

LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Juha Pölönen

Kehittyneiden verkostoratkaisujen elinkaarikustannukset ja käyttö verkkoyhtiössä

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: DI Vesa Hälvä

30.08.2022

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

LUT School of Energy Systems

Sähkötekniikan koulutusohjelma

Juha Pölönen

Kehittyneiden verkostoratkaisujen elinkaarikustannukset ja käyttö verkkoyhtiössä

Diplomityö

2022

146 sivua, 63 kuvaa, 11 taulukkoa ja 6 liitettä

Työn tarkastajat: Apul. prof. Jukka Lassila

TkT Juha Haakana

Työn ohjaaja: DI Vesa Hälvä

Hakusanat: kehittyneet verkostoratkaisut, elinkaarikustannus, kustannustehokkuus, haja-asutusalue, kehittämissuunnitelma, sähkömarkkinalaki, akkuvaihtoehto, LVDC, 1 kV, joustopalvelut

Sähkömarkkinalain muutoksen myötä jakeluverkkoyhtiöiden on osoitettava investointien kustannustehokkuus vuoden 2022 kehittämissuunnitelmasta lähtien. Vuoden 2024 kehittämissuunnitelmasta eteenpäin vaaditaan myös kehittyneiden verkostoratkaisujen elinkaarikustannusvertailua.

Työssä tarkastellaan kehittyneiden verkostoratkaisujen elinkaarikustannuksia ja toimitusvarmuutta haja-asutusalueella, sekä verrataan niitä perinteisiin verkkotekniikoihin. Työssä käydään läpi kehittyneiden verkostoratkaisujen ominaisuuksia ja pilotteja, joissa verkkoyhtiö on ollut mukana.

Kehittyneiden verkostoratkaisujen tarkastelu on rajattu keskijänniteverkon haaroille. Elinkaarikustannusvertailussa haja-asutusalueen haaralle ei ole yhtä taloudellisinta tapaa rakentaa verkkoa, vaan se riippuu monesta tekijästä. Suurimmat vaikutukset ovat haaran teholla, pituudella, kaivuolosuhteilla, runkoverkon teknisellä ratkaisulla sekä tarkasteltavien tekniikoiden vikataajuudella ja viankorjausajalla. Työssä on käytetty verkkoyhtiön tilastoihin perustuvia arvoja niiltä osin kuin niitä on ollut käytettävissä. Muilta osin on käytetty kirjallisuuteen perustuvia arvoja.

Haja-asutusalueella alle 50 kW kuormilla edullisimmat vaihtoehdot ovat 1 kV -maakaapeli, LVDC ja KJ-ilmajohto. Kuormien noustessa KJ-maakaapeli ja akkuvaihtoehdot ovat

edullisimpia vaihtoehtoja. Akkuvaihtoehto on kustannustehokkaimmillaan haaran ollessa pitkä ja johtolähdön ollessa vikaherkkää. Ilmajohtoratkaisut ovat kustannustehokkaimmat ratkaisut, kun kaivuolosuhteet ovat muuta kuin haja-asutusalueelle tyypillistä helppoa olosuhdetta. KJ-ilmajohtoratkaisu on myös kustannustehokkain ratkaisu lyhyillä haaroilla.

Joustopalveluiden kehittäminen ja käyttöön ottaminen mahdollistaa ratkaisuja sopeutumisessa hajautettuun ja vaihtelevaan energiantuotantoon. Verkkoyhtiön rooli on tarjota kuluttajille tekninen alusta sähkömarkkinoille osallistumiseen, jotta asiakkaat voivat käydä kauppaa joustavuudella ja omalla hajautetulla tuotannollaan. Verkkoyhtiö voi saada joustopalveluista taloudellista hyötyä investointien pitkittämisessä, verkon mitoittamisesta pienemmälle teholle sekä osana mikroverkkoja.

Selvityksen perusteella akkuvaihtoehtoa voi suositella verkstoratkaisumenetelmäksi perinteisten tekniikoiden rinnalle. LVDC-tekniikalla on suurempia epävarmuustekijöitä kuin akkuvaihtoehdolla, jotka vaativat selvittämistä ennen kuin se voi olla perinteisten tekniikoiden rinnalla investointivaihtoehtona. 1 kV -maakaapeli sopii investointimenetelmäksi, jos haaran kuormitus pysyy samassa tai laskee tulevaisuudessa. Tämän työn elinkaarikustannusvertailussa menestyneillä kehittyneillä verkstoratkaisumenetelmillä saavutetaan vaadittava toimitusvarmuustaso.

ABSTRACT

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

Juha Pölönen

Life cycle costs and usage of modern network solutions in electricity network company

Master's Thesis

2022

146 pages, 63 figures, 11 tables and 6 appendixes

Examiners: Assoc. Prof. Jukka Lassila
 D.Sc. Juha Haakana
Supervisor: M.Sc. Vesa Hälvä

Keywords: modern network solutions, life cycle cost, cost effectiveness, sparsely populated area, development plan, Electricity Market Act, BESS, LVDC, 1 kV, flexibility services

With the amendment to the Electricity Market Act, distribution network companies must prove the cost-effectiveness of investments starting from the 2022 development plan. The 2024 development plan also requires a life cycle cost comparison of modern network solutions.

This thesis examines life-cycle costs of network solutions and the factors affecting security of supply when the considered branch is in a sparsely populated area. The thesis reviews features of modern network solutions and pilots in which the network company has been involved.

In the life cycle cost comparison, there is no single most economical way to build a network for a branch in a sparsely populated area. The biggest impact on cost effectiveness is caused by power and length of the branch, digging conditions, technical solution of the main network, failure frequency of the network technology and repair time of the power failure. Values of failure frequency and repair time of the power failure are based on network company data and literature.

For loads below 50 kW, the cheapest options are 1 kV ground cable, LVDC and MV-overhead line. When loads increase, MV-underground cable and BESS are the cheapest options. BESS is the most cost-effective when the branch is long, and the feeder to the branch

is fault sensitive. Overhead network solutions are the most cost-effective solutions when digging conditions are inconvenient in the area. MV-overhead line is also the most cost-effective solution with short branches.

In the future, flexible services will enable solutions for adapting the electricity grid to distributed and variable energy production. The role of the network company is to provide a technical platform for consumers to participate in the electricity market. The network company can get financial benefits from flexible services due to prolonging investments, cutting load peaks which allows sizing down the transmission capacity or using flexibility services as part of micro-grids.

Based on the Master's Thesis, BESS can be recommended as a network solution method alongside traditional technologies. LVDC technology has greater uncertainties than BESS, which requires more research and development before it can stand alongside traditional technologies as an investment option. 1 kV -underground cable is suitable as an investment method if the load on the branch will remain the same or decrease in the future. In this Thesis advanced network solution methods that are cost effective in the life cycle cost comparison achieve the required level of security of supply.

ALKUSANAT

Kiitokset Elenialle päättötyöstä ja mahdollisuudesta ulkopaikkakuntalaisena muuttaa Tampereelle.

Kiitos kuuluu myös LUT-opetushenkilökunnalle, niin opetuksesta kuin työn ohjaamisesta.

Iso kiitos opiskeluvuosista kavereille keiden kanssa olen istunut iltoja, käynyt repimässä rautaa tai joukkueurheilut niin parketilla kuin nurmikollakin. Niin ja aivan, tehnyt myös kouluakin.

Kiitokset kuuluvat myös puolisololleni ja perheelleni tuesta ja myötäelämisestä.

Kiitos myös sinulle.

Tampere 30.08.2022

Tsemppiä ja menestystä

Juha Pölönen

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET	10
1 JOHDANTO	12
1.1 Työn tavoitteet ja tutkimuskysymykset	13
1.2 Työn rakenne	14
1.3 Elenia Oy	15
2 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINTAYMPÄRISTÖN MUUTOS	17
2.1 Euroopan komission sähködirektiivi 2019/944	18
2.2 Energiaviraston määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta	19
2.2.1 Määräyksen liite 3: Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu.	22
2.3 Sähkönkysynnän muutos haja-asutusalueen verkkoyhtiöllä.....	22
3 KEHITTYNEET VERKOSTORATKAISUT VERKKOYHTIÖISSÄ.....	24
3.1 Tasasähköjärjestelmä (LVDC).....	24
3.1.1 Back-to-back -konverterri LVDC-pilotti.....	27
3.1.2 Point-to-point unipolaarinen LVDC-pilotti.....	29
3.1.3 3.pilotti osana LVDC-Rules kokonaisuutta	30
3.2 AC-mikroverkko akkuvarmistuksella.....	31
3.2.1 Kurun akkupilotti	33
3.2.2 Akkujärjestelmien tulevaisuuden suunnitelmat	34
3.3 Joustopalvelut	35
3.3.1 Erilaiset joustopalvelut.....	36
3.3.2 INTERFACE	38
3.3.3 Kulutusjoustovisio verkkoyhtiössä	39
3.4 1 kV jakelu	42
4 ELINKAARIKUSTANNUS	43
4.1 KAH-kustannus.....	44
4.2 OPEX-kustannus.....	50
4.3 Investointikustannus	52
4.3.1 Maakaapeliverkon investointikustannukset	53
4.3.2 Ilmajohtoverkon investointikustannukset	57
4.3.3 Akuston investointikustannukset.....	59
4.3.4 LVDC-investointikustannukset.....	60

4.3.5	1 kV -investointikustannukset	61
4.4	Korko ja kuormituksen muutos.....	61
4.5	Regulaation mahdollistama kuluja vastaavien kustannusten kerääminen liikevaihtona	62
5	KEHITTYNEIDEN VERKOSTORATKAISUJEN VAATIMUKSET JA VAIKUTUKSET	64
5.1	Joustojen vaatimukset	66
6	ANALYSOINTIMETODIIKKA	71
7	VERKKOTOPOLOGIA.....	76
7.1	Vikapaikan vaikutus laskentaan.....	76
7.1.1	Vika haarattomalla kaukokäyttöerotinvälillä	77
7.1.2	Vika haarallisella kaukokäyttöerotinvälillä.....	78
7.1.3	Vika haaralla	79
7.2	Verkon lähtötiedot	80
8	TEKNISTALOUDELLINEN TARKASTELU ERI TEKNIKOILLE.....	83
8.1	Haaran keskiteho muuttujana.....	86
8.2	Haaran pituus ja kaivuolosuhde muuttujana	90
8.3	Viankorjausaika ja vikamäärät muuttujina perinteisillä tekniikoilla	100
8.4	KAH-arvostus muuttujana	102
8.5	Kuormitusmuutos.....	104
8.6	Korkoprosentti	105
8.7	Akun elinkaari.....	106
8.8	Muut epävarmuustekijät tarkastelussa	110
8.9	Elinkaarikustannussäästöt kapasiteettijoustolla investoinnin ajankohtaa pitkittäessä.....	115
9	JOHTOPÄÄTÖKSET	120
10	YHTEENVETO.....	125
	LÄHDELUETTELO	127
	LIITTEET	136

LIITE I: Keskeytyksestä aiheutuneen haitan laskentaesimerkki maakaapeloidulle haaralle

LIITE II: Ilmajohtoverkon vikataajuus ja maakaapeliverkon viankorjausaika muuttujina.

LIITE III: KAH-arvostuksen vaikutus tekniikoiden elinkaarikustannuksiin runkoverkon ollessa ilmajohtoverkkoa.

LIITE IV: Herkkyystarkastelu kuormitusmuutosprosentin muutoksesta vuodessa.

LIITE V: Laskentakoron herkkyysanalyysi runkoverkon ollessa ilmajohtoa.

LIITE VI: Suuntaajan €/kVA herkkyysanalyysi 50 kW haaralla runkoverkon ollessa ilmajohtoa.

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

merkinnät

ΔP	keskimääräinen keskytysteho
a	vuosi, jolloin investointi tehdään
AJK_{ϵ}	aikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta euroissa
C_0	investoinnin arvo, jos investointi tehtäisiin nykyhetkessä
C_a	ajanhetkellä a tehtävä investoinnin nykyarvo
C_{If}	maasulkuvirran kompensoinnin kustannus kilometriä kohden
$C_{inv.}$	kompensointilaitteiston investointikustannus euroissa
$C_{jat.}$	kaapelijatkosten yhteenlaskettu investointikustannus euroissa
$C_{kaap.}$	maakaapelin investointikustannus kilometriä kohden
C_m	muuntajien yhteenlaskettu investointikustannus euroissa
C_{oja}	maakaapelikaivun investointikustannus kilometriä kohden
C_{pm}	on puistomuuntamoiden yhteenlaskettu investointikustannus euroissa
$C_{pääte}$	on kojeistopäätteiden yhteenlaskettu investointikustannus euroissa
C_Q	loistehon kompensoinnin investointikustannukset kilometriä kohden
h_{ajk}	aikajälleenkytkennän haitta-arvo
h_E	keskeytysenergian haitta-arvo
h_P	keskeytystehon haitta-arvo
h_{pjk}	pikajälleenkytkennän haitta-arvo
I_f	maasulkuvirran kasvu KJ-maakaapeloinnin myötä kilometriä kohden
k	laskentakorko desimaaleina
KAH_{ϵ}	KAH-kustannus euroissa
KAH_0	KAH-kustannus vuonna 0
KAH_a	KAH-kustannus vuonna a
$KAH_{E\epsilon}$	energiaperusteinen kustannus KAH-kustannuksissa
$KAH_{P\epsilon}$	tehoerusteinen kustannus KAH-kustannuksissa
$KAH_{suun\epsilon}$	suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut haitta euroissa
$KAH_{vika\epsilon}$	odottamattomista keskeytyksestä aiheutunut haitta euroissa
k_c	ilmajohdon kaapeloinnista aiheutunut kerroin haaran pituudelle
n	keskeytysten lukumäärä vuodessa
n_{ajk}	aikajälleenkytkentöjen lukumäärä vuodessa
n_{pjk}	pikajälleenkytkentöjen lukumäärä vuodessa

$P_{\%}$	kuormituksen muutos vuodessa
$PJK_{\text{€}}$	pikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta euroissa
Q_{lt}	loistehotase
t_{kauko}	kaukokäyttöerottimen käyttämiseen kuluva aika
$t_{\text{käsi}}$	käsi käyttöerottimen käyttämiseen kuluva aika
t_{vika}	viankorjaamiseen kuluva aika
x	haaran pituus kilometreinä

lyhenteet

AJK	aikajälleenkytkentä
Akku x2	akkuvaihtoehto kaksinkertaisella pitoajalla, sillä ensimmäisen pitoajan jälkeen korjataan vioittuneet osat ja vaihdetaan uusi suuntaaja
BESS	energian varastointi akkujen avulla, (engl. Battery Energy Storage System)
CCA	kupari-kromi-arseeniyhdiste, käytettiin ennen pylväiden kyllästysaineena
CEP	Clean Energy for All Europeans Package
FCR-N	taajuusohjattu käyttöreservi
ICT	tieto- ja viestintäteknologia, (engl. information and communication technology)
IEGSA,	Interoperable pan-European Grid Services Architecture
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta
KJ	keskijännite, yleisesti Suomen jakeluverkossa 20 kV
LV	pienjännite, joka ei ylitä 1 kV vaihtojännitteenä ja 1,5 kV tasajännitteenä (engl. low voltage)
LVAC	pienjännitteinen vaihtosähkö, jakelujännitteenä suurimmillaan 1 kV
LVDC	pienjännitteinen tasasähkö, jakelujännitteenä suurimmillaan 1,5 kV
MV	keskijännite, (engl. medium voltage)
OPEX	operatiiviset kustannukset
PEL	johdin, joka toimii suojamaadoitus- ja äärijohtimena
PEM	johdin, joka toimii suojamaadoitus- ja keskijohtimena
PJK	pikajälleenkytkentä
PJ	pienjännite, joka ei ylitä 1 kV vaihtojännitteenä ja 1,5 kV tasajännitteenä
SFP	INTERFACE projektissa oleva joustomarkkinaviitekehys, ”Single Flexibility Platform”

1 JOHDANTO

Vuonna 2013 tuli voimaan sähkömarkkinalaki, jonka taustalla oli tarve parantaa Suomen sähköverkkojen toimitusvarmuutta. Tarve sähköverkkojen parantamiselle lähti liikkeelle 2010-luvun alussa tapahtuneiden suurien myrskyjen johdosta. Tuhoja aiheuttivat erityisesti 2010 ukkosmyrskyt Asta, Veera, Lahja ja Sylvi sekä 2011 tapaninpäivänä Tapani-myrsky (Yle 2013). Vuonna 2013 uuden sähkömarkkinalain pääprioriteettina oli saada toimitusvarma sähkönjakeluverkko Suomeen 2028 mennessä.

Sähköverkon uudistaminen vaati, ja vaatii vieläkin rahallisesti suuria määriä investointeja, sillä Suomi on sähköistetty pääasiallisesti ilmajohdoilla 1950–1970-luvuilla. Tuolloin rakennettu ilmajohtoverkko on jo osittain saavuttanut elinkaarensa pään. Lakivelvoitteet toimitusvarmuuden parantamiseksi sekä tarpeet sähköverkon uudistamiseksi huomioitiin Energiaviraston valvontamenetelmien muutoksissa neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle. Ennen neljättä valvontajaksoa vuoden 2014 alussa otettiin toimitusvarmuuskannustin käyttöön sähkömarkkinalain (588/2013) muutosten seurauksena sähköverkon toimitusvarmuuden parantamiseksi (Energiavirasto 2021e). Neljännelle valvontajaksolle Energiavirasto päivitti kohtuullisen tuottoasteen eli WACC-% määrittämisessä käytettävän riskittömän korkokannan laskentatavan. Tämä laskentatapa mahdollisti WACC-% nousun 7,43 %. Sovittiin myös yksikköhintojen pysyminen vakiona vuoden 2023 loppuun asti, toisin sanoen viidennen valvontajakson loppuun asti. Yhdistettynä parantuneeseen investointitehokkuuteen Energiaviraston päätökset lisäsivät verkkoyhtiöille kannustetta rakentaa uutta verkkoa suunniteltua nopeammin (Partanen et al. 2020). Sähköverkkoihin kohdistuneiden investointien kiihtyneen tahdin myötä sähkönsiirtohinnat nousivat. Kasvaneiden investointien ja korkeamman WACC-% myötä sallittu liikevaihto kasvaa, joka mahdollistaa suurempien verkkopalvelumaksujen keräämisen asiakkailta.

Siirtohintojen kasvun aiheuttaman julkisen keskustelun myötä, eduskunta määräsi sähkömarkkinalakiin muutoksia, jotka astuivat voimaan 1.8.2021. Sähkömarkkinalain muutosten perusteella Energiavirasto määräsi muutoksia sähkönjakelun valvontamenetelmiin, sekä antoi määräyksen jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta kesken viidennen valvontajakson. Valvontamenetelmien muutoksen myötä yksikköhinnat putosivat paljon, kohtuullinen tuottoaste pieneni huomattavasti ja toimitusvarmuuskannustin poistui.

Toimitusvarmuuskannustimen poistumisen myötä nykykäyttöarvoa omaavien verkon osien uusimisesta ei ole mahdollista saada korvausta nykykäyttöarvon alaskirjauksen avulla (Energiavirasto 2021e). Uudet määräykset astuivat voimaan 2022 alusta alkaen (Energiavirasto 2021b). Päätösten seurauksena kustannustehokkuus nostettiin toimitusvarmuuden rinnalle tai jopa edelle Energiaviraston toimesta. Tässä diplomityössä ei käsitellä tarkemmin valvontamenetelmien muutoksia vaan keskitytään määräykseen jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta.

Energiaviraston joulukuussa 2021 antamassa määräyksessä ”Määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta” on kerrottu Energiaviraston vaatimukset jakeluyhtiöiden kehittämissuunnitelmille. Määräystä käydään tarkemmin läpi luvussa 2. Tämän diplomityön kannalta tärkein kohta Energiaviraston määräyksessä on liite 3, sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu. Kyseisessä liitteessä Energiavirasto vaatii verkonhaltijoita tekemään kustannusvertailua sähkönjakelun eri menetelmistä. Mukana on myös niin sanottuja kehittyneitä menetelmiä, joita ovat tasasähköjärjestelmä (LVDC), sähkövarastot sekä joustopalvelut. Tässä diplomityössä tarkasteluun otetaan myös 1 kV sähkönjakelu, jota Elenia Verkko Oyj:ssä on tällä hetkellä yksi haara käytössä. Diplomityön selkeyttämiseksi tekstissä 1 kV sähkönjakelu luokitellaan myös kehittyneeksi verkostoratkaisuksi, vaikka 1 kV sähkönjakelua kuvastaisi paremmin termi vaihtoehtoinen verkostoratkaisu.

1.1 Työn tavoitteet ja tutkimuskysymykset

Työssä vertaillaan eri verkostonratkaisumenetelmien elinkaarikustannuksia ja selvitetään kehittyneiden verkostonratkaisumenetelmien tulevaisuuden näkymää. Päävertailukohde on maakaapelointi, joka on ollut Elenia Verkko Oyj:n pääasiallinen verkon uudistamisratkaisu ilmajohtoverkon tilalle jo vuodesta 2009 alkaen (Elenia Säävarma 2021). Vertailua varten työssä rakennetaan Microsoft Excel pohjainen laskentatyökalu, jolla pystyy vertailemaan eri verkostoratkaisujen elinkaarikustannuksia vaihtuvilla lähtöarvoilla. Verkostoratkaisujen vertailua vaaditaan Energiaviraston 8.12.2021 määräyksessä ”Määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta” tuleviin kehityssuunnitelmiin, mutta kehittyneiden verkostoratkaisujen vertailu tulee toimittaa vuoden 2024 kehittämissuunnitelmasta eteenpäin (Energiavirasto 2021c). Tämän diplomityön tuloksia tullaan käyttämään hyödyksi

tulevissa jakeluverkon kehittämissuunnitelmissa. Työssä teknisinä vaihtoehtoina haaralle ovat KJ-maakaapelointi, KJ-ilmajohto, akkuvaihtoehto, akkuvaihto kaksinkertaisella pitoajalla, LVDC, 1 kV -ilmajohtona, 1 kV -maakaapelina sekä kapasiteettijousto. Työn tavoitteena on löytää näistä tekniikoista kustannustehokkaimmat verkostonratkaisumenetelmät haja-asutusalueen verkolle.

Työssä on kerätty tietoa verkkoyhtiön menneistä ja käynnissä olevista piloteista. Selvitykseen kuuluu myös analysoida verkostonratkaisuiden mahdollisuuksista olla osana verkkoyhtiön investointistrategiaa. Vaihtoehtoiset verkostonratkaisut voivat olla mahdollisia, jos työssä voidaan todistaa menetelmien kustannustehokkuus elinkaaritarkastelussa. Mikäli kehittyneiden verkostonratkaisujen kustannustehokkuus voidaan todistaa laskennallisesti strategisesti järkeviksi, tulee tekniikoiden olla teknisesti toteutettavissa ja laskennassa käytettyjen oletusten vastata todellista tilannetta ennen kuin vaihtoehtoinen tekniikka voi olla laajemmin käytetty verkkotekniikka verkkoyhtiössä.

Tutkimuskysymykset diplomityössä ovat seuraavat:

- *Mitkä kehittyneet verkostonratkaisut ovat tällä hetkellä teknistaloudellisesti järkeviä ratkaisuja verkon kehittämiseen?*
- *Mitkä tekijät vaikuttavat kehittyneiden verkostonratkaisujen kannattavuuteen?*
- *Saavutetaanko kehittyneillä verkostonratkaisuilla vaadittava toimitusvarmuustaso?*
- *Missä olosuhteissa kehittyneellä verkostonratkaisulla olisi mahdollisuuksia tulla pääsääntöiseksi tekniseksi ratkaisuksi verkkoyhtiölle?*

1.2 Työn rakenne

Teoreettisessa osiossa on kerätty tietoa kehittyneistä verkostonratkaisuista ja niillä tehdyistä piloteista verkkoyhtiössä. Käytännön osiossa käsitellään teoreettisen osuuden päätelmiä ja tehdään sen perusteella rajaukset laskentaa varten. Elinkaarikustannusten avulla voidaan vertailla eri tekniikoita keskenään erilaisilla haaroilla. Käytännön osuudessa saadaan

vastaukset tutkimuskysymyksiin, joita voidaan hyödyntää Energiavirastolle toimitettavassa jakeluverkon kehittämissuunnitelmassa.

Luvussa 2 käydään läpi tarkemmin taustoja diplomityölle. Luvussa käsitellään myös Energiaviraston määräystä jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta ja miten se vaikuttaa tuleviin kehittämissuunnitelmiin.

Luvussa 3 käsitellään kehittyneitä verkostoratkaisuja. Luvussa tarkastellaan kehittyneiden verkostoratkaisujen nykytilannetta ja menneitä kehitysprojekteja. Luvussa avataan myös tulevaisuuden näkymiä eri tekniikoilla.

Luvussa 4 käsitellään eri tekniikoiden elinkaarikustannuksia. Luvussa käydään läpi työssä huomioitavat elinkaarikustannukset. Käydään tekniikkakohtaisesti tarkemmin mistä osatekijöistä elinkaarikustannus muodostuu ja mitä on jätetty huomioimatta.

Eri tekniikoiden tekniset rajoitteet ja vaatimukset on esitelty luvussa 5. Luvussa avataan tekniikkakohtaisesti millainen olisi otollisin verkon osa juuri kyseiselle tekniselle ratkaisulle. Analysointimetodiikkaa on avattu luvussa 6. Luvussa jaotellaan eri tekniikat ryhmiin suojausalueen samankaltaisuuksien mukaan, ja perehdytään, miten KAH-kustannus muodostuu eri tekniikoilla. Luvussa 7 perehdytään laskentatyökalun laskentamethodiikkaan vian tapahtuessa eri puolella verkkoa. Verkon lähtötiedot ovat myös esitetty kyseisessä luvussa.

Luvussa 8 avataan laskentatyökalulla saatuja tuloksia eri tekniikoiden osatekijöiden avulla, jonka jälkeen esitetään herkkyysoanalysoinnin tulokset eri muuttujin. Luvussa saadaan selvyys mitkä tekniikat ovat elinkaarikustannusvertailussa kustannustehokkaimmat erilaisilla verkon lähtötiedoilla. Tuloksia on analysoitu luvussa 9 johtopäätökset, jonka jälkeen työn päättää yhteenvedo, jossa tiivistetään tutkimuksen tulokset.

1.3 Elenia Oy

Elenian omistajat ovat Valtion Eläkerahasto (VER), Allianz Capital Partners (ACP) Allianz Groupin puolesta sekä Macquarie Super Core Infrastructure Fund (Intra 2021). Elenia-

konsernin emoyhtiönä on energia-alan palveluita tarjoava Elenia Oy, ja sen tytäryhtiönä toimii Suomen 2. suurin verkkoyhtiö Elenia Verkko Oyj, jonka markkinaosuus on 12 % asiakasmäärästä laskettuna. Elenia Verkko Oyj:llä on sähköverkkoa n. 76 000 km, jonka maakaapelointiaste on n. 60 %. Yhtiö toimittaa sähköä n. 435 000 asiakkaalle, joista sähkömarkkinalain laatuvaatimusten piirissä oli kesällä 2022 n. 347 000 asiakasta, joka on n. 79 % verkkoyhtiön asiakkaista. Asemakaava-alueen asiakkaista 87 % ja haja-asutusalueella 67 % laatuvaatimukset täyttyivät. Sähkönjakelun kokonaisvolyymi on 6032 GWh. Kotitalouksien lisäksi tärkeitä asiakassegmenttejä ovat teollisuus, maatalous, palvelu ja rakennusala sekä julkinen sektori. Yhtiö toimii yli sadan kunnan alueella, ja Elenian jakeluverkko kattaa lähes 600 km pituisen alueen keskellä Suomea Etelä-Hämeestä Pohjois-Pohjanmaalle. (Elenia Verkko 2021) Kuva 1.1 havainnollistaa Elenian verkkoalueen pinta-alallista laajuutta.



Kuva 1.1 Elenia Verkko Oyj:n toimialue ja päätoimipaikka Suomen kartalla. (Intra 2021)

2 SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINTAYMPÄRISTÖN MUUTOS

Alkusysäys sähkömarkkinalain muutokseen Suomessa on kirjattu Antti Rinteen hallitusohjelmaan 6.6.2019, jossa on mainittu alituottojen tasausjakson pidennys, sähköverkon jousto ja vaihtoehtoiset tavat varmistaa sähkötoimitusvarmuus erityisesti haja-asutusalueilla, sekä siirtomaksujen korotuksen hillitseminen (Valtioneuvosto 2019). Lisää painetta lakimuutokselle lisäsi vuonna 2020 jätetty toimenpidealoite sähkönsiirtomaksujen minimoimisesta (TPA 7/2020 vp), lakialoite laeiksi sähkömarkkinalain sekä sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain muuttamisesta (LA 17/2020 vp) ja kansalaisaloite laiksi sähkömarkkinalain sekä sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain muuttamisesta (KAA 9/2020 vp), joka ylitti 50 000 allekirjoituksen rajan alle kahdessa kuukaudessa. Samoihin aikoihin annettiin vielä toinen toimenpidealoite sekä lakialoite. Eduskunnassa hallituksen esitys annettiin 28.1.2021, jonka jälkeen lakiesitys oli käsiteltävänä valiokunnissa helmikuusta heinäkuuhun (HE 265/2020). Laki sähkömarkkinalain muutoksesta, sekä sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain 14 §:n muutoksesta päätettiin säädöskokoelmassa 730/2021 ja se on vahvistettu 15.7.2021. Lait astuivat voimaan 1.8.2021. (Finlex 2021a/b)

Suomen hallituksen luja tahtotila sai aikaan sähkömarkkinalain muutoksen, mutta lähtökohdat sähkömarkkinalain muutokselle on alkujaan Euroopan Unionin tasolta. Euroopan Unionin sähködirektiivissä 2019/944 säädetyt asioita toimeenpannaan Energiaviraston määräyksessä jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta. Siirtohintojen nousun hillitseminen ja kustannustehokkuus ovat kuitenkin lähtöisin hallitusohjelmasta, eikä niitä mainita sähködirektiivissä. Sähködirektiivistä enemmän luvussa 2.1.

Sähkömarkkinalain muutos sisälsi neljä keskeistä toimenpidettä: (Finlex 2021a/b)

1. Toimitusvarmuusvaatimuksiin lisääaikaa
2. Verkkojen kehittäminen kustannustehokkaasti ja kehittämissuunnitelman muutokset
3. Verkkopalvelumaksujen korotuskaton laskeminen ja alijäämän tasoitusjakson pidennys
4. Sähköntuotannon liittäminen erillisellä linjalla kiinteistörajan yli pientuotantoa varten.

Toimitusvarmuusvaatimukset saivat 8 vuotta lisääaikaa vuoden 2036 loppuun asti, jos verkonhaltijan vastuualueen KJ-verkon kaapelointiaste on ollut 31.12.2018 enintään 60 %. Vaatimuksena näillä verkkoyhtiöillä on täyttyvä toimitusvarmuuskriteerit 75 % asiakkaista vuoden 2028 loppuun mennessä (Energiavirasto 2021e). Toimitusvarmuusvaatimusten pitkittämisellä on eduskunnan hallituksen mukaan tavoitteena välttää ennenaikaisia ja tarpeettomia investointeja (HE 265/2020). Lisäaika mahdollistaa kehittyneiden verkostoratkaisujen kypsymisen toteutettaviksi menetelmiksi perinteisempien investointien rinnalle.

Verkonhaltijan on suunniteltava, rakennettava ja ylläpidettävä sähköverkkoaan siten, että se on verkon käyttäjilleen kustannustehokkain. Kustannustehokkuus on todistettava kehittämissuunnitelmassa, jotta Energiavirasto voisi valvoa kehittämistoiminnan kustannustehokkuuden toteutumista. Energiavirasto sai lakimuutoksen myötä oikeudet määrätä verkonhaltijoita muuttamaan kehittämissuunnitelmiaan, mikäli valitut investointikeinot eivät olisi tarpeeksi kustannustehokkaita elinkaarikustannuksiltaan verrattuna vaihtoehtoisin menetelmiin. Verkkoyhtiöiden on toimitettava kehittämissuunnitelmansa kahden vuoden välein Energiavirastolle. (HE 265/2020)

2.1 Euroopan komission sähködirektiivi 2019/944

Euroopan parlamentin ja neuvoston direktiivi 2019/944 on annettu 5. kesäkuuta 2019, jonka sisältö koostuu sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin muutoksista. Kyseisen direktiivin 32 artiklan kohdassa 3 ja 4 on kirjattu seuraavaa: (EU 2019)

”Jakeluverkkojen kehittämisen on perustuttava avoimeen verkon kehittämissuunnitelmaan, joka jakeluverkonhaltijan on julkaistava vähintään joka toinen vuosi ja toimitettava sääntelyviranomaiselle. Verkon kehittämissuunnitelmassa on varmistettava avoimuus tarvittavien keskipitkän ja pitkän aikavälin joustopalvelujen osalta, ja siinä on mainittava seuraavien 5–10 vuoden ajalle suunnitellut investoinnit erityisesti pääasialliseen jakeluinfrastruktuuriin, joka on tarpeen uuden tuotantokapasiteetin ja uusien kuormien liittämiseksi, sähköajoneuvojen latauspisteet mukaan lukien. Verkon kehittämissuunnitelmaan on myös sisällyttävä se, käyttääkö jakeluverkonhaltija

kulutusjoustoja, energiatehokkuutta, energiavarastoja tai muita resursseja vaihtoehtona järjestelmän laajentamiselle.”

”Jakeluverkonhaltijan on kuultava kaikkia asiaankuuluvia verkon käyttäjiä ja asiaankuuluvia siirtoverkonhaltijoita verkon kehittämissuunnitelmasta. Jakeluverkonhaltijan on julkaistava kuulemisprosessin tulokset yhdessä verkon kehittämissuunnitelman kanssa ja toimitettava kuulemisprosessin tulokset ja verkon kehittämissuunnitelma sääntelyviranomaiselle. Sääntelyviranomaisen voi pyytää suunnitelmaan muutoksia.”

Kyseinen direktiivi 2019/944 kuuluu osaksi puhtaan energian pakettia CEP. Puhtaan energian paketin tarkoituksena oli päivittää Euroopan energiapolitiikan kehykset helpottamaan siirtymistä fossiilisista polttoaineista puhtaampaan energiaan ja täyttämään EU:n Pariisin sopimuksen sitoumukset kasvihuonekaasupäästöjen vähentämisestä. (Entso-e 2021)

2.2 Energiaviraston määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmasta

Verkkoyhtiöt ovat toimittaneet kehittämissuunnitelmaa Energiavirastolle vuodesta 2014 lähtien. Alun perin Suomessa verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelma on lähtöisin vuoden 2013 sähkömarkkinalain muutoksesta. Kehittämissuunnitelman ensisijainen tarkoitus oli tuolloin varmistaa riittävien toimenpiteiden toteutus vuoden 2013 sähkömarkkinalain toimitusvarmuuden täyttämiseksi.

Energiavirasto on 8.12.2021 antanut sähkömarkkinalain (588/2013) muutosten (15.7.2021) perusteella jakeluverkon kehittämissuunnitelmia koskevan uuden määräyksen, joka on tullut voimaan 1. tammikuuta 2022 (Energiavirasto 2021c). Energiavirasto määräsi sähköjakeluverkkoyhtiöt toimittamaan kehittämissuunnitelman Energiavirastolle 30. kesäkuuta 2022 mennessä. Verkkoyhtiön kehittämissuunnitelman tulee vastata Energiaviraston määräyksessä oleviin liitteisiin. Määräyksen liitteet ovat seuraavat:

- LIITE 1: Sähköjakeluverkon strateginen ennuste toimintaympäristön muutoksista
- LIITE 2: Sähköjakeluverkon kehittämissuunnitelman lähtökohdat

- LIITE 3: Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu
- LIITE 4: Pitkän tähtäimen suunnitelma
- LIITE 5: Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kuluvan ja seuraavan vuoden aikana
- LIITE 6: Sähkönjakeluverkon kehittämistoimenpiteet kahden edellisen vuoden aikana
- LIITE 7: Kehittämissuunnitelmasta kuuleminen

Uutena asiana kehittämissuunnitelmassa on liitteessä 1 pyydetty 10 vuoden ennuste verkkoalueella siirretystä energiasta, käyttöpaikkojen määrästä, hajautetusta tuotannosta ja sähköiseen liikenteen julkiseen lataukseen olevien liittymien määrästä, sekä arvioida ennusteen todennäköisyyttä. Uutena asiana on myös liitteessä 2 kehittämisvyöhykkeiden määrittäminen. Kehittämisvyöhykkeiden tarkoituksena on jakaa verkonhaltijan alue perusteltuihin pienempiin kokonaisuuksiin, joille esitetään yksityiskohtainen perustelu valituille verkostotekniikoille. Liitteessä 2 on erillisenä kohtana joustopalveluiden vaihtoehtoisuus perinteisille investoinneille, missä verkonhaltijan on kuvattava sanallisesti, miten strategisessa suunnittelussa huomioidaan joustopalveluiden kehittyminen ja miten se huomioidaan tulevaisuuden investoinneissa. Verkonhaltijan pitää myös kuvata millaisissa olosuhteissa ja ympäristössä kapasiteettijoustoa tai toimitusvarmuusjoustoja käytetään, sekä kuinka kehittyneet verkstoratkaisut huomioidaan elinkaarikustannusten laskennassa. Tasasähköstä, akustoista ja joustopalveluista verkonhaltijan pitää toimittaa tiedot ensimmäisen kerran vuoden 2024 kehittämissuunnitelmassa.

Suurimpia muutoksia edelliseen kehittämissuunnitelmaan on kokonaisuudessaan liite 3 kustannusvertailu. Tässä liitteessä on vertailtava eri menetelmiä ja perusteltava ne kustannustehokkaiksi tai -tehottomiksi kehittämisvyöhykkeille 50 vuoden tarkasteluajalla. Luvussa 2.2.1 käsitellään tarkemmin kyseistä liitettä 3. Huomiona ettei edellisessä kehittämissuunnitelmassa ole mainintaa kustannustehokkuudesta tai kustannusvertailusta. Investointien painotus oli täysin toimitusvarmuuden saavuttamisessa vuoteen 2028 mennessä. Voikin sanoa edellisen kehittämissuunnitelman pääidean olleen saada Suomelle myrskyvarma verkko vuoteen 2028 mennessä. Nykyisen kehittämissuunnitelman pääprioriteetti on säästää asiakkaiden rahaa toimitusvarmuus toissijaisempana asiana.

Määräyksen liitteessä 4 on kerätty tietoja verkonhaltijan pitkän tähtäimen suunnitelmasta. Se sisältää sähköjakeluverkonhaltijan tarvittavat investoinnit verkon laatuvaatimusten täyttämiseksi. Erona edelliseen kehittämissuunnitelmaan uuden kehittämissuunnitelman täytyy sisältää tarkemmin tietoja vuosien 2014–2021, 2022–2028 ja 2029–2036 investoinneista ja laatuvaatimuksen kehityksestä. Uutena asiana verkkoalueelle pitää tehdä arvio tulevaisuuden kuormista ja tuotannon määristä, jonka edellyttämät investoinnit arvioidaan liitteessä 4.

Määräyksen liitteet 5 ja 6 ovat käytännössä samanlaiset kuin vanhassakin kehittämissuunnitelmassa. Uutena asiana lisätty liite 7 vaatimus kehittämissuunnitelmasta kuuleminen, joka tarkoittaa asiakkaita ja sidosryhmiä on kuultava vähintään kuukauden ajan. Kuulemisen aikana kehittämissuunnitelmaa voi kommentoida kuka tahansa. Verkkoyhtiön on vastattava kommentteihin ja tarvittaessa muokattava kehittämissuunnitelmaa kommenttien perusteella ja toimitettava kuulemisen tulokset sähköisesti Energiaviraston valvontajärjestelmään (Energiavirasto 2021c). Verkkoyhtiöt voivat toteuttaa kuulemisen haluamallaan tavalla, kunhan edellä mainitut asiat toteutuvat.

Vertaillessa edellistä kehittämissuunnitelmaa ja kesäkuulle 2022 toimitettavaa kehittämissuunnitelmaa, uuden kehittämissuunnitelman kulmakiviä ovat kustannustehokkuus, päätösten läpinäkyvyys ja mahdollisuuden luominen uusille teknisille ratkaisuille. Uuden kehittämissuunnitelman liitteistä on huomattavissa tarve perustella jokainen päätös ja osoittaa valitun menetelmän olevan kustannuksiltaan paras mahdollinen ja teknisesti sopiva kyseiselle alueelle. Uudesta kehittämissuunnitelmasta on huomattavissa EU:n sähködirektiivin vaatimuksia kehittyneistä verkstoratkaisuista, läpinäkyvyyden lisäämisestä ja pitkän aikavälin suunnitelman julki tuomisesta. Myöskin kuormien ja tuotannon kehityksen ennuste on mainittu sähködirektiivissä. Voidaan siis todeta uuden kehittämissuunnitelman perustuvan monin kohdin EU direktiiviin 2019/944. Vaatimus kustannustehokkuudelle on lähtöisin kuitenkin sähkömarkkinalaista.

2.2.1 Määräyksen liite 3: Sähkönjakeluverkon kehittämisvyöhykkeillä käytettävien ratkaisujen kustannusvertailu.

Energiaviraston määräyksessä kehittämissuunnitelmasta liitteessä 3 verkonhaltijan tulee kuvata verkkoyhtiön strategiasta johdetut pääsääntöiset verkon kehittämiskäytännöt ja esittää eri ratkaisuille kustannusvertailut. Kustannusvertailulla saadaan todistettua eri menetelmien kustannustehokkuus. Vertailussa pitää huomioida kaikki kehittämisvyöhykkeelle teknisesti mahdolliset ratkaisut. Verkonhaltija voi myös perustella tekniikoiden soveltamattomuuden eri tilanteissa, jolloin tekniikan voi jättää pois vertailusta. Tällaisia syitä ovat esimerkiksi lain asettama laatuvaatimustaso, keskeytyskriittiset käyttöpaikat tai kaavoituksen pakottamat valinnat. Mikäli tekniikalle ei ole perusteltavaa syytä kustannusvertailun ulkopuolelle jättämiselle, siitä on tehtävä kustannusvertailu. (Energiavirasto 2021c)

Määräyksen mukaisiin kehittyneisiin menetelmiin kustannusvertailu on tehtävä ensimmäisen kerran vuoden 2024 kehittämissuunnitelmassa. 1 kV kustannusvertailu muiden perinteisimpien menetelmien ohella on toimitettava osana kehittämissuunnitelmaa Energiavirastolle 30. kesäkuuta 2022 mennessä. (Energiavirasto 2021c)

Kustannustehokkuus eri menetelmille osoitetaan kehittämisvyöhykekohtaisesti käyttämällä esimerkkinä tyypillistä hankekokonaisuutta. Hankekokonaisuus voi olla oikea alue verkossa tai mallinnettu yleispätevä verkkoalue. Elinkaarikustannuksissa on eriteltävä investointikustannukset, muut kertaluontoiset kustannukset, operatiiviset kustannukset, keskeytyksestä aiheutunut haitta ja muut perusteltavissa olevat kustannukset. (Energiavirasto 2021c)

2.3 Sähkönkysynnän muutos haja-asutusalueen verkkoyhtiöllä

Kehittämissuunnitelmassa on arvioitu tulevaisuuden kulutuskäyttäytymistä verkkoalueella. Sähkönkulutusta erityisesti kasvattavat teollisuuden, liikenteen ja lämmityksen sähköistyminen. Teollisuuden päästöjen pienentäminen sähköistämällä prosesseja on arvioitu nostavan sähkönkulutusta eniten. Sähkönkulutuksen kasvua hillitsee väestön väheneminen verkkoalueella, energiatehokkuuden paraneminen ja ilmastonmuutoksesta johtuva lämmityksen tarpeen pienentyminen. (Elenia Verkko 2022)

Verkkoyhtiössä on arvioitu tuulivoimakapasiteetin kolminkertaistuvan ja aurinkovoimatuotannon vähintään kuusinkertaistuvan seuraavan 10 vuoden aikana. Näiden tuotantojen huipputehoja tullaan todennäköisesti hillitsemään joustoilla tulevaisuudessa. Uuden sukupolven sähkömittarit ja asiakkaiden kotiautomaatio mahdollistavat reaaliaikaisemmat mittaustiedot, jotka ovat edellytyksenä joustojen dynaamisemmalle käytölle. Kokonaisuutena haja-asutusalueen verkkoyhtiöllä väestön määrä tulee vähenemään noin 5 % vuoteen 2035 mennessä, kun väestö siirtyy kasvukeskuksiin ja niiden ympäryskuntiin. Sähköliittymien määrän arvioinnissa on epävarmuutta, johtuen purettavien liittymien olevan yksittäisiä taloja haja-asutusalueella ja uudet liittymät ovat kasvukeskusten rivi- ja kerrostaloja. (Elenia Verkko 2022)

Liikenteen sähköistyminen tulee näkymään sähkön kysynnän kasvuna kasvattaen sähköverkon huipputehoja ja sähköenergian kysyntää. Varsinkin pikalaturit tulevat nostamaan pienjänniteverkkojen hetkellisiä huipputehoja merkittävästi. Sähköenergian lataustarpeeseen vaikuttavat sähköautojen akkukapasiteetti ja asiakkaiden ajokilometrit. Haja-asutusalueella liikenteen sähköistyminen voi kasvattaa verkkojen kuormittumista. Alueilla muuten vähenevä kuormitus asiakaskadon muodossa vaikuttaa kuitenkin verkkojen kuormitukseen laajemmassa mittakaavassa. Nämä teettävät lisähaasteita vanhan verkon korvaamistekniikan määrittämisessä. (Lassila et.al. 2019)

EU:n vihreän siirtymän suunnitelmassa on osana Fit for 55-energiapaketti, jonka tavoitteena on vuoteen 2030 mennessä leikata 55 % vuoden 1990 päästöistä. 55-paketissa puhutaan Euroopan laajuisesta liikenneverkon TEN-T-ydinverkosta, johon Suomessa kuuluu 1100 km maantietä. TEN-T-ydinverkon varrella tulee olla henkilöautoja varten mahdollisuus pikalataukseen korkeintaan 60 km välein. Latauskentän kokonaistehon on oltava 300 kW vuoteen 2025 mennessä, jossa on oltava vähintään yksi 150 kW huipputehon omaava latauslaite. Vuoteen 2030 mennessä on oltava 600 kW kokonaistehon latauskenttä vähintään kahdella 150 kW huipputehon omaavalla latauslaitteella. Raskasta liikennettä varten on oltava näiden lisäksi huomattavasti isommat latauskentät 60 km välein. Vuoteen 2025 mennessä kokonaisteholtaan 1400 kW ja vuoden 2030 loppuun mennessä 3500 kW. (Elenia Verkko 2022)

3 KEHITTYNEET VERKOSTORATKAISUT VERKKOYHTIÖISSÄ

Tässä työssä käsitellään kehittyneistä verkostoratkaisuista tasasähköjärjestelmät, energiavarastot ja joustopalvelut. Tämän lisäksi käsitellään myös 1 kV -tekniikat. 1 kV:n verkkoa tekniikkana on käytetty jo 2000-luvun alkupuolella. 1 kV jakelua kuvastaa paremmin termi vaihtoehtoinen verkostoratkaisu. Tällä hetkellä kehittyneistä verkostoratkaisuista energiavarastot ovat lähimpänä toteutusvaihetta Elenialla. Joustopalvelut ovat mahdollisia ottaa käyttöön lähivuosien aikana, kun lainsäädäntö mahdollistaa joustopalveluiden käytön järkevästi. Tasasähköjärjestelmät vaikuttavat potentiaaliselta keinolta investoida viimeisille kaapeloimattomille haaroille vuoden 2036 toimitusvarmuusvaatimus takarajan lähestyessä. Tasasähköjärjestelmät ja 1 kV:n järjestelmät eivät ole tällä hetkellä verkkoyhtiön investointivaihtoehtoina.

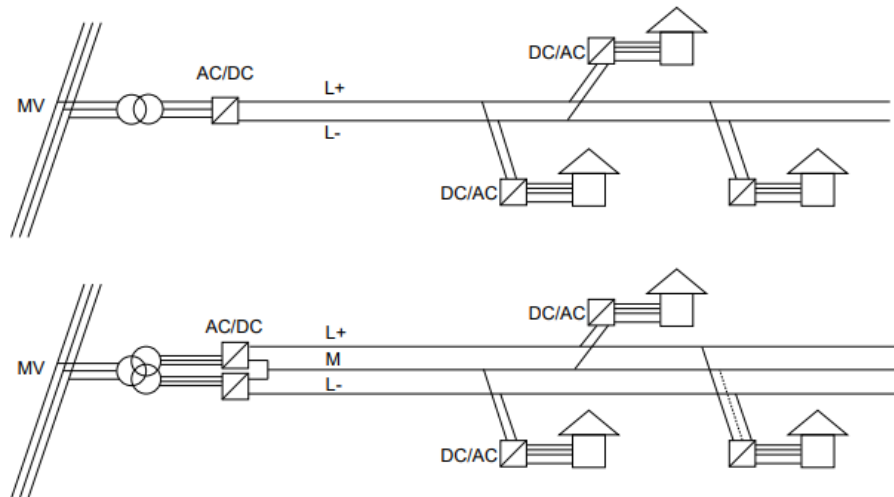
3.1 Tasasähköjärjestelmä (LVDC)

LVDC-tasasähköjärjestelmä on teknisesti mahdollinen menetelmä keskijänniteverkon haarajohtojen korvaamiseksi. Haja-asutusalueiden kaikkia vanhentuvia haaroja ei ole järkevää uusia uudeksi keskijänniteverkoksi pienentyneen kulutuksen myötä. Ennen Energiaviraston toimitusvarmuuden takarajan muutosta vuodelta 2028 vuoteen 2036 verkkoyhtiön tavoite oli kaapeloida 75 % verkosta vuoteen 2028 mennessä (Intra 2021). Tuolloin verkkoalueella olisi vielä 7000 km KJ-ilmajohtoverkkoa. Vuoden 2028 jälkeen LVDC tuo mahdollisuuden toimia mahdollisesti kustannustehokkaammin verkkoalueilla, joissa ei ole vielä KJ-ilmajohtoa kaapeloitu. Perinteisen AC-verkon korvaamiseksi LVDC-verkko tarvitsee tasasuuntaajan ja vaihtosuuntaajia, sekä siinä voidaan käyttää KJ-kaapelin sijasta PJ-kaapelia jännitetasojen ollessa tarpeeksi matalat (Karppanen 2020).

LVDC-tekniikan hyviä puolia ovat suurempi siirtokapasiteetti ja pienemmät häviöt verrattuna LVAC-tekniikkaan, tehoelektronikan hinnankehitys, vaihtosuuntaajilla mahdollinen loistehon kompensointi sekä aktiivinen jännitteenohjaus tasasuuntaajilla, joka mahdollistaa paremman sähkönlaadun. DC-verkkoon on myös helpompi yhdistää hajautettua tuotantoa ja sähkövarastoja. Heikkouksina nähdään standardisoinnin puute, vähäinen käyttökokemus sekä DC-laitteiksi optimoitujen laitteiden puute markkinoilla. Myöskään regulaatio ei tarjoa merkittävää kannustinta tasasähkölle. Komponenttien hinnat ovat myös vielä kalliita, koska valmistusvolyymit ovat vähäisiä ja standardoinnin puute johtaa kalliisiin kehityskustannuksiin. LVDC-tekniikka on vielä pilotointivaiheessa, joten se

tarvitsee vielä lisää tutkimusta ja innovointia, jotta se olisi kustannuksiltaan kilpailukykyisempi menetelmä. (EU Comission 2021)

LVDC-verkon voi rakentaa unipolaarisena tai bipolaarisena. Kuvassa 3.1 esitetty unipolaarisen verkon ja bipolaarisen verkon rakenne.



Kuva 3.1 Verkon rakenne ylemmässä kuvassa unipolaarinen verkko ja alempi bipolaarinen verkko. (Karppanen 2020)

Unipolaarinen verkko koostuu kahdesta johdosta, joista toinen on positiivinen napa (L+) ja toinen on paluujohdin (L-/PEL). Bipolaarinen verkko koostuu kolmesta johdosta positiivinen napa (L+), negatiivinen napa (L-) ja keskipistejohdin (M/PEM).

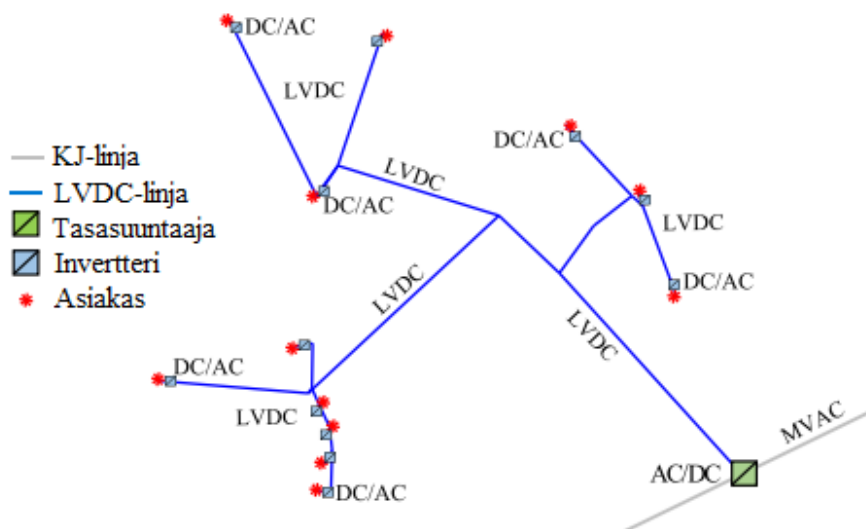
LVDC- tekniikalla saavutettava nimellisjännite on bipolaarisessa järjestelmässä ± 750 V tai unipolaarisessa 1500 V. Tasasähköjärjestelmissä voi käyttää pienempiäkin jännitetasoja, mutta samalla haaralla käytettävässä useammassa LVDC-jännitetasossa ei ole hyötyä sähkönsiirron kannalta. Useamman jännitetaso käyttäminen voisi olla järkevä valinta, mikäli kulutuskohteissa käytettäisiin suoraan tasasähköä, jota varten pitäisi pienentää jännitettä (Karppanen 2020).

1500 V unipolaarisessa järjestelmässä on huomioitava korkea jännite rakennesuunnittelussa. Kaikki PJ-verkon komponentit eivät enää kestä yli 1 kV ylittävää jännitettä, jonka myötä bipolaarinen ± 750 V vaikuttaisi järkevämmältä vaihtoehdolta LVDC-jakeluverkolle

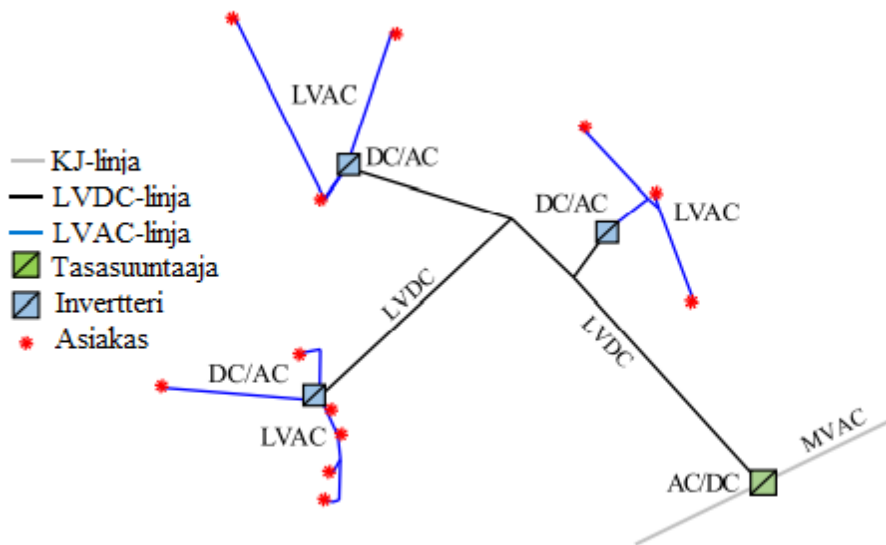
(Nuutinen et. al. 2017). 1,5 kV jännitettä kestävämmät PJ-verkon komponentit ovat kustannuksiltaan kuitenkin pieni osa LVDC-tekniikan kokonaiskustannuksista, joten 1,5 kV jännitetasoa ei kannata tämän perusteella tyrmätä. Korkeammasta jännitetasosta on saatavilla paljon hyötyjä suhteessa pienempään jännitetasoon. LVDC-verkon kalleimmille komponenteille kaapeleille ja suuntaajille ei ole merkitystä onko jännitetaso 750 V vai 1,5 kV, sillä PJ-kaapelit ja suuntaajat kestävät 1,5 kV DC-jännitettä.

Tasasähköjärjestelmät voivat olla maadoitettuja tai maasta erotettuja. Maadoitus tarvitsee kunnolla toimiakseen alle 1Ω maadoitusvastuksen. Suomessa maaperän resistiivisyys on kuitenkin keskimääräisesti $2,3 \Omega$, joten on järkevämpää rakentaa maadoitus tasasähköverkolle maasta erotettuna IT-järjestelmänä, kuin parantaa maadoitusolosuhteita. (Nuutinen et. al. 2017)

Tasasähköjärjestelmä voidaan kokonaisuutena rakentaa kahdella eri tavalla riippuen inverttereiden sijoittamisesta verkkoon. Kuvassa 3.2 nähtävissä kokonaisvaltainen DC-ratkaisu ja kuvassa 3.3. nähtävissä linkkityyppinen DC-ratkaisu.



Kuva 3.2 Esimerkki kokonaisvaltaisesta DC-ratkaisusta. (Karppanen et al. 2017)



Kuva 3.3 Esimerkki linkkityyppisestä DC-ratkaisusta. (Karppanen et al. 2017)

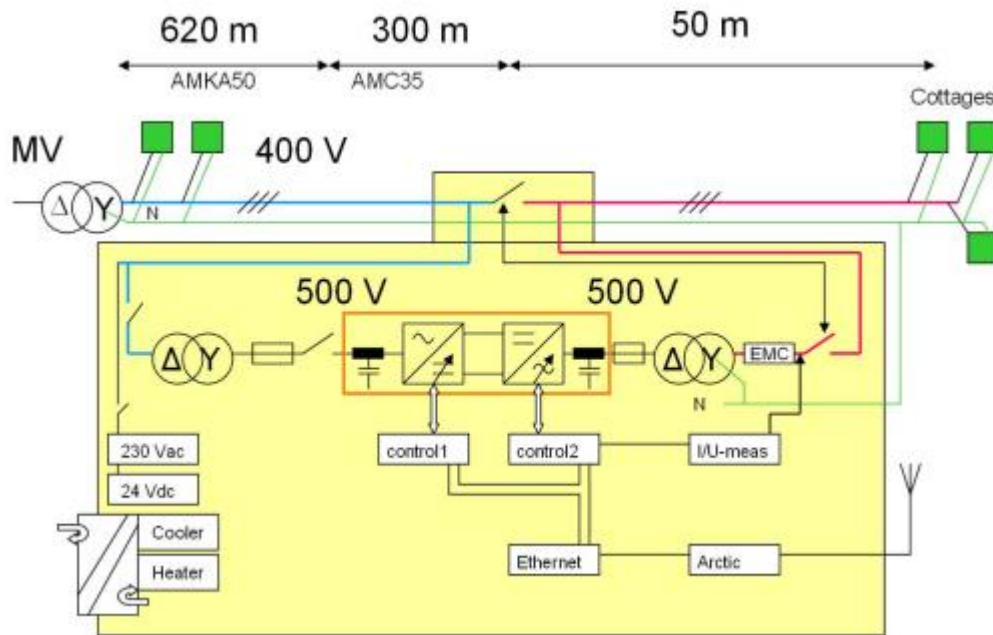
Molemmissa tapauksissa tasasähköistettävän haaran alkuun asennetaan tasasuuntaaja, joka tekee haaran LVDC-verkoksi. Kokonaisvaltaisessa DC-ratkaisussa (Full-DC) invertterit sijoitetaan asiakkaan viereen, jolloin haara on kokonaan tasasähköä pois lukien vaihtosuuntaajan ja asiakkaan välinen lyhyt LVAC-kaapeli. Tällöin verkkoon tarvitaan useampia pienempiä inverttereitä. Toinen tapa on linkkityyppinen tasasähköjärjestelmä (Link-Type), jossa asennetaan isompia inverttereitä haaralla oleviin risteyskohtiin. Tällöin asiakkaan ja invertterin väliin jää pidempi etäisyys AC-sähkön siirtoa. (Karppanen et al. 2017)

LVDC-verkossa voidaan käyttää KJ-kaapelin sijasta PJ-kaapelia, joka tuo hieman investointisäästöjä. KJ-kaapeloinnin hinta on kuitenkin tullut lähemmäksi PJ-kaapeloinnin hintaa, joten säästöjen puolesta ei tämä ole kovinkaan merkittävä. Mahdollisesti suurempi kustannushyöty on tulevaisuudessa saavutettavissa muilla LVDC-tekniikan mahdollistamilla lisäpalveluilla. Lisäpalveluita ovat loistehon kompensointi, saarekekäyttö sähkövarastojen ja hajautetun tuotannon avulla sekä ICT-kehityksen myötä saatava suurempi reaaliaikainen datan saanti.

3.1.1 Back-to-back -konvertteri LVDC-pilotti

Elenia ja ABB Oy Drives aloittivat ensimmäisen pilotin vuonna 2010 Keski-Suomessa, jonka tarkoituksena oli parantaa saarella olevan mökkikylän sähkönlaatua

back-to-back -konvertterilla. Pilotissa ei siirretty sähköä tasasähköllä matkan puolesta ollenkaan, mutta siinä saatiin testattua point-to-point -tyylistä LVDC-verkon toimivuutta jakeluverkossa. Kuvassa 3.4 esitettynä konvertterikaapin kaaviokuva.

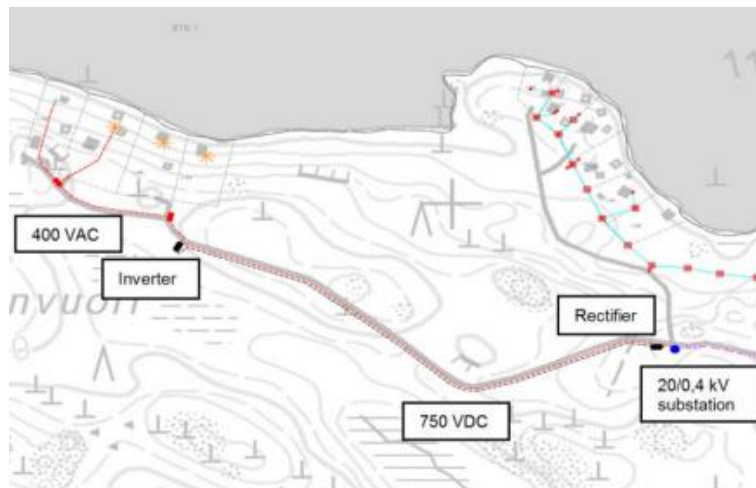


Kuva 3.4 1.pilotin Back-to-Back konvertterin kaaviokuva. (Niiranen et.al.2010)

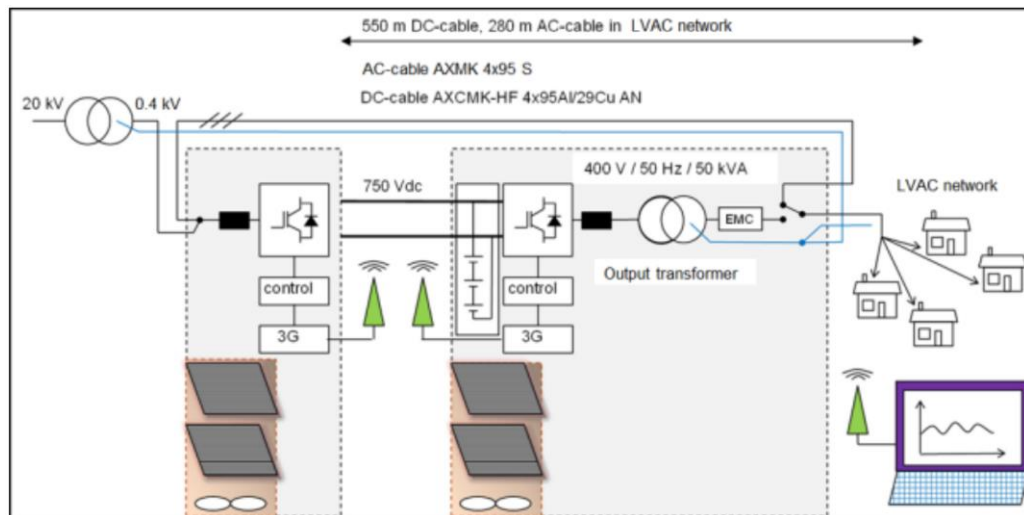
Kuvassa 3.4 nähdään selvästi, ettei sähköä siirretty tasasähköllä matkaa, vaan AC muutettiin DC:ksi ja takaisin AC:ksi kaapin sisällä. Pilotissa saatiin todistettua verkkoon kytkettyjen konvertterien tukevan verkon tasapainoa ja parantavan sähkönlaatua huomattavasti. LVDC-systemi piti asiakkaiden jännitteen alle 1 % vaihtelulla nimellisestä, kun ilman LVDC-systemiä jännitteen alenema olisi ollut jopa yli 25 % jännitteen tason. Suurimmat tekniset haasteet johtuivat haasteellisista maaston olosuhteista, sekä teollisuuskäyttöön tarkoitettujen konverttereiden käytöstä jakeluverkossa. Teollisuuskäyttöön suunnitellut konvertterit olivat kalliita ja tarjosivat heikon energiatehokkuuden. Asiakkaiden näkökulmasta sähkönlaatu parani merkittävästi, mutta heikkoutena asiakkaat valittivat laitteiston tuulettimien kovaa ääntä, joka kuului asiakkaiden tonteille asti. Pilotilla saatiin todistettua LVDC-verkon toimivuus teknisellä tasolla. Piloti kuitenkin purettiin nopeasti meluhaitan vuoksi. (Niiranen et.al.2010; Hakala et.al.2015a)

3.1.2 Point-to-point unipolaarinen LVDC-pilotti

Elenia ja ABB Oy Drives aloittivat toisen LVDC-pilotin vuonna 2013. Pilotin tarkoituksena oli saada pitkän aikavälin dataa LVDC-feroinnista, huoltotoimenpiteistä ja elinkaarikustannuksista. LVDC-pilotti aloitti operoinnin maaliskuussa 2014 Kylmäkoskella, ja se toteutettiin point-to-point periaatteella unipolaarisena 750 V jännitteellä. Kuvassa 3.5 nähtävissä pilotin testialue, ja kuvassa 3.6 nähtävissä pilotin periaatekuva.



Kuva 3.5 Testialueen verkkokuva Kylmäkoskella. (Hakala et.al.2015b)



Kuva 3.6 2.pilotin periaatekuva. (Hakala et.al.2015b)

Muuntamolta lähtee tasasuuntaajalle 400 V AC-syöttö. Kuvasta 3.6 nähdään vaihtojännitteisen kaapelin menevän tasajännitteenkaapelin rinnalla DC-linjan vikatilanteiden varalta. DC-verkon toimiessa normaalisti tasasuuntaajalla vaihtosähkö muunnetaan 750 V tasasähköksi ja vaihtosuuntaajalla tasasähkö muunnetaan takaisin perinteiseksi 400 V

vaihtojännitteeksi asiakkaita varten. Asiakkaita pilotin piirissä oli enimmillään neljä kappaletta. (Hakala et.al.2015b)

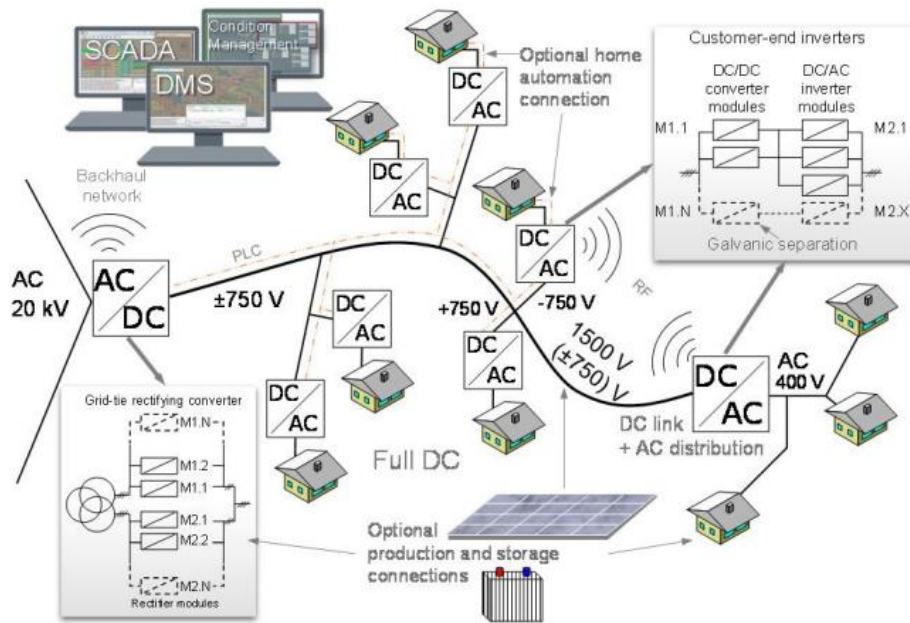
Vaihtosuuntaajan ja tasasuuntaajan kaapit olivat muokattu teollisuuskäyttöisistä kaapeista. Ne eivät olleet modulaarisia, eivätkä asentajaystävällisiä mahdollisia vikatilanteita varten. Asennusten optimointi jäi tässä pilotissa tekemättä.

Pilotilla saatiin todennettua LVDC-jakelun toimivan pidemmälläkin aikavälillä. Pilotissa alun perin piti olla käytössä tietoliikenneyhteys, jolla olisi saatu reaaliaikaista dataa paremmin käsiteltäväksi. Tietoliikenneyhteys pilvipalveluineen ei kuitenkaan toteutunut testausta pidemmälle, joten paljon mahdollista dataa jäi pilotista saamatta.

Asiakkaat eivät havainnoineet ongelmia ennen vuotta 2020, jonka jälkeen häiriöitä alkoi esiintymään verkossa. Jälleenkytkentöjen aikana tasasuuntaajassa esiintyi häiriöitä, jolloin tasasuuntaajan olisi kuulunut sammua ja kytkeä sähkönsyöttö AC-syöttöön. Vaihtosuuntaajassakin alkoi esiintyä pilotin loppuvaiheessa häiriöitä. Testialueen verkko olisi vaatinut tasasuuntaajan ja mahdollisesti vaihtosuuntaajan korjaamista. Jotta pilotista olisi saanut vielä uutta tietoa, olisi testihaaralle tarvittu tietoliikenneyhteyden rakentamista. Vuoden 2021 lopulla Elenian 2. DC-pilotti päätettiin purettavaksi.

3.1.3 3.pilotti osana LVDC-Rules kokonaisuutta

Ensto, LUT-yliopisto ja Elenia aloittivat vuonna 2015 tutkimusprojektin LVDC-Rules, jossa LVDC-pilotointi oli yksi osa. Kuvassa 3.7 on esitetty suunnitelma pilotin rakenteesta. (Kaipia et.al.2016)



Kuva 3.7 Pilotin suunniteltu verkkorakenne. (Kaipia et.al.2016)

Pilotissa oli tarkoituksena testata kokonaisvaltaista DC-ratkaisua kuin myös linkkityyppistä DC-ratkaisua. Suunnitelmissa oli myös modulaariset kaapit vaihtosuuntaajille ja tasasuuntaajille. Pilotissa suureen rooliin myös oli asetettu ICT, jonka kehittämisellä saataisiin enemmän dataa tietojärjestelmille. Myöhäisemmässä vaiheessa pilotista oli suunniteltu myös sähkövarastojen ja pientuotannon yhdistäminen DC-verkkoon.

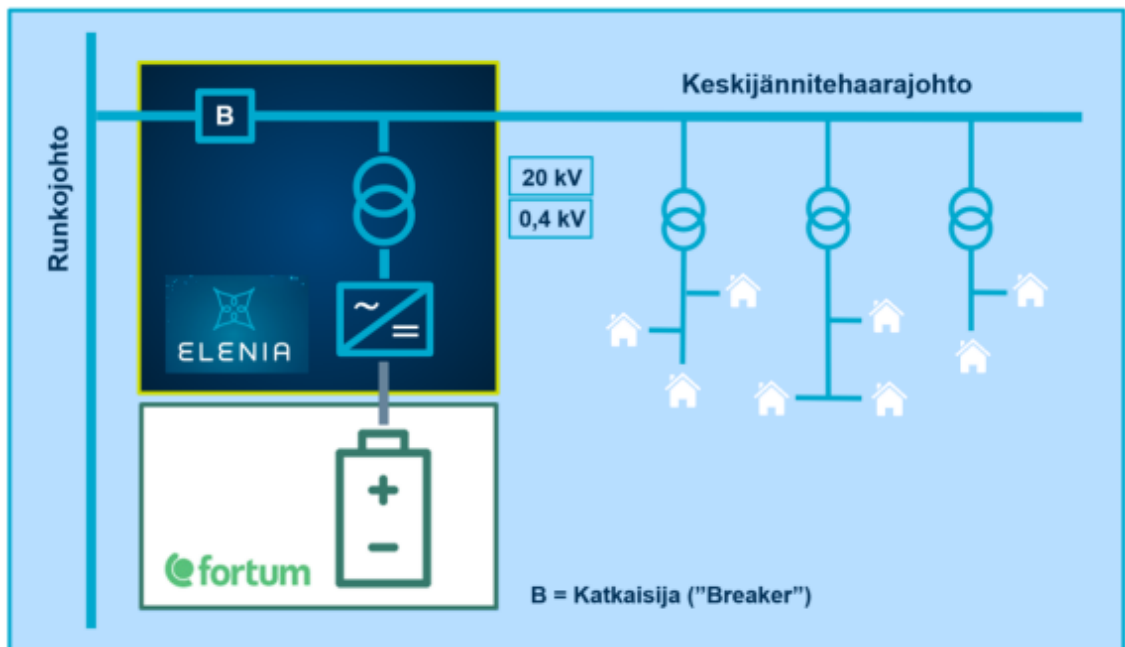
Elenian verkkoalueelta löydettiin potentiaalinen verkkoalue, johon tehtiin myös suunnitelmat pilotista varten. Pilotissa päästiin lähelle modulaarista ratkaisua asennuskaapeille, mutta kyseiset ratkaisut olisivat vaatineet vielä lisää tutkimusta ja kehitystyötä, joka olisi vaatinut enemmän rahaa. Pilotin haasteiksi muodostui myös ICT-järjestelmien toimivuus PJ-verkossa. Lopulta Elenia vetäytyi pilotista vuonna 2019, sillä kustannuksiltaan kehitystyö olisi käynyt liian kalliiksi, eikä kustannustehokkuutta olisi ollut saavutettavissa.

3.2 AC-mikroverkko akkuvarmistuksella

Sähkövarastoilla saadaan parannettua sähkönsyötön luotettavuutta, eli pienennettyä asiakkaiden kokemia keskeytysaikoja. Tämä mahdollistaa keskeytyskustannuksien pienentymisen verkkoyhtiöille. Sähkövarasto ei poista verkosta yhtään vikaa, mutta se pienentää vikojen kestoa. Joissain tapauksissa vika ei näy asiakkaalle kuin

jälleenkytkentöinä. Jälleenkytkennät tapahtuvat, kun akku kytketään syöttämään haaraa saarekkeena ja kun syöttö kytketään takaisin sähköasemalta (Kainulainen 2019). Akkujärjestelmää voidaan myös käyttää loistehon kompensointiin ja tehuippujen hallitsemiseen. Akuilla voidaan myös hillitä pienvoimaloiden ja sähköautojen lisääntymisen aiheuttamaa verkon vahvistamisen tarvetta (Alaperä et.al. 2019).

Akkulaitteisto koostuu akusta ja liitälaitteistosta, jolla mahdollistetaan akuston liittäminen KJ-verkkoon. Periaate verkossa esiintyvistä omistusrajapinnasta esitetty kuvassa 3.8.

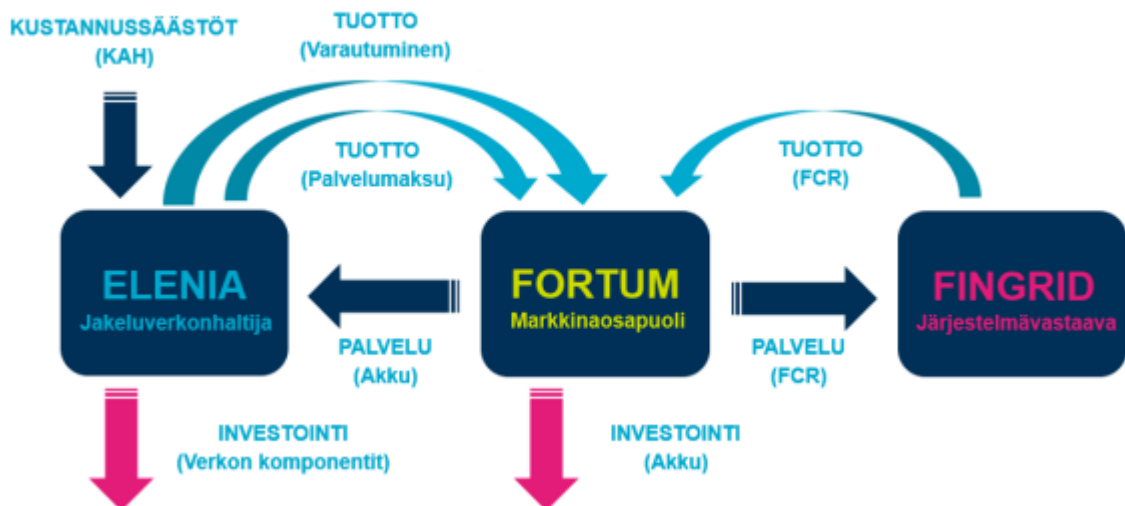


Kuva 3.8 Akkujärjestelmän omistus rajapinta liitälaitteiston ja akun välillä. (Alaperä et.al. 2019)

Liitälaitteiston merkittävimmät osat ovat sisältä hoidettava puistomuuntamo, suuntaajalaitteisto oheislaitteineen, muuntaja, verkkokatkaisija, vikojen indikointiin tarvittavat laitteistot, verkon suojalaitteet sekä akuston liittämiseen verkkoon vaadittavat kaapeloinnit. Kaapelointi suoritetaan myös lyhyeltä matkalta haaralta, jotta katkaisija saadaan tehtyä koppimallisena. Kaapelointia tehdään vain tarvittava määrä, jotta kustannukset pysyisivät mahdollisimman matalina. Verkkoyhtiöt eivät lähtökohtaisesti saa omistaa tai operoida energiavarastoja Suomessa. Mikäli sähkövarastoa ei ole saatavilla verkkoyhtiön tarpeisiin, voi sähköverkkoyhtiö omistaa ja käyttää sähkövarastoa sähköntoimitusvarmuuden parantamiseen (Valtioneuvosto 2018). Tarkastelussa olevassa

akkuvaihtoehdossa markkinaosapuoli kuitenkin omistaa akun ja verkkoyhtiö omistaa liitäntälaitteiston. Niinpä verkkoyhtiö ostaa akkukapasiteettia tarvittaessa palveluna energiayhtiöltä.

Verkon toimiessa normaalisti energiayhtiö osallistuu akulla Fingrid:n ylläpitämään taajuusohjatun käyttöreservin markkinoille. Verkkoyhtiön on mahdollista varata akkukapasiteettia ennakkoon esimerkiksi suurhäiriöiden varalta. Näissä tilanteissa akku ladataan täyteen ennen ennustettua myrskyä. Yllättävissä vikatilanteissa akun varaus voi kuitenkin olla mitä vain 10–90 % välillä. Akun hetkellinen varaustila riippuu viimeisimpien tuntien aikana akun osallistumisesta reservimarkkinoille. Kuvassa 3.9 esitetty eri osapuolien väliset suhteet akkuvaihtoehdon markkinamallissa. (Hakala et.al. 2021)



Kuva 3.9 Verkkoyhtiön akkukonseptin osapuolien väliset suhteet (Alaperä et.al. 2019)

Kuvassa 3.9 nähtävissä verkkoyhtiön näkökulmasta säästöjen muodostuvan keskeytyksestä aiheutuneen haitan pienentymisestä ja kustannukset investoinnista liitäntälaitteistoon. Tämän lisäksi jakeluverkonhaltija maksaa palvelumaksua markkinaosapuolelle. Yksinkertaistamiseksi voidaan olettaa jakeluverkonhaltijan maksaman palvelumaksun olevan akun käyttöajalta samankokoinen kuin markkinaosapuolen verkkoon liittymismaksu.

3.2.1 Kurun akkupilotti

Edellä mainittu akkuvaihtoehto on kehitetty osana pilottia vuosina 2018–2020. Tämän pilotin tarkoituksena on ollut kehittää konsepti akkujen ympärille. Konseptissa akut ovat

kytkettyinä jakeluverkossa, jolloin akkujärjestelmä tuottaa säästöjä jakeluverkonhaltijalle häiriötilanteissa sekä mahdollistaa paremman toimitusvarmuuden asiakkaille. Normaalisissa tilanteissa akku osallistuu sähkömarkkinoille, jolloin akkujärjestelmä tuottaa Fortumille säätöreservin kautta. Osapuolina tässä pilotoinnissa ovat olleet verkonhaltijana Elenia, markkinaosapuolena Fortum ja liitäntälaitteiston kehittäjän Zero Hertz System. Pilotissa saatiin kehitettyä konsepti, joka on jakeluverkonhaltijalle ja markkinaosapuolelle kannattava. (Alaperä et.al. 2019)

Pilotin myöhäisemmässä vaiheessa toteutettiin edellisessä vaiheessa suunniteltu akkujärjestelmämalli konkreettisesti jakeluverkon haaralle. Testihaara sijaitsee Kurussa Pirkanmaalla. Akkujen yhteenlaskettu koko on 300 kW/220 kWh. Akkujärjestelmä sijaitsee KJ-haaran alussa, jonka piirissä on 11 muuntamoita ja satoja asiakkaita ja sen etäisyys sähköasemalta on 31 km. Kenttätetit laitteistolle alkoivat Kurussa maaliskuussa 2019. Alkuvaiheessa testattiin haaran suojauksen toimivuus saarekekäytössä onnistuneesti. Keväällä 2019 aloitettiin akkujärjestelmän loistehon kompensointi ja elokuussa 2019 Fortum osallistui sähkömarkkinoille akkujärjestelmällä. Toukokuusta 2020 asti automaattinen saarekekäyttö aloitti toimintansa. Tästä lähtien akkupilotti on ollut täydessä käytössä. Ensimmäisen kerran tositoimiin akkujärjestelmä pääsi kesäkuussa 2020, jolloin järjestelmä toimi moitteettomasti saarekkeena. Vian mentyä ohi, verkko palautui normaaliksi sähköasemalähtöiseksi syötöksi. (Hakala et.al. 2021)

Verkkoyhtiölle akusta saatava säästö tapahtuu keskeytyksistä aiheutuvan haitan pienenemisellä, eli KAH-kustannuksien pienenemisellä. KAH-kustannusten säästö akkujärjestelmällä saadaan saarekekäytössä ja verkkokatkaisijalla. Saarekekäytössä muualla johtolähdöllä tapahtunut vika ei näy akkujärjestelmän omaavalla haaralla. Akkujärjestelmän toimiessa verkkokatkaisijana haaralla tapahtuva vika ei vaikuta muun johtolähdön sähkönsyöttöön.

3.2.2 Akkujärjestelmien tulevaisuuden suunnitelmat

Kurun pilottilaitteistolla akkujärjestelmä toimi mainiosti verkon vikatilanteissa ja saadut tulokset ovat olleet lupaavia. Pilotissa saatiin todistettua konkreettisesti akkujärjestelmän potentiaali. Akkujärjestelmä ei kuitenkaan ollut vielä valmis tuote, vaan vaati kehittämistä.

Elenia solmi innovaatiokumppanuussopimuksen Fortumin ja Merus Powerin kanssa alkuvuodesta 2021. Innovaatiokumppanuuden tavoitteena on kehittää jakeluverkkoa tukevasta akustosta kaupallisesti valmis tuote. (Intra 2021)

Akkujärjestelmän kehitystyöhön liittyen sisältyy 2 kpl testiasennuksia 2022–2023, jonka jälkeen akkujärjestelmiä kytketään verkkoon vähitellen. Varovaisena arviona voisi pitää vuoden 2023 jälkeen akkukohteiden lisääntyvän muutamalla kappaleella vuodessa, niin pitkään kuin potentiaalisia haaroja verkkoalueella riittää. Tällä hetkellä verkkoyhtiön haarojen investointi priorisointi tarkastelulla verkkoyhtiön verkkoalueella on noin 20 potentiaalista akkujärjestelmän paikkaa. Haaran potentiaalisuuteen vaikuttavat asiakkaiden lukumäärä, keskiteho, haaralla sijaitsevat keskeytyskriittiset asiakkaat ja akkulaitteistosta saatava hyöty verkkokatkaisijana. Myös haaran nykyinen vikaherkkyys ja muut alueen tulevat suunnitelmat vaikuttavat potentiaalisuuteen.

Fortumin kanssa tehdyissä palvelusopimuksissa on verkkoyhtiön kannalta järkevämpää käyttää suurempia akkuja verrattaessa pienempiin akkuihin. Verkkoyhtiön puolesta pärjäisi pienemmilläkin akuilla, mutta isommilla akuilla Fortum voi osallistua suuremmilla volyymeilla sähkömarkkinoille. Isommalla akulla saadaan painettua akkujen palvelumaksua €/kWh/a halvemmaksi. Suuremmilla akuilla Elenia pystyy kattamaan sähkönjakelun rungon vikatilanteissa haaralla oleville asiakkaille pidempiä aikoja tai suurempia teho- ja energiamääriä. Akkujen koko on 600 kW/600 kWh. Sopimuksessa on sovittu akkujen kestävän 10 vuotta sovituissa akkukapasiteetin heikkenemisen rajoissa. Vielä ei ole tehty suunnitelmia puretaanko akkujärjestelmä 10 vuoden jälkeen vai jatketaanko akkujärjestelmän käyttöä verkossa. Tähän vaikuttaa akkujärjestelmän kunto 10 vuoden kohdalla. Komponenttien kulumisesta ei ole vielä kokemusta verkkoakutasolla. Elenian vuoden 2022 kehittämissuunnitelmassa akkulaitteiston tekniseksi eliniäksi on oletettu 15 vuotta (Elenia Verkko 2022).

3.3 Joustopalvelut

EU:n sähkömarkkinadirektiivissä (2019/944) todetaan kuluttajilla olevan keskeinen rooli sähköverkon tarvittavan joustavuuden saavuttamisessa, sähköverkon sopeutumisessa hajautettuun ja vaihtelevaan energiantuotantoon. Kuluttajille on tarjottava välineet

osallistumiseen sähkömarkkinoille, jotta Euroopan Unionin uusiutuvan energian tavoitteet olisivat saavutettavissa. Verkkoyhtiöiden tulee tarjota kaikille asiakasryhmille pääsy sähkömarkkinoille, jotta asiakkaat voivat käydä kauppaa joustavuudella ja omalla hajautetulla tuotannolla. (EU 2019)

Työ- ja elinkeinoministeriön älyverkkotyöryhmän loppuraportissa esitettiin useita ehdotuksia joustopalveluille. Jakeluverkkoyhtiöiden toteuttamasta kuormanohjauksesta luovutaan ja siirrytään markkinaehtoiseen kulutuksen ohjaukseen. Kuormanohjaustoiminnallisuus tulee kuitenkin sisällyttää seuraavan sukupolven älymittareihin niille asiakkaille, joilla on merkittäviä ohjattavia kuormia. Jakeluverkkoyhtiön roolina on luoda tekninen alusta, jonka kautta palveluntarjoajat muodostavat varsinaiset ohjauskäskyt. (Valtioneuvosto 2018)

3.3.1 Erilaiset joustopalvelut

Joustot voidaan karkeasti jakaa kolmeen eri ryhmään. Joustoja ovat kulutusjousto eli kysyntäjousto, kapasiteettijousto ja toimitusvarmuusjousto. Kapasiteettijousto ja kulutusjousto ovat periaatteiltaan samankaltaisia, mutta syyt niille ovat eri. Kulutusjousto on energiankulutuksen vähentämistä tai lisäämistä tietyllä hetkellä sähkön tuotannon vastaamalle tasolle. Toisin sanoen ohjataan kulutusta tunneille, jolloin sähkön hinta on halvempaa. Yhteiskunnan sähköistyminen lisää energian kulutusta samalla, kun energian tuotanto on tulevaisuudessa vielä enemmän riippuvainen säästä kasvaneen tuuli- ja aurinkovoiman tuotannon johdosta. Tällöin tuotantoa on enemmän tuulisina ja aurinkoisina päivinä, jolloin sähkön tuntihinta laskee. Kulutusjoustolla pyritään lisäämään kulutusta näille halvoille tunneille ja vähentämään kulutusta, kun sähkön hinta on kallista.

Kapasiteettijoustopaikassa kulutusta vähennetään hetkinä, kun verkon siirtorajat tulevat vastaan. Yleisesti ottaen KJ-verkko verkkoyhtiön alueella on mitoitettu riittävän suureksi. PJ-verkossa voi kuitenkin siirtorajoja tulla vastaan, mikäli tietyillä alueilla ei ole ennakoitu sähköautojen latauspisteitä tai aurinkovoimaloiden suurta lisääntymistä. Kapasiteettijousto tulisi myös mahdolliseksi harvinaisissa vikatilanteissa sähköasemalla. Vikoja voi esiintyä esimerkiksi päämuuntajalla, 110 kV syötössä tai 20 kV kiskossa. Vikatilanteissa varasyötön muodostaminen riittävän vahvalla syötöllä voi olla hankalaa. Näissä tilanteissa kapasiteettijoustopaikasta olisi apua vian korjaamisen ajaksi. Kapasiteettijoustopaikkaa voitaisiin

käyttää ennenaikaisten tai rahallisesti suurien investointien välttämiseen piikkitehoja leikkaamalla. Kapasiteettijoustosta voi olla myös hyötyä SJ-tasolla esimerkiksi silloin, kun tuulivoimaa lisätään verkkoon suuria määriä eikä siirtokapasiteetti riitä.

Ilman toimitusvarmuusjoustoasiakkaalla näkyvä yhtäjaksoinen sähkökatkos saa olla vuonna 2036 Suomessa 6 tuntia taajama-alueella ja 36 tuntia taajaman ulkopuolella. Toimitusvarmuusjoustossa hyödynnetään joustopalveluita toimitusvarmuusmääräysten saavuttamiseksi. Joissain tilanteissa säävarman sähköverkon rakentaminen ei ole taloudellisesti järkevin vaihtoehto. Toimitusvarmuusjoustokohteissa haarat kunnostettaisiin vain ikä- ja kuntovelvoitteet huomioiden (Lassila et.al. 2020). Esimerkkinä käyttöpaikkakohtaiselle toimitusvarmuusjoustolle toimii suuren asiakaskatoriskin omaavat alueet missä on suuri ilmajohtoverkkopituus asiakasta kohden vikaherkässä maastossa. Näissä tilanteissa voitaisiin sopia sopiva korvaus asiakkaalle, ettei asiakkaan liittymä kuulu toimitusvarmuusvaatimuksen mukaisiin katkoaikoihin. Kyseinen asiakaskohtainen toimitusvarmuusjousto ei ole vielä mahdollista nykylainsäädännöllä, eikä verkkoyhtiöllä ole ollut suunnitelmissa ottaa käytäntöön asiakaskohtaista toimitusvarmuusjoustoasiakkaalle näkyvää katkoa pienemmäksi. Ajallisesti lyhyempien katkojen myötä vuoden 2036 toimitusvarmuusrajat ovat helpommin verkkoyhtiölle saavutettavissa. Tässä diplomityössä akut on nostettu omaksi tekniikaksi.

Kulutus- ja kapasiteettijousto tarvitsevat aggregaattorin, jonka kautta saadaan tehtyä pitkäaikaisia sopimuksia joustolle. Aggregaattoreilla saadaan koottua pienempiä kulutuksia, ja muodostettua suurempia joustokokonaisuuksia sähkömarkkinapaikoille. Itsenäiset aggregaattorit eli toimijat, jotka eivät ole sähkönmyyjiä eivätkä tasevastaavia, saavat toimia Suomessa tällä hetkellä taajuusohjatuilla reservimarkkinoilla. Markkinapaikkaa tavalliselle asiakkaalle ei ole vielä tarjolla Suomessa. Isossa-Britanniassa on kuitenkin jo toimiva markkina-alue säätösähkölle Piclo Flex, jossa tavalliset asiakkaat voivat kaupata säätösähköä. Kulutus- ja kapasiteettijoustossa on myös ongelmakohtia, joita on vielä selvitettävä ennen tämän kaltaisen jouston käyttöönottoa. Onko jousto asiakaskohtainen vai kohdekohtainen, eli siirtyykö joustosopimus suoraan vanhan asiakkaan muuttaessa pois uudelle asukkaalle vai pitääkö siitä sopia uudestaan uuden asukkaan kanssa? Tämä vaikuttaa

joustopalvelu- ja energianjakelun saatavuuden varmistamiseen tulevaisuudessa. Joustopalvelu- ja energianjakelun saatavuus on myös varmistettava määrällisesti, että sitä on riittävästi tarjolla tarvittaessa.

Markkinaehtoisessa kulutusjoustopalvelussa piilee myös ongelma, joka voi tulevaisuudessa hillitä kulutusjoustopalvelun haluttavuutta. Mikäli tehotariffi tulee käytäntöön, kulutuksen painottaminen sähkön halvimmalle tunnille ei ole välttämättä tarpeeksi kannustavaa, jos joutuu maksamaan suurempaa tariffia korkeampien hetkellisten tehojen takia.

3.3.2 INTERRFACE

INTERRFACE on vuonna 2019 alkanut laaja enimmäkseen EU-rahoitteinen hanke, joka on osana Horizon 2020 innovaatio- ja tutkimusohjelmaa. INTERRFACE-projektissa on mukana 42 projektin osapuolta 16 eri Euroopan maasta, joiden tavoitteena on tukea siirtymistä tulevaisuuden puhtaaseen ja tehokkaaseen energiajärjestelmään. Budjetti hankkeelle on 20,9 miljoonaa euroa ja sen kesto on neljä vuotta. Tutkittavien menetelmien käytäntöön saamisen aikahorisontti on vuosille 2025–2030. (Mutanen 2021)

Strategisina tavoitteina INTERRFACE -projektissa on:

1. Luoda yhteinen arkkitehtuuri Euroopan laajuiselle sähkökaupalle mahdollistaen sähkömarkkinaosapuolien käydä kauppaa läpinäkyvällä ja syrjimättömällä tavalla.
2. Edistää verkko-operaattoreiden yhteistyötä verkkopalveluiden hankinnassa, luoda kannustimia joustopalveluille, parantaa markkinasignaaleja ja mahdollistaa verkko-operaattoreiden hankkia resurssien sijaintiin ja verkon tilaan perustuvia palveluita.
3. Yhdistää resursseja lisäämään verkkopalvelumarkkinoiden likviditeettiä ja edistää Euroopan laajuisten yhteensopivien palveluiden kasvua.
4. Edistää digitaalisia teknologioita sähkökaupankäynnissä.

INTERRFACE-projektissa suunnitellaan, kehitetään ja demonstroidaan Euroopan laajuisia IEGSA-joustopalveluarkkitehtuuria, jonka tarkoituksena on luoda rajapintoja ja alustoja sähköjärjestelmäoperaattoreiden, markkinoiden, aggregaattoreiden ja asiakkaiden välille. Tämä mahdollistaisi sulavan toiminnan kulutusjoustopalvelumarkkinoilla. (Mutanen 2021)

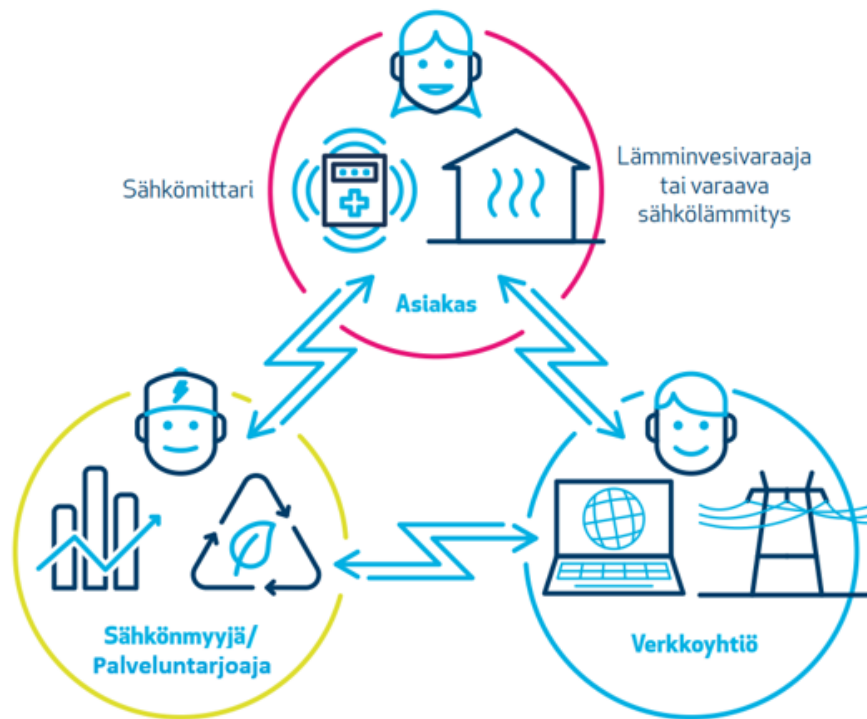
INTERFACE sisältää useampia demonstraatioita, joissa tutkitaan erilaisten markkinatapojen toimivuutta. Suomi kuuluu pullonkaulojen ja taajuuden hallinnan demonstraatioalueeseen, johon kuuluu työpaketti joustomarkkinaviitekehys, ”Single Flexibility Platform SFP”. SFP on Suomen, Viron ja Latvian muodostama demonstraatioalue, jonka yhteisenä tavoitteena on mahdollistaa joustoresursseille pääsy sähkömarkkinoille ja jouston mahdollistaminen eri markkinoilla verkkorajojen ulkopuolelle alueille missä joustolla on eniten arvoa. Suomesta mukana ovat Elenia, Tampereen yliopisto, Enerim ja Fingrid. (Mutanen 2021)

Verkkoyhtiön täytyy vaihtaa tietoa IEGSA:n välillä, jotta IEGSA tietäisi joustoresurssit ja verkon pullonkaulat eri puolilla verkkoa. Joustojen hyödyntäminen verkon hallinnassa vaatii joustojen saatavuuden varmistumista etukäteen riittävän pitkäksi ajaksi. Tämä vaatii kapasiteettimarkkinoita, joissa voitaisiin tehdä varauksia joustokapasiteetilla vuosien aikamääreiksi. Verkkoyhtiön verkossa nopeasti lisääntyvät tuulivoimalat aiheuttavat nykyään ajoittain 110 kV verkossa pullonkauloja, joita on hallittu kahdenkeskisillä liittymisvaiheissa tehdyillä joustosopimuksilla. Poikkeustilanteissa verkkoyhtiö voisi hyötyä joustoista asiakkaiden energianleikkauksena haaroilla, joissa akku toimii saarekkeena. Tällöin akuston toiminta-aikaa saataisiin pidennettyä. Vikatilanteissa varasiirtoyhteyksien mahdollisia hetkellisiä ylikuormia voitaisiin ennaltaehkäistä, mikäli olisi mahdollista leikata tehoja asiakkailta. Kulutusjoustolla olisi mahdollista myös leikata huipputehoja, mikäli verkkoon tulisi odottamattomia isoja kuormituksia. Kulutusjoustolla verkko pysyisi tällaisissa tapauksissa sallituissa arvoissa niin pitkään kunnes verkkoa saataisiin vahvistettua. (Mutanen 2021)

INTERFACE:n jatkoprojekti OneNet tarkoituksena on jatkokehittää IEGSA ja saada se lähemmäksi kaupallista toteutusta. Elenia osallistui OneNet-projektin suunnitteluun, mutta vetäytyi siitä jo suunnitteluvaiheessa. Elenian tilalle verkkoyhtiöksi Suomen demonstraatioihin tuli Kymenlaakson Sähkö Oy. OneNet sijoittuu vuosille 2021–2023. (Mutanen 2021)

3.3.3 Kulutusjoustovisio verkkoyhtiössä

Verkkoyhtiön kulutusjoustokonseptiin kuuluu kolme eri osapuolta: asiakas, verkkoyhtiö ja palveluntarjoaja. Periaatekuva kulutusjoustomarkkinakonseptista nähtävillä kuvasta 3.10.



Kuva 3.10 Verkkoyhtiön kulutusjoustomarkkinakonseptin periaatekuva. (Koski et.al. 2021)

Asiakas omistaa ohjattavan laitteiston ja tekee sopimuksen ohjattavuudesta palveluntarjoajan kanssa. Verkkoyhtiö omistaa mittalaitteet ja tarjoaa rajapinnan, jonka kautta palveluntarjoaja ohjaa mittalaitteiden perässä olevia kuormia. Palveluntarjoaja tekee sopimuksen asiakkaan kanssa ja lähettää ohjauksia mittalaitteille verkkoyhtiön tarjoaman rajapinnan kautta.

Asiakas hyötyy joustosta taloudellisesti ja saa ympäristöystävällisempää energian kulutusta. Palveluntarjoaja saa taloudellista hyötyä osallistuessaan energian day-ahead ja intraday markkinoille sekä säätösähkömarkkinoille. Verkkoyhtiön hyötyjä ovat verkkoinvestointitarpeen vähentäminen, vastuullisuuden kautta imagon parantaminen, uusien palveluiden mahdollistaminen ja älykkäämmän sähköverkon kehittämisestä saatavat hyödyt. (Koski et.al. 2021)

Kulutusjoustovisiossa verkkoyhtiön taloudelliset hyödyt muodostuvat joustoalustan käyttämisestä kapasiteettijoustoa varten. Kulutusjousto ei varsinaisesti tuo rahallisia hyötyjä

sellaisenaan verkkoyhtiölle, sillä raha vaihtaa omistajaa asiakkaan ja sähkönmyyjän tai asiakkaan ja aggregaattorin välillä.

Uuden sukupolven älykkäät sähkömittarit mahdollistavat tulevaisuuden älykkään sähkönmittausjärjestelmän käytön. Uudet mittarit luovat pohjaa uusille energiapalveluille ja mahdollistavat reaaliaikaisempaa tietoa sähkönkulutuksesta, joka mahdollistaa asiakkaan osallistumisen joustomarkkinoille. Uusilla sähkömittareilla voidaan reaaliaikaisesti etäohjata kulutusta. Elenia vaihtaa yli 400 000 asiakkaalle uudet älykkäät sähkömittarit vuoden 2025 alkuun mennessä. Arvioitu asennusmäärä vuonna 2022 on noin 75 000 mittaria. (Intra 2021)

Tavoitteena verkkoyhtiöllä on joustopalveluiden mahdollistaminen osana tulevaisuuden älykästä sähköverkkoa. Älykkäällä sähköverkolla on mahdollista toteuttaa joustopalvelut ja virtuaalivoimalat ilman sen näkymistä asiakkaalla arjessa. Älykäs sähköverkko on oleellisessa roolissa energian murroksen ja tehokkaamman sähköverkon ylläpidon mahdollistamisessa. (Intra 2021)

Markkinaehtoiseen ohjaukseen siirtymisestä on tulossa velvoittavaa lainsäädäntöä lähitulevaisuudessa. Hallituksen esitys sähkömarkkinalain muuttamisesta on lisätty istuntokauden suunnitelmaan 19.5.2022, ja arvioitu esittelyviikko on 40/2022 (TEM 2022). Siirtymän markkinaehtoiseen ohjaukseen on arvioitu tapahtuvan 2024 6.valvontajakson alkaessa, jonka yhteydessä Energiavirasto voisi lisätä joustokannustimen valvontamenetelmiin. Samaan aikaan kulutusjoustorajapinnan toteutus on käynnissä. Näillä näkymin kulutusjoustorajapinta olisi valmis vuoden 2025 aikana (Koski et.al. 2021b).

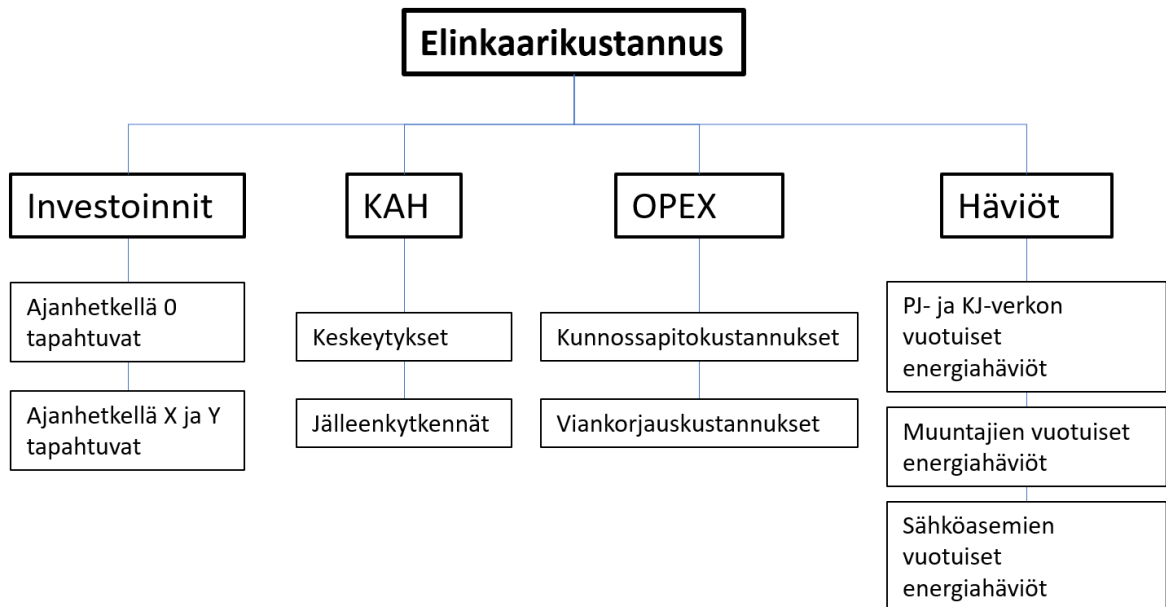
Elenian kulutusjousto soveltuu yösähkön tai kausisähkön omaaville asiakkaille. Tällöin asiakkaalla on asennettuna valmiiksi kytkin, jolla saadaan ohjattua kuormia. Uusilla sähkömittareilla aggregaattori voisi lähettää ohjauskäskyt sähkömittareille verkkoyhtiön rajapinnan kautta. Jouston rajaaminen edellä mainittuihin asiakkaisiin mahdollistaa käyttöönoton helppouden, eikä tarvita ylimääräisiä asentajakäyntejä uuden sähkömittarin asennuksen lisäksi. kulutusjoustokonsepti mahdollistaa osallistumisen sähkömarkkinoille ilman investointeja kotiautomaatiojärjestelmään.

3.4 1 kV jakelu

Verkkoyhtiöllä on ollut kaksi 1 kV -ilmajohtohaaraa verkkoalueellaan, joista toinen on jo purettu. Tällä hetkellä verkossa on yksi haara Heinolan alueella. Toinen 2010-luvun loppupuolella purettu 1 kV sijaisi Kurussa, jonka tilalle oli suunniteltu 3. LVDC-pilotti. Kun LVDC-pilotti ei päätenyt toteutukseen, 1 kV -haara korvattiin KJ-haaralla. Jälkiviisaana voidaan todeta Kurun haaran olleen epäsopiva tehoprofiililtaan kulutuksen kasvaessa 1 kV -tekniikalle. 1 kV -tekniikka on kuitenkin monilla haja-asutusalueiden verkkoyhtiöillä suunnitelmissa asemakaava-alueiden ulkopuolisten haarojen toimitusvarmuusvaatimusten täyttämiseksi. Kyseisiä verkkoyhtiöitä ovat ainakin Järvi-Suomen Energia Oy, Kymenlaakson Sähköverkko Oy, Kajave Oy ja PKS Sähkönsiirto Oy (Karjalainen 2020).

4 ELINKAARIKUSTANNUS

Tässä työssä tarkastelussa olevien tekniikoiden elinkaarikustannukset koostuvat investointi-, KAH- ja operatiivisista kustannuksista. Työn elinkaarikustannuksissa ei ole huomioitu verkossa tapahtuvia häviöitä, pitkistä keskeytyksistä aiheutuneita vakiokorvauksia eikä regulaatiomallin kannustimista saatuja etuja. Kuvassa 4.1 esitetty elinkaarikustannuksen osakokonaisuudet.

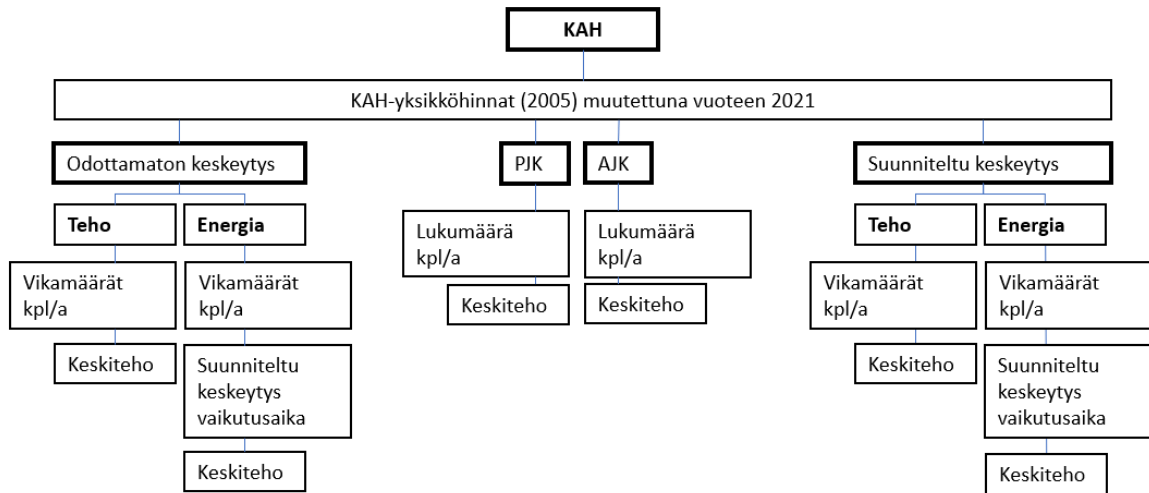


Kuva 4.1 Elinkaarikustannukset osakokonaisuudet ja niiden tärkeimmät osa-alueet. Tässä työssä on huomioitu investointi-, KAH- ja OPEX-kustannukset. Häviökustannuksia ei ole huomioitu, johtuen häviöiden monista epävarmuustekijöistä.

Analysoinnissa on huomioitu investointikustannukset ja OPEX pelkästään haaralta, sillä kustannusvertailuja helpottaakseen runko pysyy oletuksena alkuperäisenä. Oletuksena runkoon ei siis investoida 50 vuoden tarkastelujakson aikana, vaikka todellisuudessa verkkoyhtiön suunnitteluohjeen mukaan 50 vuoden aikana runko olisi todennäköisemmin maakaapeloitu. KAH-kustannuksissa huomioidaan koko johtolähtö, sillä KAH-laskennassa myös tarkasteltavan haaran yhteydessä oleva verkko vaikuttaa keskeytyksiin. Esimerkiksi akulla merkittävä osa säästöistä muihin menetelmiin nähden muodostuu haaran KAH-säästöistä, johtuen haaran varasyötön mahdollisuudesta akkuvaihtoehdolla.

4.1 KAH-kustannus

KAH-kustannuksiin vaikuttavat vikamäärät, vika-ajat ja jälleenkytkennät. Näihin tekijöihin vaikuttavat verkon ympäristö, verkon ikä ja verkon tekniikka. Tässä työssä oletetaan, ettei verkon ikä vaikuta vikamääriin tai vika-aikaan. Verkkoa ympäröivän maaston oletetaan myös pysyvän samana, joten sillä ei ole vaikutusta vika-aikoihin tai vikamääriin. KAH-kustannuksiin voidaan vaikuttaa verkon tekniikan valinnalla. Analysointi tapahtuu 50 vuoden elinkaarikustannuksia vertailemalla. Keskeytyksestä aiheutunut haitta on merkittävässä osassa elinkaarikustannustarkastelussa. KAH-laskennan yleisperiaate koostumus esitettyä kuvassa 4.2.



Kuva 4.2 Yleinen periaate KAH-kustannusten määrittämisessä.

Keskeytyksestä aiheutuneen haitan laskennassa huomioidaan eri tekniikoiden eripituiset keskimääräiset keskeytysajat, vikataajuudet, PJK- ja AJK-lukumäärät, suunniteltujen keskeytysten lukumäärät ja niiden kestoajat. KAH-laskennan arvon määrittämisessä käytetään Energiaviraston vuoden 2005 KAH-yksikköhintoja muutettuna vuoden 2021 tasolle. Yhtälössä 4.1 esitetty KAH-kustannuksien eri osa-alueet.

$$KAH_{\epsilon} = KAH_{vika\epsilon} + KAH_{suun\epsilon} + PJK_{\epsilon} + AJK_{\epsilon} \quad (4.1)$$

missä

- $KAH_{vika\epsilon}$ on odottamattomista keskeytyksestä aiheutunut haitta
- $KAH_{suun\epsilon}$ on suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut haitta
- PJK_{ϵ} on pikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta

AJK_{ϵ} on aikajälleenkytkennöistä aiheutunut haitta

Odottamattomat ja suunnitellut keskeytyskustannukset koostuvat teho- ja energiaperusteisista kustannuksista. Odottamattoman keskeytyksen kustannukset esitettynä yhtälössä 4.2 ja suunnitellun keskeytyksen kustannuksen yhtälössä 4.3. Tehoperusteinen kustannus on esitetty yhtälössä 4.4 ja energiaperusteinen kustannus yhtälössä 4.5.

$$KAH_{vika\epsilon} = KAH_{P\epsilon} + KAH_{E\epsilon} \quad (4.2)$$

$$KAH_{suun\epsilon} = KAH_{P\epsilon} + KAH_{E\epsilon} \quad (4.3)$$

missä

$KAH_{P\epsilon}$ on tehooperusteinen kustannus

$KAH_{E\epsilon}$ on energiaperusteinen kustannus

$$KAH_{P\epsilon} = n * h_P * \Delta P \quad (4.4)$$

missä

n on keskeytysten lukumäärä vuodessa

h_P on keskeytystehon haitta-arvo

ΔP on keskimääräinen keskeytysteho

$$KAH_{E\epsilon} = n * h_E * \Delta P * t_{vika} \quad (4.5)$$

missä

h_E on keskeytysenergian haitta-arvo

t_{vika} on keskimääräinen viankorjausaika

Yhtälössä 4.1 on keskeytysten lisäksi mukana jälleenkytkennät, joita ovat pikajälleenkytkentä ja aikajälleenkytkentä. Molemmille jälleenkytkennöille on olemassa Energiaviraston tehooperusteinen yksikköhinta. Yhtälössä 4.6 on esitetty pikajälleenkytkennän kaava ja yhtälössä 4.7 on esitetty aikajälleenkytkennän kaava. Molemmat jälleenkytkennät muodostuvat vikataajuudesta, yksikköhinnasta ja keskimääräisestä keskeytystehosta.

$$PJK_{\epsilon} = n_{pjk} * h_{pjk} * \Delta P \quad (4.6)$$

missä

n_{pjk} on pikajälleenkytkentöjen lukumäärä vuodessa
 h_{pjk} on pikajälleenkytkennän haitta-arvo

$$AJK_{\epsilon} = n_{ajk} * h_{ajk} * \Delta P \quad (4.7)$$

missä

n_{ajk} on aikajälleenkytkentöjen lukumäärä vuodessa
 h_{ajk} on aikajälleenkytkennän haitta-arvo

Energiaviraston KAH-hinnat vuoden 2021 tasoon saadaan muutettua vuoden 2005 tasosta kuluttajahintaindeksin vuoden 2021 huhti-syyskuun indeksipistelukujen keskiarvon mukaan ja kertomalla vuoden 2005 arvoja niillä (Energiavirasto 2021d). Kuluttajahintaindeksi kuvaa kotitalouksien Suomessa ostamien tavaroiden ja palveluiden hintakehitystä. Kuluttajahintaindeksiä käytetään yleisenä inflaation mittarina. Kuluttajahintaindeksi 2021 huhti-syyskuussa keskiarvo on 126,2 vuoden 2005 arvon ollessa 100 (Tilastokeskus 2022a). KAH-yksikköhinnat ovat reilussa 15 vuodessa nousseet noin 1,25 kertaiseksi. Taulukosta 4.1 nähtävissä KAH-yksikköhinnat vuoden 2021 arvossa.

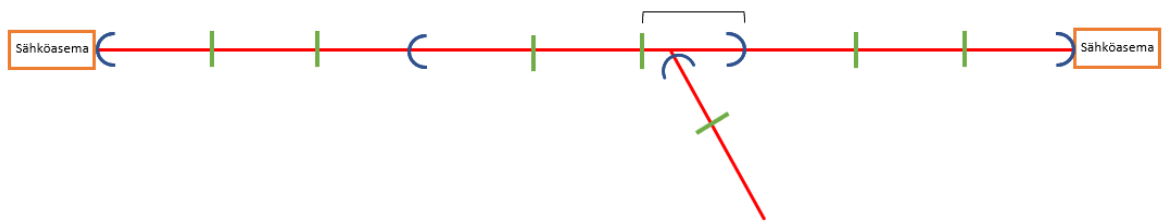
Taulukko 4.1 KAH-yksikköhinnat muutettuna vuoden 2021 arvoon. (Energiavirasto 2021d)

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		Pikajälleenkytkentä	Aikajälleenkytkentä
h_p	h_e	$h_{suun,p}$	$h_{suun,e}$	h_{pjk}	h_{ajk}
[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]
1,39	13,88	0,63	8,58	0,69	1,39

Tässä työssä ei huomioida KAH-hintojen muuttumista 50 vuoden ajalla. Koko 50 vuoden elinkaaren ajan käytössä on samat KAH-yksikköhinnat. Todellisuudessa KAH-hinnat muuttuvat 50 vuoden aikana merkittävästi myös yhteiskunnan sähköistymisen kautta syntyvästä odotuksesta paremmalle toimitusvarmuudelle, jolloin inflaatiolla voi olla vähäisempi merkitys KAH-kustannuksissa. Merkittävää on kuitenkin viime aikoina tapahtunut inflaation kiihtyminen Suomessa, joka näkyi jo vuoden 2022 alussa kuluttajahintaindeksi noususta yli 1,30 kertaiseksi 2005 vuoden arvoon nähden, ja

kesäkuussa 1,35 kertaiseksi vuoden 2005 arvoon nähden. Kuluttajahintaindeksin vuosimuutos on noin 8 %, joka on selvästi suurin vuosimuutos 20 vuoden aikana.

Rungon merkittävimmät kilometrit haaran KAH-kustannusten puolesta on käsikäyttöisellä erotinvälillä, josta tarkasteltava haara lähtee. Kuvassa 4.3 tätä erotinväliä on korostettu sulkeella.



Kuva 4.3 Rungon merkityksellisin erotinväli KAH-kustannusten osalta, mikäli asiakkaiden kulutus on jakautunut tasaisesti rungon jokaiselle erotinvälille.

Vaihtoehtoina tekniikaksi kyseiselle erotinvälille ovat maakaapeloitu tai avojohtoinen KJ-verkko. Mikäli kyseinen erotinväli kokee vian, vika näkyy myös haarallakin, ellei haaralla ole varasyöttöä. Tässä työssä varasyötön mahdollistajana on akku. Ilman varasyöttöä haarakin kokee vian yhtä pitkään, kunnes rungon vika on korjattu. Avojohtoinen johtoväli kokee enemmän vikoja. KAH-kustannukset ovat suurempia ilmajohtoverkolla kuin maakaapeliverkolla, vaikka vikojen korjauksessa kuluisi sama aika näiden kahden tekniikan välillä, johtuen ilmajohtoverkon korkeammasta vikataajuudesta. Taulukosta 4.2 on nähtävissä oletetut verkon keskimääräiset odottamattoman keskeytyksen ja suunnitellun keskeytyksen keskeytysajat keskeytystä kohti, sekä molempien tekniikoiden vikataajuudet kpl/100 km. Taulukosta 4.2 nähdään myös PJK- ja AJK-vikataajuudet.

Taulukko 4.2 Tarkasteltavan verkkoalueen odottamattoman keskeytyksen keskimääräinen viankorjausaika h/vika, suunnitellun keskeytyksen keskeytysaika h/vika ja näiden keskeytysten lukumäärä kpl/100 km,a. Oikealla sarakkeilla jälleenykytkentöjen lukumäärät.

Jännitetaso	Tekniikka	Odottamaton keskeytyks		Suunniteltu keskeytyks		Jälleenykytkennät	
		Keskimääräinen viankorjausaika h/vika	Viat kpl/100 km,a	Keskimääräinen keskeytysaika h/vika	Viat kpl/100 km,a	PJK kpl/100 km,a	AJK kpl/100 km,a
KJ	Avojohto	4,0	10,0	1,4	5,6	19,4	15,0
	Maakaapeli	10,0	0,9	1,8	2,7	-	-
PJ	Maakaapeli	2,8	3,2	1,2	0,3	-	-
	Ilmakaapeli	5,0	8,6	1,5	0,2	-	-
	1 kV - ilmajohto	5,0	9,0	1,5	0,2	-	-
	1 kV - maakaapeli	2,8	3,5	1,2	0,3	-	-
	LVDC	2,8	3,5	1,2	0,3	-	-

Taulukon 4.2 arvot ovat oletuksia perustuen kirjallisuuteen ja verkkoyhtiön vuosien 2020 ja 2021 tilastojen keskiarvoihin. Verkkoyhtiön tilastoissa on mukana suurhäiriön aiheuttamat keskeytykset, jotka vaikuttavat heikentävästi suurhäiriöherkempiin tekniikoihin. Vuoden 2020 aikana esiintyi paljon myrskyjä, joiden seurauksena esiintyi useita suurhäiriöitä verkkoalueella ja ilmajohtoverkon keskeytysajat pitkittyivät. Mikäli huomioitaisiin pelkästään vuosi 2021 verkkoyhtiön tilastoista, KJ-ilmajohtoverkon odottamattomien keskeytysten viankorjausaika olisi lähes puolet lyhyempi kuin vuoden 2020 viankorjausaika.

Oletuksena LVDC ja 1 kV keskimääräisille keskeytysajoille ovat PJ-maakaapelin tai ilmakaapelin arvot. Vikataajuuksia on pyöristetty hieman ylöspäin oletuksena uuden tekniikan aiheuttavan enemmän teknisiä haasteita verrattuna perinteisiin tekniikoihin. Suunniteltujen vikojen keskeytysajat ja lukumäärät ovat samat PJ-maakaapelilla ja ilmakaapelilla kuin LVDC ja 1 kV -ratkaisuilla.

Vuonna 2020 verkkoyhtiön verkossa keskeytyksen aiheuttaneet KJ-maakaapeliverkon viat ovat lähtöisin 71 % verkonvaurioittamisista, jotka ovat lähes kaikki johtuneet maanrakennustöistä (Saarnio 2021). Näissä tilanteissa maakaapelivian paikantamiseen ei

kulu aikaa, eikä kaapelin ylös kaivamiseen tarvitse tilata erikseen työkonetta, sillä todennäköisesti kaivinkone on vian aiheuttaja, ja sitä voidaan käyttää kaapelin kaivamiseen esiin. Tällöin viankorjaamiseen yksinkertaisesti riittää, että asentaja tulee ennalta tunnetulle vikapaikalle ja korjaa vioittuneen kaapelin. Saarnio on työssään arvioinut maakaapelin vaurioittamisesta seuraavan verkkoyhtiön verkossa noin kolme tuntia kestävä keskeytys, jonka aikana vika korjataan. Keskeytys alkaa verkon vaurioittamisesta, jonka jälkeen vaurioittamisesta tulee tieto verkkoyhtiölle. Verkkoyhtiö ilmoittaa tapauksesta kumppaniurakoitsijalleen ja heidän asentajansa siirtyvät vaurioittamispaikalle, korjaavat maakaapeleihin syntyneet vauriot ja palauttavat sähköt keskeytyksen kokeneille sähkökäyttäjille (Saarnio 2021). Viankorjausaika ei siis huomioi erottimilla tehtyä rajaamista, jolla vika-aika keskiarvollisesti per asiakas pienenesi. Keskijännitteisen maakaapeliverkkovian johtuessa verkon vaurioittamisesta 71 % todennäköisyydellä, voidaan todeta kaapeliverkkojen vaurioittamisen ehkäisemisen pienentävän maakaapeliverkkojen vikojen määriä, jolla olisi huomattava vaikutus maakaapelin KAH-kustannuksiin. Maakaapeliverkossa sijainniltaan tuntemattoman vian tapahtuessa, vika-aika on keskimääräistä keskeytysaikaa selvästi suurempi. Viankorjausaika kasvaa varsinkin kaapelin ollessa jäätyneen maakerroksen ja lumikerroksen alla. Taulukon 4.2 keskeytysaikaan on lisätty edellä mainittuun keskimääräisen kaapeliverkon vaurioittamiseen kuluneeseen kolmeen tuntiin seitsemän tuntia, sillä verkossa tapahtuu muitakin sähköjakelukeskeytyksiä kuin maakaapeliverkon vaurioittamisia. Tässä työssä tarkastelussa oleva verkko ei ole sijainniltaan myöskään niin hyvässä paikassa, kun yleisemmin maakaapeliverkkoa on, koska tarkasteltava verkkohaara sijaitsee haja-asutusalueella

Maakaapeliverkon viankorjausajan oletus riippuu verkkoyhtiöstä. Oletuksena 10 tunnin keskimääräinen viankorjausaika maakaapeliverkolle voi olla työn tarkastelussa olevassa verkkoyhtiössä yläkanttiin. Kehittämissuunnitelman mukaan verkkoyhtiöllä on n. 15 000 km maakaapeliverkkoa (Elenia Verkko 2022). Työssä käytetyn maakaapeliverkon vikataajuuden ollessa 0,9 kpl/100 km, on verkkoyhtiöllä vuodessa n. 135 kpl maakaapeliverkkovikoja. Mikäli vioista on verkon vaurioittamisia 70 % todennäköisyydellä, jää jäljelle n. 40 kpl sijainniltaan tuntematonta keskeytystä. Näistä vioista oletetaan 90 % syntyvän ukkosen toimesta kaapelijatkoksille, joiden sijainnit tiedetään suunnilleen maastossa. Tästä jää jäljelle vuodessa tapahtuvien sijainniltaan täysin tuntemattomien

vikojen lukumääräksi neljä kappaletta vuodessa. Näiden pitkien viankorjausaikojen omaavien vikojen asiakkaille näkyvää katkoa voidaan ajallisesti lyhentää liikutettavan varavoimalähteen avulla, sekä irrottamalla kaapelipäätteitä muuntamoilta, joilla ei ole erottimia. Näissä tilanteissa viankorjausaika ei lyhene, mutta vian vaikutusalueen olevilla asiakkailla keskeytysaika lyhenee.

Ilmajohtoverkossa tapahtuu myös verkon vaurioittamisia, joiden seurauksena tiedetään tarkalleen missä vika tapahtuu. Useimmiten ilmajohtoverkon vioittuminen kuitenkin tapahtuu haja-asutusalueella metsäisillä verkkoalueilla, jotka voivat olla kulkureiteiltään haastavia. Huonoimmista tapauksista vika voi olla useamman kilometrin pituisella huonokulkuisella erotinvälillä, jonka paikantamisessa voi mennä useita tunteja. Verkkoyhtiön suunnitteluohjeessa haja-asutusalueella pyritään kuitenkin verkko rakentamaan teiden varsille tai peltojen ja tonttien reunoille, jolloin kulkuyhteydet vikapaikalle pitäisi olla helppo kulkuista.

4.2 OPEX-kustannus

OPEX-kustannuksia ovat kunnossapitokustannukset ja viankorjaukskustannukset, jotka ovat tekniikkakohtaisia. OPEX-kustannukset on arvioitu verkkoyhtiön verkkoalueelta ja määritetty vuotuiset kilometrikohtaiset kustannukset. Komponenttien OPEX-kustannuksia on käytetty konferenssijulkaisussa esitettyjä arvoja kertoimella 2 määrittäessä muuntamoille ja suuntaajille OPEX-kustannuksia (Karppanen et al 2017). Konferenssijulkaisussa esitettyihin arvoihin on käytetty kerrointa 2, sillä ilman kerrointa operatiiviset kustannukset olisivat olleet hyvin erilaiset verrattaessa erityisesti akkuvaihtoehtoon, jonka operatiivisissa kustannuksissa on mukana suuntaaja. Taulukosta 4.3 nähdään kunnossapito- ja viankorjaukskustannukset €/km, a eri verkkoteknisille ratkaisuille.

Taulukko 4.3 Verkoalueen kunnossapito ja viankorjauskustannukset eri tekniikoilla €/km.

Jännitetaso	Tekniikka	Kunnossapito [€/km,a]	Viankorjaus [€/km,a]
KJ	KJ-maakaapeli	0,01	25
	KJ-ilmajohto	240	390
PJ	PJ-maakaapeli	0	70
	1 kV -ilmakaapeli	200	185
	1 kV -maakaapeli	0	70
	LVDC	0	70
Komponentti		Kunnossapito [€/kpl,a]	Viankorjaus [€/kpl,a]
	Muuntamo	40	40
	Tasasuuntaaja	40	40
	Vaihtosuuntaaja	40	40

Oletuksena tekniikoille, joita ei ole verkkoyhtiöllä laajemmin käytössä tai ollenkaan, on käytetty verrokkina samankaltaisen tekniikan kustannuksina. Arvioita 1 kV -tekniikoiden kustannuksiin on käytetty perinteisemmän PJ-verkon operatiivisia kustannuksia. KJ-ilmajohtolle suoritetaan tällä hetkellä verkkoyhtiössä vähenevissä määrin kunnossapitoa, sillä suurin osa KJ-ilmajohtoreiteistä nykyisellä suunnitelmalla kaapeloidaan ennen vuotta 2036. Kaapelien ja ilmajohtojen viankorjaus- ja kunnossapitokustannukset ovat yhtenevät kehittyneillä ja perinteisillä tekniikoilla. Kehittyneillä tekniikoilla suuntaajat ja lisämuuntajat lisäävät operatiivisia kustannuksia perinteisiin tekniikoihin verrattuna. LVDC kunnossapito koostuu oletettavasti määräaikaistarkastuksissa vaihdettavien kulutusosien kustannuksista. Kustannusoletus komponenttien ylläpidolle on otettu väitöstutkimuksesta (Karppanen 2020). Akkuvaihtoehtojen kunnossapitokustannuksina on käytetty diplomityössä esitettyä ylläpitokustannus 3300 €/a (Kainulainen 2019).

Akkuja voidaan hyödyntää loistehon kompensoinnissa. Loistehon kompensointiin osallistuminen vähentää jakeluverkkoyhtiön loistehomaksuja. Kainulainen on johtanut diplomityössään kompensoinnille hinnan €/MVar,a (Kainulainen 2019). Hinnan määrittämisessä on käytetty verkkoyhtiön sähköasemien keskimääräistä kompensointihintaa ja akkulaitteiston keskimääräiseksi kompensointikapasiteetiksi arvioitiin puolet suuntaajan nimellistehosta. Tässä työssä oletetaan akkulaitteiston suuntaajan kompensointikyvyn olevan 0,3 MVar,a loistehon hinnan ollessa 40 k€/MVar. Täten loisteho kompensoinnilla saataisiin akun ollessa 10 vuotta verkossa, 4 %-korolla ja 50 vuoden tarkasteluajalla säästöjä n. 97,5 k€. Akkulaitteiston kompensointikykyyn vaikuttavat esimerkiksi pätoehon tarve

FCR-N markkinoilla, lähdöllä esiintyvä kuormitustilanteesta riippuva jännitteenalenema akuston sijainnissa ja laitteistolle säädetyt jänniterajat (Kainulainen 2019).

4.3 Investointikustannus

Investointikustannuksina on käytetty Energiaviraston yksikköhintoja aina kun on mahdollista. Yksikköhinnat päivitettiin Energiaviraston toimesta vuoden 2022 alussa. Esimerkkinä yksikköhintojen muutoksesta ovat KJ-maakaapeli alle 70 mm² yksikköhinnan pienentyminen lähes 60 % ja 20/0,4 kV muuntajien hintojen pienentyminen noin 25 %. Työssä tarkasteltava verkkoyhtiö on Suomen toiseksi suurin jakeluverkkoyhtiö, jolla on tehokkaat hankintakanavat. Tässä työssä ei kuitenkaan käytetä verkkoyhtiön toteutuneita yksikkökustannuksia vaan Energiaviraston yksikköhintoja. Toteutuneisiin yksikkökustannuksiin on vaikuttanut viime vuosien aikana huomattavasti kasvaneet logistiikka- ja rakennuskustannukset. Tilastokeskuksen rakennuskustannusindeksi on vuodessa noussut tarvikkeiden ja kuljetusten suhteen 12 % (Tilastokeskus 2022b).

Akkujen kustannustasona käytetään diplomityössä esitettyä kustannusarviota skaalattuna suurempaan kokoluokkaan (Kainulainen 2019). LVDC-laskennassa ei ole julkista hinnastoa, joten investointikustannuksina käytetään tutkimuksessa esitettyä hinnastoa (Karppanen 2017). Millään tekniikalla ei ole huomioitu jo olemassa olevan PJ-verkon investointikustannuksia koko tarkastelujaksolla.

Muut kertaluonteiset kustannukset muodostuvat tarkastelujakson aikana komponenteista, joiden pitoaika on lyhyempi kuin 50 vuotta. Tällöin uusitulle komponentille saattaa jäädä pitoaika jäljelle tarkastelujakson päätyttyä. Näissä tilanteissa lasketaan komponentin jäljellä oleva pitoaika suhteessa Energiaviraston yksikköhinnoissa esitettyihin vähimmäispitoaikoihin. Jäljellä olevan pitoajan avulla saadaan laskettua nykykäyttöarvo komponentille, joka tässä työssä vähennetään muista kertaluonteisista kustannuksista. Laskennan yksinkertaistamisen vuoksi perinteisten tekniikoiden muuntajissa on oletettu pitoajan olevan 50 vuotta.

4.3.1 Maakaapeliverkon investointikustannukset

Maakaapeliverkon investointikustannukset pohjautuvat Energiaviraston yksikköhinnastoon. Investointikustannukset koostuvat kaapelista, maakaapeliojan kaivusta, puistomuuntamoista, loistehon ja maasulkuvirran kompensointilaitteistoista, muuntajista, kojeistopääteistä ja kaapelijatkoksista. Kustannusten analysoinnissa tarkastellaan kaivuolosuhteen vaikeusasteen vaikutuksesta kaapeloinnin kannattavuuteen. Oletuksena haja-asutusalueen haaroille sopiva kaapeli olisi Energiaviraston yksikköhinnoinnilla nimetty maakaapeli 70 mm² tai alle. Keskijännitemaakaapelin pitoaikaväli Energiaviraston mukaan on 40–50 vuotta. Tässä työssä tarkasteluajan ollessa 50 vuotta voidaan olettaa, ettei KJ-maakaapelia tarvitse uusia tarkastelujakson aikana. Taulukosta 4.4 nähtävillä kaapelin ja kaapelin kaivun yksikköhinnat KJ-maakaapeliverkolle.

Taulukko 4.4 Maakaapelin ja kaivuolosuhteiden investointikustannukset vuoden 2022 Energiaviraston uusien ja vanhojen vuosien 2016–2021 yksikköhinnoin.

Verkkokomponentti	yksikköhinta 2022	yksikköhinta 2016
Maakaapeli 70 mm ² tai alle	10 400 €/km	24 300 €/km
Maakaapelioja – helppo	11 400 €/km	10 700 €/km
Maakaapelioja – tavallinen olosuhde	22 100 €/km	24 200 €/km
Maakaapelioja – vaikea olosuhde	66 100 €/km	77 200 €/km

Taulukosta 4.4 voidaan huomata investointikustannusten riippuvan merkittävässä määrin kaivuolosuhteista. Verkon haaroilla maasto voi olla käytännössä millaista tahansa, kuten peltoa, metsää tai kalliopohjaisia alueita. Huomioitavaa on myös Energiaviraston yksikköhinnoinnissa tapahtunut muutos ohuimmilla keskijännitekaapeleilla, jossa paksuudeltaan 70 mm² tai alle yksikköhinta on pudonnut lähes 60 % vuoden 2016 yksikköhinnoinnista.

Kaivuolosuhteet ovat jakautuneet valtakunnallisella tasolla %-osuuksiltaan 0,4–20 kV maakaapeleista helpoksi olosuhteeksi 46,1 %, tavalliseksi olosuhteeksi 34,3 %, vaikeaksi 17,5 % ja erittäin vaikeaksi 2,1 % (Energiavirasto 2020). Energiaviraston dokumentin mukaan maantieteellisesti suurilla verkkoyhtiöillä helpon olosuhteen osuus on valtakunnalliseen tasoon verrattuna suurempi, kun taas muut olosuhteet ovat valtakunnallista tasoa matalammat (Energiavirasto 2020).

Verkkoyhtiön suunnitteluohjeissa mainitaan kaapelijohtohaaran sisältävän enintään neljä muuntamoaa tai vaihtoehtoisesti enintään 200 kVA nimellistehoaa. Tämän perusteella haarajohdolla oletetaan olevan kaksi puistomuuntamoaa. Yhden ulkoa hoidettavan puistomuuntamon hinta Energiaviraston yksikköhinnoilla on 15 400 €/kpl. KJ-maakaapelille tarvitaan myös jatkoksia ja kojeistopäätteitä joidenka hinnat ovat Energiaviraston yksikköhinnoilla 930 €/kpl jatkokselta ja 620 €/kpl kojeistopäätteelle. Tarkasteltavalla haaralla oletetaan olevan neljä kappaletta kojeistopäätteitä ja jatkoksia 500 m välein, johtuen yhteen KJ-kaapelikelaan mahtuvan tämän verran kaapelia.

Maakaapeloinnissa tulee huomioida suhteessa ilmajohtoverkkoon lisääntynyt kompensoinnin tarve maasulkuvirtojen ja loistehon osalta. Maasulkuvirran suuruus KJ-avojohtoverkolla on noin 0,067 A/km, kun taas KJ-maakaapeliverkolla maasulkuvirran suuruus on kaapelityypistä ja poikkipinnasta riippuen 2,7–4 A/km (Lakervi et.al 2008). Täten ilmajohtoverkon tilalle rakennettu maakaapeliverkko kasvattaa maasulkuvirtoja. Maasulkuvirran kompensointiin käytetään keskitettyä kompensointia sähköasemilla tai hajautettua kompensointia, jolla saadaan kompensoitua verkossa paikallisesti maasulkuvirtoja. Maasulkuvirran kompensoinnissa käytetään eri kokoisia niin sanottuja Petersen keloja. Maasulkuvirran kompensoinnin kustannus on arvioitu yhtälössä 4.8.

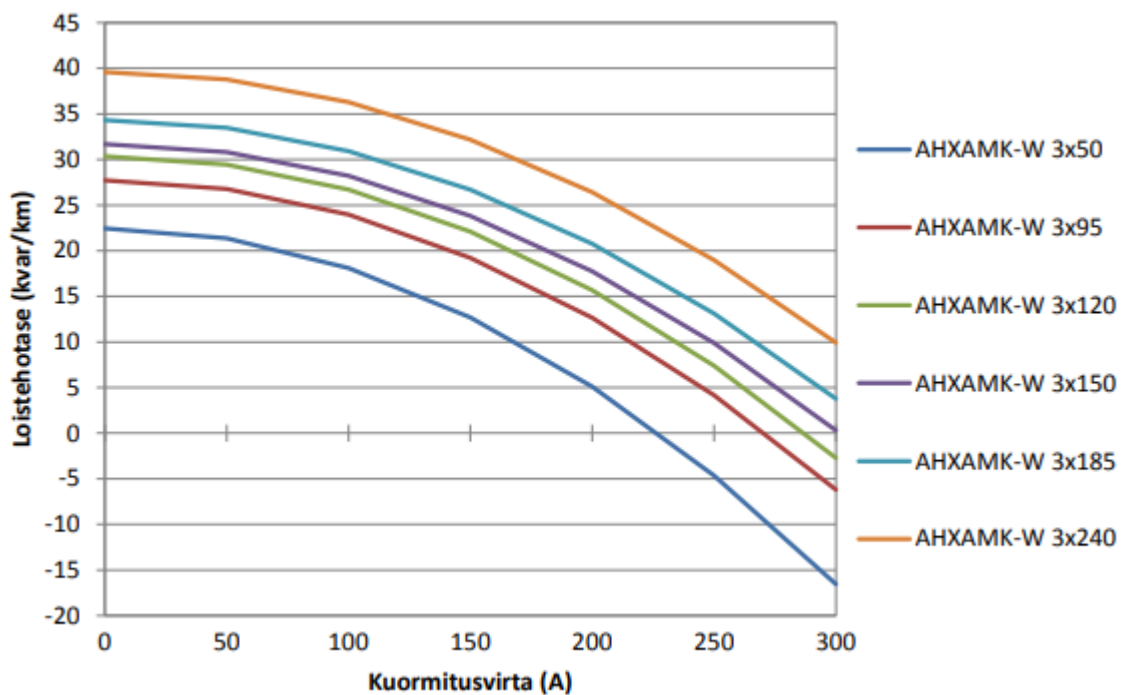
$$C_{I_f} = \frac{C_{inv.}}{I_f} \quad (4.8)$$

missä

C_{I_f}	on maasulkuvirran kompensoinnin kustannus €/km
$C_{inv.}$	on maasulkuvirran kompensointilaitteiston Energiaviraston yksikköhinta €/A.
I_f	on maasulkuvirran kasvu KJ-maakaapeloinnin myötä A/km

Maasulkuvirran kompensointi kustannuksena käytetään Energiaviraston yksikköhintaa hajautetun kompensoinnin laitteisto 10 A tai vähemmän. Kompensointilaitteen yksikköhinta on 6000 €/kpl. Maasulkuvirta on n. 2,5 A/km suurempi KJ-maakaapeloinnilla verrattuna KJ-avojohtoverkkoon Lakervin esittämällä maasulkuvirran arvoilla (Lakervi et.al 2008). Yhtälöstä 4.8 saadaan esitetyillä oletuksilla maasulkuvirran kompensoinnin kustannukseksi 1500 €/km.

Loistehon kasvu maakaapeliverkossa johtuu kapasitanssin kasvusta. Ilmajohdolla kapasitanssi on noin 6 nF/km, kun AHXAMK 3x50–3x240 maakaapeleilla on katalogin mukaan noin 170–310 nF/km (Lakervi et.al 2008; Prysmian 2018). Loistehon siirtäminen lisää verkossa tapahtuvia häviöitä ja se pienentää myös verkon siirtokapasiteettia. Kuvassa 4.4 on nähtävillä eri poikkipinta-alaisten maakaapeleiden loistehotuotantotase erilaisin kuormitusvirroin.



Kuva 4.4 Eri poikkipinta-alaisten maakaapeleiden loistehotuotanto erilaisin kuormitusvirroin (Kenttälä 2016).

Kuvasta 4.4. nähdään maakaapeleilla loistehon tuotannon olevan suurimmillaan pienillä kuormituksilla. Haja-asutusalueella pienen kuormituksen haaroja kaapeloitaessa on huomioitava loistehon tuotannon kasvu. Kuvan 4.4. kaapelit lähestyvät luonnollista tehoa isoimmilla virroilla. Ohuimmilla kaapeleilla termisen kuormitettavuuden raja tulee kuitenkin vastaan tätä ennen. Tästä johtuen haja-asutusalueen haaroilla kaapelit tuottavat loistehoa verkkoon. Yhtälössä 4.9 on arvioitu loistehon kompensoinnin investointikustannukset €/km.

$$C_Q = Q_{lt} * C_{inv} \quad (4.9)$$

missä

C_Q	on loistehon kompensoinnin investointikustannukset €/km
Q_{lt}	on loistehotase var/km
C_{inv}	on loistehon kompensointiin tarvittavat investoinnit €/A

Loistehon kompensointiin käytetään Energiaviraston yksikköhinnoista rinnakkaiskuristin 1 Mvar. Tämän lisäksi rinnakkaiskuristin tarvitsee toimiakseen verkossa erotinaseman, katkaisijan, kauko-ohjauslaitteiston, tiedonsiirtolaitteiston ja kojeistopäätteitä. Investointikustannuksien summa on n. 84 000 €, joten 1 MVar kompensoinnin kustannus olisi 84 000 €. Loistehotaseeksi on arvioitu kuvan 4.4 avulla 70 mm² kaapelille 25 kVar/km. Näiden oletuksien avulla €/km kompensointikustannukseksi 70 mm² kaapelille on arvioitu n. 2100 €/km. Taulukossa 4.5 on esitetty edellä lasketut kustannukset kompensoinneille €/km.

Taulukko 4.5 Oletettu kustannustaso kompensoinnille loistehon ja maasulkuvirran suhteen.

Loisteho investointi	2 100	€/km
Maasulkuvirta investointi	1 500	€/km

Taulukon 4.5 arvot lisätään maakaapeliverkon kustannuksiin. Verkon kompensointikustannukset kasvavat muutettaessa ilmajohtoverkkoa maakaapeliksi. Maakaapeliverkon investointikustannus haaralle on esitetty lausekkeessa 4.10

$$C_{inv.MK} = xk_c C_{kaap.} + xk_c C_{oja} + xk_c C_Q + xk_c C_{If} + C_{pm} + C_m + C_{pääte} + C_{jatk.} \quad (4.10)$$

missä

x	on haaran pituus km
k_c	on ilmajohtoon kaapeloinnista aiheutunut kerroin haaran pituudelle
$C_{kaap.}$	on maakaapelin kustannus €/km
C_{oja}	on maakaapelikaivun kustannus €/km
C_Q	on loistehon kompensoinnin investointikustannukset €/km
C_{If}	on maasulkuvirran kompensoinnin kustannus €/km
C_{pm}	on puistomuuntamoiden yhteenlaskettu investointikustannus €

C_m	on muuntajien yhteenlaskettu investointikustannus €
$C_{pääte}$	on kojeistopääteiden yhteenlaskettu investointikustannus €
C_{jatkos}	on kaapelijatkosten yhteenlaskettu investointikustannus €

Lausekkeessa kaikki haaran pituuteen riippuvaiset kustannukset kerrotaan haaran pituudella ja kaapeloinnista johtuneella kertoimella. Lausekkeessa 4.11 on auki laskettuna lauseke 4.10.

$$C_{inv.MK} = 72\,800 \text{ €} + 79\,800 \text{ €} + 14\,700 \text{ €} + 10\,500 \text{ €} + 30\,800 \text{ €} + 5\,600 \text{ €} + 2\,480 \text{ €} + 12\,090 \text{ €} = 228\,770 \text{ €} \quad (4.11)$$

4.3.2 Ilmajohdoverkon investointikustannukset

Ilmajohdoverkolla pääkustannukset muodostuvat uudesta ilmajohdosta. KJ-ilmajohdolla pitoaika on Energiaviraston mukaan 40–50 vuotta. Energiaviraston 20 kV-ilmajohdon yksikköhintoihin sisältyvät myös pylvää, joten niitä ei tarvitse erikseen lisätä kustannuksiin.

Uusien pylväiden ero vanhoihin maastossa oleviin pylväisiin on käytössä oleva kyllästysaine. Vanhoissa pylväissä olevat kyllästysaineet ovat tehokkaampia ja myrkyllisempiä kuin uusissa pylväissä käytössä olevat. Vanhoissa pylväissä käytetty kupari-kromi-arseeniyhdisteet (CCA) takasi pylväille 50–70 vuoden käyttöajan (Boren 2010). CCA-kyllästeiset pylvää ovat olleet kiellettyjä Suomessa vuodesta 2006 lähtien EU-asetukseen perustuen (Boren 2010). Kreosoottipylväitä voidaan käyttää avojohdoverkon pylväinä, mutta kreosootin haitallisuus ympäristölle ja terveydelle on vaikuttanut kreosoottipylväiden käytöstä pois jäämiseen. Asianmukaisesti suojautuminen kreosoottia sisältävien pylväiden käsittelemistä varten on yleisesti tunnistettu hankalaksi. Näiden pylväiden kierrättäminen on myös erityisen tarkkaa, eikä niitä saa luovuttaa kuluttajalle (Tukes 2022). Nykyään kyllästysaineena käytetään kuparia ja suolaliuosta, jotka ovat turvallisempia, mutta selvästi heikompiä pylväiden käyttöiän kannalta. Kupari-kyllästeisille pylväille odotetaan pitoaikaväliksi 25–30 vuotta ja kuparisuolakyllästeisiä tuotteita myydään myös kotitalouskäyttöön. Pitoaikavälin arvioissa täytyy huomioida, ettei kupari-kyllästeisiä pylväitä ole juurikaan asennettu maastoon ennen vuotta 2006 jolloin CCA kyllästysaineena kiellettiin, joten pidemmän aikavälin kestävyysdataa ei ole vielä suurissa määrin Suomen sääolosuhteissa.

Tässä työssä haaran ilmajohtoverkon uusimisen yhteydessä uusitaan myös pylvääit oletuksena, koska pylvääit kuuluvat Energiaviraston KJ-ilmajohtojen yksikköhintoihin. KJ-ilmajohdon pitoaika on 40–50 vuotta. Energiaviraston yksikköhinnoissa ei ole erikseen puupylväille yksikköhintaa, joten oletetaan pylväidenkin pitoajan olevan KJ-ilmajohdon kanssa yhtenevät. Todennäköisesti kuparikyllästeiset uudet pylvääit eivät kestä 50 vuotta.

Tarkastelussa käytetään Sparrow-ilmajohtoa, jota verkkoyhtiöillä on yleisesti käytössä haja-asetusalueella. Haja-asetusalueella on käytössä myös Swan-johtoa, mutta maakaapeloinnin ollessa pääasiainen verkostostrategia, ei sitä ole asennettu lisää maastoon. Swan-johtoa ei ole myöskään asennettu maastoon johtuen sen pienestä poikkipinnasta. Sparrow:n yksikköhinta Energiaviraston vuoden 2022 yksikköhinnoilla on 20 100 €/km, joka on 1 700 €/km vähemmän kuin Energiaviraston vuoden 2016 yksikköhinnoissa. Taulukossa 4.6 listattuna tässä työssä huomioidut ilmajohtoverkon investointikustannukset.

Taulukko 4.6 Työssä huomioidut ilmajohtoverkon investointikustannukset Energiaviraston yksikköhinnoin.

Komponentti	Arvo	Yksikkö
Sparrow-ilmajohto	20 100	€/km
Johtoerotin katkaisijakammioilla	5 200	€/kpl
2-pylväsmuuntamo	6 400	€/kpl

Taulukossa 4.6 olevaan Energiaviraston ilmajohtojen yksikköhintoihin sisältyy pylvääit asennuksineen. Pylväiden lukumääräksi voidaan olettaa 16 pylvästä kilometrillä. Toisin sanoen pylväit asennetaan keskimääräisesti 62,5 m välein. Mikäli pylväitä jouduttaisiin vaihtamaan kesken tarkastelujakson ja pylvään vaihtokustannus olisi noin 500 €/per pylväit, KJ-ilmajohdon elinkaarikustannukset kasvaisivat haaralla 8 000 €/km.

Alun perin haaralla on johtoerotin katkaisijakammioilla. Kyseinen erotin korvataan uudella erottimella ilmajohdon uusimisen yhteydessä. Erotin vaihdetaan uudelleen vielä kerran 50 vuoden tarkastelun aikana. Erottimen pitoaika on 25–35 vuotta, jolloin taloudellisuuden maksimoimiseksi katkaisija vaihdetaan 35 vuoden kohdalla. Ilmajohtoverkossa käytetään pylväsmuuntamoita, joiden hinnat ovat selvästi halvempia kuin puistomuuntamoiden. Pylväsmuuntamon oletettu pitoaikaväli on 35–45 vuotta, mutta oletetaan pylväsmuuntamon

kestävän koko tarkastelujakson 50 vuotta. Ilmajohdoverkossa oletetaan muuntamoita olevan tarkasteltavalla haaralla kaksi, kuten maakaapeliverkossakin on oletettu.

Uusilla Energiaviraston yksikköhinnoilla pelkästään Sparrow-ilmajohdon ja helpon kaivuolosuhteen 70 mm² maakaapelin hinta on lähes sama n. 20 000–21 000 €/km. Maakaapeloinnin kustannuksiin tulee lisätä esimerkiksi kaapelijatkokset, kompensoinnit ja kalliimmat muuntamot, jonka seurauksena €/km investointikustannus on ilmajohdolla halvempi kuin maakaapeloinnin.

4.3.3 Akuston investointikustannukset

Akuston investointikustannuksista suurin yksittäinen kustannus on liitäntälaitteistolla. Liitäntälaitteisto koostuu suuntaajasta ja muista komponenteista asennuksineen. Laskennassa huomioituja muita komponentteja ovat muun muassa sisältä hoidettava puistomuuntamo, suuntaajalaitteisto oheislaitteineen, muuntaja, verkkokatkaisija, vikojen indikointiin tarvittavat laitteistot, verkon suojalaitteet sekä akuston liittämiseen verkkoon vaadittavat kaapeloinnit (Kainulainen 2019). Taulukosta 4.7 on esitetty 600 kW/600 kWh -liitäntälaitteiston investointikustannukset suuntaajalle ja muille komponenteille Kainulaisen diplomityön kustannustason mukaisin hinnoin.

Taulukko 4.7 Työssä huomioidut 600 kW/600 kWh -liitäntälaitteiston investointikustannukset.

Komponentti	Arvo (€/kpl)
Suuntaaja	114 000
Muut komponentit	94 500

Taulukossa 4.7 esitetyt muut komponentit ovat kustannukseltaan noin 25 000 € vähemmän kuin Kainulaisen diplomityössä esitetty. Tämä johtuu Energiaviraston yksikköhintojen muutoksesta, esimerkiksi akkuvaihtoehdossa käytetyn puistomuuntamon Energiaviraston vuoden 2016 yksikköhinta oli 43 900 € ja vuoden 2022 yksikköhintana 26 000 €. Oletuksena tässä työssä haara kaapeloidaan akuston pitoajan jälkeen 10 vuoden päästä asennuksesta. Kaapeloinnin yhteydessä asennetaan maakaapeliverkkoon kuuluvat puistomuuntamot pylväsmuuntamoiden tilalle. Haaralla oletetaan olevan kaksi muuntamo. Akuston asentamisen yhteydessä asennettu katkaisija jätetään verkkoon käyttöikänsä loppuun asti, jonka jälkeen verkkokatkaisija poistetaan käytöstä.

4.3.4 LVDC-investointikustannukset

LVDC-investointikustannukset koostuvat tasasuuntausasemasta, vaihtosuuntaajayksiköistä ja PJ-kaapelista. LVDC-investointikustannuksina käytetään Energiaviraston yksikköhintaluetteloa siltä osin, kun se on mahdollista, mutta LVDC-tekniikan muiden kustannuksien osalta oletuksena tutkimuksessa esitettyä kustannusarviota (Karppanen 2017). PJ-maakaapeloidussa teknisessä ratkaisussa huomioitu erikseen kaapelijatkoksia, sillä Energiaviraston yksikköhinnoissa ne sisältyvät johtoyksiköihin. Tasasuuntausasetuskustannus koostuu tasasuuntaajan oletetusta €/kW hinnasta, puistomuuntamosta ja muuntajasta, jolla on kaksi sekundäärikäämiä. Näille muuntajille hinnan oletetaan Karppasen tutkimuksen mukaisesti olevan 1,7-kertainen normaaliin jakeluverkkomuuntajaan nähden (Karppanen 2017). LVDC-investointikustannukset nähtävillä taulukosta 4.8.

Taulukko 4.8 LVDC-verkon investointikustannukset.

Tasasuuntaaja	100 €/kW
Puistomuuntamo kevyt	7 500 €/kpl
Muuntaja 100 kVA kertoimella 1,7	6 120 €/kpl
Vaihtosuuntaaja 17 kW	8 050 €/kpl
Maakaapeli 70 mm ²	8 900 €/km

Investointikustannuksiksi 50 kW tasasuuntausasemalle muodostuisi kyseisin oletuksin 18 620 €. 17 kW vaihtosuuntaajan hinnaksi on arvioitu 8 050 €, kun käytetään päivitettyä Energiaviraston yksikköhinnastoa Karppasen oletuksiin. (Karppanen et al. 2017, Karppanen 2020)

LVDC-suuntausasetuksille ei ole annettu oletettua pitoaikaa Energiaviraston toimesta, mutta akkutekniikan oletetun pitoajan ollessa 10–15 vuotta voidaan olettaa tasasuuntausasetuksen kestävän ainakin tämän ajan. Kyseisen pitoajan jälkeen suuntaajia voidaan käyttää pidempäänkin, mikäli laitteisto on kunnossa, ja kunnostaminen on teknistaloudellisesti järkevää. Oletuksena 50 vuoden tarkastelujaksolle suuntaajat vaihdetaan 16,3 vuoden välein, mutta PJ-maakaapeli, puistomuuntamo ja muuntajat kestävät 50 vuotta. Suuntaajien vaihtamisen yhteydessä oletetaan osien olevan modulaarisia, joten 16,3 vuoden välein ei tarvitsisi investoida puistomuuntamoon tai muuntajiin vaan pelkästään suuntaajiin.

4.3.5 1 kV -investointikustannukset

Investointikustannukset 1 kV -järjestelmälle muodostuvat suurimmilta osin uuden maakaapelin tai ilmajohtoon asentamisesta. Maakaapelina tai ilmajohtona voidaan käyttää pienjännitetasoon soveltuva kaapelia. 50 vuoden tarkastelujaksolle 1 kV -verkolla aurataan tai kaivetaan kaapeli kertaalleen maahan, mutta ilmajohtolle joudutaan todennäköisesti asentamaan uudet pylvää ainakin kertaalleen. Samasta syystä kuin KJ-ilmajohtollakin alaluvussa 4.3.2 oletetaan 1 kV -ratkaisun pylväiden kestävän saman ajan kuin 1 kV -johtokin. 1 kV -verkko vaatii myös oman suojalaitteiston uuden jännitetason myötä. Taulukossa 4.9 on esitetty investointikustannukset 1 kV -järjestelmälle ilmajohtoratkaisuna ja taulukossa 4.10 maakaapeloituna 1 kV -maakaapeloituna ratkaisuna.

Taulukko 4.9 1 kV -ilmajohtoratkaisuna rakennetun verkon investointikustannukset.

Komponentti	Arvo	Yksikkö
AMKA 120 mm ²	22 900	€/km
Suojalaitteisto	2 900	€/kpl
Muuntaja 50 kVA	2 800	€/kpl
Kolmikäämimuuntaja	7 800	€/kpl
2-pylväsmuuntamo	6 400	€/kpl

Taulukko 4.10 1 kV -maakaapeliratkaisuna rakennetun verkon investointikustannukset.

Komponentti	Arvo	Yksikkö
AXMK 120mm ²	10 900	€/km
Suojalaitteisto	2 900	€/kpl
Kolmikäämimuuntaja	7 800	€/kpl
Muuntaja 50 kVA	2 800	€/kpl
Puistomuuntamo: kevyt	7 500	€/kpl
Kaivuolosuhde	11 000–65 000	€/km

Molemmassa teknisissä ratkaisuissa on uusi jännitetaso. Kolmikäämimuuntajan pitoaikaväli on 35–45 vuotta. Investointeihin merkitty muuntaja 50 kVA kuvastaa hintatasoltaan 1/0,4 kV muuntajaa. Energiaviraston sivuilla ei ole 1/0,4 kV muuntajalle yksikköhintaa, joten käytetään hinnastona 20/0,4 kV muuntajan hintaa.

4.4 Korko ja kuormituksen muutos

Elinkaarikustannuslaskennassa huomioidaan korko ja mahdollinen kuormituksen muutos. Korko vaikuttaa tämän hetken rahamäärän arvoon tulevaisuudessa. Investoinneissa korko

vaikuttaa tulevaisuudessa tapahtuvan investoinnin nykyarvoon. Energiavirasto määrää käyttämään kehittämissuunnitelman laskennassa 4 % (Energiavirasto 2021c). Yhtälössä 4.12 on esitetty lauseke, jolla saadaan ajanhetkellä a tehtävän investoinnin arvo nykyhinnassa (Energiavirasto 2021c). Kulun ei tarvitse olla investointi, vaan korko huomioidaan myös operatiivisten menojen osalta OPEX-laskennassa yhtäläisesti yhtälön 4.12 mukaan.

$$C_a = \frac{C_0}{(1+k)^a} \quad (4.12)$$

missä

C_a	on ajanhetkellä a tehtävä investoinnin nykyarvo
C_0	on investoinnin arvo, jos investointi tehtäisiin nykyhetkessä
k	on laskentakorko desimaaleina
a	on vuosi, jolloin investointi tehdään

Kuormituksen muutos huomioidaan KAH-laskennan yhteydessä. Kuormituksen muuttuminen vaikuttaa keskimääräisiin tehoihin, joka vaikuttaa keskeytyksestä aiheutuneeseen rahalliseen haittaan. Yhtälössä 4.13 esitetty KAH-kustannukset vuodella a , joka huomioi koron ja kuormituksen muutoksen (Energiavirasto 2021c).

$$KAH_a = KAH_0 * \frac{(1+P\%)^a}{(1+k)^a} \quad (4.13)$$

missä

KAH_a	on KAH-kustannus vuonna a
KAH_0	on KAH-kustannus vuonna 0
$P\%$	on kuormituksen muutos vuodessa

4.5 Regulaation mahdollistama kuluja vastaavien kustannusten kerääminen liikevaihtona

Jakeluverkkotoimintaa koskevassa regulaatiomallissa on erilaisia kannustimia, joiden avulla verkkoyhtiöt voivat parantaa kannattavuutta. Kannustimia vuoden 2022 alusta alkaen ovat investointi-, laatu-, innovaatio- ja tehostamiskannustin. Toimitusvarmuuskannustin jäi pois

Energiaviraston määräyksen myötä. Tässä työssä ei huomioida regulaation mahdollistamaa kuluja vastaavien kustannusten keräämistä liikevaihtona.

Investointikannustimella kannustetaan verkonhaltijoita investoimaan kustannustehokkaasti. Kannustin muodostuu Energiaviraston yksikköhintojen ja toteutuneiden investointikustannusten erosta. Investointikannustimeen sisältyy myös komponenttien jälleenhankinta-arvoista laskettava tasapoisto komponenttien pitoajalle. (Energiavirasto 2021d)

Laatukannustimella kannustetaan verkonhaltijoita parantamaan sähköjakeluverkon laatua. Sähköjakelun laatua havainnoidaan keskeytyksestä aiheutuneen haitan laskennalla, jota verrataan tavoitetasoon. Tavoitetasoon verrattuna laatukannustimen vaikutus voi olla maksimissaan 15 % verkonhaltijan vuoden kohtuullisesta tuotosta. (Energiavirasto 2021d)

Innovaatiokannustimella kannustetaan verkonhaltijaa kehittämään uusia ratkaisuja verkkotoiminnan kehittämiseen. Kehittämishankkeiden pitää tuottaa sähköverkkoalalle uutta tietoa, teknologiaa, tuotetta tai toimintatapaa. Näiden hankkeiden tulosten on oltava julkisia ja yleisesti hyödynnettävissä muiden verkonhaltijoiden toiminnassa. Innovaatiokannustin voi olla suurimmillaan 1 % verkkoliiketoiminnan liiketoiminnasta yhdeltä valvontajaksolta. (Energiavirasto 2021d)

Tehostamiskannustimen tarkoituksena on saada verkonhaltija toteuttamaan operatiivisen toimintansa kustannustehokkaasti. Kustannustehokkuuden valvonta toteutetaan vertaamalla yhtiön kontrolloitavia operatiivisia kustannuksia ja määritettyä vuotuista tavoitetasoa. Tavoitetason ylitys parantaa yhtiön oikaistua tulosta ja alitus heikentää. Vaikutus voi kuitenkin olla enintään 20 % verkonhaltija vuoden kohtuullisesta tuotosta. (Energiavirasto 2021d)

5 KEHITTYNEIDEN VERKOSTORATKAISUJEN VAATIMUKSET JA VAIKUTUKSET

Kehittyneitä verkostoratkaisuja tässä työssä ovat akkuvaihtoehto, LVDC, 1 kV -ilmajohto, 1 kV -maakaapeli ja kapasiteettijousto. Tekniikat soveltuvat kuormituksiltaan erilaisille verkkoalueille. Työssä tarkasteltavana alueena on haja-asutusalueen haara, joka lähtökohtaisesti voi olla sopiva jokaiselle tarkastelussa olevalle tekniikalle, kunhan kuormitus on tekniikalle sopiva. Työssä keskitytään haja-asutusalueeseen, sillä vuonna 2022 65 % verkkoyhtiön käyttöpaikoista, joilla laatuvaatimukset eivät täyty sijaitsevat haja-asutusalueella. Kohde alueeksi valikoitui haara, koska haarojen kuormitusprofiilille on saatavilla useita erilaisia tekniikoita, jotka vaikuttavat lähtökohtaisesti potentiaalisilta. Haarat todennäköisemmin uudistetaan teknisen kunnan salliessa viimeisimpinä verkon alueista. Tämä antaa vaihtoehtoisille tekniikoille aikaa kehittyä teknisesti kuin kustannuksellisesti, ennen kuin verkon haara saneerataan.

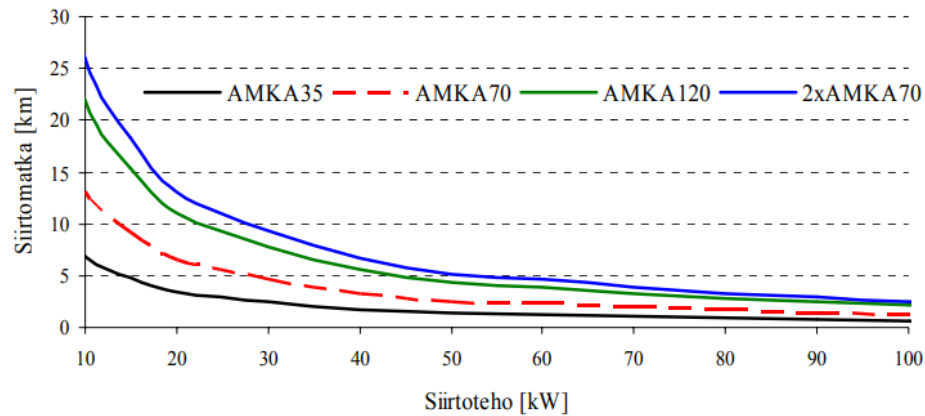
Akkuvaihtoehto vaatii kuormitusprofiililtaan sopivan haaran. Haaran teho ei saa nousta yli akun syöttökäyvyn, jotta saarekekäytössä asiakkaille voidaan syöttää laadukasta sähköä. Huipputeho haaroilla voi olla mahdollisesti kuitenkin yli akun nimellistehon, mutta verkkoyhtiöllä mahdollisesti potentiaalisiksi akkukohteiksi valituille haaroille yli 600 kW piikit ovat hyvin harvinaisia. Todennäköisimmin potentiaalisilla kohteilla haarojen pituus on 5–20 km, keskitehojen ollessa 50–350 kW välillä, painottuen hajonnan pienempään päähän.

LVDC-haaran pituus voi olla yli 10 kilometriä matalan kulutuksen kohteissa, mutta kulutukselta suuremmissa haaroissa siirtoetäisyys on pienempi. Valittu LVDC-tekniikka vaikuttaa myös siirtoetäisyyksiin ja siirrettävän tehon suuruuteen. Soveltuvien LVDC-tekniikka sähkön siirtämisen puolesta on 1500 VDC unipolaarinen ratkaisu, sillä se tarjoaa mahdollisuuden suurimmalle siirtokapasiteetille PJ-puolelta. Unipolaarinen ratkaisu on ns. kaksijohdin malli, joka mahdollistaa 4-johdoisissa PJ-kaapeleissa käyttämisen 2-johdinta rinnan, mikäli yksikään johdoista ei ole väritykseltään suojajohtimen vihreäkeltainen. Suojajohtimen väristä johtoa ei saa käyttää kuin suojajohtimena. Tämän takia verkkoyhtiöllä käytössä oleva AXMK-kaapeli ei soveltuisi kyseiseen LVDC-järjestelmään. LVDC-järjestelmään sopisi AXCMK-kaapeli, joka on hinnaltaan kalliimpi kuin AXMK, mutta soveltuisi väritykseltään 2-johdinta rinnan olevaan unipolaariseen järjestelmään. Kyseisellä ratkaisulla saataisiin kasvatettua entisestään siirtokapasiteettia LVDC-järjestelmälle.

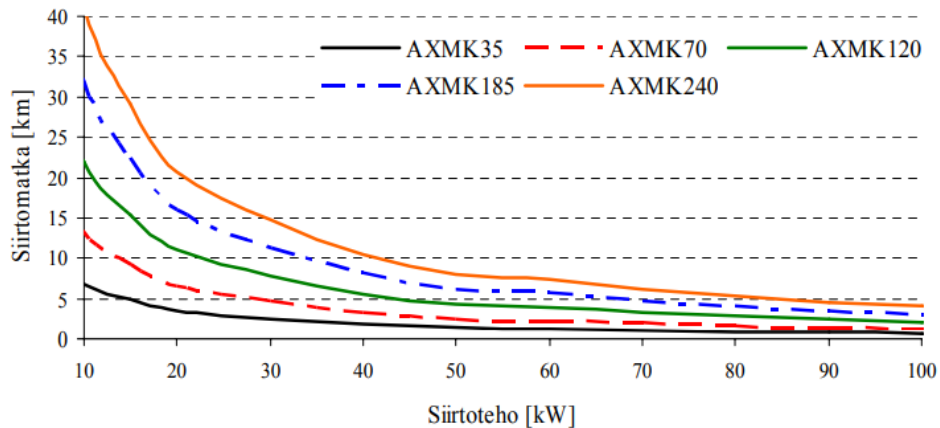
1500 VDC unipolaarisessa ratkaisussa apukomponenttien hintataso on lähes sama kuin perinteisemmässä PJ-verkossa. Apukomponenttien hinnat ovat myös selvästi pienempiä suhteessa kaapeleiden ja suuntaajien elinkaarikustannuksiin.

Tässä työssä tarkastellaan yleispätevänä ratkaisuna kokonaisvaltaista DC-ratkaisua. Kokonaisvaltaisessa DC-ratkaisussa asennetaan enemmän vaihtosuuntaajia kuin linkkityyppisessä, mutta kokonaisvaltaisessa ratkaisussa on enemmän hyötyjä verrattuna linkkityyppiin. Linkkityyppisessä ratkaisussa ongelmaksi muodostuvat vaihtosuuntaajien jälkeinen suurempi PJ-verkon pituus. PJ-verkon pituus vaikuttaa verkon impedanssiin ja sen myötä oikosulkuvirtoihin ja oikosulkutehoihin, joita invertteri joutuisi syöttämään. Tämä johtaisi paksumpiin kaapeleihin ja tasasuuntaajan koon suurentamiseen. Kokonaisvaltaisessa ratkaisussa jokaisella asiakkaalla ei tarvitse myöskään olla omaa invertteriä asiakkaiden huipputehon ollessa tarpeeksi matala. Useamman asiakkaan sähkön syöttämiselle on uhkana invertterin joutuminen ylivirtaan. Mitoitusohjeena voidaan pitää invertterin ympärille piirrettyä 100 m sädettä. Tämän alueen asiakkaille voitaisiin syöttää yhdeltä invertteriltä ilman ongelmia. Useampaa asiakasta ei voida syöttää yhdellä invertterillä kohteissa, joissa on sähkölämmitys tai muuta suuren sähkötehon vaativaa kuormaa, sillä kyseiset tilanteet lisäävät todennäköisyyttä invertterin joutumiselle ylikuormaan. Invertterit ovat tyypillisesti 25 A tai 35 A kokoisia, mutta niitä on myös isompia kuten 63 A.

Käyttöalue 1 kV jännitteiselle haaralle on noin 0,5–5 km, siirtotehojen ollessa suurimmillaan n. 50 kW. Siirtotehoon ja etäisyyteen voidaan vaikuttaa johdon poikkipinta-alalla. Verrattuna KJ-haarioihin 1 kV jakelujännitteellä häviöt ja jännitealenemat kasvavat, johtuen matalammasta jännitetasosta. Vastaavasti nosto 400 V tasosta 1 kV jännitetasoon pienentää häviöitä ja jännitealenemaa. 1 kV jännitetaso luokitellaan pienjännitteiseksi verkoksi, joten siihen käy samat komponentit ja kaapelit kuin 400 V verkossa. Uutena komponenttina verkkoon tarvitaan kuitenkin 20/1 kV muuntaja ja 1/0,4 kV muuntaja sekä suojauslaitteisto uudelle jänniteportaalte 20 kV ja 400 V välille. Kuvassa 5.1 on esitetty siirtomatkat 1 kV -ilmajohtoverkossa ja kuvassa 5.2 siirtomatkat maakaapeloidussa 1 kV -verkossa. (Lohjala 2005)



Kuva 5.1 Siirtoetäisyydet tehon funktiona 1 kV -ilmajohtoverkossa, kun suurin sallittu jänniteenalenema on 8 % (Lohjala 2005).



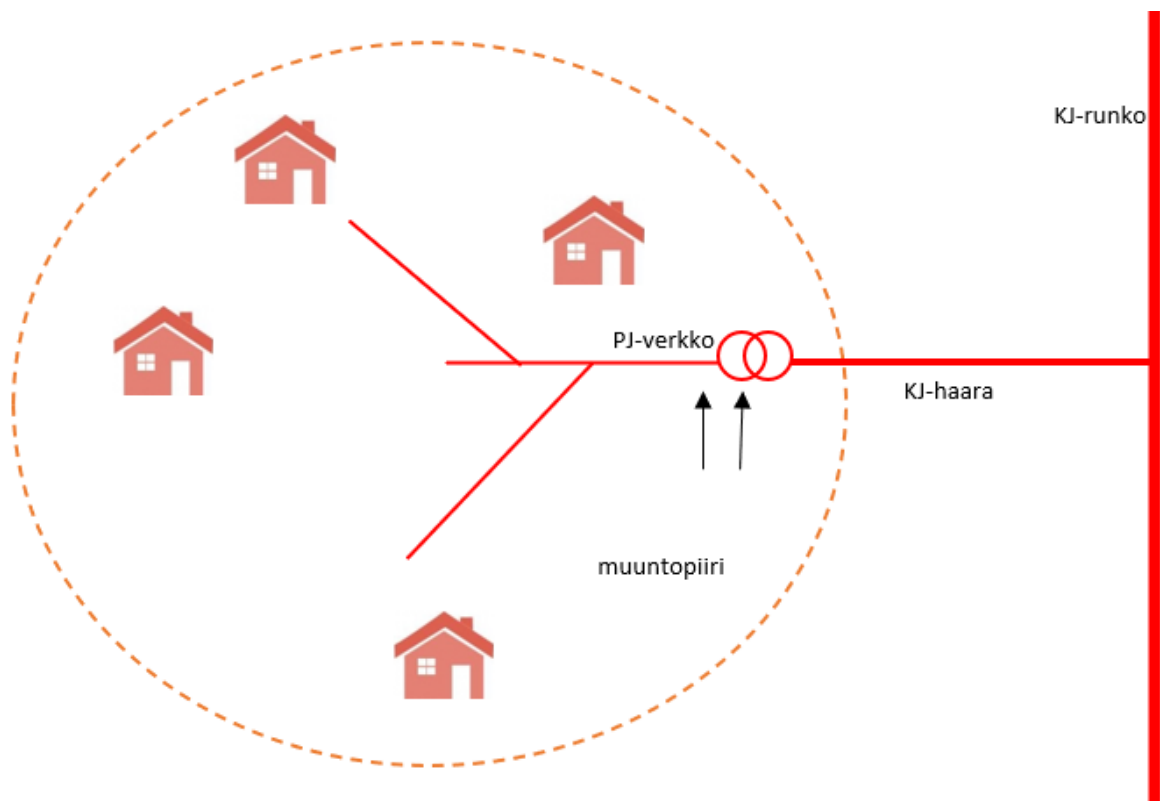
Kuva 5.2 Siirtoetäisyydet tehon funktiona 1 kV -maakaapeliverkossa, kun suurin sallittu jänniteenalenema on 8 % (Lohjala 2005).

Kuvissa 5.1 ja 5.2 huomataan poikkipinnaltaan saman paksuisten kaapeleiden kykenevän yhtä pitkiin siirtoetäisyyksiin ja siirtotehoihin. PJ-maakaapeleita on olemassa suurempaa poikkipinta-alaa kuin PJ-ilmakaapelia, mikä mahdollistaa 1 kV -maakaapeloidulla ratkaisulla sähkönsiirtämisen pidempiä matkoja tai suurempia tehoja. Paksuimmat PJ-kaapelit ovat kuitenkin Energiaviraston yksikköhinnoissa jo kalliimpia kuin normaalissa haja-asutuskäytössä olevat KJ-kaapelit.

5.1 Joustojen vaatimukset

Joustokohteille sopiva verkkoalue riippuu jouston tyypistä. Joustot eroavat myös huomattavasti muista tarkastelussa olevista tekniikoista, sillä joustoille ei ole varsinaisesti

mitään pituusrajaa eikä tehorajaa. Kapasiteettijoustossa on tärkeintä, että yhden muuntopiirin sisällä mahdollisimman moni asiakas olisi mukana joustossa. Tärkeää on myös muuntopiirin sijainti suhteessa mahdollisiin verkon pullonkauloihin, jotta muuntopiirissä tapahtuvaa joustoa voitaisiin käyttää oikeasti hyödyksi. Kapasiteettijoustosta harvemmin on hyötyä ylimitoitetuilla verkkoalueilla. Mikäli useampi joustoon osallistuva muuntopiiri on samalla johtolähdöllä, voidaan joustoa käyttää hyödyksi harvinaisissa sähköasemien vikatilanteissa. Tällöin sähköaseman kuormitusta voitaisiin keventää jouston avulla. Verkkoyhtiöllä verkko on kuitenkin mitoitettu siten, että $n+1$ vikatilanteissa vian ollessa sähköasemalla voidaan viereiseltä sähköasemalta suorittaa varasyöttö epäkunnossa olevan sähköaseman asiakkaille. Kapasiteettijoustosta olisi kuitenkin apua vikatilanteen aikana kulutukseltaan suurille hetkille, jotta sähkönlaatu pysyisi sallituissa rajoissa. Mahdolliset kuormituksen noususta aiheutuneet pullonkaulatilanteet osuvat todennäköisemmin PJ-verkkoon tai muuntajalle. Kuvassa 5.3 on esitetty todennäköiset PJ-verkon pullonkaulojen sijainnit mustilla nuolilla.

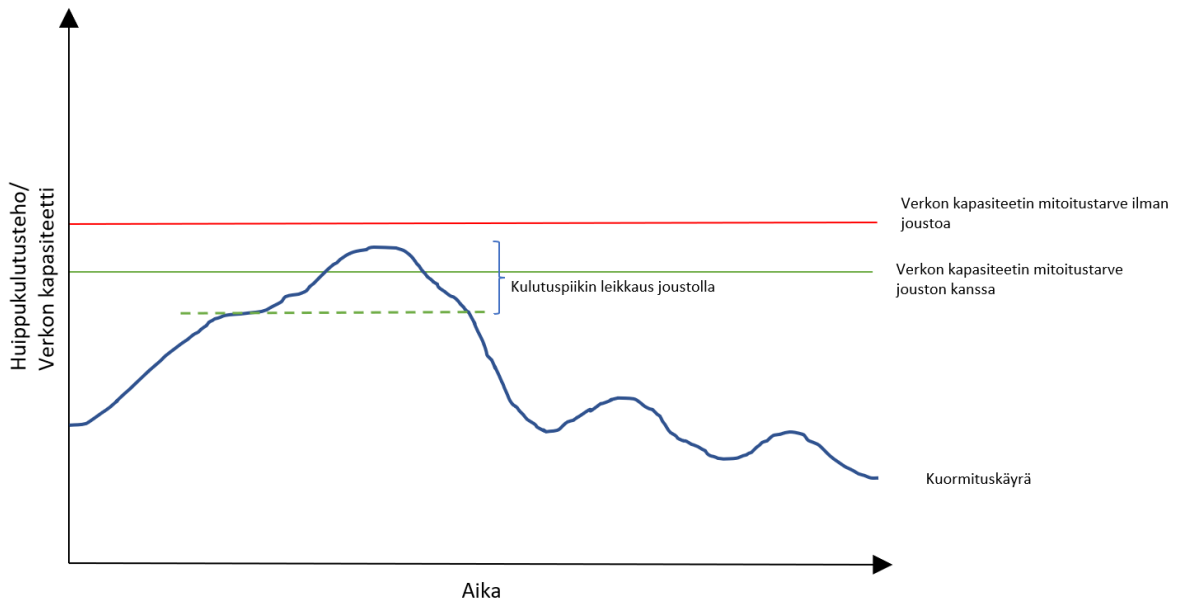


Kuva 5.3 Haaran kulutuksen kasvun johdosta potentiaalisimmat pullonkaulojen sijainnit muuntopiirin sisällä.

Verkkoyhtiön verkossa KJ-haarat ovat mitoitettu riittävän suuriksi, joten verkossa esiintyvät sähkönsiirron pullonkaulat tulevat todennäköisimmin PJ-verkon puolelle. Mikäli pullonkaula muodostuu kuvan 5.3 mukaisille paikoille, kapasiteettijoustopuoleen käyttöön oton yleistymisen esteeksi voi osoittautua uuden muuntajan tai muutaman kilometrin PJ-verkon uusimisen edullisuus ja vaihtamisen helppous. Verkkoon investoiminen uudella muuntajalla tai kaapelilla vaikuttaa yksinkertaiselta ja tehokkaalta ratkaisulta verrattuna kapasiteettijoustopuoleen sopimiseen asiakkaiden kanssa. Tämän takia joustoista sopimiseen tarvitaan helppo ja toimiva käyttöjärjestelmä, sekä selvät pelisäännöt asiakkaille ja verkkoyhtiölle.

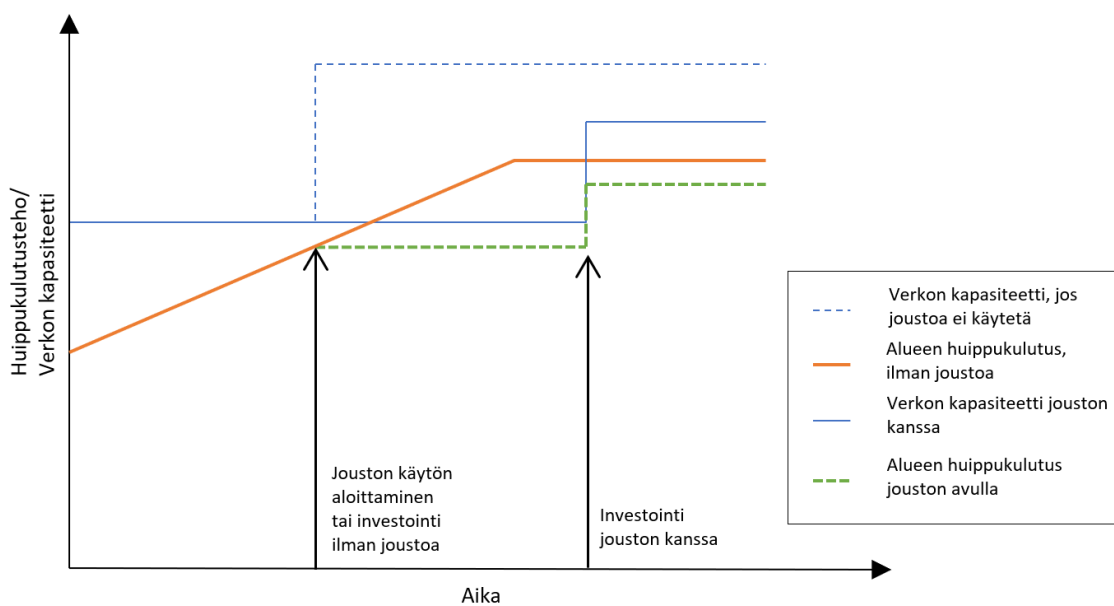
Kapasiteetti- ja kulutusjoustopuolella asiakkaalla on oltava ohjattavana kuormana esimerkiksi varaava sähkölämmitys, lämminvesivaraaja, sähköauton latausasema tai pientuotantoa. Pientuotannon radikaali lisääntyminen haaroille voi nostaa verkon kuormitusta aurinkoisina tunteina verkon siirtorajojen yli. Verkkoyhtiölle tulee kuitenkin ilmoittaa alueelle kytkettävistä pienvoimaloista etukäteen, joten verkkoyhtiöllä pitäisi olla aikaa varautua verkkoon kytkettäviin aurinkopaneeliin.

Kapasiteettijoustopuoleen potentiaalia parantaa huomattavasti, mikäli verkossa on vielä pitoaikaa jäljellä. Toimitusvarmuuskannustimen poistumisen myötä nykykäyttöarvoa omaavien verkon osien uusimisesta ei ole mahdollista saada korvausta nykykäyttöarvon alaskirjauksen avulla (Energiavirasto 2021e). Joustot voivat mahdollistaa suuriakin säästöjä, mikäli verkkoa jouduttaisiin muuten uusimaan ennen aikaisesti kulutuksen kasvun seurauksesta. Vaikka verkolla ei olisikaan pitoaikaa jäljellä, mutta se on toimiva ja mitoitukseltaan sopiva suurimman osan ajasta, kapasiteettijoustopuolella voidaan pitkittää investointeja entisestään. Pitkittäminen tapahtuu satunnaisten tehopiikkien leikkaamisella. Kuvassa 5.4 esitetty periaatekuva joustopuoleen hyödyntämisestä edellä mainituissa tilanteissa.



Kuva 5.4 Kapasiteettijoustop käyttö verkkoinvestoinnin välttämiseksi.

Verkon kulutuksen kasvaessa vuosi vuodelta voi olla järkevää odottaa verkon kulutusprofiilin asettumisesta uuteen perustasoon myös tilanteessa, jossa verkolla ei olisi enää jäljellä nykykäyttöarvoa. Uuden perustason myötä on varmempi tehdä ennustuksia verkon tarvittavalle kapasiteetille tulevaisuudessa. Kuvassa 5.5 esitetty kuinka joustolla saadaan pitkitettyä investointia ajalle, kun tiedetään mille tasolle kulutus asettuu tulevien vuosien kuluessa.



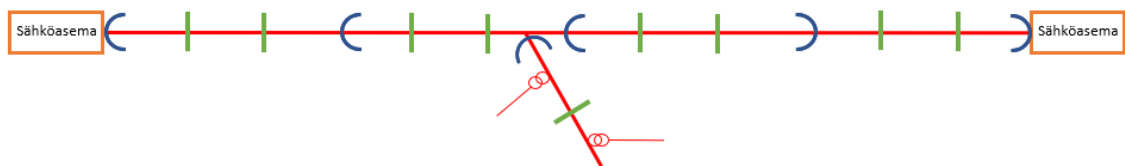
Kuva 5.5 Investoinnin pitkittäminen kehittyvällä verkkoalueella kapasiteettijoustop avulla. (Enerim 2022)

Kapasiteettijoustopuolun taloudellinen hyöty muodostuu investoinnin pitkittämisestä saadusta rahallisesta säästöstä. Taloudellisen säästön suuruuteen vaikuttaa oletettu korkokanta, sillä mitä pidemmälle investointia siirretään, sitä pienempi on investoinnin suuruus nykyarvoon muutettuna. Investointi kohtaa korkoa korolle ilmiön, jonka suuruus riippuu määrätystä korkokannasta.

Toimitusvarmuusjoustopuolun ideaalinen haara olisi pienen kulutuksen pitkä ilmajohto metsäisellä alueella, jonka verkolla olisi vielä useita vuosia teknistä käyttöikää jäljellä. Edellytyksenä toimitusvarmuusjoustopuolun toimivuudelle, on kaikkien haaralla olevien asiakkaiden osallistuminen joustopuolun. Täten toimitusvarmuusjoustopuolun on todennäköisemmin mahdollinen, kun asiakkaita on haaralla vähän. Toimitusvarmuusjoustopuolun arvo koostuu investointikustannuksissa säästämiseen, kun ei uusita vanhaa haaraa uudella KJ-kaapelilla. Toimitusvarmuusjoustopuolun ei ole kuitenkaan taloudellisessa mielessä järkevää alueille, joilla voitaisiin tekniikkana käyttää 1 kV jännitetasoa, sillä oletuksena 1 kV -verkon rakentaminen on selvästi halvempaa kuin KJ-verkon (Lassila et.al. 2020).

6 ANALYSOINTIMETODIIKKA

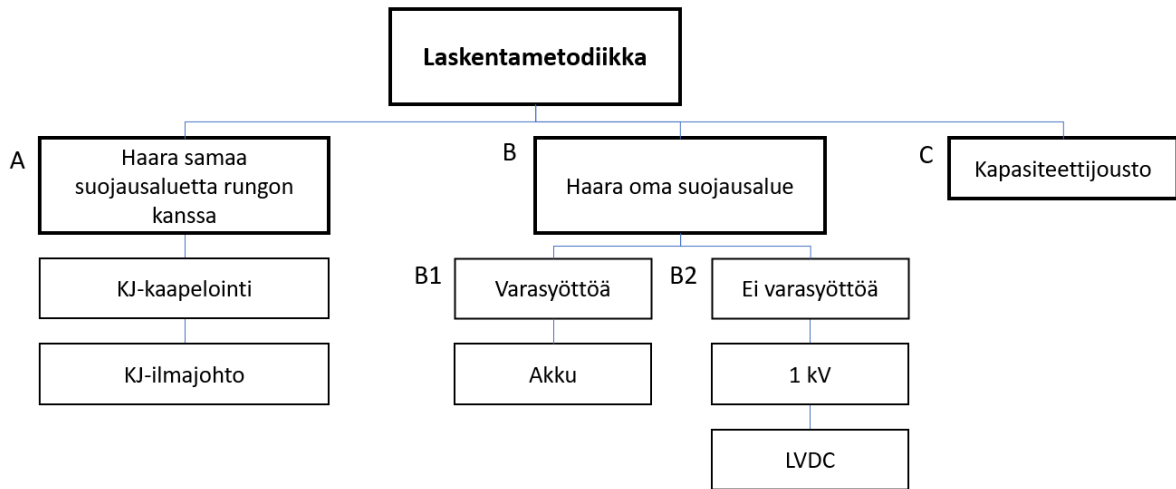
Analysoinnin kohteena oleva haara on tekniseltä ratkaisultaan pitoaikansa loppupuolella oleva KJ-ilmajohtoverkko, ja se sijaitsee haja-asutusalueella perusoletuksena kymmenien kilometrien päässä lähimmästä sähköasemasta. Tarkastelussa haarajohdolle on mallinnettu investointeja halutuilla ajan hetkillä seuraavan 50 vuoden aikana. Haaran alussa on kaukokäyttöerotin ja yksi käsikäyttöerotin 1/3 haaran kokonaispituudesta haaran alusta mitattuna. Tämä erotin puretaan samalla kun haara uudistetaan toisella tekniikalla. Haaralle ei ole varasyöttömahdollisuutta eikä sitä voida rakentaa rengasyhteydeksi. Tarkastelussa rungolle ei tehdä investointeja, vaan sen oletetaan pysyvän samanlaisena 50 vuoden tarkastelujakson ajan, vaikka todellisuudessa 50 vuoden aikana runkoa jouduttaisiin myös uudistamaan jo verkon teknisen käyttöiän puolesta. Kuva 6.1 havainnoi analysointityökalussa olevaa verkon rakennetta, jossa siniset viivat ovat kaukokäyttöerottimia ja vihreät käsikäyttöerottimia.



Kuva 6.1 Analysoitavan verkon yksinkertaistettu rakennekuva. Runko on molemmista päistä syötettävissä, tarkasteltava haara ei ole.

Verkossa on käytössä kauko- sekä käsikäyttöerottimia. Verkonrakennustavan suunnitteluohjeen mukaan kaukokäyttöerottimet suunnitellaan haja-asutusalueella 10 km välein tai joka toiselle kaapeliverkon erottimelle. Täten kaukoerotinväliksi voidaan olettaa 10 km.

Kaikilla tekniikoilla ei toimi keskenään samanlaiset laskentamethodiikat, sillä eri tekniikoilla on erilaiset suojausalueet. Haaralla voi olla oma suojausalue, tai olla yhtä muun johtolähdön kanssa. Kuvassa 6.2 nähtävillä tekniikoiden jaottelu laskentamethodiikan mukaan pienempiin ryhmiin.



Kuva 6.2 Eri teknisten ratkaisujen ryhmittely laskentametodiikan samankaltaisuuden mukaan.

Perinteisemmät tekniikat ovat samassa suojausalueessa rungon kanssa. Kehittyneet tekniikat mahdollistavat haaran olevan omaa suojausaluetta, joka voi olla varasyöttöllinen tai ilman varasyöttöä. Ainoa haaralle varasyötön mahdollistava tekniikka rungon vikatilanteissa ilman pidempää katkoa on akku. 1 kV - ja LVDC-tekniikalla saadaan oma suojausalue haaralle, koska KJ-verkkoa muutetaan PJ-verkoksi. Katkaisijalla saadaan myös tehtyä oma suojausalue, mutta tässä työssä katkaisija on osana akkutarkastelun elinkaarta, ei omana tekniikkanaan. Katkaisija asennetaan haaralle akun yhteydessä, mutta jää verkkoon akun poistuttua käytöstä pidemmän käyttöikänsä vuoksi.

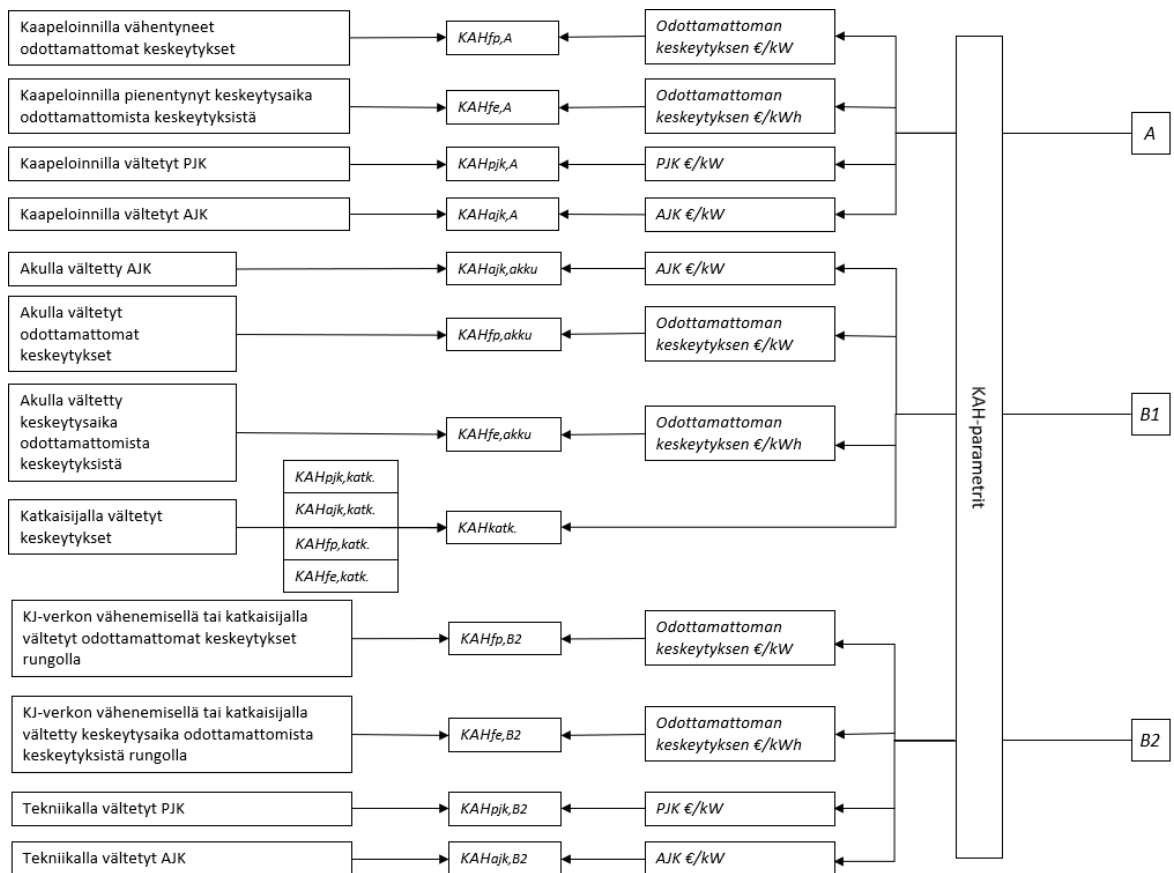
Täysin omanlaista laskentametodiikkaa on kapasiteettijoustolla, johtuen sen säästön perustuvan investointien lykkäämiseen eikä KAH-kustannusten pienenemiseen. Investointien lykkääminen mahdollistaa kuormituksen muutoksen tarkastelun, jonka perusteella saadaan valittua varmemmin sopivin tekniikka, poikkipinta-ala ja muuntaja haaralle.

Työssä tarkastelussa olevia teknisiä ratkaisuja ovat perinteisistä tekniikoista KJ-kaapelointi ja KJ-ilmajohto. Kehittyneitä ratkaisuja ovat akkuvaihtoehto, LVDC ja 1 kV -ratkaisut ilmajohtona sekä maakaapelointina vaihtoehtoina. Akkuvaihtoehdossa akku on sijoitettuna haaran alkuun. Akkuvaihtoehtoja on tarkastelussa kaksi, joissa ensimmäisessä akku on verkossa akuston pitoajan 10 vuotta ja toisessa akku on verkossa kaksi kertaa pitoaikansa. Pitoaikojen välissä akustoon tehdään tarvittavat korjaukset markkinaosapuolen puolesta ja liitännälaitteistoon verkkoyhtiötoimesta.

Kuvassa 6.2 sarakkeen A tekniikoita käytetään vertailukohtana kehittyneille tekniikoille. Kaapeloinnin etuna on selvästi pienempi vikataajuus ja ilmajohtoverkon etuna on pienempi alkuinvestointi verrattuna kaapelointiin. Viankorjausaika on lähtökohtaisesti lyhyempi ilmajohtoverkossa kuin maakaapeliverkossa. Kaapeliverkossa joudutaan huomioimaan myös loistehon ja maasulkuvirran kompensoinnin kustannukset kasvaneen kaapeloinnin myötä.

B1-tekniikan akun pitoaika on arviolta 10–15 vuotta. Akun elinkaaren oletetaan olevan 10 vuotta, jonka jälkeen lisävuodet ovat mahdollisia, jos komponentit ovat kunnossa, eikä suurempia korjauksia vaadita käytön jatkamiseen. Akkuvaihtoehto voi olla ominaisuuksiltaan tarpeeksi kannattava kaikille akkuvaihtoehdon osapuolille, jonka seurauksena ensimmäisen pitoajan jälkeen akusto korjataan tarvittaessa kokonaan. Tämän jälkeen verkossa on uusi akusto liitännälaitteistoinen, jonka pitoaika on ainakin 10 vuotta. Ennen mahdollista akkujärjestelmän uusimista tiedetään myös enemmän verkkoakun osien kulumisesta ja oletetusta pitoajasta. Katkaisijan elinkaari on 30–40 vuotta, joten katkaisija on mahdollista jättää verkkoon kiinni, vaikka haara kaapeloidaan kokonaan akun jälkeen. Sama katkaisija on mahdollista jättää maakaapeloidulle haaralle, sillä akkuvaihtoehdon alkuinvestoinnissa kaapeloidaan haaralta lyhyt matka, joka mahdollistaa katkaisijan rakentamisen maakaapeliverkkoon tyypillisenä koppimallina. Kyseistä satojen metrien matkaa ei huomioida tässä työssä haaran KAH-laskennassa kaapelipituuden vähäisyyden kannalta. Haaran katkaisija voi olla järkevä siirtää muualle käyttöön, sillä katkaisijalla on vielä kymmeniä vuosia pitoaikaa jäljellä, eikä juuri kaapeloitu haara ole katkaisijalle ideaalinen paikka. Tässä työssä oletetaan katkaisijan jäävän tarkasteltavalle haaralle akun poistamisen jälkeen. Akun purkamisen jälkeisinä vuosina katkaisijan pitoajan loppuun saakka ideana toimii kuvan 6.2 B2-sarake. Katkaisijan purkamisen jälkeen haaran laskentamodiikka on tarkastelujakson loppuun asti samanlainen kuin kaapeloidun haaran, jolloin akkuvaihtoehdon analysoinnin viimeiset vuodet toteutetaan kuvan 6.2 sarakkeen A metodein.

A-, B1- ja B2-tekniikoilla KAH-säästöt muodostuvat eroavista tekijöistä. KAH-kustannusten periaate odottamattomissa vikatilanteissa esitetty kuvassa 6.3.



Kuva 6.3 KAH-kustannusten säästön muodostuminen odottamattomissa tilanteissa ryhmiteltynä tekniikoiden samankaltaisuuden mukaan ja verrattaessa sitä KJ-ilmajohdon kustannuksiin.

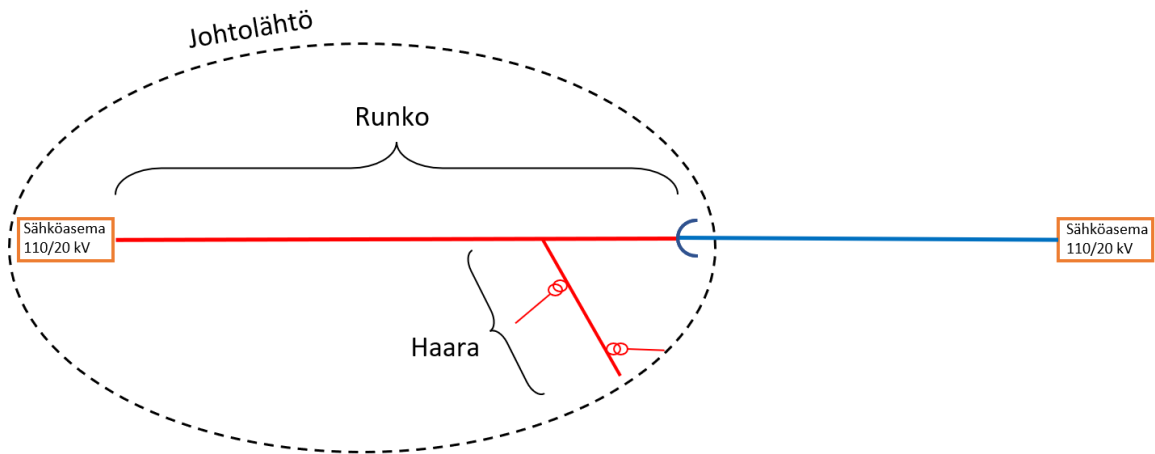
Kuva 6.3 havainnollistaa ryhmiteltyjen tekniikoiden avulla saatuja säästöjä. Eri tekniikoiden viankorjausajat ja keskeytysmäärät muodostavat keskeytyksestä aiheutuneiden kustannusten säästöt, kun verrataan tekniikoita verkon nykyiseen tekniikkaan. Säästöt tai kustannukset koostuvat tehosta, energiasta ja jälleenkytkennöistä. Suurimmat KAH-kustannukset tarkastelluista verkkotekniikoista ovat KJ-ilmajohdolla, johon muiden tekniikoiden KAH-kustannuksia pystyy vertaamaan. Kaapelointi pienentää vikamääriä ja lyhentää kokonaisuutena vian korjaamiseen menevää aikaa. Myös KJ-ilmajohtoverkolle ominaiset PJK ja AJK vähentävät johtolähdön jälleenkytkentöjä. Tämä näkyy kuvassa 6.3 oikeassa reunassa tunnisteella A. Verrattaessa perinteisiin tekniikoihin tunnisteella B1 olevalla akulla KAH-kustannusten säästöt muodostuvat runkojohdolla tapahtuvan vian vaikutusalueen rajautuvan pois haaralta akun avulla ja haaran vian rajautuvan pois runkojohdolta katkaisijalla. Samalla katkaisija estää haaran PJK ja AJK näkymisen rungolle. Rungolla tapahtuvat PJK on kuitenkin liian nopea akulle reagoida, joten rungolla tapahtuva PJK näkyy haaralla. Rungolla tapahtuva AJK on tarpeeksi pitkä, jotta akku ehtii kytkeä itsensä päälle

siten, että AJK kesto aika ja kustannukset ovat verrattavissa PJK (Kainulainen 2019). B2 tunnisteiden omaavassa ryhmässä tekniikoilla muodostetaan haaralle oma suojausalue. Kuvassa 6.3 on esitetty eri tunnisteilla KAH-kustannuksen muodostuminen odottamattomissa tilanteissa. Työn elinkaarikustannuslaskennan KAH-kustannuksissa otetaan huomioon vielä suunnitellut keskeytykset ja jälleenkytkennät kuvan 4.1 mukaan.

KAH-laskennassa ei huomioida PJ-verkkoa johtuen sen vaikutuksen vähäisyydestä kokonaiskustannuksiin. Tässä työssä PJ-verkoksi muutettu verkko KJ-verkko huomioidaan, jotta 1 kV ja LVDC ovat yhdenmukaiset muiden tarkasteltavien tekniikoiden kanssa. Ilman PJ-verkon huomioimista laskennassa 1 kV ja LVDC tekniikoiden haaran keskiteho olisi 0 kW. Haaran kulutus kuitenkin pysyy tekniikan vaihdosta huolimatta samalla tasolla kuin keskijännitetasolla.

7 VERKKOTOPOLOGIA

Diplomityötä varten on rakennettu laskentatyökalu, jolla voidaan analysoida haaralle tapahtuvien investointien vaikutuksesta elinkaarikustannuksiin. Laskentatyökalua voidaan muokata tietyin ehdoin halutun mukaiseksi. Työkaluun määritetään rungon ja haaran lähtötiedot, joiden summana saadaan johtolähdön tiedot. Laskentatyökalussa johtolähtö sijaitsee kahden sähköaseman välillä, joten varasyöttö on mahdollista rungolla. Kahden sähköaseman välinen verkko on kytketty niin, että molemmat sähköasemat syöttävät osan verkosta sähköasemien välisestä verkosta. Kuvassa 7.1 laskentatyökalun verkon eri alueet.



Kuva 7.1 Laskentatyökalussa käytettävä verkkoalue ja sen eri osat.

Kuvassa 7.1 on esitetty verkon kytkentätilanne kahden sähköaseman välillä. Punaisella merkattu johto-osuus on verrannollinen laskentatyökalun verkkoon. Sinisellä värjätty verkko on toisen sähköaseman syötössä. Laskentatyökalussa oletetaan sähkön laadun pysyvän sallituissa rajoissa jokaisessa varasyöttötilanteessa.

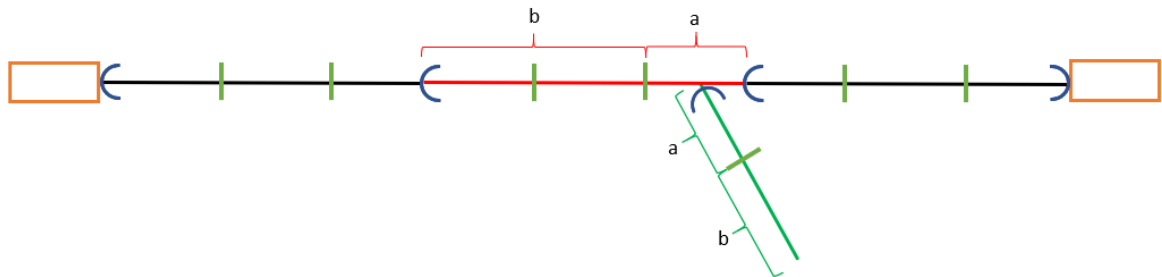
7.1 Vikapaikan vaikutus laskentaan

Odottamaton vika voi laskennan kannalta tapahtua viidessä eri kohdassa.

1. Runko ilman kaukokäyttöerotinväliä, josta haara lähtee
2. Rungon kaukokäyttöerotinväli, josta haara lähtee
 - a. Käsikäyttöinen erotinväli, josta haara lähtee
 - b. Käsikäyttöinen erotinväli, josta ei lähde haaraa
3. Haara

- a. Haaran alku
- b. Haaran loppuosa

Kuvassa 7.2 esitetty eri kohdat verkossa eri värein. Kohta 1 on esitetty mustalla, kohta 2 punaisella ja kohta 3 vihreällä. Kohdat 2 ja 3 ovat jaettu vielä kahtia edellä olevan listan mukaisesti.

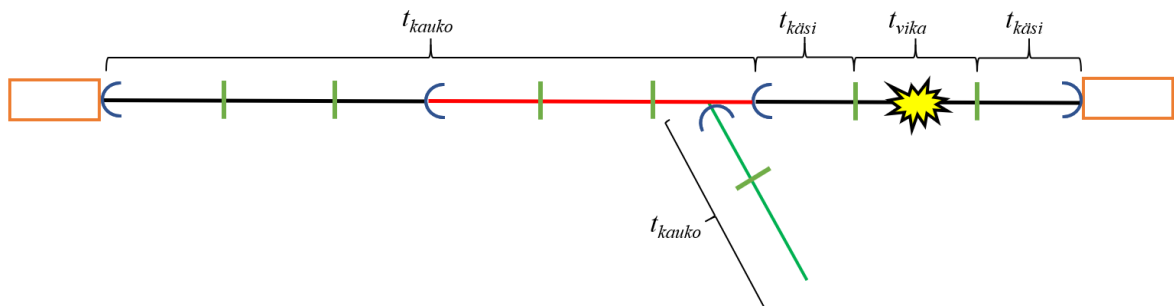


Kuva 7.2 KAH-laskennan kannalta toisistaan eroavat erotinvälit.

Oletuksena erottimien erotusajaksi kaukokäyttöisellä erottimella on 12 minuuttia, eli 0,2 h ja käsikäyttöisellä erottimella 1 h. Viankorjaukseen menee taulukon 4.2 mukaisesti KJ-ilmajohdolla 4 h ja KJ-maakaapelilla 10 h.

7.1.1 Vika haarattomalla kaukokäyttöerotinvälillä

Vian tapahtuessa haarattomalla kaukokäyttöerotinvälillä saadaan muulle johtolähdölle varasyöttö kytkettyä kauko-ohjattavien erottimien kytkentäajassa. Kuvissa 7.2 ja 7.3 haarattomat kaukokäyttöerotinvälit ovat väriltään mustia. Kuvassa 7.3 on esitetty vika-ajat eri erotinväleillä vian tapahtuessa rungolla, josta ei lähde haaraa.

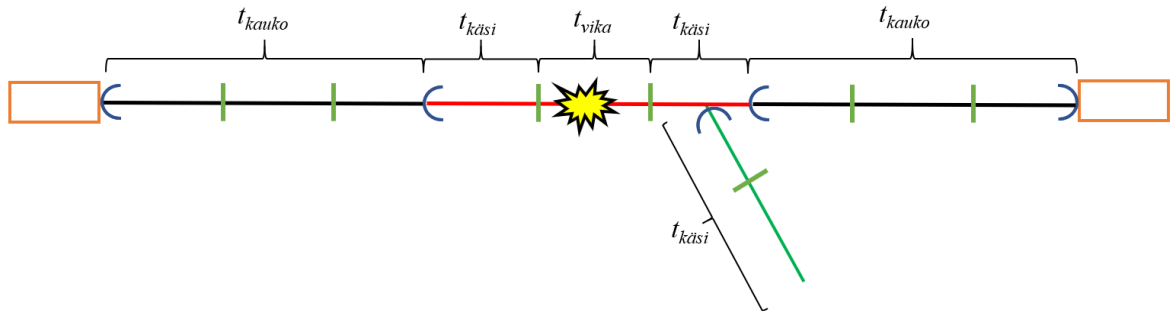


Kuva 7.3 Katkon kesto eri erotinvälien asiakkailla, kun vika tapahtuu rungon haarattomalla erotinvälillä.

Kuvassa 7.3 t_{kauko} on kaukokäyttöerottimen käyttämiseen kuluva aika, $t_{\text{käsi}}$ on käsikäyttöerottimen käyttämiseen kuluva aika ja t_{vika} on viankorjaamiseen kuluva aika. Samoja lyhenteitä käytetään myös luvun 7 muissa kuvissa. Keskimääräiset viankorjaamiseen kuluneet ajat ovat esitetty taulukossa 4.2.

7.1.2 Vika haarallisella kaukokäyttöerotinvälillä

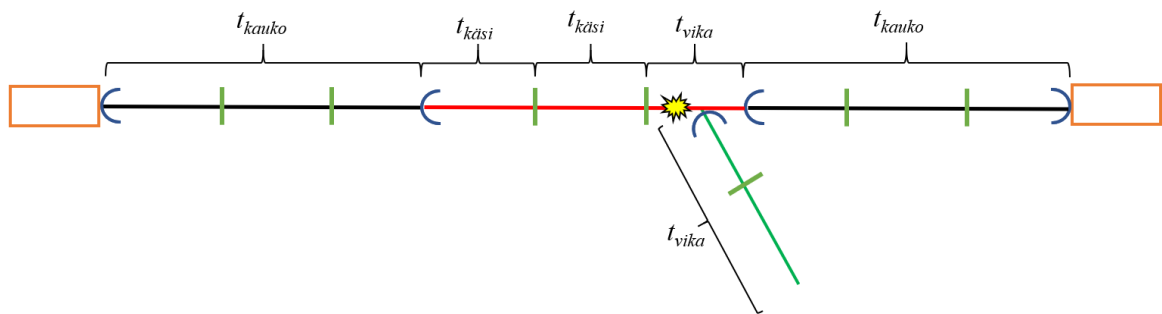
Merkittävä laskennan määrittävä tekijä on häiriön vian sijainti vain tapahtuessa haarallisella kaukokäyttöerotinvälillä. Vian tapahtuessa haarattomalla käsikäyttöerotinvälillä katkojen kestoajat esitettyinä kuvassa 7.4.



Kuva 7.4 Katkon kesto eri erotinvälien asiakkailta vian tapahtuessa rungon haarallisella kaukokäyttöerotinvälillä ja haarattomalla käsikäyttöerotinvälillä.

Laskennallisesti kuvan 7.4 mukaisen vikapaikan KAH-laskenta on lähes verrattavissa kohdan alaluvun 7.1.1 laskentaan. Eroavaisuutena haaralle varasyötön saaminen kestää käsikäyttöisen erottimen kytkentäajan eli yhden tunnin. KAH on suurempi kuin aiemmassa tilanteessa olettaen kulutuksen olevan jakautunut tasaisesti koko johtolähdölle.

Kuvassa 7.5 esitetty vika-ajat eri verkon osille vian tapahtuessa rungon haarallisella käsikäyttöerotin välillä.

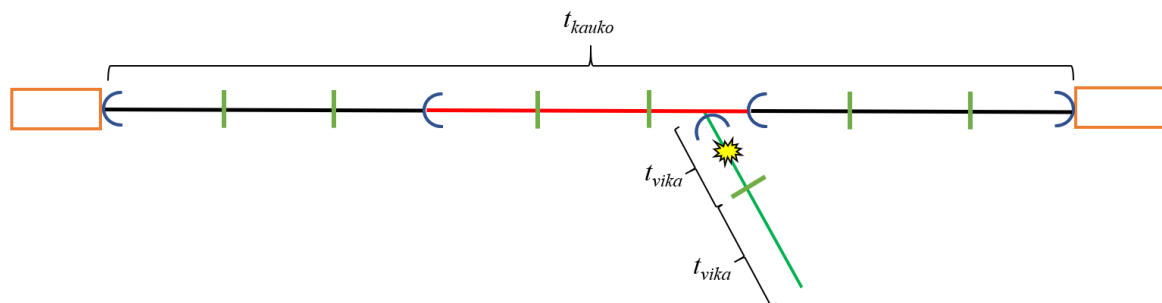


Kuva 7.5 Katkon kesto eri erotinvälien asiakkailta vian tapahtuessa rungon haarallisella kaukoerotinvälillä ja haarallisella käsikäyttöerotinvälillä.

Kuvan 7.5 mukaisissa tilanteissa koko haara on myös viankorjausajan sähköttömänä, ellei haaralle saada varasyöttöä muualta. Perinteisen sähköverkon haaroilla ei ole varasyöttö mahdollisuutta. Akulliset haarat ovat tästä poikkeus. Täten ilman laskentaakin voidaan päätellä kyseisen erotinvälän olevan tärkeä johtolähdön elinkaarikustannuksia ajatellen, ja muodostavan KAH-laskennan kannalta kriittisimmän käsikäyttöerotinvälän.

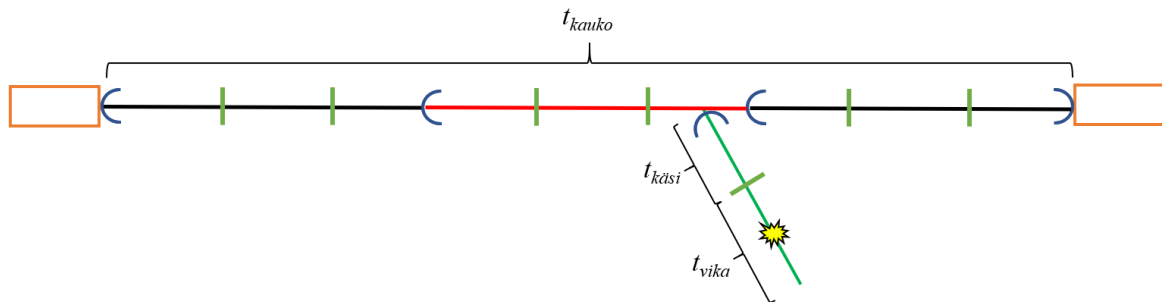
7.1.3 Vika haaralla

Vian tapahtuessa haaralla, vika saadaan erotettua rungosta 12 minuutissa, johtuen haaran alkuun sijoitetusta kaukokäyttöeroittimesta. Verkkoyhtiön menettelyohjeiden mukaan kaukokäyttöerotin on mahdollinen haja-asutusalueen haaran alussa, jos haara on vikaherkkä. Vikaherkät haarat ovat usein vanhoja ja puustoisia. Kuvassa 7.6 esitettynä haaran alussa tapahtuvan vian vaikutusajat johtolähdöllä



Kuva 7.6 Vian kesto johtolähdön eri osilla vian tapahtuessa haaran alussa.

Vian tapahtuessa haaran ensimmäisellä kolmanneksella, eli tapahtuessa ensimmäisellä erotinvälillä, vika näkyy koko haaralle viankorjausajan. Mikäli haara olisi rengaskytkevissä, niin viankorjausajan kestävä katko olisi rajattavissa vaikutusalueeltaan pelkästään vikaantuneelle erotinvälille, eikä tällöin haara olisi haara. Vian tapahtuessa haaran loppuosassa vika saadaan rajattua haaran perälle. Kuvassa 7.7 nähtävissä keskeytysajat verkolle, kun vika tapahtuu haaran loppuosassa.



Kuva 7.7 Vian kesto johtolähdön eri osilla vian tapahtuessa haaran lopussa.

Mikäli laskentatyökalulla tarkastellaan pitkiä haaroja, voi erotinväleiksi tulla kilometrillisesti pitkiä etäisyyksiä. Tämä johtuu oletuksesta, jossa haaralla on vain 1 käsikäyttöerotin, jonka sijainti on 1/3 haaran pituudesta. Tämä pitää huomioida tilanteissa, jossa laskentatyökalua käytetään erityisen pitkien haarojen kustannusten tarkasteluun. Yli 10 km haaroissa voidaan olettaa, että haara pyritään rakentamaan rengasyhteydeksi. Tekniikkojen välisessä KAH-kustannus vertailussa pitkillä haaroilla elinkaarikustannukset nousevat pidemmistä erotinväleistä enemmän kuin maakaapeliverkon elinkaarikustannukset, koska ilmajohtoverkkojen vikataajuus on huomattavasti suurempi.

7.2 Verkon lähtötiedot

Laskentatyökaluun on mahdollista määrittää rungon ja haaran pituus sekä keskiteho. Haara on tarkastelun alussa KJ-ilmajohtoa, mutta rungon voi määrittää ilmajohto- tai maakaapeliverkoksi. Laskentatyökalulla tarkastellessa voi muodostua epärealistisia tilanteita, koska runkoverkkoon ei kohdistu investointeja tarkastelujakson aikana. Esimerkiksi koko johtolähdön ollessa ilmajohtoverkkoa, pelkästään haaran kaapelointi olisi erikoinen ratkaisu toimitusvarmuuden näkökulmasta. Todennäköisemmin runkoa olisi kaapeloitu, ennen kuin investoitaisiin haaraan. Haaroja kuitenkin joudutaan uusimaan ennen runkoa, johtuen haarojen huonosta kunnosta. Verkkoyhtiön nykyisen investointistrategian

mukaan uusi KJ-verkko kaapeloidaan, joten ilmajohtohaaran tilalle saneerataan näissä tilanteissa KJ-maakaapeliverkko. Verkon suojauksen näkökulmasta maakaapeliverkon laajempi rakentaminen ilmajohtoverkon taakse voi aiheuttaa ongelmia kasvaneiden maasulkuvirtojen ja loistehon myötä. Tässä työssä ei perehdytä tarkemmin verkon suojauksen haasteisiin, kun johtolähdöllä on KJ-ilmajohtoa ja KJ-maakaapelia. Tarkastelun selkeydeksi työssä tarkastellaan vain tilanteita, kun runko on pelkästään ilmajohtoa tai pelkästään maakaapelia.

Oletuksena viankorjausajat ovat samat, vaikka vika tapahtuisi haaralla tai rungolla. Todennäköisemmin maasto ja kulkuyhteydet ovat paremmassa kunnossa runkojohdolla kuin haaralla. Oletuksena tämä vääristää vastauksia, mutta jokaisella tekniikalla samaa oletusta käyttäen saadaan vertailukelpoisia arvoja tekniikoiden välille. Viankorjausajat ja vikamäärät eri tekniikoille ovat esitetty kappaleessa 4.1.

Johtolähdön analysoinnin perustilanteen lähtöarvot ovat esitetty taulukossa 7.1.

Taulukko 7.1 Johtolähdön analysoinnin lähtöarvot perustilanteessa.

Johtolähdön pituus	55 km
Rungon pituus	50 km
Haaran pituus	5 km
Johtolähdön keskiteho	550 kW
Rungon keskiteho	500 kW
Haaran keskiteho	50 kW
Kaukokäyttöerotinväli	10 km
Käsikäyttöerotinväli	3,33 km
Kuormitusmuutos	-1 %/a
Kaukokäyttöerottimella rajaukseen kuluva aika	0,2 h
Käsikäyttöerottimella rajaukseen kuluva aika	1 h
Pituuskerroin, kun ilmajohto muutetaan maakaapeliksi	1,4
Korkoprosentti	4 %

Taulukon 7.1 erottimien rajauksen ajat ovat vian alkamisesta erottimen käyttöönottamiseen käytettävä aika, joten kaukokäyttöerottimella kuluu keskimäärin 12 min vian alkamisesta kaukokäyttöerottimen tilan muuttamiseen ja käsikäyttöerottimella kuluu keskimäärin 60 min vian alkamisesta siihen, kun henkilö on erottimella kääntämässä kammella erotinta auki.

Verkkoalueen kuormitusmuutoksesta riippuu tekniikoiden soveltuvuus tarkasteltavalle alueelle. Osa tekniikoista sopii paremmin hiipuille haaroille kuin kasvavan kuormituksen haaroille. Tässä työssä tarkastelun kohteena on KJ-verkko, joten kaikki tekniikat missä haara muutetaan PJ-verkoksi ovat teknisten rajoitusten myötä soveltuvampia vaihtoehtoja kulutukseltaan hiipuille haaroille kuin kuormitukseltaan kasvaville haaroille. LVDC-tekniikalla on kuitenkin mahdollista siirtää KJ-haaroille ominaisia tehoja, joten kuormituksen kasvu ei välittömästi poissulje LVDC-vaihtoehtoa tarkastelusta. Kuormituksen muutos riippuu myös suuresti sijainnista. Vaikka haara olisi sijainniltaan muuttotappioalueella, voi haaralla oleva asiakas haluta asentaa aurinkovoimalan tai rakennuttaa sähköauton latausaseman. Kuormituksen kasvu hyödyntää tekniikoiden välisissä vertailuissa niitä tekniikoita, joilla KAH-kustannukset ovat tekniikoiden välisessä vertailussa pienimpiä.

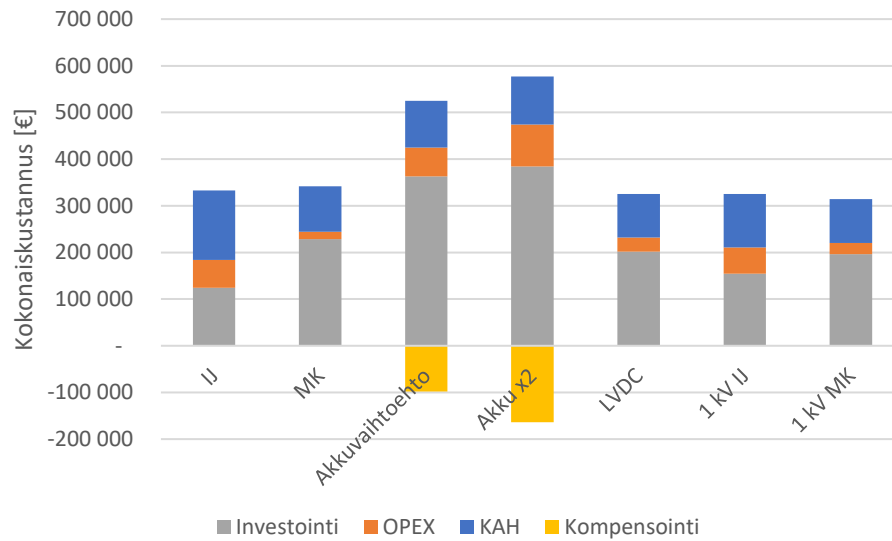
Tarkastelussa olevan haaran alkuperäinen PJ-verkko huomioidaan pelkästään OPEX-kustannuksissa. Alkuperäisen PJ-verkon pituus ei vaikuta tekniikoiden muihin kustannuksiin. LVDC-tekniikalla käytössä olevan PJ-verkon pitäisi rakentaa uutta AXCMK kaapelia myös olemassa olevan PJ-verkon tilalle, sillä vanha PJ-verkko ei mahdollistanut luvussa 5 mainittua 4-johtoisen PJ-kaapelin käyttämisen 2-johdinta rinnan, joka tarjoaa suuremman siirtokapasiteetin. Vanhan PJ-verkon uusiminen nostaisi LVDC-tekniikan elinkaarikustannuksia merkittävästi, joten LVDC-tekniikka rinnakkaisjohtimien kanssa ei välttämättä ole kustannustehokasta verkkoyhtiön kannalta. Tekniikoiden välisen kustannusvertailun kannalta LVDC-tekniikan kohdalla ei uusita haaralla entuudestaan ollutta PJ-verkkoa.

8 TEKNISTALOUDELLINEN TARKASTELU ERI TEKNIKOILLE

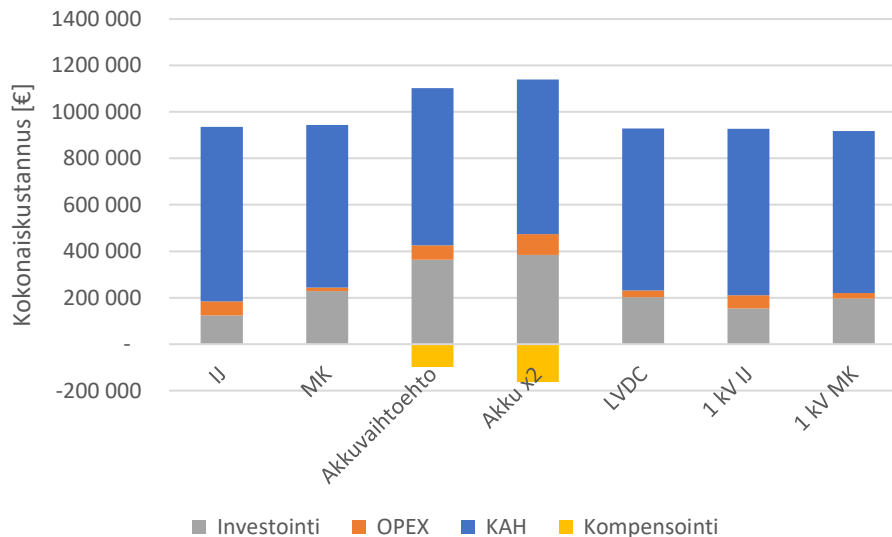
Analysoinnissa tehdään herkkyysanalyysia verkon eri muuttujille. Vertailukohteina ovat KJ-maakaapelointi, KJ-ilmajohto, akkuvaihtoehto, kaksinkertaisella pitoajalla oleva akkuvaihto x2, LVDC-tekniikka, 1 kV -ilmajohtotekniikka, 1 kV -maakaapelitekniikka ja kapasiteettijousto, jonka elinkaarikustannusvertailu käsitellään erillään luvussa 8.9. Tekniikoiden sisällöt ovat esitelty luvuissa 4 ja 5. Akkuvaihtoehdossa akku on alkuperäisessä verkossa oletuksena kymmenen vuotta, jonka jälkeen haara muutetaan maakaapeloiduksi verkoksi. Akkuvaihtoehto x2 vaihtoehdossa ensimmäisen akun käyttöajan jälkeen verkkoon uusitaan akkulaitteisto. Varsinaisen akun korjaus tai uuden investointi on markkinaosapuolen vastuulla ja liitäntälaitteisto on verkkoyhtiön. Liitäntälaitteiston pitäisi kestää ajallisesti kymmeniä vuosia muuten paitsi suuntaajan osalta, joten suuntaaja uusitaan tässä yhteydessä. Kahden akun pitoajan jälkeen akkuvaihto x2 haara rakennetaan maakaapeliverkoksi. Samassa yhteydessä akkuvaihtoehdosta kuuluva katkaisija poistetaan verkosta. Perinteiset tekniikat, 1 kV -tekniikat ja LVDC-tekniikka ovat koko elinkaaritarkastelujen ajan samaa tekniikkaa.

Herkkyysanalysoinnin tulokset on visualisoitu pylväs- ja viivadiagrammein. Kuvaajissa on pystyakselilla elinkaarikustannus, jolla saadaan arvoitettua eri tekniikoiden taloudellinen paremmuus asetetuina oletuksina. Vaaka-akselilla on herkkyysanalyysin kohteena oleva muuttuja. Oletuksena kaivuolosuhde on helppo, jota haja-asutusalueiden maakaapelireitit suurimmilta osin ovat.

Kuvassa 8.1 ja 8.2 on esitetty tässä työssä huomioitujen osakokonaisuuksien kustannukset runkoverkon ollessa kuvassa 8.1 maakaapelia ja kuvassa 8.2 ilmajohtoa. Kuvissa 8.1 ja 8.2 maasulkuvirran ja loistehon kompensoinnista aiheutuneet kustannukset ovat osana investointikustannuksia.



Kuva 8.1 Vertailtaviin tekniikoiden kokonaiskustannukset jaoteltuna osakokonaisuuksiin verkon perustilanteessa rungon ollessa maakaapelina. Akku x2 tarkoittaa akkuvaihtoehtoa, jonka ensimmäisen pitoajan jälkeen vaihdetaan liitäntälaitteiston suuntaaja verkkoyhtiön toimesta ja oletetaan, että markkinaosapuolen ylläpitämisen akuston käyttöä voidaan jatkaa tekemällä tarvittaessa ylläpitotoimenpiteitä. Tällöin pitoajaksi saadaan 10 +10 vuotta.



Kuva 8.2 Vertailtaviin tekniikoiden kokonaiskustannukset jaoteltuna osakokonaisuuksiin verkon perustilanteessa rungon ollessa ilmajohtoverkkoa.

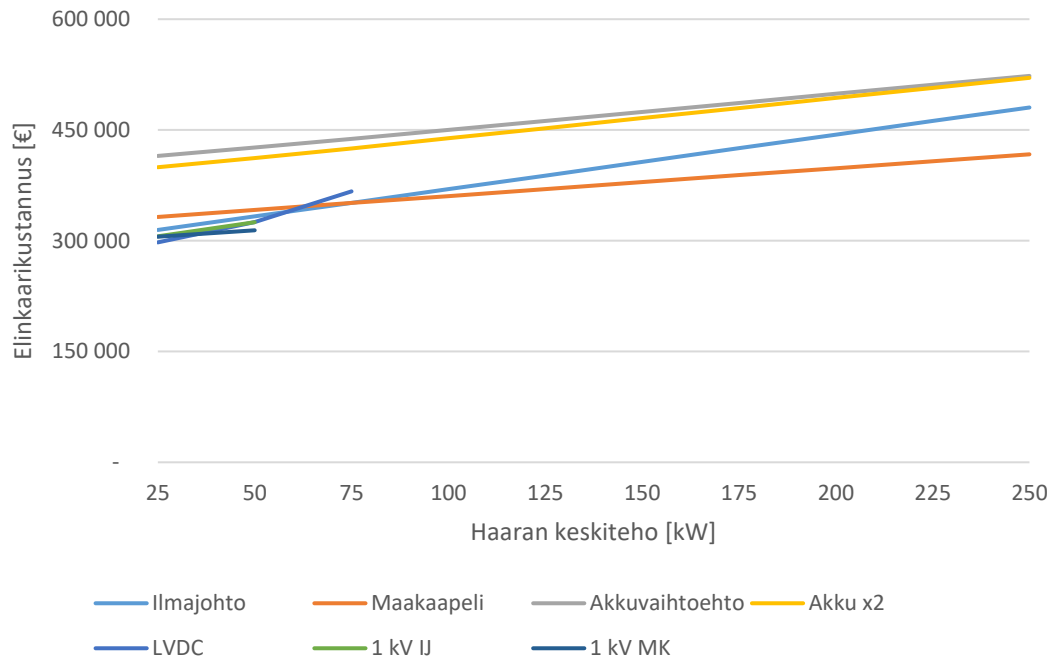
Kuvissa 8.1 ja 8.2 investointi- ja OPEX-kustannukset ovat haaralta, mutta KAH-kustannukset ovat koko johtolähdöltä. Yleisesti voidaan todeta ilmajohtotekniikkaan perustuvilla tekniikoilla investointikustannukset ovat pienempiä kuin maakaapelointiin

perustuvien tekniikoiden. Mikäli kaivuolosuhteet olisivat haastavammat, olisi investointikustannusten ero ilmajohtoisten ja maakaapeloitujen tekniikoiden välillä vieläkin suurempi. Akkuvaihtoehdoilla investointikustannukset ovat kaikista suurimmat, johtuen tekniikan vaativan suurikokoisen suuntaajan toimiakseen. Hintakehitys tulevaisuudessa luultavammin laskee suuntaajien hintoja, sillä jakeluverkkoon soveltuvat suuntaajat ovat vielä kehittämissä vaiheissa. Kuvista 8.1 ja 8.2 nähdään LVDC-tekniikan investointikustannukset ovat hieman kalliimmat kuin 1 kV maakaapeloinnin, mutta halvemmat kuin KJ-maakaapeloinnin. LVDC- investointikustannukset ovat oletuksia, sillä Energiavirastolla ei ole yksikköhintoja suuntaajille. Kuvien 8.1 ja 8.2 eroavaisuutena huomataan akkuvaihtoehdon olevan suhteellisesti lähempänä muiden tekniikoiden elinkaarikustannuksia ilmajohtoisella runkoverkolla, koska ilmajohtoisella runkoverkolla tapahtuu enemmän keskeytyksiä kuin maakaapeloidussa. Akkukonsepti saa kilpailuedun rungolla tapahtuvista vioista verrattuna perinteisiin tekniikoihin, johtuen kyseisten vikojen näkyvän haaralla todennäköisesti vain jälleenkytkentänä akun kytkeytyessä syöttämään haaraa. Akkukonseptin elinkaarikustannuksiin vaikuttaa myös loistehon kompensoinnista saadut edut, joita on avattu paremmin luvussa 4.2. Verkon loistehon kompensointiin osallistumisesta saatavien kustannusetujen myötä akkuvaihtoehtojen elinkaarikustannuksia saadaan pienemmiksi.

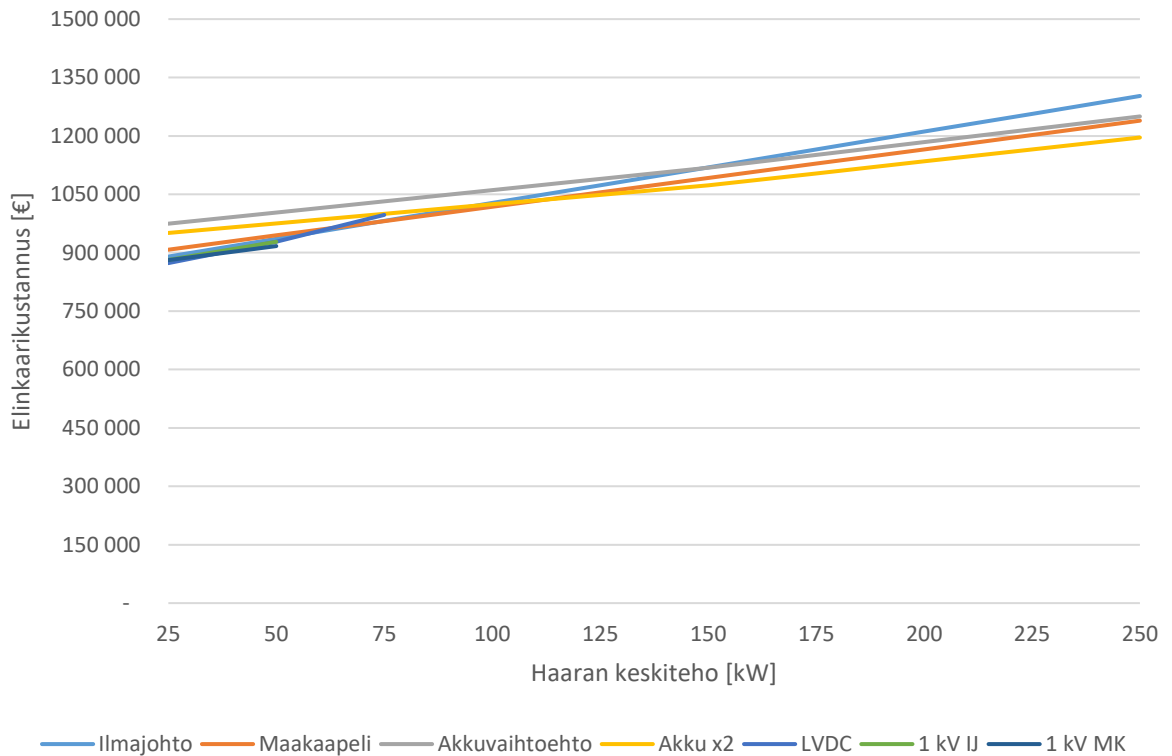
Kuvia 8.1 ja 8.2 ei voida verrata keskenään kokonaiskustannuksen suhteen, sillä investoinneissa ei ole huomioitu runkoverkon uusimista. Investointikustannukset ovat maakaapeliverkolle suuremmat kuin ilmajohtoverkolle, joten kokonaiskustannukset olisivat kuvien 8.1 ja 8.2 välillä todennäköisesti lähempänä toisiaan, mikäli runko olisi huomioitu myös investointikustannuksissa. Elinkaarikustannusten vertailua tekniikoiden välillä voidaan tehdä kuitenkin molemmilla runkoverkoilla, kun selvitetään kustannustehokkainta tekniikkaa ja elinkaarikustannusten kokonaisuuden koostumista suhteessa muihin tekniikoihin olosuhteiden ollessa samanlaiset vertailtavilla tekniikoilla. Kustannusvertailussa rungon tekniikka vaikuttaa haaralla vertailtaviin tekniikoihin yhtä paljon lukuun ottamatta akkuvaihtoehtoja. Akkuvaihtoehtojen kustannustehokkuus on riippuvainen runkoverkon vikataajuudesta. Tästä syystä verkostonratkaisumenetelmien elinkaarikustannusvertailu toteutetaan molemmilla runkoverkon tekniikoilla.

8.1 Haaran keskiteho muuttujana

Kuvissa 8.3 ja 8.4 on esitetty tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon ollessa muuttujana. Oletuksena 1 kV -ratkaisut pystyvät siirtämään 50 kW kuormitusta 5 km ja LVDC-tekniikka 75 kW kuormitusta 5 km. Kuvassa 8.3 runko on maakaapeloitu ja kuvassa 8.4 runko on ilmajohtoverkkoa.



Kuva 8.3 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona runkoverkon ollessa maakaapelia.



Kuva 8.4 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona runkoverkon ollessa ilmajohtoa.

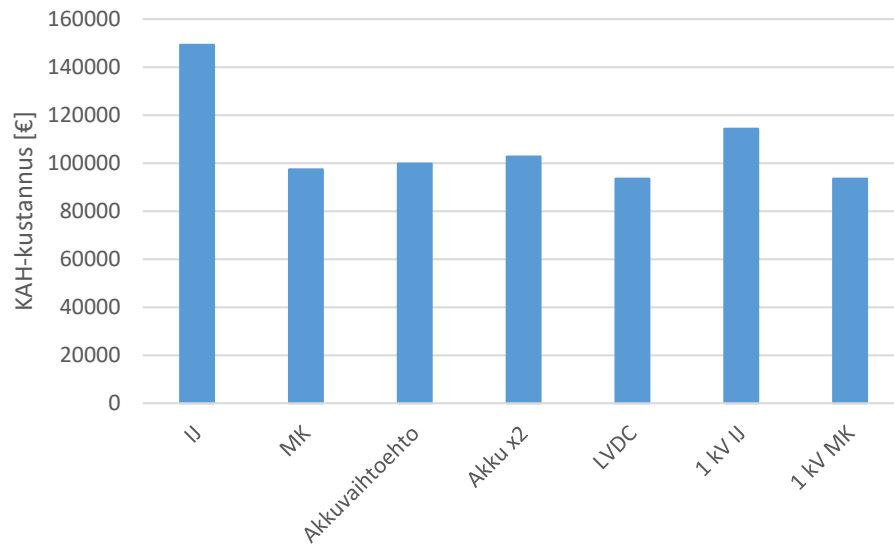
Kuvissa 8.3 ja 8.4 nähdään LVDC ja 1 kV -ratkaisujen olevan edullisimmat vaihtoehdot elinkaarikustannuksiltaan, kun tehot ovat sopivan alhaiset. Näitä tekniikoita voitaisiin käyttää vain tietyillä haaroilla johtuen teknisistä rajoitteista. Tämän työn perustilanteessa maakaapeloitu 1 kV -ratkaisu olisi elinkaarikustannuksiltaan halvempi kuin ilmajohtoinen 1 kV -ratkaisu. Investointikustannukset 1 kV -maakaapeloidulla ratkaisulla ovat hieman kalliimmat kuin 1 kV -ilmajohtoratkaisulla, mutta oletuksena vikataajuus olisi selvästi matalampi. Maakaapeloidulla ratkaisulla saadaan KAH-kustannukset pienemmiksi verrattaessa 1 kV -ratkaisuja keskenään. Kuvissa nähdään tehojen kasvaessa maakaapeloidun vaihtoehdon paremmuus. LVDC-ratkaisu on elinkaarikustannuksiltaan edullisin alle 35 kW ja 50–70 kW haaroilla. LVDC säästää elinkaarikustannuksissa suhteessa 1 kV -maakaapeloituun ratkaisuun kaapelin poikkipinta. LVDC-tekniikalle riittää ohuempi kaapelipaksuus siirtämään saman matkan kuin kV ratkaisussa. LVDC elinkaarikustannukset ovat myös matalammat pienillä tehoilla johtuen tasasuuntaajan ja vaihtosuuntaajien investointikustannusten olevan sidonnainen haaran tehoon. LVDC-tekniikalla elinkaarikustannuksen kulmakerroin on suuri, johtuen suuremmilla tehoilla

vaadittavan enemmän vaihtosuuntaajia ja suuremman tasasuuntaajan, jotka nostavat investointikustannuksia enemmän kuin muilla tekniikoilla.

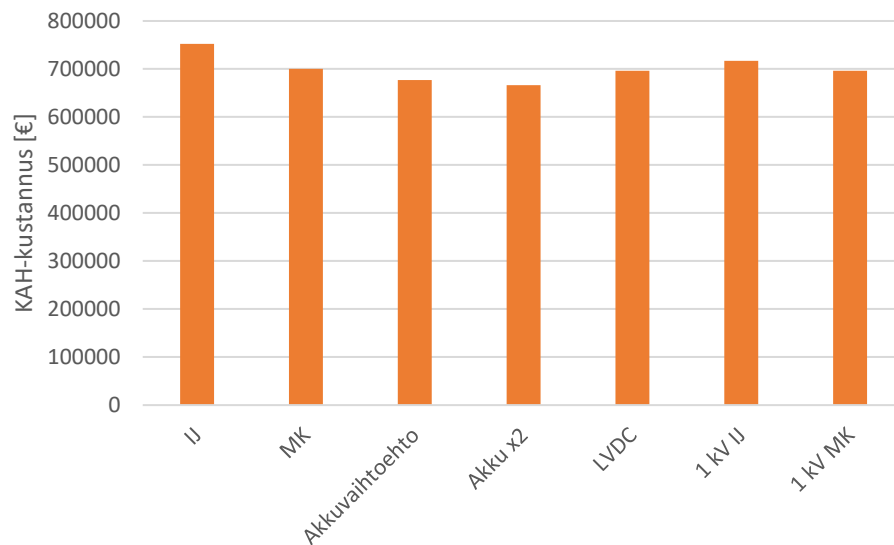
Kuvissa 8.3 ja 8.4 nähdään ilmajohtoratkaisujen kulmakertoimen olevan suurempi kuin maakaapeloitujen ratkaisujen. Tästä voidaan päätellä ilmajohtoratkaisujen olevan elinkaarikustannusvertailussa potentiaalisimmillaan tehoiltaan pienemmillä haaroilla. KJ-ilmajohto ei ole millään teholla kustannustehokkain vaihtoehto haaran keskimääräisen tehon ollessa herkkyytarkastelussa.

Rungon vikaherkkyden vaikutus haaralla olevan akkutekniikan elinkaarikustannuksiin on huomattavissa kuvista 8.3 ja 8.4. Akkuvaihtoehto on elinkaarikustannuksiltaan kallein investointivaihtoehtoista rungon ollessa kaapeloitu, mutta ilmajohtoverkossa akkuvaihtoehto on halvempi kuin KJ-ilmajohtohaara keskitehon ollessa suurempi kuin 150 kW ja akkuvaihtoehto x2 on kustannustehokkain vaihtoehto keskitehon ollessa yli 120 kW.

Runkojohdon molemmat perinteiset tekniikat vaikuttavat haaralla olevien tekniikoiden elinkaarikustannuksiin yhtä paljon pois lukien akkutekniikat. Akkutekniikoiden elinkaarikustannukset eroavat asetteluiltaan muihin tekniikoihin nähden kuvien 8.3 ja 8.4 välillä. Tämä johtuu rungoltaan ilmajohtoisen verkon kokevan enemmän keskeytyksiä kuin maakaapelirungon, joten akkutekniikka hyötyy suhteessa muihin tekniikoihin enemmän rungon ollessa vikaherkkä. Pelkkien KAH-kustannusten arvot kummassakin rungon tilanteessa nähtävissä kuvista 8.5 ja 8.6.



Kuva 8.5 KAH-kustannukset tekniikoiden elinkaarikustannuksissa rungon ollessa maakaapelia



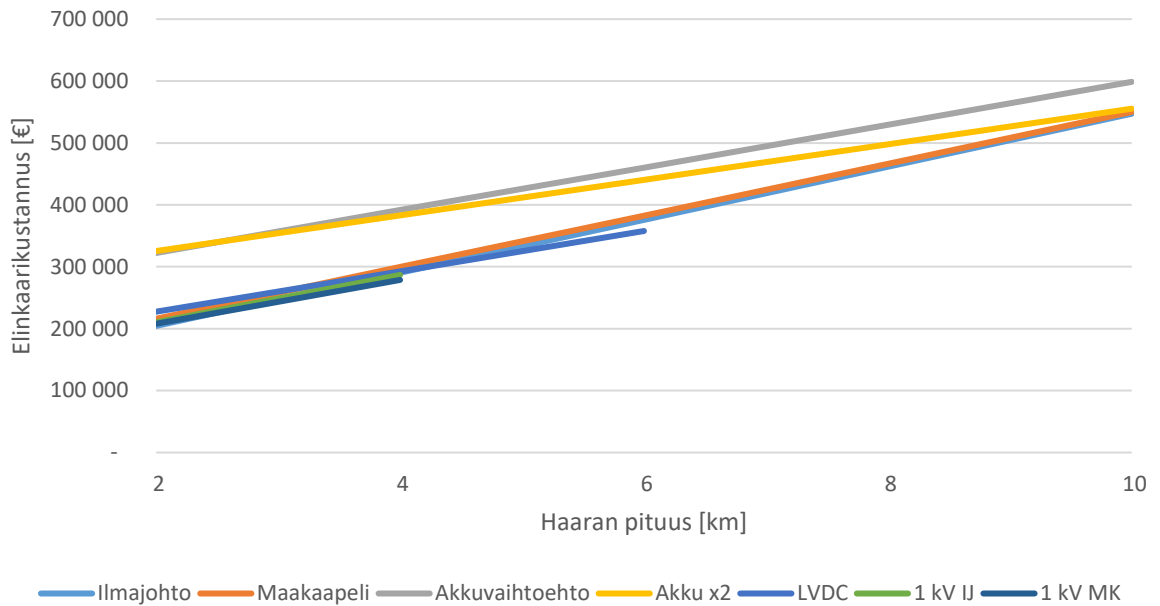
Kuva 8.6 KAH-kustannukset tekniikoiden elinkaarikustannuksissa rungon ollessa ilmajohtoa.

Kuvista 8.5 ja 8.6 voidaan vertailla keskenään eri tekniikoiden KAH-kustannukset. Kuvasta 8.6 nähdään akkutekniikoiden KAH-kustannusten olevan pienin, kun runko on ilmajohtoverkkoa, kun taas rungon ollessa maakaapelia akkukonseptien KAH-kustannus on suurempi kuin maakaapeloitujen ratkaisujen. Akkuvaihtoehtojen välillä kaksinkertainen pitoaika korostaa akkuvaihtoehdossa havaittuja ilmiöitä. Rungon tekniikan vaikutus akkuvaihtoehdon kustannuksiin on havaittavissa 8.5, jossa akkuvaihtoehto x2 KAH-kustannus on suurempi kuin akkuvaihtoehdon. Tämän perusteella maakaapeloidussa runkoverkossa haarakin on KAH-kustannuksen kannalta järkevintä rakentaa maakaapelina.

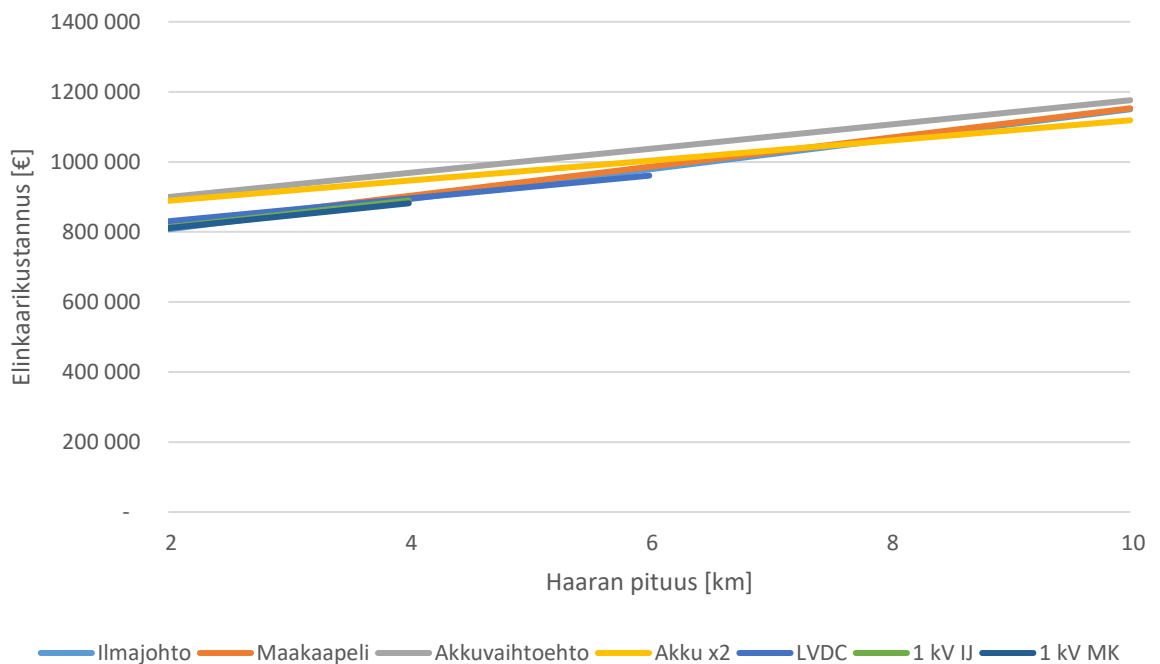
Täten runkoverkon ollessa maakaapelia ensimmäisen akun pitoajan jälkeen haaran kaapelointi on KAH-kustannus mielessä edullisempi vaihtoehto kuin pitkittää pitoaikaa korjaamalla liitälaitteisto akkuvaihtoehdossa x2. Kuvasta 8.3 nähdään elinkaarikustannusten olevan akkuvaihtoehdoilla selvästi korkeampi kuin KJ-maakaapelihaaran. Akku x2 ei ole myöskään elinkaarikustannusmielessä kilpailukykyinen investointimenetelmä haaralle runkoverkon ollessa maakaapeloitu. Rungon ollessa ilmajohtoverkkoa tilanne on toinen. Kuvasta 8.4 huomataan keskitehon ollessa haaralla yli 125 kW akkuvaihtoehto x2 on jopa halvempi vaihtoehto kuin maakaapeloitu vaihtoehto.

8.2 Haaran pituus ja kaivuolosuhde muuttujana

Haaran pituuden ollessa verkon perustilanteessa 5 km ja keskitehon 50 kW 1 kV -ratkaisut ovat siirtokyvyn rajoilla kuten kuvista 5.1 ja 5.2 on nähtävillä. Tämän takia näiden tekniikoiden kuvaajat esitetään vain 4 km asti, jotta jännitteenalenema pysyy kohtuullisena. LVDC-tekniikan oletetaan pystyvän siirtämään 50 kW kuormitusta 6 km etäisyydelle. Kaivuolosuhde on merkittävä osa maakaapeloitujen tekniikoiden investointikustannuksia, ja voidaankin olettaa kaivuolosuhteiden vaikuttavan taloudellisimman vaihtoehdon valinnassa. Kaivuolosuhteiden hinnastona on käytetty Energiaviraston 2022 päivitettyä yksikköhinnastoa. Haaran pituudella on merkitystä investointi-, KAH- ja operatiivisiin kustannuksiin. Kuvista 8.7 ja 8.8 nähdään tekniikoiden elinkaarikustannukset erilaisin haaran pituuksin kaivuolosuhteen ollessa helppoa. Kuvassa 8.7 runkoverkon ollessa maakaapeliverkkoa ja kuvan 8.8 ilmajohtoverkkoa. Kaivuolosuhteen ollessa helppoa Energiaviraston yksikköhinta on 11 400 €/km.



Kuva 8.7 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin helpolla kaivuolosuhteella, runkoverkko on maakaapelia ja haaran keskiteho 50 kW.



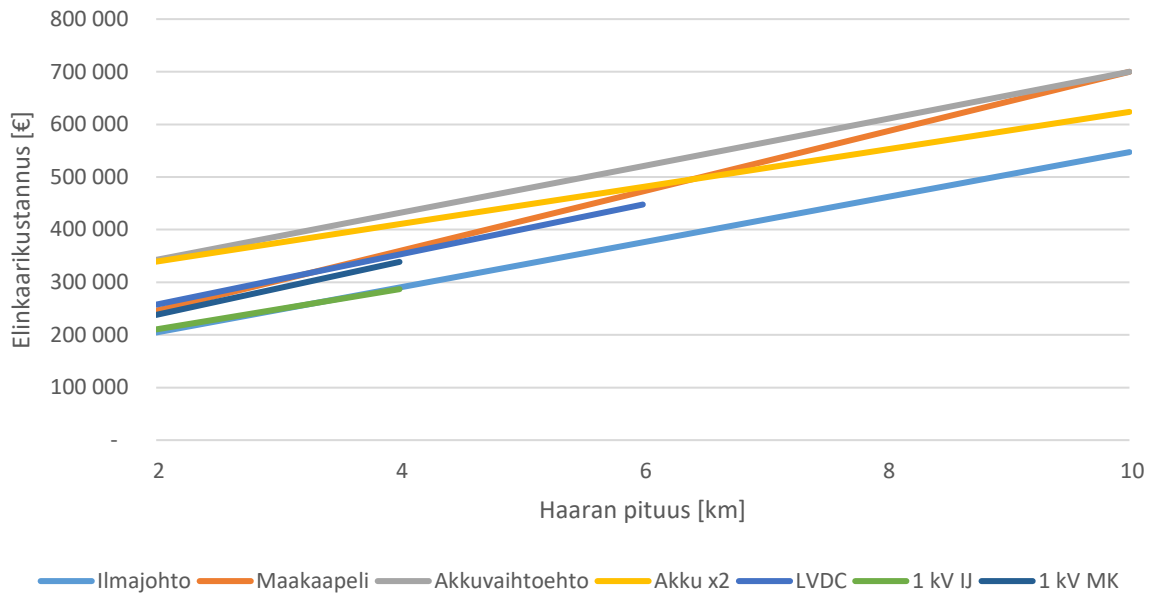
Kuva 8.8 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin helpolla kaivuolosuhteella, runkoverkko on ilmajohtoa ja haaran keskiteho 50 kW.

Kuvista 8.7 ja 8.8 huomataan keskitehojen ollessa 50 kW KJ-ilmajohtoverkon olevan halvempi vaihtoehto elinkaarikustannuksilta kuin KJ-maakaapeliverkko. Haaran pituuden kasvaessa maakaapelointi lähestyy ilmajohtoratkaisua elinkaarikustannusvertailussa, mutta

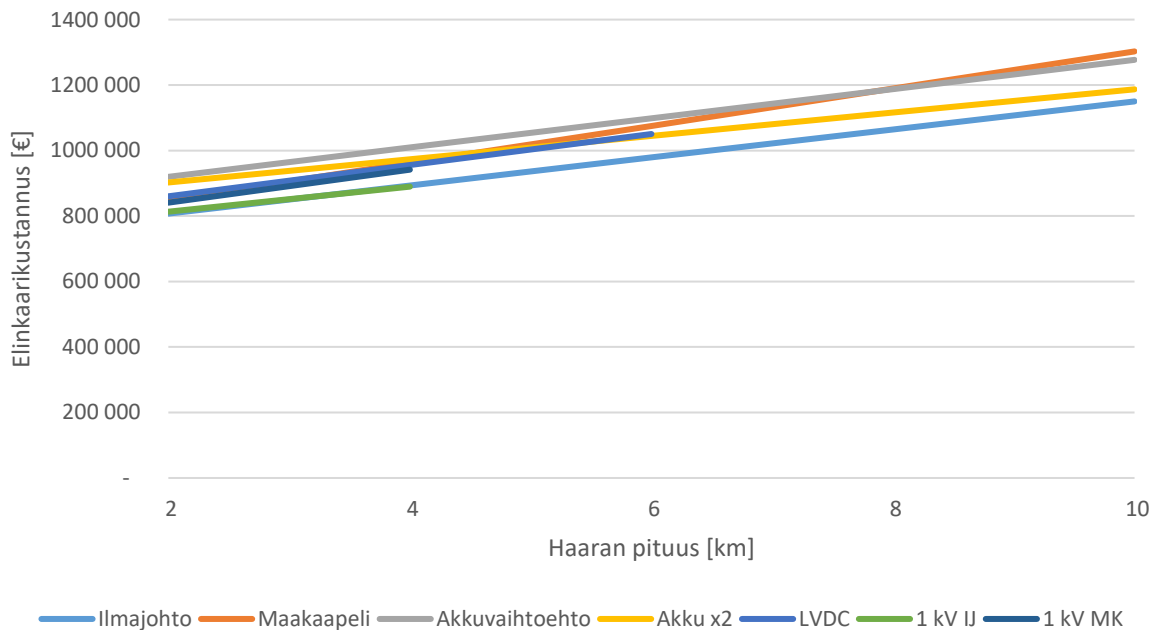
ei ole vielä edullisempi ratkaisu haaran alkuperäisen pituuden ollessa 10 km. KJ-ilmajohto on myös halvempi vaihtoehto alle 2,5 km haaroille kuin 1 kV -maakaapeliratkaisu. Tämä johtuu haaralla olevan vikaherkän KJ-ilmajohdon vioittuessa aiheuttavan keskeytyksen myös rungolle, toisin kuin PJ-verkkoratkaisuiden keskeytysalueen rajautuvan vain omalle suojausalueelleen. Lyhyillä haarapituuksilla vikojen lukumäärät haaralla jäävät pienemmäksi kuin pitkillä haaroilla, johtuen vikamäärien oletuksen olevan suhteessa kilometreihin. Tämän seurauksena haaralla oleva KJ-ilmajohtoverkko aiheuttaa tarpeeksi vähän vikoja, jotta se voi olla elinkaarikustannuksiltaan halvin vaihtoehto. Edullisin ratkaisu välillä 2,5–4 km on 1 kV -maakaapelioituratkaisu. LVDC-tekniikka on edullisin välillä 4–6 km. 1 kV -ilmajohtoratkaisu on elinkaarikustannuksiltaan liki sama kuin KJ-ilmajohtoverkko alle 4 km pienitehoisilla haaroilla. Haaran pituuden kasvaessa ilmajohtoiset vaihtoehdot eivät esiinny edukseen verrattuna maakaapeloiutuihin ratkaisuihin. Kuvista 8.7 ja 8.8 huomataan akkuvaihtoehtojen hyötyvän pidemmistä haaroista enemmän kuin muut tekniikat. Edellä esitettyjen herkkyyksianalyysien perusteella voidaan olettaa akkukonseptin menestyvän elinkaarikustannusvertailussa paremmin pidemmillä ja suurempi tehoisilla haaroilla. Tämä korostuu vaihtoehdossa akku x2, joka on elinkaarikustannuksiltaan edullisimpia vaihtoehtoja tarkasteluvälin pitkillä haaroilla.

Kuvasta 8.8 huomataan myös LVDC-ratkaisun olevan kallein vaihtoehto ilman akkuvaihtoehtojen huomioimista, kun haaran pituus on alle 2,5 km. Tämä johtuu LVDC-tekniikan investointikustannusten koostuvan suurilta osin suuntaajista, joiden kustannuksiin ei vaikuta haaran pituudet vaan haaran teho.

Elinkaarikustannukset normaalia kaivuolosuhteen yksikköhintaa käytettäessä ovat esitettyinä runkoverkon ollessa maakaapelia kuvassa 8.9 ja ilmajohtoverkkoa kuvassa 8.10. Energiaviraston yksikköhinnoin normaaleissa kaivuolosuhteissa kustannus kaapelireitille on 22 100 €/km.



Kuva 8.9 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin normaalilla kaivuolosuhteella, runkoverkko on maakaapelia ja haaran keskiteho 50 kW.

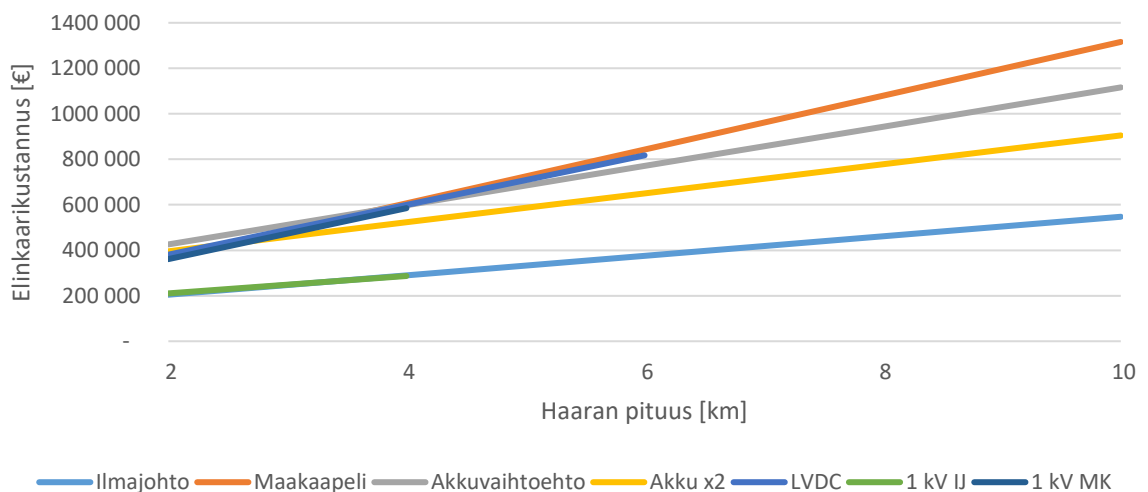


Kuva 8.10 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin normaalilla kaivuolosuhteella, runkoverkko on ilmajohtoa ja haaran keskiteho 50 kW.

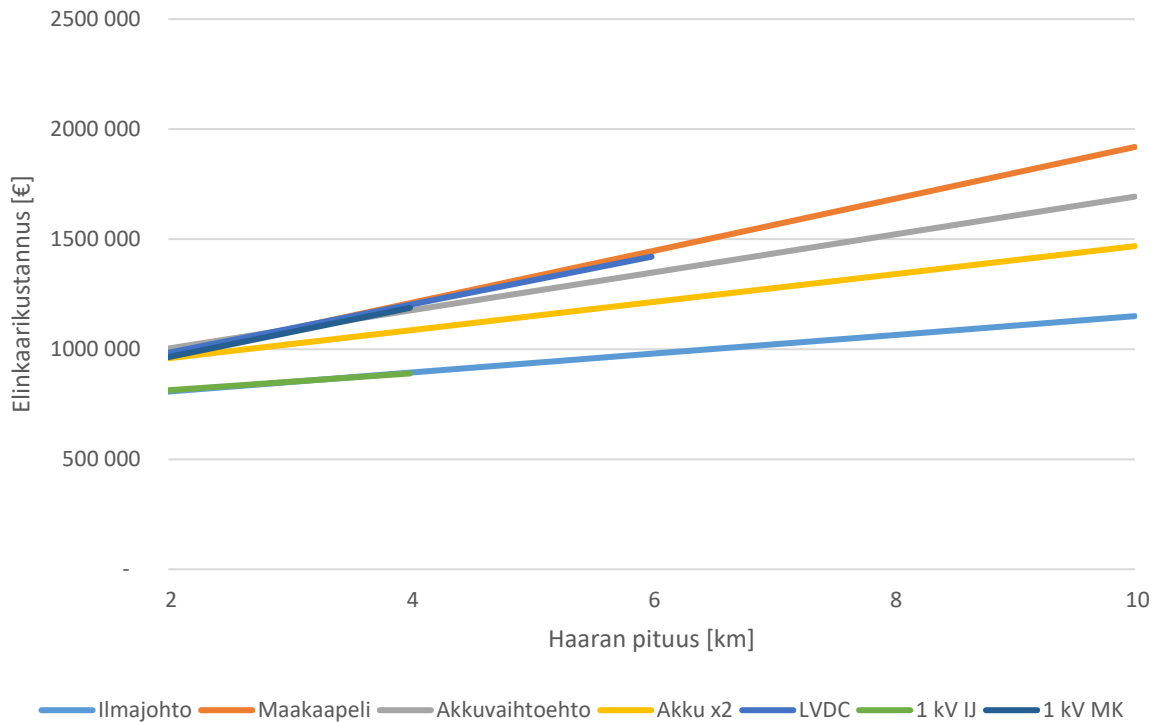
Kuvista 8.9 ja 8.10 huomataan maakaapeloitujen tekniikoiden elinkaarikustannusten nousevan, kun kaivuolosuhteet vaikeutuvat. Rungon molemmissa tekniikkavaihtoehdoissa ilmajohtoratkaisut ovat elinkaarikustannuksiltaan halvimpia. Akkutekniikan kustannukset

kasvavat vähemmän verrattaessa suoraan maakaapeloituihin vaihtoehtoihin, sillä akkukonseptissa verkon maakaapelointi tapahtuu vasta tulevaisuudessa, joten korko vaikuttaa tulevaisuudessa tapahtuvan investoinnin nykyarvoon. Varsinkin akku x2 haaran muuttaminen maakaapeloiduksi verkoksi tapahtuu vasta 20 vuoden kohdalla, jolloin korko vaikuttaa elinkaarikustannuksissa paljon. Kaivuolosuhteen muuttuessa ei muutu muut kustannukset kuin investointikustannukset. KAH-laskennan lähtöarvot pysyvät samoina sekä verkon operatiiviset kustannukset. Todellisuudessa operatiiviset kustannukset voisivat olla suuremmat haastavammassa maastossa, johtuen haastavamman maaperän aiheuttamista vioista, kuten maaperän kallion liikkeistä tai maakaapelia vahingoittavista maaperän terävistä muodoista. Tässä työssä KAH- ja OPEX-kustannukset ovat kuitenkin samat kaikilla maaperän kaivuolosuhteilla.

Vaihdetaan kaivuolosuhteet tarkastelussa Energiaviraston määritelmän mukaan vaikeiksi. Kuvassa 8.11 runkoverkko on maakaapeloitu ja kuvassa 8.12 verkko on KJ-ilmajohtoa. Vaikean kaivuolosuhteen yksikköhinnoinlla Energiaviraston päivitetyllä hinnoilla vaikea on 66 100 €/km.



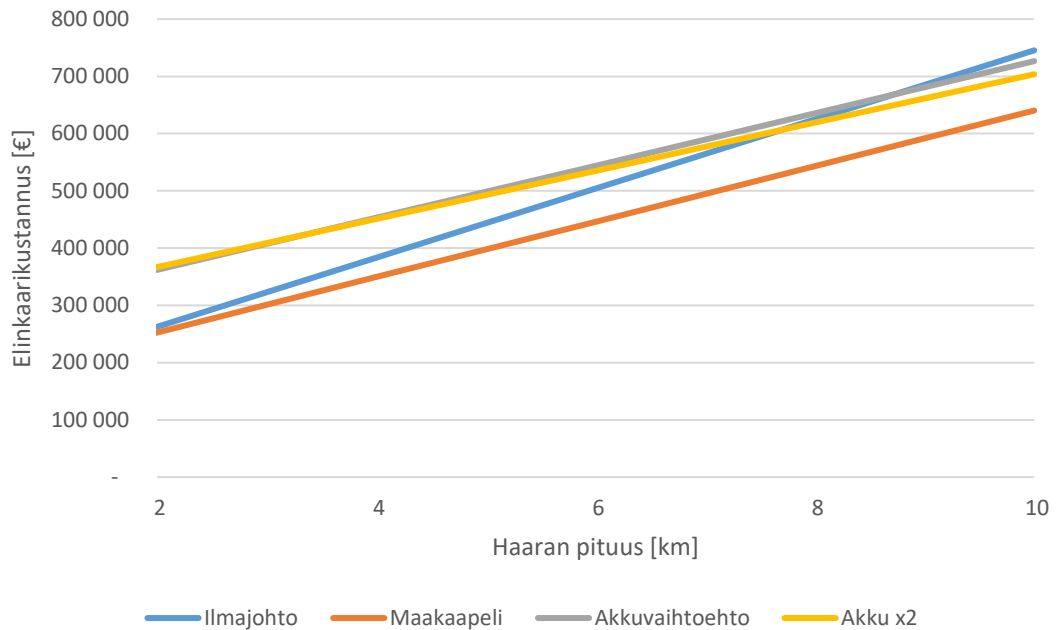
Kuva 8.11 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin vaikealla kaivuolosuhteella, runkoverkko maakaapelia ja haaran keskiteho 50 kW.



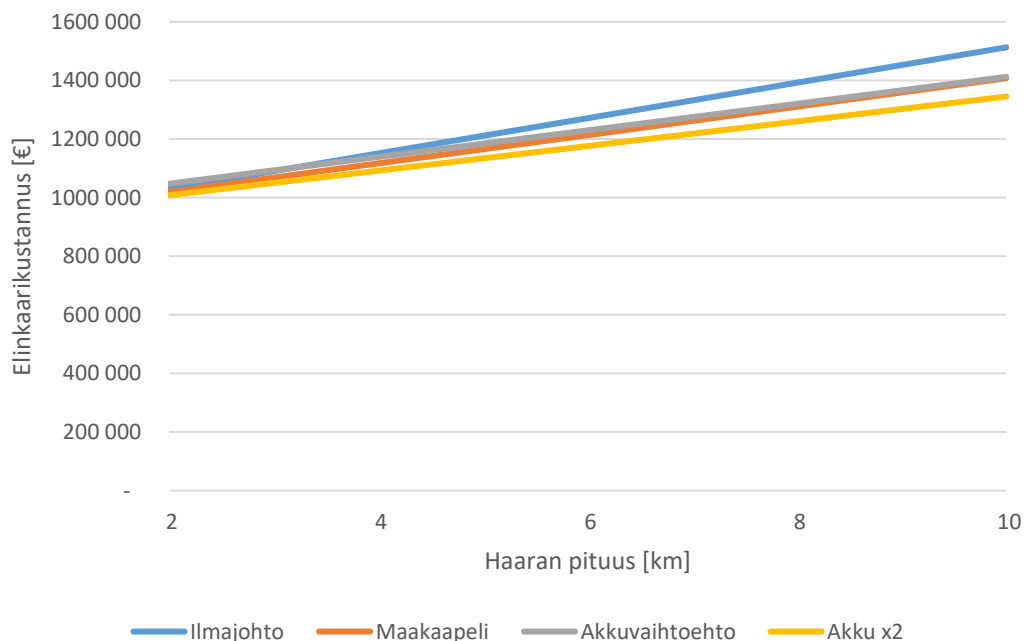
Kuva 8.12 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin vaikealla kaivuolosuhteella, runkoverkko ilmajohtoa ja haaran keskiteho 50 kW.

Kuvissa 8.11 ja 8.12 huomataan jo edellä mainittu maakaapeloitujen tekniikoiden merkittävä kustannusten nousu. Vaikealla kaivuolosuhteella akkukonsepti esiintyy edukseen suhteessa maakaapeloituihin ratkaisuihin, mutta ilmajohtoverkkoiset ratkaisut ovat kuitenkin selvästi halvempia. On kuitenkin huomioitava tehojen olevan edellä esitetyissä kuvissa 50 kW. Aiemmin huomattiin kuormitukseltaan matalien haarojen olevan enemmän eduksi vikaherkille ilmajohtotekniikoille kuin maakaapelointiin perustuvilla ratkaisuille. Ilmajohtoratkaisut ovat elinkaarikustannuksiltaan edullisimmat ratkaisut kaivuolosuhteiltaan haastavilla pienitehoisilla haaroilla.

Tehdään samanlainen tarkastelu kuin edellä elinkaarikustannuksille, mutta käytetään haaran keskitehona 200 kW. Kyseisen teholuokan haarat pyrittäisiin rakentamaan verkkoyhtiön suunnitteluohjeiden mukaisesti silmukoituna rengasverkkoon, mutta aina tämäkään ei ole mahdollista. Kuvissa 8.13 ja 8.14 kaivuolosuhteet ovat helpot. Kuvan 8.13 runko on maakaapeloitu ja kuvan 8.14 runko on ilmajohtoa.



Kuva 8.13 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin helpolla kaivuolosuhteella, runkoverkko maakaapelia ja haaran keskiteho 200 kW.



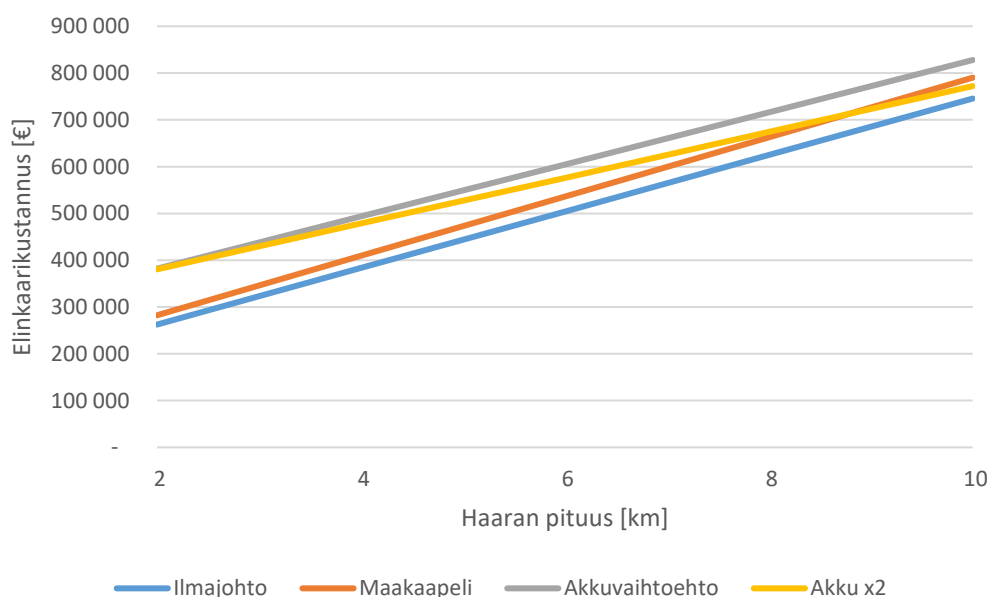
Kuva 8.14 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin helpolla kaivuolosuhteella, runkoverkko ilmajohtoa ja haaran keskiteho 200 kW.

Kuvan 8.13 maakaapeloidussa runkoverkossa elinkaarikustannuksiltaan edullisin haaran tekninen ratkaisu on KJ-maakaapeli. Tämä johtuu akkukonseptin soveltuvan paremmin haaroille, joissa on vikaherkkä runko, ja KJ-ilmajohtolle on edukseen

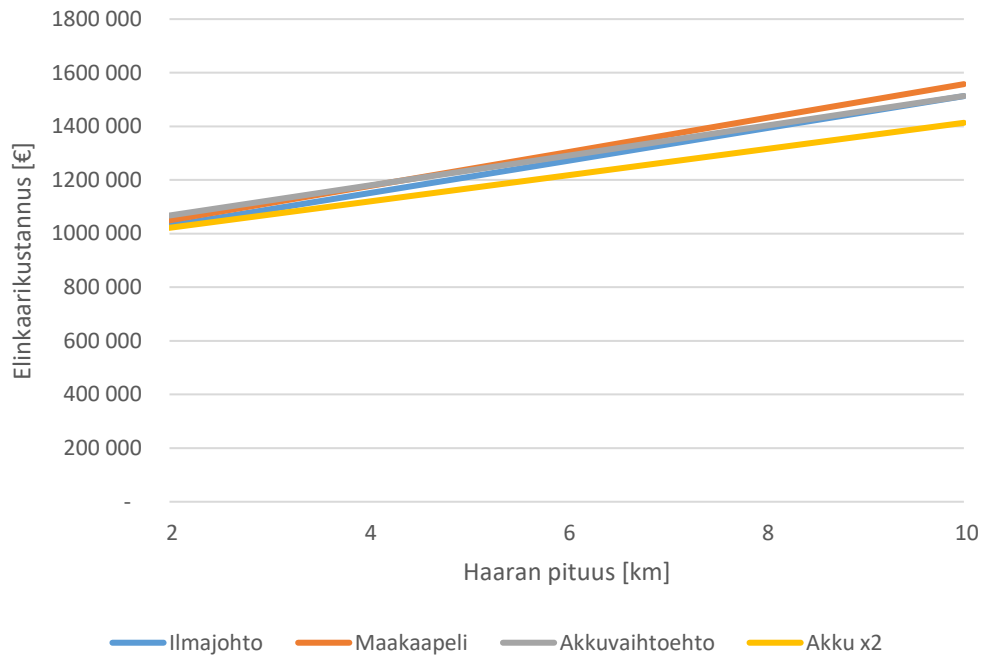
elinkaarikustannusvertailussa pienitehoiset ja lyhyet haarat. Kuvasta 8.13 nähdään akkukonseptin olevan kallein vaihtoehto lyhyillä haaroilla, mutta haaran pituuden ollessa yli 8 km akkuvaihtoehdot ovat elinkaarikustannuksiltaan halvempia vaihtoehtoja kuin KJ-ilmajohtoverkko runkoverkon ollessa maakaapelia. Kuvassa 8.14 rungon ollessa ilmajohtoverkkoa akkuvaihtoehto on elinkaarikustannuksiltaan lähellä maakaapeliverkon elinkaarikustannuksia. Maakaapeliverkon etuna tässäkin tapauksessa on investointikustannusten vähäisyys suhteessa akkukonseptiin, kun kaivuolosuhteet ovat helppoja. Akkuvaihtoehto x2 on edullisin elinkaarikustannuksiltaan oleva ratkaisu kuvassa 8.14. Ilmajohtoverkko on 3.edullisin vaihtoehto lyhyillä alle 2 km haaroilla, mutta ei ole kustannusvertailussa kilpailukykyinen pidemmillä haaroilla kustannuserojen kasvavan selvästi verrattaessa muihin tekniikoihin.

Haaran pituuden ollessa 2 km, KJ-ilmajohto on 10 000 € kalliimpi kuin KJ-maakaapeloitu vaihtoehto. Alle yhden kilometrin haaroilla KJ-ilmajohto on mahdollisesti halvempi ratkaisu kuin KJ-maakaapeloitu ratkaisu.

Kaivuolosuhteiden ollessa normaalit elinkaarikustannukset ovat esitetty rungon ollessa maakaapelia kuvassa 8.15 ja ilmajohtoa kuvassa 8.16.



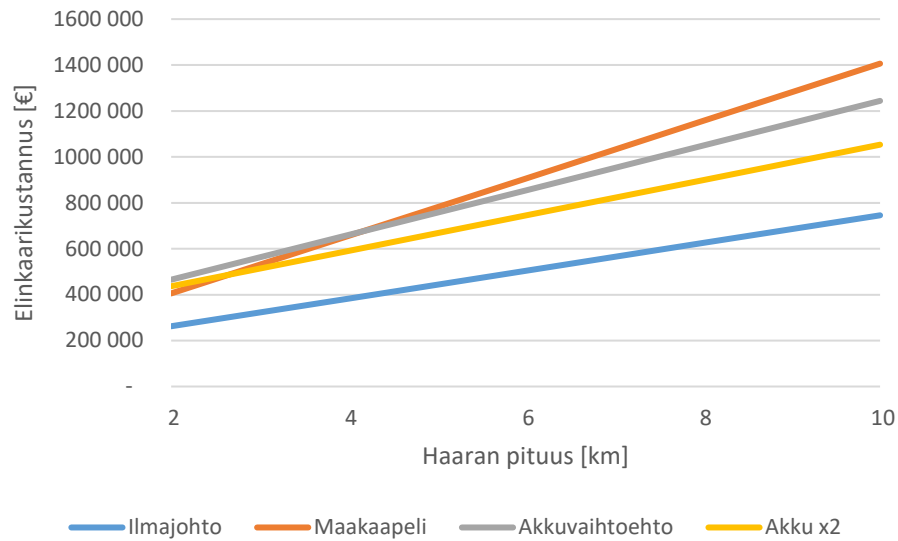
Kuva 8.15 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin normaalilla kaivuolosuhteella, runkoverkko maakaapelia ja haaran keskiteho 200 kW.



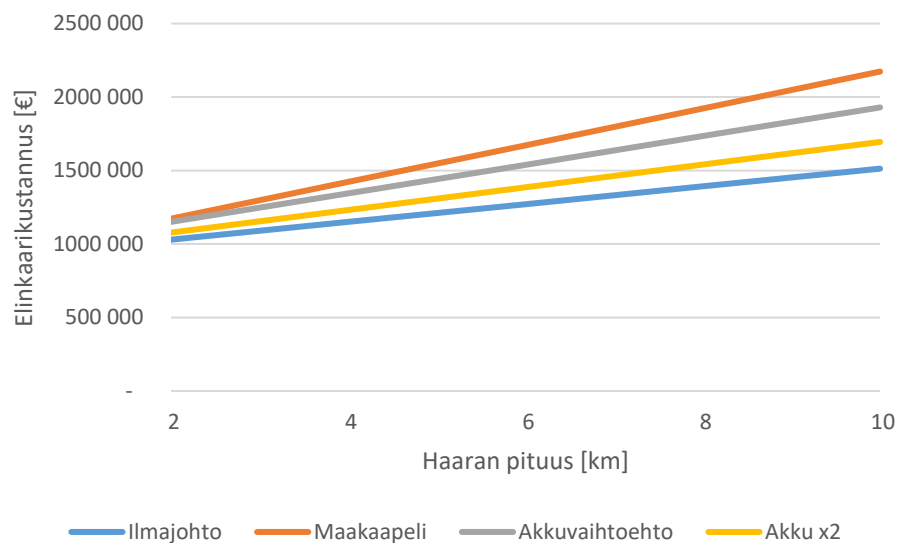
Kuva 8.16 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin normaalilla kaivuolosuhteella, runkoverkko ilmajohtoa ja haaran keskiteho 200 kW.

Kaivuolosuhteiden ollessa normaalit, maakaapelitekniikan elinkaarikustannus muuttuu suhteessa muihin tekniikoihin eniten. Ilmajohtotekniikka haaroilla on edullisin vaihtoehto kuvassa 8.15, mutta akkuvaihtoehto x2 on edullisin kuvassa 8.16. Kuvassa 8.15 maakaapeli on 20 000 € kalliimpi vaihtoehto 2 km haaralla kuin ilmajohtoratkaisu. Haara pituuden kasvaessa kustannusero tekniikoiden välillä kasvaa suurentuneen kaivun €/km hinnan vuoksi. Kuvassa 8.16 akkuvaihtoehto on noin samansuuruinen elinkaarikustannuksiltaan 10 km haaroilla KJ-ilmajohdon kanssa, mutta akku x2 on elinkaarikustannuksiltaan edullisin kaikissa yli 2 km haarapituuksilla runkojohdon ollessa ilmajohtoa.

Kuvat 8.17 ja 8.18 ovat esitettyinä tilanteesta, kun kaivuolosuhteet ovat vaikeat. Kuvan 8.17 tilanteessa runkoverkko on maakaapelia ja kuva 8.18 ilmajohtoverkkoa.



Kuva 8.17 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin vaikealla kaivuolosuhteella, runkoverkko maakaapelia ja haaran keskiteho 200 kW.



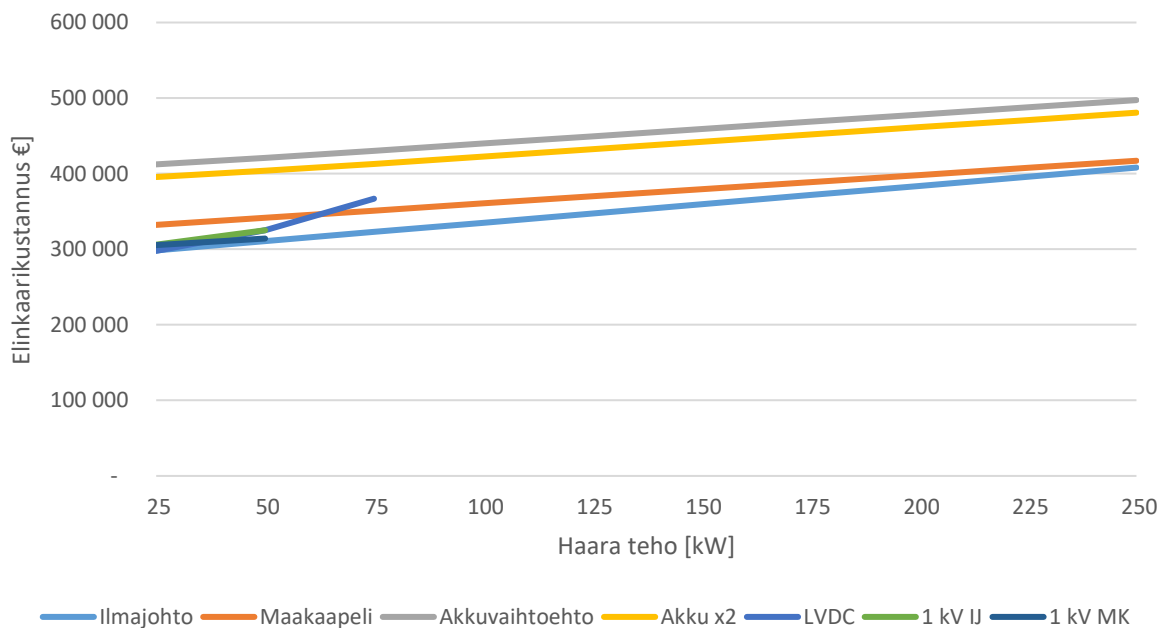
Kuva 8.18 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona maakaapelin vaikealla kaivuolosuhteella, runkoverkko ilmajohtoa ja haaran keskiteho 200 kW.

Kuten pienemmän tehon omaavilla haaroilla kuvissa 8.11 ja 8.12, niin suuremman tehon haaroilla ilmajohtoratkaisu on myös edullisin vaihtoehto vaikeissa kaivuolosuhteissa. Huomataan myös kilometrien kasvaessa KJ-ilmajohdon hyötyvän eniten haaran pituudesta, sillä maakaapelitekniikoiden investointikustannukset ovat suuret kaivuolosuhteen vaikeudesta johtuen, ettei KJ-ilmajohdon suuret KAH-kustannukset haittaa ilmajohtotekniikkaa elinkaarikustannusvertailussa.

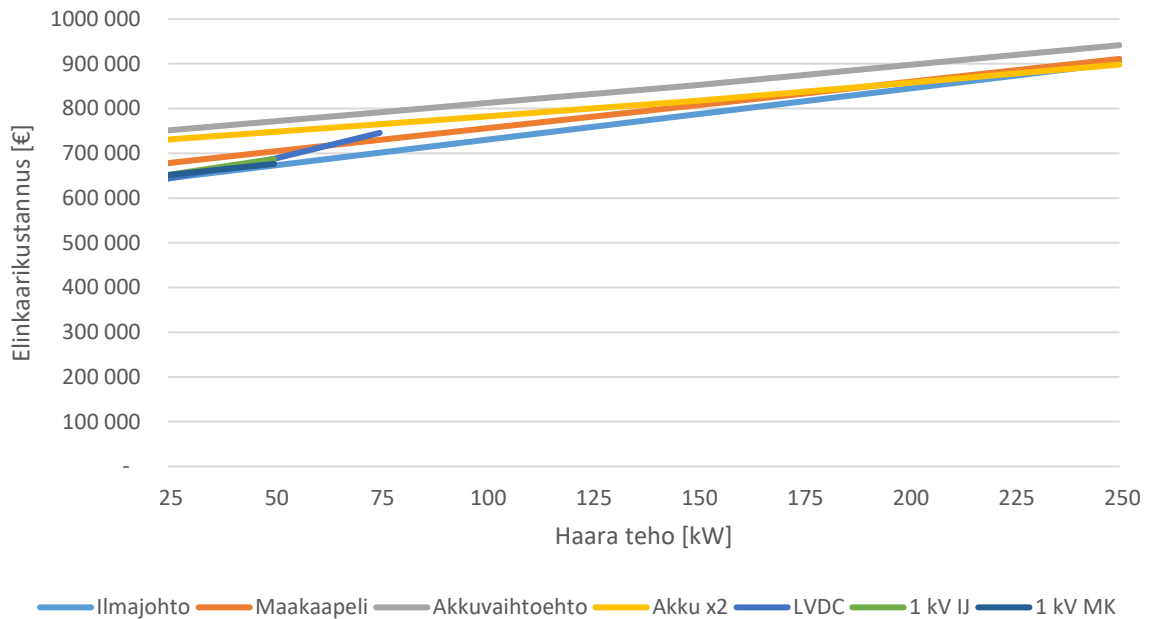
8.3 Viankorjausaika ja vikamäärät muuttujina perinteisillä tekniikoilla

Maakaapelitekniikan kilpailuetuna on pienet vikamäärät. Vaihteluväli KJ-maakaapelien vikamäärissä on arviolta noin 0,8–1,5 kpl/100 km, mikä on vaihteluvälinä suhteellisen pieni. KJ-ilmajohtolla vikamäärät riippuvat suuresti maaston olosuhteista, jolloin vikamäärät ovat arviolta 5–14 kpl/100 km. Viankorjausaikoihin liittyvät ajat vaihtelevat varsinkin maakaapeliverkolla suuresti riippuen verkon sijainnista ja viankorjausajan lähteestä.

Ilmajohtoverkon lähtökohtaisena heikkoutena on sen suuri vikataajuus. Kuvissa 8.19 ja 8.20 on esitetty elinkaarikustannusvertailu, kun vikamäärä on puolet oletusta. 5 kpl/100 km, a voisi kuvastaa tilannetta, kun johtoreitti sijaitsee tien vieressä.



Kuva 8.19 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona ilmajohtoverkon vikamäärän ollessa 5 kpl/100 km vuodessa, eli 50 % alkuperäisestä runkoverkon ollessa maakaapelia.



Kuva 8.20 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona ilmajohtoverkon vikamäärän ollessa 5 kpl/100 km vuodessa, eli 50 % alkuperäisestä, runkoverkon ollessa ilmajohtoa.

Kuvissa 8.19 ja 8.20 huomataan ilmajohtoratkaisun olevan edullisempi tekniikkana elinkaarikustannuksiltaan kuin maakaapelointi. Myös akkutekniikan kustannushyöty heikkenee ilmajohtoverkon vikamäärien vähentyessä, sillä akkuvaihtoehdot hyötyvät muihin tekniikkoihin nähden vikaherkemmästä runko-yhteydestä haaralle. Haaralla oleva KJ-ilmajohtotekniikka hyötyy verkon perusosalta haaran osalta vikamäärän puolittuessa n. 22 500 € koko elinkaarikustannustarkastelun aikana. Keskitheon kasvaessa 25 kW, KJ-ilmajohtohaaran elinkaarikustannus paranee n. 6 250 € tarkastelujakson ajalta verrattaessa KJ-ilmajohtotaajuuden olevan 10 kpl/100 km,a.

Mikäli ilmajohtoverkon vikataajuus vuodessa olisi suurempi kuin perustilanteessa esimerkiksi 13 kpl/100 km,a. KJ-ilmajohtotekniikan elinkaarikustannus heikkenisi kaikissa tapauksissa. Ilmajohtoverkon vikamäärän nosto vaikuttaisi kaikkiin tekniikkoihin elinkaarikustannuksiltaan heikentävästi paitsi akkuratkaisussa runko-yhteyden ollessa ilmajohtoa. Toki akkuratkaisullakin jokaisesta rungon keskeytyksestä syntyy jälleenkytkentä, koska akku ei ehdi kytkeytyä syöttämään verkkoa ilman pikajälleenkytkentää, mutta muilla tekniikoilla elinkaarikustannusten nousu on merkittävämpää. Elinkaarikustannustarkastelussa akkuvaihtoehdon vikamäärä kasvaa akun poistamisen jälkeen kasvattaen samalla KAH ja elinkaarikustannuksia. Liitteessä 2 on esitetty tarkastelu, jossa ilmajohtoverkon vikataajuus on 13

kpl/100 km,a. Vikataajuuden ollessa 13 kpl/100 km,a KJ-ilmajohtohaaran aiheuttama elinkaarikustannuksen nousu on perustilanteessa n. 13 500 €, sekä keskitehon noustessa 25 kW elinkaarikustannus haaran osalta nousee n. 3 800 € verrattaessa 10 kpl/100 km,a vikataajuuteen. Vikataajuuden nousemisen johdosta KJ-ilmajohtotekniikoiden kustannustehokkuus heikkenee.

KJ-maakaapeloinnilla on alkuperäisenä oletuksena pidempi viankorjausaika kuin KJ-ilmajohtoverkolla. Tarkastellaan tilannetta, kun maakaapelin viankorjausajaksi oletetaan sama neljä tuntia kuin ilmajohtoverkolla. Kyseisen tilanteen kuvaaja on nähtävissä liitteessä 2, kun runkojohto on ilmajohtoa. Perustilanteessa kustannussäästö maakaapeliverkon neljän tunnin viankorjausajalla ja 10 tunnin viankorjausajalla on haaralta n. 5 000 € ja keskitehon noustessa 25 kW lisäsäästö on n. 2 500 €.

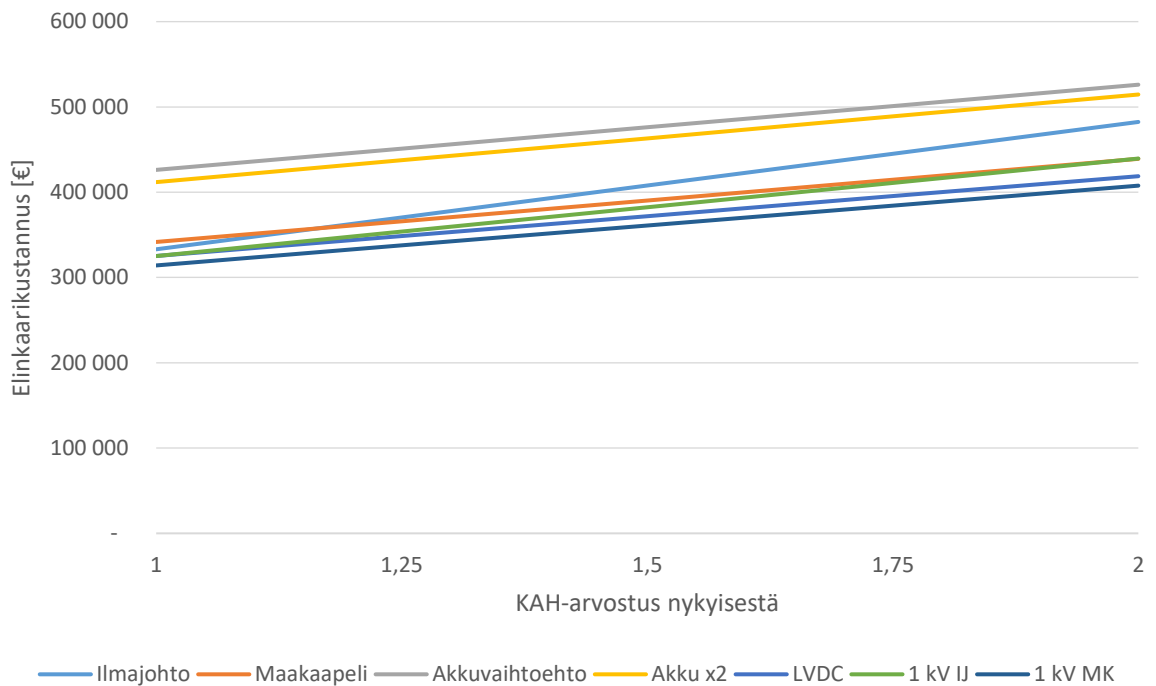
Verrattaessa viankorjausajan ja vikataajuuden muuttamisen vaikutuksia KJ-ilmajohtoverkolla ja KJ-maakaapeloinnilla huomataan ilmajohtoverkolla tapahtuvien arvojen muuttaminen viitevälin sisällä muuttavan elinkaarikustannuksia merkittävämmiin. Tämä johtuu KJ-maakaapeloinnin vikataajuuden olevan matala suhteessa muihin tekniikoihin, sekä KJ-maakaapeloinnin vikataajuuden viitevälin olevan pieni. Tämän seurauksena vähäiset viat eivät vaikuta niin paljoa kokonaiskustannuksiin, kun taas vikamäärältään suuri KJ-ilmajohtoverkko hyötyy suuresti, jos vika määrä pienenee. Vikamäärän puolittuminen oletetusta 10 kpl/100 km,a vaatisi enemmän puuston kaatamista verkon ympäriltä, joka näkyisi verkon ylläpitämisen kustannuksina. Vaatisi enemmän tarkastelua olisiko KJ-ilmajohtoverkko enää kunnossapidon kustannuksien kasvun myötä halvempi ratkaisu kuin KJ-maakaapelointi vikamäärän ollessa KJ-ilmajohtoverkolla pienempi.

8.4 KAH-arvostus muuttujana

Energiaviraston KAH-hinnat vuoden 2021 tasoon saadaan muutettua vuoden 2005 tasosta kuluttajahintaindeksin vuoden 2021 huhti-syyskuun indeksipistelukujen keskiarvon mukaan ja kertomalla vuoden 2005 arvoja niillä.

KAH-arvot perustuvat luvussa 4.1 esitettyyn vuoden 2021 kuluttajahintaindeksiin. Reilussa 15 vuodessa KAH-arvot ovat nousseet noin 25 %. Mikäli kuluttajahintaindeksin nousutahti

pysyisi likimain samana voidaan arvioida KAH-yksikköhintojen olevan 2030-luvulla n. 50 % suuremmat verrattuna vuoden 2005 arvoon. 50 vuoden keskiarvo arvostus voisi olla 1,5 kertainen arvo nykykustannukseen. Tulevaisuutta on kuitenkin vaikea arvioida varsinkaan 50 vuoden aikajänteellä, joten KAH-arvostukselle tehdään herkkyyksanalyysi. Kuvassa 8.21 nähdään elinkaarikustannus perustilanteessa, kun KAH-arvoa on kerrottu eri kertoimin.



Kuva 8.21 Tekniikoiden elinkaarikustannukset KAH-arvostuksen funktiona verkon rungon ollessa maakaapelia.

Kuvasta 8.21 havaitaan KAH-arvostuksen kasvaessa vikaherkimpien tekniikoiden elinkaarikustannusten kasvavan nopeammin kuin muiden tekniikoiden. Tämä johtuu vikaherkillä tekniikoilla olevan suurimmat KAH-kustannukset, joihin kuvan 8.21 kerroin vaikuttaa. Vikaherkkien tekniikoiden elinkaarikustannusten nousu KAH-kerrointen noustessa on havaittavissa runkoverkon ollessa ilmajohto- tai maakaapeliverkkoa. Ilmajohtorunkoisella verkolla kokonaiselinkaarikustannukset nousevat selvästi enemmän johtuen rungonkin KAH-kustannusten suuremmasta noususta. KAH-arvostuksen muutokset rungoltaan ilmajohtoisessa verkossa nähtävissä liitteessä 3.

8.5 Kuormitusmuutos

Kuormitusmuutos on -1 %/a oletuksena tutkimuksen perustilanteessa, joka on oletettava kuormitusmuutos haja-asutusalueen verkossa. Liitteessä 4 on esitetty herkkyysanalyysi -3, -1, 1 ja 3 %/a muutoksilla. Liitteestä huomataan yleisesti kuormien noustessa elinkaarikustannuksetkin nousevat, johtuen kasvavista KAH-kustannuksista. Kuormitusten noustessa KJ-ilmajohtotekniikan kuvaaja erottuu elinkaarikustannusten suuremmasta kasvusta verrattaessa muihin tekniikoihin. Toisin sanoen KJ-ilmajohtoverkko hyötyy elinkaarikustannuksissa eniten johtolähdön kuormituksen vähenemisestä. Kuormituksen kasvusta eniten hyötyvät kaapeloidulla runkoverkolla maakaapeloitu haara ja ilmajohtoosella runkoverkolla akkuvaihtoehdot. Rungoltaan maakaapeloidussa verkossa huomataan akkuvaihtoehto x2 olevan huomattavasti parempi vaihtoehto, kuin akkuvaihtoehto kuormituksen ollessa kasvavaa ja suurta. Tämä johtuu maakaapeliratkaisun olevan kyseiselle verkolle ja kuormille ylivoimaisesti paras, joten akkuvaihtoehto hyötyy aiemmasta kaapeloinnista verrattaessa akkuvaihtoehto x2.

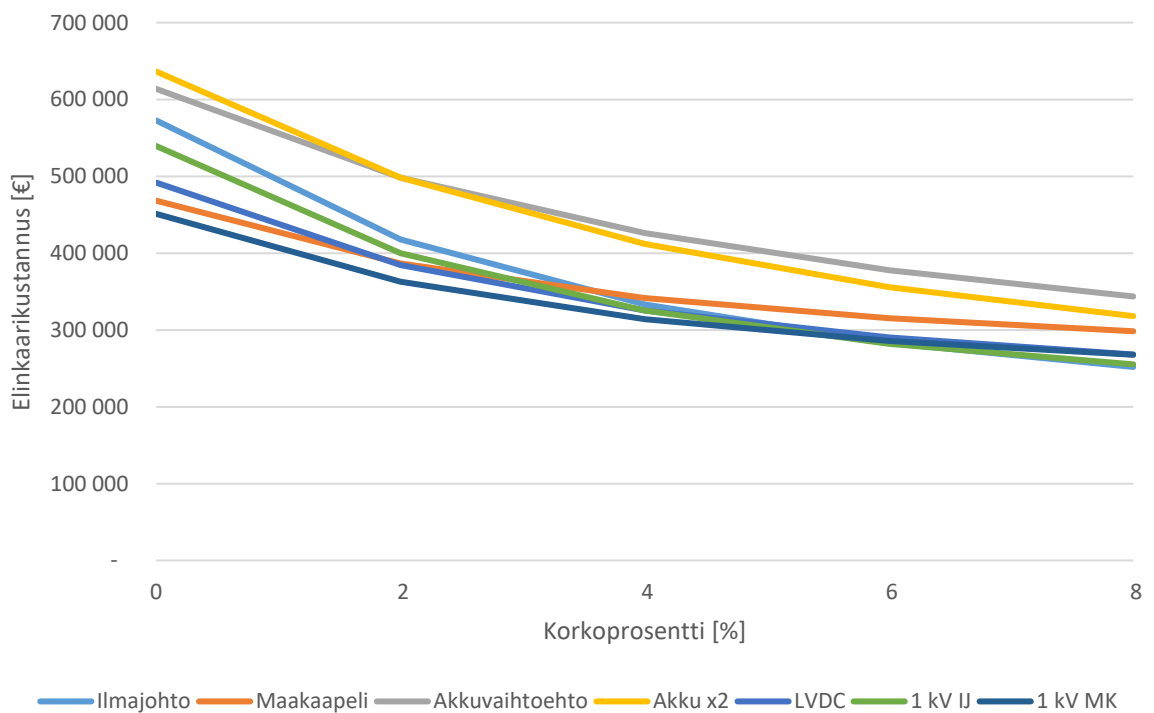
Runkoverkon ollessa ilmajohtoa akkuvaihtoehto x2 on kuitenkin aina parempi vaihtoehto kuin akkuvaihtoehto, ja näiden tekniikoiden elinkaarikustannusero kasvaa kuormituksen kasvun myötä. KJ-maakaapelointi on halvempi kuin akkuvaihtoehto. Huomataan KJ-maakaapeloinnin ja akkuvaihtoehdon kustannuseron pienenevän kuormituksen kasvaessa, kun runko on ilmajohtoa. Akkuvaihtoehto x2 hyötyy enemmän kuin akkuvaihtoehto kuormituksen kasvusta ja suurista haaran tehoista. Tämä havaitaan akkuvaihtoehto x2 olevan elinkaarikustannuksiltaan halvin vaihtoehto perustilanteessa, kun keskiteho on lähtötilanteessa yli 125 kW. Mikäli kuormitus haaralla on vuosittain kasvavaa, haaran keskiteho voi olla alkutilanteessa matalampikin, jotta akkuvaihtoehto on elinkaarikustannuksiltaan halvin.

KJ-ilmajohtohaaran elinkaarikustannus on edullisempi kuin KJ-maakaapelihaaran alle 125 kW keskitehoilla, kun kuormitusmuutos on -3 %/a. Kuormitusmuutoksen ollessa oletus -1 %/a ilmajohtohaara on edullisempi kuin maakaapelihaara kun keskitehot ovat alle 70 kW. Kyseisillä kuormituksilla 1 kV -tekniikat ja LVDC ovat myös mahdollisia. Useimmissa tapauksissa edellä mainitut kehittyneet tekniikat ovat halvempia kuin KJ-ilmajohtotekniikka.

Teknisten rajoitusten vuoksi 1 kV -ratkaisut eivät ole järkeviä vaihtoehtoja haaroille, joilla tapahtuu vuosittaista kuormituksen kasvua. Kuormituksen kasvaessa 1 kV siirtokyvyn yläraja voi tulla vastaan nopeammin kuin PJ-kaapelin pitoaika olisi. LVDC-tekniikalla on sama riski kuin 1 kV -tekniikoilla, mutta LVDC ratkaisussa on selvästi suurempi siirtokapasiteetti, joten pienen kulutuksen kohteissa kuormituksen kasvu ei ole välttämättä ongelma. Luvussa 8.1 havaittiin LVDC-tekniikan olevan edullisin tekniikka 25 kW haaroilla ja 1 kV -maakaapeloituuratkaisu 50 kW kuormituksella. Kyseiset havainnot pitävät paikkansa myös erilaisin kuormitusmuutoksin.

8.6 Korkoprosentti

Korkoprosentti vaikuttaa investoinnin ja operatiivisten kustannusten nykyarvon määrittämiseen. Nykyarvon laskennalla saadaan tulokseksi vuonna a tarvittava rahamäärä, jotta kustannus voidaan sillä maksaa (Lakervi et.al 2008). Kustannus on sitä pienempi, mitä suurempi korko on ja pidempi ajanjakso (Lakervi et.al 2008). Kuvasta 8.22 nähdään eri korkoprosenttien vaikutus tekniikoiden elinkaarikustannuksiin verkon perustilanteessa, kun runkoverkko on maakaapeloitu. Kuvaaja runkoverkon ollessa ilmajohtoa nähtävissä liitteestä 5.



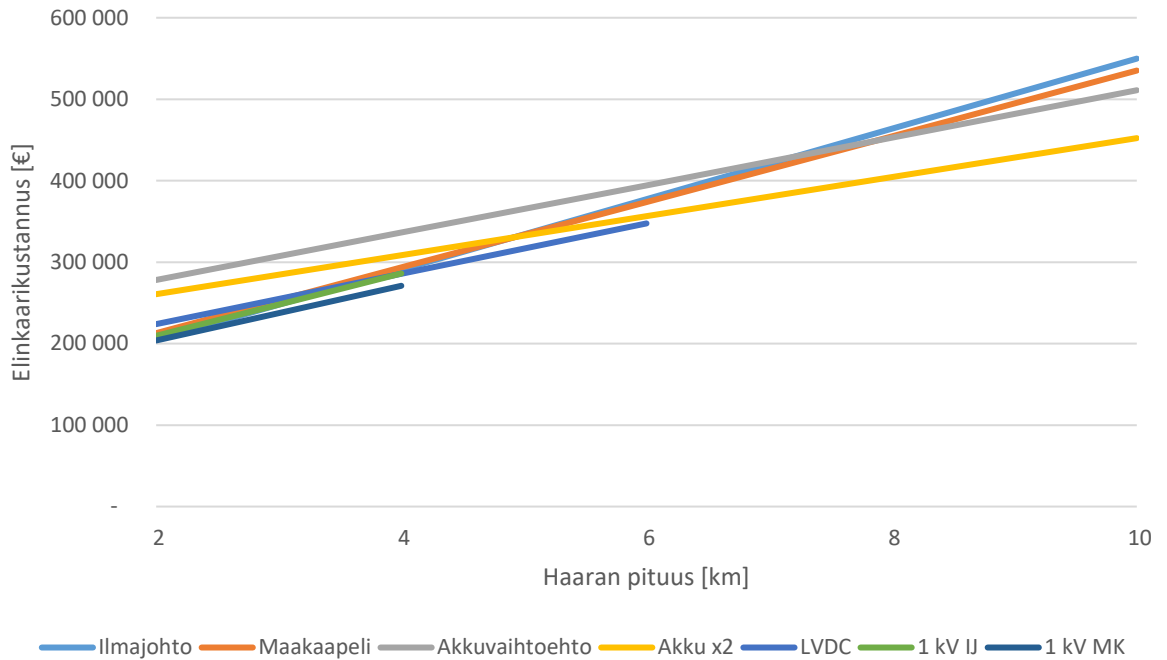
Kuva 8.22 Tekniikoiden elinkaarikustannukset korkoprosentin funktiona keskitehon ollessa 50 kW ja runkoverkon maakaapelia.

Kuvasta 8.22 nähdään korkoprosentin kasvamisen vaikuttavan eniten ilmajohtotekniikkaan perustuviin tekniikoihin elinkaarikustannuksia laskevalla tavalla. Myös akkuvaihtoehto x2 hyötyy merkittävästi suuremmasta korkoprosentista. Nämä voidaan perustella muiden tekniikoiden kokonaiskustannusten sijoittuvan keskimääräisesti lähemmäs ajanhetkeä nolla. Näissä tekniikoissa ajanhetken nolla investoinnit ovat suuremmassa roolissa kuin ilmajohtotekniikoihin perustuvien ratkaisuiden, joiden investointikustannukset ovat suhteessa koko elinkaarikustannuksiin pienemmässä osassa ja KAH-kustannukset suuremmassa osassa kokonaiskustannuksia. Akkuvaihtoehto x2:ssa suuntaajan uusiminen tapahtuu 10 vuoden kuluttua ja maakaapelointi tapahtuu vasta 20 vuoden kuluttua, joten korko vaikuttaa huomattavasti näihin investointeihin. Maakaapelitekniikka reagoi vähiten korkoprosentin muutokseen, johtuen ajanhetkellä nolla tapahtuvan investoinnin olevan valtaosa kyseisen tarkastelun kustannuksista. Akkutekniikalla ajanhetkellä 10 tapahtuva haaran muuttaminen maakaapeliverkoksi hyötyy suuremmasta korkoprosentista, joten korkoprosentin suurentaminen vähentää elinkaarikustannuksia enemmän kuin maakaapeliverkolla. 1 kV -maakaapeliratkaisu hyötyy myös korkoprosentin noususta enemmän johtuen siihen kohdistuvista saneerauksista elinkaaritarkastelun loppuvuosina, sekä sen korkeammasta vikataajuudesta verrattuna KJ-maakaapeliin. Liitteessä 5 esitetään tekniikoiden elinkaarikustannukset korkoprosentin funktiona rungon ollessa ilmajohtoverkkoa. Liitteessä 5 on havaittavissa elinkaarikustannusten muuttuvan korkojen vaihtuessa samalla tavalla kuin kuvassa 8.22. Elinkaarikustannukset pienenevät korkoprosentin kasvaessa suhteessa enemmän runkoverkon ollessa ilmajohtoa kuin maakaapelia, koska ilmajohtoverkossa tarkasteluajanjakson ajalta KAH-kustannusten osuus kustannuksista on suuri. KAH-kustannus pienenee sitä enemmän mitä myöhemmin keskeytys tapahtuu ajallisesti ja mitä suurempi korkoprosentti on.

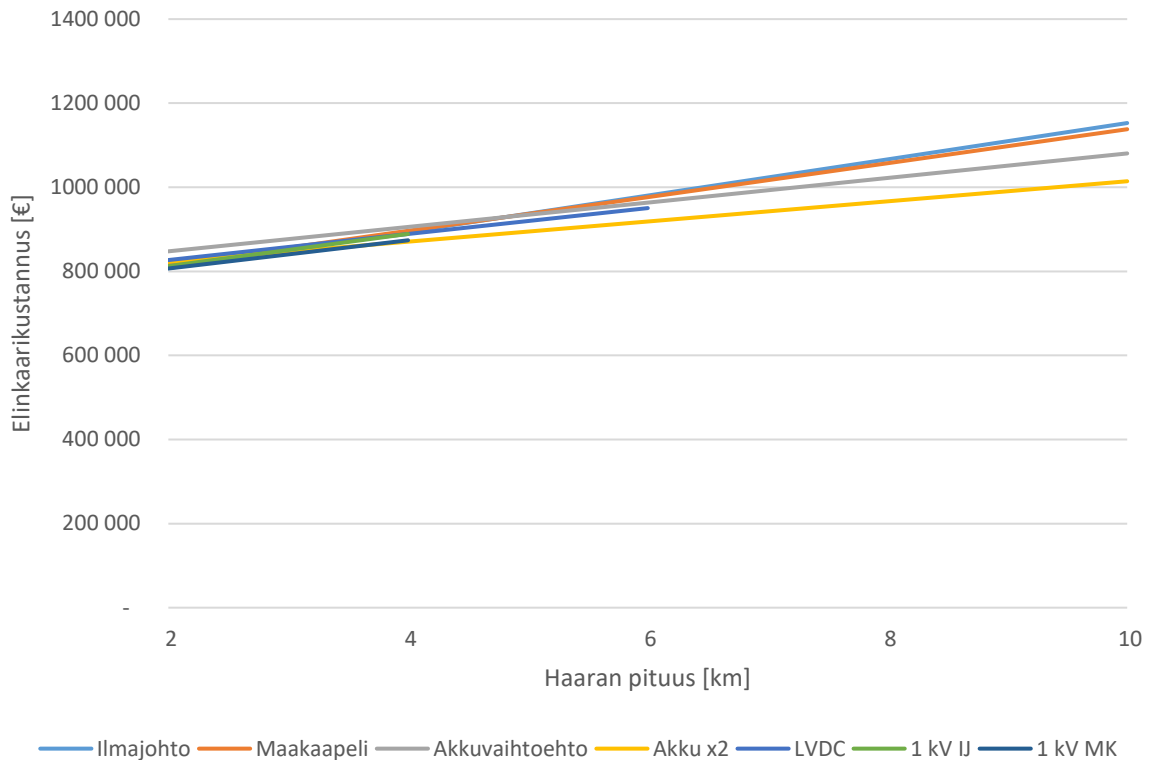
8.7 Akun elinkaari

Verkkoakkujärjestelmän pitoaika on oletettu olevan verkossa 10 vuotta. Akkujärjestelmä voi toimia myös 15 vuotta, sillä verkostoakkujen pitoajasta ei ole laajemmin pitkän aikavälin käyttökokemusta. Suuntaajan uusiminen pitoajan jälkeen mahdollistaa akkuvaihtoehto x2:lle 30 vuoden pitoajan, jos oletetaan akkujärjestelmän pitoajan olevan 15 vuotta. Verkkoakkujärjestelmän ollessa toiminnassa 15 vuotta ja akkuvaihtoehto x2 15+15 vuotta elinkaarikustannukset ovat nähtävissä haaran tehojen ollessa pieniä kuvista 8.23 ja 8.24.

Kuvassa 8.23 runkoverkko on maakaapeliverkkoa ja kuvassa 8.24 runkoverkko on ilmajohtoverkkoa.

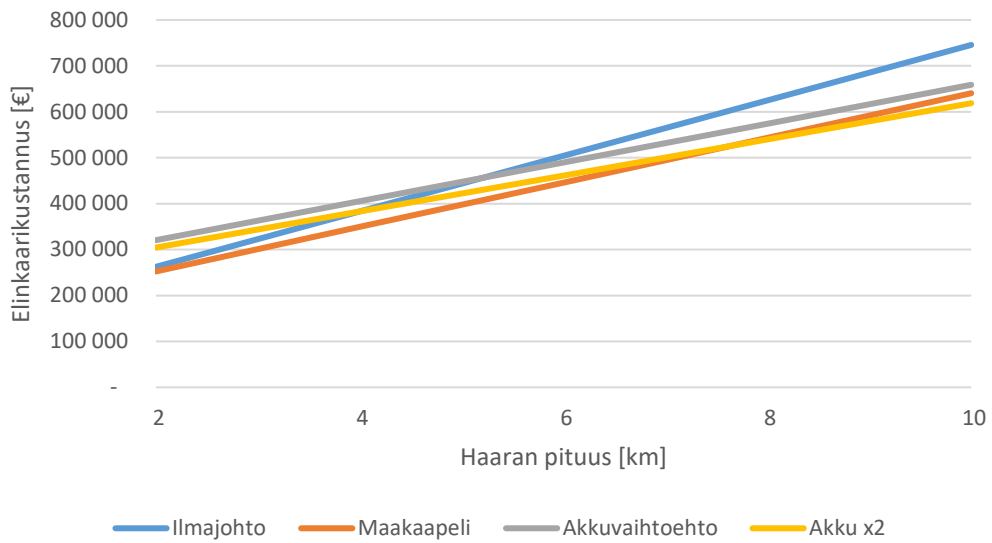


Kuva 8.23 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona akkuvaihtoehdon pitoajan ollessa 15 a ja akku x2 vaihtoehdolla 15 a + 15 a, keskiteho 50 kW ja runkoverkko maakaapelia.

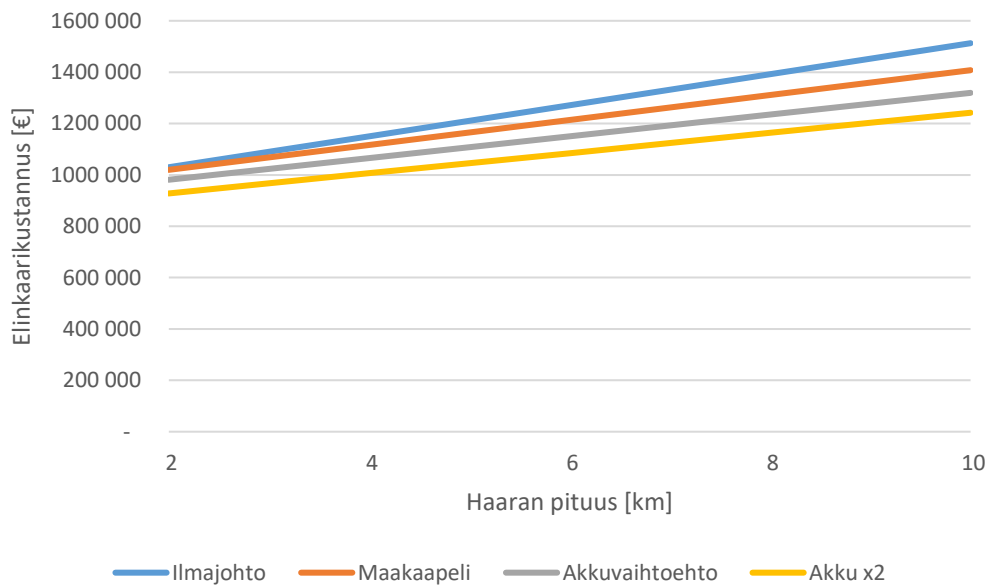


Kuva 8.24 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona akkuvaihtoehdon pitoajan ollessa 15 a, akku x2 vaihtoehdolla 15 a + 15 a, keskiteho 50 kW ja runkoverkko ilmajohtoa.

Kuvista 8.23 ja 8.24 huomataan akkuvaihtoehtoisten elinkaarikustannusten hyötyvän pidentyneestä akkukonseptin pitoajan verrattaessa kuviin 8.7 ja 8.8. Jos näin ei olisi akkukonsepti ei olisi ollenkaan potentiaalinen tekniikkana tässä muodossaan jakeluverkkoon. Akkuvaihtoehto on kuvassa 8.23 taloudellisesti parempi vaihtoehto kuin ilmajohtoratkaisu yli 7,5 km haaroilla ja parempi kuin maakaapelitekniikka yli 8 km haaroilla. Runkoverkon ollessa ilmajohtoverkkoa, akkuvaihtoehto on parempi vaihtoehto kuin perinteiset tekniikat haaran pituuden ollessa yli 5 km. 1 kV maakaapeloituna on kuitenkin edullisin vaihtoehto alle 3 km pienitehoisille haaroille edullisin vaihtoehto. Akkuvaihtoehto x2 elinkaarikustannukset hyötyvät akun elinkaaren pidentymisestä suuresti. Kuvassa 8.23 se on edullisin vaihtoehto verkkopituuksilla, missä LVDC ja 1 kV eivät voi toimia. Kuvassa 8.24 nähdään akuille soveltuvammassa verkossa akkuvaihtoehto x2 olevan edullisin vaihtoehto haaran pituuden ollessa yli 4 km. Akkuvaihtoehtoisten pärjääminen pienillä tehoilla elinkaarikustannusvertailussa on hyvä tulos akkuvaihtoehtoisten kannalta, sillä akkuvaihtoehdot ovat parhaimmillaan haaran tehojen ollessa suurempia. Seuraavissa kuvissa on esitetty kuvaajat haaran tehon ollessa suurempi 200 kW rungon ollessa maakaapelia kuvassa 8.25 ja ilmajohtoa 8.26.



Kuva 8.25 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona akkuvaihtoehdon pitoajan ollessa 15 a, akku x2 vaihtoehdolla 15 a + 15 a, keskiteho 200 kW ja runkoverkko maakaapelia.



Kuva 8.26 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran pituuden funktiona akun pitoajan ollessa 15 a, akku x2 vaihtoehdolla 15 a + 15 a, keskiteho 200 kW ja runkoverkko ilmajohtoa.

Keskitehon ollessa suurempi kuvissa 8.25 ja 8.26 akkuvaihtoehdon kannattavuus paranee suhteessa perinteisiin tekniikoihin entisestään. Rungon ollessa maakaapelia, ja haara pituuden ollessa yli 8 km, akkuvaihtoehto x2 on taloudellisempi kuin maakaapelihaara. Muuten kuvassa 8.25 akkuvaihtoehdot eivät ole taloudellisempia kuin maakaapelointi. Rungon ollessa vikaherkempää kuvassa 8.26 huomataan akkutekniikoiden olevan

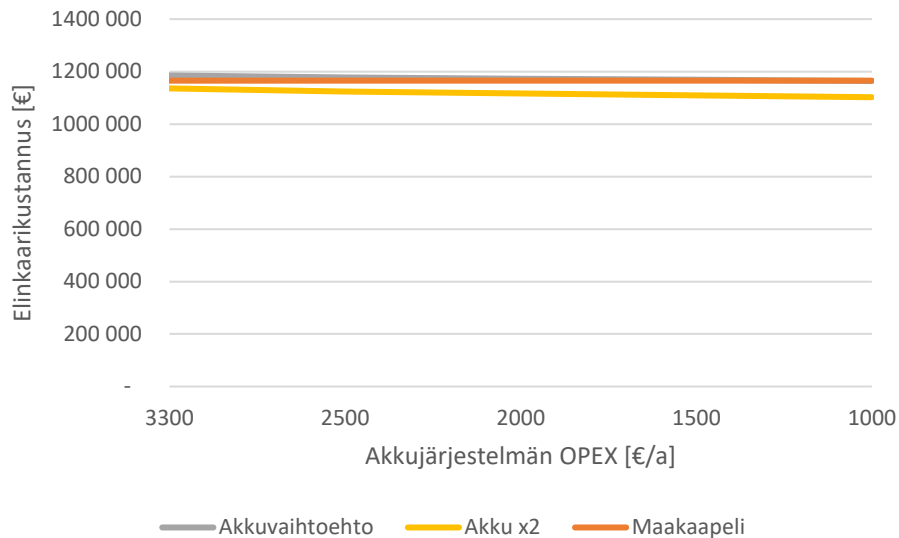
elinkaarikustannuksiltaan edullisin ratkaisu kaikilla haara pituuksilla. Akkujen pidempi pitoaika mahdollistaa suuremmat kompensoinnista saatavat taloudelliset hyödyt, jotka vaikuttavat akkuvaihtoehtojen elinkaarikustannuksiin merkittävästi. 15 vuoden ajalta kompensoinnista saatava kustannusetu on n. 130 000 €.

8.8 Muut epävarmuustekijät tarkastelussa

Kehittyneet tekniikat sisältävät kustannuksia, joihin ei ole vielä tarkempaa tietoa. Näitä ovat ilman Energiaviraston yksikköhintoja olevat investointikustannukset, sekä operatiiviset kustannukset. Osa verkkokomponenteista on vielä kehityksen alla, joten kustannustehokkuus oletettavasti paranee niillä tulevaisuudessa. Epävarmuutta luo myös KAH-arvostuksen alkuperä on vuodelta 2005. Vaikka KAH-arvostusta on muutettu kuluttajahintaindeksillä vastaamaan nykyaikaa, ei se suoraan huomioi yhteiskunnan sähköistymisen myötä muodostunutta suurempaa riippuvuutta sähköstä, vaan enemmänkin inflaation aiheuttamaa hintojen nousua. Suurempi riippuvuus sähköstä näkyisi suurempana KAH-arvostuksena, jonka myötä keskeytykset olisivat kriittisimpiä ja keskeytyskustannukset olisivat suurempia. Yhteiskunnan sähköistymisen myötä muodostunutta keskeytyskriittisempää yhteiskuntaa ei tarkastella tässä työssä syvällisemmin.

LVDC-tekniikan suuntaajien hintaoletuksissa on käytetty Karppasen oletusta tasasuuntaajan hinnaksi 100 €/kW ja vaihtosuuntaajalle 150 €/kW. Akkuvaihtoehdossa on käytetty suuntaajalle Kainulaisen oletusta 190 €/kW. Samoin operatiiviset kustannukset eroavat keskenään. LVDC-tekniikalla viankorjaus- ja kunnossapitokustannukset oletetaan olevan molemmilta kustannuksilta vuodessa 40 €/suuntaaja. LVDC-tekniikalla vuoden operatiiviset kustannukset ilman kaapelien ylläpitokustannuksia on 50 kW keskiteholla 480 €/a. tarkasteltavalle haaralle. Akkutekniikalla operatiiviset kustannukset ovat 3300 €/a ilman ilmajohdon ylläpitokustannuksia.

Kuvassa 8.27 tarkastellaan akkuvaihtoehtojen elinkaarikustannuksia, kun herkkyyksanalysoidaan akkutekniikan operatiivisia kustannuksia ilman verkon operatiivisia kustannuksia. Kuvassa verkon runko on KJ-ilmajohtoa ja haaran keskiteho on 200 kW.



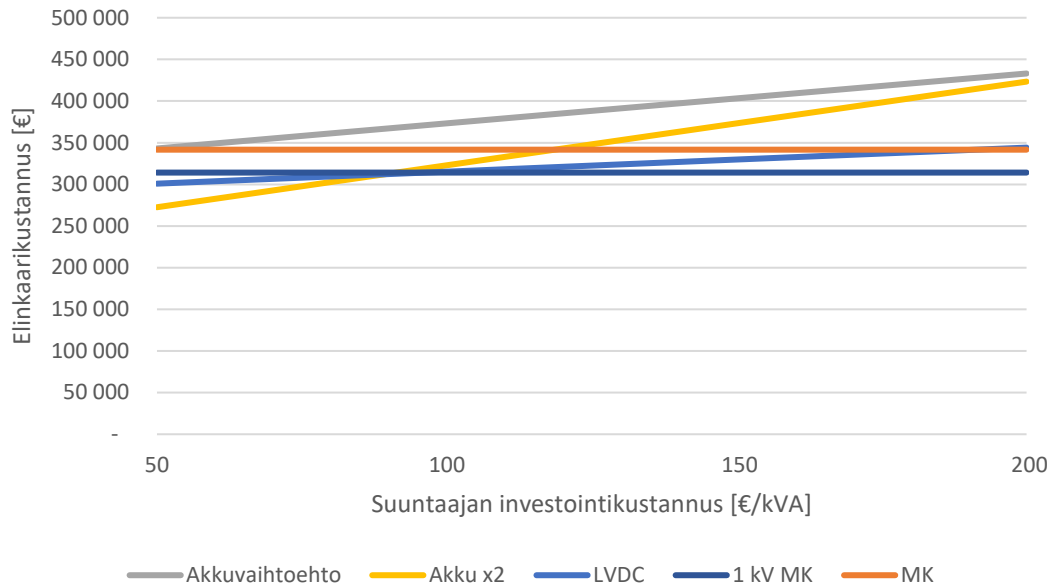
Kuva 8.27 Tekniikoiden elinkaarikustannukset akkujärjestelmän vuoden operatiivisten kustannuksien funktiona, johtolähdön runko ilmajohtoa ja haaran keskiteho 200 kW.

Kuvassa 8.27 nähdään akkujärjestelmän operatiivisten kustannusten pienentyessä, akkuvaihtoehdon elinkaarikustannuksen lähestyvän maakaapeloidun haaran elinkaarikustannusta. Akkujärjestelmän OPEX-kustannuksen ollessa 1000 € vuodessa, akkuvaihtoehto on edullisempi vaihto kuin maakaapeloitu tekniikka. Akkuvaihtoehto x2 kustannustehokkuus korostuu operatiivisten kustannusten pienentyessä. Vuotuisten operatiivisten kustannusten pienentyessä 500 €/a, akkuvaihtoehto säästää elinkaarikustannuksissa n. 4 500 € ja akkuvaihtoehto x2 säästää n. 7 200 €.

LVDC-tekniikalla operatiiviset kustannukset ovat riippuvaisia suuntaajien ja muiden verkkokomponenttien lukumäärään. Oletuksena 50 kW keskiteholla operatiiviset kustannukset LVDC-tekniikalle ovat 480 €/a. Operatiivisten kustannusten ollessa kaksinkertaiset, LVDC-tekniikan elinkaarikustannus nousee n. 10 800 €. Tämän kokoinen kustannusten nousu vaikuttaa LVDC-tekniikan kustannustehokkuuteen merkittävästi, sillä muut pienillä tehoilla olevat kustannustehokkaat tekniikat ovat eroavaisuudelta elinkaarikustannusvertailussa 10 000 € vaihteluvälillä LVDC-tekniikan kustannuksista.

Kuvassa 8.28 herkkyysoanalysoidaan suuntaajan €/kW kustannusta haaran keskitehon ollessa 50 kW. Suuntaajan €/kW kustannus vaikuttaa akkuvaihtoehdojen ja LVDC-tekniikan kustannuksiin. LVDC-tekniikalla on oletettu tasasuuntaajalle ja vaihtosuuntaajalle herkkyysoanalysoinnissa yhtäläiset investointikustannukset. 1 kV -maakaapelin ja

KJ-maakaapelin elinkaarikustannukset ovat mukana kuvissa helpottamassa tekniikoiden välistä vertailua.

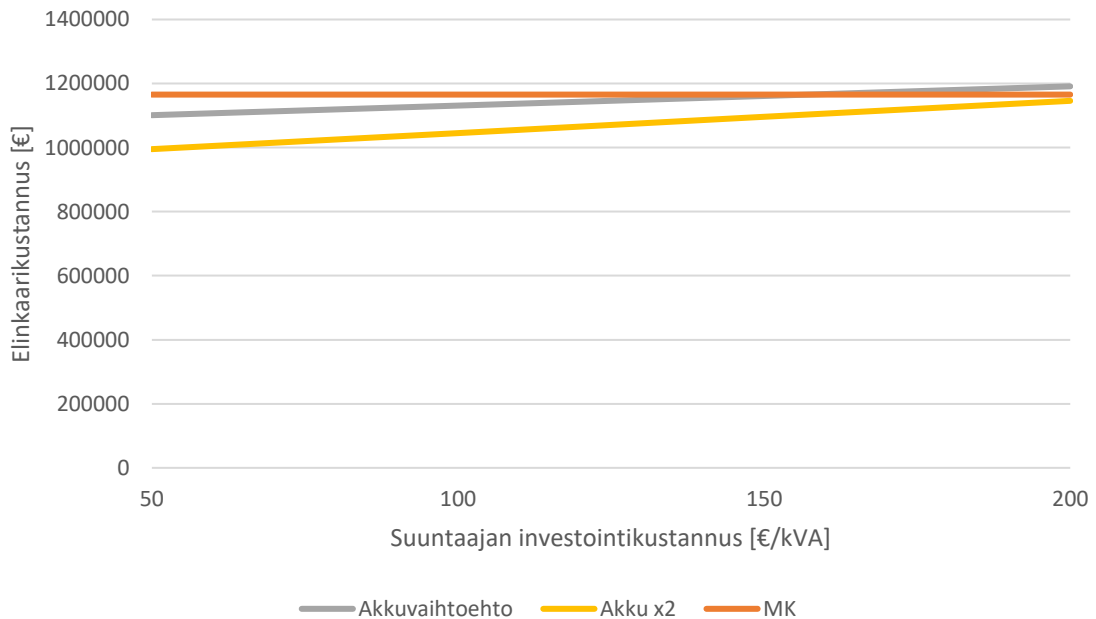


Kuva 8.28 Tekniikoiden elinkaarikustannukset suuntaajan investointikustannus €/kW funktiona, johtolähdön runko maakaapelia ja haaran keskiteho 50 kW.

Verrattaessa tekniikoita keskenään, kuvasta 8.28 voidaan huomata akkutekniikoiden elinkaarikustannusten riippuvan enemmän suuntaajan hinnasta kuin LVDC-tekniikalla. Tämä johtuu akkutekniikan suuntaajan olevan aina samankokoinen 600 kW, kun taas LVDC-tekniikan tasasuuntaaja ja vaihtosuuntaajien tehojen summa ovat verrannollisia haaran tehoon. Suuntaajien investointikustannuksen muuttuessa 50 €/kVA akkuvaihtoehtoon kustannus muuttuu 30 000 €, akkuvaihtoehto x2:lla 50 000 € ja LVDC-tekniikalla 14 500 €. Suuntaajan kustannuksia on vaikea arvioida, sillä suuntaajille ei ole julkista hinnastoa. Alkuperäiset kustannusoletukset sijoittuvat 100 €/kW ja 190 €/kW välille. Oletettavasti kustannustaso sijoittuu näiden hintojen väliin. Hinnan asettuminen näiden väliin pienentäisi akkuvaihtoehtojen elinkaarikustannuksia. Akkutekniikalle suuntaajan hinnan aleneminen 150 €/kW toisi merkittävän useamman kymmentuhannen euron säästöt verrattaessa suuntaajan hinnan ollessa 190 €/kW kustannuksiin. LVDC-tekniikalle 150 €/kW nostaisi elinkaarikustannuksia hieman, sillä oletuksena vaihtosuuntaajalle on oletettu kyseinen kustannustaso, mutta tasasuuntaajille oletuksena on käytetty 100 €/kW.

Kuvasta 8.28 kuitenkin nähdään, ettei akkuvaihtoehto 50 kW keskiteholla ole kilpailukykyisempi kuin 1 kV maakaapelointuna tai LVDC-tekniikka, mutta akkuvaihtoehto x2 on kuitenkin edullisin vaihtoehto suuntaajan hinnan ollessa todella alhainen. Liitteessä 6 nähtävissä sama tarkastelu runkoverkon ollessa ilmajohtoa. Suuntaajan hinnan muutoksen vaikutus tekniikoiden elinkaarikustannuksiin ei riipu runkoverkon tekniikasta. Runkoverkon tekniikan ollessa vikaherkempää akkutekniikoiden kustannustehokkuus paranee muihin tekniikoihin nähden, muista syistä kuin suuntaajan kustannustason takia. Akkuvaihtoehto x2 on elinkaarikustannuksiltaan pienin, kun suuntaajan investointikustannus on alle 130 €/kVA.

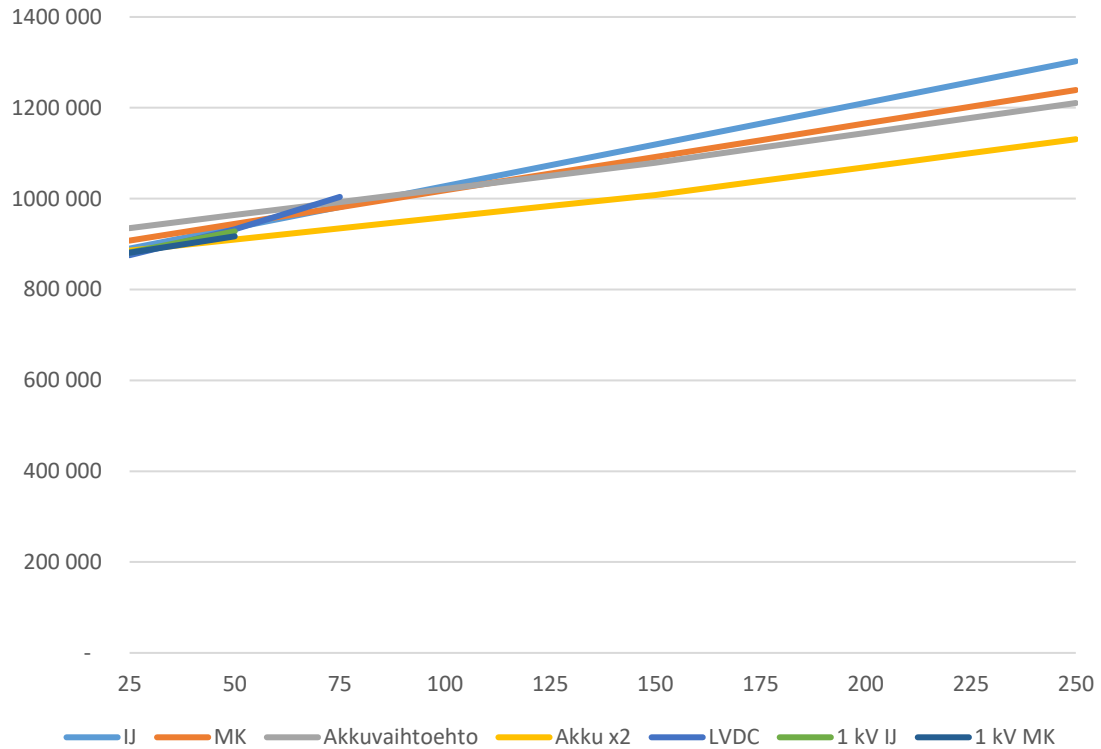
Kuvassa 8.29 nähdään samanlainen vertailu kuin edellä, mutta johtolähdön runko on ilmajohtoa ja keskiteho on 200 kW.



Kuva 8.29 Tekniikoiden elinkaarikustannukset suuntaajan investointikustannuksen funktiona, johtolähdön runko ilmajohtoa ja haaran keskiteho 200 kW.

Kuvasta 8.29 havaitaan akkuvaihtoehdon olevan halvempi vaihtoehto kuin KJ-maakaapeli suuntaajan kustannuksen ollessa alle 150 €/kW. Akkuvaihtoehto voisi siis olla tällä hetkellä jopa halvempi vaihtoehto suurimmille haja-asutusalueen haaroille kuin perinteisemmät vaihtoehdot. Akkuvaihto x2 tosin on selvästi halvempi kuin muut tekniikat. Suuntaajan hinnan ollessa 150 €/kW akkuvaihtoehto x2 on elinkaarikustannuksiltaan n. 70 k€ halvempi vaihtoehto kuin KJ-maakaapelointi, joka on perinteisistä tekniikoista elinkaarikustannuksiltaan edullisin kyseisellä haaralla.

Oletetaan akkujärjestelmän operatiivisen kustannusten ilman verkkoa olevan noin puolet alkuperäisestä oletuksesta ja suuntaajien investointikustannukseksi 150 €/kW. Kyseinen tilanne on nähtävissä kuvasta 8.30, kun muuttujana on haaran keskiteho.



Kuva 8.30 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona, johtolähdön runko ilmajohtoa ja oletuksena akkujärjestelmän operatiiviset kustannukset ovat 1500 €/a ja suuntaajan investointikustannus on 150 €/kW.

Kuvasta 8.30 nähdään akkujärjestelmien elinkaarikustannuksien kustannusten pienentyminen ja LVDC-tekniikan kustannusten kasvu verrattaessa verkon alkuperäisillä arvoilla laskettuihin elinkaarikustannuksiin. Akkujärjestelmä on halvempi vaihtoehto kuin KJ-maakaapelointi, kun keskiteho on yli 120 kW, kun alkuperäisin oletuksin haaran tehon täytyi olla yli 175 kW. Akkujärjestelmä x2 on kaikista tekniikoista edullisin vaihtoehto uusilla oletuksilla, kun haaran keskiteho on yli 50 kW, kun alkuperäisillä oletuksilla se oli edullisin vaihtoehto keskitehon ylittäessä 125 kW.

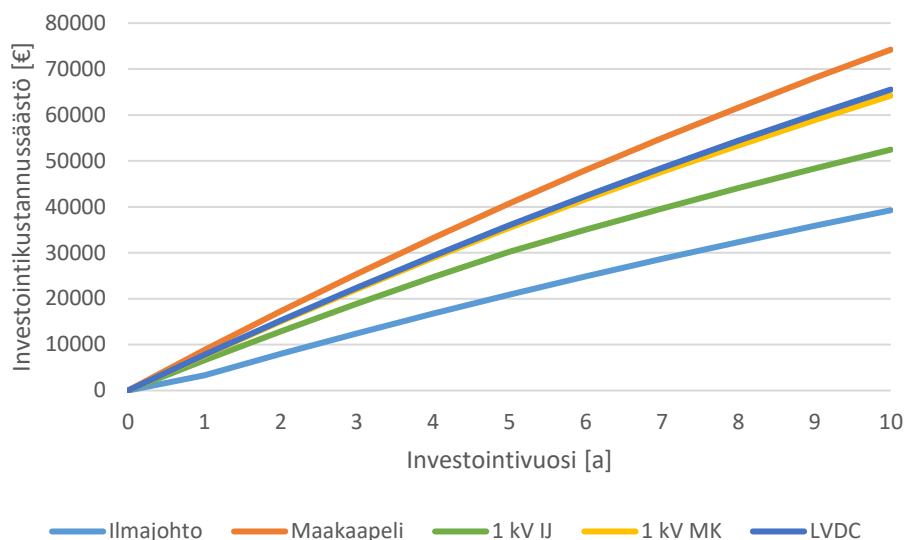
Akkuvaihtoehdot ja LVDC hyötyvät merkittävästi suuntaajien hintatason laskiessa. Suuntaajien hinnan ollessa vertailuvälin kalliimmalla puolella, akkuvaihtoehdot pysyvät kustannustehokkaina vaihtoehtoina. LVDC-tekniikka vaatii suuntaajien kustannusten

olevan alhaisempia, jotta se olisi tekniikkana kustannustehokas. Akkuvaihtoehdot hyötyvät myös alhaisimmista suuntaajan hinnoista merkittävästi, mutta sen kustannustehokkuus ei vaadi sitä. Tietysti mitä alhaisemmaksi saadaan investointi- ja operatiivisia kustannuksia, sitä paremmat mahdollisuudet akkujärjestelmällä on pärjätä elinkaarikustannusvertailussa muille tekniikoille. Tämän luvun perusteella voidaan olettaa akkuvaihtoehtojes kustannustehokkuuden säilyvän paremmin kuin LVDC-vaihtoehdon tekniikkojen kehittyessä perinteisimpien tekniikoiden rinnalle potentiaalisiksi tekniikoiksi.

8.9 Elinkaarikustannussäästöt kapasiteettijoustolla investoinnin ajankohtaa pitkiittäessä

Joustosta saadaan investointikustannus hyötyä pitkiittäessä investointia. Investoinnin pitkiittäminen on erityisen järkevää, kun ei osata arvioida haaran tulevaisuuden kuormitustasoa haaran kuormituksen kasvaessa. Investoinnin pitkiittämisestä saatava säästö muodostuu, kun korkoprosentti vaikuttaa tulevaisuudessa tapahtuvan investoinnin nykyarvoon. Investoinnin pitkiittäminen kustannukset muodostuvat keskeytyksestä aiheutuneesta haitasta, sillä uusittava verkkoalue on KJ-ilmajohtoa, jonka vikaantuu on todennäköisesti suurempi kuin tilalle saneerattava tekninen ratkaisu. Mikäli uudeksi tekniikaksi valikoituu sama tekniikka kuin mitä verkossa ennenkin oli, KAH-kustannukset pysyvät oletuksena samana. Todellisuudessa vanhempi verkko vikaantuu uutta verkkoa herkemmin, johtuen vanhojen verkon osien suuremmasta todennäköisyydestä vioittua. Kapasiteettijoustolla saatavia säästöjä verkkoyhtiö voisi käyttää korvaukseksi asiakkaille kulutuksen vähentämisestä tarvittavilta ajan hetkiltä.

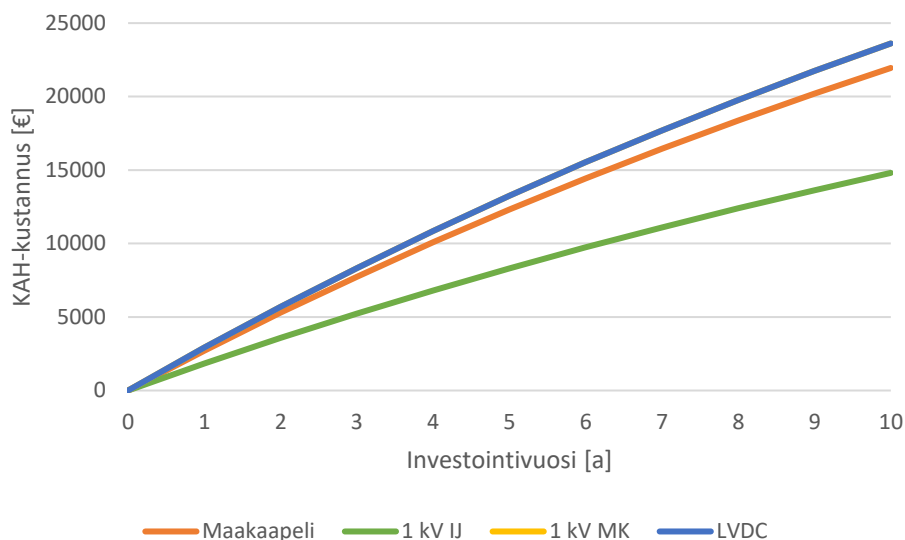
Kapasiteettijoustolla saatavien säästöjen vertailussa ovat perinteiset tekniikat, molemmat 1 kV tekniikat ja LVDC. Akkukonsepti itsessään on jo joustoelementti verkkoyhtiölle, eikä sille ole järkevää pohtia kustannussäästöjä joustosta, sillä akkukonsepti hyötyy eniten verkosta, jossa tapahtuu paljon vikoja. Verkkoyhtiö kaapeloit runkoyhteyksiä koko ajan ja täten ideaalisimmat haarat akkukonseptille ovat vähenemässä. Tämän takia akkukonseptin kannalta olisi järkevintä laittaa akkuja verkkoon kiinni mahdollisimman nopeasti. Kuvasta 8.31 nähdään investoinnin pitkiittämisestä saatavat investointisäästöt.



Kuva 8.31 Verkon investoinnin pitkittämisestä saatavat investointikustannussäästöt investoinnin ajankohdan funktiona.

Kuvasta 8.31 nähdään investoinnin pitkittämisestä saatavat investointisäästöt ovat rahallisesti suurimmat tekniikoilla, joilla on suurimmat investointikustannukset. Huomioitavaa on myös koron vaikutus. Kuvassa 8.31 on käytetty 4 % korkoa, mutta jos korko olisi suurempi, säästötkin olisivat suuremmat investointia pitkittäessä ja vähäisemmät korkojen pienentyessä.

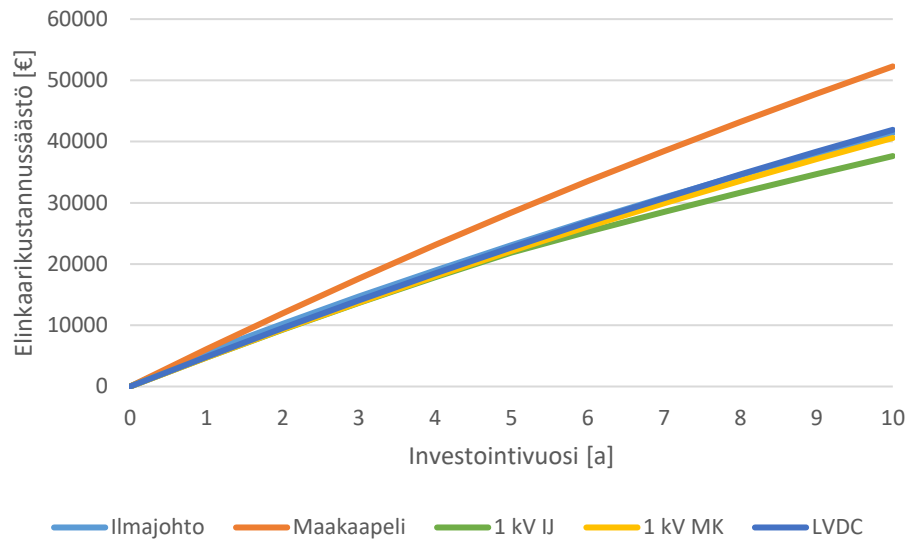
Kuvassa 8.32 on esitetty KAH-kustannuksista aiheutuvat kustannukset investoinnin ajankohtaa pitkittäessä.



Kuva 8.32 Verkon investoinnin pitkittämisestä koituva KAH-kustannus haitan kasvu investoinnin ajankohdan funktiona.

Kuvasta 8.32 nähdään KAH-kustannuksiltaan pienimmät tekniikat häviävät eniten investoinnin pitkittämisestä, johtuen maakaapeloitujen tekniikoiden ja KJ-ilmajohdon KAH-kustannuseron olevan suurin. 1 kV -ilmajohdolla KAH-kustannussäästöt kärsivät vähiten tarkasteltavista tekniikoista, johtuen sen KAH-kustannusten olevan lähimpänä KJ-ilmajohtoa tarkasteltavista tekniikoista. 1 kV -maakaapeliratkaisulla ja LVDC-ratkaisulla on yhtenevä KAH-kustannushaitta investoinnin pitkittämisestä, sillä molemmilla tekniikoilla on oletuksena PJ-maakaapelin vikataajuus.

Kuvassa 8.33 nähdään elinkaarikustannussäästöt, kun kuvan 8.31 säästöistä vähennetään kuvan 8.32 kustannukset.



Kuva 8.33 Verkon investoinnin pitkittämisestä koituva elinkaarikustannussäästö investoinnin ajankohdan funktiona.

Kuvasta 8.33 huomataan kaikkien tekniikoiden hyötävän elinkaarikustannustarkastelussa investoinnin pitkittämisestä. Suurin hyötyjä on KJ-maakaapeli, johtuen sillä olevan luvun 8.9 tarkastelussa suurimmat investointikustannukset. KJ-ilmajohto hyötyy toiseksi eniten pitkittämisestä, sillä investoinnin pitkittämisestä koituvaa KAH-kustannusmenoa ei KJ-ilmajohdolle koidu. LVDC-tekniikka hyötyy eniten kehittyneistä tekniikoista, ja investoinnin tapahtuessa yli 7 vuoden päästä elinkaarikustannussäästö on parempi kuin KJ-ilmajohdolla. Tämä johtuu LVDC-tekniikan investointien olevan suuremmat kuin KJ-ilmajohdon, joten koron myötä investoinnista saa enemmän säästöjä investoinnin ajankohdan pitkittyessä. Kehittyneet tekniikat hyötävät joustosta karkeasti pyöristäen yhtä hyvin investoinnin tapahtuessa alle 5 vuoden päästä, mutta investoinnin tapahtuessa myöhemmin 1 kV -ilmajohtoratkaisun ei saa niin suurta etua investointien pitkittämisestä kuin muut kehittyneet tekniikat, johtuen ilmajohtoratkaisujen investointikustannusten olevan vähäisemmät kuin maakaapeloitujen ratkaisujen.

Jos tarkastellaan investoinnin lykkäämistä laajemmin kuin pelkästään KAH-kustannuksen ja koron vaikutuksen avulla, niin investoinnin viivästyttämisestä hyötyy mahdollisesti eniten LVDC-tekniikka. LVDC-tekniikalla tulee huomioida kehittyneiden vaihtoehtojen kustannustehokkuuden todennäköinen paraneminen tulevaisuudessa. LVDC-tekniikan investointikustannukset tulevat todennäköisesti pienenemään tulevaisuudessa enemmän suhteessa perinteisiin tekniikoihin. Tämä tulee parantamaan LVDC-tekniikan kilpailukykyä.

1 kV -tekniikoille kustannuskehitys on todennäköisesti samanlainen kuin perinteisilläkin, johtuen 1 kV -tekniikoiden olevan periaatteeltaan hyvinkin samanlaisia perinteisten tekniikoiden kanssa. Tästä johtuen 1 kV -tekniikat eivät luultavammin saa kilpailuetua samalla tavalla kuin LVDC-tekniikka investointien pitkittämisellä.

9 JOHTOPÄÄTÖKSET

Yleispätevää ratkaisua elinkaarikustannuksiltaan taloudellisimmaksi tekniikaksi ei ole, joten verkolle täytyy suorittaa kohdekohtaista tarkastelua. Kustannustehokkaimman tekniikan määrittämisessä verkkoalueelle suurimmat vaikutukset ovat haaran teholla, pituudella, kaivuolosuhteilla, runkoverkon teknisellä ratkaisulla sekä tarkasteltavien tekniikoiden vikataajuudella ja viankorjausajalla. Haaran tehojen ollessa alle 50 kW LVDC-tekniikka, 1 kV -maakaapeliratkaisu ja KJ-ilmajohto ovat edullisimpia vaihtoehtoja. Matalan kuormituksen haaran pituuden ollessa alle 2 km kustannustehokkain vaihtoehto on KJ-ilmajohto. KJ-ilmajohtoverkon työssä esitettyjä kustannuksia todennäköisesti nostaa kuparisuolakyllästeisten pylväiden vaihtaminen ennen ilmajohtojen muiden osien teknisen pitoajan loppumista arviolta 25–30 vuoden kuluttua asentamisesta.

Tehojen kasvaessa KJ-maakaapeli ja akkuvaihtoehdot ovat kustannustehokkaimmat ratkaisut. Akkuvaihtoehtojen kustannustehokkuuteen vaikuttavat haaran pituus ja johtolähdön vikataajuus. Akkuvaihtoehto tarvitsee verkkoalueeseen ilmajohtoisen verkkoalueen oltakseen edullisin, johtuen ilmajohtoverkon vikataajuuden olevan suurempi kuin maakaapeloidun verkon. Runkoverkon ollessa maakaapeliä akkuvaihtoehdot eivät ole kustannustehokkaita ratkaisuja. Kaivuolosuhteen ollessa muuta kuin haja-asutusalueelle tyypillistä helppoa, ilmajohtotekniikkaan perustuvat vaihtoehdot ovat halvimpia. Poikkeuksena akkuvaihtoehdot voivat olla edullisimpia normaalilla kaivuolosuhteella, kun tehot ovat haaralla suurempia.

1 kV -ratkaisut voivat olla edullisimpia ratkaisuja kuormitukseltaan väheneville haaroille. 1 kV -tekniikkana sisältää teknisiä haasteita, kuten vanhan haaran jatkamisen hankaluus uudelle käyttöpaikalle tai sähköautojen latauspisteiden ja pientuotannon liittäminen 1 kV -haaralle. Uuden käyttöpaikan lisääminen 1 kV -haaralle voi olla haasteellista kuormituksen nousun ja jännitteenalennemien kasvun myötä. Samoin sähköautojen ja pienvoimaloiden määrän alueellisen ennustamisen hankaluus lisäävät epävarmuustekijöitä 1 kV -verkon mitoituksen riittämättömyydestä tulevaisuudessa. Kyseiset epävarmuudet heikentävät 1 kV -jännitetasoa mahdollisuutta olla osana verkkoyhtiön investointivaihtoehtoja. Toimitusvarmuuden osalta 1 kV -maakaapeli muuttaa haaran säävarmaksi verkoksi ja parantaisi sähkönjakelun toimitusvarmuutta toisin kuin 1 kV -ilmajohtoratkaisu.

LVDC-tekniikka vaikuttaa tarkastelussa potentiaaliselta ratkaisulta tulevaisuudessa. Tekniikkana se voi kohdata samankaltaisia ongelmia kuin 1 kV -ratkaisutkin. Teho- ja siirtorajat tulevat kuitenkin LVDC-tekniikalle huomattavasti epätodennäköisemmin vastaan. LVDC-tekniikan ongelmaksi alkuvaiheessa muodostuu enemmänkin suuntaajien kustannustaso, sekä tarvittava kehittämisen määrä ennen kuin LVDC olisi tekniikkana kustannusmielessä verkkoyhtiöille soveltuva vaihtoehto. Positiivista on oletettu suuntaajien kustannuskehitys, joka alentaisi LVDC-tekniikan elinkaarikustannuksia. LVDC-tekniikasta saatavat hyödyt ovat tunnistettu, mutta ennen kuin tasasähköä voidaan käyttää mikroverkoissa, vaatii LVDC-tekniikkana pilotointeja verkkoyhtiöltä. Pilotointivaiheessa kustannukset ovat selvästi suurempia verkkoyhtiölle, kuin tekniikan ollessa vaihtoehtona perinteisempien tekniikoiden rinnalla. LVDC-tekniikkana on potentiaalinen vaihtoehto varsinkin, kun siihen saadaan yhdistettyä paikallinen tuotanto ja akkuvarastot osaksi mikroverkkoa. Tällä hetkellä LVDC-tekniikan etuina ovat paikallinen taajuuden- ja jännitteensäädön mahdollisuus, jolloin sähkönlaatu voidaan varmistaa pysyvän runkoverkosta kaukana olevilla asiakkailta normaalilaatuisena, sekä huomattavasti suuremman siirtokapasiteetin mahdollistajana verrattaessa 1 kV -ratkaisuihin. Taajuuden ja jännitteensäädön mahdollisuus paikallisesti ei näkynyt elinkaarikustannustarkastelussa, koska työssä oletettiin sähkönlaadun pysyvän sopivana. Elinkaarikustannustarkastelussa LVDC-tekniikka oli kuitenkin edullisin vaihtoehto 5 km pituisilla alle 30 kW haaroilla, joten asetetuksi oletuksiksi LVDC-tekniikka ilman muiden tekijöiden synergioita voisi olla edullisin vaihtoehto. Tähän vaikuttaa kuitenkin suuresti asetetut oletukset investointikustannuksille ja operatiivisille kustannuksille. On mahdotonta sanoa LVDC-tekniikan toteutuneita kustannuksia tulevaisuudessa, joten työn tulokset LVDC-vaihtoehdon osalta vaativat erityisesti jatkotarkastelua kustannustasojen ollessa tiedossa.

Toimitusvarmuuden näkökannalta maakaapelointiratkaisut mahdollistavat toimitusvarmuusvaatimusten täyttymisen. KJ-ilmajohtoratkaisu ei sellaisenaan paranna toimitusvarmuutta, vaan toimitusvarmuuden parantamisen kannalta se vaatisi suuremmat kunnossapitoresurssit leveämmän johtokadun ylläpitämiseen. Vaikean kaivuolosuhteen alueella sijaitseville ilmajohtoverkoille on järkevää toteuttaa enemmän kunnossapitoa, sillä kyseisille alueille ei saada parannettua toimitusvarmuutta kustannustehokkaasti muilla tavoilla. Ennen verkon saneerausta on hyvä selvittää tulevan johtoreitin kaivuolosuhteet.

Mikäli saneerausreitillä on vain harvakseltaan haasteellisempaa maaperää, elinkaarikustannukset voivat silti olla alhaisemmat maakaapeloinnilla kuin ilmajohtolla. Suunniteltaessa maakaapelireittiä on tärkeää pyrkiä helppomaastoiseen verkkoreittiin, sillä silloin kustannustehokkuus säilyy paremmin. 1 kV -ilmajohtoratkaisu parantaa toimitusvarmuutta verrattuna KJ-ilmajohtoratkaisuun, mutta ei kuitenkaan yhtä merkittävästi kuin maakaapeloidut ratkaisut. Akkuvaihtoehdot parantavat toimitusvarmuutta, vaikka verkossa esiintyviä vikoja akut eivät vähennä. Vian aikana sähköttömien asiakkaiden lukumäärä johtolähdöllä kuitenkin vähenee. Akkuvaihtoehdot toimivat ratkaisuna toimitusvarman verkon saavuttamiseksi.

Haaran kuormituksen suuruudesta hyötyvät eniten akkukonsepti ja KJ-maakaapeli. Akkuvaihtoehdossa akun koko on 600 kW/600 kWh, joten akusto on tarpeeksi suuri kattamaan useita tunteja viankorjausajasta yli 200 kW keskitehoisten haarojen kulutuksesta. Akkuvaihtoehto hyötyy myös pienemmän kuormituksen katkoista, jolloin viasta koitunut keskeytys ei välttämättä ilmene haaralla muuten kuin jälleenkytkentänä. Akkukonsepti ja KJ-maakaapeli hyötyvät eniten myös pidemmistä haaroista, sillä maakaapeliverkolla vikataajuus on matala ja työssä olevalla akkuvaihtoehdolla pystytään varasyöttämään haaran alkua, mikäli haaran vika sijaitsee haaran loppuosalla.

Oletuksena käytetty akkujen pitoaika on 10 vuotta. Jos pitoaikaa voidaan jatkaa 15 vuoteen tämä parantaisi akkujärjestelmän kustannustehokkuutta huomattavasti. Akkuvaihtoehdon ollessa komponenttien korjauksen avulla verkossa kahden pitoajan verran kustannustehokkuus paranee entisestään. Pitoajan pidentyessä täytyy kuitenkin huomioida ilmajohtoisen akkuhaaran kunto, sekä mahdollisesti akun kunnossapitokustannusten kasvaminen akkujärjestelmän komponenttien vaihtamisen myötä. Potentiaalisten akkujärjestelmien haarat ovat ilmajohtoa. Verkkoyhtiöllä ilmajohtohaarat ovat todennäköisesti kymmeniä vuosia vanhoja. Akkuvaihtoehdolle on tärkeää, että haaralla on teknistä pitoaikaa jäljellä kymmeniksi vuosiksi, jotta sitä voidaan käyttää 10 vuoden sijaan pidempiä aikoja laitteiston kunnon salliessa. Akkuvaihtoehdon tarkoitus on parantaa vikaherkkien verkkohaarojen toimitusvarmuutta, joilla on teknistä käyttöikää vielä reippaasti jäljellä.

Akkuvaihtoehto on verkkoyhtiöllä pilotointivaiheessa, joten varsinaista teknistä käyttöikää laitteistolle ei tiedetä. Epävarmuuksia työssä esitetylle kahden pitoajan akkuvaihtoehdolle luo käytännön kokemuksen puuttuminen verkkoakuilta pitkältä aikavälillä. Vaikka akkuvaihtoehto x2 onkin useimmissa vaihtoehdoissa edullisin, vaatii kyseinen vaihtoehto ensin akkuvaihtoehdon onnistumisen ensimmäiseltä pitoajalta. Akkuvaihtoehto näyttää tämän työn puolesta potentiaaliselta vaihtoehdolta olla perinteisten tekniikoiden rinnalla verkostoratkaisumenetelmänä. Akkuvaihtoehto yhdellä pitoajalla on lähtökohtaisesti kustannustehokas vaihtoehto 10 vuoden pitoajalla tietyissä verkkoalueissa. Mikäli pitoaikaa voidaan pidentää 15 vuoteen tai pitoajan pidentäminen tapahtuu kohtuullisin kustannuksin verkkoakun ja liityntälaitteiston korjaamisella, paranisi akkuvaihtoehdon kustannustehokkuus entisestään.

Tutkimus osoitti akkukonseptin hyötyvän suuresti, mikäli runkoverkko on ilmajohtoverkkoa. Mitä nopeammin akkuja saadaan verkkoon kiinni sen parempi akun elinkaarikustannusten kannalta, sillä verkkoyhtiö rakentaa uutta kaapeliverkkoa ilmajohtoverkon tilalle koko ajan. Oletettavasti verkkoyhtiö kuitenkin pitkittää verkon kaapelointiprojekteja, mikäli verkolla on teknistä käyttöikää jäljellä ja se on toimitusvarmuuden näkökulmasta vielä sopivaa. Rakennuskustannusten ja yksikköhintojen nousu sekä toimitusvarmuustakarajan siirtyminen voivat vaikuttaa verkon investointitahtiin. Akkukonseptille ideaalisimmat runkoverkoltaan ilmajohtoiset haarat ovat silti vähenemässä. Yhteensovittaminen eri suunnitelmien kanssa on tärkeä suorittaa ennen kuin päätetään akkukonseptin sijaintia, sillä johtolähdön vikataajuuden parantaminen heikentää akkuvaihtoehdon kustannustehokkuutta.

Joustopalveluiden kehittäminen ja käyttöön ottaminen mahdollistaa ratkaisuja sopeutumisessa hajautettuun ja vaihtelevaan energiantuotantoon. Verkkoyhtiön rooli on tarjota kuluttajille tekninen alusta sähkömarkkinoille osallistumiseen, jotta asiakkaat voivat käydä kauppaa joustavuudella ja omalla hajautetulla tuotannollaan. Vaikka yleisesti joustopalveluista rahallisesti hyötyykin eniten aggregaattori uuden markkinan myötä, voi verkkoyhtiö käyttää joustopalveluita taloudellisesti hyödyksi investointien pitkittämisessä, matalamman verkon siirtokapasiteetin mitoituksessa kuormituspiikkejä leikkaamalla tai osana mikroverkkoja.

Tutkimuksessa ei huomioitu erottimien ja katkaisijoiden lisäämistä pitkille haaroille. Erottimien ja katkaisijoiden lisääminen parantaa eniten vikaherkimpien tekniikoiden elinkaarikustannuksia. Akkutekniikalla haaran lisäerottimet parantavat todennäköisyyttä syöttää osalle haarasta sähköä haaran vikatilanteessa. Maastokatkaisijat ja erottimet voivat tuoda vikaherkillä tekniikoilla oikein sijoiteltuina huomattavia säästöjä.

Jotta tulokset olisivat mahdollisimman hyvin sovellettavissa, verkkoyhtiön on tärkeää käyttää omissa tarkasteluissaan mahdollisimman tarkkoja lähtöarvoja kuvastamaan verkkoaluetta sekä tekniikoiden vikataajuutta ja viankorjausaikaa. Vikataajuuksissa ja viankorjausajoissa voi olla paljon vaihtelevuutta eri lähteissä, joiden seurauksena lasketut tulokset voivat johtaa erilaisiin lopputuloksiin. Lähteiden suuren hajonnan vuoksi on tärkeää suorittaa herkkyysanalyysi eri lähtöarvoilla. Tällöin nähdään eri lähtöarvojen vaikutus tekniikoiden kustannustehokkuuteen, ja voidaan vertailla tekniikoiden kustannustehokkuutta, jos lähtöarvot todellisuudessa eroavatkin verkkoyhtiön arvoista. Mittausdataa on suositeltavaa tarkastella kriittisesti, sillä se voi sisältää mittausvirheitä. Verkkoyhtiön on todennäköisesti järkevintä käyttää omaan dataan perustuvia lähtöarvoja laskennassa, koska sillä saadaan laskettua verkkoalueen olosuhteisiin nähden sopivimmat elinkaarikustannukset.

Kehittyneillä tekniikoilla saadaan parannettua toimitusvarmuutta ja tulevaisuudessa niitä voidaan käyttää esimerkiksi osana mikroverkkoja paremman sähkönlaadun ja kustannustehokkaamman sähkönkäytön takaamiseksi. Kehittyneiden vaihtoehtojen pilotteja kuitenkin tarvitaan, jotta tekniikoilla saatavat hyödyt voitaisiin saada verkkoyhtiölle kustannustehokkaammin käyttöön.

Jatkotarkastelua tulevaisuudessa tarvitaan LVDC-tekniikan, akkuvaihtoehtojen ja joustopalveluiden yhdistämisen myötä saaduista synergiaeduista ja millaisia konkreettisia hyötyjä ICT-kehittäminen reaaliaikaisemman datan saamiseksi mahdollistaisi kehittyneille verkstoratkaisumenetelmille. Onko näillä asioilla mahdollista saada säästöjä elinkaarikustannuksissa vai kärsiikö mahdollinen kustannustehokkuus kehittämiseen kuluvista kustannuksista.

10 YHTEENVETO

Työn tavoitteena on ollut vertailla verkostonratkaisumenetelmien elinkaarikustannuksia ja selvittää kehittyneiden verkostonratkaisumenetelmien tulevaisuuden näkymiä osana verkkoyhtiön investointeja. Taustana työlle toimi sähkömarkkinalain muutoksen myötä kustannustehokkuuden nouseminen toimitusvarmuuden rinnalle määrittäviksi tekijöiksi sähköverkkoyhtiöiden verkon kehittämisessä. Vuoden 2024 verkkoyhtiöiden kehittämissuunnitelmissa vaaditaan kustannusvertailua myös kehittyneille verkostonratkaisumenetelmille.

Kustannustehokkaimman tekniikan määrittämisessä verkkoalueelle suurimmat vaikutukset ovat haaran teholla, pituudella, kaivuolosuhteilla, runkoverkon teknisellä ratkaisulla sekä tarkasteltavien tekniikoiden vikataajuudella ja viankorjausajalla. Työssä on käytetty verkkoyhtiön dataan ja kirjallisuuteen perustuvia arvoja eri tekniikoiden vikataajuuksille ja viankorjausajoille. Jatkotarkasteluissa kannattaa käyttää verkkoyhtiön omia arvoja, jotta saadaan verkkoyhtiön verkkoalueelle ja toimintaympäristöön parhaiten soveltuvat ratkaisut. Verkkoyhtiön arvoja käytettäessä on suositeltavaa suorittaa kriittistä tarkastelua valituille arvoille, sillä mittausdata voi sisältää virheitä.

Verkkoyhtiöllä jo paljon käytössä ollut KJ-maakaapelointi on tämän tutkimuksen mukaan useissa tilanteissa kustannustehokkain ratkaisu, kun maakaapelointi tehdään helppoon maaperään. Pienellä kuormituksella 1 kV -maakaapelivaihtoehto, LVDC-tekniikka ja KJ-ilmajohtoratkaisu voivat olla myös edullisimpia vaihtoehtoja. Kustannusvertailussa KJ-ilmajohto on parhaimmillaan lyhyillä ja matala tehoisilla haaroilla. Johtolähdön ollessa ilmajohtoa akkuvaihtoehdot ovat edullisimpia vaihtoehtoja, kun tehot ovat yli 100 kW tai haara on pitkä. Haara on potentiaalinen akkuvaihtoehdoille, kun sitä ei voida rakentaa rengasyhteydeksi. Kaivuolosuhteen vaikeutuessa ilmajohtoratkaisut ovat lähtökohtaisesti edullisempia kuin maakaapeloidut haarat. Normaalisissa kaivuolosuhteissa akkuvaihtoehdokin voi olla edullisin, kun keskitehot ovat suuria ja haarat pitkiä. Akkuvaihtoehtojen kustannustehokkuudet paranevat merkittävästi, jos tekninen käyttöikä on suurempi kuin oletettu 10 vuotta.

Tutkimuksen suurimmat epävarmuudet liittyen kehittyneiden verkostonratkaisujen kannattavuuteen liittyvät investointi-, OPEX- ja kehityskustannuksiin.

Investointikustannusten epävarmuus johtuu teknologian olevan vielä kehitysvaiheessa, eikä volyyymihyötyjä ole vielä hinnoittelussa nähtävissä, koska tekniikat eivät ole laajamittaisesti käytössä. Operatiivisten kustannusten epävarmuus johtuu, ettei tekniikoilta ole kokemuspohjaisia kunnossapito- ja vianhoitokustannuksia. Kehityskustannuksiin kuluva kustannusta ei ole arvioitu tässä työssä, mutta pilotointivaiheissa olevat tekniikat voivat vaatia vielä merkittävän määrän kehittämistä ennen kuin ne ovat ratkaisuna kaupallisesti toteutettavissa riittävän suurin volyymein.

Toimitusvarmuuden näkökulmasta maakaapeloidut vaihtoehdot ja akkuvaihtoehdot parantavat eniten haaran toimitusvarmuutta. 1 kV -ilmajohtoratkaisu parantaa toimitusvarmuutta verrattaessa KJ-ilmajohtoon, mutta ei niin hyvin kuin maakaapeloidut ratkaisut. Tämän työn elinkaarikustannusvertailussa menestyneillä kehittyneillä verkostoratkaisumenetelmillä saavutetaan vaadittava toimitusvarmuustaso.

Työn perusteella akkuvaihtoehtoa voi suositella verkostoratkaisumenetelmäksi perinteisten tekniikoiden rinnalle. LVDC-tekniikan kohdalla on suurempia epävarmuustekijöitä kuin akkuvaihtoehdolla, jotka vaativat selvittämistä ennen kuin se voi olla perinteisten tekniikoiden rinnalla investointivaihtoehtona. 1 kV -maakaapelia voi suositella, jos on täysi varmuus, ettei haaran kuormitus kasva tulevaisuudessa. Tämä voi olla haastavaa energiamurroksen aiheuttaman sähkön kulutuksen muuttumisen myötä.

LÄHDELUETTELO

- Alaperä et.al. 2019 Alaperä, I., Hakala, T., Honkapuro, S., Manner, P., Pylvänäinen, J., Kaipia, T. ja Kulla, T. *Battery system as a service for a distribution system operator*. CIRED Conference, Madrid, 2019.
- Boren 2010 Hannu Boren 2010. *Tulevaisuuden sähköpylväs*. Energiateollisuus ry / Sähkötutkimuspooli. Tutkimus [viitattu 2.5.2022] Saatavilla https://energia.fi/files/1043/Tulevaisuuden_sahkopylvaat_loppuraportti.pdf
- Elenia Säavarma 2021 Elenia, 2021. *Elenia Säavarman tarina*. [verkkodokumentti]. [Viitattu 22.12.2021]. Saatavilla: <https://www.elenia.fi/palvelut/sahkoverkon-rakentaminen-ja-yllapito/elenia-saavarma>
- Elenia Verkko 2021 Elenia Verkko Oyj vuosikatsaukset ja tilinpäätökset, 2021, *Hallituksen toimintakertomus ja tilinpäätös 1.1.-31.12.2020*. [verkkodokumentti]. [Viitattu 27.12.2021] Saatavilla <https://www.elenia.fi/elenia/sijoittajille/vuosikatsaukset-ja-tilinpaatokset>
- Elenia Verkko 2022 Elenia Verkko Oyj kehittämissuunnitelma, 2022, [verkkodokumentti]. [Viitattu 7.6.2022] Saatavilla <https://www.elenia.fi/files/b3ff1fc7dd648acdb4a3643813bbfa47dc2e972a/elenia-verkko-oyj-kehittamissuunnitelma.pdf>
- Energiavirasto 2020 Energiavirasto 2020, *Sähköverkkoliiketoiminnan kehitys, sähköverkon toimitusvarmuus ja valvonnan vaikuttavuus 2019 – tarkastelussa alueelliset hintaerot*, [verkkodokumentti]. [Viitattu 15.6.2022] Saatavilla <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12862527/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+hintaaerot+2019>

[9.pdf/5293a98f-f003-cf30-d1c5-72b792b2b3cb/S%C3%A4hk%C3%B6verkkoliiketoiminnan+kehitys+hintaerot+_2019.pdf](#)

- Energiavirasto 2021a Energiavirasto, 2021. *Sähkön hintatilastot* [verkkodokumentti]. [Viitattu: 22.12.2021]. Saatavilla <https://energiavirasto.fi/sahkon-hintatilastot>
- Energiavirasto 2021b Energiavirasto, 2021. *Energiavirasto on määrittänyt muutokset sähkönjakelun valvontamenetelmiin.* [verkkodokumentti]. [Viitattu 22.12.2021] Saatavilla <https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-on-maarittanyt-muutokset-sahkonjakelun-valvontamenetelmiin->
- Energiavirasto 2021c Energiavirasto, 2021. *Määräys jakeluverkon kehittämissuunnitelmista.* [verkkodokumentti]. [Viitattu 27.12.2021] Saatavilla <https://energiavirasto.fi/-/maarays-sahkonjakeluverkon-kehittamissuunnitelmista>
- Energiavirasto 2021d Energiavirasto 2021, *Liite 2 - Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla Sähkön jakeluverkkotoiminta.* [verkkodokumentti] [viitattu 14.4.2022] 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 2021e Energiavirasto 2021. *Sähkömarkkinalain muutosten vaikutus toimitusvarmuuskannustimeen.* [verkkodokumentti]. [viitattu 25.4.2022]. Saatavilla

- <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Perustelumuuisto+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf/0c40b2b8-37a3-950a-7798-8409fde3931f/Perustelumuuisto+toimitusvarmuuskannustin+2021.pdf?t=1633345077551>
- Enerim 2022 Enerim Oy 2022. *Joustohanke loppuraportti*, [verkkodokumentti]. [Viitattu 10.6.2022] Saatavilla https://energia.fi/files/7103/Joustohanke_loppuraportti_07042022.pdf
- Entso-e 2021 Entso-e 2021, *What is Clean Energy Package*, [viitattu 21.1.2022] Saatavilla: <https://www.entsoe.eu/cep/>
- EU 2019 Euroopan parlamentti 2019, *EUROOPAN PARLAMENTIN JA NEUVOSTON DIREKTIIVI (EU) 2019/944, annettu 5 päivänä kesäkuuta 2019, sähkön sisämarkkinoita koskevista yhteisistä säännöistä ja direktiivin 2012/27/EU muuttamisesta (uudelleenlaadittu)*. Euroopan unionin virallinen lehti, Saatavilla <http://data.europa.eu/eli/dir/2019/944/oj>
- EU 2021 Euroopan unionin neuvosto 2021, *55-valmiuspaketti*, Euroopan vihreän kehityksen ohjelma, [Viitattu 13.6.2022] Saatavilla <https://www.consilium.europa.eu/fi/policies/green-deal/fit-for-55-the-eu-plan-for-a-green-transition/>
- EU Comission 2021 European Commission Webinar 2021 “*Low Voltage Direct Current (LVDC) and DC Technologies: Potential applications for a clean energy transition*” marraskuu 2021
- Finlex 2021a Finlex 2021, 9.8.2013/588 *Sähkömarkkinalaki*. [verkkodokumentti] [viitattu 29.12.2021]. Saatavilla. <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130588>

- Finlex 2021b Finlex 2021, 9.8.2013/590 Laki sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta [verkkodokumentti] [viitattu 03.01.2022]. Saatavilla. <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2013/20130590#a15.7.2021-731>
- Hakala et.al. 2021 Hakala, T., Kaipia, T. ja Alaperä, I. *Experiences from implementation and operation of a distribution network and electricity markets integrated battery energy storage system.* Paper 0836, CIRED conference, 2021
- Hakala et.al.2015a Hakala, T., Lähdeaho, T. ja Järventausta, P. 2015. "Low Voltage DC Distribution – Utilization Potential in a Large Distribution Network Company" [verkkodokumentti] [viitattu 14.1.2022] Saatavilla <https://ieeexplore.ieee.org/document/7027220>
- Hakala et.al.2015b Hakala, T., Lähdeaho, T. ja Komsu, R. 2015. "LVDC pilot implementation in public distribution network." 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIRED 2015.
- HE 265/2020 Eduskunta, 2021. *Hallituksen esitys eduskunnalle laeiksi sähkömarkkinalain ja sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain 14 §:n muuttamisesta.* [verkkodokumentti] [viitattu 29.12.2021] Saatavilla https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/KasittelytiedotValtiopaivaasi/Sivut/HE_265+2020.aspx
- Intra 2021 Elenia Oy, intranet, sisäinen lähde, 2021.
- KAA 9/2020 Eduskunta, 2020. *Kansalaisaloite laiksi sähkömarkkinalain sekä sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain*

- muuttamisesta*. [verkkodokumentti]. [viitattu 29.12.2021]
Saataavilla
https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/KasittelytiedotValtiopaivaasi/Sivut/CAA_9+2020.aspx
- Kainulainen 2019 Kainulainen, M. 2019. *Haja-asutusalueen jakeluverkkoa tukevien akkuvarastojen hyödynnettävyyspotentiaali Elenian verkkoalueella*. Diplomityö. Tampereen yliopisto. Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta
- Kaipia et.al.2016 Kaipia, T., Karppanen, J., Nuutinen, P., Pinomaa, A., Mattsson, A., Peltoniemi, P., Silventoinen, P., Partanen, J. Hakala, T., Lähdeaho, T., Luukkanen, M., Trinh, D., Virtanen, P. ja Kasteenpohja, T. 2016 “*LVDC Rules – Towards Industrial-Scale Application Of Low-Voltage Direct Current In Public Power Distribution*” CIRED Workshop - Helsinki 2016
- Karjalainen 2020 Karjalainen, J. 2020. *Harvaan asutun alueen sähköverkon saneeraustapojen arviointi teknillistaloudellisesta näkökulmasta*. Diplomityö, Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT, LUT School of Energy Systems
- Karppanen 2020 Karppanen J. 2020. *Assessing the Applicability of Low Voltage Direct Current in Electricity Distribution — Key Factors and Design Aspects* . Väitöskirja. LUT-yliopisto
- Karppanen et al. 2017 Karppanen, J., Kaipia, T., Nuutinen, P., Mattsson, A., Lana, A., Pinomaa, A., Peltoniemi, P., Partanen, J., Hakala, T. ja Lähdeaho T. 2017. “*Comparison of LVDC Distribution Network Alternatives: Full-Dc Vs. Link-Type Solutions*.” 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIRED 2017.

- Kenttälä 2016 Kenttälä Atte-Ilari. 2016. *Jakeluverkon loistehohallinnan suunnitelma*. Diplomityö. Tampereen teknillinen yliopisto.
- Koski et.al. 2021a Koski, A. ja Latvanen, O. *Verkkoyhtiö kulutusjoustopon mahdollistajana*, Powerpoint-esitys 16.3.2021, Elenia Oy
- Koski et.al. 2021b Koski, A., Latvanen, O. ja Muurinen, P. *Kulutusjoustopon visio, pienasiakkaiden kulutusjoustopon mahdollistaminen*, Powerpoint-esitys 10.12.2021, Elenia Oy
- LA 17/2020 Eduskunta 2020, *Lakialoite laeiksi sähkömarkkinalain sekä sähkö- ja maakaasumarkkinoiden valvonnasta annetun lain 10 §:n muuttamisesta*. [verkkodokumentti] [viitattu 29.12.2021] Saatavilla
https://www.eduskunta.fi/FI/vaski/Lakialoite/Sivut/LA_17+2020.aspx
- Lakervi et.al 2008 Lakervi, E. ja Partanen J. 2008. *Sähkönjakelutekniikka*.
- Lassila et.al. 2019 Lassila, J., Haakana, J., Haapaniemi, J., Räisänen, O ja Partanen, J. 2019 *Sähköasiakas ja sähköverkko 2030*. Tutkimusraportti [viitattu 27.7.2022] Saatavilla
<https://lutpub.lut.fi/bitstream/handle/10024/159320/S%c3%a4hk%c3%b6asiakas%20ja%20s%c3%a4hk%c3%b6verkko%202030-loppuraportti.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Lassila et.al. 2020 Lassila, J., Haakana, J., Haapaniemi, J., Räisänen, O., Perosvuo, A. ja Partanen, J. 2020. *Joustava ja toimintavarma sähkönjakeluverkko - Asiakaskatoriski ja käyttöpaikkakohtainen toimitusvarmuus*. Tutkimusraportti [viitattu 21.2.2022] Saatavilla
<https://urn.fi/URN:ISBN:978-952-335-541-5>

- Lohjala 2005 Lohjala, J. 2005. *Haja-asutusalueiden sähköjakelujärjestelmien kehittäminen – erityisesti 1000 v jakelujännitteen käyttömahdollisuudet* Väitöskirja. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.
- Mutanen 2021 Mutanen, A., *Katsaus INTERRFACE-hankkeeseen*. Powerpointesitys 28.10.2021, Elenia Verkko Oy
- Niiranen et.al.2010 Niiranen, J., Komsu, R., Routimo, M., Lähdeaho, T. ja Antila, S. 2010. ”*Experiences from a Back-to-Back Converter fed Village Microgrid*” [verkkodokumentti] [viitattu 14.1.2022] Saatavilla https://www.researchgate.net/publication/251967713_Experiences_from_a_back-to-back_converter_fed_village_microgrid
- Nuutinen et. al. 2017 Nuutinen, P., Kaipia, T., Karppanen, J., Mattsson, A., Lana, A., Pinomaa, A., Peltoniemi, P., Partanen, J., Luukkanen, M. ja Hakala, T. 2017b. *LVDC rules – technical specifications for public LVDC distribution network*. 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. CIRED 2017. [Verkkodokumentti] [Viitattu 1.3.2022] Saatavilla http://cired.net/publications/cired2017/pdfs/CIRED2017_0519_final.pdf
- Partanen et al. 2020 Partanen J., Lassila J. & Haakana J. 2020. *Sähköjakeluverkkoliiketoiminnan sääntely ja kehittäminen*. Suomi. Tutkimusraportti. [Verkkodokumentti] [Viitattu 22.12.2021]. Saatavilla: https://energia.fi/files/5637/Sahkonjakeluverkkoliiketoiminnan_saanntely_ja_kehittaminen_LUT_2020.pdf
- Prysmian 2018 Prysmian Group 2018. *Energia-, teollisuus- ja talonrakennuskaapelit*. Tuotekatalogi [viitattu 2.5.2022] Saatavilla

https://fi.prysmiangroup.com/sites/default/files/atoms/files/Energialuettelo_2018_lowres.pdf

- Saarnio 2021 Saarnio, J. 2021. *Sähkönjakeluverkon vaurioittamisten nykytila ja maakaapeleiden vaurioittamisten vähentäminen*. Diplomityö [viitattu 29.3.2022] Saatavilla <https://trepo.tuni.fi/bitstream/handle/10024/134006/SaarnioJesse.pdf?sequence=2>
- TEM 2022 Työ- ja elinkeinoministeriö 2022. Hallituksen esitys laiksi sähkömarkkinalain muuttamisesta ja eräksi siihen liittyviksi laeiksi. TEM086:00/2019 Säädösvalmistelu [Viitattu 6.6.2022] Saatavilla <https://tem.fi/hanke?tunnus=TEM086:00/2019>
- Tilastokeskus 2022a Suomen virallinen tilasto 2022: *Kuluttajahintaindeksi* [verkkojulkaisu]. ISSN=1796-3524 Helsinki: Tilastokeskus [viitattu:14.4.2022]. Saatavilla <http://www.stat.fi/til/khi/index.html>
- Tilastokeskus 2022b Suomen virallinen tilasto 2022: *Rakennuskustannusindeksi* [verkkojulkaisu]. ISSN=1795-4282 Helsinki: Tilastokeskus [viitattu:18.8.2022]. Saatavilla <https://www.stat.fi/til/rki/>
- Tukes 2022 Tukes 2022. *Kreosotilla kyllästetyn puun käyttö ja hävittämien*. [verkkosivut] [viitattu 2.5.2022] Saatavilla <https://tukes.fi/kemikaalit/biosidit/kreosootin-kayton-rajoitukset>
- Valtioneuvosto 2018 Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 2018, *Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä Älyverkkotyöryhmän loppuraportti*. [verkkodokumentti] [viitattu 19.1.2022] Saatavilla https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161148/TEM_33_2018.pdf

- Valtioneuvosto 2019 Valtioneuvoston julkaisut 2019, *Pääministeri Antti Rinteen hallituksen ohjelma 6.6.2019* [verkkodokumentti] [viitattu 10.1.2021] Saatavilla https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161662/Osallistava_ja_osaava_Suomi_2019_WEB.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Yle 2013 Yle, 2013. *Uusi laki suitsii sähkökatkon enimmäiskestoa.* [verkkodokumentti]. [Viitattu 22.12.2021]. Saatavilla: <https://yle.fi/uutiset/3-6810328>

LIITTEET

Liite I. Keskeytyksestä aiheutuneen haitan laskentaesimerkki maakaapeloidulle haaralle.

KAH-odottamaton keskeytys

$$KAH_{vika\epsilon} = \left\{ n_{\text{l\ae}ht\o} * h_P * \Delta P_{12} + n_1 \left(h_E * \Delta P_{12} * t_{kauko} + \frac{l_{kauko}}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_E * t_{k\ae}si + \frac{l_{k\ae}si}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_E * t_{vika} \right) + \frac{1}{3} n_2 * \left[h_E * \Delta P_{12} * t_{kauko} + \left(\frac{l_{kauko}}{l_{runko}} * \Delta P_1 + \Delta P_2 \right) * h_E * t_{k\ae}si + \left(\frac{l_{k\ae}si}{l_{runko}} * \Delta P_1 + \Delta P_2 \right) * h_E * t_{vika} \right] + \frac{2}{3} n_2 * \left[h_E * \Delta P_{12} * t_{kauko} + \left(\frac{l_{kauko}}{l_{runko}} * \Delta P_1 + \Delta P_2 \right) * h_E * t_{k\ae}si + \frac{l_{k\ae}si}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_E * t_{vika} \right] + n_3 * \left(h_E * \Delta P * t_{kauko} + \Delta P_2 * h_E * t_{k\ae}si + \Delta P_2 * h_E * t_{vika} \right) \right\}$$

$$KAH_{vika\epsilon} = \left\{ 0,42 \frac{kpl}{a} * 1,39 \frac{\epsilon}{kW} * (700 + 50) kW + 0,27 \frac{kpl}{a} * \left[13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * 750 kW * 0,2 h + \frac{10 km}{40 km} * 700 kW * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (1 h - 0,2 h) + \frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (4 h - 1 h) \right] + 0,03 \frac{kpl}{a} * \left[13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * 750 kW * 0,2 h + \left(\frac{10 km}{40 km} * 700 kW + 50 kW \right) * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (1 h - 0,2 h) + \left(\frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW + 50 kW \right) * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (4 h - 1 h) \right] + 0,06 \frac{kpl}{a} * \left[13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * 750 kW * 0,2 h + \left(\frac{10 km}{40 km} * 700 kW + 50 kW \right) * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (1 h - 0,2 h) + \frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (4 h - 1 h) \right] + 0,06 \frac{kpl}{a} * \left[13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * 750 kW * 0,2 h + 50 kW * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (1 h - 0,2 h) + 50 kW * 13,88 \frac{\epsilon}{kWh} * (4 h - 1 h) \right] \right\} = 2694 \epsilon/a$$

miss\ae

$n_{\text{l\ae}ht\o}$	on vikam\ae}r\ae} vuodessa johtol\ae}hd\o}ll\ae}
n_1	on vikam\ae}r\ae} vuodessa rungon kaukoerotinv\ae}leill\ae}, joista ei l\ae}hde tarkasteltavaa haaraa
n_2	on vikam\ae}r\ae} vuodessa rungon kaukoerotinv\ae}lill\ae}, josta l\ae}htee tarkasteltava haara
n_3	on vikam\ae}r\ae} vuodessa haaralla
h_P	on keskeytystehon haitta-arvo
h_E	on keskeytysenergian haitta-arvo
ΔP_{12}	on johtol\ae}hd\o}n keskiteho
ΔP_1	on rungon keskiteho
ΔP_2	on haaran keskiteho
t_{kauko}	on kaukok\ae}ytt\o}erottimen keskim\ae}r\ae}inen kytkent\ae}aika
$t_{k\ae}si$	on k\ae}sik\ae}ytt\o}erottimen keskim\ae}r\ae}inen kytkent\ae}aika

t_{vika}	on keskimääräinen viankorjausaika, tässä esimerkissä 4 h
$l_{käsi}$	on käsikäyttöerotinvälin pituus kilometreinä
l_{kauko}	on kaukokäyttöerotinvälin pituus kilometreinä
l_{runko}	on rungon pituus kilometreinä

KAH-suunniteltu keskeytys

$$KAH_{suun}\text{€} = \left\{ n_{1s} * \frac{l_{käsi}}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_{pS} + n_{2s} \left[\frac{l_{käsi}}{l_{kauko}} * \left(\frac{l_{käsi}}{l_{runko}} * \Delta P_1 + \Delta P_2 \right) * h_{pS} + \left(1 - \frac{l_{käsi}}{l_{kauko}} \right) * \frac{l_{käsi}}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_{pS} \right] + n_{3s} * \Delta P_2 * h_{pS} \right\} + \left\{ n_{1s} * \frac{l_{käsi}}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_{ES} * t_s + n_{2s} \left[\frac{l_{käsi}}{l_{kauko}} * \left(\frac{l_{käsi}}{l_{runko}} * \Delta P_1 + \Delta P_2 \right) * h_{ES} * t_s + \left(1 - \frac{l_{käsi}}{l_{kauko}} \right) * \frac{l_{käsi}}{l_{runko}} * \Delta P_1 * h_{ES} * t_s \right] + n_{3s} * \Delta P_2 * h_{ES} * t_s \right\}$$

$$KAH_{suun}\text{€} = \left\{ 0,79 \frac{kpl}{a} * \frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW * 0,63 \frac{\text{€}}{kW} + 0,26 \frac{kpl}{a} * \left[\frac{3,33 km}{10 km} * \left(\frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW + 50 kW \right) * 0,63 \frac{\text{€}}{kW} + \left(1 - \frac{3,33 km}{10 km} \right) * \frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW * 0,63 \frac{\text{€}}{kW} \right] + 0,18 \frac{kpl}{a} * 50 kW * 0,63 \frac{\text{€}}{kW} \right\} + \left\{ 0,79 \frac{kpl}{a} * \frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW * 8,58 \frac{\text{€}}{kWh} * 1,79 h + 0,26 \frac{kpl}{a} * \left[\frac{3,33 km}{10 km} * \left(\frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW + 50 kW \right) * 8,58 \frac{\text{€}}{kWh} * 1,79 h + \left(1 - \frac{3,33 km}{10 km} \right) * \frac{3,33 km}{40 km} * 700 kW * 8,58 \frac{\text{€}}{kWh} * 1,79 h \right] + 0,18 \frac{kpl}{a} * 50 kW * 8,58 \frac{\text{€}}{kWh} * 1,79 h \right\} = 1191 \frac{\text{€}}{a}$$

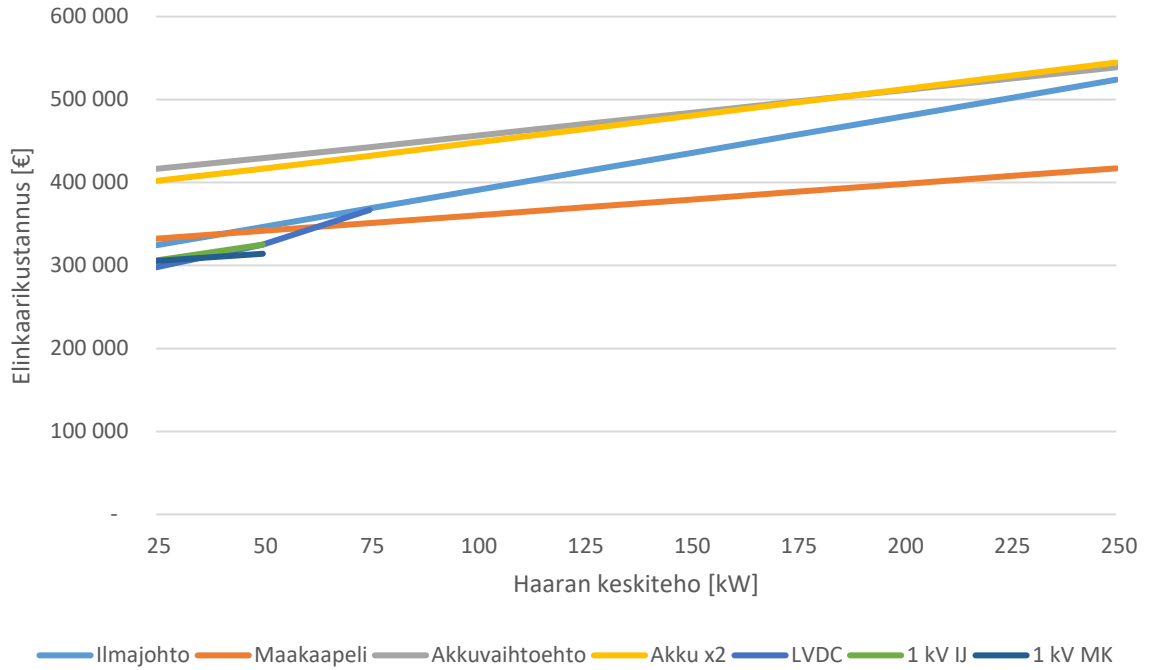
missä

n_{1s}	on suunniteltujen keskeytysten lukumäärä vuodessa rungon kaukoerotinväleillä, joista ei lähde tarkasteltavaa haaraa
n_{2s}	on suunniteltujen keskeytysten lukumäärä vuodessa rungon kaukoerotinvälillä, josta lähtee tarkasteltava haara
n_{3s}	on suunniteltujen keskeytysten lukumäärä vuodessa haaralla
h_{pS}	on suunnitellun keskeytyksen tehon haitta-arvo
h_{ES}	on suunnitellun keskeytyksen energian haitta-arvo
t_s	on suunnitellun keskeytyksen keskimääräinen kesto tunteina, tässä esimerkissä 1,79 h

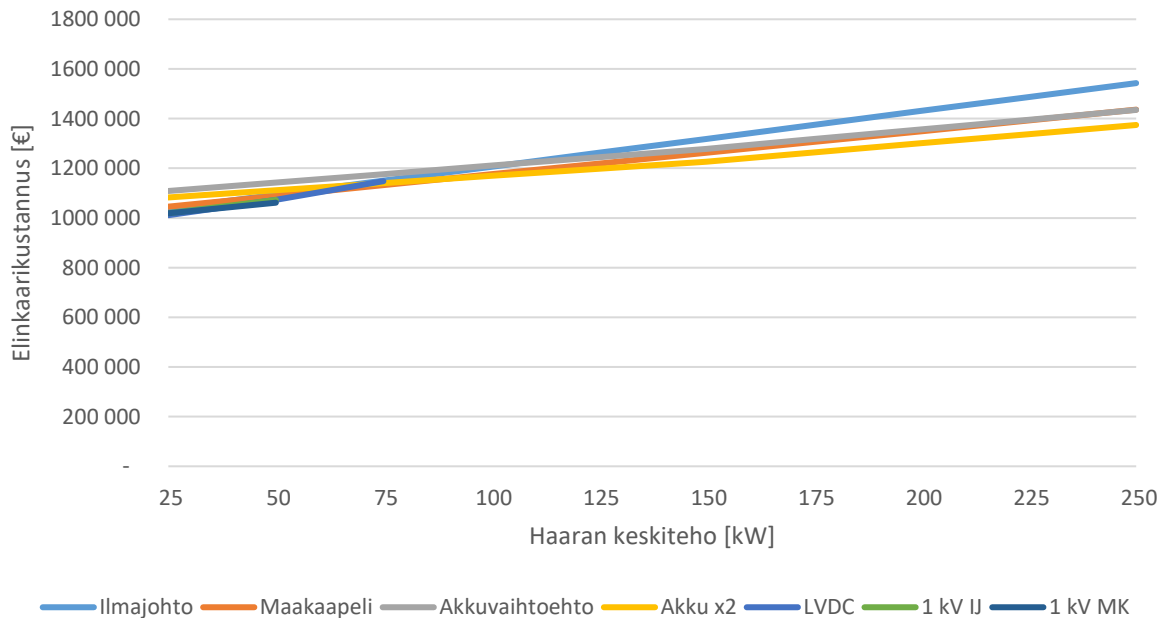
KAH-jälleenkytkennät

Liitteen I esimerkkitalanteessa ei ole yhtään KJ-ilmajohtoa. Tällöin verkossa ei esiinny aikajälleenkytkentöjä tai pikajälleenkytkentöjä. Jälleenkytkentöjen KAH-laskenta on laskettu yhtälöillä 4.6 ja 4.7 tilanteissa, joissa verkossa esiintyy jälleenkytkentöjä.

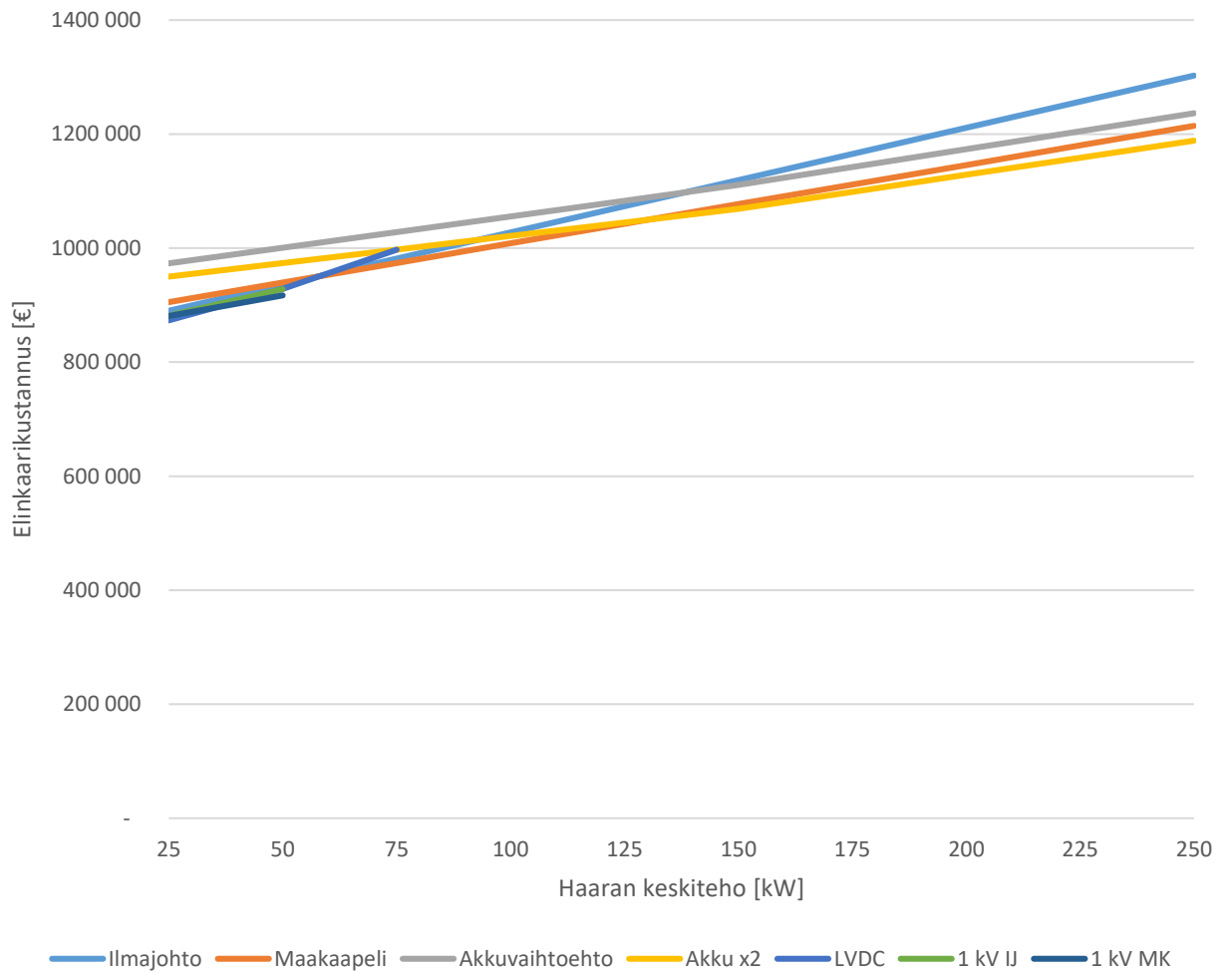
LIITE II. Ilmajohtoverkon vikataajuus ja maakaapeliverkon viankorjausaika muuttujina.



Kuva 1 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona ilmajohtoverkon vikamäärän ollessa 13 kpl/100 km, a vastaten vikaherkkää metsäistä ympäristöä, runkoverkon ollessa maakaapelia.

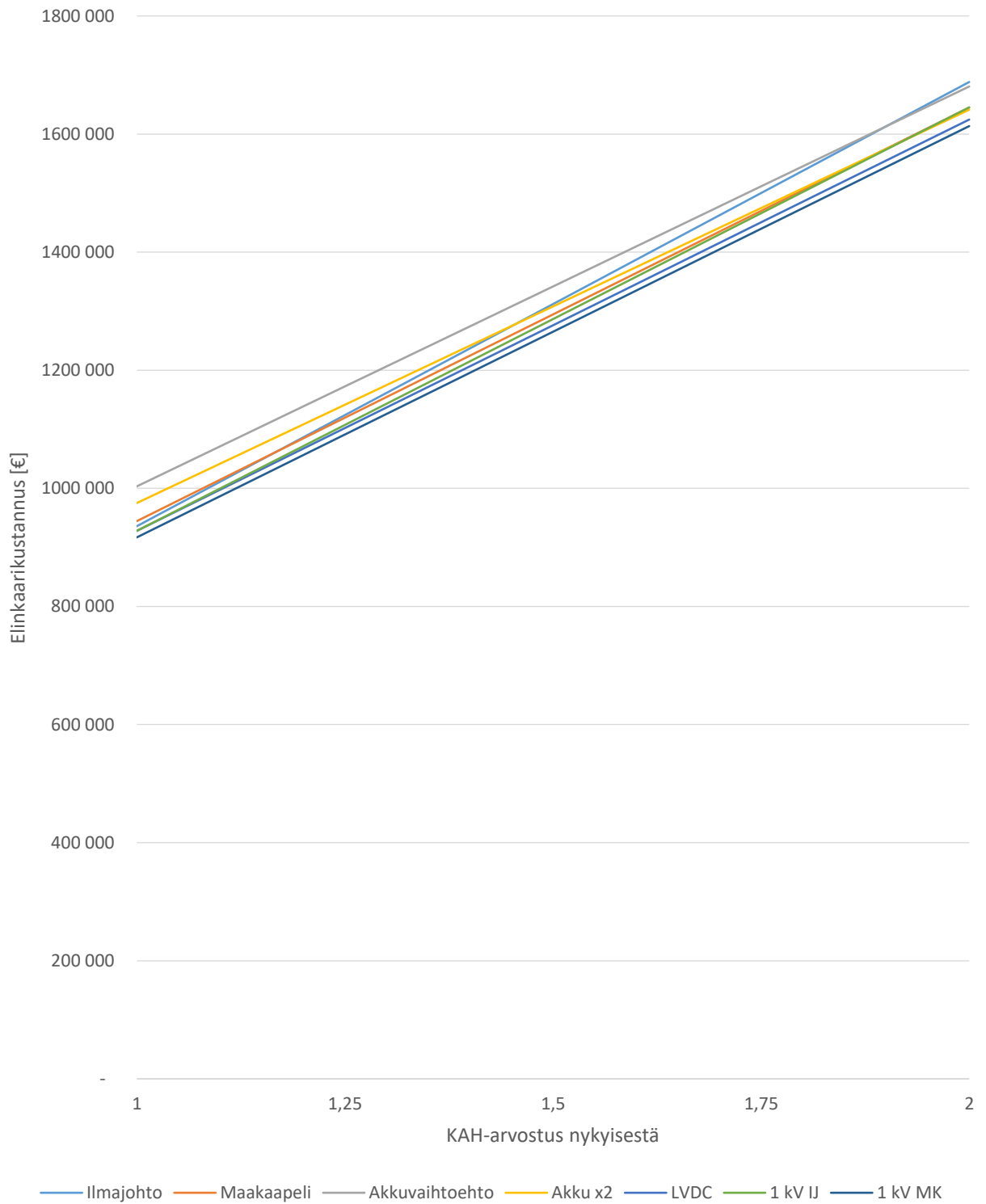


Kuva 2 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona ilmajohtoverkon vikamäärän ollessa 13 kpl/100 km, a vastaten vikaherkkää metsäistä ympäristöä, runkoverkon ollessa ilmajohtoa.



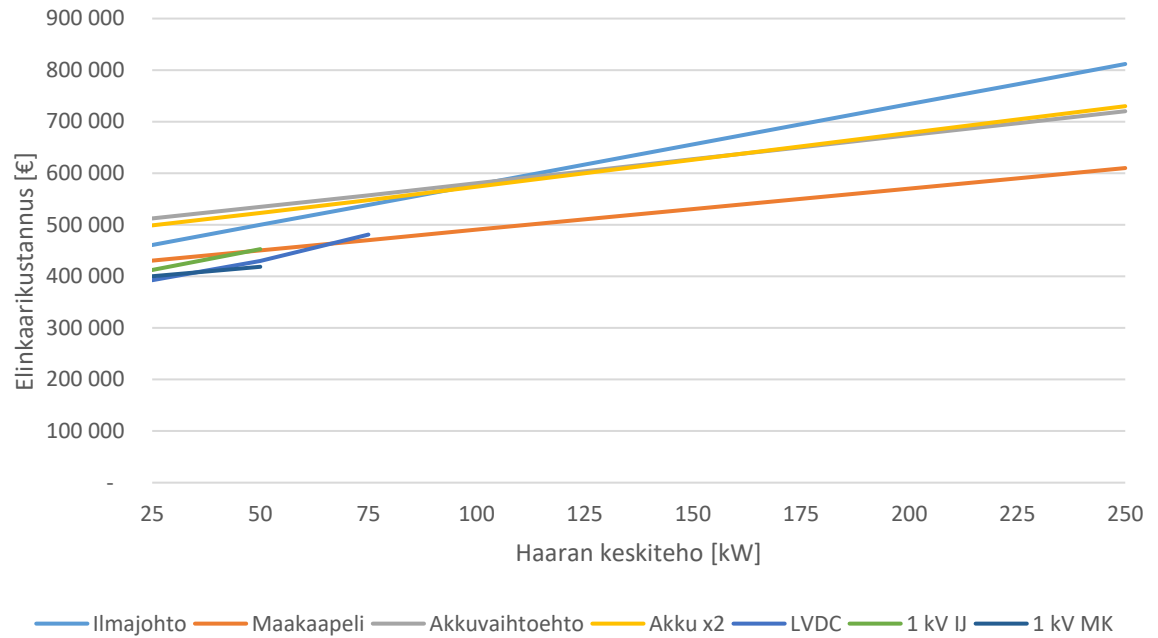
Kuva 3 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona maakaapeliverkon viankorjausajan ollessa neljä tuntia, runkoverkon ollessa ilmajohtoa.

Liite III. KAH-arvostuksen vaikutus tekniikoiden elinkaarikustannuksiin runkoverkon ollessa ilmajohtoverkkoa.

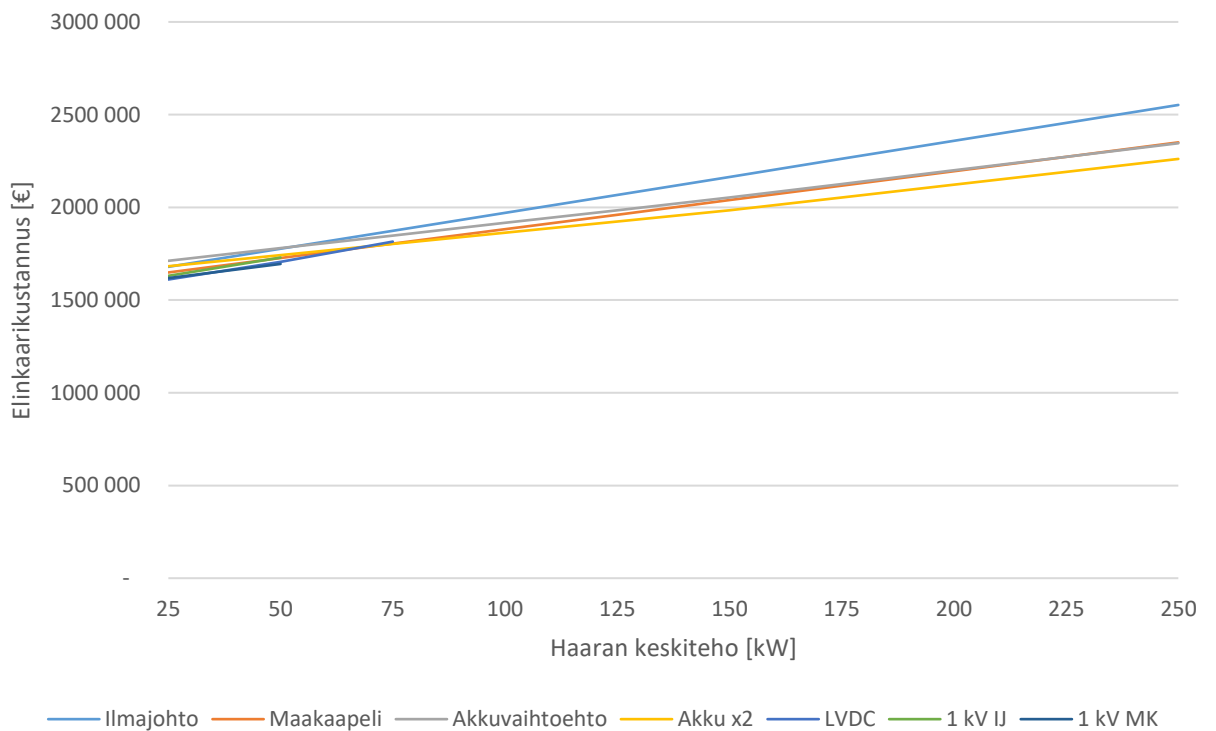


Kuva 1 Tekniikoiden elinkaarikustannukset KAH-arvostuksen funktiona verkon rungon ollessa ilmajohtoa.

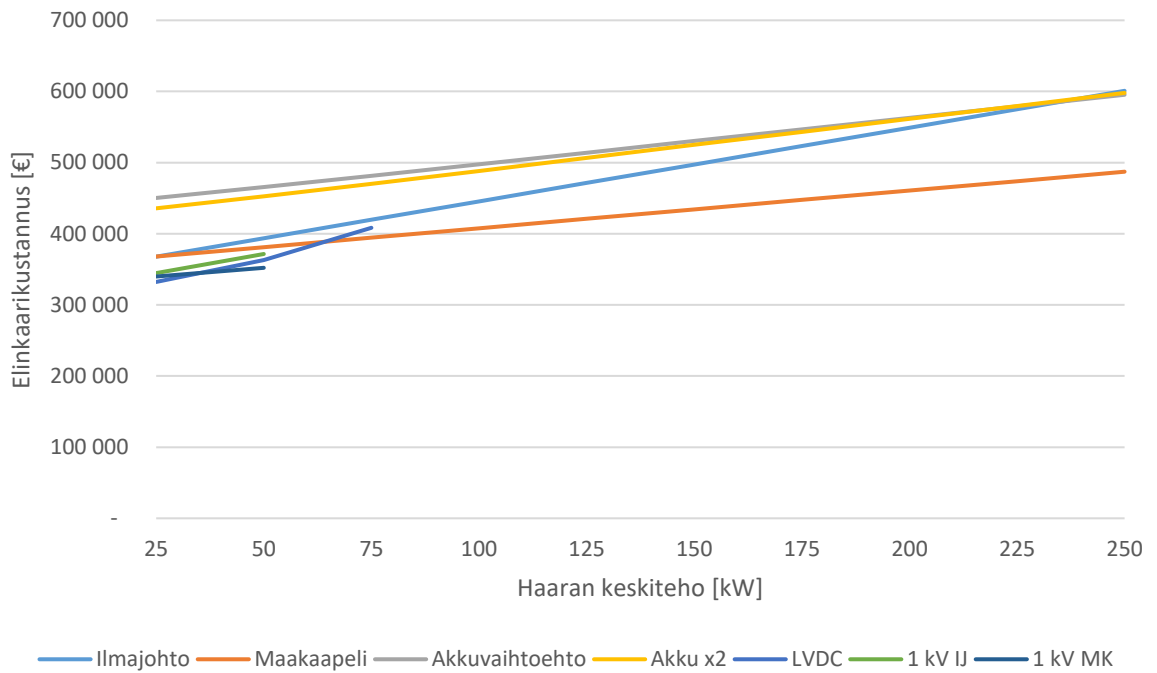
LIITE IV. Herkkyystarkastelu kuormitusmuutosprosentin muutoksesta vuodessa.



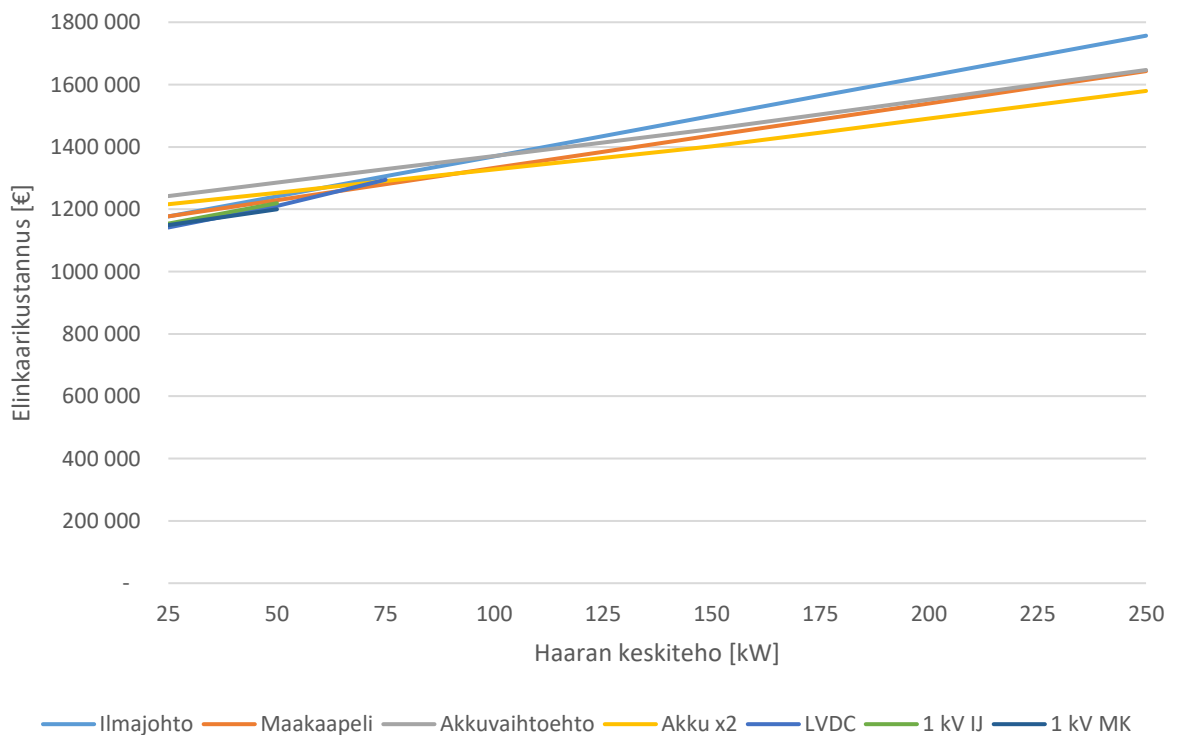
Kuva 1 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla +3 %/a ja runkoverkko maakaapelia.



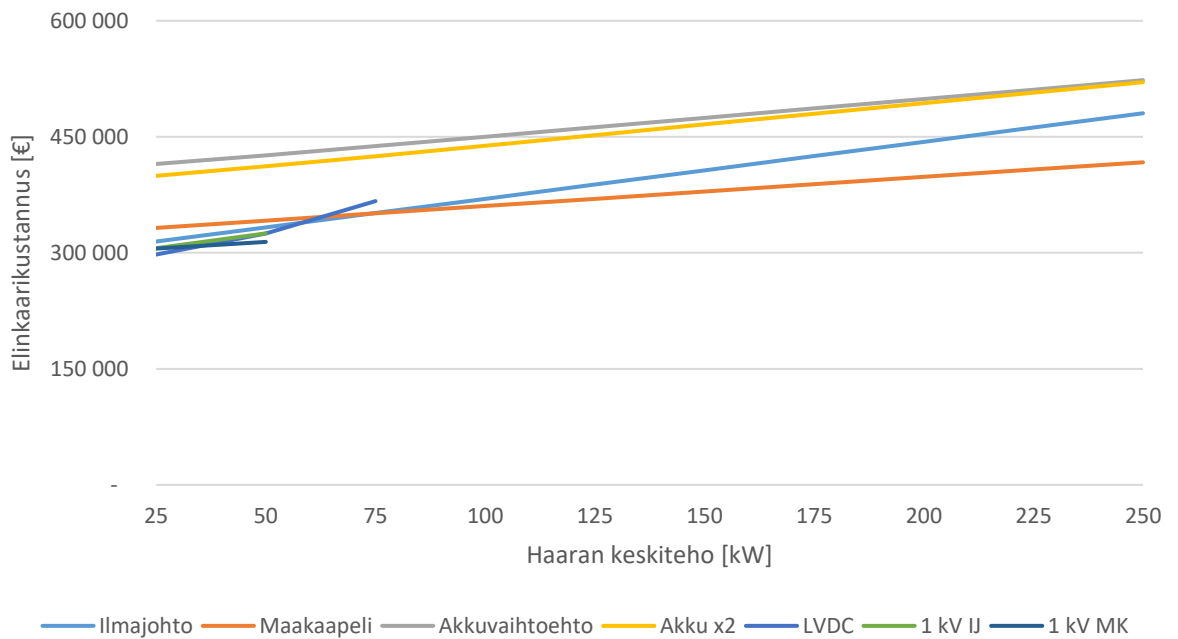
Kuva 2 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla +3 %/a ja runkoverkko ilmajohtoa.



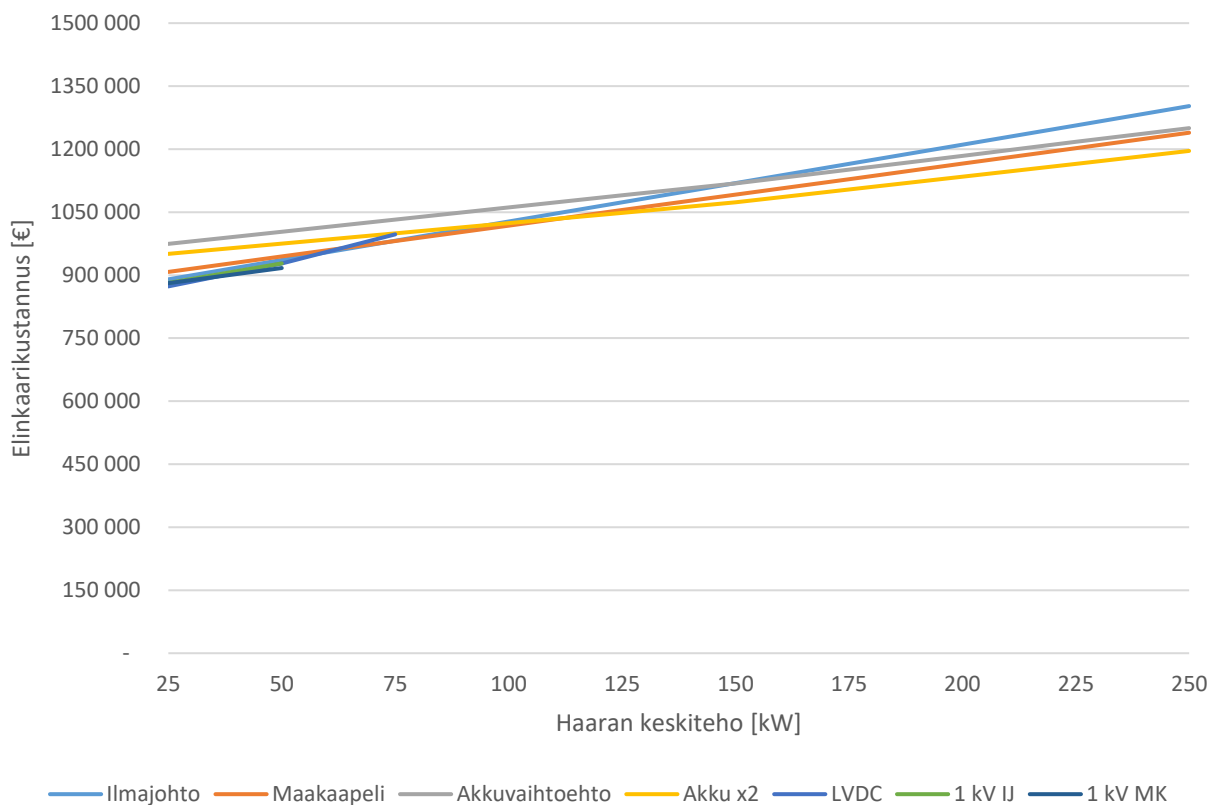
Kuva 3 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla +1 %/a ja runkoverkko maakaapelia.



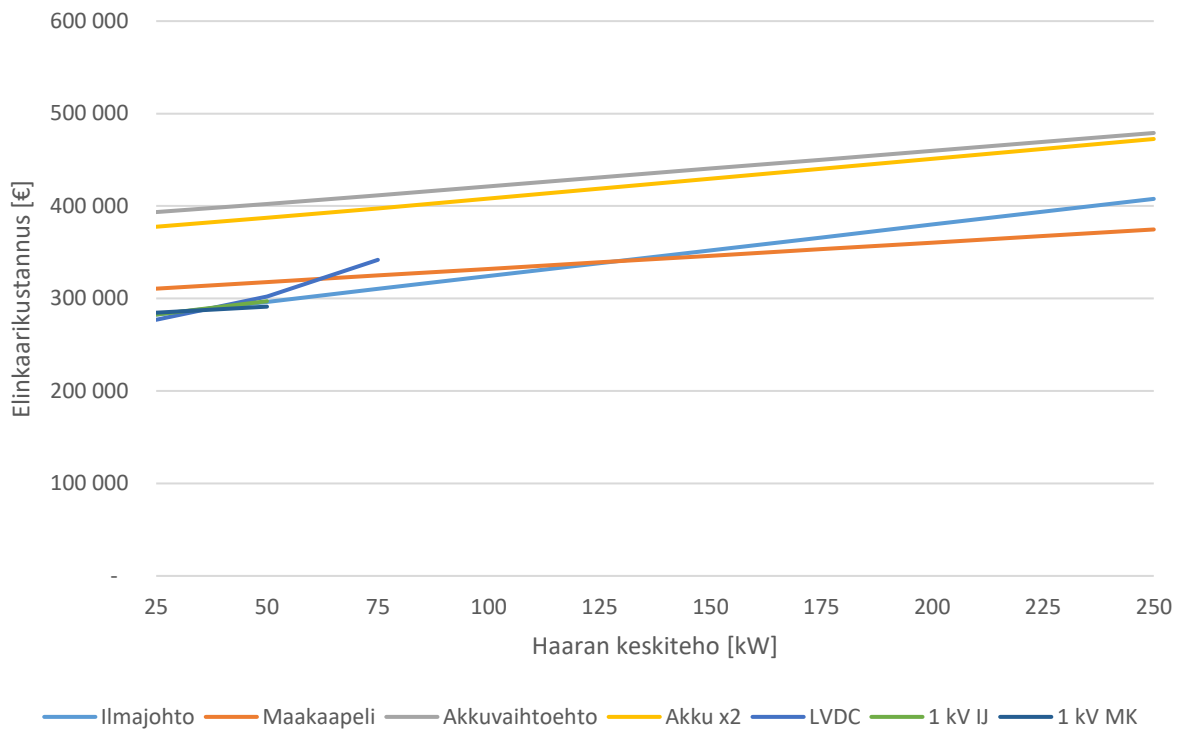
Kuva 4 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla +1 %/a ja runkoverkko ilmajohtoa.



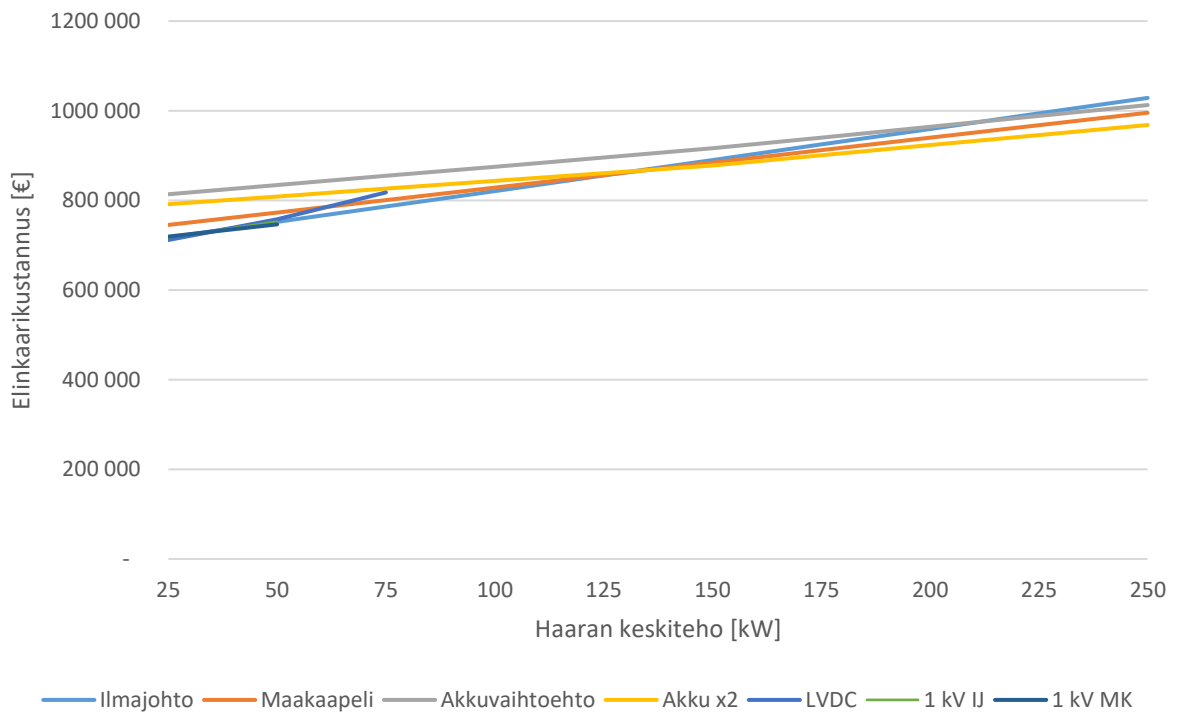
Kuva 5 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla -1 %/a ja runkoverkko maakaapelia.



Kuva 6 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla -1 %/a ja runkoverkko ilmajohtoa.

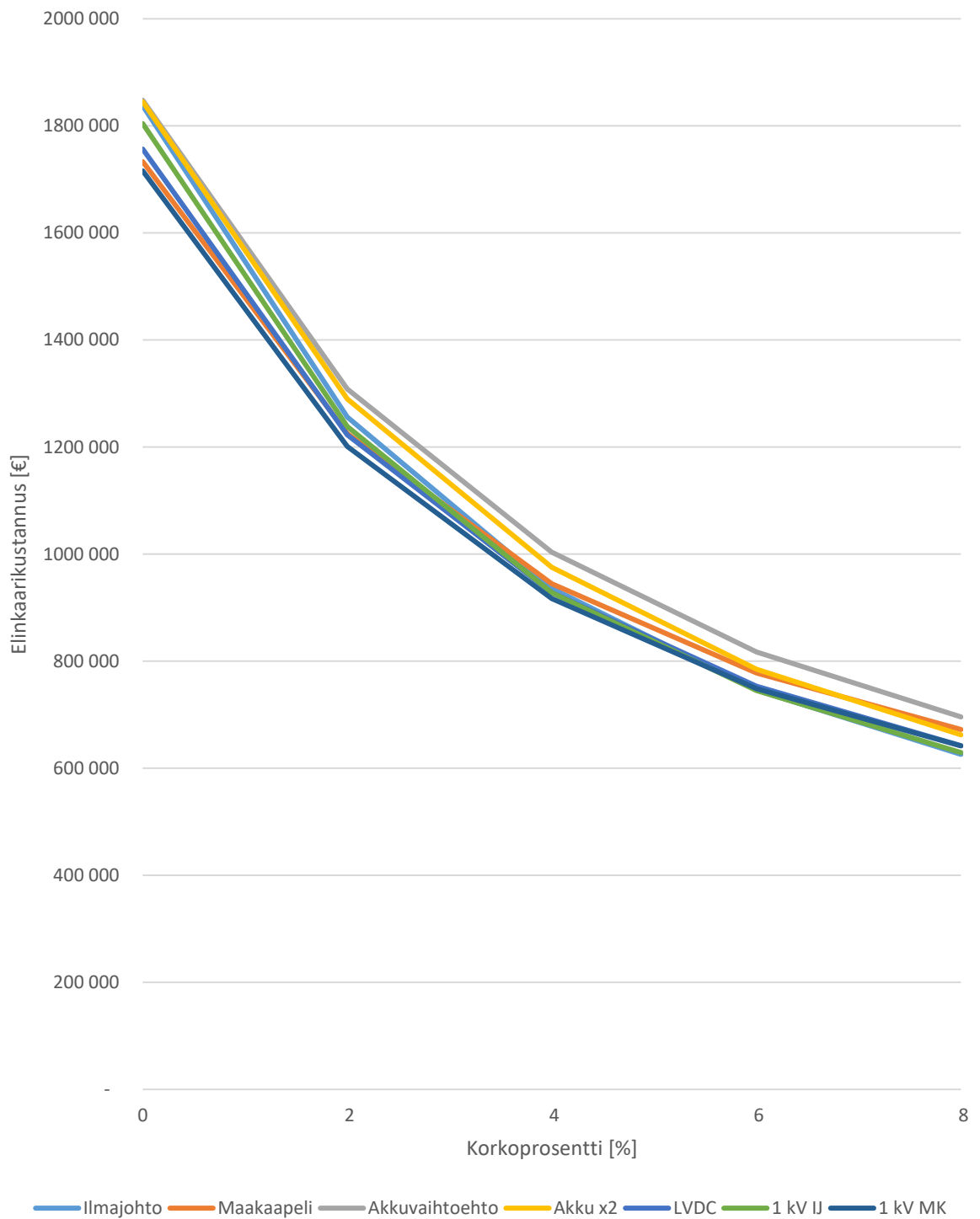


Kuva 7 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla -3 %/a ja runkoverkko maakaapelia.



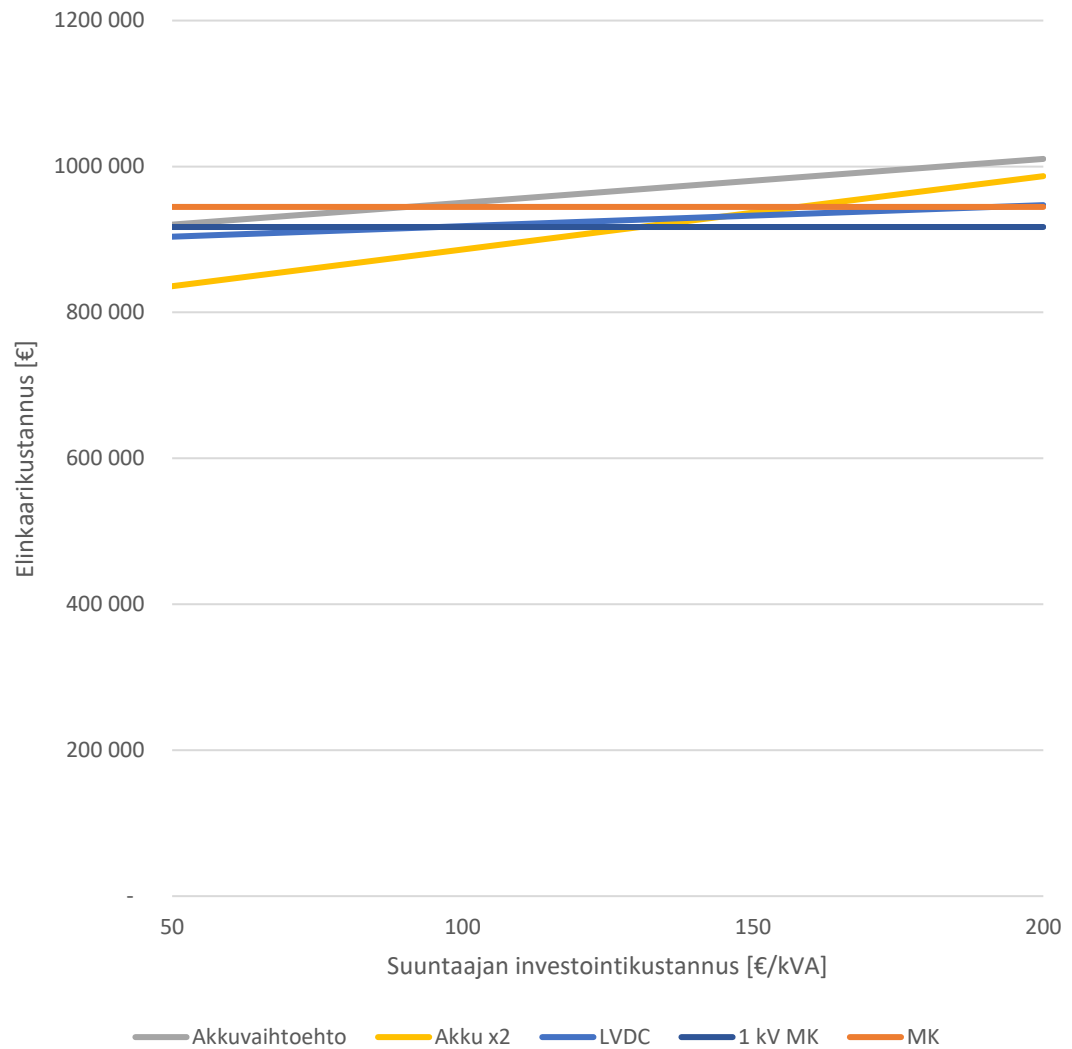
Kuva 8 Tekniikoiden elinkaarikustannukset haaran keskitehon funktiona kuormitusmuutoksen ollessa haaralla -3 %/a ja runkoverkko ilmajohtoa.

LIITE V. Laskentakoron herkkyyssanalyysi runkoverkon ollessa ilmajohtoa.



Kuva 1 Tekniikoiden elinkaarikustannukset korkoprosentin funktiona keskitehon ollessa 50 kW ja runkoverkon ilmajohtoa.

LIITE VI. Suuntaajan €/kVA herkkyysanalyysi 50 kW haaralla runkoverkon ollessa ilmajohtoa.



Kuva 1 Tekniikoiden elinkaarikustannukset suuntaajan investointikustannuksen funktiona keskitehon ollessa 50 kW ja runkoverkko ilmajohtoa.