

VAASAN YLIOPISTO

TEKNILLINEN TIEDEKUNTA

SÄHKÖTEKNIikka

Alexi Sarajärvi

**SÄHKÖVERKKOTOIMINNAN KOLMANNEN VALVONTAJAKSON
VAIKUTUKSET ROVANIEMEN VERKON SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN
STRATEGISESSA SUUNNITTELUSSA**

Diplomityö, joka on jätetty tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten

Vaasassa 15.3.2013

Työn valvoja

Professori Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaaja

Insinööri Kristian Gullsten

Työn tarkastaja

Professori Timo Vekara

ALKULAUSE

Tämä diplomityö on tehty Rovaniemen Energialla sähköverkkoliiketoiminnan strategisen suunnittelun osastolla kesän ja syksyn aikana vuonna 2012. Työssä tutkitaan kolmannen valvontajakson vaikutuksia Rovaniemen Verkko Oy:n strategisessa suunnittelussa.

Haluan kiittää kehityspäällikkö Jouni Karastia mielenkiintoisesta lopputyön aiheesta ja neuvonannosta. Haluan kiittää myös käyttöpäällikkö Arvo Torkkolaa, Rovaniemen Energian konsernin toimitusjohtajaa Markus Tykkyläistä ja Rovaniemen Verkko Oy:n toimitusjohtajaa Kristian Gullstenia hyvistä neuvoista ja työn ohjauksesta sekä muuta henkilökuntaa, jotka ovat olleet apuna työssäni. Kiitokset kuuluu myös työn valvojalle professori Kimmo Kauhaniemelle työn saattamisesta oikeille urilleen.

Suurimmat kiitokset kuuluvat perheelle ja ystäville, jotka ovat tukeneet minua koko opiskeluiden ajan.

Rovaniemellä 21.2.2013

Aleksi Sarajärvi

SISÄLLYSLUETTELO

ALKULAUSE	1
SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO	4
TIIVISTELMÄ	10
ABSTRACT	11
1 JOHDANTO	12
2 SÄHKÖVERKKOTOIMINTA	14
2.1 Sähköverkkotoiminnan sääntely Suomessa	15
2.2 Sähköverkkotoiminnan sääntely Euroopan unionissa ja Pohjoismaissa	17
2.3 Sähköverkkotoiminnan kehitysnäkymät	20
2.4 Työ- ja elinkeinoministeriön lakiehdotukset sähkömarkkinalakiin	23
3 HINNOITTELUN KOHTUULLISUUDEN VALVONTA KOLMANNELLA VALVONTAJAKSOLLA	29
3.1 Eriytetyn tuloslaskelman oikaisu	31
3.1.1 Investointikannustin	34
3.1.2 Laatukannustin	37
3.1.3 Tehostamiskannustin	40
3.1.4 Innovaatiokannustin	44
3.2 Eriytetyn taseen vastaavaa puolen oikaisu	46
3.3 Eriytetyn taseen vastattavaa puolen oikaisu	51
3.4 Kohtuullisen tuoton määrittäminen	54
3.5 Ali- ja ylijäämän laskeminen	59
4 ROVANIEMEN VERKKO	61
4.1 Yhtiön tausta ja nykytila	61
4.2 Jakeluverkon nykytila	62
4.2.1 Komponenttien ikä	64
4.2.2 Maasulkuvirratt	65
4.2.3 Oikosulkuvirratt	69
4.2.4 Poikkeuskytkennät	70
4.2.5 Jakelukeskeytykset	76

4.2.6 Kuormitukset	81
5 KEHITYSSUUNNITELMA KOLMANNELLE VALVONTAJAKSOLLE	84
5.1 Investoinnit	84
5.2 Investointien vaikutukset valvontamallissa	90
5.3 Riskien arviointi	103
5.4 Jatkokehitystarve	104
6 YHTEENVETO	107
LÄHTEET	110
LIITTEET	118
Liite 1 Odottamattomien ja suunniteltujen keskeytyksien tunnuslukujen laskenta 1–70 kV jakeluverkoille	118
Liite 2 Verkkokomponenttien indeksikorjatut yksikköhinnat vuosille 2013–2016	120
Liite 3 Tehostamiskannustimen laskenta	128
Liite 4 Vikojen kestoajat muuntopiireittäin vuosilta 2007–2012	133
Liite 5 Sallitun tuoton laskennassa käytetyt parametrit ja laskentatulokset perustilanteelle vuosina 2012–2015	138
Liite 6 EMV:n laskentataulukkomallilla lasketut suurimmat sallitut tuotot	156
Liite 7 Eldiksellä lasketut sallitut tuotot	162

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO

Symbolit

β	Beeta-kerroin oman pääoman kustannuksen laskennassa
ε_i	Verkonhaltijan i tehottomuuden ja satunnaistekijöiden yhdistetty virhetermi
δ	KJ-verkon maakaapelointiasteen keskimääräinen kustannusvaikutus
AJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t (kpl)
C	Verkonhaltijoiden kohtuullisten tehostamiskustannusten rintama (€)
C_D	Vieraan pääoman kustannus (%)
C_e	Oman pääoman kustannus (%)
D_t	Verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutuneen korollisen vieraan pääoman oikaistu määrä vuoden t lopussa (€)
DP	Vieraan pääoman riskipreemio (%)
E_t	Verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutuneen oman pääoman oikaistu määrä vuoden t lopussa (€)
h_{AJK}	Aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa (€/kW)
h_E	Keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa (€/kWh)
H_{km}	Keskimääräinen siirtohintaa (€/MWh)
h_{PJK}	Pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa (€/kW)
h_w	Keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa (€/kW)
I	Sähkövirran voimakkuus (A)

JHA_t	Jälleenhankinta-arvo vuonna t (€)
$JHATP_t$	Jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto vuonna t (€)
k	Maadoitustavasta riippuva kerroin
$K_{\text{ali(yli-)jäämä}}$	Kohtuulliseen tuottoon mukaan laskettava ali(yli-)jäämän osuus edelliseltä valvontajaksolta (€)
KA	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika (h)
$KAH_{\text{ref},k}$	Verkonhaltijan sähköntoimituksissa tapahtuneiden keskeytysten referenssitaso vuodelle k (€)
$KAH_{t,k}$	Toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t , vuoden k rahanarvossa (€)
$\text{keski-ikä}_{t,i}$	Verkkokomponentin i määrätiedolla painotettu ikätieto vuoden t alussa (a)
KHI_k	Kuluttajahintaindeksin huhti-kesäkuun pistelukujen keskiarvo vuonna k
$KJ_{\text{pituus},i}$	KJ-maakaapeleiden pituus (km) olosuhteessa i
$KJ_{\text{pituus,tot}}$	KJ-maakaapeleiden kokonaispituus (km)
KM	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä (kpl)
$KOPEX$	Verkonhaltijan i kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset (€) vuonnat
LK_{vaihto}	Eriytetyn tilinpäätöksen mukainen liikevaihto (€)
LK_{voitto}	Eriytetyn tilinpäätöksen mukainen liikevoitto (€)
LP	Likvidittömyyspremio (%)
M_{pituus}	Maakaapelilajin pituus (km)
MH_i	Maakaapelilajin i lopullinen yksikköhinta (€/km)

$MH_{EMV,i}$	EMV:n suuntaviivoissa määritelty maakaapelilajin i yksikköhinta (€/km)
MKM	Apuyksikköhinta maakaapelikilometreille (€/km)
NK_{eriyt}	Toteutuneen eriytetyn tuloslaskelman mukaiset nettomääräiset suojauskustannukset (k€)
NK_{oik}	Oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava nettomääräinen suojauskustannus (k€)
$NKA_{t,i}$	Verkkokomponentin i kaikkien komponenttien nykykäyttöarvo (€) vuonna t vuoden t rahanarvossa
OT_i	Todellinen maakaapeliojan pituus (km) olosuhteessa i
p	Huippukuorman kasvuprosentti (%)
P	Teho (W)
$pitoaika_i$	Verkkokomponentin i teknistaloudellinen pitoaika (a)
$PJ_{pituus,i}$	PJ-maakaapeleiden pituus (km) olosuhteessa i
$PJ_{pituus,tot}$	PJ-maakaapeleiden kokonaispituus (km)
PJK_t	Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon pikajälleenytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t (kpl)
R_{max}	Suurin sallittu maadoitusresistanssin arvo (Ω)
$R_{k,post-tax}$	Kohtuullinen tuotto yhteisöverojen jälkeen (€)
R_m	Markkinoiden keskimääräinen tuotto (%)
R_r	Riskitön korko (%)
RK_{oik}	Oikaistun tuloksen mukainen rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus (€)
RKI_t	Rakennuskustannusindeksin huhti-kesäkuun pistelukujen keskiarvo vuonna t
RO_{oik}	Toteutuneen oikaistun tuloksen mukainen rahoitusomaisuus (€)
S_{myynti}	Sähkön siirronmyynti (€)

$STOTEX_{i,t}$	Verkonhaltijan i vertailutaso eli kohtuulliset tehostamiskustannukset vuonna t (€)
t	Aika (s)
$T_{\text{ali(yli-)jäämä}}$	Sallitun tuoton ali(yli-)jäämä tarkasteluvuonna (€)
$T_{\text{pre-tax}}$	Oikaistu tulos ennen veroja (€)
T_t	Vuoden t tuntien lukumäärä (h)
$T_{\text{tot. oik. tulos}}$	Oikaistu tulos suurimmalla sallitulla siirto hinnalla (€)
$TAX_{\text{lask, oik,}}$	Oikaistusta tuloksesta lasketut yhteisöverot (€)
$TK_{\text{tax, eriyt}}$	Eriytetyn tilinpäätöksen mukainen voitosta laskettu yhteisöverojen suuruus suurimmalla sallitulla siirto hinnalla (€)
$TK_{\text{tulos, eriyt}}$	Eriytetyn tuloslaskelman mukainen tilikauden voitto(tappio) suurimmalla sallitulla siirto hinnalla (€)
$TK_{\text{voitto, pretax, eriyt}}$	Eriytetyn tuloslaskelman mukainen tilikauden voitto suurimmalla sallitulla siirto hinnalla ennen veroja (€)
$TOTEX_{i,t}$	Verkonhaltijan i toteutuneet tehostamiskustannukset (€) vuonnat
U	Jännite (V)
v	Kulloinkin voimassa oleva yhteisveroaste (%)
$V_{\text{kannustimet}}$	Kannustimien yhteisvaikutus toteutuneessa oikaistussa tuloksessa (k€)
$V_{\text{kustannukset}}$	Toteutuneen oikaistun tuloksen mukaiset rahoitusomaisuuden ja nettomääräisten suojauskustannusten summa (k€)
V_{tase}	Toteutuneen oikaistun tuloksen liikevoittoon(tappioon) palautettavien erien summa (€)
$V_{\text{tuloslaskelma}}$	Toteutuneen eriytetyn tilinpäätöksen mukaisen tuloslaskelman ennen liikevoittoa(tappiota) olevien erien summa (€)
W	Verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä(kWh)
\bar{y}_i	Tuotosmuuttujien vektori missä y_1 on siirretyn energian määrä (GWh), y_2 on sähköverkon kokonaispituus (km) ja y_3 = asiakasmäärä (kpl))
YHK_i	Yksikköhinta kaivuulle (€/km) olosuhteessai

$YKO_{KJ,i}$	Yhteiskäyttösuuskerroin KJ-maakaapeleille olosuhteessa i
$YKO_{PJ,i}$	Yhteiskäyttösuuskerroin PJ-maakaapeleille olosuhteessa i
$WACC_{\text{post-tax}}$	Yhteisöverojen jälkeinen kohtuullinen tuottoaste (%)
X_i	Verkonhaltijan i vuotuinen tehostamistavoitteen mukainen tehostamisprosentti
z_i	Verkonhaltijan i maakaapelointiaste

Lyhenteet

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AJK	Aikajälleenkytkentä
APJ	Asiakaspalvelujärjestelmä
CAP	Capital Asset Pricing Model
CHP	Combined Heat and Power, yhdistetty sähkön ja lämmön tuotanto
CIREN	International Conference on Electricity Distribution
CLC	Corine Land Cover -karttapohja-aineisto
EMA	Energy Market Authority in Finland
EMV	Energiamarkkinavirasto
ET	Energiateollisuus
EU	Euroopan unioni
KAH	Keskeytyksistä aiheutunut haitta
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KJ	Keskijännite
NordREG	Nordic Energy Regulators
PJ	Pienjännite
PM	Päämuuntaja
PJK	Pikajälleenkytkentä
ROVE	Rovaniemen Verkko Oy
SFS-EN	Suomen Standardisoimisliitto SFS ry - European Standard
STONED	Stochastic Non-smooth Envelopment of Data

TEM

Työ- ja elinkeinoministeriö

WACC

Weighted Average Cost of Capital

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

Aleksi Sarajärvi

Diplomityön nimi:

Sähköverkkotoiminnan kolmannen valvontajakson vaikutukset Rovaniemen Verkon sähköverkkoliiketoiminnan strategisessa suunnittelussa

Työn valvoja:

Professori Kimmo Kauhaniemi

Työn ohjaaja:

Insinööri Kristian Gullsten

Työn tarkastaja:

Professori Timo Vekara

Tutkinto:

Diplomi- insinööri

Oppiaine:

Sähkötekniikka

Opintojen aloitusvuosi:

2008

Diplomityön valmistumisvuosi:

2013

Sivumäärä: 164

TIIVISTELMÄ

Sähköverkkotoiminta on valvottua monopolitoimintaa, jota Suomessa ohjaa lainsäädäntö ja valvovana viranomaisena toimii Energiamarkkinavirasto. Jakeluverkkoyhtiöt harjoittavat luvanvaraista sähköverkkotoimintaa omalla maantieteellisesti määritellyllä vastuualueellaan. Energiamarkkinavirasto valvoo jakeluverkonhaltijoiden tuottoastetta neljän vuoden mittaisissa valvontajaksoissa.

Tässä diplomityössä on tutkittu kolmannen valvontajakson valvontamenetelmiä ja sovellettu niitä Rovaniemen Verkko Oy:hyn. Työn aluksi luodaan yleinen katsaus sekä kotimaiseen että ulkomaisiin valvontamalleihin ja tulevaisuuden näkymiin. Kotimaisen kolmannen valvontajakson valvontamenetelmät tutkitaan tarkasti ja määritetään Rovaniemen Verkko Oy:n mahdollisuudet parantaa toimintaansa valvontamenetelmien puitteissa. Rovaniemen Verkko Oy:n jakeluverkolle suoritettiin nykytila-analyysi, jonka pohjalta luotiin kehityssuunnitelma kolmannelle valvontajaksolle. Sähköverkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon laskemiseksi eri vuosille kehitettiin valvontamallin laskentamethodiikan mukainen taulukkolaskentamalli. Varsinaiset sallitun tuoton laskelmat suoritettiin Energiamarkkinaviraston taulukkolaskentamallilla ja Eldiksen online-palvelulla. Lisäksi työssä kehitettiin taulukkolaskentamalli suurimman sallitun tuoton laskentaa varten. Mallin avulla voidaan arvioida suurinta mahdollista keskimääräistä siirtohintaa.

Työn tuloksena saatiin kehityssuunnitelma Rovaniemen Verkko Oy:lle kolmannelle valvontajaksolle ja arviot sallitusta tuotosta erilaisilla keskimääräisillä siirtohinnoilla. Tuloksena saatiin arviot kolmannelta valvontajaksolta kertyvästä ali- tai ylituoton määrästä, joka siirtyy neljännelle valvontajaksolle. Valvontamalli antaa Rovaniemen Verkko Oy:lle mahdollisuuden hintojen korottamiseen, mikä mahdollistaa tulevaisuuden investointien rahoittamisen.

AVAINSANAT: sähköverkkotoiminta, valvontamalli, sallittu tuotto

UNIVERSITY OF VAASA**Faculty of technology**

Author:	Aleksi Sarajärvi
Topic of the Thesis:	Impacts of third electricity network operation regulatory period to electricity business operations strategic planning in Rovaniemen Verkko
Supervisor:	Professor Kimmo Kauhaniemi
Instructor:	Engineer Kristian Gullsten
Evaluator:	Professor Timo Vekara
Degree:	Master of Science in Technology
Major of Subject:	Electrical Engineering
Year of Entering the University:	2008
Year of Completing the Thesis:	2013

Pages: 164

ABSTRACT

In Finland electricity network operation is regulated monopoly, which is controlled by legislation and supervised by Energy Market Authority (EMA). Distribution network companies are allowed to practice electricity network operations in their geographical area of responsibility, which is specified in electricity network license. Distribution companies rate of return over the four year regulation period is also supervised by The Energy Market Authority.

The purpose of this thesis is to study the methods of regulation in the third regulatory period and apply the methods to Rovaniemen Verkko Oy. At first, the regulation models in European countries are studied and compared. The methods of Finnish third regulation period are studied in detail and according to the results the potential of improving Rovaniemen Verkko Oy's own operation within the regulation is evaluated. The present state analysis for Rovaniemen Verkko Oy is presented and based on the results development plan for the third regulatory period was created. In order to calculate the replacement and net present value for the electricity network over the regulation period, a new spreadsheet model was developed. Calculations for allowed rate of return were computed by EMA's spreadsheet model and Eldis's online-service. For defining the highest allowed rate of return a spreadsheet model was developed and based on the results from model the highest possible average transmission price was derived.

The outcome of this thesis is a development plan for Rovaniemen Verkko Oy over the third regulatory period. The allowed rate of return with different transmission prices are estimated. Furthermore, estimates for deficit or surplus accrued from the third regulatory period, which can be or must be compensated during the fourth regulatory period, are obtained. Regulatory model provides an opportunity to Rovaniemen Verkko Oy to increase the price of transmission services, which enables the financing of future investments.

KEYWORDS: electricity network operation, regulatory model, allowed rate of return

1 JOHDANTO

Tämän työn tavoitteena on selvittää kolmannen valvontajakson regulaation vaikutus verkkoyhtiön strategisessa suunnittelussa. Suomessa sähköverkkotoiminnan regulaattorina eli valvovana viranomaisena toimii Energiamarkkinavirasto. Valvontaa tarvitaan, koska sähköverkkotoiminta on alueellista monopolitoimintaa. Valvonnan tarkoituksena on pitää verkkoyhtiöiden hinnoittelu kohtuullisella tasolla.

Verkkoyhtiönä työssä käsitellään Rovaniemen Energia konsernin täysin omistamaa tytäryhtiötä Rovaniemen Verkko Oy:tä. Työssä käydään läpi Energiamarkkinaviraston valvontamenetelmiä ja tarkastellaan verkkoyhtiön mahdollisuuksia toimia valvontamenetelmien puitteissa. Valvontamenetelmistä käydään läpi sallitun tuottotason muodostuminen sekä tarkastellaan verkkoyhtiön mahdollisuuksia hyötyä kannustimista.

Teoriaosiossa luodaan yleinen katsaus valvontamalliin, sen historiaan, nykyiseen valvontamalliin ja sen tulevaisuuden tavoitteisiin. Lisäksi tarkastellaan hieman yhtäläisyyksiä ja eroavaisuuksia muiden maiden sähköverkkotoiminnan regulaatioon. Sähköverkkotoimintaan lähitulevaisuudessa tulevia muutoksia on tarkasteltu työ- ja elinkeinoministeriön sähkömarkkinalakia koskevan lakiehdotuksen pohjalta. Teoriaosiossa käydään läpi oikaistun tuloslaskelman ja taseen muodostuminen sekä sallitun tuoton määrittäminen sähkömarkkinalain mukaiselle jakeluverkonhaltijalle. Tarkastelun ulkopuolelle jätetään vuokraverkkoihin ja verkko-osuuksien ostoihin ja myynteihin liittyvä valvonta.

Teoriaosion jälkeen luodaan yleiskatsaus Rovaniemen Verkko Oy:n historiaan, tämän päivän tavoitteisiin ja jakeluverkon nykytilaan. Nykytila-analyysissä käydään lyhyesti läpi komponenttien ikä, maasulkuvirrat, oikosulkuvirrat, poikkeuskytkennät, jakelukeskeytykset ja kuormitukset. Näiden tietojen saamiseen käytetään verkkotietojärjestelmää sekä valmiina saatavilla olevia tutkimuksia. Nykytila-analyysin pohjalta todetaan mahdolliset kehitystarpeet, jotka tulisi ottaa huomioon jakeluverkon kehittämissuunnittelussa.

Varsinaisessa työsiossa valvontamallin pohjalta luodaan verkon kehityssuunnitelma ja tarkastellaan erilaisten hinnoitteluiden vaikutuksia sallittuun tuottoon. Lisäksi arvioidaan epävarmuustekijöiden vaikutuksia valvontamallissa.

Työn tuloksena saadaan ennusteisiin perustuva ja valvontamalliin pohjautuva kehityssuunnitelma kolmannelle valvontajaksoille vuosille 2012–2015. Työ rajataan koskemaan kolmatta valvontajaksoa ja sen aikana vaikuttavaan valvontamalliin. Työssä ei käsitellä kovinkaan tarkasti niitä valvontamallin parametreja, joihin itsessään liittyy paljon muuta aiheesta poikkeavaa tutkimusta. Tällaisia ovat esimerkiksi tarkan väestö- ja kuormitusennusteen muodostuminen sekä koko valvontajakson yli vaikuttavat kiinteät laskentaparametrit.

2 SÄHKÖVERKKOTOIMINTA

Sähkömarkkinalaissa (1995/386: 3§) sähköverkkotoiminnalla tarkoitetaan sähköverkon asettamista vastiketta vastaan sähkönsiirtoa ja muita verkon palveluja tarvitsevien käyttöön. Sähköverkkotoimintaa kuuluu lisäksi sähköverkon suunnittelu, rakentaminen, ylläpito ja käyttö, asiakkaiden sähkölaitteiden liittäminen verkkoon, sähkön mittaus ja muut sähkönsiirtoon tarvittavat toimenpiteet, jotka ovat tarpeellisia sähkönsiirtoa ja muita verkkopalveluita varten. Sähköverkolla tarkoitetaan toisiinsa liitetyistä johdoista, sähköasemista, sähkölaitteista ja laitteistosta muodostuvaa kokonaisuutta, jossa sähkönsiirto ja -jakelu tapahtuvat. Jakeluverkko puolestaan käsittää nimellisjännitteeltään pienemmät kuin 110 kV sähköverkot. Jakeluverkonhaltija voi harjoittaa hallinnassaan olevalla sähköverkolla luvanvaraisista sähköverkkotoimintaa. (Sähkömarkkinalaki 1995/386: 3§.) Suomessa sähköverkkoluvan myöntää Energiamarkkinavirasto, joka toimii sähkömarkkinaviranomaisena (Energiamarkkinavirasto 2012a; Sähkömarkkinalaki 1995/386: 3§).

Jakeluverkonhaltijalle on sähkömarkkinalaissa määrätty kehittämis-, liittämis- ja siirtovelvollisuus. Kehittämisvelvollisuus velvoittaa jakeluverkonhaltijan ylläpitämään ja kehittämään sähköverkkooan niin, että asiakkaille turvataan riittävän hyvänlaatuisen sähkönsaanti. SFS-EN 50160 -standardi (2011) määrittelee raja-arvot sähkönsaadulle (Elovaara & Haarla 2011: 437). Kehittämisvelvollisuuteen kuuluu lisäksi varayhteyksien järjestäminen toisiin sähköverkkoihin. Liittämisvelvollisuuden myötä jakeluverkonhaltijan tulee liittää verkkoonsa pyynnöstä tekniset vaatimukset täyttävät sähkökäyttöpaikat ja sähkötuotantolaitokset. Liittymisestä jakeluverkkoon verkonhaltija perii kohtuullisen korvauksen. Jakeluverkkoon liittymisestä koskevat ehdot tulee olla tasapuolisia ja syrjimättömiä ja niiden tulee huomioida sähköjärjestelmän toimintavarmuus ja tehokkuus. Siirtovelvollisuus velvoittaa jakeluverkonhaltijan myymään sähkönsiirtopalveluja sitä tarvitseville kohtuulliseen hintaan ja sähköverkon siirtokyky huomioiden. Asiakkaalta perittävä siirtohintaa ei saa olla riippuvainen maantieteellisestä sijainnista yhtenäisen jakeluverkon alueella eli hinnoittelussa noudatetaan pistehinnoittelua. Mikäli verkonhaltija omistaa maantieteellisesti erillään toi-

sistaan olevia jakeluverkkoja, sovelletaan kullakin alueella omaa pistehinnoittelua kohtuullisuuden rajoissa. (Sähkömarkkinalaki 1995/386: 9–10§, 15§).

Sähköverkkoluvan saaneella jakeluverkonhaltijalla on oikeus harjoittaa sähköverkkoliiketoimintaa maantieteellisesti määritetyllä vastuualueellaan. Sähköverkkoliiketoimintaa ovat sähköntuotanto, -siirto, -jakelu sekä myynti. (Partanen, Viljanen, Lassila, Honkapuro, Tahvanainen, Karjalainen, Annala & Makkonen 2012: 2.) Sähkömarkkinalain (1995/386: 28–34§) mukaan sähköverkkoliiketoiminnat on oikeudellisesti eriytettävä toisistaan. Eriyttämisen myötä kullekin sähköliiketoiminnalle on laadittava tilikausittain tuloslaskelma ja tase, jotka tulee olla johdettavissa yrityksen kirjanpidosta. Laskennallista eriyttämiskäytäntöä sovelletaan verkonhaltijoihin, joiden pienjännitejänniteverkon kautta siirrettävä sähköenergian määrä on alle 200 GWh (Lakervi & Partanen 2008: 273).

2.1 Sähköverkkotoiminnan sääntely Suomessa

Suomessa tuli vuonna 1995 voimaan sähkömarkkinalaki, joka avasi sähkömyynnin ja -tuotannon markkinat vapaalle kilpailulle. Aluksi laki koski vain suuria kuluttajaryhmiä, mutta vuonna 1998 sähkömyynnin ja -tuotannon markkinat avautuivat kilpailulle koskemaan myös pieniä sähkökäyttäjiä. Samassa yhteydessä sähkönsiirto ja -jakelu säilyttivät alueellisen monopoliasemansa. (Lågland 2012: 9.) Sähkömarkkinavirasto perustettiin valvomaan alueellisissa monopoleissa käytävää sähkönsiirto ja -jakeluverkkoliiketoimintaa. Myöhemmin vuonna 2000 Sähkömarkkinaviraston nimi muutettiin Energiamarkkinavirastoksi (jäljempänä EMV) sen toimenkuvan laajentuessa käsittämään myös maakaasumarkkinoiden valvonnan. (Partanen ym. 2012: 2.)

Valvonnallaan Energiamarkkinavirasto pyrkii siihen, että monopoliasemassa sähköverkkoliiketoimintaa harjoittavien verkonhaltijoiden hinnoittelu pysyy kohtuullisena ja tasapuolisena eikä verkonhaltija ota liikaa tuottoa toiminnastaan. Hinnoittelun kohtuullisuuden val-

vonta tuli lainvoimaiseksi vuonna 2000 ja se toteutettiin jälkikäteisenä valvontana. Vuonna 2005 valvonta muutettiin osittain etukäteen valvottavaksi ja tuolloin alkoi ensimmäinen valvontajakso. Ensimmäinen valvontajakso oli 3 vuoden mittainen ja sitä seuraavat valvontajaksot tulevat olemaan 4 vuoden mittaisia. (Lågland 2012: 9–10.) Tällä hetkellä vuonna 2013 on käynnissä kolmas valvontajakso, joka käsittää vuodet 2012–2015 (Energiamarkkinavirasto 2011b).

Valvontaan kuuluu sekä taloudellista että teknistä valvontaa. Taloudellisessa valvonnassa keskitytään verkonhaltijan sähköverkkoonsa sitoutuneen pääoman määrään sekä sähköverkkoliiketoiminnasta saatavaan tuottoon. Jokaiselle verkonhaltijalle määritellään vuosittain sallittu tuotto, johon edellä mainitut asiat vaikuttavat. Sähkön laatu huomioidaan valvontamallissa jakelukeskeytysten määrässä ja kestossa, jolloin suuret keskeytysmäärät pienentävät kohtuullista tuottoa. Osittain tästä syystä valvontamenetelmät kannustavat verkonhaltijoita investoimaan sähköverkkoonsa, jolloin sähkön laadun parannuttua myös verkonhaltijan todellinen tulos ja sallittu tuotto kasvavat. Jokaiselle verkonhaltijalle asetetaan valvontamenetelmissä yleinen tehostamistavoite ja sen lisäksi yhtiökohtainen tehostamistavoite. Tehostamistavoite koskee verkkoyhtiön kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia. (Lakervi & Partanen 2008: 19–20.) Teknistä valvontaa suoritetaan verkkokomponenttien ikää seuraamalla. Yli-ikäisille verkkokomponenteille ei sallita kohtuullista tuottoa. Energiamarkkinavirasto julkaisee etukäteen sallitun tuoton laskentamenetelmät ennen uuden valvontajakson alkamista. (Energiamarkkinavirasto 2011b.)

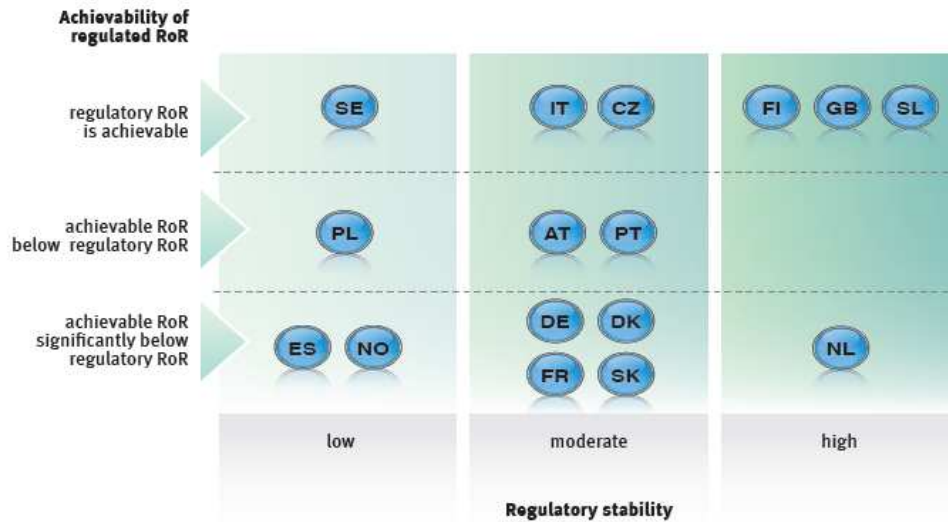
Verkonhaltijoiden on vuosittain ilmoitettava Energiamarkkinavirastolle sähköverkkotoiminnan tunnusluvut sekä sähköverkkoliiketoiminnan tuloslaskelma ja tase. Näiden tietojen perusteella Energiamarkkinavirasto laskee vuosittain verkonhaltijan toteutuneen oikaistun tuloksen ja vertaa sitä sallittuun kohtuulliseen tuottoon. Verkonhaltijan toteutunut oikaistu tulos voi yksittäisinä valvontajakson vuosina ylittää (tai alittaa) kohtuullisen tuoton rajan, jolloin verkonhaltijalle kertyy ylijäämää (tai alijäämää). Valvontajakson lopuksi ali- ja ylijäämät summataan Energiamarkkinaviraston antamassa valvontapäätöksessä. Mikäli ver-

konhaltijalle on kertynyt alijäämää valvontapäätöksessä, se voi halutessaan kompensoida alijäämän korottamalla siirtohintojaan seuraavan valvontajakson aikana. Valvontapäätöksessä määritelty ylijäämä on pakko kompensoida siirtohintoja alentamalla seuraavan valvontajakson aikana. Ylijäämän ollessa riittävän suuri, siihen voidaan kohdistaa sähkömarkkinalain mukainen korkoseuraamus. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 66–67, 70–71; Sähkömarkkinalaki 1995/386: 38c §.)

2.2 Sähköverkkotoiminnan sääntely Euroopan unionissa ja Pohjoismaissa

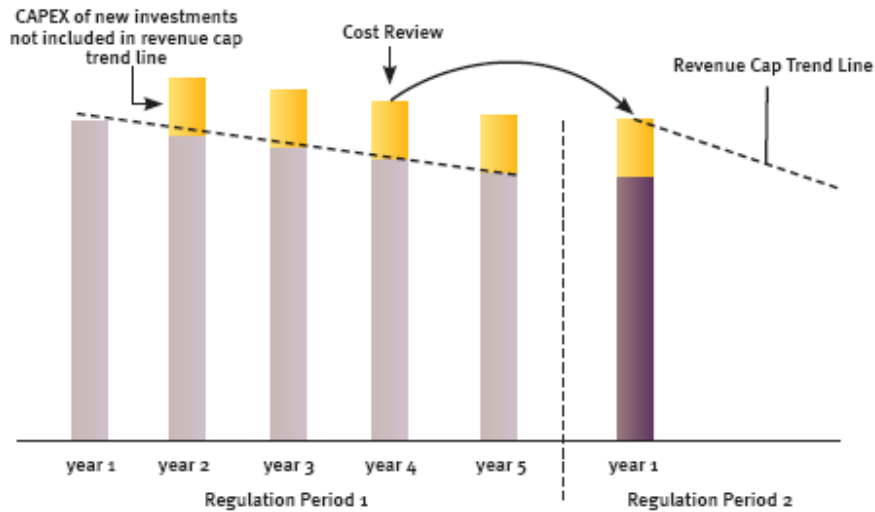
Euroopan unionin jäsenmaiden sähköverkkoliiketoimintaa säädellään kolmella eri tasolla. Ylimmän tason muodostaa EU:n direktiivien kautta tuleva sääntely, jonka toimielimenä toimii ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators). (Nordic Energy Regulators 2011: 21; Elovaara & Haarla 2011: 386.) ACERin tarkoituksena on täydentää ja koordinoita jäsenmaiden sääntelyviranomaisia EU-tasolla. Sen tavoitteena on yhtenäistään EU:n sähkö- ja maakaasumarkkinat (ACER 2013). Kansallisella tasolla sähköverkkoliiketoimintaa ohjaa kunkin maan lainsäädäntö ja sääntelystä vastaava viranomainen. (Nordic Energy Regulators 2011: 21.)

EU:n jäsenmaiden sähköverkkoliiketoiminta tulee yhtenäistymään ajan myötä. Tällä hetkellä kuitenkin eri jäsenvaltioiden sääntelymenetelmissä on paljon eroavaisuuksia. CIRED-konferenssissa (International Conference on Electricity Distribution) vuonna 2011 julkaisussa tutkimuksessa vertailtiin 16 EU-maan valvontamalleja. Vertailussa Suomen valvontamalli on kärkisijoilla, kun tutkimuksessa huomioitiin valvontamallin toimivuus ja sallittu tuotto. (CIRED 2011: 2.) Kuva 1 esittää lyhyesti vertailututkimuksen tulokset.



Kuva 1. Pystyakselilla on verkkoyhtiön mahdollisuus saavuttaa valvontamallin sallittu tuotto (RoR = Rate of Return) ja vaaka-akselilla valvonnan vakaus (Eurelectric 2011: 20).

Valvonnan vakauden arvioinnissa mittareina käytettiin valvontamalliin vaikuttavaa lainsäädäntöä, ymmärrettävyyttä ja pysyvyyttä. Pysyvyydellä tarkoitetaan sitä, kuinka usein valvontamalliin tulee ennakoimattomia muutoksia. Usein tapahtuvat ennakoimattomat muutokset laskevat verkkoyhtiöiden luottamusta valvontajärjestelmään. Sallitun tuoton keräämisessä eri maiden välille syntyy tasoeroja ns. pääomakustannusten myöhäistämällä (CAPEX time-shift problem). Tämä tarkoittaa sitä, että investoidessaan verkko-omaisuuteensa verkkoyhtiö saa alkaa ottamaan tuottoa investoinnilleen vasta vuosien kuluessa, esim. seuraavan valvontajakson alettua. (Eurelectric 2011: 17–20.) Tätä ongelmaa on havainnollistettu kuvassa 2.



Kuva 2. Pääomakustannusten myöhäistäminen (CAPEX time-shift problem) (Eurelectric 2011: 17).

Pohjoismaissa energiamarkkinoiden sääntelyviranomaisten yhteisenä järjestönä toimii NordREG (Nordic Energy Regulators). Järjestö toimii yhteistyössä eri pohjoismaiden sääntelyviranomaisten kanssa ja kehittää niiden valvontamalleja yhtenäisempään suuntaan. Tavoitteena ovat yhtenäiset pohjoismaiset sekä EU:n laajuiset energiamarkkinat. (Nordic Energy Regulators 2012.) NordREGIN vuonna 2011 tekemän tutkimuksen mukaan pohjoismaiden sähköverkkoliiketoiminnan sääntelyn tavoitteet ovat kullakin maalla pääpiirteittäin samat; valvoa hinnoittelun kohtuullisuutta sekä tarjota riittävän hyvänlaatuista sähköä loppukäyttäjälle (Nordic Energy Regulators 2011: 21). Eroavaisuudet esiintyvät mallien yksityiskohtaisessa tarkastelussa, kuten käytettävistä parametreista ja laskentakaavoista (Nordic Energy Regulators 2011: 9). Esimerkiksi sallitun tuoton laskennassa Suomi, Ruotsi ja Norja käyttävät painotettua keskikustannusmallia (WACC, Weighted Average Cost of Capital), kun taas Tanskassa sallittu tuotto perustuu pitkäaikaiseen valtion obligaation korkoon (Nordic Energy Regulators 2011: 28, 34). Toinen merkittävä ero löytyy valvontajaksojen pituuksista. Tanskassa valvontajakso kestää yhden vuoden, kun taas muissa pohjoismaissa valvonta-

jakson pituus on 4–5 vuotta (Nordic Energy Regulators 2011: 23). Kaikilla pohjoismailla sähkön laatu on mukana valvonnassa yhtenä mittarina (Nordic Energy Regulators 2011: 9).

2.3 Sähköverkkotoiminnan kehitysnäkymät

Energiamarkkinavirasto on julkaissut Tiekartta 2020 -hankkeen tulokset vuonna 2011, jossa on selvitetty sähköverkkotoiminnan lähitulevaisuuden haasteita ja arvioitu mahdollisia kehityssuuntia (Energiamarkkinavirasto 2011a). Hankkeen tavoitteena on ollut selvittää, kuinka suomalaista valvontamallia tulisi kehittää ja minkälaisia muospaineita verkkotoiminta kohtaa keskipitkällä aikavälillä noin vuoteen 2020 saakka (Energiamarkkinavirasto 2011a: 1–4).

Tulevaisuudessa sähköverkkotoiminnassa tulee olemaan nykyistä enemmän merkitystä poliittisella päätöksenteolla, EU:n antamilla säännöksillä ja ohjeilla, sähköverkkoliiketoiminnan tuottovaatimuksien kasvulla, sähköverkkoalan ammattitaitoisella henkilöstöllä, toimitusvarmuuteen liittyvillä kiristyvillä vaatimuksilla sekä verkonhaltijan vastuun korostumisella. Tällä hetkellä Suomessa ollaan panemassa täytäntöön EU:n sisämarkkinoita koskevaa direktiivipakettia, jonka tarkoituksena on kehittää sähkökauppaa ja -markkinoita enemmän yhtenevään suuntaan jäsenmaiden välillä. EU:n antamat sähkömarkkinasäännöt ovat jäsenmaitaan sitovia ja näin ollen tulevaisuudessa kansallisten sääntelyviranomaisten oma päätäntävalta heikkenee. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 7, 17.)

Tiekartta 2020 -hankkeen pohjalta Energiamarkkinavirasto on määritellyt neljä megatrendiä, jotka tulevat todennäköisimmin vaikuttamaan sähköverkkotoimintaan Suomessa 2010-luvulla:

- 1) Sähköverkkojen investointitarve kasvaa,
- 2) Sähköriippuvuus kasvaa,
- 3) Päästötön sähköntuotanto lisääntyy ja

4) Sääntely eurooppalaistuu (Energiamarkkinavirasto 2011a: 8).

Suurimmalla osalla verkonhaltijoista on lähitulevaisuudessa se tilanne, että iso osa sähköverkosta tulee teknisen käyttöikänsä päähän. Tämä aiheuttaa huomattavan korvausinvestointien lisääntymisen. Vanhaa verkkoa uusittaessa ja uutta rakennettaessa tulee ottaa huomioon sähköverkolle nykyisin asetettavat vaatimukset ja tulevat vaatimukset. Tällöin vanhaa verkkoa ei ole järkevää uusida kaikilta osin käyttäen samoja tekniikoita kuin ennen. Uusittaessa verkkoa tulisi ottaa käyttöön uusien tekniikoiden hyödyt, jolloin saavutettavissa on entistä varmempi sähköverkko. Investointitarpeen kasvaessa ammattitaitoisesta henkilöstöstä tulee olemaan pula eläköitymisen ja energia-alan yleisen kiinnostavuuden vähenemisen myötä. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 8–9.)

Uusien laitteiden määrän ja järjestelmien älykkyyden kasvaessa, kasvaa myös yhteiskunnan sähköriippuvuus. Tällöin sähkön laadulle asetetaan entistä tiukempia vaatimuksia. Katkeamattomaan sähkönsaantiin aletaan kiinnittää entistä enemmän huomiota jo sähköverkon suunnitteluvaiheessa, kuten johtojen sijoittamiseen ja varmuutta parantavien uusien tekniikoiden käyttöön. Häiriötilanteiden korjaamisen, vian paikantamisen ja asiakastiedottamisen nopeuteen ja tarkkuuteen tullaan tulevaisuudessa kiinnittämään enemmän huomiota. Lisäksi jännitteen, taajuuden ja virran laadulle annetaan tiukempia sääntöjä, koska asiakkaiden sähköverkkoon liittämät laitteet vaativat ”hyvää sähköä” toimiakseen oikein. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 9–10.)

Päästöttömän sähköntuotannon lisääntyessä sähköverkkoverkkoihin tullaan lisäämään useita pieniä tuotantoyksiköitä, jotka toimivat uusiutuvilla energialähteillä. Valtio tukee uusiutuvilla energialähteillä tuotettua energiaa. Tulevaisuudessa asiakkaiden mikrotuotannon liittäminen verkkoon tulee lisääntymään, minkä tarkoituksena on lisätä yksittäisten asiakkaiden energiaomavaraisuutta. Lisäksi mikrotuotantolaitosten ylijäämäsähköä on tulevaisuudessa mahdollista syöttää jakeluverkkoon. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 11.)

Vaikka sähköverkkotoiminnan sääntely eurooppalaistuu koko ajan, valvonta tulee jatkossakin olemaan sekä kansallista että eurooppalaista. EU:sta tulevat säännöt kuitenkin pienentävät kansallisten viranomaisten päätäntävaltaa. Tavoitteena on saada aikaan Euroopan laajuiset yhtenäiset sähkömarkkinat. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 12.)

Sähköverkkotoiminnan tavoitetilan saavuttamiseksi vuonna 2020 vaaditaan pitkäjänteistä yhteistyötä niin viranomaisten kuin verkonhaltijoidenkin osalta. Viranomaisten määrittelymään valvontamallin tulee tulevaisuudessakin olla oikeudenmukainen kaikkia verkonhaltijoita kohtaan, kannustettava pitkäjänteiseen toimintaan sekä olla selkeä ja joustava. Lain-säädännön ja valvonnan tulee olla järkevissä mittasuhteissa ja ohjausvaikutuksiltaan selkeitä suhteessa verkonhaltijoiden niistä saamiin tuloksiin. Verkonhaltijoiden tulee toiminnassaan ottaa huomioon kestävän kehityksen toteutuminen uusienkin tekniikoiden käyttöönotamisen myötä. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 15.) Tavoitetilaa ja megatrendejä on havainnollistettu kuvassa 3. Kuvasta 3 havaitaan, että tulevaisuudessa mennään kohti päästötöntä sähkön tuotantoa lisäämällä uusiutuvien energialähteiden käyttöä. Tavoitetilan saavuttamiseksi verkostoautomaatio tulee lisääntymään, millä pyritään lisäämään mm. häiriötöntä sähkönsaantia. Lisäksi kuvasta 3 havaitaan, että tulevaisuuden Euroopan laajuiset sähkömarkkinat vaativat yhtenäistä ja yksityiskohtaista verkkotoiminnan ohjausta ja sääntelyä.



Kuva 3. Sähköverkkotoiminnan megatrendit Suomessa 2010-luvulla (Energiamarkkinavirasto 2011a: 8).

2.4 Työ- ja elinkeinoministeriön lakiehdotukset sähkömarkkinalakiin

Tällä hetkellä ajankohtaisena voidaan pitää sähkömarkkinalakiin suunniteltuja lisäyksiä ja muutoksia, jotka on suunniteltu tulemaan voimaan vuoden 2013 aikana (YLE uutiset 2013). Uuden lain tarkoituksena on parantaa verkkonhaltijoiden toimitusvarmuutta ja varautumista häiriötilanteisiin sekä panna täytäntöön EU:n kolmas energian sisämarkkinapaketti. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 2, 18.) Nykyiseen sähkömarkkinalakiin TEM (Työ- ja elinkeinoministeriö) ehdottaa muutettavaksi

- 9 § verkon kehittämisvelvollisuus ja
- 27 f § vakiokorvaus verkkopalvelun keskeytymisen vuoksi

ja lisättäväksi

- x § maakaapeleita vaarantava työ ja maakaapeleiden sijainnin selvittäminen,

- x § ennaltaehkäisevät toimenpiteet jakeluverkon reunusmetsässä,
- x § verkonhaltijan varautumissuunnittelu,
- x § verkonhaltijan yhteistoimintavelvollisuus häiriötilanteissa ja
- x § jakeluverkonhaltijan tiedottaminen asiakkaille häiriötilanteissa.

(Työ- ja elinkeinoministeriö 2012.)

Verkon kehittämisvelvollisuuteen lakiehdotuksessa lisättäisiin laatuvaatimuksia ja tarkennettaisiin verkon kehittämisvelvollisuuden määräytyksiä. Laatuvaatimuksien mukaan sähkönjakelun toimitusvarmuutta on parannettava ja niiden perusteella jakeluverkko tulisi ylläpitää, rakentaa ja suunnitella niin, että myrskyn tai lumikuorman aiheuttama vika ei aiheuttaisi asiakkaalle taajama-alueella yli 6 tuntia eikä muilla alueilla yli 24 tuntia (vaihtoehtoisesti 36 tuntia) kestävä sähkönjakelun keskeytymistä. Jakeluverkonhaltijan osalta laatuvaatimukset tulisi täyttää kolmessa portaassa 15 vuoden kuluessa lain voimaantulosta. Ensimmäisessä portaassa laatuvaatimukset tulisi täytyä vähintään 50 % jakeluverkon asiakkaista 7 vuoden kuluessa lain voimaantulosta. Toisessa portaassa laatuvaatimukset tulisi täytyä 75 % jakeluverkon asiakkaista 4 vuoden kuluessa ensimmäisen portaan päättymisestä. Viimeisessä portaassa kaikkien jakeluverkon asiakkaiden tulisi täyttää laatuvaatimukset 4 vuoden kuluttua toisen portaan päättymisestä. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 3, 7–8.)

Lisäksi Energiateollisuus (jäljempänä ET; elinkeino- ja työmarkkinapoliittinen järjestö sähkö- ja kaukolämpöalalla) on antanut omat toimitusvarmuutta koskevat suosituksensa normaalitilanteiden vikakeskeytyksille (Energiateollisuus 2010). Edellä mainittujen lakiehdotusten ja suositusten myötä muodostuu toimitusvarmuudesta jakeluverkoille yksi osa-alue suunnittelun ja mitoituksen perusteeksi (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 3). Taulukossa 1 on listattu lakiehdotuksen ja ET:n jakeluverkon suunnittelua ja mitoitusta ohjaavat kriteerit.

Taulukko 1. TEM:n lakiehdotuksen ja ET:n suositusten mukaiset raja-arvot toimitusvarmuudelle (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 3; Energiateollisuus 2010: 5).

TEM:n lakiehdotus	ET:n suositukset
Myrkystä tai lumikuormasta aiheutuva sähköjakelun keskeytys asiakkaalle taajamissa enintään 6 tuntia.	Tavoitetaso cityssä: <ul style="list-style-type: none"> · Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 1 tunti vuodessa · Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: Ei lyhyitä katkoja
	Tavoitetaso taajamissa: <ul style="list-style-type: none"> · Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 3 tuntia vuodessa · Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: Enintään 10 kpl vuodessa
Myrkystä tai lumikuormasta aiheutuva sähköjakelun keskeytys asiakkaalle muilla alueilla enintään 24 tuntia (vaihtoehtoisesti 36 tuntia).	Tavoitetaso maaseudulla: <ul style="list-style-type: none"> · Kokonaiskeskeytysaika: Enintään 6 tuntia vuodessa · Lyhyiden keskeytysten (< 3 min) määrä: Enintään 60 kpl vuodessa

ET:n suositusten mukainen aluejaon perusmääritykset tehdään CLC-kartta-aineiston (Corine Land Cover) ja kaavoituksen pohjalta. Verkkoyhtiöllä on kuitenkin oikeus viimekädessä päättää oman jakelun alueensa aluejaosta. (Energiateollisuus 2010: 5.)

Verkon kehittämisvelvollisuuden tarkentuessa uuden lain myötä jakeluverkonhaltijan tulee laatia ja toimittaa viranomaisille verkon kehittämissuunnitelma. Se on laadittava niin, että sen toteuduttua verkon toimitusvarmuustaso tulee olemaan lain mukainen. Kehittämissuunnitelmassa tulee kiinnittää huomiota sähkösaannin varmistamiseen sellaisissa käyttöpaikoissa, jotka ovat tärkeitä toimintoja ja palveluita yhteiskunnan turvallisuuden ja johtamisen, väestön toimeentulon ja elinkeinoelämän toimintakyvyn kannalta. Kehittämissuunnitelman tulee ulottua toimitusvarmuuden tavoitetason saavuttamiseen saakka, jonka pituus on 15 vuotta lain voimaantulosta. Siinä on annettava yksityiskohtaiset selostukset toimenpiteistä kahden kalenterivuoden mittaisina jaksoina, mitkä järjestelmällisesti ja pitkäjänteisesti

ti parantavat sähköjakelun toimitusvarmuutta. Lisäksi kehityssuunnitelma pitää tarkastaa ja päivittää kahden vuoden välein. Kehittämisvelvollisuuden laiminlyönnistä Energiamarkkinavirasto voi määrätä jakeluverkonhaltijan tekemään kehittämissuunnitelman. Tämän määräyksen laiminlyömisestä Energiamarkkinavirasto voi antaa seuraamusmaksun tai jopa peruuttaa sähköverkkoluvan. Yksittäisen asiakkaan kohdalla tapahtuvasta mitoitustason laiminlyönnistä ei sen sijaan rangaista, vaan tällöin hyvitys tapahtuisi vakiokorvausten muodossa. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 4, 8–9.)

Vakiokorvausjärjestelmään ehdotetaan lisättäväksi kaksi lisäporrasta ja asiakkaille sähkökatkoista maksettaviin vakiokorvausten määrään ehdotetaan korotuksia. Ensimmäisen lisäportaan ehdot täyttyvät kun sähköjakelun keskeytys on kestänyt yli kahdeksan vuorokautta. Tällöin asiakkaalle maksettava vakiokorvaus on 150 % vuotuisesta siirtomaksusta. Toisen lisäportaan ehdot täyttyvät, kun sähköjakelun keskeytys on kestänyt yli 12 vuorokautta. Tällöin asiakkaalle maksettava vakiokorvaus on 200 % vuotuisesta siirtomaksusta. Vakiokorvausten maksimimäärää ehdotetaan korotettavaksi portaittain niin, että nykyisen kolmannen valvontajakson aikana vakiokorvauksen määrää nostettaisiin nykyisestä 700 eurosta 1000 euroon, neljännen valvontajakson aikana 1500 euroon ja viidennen valvontajakson aikana 2000 euroon. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 16–17.)

Lakiehdotuksessa keski- ja pienjännitemaakaapeleiden sijoittamista maanteiden varsille helpotettaisiin. Kaapeleiden sijoittamisessa maantiealueella tulee ottaa huomioon liikenneturvallisuus ja tienpidon vaatimukset. Tällä hetkellä nykyiset Liikenneviraston ohjeet keski- ja pienjännitemaakaapeleiden sijoittamisesta maantiealueella ovat varsin tiukat. Maakaapeleiden sijoittamisesta maantiealueelle helpotetaan poistamalla vaatimukset betonoinnista ja metallisesta suojaputkesta. Kaapeleiden sijoittaminen maantiealueelle edellyttää digitaalisen paikkatiedon luomista ja suojamerkin parantamista. Digitaaliset paikkatiedot maantiealueelle sijoitetuista kaapeleista keskitetään Johtotieto Oy:hyn. Mikäli työskentely aloitetaan maantiealueella, jonka läheisyydessä sijaitsee maakaapeleita, tulee sähköverkonhaltijan maksutta tulla näyttämään maakaapelien sijainti paikan päälle, antaa maakaapeleiden

digitaaliset paikkatiedot sekä antaa tarpeelliset ohjeet ja tiedot vaaran välttämiseksi työhön ryhtyjälle. Lakiehdotuksessa on lisäksi kohta, jossa sähköverkonhaltija määrätään keräämään digitaaliset paikkatiedot maakaapeleistaan ennen vuotta 2015. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 10–12.)

Sähkömarkkinalakiin ehdotetaan lisättäväksi säännös, joka antaisi jakeluverkon haltijalle laajemmat oikeudet puiden ja kasvien poistamiseen ilmajohtojen läheisyydestä. Tämän ehdotuksen pohjalta jakeluverkonhaltijan työntekijöillä on oikeus liikkua yksityisen mailla ja suorittaa johtoalueiden reunusmetsissä jakeluverkon varmuutta parantavia toimenpiteitä. Toimenpiteet eivät kuitenkaan saa aiheuttaa kohtuutonta haittaa maan omistajalle verrattuna jakeluverkon varmuuden paranemisesta saatavaan hyötyyn. Kiireellisissä tapauksissa jakeluverkon haltijan työntekijöillä on oikeus suorittaa jakeluverkon varmuutta parantavia toimenpiteitä ilman alueen omistajan tai haltijan lupaa. Muissa tapauksissa alueen omistajalle tai haltijalle on annettava mahdollisuus suorittaa jakeluverkon varmuutta parantavat toimenpiteet itse. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 13–14.)

Lakiehdotuksessa verkonhaltijoille lisättäisiin varautumisvelvoite, joka tehdään normaaliolojen häiriötilanteiden ja poikkeusolojen varalle. Tämä edellyttää varautumissuunnitelman tekemistä. Varautumissuunnitelmassa tulee ottaa huomioon sähkönsaanti suurille asiakaskeskittymille, usean asunnon sähkölämmitteiset kohteet ilman varalämmitysmahdollisuutta, vanhainkodit, sairaalat ja vastaavat kohteet sekä kriittiset viestiverkkojen tukiasemat. Varautumisvelvoite edellyttää järjestämään toimiva ”viranomaisomaislinja” toiminta-alueensa muihin viranomaisiin, verkonhaltijoihin, teleyrityksiin ja muihin infrastruktuurin haltijoihin. Lisäksi varautumisvelvoite edellyttää toimimaan yhteistyössä edellä mainittujen tahojen kanssa sähköverkon häiriötilanteissa. Varautumissuunnitelmasta on käytävä ilmi korjaus- ja varallaolohenkilöstön käyttö sekä vastuuhenkilö jakeluverkon häiriötilanteissa. Lakiehdotuksessa jakeluverkonhaltijan tulee antaa asiakkailleen tiedot jakeluverkon toimitusvarmuustasosta ja siihen vaikuttavista suunnitelmista sekä antaa yksilöllisiä varautumisohjeita sellaisille sähkönkäyttöpaikkojen asiakkaille, joiden sähkönsaannin turvaaminen

on erityisen tärkeää. Lisäksi jakeluverkon haltijan on toimitettava ohjeita asiakkailleen vähintään kahden vuoden välein varautumisesta sähkösaannin häiriötilanteita varten. Energiainfrastruktuurivirasto valvoo verkohaltijoiden varautumissuunnitelman toteuttamista ja tarvittaessa voi puuttua sen toteuttamiseen ja sisältöön. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 14–16.)

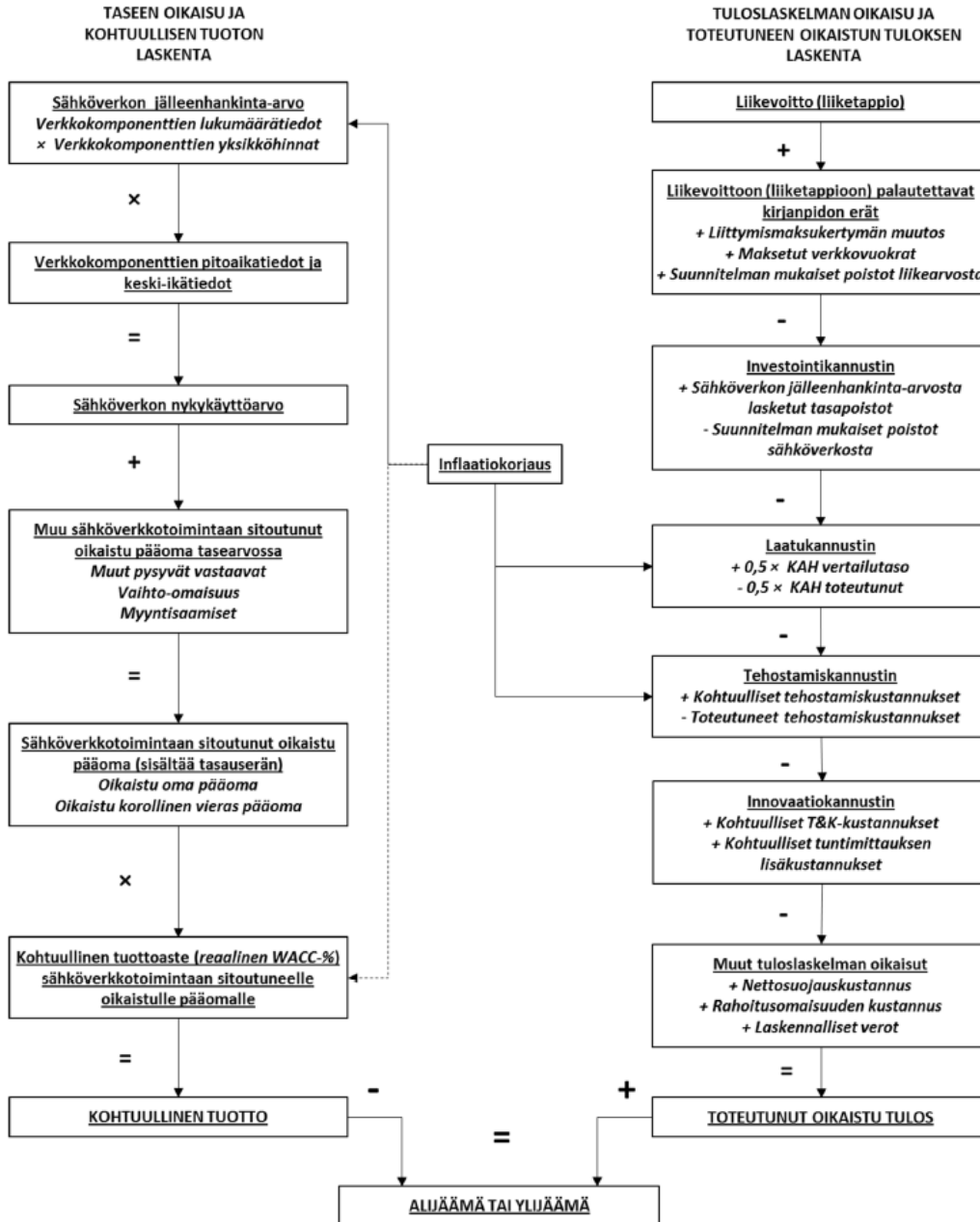
Asiakkaiden tiedottamisesta häiriötilanteissa parannettaisiin lakiehdotuksessa. Lakiehdotuksessa jakeluverkonhaltijoilla on velvollisuus antaa asiakkailleen viipymättä tiedote sähköjakeluhäiriön kestosta, laajuudesta ja sähköjen palautumisesta, mikäli häiriö koskettaa merkittävää osaa jakeluverkkoa. Tiedote voitaisiin toteuttaa esimerkiksi lähettämällä jakeluverkon asiakkaille tekstiviesti, josta kävisi ilmi edellä mainitut tiedot. (Työ- ja elinkeinoministeriö 2012: 16.)

3 HINNOITTELUN KOHTUULLISUUDEN VALVONTA KOLMANNELLA VALVONTAJAKSOLLA

Sähköverkkoliiketoiminnan kolmas valvontajakso käsittää siis vuodet 2012–2015. Kahden aikaisemman valvontajakson kokemuksen perusteella Energiamarkkinavirasto on kehittänyt valvontamallia parantamalla sen ymmärrettävyyttä, kehittämällä jo olemassa olevia valvontamenetelmiä sekä lisäämällä kannustimia. Valvontamallin perinpohjainen tarkoitus on pysynyt ennallaan ja sen tarkoitushan on ohjata verkonhaltijoita kohtuulliseen hinnoitteluun ja kehittämään liiketoimintaa pitkällä tähtäimellä. Erilaisten kannustimien kautta verkonhaltijoita kannustetaan investoimaan sähköverkkoon, sähköverkon varmuuteen, uusiin tekniikoihin ja tehostamaan toimintaansa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 1–2.)

Energiamarkkinavirasto julkaisee ennen uuden valvontajakson alkamista sähköverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat. Lisäksi Energiamarkkinavirasto on antanut määräyksen sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta ja sen päivitetty versio tuli voimaan 1.1.2013. Määräyksen nojalla verkonhaltijan tulee toimittaa vuosittain Energiamarkkinavirastolle suuri määrä taloutta ja verkko-toimintaa koskevia tunnuslukuja, joiden perusteella osittain valvotaan hinnoittelun kohtuullisuutta. (Energiamarkkinavirasto 2011c.)

Valvontamenetelmien suuntaviivoissa sähköverkkotoimintaa tarkastellaan erityetyn tilinpäätöksen pohjalta. Eriytetty tuloslaskelma oikaistaan valvontamallin suuntaviivojen mukaan, jolloin saadaan laskentaa varten oikaistu tulos. Samoin oikaistaan eriytetty tase, jonka pohjalta määritetään verkonhaltijakohtainen kohtuullinen tuotto. Oikaistun tuloksen ja kohtuullisen tuoton erotuksesta saadaan laskettua tilikauden ali- tai ylituotto. Valvontajakson päätteeksi annettavassa valvontapäätöksessä kertynyt ylituotto joudutaan palauttamaan asiakkaille siirtohintojen alennuksen muodossa. Alituotto on mahdollista kerätä asiakkailta siirtohintoja korottamalla seuraavan valvontajakson aikana. (Energiamarkkinavirasto 2011b.) Kuvassa 4 on esitetty kolmannen valvontajakson valvonnan keskeisimmät menetelmät ja toimintaperiaate.



Kuva 4. Kolmannen valvontajakson valvonnan keskeisimmät menetelmät ja toimintaperiaate (Energiamarkkinavirasto 2011b: 6).

Vaikka valvonnan tarkoituksena on ohjata verkonhaltijoita pitkäjänteiseen toimintaan, käytännössä yksittäisen valvontajakson lyhyt kestoaika ja usein muuttuvat määräykset hankaloittavat pitkäjänteistä toimintaa. Valvontajakson aikana muuttuvat määräykset voivat aiheuttaa verkonhaltijoille lisätyötä ja suunnitelmien muutoksia. Tästä syystä kulloinkin voimassa oleva valvontamalli tulee tuntea tarkoin ja lisäksi on pysyttävä ajan hermolla seuraamalla viranomaisten tiedotteita.

Tämän diplomityön yhteydessä tehtiin kirjallinen selvitys (Sarajärvi 2013) Roven (Rovaniemen Verkko Oy) eriytetyn tilinpäätöksen erien muodostumisesta ja vaikutuksista nykyisessä valvontamallissa. Tämä selvitys toimii lisämateriaalina tälle diplomityölle ja auttaa ymmärtämään valvontamallin toimintaa paremmin.

3.1 Eriytetyn tuloslaskelman oikaisu

Tuloslaskelman oikaisu aloitetaan sähköverkkoliiketoiminnan eriytetyn tuloslaskelman liikevoitosta (Energiamarkkinavirasto 2011b: 35). Sähköverkkotoiminnan eriyttäminen pohjautuu sähkömarkkinalain seitsemänteen lukuun (Sähkömarkkinalaki 1995/386). Liikevoitto saadaan, kun liikevaihtoon lisätään muut tuotot sekä vähennetään ostot, ulkopuoliset palvelut, henkilöstökulut, suunnitelman mukaiset poistot ja liiketoiminnan muut kulut kuvan 5 mukaisesti (Energiamarkkinavirasto 2012b).

LIKEVAIHTO
+/- Valmiiden ja keskeneräisten tuotteiden varastojen muutos
+ Valmistus omaan käyttöön
+ Liiketoiminnan muut tuotot
+ Liittymismaksutuotot
- Aineet, tarvikkeet ja energiaostot
- Ostot tilikauden aikana
- Häviösähkö
+/- Varastojen muutos
- Ulkopuoliset palvelut
- Ulkopuoliset palvelut
- Alueverkko- ja kantaverkkopalvelumaksut
- Henkilöstökulut
- Suunnitelmanmukaiset poistot
- Suunnitelmanmukaiset poistot liikearvosta
- Suunnitelmanmukaiset poistot sähköverkosta
- Suunnitelmanmukaiset poistot muista pysyvien vastaavien hyödykkeistä
- Muun omaisuuden poistoihin kirjatut verkko-omaisuuden poistot
- Arvonalentumiset
- Liiketoiminnan muut kulut
- Vuokrat
- Verkkovuokrat/Verkon leasingmaksut
- Verkkovuokrista eriteltyt käyttö- ja kunnossapitokustannukset
- Resurssivarauskorvaukset
- Vakiokorvaukset
- Sisäiset kulut
- Liiketoiminnan muut kulut
= LIKEVOITTO (-TAPPIO)

Kuva 5. Liikevoiton laskeminen (Muokattu lähteestä Energiamarkkinavirasto 2012b).

Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa tuotoiksi luetaan eriytettyyn tuloslaskelmaan merkityt tuotot. Tuottoja ovat esimerkiksi verkkopalvelumaksut, verkkotoimintaan liittyvä palveluiden myynti, siirtokelpoiset liittymismaksut ja vuokratuotot. Liittymismaksut, jotka ovat siirto- ja palautuskelpoisia, käsitellään siten, että tuotoiksi huomioidaan liittymismaksurahaston vuosittainen nettomuutos. Verkkovuokria, verkko-osuuden myyntiä, liikearvosta tehtyjä suunnitelman mukaisia poistoja sekä sähköverkon hyödykkeistä tehtyjä suunnitelman mukaisia poistoja käsitellään tuottoihin rinnastettavina erinä oikaistun tuloksen laskennassa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 35.) Rahoitustuottoja ei kuitenkaan hyväksytä mukaan tuotoiksi, koska ne eivät ole varsinaista sähköverkkoliiketoimintaa (Energiamarkkinavirasto 2011b: 20).

Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa kustannuksiksi luetaan eriytettyyn tuloslaskelmaan merkityt kustannukset, joita ovat ostot tilikauden aikana, ulkopuoliset palvelut, henkilöstökulut ja liiketoiminnan muut kulut. Muita kustannuksia, kuten osa suunnitelman mukaisista poistoista sekä rahoitustuotot ja -kulut, oikaistaan suuntaviivoissa määritellyin menetelmin. Muista kuin sähköverkon hyödykkeistä tehtävät suunnitelman mukaiset poistot eivät sisälly eriytetyn tuloslaskelma liikevoittoon tai -tappioon, vaan ne huomioidaan verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman määrittelyssä. Nettosuojauskustannukset määritetään suojaustuoton ja suojauskustannuksen erotuksesta. Lähtökohtaisesti suojauskustannuksia syntyy, kun maksuvalmiuden ylläpitämiseksi rahavaroja sijoitetaan lyhyellä aikavälillä vähäisen riskin sijoitusinstrumentteihin (esim. johdannaiset). Suojauskustannukset eivät kuitenkaan saa olla merkittävä osa yhtiön rahoitusomaisuuteen verrattuna, joten sille asetetaan lattia- ja kattotasot. Nämä saadaan, kun kerrotaan rahoitusomaisuus valvontamallin parametrilla C_D vieraan pääoman kustannus (kts. taulukko 5 s. 58). Rahoitusomaisuus voi olla enintään 5 % liikevaihdosta. Valvontamallissa rahoitusomaisuudeksi katsotaan kuuluvan lyhyt- ja pitkäaikaiset saamiset (poislukien myyntisaamiset, jotka huomioidaan taseen oikaisussa), rahoitusarvopaperit sekä rahat ja pankkisaamiset. Nettosuojauskustannusten kattotaso (tai lattiataso) ja rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus vähennetään liikevoitosta oikaistun tuloksen laskennassa. Rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus voi olla enintään nettosuojauskustannusten lattiataason suuruinen. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 37–41.)

Kun liikevoittoon palautetaan voitonjaon luonteiset erät ja vähennetään kannustimien vaikutus, saadaan laskennallinen tulos. Tätä tulosta korjataan lisäämällä tai vähentämällä nettomääräiset suojauskustannukset sekä vähentämällä verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus. Näin saadusta oikaistusta tuloksesta vähennetään vielä verojen osuus, jolloin lopuksi jäljelle jää toteutunut oikaistu tulos. Oikaistun tuloksen laskentaa on havainnollistettu kuvassa 6.

Liikevoitto (liiketappio)

- + Liikevoittoon (liiketappioon) palautettavat kirjanpidon erät
 - + *Taseeseen kirjattujen palautuskelpoisten liittymismaksujen kertymän vuotuinen nettomuutos*
 - + *Maksetut verkkovuokrat*
 - + *Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta*
- Investointikannustin
 - + *Sähköverkon jälleenhankinta-arvosta lasketut tasapoistot*
 - *Suunnitelman mukaiset poistot sähköverkosta*
- Laatu-kannustin
 - + *0,5 × Keskeytyskustannusten vertailutaso*
 - *0,5 × Toteutuneet keskeytyskustannukset*
- Tehostamiskannustin
 - + *Kohtuulliset tehostamiskustannukset*
 - *Toteutuneet tehostamiskustannukset*
- Innovaatiokannustin
 - + *Tutkimus- ja kehitystoiminnan kohtuulliset kustannukset*
 - + *Tuntimittauksen (enintään 63 A) kohtuulliset lisäkustannukset*

= Oikaistu liikevoitto (liiketappio)

- + Muut oikaisut
 - *Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuvat kustannukset*
 - +/- *Nettosuojaukskulut*

= Tulos ennen veroja

- *Yhteisöverovelvollisen verkonhaltijan laskennalliset yhteisöverot*

= Toteutunut oikaistu tulos

Kuva 6. Oikaistun tuloksen laskeminen (Energiamarkkinavirasto 2011b: 64).

3.1.1 Investointikannustin

Uutena menetelmänä kolmannelle valvontajaksolle lisätään investointikannustin, jonka tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa tekemään verkkoonsa korvaus- ja laajennusinvestointeja ja kehittämään sitä. Investointikannustin koostuu kahdesta osasta: poistomene-

telmästä ja riittävän investointitason seurannasta. Energiamarkkinavirasto seuraa investointimääriä vuosittain alkaen vuodesta 2013 (Energiamarkkinavirasto 2012c).

Poistomenetelmässä verkon jälleenhankinta-arvosta lasketuista tasapoistoista vähennetään eriytetyn tuloslaskelman suunnitelman mukaiset poistot ja arvonalentumiset sähköverkon arvosta kuvan 6 mukaisesti. Poistomenetelmän tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa tekemään korvausinvestointeja ja turvata riittävä tulotaso niiden tekemiseen. Verkon jälleenhankinta-arvon laskennallinen tasapoisto saadaan EMV:n määrittelemien verkkokomponenttien yksikköhintojen ja pitoaikojen perusteella. Suuntaviivoissa on määritelty laskukaava verkon jälleenhankinta-arvosta laskettaville tasapoistoille. Tasapoistot $JHATP_t$ [€] vuodelle t lasketaan yhtälöstä

$$JHATP_t = \sum_{i=1}^n \frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_i} = \frac{RKI_{t-1}}{RKI_{t-2}} \sum_{i=1}^n \frac{JHA_{t-1,i}}{pitoaika_i}, \quad (1)$$

missä $JHA_{t,i}$ on verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo [€] vuonna t vuoden t rahanarvossa, $pitoaika_i$ on verkkokomponentin i pitoaika [a] ja RKI_t on rakennuskustannusindeksi (1995=100) vuonna t . Rakennuskustannusindeksillä suoritetaan verkkokomponenttien yksikköhintojen inflaatiokorjaus vuosittain. Rakennuskustannusindeksinä käytetään tarkasteluvuotta edeltävän vuoden huhti-kesäkuun indeksilukujen keskiarvoa, jolloin rahanarvo on tarkasteluvuonna tiedossa etukäteen. Kansallisilla tai EU-tuilla rahoitetuille verkonosille lasketaan tasapoisto samaan tapaan kuin muillekin komponenteille, vaikka niitä ei oteta huomioon taseen oikaisussa sähköverkon arvoa laskettaessa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 10, 41–43.)

Toinen osa investointikannustimesta muodostuu korvausinvestointien seurannasta. EMV seuraa vuosittain verkon jälleenhankinta-arvosta laskettujen tasapoistojen ja tehtyjen korvausinvestointien suhdetta. Mikäli korvausinvestointeja tehdään enemmän kuin laskennallisen tasapoiston verran, syntyy korvausinvestointiylijäämää. Toisaalta mikäli korvausinves-

tointeja tehdään vähemmän kuin laskennallisen tasapoiston verran, syntyy korvausinvestointialijäämää. Nämä korvausinvestointien ali(yli)jäämät verkonhaltijan tulee (on mahdollista) kompensoida seuraavan valvontajaksojen aikana. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 43.)

EMV on antanut ohjeen (dnro 1184/402/2012) sähköverkkoinvestointien jaottelusta korvaus- ja laajennusinvestointeihin, mitä verkonhaltijoiden on noudatettava 1.1.2013 alkaen. Laajennusinvestoinneiksi ohjeessa katsotaan kuuluvaksi sellaiset investoinnit, joiden tarkoituksena on liittämismääräyksen nojalla liittää uudet liittymät sähköverkkoon. Uusien verkon osien rakentaminen luetaan laajennusinvestoinneiksi silloin, kun ne palvelevat uusia sähköverkon liittymiä. Laajennusinvestoinnit rahoitetaan lähtökohtaisesti liittymismaksuilla. Korvausinvestoinneiksi katsotaan kuuluvan siirto- ja kehittämismääräyksen nojalla sellaiset investoinnit, joiden tarkoituksena on korvata vanhoja sähköverkon komponentteja tai parantaa sähköverkon toimintaa. Korvausinvestointien syinä voivat edellä mainituin ehdoin olla:

- 1) sähköverkon komponentin käyttöikänsä päättymisen,
- 2) sähköverkon kapasiteetin muutostarve,
- 3) sähköverkon toimitusvarmuuden parantaminen
- 4) sähköverkon turvallisuuden parantaminen ja
- 5) sähköverkon energiatehokkuuden parantaminen.

Toisin sanoen korvausinvestointeja ovat kaikki muut investoinnit, jotka eivät ole ohjeessa määriteltyjä laajennusinvestointeja. (Energiamarkkinavirasto 2012c: 1–2.)

Investointikannustin kannustaa korvaamaan yli-ikäiset verkkokomponentit verkosta, koska niille valvontamalli ei salli kohtuullista tuottoa. Tällä pyritään ennalta ehkäisemään komponentin vikaantumisen aiheuttamia vikoja. Nykyinen valvontamalli ei huomioi sitä tilannetta, jossa verkkokomponentti korvataan ennen sen pitoajan päättymistä. Tällöin korvatussa komponentista ei saada kohtuullista tuottoa koko sen elinkaaren ajalta. Suurille kom-

ponenteille, kuten päämuuntajille, voidaan tehdä osittainen korvausinvestointi, jolloin komponentille saadaan lisää ”elinaikaa” (Energiamarkkinavirasto 2011b: 18).

3.1.2 Laatukannustin

Laatukannustimen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa kehittämään sähkönsiirron ja -jakelun laatua. Laatukannustimessa seurataan keskeytyskustannusten määrää. Kannustinvaikutusta syntyy, kun toteutuneet keskeytyskustannukset alittavat tai ylittävät verkonhaltijakohtaisen keskeytyskustannusten referenssitason. Tuloslaskelman oikaisussa huomioidaan puolet toteutuneiden ja referenssitason keskeytyskustannusten erotuksesta. Erotus eli mahdollinen laatubonus tai -sanktio voi olla suuruudeltaan maksimissaan 20 % kohtuullisesta tuotosta. Toinen puoli erotuksesta huomioidaan tehostamiskannustimessa, jotta kustannukset tulisivat kokonaisuudessaan huomioiduiksi valvontamallissa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 43–49.) Laatu- ja investointikannustin ovat osittain kytköksissä toisiinsa, koska investoitaessa verkkoon uutta varmuutta parantavaa tekniikkaa ja korvaamalla vanhoja verkonosia, voidaan olettaa myös sähkönsiirron laadun parantuvan.

Laatukannustimessa huomioidaan suunniteltujen ja odottamattomien keskeytysten sekä AJK:n ja PJK:n aiheuttama haitta. Tarkasteluvuonna toteutuneita keskeytyskustannuksia vertaillaan keskeytyskustannusten referenssitason. Eri vuosien keskeytyskustannukset tehdään vertailukelpoiseksi painottamalla keskeytyskustannuksia siirretyn energian määrällä sekä tekemällä inflaatiokorjaus kuluttajahintaindeksillä. Keskeytyksistä aiheutuvan haitan arvostamisessa käytetään kolmannella valvontajaksolla taulukon 2 mukaisia hintoja. Taulukon hinnat ovat vuoden 2005 rahanarvossa.

Taulukko 2. Kolmannella valvontajaksolla käytettävät keskeytyksistä aiheutuvien haittojen hinnat vuoden 2005 rahan arvossa (Energiamarkkinavirasto 2011b: 44).

Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		AJK	PJK
$h_{E,odott}$ [€/kWh]	$h_{,odott}$ [€/kW]	$h_{E,suunn}$ [€/kWh]	$h_{W,suunn}$ [€/kW]	h_{AJK} [€/kW]	h_{PKJ} [€/kW]
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Keskeytykskustannuksiin vaikuttavat keskeytysten määrä, siirretyn energian määrä, vuoden tuntimäärä sekä kuluttajahintaindeksillä tehtävä inflaatiokorjaus. Toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä aiheutunut haitta $KAH_{t,k}$ [€] vuodelle t , tarkasteluvuoden k rahanarvoon korjattuna, saadaan yhtälöllä

$$KAH_{t,k} = \left(\frac{KA_{odott,t} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \cdot h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \cdot h_{W,suunn} + AJK_t \cdot h_{AJK} + PJK_t \cdot h_{PKJ}}{T_t} \right) \cdot \frac{W_t}{T_t} \cdot \frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}}, \quad (2)$$

missä $KA_{odott,t}$ on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika vuonna t [h], $h_{E,odott}$ on odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa [€/kWh], $KM_{odott,t}$ on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysmäärä vuonna t [kpl], $h_{W,odott}$ on odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa [€/kW], $KA_{suunn,t}$ on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika vuonna t [h], $h_{E,suunn}$ on suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa [€/kWh], $KM_{suunn,t}$ on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla pai-

notettu keskeytysmäärä vuonna t [kpl], $h_{w,suunn}$ on suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa [€/kW], AJK_t on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t [kpl], h_{AJK} on aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa [€/kW] PJK_t on asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1–70 kV verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t [kpl], h_{PJK} on pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa [€/kW], W_t on verkonhaltijan verkosta 0,4 kV ja 1–70 kV jännitetasoilla asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t [kWh], T_t on vuoden t tuntien lukumäärä [h], KHI_{k-1} on kuluttajahintaindeksi vuonna $k-1$ ja KHI_{2004} on kuluttajahintaindeksi vuonna 2004. (EMV 2011: 45–46.) Liitteessä 1 on esimerkki vuosienergioilla painotettujen keskeytysaikojen ja määrien laskennasta.

Kolmannella valvontajaksolla keskeytyskustannusten referenssitaso määräytyy vuosien 2005–2010 keskeytyskustannusten perusteella. Kunkin tarkasteluvuoden referenssitaso saadaan, kun vuosienergioiden vaihtelun vaikutus poistetaan laskennasta. Keskeytyskustannusten referenssitaso $KAH_{ref,k}$ [€] vuodelle k lasketaan näin ollen yhtälöllä

$$KAH_{ref,k} = \frac{\sum_{t=2005}^{2010} \left(KAH_{t,k} \cdot \frac{W_k}{W_t} \right)}{6}, \quad (3)$$

missä $KAH_{t,k}$ toteutunut laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t vuoden k rahanarvossa [€], W_k on verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna k [kWh] ja W_t verkonhaltijan verkosta asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t , kilowattituntia [kWh]. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 48.)

Laatukannustimessa keskeytyskustannusten referenssitason päivitystapa ei ole tiedossa, joten se aiheuttaa hieman epävarmuutta laatuinvestointien suhteen pidemmällä aikavälillä. Mikäli referenssitaso määritettäisiin yhden valvontajakson keskiarvona, häviäisi laatuinvestointien myötä saatu keskeytyskustannusten väheneminen seuraavan valvontajakson aikana. Jos päivitys tapahtuisi koko aikajakson ajan, laatukannustimen vaikutus säilyisi, mutta pieneni ajan mittaan. Referenssitason pitäminen vakiona pitäisi myöskin kannustimesta saatavat hyödyt vakiona. (Energiamarkkinavirasto 2011a: 29.)

3.1.3 Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustin muodostuu verkonhaltijakohtaisesta tehostamistavoitteesta ja tehostamiskustannuksista. Kannustinvaikutus lasketaan kohtuullisten tehostamiskustannusten (*STOTEX*) ja toteutuneiden tehostamiskustannusten (*TOTEX*) erotuksena. Tehostamistavoite muodostuu yleisestä tehostamistavoitteesta ja verkonhaltijakohtaisesti määritettävästä tehostamistavoitteesta. Yleinen tehostamistavoite kolmannen valvontajakson aikana on 2,06 % vuodessa ja se perustuu sähköverkkotoimialan tuottavuuden kasvumahdollisuuksiin. Yleisen tehostamistavoitteen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijoita kustannustehokkaaseen toimintaan. Yrityskohtaisessa tehostamistavoitteessa suoritetaan tehokkuusmittaus verkonhaltijoiden kesken. Tehokkuusmittauksen tuloksena saadaan tehottomien verkonhaltijoiden tehostamispotentiaali verrattuna tehokkuusmittauksessa hyvin pärjänneisiin verkonhaltijoihin. Yrityskohtaisen tehostamistavoitteen tarkoituksena on kannustaa tehottomaksi havaittuja verkonhaltijoita saavuttamaan tehokkaan toiminnan taso. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 49–55, 60.)

Tehokkuusmittaukset eri verkonhaltijoiden välillä on toteutettu käyttäen StoNED-menetelmää (Stochastic Non-smooth Envelopment of Data). StoNED-menetelmällä on es-timoitu verkonhaltijoiden tehokasta kustannusrintamaa, jossa on käytetty yrityskohtaisiin keskiarvoihin perustuvia tilastoja vuosilta 2005–2010. Koska verkonhaltijoiden todellinen

kustannusrintama ja tehottomuus tiedetään tilastojen perusteella, saadaan myös estimaatin virhe mitatuksi. (Energiamarkkinavirasto 2011d; Sigma-Hat Economics 2010: 6.)

Kustannusrintaman estimoinnissa panosmuuttujina eli toiminnan kustannuksina käytetään verkonhaltijan eriytetyn tuloslaskelman mukaisia kontrolloitavissa olevia operatiivisia kustannuksia sekä keskeytyskustannusten puolikasta. Toinen puoli keskeytyskustannuksista huomioidaan laatukannustimessa. Verkonhaltijan i vuonna t toteutuneet tehostamiskustannukset $TOTEX_{i,t}$ [€] ja kontrolloitavissa olevat operatiiviset kustannukset $KOPEX$ [€] laskeaan yhtälöillä

$$TOTEX_{i,t} = KOPEX_{i,t} + 0,5 \cdot KAH_{i,t}, \quad (4)$$

ja

$$\begin{aligned} KOPEX = & \text{Aineet, tarvikkeet ja energiaostot} \\ & + \text{varastojen lisäys tai vähennys} \\ & + \text{henkilöstökustannukset} \\ & + \text{verkkovuokrat} \\ & \text{(siltä osin kuin ne sisältää kunnossapito kustannuksia)} \\ & + \text{vuokratulut} \\ & + \text{muut vieraat palvelut} \\ & + \text{sisäiset kustannukset} \\ & + \text{muut liiketoiminnan muut kustannukset} \\ & + \text{maksetut vakiokorvaukset} \\ & \text{(elleivät sisälly muihin kustannuksiin)} \\ & - \text{valmistus omaan käyttöön}, \quad (5) \end{aligned}$$

missä $KAH_{i,t}$ on keskeytyksistä verkonhaltijan i asiakkaille aiheutuva haitta [€] vuonna t . Häviösähkön osto ei sisälly $KOPEX$ iin. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 51–52.)

Tuotosmuuttujina eli toiminnan tuloksena kustannusrintaman estimoinnissa käytetään lopukäyttäjille ja toisille verkonhaltijoille siirretyn energian määrää, sähköverkon kokonaispi-tuutta ja asiakasmäärää. Lisäksi toimintaympäristömuuttujana käytetään KJ-verkon (keski-jännite) maakaapelointiastetta. Siirretyn energian määrä painotetaan eri jännitetasojen vuo-sien 2005–2010 keskimääräisillä siirtohinnoilla. Painokertoimet ovat kiinteät koko valvon-tajakson ajan, jolloin vältetään hintojen muutoksien ja inflaation vaikutuksilta. (Energia-markkinavirasto 2011b: 53.) Eri jännitetaso painokertoimet on esitetty taulukossa 3. Kus-tannusrintama sisältää 27 varjohintaprofiilia, joihin kukin verkonhaltija profiloituu tuotos-muuttujien perusteella saavuttaen maksimaaliset sallitut tehostamiskustannukset (Energia-markkinavirasto 2011d; liite 3).

Taulukko 3. Kolmannella valvontajaksolla eri jännitetasoilla siirretyn energiamäärän pai-nottamiseen käytettävät kertoimet (Energiamarkkinavirasto 2011g).

	Jännitetaso		
	0,4 kV	1–70 kV	110 kV
Painokerroin	1,00	0,43174	0,2711

Yrityskohtainen tehostamistarve lasketaan vuosien 2005–2010 tunnuslukujen keskimääräi-sistä arvoista. Keskimääräinen $TOTEX_{2005-2010}$ [€] vuoden 2010 rahanarvossa saadaan Energiamarkkinaviraston antamasta vahvistuspäätöksestä (Energiamarkkinavirasto 2011g) tai se voidaan laskea yhtälöllä

$$TOTEX_{i,2005-2010,ka} = \frac{\sum_{t=2005}^{2010} \left((KOPEX_{i,t} + 0,5 \cdot KAH_{i,t}) \frac{KHI_{2010}}{KHI_t} \right)}{6}, \quad (6)$$

missä $KOPEX_{i,t}$ on verkonhaltijan i vuoden t toteutuneet kontrolloitavissa olevat operatiivi-set kustannukset [€], $KAH_{i,t}$ on keskeytyksistä verkonhaltijan asiakkaille aiheutuva haitta

[€] ja *KHI* on kuluttajahintaindeksi. Tässä kohdassa kuluttajahintaindeksillä tehtävä inflaatiokorjaus tehdään käyttäen saman vuoden indeksipistelukuja, mikä poikkeaa tältä osin valvontamallin normaalikäytännöstä. Näin tehdään siksi, että kustannusrintaman estimointihetkellä vuosien 2005–2010 rahanarvot ovat luonnollisesti kyseisen vuoden arvossa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 52–53.)

*TOTEX*_{2005–2010}:n vertailutaso saadaan laskemalla keskimääräiset sallitut tehostamiskustannukset *STOTEX*_{2005–2010} vuosille 2005–2010. Verkonhaltijan *i* vertailutaso *STOTEX*_{*i*, 2005–2010, ka} [€] lasketaan malliin määriteltyä kustannusrintamaa käyttäen yhtälöllä

$$STOTEX_{i,2005-2010,ka} = C(\bar{y}_i) \cdot e^{\delta z_i + \varepsilon_i} = C(y_1, y_2, y_3) \cdot e^{\delta z_i + \varepsilon_i}, \quad (7)$$

missä *C* on estimoitava kustannusfunktio, eli verkonhaltijoiden kohtuullisten tehostamiskustannusten rintama [€], \bar{y}_i on tuotosmuuttujien vektori, missä y_1 on siirretyn energian määrä [GWh], y_2 on sähköverkon kokonaispituus [km] ja y_3 on asiakasmäärä [kpl]), δ on KJ-verkon maakaapelointiasteen keskimääräinen kustannusvaikutus, z_i verkonhaltijan *i* maakaapelointiaste ja ε_i on verkonhaltijan *i* tehottomuuden ja satunnaistekijöiden yhdistetty virhetermi. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 50–51.) *STOTEX*_{2005–2010}:n tuotosmuuttujien \bar{y}_i ja toimintaympäristömuuttujan *z* keskimääräiset arvot saadaan Energiamarkkinaviraston 23.11.2011 antamasta vahvistuspäätöksestä (Energiamarkkinavirasto 2011g).

Verkonhaltijakohtaisen tehostamistavoitteen mukainen taso tulee saavuttaa vuoteen 2019 mennessä eli siirtymäaika on yhteensä kahdeksan vuotta. Näin ollen verkonhaltijakohtainen vuotuinen tehostamisprosentti X_i [%] saadaan yhtälöllä

$$X_i = 1 - \sqrt[8]{\frac{STOTEX_{i,2005-2010,ka}}{TOTEX_{i,2005-2010,ka}}} \cdot (1 - 2,06\%), \quad (8)$$

missä $STOTEX_{i, 2005-2010, ka}$ on verkonhaltijan i keskimääräiset sallitut tehostamiskustannukset vuosille 2005–2010 [€], $TOTEX_{i, 2005-2010, ka}$ on verkonhaltijan i vuosien 2005 – 2010 tehostamiskustannusten keskiarvo, vuoden 2010 hintatasossa [€]. Kahdeksas juuri tulee siirtymäajan pituudesta ja 2,06 % tulee yleisestä tehostamistavoitteesta. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 55.) Verkonhaltijan i vuonna t laskettavat sallitut tehostamiskustannukset $STOTEX_{i,t}$ [€] vuoden 2010 rahanarvossa saadaan yhtälöllä

$$STOTEX_{i,t} = \left(\frac{KHI_{t-1}}{KHI_{2009}} \right) \cdot (1 - X_i)^{t-2010} \cdot \hat{C}(\bar{y}_{i,t}, z_{i,t}), \quad (9)$$

missä KHI_{t-1} on kuluttajahintaindeksi vuonna $t-1$, KHI_{2009} on kuluttajahintaindeksi vuonna 2009, X_i on verkonhaltijan i verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite [%], \hat{C} on verkonhaltijoiden kustannusrintama vuonna 2010 vuoden 2009 hintatasossa [€], t on tarkasteluvuosi, $y_{i,t}$ verkonhaltijan i tuotosmuuttujien vektori vuonna t ja $z_{i,t}$ on verkonhaltijan i KJ-verkon kaapelointiaste vuonna t (Energiamarkkinavirasto 2011b: 55–56). Koska $STOTEX$ lasketaan vuosittain, tulee verkonhaltijoiden tuotosmuuttujissa ja toimintaympäristömuuttujissa tapahtuvat muutokset huomioiduiksi joka vuosi. Käytännössä tämä tarkoittaa sitä, että tuotosmuuttujien ja maakaapelointiasteen kasvattaminen kasvattavat vuotuisia sallittuja tehostamiskustannuksia. (Energiamarkkinavirasto 2011e: 18.)

Tehostamiskannustimen vuosittainen kannustinvaikutus saadaan sivun 29 kuvan 4 mukaisesti vähentämällä kohtuullisista tehostamiskustannuksista ($STOTEX_{i,t}$) toteutuneet tehostamis- kustannukset ($TOTEX_{i,t}$). Tehostamiskannustimen laskennan vaiheet on käyty läpi esimerkin avulla liitteessä 3.

3.1.4 Innovaatiokannustin

Uutena menetelmänä kolmannelle valvontajaksolle lisättiin innovaatiokannustin. Sen tarkoituksena on kannustaa verkonhaltijaa edistämään tutkimus- ja kehitys (T&K) toimintaan

tulevaisuuden haasteita varten. Haasteita tulevaisuudessa tulee olemaan älykkäiden sähköverkkojen ja uusien tekniikoiden käyttöönotto, joista varsinkin käyttöönoton alkuvaiheissa voi syntyä T&K-kustannuksia. Lisäksi innovaatiokannustimen toinen osa kannustaa verkkonhaltijoita nopeuttamaan enintään 63A pääsulakkeilla olevien käyttöpaikkojen tuntimitaukseen perustuvan taseselvityksen käyttöönottoa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 60–62.)

Innovaatiokannustin koostuu kahdesta osasta: tutkimus- ja kehityskustannuksista ja tuntimitauksesta aiheutuvista operatiivisista kustannuksista. T&K-kustannuksiin luetaan yleisesti toiminta, joka tähtää suoraan uuden tiedon, teknologian ja tuotteiden synnyttämiseen. Tällaisia toimintoja ovat mm. älykkäisiin sähköverkkoihin liittyvät ratkaisut sekä käytössä olevan teknologian parantaminen tai päivittäminen, mutta ei niiden ylläpito. Tutkimustoiminta käsittää yleisesti uuden tiedon hankkimiseen, arvioimiseen ja soveltamiseen liittyvän toiminnan ja lisäksi tiedon kokoamisen uuden teknologian tai tuotteiden synnyttämistä varten. Kehitystoiminnaksi luetaan tutkimustuloksien tai muun vastaavan tiedon soveltamista aikaisempien olennaisesti parempien tuotteiden, järjestelmien, palveluiden ja prosessien suunnitteluun liittyvää toimintaa ennen kaupallisen tuotannon tai käytön aloittamista. Opinnäytetyöt voidaan hyväksyä T&K-kustannuksiksi, jos ne liittyvät suoraan sähköverkkotoimintaan tutkimukseen ja kehitykseen edellä mainituin ehdoin. (Energiamarkkinavirasto 2012d: 1–3.)

Toinen osa innovaatiokannustinta käsittelee enintään 63A pääsulakkeilla varustettuja tuntiluennassa olevia sähkönkäyttöpaikkoja. Innovaatiokannustimeen voidaan laskea mukaan käyttöpaikkakohtainen operatiivisten vuosikustannusten kannustin (5 €/käyttöpaikka, vuosi), jos käyttöpaikan pääsulakkeen koko on enintään 63 A ja sen taseselvitys tehdään asiankuuluvalla tuntimitauslaitteistolla. Kannustinvaikutus on määritetty paikallisesti luettavan ja etäluettavan mittarin operatiivisten kustannusten erotuksesta. Etäluennan suunnittelusta, hankinnasta ja käyttöönotosta aiheutuvia kustannuksia ei hyväksytä innovaatiokan-

nustimeen, koska ne tulee huomioiduksi taseen oikaisussa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 61.)

Innovaatiokannustimeen luettavat kohtuulliset kustannukset vähennetään liikevoitosta oikaistun tuloksen laskennassa sivun 29 kuvan 4 mukaisesti. T&K-kustannukset saavat olla kuitenkin suuruudeltaan maksimissaan 0,5 % eriytetyn tuloslaskelman verkkotoiminnan liikevaihdosta (Energiamarkkinavirasto 2011b: 62).

3.2 Eriytetyn taseen vastaavaa puolen oikaisu

Sähköverkkotoiminnan eriytetyn taseen vastaavaa puoli oikaistaan kohtuullisen tuottotason laskennassa. Vastaavaa puolen oikaisussa määritetään verkkotoimintaan sitoutuneen pääoman oikaistu arvo. Muut tase-erät joko huomioidaan tasearvossaan tai eliminoidaan kohtuullisen tuoton laskennassa. Taseen vastaavaa puolen oikaisua on havainnollistettu kuvassa 7.

Vastaavaa	
Eriytetty tase	Oikaistu tase
Pysyvät vastaavat	Pysyvät vastaavat
<i>Sähköverkko</i>	<i>Sähköverkko nykykäyttöarvossa</i>
<i>Liikearvo</i>	
<i>Sijoitukset</i>	
<i>Muut pysyvät vastaavat</i>	<i>Muut pysyvät vastaavat tasearvossa</i>
Vaihtuvat vastaavat	Vaihtuvat vastaavat
<i>Vaihto-omaisuus</i>	<i>Vaihto-omaisuus tasearvossa</i>
<i>Myyntisaamiset</i>	<i>Myyntisaamiset tasearvossa</i>
<i>Rahoitusomaisuus</i>	
	<i>Pakollisiin varauksiin sisältyvä laskennallinen verosaaminen</i>
<hr/> <hr/> Vastaavaa yhteensä	<hr/> <hr/> Oikaistun taseen loppusumma

Kuva 7. Taseen vastaavaa puolen oikaisun periaate (Energiamarkkinavirasto 2011b: 24).

Sähköverkkotoiminnan eriytetyn taseen vastaavaa puolen sähköverkkoon sitoutunut pääoma korvataan (oikaistaan) valvontamenetelmissä määritellyllä sähköverkon jälleenhankinta-arvosta lasketulla nykykäyttöarvolla. Sähköverkolla tarkoitetaan sähkömarkkina-alaissa määriteltyä sähköverkkoa (kts. kappale 2). Verkonhaltijan sähköverkon jälleenhankinta-arvo arvostetaan vuosittain tammikuun ensimmäisen päivän tilannetta vastaavaksi. Sähköverkon jälleenhankinta-arvo määritetään EMV:n suuntaviivoissa määriteltyjen verkkokomponenttikohtaisten standardiyksikköhintojen ja verkonhaltijan ilmoittamien komponenttien määrätietojen perusteella. Hyvin perustelluista syistä standardiyksikköhintoina voidaan käyttää verkonhaltijakohtaisia arvoja ja pitoaikoja voidaan muuttaa EMV:n sallimissa rajoissa. Standardiyksikköhinnat inflaatiokorjataan vuosittain rakennuskustannusindeksillä (kts. taulukko 5 s. 58). EU tai kansallisilla tuilla rahoitettuja sähköverkon investointeja ei oteta huomioon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvon määrittämiseen, eikä niille näin ollen sallita kohtuullista tuottoa. Tällaiset verkonosat kuitenkin huomioidaan investointikannustimen tasapoistojen laskennassa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 14–16.) Kaikkien muiden komponenttiryhmien i paitsi maakaapeleiden kokonaisjälleenhankinta-arvo $JHA_{i,t,tot}$ [€] tarkasteluvuonna t lasketaan yhtälöllä

$$JHA_{i,t,tot} = \frac{RKI_{t-1}}{RKI_{t-2}} (n_i \cdot JHA_{i,t-1}), \quad (10)$$

missä RKI on rakennuskustannusindeksi, $JHA_{i,t-1}$ on komponenttiryhmän i standardiyksikköhinta [€] tarkasteluvuotta edeltävänä vuotena ja n_i on tietyn komponentti ryhmän i kokonaisuusmäärä.

Maakaapeleiden osalta jälleenhankinta-arvo lasketaan määrätietojen ja verkonhaltijakohtaisen kaivuunyksikköhinnan perusteella. Kaivuunolosuhteet on jaettu neljään olosuhteeseen, jotka on määritelty käyttäen CLC-karttapohja-aineistoa, asemakaavoitusta ja sanallisia määritel-

miä. (Energiamarkkinavirasto 2011f). Kullekin kaivuolosuhteelle on EMV:n suuntaviivoissa annettu hinta (kts. liite 2), joka inflaatiokorjataan joka vuosi rakennuskustannusindeksillä. Kaivuunyksikköhinta saadaan laskettua joko suuntaviivoissa määriteltyjen yhteiskäyttösuuskertoimien avulla tai käyttämällä todellisia kaapelioja pituuksia. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 16–17, 69.) Taulukossa 4 on esitetty kaivuunyksikköhinnan laskennassa käytetyt yhteiskäyttösuuskertoimet sekä kaivuolosuhteiden lajittelu.

Taulukko 4. Kaivuolosuhteiden lajittelu ja yhteiskäyttösuuskertoimet (Energiamarkkinavirasto 2011b: 17).

Kaivuolosuhde	Yhteiskäyttösuus	
	20 kV	0,4 kV
Helppo (esim. haja-asutusalue)	1,1	1,5
Tavallinen (esim. taajama)	1,2	1,75
Vaikea (esim. kaupunki)	1,3	2,0
Erittäin vaikea (esim. suurkaupunkien ydinkeskusta)	2,0	3,0

Maakaapeloinnin jälleenhankinta-arvo riippuu vuosittain tarkastettavasta tietyissä kaivuolosuhteissa käytössä olevista PJ (pienjännite)- ja KJ -maakaapeleiden pituuksista, jos laskennassa käytetään yhteiskäyttösuuskertoimia. Maakaapeloinnin jälleenhankinta-arvo JHA_i lasketaan seuraavilla yhtälöillä neljässä vaiheessa:

Vaihe 1. Lasketaan olosuhdejaottelun perusteella kaivuulle jälleenhankinta-arvo JHA_{kaivu} [€] käyttäen joko a) yhteiskäyttösuuskertoimia tai b) todellisia ojapituuksia yhtälöllä

$$a) JHA_{\text{kaivu}} = \sum_{i=\text{helppo}}^{\text{erittäin vaikea}} \left(\left(\frac{KJ_{\text{pituus},i}}{YKO_{KJ,i}} + \frac{PJ_{\text{pituus},i}}{YKO_{PJ,i}} \right) \cdot YHK_i \right), \quad (11)$$

$$b) JHA_{\text{kaivu}} = \sum_{i=\text{helppo}}^{\text{erittäin vaikea}} (OT_i \cdot YHK_i), \quad (12)$$

missä $KJ_{\text{pituus},i}$ on KJ-maakaapeleiden pituus [km] olosuhteessa i , $PJ_{\text{pituus},i}$ on PJ-maakaapeleiden pituus [km] olosuhteessa i , $YKO_{KJ,i}$ on KJ-maakaapeleiden yhteiskäyttöosuus kerroin olosuhteessa i , $YKO_{PJ,i}$ on PJ-maakaapeleiden yhteiskäyttöosuus kerroin olosuhteessa i , YHK_i on yksikköhinta kaivuulle [€/km] olosuhteessa i ja OT_i on todellinen maakaapeliojan pituus [km] olosuhteessa i .

Vaihe 2. Lasketaan apuyksikköhinta MKM maakaapelikilometrille [€/km] yhtälöllä

$$MKM = \frac{JHA_{\text{kaivu}}}{KJ_{\text{pituus,tot}} + PJ_{\text{pituus,tot}}}, \quad (13)$$

missä $KJ_{\text{pituus,tot}}$ on KJ-maakaapeleiden kokonaispituus [km] ja $PJ_{\text{pituus,tot}}$ on PJ-maakaapeleiden kokonaispituus [km].

Vaihe 3. Lasketaan yksikköhinta MH_i [€/km] maakaapelilajille i yhtälöllä

$$MH_i = MH_{EMV,i} + MKM, \quad (14)$$

missä $MH_{EMV,i}$ on EMV:n suuntaviivoissa määritelty maakaapelilajin i yksikköhinta [€/km].

Vaihe 4. Lasketaan maakaapelilajin lopullinen jälleenhankinta-arvo JHA_i [€] yhtälöllä

$$JHA_i = MH_i \cdot M_{\text{pituus}}, \quad (15)$$

missä M_{pituus} on maakaapelilajin pituus [km]. (Simola 2012.)

Koko sähköverkon jälleenhankinta-arvo saadaan laskemalla kaikkien tosiasiallisessa käytössä olevien verkkokomponenttien jälleenhankinta-arvojen summa (Energiamarkkinavirasto 2011b: 16).

Jälleenhankinta-arvosta saadaan komponenttiryhmittäin laskettua sähköverkon nykykäyttöarvo verkonhaltijan ilmoittamien komponenttien keski-ikä tietojen ja pitoaikojen perusteella. Keski-ään laskentaa varten verkonhaltijan on määritettävä jokaiselle sähköverkon komponentille ikätieto. Jos joltain verkkokomponentilta puuttuu ikätieto, syöttävä lähiverkko määrää verkkokomponentin iän. Mikäli syöttävän lähiverkon ikätieto puuttuu, käytetään verkkokomponentin ikänä 70 %:a sen pitoajasta. Pitoajat ovat verkonhaltijan EMV:lle ilmoittamia valvontamenetelmien mukaisia verkkokomponenttiryhmien teknis-taloudellisia pitoaikoja. Verkkokomponenttiryhmän i nykykäyttöarvo $NKA_{t,i}$ [€] vuoden t rahanarvossa lasketaan yhtälöllä

$$NKA_{t,i} = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_{t,i}}{\text{pitoaika}_i}\right) \cdot JHA_{t,i} , \quad (16)$$

missä $\text{keski-ikä}_{t,i}$ on verkkokomponentin i määrätiedolla painotettu ikätieto vuoden t alussa, $\text{pitoaika}_{t,i}$ on verkkokomponentin i valvontamenetelmän teknis-taloudellinen pitoaika ja $JHA_{t,i}$ on verkkokomponentin i kaikkien komponenttien yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo [€] vuonna t vuoden t rahanarvossa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 17–18.) Koko sähköverkon nykykäyttöarvo saadaan laskemalla kaikkien tosiasiallisessa käytössä olevien verkkokomponenttien nykykäyttöarvojen summa

Nykykäyttöarvon laskennassa poikkeuksen muodostavat tietojärjestelmät, perushuolletut päämuuntajat (jäljempänä PM), 400 kV ja 110 kV johtokadut ja sähköasematontit. Koska tietojärjestelmiä päivitetään usein, käytetään niille koko kolmannen valvontajakson ajan

keski-ikäni puolta niiden pitoajasta. Johtokaduille ja sähköasematonteille ei määritetä ikää, joten niiden NKA säilyy JHA:n suuruisena koko valvontajakson ajan. Perushuollolla voidaan päämuuntajien käyttöikä pidentää 20 vuodella kerran sen elinkaaren aikana. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 18.)

Eriytetyn taseen pysyvien vastaavien muiden kuin sähköverkon hyödykkeiden osalta oikaisua ei tehdä, vaan ne huomioidaan tasearvossaan kohtuullisen tuoton laskennassa. Pysyvien vastaavien sijoitukset eliminoidaan pois kohtuullisen tuoton laskennasta, koska niillä tavoitellaan mm. voittoa ja liiketoiminnan laajentamista. Edellä kuvatun kaltainen sijoitustoiminta ei kuulu varsinaiseen sähköverkkotoimintaan, joten niitä ei myöskään huomioida kohtuullisen tuoton laskennassa. Sijoituksista saatavat rahoitustuotot eliminoidaan oikaistun tuloksen laskennasta. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 19–20.)

Vaihtuvien vastaavien osalta kohtuullisen tuoton laskennasta eliminoidaan pois kaikki muut paitsi vaihto-omaisuus ja myyntisaamiset, jotka huomioidaan laskennassa tasearvossaan. Rahoitusomaisuuden hallinta ei ole varsinaista sähköverkkotoimintaa, eikä sitä näin ollen oteta huomioon kohtuullisen tuoton laskennassa. Sähköverkkotoiminnan turvaamiseksi välttämättömästä rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus otetaan kuitenkin huomioon oikaistun tuloksen laskennassa. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 20.)

3.3 Eriytetyn taseen vastattavaa puolen oikaisu

Omaksii pääomaksi luetaan eriytetyn taseen mukainen oma pääoma tasearvossaan. Lisäksi omaan pääomaan luetaan poistoeron ja vapaaehtoisten varausten oman pääoman määrä, joka saadaan kun niiden kokonaissummasta vähennetään verojen osuus. Verojen osuus riippuu tarkasteluvuonna voimassa olevasta yhteisöveron suuruudesta. Oikaistujen vastattavaa puolen ja vastaavaa puolen erotus ns. tasauserä lisätään omaan pääomaan tasaamaan

oikaistun taseen molemmat puolet yhtä suuriksi. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 21, 24). Vastattavaa puolen oikaisua on havainnollistettu seuraavalla sivulla kuvassa 8.

Konserniavustusten vaikutus oikaistuun taseeseen on tehty niin, että ilman konsernirakennetta toimivien yhtiöiden kohtelu olisi tasavertaista. Annettujen konserniavustusten oman pääoman määrä kasvattaa oikaistun taseen oman pääoman määrää, koska ilman konsernirakennetta toimivien yhtiöiden osalta kyseinen erä kirjautuisi taseen vastattavaa puolen kohtaan tilikauden voitto. Tilinpäätöshetkellä maksamattoman konserniavustuksen oman pääoman määrä lisätään oikaistun taseen omaan pääomaan ja vastaavasti vähennetään korottomista veloista. Tällöin korottomiin velkoihin jää maksetun konserniavustuksen verovelan osuus. Tilinpäätöshetkellä maksetun konserniavustuksen oman pääoman määrä lisätään oikaistun taseen vastaavaa puolen omaan pääomaan ja vastaavaa puolen rahoitusomaisuuteen. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 21.)

Vastattavaa	Oikaistu tase
Eriytetty tase	
Oma pääoma	Oma pääoma
<i>Oma pääoma</i>	<i>Oma pääoma tasearvossa</i>
<i>Pääomalainat</i>	<i>Annettujen konserniavustusten oman pääoman osuus</i>
	<i>Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten oman pääoman osuus</i>
	- <i>Saadut konserniavustukset</i>
	<i>Oikaistun taseen tasauserä</i>
Tilinpäätössiirtojen kertymä	
<i>Poistoero ja varaukset</i>	
Pakolliset varaukset	
<i>Pakolliset varaukset</i>	
Vieras pääoma	Vieras pääoma
Korollinen	Korollinen
<i>Korolliset velat</i>	<i>Korolliset velat tasearvossa</i>
	<i>Pääomalainat tasearvossa</i>
	- <i>Annettujen (maksamattomien) konserniavustusten oman pääoman osuus</i>
Koroton	Koroton
<i>Korottomat velat</i>	<i>Korottomat velat tasearvossa</i>
	- <i>Annettujen (maksamattomien) konserniavustusten oman pääoman osuus</i>
	<i>Pakolliset varaukset tasearvossa</i>
	<i>Poistoeroon ja vapaaehtoisiin varauksiin sisältyvä laskennallinen verovelka</i>
<hr/> <hr/> Vastattavaa yhteensä	<hr/> <hr/> Oikaistun taseen loppusumma

Kuva 8. Taseen vastattavaa puolen oikaisun periaate (Energiamarkkinavirasto 2011b: 24).

Saadut konserniavustukset pienentävät oman pääoman määrää, koska ilman konsernirakennetta toimivien yhtiöiden osalta kyseinen erä kirjautuisi taseen vastattavaa puolen kohtaan tilikauden tappio. Saadut konserniavustukset vähennetään omasta pääomasta sekä saamisista tai kassasta, riippuen siitä missä muodossa konserniavustus on annettu. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 21.)

Vieras pääoma jaetaan korollisiin ja korottomiin velkoihin. Korollisia pitkäaikaisia velkoja ovat esimerkiksi pankki-, eläke- ja muut lainat. Lainojen lyhennyserät ovat myös korollista vierasta pääomaa ja ne esitetään eriytetyn taseen lyhytaikaisessa vieraassa pääomassa. Pääomalainat sekä verkonomistajilta saadut lainat käsitellään taseen oikaisussa korollisena pääomana. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 22.)

Korottomaan vieraaseen pääomaan kuuluvat siirto- ja palautuskelpoisten liittymismaksujen kertymä 31.12.2004 mennessä tasearvossaan, ostovelat, siirtovelat ja muut lyhytaikaiset velat. Vastaavat liittymismaksut, jotka ovat verkkoyhtiön hallinnassa vuoden 2004 lopussa mutta merkitty muiden (esim. omistajan) taseeseen, lasketaan korottomaksi velaksi. Uusien, vuoden 2004 jälkeen tehtyjen, siirto- ja palautuskelpoisten liittymien osalta tarkastellaan liittymismaksukertymän vuosittaista nettomuutosta. Tämä muutos huomioidaan tulona oikaistua tulosta laskettaessa. Poistoerosta ja vapaaehtoisista varauksista laskettu veron osuus kasvattaa korottoman vieraan pääoman määrää ja loppuosa kasvattaa oman pääoman määrää. Pakollisten varausten verosaamiset kirjataan oikaistun taseen vastaavaa puolen korottomiin saamisiin ja oikaistun taseen vastattavaa puolen omaan pääomaan. Laskennallisena veroasteena käytetään tarkasteluvuonna vaikuttavaa veroastetta. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 22–24.)

3.4 Kohtuullisen tuoton määrittäminen

Verkonhaltijakohtainen kohtuullinen tuotto lasketaan vuosittain reaalisen kohtuullisen tuottoasteen ja verkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun pääoman tulona. Verkkotoimintaan sitoutunut pääoma saadaan korollisen vieraan pääoman ja oikaistun taseen summasta. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 32.) Kohtuullisen tuottoasteen määrittämisessä käytetään painotettua keskikustannuksen mallia WACC. Jotta WACC-mallia voidaan käyttää, tulee omalla ja vieraalla pääomalla määrittää kohtuulliset kustannukset. Nämä kustannukset määritetään valvontamallissa käyttäen CAP-mallin (Capital Asset Pricing Model) avulla, jossa sijoituk-

sen odotettu tuotto muodostuu riskittömästä tuotosta ja riskilisästä. Kohtuullisen tuottoasteen määrittämisessä käytetään sivun 57 taulukon 5 mukaisia laskentaparametreja, joista useimmat ovat koko valvontajakson ajan vaikuttavia kiinteitä parametreja. Parametrien tasot perustuvat useiden alan asiantuntijoiden lausuntoihin. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 26.) Tämän vuoksi laskentaparametreja käsitellään tässä työssä pintapuolisesti pelkkinä lukuina, koska laskentaparametrien arviointi sinänsä olisi jo oma lopputyönaiheensa.

Oman pääoman kustannus C_e [%] CAP-mallissa lasketaan yhtälöllä

$$\begin{aligned} C_e &= R_r + \beta_{\text{velkainen}} \cdot (R_m - R_r) + LP \\ &= R_r + \beta_{\text{velaton}} \cdot \left(1 + (1 - \nu) \cdot \frac{D}{E}\right) \cdot (R_m - R_r) + LP \end{aligned} \quad (17)$$

missä R_r on riskitön korko [%], β on beeta-kerroin, R_m on markkinoiden keskimääräinen tuotto [%], $R_m - R_r$ markkinoiden riskipremio, LP on likvidittömyyspremio [%], ν on kulloinkin voimassa oleva yhteisöveroaste [%] ja $\frac{D}{E}$ on kiinteä pääomarakenne. Riskittömänä korkotasona käytetään Suomen valtion kymmenen vuoden obligaation korkoa, joka määritetään tarkasteluvuotta edeltävän toukokuun keskiarvosta. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 27). Beeta-kerroin kuvaa odotetun sijoituksen tuoton muutosherkkyyttä suhteessa markkinoiden keskimääräiseen tuottoon. Mikäli beeta-kerroin on yksi, markkinoiden keskimääräisen tuoton muutokset heiluttavat sijoituksen tuottoa samaan tahtiin. Beeta-kertoimen ollessa yli yhden markkinoiden keskimääräisen tuoton muutokset heiluttavat sijoituksen tuottoa suhteessa enemmän. Beeta-kertoimen ollessa nolla markkinoiden keskimääräisen tuoton muutokset eivät vaikuta sijoituksen tuotto-odotukseen. (Pörssisäätiö 2013, Kallunki 2011: 1.) Markkinoiden riskipremiolla eli riskilisällä tarkoitetaan lisätuottoa, jonka verran sijoituksen arvioidaan tuottavan yli riskittömän koron. Tässä tapauksessa riskittömänä korkotasona voidaan pitää Suomen valtion kymmenen vuoden obligaation korkoa. (Pörssisäätiö 2010: 10.) Likvidittömyys- eli epälikvidiyspremiolla tarkoitetaan lisäkorvausta sille, että sijoittaja ei pysty halutessaan realisoimaan eli esim. muuttamaan rahaksi sijoitustaan yri-

tykseen. Täysin likvidi sijoitus voidaan realisoida nopeasti milloin tahansa. (Pörssisäätiö 2012: 9, 42; Kallunki 2011: 2.)

WACC-malli edellyttää yhtiön pääomarakenteen tuntemista. Kolmannella valvontajaksolla sovelletaan kaikille verkonhaltijoille samaa pääomarakennetta: 30 % vierasta pääomaa ja 70 % omaa pääomaa (kts. taulukko 5 s. 58) (Energiamarkkinavirasto 2011b: 29). Vieraan pääoman kustannus C_D [%] lasketaan yhtälöllä

$$C_D = R_r + DP, \quad (18)$$

missä DP on vieraan pääoman riskipreemio [%]. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 30.)

WACC-mallin mukainen kohtuullinen tuottoaste saadaan, kun CAP-mallista saatuja oman ja vieraan pääoman kustannuksia painotetaan yhtiön pääoma rakenteella. Yhteisöverojen jälkeinen kohtuullinen tuottoaste $WACC_{\text{post-tax}}$ [%] lasketaan yhtälöllä

$$\begin{aligned} WACC_{\text{post-tax}} &= C_E \cdot \frac{E}{D+E} + C_D \cdot (1 - v) \cdot \frac{D}{D+E} \\ &= C_E \cdot \frac{70}{100} + C_D \cdot (1 - v) \cdot \frac{30}{100}, \end{aligned} \quad (19)$$

.(Energiamarkkinavirasto 2011b: 31.)

Kohtuullisen tuoton euromääräinen suuruus voidaan laskea, kun tiedetään taseen oikaisusta sähköverkkotoimintaan sitoutunut oma pääoman ja korollisen vieraan pääoman euromääräiset suuruudet sekä kohtuullinen tuottoaste. Kohtuullinen tuotto $R_{k,\text{post-tax}}$ [€] lasketaan yhtälöllä

$$R_{k,post-tax} = WACC_{post-tax} \cdot (D_t + E_t), \quad (20)$$

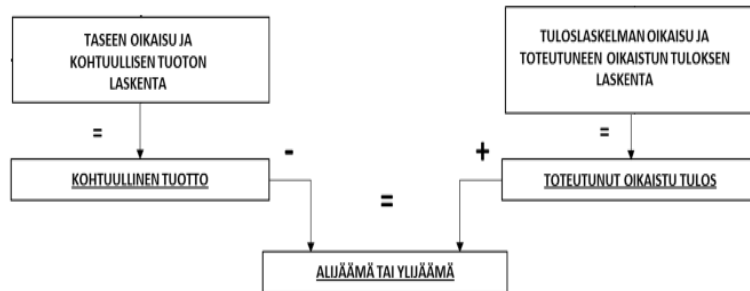
missä D_t on verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutuneen korollisen vieraan pääoman oikaistu määrä vuoden t lopussa [€] ja E_t verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutuneen oman pääoman oikaistu määrä vuoden t lopussa [€]. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 32–33.)

Taulukko 5. Kolmannen valvontajakson aikana vaikuttavat laskentaparametrit (Muokattu lähteestä Energiamarkkinavirasto 2011b: 10–11, 34).

Parametri	Sovellettava arvo (yhteisöverovelvolliset)	Sovellettava arvo(muut)	Luonne
Reaalinen riskitön korkokanta, R_r	Suomen valtion 10 vuoden obligaation korko (edellisen vuoden toukokuun keskiarvo) vähennettynä inflaatio-komponentilla	Suomen valtion 10 vuoden obligaation korko (edellisen vuoden toukokuun keskiarvo) vähennettynä inflaatio-komponentilla	Muuttuva
Inflaatio komponentti	1,0 %	1,0 %	Kiinteä
Velaton beeta, β_{velaton}	0,4	0,4	Kiinteä
Velallinen beeta, $\beta_{\text{velkainen}}$	0,527	0,527	Kiinteä
Markkinoiden riskipremio, $R_m - R_r$	5 %	5 %	Kiinteä
Likvidittömyyspremio, LP	0,5 %	0,5 %	Kiinteä
Pääoman rakenne (velat/oma pääoma), $\frac{D}{E}$	30 / 70	30 / 70	Kiinteä
Veroaste, v	24,5 %	0 %	Muuttuva
Korollisen vieraan pääoman kustannus, C_D	reaalinen riskitön korko + Vieraan pääoman riskipremio 1,0 % , DP	reaalinen riskitön korko + Vieraan pääoman riskipremio 1,0 %	Muuttuva
Yleinen tehostamistavoite / vuosi	2,60 %	2,60 %	Kiinteä
Rakennuskustannusindeksi (1995 =100)	edellisen vuoden huhtikesäkuun pistelukujen keskiarvo	edellisen vuoden huhtikesäkuun pistelukujen keskiarvo	Muuttuva
Kuluttajahintaindeksi (1995=100)	edellisen vuoden huhtikesäkuun pistelukujen keskiarvo	edellisen vuoden huhtikesäkuun pistelukujen keskiarvo	Muuttuva

3.5 Ali- ja ylijäämän laskeminen

Kolmannella valvontajaksolla EMV laskee vuosittain lokakuun loppuun mennessä verkonhaltijalle toteutuneen oikaistun tuloksen ja kohtuullisen tuoton verkonhaltijan vuosittain ilmoittamasta tilinpäätöksestä. Verkonhaltijalle syntyy vuosittain ali- tai ylituottoa, kun toteutuneesta oikaistusta tuloksesta vähennetään verkonhaltijakohtainen kohtuullinen tuotto kuvan 9 mukaisesti. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 65.)



Kuva 9. Ali- tai ylijäämän laskeminen (Muokattu lähteestä Energiamarkkinavirasto 2011b: 6).

Valvontajakson lopuksi EMV antaa valvontapäätöksen, jossa on summattuna kolmannen valvontajakson aikana kertynyt ali- tai ylituotto. Lisäksi valvontapäätöksessä otetaan huomioon toiselta valvontajaksolta kertynyt ali- tai ylituotto. Jos valvontapäätöksessä on kertynyt ylituottoa, pitää ylimääräinen osa palauttaa asiakkaille siirtohintoja laskemalla neljännen valvontajakson aikana. Valvontapäätöksessä kertynyt alituotto voidaan halutessa kompensoida siirtohintoja nostamalla neljännellä valvontajaksolla. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 65–67.) Kuva 10 havainnollistaa valvontapäätöksen muodostumista.

+	Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaikkien vuosien yhteisöverojen jälkeisten toteutuneiden oikaistujen tulosten summa
-	Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaikkien vuosien yhteisöverojen jälkeisten kohtuullisten tuottojen summa
+	Toiselta valvontajaksolta (2008-2011) kertynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+) *
<hr/>	
=	Kolmannelta valvontajaksolta (2012-2015) kertynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)

Kuva 10. Ali- tai ylijäämän laskeminen (Muokattu lähteestä Energiamarkkinavirasto 2011b: 66).

4 ROVANIEMEN VERKKO

4.1 Yhtiön tausta ja nykytila

Rovaniemen Verkko Oy (jäljempänä Rove) on Rovaniemen Energia Oy:n 100 %:sesti omistama tytäryhtiö. Rovaniemen Energia Oy toimii emoyhtiönä konsernissa, joka harjoittaa sähkö- ja lämpöliiketoimintaa Rovaniemen kaupungin alueella ja muuallakin Lapissa. Emoyhtiön omistukseen kokonaisuudessaan kuuluvat Roven lisäksi Kolarin Lämpö Oy sekä 77 %:n omistuksella Rovaniemen Voima Oy. Lisäksi Energia-konserni on osakkaana seuraavissa yhtiöissä: Energiapolar Oy, Kemijoki Oy, Lapin Sähkövoima Oy, Rovakaira Oy ja Pohjois-Suomen Energiatieto Oy. Yhtiöllä on sähköntuotantoa oman CHP-voimalaitoksen (Combined Heat and Power) (Suosiola) ja Kemijoki-osuuksien kautta. Rovaniemen Energia Oy on Rovaniemen kaupungin omistama energiayhtiö. Konsernin liikevaihto vuonna 2011 oli 45,7 M€. (Rovaniemen EnergiaOy 2012: 5–6, 9, 25.)

Rove aloitti toimintansa 1.1.2007, jolloin se täytti sähkömarkkinalain mukaiset sähköverkko- ja palveluliiketoimintojen eriyttämisvaatimukset. Yhtiön liiketoimintoja olivat verkkoliiketoiminta ja urakointi- ja palveluliiketoiminta. Henkilöstön määrä toiminnan aloitusvuonna oli 44. (Rovaniemen Energia Oy 2008: 22, 26.) Ensimmäisen valvontajakson päätyttyä 31.12.2007 Energiamarkkinaviraston julkaisemassa valvontapäätöksessä yhtiölle oli kertynyt alijäämää 310 k€ (Energiamarkkinavirasto 2012e: 2). Yhtiön organisaatiota muutettiin 1.1.2011, siten että urakointi- ja palveluliiketoiminta siirtyi emoyhtiölle. Muutoksen jälkeen Roven palveluksessa on vain käytönjohtaja. (Rovaniemen Energia Oy 2012: 25.)

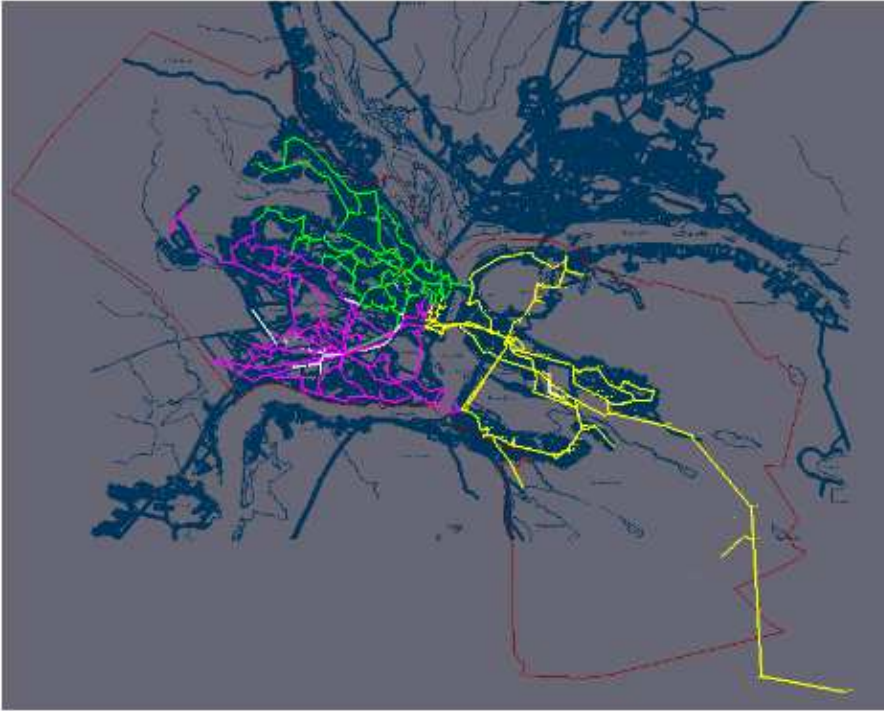
Rove harjoittaa sähköverkkoluvan mukaista sähköverkkotoimintaa Rovaniemen kantakaupungin alueella. Toimitusvelvollisena sähkönmyyjänä toimii Energiapolar Oy. Vuonna 2011 sähkön kokonaistoimitus oli 329 GWh, joista häviöiden osuus oli 2,9 % eli hieman vajaa 10 GWh. Häviöiden osuus siirretystä kokonaisenergiasta on kiinteä prosenttiosuus (2,9 %) joka vuodelle. Siirtohintojen taso kotitalousasiakkaille oli edullisimpien joukossa ja

suuremmille asiakkaille valtakunnan keskiarvon alapuolella. Sähkönkäyttöpaikkoja vuoden 2011 lopussa oli 25 000 kappaletta. Roven liikevaihto vuonna 2011 oli noin 6,95 M€. (Rovaniemen Energia Oy 2012: 16, 25.) Toisen valvontajakson päätyttyä 31.12.2011 Energiamarkkinaviraston julkaisemassa valvontapäätöksessä yhtiölle oli kertynyt alijäämää 4 540 k€ (Energiamarkkinavirasto 2012e: 2).

4.2 Jakeluverkon nykytila

Roven jakeluverkossa on kolme sähköasemaa, joissa kussakin on kaksi 25 MVA:n päämuuntajaa. Jakeluverkko on kokonaisuudessaan maasta erottu ja sitä käytetään säteittäisenä. Jakelujännite on 10 kV. Pienjänniteverkon pituus on noin 640 km ja maakaapelointiaste hieman alle 90 %. Vastaavasti KJ-verkon pituus noin 170 km ja maakaapelointiaste noin 85 %. Näin ollen Roven jakeluverkko voidaan määritellä keskisuureksi city-verkoksi (Viljanen, Tahvanainen, Honkapuro, Partanen 2011: 13). Kuvassa 11 on esitetty Roven KJ-verkon jakelualue sähköasemittain.

Normaaleissa olosuhteissa Roven jakelualueelle 110 kV:n sähkösyöttö tulee Viirinkankaan sähköasemalle Valajaskosken voimalaitokselta. Suurimman osan matkasta syöttö kulkee ilmajohtona ja loppupätkän maakaapelina. Viirinkankaan asemalta 110 kV:n maakaapeli syöttää Palkisentien sähköasemaa. Palkisentieltä on edelleen 110 kV:n maakaapeliyhteys Ounasvaaran sähköasemalle. Sähkömarkkinalain kehittämisvelvollisuuden mukaiset varayhteydet Rovella on toteutettu niin, että koko verkkoa voidaan syöttää Ounasvaaran sähköaseman kautta 110 kV:n varayhteydellä Lapin Aluesähköverkkoon. Lisäksi Suosiolaa voidaan ajaa 30 MVA:n kuormalla saarekkeena, mitä on testattu onnistuneesti käytännössäkin.



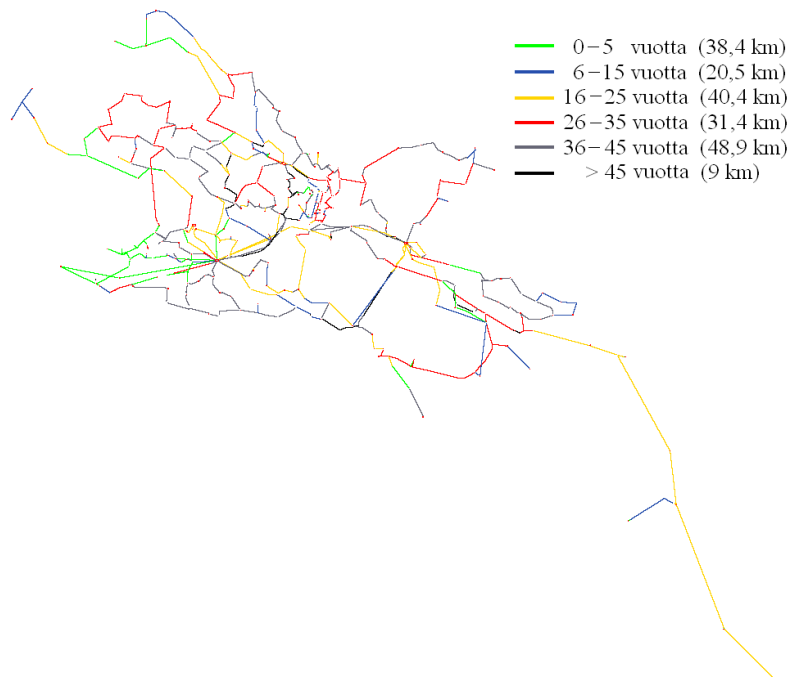
Kuva 11. Roven jakelualue sähköasemittain, missä vihreällä Palkisentien, keltaisella Ounasvaaran ja violetilla Viirinkankaan aseman syöttämä KJ-verkko.

Rovella on käytössään suomalaisen Tekla Oy:n kehittämä TeklaNIS-verkkotietojärjestelmä. Ohjelmistoa käytetään sähköverkon suunnittelussa ja rakentamisessa, verkostolaskennassa, kunnossapidossa ja omaisuuden hallinnassa. Lisäksi käytössä on TeklaDMS-käyttötukijärjestelmä, joka on vuorovaikutuksessa SCADA-käytönvalvontajärjestelmän kanssa. Käytönvalvontajärjestelmän avulla voidaan simuloida erilaisia kytkentätilanteita esim. vikatilanteen kytkentä. Sekä todellisista että simuloituista vioista on mahdollista luoda keskeytysraportteja, joista käy ilmi mm. toimittamatta jääneen sähkön määrä. SCADA-rajapinnan ansiosta käytönvalvontajärjestelmään tulee automaattisesti mm. verkon reaaliaikainen kytkentätilanne ja ilmoitus verkossa sattuneista vioista raportointia varten.

4.2.1 Komponenttien ikä

Verkkotietojärjestelmästä ylläpidetään komponenttien ikätietoja, jotka ovat merkittävässä roolissa koko valvontamallissa. Komponentin ikätiedon tulisi olla mahdollisimman oikea, sillä liian nuoreksi arvioitu komponentti aiheuttaa operatiivisia kustannuksia vikaantumisessaan. Liian vanhaksi arvioidulle komponentille ei toisaalta sallita kohtuullista tuottoa koko sen käyttöiälle. Voidaankin todeta, mahdollisimman totuudenmukainen arvio komponentin iästä on toiminnalle edullisin. Roven koko verkon nykykäyttöarvoprosentti 1.1.2013 on 48,9 %, mikä tarkoittaa sitä, että jakeluverkko on ylittänyt käyttöikänsä puolivälin.

Roven jakeluverkon rakentaminen ei ole ajoittunut tasaisesti eri vuosikymmenille. 70- ja 80-luvuilla uudisrakentaminen oli kiivaampaa, kuin esimerkiksi tänä päivänä. 2010-luvulla Iso osa Roven jakeluverkon komponenteista tulee käyttöikänsä päähän, mikä aiheuttaa korvausinvestointien kasvua. Mikäli korvausinvestointeja ei tehdä riittävästi, verkon nykykäyttöarvo laskee nopeasti. Verkon nopea ikääntyminen 2010-luvulla antaa myös mahdollisuuksia uudenlaisen verkon rakentamiseen, sillä vanhaa komponenttia ei ole aina järkevää korvata käyttäen samanlaista tekniikkaa. Näin saadaan aikaan verkko, joka vastaa nykypäivän vaatimuksia. Kuvassa 12 on esitetty KJ-verkon johto-osien ikätiedot vuonna 2012.



Kuva 12. Roveni KJ-verkon johto-osien iät.

4.2.2 Maasulkuvirrat

Roven KJ-verkko on maasta erotettu. Korkean kaapelointiasteen vuoksi maasulkuvirrat ovat suhteellisen korkeat, koska maakaapelit aiheuttavat maasulkuvirtaa huomattavasti enemmän kuin ilmajohdot. SFS 6001 -standardissa asetetaan maasulkuvian aikaisille kosketusjännitteille ja kestoajoille raja-arvot erityyppisille maadoitusjärjestelmille (SFS 6001: 78–79). Erityyppiset maadoitusjärjestelmät SFS 6001 -standardin mukaan on esitetty taulukossa 6.

Taulukko 6. Maadoitusryhmät SFS 6001 -standardin mukaan (Tekla 103–106).

Maadoitusryhmä	Selitys	k:n arvo
1UTP	Muuntamot on maadoitettu	1
2UTP	Useita maadoituksia PJ-verkossa	2
4UTP	Jokainen PJ-haara on maadoitettu	4
5UTP	Jokainen PJ-liittymä on maadoitettu	5
Ei m	Ei maadoitusvaatimusta, esim. manuaalisesti ohjatut KJ-erottimet	
Laaj	Laaja maadoitus, usean PJ-verkon maadoitukset on yhdistetty. Laajalla maadoitusverkolla ei ole maadoitusresistanssivaatimuksia.	

Sallittu kosketusjännite riippuu johtolähdön suojareleelle asetetusta maasulkuvian laukaisuaikasta. Kosketusjännitteelle sallitaan sitä suurempi arvo, mitä lyhyempi laukaisuaika on. Taulukossa 7 on esitetty joitain kosketusjännitteen ja laukaisuajan arvoja.

Taulukko 7. Sallittuja kosketusjännitteen arvoja laukaisuajan funktiona uuden SFS 6001 -standardin mukaan (SFS 6001: 78).

Laukaisuaika t_0 [s]	0,14	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	5	10
U_{TP} [V]	600	500	280	160	120	102	80	80

Sallituksi maadoitusjännitteeksi U_m [V] uuden SFS 6001 -standardin voidaan laskea yhtälöstä

$$U_m \leq k \cdot U_{TP} . \quad (21)$$

missä k on maadoitustavasta riippuva kerroin ja U_{TP} on sallittu kosketusjännite [V] (Lakervi & Partanen 2009: 188). Suurin sallittu maadoitusresistanssin R_{\max} [Ω] arvo saadaan yhtälöllä

$$R_{\max} = \frac{U_m}{I_e}, \quad (22)$$

missä I_e on galvaanisesti yhteenkytetyin verkon maasulkuvirta [A] (SFS 6001 2009: 108). Maasulkuvirtojen laskennalliset suuruudet asemittain on esitetty taulukossa 8. Taulukosta nähdään, että maasulkuvirrat jakautuvat melko tasaisesti päämuuntajien kesken muualla paitsi Palkisentien sähköasemalla. Maasulkuvirtojen suuruuteen voidaan vaikuttaa kytkentätilannetta muuttamalla, jolloin yhden päämuuntajan perään galvaanisesti yhteenkytetyin verkon pituus muuttuu.

Taulukko 8. Verkkotietojärjestelmällä lasketut maasulkuvirtojen suuruudet.

Sähköasema	Maasulkuvirta PM1, [A]	Maasulkuvirta PM2, [A]	Yhteensä, [A]
Ounasvaara	39,9	49,7	89,6
Palkisentie	19,6	74,0	93,6
Viirinkangas	51,7	72,6	124,3
Kokoverkko			307,5

Roven jakelualueella suurin osa jakelumuuntajista on kytketty laajaan maadoitusverkkoon. Tällöin sallittujen kosketusjännite-ehtojen katsotaan toteutuvan automaattisesti. Lisäksi Rovella on 8 erillismaadoitettua muuntamoaa, joita ei ole liitetty laajaan maadoitusverkkoon niiden kaukaisen sijainin vuoksi. Kaikki erillismaadoitetut muuntamot kytkeytyvät Ounas-

vaaran sähköaseman PM2:seen. Taulukossa 9 on esitetty Roven jakelualan erillismaadoitettujen muuntamoiden mitatut maadoitusresistanssin arvot sekä SFS 6001 -standardin mukaiset suurimmat sallitut maadoitusresistanssien arvot. Sallitut maadoitusresistanssien arvot on laskettu yhtälöillä 21 ja 22.

Taulukko 9. Erillismaadoitettujen muuntamoiden maadoitusresistanssit.

Muuntamo	Mitattu maadoitusresistanssi, [Ω]	Maasulkuvian laukaisuaika, [s]	Sallittu maadoitusresistanssi 4UTP, [Ω]
M 203	16,0	0,4	22,5
M 226	21,0	0,4	22,5
M 138	16,4	0,4	22,5
M 195	32,0	0,4	22,5
M 222	12,5	0,4	22,5
M 223	21,0	0,4	22,5
M 224	22,5	0,4	22,5

Taulukon 9 tuloksista nähdään, että kaikki muut paitsi M 195 täyttävät standardin mukaiset vaatimukset erillismaadoitettujen muuntamoiden maadoitusresistanssista. Jotta M 195 täyttäisi standardin mukaiset vaatimukset, on maadoituksia parannettava tai suojausten laukaisuaikaa lyhennettävä maasulkuviassa. Kesäisin, kuormien ollessa pienet, Ounasvaaran sähköasemalla on käytössä vain yksi päämuuntaja häviökustannusten minimoimiseksi. Tällöin maasulkuvirran kasvaessa sallittu maadoitusresistanssin arvo erillismaadoitetuilla muuntamoilla pienenee 12,5 ohmiin, jolloin vain M 222 täyttää standardin mukaisen arvon maadoitusresistanssille.

Rovelle on tehty diplomityö maasulkuvirtojen pienentämisen kannattavuudesta kompensointilaitteistolla. Työssä todetaan, että kompensointilaitteiston hankinta ei ole taloudellisesti perusteltua vahvan maadoitusverkon ansiosta. (Vanhanarkaus 2004: 85.)

4.2.3 Oikosulkuvirrat

Oikosulkulaskennan avulla selvitetään verkkokomponenttien oikosulkukestoisuus sekä suo-
jauksen selektiivisyys. Oikosulkukestoisuus määritetään laskemalla verkkokomponentille suurin sallittu oikosulkuvirta. Suurin sallittu oikosulkuvirta I_{kt} [kA] saadaan verkkokomponentin yhden sekunnin oikosulkuvirrasta ja oikosulkuvian laukaisuajasta yhtälöllä

$$I_{kt} = \frac{I_k}{\sqrt{t}}, \quad (23)$$

missä I_k on yhden sekunnin oikosulkuvirta [kA] ja t on oikosulun kesto aika eli vian poiskytkentäaika [s] (Lakervi & Partanen 2009: 180). Jos komponentin suurin sallittu oikosulkuvirran arvo on pienempi kuin komponenttiin vaikuttava suurin 3-vaiheinen oikosulkuvirta, ei komponentti ole oikosulkukestoinen. Taulukosta 10 käy ilmi oikosulkuvirtojen suuruudet asemittain.

Taulukko 10. Verkkotietojärjestelmällä lasketut suurimmat ja pienimmät oikosulkuvirrat sähköasemittain.

Sähköasema	Lähtö	$I_{k,max 3\sim}$, [kA]	$I_{k,min 2\sim}$, [kA]
OUN_PM1	Kuntotie	10,136	3,082
OUN_PM2	Kuukkelintie	10,791	0,627
VII_PM1	Rantavitikka	10,734	3,935
VII_PM2	Hallitie M25	9,583	1,679
PAL_PM1	Kairatie	10,271	2,733
PAL_PM2	Piisivalkeantie	8,584	4,074

Roven verkossa jokaisella lähdöllä alempi suojausporras toimii 0,4 kA:n virralla 0,4 sekunnissa ja ylempi porras 4,2 kA:n virralla 0,08 sekunnissa. Laskentatulosten perusteella Roven verkossa kaikki johtimet ovat oikosulkukestoisia. Erottimille ei ole määritelty oikosulkukestoisuutta verkkotietojärjestelmään.

Roven verkkoa käytetään säteittäisenä ja yhtä johtolähtöä suojaa johtolähdön alkupäässä oleva katkaisija. Näin ollen suojaus selektiivisyys toteutuu. Alemman suojausportaan ollessa 0,4 kA suojaus toimii pienimmällä kaksivaiheisella oikosulkuvirralla, mutta ei suurimmalla kuormitusvirralla (kts. taulukko 12 sivulla 82).

4.2.4 Poikkeuskytkennät

Poikkeuskytkentöinä tarkastellaan tilanteita, joissa koko sähköasema joudutaan korvaamaan toisilla asemilla. Lisäksi oletetaan, että korvattavan sähköaseman kiskosto ei ole käytössä. Edellä mainitun kaltaista vikaa ei ole koskaan esiintynyt Roven verkossa, mutta kuitenkin se on pienellä todennäköisyydellä mahdollinen. Kesällä 2012 Roven verkossa oli sähköasemankorvauksen vaativa poikkeuskytkentä, jolloin Palkisentien sähköasema saneerattiin. Poikkeuskytkentä hallittiin hyvin, koska työ ajoitettiin kevät-kesälle, jolloin verkossa ei esiintynyt huippukuormia. Vastaavanlainen poikkeuskytkentä tullaan suorittamaan kesällä 2013, jolloin Ounasvaaran sähköasema saneerataan.

Poikkeuskytkentätarkastelu suoritetaan kaikilla kolmella Roven verkossa olevalla sähköasemalla. Tuloksista käy ilmi nykyisten varayhteyksien kuormitukset sekä lähtöjen suojausien toiminta. Suojaus tulee toimia pienimmällä kaksivaiheisella oikosulkuvirralla, mutta toisaalta suojaus ei saa toimia suurimmalla kuormitusvirralla. Poikkeuskytkentätarkastelussa sähköasemien korvaukset vuorollaan onnistuu päämuuntajien kapasiteetin vuoksi,

koska mitattu huipputeho on 67 MW ja neljän käytössä olevan päämuuntajan kokonaiskapasiteetti on 100 MVA.

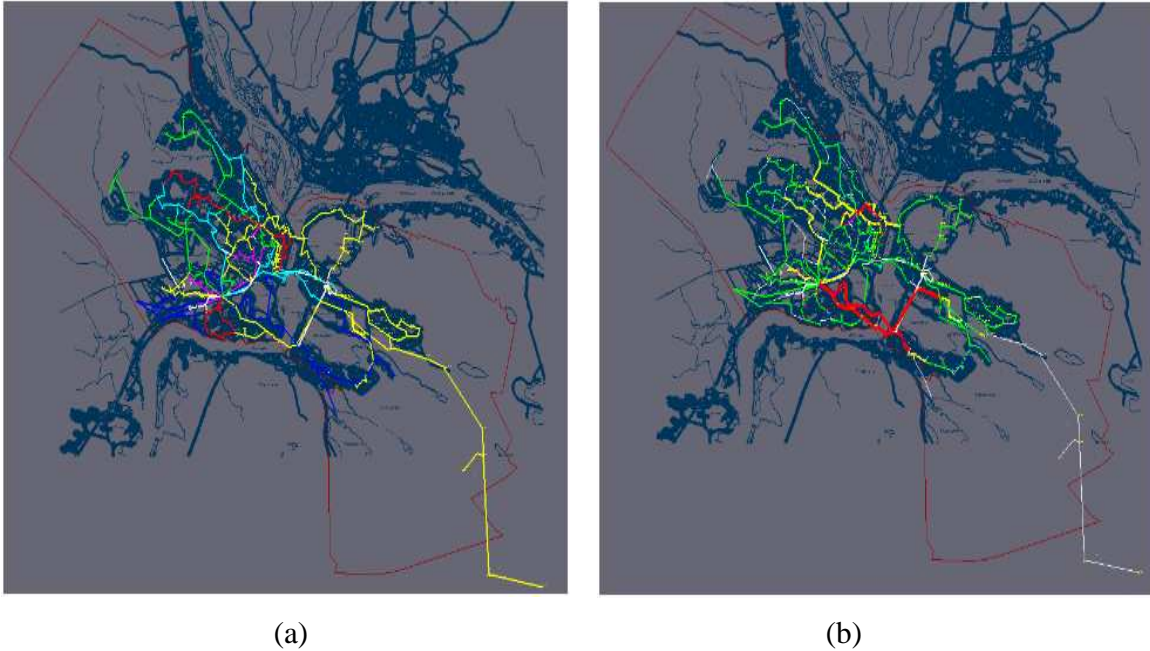
Roven verkko on vahvasti silmukoitu, jolloin ei ole olemassa yhtä oikeaa mallia poikkeustilanteita varten. Tässä työssä esitetään eräät mahdolliset ratkaisut poikkeuskytkentöjen hallitsemiseksi. Rovella on olemassa varautumissuunnitelma, jossa huippukuormaa voidaan pienentää rajoittamalla tiettyjen johtolähtöjen kuormitusta. Kuormien rajoittamisessa on otettu huomioon sähkön saanti yhteiskunnalle tärkeiden toimintojen turvaamiseksi.

Ounasvaaran sähköaseman korvaustilanteessa pullonkauloiksi osoittautuu varayhteyksien riittoisuus. Viirinkankaan sähköasemalta on mahdollista käyttää kahta johtolähtöä syöttämään Ounasvaaran aluetta: Luironpuisto ja Rantavitikka. Nämä varayhteydet joutuvat poikkeuskytkennässä liian suureen kuormitukseen kuvan 13 mukaisesti. Rantavitikan lähdön kuormitusvirta nousee 525 A:iin ja Luironpuiston 505 A:iin, jotka ylittävät suojauksen alemman portaan raja-arvon (400 A). Lisäksi molemmilla lähdoillä jännitteenalenema on hieman yli 10 %, joka ylittää SFS-EN 50160 -standardissa määritellyn suurimman jännitteenaleman (SFS-EN 50160: 22).

Normaalitilanteessa Ounasvaaran sähköasema syöttää osittain kaupungin keskustaa. Poikkeuskytkennässä tämä kuorma voidaan jakaa ongelmitta Palkisentien sähköaseman Hotelli- ja ravintolakoulun sekä Koskikadun lähdoille. Ounasvaaran alueen syöttämiseen käytetään Piisivalkeantien lähtöä Palkisentien sähköasemalta. Poikkeuskytkennässä Piisivalkeantien lähdön virta on 353 A, joka ylittää lähdön alkupäässä olevien 185 mm² ja 150 mm² maa-kaapeleiden suurimman sallitun kuormitusvirran.

Ounasvaaran sähköaseman korvaus huippukuormitustilanteessa ei ole kuvan 13 mallilla mahdollinen varayhteyksien suuren kuormittumisen vuoksi. Mikäli kuormituksia johtolähdoillä rajoitetaan johtimien suurimpaan sallittuun kuormitusvirtaan, kytkentä on mahdollinen. Tällöin jännitteenalema pysyy sallituissa rajoissa ja eikä suojaus toimi suurimmalla

kuormitusvirralla. Poikkeuskytkennän pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta esiintyy Lui-ronpuiston lähdöllä, joka on 551 A.

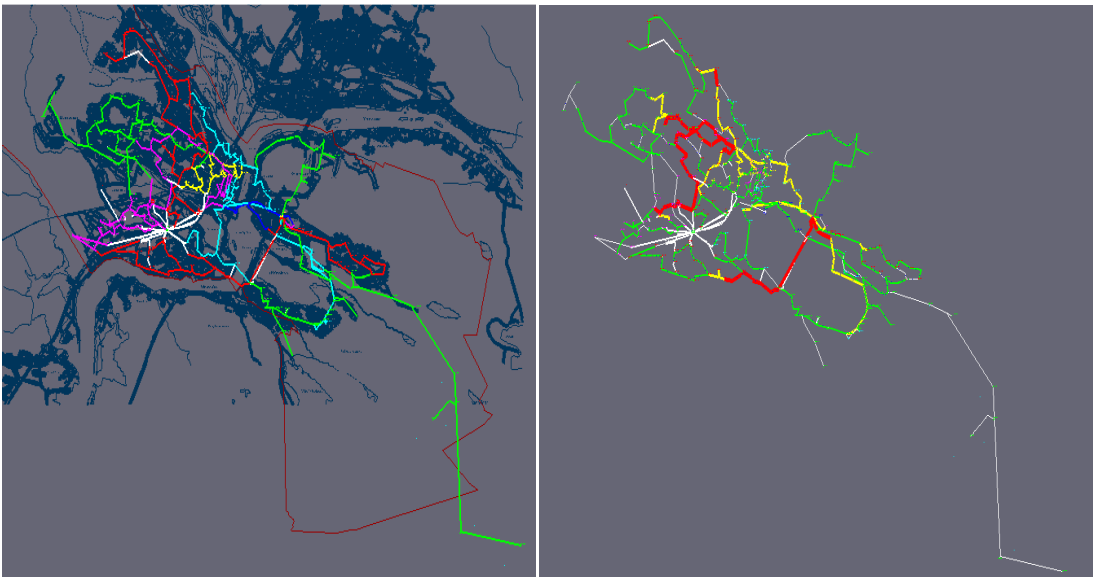


Kuva 13. Kuvassa oikealla poikkeuskytkentä, kun Ounasvaaran sähköasema on pois käytöstä (a) ja vasemmalla on johtojen kuormittuminen poikkeuskytkennässä (b). Väri ilmaisee kuormitusastetta; punaisella merkityllä osalla kuormitus on yli 100 %, keltaisella yli 50 % ja vihreällä sekä valkoisella yli 1 %.

Viirinkankaan sähköaseman korvaus on haasteellisin johtuen sen suurista kuormitusvirroista. Sähköaseman korvaukseen käytetään Ounasvaaran sähköasemalta Kuukkelintien ja Myllärintien lähtöjä sekä Palkisentien sähköasemalta Kotitien, Kiertotien, Kairatien ja Teerikadun lähtöjä. Kiertotien ja Kairatien lähdöt ajautuvat yli 400 A kuormitukseen, jolloin suojausken alempi porrastus toimii. Muiden lähtöjen kuormitusvirrat ovat alle 400 A, mutta johtojen suurimmat sallitut kuormitusvirrat ylittävät kuvan 14 mukaisesti. Jännit-

teenalenema Kairatien lähdöllä on 11 %, muilla lähdöillä alle 10 %. Poikkeuskytkennän pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta 627 A esiintyy Kuukkelintie lähdöllä.

Viirinkankaan sähköaseman korvaus ei onnistu ongelmitta huippukuormituksen aikana. Jännitealenema tulee vastaan yhdellä johtolähdöllä ja johtojen kuormitettavuus useammalla lähdöllä. Kairatien johtolähtö on eniten kuormitettu (539 A). Varayhteyden rakentaminen vähemmän kuormitettuun johtolähtöön keventäisi Kairatien lähdön kuormaa poikkeustilanteessa. Poikkeuskytkentä on mahdollinen, jos ylikuormitettujen lähtöjen kuormia rajoitetaan johtojen kuormitettavuuden sallimiin rajoihin. Kuormien rajoittamisella saadaan jännitealenema pysymään standardin sallimissa rajoissa. Toinen varteen otettava vaihtoehto on käyttää Suosiolan voimalaitoksen kahta varalähtöä, jolloin kuormien rajoittamiselta osittain vältytään. Poikkeuskytkennän aikana oikosulkusuojaus toimii normaalisti.

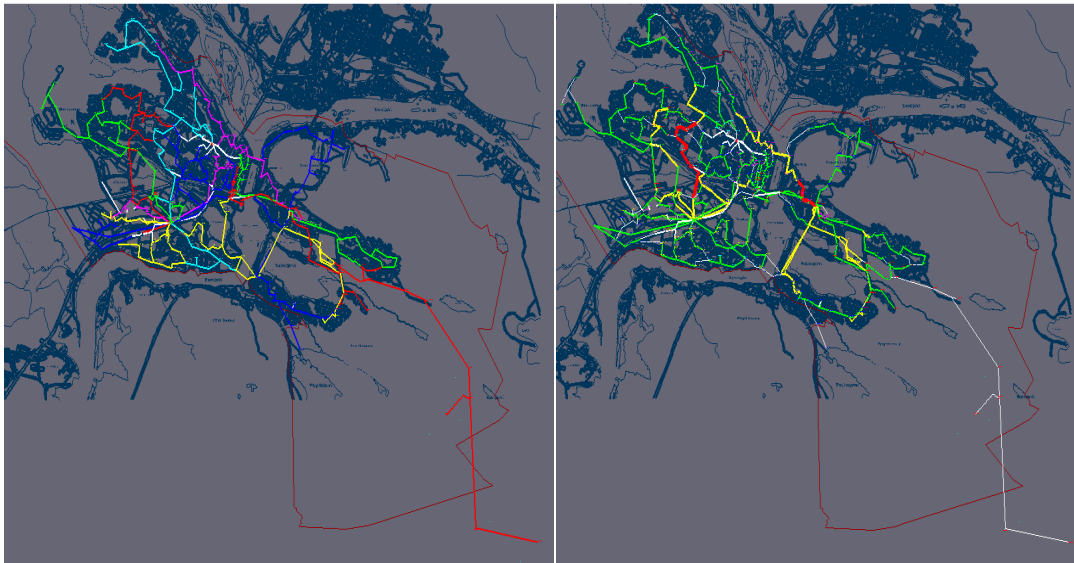


(a)

(b)

Kuva 14. Kuvassa oikealla poikkeuskytkentä, kun Viirinkankaan sähköasema on pois käytöstä (a) ja vasemmalla on johtojen kuormittuminen poikkeuskytkennässä (b). Väri ilmaisee kuormitusastetta; punaisella merkityllä osalla kuormitus on yli 100 %, keltaisella yli 50 % ja vihreällä sekä valkoisella yli 1 %.

Palkisientien sähköaseman korvaus huippukuormitustilanteessa onnistuu lähes ongelmitta. Aseman korvaukseen käytetään Viirinkankaan sähköasemalta Vierustien, Suosiolantien, Hallitien ja Vapaudentien johtolähtöjä sekä Ounasvaaran sähköasemalta Vasantien ja Ounasvaaran johtolähtöjä kuvan 15 mukaisesti. Suurin jännitteenalenema 6,58 % esiintyy Suosiolantien lähdöllä, joka on standardin sallimissa rajoissa. Johtojen kuormitettavuus ylittyy Suosiolantien (377 A) ja Vasantien (331 A) lähdöillä, joissa ylikuormitetut johdot ovat poikkipinnoiltaan 185 mm^2 ja 150 mm^2 . Pienin kaksivaiheinen oikosulkuvirta (627 A) poikkeuskytkennässä esiintyy Ounasvaaran sähköaseman Kuukkelintien lähdöllä. Suojauksen voidaan todeta toimivan pienimmällä oikosulkuvirralla, mutta ei suurimmalla kuormitusvirralla.



(a)

(b)

Kuva 15. Kuvassa oikealla poikkeuskytkentä, kun Palkisientien sähköasema on pois käytöstä (a) ja vasemmalla on johtojen kuormittuminen poikkeuskytkennässä (b). Väri ilmaisee kuormitusastetta; punaisella merkityllä osalla kuormitus on yli 100 %, keltaisella yli 50 % ja vihreällä sekä valkoisella yli 1 %.

Sähköasemien korvaustilanteiden hallinnassa isoimmaksi haasteeksi nousi kaapeleiden kuormituskestoisuus. Varayhteysissä olevien 185 mm² ja 150 mm² maakaapeleiden suurimmat sallitut kuormitusvirrat tulevat melko nopeasti vastaan poikkeuskytkennöissä. Suurin osa näistä kaapeleista tulee käyttöikänsä päähän seuraavan kymmenen vuoden aikana, joten onkin syytä harkita suuremman poikkipinnan maakaapeleita näiden korvaamiseen. Korvauksien yhteydessä tulee ottaa huomioon nykyiselle verkolle asetettavat vaatimukset, jolloin varayhteyden uudelleen reitittäminen tulee aiheelliseksi. Toisaalta liian varman verkon rakentaminen aiheuttaa lisäkustannuksia, jos esimerkiksi varayhteydelle ei ole tosiasiallista käyttöä. Johtolähtöjen riittävyys ei tulevaisuudessa ole ongelma, koska niiden määrä lisääntyy Palkisentien ja Ounasvaaran sähköasemien saneerauksien yhteydessä.

Käytännössä tässä kappaleessa kuvatut poikkeuskytkennät pyrittäisiin hallitsemaan kytke-mällä osa lähdöistä rengasverkoksi ja sallimalla hätäkuormitettavuus, jolloin kaapeleiden kuormitusasteet pienenisivät. Rengasverkkokäyttö asettaa omat haasteensa mm. vikasuojaukselle. Tässä työssä jakeluverkon käyttöä poikkeuskytkennöissä tarkasteltiin vain säteittäisenä, koska rengasverkkolaskentaa ei ole mahdollista suorittaa nykyisellä TeklaNIS-versiolla. Poikkeuskytkentöjen yhteydessä maakaapeleille voidaan sallia hätäkuormitettavuus, jolla tarkoitetaan kaapelin kuormittamista nimellisvirtaa suuremmilla virroilla. Kaapelin kuormittaminen yli sen nimellisarvojen nopeuttaa kaapelin vanhenemista. (Verkostosuositukset 2013: 7.) Taulukossa 11 on esitetty maakaapeleiden hätäkuormitettavuusker-toimet suhteessa normaaliin maksimikuormitettavuuteen.

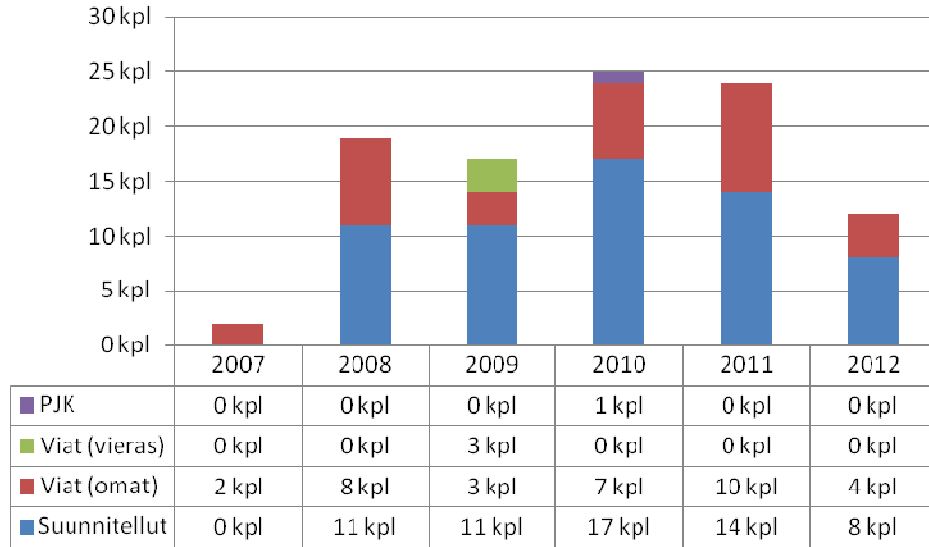
Taulukko 11. Kaapeleiden hätäkuormitettavuuskertoimet (Verkostosuositukset 2013: 7).

Kaapelityyppi	Johtimen maksimilämpötila hätäkuormituksella, [°C]	Hätäkuormitettavuuskerroin	
		Kaapeli ilmassa +25 °C	Kaapeli maassa +15 °C
12–24 kV paperieristeinen	95	1,26	1,20
1–24 kV PEX-eristeinen	130	1,20	1,30

4.2.5 Jakelukeskeytykset

Roven korkean maakaapelointiasteen ansiosta odottamattomia jakelukeskeytyksiä syntyy vuosittain suhteellisen vähän (kts. kuva 16). Täysin kaapeloiduilla lähdöillä yleisin vika on maakaapelin vioittuminen. Vian aiheuttajana on yleensä maakaapelin eristeessä tapahtunut läpilyönti joko pitkän käyttöiän tai asennusvirheen vuoksi. Lisäksi kaivinkoneet vioittavat kaapeleita ja aiheuttavat vikoja etenkin kesäisin. Kaikki kaivinkoneiden aiheuttamat viat eivät näy tilastoissa, koska kaapelin kuoren vioittuminen huomaamattomasti kaivuutöiden yhteydessä voi aiheuttaa vian vasta usean vuoden kuluttua. Keskeytyksistä aiheutuneet haitat on esitetty Energiamarkkinaviraston vahvistuspäätöksessä Dnro797/430/2011 (Energiamarkkinavirasto 2011g).

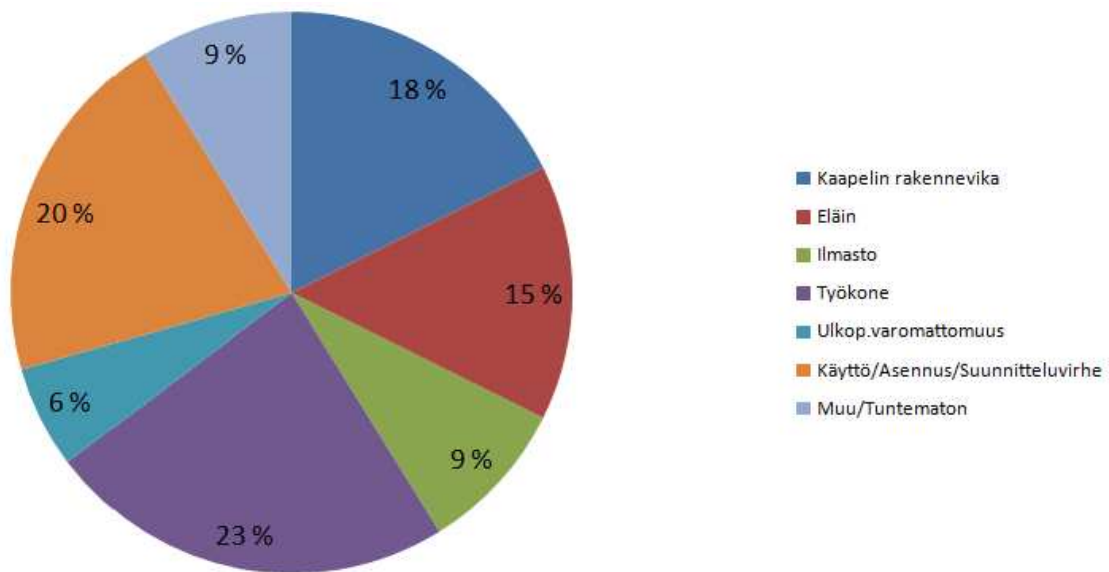
Ilmajohtoja sisältävät lähdöt ovat alttiita ilmastolle ja luonnon eläimille. Yleisimpiä ilmastollisia vikoja ovat kesäisin salamaniskut sekä kovan tuulen vuoksi puiden oksien kosketukset paljaisiin avojohtimiin. Talvisin tykkylumi voi painaa lähellä avolinjaa olevien puiden oksia paljaisiin johtimiin. Pylväissä olevat jakelumuuntajat ovat alttiina ilmastollisten syiden lisäksi luonnon eläimille. Linnut ja oravat voivat aiheuttaa maasulun tai oikosulun koskemalla muuntajan kannella olevia ensiön ja toision liittimiä. Muuntajiin on saatavilla eläinsuojia, jotka osaltaan vähentävät eläimistä johtuvia vikoja.



Kuva 16. Roveni jakelualan keskeytykset vuosilta 2007–2012 (2012 vuoden osalta viat poimittu 26.4 asti) Vieraat viat tarkoittavat jakelualan ulkopuolella tapahtuneita vikoja, jonka vaikutukset näkyivät Roveni jakelualueella. Omat viat ovat Roveni jakelualan omia vikoja. Suunnitellut keskeytykset johtuvat esim. muuntajan huollosta.

Henkilökunnan inhimilliset käyttövirheetkin aiheuttavat toisinaan jakelukeskeytyksiä. Kuvasssa 17 on esitetty prosentuaaliset osuudet jakelukeskeytyksiin johtaneiden vikojen syistä vuosien 2007–2012 osalta.

Viat maakaapeleissa ovat yleensä pysyviä. Tämän vuoksi Rovella ei ole käytössä automaattisia jälleenkytkentöjä, vaikka avojohtoja sisältävillä lähdöillä niitä olisi mahdollista käyttää. Jälleenkytkentöjä käytettäessä ohimenevien vikojen jälkeen saadaan sähkö palautettua nopeasti. Yleisesti ottaen Roveni jakelualueella vikojen aiheuttamat jakelukeskeytykset ovat kestoltaan lyhyitä ja vaikutukseltaan paikallisia. Liitteessä 4 on esitetty vikojen vuosittaiset kestoajat muuntopiireittäin vuosilta 2006–2012 (2012 vuoden osalta viat poimittu 26.4 asti).

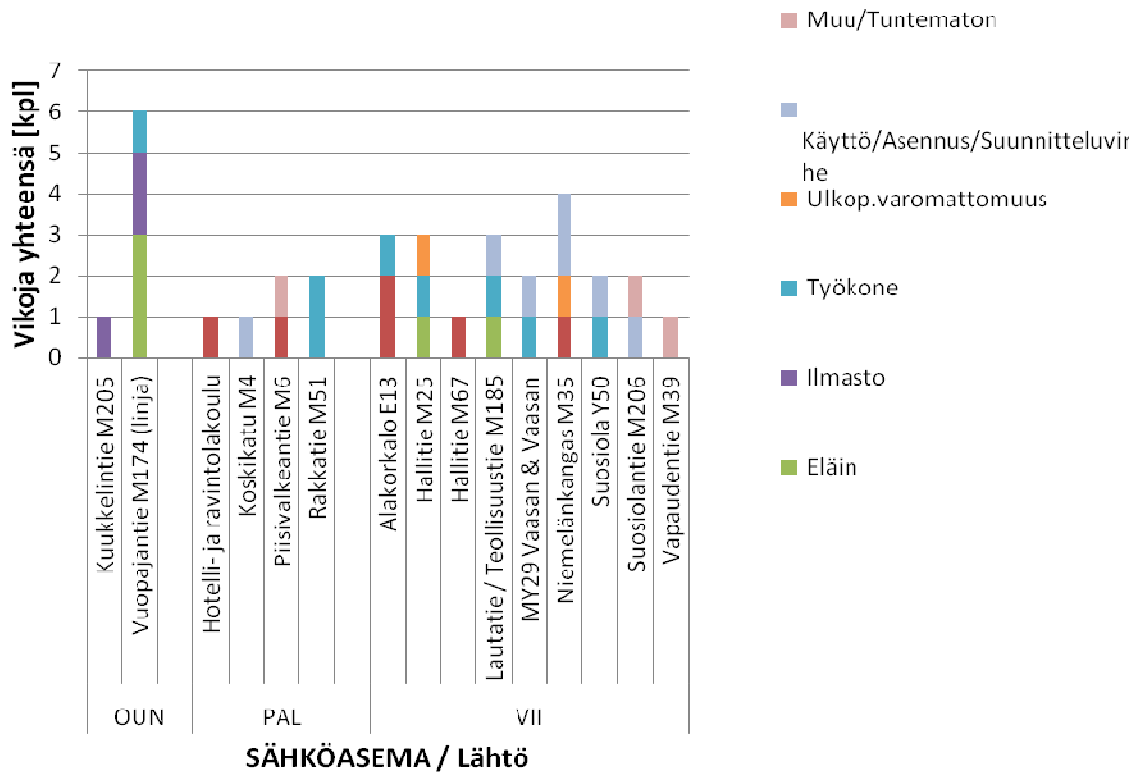


Kuva 17. Roven jakelualueella keskeytyksiin johtaneiden vikojen aiheuttajat vuosilta 2007–2012 (2012 vuoden osalta viat poimittu 26.4 asti).

Tilaston pohjalta voidaan todeta, että toimitusvarmuus on nykyisen sähkömarkkinalain pykälän 27f § sallimissa rajoissa siten, että asiakkaille ei tarvitse maksaa vakiokorvauksia keskeytyksistä. Liitteessä 4 olevat vikojen kestoajat sisältävät osittain useiden vikojen yhteenlasketun ajan, jolloin todellisuudessa yksittäisen vian kestoaika on voi olla alle taulukossa esitetyn tuntimäärän. ET:n suositusten mukainen toimitusvarmuus ei käy suoraan ilmi liitteen 4 taulukosta. Suositusten tarkastaminen vaatisi lisätutkimuksia, joita ei tässä yhteydessä tehdä.

Kuvassa 18 on eroteltuina jakelukeskeytyksiin johtaneiden vikojen aiheuttajat lähdöittäin ja sähköasemittain. Kuvasta nähdään välittömästi, että Ounasvaaran sähköaseman Vuopajantien M174 (linja) -lähtö on selvästi eniten vikaantunein tarkastelujaksolla. Lähdöllä on 132A1- ja Suursavo-avolinjaa yhteensä 1,6 km. Kesällä 2012 alueella suoritettiin kaapelointeja, joiden yhteydessä pylväsmuuntamoita muutettiin puistomuuntamoiksi, mitkä osaltaan pienentävät tulevaisuudessa eläimistä aiheutuvaa vikojen määrää. Lisäksi teknistaloudelli-

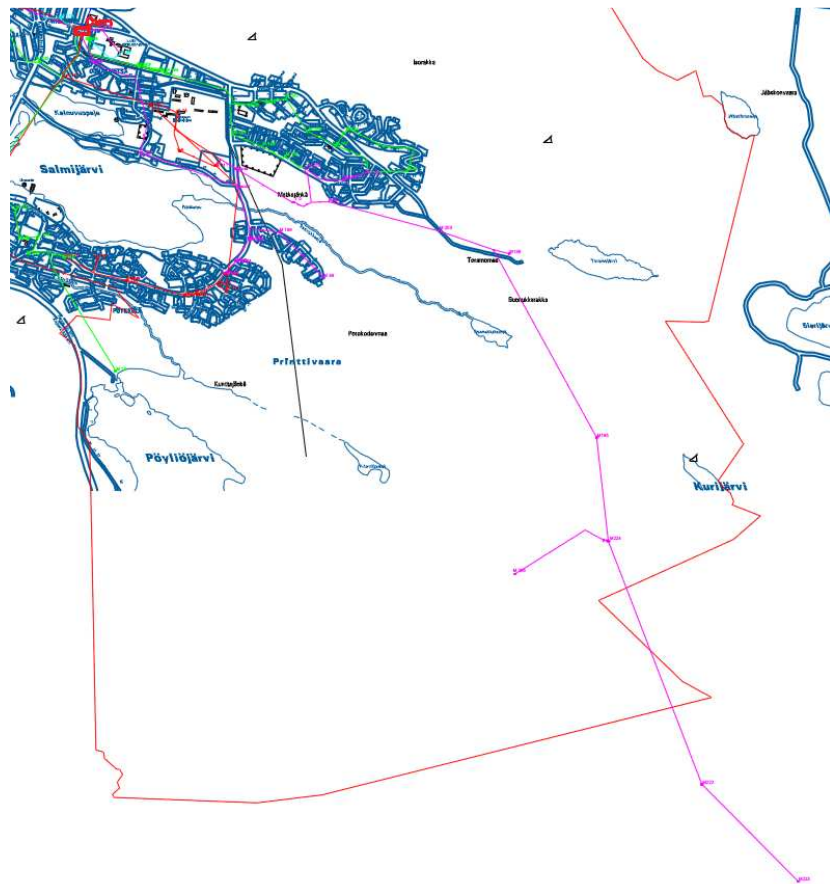
sen pitoaikansa ylittänyt Suursavo-avolinja on tarkoitus kaapeloida lähivuosina kaukolämpölinjan rakentamisen yhteydessä. (Torkkola 2012).



Kuva 18. Roven jakelualueella keskeytyksiin johtaneiden vikojen aiheuttajat vuosilta 2007–2012 (2012 vuoden osalta viat poimittu 26.4 asti) sähköasemittain ja lähdöittäin jaoteltuna.

Toinen ilmastolle altis lähtö on Ounasvaaran sähköasemalta lähtevä Kuukkelintie M205 -lähtö. Lähdön alkupäässä on kaapeloitua taajama-aluetta, jossa noin 700 asiakasta. Loppupään lähdestä kulkee 10 km metsässä avojohtona, jonka perässä on parisenkymmentä asiakasta. Kuluvana talvena 2013, joka ei näy tilastoissa, tykkylumi on aiheuttanut jakelukeskeytyksen Kuukkelintien ja Urheiluopiston lähdölle. Lisäksi Kuukkelintien-lähdön avojoh-

don alkuun on jouduttu vaihtamaan lumikuorman vaikutuksesta rikkoutunut kulmapylväs. Rikkoutunut kulmapylväs ei kerinnyt aiheuttaa vikakeskeytystä. Pitkäaikaisen kokemuksen pohjalta Kuukkelintien avojohdon alkupäähän on suunniteltu laitettavaksi maastokatkaisija (Torkkola 2012). Kuvassa 19 esitetään edellä mainittujen lähtöjen sijainnit.



Kuva 19. Kuvassa violetilla Kuukkelintien M205 -lähtö ja punaisella Vuopajantie M174 (linja) -lähtö. Kuvasta puuttuu Urheiluopiston lähtö.

4.2.6 Kuormitukset

Roven jakelualueella on kolme sähköasemaa, joissa kussakin on kaksi 25 MVA:n päämuuntajaa. Viirinkankaan sähköasema, jonne normaalitilanteessa tulee 110 kV:n syöttö alueverkosta, on ilmaeristeinen 110 kV:n sähköasema. Asemalla on 10 kV:n ilmaeristeinen kaksoiskiskokojeisto, jossa on 15 johtolähtöä. Johtolähtöjen kuormana on teollisuutta, palveluita ja asutusta. Palkisentien sähköasemalla on käytössä 110 kV:n kaasueristeinen 1-kiskokojeisto. Asemalla on 10 kV:n ilmaeristeinen kaksoiskiskokojeisto, jossa käytössä on 9 johtolähtöä ja varalla 4 johtolähtöä. Sähköasema syöttää pääosin palveluita, asutusta ja teollisuutta. Ounasvaaran sähköasema on ilmaeristeinen 110 kV:n sähköasema. Asemalla on 10 kV:n ilmaeristeinen kaksoiskiskokojeisto, jossa on 9 johtolähtöä. Aseman kuormana on pääosin asutusta ja palveluita. Asema tullaan uusimaan kesällä 2013, jolloin johtolähtöjen määrää kasvaa 13 lähtöön. Asemien huippukuormat lähdeittäin on esitetty taulukossa 12.

Taulukon 12 huipputehoista nähdään, että millään asemalla yksittäinen päämuuntaja ei ole lähelläkään nimelliskuormituspistettään. Lisäksi tuloksista nähdään, että Palkisentien ja Ounasvaaran sähköasemien kuormat jäävät molemmat alle 25 MVA:n, jolloin huippukuormillakin asemat toimisivat yhdellä päämuuntajalla. Viirinkankaan sähköaseman huipputeho on noin 26,5 MVA. Tätäkin kuormaa voitaisiin ajaa yhdellä asemalla olevalla 25 MVA:n päämuuntajalla, koska huippukuormituksen aikaa yleensä ulkoilma on hyvin kylmää, joka sallii muuntajan ylikuormittamisen. Verkossa kuluva loisteho tuotetaan sähköasemilla sijaitsevilla kondensaattoreilla, joiden kokonaiskapasiteetti on 13,3 MVA.

Taulukko 12. Roven jakelualan sähköasemien mitatut huippukuormat (SCADA 15.2.2011) ja kuormitusten sallittujen rajavirtojen saavuttaminen vuosissa johdolahtöittäin, kun huippukuorman kasvuprosentti on 2 %/a (VII=Viirinkangas, PAL= Palkisentie, OUN=Ounasvaara, PM=päämuuntaja). Päämuuntajien tehot sisältävät häviöt.

Sähköasema	Johtolahtö	Pätötehohuippu, [kW]	Loistehohuippu, [kVar]	Näennäisteohuippu, [kVA]	Vaihevirta, [A]	Huipun saavutus vuosissa
VII_PM1	Niemelänkangas	2 734	693	2 820	157	21,4
VII_PM1	Alakorkalo	1 880	498	1 945	116	36,7
VII_PM1	Vapaudentie	1 621	401	1 670	97	45,7
VII_PM1	Luironpuisto	2 408	172	2 414	136	28,7
VII_PM1	Rantavitikka	2 578	319	2 598	147	24,8
VII_PM2	Residuum	952	-107	958	39	91,8
VII_PM2	Hallitie M67	1 698	248	1 716	102	43,2
VII_PM2	Teollisuuskylä	2 228	619	2 312	128	31,7
VII_PM2	Vierustie	1 151	291	1 187	68	63,7
VII_PM2	Postitalo	1 341	233	1 361	81	54,9
VII_PM2	Hallitie M25	2 284	246	2 297	133	29,8
VII_PM2	Suosiola	740	346	817	44	85,7
VII_PM2	Lapin Pakari	2 861	549	2 913	157	21,4
VII_PM2	Lampelankatu	2 332	332	2 356	127	32,1
VII_PM1	110 kV syöttö yht.	11 330	618	11 347	55	43,8
VII_PM2	110 kV syöttö yht.	15 179	1 379	15 242	75	28,2
PAL_PM1	Kiertotie	2 632	331	2 653	150	23,7
PAL_PM1	Keskustan A-A	2 231	560	2 300	133	29,8
PAL_PM1	Koskikatu	3 008	782	3 108	177	15,4
PAL_PM2	Rakkatie	2 207	149	2 212	122	34,2
PAL_PM2	Kotitie	2 917	325	2 935	167	18,3
PAL_PM2	Piisivalkea	2 198	546	2 265	128	31,7
PAL_PM2	Hotelli- ja rav.koulu	2 312	427	2 351	133	29,8
PAL_PM1	110 kV syöttö yht.	11 300	-1 400	11 386	49	49,7
PAL_PM2	110 kV syöttö yht.	10 800	1	10 800	48	50,7
OUN_PM1	Kuntotie	2 309	517	2 366	130	31,0
OUN_PM1	Urheilupuisto	1 110	126	1 117	64	66,7
OUN_PM1	Porokatu	1 322	148	1 330	77	57,4
OUN_PM1	Vuopajantie (linja)	2 287	210	2 297	129	31,4
OUN_PM2	Sairaala	1 451	212	1 466	86	51,8
OUN_PM2	Ounaskoski	2 160	218	2 171	121	34,6
OUN_PM2	Kuukkelintie	1 749	105	1 752	103	42,7
OUN_PM2	Vuopajantie (kaapeli)	2 168	165	2 174	128	31,7
OUN_PM2	Vasantie	2 416	278	2 432	138	27,9
OUN_PM1	110 kV syöttö yht.	7 035	1 312	7 156	35	66,7
OUN_PM2	110 kV syöttö yht.	9 810	1 274	9 892	49	49,7

Roven jakelualueen huipputeho on kasvanut vuosien 1990–2011 välillä noin 1,8 % vuosivauhtia, huipun ollessa 67 MVA (Moilanen 2011: 11). Kasvuprosentissa on luonnollisesti mukana sähkönkulutuksen kasvun ja verkon laajenemisen vaikutukset. Huipputehon vuosittaisen kasvuprosentin avulla voidaan määrittää aika, jonka kuluttua suurimmat sallitut tehot saavutetaan. Johtolähtöjen ja päämuuntajien rajavirtojen saavuttamisaika t [a] vuosissa saadaan yhlöllä

$$t = \lg_{\left(1+\frac{p}{100}\right)} \frac{P_{max}}{P_{alkuhetki}} = \frac{\ln\left(\frac{P_{max}}{P_{alkuhetki}}\right)}{\ln\left(1+\frac{p}{100}\right)} = \frac{\ln\left(\frac{I_{max}}{I_{alkuhetki}}\right)}{\ln\left(1+\frac{p}{100}\right)}, \quad (24)$$

missä P_{max} on sallittu huipputeho [MW], $P_{alkuhetki}$ on alkuhetken huipputeho [MW], I_{max} on johtolähdön suurin sallittu kuormitusvirta ja päämuuntajan osalla 110 kV puolelta mitattu nimelliskuormitusvirta [A], $I_{alkuhetki}$ on alkuhetken huippukuormitusvirta [A] ja p huippukuorman kasvuprosentti. Edellisen sivun taulukon 12 oikean puoleisimmassa sarakkeessa on esitetty yhtälöllä 24 lasketut rajavirtojen saavuttamisajat. Johtolähtöjen osalta rajavirtana on käytetty 240 A, päämuuntajan osalta nimelliskuormitusvirtaa 131 A 110 kV puolelta mitattuna ja huippukuorman kasvuprosenttina 2 %. Laskentatuloksista voidaan päätellä, että Palkisentie ja Ounasvaaran päämuuntajien vaihdot tulevat ajankohtaiseksi kapasiteetin riittämättömyyden vuoksi reilun 50 vuoden kuluttua ja Viirinkankaan noin 35 vuoden kuluttua. Johtolähdöillä tarve uusimiseen vaihtelee paljon. Palkisentiellä johtolähtöjen lisäyksen tarve on suurin ja asema onkin saneerattu ja johtolähtöjä lisätty. Olettamalla huippukuorman kasvuprosentiksi 4 %/a, sallittujen raja-arvojen saavuttamisajat puoliintuvat.

Johtolähtöjen tulevaisuuden kuormituksista ja riittävydestä on Rovaniemen Verkko Oy:lle tehty insinööritöitä, joiden mukaan johtolähtöjä tarvitaan lisää, jotta kuormituksen sallittu rajavirta ei ylity vuoteen 2030 mennessä (Hemmilä 2009; Moilanen 2011). Palkisentien sähköasema on uusittu kesällä 2012, jonka yhteydessä saneerattiin vanha 10 kV:n kojeisto ja lisättiin lähtöjen määrää. Ounasvaaran sähköasemalle samainen toimenpide tullaan tekemään vuonna 2013.

5 KEHITYSSUUNNITELMA KOLMANNELLE VALVONTAJAKSOLLE

5.1 Investoinnit

Roven kehityssuunnitelmassa kolmannelle valvontajaksolle on otettu huomioon sen jakelualueen kaavoitussuunnittelu, väestöennuste, verkkokomponenttien iät ja mahdollinen yhteistyö Rovaniemen kaupungin kanssa. Lisäksi kehityssuunnitelmassa on otettu huomioon työ- ja elinkeinoministeriön ehdotukset sähkömarkkinalakiin. Lakiehdotus sisältää mm. kehittämissuunnitelman tekemisen, yhteistyön tekemistä muiden infrastruktuurin haltijoiden kanssa sekä pitkäjänteisen käyttövarmuutta parantavien investointien tekemisen. Kehityssuunnitelmaan on otettu huomioon henkilökunnan näkemykset investoinneista lähivuosille.

Kaavoitus ja väestöennuste kulkevat osittain käsi kädessä, koska uusien asuinalueiden myötä väestö lisääntyy. Uusien kaavoitettujen alueiden myötä verkkoyhtiölle muodostuu uudisinvestointeja verkon laajenemisesta. Uudisinvestoinnit kasvattavat verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoa, jolloin kohtuullinen tuotto ja investointikannustimen vaikutus kasvavat. Toisaalta jälleenhankinta-arvosta lasketut tasapoistot kasvavat, mikä kasvattaa vuosittain pakollista korvausinvestointitasoa. Kehityssuunnitelmassa on otettu huomioon Rovaniemen kaupungin vahvistetut asemakaavat sekä mahdolliset uudet asemakaava-alueet, joita ei ole vielä vahvistettu. Kaavoitukseen liittyvää aineistoa on saatavilla Rovaniemen kaupungin Internet-sivuilta. Kuvista 20–22 käy ilmi alueet, jotka on otettu huomioon kehityssuunnitelmassa. Kehityssuunnitelmassa uusien alueiden sähköverkon mallina on käytetty vastaavanlaisen olemassa olevan verkon rakennetta, jonka mukaan alueen uudisinvestoinnille on laskettu hinta EMV:n valvontamallin mukaisesti.

Kehityssuunnitelmalla on tarkoitus aloittaa yli-ikäisten verkonosien poistaminen Roven verkosta. Yli-ikäiset maakaapelit ovat poikkipinnoiltaan liian pieniä vastamaan tämän päivän tehontarvetta, kuten poikkeuskytkentätarkastelusta kävi ilmi. Nämä maakaapelit tullaan

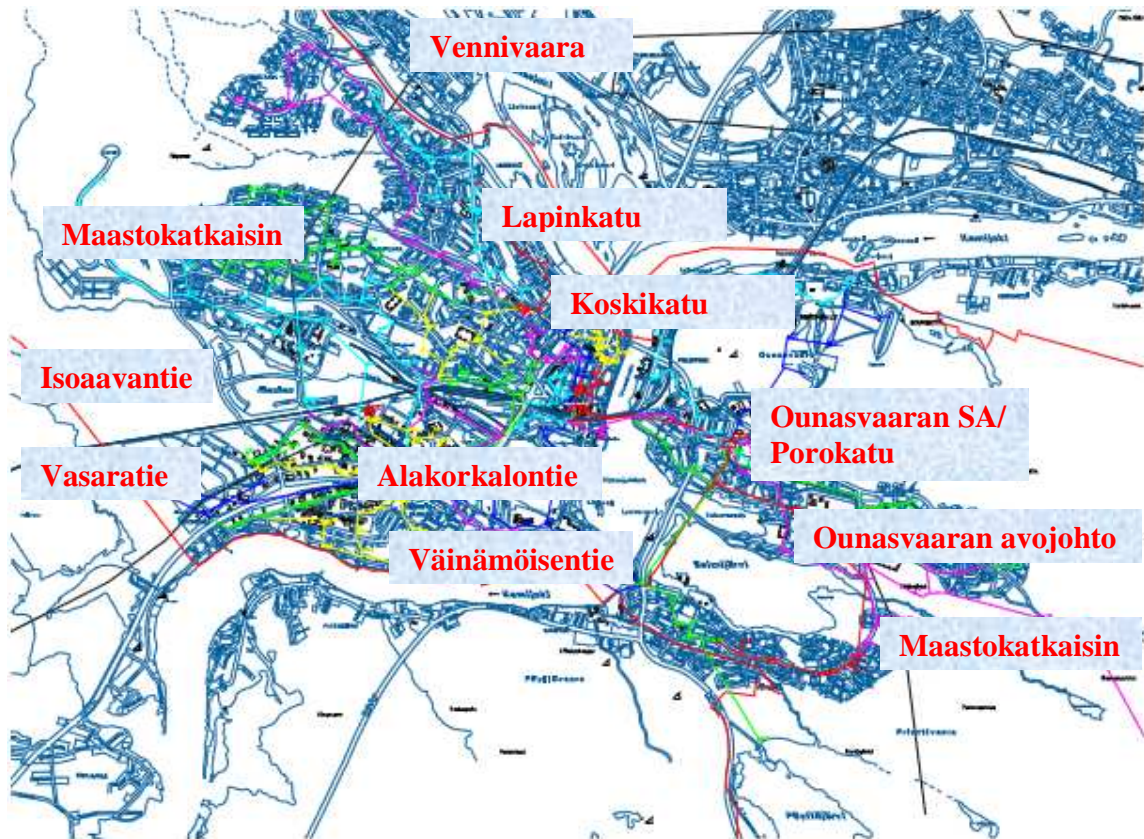
kehityssuunnitelmassa tietyiltä osin poistamaan ja korvaamaan uusilla. Valvontamallin näkökulmasta tämä tarkoittaa korvausinvestointien tekemistä. Kehityssuunnitelmassa yli-ikäisten maakaapeleiden korvausinvestoinnit on suunniteltu suoritettavaksi yhteistyössä omistajan eli Rovaniemen kaupungin kanssa. Yhteistyöllä tässä tapauksessa tarkoitetaan sitä, että maakaapeleiden vaihtotyöt suoritetaan mahdollisuuksien mukaan samanaikaisesti Rovaniemen kaupungin suorittaessa omia kaivuutöitään siellä missä Roven maakaapeleita sijaitsee. Näin toimittaessa saadaan säästöjä kaivuukustannuksissa.

Valvontamallissa yli-ikäisille verkkokomponenteille ei sallita kohtuullista tuottoastetta eli ne tulisi valvontamallin mukaan poistaa käytöstä. Yli-ikäiset verkkokomponentit voidaan poistaa kokonaan käytöstä tai ne voidaan korvata uusilla. Yli-ikäisen verkkokomponentin poistaminen kokonaan käytöstä laskee verkon jälleenhankinta-arvoa, mutta ei vaikuta kohtuullisen tuottotasoon sen nykykäyttöarvon ollessa nolla. Verkkokomponentin kokonaan poistaminen pienentää jälleenhankinta-arvosta laskettujen tasapoistojen määrää, jolla on pienentävä vaikutus investointikannustimen vuotuisen korvausinvestointimäärään ja kannustinvaikutukseen. Korvausinvestointi kasvattaa sähköverkon nykykäyttöarvoa, jolla on suuri merkitys kohtuullisen tuottotason määrittämisessä. Lisäksi korvausinvestointeja tulee tehdä vuosittain jälleenhankinta-arvosta laskettujen tasapoistojen verran.

Tätä työtä tehtäessä vuoden 2012 investoinnit on tehty ja ne on huomioitu kehityssuunnitelmassa toteutuman mukaisesti. Vuonna 2013 käyttöikänsä päässä olevia KJ-maakaapeleita, joiden poikkipinnat ovat välillä 95–185 mm², korvataan uusilla Porokadulla, Ounaskosken sillalla ja Koskikadulla yhteensä noin 3,5 km. Alakorkalontielle 132Al-avojohtoa maakaapeloidaan 450 m 240ax-w -kaapelilla ja Ounasrinteellä 770 m. Molemmissa tapauksissa pylväsmuuntamot korvataan puistomuuntamoilla ja jakelumuuntajat vaihdetaan. Maastokatkaisijoita lisätään verkkoon kaksi kappaletta, joista toinen tulee Ounasvaaran sähköaseman Vuopajantien lähdölle Kroopinpaloon menevän avojohdon alkuun. Toinen maastokatkaisija lisätään Viirinkankaan sähköaseman Hallitien lähdön häntään avojohdon alkuun. Näillä lähdöillä tämän hetkisen tiedon mukaan on eniten eläinten ja ilmas-

ton aiheuttamia vikoja kappaleen 4.2.5 mukaisesti. PJ-puolella AMKA-verkkoa maakaapeloidaan Väinämöisentiellä, Lapinkadulla, Viestitiellä ja Juurakkotiellä yhteensä 2,8 km. Vennivaaraan Veitteläntielle ja Lehtiojantielle on kaavoitettu pientalojen asuinalue, jonne tulee uutta KJ-kaapelia noin 600 m, PJ-kaapelointia 2300 m ja kaksi puistomuuntamoaa 500 kVA:n jakelumuuntajilla. Teollisuuskylään Isoaavantielle, Verstaantielle ja Vasaratielle on kaavoitettu teollisuudelle tontteja, minne rakennetaan KJ-maakaapeleita noin 900 m ja PJ-kaapelointia 2700 m. Lisäksi yksittäisiä PJ-liittymisjohtoja tontin ulkopuolelle rakennetaan noin 2400 m. Etäluettaviksi alle 63 A pääsulakkeilla varustettujen käyttöpaikkojen lukumääräksi saadaan noin 24 400 kappaletta. Ounasvaaran sähköaseman 10 kV:n puolen kaikki laitteistot uusitaan (12 kpl) ja lähtöjen määrää lisätään neljällä. Saneerauksen jälkeen otetaan aluksi käyttöön 13 lähtöä ja 3 jää varalle. Kuvassa 20 on esitetty vuoden 2013 investointikohteet kartalla. EMV:n valvontamallin laskentamethodiikan mukaan investoinnit tulevat maksamaan noin 3,0 M€, joista korvausinvestinteja on noin 2,2 M€

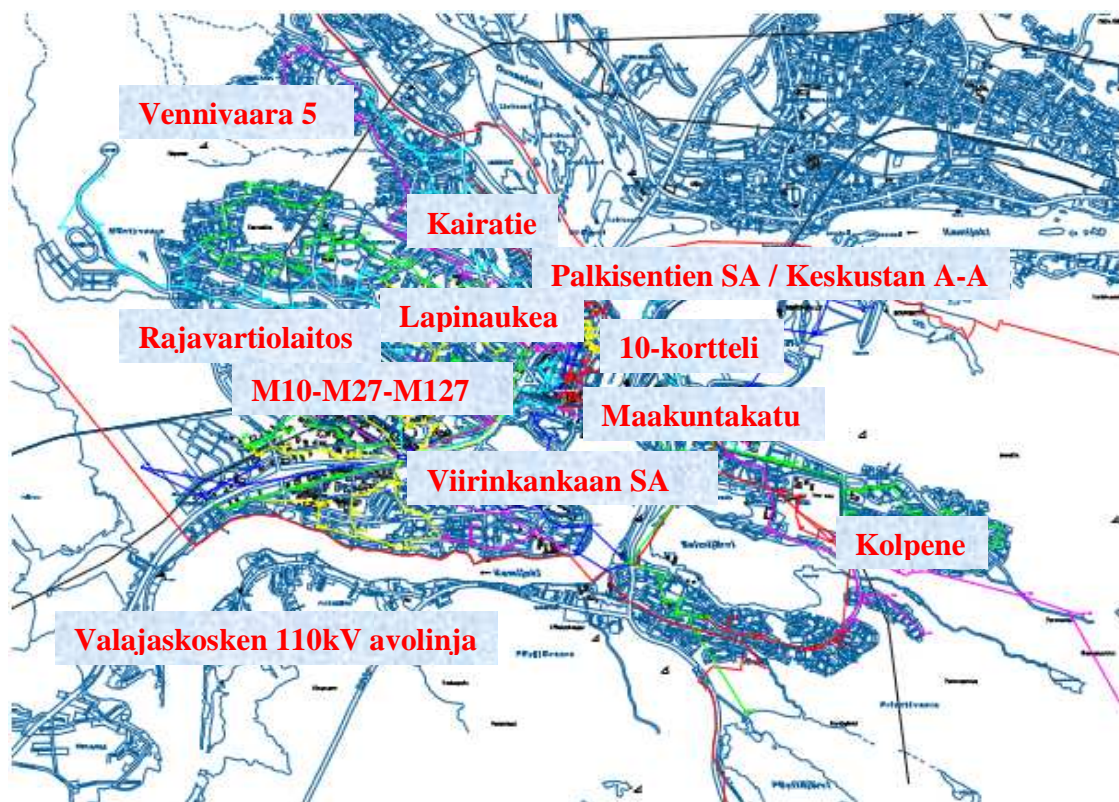
Vuoden 2013 aikana investoidaan uusi asiakastietojärjestelmä ja valtioneuvoston asetuksen 66/2009 mukainen online-palvelu. Online-palvelussa verkonhaltijan asiakkaalla on oikeus saada ilmaiseksi tuntimittauslaitteiston keräämää kulutustietoa. Tiedon on oltava siinä muodossa, että kuluttajalla on mahdollista jatkojalostaa dataa. Online-palvelun on oltava käytössä 1.1.2014. (Valtioneuvoston asetus 66/2009: 6.luku 8 §, 8.luku 3 §.)



Kuva 20. Vuoden 2013 investointikohteet kartalla.

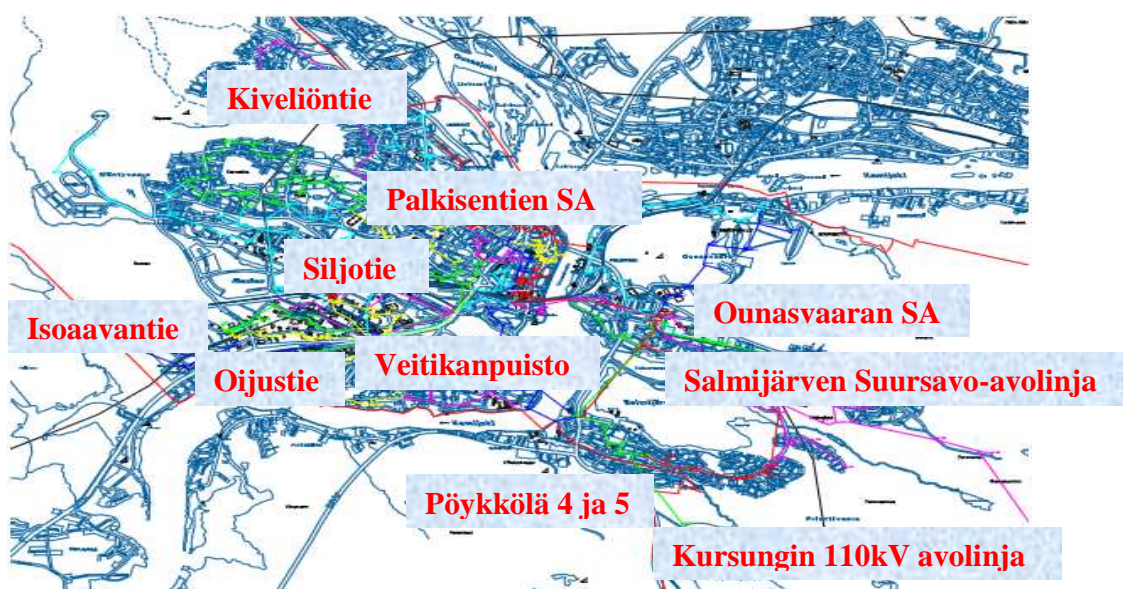
Vuonna 2014 käyttöikänsä päässä olevien maakaapeleiden korvaus uusilla jatkuu. 95 mm² kaapelia otetaan pois käytöstä (verkonarvon laskennassa tarkoittaa poistoa verkon jälleenhankinta-arvosta) Kolpeneen keskuslaitoksen alueelta ja Viirinkankaan sähköaseman Postitalon lähdön alkupäästä yhteensä 2,3 km. Käyttöikänsä loppupuolella olevia muuntamoita jakelumuuntajineen ja maakaapeleita korvataan Palkisentien sähköaseman lähdöllä Keskustan A-A väliltä PAL – M 208 ja väliltä M 10 – M 27 – M 127 yhteensä 7 kpl ja 1,8 km. Viirinkankaan sähköasemalla uusitaan 2 kpl 2,5 MVar kondensaattoria ja uusitaan 110 kV ilmaeristeinen katkaisija. Katkaisijan uusimisen yhteydessä uusitaan Valajaskoskelta tuleva 110 kV:n linjasta pylvää 6,7 km matkalta. Linjan uusimisen yhteydessä tulee ottaa huomi-

oon mahdollinen Mustikkamaan voimalaitoksen rakentaminen, joka edellyttää nykyistä suurempaa siirtokapasiteettia nykytilanteeseen verrattuna. Mikäli johdin poikkipinta kasvaa Valajaskoskelta tulevassa 110 kV avolinjassa, tulee huomioida lisäksi se, että Rovakaira Oy omistaa linjan alkupäästä noin 1,3 km osuuden. Uusia asiakkaita varten verkko laajenee kaupungin keskustassa 10-korttelin alueella, johon tulee hotelli ja kerrostalo. Kairatielle (korttelit 318 ja 319), Lapinaukealle (1.osa) ja Maakuntakadulle (Ounaskosken koulu) tulee kerrostaloja sekä Rajavartioston alueelle tulee kerros-, omakoti- ja rivitaloja. Uusia omakoti- ja rivitaloalueita tulee Vennivaaraan (Vennivaara 5) ja Kolpeneen alueelle. Uudisinvestointien arvioidaan käsittävän 8 uutta muuntamoita ja jakelumuuntajaa, 3,5 km KJ-maakaapeleita sekä 8,6 km PJ-maakaapeleita. Kuvassa 21 on esitetty vuoden 2014 investointikohteet kartalla. EMV:n valvontamallin laskentametsodiikan mukaan investoinnit tulevat maksamaan noin 3,0 M€, joista korvausinvestointeja on noin 1,8 M€.



Kuva 21. Vuoden 2014 investointikohteet kartalla.

Vuonna 2015 Kiveliöntien laajentamisen yhteydessä uusitaan käyttöikänsä päässä olevaa kaapeliverkkoa 1,7 km ja 5 muuntamoaa ja jakelumuuntajaa. Samassa yhteydessä rakennetaan varayhteys Kairatien lähdöltä Kiertotien lähdölle välille M 128–M 192, jonka pituus on noin 1,2 km 240ax-w kaapelia. Salmijärven yli menevä SuurSavo-avolinja (noin 1 km) korvataan 240ax-w maakaapelilla kaukolämpöverkon rakentamisen yhteydessä. Palkisentien sähköasemalla uusitaan 1 kpl 3,3 MVAR kondensaattori. Ounasvaaran sähköasemalla uusitaan 2 kpl 110 kV:n katkaisijaa. Samassa yhteydessä uusitaan kaikki pylvää Ounasvaaran sähköasemalta lähtevältä Kursungin varayhteydeltä 8,5 km matkalta. Palkisentieltä rakennetaan uusi KJ-lähtö keskustaan kapasiteetin kasvun myötä. Uusia teollisuudelle kaavoitettuja tontteja tulee Isoaavantien teollisuusalueelle ja kerrostaloille varattuja tontteja Oijustien sillan läheisyyteen, Veitikanpuistoon ja Siljotielle. Pöykkölän asuinalue laajenee uusilla omakoti- ja rivitaloalueilla (Pöykkölä 4 ja Pöykkölä 5). Uudisinvestointeihin arvioidaan tarvittavan 8 muuntamoaa ja jakelumuuntajaa, 5,8 km KJ-kaapelia ja 18,2 km PJ-kaapelia. Kuvassa 22 on esitetty vuoden 2015 investointikohteet kartalla. EMV:n valvontamallin laskentamethodiikan mukaan investoinnit tulevat maksamaan noin 3,9 M€, joista korvausinvestointeja on noin 2,3 M€.



Kuva 22. Vuoden 2015 investointikohteet kartalla.

5.2 Investointien vaikutukset valvontamallissa

Edellisessä kappaleessa 6.1 luotiin Rovelle kehityssuunnitelma kolmannelle valvontajaksolle vuosille 2012–2015. Investointien vaikutus verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoon riippuu investoinnin luonteesta: uudisinvestointi kasvattaa sekä JHA:ta että NKA:ta, korvausinvestointi kasvattaa pelkästään NKA:ta. Verkon NKA määrää suurelta osin kohtuullisen tuoton määrän. Korvaus- ja laajennusinvestointien uutta jaotellutapaa noudatetaan 1.1.2013 alkaen eli ne tulee jaotella EMV:n tunnuslukumääräyksen mukaisesti ensimmäisen kerran vuonna 2014 (Energiamarkkinavirasto 2012c).

Verkon JHA:n ja NKA:n laskemiseksi luotiin Excel-taulukkomalli, jotta kehityssuunnitelman mukaisten investointien vaikutukset valvontamallista saadaan arvostettua oikein. Mallissa verkon arvo määritetään kappaleessa 3.2 esitetyn EMV:n kolmannelle valvontajaksolle määriteltyjen suuntaviivojen mukaisesti. Mallissa oletetaan keski-ikä kasvavan vuosittain yhdellä vuodella. Tämä ei pidä paikkaansa kaikkien verkkokomponenttien osalta, sillä jos osa komponenttiryhmän yksittäisistä komponenteista on jo saavuttanut pitoaikansa, niin se ei enää vanhene. Tällöin keskimääräinen vanheneminen laskee, eikä vanhenemista tapahdu enää niin paljoa. Toisin sanoen, jos kaikilla verkkokomponenteilla on vielä pitoaika jäljellä, keskimääräistä vanhenemista tapahtuu maksimissa 1 vuosi per vuosi. Jos komponenttiryhmästä osa komponenteista on jo saavuttanut pitoaikansa, tapahtuu keskimääräistä vanhenemista alle 1 vuosi per vuosi. Jotta koko verkon tarkka ikä jokaiselle valvontajakson vuodelle saataisiin määritettyä, tulisi jokaiselle yksittäiselle verkonosalle mallintaa sen ikätieto vuosien 2012–2015 välillä. Ikätietojen tarkka ylläpito vaatisi kohtalaisen paljon resursseja, mutta saatava hyöty jäisi pieneksi.

Rakennuskustannusindeksi, kuluttajahintaindeksi ja riskitön korkokanta vuosille 2012–2015 on saatu Eldiksestä liitteen 5 mukaisesti. Eldis on jakeluverkkoyhtiöitä varten kehitetty Internet-palvelu, jonka avulla voidaan tehdä valvontamalliin perustuvaa sallitun tuoton laskentaa (Eldis 2013).

Verkon arvoon lasketaan mukaan komponentit, jotka ovat tosiasiallisesti käytössä, joten esimerkiksi sähköasemilla olevia varalähtöjä ei oteta mukaan verkon arvon laskentaan. 110 kV:n ilmajohdon uusinnassa pylväiden iät määrittävät ilmajohdon NKA:n, joten johtimen poikkipinnalla ei tässä tapauksessa ole merkitystä. Verkon arvon määrittämisessä siirryttiin käyttämään todellisia kaapelioiden pituuksia, joilla saatiin noin 2 % korotus verkon nykykäyttöarvoon verrattuna tilanteeseen jossa maakaapelioiden pituudet olisi laskettu käyttäen yhteiskäyttösuuskertoimia. Kohtuulliseen tuottoon saatiin noin 2,3 % korotus, joka vastaa 21,7 k€ vuonna 2013. Arvioitaessa kaapelioiden pituuksia eri vuosille, kasvatetaan kaapelioiden pituuksia vuosittain noin uudisinvestoinneissa olevien kaapeleiden määrän verran. Puolet lisäyksestä tulee vaikeaan kaivuolosuhteeseen ja jäljellä olevat neljännekset normaaliin ja helppoon kaivuolosuhteeseen.

Kohtuullisen tuoton laskennassa käytetyt tuloslaskelman ja taseen ennusteet vuosille 2012–2015 ovat yhtiön taloushallinnolta saatuja arvioita. Tuloslaskelma ja tase ovat usean eri henkilön tekemiä, eivätkä ne kaikilta osin täytä kirjanpidolle asetettuja vaatimuksia. Virheitä aiheuttavat poikkeavuudet poistoerossa ja suunnitelman mukaisissa poistoissa tuloslaskelmassa ja taseessa. Laskennan kannalta poistoeron vaikutus lopputulokseen on kuitenkin vähäinen. Suunnitelman mukaisten poistojen suuruudella on suurempi vaikutus oikaistuun tulokseen investointikannustimen kautta. Taseen ennustaminen on haastavaa, koska se vaatii mm. syvällistä tuntemusta verkon komponenttien kirjanpidollisista arvoista ja poistoista, tulevien investointien tarkkaa kohdentamista oikeille tase-erille, myyntiin ja laskutukseen liittyvien määrien ennustamista ja tulevaisuudessa käytettävän rahoituksen tuntemista. Laskennassa on käytetty parhaita mahdollisia tuloslaskelman ja taseen ennusteita, jotka olivat saatavilla joulukuussa 2012.

Laatukannustimen laskennassa tarkastelujaksolla käytetään vuosien 2005–2011 keskeytysten keskiarvoja. Tällöin keskiarvoon sisältyy vuosi 2007, jolloin tehtiin Viirinkankaan sähköaseman remontti. Roven käyttöpäällikön Arvo Torkkolan mukaan sähköasemaremontti

lisää odottamattomien keskeytysten määrää, jolloin ne on syytä ottaa laskennassa huomioon, koska kesällä 2013 on edessä Ounasvaaran sähköaseman remontti. Eri vuosien keskeytyksien tunnusluvut on tehty vertailukelpoisiksi painottamalla ne vuosienergioilla.

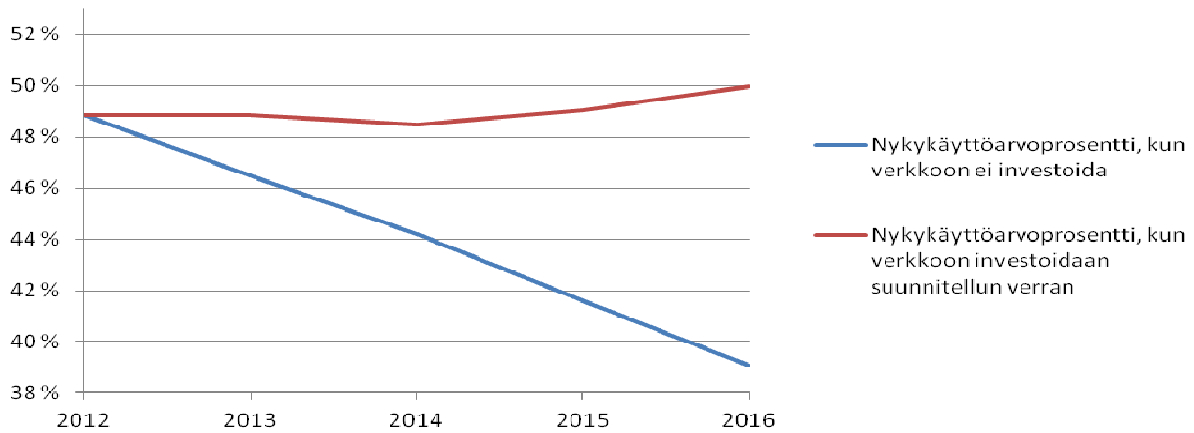
Tehostamiskannustimen laskennassa maakaapelointiasteen arvioidaan kasvavan noin 0,7 % vuodessa. Verkon pituus tarkistetaan joka vuosi erikseen, jolloin suunniteltujen investointien vaikutus tulee kokonaisuudessa huomioiduksi tähän kohtaan. Uusien käyttöpaikkojen määrän lisääntymisvauhti Roven verkossa vuosina 2007–2011 oli noin 3,7 %/a ja käyttöpaikkojen lukumäärä vuonna 2011 oli 25 000. Tilastokeskuksen mukaan Roven jakelualan väestönkasvu on ollut vuosina 2009–2011 noin 0,7 % vuodessa, jollaisena se tulee myöskin jatkumaan (Rovaniemen kaupunki 2013: 8–11, 13). Näiden tietojen pohjalta käyttöpaikkojen määrän laskennassa arvioidaan lisääntyvän noin 2,4 % vuodessa. Verkossa loppukäyttäjille siirretyn energiamäärän arvioidaan kasvavan noin 1 % vuosivauhtia vuosina 2013–2015. Tuotosmuuttujien arvojen kasvaessa, kasvavat myös sallitut tehostamiskustannukset.

Innovaatiokannustimen vaikutus saadaan huomioiduksi vuodesta 2013 alkaen, jolloin alle 63 A pääsulakkeilla olevat käyttöpaikat tulevat etäluennan piiriin. Vuonna 2013 innovaatiokannustimen laskentaan otetaan mukaan 24 400 käyttöpaikkaa, joille saadaan 5 € kannustinvaikutus per käyttöpaikka. Vuosille 2014–2015 innovaatiokannustimeen hyväksyttävien käyttöpaikkojen lukumäärän arvioidaan kasvavan 2,4 % vuosivauhtia. Lisäksi vuodelle 2012 innovaatiokannustimeen lisätään tämän opinnäytetyön tekemisestä aiheutuvat kulut, jotka ovat noin 17 k€.

Uudet liittymät muuttuivat 1.10.2012 siirto- mutta ei-palautuskelpoisiksi, jolloin niistä saatavat tulot merkitään tuloslaskelmaan tuotoiksi, eikä ne enää kasvata liittymismaksurahastoa taseessa. Taseessa oleva liittymismaksurahaston arvioidaan pienenevän vuosittain saman verran kuin uusia liittymiä kirjataan tuloslaskelmaan. Taloushallinnosta saadun arvion

mukaan liittymismaksurahasto pienenee (eli uusia liittymismaksuja kirjataan tuloslaskelmaan) vuonna 2013 294 k€, vuonna 2014 300 k€ ja vuonna 2015 303 k€.

Liitteissä 6 ja 7 on laskettu edellä mainittujen tietojen perusteella Roven sallittu tuotto vuosille 2012–2015. Keskeisimmät tulokset on kerätty taulukkoon 13 sivulla 95. Laskenta on suoritettu EMV:n laskentataulukolla ja Eldiksen laskentasisivustolla. Taulukon 13 tuloksista nähdään, että tässä työssä esitetyn investointisuunnitelman mukaisilla toteutuksilla verkon nykykäyttöarvoprosentti nousee 50 %:iin valvontajakson päätyttyä. Verkon nykykäyttöarvoprosenttina ”kipurajana” voidaan pitää 50 %, jolloin sen ylityttyä verkko ei vanhene. Kuvassa 23 on esitetty verkon nykykäyttöarvoprosentin kehittyminen, kun verkkoon investoidaan suunnitellun verran ja kun verkkoon ei investoida kolmannella valvontajaksolla.



Kuva 23. Nykykäyttöarvoprosentin kehittyminen vuosina 2012–2016, kun verkkoon investoidaan suunnitellun verran ja kun verkkoon ei investoida kolmannella valvontajaksolla.

Kuvasta 23 nähdään, että investoinnit verkkoon ovat välttämättömiä nykykäyttöarvon säilymisen ja riittävän korvausinvestointitason kannalta. Rovella olisi mahdollisuus laiminlyödä investoinnit kolmannella valvontajaksolla toiselta valvontajaksolta jääneen 4 540 k€ alijäämän turvin, jolloin toiminta alkaisi tuottaa ylijäämää neljännen valvontajakson alussa. Investointien laiminlyöminen aiheuttaisi kuitenkin kaksinkertaiset korvausinvestointitarpeet neljännellä valvontajaksolla, joten korvausinvestointeja ei kannata laiminlyödä.

Kuvan 23 tulos on hieman pessimistinen, sillä verkkokomponenttien vanheneminen ei todellisuudessa ole niin nopeaa kuin kuva antaa ymmärtää. Tämä johtuu käytetyn mallin keski-ikänsä nopeasta kasvamisesta, joka on oletettu olevan 1 vuosi yhdessä vuodessa.

Taulukossa 13 esitetyillä investointisuunnitelman mukaisilla korvausinvestoinneilla kolmannen valvontajakson lopuksi arvioidaan jäävään noin 150 k€ korvausinvestointiylijäämää. Tulos voidaan tulkita riittäväksi korvausinvestointitasoksi. Korvausinvestointiylijäämän suuruus voidaan kompensoida neljännellä valvontajaksolla, mutta sen ollessa verrattain pieni korvausinvestointien pienentämiseen ei ole aihetta.

Taulukko 13. Keskeisimmät tulokset Roven sallitun tuoton laskennassa vuosille 2012–2015.

	2012	2013	2014	2015	2016
Verkon JHA [k€]	68 593,10	71 328,85	76 390,23	79 921,88	84 380,57
Verkon NKA [k€]	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36	42 171,97
Nykykäyttöarvoprosentti [%]	48,9	48,9	48,5	49,0	50,0
Korvausinvestoinnit [k€]		2 243,61	1804,54	2 307,00	
Laskennallinen tasapoisto [k€]		1 871,47	2 118,66	2 215,05	2 338,17
Korvausinvestointien ali(-) – tai ylijäämä (kumulatiivinen) [k€]		372,14	58,02	149,96	
Kohtuullinen tuotto [k€]	1305,89	947,96	1378,26	1490,89	
Siirretty energia [MWh]	328,42	320,40	325,00	328,00	
Siirtohinta (keskimääräinen) [€/MWh]	21,20	22,55	23,00	24,00	
Siirtohinta max. ilman alijäämän kompensointia (keskimääräinen) [€/MWh]	23,32	23,65	25,80	26,22	
Siirtohinta max. alijäämä kompensoituna (keskimääräinen) [€/MWh]	27,91	28,35	30,44	30,81	
Toteutunut oikaistu tulos [k€]	782,85	682,04	691,46	941,81	
Toteutunut oikaistu tulos max. ilman alijäämän kompensointia [k€]	1 305,89	947,96	1 378,26	1 490,89	
Toteutunut oikaistu tulos max. alijäämä kompensoituna [k€]	2 440,89	2 082,96	2 513,26	2 625,89	
Tilikauden ali(-) - tai ylijäämä (+) [k€]	-523,04	-265,92	-686,80	-549,08	
Tilikauden ali(-) - tai ylijäämä (+) max. ilman alijäämän kompensointia [k€]	0,00	0,00	0,00	0,00	
Tilikauden ali(-) - tai ylijäämä (+) max. alijäämä kompensoituna [k€]	0,00	0,00	0,00	0,00	
4. valvontajaksolle siirtyvä ali(-) –tai ylijäämä(+) [k€]	-2 024,83				
4. valvontajaksolle siirtyvä ali(-) –tai ylijäämä(+), ilman alijäämän kompensointia [k€]	0,00				
4. valvontajaksolle siirtyvä ali(-) –tai ylijäämä(+), alijäämä kompensoituna [k€]	0,00				

Arviot siirretyn energian määrästä vuosille 2012–2015 on saatu Roven henkilökunnalta. Siirryten energianmäärän ja sähkön siirron myynnin osamäärästä saadaan koko verkon keskimääräinen siirtohinta. Roven tulot koostuvat suurimmaksi osaksi sähkönsiirron myynnistä asiakkaalle. Taulukossa 13 vaaleammalla harmaalla on esitetty arvio suurimmasta sallitusta keskimääräisestä siirto hinnasta, mikäli tarkasteluvuoden kohtuullinen tuotto käytettäisiin kokonaan. Tummemmalla harmaalla on esitetty arvio suurimmasta sallitusta siirto hinnasta, mikäli tarkasteluvuonna kohtuullinen tuotto käytettäisiin kokonaan ja kompensoitaisiin toiselta valvontajaksolta jäänyt alijäämä. Alijäämä oletetaan kompensoitavaksi tasaverissa kolmannella valvontajaksolla, joka tarkoittaa 1 135 k€ lisäystä vuosittain kohtuulliseen tuottoon. Keskimääräisten siirtohintojen arviointiin kehitettiin tätä työtä varten taulukkolaskentamalli helpottamaan ja nopeuttamaan tulosten arviointia. Arvio siirtohinnoille saadaan kun iteroidaan yhtälöryhmää

$$\left\{ \begin{aligned}
H_{\text{km,max,t}} &= H_{\text{km,t}} + \frac{LK_{\text{vaihto,max,t}} - S_{\text{myynti,t}}}{E_{\text{tot,t}}} \\
LK_{\text{voitto,max,t}} &= \frac{R_{\text{k,post-tax,t}} + K_{\text{ali(yli-)jäämä,t}}}{(1-v_t)} - V_{\text{tase,t}} - V_{\text{kannustimet,t}} - V_{\text{kustannukset,t}} \\
LK_{\text{vaihto,max,t}} &= LK_{\text{voitto,max,t}} - V_{\text{tuloslaskelma,t}} \\
T_{\text{pre-tax,t}} &= LK_{\text{voitto,max,t}} + V_{\text{tase,t}} + V_{\text{kannustimet,t}} + V_{\text{kustannukset,t}} \\
TAX_{\text{lask,oik,t}} &= v_t \cdot T_{\text{pre-tax,t}} \\
LK_{\text{vaihto,5\%,t}} &= 0,05 \cdot LK_{\text{vaihto,max,t}} \\
RK_{\text{oik,t}}(RO_{\text{oik,t}}, LK_{\text{vaihto,5\%,t}}) &= \begin{cases} RO_{\text{oik,t}} \cdot C_D & , RO_{\text{oik,t}} \leq LK_{\text{vaihto,5\%,t}} \\ LK_{\text{vaihto,5\%,t}} \cdot C_D & , RO_{\text{oik,t}} > LK_{\text{vaihto,5\%,t}} \end{cases} \\
NK_{\text{oik,t}}(NK_{\text{eriyt,t}}, RK_{\text{oik,t}}) &= \begin{cases} NK_{\text{eriyt,t}} & , -RK_{\text{oik,t}} \leq NK_{\text{eriyt,t}} \leq RK_{\text{oik,t}} \\ RK_{\text{oik,t}} & , NK_{\text{eriyt,t}} > RK_{\text{oik,t}} \\ -RK_{\text{oik,t}} & , NK_{\text{eriyt,t}} < -RK_{\text{oik,t}} \end{cases} \\
V_{\text{kustannukset,t}} &= -RK_{\text{oik,t}}(RO_{\text{oik,t}}, LK_{\text{vaihto,5\%,t}}) + NK_{\text{oik,t}}(NK_{\text{eriyt,t}}, RK_{\text{oik,t}}) \\
TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}} &= LK_{\text{vaihto,max,t}} - LK_{\text{vaihto,eriyt,t}} \\
TK_{\text{tax,eriyt,t}}(TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}}) &= \begin{cases} TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}} \cdot v_t & , TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}} > 0 \\ 0 & , TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}} \leq 0 \end{cases} \\
TK_{\text{tulos,eriyt,t}} &= TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}} - TK_{\text{tax,eriyt,t}}(TK_{\text{voitto,pretax,eriyt,t}}) \\
T_{\text{tot. oik. tulos,t}} &= T_{\text{pre-tax,t}} - TAX_{\text{lask,oik,t}} \\
T_{\text{ali(yli-)jäämä,t}} &= R_{\text{k,post-tax,t}} - T_{\text{tot. oik. tulos,t}}
\end{aligned} \right. \quad (25)$$

missä t on tarkastelu vuosi, $H_{\text{km, max, t}}$ on suurin sallittu keskimääräinen siirtohinta [€/MWh], $H_{\text{km, t}}$ on toteutunut keskimääräinen siirtohinta [€/MWh], $LK_{\text{vaihto, max, t}}$ on suurin sallittu eriytetyn tilinpäätöksen mukainen liikevaihto [k€], $S_{\text{myynti, t}}$ on sähkönsiirron myynti [k€],

$E_{\text{tot}, t}$ on siirretty kokonaisenergia [GWh], $LK_{\text{voitto, max}, t}$ on suurin sallittu eriytetyn tilinpäätöksen mukainen liikevoitto [k€], $R_{k, \text{post-tax}, t}$ on kohtuullinen tuotto yhteisöverojen jälkeen [k€], $K_{\text{ali(yli-)jäämä}, t}$ on kohtuulliseen tuottoon mukaan laskettava ylijäämän osuus edelliseltä valvontajaksolta [k€], $V_{\text{tase}, t}$ on toteutuneen oikaistun tuloksen liikevoittoon(tappioon) palautettavien erien summa [k€], $V_{\text{kannustimet}, t}$ on kannustimien yhteisvaikutus toteutuneessa oikaistussa tuloksessa [k€], $V_{\text{kustannukset}, t}$ on toteutuneen oikaistun tuloksen mukaisen rahoitusomaisuuden ja nettomääräisten suojauskustannusten summa [k€], $V_{\text{tuloslaskelma}, t}$ on toteutuneen eriytetyn tilinpäätöksen mukaisen tuloslaskelman ennen liikevoittoa(tappiota) olevien erien summa [k€], $T_{\text{pre-tax}, t}$ on oikaistu tulos ennen veroja [k€], $TAX_{\text{lask, oik}, t}$ on oikaistusta tuloksesta lasketut yhteisöverot [k€], v_t on tarkasteluvuonna voimassa oleva veroaste [%], $LK_{\text{vaihto, 5\%}, t}$ on 5 % osuus suurimmasta sallitusta liikevaihdosta [k€], $RK_{\text{oik}, t}$ on oikaistun tuloksen mukainen rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus [k€], $RO_{\text{oik}, t}$ on toteutuneen oikaistun tuloksen mukainen rahoitusomaisuus [k€], C_D on vieraan pääoman kustannus [%], $NK_{\text{oik}, t}$ on oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava nettomääräinen suojauskustannus [k€], $NK_{\text{eriyt}, t}$ on toteutuneen eriytetyn tuloslaskelman mukaiset nettomääräiset suojauskustannukset [k€], $TK_{\text{voitto, pre-tax, eriyt}, t}$ on eriytetyn tuloslaskelman mukainen tilikauden voitto suurimmalla sallitulla siirtohinalla ennen veroja [k€], $TK_{\text{tax, eriyt}, t}$ on eriytetyn tilinpäätöksen mukainen voitosta laskettu yhteisöverojen suuruus suurimmalla sallitulla siirtohinalla [k€], $TK_{\text{tulos, eriyt}, t}$ on eriytetyn tuloslaskelman mukainen tilikauden voitto (tappio) suurimmalla sallitulla siirtohinalla [k€] $T_{\text{tot. oik. tulos}, t}$ on oikaistu tulos suurimmalla sallitulla siirtohinalla [k€] ja $T_{\text{ali(yli-)jäämä}, t}$ on sallitun tuoton ali(yli-)jäämä tarkasteluvuonna.

Yhtälöryhmän suppenemisen matemaattinen todistus sivuutetaan. Yhtälöryhmä suppenee ainakin silloin, kun alkuarvauksina muuttujille käytetään eriytetyn ja oikaistun tilinpäätöksen mukaisia arvoja.

Laskennassa suurimmat sallitut siirtohinnat näkyvät niin, että ne kasvattavat eriytetyn tuloslaskelman mukaista liikevaihdon, liikevoiton ja verojen määrää. Suurin sallittu eriytetyn

tilinpäätöksen mukainen liikevaihto ja -voitto lasketaan yhtälöryhmän 25 mukaisesti suurimmilla sallituilla siirtohinnoilla. Liikevaihdon kasvaessa, kasvavat myös eriytetyn tilinpäätöksen mukaiset yhteisöverot ja tilikauden voitto. Sallitun tuoton laskenta lähtee liikkeelle eriytetyn tilinpäätöksen liikevoitosta, jolloin valvontajakson kullekin vuodella voidaan laskea sallittu tuotto suurimmilla sallituilla liikevoitoilla edellisen valvontajakson alijäämän kompensoinnilla ja ilman alijäämän kompensointia. Yhtälöryhmän 25 mukaisesti lasketut suurimmat sallitut tuotot on esitetty liitteessä 5.

Laskentatulokset suurimmilla sallituilla liikevoitoilla on tarkistettu EMV:n kohtuullisen tuoton laskentataulukolla ja Eldiksen laskentamallilla. Liitteessä 6 on esitetty EMV:n mallilla lasketut vuosittaiset suurimmat sallitut tuotot ilman alijäämän kompensointia ja alijäämän kompensoinnilla. Liitteessä 7 on esitetty Eldiksellä saadut vastaavat laskentatulokset. Tulosten pohjalta voidaan todeta, että Eldiksellä ja EMV:n laskentataulukoilla saadut arviot suurimmille sallituille tuotoille vastaavat hyvin toisiaan. Suurimmat sallitut tuotot ilman alijäämän kompensointia ovat molemmissa malleissa lähes identtiset. Excel-mallilla lasketuilla suurimmilla sallituilla liikevoitoilla (siirtohinnoilla) kolmannelta valvontajaksolta ei kerry ali- eikä ylijäämää, kun taas samoilla arvoilla Eldiksellä laskettaessa kolmannen valvontajakson ylijäämäksi kertyy noin 450 €. Eldiksen laskentamalliin ei ole tässä kohdassa (sallittu tuotto ilman alijäämän kompensointia) merkitty edelliseltä valvontajaksolta jäänyttä alijäämää, jotta eri malleilla saadut tulokset olisivat selvimmin nähtävissä.

Edellisen kappaleen mukainen vastaava johtopäätös saadaan, kun lasketaan suurinta sallittua tuottoa alijäämän kompensoinnilla. Excel-mallilla lasketuilla suurimmilla sallituilla liikevoitoilla (siirtohinnoilla) alijäämän kompensointi huomioiden kolmannelta valvontajaksolta ei kerry ali- eikä ylijäämää, kun taas samoilla arvoilla Eldiksellä laskettaessa kolmannen valvontajakson ylijäämäksi kertyy noin 2 500 €. Tässä kohdassa (sallittu tuotto alijäämän kompensoinnilla) Eldiksen laskentamalliin on lisätty edelliseltä valvontajaksolta jäänyt alijäämän määrä, jotta eri malleilla saadut tulokset olisivat selvimmin nähtävissä.

Poikkeavuutta eri ohjelmilla laskettujen tulosten välille aiheuttaa Excelissä ja Eldiksessä käytetyt erilaiset pyöristyssäännöt.

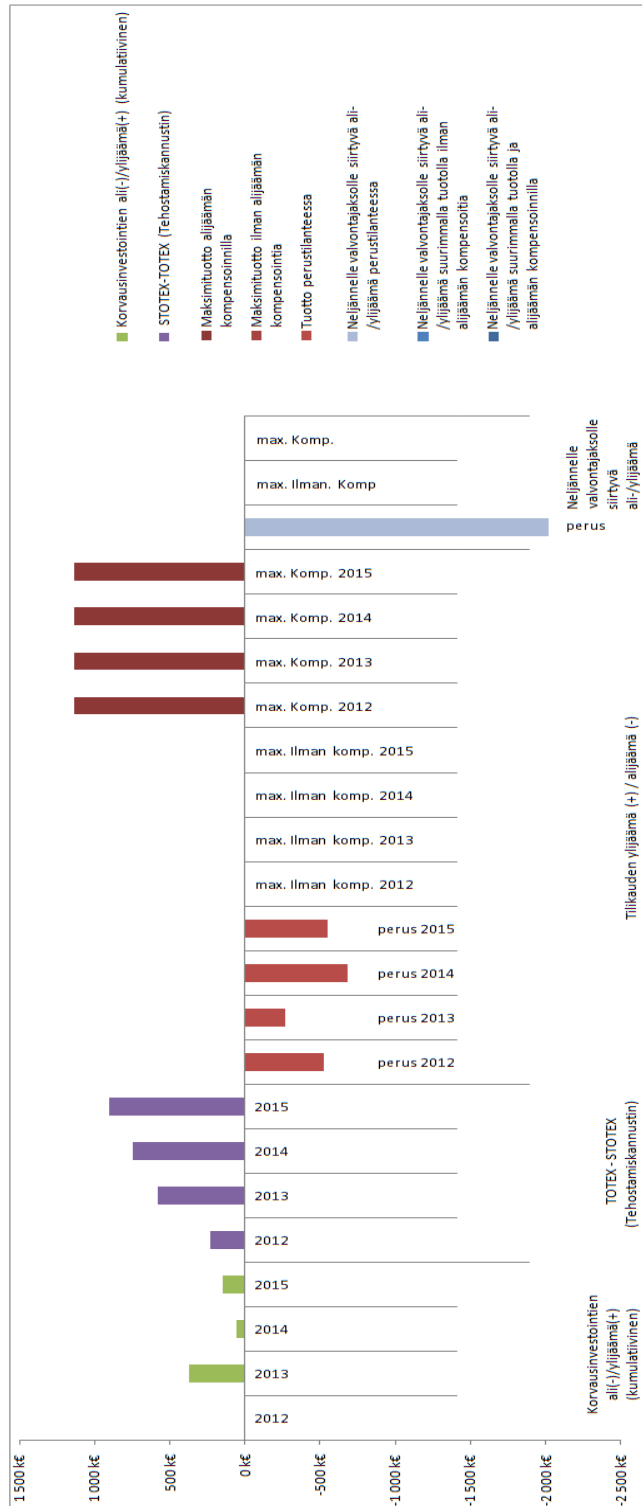
Taulukon 13 tuloksista nähdään, että Rove toimii valvontamallin laskentamethodiikan mukaan alijäämäisesti. Vaikka koko toiminnan tulos on alijäämäinen, tehostamiskannustimen mukaiseen tehokkaan toiminnan tasoon ei päästä kolmannen valvontajakson aikana (liite 5: tehostamiskannustin). Tehostamiskannustimen kautta aiheutuu joka vuodelle oikaistun tuloksen kasvua, joka ei ole valvontamallin sallitun tuoton kannalta hyvä asia. Toisaalta EMV:n jakeluverkkotoiminnan suuntaviivoissa vuosille 2012–2015 ei esitä toimenpiteitä (muuta kuin sallitun tuoton pieneneminen), jotka aiheutuisivat, mikäli verkonhaltija ei pääse tehostamistavoitteeseen siirtymäajan kuluessa.

Kappaleessa 3.1.4 olevasta yhtälöstä 7 nähdään, että sallittuja tehostamiskustannuksia voidaan kasvattaa kasvattamalla tuotosmuuttujia eli siirretyn energian määrää, sähköverkon kokonaispituutta ja asiakasmäärää sekä kasvattamalla toimintaympäristömuuttujaa eli maakaapelointiastetta. Käytännössä kuitenkin tuotosmuuttajien ja toimintaympäristömuuttujan kasvattamiset vaativat suuria investointeja, jotta niillä saataisiin aikaan haluttu tehokkaan toiminnan taso. Liitteessä 3 on käyty läpi tehostamiskannustimen laskentaa, jonka avulla voidaan halutessa määrittää tuotosmuuttujien ja toimintaympäristömuuttujien kasvattamisen vaikutukset.

Tehostamistavoitteeseen pääsemiseksi ainoaksi tehokkaaksi vaihtoehdoksi jää näin ollen toiminnan tehostaminen. Roven palveluksessa on vuodesta 2011 alkaen vain käyttöpäällikkö ja lähestulkoon kaikki muut palvelut onkin ostettu emoyhtiöltä. Tämä voidaan havaita liitteestä 5 (kts. tehostamiskannustin), josta näkyy, että ostopalvelujen suuruus operatiivisista kustannuksista hyvin on suuri. Näitä kuluja pienentämällä Rovella on mahdollisuus päästä tehostamistavoitteeseen siirtymäajan kuluessa. Kuluja voidaan pienentää tehostamalla toimintaa emoyhtiön puolella, jolloin Roven ostaman palvelun hinta pienenee. Toinen vaihtoehto kulujen pienentämiseksi on kilpailuttaa ostettavat palvelut. Kilpailuttaminen

luultavasti pakottaisi emoyhtiön tehostamaan toimintaansa, jotta sen myymät palvelut säilyttäisivät kilpailukykyensä muihin toimijoihin verrattuna. Operatiivisten kulujen muodostumista on käsitelty tarkemmin tämän työn tueksi tehdyssä erikoistyössä (Sarajärvi 2013: 11–12).

Kuvassa 24 on esitetty yhteenveto kolmannen valvontajakson vaikutuksista Rovelle. Yhteenvetoon on huomioitu kehityssuunnitelman mukaiset investoinnit, korvausinvestointien kertymä vuosilta 2013–2015, tehostamiskannustin, vuotuiset sallitun tuoton ali- ja ylijäämät eri siirtohinnoilla ja koko valvontajaksolta kertyvä neljännelle valvontajaksolle siirtyvä ali(yli-)tuoton määrä.



Kuva 24. Yhteenveto kolmannen valvontajakson vaikutuksista Rovelle.

5.3 Riskien arviointi

Roven sähköverkkotoimintaan liittyviä riskejä aiheuttavat mm. ilmasto, elinkeinorakenne ja poliittinen päätöksenteko. Ilmastollisia riskejä talviaikaan on tykkylumen aiheuttamat avolinjojen rikkoutumiset ja lähellä linjaa olevien painautumiset linjaan. Kesäisin ilmastollisia riskejä aiheuttavat kovat tuulet ja ukkoset. Roven jakeluverkon maakaapelointiaste on korkea ja se on vahvasti silmukoitu, joiden ansiosta ilmaston aiheuttamat jakelukeskeytykset ovat vähäisiä. Ilmastonmuutoksen myötä talvien on ennustettu lauhtuvan, jonka seurauksena sähkölämmityksen määrä vähenee. Tästä voi aiheutua lovi sähkönsiirron myyntiin, josta Roven tuotot pääosin koostuvat.

Tähän saakka siirretyn energianmäärä Roven verkossa on ollut vuosittain tasaisessa kasvussa. Pientuotannon lisääntyessä sähköntuotannon omavaraisuus yksittäisillä asiakkailla lisääntyy, mikä aiheuttaa jakeluverkossa siirretyn sähköenergian määrän pienenemisen. Kuitenkin napapiirin tuntumassa pientuotannolla on mahdollisuus tuottaa sähköenergiaa vain osan aikaan vuodesta. Talvisin on hyvin kylmää ja pimeää, jolloin pientuotannolla ei ole mahdollista yksinään täyttää kotitalouksien energian tarvetta. Talviaikaan esiintyy verkossa lisäksi kuormitushuippu, joka on määräävä tekijä verkon mitoituksessa. Toisin sanoen, vaikka siirretty energiamäärä pienenee, jakeluverkko on mitoitettava huipputehon mukaan. Tällöin jakeluverkon ylläpidosta aiheutuvat kustannukset pysyvät entisellään, vaikka siirretyn energian määrä pienenisikin. Lisäksi Roven nykyinen siirtohinnoittelu perustuu vahvasti siirretyn energian määrään.

Sähköautojen määrän on ennustettu lisääntyvän lähivuosisikymmeninä, josta aiheutuu tehontarpeen ja siirretyn energian kasvaminen. Pientuotanto kuitenkin voi osittain hillitä tätä kasvua. Tällä hetkellä sähköautojen ja pientuotannon hankintahinnat ovat korkealla ja siksi ne ovat harvoin vaihtoehtoina korvaamaan vanhoja toimintamalleja. Mikäli edellä mainittuja toimintoja aletaan tukea valtion toimesta, kuten Saksassa, saattavat aiemmin mainitut skenaariot jossain määrin toteutua.

Nykyisessä valvontamallissa siirretyn energian määrällä on vaikutusta sallittujen operatiivisten kustannusten suuruuteen (*STOTEX*). Mikäli siirretyn energian määrä pienenee, pienenevät sallitut operatiiviset kustannukset.

Muutokset tulevissa valvontajaksoissa muodostavat oman riskinsä. Lähtökohtaisesti valvonta kehitty parempaan suuntaan tulevilla jaksoilla. Valvontamalli on monimutkainen ja toiminnan ymmärtäminen vaatii syvällistä perehtymistä. Lisäksi koko ajan on pysyttävä ajan hermolla EMV:n tiedotteita seuraamalla. Nykyinen valvontamalli kannustaa verkonhaltijaa pitkäjänteiseen toimintaan, mutta pitkäaikaisten strategisten linjausten tekeminen valvontamallin pohjalta voi olla riskialtista. Suuntaviivat ja valvonnan eri parametrien arvostusperiaatteet kahden edellisen valvontajaksojen välillä ovat muuttuneet menneisyydessä ja luultavasti tulevat muuttumaan tulevaisuudessakin.

5.4 Jatkokehitystarve

Edellisessä kappaleessa yhtenä riskinä nousi esiin sähkönsiirron myynnin pieneneminen siirretyn energianmäärän pienenessä. Kuitenkin niin Roven kuin muidenkin verkonhaltijoiden on ylläpidettävä vuosikymmeniä kehitettyä sähköverkkoaan, koska ei ole järkevää antaa olemassa olevan järjestelmän rappeutua. Vaihtoehtoina tämän ongelman ratkaisemiseksi on korottaa siirtohintoja tai kehittää uusia siirtotariffeja, jotta asiakkailta saadaan kerättyä riittävästi varoja järjestelmän ylläpitoon. Uutena tariffirakenteena Rovessa tulisi tutkia mahdollisuuksia siirtyä käyttämään tehoperusteista hinnoittelua. Tehoperusteisessa hinnoittelussa asiakas ”varaa” verkosta itselleen tietyn huipputehon suuruisen ”kaistan”. Hinnoittelussa suurempi paino olisi perusmaksussa ja pienempi siirretyn energianmäärässä. Tällöin kiinteästä perusmaksusta saatavilla tuloilla katettaisiin sähköverkon ylläpitämisestä aiheutuvat kiinteät kulut. Sopimukseen merkittyä huipputehoa ei sallittaisi ylittää ja ylityksestä aiheutuisi sanktio. Tehonperustaista tariffirakennetta voitaisiin soveltaa pientuotannon

liittämisen yhteydessä tulevaan kaksisuuntaiseen tehonsiirron tarpeeseen. Rovessa työt tehoperustaisen tariffin hinnoitteluun on aloitettu. Tämän kaltaisella hinnoittelulla ei olisi vaikutusta nykyisenkaltaiseen valvontamalliin, koska tehostamiskannustinta varten siirretyn energian määrä kuitenkin mitattaisiin.

Kehityssuunnitelman yhteydessä esille nousi yhteistyö Rovaniemen kaupungin kanssa kaivuukustannusten minimoimiseksi. Roven ja Rovaniemen kaupungin tulisi mahdollisuuksien mukaan toimia yhteistyössä ja suunnitella mahdolliset kaivuutyömaat yhteistyössä. Tämän kaltainen toiminta olisi molempien tahojen etu, koska kaivuukustannukset jakautuisivat tasan molempien osapuolien kesken. Nykyiseen valvontamalliin etuna tästä olisi kohtuullisen hinnoittelun laskennassa, sillä maakaapeloinnille muodostuisi korkeampi laskennallinen hinta, kuin siihen todellisuudessa on käytetty varoja.

Sähkömarkkinalakiin tulevien lakimuutosten pohjalta verkonhaltijoilta vaaditaan kehittämis- ja varautumissuunnitelmia. Kehittämis- ja varautumissuunnitelmaa tulisi aktiivisesti päivittää ja ylläpitää muutaman vuoden päähän tai sinne asti kun mahdollisessa laissa määrätään. Lakiehdotuksen mukainen varautumissuunnitelman toteuttaminen vaatii investointeja verkkoon. Näille investoinneille ei kuitenkaan nykyisessä valvontamallissa sallita kohtuullista tuottoa, koska ne eivät ole tosiasiallisessa käytössä. Esimerkiksi Rovella on yksi 1,1 MVA:n varavoimageneraattori, jota ei huomioida verkon arvossa. Tässä asiassa valvontamallin tulisi kehittyä niin, että se sallisi kohtuullisen tuoton myös varautumissuunnitelman mukaisille investoinneille.

Taulukon 13 (s. 95) mukaisesti Rovella olisi mahdollisuus kerätä enemmän tuottoa verkostaan hinnoittelua nostamalla. Jatkoa ajatellen tulisi miettiä puskurin keräämistä tulevaisuuden mahdollisia poikkeusvuosia varten. Puskuria voitaisiin kerätä esimerkiksi verkkoomaisuuteen siten, että tietoisesti nostettaisiin verkon nykykäyttörajo yli 50 %. Tällöin poikkeuksellisinä vuosina voitaisiin sallia verkon nykykäyttörajojen tilapäinen laskeminen, eikä se aiheuttaisi kriisiä verkkoyhtiössä. Lisäksi hinnoittelua nostamalla olisi mahdollista

kerätä varoja yllättäviä menoja varten. Tällainen yllättävä meno voi olla esimerkiksi päämuuntajan rikkoutuminen, joka aiheuttaisi huomattavat lisäinvestointitarpeet yksittäiselle vuodelle.

6 YHTEENVETO

Tässä diplomityössä tutkittiin Rovaniemen Verkko Oy:n (eli Roven) mahdollisuuksia toimia Energiamarkkinaviraston määrittelemällä kolmannella sähköverkkotoiminnan valvontajaksolla. Työtä aloitettaessa kesällä 2012 kolmas valvontajakso oli aluillaan ja se poikkesi joiltain osin kahteen edelliseen valvontajaksoon. Tämän vuoksi diplomityön tekeminen Rovaniemen Verkko Oy:lle oli varsin ajankohtainen.

Työn aluksi luotiin yleinen katsaus sähköverkkotoimintaa ohjaavaan lainsäädäntöön ja valvontaan Suomessa. Lainsäädäntöön on tulossa vuoden 2013 aikana merkittäviä muutoksia liittyen sähköntoimitusvarmuuteen ja varautumiseen, mikäli työ- ja elinkeinoministeriön lakiehdotus saa lainvoiman. Uuden lain myötä aiheutuu lisäinvestointitarpeita, jotta lain määräämät tasot voidaan saavuttaa. Työn alussa tehtiin lisäksi hieman vertailua Suomen ja Euroopan unionin jäsenmaiden valvontamallien välillä. Tulevaisuuden tavoitteena EU-tasolla on kansainväliset ja yhtenäiset sähkömarkkinat. Tästä seuraa väistämättä se, että tulevaisuudessa poliittisella päätöksenteolla tulee olemaan enemmän jalansijaa sähköverkkotoiminnan valvonnassa.

Jakeluverkon nykytila-analysissä käytiin läpi komponenttien ikä, maasulkuvirrat, oikosulkuvirrat, poikkeuskytkennät, jakelukeskeytykset ja kuormitukset. Näiden tietojen ja lähitulevaisuudessa tulevien muutosten pohjalta Rovaniemen Verkko Oy:lle luotiin kehityssuunnitelma kolmannelle valvontajaksolle vuosille 2012–2015. Kehityssuunnitelmassa huomioitiin uudis- ja korvausinvestointien tarpeet verkon käyttövarmuuden ja nykykäyttöarvon säilymisen sekä lähitulevaisuudessa tulevien sähköverkkotoiminnan valvonnan ja lainsäädännön kannalta.

Työssä käytiin läpi valvontamalli varsin yksityiskohtaisesti, mikä on työn lopputuloksen kannalta ensiarvoisen tärkeää. Valvontamallin kannustimia ja oikaistun tilinpäätöksen muodostumisen selvittämisessä kävi ilmi, että Rovaniemen Verkko Oy:llä on mahdollisuus

saada valvontamallista enemmän hyötyä irti. Maakaapeliojien määräyksessä siirryttiin käyttämään todellisia kaapeliojan mittoja kertoimilla laskemisen sijaan, joilla saatiin nostettua sähköverkon nykykäyttöarvoa. Nykykäyttöarvo on merkittävässä roolissa kohtuullisen tuoton määräyksessä. Samassa yhteydessä verkon jälleenhankinta-arvo kasvoi, jolla saatiin enemmän vaikutusta tehostamiskannustimeen. Jälleenhankinta-arvon kasvaessa lisääntyi vuosittainen tarvittava korvausinvestointien määrä jälleenhankinta-arvosta laskettujen tasa-poistojen myötä. Innovaatiokannustimeen saatiin lisättyä tämän opinnäytetyön tekemisestä aiheutuvat kustannukset.

Työssä kehitettiin taulukkolaskentapohjainen malli, jolla voitiin arvioida kehityssuunnitelmassa toteuttavien investointien vaikutusta verkon jälleenhankinta- ja nykykäyttöarvoon vuosille 2012–2015. Malli pohjautuu valvontamallissa esitettyihin laskentamenetelmiin verkon arvon määrittämiseksi. Kun sähköverkon arvo tuleville vuosille selvitettiin, voitiin aloittaa sallitun tuoton määrittäminen kolmannen valvontajakson eri vuosille. Laskennassa käytettiin hyväksi yhtiön taloushallinnolla saatuja arvioita tuloslaskelmalle ja taseelle kolmannen valvontajakson ajalle. Sallitun tuoton laskenta suoritettiin Energiamarkkinaviraston taulukkolaskentamallilla ja Eldiksen online-palvelulla. Molemmilla ohjelmilla laskennan lopputulokset olivat yhtenevät. Tuloksista kävi ilmi, että Rovaniemen Verkko Oy täyttää kaikki muut valvontamallin asettamat vaatimukset, paitsi tehostamistavoitteen. Tehostamistavoitteeseen voidaan päästä kilpailuttamalla ostopalveluna tehtävät työt.

Sallitun tuoton laskentaan varten kehitettiin lisäksi taulukkolaskentapohjainen malli, jolla voidaan arvioida suurimpia sallittuja tuottoja keskimääräisen siirtohinnan avulla. Keskimääräinen siirtohinta valittiin arvioitavaksi suureeksi, koska Rovaniemen Verkko Oy:n tuotot koostuvat lähes kokonaan sähkönsiirron myynnistä saataviin tuloihin. Arviot tarkastettiin suorittamalla laskennat suurimmilla liikevoitoilla (siirtohinnoilla) Energiamarkkinaviraston taulukkolaskentamallilla ja Eldiksen online-palvelulla. Molemmilla ohjelmilla laskennan lopputulokset olivat yhtenevät lukuun ottamatta pieniä pyöristysvirheitä. Tuloksista

kävi ilmi, että Rovaniemen Verkko Oy:llä olisi mahdollisuus nostaa siirtohintoja valvontamallin sallimissa rajoissa.

Hinnoittelun korotuksilla Rovaniemen Verkko Oy:llä on mahdollisuus kerätä tuotot verkostaan ja rahoittaa niillä tulevia investointeja. Tulevaisuuteen voitaisiin varautua esimerkiksi tekemällä investointeja, jotka nostaisivat verkon nykykäyttöarvoa yli 50 %:n. Lisäksi olisi järkevää kerätä varoja poikkeuksellisia vuosia varten, jolloin esimerkiksi päämuuntajan rikkoutuminen ei söisi varoja niin paljoa muista pakollisista investoinneista. Tällöin tulevaisuutta varten luotaisiin puskuria, jolloin poikkeukselliset vuodet eivät ajaisi yhtiön taloutta ahtaalle. Poikkeuksellisina vuosina voitaisiin esimerkiksi sallia verkon nykykäyttöarvon tilapäinen laskeminen, eikä se aiheuttaisi kriisiä verkkoyhtiössä.

Jatkoa ajatellen valvontamalli tulee huomioida yhä lisääntyvässä määrin sähköverkkotoiminnan strategisessa suunnittelussa. Valvonta tulee aiheuttamaan lisätyötä verkkoyhtiöissä valvonnan lisääntyessä ja eurooppalaistuessa. Mikäli valvontamallin vaikutukset laiminlyödään, se voi pahimmassa tapauksessa aiheuttaa mittavat lisäinvestointitarpeet tai jopa asiakaspalautuksia siirtohintojen alennuksen muodossa. Toisaalta valvojan viranomaisen tulee ottaa huomioon erilaisten verkkoyhtiöiden tarpeet valvontaa suunnitellessaan.

LÄHTEET

ACER (2013). *Mission & Objectives*. [viitattu 14.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.acer.europa.eu/The_agency/Mission_and_Objectives/Pages/default.asp>

CIREN (2011). *Summary Report – Session 6 Electricity Distribution Business and Impact of Regulation*. [Verkojulkaisu]. Saksa, Frankfurt: 21st International Conference on Electricity Distribution 2011 [viitattu 14.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.cired2011.org/documents/CIREN2011-Session6-Executive-Summary.pdf> >

Eldis (2013). *Etusivu*. [viitattu 17.2.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <https://www.eldis.fi/> >.

Elovaara, Jarmo & Liisa Haarla (2011). *Sähköverkot I. Järjestelmätekniikka ja sähköverkon laskenta*. Helsinki: Gaudeamus Helsinki University Press / Otatieto.

Energiamarkkinavirasto (2011a). *Loppuraportti.Tiekartta 2020 -hanke.15.11.2011*. [Verkojulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2011.[viitattu 18.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Tiekartta%202020%20-%20hankkeen%20loppuraportti_15_11_2011%20%282%29.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2011b). *Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012 – 2015*. [Verkojulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2011 [viitattu 15.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.emvi.fi/files/Sahkonjakelu_verkko_suurjannitteinen_jakeluverkko_suuntaviivat_2012_2015.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2011c). *Määräys sähköverkkotoiminnan tunnusluvuista ja niiden julkaisemisesta*. [Verkojulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2011. [viitattu 24.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.emvi.fi/files/M%C3%A4%C3%A4r%C3%A4ys_s%C3%A4hk%C3%B6verkkotoiminnan_tunnuslukujen_julkaisemisesta2011.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2011d). *Tehostamiskannustin*. [Verkojulkaisu]. Oulu: Sähköverkkotoiminnan ajankohtaispäivä, 2011. [viitattu 24.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.emvi.fi/files/Matti%20Ilonen_Tehostamiskannustin.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2011e). *Perustelumuuisto nro 4/2011 asiakirjalle: Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2012–2015, 29.6. 2011 – Versio 3. Tehostamiskannustin toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa*. [Verkojulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto 2011 [viitattu 25.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lahde_38_EMV_Perustelumuuisto_4_%28versio_3%29_2011.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2011f). *Perustelumuuisto nro 1/2011 (versio 2) asiakirjalle: Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012 – 2015. Maakaapelien kaivuolosuhteiden käyttö jälleenhankinta-arvojen laskennassa* [Verkojulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto 2011 [viitattu 25.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lahde_11_EMV_Perustelumuuisto_1_%28versio_2%29-2011.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2011g). *Päätös Dnro797/430/2011. Rovaniemen Verkko Oy.* [Verkkajulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2011. [viitattu 27.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.emvi.fi/files/vp2015/P%E4%E4t%F6s%20Rovaniemen%20Verkko%20Oy.pdf> >.

Energiamarkkinavirasto (2012a). *Sähköverkkotoiminta.* [viitattu 10.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.energiamarkkinavirasto.fi/data.asp?articleid=106&pgid=38&languageid=246> >.

Energiamarkkinavirasto (2012b). *Kohtuullisen tuoton laskenta jakeluverkot 2012–2015.* [Excel-taulukko]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2012 [viitattu 22.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Kohtuullisen_tuoton_laskenta_jakeluverkot_2012-2015_30072012.xlsx >.

Energiamarkkinavirasto (2012c). *Sähköverkon investointien jaottelu laajennus- ja korvausinvestoinneiksi.* [Verkkajulkaisu] Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2012 [viitattu 23.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Ohje_Investointien%20jaottelu_2012.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2012d). *Innovaatiokannustimessa hyväksyttävät T&K-kustannukset.* [Verkkajulkaisu] Helsinki: Energiamarkkinavirasto 2012. [viitattu 25.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Innovaatiokannustin_%20T&Kkustannukset.pdf >.

Energiamarkkinavirasto (2012e). *Vuoden 2011 aikana kertyneet sähköverkkotoiminnan tuoton yli- ja alijäämät.* [Verkkajulkaisu] Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2012. [viitattu 28.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.emvi.fi/files/S%C3%A4hk%C3%B6verkkotoiminnan%20yli-%20ja%20alij%C3%A4%C3%A4m%C3%A4t%202008-2011.pdf> >.

Energiamarkkinavirasto (2013). *Sähkönjakeluverkon komponenttien yksikköhinnat 2013*. [Verkkajulkaisu]. Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2013 [viitattu 5.2.2013]. Saatavissa world wide webistä: < [www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Sähkönjakeluverkon komponentit ja yksikköhinnat vuodelle 2013.xlsx](http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Sähkönjakeluverkon_komponentit_ja_yksikköhinnat_vuodelle_2013.xlsx) >.

Energiateollisuus (2010). *Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot*. [Verkkajulkaisu]. Lappeenrannan teknillinen yliopisto ja Tampereen teknillinen yliopisto, 2010 [viitattu 17.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://energia.fi/sites/default/files/sahkon_toimitusvarmuuskriteeristo_2010_loppuraportti.pdf >.

Eurelectric (2011). *Regulation for Smart Grids*. [Verkkajulkaisu] Saksa, Frankfurt: 21st International Conference on Electricity Distribution 2011 [viitattu 14.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://congreso-smartgrids.es/wp-content/uploads/2012/03/Eurelectric-Report-on-Regutaion-for-Smart-Grids.pdf> >

Hemmilä, Joni (2009). *Rovaniemen Verkko Oy:n Ounasvaaran tavoiteverkkosuunnitelma 2010–2014*. Insinööriyö. Sähkötekniikka: Kemi-Tornion ammattikorkeakoulu.

Kallunki, Juha-Pekka (2011). *Lausunto Energiamarkkinaviraston käyttämästä sähköverkkotoiminnan valvontamallista*. [Verkkajulkaisu] Helsinki: Energiamarkkinavirasto, 2011. Saatavissa world wide webistä: < http://www.energiamarkkinavirasto.fi/files/Lahde_22_Kallunki_Valvontamalli_2011.pdf >

Koillis-Lapin Sähkö Oy (2007). *Yhteinen asiakaspalvelujärjestelmä pohjoisen energiayhtiölle*. [viitattu 4.2.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.koillislapin.sahko.fi/esitteet/1180327565.pdf> >.

Lakervi, Erkki & Jarmo Partanen (2008). *Sähkönjakelutekniikka*. 2. painos. Helsinki: Ota-tieto.

Lågland, Henry (2012). *Comparison of Different Reliability Improving Investment Strategies of Finnish Medium-Voltage Distribution Systems*. Väitöskirja. Sähkötekniikka: Vaasan Yliopisto.

Moilanen, Pasi (2011). *Rovaniemen Verkko Oy:n sähköasemien kuormitusennuste vuosille 2011–2030*. Insinööri työ. Sähkötekniikka: Tampereen ammattikorkeakoulu, 2011.

Nordic Energy Regulators (2011). *Economic Regulation of Electricity Grids in Nordic Countries*. [Verkkajulkaisu]. Kööpenhamina, Tanska: Danish Energy Regulatory Authority, 2011 [viitattu 14.3.2013]. Saatavissa world wide webistä: < https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Economic_regulation_of_electricity_grids_in_Nordic_countries.pdf >

Nordic Energy Regulators (2012). *About NordREG*. [viitattu 14.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <https://www.nordicenergyregulators.org/About-NordREG/> >.

Partanen, Jarmo, Satu Viljanen, Jukka Lassila, Samuli Honkapuro, Kaisa Tahvanainen, Risto Karjalainen, Salla Annala & Mari Makkonen (2012). *Sähkömarkkinat – ope- tusmoniste*. [Verkkajulkaisu]. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2012 [viitattu 10.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <https://noppa.lut.fi/noppa/opintojakso/bl20a0400/materiaali/luentomoniste.pdf> >. ISBN 951-764-819-9.

Pörssisäätiö (2010). *Mitä arvopapereista tulisi tietää?*. [Verkkajulkaisu]. Helsinki: Suomen Pörssisäätiö, 2010 [viitattu 27.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.porssisaatio.fi/wp-content/uploads/2012/01/matt2010_2.pdf >.

Pörssisäätiö (2012). *Sijoittajan korko-opas 2012*. [Verkkajulkaisu]. Helsinki: Suomen Pörssisäätiö, 2012. [viitattu 27.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.porssisaatio.fi/wp-content/uploads/2011/12/sijoittajan-korko-opas-2012.pdf> >.

Pörssisäätiö (2013). *Beta-kerroin*. [viitattu 27.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.porssisaatio.fi/blog/dictionary/beta-kerroin/> >.

Rovaniemen Energia Oy (2008). *Toimintavuosi 2007*. [Verkkajulkaisu]. Rovaniemi: Rovaniemen Energia Oy, 2008. [viitattu 28.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <https://www.ren.fi/loader.aspx?id=38873675-5fb9-44ba-bef7-5f982ef71da1> >.

Rovaniemen Energia Oy (2012). *Vuosikertomus 2011*. [Verkkajulkaisu]. Rovaniemi: Rovaniemen Energia Oy, 2012. [viitattu 28.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <https://www.ren.fi/loader.aspx?id=7cf7691b-5231-417c-9a66-664c3ffe109f> >.

Rovaniemen kaupunki (2013). *Toimintaympäristön tilastot*. [Verkkajulkaisu]. Rovaniemi: Rovaniemen kaupunki, 2013. [viitattu 14.2.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.rovaniemi.fi/loader.aspx?id=43d5bece-fdbb-411e-9310-cf4a86ed54ea> >.

Sarajärvi, Aleks (2013). *Rovaniemen Verkko Oy:n sähköverkkoliiketoiminnan eriytetyn tilinpäätöksen tutkiminen kolmannen valvontajakson näkökulmasta*. Sähkötekniikan Erikoistyö. Sähkötekniikka: Vaasan yliopisto, 2013. Luottamuksellinen.

Sigma-Hat Economics (2010). *Sähköverkkotoiminnan kustannustehokkuuden estimointi StoNED-menetelmällä. Ehdotus tehostamistavoitteiden ja kohtuullisten kustannusten arviointiperusteiden kehittämiseksi kolmannella valvontajaksolla 2012–2015*. [Verkkajulkaisu]. Helsinki: Sigma-Hat Economics, 2010. Saatavissa world wide webistä: < http://www.nomepre.net/stoned/SigmaHat_loppuraportti.pdf >.

Simola, Lasse (2012). *Todelliset kaapeliojapituudet*. [Sähköpostiviesti] Vastaanottaja: Aleksi Sarajärvi. Lähetetty 14.12.2012.

SFS-EN 50601 (2011). *Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet*. Suomen standardisoimisliitto SFS ry.

SFS 6001 (2009). *Suurjännitesähköasennukset*. Suomen standardisoimisliitto SFS ry.

Sähkömarkkinalaki 17.3.1995/386.

Tekla (2009). *TEKLA Xpower PSA Theory Guide*. versio 7.6. Tekla Corporation. Luottamuksellinen.

Torkkola, Arvo (2012), käyttöpäällikkö. Rovaniemi. Haastattelu, Rovaniemen Verkko Oy:n konttori 8/2012.

Työ- ja elinkeinoministeriö (2012). *Työ- ja elinkeinoministeriön ehdotus toimenpiteistä sähköjakelun varmuuden parantamiseksi sekä sähkökatkojen vaikutusten lievittämiseksi*. [Verkkajulkaisu]. Helsinki: Työ- ja elinkeinoministeriö 2012 [viitattu 16.1.2012]. Saatavissa world wide webistä: < http://www.tem.fi/files/32354/Muistio_TEMin_ehdotuksiksi_toimitusvarmuudesta_16032012_final_clean.pdf >.

Valtioneuvoston asetus 66/2009. *Valtioneuvoston asetus sähköntoimitusten selvityksestä ja mittauksesta*. Helsinki: Valtioneuvosto.

Vanhanarkaus, Jouni (2004). *Maasulkuvirran kompensointi Rovaniemen Energian keskijänniteverkossa*. Diplomityö, Sähkötekniikka: Tampereen teknillinen yliopisto.

Verkostosuositukset (2013). *SA 5:94. Keskijänniteverkon sähköinen mitoittaminen*. Suomi: Sähköenergialiitto ry.

Viljanainen, Satu, Kaisa Tahvanainen, Samuli Honkapuro, Jarmo Partanen (2011). *Energia ja omistajuus*. [Verkojulkaisu]. Lappeenranta: Lappeenrannan teknillinen yliopisto, 2011 [viitattu 29.1.2013]. Saatavissa world wide webistä: < <http://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/69776/isbn%209789522651020.pdf?sequence=3> >. ISBN 978-952-265-102-0.

YLE uutiset (2013). *YLE uutiset 10/265*. [Verkojulkaisu]. Helsinki: Yleisradio 15.1.2013. [viitattu 17.1.2013]. Saatavissa world wide webistä 14.2.2013 saakka : < <http://yle.fi/ohjelmat/1862476> >.

LIITTEET

Liite 1 Odottamattomien ja suunniteltujen keskeytyksien tunnuslukujen laskenta 1–70 kV jakeluverkoille (Energiamarkkinavirasto 2011c: 6).

Alla on esimerkki kuvitteellisen verkkoyhtiön odottamattomien ja suunniteltujen keskeytysten tunnuslukujen laskemisesta. Valvontamallisissa näitä tunnuslukuja tarvitaan laatukannustimen laskennassa. Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika t [h] saadaan yhtälöllä

$$t = \frac{1}{W_{\text{tot}}} \sum_{l=1}^m \{W_{\text{mp}}(l) \cdot (\sum_{i=1}^n ka_{\text{mp}}(i, l))\}, \quad (1)$$

missä W_{tot} on koko jakelualueen vuosienenergia [MWh], $W_{\text{mp}}(l)$ on muuntopiiriin l vuosienenergia [MWh] ja $ka_{\text{mp}}(i, l)$ on keskeytyksen i muuntopiiriin l aiheuttama keskeytysaika [h]. Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä k [kpl] saadaan yhtälöllä

$$k = \frac{1}{W_{\text{tot}}} \sum_{l=1}^m (W_{\text{mp}}(l) \cdot k(l)), \quad (2)$$

missä $k(l)$ on muuntopiiriin l vuotuinen keskeytysten lukumäärä [kpl]. (Energiamarkkinavirasto 2011c: 6.)

Taulukossa 1 on esitetty kuvitteellisen verkkoyhtiön muuntopiirien vuosienenergiat sekä keskeytysten lukumäärät ja kestoajat. Taulukon alareunassa on laskettu yhtälöillä 1 ja 2 asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä ja -aika.

Taulukko 1. Kuvitteellisen verkkoyhtiön asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä ja -aika.

	Muuntopiirit			
	M 1	M 2	M 3	M 4–M 10
Vuosienergia [MWh]	780	612	900	10 000
Keskeytyks 1, kestoaika [h]	0,5	0,8	0,1	0
Keskeytyks 2, kestoaika [h]	0,3	0	1,2	0
Keskeytyks 3, kestoaika [h]	0	0	0,1	0,1
Keskeytysten lkm /a, [kpl]	2	1	3	1
Muuntopiirien lkm, [kpl]	10			
Jakelualueen vuosienergia, [MWh]	12 292			
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienergioilla painotettu keskeytysaika, [h]			0,274	
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytyksistä aiheutuva vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä, [kpl]			1,210	

Liite 2 Verkkokomponenttien indeksikorjatut yksikköhinnat vuosille 2013–2016. (Energiamarkkinavirasto 2013: Vuoden 2013 yksikköhinnat). Inflaatiokorjaus vuosille 2014–2016 on tehty liitteen 5 mukaisilla rakennuskustannusindeksin arvoilla.

Muuntamot	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
1-pylväsmuuntamo	kpl	4 980	5 140	5 260	5 390
2-pylväsmuuntamo	kpl	6 630	6 840	7 000	7 170
4-pylväsmuuntamo	kpl	7 620	7 870	8 050	8 240
Kevyt puistomuuntamo	kpl	9 070	9 360	9 580	9 800
Puistomuuntamo, ulkoa hoidettava	kpl	24 250	25 020	25 620	26 210
Puistomuuntamo, sisältä hoidettava	kpl	33 600	34 660	35 490	36 310
Kiinteistömuuntamo	kpl	52 960	54 640	55 940	57 240
Erikoismuuntamo	kpl	80 190	82 740	84 710	86 680
Kaapeloitu erotinasema	kpl	25 130	25 930	26 540	27 160
1 kV suojalaitteet	kpl	2 020	2 090	2 130	2 180

Muuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
16 kVA	kpl	3 310	3 420	3 500	3 580
30 kVA	kpl	3 310	3 420	3 500	3 580
50 kVA	kpl	3 390	3 500	3 580	3 660
100-160 kVA	kpl	4 860	5 020	5 140	5 260
200 kVA	kpl	6 370	6 580	6 730	6 890
300-315 kVA	kpl	7 840	8 090	8 280	8 470
500-630 kVA	kpl	10 040	10 360	10 610	10 850
800 kVA	kpl	14 250	14 710	15 060	15 410
1000 kVA	kpl	16 200	16 710	17 110	17 510
1250 kVA	kpl	19 290	19 900	20 380	20 850
1600 kVA	kpl	19 290	19 900	20 380	20 850
20/10 kV muuntajat	kpl	248 060	255 950	262 040	268 120
10/20 kV muuntajat	kpl	251 270	259 260	265 420	271 590
45/20 kV muuntajat	kpl	275 860	284 630	291 400	298 170
20/20 kV säätömuuntajat	kpl	203 150	209 610	214 600	219 580

20 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta	Yksikköhinta	Yksikköhinta	Yksikköhinta
		2013	2014	2015	2016
		euroa	euroa	euroa	euroa
Sparrow tai pienempi	km	20 520	21 170	21 670	22 180
Raven	km	24 320	25 100	25 700	26 290
Pigeon	km	26 260	27 100	27 740	28 380
AI 132 tai suurempi	km	29 570	30 520	31 240	31 970
Yleiskaapeli 70 tai pienempi	km	45 620	47 070	48 190	49 310
Yleiskaapeli 95 tai suurempi	km	48 340	49 880	51 060	52 250
Päällystetty avojohto 35 - 70	km	29 670	30 610	31 340	32 070
Päällystetty avojohto 95 tai suurempi	km	31 780	32 790	33 570	34 350
Muut	km	20 520	21 170	21 670	22 180

0,4 kV ilmajohdot	Yksikkö	Yksikköhinta	Yksikköhinta	Yksikköhinta	Yksikköhinta
		2013	2014	2015	2016
		euroa	euroa	euroa	euroa
AMKA 16 - 25	km	15 300	15 790	16 160	16 540
AMKA 35 - 50	km	16 510	17 030	17 440	17 840
AMKA 70	km	19 260	19 870	20 340	20 810
AMKA 120	km	22 480	23 190	23 740	24 290
Muut	km	15 300	15 790	16 160	16 540

20 kV erottimet ja katkaisijat	Yksikkö	Yksikköhinta	Yksikköhinta	Yksikköhinta	Yksikköhinta
		2013	2014	2015	2016
		euroa	euroa	euroa	euroa
Johtoerotin, 1-vaiheinen huoltoerotin	kpl	320	330	340	350
Johtoerotin, kevyt	kpl	3 500	3 610	3 690	3 780
Johtoerotin, katkaisukammioin	kpl	5 110	5 270	5 400	5 520
Kauko-ohjattu erotinasema, 1 erotin	kpl	13 860	14 300	14 640	14 980
Kauko-ohjattu erotinasema, 2 erotinta	kpl	25 800	26 620	27 250	27 890
Kauko-ohjattu erotinasema, 3-4 erotinta	kpl	36 610	37 770	38 670	39 570
Pylväskatkaisija, kauko-ohjattava	kpl	16 970	17 510	17 920	18 340
20 kV katkaisija-asema	kpl	80 190	82 740	84 710	86 680
20/20 kV säätöasema	kpl	203 150	209 610	214 600	219 580

20 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Enintään 70 maakaapeli	km	24 230	25 000	25 590	26 190
95 - 120 maakaapeli	km	31 920	32 930	33 710	34 500
150 - 185 maakaapeli	km	37 500	38 690	39 610	40 530
240 - 300 maakaapeli	km	44 860	46 290	47 390	48 490
400 - 500 maakaapeli	km	83 930	86 600	88 660	90 720
630 - 800 maakaapeli	km	149 260	154 010	157 670	161 340
Enintään 70 vesistökaapeli	km	40 560	41 850	42 840	43 840
95 - 120 vesistökaapeli	km	42 490	43 840	44 880	45 930
150 - 185 vesistökaapeli	km	46 180	47 650	48 780	49 910
Kojeistopääte	kpl	1 250	1 290	1 320	1 350
Pylväspääte	kpl	2 340	2 420	2 470	2 530
Jatko	kpl	1 990	2 050	2 100	2 150

0,4 kV maakaapelit (asennus)	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Enintään 25 maakaapeli	km	7 750	8 000	8 190	8 380
35 - 50 maakaapeli	km	8 870	9 160	9 370	9 590
70 maakaapeli	km	11 580	11 950	12 230	12 520
95 - 120 maakaapeli	km	12 750	13 150	13 460	13 780
150 - 185 maakaapeli	km	19 610	20 230	20 710	21 200
240 - 300 maakaapeli	km	24 110	24 880	25 470	26 060
Enintään 35 vesistökaapeli	km	11 580	11 950	12 230	12 520
50 - 70 vesistökaapeli	km	14 140	14 580	14 930	15 280
95 - 120 vesistökaapeli	km	21 230	21 910	22 430	22 950
Vähintään 150 vesistökaapeli	km	22 650	23 370	23 920	24 480

0,4 ja 20 kV maakaapelit (kaivu)	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Helppo	km	10010	10330	10570	10820
Normaali	km	22840	23570	24130	24690
Vaikea	km	65230	67310	68910	70510
Erittäin vaikea	km	126750	130780	133890	137000

Jakokaapit ja jonovarokeytkimet	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Haarotuskaappi	kpl	650	670	690	700
Kaapelijakokaappi, enintään 400 A	kpl	1 370	1 410	1 450	1 480
Kaapelijakokaappi, vähintään 630 A	kpl	1 750	1 810	1 850	1 900
Jonovarokeytkin, enintään 160 A	kpl	300	310	320	320
Jonovarokeytkin, 250 – 400 A	kpl	430	440	450	460
Jonovarokeytkin, 630 A	kpl	650	670	690	700

45, 110 ja 400 kV johdot sekä erotinasemat	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
45 kV puupylväsjohto	km	44 910	46 340	47 440	48 540
110 kV kevytrakenteinen puupylväsjohto	km	99 440	102 600	105 040	107 480
110 kV puupylväsjohto, yksi virtapiiri, yksi osajohdin	km	132 370	136 580	139 830	143 080
110 kV putkipylväsjohto, yksi virtapiiri, kaksi osajohdinta	km	157 070	162 060	165 920	169 770
110 kV teräsristikkopylväsjohto, yksi virtapiiri	km	225 610	232 780	238 320	243 850
110 kV teräsristikkopylväsjohto, kaksi virtapiiriä	km	287 620	296 770	303 830	310 880
110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 800 mm ² tai alle	km	449 070	463 360	474 370	485 390
110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 800 mm ² tai alle	km	523 920	540 580	553 440	566 290
110 kV maakaapeli, normaali olosuhde, 1000 mm ² tai yli	km	743 110	766 750	784 980	803 210
110 kV maakaapeli, vaikea olosuhde, 1000 mm ² tai yli	km	876 760	904 650	926 160	947 670
400 kV teräspylväsjohto, harustettu	km	193 530	199 680	204 430	209 180
400 kV teräspylväsjohto, vapaasti seisova	km	342 150	353 030	361 430	369 820
45 kV erotinasema (1 erotin)	kpl	20 320	20 960	21 460	21 960
110 kV johtoerotin	kpl	24 590	25 370	25 980	26 580
110 kV kaukokäyttöinen johtoerotin	kpl	36 350	37 510	38 400	39 290
110 kV johtoaluekorvaus	km	22 450	23 170	23 720	24 270
400 kV johtoaluekorvaus	km	31 010	31 990	32 750	33 520

45 kV sähköasemarakenteet	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
45/20 kV sähköasema	kpl	395 610	408 200	417 900	427 610
45 kV kentät 110 kV asemilla	kpl	211 710	218 440	223 630	228 830
+ lisäkentät	kpl	190 320	196 380	201 040	205 710

Verkkotietojärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Verkkotietojärjestelmä, perusosa	kpl	117 610	121 360	124 240	127 130
+ asiakasmäärään perustuva osa	asiakasta	6,4	6,6	6,8	6,9

Asiakastietojärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Asiakastietojärjestelmä, perusosa	kpl	73 780	76 120	77 930	79 740
+ asiakasmäärään perustuva osa	asiakasta	9,3	9,6	9,8	10,1

Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Mittaustieto- ja tasehallintajärjestelmä, perusosa	kpl	134 720	139 010	142 310	145 620
+ käyttöpaikkamäärään perustuva osa	asiakasta	6,4	6,6	6,8	6,9

Käytönvalvontajärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Käytönvalvontajärjestelmä, perusosa	kpl	294 040	303 390	310 600	317 820
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	9 620	9 930	10 170	10 400
+ erotinasemakohtainen lisäosa	kpl	2 140	2 210	2 260	2 310

Käytöntukijärjestelmä	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Käytöntukijärjestelmä, perusosa	kpl	21 380	22 060	22 590	23 110
+ liitettyjen järjestelmien määrään perustuva lisäosa	kpl	21 380	22 060	22 590	23 110
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	1 070	1 100	1 130	1 160
+ erotinasemakohtainen lisäosa	kpl	530	550	560	580

Käytönvalvontajärjestelmän viestiverkot	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Viestiverkot, perusosa	kpl	87 680	90 460	92 620	94 770
+ sähköasemakohtainen lisäosa	kpl	5 350	5 520	5 650	5 780
+ kaapelimuuntamohtainen lisäosa	kpl	750	770	790	810

Energiamittauslaitteet	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Paikallisesti luettavat mittarit	kpl	150	150	160	160
Etäluettavat mittarit (63 A ja alle)	kpl	200	210	210	220
Etäluettavat mittarit (yli 63 A)	kpl	750	770	790	810

Sähköasematontit	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa/m ²	Yksikköhinta 2014 euroa/m ²	Yksikköhinta 2015 euroa/m ²	Yksikköhinta 2016 euroa/m ²
Suurkaupunkien kaava-alueet	m ²	69,5	71,7	73,4	75,1
Muut kaava-alueet	m ²	2,7	2,8	2,8	2,9
Kaavoittamaton alue	m ²	1,3	1,3	1,4	1,4

Sähköasemarakennukset	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Suurkaupunkien kaava-alueet	kpl	844 690	871 550	892 280	913 000
Muut kaava-alueet	kpl	240 580	248 230	254 130	260 030
Kaavoittamaton alue	kpl	85 540	88 260	90 360	92 460

Sähköasemat, 110 kV päämuuntajat	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
6 MVA	kpl	263 030	271 390	277 850	284 300
10 MVA	kpl	297 240	306 700	313 990	321 280
16 MVA	kpl	342 150	353 030	361 430	369 820
20 MVA	kpl	384 920	397 160	406 610	416 050
25 MVA	kpl	427 690	441 290	451 790	462 280
31,5 MVA	kpl	498 260	514 110	526 330	538 550
40 MVA	kpl	561 340	579 200	592 970	606 740
50 MVA	kpl	639 400	659 730	675 420	691 110
63 MVA	kpl	759 150	783 290	801 920	820 540
80 MVA	kpl	866 070	893 620	914 870	936 110
100 MVA	kpl	962 300	992 910	1 016 520	1 040 130
220/110 kV muuntaja	kpl	1 197 530	1 235 620	1 265 000	1 294 380

Sähköasemat, 110 kV kevyt sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
110 kV kevyt sähköasema	kpl	390270	402680	412250	421830

Sähköasemat 110 kV kentät, ilmaeristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Muuntajaperustus ja liitynnät ilmaeristeisellä asemalla	kpl	56 670	58 470	59 860	61 250
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	382 780	394 960	404 350	413 740
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	243 780	251 540	257 520	263 500
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	464 040	478 800	490 190	501 570
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	325 040	335 380	343 360	351 330
Ilmaeristeinen 3-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	541 030	558 230	571 510	584 780
+ 3-kisko lisäkenttä	kpl	382 780	394 960	404 350	413 740
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (ilmaeristeinen)	kpl	66 290	68 400	70 030	71 650
+ lisäkenttä	kpl	18 820	19 420	19 880	20 340

Sähköasemat 110 kV kentät, kaasueristeinen sähköasema	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Muuntajaperustus ja liitynnät kaasueristeisellä asemalla	kpl	51 320	52 960	54 210	55 470
Kaasueristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	594 490	613 400	627 980	642 570
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	357 120	368 480	377 240	386 000
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	692 860	714 890	731 890	748 890
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	438 380	452 320	463 080	473 840
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (kaasueristeinen)	kpl	85 750	88 480	90 580	92 690
+ lisäkenttä	kpl	31 440	32 430	33 210	33 980

Sähköasemat, 20 kV kojeistot	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Ilmaeristeinen 1-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	21 170	21 840	22 360	22 880
+ 1-kisko lisäkenttä	kpl	13 790	14 230	14 570	14 910
Ilmaeristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	32 400	33 430	34 220	35 020
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	21 710	22 400	22 930	23 460
Kaasueristeinen 2-kiskokojeisto, peruskenttä	kpl	49 180	50 750	51 960	53 160
+ 2-kisko lisäkenttä	kpl	29 720	30 670	31 400	32 130
Suojaus- ja automaatio, peruskenttä (asema-kohtainen)	kpl	21 170	21 840	22 360	22 880
+ lisäkenttä	kpl	6 310	6 510	6 660	6 820

Muut verkkokomponentit	Yksikkö	Yksikköhinta 2013 euroa	Yksikköhinta 2014 euroa	Yksikköhinta 2015 euroa	Yksikköhinta 2016 euroa
Kondensaattori 2,4 Mvar	kpl	38 280	39 500	40 430	41 370
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A	kpl	133 650	137 900	141 180	144 460
Maasulun sammutuslaitteisto, 100 A maadoitusmuuntajalla	kpl	146 480	151 140	154 740	158 330
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A	kpl	156 110	161 070	164 900	168 730
Maasulun sammutuslaitteisto, 140 A maadoitusmuuntajalla	kpl	174 280	179 830	184 100	188 380
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A	kpl	162 520	167 690	171 680	175 670
Maasulun sammutuslaitteisto, 250 A maadoitusmuuntajalla	kpl	190 320	196 380	201 040	205 710
Kuristin, alle 50 MVA	kpl	51 320	52 960	54 210	55 470
Kuristin, yli 50 MVA	kpl	69 500	71 710	73 420	75 120
Varavoimageneraattori, 50-110 kVA	kpl	31 010	31 990	32 750	33 520
Varavoimageneraattori, 250-350 kVA	kpl	62 020	63 990	65 510	67 030
Varavoimageneraattori, 700-1000 kVA	kpl	203 150	209 610	214 600	219 580

Liite 3 Tehostamiskannustimen laskenta.

Tehostamiskannustimen kannustinvaikutuksen laskemiseen tarvitaan vuosittain tiedot verkonhaltijan toteutuneista operatiivisista kustannuksista (*KOPEX*), keskeytyskustannuksista (*KAH*), maakaapelointiasteesta, verkon pituudesta, sähkönkäyttöpaikkojen lukumäärästä ja siirretystä energiasta jännitetasoittain. Lisäksi laskentaan vaikuttaa kiinteinä parametreina yleinen tehostamistavoite (2,6 %/a) sekä tehokkuusmittauksen kautta saatava yrityskohtainen tehostamistavoite, joka Rovella on 5,9 %/a (Energiamarkkinavirasto 2011g). Alle olevan esimerkin kautta lasketaan Rovelle tehostamiskannustimen vaikutus vuonna 2012. Sähköverkkoa koskevat tunnusluvut on saatu Roven talousarviosta vuodella 2012 ja henkilökunnan omista arvioista. Keskeytyskustannusten tunnusluvut laskettu vuosien 2005–2011 keskiarvona.

Taulukko 1. Tehostamiskannustimen laskennassa käytetyt parametrit Rovessa.

KJ-verkon maakaapelointiaste, [%]	84,36
Verkkopituus, [km]	857,6
Käyttöpaikkojen lkm	25 077
Siirretty energia 0,4 kV, [GWh]	228,42
Siirretty energia 1–70 kV, [GWh]	100
Siirretty energia 110 kV, [GWh]	0
$TOTEX = KOPEX + 0,5KAH$, [k€]	3 058,54

Tuotosmuuttujan y_1 eli siirretyn energian määrä painotetaan eri jännitetasojen vuosien 2005–2010 keskimääräisillä siirtohinnoilla. Painokertoimet ovat kiinteät koko valvontajakson ajan, jolloin vältetään hintojen muutoksien ja inflaation vaikutuksilta. (Energiamarkkinavirasto 2011b: 53.) Eri jännitetasojen painokertoimet on esitetty taulukossa 2.

Taulukko 2. Kolmannella valvontajaksolla eri jännitetasoilla siirretyn energiamäärän painottamiseen käytettävät kertoimet (Energiamarkkinavirasto 2011 g).

Jännitetaso	0,4 kV	1–70 kV	110 kV
Painokerroin	1,00	0,43174	0,2711

Painotettu siirretyn energian määrä y_1 [GWh] lasketaan yhtälöllä

$$y_1 = \sum_{V=0,4 \text{ kV}}^{110 \text{ kV}} (y_{1,V} \cdot h_V), \quad (1)$$

missä $y_{1,V}$ on jännitetasolla V siirretty energian määrä [GWh] ja h_V on jännitetason V painokerroin. Kun yhtälöön 1 sijoitetaan arvot taulukoista 1 ja 2, saadaan Roven vuonna 2012 keskimääräisillä siirtohinnoilla painotetuksi siirretyn energian määräksi 271,6 GWh.

Verkonhaltijoiden tuotosmuuttujien erilaisista rakenteista johtuen valvontamallissa on 27 erilaista varjohintaprofiilia. Varjohintaprofiilit estimoivat kaikkien verkkonhaltijoiden tehokasta kustannusrintamaa, jonka avulla estimoidaan yksittäisen verkkonhaltijan tehokasta kustannustasoa. Estimointimalli on toteutettu niin, että se sallii verkkonhaltijalle tuotosmuuttujien perusteella suurimman mahdollisen kustannuksen. Taulukossa 3 on esitetty laskennassa käytetyt varjohintaprofiilit.

Taulukko 3. Varjohintaprofiilit (Energiamarkkinavirasto 2012b).

Siirretty energia, $y_{1,VH}$	Verkkopituus, $y_{2,VH}$	Käyttäjämäärä, $y_{3,VH}$
3787,758048	0	0
3787,189466	0	2,523089595
3738,414778	111,9417836	2,21706E-09
3738,414778	111,9417837	0
3156,320929	0	10,88076816
2806,396834	508,9547955	0
2806,396832	508,954796	0
2806,396832	508,9547961	0
2594,690627	523,5213539	2,054679789
2537,430052	560,9763498	0
2537,430048	560,9763502	0
2537,430046	560,9763498	9,46415E-08
2537,430041	560,9763498	1,46347E-07
2531,266916	522,6941063	2,962035201
2169,696686	218,2010089	17,77383958
2169,696686	218,2010084	17,77383959
1891,009673	453,3985108	14,08968804
1752,920049	469,8568452	15,17648648
1534,023488	536,7482515	15,19306424
1534,023476	536,7482513	15,1930644
1043,102356	258,4449212	29,37659855
972,3932814	527,406348	22,35180367
972,3932767	527,4063492	22,35180368
0	620,2134607	0
0	521,0001742	31,6319145
0	104,4589955	43,53570485
0	0	45,40164328

Verkonhaltijan kustannukset saadaan laskettu yhtälöllä

$$VH = \max(C(\bar{y}_i)) = \max(C(y_1, y_2, y_3)) = \max(\sum_{i=1}^3 (y_i \cdot y_{i,VH})), \quad (2)$$

missä VH on suurin varjohinta [€], C on verkonhaltijoiden kustannusrintama vuonna 2019 vuoden 2009 hintatasossa [€], \bar{y}_i Roven tuotosmuuttujien vektori vuonna 2012, missä y_1 on keskimääräisillä siirtohinnoilla painotettu siirretyn energian määrä [GWh] yhtälöstä 1, y_2 on sähköverkon kokonaispituus [km] ja y_3 on asiakasmäärä [kpl], $y_{i,VH}$ on varjohintaprofiilin kustannukset, missä $y_{1,VH}$ on siirretyn energian määrä, $y_{2,VH}$ on sähköverkon kokonaispituus ja $y_{3,VH}$ on asiakasmäärä. Taulukoiden 1, 2 ja 3 sekä yhtälöstä 1 saaduilla tuloksilla laskeaan Rovelle vuoden 2012 sallitut kustannukset yhtälöllä 2, jotka ovat 1 276,9 k€.

Sallitut tehostamiskustannukset $STOTEX$ [€] vuodelle 2012 saadaan yhtälöllä

$$\begin{aligned} STOTEX_{Rove,t} &= \left(\frac{KHI_{t-1}}{KHI_{2009}} \right) \cdot (1 - X_1)^{t-2019} \cdot \max(C(\bar{y}_{i,t}, z_{i,t})) \\ &= \left(\frac{KHI_{2011}}{KHI_{2009}} \right) \cdot (1 - X)^{2012-2019} \cdot \max(C(y_1, y_2, y_3) \cdot e^{\delta z + \varepsilon}), \end{aligned} \quad (3)$$

missä KHI_{2011} on kuluttajahintaindeksi vuonna 2011 ($KHI_{2009} = 130,2$), KHI_{2009} on kuluttajahintaindeksi vuonna 2009 ($KHI_{2009} = 124,7$), X on Roven verkonhaltijakohtainen tehostamistavoite [%], C on verkonhaltijoiden kustannusrintama vuonna 2019 vuoden 2009 hintatasossa [€], t on tarkasteluvuosi (2012), $y_{i,t}$ Roven tuotosmuuttujien vektori vuonna 2012 missä y_1 on siirretyn energian määrä [GWh], y_2 on sähköverkon kokonaispituus [km] ja y_3 on asiakasmäärä [kpl], δ on KJ-verkon maakaapelointiasteen keskimääräinen kustannusvaikeus (kiinteä $\delta = 0,5852$), z Roven KJ-verkon maakaapelointiaste vuonna 2012 ja ε on tehostumuuden ja satunnaistekijöiden yhdistetty virhetermi. Taulukon 1 arvoja ja yhtälöä 3 käyttäen saadaan Rovelle vuodelle 2012 sallituiksi tehostamiskustannuksiksi 2 830 k€. Vir-

hetermiä ei oteta laskennassa huomioon, koska sen osuus on häviävän pieni (Sigma-Hat Economics 2010: 6).

Tehostamiskannustimen kannustinvaikutus lasketetaan toteutuneiden tehostamiskustannusten (*TOTEX*) ja sallittujen tehostamiskustannusten (*STOTEX*) erotuksesta. Rove ei pääse vuonna 2012 tehostamistavoitteeseen ja sille syntyy oikaistuun tulokseen 228 k€ lisäystä investointikannustimen kautta. Lisäykset oikaistuun tulokseen ovat verkonhaltijan kannalta huono asia, koska se pienentää tilikauden alijäämää ja toisaalta kasvattaa ylijäämää.

Liite 4 Vikojen kestoajat muuntopiireittäin vuosilta 2007–2012 (vuoden 2012 osalta viat poimittu 26.4.2013 asti) Yksittäisen muuntopiirin vuosittain yhteensä yli tunnin kestäneet viat on merkitty punaisella.

Muuntopiiri	Kesto	Kesto	Kesto	Kesto	Kesto	Kesto
M 105	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 107	0,02	0,43	1,33	0,00	0,02	0,00
M 108	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
M 109	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
M 110	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
M 111	0,00	3,20	0,02	0,00	0,02	0,00
M 113	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 114	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 115	0,02	2,22	1,33	0,00	0,02	0,00
M 117	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00
M 121	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 123	0,00	3,20	0,02	0,00	0,02	0,00
M 125	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
M 126	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 128	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 129	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
M 131	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M 133/Y34	0,00	0,00	0,00	1,48	0,00	0,00
M 135	0,02	0,30	1,33	0,00	0,02	0,00
M 137	0,00	5,53	0,02	0,00	0,00	0,00
M 138	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 139	0,00	0,77	0,00	0,40	0,00	0,00
M 140	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 141	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 142	0,02	2,22	0,00	0,00	0,02	0,00
M 143	0,02	0,00	0,00	0,00	0,02	0,00
M 144	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M 145	0,05	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M 146	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 147	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 15	0,02	0,30	1,33	0,00	0,02	0,00

M 150	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 152	0,00	0,77	0,00	0,40	0,00	0,00
M 156	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 159	0,00	3,20	0,02	0,00	0,02	0,00
M 160	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 162	0,00	0,77	0,00	0,40	0,00	0,00
M 163	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 164	0,00	0,77	0,00	0,40	0,00	0,00
M 165	0,00	0,00	0,58	0,00	0,00	0,00
M 167	0,05	0,00	0,08	0,00	0,15	0,00
M 170	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 171	0,00	0,77	0,00	0,40	0,00	0,00
M 172	0,00	0,77	0,00	0,40	0,00	0,00
M 173	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 174	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 175	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 176	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 177	0,00	0,77	0,48	0,40	0,00	0,00
M 178	0,00	0,77	0,48	0,40	0,00	0,00
M 18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 180	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
M 181	0,00	0,77	0,48	0,00	0,00	0,00
M 183	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 184	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 185	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,00
M 186	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 187	0,00	3,53	0,02	0,00	0,00	0,00
M 188	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
M 189	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
M 19	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 193	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 195	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 196	0,00	1,42	0,08	0,00	0,00	0,02
M 197	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 198	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00

M 2/Y39	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
M 200	0,00	3,53	0,02	0,00	0,00	0,00
M 202	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 203	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 204	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 205	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 206	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
M 207	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 209	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
M 21	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 210	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 211	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 212	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 214	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 216	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
M 217	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 220	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 221	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 222	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 223	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 224	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 225	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 226	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 227	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 228	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
M 229	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 230	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 233	0,00	0,65	0,00	0,00	0,00	0,02
M 234	0,00	0,65	0,00	0,00	0,00	0,02
M 235	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00
M 239	0,00	0,00	0,00	0,00	0,62	0,00
M 240	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 25	0,05	0,00	0,08	0,80	0,00	0,02
M 3/Y19	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
M 30	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00

M 32	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
M 34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
M 35	0,02	0,30	1,33	0,00	0,02	0,00
M 37	0,00	0,00	0,00	1,48	0,00	0,00
M 38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
M 39	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00
M 4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
M 41	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
M 46	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
M 48	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
M 49	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
M 51	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 52	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 53	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
M 57	0,00	3,43	0,02	0,00	0,00	0,00
M 59	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 6	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 60	0,00	0,00	0,58	0,50	0,00	0,00
M 66	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,02
M 67	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
M 69	0,00	5,53	0,02	0,00	0,02	0,00
M 71	0,00	3,53	0,02	0,00	0,00	0,00
M 73	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 75	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 76	0,00	3,53	0,02	0,00	0,02	0,00
M 82	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M 83	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
M 87	0,00	3,50	0,00	0,00	0,00	0,02
M 88	0,00	1,42	0,00	0,00	0,00	0,02
M 92	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00
M 94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00
M 95	0,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
M 96	0,00	0,00	0,00	0,40	0,00	0,00
M 97	0,02	2,22	1,33	0,00	0,02	0,00
M 98	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02

M 99	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
M Y9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
TM 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
TM 4 (M43)	0,00	0,00	0,00	0,50	0,00	0,00
Y 11	0,00	0,00	0,00	0,68	0,00	0,00
Y 12	0,00	0,00	0,00	0,60	0,00	0,00
Y 14	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00
Y 22	0,02	0,43	1,33	0,00	0,02	0,00
Y 24	0,02	2,22	1,33	0,00	0,02	0,00
Y 26	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
Y 27	0,05	0,00	0,08	0,00	0,00	0,00
Y 29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
Y 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Y 31	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Y 33	0,05	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
Y 35	0,00	0,00	0,08	0,80	0,00	0,00
Y 37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
Y 38	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Y 4	0,00	0,00	0,02	0,00	0,00	0,00
Y 42	0,00	0,00	0,00	1,10	1,00	0,00
Y 43	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
Y 45	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02
Y 5	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,00
Y 50	0,00	0,00	0,08	0,80	0,00	0,00
Y 51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,65
Y 52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	0,00
Y 6	0,05	0,00	0,08	0,80	0,00	0,02
Y 8	0,00	0,00	0,02	0,00	0,77	0,00

Liite 5 Sallitun tuoton laskennassa käytetyt parametrit ja laskentatulokset perustilanteelle vuosina 2012–2015.

TULOSLASKELMA

	2012	2013	2014	2015
	(t€)	(t€)	(t€)	(t€)
LIKEVAIHTO	7 153	7 687	7 946	8 350
+Sähkön siirron myynti	6 963	7 226	7 475	7 872
+/- Valmiiden ja keskeneräisten tuotteiden varastojen muutos				
+ Valmistus omaan käyttöön				
+ Liiketoiminnan muut tuotot	311	323	338	347
+ Liittymismaksutuotot		294	300	303
- Aineet, tarvikkeet ja energiaostot	-517	-498	-519	-503
- Ostot tilikauden aikana	-24	-32	-33	-34
- Häviösähkö	-493	-466	-486	-469
+/- Varastojen muutos				
- Ulkopuoliset palvelut	-3 377	-3 071	-3 726	-3 852
- Ulkopuoliset palvelut	-2 306	-1 704	-2 290	-2 345
- Alueverkko- ja kantaverkkopalvelumaksut	-1 071	-1 367	-1 436	-1 507
- Henkilöstökulut	-70	-72	-74	-76
- Suunnitelmanmukaiset poistot	-1 749	-1 752	-1 792	-1 778
- Suunnitelmanmukaiset poistot liikearvosta				
- Suunnitelmanmukaiset poistot sähköverkosta	-1 522	-1 495	-1 541	-1 529
- Suunnitelmanmukaiset poistot muista pysyvien vastaavien hyödykkeistä	-227	-257	-251	-249
- Muun omaisuuden poistoihin kirjatut verkko-omaisuuden poistot				
- Arvonalentumiset				
- Liiketoiminnan muut kulut	-590	-1 485	-982	-1 006
- Vuokrat	-25	-27	0	0
- Verkkovuokrat/Verkon leasing-maksut				
- Verkkovuokrista eritellyt käyttö- ja kunnossapitokustannukset				
- Resurssivarauskorvaukset				
- Vakiokorvaukset				
- Sisäiset kulut				
- Liiketoiminnan muut kulut	-565	-1 458	-982	-1 006
= LIIKEVOITTO (- TAPPIO)	1 161	1 132	1 191	1 482
+Rahoitustuotot	32	32	32	33

	Tuotot osuuksista saman konsernin yrityksissä				
+	Tuotot osuuksista omistusyhteyseryksissä				
+	Tuotot muista pysyvien vastaavien sijoituksista				
+	Muut korko- ja rahoitustuotot	32	32	32	33
+	Markkinaehtoisten lainojen suojaustuotot				
	- Arvonalentumiset	0	0	0	0
	Arvonalentumiset pysyvien vastaavien sijoituksista				
-	Arvonalentumiset vaihtuvien vastaavien rahoitusarvopapereista				
	- Rahoituskulut	-742	-702	-668	-659
-	Korkokulut ja rahoituskulut	-742	-702	-668	-659
-	Markkinaehtoisten lainojen suojauskustannukset	-45	0		
	= VOITTO (TAPPIO) ENNEN SATUNNAISIA ERIÄ	451	462	555	856
	+/- Satunnaiset erät	0	0	0	0
+	Satunnaiset tuotot				
+	Konserniavustukset, saadut (tilinpäätöshetkellä maksettu)				
+	Konserniavustukset, saadut (tilinpäätöshetkellä maksamaton)				
-	Satunnaiset kulut				
-	Konserniavustukset, annetut ja tilinpäätöshetkellä maksetut				
-	Konserniavustukset, annetut ja tilinpäätöshetkellä maksamaton				
	= VOITTO (TAPPIO) ENNEN TILINPÄÄTÖSSIIRTOJA JA VEROJA	451	462	555	856
	+/- Tilinpäätössiirrot	-451	-462	-555	-856
+/-	Poistoeron muutos liikearvosta				
+/-	Poistoeron muutos sähköverkosta	-392	-406	-477	-736
+/-	Poistoeron muutos muista pysyvien vastaavien hyödykkeistä	-59	-55	-78	-120
+/-	Vapaaehtoisten varausten lisäys (-) tai vähennys (+)				
	- Muut välittömät verot				
	- Tuloverot				
	- Ylijäämän palautus kunnalle				
	= TILIKAUDEN VOITTO (TAPPIO)	0	0	0	0

TASE VASTAAVAA

	2012	2013	2014	2015
	(t€)	(t€)	(t€)	(t€)
PYSYVÄT VASTAAVAT				
= Aineettomat hyödykkeet	175	202	132	93
Liikearvo				
Sähköverkon aineettomat hyödykkeet	141	171	104	68
Muut aineettomat hyödykkeet	33	30	27	24
- josta tilinpäätöksen taseen muihin aineettomiin hyödykkeisiin sisältyvä verkko-omaisuus	1	1	1	1
Ennakkomaksut				
= Aineelliset hyödykkeet	21 486	21 251	20 771	20 220
Sähköverkon aineelliset hyödykkeet	20 471	20 166	19 489	18 813
Muut aineelliset hyödykkeet	69	337	260	182
- josta tilinpäätöksen taseen muihin aineellisiin hyödykkeisiin sisältyvä verkko-omaisuus				
Ennakkomaksut ja keskeneräiset hankinnat	946	748	1 022	1 225
Sijoitukset	0,3	0,3	0,3	0,3
VAIHTUVAT VASTAAVAT				
Vaihto-omaisuus				
= Saamiset	10 958	10 775	10 886	10 723
Pitkäaikaiset saamiset	0	0	0	0
Myyntisaamiset				
Siirtosaamiset				
Muut saamiset				
Lyhytaikaiset saamiset	10 958	10 775	10 886	10 723
Myyntisaamiset	1 986	1 990	2 000	2 199
Siirtosaamiset	7 831	7 641	7 932	7 821
Muut saamiset	1 142	1 145	954	703
Rahoitusarvopaperit				
Rahat ja pankkisaamiset	519	417	301	607
VASTAAVAA YHTEENSÄ	33 139	32 645	32 091	31 644

TASE VASTATTAVAA

	2012	2013	2014	2015
	(t€)	(t€)	(t€)	(t€)
= OMA PÄÄOMA	4 258	4 258	4 258	4 258
Peruspääoma	1 000	1 000	1 000	1 000
Arvonkorotusrahasto				
Liittymismaksurahasto				
Ylikurssirahasto/ käyvän arvon rahasto				
Muut rahastot	3 261	3 261	3 261	3 261
Edellisten tilikausien voitto (tappio)	-3	-3	-3	-3
Tilikauden voitto (tappio)	0	0	0	0
Pääomalainat				
= Tilinpäätössiirtojen kertymä	3 146	3 330	3 806	4 529
Poistoero	3 146	3 330	3 806	4 529
Vapaaehtoiset varaukset				
Pakolliset varaukset				
VIERAS PÄÄOMA	25 734	25 057	24 027	22 857
= Pitkäaikainen korollinen vieras pääoma	13 732	13 732	13 732	13 732
= Pitkäaikainen koroton vieras pääoma	1 859	1 565	1 265	962
Velat annetuista konserniavustuksista				
Muut velat saman konsernin yrityksille				
Palautettavat liittymismaksut	1 859	1 565	1 265	962
Muu pitkäaikainen koroton vieras pääoma				
= Lyhytaikainen korollinen vieras pääoma	7 262	6 722	6 182	5 642
Ostovelat				
Siirtovelat				
Velat annetuista konserniavustuksista				
Muut velat saman konsernin yrityksille				
Muut velat	7 262	6 722	6 182	5 642
= Lyhytaikainen koroton vieras pääoma	2 881	3 038	2 848	2 521
Ostovelat	754	656	642	628
Siirtovelat	376	376	376	376
Velat annetuista konserniavustuksista				
Muut velat saman konsernin yrityksille				
Muut velat	1 751	2 005	1 830	1 517
VASTATTAVAA YHTEENSÄ	33 139	32 645	32 091	31 644

INVESTOINTIKANNUSTIN**Sähköverkon jälleenhankinta-arvo, nykykäyttöarvo sekä jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto**

Verkon jälleenhankinta-arvo 1.1.2012 (t€)	68 593,10
Verkon nykykäyttöarvo 1.1.2012 (t€)	33 518,53
Verkon jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto vuodelle 2012 (t€)	1 824,50

Verkon jälleenhankinta-arvo 1.1.2013 (t€)	71 328,85
Verkon nykykäyttöarvo 1.1.2013 (t€)	34 853,09
Verkon jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto vuodelle 2013 (t€)	1 871,47

Verkon jälleenhankinta-arvo 1.1.2014 (t€)	76 390,23
Verkon nykykäyttöarvo 1.1.2014 (t€)	37 035,50
Verkon jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto vuodelle 2014 (t€)	2 118,66

Verkon jälleenhankinta-arvo 1.1.2015 (t€)	79 921,88
Verkon nykykäyttöarvo 1.1.2015 (t€)	39 194,36
Verkon jälleenhankinta-arvosta laskettu tasapoisto vuodelle 2015 (t€)	2 215,05

INNOVAATIOKANNUSTIN**Tutkimus- ja kehityskustannukset (T&K)**

Tutkimus ja Kehityskustannukset (t€)

0,5% Liikevaihdosta

	17 €			
	36 €	38 €	40 €	42 €
Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava T&K - kustannus (t€)	17 €	- €	- €	- €

Etäluettavien enintään 63 A pääsulakkeilla varustettujen käyttöpaikkojen tuntimittausten kustannukset

Verkonhaltijan tuntimittauksessa olevien käyttöpaikkojen määrä kpl (enintään 63A)

Kannustetaso

		24400	24986	25585
	5,00 €	5,00 €	5,00 €	5,00 €
Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava kohtuullinen tuntimittauksen lisäkustannus (t€)	- €	122 €	125 €	128 €

Toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava innovaatiokannustin yhteensä (t€)

	17 €	122 €	125 €	128 €
--	------	-------	-------	-------

LAATUKANNUSTIN

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Keskeytyskustannus € vuoden 2005 rahanarvossa	381 925	68 568	63 567	116 629	31 416	90 314	40 915	118 657	116 076	117 742	118 829
Keskeytyskustannus € korjattuna kyseisen vuoden rahanarvoon (KHI)	381 925	69 293	65 397	122 897	34 434	99 226	45 361	136 115	137 109	140 046	142 386
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70kV:n verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika (tuntia)	0,900	0,120	0,060	0,150	0,060	0,160	0,050	0,210	0,210	0,210	0,210
Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta (euro/kWh) vuoden 2005 rahanarvossa	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70kV:n verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika (kpl)	0,340	0,200	0,510	0,130	0,120	0,180	0,060	0,220	0,220	0,220	0,220
Odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta (euro/kWh) vuoden 2005 rahanarvossa	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70kV:n verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika (tuntia)	0,130	0,060	0,080	0,200	0,010	0,060	0,070	0,087	0,087	0,087	0,087
Suunniteluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta (euro/kWh) vuoden 2005 rahanarvossa	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70kV:n verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika (kpl)	0,090	0,030	0,040	0,120	0,010	0,040	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Suunniteluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta (euro/kWh) vuoden 2005 rahanarvossa	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70kV:n verkon aikajälleenykymöistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika (kpl)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Aikajälleenykymöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kWh vuoden 2005 rahanarvossa	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70kV:n verkon pikakytkennöistä aiheutunut vuosienenergiolla painotettu keskeytysaika (kpl)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Pikakytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta euro/kWh vuoden 2005 rahanarvossa	0,55	0,55	0,6	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Verkonhaltijan verkosta 0,4 kV:n ja 1-70kV:n jännitteillä käyttäjille luovutettu energiamäärä (GWh)	298 640	305 990	311 960	318 850	318 160	331 580	319 440	328 422	320 400	325 001	328 001
Tuntien lukumäärä	8 760	8 760	8 760	8 784	8 760	8 760	8 760	8 784	8 760	8 760	8 760
Keskeytyskustannusten vertailutaso korjattuna kyseisen vuoden rahanarvoon				188 422	196 113	202 029	195 814,45	153 437,76	154 135,30	157 437,14	160 067,25

TEHOSTAMISKANNUSTIN

Tehostamistavoitteen X7, laskenta, vihreisiin kentiin syötetään vuosien 2005-2010 keskimääräiset tiedot	2005 - 2010 keskimääräinen TOTEX (OPEX+0,5KAH)(v. 2010 hinnoin) €		Verkon kj-maa-kaapelointiaste (%)	Verkkopituus (km)	Käyttäjämäärä (lkm)	Siirretty energia jännitetasoin (GWh)			Painotettu siirretyt energian määrä (GWh)
	2005-2010 keskimääräinen TOTEX (OPEX+0,5KAH)(v. 2010 hinnoin) €	2005-2010 keskimääräinen TOTEX (OPEX+0,5KAH)(v. 2010 hinnoin) €				0,4 kv	1-70 kv	110 kv	
Verkonhaltijan nimi	2 622 000 €		81,71 %	792,0	22 298	81,00	0,00	267,97	
Rovanteleminen	2 622 000 €		81,71 %	792,0	22 298	81,00	0,00	267,97	
STONED-rintaman mukainen TOTEX:n vertailutaso €	1 903 963 €		72,6 %	718 037 €	27,4 %	5,90 %			
STOTEX (laskenta vuosille 2012-2015 Vihreisiin kentiin syötetään kyseisen vuoden tiedot (2012 - 2015))									
Valvontajakso 3., vuosi	2012	2 830 600 €	5,90 %	130,2	84,36 %	857,6	25077	228,42	0,00
	2013	2 782 149 €	5,90 %	134,1	84,95 %	871,1	25694	221,78	98,62
	2014	2 701 093 €	5,90 %	135,0	85,54 %	889,5	26312	224,96	100,04
	2015	2 628 500 €	5,90 %	136,0	86,12 %	916,4	26930	227,04	100,96
Valvontajakso 4., vuosi	2016	- €	5,90 %						
	2017	- €	5,90 %						
	2018	- €	5,90 %						
	2019	- €	5,90 %						
Parametrit									
Yleinen tehostamistavoite	2,06 %								
Kulutajaindeksi 2009	124,7								
Tehostamiskustannukset (luvat tuhansia €)	2012	2013	2014	2015					
Tarkastele vuosi	2012	2013	2014	2015					
Kontrolloitavat Operatiiviset kustannukset	2 990,48 €	3 293,16 €	3 379,00 €	3 461,00 €					
Vhiteensä (t€)	2 990,48 €	3 293,16 €	3 379,00 €	3 461,00 €					
Aineet, tarvikkeet ja energiaostot (poislukien häviöenergian hankintakustannukset)	24,20 €	32,00 €	33,00 €	34,00 €					
+ Yrässtöjen lisäys tai vähennys	69,84 €	72,47 €	74,00 €	76,00 €					
+ Henkilöstökustannukset									
+ Verkkovoimakat (sitä osin kuin ne sisältävät kunnossapitokustannuksia)	25,10 €	26,53 €	- €	- €					
+ Vuokratulot	2 306,25 €	1 704,04 €	2 290,00 €	2 345,00 €					
+ Muut vieraat palvelut									
+ Sisäiset kustannukset	565,09 €	1 458,12 €	982,00 €	1 006,00 €					
+ Muut liikevoiminnan muut kustannukset									
+ Maaksetut vakiovoimakat (elleivät sisälly muihin kustannuksiin)									
- Valmistus omaan käyttöön									
Toteutuneiden keskeisten kustannusten (KAH) puolikas (t€)	68,06 €	68,55 €	70,02 €	71,19 €					
Tehostamiskustannukset (TOTEX) = KOPEX + 0,5KAH (t€)	3 058,54 €	3 361,71 €	3 449,02 €	3 532,19 €					

Jännitetaso	0,4 kv	1-70 kv	110 kv
Painokerroin	1	0,432	0,271

PARAMETRIT

	2012	2013	2014	2015
Verokanta %	24,5 %	24,5 %	24,5 %	24,5 %
Verkon liittymismaksukertymä 31.12.2004 (1.000 €)	4 379,73			
Verkon liittymismaksukertymä edellisen vuoden lopussa	1 859,47	1 859,00	1 565,00	1 265,00
Virhemarginaalilla ja OPEX/TOTEX -suhteella korjattu vuotuinen yrityskohtainen tehostamistavoite				
Yleinen tehostamistavoite	2,06 %			
Rakennuskustannusindeksi 2004	116,700		Kuluttajahintaindeksi 2004	113,500
Rakennuskustannusindeksi 2005	121,633		Kuluttajahintaindeksi 2005	114,700
Rakennuskustannusindeksi 2006	125,133		Kuluttajahintaindeksi 2006	116,767
Rakennuskustannusindeksi 2007	133,100		Kuluttajahintaindeksi 2007	119,600
Rakennuskustannusindeksi 2008	138,833		Kuluttajahintaindeksi 2008	124,400
Rakennuskustannusindeksi 2009	137,233		Kuluttajahintaindeksi 2009	124,700
Rakennuskustannusindeksi 2010	138,067		Kuluttajahintaindeksi 2010	125,833
Rakennuskustannusindeksi 2011	143,267		Kuluttajahintaindeksi 2011	130,200
Rakennuskustannusindeksi 2012	146,733		Kuluttajahintaindeksi 2012	134,067
Rakennuskustannusindeksi 2013	151,400		Kuluttajahintaindeksi 2013	135,000
Rakennuskustannusindeksi 2014	155,000		Kuluttajahintaindeksi 2014	136,000
Rakennuskustannusindeksi 2015	158,600		Kuluttajahintaindeksi 2015	138,200
Nimellinen riskitön korkokanta	3,32 %	1,82 %	3,00 %	3,00 %
Inflaatiokomponentti (vähenne- tään nimellisestä riskittömästä korkokannasta)	1,00 %	1,00 %	1,00 %	1,00 %
Reaalinen riskitön korkokanta	2,32 %	0,82 %	2,00 %	2,00 %
Markkinariskipreemio	5,0 %	5,0 %	5,0 %	5,0 %
Lisäriskipreemio	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Korollisen velan preemio	1,0 %	1,0 %	1,0 %	1,0 %
Velaton beeta	0,40	0,40	0,40	0,40
Velkainen beeta	0,529	0,529	0,529	0,529
Oman pääoman osuus	70 %	70 %	70 %	70 %
Likvidittömyyspreemio	0,5 %	0,5 %	0,5 %	0,5 %
Korollisen vieraan pääoman osuus	30 %	30 %	30 %	30 %

Korollisen vieraan pääoman kustannus	3,32 %	1,82 %	3,00 %	3,00 %
Oman pääoman kustannus	5,47 %	3,97 %	5,15 %	5,15 %
Pääoman painotettu keskekustannus (WACC)	4,58 %	3,19 %	4,28 %	4,28 %

5% liikevaihdosta	357,6685	384,35	397,3	417,5
Rahoitusomaisuus	9 492	9 202	9 187	9 131
Oikaistussa tuloslaskelmassa huomioon otettava rahoitusomaisuus	357,6685	384,35	397,3	417,5
Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-11,8745942	-6,99517	-11,919	-12,525
Nettosuojauskustannus	-44,69	0,00	0,00	0,00
Nettosuojauskustannuksen kattotaso	-11,87	-7,00	-11,92	-12,53
Nettosuojauskustannuksen lattia-taso	11,87	7,00	11,92	12,53

Oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava nettosuojauskustannus

-11,8745942	0	0	0
--------------------	----------	----------	----------

Muut verkonhaltijan hallinnassa olevaan verkkoon liittyvät VPO:n liittymismaksut tilikauden alussa
Muut verkonhaltijan hallinnassa olevaan verkkoon liittyvät VPO:n liittymismaksut tilikauden lopussa

4 201,7	4 201,7	4 201,7	4 201,7
4 201,7	4 201,7	4 201,7	4 201,7

SALLITTU TUOTTO**Oikaistu tase****Vastaavaa**

	2012	2013	2014	2015
Pysyvät vastaavat				
Sähköverkko nykykäyttöarvoonsa	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36
Muut pysyvät vastaavat tasearvoonsa	1 047,16	1 114,19	1 307,83	1 430,47
Vaihtuvat vastaavat				
Vaihto-omaisuus tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Myyntisaamiset	1 985,50	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Oikaistun taseen loppusumma	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
Vastaavaa yhteensä	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83

Vastattavaa	2012	2013	2014	2015
Oma pääoma				
Oma pääoma tasearvoonsa	4 258,14	4 258,14	4 258,14	4 258,14
Annettujen konserniavustusten oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten oman pääoman osuus	2 375,23	2 514,15	2 873,53	3 419,40
Saadut konserniavustukset	0,00	0,00	0,00	0,00
Oikaistun taseen tasauserä	891,87	2 497,43	5 137,96	7 761,96
Vieras pääoma				
Korollinen				
Korolliset velat tasearvoonsa	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00

Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) konserniavustuksen oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Pääomalainat tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00

Koroton

Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasearvoonsa	4 379,73	4 379,73	4 379,73	4 379,73
Muut korottomat velat tasearvoonsa	2 881,45	3 037,98	2 847,50	2 521,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) konserniavustuksen oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Pakolliset varaukset tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00

Poistoeroon ja vapaaehtoisin varauksiin sisältyvä laskennallinen verovelka	770,77	815,85	932,47	1 109,61
--	--------	--------	--------	----------

Oikaistun taseen loppusumma	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
------------------------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Vastattavaa yhteensä	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
-----------------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Tuloslaskelman oikaisu ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta

2012 2013 2014 2015

Liikevoitto (liiketappio)	1 161,35	1 131,82	1 191,00	1 482,00
----------------------------------	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Liikevoittoon (liiketappioon) palautettavat tilinpäätöksen erät

+Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos	-0,47	-294,00	-300,00	-303,00
+Maksetut verkkovuokrat	0,00	0,00	0,00	0,00
+Suunnitelmanmukaiset poistot liikearvosta	0,00	0,00	0,00	0,00

Investointikannustin

+ Suunnitelman mukaiset poistot verkosta	1 522,19	1 494,96	1 541,12	1 529,08
- Verkon JHA:sta laskettu tasapoisto	-1 824,50	-1 871,47	-2 118,66	-2 215,05

Laatukannustin

- 0,5 x KAH toteutunut	68,06	68,55	70,02	71,19
+ 0,5 x KAH vertailutaso	76,72	77,07	78,72	80,03
+/- Keskeytyskustannusten kannustinvaikutus	-8,66	-8,51	-8,70	-8,84

Tehostamiskannustin

+ Toteutuneet tehostamiskustannukset (TOTEX)	3 058,54	3 361,71	3 449,02	3 532,19
- Kohtuulliset tehostamiskustannukset (STOTEX)	-2 830,60	-2 782,15	-2 701,09	-2 628,50

Innovaatiokannustin

	-17,20	-122,00	-124,93	-127,93
--	--------	---------	---------	---------

= Korjattu liikevoitto / -tappio

1 060,64	910,36	927,77	1 259,95
----------	--------	--------	----------

= Laskennallinen tulos

1 060,64	910,36	927,77	1 259,95
----------	--------	--------	----------

Muut tuloslaskelman oikaisut

- Nettomääräiset suojauskustannukset	-11,875	0,000	0,000	0,000
- Verkko toiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-11,875	-6,995	-11,919	-12,525
= Oikaistu tulos ennen veroja	1 036,89	903,37	915,85	1 247,43
- Laskennalliset verot	-254,04	-221,32	-224,38	-305,62

= Toteutunut oikaistu tulos (t€)	782,85	682,04	691,46	941,81
---	---------------	---------------	---------------	---------------

Kohtuullinen tuotto**2012****2013****2014****2015**

Pääoman painotettu keskikustannus (WACC)	4,58 %	3,19 %	4,28 %	4,28 %
Korollisen vieraan pääoman määrä	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Oman pääoman määrä	7 525,24	9 269,71	12 269,62	15 439,49
Kohtuullinen tuotto (t€)	1 305,89	947,96	1 378,26	1 490,89

Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-) (t€)	-523,04	-265,92	-686,80	-549,08
--	----------------	----------------	----------------	----------------

Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaikkien vuosien yhteisöverojen jälkeisten toteutuneiden oikaistujen tulosten summa	3 098,17
Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaikkien vuosien yhteisöverojen jälkeisten kohtuullisten tuottojen summa	5 123,00
Toiselta valvontajaksolta (2008-2011) kertynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)	-4 540,00
Kolmannelta valvontajaksolta (2012-2015) kertynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)	-6 564,83
Neljännelle valvontajaksolle siirtyvä alijäämä	-2024,83

MAKSIMITUOTTO ILMAN ALIJÄÄMÄN KOMPESOINTIA**Siirtohinta**

Siirretty kokonaisenergia	328,42 GWh	320,40 GWh	325,00 GWh	328,00 GWh
Toteutunut keskimääräinen siirtohinta	21,20 €/MWh	22,55 €/MWh	23,00 €/MWh	24,00 €/MWh
Suurin sallittu siirtohinta, ilman ali- tai ylijäämän purkua	23,32 €/MWh	23,65 €/MWh	25,80 €/MWh	26,22 €/MWh
Siirron myynnistä aiheutuva liikevaihdon kasvu	695,07 k€	352,53 k€	911,03 k€	728,35 k€
Keskimääräisen hinnan muutos	9,98 %	4,88 %	12,19 %	9,25 %

Vaikutukset oikaistuun tulokseen

Maksimi liikevaihto (eriytetty)	7 848,4406	8 039,5282	8 857,0343	9 078,3500
Maksimi liikevoitto (eriytetty)	1 856,42058	1 484,35	2 102,03	2 210,35
Tulos ennen veroja (oikaistu)	1 729,66	1 255,57	1 825,51	1 974,69
Laskennalliset verot (oikaistu)	-423,77 22,00	-307,62	-447,25	-483,80
Nettomääräiset suojauskustannukset (eriytetty)				
5% liikevaihdosta (oikaistu)	392,42	401,98	442,85	453,92
Nettosuojauskustannuksen katto(/lattia)taso (oikaistu)	-13,03	-7,32	-13,29	-13,62
Rahoitusomaisuus (oikaistu)	9 491,92	9 202,00	9 187,49	9 131,49
Rahoitusomaisuuden kustannus (oikaistu)	-13,03	-7,32	-13,29	-13,62
Nettosuojauskustannuksen katto(/lattia)taso (oikaistu)	-13,03	-7,32	-13,29	-13,62
Nettosuojauskustannus (eriytetty)	-44,69	0,00	0,00	0,00
Oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava nettosuojauskustannus (oikaistu)	-13,03	0,00	0,00	0,00
Tilikauden voitto(tappio) ennen veroja (eriytetty)	695,07	352,53	911,03	728,35
Tilikauden tuloverot (eriytetty)	-170,29	-86,37	-223,20	-178,45
Tilikauden voitto(tappio) (eriytetty)	524,78	266,16	687,83	549,90

Toteutunut oikaistu tulos suurimmalla siirtohin- nalla	1 305,89	947,96	1 378,26	1 490,89
Toteutunut oikaistu tulos suurimmalla siirtohin- nalla	1 305,89 k€	947,96 k€	1 378,26 k€	1 490,89 k€
Kohtuullinen tuotto	1 305,89 k€	947,96 k€	1 378,26 k€	1 490,89 k€
Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-)	0,00 k€	0,00 k€	0,00 k€	0,00 k€
 Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaikkien vuosien yhteisöverojen jälkeisten toteutuneiden oikaistu- jen tulosten summa	 5 123,00			
 Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaikkien vuosien yhteisöverojen jälkeisten kohtuullisten tuottojen summa	 5 123,00			
 Toiselta valvontajaksolta (2008-2011) kertynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)	 -4 540,00			
 Kolmannelta valvontajaksolta (2012-2015) ker- tynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)	 -4 540,00			
 Neljännelle valvontajaksolle siirtyvä ali-/ylijäämä	 0,00			

MAKSIMITUOTTO ALI- TAI YLIJÄÄMÄN KOMPENSOINTI HUOMIOIDEN
Siirtohinta

Siirretty kokonaisenergia	328,42 GWh	320,40 GWh	325,00 GWh	328,00 GWh
Toteutunut keskimääräinen siirtohinta	21,20 €/MWh	22,55 €/MWh	23,00 €/MWh	24,00 €/MWh
Suurin sallittu siirtohinta alijäämä kompensoituna	27,91 €/MWh	28,35 €/MWh	30,44 €/MWh	30,81 €/MWh
Siirron myynnistä aiheutuva liikevaihdon kasvu	2 203,39 k€	1 857,21 k€	2 416,60 k€	2 233,92 k€
Keskimääräisen hinnan muutos	31,65 %	25,70 %	32,33 %	28,38 %

Vaikutukset oikaistuun tulokseen

Ali(+)/ylijäämää(-) kompensointi	1 135,00	1 135,00	1 135,00	1 135,00
Ali(-)/ylijäämää(+) kompensoimatta	-3 405,00	-2 270,00	-1 135,00	0,00
Maksimi liikevaihto (eriytetty)	9 356,7595	9 544,2087	10 362,6039	10 583,9196
Maksimi liikevoitto (eriytetty)	3 364,74	2989,03267	3607,603889	3715,919622
Tulos ennen veroja (oikaistu)	3 232,97	2 758,88	3 328,83	3 478,00
Laskennalliset verot (oikaistu)	-792,08	-675,93	-815,56	-852,11
Nettomääräiset suojauskustannukset (eriytetty)				
5% liikevaihdosta (oikaistu)	467,84	477,21	518,13	529,20
Nettosuojauskustannuksen katto(/lattia)taso (oikaistu)	-15,53	-8,69	-15,54	-15,88
Rahoitusomaisuus (oikaistu)	9 491,92	9 202,00	9 187,49	9 131,49
Nettosuojauskustannus (eriytetty)	-44,69	0,00	0,00	0,00
Oikaistun tuloksen laskennassa huomioon otettava nettosuojauskustannus (oikaistu)	-15,53	0,00	0,00	0,00
Tilikauden voitto(tappio) ennen veroja (eriytetty)	2 203,39	1 857,21	2 416,60	2 233,92
Tilikauden tuloverot (eriytetty)	-539,83	-455,02	-592,07	-547,31
Tilikauden voitto(tappio) (eriytetty)	1 663,56	1 402,19	1 824,54	1 686,61

Toteutunut oikaistu tulos suurimmalla siirto- hinnalla ali-/ylijäämä kompensoitu	2 440,89	2 082,96	2 513,26	2 625,89
Toteutunut oikaistu tulos suurimmalla siirto- hinnalla	2 440,89 k€	2 082,96 k€	2 513,26 k€	2 625,89 k€
Kohtuullinen tuotto	1 305,89 k€	947,96 k€	1 378,26 k€	1 490,89 k€
Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-) siirto- hinnalla ali-/ylijäämä kompensoitu	1135,00	1135,00	1135,00	1135,00
Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaik- kien vuosien yhteisöverojen jälkeisten toteutuneiden oi- kaistujen tulosten summa	9 663,00			
Kolmannen valvontajakson (2012-2015) kaik- kien vuosien yhteisöverojen jälkeisten kohtuullisten tuotto- jen summa	5 123,00			
Toiselta valvontajaksolta (2008-2011) kertynyt yhteisöverojen jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)	-4 540,00			
Kolmannelta valvontajaksolta (2012-2015) kertynyt yhteisöverojen	0,00			
jälkeinen alijäämä (-) tai ylijäämä (+)				
Neljännelle valvontajaksolle siirtyvä ali- /ylijäämä	0,00			

Liite 6 EMV:n laskentataulukkomallilla lasketut suurimmat sallitut tuotot.

Perustilanteen laskentatulokset on esitetty liitteessä 5.

Taulukko 1. Sallitun tuoton laskenta suurimmalla sallitulla liikevoitolla (siirtohinnalla) ilman alijäämän kompensointia.

Oikaistu tase	2012	2013	2014	2015
Vastaavaa				
Pysyvät vastaavat				
Sähköverkko nykykäyttöarvoonsa	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36
Muut pysyvät vastaavat tasearvoonsa	1 047,16	1 114,19	1 307,83	1 430,47
Vaihtuvat vastaavat				
Vaihto-omaisuus tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Myyntisaamiset	1 985,50	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Oikaistun taseen loppusumma	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
Vastaavaa yhteensä	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
Vastattavaa				
Oma pääoma				
Oma pääoma tasearvoonsa	4 258,14	4 258,14	4 258,14	4 258,14
Annettujen konserniavustusten oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00

Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten oman pääoman osuus	2 375,23	2 514,15	2 873,53	3 419,40
---	----------	----------	----------	----------

Saadut konserniavustukset	0,00	0,00	0,00	0,00
Oikaistun taseen tasauserä	891,87	2 497,43	5 137,96	7 761,96

Vieras pääoma

Korollinen

Korolliset velat tasearvoonsa	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) konserniavustuksen oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Pääomalainat tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00

Koroton

Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasearvoonsa

Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasearvoonsa	4 379,73	4 379,73	4 379,73	4 379,73
Muut korottomat velat tasearvoonsa	2 881,45	3 037,98	2 847,50	2 521,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) konserniavustuksen oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Pakolliset varaukset tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00

Poistoeroon ja vapaaehtoiisiin varauksiin sisältyvä laskennallinen verovelka

Poistoeroon ja vapaaehtoiisiin varauksiin sisältyvä laskennallinen verovelka	770,77	815,85	932,47	1 109,61
--	--------	--------	--------	----------

Oikaistun taseen loppusumma

Oikaistun taseen loppusumma	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
-----------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------

Vastattavaa yhteensä	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
-----------------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Tuloslaskelman oikaisu ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta

	2012	2013	2014	2015
--	------	------	------	------

Liikevoitto (liiketappio)

Liikevoitto (liiketappio)	1 856,42	1 484,35	2 102,03	2 210,35
---------------------------	----------	----------	----------	----------

Liikevoittoon (liiketappioon) palautettavat tilinpäätöksen erät

+Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos

+Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos	-0,47	-294,00	-300,00	-303,00
--	-------	---------	---------	---------

+Maksetut verkkovuokrat

+Maksetut verkkovuokrat	0,00	0,00	0,00	0,00
-------------------------	------	------	------	------

+Suunnitelmanmukaiset poistot liikearvosta

+Suunnitelmanmukaiset poistot liikearvosta	0,00	0,00	0,00	0,00
--	------	------	------	------

Investointikannustin

+ Suunnitelman mukaiset poistot verkosta	1 522,19	1 494,96	1 541,12	1 529,08
- Verkon JHA:sta laskettu tasapoisto	-1 824,50	-1 871,47	-2 118,66	-2 215,05

Laatukannustin

- 0,5 x KAH toteutunut	68,06	68,55	70,02	71,19
+ 0,5 x KAH vertailutaso	76,72	77,07	78,72	80,03
+/- Keskeytyskustannusten kannustinvai- kutus	-8,66	-8,51	-8,70	-8,84

Tehostamiskannustin

+ Toteutuneet tehostamiskustannukset (TOTEX)	3 058,54	3 361,71	3 449,02	3 532,19
- Kohtuulliset tehostamiskustannukset (STOTEX)	-2 830,60	-2 782,15	-2 701,09	-2 628,50

Innovaatiokannustin

	-17,20	-122,00	-124,93	-127,93
--	--------	---------	---------	---------

= Korjattu liikevoitto / -tappio	1 755,71	1 262,89	1 838,80	1 988,30
= Laskennallinen tulos	1 755,71	1 262,89	1 838,80	1 988,30

Muut tuloslaskelman oikaisut

- Nettomääräiset suojauskustannukset	-13,028	0,000	0,000	0,000
- Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaa- miseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-13,028	-7,316	-13,286	-13,618
= Oikaistu tulos ennen veroja	1 729,66	1 255,57	1 825,51	1 974,69
- Laskennalliset verot	-423,77	-307,62	-447,25	-483,80

= Toteutunut oikaistu tulos (t€)	1 305,89	947,96	1 378,26	1 490,89
---	-----------------	---------------	-----------------	-----------------

Kohtuullinen tuotto	2012	2013	2014	2015
Pääoman painotettu keskikustannus (WACC)	4,58 %	3,19 %	4,28 %	4,28 %
Korollisen vieraan pääoman määrä	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Oman pääoman määrä	7 525,24	9 269,71	12 269,62	15 439,49
Kohtuullinen tuotto (t€)	1 305,89	947,96	1 378,26	1 490,89

Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-) (t€)	0,00	0,00	0,00	0,00
--	-------------	-------------	-------------	-------------

Taulukko 2. Sallitun tuoton laskenta suurimmalla sallitulla liikevoitolla (siirto hinnalla) ja alijäämän kompensoinnilla.

Oikaistu tase	2012	2013	2014	2015
Vastaavaa				
Pysyvät vastaavat				
Sähköverkko nykykäyttöarvoonsa	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36
Muut pysyvät vastaavat tasearvoonsa	1 047,16	1 114,19	1 307,83	1 430,47
Vaihtuvat vastaavat				
Vaihto-omaisuus tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Myyntisaamiset	1 985,50	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Oikaistun taseen loppusumma	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
Vastaavaa yhteensä	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
Vastattavaa				
Oma pääoma				
Oma pääoma tasearvoonsa	4 258,14	4 258,14	4 258,14	4 258,14
Annettujen konserniavustusten oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten oman pääoman osuus	2 375,23	2 514,15	2 873,53	3 419,40
Saadut konserniavustukset	0,00	0,00	0,00	0,00
Oikaistun taseen tasauseriä	891,87	2 497,43	5 137,96	7 761,96

Vieras pääoma

Korollinen

Korolliset velat tasearvoonsa	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) konserniavustuksen oman pääoman osuus	0,00	0,00	0,00	0,00
Pääomalainat tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00

Koroton

Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasearvoonsa

4 379,73	4 379,73	4 379,73	4 379,73
----------	----------	----------	----------

Muut korottomat velat tasearvoonsa

2 881,45	3 037,98	2 847,50	2 521,00
----------	----------	----------	----------

Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) konserniavustuksen oman pääoman osuus

0,00	0,00	0,00	0,00
------	------	------	------

Pakolliset varaukset tasearvoonsa

0,00	0,00	0,00	0,00
------	------	------	------

Poistoeroon ja vapaaehtoiisiin varauksiin sisältyvä laskennallinen verovelka

770,77	815,85	932,47	1 109,61
--------	--------	--------	----------

Oikaistun taseen loppusumma

36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
-----------	-----------	-----------	-----------

Vastattavaa yhteensä	36 551,19	37 957,28	40 343,33	42 823,83
-----------------------------	------------------	------------------	------------------	------------------

Tuloslaskelman oikaisu ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskenta

	2012	2013	2014	2015
--	------	------	------	------

Liikevoitto (liiketappio)

3 364,74	2 989,03	3 607,60	3 715,92
----------	----------	----------	----------

Liikevoittoon (liiketappioon) palautettavat tilinpäätöksen erät

+Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos

-0,47	-294,00	-300,00	-303,00
-------	---------	---------	---------

+Maksetut verkkovuokrat

0,00	0,00	0,00	0,00
------	------	------	------

+Suunnitelmanmukaiset poistot liikearvosta

0,00	0,00	0,00	0,00
------	------	------	------

Investointikannustin

+ Suunnitelman mukaiset poistot verkosta

1 522,19	1 494,96	1 541,12	1 529,08
----------	----------	----------	----------

- Verkon JHA:sta laskettu tasapoisto

-1 824,50	-1 871,47	-2 118,66	-2 215,05
-----------	-----------	-----------	-----------

Laatukannustin

- 0,5 x KAH toteutunut	68,06	68,55	70,02	71,19
+ 0,5 x KAH vertailutaso	76,72	77,07	78,72	80,03
+/- Keskeytyskustannusten kannustinvaikutus	-8,66	-8,51	-8,70	-8,84

Tehostamiskannustin

+ Toteutuneet tehostamiskustannukset (TOTEX)	3 058,54	3 361,71	3 449,02	3 532,19
- Kohtuulliset tehostamiskustannukset (STOTEX)	-2 830,60	-2 782,15	-2 701,09	-2 628,50

Innovaatiokannustin

	-17,20	-122,00	-124,93	-127,93
--	--------	---------	---------	---------

= Korjattu liikevoitto / -tappio	3 264,03	2 767,57	3 344,37	3 493,87
= Laskennallinen tulos	3 264,03	2 767,57	3 344,37	3 493,87

Muut tuloslaskelman oikaisut

- Nettomääräiset suojauskustannukset	-15,532	0,000	0,000	0,000
- Verkkotoiminnan harjoittamisen turvaamiseksi tarvittavasta rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-15,532	-8,685	-15,544	-15,876
= Oikaistu tulos ennen veroja	3 232,97	2 758,88	3 328,83	3 478,00
- Laskennalliset verot	-792,08	-675,93	-815,56	-852,11

= Toteutunut oikaistu tulos (t€)	2 440,89	2 082,96	2 513,26	2 625,89
---	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Kohtuullinen tuotto

	2012	2013	2014	2015
Pääoman painotettu keskikustannus (WACC)	4,58 %	3,19 %	4,28 %	4,28 %
Korollisen vieraan pääoman määrä	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Oman pääoman määrä	7 525,24	9 269,71	12 269,62	15 439,49
Kohtuullinen tuotto (t€)	1 305,89	947,96	1 378,26	1 490,89

Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-) (t€)	1 135,00	1 135,00	1 135,00	1 135,00
--	-----------------	-----------------	-----------------	-----------------

Liite 7 Eldiksellä lasketut sallitut tuotot.

Taulukko 1. Sallitun tuoton laskenta perustilanteessa.

Sallittu tuotto	2012	2013	2014	2015
OIKAISTU TASE				
Pysyvät vastaavat	34 565,69	35 967,25	38 343,66	40 624,52
Sähköverkko nykykäyttöarvoonsa	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36
Muut pysyvät vastaavat tasearvoonsa	1 047,16	1 114,16	1 308,16	1 430,16
Vaihtuvat vastaavat	1 986,00	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Vaihto-omaisuus tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Myyntisaamiset	1 986,00	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Oikaistu vastaavaa yhteensä	36 551,69	37 957,25	40 343,66	42 823,52
Oma pääoma				
Oma pääoma tasearvoonsa	7 526,19	9 270,67	12 269,46	15 439,19
Oma pääoma tasearvoonsa	4 258,13	4 257,13	4 258,15	4 258,03
Annettujen konserniavustusten oman pää...	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten o...	2 375,23	2 514,15	2 873,53	3 419,39
Saadut konserniavustukset	0,00	0,00	0,00	0,00
Oikaistun taseen tasausera	892,83	2 499,39	5 137,78	7 761,76
Vieras pääoma	29 025,50	28 686,58	28 074,20	27 384,33
Korollinen	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Korolliset velat tasearvoonsa	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) kons...	0,00	0,00	0,00	0,00
Pääomalainat tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Koroton	8 031,50	8 232,58	8 160,20	8 010,33
Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasear...	4 379,73	4 379,73	4 379,73	4 379,73
Muut korottomat velat tasearvoonsa	2 881,00	3 037,00	2 848,00	2 521,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) kons...	0,00	0,00	0,00	0,00
Annetun (tp-hetkellä maksetun) konsern...	0,00	0,00	0,00	0,00
Pakolliset varaukset tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeroon ja vapaaehtoisin varauksiin ...	770,77	815,85	932,47	1 109,61
Oikaistu vastattavaa yhteensä	36 551,69	37 957,25	40 343,66	42 823,52
OIKAISTU TULOS				
Liikevoitto (-tappio)	1 161,35	1 130,84	1 191,02	1 481,90
Laatukannustin	-8,66	-8,07	-8,25	-8,38
Tehostamiskannustin	227,44	580,46	748,11	903,81
Innovaatiokannustin	-17,20	-122,00	-124,93	-127,92
Maksetut verkkovuokrat	0,00	0,00	0,00	0,00
Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta	0,00	0,00	0,00	0,00
Investointikannustin	-302,31	-376,51	-577,66	-686,05
Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos	-0,47	-294,00	-300,00	-303,00
Korjattu liikevoitto (-tappio)	1 060,16	910,72	928,30	1 260,36
Nettomääräiset suojauskustannukset	-11,87	0,00	0,00	0,00
Rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-11,87	-6,99	-11,92	-12,52
Oikaistu tulos ennen veroja	1 036,41	903,73	916,38	1 247,83
Tuloverot	253,92	221,41	224,51	305,72
Toteutunut oikaistu tulos	782,49	682,31	691,87	942,11
KOHTUULLINEN TUOTTO				
Korollisen vieraan pääoman määrä	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Oman pääoman määrä	7 526,19	9 270,67	12 269,46	15 439,19
Kohtuullinen tuotto	1 305,93	947,99	1 378,26	1 490,87
Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-)	-523,45	-265,68	-686,39	-548,76
Edellisen vuoden Ylijäämän / alijäämän kert...	0,00	-523,45	-789,12	-1 475,51
Korkoseuraamus	0,00	0,00	0,00	0,00
Ylijäämä / alijäämä kertymä huomioiden	-523,45	-789,12	-1 475,51	-2 024,27

Taulukko 2. Sallitun tuoton laskenta suurimmalla sallitulla liikevoitolla (siirto hinnalla) ilman alijäämän kompensointia.

Sallittu tuotto	2012	2013	2014	2015
OIKAISTU TASE				
Pysyvät vastaavat	34 565,69	35 967,25	38 343,66	40 624,52
Sähköverkko nykykäyttöarvoonsa	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36
Muut pysyvät vastaavat tasearvoonsa	1 047,16	1 114,16	1 308,16	1 430,16
Vaihtuvat vastaavat	1 986,00	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Vaihto-omaisuus tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Myyntisaamiset	1 986,00	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Oikaistu vastaavaa yhteensä	36 551,69	37 957,25	40 343,66	42 823,52
Oma pääoma	7 526,19	9 270,67	12 269,46	15 439,19
Oma pääoma tasearvoonsa	4 784,10	4 523,20	4 944,95	4 807,74
Annettujen konserniavustusten oman pää...	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten o...	2 375,23	2 514,15	2 873,53	3 419,39
Saadut konserniavustukset	0,00	0,00	0,00	0,00
Oikaistun taseen tasauserä	366,86	2 233,32	4 450,98	7 212,05
Vieras pääoma	29 025,50	28 686,58	28 074,20	27 384,33
Korollinen	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Korolliset velat tasearvoonsa	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) kons...	0,00	0,00	0,00	0,00
Pääomalainat tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Koroton	8 031,50	8 232,58	8 160,20	8 010,33
Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasear...	4 379,73	4 379,73	4 379,73	4 379,73
Muut korottomat velat tasearvoonsa	2 881,00	3 037,00	2 848,00	2 521,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) kons...	0,00	0,00	0,00	0,00
Annetun (tp-hetkellä maksetun) konsern...	0,00	0,00	0,00	0,00
Pakolliset varaukset tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeroon ja vapaaehtoisin varauksiin ...	770,77	815,85	932,47	1 109,61
Oikaistu vastattavaa yhteensä	36 551,69	37 957,25	40 343,66	42 823,52
OIKAISTU TULOS				
Liikevoitto (-tappio)	1 857,61	1 483,28	2 101,02	2 210,06
Laatukannustin	-8,66	-8,07	-8,25	-8,38
Tehostamiskannustin	227,44	580,46	748,11	903,81
Innovaatiokannustin	-17,20	-122,00	-124,93	-127,92
Maksetut verkkovuokrat	0,00	0,00	0,00	0,00
Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta	0,00	0,00	0,00	0,00
Investointikannustin	-302,31	-376,51	-577,66	-686,05
Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos	-0,47	-294,00	-300,00	-303,00
Korjattu liikevoitto (-tappio)	1 756,41	1 263,16	1 838,30	1 988,51
Nettomääräiset suojauskustannukset	-13,03	0,00	0,00	0,00
Rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-13,03	-7,31	-13,28	-13,62
Oikaistu tulos ennen veroja	1 730,35	1 255,84	1 825,02	1 974,89
Tuloverot	423,94	307,68	447,13	483,85
Toteutunut oikaistu tulos	1 306,41	948,16	1 377,89	1 491,04
KOHTUULLINEN TUOTTO				
Korollisen vieraan pääoman määrä	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Oman pääoman määrä	7 526,19	9 270,67	12 269,46	15 439,19
Kohtuullinen tuotto	1 305,93	947,99	1 378,26	1 490,87
Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-)	0,48	0,17	-0,37	0,17
Edellisen vuoden Ylijäämän / alijäämän kert...	0,00	0,48	0,66	0,29
Korkoseuraamus	0,00	0,00	0,00	0,00
Ylijäämä / alijäämä kertymä huomioiden	0,48	0,66	0,29	0,45

Taulukko 3. Sallitun tuoton laskenta suurimmalla sallitulla liikevoitolla (siirto hinnalla) ja alijäämän kompensoinnilla.

Sallittu tuotto	2012	2013	2014	2015
OIKAISTU TASE				
Pysyvät vastaavat	34 565,69	35 967,25	38 343,66	40 624,52
Sähköverkko nykykäyttöarvoonsa	33 518,53	34 853,09	37 035,50	39 194,36
Muut pysyvät vastaavat tasearvoonsa	1 047,16	1 114,16	1 308,16	1 430,16
Vaihtuvat vastaavat	1 986,00	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Vaihto-omaisuus tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Myyntisaamiset	1 986,00	1 990,00	2 000,00	2 199,00
Oikaistu vastaavaa yhteensä	36 551,69	37 957,25	40 343,66	42 823,52
Oma pääoma	7 526,19	9 270,67	12 269,46	15 439,19
Oma pääoma tasearvoonsa	5 922,02	5 660,44	6 084,08	5 944,38
Annettujen konserniavustusten oman pää...	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeron ja vapaaehtoisten varausten o...	2 375,23	2 514,15	2 873,53	3 419,39
Saadut konserniavustukset	0,00	0,00	0,00	0,00
Oikaistun taseen tasauserä	-771,06	1 096,08	3 311,85	6 075,41
Vieras pääoma	29 025,50	28 686,58	28 074,20	27 384,33
Korollinen	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Korolliset velat tasearvoonsa	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) kons...	0,00	0,00	0,00	0,00
Pääomalainat tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Koroton	8 031,50	8 232,58	8 160,20	8 010,33
Verkon liittymismaksut 31.12.2004 tasear...	4 379,73	4 379,73	4 379,73	4 379,73
Muut korottomat velat tasearvoonsa	2 881,00	3 037,00	2 848,00	2 521,00
Annetun (ei tp-hetkellä maksetun) kons...	0,00	0,00	0,00	0,00
Annetun (tp-hetkellä maksetun) konsern...	0,00	0,00	0,00	0,00
Pakolliset varaukset tasearvoonsa	0,00	0,00	0,00	0,00
Poistoeroon ja vapaaehtoiisiin varauksiin ...	770,77	815,85	932,47	1 109,61
Oikaistu vastattavaa yhteensä	36 551,69	37 957,25	40 343,66	42 823,52
OIKAISTU TULOS				
Liikevoitto (-tappio)	3 365,07	2 989,16	3 609,02	3 715,56
Laatukannustin	-8,66	-8,07	-8,25	-8,38
Tehostamiskannustin	227,44	580,46	748,11	903,81
Innovaatiokannustin	-17,20	-122,00	-124,93	-127,92
Maksetut verkkovuokrat	0,00	0,00	0,00	0,00
Suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta	0,00	0,00	0,00	0,00
Investointikannustin	-302,31	-376,51	-577,66	-686,05
Taseen liittymismaksukertymän nettomuutos	-0,47	-294,00	-300,00	-303,00
Korjattu liikevoitto (-tappio)	3 263,87	2 769,04	3 346,30	3 494,01
Nettomääräiset suojauskustannukset	-15,53	0,00	0,00	0,00
Rahoitusomaisuudesta aiheutuva kustannus	-15,53	-8,69	-15,55	-15,88
Oikaistu tulos ennen veroja	3 232,80	2 760,36	3 330,76	3 478,13
Tuloverot	792,04	676,29	816,04	852,14
Toteutunut oikaistu tulos	2 440,77	2 084,07	2 514,72	2 625,99
KOHTUULLINEN TUOTTO				
Korollisen vieraan pääoman määrä	20 994,00	20 454,00	19 914,00	19 374,00
Oman pääoman määrä	7 526,19	9 270,67	12 269,46	15 439,19
Kohtuullinen tuotto	1 305,93	947,99	1 378,26	1 490,87
Tilikauden ylijäämä (+) / alijäämä (-)	1 134,83	1 136,08	1 136,47	1 135,12
Edellisen vuoden Ylijäämän / alijäämän kert...	-4 540,00	-3 405,17	-2 269,09	-1 132,62
Korkoseuraamus	0,00	0,00	0,00	0,00
Ylijäämä / alijäämä kertymä huomioiden	-3 405,17	-2 269,09	-1 132,62	2,50