TEKNILLINEN KORKEAKOULU

Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto

Sähköverkot ja suurjännitetekniikka

Stefan Forsström

Sähköverkkoyhtiön tietojärjestelmien kehittäminen

Diplomityö, joka on jätetty opinnäytteenä tarkastettavaksi diplomi-insinöörin tutkintoa varten Espoossa 27.8.2007.

Työn valvoja Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja DI Juho Paloposki

Alkulause

Diplomityö on tehty Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n kehitysyksikössä. Työn valvojana on toiminut sähköverkkolaboratorion professori Matti Lehtonen, jota haluan kiittää monista saamistani neuvoista ja avuista työn tekemistä varten. Hän on asiantuntemuksellaan vaikuttanut suuresti kiinnostukseeni koko alaa kohtaan.

Erityisesti haluan kiitää ohjaajaani DI Juho Paloposkea työn aiheen valinnasta ja neuvoista matkan varrella. Hän on asiantuntemuksellaan vaikuttanut useisiin työn sisältöä koskeviin kysymyksiin.

Esitän kiitokset kaikille Vantaan Energia konsernin työntekijöille, jotka ovat ystävällisesti ja asiantuntemuksella jakaneet vankkaa tietämystään. Suuri osa työn sisällöstä ja kehitysideoista on tullut juuri heidän kauttaan. Myös mukava työilmapiiri on auttanut työn tekemisessä. Kiitos myös kaikille muille asiantuntijoille, jotka ovat työn tekemiseen ja sisältöön vaikuttaneet.

Edelleen haluan kiittää vanhempiani kannustuksesta ja tuesta koko opiskeluajan eri vaiheissa. Myös ystäviäni kiitän monista hauskoista hetkistä, jotka ovat auttaneet jaksamaan joskus raskaidenkin hetkien yli.

Stefan Forsström

TEKNILLINEN KORKEAKOULU **_Diplomityön tiivistelmä_**

Tekijä: Stefan Forsström

Työn nimi: Sähköverkkoyhtiön tietojärjestelmien kehittäminen

Sivumäärä: 129

Päivämäärä: 27.8.2007

Osasto: Sähkö- ja tietoliikennetekniikan osasto

Professuuri: S – 18 Sähköverkot ja suurjännitetekniikka

Työn valvoja: Professori Matti Lehtonen

Työn ohjaaja: DI Juho Paloposki

Tietojärjestelmät liittyvät yhä keskeisemmin lähes kaikkiin sähköverkkotoiminnan osa-alueisiin. Tietotekniikan soveltaminen perinteisen sähkötekniikan yhteyteen on tällä hetkellä keskeisin alan kehitystä eteenpäin vievä voima. Koska erilaiset järjestelmät koko ajan lisääntyvät, on myös niiden koordinoitu hallinta muodostunut yhä keskeisemmäksi.

Työssä keskitytään kartoittamaan sähköverkkoyhtiön käytössä olevien järjestelmien tilannetta. Kartoitus on pääasiassa tehty Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n tilanteen pohjalta. Järjestelmätilanteen kokonaisuudesta on haluttu selkeämpää kuvaa yhtiön sisällä. Keskeisenä lähtökohtana on ollut selvittää järjestelmien välisiä kytkentöjä ja informaatiovirtoja. Näiden perusteella on laadittu tietovirtakaavio tietojärjestelmien välisestä tiedonvaihdosta. Työ tarjoaa samalla kohtuullisen kattavan läpileikkauksen jakeluverkkoyhtiön tänä päivänä käytössä oleviin järjestelmiin.

Työn tutkivassa osuudessa on muutamiin järjestelmäkartoituksen yhteydessä esiin nousseisiin kohteisiin etsitty kehitysideoita. Merkittävimpänä näistä on mittauspalveluiden järjestelmäkokonaisuuden toteuttamisvaihtoehdot tulevaisuudessa. Kaukoluennan jatkuvasti lisääntyessä on mittareiden ja mittaustiedon prosesseihin liittyvää automaattista käsittelyä kehitettävä. Tämä vaatii useiden järjestelmien välistä tiedonvaihtoa ja integraatiota. Toisena kohtana on mietitty kaukomittausdatan hyötynäkökohtia ja niiden saavuttamista tulevaisuudessa. Kolmantena kehityskohteena on tarkasteltu verkkotietojärjestelmän yhteyteen hankittuja maasto-PC koneita, joita käytetään kentällä mm. kunnossapidossa. Niiden käyttökokemuksia on kartoitettu ja parannusehdotuksia niihin on mietitty. Myös häiriöviestinnän kehittämistä on lyhyesti työn lopussa käsitelty.

Avainsanat: sähköverkko, jakeluverkko, tietojärjestelmät, mittaustieto, AMR, kaukoluenta, integraatio

HELSINKI UNIVERSITY OF TECHNOLOGY ***Abstract of the Master's Thesis***

Author: Stefan Forsström

Name of the Thesis: Development of information systems at electric distribution company

Number of pages: 129

Date: 27.8.2007

Department: Electrical and Communication Engineering

Professorship: S – 18 Power Systems and High Voltage Engineering

Supervisor: Matti Lehtonen, Professor

Instructor: Juho Paloposki, M. Sc.

Information systems connect more and more to almost every function of electric distribution company. Applying information technology to ordinary power system application is the most driving force in the business nowadays. Number of systems is increasing all the time, so coordinated management of them is needed.

This thesis is concentrated to map out and examine information systems at electric distribution company. Mapping is mostly done by the basis of situation at Vantaa Energy Distribution Company. The company wanted to get clearer picture of the system situation. Big part of this was to examine information connection and flows between different systems. Basis of this I have created an information flowchart where all the major systems and information flows between them are described. The thesis also gives a good overview of the many information systems that are used in distribution companies.

In the research part of this thesis is concentrated to few points which came out in the mapping of the systems. Biggest job was to think about ways to handle systems that are related to AMR situation. Lot of automatic information processing and system integration is needed. Also I have defined some of the AMR benefits and think about ways to reach them in the near future. Other research subject was to collect user experiences and think some enhancements for new field computers and mobile software that are related to the network information system. In the end of the thesis also improvements for the interruption communication is figured out.

Keywords: electric grid, distribution network, electricity metering, AMR, integration, information systems

Sisällysluettelo

Alkulause ..... **I**

Tiivistelmä ..... **II**

Abstract ..... **III**

Sisällysluettelo ..... **IV**

Käytetyt lyhenteet ja merkinnät ..... **VI**

1 Johdanto **1**
1.1 Työn tausta 1
1.1.1 Vantaan Energia Oy ja Vantaan Energia Sähköverkot Oy 2
1.2 Työn tavoitteet 4

2 Sähköverkkotoiminta **5**
2.1 Verkko-omaisuuden hallinta 6
2.2 Verkkoyhtiön toiminnot 7
2.2.1 Prosessit 8
2.3 Johtaminen ja ohjaus 8
2.3.1 Strategia 9
2.3.2 Johdon muut tehtävät 11
2.4 Kehitys 13
2.4.1 Tehtävät 14
2.4.2 DEA-malli lyhyesti 17
2.5 Verkkopalvelut 21
2.5.1 Liittäminen 21
2.6 Käyttö ja kunnossapito 22
2.6.1 Käyttö 23
2.6.2 Kunnossapito 25
2.7 Rakentaminen 26
2.7.1 Tehtävät 27
2.8 Mittauspalvelut 28
2.8.1 Mittareiden hallinta 29
2.8.2 Mittaustiedon hallinta 30
2.8.3 Mittareiden kaukoluenta 32

3 Sähköverkkoyhtiön tietojärjestelmät **34**
3.1 Verkkotietojärjestelmä 35
3.2 Käytönvalvontajärjestelmä 37
3.2.1 Historiatietokanta 40
3.3 Käytöntukijärjestelmä 41
3.4 Käyttöpäiväkirja ja häiriötiedotus 43
3.4.1 Häiriötiedotus 43
3.5 Kunnossapitojärjestelmä 44
3.5.1 Tekla Xpower Mobile 44

3.6 Mittaustietojärjestelmä 47
3.6.1 Jakeluverkon taseselvitys 48
3.7 Kaukoluentajärjestelmä 49
3.7.1 Site Manager ja Task Manager 50
3.8 Energiahallintajärjestelmä 51
3.8.1 Tasevastaavan rooli sähköverkon kannalta 52
3.8.2 EDIEL liikenne 53
3.9 Suunnittelun järjestelmät 53
3.10 Rakennuttamisjärjestelmä 54
3.10.1 e-tilausjärjestelmä 55
3.11 Verkkokäskuohjaus ja viestijärjestelmät 56
3.11.1 Verkkokäskyjärjestelmän tulevaisuus 57
3.11.2 Viestiverkko (valokuituverkko) 58
3.11.3 Virve 59
3.12 Asiakastietojärjestelmä 60
3.13 Verkkoyhtiön tietojärjestelmien varmuuskopiointi 61
3.13.1 Varmuuskopioinin kehittäminen 65
3.14 Tietojärjestelmien kytkeytyminen 66
3.14.1 Kytkeytymiskartta 67

4 Järjestelmien kehittäminen 70
4.1 Mittauspalveluiden tietojärjestelmätilanteen kehitys 71
4.1.1 Tilanne nyt ja ComC (Communication Center) integraatio 72
4.1.2 Yleiset ja suositeltavat tiedonvaihtoteknologiat integraatioissa 75
4.1.3 MITOX Oy:n MELT ratkaisu 81
4.1.4 Mittausjärjestelmäkokonaisuus tulevaisuudessa 83
4.1.5 EDM:n ja ATJ:n kehittäminen 86
4.2 Mittausinformaation hyödyntäminen tulevaisuudessa 89
4.2.1 Taloudellisten hyötyjen mahdollisuus verkkotoiminnan kannalta 89
4.2.2 Asiakaspalvelun ja sähkönmyynnin saamat hyödyt 91
4.2.3 Verkon tekniset hyödyntämismahdollisuudet 93
4.3 Mobiililaite kokemukset ja kehittäminen 99
4.3.1 Käyttökokemukset 99
4.3.2 Mahdollisuudet ja kehittäminen 100
4.4 Häiriöviestinnän kehittäminen 102

5 Yhteenveto ja johtopäätökset 103

6 Lähdeluettelo 105

7 Liitteet 109

Käytetyt lyhenteet ja merkinnät

ADSL	Asymmetric Digital Subscriber Line.
AIM	Active Integration Management
AIMIA	AIM Integration Adapter
AMR	Automatic Meter Reading
APERAK	Kuittaukset Delfor viesteihin
ATJ	Asiakastietojärjestelmä
Bluetooth	Langaton 2,45 GHz taajuudella toimiva tiedonsiirtomenetelmä
CAD	Computer Aided Design
ComC	Communication Center
CSV	Comma-Separated Variable
DEA-malli	Data Envelopment Analysis
DELFOR	Delivery Schedule Message. Sähkökaupan ennakkoilmoitusten ja ennusteiden lähetystapa markkinaosapuolten välillä
DMS	Distribution Management System
DTD	Document Type Definition
EDI	Electronical Data Interchange
EDIFACT	Erityisesti sähkömarkkinoiden tarpeeseen kehitetty elektroninen viestienvaihtojärjestelmä
EDM	Energy Management System
EHJ	Energianhallintajärjestelmä
EMV	Energiamarkkinavirasto
Ethernet	Suosittu lähiverkon toteutustapa. Sisältää OSI-mallin kerrokset 1 ja 2 (fyysinen- ja siirtoyhteyskerros)
FTP	File Transfer Protocol
GIS	Geographical Information System
GPRS	General Packet Radio Service
GPS	Global Positioning System
GSM	Groupe Spécial Mobile
HSDPA	High Speed Downlink Packet Acces
HTML	HyperText Markup Language
IP	Internet Protocol

ISO	International Organization for Standardization
KAH	Keskeytyksen aiheuttama haitta
kj	keskijännite
kkj	Valtakunnallinen Kartta Koordinaattijärjestelmä
KTJ	Käytöntukijärjestelmä
KVJ	Käytönvalvontajärjestelmä
MSCONS	Metered Services Consumption Report. Sähkökaupan ja taseselvityksen mittaustietojen välittämiseen käytetty lähetystapa
Nordpool	Pohjoismainen Sähköpörssi
ODBC	Open Database Connectivity
OMG	Object Management Group
OSI-malli	Open Systems Interconnection Reference Model. Kuvaa tiedonsiirtoprotokollien yhdistelmän seitsemässä kerroksessa.
PC	Personal Computer
PCM	Pulse Code Modulation
PDA	Personal Digital Assistants
pj	pienjännite
PLC	Power Line Carrier
PRODAT	Sähkökaupan asiakas- ja sopimustietojen välittämiseen käytetty viestitapa
RKJ	Rakennuttamisjärjestelmä
RPC	Remote Procedure Call
RTU	Remote Terminal Unit
SCADA	Supervisory Control And Data Acquistion
SEU	Suomen Energia Urakointi
SOAP	Simple Object Access Protocol
SQL	Structured Query Language
TETRA	TErrestrial Trunked RAdio
UML	Unified Modeling Language
UMTS	Universal Mobile Telecommunications System
UV	Ulkovalaistus
VAPA	Varmistuspalvelin
VE	Vantaan Energia Oy
VES	Vantaan Energia Sähköverkot Oy

Virve	Viranomaisverkko
VKO	Verkkokäskyohjaus
VPN	Virtual Private Network
VTJ	Verkkotietojärjestelmä
VTT	Valtion Teknillinen Tutkimuskeskus
vvj	Vanha Valtion Koordinaattijärjestelmä
XML	eXtensible Markup Language

1 Johdanto

1.1 Työn tausta

Sähköverkkotoiminta on merkittävä yhteiskunnan perusrakenteiden ylläpitoon liittyvä liiketoiminta-ala. Sähkönsaannin varmuudelle asetetaan yhteiskunnan ja yritysten taholta yhä kiristyviä laatuvaatimuksia. Viimeistään vuoden 2007 alusta on sähköverkkotoiminta pitänyt eriyttää muista energiayhtiön liiketoiminnoista. Samalla sille asetettavat taloudelliset valvonta- ja toiminnan tehostamiskriteerit jatkuvasti kiristyvät. Osaltaan näiden haasteiden ratkaisuksi on tietojärjestelmien merkitys sähkönjakelualan toiminnan kannalta jatkuvasti kasvanut. Tiedonhallinnan muuttuminen yhä merkittävämmäksi osaksi yrityksen toimintaa ja prosessikeskeisen ajattelumallin omaksuminen ovat nostaneet tietojärjestelmien roolia. Järjestelmät eivät enää ole vain tiettyä vakio toimenpidettä suorittavia koneita, vaan ne otetaan keskeisenä osana huomioon liiketoimintaprosesseja suunniteltaessa. Perinteisten verkkotieto-, käytönvalvonta- ja asiakastietojärjestelmien rinnalle on viimeisen 10 vuoden aikana tullut runsaasti toimintoja tukevia ja kokonaan uusiin tehtäviin tarkoitettuja tietojärjestelmiä. Myös vanhojen järjestelmien ominaisuudet ovat uusien päivitysten myötä monipuolistuneet. Esimerkiksi sähkökaupan avautuminen vuonna 1995 toi uusia haasteita taseselvityksen sähköiseen toteuttamiseen. Nyt sähkömittareiden kaukoluennan rajun kasvun myötä on uusia siihen liittyviä tietojärjestelmiä otettu käyttöön. Kaukoluennan on arveltu muuttavan koko mittauspalveluiden toimintaympäristöä ja sitä kautta antavan mahdollisuuksia sekä sähkönjakelulle että

myynnille. Tällöin kaukoluentaan liittyvän tietojärjestelmäkokonaisuuden hallinta on keskeisellä sijalla.

1.1.1 Vantaan Energia Oy ja Vantaan Energia Sähköverkot Oy

Vantaan Energia Oy (myöhemmin VE) on 1910 perustettu (silloin Malmin sähkölaitos Oy) kaupunkienergiayhtiö, joka on viimeisen 20 vuoden aikana kasvanut kaupungin kasvun myötä voimakkaasti. Vantaan Energia Oy:n omistaa Vantaan kaupunki 60 % ja Helsingin kaupunki 40 %. Emoyhtiö VE omistaa 100 % Vantaan Energia Sähköverkot Oy:stä (myöhemmin VES). Emoyhtiössä on 280 ja verkkoyhtiössä 65 työntekijää. Vantaan Energia Sähköverkot Oy perustettiin 24.5.2006 ja operatiivinen toiminta alkoi 1.1.2007. Yhtiö on eriytetty Vantaan Energia Oy:n myynti- ja tuotantotoiminnoista sähkömarkkinalain edellyttämällä tavalla. Yhtiöt toimivat yhdessä Vantaan Energia konsernina. Konsernin liikevaihto vuonna 2006 on ollut n. 167 miljoonaa euroa, josta VES:in osuus n. 26 miljoonaa euroa.

VES:n sähköverkko

VES:in sähköverkko koostuu hierarkkisesti voimalaitos- ja kantaverkkoliitynnöistä, 110 kV siirtoverkosta, 110/20 kV sähköasemista, 20 kV keskijänniteverkosta, jakelumuuntamoista, 0,4 kV pienjänniteverkosta sekä kaikista näihin liittyvistä laitteista ja komponenteista. Alla taulukko VES:in tärkeimmistä verkkotiedoista.

Verkot	Pituus (km)
110 kV siirtoverkko	**81 km**
20 kV keskijänniteverkko	**812 km**
kaapeleina	**632 km**
ilmajohtoina	**180 km**
0,4 kV pienjänniteverkko	**2103 km**
kaapeleina	**1600 km**
ilmajohtoina	**503 km**

Taulukko 1. VES:n sähköverkot (6 / 2007)

Sähköasemat ja muuntajat	
Sähköasemat	**9 kpl**
Päämuuntajat (110 / 20 kV)	**17 kpl**
Päämuuntajateho yht.	**611 MVA**
Jakelumuuntamot (20 / 0,4 kV)	**1168 kpl**
omat	**1006 kpl**
asiakkaiden	**162 kpl**

Taulukko 2. VES:n sähköasemat ja muuntajat (6 / 2007)

Lisäksi Fortum Espoo Distributionin Leppävaaran sähköasemalta on kolme 20 kV lähtöä, jotka palvelevat lounais Vantaan jakelualuetta. Kantaverkkoliitynnät ovat Fingridin Tammiston ja Länsisalmen 400/110 kV sähköasemilta. VES:n sähköasemilta on myös 110 kV liityntöjä muiden lähialueiden energiayhtiöiden verkkoihin. VE:n Martinlaakson voimalaitos on liittynyt kolmella 110 kV yhteydellä VES:in siirtoverkkoon. Vantaan ulkovalaistusverkon omistaa Vantaan kaupunki. Kaupunki ostaa UV-verkon suunnittelu- ja käyttöpalvelut VES:ltä.

VES:in verkkoon liittyneitä asiakkaita on yhteensä n. 92000. Näistä keskijänniteasiakkaita on 156. Kaupungin kasvun myötä määrän on ennustettu kasvavan ainakin vuoteen 2030 asti. Seuraavan 10 vuoden aikana Vantaalle ollaan rakentamassa useita isoja asuin- ja työpaikka-alueita. Tämä on jo aiheuttanut mm. uusien sähköasemainvestointien suunnittelun aloittamisen.

Martinlaakson voimalaitos

Martinlaakson voimalaitos on Vantaan Energian pääasiallinen sähkön ja lämmön lähde. Siellä tuotetaan noin puolet vuosittain Vantaalla kuluvasta sähköstä (1003 GWh vuonna 2005) ja lähes kaikki kaukolämpö. Loput sähköstä saadaan osakkuusyhtiöistä ja sähköpörssistä. Voimalaitos on valmistunut 1975 ja se käyttää pääasiallisena polttoaineenaan maakaasua.

1.2 Työn tavoitteet

Tarve työn tekemiselle on lähtenyt Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n lukuisten tietojärjestelmien tilanteen kartoittamisesta ja tärkeimpien kehityskohteiden löytämisestä. Järjestelmien määrän raju kasvu on aiheuttanut tilanteen, jossa kokonaiskuvan saaminen tilanteesta on muodostunut hankalaksi. Tässä työssä pyritään kartoittamaan verkkoyhtiön toimintoihin keskeisimmin liittyvät järjestelmät. Osa niistä palvelee pelkästään verkkoyhtiön toimintoja ja osa on yhteisiä emoyhtiön toimintojen kanssa. Nykypäivänä tietojärjestelmät kytkeytyvät toisiinsa yhä laajemmin ja automaattinen tiedonvaihto järjestelmien välillä on kasvanut jatkuvasti. Tämä on nostanut keskusteluun yhä useammin avoimet rajapinnat ja järjestelmien integraatiototeutusten vaihtoehdot yleensä. Järjestelmäkartoituksen yhteydessä on työn tavoitteena ollut laatia tietovirtakaavio järjestelmien välisestä informaation vaihdosta. Sen avulla pyritään arvioimaan järjestelmien paikkaa kokonaisuudessa ja nähdään siihen suoraan liittyvät muut järjestelmät.

Työ aloitetaan käymällä Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n keskeisimmät toiminnot eli prosessit läpi. Prosessikuvausten laatiminen on ollut koko konsernissa viimeaikojen eräs keskeisimmistä kehityskohteista. Prosessit ovat keskeinen lähtökohta tietojärjestelmä kokonaisuuden käsittelylle. Tietojärjestelmillä tarkoitetaankin nykyisin laajemmin kaikkia kokonaisuuteen liittyviä tekijöitä. Näitä ovat ihmiset, tietokoneet, tiedonsiirtolaitteet ja ohjelmistot. Käsittelyn yhteydessä pyritään jatkuvasti kartoittamaan mahdollisia kehityskohteita sekä tarjoamaan pieniä ja hieman suurempiakin kehitysideoita. Varsinaisia valittuja kehityskohteita ja tietojärjestelmien mahdollisuuksia tulevaisuudessa käsitellään kappaleessa neljä. Työ painottuu kuvaamaan tilannetta Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n toimintojen ja järjestelmien kautta, mutta tilanne on hyvin samantyyppinen monissa Suomen sähköverkkotoimintaa harjoittavissa yrityksissä.

2 Sähköverkkotoiminta

Sähkömarkkinat muodostuvat sähköntuotannosta, sähköverkkotoiminnasta sekä sähkökaupasta. Lainsäädännöllä on ohjaava sekä määräävä vaikutus sähkömarkkinoiden toimintaan. Suomessa sähkömarkkinoiden toimintaa säätelevät kauppa ja teollisuusministeriön päätökset, sähkömarkkinalaki (386/1995), sähkömarkkina-asetus (518/1995) ja laki Energiamarkkinavirastosta (507/2000). Sähköverkkotoiminta on lailla säädettyä, luvanvaraista, luonnollisen monopolin muodossa tapahtuvaa liiketoimintaa. Sähköverkkotoimintaan vaaditaan Energiamarkkinaviraston (myöhemmin EMV) myöntämä verkkolupa. Verkonhaltijoita koskevat verkon ylläpito- ja kehittämisvelvollisuus, sähkönkäyttöpaikkojen ja tuotantolaitosten liittämisvelvollisuus sekä sähkön siirtovelvollisuus. Verkonhaltijat vastaavat sähköverkoston kunnosta ja asiakkaille toimitettavan sähkön laadusta.

Sähköverkkotoiminnan eriyttäminen

Sähköverkkotoiminta on pitänyt sähkömarkkinalain mukaan eriyttää energiayhtiön myynti- ja tuotantoliiketoiminnoista omaksi yhtiöksi yli 50 000 asiakkaan jakeluverkoissa (siirtomäärä yli 500 GWh/a) 1.1.2007 mennessä. Velvoitteen piiriin kuuluu 15 suurinta Suomen 91 yhtiöstä. Keskisuurissa yli 18 000 asiakkaan (siirtomäärä yli 200 GWh/a) yhtiöissä toimintojen oikeudellinen eriyttäminen riittää. Tämä tarkoittaa käytännössä kirjanpidollista eriyttämistä. Kokonaan eriyttämisvelvoitteen ulkopuolelle Suomessa jää 59 pienehköä energiayhtiötä. Niiden osuus siirretystä sähköstä on

kuitenkin vain 15 %. Eriyttämisen tavoitteena on ollut edistää verkonhaltijoiden neutraalia toimintaa verkkoon pääsyn järjestämisessä sekä ehkäistä monopolitoimintojen ja kilpailtujen liiketoimintojen välistä ristiinsubventointia. Sähköverkonhaltijan toiminnalta edellytetään syrjimättömyyttä suhteessa asiakkaisiin ja muihin sähkömarkkinoiden osapuoliin. Syrjimättömyyden perustana voidaan pitää tapaa, jolla yritys johtaa ja ohjaa toimintaansa. Tämä tarkoittaa, että sähköverkkotoimintaa harjoittavien yhtiöiden johto ei saa osallistua samaan konserniin kuuluvien tuotannosta ja myynnistä vastaavien yhteisöjen juoksevaan hallintoon. Käytännössä se merkitsee, että henkilöt eivät voi toimia yhtiön toimitusjohtajana, istua hallituksessa tai muussa sitä vastaavissa toimielimessä.

Eriytystilanne nyt

Tarvittavat muutokset organisaatiossa ja toimintojen eriyttäminen energiayhtiössä on tätä kirjoittaessa jo tehty, ja uudet verkkoyhtiöt ovat nyt tiensä alkutaipaleilla. Yleensä työt ovat pysyneet tekijöillä samana, mutta eriyttäminen on aiheuttanut tiettyjä muutoksia verkkotoimintojen rakenteeseen sekä mahdollisuuden tarkastella ja järjestää liiketoimintaprosesseja uudestaan. Tässä luvussa tarkastellaan Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n keskeisiä liiketoiminta-alueita. Rakenne on perusosiltaan samantyyppinen useimmissa isoissa verkkoyhtiöissä.

2.1 Verkko-omaisuuden hallinta

Verkko-omaisuuden hallinnalla tarkoitetaan verkon suunnittelun, rakentamisen, käytön ja kunnossapidon toteuttamista liiketoiminnallisten tavoitteiden mukaisesti ottaen huomioon toimialaa koskeva sääntely. Omaisuuden hallinta ja verkkojen tekninen kehitystarve edellyttävät pitkän aikavälin visioita ja kokonaisnäkemystä alan teknologiasta ja kehittämismahdollisuuksista. Sen hallinta ja koordinointi on viimeaikoina muodostunut yhdeksi keskeisimmistä verkkoyhtiön toiminnoista. Se antaa keskeiset suuntaviivat kaikelle operatiiviselle toiminnalle. Omaisuuden hallinnan onnistunut koordinointi tulee varmasti tulevaisuudessa korostumaan tiukentuvien

EMV:n valvontavaatimusten myötä. Myös verkostojen ikääntyminen, kasvu (joissain yhtiöissä myös pieneneminen) ja näihin tarvittavat investoinnit tulevat korostamaan hyvin hoidettua omaisuuden hallintaa.

2.2 Verkkoyhtiön toiminnot

Sähköverkkoyhtiön toiminnot jakautuvat yleensä kohtuullisen luonnollisesti operatiivisten toimintojen mukaan. Näitä toimintoja ovat käyttö, kunnossapito, rakentaminen ja mittauspalvelut. Näiden lisäksi toimintoihin kuuluu yhtiön johto ja yleensä kehitysorganisaatio. Nykyisin verkkoyhtiön ydinliiketoimintana yleisesti pidetään omaisuudenhallintaa, liiketoiminnan suunnittelua ja kehitystoimintaa. Myös verkostosuunnittelu usein luetaan ydintoimintojen joukkoon, koska se sisältää päätöksenteon kannalta kriittisiä informaatiovirtoja. Toimintojen laaja ulkoistaminen ei ainakaan vielä ole Suomen verkkoyhtiöissä saanut kannatusta eikä lähtenyt kovin laajasti liikkeelle. Lähinnä näin on käynyt rakentamisessa ja kunnossapidossa. Laajojen ulkoistamisien kustannushyödyistäkään ei vielä ole selvää kuvaa. Alan pitkäjänteisyyden vuoksi on arviointi vielä hankalaa. Verkkoyhtiön kannalta toimintamalli vaatii laajaa hankintaosaamista ja kykyä hallita ostopalveluita.

Verkkotoiminnan pyörittämiseen tarvitaan myös lukuisia tukitoimintoja. Näitä ovat mm. asiakaspalvelu, markkinointi, viestintä, henkilöstöpalvelut, IT-palvelut ja taloushallinto. Liittymämyynti on myös VE konsernissa emoyhtiön toimintaa vaikka monissa energiayhtiöissä se on jätetty verkkoyhtiön toimintoihin. VES:n näkökulmasta nämä ovat konsernipalveluita ja ne ostetaan emoyhtiöltä laadittujen sopimusten mukaan. Osa toiminnoista voidaan ostaa myös ulkopuolisilta palveluntarjoajilta. Tulevaisuudessa tämä kehitys saattaa entisestään lisääntyä yhtiöille asetettavien kiristyvien tehostamis- ja tätä kautta kilpailuttamisvaatimusten myötä. Jatkossa keskitytään verkkoyhtiön toimintojen kuvaamiseen Vantaan Energia Sähköverkot Oy organisaatiojaon pohjalta. Organisaatiota ja vastuunjakoa on verkkoyhtiön perustamisen myötä pyritty selkeyttämään ja muuttamaan niin, että se palvelisi paremmin tämän päivän ja tulevaisuuden tavoitteita.

2.2.1 Prosessit

Yritystä koskeva tutkimus ja erityisesti prosessiajattelu on edennyt 1990-luvulla pitkin harppauksin eteenpäin. Liiketoimintaprosessi (Business Process) on organisaatioprosessi, joka suoritetaan määritellyn taloudellisen tuloksen saavuttamiseksi. Organisaatioprosessit ovat yrityksen organisaation läpi kulkevia osastorajat rikkovia prosesseja. Organisaatioprosessin voidaan katsoa koostuvan pienemmistä osaprosesseista. Osaprosessit ovat joukko toisiinsa loogisesti liittyviä tehtäviä, jotka suoritetaan määritellyn tuloksen saavuttamiseksi annetuista syötteistä. Prosessi voi viedä aikaa, tilaa, vaatia resursseja tai asiantuntemusta. Tällöin voidaan puhua myös toimintaprosessista. Sähköverkkoyhtiön tärkein liiketoimintaprosessi ja samalla ydinprosessi on sähköntoimitus asiakkaille. Kaikki muut ovat tätä tukevia osaprosesseja. Usein prosesseja kuvataan erilaisilla graafisilla kaavioilla, joissa toiminnot ketjutetaan niiden suoritusjärjestyksen mukaan. Prosessijakoa voidaan hienosäätää runsaasti erilaisten kehitettyjen mallien mukaan, mutta tässä keskitytään kuvaamaan mahdollisimman selkokielisesti verkkoyhtiön toimintaprosesseja.

2.3 Johtaminen ja ohjaus

Kuten sähkömarkkinalaissa edellytetään, ei sähköverkkoyhtiön johto saa osallistua konsernin myynnin ja tuotannon hallinnon hoitamiseen eikä toisinpäin. Verkkoyhtiön johto vastaa strategisesta suunnittelusta, joka tähtää sähköenergiantoimituksen kokonaisstrategian syntymiseen. Johdolla on myös muita mm. hinnoittelun määrittelyyn liittyviä tehtäviä, jotka tukevat strategian toteutumista. Myös edellä käsitelty kehitystoiminta voidaan lukea yrityksen johtamiseen kuuluvaksi toiminnoksi. Muut johtamiseen kuuluvat toiminnot hankitaan emoyhtiöltä. Näistä sisäinen valvonta ja riskienhallinta, henkilöstön kehittäminen, viestintä ja yhteiskuntavastuu hoitavat myös verkkoyhtiön asiat näillä alueilla. Nämä ovat tukevia toimintoja, jotka voitaisiin periaatteessa hankkia muualtakin. Konsernin yhteisten tavoitteiden välittyminen

verkkoyhtiöön ja yhtenäisen vaikutelman välittyminen asiakkaille halutaan kuitenkin säilyttää. Jakamalla toiminnot edellä esitetysti, toimii verkkoyhtiö eriyttämisvelvoitteen edellyttämällä tavalla.

2.3.1 Strategia

Strateginen ajattelu lähtee liikkeelle kolmesta kysymyksestä. Missä tilanteessa olemme nyt, mihin haluamme mennä ja millä keinoilla pääsemme tähän tilanteeseen. Kansainvälisesti tunnettu kanadalainen professori Henry Mintzberg määrittelee strategian neljällä eri käyttötavalla.

- Strategia on suunnitelma. Se antaa vastauksen kysymykseen, miten organisaatio voi siirtyä tilasta A tilaan B.
- Strategia on toimintatapa. Se heijastelee esimerkiksi sitä, onko organisaatiolla tapana ottaa paljon vai vähän riskejä.
- Strategia on asema. Se heijastelee päätöksiä tarjota tiettyjä tuotteita tai palveluja tietyille markkinoille.
- Strategia on näkökulma. Se määrittelee organisaation vision ja suunnan.

Mintzbergin mukaan strategia tulee esiin ajan myötä, kun tavoitteet joutuvat ristiriitaan todellisten olosuhteiden kanssa.

2.3.1.1 Strateginen suunnittelu

Yrityksen strategia voidaan karkeasti jakaa kahteen osa-alueeseen, yritystasoon ja toimintatasoon. Yritystasolla hahmotellaan mitä ollaan tekemässä eli mitkä ovat yrityksen toiminta-alueet. Tavoitteena on myös hahmotella yrityksen kehityssuunta. Toimintatasolla suoritetaan asiakkaiden määrittely, suhde kilpailijoihin, mitkä ovat omat kilpailuedut ja miten asiakkaille lisäarvon tuottaminen parhaiten onnistuu.

Verkkoyhtiön strategisen suunnittelun tehtävänä on vastata verkostojen kehittämislinjausten laadinnasta ja näiden tarkentamisesta ottaen huomioon vallitseva

toimintaympäristö. Tärkeää on seurata alan kehitystrendejä ja ennakoida lainsäädännössä tapahtuvien muutoksien vaikutusta toimintaan. Yhtiön johto siis ennustaa alan toimintaympäristön muuttumista. Oleellista strategian kannalta on myös tarkkailla yhtiön sisäistä kehitystä, sen rajoituksia ja mahdollisuuksia.

2.3.1.2 Strategisten vaihtoehtojen tunnistaminen ja priorisointi

Erilaisia strategisia vaihtoehtoja täytyy kehittää ja niiden arvoa puntaroida. Strategian kehittämisen painopisteet voivat olla esimerkiksi talous, asiakkaat, muut sidosryhmät ja yhtiön prosessit. Taloudessa riskienhallinta ja kohtuullisen tuottotason turvaaminen korostuu. Vahvojen asiakas ja kumppanuus suhteiden rakentaminen, palvelujen ostamisen kehittäminen sekä imagon rakentaminen ovat esimerkkejä asiakkuuden strategian keittämisestä. Yhtiön prosesseilla tarkoitetaan kaikkia yrityksen toimintoja, joita henkilöt, laitteet ja ohjelmistot suorittavat. Prosessien tunteminen ja niiden kehittäminen selkeyttää toimintaa, helpottaa uusien tarpeiden tunnistamista ja luo edellytykset toiminnan paranemiselle. Myös henkilöstön kehittämisstrategia kuluu näihin toimintoihin. Näiden toimintojen kehittäminen on erittäin tärkeää jatkuvuuden turvaamiseksi.

2.3.1.3 Ulkoisten tekijöiden vaikutusten analyysi

Tässä analyysissä tehtävänä on tunnistaa ulkoisten trendien muutokset, jotka ohjaavat yhteiskunnan ja asiakkaiden käyttäytymistä. EMV:n valvontamallin seuranta ja sen muutoksiin reagoiminen ovat oleellinen osa tätä seurantaa. Sen vaikutukset verkkoyhtiön talouteen ja toimintaan ovat erittäin merkittävät. Trendit täytyy myös pystyä priorisoimaan vaikuttavuuden ja vaikutusajan mukaan. Ulkoisten riskien tunnistaminen ja arviointi on oleellinen osa strategista suunnittelua. Tätä kautta voidaan laatia toimintasuunnitelmia erilaisia skenaarioita varten.

2.3.1.4 Sisäisten tekijöiden vaikutusten analyysi

Yhtiön sisäisen analyysin tavoitteena on löytää organisaatiosta ydinosaaminen niin rakenteiden kuin henkilöidenkin osalta. Johto arvioi erilaisen osaamisen merkitystä tarpeiden ja resurssien näkökulmasta. Myös sisäiset riskit täytyy pyrkiä tunnistamaan ja

niihin varautumaan. Verkkoyhtiön on laadittava itselleen omat arvot, joiden kautta hyvä työilmapiiri välittyy tekemiseen ja tuloksiin. Tällöin myös osaavan henkilöstön sitouttaminen yhtiöön onnistuu.

2.3.1.5 Toteutuneiden tulosten arviointi

Tuotettujen palveluiden laatua ja niiden tuottamisen tehokkuutta täytyy mitata. Asiakkaille laatu on nimenomaan tuotteen ja palvelun tärkein kriteeri hinnan ohella. ISO-standardissa laatu määritellään tuotteen tai palvelun kaikiksi ominaisuuksiksi ja piirteiksi, joilla tuote täyttää kaikki sille asetetut tai oletettavat vaatimukset. Laadun mittaamisen välineitä verkkoyhtiössä ovat mm. asiakaspalautteiden käsittely, asiakastyytyväisyyskyselyt ja sähköntoimituksen laadun mittaaminen. Sähkönlaatuun vaikuttavat tekijät ovat katkokset ja jännitteenlaatu. Erityisesti katkosten kestoaika vaikuttaa asiakkaiden mielikuvaan verkkoyhtiöstä ja myös koko konsernista. Jännitteenlaatu koostuu mm. pysyvistä yli- tai alijännitepoikkeamista, välkynnästä tai satunnaisemmista jännitekuopista ja piikeistä. Näitä selvitetään tapauskohtaisesti erillisillä laatumittauksilla. Laadun ohella myös tuotettujen palveluiden tuottamisen tehokkuutta mitataan. Tehokkuuden mittaaminen kuuluu jokaisen voittoa tavoittelevan yrityksen mittareihin. Verkkotoiminnassa keinoja ovat mm. investointien määrä suhteessa energian toimitukseen ja jälleenhankinta-arvoon sekä käyttökustannusten määrä suhteessa verkko-omaisuuteen ja siirrettyyn energiaan. Jäljempänä tässä kappaleessa lisätietoja EMV:n valvontamallista ja uudella valvontakaudelle 2008 – 2011 käytettävän DEA-mallin soveltamisesta tehokkuuden mittaamiseen.

2.3.2 Johdon muut tehtävät

Johdolla on strategisen suunnittelun ohella muita hallintoon ja talouteen liittyviä tehtäviä. Näitä ovat budjetin laadinta ja sen seuranta, liiketoiminnan tuoton valvonta verrattuna sallittuun maksimi tuottoon, kantaverkkosopimusten neuvottelu, solmiminen sekä siirtotariffien määrittely. VES:in organisaatiossa näitä kutsutaan johtamisen

kehittämiseksi. Sillä tarkoitetaan koko sähköverkkoon liittyvien käytännön toimintojen suurten linjojen suunnittelua ja edellytysten luomista niille.

2.3.2.1 Kantaverkkosopimuksen neuvottelu ja solmiminen

VES:n oma 110 kV siirtoverkko liittyy Fingridin kantaverkkoon neuvoteltujen sopimuksien mukaisesti. Liityntä kantaverkkoon on välttämätön verkon toiminnan ja sähkömarkkinoilla toimimisen kannalta. Kantaverkkoon liittymisestä sovitaan liittymissopimuksessa, joka solmitaan verkonhaltijan ja Fingridin kesken. Liittymissopimuksessa määritetään mm. omistus- ja vastuurajat, käytön ja kunnossapidon vastuut sekä käyttöoikeudet korvauksineen. Liittymissopimuksiin kuuluvissa yleisissä liittymisehdoissa on määritetty sähköverkkoon liitettävien sähkölaitteistojen yleiset tekniset vaatimukset. Voimalaitoksen liittyessä sähköverkkoon tulee laitoksen täyttää myös voimalaitosten järjestelmätekniset vaatimukset. Ehdot koskevat myös verkonhaltijan sähköverkkoon liittyneitä sähkölaitteistoja ja voimalaitoksia. Kantaverkkosopimus pyrkii kohtelemaan tasapuolisesti asiakkaitaan sijainnista, koosta ja energianhankinnan rakenteesta riippumatta. Sähköverkkoyhtiön onkin tarkkaan tiedettävä omat tarpeensa liitynnän suhteen, koska kantaverkkomaksut ovat iso kustannuserä verkkoyhtiölle. Liittyjä vastaa Fingridin verkkoon liittymisestä aiheutuvista kustannuksista.

2.3.2.2 Tariffien laadinta

Pyrkimyksenä on laatia sallitun tuoton turvaavat tariffitasot. Tämä edellyttää riittävää tietoa verkon kustannuksista ja hyvää asiakkaiden sähkönkäytön tuntemusta. Tariffit pyritään laatimaan aiheuttamisperusteen mukaan kustannusvastaaviksi. Tällöin ne ovat reiluja asiakkaille ja ohjaavat tuottoa kohti EMV:n sallimaa rakennetta. Tariffeilla pyritään ohjaamaan asiakkaiden sähkönkäyttöä verkon kannalta edulliseen suuntaan. Isot rakenteelliset muutokset pyritään aina tekemään asiakkaita yllättämättä ja tiedotus hoidetaan hyvissä ajoin. VES:n tariffeista lisätietoa mittauspalveluita käsittelevässä kappaleessa.

2.3.2.3 Budjetin tekeminen ja sen seuranta

Johdon vuosittainen tehtävä on toimintasuunnitelman ja siihen liittyvän talousarvion eli budjetin laadinta. Budjetin tehtävänä on listata vuositavoitteet ja varata niihin tarvittava rahamäärä. Suurimpina kokonaisuuksina ovat henkilöstömenot, asiakaspalvelun ja hallinnon pyörittäminen, investointiohjelman laadinta, kunnossapito-ohjelman laadinta sekä varautuminen yllättäviin tilanteisiin, kuten esimerkiksi myrskyn aiheuttamiin suuriin vikoihin. Vuoden mittaan tehtävänä on seurata toteutuneiden tapahtumien tilannetta ja raportoida taloussuunnitelmien toteutumista. Yllättävien tapahtumien johdosta voidaan budjettiin joutua tekemään korjauksia.

2.4 Kehitys

Sähkömarkkinalain 9§ määrätään verkonhaltijoille: ”Verkonhaltijan tulee ylläpitää, käyttää ja kehittää sähköverkkoaan sekä yhteyksiä toisiin verkkoihin asiakkaiden kohtuullisten tarpeiden mukaisesti ja turvata osaltaan riittävän hyvälaatuisen sähkön saanti asiakkaille”. Tämä on niin sanottu kehittämisvelvollisuus. Se on lähtökohtana verkon jatkuvalle kehittämiselle. Suurimmalla osalla Suomen verkkoyhtiöistä on jonkinlainen kehitysorganisaatio. Isoimmissa yhtiöissä siihen voidaan panostaa kohtuullisen paljonkin. Pienemmät toimijat voivat sitten hyödyntää esimerkiksi ostopalveluina näitä tuloksia.

VES:ssä kehitysorganisaatio toimii organisaatiollisesti johdon kanssa samassa toimintayksikössä. Tässä se käsitellään kuitenkin omana toimintonaan. Tällä hetkellä kehitystiimiin kuluu kolme henkilöä. Yksi tiimin henkilöistä vastaa yleissuunnittelusta, joka sinällään on täysin oma kokonaisuutensa. Kaksi muuta hoitavat muita alla listattuja vastuita.

2.4.1 Tehtävät

2.4.1.1 Yleissuunnittelu ja maankäyttö

Yleissuunnittelun tehtävänä on selvittää pitkän aikavälin siirtotarpeiden tyydyttämiseksi tarvittavan verkoston sijoittaminen ja rakentamisen ajoittaminen. Tällä hetkellä VES:in verkon yleissuunnitelmaa on laadittu vuoteen 2030 asti. Yleissuunnittelua tehdään arvioimalla kaupungin kehitystä väestönkasvun, asuntojen, työpaikkojen ja muun rakentamisen kautta. Vantaalla kasvua on lähitulevaisuudessa odotettavissa useille alueille mm. Kehäradan toteuttamisen myötä. Kaupungin kanssa tehdään tiivistä yhteistyötä maankäytön suunnittelussa. Suunnittelua tehdään mm. laadittujen yleis- ja asemakaavojen avulla. Yleissuunnittelun perustehtävinä on kartoittaa tarvittavien sähköasemalähtöjen määrä, tarvittavan päämuuntajakapasiteetin varaaminen, muuntamoiden paikkojen suunnittelu ja niitä syöttävien verkkojen mitoitus sekä alustava sijoittelu maastoon. Tehtävänä on myös tulevien hankkeiden kiireellisyysjärjestyksen määrittäminen eli priorisointi.

2.4.1.2 Verkon tilan seuranta

Seurantalaskennoilla jakeluverkon tilaa seurataan ja varmistetaan sille asetettujen vaatimusten täyttyminen. Verkoston seurantalaskelmat ja niistä tehtävät raportit kuuluvat myös kehitysyksikön tehtäviin. Laskennoilla tarkkaillaan jakeluverkon (0,4 kV ja 20 kV) kuormitusastetta, jännitteenalenemaa ja suojauskriteereiden toteutumista. Laskennat tehdään verkkotietojärjestelmän avulla. Tällä hetkellä laskennat tehdään noin kahden kuukauden välein tai useammin tarpeen mukaan. Yhtenä laskennan sykliä hidastavana tekijänä on asiakastietojärjestelmästä siirrettävät asiakas ja energiatiedot, jotka joudutaan manuaalisesti erillisten hakujen kautta tekemään. Tulevaisuudessa laskennan prosessia tulisi kehittää automaattisemmaksi, jolloin sitä voitaisiin tehdä jatkuvana ja verkontilan seuranta paranisi.

2.4.1.3 Energian kulutuksen seuranta

Energian ominaiskulutusta täytyy seurata ja sen kehittymisestä laaditaan ennusteita. Tähän vaikuttavat uusien laitteiden yleistyminen ja sähkönkäyttötapojen muuttuminen.

Myös alueellista kehitystä ja yleisiä tutkimustuloksia aiheesta seurataan. Esimerkiksi VTT on julkaissut tutkimuksia sähkönkäyttötapojen muutoksista. Ennusteet palvelevat suunnittelua ja rakentamisen ajoittamista.

2.4.1.4 Suunnitteluperusteiden laatiminen

Verkostosuunnittelun tueksi on järkevää laatia valmiita vakio käytäntöjä. Suunnitteluperusteiden laadinta tähtää valmiiden vakioratkaisujen tekoon, joilla nopeutetaan suunnittelua ja saadaan edullisempia standardirakenteita. Esimerkkejä valmiiksi laadituista suunnitteluperusteista ovat erityyppisten muuntajien kuormitettavuusrajat ja uuden muuntajan valintaan vaikuttavat taloudelliset raja-arvot. Perusteita laadittaessa täytyy ottaa huomioon viranomaisohjauksen vaikutus ja etsiä kokonaiskustannuksiltaan edullisimmat, mutta toimivat ratkaisut.

2.4.1.5 Häviö- ja loissähkön hankinta

Häviö- ja loissähkön laskenta ja hankinta kuuluu myös kehityksen vastuualueisiin. Erilaisiin verkostohäviöihin kului vuonna 2006 41,6 GWh ja tämä sähkö joudutaan ostamaan sähkönmyyjiltä. Häviösähkön hankinta on iso kustannuserä verkkoyhtiölle, joten sen oikea laskenta on tärkeää. Myös verkostohäviöiden pienentämiseen tai ainakin pitämiseen kohtuullisena on paneuduttava.

Verkossa kuluva loissähkö muodostuu lähinnä asiakkaiden laitteista, kuten moottoreista. Loissähkö hankitaan sopimuksella Martinlaakson voimalaitokselta tai tilanteen mukaan kantaverkosta. Fingridin kanssa loistehon otosta ja annosta on erikseen neuvoteltu sopimus. Verkon loistehon kulutus lasketaan sähköasemien rajapistemittauksista ja käyttökeskus tekee päätökset sen hankinnasta ja ohjeistaa voimalaitosta sen tuottamisesta. Tehosiirtotariffin piirissä olevien asiakkaiden loistehon ottoa mitataan. Nykyisten tariffien mukaan loistehoa saa ottaa puolet laskutetun pätötehon määrästä, ennen kuin siitä täytyy maksaa erikseen.

2.4.1.6 Verkon tietojärjestelmien koordinointi

Verkkoyhtiöllä on käytössään lukuisia tietojärjestelmiä ja niiden keskitetty koordinointi on nähty tarpeelliseksi. Järjestelmien käyttäjien tarpeita on kuunneltava ja kartoitettava.

On seurattava alan yleistä kehitystä ja markkinoiden tarjoamia ratkaisuja. Tietojärjestelmien merkitys alalla kasvaa jatkuvasta ja niihin sijoitetaan yhä enemmän rahaa. Ei ole siis yhdentekevää mitä hankitaan ja milloin. Verkkoyhtiön tietojärjestelmiä ja niihin liittyviä prosesseja tarkastellaan luvussa 4.

2.4.1.7 Tutkimus ja kehitys

Yleiseen tutkimus- ja kehitystoimintaan osallistuminen sekä yhteistyö muiden energiayhtiöiden kanssa ovat kehityksen kannalta erittäin hyödyllistä. Tällä tarkoitetaan mm. tutkimusprojekteihin ja seminaareihin osallistumista, julkaisujen seurantaa, omaa kykyä soveltaa tutkimuksen tuloksia ja korkeakoulu yhteistyötä. Energiayhtiön kehityshanke voi edetä esimerkiksi seuraavalla tavalla.

1. Seurantavaihe, jossa seurataan toimintojen tarpeita ja kartoitetaan tutkimuskenttää. Seurantavaihe on jatkuvasti aktiivisena ja antaa tarpeen projekteille.
2. Selvitysvaihe, jossa tärkeiksi koetuista projekteista tehdään hankeselvitys, päätetään osallistumisesta ja mietitään tarvittavia resursseja.
3. Demonstraatiovaihe, jossa uutta tekniikkaa tai sovelluksia otetaan koekäyttöön. Tarkoituksena on varmistaa tekniikan toimivuus ja sopivuus omiin liiketaloudellisiin puitteisiin.
4. Investointivaihe, jossa tehdään päätös uuden tekniikan tai sovelluksen hankinnasta, käyttöönotosta ja laaditaan sille aikataulu.

2.4.1.8 Verkon tilastointi ja viranomaisraportointi (EMV:n valvontamalli)

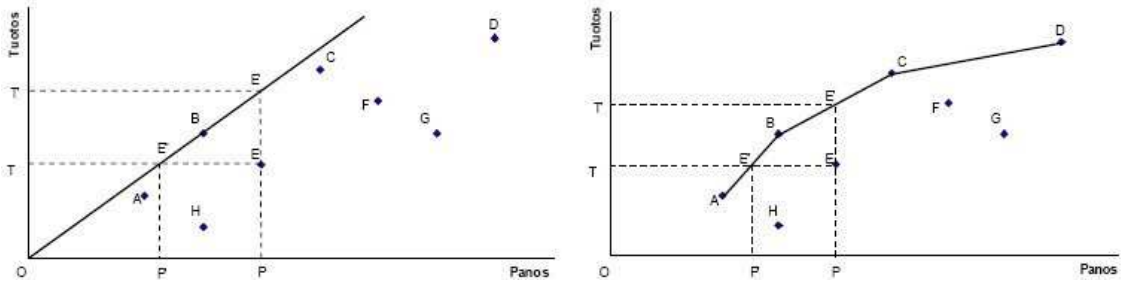
Verkon tilastointi on erittäin tärkeää, koska sitä kautta saadaan tietoa verkosta ja sen kehittymisestä. Tällöin myös kustannustekijät saadaan selville. Tilastointia kerätään nykyisin lähinnä erilaisiin tietojärjestelmiin. Jakeluverkon osalta tärkein näistä on verkkotietojärjestelmä. Vikatilastointia käsitellään käyttöyksikön tehtävissä. Erityisesti tilastoinnin merkitystä on lisännyt EMV:n valvontamalli, joka määrittelee verkkoyhtiöille vuotuisen maksimituoton. Valvontamallin tavoitteena on lisäksi ohjata

verkkoyhtiöitä tehostamaan toimintojaan ja kannustaa asiakkaan näkökulmasta riittävän laatutason ylläpitoon. Verkkoyhtiöiden puolelta tavoitteet ovat herättäneet kritiikkiä tietyllä ristiriitaisuudellaan. EMV:n arviointimenetelmät sisältävät sähköverkkotoimintaan sitoutuneen pääoman arvostusperiaatteet, sitoutuneen pääoman kohtuullisen tuoton ja verkkotoiminnan tuloksen määritystavat sekä verkkotoiminnan tehostamistavoitteen. Näiden perusteella EMV laskee kunkin verkonhaltijan koko verkkotoiminnan tuoton ja vertaa sitä sallittuun kohtuullisen tuoton määrään. Hyvällä tilastoinnilla pyritään raportoimaan oikeaa tietoa verkon komponenttien määrästä, niiden muutoksesta ja iästä. Näiden perusteella saadaan laskettua tiedot poistoista ja investoinneista. Tämä on tuottanut monille verkkoyhtiöille hankaluuksia, koska läheskään kaikista verkon komponenteista ei ole luotettavia tietoja kerätty kuin vasta viime vuosina. EMV:n komponenteille määrittämien standardilistahintojen perusteella lasketaan jälleenhankintahinta ja nykykäyttöarvo. 1.1.2005 siirryttiin uuteen malliin, joka perustuu valvontajaksoihin ja kohtuullisuuden kriteerien määrittämiseen etukäteen. Ensimmäinen valvontajakso 2005 – 2007 on kohta lopuillaan ja siitä saatavien kokemusten perusteella toiselle valvontajaksolle 2008 – 2011 on tulossa muutoksia. Uudella kaudella raportoitavien komponenttien määrää ollaan lisäämässä, mutta ikätietojen ilmoittamista helpottamassa. Seuraavaksi lyhyt katsaus verkkoyhtiöiden tehokkuuden mittauksessa käytettävään DEA-malliin.

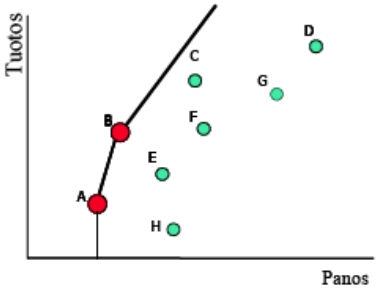
2.4.2 DEA-malli lyhyesti

DEA-menetelmä on alun perin kehitetty voittoa tavoittelemattomien organisaatioiden suhteellisen tehokkuuden mittaamiseen. Sen kehittivät Charnes, Cooper ja Rhodes vuonna 1978. DEA-menetelmän perusideana yrityksen tehokkuutta mitataan vertaamalla sen tuotto-panos suhdetta parhaaseen mahdolliseen vertailuyksikköön. Tehokkuudella DEA-mallissa tarkoitetaan kuinka suuri tulos saadaan käytetystä panoksesta. Tehokkuus on siis tuoton ja panoksen osamäärä. Tehokkuutta voidaan parantaa panoksia pienentämällä (panosorientoitunut malli), tuottoja kasvattamalla

(tuotto-orientoitunut malli) tai pyrkien molempiin (yhdistetty orientaatio). Verkkotoiminnan luonteen kannalta panosorientoitunut malli sopii parhaiten tehokkuuden mittaamiseen. Tällöin se kertoo kuinka paljon yrityksen tulee vähentää panosten käyttöä, että se saavuttaa tehokkaan rintaman. Menetelmässä käytetään lineaarista optimointia tehokkaan tuotantotason, ns. tehokkuusrintaman muodostamiseksi. Tehokkuusrintama määräytyy kerätyn aineiston perusteella, eli jakeluyhtiöiden verkkotoimintaa kuvaavista panoksista ja tuotoksista. Tehokkuusrintama esitetään graafisesti siten, että yksiköt sijaitsevat joko tällä rintamalla tai sen sisällä. Mitä kauempana yksikkö rintamasta on, sen huonompi on sen tehokkuusluku. Jos yksikkö on rintamassa, sen suhteellinen tehokkuusluku on 1. DEA-mallissa voidaan tehdä erilaisia skaalatuotto oletuksia. Alkuperäisessä 1978 esitellyssä mallissa ajateltiin, että tehokkuus ei ole riippuvainen yksiköiden koosta. Silloin kaiken kokoisilla yksiköillä olisi mahdollista päästä samaan tuotos-panos suhteeseen. Tällöin puhutaan vakioskaalatuottoisesta DEA-mallista eli CRS-mallista (Constant Returns to Scale). Käytännössä näin ei kuitenkaan aina ole ja monilla toimialoilla tuottavuuden kasvu voi vaihdella yrityksen koon mukaan. Tämän takia muuttuvien skaalatuottojen mallia eli VSR-mallia (Variable Returns to Scale) voidaan tietyissä tapauksissa käyttää. Siinä ajatellaan, että yhtiöiden koko vaikuttaa niiden mahdolliseen tuottavuuteen. Tällöin yrityksiä verrataan ainoastaan samaa kokoluokkaa oleviin vastaaviin toimijoihin. Matemaattisessa mallissa tämä tarkoittaa, että tuotosten painotettuun summaan lisätään vapaa muuttuja. VSR-malli suosii pienimpiä ja suurimpia toimijoita. Nämä yhtiöt osoittautuvat ns. supertehokkaiksi. Suurin toimija osoittautuu aina jonkin tuotostekijän suhteen tehokkaiksi riippumatta siitä kuinka paljon panoksia verkonhaltija käyttää. Samoin pienimmän määrän panoksia käyttävä toimija on aina tehokas. Kolmantena vaihtoehtona on nousevien skaalatuottojen malli (NDRS, Non-Decreasing Returns to Scale). Siinä ajatellaan, että skaalahaittaa aiheutuu ainoastaan pienimmille yrityksille, suurimpia toimijoita se ei suosi. EMV soveltaa toisella valvontajaksolla juuri NDRS:n mukaista DEA-mallia. Alla tilannetta havainnollistavat kuvat eri skaalatuotto malleista.



Kuva 1. Vakioskaalatuottojen ja muuttuvien skaalatuottojen tehokkuusrintama yhden panoksen ja yhden tuotoksen tapauksessa. Tehokkuusluku panosorientoituneessa mallissa on tehokkaan ja toteutuneen panosten käytön suhde P' / P.



Kuva 2. NDRS tehokkuusrintama.

Panosten ja tuotosten valinnalla on suuri merkitys, joten niiden valinta on keskeisellä sijalla mallin rakentamisessa. Verkkotoiminnan valvonnassa on käytetty panoksina kontrolloitavia operatiivisia kustannuksia, poistoja ja asiakkaiden kokemia keskeytyskustannuksia. Uusimassa mallissa käytetään näiden summaa. Tuotoksina on käytetty kulutukseen siirrettyä energiaa, eri jännitetasojen yhteenlaskettua pituutta ja asiakasmäärää.

Suomalaisten verkonhaltijoiden tehokkuuden mittaamiseen DEA-menetelmää kokeiltiin ensimmäisen kerran jo vuonna 1999. Aiemmin DEA-mallia on käytetty mm. Norjassa verkkoliiketoiminnan valvontaan. EMV:n alkuperäinen tavoite oli käyttää tehokkuusmittausta vuodesta 2002 eteenpäin. Kuitenkin EU:n sähkömarkkinadirektiivin uudistuksen ja lähtötietojen epäluotettavuusongelmien takia, menetelmää sovellettiin vain jos se osoittautui yhtiölle hyödyksi. Näin toimittiin vuoden 2004 loppuun asti. Nykyisessä valvontajaksoihin perustuvassa mallissa ensimmäiselle kaudelle 2005 – 2007 tehostamismittaus korvautui yleisellä tehostamisvaatimuksella. Kontrolloitavien

operatiivisten kustannusten tehostamistavoite on 1,3 %. Tehostamismittaus ja sähkönlaatu eivät tällä hetkellä kytkeydy hinnoittelun valvontaan. Laatukannustimen puuttuminen onkin nähty nykyisen mallin suurimpana ongelmana. Seuraavalle valvontajaksolle 2008 – 2011 malliin on tulossa muutoksia. Merkittävin muutos on sähköverkkoyhtiöiden tehokkuuserojen (DEA-tehokkuusanalyysin), investointien ja siirron laadun sisällyttäminen laskelmiin. Perusteena on, että sähkön saannin varmuus on asiakkaille yhä tärkeämpää. Myös operatiivisten kulujen kirjaaminen investoinneiksi pyritään estämään. Myös poikkeavien yhtiöiden käsittelyyn on tulossa omat menetelmänsä. Vanhassa DEA-mallissa (ennen vuotta 2005) ongelmana olivat aikaisemmin mainitut suurimmat ja pienimmät yhtiöt, jotka osoittautuvat lähes aina tehokkaaksi (supertehokkaiksi). EMV:n käyttämän DEA-mallin kaava toiselle valvontajaksolla 2008 – 2011 on:

$$DEA = \frac{u_1 \times Energia + u_2 \times Verkkopituus + u_3 \times Asiakasmäärä}{v_1 \times (OPEX + TP + KAH)}$$

u_1, u_2, u_3 ja v_1 = yhtiökohtaiset painokertoimet
OPEX = kontrolloitavat operatiiviset kulut
TP = tasapoistot
KAH = keskeytyskustannukset

Kuva 3. Sallittuun verkkotoiminnan tuottoon vaikuttavat tekijät.

2.5 Verkkopalvelut

Verkkopalvelut toiminnolla tarkoitetaan asiakkaan liittämistä verkkoon, sopimuksen laadintaa ja asiakaspalvelua. Se toimii siis verkkoyhtiön suurimpana rajapintana asiakkaaseen nähden. Asiakaskeskeisyys on verkkopalveluiden tuottamisessa koko ajan korostumassa, joten on tärkeää, että asiakas kokee saavansa osaavaa ja laadukasta palvelua. Tässä osiossa käsitellään vaiheittain asiakkaan liittämistä verkkoon. Asiakaspalvelua ja sopimuksen laadintaa ei tarkemmin tässä käsitellä. Ne ovat kuitenkin oleellinen osa verkkotoimintaa, joten niiden laatua pitää valvoa ja kehittämiseen osallistua. Asiakastietojärjestelmää, joka on keskeinen väline asiakkuuden hallinnassa ja monissa muissakin toiminnoissa käsitellään kappaleessa 4.

2.5.1 Liittäminen

Jakeluverkonhaltijalle annettavassa sähköverkkoluvassa määritetään luvanhaltijalle maantieteellinen vastuualue jakeluverkon osalta. VES:in tapauksessa tämä tarkoittaa Vantaan kaupungin aluetta pois lukien lentokenttäalue, joka on Ilmailulaitoksen verkkoaluetta. Sähkömarkkinalain 9§ määrätään: ”Verkonhaltijan tulee pyynnöstä ja kohtuullista korvausta vastaan liittää verkkoonsa tekniset vaatimukset täyttävät sähkönkäyttöpaikat ja sähköntuotantolaitokset toiminta-alueellaan”. Tämä on niin sanottu liittämisvelvoite.

2.5.1.1 Rakennuslupahakemusten lausuntojen antaminen

Kaupungilta vastaanotetaan päivittäin rakennuslupahakemuksia. Näihin laaditaan lausunnot, missä määritellään liittämismahdollisuudet verkkoon. Hakemukseen määritellään mahdollisen teknisen tilan ja mittauskeskuksen paikat. Hakemusten perusteella tunnistetaan mahdolliset verkon rakentamistarpeet ja nämä välitetään verkon rakentamisprosessille eteenpäin. Käsitellyt hakemukset lähetetään takaisin kaupungille

pääasiassa vuorokauden kuluessa saapumisesta. Mukaan liitetään tietoa myös tulevan verkon rakentamisen aikataulusta.

2.5.1.2 Liittymissopimuksen solmiminen

Asiakas ottaa yhteyttä liittymämyyntiin, jossa asiakkaalta pyydetään ja sovitaan tilattavan liittymän tiedot. Näitä ovat liittyjän tiedot, liittämiskohta maastossa, tilattava teho, liittämismaksu ja liittämisajankohta. Kun asia on saatu molemmin puolin sovittua, allekirjoitetaan sopimus. Tässä vaiheessa liittymämyynti tekee myös tarjouksen liittymisjohdon rakentamisesta ja pientaloille mittauskeskuksen asentamisesta. Nämä eivät kuitenkaan kuulu verkkoyhtiön monopolitoimintaan, joten asiakas voi kilpailuttaa ja tilata ne mistä haluaa. Asiakasnäkökulman kannalta nämä toiminnot kuitenkin sopivat hyvin verkkoyhtiön liiketoimintaan. Tällöin asiakas kokee myös saavansa kokonaisvaltaista palvelua.

2.5.1.3 Liittymän suunnittelu, rakentaminen ja tarkastus

Liittymäsuunnittelu tekee kohteen johtosuunnitelman jos asiakas on sen tilannut. Valmiin suunnitelman tiedot toimitetaan sopimusurakoitsijalle, joka aloittaa kohteen rakentamisen sovitun aikataulun mukaan.

Sopimusurakoitsija tai liittyjä itse suorittaa liittymän rakentamisen. Kun liittymä on valmis, toimittaa urakoitsija tiedot valmiista liittymästä. Urakoitsija suorittaa myös käyttöönottotarkastuksen ja toimittaa sen pöytäkirjat VES:lle. Tiedot valmiista liittymästä dokumentoidaan tietojärjestelmiin.

2.6 Käyttö ja kunnossapito

Käyttö ja kunnossapito on verkkoyhtiön perustamisen myötä niputettu samaan toimintayksikköön. Ne ovat selkeästi omia kokonaisuuksiaan, joten ne myös käsitellään tässä erikseen. Kuitenkin yksiköiden välillä on mm. paljon tiedonvaihtoa, joten ne sopivat rakenteellisesti yhteen. Osittain myös sama henkilöstä on hoitaa sekä käytön että kunnossapidon töitä.

2.6.1 Käyttö

Sähköverkon käytön tehtävänä on turvata laadukas ja kustannustehokas energiantoimitus asiakkaille. Sen täytyy myös kyetä takaamaan henkilöstön ja ulkopuolisten turvallisuus kaikissa verkon käyttötöissä ja -tilanteissa. Käytön laatua voidaan mitataan keskeytyksien pituudella ja häiriöiden selvityksen toimivuudella. Informaation välittäminen verkosta omaisuudenhallintaan ja sitä kautta laskutukseen kuuluvat myös sen tehtäviin. Tästä esimerkkinä sähköasemilta tulevien mittausten oikeellisuuden varmistaminen, joita käytetään kantaverkkosiirron laskutukseen.

2.6.1.1 Yleisen käytön suunnittelu ja varautuminen

Tällä tarkoitetaan pitkän aikavälin käytön suunnittelua ja varautumista. Aikajänne voi olla 1 kk – 2 vuotta. Viranomaismääräysten ja muun yleisen ohjeistuksen seuranta kuuluu oleellisesti tähän. Rakennushankkeiden ja kunnossapidon projekteihin liittyvät käyttötoimenpiteet voidaan myös suunnitella hyvissä ajoin. Tällöin projektien toteutukseen voidaan yhteisellä suunnittelulla myös vaikuttaa. Varautumisella tarkoitetaan normaali- ja poikkeusolojen tilanteisiin varautumista. Urakoitsijoiden kanssa täytyy laatia varallaolosopimuksia, varata resursseja ja kouluttaa henkilöstöä. Muita tehtäviä ovat mm. yleisten ohjeiden laadinta ja niiden päivitys, verkkokäskylaitteiston toiminta-aikojen suunnittelu, käytön tietojärjestelmien kehitys ja käyttöhenkilökunnan koulutus.

2.6.1.2 Operatiivinen käytön suunnittelu

Operatiivisella suunnittelulla tarkoitetaan päivittäisen käyttötoiminnan suunnittelua. Näitä ovat kytkentäsuunnitelmien teko ja tarkastus. Suunnitelmilla tähdätään parhaaseen mahdolliseen turvallisuuteen, käyttövarmuuteen, häviöihin ja jännitteenlaatuun. Turvallisuusnäkökulma on kuitenkin aina ykkössijalla.

2.6.1.3 Käytönvalvonta ja -ohjaus

Käyttökeskus valvoo ja ohjaa verkkoa 24 tuntia vuorokaudessa. Verkkoon liittyviä toimenpiteitä ovat mm. kytkentöjen johtaminen, kauko-ohjauksien toteuttaminen, jännitetason tarkkailu ja säätö sekä verkkokäskyohjauksen tarvittavat käsin lähetykset.

Nämä ovat VES:n vastuut käyttökeskuksen toiminnoista. Verkon käytönvalvonta ostetaan palveluna VE:n energianhallinnalta.

Verkonkäytön ohella käyttökeskuksen toinen päätehtävä on energiataseen hallinta. VE:n energianhallinnan laskennoista saadaan verkkoalueen siirtotehoennuste, jota käytetään sähkötaseen hallintaan. Sähkötaseen hallintaa käsitellään kappaleen 4 energianhallintajärjestelmän yhteydessä.

2.6.1.4 Häiriötilanteiden hallinta

Häiriötilanteet ovat yllättäviä verkossa tapahtuvien vikojen seurauksia. Käyttökeskuksen tehtävänä on vastaanottaa hälytykset käytönvalvontajärjestelmästä, analysoida tapahtumat ja aloittaa niiden mukainen toiminta. Käyttökeskus hälyttää tarpeellisen korjaushenkilökunnan, ohjeistaa heidät ja hoitaa tilanteen johtamisen. Vian paikannus, tarvittavien erotuksien teko verkossa ja mahdollisten varasyöttöjen kytkentä kuuluvat tavallisimpiin toimenpiteisiin. Korjauksien jälkeen kytkentätilanne pyritään palauttamaan normaaliksi. Suurhäiriötilanteita varten on omat ennalta laaditut poikkeussuunnitelmat, joiden mukaan edetään. Suurten vikojen jälkeen tilanteet analysoidaan perusteellisesti ja niistä pyritään oppimaan. Myös vian aikainen asiakaspalvelu ja tiedottaminen hoidetaan käyttökeskuksesta. Isoimmissa vioissa tilanteesta ilmoitetaan radioasemille ja viranomaisille.

2.6.1.5 Informaation siirto ja jalostus

Verkon tapahtumien raportointi on oleellinen osa käyttötoimintaa. Käyttöpäiväkirjaan kirjataan kaikki verkon tapahtumat. Häiriötilastointiin käytetään kaksi vuotta sitten hankittua käytöntukijärjestelmää, jossa nämä ominaisuudet ovat valmiina. Käytönvalvontajärjestelmään tulevat sähköasemamittaukset siirretään historiatietokantaan, josta niitä käyttää mm. energianhallintajärjestelmä sähkötaseen laskentaan. Käyttö vastaa näiden lukemien oikeellisuudesta. Kunnossapitoon raportoidaan vaurioituneet laitteet, käyttötunnit, vikamäärät, ylikuormitukset ja katkaisijoiden toimintakerrat. Toimiva tiedonvaihto kunnossapidon kanssa onkin keskeisessä roolissa ja sen toimivuutta tulee kehittää.

2.6.2 Kunnossapito

Kunnossapito on toimintaa, jolla pyritään pitämään erilaiset kohteet toimintakunnossa. Hyvällä kunnossapidolla saavutetaan laitteiden luotettava ja oikea toiminta. Se käsittää myös esiintyvien vikojen oikean ja nopean korjauksen. SFS-EN 13306 standardissa kunnossapito määritellään seuraavasti: ”Kunnossapito koostuu kaikista kohteen elinajan aikaisista teknisistä, hallinnollisista ja liikkeenjohdollisista toimenpiteistä, joiden tarkoituksena on ylläpitää tai palauttaa kohteen toimintakyky sellaiseksi, että kohde pystyy suorittamaan vaaditun toiminnon”. Kunnossapidon tavoitteena on pitää kohteet lakien, asetusten, ohjeiden ja määräysten mukaisessa kunnossa ja varmistaa häiriötön toiminta.

Sähköverkon kunnossapidon tehtävänä on ylläpitää sähköntoimitusvalmiutta ja sen laatua. Kunnossapidon perustoiminnot ovat kohteiden kausittainen seuranta, suoritettavat kunnossapitotyöt ja vikojen korjaukset. Tämä noudattelee kunnossapidon perusstrategiaa, jossa toiminnot jaetaan ehkäisevään ja korjaavaan kunnossapitoon. Verkon oma kunnossapitostrategia antaa suuntaviivat kunnossapidon toteuttamiselle. Kohteiden seurantaa suoritetaan vuosittain laadittavan kunnossapito-ohjelman mukaan. Hyvällä kunnossapidolla voidaan selkeästi vaikuttaa verkko-omaisuuden arvoon ja sähköntoimituksen laatuun. Taustalla tärkein kunnossapidon tavoite onkin yrityksen liiketaloudellisten tavoitteiden toteutuminen. Tämä voidaan saavuttaa laatimalla kunnossapitostrategia yrityksen tilanteeseen ja lähtökohtiin sopivaksi. Alla on listattu vaiheittain kunnossapidon toteuttamista VES:ssä.

2.6.2.1 Kunnossapito-ohjelman laatiminen

Verkon kunnossapitoyksikkö laatii kunnossapito-ohjelman, josta selviää mitä, miten ja milloin verkon komponentteja tarkastetaan ja huolletaan. Ohjelman tekemisen perustana ovat valmistajien ohjeistukset, standardeissa määritellyt suositukset ja erilaiset tutkimusprojektien tulokset. Kunnossapito-ohjelma on antaa puitteet töiden jaksottamiselle ja priorisoinnille pitkällä aikavälillä.

Vuosittaisten kunnossapitotöiden aikataulut laaditaan kunnossapito-ohjelman perusteella. Eri kunnossapitotöiden syklit vaihtelevat paljonkin riippuen laitteesta ja sen sijainnista. Esimerkiksi pölyisissä ja likaisissa olosuhteissa olevat laitteet vaativat huoltoa huomattavasti keskimääräistä useammin.

2.6.2.2 Suunniteltujen kunnossapitotöiden suorittaminen ja vikojen korjaus

VES:n jakeluverkon kunnossapitotöistä lähes kaikki teetetään ulkopuolisilla urakoitsijoilla. Sähköasemien kunnossapitotöistä puolestaan noin puolet tehdään itse ja puolet teetetään ulkopuolisilla. Nämä työkohteet kilpailutetaan normaaliin tapaan. Prosessissa urakkatöiden valvonta ja vastaanotto kuuluu VES:n tehtäviin.

Vikojen laadun ja vakavuuden perusteella laaditaan korjausaikataulu, jonka mukaan edetään. Korjausten suorittamiseen käytetään omaa työvoimaa sekä urakoitsijoita. Päivystysvuorot omalla henkilökunnalla sekä urakoitsijoilla takaavat korjaushenkilökunnan saatavuuden kaikkina päivinä kaikkiin vuorokaudenaikoihin. Korjaukset pyritään suorittamaan ilman kohtuutonta haittaa verkon käyttötoiminnalle jos tämä on mahdollista.

2.6.2.3 Dokumentointi

Kaikki tehdyt kunnossapitotoimenpiteet kirjataan tietojärjestelmiin. Hyvä dokumentointi on oleellinen osa kunnossapitoa. Monipuolinen, mutta helppo järjestelmä selkeyttää töiden organisointia ja myöhempää tarkastelua. Tätä kautta saadaan tietoa verkon tilasta, sen kehityksestä ja tarvittavien investointien tarpeellisuudesta.

2.7 Rakentaminen

Sähköverkon rakentamista toteutetaan verkon saneeraustöissä tai kun tarvetta on kokonaan uuden verkon rakentamiselle. Verkon suunnittelun ja kunnossapidon seurannan pohjalta lähdetään toteuttamaan tarvittavia projekteja. Tavoitteena on suunnitteluperusteiden mukainen ja määräykset täyttävä verkko. VES ei itse rakenna verkkoja vaan rakennuttaa niitä urakoitsijoilla. Rakennuttaminen voidaan jakaa kolmeen

pääprosessiin: suunnittelu, rakennuttamisen toteutus ja valvonta sekä dokumentointi. Rakentamisen suurimpina haasteina ovat aikataulujen pitäminen ja kustannusten pitäminen tavoitteessa.

2.7.1 Tehtävät

2.7.1.1 Rakennusohjelman laatiminen

Rakennusohjelma kohteista laaditaan vuosittain. Investointisuunnitelma antaa puitteet myös vuotuiselle rakentamiselle. Siihen kuuluvat uudisrakennus kohteet, saneeraus projektit, kunnossapidon projektit ja erilliset verkon rakentamispäätökset. Pohjatiedot ohjelman laadintaan ja myös tarkempaan kohdesuunnitteluun saadaan mm. kaupungin asemakaavoista, rakennuslupahakemuksista, kadunrakennusohjelmasta, verkon yleissuunnittelusta sekä käytön ja kunnossapidon palautteista. Myös jatkuva kj-verkon kaapelointiasteen nostaminen ja verkostolaskennoissa havaittavat saneeraustarpeet ovat lähteitä suunnittelun pohjaksi.

2.7.1.2 Kohdesuunnittelu

Kohdesuunnittelu tähtää yksittäisten rakennuskohteiden suunnitelmien tekoon. Uuden verkon sijoitusluvan hakeminen ja johtosuunnittelu kuuluu tähän vaiheeseen. Kohdesuunnitelma vaiheessa käydään läpi yleissuunnittelun kanssa kyseinen kohde. Kohdesuunnittelun tavoitteena on yleissuunnitelman mukainen verkko. Myös yhteydenpitoa muihin alueeseen liittyviin rakennuttajiin täytyy pitää.

2.7.1.3 Rakennuttaminen

Rakennuttamisvaiheen oleellisin toiminto verkkoyhtiön puolelta on urakoitsijoiden kilpailuttaminen, parhaan valinta ja töiden valvonta. Yhtiöllä itsellään täytyy kuitenkin olla hyvä tietämys siitä, mitä halutaan ja miten työt toteutetaan. Urakoitsijoilta pyydettävät tarjoukset muodostuvat toimintakuvauksesta, materiaalitaulukosta ja hintatarjouksista. Toimintakuvauksessa määritellään laatukuvaus, urakan organisointi, resurssit ja referenssit. Referenssit ovat aikaisempia työkohteita, joita urakoitsija voi esittää malleina hyvästä työstä. Käytetyistä komponenteista vaaditaan yksikköhinnat

kaikkine kustannuksineen sisältäen mm. maan kaivuun ja jätteistä huolehtimisen. Urakoitsijat pisteytetään edellä mainittujen kriteerien perusteella ja paras hinta-laatusuhteeltaan valitaan. Valmistumisaikataulun laatiminen ja sen sisällyttäminen urakan vaatimuksiin on myös tärkeä osa sen määrittelyä. Nykyisin urakoitsija hankki käytännössä kaikki materiaalit itse ja ne sisältyvät urakan yksikköhintoihin. VES rakennuttajana kuitenkin ohjeistaa urakoitsijaa tarvikkeiden ja materiaalien valinnassa.

2.7.1.4 Verkkotietojen dokumentointi

Kohteen valmistuttua tehdään tarkat sijaintimittaukset ja nämä tiedot toimitetaan kaupungille heidän omaan dokumentointiinsa. Urakoitsijalta saadaan toteutuneen suunnitelman dokumentit, jotka tarkastetaan verkkoyhtiössä. Kun tiedot on tarkastettu ja hyväksytty, dokumentoidaan kuvat ja muut tiedot verkkoyhtiön omiin tietojärjestelmiin. Isoimmissa kohteissa myös paperiset versiot arkistoidaan. Näitä ovat esimerkiksi sähköasemat ja 110 kV johtojen rakentaminen. Paperisesta arkistoinnista pienemmissä kohteissa ollaan kuitenkin hankkiutumassa eroon.

2.8 Mittauspalvelut

Mittauspalvelujen tehtävänä on tarjota asiakkaille oikeaa, luotettavaa ja joustavaa sähköenergianmittausta. Sähkömarkkina-asetus edellyttää jakeluverkonhaltijaa järjestämään sähköenergiamittauksen siten, että siitä aiheutuvat kustannukset sähkönkäyttäjille ja myyjille ovat mahdollisimman pienet. Tätä tarkemmin ei laissa mittauskustannusten veloittamista asiakkailta säädellä. Mittauspalvelut eivät sinällään ole verkkoyhtiön ydinliiketoimintaa, mutta sähkömarkkinalaki kuitenkin edellyttää verkonhaltijaa huolehtimaan mittauksista asianmukaisella tavalla. Esimerkiksi Helsingin Energia on ulkoistanut mittauspalvelut perustetulle Mitox Oy:lle ja itse keskittyy vain mittareiden omistukseen ja toiminnan valvontaan. Tässäkin toimintamallissa täytyy verkkoyhtiöllä kuitenkin olla laaja tietämys mittaustoiminnan muodostamasta kokonaisuudesta. Vantaan Energia Sähköverkot Oy:ssä ei mittauspalvelujen ulkoistamista ole harkittu. Verkkoyhtiöiden on kuitenkin syytä

varautua sähkönmittauksen lakisääteisten velvoitteiden tiukentumiseen jatkossa. EU:ssa on vireillä direktiiviehdotus energian loppukäytön tehokkuudesta ja energiapalveluista. Direktiiviehdotus sisältää artiklan, joka edellyttää jäsenmaiden energianjakeluyrityksiä tarjoamaan kaikille asiakkailleen kilpailukykyisin hinnoin käyttäjäkohtaiset mittarit, joiden on mitattava tarkasti käyttäjien todellinen energiankulutus ja käyttöaika. Lisäksi asiakkaalle on laskutuksessa esitettävä ymmärrettävällä tavalla todellinen kulutus. Todellisen käyttöajan voi tiukimmillaan tulkita jopa tuntimittaukseksi kaikissa käyttöpaikoissa. Direktiiviä ei ole ainakaan vielä hyväksytty jäsenmaissa, mutta se selkeästi ajaa mittaustoimintaa kaukoluennan piiriin. Tässä kappaleessa käsitellään mittauspalvelujen keskeiset tehtävät ja kerrotaan hieman kaukoluennan tilanteesta VES:ssä. Mittaustoiminnan suurimmat haasteet lähitulevaisuudessa liittyvätkin juuri kaukoluettavien mittareiden käyttöönottoon.

Tehtävät

Mittauspalvelujen tehtävät voidaan jakaa kahteen pääosaan, mittareiden hallintaan ja mittaustiedon hallintaan. Mittareiden lukeminen sekä kytkentä ja katkaisu toimenpiteet voidaan lukea myös mittaustiedon hallintaan. VES:in verkossa mitattavat kohteet voidaan jakaa käsin luettaviin, kaukoluettaviin tuntimitattuihin ja kaukoluettaviin pienasiakkaisiin. Tuntimitatut ovat pääasiassa yli 3 x 63 A asiakkaita, joiden kohdalla sähkömarkkina-asetus edellyttää tuntimittausta vähittäismyynnin taseselvitystä varten.

2.8.1 Mittareiden hallinta

Mittareiden hallinta antaa edellytykset oikean mittaustiedon keräämiselle ja tallentamiselle. Se käsittää kaikki mittareiden hankintaan, testaukseen, asennukseen, tarkastuksiin ja dokumentointiin liittyvät toimenpiteet. Kaukoluettavien mittareiden kohdalla myös tietoliikenneyhteyksien ja niihin liittyvien laitteiden järjestäminen on tullut mukaan kuvioon. Mittareiden hankinnan tulee varmistaa, että erityyppisiä mittareita on saatavilla kokoajan riittävästi uusiin kohteisiin, saneerauksiin ja myös rikkoutuneiden tilalle. Erityyppiset siirtotariffit luovat vaatimukset mittareiden

ominaisuuksille. Tavallisimpia siirtotuotteita ovat yleissiirto, 2-aikasiirto (yö/päivä tai kesä/talvi) ja tehosiirto. Yleissiirto perustuu yhteen tariffiin ja kokonaisenergian mittaamiseen. 2-aikasiirrossa mittausjärjestelmän tulee erottaa kahden eri tariffin mitatut energiat eri vuorokauden- tai vuodenaikoina. Tehosiirrossa mittarin tulee kyetä aikatariffien lisäksi rekisteröimään kuukauden suurimpien pätö- ja loistehojen tuntikeskiarvot. Testauksen tehtävänä on varmistaa mittareiden virheetön toiminta ennen käyttöönottoa. Myös asiakkaan reklamaatio mittarin virheellisestä toiminnasta aiheuttaa tarkastuskäynnin ja mittarin toiminnan testauksen. Vuosittain mittareita myös vaihdetaan tietyn kunnossapito-ohjelman mukaan. Mittareiden sijainti kohteessa vaihtelee paljon. Kerrostaloissa ne sijaitsevat yleensä erillisissä mittarikomeroissa. Ne voivat olla myös kiinteistöjen pääkeskuksissa ja pientaloissa yleensä sisällä huoneistoissa. Tämän takia mittaritiloihin liikkuminen vaatii avaintenhallintaa ja kulkuohjeiden laadintaa mittarien lukijoita varten. Tietojen dokumentointi järjestelmiin ja mittalaiterekisterin ylläpito ovat oleellinen osa mittausliiketoiminnan omaisuudenhallintaa, joka palvelee päätöksentekoa. Myös mittalaitteiden hallinnassa kehitystoiminta on välttämätöntä. Mittarien uusien ominaisuuksien määrittely, toimintatapojen kehittäminen ja tiedonsiirtoteknologian valinta kaukoluennassa ovat esimerkkejä kehittämisen toimenpiteistä. Teknologian kehityksen seuranta sekä näiden kautta uusien toteutustapojen käyttöönotto varmistaa yrityksen kehittymisen ja menestymisen myös tällä sektorilla.

2.8.2 Mittaustiedon hallinta

Mittaustiedon hallinnalla tarkoitetaan mittareilta tulevan informaation keräämistä, sen oikeaksi varmistamista sekä tiedon tallentamista, muokkaamista ja raportointia eteenpäin. Se onkin suurimmaksi osaksi juuri informaation hallintaa tietojärjestelmien avulla. Tähän asti on mittaustiedon keskeisenä järjestelmänä käytetty asiakastietojärjestelmää johon mm. lukemat tallennetaan ja jossa kulutukset lasketaan laskutusta varten. Mittaustiedonhallinta on kuitenkin koko ajan lisääntymässä lähinnä kaukoluettavien pienasiakkaiden ja tuntimitattavien kohteiden lisääntyessä. Myös

mittaustiedolla tehtävän laskennan määrä lisääntyy, jolloin onkin luontevaa siirtyä käyttämään omaa mittaustietojärjestelmää. Siinä mittaustietojen hallinta ja tarvittavat laskennat voidaan suorittaa huomattavasti joustavammin ja järjestelmien toiminnallinen jako selkiytyy. Järjestelmän tulee hallita niin tuntilukemat kuin harvemmin luettavat. EDM (Energy Data Management) eli energiatiedon hallintajärjestelmät ovat syntyneet vapaiden sähkömarkkinoiden tarpeista energiatiedon automatisoituun hallintaan, käsittelyyn ja tiedon vaihtoon energiamarkkinaosapuolten välillä. Mittaustiedon tallennus kuuluu myös oleellisena osana EDM-järjestelmän ominaisuuksiin.

Mittaustiedon hankinnan tehtävänä on suunnitella ja järjestää mittaustietojen kulku mittareilta tietojärjestelmien käyttöön. Tiedot saadaan mittareilta joko käsin luentojen kautta tai suoraan kaukoluentoina. Mittaustiedot on hankittava siirtotuotteen mukaan siten, kuin asiakassopimuksissa on sovittu. Järjestelmän täytyy myös tarkkailla mahdollisia puuttuvia ja virheellisiä lukematietoja. Yleensä virheitä aiheuttavat viat tietoliikenneyhteyksissä tai inhimilliset virheet käsin kirjauksissa. Järjestelmä tarkkailee tilannetta ja vertaa lukemia aikaisempiin tiettyjen kriteerien mukaan. Kun puutteita löytyy, täytyy tiedot joko lukea uudestaan tai muuten arvioimalla korjata oikeiksi. Mittaustietojärjestelmässä suoritettavia laskentoja ovat tuntimitattujen lukemien muuttaminen energioiksi ATJ:tä varten, jakeluverkon taseselvitys ja energian hallinnan laskennot, kuten avoin toimitus verkkoon. Jakeluverkon taseselvitys kuuluu kaikkien verkonhaltijoiden lakisääteisiin velvollisuuksiin. Siinä lasketaan markkinoilla toimivien myyjien osuudet VES:in verkkoalueella olevasta sähkön myynnistä. Tämä tapahtuu tuntimitattujen kohteiden osalta tuntisarjojen avulla ja pienasiakkailla kuormituskäyrien perusteella. Lasketut tiedot raportoidaan myyjille ja heidän tasevastaavilleen sähkömarkkinoilla käytettävän EDIEL-liikenteen avulla kerran vuorokaudessa. Jakeluverkon taseselvitys on yksi mittauspalveluiden keskeisistä tehtävistä. Sitä ja EDIEL-liikennettä käsitellään enemmän tietojärjestelmiin keskittyvässä kappaleessa 4.

2.8.3 Mittareiden kaukoluenta

Sähkömittareiden kaukoluentaa on pidetty yhtenä merkittävimmistä uudistuksista sähkönjakelussa varsinkin asiakkaan näkökulmasta. Mahdollisuus siirtyä käytönmukaiseen laskutukseen, mahdollisuus tarkkailla paremmin omaa sähkönkulutusta ja monipuolisemmat tariffit ovat tärkeimpiä mahdollisuuksia asiakkaan kannalta. Sähköyhtiöille suurimmat hyödyt tulevat olemaan mittarinluvun nopeutuminen ja kustannusten aleneminen. Kausiluennat, muuttoluennat ja katkaisu/kytkentä toimenpiteet kuormittavat hyvin paljon mittauspalveluiden resursseja tällä hetkellä. Näiden toteuttaminen kaukoluentajärjestelmällä tuo selkeästi helpotusta ja säästöjä. Koska myös lainsäädännön osalta on tulevaisuudessa syytä odottaa tiukempia kriteereitä luentojen suorittamisen suhteen, saattaa kaukoluentaan siirtyminen tulla käytännössä välttämättömäksi. Esimerkiksi jos velvoitteeksi tulisi kerran kuussa luenta, nostaisi se tämän hetken käsinluentojen kautta suoritettavan järjestelmän kustannuksia arviolta noin kolminkertaiseksi. Paljon on keskusteltu myös mahdollisuuksista kehittää toimintoja, joissa mittausdataa voitaisiin käyttää verkon sähköteknisen tilan tarkempaan laskentaan. Tätä kautta verkosta olisi mahdollista saada lähes reaaliaikaista tietoa ja ongelmatilanteiden analysointi tehostuisi. Myös pienjännitevikojen indikointi ja sähkönlaadun tarkkailu voivat kuulua kaukoluennan toimintoihin tulevaisuudessa.

Kaukoluentaan investoitavien kustannusten on kuitenkin myös pelätty nostavan siirtohintoja. Sähkömarkkina-asetusta voidaan kuitenkin tulkita niin, että siirtohintojen korottaminen ei kaukoluentaan siirtymisen perusteella ole hyväksyttävää. Toisin sanoen kaukoluennan ja perinteisen käsin luennan valintakriteerinä tulee olla mittauskulujen aleneminen tai ainakin pysyminen kohtuullisena. Tämä voi tapahtua joko suoraan luentakulujen pienenemisenä tai epäsuorasti muiden säästöjen ja tuottojen kautta. Tämän takia luotettavien kustannus- ja säästölaskelmien tekeminen on investointeja suunniteltaessa välttämätöntä. Mittauspalveluiden järjestelmätilannetta ja kaukoluennan mahdollisuuksia VES:ssä tarkastellaan työn myöhemmissä osissa.

2.8.3.1 Kaukoluentatilanne VES:ssä

Vantaan Energia aloitti kaukoluettavienmittareiden asentamisen vuonna 2005. Vantaalla on tällä hetkellä noin 110000 mittaria, joista 13000 on jo vaihdettu kaukoluettaviksi. Vuoden 2007 aikana on tarkoitus asentaa 10000 mittaria lisää lähinnä Itä-Vantaan kaupunginosiin. Projektin toteuttajaksi on valittu Enermet, joka toimittaa kokonaisuuden integraatioineen avaimet käteen periaatteella. Tavoitteena on, että vuoteen 2015 mennessä kaikki VES:n asiakkaat kuuluisivat kaukoluennan piiriin. Tavoitteena on myös, että vuoden 2007 syksyllä voisivat asiakkaat joille mittari on asennettu siirtyä käytön mukaiseen laskutukseen. Kappaleessa 4 käsitellään kaukoluentaan liittyviä tietojärjestelmiä. Niiden käyttöönotto on ja tulee jatkossakin olemaan suuri haaste. Uusiin järjestelmiin siirtyminen ja integrointityö työllistävät tällä hetkellä runsaasti resursseja.

3 Sähköverkkoyhtiön tietojärjestelmät

Tietojärjestelmien määrä ja niiden rooli sähköverkkoalan kaikissa toiminnoissa on jatkuvasti kasvanut. Niiden käytöstä on tullut välttämätön osa päivittäistä toimintaa lähes kaikille alalla töitä tekeville. Nykyisten tietomassojen käsittely ilman niitä ei olisi mahdollista. Järjestelmien määrä on varsinkin 1990-luvulla ja 2000-luvun alkupuolella kasvanut runsaasti ja käyttö on koko ajan monipuolistunut. Tähän on suurelta osalta vaikuttanut tieto- ja ohjelmistotekniikan kehitys. Tätä kautta tuotteita tarjoavien yritysten määrä on kasvanut ja tuotekehitys on pystynyt tarjoamaan yhä paremmin energiayhtiöiden tarpeisiin räätälöityjä sovelluksia. Tietojärjestelmien määrän jatkuva lisääntyminen onkin aiheuttanut sen, että energiayhtiöiden tarve tietohallinnon keskitettyyn koordinointiin on tullut ajankohtaiseksi. Järjestelmistä on tullut niin keskeinen osa toimintaprosesseja, että käyttöä, ongelmia ja kehitystä on mietittävä entistä paremmin. Eräänä tämän työn keskeisenä tehtävänä onkin kartoittaa VES:n tietojärjestelmä tilannetta ja siinä mahdollisesti ilmeneviä ongelmia.

Tietohallinto

Tietohallinto keskittyy organisaatiossa olevan informaation ja tiedon tarkoituksenmukaiseen hallintaan. Termiä käytetään usein sähköisillä tietojärjestelmillä hallittavan informaation yhteydessä. Se integroi organisaation informaation ja tiedon käsittelyyn keskeisesti liittyvät toiminnat kokonaisuudeksi. Tämän vuoksi tietohallinnon tulisi olla osa koko organisaation kattavaa infrastruktuuria. Tietohallinto täytyy

suunnata yhä enemmän liiketoimintaprosessien ymmärtämiseen ja tukemiseen. Tällöin sovellusten ja sovellusten välisten rajapintojen ymmärrys muodostuu yhä keskeisemmäksi ja tärkeämmäksi tekijäksi. Tekninen infrastruktuuri täytyy saada toimimaan moitteettomasti ja kustannustehokkaasti. VES:ssä tietohallinnon järjestelmälliseen koordinointiin ja kehittämiseen on viimeaikoina panostettu selkeästi lisää resursseja. Konsernissa toimii keskitetty tietohallinto sekä jokainen yksikkö myös itse vastaa omien järjestelmiensä kehittämisestä.

Järjestelmät

Käytännössä kaikkiin verkkoyhtiön eri toimintayksiköissä suoritettaviin prosesseihin liittyy useita tietojärjestelmiä. Tässä kappaleessa on tarkoitus esitellä niistä keskeisimmät, jotka ovat käytössä VES:n organisaatiossa. Ne ovat yleisesti sähköverkkoalalla käytössä olevia tunnettujen toimittajien järjestelmiä. Suurin osa näistä on pelkästään verkkoyhtiön omia toimintoja palvelevia, mutta tarkoitus on esitellä myös joitain konsernin tukevia järjestelmiä, jotka liittyvät keskeisesti VES:n toimintaan. Tiedonvaihtoa näiden järjestelmien välillä on runsaasti. Esimerkkeinä esitellään asiakastieto- ja energianhallintajärjestelmät. Myös jotain itse räätälöityjä sovelluksia tiettyihin toimintoihin löytyy.

3.1 Verkkotietojärjestelmä

Verkkotietojärjestelmä (VTJ) muodostaa perustan verkkoyhtiön omaisuuden hallinnalle. Sitä voidaankin pitää yhtenä keskeisimpänä järjestelmänä. Sen tärkein tehtävä on tarjota verkkoinformaation tallentamiseen, järjestämiseen ja hakemiseen soveltuva järjestelmä. Verkkoyhtiöissä järjestelmä on keskeinen tiedon lähde kaikelle verkkotiedolle ja se tarjoaa tehokkaat työkalut reaaliaikaiseen tiedon jakamiseen yrityksen sisällä. Se ei kuitenkaan ole pelkästään verkkotiedon dokumentointijärjestelmä vaan tarjoaa työkaluja mm. suunnitteluun, laskentaan, kunnossapitoon ja käyttöön. Verkkotietojärjestelmä perustuu usein maantieteellisen paikkatiedon hallintaan eli ns. GIS (Geographical

Information System) toiminnallisuuteen. Graafisen käyttöliittymän avulla esitettävä karttapohja, jonka päälle verkko kuvataan antaa havainnollisen ja totuudenmukaisen kuvan verkoista. Kaikilla kuvattavilla komponenteille asetetaan tiettyyn maantieteelliseen koordinaatistoon pohjautuvat koordinaatit, joiden mukaan ne asettuvat sitä vastaavan karttapohjan päälle. VES:ssä verkkotietojärjestelmä käyttää Vantaan kaupungilla käytössä olevaa vanhaa valtion koordinaattijärjestelmää (vvj). Vvj-koordinaatit eroavat valtakunnallisen kartastokoordinaattijärjestelmän (kkj) koordinaateista noin 1.5 m. Osaamisen tarve koordinaattien muuntamiseen järjestelmästä toiseen esimerkiksi GPS laitteille, on myös viimeaikoina tiettyjen projektien yhteydessä tullut ajankohtaiseksi.

Keskitetyn tietokoneavusteisen verkostolaskennan juuret Vantaan Energiassa ovat jo 1970-luvulla. Tällöin käyttöön tuli Tietosavon laskentasovellus. Näissä verkkotietojen syöttäminen järjestelmään oli erittäin työlästä ja varsinaiset laskennat suoritettiin Tietosavon keskuskoneella. Järjestelmä oli tarkoitettu nimenomaan laskentaan eikä siinä säilytetty verkkotietoa. Kahdeksankymmentäluvun puolivälissä VE lähti mukaan projektiin Espoon ja Hämeen sähkön sekä Teklan Oy:n (entinen Teknillinen laskenta Oy) kanssa suunnittelemaan uuden tyyppistä järjestelmää. Esimerkkejä haettiin Saksasta ja Norjassa, joissa oli jo käytössä GIS toiminnallisuuteen nojaavia järjestelmiä. GIS järjestelmiä oli jo 60-luvulla käytetty metsätiedon järjestelmissä. Tavoitteena oli yhdistää verkkotiedon hallintaa ja laskentaa samaan kokonaisuuteen. Projektin tuloksena syntyi Xpower verkkotietojärjestelmän ensimmäinen versio 90-luvun alussa, joka otettiinkin VE:ssä käyttöön. Järjestelmä on ollut nykyisenkaltaisen verkkotietojärjestelmätyypin pioneereja Suomessa.

VES:ssä on edelleen käytössä Tekla Oyj:n Xpower verkkotietojärjestelmä. Järjestelmän kehitys on ollut hyvin yhtiön toimintoja palvelevaa. Tämän takia sen käyttöön ja päivityksiin ollaan myös lähitulevaisuudessa sitoutuneita. Xpower toimii asiakas/palvelin arkkitehtuurin mukaisesti. Se käyttää Oraclen tietokantaa Microsoftin kehittämän ODBC ajurin kautta. Sen avulla mikä tahansa sovellus ja tietokanta voivat kommunikoida toistensa kanssa riippumattomasti, kunhan vain tukevat ODBC:n

rajapintoja. Kaikki verkkotieto on varastoituna palvelimen levyille, josta työasemilla pyörivät Xpower sovellukset sitä tarpeen mukaan hakevat. Tämä säästää prosessori aikaa ja levytilaa, koska harvoin kaikkea verkkoinformaatiota tarvitsee hakea kerralla käyttöön. Usein tarkastellaan vain pientä osaa verkosta ja siitäkin vain osaa komponenteista. Xpowerin tietokantajärjestelmä on monimutkainen yhdistelmä erilaisia tauluja ja niiden välisiä viittauksia. Taulut ovat relaatiomallin mukaisia eli koostuvat riveistä ja sarakkeista. Tieto tallennetaan näiden muodostamaan 2-ulottaisen taulukon soluihin. Sarakkeet määrittävät kuvattavat kohteet, kuten esimerkiksi muuntamotunnukset. Rivit sisältävät tiedot yksittäisistä kohteista. Relaatiomallissa yksi sarake täytyy määritellä perusavaimeksi (primary key), jonka avulla kohteet eli rivit on yksikäsitteisesti yksilöitävissä. Relaatiotietokantojen määrittelyyn, muokkaukseen ja hakuihin käytetään SQL-kieltä. SQL-kieli on kohtuullisen yksinkertainen muutamiin peruslauseisiin perustuva kieli. Näitä lauseita yhdistelemällä halutut toimenpiteet saadaan aikaiseksi. Hakuja ja muokkauksia voidaan myös toteuttaa jollain graafisella ohjelmalla, kuten Microsoft Acces. Myös Acces muodostaa tehdyistä toimenpiteistä SQL-lauseita, jotka taustalla suoritetaan. Graafisen käyttöliittymän avulla monimutkaistenkin hakujen hahmottaminen yksinkertaistuu. Taulujen väliset viittaukset ovat rajapintoja, joiden kautta tietyn kohteen tai toisiinsa liittyvän kohdejoukon tiedot saadaan nivottua yhteen eri tauluista. Näin esimerkiksi muuntajat voidaan nivoa oikean muuntamon yhteyteen ja hakea näiden tiedot yhdessä. Tieto eri taulujen kytkennöistä toisiinsa onkin välttämätön tieto hakuja suunniteltaessa.

3.2 Käytönvalvontajärjestelmä

Käytönvalvontajärjestelmän (KVJ) päätehtävä on tarjota sähköverkon reaaliaikaiseen valvontaan ja ohjaukseen soveltuva järjestelmä. Järjestelmästä käytetään kansainvälisesti myös yleisnimitystä SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition). Sähköverkon kannalta tämä tarkoittaa käytännössä sähköasemilla sijaitsevien laitteiden valvontaa, ohjausta ja mittaustietojen keräämistä. Kaikki tulevat

hälytystiedot saadaan KVJ:n hälytyslogiin, jossa ne on ovat priorisoituna kriittisyyden mukaan. Suurin osa tärkeistä releiden hälytystiedoista saadaan hyvinkin tarkkaan eroteltuina ja vian hakeminen helpottuu. Aivan kaikkea sähköasemien hälytyskeskuksesta tulevaa informaatiota ei kuitenkaan saada siirrettyä KVJ:ään niin yksilöllisöidysti, kuin esimerkiksi suojareleet sitä tuottavat. Osa näistä hälytyksistä onkin ryhmitelty nippuihin. Sähköasemilla on käytössä erilaisia RTU yksiköitä, joten myös välitettävät tiedot poikkeavat hieman asema kohtaisesti. Seuraavaksi esitellään tärkeimpiä sähköasemilta KVJ:ään tulevia tietoja.

110 kV puolelta:

- kiskojännitteet
- katkaisijoiden ja erottimien tilatiedot
- lähtöjen virta-, teho- ja loistehomittaus
- releiden havahtumis-, laukaisutiedot
- suojaus ja siitä saatavat tiedot:

  110 kV johtolähdöt on suojattu distanssi- ja johtovertosuojareleillä. Niissä on myös ylivirta-/maasulkurele sekä jälleenkytkentärele. Molempien 110 kV kiskojen suojaukseen jännitereleet yli- ja alijännitteelle sekä nollajännitteelle. Kiskojen suojaukseen ollaan myös juuri parhaillaan asentamassa ns. kiskosuojia, joiden toiminta perustuu erovirtaan.

20 kV puolelta:

- kiskojännitteet ja kiskojen nollajännitteet
- lähtöjen virrat
- katkaisijoiden ja erottimien tilatiedot
- releiden havahtumis- ja laukaisutiedot
- suojaus ja siitä saatavat tiedot:

  20 kV johtolähdöt on suojattu johdonsuojapaketilla, joka sisältää kaksiportaisen ylivirtareleen oikosulkusuojausta varten ja maasulun suuntareleen.

Ylikuormitussuojauksena toimii lähdön virranmittauksista generoitu käytönvalvontajärjestelmän hälytys. Avojohtolähdöillä käytetään myös jälleenkytkentää.

Päämuuntajilta:

- Teho- ja loistehomittaus
- Virtamittaus 110 kV ja 20 kV puolelta (päämuuntajalähtö)
- käämikytkimen asentotieto sekä automaatti ja käsin käytön valinta.
- releiden havahtumis- hälytystiedot
- suojaus ja siitä saatavat tiedot:

  Päämuuntajien suojaukseen käytetään ensiön ja toision virtaeroa mittaavaa differentiaalireleitä sekä kaksiportaisia ylivirtareleitä. Muuntajien tähtipisteen kuristimessa on myös ylivirtarele. Kaasurele eli Buchholzrele tarkkailee öljynvirtausta vuodoissa ja lievemmissä sisäisissä vioissa. Myös käämien ja öljyn lämpötilamittaukseen on aseteltu hälytys- ja laukaisurajat. Käämikytkimen poiskytkentää käytetään verkon rajuissa yli- tai alijännitteissä.

Käytönvalvontajärjestelmästä lähetettäviä tietoja ovat kytkinlaitteiden ohjaukset, lukitusten poisto ja asettaminen sekä päämuuntajien käämikytkimien ohjaus. Näitä voidaan tehdä käsin tai sarjana tietyn ohjelman mukaan ajastetusti. Normaalitilanteessa käämikytkin säätää jännitettä automaattisesti. Tulevaisuudessa suojareleiden asettelutietojen katselu ja niiden asettelumahdollisuus etänä käyttökeskuksesta, on ominaisuus mikä olisi mahdollista saada käyttöön. Kaupunkiverkkoyhtiössä tosin ei juurikaan tule tilanteita, joissa releasetteluita pitäisi äkillisesti muuttaa. Tällä hetkellä käytössä olevassa KVJ:ssä on mahdollisuus tähän. Myös sähköasemien alue- ja kiinteistönvalvonta on hoidettu KVJ:n kautta. Nämä tiedot saadaan hälytyslogiin eriteltyinä.

Järjestelmän keskuksen muodostaa SCADA palvelin, joka on kuumavarmennetusti kahdennettu. Tämä tarkoittaa, että toinen palvelin peilaa kokoajan varsinaisen

palvelimen tilaa ja sen vikaantuessa ohjaus siirtyy automaattisesti sille. Yhden palvelimen vikaantuminen ei siis aiheuta toimintaa mitään katkosta. Valvomossa järjestelmää operoidaan siihen liittyviltä työasemilta. KVJ:n toiminta perustuukin normaaliin asiakas/palvelin arkkitehtuuriin. VES:ssä järjestelmän tiedonsiirtoyhteydet sähköasemille on toteutettu valokuituverkolla. Verkko kulkee pääasiassa 110 kV pylväissä sähköasemalta toiselle. Myös muiden tiedonsiirtoyhteyksien käyttö KVJ toteutuksissa on mahdollista. Sähköasemilla toimivat SCADA ala-asemat (RTU = remote terminal unit) ohjaavat varsinaisia toimilaitteita ja välittävät niiltä tulevat tilatiedot ja mittaukset palvelimen suuntaan. SCADA järjestelmän luotettavuus ja toiminta kaikissa mahdollisissa tilanteissa on ensiarvoisen tärkeää. Palvelimien kuumavarmennus, tehokkaat palomuurit ja katkeamaton sähkönsyöttö mahdollistavat toiminnan vaikeissakin olosuhteissa. VES:n käytönvalvontajärjestelmän on toimittanut SCADA järjestelmiin erikoistunut Netcontrol.

3.2.1 Historiatietokanta

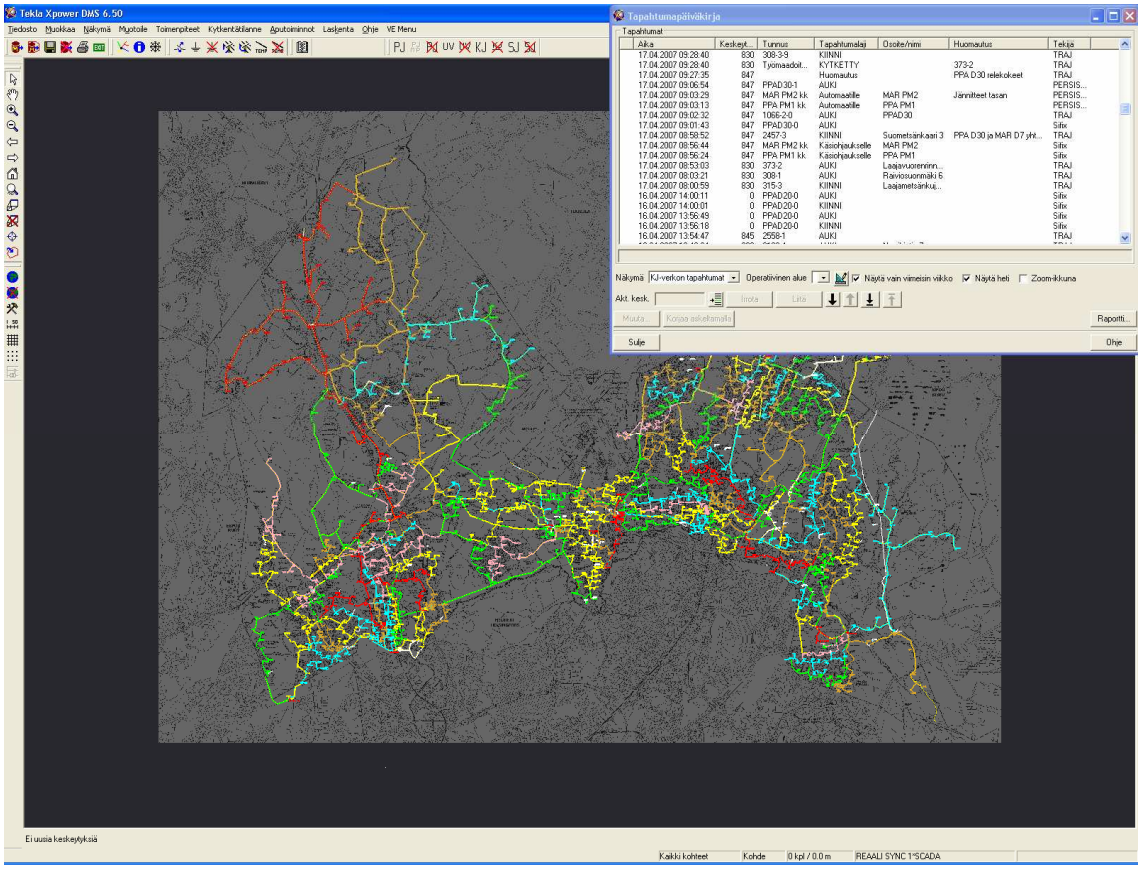
Käytönvalvontajärjestelmän yhteyteen kuuluu historiatietokanta. Sinne tallennetaan kaikki KVJ:n kautta tulevat mittaustiedot. Historiatietokannan tehtävänä on toimia tiedon varastona, josta sitä haetaan jälkikäteen useisiin tarpeisiin. Kaikki tallennettavat arvot ovat tuntikeskiarvoja. Tietoa voidaan hakea manuaalisesti webkäyttöliittymän kautta erilaisina raportteina, joita laaditaan tarpeiden mukaan. Näitä käytetään tällä hetkellä mm. verkostohäviöiden laskentaan, kantaverkkomaksujen tarkastamiseen ja loistehoseurantaan. Osa tietojärjestelmistä käyttää historiakantaa myös suoraan omiin tarpeisiinsa. Historiatietokantaan on olemassa rajapinta, jonka kautta ohjelmien on mahdollista hyödyntää sitä. Esimerkiksi Exceliin on mahdollista ohjelmoida sovelluksia sille. VE:n energiahallintajärjestelmä hakee automaattisesti kannasta mittaustietoja ennusteiden laskentaa varten ja tallentaa tulokset myös sinne. Tietokanta on Oraclen relaatiokanta, joka on kuumavarmennettu myös toiselle identtiselle palvelimelle.

3.3 Käytöntukijärjestelmä

Käytöntukijärjestelmä (KTJ) on verkkoyhtiön operatiivisista järjestelmistä nuorin. VES:iin se on hankittu vasta vuonna 2006. Sen tehtävänä on tarjota verkkotietojärjestelmän tyylinen graafinen kuvaus keskijänniteverkosta karttapohjan päällä. Järjestelmään on kuvattu myös kaikki verkon laitteet kuten muuntamot kytkimineen ja verkon erottimet. Yleensä jos KTJ on saman valmistajan ohjelmisto kuin verkkotietojärjestelmä saadaan tarvittavat verkkotiedot käyttöön suoraan sen tietokannasta. VES:ssä olikin kustannustehokkainta päätyä Teklan Xpower DMS järjestelmään. KTJ:n pääasiallinen tehtävä on tarjota työkalut keskijänniteverkon tilaseurantaan, kytkentäsuunnitelmien tekoon ja vikojen selvitykseen. Aikaisemmin keskijänniteverkon vianselvitys on VES:ssä hoidettu käyttökeskuksen seinällä olevalla karttajärjestelmällä. Verkko-osuuksien reitit oli kuvattu siihen kiinnitetyillä teipeillä ja muuntamot pienillä lampuilla, joita voitiin sammuttaa ja sytyttää kytkentätilannetta kuvaavasti. KTJ on korvannut tämän. Kytkentäsuunnitelmat tehtiin aikaisemmin paperilla, mutta nyt KTJ:ssä ne voidaan suunnitella ja testata vaihe vaiheelta graafisesti käyttöliittymässä sekä tulostaa tarvittavat dokumentit kytkijöille ja muille osapuolille. Xpower DMS:ssä verkostolaskennat ovat myös suoraan käytettävissä samasta käyttöliittymästä verkkotietojärjestelmän tapaan. Myös pienjännite ja 110 kV-verkko voidaan kuvata käytöntuessa. KJ-verkon (ja 110 kV verkon) kytkentätilanne (lähinnä sähköasemien katkaisijat ja erottimet) saadaan käytöntukeen suoraan SCADA-järjestelmän tilatiedoista. Verkossa ja muuntamoilla olevat erottimet joista ei saada SCADA:sta tilatietoja, ohjataan järjestelmässä käsin kytkentäsuunnitelman ja kytkijöiden ilmoitusten perusteella.

Toinen käytöntukijärjestelmän tehtävä on tarjota keskeytysten raportointiin automaattinen työkalu. Järjestelmän käytössä on verkkotietokannan kautta kaikki alueella olevat asiakkaat ja heidän tunneittaiset keskitehot kuormituskäyrien perusteella. Tällöin voidaan laskea keskeytyksessä menetetyn energian määrä. KTJ:ään on myös syötetty KAH-hinnoittelun (keskeytyksen asiakkaalle aiheuttama haitta) mukaiset euromääräiset arvot, jolloin voidaan arvioida asiakkaan kokemaa rahallista menetystä.

KAH-arvojen määritystä on selvitetty useissa yliopistojen ja tutkimuslaitosten projekteissa. Niiden arvioiminen ja kehittäminen vaatii kuitenkin edelleen työtä. Järjestelmästä saadaan raportteja EMV:n vaatimusten mukaiseen keskijännitevikojen raportointiin. Xpower DMS mahdollistaa myös pienjänniteverkon kytkentäsuunnitelmat, vianselvityksen ja niiden raportoinnin. Suomessa se ei ole ainakaan vielä tullut lakisääteiseksi, mutta keskustelua aiheesta on ollut. Esimerkiksi Ruotsissa lainsäädäntö edellyttää myös PJ-vikojen tilastointia ja raportointia viranomaisille. Alla kuva käytöntukijärjestelmän näkymästä, jossa auki on tapahtumapäiväkirja.



Kuva 4. Tekla Xpower DMS käytöntukijärjestelmä.

3.4 Käyttöpäiväkirja ja häiriötiedotus

Käyttöpäiväkirja on tarkoitettu energiayhtiön operatiivisten toimintojen tapahtumien kirjaamiseen. Se käsittää kaikki VES:n verkon tapahtumat, mittari- ja vko-tapahtumat, UV-tapahtumat, kaukolämmön ja tuotannon tapahtumat sekä asiakkaiden ja kiinteistönvalvonnan tapahtumat. Tapahtumalajeja on vielä kategorisoitu tarkemmin esimerkiksi sähköasemien tapahtumiin ja verkon vikoihin. Yleensä tapahtumat jäävät yksittäisten tietojärjestelmien omiin logeihin, mutta käyttöpäiväkirja kokoaa näiden järjestelmien tärkeimpiä tapahtumia helposti luettavaan muotoon. Aikaisemmin käyttöpäiväkirjana toimi yhteisellä levyalueella ollut puhdas tekstitiedosto, johon lähinnä vuoromestarit kirjasivat tapahtumia. Tämän vuoden (2007) aikana käyttöön on otettu Microsoftin Office SharePoint Portal Server (MOSS) järjestelmään perustuva käyttöpäiväkirja. MOSS on yleisellä tasolla tarkoitettu monipuoliseen informaation jakamiseen yrityksen sisällä. Uuteen käyttöpäiväkirjaan tapahtumat lisätään webselaimessa toimivan käyttöliittymän avulla. Tiedon lisääminen useiden toimijoiden taholta on nyt helpompaa. Se on myös selkeyttänyt tapahtumien järjestämistä eri kategorioihin ja useisiin näkymiin. Käyttöpäiväkirja on luettavissa selaimella yhtiön intranetistä tai ulkopuolelta VPN yhteyden kautta. VPN on tapa, jolla yksityisiä verkkoja tai yksittäisiä työasemia voidaan yhdistää julkisten verkkojen kautta niin, että ne muodostavat näennäisesti yksityisen verkon.

3.4.1 Häiriötiedotus

Häiriötiedotus on oleellinen osa energiayhtiön asiakaspalvelua. Asiakkaalle kuva yhtiön toiminnasta muodostuu suurelta osin vikatilanteiden hoitamisen kautta. Hyvä tiedottaminen mm. vian kestosta ja syystä luo asiakkaalle varmuutta ja positiivista kuvaa yhtiöstä. Keskeytyksen tapahtuessa vuoromestari selvittää DMS käytöntukijärjestelmästä tapahtuman laajuuden ja keskeytyksen piirissä olevien asiakkaiden määrän. Uudessa käyttöpäiväkirjassa luodaan vikatapahtuman yhteyteen vakavuusluokitus. Tietyn vakavuusluokituksen ylittävät tapahtumat siirtyvät

automaattisesti VE:n Internetsivuille. Niistä lähtee myös tiedot sähköpostilla ja tekstiviestillä yhtiön henkilöstön tietyille käyttäjäryhmille. Puhelinpalvelun tiedotusviestit asetetaan Elisalta hankitun IN-palvelun avulla webkäyttöliittymässä. Palvelussa voidaan käyttää valmiiksi nauhoitettuja häiriöviestejä tai siihen voidaan nauhoittaa oma tiedote. Kun tiedote aktivoidaan, siirtyy se automaattisesti asiakkaan kuultavaksi kun hän soittaa vikailmoitusnumeroon.

3.5 Kunnossapitojärjestelmä

Kunnossapitojärjestelmä toimii kunnossapidon suunnittelun ja historiatiedon varastoinnin tärkeimpänä työkaluna. Tuhansien kunnossapitotöiden hallinta ja niiden arkistointi ilman toimivaa tietojärjestelmää olisi käytännössä mahdotonta. VES:n käytössä on Teklan Xpower kunnossapitosovellus, joka on kiinteästi integroituna verkkotietojärjestelmän yhteyteen. Kunnossapidon suunnittelija laatii järjestelmällä eri kohteille kunnossapitosuunnitelman, joka sisältää määritellyt tarkastus- ja huoltotoimenpiteet sekä näiden aikataulun. Suunnitelman pohjalta yksittäisistä kohteista laaditaan työmääräykset joiden mukaan töiden suoritus lähtee käyntiin. Osa kunnossapitotöistä teetetään urakoitsijoilla ja osa tehdään itse. Tavallisimpia kohteita ovat mm. muuntamohuollot, jakokaappitarkastukset sekä ilmajohto- ja pylvästarkastukset. Tarkastuksista tulostetaan kunnossapidon suorittajalle lista, johon työn eri vaiheiden suoritukset kirjataan. Lista palautetaan toimistolla suunnittelijalle, joka kirjaa tehdyt toimenpiteet järjestelmään. Järjestelmään voidaan myös liittää maasto-PC tietokone, johon kunnossapitotyöt voidaan siirtää ja joka toimii henkilöstön apuna kentällä. Siitä lisää seuraavaksi.

3.5.1 Tekla Xpower Mobile

Xpower mobile on sovellus, joka on suunniteltu tukemaan kentällä tapahtuvia operaatioita, kuten kunnossapitotöitä ja kytkentöjä. Se on asennettuna maasto-PC

tietokoneisiin, jotka on tarkoitettu kenttäolosuhteisiin. Sovellukseen voidaan ladata toimistolla suunnitellut kunnossapitotyöt ja kentällä ne merkitään tarkastuslistaan suoritusten edistyessä. Kunnossapidon kohteille voidaan monipuolisesti määrittää erilaisia tarkastus parametreja ja kunnossapidon suorittaja voi myös itse tehdä erikoishuomioita järjestelmään. Kun kone kytketään toimistolla verkkoon ja ajetaan synkronointi, siirtää se automaattisesti tehdyt työt kunnossapidon järjestelmään. Koneeseen voidaan myös hakea verkon graafinen kuvaus, komponentit ja kytkentätila DMS käytöntukijärjestelmästä GPRS yhteyden kautta. Etäyhteyden kautta voidaan myös hakea kaikkien verkon komponenttien laitekorttitietoja, laskentatuloksia ja vanhoja kunnossapitotietoja. Myös asiakastietoja voidaan hakea. Mobile sovelluksesta on kaksi eri versiota. Toinen on offline-sovellus, joka on tarkoitettu lähinnä urakoitsijoiden käyttöön kunnossapitotöitä varten. Se toimiikin lähinnä töiden välittäjänä ja niiden kirjausjärjestelmänä. Se ei myöskään sisällä mahdollisuutta online-hakuihin GPRS yhteyden kautta. Komponenttien lisääminen, poistaminen ja siirtäminen onnistuvat kuitenkin vain offline-sovelluksessa. Toinen versio on varsinainen Xpower mobile, joka sisältää online-hakutoiminnot. Sitä käyttää lähinnä oma henkilökunta esimerkiksi jakorajatarkastuksiin. Urakoitsijan tai tarkastajan tekemien töiden edistymistä voidaan seurata toimistolla joko graafisesti tarkastelemalla tai taulukkopohjaisesti. Havaittuja vikoja sekä kunnossapito- ja rakennetietoja voidaan analysoida graafisesti. Järjestelmään on myös mahdollisuus ottaa käyttöön GPS paikannus, jota voidaan käyttää komponenttien paikannukseen maastossa ja karttakoordinaattien asettamiseen niille. GPS-vastaanotin voidaan kytkeä maasto-PC koneeseen langattoman Bluetooth tiedonsiirron kautta. Alla kuva laitteesta ja tärkeimpiä teknisiätietoja.

Kuva 5. Käytössä oleva Panasonicin kenttä-PC

Panasonic CF-18 tärkeimpiä teknisiä tietoja:

- Prosessori: Intel® Core™ Duo 1.06 GHz ULV U2400
- Kiintolevy: 80 Gt, suojattu erikoisrakenne, lämmitys
- Integroitu GPRS modeemi, LAN, WLAN (802.11a/b/g), Bluetooth
- Akun kesto: 4.5-8 tuntia

Laite on läpäissyt suuren joukon USA:n puolustusministeriön (Department of Defense Test Method Standard) sotilaskäyttöön tarkoitetuille laitteille tehdyistä testeistä. Mm. pudotus- ja tärinätestistä, vesitiiveyskokeesta sekä korkeiden ja alhaisten lämpötilojentesteistä laite suoriutui hyvin.

Mobiilijärjestelmä on hankittu jo n. vuosi sitten, mutta sen käyttöönotossa on ollut tiettyjä ongelmia. Viimeisimpien päivitysten ja koulutuksen myötä se on nyt kuitenkin saatu käyttöön. Sen odotetaan parantavan kunnossapidon dokumentointiastetta ja tätä kautta verkko-omaisuuden hallinta paranee. Tällöin myös saneeraussuunnittelu perustuu

todennettuun tietoon ja analyyseihin eikä arvauksiin tai oletuksiin. Tietoa laitteen käyttökokemuksesta ja kehitysideoista kappaleessa 4.

3.6 Mittaustietojärjestelmä

Mittaustietojärjestelmällä tarkoitetaan tässä EDM (Energy Data Management) järjestelmää, jonka päätehtävinä on mittaustiedon tallentaminen, käsittely ja eteenpäin välittäminen. Se on siis mittaustiedon hallintajärjestelmä. Mittaustiedon moninkertaistumiseen varautuminen on edellyttänyt EDM järjestelmän hankinnan myös VES:ssä. Järjestelmä ja sen integrointi kaukoluenta- ja asiakastietojärjestelmään ovat tällä hetkellä käyttöönottovaiheessa ja tuotantoon kokonaisuuden olisi määrä tulla syksyyn mennessä. Järjestelmä on Tietoenatorin toimittama. Se vastaa myös sähkökaupan vapauttamisesta seuranneisiin uusiin vaatimuksiin ja sisältää työkalut lukemien muodostukseen laskutusta varten, raportointiin sekä taseselvitysten laskentoihin. EDM:n olisi tarkoituksenmukaista olla jatkossa mittaustiedon ainut säilytyspaikka, josta muut sitä tarvitsevat sovellukset voisivat sitä hakea omiin tarpeisiinsa. Tähän asti asiakastietojärjestelmällä (Forum) on ollut keskeinen rooli myös mittaustiedon järjestelmänä. Asiakastietojärjestelmän ei välttämättä tarvitsisi jatkossa varastoida mittaus- ja mittalaitetietoa ollenkaan vaan voisi hakea sitä EDM:stä tarpeen mukaan mm. laskutukseen. EDM muokkaa ja laskee lukemat valmiiksi Forumille sen tarvitsemaan muotoon. VE:ssä on myös uuden asiakastietojärjestelmän määrittely- ja hankintaprojekti käynnissä. Tässä vaiheessa on määriteltävä järjestelmien vastuut ja niiden väliset rajapinnat tarkasti. Työn myöhemmässä osassa selvitetään tämän kokonaisuuden kehittämisvaihtoehtoja. EDM:n integroitavuuteen ja ominaisuuksien kehittämiseen on jatkossa myös kiinnitettävä huomiota. Esimerkiksi mahdollisten uusien tulevaisuudessa käyttöönotettavien kaukoluentajärjestelmien toimivuus sen kanssa, on keskeinen kysymys.

Lukematietoja EDM:ään saadaan useista lähteistä. Käsin luennat, kaukoluettavat pienasiakkaat ja kaukoluettavat tuntisarjat isoimmilta asiakkailta. Kaikki nämä on

pystyttävä vastaanottamaan ja käsittelemään. Tällä hetkellä EDM:ään ei vielä tallenneta kuin tuntisarjat, mutta syksyllä 2007 on tarkoitus ruveta viemään myös kaukoluettavat pienasiakkaat sinne automaattisesti. Käsin luettavien kohteiden vieminen EDM:ään on vielä auki ja riippuu myös asiakastietojärjestelmän uudistuksista. Tulevaisuudessa täydellinen siirtyminen kaukoluentaan tulee joka tapauksessa poistamaan lähes kokonaan käsin järjestelmiin syötettävät lukemat. Lukematiedot tallennetaan ja käsitellään EDM:ssä niiden tyypin mukaan. Tietojen hakemiseen EDM:stä on monipuoliset työkalut. Niitä voidaan hakea kohteen eri kriteereillä kuten mm. käyttöpaikan numerolla tai mittarin tunnuksella. Tarkasteltavaa aikaväliä voidaan rajata ja mittausarvojen suuruusluokkaa haarukoida. Tuntisarjoista voidaan piirtää graafisia kuvaajia ja lukemat voidaan siirtää suoraan Exceliin käsittelyä varten.

3.6.1 Jakeluverkon taseselvitys

VES:n velvollisuuksiin kuuluva jakeluverkon taseselvitys lasketaan EDM:ssä. Se tuli pakolliseksi verkonhaltijoille sähkömarkkinoiden avautuessa 1995. Siinä selvitetään verkkoyhtiön jakelualueella tapahtuva eri sähkömyyjä osapuolten myynti asiakkaille tuntitasolla. Nämä tiedot raportoidaan myyjien tasevastaaville sekä omalle tasevastaavalle. Lain mukaan yli 3 x 63 A asiakkailla taseselvitys täytyy perustua tuntimittauksiin. Pienasiakkaiden kohdalla käytetään kauppa- ja teollisuusministeriön määrittelemiä kolmeen kategoriaan luokiteltuja kuormituskäyriä.

Vuonna 2000 annettu asetus taseselvityksessä käytettävistä tyyppikuormituskäyristä määrittelee ryhmät seuraavasti:

- Ryhmä 1: Vakituisena asuntona käytettävät sähkönkäyttöpaikat, joissa sähkönkäyttö on pääasiassa asumiskäyttöä ja joiden vuotuinen kulutusmäärä on enintään 10000 kWh.
- Ryhmä 2: Vakituisena asuntona käytettävät sähkönkäyttöpaikat, joissa sähkönkäyttö on pääasiassa asumiskäyttöä ja joiden vuotuinen kulutusmäärä on yli 10000 kWh.
- Ryhmä 3: Muut kuin ryhmään 1 tai 2 kuuluvat sähkönkäyttöpaikat.

Summaamalla nämä saadaan kaikkien osapuolten osuudet kulutuksesta selville. EDM välittää nämä tiedot automaattisesti myyjille ja heidän tasevastaavilleen sähköisen EDIEL liikenteen avulla. Välitykseen käytetään Fingridin tarjoamaa välityspalvelua. EDM:ssä lasketaan myös VE:n energianhallintayksikön tasevastaavana toimimisen vastuulla oleva avoin toimitus VES:n verkkoon. Tästä lisää energianhallinta kappaleessa.

3.7 Kaukoluentajärjestelmä

Kaukoluentajärjestelmä on kokonaisuus, jonka muodostavat etäluettavat mittarit, keskittimet, tiedonsiirtoyhteydet ja palvelinlaitteisto. Kaukoluentajärjestelmän toteutustapoja on hyvin monenlaisia. Mittarit voivat toimia itsenäisesti olemalla suoraan yhteydessä palvelimeen tai keskittimen kautta esimerkiksi muuntopiiri kohtaisesti. Tiedonsiirtoyhteyksissä on myös useita eri vaihtoehtoja. GSM, GPRS ja PLC ovat käytetyimpiä tekniikoita. Mittarit voivat esimerkiksi olla PLC yhteydellä sähköverkon kautta yhteydessä keskittimeen ja sieltä on GPRS yhteys palvelimelle. Mittari voi olla pelkästään pulssiulostulolla varustettu laite, joka lähettää pulssin tietyn energiamäärän täyttyessä. Tällöin pulssien keruulaitteisto on erikseen. Nykyisin yleensä kuitenkin käytetään integroituja paketteja, joissa keruulaite on samassa ja haluttu lukematieto saadaan suoraan lähetettyä. Niissä voi olla toimintoja myös sähkönlaadun ja mittarin sisäisen toiminnan tarkkailuun. Ne sisältävät yleensä myös releen, jolla kytkentä- ja katkaisu toimenpiteet voidaan hoitaa etänä.

Kaukoluentajärjestelmän pääasiallinen tehtävä on kuitenkin välittää mittarin mittaama sähköenergiamäärä automaattisesti sitä tarvitseville sovelluksille jatkokäyttöä varten. Aikaisemmin kaukoluenta on lähinnä palvellut tuntimitattuja kohteita, jotka ovat pääsääntöisesti olleet isoja yrityksiä. Nyt kuitenkin kaukoluettavien pienasiakkaiden määrän räjähtävä kasvu tuo järjestelmän toimintaan uusia haasteita. Järjestelmän on kyettävä mittaamaan satojen mittareiden sijasta kymmeniä tuhansia. Kaukoluentajärjestelmän kannalta tuntimitatut kohteet ja pienasiakkaat eivät eroa

toisistaan ja ne liitetään järjestelmään samalla tavalla. Vain luentasykli on erilainen. Tuntisarjat siirretään järjestelmään kerran vuorokaudessa ja pienasiakkaiden lukematiedot suunnitelman mukaan noin kerran kuukaudessa. Luentasykliä on pienasiakkaiden kohdalla kuitenkin mahdollista tulevaisuudessa nostaa. VES:n käytössä on Landis & Gyr Enermetin toimittama AIM (Active Integration Management) kaukoluentajärjestelmä. Järjestelmän rajapintana toimii AIMIA (AIM Integration Adapter), jonka kautta tiedot välitetään eteenpäin ComC integraatioalustalle. Erillisenä luentajärjestelmänä on vielä käytössä Comsel, jolla hoidetaan Myyrmannin kaukoluenta ADSL yhteyden kautta. Siitä luopumista ollaan kuitenkin harkitsemassa, koska se aiheuttaa kohtuuttomasti työtä mittausten käsin muokkauksen suhteen. AIM välittää kaikki kausittaiset lukematiedot EDM:ään, joka hoitaa niiden tallennuksen. Forumissa on myös mahdollista tehdä online-kyselyitä reaaliajassa mittareilta. Forumiin on rakennettu tätä varten oma käyttöliittymä, joka kyselee lukemia suoraan AIM:lta. Näin asiakas voi kysellä lukemia asiakaspalvelusta koska haluaa ja vaikuttaa omaan sähkön käyttöönsä. Haetut lukemat voidaan pyydettäessä tallentaa myös EDM:ään. Forumissa tehdyt kytkentä- ja katkaisutapahtumat välitetään AIM:iin, joka ohjaa mittareiden releitä. Etäkatkaisun ja -kytkennän toteuttamista harkitaan kuitenkin vielä tiettyjen ongelmien takia. Esimerkiksi sähköturvallisuus ja kuormituksen arvioiminen päälle kytkennässä täytyy selvittää. Forumissa luodaan myös mittareiden asennus-, poisto- ja vaihtotapahtumat. Näistä saadaan tiedot myös Site Manager kenttävälineeseen, joita asennushenkilökunta käyttää tietojen kirjaamiseen. Siitä seuraavassa kappaleessa lisää.

3.7.1 Site Manager ja Task Manager

Site Manager on Empowerin mittareiden asennukseen tarkoitettu järjestelmä, joka sisältää PDA tyyppisen kenttävälineen. Se liittyy tiiviisti AIM kaukoluentajärjestelmään. Forumissa laadittu mittarin asennustehtävä siirtyvät ComC:n kautta AIMIA rajapintaan ja siitä Site Manageriin. Asentaja saa laitteesta tiedot asennustyötä varten. Kentällä välineeseen tallennetaan määritellyt tiedot. Näitä ovat mm. asennuksen kuittaus suoritetuksi, mittarin toiminnan testaus, uuden mittarin

alkulukema (jos ei kaukoluettava) ja vanhan mittarin loppulukema (jos vaihdetaan manuaalimittari kaukoluettavaan). Kaukoluettavien mittareiden vaihtotöissä ComC kyselee AIM:lta lukemat tallentaa ne EDM:ään asennusprosessin edellyttämällä tavalla.
Task Manager on AIM:n omien prosessien ajastukseen käytetty sovellus. Sillä voidaan graafisesti määritellä eri komentojen käynnistyminen ajastettuina AIM:ssa. Esimerkki ketjutetuista tapahtumista voisi olla lukemapyyntöjen vastaanotto, mittareiden luenta, tallennus ja lukemien toimittaminen eteenpäin EDM:lle.

3.8 Energiahallintajärjestelmä

Energianhallintajärjestelmänä (EHJ) voidaan pitää niitä työkaluja, joilla energiayhtiö hallitsee omaa energian hankintaansa ja sen kulutusta. Siihen kuuluu sekä sähkön, kaukolämmön ja maakaasun hallinta. Se ei ole verkkoyhtiön tehtäviin kuuluvaa toimintaa, mutta monet sähkönjakeluun kuuluvat prosessit toimittavat tietoa EHJ:n suuntaan ja toisinpäin. Siksi sähköverkkotoiminnan kannalta tärkeimmät toiminnot esitellään myös tässä.
VE:ssä EHJ sovellukset on laadittu omina Excel pohjaisina toteutuksina. EHJ palvelin käyttää SCADA järjestelmän historiatietokantaa, josta se hakee sähköasemamittauksia. Niiden ja ulkolämpötilaennusteiden perusteella se laskee ennusteita tulevalle sähkönkulutukselle. Tuloksia tallennetaan historiakantaan sekä SCADA palvelimille. Ennusteiden perusteella käyttökeskus säätelee energianhankintaa tunneittain. Myös sähköpörssin kaupankäyntiin on omat räätälöidyt sovellukset. EHJ palvelimelta on myös yhteys EDM:ään, jonne viedään ilmatieteenlaitoksen sivuilta haettu toteutunut ulkolämpötila, kiinteiden sähkökauppojen summat ja sähköasemien rajapistemittaukset. Näitä käytetään taseselvityksen tekoon. EDM:ssä lasketaan sähköasemien rajapistemittausten ja jakeluverkon taseselvityksen avulla avoin toimitus verkkoon.

3.8.1 Tasevastaavan rooli sähköverkon kannalta

Jokaisella jakeluverkolla täytyy olla tasevastaava, joka yleensä toimii myös verkon avoimena toimittajana. Avoin toimitus on sähkönmyyntiä, joka tasapainottaa verkon sähkötaseen. Ilman sitä sähköverkko ei voi toimia. Itse verkkotoiminta aiheuttaa taseen miinuspuolelle vain verkostohäviöt. Muut taseen osat muodostuvat energian hankinnan ja myynnin komponenteista.

Avoin toimitus verkkoon saadaan laskettua kaavasta:

avoin toimitus = rajapistemittaukset – ulkopuolinen myynti verkkoon

Tämä on absoluuttinen tulos, mikä ei sisällä avoimeen toimitukseen johtaneita komponentteja eriteltyinä. Energianhallinnan tehtävänä on jakaa avoimen toimituksen aiheuttamat kulut oikeille kustannuspaikoille. Verkon osalta avointa toimitusta voi aiheuttaa verkostohäviöennusteen ja toteuman erotus.

Jälkikäteen tehtävässä taseselvityksessä selvitetään, miten tasevastaavan asiakkaan energianhankinta ja kulutus ovat vastanneet toisiaan. Tässä on mukana myös verkkoyhtiön laskemat verkostohäviöt. Taseselvityksen tuloksena saadaan ali- tai ylijäämäinen sähkötase. Tämä sähkö ostetaan tai myydään ns. tasesähkönä Fingridiltä/-lle. Fingrid on siis tasevastaavan avoin toimittaja. Fingrid puolestaan laskee tämän jälkeen kaikkien Suomen tasevastaavien ja muiden pohjoismaiden kantaverkko-operaattoreiden taseiden sekä rajasiirtojen perusteella valtakunnan taseen. Tällä tavoin järjestettynä tasevastuurooli on katkeamaton. Tasevastaavana toimiva VE:n energianhallintayksikkö hoitaa VES:n sekä VE:n hankinta ja myynti organisaatioiden yhdessä muodostamaa sähkötasetta. Yleisesti tasevastaavalla voi olla myös useiden toimijoiden sähkötase selvitettävänä.

3.8.2 EDIEL liikenne

EDI (Electronic Data Interchange) on sähköistä, määrämuotoista ja automaattista tiedonsiirtoa tietojärjestelmien välillä. EDIEL on pohjoismaisena yhteistyönä kehitetty EDIFACT sanomiin perustava standardi sähkömarkkinoiden osapuolten väliseen tiedonvaihtoon. EDIFACT sanomia käytetään sähkökauppaan ja taseselvitykseen liittyvässä tiedonvaihdossa. Sitä käytetään myös sähkönmyyjän ja verkonhaltijan välillä sopimus, käyttöpaikka ja mittaustietojen välittämiseen. EDM:ssä on kattavat toiminnot EDIFACT sanomien ajastettuun luomiseen ja lähettämiseen. Jakeluverkon taseselvitykseen liittyvät EDIFACT sanomat muodostetaan ja lähetetään kaikki sieltä. EDIFACT sisältää eri tarpeisiin kehitettyjä standardimuotoisia viestejä. MSCONS viestit on tarkoitettu tuntimittausten ja kuormituskäyrien välittämiseen. Kiinteät toimitukset ja tilaukset markkinaosapuolille sekä tilaukset sähköpörssiin toimitetaan DELFOR ilmoituksina. Ne välitetään suoraan EHJ:stä EDIEL-liikenteen tarjoajan (tällä hetkellä Telia-Sonera) FTP palvelimelle, josta ne välittyvät eteenpäin. Niiden perillemeno varmistetaan käyttämällä APERAK kuittausviestejä. Asiakastietojärjestelmä Forum lähettää ja vastaanottaa PRODAT-sanomina asiakastapahtumiin liittyviä sopimus- ja käyttöpaikkatietoja.

3.9 Suunnittelun järjestelmät

Suunnittelun järjestelmiä ovat tukevat ohjelmistot, joilla suunnitellaan tulevan verkon ja sen laitteiden sijoittuminen maastoon. Verkon rakennetta ja sähköteknisten laitteiden valinta voidaan myös tehdä ohjelmistojen tuella. Myös esimerkiksi muuntamoiden layout-suunnittelua voidaan tehdä, mutta lähinnä käytetään urakoitsijoiden tarjoamia valmiita ratkaisuja niiden osalta. Sähköverkon suunnitteluprojektien apuna käytetään Xpower verkkotietojärjestelmää sekä CAD-ohjelmistoja (Computer Aided Design). Xpowerin avulla tehdään kohteiden yleissuunnittelua. Sillä luodaan kohteen verkkokartat, purkupiirustukset ja lasketaan suunniteltavan verkon sähköteknisten kriteerien täyttyminen. CAD piirto-ohjelmistoilla suunnitellaan kohteiden tarkat

sijainnit maastossa sekä muuntamoiden ja johtojen tarkempi rakennesuunnittelu. CAD ohjelmistoista käytössä on Microstation ja CADS (Sähkö CAD). Microstationia käytetään lähinnä katupiirustusten tekoon ja tarkkaan maastosuunnitteluun. CADS:llä voidaan suunnitella sähköteknisten laitteiden rakenne- ja julkisivupiirustuksia sekä layout-kuvia.

Suunnittelun tuloksena saadaan tarvittavat piirustukset ja vaatimukset komponenteista urakoitsijoille. Tästä eteenpäin projekti siirtyy rakennuttamiselle, josta tietoa seuraavaksi.

3.10 Rakennuttamisjärjestelmä

Koska käytännössä kaikki verkon rakennusprojektit toteutetaan ulkopuolisilla urakoitsijoilla, täytyy niiden hallintaan olla järjestelmä. Projektien suuresta määrästä johtuen olisi niiden hallinta ilman soveltuvaa tietojärjestelmää hankalaa ja aikaa vievää. Tarve rakennuttamisprojektien keskitettyyn hallintaan ilmeni SEU:n (Suomen Energia-Urakointi) perustamisen jälkeen kun omasta rakentamisesta luovuttiin. SEU on nykyisin Vantaan Energia Oy:n (26 %), Helsingin Energian (60 %) ja Lahti Energia Oy:n (14 %) omistama maan johtava energia-alan urakoitsija. VE:n silloinen sähköverkko-organisaatio lähti määrätietoisesti itse määrittelemään sopivaa rakennuttamiseen soveltuvaa järjestelmää. Yhteistyökumppaniksi valittiin ohjelmistotalo Bitmill Oy. Määrittelyiden pohjalta Bitmill Oy on tehnyt järjestelmän toteutuksen ja se otettiin käyttöön vuonna 2000. Nykyisin järjestelmä on käytössä myös Jyväskylän ja Helsingin Energiassa. Alkuaikojen jälkeen myös omasta materiaalien hankinnasta on luovuttu kokonaan.

Rakennuttamisjärjestelmän (RKJ) avulla hallitaan sähköverkon teettämiä rakennustöitä, niiden edistymistä sekä niihin liittyviä tilauksia, laskuja ja edelleenlaskuja. Rakennutettavat työt kirjataan järjestelmään hankkeina, joille työn osat annetaan komponenttiriveinä. Jakeluverkon suunnittelija yleensä perustaa hankkeen tehdyn suunnitelman perusteella. Hän määrittelee projektissa käytettävät komponentit ja niille

saadaan alustava hinta. Hinta on määritelty yksittäisille komponenteille urakoitsijoiden komponenttien keskihintana. Tämän jälkeen työn tilaaja valitsee hinnan ja urakoitsijan sopivuuden perusteella hankkeen toteuttajan. Järjestelmässä on valmiina VES:n käyttämien urakoitsijoiden määrittelemät listahinnat eri komponenteille. Esimerkiksi kaapelin hinta sisältää myös kaivuukustannukset. Näin eri urakoitsijoiden vertailu on helppoa ja hinta määräytyy yksikäsitteisesti. Hankkeet ja valittavat komponentit on luokiteltu kunnossapitoon, uudisrakennukseen, liittymisjohtoihin ja UV-hankkeisiin. Hankkeesta tuotetaan tilaus valituille urakoitsijoille ja saapuvat ostolaskut kohdistetaan komponenteille. RKJ:ssä on myös laajat hakutoiminnot hankkeiden etsintään ja niiden raportointiin. Raportteja voidaan laatia mm. budjetin seurantaan, laatuseurantaa, komponenttiluetteloja sekä muita työn toteutukseen liittyviä lomakkeita.

RKJ:ssä ei ole tarvetta materiaalin ja varaston hallinalle sähköverkon osalta. SEU:n perustamisen jälkeen osa materiaalien hankinnasta ja hallinnasta hoidettiin vielä itse, mutta siitä luovuttiin nopeasti kokonaan. Ainona poikkeuksena on kriisiajan valmiusvarasto, jossa on mm. muuntajia. Näin järjestämällä urakoitsija hoitaa projektit kokonaisvaltaisesti ja vastuunjako on selkeä.

3.10.1 e-tilausjärjestelmä

RKJ:ssä oleva e-tilausjärjestelmä mahdollistaa tarjouspyyntöjen, tilausten sekä laskutustietojen lähettämisen tilaajan ja urakoitsijan välillä sähköisesti. Sähköinen käsittely säästää merkittävästi kirjaustyötä ja paperimäärää, koska kirjaukset tehdään vain yhteen kertaan. Se myös nopeuttaa prosessin etenemistä. Urakoitsijoiden käyttöön on kehitetty ohjelmasta client-versio, joka hoitaa sähköisen liikennöinnin ja jolla saapuneita tilauksia ja tarjouspyyntöjä käsitellään. Liikenne hoidetaan siirtämällä FTP-yhteyden kautta määrittelyn mukaisia salattuja tiedostoja. Kaikista liikennöinneistä tehdään molemmissa päissä lokimerkinnät, joiden avulla voidaan virhetilanteissa jäljittää tapahtumaketjun yksityiskohdat. Urakoitsijoille sovelluksen käyttöönotto ei aiheuta kustannuksia. VES:n käyttämistä urakoitsijoista SEU käyttää järjestelmää jo

tällä hetkellä ja muut ovat tulossa sen piiriin aivan lähi kuukausien aikana. Tavoitteena on jatkossa saada myös kaikki uudet urakoitsijat e-tilausjärjestelmän piiriin.

3.11 Verkkokäskuohjaus ja viestijärjestelmät

Verkkokäskyohjaus (VKO) on sähköverkon kautta tapahtuvaa laitteiden ohjausta. VKO:n pääasiallinen tehtävä on moniaikatariffimittareiden ohjaukset sekä varaavien sähkölämmitysten ja käyttövesivaraajien päälle/pois kytkentä. Sillä hoidetaan myös Vantaan kaupunginalueen yleisen valaistuksen ohjaus. Tähän kuuluu katuvalot, kuntoradat, urheilukentät ja osa tielaitoksen pääteiden valoista. Erikoisuutena myös Helsinki-Vantaan lentokentän läheisyydessä olevien suurjännitejohtojen pylväissä olevia lentoestevaloja ohjataan VKO:lla.

VES:n VKO-järjestelmä on Saksalaisen Semagyrin valmistama. Sen perustan muodostaa käyttökeskuksessa oleva keskuslaite. Ohjaukset siitä viedään sähköasemilla oleville vastaanottimille VES:n valokuituverkon kautta. Vastaanotin on perusosiltaan tasa- ja vaihtosuuntaajista koostuva laite, joka muodostaa käskyistä 216,67 Hz signaalia. Tämä signaali syötetään 20 kV kiskoon päämuuntajakohtaisesti. Koodatut sanomat välittyvät jakelumuuntajien yli asiakkaiden ja valaistuksen verkkokäskyvastaanottimille. VES:n verkossa on n. 20000 vastaanotinta. Keskuslaitteella pyörii ajastettuina ohjelmina eri ryhmien päälle ja pois kytkennät. Ryhmiä voidaan järjestelmässä luokitella perusryhmän, ryhmäosoitteen ja käskyparin avulla. Esimerkiksi kuormituspiikin välttämiseksi illalla sähkölämmitykset ja vesivaraajat kytketään päälle porrastetusti. Käyttökeskuksesta voidaan myös tehdä käsin lähetyksiä keskuslaitteelta jos ohjaus ei ensi yrittämällä mene perille. Käsin lähetyksiä käytetään myös ulkovalaistusverkon lampun vaihtojen yhteydessä, jolloin niitä sytytetään päiväsaikaan tarkastusryhmittäin.

3.11.1 Verkkokäskyjärjestelmän tulevaisuus

VES:n nykyisen verkkokäskyjärjestelmän keskuslaitteisto sekä osa sähköasemien lähetinlaitteista on seuraavan 10 vuoden aikana tulossa tiensä päähän ja niiden uusiminen vaatii mittavia investointeja. Uuden VKO keskuslaitteiston on arveltu maksavan n. 50 00 € ja sähköasemien lähetinlaitteiden n. 70 00 € kappaleelta. Yhtenä mahdollisuutena on korvata verkkokäskyjärjestelmä kaukoluettavien mittareiden tarjoamilla mahdollisuuksilla. Kaukoluettavien mittareiden olisi tällöin kyettävä suorittamaan kaikki nykyisen VKO laitteiston toimenpiteet. Lähtökohtana on pidettävä mittarien sisäistä kalenteria, jolla voitaisiin ohjata tariffeja. Tällöin kalenteri voisi olla hyvinkin yksinkertainen, koska tariffiohjaukset tapahtuvat aina vakio aikaan. Lämmityksen ohjauksen lähtökohtana puolestaan on, että mittarissa täytyisi olla kytkennän ja katkaisun suorittava rele. Myös tätä voitaisiin ohjata mittarin omalla sisäisellä kalenterilla. Lämmitysten ohjaus vaatisi mahdollisuutta ryhmitellä ohjaukset eri viikonpäiville. VES:llä viikkokierto-ohjelmia on kolme erilaista ryhmää ja ryhmien ohjausaikoja kierrätetään kerran vuodessa, jolloin asiakkaat ovat tasa-arvoisessa asemassa. Mittareissa tulisi olla ohjelma koko kolmen vuoden kierrolle tai sitten ohjelmia olisi oltava mahdollista muuttaa etäohjauksena. Aivan viimeaikaisten kaavailujen mukaan kierrosta voitaisiin kuitenkin luopua ja vakio viikko-ohjelma pitää asiakkaalla pysyvästi. Etäohjauksena voitaisiin myös tehdä pakko-ohjauksia tilanteissa, jossa mittari ei jostain syystä suorita automaattisesti haluttua toimenpidettä. Valo-ohjauksen toteuttaminen kalenterilla on ongelmallista, koska sammutus ja sytytyshetki vaihtelevat vallitsevan pilvisyyden ja sateisuuden mukaan. Auringonnousun ja -laskun vuosikierto tunnetaan, jolloin se olisi ohjelmoitavissa kalenteriin jopa vuorokauden tarkkuudella. Pilvisyydestä aiheutuvat korjaukset voitaisiin tällöin tehdä etäohjauksena pilvisyysennusteen mukaan esimerkiksi edellisenä päivänä. Toisaalta pilvisyyden ja sateisuuden merkitys ei välttämättä ole ratkaiseva tekijä ohjauksen kannalta. Monissa yhtiöissä jo nyt käytetään vakio aikoja sytytykseen ja sammutukseen. Toinen vaihtoehto olisi pakko-ohjata mittareita suoraan hämäräkytkimellä nykyiseen tapaan, mutta tällöin

kysymykseksi nousee kuinka nopeasti ohjaukset isolle joukolle valaistuskeskusten mittareita saadaan.

Tällä hetkellä katkaisureleellä ja kalenterilla varustettuja mittareita asennetaan VES:n verkon kuormanohjauskohteisiin Itä-Vantaan alueella, jonne myös uutta sähköasemaa on suunniteltu. Tavoitteena olisi, että sinne ei VKO laitteistoa enää hankita. Asennuksia on tätä kirjoittaessa tehty n. 1000 kohteeseen. Tarkoitus on pitkällä tähtäimellä korvata VKO järjestelmä koko verkkoalueella. Korvaustilanteessa on 20 kV jakorajojen asettelut mietittävä tarkasti. Tällöin ei vielä VKO:ta tarvitsevia kulutuspisteitä tule liittää asemille joiden laitteisto on jo purettu pois. UV-verkon ohjauksen toteuttaminen tulevaisuudessa, on vielä neuvottelun alla Vantaan kaupungin kanssa. Myös mahdollisia uusia mittarityyppejä tulevaisuudessa valitessa, täytyy kuormanohjaus pitää niiden ehdottomana vaatimuksena. Tähän mennessä asennetuista kohteista saadut kokemukset ovat olleet pääasiassa hyviä. Kuormanohjaukset ovat toimineet hyvin aivan muutamia mittareita lukuun ottamatta. Suurimmat hankaluudet ovat liittyneet mittareiden asennukseen, johtuen vanhojen pientalokohteiden kirjavista sähköistystoteutuksista.

Viestijärjestelmät

VES:ssä sähköverkon viestijärjestelmillä tarkoitetaan omaa valokuituverkkoa kaikkine siihen liittyvine laitteineen sekä Virve-verkossa (viranomaisverkko) toimivia tetra-puhelimia. Normaalit puhelinjärjestelmät ovat myös tärkeä osa arkipäivän viestinnän hoitamista.

3.11.2 Viestiverkko (valokuituverkko)

Niin kuin aikaisemmin on kerrottu, valokuituverkko on tällä hetkellä pääasiassa käytönvalvonta- ja verkkokäskyjärjestelmän sekä voimajohtojen suojaukseen käytettävien differentiaali- ja distanssireleiden tiedonsiirto kanava. Verkko toimii myös kulunvalvonnan ja toimistojen ATK-verkon yhdistäjänä eri toimipisteissä. Pääosa verkosta on toteutettu 110 kV pylväissä kulkevilla valokuitujohdoilla. Optiset kuidut

ovat yksimuotokuituja ja käytetty aallonpituus on 1300 nm. Kussakin kaapelissa on 6, 8, 18 tai 30 kuitua. Yhteenlaskettu kuitumäärä on 720 km. Hämeenkylän ja Kaivokselan pienten kytkinasemien yhteys on toteutettu kuparilla ja käyttökeskuksen ja Tammiston välisenä varayhteytenä toimii myös vanha mikroaaltolinkki. Ennen KVJ:n uudistusta 1991 koko järjestelmän tiedonsiirtoyhteydet perustuivat mikroaaltolinkkeihin. Koska sähköverkon tietoliikenneverkko vaatii erityistä häiriösietoisuutta ja luetettavuutta, kanavat on varmistettu silmukkamenetelmällä. Tämä tarkoittaa, että joka sähköasemalle pääsee verkossa kahta reittiä, jotka on luokiteltu pää- ja varareiteiksi. Siirrettävää dataa kulkee jatkuvasti kumpaakin kautta ja paikalliset haaroittimet tarkkailevat onko reitti kunnossa. Jos vika havaitaan, siirtyy haaroitin automaattisesti käyttämään toista yhteyttä. Yhteydet ovat pääasiassa 8 megabitin PCM-koodausta käyttäviä väyliä. Verkon laitteita ovat Nokian valmistamat digitaaliset kanavointi- ja siirtolaitteet. 8 megabitin väylät jaetaan ensin 2 megabitin suuruisiksi ja siitä edelleen pilkotaan multipleksereillä 64 kilobitin kanaviksi. Nämä muutetaan joko useiksi datakanaviksi tai yhdeksi normaaliksi analogiseksi puhekanavaksi. Analogiset kanavat ovat vain verkkokäskyjärjestelmän käytössä.

Tulevaisuudessa valokuituverkon käyttömahdollisuuksia olisi tarkoitus laajentaa. Esimerkiksi valvontatarkoituksiin soveltuvan videokuvan välittäminen sähköasemilta on tutkittavan arvoinen mahdollisuus. Tämä voitaisiin toteuttaa esimerkiksi ulottamalla IP-pohjainen ethernetverkko sähköasemille kuituverkon kautta. Myös relekoestukset voitaisiin purkaa testilaitteilta tällöin suoraan paikanpäällä toimistoverkon levyalueelle. Pullonkaulaksi tässä toteutuksessa muodostuisivat kuitenkin kuituverkon solmulaitteet, jotka eivät kapasiteetiltään tällä hetkellä vastaa uusia tarpeita. Näiden uusiminen tulisi siis eteen jos uusia toteutuksia halutaan ottaa käyttöön.

3.11.3 Virve

Virve on viranomaisten käyttöön kehitetty digitaalinen ja salattu yleiseurooppalaiseen TETRA-standardiin perustava verkko. Se on myös maailman ainut valtakunnallinen TETRA-verkko. Aikaisemmin eri viranomaisilla on ollut käytössä erilaisia

erillisverkkoja. Verkko toimii taajuudella 380 – 400 MHz eli selkeästi alempana kuin esimerkiksi GSM tai UMTS. Tällöin kalliita tukiasemia tarvitaan harvempaan. Se on myös huomattavasti paremmin salattu ja toiminnaltaan luotettavampi kuin perinteiset viestijärjestelmät. Virve sisältää erilaisia viranomaisten käyttöön kehitettyjä palveluita, joita ei aikaisemmissa erillisverkoissa ole ollut. Näitä ovat mm. ryhmäliikenne, suojattu yksilöpuhelu, hätäkutsu ja automaattipaikannus. TETRA-puhelimilla voidaan käyttää ryhmäpuhelua työryhmän sisällä kuten perinteisellä radiopuhelimella, tai soittaa yksilöpuheluja matkapuhelimesta tutulla tavalla. Puhelut yleisiin puhelinverkkoihin (GSM, lankapuhelimet) ovat myös mahdollisia. Ryhmät voivat olla kiinteitä tai tilannekohtaisia. Järjestelmään valmiiksi määriteltävillä statusviesteillä voidaan välittää toistuvia ilmoituksia ja tekstiviesteillä yksittäisiä asioita. VES:llä on tällä hetkellä käytössä 25 TETRA-puhelinta. Niiden todellinen käyttöarvo on vakavissa kriisi- ja häiriötilanteissa, mutta niitä käytetään kuitenkin myös arkipäivän viestinnän hoitamisessa varsinkin käyttötoiminnan piirissä. Tällöin rutiini puhelimien sujuvaan käyttöön pysyy vahvana. VE:n kaukolämpötoiminta ja Martinlaakson voimalaitos ovat myös ottamassa TETRA-puhelimia käyttöön, jolloin sähköverkon, kaukolämmön ja voimalaitoksen viestintä yhteisissä häiriötilanteissa helpottuu.

3.12 Asiakastietojärjestelmä

Perinteisessä mielessä sähköyhtiön asiakastietojärjestelmä (ATJ) on sisältänyt perustiedot asiakkaista, sopimuksista, sähkönkäyttöpaikoista, mittarilukemista, kulutushistoriasta ja näiden kautta vuosienergioista. Sen tehtävänä on hallita näiden perusteella sopimuksia, laskujen muodostusta ja laskutuksen seurantaa. ATJ on myös asiakaspalvelun operatiivinen järjestelmä, jota palvelukeskus käyttää tietojen hakuun ja syöttämiseen. Tämän takia ATJ:n tulisi olla selkeä ja nopeakäyttöinen järjestelmä. ATJ liittyy kaikkiin energiayhtiön toimintoihin, koska asiakasta palvellaan kokonaisvaltaisesti. Tässä käsitellään lähinnä sitä sähköverkon asiakkuuden kannalta. VE:n käytössä on Tietoenatorin Forum järjestelmä. Forumin käyttöliittymä muodostuu

lomakkeista, joilla luodaan eri prosesseihin liittyviä tapahtumia. Näitä tapahtumia ketjuttamalla saadaan haluttu kokonaisprosessi vietyä läpi. Kappaleessa 5 on tarkemmin kuvattu ATJ:n tapahtumaluontia ja sen osuutta mittauksen järjestelmäkokonaisuudessa. ATJ:stä on liityntöjä mittaustietojärjestelmään, kaukoluentaan, verkkotietojärjestelmään ja taloushallintoon. VTJ:ään siirretään asiakkaiden perustiedot vuosienergioineen. Näitä käytetään verkon sähkötekniseen laskentaan. ATJ:n täytyy myös kyetä toimimaan vapaiden sähkömarkkinoiden edellyttämällä tavalla. Lähinnä tämä tarkoittaa sopimus- ja käyttöpaikkatietojen sähköistä käsittelyä ja välittämistä toimijoiden välillä. VE:ssä on vireillään myös laaja ATJ:n uudistamisprojekti, jossa eri järjestelmien rooleja ja suhdetta ATJ:in määritellään uudestaan. Forum tulee kuitenkin varmasti toimimaan rinnalla vielä pitkään uuden järjestelmän valinnan jälkeenkin. Isoja kysymyksiä on vielä EDM mittaustietojärjestelmän suhde sekä materiaalihallinnan osuus mittaritiedon säilytyksen osalta. Työn loppuosassa on tarkoitus myös tätä kysymystä selvittää. Näiden määrittelyjen pohjalta kilpailutetaan ja valitaan uuden ATJ:n toimittaja.

3.13 Verkkoyhtiön tietojärjestelmien varmuuskopiointi

Sähköverkkoyhtiön käytössä on lukuisia tietojärjestelmiä joista osa on hyvinkin kriittisiä sähkönjakelun toimivuuden ja tätä kautta koko yhteiskunnan toiminnan kannalta. Myös liiketoiminnan kannalta kriittinen informaatio on varastoituna näihin järjestelmiin. Diplomityön edetessä on erääksi kysymykseksi noussut tietojärjestelmien varmuuskopioinnin tilanne. Vastuut on jaettu VES:ssä niin, että osan järjestelmistä varmuuskopioinneista vastaa emoyhtiön tietotekniikkaosasto ja osan hoidosta VES itse. Verkkoyhtiöllä itselläänkin tulee kuitenkin olla tarkkaa tietoa kaikkien järjestelmien tilanteesta, jotka koskettavat sen toimintaa. Nämä auttavat riskien kartoituksessa ja mahdollistavat heikkojen kohtien löytymisen. Seuraavaksi esitellään yleisimmät järjestelmien varmistukseen käytetyt tavat ja niiden soveltaminen eri kohteissa.

Järjestelmien tieto voidaan jakaa itse ohjelmiston pyörittämiseen tarvittavaan dataan ja sen asetuksiin sekä varsinaiseen järjestelmällä käsiteltävään tietoon. Molempien varmistaminen on tärkeää tehokasta suojausta suunniteltaessa. Kaikki kriittinen tieto on yleensä varastoituna tietokantoihin. Tietokannat sisältävät tiedot yksittäisistä komponenteista (esim. VTJ:n verkon laitteet tai ATJ:n asiakastiedot) sekä yleensä myös järjestelmän asetuksista (esim. näytetäänkö taustakartta). Näistä huolehtiminen onkin keskeisimmällä sijalla varmistuksia suunniteltaessa. Yleisesti SQL muotoisten relaatiotietokantojen varmistukseen käytetty metodi on ottaa niin sanottu dumppi koko kannasta. Dumpin muodostukseen käytetään käytössä olevan kannan mukaisia SQL-työkaluja. Muodostettu dumppitiedosto sisältää koko kannan informaation pakattuna yhteen varmistustiedostoon (yleensä tiedostoilla .cmd pääte). Dumppi on image tyyppinen kuvaus koko kannasta. Se sisältää siis sekä datan, että rakenteen. Dumppitiedosto voidaan palauttaa alkuperäiseksi kannaksi purkamalla se vastaavilla SQL-työkaluilla. Windows NT ja Server pohjaisten palvelimien kanssa käytetään käyttöjärjestelmän omaa NTbackup varmistusta. Sillä saadaan järjestelmän senhetkinen tila varmistettua. NTbackup tiedostot ovat .bkf päätteisiä ja ne palautetaan Windowsin omalla varmistusohjelmistolla. Yleensä järjestelmää varmistettaessa ajetaan kannasta dumppi ja järjestelmäntila varmistetaan NTbackup scriptillä tai järjestelmän omalla muulla varmistuksella. Menetelmät ovat hyvin toistensa kaltaisia ja pohjautuvat molemmat varmistus image:n luomiseen. Niitä ajetaan ajastettuna tietyn scriptitiedoston mukaan. Toisena metodina VES:n tietojärjestelmien kantojen varmistukseen käytetään Symantec:in LiveState Recovery ohjelmistoa. Se on suunniteltu Windows pohjaisten järjestelmien täydelliseen varmuuskopiointiin ja niiden palauttamiseen. Sen keskeisiä ominaisuuksia ovat:

- levypohjainen varmistus.
- järjestelmän täydellinen bare metal -palauttaminen.
- mahdollisuus palauttaa erityyppisille laitteistokokoonpanoille.
- valvomaton käyttö.

Bare metal -palautus tarkoittaa, että systeemi voidaan palauttaa ilman esiasennettua käyttöjärjestelmää tai muita ohjelmistoja. Erityyppisille laitteistokokoonpanoille palauttaminen puolestaan mahdollistaa minkä tahansa Windows palvelimen tai työaseman palauttamisen mille tahansa PC-pohjaiselle laitteistokokoonpanolle (olettaen, että laitteiston tehot riittävät). Tätä kautta järjestelmänvalvojien ei tarvitse huolehtia palautuksesta identtiselle laitteistoalustalle katastrofitilanteissa, jossa esimerkiksi keskeinen palvelin on hajonnut. Osalla järjestelmistä on käytössä myös omia järjestelmän sisään toteutettuja varmistustapoja. Näissäkin ideana on kuitenkin luoda pakattu tiedosto, joka sisältää niin järjestelmän kannan datan ja rakenteet sekä itse järjestelmän ja sen asetukset. Eri menetelmiä käytetään ristiin riippuen järjestelmän kokoonpanosta ja sen tärkeydestä. Varmuuskopiointeja tehdessä yleensä esimerkiksi kerran viikossa voidaan ottaa full bakcup ja muina päivinä vain muuttuneet tiedot (ns. inkrementaalit). Tällä saavutetaan nopeusetua ja levytilaa voidaan säästää. Haittana tässä on hitaampi palauttaminen, koska tällöin tarvitaan viimeisin full backup varmistus sekä kaikki sen jälkeen otetut inkrementaalit.

Järjestelmien varmuuskopio tiedostojen keskitettyyn hallintaan on hankittu niin sanottu VAPA-palvelin (Varmennus Palvelin). Eri järjestelmien tuottamat backup imaget imuroidaan VAPA-palvelimelle aina niiden muodostuksen yhteydessä. Suurimman osan varmistuksien konfiguroinnista ja ajastuksista voidaan myös hallita sen avulla.

Levyille varmistuksen lisäksi tiettyjen kriittisten järjestelmien tiedot otetaan vielä erikseen nauhalle. Nauhavarmistukseen käytetään CA:n (Computer Associates) Arcserve ohjelmistoa tai järjestelmän omaa nauhalle ajoa. Varmistettuja nauhoja siirretään määräajoin toisiin tiloihin säilytettäväksi tulipalovaaran vuoksi.

Verkkoyhtiön tärkeimpien operatiivisten järjestelmien SCADA:n ja historiatietokannan varmistus on toteutettu kuumavarmentamalla palvelimet niin kuin aikaisemmassa kappaleessa on kerrottu. Myös nauhavarmistusta käytetään niiden yhteydessä. Seuraavaksi listattuna VES:n tärkeimpien tietojärjestelmien varmennustavat ja niiden syklit.

Konsernin tietotekniikkapalvelut hoitaa:

Verkkotietojärjestelmä Tekla Oy:n Xpower:

- Dumppi ajastettuna joka päivä.
- LiveState Recovery varmistus joka päivä.
- Nauhavarmistus Arserve ohjelmistolla.
- Imaget siirretään VAPA-palvelimelle.

Käytöntukijärjestelmä Tekla Oy:n Xpower DMS:

- Komponenttitiedot Xpowerin tauluissa, joten sen varmistukset menevät Xpowerin kannan varmistusten yhteydessä.
- DMS-palvelin varmistetaan LiveState Recoveryllä.
- Full base backup sunnuntaisin ja muuttuneet tiedot muina päivinä.
- Varmistukset VAPA-palvelimelle.

Mittaustietojärjestelmä Tietoenatorin EDM:

- Dumppi ajastettuna joka päivä.
- NTbackup scripti ajastettuna joka arkipäivä.
- Imaget siirretään VAPA-palvelimelle.

Kaukoluentajärjestelmä Enermetin AIM:

- Järjestelmän oma backup imagen luonti kannasta päivittäin.
- LiveState Recovery varmistus joka päivä.
- Nauhalle varmistus joka arkipäivä.

Asiakastietojärjestelmä Tietoenatorin Forum:

- NTbackup scripti ajastettuna joka päivä.
- Siirretään VAPA-palvelimelle.

VES hoitaa itse:

Käytönvalvontajärjestelmä Netcontrolin Sifix:

- Jatkuva kuumavarmennus toiselle palvelimelle.
- Yhdeltä työasemalta kahden viikon logitiedot historiapalvelimelle, jossa oma varmistus.
- Vuosittain koko järjestelmän nauhavarmistukset Netcontrollin toimesta.

Historiatietokanta:

- Jatkuva kuumavarmennus toiselle palvelimelle.
- Jatkuvana pyörivä nauhavarmistus muuttuneista tiedoista.
- Kerran viikossa täydellinen kannan varmistus nauhalle.

3.13.1 Varmuuskopioinin kehittäminen

VES:n tietojärjestelmien varmuuskopiointi näyttäisi tämän hetken tilanteen perusteella olevan erittäin hyvässä hallinnassa. Tietokantojen täydelliset päivittäiset varmistukset ja LiveState Recoveryn tuoma palautus suoraan ”kylmään rautaan” luovat edellytykset liiketoiminnan jatkumiselle vakavissakin laitevaurioissa. Varmistusmäärien jatkuvasti kasvaessa ollaan VAPA-palvelimelle hankkimassa lisää levytilaa. Myös LiveState Recovery ollaan samassa yhteydessä päivittämässä uuteen versioon. Nämä osaltaan turvaavat varmuuskopioinnin jatkuvuuden ja pysymisen kehityksessä mukana.

Käytönvalvontajärjestelmän varmistusten hallinnan pitäminen verkkoyhtiöllä itsellään on jatkossakin suositeltavaa, sen operatiivisin merkityksen kannalta. Verkkoyhtiön on myös määräajoin hyvä tarkastaa omien järjestelmiensä varmistustilannetta konsernin tietotekniikkapalveluilta. Näin säilyy kokonaiskäsitys tilanteesta myös jatkossa. Myös uusia järjestelmiä hankittaessa on niiden varmistusasiat hyvä selvittää hankinnan yhteydessä. Yleensä nykyaikaisten ohjelmistojen kohdalla varmistusten säätäminen omiin tarkoituksiin sopivaksi onnistuu joustavasti.

3.14 Tietojärjestelmien kytkeytyminen

Yksittäiset tietojärjestelmät ovat suunniteltu toteuttamaan tietyn osakokonaisuuden muodostavia tehtäviä. Järjestelmät kuitenkin liittyvät käytännössä aina suurempaan toimintaprosessien kokonaisuuteen ja verkottumalla muodostavat alan toiminnan. Tietojärjestelmät tarvitsevat informaatiota syötteeksi toisista järjestelmistä ja tuottavat sitä taas eteenpäin muiden käyttöön. Näin järjestelmät kytkeytyvät toisiinsa tiedonvaihdon kautta.

Tähän asti suurin osa sähköverkkoalalla käytössä olevista järjestelmistä on toiminut omana yksikkönään ja tarvittava informaatio niiden välillä on siirretty käsin esimerkiksi siirtotiedostojen kautta. Viimeaikoina yleisesti tietojärjestelmäkehityksen suureksi puheenaiheeksi on noussut integraatio. Yksinkertaisimmillaan integraatio voidaan ymmärtää informaation kontrolloidusta liikuttamisesta paikasta toiseen. Integraatio ei kuitenkaan ole vain koneiden vaihtaman informaation yhtenäistämistä. Se on tapa rakentaa tehokas arkkitehtuuri, jonka avulla liiketoiminnan vaatimukset kyetään siirtämään tekniseksi toteutukseksi. Integraatio on osa muutosprosessia, jolla pyritään kehittämään toimintatapoja. Integrointityössä kohdattavat haasteet eivät ole pelkästään teknisiä, joten se on tietohallinnon, prosessien omistajien ja ohjelmistokehittäjien yhteinen asia. Integraatioarkkitehtuurin tehtävänä on luoda ne puitteet, joiden varassa tietotekniset järjestelmät toimivat tehokkaasti yhdessä. Teknisellä tasolla huolehditaan eri järjestelmien ja käyttäjien välisen kommunikaation toteutuksesta. Tässä toiminnassa tärkeässä asemassa ovat prosessit. Yrityksen liiketoimintaprosesseja vastaavat integraatioprosessit kontrolloivat informaation siirtämistä eri järjestelmien välillä. Integraatio tulee organisaatiossa yleensä ajankohtaiseksi tietojärjestelmiä hankittaessa ja ylläpidettäessä. Myös sähköverkon järjestelmien osalta kehitys on lähtenyt liikkeelle. Keskeisenä pyrkimyksenä on saada informaation tallennus ja hakeminen mahdollisimman pitkälle keskitetyksi ja automatisoiduksi varsinkin rutiiniprosessien osalta.

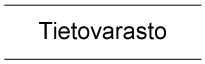
3.14.1 Kytkeytymiskartta

Työn keskeisenä tehtävänä on ollut kartoittaa VES:n tällä hetkellä käytössä olevien tietojärjestelmien tilannetta. Tavoitteena on ollut laatia kaaviokuvaus järjestelmistä ja niiden välisistä tiedonvaihto yhteyksistä. Tietovirtakaavioiden avulla voidaan kuvata järjestelmässä käsiteltävän tiedon kulku, varastointi ja käsittely. Tekniikka usein sisällytetään Unified Modeling Language standardiin (UML), vaikka se ei virallisesti siihen kuulukaan. UML on Object Management Groupin (OMG) vuonna 1997 standardoima graafinen mallinnuskieli. Tietovirtakaaviotekniikka soveltuu kuitenkin erinomaisesti järjestelmän toiminnan hahmotteluun. Kaavion laatimiseen on valittu yleisesti käytössä oleva notaatio, jossa järjestelmät ja niiden väliset tiedonvaihtoprosessit kuvataan standardi elementtien mukaan. Järjestelmän toteutus on laadittu Microsoft Visio kuvausohjelman tarjoamilla tietovirtakaavio elementeillä. Seuraavaksi esitellään kaavion laadintaan käytetyt komponentit ja niiden merkitys tiedonvaihdossa. Notaatio ei ota kantaa miten tiedonvaihtoprosessi on toteutettu. Tietovirtojen tarkemmat kuvaukset kuulevat yleensä jo ohjelman toteutuksen kuvaamisen piiriin. Vakio mallia on myös hieman sovellettu vastaamaan tämän kuvauksen tarpeita. Tässä yhdistellään osittain järjestelmiin liittyviä toimintaprosesseja sähköisten tietovirtojen joukkoon. Näin on tehty lähinnä oleellisesti järjestelmään vaikuttavien toimintojen kohdalla.

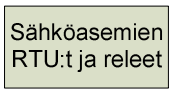
Käytetyt elementit:

Transformaatio kuvaa informaatiolle tehtäviä käsittelytoimenpiteitä tai kertoo mitä tietoa ollaan siirtämässä. Yleensä se kuvaa tiedon muuttumista toiseksi. Se voidaan myös ymmärtää järjestelmien väliseksi prosessiksi. Transformaation toteuttaa laitteisto tai ihminen.

Eri tietojärjestelmät kuvataan sinisillä soikioilla. Tietojärjestelmä voi olla esimerkiksi ohjelmistokokonaisuus tai puhelinjärjestelmä. Se käsittää kaikki siihen kuuluvat laitteet ja ohjelmistot.

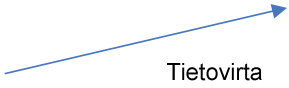


Tässä kuvauksessa tietovarastolla kuvataan lähinnä järjestelmien käyttämiä tietokantoja. Kuvaus voi myös tarkoittaa mitä tahansa tietovarastoa, esimerkiksi paperista arkistoa.

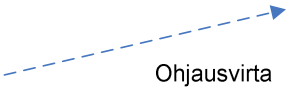


Terminaattori on tiedon päätepiste tai alkulähde, jonka taakse kuvausta ei uloteta. Terminaattori voi olla joko ihminen tai laitteisto.

Tietojärjestelmään kiinteästi liittyvä sovelluksen osa tai rajapinta, joka on haluttu eriksen nostaa esiin sen merkityksellisyyden vuoksi.

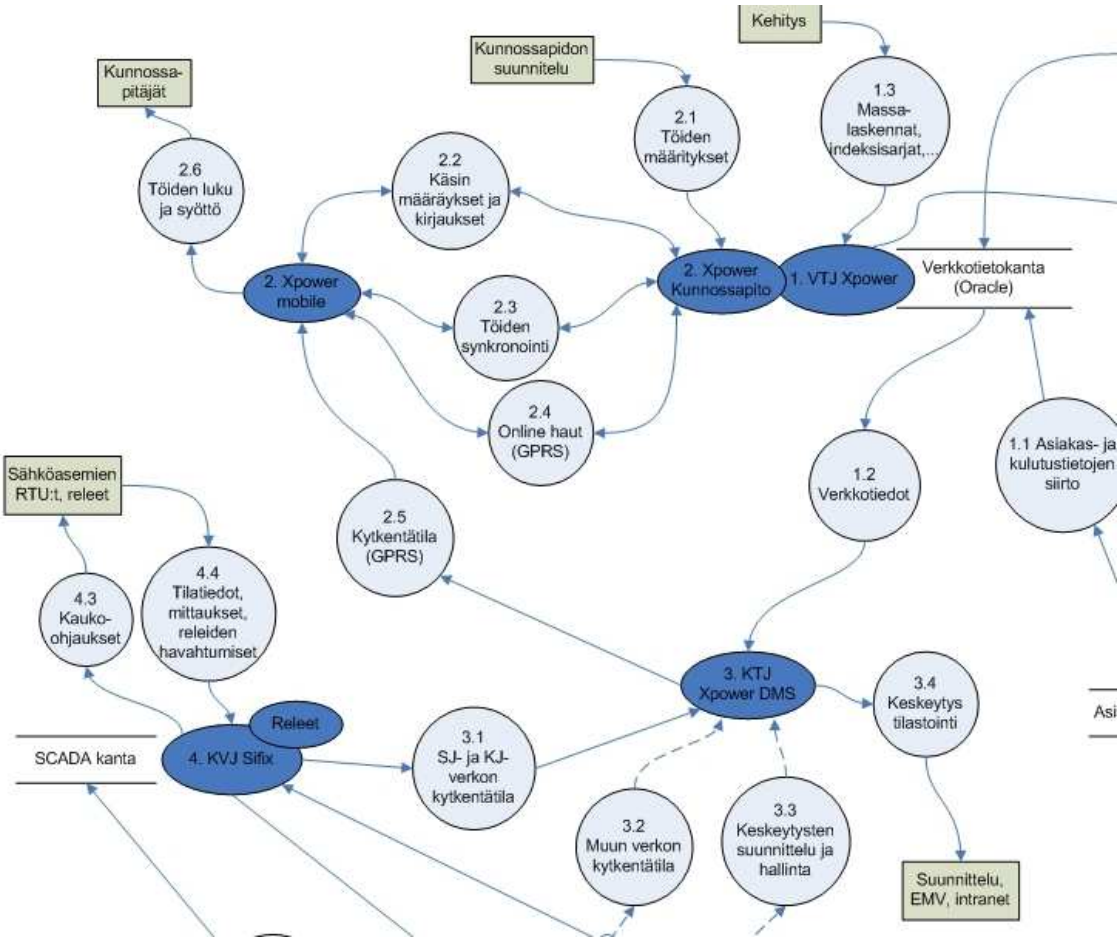


Tietovirta kuvaa järjestelmien välisiä informaatio virtoja. Tiedonvaihto niiden välillä voi olla joko täysin automaattista tai siihen voi liittyä ihmisen tekemää työtä. Nuolen suunta kertoo informaation suunnan ja se voi olla myös kaksisuuntaista.



Ohjausvirta kuvaa prosessien käynnistymistä ja lopetusta. Se voi olla esimerkiksi ihmisen käynnistämä toimenpide.

Seuraavaksi esimerkkikuva osasta laadittua kaaviokokonaisuutta. Varsinainen kaavio ja tarkemmat selitykset transformaatioiden sisältöön löytyvät liitteinä työn lopusta.



Kuva 6. Osa laadittua tietovirtakaaviota

4 Järjestelmien kehittäminen

Diplomityön keskeisenä tavoitteena on ollut kartoittaa verkkoyhtiön käytössä olevia tietojärjestelmiä, niiden toimintaa ja mahdollisia kehittämiskohteita. Työn edetessä on muodostunut hyvä kuva järjestelmien toiminnasta omassa tehtävässään sekä myös niiden roolista kokonaisuuden kannalta. Kiinnostavimmat kysymykset liittyvätkin juuri uusien järjestelmien käyttöönottoon ja ominaisuuksiin sekä niiden välisiin rajapintoihin ja tiedonvaihtoon. Myös suoritettavien tehtävien vastuunjako ja tiedon säilytys eri järjestelmien välillä on muutamissa kohteissa noussut esille. Tässä kappaleessa on tarkoitus esitellä muutamia kehittämiskohteiksi valittuja ongelmia sekä etsiä niihin ratkaisuehdotuksia ja pohjustaa niitä mahdollisia jatkoselvityksiä varten.

Kehittämiskohteet VES:n tietojärjestelmissä

Kehittämiskohteiden valitseminen on tapahtunut käyttäjien haastatteluiden sekä järjestelmäkartoituksen yhteydessä esiin nousseiden ongelmien pohjalta. Kehittämiskohteiden esiin saaminen ja valitseminen eivät ole olleet helppoja, koska käyttäjien tottumukset järjestelmien rutiineihin ovat vahvat ja parannuksia on vaikea kaivata. Myös valmiisiin ohjelmistoihin tehtävät muutokset tulevat kyseeseen lähinnä järjestelmien uusimisen yhteydessä. Esille nousseet kohteet ovat hyvin erilaisia ja edustavat sähköverkkotoiminnan eri osa-alueita. Seuraavaksi esitellään valitut kohteet ja pohjustetaan niiden ratkaisuja.

4.1 Mittauspalveluiden tietojärjestelmätilanteen kehitys

Mittauspalveluiden järjestelmäkokonaisuuden muodostavat varsinainen mittausjärjestelmä, mittaustiedon varastointi- ja hallintajärjestelmä sekä asiakastietojärjestelmä. Mittausjärjestelmiksi tässä luetaan kaukoluentajärjestelmät sekä manuaaliluenta. VES:n käytössä on aiemmin esitellyt Enermetrin AIM kaukoluentajärjestelmä sekä Tietoenatorin EDM mittaustietojärjestelmä ja Forum asiakastietojärjestelmä.

Mittauspalveluiden tilanne tietojärjestelmien osalta on suuressa muutosvaiheessa. Kaukoluennan kasvaessa rajusti sekä uuden EDM integraation lopullisen käyttöönoton myötä järjestelmien vastuumäärittelyt on toteutettava uudella tavalla. Tulevaisuudessa ei haluttaisi olla riippuvaisia yhdestä kaukoluentajärjestelmästä vaan kokonaisuus olisi saatava joustavaksi siten, että myös muiden valmistajien järjestelmät olisi siihen mahdollista kytkeä saumattomasti ja ilman suuria räätälöintikustannuksia. Yhdeksi suureksi ongelmaksi on noussut asennustehtävissä käytettävien kenttävälineiden yhteensopivuusongelmat eri järjestelmien kesken. Useiden erityyppisten PDA-kenttälaitteiden käyttö olisi hankalaa ja hidastaisi asentajien työtä turhaan. Myös uuden asiakastietojärjestelmän hankinta on edessä lähitulevaisuudessa. Tämä tulee vaikuttamaan ratkaisevasti nykyisten ja uusien järjestelmien vastuunjakoon ja integraation toteutukseen. ATJ toimii kokonaisuuden kannalta ohjaavana järjestelmänä, jossa mittauspalveluihin liittyvät tapahtumat luodaan. Neljäntenä elementtinä käyttöön ollaan myös ottamassa Power Maint materiaalienhallintajärjestelmä, jossa mittareiden laite-, varasto- ja kunnonhallintatietoa on mahdollista jatkossa säilyttää. Materiaalienhallintajärjestelmää on kuitenkin viimeaikojen kaavailluissa lähinnä ajateltu mittalaite- sekä varastorekisteriksi ja sitä ei automaattiseen tiedonvaihto integraatioon tässä edes yritetä kytkeä. Mittareille ei varsinaista kunnossapitoseurantaa muutenkaan ole ollut käytössä. Mittareiden elinkaari kulkee asennuksesta vikaantumiseen, käyttöiän päättymiseen tai uuden mittarisukupolven käyttöönottoon.

Kunnonhallintaominaisuuksia voitaisiin käyttää lähinnä tietyn mittarityypin tai -sarjan vikatrendien seurantaan.

Näiden järjestelmien välinen tehtävien vastuunjako ja tietojen säilytys on noussut kysymykseksi, johon kaivattaisiin selkeyttä. Tässä osassa selvitetään tarkemmin järjestelmien välinen nykytilanne, kartoitetaan omia tarpeita nyt ja tulevaisuudessa sekä selvitetään ideaaliratkaisua ja hieman markkinoilla tarjolla olevia ratkaisuja tilanteeseen.

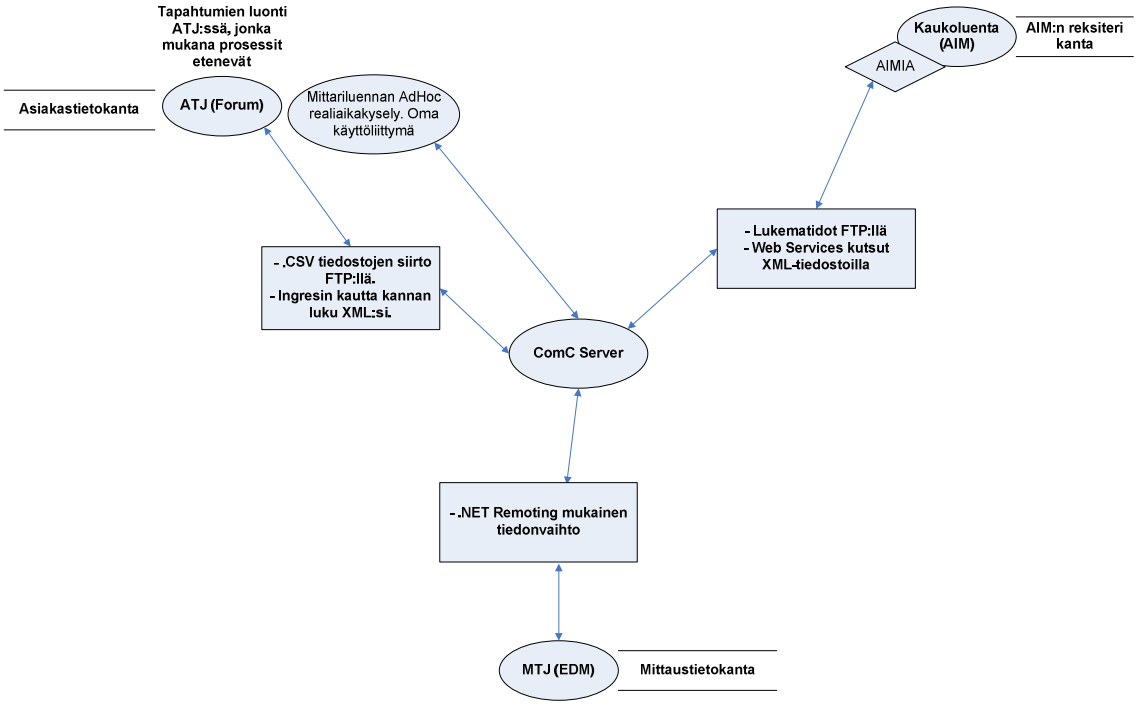
4.1.1 Tilanne nyt ja ComC (Communication Center) integraatio

Tähän asti ATJ on ollut mittaustiedon pääasiallinen säilytyspaikka. Mittarilukemat, laskettu käyttö ja vuosienergia ennuste ovat olleet luonnollista sisällyttää asiakkaan profiilin yhteyteen ja laskutus muodostaa tätä kautta. Myös mittareiden laitetiedot on tällä hetkellä sisällytetty ATJ:n rekisteriin. VES:n käytössä oleva Enermetin toimittama AIM kaukoluentajärjestelmä on integroituna EDM:ään ja Forumiin ComC integraatioalustan sekä Enermetin AIMIA rajapinnan kautta. ComC Server toimii järjestelmä kokonaisuutta ohjaavana järjestelmänä ja integraation keskuksena. Nämä muodostavat mittauspalveluiden kokonaisuuden niin kuin aikaisemmassa järjestelmiä käsittelevässä kappaleessa ja tietojärjestelmäkaaviossa on selvitetty. ComC integraatioalusta on Tietoenatorin tuote kuten myös Forum ja EDM. Kokonaisuuden toiminta perustuu pääosin Forumissa luotaviin tapahtumiin ja näiden kautta eteneviin prosesseihin. Forumin tapahtumat voidaan jakaa kahteen pääosaan, sopimustapahtumiin ja mittauksen tehtäviin. Mittauksen tehtävät sisältävät asennuksen, poiston sekä mittalaitteen ja tuotteen vaihdon. Sopimustapahtumia ovat uusi kohde, sopimuksen tekeminen ja päättäminen, taustasopimuksen aktivointi ja passivointi, tuotteen muutos ja perustietojen muutos. Luotavat tapahtumat tuottavat informaatiota Forumin rajapintatauluun, mistä ComC niitä lukee. Forumin tietokantaa käytetään Ingres nimisen sovellusohjelman kautta, jolla relaatiokantaa hallitaan. ComC välittää informaation eteenpäin EDM:lle ja AIM:lle tehtävän edellyttämällä tavalla. Nykyisessä integraatiossa kaikki ATJ:ssä luotavat tapahtumat kulkevat ajastettujen aliprosessien mukaan. Nämä

ovat käytännössä omia itsenäisiä ohjelmia, jotka saava parametreina lähtötiedot ja joita käynnistetään kellon mukaan. Käynnistettävien ohjelmien ajastuksia ja niille syötettäviä parametreja hallitaan keskitetysti ComC:n käyttöliittymän kautta. Myös AIM:ssa tehdään ajatuksia sen prosessien käynnistämiseen Task Managerin avulla. Näin muodostuu automaattisesti etenevä kulloisenkin tehtävän prosessiketju. Ajastuksen mukanaan tuomat ongelmat liittyvät usein siihen, että edellinen prosessi ei välttämättä ole saanut omaa tehtäväänsä valmiiksi kun seuraava jo pyörähtää käyntiin. Ajastusten toteutumisen valvontaan on järjestelmissä tietyt keinot, mutta aukottomia ne eivät ole. Tällöin saatetaan menettää jopa informaatiota tai ainakin se tuottaa runsaasti käsityötä virhekohteita selvittäessä, jolloin koko automaation mukanaan tuoma hyöty menetetään. Prosessit sisältävät yleensä mittarin lukemisen ja lukeman tallennuksen varsinaisen tapahtuman toteutuksen yhteydessä. Esimerkiksi asennusprosessissa vanha mittari luetaan ja sen lukema tarkastetaan ennen vaihtoa. Vaihdon jälkeen uudelle tehdään sama toimenpide. Valmiit tapahtumat palautuvat aina Forumiin. Järjestelmille itselleen on vielä omat sisäiset prosessikuvat toiminnan toteuttamisesta. Esimerkiksi AIM:n asennukseen ja mittarinluentaan löytyy omat määrittelyt. Prosessikuvien ideana on hahmottaa tapahtumien ja järjestelmien väliset toimitusketjut, jolloin niiden kehittäminen on mahdollista. Aikaisemmin on keskitytty enemmän yksittäisten toimintojen viilaamiseen, vaikka tulos muodostuu aina kokonaisuudesta. Työn liitteenä 1 on esimerkki EDM integraation asennustapahtuman prosessikuvauksesta standardimuotoisena vuokaaviona, joita yleisesti käytetään toimintaprosessien kuvaamiseen.

Vaikka Enermetin AIM järjestelmään ollaan oltu pääosin tyytyväisiä, halutaan jatkossa myös muiden kaukoluentajärjestelmien hankintamahdollisuus pitää täysin avoimena. Eri järjestelmien olisi siis jatkossa pystyttävä toimimaan rinnakkain täysin saumattomasti. Niiden käyttö olisi myös saatava helposti hallittavaksi. Järjestelmien toimittajissa on ollut havaittavissa haluttomuutta luoda omiin järjestelmiinsä avoimia ja helposti lähestyttäviä rajapintoja. Näitä olisi helppo ja sitä kautta halpa räätälöidä jatkossa myös muiden ohjelmisto- ja laitetoimittajien toimesta. Suljetuilla järjestelmillä

toimittajat yrittävät varmistaa kilpailevien yritysten järjestelmien sopimattomuuden omaan järjestelmäänsä, jolloin asiakas helposti joutuu sitoutumaan kyseisen toimittajan komponentteihin ja palveluihin tulevaisuudessakin. Käytäntö on yleinen sulautettujen järjestelmien maailmassa. Ongelma on tiedostettu useissa AMR-toteutuksia suunnittelevissa verkkoyhtiössä ja on osaltaan jarruttanut tätä kehitystä. Tämän ongelman purkamisen vaihtoehtoihin pyritään tässä kappaleessa myös keskittymään. VE konsernin päätös hankkia uusi asiakastietojärjestelmä tulee tuottamaan lisää harkittavaa tähän kuvioon. Se antaa kuitenkin myös mahdollisuuden kehittää kokonaisuutta omien tarpeiden mukaan. Integraatio uuden ATJ:n, EDM:n, AIM:n ja mahdollisten tulevaisuuden uusien AMR-järjestelmien kanssa pyritään toteuttamaan entistä joustavammin ja omat tarpeet kartoittaen. Projektin vaatimusten määrittely on kuitenkin osoittautunut erittäin haastavaksi järjestelmien määrän ja niissä käsiteltävien prosessien laajuuden johdosta. Myös tulevaisuuden epävarmuus asettaa varovaisuutta hanketta suunniteltaessa. Kukaan ei haluaisi olla ensimmäisenä näyttämässä suuntaa. Syitä voidaan myös hakea tilaajista (verkkoyhtiöistä), koska usein ei osata määritellä kokonaisuutta mitä halutaan. Laskutuksen kehittyminen monipuolisemmaksi sekä asiakkaan ja asiakaspalvelun tarve saada mittaustietoa entistä monipuolisemmin käyttöön ovat kehitystä ajavia voimia. Taustalla on kuitenkin mahdollisuus hyödyntää kaukomittaustietoja jatkossa entistä tehokkaammin asiakkaan energiankulutuksen seurantaan ja energian säästöön. Myös esimerkiksi muuttoluentaprosessi yksinkertaistuu kun asiakkaan tarvitsee enää ilmoittaa vain muuton päivämäärät, jolloin oikeat lukemat saadaan vanhasta ja mahdollisesta uudesta kohteesta automaattisesti. Myöhemmin myös verkkoyhtiön muut intressit hyödyntää mittaustietoa tulevat ajankohtaiseksi, ja niille täytyy löytyä valmiudet järjestelmissä. Näillä tarkoitetaan aikaisemmin mainittuja PJ-vikojen seurantaa, jännitteenlaadun tarkkailua ja mittausdatan jatkuvaa siirtämistä verkon sähköteknisentilan laskentaan. Näitä käsitellään tässä kappaleessa myöhemmin. Alla kuva järjestelmäintegraation käyttämistä tiedonvaihtoteknologioista tämän hetkisessä testiympäristö tilanteessa.



Kuva 7. Tiedonvaihto tällä hetkellä järjestelmien välillä.

Tämä on siis se kokoonpano, joka ollaan ottamassa lopulliseen tuotantokäyttöön syksyyn 2007 mennessä. Se mahdollistaa kaukoluentaan siirrettyjen asiakkaiden siirtymisen käytönmukaiseen laskutukseen. Järjestelmän testauksessa on kuitenkin ilmennyt tiettyjä ongelmia ja usean toimittajan ongelmat ovat hyvin tulleet esiin projektin edetessä. Testitilanteet vaatisivat ainakin alkuvaiheessa aina kaikki toteutukseen liittyvät toimittajat mukaan. Aikaa hukataan helposti esimerkiksi silloin, kun testaukset kaatuvat yksittäisiin tiedonvälitys ongelmiin eri toimittajien sovellusten välillä.

4.1.2 Yleiset ja suositeltavat tiedonvaihtoteknologiat integraatioissa

Kun alalla tällä hetkellä jatkuvasti puhutaan avoimista rajapinnoista ja tiedonvaihdosta, nousevat muutamat termit jatkuvasti esiin. XML, Web Services, SOAP ja .NET Remoting ovat termejä, jotka esiintyvät usein lähes jokaisen järjestelmätoimittajan

esittelymateriaaleissa. Tässä käsitellään näitä lyhyesti pohjustuksena mittauspalveluiden tietojärjestelmä kokonaisuuden ymmärtämistä varten. Rajapintojen pitäminen avoimena ja selkeinä on ehdoton edellytys joustavien sovellusten luontiin. Tällöin voidaan käyttää useita toimittajia ja sähköverkkoyhtiön voi myös itse pienellä vaivalla vaikuttaa paremmin sovellusten määrittelyyn ja toimintaan. Tässä esitellään keskeiset tällä hetkellä ajankohtaiset teknologiat, joita käytetään sovellusten väliseen tiedonvaihtoon. Niiden tunteminen ainakin perustasolla auttaa ymmärtämään käytössä olevia sovelluksia ja uusien määrittelyä.

4.1.2.1 XML lyhyesti

XML (eXtensible Markup Language) on noussut tiedonvaihdossa viime vuosina Internet maailman ehkä puhutuimmaksi asiaksi. Se soveltuu hyvin rakenteellisen tiedon esittämiseen. Usein juuri teknisissä sovelluksissa näin onkin. Usein XML-dokumentti ajatellaan puumuodossa. On kuitenkin tärkeää ymmärtää, että vaikka XML-kielet itsessään ovat rakenteellisia (eli ne koostuvat sisäkkäisistä elementeistä), ne voivat kuvata myös muuta kuin puumuotoista rakennetta. XML-kielillä voidaan kuvata mitä tahansa millä tahansa äärellisellä tarkkuuden tasolla. Se on täysin laitteisto ja alusta riippumaton, koska käytännössä aina XML-tiedostot ovat tekstitiedostoja. XML on noussut myös monien sulautettujenjärjestelmien väliseksi tiedonvaihto formaatiksi. Tämän takia sen merkitys myös sähköverkkoyhtiön tietojärjestelmäsovelluksissa kasvaa jatkuvasti.

XML on kuvauskieli (metakieli), jolla tiedon merkitys voidaan yhdistää varsinaisen tiedon sekaan. Se ei ole millään tavalla riippuvainen eikä ota kantaa esitettävän tiedon sisältöön. XML on kieli, jolla voidaan laatia mitä tahansa asioita kuvaavia uusia kieliä. XML:n voi nähdä myös ohjeena tai yhteisenä käytäntönä. XML:n oikeellisuus voidaan jakaa kahteen pääosaan. Siinä on yleiset kielioppisäännöt, joita noudattamalla dokumentista saadaan ns. hyvämuotoista (Well-formed). Toisena pääkohtana on dokumentin rakenteen toteutuminen halutulla tavalla (Valid).

XML-dokumentin rakenne pohjautuu elementteihin, niiden sisällä olevaan leipätekstiin sekä elementeille lisämääreitä antaviin attribuutteihin. Sisäkkäisiä elementtejä kutsutaan lapsielementeiksi. Juuri näin muodostuu XML:n puumuotoinen rakenne. Attribuutti voidaan aina korvata lapsielementillä, mutta molemmissa tavoissa on hyvät puolensa ja käyttötarkoitus riippuu sovelluksesta. Uusia XML kielioppeja voidaan laatia DTD:llä (Document Type Definition) ja XML-Scheemalla. Niillä määritellään dokumentin käyttämä tietorakenne. DTD:n tai Scheman käyttö ei toiminnan kannata ole mitenkään pakollista, mutta niillä saadaan dokumentin rakenne kiinnitettyä haluttuun muotoon. Käytännössä tämä tarkoittaa siis käytettävien elementtien ja attribuuttien sekä niiden arvojen ja järjestyksen määrittämistä. Schema on näistä huomattavasti monipuolisempi, mutta myös huomattavasti vaikeampi ymmärtää ja kirjoittaa.

Esimerkki XML-dokumentti mittarilukemasta:

```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!DOCTYPE root-element SYSTEM "mittari.dtd">
<mittari id=”415661” tyyppi=”enermet_kauko”>
  <muuntopiiri>32</muuntopiiri>
  <lukemapvm>20.05.2007</lukemapvm>
  <lukemaklo>12.05</lukemaklo>
  <lukema>2341</lukema>
</mittari>
```

Yllä olevan dokumentin määrittelevä DTD (mittari.dtd):

```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<!ELEMENT mittari (muuntopiiri, lukemapvm, lukemaklo, lukema)>
<!ATTLIST mittari id ID #REQUIRED
               tyyppi (enermet_kauko | iskra_kauko| manuaali) #IMPLIED>
<!ELEMENT muuntopiiri (#PCDATA)>
<!ELEMENT lukemapvm (#PCDATA)>
<!ELEMENT lukemaklo (#PCDATA)>
<!ELEMENT lukema (#PCDATA)>
```

Tekemällä yllä olevan dokumentin määrittely Schemalla oltaisiin elementtien datatyypit (esim. päivämäärä ja numero) sekä niiden raja-arvot saatu tarkasti kiinnitettyä. DTD:ssä tämä ei ole mahdollista.

Dokumentin määrittely muodostaa semantiikan (merkityksen) rungon, mutta dokumentin sisältö muodostaa kuitenkin aina sen tarkoituksen. Yleensä XML-

dokumentit ajetaan jäsentimen eli parserin läpi, joka tarkastaa XML:n hyvämuotoisuuden (Well-formed) ja samalla mahdollisen DTD:n tai XML-Scheeman noudattamisen (Valid). XML:n avulla tietokoneiden on helppoa tuottaa ja lukea tietoa täsmällisessä muodossa. Se on kuitenkin myös ihmisen luettavaa, joka usein on kullanarvoista esimerkiksi virhetilanteissa tai selvitettäessä entuudestaan vierasta järjestelmää. Nämä asiat tekevät XML:stä sopivan sovellusten väliseen tiedonvaihtoon, koska varmistamalla haluttujen pelisääntöjen noudattaminen voidaan olla varmoja kaikkien osapuolten sen ymmärtämisestä. XML muistuttaa monilta osin Internet sivujen laadintaan tarkoitettua HTML-kieltä, mutta se ei ole kuitenkaan ole millään tavalla pelkästään sivujenmerkkauskieleksi tai suoraan HTML:n korvaajaksi kehitetty. Usein XML:ää ei edes esitetä millään tavalla. Sen kielioppisäännöt ovat myös huomattavasti HTML:n syntaksia tiukemmat. Vanhan HTML:n on käytännössä kaikissa uusissa Internetsivuissa korvannut XML pohjainen xHTML-kieli.

Pelkkä XML ei sinänsä ole muuta kuin tietomuoto. Suuri osa sen hyödyllisyydestä johtuukin siitä, että XML-tekniikan ympärille on rakentunut huomattava määrä valmiita sovelluksia ja rinnakkaistekniikoita, jotka täydentävät rakenteellista merkkausta ja sen käyttömahdollisuuksia. Lähes kaikille ohjelmointikielille on saatavilla valmiit kirjastot, jotka jäsentävät XML-kielistä lähdetietoa. Niinpä XML-muotoista esitystä voidaan yleensä käyttää omissa ohjelmissa hyvin helposti, koska tallennusmuodon käsittelyrutiineja ei tarvitse kirjoittaa itse. Nyt kun perustiedot XML:stä on käyty läpi, voidaan muutamia sovelluksia missä sitä hyödynnetään käydä läpi.

4.1.2.2 Web Services (SOAP) ja .NET Remoting

Web Services on World Wide Web Consortiumin (W3C) määrittelemä ohjelmisto järjestelmä, jonka tarkoitus on mahdollistaa sovellusten välinen tiedonvaihto ja käsittely tietoverkkojen yli. Web Services ei ole ihmisille tarkoitettuja palveluja vaan tähtää nimenomaan ohjelmien väliseen palveluiden tarjoamiseen. Käytännössä tämä tarkoittaa tietyn ohjelmointirajapinnan tarjoamista Internetin tai jonkun muun verkon yli. Tavallisin ja W3C tukema tapa toteuttaa käytäntö on asiakas/palvelin mallilla, jossa

järjestelmät vaihtavat tietoa XML pohjaisilla SOAP viesteillä. SOAP (Simple Object Access Protocol) on sovellustason protokolla XML pohjaisten viestien vaihtoon tietoverkoissa. SOAP:sta on useita erilaisia viestimuoto toteutuksia, mutta käytetyin on RPC (Remote Procedure Call). RPC:ssä asiakas lähettää pyyntöviestin palvelimelle, joka sisältää kutsutun metodin ja sille syötettävät parametrit. Palvelin käsittelee viestin, suorittaa proseduurin ja palauttaa tuloksen välittömästi kutsujalle omalla XML viestillään. Tavallaan ohjelman toteuttaja ei edes huomaa eroa normaaleihin luokkien metodikutsuihin verrattuna. XML-RPC on tietyn XML-määrittelyn (Scheman) mukainen dokumenttirunko näille viesteille. Yleisimmin liikennöintiin käytetään http protokollaa. Muitakin protokollia voidaan käyttää, mutta http:n suora toimiminen proxien ja palomuurien läpi yleensä kuitenkin tekee siitä käytännöllisimmän vaihtoehdon.

Asiakkaan XML-RPC metodikutsu:

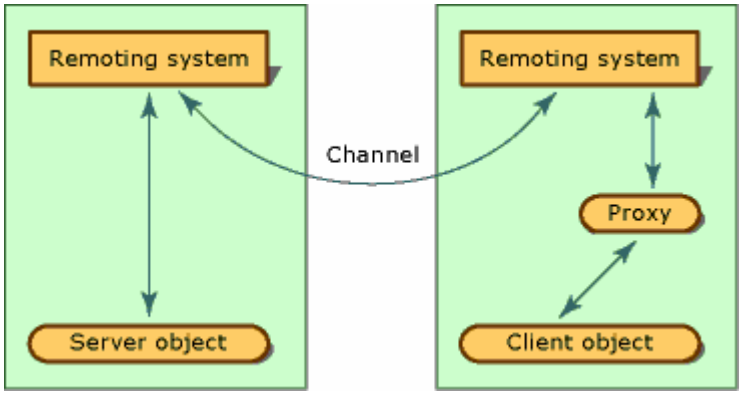
```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<methodCall>
  <methodName>customer.getCustomerName</methodName>
  <params>
    <param>
        <value><int>47248</int></value>
    </param>
  </params>
</methodCall>
```

Palvelimen XML-RPC muotoinen vastaus:

```
<?xml version="1.0" encoding="utf-8"?>
<methodResponse>
  <params>
    <param>
        <value><string>Mäkinen Anna</string></value>
    </param>
  </params>
</methodResponse>
```

.NET Remoting on osa Microsoftin .NET Framework Windows ohjelmointiin tarkoitettuja ohjelmisto komponentteja. .NET Framework tarjoaa laajan kokoelman

valmiiksi koodattuja ohjelmistoluokkia, joita voidaan suoraan käyttää monista Windows ympäristön ohjelmointikielistä kuten Visual Basic, C++, C# ja J#. .NET Remotingin idea on käytännössä sama kun Web Servicessä eli tarjota ohjelmointirajapinta verkon yli asiakas/palvelin mallin mukaan. Myös siinä voidaan käyttää SOAP muotoisia XML viestejä. .NET Frameworkin tarjoamien luokkien palveluista (metodeista) puhutaan objekteina, joita .NET Remotingin avulla tarjotaan verkon yli. Serveri objektista ja sen toiminnallisuuksista luodaan kuva asiakkaalle sitä kyseltäessä. Proxy luo kuvan, että serverin tarjoama luokka on asiakkaan prosessissa. Siirtotienä käytetään useimmiten http- tai tcp-kanavaa.



Kuva 8. .NET Remoting tiedonvaihto

Lähinnä valinta Web Servicen ja .NET Remotingin välillä tulee kyseeseen, missä ympäristöissä liikutaan. Loppuen lopuksi tekniikoissa on kyse täysin samoista asioista. Yksinkertaisimmillaan SOAP muotoisten XML-viestien välittämisestä http-kanavan yli. Puhtaasi Windows ympäristössä .NET Frameworkin kanssa ohjelmoitaessa on .NET Remoting helpoin vaihtoehto. Web Servicen edut puolestaan tulevat esille sen riippumattomuudesta toimia eri laitteistoarkkitehtuureissa ja käyttöjärjestelmissä. Sen käyttö eri toimittajien järjestelmien välillä onkin yleensä helpompaa.

Vanhoista jäykistä rajapinnoista ja tiedonvaihtoformaateista olisi uudistuksien yhteydessä tarkoituksenmukaista yrittää päästä eroon. Esimerkkinä voi mainita Forumin käyttämät CSV formaatin (Comma-Separated Variable) siirtotiedostot, joissa tiedot vain erotetaan pilkuilla, mutta kontekstin tunteminen on aina välttämätöntä. Näiden

esittäminen esimerkiksi XML:llä olisi huomattavasti havainnollisempaa, koska lyhyt kuvaus tiedosta sisältyy varsinaisen tiedon yhteyteen.

4.1.3 MITOX Oy:n MELT ratkaisu

Helsingin Energian mittausliiketoiminnasta muodostettu Mitox Oy on alkanut viimeisen vuoden aikana kehittämään eri toimittajien kaukoluentajärjestelmien integraatioon ja keskitettyyn hallintaan soveltuvaa MELT järjestelmää. Tarve on tullut Helsingissä käytössä olevista lukuisista luentajärjestelmistä ja niiden hallinnan yksinkertaistamisesta. Nyt palvelua ollaan jatko kehittämässä ja tarjoamassa mahdollisesti siitä kiinnostuneilla ulkopuolisille energiayhtiöille, talotekniikka yrityksille ja mahdollisille muille tahoille. Järjestelmä on Mitox:lla tuotantokäytössä Helsingin mittareiden hallinnassa. Se on kuitenkin edelleen voimakkaassa kehitysvaiheessa ja mahdollisten asiakkaiden toivomuksia järjestelmän kehittämiseen halutaan. Järjestelmän tuotteistamista tai hinnoittelusta ei ole vielä tarkkoja tietoja. MELT:n ideana on siis yhdistää eri luentajärjestelmistä saatavaa tietoa ja niiden käyttöä yhden järjestelmän ja käyttöliittymän alle. Järjestelmä on toteutettu Microsoftin Visual Basic .NET ohjelmointiympäristössä sekä Sql Server 2005 tietokannalla. Järjestelmän perustan muodostaa mittauksen tehtävienhallinta ja eri AMR-järjestelmistä kerättävät lukema- ja järjestelmätiedot. Tehtävät saadaan Forumista ja ne käsitellään MELT:n omalla mittaustehtävien hallinta palvelimella. Valmiit tehtävät myös palautuvat Forumiin. Järjestelmään voidaan tällä hetkellä lukea mittaustiedot kaukoluettavilta pienasiakkailta. Tuntisarjoja ei järjestelmään tässä vaiheessa voida tuoda. MELT:iin saadaan kuitenkin kaikilta siihen liitetyiltä kaukoluentajärjestelmien mittareilta niiden valvontaan ja hallintaan tulevaa tietoa riippumatta siitä lukevatko ne pienasiakkaita vai tuntisarja kohteita. Yksinkertaistettuna MELT siis lukee eri luentajärjestelmistä tulevia loki- sekä mittaustietoja ja muodostaa näiden perusteella tapahtuma- ja hälytyshistoriaa sekä laskee mittaustiedoista erilaisia käyttöön liittyviä tietoja. Näiden tietojen perusteella voidaan erilaiset vikojen korjaus kierrokset ja laitteiden testaukset suorittaa.

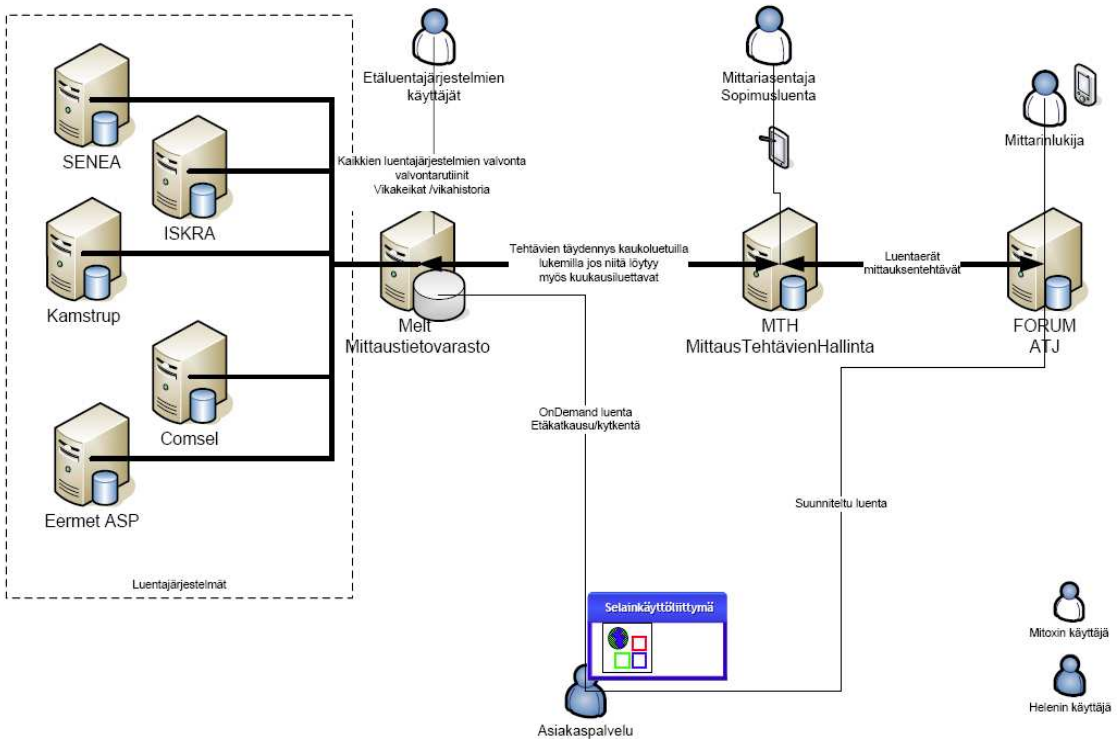
Myös mittauksen käytönvalvonta onnistuu tällöin järjestelmän kautta. Seurattavia toimintoja voivat olla esimerkiksi seuraavat.

- Erilaiset järjestelmän ja mittareiden tekniseen toimintaan liittyvät hälytykset.
- Tietoliikenneyhteyksien ongelmat.
- Kohteiden käytönvalvonta (esim. kohteet jossa ei ole sopimusta, mutta on kulutusta tai nollakulutus kohteet).
- Katkaistavien kohteiden määritys, ohjaus ja tilan seuranta.

PDA-laitteen käyttöä asennukseen tai manuaaliluentaan ei järjestelmä ainakaan vielä tue. MELT:n kehittäjien kanssa käymissä keskusteluissa kuitenkin ilmeni, että PDA-laitteen lisääminen järjestelmään on tulevaisuudessa tulossa. Tällöin päästäisiin eroon paperilla välitettävistä työmääräyksistä ja lukemien siirtämisestä. Mielestäni tärkein kehittämiskohde olisi saada MELT integroitua myös EDM mittaustiedonhallintaan. Suurimmalla osalla energiayhtiöistä on jo käytössä joku EDM tyyppinen järjestelmä ja sen olisi syytä olla mittaustiedon ainut säilytyspaikka. Ei ole järkeä tuoda uutta MELT:n omaa mittaustietovarastoa kuvioon mukaan. Se voisi olla korkeintaan jonkinlainen välivarasto. Myös uusien mittausjärjestelmien tarjoamien muiden ominaisuuksien kuten katkosten ja jännitteenlaadun seuranta olisivat tulevaisuudessa toivottavia ominaisuuksia MELT:iin. Tällöin useiden järjestelmien hallinta olisi keskitetysti yhdessä käyttöliittymässä esimerkiksi käyttökeskuksen käyttöä varten. MELT:n keskeinen kehitysidea on ollut, että siitä tehtäisiin tarpeeksi joustava, jolloin muutokset järjestelmän kokoonpanoon olisivat asiakkaalle edullisia. Esimerkiksi uusien AMR-järjestelmien lisääminen ja ATJ:n muutokset saataisiin helposti toteutettua. Isojen ohjelmistotalojen raskaissa sovelluksissa nämä ovat yleensä kalliita ja hitaita prosesseja. Pienen toimittajan ongelmaksi voi pidemmällä tähtäimellä kuitenkin muodostua kehitys ja ylläpito ongelmat.

MELT järjestelmän sovittaminen ainakaan kokonaisuudessaan mittauspalveluiden nykyiseen järjestelmätilanteeseen ei tässä vaiheessa tunnu järkevältä. Siinä on useita

toimintoja päällekkäin nykyisen ComC integraation kanssa, joka olisi kuitenkin ensitilassa saatava tuotantokäyttöön. Mittaustietovaraston hajaantuminen ja tehtävienhallinnan rooli ei tällä hetkellä istu VES:n kuvioon. MELT:ssä on monia hyviä ideoita, joiden soveltamista myös VES:n käyttöön tarkastellaan varmasti tulevaisuudessa lisää. Luentajärjestelmien määrän kasvaessa on jonkinlainen integraatio niiden hallintaan kuitenkin lähes välttämätöntä. MELT:n konsepti hakee vielä paikkaansa ja tilannetta on hyvä seurata. Neuvotteluyhteyden pitäminen Mitox:n kehittäjiin ja omien kehitystarpeiden esiin tuominen on jatkossa suotavaa.



Kuva 9. MELT järjestelmän tämän hetken toteutus.

4.1.4 Mittausjärjestelmäkokonaisuus tulevaisuudessa

Koska mittaustiedon hallinta tulee tulevaisuudessa yhä korostumaan, on EDM:n asema järjestelmäkokonaisuudessa keskeisellä pohjalla. Sen tulisi olla mittaustiedon ainut keskitetty sijoituspaikka. ATJ:n tai kaukoluentajärjestelmiin mittaustietoa on täysin

turha varastoida ainakaan pidempää säilytystä varten. Keskeiseksi kysymykseksi nousee ATJ:n ja useiden kaukoluentajärjestelmien integroiminen kokonaisuuteen. Myös vain yhdentyyppisen kenttävälineen käyttö sekä asennuksissa ja manuaaliluennassa on keskeinen tavoite.

Koska tapahtumien luomiseen perustuva järjestelmä on varmasti jatkossakin järkevin vaihtoehto, on ATJ:n mahdollisuus toimia kaiken kattavana asiakaspalvelun käyttöliittymänä varmasti asiakasnäkökulman kannalta toimivin vaihtoehto. ATJ:n tehtävienhallinta muodostuu keskeiseksi prosessien käynnistäjäksi lähes kaikissa mittauspalveluita koskevissa tehtävissä. Tehtävienhallinnan on välitettävä asiakaspalvelun määrittelemät tapahtumat oikeille henkilöille jatkokäsittelyyn tai suoraan tietojärjestelmien automaattiseen käsittelyyn. Tehtävienhallinta sisältää koko prosessin läpiviennin valvonnan. Aloituksen, välitavoitteiden valvonnan ja lopetuksen hyväksymisen. Se sisältyy osaksi mittauspalveluiden järjestelmäintegraatiota. Uudessa ATJ:ssä prosesseja tulisi yksinkertaistaa niin, että asiakaspalvelun tarvitsisi mahdollisimman vähän puuttua niiden etenemiseen esimerkiksi käynnistelemällä mittaukseen liittyviä erillisiä toimintoja. Käytännössä korkeantason toteutusvaihtoehdot ovat, että ATJ toimii koko systeemin keskusintegraationa tai sitten integraatio toteutetaan omalla sovelluksena hieman tämän hetken ComC järjestelmän tapaan. Molemmissa vaihtoehdoissa kaikkien tapahtumien luonti onnistuisi kuitenkin yhdestä ATJ:n käyttöliittymästä sekä manuaalisesti käynnistettäviä tiedon hakuja ja talletuksia ei olisi ollenkaan. Prosessit etenisivät järjestelmien välillä automaattisesti ilman erillisiä ajastuksia. Koko integraatio olisi tavallaan yhtä prosessia eikä koostuisi erillisistä ajastetuista ohjelmanosista. Tällöin ei myöskään erillistä integraatiopalvelimen tietokantaa tarvittaisi tiedon välivarastoksi. Järjestelmän ylläpitohenkilöstö hoitaisi omilta näytöiltään integraation konfiguroinnin ja vian selvityksen. Integraation upottaminen täysin ATJ:n tuskin onnistuu ainakaan ilman kohtuutonta räätälöintiä ja hintaa. Markkinoilta ei ainakaan vielä tänä päivänä löydy valmiita tuotteistettuja ratkaisuja sen hoitamiseen. Pelkästään verkkoyhtiön ja sähkönmyynnin tarpeisiin toteutettu kokonaisuus voisi helpommin ollakin toteutettavissa, mutta kun ATJ:n täytyy palvella koko energia yhtiön toimintoja, niin kokonaisuus mutkistuu huomattavasti.

ATJ:n hankintaprosessin edetessä on järjestelmätoimittajien tarjonta ja visiointikyky järjestelmäkokonaisuuden hoitamisen suhteen osoittautunut heikoksi. Markkinoiden pienuus ja todellisten pioneerien puuttuminen alalta on varmasti jarruttanut kehitystä. Näyttäisi, että monilla varsinkin isoilla energiayhtiöillä olisi huomattavasti suurempi tarve sovellusten kehittymiselle kuin markkinat siihen pystyvät vastaamaan. Siksi uskon, että mittauspalveluiden järjestelmäkokonaisuuden integraation muodostaminen erillisillä räätälöidyillä sovelluksilla on tässä parempi ratkaisu. Se antaa myös vapauksia systeemin muutoksiin tulevaisuudessa, varsinkin jos rajapinnat saadaan avoimiksi ja helposti ymmärrettäviksi.

Tämän hetken integraatio ComC:n kautta on mielestäni järkevin tapa lähteä kokonaisuuden kanssa eteenpäin. Ensimmäisenä olisi saada järjestelmään tähän mennessä sovitut prosessit ja tiedonvaihto toimimaan. Jatkossa kaukoluentajärjestelmien hallinta olisi mahdollista integroida myös ComC:n rinnalle, ainakin tärkeimpien ominaisuuksien osalta. Tavallaan osa Mitox Oy:n MELT-järjestelmän ominaisuuksista saataisiin mukaan ComC integraatioon. ComC:n oleminen tulevaisuudessa ainut mahdollinen integraatioratkaisu ei tietenkään ole mikään itsestään selvyys vaan se voi olla osittain hajautettu MELT:n tyyppisen järjestelmän kanssa tai kokonaan uusi ratkaisu. Eri luentajärjestelmien ollessa keskitetyssä hallinnassa, voitaisiin myös luentojen käytönvalvonta hoitaa mieluummin itse yhtiön sisällä. Tällä hetkellä käytönvalvonta hoidetaan AIM:n osalta Enermetin kautta erillisillä tilauksilla. AIM:n Ware työkalussa on mahdollisuudet käyttöjen tarkasteluun. Jo ennen uusien luentajärjestelmien ja mahdollisen integraation hankkimista olisi myös tähän syytä yhtiössä tutustua. Asennukseen ja manuaaliluentaan olisi tarkoituksenmukaista saada yhteinen PDA-laite, joka olisi luentajärjestelmä riippumaton. Sen olisi siis kyettävä integraation kautta hoitamaan kaikki mittariasennukset ja manuaaliluennat. Kolmantena asiana on mahdollisuus uusien luentajärjestelmien ominaisuuksien kuten nollavikojen indikoinnin ja jännitteenlaadun seurannan käyttöönottoon. Näiden määrittelyt tulevat ajankohtaiseksi uusista luentajärjestelmistä päätettäessä. Integraation kehittämisessä omien prosessien tulisi olla tarkkaan määriteltyinä. Tämä nopeuttaa projektin aikataulua ja alentaa hintaa. Mahdollisuutena on myös toteuttaa integraatio itse esimerkiksi

palkkaamalla projektiluonteisesti muutama ohjelmoija yhtiöön. Tällöin järjestelmien rajapintoihin pääsy ja niistä saatavat tiedot pitäisi kuitenkin olla täysin tiedossa. Ongelmana on tällöin myös järjestelmän ylläpito- ja kehittämisriskin sitoutuminen muutamaan henkilöön. Tämän tyyppisistä ratkaisuista ei VES:ssä kuitenkaan ole juuri kokemusta ja suuntaus on muutenkin mennyt enemmän juuri päinvastaiseen. Valmiiden tuotteiden ja palveluiden ulkoa ostaminen lisääntyy jatkuvasti.

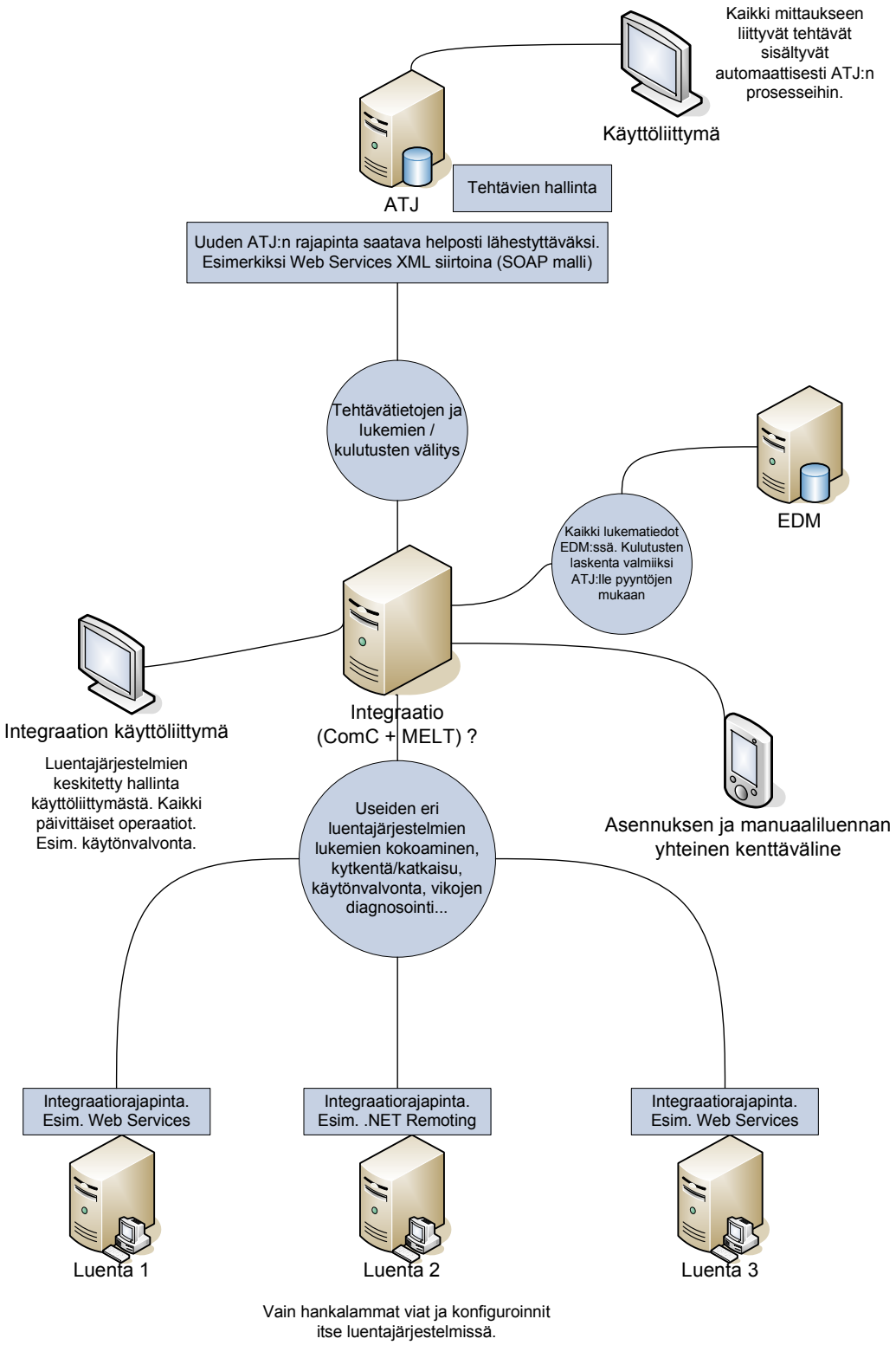
4.1.5 EDM:n ja ATJ:n kehittäminen

EDM:n kehittäminen järjestelmäintegraatiossa on menossa suuntaan, jossa kaikki mittareilta tuleva mittaustieto säilytetään siellä. Syksyllä 2007 tuotantokäyttöön otettavan EDM integraation kautta kaukoluettavien pienasiakkaiden lukemia ruvetaan tuomaan EDM:ään. Tällöin sinne tallennetaan nimenomaan AIM:sta tulevat mittarilukemat. ATJ säilyy tällöin siis edelleen käyttöjen laskemisen järjestelmänä. EDM:n ongelmat tulevaisuuden kannalta ovat siinä, että sillä pystytään käsittelemään ja muokkaamaan vain tuntisarjojen absoluuttisia energioita. Lukematietojen käsittelyyn ei työkaluja tässä vaiheessa vielä ole. Kysymys on oleellinen uuden ATJ:n määrittelyn kannalta, jolloin on päätettävä muokataanko lukemat edelleen siinä vai EDM:ssä. Jotta kaukoluettavat pienasiakkaat ja manuaaliluennat saataisiin joustavasti toimimaan EDM:ssä, olisi kehittämistä lukemien käsittelyyn saatava. Ratkaisu voisi olla esimerkiksi sen tyyppinen, että EDM:n ohjelmointirajapinnassa olisi metodit, joilla ATJ voisi kysellä kulutukset valmiiksi laskettuina halutulle laskutusjaksolle. EDM:ssä puolestaan olisi tieto ovatko kohteen tiedot absoluuttisia energioita vai lukemia ja kulutuslaskenta tehtäisiin sen mukaan. Tällöin raja tuntisarjojen ja lukemamitattujen välillä hämärtyisi ja kyse olisikin lähinnä vain lukemisen syklistä. Toki lain määräämät vaatimukset mm. taseselvitystä varten asettavat edelleen vaatimukset mittauksen toteuttamiseen. Kyseltäessä kulutusta edellisestä lukemasta tähän hetkeen, täytyy EDM:n kyetä hakemaan realiaikalukema kaukoluentajärjestelmiltä ja laskemaan käyttö tämän pohjalta. Tällöin laskutus voisi olla hyvin joustavaa. Koska laskulle tarvitaan lain mukaan kuitenkin myös tieto lukemista, voitaisiin niiden toimittaminen hoitaa saman

metodikutsun yhteydessä. EDM:ssä olisi hyvä olla mahdollisuus kirjoittaa vapaasti erilaisia laskutoimituskaavoja käyttöpaikoille, jolloin lukemien käsittely tarvittavaan muotoon olisi huomattavasti joustavampaa. Jos EDM:n kehitys lukemien käsittelyn suhteen ei parane täytyy ATJ:ssä olla jatkossakin mahdollisuus käyttöjen laskentaan niiden pohjalta. Tämä toteutusvaihtoehto on edelleen hyvä, mutta raskas ATJ:lle jos mittareita ruvetaan lukemaan tiheällä syklillä. ATJ:ssä voitaisiin myös säilyttää esimerkiksi viimeisen vuoden aikana kerätyt lukemat nopeaa kulutushistorian tarkastelua varten. ATJ:n lukemahistoria voisi olla sama kuin Internetin Online-palvelussa, jolloin ATJ voisi olla myös sen sisällön tuottaja.

Mittaustietojen hyödyntäminen jatkossa kuormitusten tarkempaan laskentaan, on aina kaukoluennan hyötyjä esiteltäessä esiin nouseva teema. Koska kaikki mittaustieto tulee kaavailujen mukaan olemaan EDM:ssä, on niiden saatavuus sieltä myös muihin järjestelmiin oltava mahdollista toteuttaa. Tämä entisestään korostaa EDM:n roolia avoimena ja joustavana järjestelmänä. Kaukomittausdatan hyödyntämisen mahdollisuuksia tarkastellaan vielä myöhemmässä kappaleessa hieman tarkemmin.

ATJ hankkeen yhteydessä on myös keskusteltu kaukolämpöpuolen asiakaspalvelun ja mittaustietojen käsittelyn yhdistämistä uuden ATJ:n ja EDM:n yhteyteen. Tällä hetkellä kaukolämpöpuolella on käytössä WM-datan lämpökanta sovellus. Se on tarkoitettu kaukolämmön asiakastietojen ja –sopimusten sekä mittaustietojen hallintaan. ATJ:n osalta kaukolämpö on tulossa mukaan, mutta mittaustiedot tullaan näillä näkymin jatkossakin pitämään lämpökannassa. Tietoenator oli luvannut selvittää Turun Energialle tehtävässä projektissa EDM:n mahdollisuuksia myös lämpötietojen käsittelyyn, mutta viimeisten kuulumisten mukaan siitä on luovuttu. VE:n kaukolämpöpuoli on myös pitänyt liian hankalana yhteisen mittausjärjestelmän toteuttamista ainakaan nykyisissä kohteissa. Kokonaan uusien asuinalueiden kohdalla tilannetta on kuitenkin jatkossa syytä tarkastella uudestaan.



Kuva 10. Mahdollinen integraatiototeutus.

4.2 Mittausinformaation hyödyntäminen tulevaisuudessa

Kun järjestelmäintegraatio on siinä vaiheessa, että kaukoluettavilta mittareilta aletaan saada yhteiseen mittaustietokantaan informaatiota, on aika miettiä datan soveltamista. Monet kaukoluentaan siirtymiseen kannustavat hyötynäkökohdat tulevat toteutumaan kuitenkin vasta jatkokehityksen myötä. Ensimmäinen edellytys on kuitenkin saada mittaus toimimaan oikein ja lukemat laskutuksen käyttöön. Karkeasti kaukomittauksesta saatavat hyödyt voidaan jakaa kahteen pääosaan. Nämä ovat sähköverkon teknisentilan hallinnan kehittyminen sekä asiakkaiden suuntaan näkyvät uudistukset ja tätä kautta palvelun paraneminen. Osittain nämä menevät päällekkäin, mutta monet asiat ovat selkeästi eroteltavissa. Kolmantena voidaan ajatella vielä mahdollisuudet taloudelliseen säästöön. Suoria taloudellisia säästöjä saadaan luentatöiden sekä kytkentä- ja katkaisukäyntien vähenemisenä minimiin. Osittain taloudelliset hyödyt sisältyvät myös tekniseen- ja asiakasnäkökulmaan. Tässä käydään lyhyesti näiden sisältöä läpi ja arvioidaan niiden mahdollisuuksia VES:ssä. Kustannuspuolta ei tässä arvioida ja enemmän muutenkin halutaan keskittyä konkreettisiin hyödyntämisvaihtoehtoihin. Alussa listataan eri näkökulmista saavutettavia hyötyjä ja lopuksi pureudutaan tarkemmin muutamien teknisten hyödyntämiskohteiden toteutukseen.

4.2.1 Taloudellisten hyötyjen mahdollisuus verkkotoiminnan kannalta

- Manuaalisen luentatyön väheneminen minimiin
- Kytkentä- ja katkaisutoimien paikallisen suorittamisen väheneminen
- Verkkokäskyjärjestelmän korvaaminen

Manuaalisen luentatyön väheneminen minimiin

Kausi- ja sopimusluennan voidaan täydelliseen kaukoluentaan siirtymisen jälkeen olettaa poistuvan lähes kokonaan. Kausiluennan tihentäminen ilman kaukoluentaa ei käytännössä edes olisi mahdollista. Kaukoluennan kohdalla luentakertojen määrä ei lisää kustannuksia lineaarisesti, koska esimerkiksi tietoliikenne kulut eivät yleensä ole sidottuja suoraan siirrettyyn datamäärään. Samoin mittausten toteutusta hoitavan henkilöstön määrä ei ole lineaarisesti sidottu luentakertojen määrään. Samat hyödyt voidaan nähdä myös sopimusluentojen kohdalla.

Kytkentä- ja katkaisutoimien paikallisen suorittamisen väheneminen

Etäkytkentä ja –katkaisureleen käyttöönottoa ei ainakaan kaukoluennan tässä vaiheessa olla VES:ssä käyttöönottamassa. Ongelmat liittyvät lähinnä käytäntöön miten sähköt voidaan turvallisesti kytkeä takaisin päälle. Tilanteeseen on kuitenkin olemassa toimintamalleja, joilla kytkentä voidaan turvallisesti suorittaa. Seuraavan polven mittareita ja järjestelmää valitessa kannattaa myös sen tuomat kustannussäästöt ottaa huomioon. Investointikulut ovat perinteistä kaukoluentamittaria hieman suuremmat, mutta käytöstä aiheutuvat tietoliikennekulut taas minimaaliset asentajan käyntiin verrattuna.

Verkkokäskyjärjestelmän korvaaminen

VKO-järjestelmän toimintaa ja korvaamista on käsitelty kappaleessa kolme. Suurimmat säästöt voidaan saavuttaa siinä vaiheessa kun kalliit VKO-laitteet ovat tulossa uusimisikään. Päätös on kuitenkin tehtävä ja tilanteeseen varauduttava hyvissä ajoin. VES:ssä on päätetty, että tariffien- ja lämmitystenohjaus tullaan tulevaisuudessa toteuttamaan kaukoluettavien mittarien avulla. Ohjaus perustuu mittarien sisäiseen kalenteriin. Asennuksia on jo aloitettu tekemään ohjatunyösähkön pienasiakaskohteisiin ja kuormanohjaukset on niissä otettu käyttöön. Pieniä ongelmia on ollut, mutta suurimmaksi osaksi mittarit ovat toimineet hyvin. Projekti on aloitettu Itä-Vantaalta suunnitellun uuden sähköaseman alueelta. Laajennusaikataulu muuten on kuitenkin vielä auki. Myös UV ohjausten toteuttamisesta neuvotellaan vielä kaupungin kanssa.

4.2.2 Asiakaspalvelun ja sähkönmyynnin saamat hyödyt

- Käytönmukaiseen laskutukseen siirtyminen
- Asiakkaan energiankulutuksen tarkka seuranta mm. online-palveluissa.
- Monipuoliset sähkönmyyntitariffit
- Monipuolisemmat tariffit myös sähkön siirtoon

4.2.2.1 Käytönmukainen laskutus

Suurella osalla asiakkaista käytönmukaiseen laskutukseen siirtyminen on varmasti erittäin mieluinen asia. Ihmisillä on tarve tietää käyttämänsä hyödykkeen määrä ja maksaa siitä sen mukaan. Helenin 2005 tekemässä tyytyväisyystutkimuksessa kaukoluentaan siirretyille asiakkaille jotka olivat myös käytönmukaisen laskutuksen piirissä, 82 % oli tyytyväisiä järjestelyyn. Asiakaskunta oli pääasiassa kaukolämmön piirissä olevia kerrostalohuoneistoja. Tilanne saattaa olla kuitenkin hieman toinen kohteissa, joissa kulutus vaihtelee runsaasti vuodenajan mukaan. Näin on esimerkiksi sähkölämmityskohteissa. Tällöin suuret laskut osuisivat talvikuukausille. Kaukoluenta ei kuitenkaan poista mahdollisuutta säilyttää tasaerälaskutusta sitä haluavilla asiakkailla. Tällöin kaukoluennan mittaustietoja voitaisiin käyttää arviolaskujen tarkentamiseen, jolloin tasauslaskut poistuisivat tai olisivat ainakin erittäin pieniä. Vuosittainen vaihtelu voi kuitenkin olla suurta riippuen ulkolämpötiloista. Yksi ratkaisu voisi olla, että edellisvuosien mittaustietoja verrataan sen hetkisiin mittauksiin ja korjataan niitä ulkolämpötilan mukaan. Tällöin käyttöjen laskutusta voidaan kompensoida vielä tuleville laskuille, jolloin summat tasoittuvat.

4.2.2.2 Kulutuksen seuranta ja online-palvelut

Asiakkaiden halu saada tarkempaa tieto omasta sähkön käytöstään kasvaa jatkuvasti. Koska energiansäästö lainsäädännönkin kautta tulee lähes varmasti tulevaisuudessa kiristymään, on tiedon välittämiseen asiakkaille jo nyt hyvä varautua. Kätevin tapa välittää kulutushistoriaa asiakkaille on varmasti web-pohjaisten Internetpalveluiden kautta. Aikaisemmassa kappaleessa ehdotettu ATJ:n toimiminen web-sisällön tuottajana

olisi varmasti yksi varteenotettava mahdollisuus. Toinen vaihtoehto on tuoda integraation kautta historiatietoa suoraan EDM:stä. Tällöinkin ATJ voi olla varsinaisen web-sisällöntuottaja ja tarvittava informaatio kysellään sopivilla kutsuilla integraation kautta. Tuntimitattujen kohdalla juuri näin varmasti täytyykin toimia, koska ATJ:ssä ei ole tarkoituksenmukaista säilyttää suuria määriä mittauksen historiatietoa. Myös tässä korostuu avoin ja toimiva keskusintegraatio ja EDM:n joustavuus. Web-palveluun olisi myös luotava helpot vertailutoiminnot asiakkaan omiin aikaisempiin käyttöihin ja keskimääräisiin kulutuksiin. Jos tulevaisuudessa on mahdollista mitata tunti- tai jopa minuuttisarjoja olisi automaattista käytönanalysointia yhdistettävissä palveluun. Näiden perusteella todellisten energiansäästövinkkien antaminen asiakkaalle olisi mahdollista Internetpalveluiden kautta.

4.2.2.3 Monipuoliset sähkönmyyntitariffit

Kaukoluennan ehkä keskeisimpänä mainoslauseena on pidetty uusien dynaamisten sähkönmyyntituotteiden mahdollisuutta. Tällä hetkellä pienasiakkailla 2-aikatariffit (yö/päivä ja kesä/talvi) ovat käytännössä olleet ainoita vaihtelevanhinnan tuotteita. Kaukoluentaan siirryttäessä luentasykli asettaa puitteet hinnoittelun kehittymiselle. Ongelmana tässä on se, että verkkoyhtiöiden intressit kaukoluentojen toteuttamiseen ovat hyvin eri vaiheissa. Kuitenkin sähkönmyynti on täysin kilpailun piirissä. Lainsäädännöllä olisikin syytä puuttua tilanteeseen jo aivan lähiaikoina. Pakottaminen esimerkiksi Ruotsin mallin mukaiseen kerran kuussa luentaan helpottaisi tilannetta jo huomattavasti. Verkkoyhtiö voi kuitenkin osoittaa kaukoluentaan panostamalla kehitystä asiakkailleen. Myös EMV:n pitäisi paremmin huomioida kohtuullista tuottoa laskiessaan verkkoyhtiöiden kaukoluentatilanteen kehitys. Tavoitteena pitää mielestäni kuitenkin olla asiakkaan mahdollisuus tunti- tai ainakin vuorokausitason hinnoitteluun. Tällöin hinta voisi perustua esimerkiksi Nordpool sähköpörssin markkinahinnan päiväkohtaiseen keskiarvoon. Tämä antaa mahdollisuuden aktiivisille ja asiasta kiinnostuneille asiakkaille säätää omaa sähkönkulutustaan. Tällöin sähkönhinnan indikoinnille olisi oltava selkeät mediat esimerkiksi Internetin kautta tarjottavina palveluina. VES:ssä on uuden ComC integraation myötä jo varauduttu kuukausittain

luettavaan laskutukseen, joten luentasyklin tihentyminen tuskin aiheuttaa ongelmia. Uuden ATJ:n vaatimuksissa olisi myös syytä olla varauduttu tilanteeseen.

4.2.2.4 Sähkönsiirron monipuolisemmat tuotteet

Koska sähkönsiirronhinta ei muodostu vapailla markkinoilla on mahdollisten hintavaihteluiden perustuttava mm. verkon käytön ja kunnossapidon optimoinnin kautta saataviin säästöihin. Ongelmaksi saattaa muodostua se, että siirtohinnan edullisuusintressit eivät aina olisi myyntihinnan kanssa korreloivia. Näin voi varsinkin käydä jos myyntiyhtiöt alkavat hinnoitella tuotteitaan hyvin eri tavalla. Yleensä voitaisiin kuitenkin ajatella, että myyntihinnan ollessa korkealla on myös kulutus ja sitä kautta kuormitus vähäisempää. Tällöin myös siirtohinnan olisi optimaalisempaa olla alhaisempi. Suuren kuormituksen aikana tilanne on vastaavasti toisinpäin. Alhaisten kuormien aikaa voitaisiin tällöin yhdistää käytön- ja kunnossapidon suunnitteluun. Toki näin tehdään jo nytkin esimerkiksi ajoittamalla muuntamohuoltoja kesäkauteen. Sähkönsiirron luonnollisen monopoliaseman takia hintavaihtelun toteuttaminen on kuitenkin huomattavasti hankalampaa kuin myynnin. Varmuus on sähköntoimituksen tärkein näkökulma. Jos hintavaihtelua halutaan sähkönsiirtoon toteuttaa, olisi se mielestäni kyettävä kytkemään sähkönmyynnin yhteyteen jolloin tavalla. Muutoin tilanne menee entuudestaan lisää sekaisin asiakkaan kannalta. Tällöin tarvittaisiin yhteisiä lailla säädettyjä pelisääntöjä, koska verkkoyhtiöiden on kuitenkin kohdeltava kaikkia myyntitahoja tasavertaisesti.

4.2.3 Verkon tekniset hyödyntämismahdollisuudet

- Verkon kuormituksen tarkempi estimointi
- Verkonhäviöiden laskennan tarkentuminen
- Muuntamovalvonnan ja -ohjauksen mahdollisuus
- PJ-vikojen indikointi ja sähkönlaadunvalvonnan mahdollisuus

4.2.3.1 Verkon kuormituksen tarkempi estimointi

Etenkin verkkoyhtiöille on kaukoluennan suurimpana hyötynäkökohtana mainostettu mahdollisuutta tarkempaan verkon kuormituksen seurantaan. Tätä kautta pyrittäisiin verkon käytön, kunnossapidon ja rakentamisen parempaan suunnitteluun sekä oikeaan ajoittamiseen. Tällöin verkon heikot kohdat löytyisivät ajoissa, mutta turhasta ylimitoittamisesta voitaisiin päästä eroon. Usein ongelmana on nimenomaan varautuminen liian aikaisin liian raskaaseen kuormitukseen, koska ennustettavuus on hankalaa. Tarkempien kuormitusmallien laatimisella voitaisiin myös tulevaisuuden kasvuennusteita tarkentaa.

Ideaalitilanne olisi, jossa jokaiselle liittymäpisteelle laskettaisiin tuntimittausten perusteella jatkuvasti tarkentuvaa kuormitusestimaattia. Malli on kuitenkin erittäin raskas ja siitä saavutettava hyöty pienasiakkaiden kohdalla on vähintäänkin kyseenalainen. Realistisempana esimerkkinä voitaisiin ajatella tilanne, jossa pienasiakaskohteita luetaan kerran vuorokaudessa. Näiden perusteella voitaisiin alueittain ja kulutusryhmittäin rakentaa omat estimaatit tietyntyyppisille kuormituksille. Nyt käytössä olevat indeksisarjat on laadittu Suomen Sähkölaitos r.y:n vuonna 1992 tekemän kuormitustutkimuksen pohjalta. Ne ovat pitäneet hyvin paikkansa, mutta nyt kaukomittauksen myötä niidenkin korvaamista on hyvä selvittää. Alkuun estimaatteja voitaisiin tehdä käsinkin mm. Excelin avulla, mutta tavoitteena olisi saada automaattinen järjestelmä mittaustiedonhallinnan ja verkkotietojärjestelmän väliseen integraatioon. Teklan Xpower verkkotietojärjestelmässä on jo tällä hetkellä mahdollisuus käyttää tuntimittausdataa laskennan pohjalla. Tämän käyttöönottoa ei ole vielä harkittu, koska mittausdatanlaatu on osittain puutteellista ja Xpowerissa ei ole mitään automaattista valvontaa siihen. Tämä vaatisi myös verkkotietojärjestelmään uudistuksia, jotka tukisivat monipuolisempaa kuin nykymuotoista indeksisarja esityksen käyttämistä.

4.2.3.2 Verkostohäviöiden laskennan tarkentuminen

Tällä hetkellä jakeluverkon häviöt lasketaan pääasiassa summaamalla verkon komponenttien laskennalliset häviöt. Pääasian muodostavat pienjänniteverkko,

jakelumuuntajat, keskijänniteverkko, päämuuntajat ja 110 kV verkko. Jakeluverkoissa häviöt ovat pääasiassa resistiivisiä kuormitushäviöitä. Muuntajien häviöt muodostuvat tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöistä. Muita häviölähteitä ovat vielä mm. sähköasemien toimilaitteet, sähkömittarit, verkon sulakkeet ja muuntamoiden tuulettimet. Kaukoluennan myötä olisi myös häviöiden laskemista mahdollista kehittää. Tilanne tulee ajankohtaiseksi siinä vaiheessa kun käytännössä kaikki verkon asiakkaat ovat siirtyneet kaukoluentaan. Kun mittareiden luenta voidaan suorittaa samanaikaisesti riittävän tarkasti tietyllä ajanjaksolla, voidaan häviöt laskea mittausten sekä verkkoon tuotantolaitoksilta ja ulkopuolisista verkoista siirretyn energian erotuksena. Menetelmää olisi hyvä verrata nykyisten laskelmien antamiin tuloksiin ja niiden pohjalta kehittää verkostohäviöiden laskentaa. Suurimmaksi haasteeksi prosessissa saattaa muodostua tarpeeksi yhtenäisen mittausjakson saaminen kaikilta verkon mittareilta. Tämä on mittareiden lukemisen synkronisoinnin sekä tietoliikenteen kannalta vaativa toimenpide.

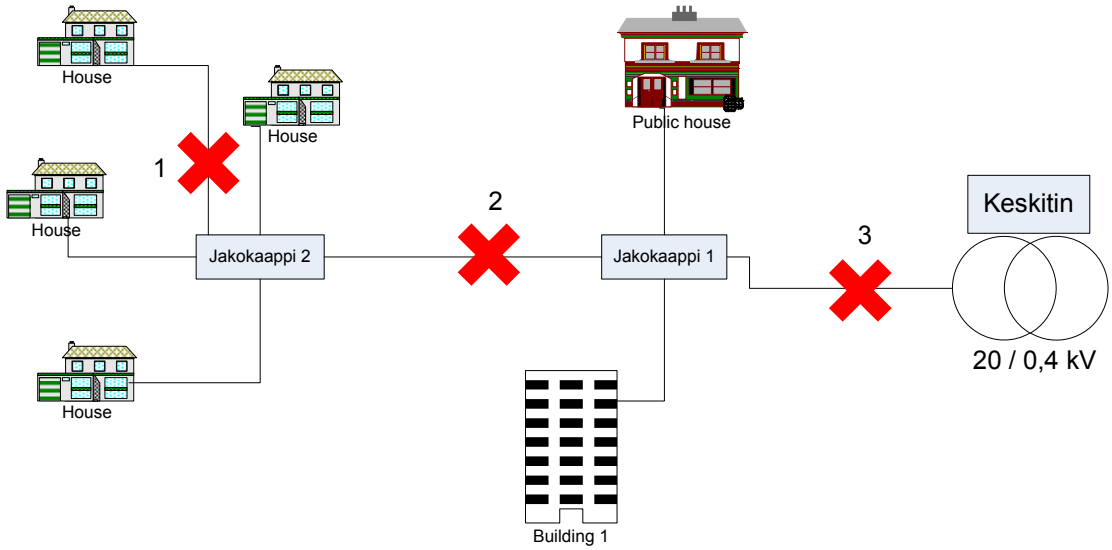
4.2.3.3 Muuntamomittausten ja –ohjauksen mahdollisuus

Kaukoluennan myötä lähes kaikille muuntamoille on tulossa tietoliikenneyhteys. VES:n tapauksessa yhteys muuntamoiden keskittimille toteutetaan pääasiassa GPRS yhteyden kautta. Yleisten radioverkon kautta tapahtuva tiedonsiirto näyttäisi riittävällä luotettavuudellaan ja kustannustehokkuudeltaan olevan paras vaihtoehto kaukoluennan tarpeisiin. Jakelumuuntajien valvonta on tähän mennessä perustunut kuormituslaskennan antamiin tuloksiin sekä ajoittain paikanpäällä luettaviin huippuampeeriosoittimiin. Myös Elkamon valmistamia ns. Pihi-mittareita on jonkun verran käytetty muuntamoiden pj-keskuksissa mittaamaan virtoja ja jännitteitä. Niiden tiedot puretaan mittausjakson jälkeen sarjaportin kautta kannettavalle PC-koneelle. Näin saadusta aineistosta voidaan jälkikäteen analysoida jakelumuuntajan kuormitusta. Edellä kerrotut menetelmät tarjoavat kuitenkin vain ennusteita tai jälkikäteistä informaatiota muuntajankuormituksesta. Nyt kun kaukoluennan keskittimien kautta muuntamoille saadaan tietoliikenneyhteys, olisi niiden valvontaan mahdollisuus saman yhteyden kautta. Markkinoilla on keskijänniteverkon muuntamoautomaatioon tarkoitettuja järjestelmiä, mutta niiden hinnat ovat laajamittaiseen käyttöön olleet vielä

liian kalliita. Esimerkiksi ABB:llä on tarjolla REC tuotemerkillä tarjottava keskuslaite, jolla voidaan hallita muuntamolla katkaisijoita, erottimia ja suorittaa useita mittauksia. Mittauksia ovat mm. monipuoliset muuntajan virtamittaukset, jännitteenlaatu ja SF6-kaasun paine. Sen ohjaukset voidaan liittää SCADA käytönvalvontajärjestelmään ja tietoa voidaan välittää myös DMS käytöntukeen. Useiden tietoliikenneprotokolien ja -medioiden käyttö on myös mahdollista. Esimerkiksi juuri GPRS pohjainen yhteys keskittimen kautta voisi olla mahdollinen. Nykyisen AIM järjestelmän keskittimet eivät kuitenkaan mahdollista yhteyden jakoa ulkopuolisiin laitteisiin. Myös GPRS yhteyden kapasiteetti saattaa tällöin muodostua ongelmaksi. Perus GPRS:n maksimi tiedonsiirtonopeus on n. 50 kbit/s. Tulevia kaukoluentajärjestelmiä hankittaessa on tämäkin mahdollisuus kuitenkin hyvä pitää mielessä. Esimerkiksi UMTS (3G) yhteys tarjoaisi jo huomattavasti enemmän kaistaa tiedonsiirron tarpeisiin. UMTS:llä päästään jo yli 300 kbit/s (teoreettinen maksimi 384 kbit/s) siirtonopeuksiin. UMTS:n laajennus HSDPA tarjoaa jo tänä päivänä 2 – 3 Mbit/s todellisia siirtonopeuksia. Julkisten televerkkojen käyttö varsinkin erotin ja katkaisija ohjauksissa on kuitenkin tietoturvan takia kyseenalaista. Erilaisia vahvojakin salausmenetelmiä on kuitenkin myös niiden käyttöön kehitetty. Yksi mahdollisuus olisi käyttää TETRA verkkoa tiedonvälitykseen ainakin ohjauksien suhteen. TETRA:n maksimi datasiirtonopeus on 28,8kbit/s (suojattuna 19,2kbit/s, vahvalla suojauksella 9,6kbit/s). Helenillä ABB:n REC:iä on nimenomaan kokeiltu TETRA yhteyden kautta. Kokemukset järjestelmän toimivuudesta ovat olleet hyviä. Tällöin keskitinyhteyden kautta tarjottu yhteys kuitenkin jää käyttämättä ja kustannukset nousevat liian korkealle tasolle, ainakin laajamittaista muuntamo-ohjausta ajatellen. Kevyenä ratkaisuna voisi olla tärkeimpien muuntamomittausten välittäminen keskitinyhteyden kautta. Mittausten tietoturva ei kuitenkaan ole ohjausten vaatimalla tasolla, jolloin julkisen televerkonkin käyttö voisi olla hyväksyttävää. Keskeisimpiä mittauksia voisivat olla esimerkiksi vikailmaisimen luenta, muuntajan kuormitustiedot, SF6 kaasuvuotojen havaitseminen ja lämpötila.

4.2.3.4 Pj-vikojen indikointi ja mahdollisuus sähkönlaadun valvontaan

Jakelumuuntamoilla olevat keskittimet ovat PLC-tekniikalla yhteydessä sähköverkon kautta kaikkiin kyseisen muuntopiirin mittareihin. Keskitin kyselee väliajoin mittareilta ovatko ne edelleen yhteydessä. Jos mittari ei vastaa, voi kyseessä olla pj-verkossa tapahtunut sähkökatko, mittarin hajoaminen tai muu tiedonsiirto-ongelma. Keskitin voisi myös kyetä päättelemään missä osassa verkkoa katko on tapahtunut. Tämä voisi tapahtua niin, että haarukoidaan verkon topologian pohjalta ne mittarit jotka ovat pimeänä ja päätellään niistä katkon tapahtumapaikka. Näin voitaisiin päästä ainakin kohtuulliseen vianpaikannukseen.



Kuva 11. Vikapaikan paikannus sammuneiden mittareiden perusteella.

Jos vika on johdolla 1, on pimeänä vain kyseisen johdon päässä oleva mittari. Jos vika on kohdassa 2, on pimeänä kaikki jakokaappi 2 takana olevat mittarit. Jos vika on kohdassa 3, on pimeänä kaikki kyseisen pj-lähdön kohteet. Jos kaikki muuntamon pj-lähdöt ovat pimeänä, voidaan epäillä muuntamovikaa. Tällöin tosin vika on saattanut ilmetä kj-puolellakin. Helpoimpana vaihtoehtona olisi luoda kaukoluentajärjestelmään itseensä sovellus tietojen esittämiseen esimerkiksi tekstipohjaisina viesteinä. Jonkinlaista logiikkaa tarvitaan kuitenkin päättelemään vikapaikka. Myös katkojen erotteleminen mahdollisista muista vioista on järjestelmässä kyettävä hoitamaan.

Parempana ja luonnollisempana vaihtoehtona olisi kuitenkin saada välitettyä tiedot luentajärjestelmien integraation kautta suoraan DMS käytöntukijärjestelmään, jossa graafinen karttapohja ja verkkokuvaus olisivat valmiina. Jos DMS saisi tiedot pimeänä olevista mittareista voisi se kyetä päättelemään vikapaikan. Uskon, että tämä pitäisi järjestelmän käytön riittävän selkeänä. Se olisi myös käyttökeskuksen kannalta paras vaihtoehto, koska DMS on jo nyt heidän käytössään. Järjestelmää olisi kuitenkin kehitettävä esimerkiksi niin, että kj-verkon vioissa pj-verkon viat jäävät ainakin keskijännitteen palauttamiseen asti huomiotta. DMS:n kautta saataisiin myös pj-verkon vikatilastointi suoraan hoidettua. Näin mm. asiakkaiden todelliset keskeytysajat olisivat tiedossa. Lainsäädännön tiukentuva vaikutus pj-vikojen tilastointiin varmasti ajaisi tätä kehitystä eteenpäin. DMS:ään tuki olisi kohtuullisen helposti jo saatavissakin, mutta kaukoluentajärjestelmien ominaisuudet ovat vielä kaukana tämän tason toteutuksista. Raskasta sovellusintegraatiota joudutaan joka tapauksessa tekemään. Uskon, että kehitystä tähän suuntaan kuitenkin nähdään.

Katkojen valvonnan lisäksi sähkönlaatuun ja muun tyyppisten vikojen indikointiin olisi mahdollista kehittää sovelluksia. Tällöin mittarien ominaisuudet sanelevat pitkälti mahdollisuudet. Tärkeimpiä ominaisuuksia voisivat olla jännitteenlaadun seuranta sekä asiakkaan nollavikojen tarkkailu. Suurin osa tällä hetkellä tehtävistä sähkönlaatuselvityksistä koskee nimenomaan jännitteenvaihteluita. Nollajohtimen katkeamisen ajoissa havaitseminen olisi puolestaan sähköturvallisuuden kannalta keskeistä. Varsinkin vahoissa kohteissa, joissa nollajohdin on usein kytketty pistorasioiden suojamaadoitusliuskoihin. Vuosittain laatumittauksia on ollut n. 15 kappaletta. Niiden määrä ei tällä hetkellä sinällään puolla laajamittaista sähkönlaadun seurantaa. Yleisesti käsitys VES:n verkkoalueen sähkönlaadusta on erittäin hyvä. Tällä hetkellä mittareissa on jo kyseisiä toimintoja, mutta esimerkiksi jännitteen analysointiin on lähinnä pidempien jaksojen ali- ja ylijännitteiden rekisteröintiä. Myös mittarien sisäisten vikojen tarkkailu voisi olla ensivaiheen toimintoja.

4.3 Mobiililaite kokemukset ja kehittäminen

Kappaleessa 3 käsiteltiin VES:iin hankittujen Xpower mobile maasto-PC koneiden toimintaperiaatetta ja käyttökohteita. Pääasialliset laitteiden käyttäjät löytyvät verkon kunnossapitotöiden ja kytkentöjen tekijöistä. Kunnossapitosuunnitelman mukaiset työt määritellään Xpowerissa ja välitetään mobiilisovellukseen synkronoinnin kautta. Kunnossapitäjä tarkastaa kohteen, suorittaa määrätyt kunnossapitotyöt ja kirjaa nämä mobiilisovellukseen. Offline puolen kunnossapitosovelluksessa on myös mahdollista lisätä uusia kohteita sekä siirtää ja muuttaa vanhojen komponenttien tietoja. Kytkijät voivat tarkastaa ja päivittää verkon kytkentätilaa suoraan kentällä. Palattuaan toimistolle tiedot palautuvat Xpoweriin uuden synkronoinnin kautta.

4.3.1 Käyttökokemukset

Mobiililaitteet ovat olleet n. puoli vuotta yhtiön käytössä. Alun yhteysongelmien jälkeen laitteet toimivat tällä hetkellä suunnitelmien mukaan. Tekla on myös järjestänyt käyttökoulutusta laitetta käyttäville kytkijöille. Kenttähenkilökunta on kuitenkin kokenut laitteiden mukaan oton ja soveltumisen vanhoihin työtapoihin hankalaksi. Tällä hetkellä laite on ollut vain muutaman VES:n oman kytkijän mukana. Kytkijät tekevät enimmäkseen suunnitelmien mukaisia ja vikojen selvitykseen liittyviä kytkentöjä. Samoin pienet korjaukset tehdään yleensä suoraan tilanteen yhteydessä. Sovellus ei tämän tyyppiseen työhön tarjoa juurikaan työkaluja tai niiden käyttö on hankalaa. Sovellusta on markkinoitu myös työryhmien ohjaukseen maastossa. VES:ssä ei kenttä-PC koneiden yhteyteen ole kuitenkaan GPS paikantimia hankittu. VES:n verkkoalue on maantieteellisesti kohtuullisen pieni ja paikat ovat hyvinkin tuttuja asentajille. Tällöin ei kohteen löytymisen suhteen apua sovelluksesta juurikaan ole. Ainoastaan kovissa myrskyissä, joissa vikoja voi syntyä paljon yhtä aikaa ja käytössä on runsaasti urakoitsijan työvoimaa, saattaisi työryhmien paikantamisesta olla hyötyä. Tämäkin on vähenemässä kaapelointiasteen jatkuvasti noustessa. Maantieteellisesti isoissa maaseutuverkkoyhtiöissä tämän tyyppisistä toiminnoista on varmasti todellista hyötyä.

Itse näkisin laitteen soveltuvuuden lähinnä rutiinimuotoisiin tarkastuksiin, joissa prosessin kulku etenee selkein vaihein. Näitä ovat erilaiset kunnossapidon tarkastukset sekä kaavaillut pj-verkon kytkentätilan tarkastukset. Tämän tyyppisestä käytöstä ei vielä oikeastaan ole kokemusta. Nyt syksyn aikana laitetta ollaan kuitenkin ottamassa aktiivisesti mukaan tuleviin pylväs- ja jakokaappitarkastuksiin. Kj-verkon kytkennöissä siitä ei ole hyötyä, koska kaikki tehdään joka tapauksessa käyttökeskuksen johdolla ja ne kirjataan suoraan DMS:ään.

4.3.2 Mahdollisuudet ja kehittäminen

Mobiililaitteiden tehokas hyödyntäminen on osoittautunut kohtuullisen vaikeaksi projektiksi. Laitteen käytön sovittaminen osaksi totuttuja työtapoja ei onnistu hetkessä. Lisä koulutuksen järjestäminen sitä haluaville olisi hyvä käydä läpi. Uuden henkilöstön kohdalla laite onkin syytä ottaa heti osaksi päivittäisiä rutiineja. Sovelluksessa on myös joitakin käyttöä hankaloittavia kohtia. Mobiilisovelluksen jako kahteen eri ohjelmaan on tuottanut sekaannusta. Kunnossapitotöiden synkronisointi on tehtävä nimenomaisesti siihen sovellukseen, jossa sitä käytetään. Ominaisuuksia on pilkottu sovelluksiin, jolloin laitteen käytön näkeminen kokonaisuutena jää vaikeaksi. Eri töiden luonnetta on mietittävä tarkkaan ja niiden määrittely mobiilisovelluksiin tehtävä kentällä tapahtuvan työn tarpeet huomioonottaen. Työn aikana on mietitty mm. miten pylväs- ja jakorajatarkastusten toteuttaminen kannattaisi laitteella toteuttaa. Molemmat kyllä onnistuvat vaikka niissä omat haasteensa onkin. Verkon jakorajojen dokumentoinnin muuttaminen on hankalaa, koska ne joudutaan tekemään kunnossapitotyön kautta. Myös jakokaappien tilasta olisi havainnollista saada jonkinlainen kaavio ja graafista tietoa lähtöjen suunnista. Xpowerin tyyppinen listaus jakokaapin kytkimistä, missä nähtäisiin lähdöt ja kytkimien tilaa voisi muuttaa, olisi myös mobiilisovelluksessa hyvä. Samoin attribuuttitietojen (laitekortti) muutokset kohteille ovat mielestäni hankalasti toteutettu. Tämä johtuu siitä, että kaikki tietojen muutokset täytyy aina perustaa johonkin määriteltyyn kunnossapitotyöhön. Mielestäni sovellus olisi yksinkertaisempaa ollut tehdä yhdeksi kokonaisuudeksi, jossa käyttöoikeuksia rajoittamalla voitaisiin hallita eri

tahojen pääsyä osaan tiedoista ja ominaisuuksista. Myös GPRS yhteyden hitautta on hieman kritisoitu haettaessa tietoja sen yli. Itse en kuitenkaan kokenut yhteyden hitautta ongelmaksi, koska tarkastuksissa tarvittavat tiedot ladataan synkronoinnin yhteydessä toimistoverkon kautta laitteeseen. Kentällä haettavia kytkentä-, laitekortti- ja asiakastietoja tarvitaan ainakin laitteen nykyisten käyttötarkoitusten kohdalla kohtuullisen harvoin, jolloin niiden merkitys ei käytön kannalta ole kovinkaan merkittävää. Jos siirtonopeutta tulevaisuudessa tarvitaan lisää, on Panasonicin kenttä-PC koneen GPRS-modeemi vaihdettavissa UMTS/HSDPA (High Speed Downlink Packet Acces) -modeemiin. HSDPA:lla, joka on tällä hetkellä 3G tekniikan nopein toteutus, päästään jo 2-3 Mbit/s tiedonsiirtonopeuksiin.

Parannusideat lyhyesti:

- Lisää koulutusta laitteesta ja uusilla työntekijöille heti mukaan.
- Offline- ja online-sovellusten integroiminen yhdeksi kokonaisuudeksi.
- Jakokaapeista selkeät kaaviot, joissa kytkentöjen muuttaminen havainnollisempaa.
- Attribuuttitietojen muuttaminen helpommaksi.
- Tiedonsiirtonopeutta nostettavissa 3G/HSDPA-modeemilla.

Vaikka mobiilisovelluksessa on tiettyjä heikkouksia ja sen käyttöönotto ei ole ollut täysin kivutonta, ovat sen tarjoamat hyödyt kuitenkin todellisia. Oikein käytettynä se varmasti tarjoaa lisäarvoa verkkoyhtiölle. Verkon dokumentointiasteen nousu varsinkin kunnossapidon osalta sekä pj-verkon kytkentätilan tarkentumisen myötä, on jo tässä vaiheessa helposti nähtävä asia. Syksyn aikana laitetta varmasti päästään kokeilemaan laajemmin näissä tehtävissä.

4.4 Häiriöviestinnän kehittäminen

Häiriöviestinnän tämän hetken tilannetta on käsitelty kappaleessa kolme. VES:ssä on voimakas halu kehittää häiriöviestintää edelleen asiakkaita paremmin palvelevaksi. Tällä hetkellä käyttöpäiväkirjaan luotaviin vikatapahtumiin ja niiden vakavuusluokkaan perustuvat häiriöviestit siirtyvät Internetsivuille sekä sähköposti ja tekstiviestit lähtevät osalle yhtiön henkilökuntaa. Häiriötiedotuksen toiminnot ovat tällä hetkellä vielä manuaalisesti asetettavissa. Sekä käyttöpäiväkirjan vikatapahtumat ja puhelinviestien asetus tapahtuu käsin. Järjestelmän selkeä kehitysaskel olisi yhdistää DMS:stä saatavat keskijänniteverkon keskeytystiedot automaattisesti sekä käyttöpäiväkirjaan ja puhelinpalveluun. Käytöntuesta ei saada kaikkia keskeytyksen tiedottamiseen liittyviä tietoja kuten esimerkiksi arvioitua korjausaikaa, mutta vuoromestari voisi täydentää tapahtumia asioiden selvittyä. DMS:n pitäisi myös pystyä välittämään vakavuusluokitus käyttöpäiväkirjalle. Myös mahdollisen karttasovelluksen liittäminen Internetsivujen häiriöpalveluun on varteenotettava idea. Siinä voitaisiin esimerkiksi kaupunginosakohtaisesti merkitä tietyn vakavuusasteen viat kartalle. Tärkeää olisi myös mobiilikäyttömahdollisuus, jolloin katkon alueella olevat voivat hyödyntää palvelua esimerkiksi matkapuhelimilla. Helsingin Energialla on tämän tyyppinen sovellus käytössä. Tosin mobiilikäyttö ei pienissä matkapuhelinselaimissa omien testieni mukaan ole siinä mahdollista. Käytönjohtajan ehdottamien ideoiden pohjalta myös DMS kotisovelluksen saaminen olisi hyödyllistä. Tällöin osa työajan ulkopuolella hälytettävästä henkilökunnasta voisi jo kotoa tehdä päätelmät vikojen laadusta ja korjausvalmiuksien tarpeellisuudesta. Samoin vikailmoituspuheluiden automaattinen asetus DMS:stä saatujen tietojen perusteella olisi seuraavan vaiheen kehitysaskeleita.

5 Yhteenveto ja johtopäätökset

Tässä työssä selvitettiin sähköverkkoyhtiön käytössä olevia tietojärjestelmiä sekä etsittiin kehitysideoita niiden käytön ja toiminnan parantamiseen. Työssä lähdettiin liikkeelle selvittämällä sähköverkkotoiminnan prosesseja. Niiden käsittely tehtiin VES:n toimintojen pohjalta kappaleessa 2.

Prosessien käsittelyn kautta siirryttiin selvittämään käytössä olevia tietojärjestelmiä kappaleeseen 3. Tietojärjestelmä tilannetta selvitettiin käyttäjien ja muiden osallisten haastatteluilla sekä perehtymällä kirjallisuuteen. Kappaleessa kuvataan VES:n käytössä olevien järjestelmien käyttöä ja osallistumista toimintaprosesseihin. Tietojen pohjalta laadittiin tietovirtakuvaus sähköverkkotoiminnan tietojärjestelmistä ja niiden kytkeytymisestä toisiinsa. Tietovirtakaavio järjestelmistä löytyy työn lopusta liitteenä 2. Sen yhteydessä on myös tietovirtaprosessien tarkemmat kuvaukset liitteenä 3.

Järjestelmien käsittelyn jälkeen lähdettiin pureutumaan muutamiin valittuihin kehityskohteisiin kappaleessa 4. Tärkeimmäksi käsittelyn kohteeksi nousi mittauspalveluiden tietojärjestelmä kokonaisuuden toteuttaminen tulevaisuudessa. Kappaleessa pohdittiin useita periaatteellisia vaihtoehtoja toteutukselle. Kaukoluennan kehitys ja järjestelmävaihtoehdot tulevaisuudessa sekä uuden asiakastietojärjestelmän hankinta toivat haasteita kokonaisuuden hahmottamiseen. Toisena kehityskohteena tarkasteltiin verkkotietojärjestelmän ja kunnossapidon yhteyteen hankittujen mobiililaitteiden käyttökokemuksia ja mietittiin mahdollisia parannuskohteita tulevaisuudessa. Tässä vaiheessa pääsin myös itse testaamaan ja arvioimaan laitteen

käyttöä. Laitteen käyttö ja soveltuminen kenttätyöskentelyyn vaatii tiettyä muutosta henkilökunnan toimintatavoissa. Myös töiden suunnittelu järjestelmiin vaatii prosessin tarkempaa miettimistä ja olisi hyvä tehdä yhteistyössä kenttähenkilökunnan kanssa. Kolmannessa kehityskohteessa mietittiin kaukoluennan tarjoaman mittausinformaation ja myös itse järjestelmän tarjoamia mahdollisuuksia verkkotoiminnalle ja sähkön myynnille. Mahdollisuuksia on paljon, mutta valmiiden toteutusten laatiminen on ollut hidasta. Verkkoyhtiöiden erilainen tilanne ja valittu lähestymistapa kaukoluentaan on aiheuttanut kehityksen jarrutusta. Tilanne on uusia palveluita ajatellen hankala ja lainsäädännön ohjausta tilanteeseen kaivattaisiin.

Työn kuluessa on käynyt selväksi, että verkkoyhtiön tietojärjestelmäkenttä on laaja. Se on myös murrosvaiheessa, koska monia vanhoja järjestelmiä ollaan uusimassa ja myös kokonaan uusia otetaan käyttöön. Suuntaus on pyrkiä integroimaan yhä useammat järjestelmät yhtenäiseen ja automaattiseen tiedonvaihtoon. Alan pienuuden vuoksi valmiita ja yhtenäisiä ratkaisuja ei kuitenkaan markkinoilla juurikaan ole. Ohjelmistotoimittajat ovat keskittyneet oman osa-alueensa sovelluksiin ja integrointityö on kallista räätälöintiä. Tämän takia ei avoimia ja helposti lähestyttäviä rajapintoja voi kyllin korostaa. Kokonaisuuden hallinta on myös tulevaisuudessa pystyttävä pitämään kunnossa. Tietovirtakaavion kehittäminen eteenpäin ja pitäminen ajan tasalla on syytä pitää tulevaisuudessa mielessä. Prosesseja on mahdollista tarkentaa ja kuvausta muutenkin kehittää tarpeiden mukaan. Oma selkeä näkemykseni kuitenkin on, että tietojärjestelmien kehittyminen lisää energiayhtiöiden mahdollisuuksia kehittää liiketoimintaprosessejaan ja lisätä asiakastyytyväisyyttä.

6 Lähdeluettelo

Sähkömarkkinalaki 386/1995 sisältäen kaikki voimaantulleet muutokset heinäkuuhun 2007 asti.

Sähkömarkkina-asetus 518/1995 sisältäen muutokset 1174/2004, 182/2004, 438/1998 ja 451/1997.

Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n liiketoimintaprosessien kuvaamiseen käytetty powerpoint materiaali (2007).

Vantaan Energia yhteiskuntavastuuraportti 2007.

Vantaan kaupungin Internetsivut. http://www.vantaa.fi (06 / 2007).

Strateginen johtaminen. Jan-Erik Johanson, VTT. Helsingin yliopisto, Yleisen valtio-opin laitos.

Energiamarkkinaviraston Internetsivut. Sähkön jakeluverkkotoiminnan hinnoittelun kohtuullisuuden arvioinnin suuntaviivat vuosille 2008 – 2011. http://www.energiamarkkinavirasto.fi (06 / 2007).

Fingridin Internetsivut. Kantaverkon liittymisehdot ja taseselvitysinformaatio. http://www.fingrid.fi (05 / 2007).

Vantaan Energia Sähköverkot Oy:n yleissuunnitelma vuoteen 2030.

Energia lehti numero 1 / 2007. Sähköverkkotoiminnan valvonnan perusteet.

SFS-EN 13306 kunnossapitostandardi (2007).

Rakennuttamisjärjestelmän kuvaus ja käyttöohje.

Mitox Oy:n MELT järjestelmän toteutuskaavio (2006).

Xpower verkkotietojärjestelmä. VES:n verkkotiedot (2007).

Tekla Oy:n Internetsivut. Xpowerin esittelytiedot. http://www.tekla.com (05 / 2007).

Tekla Xpower Mobilen käyttöohje.

Tietoenatorin EDM integraatiomäärittelyn prosessikuvaukset.

Energiateollisuus ry:n EDIEL liikenteen yleiset sovellusohjeet (2007).

VE:n Käyttö ja kehitys tiimin muistio: VKO-järjestelmän korvaaminen kaukoluettavilla mittareilla (2005).

Semagyr VKO-laitteiston esitteet.

Eltel Networksin kuvaukset ja ohjeet VES:n viestiverkosta

Suomen Erilliserverkot Oy:n nettisivut. Virve verkon yleiskuvaus ja käyttö. http://www.virve.com (04 / 2007).

Bitmill Oy:n Internetsivut. Rakennuttamisjärjestelmän esittelymateriaali. http://www.bitmill.fi (05 / 2007).

Symantech:n Internetsivut. LiveState Recover varmistusohjelmiston kuvaukset. http://www.symantech.com/fi (05 / 2007).

Vantaan Energia Oy:n tietotekniikkapalveluiden varmistuskuvaukset eri tietojärjestelmille.

Frends Technology Oy:n Internetsivut. Tietojärjestelmäintegraation toteutus ja hyödyt. http://www.frends.fi (04 / 2007).

Hannu Jaakkola. Tampereen teknillisen yliopiston ohjelmistotuotanto kurssin luentomateriaali tietovirtakaavioista.

Jarmo Partanen, Satu Viljanen. Lappeenrannan teknillinen yliopisto (2006). DEA-mallilla suoritettavan tehokkuusmittauksen kehittäminen.

Microsoftin Internetsivut. .NET remoting arkkitehtuurin kuvaussivut. http://msdn2.microsoft.com/en-us/library/2e7z38xb.aspx (05 / 2007).

Lassi Paavolainen. Jyväskylän Yliopisto, Tietotekniikan laitos. SOAP-protokollan kuvaus. http://www.ad.jyu.fi/digdoc/TJTSD60_2005/soap/soap.xml (05 / 2007).

Panasonicin Internetsivut. Tietoa Toughbook maasto-PC tietokoneista. http://www.panasonic.com/business/toughbook/home.asp (07 / 2007).

Bister Timo, Jyväskylän yliopisto (2005). Lisensiaattityö: Tuotteet, palvelut ja tietojärjestelmät sähkömarkkinoiden vapautumisen voimakentässä.

Lari Saarinen, TKK (2005). Diplomityö: Sähköenergiamittareiden kaukoluennan laajentaminen Helsingissä.

Tatu Kulla, TKK (2002). Diplomityö: Mobiilit sovellukset verkkotietojärjestelmän osana.

Hannu Markkanen, TKK (2001). Diplomityö: Helsingin Energian jakeluverkkojen tiedonhallinnan kehittäminen.

Haastattelut:

Österholm Mikael, projekti-insinööri, VES. Mittaustietojärjestelmien integraatiototeutukseen liittyvät useat keskustelut. Jakeluverkon taseselvitystilanteen läpikäynti.

Luumi Pekka, kaukokäyttöteknikko, VES. Viestiverkon ja verkkokäskyjärjestelmän toteutukseen liittyvä haastattelu.

Kari Vehmainen, kehityspäällikkö, VES. VES:n prosessikuvausten taustatietoja sekä verkkotietojärjestelmän historia Vantaan Energiassa.

Erhiö Ilona, käyttöpäällikkö, VES. Xpower mobiililaitteita koskeva keskustelu. Selvitystä VES:n verkossa käytetyistä releistä. Häiriöviestinnän kehittäminen tulevaisuudessa.

Lindholm Stig-Göran, rakennuttajainsinööri, VES. Keskustelua rakennuttamisjärjestelmän toiminnasta ja käytöstä yhtiössä.

Pesonen Olavi, jakeluverkon suunnittelun esimies, VES. Suunnittelu prosessin läpikäyntiä ja työssä käytettäviin tietojärjestelmiin tutustumista.

Hämäläinen Pirjo, kunnossapitoinsinööri, VES. Kunnossapidon perusprosessien ja järjestelmien läpikäynti. Myös mobiililaitteiden esittely.

Hartikainen Janne, mittauspalvelupäällikkö, VES. Mittauspalveluiden järjestelmätarpeet tulevaisuudessa. Järjestelmien integraatiovaihtoehtojen läpikäyntiä uuden ATJ:n hankinnan kannalta.

Lehtiniemi Sami, käyttökeskuksen päällikkö, VE. Keskustelua taseselvityskuviosta.

Asikainen Jani, kehitysinsinööri, VE. Energianhallintajärjestelmän toteutuksen läpikäynti.

Rupponen Riitta, järjestelmäasiantuntija, VE. Haastattelu tietojärjestelmien varmuuskopioinnin toteuttamisesta Vantaan Energian järjestelmissä.

Joutti Jarkko, sähköasentaja, VES. Käytönvalvontajärjestelmän toteutus ja laitteistoon tutustuminen.

Tall Pekka, koestaja, VES. Vierailu Rekolan sähköasemalla ja tutustuminen releistyksien toteutuksiin.

Rajatammi Timo, käyttökeskuksen vuoromestari, VE. Tutustuminen käyttökeskuksen toimintaan ja käytönvalvontajärjestelmän toimintaan.

Kasslin Jukka, markkinointipäällikkö, Mitox Oy. Vierailu Mitox Oy:ssä ja tutustuminen heidän järjestelmäkokonaisuuden toteutukseen.

Lukkarinen Erkki, ryhmäpäällikkö, Mitox Oy. Mitox Oy:n järjestelmäintegraation teknisen toteutuksen esittely.

Kallonen Milla, diplomityöntekijä, Helen sähköverkko Oy. Keskustelua mittaustiedon hyödyntämisnäkökulmista. Myös ajatusten vaihtoa yleensä verkon järjestelmien parissa työskentelystä.

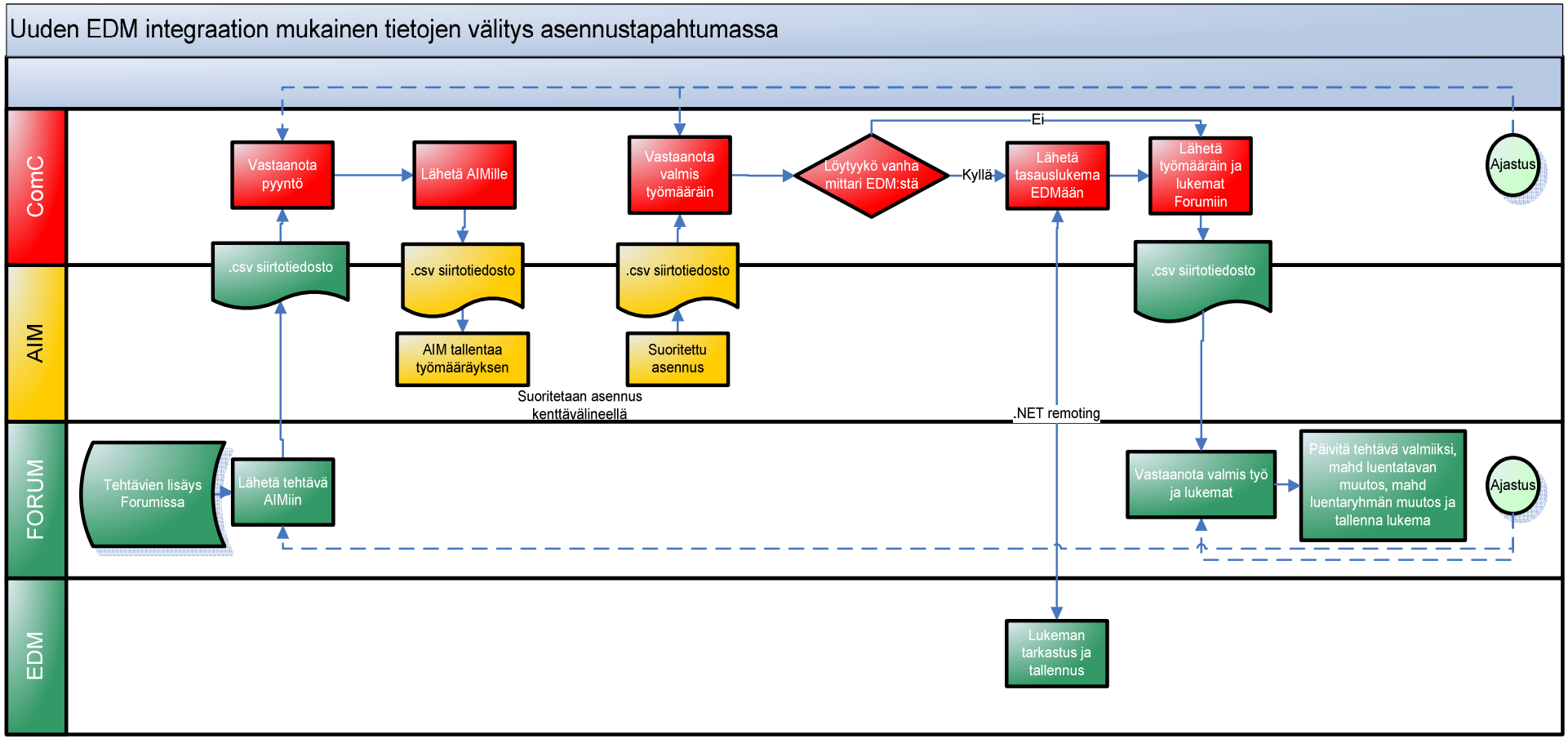
7 Liitteet

1. Esimerkki prosessikuvauksesta, mittarin asennusprosessi.

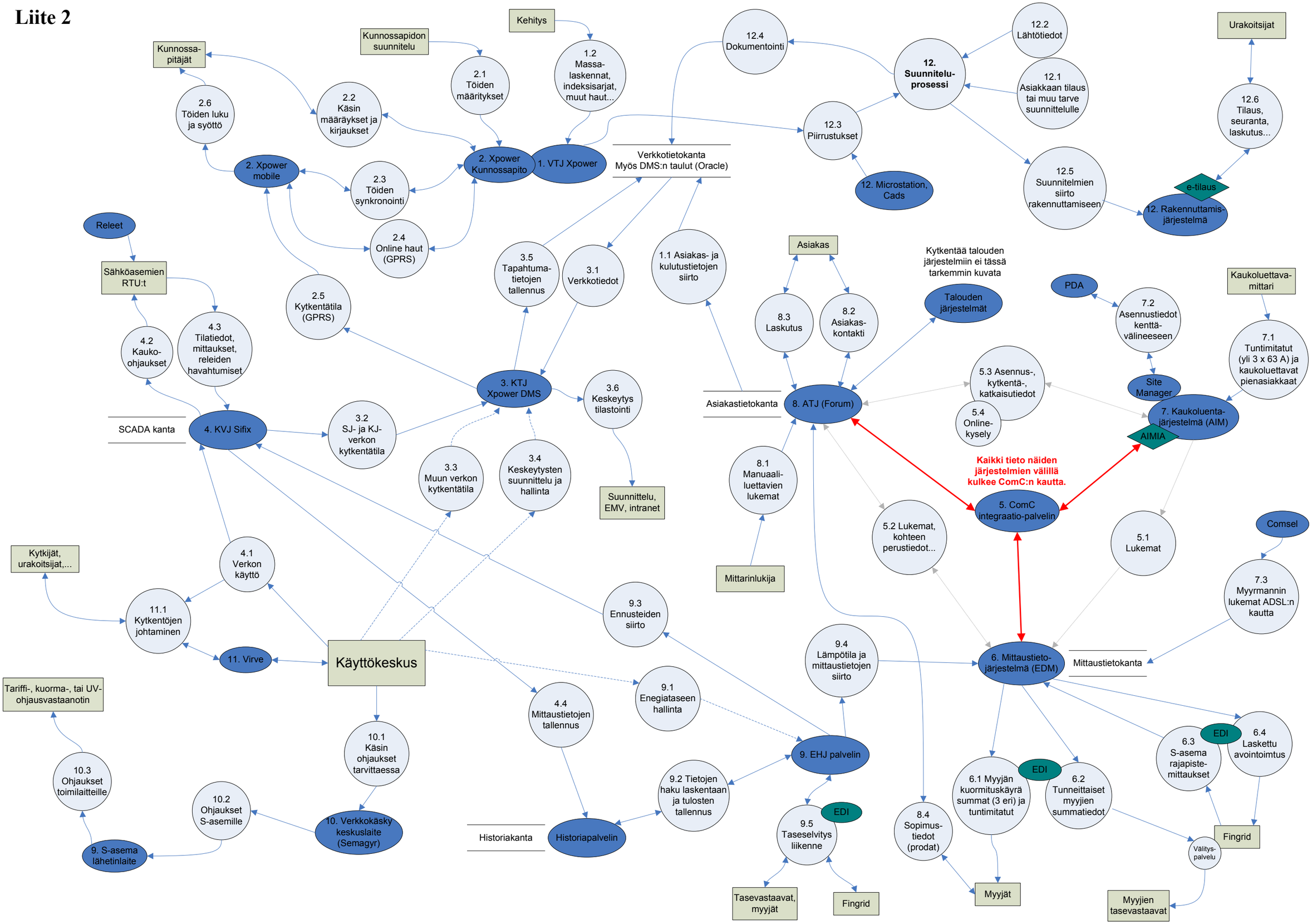
2. VES:n tietojärjestelmien tietovirtakaavio.

3. Tietovirtakaavion prosessit.

Liite 1. Asennusprosessi uudessa EDM integraatiossa



Liite 2


Kunnossa-pitäjät
Kunnossapidon suunnitelu
Kehitys
Urakoitsijat
2.6 Töiden luku ja syöttö
2.2 Käsin määräykset ja kirjaukset
2.1 Töiden määritykset
1.2 Massa-laskennat, indeksisarjat, muut haut...
12.4 Dokumentointi
12. Suunnitelu-prosessi
12.2 Lähtötiedot
12.1 Asiakkaan tilaus tai muu tarve suunnittelulle
12.6 Tilaus, seuranta, laskutus...
2. Xpower mobile
2.3 Töiden synkronointi
2. Xpower Kunnossapito
1. VTJ Xpower
Verkkotietokanta Myös DMS:n taulut (Oracle)
12.3 Piirrustukset
12. Microstation, Cads
12.5 Suunnitelmien siirto rakennuttamiseen
e-tilaus
12. Rakennuttamis-järjestelmä
Releet
2.4 Online haut (GPRS)
3.5 Tapahtuma-tietojen tallennus
3.1 Verkkotiedot
1.1 Asiakas- ja kulutustietojen siirto
Asiakas
Kytkentää talouden järjestelmiin ei tässä tarkemmin kuvata
Talouden järjestelmät
PDA
Kaukoluettava-mittari
Sähköasemien RTU:t
2.5 Kytkentätila (GPRS)
8.3 Laskutus
8.2 Asiakas-kontakti
7.2 Asennustiedot kenttä-välineeseen
7.1 Tuntimitatut (yli 3 x 63 A) ja kaukoluettavat pienasiakkaat
4.2 Kauko-ohjaukset
4.3 Tilatiedot, mittaukset, releiden havahtumiset
3. KTJ Xpower DMS
3.6 Keskeytys tilastointi
Asiakastietokanta
8. ATJ (Forum)
5.3 Asennus-, kytkentä-, katkaisutiedot
5.4 Online-kysely
Site Manager
7. Kaukoluenta-järjestelmä (AIM)
AIMIA
SCADA kanta
4. KVJ Sifix
3.2 SJ- ja KJ-verkon kytkentätila
3.3 Muun verkon kytkentätila
3.4 Keskeytysten suunnittelu ja hallinta
Suunnittelu, EMV, intranet
8.1 Manuaali-luettavien lukemat
Kaikki tieto näiden järjestelmien välillä kulkee ComC:n kautta.
5. ComC integraatio-palvelin
5.2 Lukemat, kohteen perustiedot...
5.1 Lukemat
Comsel
Kytkijät, urakoitsijat,...
4.1 Verkon käyttö
Mittarinlukija
7.3 Myyrmannin lukemat ADSL:n kautta
11.1 Kytkentöjen johtaminen
9.3 Ennusteiden siirto
9.4 Lämpötila ja mittaustietojen siirto
6. Mittaustieto-järjestelmä (EDM)
Mittaustietokanta
11. Virve
Käyttökeskus
Tariffi-, kuorma-, tai UV-ohjausvastaanotin
4.4 Mittaustietojen tallennus
9.1 Enegiataseen hallinta
EDI
6.4 Laskettu avointoimtus
6.3 S-asema rajapiste-mittaukset
10.1 Käsin ohjaukset tarvittaessa
9. EHJ palvelin
10.3 Ohjaukset toimilaitteille
9.2 Tietojen haku laskentaan ja tulosten tallennus
6.1 Myyjän kuormituskäyrä summat (3 eri) ja tuntimitatut
6.2 Tunneittaiset myyjien summatiedot
10.2 Ohjaukset S-asemille
10. Verkkokäsky keskuslaite (Semagyr)
Historiakanta
Historiapalvelin
9.5 Taseselvitys liikenne
8.4 Sopimus-tiedot (prodat)
Fingrid
Välitys-palvelu
9. S-asema lähetinlaite
Tasevastaavat, myyjät
Fingrid
Myyjät
Myyjien tasevastaavat

Liite 3. Tietovirtakaavion prosessit

1. Verkkotietojärjestelmän (Tekla Xpower) prosessit

Prosessi 1.1 Asiakas- ja kulutustietojen siirto ATJ:stä

- Asiakas-, liittymä- ja kulutustiedot haetaan Forumista Ingres kantaan tehtävillä SQL kyselyillä. Tulokset saadaan tekstitiedostona.
- Haetut tiedostot siirretään Accesiin ja sinne tehdyillä Visual Basic macroilla muokataan data Xpowerille kelpaavaan muotoon.
- Muokatut tiedostot siirretään Xpowerin kantaan sen omalla siirto-ohjelmalla.
- Siirto on tällä hetkellä manuaalinen prosessi, joka vaatii käyttäjien toimenpiteitä useassa vaiheessa.

Prosessi 1.2 Verkon tilaan, käyttöön ja seurantaan liittyvät toimenpiteet

- Verkostolaskentojen suorittaminen verkkotietojärjestelmässä. Massalaskennat n. 2 kk välein. Muut yksittäisten kohteiden laskennat tarpeen mukaan.
- Yksilöllisten indeksisarjojen laadinta noin 100 isoimmalle kuluttajalle. Indeksisarjat lasketaan Excelissä haetun tuntidatan perusteella ja muokataan Xpowerille soveltuvaan muotoon.
- Muut verkkotiedon haut ja päivitykset.
- Kyselyitä ja päivityksiä tehdään myös suoraan tietokantaan ja niistä laaditaan tarvittavia listoja tai muita esityksiä.

2. Kunnossapitojärjestelmän (Xpower) ja sen mobiilisovelluksen (Xpower Mobile) prosessit

Prosessi 2.1 Töiden määritykset

- Kohteiden kuntotarkastus ja mahdolliset muut työt määritellään Xpowerin kunnossapito-osiossa.

Prosessi 2.2 Käsin määräykset ja kirjaukset järjestelmään

- Töiden antaminen kunnossapitäjille kirjallisina määräyksinä.
- Valmiiden töiden kirjaaminen Xpower kunnossapitoon.

Prosessi 2.3 / 2.6 Töiden synkronointi ja kirjaus mobiilikunnossapitoon

- Määritellyt työt siirretään kenttälaitteeseen kytkemällä se toimistoverkkoon ja ajamalla synkronointi.
- Järjestelmänä voidaan käyttää Offline-kunnossapitoa (urakoitsijoiden käyttöön) tai Xpower mobilea (omalle henkilökunnalla esim. PJ-jakorajojen tarkastukseen), joka sisältää online-toiminnot.
- Kunnossapitäjä lukee tehtävät mobiililaitteesta ja kirjaa suoritetut työt siihen.
- Kunnossapitäjän palattua kentältä siirretään valmiit työt kunnossapitojärjestelmään saman synkronoinnin kautta.

Prosessi 2.4 / 2.5 Online-haut ja verkon kytkentätilan haku

- Xpower Mobile sovelluksessa on mahdollista käyttää online-toimintoja kentällä GPRS-yhteyden yli.
- Hakea voidaan kaikkien komponenttien laitekorttien tietoja, laskentatuloksia, asiakastietoja ja kunnossapitotietoja.
- Verkon reaaliaikainen kytkentätilanne saadaan haettua GPRS:n kautta Xpower DMS käytöntukijärjestelmästä.

3. Käytöntuen (Tekla Xpower DMS) prosessit

Prosessi 3.1 Verkkotietojen haku Xpowerista

- DMS käyttää Xpowerin tietokantaa verkkokomponenttien hakuun.
- Myös kytkentätila niiden komponenttien osalta, joiden kytkentätilaa ei ole määritelty erikseen DMS:n istunnossa haetaan Xpowerista.

Prosessi 3.2 Suurjännite- ja keskijänniteverkkojen kytkentätila

- Käytönvalvonnasta saadaan käytöntukeen suoraan reaaliajassa sähköasemien ja muiden valvottujen kytkinlaitteiden tilatiedot.
- Näin 110 kV ja 20 kV (valvottujen laitteiden osalta) kytkentätila on käytönvalvonnassa ajan tasalla.

Prosessi 3.3 Muun verkon kytkentätilan muutokset

- Käyttökeskus hallitsee käytöntuessa kaikkien niiden komponenttien kytkentätilan muutoksia, joiden tilatietoja ei saada suoraan käytönvalvonnasta. Näitä ovat esimerkiksi keskijännitepuolella muuntamoiden ja verkon erottimet. Koko pienjänniteverkon kytkentätilaa hallitaan myös DMS:stä. Sen päivittäminen ja ajan tasalle saattaminen ei tosin vielä ole ollut ajankohtaista.
- Käytönvalvonnan kytkentätila säilyy omalla palvelimella pyörivässä ETC-istunnossa. Muut käynnistettävät istunnot hakevat tilanteen ja tallettavat mahdolliset tehdyt muutokset siihen.

Prosessi 3.4 Keskeytysten suunnittelu ja hallinta

- Kytkentäsuunnitelmien laadinta.
- Suunniteltujen keskeytyksien hallinta ja vikojen selvitys tapahtumahetkellä.

Prosessi 3.5 Tapahtumatietojen tallennus

- DMS taulut sijaitsevat Xpowerin tietokannassa. Niihin tallennetaan kaikki DMS:n tapahtumatiedot.

Prosessi 3.6 Keskeytystilastointi

- Käytöntuesta saadaan toteutuneista keskeytyksistä raportteja tilastointia varten. Näitä voidaan laatia mm. Accesissa. Näihin sisältyy myös KAH-arvoilla lasketut keskeytyskustannus hinnat.
- Näitä käytetään esimerkiksi jakeluverkon suunnitteluun ja raportointiin EMV:lle.

4. Käytönvalvontajärjestelmän (Netcontrol Sifix) prosessit

Prosessi 4.1 ja 4.2 Verkon käyttö

- Käyttökeskuksen tehtävänä on kaikkien verkon käyttötoimenpiteiden toteutus, hallinta ja valvonta.
- Käyttökeskus välittää ohjeet manuaalisten kytkentätoimenpiteiden tekoon kytkijöille.
- Kauko-ohjattujen laitteiden ohjaustoimenpiteet suoritetaan käytönvalvontajärjestelmän avulla.
- Ohjaukset kaukokäytön ala-asemille (RTU) välitetään valokuituverkkoa pitkin.

Prosessi 4.3 Laitteiden tilatiedot ja mittaukset käytönvalvontaan

- Katkaisijoiden, erottimien ja muiden laitteiden tilatiedot välittyvät käytönvalvontaan valokuituverkon kautta.
- Sähköasemien mittaukset (lähtöjen virrat, kiskojännitteet…) siirtyvät käytönvalvontaan.

Prosessi 4.4 Mittaustietojen tallennus historiatietokantaan

- Historiatietokantaan tallennetaan mittausten tulokset.

5. ComC integraation, 6. Mittaustietojärjestelmän (EDM) ja 7. kaukoluentojärjestelmän (AIM) prosessit

Kaikki liikenne näiden kolmen järjestelmän välillä kulkee ComC integraatiopalvelimen kautta.

Mittaukseen ja mittaustiedonhallintaan liittyvät prosessit

Prosessi 5.1 Lukemien siirto

- AIM:iin kaukoluettujen kohteiden lukematietojen siirto EDM:ään.
- Rajapinta AIM:iin on AIMIA ja rajapinta EDM:ään on ComC.

Prosessi 5.2 Lukemat ja liittymän perustiedot

- Forum hakee, kirjoittaa ja tarkastaa lukematietoja EDM:stä.
- Forumista siirretään EDM:ään liittymien sopimus- ja asennustietoja.

Prosessi 5.3 / 7.2 Mittarien asennustiedot ja siirto PDA

- Mittarin asennukseen, vaihtoon ja poistoon liittyvien tietojen välittäminen Forumista AIM:iin.
- Asentajille tiedot kenttälaitteeseen ja siitä tehdyt työt takaisin Site Managerin kautta.
- Kuittaukset suoritetusta tehtävästi takaisin Forumiin.
- Prosessissa lukemat välitetään myös EDM:ään.

Prosessi 5.3 Kytkentä- ja katkaisutiedot

- Kaukoluettavien mittarien kytkentä- ja katkaisutietojen välittäminen Forumista AIM:iin.
- Kuittaukset suoritetusta tehtävästä takaisin Forumiin.
- Prosessissa lukemat välitetään myös EDM:ään.

Prosessi 5.4 Lukemien online-kysely

- Forumissa voidaan kysellä tietyn mittarin lukemaa reaaliaikaisesti.
- Lukema siirtyy rajapintojen kautta suoraan AIM:sta Forumiin.
- Lukema voidaan erillisestä pyynnöstä tallentaa Forumiin ja EDM:ään.

Prosessi 7.1 Tuntimitattujen (yli 3 x 63 A) ja kaukoluettavien pienasiakaskohteiden luku

- AIM:iin luetaan kerran päivässä tuntimitatut kohteet tuntisarjana.
- Pienasiakkaat luetaan AIM:iin kuukauden välein

Prosessi 7.3 Myyrmannin kaukoluenta

- Myyrmannin kaukoluenta suoritetaan erillisellä Comsel järjestelmällä ADSL yhteyden kautta.

Jakeluverkon taseselvitykseen liittyvät prosessit

Prosessi 6.1 Myyjille kuormituskäyräsummat ja tuntimitatut
EDI-liikennettä

- VES:in alueelle myyville ulkopuolisille myyjille toimitetaan tuntimitattujen kohteiden aikasarjat ja muista kohteista kolmeen kategoriaan luokitellut kuormituskäyräsummat.

Prosessi 6.2 Ulkopuolisten myyjien summatiedot tasevastaaville
EDI-liikennettä

- VES:in alueelle myyvien ulkopuolisten myyjien tunneittaiset summaenergiat heidän asiakkaistaan toimitetaan myyjien tasevastaaville Fingridin välityspalvelun kautta. Tähän on valmiiksi laskettu yhteen tuntimitattujen ja kuormituskäyrien summa.

Tasevastaavan taseselvitykseen liittyvät prosessit

Prosessi 6.3 Rajapistemittaukset Fingridiltä
EDI-liikennettä

- Fingridin sähköasemilla olevat rajapistemittaukset siirtyvät EDM:ään.

Prosessi 6.4 Laskettu avoin toimitus Fingridille
EDI-liikennettä

- Avoin toimitus VES:n verkkoon lasketaan EDM:ssä. Vähentämällä rajapistemittauksista ulkopuolisten myyjien osuus VES:in alueella, saadaan avoin toimitus laskettua. Tämä lähetetään Fingridille.

8. Asiakastietojärjestelmän (Forum) prosessit

Prosessi 8.1 Mittarien käsin luennat Forumiin

- Käsin luettavista kohteista mittarinlukijoiden toimittavat lukemat kirjataan suoraan Forumiin.

Prosessi 8.2 Asiakkaan tiedot Forumiin ja kuormitusryhmä

- Kaikki sähköverkon asiakassuhteeseen ja laskutukseen liittyvät tiedot kirjataan Forumiin. Näitä ovat esim. uusi asiakas, tietojen muutos, lukema ilmoitukset, laskutuksen tiedot…
- Liittymämyynti määrittelee asiakaan kuormitusryhmän.

Prosessi 8.3 Asiakkaan laskutus

- Asiakkaan oikea laskutus mitattujen kulutusten perusteella.

Prosessi 8.4 Sopimustietojen välitys Prodat-sanomina
EDI-liikennettä

- Ulkopuolisten myyjien ja asiakastietojärjestelmän välinen sopimuksiin liittyvä liikenne hoidetaan EDI-liikenteen Prodat-sanomina.

9. Energiahallintajärjestelmän (omat Excel sovellukset) prosessit

Prosessi 9.1 Energiataseen hallinta

- Käyttökeskus huolehtii energiahankinnan tasapainosta tuntitasolla.
- Tätä tehdään mm. Elbas kaupan avulla.
- Hankintojen hallintaan on tehty oma Excel sovellus, jonka avulla tasapainottavaa kauppaa käydään.

Prosessi 9.2 Tietojen haku, laskenta ja takaisin tallennus historiapalvelimelle

- EHJ-palvelimella lasketaan ennusteita kaukolämmön ja sähkön tulevasta käytöstä.
- Historiatietokannasta haetaan käytönvalvonnan mittaustietoja näitä laskentoja varten.
- Laskennat tehdään itse laadituilla Excel sovelluksilla EHJ-palvelimella.
- Saadut tulokset tallennetaan takaisin historiatietokantaan.

Prosessi 9.3 Ennusteiden siirto käytönvalvontajärjestelmään

- Käytönvalvontajärjestelmään siirretään VSSUMMA (siirtosumma) ennuste neljälle seuraavalle tunnille, tasesähkö ennuste ja loisotto ennuste.

Prosessi 9.4 Tietojen siirto EDM:ään

- EHJ-palvelimelta EDM:ään siirretään toteutunut ulkolämpötila, kiinteiden kauppojen summa ja rajapistemittaukset.
- Tällähetkellä omia rajapistemittauksia ei käytetä laskennoissa. Avoin toimitus lasketaan Fingridin lähettämistä luvuista. Vertailuarvoina niitä voidaan kuitenkin käyttää.

Prosessi 9.5 Tasevastaavan taseselvitykseen liittyvä liikenne

Tasevastaavan taseselvitykseen liittyvä viestiliikenne hoidetaan Ediel-viesteinä. Tässä joitain esimerkkejä lähetettävistä ja vastaanotettavista viesteistä.

Delfor-viestit:

- Kiinteiden toimitusten vastaanotto.
- Kiinteiden toimitusten ja Martinlaakson tuotantosuunnitelman lähetys FG:lle.
- Tilaukset PVP:lle (Pohjolanvoiman palvelu Nordpoolin sähköpörssikauppaan).

Aperak-kuittaukset vastaanotettuihin Delfor-viesteihin.

Mscons-viestit:

- Adatolle Martinlaakson voimalaitoksen generaattorikohtaiset bruttotuotannot.
- FG:lle VE:n ja HKE:n välinen loissähkökauppa.

10. Verkkokäskyjärjestelmän (Semagyr) prosessit

Prosessi 10.1 Manuaalinen käyttö

- Normaalisti verkkokäskyohjaukset lähtevät ajastetusti keskuslaitteelta.
- Jos viesti ei mene perille tai lähetyksessä on muita ongelmia, niin ohjaus voidaan lähettää manuaalisesti uudestaan.
- Myös UV-verkon tarkastus- ja korjaustöissä käytetään usein käsin lähetystä tiettyjen alueiden sytytykseen ja sammutukseen.

Prosessi 10.2 Ohjaukset sähköasemille

- Ohjaukset käyttökeskuksen keskuslaitteelta lähetetään sähköasemien lähetinlaitteille valokuituverkon välityksellä.

Prosessi 10.3 Ohjaukset kohteisiin

- Sähköasemien lähetinlaitteet välittävät 216,667 Hz ohjaussignaalin 20kV kiskoon päämuuntajakohtaisesti.
- Laitteisto pääpiirteittäin koostuu tasa- ja vaihtosuuntaajasta.
- Koodatut sanomat välittyvät asiakkaan vastaanottimeen yli jakelumuuntajien.
- Verkkokäskyjärjestelmällä ohjataan tariffeja, lämmityskuormia ja UV-verkkoa.

11. Virve puhelinjärjestelmä

Prosessi 11.1 Kytkentöjen johtaminen

- Virve puhelinta käytetään päivittäiseen kommunikaatioon käyttökeskuksen ja kenttähenkilökunnan välillä.
- Myös muiden pk-seudun verkkoyhtiöiden käyttökeskuksiin saadaan yhteys Virvellä. Tätä mahdollisuutta voidaan hyödyntää esimerkiksi kantaverkon suurhäiriötilanteessa.

12. Jakeluverkon suunnittelun ja rakennuttamisjärjestelmän prosessit

Prosessi 12.1 / 12.2 Tarve suunnittelulle ja lähtötiedot

- Tarve toteuttaa jakeluverkon suunnittelua voidaan saada mm. asiakkaan liittymätilauksesta, rakennuslupa hakemuksista tai laskentojen kautta saatavasta verkon vahvistustarpeesta.
- Lähtötiedot suunnitellun pohjaksi saadaan asiakkaan tilauksen tarpeista, nykyisen verkon lähtötiedoista.

Prosessi 12.3 Piirustukset (Xpower, Microstation ja Cads)

- Suunnittelun yhteydessä käytetään useita tietokoneohjelmia erilaisten piirustusten tekoon.
- Xpowerilla tehdään mm. verkkokartat, kisko- ja muuntamokaaviot sekä jakokaappikortit.
- Cad ohjelmilla piirretään mm. asema- ja julkisivupiirustuksia sekä kohteen sijaintikartta.

Prosessi 12.4 Dokumentointi

- Verkon tärkeimpänä dokumentointijärjestelmänä toimii Xpower, joka on verkkotiedon tärkein säilytyspaikka.
- Suunnittelun kohteiden piirustuksista säilytetään myös paperiset kopiot.
- Rakentamistiimi huolehtii 0,4 kV; 20 kV ja UV-verkkojen komponenttitietojen ja kytkentätilan ylläpidosta Xpowerissa.

Prosessi 12.5 Suunnitelmien siirto rakennuttamiseen

- Valmiin suunnitelman tiedot siirretään rakennuttamiseen.
- Kohde perustetaan rakennuttamisjärjestelmään ja sille määritellään käytössä oleva sopimusurakoitsija.

Prosessi 12.6 Tilaus, seuranta ja laskutus

- Sopimusurakoitsijalle toimitetaan tarvittavat tiedot toteutettavasta kohteesta.
- Nykyisin käytetään pääasiassa e-tilausjärjestelmää, jossa tiedot välittyvät sähköisesti urakoitsijalle.
- Töiden seuranta ja laskutus hoidetaan rakennuttamisjärjestelmässä.