

## **Keskijännitejohtolähdön kehittämissuunnitelma**

Janne Riikonen, Aleksandr Haapalainen

# SISÄLLYSLUETTELO

## Käytetyt merkinnät ja lyhenteet

1.	Johdanto.....	4
2.	Laskennassa käytettävät parametrit .....	5
3.	Asiakkaiden kokemat keskeytykset.....	6
3.1	Keskeytyskustannukset.....	7
4.	Verkon komponenttien jälleenhankinta – ja nykykäyttöarvo.....	9
4.1	Johtojen nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo.....	9
4.2	Muuntamoiden nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo .....	10
4.3	Erottimien nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo .....	10
4.4	Verkkokomponenttien jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo .....	10
5.	Johdinvaihtojen kannattavuusrajat .....	11
6.	Maastokatakaisija .....	12
6.1	Laskentaparametrit ja oletukset .....	12
6.2	Kannattavuuslaskenta .....	13
7.	Verkkoliiketoiminnan sallittu liikevaihto ja tariffihinta.....	14
8.	Investointisuunnitelma .....	15
8.1	Investointien vaikutus verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoon.....	16
8.2	Vikamäärien ja keskeytyskustannusten kehitys .....	17
8.3	Saneeraus .....	18
9.	Suurhäiriöt .....	20
9.1	Suurhäiriövarmuus .....	20
10.	Arvio tulevaisuuden muutostekijöiden vaikutuksesta .....	21
11.	Tiivistelmä.....	21
	Lähteet .....	22

## Liitteet

## KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

AJK	Aikajälleenkytkentä
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
NKA	Nykykäyttöarvo
PJK	Pikajälleenkytkentä
WACC	Weighted Average Cost of Capital

$I$	virta
$P$	teho
$t$	aika
$U$	jännite
$S$	näennäisteho

## 1. JOHDANTO

Tämän harjoitustyön tarkoitus on laatia keskijänniteverkon johtolähdölle kokonaisvaltainen kehittämissuunnitelma, sekä laatia seuraaville viidelle vuodelle investointiohjelma. Verkon saneeraukseen on käytettävissä maksimissaan yhteensä 400 000 euroa viiden vuoden investointiohjelman aikana, eli 0–80 000 euroa vuodessa.

Sähkömarkkinalain mukaan jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksesta ei tulisi aiheuttaa taajama-alueen verkon käyttäjille yli 6 tuntia kestävää keskeytystä ja maaseutualueen käyttäjille yli 36 tuntia kestävää keskeytystä. Nykyinen verkko koostuu täysin avojohtorakenteista, joiden ikä alkaa ylittämään niiden teknisen käyttöiän. Lisäksi suurin osa johdoista sijaitsee metsässä, mikä tietää suurta riskialttiutta. Verkosta ei myöskään juurikaan löydy hajautettua suojausta, sillä katkaisijat sijaitsevat 110/20 kV sähköasemilla. Tämän lisäksi varayhteydet ovat harvassa haja-asutusalueilla. Verkon saneeraus on siis aiheellista, sekä iän, että sähkötekniikan toimitusvarmuuden perusteella. Työn päätavoite on siis laatia tälle verkolle saneeraussuunnitelma, joka vastaisi sähkömarkkinalain asettamaan toimitusvarmuusvaatimukseen ja joka olisi kustannustehokas.

Työn alussa määritetään asiakkaiden kokemien keskeytysten määrä, sekä niistä aiheutuvat keskeytyskustannukset. Kehityssuunnitelman myötä keskeytyskustannuksien tulisi laskea. Tämän jälkeen nykyisen verkon eri komponenteille lasketaan jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot. Lisäksi työssä lasketaan johdinvaihdolle kannattavuusraja, jonka jälkeen pohditaan maastokatkaisijan asentamisen hyötyjä teknisestä ja taloudellisesta näkökulmasta. Työn lopussa esitetään verkolle täysmittainen investointi- ja saneeraussuunnitelma, sekä pohditaan nykyisen verkon suurihäiriövarmuutta ja sen kehitystä saneeraussuunnitelman myötä.

## 2. LASKENNASSA KÄYTETTÄVÄT PARAMETRIT

- Laskentajännite, kisko  $U_{kisko} = 20 \text{ kV}$
- Laskentakorkokanta  $p = 5 \%$
- Verkostokomponenttien keskimääräinen pitoaika  $t = 40 \text{ a}$
- Johtolähdön huipputeho  $P_{max} = 500 \text{ kW}$
- Vuosienergia  $1790 \text{ MWh}$
- Tehokerroin  $\cos\phi = 0.95$
- Häviöiden hinta  $C_h = 40 \text{ €/kW,a}$
- Keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvostus

	Vikakeskeytykset		Työkeskeytykset		PJK	AJK
	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW
kotitalous	0,36	4,29	0,19	2,21	0,11	0,48
maatalous	0,45	9,38	0,23	4,8	0,2	0,62
teollisuus	3,52	24,45	1,38	11,47	2,19	2,87
julkinen	1,89	15,08	1,33	7,35	1,49	2,34
palvelu	2,65	29,89	0,22	22,82	1,31	2,44

Kuva 2.1. Keskeytyskustannukset

### 3. ASIAKKaidEN KOKEMAT KESKEYTYKSET

Asiakkaiden kokemien keskeytyksien määrä riippuu vahvasti johtolähdön maastosta ja rakenteesta. Koska maastoa on karttaliitteiden pohjalta vaikea arvioida, käytetään laskennassa keskimääräistä vikataajuutta, joka on laskettu eri maasto-osuuksien (metsä, tienvarsi ja pelto) painotetulla keskiarvolla. Pysyvien vikojen, pika- ja aikajälleenkytkennän vikataajuu-  
det on esitetty taulukossa 3.1. Vikataajuu-  
det on laskettu avojohdon arvoilla, sillä tehtävänan-  
nossa on mainittu avojohdon osuuden olevan 99-% johtolähdön rakenteesta. Keskeytyksiä  
aiheutuu asiakkaille myös työkeskeytyksistä, joille on annettu vakiotajuus 0.05 kpl/km.

Taulukko 3.1 Vikataajuu-  
det

[kpl/km,a]	Pysyvä vika	PJK	AJK
Metsä	0.1	0.22	0.3
Pelto	0.06	0.11	0.15
Tienvarsi	0.01	0.04	0.06

Maasto-osuuksilla painotetut vikataajuu-  
det on listattu taulukkoon 3.2.

Taulukko 3.2 Painotetut vikataajuu-  
det

[kpl/km,a]	Pysyvä vika	PJK	AJK
Keskiarvo	0.092	0.202	0.276

Keskeytysten määrän laskemiseen tarvitaan vyöhykkeen pituus ja vikataajuus.  
Vyöhykkeen vikataajuus saadaan yhtälön (3.1) mukaan.

$$Vikamäärä = l * f \quad (3.1)$$

jossa  $l$  on vyöhykkeen haarapituus kilometreissä ja  $f$  vikataajuus taulukon 3.2 mukaan tie-  
tylle vikatyypille. Vikamäärä on yksikössä kpl/km,a.

Näin saadaan vikamäärät, jotka on esitetty taulukossa 3.3.

Taulukko 3.3 Vikataajuu-  
det johtolähdöllä

[kpl/km,a]	Pysyvä vika	PJK	AJK
Johtolähtö	4.36	9.61	13.12

Asiakkaiden havaitsemien pysyvien vikojen keskimääräiset kestoajat per vuosi ovat mer-  
kitty taulukkoon 3.4.

Taulukko 3.4 Havaitut pysyvien vikojen kestoajat vuodessa eri vyöhykkeillä

	Vyöhyke 1	Vyöhyke 2	Vyöhyke 3
Vian kesto [h/a]	2.31	1.58	1.93

### 3.1 Keskeytyskustannukset

Vikakeskeytysten kustannusten laskennassa oletetaan asiakastyypin (kotitalous, maatalous, teollisuus, julkinen ja palvelu) jakautuvan tasaisesti johtolähdöille omilla suhteellisilla painoarvoillaan laskettuna. Vyöhykkeen tehot on saatu olettamalla se, että teho jakaantuu johtolähdölle tasaisesti. Tehon jakautuessa tasaisesti saadaan vyöhykkeiden tehot laskettua niiden haarapituuksien perusteella. Haarapituudet on laskettu viivoittimen avulla karttaliitteestä I. Kustannuksiin vaikuttaa oleellisesti myös vian kesto aika. Pysyvän vian korjausaika ja työkeskeytyksen aika ovat 2 tuntia, käsin ohjattavan erottimen kytkentäaika 1 tunti ja kauko-ohjattavan erottimen 10 minuuttia.

Taulukon 3.1.1 ja kuvan 3.1 avulla voidaan laskea vika- ja työkeskeytyksen sekä PJK:n ja AJK:n keskeytyskustannusten painotetut keskiarvot, joita voidaan käyttää laskennassa.

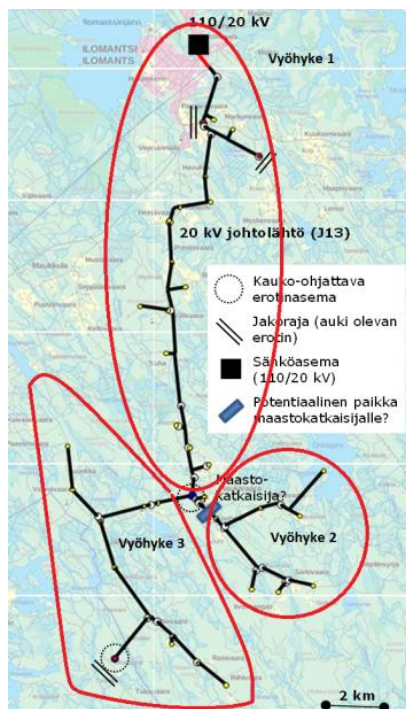
Taulukko 3.1.1 Asiakasjakauma

Kotitalous	85 %
Maatalous	6 %
Teollisuus	0 %
Julkinen	3 %
Palvelu	6 %

Lasketut keskeytyskustannusten keskiarvot on kirjattu seuraavaan taulukkoon 3.1.2.

Taulukko 3.1.2 Keskeytyskustannukset

	Vikakeskeytys		Työkeskeytys		PJK	AJK
	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kWh]	[€/kW]	[€/kW]
Keskiarvo	0.5487	6.4551	0.2284	3.7562	0.2288	0.6618



Kuva 3.1. Johtolähdön jako vyöhykkeisiin.

Vyöhykkeillä ilmenevistä keskeytyksistä aiheutuvia kustannuksia laskettaessa tulee huomioida viereisillä vyöhykkeillä tapahtuvien vikojen mahdollinen vaikutus. Kuvan 3.1 mukaisessa vyöhykejaossa vyöhykkeet yhtyvät kuvassa näkyvän kauko-ohjattavan erotinaseman kohdalla. Maastokatkaisijan vaikutusta ei huomioida vielä tässä laskennassa. Laskennassa oletetaan, että pysyvän vian sattuessa erotinasema kykenee erottamaan vikaantuneen vyöhykkeen muista vyöhykkeistä 10 minuutissa. Samassa ajassa mahdollinen varasyöttö kyettään toteuttamaan vyöhykkeeltä 3, jos vika tapahtuu vyöhykkeellä 1. Mielestämme tämä vyöhykejako on laskennan kannalta sopiva, sillä pienempiin vyöhykkeisiin jako ei vaikuttaisi laskennan tuloksiin erityisen merkittävästi, koska erotinasema sijaitsee kuvan 3.1 mukaisella paikalla.

Keskeytyskustannukset lasketaan jokaiselle keskeytystyypille ja vyöhykkeelle erikseen. Laskennassa tulee huomioida vyöhykkeen vikamäärä, teho, muiden vyöhykkeiden vikamäärät, erotusajat ja varasyöttömahdollisuudet.

Yleinen yhtälömuoto keskeytyskustannuksille on esitetty yhtälössä (3.2). Yhtälömuoto ei ole täydellinen eikä suoraan sovellettavissa laskentaan (kts. laskentalogiikka yhtälön jälkeen).

$$Kustannukset = vikamäärä_1 * P * \left( \frac{\text{€}}{\text{kW}} + \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * t_1 \right) + vikamäärä_2 * P * \left( \frac{\text{€}}{\text{kW}} + \frac{\text{€}}{\text{kWh}} * t_2 \right) \quad (3.2)$$

jossa vikamäärät 1 ja 2 kuvaavat tarkasteltavan vyöhykkeen vikamäärää ja muiden vaikuttavien vyöhykkeiden vikamääriä,  $P$  tarkasteltavan vyöhykkeen tehoa, €/kW ja €/kWh taulukon 3.1.2 keskeytyskustannuksia ja  $t_{1,2}$  viankestoajoja.

Kuvan 3.1 mukaisessa vyöhykejaossa, kun lasketaan pysyvistä vioista aiheutuvia kustannuksia, tulee vyöhykkeellä 1 huomioida ensin vyöhykkeellä 1 aiheutuvat pysyvät viat ja myös vyöhykkeiden 2 ja 3 pysyvät viat.

Vyöhykkeellä 1 tapahtuva pysyvä vika aiheuttaa vyöhykkeellä 1 tunnin keskeytyksen, kunnes käsin-ohjattuna vikaantunut erotinväli saadaan irrotettua verkosta. Tämän jälkeen vikaantunut erotinväli kokee vielä 1 tunnin keskeytyksen sähkön toimituksessa korjaustoimien vuoksi. Erottimet oletetaan jakautuvan koko johtolähdölle tasaisesti, joten erotinväli on vakio. Kauko-ohjattavan erotinaseman vuoksi vyöhykkeiden 2 ja 3 pysyvät viat aiheuttavat vain 10 minuutin keskeytyksen.

Vyöhykkeellä 2 tapahtuva pysyvä vika aiheuttaa 1 tunnin keskeytyksen jakelussa vyöhykkeellä 2, kunnes vikaantunut erotinväli saadaan erotettua käsin. Erottimien avaamisen jälkeen riippuen vikapaikasta sähkö voidaan palauttaa haaran alueille, joille se on mahdollista. Koska varasyöttö yhteyttä vyöhykkeellä ei ole, oletetaan, että pysyvien vikojen tapauksissa jakelu on keskeytynyt 50-%:lla haaran kuluttajista vielä korjaustoimien viemän 1 tunnin verran. Kauko-ohjattavan erotinaseman vuoksi vyöhykkeellä 3 tapahtuva pysyvä vika aiheuttaa 10 minuutin keskeytyksen. Vyöhykkeellä 1 tapahtuva pysyvä vika aiheuttaa myös 10 minuutin keskeytyksen, kun oletetaan, että varasyöttö saadaan siinä ajassa järjestettyä vyöhykkeeltä 3.

Vyöhykkeellä 3 pysyvän vian kanssa toimitaan samalla logiikalla, kuin vyöhykkeen 1 vika-tilanteessa on esitetty.

Keskeytyksistä aiheutuneet kustannukset on listattu taulukkoon 3.1.3.



Taulukko 3.1.3 Keskeytyskustannukset vuodessa vyöhykkeittäin

[€/a]	Pysyvät viat	PJK	AJK	SUMMA
Vyöhyke 1	1588	195	772	<b>2555</b>
Vyöhyke 2	826	106	417	<b>1349</b>
Vyöhyke 3	1051	148	585	<b>1784</b>
<b>SUMMA</b>	<b>3465</b>	<b>449</b>	<b>1774</b>	<b>5688</b>

#### 4. VERKON KOMPONENTTIEN JÄLLEENHANKINTA – JA NYKYKÄYTTÖ-ARVO

Tässä kappaleessa selvitetään verkon komponenttien (keskijännitejohdot, muuntamot ja erottimet) jälleenhankinta-arvot sekä nykykäyttöarvot nykytilanteessa ja investointijakson lopussa. Laskennassa käytettävät jälleenhankinta-arvot on selvitetty Energiaviraston julkaisemasta dokumentista (Energiavirasto, 2016). Mikäli tietylle komponentille ei löydy suoraa jälleenhankinta-arvoa, se korvataan muulla samankaltaisella komponentilla. Näin on tehty verkossa esiintyville Fersemal ja Swan johdoille. Koska Fersemal ja Swan johdoille ei löytynyt suoraa jälleenhankinta-arvoa, on niiden parametreja verrattu Sparrowin parametreihin ja päätetty korvata kyseessä olevat johdot Sparrowin jälleenhankinta-arvolla. Lisäksi verkossa esiintyvän APY70 maakaapelin jälleenhankinta-arvo on korvattu 70 mm<sup>2</sup> maakaapelin jälleenhankinta-arvolla.

Nykykäyttöarvo voidaan laskea yhtälön (4.1) avulla

$$NKA = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}}{\text{pitoaika}}\right) * JHA \quad (4.1)$$

jossa NKA on nykykäyttöarvo, *keski-ikä* on komponentin keski-ikä, *pitoaika* on komponentin *pitoaika* ja JHA on komponentin jälleenhankinta-arvo.

##### 4.1 Johtojen nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo

Taulukossa 4.1.1 on esitetty verkossa esiintyvien johtojen pituudet, pitoajat, jälleenhankinta-arvot, nykykäyttöarvot, sekä niiden keski-ikä.

Taulukko 4.1.1 Johdinten jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot

Johdintyyppi	Pituus [km]	JHA [€/km]	JHA [€]	Pitoaika [a]	Keski-ikä [a]	NKA [€]
Raven	22.00	25100	552200	45	37	98169
Sparrow	5.68	21800	123883	45	44	2753
APY70	0.65	24300	15749	45	28	5950
Fersemal	17.57	21800	383125	45	45	0
Swan	0.90	21800	19664	45	45	0
Pigeon	3.00	29100	87300	45	45	0
<b>SUMMA</b>	<b>49.81</b>	<b>143900</b>	<b>1181921</b>			<b>175063</b>

## 4.2 Muuntamoiden nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo

Taulukossa 4.2.1 on esitetty eri muuntamoiden kappalemäärät, jälleenhankinta-arvot, pitoajat, keski-ikä, sekä nykykäyttöarvot. Muuntamoiden nykykäyttöarvot laskettiin samalla tavalla, kuten johtojen, joten taulukossa esiintyvä keski-ikä ei kerro todellista muuntamon keski-ikää.

Taulukko 4.2.1 Muuntamoiden jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot

Muuntamo	Kappale-määrä	JHA [€/kpl]	JHA [€]	Pitoaika [a]	Keski-ikä [a]	NKA [€]
16 kVA	5	3400	17000	40	43	0
30 kVA	11	3600	39600	40	29	3960
50 kVA	15	3700	55500	40	23	11008
100 kVA	5	4500	22500	40	24	7200
<b>SUMMA</b>		<b>15200</b>	<b>134600</b>			<b>22168</b>

## 4.3 Erottimien nykykäyttöarvo ja jälleenhankinta-arvo

Taulukossa 4.3.1 on esitetty erottimien kappalemäärät, jälleenhankinta-arvot, pitoajat, keski-ikä, sekä nykykäyttöarvot.

Taulukko 4.3.1 Erottimien jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvot

Erottimen tyyppi	Kappale-määrä	JHA [€/kpl]	JHA [€]	Pitoaika [a]	Keski-ikä [a]	NKA [€]
Kauko-oh-jattava	2	22400	44800	35	40	0
Käsinohjat-tava	28	3400	95200	35	40	0
<b>SUMMA</b>			<b>140000</b>			<b>0</b>

## 4.4 Verkkokomponenttien jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo

Verkkokomponenttien jälleenhankinta-arvon summaksi saatiin 1 456 521€ ja nykykäyttöarvoksi 197 721€. Nykykäyttöarvosta voidaan nähdä se, että verkkokomponentit ovat lähellä pitoaikansa loppua ja mahdollisesti monelta osaa iän puolesta myös saneeraustarvetta tulevaisuudessa tulee todennäköisesti esiintymään.

## 5. JOHDINVAIHTOJEN KANNATTAVUUSRAJAT

Tämän kappaleen tarkoituksena on laskea johdinvaihdolle kannattavuusrajat olettaen, että verkon vanha johto on Sparrowia ja uusi johto on vaihtoehtoisesti Ravenia, Pigeonia tai Al132. Johdinten vaihtokustannukset ja resistanssit on esitetty taulukossa 5.1. (Lakervi, 2008) ja (Haaranen, 2011)

Taulukko 5.1 Johtojen parametrit

Johdin	Vaihtokustannus [€/km] (Sparrowista)	Ominaisresistanssi [ $\Omega$ ]
Raven	8200	0.537
Pigeon	14000	0.337
Al132	24200	0.219

Johdinvaihtojen taloudellinen rajateho voidaan laskea yhtälön (5.1) avulla

$$S \geq U \sqrt{\frac{\epsilon k}{c_p(R_1 - R_2)}} \quad (5.1)$$

jossa  $U$  on laskentajännite,  $c_p$  on häviökustannus,  $R$  on johdon resistanssi,  $k$  on johdinvaihdon kustannukset ja  $\epsilon$  on  $\frac{p(1+p)^t}{(1+p)^t-1}$ .

Taulukossa 5.2 on esitetty taloudelliset rajatehot, sekä termiset kuormitettavuudet eri johdintyypeille.

Taulukko 5.2 Johdinvaihtojen rajatehot

Vanha johdin	Uusi johdin	Taloudellinen rajateho [kVA]	Terminen kuormitettavuus [kVA]
Sparrow	Raven	3920	7300
Sparrow	Pigeon	4000	12800
Sparrow	Al132	4740	17100

Termisellä kuormitettavuudella tarkoitetaan sitä, kuinka paljon johtimeen voidaan syöttää tehoa ilman, että tehohäviöistä aiheutuva lämmön nousu aiheuttaisi johtimessa vaurioita. Taulukosta 5.2 voidaan havaita, että johdinten taloudelliset rajatehot ovat selvästi pienempiä, kuin niiden termiset kuormitettavuudet. Tämä tarkoittaa sitä, että johdinvaihdot on syytä tehdä paljon aikaisemmin ennen kuin johdinten terminen kuormitettavuus rajoittaa tehonsiirtoa. Kuitenkin, jos uuden ja vanhan johtimen poikkipintojen ero on pienekkö, niin johdinvaihto ei ole kannattava, sillä vaihdolla saavutettava häviösäästö on pieni verrattuna investointikustannuksiin. Johdinvaihdon taloudellista kannattavuutta määritettäessä ehtona on se, ettei johdon kuormitus tai häviöiden arvostus pienene pitoajan aikana vaihtohetken verrattuna (Lakervi, 2008).

Lasketut rajatehot ovat suurempia, kuin missään tarkasteltavan verkon osassa teho on, joten johtimia ei tämän perusteella tule uusia.

## 6. MAASTOKATAKAISIJA

Maastokatkaisija on kauko-ohjattava suojareleillä varustettu pylväskatkaisija, jonka avulla voidaan vähentää vikojen määrää ja niiden kestoa asiakkaiden näkökulmasta. Varsinaisten vikojen määrä ei kuitenkaan vähene, mutta yksittäisten vikojen vaikutusalueita voidaan pienentää. Esimerkiksi, jos maastokatkaisijan takana (kts. kuva 3.1), eli vyöhykkeellä kaksi tapahtuu vika, niin tämä vika ei vaikuta millään tavalla vyöhykkeiden 1 ja 3 sähköjakeluun. Vyöhykkeiden 1 ja 3 asiakkaiden näkökulmasta vikojen määrä pienentyisi, mutta todellisuudessa vyöhykkeen 2 alueella tapahtuvat viat vaikuttaisivat vain vyöhykkeen 2 asiakkaisiin.

Maastokatkaisija kannattaa sijoittaa pitkälle johtolähdölle, jonka kuormitus on pääosin sen alkupäässä. Maastokatkaisija kannattaa sijoittaa jo valmiina verkossa olevan erottimen taakse, sillä katkaisija tarvitsee erottimen, että maastokatkaisijan takana oleva verkko saadaan erotettua muusta verkosta huollon ajaksi. (Lakervi, 2008)

Tässä kappaleessa tarkastellaan maastokatkaisijan kannattavuutta tietyllä alueella. Tämä alue ja maastokatkaisijan sijoituspiste on esitelty kuvassa 3.1. Maastokatkaisijan kannattavuutta laskettaessa otetaan huomioon lähdön vikataajuudet, katkaisijan takana olevan verkon pituus, sekä sen edessä olevien asiakkaiden energiat.

### 6.1 Laskentaparametrit ja oletukset

Vikakeskeytyksien hinta on esitetty kappaleessa 2.

Taulukossa 6.1.1 on esitetty vyöhykkeiden johdinpituudet, vuosienergiat ja keskitehot.

Taulukko 6.1.1 Vyöhykkeiden pituudet, vuosienergiat ja keskitehot

Vyöhyke	Pituus [km]	Vuosienergia [MWh]	Keskiteho [kW]
1	20.8	803	92
2	11.2	385	44
3	15.6	602	69

Laskennassa oletuksena on se, että ilman maastokatkaisijaa vika saadaan poiskytkettyä kauko-ohjattavalla erotinasemalla kymmenessä minuutissa ja käsin yhdessä tunnissa. Vian korjausajan oletetaan olevan 2 tuntia.

Vikojen lukumäärä riippuu vahvasti siitä, millaisessa maastossa johto sijaitsee. Maastoalueiden tarkkaa jakautumaa on hyvin hankalaa arvioida kartasta, joten laskennan helpottamiseksi määritetään koko alueelle keskimääräinen vikojen lukumäärä, käyttämällä eri maasto-osuuksien painotettua keskiarvoa. Näin ollen vikojen keskimääräinen lukumäärä ilman maastokatkaisijaa on esitetty taulukossa 6.1.2.

Taulukko 6.1.2 Vikojen lukumäärä ilman maastokatkaisijaa

[kpl/km,a]	Pysyvä vika	PJK	AJK
Johtolähtö	4.36	9.61	13.12

Taulukossa 6.1.3 on esitetty vikojen lukumäärät, jos maastokatkaisija otetaan käyttöön. Maastokatkaisijan vuoksi vikojen lukumäärä ei ole enää sama kaikilla vyöhykkeillä. Vyöhykkeillä 1 ja 3 vikamäärät laskevat, kun vyöhykkeellä 2 ne pysyvät entisellään.

Taulukko 6.1.3 Nähdyt vikojen lukumäärät eri vyöhykkeillä

Vyöhyke	Pysyvät viat	PJK	AJK
1	3.34	7.35	10.04
2	4.36	9.61	13.12
3	3.34	7.35	10.04

## 6.2 Kannattavuuslaskenta

Aluksi määritellään vikojen korjauskustannukset ilman maastokatkaisijaa (keskimääräiset vikakeskeytyskustannukset on esitetty kappaleessa 3. Taulukossa 6.2.1 on esitetty KAH-kustannukset, jos maastokatkaisijaa ei ole.

Taulukko 6.2.1 Vikojen kustannukset ilman maastokatkaisijaa

Vyöhyke	Pysyvät viat [€]	PJK [€]	AJK [€]	Summa [€]
1	1641	202	796	<b>2639</b>
2	760	97	382	<b>1228</b>
3	1068	151	597	<b>1816</b>

Seuraavaksi määritellään vikojen kustannukset, jos maastokatkaisija asennetaan. Taulukossa 6.2.2 on esitetty kyseisen laskennan tulokset ja säästöt, jotka maastokatkaisijan asennuksella saadaan aikaiseksi.

Taulukko 6.2.2 Vikojen kustannukset maastokatkaisijalla

Vyöhyke	Pysyvät viat [€]	PJK [€]	AJK [€]	Summa [€]	Säästö [€]
1	1488	154	609	<b>2251</b>	<b>388</b>
2	760	97	382	<b>1238</b>	<b>0</b>
3	953	116	457	<b>1525</b>	<b>291</b>

Taulukosta 6.2.2 voidaan nähdä, että asentamalla maastokatkaisija säästetään vuodessa yhteensä noin 678 euroa. Jotta saadaan selville, onko maastokatkaisija kannattava, on säästöä verrattava maastokatkaisijan asennuskustannuksen annuiteettiin, mikä saadaan selville yhtälöstä (6.1). Maastokatkaisijan investointikustannus on 21230 euroa ja pitoaika 40 vuotta.

$$AN = \frac{p}{1 - \frac{1}{(1+p)^t}} * H \quad (6.1)$$

, jossa  $p$  on laskentakorkokanta,  $H$  on investointikustannus ja  $t$  on pitoaika.

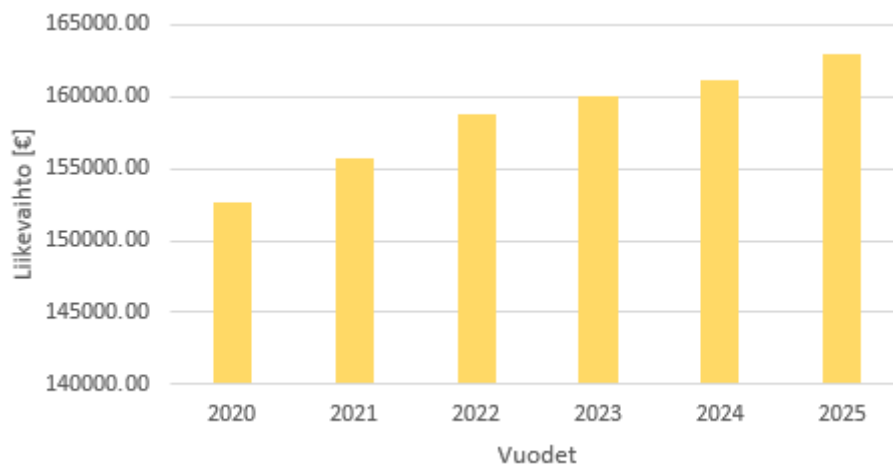
Yhtälön (6.1) avulla saatiin annuiteetiksi 1237 euroa.

Investointi on kannattava, mikäli siitä syntyvät säästöt ylittävät investointikustannuksen annuiteetin, mikä ei tässä tapauksessa toteudu. Maastokatkaisijan asennus ei siis ole taloudellisesta näkökulmasta kannattava.

Tulevaisuudessa tehojen lähdöllä oletetaan kasvavan prosentin vuodessa. Tämän perusteella lähdön keskiteho olisi 10 vuoden kuluttua noin 225 kW, kun nyt se on noin 204 kW. Keskitheho vaikuttaa keskeytyksistä aiheutuneiden haittojen kustannuksiin. Laskettu 21 kW tehonkasvu ei kuitenkaan tekisi maastokatkaisijasta kannattavaa investointia.

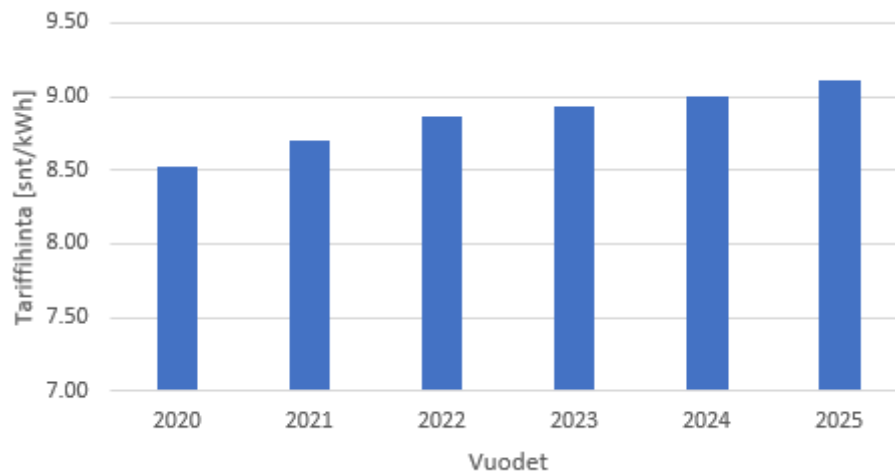
## 7. VERKKOLIIKETOIMINNAN SALLITTU LIIKEVAIHTO JA TARIFFIHINTA

Sallittu liikevaihto verkkoyhtiölle lasketaan summaamalla vuotuiset tasapoistot, operatiiviset kustannukset ja sallittu tuotto. Sallittu tuotto määritellään verkon nykykäyttöarvon ja WACC-prosentin avulla. Käytetään Partanen et al. (2020) määrittämää WACC:ia (5.35-%) vuodelle 2021 laskennassa. Oletetaan riskittömän koron ja muiden parametrien pysyvän vakiona tarkastelu aikakautena ja käytetään samaa WACC:ia liikevaihtojen laskentaan. Tarkemmin WACC:n laskennan selittäminen ei ole tässä raportissa tarpeellista. Kuvasta 7.1 nähdään, kuinka sallittu liikevaihto kehittyy viiden vuoden investointijaksolla. Investointisuunnitelmaa kuvataan tarkemmin kappaleessa 8. Sallitun liikevaihdon kasvu selittyy verkon nykykäyttöarvon kasvulla, kun investointijaksolla uusitaan ja vaihdetaan verkkokomponentteja.



Kuva 7.1. Sallitun liikevaihdon kehitys investointikautena.

Sallitun liikevaihdon pohjalta voidaan laskea energiapohjainen tariffinoinnointelu asiakkaille. Laskennassa liikevaihto jaetaan lähdöllä kulutetulla vuosienenergialla. Kuvasta 7.2 nähdään tariffinoinnin kehitys investointikaudella. Laskettu tariffihinta ei ole todellinen suure, sillä yhden lähdön asiakkaat eivät ole erillisesti laskutettavissa, mutta se kuvastaa investointeja asiakkaiden näkökulmasta.



Kuva 7.2. Verottoman tariffihinnan kehitys investointikautena.

## 8. INVESTOINTISUUNNITELMA

Investointisuunnittelua ajaa keskeytysaikavaatimukset. Asemakaava-alueilla sähkökatko ei saa ylittää 6 tuntia ja muilla alueilla 36 tuntia. Johtolähdön ensimmäiset 3 kilometriä katsotaan olevan 6 tunnin keskeytysaikavaatimuksen piirissä. Jotta osuudelle voidaan varmistaa alle 6 tunnin keskeytysaika, kaapeloidaan se.

Korvattava ilmajohto-osuus on Pigeonia. Maakaapelin tulisi siis vastata mahdollisimman hyvin Pigeonin sähköisiä ominaisuuksia. Oletuksena tässä on se, että nykyinen Pigeon on verkossa oikein mitoitetu. Pigeonin sähköisiä arvoja vastaa kaapeli AMXHAMK-W 3x120Al+35Cu. Resistanssi on kaapelilla hieman pienempi, kuin Pigeonilla. Terminen kuormitettavuus kaapelilla heikompi, 265 A, mutta johtolähdön huipputehon ollessa 500 kW tämä ei muodostu rajoittavaksi tekijäksi. Kaapeloinnin kaivu olosuhteiden oletetaan olevan ”tavallinen”.

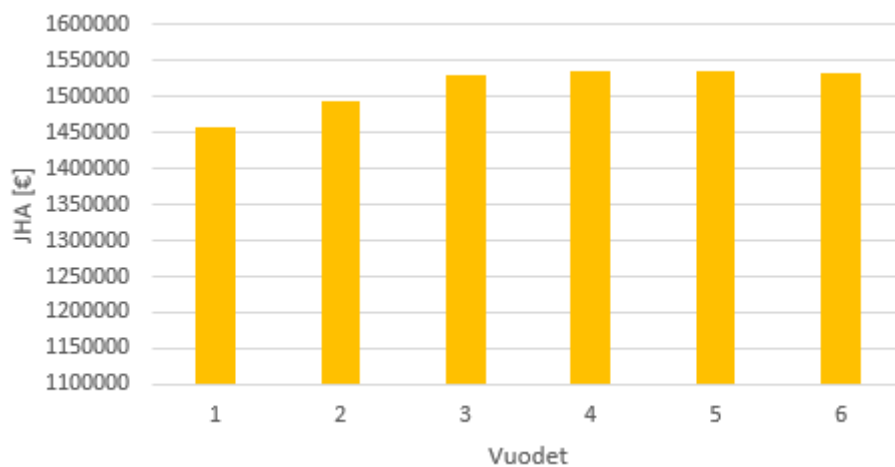
Tämän investoinnin jälkeen budjettia on jäljellä vajaa 240 000€. Tällä rahalla tulisi vielä yrittää maksimoida keskeytysaika-rajoiden toteutuminen, joten investoidaan lisää maakaapelointiin, sillä sen on todettu olevan tässä verkossa ainoa myrskyvarmuutta merkittävästi parantava käytössä oleva keino. 20 kV kaapelointiin varat eivät järkevässä mittakaavassa riitä, joten 1000V kaapelointia hyödynnetään sen suhteellisen edullisuuden vuoksi. Kaapeloitavaksi alueeksi valitaan vyöhyke 2, joka on esitetty kuvassa 3.1. 1000V käyttöjännite vaatii kaapeloinnin lisäksi myös 20/1-kV ja 1/0.4 -kV muuntajia. Kaapelin kaivu olosuhteiden oletetaan olevan helpot ja auraaminen mahdollista. Laskelmat osoittavat, että lähes koko vyöhyke 2 saadaan kaapeloitua. Kaapelointimaton entistä 20 kV johtoa jää noin reilu kilometri. Korvattava 20 kV ilmajohto korvataan AXMK-PLUS 4G70 AN 1 kV -kaapelilla. Jännitteenalennusta ei ole tarkkaan laskettu, mutta tehon ollessa alueella suhteellisen pientä nyt ja tulevaisuudessa, oletetaan jännitteenalennuksen pysyvän maltillisena.

Investointi etenee siten, että ensimmäisinä vuosina kaapeloidaan taajama-alueen 3 km osuus, jonka jälkeen siirrytään vyöhykkeen 2 kaapelointiin. Kaapelit kaivetaan pitkälti samalla paikalle, missä ilmajohto kulkee. Kaapeloinnit suoritetaan osissa budjettirajoitteiden vuoksi ja

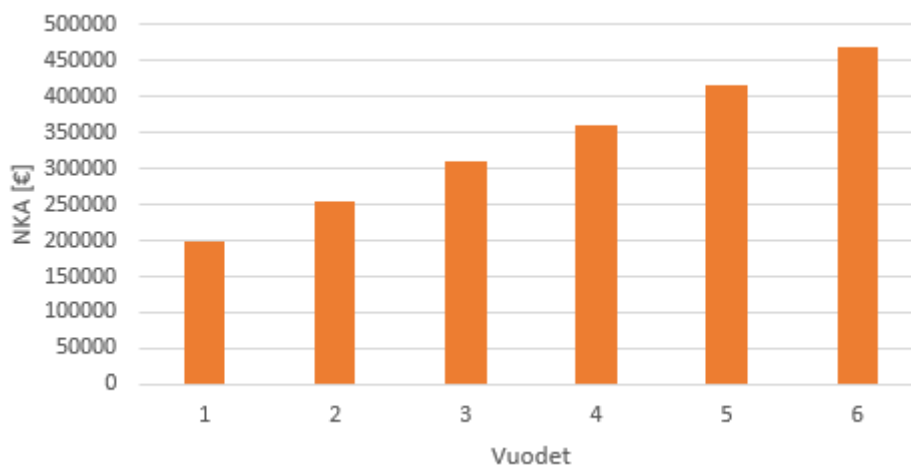
kaapeleita aloitetaan käyttämään sähköjakelussa vasta, kun koko tavoiteltu pituus on saatu kaivettua maahan. Tällä tavalla aikaisempaa ilmajohtoverkkoa voidaan käyttää sähkönjakelussa eivätkä asiakkaat koe merkittäviä työkeskeytyksiä eikä varasyöttöä tarvitse erikseen suunnitella. Investointikauden viimeisenä vuonna muuntajat hankitaan ja asennetaan vyöhykkeelle 2. Investointeihin kuluu maksimi 80 000 €/a eli yhteensä 400 000 € viiden vuoden aikana. Yksityiskohtaisempi investointisuunnitelma on esitetty liitteessä I.

### 8.1 Investointien vaikutus verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoon

Investoinneista seuraavat muutokset verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoon on kuvattu kuvissa 8.1 ja 8.2.



Kuva 8.1. Jälleenhankinta-arvon kehittyminen investointikaudella.



Kuva 8.2. Nykykäyttöarvon kehittyminen investointikaudella.

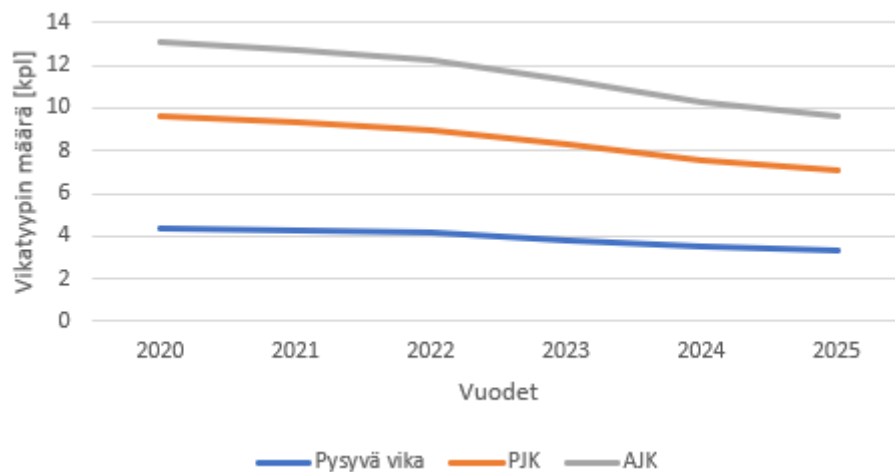
Kuvasta 8.1 nähdään, kuinka verkon jälleenhankinta-arvo kasvaa maltillisesti vuosittain. Tämä johtuu siitä, että maakaapeloinnin kaivuuhinta on korkea, vaikka kolmannesta vuodesta eteenpäin asennettava kaapeli onkin halvempaa 1 kV kaapelia.



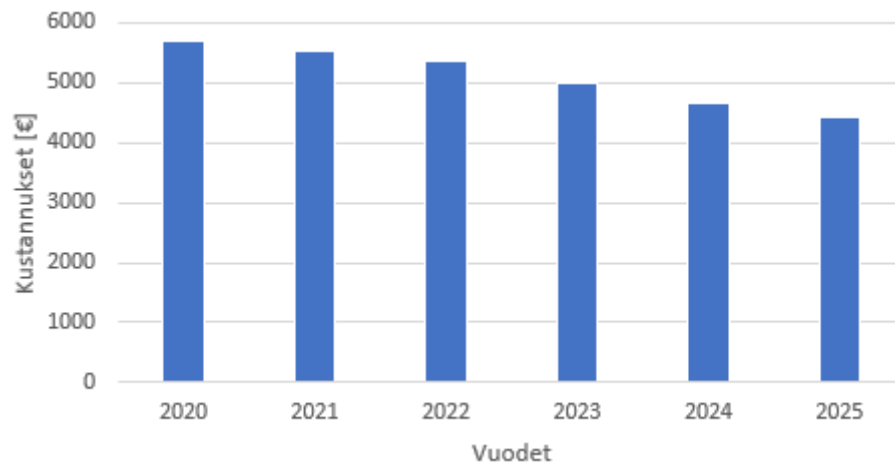
Verkkokomponenttien uusiminen taas näkyy kuvassa 8.2 nykykäyttöarvon vuosittaisena kasvuna. Myös suuret kaivuukustannukset, jotka nyt ovat sitoutuneet nykykäyttöarvoon, vaikuttavat positiivisesti.

## 8.2 Vikamäärien ja keskeytyskustannusten kehitys

Investoinnit kaapelointiasteen kasvattamiseen näkyvät vikamäärien loivana laskuna kuvassa 8.3. Koska verkon kaapelointiaste pysyy maltillisena, eivät vikamäärä muutu radikaalisti. Vuosittaiset keskeytyskustannukset laskevat noin 5700 €:sta 4400 €:n viidessä vuodessa, joka näkyy kuvassa 8.4.



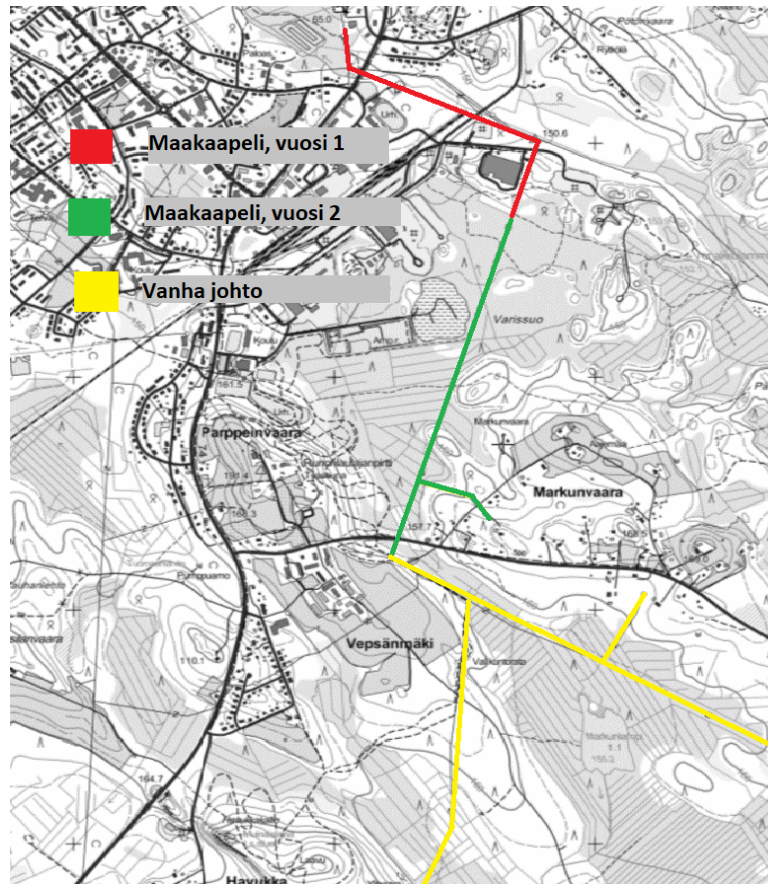
Kuva 8.3. Vikamäärien kehittyminen investointikaudella.



Kuva 8.4. Keskeytyskustannusten kehittyminen investointikaudella.

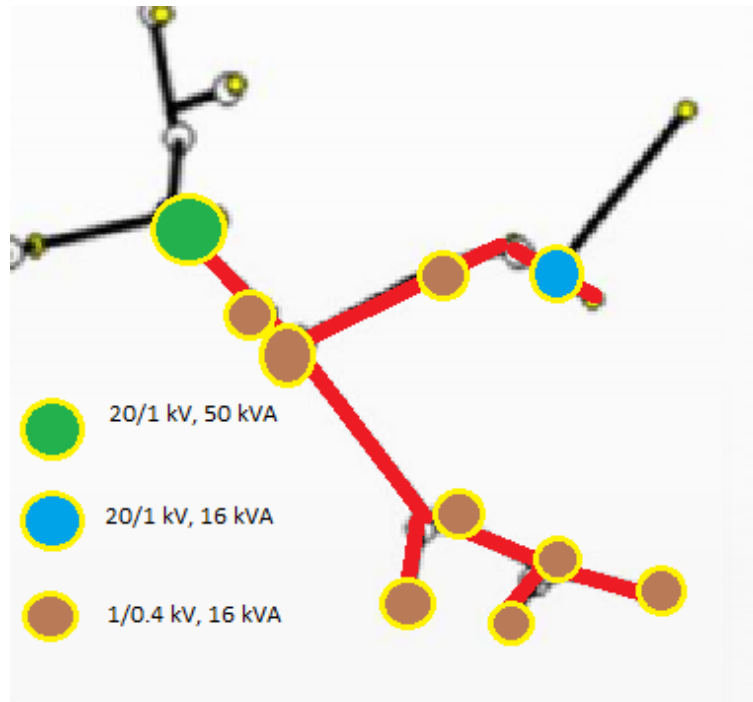
### 8.3 Saneeraus

Kuvassa 8.5 on esitetty johtolähdön alkuosan saneeraussuunnitelma.



Kuva 8.5. Johtolähdön alkuosan saneeraussuunnitelma.

Kuvassa 8.6 on esitetty saneeraussuunnitelma vyöhykkeelle 2.



Kuva 8.6. Vyöhykkeelle 2 suunniteltu kaapelointi ja muuntajat.

## 9. SUURHÄIRIÖT

Suurhäiriöllä tarkoitetaan yleensä tilannetta, missä yli 20 % verkkoyhtiön asiakkaista on ilman sähköä tai 110 kV:n johto tai 110/20 kV:n sähköasema tai päämuuntaja vikaantuu pitkäaikaisesti. (Räisänen, 2014)

Suurinta haittaa sähkönjakeluverkoille aiheuttavat ympäri vuoden puhaltavat tuulet. Tuulen seurauksena sähköjohdoille kaatuvat puut aiheuttavat johtolähdön katkaisijan laukeamisen. Talvella haittaa aiheuttaa tykkylumi, mikä on lunta, jota on ilmankosteuden vaikutuksesta kertynyt puiden oksiin. Tämä lumi painaa oksia ja pienirunkoisia puita johdoille ja aiheuttaa näin jälleenkytkennän tai keskeytyksen. Vuonna 2011 sähkönjakelun keskeytyksistä 69 prosenttia aiheutui tuulesta ja myrskystä, lumi- ja jääkuorma aiheutti 11 prosenttia ja ukkonen 3 prosenttia keskeytyksistä. (Räisänen, 2014)

### 9.1 Suurhäiriövarmuus

Suurhäiriövarmuutta arvioidessa on pääosin keskityttävä sähkömarkkinalain asettamiin vaatimuksiin toimitusvarmuudesta. Sähkömarkkinalain mukaan jakeluverkon vioittuminen myrskyn tai lumikuorman seurauksesta ei tulisi aiheuttaa taajama-alueen verkon käyttäjille yli 6 tuntia kestävää keskeytystä ja maaseutualueen käyttäjille yli 36 tuntia kestävää keskeytystä. Suurhäiriövarmuuden huomioiminen on haasteellista, sillä suurimmassa osassa tapauksista uuden toimitusvarmuuden saavuttaminen vaatii verkon kokonaisvaltaista uusimista (johtojen siirto tienvarsille, varayhteyksien rakentaminen, kaapelointi). Näin ollen verkkoyhtiöt joutuvat sijoittamaan suuria summia suurhäiriövarmuuden parantamiseksi, mikä asettaa monille yhtiöille taloudellisia haasteita. Nämä investoinnit vaikuttavat myös sähkönsiirtohintoihin.

Tässä työssä tarkasteltavan verkon suurhäiriövarmuus on lähes olematon, sillä nykyinen verkko on avojohtorakenteinen (0 % maakaapelia) ja sijaitsee suurimmaksi osaksi metsässä. Olemattoman kaapelointiasteen ja suuren metsäisyysasteen takia suurhäiriön sattuesssa ei nykyisellä verkkorakenteella ole mitään mahdollisuutta päästä sähkömarkkinalain asettamiin toimitusvarmuusvaatimuksiin. Taajama-alueella maksimissaan 6 tunnin keskeytysaika edellyttää lähes 100 % kaapelointia ja maaseudulla maksimissaan 36 tunnin keskeytys edellyttää noin 40 – 75 % kaapelointia (Räisänen 2014). Tehokkain tapa suojautua suurhäiriöltä on siis kaapelointi. Lähtö sijaitsee pääosin metsäalueella, joten myös leveiden johtokatuojen teko parantaisi käyttövarmuutta, mutta tätä vaihtoehtoa ei tutkittu raporttia tehdessä.

Tavoite suurhäiriövarmuudelle tässä työssä oli se, että 75 % asiakkaista saadaan kehittämissuunnitelman myötä uuden toimitusvarmuuden päähän. Koska tehokkain tapa vähentää suurhäiriöriskiä on kaapelointi, suurin osa budjetista on sijoitettu siten, että mahdollisimman suuri osa verkosta saadaan kaapeloitua. Tässä verkossa alkupään alue nykyiseltä johtoreitiltä, noin 3 km, on taajamaa tai taajamanomaista aluetta ja loppuosa lähdöstä maaseutua. Prioriteettina kehittämissuunnitelmassa oli saada taajama-alueen johtopätkä kokonaan kaapeloitua. Näin ollen taajamassa saavutetaan 100 % kaapelointiaste ja keskeytysriski on lähes olematon. Jos keskeytys tapahtuu muualla verkossa, voidaan taajama erottaa ja kytkeä sille varasyöttö. Maaseudulla puolestaan maksimissaan 36 tunnin keskeytys vaatisi vähintään 40 % kaapelointiastetta. Näin ollen loppubudjetilla päätettiin kaapeloida suurin osa (noin 9.6 km) vyöhykkeestä 2 (kuva 3.1). Näin saadaan maaseudulle kaapelointiasteeksi 21.5 %, mikä ei ole riittävä lain määräämään toimitusvarmuuden takaamiseen. Tavoitteena oli kuitenkin

saada 75 % asiakkaista uuden toimitusvarmuuden päähän. Taajaman suuren kaapelointias-  
teen ansiosta, sillä alueella ei myrskyn sattuessa pitäisi esiintyä vikoja, mikä tarkoittaa sitä,  
että maaseudulla esiintyvien vikojen korjaamiseen voidaan kohdistaa enemmän työvoimaa.  
Näin ollen voidaan todeta, että tavoitteisiin päästiin.

## **10. ARVIO TULEVAISUUDEN MUUTOSTEKIJÖIDEN VAIKUTUKSESTA**

Tulevaisuudessa toimitusaikavaatimusten rajat tulevat koskemaan kaikkia lähdön asiakkaita,  
joka aiheuttaa lisää saneeraustoimenpiteitä. Käytännössä tämä tarkoittaa kaapeloinnin asteit-  
taista lisäämistä. Myös leveiden johtokatuja rakentaminen voisi olla mahdollisuus. Levei-  
den johtokatuja vaikutusta ei tutkittu tässä työssä.

Kuormitusten oletetaan kasvavan prosentin vuodessa seuraavan kymmenen vuoden aikana.  
Lähdön asiakkaiden tehot ovat melko pieniä nykyhetkessä, eikä kuormituksen kasvu tule-  
vina vuosina vaikuta aiheuttavan toimenpiteitä. Tämä on todettu kappaleessa 5 lasketuilla  
taloudellisilla rajatehoilla.

Jännitteenalenemaa olisi syytä tutkia tarkemmin 1 kV-tekniikan käyttöönoton myötä, sillä  
tässä työssä siihen ei keskitytty.

Kun lähtöä kaapeloidaan, kasvaa maakapasitanssin myötä maasulkuvirrat. Nämä muutokset  
tulee ottaa huomioon releasetteluissa.

Verkonosat ovat monissa paikoin yli teknisen käyttöikänsä, joka tulee tulevaisuudessa ai-  
heuttamaan saneeraustoimia.

## **11. TIIVISTELMÄ**

Investointisuunnitelmassa päädyttiin ratkaisuun, joka pyrkii maksimoimaan toimitusvar-  
muutta ja minimoimaan vikakorjausaikoja. Toimitusvarmuutta saadaan parannettua ja vika-  
korjausaikoja lyhennettyä kaapeloimalla verkkoa. Tämä ratkaisu nähtiin ainoana vaihtoeht-  
ona, joka toteuttaisi sähkömarkkinalain asettamat toimitusvarmuusrajat.

Ilmajohdon vaihto kaapeliin aiheuttaa säästöjä KAH-kustannusten vähenemisen myötä, joka  
näkyvät liikevaihdon laatukannustimessa. Tätä kannustinvaikutusta ei arvioitu tarkemmin. In-  
vestointien myötä verkon jälleenhankinta-arvo ja sen kautta nykykäyttöarvo kasvavat, kun  
verkkokomponenttien keski-ikä alenee. Kasvanut nykykäyttöarvo näkyy sallitun tuoton ja  
liikevaihdon kasvuna, joka on esitetty kuvassa 7.1.

Investointijakson edetessä vuosittaiset KAH-kustannukset laskevat kuvan 8.4 mukaisesti  
noin 5700 eurosta 4400 euroon.

Jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvo kasvavat molemmat vuosittain. Näiden kehitystä on ku-  
vattu kappaleen 8 kuvissa 8.1 ja 8.2.

Johdinvaihtoja tarkastellessa huomattiin, että nykyisillä tai lähitulevaisuudessa odotetuilla  
tehoilla vaihdot eivät ole kannattavia.

Johtolähdölle sijoitettavaa maastokatkaisijaa tutkittiin, mutta se todettiin kannattamatto-  
maksi. Maastokatkaisijan vuosittaiset säästöt jäivät alle investoinnin annuiteetin.

Verkkorakenteen myrskykestoisuus on arvioidemme mukaan riittävä selviämään toimitus-  
vaatimusrajoista. Kaapeloinnin lisäys mahdollistaa tämän.

Tulevaisuudessa toimitusvarmuusrajojen laajentuessa koskemaan 100 % lähdön asiakkaista,  
tulee kaapelointiastetta kasvattaa nykyisestä.

## **LÄHTEET**

Lakervi Erkki, Partanen Jarmo. 2008. Sähkönjakelutekniikka. [Kirja]. [Viitattu 8.1.2021]

Haaranen Marko. 2011. Rovakaira Oy:n Keskijänniteverkon Kehittämissuunnitelma toimitusvarmuuskriteeristön näkökulmasta. [Diplomityö]. [Viitattu 8.1.2021]

Energiavirasto. 2016. Verkkokomponentit ja yksikköhinnat 2016–2023. [Verkkodokumentti]. [Viitattu 10.1.2021]

Partanen, J., Lassila J., Haakana, J. (2020). Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan säätely ja kehittäminen. LUT Scientific and Expertise Publications Tutkimusraportit – Reserch Reports

## LIITTEET

### LIITE I

#### Investointisuunnitelma

Vuosi	Korvat-tava ver-konosa	Uusi verkonosa	Pituus [km]	Paikka	Hinta [€] kaapeli + (kaivuu)	Budjettia jäljellä [€]
2021	Pigeon	AHXAMK-W 3x120Al+35Cu	1.5	kts. kuva 8.5	44000 + (36000)	320000
2022	Pigeon	AHXAMK-W 3x120Al+35Cu	1.5		44000 + (36000)	240000
2023	Sparrow	AXMK-PLUS 4G70 AN 1 kV	3.7	kts. kuva 8.6	40330 + (39670)	160000
2024	Sparrow	AXMK-PLUS 4G70 AN 1 kV	3.7		40330 + (39670)	80000
2025	Sparrow	AXMK-PLUS 4G70 AN 1 kV	2.17		23653 + (23219)	33128

Vuosi	Korvat-tava ver-konosa	Uusi verkonosa	Määrä	Paikka	Hinta [€]	Budjettia jäljellä [€]
2025	16 ja 30 kVA 20/0.4	16 kVA 1/0.4	8	kts. kuva 8.6	24000	9128
2025	30 kVA 20/0.4	16 kVA 20/1	1		4400	4728
2025	-	50 kVA 20/1	1		4700	28

### LIITE II

Excel-tiedosto, jossa kaikki laskenta:

[https://lut-my.sharepoint.com/:x:/g/personal/janne\\_riikonen\\_student\\_lut\\_fi/EU2gZ9htC0pNkJ4I32j4RgYBWUkRoZk06DzqTz\\_en3fkBA?e=loVjcU](https://lut-my.sharepoint.com/:x:/g/personal/janne_riikonen_student_lut_fi/EU2gZ9htC0pNkJ4I32j4RgYBWUkRoZk06DzqTz_en3fkBA?e=loVjcU)

Excel-tiedosto, jossa tehtävän 3 laskenta:

[https://lut-my.sharepoint.com/:x:/g/personal/janne\\_riikonen\\_student\\_lut\\_fi/ERa-Lom8Y6HIDkXEHFWhqJsIBoXttkOQQexPAxrbK8UqJMw?e=n7jgb2](https://lut-my.sharepoint.com/:x:/g/personal/janne_riikonen_student_lut_fi/ERa-Lom8Y6HIDkXEHFWhqJsIBoXttkOQQexPAxrbK8UqJMw?e=n7jgb2)