Keuruun Sähkö Oy:n verkon rakentaminen keskittyy tällä hetkellä huonokuntoisimpien verkonsien saneeraamiseen, mutta tulevaisuudessa verkon arvon optimoinnilla voi olla vaikutusta rakentamiskohteiden ja -tapojen valinnassa. Suunnitelman valmistuttua voidaan sille dokumentoida toteuman mukaiset tunnusluvut ja verrata niitä ennakoituihin arvoihin.

Kun suunnitelmat on tehty verkkotietojärjestelmään ja niille on suoritettu verkon arvon laskenta edeltävällä tavalla, voidaan tunnusluvut päivittää myös projektille. Projektin tunnusluvut nähdään kuvassa 21. Suunnitelmiin 1 ja 2 suunniteltiin kj-verkonosat ja suunnitelmaan 3 pj-verkonosa. Projektin tunnusluvut, suunnitelmien tunnuslukujen tavoin, on jaettu ennakoituihin ja toteuman mukaisiin arvoihin. Lisäksi projektin tunnusluvuista nähdään arvojen vuotuiset jakaumat ja suunnitelmien tunnuslukujen summat. Jos projektin suunnitelma olisi ollut tyypiltään yleissuunnitelma, niin oltaisiin tunnuslukujen jakautuminen projektin vuosille valittu kuvan yläosassa olevien prosenttiosuuksien avulla.

Suunnitelma Oikeudet Taustatiedot Versiot Osapuolet Tunnusluvut + Vapaat attribuutit -lista Liitteet Huomautus Vapaat attribuutit										
Näytä Tunnuslukujen arvot										
Tunnuslukuvuosi 2020										
Toteutusvuosi 2020 Seuraavan vuoden osuus (%) 0 Jaa vuosille <input type="checkbox"/> Näytä vuodet										
Tyyppi	Nimi	Vuosi	Yksikkö	Näytettävä ...	Päivämäärä	Laskija	Lähde	Lauseke	Lyhenne	Tar
Ennakoitu	Materiaalikulutus		€		31.08.2020 09:43:08	Panu Happonen	Toteutus...	KF110	E Materiaali	
Ennakoitu	Urakointikulutus		€		31.08.2020 09:43:08	Panu Happonen	Toteutus...	KF111	E Urakointi	
Ennakoitu	Rakennuskustannus		€		31.08.2020 09:43:13	Panu Happonen	Toteutus...	= KF110 + KF111	E Rakentaminen	
Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), uusi		€	91,0	31.08.2020 09:43:08	Panu Happonen	Toteutus...	KF130	E JHA uusi	
Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), vanha		€	0,0	31.08.2020 09:43:09	Panu Happonen	Toteutus...	KF131	E JHA purku	
Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), muutos		€	91,0	31.08.2020 09:43:13	Panu Happonen	Toteutus...	= KF130 - KF131	E JHA muutos	
Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), uusi		€	91,0	31.08.2020 09:43:09	Panu Happonen	Toteutus...	KF140	E NKA uusi	
Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), vanha		€	0,0	31.08.2020 09:43:10	Panu Happonen	Toteutus...	KF141	E NKA purku	
Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), muutos		€	91,0	31.08.2020 09:43:13	Panu Happonen	Toteutus...	= KF140 - KF141	E NKA muutos	
Ennakoitu	Rakennettava kj-verkko		km	3,1	31.08.2020 09:43:10	Panu Happonen	Toteutus...	KF151	E KJ uusi	
Ennakoitu	Puretava kj-verkko		km	0,0	31.08.2020 09:43:10	Panu Happonen	Toteutus...	KF152	E KJ purku	
Ennakoitu	Rakennettava pj-verkko		km	0,0	31.08.2020 09:43:11	Panu Happonen	Toteutus...	KF155	E PJ uusi	
Ennakoitu	Puretava pj-verkko		km	0,0	31.08.2020 09:43:11	Panu Happonen	Toteutus...	KF156	E PJ purku	
Ennakoitu	Rakennettavat maunamat		kpl	0	31.08.2020 09:43:12	Panu Happonen	Toteutus...	KF160	E MMO uusi	
Ennakoitu	Puretavat maunamat		kpl	0	31.08.2020 09:43:12	Panu Happonen	Toteutus...	KF161	E MMO purku	
Toteuma	Materiaalikulutus		€					KF210	T Materiaali	
Toteuma	Urakointikulutus		€					KF211	T Urakointi	
Toteuma	Rakennuskustannus		€					= KF210 + KF211	T Rakentaminen	
Toteuma	Jälleenhankinta-arvo (JHA), uusi		€					KF230	T JHA uusi	
Toteuma	Jälleenhankinta-arvo (JHA), vanha		€					KF231	T JHA purku	
Toteuma	Jälleenhankinta-arvo (JHA), muutos		€					= KF230 - KF231	T JHA muutos	
Toteuma	Nykykäyttöarvo (NKA), uusi		€					KF240	T NKA uusi	
Toteuma	Nykykäyttöarvo (NKA), vanha		€					KF241	T NKA purku	
Toteuma	Nykykäyttöarvo (NKA), muutos		€					= KF240 - KF241	T NKA muutos	
Toteuma	Rakennettava kj-verkko		km					KF251	T KJ uusi	
Toteuma	Puretava kj-verkko		km					KF252	T KJ purku	
Toteuma	Rakennettava pj-verkko		km					KF255	T PJ uusi	
Toteuma	Puretava pj-verkko		km					KF256	T PJ purku	
Toteuma	Rakennettavat maunamat		kpl					KF260	T MMO uusi	
Toteuma	Puretavat maunamat		kpl					KF261	T MMO purku	
Tieto	Maankäyttökustannus		€					KF311	I Maankäyttö	
Tieto	Rakennuskustannus sis. Maankäyt...		€		31.08.2020 09:43:14	Panu Happonen	Toteutus...	= KF110 + KF1...	I Rakent+maa...	
Tieto	Kunnossapitokustannus		€		31.08.2020 09:43:12	Panu Happonen	Kunnossap...	KF400	I Kunnossapito	

Kuva 20: Suunnitelman tunnusluvut

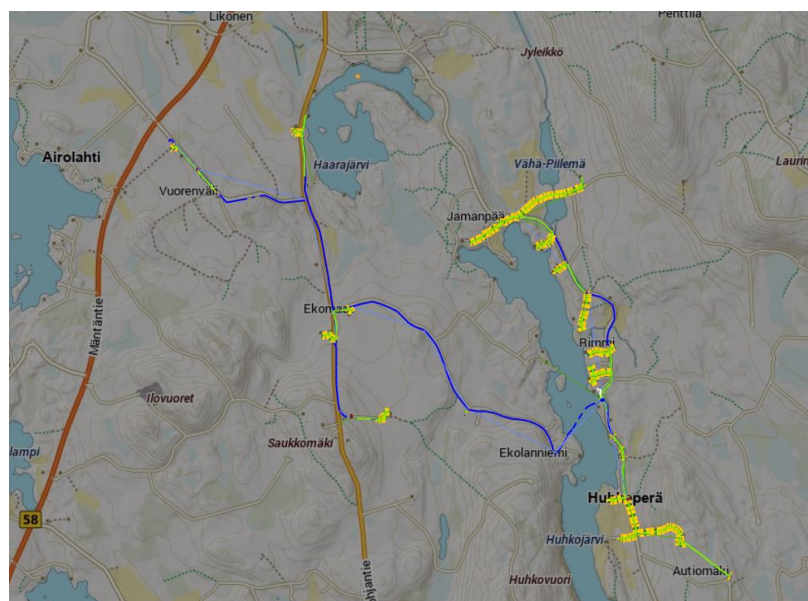
Projektin tunnusluvut										
Näytä Tunnuslukujen arvot										
Toteutusvuosi 2020 - 2022										
Seuraavat vuodet 2020 100,0 2021 0,0 2022 0,0										
Tyyppi	Nimi	Vuosi	Yksikkö	Näytettävä ...	Päivämäärä	Laskija	Lähde	Lauseke	Lyhenne	Tärkeys
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), uusi	2020	€	254,6	01.09.2020 08:40:22	Panu Happonen	Toteutus...	KF130	E JHA uusi	2 60
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), uusi	2021	€	95,3	01.09.2020 08:40:22	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA uusi	2 60	
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), uusi	2022	€	153,5	01.09.2020 08:40:22	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA uusi	2 60	
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), vanha	2020	€	0,0	31.08.2020 11:08:58	Panu Happonen	Toteutus...	KF131	E JHA purku	2 70
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), vanha	2021	€	0,0	31.08.2020 11:08:58	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA purku	2 70	
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), vanha	2022	€	0,0	01.09.2020 08:40:22	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA purku	2 70	
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), muutos	2020	€	254,6	01.09.2020 08:40:28	Panu Happonen	Toteutus...	= KF130 - KF131	E JHA muutos	2 60
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), muutos	2021	€	95,3	01.09.2020 08:40:28	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA muutos	2 80	
* Ennakoitu	Jälleenhankinta-arvo (JHA), muutos	2022	€	153,5	01.09.2020 08:40:28	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA muutos	2 80	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), uusi	2020	€	5,8	01.09.2020 08:40:28	Panu Happonen	Toteutus...	E JHA muutos	2 80	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), uusi	2021	€	254,6	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	KF140	E NKA uusi	3 90
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), uusi	2022	€	95,3	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	E NKA uusi	3 90	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), uusi	2021	€	153,5	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	E NKA uusi	3 90	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), vanha	2020	€	0,0	31.08.2020 11:08:58	Panu Happonen	Toteutus...	KF141	E NKA purku	3 100
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), vanha	2021	€	0,0	31.08.2020 11:08:58	Panu Happonen	Toteutus...	E NKA purku	3 100	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), vanha	2022	€	0,0	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	E NKA purku	3 100	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), muutos	2020	€	254,6	01.09.2020 08:40:28	Panu Happonen	Toteutus...	= KF140 - KF141	E NKA muutos	3 110
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), muutos	2021	€	95,3	01.09.2020 08:40:29	Panu Happonen	Toteutus...	E NKA muutos	3 110	
* Ennakoitu	Nykykäyttöarvo (NKA), muutos	2022	€	153,5	01.09.2020 08:40:29	Panu Happonen	Toteutus...	E NKA muutos	3 110	
* Ennakoitu	Rakennettava kj-verkko	2020	km	6,4	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	KF151	E KJ uusi	7 120
* Ennakoitu	Rakennettava kj-verkko	2021	km	3,1	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	E KJ uusi	7 120	
* Ennakoitu	Rakennettava kj-verkko	2022	km	3,4	01.09.2020 08:40:23	Panu Happonen	Toteutus...	E KJ uusi	7 120	
* Ennakoitu	Puretava kj-verkko	2020	km	0,0	31.08.2020 11:08:59	Panu Happonen	Toteutus...	KF152	E KJ purku	7 130
* Ennakoitu	Puretava kj-verkko	2021	km	0,0	31.08.2020 11:08:59	Panu Happonen	Toteutus...	E KJ purku	7 130	
* Ennakoitu	Puretava kj-verkko	2022	km	0,0	01.09.2020 08:40:24	Panu Happonen	Toteutus...	E KJ purku	7 130	
* Ennakoitu	Rakennettava pj-verkko	2020	km	0,6	01.09.2020 08:40:24	Panu Happonen	Toteutus...	KF155	E PJ uusi	7 140
* Ennakoitu	Rakennettava pj-verkko	2021	km	0,0	01.09.2020 08:40:24	Panu Happonen	Toteutus...	E PJ uusi	7 140	
* Ennakoitu	Rakennettava pj-verkko	2022	km	0,0	01.09.2020 08:40:24	Panu Happonen	Toteutus...	E PJ uusi	7 140	
* Ennakoitu	Puretava pj-verkko	2020	km	0,0	31.08.2020 11:08:59	Panu Happonen	Toteutus...	KF156	E PJ purku	7 150
* Ennakoitu	Puretava pj-verkko	2021	km	0,0	31.08.2020 11:08:59	Panu Happonen	Toteutus...	E PJ purku	7 150	
* Ennakoitu	Puretava pj-verkko	2022	km	0,0	01.09.2020 08:40:24	Panu Happonen	Toteutus...	E PJ purku	7 150	
* Ennakoitu	Rakennettavat maunamat	2020	kpl	0	31.08.2020 11:09:00	Panu Happonen	Toteutus...	KF160	E MMO uusi	7 160

Kuva 21: Projektin tunnusluvut

Tunnuslukujen laskennan lisäksi NIM-työkalun tarjoaa suunnitelmien ja projektien seuranta edesauttavan *projektit ja vuosiohjelmat* -toiminnon, jolla voidaan seurata aktiivisia projekteja ja tarkastella kunkin vuoden vuosiohjelmiä. Vuosiohjelmit nähdään kunkin suunnitelman rakentamiskustannukset ja verkon arvo, kuten myös koko vuoden vastaavat arvot. Toiminnon avulla siis pystytään helposti arvioimaan vuotuisiin suunnitelmiin liittyviä kustannuksia, joita voidaan käyttää hyödyksi rakentamistöiden budjetoinnissa. Sen avulla nähdään helposti myös kuinka paljon kyseiset investoinnit kasvattavat sähköverkon arvoa. Projekteja voidaan suodattaa projektiluokkien (esimerkiksi investoinnit) mukaan sekä ryhmitellä haluamallaan tavalla, esimerkiksi projektityypeittäin. Toiminnon avulla voidaan suunnitella mitkä verkonosat on suotuisinta rakentaa ensin, jos halutaan optimoida verkon arvon kasvu kyseisinä vuosina.

6.2 Suunniteltava uusi verkonosa

Suunniteltava uusi verkonosa (kuva 22), johon NIM-laskentaa pilotoidaan, sijaitsee Keuruun eteläosassa, Huhkoperän ja Mäntäntien (valtatie 58) välisellä alueella, ja se on tarkoitus toteuttaa vuosien 2021 ja 2022 aikana. Uuteen verkonosaan kuuluu seitsemän uutta 20/0,4 kV muuntamoita, 9,1 km uutta keskijänniteverkkoa ja 7,4 km uutta pienjänniteverkkoa. Keskijänniteverkon rakentamiseen on suunniteltu käytettäväksi pääosin PAS-johtoa, joka rakennetaan kuvan 22 mukaisesti tienviertä pitkin. Huhkojärven poikki käytetään kuitenkin vesistökaapelia. Pienjänniteverkon rakentamisessa käytetään suurimaksi osaksi maakaapelia, mutta pieniä osuuksia AMKA-kaapelia on myös tarkoitus käyttää. Projektin yhteydessä puretaan 6 vanhaa muuntamoita, 5,4 km kj-verkkoa ja 5,8 km pj-verkkoa.



Kuva 22: Suunniteltava uusi verkonosa

Uuden verkonosan suunnittelu on toteutussuunnittelun tasolla, joten laskennan tuloksena suunnitellulle projektille saadaan vuosittaiset ennakoidut rakentamiskustannukset, JHA ja NKA. Seuraavaksi tarkastellaan, millaisia tuloksia laskentatyökalu antaa kyseisestä kohteesta.

6.3 NIM-laskennan tulosten esittely

NIM-laskennan tunnusluvuista saadaan selville ennakoidut uudet ja vanhat verkon JHA:t ja NKA:t, niiden muutokset, sekä muutokset verkon komponenttimäärissä. Kun suunnitelma on toteutettu ja ajettu verkkotietojärjestelmään, saadaan projektille päivitettyä käsin tai automaattisesti toteutuneet muutokset arvoissa. Suunnitteluvaiheessa laskenta antaa vain suunnitelman alueen JHA:n ja NKA:n eikä koko verkon arvoja, mutta ne saa helposti selville NAM-laskennan tuloksien ja NIM-laskennan verkon tunnuslukujen muutosten avulla.

Uuden verkonosan JHA:ksi saadaan 484,7 k€. Muutos vanhaan arvoon on 185,8 k€. NKA:n arvo on rakennetulle verkolle luonnollisesti sama kuin JHA, ja sen muutos vanhaan arvoon verrattessa on 474 k€. NKA:n muutoksen arvosta huomataan, että saneerattava verkonosa on jo hyvin vanha, eikä sillä ole juurikaan enää arvoa laskennassa. Muutokset verkon komponenttimäärissä ja johtopituuksissa vastaavat alaluvun 6.2 arvoja. Laskennan tuloksista nähdään myös verkon arvon tunnuslukujen jakautuminen projektin eri vuosille, minkä avulla pystytään arvioimaan kyseisen vuoden jälkeistä verkon arvoa.

Energiaviraston yksikköhintoihin ja asetettuihin pitoaikoihin perustuvien verkon JHA:n ja NKA:n lisäksi laskenta antaa tuloksiksi materiaali- ja urakointikustannuksiin perustuvat uuden verkon rakennuskustannukset, joiden esittely jätetään salassapitosyistä diplomityön ulkopuolelle. Kuitenkin voidaan todeta, että kun komponenttien rakentamiskustannukset on määritetty verkkotietojärjestelmään, mahdollistaa NIM-laskentatyökalu uuden verkonosan ennakoitujen rakentamiskustannusten tarkastelun, ja erilaisten komponenttivalintojen vaikutusten vertailun verkon arvon ja rakentamiskustannuksien näkökulmasta.

7. TYÖN TULOSTEN ARVIOINTI JA JATKOKEHITYS

Tässä luvussa analysoidaan työn yhteydessä käyttöön otetun NAM-laskentatyökalun avulla tehtävän verkon arvon laskennan tuloksia (luku 5), työkalun käytettävyyttä käyttökohteessaan ja esitellään sillä suoritettu herkkyystarkastelu verkkokomponenttien yksikköhintoja muutettaessa. Luvussa myös arvioidaan luvun 6 NIM-pilotin onnistumista ja pohditaan työkalun mahdollista käyttöönottoa Keuruun Sähkö Oy:ssä. Lisäksi esitellään diplomityön aikana ilmenneitä jatkokehitysideoita verkkotietojärjestelmän dokumentoinnin parantamiseksi ja verkkotietojärjestelmän ominaisuuksien tehokkaampaan hyödyntämiseen.

7.1 NAM-laskennan tulosten analysointi

Diplomityön yhteydessä käyttöön otettiin Keuruun Sähkö Oy:lle verkkotietojärjestelmäpohjainen verkon arvon laskentatyökalu, joka korvaa yhtiössä aiemmin käytettävät menetelmät verkon arvon laskemisesta ja verkon komponenttimäärien sekä ikätietojen selvittämisestä. Työkalun tärkein käyttötarkoitus on selvittää verkon vuoden vaihteen komponenttimäärät ja keski-ikä tiedot Energiavirastolle lähetettäviä tietoja varten, mutta työkalu mahdollistaa myös reaaliaikaisen verkon arvon seurannan ja esimerkiksi yksikköhintojen muutosten vaikutuksien analysoinnin verkon arvon näkökulmasta.

Laskentatyökalu saatiin työn aikana tuotantokäyttöön ja sen avulla saadaan kaikista verkkotietojärjestelmään dokumentoiduista komponenteista Energiaviraston yksikköhintoihin (Energiavirasto, 2018) pohjautuvat komponenttikohtaiset ja komponenttiryhmäkohtaiset JHA ja NKA, sekä vastaavat koko sähköverkon arvot. Kuitenkaan kaikista Energiavirastolle ilmoitettavista komponenteista ei vielä saada laskennan avulla tietoja, koska esimerkiksi energiamittareita ei ole dokumentoitu verkkotietojärjestelmään. Jatkokehityksenä laskennalle olisi saada siihen huomioitua myös komponenttimääriä ja ikätietoja verkkotietojärjestelmän ulkopuolisista järjestelmistä.

Diplomityön kirjoitushetkellä ero verkkotietojärjestelmän ja Energiavirastolle ilmoitettujen tietojen arvojen avulla laskettujen verkon nykykäyttöarvojen ero on alle kaksi prosenttia ilmoitettujen tietojen arvoon suhteutettuna. Tämä arvo tulee pienemmäksi vielä, kun puuttuvia komponenttien käyttöönottopäiviä saadaan syötettyä järjestelmään. Työkalun käyttöönoton voidaan näiden tulosten perusteella päätellä onnistuneen, ja sen antamia tu-

loksia voidaan käyttää Energiavirastolle ilmoitettavina tietoina. Pääkäyttötarkoituksen lisäksi NAM-laskentatyökalu antaa lisäarvoa verkkoyhtiölle reaaliaikaisen verkon arvon seurannan ja yksikköhintojen muutosten vaikutusten tutkimisen kautta. Seuraavaksi käydään läpi esimerkki jälkimmäisestä.

7.1.1 Yksikköhintojen herkkyystarkasteluesimerkki

Tämän alaluvun tarkoituksena on esitellä NAM-laskentatyökalun soveltuvuutta yksikköhintojen muutosten vaikutuksen analysointiin verkon arvon näkökulmasta. Tarkastelua varten luodaan uusi hinnasto verkkotietojärjestelmään luvun 4.2.2 mukaisesti ja ajetaan laskenta muuttuneilla arvoilla. Tässä tapauksessa hinnasto kopioidaan aiemmin luodusta Energiaviraston yksikköhintoihin perustuvasta hinnastosta ja muutetaan haluttujen komponenttien arvoja. Uuden hinnaston mukaisia verkon JHA:n ja NKA:n arvoja verrataan aiemmin laskettuihin arvoihin ja sen perusteella voidaan havaita kuinka erilainen verkonkomponenttien arvottaminen vaikuttaa verkon nykykäyttöarvoon.

Esimerkkihinnastossa verkon ilmajohtojen ja maakaapelien arvottamista on muutettu siten, että maakaapeleiden yksikköhintoja on laskettu 10 % ja ilmajohtojen kasvatettu 5 %. Luvut on simuloitu vain herkkyystarkastelua varten, eivätkä ne perustuu mihinkään tiettyyn lähteeseen. Vastaavasti voitaisiin muuttaa muitakin verkon komponenttien arvoja.

Kun laskenta toteutetaan uusilla yksikköhinnoilla, laskee verkon nykykäyttöarvo noin kolme prosenttia. Tällainen tulos oli odotettavissa, koska luvun 5.2 mukaisesti nykyisillä yksikköhinnoilla maakaapeliverkon osuus (41 %) NKA:sta oli selvästi suurempi kuin ilmajohtoverkon osuus (27 %).

Esimerkistä huomataan, että NAM-laskentatyökalulla on helppo toteuttaa vastaavia analyysejä muuttamalla haluttuja verkon komponenttien arvoja verkkotietojärjestelmän hinnastossa. Vastaavasti jouduttaisiin luomaan uusi hinnasto tai päivittämään vanhaa, jos Energiavirasto päivittää yksikköhintojen arvoja seuraavilla valvontajaksoilla.

7.2 NIM-pilotin tulosten analysointi

Osana diplomityötä pilotoitiin NIM-laskentatyökalua Keuruun Sähkö Oy:n tarpeessa analysoida verkon arvon ja rakentamiskustannusten tunnuslukuja verkostosunnittelun yhteydessä, sekä hyödyntää työkalua vuositasen kustannusten ennakoimisessa ja verkon rakennustöiden ajallisessa optimoinnissa. NIM-laskenta suoritettiin todelliselle verkonrakennusprojektille, jonka suunnitelmat on hajautettu kahdelle eri vuodelle.

Verkonrakennusprojektille saatiin työkalun avulla laskettua kaikki halutut ennakoidut verkon tunnusluvut, ja kustannukset saatiin hajautettua rakennusvuosille vuosikustannusten seurantaan varten. Yhden projektin pilotoimisella ei vielä ajallista optimointia voida havainnollistaa, mutta käytännössä tämä toteutettaisiin vain siirtämällä verkonrakennustöitä (suunnitelmia) vuosilta toisille.

NIM-laskentatyökalun voidaan pilotin nojalla todeta vastaavan Keuruun Sähkö Oy:n sille asettamia vaatimuksia. Kuitenkin työkalun käyttöönottoa ja sen aikataulua pohditaan yrityksen sisällä, lähinnä muiden vaihtoehtoisten menetelmien tutkimisen ja, koska työkalun ominaisuuksia ei vielä tällä hetkellä tarvita suunnittelun avuksi. Pilotin tuloksia ja sen aikana tehtyjä havaintoja tullaan tarkastelemaan verkkoyhtiössä ja päätös NIM-laskennan käyttöönotosta tullaan tekemään myöhempänä ajankohtana, huomioiden muut työn ulkopuolella tarkastellut menetelmät työkalun ominaisuuksien täyttämiseksi.

7.3 Diplomityössä toteutetun laskennan jatkokehitys

Diplomityössä on tutkittu sähköverkonhaltijan verkon arvon laskentaa ja luvussa 5.1.1 painotettiin dokumentoinnin ajantasaisuuden tärkeyttä sen laskemisessa. Tämän diplomityön tulosten pohjalta tehdään verkon dokumentoinnin ohje, joka kattaa dokumentointiprosessin vaiheet, ja jota voidaan käyttää muistilistana verkon suunnittelun yhteydessä.

NAM-laskenta suoritetaan tällä hetkellä käyttäjän toimesta manuaalisesti, mikä vaatii käyttäjiltä jonkin verran osaamista ja aikaa. Jatkossa kuitenkin laskenta voitaisiin toteuttaa automatisoidusti tietyin väliajoin (esimerkiksi kuun viimeisenä päivänä) ja kun verkon dokumentointiin on tehty muutoksia. Tällöin jäisi kuukausittainen tieto talteen myöhemmä tarkastelua varten ja vallitseva tieto verkon arvon nykytilasta.

Komponenttien tietojen syöttämisessä verkkotietojärjestelmään hyödynnettiin paljon sen hakutoimintoja, joilla pystyttiin etsimään tiettyjä verkon komponentteja ja suorittamaan massapäivityksiä. Osaa diplomityössä käytetyistä hauista voidaan tulevaisuudessa käyttää sellaisenaan tai muokattuna apuna verkon dokumentoinnissa. Hauilla pystyy esimerkiksi selvittämään mille komponenteille ei ole syötetty käyttöönottopäivämäärää.

Vaikka Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmän verkon arvon laskennan tulosten esittäminen on suhteellisen kattava ja jonkin verran räätälöitävissä, tullaan tuloksia jatkossa hakemaan järjestelmästä Microsoftin Access -raporteina. Access-raportit mahdollistavat helpomman ja kattavamman tavan järjestellä ja analysoida tuloksia.

Käyttöön otettu verkon arvon laskentatyökalu myös mahdollista verkon komponenttien yksikköhintojen muutosten vaikutusten analysoimiseen verkonhaltijan jälleenhankinta- ja

nykykäyttöarvoon, josta voisi suorittaa paljon kattavamman tarkastelun kuin tässä diplomityössä tehty esimerkkitarkastelu. Myös laskettujen verkon arvon tunnuslukujen avulla voisi viedä laskentaa pidemmälle kohti verkkoyhtiön kohtuullisen tuoton ja liikevaihdon laskentaa.

8. YHTEENVETO

Tässä diplomityössä esiteltiin sähköverkkoyhtiön verkon arvon laskenta ja siihen liittyvä laskentatyökalu, käsiteltiin verkon arvon vaikutusta verkkoyhtiön kohtuullisen tuoton laskennassa, ja tarkasteltiin verkonrakennusprojektin tunnuslukuja ja rakennuskustannuksia. Verkon arvon laskenta toteutettiin Keuruun Sähkö Oy:lle työn yhteydessä käytöön otetulla Trimble Solutions Oy:n verkkotietojärjestelmän NAM-laskentatyökalulla. Lisäksi työssä pilotoitiin NIM-laskentatyökalua, jonka avulla laskettiin verkon arvon ja rakennuskustannusten tunnuslukuja verkostosuunnittelun yhteydessä.

Työssä esiteltiin Suomessa tyypillisesti käytettäviä sähköjakeluverkon rakenteita ja esiteltiin verkon arvon laskennan kannalta tärkeät sähköverkon komponentit. Esittelyssä keskityttiin pääosin pien- ja keskijänniteverkkoon.

Sähköverkon arvon todettiin vahvasti liittyvän verkonhaltijan kohtuullisen tuoton muodostumiseen. Työssä käsiteltiin sähkömarkkinalain asetuksia ja Energiaviraston määräyksiä kohtuullisen tuottoon ja verkonhaltijoiden vastuisiin liittyen, kohtuullisen tuoton muodostumista, ja muissa Euroopan maissa käytettäviä valvontamenetelmiä ja niiden eroja Suomen valvontamalliin. Verkonhaltijan kohtuullisen tuoton todettiin muodostuvan verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman, johon sähköverkon arvo liittyy, ja kohtuullisen tuottoasteen tulona. Suomen valvontamallista löydettiin yhteneväisyyksiä Ruotsin valvontamallin kanssa esimerkiksi verkon arvon vaikutuksessa kohtuulliseen tuottoon ja valvontajakson pituudessa. Saksan ja Espanjan valvontamallien kanssa Suomen menetelmillä oli vain vähän yhteneväisyyttä.

Sähköverkon arvon liittyvät verkkotietojärjestelmän käyttöliittymä ja sovellukset esiteltiin diplomityössä laskennan alustuksen yhteydessä, jossa määriteltiin laskennassa käytettävät alalajit ja Energiaviraston yksikköhintoihin perustuva laskentahinnasto. Laskennan avulla saatiin selville Keuruun Sähkö Oy:n sähköverkon JHA ja NKA. NKA:n muodostumisesta havaittiin, että 27 % siitä koostuu ilmajohtoverkon johtojen ja 41 % maakaapeliverkon kaapeleiden arvosta. Ilmajohtoverkon arvo JHA:sta oli 45 %, mikä kertoo ilmajohtojen vanhemmasta keski-ikästä. NAM-laskennan avulla tehdyn herkkyystarkastelu-esimerkin avulla voitoin todeta, että yksikköhintojen laskeminen maakaapeliverkon osalta 10 % ja nostaminen ilmajohtoverkon osalta 5 %, laskee verkon NKA:ta noin 3 %. NAM-laskentatyökalun käyttöönoton todettiin olevan onnistunut, koska sillä saatiin laskettua halutut verkon tunnusluvut ja ero Energiavirastolle ilmoitettuihin arvoihin oli alle kaksi

prosenttia. Kuitenkin todettiin, että laskennassa on vielä haasteita ilmajohtoverkon komponenttien, maakaapeliverkon tarvikkeiden ja jonovarokeytkimien osalta.

Diplomityön yhteydessä pilotoitiin verkkotietojärjestelmän NIM-laskentatyökalua, jota hyödynnettiin uuden verkonosan suunnittelun yhteydessä verkon arvon ja rakentamiskustannusten tunnuslukujen laskemisessa sekä kustannusten vuosiseurannassa. Laskennan tuloksena saatiin NKA:n muutokseksi 474 k€, kun uusi verkko rakennetaan suunniteltuna ajankohta vuosina 2021 ja 2022. Työkalun tuomat ominaisuudet kattoivat verkko-yhtiön sille asettamat vaatimukset, mutta päätös käyttöönotosta tehdään myöhemmänä ajankohtana.

NAM-laskentatyökalun käyttöönoton aikana jatkokehitysideoita nousi verkkotietojärjestelmän tehokkaammassa käyttämisessä, kuten hakuominaisuuksien laajemmassa hyödyntämisessä, ja NAM-laskennan automatisoinnissa. Myös dokumentointiohjeiden päivittäminen ja verkon arvon laskennan tulosten laajempi hyödyntäminen nousivat esille diplomityön tekemisen yhteydessä.

LÄHTEET

AF-Mercados, REF-E & Indra (2015). Study on tariff design for distribution systems. Saatavissa: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF.

Aura, L. & Tonteri, A.J. (1993). Sähkölaitostekniikka. WSOY. Porvoo.

Bastman, J. (2011). Kartoitus alueverkkojen nykytilasta. Cleen Oy. Helsinki.

Council of European Energy Regulators (2020). Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2019. Saatavissa: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/12978c4f-4768-39ad-65dd-70625b7ca2e6>.

Elovaara, J. & Haarla, L. (2011). Sähköverkot 2: verkon suunnittelu, järjestelmät ja laitteet. Otatieto. Helsinki.

Energiamarkkinavirasto (2004). Sähkönjakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2005-2007. Saatavissa: <https://docplayer.fi/41591783-Sahkon-jakeluverkkotoiminnan-hinnoittelun-kohtuullisuuden-arvioinnin-suuntaviivat-vuosille-dnro-9-429-2004.html>.

Energiavirasto (2020). WACC-parametrit 2020. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/till-syn-av-prissattning>.

Energiavirasto (2019). Sähköverkkotoiminnan yhtiökohtaiset tiedot vuoden 2018 alustavien kohtuullisen hinnoittelun laskelmilta. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/fi/hinnoittelun-valvonta>.

Energiavirasto (2018). Valvontamenetelmät-sähkönjakelu-2016-2023. Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6njakelu-2016-2023.pdf>.

Energiavirasto (2015). Sähkö- ja maakaasuverkon verkkokomponenttien määrittelyt. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12857808/verkkokomponenttien+m%C3%A4%C3%A4rittelyt_fi.pdf/db7880ae-1f8e-66e0-5784-9c3e4bfed319/verkkokomponenttien+m%C3%A4%C3%A4rittelyt_fi.pdf.

Europacable (2016). Cable accessories in underground medium voltage distribution networks. Saatavissa: https://www.europacable.eu/wp-content/uploads/2017/08/CA_in_UG_MV_distribution_networks_Europacable_EN_2-16_V2.pdf.

Finlex (2013a). Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta. 9.8.2013/590. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130590>.

Finlex (2013b). Sähkömarkkinalaki. L 588/2013. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2013/20130588>.

- Finlex (2004). Hallituksen esitys Eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain ja markkinaoikeuslain muuttamisesta. HE 127/2004. Saatavissa: <https://finlex.fi/fi/esitykset/he/2004/20040127#idp446424736>.
- Hashimzade, N., Myles, G. & Black, J. (2017). A Dictionary of Economics. Oxford University Press, Incorporated. Oxford.
- Lakervi, E. & Holmes, E.J. (1995). Electricity distribution network desing. 2nd ed. Peter Peregrinus Ltd. Great Britain.
- Lakervi, E. & Partanen, J. (2009). Sähkönjakelutekniikka. 2. painos. Gaudeamus Helsinki University Press. Helsinki.
- Mäkinen, A. (2017). Sähköverkon häiriöt ja sähkön laatu -kurssimateriaali. Tampereen teknillinen yliopisto.
- Matschoss, P., Bayer, B., Thomas, H. & Marian, A. (2019). The German incentive regulation and its practical impact on the grid integration of renewable energy systems. Renewable Energy. vol. 134. pp. 727-738.
- Mörsky, J. (1993). Relesuojaustekniikka. 2. painos. Otatieta. Espoo.
- Nousiainen, K. (2016). Sähköenergiajärjestelmät-opintomoniste. Tampereen teknillinen yliopisto.
- Pelkonen, J. (2019). Säävarman sähköverkon rakentaminen on aikataulussa Suomessa – jatkossa vaikeusaste kasvaa. Saatavissa (viitattu 10.4.2020): <https://yle.fi/uutiset/3-10985718>.
- Prysmian Group (2018). Amka 1kV alumiinijohtiminen kierrekaapeli.
- STUK (2020). Jakelujohdot ja -muuntamot. Saatavissa (viitattu 26.5.2020): <https://www.stuk.fi/aiheet/sahkonsiirto-ja-voimajohdot/jakelujohdot-ja-muuntamot>.
- Suvela, T. (2017). Sähköverkkoyhtiön käyttökeskustoiminnan kehittäminen.
- Swedish Energy Markets Inspectorate (2016). The Regulation of Electricity Network Tariffs in Sweden from 2016. Saatavissa: https://www.researchgate.net/publication/308116249_The_Regulation_of_Electricity_Network_Tariffs_in_Sweden_from_2016.
- Trimble (2019). Trimble NIS, Käyttäjän Käsikirja. Ei julkisesti saatavilla.
- Trimble Solutions Oy. Trimble NIS. Saatavissa (viitattu 6.4.2020): <https://utilities.trimble.fi/trimble-nis-sahkoverkoille.html>.
- Tukes (2018). Jakeluverkon maakaapeloinnissa vakavia puutteita. Saatavissa: https://tukes.fi/artikkeli/-/asset_publisher/jakeluverkon-maakaapeloinnissa-vakavia-puutteita.
- Weedy, B.B. (2012). Electric power systems. 5th ed. John Wiley & Sons, Ltd. Chichester, West Sussex, UK.