

Opinnäytetyö (AMK)

Energia- ja ympäristötekniikka

2017

Kimmo Kohonen

SÄHKÖVERKKOYHTIÖN ENERGIATEHOKKUUDEN TEHOSTAMISSUUNNITELMA

– Turku Energia Sähköverkot Oy

Kimmo Kohonen

SÄHKÖVERKKOYHTIÖN ENERGIATEHOKKUUDEN TEHOSTAMISSUUNNITELMA

- Turku Energia Sähköverkot Oy

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on löytää Turku Energia Sähköverkot Oy:lle toteutuskelpoisimmat energiansäästötoimenpiteet. Tavoite on suoraan sidoksissa Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimukseen, johon Turku Energia Sähköverkot Oy on liittynyt. Sopimuksen tavoitteena on saada aikaan 3 % säästö vuoteen 2020 mennessä ja 6 % säästö vuoteen 2025 mennessä.

Työssä energiansäästökohteet on jaettu kahteen osaan, jotka ovat sähköverkon häviöt ja sähköasemien omakäyttöenergia. Kohteet on kirjattu energiansäästösopimukseen erikseen ja niitä myös käsitellään työssä erikseen, vaikka niitä koskee yhteinen 6 % säästötavoite. Sekä sähköverkon häviöt että sähköasemien omakäyttöenergia on jaettu työssä pienempiin osiin, jotta niiden aiheuttajat saadaan mahdollisimman tarkasti selvitettyä. Työssä on tutkittu ja laskettu erilaisten vaihtoehtojen kannattavuutta ja sillä avulla teoreettisesti saavutettavissa olevia hyötyjä. Toteutusehdotuksiin on kuitenkin valittu kannattavuudeltaan parhaat toimenpiteet sekä sähköverkon häviöiden että sähköasemien omakäyttöenergian osalta.

Työn tuloksena on sähköverkon häviöistä ja sähköasemien omakäyttöenergiasta saatu laskennallisesti vähennettyä yli 6 %. Säästöistä suurin osa on sähköverkon häviöistä, jotka ovat myös suhteessa huomattavasti isommat. Säästöjä on kuitenkin tehty myös sähköasemien omakäyttöenergian osalta. Kaikki energiansäästötoimenpiteet on laskettu niin, että ne ovat myös taloudellisesti kannattavia.

Työn laskennallisten tulosten avulla on mahdollista saavuttaa Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimukseen asetetut tavoitteet, toteuttamalla toimenpiteet. Saavutetun energiansäästön vaikutuksena sähkönjakelun ympäristövaikutukset pienenevät, loppukäyttäjien energiakustannukset vähenevät ja sähköverkkoyhtiön kannattavuus paranee.

ASIASANAT:

Energiatehokkuus, sähköverkko, häviösähkö, omakäyttöenergia, säästö, Turku Energia.

BACHELOR'S THESIS | ABSTRACT

TURKU UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Energy and Environmental Technology

2017 | 59 pages

Kimmo Kohonen

A PLAN ON INCREASING THE ENERGY EFFICIENCY OF AN ELECTRICITY DISTRIBUTION COMPANY

- Turku Energia Sähköverkot Oy

The purpose of this thesis was to find the most practical energy-efficient solutions for Turku Energia Sähköverkot Oy. The objective is directly linked to the Elinkeinoelämä energy-efficiency agreement, which Turku Energia Sähköverkot Oy has joined. The agreement aims to reach 3% savings by 2020 and 6% savings by 2025.

In the thesis energy saving targets were separated into two parts: the losses of the power grid and the substations' own energy consumption. These two parts were recorded separately into the energy efficiency agreement and these parts will be handled separately, even though they have a common 6% saving target. The power grid losses and the substations' own consumption were divided into smaller sections, so the causes could be determined as accurately as possible. In the thesis all the different possibilities have researched and calculated quite open-mindedly, and profitability and theoretical benefits have examine. However, the most profitable solutions for the losses of the power grid and the substations' own consumption were chosen in the final implementation proposals.

As a result of this thesis 6% savings from the losses of the power grid and substations' own consumption were obtained. Most of the savings have made from losses of the power grid which also contains most of the energy. Savings were also made in the substations' own consumption. All the energy savings were calculated so that all of them are also financially profitable.

With the calculated results it is possible to reach Elinkeinoelämä energy efficiency agreement goals by realizing the proposals. The results lead to smaller environmental impacts on electricity distribution, reduced energy cost for end users and increased profitability of the electricity distribution company.

KEYWORDS:

Energy efficiency, power grid, distribution losses, own consumption, saving, Turku Energia.

SISÄLTÖ

KÄYTETYT LYHENTEET TAI SANASTO	7
1 JOHDANTO	9
2 SÄHKÖVERKON RAKENNE	10
2.1 Kantaverkko	10
2.2 Jakeluverkko	10
2.2.1 Suurjänniteverkko	11
2.2.2 Sähköasemat	11
2.2.3 Keskipänniteverkko	12
2.2.4 Jakelumuuntajat	12
2.2.5 Pienjänniteverkko	13
3 SÄHKÖENERGIAN KULUTUSKOHTEET	14
3.1 Verkon häviöt	14
3.1.1 Johtimet	16
3.1.2 Muuntajat	19
3.1.3 Loisteho	21
3.1.4 Muut häiriöt	22
3.2 Käyttökohteet	23
3.2.1 Ilmanvaihto	23
3.2.2 Lämmitys	24
3.2.3 Valaistus	24
3.2.4 Toimilaitteet	25
4 SÄHKÖENERGIAN SÄÄSTÖMAHDOLLISUUDET	27
4.1 Toteutetut ja suunnitellut toimenpiteet	27
4.2 Häviösähkön säästömahdollisuudet	28
4.2.1 Sähköverkon komponentit	29
4.2.2 Sähköverkon rakenne	30
4.2.3 Sähköverkon käyttö	31
4.2.4 Sähkönlaatu	34
4.3 Sähköasemat	35
4.3.1 Valaistus	35

4.3.2 Hukkalämpö	37
4.3.3 Lämmitys	39
4.3.4 Toimilaitteet	43
5 SÄHKÖENERGIAN SÄÄSTÖTOIMENPITEET	45
5.1 Sähköverkon häviöt	45
5.1.1 Huhkolan 110 kV rengas	45
5.1.2 Ilpoisten kolmikäämimuuntajan käyttö	46
5.1.3 Jakorajaoptimointi	47
5.1.4 Uudet jakelu- ja päämuuntajat	49
5.2 Sähköasemat	51
5.2.1 Ilmalämpöpumput	52
5.2.2 Aurinkopaneelit	53
6 YHTEENVETO	56
LÄHTEET	57

KAAVAT

Kaava 1. Pätötehohäviö kolmivaihejärjestelmässä.	17
Kaava 2. Pätöteho.	17
Kaava 3. Kuormitushäviöt.	20
Kaava 4. Tehokolmio.	21
Kaava 5. Piirin reaktanssi.	22
Kaava 6. Lämmön siirtyminen.	37
Kaava 7. Sisäenergian muutos.	43

KUVAT

Kuva 1. Jakeluverkon rakenne.	10
Kuva 2. Pätö-, näennäis- ja loistehot kolmiossa.	21

KAAVIO

Kaavio 1. TESV:n sähkönsiirron jakautuminen vuonna 2016.	15
Kaavio 2. Koroisten lämmitysenergian kulutuksen ja päämuuntajien häviölämmön vertailu.	41
Kaavio 3. Pakkarin lämmitysenergian kulutuksen ja PT1:n häviölämmön vertailu.	42
Kaavio 4. TESV:n 500 kVa:n jakelumuuntajien häviöiden kehitys.	49
Kaavio 5. TESV:n 25 MVA:n päämuuntajien häviöiden kehitys.	50

TAULUKOT

Taulukko 1. Verkon häviöiden erot lähteestä riippuen.	16
Taulukko 2. TESV:n verkon johto-osuudet 2016.	17
Taulukko 3. Päämuuntajan irtikytkennällä saavutettavissa oleva säästö.	31
Taulukko 4. TESV:n päämuuntajien kuormitus ja häviöt.	33
Taulukko 5. Loisteputkien korvaaminen vastaavilla LED-putkilla.	36
Taulukko 6. Rengaskytkennän vaikutukset häviöihin.	46
Taulukko 7. PG:llä laskettu kuormien tasaamisen vaikutus kokonaishäviöihin.	47
Taulukko 8. Vanhimman päämuuntajan uusimisen vaikutukset.	51
Taulukko 9. Aurinkopaneelijärjestelmän kannattavuuslaskelma.	54

KÄYTETYT LYHENTEET TAI SANASTO

Lyhenne	Lyhenteen selitys (Lähdeviite)
A	Pinta-ala
ART	Artukaisten sähköasema
CAB	Customer and Billing -asiakastietojärjestelmä
c_p	Ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa
E	Lämpöhäviö
EDM	Energy Data Management -mittaustietojärjestelmä
h	Lämmönsiirtokerroin
HHK	Huhkolan sähköasema
HRV	Hirvensalon sähköasema
I	Kokonaisvirta
ILP	Ilpoisten sähköasema
ITH	Itäharjun sähköasema
KMP	Kemppilän sähköasema
KNN	Koroisten sähköasema
kW _p	Kilowatt-peak, aurinkopaneeleiden nimellisteho
m	Massa
MIA	Maarian sähköasema
MLL	Myllylahteen sähköasema
MNT	Munttismäen sähköasema
P	Pätöteho
PG	PowerGrid-verkkotietojärjestelmä
P _h	Pätötehohäviö
P _k	Kuormitushäviö

PKK	Pakkarin sähköasema
P_{kn}	Kuormitushäviö nimellisteholla
PM	Päämuuntaja
PSK	Pääskyvuoren sähköasema
PT	Potential transformer
Q	Loisteho
R	Resistanssi
RHN	Ruohonpään sähköasema
RNS	Raunistulan sähköasema
S	Näennäisteho
Scada järjestelmä	Supervisory Control And Data Acquisition -käytönvalvonta-
SCOP markkina-alueittain	Seasonal Coefficient of Performance, vuosihyötysuhde
S_k	Kuormitusteho
S_n	Nimellisteho
TESV	Turku Energia Sähköverkot Oy
T_s	Sisälämpötila
T_u	Ulkolämpötila
U	Jännite
X_c	Kapasitiivinen reaktanssi
X_L	Induktiivinen reaktanssi
ΔT	Lämpötilaero
ΔU	Hyödynnettävissä oleva lämpöenergia
Φ	Lämpövirta

1 JOHDANTO

Tämän opinnäytetyön tarkoituksena on löytää keinoja sähköverkkoyhtiön omakäyttöenergian ja jakeluhäviöiden vähentämiseksi. Opinnäytetyön aihe on sidoksissa uuteen Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimuksen toimenpideohjelmaan, johon Turku Energia Sähköverkot Oy (TESV) on liittynyt. TESV on ollut mukana myös edellisessä sopimuksessa 2008 ja 2016 välisenä aikana. Uusi sopimus on kaksivaiheinen, ja sen ensimmäinen jakso kattaa vuodet 2017 - 2020 (4 vuotta) ja toinen 2021 - 2025 (5 vuotta).

Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimukseen on tämän työn osalta kirjattu: "Toimenpideohjelman ohjeellisena tavoitteena on toteuttaa toimia, jotka johtavat 200 GWh:n sähkönsäästöön sähkön siirto- ja jakeluhäviöissä". Tämän toteuttamiseksi jokaisen sopimukseen liittyvän yrityksen on asetettava vähintään 6 %:n säästötavoite vuoteen 2025 mennessä. Säästötavoitteen vertailukohtana käytetään laskennallista kulutusta ilman toimenpiteiden toteuttamista, joten yrityksen toiminnan laajentumisen tai supistumisen myötä muuttunut energiankulutus ei tähän vaikuta.

Energiatehokkuussopimukseen kirjatut säästökohteet on jaettu kahteen osaan, jotka ovat sähkön siirrossa ja jakelussa tapahtuvat verkon häviöt sekä sähköasemilla kuluva energia. Näiden kulutuskohteiden energiansäästösopimukseen kirjattu yhteenlaskettu energia vuonna 2015 oli 49 000 MWh, josta sähköverkon häviöt olivat 47 500 MWh (97 %) ja sähköasemien omakäyttöenergia 1 500 MWh (3 %).

Edellä mainittujen kohteiden ulkopuolelle on energiansäästösopimuksesta, ja näin ollen myös tästä opinnäytetyöstä, jätetty verkkoyhtiötoiminnassa muuten kuluva energia, kuten ajoneuvojen kuluttama polttoaine ja toimistorakennuksen kuluttama energia (Elinkeinoelämä 2016).

Turku Energian kanssa yhteistyössä on myös aikaisemmin toteutettu samaa aihetta käsittelevä opinnäytetyö vuonna 2000 (Tenhunen 2000). Tämän jälkeen on kuitenkin tapahtunut muutoksia verkon rakenteessa, käytetyissä komponenteissa sekä toimintataivoissa ja tavoitteissa, joten asian uudelleen käsittely on nyt uuden energiatehokkuussopimuksen myötä ajankohtaista.

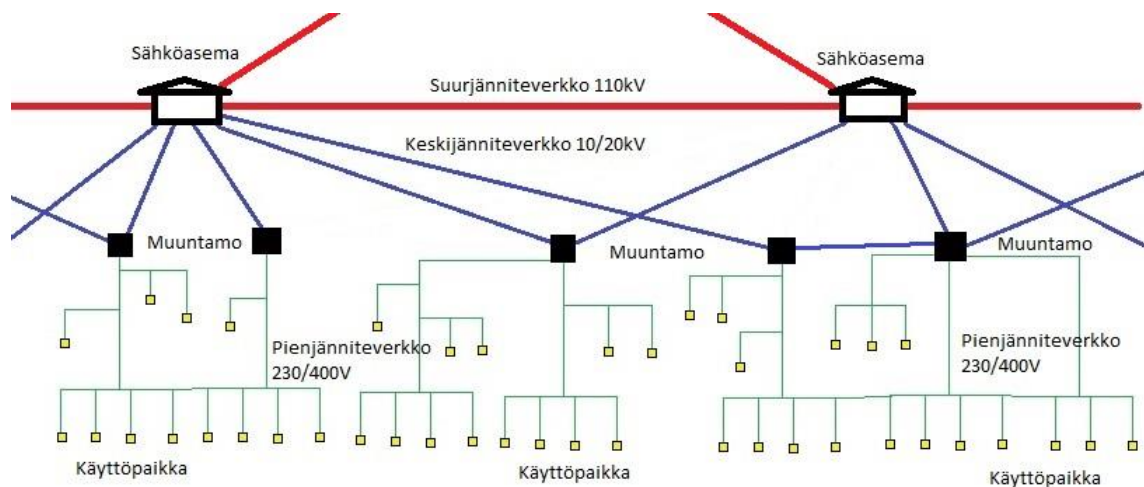
2 SÄHKÖVERKON RAKENNE

Sähköverkko koostuu kantaverkosta ja jakeluverkoista. Kantaverkko on maanlaajuinen siirtoverkko, jonka avulla sähköä siirretään alueittain toimiville jakeluverkkoyhtiöille.

2.1 Kantaverkko

Suomen kantaverkkoa hallitsee ja ylläpitää Fingrid Oyj. Kantaverkkoyhtiön tehtävänä on siirtää sähköä suomalaisilta tuottajilta sekä naapurimaista, Norjasta, Ruotsista, Virossa ja Venäjältä, suomalaisille jakeluverko- ja teollisuusyrityksille. Kantaverkkoon kuuluu lähes 15 000 km voimajohtoa ja 116 sähköasemaa. (Fingrid 2017.)

2.2 Jakeluverkko



Kuva 1. Jakeluverkon rakenne.

Jakeluverkon tehtävänä on toimittaa sähköä asiakkaille. Jakeluverkosta vastaavat sähkönjakeluverkon haltijat, jotka rakentavat, ylläpitävät ja käyttävät paikallista sähköverkkoa. Jakeluverkonhaltijoilla on myös Energiaviraston asettama velvollisuus ylläpitää- ja kehittää sähköverkkoa sekä liittää ja siirtää asiakkaille sähköä tasavertaisin hinnoin, vastuualueensa sisällä. Sähkönjakeluverkon haltijoina toimivat sähköverkkoyhtiöt on eriytetty varsinaisista energiayhtiöstä, jotka ostavat ja myyvät sähköä aluerajoihin katsomatta. (Energiavirasto 2017.)

TESV:n sähköverkkoon kuului vuoden 2016 lopussa 98 km suurjänniteverkkoa (110 kV), 739 km keskijänniteverkkoa (10 tai 20 kV) ja 1 639 km pienjänniteverkkoa (0,4 kV) (PowerGrid). Keskijänniteverkossa käytössä on kaksi eri jännitettä, joista korkeampi 20 kV jännite on käytössä saaristossa Hirvensalo - Kaksikerta ja Ruissalon alueilla. Mantereella kokonaisuudessaan on käytössä 10 kV jännite, johtuen vanhasta verkosta, joka on alun perin rakennettu 10 kV jännitteelle. 10 kV keskijänniteverkko on hieman harvinaisempi vanhoille kaupunkiverkkoyhtiöille tyypillinen ratkaisu.

2.2.1 Suurjänniteverkko

Suurjänniteverkon kautta sähkö hankitaan kantaverkosta ja edelleen siirretään sähköasemille. TESV:n suurjänniteverkossa käytössä on 110 kV jännite. Myös paikalliset suurimmat sähköntuottajat ja suurimmat teollisuuden asiakkaat ovat kytkettyinä suurjänniteverkkoon. Sähköasemien väliset siirrot tapahtuvat myös suurjänniteverkon kautta, joka on rakenteeltaan rengasmainen, jotta yksittäisellä johto-osuudella tapahtuvat vikaantumiset saadaan helposti erotettua verkosta, eivätkä ne näin ollen estä sähkönjakelua lopputuottajalle pitkäksi aikaa. Suurjänniteverkossa siirrettävien suurien tehojen ja pitkien välimatkojen vuoksi jännite on taloudellisesti kannattavaa pitää korkeana, jolloin voidaan käyttää poikkipinta-alalta pienempiä ja edullisempia johtoja sekä säästetään kuormitushäviöissä. TESV:n suurjänniteverkosta suurin osa on avojohtoa, mutta keskusta-alueella osa sähköasemien välisistä yhteyksistä on kaapeloitu maahan. (Elovaara & Haarla 2010a.)

2.2.2 Sähköasemat

Sähköasemilla suurjänniteverkossa siirretyn sähkön jännitettä lasketaan päämuuntajilla 110 kV:sta TESV:n keskijänniteverkkoon sopivaksi 10 tai 20 kV jännitetasoon. Päämuuntajien toisiopuolelta tuleva laskettu jännite johdetaan sähköasemilla sijaitseviin keskijännitekojeistoihin, joista se jaetaan sähköasemasta riippuen muutamasta kolmeenkymmeneen keskijännitelähtöön sekä omakäyttömuuntajalle ja tarpeen mukaan loistehon kompensointiin tarkoitetuille kondensaattoreille. Keskijännitekojeistoissa sijaitsee myös lähtöjen suojausautomaatiikka, joka katkaisee automaattisesti sähkönsyötön mahdollisessa vikatilanteessa. Kojeistoista voidaan myös ottaa tarkoituksella jännitteettö-

mäksi yksittäisiä lähtöjä ja maadoittaa ne, esim. mahdollisten huolto- ja korjaustoimenpiteiden vuoksi. Kaikki sähköasemilla olevat keskijännitelähdöt ovat kaukokäytettäviä ja niitä voidaan ohjata etänä käyttökeskuksesta sekä manuaalisesti paikanpäältä. (Elovaara & Haarla 2010b.)

2.2.3 Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkko on suurjänniteverkon tavoin enimmäkseen rengasmaisen, jotta yksittäisen johto-osuuden vikaantuminen voidaan rajata nopeasti pois, eikä sähkönjake luun loppukäyttäjälle tule pitkiä katkoja häiriötilanteissakaan. Tämä auttaa myös huolto- ja korjaustoimenpiteiden toteuttamista sekä tekee keskijännitekaapeleiden läheisyydessä tehtävien kaivuutöiden suorittamisen turvallisemmaksi, kun johto-osuus voidaan ottaa jännitteettömäksi. Keskijänniteverkko saa syöttönsä sähköasemilta, joilta sähkö siirretään muuntamoille tai muuntajille. Keskijänniteverkkoon kytkeytyy myös suuria sähkökuluttajia, kuten mm. pienemmät teollisuuslaitokset tai suuret julkisetrakennukset, joiden on edullisempaa ostaa sähkönsä keskijänniteverkosta ja muuttaa se itse pienjännitteiseksi omalla muuntamallaan. (Lakervi & Partanen 2007.)

2.2.4 Jakelumuuntajat

Muuntamoiksi kutsutaan puisto- tai kiinteistömuuntamoita, jotka ovat rakennuksia tai niiden osia, joiden sisällä sijaitsee varsinaiset jakelumuuntajat. Näitä käytetään pääasiassa keskustassa ja asuinalueilla, joissa keskijänniteverkko on kaapeloitu. Mikäli keskijänniteverkko on avojohtoa, voidaan jakelumuuntaja sijoittaa sähköpylväisiin. Muuntamoissa sijaitsee myös keskijännitekojeisto, jonka avulla voidaan mahdollisesti erottaa muuntaamoon tulevat, sieltä lähtevät tai siellä poikkeavat kaapelit verkosta. Muuntamoissa on myös pienjännitekojeisto, josta lähtee syöttöjä yksittäisille kuluttajille, isommille kiinteistöille ja jakokaapeille. Keskijännitekojeistot ovat nykyisin yhä useammin kaukokäytettäviä, joten niitä voidaan ohjata myös käyttökeskuksesta. Muuntamoiden ja pylväsmuuntajien yhteinen tehtävä on kuitenkin laskea jännite loppukäyttäjille sopivaksi 230/400V jännitetasoon. (Lakervi & Partanen 2007.)

2.2.5 Pienjänniteverkko

Jakelumuuntajien jälkeen olevaa verkonosaa kutsutaan pienjänniteverkoksi. Pienjänniteverkon jännite Suomessa on yleensä 230/400 V, jolloin se on suoraan loppukäyttäjän hyödynnettävissä. Loppukäyttäjiä voivat olla yksityiset kotitaloudet, yritykset tai julkinen sektori. Myös pienjänniteverkko on kaapeloidulla alueella yleensä suur- ja keskijänniteverkon tavoin rengasmaisen ja edellisiin verrattuna metrimäärältään pisin. (Lakervi & Partanen 2007.)

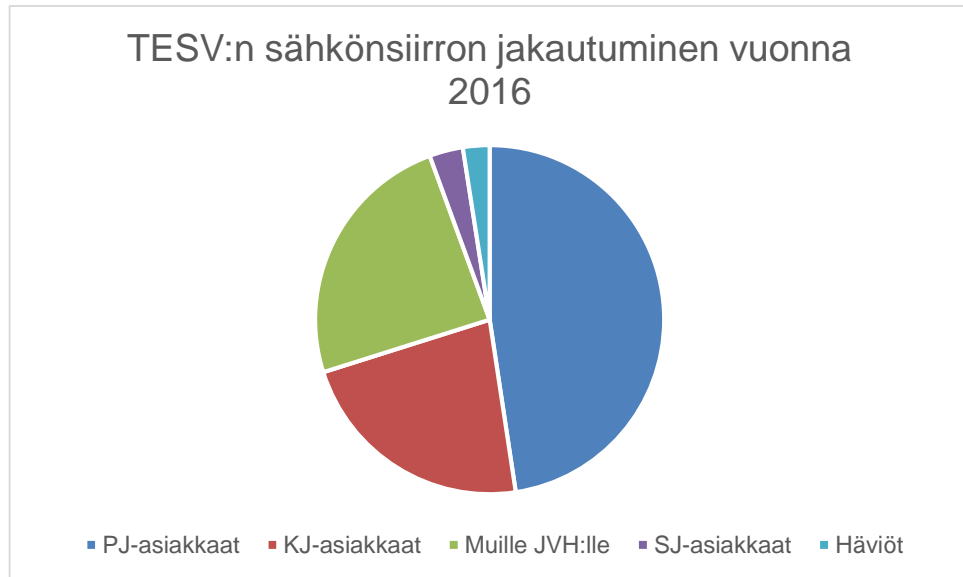
3 SÄHKÖENERGIAN KULUTUSKOHTEET

Elinkeinoelämän energiatehokkuussopimukseen on eritelty verkon häviöt ja sähköasemilla tapahtuva energiankulutus erikseen, joten niitä käsitellään myös tässä työssä erikseen. Nämä kaksi kulutuskohdetta ovat myös tyypiltään hyvin erilaisia, joten niiden jakaminen omiin kategorioihinsa on varsin loogista.

Energiatehokkuussopimukseen kirjattuina ovat laskennalliset 47 500 MWh verkon häviöt ja 1 500 MWh omakäyttösähkön kulutus. Tiedot pohjautuvat vuoden 2015 mittaus- ja laskutustietoihin. Tarkkaa lukemaa vuoden 2015 häviöistä ei ole, mutta ensimmäisen kerran vuonna 2016 saatuihin mittauksiin perustuviin häviöihin verraten voidaan arvioida häviöiden olevan todellisuudessa hieman pienemmät. Omakäyttösähkön kulutus perustuu laskutustietoihin ja vuonna 2015 sitä kului 1 367 MWh. Verkon häviöiden vaihtelu viime vuosina on ollut n. 1 000 MWh luokkaa verkon rakenteellisista muutoksista, vaihtelevista kytkentätilanteista ja siirtomääristä johtuen. Omakäyttösähkön määrä on viime vuosina vaihdellut sääolosuhteista ja sähköasemilla tehdyistä saneerauksista johtuen noin 1 350-1 600 MWh välillä. Lisäksi sähköasemien kulutukseen on joissain tapauksissa tullut lisänä mm. sähköautojen lataus, joten vuosikulutuksia ei voida suoraan verrata keskenään. (Turku Energia Oy.)

3.1 Verkon häviöt

Vuonna 2016 TESV:n verkossa siirrettiin mittaustietoihin perustuen energiaa yhteensä 2 047 GWh, joista 498 GWh syötettiin edelleen toisille jakeluverkonhaltijoille. Vuoden 2016 laskutustietoihin perustuen asiakkaille myytiin yhteensä 1 502 GWh, joista 976 GWh myytiin pienjänniteasiakkaille, 462 GWh keskijänniteasiakkaille, 64 GWh suurjänniteasiakkaille ja noin 50 GWh oli häviöiden osuus. (CAB; EDM; Jari Mustaparta 21.2.2017.)



Kaavio 1. TESHV:n sähkönsiirron jakautuminen vuonna 2016.

TESV:n häviöiden laskennassa on aikaisemmin käytetty vakioprosentteja kokonaissiirrosta, joihin on lisätty mitatun verkon osan häviöt. Vuodelta 2016 saatiin ensimmäisen kerran mittaustietoihin perustuvat häviöt, joiden avulla on voitu todeta vakioprosenttien pitäneen melko hyvin paikkansa. (CAB 16.2.2017.)

Mittaustietoihin perustuvaa sähköverkon kokonaishäviöiden määrää voidaan pitää melko luotettavana, mutta sen jakaminen uskottavasti verkon eri osille osoittautui tämän opinnäytetyön yhteydessä haasteelliseksi. Suurin syy tähän on mittaustiedon perusteella saadun häviön ja Empowerin verkon laskennan sekä PowerGrid -verkonhallintajärjestelmän (PG) laskemien kokonaishäviön noin 10 GWh:n ero.

	Empowerin laskennasta huipun- käyttöajalla laske- tut (GWh)	PG:n verkosto- laskennalla lasketut (GWh)
Suurjänniteverkko	13,1	
Päämuuntajat		5,6
Keskijänniteverkko		4,5
Jakelumuuntajat		10,8
Pienjänniteverkko		7,2
Laskennat yhteensä	41,2	
Kokonaishäviö mit- taustiedoista	50,6	
Kokonaishäviö lasku- tustiedoista	47,5	

Taulukko 1. Verkon häviöiden erot lähteestä riippuen.

Kokonaishäviöiden eroa selittävät monet yksittäiset tekijät, kuten PG:n laskennassa käyttämä verkon peruskentätilanne. Tästä poiketen verkko on usein erilaisessa kytkentätilanteessa, joiden vaikutusta on tällä hetkellä olevan tiedon valossa mahdotonta arvioida. Vaikutus riippuu yksittäisen kytkentätilanteen aiheuttamista lisähäviöistä sekä poikkeavan kytkentätilanteen kestosta. Lisäksi PG ei huomioi vaiheiden epätasaista kuormitusta, eikä tiedä mittaroimattomista kuluttajista, kuten muuntamoiden puhaltimet, valaistus tai muut toimilaitteet. Verkossa voi olla myös mittausvirheitä, joiden vaikutuksesta sähköenergiaa jää laskuttamatta. Näiden vaikutusta on mahdotonta arvioida, mutta tiedetään, että yksittäisten virheiden vaikutukset saattavat olla jopa yli 1 GWh vuodessa, joka laskuttamatta jääneenä luetaan häviöiksi. Näiden lisäksi työmaaliittymät, kiinteällä arviolaskutuksella olevat pysäköintimittarit yms. aiheuttavat tuntemattoman erotuksen laskennallisen ja mitatun häviön välillä. (Marko Kiviniemi 2.3.2017.)

3.1.1 Johtimet

Johtimet aiheuttavat TESV:n sähköverkon kokonaishäviöistä noin puolet. Johtimien aiheuttama osuus riippuu sähköverkon rakenteesta, joten se vaihtelee verkkoyhtiöittäin. Haja-asutusalueilla toimivilla verkkoyhtiöillä siirtomatkat kuluttajaa kohti muodostuvat pidemmiksi, jonka vuoksi johtimien aiheuttama osuus muodostuu suuremmaksi kuin kaupunkialueella toimivilla.

Johto-osuudet 2016			
	Jännite (kV)	Pituus (km)	Siirtomäärät (GWh)
Pienjännite	0,4	1639	975,8
Keskijännite	10/20	739	1461,3
Suurjännite	110	98	2046,6
Yhteensä		2476	

Taulukko 2. TESV:n verkon johto-osuudet 2016.

Johtimien aiheuttamat pätötehohäviöt (P_h) kolmivaiheisessa järjestelmässä riippuvat kokonaisvirrasta (I) ja resistanssista (R):

$$P_h = 3I^2R$$

Kaava 1. Pätötehohäviö kolmivaihejärjestelmässä (Tekniikan kaavasto 2000).

Resistanssiin voidaan vaikuttaa suurentamalla johtimien poikkipinta-aloja, mikä taas lisää investointikustannuksia. Myös johtimen materiaalivalinnoilla voidaan vaikuttaa sen resistanssiin, mutta sähköjakeluverkon johtimissa käytetään nykyisin käytännössä aina materiaalina alumiinia sen edullisuuden, keveyden ja korroosionkestävyyden takia. (Sähköjohdot s.24) Myös neliöllisesti vaikuttavan kokonaisvirran suuruuteen voidaan vaikuttaa nostamalla jännitettä (U), jolloin siirrettävän virran määrä laskee samassa suhteessa, siirrettävän pätötehon (P) pysyessä samana:

$$P = UI$$

Kaava 2. Pätöteho (Tekniikan kaavasto 2000).

Jännitteen nostaminen kuitenkin kasvattaa myös investointikustannuksia, koska jännite täytyy laskea 230/400 V verkkojännitetasolle ennen kuluttajaa. Jännitteen laskemista varten tarvittavat muuntajat aiheuttavat myös sekä tyhjäkäyntihäviöitä että kuormitushäviöitä. Näin ollen jännitteen nostaminen on kannattavaa, vain mikäli johto-osuus on tarpeeksi pitkä ja sillä siirretään tarpeeksi suuria tehoja.

Jännitetasosta riippumatta johtimet aiheuttavat tyhjäkäyntihäviöitä sekä kuormituksesta riippuvia kuormitushäviöitä. Tyhjäkäyntihäviöitä muodostavat kaikki jännitteiset verkon osat, vaikka niiden läpi ei kuormaa siirrettäisikään, kun taas kuormitushäviöt riippuvat johtotyypistä

Tyhjäkäyntihäviöt muodostuvat vuotokonduktanssista johtimien eristysten läpi sekä avojohdoissa eristimien pintaa pitkin, niiden pinnalla olevien epäpuhtauksien takia. Näiden vaikutus häviöihin on kuitenkin niin pieni, että ne voidaan jättää huomioimatta. Tyhjäkäyntihäviöihin laskettavat koronahäviöt sen sijaan saattavat aiheuttaa 40-50 kV suuremmilla jännitetasoilla merkittäviäkin häviöitä, mikäli sääolosuhteet ovat niille otollisia. (Paavola 1975.)

Johtimien aiheuttamat häviöt muodostuvat lähes kokonaan kuormitushäviöistä, jonka muodostavat kuormitusvirta johdon resistanssissa, kaavan 3.1 mukaisesti. Kuormitusvirta saa aikaan johtimien lämpenemistä, jonka vuoksi häviö tapahtuu lämpöhäviönä.

Suurjänniteverkko

Suurjänniteverkon johtimissa merkittäviä häviöitä saattavat muodostaa myös koronahäviöt, mikäli johdon pinnalla on epäpuhtauksia, kuten likaa tai kuuraa. Myös sääolosuhteilla, kuten sumulla ja vesi- tai lumisateella on vaikutusta purkausten lisääntymiseen. Koronahäviöitä lisäävät myös vauriot ja huonosta asennuksesta johtuvat terävät palkeet. TESV:n suurjänniteverkon 110 kV johdoissa koronahäviöt voidaan kuitenkin olettaa pieniksi suhteessa kuormitushäviöihin, koska aiheeseen liittyvät tutkimustulokset ja taulukot keskittyvät halkaisijaltaan pienempiin johtimiin tai suurempiin käyttöjännitteisiin, joiden lähestyessä TESV:n verkon ominaisuuksia, lähestyvät arvot nolaa. (Paavola 1975; Aro et al. 2003.)

Keskijänniteverkko

Keskijänniteverkossa häviöt ovat hieman muita verkonosia pienemmät, vaikka sen läpi siirretään edelleen suuri osa kokonaissiirtomäärästä. Tämä selittyy suhteellisen korkealla jännitteellä sekä kaupunkiverkkoyhtiölle tyypillisillä lyhyillä välimatkoilla. Keskijänniteverkon häviöihin voidaan myös eniten vaikuttaa verkon kytkentätilanteella, jota muutetaan päivittäin. Kytkentätilannetta muutetaan korjaus- ja huoltotoimenpiteiden lisäksi jatkuvien kaupunkialueella tapahtuvien kaivuutöiden vuoksi, mutta tämä pyritään tekemään pienimmän haitan mukaisesti.

Keskijänniteverkossa on noin 150 asiakasta, joihin kuuluu mm. teollisuutta, suuria julkisen sektorin kiinteistöjä tai kauppakeskuksia. Näiden osalta mittariviat, järjestelmävirheet

yms. ovat erittäin harvinaisia, mutta asiakkaan suuresta kulutuksesta johtuen saattavat aiheuttaa merkittäviä häviöitä.

Pienjänniteverkko

Vaikka pienjänniteverkko on pituudelta selvästi laajin verkonosa, siirretään sen läpi myös vähiten sähköä, koska osa sähköstä myydään suur- ja keskijänniteasiakkaille. Näin ollen alhaisimmasta jännitetasosta ja suuresta verkon laajuudesta huolimatta häviöt ovat muiden verkonosien tasolla.

Pienjänniteverkossa tapahtuvia häviöitä ovat perinteisten kuormitushäviöiden lisäksi virheellisesti toimivat mittarit, luvattomat kytkennät, sähkön varastaminen ja järjestelmävirheet. Näiden todentaminen on usein hankalaa, myyntipisteiden suuren määrän vuoksi. TESV:n verkkoon kytkeytyy yhteensä yli 80 000 asiakasta, joten yksittäisen mittarin viallinen toiminta tai käyttöpaikan järjestelmävirhe on mahdollista jäädä joksikin aikaa huomaamatta.

3.1.2 Muuntajat

Muuntajat, kuten muutkin verkonosat, aiheuttavat aina verkkoon kytkettyinä tyhjäkäyntihäviöitä sekä kuormituksesta riippuvia kuormitushäviöitä. Muuntajien kohdalla tilanne on kuitenkin johtimiin verrattuna täysin toisenlainen, koska niiden kohdalla tyhjäkäyntihäviöt muodostavat merkittävän osan kokonaishäviöistä.

Kuormitushäviöt muodostuvat pääasiassa virran kulkiessa muuntajan käämityksessä käytetyn kuparijohtimen läpi. Tästä syystä niitä voidaan kutsua myös kuparihäviöiksi ja niiden suuruuteen vaikuttaa käämityksessä käytetyn johtimen resistanssi. Kuormitushäviöt muodostuvat virran neliöllisinä (Kaava 1), joten niiden määrään voidaan vaikuttaa jakamalla kuorma tasaisesti useammalle muuntajalle. Käytännössä muuntajan aiheuttama kuormitushäviö (P_k) lasketaan kuitenkin jakamalla muuntajan nimellisteho (S_n) todellisella kuormitusteholla (S_k), korottamalla se toiseen potenssiin ja kertomalla valmistajan ilmoittamalla nimellisellä kuormitushäviöllä (P_{kn}):

$$P_k = \left(\frac{S_k}{S_n}\right)^2 * P_{kn}$$

Kaava 3. Kuormitushäviöt.

Muuntajan kokonaishäviöitä laskiessa voidaan tähän kuormituksesta riippumaton tyhjäkäyntihäviö lisätä summaamalla (Korpinen et al. 1998).

Yksittäinen iso tekijä jakelu- ja päämuuntajien suureen häviöön on niiden ylimitoittaminen käyttövarmuuden sekä kuormituksen kasvuennusteiden vuoksi, joka johtaa suuriin tyhjäkäyntihäviöihin. Muuntajien kohdalla tyhjäkäyntihäviöt muodostavatkin noin 65% niiden aiheuttamista kokonaishäviöstä TESV:n verkossa. Tämä on laskettu päämuuntajien ensiöpuolen tuntitasolla saaduista mittaustiedoista, joiden avulla on laskettu kuormitusasteen neliö, joka kertomalla muuntajakohtaisella kuormitushäviöllä, saadaan kyseisen tunnin kuormitushäviö. Tähän on summattu tyhjäkäyntihäviö, jolloin on saatu jokaisen päämuuntajan kokonaishäviöiden tuntisarja. (Scada 15.12.2016.)

Päämuuntajat

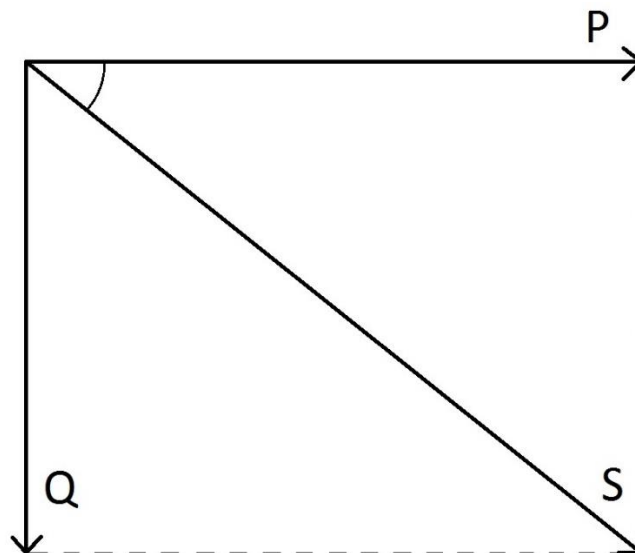
Päämuuntajia on yhteensä 25 kappaletta ja ne on sijoitettu sähköasemien pihalle, pois lukien Myllyhahteen sähköasema, jossa sekä muuntajat että muu sähköaseman laitteisto on sijoitettu luolastoon. Yhdellä sähköasemalla on yleensä yksi tai kaksi päämuuntajaa, josta poikkeuksena Pakkarin sähköasema, jossa päämuuntajia on kolme. Pakkarin kolmas päämuuntaja on kuitenkin vain Kakolan jätevedenpuhdistamon lämpöpumppujen käytössä. TESV:n päämuuntajat ovat kooltaan 20-30 MVA ja ne ovat keskimäärin 24% kuormituksessa. Päämuuntajien näennäisesti alhainen kuormitusaste johtuu pääosin vaihtelevasta kuormituksesta vuorokauden ja vuoden aikojen välillä. Osittain alhainen kuormitusaste johtuu myös varautumisesta jatkuvaan tehon tarpeen kasvuun ja osittain käyttövarmuuden turvaamisesta.

Jakelumuuntajat

TESV:n omistamia jakelumuuntajia on yhteensä noin 1100 kappaletta, jonka lisäksi verkkoalueella on noin 150 asiakkaan omistamaa jakelumuuntajaa. Osa muuntajista varsinkin keskusta-alueella on kiinteistöissä, osa puistomuuntamoissa ja osa avojohtoalueella pylväsmuuntajina. Jakelumuuntajien koot vaihtelevat välillä 30-1500 MVA.

3.1.3 Loisteho

Loisteho (Q) on yleensä induktiivisen kuorman, kuten sähkömoottoreiden ja loisteputkivalaisimien aiheuttama näennäistehon (S) toinen osakomponentti, pätötehon (P) lisäksi.



Kuva 2. Pätö-, näennäis- ja loistehot kolmiossa.

Loistehon ja pätötehon ollessa 90 asteen kulmassa toisiinsa nähden, voidaan tehokolmion laskennassa käyttää Pythagoraan lausetta sekä tehokerrointa $\cos\varphi$, joka kuvaa pätötehon ja näennäistehon suhdetta:

$$S^2 = P^2 + Q^2 \qquad \cos\varphi = \frac{P}{S}$$

Kaava 4. Tehokolmio (Tekniikan kaavasto 2000).

Näiden avulla voidaan laskea loistehon aiheuttama näennäistehon kasvu, jonka avulla saadaan todelliset häviöt.

Induktiivista loistehoa syntyy kun virta jää sinimuotoisessa vaihtosähköverkossa jännitettä jälkeen, kelojen induktiivisen reaktanssin (X_L) vaikutuksesta. Induktiivisen loistehon vastakkaiskomponentti on kapasitiivinen loisteho, jolla pyritään kompensoimaan loisteho mahdollisimman lähelle nollaa. Kapasitiivista loistehoa voidaan tuottaa kondensaattoreilla, virran kulkiessa niiden kapasitiivisen reaktanssin (X_C) läpi.

$$X = X_L - X_C$$

Kaava 5. Piirin reaktanssi (Tekniikan kaavasto 2000).

Loistehosta halutaan eroon, koska se ei tee varsinaisesti työtä. Resisttiiviset kuormat kuten lämmitysvastukset tai hehkulamput käyttävät vain pätötehoa. Loisteho kuitenkin aiheuttaa näennäistehon noustessa suuremman kokonaisvirran, joka kuormittaa verkon komponentteja, kuten johtimia ja muuntajia aiheuttaen suuremmat häviöt ja vähentäen siirtokapasiteettia. (Tekniikan kaavasto 2000.)

3.1.4 Muut häiriöt

Yliaallot aiheuttavat sinimuotoisen vaihtojännitteen säröytymistä. Yleensä yliaallot ovat harmonisia, eli verkkotaajuuden monikertoja. Yliaaltojen syntyminen johtuu epätasaisesti kuormaa käyttävistä laitteista, kuten taajuusmuuttajista ja viallisista muuntajista.

Yliaallot aiheuttavat mm. muuntajien rautasydämessä pyörrevirta- ja hystereesihäviöitä. Näiden lisäksi yliaallot aiheuttavat nollavirtoja symmetriselläkin kuormituksella ja vähentävät kaapeleiden kuormitettavuutta sekä lisäävät häviöitä. (Ruppa 2001.)

Yliaaltoja kuitenkin seurataan ympäri verkkoa sähkön mittaus- ja valvontayksiköillä. Näiden mittausten perusteella nähdään jännitteen ja virran harmoniset säröt sekä harmoniset kokonaissäröt. Sähkön laatustandardissa määritellään ainoastaan jännitteen säröytymiselle raja-arvot, jotka ovat pääasiassa hyvin hallinnassa. Jännitteen säröt aiheuttavat muun muassa muuntajien tyhjäkäyntihäviöiden kasvamista, mutta vaikutukset ovat yleensä niin pienet, ettei niitä tarvitse ottaa huomioon. Häviöt johtuvat pääasiassa virran säröytymisestä, joka aiheuttaa kuormitushäviöiden kasvamista. Virran säröille ei kuitenkaan määritellä raja-arvoja standardissa, sen sijaan sähköverkkoon liitettäville laitteille

määritellään yliaaltovirran päästörajoja. Vaikka standardin raja-arvot keskittyvätkin jännitteen säröihin, niin kulkevat virran säröt kuitenkin osittain käsi kädessä jännitteensäröjen kanssa. Näin voidaan pienistä jännitteen säröistä päätellä, että yliaaltojen aiheuttamat häviöt ovat kokonaisuudessaan melko pienet. (ABB 2000; SFS-EN 50160 2008.)

3.2 Käyttökohteet

Omia mittaroituja kulutuskohteita TESV:llä on 20 kappaletta. Näistä 15 on sähköasemia, joiden lisäksi on 3 kytkemöä, käytöstä poistettu sähköasema ja 110 kV:n kaukokäytettävät erottimet. Näiden yhteenlaskettu energiankulutus vuonna 2015 oli 1 367 MWh. (Turku Energia Oy.) Häviöihin verrattuna määrä on pieni, mutta se vastaa kuitenkin noin 70 omakotitalon kulutusta, käytettäessä laskennassa 19 600 kWh:n vuosikulutusta (Motiva 2013).

3.2.1 Ilmanvaihto

Ilmanvaihto on välttämätön osa sähköasemien kulutusta, vähintäänkin akkuhuoneiden määräysten mukaisessa tuuletuksessa (Sähkötieto ry 2003). Varsinaiset akkuhuoneet ovat tällä hetkellä poistumassa käytöstä, sillä ikääntyessään vanhat akut korvataan suljetuilla akuilla, joiden tuulettamiseen riittää normaali huonetilan ilmanvaihto. Nykyisten akkuhuoneiden tuuletus hoidetaan jatkuvatoimisilla poistopuhaltimilla ja korvausilma saadaan pääsääntöisesti tuuletusaukkojen kautta. Poistopuhaltimet ovat muutaman esimerkin perusteella teholtaan melko pieniä. Esimerkkinä Artukaisten sähköasemalla poistopuhaltimen teho on 50 W, näin ollen akkuhuoneen tuulettamiseen kuluu vuodessa noin 438 kWh ($50W \cdot 8760h$).

Akkuhuoneiden lisäksi 10 sähköasemalla on poistopuhaltimia, joilla pyritään jäähdyttämään sähköasemaa kesäaikaan, toimilaitteiden tuottaessa lämpöä. Näiden kuluttamaa todellista vuosienergiaa ei tiedetä, koska puhaltimien käyttöastetta on vaikea arvioida. Energiaonlinen kulutuskäyrien perusteella helteisille päiville ajoittuvan noin 5 - 10 kWh:n energiankulutuksen nousun, ja keskimääräisen hellepäivien lukumäärän (15 kpl) perusteella voidaan kuitenkin arvioida poistopuhaltimien aiheuttavan vain noin 112,5 kWh kulutuksen vuosittain ($7,5kW \cdot 15$ hellepäivää) (Ilmatieteenlaitos 2017).

3.2.2 Lämmitys

Sähköasemien lämmitys on ehdottomasti suurin yksittäinen sähkön kuluttaja, ja se vastaakin keskimäärin noin 73 %:n osuutta sähköaseman vuosittaisesta energiankulutuksesta. Lämmitysenergian osuus on arvioitu vähentämällä sähköaseman kokonaiskulutuksesta peruskuorman osuus, joka on laskettu kesäajan kulutuksesta. Kesäajan kulutus on lähes yksinomaan ympärivuotista peruskuormaa, koska ilmanvaihdon, valaistuksen yms. vaikutus kokonaisuuteen on merkityksetön. Sähköasemakohtaisesti lämmityksen osuus vaihtelee kuitenkin 45 - 90 %:iin johtuen erikokoisista lämmitettävistä tiloista sekä asemakohtaisesti vaihtelevista toimilaitteista, jotka aiheuttavat vaihtelevan osuuden peruskuormasta. Sähköasemien koko vaihtelee 58 - 2035 m² välillä ja niiden muu kuin lämmityksestä johtuva peruskuorma 1 - 5,3 kW:n välillä. Tästä tarkastelusta on jätetty pois luolastossa sijaitseva Myllyhahteen sähköasema, jossa lämmitystä on ympärivuoden, joten toimilaitteista aiheutuvan peruskuorman ja lämmityksen suhdetta on mahdoton arvioida pelkillä käyttöpaikkakohtaisilla kulutuksen tuntitiedoilla. Kaikki sähköasemat ovat suorasähkölämmitteisiä. Myllyhahteen, Maarian ja Upalingon sähköasemilla on ilmalämpöpumput, mutta niitä on käytetty vain jäähdytykseen. Lämmittämiseen käytetään pääasiassa perinteisiä sähköpattereita, mutta suuremmissa tiloissa on käytössä myös puhaltimella varustettuja lämmittimiä.

3.2.3 Valaistus

Sähköasemien sisätilojen valaistus koostuu pääasiassa perinteisistä loisteputkivalaisimista, joiden lisäksi pihojen kulkureiteillä on liiketunnistimilla ohjattuja halogeenivalaisimia. Isojen kytkinkenttien valaisussa käytetään tällä hetkellä kytkimellä ohjattuja kaasupurkausvalaisimia, joita käytetään työskenneltäessä pimeällä. Näiden lisäksi sisätiloissa on myös lakisääteisiä turva- ja poistumistievalaisimia. Sähköasemilla on tyypillisesti mm. korkeita kytkinkenttiä, keskuksia ja laitekaappeja, jotka estävät valon levittämisen tehokkaasti. Osittain niiden ja osittain käyttöturvallisuus- ja käyttömukavuustekijöiden vuoksi valaisimia on asennettu sähköasemille melko tiheästi. Kokonaisvalaistusteho voikin sähköasemasta riippuen vaihdella 1 kW:sta aina yli 10 kW:iin.

Valaistuksen vuosittaista energian kulutusta on kuitenkin vaikea arvioida, koska käyttömääriä ei tiedetä. Normaalisti toimiva sähköasema on miehittämätön, jolloin luonnollisesti myöskään valaistus ei ole päällä. Lisäksi asemalla yleisimmin tehtävät työt, kuten

verkon kytkentämuutokset, suojausasetusten muutokset tai muut vastaavat vievät vain vähän aikaa. Valaistus on yleensä myös jaettu useaan eri ryhmään, jolloin voidaan käyttää vain yhtä ryhmää, mikäli työn suorittaminen ei vaadi enempää valoa. Näihin poikkeuksena ovat sähköasemilla tehtävät huolto- ja korjaustoimenpiteet, joiden aikana valaistusta käytetään normaalia enemmän. Keskimäärin TESV:n sähköasemalla on vuodessa noin 350 tuntia, jolloin asemalla on joku käyttämässä valaistusta. Tästä voidaankin arvioida, että suuresta valaistustehosta huolimatta, valaistuksen vuosittain kuluttama energia on melko pieni muuhun sähkönkulutukseen verrattuna.

3.2.4 Toimilaitteet

Sähköasemilla on huomattava määrä erilaisia toimilaitteita ja järjestelmiä, jotka yksinään kuluttavat melko vähän energiaa. Näitä toimilaitteita ovat mm. suojaus- ja automaatiolaitteet sekä kaukokäyttöjärjestelmät ja niihin liittyvät viestiliikennelaitteet. Näiden määrä ja jatkuva kulutus voivat kuitenkin aiheuttaa asemasta riippuen merkittävän vuosienergian kulutuksen. Monet näistä laitteista saavat syöttönsä 110 V tasasähköjärjestelmästä, joka myös omalta osaltaan kuluttaa sähköä häviöiden muodossa. Jokaisella sähköasemalla olevaan tasasähköjärjestelmään kuuluu kaksi tasasuuntaajaa, jotka lataavat omia akustojaan.

Pelkkää kiinteistön valvontaa varten on jokaisella sähköasemalla palo- ja murtohälytysjärjestelmät sekä kameravalvonta. Kiinteistön valvontaan liittyvien laitteiden ja järjestelmien kulutus on sähköasemasta riippumatta lähes sama, koska suurempien sähköasemien vaatiessa laajemman järjestelmän, lisääntyvät vain yksittäiset toimilaitteet, kuten paloilmaisimet, kamerat tai oviraja-anturit. Näin ollen vain harvoin joudutaan suurentamaan pääosan kulutuksesta aiheuttavia keskuksia.

Edellä mainittujen lisäksi 110 kV ulkokentillä sijaitsevat kotelot on varustettu kuivausvastuksilla, jotka estävät kosteuden tiivistymisen kotelon sisäpuolelle ja näin ollen suojaavat sisällä olevia laitteita. Yksittäiset jatkuvasti päällä olevat lämpöelementit ovat kooltaan 15 - 70 W ja näiden tarkoitus on pitää lämpötila kotelon sisällä vain hieman ulkoilmaa korkeampana, joka riittää estämään kosteuden muodostumisen sisäpinnoille. Näiden lisäksi ainakin katkaisijoiden ohjauskoteloissa on käytetty myös 140 W lämmitysvastuksia, jotka ovat termostaattilla ohjattuja. Kuivausvastusten kokonaisteho saattaa olla jopa lähes 2,5 kW sähköasemaa kohti, joka tarkoittaa noin 22 000 kWh vuosienergiankulutusta. Tämän lisäksi termostaatti ohjattujen lämmitysvastusten kokonaisteho voi olla 1

kW luokkaa, mutta niiden aiheuttamaa vuosienergiaa on lähes mahdotonta laskea. Kivaus- ja lämmitysvastusten määrä kuitenkin vaihtelee sähköasemasta riippuen, eikä niitä joka asemalla ole ollenkaan.

4 SÄHKÖENERGIAN SÄÄSTÖMAHDOLLISUUDET

Säästömahdollisuuksiin on kerätty jo toteutettuja ja suunniteltuja toimenpiteitä, sähköverkon häviöiden ja sähköasemien omakäyttöenergian vähentämiseksi. Kappaleessa käsitellään myös toimenpiteitä, joita on harkittu tai pohdittu tulevina mahdollisuuksina. Mahdollisuudet eivät kuitenkaan tällä hetkellä ole ajankohtaisia tai niiden hyöty nähdään niin pienenä, että niitä ei tässä vaiheessa ehdoteta toimenpiteisiin. Osa mahdollisuuksista voi olla toteuttamiskelvottomia esimerkiksi tämän hetkisen laitteiston tai tulevien investointi takia, mutta olosuhteiden muuttuessa ne saattavat olla kannattavia. Usein mahdollisuudet jäävät toteuttamatta tarvittavien investointien suuruuden vuoksi tai takaisinmaksuaikojen ollessa liian pitkiä. Taloudellisten esteidenkin osalta tilanteet voivat kuitenkin muuttua, uusien tekniikoiden hinnan laskiessa tai häviö- ja omakäyttöenergian hinnan noustessa. Sähköasemien kohdalla investointien kannattavuutta heikentää sähkön siirtomaksun maksaminen itselleen, jolloin sähköenergian kokonaiskustannukset laskevat huomattavasti, ja näin ollen säästötoimenpiteiden takaisinmaksuaika pitkittyy.

4.1 Toteutetut ja suunnitellut toimenpiteet

Sähköasemien omakäyttösähkön kulutusta on pyritty jo aiemmin vähentämään mm. lämpötilan pudotuksilla. Lämpötilanpudottaminen on käytännössä toteutettu ”kotona/poissa”-kytkimillä, jotka ohjaavat huonetermostaattien toimintaa ja näin ollen laskevat sisäilmanlämpötilaa 4 °C. Lämpötilan pudotuksia on tehty yhteensä 7 sähköasemalle ja niitä on asennettu vuodesta 2000 lähtien. Pääasiassa kytkimet ovat toimineet hyvin ja niitä on käytetty oikein, mutta joissain tapauksissa kytkimet ovat saattaneet jäädä väärään asentoon pitkienkin poissaolojen ajaksi, jolloin niillä ei ole saavutettu toivottua hyötyä.

Muutamalle eniten sähköä kuluttavalle sähköasemalle on ”kotona/poissa”-kytkimien lisäksi asennettu kiinteistön etävalvontalaitteita, joiden avulla sisäilman lämpötiloja voidaan seurata verkkoselaimen kautta. Etävalvontalaitteiden kautta on myös mahdollista ohjata lämpötiloja ja puhaltimia Myllyhahteen sähköasemalla, jossa on toteutettu perusteellinen ilmanvaihtokoneiden uusinta.

Muutamalla sähköasemalla on suuret kytkinkentät, joiden valaistus on toteutettu kaasupurkausvalaisimilla. Nämä ovat olleet kytkimellä ohjattuja, ja niitä on käytetty vain jonkun

työskennellessä ulkokentällä pimeään aikaan. Kaasupurkausvalaisimet ollaan nyt kuitenkin vaihtamassa LED-valaisimiksi, joita ohjataan liiketunnistimilla tai käyttökeskuksesta. Tämä säästää energiaa, mutta myös parantaa kohteiden valvontaa, koska kameravalvonnan on näin helpompi taltioida alueella tapahtuva luvaton liikkuminen. Lisäksi käyttökeskuksesta tehtävä ohjaus mahdollistaa valojen sytyttämisen murtohälytyksen tai muun asemalta saatavan hälytyksen jälkeen. (Pentikäinen Jukka 2.2.2017.)

Koroisten sähköasema on kooltaan suurin sähköasemarakennus, kun laskuista jätetään pois luolastoon rakennettu Myllyhahteen sähköasema. Näin ollen se on myös suurin yksittäinen lämmitysenergian kuluttaja, jonka vuoksi sinne on suunniteltu ikkunoiden uusimista. Osaltaan tätä tukevat vuonna 1920 rakennetun kiinteistön ja sen ikkunoiden ikä ja kunto sekä suuret lämmityskulut. Ikkunaremontin tekemisessä tulisi kuitenkin ottaa huomioon kiinteistön käyttötarkoitus tulevaisuudessa sekä investoinnin takaisinmaksuaika huomioiden omakäyttösähköstä maksettava hinta. (Energiakatselmus.)

4.2 Häviösähkön säästämismahdollisuudet

Suomessa sähkön siirto- ja jakeluhäviöt ovat kokonaisuudessaan 3,0 %, joka on kansainvälisesti verrattuna erittäin vähän. Myös muihin Euroopan maihin verrattuna Suomessa häviöt ovat erittäin pienet, pitkistä välimatkoista huolimatta. (World Bank Group 2017; Energiategollisuus 2017.)

TESV:n sähköverkon häviöt saatiin ensimmäisen kerran mittaustietoihin perustuen 2016, jolloin ne olivat noin 2,5 %. Häviöprosentti voidaan kuitenkin laskea muutamalla eri tavalla, esimerkiksi ottamalla mukaan verkon läpi muille jakeluverkkoyhtiöille siirretty energia, jolloin prosentti saadaan pienemmäksi. Lisäksi verkon rakenne vaikuttaa oleellisesti, joten suoraa vertausta pelkän prosentin avulla ei kannata tehdä. TESV:n sähköverkon häviöt olivat kuitenkin hyvällä tasolla, jopa verrattuna muihin kaupunkiverkkoyhtiöihin. Tästä syystä suuria yksittäisiä tekijöitä on verkon häviöiden vähentämiseksi vaikea löytää, mutta pieniä asioita on aina mahdollisuus parantaa tai valvoa niiden toteuttamista jatkossakin oikealla tavalla.

4.2.1 Sähköverkon komponentit

Verkon komponenttien, kuten muuntajien ja johtimien valinnoilla voidaan vaikuttaa oleellisesti verkon häviöihin. Yksittäisen komponentin vaihtaminen pelkästään häviöiden takia ei yleensä kuitenkaan kannata. Häviöt tuleekin ottaa huomioon uusien komponenttien valinnassa sekä yhtenä osana tarkastellessa komponenttien uusimisen ajankohtaisuutta.

Verkon komponentteja valitessa on tilannetta tarkasteltava kokonaisvaltaisesti. Tarkastelussa tulee ottaa huomioon suunnittelu-, investointi-, häviö-, keskeytys- ja ylläpitokustannukset komponentin elinkaaren aikana. Tämä tekee komponenttien valinnasta ja häviöiden vähentämisestä haastavaa. (Lakervi & Partanen 2007.)

Muuntajien valinnassa tulee ottaa huomioon oikea mitoitus sekä muuntajakohtaiset tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöt. Muuntajat ylimitoitetaan yleensä huippukuormien, käyttövarmuuden ja mahdollisen tehonkasvun perusteella, jolloin tyhjäkäyntihäviöt nousevat isoon osaan. Huippukuormat asettuvat yleensä talven kylmimmille pakkasjaksoille, jolloin on jäätävä myös reserviä laitevikojen varalta. Ylimitoitettu muuntaja lisää käyttövarmuutta tilanteissa, joissa sen avulla voidaan tilapäisesti korvata toinen muuntaja tai osa muuntopiiriä. Mahdollinen tehonkasvu voidaan ennakoida melko hyvin, mikäli tiedetään alueen rakennuskannan olevan kasvussa. Tämän kaltainen ennakointi ei kuitenkaan aina vastaa odotettua, koska muuntajien elinikä on varsin pitkä, joten sinä aikana tapahtuvat kaavoitusmuutokset ovat hyvin todennäköisiä. (Elovaara & Haarla 2010a.)

Johdinten taloudellisessa mitoittamisessa on yleensä kyse oikean poikkipinta-alan valinnasta, kun johtotyyppi tiedetään etukäteen alueen mukaan. Poikkipinta-alaa valitessa verrataan rakentamiskustannuksia johto-osuuden aiheuttamiin häviökustannuksiin sen elinkaaren aikana. Tarkastelussa on kuitenkin otettava huomioon myös johto-osuuden aiheuttama jännitteen alenema kulkureitin päässä, johdon oikosulkukestoisuus ja kuormituksen aiheuttama lämpeneminen. (Lakervi & Partanen 2007.)

4.2.2 Sähköverkon rakenne

Verkon rakenteella voidaan olennaisesti vähentää häviöitä, siirtämällä suurimmat tehot isoimmilla jännitteillä. Jännitteen laskeminen on myös kannattavinta tehdä mahdollisimman lähellä sen käyttöpaikkaa. Olennaisesti häviöihin vaikuttaa myös siirtoyhteyksien pituus, mutta niihin voidaan vaikuttaa vain rajallisesti.

Uusiin yhteyksiin investoiminen voi olla kannattavaa, mikäli jonkun yksittäisen johtosuuden kuormitus on kasvanut suunniteltua suuremmaksi, eikä sitä voida verkon käytöllä järkevästi tasata. Tällaisia yksittäisiä kuormittuneimpia johtosuusia saadaan poimittua PG:llä verkostolaskennan tuloksena. Joissain tapauksissa voi olla mahdollista siirtää kuormia jakorajojen avulla vähemmän kuormittuneille johtimille, mutta mikäli tämä ei ole mahdollista, tulee harkittavaksi uuden yhteyden rakentaminen tai vanhan johtosuuden poikkipinta-alojen kasvattaminen.

Uusien alueiden suunnittelussa sekä aluesaneerauksien yhteydessä häviöihin voidaan vaikuttaa merkittävästi, mm. sijoittamalla muuntamot ja jakokaapit oikein. Muuntamoiden paikat kuitenkin määräytyvät usein alueen kaavoituksen mukaan, jolloin ei yleensä päästä optimaaliseen tulokseen häviöiden kannalta. Myös jakokaappien osalta kaavoitus määrittelee osittain paikan, mutta suunnittelussa on kuitenkin enemmän mahdollisuuksia. Muuntamoiden ja jakokaappien sijoittamisessa ei varsinaisesti pidetä kriteerinä häviöitä, vaan jännitteenalenemia, oikosulkuvirtoja ja materiaali- sekä työkustannuksia. Näiden perusteiden avulla suunniteltu verkko kuitenkin on myös häviöiden kannalta yleensä optimaalinen. Näin ollen uuden tai saneeratun sähköverkon osalta häviöiden eteen ei ole rakenteen kannalta hirveästi enempää tehtävissä.

PG:n verkostolaskentaa olisi kuitenkin mahdollista hyödyntää enemmän, tekemällä vertailua vanhojen alueiden häviöistä ennen ja jälkeen saneerauksien. Myös yksittäisten jakorajojen muutoksien ja erilaisten suunnitelma vaihtoehtojen osalta voisi olla hyvä tehdä nykyistä enemmän vertailua, niiden elinkaaren aikana aiheuttamista häviökustannuksista. Satunnaisten laskelmien perusteella olisi mahdollista saada parempi käsitys erilaisten toimenpiteiden vaikutuksesta elinkaarikustannuksiin ja näin ollen säästää häviöissä pitkällä aikavälillä.

4.2.3 Sähköverkon käyttö

Verkon käytöllä saavutettavat hyödyt häviöiden vähentämiseksi ovat tyypiltään hyvin erilaiset kuin muilla tavoin saavutetut. Näiden osalta ei välttämättä tarvita kalliita investointeja, vaan kustannukset tulevat suunnitteluun ja kytkentöihin käytetyistä työtunneista. Lisäksi verkon käyttö vaatii jatkuvaa tarkastelua ja valvontaa, toisin kuin paremmilla verkon komponenteilla saavutettu hyöty.

Verkkoa käytettäessä on mahdollista vaikuttaa verkon vuotuisiin häviöihin monella tavalla. Näitä ovat mm. jakorajojen optimoiminen, tilapäisten kytkentöjen nopea palauttaminen, kahden päämuuntajan sähköasemilla kuorman tasaaminen päämuuntajien kesken tai mahdollisesti jopa toisen päämuuntajan irti kytkeminen.

Päämuuntajien häviöitä on mahdollista vähentää myös kytkemällä kahden päämuuntajan sähköasemalta toinen päämuuntajista irti verkosta, mikäli toisen päämuuntajan teho riittää vastaamaan kaikkien keskijännitelähtöjen tehontarpeeseen. Tämä olisi mahdollista ympäri vuoden useammalla sähköasemalla ja sillä olisi laskennallisesti mahdollista saavuttaa jopa 646 MWh säästöt häviöissä (Taulukko 3). Säästöt syntyisivät irti kytketyn päämuuntajan tyhjäkäyntihäviöistä, jotka vastaavat keskimäärin noin 66 %:n osuutta päämuuntajan vuotuisista kokonaishäviöistä. Kaiken kuorman siirtäminen toisen päämuuntajan taakse lisäisi kuitenkin kuormitushäviöiden määrää, mutta useassa tapauksessa kokonaishäviöt jäisivät kuitenkin pienemmäksi.

Mahdollinen säästö käyttämällä vain toista päämuuntajaa			
	Häviöt kahdella PM:lla (MWh)	Häviöt yhdellä PM:lla (MWh)	Säästöpotentiaali (MWh)
HHK	304	158	146
KMP	304	228	76
KNN	413	271	142
MLL	480	445	36
MNT	416	365	51
PKK	586	467	119
RHN	442	365	77
Yhteensä	2 945	2 299	646

Taulukko 3. Päämuuntajan irtikytkennällä saavutettavissa oleva säästö.

Päämuuntajien kytkeminen jännitteettömäksi hidastaisi kuitenkin sähköjen palauttamista asiakkaille esimerkiksi käytössä olevan päämuuntajan vikaantuessa, jolloin keskeytyksestä aiheutuneet kustannukset saattaisivat olla moninkertaiset saavutettuun hyötyyn nähden. Tällaisten tilanteiden mahdollisuus tulisi laskea tarkasti ja verrata onko saavutettu hyöty riskin arvoinen. Vikatilanteissa on kuitenkin nykyisin mahdollisuus käyttää kaukokäytettäviä erottimia, joiden kautta mahdollinen korvauskytkentä olisi joissa tapauksissa mahdollista toteuttaa.

Jännitteettömäksi kytketty muuntaja kerää myös pintaansa kosteutta, koska häviöiden aiheuttama lämpeneminen ei kuivata pintarakenteita. Muuntajan pinnan kostuminen saattaa olla vahingollista korroosion muodossa sekä lisätä läpilyönnin riskiä kytkettäessä muuntaja takaisin verkkoon. Päämuuntajan ollessa kallis ja pitkäikäinen investointi, tulee sen kuntoa mahdollisesti heikentäviä toimenpiteitä välttää.

Kahden päämuuntajan sähköasemalla voidaan häviöihin vaikuttaa tasaamalla sähköaseman lähtöjen kuorma päämuuntajien kesken. Kuorman tasaaminen vaikuttaa kuormitushäviöihin, jotka syntyvät virran neliöllisinä (Kaava 1) muuntajan kuparikäämissä. Tyhjäkäyntihäviöihin kuorman tasaamisella ei ole vaikutusta.

Sähköaseman lähtöjen kuormitusta ei voida suoraan jakaa tasan kahden päämuuntajan kesken, koska päämuuntajien nimellistehot sekä muuntajakohtaiset kuormitushäviöt vaihtelevat. Kuormien tasaamisessa onkin löydettävä piste, jossa kahden muuntajan yhteenlasketut kuormitushäviöt ovat pienimmillään. Täydelliseen tilanteeseen ei yleensä ole mahdollista päästä, koska kuormia ei voida jakaa täysin tasan. Tämä johtuu verkon rakenteesta, halutuista jakorajoista sekä lähtöjen vuoden aikana vaihtelevista tehoista. Verkon rakenne, ja sitä kautta epätasaisesti jakautuneet kulutuskohteet, voivat estää kuormien jakamisen juuri halutulla tavalla. Myös jakorajat voivat poiketa päämuuntajien kannalta optimaalisimmasta kytkentätilanteesta, koska niiden valintaan vaikuttaa johtojen kuormitettavuus ja häviöt sekä verkon käytettävyys ja kaukokäytettävät muuntamot. Kuormien vaihtelu vuoden tai jopa vuorokauden aikana voi myös olla epätasaista, johtuen syötettävien alueiden erilaisuudesta. Mikäli toisella muuntajalla syötetään pääosin kaukolämmitettyä teollisuusaluetta ja toisella pääosin sähkölämmitteistä asuinalueita, ovat kuormituskäyrät ymmärrettävästi hyvin erilaiset. Tätä voidaan yrittää tasata jakamalla alueita tasan molempien päämuuntajien taakse, mutta se saattaa mm. vaikeuttaa eri muuntajien takana olevien lähtöjen kytkemistä renkaaseen vikatilanteessa.

Muuntaja	Nimellis-teho (MVA)	Tyhjäkäynti-häviö (kW)	Kuormitus-häviö (kW)	Kuormitus-aste %	Pätoenergia (MWh)	Häviöt (MWh)
ART-PT1	25	11,5	95	28	61 801	173
HHK-PT1	20	19	101	13	21 889	182
HHK-PT2	25	11,5	95	15	32 253	122
HRV-PT1	25	15,6	95	21	45 844	181
ILP-PT1	25	16,2	135	14	29 578	179
ILP-PT2	25	14,9	118	33	71 165	267
ITH-PT1	30	16,5	176	32	83 923	319
ITH-PT2	30	23,1	146	32	83 487	347
KMP-PT1	20	12	135	15	25 776	135
KMP-PT2	25	14,1	97	22	48 358	169
KNN-PT1	25	14,6	96	23	50 040	176
KNN-PT2	20	22	102	21	37 286	237
MIA-PT1	25	12,5	107	15	32 651	134
MLL-PT1	30	19,7	184	21	55 361	249
MLL-PT2	30	18,6	180	20	51 791	231
MNT-PT1	25	15,5	117	24	50 365	200
MNT-PT2	25	17,4	81	29	61 118	216
PKK-PT1	30	29,8	154	21	53 213	324
PKK-PT2	25	15,9	109	48	101 730	391
PKK-PT3	30	21,2	162	23	58 586	262
PSK-PT1	30	18,1	110	32	80 953	259
RHN-PT1	20	18,5	102	26	45 072	229
RHN-PT2	25	16,8	109	25	54 210	213
RNS-PT1	30	22,3	164	28	73 516	323
RNS-PT2	30	19,8	170	24	61 658	265
Yhteensä					1 371 625	5 783

Taulukko 4. TESV:n päämuuntajien kuormitus ja häviöt.

Taulukosta 4 voidaan nähdä, että TESV:n päämuuntajien kuormat ovat häviöiden kannalta jaettu melko hyvin. Muutamalla sähköasemalla kuormitusaste vaihtelee päämuuntajien kesken, mutta se johtuu lähes poikkeuksetta toisen muuntajan alhaisemmasta kuormitushäviöstä. Poikkeuksena tästä ovat Ilpoisten sähköasema sekä Pakkarin PT2. Ilpoisten sähköasemalla PT1 on kolmikäämimuuntaja, jonka kytkentätilanteen muuttamista käsitellään tarkemmin toimenpiteisiin keskittyvässä kappaleessa 5. Pakkarin PT2 sen sijaan syöttää vain Kakolan jätevedenpuhdistamon lämpöpumppuja, jotka suuren käynnistysvirtansa vuoksi aiheuttaisivat jännitteenalennuksia muille samassa muuntopii-rissä oleville asiakkaille.

4.2.4 Sähkönlaatu

Sähkönlaadullisten ominaisuuksien vaikutus sähköverkon kokonaishäviöihin on erittäin mutkikas kokonaisuus. Sähkönlaatumittareita (Wimo 6CP10) on TESV:n verkossa noin 240 kappaletta, joista noin 185 kappaletta on etäluettavia. Lisäksi verkossa on noin 100 Pih-mittaria, joista saadaan luettua virta- ja jännitetiedot paikan päällä. Näiden lisäksi on muutamia siirrettäviä sähkönlaatu tarkkailevia mittareita, joilla voidaan tarkkailla yksittäisiä muuntopiirejä, mikäli niissä on havaittu ongelmia. Paikan päällä luettavat mittarit vaativat kuitenkin ongelmaan havahtumisen jostain muusta syystä, jonka jälkeen vikaa lähdetään tutkimaan. Wimo -sähkönlaatumittareilla saadaan luettua jännitteen ja virran harmoniset säröt sekä harmoniset kokonaissäröt. Etäluennasta saatavaa mittaustietoa tarkastellaan ja säröytymistä verrataan standardissa SFS-EN 50160 asetettuihin raja-arvoihin. Mittaustiedosta ei kuitenkaan tällä hetkellä tule aktiivisia hälytyksiä esim Scada-järjestelmään, joten nopeasti vaihtelevat sähkön laadulliset ominaisuudet ehtivät usein muuttua, jolloin niiden aiheuttajan paikallistaminen on hankalaa.

Yliaaltojen varsinaisia vaikutuksia sähköverkon häviöihin on kuitenkin vaikea laskea, joka tekee niihin vaikuttamisen hankalaksi. Yksinkertaistetuille malleille, kuten yksittäisille muuntajille tai johtimille voidaan yliaaltojen aiheuttamat häviöt ja lämpeneminen laskea, mutta sähköverkon kaltaisessa laajassa järjestelmässä niiden kokonaisvaikutusta on vaikea arvioida. Opinnäytetyön yhteydessä yritettiin saada suuntaa antavia esimerkkejä yliaaltojen vaikutuksista suuremmissa kokonaisuuksissa, mutta käytössä olevan ajan puitteissa ne jäivät toteutumatta. Tämä kaipaisikin lisäselvitystä, jonka avulla olisi mahdollista miettiä oikein suhteutettuja toimenpiteitä.

Loistehon kompensointia hoidetaan pääasiassa käyttökeskuksesta käsin, jossa vuorossa oleva käyttömestari kytkee kompensointikondensaattoreita tarpeen mukaan verkkoon. Näiden osalta olisi kuitenkin tärkeää selvittää tarkemmin eri verkonosissa mitattujen loistehojen vaikutukset kokonaishäviöihin, jolloin verkkoa voitaisiin käyttää siltä osin oikein. Ilman tarkempaa tietoa loistehojen vaikutuksesta, kompensointikondensaattoreita verkkoon kytkemistä ei välttämättä pidetä tärkeänä toimenpiteenä. Tähän voisi olla apuna tietoisuuden lisääminen käyttömestareiden osalta, jolloin loistehojen aiheuttamien kustannusten tunteminen saattaisi nopeuttaa asiaan reagoimista ja näin ollen aiheuttaa kokonaishäviöiden laskemista.

4.3 Sähköasemat

Sähköasemien sähkönkäyttöä on mahdollista vähentää monella tavalla, vaikka yksittäiset teot johtavatkin kokonaisuuteen nähden pieniin säästöihin. Yksittäiset isot teot sähkön säästämiseksi on sähköasemilla jo tehty, koska niiden taloudelliset hyödyt on ollut helppo havaita. Useilla pienillä ratkaisuilla on kuitenkin mahdollista saada aikaan säästöjä, jotka verkkoyhtiön näkökulmasta saattavat näyttää pieniltä verrattaessa häviö- ja omakäyttöenergian kokonaiskulutukseen, mutta ovat kuitenkin taloudellisesti ja ympäristön kannalta kannattavia.

Sähköasemien kulutukseen kuuluu TESV:llä muutamia sinne kuulumattomia kuluttajia, kuten Pakkarin sähköaseman omakäyttökeskuksesta otettu autojen lämmitys ja sähköauton lataus. Autojen lämmityksistä osa on TESV:n autojen käytössä, mutta osa on konsernin muiden osastojen autojen käytössä. Sähköauto on TESV:n käytössä, mutta sen lataaminen sähköaseman sähkökeskuksesta tulisi joko mittaroida erikseen, tai ainakin huomioida laskettaessa sähköaseman omakäyttöenergian kulutusta.

Sähköasemien kulutuksiin lasketaan tällä hetkellä myös käytöstä poistetun Linnan sähköaseman tilojen sähkönkulutus. Linnan sähköaseman tiloissa on tällä hetkellä vanhojen 30 kV:n kojeistojen lisäksi ainakin varastokäytössä oleva korkea hallitila sekä muuta sähköverkkoyhtiön toimintaan liittymätöntä sähkönkulutusta. Noin 12 metriä korkean hallitilan käyttöä varastona tulisi tarkastella uudelleen, mikäli varastolle olisi joku parempi paikka, olisi tilan korkeutta mahdollisuus hyödyntää uudessa käyttötarkoituksessa paremmin. Myös tilan jakaminen korkeussuunnassa on mahdollista ilman varastotiloista luopumista.

Linnankatu 65 ja sen pihapiirissä olevien Turku Energia Oy:n kiinteistöjen osalta on kuitenkin tapahtumassa muutoksia, joten tilojen uudelleenjärjestelyiden osalta on järkevää odottaa tarkempia päätöksiä muutoksista.

4.3.1 Valaistus

Valaistuksen osalta suurimmat säästöt on jo tehty tai ollaan tekemässä. Nämä ovat kulureittien halogeenivalaisimien ja kytkinkenttien kaasupurkausvalaisimien vaihto LED-valaisimiin ja ohjauksen toteuttaminen liiketunnistimilla.

Seuraavat tehostamistoimenpiteet valaistuksen osalta tulisikin kohdistaa sähköasemien sisätilojen valaistukseen, jota onkin jo alustavasti suunniteltu. Sähköasemien vähäisen käyttöasteen takia valaistuksen kuluttama kokonaisenergia on kuitenkin niin pieni, että suurien investointien tekeminen säästöjen saavuttamiseksi ei ole kannattavaa.

LED-valaistuksella voidaan kuitenkin saavuttaa säästöjä sekä energiankulutuksessa että taloudellisesti. LED-valaistukseen siirtyminen tulisi kuitenkin toteuttaa esimerkiksi vanhojen valaisimien uusimisen yhteydessä tai vaihdettaessa vanhoihin valaisimiin uusia putkia. LED-putkien vaihtaminen rikkoutuneen loisteputken tilalle aiheuttaa kuitenkin harvan vaihtovälin takia pitkäksi aikaa sekalaisen valaistuksen, joka saattaa olla kosmeettisen haitan lisäksi myös valotehon muutoksesta johtuen epämiellyttävä silmälle tai joissain tilanteissa jopa työturvallisuusriski.

	Valoteho (lm)	Hinta (€)	Teho (W)	Käyttöikä (h)	Elinkaarikustannus (€) 100 000 h	Energiankulutus vuodessa (kWh/350h)
Loisteputki Airam	5200	3,79	58	20 000	598,95	20
LED Airam	2200	14,90	22	25 000	279,60	8
LED Osram	3400	43,90	22	50 000	307,80	8

Taulukko 5. Loisteputkien korvaaminen vastaavilla LED-putkilla (Airam Electric Oy Ab; Motonet Oy; Netrauta Finland Oy; Taloon Yhtiöt Oy).

Taulukon 5 hinnat on kerätty halvimpien tällä hetkellä saatavilla olevien vaihtoehtojen perusteella ja puuttuvat valoteho- sekä käyttöikä tiedot täydennetty valmistajien kotisivuilta. Vertailu on tehty yleisimmin käytössä olevien loisteputkien (T8 G13 58W 1500mm) mukaan. Vuosittainen energiankulutus on saatu arvioimalla sähköasemilla käytettävän valaisimia 350 tuntia vuodessa. Taulukkoa tarkasteltaessa tulee ottaa huomioon LED-putkien heikompi valoteho, jonka takia valotehokriittisissä kohteissa niiden käyttöä tulee harkita.

Vanhoja valaisimia korvattaessa tulee huomioida myös uusien LED-valaisimien kalliimpi hinta ja laskea elinkaarikustannukset tapauskohtaisesti. Sähköasemien valaistuksen vähäisen käyttöasteen vuoksi tulee hankinnoissa huomioida myös valaisimien fyysinen kestävyys pitkällä aikavälillä sekä sytytyskertojen vaikutus. Ilmoitetut sytytyskertojen kestävyudet vaihtelevat huomattavasti valaisin tyypeittäin, joten se on huomioitava varsinkin pitkäikäisiä valaisimia hankittaessa.

4.3.2 Hukkalämpö

Sähköasemilla kuluva lämmitysenergia kulkeutuu hukkalämpönä ulos rakenteiden, kuten seinien, katon sekä ikkunoiden läpi. Hukkalämpöä kulkeutuu myös ilmanvaihdon mukana, riippumatta onko ilmanvaihto toteutettu painovoimaisesti, yksittäisillä puhaltimilla tai ilmanvaihtokoneella.

Eristyksien vaikutus sähkönkulutukseen voidaan laskea lämpövirran (Φ) avulla, mikäli tiedetään rakenteiden lämmönsiirtokerroin (h). Näiden lisäksi tarvitaan kyseisen pinnan ala (A), sisälämpötila (T_S) sekä ulkolämpötila (T_U).

$$\Phi = hA(T_S - T_U)$$

Kaava 6. Lämmön siirtyminen (Tekniikan kaavasto 2000).

Kertomalla lämpövirta vuoden tunneilla, saadaan kyseisen ainekerroksen läpi vuodessa siirtyvä lämpöenergia.

Esimerkkinä Ilpoisten sähköasema, joka on keskikokoinen ja rakenteeltaan tavallinen sähköasema. Sähköaseman tiiliseinien lämmönsiirtokerrointa ei tiedetä, mutta rakennusiän (1988) ja vuoden 1985 rakennusmääräysten perusteella voidaan arvioida sen olevan noin $0,28 \text{ W/m}^2\text{K}$ (Ympäristöministeriö 1983). Seinien pinta-ala voidaan laskea tiedossa olevan tilavuuden ja pinta-alan perusteella lasketusta keskimääräisestä korkeudesta ja pohjakuvista saatavasta ulkoseinän pituudesta. Näin ollen seinien pinta-alaksi saadaan noin 535 m^2 ($119 \times 4,5 \text{ m}$). Ulkolämpötilana voidaan käyttää Ilmatieteenlaitokselta saatavaa Helsingin keskilämpötilaa vuosilta 1981 - 2010, joka on $5,7 \text{ }^\circ\text{C}$ ja sisälämpötilana $17 \text{ }^\circ\text{C}$, jota pidetään sähköaseman ollessa tyhjänä (Ilmatieteenlaitos).

Näiden avulla lämpövirta voidaan laskea seuraavasti:

$$W = 0,28 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}} * 535 \text{ m}^2 * (17^\circ\text{C} - 5,7^\circ\text{C}) = 1693 \text{ W}$$

Tämä voidaan kertoa vuoden tunneilla, jolloin saadaan seinien aiheuttama lämpöhäviö vuodessa (E).

$$E = \frac{1693 \text{ W} * 8760 \text{ h}}{1000} = 14\,828 \text{ kWh}$$

Samaa laskentatapaa käyttäen voidaan laskea Ilpoisten sähköaseman yläpohjan aiheuttama lämpöhäviö. Joka on pinta-alaltaan 642 m² olevan Ilpoisten sähköaseman ja vuoden 1985 rakentamismääräyksen antaman enimmäislämmönsiirtokerroimen 0,22 W/m²K, perusteella noin 13 981 kWh. Alapohjalle on rakentamismääräyksessä annettu sama enimmäislämmönsiirtokerroin, mutta tämän kaltaiselle tilalle käytetään 0,9 muutokerrointa, sen ulkoilmaan korkeamman vuotuisen keskilämpötilan takia. Näin ollen sen lämpöhäviöksi voidaan arvioida noin 12 583 kWh (Ympäristöministeriö 2011b).

Seinien, ylä- ja alapohjan vuotuisten kokonaishäviöiden voidaan näin ollen laskea olevan noin 41 392 kWh, joka vastaa noin 70 % osuutta arvioidusta vuotuisesta lämmitysenergian tarpeesta (57 414 kWh). Vuotuinen lämmitysenergiatarve on saatu vähentämällä kokonaiskulutuksesta toimilaitteiden ja muiden järjestelmien aiheuttama peruskuorma, johon kuuluu myös Ilpoisten sähköasemalla lämminkäyttövesi, jota on arvioitu kuluvan tasaisesti vuodenajasta riippumatta.

Uudempien rakentamismääräysten mukaiset enimmäislämmönsiirtokerroimet ovat seinille 0,17, yläpohjalle 0,09 ja tuulettetulle alapohjalle 0,17 W/m²K. Näiden mukaan lasketuna seinien, ylä- ja alapohjan vuotuiset kokonaishäviöt olisivat yhteensä noin 25 527 kWh (9003+5720+10804), joten säästöä syntyisi noin 15 865 kWh vuodessa. (Ympäristöministeriö 2011a.)

Laskennassa ei ole mm. seinien pinta-alasta vähennetty ovia ja ikkunoita, joten se ei ole absoluuttisen tarkka, mutta antaa suuntaa eri rakenteiden aiheuttamasta lämpöhäviöstä. Lisäksi samaa laskentatapaa käyttäen voidaan tarkempaa tarkastelua haluttaessa laskea myös minkä tahansa sähköaseman seinien, ikkunoiden, ylä- tai alapohjan eristyksen parantamisen vaikutukset.

Seinille, ylä- ja alapohjalle lasketun lämpöhäviön kattaessa 70 % vuotuisista kokonaishäviöistä, voidaan päätellä lopun lämmön kulkeutuvan ulos vuotoilmana, ilmanvaihdon mukana sekä laskuista huomiotta jätettyjen ovien ja ikkunoiden huonomman lämmönsiirtokerroimen vaikutuksesta.

Sähköasemien rakenne vaikuttaa myös oleellisesti rakennuksen lämpöhäviöihin. Valmiin rakennuksen rakennetta ei kuitenkaan voi käytännössä muuttaa, mutta se tulee ottaa huomioon niiden suunnittelussa. Suurin osa sähköasemista onkin rakenteeltaan yksinkertaisia, jolloin seinäpinta-ala pysyy mahdollisimman pienenä. Lisäksi sähköasemilla on käytetty mahdollisimman vähän ikkunoita, jolloin niiden huonomman eristyskyvyn vaikutus pysyy vähäisenä.

Ilmanvaihdon lämmöntalteenotto on yksi keino ilmanvaihdon mukana ulos kulkeutuvan lämpimän ilman vähentämiseksi. Perinteisen sähköaseman kaltaisessa kiinteistössä sillä ei kuitenkaan yleensä saavuteta hyötyä, koska ilmanvaihto toimii pääosin painovoimaisesti ja puhaltimia käytetään vain kesäaikaan sähköaseman jäähdyttämiseen. Tästä poikkeuksena ovat akkuhuoneet, joissa ilmanvaihto on jatkuvasti päällä. Akkuhuoneet ovat kuitenkin kooltaan pieniä, joten niistä tuuletettava ilmamäärä on kuitenkin kohtalaisen pieni. Lisäksi akkuhuoneet poistuvat vähitellen käytöstä suljettujen akkujen yleistyessä, joten niihin ei ole kannattavaa tehdä pitkäaikaisia investointeja. Lämmöntalteenotto on järkevää Myllyhahteen kaltaisella luolastoon sijoitetulla sähköasemalla, jossa ilmanvaihtokoneet kierrättävät ilmaa huomattavasti enemmän kuin muilla sähköasemilla. Myllyhahtelle lämmöntalteenotto on kuitenkin jo asennettu, samalla kun ilmanvaihtojärjestelmä on uusittu.

4.3.3 Lämmitys

Sähköasemien kokonaisenergiankulutuksesta keskimäärin noin 73 % syntyy kiinteistöjen lämmityksestä, joka tarkoittaa yhteensä lähes 1 GWh:n kulutusta. Lämmitystarpeen vähentäminen lämpötilan pudotuksilla tai eristyksien parantamisella on ensisijainen vaihtoehto energiankulutuksen vähentämiseksi, mutta myös lämmitysmuodon valinnalla voidaan vaikuttaa energiankulutukseen. Sähköasemat lämmitetään suoralla sähkölämmityksellä, joten vesikiertoista patteriverkostoa ei ole yhdelläkään sähköasemalla. Tämä rajaa joitain vaihtoehtoja pois, kuten perinteisen maalämpöpumppujärjestelmän.

Perinteiselle maalämpöpumpulle on kuitenkin vaihtoehtona maa-ilmalämpöpumppu, jossa maahan sijoitetun keruupiirin lämmönsiirtonesteen lämpötila nostetaan korkeaksi ulkoyksikön kompressorilla ja puhalletaan ilmalämpöpumpun sisäyksin kautta sisätiloihin. Näin ollen vesikiertoisen patteriverkoston puuttuminen ei estä käyttämästä maalämpöä, jolla saadaan ilmalämpöpumppua parempi hyötysuhde talvella sekä enemmän jäähdytystehoa kesällä. Investointina se on keruupiiriensä takia kuitenkin kalliimpi, riippumatta siitä, toteutetaanko se maapiirillä vai porakaivolla. Järjestelmään on mahdollista asentaa myös useampi sisäyksikkö, jolloin sähköaseman kaltainen useampaan tilaan jakautuva kiinteistö olisi mahdollista lämmittää tasaisesti. (Jääsähkö Oy.)

Ilmalämpöpumput ovat yleistyneet kotitalouksissa kovaa vauhtia, eikä syyttä. Ilmalämpöpumppu on edullinen vaihtoehto laskemaan suoran sähkölämmityksen kustannuksia,

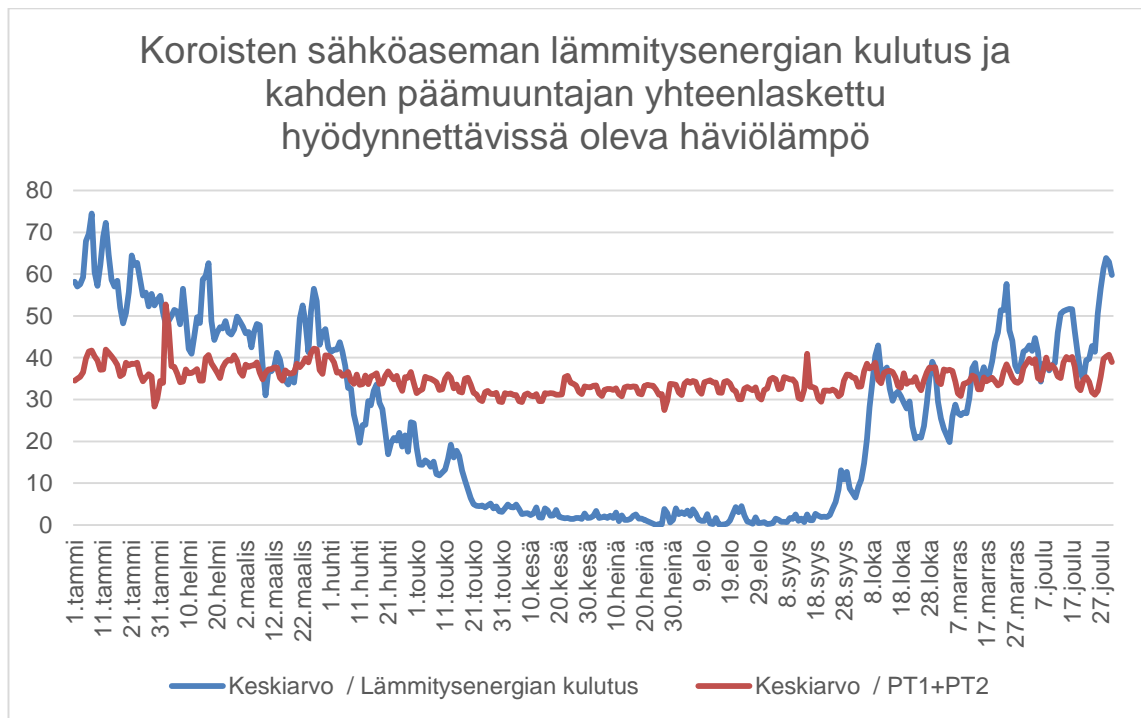
joten se on hyvä valinta myös sähkölämmitteisille sähköasemille. Suurissa ja melko avoimissa tiloissa, kuten 10- ja 110kV kojeistohalleissa ilmalämpöpumpun tuottama ja puhaltama ilma pääsee leviämään tasaisesti laajalle alueelle. Näin ollen ilmalämpöpumpulla voidaan kattaa iso osa tämän kaltaisen kiinteistön lämmityksestä. Myös ilmalämpöpumpun investointikustannukset ovat muihin energiansäästötoimenpiteisiin verrattuna pienet, mutta sillä voidaan silti saavuttaa merkittävä hyöty. Lämmityksen lisäksi ilmalämpöpumpua voidaan tarvittaessa käyttää myös jäähdytykseen, mikäli sähköaseman sisälämpötilat nousevat helteiden ja toimilaitteiden vaikutuksesta liian korkeiksi.

Sähköaseman lämmittämisessä olisi myös mahdollista käyttää päämuuntajien häviölämpöä hyödyksi. Yksi päämuuntaja aiheuttaa keskimäärin noin 231 000 kWh häviöt vuodessa, joka tarkoittaa jatkuvaa noin 26 kW häviötä. Tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöt aiheuttavat muuntajan lämpenemistä, jolloin lämpöhäviöt jäähdytetään radiaattoreiden avulla ulkoilmaan. Päämuuntajat on sijoitettu yleensä avoimiin betonibunkkereihin, jotka sijaitsevat sähköaseman ulkoseinustalla tai 110 kV kytkinkentällä muutaman kymmenen metrin päässä asemarakennuksesta. Tästä poikkeuksena Myllyhahteen sähköasema, jossa päämuuntajat sijaitsevat luolastossa. Päämuuntajien häviölämpöä olisi helpoin hyödyntää luolastossa tai sähköasemilla, joissa päämuuntajat sijaitsevat lämmitettävän sähköasemarakennuksen seinustalla. Näin ollen lämmönsiirtomatkat pysyisivät lyhyinä ja lämmönsiirron aiheuttamat lämpöhäviöt pieninä. (Scada 13.12.2017.)

Päämuuntajien häviölämpöä voidaan hyödyntää usealla eri menetelmällä, muuntajan ja lämmitettävän kohteen ominaisuuksista riippuen. Lämpöpumpputekniikkaa käytettäessä on mahdollista hyödyntää matalassakin lämpötilassa toimivan muuntajan häviölämpöä, kunhan muuntajan jatkuvat häviöt ovat suuremmat kuin siltä vaadittu lämmitysenergia. Lämpöpumpputekniikalla muuntajassa oleva öljy kierrätetään lämmönvaihtimelle, jossa se luovuttaa lämpöenergiansa erilliseen keruupiiriin. Keruupiirin avulla lämpöenergia siirretään lähellä käyttökohdetta olevalle höyrystimelle, jonka kautta lämpöenergia siirtyy lämpöpumpun kylmäainepiiriin. Kylmäainepiirissä lämpötila nostetaan kompressorin avulla korkeaksi, jonka jälkeen lämpöenergia siirretään lopuksi lauhduttimen kautta käyttökohteeseen. Käyttökohteena voi olla veden lämmitys vesikiertoista lämmitysjärjestelmää varten tai puhallinkonvektori, jonka avulla lämpöenergia voidaan siirtää suoraan halutun tilan ilmaan. (Ristamäki 2012.)

Suurempien kulutuskohteiden kuten Koroisten sähköaseman lämmittämiseen muuntajan häviölämmöllä olisi järkevää käyttää kummankin sähköasemalla olevan päämuuntajan häviölämpöä. Näin ollen olisi teoriassa mahdollista kattaa jopa 80 % sähköaseman

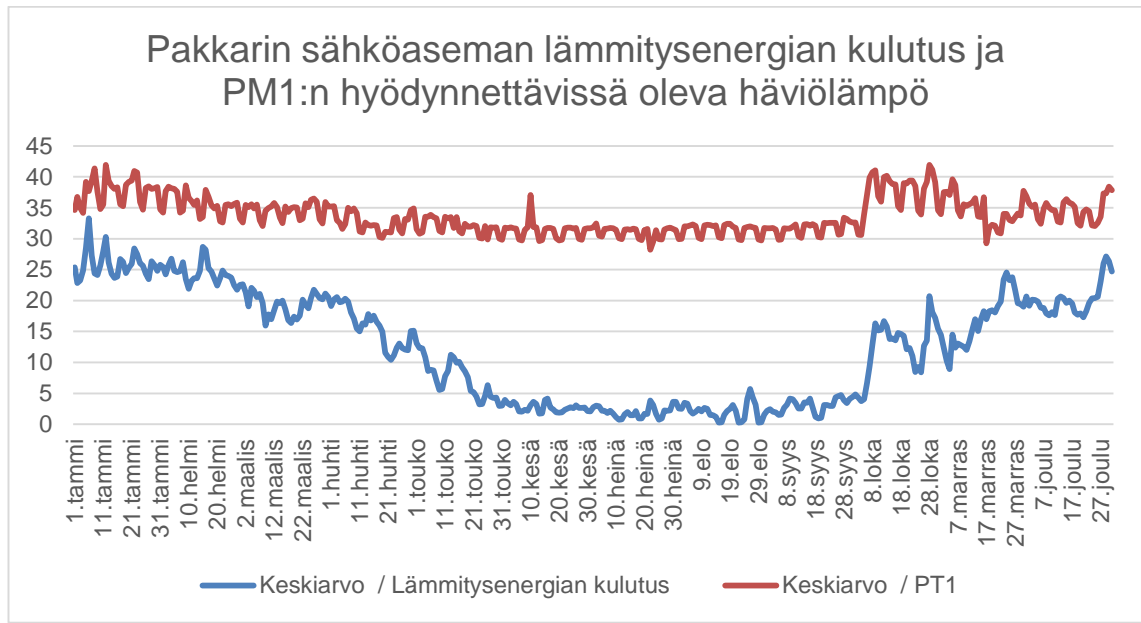
lämmitysenergian tarpeesta. Käytännössä lämmöntalteenotossa tapahtuu kuitenkin siirtohäviöitä sekä puhaltimet, pumput ja kompressorit heikentävät hyötysuhdetta. Näiden vaikutukset riippuvat kuitenkin valitun kohteen lämmönsiirtopiirin pituudesta ja sijoittelusta sekä järjestelmän tyypistä ja yksittäisistä komponenteista. Vaikeasti ennustettavien ja muuttuvien parametrien takia Kaaviossa 3 onkin vertailtu teoriassa hyödynnettävissä olevaa lämpöenergiaa.



Kaavio 2. Koroisten lämmitysenergian kulutuksen ja päämuuntajien häviölämmön vertailu.

Lämmitysenergian ja päämuuntajien häviölämmön vertailussa on sähköaseman sähkönkulutuksesta vähennetty tuntitason kulutuskäyrien avulla arvioitu toimilaitteiden aiheuttama 6,5 kW peruskuorma. Kaavion kesäkuukausien kulutuksesta voidaan päätellä peruskuorman olevan todellisuudessa jopa hieman suurempi. Päämuuntajien hyödynnettävissä oleva häviölämpö on saatu vähentämällä kuormitus- ja tyhjäkäyntihäviöistä 9 %, jonka lasketaan haihtuvan radiaattoreiden kautta ilmaan, eikä ole näin ollen hyödynnettävissä. Kaaviossa on käytetty tehojen päiväkeskiarvoja kaavion paremman luettavuuden ja muuntajien suuresta massasta johtuvan lämmön varauskyvyn takia. (Helinko 1983, Ristamäen 2012, 31 - 32 mukaan.)

Muilla sähköasemilla pelkästään toisen päämuuntajan häviölämpö on teoriassa riittävä kattamaan koko sähköaseman lämmitysenergian tarpeen. Mikäli saatavilla oleva lämpöenergian määrä arvioidaan järjestelmän valinnan jälkeen riittämättömäksi järjestelmässä aiheutuvien häviöiden takia, on kuitenkin suurimmalla osaa isommista sähköasemista mahdollista käyttää myös kahden päämuuntajan häviölämpöä.



Kaavio 3. Pakkarin lämmitysenergian kulutuksen ja PT1:n häviölämmön vertailu.

Lämmitysenergian kulutusta ja päämuuntajien häviölämpöä vertailevista taulukoista nähdään myös saatavilla olevan häviölämmön kasvaminen kulutuksen noustessa. Lisäksi päämuuntajien häviölämmön hyödyntäminen alentaa muuntajan lämpötilaa, jonka vaikutuksesta muuntajan häviöt pienenevät. Näin ollen päämuuntajien häviölämmön hyödyntäminen sähköasema kiinteistöissä vaikuttaisi positiivisesti myös verkon kokonaisuuden vähenemiseen. (Ristamäki 2012.)

Koroisten sähköasemalla on lisäksi mietitty samassa kiinteistössä sijaitsevan kaukolämmön kattilahallin hukkalämmön hyödyntämistä. Kattilahalliin syntyy ylimääräistä lämpöä, kun huippu- ja varalämpökattiloita pidetään lämpimänä, jotta kattilat olisivat käyttövalmiina tarpeen vaatiessa, eikä korroosiota pääse muodostumaan kattiloiden sisäpinnoille. (Ilkka Syrjälä, 31.1.2017.)

Kattilahallin lämpöenergiasta tai lämpötiloista ei ole saatavilla mittaustietoja, joten tilassa talven kylmimpinä aikoina olevia lämpötiloja ei tiedetä. Lämpöenergian ottaminen tilasta

lisäisi kattilan ylläpitolämmityksen tarvetta, mutta luultavasti melko vähän, koska suurin osa lämpöenergiasta kulkeutuu kuitenkin kattilahallin rakenteiden läpi ulkoilmaan.

Vaikka tarkkoja arvoja ei tiedetäkään, voidaan kattilahallin ilman hyödynnettävissä oleva lämpömäärä (ΔU) laskea, arvioimalla lämpötila ero (ΔT) ja ilman massa (m).

$$\Delta U = m * c_p * \Delta T$$

Kaava 7. Sisäenergian muutos (Tekniikan kaavasto 2000).

Kaavaan valitaan myös aineen ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa (c_p), koska tila ei ole niin tiivis, että lämpötilanmuutos aiheuttaisi paineenmuutosta. Tilan korkeudeksi arvioidaan 15 m, leveydeksi 10 m ja pituudeksi 40 m, jolloin tilavuudeksi saadaan 6000 m³. Ilman tiheydellä (1,293 kg/m³), massaksi saadaan 7758 kg. Ilman ominaislämpökapasiteetti vakiopaineessa on 1,001 kJ/kg°C. Lämpötilaksi kattilahallissa arvioidaan 28 °C ja lämmitettävissä sähköasema tiloissa 18 °C.

$$7758\text{kg} * \frac{1,001\text{kJ}}{\text{kg}} \text{°C} * (28\text{°C} - 18\text{°C}) = 77\ 658\ \text{kJ}$$

Lämpömäärän ollessa kilojouleina (J=W/s), voidaan se jakaa tunnilla, jotta vertaus sähköenergian kulutukseen onnistuu.

$$E = \frac{\Delta U}{t} = \frac{77658\text{kJ}}{3600\text{s}} = 21,6\text{kWh}$$

Ilmaan sitoutuneen lämpöenergian määrästä ei voida kuitenkaan suoraan päätellä käytettävissä olevaa lämpötehoa, koska ei tiedetä tilaan tulevan ja tilasta poistuvan lämpötehon määriä. Näin ollen todellisen hyödynnettävissä olevan lämmitysenergian laske- miseksi, olisi kerättävä mittaustietoa tilan lämpötilasta vuoden aikana ja verrattava tätä ulkolämpötiloihin. Tällä tavoin olisi mahdollista laskea melko tarkasti tilasta rakenteiden ja ilmanvaihdon kautta ulos kulkeutuva lämpöteho sekä tilaan kattiloiden lämmityksen kautta tuleva lämpöenergia, joiden erotuksena saataisiin käytettävissä oleva lämpöteho. (Tekniikan kaavasto 2000.)

4.3.4 Toimilaitteet

Sähköverkon toimintaan liittyvien toimilaitteiden sähkönkulutuksen vähentämiseksi tehtävät toimenpiteet ovat melko rajalliset, koska laitteet ovat verkon toiminnan kannalta

välttämättömiä. Myös toimilaitteiden hankinnassa niiden kulutus on lähes merkityksetön tekijä, yksittäisten laitteiden kuluttaessa vain hyvin vähän sähköä.

Varsinaisia toimilaitteita kosteudelta suojaavien kuivaus- ja lämmitysvastuksien energiankulutusta on mahdollista vähentää, jos varsinaisten toimilaitteiden toiminta ja pitkäikäisyys eivät vaarannu. Lämmitysvastuksia ohjataan jo nyt termostaateilla, mutta niille asetettuja lämpötilarajoja voidaan tutkia tarkemmin. Kuivausvastukset sen sijaan ovat jatkuvasti päällä, vaikka välttämätöntä tarvetta ei olisikaan. Kuivausvastukset ovat kuitenkin pienitehoisia yksittäisiä komponentteja, joiden ohjaamiseksi olisi asennettava jokaiseen koteloon oma kastepistekytkin/kondensaatiotunnistin. Yksittäisten koteloiden vastusten ollessa teholtaan 15 - 70 W, on niiden aiheuttama kokonaiskulutus vuodessa 131 - 613 kW. Tämä tarkoittaisi 5 snt/kWh sähköhinnalla noin 7 - 31 euron kustannusta, josta vain osa olisi säästettävissä ohjauksella. Asennuskustannusten ja komponentin hinnan lisäksi haittapuolena tästä aiheutuisi esimerkiksi Huhkolan kytkinkentälle 54 kappaletta hajoavia komponentteja, joiden hajoaminen saattaisi johtaa myös muiden komponenttien kunnan heikkenemiseen tai hajoamiseen. Mikäli kuivaus ei toimi, saattaa se aiheuttaa ohjauslaitteiden vaurioitumisen, joka voi pahimmillaan johtaa pidempiin keskeytyksiin mahdollisessa vikatilanteessa. Termostaattiohjattujen lämmitysvastusten lämpötilarajat on kuitenkin järkevää tarkastaa muiden huolto- tai tarkastustoimenpiteiden yhteydessä, jotta vältetään turhalta lämmittämiseltä.

Koska toimilaitteiden energiankulutuksesta ei ole löytynyt säästökohteita, on vaihtoehtona tuottaa osa tämän kaltaisesta peruskuormasta aurinkopaneeleilla. Aurinkopaneelien tuottohuippu ajoittuu keskelle kesäpäiviä, jolloin kotitalouksissa ei välttämättä ole kulutusta. Sähköasemilla sen sijaan toimilaitteet aiheuttavat vuoden- ja vuorokaudenajasta riippumatonta peruskuormaa, jonka mukaan on mahdollista mitoittaa aurinkoenergiajärjestelmä, mikäli halutaan välttyä myymästä sähköä verkkoon. Sähköverkko-yhtiön kannalta tällä ei ole kovin suurta merkitystä, koska siirtomaksu maksetaan itselle. Työtä varten kuitenkin laskettiin esimerkkinä yhdelle sähköasemalle sijoitettava aurinkopaneelijärjestelmä, jota käsitellään tarkemmin kappaleessa 5.

5 SÄHKÖENERGIAN SÄÄSTÖTOIMENPITEET

Säästötoimenpiteisiin on valittu sellaiset toimenpiteet, joiden toteuttamiseen ei tarvitse erikseen investoida tai investointi katsotaan mahdolliseksi saada takaisin. Osa toimenpiteistä voidaan suorittaa tekemällä asiat eri tavalla kuin ennen, osa harkitsemalla välttämättömiä investointeja ja osa muutoin suhteellisen pienin kustannuksin. Nämä ovat edellytykset sähköverkkoyhtiön sähköenergian säästötoimenpiteille nykyisillä sähköenergian kustannuksilla.

5.1 Sähköverkon häviöt

Energiamäärältään suurimmat säästötoimenpiteet löytyivät sähköverkon häviöistä, mikä oli odotettavissa, häviöiden vastatessa 97 % osuutta opinnäytetyöhön sisällytetyistä säästökohteista. Sähköverkon säästötoimenpiteistä kannattavimmat, mutta myös suurimman säästön aiheuttavat toimenpiteet löytyivät verkon käytöstä. Toimenpiteet ovat kannattavia, koska niiden osalta ei tarvita erillisiä investointeja. Lisäksi niillä voidaan säästää melko suuria säästöjä lyhyellä aikataululla, varsinkin siirrettäessä suuria kuormia.

5.1.1 Huhkolan 110 kV rengas

Vuoden 2015 lopussa TESV:n alueverkkoon liitettiin 23 km pituinen 110 kV johto-osuus Liedon ja Huhkolan välillä. Aikaisemmin kyseinen ilmajohto oli osa Fingridin kantaverkkoa. Uuden johdon hankinnan ansiosta on tullut mahdolliseksi kytkeä Lieto-Pääskyvuori-Huhkola-Lieto rengas kiinni Huhkolasta, jolloin Liedosta voidaan syöttää TESV:n verkkoon sekä Pääskyvuoren että Huhkolan kautta. Ilman rengasta kuormat painottuvat enemmän Lieto-Huhkola johto-osuudelle, koska Huhkolasta syötetään myös Paraisten ja Piispanristin sähköasemia sekä johto-osuus on myös huomattavasti pidempi kuin Lieto-Pääskyvuori. Rengas tasoittaa kuormia johtojen kesken, ja näin ollen myös laskee kokonaishäviöitä.

Tutkittaessa renkaan vaikutusta häviöiden syntymiseen, pyydettiin laskenta-apua Empowerilta, jolla on työkalut ja TESV:n verkkomalli laskentaa varten. Laskentaa varten tarvittiin vuoden 2016 ajalta koko sähköverkon pienin ja suurin kuormitus, joiden mukaan

laskettiin pätö- ja loistehohäviöt kumpanakin ajanhetkenä. Häviöt laskettiin nykyisellä kytkentätilanteella sekä rengas kytkettynä kiinni.

	Pätötehohäviöt (MW)	Loistehohäviöt (Mvar)
Nykyinen kytkentätilanne min. kuorma	0,63	-14,31
Rengaskytkettynä min. kuorma	0,60	-14,53
Nykyinen kytkentätilanne max. Kuorma	2,63	11,83
Rengaskytkettynä max. Kuorma	1,98	7,82

Taulukko 6. Rengaskytken vaikutukset häviöihin. (Empower 21.2.2017)

Renkaan vaikutus vuoden kokonaishäviöihin voidaan laskea kertomalla huippukuorman aikainen pätötehohäviö huipunkäyttöajalla. Huipunkäyttöaikana käytetään Fingridin loisteholaskutuksessa sekä TESV:n ja Fingridin välisessä kantaverkkosopimuksessa jakeluverkolle käytettävää 5000 tuntia. Sen avulla laskettuna saadaan TESV:n 110 kV verkon kokonaishäviöiksi nykyisessä kytkentätilanteessa 13 149 MWh ja rengas kytkettynä 9 924 MWh. Pätötehohäviöt siis vähenevät 3,2 GWh, jonka lisäksi vaikutus olisi positiivinen myös loistehohäviöihin. (TESV:n ja Fingridin välinen kantaverkkosopimus 3.4.2017.)

Rengas parantaa lisäksi verkon toimintavarmuutta, koska yksittäisen katkaisijan viallinen laukeaminen tai yksittäisen johdon vikaantuminen ei aiheuta keskeytystä asiakkaille.

Renkaan toteuttaminen vaatii keskustelua Fingridin kanssa sekä tarkemman selvityksen vaadittavista suojausasetusten muuttamisesta. Mikäli Fingrid hyväksyy renkaaseen kytketyn verkonosan heidän verkkonsa rinnalla, on rengas ehdottomasti kannattava toteuttaa.

5.1.2 Ilpoisten kolmikäämimuuntajan käyttö

Ilpoisten sähköasemalla on päämuuntajina 25 MVA 110/10 kV päämuuntaja sekä 25 MVA 110/20/10 kV kolmikäämimuuntaja. 110/10 kV päämuuntajalla syötetään mantereella olevaa 10 kV keskijänniteverkkoa, kun taas kolmikäämimuuntaja syöttää saariston 20 kV keskijänniteverkkoa. Kolmikäämimuuntajalla on mahdollista syöttää samaan aikaan myös 10 kV verkkoon, jolloin kuormat päämuuntajien kesken tasoittuvat, joka johtaa kokonaishäviöiden laskemiseen. Tämä vaatii kuitenkin tarkempaa selvitystä, koska kolmikäämimuuntajan käyttö sekä 10 että 20 kV verkon syöttöön vaikeuttaa mm. jännitteensäätöä.

Kuormien tasaamisen vaikutukset tutkittiin tekemällä PG:llä nykyisessä kytkentätilanteessa verkostolaskenta päämuuntajien osalta, jolloin nykyiset häviöt saatiin selville. Tämän jälkeen PG:llä tehtiin sijaiskytkentä, jossa kuormat oli jaettu mahdollisuuksien mukaan tasan. Sijaiskytkennälle suoritettiin uusi verkostolaskenta, jolla saatiin muuntajakohtaiset häviöt sekä kokonaishäviöt uudessa kytkentätilanteessa.

		Kuormitus- häviöt (MWh)	Tyhjäkäynti- häviöt (MWh)	Muuntajakohtaiset kokonaishäviöt (MWh)	Kokonaishäviöt (MWh)
Peruskytkentä- tilanne	PT1	160,4	141,9	302,3	570,6
	PT2	137,7	130,5	268,3	
Kuormat tasattu	PT1	171,0	141,9	312,9	506,1
	PT2	62,7	130,5	193,2	
Yhteensä		-64,5			-64,5

Taulukko 7. PG:llä laskettu kuormien tasaamisen vaikutus kokonaishäviöihin.

Taulukossa 7 on päämuuntajat PT1 ja PT2, joista PT1 on kolmikäämimuuntaja. PG:n laskennan mukaiset kolmikäämimuuntajan kuormitushäviöt ovat kuitenkin epärealistiset, koska kolmikäämimuuntaja on tällä hetkellä keskimäärin noin 3,4 MW kuormassa, jonka mukaan kilpiarvoilla lasketut kuormitushäviöt olisivat tällä hetkellä noin 15 - 20 MWh. Tämän suuntaisiin tuloksiin päästiin myös vuoden 2015 päämuuntajan tuntitehotiedoista lasketuissa kuormitushäviöissä. Toiselta muuntajalta kolmikäämimuuntajalle siirrettyjen kuormien avulla kolmikäämimuuntajalle saatiin laskettua uudet noin 45 MWh kuormitushäviöt. Näin ollen toisen muuntajan kuormitushäviöiden laskiessa noin 75 MWh (137,7 - 62,7) ja kolmikäämimuuntajan kuormitushäviöiden noustessa 25 - 30 MWh, voidaan todellisen säästön arvioida olevan noin 45 - 50 MWh.

Lähtöjen erilaisten kuormien, syötettävien alueiden ja kuormien vaihtelun vuoksi ei ole järkevää tai edes mahdollista yrittää täydellistä tasan jakoa. Lisäksi muuntajien erilaisten tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöiden vuoksi, täsmälleen tasan jakaminen ei yleensä tuota parasta tulosta.

5.1.3 Jakorajaoptimointi

Jakorajaoptimoinneilla voidaan vähentää verkon kokonaishäviöitä oleellisesti, laske-
malla verkolle optimaalinen peruskytkentätilanne. Uudelle keski- ja pienjänniteverkolle

jakorajat lasketaankin tasaamalla kuormat ja sitä kautta häviöt tasan muuntopiirien kesken, jolloin kokonaishäviöt jäävät mahdollisimman pieniksi. Jakorajaoptimointia suoritetaan myös aluesaneerauksien ja isompien yksittäisten muutosten jälkeen, mutta jakorajojen paikkoja tulisi tarkastella koko verkon osalta uudestaan aika ajoin, johtuen muuttuvasta kuormituksesta.

Verkon kytkentätilanteella voidaan vaikuttaa päämuuntajien kuormituksen tasaamiseen, johto-osuuksien ja jakelumuuntajien kuormitukseen, ja sitä kautta häviöihin. Sähköverkon eri osille, kuten suur-, keski- ja pienjänniteverkoille on määritelty peruskytkentätilanne. Peruskytkentätilanne on kompromissi, jossa huomioidaan verkon käytettävyyden vikatilanteissa, johtojen kuormitettavuus sekä häviöt.

Suurjänniteverkon kytkentätilanne on melko pysyvä, eikä sitä muuteta päivittäin. Lisäksi verkko on rakenteeltaan huomattavasti yksinkertaisempi kuin keski- ja pienjänniteverkot, joten yksittäiset korvauskytkennät tulevat nopeammin palautettua. Suurjänniteverkolle tyypillisten suurten tehojen takia yksittäisillä kytkentätilanteen muutoksilla saattaa kuitenkin olla melko lyhyessäkin ajassa iso vaikutus vuosittaisin häviöihin. Pidemmällä aikavälillä onkin erittäin tärkeää, että suurjänniteverkkoa käytetään optimitilassa, ottaen kuitenkin huomioon häviöiden lisäksi toimitusvarmuuden.

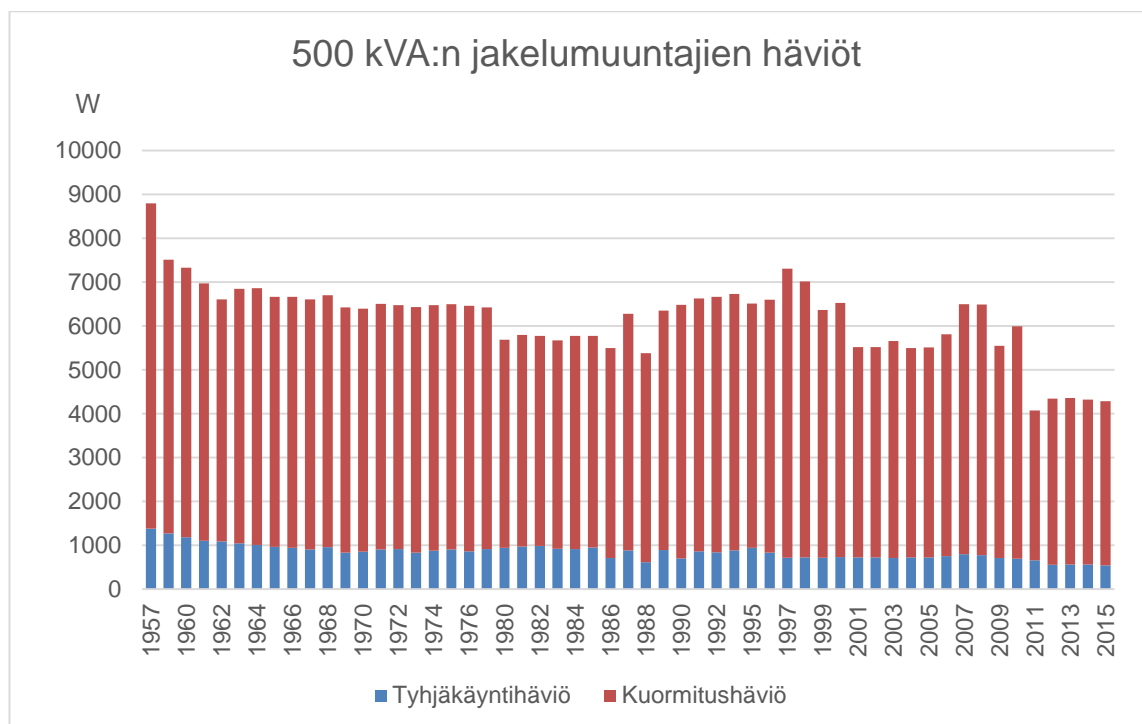
Keskijänniteverkossa kytkentöjä muutetaan päivittäin, joten niiden palauttaminen saattaa joskus viivästyä. Viivästymiset voivat johtaa ylimääräiseen häviöiden syntymiseen, mutta myös heikentää verkon käytettävyyttä vikatilanteissa. Keskijänniteverkon kytkentätilannetta onkin hyvä tarkastella mahdollisimman usein ja palauttaa verkko mahdollisuuksien mukaan peruskytkentätilanteeseen. Myös peruskytkentätilannetta tulee tarkastella aika ajoin verkostolaskennan avulla uudelleen, jotta kuormituksen tai verkon käytettävyyden muuttuessa, voidaan peruskytkentätilanne muuttaa paremmin nykyhetkeen sopivaksi.

Pienjänniteverkon osalta kytkentätilanteen muutoksia tehdään usein vikatilanteissa, mikäli vikaantunut muuntopiiri korvataan pienjänniteverkon kautta. Tällaiset muutokset tulisivat palauttaa välittömästi vian korjauksen jälkeen, koska muutoin ne voivat jäädä pitkiksi ajoiksi huomaamatta. Yksittäiset kytkennät harvemmin aiheuttavat laajassa pienjänniteverkossa suuria häviöitä, mutta saattavat olla hankalia uusissa vikatilanteissa. Myös pienjänniteverkon osalta kannattaa suorittaa verkostolaskenta aika ajoin, jolloin voidaan havaita yksittäisiä kuormittuneita johto-osuuksia ja pohtia niiden osalta kuormien keventämistä peruskytkentätilannetta muuttamalla.

Jakorajaoptimointi onkin jatkuvaa työtä, koska verkon rakenne ja kuormitukset muuttuvat koko ajan. Joillain alueilla muutokset saattavat tapahtua erittäin hitaasti ja toisaalla taas hyvin nopeastikin. Jakorajaoptimointien lisäksi on tärkeää huolehtia, että verkkoa käytetään mahdollisimman paljon peruskäytännötilanteessa, jolloin jakorajaoptimoinnilla lasketut häviöt toteutuvat. Häviöt voidaan siis minimoida ainoastaan jatkuvalla yhteistyöllä suunnittelun ja verkon käytön välillä.

5.1.4 Uudet jakelu- ja päämuuntajat

Muuntajien aiheuttamia häviöitä on mahdollista vähentää uusimmalla muuntajilla. Muuntajat ovat vuosien varrella kehittyneet, jolloin myös niiden häviöt ovat pienentyneet. Kehitys on ollut melko hidasta, mutta vanhimpien muuntajien ollessa 1950-luvulta, on kehitys kuitenkin huomattavaa.



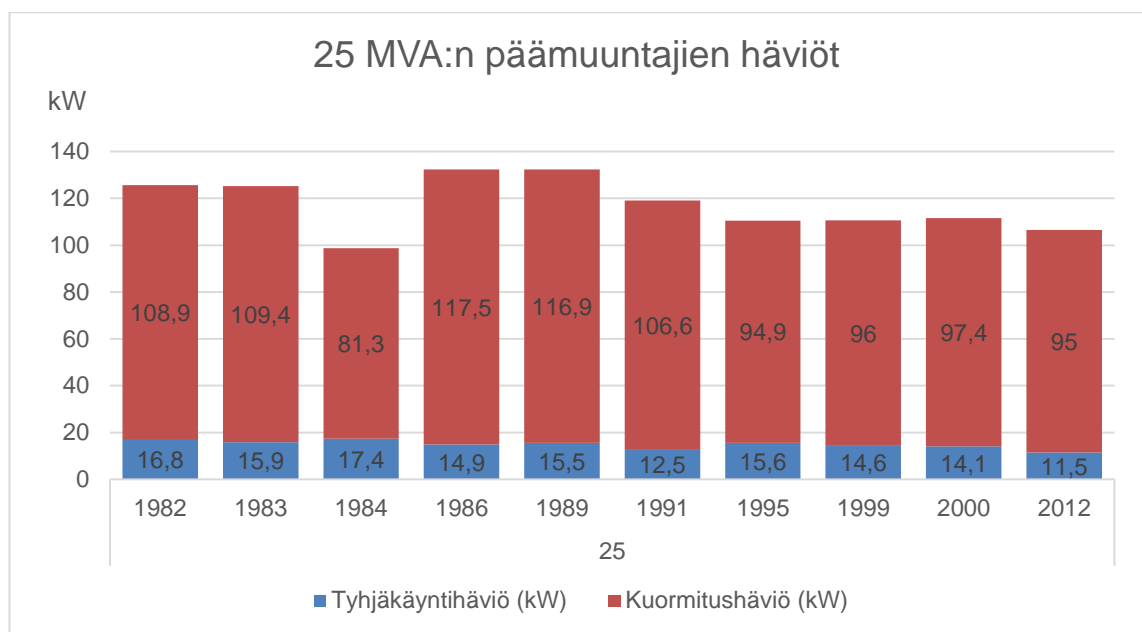
Kaavio 4. TESV:n 500 kVA:n jakelumuuntajien häviöiden kehitys.

Kaavion 4 häviöt on saatu laskemalla kaikkien yksittäisenä vuonna hankittujen jakelumuuntajien häviöiden keskiarvo. Näin ollen yksittäiset arvot saattavat johtua yksittäisestä

huonosta tai hyvästä muuntajasta, mutta otoksen kattaessa 316 muuntajaa, voidaan kehityksen suunta nähdä luotettavasti. Vertailusta on kuitenkin poistettu asiakasmuuntajat sekä yksittäiset muuntajat joiden tietoja ei voitu pitää luotettavana.

Jakelumuuntajien uusiminen ainoastaan häviöiden takia ei ole kuitenkaan kannattavaa, niiden suurten hankintakustannusten takia. Lisäksi yksittäisen jakelumuuntajan häviöiden vaikutus verkon kokonaishäviöiden kannalta on pieni. Tärkeää onkin miettiä, kuinka suuressa osassa muuntajan häviöt ovat muuntajien hankinnassa, suhteessa muihin valintaan vaikuttaviin tekijöihin.

Myös päämuuntajien häviöitä voidaan vähentää hankkimalla vanhojen tilalle uusia vähähäviöisempiä. Pelkästään yksittäisen päämuuntajan valinnalla voidaan vaikuttaa sähköverkon häviöihin melko paljon, koska yksittäisen päämuuntajan läpi siirretään melko suuri osa verkon kokonaistehosta.



Kaavio 5. TESV:n 25 MVA:n päämuuntajien häviöiden kehitys.

Kaavioon 5 on kerätty kaikki TESV:llä käytössä olevat 25 MVA:n kokoiset päämuuntajat. Yksittäinen palkki vastaa yhtä päämuuntajaa, pois lukien 2012, jolloin on hankittu kaksi päämuuntajaa, joiden arvot ovat kuitenkin täsmälleen samat.

Kaaviosta 5 voidaan päätellä päämuuntajien häviöiden laskeneen melko paljon viimeisen 30 vuoden aikana. Suurempaa häviöiden lasku on ollut tyhjäkäyntihäviöiden osalta, jotka muodostavatkin suuremman osan vuotuisista kokonaishäviöistä.

Esimerkkinä voidaan laskea Ruohonpäässä olevan verkon vanhimman päämuuntajan vaihto Artukaisissa ja Huhkolassa olevien uusimpien kaltaiseksi ja sen vaikutukset verkon häviöihin.

Ruohonpää PT2 vaihto uudempaan			
	Nykyinen	Uudempi	Ero
Valmistusvuosi	1982	2012	
Nimellisteho (MVA)	25	25	
Tyhjäkäyntihäviö (kW)	16,8	11,5	-5,3
Kuormitushäviö (kW)	109	95	-14
Tyhjäkäyntihäviöenergia (MWh)	147	101	-46
Kuormitushäviöenergia (MWh)	66	57	-8
Kokonaishäviöenergia (MWh)	213	158	-55

Taulukko 8. Vanhimman päämuuntajan uusimisen vaikutukset.

Taulukon 8 häviöenergiat on laskettu käyttämällä Ruohonpään PT2:n kuormituskäyrää vuodelta 2015. Kokonaishäviöt vähenisivät tällä muutoksella 55 MWh vuodessa, joka tarkoittaa verkon kokonaishäviöistä noin 0,12 % osuutta. Osuus vaikuttaa pieneltä, mutta ottaen huomioon kyseessä olevan vain yksittäinen verkon komponentti, on vaikutus melko suuri. Tästä voidaankin päätellä päämuuntajien valinnoilla olevan merkittävä rooli verkon kokonaishäviöiden kehityksessä tulevaisuudessa. Vuoteen 2030 mennessä päämuuntajia onkin suunnitelmissa vaihtaa 5 kpl, joka tarkoittaa nykyisten muuntajien häviöillä yhteensä noin 275 MWh vähemmän häviöitä. On kuitenkin oletettavaa, että uudet päämuuntajat tuottavat vähemmän häviöitä, kuin viimeksi hankitut.

5.2 Sähköasemat

Sähköasemien energiankäytön tehostamisen haasteena on alhaiset energiankäytöstä syntyvät kustannukset sähköverkkoyhtiölle. Tämä käytännössä kaksinkertaistaa energiansäästötoimenpiteiden takaisinmaksuajat, verrattuna yksityiseen kuluttajaan. Lisäksi toimenpiteiden on oltava erittäin toimintavarmoja ja pitkäikäisiä, jotta niiden ylläpitämisestä ei aiheudu elinkaaren aikana suuria huoltokustannuksia.

5.2.1 Ilmalämpöpumput

Sähköasemien sähköenergiankulutuksen vähentämiseksi ehdotetaan ilmalämpöpumppujen asentamista sähköasemille. Ilmalämpöpumpulla on muita energian säästötoimenpiteitä pienemmät investointikustannukset sekä lyhyempi takaisinmaksuaika. Ilmalämpöpumput ovat myös helppo asentaa, varmatoimisia, eivätkä ne ole riippuvaisia muista energian lähteistä, kuten auringosta tai muuntajien häviöistä. Ilmalämpöpumput myös keräävät tilasta pölyä, kierrättäessään ilmaa suodattimen läpi. Tarvittaessa ilmalämpöpumpuilla voidaan myös jäähdyttää tilaa.

Pelkästään ilmalämpöpumppujen hinnat vaihtelevat huomattavasti mallista riippuen, jonka lisäksi asennuskustannuksissa on suurta vaihtelua. Lisäksi asennuksista vain osa sisältää kaikki työvaiheet, kuten sähköasennukset. Tämä tekee yleisestä vertailusta ja takaisinmaksuaikojen laskemisesta vaikeaa, ilman tarkempia kohteeseen kohdistuneita tarjouspyyntöjä.

Suuntaa antavana esimerkkinä voidaan kuitenkin laskea esimerkiksi keskikokoiselle II-poisten sähköasemalle asennettavan ilmalämpöpumppu, joka sijoitettaisiin 10 kV kojeistohalliin. 10 kV hallin pinta-ala on vajaa 200 m² ja tilavuus noin 700 m³. Hallissa on lämmitysteho 12 kW ja sen lämmityksen energiankulutuksen arvioidaan olevan noin kolmasosa sähköaseman kokonaislämmitysenergiankulutuksesta, eli 19 000 kWh vuodessa.

Esimerkissä tilaan valitaan Panasonic NE18PKE, jonka lämmitysteho on 8,2 kW ja sitä tarjotaan asennettuna hintaan alkaen 2549 €. Ilmalämpöpumpun SCOP-kerroin on 4,5, mikä tarkoittaa että 4,5 kW lämpötehon tuottamiseen vaaditaan 1 kW sähkötehoa. SCOP on kuitenkin laskettu Keski-Euroopan lämpötilojen mukaan, ja Suomessa arvioidaankin SCOP-arvojen olevan 2-3. Sähköaseman lämmityksen osalta ilmalämpöpumpun hyötysuhdetta parantaa sähköasemalla pidettävä 17 °C ylläpitolämpötila, joka vähentää ulkoilman ja sisäilman lämpötilaeroa verrattuna kotitalouksiin, jolloin ilmalämpöpumppu toimii paremmalla tehoalueella. Lisäksi 10 kV halli on melko avoin yhtenäinen tila, jolloin lämpö pääsee kulkeutumaan vapaasti koko tilassa. Kylmimpinä hetkinä ilmalämpöpumpun toimiessa heikommalla hyötysuhteella ja lämmitystehontarpeen ollessa suurimmillaan, ei ilmalämpöpumppu kuitenkaan pysty tuottamaan läheskään kaikkea tarvittavaa lämpöä. Tällaisten ajanjaksojen pituus kuitenkin vaihtelee huomattavasti vuosittain. Näin

ollen arvioidaan ilmalämpöpumpun pystyvän tuottamaan 80 % tilan vuotuisesta lämmityksen tarpeesta ja toimimaan keskimäärin 2,5 SCOP-kertoimella. Käytännössä tämä tarkoittaa 15 200 kWh lämpöenergian tuottoa vuodessa, käyttäen siihen 6080 kWh sähköenergiaa. Säästöä siis syntyisi 9120 kWh vuodessa. Sähköhinnalla 5 snt/kWh se tarkoittaisi 456 euroa, jolloin takaisinmaksuaika olisi noin 5,6 vuotta. (Mister Lvi Oy; Ref-Group Oy; Vattenfall Oy)

Samaa suuntaa antavaa laskentaa voidaan käyttää myös Ilpoisten sähköaseman 110 kV hallissa. Halli on pinta-alaltaan hieman pienempi ja tilavuudeltaan hieman suurempi, mutta seinien, ylä- ja alapohjan lämpöhäviöt ovat samaa luokkaa, jolloin vuotuinen lämpöenergian tarve voidaan arvioida samaksi. Näin ollen investoinnin kustannus tuplaantuu, mutta myös saatava säästö tuplaantuu takaisinmaksuajan pysyessä samana. Kahden ilmalämpöpumpun asennuksella voitaisiin siis säästää arviolta 18 240 kWh vuodessa, joka vastaisi noin 30 %:n osuutta sähköaseman lämmitysenergian tarpeesta ja 22 %:n osuutta kokonaisenergian tarpeesta.

Ilmalämpöpumppujen asentaminen kannattaa aloittaa jo olemassa olevien säätämällä myös lämmityskäyttöön, mikäli mahdollista. Tämän jälkeen on mahdollista seurata tunti-kohtaisista kulutustiedoista päivän lämmitystarvelukuihin verrattuna sähkönkulutuksen muutosta. Mikäli toimenpiteillä havaitaan sähkönkulutusta laskeva vaikutus, voidaan perustellusti suositella tarjouspyyntöä esimerkiksi kahdelle erilaiselle sähköasemalle hankittavista ilmalämpöpumpuista. Mikäli myös näiden kohdalla havaitaan sähkönkulutusta laskeva vaikutus sekä pidemmän aikavälin seurannan perusteella voidaan arvioida takaisinmaksuaika mielekkääksi, voidaan toimenpiteiden toteuttamista myös lopuille sähköasemille suositella. Ilmalämpöpumppujen mitoitus ja kannattavuustarkastelu tulee kuitenkin aina tehdä tapauskohtaisesti.

5.2.2 Aurinkopaneelit

Aurinkopaneelien asennusta sähköasemille tukee niille tyypillinen jatkuva vuorokauden ajasta riippumaton kuorma. Tällaista kuormaa aiheuttavat sähköasemille sijoitetut toimitteet, jotka kuluttavat jatkuvasti saman verran sähköä. Tällöin aurinkopaneelien tuottama sähkö vähentää suoraan tätä kulutusta, eikä sähköä tarvitse siirtää verkkoon. Toisaalta haasteena sähköverkkoyhtiön käyttöön tulevassa aurinkopaneelijärjestelmässä on pitkä takaisinmaksuaika, joka johtuu sähköverkkoyhtiön alhaisista sähköenergian hankintakustannuksista.

Esimerkkinä otetaan Pääskyvuoren sähköasema, jossa peruskuormaa on noin 2 kW. Sähköaseman katon toinen lape osoittaa lounaaseen, joten se ei ole aivan optimaalinen, mutta etelään päin avoimen ympäristönsä takia melko hyvä kohde. Sähköaseman katto on kuitenkin sopivan kalteva sekä siellä on tilaa paneeleille. Lisäksi katto on saumapeltiä, johon on helppo kiinnittää paneelit. Näiden ominaisuuksien lisäksi Pääskyvuoren sähköasema on näkyvällä paikalla vilkkaasti liikennöidyssä risteyksessä, joten aurinkopaneelien asennuksilla voidaan saavuttaa myös mainosarvoa.

Järjestelmän mitoitus- ja kannattavuuslaskelma tehtiin PV*SOL premium-ohjelmalla, joka laskee järjestelmän takaisinmaksuajan annetuilla lähtötiedoilla. Tärkeimpiä tarvittavia lähtötietoja ovat kohteen kulutuksen tuntitiedot, paikka, katon suunta ja kulma sekä sähkön ja hankitun järjestelmän hinta. Ohjelmassa valitaan haluttujen paneelien määrä, tyyppi ja niille sopiva invertteri. Ohjelma vertaa kulutus- ja tuotantokäyriä, joiden avulla lasketaan omakäytön, verkkoon syötetyn ja verkosta ostetun sähkön suhteet. Paneeleille asetetuilla kulmilla saadaan laskettua niiden tuotto eri ajanhetkinä, josta vähennetään järjestelmän omat häviöt. Ohjelma myös laskee paneelien hyötysuhteen heikkenevän 12 % 30 vuoden aikana sekä huomioi invertterin uusimisen 15 vuoden välein. Takaisinmaksuajan laskennassa käytetään oletuksena 1,16 % tuottoastetta sijoitetulle pääomalle.

Aurinkopaneelijärjestelmän kannattavuuslaskelma	
Järjestelmän teho	6,24 kWp
Paneelit	2x12 kpl IBC PolySol 260 VL (260W)
Invertteri	Fronius Symo 6.0-3-M
Hankintakustannus	6 240 €
Hyötysuhde	84 %
Vuosittainen tuotto	5 180 kWh
Omakäytön osuus	89,70 %
Omakäyttösähkön hinta	0,05 €/kWh
Verkkoon syötetyn sähkön hinta	0,04 €/kWh
Takaisinmaksuaika	29,7 Vuotta

Taulukko 9. Aurinkopaneelijärjestelmän kannattavuuslaskelma

Järjestelmän mitoittamisessa kokeiltiin erilaisia vaihtoehtoja, joista 6,24 kWp järjestelmä tuntui sopivalta. Liian pienen järjestelmän kohdalla kannattavuutta heikentää asennuskustannusten suuri osuus ja liian suuren järjestelmän kohdalla taas verkkoon syötetyn sähkön osuus. Järjestelmän koon valinta on kohteelle yksilöllinen, riippuen kohteen kulutusprofiilista. Hankintakustannukset laskettiin arvioimalla tämän kokoisen järjestelmän

verottomaksi hinnaksi 8 560 €, josta on vähennetty Työ- ja elinkeinoministeriöltä (TEM) haettavissa oleva 25 %:n investointituki aurinkosähköhankkeille. (Työ- ja elinkeinoministeriö; Finsolar.)

Aurinkoenergiajärjestelmän takaisinmaksuaika muodostuu sähköverkkoyhtiön tapauksessa todella pitkäksi, eikä investointia voida taloudellisin hyödyin perustella. Sähköasema kiinteistöt ovat kuitenkin pitkäikäisiä, joten voidaan kuvitella tilanteen pysyvän ennallaan 30 vuotta, jonka jälkeen järjestelmä tuottaa noin 190 € voittoa vuosittain, tuoton laskiessa laskelmien mukaan vain noin 0,7 % vuodessa. Suurempina järjestelmän hankintaa tukevana seikkoina voidaan nähdä energiansäästösopimukseen liittyvien tavoitteiden täyttäminen sekä energiayhtiön positiivisen yrityskuvan kehittäminen.

6 YHTEENVETO

Sähköverkkoyhtiö on energiansäästötoimenpiteitä ajatellen poikkeuksellinen ympäristö johtuen poikkeuksellisen suurista energiamääristä, hitaasti muuttuvasta infrasta sekä sähkön siirtomaksun itselleen maksamisesta. Näiden lisäksi sähköverkkoyhtiön kannalta ehdottomasti tärkeimpiin asioihin lukeutuu sähkön toimitusvarmuus, jota ei kannata vaarantaa energiaa säästääkseen. Poikkeuksellisen suuret energiamäärät ja hitaasti muuttuva infra usein helpottavat energiansäästötoimenpiteiden toteuttamista, koska pitkäaikaisia suuren hyödyn toteutuksia on mahdollista tehdä muita teollisuuden aloja paremmin. Sähkön siirtomaksun maksaminen itselleen luonnollisesti heikentää energiansäästötoimenpiteiden kannattavuutta ja pidentää takaisinmaksuaikoja. Toimitusvarmuuden tärkeys lisää joissain tapauksissa halua ylivoimaisesti esimerkiksi muuntajia, jolloin häviöt suurenevät. Toimitusvarmuutta ei sähköverkkoyhtiössä myöskään kannata riskeerata energiansäästötoimenpiteiden vuoksi.

Sähköverkon rakenteen ja kytkentätilanteiden muuttuessa jatkuvasti ovat monet energiankulutusta tehostavat toimenpiteet jatkuvaa työtä. Lisäksi sähköverkon hitaan muutoksen ja pitkäikäisten komponenttien takia on hankintojen yhteydessä pystyttävä katsomaan kauas tulevaisuuteen. Näistä syistä on sähköverkon häviöt ja sähköasemien oma-ikäisen energian kulutus pidettävä jatkuvasti mielessä, mikäli energiankulutusta halutaan vähentää pitkällä aikavälillä.

Vaikka opinnäytetyössä saavutettiin laskennallisesti tavoitteena ollut 6 %:n säästö, on aiheen ympärillä vielä lisää tutkittavaa. Erityisesti potentiaalia olisi muuntajien häviölämmön hyödyntämisessä, jossa lämpöenergiaa olisi saatavilla, mutta tämän hetkiset keinot ovat liian kalliita, tehottomia tai varantavat toimitusvarmuuden. Myös sähkönlaadullisten ominaisuuksien vaikutusta tulisi selvittää tarkemmin, kuten miten loistehon kompensointi paikat vaikuttavat loistehon aiheuttamiin häviöihin ja miten yliaaltojen vaikutukset verkon kokonaishäviöihin.

Opinnäytetyön yhteydessä on myös usein tullut esille, että tulevaisuudessa haasteita tulee olemaan sekä sähköverkkoyhtiön tulorakenteen että kuluttajien energiansäästötoimenpiteiden ja pientuotannon välillä. Energiansäästötoimenpiteiden ja pientuotannon lisääminen on positiivinen tulevaisuuden suunta, mutta samalla se vähentää sähköverkkoyhtiön tuloja, vaikka sähköverkon ylläpitokustannukset pysyvät ennallaan.

LÄHTEET

ABB 2000, *TTT-käsikirja 2000-7*. Saatavilla: ABB:lta.

Airam Electric Oy Ab, *Airam*. Saatavilla: <http://www.airam.fi/pro/show-room/valonlah-teet/> (2017, 27.3.).

Aro, M., Elovaara, J., Karttunen, M., Nousiainen, K. & Palva, V. 2003, *Suurjännitetekniikka*.

Elinkeinoelämä 2016, *Energiatehokkuussopimus*. Saatavilla: <http://www.energiatehokkuussopimukset2017-2025.fi/wp-content/uploads/Energiapalvelut-Elinkeinoelama-energia-ala-1.pdf> (2017, 31.5.).

Elovaara, J. & Haarla, L. 2010a, *Sähköverkot I*.

Elovaara, J. & Haarla, L. 2010b, *Sähköverkot II*.

Energiateollisuus 2017, *Energiavuosi 2016*. Saatavilla: http://energia.fi/ajankoh-taista_ja_materiaalipankki/materiaalipankki/energiavuosi_2016_sahko_sahkon-kaytto_kaantyi_nousuun.html (2017, 31.5.).

Energiavirasto 2017, *Energiavirasto*.

Fingrid 2017, *Fingrid*. Saatavilla: http://www.fingrid.fi/fi/asiakkaat/asiakasliitteet/kehitt%C3%A4missuunnitelma/Kantaverkon_kehitt%C3%A4missuunnitelma%202015%20-%202025.pdf (2017, 31.5.).

Finsolar, *Aurinkoenergian kannattavuus*. Saatavilla: <http://www.finsolar.net/kannattavuus/aurinkoenergia-on-kannattavaa-suomessa-kiinteistoihin-sijoitettuna-energia-lahteena/> (2017, 15.2.).

Ilmatieteenlaitos 2017, *Helletilastot*. Saatavilla: <http://ilmatieteenlaitos.fi/helletilastot> (2017, 31.5.).

Ilmatieteenlaitos, *Tilastoja vuodesta 1961*. Saatavilla: <http://ilmatieteenlaitos.fi/tilastoja-vuodesta-1961> (2017, 8.5.).

Jääsähkö Oy, *JääSähkö*. Saatavilla: http://www.jaasahko.fi/wp-content/uploads/MT1213_15_hybridisalla.pdf (2017, 29.1.).

Korpinen, L., Dahlström, J., Havunen, I., Isokorpi, J., Keikko, T., Mikkola, M., Rautee, J., Vanhanen, J., Lehtelä, R., Luoma, L. & Virolainen, L. 1998, *Sähkövoimatekniikkaopus*.

Lakervi, E. & Partanen, J. 2007, *Sähkönjakelutekniikka*.

- Mister Lvi Oy, *Panasonic ilmalämpöpumppu*. Saatavilla: <https://www.lampopumppu-huolto.com/index.php/ilmalaempeopumput/ilmalampopumput-panasonic/panasonic-ne18pke> (2017, 24.2.).
- Motiva 2013, *Kotitalouksien sähkönkäyttö 2011*. Saatavilla: http://www.motiva.fi/files/8300/Kotitalouksien_sahkonkaytto_2011_Tutkimusraportti.pdf (2017, 31.5.).
- Motonet Oy, *Motonet*. Saatavilla: <http://www.motonet.fi/fi/tuote/9000029/Airam-T8-LED-loisteputki-G13-22W-4000K-2200lm-1500mm--sytytin> (2017, 30.1.).
- Netrauta Finland Oy, *NetRauta*. Saatavilla: <https://www.netrauta.fi/sisustaminen/valaistus/polttimot/led-putki-osram-substitute-advanced-st8-ha5-28w-840-1500-mm-3400lm-4000k> (2017, 27.3.).
- Paavola, M. 1975, *Sähköjohdot*.
- RefGroup Oy, *Energian säästö- ja lämpökertoimet*. Saatavilla: <http://www.ilmalampopumput.fi/fi/mika-ihmeen-lampopumppu/energian-saasto> (2017, 24.3.).
- Ristamäki, H. 2012, *Muuntajien häviölämmön hyödyntäminen lämpöpumpputekniikalla*. Saatavilla: <https://dspace.cc.tut.fi/dpub/bitstream/handle/123456789/21147/ristamaeki.pdf?sequence=1> (2017, 31.5.).
- Ruppa, E. 2001, *Yliaallot*.
- Sähkötieto ry 2003, *Sähkötieto kortisto*.
- SFS-EN 50160 2008, *Yleisen jakeluverkon jakelujännitteen ominaisuudet*.
- Taloon Yhtiöt Oy, *Taloon.com*. Saatavilla: <http://www.taloon.com/loisteputki-airam-t8-g13-58w-840-26x1500-mm-5200lm-4000k/S-4910767/dp?openGroup=7471> (2017, 27.3.).
- Tekniikan kaavasto 2000, *Tekniikan kaavasto*.
- Tenhunen, E. 2000, *Sähköverkko-yhtiön energiansäästösuunnitelma*.
- Turku Energia Oy, *EnergiaOnline*. Saatavilla: <https://www.energiaonline.fi/> (2017, 31.5.).
- Työ- ja elinkeinoministeriö, *Tuen enimmäismäärät*. Saatavilla: <http://tem.fi/tuen-enimmaismaarat> (2017, 8.3.).
- Vattenfall Oy, *Ilmalämpöpumpun hankinnan ja käytön ABC*. Saatavilla: <http://www.vattenfall.fi/fi/ilmalampopumppu-abc.htm> (2017, 24.2.).
- World Bank Group 2017, "The World Bank".
- Ympäristöministeriö 2011a, *Edilex*. Saatavilla: https://www.edilex.fi/data/rakentamismaaraykset/D3-2012_S.pdf (2017, 31.5.).

Ympäristöministeriö 2011b, *Tasauslaskentaopas 2012*. Saatavilla: <http://www.ym.fi/download/noname/%7B4A826B40-9B82-4749-B6BA-7A3537EA9DAE%7D/40514> (2017, 31.5.).

Ympäristöministeriö 1983, *Edilex*. Saatavilla: https://www.edilex.fi/data/rakentamis-maaraykset/c3_1985.pdf (2017, 31.5.).