

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Mauri Mäkelä

**KUSTANNUSTEHOKKAAN SÄHKÖVERKON KEHITTÄMISRATKAISUT
LAHTI ENERGIA SÄHKÖVERKKO OY:N JAKELUALUEELLA**

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: DI Altti Etola

DI Antti Rautiainen

10.6.2022

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Mauri Mäkelä

Kustannustehokkaan sähköverkon kehittämiskäytännöt Lahti Energia Sähköverkko Oy:n jakelualueella

Diplomityö

2022

106 sivua, 37 kuvaa, 4 taulukkoa ja 3 liitettä

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila
TkT Juha Haakana
Työn ohjaajat: DI Altti Etola
DI Antti Rautiainen

Hakusanat: sähkönjakeluverkko, kustannustekijä, käyttövarmuus, sähkökaapeli, sähköjohto, kehittämissuunnitelma

Sähköverkkotoimialaan liittyvässä lainsäädännössä ja viranomaissääntelyssä tapahtuneet muutokset vuodelle 2022 ovat tuoneet sähköverkkoyhtiöille merkittäviä liiketoiminnallisia haasteita. Liiketoiminnan sääntelyssä tapahtunut sähköverkon yksikköhintojen lasku on vaikuttanut verkkoyhtiöiden investointitehokkuuteen samaan aikaan, kun sähköverkolle asetetut toimitusvarmuusvaatimukset edellyttävät verkkoyhtiöitä tekemään merkittäviä verkon korvausinvestointeja. Useat skenaariot osoittavat, että sähköverkon huippukuormitukset tulevat kasvamaan, vaikka sähköenergian kysyntä vähenee. Sähkön kysynnässä tapahtuvat muutokset voivat vaikeasta ennakoitavuudestaan johtuen heikentää verkkoon tehtävien investointien taloudellista kannattavuutta.

Tässä diplomityössä selvitetään Lahden alueella toimivan Lahti Energia Sähköverkko Oy:n nykyisestä ratkaisuvaihtoehdosta kustannustehokkaat sähköverkon kehittämiskäytännöt. Verkkoyhtiön jakelualueelta valituille kehittämissuunnitelmoille soveltuvat teknistaloudellisesti kannattavimmat verkkoratkaisut voidaan selvittää vertailemalla ratkaisujen toteutuneita elinkaarikustannuksia.

Verkkoratkaisujen elinkaarikustannusvertailun perusteella Lahdessa asemakaava-alueen ulkopuolisilla alueilla ei ole yksiselitteistä kustannustehokkainta verkon kehittämisen perusratkaisua. Ratkaisun valintaan vaikuttavat monet tekijät, kuten verkon sijainti, olosuhteet ja rakenne. Tulosten perusteella maakaapelointi, PAS-johto ja pienjänniteilmakaapelointi ovat kannattavimmat vaihtoehdot haja-asutusalueilla. Vaikka maakaapelointi on etenkin asemakaava-alueilla kallista, se on ainoa niille soveltuva ratkaisu kaikki sähköverkolle asetetut vaatimukset huomioiden. Toteutuneiden kustannusten perusteella valvontamallin muutokset ovat tehneet verkkoyhtiön investoinneista haastavia, koska kustannustehokkaillakin ratkaisuilla verkon arvo jää keskimäärin kaikissa investoinneissa toteutuneita kustannuksia alhaisemmaksi. Saman aikainen kustannustason nousu on edelleen heikentänyt investointien kannattavuutta.

ABSTRACT

Lappeenranta-Lahti University of Technology LUT
LUT School of Energy Systems
Electrical Engineering

Mauri Mäkelä

Cost-effective solutions of electricity network development in the distribution area of Lahti Energia Sähköverkko Ltd

Master's Thesis

2022

106 pages, 37 figures, 4 tables and 3 appendixes

Examiners: Assoc. Prof. Jukka Lassila
 D.Sc. (Tech.) Juha Haakana
Supervisors: M. Sc. Altti Etola
 M. Sc. Antti Rautiainen

Keywords: electricity distribution network, cost factor, security of supply, electric cable, electric line, development plan

Changes in legislation and regulation related to the electricity network industry for 2022 have brought significant challenges to the business of electricity network companies. The business regulation has affected the investment efficiency of network companies at a time when the requirements for the electricity network security of supply require the network companies to make significant investments to replace the network. Several scenarios indicate that peak loads of the electricity network will increase, although the demand for electrical energy decreases. Changes in electricity demand may reduce the economic viability of the network investments due to their difficult predictability.

In this thesis, cost-effective electricity network development solutions are defined from the current range of solutions of Lahti Energia Sähköverkko Oy, which is the distribution system operator in the Lahti region. In the network company's area of responsibility, the most technically and economically viable solutions suitable for the selected development areas can be determined by comparing the realized life cycle costs of the different network solutions.

Based on the comparison of the life cycle costs of the network solutions, there cannot be said to be one single cost-effective basic solution for network development in the area outside of the city plan. The choice of solution is influenced by many factors like the location, conditions, and the structure of the network. Based on the results, underground cabling, insulated overhead line and low-voltage overhead cabling are the most profitable solutions in a sparsely populated area. Even though underground cabling is expensive especially in the city plan areas, it is the only solution suitable for them when all the requirements set for the electricity network are considered. Based on the realized costs, the changes in the regulation model have made the investments of the network company challenging. On average, the value of the network is lower than the realized costs of all the investments, even with cost-effective solutions. At the same time, the increasing cost level have further weakened the cost-effectiveness of the investments.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Lahti Energia Sähköverkko Oy:lle keväällä 2022. Kiitän yhtiötä työn aiheesta sekä mahdollisuudesta suorittaa työ osittain muiden töiden ohessa. Haluan kiittää työn ohjaajiani Altti Etolaa sekä Antti Rautiaista työn aikana antamistanne näkökulmistanne ja vinkeistänne. Lisäksi haluan kiittää työn alkumetreillä toiminutta ohjaajaani Juhani Palmusta hyvistä neuvoistasi. Kiitokset myös muille yhtiön edustajille, jotka olivat osana tukemassa työn edistymistä. Yliopiston puolelta kiitokseni kuuluu työn tarkastajille Jukka Lassilalle ja Juha Haakanalle sekä itse järjestelmälle, joka on mahdollistanut tutkinto-ohjelman suorittamisen täysin töiden ohessa.

Erityiskiitokset haluan osoittaa puolisololleni, joka on mahdollistanut tutkintoni suorittamisen tukemalla ja kannustamalla minua vahvasti iltoihin ja viikonloppuihin painottuneissa opiskeluissani sekä käyttämällä ison osan omaa vapaa-aikaansa monien muiden elämämme osa-alueiden hoitamisessa ja ylläpitämisessä. Loputtomalta tuntuvaan opiskeluaikaani on kuulunut monia haasteita, mutta seuraavaksi pääsemme tutustumaan yhteiseen uuteen tuttavuuteemme ja sen tuomiin mahdollisuuksiin. Sen nimi on ihan oikea vapaa-aika.

Lahdessa 10.6.2022

Mauri Mäkelä

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET	7
1 JOHDANTO	11
2 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMINEN JA KEHITTÄMISEN VALVONTA.....	15
2.1 Sähköverkkojen kehittäminen nopeasti muuttuvassa maailmassa.....	15
2.1.1 Sähkön kysyntä- ja käyttömuutokset.....	15
2.1.2 Kriisitilanteiden vaikutukset	17
2.2 Lain velvoite kustannustehokkaan sähköverkon kehittämisestä.....	17
2.3 Energiaviraston valvontamenetelmät ja määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta	19
2.3.1 Valvontamenetelmät ja niissä vuonna 2022 tapahtuneet muutokset.....	19
2.3.2 Uudet määräykset jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta	21
3 TARKASTELTAVAT SÄHKÖVERKON RAKENTAMISTEKNIIKAT	23
3.1 Ilmajohtotekniikat	23
3.1.1 Avojohto.....	24
3.1.2 Päälystetty avojohto	24
3.1.3 Ilmakaapeli	25
3.2 Maakaapelitekniikat	26
3.3 Erotustekniikat ja verkostoautomaatio.....	27
4 VERKKORATKAISUJEN ELINKAARIKUSTANNUSTEN LASKENTAMENETELMÄT	29
4.1 Nykyarvomenetelmä	30
4.2 Purkukustannukset	32
4.3 Investointikustannukset.....	33
4.4 Volyymikustannukset	37
4.5 Häviökustannukset	38
4.6 Kunnossapitokustannukset.....	42
4.7 Keskeytyskustannukset	44
4.8 Muut kertaluonteiset kustannukset	49
5 VERKKORATKAISUJEN VERTAILU LAHTI ENERGIA SÄHKÖVERKKO OY:N JAKELUALUEELLA	51

5.1	Kehittämiskohteiden valintaperuste ja verkon mitoitusperiaatteet	52
5.2	Asemakaava-alueen ulkopuoliset esimerkkikohteet	54
5.2.1	Koiskala Lehmus	54
5.2.2	Haravakylä	60
5.2.3	Enonsaari	64
5.3	Asemakaava-alueiden esimerkkikohteet.....	67
5.3.1	Tasatarhan taajama-alue	68
5.3.2	Kärpäsen taajama-alue	72
5.4	Verkkoratkaisujen herkkyytarkastelu	73
5.5	Investointivertailu valtakunnallisiin yksikköhintoihin	80
6	LOPPUTULOKSET JA YHTEENVETO	84
	LÄHDELUETTELO	87
	LIITTEET	92
	LIITE 1: Energiaviraston kehittämissuunnitelman määräyksen liite 3	
	LIITE 2: Verkkoyhtiöllä käytössä olevat verkkokomponentit	
	LIITE 3: Elinkaarikustannusten laskentaesimerkki ilmajohtoratkaisulla vyöhykkeelle 2	

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

merkinnät

$\cos\varphi$	tehokerroin
f_{har}	harusten keskitiheys
f_{AJK}	aikajälleenkytkentätaajuus
f_{PJK}	pikajälleenkytkentätaajuus
f_{pylv}	pylväiden keskitiheys
f_v	pysyvien vikojen vikataajuus
ψ_1	kuormitushäviöiden apukerroin
ψ_2	keskeytyskustannusten apukerroin
ψ_3	vakiovuotuinen apukerroin
h_{he}	helpon kaapelireitin osuus
h_{av}	johdon avomaaosuus
h_{ev}	erittäin vaikean kaapelireitin osuus
h_{me}	johdon metsäosuus
h_{mmo}	muuntamotyyppi
h_{oma}	omien töiden kustannuskerroin
h_{ta}	tavallisen kaapelireitin osuus
h_{tv}	johdon tienvarsiosuus
h_{va}	vaikean kaapelireitin osuus
h_{vol}	kertaluonteinen volyymikustannuskerroin
H_{hE}	häviöenergian hinta
H_{har}	yksikköhinta haruksen purkamiselle
H_{he}	yksikköhinta helpolle kaapelireitille
H_L	yksikköhinta investoinnille keskellä pitoaikaa
H_{av}	yksikköhinta johtoalueelle avomaalla
H_{ev}	yksikköhinta erittäin vaikealle kaapelireitille
H_j	yksikköhinta ilmajohdolle
H_{kE}	keskeytyksestä aiheutuvan haitan hinta energialle
H_{kP}	keskeytyksestä aiheutuvan haitan hinta teholle
H_{kPJK}	pikajälleenkytkentöjen hinta

H_{kaJK}	aikajälleenkytkentöjen hinta
H_{kav}	yksikkökustannus kunnossapidolle avomaalla
H_{kme}	yksikkökustannus kunnossapidolle metsässä
H_{ktv}	yksikkökustannus kunnossapidolle tienvarressa
H_m	yksikköhinta kaapelille
H_{me}	yksikköhinta johtoalueelle metsässä
H_{mja}	muuntajan kustannukset
H_{mmo}	muuntamon tarvikekustannukset
H_{pj}	yksikköhinta purettavalle johdolle
H_{pylv}	yksikköhinta purettavalle pylvälle
H_{rak}	muuntamon rakentamiskustannukset
H_{ta}	yksikköhinta tavalliselle kaapelireitille
H_{tv}	yksikköhinta johtoalueelle tienvarressa
H_{va}	yksikköhinta vaikealle kaapelireitille
H_{vav}	vika- tai jälleenkytkentätaajuus avomaalla
H_{vme}	vika- tai jälleenkytkentätaajuus metsässä
H_{vol}	vakiovuotuinen volyymikustannus
H_{vtv}	vika- tai jälleenkytkentätaajuus tienvarressa
I	johdon virta
$K_{häv}$	uusien rakenteiden häviökustannukset
K_{AJK}	aikajälleenkytkennöistä aiheutuva kustannus
K_{PJK}	pikajälleenkytkennöistä aiheutuva kustannus
$K_{ilmajohdo}$	ilmajohdon rakentamiskustannus
K_{inv}	uusien rakenteiden investointikustannukset
K_{kert}	uuden ratkaisun muut kertaluonteiset kustannukset
K_{kesk}	uuden ratkaisun keskeytyskustannukset
K_{kunn}	uusien rakenteiden kunnossapitokustannukset
$K_{maakaapeli}$	kaapelin rakentamiskustannus
K_{pe}	erottimen purkukustannus
K_{pj}	johdon purkukustannus
K_{pm}	muuntamon purkukustannus
K_{pp}	purkukustannus

K_{purku}	vanhojen rakenteiden purkukustannukset
K_{vika}	pysyvistä keskeytyksistä aiheutuva kustannus
K_{vol}	käytetyn ratkaisun volyymikustannukset
κ_1	kuormitushäviöiden diskonttauskerroin
κ_2	keskeytykustannusten diskonttauskerroin
κ_3	vakiovuotuinen diskonttauskerroin
κ_L	lisäinvestoinnin diskonttauskerroin
κ_L	lisäinvestoinnin diskonttauskerroin
l_e	yhden erotinvyöhykkeen johtopituus
l_j	rakennettavan ilmajohdon pituus
l_m	rakennettavan kaapelin pituus
l_p	purettavan johdon pituus
l_v	tarkasteltavan kehittämisvyöhykkeen johtopituus
P_0	muuntajan tyhjäkäyntihäviöt
P_{0n}	muuntajan nimellistyhjäkäyntihäviöt
P_h	häviöteho
P_{hj}	johdon päteohäviöt
P_j	johdon päteoteho
P_k	muuntajan kuormitushäviöt
P_{kaE}	lähimpien erottimien rajaama keskeytyksen keskiteho
P_{kaK}	kauko-ohjattavien erottimien rajaama keskiteho
P_{kaR}	katkaisijan rajaama keskiteho
P_{kn}	muuntajan nimelliskuormitushäviöt
p	korkoprosentti
R	johdon resistanssi
r	vuosittainen kuormitusmuutos prosentteina
S	muuntajan läpi siirrettävä teho
S_n	muuntajan nimellisteho
T	tarkastelujakso
t_h	häviöiden huipunkäyttöaika
t_{er}	erotusaika käsikäyttöiselle erottimelle
t_k	kuormituksen huipunkäyttöaika

t_{ker}	erotusaika kaukokäyttöiselle erottimelle
t_{kor}	vian korjausaika
U_j	johdon jännite
U_n	muuntajan nimellisjännite yläjännitepuolella
U_p	muuntajan pääjännite yläjännitepuolella
W_h	häviöenergia

lyhenteet

AJK	aikajälleenkytkentä
AMKA	pienjännite riippukierrekaapeli
CLC	corine maanpeiteaineisto (corine land cover)
EV	Energiavirasto
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite
LES	Lahti Energia Sähköverkko Oy
PAS	päällystetty avojohto
PJK	pikajälleenkytkentä
PJ	pienjännite
SAMKA	alumiinijohtiminen keskijännite riippukierrekaapeli
SAXKA	terasjohtiminen keskijännite riippukierrekaapeli

1 JOHDANTO

Sähköverkkotoimialalla on tulevien vuosien aikana vastassaan todella merkittäviä liiketoiminnallisia haasteita. Haasteet syntyvät sekä lainsäädännön ja viranomaissääntelyn muutoksista, että sähköverkkojen ikääntymisestä, sähkön toimitusvarmuusvaatimuksista, sähkön kysynnän muutoksista ja asiakaskadosta. Liiketoiminnan sääntely aiheuttaa lyhyellä aikavälillä verkkoyhtiöiden tarvetta rajoittaa liikevaihtoaan samaan aikaan, kun verkolle asetetut toimitusvarmuusvelvoitteet edellyttävät verkkoyhtiöitä tekemään merkittäviä verkon korvausinvestointeja. Sähkön aluekohtaiset kysyntämuutokset ja asiakaskato aiheuttavat pidemmällä aikavälillä vaikeuksia verkon kehittämishankkeiden ennakoimiselle ja voi heikentää verkon kehittämishankkeiden kannattavuutta taloudellisesta näkökulmasta. (Haakana et al., 2022)

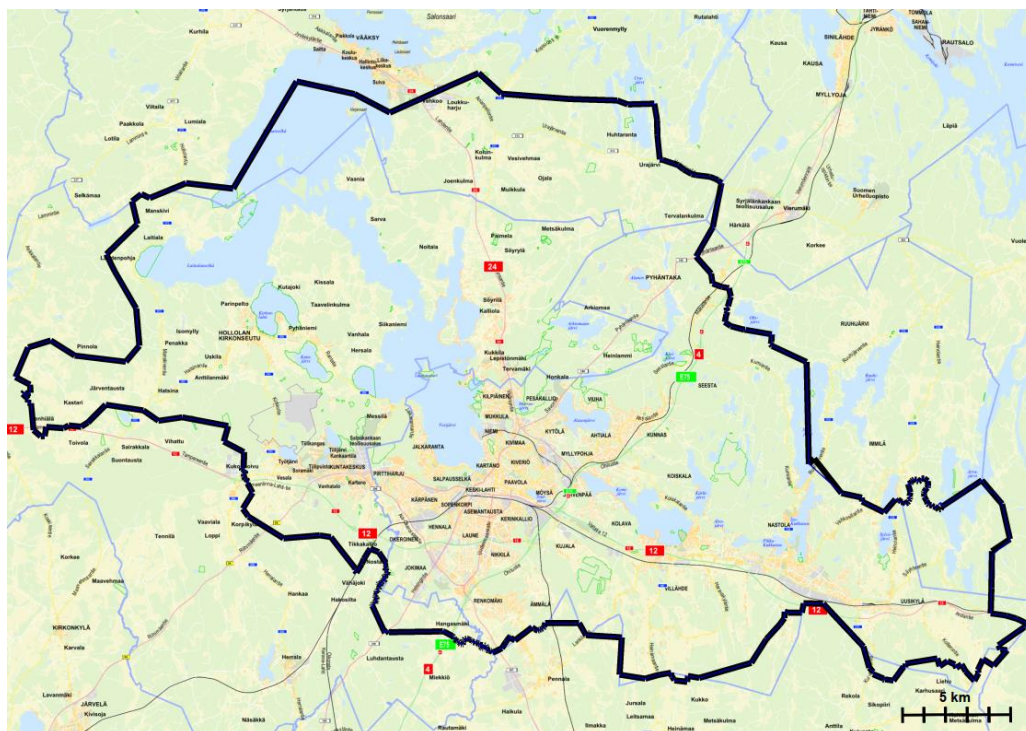
Sähkönjakelu on Suomessa sähkömarkkinalain mukaisesti muusta sähkö- ja energiatoiminnasta eriytetty monopoliasemassa oleva liiketoiminta-alue, joka toimii Energiaviraston valvonnan alla. Energiaviraston valvonta kohdistuu verkkoliiketoiminnan synnyttämien voittojen seurantaan, verkkoyhtiöiden toimintojen tehostamiseen sekä sähkönjakelun laadun valvontaan. Sähkömarkkinalaki velvoittaa sähköverkonhaltijoita kehittämään verkkoaan. Säädösten ja määräysten mukaisesti verkon kehittämisestä on tehtävä ja toimitettava kehittämissuunnitelma Energiavirastolle joka toinen vuosi. Kehittämissuunnitelmassa on esitettävä mm. keskeisimmät jakeluverkkoinvestoinnit, joita jakeluverkon siirtokapasiteetin ylläpitäminen, uudet kuormitukset ja uudet sähköntuotantokapasiteetit edellyttävät seuraavan kymmenen vuoden aikana. Lisäksi kehittämissuunnitelmassa on esitettävä toimenpiteet, joilla jakeluverkolta vaaditut laatu- ja toimitusvarmuusvaatimukset täytetään ja ylläpidetään. Kehittämissuunnitelmassa esitettävien kehitystoimenpiteiden kustannustehokkuus on osoitettava eri verkkoratkaisujen asianmukaisella kustannusvertailulla. (Energiavirasto, 2021a; Finlex, 2013a)

Vuonna 2021 säädettyjen sähkömarkkinalakimuutosten myötä Energiavirasto on määrittänyt Suomessa sähkönjakelutoiminnan valvontamenetelmiin muutoksia, joiden on 1.1.2022 alkaen tarkoitus ohjata sähkönjakelutoimintaa kustannustehokkaammaksi, tarkoituksenmukaisemmaksi ja läpinäkyvämmäksi. Valvontamallimuutokset koskevat jakeluyhtiöiden tuottopohjassa käytettäviä valtakunnallisia verkkokomponenttien yksikköhintoja sekä verkkoyhtiöille sallittua kohtuullista tuottoastetta. Sallitun kohtuullisen

tuottoasteen muutos pyrkii hillitsemään sähkönjakelun hintojen nousua, alentamaan verkonhaltijoiden kustannustasoa sekä hidastamaan kustannusten kasvunopeutta. Näiden lisäksi aikaisemmin määritettyjen toimitusvarmuusvaatimusten tavoiteaikataulujen pidentymisestä johtuen valvontamenetelmistä poistettiin toimitusvarmuuteen tähtäävä kannustin. (Energiavirasto, 2021b)

Tämän työn tavoite on selvittää Lahti Energia Sähköverkko Oy:n (LES) vastuualueelta valituille kehittämisvyöhykkeille kaikkien tämänhetkisten verkkoyhtiöllä käytössä olevien ja yhtiön jakelualueelle teknisesti soveltuvien verkon kehittämiskäytäntöjen kustannustehokkuus. Työssä noudatetaan Energiaviraston vuoden 2021 määräystä jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta ja tuotetaan määräyksen liitteen 3 mukaiset kustannusvertailuaineistot. Kehittämissuunnitelmaa varten työssä toteutetaan laskentatyökalu eri verkkotekniikoiden elinkaarikustannusten määrittämiseksi. Laskentatyökalun toteutus tehdään siten, että sen avulla on mahdollista laskea kaikkien tekniikoiden kokonaiskustannukset mahdollisimman totuudenmukaisesti ja läpinäkyvästi huomioiden kuhunkin ratkaisuun liittyvät ja siitä tunnistetut todelliset kustannukset. Laskettujen elinkaarikustannusten vertailulla osoitetaan ne perusratkaisut, joita verkon eri kehittämisvyöhykkeillä on teknisesti, taloudellisesti ja laatuvaatimukset täyttäen kannattavinta käyttää.

LES on Lahdessa toimiva kaupunkiverkkoyhtiö, jonka vastuualueeseen kuuluvat tiheän kaupunkiympäristön lisäksi myös laajoja taajama- ja maaseutualueita. Vastuualue ulottuu Lahden lisäksi osittain Hollolaan, Asikkalaan sekä Iittiin. Vastuualue on esitetty kuvan 1.1 kartassa.

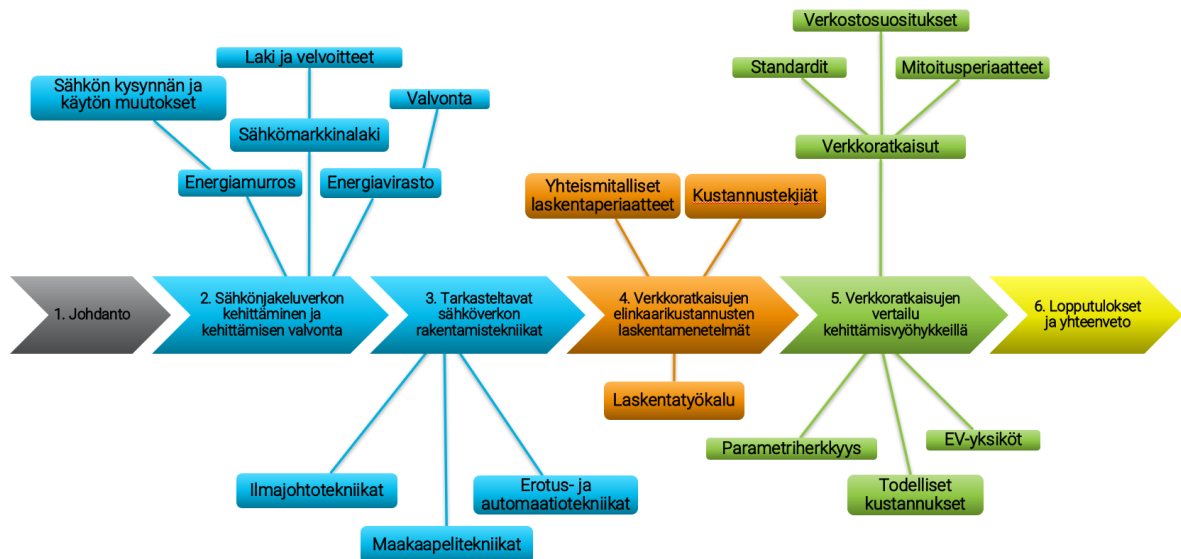


Kuva 1.1 LES:n vastuualuekartta (LES, 2022c) [Muokattu]

Työn alussa tehdään kirjallisuuskatsauksia liittyen sähkönjakeluverkkojen kehittämiseen sekä energiamurroksen ja lähihistorian maailman tapahtumien aiheuttamiin kehittämistyön haasteisiin. Tämän jälkeen sähkömarkkinaalaista nostetaan sähköverkkotoiminnan kehittämiseen liittyvät velvoitteet. Lain johdattelemana siirrytään Energiaviraston valvontamenetelmäkatsaukseen ja käydään läpi työn kannalta oleellisimpia asioita liittyen viimeisimpään määräykseen jakeluverkkojen kehittämissuunnitelmista.

Seuraavaksi käydään läpi verkkoyhtiöllä käytössä olevat ja työn kannalta kiinnostavat verkkoratkaisut ja verkkoratkaisujen elinkaarikustannusten laskentamenetelmät. Lopuksi siirrytään tarkastelemaan yhtiön jakelualueelta kehittämissuunnitelmaan valittuja tyypillisiä kehittämiskohteita. Tyypillisten kohteiden lisäksi tarkastellaan myös muutamia tyypillisistä poikkeavia kohteita. Ratkaisuvaihtoehtoja hyödyntäen kehittämiskohteille suunnitellaan verkkoratkaisut sähköverkkojen mitoitusperiaatteita noudattaen ja jokaiselle ratkaisulle lasketaan sen elinkaarikustannukset hyödyntäen laskentatyökalua. Tämän jälkeen eri ratkaisujen kustannuksia vertaillaan ja pohditaan, mikä ratkaisusta on kannattavin kohteen kehittämiseksi. Koska sähkönjakeluliiketoimintaan vaikuttavissa tekijöissä voi lyhyessäkin ajassa tapahtua merkittäviä muutoksia, kohdetarkastelun ohessa tehdään herkkyyksianalyysiä muuttamalla muutamia sähköverkkoliiketoiminnan kannalta oleellisia parametreja.

Herkkyysanalyysi antaa näkökulmaa eri tekijöiden painoarvolle säännellyssä liiketoiminnassa. Herkkyysanalyysin lisäksi tehdään vielä vertailua todellisten kustannusten ja valvontamallin yksikköhintojen välillä ja pohditaan niiden kautta mm. sähköverkkotoiminnan investointitehokkuutta. Kuvan 1.2 kaavio havainnollistaa työn etenemistä luvuittain.



Kuva 1.2 Työn eteneminen luvuittain ja työn aihepiiriin vaikuttavia tekijöitä

Kuvassa 1.2 isommat nuolilaatikot esittävät työn etenemistä luvuittain. Nuolilaatikoista lähteivissä haaroissa esitetään lukujen sisällön kannalta merkittäviä tekijöitä ja työn kannalta oleellisia aihepiirejä.

2 SÄHKÖNJAKELUVERKON KEHITTÄMINEN JA KEHITTÄMISEN VALVONTA

Tämä luku käsittelee sähkönjakeluverkkojen kehittämistä energiamurroksen ja lähihistorian maailman tapahtumien aiheuttamien haasteiden keskellä. Lisäksi käydään läpi sähkömarkkinalain asettamia velvoitteita sekä Energiaviraston valvontaa, jotka vaikuttavat vahvasti sähköverkon kehittämistyöhön.

2.1 Sähköverkkojen kehittäminen nopeasti muuttuvassa maailmassa

Sähköverkkotoiminnalla ja sähköverkkojen kehittämisellä on keskeinen rooli nopeasti etenevän energiamurroksen rinnalla. Maailmassa tapahtuvilla kriisitilanteilla on selviä vaikutuksia sähköverkkojen toimintaympäristöön. Kestävä kehitys lisää uusiutuvien ja päästöttömien energianlähteiden käyttöä ja energian tuotannon riippuvuus sääolosuhteiden muutoksista lisääntyy. Samalla, kun sähkön tuotanto on muuttumassa keskitetystä ja tasaisesta järjestelmästä hajautetumpaan ja vaihtelevampaan järjestelmään, sähkön merkitys energian käytössä kasvaa. LUT-yliopiston ja usean suomalaisen verkkoyhtiön yhteistyönä toteuttamassa Sähköasiakas ja sähköverkko 2030-tutkimushankkeessa saadut tulokset osoittavat, että useissa skenaarioissa sähköverkoissa siirrettävän energian määrä tulee vähenemään, mutta verkon huippukuormitukset kasvavat. Sähköverkon siirtokapasiteetti perustuu sen huipputehotarpeeseen, mikä väistämättä lisää verkon kehittämistoimissa syntyviä mitoittamishaasteita, etenkin taantuvilla alueilla. (Energialalous, 2019; Lassila et al., 2019)

2.1.1 Sähkön kysyntä- ja käyttömuutokset

Nykypäivän yhteiskunnassa sähkön käyttöä ja sen rajoittamatonta saatavuutta pidetään itsestäänselvyytenä. Pientuotannon lisääntyminen, liikenteen ja logistiikan sähköistyminen sekä muutokset kiinteistöjen lämmitystavoissa ovat keskeisimpiä tekijöitä, joiden on tunnistettu aiheuttavan muutoksia sähkön kysyntään. Lisäksi ilmastonmuutos lisää sääolosuhteiden ääri-ilmiöitä, kuten myrskyjä, lumikuormia, helteitä ja kuivuutta sekä aiheuttaa keskilämpötilan kasvua, mitkä osaltaan vaikuttavat myös sähkön käyttöön ja tarpeeseen. Taantuvilla alueilla väestön ikääntyminen ja muuttoliike vaikuttavat erityisesti haja-asutusalueiden sähkön kulutukseen. Pienten asiakastiheyksien alueilla asiakkaiden määrän väheneminen entisestään luo haasteita sähköverkkojen kustannustehokkaalle kehittämiselle. Tällaisissa kohteissa verkon mahdollisten uusintatarpeiden suhteen on

erityisen tärkeää pyrkiä hillitsemään uusimishankkeita, jos verkko on käyttöikänsä ja mekaanisilta ominaisuuksiltaan vielä käyttökelpoista. (Lassila et al., 2019; Harala, 2021)

Suomessa on aurinkoisina vuodenaikoina nähtävissä sähkön tuotannossa erityinen piikki uusiutuvan pientuotannon lisääntymisessä yksityisten aurinkosähköjärjestelmien osalta. Haja-asutusalueilla aurinkosähkötuotannon määrät ovat usein suuria verrattuna tuottajien samanaikaisiin tehotarpeisiin, joten pääosa tuotannosta siirretäänkin sähköverkkoon päin. Tällainen samanaikainen ylituotanto heikkojen verkonosien alueilla voi johtaa summautuessaan verkon jännitetaso-ongelmiin sekä ylikuormitustilanteisiin. Pientuotanto-ongelmia voidaan helpottaa mitoittamalla verkkoja vahvemmiksi. Ylimitoittamisen sijaan vaihtoehtona on myös järkevöittää energian siirtämistä verkossa. Tämä voidaan toteuttaa hyödyntäen älykkäitä kuormien ohjausratkaisuja, jotka mahdollistavat ylituotannon varastoimisen esimerkiksi lämmittämällä vesivarastoja tai lataamalla akustoja. (Lassila et al., 2019)

Sähköinen liikenne tulee lisäämään sähkön kysyntää ja verkon huipputehoja. Huipputehojen kasvamisesta voivat olla paikallisesti hyvinkin korkeita ja tämä on otettava huomioon verkon mitoituksessa etenkin pienjänniteverkkoja rakennettaessa ja uusittaessa, jotta sähköautojen yleistyessä verkon vahvuus on riittävä. Sähköautoteknologian kehitysnopeus on niin suurta, että niiden huipputehotarpeiden arviointi on vaikeaa. Tämä tuo oman haasteensa järkevän mitoituksen tekemiseen. Näiden lisäksi viime vuosikymmenillä rakennetut verkot, joiden rakentamisaikana riittävää ylimitoittamista ei ole vielä osattu tehdä ovat haasteellisia. Ylimitoittamisen rinnalla älykkäät latausratkaisut ja lataustehojen rajoitusratkaisut kuitenkin lisäävät vaihtoehtoja verkon hallintaan sekä mahdollistavat tehotarpeiden aiheuttamien verkkovaikutusten hillitsemisen. (Lassila et al., 2019)

Öljy- ja kaasulämmitteisten kiinteistöjen siirtyminen muihin kestävämpiin sähköä käyttäviin lämmitysmuotoihin, kuten maalämpöpumppuihin tai erilaisiin ilmalämpöpumppuratkaisuihin lisäävät sähkön tarvetta. Toisaalta sähkölämmitteisten kiinteistöjen lämmitystapamuutokset voivat myös vähentää sähkön käyttöä. Lämmitysmuotojen muuttuessa sähköverkon näkökulmasta oleellinen selvitettävä tieto on vanhojen ratkaisujen energiatarve, jotta sähkön käytössä tapahtuvia muutoksia voidaan arvioida. Merkittävimpänä tunnistettu vaikutus lämmitysmuutosten energian tarpeessa

nähdään, kun alueellisesti lämmitysmuodot ovat pääosin saman tyyppisiä. (Lassila et al., 2019)

2.1.2 Kriisitilanteiden vaikutukset

Maailmassa tapahtuvilla kriisitilanteilla, kuten koronapandemialla ja Ukrainan sodalla on omat lyhyellä ja pitkällä aikavälillä vaikuttavat suorat ja välilliset tekijänsä energiatalouksien kehittymiseen. Edellä mainittujen kriisien vaikutuksia ovat mm. inflaation kiihtyminen, fossiilisista polttoaineista luopuminen ja vihreän siirtymän vauhdittaminen, mitkä näkyvät erityisesti kustannusten nousuna. Kustannusten nousu aiheuttaa taloudellisia haasteita ja epävarmuutta kaikissa liiketoiminnoissa. Toisaalta kulttuurin kehittyminen esimerkiksi vihreämpien arvojen ja kestävä kehityksen vahvistuessa voivat myös nopeuttaa ilmastonmuutoksen torjuntaan tähtääviä hankkeita sekä lyhentää haastavaa energiaratkaisujen siirtymäaikaa. Yksi sähköverkkotoimintaan tunnistettu polttoaineiden hintamuutosten vaikutus on teollisuuden energiaratkaisujen muutokset. Kun esimerkiksi maakaasulla käytettävän prosessin energianlähde vaihdetaan sähköön, sähköverkkoon muodostuu uusia ja teholuokaltaan merkittäviä kulutuspaikkoja. (Lähde et al., 2022)

Kun koronapandemian osalta tilanne alkoi näyttämään paremmalta ja poikkeusolojen aiheuttama eristäytyminen vähentyi, niin koko maailmaa liikuttanut sotatilanne Ukrainassa jatkoi turvallisuuden ja vakauden tunteen horjuttamista. Käsitys ennustettavuudesta siirtyi jälleen uuteen asentoon. Sodasta aiheutunut poliittinen epävarmuus heijastuu markkinoihin, mikä lisää hintojen nousupainetta ja vaikuttaa monilla osa-alueilla myös sähköverkkotoimintaan ja sen kehittämiseen yhtenä yhteiskunnan perusinfrastruktuureista. (Lähde et al., 2022)

2.2 Lain velvoite kustannustehokkaan sähköverkon kehittämisestä

Suomessa verkkoyhtiöiden liiketoiminnan valvonta perustuu sähkömarkkinalakiin sekä lakiin sähkö- ja kaasumarkkinoiden valvonnasta. Vuonna 2013 säädetyn sähkömarkkinalain tarkoituksena on varmistaa tehokkaiden, toimintavarmojen ja ympäristön kannalta kestävien kansallisten ja alueellisten sähkömarkkinoiden toiminta siten, että sähkön loppukäyttäjille turvataan hyvä sähkön toimitusvarmuus, kilpailukykyinen hinta sekä kohtuulliset palveluperiaatteet. Sähkömarkkinalaki velvoittaa sähköverkonhaltijoita kehittämään oman vastualueensa sähköverkkoa. Lain 19 §:ssä sähköverkkoa velvoitetaan kehittämään siten,

että kaikille verkon käyttäjille turvataan riittävän hyvälatauisen sähkön saanti. Sähköverkon kehittäminen on tehtävä sähkönjakeluliiketoiminnalle säädettyjen vaatimusten ja verkon käyttäjien kohtuullisten tarpeiden mukaisesti. (Finlex 2013a; Finlex, 2013b)

Sähkömarkkinalakiin tehtiin vuonna 2021 Suomen hallituksen esityksen HE 265/2020 pohjalta muutoksia. Muutokset liittyvät kehittämissuunnitelman lisäksi mm. sähkönjakelun verkkopalvelumaksuihin, toimitusvarmuusvaatimusten tavoiteaikatauluihin sekä vakiokorvauksiin, jotka sähkönjakelun keskeytyksistä aiheutuu. Laissa sähköverkkotoiminnan käsitettä muutettiin lisäksi siten, että kiinteistön ulkopuolista pientuotantoa on mahdollista kytkeä sähkönkäyttäjien omiin kiinteistösähköverkkoihin erillisellä sähkönjakelulinjalla ilman, että siitä koituisi erillistä siirtomaksua ja sähköveroa. (Haakana et al., 2022)

Sähkömarkkinalain mukaisesti sähköverkon kehittämisen on perustuttava jakeluverkonhaltijoiden ylläpitämään avoimeen kehittämissuunnitelmaan, joka on laadittava vähintään joka toinen vuosi. Kehittämissuunnitelmaan on sisällytettävä seuraavat asiat:

- 1) suunnitelma sähkömarkkinalain määrittämien tarpeiden mukaisista keskeisimmistä jakeluverkkoon tehtävistä investoinneista;
- 2) jakeluverkon toiminnalta edellytetyjen laatuvaatimusten täyttämiseksi ja ylläpitämiseksi toteutettavat toimenpiteet;
- 3) sähkönkulutuksen energiatehokkuuteen, joustoon, ja muihin mahdollisiin kapasiteetin laajennusresursseihin tähtäävät suunnitelmat;
- 4) asianmukaiset kustannusvertailut jakeluverkon kehittämistoimista. (Finlex, 2013a)

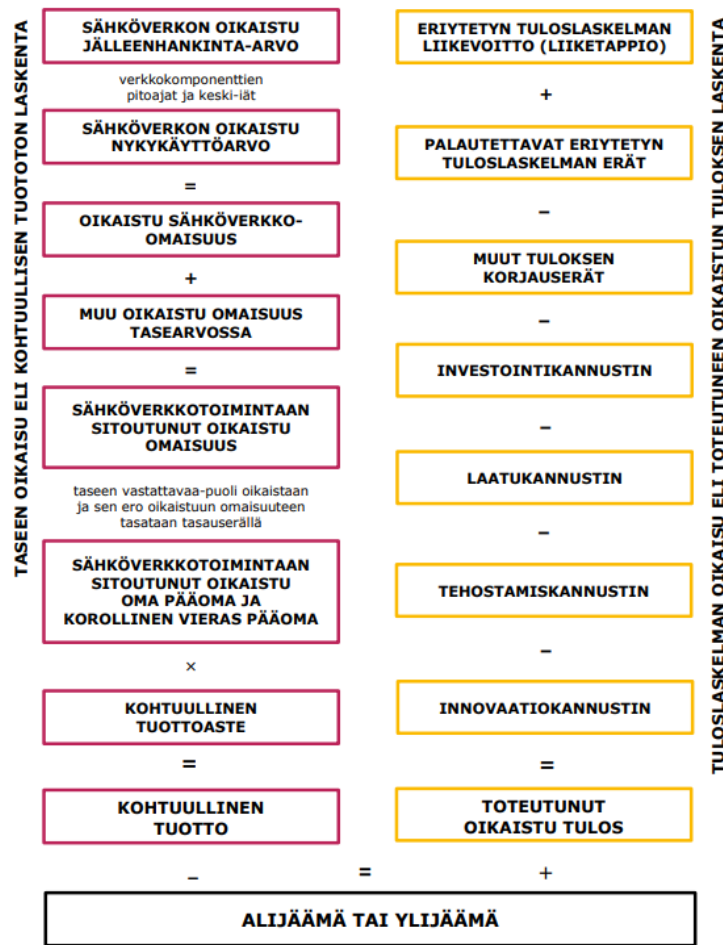
Vuoden 2021 lakipäivityksessä uusina velvoitteina tulivat edellä mainitut kohdat 3 ja 4. Niiden lisäksi jakeluverkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelma on julkaistava tuloksineen kuultavaksi asiaan kuuluville sähköverkon käyttäjille sekä kantaverkon ja suurjännitteisten jakeluverkkojen haltijoille. Kuulemisen jälkeen kehittämissuunnitelma ja kuulemisesta saadut tulokset on toimitettava Energiavirastolle. (Finlex, 2013a)

2.3 Energiaviraston valvontamenetelmät ja määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta

Edellisen luvun mukaisesti vuoden 2021 sähkömarkkinalaki aiheutti myös Energiaviraston valvontamalliin muutoksia. Seuraavaksi käydään läpi valvontamenetelmämalli sekä avataan niissä tapahtuneet viimeisimmät muutokset. Lisäksi uudesta jakeluverkkojen kehittämissuunnitelmamääräyksestä nostetaan tätä työtä koskevia asioita ylös.

2.3.1 Valvontamenetelmät ja niissä vuonna 2022 tapahtuneet muutokset

Suomessa sähköverkkoliiketoiminnassa ei ole luonnollista markkinakilpailua, minkä takia sähköverkkoyhtiöiden liiketoimintaa, sen kehittymistä ja tasapuolisuutta valvotaan Energiaviraston toimesta. Valvonnan tarkoituksena on pitää verkkoliiketoiminnan liikevaihto kohtuullisena ja tässä keskeisin Energiaviraston käyttämä työkalu on säädelty regulaatiomalli. Käytännössä regulaatiomallilla määritetään vuosittain jokaiselle verkkoyhtiölle sallittava liikevaihdon yläraja. Energiaviraston valvontamenetelmät koostuvat useista eri tekijöistä, joiden yhteenveto kuuluvalta viidenneltä valvontajaksolta on esitetty kuvassa 2.1. (Partanen, 2019)



Kuva 2.1 Viidennelle valvontajaksolle (vuodet 2020–2023) päivitettyjen valvontamenetelmien toimintaperiaate (Energiavirasto 2021c)

Kuvan 2.1 periaatteita noudattaen verkkotoiminnan hinnoittelua pyritään pitämään kohtuullisina. Vasemmassa sarakkeessa on esitetty taseen oikaisun laskenta eli menetelmät kohtuullisen tuoton laskemiseksi. Oikeassa sarakkeessa on esitetty tuloslaskeman oikaisun laskenta eli menetelmät toteutuneen oikaistun tuloksen laskemiseksi. (Energiavirasto 2021c)

Valvontamallin mukaisesti verkonhaltijan toteutunut oikaistu tulos ei saa ylittää sille ennalta määriteltyä kohtuullista tuottoa. Verkonhaltijan tuoton ali- tai ylijäämä lasketaan vähentämällä toteutuneesta oikaistusta tuloksesta kohtuullinen tuotto. Plus-merkkisenä tulos tarkoittaa ylijäämäistä eli verkkoyhtiölle sallittu tuotto on ylitetty. Miinus-merkkisenä tulos tarkoittaa vastaavasti alijäämäistä. Jos verkkoyhtiön tulos on ylijäämäinen, se on oikaistava alentamalla asiakkaiden siirtohintoja joko meneillään olevan valvontajakson tai viimeistään seuraavan valvontajakson aikana. Vastaavasti alijäämäistä tulosta verkkoyhtiö voi oikaista korottamalla siirtohintoja tulevana vuosina. (Energiavirasto 2021c)

Verkkoyhtiöille sallittu kohtuullinen tuotto määritetään käyttämällä pääoman painotetun keskikustannusten mallia. Malli ilmaisee verkkoon sitoutuneen pääoman keskimääräiset kustannukset, jossa verkkoyhtiön oman ja vieraan pääoman suhteelliset arvot ovat painotettuina. Valvontamenetelmämuutoksessa vuodelle 2022 muutettiin sallitun kohtuullisen tuoton määrittämisessä käytettävää riskitöntä korkokantaa. Korkokanta määräytyy vuodesta 2022 alkaen edellisen vuoden huhti-syyskuussa toteutuneiden päivärajojen keskiarvosta. Kohtuullisen tuoton laskennassa käytettävän korkokannan muutos vaikuttaa verkkoyhtiöiden tuottoasteeseen välittömästi. (Haakana et al., 2022)

Sähköverkkoon sitoutuneen pääoman arvon laskennassa käytetään Energiaviraston määrittämiä valtakunnallisia sähköverkkokomponentteja, joiden yksikköhinnat perustuvat verkkoyhtiöiltä kerättyihin toteutuneisiin verkkoinvestointien kustannuksiin. Yksikköhinnat ovat keskiarvoja, joten niissä ei ole painotettu erilaisia verkkoyhtiökohtaisia toimintaympäristöjä. Valvontamenetelmämuutoksessa yksikköhintoja päivitettiin pääsääntöisesti hintoja laskevasti. Suurimmat muutokset koskivat maakaapeloinnin, jakokaappien, puistomuuntamoiden ja jakelumuuntajien yksikköhintoja, jotka ovat laskeneet kymmeniä prosentteja. Yksikköhintoja laskevat muutokset tapahtuivat samaan aikaan, kun toteutuneissa kustannuksissa on ollut merkittävää kasvua maailmanlaajuisista tapahtumista ja kriisitilanteista johtuen. (Energiavirasto 2021c)

Sähköverkkotoiminnan valvonnassa on ollut käytössä toimitusvarmuuskannustin, joka on kannustanut verkkoyhtiöitä tehokkaisiin toimenpiteisiin verkon toimitusvarmuuden parantamiseksi. Kannustin on mahdollistanut myös sellaisiin investointeihin, joissa vanhoja verkon osia on poistettu ennenaikaisesti. Valvontamenetelmämuutoksissa toimitusvarmuuskannustin poistettiin, koska toimitusvarmuusvaatimusten tavoiteaikatauluja pidennettiin. Muutoksilla pyritään hillitsemään verkkoinvestointien kustannusvaikutuksia sekä edellä mainittujen kaltaisia ennenaikaisia hankkeita. (Energiavirasto, 2021d)

2.3.2 Uudet määräykset jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta

Energiavirasto on antanut vuoden 2021 sähkömarkkinalakimuutosten perusteella uuden jakeluverkkojen kehittämissuunnitelmia koskevan määräyksen, jota kaikkien jakeluverkonhaltijoiden on noudatettava. Uusi määräys kumosi edellisen vuonna 2014 annetun määräyksen. Uudessa määräyksessä valvotaan sähköverkkotoiminnan

laatuvaatimusten täyttymisen lisäksi verkon kehittämistoimien kustannustehokkuutta sekä muiden erilaisten sähköjakeluratkaisujen ja -resurssien hyödyntämistä. Lisäksi uusi määräys velvoittaa kappaleen 2.2 mukaisesti kuulemaan verkon käyttäjiä kehittämissuunnitelmasta. (Energiavirasto, 2021e)

Tässä työssä keskitytään pääosin määräyksen liitteen 3 vaatimuksiin, jossa on osoitettava sähköjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien verkkoratkaisujen kustannustehokkuus. Määräyksen 8§:ssa kehittämissuunnitelmaan määrätään sisällytettäväksi asianmukaiset kustannustehokkuusvertailut jakeluverkon kehittämistoimista. Kehittämistoimien kustannusvertailut on tehtävä verkkoyhtiöiden määrittämilleen ominaispiirteiltään yhteneville sähköjakeluverkon kehittämisvyöhykkeille. (Energiavirasto, 2021e)

Sähköjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailussa verkkoyhtiö kuvaa strategiastaan johdetut jakelualueelleen soveltuvat pääsääntöiset verkkoratkaisut kehittämisvyöhykkeittäin ja esittää ratkaisujen kustannustehokkuuden vertailemalla niitä muihin teknisesti sovellettaviin ratkaisuihin. Jokin verkkoratkaisu on perustellusta syystä mahdollista jättää tarkastelusta pois. Tällaisia syitä voivat olla esimerkiksi keskeytyskriittisten käyttöpaikkojen erityisvaatimukset tai kaavoituksen vaatimukset. Verkkoratkaisujen kustannusten laskennasta on eriteltävä, mistä osatekijöistä kustannukset koostuvat. Energiaviraston määräyksen liitteen 3 asiat on esitetty tarkemmin tämän työn liitteessä 1. (Energiavirasto, 2021e)

3 TARKASTELTAVAT SÄHKÖVERKON RAKENTAMISTEKNIIKAT

Tarkasteltavalla jakelualueella käytössä olevia ja tämän työn kannalta kiinnostavia verkkoratkaisuja eri verkko-olosuhteissa ovat yleisimmät ilmajohtotekniikat sekä maa- ja vesistökaapelointi. Ilmajohtojen osalta tarkasteltavat ratkaisut ovat avojohto, päällystetty avojohto, levennetty johtokatu ja ilmakaapelointi. Maakaapelointiratkaisuna käytössä on kaivutekniikka eli kaapeliasennus tehdään avo-ojaan. Erotustekniikoilla ja verkostoautomaatiolla on suuri vaikutus eri verkkoratkaisujen käytettävyyteen ja sähkönjakelun toimitusvarmuuteen. Tarkastelun kohteena olevaa jakeluverkkoa on rakennettu paljon sekä ilmajohtoina, että maakaapeloimalla. Ilmajohdot painottuvat tyypilliseen tapansa pääosin haja-asutusalueille, kun taas maakaapelointi on vallitseva tekniikka taajamissa. Työn tarkastelussa käytettävät verkkokomponentit on esitetty liitteessä 2. Lahden alueella keskijännitejohtohaarojen pituudet ovat yleisesti lyhyitä ja asiakastiheys on haja-asutusalueilla kohtalaisen suuri. Tämän takia erityisen kiinnostuksen kohteena tässä työssä on maakaapeloinnin kannattavuus erilaisissa haja-asutuskohteissa Lahden alueella.

3.1 Ilmajohdotekniikat

Ilmajohdot ovat materiaali- ja työkustannuksiltaan edullisemmän pään verkkotekniikkaa. Ilmajohtojen käyttövarmuus on kaapelitekniikoihin verrattuna heikompaa ja ne ovat sähköturvallisuusmielessä haastavampia. Ilmajohdoilla kunnossapitotarpeet ovat huomattavasti suuremmat verrattuna maa- tai vesistökaapelointiin johtuen mm. puuston raivaustöistä ja sään armoilla olevista rakenteista. Sijoituessaan metsään ja puuston lähelle, tuulen ja lumikuorman aiheuttamat puunkaatumiset ja taittavat oksat ovat haitallisia ilmajohdoille ja heikentävät niiden käyttövarmuutta. Avomaa- ja peltoalueilla ilmajohtojen käyttövarmuus on puuston puuttumisen johdosta parempi. Avonaisilla alueilla myös verkon kunnossapitotarpeet pienenevät, kun esimerkiksi raivaustarpeita ei ole. Koska ilmajohdoilla esiintyy erilaisia ohimeneviä keskeytyksiä, niiden releohjauksissa käytetään jälleenkytkentöjä.

Vertailtaessa sähköverkon kehittämis- ja uusimisvaihtoehtoja, ilmajohtojen käyttövarmuutta voidaan parantaa esimerkiksi rakentamalla johto tienvarteen tai levantämällä metsässä olevaa johtokatua raivaamalla puustoa isommalta alueelta johdon ympäriltä. Tienvarressa toinen puoli johdosta on käytännössä valmiiksi puuvarmaa ja leveämmällä johtokadulla saadaan vähennettyä metsässä kulkevien johtojen keskeytyksiä, kun riskit johtoihin osuvista

oksista tai kaatuvista puista pienenevät. Lisäksi johdon saavutettavuus paranee, minkä seurauksena verkon tarkastaminen ja korjattavuuskin paranevat. (Lakervi & Partanen, 2009)

Ilmajohtojen rakentaminen nykypäivänä on kaupunkiverkkoyhtiön näkökulmasta haasteellista. Koska johtohaarat ovat lyhyitä, verkkotekniikan vaihto yksittäisille potentiaalisille osuuksille ei ole kannattavaa pienten volyymien ja laajempien varaosatarpeiden takia. Johtojen rakentaminen vaatii aina myös maankäyttösopimusten tekemistä maanomistajien kanssa. Kaapeloinnin yleistymisen myötä ilmajohtorakentamisesta sopimukseen pääseminen on vaikeutunut huomattavasti. Maanomistajat eivät enää hyväksy johtorasitteita metsiinsä tai peltotyöhaitoiksi. Teiden varsiin rakennettaessa tienpitäjät eivät myöskään hyväksy ilmajohdon rakentamista kovin helposti. Tätä perustellaan teiden kunnossapidon vaikeutumisella. Taajama- ja kaupunkiympäristöissä luotettavuuden, tilan puutteen ja esteettisyyden takia uusia ilmajohtoja ei rakenneta pääsääntöisesti ollenkaan.

3.1.1 Avojohto

Avojohdot ovat paljalla metallijohtimilla rakennettua eristämätöntä ilmajohtoa. Niissä johdinmateriaalina käytetään tyypillisesti ACSR-teräsalumiinijohtimia tai AAC-alumiinijohtimia. ACSR-johtimessa terässäikeen ympärille on kierretty alumiinisäikeitä ja AAC-johdin on kokonaan alumiinisäikeistä valmistettua johtoa. Avojohdot ovat todella herkkiä häiriötekijöille johtuen ympäristölle alttiina olevista täysin avonaisista johtimista. Historiassa avojohtoa on käytetty paljon varsinkin maaseutualueilla ja sen rakentaminen on ollut suoraviivaista ja kustannuksia minimoivaa, mistä johtuen niitä sijoitettiin paljon metsiin. Metsiin rakentamiseen vaikutti osaltaan myös maanomistajien myönteisempi suhtautuminen maankäyttöön, kun johtolinjat saatiin piiloon. (Lakervi & Partanen, 2009)

3.1.2 Päälystetty avojjohto

Päälystetyt avojohdot eli ns. PAS-johdot ovat yksinkertaisella ohuella muovieristeellä päälystettyjä avojohdot. Johdinten eristys tuottaa sekä hyötyjä, että haittoja. PAS-johto on tyypillisesti eristämätöntä avojohdot käyttövarmempi, sillä eristys estää johtoa koskettavien puiden ja oksien sekä johdolle lentävien risujen ja lintujen aiheuttamat jälleenkytkennät. Eristyksensä ansiosta vaihejohtimien hetkellinen kosketus toisiinsa ei myöskään aiheuta käyttöhäiriöitä eikä johdinvaurioita. Lisäksi eristysrakenne mahdollistaa johtorakenteessa

kapeamman vaihevälin, mikä edelleen mahdollistaa johdolle kapeamman johtokadun. (Lakervi & Partanen, 2009)

PAS-johdon eristekerros kuitenkin vaikeuttaa johdinten korjaamista ja myös johtoihin syntyneiden esitevaurioiden havaitseminen on hankalaa. Vaikka eristys estää johdoille nojaavien puiden ja oksien aiheuttamat viat, niin pitkäaikaisempi kosketus oksan tai puun kanssa aiheuttaa lopulta eristyskerroksen vaurioitumisen, mikä johtaa sekä pysyviin vikoihin, että muihin erikoislaatusempiin häiriöihin. Erikoisempia häiriöitä ovat esimerkiksi tunnin välein esiintyvä keskeytys, joka palautuu jälleenkytkennän avulla. Tällaisen vian paikantaminen on hankalaa ja myrskyjen jälkeen onkin erityisen tärkeää tarkastaa ja poistaa PAS-linjoille kaatuneet puut ennen kuin ne aiheuttavat eristysvaurioita, keskeytyksiä ja turvallisuusvaaraa. (Lakervi & Partanen, 2009)

3.1.3 Ilmakaapeli

Ilmakaapelit ovat erilaisia pylväsasennukseen sopivia riippukierrekaapeleita tai monikäyttökaapeleita, jotka koostuvat teräs- tai alumiiniseoksella valmistetusta kannatinköydestä ja kannatinköyttä kiertävistä eristetyistä johtimista. Riippukierrekaapeleista tunnetuimpia ovat pienjänniteverkossa käytettävät AMKA-kaapelit. Keskijänniteverkossa käytettäviä ilmakaapeleita ovat vanhemmat alumiinijohtiminen SAMKA- ja teräsjohtiminen SAXKA-riippukierrekaapeli. Uusissa ilmakaapelointikohteissa käytetään yleiskaapeleita. Tyypillinen käytössä oleva ilmakaapeli on alumiinijohtiminen Multi-Wiski-yleiskaapeli, jonka ero normaaliin Wiski-kaapeliin on vain sen keskusköysi. Köysi on vaihdettu kuparijohtimesta sinkittyyn teräkseen, joka toimii myös kaapelin kannatusköytenä. (Ensto, 2020; Prysmian Group, 2018)

Uudet yleiskaapelitekniikat ovat monikäyttöisiä ja ne soveltuvat myös suoraan maahan asennettavaksi. Tämä tuo keskijännitekäytössä yleiskaapeleille selvän kustannusedun verkkotekniikoita yhdistettäessä. Kun ilmakaapeloinnista siirrytään maakaapelointiin tai toisin päin, erillistä avo- tai PAS-johtoon päättyvää kaapelipääterakennetta ei tarvita. (Prysmian Group, 2018)

Käyttövarmuudeltaan ilmakaapelit ovat avojohtoon ja PAS-johtoon verrattuna parempia, sillä ilmakaapeleilla on PAS-johdon etujen lisäksi paremmat ominaisuudet kaatuvien puiden

suhteen. Ilmakaapeleiden johtimet yleensä selviävät kaatuvasta puusta ehjänä ja käyttökuntoisena, kun kaapelin kannatinköysi katkeaa ja kaapeli putoaa maahan. Ilmakaapeleilla käytetään myös momentista avautuvia kannatinrakenteita, jotka päästävät kaapelin putoamaan ennen kannatinköyden katkeamista. Vaikka kaapelia voidaan käyttää maahan pudonneena, niin se lisää riskejä verkon käytettävyydessä ja turvallisuudessa, koska pudonneen kaapelin kunto on aina tarkistettava. Tämä voikin olla työlästä, jos kaatuneita puita on paljon ja useampi pylväsväli on pudonnut. (Lindgren, 2022)

3.2 Maakaapelitekniikat

Maakaapelointi on ilmajohtotekniikoihin verrattuna materiaali- ja työkustannuksiltaan kalliimpaa verkkotekniikkaa. Kaapelirakentamisessa iso osa kustannuksista muodostuu maanrakentamisen kustannuksista. Yleisimmät tekniikat ovat kaivaminen ja auraaminen, jotka ovat hyvin riippuvaisia kaapelointialueen maaperästä. Koskemattomassa pehmeässä maastossa tai pelloilla maanrakentaminen on edullista, mutta kivisillä ja kallioisilla alueilla kustannukset nousevat hyvin äkkiä ja esimerkiksi mahdollinen kallion louhinta kasvattaa kaapeloinnin kustannuksia huomattavasti. Yleisimmät käytössä olevat maakaapelit soveltuvat myös sinällään asennettavaksi vesistöön. Vesistökaapeloinnissa ojakustannukset korvautuvat kalliimmalla upotus asennuksella sekä mahdollisten kaapelin painotusten ja sukellustarkastusten kustannuksilla. (Lakervi & Partanen, 2009)

Kaivutekniikalla kaapeliasennus tehdään erillisenä työosuutena auki kaivettuun ojaan, mutta auraustekniikoilla kaapeliasennus toteutetaan auratessa yhtäaikaaisesti. Kaivaminen on auraukseen verrattuna kalliimpi vaihtoehto, mutta siinä asennusalustana toimiva sekä kaapelia ympäröivä maa-aines opitaan tuntemaan. Tämä mahdollistaa kaapelivaurioita aiheuttavien kappaleiden huomaamisen ja poistamisen ojasta. Auratessa sen sijaan kaapelia ympäröivä maa-aines jää tuntemattomaksi. Tällöin esimerkiksi routimisen aiheuttama liike sopivasti sijoittuneessa kivessä voi aiheuttaa eristyksen rikkoutumisen ja kaapelivaurion.

Käyttövarmuuden ja huoltotarpeiden näkökulmasta maakaapelointi on selvästi ilmajohtotekniikoita parempi vaihtoehto. Maakaapelit ovat ilmastollisten vika- ja häiriötekijöiden kannalta lähes täysin suojattuja ja niissä esiintyvät vikamäärät ovat vain murto-osan ilmajohtoilla esiintyvistä vioista. Maakaapeleilla esiintyvät ohimenevät viat

ovat myös todella harvinaisia, joten niillä ei ole tarvetta käyttää jälleenkytkentöjä. (Lakervi & Partanen, 2009)

Erityisesti kustannuksia kasvattavana haittana maakaapeliverkossa on niiden lisääntynyt varayhteyksien tarve. Tämä johtuu siitä, että kaapelivian tarkka paikantaminen on vaikeampaa ja kaapelivikojen korjausajat ovat pidempiä ilmajohtovikoihin verrattuna. Varayhteydet on suunniteltava huolellisesti ja niissä on oltava myös riittävä kapasiteetti, jotta niiden avulla on mahdollista siirtää kuormituksia epänormaaleissakin kytkentätilanteissa. Varayhteyksien avulla kaapeliverkon vikapaikka saadaan tyypillisesti erotettua siten, että pysyvää sähköjakelun keskeytystä ei aiheudu. Tällöin keskeytysajat saadaan hyvin pieniksi ja keskeytyksistä aiheutuvien kustannusten roolia maakaapeloinnin elinkaarikustannuksissa saadaan pienennettyä merkittävästi. (Lakervi & Partanen, 2009)

Maakaapeleiden maakapasitanssit ovat ilmajohtoihin verrattuna huomattavasti suuremmat. Tämä lisää loistehon kompensointitarvetta johtuen keskijännitekaapeleiden tuottamasta suuremmasta kapasitiivisesta loistehosta. Kantaverkon loistehomaksujen välttämiseksi verkkoyhtiön oma investointi loistehon kompensointiin lisää oman kustannustekijänsä maakaapeliverkon rakentamiseen. Suuremmasta maakapasitanssista johtuen keskijänniteverkon maakaapelointi kasvattaa myös maasulkuvirran arvoa, joka voi olla yli 50 kertainen ilmajohtoon verrattuna. Maasulkuvirtojen kasvaessa myös maasulkuvikojen vikajännitteet kasvavat vaarallisemmiksi ja ne vaativat kompensointia lisäten edelleen kaapeloinnin kustannuksia. (Hiltunen, 2017; Ulvinen, 2020)

3.3 Erotustekniikat ja verkostoautomaatio

Erotin on sähköverkon komponentti, joka mahdollistaa verkon osien erottamisen toisistaan. Erotin mahdollistaa muuttamaan verkkoa kytkennällisesti ja erottimet toimivat mm. keinona asiakkaiden kokeman keskeytysajan lyhentämisessä, kun vikaantuneita verkon osia on mahdollista erottaa toimivasta verkosta. Erottimet voivat olla käsin ohjattavia sekä kauko-ohjattavia. Käsin ohjattavan erottimen käyttö vaatii aina jonkun fyysisesti kääntämään erottimen kiinni tai auki. Kauko-ohjatut erottimet sisältävät erillisen viestiyhteyskomponentin, joka mahdollistaa erottimen ohjaamisen verkkoyhtiön käyttökeskuksesta. Erotinten ohjaustavoista johtuen niiden ohjaamiseen kuluva aika eroaa merkittävästi toisistaan. Käsin ohjattavan erottimen ohjausaika riippuu vahvasti siitä, missä

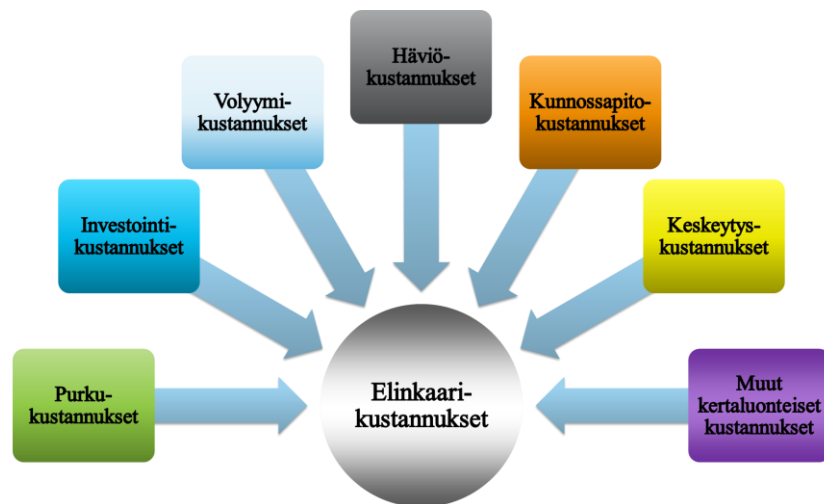
päin verkkoa ja minkäläisessä maastossa erotin sijaitsee. Kauko-ohjattavalla erottimella ohjausaika on tyypillisesti joistakin minuuteista reiluun kymmeneen minuuttiin. (Lakervi & Partanen, 2009)

Ilmajohdoilla erotin sijoitetaan yleensä verkon risteyskohtiin ja pidemmällä runkojohto-osuuksilla sellaisiin paikkoihin, joissa verkon erotustarve tunnistetaan optimaalisimmaksi esimerkiksi sähkön käyttöpaikkojen jakautumisen tai kriittisyyden perusteella. Käsin ohjattavat erottimet pyritään sijoittamaan helposti saavutettaviin paikkoihin, kuten teiden varsiin. Maa- ja vesistökaapeleilla erottimet sijoittuvat samoin periaattein kuin ilmajohdoilla, mutta maakaapeliverkon risteyskohtiin tehdään pääosin aina erotusmahdollisuus johtuen maakaapeleiden varayhteystarpeista selvästi hitaampien viankorjausaikojen takia. Erikoistapauksissa, esimerkiksi ylimääräisen erotinvarauksen puuttuessa erotinkojeistosta, maakaapeleita voidaan kytkeä risteyskohdissa myös ns. jäykästi yhteen. Tällöin on kuitenkin tiedostettava, että koko johto-osuus on keskeytyshaittojen näkökulmasta herkempi. (Lakervi & Partanen, 2009)

Katkaisija on sähköverkon komponentti, joka nimensä mukaisesti kykenee katkaisemaan suuria kuormitusvirtoja sekä vikavirtoja suojarelettä hyödyntäen. Sähköasemien johtolähdöissä katkaisijaa käytetään aina, mutta lisäksi katkaisijoita voidaan sijoittaa jakeluverkolle vähentämään asiakkaiden kokemia keskeytyshaittoja esimerkiksi johtolähdön loppupään vikojen tai tärkeiden asiakasalueiden osalta. Selektiivisellä katkaisijakäytöllä vikaantuneita johto-osuuksia on mahdollista erottaa verkosta ilman, että koko johtolähtö kokee keskeytyksen. Verkkokatkaisijoiden kannattavuuden selvitys on tärkeää, koska siihen vaikuttavat investointikustannusten lisäksi mm. katkaisijaa edeltävien asiakkaiden keskiteho, katkaisijan jälkeinen verkkopituus, asiakkaiden tyyppi johtolähdöllä sekä keskeytystaajuudet ja -kustannushaitat. (Lakervi & Partanen, 2009)

4 VERKKORATKAISUJEN ELINKAARIKUSTANNUSTEN LASKENTAMENETELMÄT

Sähkönjakeluverkolle asetettuihin toimitusvarmuusvaatimuksiin voidaan päästä usealla eri ratkaisuvaihtoehdolla ja verkon suunnittelutyön tavoite on toteuttaa sellainen järkevä, toimiva ja vaatimukset täyttävä ratkaisu, jonka käyttöajan kustannukset ovat mahdollisimman pienet. Verkon kehittämissuunnitelmaa laadittaessa ratkaisujen vertailu on hyvä tehdä elinkaarikustannusvertailulla, mikä kattaa mahdollisimman tarkasti kaikki ratkaisujen todelliset kustannukset niiden koko käyttöajalta. Tässä työssä tarkastellaan kaikilta kehittämisvyöhykkeiltä valittuja tyyppillisiä sekä tyyppillisestä poikkeavia alueita. Jokaisen kehittämisalueen toteuttamiskelpoisia ratkaisuja vertaillaan pääosin vuonna 2022 toteutuneiden kustannusten perusteella. Verkkoratkaisujen elinkaarikustannukset K_{ek} muodostuvat kuvan 4.1 mukaisesti ja ne lasketaan yhtälön 4.1 avulla. (Lakervi & Partanen, 2009)



Kuva 4.1 Elinkaarikustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{ek} = K_{purku} + K_{inv} + K_{vol} + K_{häv} + K_{kun} + K_{kesk} + K_{kert} \quad (4.1)$$

missä K_{purku} on vanhojen rakenteiden purkukustannukset
 K_{inv} on uusien rakenteiden investointikustannukset
 K_{vol} on käytetyn ratkaisun volyymikustannukset
 $K_{häv}$ on uusien rakenteiden häviökustannukset
 K_{kunn} on uusien rakenteiden kunnossapitokustannukset
 K_{kesk} on uuden ratkaisun keskeytyskustannukset
 K_{kert} on uuden ratkaisun muut kertaluonteiset kustannukset.

Sähköverkon elinkaaren kustannuksista merkittävin osa muodostuu tyypillisesti verkon investointikustannuksista. Kehittämistratkeisujen kannattavuuden vertailussa on myös oleellista huomioida investointien todellisten kustannusten ero Energiaviraston määräämiin valtakunnallisiin verkkokomponenttien yksikköhintoihin, koska sähköverkkotoiminnalle sallittu kohtuullinen tuotto perustuu verkkotoimintaan sitoutuneen yksikköhintoihin perustuvan oikaistun pääoman arvoon alaluvussa 2.3 esitetyn mukaisesti. (Energiavirasto, 2021c)

4.1 Nykyarvomenetelmä

Osa jakeluverkon kustannuksista on luonteeltaan kiinteitä ja kertaluonteisia, osa puolestaan jaksollisia sekä ajan myötä muuttuvia. Investointi- ja purkukustannukset ovat tyypillisesti kertakustannuksia, mutta muut kustannukset jaksottuvat verkon pitoajalle joko vakioerinä tai muuttuvina erinä. Eri ratkaisuvaihtoehtojen elinkaarikustannusten vertailu edellyttää, että kustannukset ovat yhteismitallisia eli niitä on pystyttävä siirtämään koko tarkastelujaksolta eri ajankohtiin. Tässä työssä hyödynnetään nykyarvomenetelmää verkkoratkaisujen elinkaarikustannusten laskennassa. Nykyarvomenetelmässä kustannusten vuotuiset erät diskontataan tarkastelujaksolta nykyhetkeen tiettyä ennalta määrättyä laskentakorkokantaa hyödyntämällä. (Lakervi & Partanen, 2009; Energiavirasto, 2021c)

Jakeluverkon pitkä käyttöaika ja kuormitusmuutosten takia muuttuvat vuosittaiset kustannukset tekevät laskennasta haastavan. Tämän takia nykyarvolaskentaa yksinkertaistetaan tekemällä laskentaan oletus, että mahdollinen kuormituksen muutos pysyy vuosittain vakiona koko tarkastelujaksolla. Näin nykyarvojen laskennassa voidaan hyödyntää geometrisen summasarjan kautta johdettua diskonttauskerrointa κ yhtälön 4.2 mukaisesti. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$\kappa = \psi \frac{\psi^T - 1}{\psi - 1} \quad (4.2)$$

missä T on tarkastelujakso

ψ on kuormitusmuutoksesta ja laskentakorosta riippuva apukerroin.

Diskonnttauskertoimen apukerroin käyttäytyy kuormitusmuutoksen suhteen eri tavoin eri kustannustekijöillä. Verkon kuormitushäviöt ovat neliöllisesti riippuvaisia kuormituksesta, joten kuormitushäviöiden apukerroin ψ_1 voidaan laskea yhtälön 4.3 mukaisesti. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$\psi_1 = \frac{\left(1 + \frac{r}{100}\right)^2}{1 + \frac{p}{100}} \quad (4.3)$$

missä r on vuosittainen kuormitusmuutos prosentteina
 p on laskentakorkoprosentti.

Keskeytyksistä aiheutuvat kustannukset ovat suoraan verrannollisia kuormitusmuutokseen, joten keskeytyskustannuksia laskettaessa osoittajan neliöllisyys poistuu apukertoimesta ψ_2 yhtälön 4.4 mukaisesti. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$\psi_2 = \frac{1 + \frac{r}{100}}{1 + \frac{p}{100}} \quad (4.4)$$

Verkon kunnossapitokustannukset ja tyhjäkäyntihäviöt sekä muut vakiovuotuiset kustannukset eivät ole riippuvaisia kuormituksesta, joten niiden laskennassa apukerroin ψ_3 muuttuu vakioksi yhtälön 4.5 mukaisesti.

$$\psi_3 = \frac{1}{1 + \frac{p}{100}} \quad (4.5)$$

Laskentakorko on huomioitava myös mahdollisten kesken tarkastelujaksoa tehtävien yksittäisten lisäinvestointien kustannuksia laskettaessa. Tällöin tavoitteena on löytää se rahamäärä, joka korkoa kasvettuaan kattaa investoinnin kustannukset sen toteutumivuotena. Tällaisen lisäinvestoinnin diskonnttauserroin κ_L saadaan yhtälöllä 4.6. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$\kappa_L = \frac{1}{\left(1 + \frac{p}{100}\right)^a} \quad (4.6)$$

missä a on lisäinvestoinnin ajankohta.

Energiaviraston määräyksessä kaikkien verkonhaltijoiden tulee käyttää vuoden 2022 kehittämissuunnitelmissa yhteistä laskentakorkoa p on 4 % ja tarkasteluaikaa t on 50 vuotta (Energiavirasto, 2021e). Tässä työssä tehtävät laskelmat noudattavat näitä määräyksen mukaisia arvoja. Kehittämissuunnitelmaa varten keskimääräiseksi kuormituksen muutosprosentiksi valitaan kaikilla kehittämisvyöhykkeillä 0,5 % / vuosi. Erillisissä herkkyystarkasteluissa tutkitaan, miten esimerkiksi eri suuruinen laskentakorko vaikuttaa kustannusvertailun tulokseen.

4.2 Purkukustannukset

Uuden verkkoratkaisun toteuttaminen kehittämiskohteessa vaatii usein vanhan verkon osien purkamista ja purkutöistä syntyä kustannuksiin oma kertaluonteinen eränsä. Pääosa verkolta purettavista komponenteista on tyypillisesti teknisen käyttöikänsä ylittänyttä ja turvallisuusnäkökulmastakin uusimiskunnossa olevaa romutettavaa ja kierrätettävää materiaalia. Yksittäisiä, kesken muun verkon pitoajan teytyjä lisäyksiä tai vaihtoja sisältävät verkon osat voivat kuitenkin vielä olla käytettävissä ja sellaiset on syytä kerätä purkutöiden yhteydessä ehjänä uudelleenkäytettäväksi.

Laskentaa varten johtojen purkukustannuksista luodaan keskimääräiset purkukustannusyksiköt pien- ja keskijännitejohtokilometreille. Yksiköt sisältävät johdon ja sen tukirakenteiden purkamisen, harusten purkamisen sekä pylväiden nostamisen ja hävittämisen. Verkkoyhtiön verkkotietojärjestelmän perusteella keskijänniteverkossa on keskimäärin 16 pylvästä ja 11 harusta kilometriä kohden. Pienjänniteverkossa vastaavasti pylviäitä on 19 ja haruksia 10 kappaletta kilometrillä. Johdon purkukustannukset K_{pj} saadaan laskettua yhtälön 4.7 mukaisesti.

$$K_{pj} = l_p \cdot (H_{pj} + f_{pylv} \cdot H_{pylv} + f_{har} \cdot H_{har}) \quad (4.7)$$

missä l_p on kehittämisvyöhykkeeltä purettavan johdon pituus

H_{pj} on purettavan johdon ja tukirakenteiden yksikkökustannus

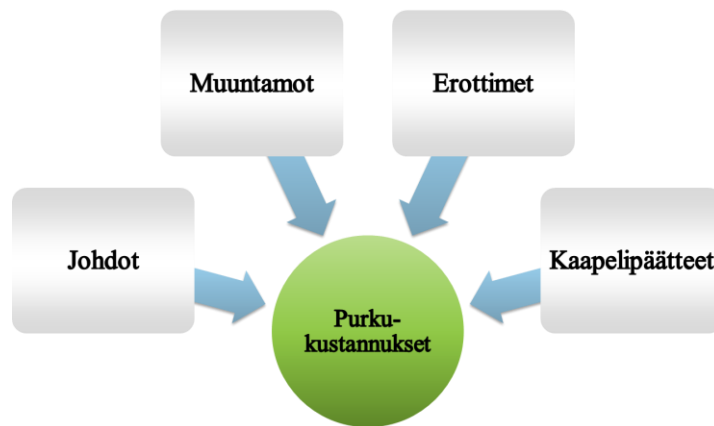
f_{pylv} on pylvaiden keskitiheys

H_{pylv} on pylvään purkamisen ja hävittämisen yksikkökustannus

f_{har} on harusten keskitiheys

H_{har} on haruksen purkamisen yksikkökustannus

Purkukustannuksissa huomioidaan johdon lisäksi verkolta kappaleittain purettavat muuntamot K_{pm} , erottimet K_{pe} ja kaapelipäätteet K_{pp} . Purkukustannukset muodostuvat kuvan 4.2 mukaisesti ja ne lasketaan yhtälöllä 4.8.



Kuva 4.2 Purkukustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{purku} = K_{pj} + K_{pm} + K_{pe} + K_{pp}. \quad (4.8)$$

Tarkastelukohteena työssä on sellaisia kohteita, joissa vanha verkko on keskimäärin ylittänyt koko teknisen pitoaikansa. Tämä tarkoittaa sitä, että verkolla ei ole jäännösarvoa enää jäljellä. Purkukustannusten arvostus kasvaisi merkittävästi sellaisessa tilanteessa, jossa kehittämiskohteen verkolla on vielä pitoaika jäljellä, mutta jokin syy vaatii sen kehittämistä. Tällaisia syitä voisivat olla esimerkiksi lisäkapasiteettitarve, toimitusvarmuuden parantaminen tai kaavoitusmuutos.

4.3 Investointikustannukset

Jakeluverkon investoinnit jaetaan tyypillisesti laajennus- ja korvausinvestointeihin. Laajennusinvestoinnissa verkkoa rakennetaan lisää, mikä nostaa täysimääräisesti verkon jälleenhankinta-arvoa. Korvausinvestoinnissa olevaa verkkoa uusitaan, jolloin verkon

jälleenhankinta-arvon muutos riippuu uuden ja vanhan verkon jälleenhankinta-arvojen eroista. Investointikustannuksissa on huomattava, että töiden kustannuksilla on suuri merkitys, sillä ne ovat keskimäärin puolet koko investoinnin kustannuksista. (Lakervi & Partanen, 2009)

Työn laskennassa investointikustannukset sisältävät verkon rakentamiseen liittyvät todelliset materiaali- ja työkustannukset. Pääosa kustannuksista on verkkoyhtiön kilpailuttamien vuosiurakoitsijoiden yksikköhintoja sisältäen materiaalin ja työn kustannukset. Osa materiaalikustannuksista on omia tarvike- ja erillismateriaaliostoja, kuten esimerkiksi muuntamo- ja muuntajahankintoja.

Laskentatyökalun toteutuksessa lähtökohta on, että investointikustannusten päivitys on mahdollisimman helppoa toteuttaa myöhemmin hintojen muuttuessa. Tarkkojen tarvike- ja rakentamisyksiköiden perusteella investointilaskentaan luodaan Energiaviraston yksikkömäärytyksiä mukailevia keskimääräisiä laskentayksiköitä laskennan helpottamiseksi (Energiavirasto, N.d.). Esimerkiksi avojohdon laskentayksikkö sisältää kilometrin matkalta pylviä, harukset, johtimet ja johdinkannattimet tarvikkeineen, jatkokset, maadoitukset, ylijännitesuojauksen ja kaikki työkustannukset johdon rakentamiseksi käyttökuntoon. Lisäksi yksikkö sisältää pylväserotinkustannukset verkkotietojärjestelmän mukaisen keskimääräisen erotintiheyden perusteella. Verkon maankäyttöön liittyvät johtoaluekorvaukset sekä mahdolliset raivaukset verkon rakentamiseksi huomioidaan erillisillä olosuhdeyksiköillä, jotka sisältävät korvaus- ja raivaushinnat metsässä, tienvarressa ja avomaalla. Ilmajohdon investointikustannukset $K_{ilmajohto}$ lasketaan yhtälöllä 4.9.

$$K_{ilmajohto} = l_j \cdot (H_j + h_{me} \cdot H_{me} + h_{tv} \cdot H_{tv} + h_{av} \cdot H_{av}) \quad (4.9)$$

missä l_j on kehittämisvyöhykkeelle rakennettavan johdon pituus

H_j on rakennettavan johdon yksikkökustannus

h_{me} on johdon sijainnin metsäosuus

H_{me} on yksikkökustannus johtoalueelle metsässä

h_{tv} on johdon sijainnin tienvarsiosuus

H_{tv} on yksikkökustannus johtoalueelle tienvarressa

h_{av} on johdon sijainnin avomaosuus

H_{av} on yksikkökustannus johtoalueelle avomaalla

Maakaapelointilaskennassa laskentayksikkö muodostuu samalla periaatteella kaapelin käyttökuntoon rakentamisesta ja se sisältää kaapelin, jatkokset, päätteet, erillisen maadoitusjohtimen, asennustyön ja kaapelin johtoaluekorvauksen. Keskiännitteellä kaapelijatkot ja päätteet muodostavat yksittäisinä kustannustekijöinä merkittävän osan kaapelin rakentamisesta. Vaikka yksi kaapelikela on tyypillisesti noin 500 metriä, niin kokemusperäisesti jatkojen määräksi arvioitiin keskimäärin 2 kpl/km. Kaapelipäätteiden määriä arvioitiin erikseen vyöhykkeiden mukaan. Vyöhykkeellä 1. päätteitä on keskimäärin 3 kpl/km ja vyöhykkeillä 2. ja 3. keskimäärin 1 kpl/km. Näiden lisäksi yksikkö sisältää loistehon ja maasulkuvirran kompensoinneista syntyvät lisäkustannukset, jotka perustuvat verkkoyhtiön kompensointiratkaisujen keskimääräisiin kustannusarvioihin kilometriä kohden. Pienjännitteen maakaapelintyüksikkö sisältää kaapelin rakentamisen lisäksi jakokaappien rakentamisen. Keskimäärin jakokaappeja on 3 kpl/km.

Kaapeliojan kaivukustannukset määritetään erillisillä kaivureittiyksiköillä, jotka pyrkivät huomioimaan kaapelireitin ympäristöolosuhdeluokat Energiaviraston määräytyksiä mukailleen sisältäen kaapelisuojuukset. Energiaviraston yksikkökustannuksissa kaivureitin olosuhdeluokitukset perustuvat CLC-karttaan, jossa olosuhteet määritellään maankäyttö- ja maanpeiteaineistojen perusteella. Tämä tuottaa ongelmia esimerkiksi haja-asutusalueiden olosuhteita määritettäessä, koska CLC-aineiston perusteella asemakaava-alueen ulkopuoliset alueet ovat tyypillisesti aina helpon mukaisia, mutta todellisuudessa niistäkin löytyy paljon vaikeita, kaivukustannuksia merkittävästi kasvattavia alueita. (Energiavirasto, N.d.)

Kaapeleiden suojauskustannukset huomioidaan olosuhdeluokkien mukaisesti siten, että helpolla reitillä kaapelia ei suojata, tavallisella reitillä suojaus tehdään tapauskohtaisesti ja vaikealla sekä erittäin vaikealla reitillä kaapelisuojaus tehdään aina. Suojauskustannus sisältää keskimääräisen kustannuksen kaapelin suojaamisesta muoviputkella tai -kourulla. Maakaapelin investointikustannukset $K_{maakaapeli}$ lasketaan yhtälön 4.10 mukaisesti.

$$K_{maakaapeli} = l_m \cdot (H_m + h_{he} \cdot H_{he} + h_{ta} \cdot H_{ta} + h_{va} \cdot H_{va} + h_{ev} \cdot H_{ev}) \quad (4.10)$$

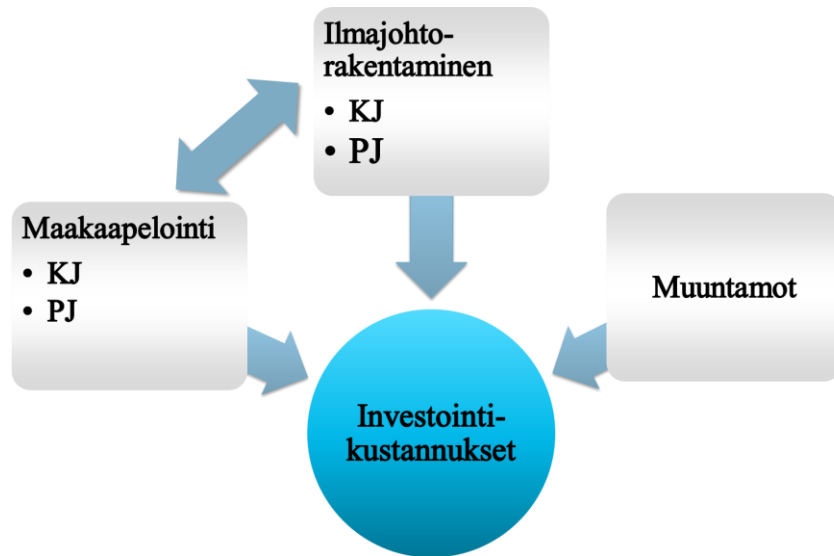
- missä l_m on kehittämisvyöhykkeelle rakennettavan kaapelin pituus
 H_m on rakennettavan kaapelin yksikkökustannus
 h_{he} on helpon kaapelireitin osuus
 H_{he} on helpon kaapelireitin kustannus
 h_{ta} on tavallisen kaapelireitin osuus
 H_{ta} on tavallisen kaapelireitin kustannus
 h_{va} on vaikean kaapelireitin osuus
 H_{va} on vaikean kaapelireitin kustannus
 h_{ev} on erittäin vaikean kaapelireitin osuus
 H_{ev} on erittäin vaikean kaapelireitin kustannus

Muuntamoiden rakentamisesta määritellään laskentayksiköt, jotka sisältävät muuntamon kaikki tarvikkeet ja sen rakentamisen työkustannukset. Puistomuuntamon oletetaan tässä työssä sisältävän aina keskijännitteisen kaasueristeisen erotinkojeiston. Puistomuuntamon rakentamisesta eritellään vyöhykeperusteisesti asemakaava-alueen sisä- ja ulkopuolinen yksikkö. Lisäksi yksiköissä eritellään kauko-ohjaukseen perustuvan viestiverkon osan sisältävät vaihtoehdot. Määrityksissä hyödynnetään verkkotietojen keskimääräisiä arvoja muuntamoiden erotin- ja kytkinlaitteiden määrästä eri vyöhykealueilla. Asemakaava-alueen sisäpuolinen yksikkö huomioi yksittäisenä merkittävänä lisäkustannustekijänä tyypillisen esteettisyyslisän, joka perustuu Lahden kaupungin ja LES:n jakelualueen kuntien ulkonäkövaatimukseen 1. kehittämisvyöhykkeellä. Muuntamokustannuksen päälle lasketaan vielä jokaisen muuntajakoneen kustannus. Muuntamon investointikustannukset $K_{muuntamo}$ lasketaan yhtälöllä 4.11.

$$K_{muuntamo} = h_{mmo} \cdot (H_{mmo} + H_{rak}) + H_{mja} \quad (4.11)$$

- missä h_{mmo} on muuntamotyyppi
 H_{mmo} on keskimääräiset muuntamotyypin tarvikekustannukset
 H_{rak} on muuntamotyypin rakennuskustannukset
 H_{mja} on muuntajakoneen kustannukset.

Investointikustannusten K_{inv} muodostuminen on esitetty kuvassa 4.3 ja ne lasketaan yhtälön 4.12 mukaisesti.



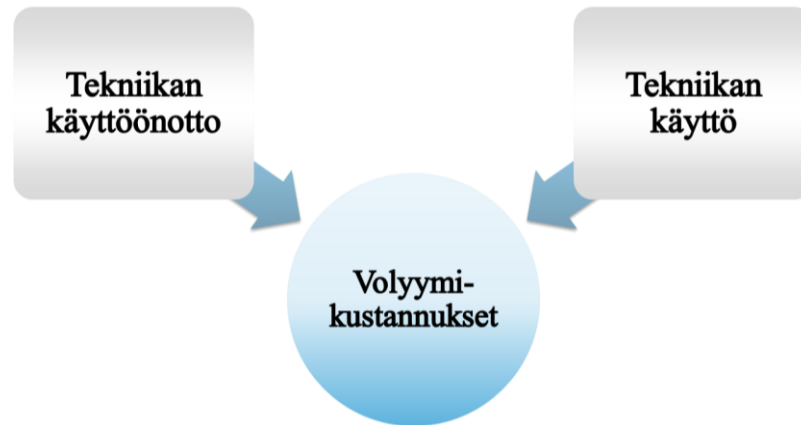
Kuva 4.3 Investointikustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{inv} = K_{ilmajohto} + K_{maakaapeli} + K_{muuntamo} \quad (4.12)$$

4.4 Volyymikustannukset

Sähköverkkoon rakennettavien strategian mukaisista tyypillisistä ratkaisuista poikkeavien tai täysin uusien tekniikoiden on tunnistettu sisältävän merkittäviä lisäkustannuksia, jotka syntyvät erilaisista lisäselvitys- ja lisätyötarpeista. Volyymikustannustekijä on kokemusperäisiin arvioihin perustuva kustannustekijä ja se sisältää vähäiseen tai ei lainkaan käytössä olevaan verkkotekniikkaan liittyvät kustannukset. Volyymikustannus muodostuu tekniikan käyttöönottoon ja käyttämiseen liittyvistä lisätyö-, lisäkoulutus- ja lisätarvikekustannuksista.

Volyymikustannusten laskennassa tekniikan käyttöönottoon liittyvä komponentti lasketaan omana kertaluonteisena kustannuseränä, joka on kokemusperäinen tai arvioitu lisäprosenttiosuus verkkotekniikan investointikustannuksista. Tekniikan käyttöön liittyvä komponentti on arvioitu ja vakiona pysyvä vuotuinen kustannuserä. Volyymikustannukset K_{vol} muodostuvat kuvan 4.4 mukaisesti ja ne lasketaan yhtälön 4.13 mukaisesti.



Kuva 4.4 Volyymikustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{vol} = h_{vol} \cdot K_{inv} + \kappa_3 \cdot H_{vol} \quad (4.13)$$

missä h_{vol} on kertaluonteinen volyymikustannuskerroin

κ_3 on vakiovuotuinen diskonttauskerroin

H_{vol} on vakiovuotuinen volyymikustannus

Tässä työssä volyymikustannus huomioidaan ilmajohtorakentamisessa, mikä perustuu ilmajohtojen vähäiseen uudisrakentamiseen verkkoyhtiön jakeluverkossa. Ilmajohdon volyymikustannuksissa kertaluonteisiksi käyttöönottokustannuksiksi arvioidaan 7 % investointikustannuksista ja vuotuisiksi käyttökustannuksiksi 400 €/a. Volyymikustannukset huomioitaisiin myös esimerkiksi uutta sähkönjakelujännitettä tai energiavarastoa hyödyntävän hankkeen elinkaarikustannuksia laskettaessa. Herkkyystarkasteluissa tutkitaan erikseen, miten volyymikustannusparametrit vaikuttavat elinkaarikustannusten lopputulemaan.

4.5 Häviökustannukset

Sähköverkossa syntyvät häviöt ovat teknisten haittojensa lisäksi myös taloudellisessa mielessä merkittävä kustannuserä verkkoyhtiölle. Merkittävimmät jakeluverkon häviöt syntyvät johtojen kuormitushäviöistä ja muuntajien tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöistä. (Lakervi & Partanen, 2009)

Johdoissa ja kaapeleissa kulkeva kuormitusvirta synnyttää pätötehohäviöitä. Pätötehohäviöiden suuruus riippuu johdon resistiivisestä komponentista, joka määräytyy johdinmateriaalin mukaan ja on suoraan verrannollinen johdon pituuteen sekä kääntäen verrannollinen johdon poikkipintaan nähden. Johdon pätötehohäviöt P_{hj} voidaan laskea yhtälöllä 4.14. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$P_{hj} = 3 \cdot I^2 \cdot R = R \cdot \left(\frac{P_j}{U_j \cdot \cos\varphi} \right)^2 \quad (4.14)$$

missä I on johdossa kulkeva virta
 U_j on johdon jännite
 R on johdon resistanssi
 P_j on johdon siirtämä pätöteho
 $\cos\varphi$ on tehokerroin.

Tehokertoimen laskennassa käytetään keskimääräistä arvoa 0,95. Johtojen tapaan muuntajan kuormitushäviöt syntyvät resistanssin seurauksena virran kulkiessa muuntajan käämitysten läpi ja ne ovat nimensä mukaisesti riippuvaisia muuntajan kuormituksesta. Muuntajan kilpiarvoissa valmistaja ilmoittaa muuntajan kuormitushäviöt sen nimellisellä kuormituksella. Muuntajan kuormitushäviöt P_k voidaan laskea yhtälön 4.15 mukaisesti. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n} \right)^2 \cdot P_{kn} \quad (4.15)$$

missä S on muuntajan läpi siirrettävä teho
 S_n on muuntajan nimellisteho
 P_{kn} on muuntajan kilpiarvojen mukaiset nimelliset kuormitushäviöt.

Muuntajan tyhjäkäyntihäviöitä syntyy aina kun muuntaja on kytketty jännitteiseksi, vaikka muuntajaa ei kuormitettaisikaan. Tyhjäkäyntihäviöt ovat pääasiassa muuttuvan magneettivuon synnyttämiä pyörrevirta- ja hystereesihäviöitä muuntajan rautasydämessä. Muuntajan tyhjäkäyntihäviöt P_0 voidaan laskea yhtälöllä 4.16. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$P_0 = \left(\frac{U_p}{U_n}\right)^2 \cdot P_{0n} \quad (4.16)$$

missä U_p on käyttöjännite muuntajan yläjännitepuolella

U_n on nimellisjännite muuntajan yläjännitepuolella

P_{0n} on muuntajan kilpiarvojen mukaiset nimelliset tyhjäkäyntihäviöt.

Häviöitä syntyy muissakin sähköverkon komponenteissa, kuten esimerkiksi sähköenergiamittareissa, kytkin- ja ohjainlaitteissa sekä loistehon kompensointilaitteistoissa. Verkon järkevällä suunnittelulla voidaan vaikuttaa häviökustannusten määrään, sillä teknistaloudellisesti kustannustehokkaasti suunnitellulla verkolla saavutetaan usein myös häviöiden suhteen hyvä verkkoratkaisu. Häviöiden suuruuteen voidaan vaikuttaa myös muuttamalla verkon osien kuormitusta kytkentämuutoksilla siten, että kuormitukset jakautuvat verkossa optimaalisemmin.

Verkon elinkaaren aikaiset häviökustannukset ovat riippuvaisia sähköenergian hinnasta, koska häviöihin kuluva energia on ostettava markkinoilta. Tästä johtuen sähkömarkkinatilanteella on korostava vaikutus häviöiden kustannuksiin, sillä sähköön käyttö lisää verkon kuormitusta, mikä edelleen lisää verkossa syntyviä häviöitä. Samalla, kun sähköön kysyntä kasvaa, myös energian hinta tyypillisesti kasvaa. Sähköenergian hinnassa tapahtuvan suuren vaihtelun takia pitkän aikavälin energian hintaa arvioitiin Nord Pool -sähköpörssissä Suomen aluehinnoista vuosilta 2007–2021. (Belonogova, 2022)

Häviöteholle laskettava hinta on riippuvainen verkon teknisestä suunnittelusta; valituista poikkipinnoista ja muuntajakoista sekä verkon kuormituksen kasvusta. Häviötehon keskimääräistä hintaa on huomattavasti vaikeampi arvioida, kuin häviöenergian hintaa ja tästä syystä häviötehon hinnan oletetaan tässä työssä sisältyvän häviöenergian hintaan. Ottaen huomioon myös lähihistorian maailman tapahtumat sekä tulevaisuuden sähköön käyttöön ja tuotantoon liittyvät muutokset, sähköenergian keskihinnaksi H_{hE} arvioitiin 60 €/MWh. (Nord Pool, 2022)

Tässä työssä energiahäviöiden kustannukset huomioidaan tarkasteltavan kehittämisvyöhykkeen johto-osuuksilta ja muuntajilta. Verkon muiden komponenttien

häviöt oletetaan laskennan kannalta merkityksettömän pieniksi. Johdoissa ja muuntajissa syntyvien energiahäviöiden tarkka määrittäminen on käsin laskettuna työlästä, koska häviöteho pitäisi periaatteessa määrittää erikseen jokaiselta ajan hetkeltä erikseen ja summata näiden hetkien häviöenergiat yhteen. Verkon kehittämissuunnittelun kannalta tämä ei ole tarpeellista, koska kuormitusmuutosten kehittyminen on aina tulevaisuuden ennustamista. Energiahäviöitä voidaan laskennan kannalta arvioida riittävän tarkasti hyödyntämällä kuormituksen huipunkäyttöajasta laskettua häviöiden keskimääräistä huipunkäyttöaika. Kuormitushäviöiden likimääräinen huipunkäyttöaika t_h voidaan laskea yhtälöllä 4.17. (Lakervi & Partanen, 2009; Partanen, 2020b)

$$t_h \approx 0,17 \cdot t_k + 0,83 \cdot \frac{t_k^2}{8760 \text{ h}} \quad (4.17)$$

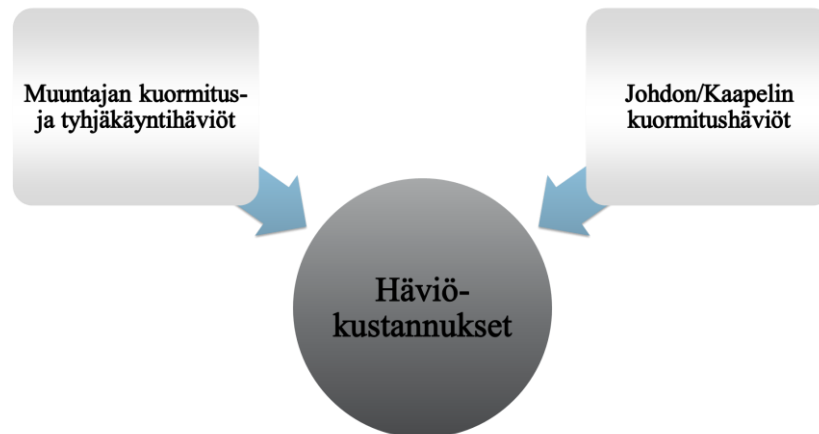
missä t_k on kuormituksen huipunkäyttöaika.

Verkkotietojärjestelmän perusteella keskijänniteverkossa kuormituksen huipunkäyttöajat vaihtelevat 4100–4500 tunnin välillä. Yhtälön 4.17 perusteella verkon häviöiden huipunkäyttöajaksi saadaan keskimäärin 2500 h, joka on tyypillinen arvo keskijänniteverkolle. Pienjänniteverkolle arvioitu häviöiden huipunkäyttöaika on vastaavasti 1000 h. Verkon kuormitushäviöihin kuuluva keskimääräinen vuotuinen energia W_h voidaan nyt laskea yhtälön 4.18 mukaisesti. (Lakervi & Partanen, 2009)

$$W_h = P_h \cdot t_h \quad (4.18)$$

missä P_h on johdon tai muuntajan häviöteho.

Tässä työssä verkon häviökustannukset $K_{häv}$ muodostuvat kuvan 4.5 mukaisesti ja ne lasketaan koko tarkastelujaksolta diskontattuna nykyhetkeen yhtälöllä 4.19.



Kuva 4.5 Häviökustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{häv} = \kappa_1 \cdot (W_{hj} + W_{mk}) \cdot H_{hE} + \kappa_3 \cdot W_{m0} \cdot H_{hE} \quad (4.19)$$

missä κ_1 on kuormituksesta riippuva diskonttauskerroin
 W_{hj} on johdon kuormitushäviöt
 W_{mk} on muuntajan kuormitushäviöt
 W_{m0} on muuntajan tyhjäkäyntihäviöt
 H_{hE} on häviöenergian hinta.

4.6 Kunnossapitokustannukset

Sähköverkon komponenttien pitkät pitoajat vaativat koko elinkaaren aikana verkon huoltamista ja kunnossapitoa, jotta verkko säilyy toimintakuntoisena, käyttövarmana ja turvallisena. Kunnossapitotoiminnan tavoite on pyrkiä säilyttämään verkkoon sitoutuneen pääoman arvo oikein suunnatuilla toimenpiteillä mahdollisimman hyvin ja välttää verkon uusimistarpeet ennen sen käyttöään päättymistä. Lisäksi kunnossapidolla pyritään pitämään vikatilanteista johtuvat kustannukset alhaisina. Vaikka kunnossapitoon panostaminen parantaa sähkönlaatua ja verkon käytön taloudellisuutta, sitä ei ole kannattavaa tehdä liian voimakkaasti, koska lopulta ne eivät enää tuota kustannuksiaan vastaavia hyötyjä. (Partanen et al., 2006)

Kunnossapitokustannukset ovat verkon operatiivisten yksiköiden töihin liittyviä kustannuksia. Kunnossapito jaetaan ongelmia ehkäiseviin ja niitä korjaaviin töihin. Tässä työssä kunnossapitokustannukset sisältävät kuntotarkastusten, raivaus- ja huoltotöiden sekä viankorjausten keskimääräiset kustannukset palkkoineen. Laskennassa käytetään LES:n

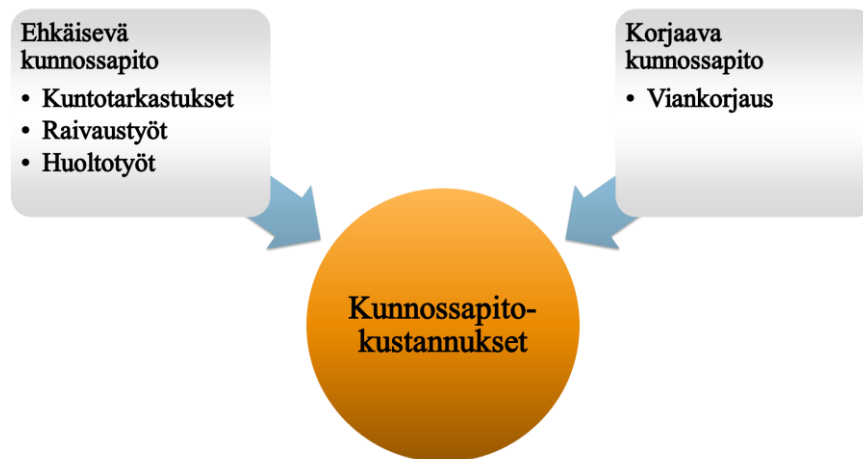
käyttö- ja kunnossapitopäällikön laskemia vuonna 2022 toteutuneita kunnossapitoyksiköitä. Vuotuiset kilometrikohtaiset kunnossapitoyksiköt on esitetty taulukossa 4.1.

Taulukko 4.1. Verkkotekniikoiden kunnossapitokustannukset eri olosuhteissa

Verkkotekniikka	Kunnossapitokustannukset, [€/km, a]			
	Sijainti	metsä	tienvarsi	avomaa
Avojohto		318,9	191,6	28,4
PAS-johto tai KJ-ilmakaapeli		322,1	193,5	28,7
KJ-maakaapeli		43,3	43,3	43,3
PJ-ilmajohto		214,6	214,3	24,0
PJ-maakaapeli		7,9	7,9	7,9

Taulukossa ilmajohtojen olosuhdeluokitusten jakautuminen perustuu kokemusperäisiin arvioihin verkon kunnossapitotyöosuuksista eri ympäristöissä. Olosuhdeluokitukseltaan tienvarressa oleva verkko sisältää sekä tien vieressä, että metsänreunassa olevat johdot. Avomaa puolestaan sisältää sekä avo-, että peltomaalla sijaitsevat johdot. Ilmajohtojen osalta avomaalla kunnossapitokustannukset jäävät merkillisen alhaisiksi metsä- ja tienvarsikustannuksiin verrattuna. Tätä selittää se, että avomaalla tehtävien kunnossapitotöiden osuudeksi on arvioitu 10 % koko kunnossapidosta. Tilastoitujen kustannusten jakaumassa ehkäisevien töiden, kuten raivausten ja helikopterisahausten painoarvo on suuri suhteessa verkkoyhtiön verkossa olevien ilmajohtojen määrään ja sen takia metsäiset verkonosuudet dominoivat. Teoriassa ilmajohtojen kunnossapito avomaalla on kuitenkin kalliimpaa suhteessa maakaapeliverkkoon ja tämä on hyvä pitää mielessä kunnossapitokustannustulosten osalta.

Vaikka yleisesti PAS-johdolla ja KJ-ilmakaapelilla saadaan avojohtoon verraten kunnossapidossa kustannushyötyjä, tarkastellussa verkkoyhtiössä niiden keskimääräiset kunnossapitokustannukset eivät eroa avojohdosta käytännössä ollenkaan. Tätä selittää ainakin se, että ne vaativat puuston osalta ylimääräisiä tarkastuskierroksia myrskyjen jälkeen. Tämän työn laskennassa kunnossapitokustannukset K_{kun} muodostuvat kuvan 4.6 mukaisesti ja ne lasketaan koko tarkastelujaksolta nykyhetken diskontattuna yhtälöllä 4.20.



Kuva 4.6 Kunnossapitokustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{kun} = \kappa_3 \cdot l_j \cdot (h_{me} \cdot H_{kme} + h_{tv} \cdot H_{ktv} + h_{av} \cdot H_{kav}) \quad (4.20)$$

missä H_{kme} on verkon kunnossapitokustannukset metsässä

H_{ktv} on verkon kunnossapitokustannukset tienvarressa

H_{kav} on verkon kunnossapitokustannukset avomaalla.

4.7 Keskeytyskustannukset

Sähkönjakelussa tapahtuvat keskeytykset aiheuttavat sekä verkkoyhtiölle, että asiakkaille haittaa ja ylimääräisiä kustannuksia. Keskeytyskustannukset muodostuvat verkolla tapahtuvista pysyvistä vika- ja työkeskeytyksistä sekä pika- ja aikajälleenkytkennöistä. Verkkoyhtiölle aiheutuvat keskeytyskustannukset ovat arvioita keskeytyksen rahallisista haitoista asiakkaille ja haitta määritetään asiakkaan tehon sekä toimittamatta jääneen energian perusteella. Keskeytyskustannukset vaikuttavat suoraan verkkoyhtiölle sallittuun tuottoon.

Asiakkaiden kokema keskeytys on vahvasti riippuvainen siitä, minkälainen sähkönkuluttaja asiakas on. Erilaisille asiakkaille syntyvien haittojen mitoittaminen on tämän takia hankalaa. Isolle teollisuusasiakkaalle keskeytys voi aiheuttaa tuotannon pysähtymisen seurauksena suuria taloudellisia menetyksiä, kun kotitalousasiakasta haittaa vain valojen ja laitteiden sammuminen. Keskeytysten rahallinen arvostus perustuu Energiaviraston määrittelemiін keskeytyksestä aiheutuvan haitan (KAH) yksikkökustannuksiin. Yksikkökustannukset on muodostettu laajan kyselytutkimuksen ja valtakunnallisen asiakasjakauman perusteella.

Tässä työssä käytössä olevat indeksikorjatut yksikkökustannukset on esitetty taulukossa 4.2. (Energiavirasto, 2021c)

Taulukko 4.2. Keskeytyskustannusten arvostus (Energiavirasto, 2021c) [Muokattu]

Odottamaton keskeytys		PJK	AJK
€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
13,92	1,39	0,7	1,39

Keskeytyskustannusten laskennassa ei tämän työn osalta huomioida suunniteltuja työkeskeytyksiä. LES:n verkossa johtohaarat ovat yleisesti niin lyhyitä, että suunnitellun keskeytyksen vaikutusalue saadaan tyypillisesti erotettua niin pieneltä alueelta, että työkeskeytysten merkitys jää pieneksi. Lisäksi kaapeloitaessa verkkoa on tyypillistä, että uusi verkko suunnitellaan ja rakennetaan mahdollisimman pitkälle valmiiksi ja otetaan käyttöön, ennen kuin sähkönkäyttöä käännetään vanhasta verkosta uuteen.

Koska tässä työssä keskeytyksiä tarkastellaan verkon kehittämissuunnitelman yhteydessä, kiinnostava näkökulma on verkkotekniikoiden tilastollinen pitkän aikavälin käyttövarmuus. Suurhäiriötilanteita ei tarkastella tässä työssä. Suurhäiriössä yksittäisen vuoden vikataajuudet voivat kasvaa moninkertaisiksi. Pitkän aikavälin käyttövarmuutta voidaan tarkastella eri tekniikoiden olosuhderiippuvaisilla keskimääräisillä vikataajuuksilla, jotka on esitetty taulukossa 4.3.

Taulukko 4.3. Eri tekniikoiden pitkän aikavälin keskimääräiset vikataajuudet LES:n jakeluverkossa

Verkkotekniikka	Pysyvät viat [kpl/100 km, a]	PJK [kpl/100 km, a]	AJK [kpl/100 km, a]
Avojohto			
- metsässä	15	50	20
- tienvarressa	8	40	16
- avomaalla	2	30	12
Päällystetty avojohto			
- metsässä	11	10	4
- tienvarressa	4	10	4
- avomaalla	2	10	4
KJ-ilmakaapeli			
- metsässä	11	-	-
- tienvarressa	4	-	-
- avomaalla	2	-	-
PJ-ilmakaapeli	1	-	-
KJ- tai PJ-maakaapeli	1	-	-

Eri verkkotekniikoissa esiintyvien pysyvien vikojen taajuudet perustuvat LES:n keskeytystilastojen keskiarvoihin vuosilta 2016–2020. Jälleenkytkentöjen keskimääräiset taajuudet perustuvat verkkoyhtiölle tehtyyn aikaisempaan erikoistyöhön, jossa taajuusarvot on todettu soveltuviksi tarkasteltavaan verkkoon. Tarkasteltavan vyöhykkeen keskimääräinen vika- tai jälleenkytkentätaajuus f voidaan laskea yhtä kilometritä kohden yhtälöllä 4.21. (Palmunen, 2008)

$$f = \frac{h_{me} \cdot H_{vme} + h_{tv} \cdot H_{vtv} + h_{av} \cdot H_{vav}}{100 \text{ km}} \quad (4.21)$$

missä H_{vme} on verkkotekniikan vika- tai jälleenkytkentätaajuus metsässä
 H_{vtv} on verkkotekniikan vika- tai jälleenkytkentätaajuus tienvarressa
 H_{vav} on verkkotekniikan vika- tai jälleenkytkentätaajuus avomaalla.

Pysyvistä keskeytyksistä aiheutuvien kustannusten laskentaperiaatteena on, että keskeytyksen kokema keskiteho rajataan lähimmällä releistetyllä katkaisijalla ja toimittamatta jäänyt energia lasketaan kolmiportaisena. Ensimmäisessä portaassa toimittamatta jäänyt energia lasketaan katkaisijan rajaaman keskitehon ja kauko-ohjattavien erottimien erotusajan avulla. Toisessa portaassa energia lasketaan kauko-ohjattavien erottimien rajaaman keskitehon ja käsikäyttöisten erottimien erotusajan perusteella. Kolmannessa ja viimeisessä portaassa energia lasketaan lähimpien käsikäyttöisten erottimien rajaaman keskitehon ja vian korjausajan avulla jokaiselta tarkasteltavan alueen erotinvyöhykkeeltä. Näin tarkasteltavalla kehittämisvyöhykkeellä keskeytyksestä aiheutuvat kustannukset K_{vika} voidaan laskea yhden vuoden osalta yhtälöllä 4.22.

$$K_{vika} = f_v \cdot \left\{ l_v \cdot [(P_{kaR} \cdot H_{kP}) + (P_{kaR} \cdot t_{ker} + P_{kaK} \cdot t_{er}) \cdot H_{kE}] \right. \\ \left. + [(l_e \cdot P_{kaE}) \cdot t_{kor} \cdot H_{kE}] \right\} \quad (4.22)$$

missä f_v on vyöhykkeen keskimääräinen vikataajuus
 l_v on tarkasteltavan kehittämisvyöhykkeen johtopituus
 P_{kaR} on katkaisijan rajaama keskiteho
 P_{kaK} on kauko-ohjattavien erottimien rajaama keskiteho
 P_{kaE} on lähimpien erottimien rajaama keskeytyksen keskiteho

l_e on yhden erotinvyöhykkeen johtopituus

t_{ker} on erotusaika kaukokäyttöiselle erottimelle

t_{er} on erotusaika käsikäyttöiselle erottimelle

t_{kor} on vian korjausaika

H_{kP} on keskeytyksestä aiheutuvan haitan hinta teholle

H_{kE} on keskeytyksestä aiheutuvan haitan hinta energialle.

Vikojen korjausajat ovat riippuvaisia mm. siitä, missä päin jakelualueetta ja minkälaisessa verkossa vika esiintyy sekä minkälainen verkkorakenne varayhteyksineen vika-alueella on. Ilmajohdoilla vikojen korjausajat ovat tyypillisesti maakaapeliverkkoa lyhyempiä, mutta maakaapeliverkossa vika saadaan usein varayhteyksien avulla erotettua siten, että yksikään asiakas ei koe pysyvää keskeytystä. Verkossa esiintyvien vikojen vaikutusaikoja voidaan myös pienentää käyttämällä varavoimaa, jos vikatilanne sen mahdollistaa. Verkkoyhtiöllä kerättyjen tilastojen perusteella ilmajohdoilla viankorjausajat kestävät keskimäärin avojohdolla ja ilmakaapelilla noin yhden tunnin ja PAS-johdolla 1,2 tuntia. Tuloksia tarkasteltaessa on huomioitava, että ilmakaapelilla viankorjausaika jää lyhyeksi tilastoinnin vähäisyydestä johtuen, koska tekniikan määrä yhtiön verkossa on niin marginaalista. Todellisuudessa vioittuneen ilmakaapelin korjaukseen kuuluva aika on muita ilmajohtoja pidempi, mutta maakaapelia lyhyempi, koska vian paikantaminen ja kaapelin saavutettavuus on yleensä helpompaa. Maakaapelihaaroissa keskimääräinen viankorjausaika on noin 8 tuntia. Vikatilanteissa, joissa varayhteyksimahdollisuuksilla saadaan paikattua koko sähkönjakelu, viankorjausaika jää kustannuslaskennassa luonnollisesti nolllaksi. Taulukossa 4.4 on esitetty työssä käytetyt verkon kytkentä- ja korjausajat.

Taulukko 4.4. Keskeytyslaskennassa käytetyt keskimääräiset verkon kytkentä- ja korjausajat

Kytkentätapa	Kytkentäaika [h]
Kauko-ohjaus	0,1
Käsiohjaus	0,8
Verkkotekniikka	Korjausaika [h]
Avojohto	1,0
Päällystetty avojjohto	1,2
Ilmakaapeli	1,0
Maakaapeli	8,0

Taulukon 4.4 mukaisilla arvoilla verkossa vikaantuneella johdolla ilman varayhteysmahdollisuuksia asiakkaan kokeman keskeytyksen keskimääräinen kokonaispituus on kauko-ohjauseerotukseen ja käsiohjauseerotukseen kuluva aika sekä viankorjausaika summattuna yhteen. Keskeytyskustannusten laskennassa ilmajohtoverkossa huomioidaan myös katkaisijan releessä käytössä olevat jälleenkytkennät. Maakaapeliverkolla jälleenkytkennät eivät ole käytössä, koska niissä ohi menevät viat ovat todella harvinaisia. Pikajälleenkytkentöjen vuosikustannukset K_{PJK} voidaan laskea yhtälöllä 4.23.

$$K_{PJK} = f_{PJK} \cdot l \cdot P_{kaR} \cdot H_{kPJK} \quad (4.23)$$

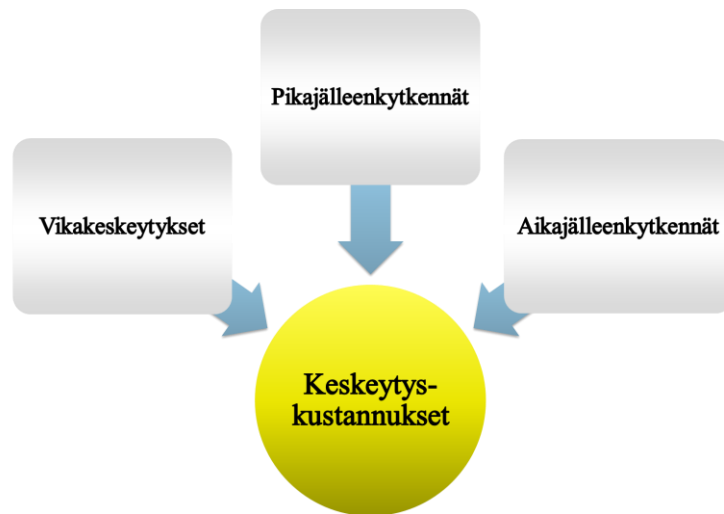
missä f_{PJK} on keskimääräinen pikajälleenkytkentöjen taajuus
 H_{kPJK} on pikajälleenkytkentöjen hinta.

Aikajälleenkytkentöjen vuosikustannukset K_{AJK} voidaan laskea vastaavasti yhtälöllä 4.24.

$$K_{AJK} = f_{AJK} \cdot l \cdot P_{kaR} \cdot H_{kAJK} \quad (4.24)$$

missä f_{AJK} on keskimääräinen aikajälleenkytkentöjen taajuus
 H_{kAJK} on aikajälleenkytkentöjen hinta.

Verkon elinkaaren aikaiset keskeytyskustannukset muodostuvat tässä työssä kuvan 4.7 mukaisesti ja koko tarkasteluajalta nykyhetkeen diskontattuna ne saadaan laskettua yhtälöllä 4.25.



Kuva 4.7 Keskeytyskustannuslaskennan muodostuminen

$$K_{kesk} = \kappa_2 \cdot (K_{vika} + K_{PJK} + K_{AJK}) \quad (4.25)$$

missä κ_2 on keskeytyskustannusten diskonttauskerroin

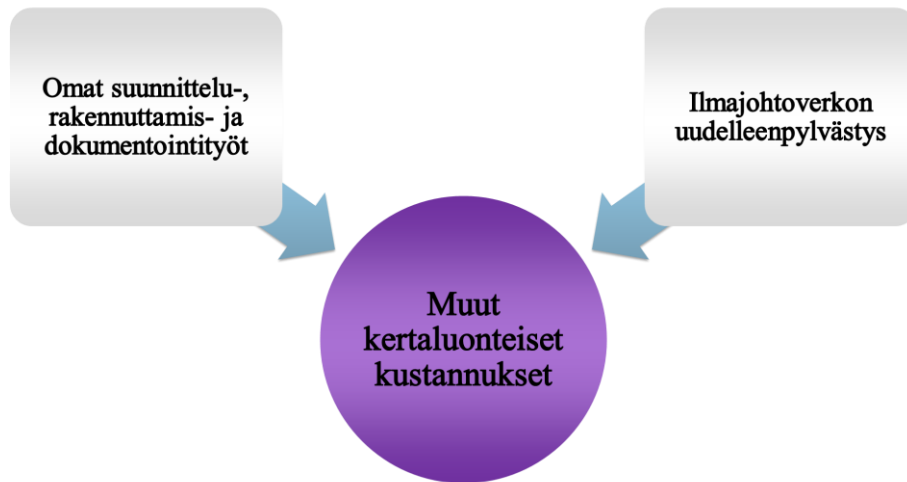
4.8 Muut kertaluonteiset kustannukset

Sähköverkon elinkaarikustannuksiin liittyy aikaisempien tekijöiden lisäksi myös muita kertaluonteisia kustannuksia. Tällaisia ovat esimerkiksi kesken verkon elinkaaren tapahtuvat lisäinvestointikustannukset. Tämän työn osalta muut kustannukset sisältävät yhtiön omat verkon kehittämistyöhön liittyvät kustannukset sekä ilmajohtotekniikoiden käyttöön liittyvät uudelleenpylvästykustannukset.

Tarkastellussa yhtiössä sähköverkon suunnittelutyöt, maastosuunnittelu- ja luvitustyöt, rakennuttaminen, verkon dokumentointi ja sijaintitietojen kartoittaminen tehdään itse. Nämä verkkoyhtiön omiin töihin liittyvät kustannukset lasketaan lisäprosenttiosuudella käytettävän verkkotekniikan investointikustannuksista. Tässä työssä omien töiden kustannuksiksi arvioidaan 8 % investoinnin kustannuksista.

Verkkoyhtiön verkosta löytyy edelleen jopa 1950-luvulla valmistettuja puupylväitä. Näiden puupylväiden tehokkaat ja myrkylliset kyllästysaineet ovat vaihtuneet myöhemmin uusiin ympäristöystävällisempiin kyllästystekniikoihin ja -aineisiin, mikä on johtanut puupylväiden käyttöään selvään laskuun. Kokemusperäisen tiedon perusteella voidaan todeta, että tänä päivänä valmistettavat puupylväät kestävät olosuhteista riippumatta

parhaimmillaan vain 25–35 vuotta, minkä jälkeen ne vaativat uusimista. Tämä huomioidaan muissa kustannuksissa ja laskennassa oletetaan, että ilmajohtorakentaminen vaatii uudelleenpölyvastyksen 30 vuoden kohdalla. Muut kertaluonteiset kustannukset muodostuvat tässä työssä kuvan 4.8 mukaisesti ja ne lasketaan yhtälöllä 4.26.



Kuva 4.8 Muiden kertaluonteisten kustannusten muodostuminen

$$K_{kert} = h_{oma} \cdot K_{inv} + \kappa_L \cdot H_L \quad (4.26)$$

missä h_{oma} on omien töiden kustannuserroin
 H_L on kesken pitoajan syntyvät investointikustannukset.

Eri verkkotekniikoiden elinkaarikustannukset voidaan selvittää hyödyntämällä edellä esitettyjä laskentamenetelmiä. Vertailemalla näitä kokonaiskustannuksia sekä niihin vaikuttavia muutostekijöitä voidaan todeta kustannuksiltaan kannattavimmat ratkaisut kullekin kehittämiskohteelle.

5 VERKKORATKAISUJEN VERTAILU LAHTI ENERGIA SÄHKÖVERKKO OY:N JAKELUALUEELLA

Maakaapelointi on tarkastellun yhtiön pääsääntöinen verkkotekniikka asemakaavoitetuilla alueilla johtuen tilan puutteesta ja yleisistä ulkonäkövaatimuksista käyttövarmuusvaatimusten lisäksi. Kaapeloidessa maanrakentaminen on toteutettu kaivutekniikalla. Maakaapeloinnin etuna on usein tapahtuva yhteisrakentaminen muiden verkostorakentajien, kuten vesilaitoksen, teleoperaattoreiden, kaukolämmön sekä kuntien ulkovalaistuksen kanssa. Yhteisrakentamisella kaapeloinnin kustannuksia saadaan pienennettyä huomattavasti, kun maanrakentamiskustannukset jakautuvat useamman toimijan kesken.

Haja-asutusalueilla yhteisrakentaminen painottuu kuitenkin taajama-alueiden läheisyyteen. Siirryttäessä taajaman läheisyydestä kauemmas, sähköverkko on usein ainoa jakeluverkosto haja-asutusalueella, koska teleoperaattoreidenkin trendinä on ollut jo pitkään erilaiset langattomat tekniikat. Tällaisilla alueilla maakaapeloinnin kannattavuus alkaa heikentymään nopeasti etenkin maastollisesti vaikeissa olosuhteissa. Maakaapeloidessa hyödynnetään myös vesistökaapelointia, jos kaapelireitti maata pitkin ei ole kannattava tai sähkönkäyttö sijaitsee saaristo-olosuhteissa.

LES:llä avojohdojen uudisrakentaminen on vähäistä, mutta se on ollut ratkaisuvaihtoehtona maaseuduilla sellaisissa peltoympäristökohteissa, joissa maaperä aiheuttaa haasteita kaapeloinnille ja maanomistajat hyväksyvät johdon maankäytön. Avojohtoilla levennettyä johtokatua voidaan käyttää harkitusti metsien läheisyydessä sellaisissa paikoissa, joissa esimerkiksi tuuliriski on suuri. Johtokadun levennys on tyypillisesti harkinnassa silloin, kun nuoren johdon pitoaika on mahdollista käyttää sähkön laatuvaatimukset täyttäen loppuun saakka.

Ilmajohtoa harkittaessa avojohtoa yleisempänä ratkaisuna on kuitenkin päällystetty avojohdo. PAS-johdot toimivat ratkaisuvaihtoehtona helposti saavutettavissa haja-asutusympäristöissä, joissa maakaapelointi on vaikeaa. Avojohtoa rakennettaessa päädytään yleensä päällystettyyn vaihtoehtoon, koska sen rakentamiskustannukset ovat keskimäärin vain hieman eristämätöntä johtoa kalliimmat.

Ilmakaapelointi on LES:llä käytössä oleva ratkaisuvaihtoehto, mutta sen toteuttaminen on ollut hyvin vähäistä ja harkittua. Tyypillinen kohde ilmakaapeloinnille on maakaapelointikohteessa, jossa vaikeasti kaivettavien osuuksien tai kallioiden ohittaminen tai kiertäminen ei ole kannattavaa. Kustannuksiltaan ilmakaapelointi on selvästi PAS-johtoa kalliimpi vaihtoehto, joten ilmajohtokohteissa niiden käyttö on ollut vähäistä. (Ensto, 2020)

Verkkoyhtiön jakeluverkossa on käytössä useita kauko-ohjausratkaisuja ja niitä rakennetaan niin ilmajohto- kuin maakaapeliverkossakin. LES:n emoyhtiöllä Lahti Energia Oy:llä on omistuksessaan paljon Lahden alueella käytössä olevia fyysisiä viestiyhteyksiä, joita hyödynnetään myös sähköverkon kauko-ohjauksien toteutuksessa. Siirryttäessä haja-asutusalueille, kauko-ohjausyhteydet toteutetaan tyypillisesti radioliikennettä hyödyntämällä. Näiden lisäksi lähivuosina on otettu käyttöön myös gsm-pohjaisia yhteyksiä, mutta niitä käytettäessä on huomioitava puhelinverkkojen heikompi käyttövarmuus. Verkkokatkaisijoiden kannattavuus tarkastellussa verkossa on hyvin marginaalista ja tällä hetkellä niitä on koko jakelualueella vain yksittäisiä kappaleita.

Seuraavaksi siirrytään tarkastelemaan LES:n jakelualueelta muutamia erilaisia kehittämiskohteita ja vertaillaan kohdekohtaisten kehittämiskorjausten elinkaarikustannuksia. Kehittämiskohteiden tarkastelun jälkeen tutkitaan laskennan parametriherkkyyttä muuttamalla muutamaa sähköverkkotoiminnan kannalta mielenkiintoista laskentaparametria. Herkkyysanalyysin lisäksi käydään hieman läpi Energiaviraston yksikköhintamuutoksia sekä eroja verkkoyhtiössä toteutuneiden rakentamiskustannusten ja yksikköhintojen välillä.

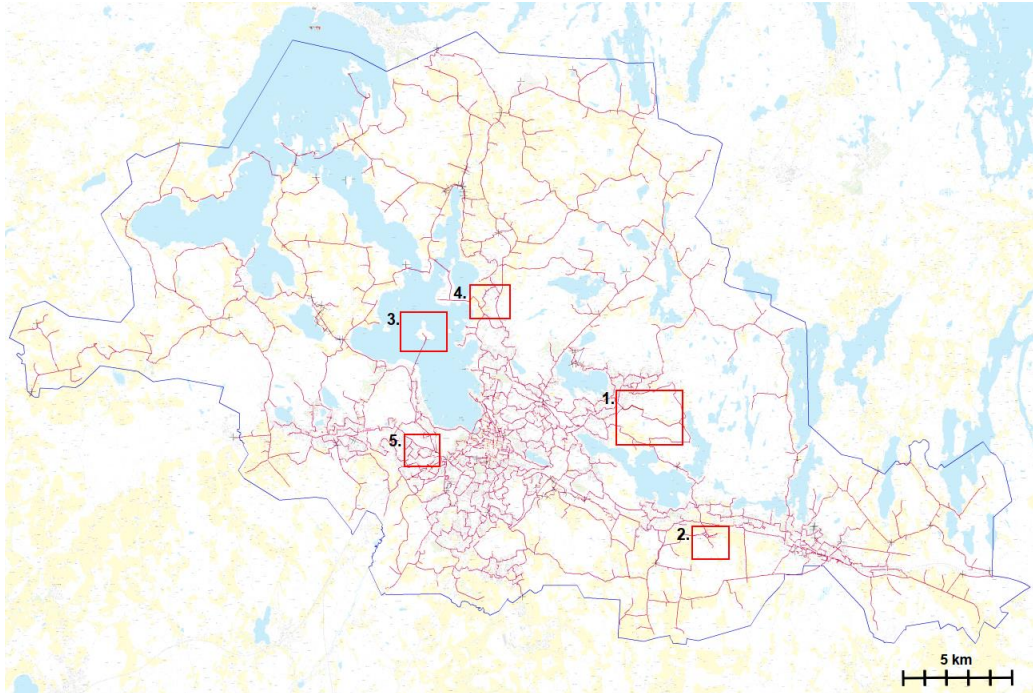
5.1 Kehittämiskohteiden valintaperuste ja verkon mitoitusperiaatteet

Riittävän tarkkuuden ja kustannustehokkuuden varmistamiseksi verkkoyhtiön vastuualue on jaettu kolmeen kehittämisvyöhykkeeseen jakeluverkolle asetettuja laatuvaatimuksia noudattaen. Ensimmäinen vyöhyke sisältää asemakaava-alueet, joissa maksimikeskeytysaika on kuusi tuntia. Toinen vyöhyke sisältää lähes kaikki asemakaava-alueen ulkopuoliset alueet, joissa maksimikeskeytysaika on 36 tuntia. Kolmas vyöhyke sisältää asemakaava-alueiden ulkopuoliset saaret, joissa maksimikeskeytysaika on 120 tuntia. (LES, 2022b; Finlex, 2013a)

Kehittämissuunnitelmaa varten tarkastelun kohteiksi valitaan yksi jokaiselle jakelualueen kehittämisvyöhykkeelle sijoittuva tyypillinen hankekokonaisuus. Verkon perusratkaisujen yksiselitteinen selvittäminen on monista eri tekijöistä johtuen hankalaa, joten tyypillisten kohteiden lisäksi tässä työssä halutaan tarkastella myös tyypillisestä poikkeavia kohteita. Näin eri olosuhteiden vaikutuksista syntyvät kustannuserot saadaan tuloksissa mahdollisimman hyvin näkyviin. Työssä tarkasteltavat haja-asutusalueen kohteet ovat korvausinvestointikohteita. Näiden kehittämisen ensimmäisinä valintaperusteina ovat verkon keski-ikä ja tekninen kunto. Asemakaava-alueelta tarkastellaan sekä laajennus- että korvausinvestointikohdetta.

Kohdetarkastelussa erityinen kiinnostus kohdistetaan haja-asutusalueisiin, koska asemakaava-alueen ulkopuoliset alueet ovat kustannustehokkuusmielessä pääsääntöisesti kaikkein haastavimpia. Haastavuutta aiheuttaa muun muassa pitkät välimatkat, pieni asiakastiheys, maastolliset olosuhteet sekä arviointi siitä, miten sähkön käyttö tulee kehittymään alueellisesti. Tyypillisenä haja-asutuskohteena tarkastellaan Koiskalan Lehmuksen aluetta ja olosuhteiltaan poikkeavampana kohteena Villähteen Haravakylää. Kolmantena haja-asutuskohteena tarkastellaan kolmannelle kehittämisvyöhykkeelle sijoittuvaa Vesijärven Enonsaarta.

Asemakaava-alueille asetettujen vaatimusten takia maakaapelointi on yleensä kaikki verkkoratkaisun valintaan vaikuttavat tekijät huomioon ottaen ainoa sovellettava ratkaisu. Asemakaava-alueen kohteina tarkastellaan Tasatarhan alueen tyypillistä uudiskaavoitettua pientalokohdetta sekä Kärpäsestä tiheään asuttua Satulakadun kohdetta. Mielenkiintoisen näkökulman saamiseksi Tasatarhan alueelta tutkitaan maakaapeloinnin lisäksi muidenkin ratkaisujen lukuja, vaikka ilmajohtoratkaisuja ei toimitusvarmuusvaatimuksista johtuen voida käyttääkään. Kustannuksiltaan kaupunki- ja taajama-alueilla maakaapeloinnin vaatima maanrakentaminen on usein kallista, koska mm. tiiviisti rakennetut alueet ja olevat maanalaiset rakenteet aiheuttavat reittihaasteita, tiet ja kadut ovat pääsääntöisesti asfaltoituja ja suurempi liikenteen määrä aiheuttavat rakentamisen osalta lisähaasteita. Kärpäsen kohteella pyritään havainnollistamaan edellä mainittuja kustannusvaikutuksia kaupunkialueella. Esitetyt kehittämiskohteet näkyvät jakelualueelta korostettuna kuvassa 5.1.



Kuva 5.1 Tarkasteltavat kehittämiskohteet; 1. Koiskala Lehmus, 2. Haravakylä, 3. Enonsaari, 4. Tasatarhan alue ja 5. Kärpäsen Satulakatu (LES, 2022c) [Muokattu]

Tarkasteltavissa kohteissa verkkoratkaisujen mitoitusperiaatteet perustuvat sähköasennuksia koskeviin standardeihin ja ne noudattavat Energiateollisuuden tekemiä verkostosuosituksia sähköverkon mitoittamisesta. Ratkaisuvaihtoehtojen esitys on tehty Trimble NIS-verkkotietojärjestelmällä. Verkon riittävän jäykkyyden varmistamiseksi LES:llä käytetään pienjänniteverkossa mitoitusrajana yksivaiheisen minimoikosulkuvirran arvoa 250 A sen epäedullisimmassa liittymispisteessä. Lisäksi saneerauskohteissa periaatteena on, että verkon jäykkyys ei laske uudella ratkaisulla merkittävästi alkuperäisestä tilanteesta. (LES, 2022a)

5.2 Asemakaava-alueen ulkopuoliset esimerkkikohteet

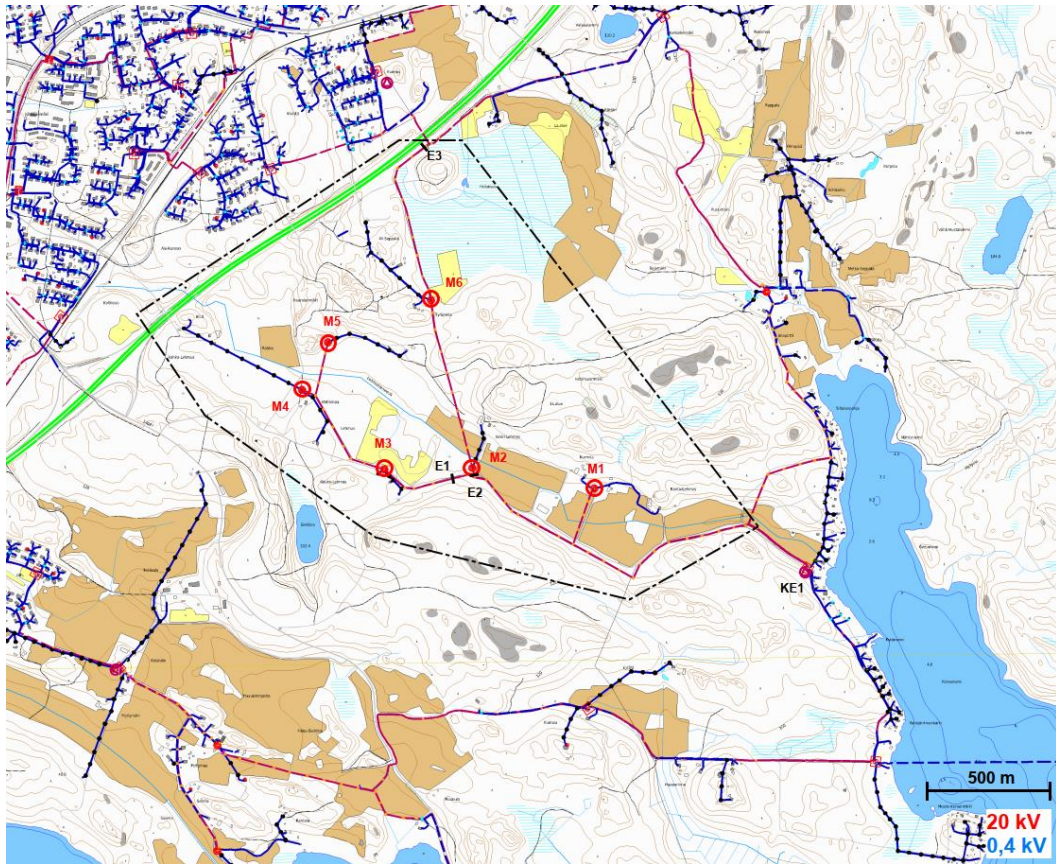
Asemakaava-alueen ulkopuolisista kohteista esimerkkeinä tarkastellaan tyypillistä verkkokohdetta edustavaa Koiskalan Lehmuksen aluetta ja tyypillisestä poikkeavampaa Haravakylän aluetta. Näiden lisäksi tarkastellaan Enonsaarta, joka edustaa LES:n jakeluverkon saarikohdetta.

5.2.1 Koiskala Lehmus

Koiskalan alue edustaa LES:n jakelualueen tyypillistä haja-asutuskohdetta, jossa verkon käyttöikä on pääosin ylittänyt pitoaikansa ja sen kunto vaatii toimenpiteitä. Tyypilliselle

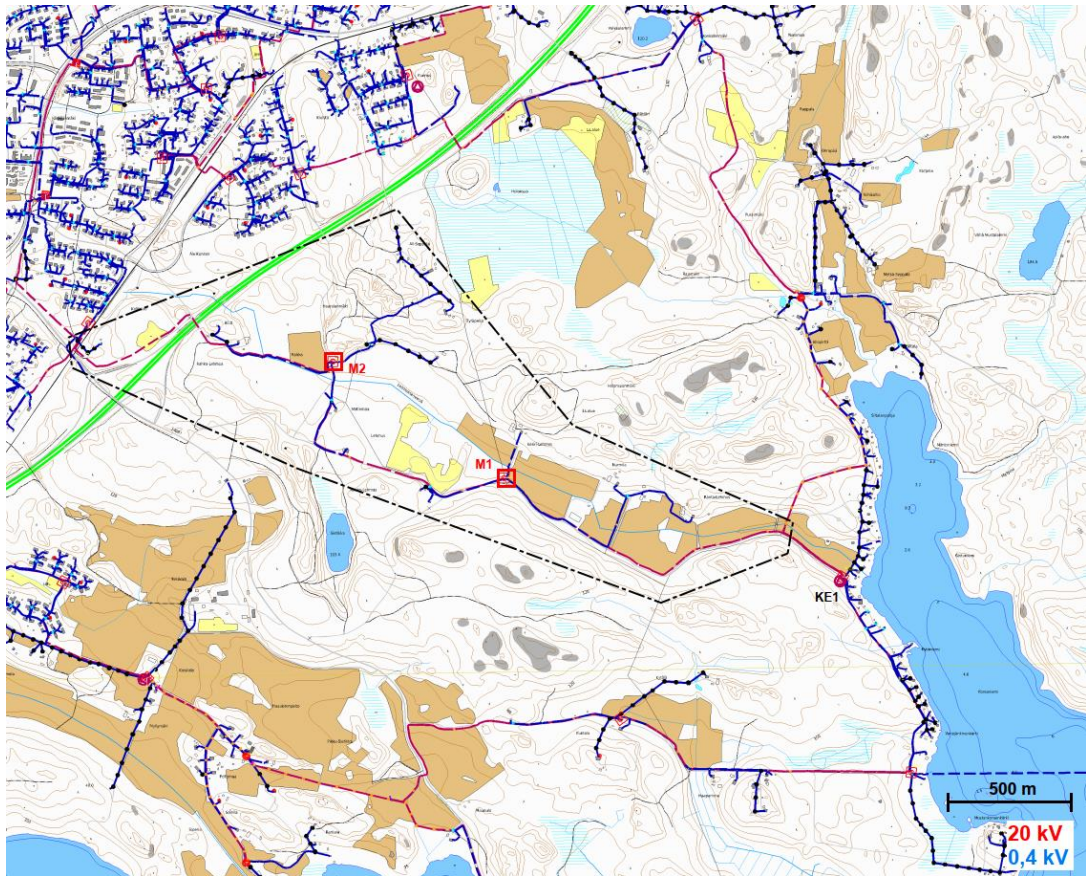
haja-asutusalueelle on ominaista taajamaa selvästi pienemmän asiakastiheyden lisäksi kaivamiselle suotuisat helpot maastolliset olosuhteet sekä hyvät mahdollisuudet hyödyntää yhteisöjotusta keski- ja pienjännitekaapeleilla. Lisäksi alueella on teknisesti ja laatuvaatimukset täyttäen sovellettavissa kaikki käytössä olevat ratkaisuvaihtoehdot. Koiskala sijoittuu Lahden koillisosaan Ohitustien itäpuolelle ja Kymijärven pohjoispuolelle. Täysin ilmajohdoilla rakennettua aluetta on saneerattu pääosin maakaapeloiden viimevuosien aikana ja kustannusvertailussa keskitytään tarkastelemaan Lehmuksen alueen saneerausta.

Koiskalan alue sijoittuu verkossa Kymijärven sähköaseman johtolähdön J07 loppupäähän. Lähdön pituus on 43,4 km ja sen keskiteho on normaalissa kytkentätilanteessa 1,0 MW. Lähtö toimii varayhteytenä etelään Villähteen sähköaseman suuntaan. Lehmuksen alueella sähköliittymiä on tällä hetkellä 24 kpl. Alueen huipputeho on 110 kW ja keskiteho 50 kW. Käyttöpaikat ovat pääosin maa- ja hevostiloja, joista yhtäkään ei tässä tapauksessa lueta erityisen kriittiseksi kohteeksi. Tyypillisin lämmitystapa alueella on sähkölämmitys. Vaikka Lehmuksen alueella ei ole yhtäkään aurinkosähköjärjestelmää, se on potentiaalinen niille. Usealla hevosvilalla on isoja rakennuksia, joiden kattopinta-ala mahdollistaisi yksityisratkaisujen mittakaavassa isojenkin järjestelmien toteuttamisen. Yleiskaavassa Lehmuksen alueen pohjoispuolelle on suunniteltu asuntoaluetta ja länsipuolelle teollisuus- ja asuntoaluetta. Verkon kehittämisessä ja mitoittamisessa hyödynnetään nykytilanteen lisäksi edellä mainittuja kaavoitustietoja. Kuvassa 5.2 on esitetty ilmajohtoratkaisun toteutus Lehmuksen.



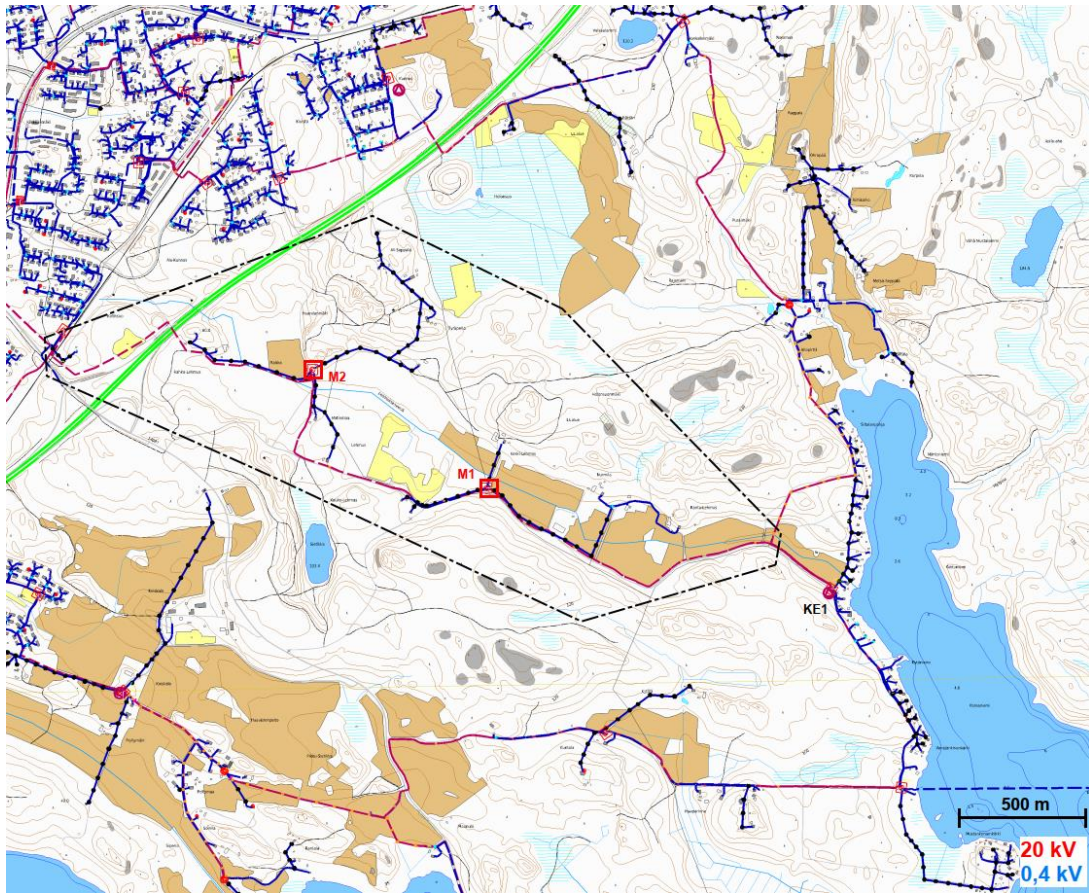
Kuva 5.2 Koiskala Lehmus ratkaisuna ilmajohto. M on muuntamo, E on käsierotin ja KE on kaukoerotin. (LES, 2022c) [Muokattu]

Kuvassa 5.2 kehittämisalue on rajattu mustalla pistekatkoviivalla. Ilmajohtoratkaisussa PAS- tai avojohto mukailevat samaa suunniteltua reittiä. Ratkaisussa kj-johtopituus on 4,14 km ja pj-johtopituus 0,82 km. Lehmuksentien vartta hyödynnetään mahdollisimman paljon itäpäästä ja Lahden kaupungin omistamia peltoalueita länsipäästä. Haarasta rakennetaan metsän läpi suoalueen reunassa runkoyhteys pohjoiseen Myllypohjan johtolähtöön. Kj-johtoista 25 % sijoittuu metsään, 50 % tienvarteen ja 25 % avomaalle tai pellolle. Pj-johtoista 60 % on metsässä ja 40 % tienvarressa. Yhteispylväitä saadaan hyödynnettyä 10 %. Verkko rakennetaan kuudella pylväsmuuntamalla. Kolme käsierotinta sijoitetaan pohjoiseen Myllypohjan lähden jakorajalle, rungolle M2 eteläpuolelle ja haaralle ennen M3:sta. Normaaliassa kytkentätilanteessa lähin kauko-ohjauserotus on toteutettavissa Venäjäkiventien erotinasemasta. Lehmuksen toteutus maakaapelioimalla on esitetty kuvassa 5.3.



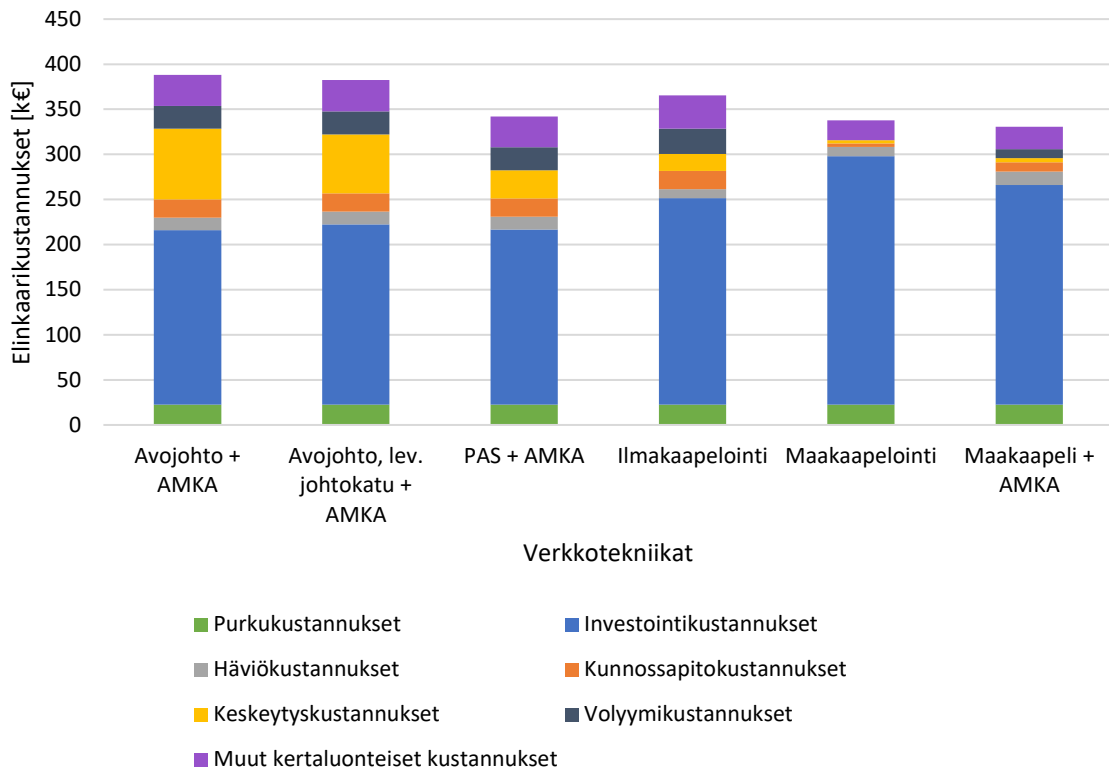
Kuva 5.3 Koiskala Lehmus ratkaisuna maakaapelointi (LES, 2022c) [Muokattu]

Maakaapelointiratkaisussa kj-kaapelipituus on 3,86 km ja pj-kaapelipituus 2,2 km. Yhteisojitus saadaan hyödynnettyä 50 % osuudelta. Yhteisojan määrän perusteella kustannustehokas toteutus saadaan kahdella puistomuuntamolla, joista ensimmäinen rakennetaan Keskilehmukseen ja toinen Kulmalankadun varteen. Kaapeloinnissa hyödynnetään suurilta osin Lehmuksentien varressa peltokaivuuta ja länsipäässä Lehmuksenviepäojan reunaa. Kj-varayhteys toteutetaan Radanvarsikadulle Myllypohjan johtolähtöön. Ohitustien alitus saadaan toteutettua kaivamalla alikulkutunneliin, joten kaivutyö saadaan maasto-olosuhteiltaan koko reitillä helpoksi. Kuvassa 5.4 on esitetty Lehmuksen toteutus kaapeloimalla keskijänniteverkko ja ilmakaapeloimalla pienjänniteverkko.



Kuva 5.4 Koiskala Lehmus ratkaisuna 20 kV maakaapelointi ja 0,4 kV ilmaakaapelointi (LES, 2022c) [Muokattu]

Maa- ja ilmaakaapelointiratkaisussa kj-kaapelipituus ja puistomuuntamoiden määrä säilyvät samana, kuin täydellisessä maakaapelointiratkaisussa. Ratkaisun pj-ilmaakaapelipituus on 1,50 km. Pj-johtojen reitti mukailee kaapeliosuusia tienvarsissa ja länsipäässä hyödynnetään kaupungin pelto-osuuksia. Kaikilta Lehmukseen soveltuvilta verkkoratkaisuilta lasketut elinkaarikustannukset on esitetty kuvassa 5.5.



Kuva 5.5 Koiskalan Lehmuksen elinkaarikustannukset eri verkkotekniikoilla

Kuva 5.5 näyttää hyvin eri kustannustekijöiden painoarvon elinkaarikustannuksissa. Kuten aikaisemmin todettiin, investointikustannukset ovat merkittävin erä uuden ratkaisun toteuttamisesta. Keskeytyskustannukset ja kunnossapitokustannukset nousevat seuraavaksi merkittävimpään rooliin, kun eri tekniikoiden välisiä eroja halutaan nähdä. Volyymikustannuksilla on selvä vaikutus vähemmän käytettyjen tekniikoiden osalta. Volyymikustannusten suhteen on kuitenkin huomattava, että jos tietyn verkkotekniikan käyttöä lisättäisiin merkittävästi, niin siihen vaikuttavien volyymikertoimien arvon voidaan olettaa pienenevän. Purkukustannuksista on lisäksi hyvä ymmärtää, että valitussa korvausinvestointikohteessa puretaan pääosin pitoaikansa ylittänyttä verkkoa eli verkkoyhtiölle aiheutuvat purkukustannukset muodostuvat käytännössä pelkistä purkutöistä ja vanhan materiaalin hävittämisestä.

Laskentatuloksista nähdään, että PAS-johto pj-ilmakaapeloinnilla, täydellinen maakaapelointi sekä 20 kV maakaapelointi pj-ilmakaapeloinnilla ovat edullisimpina ratkaisuuina hyvin lähellä toisiaan noin 335 k€ kokonaiskustannuksillaan. Avojohto erottuu joukosta selvästi korkeampien keskeytyskustannusten kanssa levennetyllä johtokadullakin. Ilmakaapeloinnin kustannuksissa huomataan, että ilmajohtoratkaisuna kaapelimateriaalit

nostavat jonkin verran investoinnin kustannuksia. Maakaapeloinnissa investointikustannukset ovat suurimmat, mutta edukseen ero muihin jää pieneksi helpon maanrakentamisen ja riittävän yhteisöjituksen johdosta. Elinkaarikustannuslaskenta PAS-johto + AMKA-ratkaisusta on avattu kokonaisuudessaan liitteessä 3. Laskennan perusteella edullisin ratkaisu Koiskalan Lehmuksen alueella olisi maakaapeloida kj-verkko ja ilmaakaapeloida pj-verkko. Ero täydelliseen maakaapelointiin on kuitenkin niin pieni, että laskennan epätarkkuudet huomioiden saneeraus kannattaa toteuttaa kaapeloidamalla myös pj-verkko. Tätä oletusta voidaan tukea sillä, että kaapelointitrendin ja kokemusten perusteella uusien ilmajohtorakenteiden ehdottaminen alueen maanomistajille voisi päättyä työläisiin neuvotteluihin.

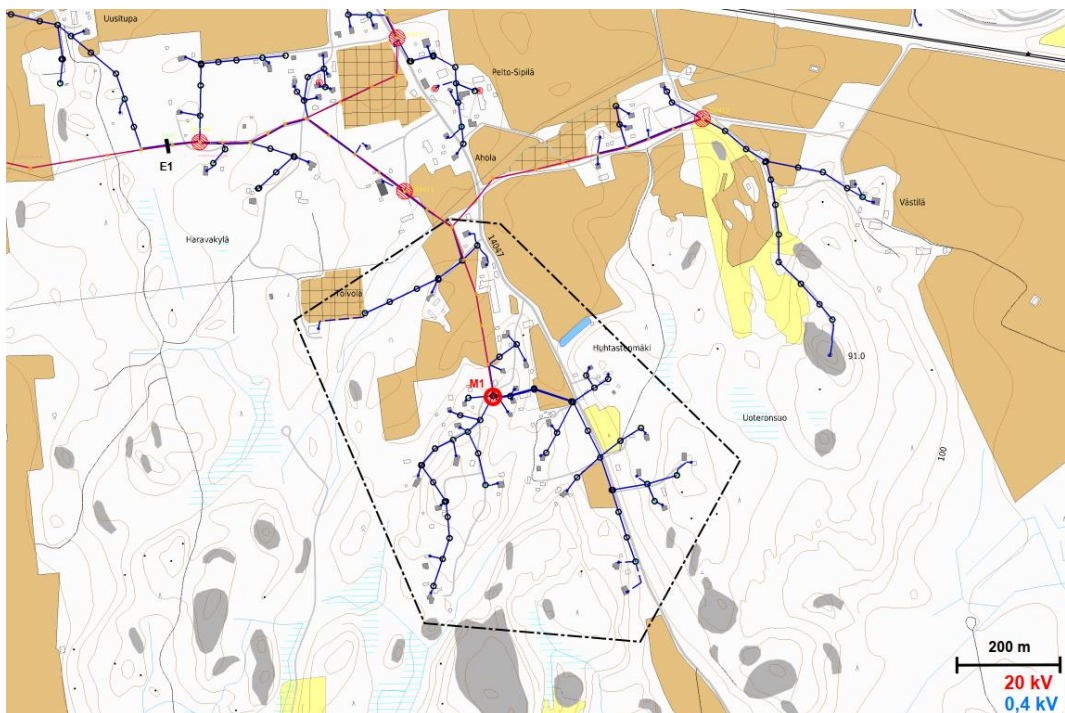
5.2.2 Haravakylä

Haravakylän alue edustaa haja-asutuskohdetta, jossa kaivaminen on isoilta osin vaikeaa. Maastossa on maanpintaan ulottuvia kallioisia alueita, joiden kiertäminen kokonaisuudessaan ei ole verkkopituuden ja erillisöjien kasvaessa kannattavaa. Lisäksi maaperästä johtuen riittävän asennussyvyyden saavuttaminen peltoalueillakaan ei ole varmaa, jolloin kaapeloinnilta vaaditaan lisäsuojausta. Haravakylä sijoittuu Villähteen kohdalla Valtatie 12 eteläpuolelle ja tarkastelussa keskitytään eteläisimmän haaran kehittämiseen.

Verkossa Haravakylän alue sijoittuu Villähteen sähköaseman johtolähdölle J08 päättyvään haaraan. Lähtö on kokonaisuudessaan ilmajohtolähtö, jonka pituus on 13,8 km ja sen keskiteho on noin 180 kW. Haravakylällä on muutama maatila, mutta muuten se on pääosin sähkölämmitteistä omakotitaloaluetta. Kehittämisalueella sähköliittymiä on 30 kpl. Usealla käyttöpaikalla on pientuotantoa ja alueelle on lähihistoriassa rakentunut tasaisesti yksittäisiä uusia tontteja. Erityisesti laajentumista on tapahtunut kylän eteläpäässä.

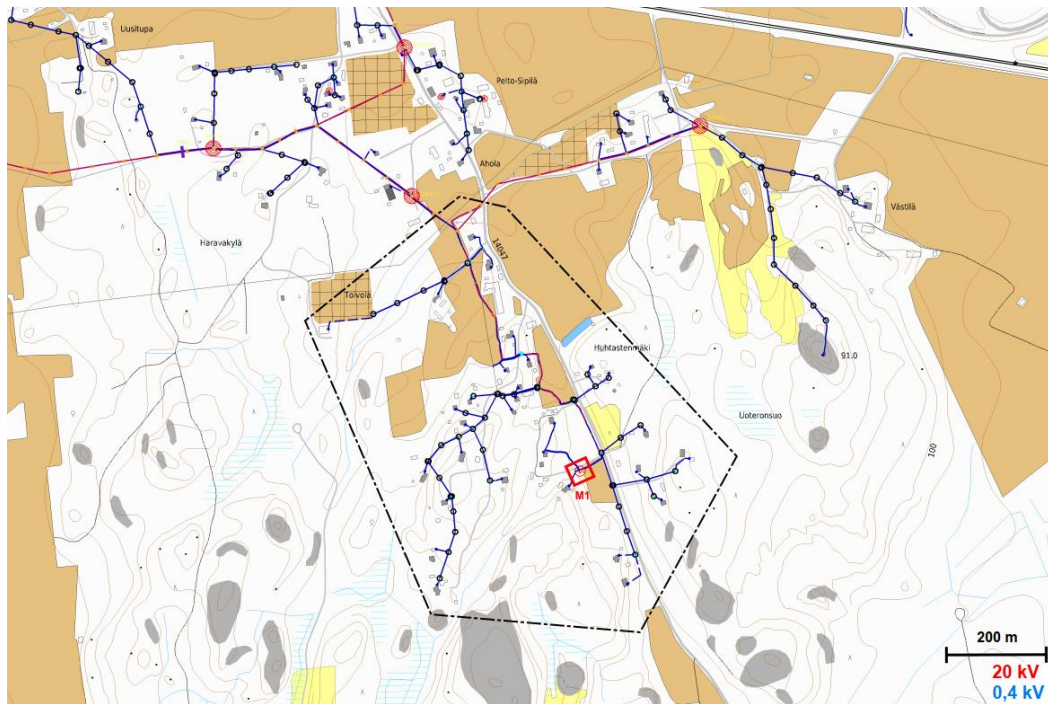
Verkon käyttöiän perusteella alueelta on uusittava koko kj-haara. Pääosa pienjännitteen runkojohdosta ja osa liittymishaaroista ovat käyttöiältään sekä kunnoltaan myös uusimistarpeessa. Pitkäkalliontien pj-haara on iältään noin 20-vuotiasta ja sen kunto on hyvä, joten siihen liittyen toimenpiteitä ei tässä vaiheessa tarvita.

Tarkasteltavan alueen lähin käsierotus saadaan totutettua Rajamäenkujan erottimelta ja lähin kauko-ohjauskytkentä voidaan tehdä Haravakyläntien alusta jakorajapisteestä. Pysyvän vian sattuessa tarkastelualueelle, keskeytys aiheutuu 80 kW keskiteholle. Tästä puolet sijoittuu valitulle kehittämisalueelle. Huipputeho kohdealueella on noin 150 kW. Aluetta kehitettäessä on huomioitava suhteellisen korkea sähkön kulutus ja siinä mahdollisesti tapahtuvat muutokset. Lisäksi erityishuomioina on alueella lisääntynyt pientuotanto sekä tasaisesti tapahtunut laajentuminen uusien asiakkaiden osalta. Kuvassa 5.6 on esitetty Haravakylän toteutus ilmajohtoilla.



Kuva 5.6 Haravakylä ratkaisuna ilmajohto (LES, 2022c) [Muokattu]

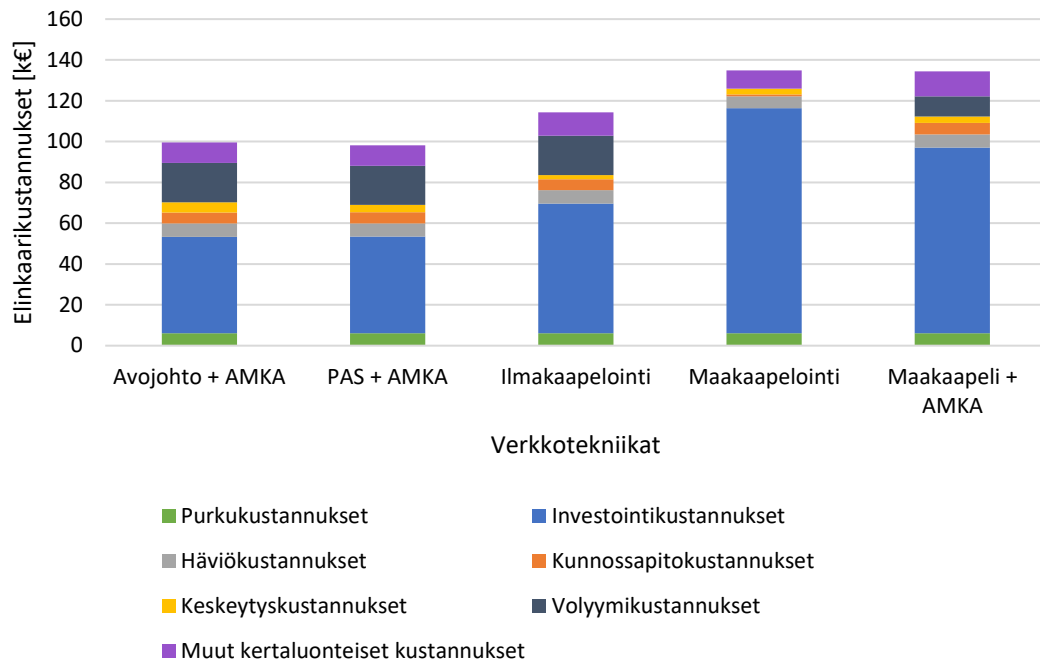
Ilmajohtoratkaisulla uusittava kj-johtopituus on 0,36 km ja pj-johtopituus 1,30 km. Keskijännite tuodaan Pitkäkalliontien alkupäähän, johon rakennetaan yksi pylväsmuuntamo keskeiselle ja helposti saavutettavalle paikalle. Pj-runko uusitaan Pitkäkalliontien alkupäästä Haravakyläntien eteläpäähän saakka. Kj-johdosta 90 % sijoittuu avomaalle ja 10 % metsään. Uusittavista pj-johdoista 50 % sijoittuu tienvarteen, 20 % avomaalle ja 30 % metsään. Haravakylän maakaapelointitoteutus on esitetty kuvassa 5.7.



Kuva 5.7 Haravakylä ratkaisuna maakaapelointi (LES, 2022c) [Muokattu]

Maakaapeloinnin toteutus Haravakylään on haastavaa. Kj-kaapelihaara rakennetaan ilmajohtoreittiä mukaillen peltojen reunassa lähelle Pitkäkalliontietä. Kallioisin alue kierretään jatkamalla Haravakyläntien suuntaan ja viemällä keskijännite pidemmälle etelään. Pj-rungon yhteisöjituksen lisäksi uuden muuntamon paikka valitaan siten, että tulevaisuudessa tulevat rakentamis- ja saneeraustarpeet ovat maastollisesti helpommin toteutettavissa maakaapelina. Ratkaisun kj-kaapelipituus on 0,73 km ja pj-kaapelipituus 1,45 km. Yhteisöjaosuus on 45 % ja reitistä 35 % on vaikeasti kaivettavaa maastoa.

Ratkaisussa, jossa keskijännite kaapeloidaan ja pienjännite rakennetaan ilmaan, verkkorakenteeseen ei tulisi edellä esitettyjen kuvien osalta merkittäviä muutoksia. Pienjännite uusittaisiin samalta reitiltä, mutta runko tuotaisiin puistomuuntamolta Haravakyläntien varteen noin 70 metriä. Haravakylään soveltuvien verkkoratkaisujen kustannusvertailu on esitetty kuvassa 5.8.



Kuva 5.8 Haravakylän elinkaarikustannukset eri verkkotekniikoilla

Kuvan 5.8 laskentatulokset osoittavat, että Haravakylän kustannukset ilmajohtoratkaisuilla olisivat noin 100 k€ ja maakaapelointia sisältävillä ratkaisuilla 135 k€. Suurin osa ilmajohtoista sijoittuu avomaalle, joten keskeytyskustannusten rooli jää myös ilmajohtoilla pieneksi. Haja-asutusalueilla vaikeissa kaivuolosuhteissa maakaapeloinnin metrihinta kasvaa merkittävästi. Vaikka kohteen kaivuolosuhteet ovatkin vain osittain vaikeat, niin maakaapeloinnin tuloksia tarkasteltaessa on huomattava, että suunniteltu verkkopituus on ilmajohtoratkaisua pidempi. Pidemmän kj-ratkaisun tarkoituksena on helpottaa alueen laajentumisen sekä tulevaisuudessa tehtävien saneeraustöiden toteuttamista ja pienentää niiden kustannuksia olettaen, että jatkotoimenpiteet tehtäisiin myös kaapeloiden. Vaikka koppimuuntamo olisi sijoitettu samoille kohdille pylväsmuuntamon kanssa, kaapeloinnin kustannukset olisivat olleet edelleen noin 120 k€. Tämän kohteen osalta on hyvä ymmärtää, että kaivukustannukset kasvoivat vaikeissa olosuhteissa merkittävästi, mutta CLC-aineiston perusteella alue on olosuhteiltaan kokonaan helppoa.

Muuntamoiden rooli kustannusvertailussa on myös mielenkiintoista hankkeen suuruusluokkaan nähden. Koska kaikki verkkoratkaisut toteutettiin yhdellä muuntamalla, maakaapeloinnin ja ilmakaapeloinnin kustannuksissa puistomuuntamoinvestoinnilla on iso rooli. Ratkaisujen elinkaarikustannusten perusteella Haravakylän haaran kehittämisessä kannattavin vaihtoehto olisi toteuttaa keskijännite PAS-johdolla ja pienjännite AMKA:lla.

5.2.3 Enonsaari

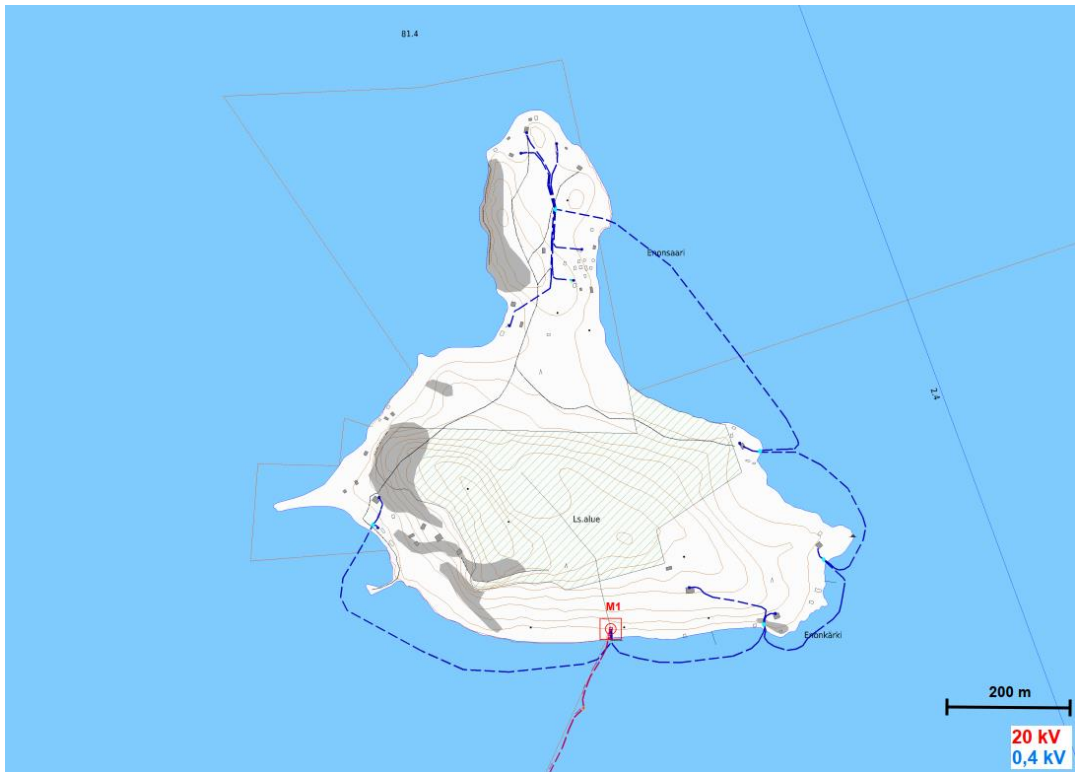
Enonsaari edustaa LES:n jakelualan vyöhykkeelle 3 sijoittuvaa saarikohdetta. Enonsaari sijaitsee keskellä Vesijärveä ja sinne ei ole maayhteyttä, joten saareen kulkeminen ja kaluston siirtäminen vaativat veneen tai lautan. Saarikohteille on tyypillistä vaikea pääsyn lisäksi myös vaikea maasto ja myrskyaltuus. Enonsaarella on suuri luonnonsuojelualue, joka tuo vaatimuksineen lisähaasteita sähköverkon kehittämisen näkökulmasta. Saarella on 13 sähköliittymää, joiden ympärivuotinen sähkön käyttö kohdistuu vapaa-ajan asuntoihin sekä ravintola- ja virkistystoimintaan. Verkko on lyhyitä maakaapeloituja pj-osuuksia lukuun ottamatta ylittänyt käyttöikänsä. Lisäksi verkko on osittain huonossa kunnossa toistuneista myrskyvaurioista johtuen.

Enonsaari sijoittuu Sopenkorven sähköaseman johtolähdön J02 perälle ja kehittämiskohde rajautuu saaren eteläpään vesiteitse tulevan kj-kaapelin päätteeseen. Johtolähdön pituus on 23,0 km ja sen keskiteho on 920 kW. Saaren haara on erotettavissa kaukokäytöllä Jalkarannantien erotinasemalta. Saarella huipputehot ovat 50 kW, mutta kausiluonteisuuden takia keskiteho on vain noin 10 kW. Saaren sähköverkkoa kehitettäessä on huomioitava etenkin rantojen kallioisuus, sekä keskimääräisiä selvästi korkeammat vikataajuudet. Lisäksi on huomattava, että luonnonsuojelualueen koskemattomuus rajaa käytettävissä olevien ratkaisuvaihtoehtojen reittimahdollisuuksia. Kuvassa 5.9 on esitetty ilmajohtoratkaisun toteutus Enonsaareen.



Kuva 5.9 Enonsaari ratkaisuna ilmajohto (LES, 2022c) [Muokattu]

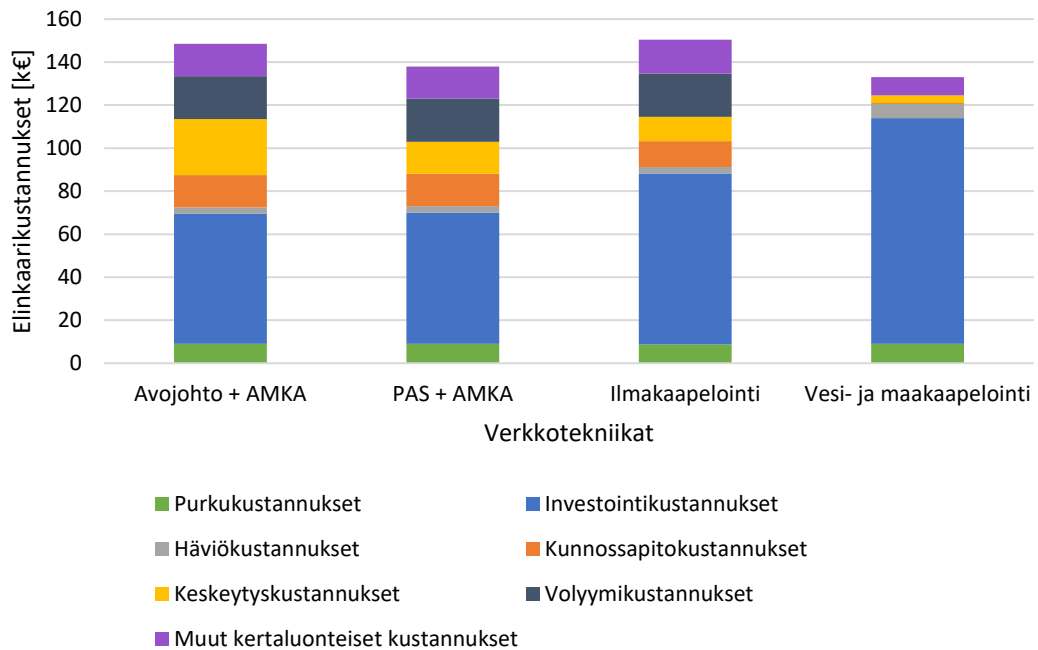
Enonsaaren ilmajohtoratkaisussa johtojen reitti toteutetaan pääosin ennen luonnonsuojelun perustamista sovitulle reitille. Reitien muuttaminen vaatisi työläitä neuvotteluja eri toimijoiden kanssa, eikä reittimuutokselle löytyisi välttämättä riittäviä perusteita. Ratkaisussa kj-verkkoa uusitaan kaapelipäätteestä eteenpäin 0,35 km ja pylväsmuuntamo sijoittuu saaren keskikohdille. Saarelta uusittava pj-ilmajohtopituus on 2,20 km. Verkko sijoittuu kokonaisuudessaan metsään ja yhteispylväitä hyödynnetään 15 % osuudelta. Ilmajohtoratkaisussa luonnonsuojelun alueesta johtuen levennetty johtokatu ei ole vaihtoehto. Enonsaaren toteuttaminen vesistö- ja maakaapeloimalla on esitetty kuvassa 5.10.



Kuva 5.10 Enonsaari ratkaisuna vesistö- ja maakaapelointi (LES, 2022c) [Muokattu]

Kuvan 5.10 kaapelointiratkaisussa saaren verkko toteutettaisiin siten, että saaren etelärantaan rakennetaan uusi puistomuuntamo, johon kj-kaapeli päätetään. Muuntamosta eteenpäin saaren verkko toteutetaan kokonaan pienjännitteellä. Saaren maakaapelointi kokonaisuudessaan todettiin liian haastavaksi, joten luonnonsuojelualueen ja kallioisten rannikkoalueiden välttämiseksi pj-rungot rakennetaan vesistön kautta ja rantautumiset tehdään mahdollisimman sopivista kohdin läheltä kuluttajia. Maakaapelointia tehdään vain helpoilta ja välttämättömiltä osuuksilta. Ratkaisun pj-kaapelipituus on kokonaisuudessaan 2,65 km, josta 2,10 km on vesikaapelointia ja loput maakaapelointia.

Korkeamman vikaherkkyuden takia Enonsaaren elinkaarikustannuslaskennassa ilmajohtoratkaisujen vikataajuuksien on arvioitu olevan kaksinkertaiset taulukossa 4.3 esitettyihin keskimääräisiin arvoihin verrattuna. Lisäksi vaikean saavutettavuuden takia keskimääräiset viankorjausajat muutettiin ilmajohdoille 16 tuntiin ja kaapeleille 32 tuntiin. Elinkaarikustannukset on esitetty kuvassa 5.11.



Kuva 5.11 Enonsaaren elinkaarikustannukset eri verkkotekniikoilla

Enonsaaren laskentatuloksissa kokonaiskustannusten osalta ei nähdä tarkasteltujen vaihtoehtojen välillä merkittäviä eroja. Tulosten perusteella kannattavin ratkaisu Enonsaaren kehittämiseksi on rakentaa puistomuuntamo, upottaa runkojohdot vesistöihin ja maakaapeloida sähkön käyttöpaikat pistoittain rannasta. Kokemusperäisten vikatietojen lisäksi tulosta tukee saaren sijoitettujen ilmajohtojen korkeammat vikataajuudet. Ilmajohdoilla keskimääräiset vika- ja kunnossapitokustannukset ovat todella suuria ratkaisusta riippumatta. Vaikka kaapeloinnin investointikustannukset ovat lähes kaksinkertaiset ilmajohtoratkaisuihin verrattuna, ilmajohtojen korjaamiseen kuluva resurssimäärä saadaan säästettyä ja kohdistettua muualle. Kaapeliverkon osalta on kuitenkin hyvä huomata selvästi pidemmän viankorjausajan vaikutus. Jos yhden vuoden keskimääräiset vikakustannukset jaetaan vuotuisella vikamäärällä, yhden kaapelivian hinnaksi tulisi noin 5,3 k€. Saaren sähkönkäyttöön suhteutettuna keskeytyshaitan kustannus on melko suuri.

5.3 Asemakaava-alueiden esimerkkikohteet

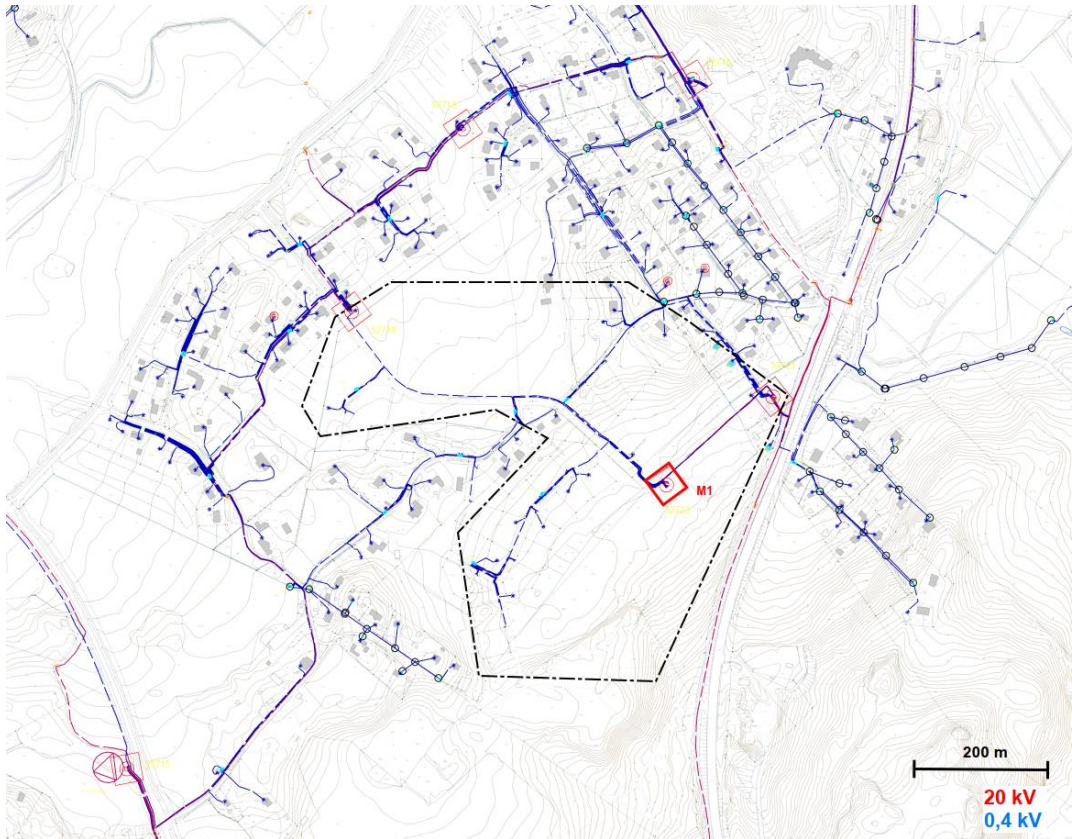
Asemakaava-alueen esimerkkikohteina käydään läpi Tastarhan alueelta uudiskaavakohdetta sekä Kärpäsestä kaupunkialueelle sijoittuvaa kehittämiskohdetta. Näissä kiinnostu painottuu maakaapeloinnin kustannuksiin ja niiden suuruusluokkaan kaava-alueilla rakennettaessa.

5.3.1 Tasatarhan taajama-alue

Tasatarhan alue edustaa LES:n jakelun alueen tyypillistä kehittämiskohdetta asemakaava-alueelta. Kohde on Hollolan Kukkilassa uudiskaavoitettu pientaloalue, jossa verkkoa laajennetaan uudelle alueelle. Uudisalueilla on sekä toteutuksen, että kustannusten kannalta hyvät yhteisrakentamismahdollisuudet uusia katurakenteita rakennettaessa. Taajamassa asiakastiheys on haja-asutusalueita suurempi ja sähköverkon ulkonäkövaatimukset korostuvat, minkä takia kaikkia ratkaisuvaihtoehtoja ei voida käyttää. Joissain erityistapauksissa ilmajohtojen käyttö on mahdollista, mutta pääsääntöinen ratkaisuvaihto on maakaapelointi.

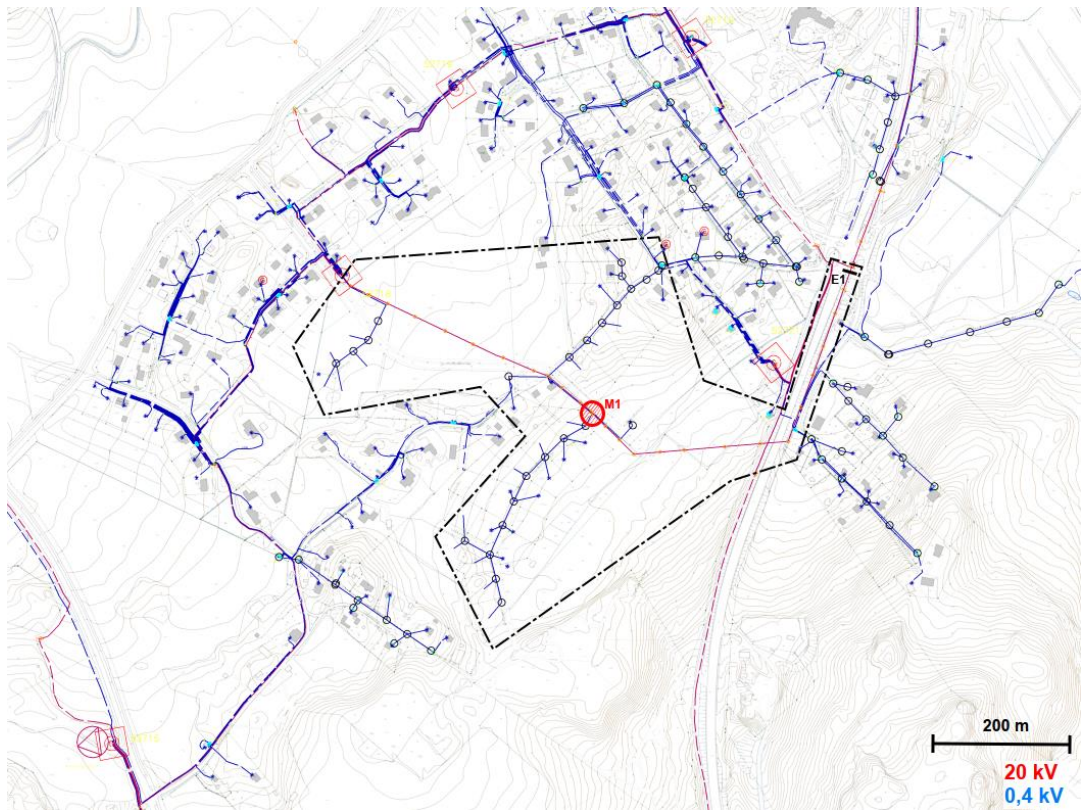
Tasatarhan kehittämiskohde rajautuu uuden Murronpellontien, Tasatarhankaaren sekä Vuolukiventien rakentamiseen. Verkossa Tasatarhan alue sijoittuu Kalliolan sähköaseman johtolähdölle J01, jonka kokonaispituus on 37,8 km. Lähdön keskiteho on noin 1,9 MW normaalin kytkentätilanteen aikana. Kehittämisalueen kaavasta arvioituna alueen huipputeho tulee olemaan 250 kW, josta käänteisen Velanderin kaavan perusteella keskiteho olisi noin 100 kW (Lakervi & Partanen, 2009). Kehittämisalueen vikatilanteessa lähimmät kauko-ohjauseerotukset saadaan toteutettua tällä hetkellä Kukkilantien ja Kiviniementien erotinasemilta. Tällöin rajautuva keskiteho on 1,6 MW.

Asemakaava-alueella uuden verkon suunnittelussa ja mitoittamisessa on otettava varayhteystarpeiden lisäksi huomioon mm. alaluvussa 2.1 esitettyjä asioita, kuten lämmitysratkaisut ja sähköautojen latausratkaisut. Kuvassa 5.12 on esitetty yhteisrakentamista hyödyntävä maakaapelointiratkaisu Tasatarhan alueelle.



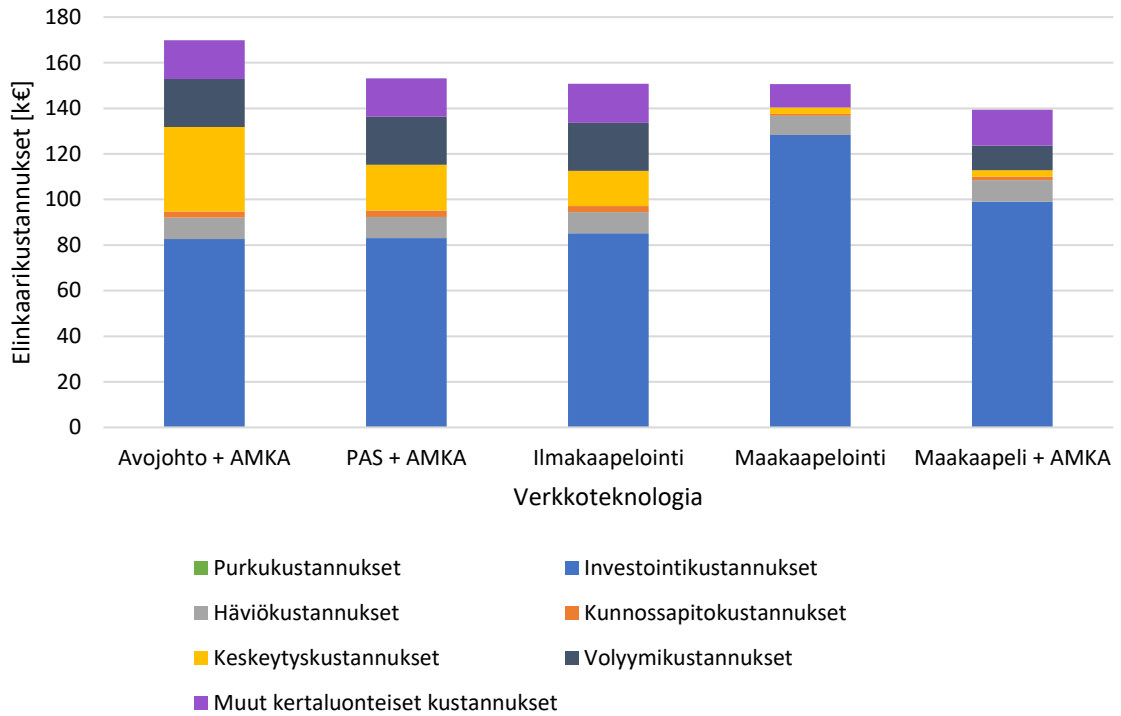
Kuva 5.12 Tasatarhan alue ratkaisuna maakaapelointi (LES, 2022c) [Muokattu]

Maakaapelointiratkaisussa uusi puistomuuntamo sijoitetaan kaavassa sille ehdotettuun paikkaan. Paikka huomioi alueen tulevan laajentumisen kohti Vesikansantietä. Kj-verkko rakennetaan uuden vesihuollon mukana Suosillantieltä renkaaksi siten, että varayhteys Arkiomaan johtolähtöön saadaan toteutettua. Pj-rungot rakennetaan Murronepellontielle ja Vuolukiventielle yhdistäen ne viereisiin muuntopiireihin. Kj-reitillä yhteisojaa ei ole hyödynnettävissä, mutta kaikilla muilla osuuksilla yhteisojitus hyödynnetään ulkovalaistuksen kanssa. Näillä osuuksilla sähköverkon ojakustannus saadaan puolitettua. Ratkaisun kj-kaapelipituus on 0,50 km ja pj-kaapelipituus 2,20 km. Kuvassa 5.13 on esitetty hahmotelma Tasatarhan alueella teknisesti mahdollisesta ilmajohtoratkaisusta.



Kuva 5.13 Tasatarhan alue ratkaisuna ilmajohto (LES, 2022c) [Muokattu]

Ilmajohtoratkaisussa verkkotopologia pidetään vastaavana, kuin maakaapeliratkaisussa. Muuntamo rakennetaan Tasatarhankaaren alkupäähän ja kj-runko rakennetaan Murronpellontieltä alueen läpi peltoa ja avomaata pitkin Vesikansantien varteen ja siitä pohjoiseen Arkiomaan lähdon ilmajohtopäähän, johon toteutetaan uusi jakoraja. Pj-johdot rakennetaan siten, että Tasatarhankaari on oma lähtönsä ja Vuolukiventien omansa. Vuolukiventien lähdestä yhdistetään kaksi varayhteyttä viereisiin muuntopiireihin. Murronpellontien alkupää rakennetaan läheisen puistomuuntamon perään. Ilmajohtoratkaisulla kj-johtopituudeksi tulisi 0,70 km ja pj-johtopituudeksi 2,0 km. Kuvassa 5.14 on esitetty kaikilla ratkaisuvaihtoehdoilla Tasatarhan alueen elinkaarikustannukset.

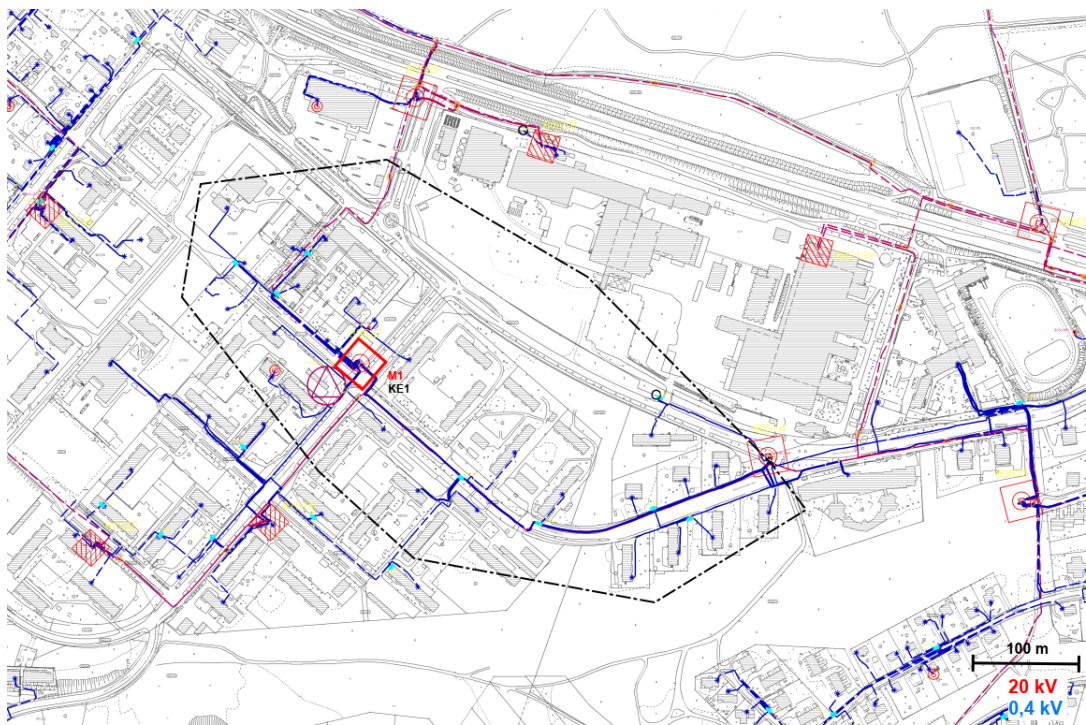


Kuva 5.14 Tasatarhan alueen elinkaarikustannukset eri verkkotekniikoilla

Koska asemakaava-alueella verkon vikaantuminen ei lain mukaan saa aiheuttaa asiakkaille yli kuuden tunnin pituista keskeytystä, verkko on rakennettava säävarmasti ja tästä syystä kuvassa 5.14 esitetyt kj-ilmajohtoratkaisut eivät käytännössä ole toteuttamiskelpoisia Tasatarhan alueella. Keskimääräisillä laskentaparametreillä tehdyn laskennan tuloksilla voidaan kuitenkin osoittaa, että maakaapelointi yhteisrakentamista hyödyntäen on kustannustehokasta ilmajohtorakentamiseenkin verrattuna, sillä ilman yhteisrakentamista kaapeloinnin kustannukset olisivat noin 23 k€ suuremmat. Teoriassa mahdollinen laatuvaatimukset täyttävä vaihtoehto olisi pienjännitteen toteuttaminen ilmakaapelointuna, mutta esimerkiksi kaavoituksen asettamat esteettisyysvaatimukset kumoavat sen. Maakaapeloinnin investointikustannuksien osalta on hyvä huomata, että LES tekee asemakaava-alueella kaapeleille lisäsuojauksen, vaikka standardin mukainen asennussyvyys ei vaadikaan sitä (SFS, 2011). Suojaus on esitetyn ratkaisun investointikustannuksista noin 12 k€. Kaapeleiden suojaus ei nosta sähköverkon arvoa, mutta sillä nähdään merkittävä verkon laatua parantava vaikutus. Lisäksi järkevästi toteutetuilla putkisuojauksilla mahdollistetaan kustannusten pienentäminen tulevaisuudessa tarvittavia lisäkaapelointeja tehdessä. Tämä etu tunnustetaan etenkin uudiskaavoitetuilla alueilla, kun ojakustannuksia saadaan tulevaisuudessa vältettyä.

5.3.2 Kärpäsen taajama-alue

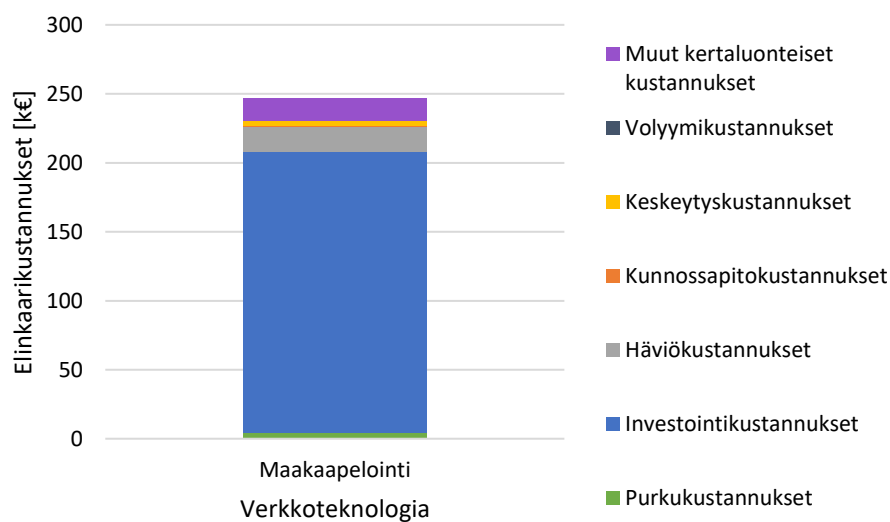
Kärpäsen kehittämiskohde Satulakadun alueelta valittiin kaupunkialueella tehtävän hankkeen rakentamiskustannusten tarkastelemiseksi. Hanke tehdään verkkoyhtiön omana työnä ja siinä uusitaan vanhoja keskimäärin 50 vuoden ikäisiä kaapelointeja. Kehittämistyön käynnistymiseen on lisäksi vaikuttanut mm. Satulakatu 11 korttelissa sijaitsevan vanhan ostoskeskuksen tilalle kaavoitettu uusi kerrostalokortteli. Alue painottuu kerrostalokortteleihin ja se sijaitsee heti Fazerin tehtaan eteläpuolella. Kehittämiskohde sijoittuu verkossa Sopenkorven sähköaseman johtolähdölle J16. Lähdön pituus on 22,5 km ja sen keskiteho on noin 2,30 MW. Kehittämisalueen lämmitysratkaisu on kaukolämpö ja alueen huipputeho on 730 kW. Saneerauksen mitoittamisessa yksi oleellisin huomioitava asia on sähköautojen latausasemien ennakointi. Kerrostaloalueilla latausratkaisut voivat kasvattaa pistemäisesti huipputehotarvetta todella merkittävästi. Kärpäsen alue uudella verkkoratkaisulla on esitetty kuvassa 5.15.



Kuva 5.15 Kärpäsen kaapeloinnin saneerausalue (LES, 2022c) [Muokattu]

Vanhoja kj-kaapeleita uusitaan Satulakadulta Kasakkamäentien muuntamolle sekä Reissumiehenkadulle saakka yhteensä 1,10 km. Samassa yhteydessä vanhoja pj-kaapelointeja uusitaan 1,40 km. Kaupunkialueella saadaan hyödynnettyä varaputkituksia siten, että työ vaatii ojan kaivamista 0,80 km. Kaivettavasta osuudesta yhteisöjaa on noin 70 %. Kaivamisolosuhteet jakautuvat 40 % osalta tavalliseen ja 60 % osalta vaikeaan

olosuhteeseen. Kasakkamäentieltä tiilimuuntamo saneerataan ja Satulakadun ostoskeskuksen muuntamo uusitaan puistomuuntamoksi kadun varteen. Lisäksi muuntamoiden välistä yksi kiinteistömuuntamo puretaan pois ja korvataan pj-ratkaisulla. Keskijänniteverkkoon tehdään työn yhteydessä kytkentämuutoksia siten, että uuden puistomuuntamon erotinlaitteisto toimii jakorajana ja siihen rakennetaan kauko-ohjaus. Vian tapahtuessa kehittämisalueella, vika saadaan rajattua kauko-ohjauksilla 540 kW:n keskitehoon. Kärpäsen saneeraustyön elinkaarikustannukset ovat noin 250 k€ ja ne muodostuvat kuvan 5.16 mukaisesti.



Kuva 5.16 Kärpäsen kaapelisaneerauksen elinkaarikustannusten jakautuminen

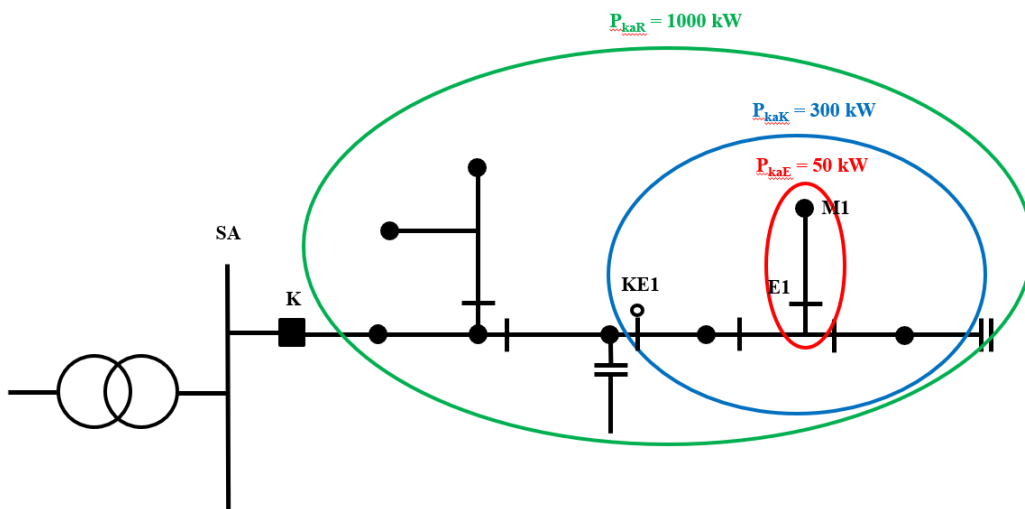
Kaupungissa itsenäisesti tehtävän verkonrakennustyön kustannuksista nähdään, että investointikustannukset ovat suurimpana tekijänä n. 82 % koko elinkaarikustannuksista. Metreihin suhteutettuna kustannus keskusta-alueella on huomattavan suuri, vaikka osa ojakustannuksista saadaankin vältettyä. Jos kaikki kaapelointiosuudet olisi kaivettava, kustannukset olisivat yli 30 k€ suuremmat. Tulos osoittaa tiivistetysti sen, että ennakointi ja huolellinen suunnittelu sekä toteutus tuottavat pitkällä aikavälillä merkittäviä säästöjä.

5.4 Verkkoratkaisujen herkkyytstarkastelu

Säänneltyyn sähköverkkotoimintaan liittyy paljon epävarmuustekijöitä, jotka voivat muuttaa toiminnan kannattavuutta ja verkon elinkaarikustannuksia lyhyessäkin ajassa merkittävästi. Jos esimerkiksi taulukossa 4.2 esitettyihin keskeytyshaittojen rahalliseen arvostukseen tehtäisiin suuria muutoksia, vaikutus näkyisi heti verkkoyhtiöiden keskeytyskustannusten muutoksena. Esimerkkikohteita tarkasteltaessa laskenta perustui viimeisimmässä

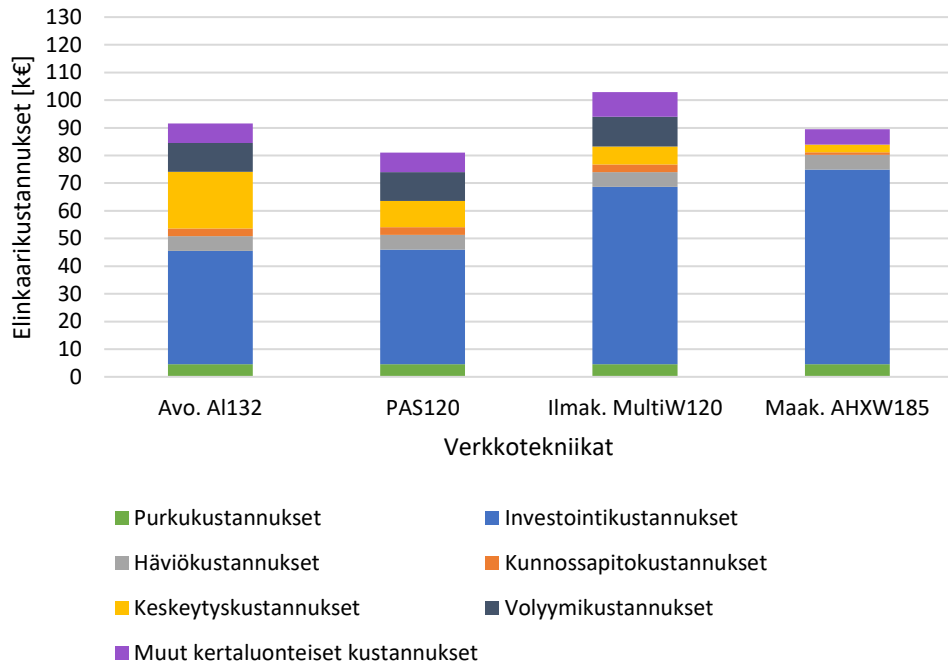
Energiaviraston määräyksessä asetettuun 4 % laskentakorkoon. Tarkastelujakson ollessa 50 vuotta, korkomuutoksella olisi myös mainittava vaikutus elinkaarikustannuksiin. Seuraavaksi tutkitaan muutamaa mielenkiintoista laskentaparametria muuttaen, millainen vaikutus niillä on eri verkkoratkaisujen elinkaarikustannuksiin.

Parametriherkkyyden vertailuun muodostetaan referenssiverkon osa, joka on esitetty kuvan 5.17 kaaviossa. Referenssiverkosta uusitaan haja-asutusalueella yhden kilometrin pituinen johto, jonka perässä on yksi muuntopiiri ilman varayhteyksiä.



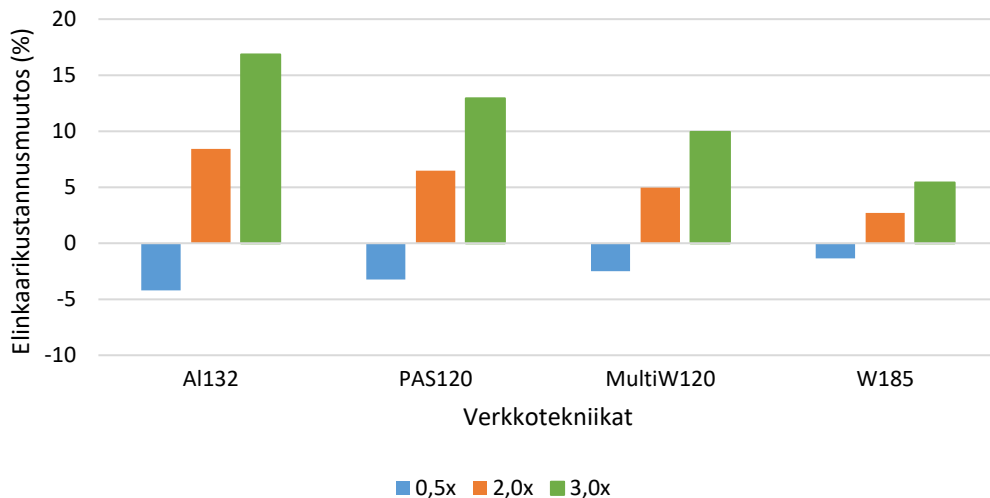
Kuva 5.17 Verkkokaavio referenssiverkosta. K on katkaisija ja SA on sähköasema.

Referenssistä tarkasteltavan muuntopiirin M1 huipputeho on 100 kW ja keskiteho 50 kW. Kaukokäyttöisen erottimen KE1 rajaama keskiteho on 300 kW ja koko johtolähdön keskiteho on 1000 kW. Referenssissä käytetään määräyksen mukaisia koron ja tarkasteluajan parametreja ja vuotuinen kuormituksen kasvu on 0,5 %. Ilmajohtoreferensseissä käytetään koko tarkastellun verkkoyhtiön ilmajohtoverkkojen keskiarvo-olosuhteita: metsä 14 %, tienvarsi 37 % ja avomaa 49 %. Maakaapelireferenssi on haja-asutusalueelle tyypillisessä helppossa maastossa. Keskeytyskustannusparametrit ovat alaluvun 4.7 mukaiset. Vertailussa käytettävät referenssikustannukset kolmella eri ilmajohtolla sekä maakaapelilla on esitetty kuvassa 5.18.



Kuva 5.18 Referenssiverkon elinkaarikustannukset eri verkkotekniikoilla

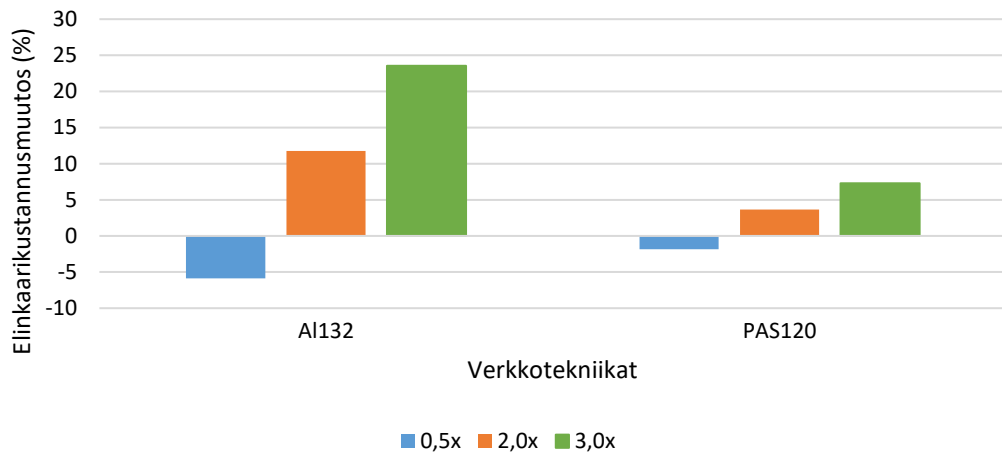
Ensimmäisenä tarkastellaan keskeytyshaitan arvostuksessa tapahtuvia muutoksia puoli-, kaksi- ja kolmekertaisena. Aikariippuvaisen keskeytyskustannusparametrin H_{KE} muutosten vaikutukset on esitetty kuvassa 5.19.



Kuva 5.19 Energian kulutukseen perustuvan keskeytyskustannuksen vaikutus verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksiin

Aikariippuvaisen eli energian kulutukseen perustuvan parametrin muutosvaikutukset ovat muutamista prosenteista yli 15 prosenttiin. Kuvasta 5.19 nähdään, että ilmajohdoilla muutosherkkyys on selvästi suurempaa. Tämä perustuu ratkaisujen vikataajuuseroihin.

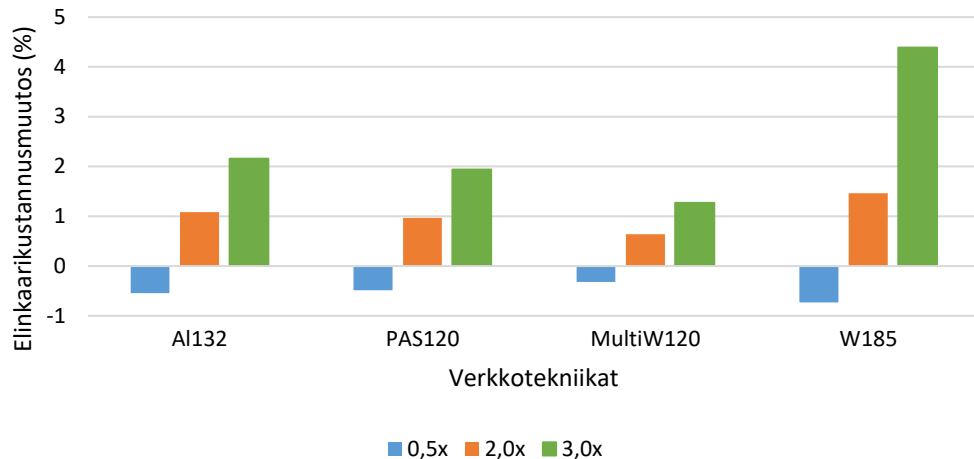
Vaikka maakaapeleilla viankorjausajat ovat moninkertaisia, niiden vikataajuus on murto-osa ilmajohtojen vikataajuuksista. Koska ilmakaapelin ja PAS-johdon keskeytyskustannuslaskennassa on erona vain jälleenkytkentöjen kustannukset, niin tuloksesta on hyvä huomata, että vertailun kalleimpana ratkaisuna ilmakaapelilla euromääräinen vaikutus on PAS-johdon kanssa kuitenkin samaa suuruusluokkaa. Seuraavaksi muutetaan jälleenkytkentöjen rahallisia arvostuksia H_{kPJK} ja H_{kAJK} ja havainnollistetaan eroa PAS- ja avojohtoratkaisulla kuvassa 5.20.



Kuva 5.20 Jälleenkytkentöjen rahallisen arvostuksen vaikutus verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksiin

Jälleenkytkentöjen arvostuksella nähdään merkittävä vaikutus ilmajohtojen elinkaarikustannuksiin. Esimerkiksi jo kaksinkertaisella arvolla avojohdon kustannukset kasvavat yli 10 %. Ratkaisujen ero selittyy PAS-johdon huomattavasti alhaisemmilla kytkentätaajuuksilla. Tämän työn laskentaparametreissa avojohdon jälleenkytkennät ovat riippuvaisia johdon sijoitusympäristön olosuhteista, joten avojohdon kustannuksiin voitaisiin yksinkertaisesti vaikuttaa parantamalla johdon olosuhteita.

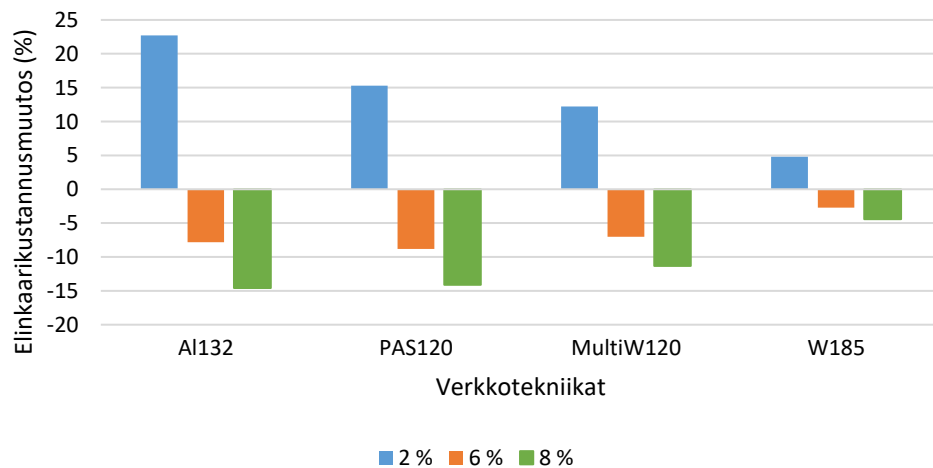
Vikakorjauksiin kuluva aika sisältää useita epävarmuustekijöitä, minkä takia korjausajat ovat todellisuudessa hyvin vaihtelevia. Jos verkkoratkaisujen viankorjausaikoja muutetaan, elinkaarikustannukset muuttuvat kuvan 5.21 mukaisesti.



Kuva 5.21 Viankorjausaikojen vaikutus verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksiin

Kuvan 5.21 perusteella verkkotekniikoiden viankorjausajoissa tapahtuvien muutosten vaikutus elinkaarikustannuksiin on joitain prosentteja. Maakaapeloinnilla vaikutus on suurin johtuen pidemmästä viankorjausajasta. Referenssinä käytetystä verkosta puuttuu varayhteys eikä varavoimaa ole käytettävissä, minkä takia maakaapelilla herkkyys näkyy suurempana. Koska maakaapeli on käytännössä ainoa ratkaisu tiheillä, suuremman keskitehon alueilla, tulos perustele keskeytyshaittojen suhteen erityisesti maakaapeloinnin varayhteyden/-voiman tarvetta.

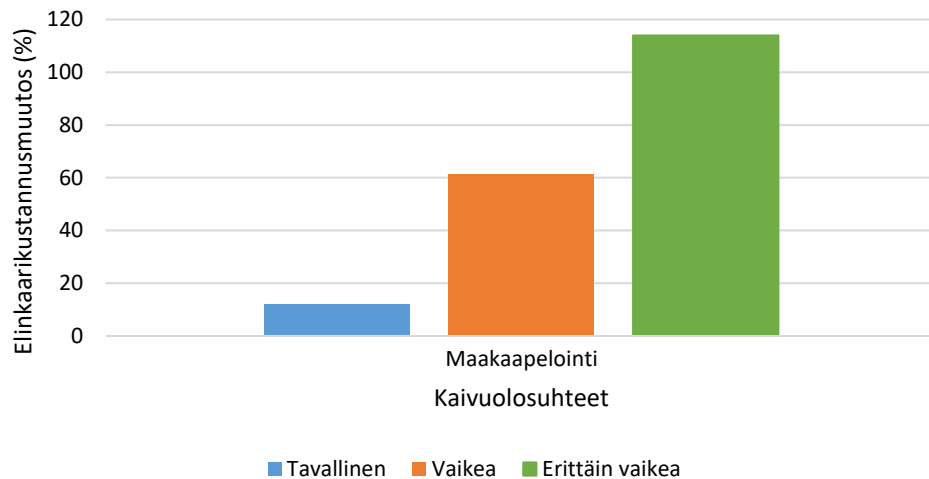
Laskentakorolla on merkittävä vaikutus pitkän tarkastelujakson aikaisiin kustannuksiin. Kuvassa 5.22 on esitetty muuttuvan korkokannan vaikutusta verkkoratkaisujen elinkaarikustannuksiin. Vertailuna on käytetty Energiaviraston määräyksen mukaista 4 % korkoa.



Kuva 5.22 Korkokannan vaikutus verkkotekniikoiden elinkaarikustannuksiin

Korkokantaa muutettaessa nähdään, että jo kahden prosentin muutoksella on suuri vaikutus elinkaarikustannuksiin. Ilmajohdoilla korkomuutos näkyy vahvempana, koska korkokannan muutokset vaikuttavat eniten volyyymi-, kunnossapito- ja keskeytyskustannuksiin. Myös tästä johtuen ilmajohdon kannattavuus kasvaa voimakkaammin laskentakoron kasvaessa. Maakaapeloinnissa investointikustannusten rooli on huomattavasti suurempi kuin ilmajohdoilla ja koska investointikustannusten laskennassa korkoa ei huomioida, korkomuutoksen vaikutus maakaapeloinnin elinkaarikustannuksiin on pienempi.

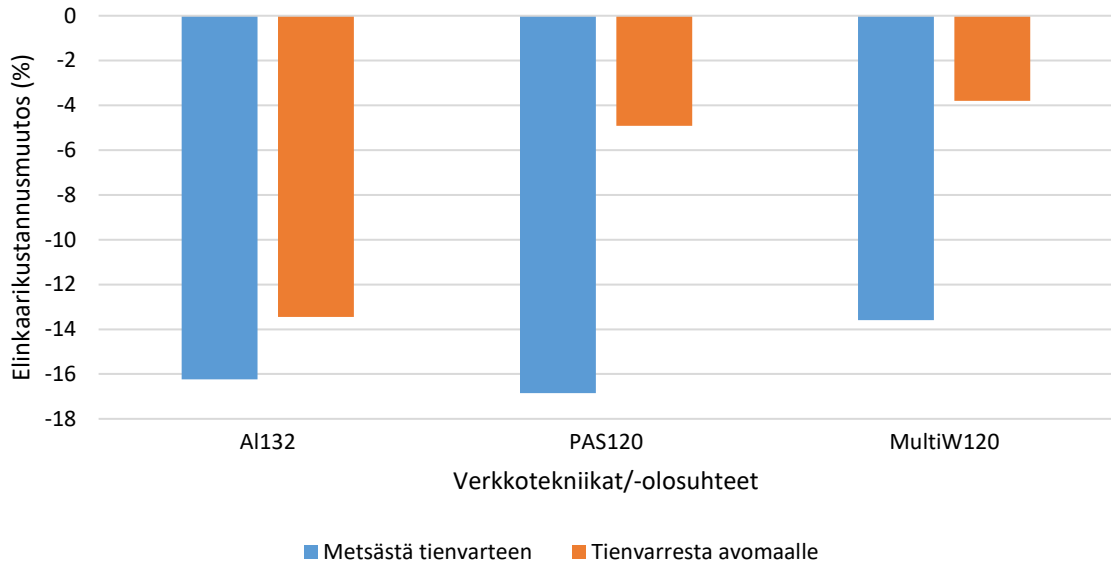
Tarkastellaan seuraavaksi verkkoratkaisujen olosuhderiippuvuutta. Kuvassa 5.23 on esitetty kaivuolosuhteen vaikutus maakaapeloinnin kustannuksiin verrattuna referenssiarvoon.



Kuva 5.23 Kaivuolosuhteen vaikutus maakaapeloinnin elinkaarikustannuksiin

Kaivuolosuhteista tavallisen ero helppoon olosuhteeseen on tässä työssä vain kaapelointien lisäsuojauksenkustannukset, jotka nostavat elinkaarikustannuksia noin 10 %. Vaikea olosuhde käsittää taajama-alueella tai vilkasliikenteisellä tiellä rakentamisen ja siinä kustannukset kasvavat 60 %. LES:n verkkoalueelta erittäin vaikeaksi alueeksi luetaan vain Lahden ydinkeskusta-alueelta määritetty alue ja siellä kaivukustannukset ovat yli 100 % helppoon verrattuna. Yhtiön verkkoalueella on oleellista huomata, että haja-asutusalueella kaivaminen on Energiaviraston valvontamenetelmiin perustuvan CLC-kartta-aineiston mukaan käytännössä aina helppoa kaivamista, vaikka todellisuudessa haja-asutusalueilla on paljon vaikeita, kaivukustannuksia merkittävästi nostavia kaapelointialueita. Todellisuudessa vaikealla ja erittäin vaikealla alueella kaivamisen kustannukset ovat myös hyvin tapauskohtaisia, joten niissä kustannusten keskimääräinen arvioiminen on hyvin hankalaa.

Käytännössä niiden voidaan todeta olevan merkittävästi helppoa olosuhdetta suuremmat. Kuvassa 5.24 on esitetty ilmajohtojen elinkaarikustannuksissa tapahtuvat muutokset, kun johtoa siirretään kustannusten kannalta parempaan ympäristöön.

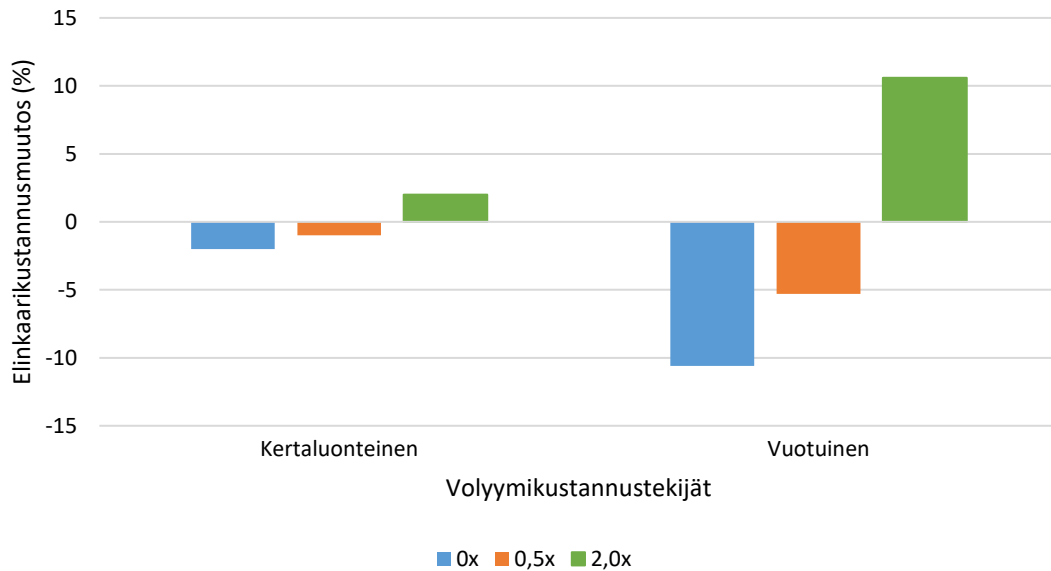


Kuva 5.24 Ympäristöolosuhteen vaikutus ilmajohtojen elinkaarikustannuksiin

Kuvasta 5.24 nähdään, että avojohdolla siirto tienvarteen sekä avomaalle vaikuttavat merkittävästi johdon kustannuksiin. Tämä selittyy avojohdon vikaherkkyydellä, sillä tienvarressakin avojohdo on muita ratkaisuja selvästi alttiimpi häiriöille. PAS-johdon ja ilmakaapelin osalta tienvarteen siirrolla on edelleen suuri vaikutus kustannuksiin, mutta avomaalle siirrettäessä vaikutus selvästi pienenee. Tämä johtuu siitä, että avomaalla ja tienvarressa keskeytyskustannuksissa ei ole nähtävillä enää suuria eroja ja suurin osa erosta muodostuu kunnossapitokustannusten pienenemisestä.

Volyymikustannuksilla on tämän työn laskennassa merkittävä vaikutus ilmajohtojen elinkaarikustannuksiin. Volyymikertoimet on arvioitu kokemuseräisesti ja todellisuudessa ne voisivat näkyä jopa 20 % arvostuksella tiettyjen pienellä volyymillä ostettavien materiaalien kustannuksissa. Volyymikustannukseen vaikuttaa hyvin vahvasti esimerkiksi se, mitä tuotteita ja tarvikkeita valtakunnallisesti eri verkkoyhtiöt käyttävät eli mitä kuluu eniten. Jos yksittäinen verkkoyhtiö tekisi isossa skaalassa muista poikkeavia ratkaisuja, sen voidaan olettaa näkyvän kustannuksissa. Volyymikustannukset on huomioitu tässä työssä ilmajohtoratkaisuilla. Lisättäessä ilmajohtojen rakentamista voidaan myös olettaa, että volyymikustannuksen arvostus laskee etenkin tekniikan hankintaan ja käyttöönottoon

liittyvien kustannusten osalta. Volyymikustannusten vaikutusta havainnollistetaan kuvassa 5.25 muokkaamalla erikseen parametria h_{vol} ja H_{vol} . Vertailuarvona käytetään aikaisempien laskentojen mukaisia volyymiparametreja $h_{vol} = 7\%$ ja $H_{vol} = 400\text{ €/a}$.



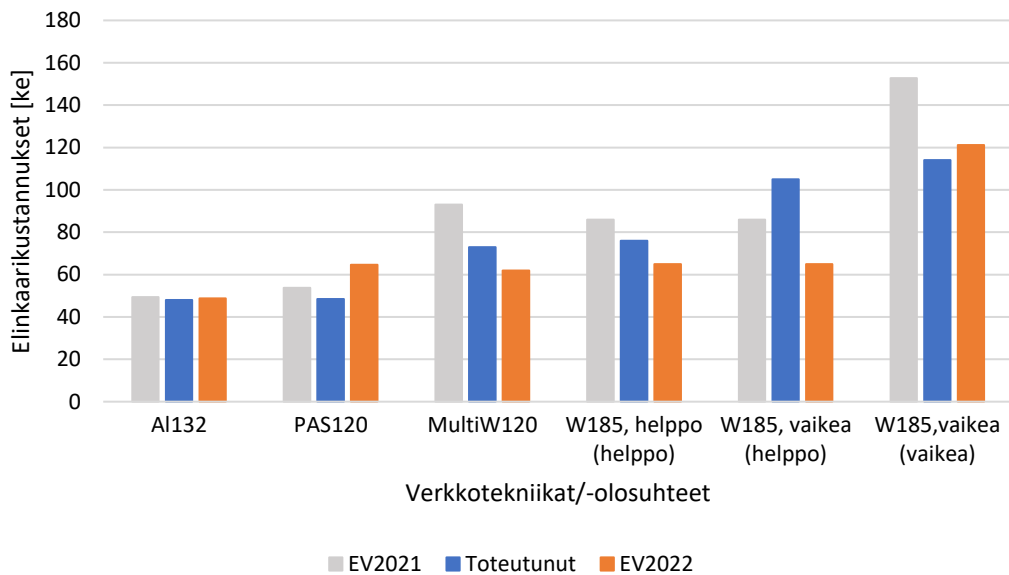
Kuva 5.25 Volyymikustannusten keskimääräinen vaikutus elinkaarikustannuksiin

Volyymikustannusten osalta nähdään, että vakiovuotuisen erän vaikutus on kertaluonteista volyymitekijää merkittävämpi. Arvioitaessa volyymikustannukset nollassi, verkkoratkaisun keskimääräiset elinkaarikustannukset laskevat noin 13 %. Referenssiverkkoa tarkasteltaessa tämä tarkoittaisi sitä, että ilma-kaapelin kustannukset olisivat ilman volyymikustannuksia vain noin 2,5 k€ maakaapelointia kalliimmat. Toisaalta volyymikertoimien kaksinkertaistuksessa PAS-johdon elinkaarikustannukset olisivat samansuuruiset maakaapeloinnin kustannusten kanssa.

5.5 Investointivertailu valtakunnallisiin yksikköhintoihin

Tämän työn laskelmat on tehty toteutuneiden sähköverkon rakentamiskustannusten perusteella. Sähköverkkotoiminnalle sallittu kohtuullinen tuotto perustuu Energiaviraston määrittelemiін valtakunnallisiin yksikköhintoihin, joten eri verkkotekniikoiden liiketoiminnallista kannattavuutta voidaan arvioida suoraan vertailemalla toteutuneita kustannuksia näihin keskiarvovyksiköihin. Käytetään vertailussa hyödyksi kuvan 5.17 referenssiverkon investointiluonteisia kustannuksia. Kuten alaluvussa 2.3 todettiin, vuoden 2022 valvontamenetelmämuutoksissa yksikköhintoja laskettiin erityisesti maakaapelointiyksiköiden osalta. Otetaan tämän takia vertailuun mukaan myös ennen

muutosta käytössä olleet yksikköhinnat. Aikaisemmin todettiin myös, että kehittämisvyöhykkeen 2 mukaisilla haja-asutusalueilla kaapelointi on CLC-aineiston perusteella useimmiten helpon olosuhteen mukaista, vaikka käytännössä näin ei ole. Otetaan tämän esittämiseksi vertailuun mukaan myös vaikean olosuhteen haja-asutusalue-esimerkki. Toteutuneiden kustannusten ja valvontamallin mukaisten yksikköhintojen välisiä eroja on havainnollistettu kuvassa 5.26.



Kuva 5.26 Investointikustannusten vertailu vanhoihin ja uusiin EV-yksikköhintoihin. Suluissa CLC-aineiston mukainen kaivuolosuhde.

Energiaviraston yksiköitä verrattaessa nähdään, että PAS-johtoa lukuun ottamatta kaikkien muiden tarkasteltujen verkkoratkaisujen yksikköhintoja laskettiin vuoden 2022 päivityksessä. Erityisesti ilma- ja maakaapeloinnin osalta yksikkömuutokset ovat merkittäviä. Tämä tarkoittaa sitä, että yksikköhintamuutosten vaikutuksesta LES:n sähköverkkoon sitoutuneen pääoman arvo on pienentynyt. Samassa yhteydessä tehty muutos sallitun tuottoasteen määrittämiseen sekä toimitusvarmuuskannustimen poisto valvontamenetelmistä ovat yhteisvaikutuksena laskeneet yhtiölle sallittua liikevaihtoa voimakkaasti.

Vertailussa käytetyn referenssiverkon perusteella verkkoyhtiön ei ole kannattavaa rakentaa ilmakaapelia eikä maakaapeloida haja-asutusalueella pelkkää keskijänniteverkkoa ollenkaan, vaikka kaivuolosuhteet olisivat helpot. Tämä pitää paikkaansa ja sama pätee pienjänniteverkon maakaapelointiin. Elinkaarikustannuksia vertailtaessa Koiskalan

Lehmuksen tyypillinen haja-asutusalueen esimerkkikohde kuitenkin osoitti, että teknistaloudellisesti maakaapelointi voi olla kustannuksiltaan kannattavin ratkaisu myös haja-asutusvyöhykkeellä, kun riittävä kaapelointi yhteisöihin saavutetaan.

Todellisten rakentamiskustannusten perusteella PAS-johtojen rakentaminen on uusiin yksikköhintoihin peilaten kannattavin verkkoratkaisu haja-asutusalueella. Tätä tukee myös se, että esimerkkikohteiden vertailussa PAS-johtoratkaisut pärjäsivät kokonaistaloudellisessakin mielessä hyvin. On kuitenkin ymmärrettävä, että tyypillisessä ilmajohdoillekin soveltuvassa kohteessa PAS-johdon ja maakaapeloinnin elinkaarikustannukset olivat hyvin lähellä toisiaan. Vaikka PAS-johto olisikin hieman halvempi, sitoo se elinkaarelleen enemmän muita resursseja mm. kunnossapitotarpeiden takia.

Kuvassa 5.26 maakaapelointi vaikeassa olosuhteessa, mutta CLC-aineiston perusteella helppossa olosuhteessa osoittaa hyvin CLC-aineistoon perustuvan olosuhdeyksikön haastavuuden haja-asutusalueella. Aineiston perusteella haja-asutusalueet ovat pääosin aina helppoa kaivuolosuhdetta, vaikka todellisuudessa näin ei ole. Jos tällaisen alueen elinkaarikustannusvertailun perusteella maakaapelointi olisi kokonaistaloudellisesti kannattavin ratkaisu, alueen maakaapeloimisesta saatava verkon arvo on kuitenkin kaukana totuudenmukaisesta rakentamiskustannuksesta.

CLC-aineiston mukaisessa vaikeassa kaivuolosuhteessa toteutettavan maakaapeloinnin todelliset kustannukset yltyvät tämän referenssiverkon perusteella kannattavaksi uusilla yksikköhinnoilla. Kokemusten perusteella voidaan kuitenkin todeta, että vaikeassa olosuhteessa kaapeloinnin kustannukset voivat joistain syistä nousta tapauskohtaisesti hyvinkin korkeiksi, jolloin rakentamiskustannukset kasvavat nopeasti verkon arvoa korkeammalle. Voimakkaasti pudonneet yksikköhinnat tarkoittavat myös sitä, ettei maakaapelointi ole taajamakeskustoille tai kaupunkialueille tyypillisissä vaikeissakaan olosuhteissa aina verkkoyhtiölle kannattavaa.

Laajemmalla näkökulmalla katsottuna tarkastellun verkkoyhtiön investointitehokkuus, eli verkon rakentamiskustannusten suhde yksikköhinnoilla lasketun verkon arvoon on ollut vanhoilla yksiköillä noin 1,0. Tämän mukaisesti yhtiön rakentamiskustannusten perusteella

näin voimakkaille yksikköhintamuutosten pudotuksille ei löydy perusteita. Uusilla yksikköhinnoilla investointitehokkuus on keskimäärin 0,8, mikä tarkoittaa liiketoiminnan kannalta sitä, että verkkoyhtiö tekee käytännössä 20 % tappiota kaikissa sähköverkon investoinneissaan.

Yksikköhintamuutosten lisäksi rakentamiskustannuksiin ja verkkoyhtiön taloudellisiin lukuihin on samanaikaisesti vaikuttanut koronapandemian aiheuttama yleinen kustannustason nousu, joka on edelleen jatkunut Ukrainan sodan syttymisen jälkeen. Kombinaatio, jossa verkon arvon määrittelevät yksikköhinnat ovat laskeneet ja todelliset rakentamiskustannukset kasvaneet, laskee investointitehokkuutta entisestään. Tämä tilanne on aiheuttanut Lahdessa sähköverkkotoiminnalle merkittäviä haasteita.

6 LOPPUTULOKSET JA YHTEENVETO

Tämän työn tavoitteena oli selvittää Lahden alueella toimivan sähköverkkoyhtiön LES:n vastuualueella teknisesti ja taloudellisesti kannattavimpia sähköverkon kehittämiskäytäntöjä. Selvitys toteutettiin kaikkien käytössä olevien ja jakelualueelle teknisesti soveltuvien ratkaisuvaihtoehtojen todellisten kustannusten perusteella ja mahdollisimman totuudenmukaisesti. Työssä noudatettiin laskentaparametreineen Energiaviraston vuonna 2021 antamaa uusinta määräystä jakeluverkon kehittämissuunnitelmista ja yhtenä työn tuloksena tuotettiin LES:n vuoden 2022 kehittämissuunnitelmaan määräyksen liitteen 3 mukaiset kehittämiskäytäntöjen kustannusvertailut.

Verkkoratkaisujen kustannusvertailua varten työn yhteydessä toteutettiin elinkaarikustannusten laskentatyökalu, jota hyödynnettiin ratkaisujen kokonaiskustannusten määrittämisessä. Työkalu laskentamenetelmien toteutettiin käsin eri järjestelmistä kerättyjen lähtötietojen perusteella ja laskentatulokset tuotettiin toteutuneita keskimääräisiä arvoja sekä tilastoituja arvoja käyttäen. Laskenta antaa perusteltuja kokonaiskustannusarvioita, jotka voivat kuitenkin poiketa todellisista kustannuksista.

Työssä käytiin läpi sähköverkon kehittämistä niin asemakaava-alueella, kuin sen ulkopuolellakin. Tarkastelussa pääpaino oli kuitenkin kaavan ulkopuolisissa haja-asutusalueissa, koska ne ovat taloudellisen kannattavuuden näkökulmasta haasteellisimpia alueita. Työn tulosten perusteella verkkoyhtiön ratkaisuvaihtoehtoista ei voida valita yksittäistä perusratkaisua, jota voitaisiin soveltaa haja-asutusalueella kaikissa olosuhteissa. Tyypilliseksi määritellyllä alueella teknistaloudellisesti kannattavin ratkaisu on maakaapelointi, jos maanrakentaminen on toteutettavissa riittävän optimaalisesti yhdistämällä oja- ja kaapelointia eri jännitetasoilla tai yhteisrakentamalla muiden toimijoiden kanssa. Muissa tapauksissa ratkaisuvaihtoehdot laajenevat keskijännitteellä PAS-johtoon ja pienjännitteellä ilmakaapelointiin. Tällöin ratkaisun valitseminen vaatii laajempaa näkökulmaa koko verkosta; missä päin jakelualueita toimitaan, minkälaisista sähkökäytöistä kehittämisalueella on nyt ja minkälaisiksi sen ennustetaan tulevaisuudessa kehittyvän.

Tulosten perusteella verkkoyhtiön ei kannata käyttää avojohtoa ja kj-ilmakaapelointia verkon kehittämisessä. Avojohtolla keskeytyskustannusten rooli kasvaa muihin tekniikoihin

verrattuna suureksi ja kj-ilmakaapeloinnilla kaapelikustannukset kasvattavat ratkaisun kokonaiskustannuksia niin merkittävästi, että tekniikoiden käyttäminen ei ole kannattavaa.

Laskentatulosten herkkyysoanalyysi osoitti määritetyllä haja-asutusalueen haarajohdolla, että keskeytyshaittojen rahallisissa arvostuksissa tapahtuvat muutokset vaikuttavat vahvemmin ilmajohtojen elinkaarikustannuksiin johtuen niiden korkeammasta vikaherkkyydestä. Viankorjausaikojen muutokset vaikuttavat eniten maakaapelointiin, mikä selittyy niiden vikapaikan vaikeammasta paikannettavuudesta sekä kaapelivikojen hitaammista korjausajoista. Tämä johtaa maakaapeloinnissa varayhteystarpeisiin ja lisää ratkaisun kustannustasoa. Korkokannan muutoksella on merkittävä vaikutus elinkaarikustannusten kehittämisessä. Korkomuutos vaikuttaa verkon elinkaaren aikaisiin operatiivisiin kustannuksiin, joiden osuus kokonaiskustannuksista on ilmajohtotekniikoilla suurempi kuin maakaapelitekniikoilla. Tästä johtuen korkokannan muutoksilla on vahvempi vaikutus ilmajohtojen kustannuksiin.

Volyymikustannuksilla on työn ilmajohtoratkaisujen elinkaarikustannuksissa merkittävä vaikutus. Volyymikustannusten herkkyysoanalyysissä todettiin, että harvinaisemman verkkotekniikan yleistyessä volyymikertoimien arvojen voidaan olettaa pienenevän. Tämän perusteella ilmajohtorakentamisen kannattavuus suhteessa maakaapelointiin paranee, mitä enemmän ilmajohtorakentamista lisätään. Volyymikustannusten pudotessa lähelle nollaa, esimerkiksi kj-ilmakaapelin keskimääräiset kustannukset olisivat hyvin lähellä maakaapeloinnin kustannuksia. Toisaalta yhden tekniikan käytön vähentäminen voi myös kasvattaa sen kustannuksia tulevaisuudessa. Koska volyymikustannuskertoimet ovat arvioituja, edellä mainituin perustein volyymikustannusten kehittymistä on syytä selvittää tarkemmin, jotta volyymiperusteista vaikutusta voidaan arvioida paremmin.

Toteutuneiden kustannusten vertailu valtakunnallisiin yksikköhintoihin osoitti sen, että yksikköhinnoinnissa tehdyt muutokset ovat pudottaneet verkkoyhtiön investointitehokkuutta merkittävästi. Samanaikainen kustannustason nousu on aiheuttanut sen, että monissa tapauksissa tehokkaillakaan keinoilla verkon rakentamiseen käytetty raha ei kasvata samassa suhteessa verkkotoiminnan arvoa, vaan se jää selvästi toiminnasta aiheutuvia kustannuksia pienemmäksi.

Maakaapelointikustannusten vähentämiseksi LES voisi jatkotoimenpiteenä selvittää maakaapeloinnissa käytettävän auraustekniikan mahdollisuuksia, soveltuvuutta ja kannattavuutta haja-asutusalueiden kehittämisessä. Auraamalla maakaapeloinnin maanrakentamiskustannuksia saataisiin todennäköisesti laskettua. Auraustekniikan kannattavuutta määritettäessä on huomattava mm. se, että todennäköisyys kaapelivikojen lisääntymiselle kuitenkin kasvaa.

Työn tulosten perusteella LES voisi harkita toisen kehittämisvyöhykkeen jakamista kahteen erilliseen vyöhykkeeseen rakentamisolosuhteiden ja toimitusvarmuustavoitteiden perusteella. Asemakaava-alueen ulkopuolisella helpolla vyöhykkeellä verkon perusratkaisu olisi tyypillisesti maakaapelointi ja vaikealla vyöhykkeellä käytettävä ratkaisu tarkasteltaisiin tarkemmin ja vaihtoehtona olisi myös PAS-johto tai pj-ilmakaapelointi. Tämä vaatisi sopivien raja-arvoparametrien määrittämisen ja niiden perusteella tehdyn selvityksen vyöhykejaon toteuttamiseksi. Haja-asutusalueillakin ratkaisuvalinnassa on huomioitava toimitusvarmuustavoitteet. Vaikka vaikeasti kaivettavalla haja-asutusvyöhykkeellä PAS-johto olisi selvästi kannattavin ratkaisu, toimitusvarmuustekijät voivat silti vaatia kalliimman ratkaisun toteuttamista alueella. Tällainen tilanne voisi olla esimerkiksi jakelualueen rajalla oleva metsäinen, maastollisesti haastavasti kaapeloitavissa sekä vaikeasti kuljettavissa oleva alue. Tällöin halvemmalla ilmajohtoratkaisulla ei välttämättä saavutettaisi 36 tunnin toimitusvarmuustasoa kaikissa tilanteissa, joten kohde olisi kaapeloitava.

LÄHDELUETTELO

- Belonogova, 2022 Belonogova, N. 2022. Power Exchange Game for Electricity Markets. Luentomateriaali.
- Energiatalous, 2019 Energiatalous. 2019. Energia-asiantuntijat: ”Energiamurros on välttämätön reaktio ilmastonmuutokseen”. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 7.5.2022]. Saatavilla: <https://www.energiatalous.fi/?p=2439>
- Energiavirasto, 2021a Energiavirasto. 2021. Sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan kehittäminen. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 21.2.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-kehittaminen>
- Energiavirasto, 2021b Energiavirasto. 2021. Energiavirasto on määrittänyt muutokset sähkönjakelun valvontamenetelmiin. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 20.2.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-on-maarittanyt-muutokset-sahkonjakelun-valvontamenetelmiin->
- Energiavirasto, 2021c Energiavirasto. 2021. Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 5.4.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu_p%C3%A4ivitetty_22.pdf/82887397-969e-431b-36c9-412d566f19f7/Liite_2_Valvontamenetelm%C3%A4t_S%C3%A4hk%C3%B6njakelu_p%C3%A4ivitetty_22.pdf?t=1647522665452
- Energiavirasto, 2021d Energiavirasto. 2021. Sähkömarkkinalain muutosten vaikutus toimitusvarmuuskannustimeen. Perustelumuistio [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 12.5.2022]. Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Perustelumuistio+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf/0c40b2b8->

- [37a3-950a-7798-8409fde3931f/Perustelumuistio+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf?t=1633345077551](https://energiavirasto.fi/documents/37a3-950a-7798-8409fde3931f/Perustelumuistio+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf?t=1633345077551)
- Energiavirasto, 2021e Energiavirasto. 2021. Määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 12.5.2022]. Saatavilla: [https://energiavirasto.fi/documents/11120570/22104830/M%C3%A4%C3%A4r%C3%A4ys+kehitt%C3%A4missuunnitelmista+2021_12_08_FI+\(ak\).pdf/79fa16f8-7fdb-d38c-3de0-57d2bfd6624f/M%C3%A4%C3%A4r%C3%A4ys+kehitt%C3%A4missuunnitelmista+2021_12_08_FI+\(ak\).pdf?t=1639405555379](https://energiavirasto.fi/documents/11120570/22104830/M%C3%A4%C3%A4r%C3%A4ys+kehitt%C3%A4missuunnitelmista+2021_12_08_FI+(ak).pdf/79fa16f8-7fdb-d38c-3de0-57d2bfd6624f/M%C3%A4%C3%A4r%C3%A4ys+kehitt%C3%A4missuunnitelmista+2021_12_08_FI+(ak).pdf?t=1639405555379)
- Energiavirasto, N.d. Energiavirasto. N.d. Sähkö- ja maakaasuverkon verkkokomponenttien määritykset. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 5.4.2022]. Saatavilla: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12857808/verkkokomponenttien+m%C3%A4%C3%A4ritykset_fi.pdf/db7880ae-1f8e-66e0-5784-9c3e4bfded319/verkkokomponenttien+m%C3%A4%C3%A4ritykset_fi.pdf?t=1553604589000
- Ensto, 2020 Ensto. 2020. Sähkönjakeluverkkojen ilmajohtoratkaisut. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 4.4.2022]. Saatavilla: <https://www.ensto.com/globalassets/brochures/brochures/overhead-lines/finnish/sahkonjakeluverkkojen-ilmajohtoratkaisut.pdf>
- Finlex, 2013a Finlex. 2013. Sähkömarkkinalaki 2013/588. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 2.5.2022]. Saatavilla: [Sähkömarkkinalaki 588/2013 - Ajantasainen lainsäädäntö - FINLEX ®](https://www.finlex.fi/ajantasainen-lainsaadanto/-/FINLEX-%20)
- Finlex, 2013b Finlex. 2013. Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta 2013/590. [Verkkodokumentti]. [Viitattu

- 2.5.2022]. Saatavilla: [Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta 590/2013 - Säädökset alkuperäisinä - FINLEX ®](#)
- Haakana et al., 2022 Haakana, J., Haapaniemi, J., Räisänen, O. Vilppo, J. Lassila, J. 2022. Joustava ja toimintavarma sähköverkko – Liiketoimintamahdollisuudet ja sääntely. Tutkimusraportti. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 11.5.2022]. Saatavilla: <https://www.lut.fi/documents/10633/29853/Liiketoimintamahdollisuudet+ja+s%C3%A4%C3%A4ntely/bd1bd172-dce4-4aed-9956-3489d0296191>
- Harala, 2021 Harala, S. 2021. Energiamurros ja verkkopalvelumaksut. Webinaari. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 8.5.2022]. Saatavilla: https://hiilineutraalisuomi.fi/fi-fi/Ajankohtaista/Hiilineutraaliwebinaari/Webinaarit_2021
- Hiltunen, 2017 Hiltunen, R. 2017. Loistehon ja maasulkuvirran hallinta jakeluverkkoyhtiössä. Diplomityö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Sähkötekniikan koulutusohjelma.
- Lassila et al., 2019 Lassila, J., Haakana, J., Haapaniemi J., Räisänen, O., Partanen, J. Sähköasiakas ja sähköverkko 2030. Tutkimusraportti. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 6.5.2022]. Saatavilla: <https://www.lut.fi/documents/10633/521610/Sa%CC%88hko%CC%88asiakas+ja+sa%CC%88hko%CC%88verkko+2030-loppuraportti.pdf/a5b20152-8247-45d4-b747-17a236659666>
- Lakervi & Partanen, 2009 Lakervi, E. & Partanen, J. 2009. Sähkönjakelutekniikka
- LES, 2022a Lahti Energia Sähköverkko Oy. 2022. Lahti Energia Sähköverkko Oy:n sähkönjakeluverkon suunnitteluohje. [Viitattu 10.5.2022]. Ei saatavilla.
- LES, 2022b Lahti Energia Sähköverkko Oy. 2022. Kehittämissuunnitelma 2022. [Viitattu 15.5.2022]. Saatavilla: <https://www.lahtienergia.fi/ajankohtaista/kommentoi-sahkoverkon-kehittamissuunnitelmaa/>

- LES, 2022c Lahti Energia Sähköverkko Oy. 2022. Verkkotietojärjestelmä. [Viitattu 13.6.2022]. Ei saatavilla.
- Lindgren, 2022 Lindgren, T. 2022. Lahti Energia Sähköverkko Oy. Käyttömestari. Suullinen haastattelu 6.4.2022. Haastattelijana Mauri Mäkelä.
- Lähde et al., 2022 Lähde, V., Järvensivu, P., Hakala, E., Eronen, J., Toivanen, T., Lummaa, K., Vadén, T, Majava, A., Ahokas, J., Lankinen, V. 2022. Ukrainan sota, energiamurros ja ilmastonmuutos. BIOS-tutkimusyksikkö. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 8.5.2022]. Saatavilla: <https://bios.fi/ukrainan-sota-energiaturros-ja-ilmastonmuutos/>
- Ulvinen, 2020 Ulvinen, L. 2020. LE-Sähköverkko Oy:n maasulkuvirtojen kompensointitarve. Opinnäytetyö. Kaakkois-Suomen ammattikorkeakoulu. Sähkö- ja automaatiotekniikka.
- Nord Pool, 2022 Nord Pool. 2022. Sähköpörssi. Suomen aluehinnat. [Verkkoaineisto]. [Viitattu: 8.4.2022]. Saatavilla: <https://www.nordpoolgroup.com/en/Market-data/Dayahead/Area-Prices/FI/Yearly/?view=table>
- Palmunen, 2008 Palmunen, J. 2008. Maaseudun keskijänniteverkon saneerattavien haarajohtojen käyttövarmuuden parantaminen LE-Sähköverkko Oy:n sähkönjakelualueella. Erikoistyö. Espoon teknillinen korkeakoulu. Elektroniikan, tietoliikenteen ja automaation tiedekunta.
- Partanen, 2019 Partanen, J. 2019. Toimitusvarmuusvaatimusten täytännönpanoajan pidennyksen vaikutusanalyysi. Työ- ja elinkeinoministeriö. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 2.5.2022] Saatavilla: https://tem.fi/documents/1410877/2132100/Partanen+Toimeennepano-aikataulu+selvitys+10_12_2019.pdf/51195fd7-1d19-396e-bffd-

- [e11a18991262/Partanen+Toimeenpanoaikataulu+selvitys+10_12_2019.pdf?t=1579171942000](https://docplayer.fi/579171942000-e11a18991262/Partanen+Toimeenpanoaikataulu+selvitys+10_12_2019.pdf?t=1579171942000)
- Partanen et al., 2006 Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T., Matikainen, M., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K., Pylvänäinen, J. Nurmi, V. 2006. Sähköjako- ja jakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuuskriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähköjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Tilaustutkimusraportti. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 8.4.2022]. Saatavilla: <https://docplayer.fi/5796131-Tilaustutkimusraportti-26-10-2006.html>
- Prysmian Group, 2018 Prysmian Group. 2021. AHXAMK-WM 20 kV Multi-Wiski. Datalehti. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 4.4.2022]. Saatavilla: <https://fi.prysmiangroup.com/AHXAMK-WM%2020%20kV%20-import>
- SFS, 2011 SFS-EN 61386-24. 2011. Sähköasennusten asennusputkijärjestelmät. Osa 24: Maahan asennettavien asennusputkijärjestelmien erityisvaatimukset. Helsinki: Suomen standardoimisliitto.

LIITTEET

Liite 1. Energiaviraston kehittämissuunnitelmamääräyksen liite 3 (Energiavirasto, 2021e)



energiavirasto
energimyndigheten

MÄÄRÄYS

9 (19)

8.12.2021

3019/002/2021

LIITE 3 – Sähkönjakeluverkon kehittämissuunnitelman kehittämissuunnitelman määräyksellä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu

Liitteessä 3 verkonhaltija kuvaa strategiasta johdetut vastuualueelleen soveltuvat pääsääntöiset verkon kehittämissuunnitelman kehittämissuunnitelman määräyksellä ja esittää kehittämissuunnitelman määräykselle kustannusvertailut. Kustannusvertailuilla osoitetaan valitun ratkaisun kustannustehokkuus. Vertailussa on huomioitava kaikki teknisesti sovellettavissa olevat ratkaisut.

1. Käytettävät ratkaisut kehittämissuunnitelman määräyksellä

- a. Mitkä seuraavista sähkönjakelurakenteista, menetelmistä ja vaihtoehtoisista ratkaisuista on huomioitu verkonhaltijan keinovalikoimassa kapasiteetti- ja toimitusvarmuustarpeiden täyttämiseksi kehittämissuunnitelman määräyksellä?

- Maakaapeli
- Avojohto
- Levennetty johtokatu
- Päällystetty avojohto
- Ilmakaapeli
- 1 kV sähkönjakelu
- Tasasähköjärjestelmä¹
- Sähkövarastot¹
- Tuotannon tai kulutuksen joustopalvelut¹
- Muut rakenteet ja ratkaisut, mitkä?

Ratkaisujen katsotaan sisältävän ajantasaiset verkon suojaus-, automaatio- ja hallintajärjestelmät. Tavanomaisesta merkittävästi poikkeavan esim. suojaus-, automaatio- tai energiahallintaratkaisun ominaisuudet kustannuksineen ja kustannushyötyineen voidaan kuvata muissa rakenteissa ja ratkaisuissa.

- b. Millaisella perusteella ratkaisu on jätetty pois vertailusta? Mikäli pois jättämistä ei voida perustella pakottavalla syyllä, ratkaisun käyttämiselle on tehtävä kustannusvertailu. Pakottavia syitä voivat olla esim.:
- i. Lain asettama laatuvaatimustaso tai tätä tiukemmat erityisvaatimukset (esim. keskeytyskriittiset käyttöpaikat)
 - ii. Kaavoituksen pakottamat valinnat (esim. kaupungin ydinkeskustan tilankäyttö)
 - iii. Muu perusteltava syy

¹ Merkityt ratkaisut on huomioitava liitteen 3 kysymyksiin vastattaessa ensimmäisen kerran vuoden 2024 kehittämissuunnitelmassa.

2. Kehittämisyöhykkeille esitettyjen sähköjakeluratkaisujen kuvaus. Sanallisissa kuvauksissa on yleiskuvauksen ohella esitettävä, mistä osatekijöistä elinkaarikustannukset muodostuvat. Ratkaisun kustannukset on summattava vähintään seuraavien kokonaisuuksien alle:

- Investointikustannukset
- Muut kertaluonteiset kustannukset
- Operatiiviset kustannukset
- Keskeytysten aiheuttama haitta
- Muu perusteltu kustannus (mikäli käytetty)

Tarkempia ohjeita kustannusten laskennasta ja jaottelusta voidaan antaa erillisessä ohjeessa.

- a. Millainen on liitteissä 1 ja 2 kuvattuihin strategisiin valintoihin perustuva elinkaarikustannuksiltaan edullisin sähköjakeluratkaisu kullakin kehittämisyöhykkeellä? (sanallinen kuvaus)
- b. Millaisiin muihin laatuvaatimukset täyttäviin ratkaisuihin elinkaarikustannuksiltaan edullisinta ratkaisua on verrattu? (sanallinen kuvaus)

3. Kehittämisyöhykkeen elinkaarikustannusten vertailu

- a. Kuvaus kehittämisyöhykkeelle tyypillisestä hankekokonaisuudesta, jota käytetään kustannusvertailussa. Tarkempia ohjeita kuvauksessa vaadittavista tiedoista voidaan antaa erillisessä ohjeessa.
- b. Kehittämisyöhykkeen tyypilliselle hankekokonaisuudelle esitetty vertailutaulukko

	Ratkaisu 1 (edullisin ² ratkaisu)	Ratkaisu 2	...	Ratkaisu n
Kokonaiskustannus				
Investointikustannus*				
Muut kertaluonteiset kustannukset*				
Operatiiviset kustannukset*				
KAH-kustannukset*				
Muut kustannukset, jos määritetty*				

*Esitettävä Energiavirastolle toimitettavassa suunnitelmassa

² Elinkaarikustannuksiltaan edullisin

Liite 2. Verkkoyhtiöllä käytössä olevat verkkokomponentit (LES, 2022b)

Keskijänniteverkko:

Kaapelityyppi

AHXW95

AHXW185

AHXW240

AHXW300

Käyttötarkoitus

maaseudun KJ-haarakaapeli

maaseudun/kaupungin

runkokaapeli

sähköasemalta viereiseen lähtöön

silmukoitu runkokaapeli

sähköaseman lähdön alku,

runkokaapeli

KJ-jatkos tai -päätte

Jatkos / Prysmian, Tyco

Päätte / Prysmian, Tyco

Käyttötarkoitus

KJ-jatkos

KJ-päätte

Ilmajohdon tyyppi

Sparrow

Raven

Pigeon

AI132

AI201

PAS70

PAS120

Käyttötarkoitus

maaseudun haarajohto

maaseudun/kaupungin haarajohto

kevyesti kuormitettu runkojohto

raskaasti kuormitettu runkojohto

raskaasti kuormitettu runkojohto

maaseudun/kaupungin haarajohto

raskaasti kuormitettu runkojohto

Erottimen tyyppi

SZ 24 / Ensto

NPS-sarja / ABB

Käyttötarkoitus

huoltoerotin

erotin

Muuntamot:

Muuntamotyyppi / vakioväri / valmistaja	Käyttötarkoitus
Elmo 1000 KXP / harmaa / Elkamo	standardi muuntamo kaupungissa; 2+1...4+1; max. 1000 kVA
Elit 2 / harmaa / KL Industri	kevennetty muuntamo kaupungissa/maaseudulla; 2+1; max. 315 kVA
TMS 2 / harmaa / KL Industri	satelliittimuuntamo, johon mahtuu 2+1; max. 200 kVA
TMS 1 / harmaa / KL Industri	satelliittimuuntamo, ei kojeistoa, max. 200 kVA
1-pylväsmuuntamo	<= 100 kVA muuntamo
2-pylväsmuuntamo	100-315 kVA muuntamo
4-pylväsmuuntamo	>=500 kVA muuntamo
Kojeistotyyppi	Kojeiston koko
Siemens 8DJH	2+1...4+1, x+2
Kaukokäytön tyyppi	Kaukokäytön koko
Netcontrol	2+1...4+1, x+2
Muuntajakoko / valmistaja	Käyttötarkoitus
50 kVA	Pienikuormitteinen muuntamo maaseudulla
100 kVA, 200 kVA, 315 kVA	Kevytkuormitteinen muuntamo kaupungissa tai maaseudulla
500 kVA, 630 kVA, 800 kVA	Normaali muuntamo kaupungissa
1000 kVA, 1250 kVA	Kova kuormitus / teollisuus

Pienjänniteverkko, suojat ja kytkimet:

Kaapelityyppi

AX25 / MC25 / MC16

AX50

AX95

AX185

AX240

AX300

Käyttötarkoitus

liittymäjohto (omakotitalot)

liittymäjohto (omakotitalot)

liittymäjohto (rivitalot)

runkokaapeli tai iso liittymä

runkokaapeli tai iso liittymä

runkokaapeli

Kaapelisuoja

suojakouru B-lk

suojaputki P110 B-lk / A-lk

suojaputki P140 B-lk / A-lk

suojaputki ROCKY P140

Käyttötarkoitus

Kaapelit suojataan vähintään B-kourulla kaupunkiolosuhteissa

PJ-kaapelin suojaus tien reunassa / poikituksessa, varaputkitus

KJ-kaapelin suojaus tien reunassa / poikituksessa, varaputkitus

Vaativien asennusolosuhteiden putki tai putkivaihtoehto, jos ei päästä normaaleihin

upotussyvyykseen

PJ-ilmajohdon tyyppi

AMKA 16

AMKA 25

AMKA 35

AMKA 70

AMKA 120

Käyttötarkoitus

liittymäjohto (omakotitalot)

liittymäjohto (omakotitalot)

liittymäjohto (omakotitalot)

runkojohto tai iso liittymä

runkojohto tai iso liittymä

Jakokaappityyppi (valmistaja:

Kabeldon)

CDC420

CDC440 / CDC460

CDC460 / CDC660

SDC673

SDC698

Käyttötarkoitus

Pieni jakokaappi vakiintuneella asuinalueella/uusi jakokaappi vanhan tilalle

Normaalikokoinen jakokaappi

Normaalikokoinen jakokaappi

Suurehko jakokaappi

Suurin yleisesti käytössä oleva jakokaappi

Jonovaroketyyppi / valmistaja	Käyttötarkoitus
SLD 000 / Kabeldon	Jakokaapit ja KL Industrin muuntamot
SLD 00 / Kabeldon	Jakokaapit ja KL Industrin muuntamot
SLD 2 / Kabeldon	Jakokaapit ja KL Industrin muuntamot
EFEN E3 NH00 / EFEN	Elkamon muuntamot
EFEN E3 NH2 / EFEN	Elkamon muuntamot

Maadoitus:

Maadoituskomponentin tyyppi /	Käyttötarkoitus
CU25	Maadoituskupariköysi KJ-kaapelien ja PJ-runkokaapelien rinnalle
Pystymaadoituselektrodi P10	Esim. maadoitusten vahvistaminen

Liite 3. Elinkaarikustannusten laskentaesimerkki ilmajohtoratkaisulla vyöhykkeelle 2
Koiskalan ilmajohtot uusitaan PAS-johdoilla ja AMKAlla.

Diskonttauskerroimet:

Lähtötiedot diskonttauskerroimien laskentaan (korko 4 %, kuormituksen kasvu 0,5 %/a):

Kuormitushäviöiden apukerroin	ψ_1	0,9712
Keskeytyskustannusten apukerroin	ψ_2	0,9663
Vakiovuotuisten apukerroin	ψ_3	0,9615
Tarkastelu-aika	T	50 a

Kuormitushäviöiden diskonttauskerroin:

$$\kappa_1 = \psi_1 \frac{\psi_1^T - 1}{\psi_1 - 1} \quad (4.2)$$

$$\begin{aligned} \kappa_1 &= 0,9712 \cdot \frac{0,9712^{50} - 1}{0,9712 - 1} \\ &= 25,88 \end{aligned}$$

Keskeytyskustannusten diskonttauskerroin:

$$\kappa_2 = 23,53 \quad (4.2)$$

Vakiovuotuisten kustannusten diskonttauskerroin

$$\kappa_3 = 21,48 \quad (4.2)$$

Purkukustannukset:

Lähtötiedot purkukustannuslaskentaan

KJ-johtopituus	$l_{p_{KJ}}$	4,14 km
KJ-johdolla pylväitä	$f_{pylv_{KJ}}$	16 kpl/km
KJ-johdolla haruksia	$f_{har_{KJ}}$	11 kpl/km
PJ-johtopituus	$l_{p_{PJ}}$	0,82 km
PJ-johdolla pylväitä	$f_{pylv_{PJ}}$	19 kpl/km
PJ-johdolla haruksia	$f_{har_{PJ}}$	10 kpl/km
KJ-kaapelipäätteiden lkm		3 kpl
Erottimien lkm		3 kpl
Pylväsmuuntamoiden lkm		6 kpl
KJ-johdon purkamiskustannus	$H_{pj_{KJ}}$	2125 €/km
PJ-johdon purkamiskustannus	$H_{pj_{PJ}}$	1235 €/km
Pylvään purkamiskustannus	H_{pylv}	87 €/kpl
Haruksen purkamiskustannus	H_{har}	29 €/kpl
Pylväsmuuntamon purku	K_{pm}	547 €/kpl
Pylväserottimen purku	K_{pe}	169 €/kpl
KJ-kaapelipäätteen purku	K_{pp}	104 €/kpl

Johtojen purkamiskustannukset:

$$K_{pj} = l_p \cdot (H_{pj} + f_{pylv} \cdot H_{pylv} + f_{har} \cdot H_{har}) \quad (4.7)$$

$$K_{pj_{KJ}} = 4,14 \text{ km} \cdot \left(2125 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 16 \cdot 87 \text{ €} + 11 \cdot 29 \text{ €} \right)$$

$$\approx 15881 \text{ €}$$

$$K_{pj_{PJ}} = 0,82 \text{ km} \cdot \left(1235 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 19 \cdot 87 \text{ €} + 10 \cdot 29 \text{ €} \right)$$

$$\approx 2606 \text{ €}$$

Purkukustannukset (sis. kappaleittain purettavat muuntamot, erottimet ja kj-kaapelipäätteet):

$$K_{purku} = K_{pj} + K_{pm} + K_{pe} + K_{pp} \quad (4.8)$$

$$= 15881 \text{ €} + 2606 + 6 \cdot 547 \text{ €} + 3 \cdot 169 \text{ €} + 3 \cdot 104 \text{ €}$$

$$\approx 22,6 \text{ k€}$$

Investointikustannukset:

Lähtötiedot investointikustannuslaskentaan

Rakennettava kj-johtopituus	l_{jKJ}	4,14 km
Rakennettava pj-johtopituus	l_{jPJ}	0,82 km
KJ-PAS120 rakentaminen	H_{jKJ}	24952 €/km
KJ-metsäosuus	h_{me}	25 %
KJ-tienvarsiosuus	h_{tv}	50 %
KJ-avomaosuus	h_{av}	25 %
PJ-ilmajohto AMKA70 rakentaminen	H_{jPJ}	14965 €/km
PJ-metsäosuus	h_{me}	60 %
PJ-tienvarsiosuus	h_{tv}	40 %
PJ-avomaosuus	h_{av}	0 %
Rakennettavien muuntamoiden lkm		6 kpl
Pylväsmuuntamon rakentaminen	$H_{mmo} + H_{rak}$	6355 €/kpl
Muuntaja 50 kVA	H_{mja1}	3239 €/kpl
Muuntaja 100 kVA	H_{mja2}	4156 €/kpl
Johtoaluekorvaus metsä	H_{me}	4177 €/km
Johtoaluekorvaus tienvarsi	H_{tv}	2187 €/km
Johtoaluekorvaus avomaa	H_{av}	4828 €/km

Johtojen rakentamiskustannukset:

$$K_{ilmajohto} = l_j \cdot (H_j + h_{me} \cdot H_{me} + h_{tv} \cdot H_{tv} + h_{av} \cdot H_{av}) \quad (4.9)$$

$$K_{ilmajohto_{KJ}} = 4,14 \text{ km} \cdot \left(24952 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 0,25 \cdot 4177 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 0,50 \cdot 2187 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 0,25 \cdot 4828 \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) \\ \approx 117149 \text{ €}$$

$$K_{ilmajohto_{PJ}} = 0,82 \text{ km} \cdot \left(14965 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 0,60 \cdot 4177 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 0,40 \cdot 2187 \frac{\text{€}}{\text{km}} \right) \\ \approx 15044 \text{ €}$$

Muuntamon kustannukset (esim. yksi pylväsmuuntamo ja 50 kVA muuntaja):

$$K_{muuntamo} = (H_{mmo} + H_{rak}) + H_{mja} \quad (4.11)$$

$$K_{muuntamo} = 6355 \text{ €} + 3239 \text{ €} \\ = 9594 \text{ €}$$

Investointikustannukset (sis. johdot, 6 pylväsmuuntamo, muuntajat 5x50 kVA ja 1x100 kVA)

$$K_{inv} = K_{ilmajohto} + K_{maakaapeli} + K_{muuntamo} \quad (4.12)$$

$$= 117149 \text{ €} + 15044 \text{ €} + 6 \cdot 6355 \text{ €} + 5 \cdot 3239 \text{ €} + 4156 \text{ €}$$

$$\approx 192,6 \text{ k€}$$

Volyymikustannukset:

Lähtötiedot volyymikustannuslaskentaan

Kertaluonteinen kustannuserroin	h_{vol}	7 %
Vakiovuotuinen kustannuserroin	H_{vol}	400 €/a
Vakiovuotuinen diskonttauskerroin	κ_3	21,48

Ilmajohdorkaisun volyymikustannukset:

$$K_{vol} = h_{vol} \cdot K_{inv} + \kappa_3 \cdot H_{vol} \quad (4.13)$$

$$= 0,07 \cdot 192600 \text{ €} + 21,48 \cdot 400 \frac{\text{€}}{\text{a}}$$

$$\approx 22,1 \text{ k€}$$

Häviökustannukset:

Lähtötiedot häviökustannuslaskentaan

PAS120 johdon resistanssi	R_{KJ}	0,288 Ω/km
AMKA70 johdon resistanssi	R_{PJ}	0,479 Ω/km
KJ-johdon huipputeho	P_{JKJ}	110 kW
50 kVA nim. kuormitushäviöt	P_{kn50}	0,885 kW
50 kVA nim. tyhjäkäyntihäviöt	P_{on50}	0,14 kW
100 kVA nim. kuormitushäviöt	P_{kn100}	1,485 kW
100 kVA nim. tyhjäkäyntihäviöt	P_{on100}	0,22 kW
Tyhjäkäyntihäviöiden käyttöaika	t_0	8760 h
KJ-häviöiden huipunkäyttöaika	t_{hKJ}	2500 h
PJ-häviöiden huipunkäyttöaika	t_{hPJ}	1000 h
Häviöenergian hinta	H_{hE}	60 €/MWh
Kuormitushäviöiden diskonttauskerroin	κ_1	25,88

Muuntajahäviöiden laskentaesimerkki (50 kVA, läpi siirrettävä teho 15 kVA):

$$P_k = \left(\frac{S}{S_n}\right)^2 \cdot P_{kn} \quad (4.15)$$

$$= \left(\frac{15 \text{ kVA}}{50 \text{ kVA}}\right)^2 \cdot 0,885 \text{ kW}$$

$$= 0,08 \text{ kW}$$

$$W_h = W_{mk} = P_k \cdot t_{hKJ}$$

$$= 0,08 \text{ kW} \cdot 2500 \text{ h} \quad (4.18)$$

$$= 200 \text{ kWh}$$

$$P_0 = \left(\frac{U_p}{U_n}\right)^2 \cdot P_{0n} \quad (4.16)$$

$$= \left(\frac{20 \text{ kV}}{20 \text{ kV}}\right)^2 \cdot 0,14 \text{ kW}$$

$$= 0,14 \text{ kW}$$

$$W_h = W_{m0} = P_0 \cdot t_0$$

$$= 0,14 \text{ kW} \cdot 8760 \text{ h} \quad (4.18)$$

$$= 1227 \text{ kWh}$$

KJ-johdon häviölaskentaesimerkki:

$$P_{h_{KJ}} = R \cdot \left(\frac{P_j}{U_j \cdot \cos\varphi}\right)^2 \quad (4.14)$$

$$= 4,14 \text{ km} \cdot 0,288 \frac{\Omega}{\text{km}} \cdot \left(\frac{110 \text{ kW}}{20 \text{ kV} \cdot 0,95}\right)^2$$

$$= 40,0 \text{ W}$$

$$W_{h_{KJ}} = W_{h_j} = P_{h_j} \cdot t_{h_{KJ}}$$

$$= 100 \text{ kWh} \quad (4.18)$$

$$W_{h_{PJ}} = 1400 \text{ kWh}$$

Kokonaishäviökustannukset (sis. kj- ja pj-johtojen kuormitushäviöt, muuntajien kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöt):

$$K_{\text{häv}} = \kappa_1 \cdot (W_{h_j} + W_{mk}) \cdot H_{hE} + \kappa_3 \cdot W_{m0} \cdot H_{hE} \quad (4.19)$$

$$= 25,88 \cdot (1500 + 1450) \text{ kWh} \cdot 0,06 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} + 21,48 \cdot 8060 \text{ kWh} \cdot 0,06 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$$

$$\approx 15,0 \text{ k€}$$

Kunnossapitokustannukset:

Lähtötiedot kunnossapitokustannuslaskentaan (taulukko 4.1)

PAS-johdon kunnossapito metsä	H_{kme}	322,1 €/km
PAS-johdon kunnossapito tienvarsi	H_{ktv}	193,5 €/km
PAS-johdon kunnossapito avomaa	H_{kav}	28,7 €/km

PAS-johdon ja AMKAn kunnossapitolaskenta:

$$K_{kun} = \kappa_3 \cdot l_j \cdot (h_{me} \cdot H_{kme} + h_{tv} \cdot H_{ktv} + h_{av} \cdot H_{kav}) \quad (4.20)$$

$$K_{kun_{KJ}} = 21,48 \cdot 4,14 \text{ km} \cdot$$

$$(0,25 \cdot 322,1 \text{ €} + 0,50 \cdot 193,5 \text{ €} + 0,25 \cdot 28,7 \text{ €})$$

$$\approx 16240 \text{ €}$$

$$K_{kun_{PJ}} = 21,48 \cdot 0,82 \text{ km} \cdot (0,6 \cdot 214,6 \text{ €} + 0,40 \cdot 214,3 \text{ €})$$

$$\approx 3778 \text{ €}$$

Kunnossapidon kokonaiskustannukset:

$$K_{kun} = (K_{kun_{KJ}} + K_{kun_{PJ}}) = (16240 + 3778) \text{ €}$$

$$= 20,3 \text{ k€}$$

Keskeytyskustannukset:

Lähtötiedot keskeytyskustannuslaskentaan (+ taulukot 4.2–4.4)

Kehittämisyöhykkeen verkkopituus	l_v	4,14 km
Johtolähdön keskiteho	P_{kaR}	1000 kW
KK-erottimien KE1 rajaama keskiteho	P_{kaK}	50 kW
Käsierotusvyöhykkeen 1 (M1) keskiteho	P_{kaE1}	21 kW
Käsierotusvyöhykkeen 2 (M2 ja M6) keskiteho	P_{kaE2}	9 kW
Käsierotusvyöhykkeen 3 (M3, M4 ja M5) keskiteho	P_{kaE3}	20 kW
Käsierotusvyöhykkeen 1 verkkopituus	l_1	1,55 km
Käsierotusvyöhykkeen 2 verkkopituus	l_2	1,35 km
Käsierotusvyöhykkeen 3 verkkopituus	l_3	1,24 km
Keskimääräinen käsierotusaika	t_{ker}	0,8 h
Keskimääräinen kaukoerotusaika	t_{er}	0,1 h
Keskimääräinen viankorjausaika PAS-johdolla	t_{kor}	1,2 h
Keskeytyskustannusten diskonttauskerroin	κ_2	23,53

Pysyvän vian vikataajuus:

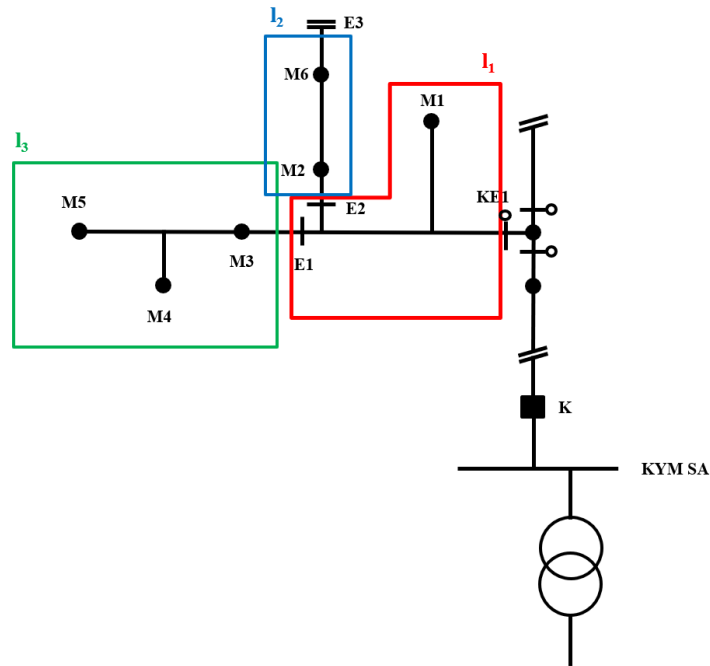
$$f_v = \frac{h_{me} \cdot H_{vme} + h_{tv} \cdot H_{vtv} + h_{av} \cdot H_{vav}}{100 \text{ km}} \quad (4.21)$$

$$f_v = \frac{0,25 \cdot 11 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}} + 0,5 \cdot 4 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}} + 0,25 \cdot 2 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}}}{100 \text{ km}}$$

$$= 0,053 \frac{\text{kpl}}{\text{km}}$$

Pysyvän vian keskeytyskustannukset:

Keskeytyslaskennan kolmannessa portaassa toimittamatta jäänyt energia jaetaan erotinvyöhykkeiden mukaisiin osiin. Koiskalan Lehmuksen ilmajohtoratkaisussa käsierotinvyöhykkeitä muodostuu kolme seuraavasti



Erotusvyöhykkeellä 1 tapahtuva vika aiheuttaa vyöhykkeille 1 ja 3 pysyvän keskeytyksen, mutta vyöhyke 2 saadaan erotettua erottimella E2 ja syötettyä varayhteyden avulla kytkemällä erotin E3 kiinni. Erotusvyöhykkeellä 2 tapahtuva vika aiheuttaa vyöhykkeelle 2 pysyvän keskeytyksen ja muu verkko saadaan palautettua avaamalla erotin E2. Erotusvyöhykkeellä 3 tapahtuva vika saadaan vastaavasti erotettua erottimella E1, jolloin sähkö voidaan palauttaa muulle alueelle. Koiskala Lehmuksen ilmajohtoratkaisun pysyvän vian aiheuttamat kustannukset lasketaan yhden vuoden osalta yhtälöllä 4.22 seuraavasti

$$\begin{aligned}
 K_{vika} &= f_v \cdot \{l_v \cdot [(P_{kaR} \cdot H_{kP}) + (P_{kaR} \cdot t_{ker} + P_{kaK} \cdot t_{er}) \cdot H_{kE}] \\
 &\quad + [(l_1 \cdot (P_{kaE1} + P_{kaE3}) + l_2 \cdot P_{kaE2} + l_3 \cdot P_{kaE3}) \cdot t_{kor} \cdot H_{kE}]\} \\
 &= 0,053 \frac{\text{kpl}}{\text{km}} \cdot \left\{ 4,14 \text{ km} \cdot \left[1000 \text{ kW} \cdot 1,39 \frac{\text{€}}{\text{km}} + (1000 \text{ kW} \cdot 0,1 \text{ h} + 50 \text{ kW} \cdot 0,8 \text{ h}) \cdot 13,92 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] + \right. \\
 &\quad \left. \left[(1,55 \text{ km} \cdot (21 + 20) \text{ kW} + 1,35 \text{ km} \cdot 9 \text{ kW} + 1,24 \text{ km} \cdot 20 \text{ kW}) \cdot 1,2 \text{ h} \cdot 13,92 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \right] \right\} \\
 &= 822 \text{ €}
 \end{aligned} \tag{4.22}$$

Pikajälleenkytkentöjen taajuus:

$$\begin{aligned}
 f_{PJK} &= \frac{0,25 \cdot 10 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}} + 0,5 \cdot 10 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}} + 0,25 \cdot 10 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}}}{100 \text{ km}} \\
 &= 0,10 \frac{\text{kpl}}{\text{km}}
 \end{aligned}$$

Pikajälleenkytkentöjen kustannukset:

$$\begin{aligned}
 K_{PJK} &= f_{PJK} \cdot l \cdot P_{kaR} \cdot H_{kPJK} \\
 &= 0,1 \frac{\text{kpl}}{\text{km}} \cdot 4,14 \text{ km} \cdot 1000 \text{ kW} \cdot 0,7 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \\
 &= 290 \text{ €}
 \end{aligned} \tag{4.23}$$

Aikajälleenkytkentöjen taajuus:

$$f_{AJK} = \frac{0,25 \cdot 4 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}} + 0,5 \cdot 4 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}} + 0,25 \cdot 4 \frac{\text{kpl}}{100 \text{ km}}}{100 \text{ km}}$$

$$= 0,04 \frac{\text{kpl}}{\text{km}}$$

Aikajälleenkytkentöjen kustannukset:

$$K_{AJK} = f_{AJK} \cdot l \cdot P_{kaR} \cdot H_{kAJK}$$

$$= 0,04 \frac{\text{kpl}}{\text{km}} \cdot 4,14 \text{ km} \cdot 1000 \text{ kW} \cdot 1,39 \frac{\text{€}}{\text{kW}}$$

$$\approx 230 \text{ €}$$
(4.24)

Kokonaiskeskeytyskustannukset

$$K_{kesk} = \kappa_2 \cdot (K_{vika} + K_{PJK} + K_{AJK})$$

$$= 23,53 \cdot (822 \text{ €} + 290 \text{ €} + 230 \text{ €})$$

$$\approx 31,6 \text{ k€}$$
(4.25)

Muut kertaluonteiset kustannukset:

Lähtötiedot muiden kertaluonteisten kustannusten laskentaan

KJ-pylväsusinta	H_{LKJ}	12290 €/km
PJ-pylväsusinta	H_{LKJ}	11502 €/km
Pylväsusinnan ajankohta	a	30 a
Omien töiden kustannuserroin	h_{oma}	0,08

Kertaluonteiset kustannukset PAS + AMKA ratkaisulle:

$$K_{kert} = h_{oma} \cdot K_{inv} + \kappa_L \cdot H_L$$
(4.26)

Diskonttauskerroin kesken pitoajan tehtävälle investoinnille:

$$\kappa_L = \frac{1}{\left(1 + \frac{4}{100}\right)^{30}} = 0,308$$
(4.6)

$$K_{kert} = 0,08 \cdot 192600 \text{ €} + 0,308 \cdot (4,14 \text{ km} \cdot 12290 \frac{\text{€}}{\text{km}} + 0,82 \text{ km} \cdot 11502 \frac{\text{€}}{\text{km}})$$

$$\approx 34,0 \text{ k€}$$

Elinkaarikustannukset:

$$K_{ek} = K_{purku} + K_{inv} + K_{vol} + K_{häv} + K_{kun} + K_{kesk} + K_{kert}$$

$$= (22,6 + 192,6 + 22,1 + 15,0 + 20,3 + 31,6 + 34,0) \text{ k€}$$

$$= 338,2 \text{ k€}$$
(4.1)