LAPPEENRANNAN-LAHDEN TEKNILLINEN YLIOPISTO LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Diplomityö

Santeri Vauhkonen

SÄHKÖVARASTOJEN KÄYTTÖ SÄHKÖNJAKELUVERKON PITKÄN AIKAVÄLIN SUUNNITTELUSSA

Työn tarkastajat: Prof. Jarmo Partanen
TkT Jukka Lassila

Työn ohjaaja: DI Lasse Kankainen

23.4.2019

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT
LUT School of Energy Systems
Sähkötekniikan koulutusohjelma

Santeri Vauhkonen

Sähkövarastojen käyttö sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa

Diplomityö
2019
108 sivua, 49 kuvaa, 8 taulukkoa ja 2 liitettä

Työn tarkastajat: Prof. Jarmo Partanen
TkT Jukka Lassila
Työn ohjaaja: DI Lasse Kankainen

Hakusanat: sähkövarasto, akku, verkostosuunnittelu, jakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelu, smart grid

Tässä diplomityössä tarkastellaan sähkövarastojen vaikutusta sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun. Työssä tehtiin kirjallisuuskatsaukset jakeluverkkoon sopiviin sähkövarastoihin, sähkövarastoihin liittyvään lainsäädäntöön sekä sähkövarastojen käyttöön jakeluverkossa. Kirjallisuuskatsauksissa saatujen tietojen avulla tarkasteltiin sähkövarastojen vaikutusta sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun. Tämän lisäksi työssä kehitettiin laskentamalli sähkövaraston kannattavuuden tarkasteluun sähkön toimitusvarmuuden parantamiseksi.

Kirjallisuustutkimusten perusteella tämän hetkisistä sähkön varastointiteknologioista jakeluverkkoon sopivat parhaiten akut. Varsinkin litiumioniakkujen uskotaan yleistyvän jakeluverkon sovelluksissa niiden jakeluverkkoon sopivien ominaisuuksien ja nopeasti laskevan hinnan ansiosta. Sähkövarastojen yleistymisen yleistymistä hidastaa lainsäädäntö. Sähkömarkkinalain mukaan jakeluverkkoyhtiö ei saa omistaa sähkövarastoa muuta kuin poikkeustapauksissa. Sähkövarastolla on oltava ulkopuolinen, sähkömarkkinoilla toimiva

omistaja. Sähkövarastoihin liittyvä lainsäädäntö tulee muuttumaan. Esimerkiksi sähkön varastointi muuttui alkuvuodesta 2019 verottomaksi joissakin tapauksissa. Jakeluverkkoyhtiöt voivat käyttää sähkövarastoja muiden muassa kuormituksen tasaamiseen, investointien lykkäämiseen, toimitusvarmuuden parantamiseen ja jännitteen säätöön. Myös sähkön käyttäjät voivat hyötyä sähkövarastoista esimerkiksi pientuotannon omakäyttöasteen parantamisessa tai kuormituksen tasaamisessa. Sähkövarastoja tullaan liittämään jakeluverkkoon sekä jakeluverkkoyhtiön että sähkön käyttäjien toimesta.

Sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa tarkastellaan verkon kehittämistarpeita kymmeniksi vuosiksi eteenpäin. Sähkövarastot tulevat yleistymään jakeluverkossa ja niiden verkostovaikutukset tulisi ottaa jo huomioon pitkän aikavälin suunnittelussa. Sähkövarastojen käyttö jakeluverkossa näyttäytyy sähkönjakeluliiketoiminnan valvontamallissa eri tavalla kuin perinteiset verkkoinvestoinnit. Jakeluverkkoyhtiöt eivät voi omistaa sähkövarastoja. Täten sähkövarastot eivät kasvata jakeluverkon jälleenhankinta-arvoa. Sen sijaan sähkövarastopalvelut ostetaan ulkopuolisilta tahoilta, joka nostaa operatiivisia kustannuksia. Sähkövarastot muokkaavat sähkön käyttäjien kuormitusta. Pitkän aikavälin suunnittelussa käytettäviä kuormitusmalleja on muokattava sähkövarastojen yleistyessä. Sähkövarastolla voidaan tasata kuormitusta. Täten jakeluverkkoyhtiöt voivat vähentää jakeluverkon häviöitä ja vaikuttaa investointien tarpeellisuuteen.

Työssä tehdyn laskennan perusteella sähkövarastolla on taloudellisesti kannattavaa vähentää asiakkaan kokemia keskeytyksiä nykyisillä sähkövarastojen hinnoilla. Erityisesti paljon lyhyitä keskeytyksiä kokevat verkonosat voivat olla potentiaalisia sähkövaraston sijoituskohteita.

ABSTRACT

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

Santeri Vauhkonen

Electricity energy storages as part of the long-term design of the electricity distribution network

Master's Thesis
2019
108 pages, 49 figures, 8 tables and 2 appendixes

Examiners:	Prof. Jarmo Partanen
	D.Sc. (Tech.) Jukka Lassila
Supervisor:	M.Sc. (Tech.) Lasse Kankainen

Keywords: energy storage, electricity storage, battery, electrical distribution network design, long-term design

This master's thesis studies the impact of electrical energy storage facilities on long-term design of the electricity distribution network. A literature review was done to analyze electricity energy storages suitable for the distribution network, to analyze electricity energy storage legislation and to study the applications of electrical energy storages in distribution network. The impact of electrical energy storages on the distribution network's long-term design was studied with results from literature reviews. Moreover, a calculation model was developed to study the profitability of electrical energy storage in improving security of supply.

According to the literature reviews, batteries are the best suited of today's storage technologies for the applications of the distribution network. It is believed that lithium ion batteries, in particular, will become common in distribution network applications due to their suitable characteristics and rapidly falling prices. Legislation is slowing down the rise of

electricity energy storage facilities. Under the Electricity Market Act, distribution network operators can only own electricity energy storage facilities in exceptional cases. Electrical energy storages must be owned by an external actor that operates in the electricity market. Legislation related to electrical energy storage is going to change. For example, storing electricity will be made a tax-free activity in some cases in early 2019. Distribution network operators can use electrical energy storage for load leveling, investment deferral, improving security of supply, and voltage control, among other things. Electricity end users can also benefit from electrical energy storage, for example through their use in improving self-consumption rate or load leveling. Both distribution network operators and electricity end users will connect electricity storages to the network.

When a distribution network is being designed for the long term, the need for network improvements is studied with the coming decades in mind. Electrical electricity storage facilities will become more common in distribution networks and their effect on the network should be considered in long-term design. The use of electricity energy storages for network applications appears different in the regulation model to how it appears in traditional network investments. Distribution network operators cannot own electricity energy storages. Therefore, electricity energy storages do not increase the replacement value of the distribution network. Instead, electrical energy storage services are bought from external actors, which increases operational expenses. Electrical energy storages change electricity end users' consumption. Load diagrams used in long-term design should be remodeled as electricity energy storage facilities become more common. Electricity energy storages can be used for load leveling. Thus, distribution network operators can reduce distribution losses and have an impact on the necessity for new investments.

According to the calculations made in this thesis with present cost of electrical energy storages, it is profitable to reduce interruptions experienced by customers. Electrical energy storages can have potential especially in parts of the distribution grid that experience plenty of short interruptions.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Rejlers Finland Oy:n tarjoamasta aiheesta. Haluan kiittää diplomityön ohjaajaa diplomi-insinööri Lasse Kankaista mielenkiintoisen diplomityöaiheen tarjoamisesta sekä avusta diplomityön saattamisessa valmiiksi. Suuri kiitos diplomityön tarkastajille professori Jarmo Partaselle sekä tekniikan tohtori Jukka Lassilalle diplomityön aikaisista neuvoista sekä saamastani erinomaisesta opetuksesta Lappeenrannan-Lahden teknillisessä yliopistossa. Kiitos myös Rejlersin Lappeenrannan toimiston väelle. Diplomityötä oli mukava tehdä hyvässä työympäristössä.

Kiitos vanhemmilleni kannustuksesta ja tuesta opinnoissani, sekä erityiskiitos tyttöystävälleni Siljalle, jonka tuki on ollut korvaamatonta tämän diplomityön aikana.

Lappeenrannassa, 23.4.2019
Santeri Vauhkonen

SISÄLLYSLUETTELO

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET ... 9
1 JOHDANTO ... 12
1.1 Työn tavoitteet, sisältö ja tutkimusmenetelmät ... 13
1.2 Tutkimuskysymykset ... 14
2 SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄ ... 15
2.1 Suomen sähkövoimajärjestelmä ... 15
2.2 Sähköjärjestelmän hallinta ... 17
2.2.1 Reservit ja säätösähkömarkkinat ... 17
2.2.2 Kysynnän jousto ... 18
2.3 Älykäs sähköverkko ... 19
3 SÄHKÖVARASTOT ... 21
3.1 Sähkön varastointiteknologiat ... 22
3.1.1 Akut ... 23
3.1.2 Superkondensaattorit ja hybridivarastot ... 25
3.2 Sähkövarastojen hinta ... 26
3.3 Sähkövarastojen määrä ... 28
3.4 Sähkövarastoihin liittyvä lainsäädäntö ... 29
3.4.1 Sähkövarastojen omistaminen ja operointi ... 30
3.4.2 Energiayhteisöt ... 31
3.4.3 Sähkövarastojen verotus ... 32
3.5 Sähkövarastojen uusiokäyttö ... 32
4 SÄHKÖVARASTOT JAKELUVERKOSSA ... 34
4.1 Sähkövarastojen käyttökohteet ... 35
4.1.1 Kuormituksen tasaus ja investointien lykkäys ... 36
4.1.2 Taajuusohjattu reservi ... 38
4.1.3 Saarekekäyttö ... 39
4.1.4 Jännitteen säätö ... 41
4.1.5 Pientuotannon tasaus ... 42
4.2 Sähkövarastojen hallinta ... 43
4.3 Sähkövarastojen liittäminen verkkoon ... 45
4.4 Sähkövarastojen mitoitus ... 46

5 SÄHKÖVARASTOT JAKELUVERKON PITKÄN AIKAVÄLIN SUUNNITTELUSSA 48
5.1 Elinkaarikustannukset 50
5.1.1 Sähkövarastojen elinkaarikustannukset 52
5.2 Sähkönjakeluliiketoiminnan valvontamalli 54
5.2.1 Kohtuullinen tuotto 55
5.2.2 Toteutunut oikaistu tulos 56
5.2.3 Siirtohinta 61
5.3 Kuormitusten mallintaminen 63
5.4 Häviökustannukset 64
5.5 Sähkötekniset reunaehdot 66
5.5.1 Kuormitettavuus 66
5.5.2 Jännitteenalenema 67
5.5.3 Jännitteennousu 69
5.5.4 Suojaus 72
6 SÄHKÖVARASTON KÄYTTÖ TOIMITUSVARMUUDEN PARANTAMISEEN 77
6.1 Laskentamalli sähkövaraston mitoittamiseen 77
6.1.1 Keskeytysaikajakauman vaikutus sähkövaraston mitoittamiseen 79
6.1.2 Kuormituksen vaikutus sähkövaraston mitoittamiseen 81
6.2 Sähkövaraston kannattavuus toimitusvarmuuden parantamiseen 83
6.3 Esimerkkilaskenta 84
6.3.1 Laskennan lähtötiedot 84
6.3.2 Sähkövaraston koon määrittäminen 86
6.3.3 Sähkövaraston kannattavuustarkastelu 92
6.4 Johtopäätökset 94
7 YHTEENVETO 96
LÄHDELUETTELO 99
LIITTEET
LIITE I: Muuntopiirien kuormituskäyrät
LIITE II: Vian korjausaikajakauma

KÄYTETYT MERKINNÄT JA LYHENTEET

muuttujat

an	annuiteettitekijä
c	kustannus yksikköä kohden
C	kustannus
DoD	sähkövaraston maksimi purkaussyvyys (*engl. depth of discharge*)
I	virta
n	keskeytysten määrä
N	vältettyjen keskeytysten määrä
p	korkoprosentti
r	kuorman kasvu
R	resistanssi
t	aika
T	suunnitteluajanjakson pituus
U	jännite
W	energia
x	kuorman ja kustannuksen välinen yhteys
X	reaktanssi

alaindeksit

AJK	aikajälleenkytkentä
as	asiakas
BoP	oheiskustannukset (*engl. balance of plant*)
E	energia
G	tuotanto
h	jännitteenalenema
hk	huipunkäyttö-
häv	häviö-
i	verkkokomponentti/johdintyyppi
in	sähkövarastoon
inv	investointi-
k	oikosulku-

K	kuorma
K&K	käyttö- ja kunnossapito-
kierr	kierrätys-
kun	kunnossapito-
LCC	elinkaarikustannukset (*engl. life cycle costs*)
m	muuntaja
max	huippu-/maksimi-
n	nimellis-
NPV	nykyarvo
odott	odottamaton
out	sähkövarastosta
p	pätö-
P	teho
PCS	tehonmuunto (*engl. power conversion system*)
PJK	pikajälleenkytkentä
q	lois-
suunn	suunniteltu
sv	sähkövarasto
t	tarkasteluvuosi
v	vuosi

symbolit

φ	vaiheensiirtokulma
κ	kapitalisointikerroin
ψ	kuorman kasvun ja kustannusten välisestä yhteydestä riippuva kerroin

lyhenteet

aFRR	automaattinen taajuudenhallintareservi
BMS	akunhallintajärjestelmä (*engl. battery management system*)
FCR-D	taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	taajuusohjattu käyttöreservi
JHA	jälleenhankinta-arvo
KAH	keskeytyksestä aiheutunut haitta

KHI	kuluttajahintaindeksi
mFRR	manuaalinen taajuuden palautusreservi
NKA	nykykäyttöarvo
SC	varasto-ohjain (*engl. storage controller*)
SOH	akun terveydentila (*engl. state of health*)
TJE	toimittamatta jäänyt energia
TRL	teknologian kehittyneisyys (*engl. technical readiness level*)

1 JOHDANTO

Sähkönjakeluverkkoja saneerataan kiihtyvällä tahdilla. Kiristyneet toimitusvarmuusvaatimukset, ikääntyvä verkko sekä lisääntyvä hajautettu sähköntuotanto luovat haasteita jakeluverkon suunnittelulle. Jakeluverkossa ei aiemmin ole ollut mahdollisuutta sähkön varastointiin, vaan voimalaitoksilla keskitetysti tuotettu sähkö on toimitettu suoraan kulutukseen. Sähköautojen yleistymisen, hajautetun tuotannon lisääntymisen ja akkuteknologian halpenemisen myötä sähkövarastot alkavat yleistyä jakeluverkossa.

Sähkömarkkinalakiin vuonna 2013 kirjatut kiristyneet toimitusvarmuusvaatimukset ovat laittaneet liikkeelle suuria maakaapelointiprojekteja monissa jakeluverkkoyhtiöissä. Toimitusvarmuuskriteerien täyttäminen lain asettamaan takarajaan, vuoteen 2029, mennessä on edellyttänyt välittömiä toimia sähköverkon säävarmuuden parantamiseksi. Jakeluverkkoyhtiöt ovat tehneet suunnitelmat jakeluverkon saneeraamisesta käyttäen jo käytössä olevia menetelmiä, kuten maakaapelointia ja johtokatujen raivaamista. Varsinkin maakaapelointi on kallista ja siitä saatavat hyödyt voivat rajoittua pelkästään toimitusvarmuuden takaamiseen suurhäiriötilanteessa. Toimitusvarmuuden parantamisen takia jakeluverkkoyhtiöt joutuvat investoimaan verkkoon arviolta kolme miljardia euroa enemmän kuin ilman kiristyneitä toimitusvarmuusvaatimuksia. Ylimääräiset investoinnit joutuvat maksamaan loppupeleissä sähkön käyttäjät, eli asiakkaat. Suomessa on paljon yksittäistä asiakasta syöttäviä pienjännitejohtoja. Yksittäisen asiakkaan saaminen säävarman verkon piiriin voi vaatia kohtuuttoman suuria investointeja. Toimitusvarmuuden parantaminen perinteisiä menetelmiä edullisemmin vähentäisi jakeluverkkoyhtiöiden painetta nostaa sähkön siirtohintaa. Sähkövarastot ovat tähän eräs potentiaalinen ratkaisu. Sähkövarastot voivat nimensä mukaisesti varastoida sähköä myöhempää käyttöä varten, joten ne voivat syöttää sähköä verkkoon sähkönsyötön katketessa muusta verkosta.

Hajautettu sähköntuotanto tulee muuttamaan sähkön kulkusuuntaa jakeluverkossa. Aikaisemmin sähköä on siirretty keskitetyistä voimalaitoksista kohti sähkön kulutuspisteitä. Ihmisten huoli ilmastonmuutoksesta ja ”vihreän” ajattelun lisääntyminen kasvattavat varsinkin pienjänniteverkkoon liitettyjen aurinkovoimaloiden määrää. Asiakkaan kannalta aurinkovoimala tuottaa sähköä väärään aikaan. Aurinkovoimalan tuotanto on suurinta keskipäivällä, kun asiakkaan sähkönkulutus on vähäistä. Ylimääräinen sähkö syötetään

verkkoon, jolloin aurinkovoimalasta saatu taloudellinen hyöty kärsii. Sähkövaraston käyttö ylituotannon varastointiin, ja varastoidun sähkön käyttö iltaisin omaan käyttöön parantaisi voimalan tehokkuutta. Hajautettu tuotanto voi aiheuttaa ongelmia jakeluverkkoyhtiölle. Siinä missä pienvoimalat vähentävät verkossa siirrettyä energiaa ja parhaassa mahdollisessa tapauksessa myös siirrettyä tehoa, voivat ne aiheuttaa myös sähkön laatuongelmia. Suuri ylituotanto voi nostaa verkon jännitteen paikallisesti yli sallitun rajan. Jännitteen nousuun voidaan vaikuttaa samalla tavalla kuin aurinkovoimalan tehokkuuteen, varastoimalla ylituotantoa sähkövarastoihin.

Hiilidioksidipäästöjen vähentäminen lisää uusiutuvan energian osuutta sähkön tuotannossa. Uusiutuvan energian vallatessa yhä isompaa osuutta sähköntuotannosta vähenee säädettävän sähköntuotannon määrä verkossa. Sähköjärjestelmän tasapainoa on perinteisesti ylläpidetty säätämällä esimerkiksi lauhdevoimalaitosten tuotantoa. Säädettävän sähköntuotannon määrän vähentyessä nousee tarve kehittää uusia tapoja sähköjärjestelmän tasapainottamiseen. Sähkövarastot soveltuvat tähän erinomaisesti. Sähkövarastojen on oltava riittävän suuria, jotta ne voivat osallistua sähköjärjestelmän tasapainottamiseen. Jakeluverkkoon liitetyt akut eivät välttämättä yksittäin täytä tätä vaatimusta. Sähkömarkkinoille on suunnitteilla uusi toimija, joka kokoaisi yksittäiset sähkövarastot yhteen, ja käyttäisi niitä suurempana kokonaisuutena muun muassa edellä mainittuun sähköjärjestelmän tasapainottamiseen.

Sähkövarastojen potentiaalista huolimatta, ne eivät ole yleistyneet vielä jakeluverkossa. Sähkövarastojen käyttöä rajoittaa niihin liittyvä lainsäädäntö. Suomessa sähkövarastot on huomioitu käsitteenä laissa vasta vuonna 2019. Lisäksi sähkövarastot ovat olleet liian kalliita verrattuna niistä saataviin hyötyihin. Viime vuosina varsinkin akkujen hinnat ovat laskeneet voimakkaasti lisäten niiden potentiaalia toimia osana jakeluverkkoa. Sähkövarastojen verkostovaikutukset tulevat olemaan merkittäviä, joten niitä ei tule jättää huomiotta sähköjakeluverkkoja suunniteltaessa.

1.1 Työn tavoitteet, sisältö ja tutkimusmenetelmät

Diplomityön tavoitteena on selvittää miten sähkövarastot vaikuttavat sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun. Tarkoituksena on selvittää, miten sähkövarastoja voidaan käyttää osana jakeluverkkoa ja mitä vaikutuksia niillä on jakeluverkkoon. Työssä

keskitytään erityisesti paikallisiin sähkövarastoihin. Ensin työssä tehdään kirjallisuuskatsaus, jossa selvitetään millaiset sähkövarastot soveltuvat jakeluverkkoon, miten niiden hinta kehittyy tulevaisuudessa, millainen on sähkövarastoihin liittyvä lainsäädäntö ja millaisia käyttökohteita sähkövarastoilla on jakeluverkossa. Tämän jälkeen tarkastellaan sähkövarastojen vaikutusta jakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun. Tarkastelussa otetaan huomioon sähkönjakeluliiketoiminnan valvontamalli, kuormitusten muutokset, häviökustannukset ja sähkötekniset reunaehdot. Työn loppuosassa kehitetään laskentamalli sähkövaraston mitoittamiseksi verkon toimitusvarmuuden parantamiseen. Laskentamallin avulla pohditaan, mitkä asiat vaikuttavat sähkövaraston kannattavuuteen toimitusvarmuuden parantamiseksi jakeluverkossa.

1.2 Tutkimuskysymykset

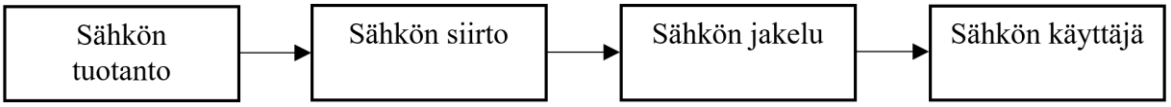
- Mitkä varastointiteknologiat soveltuvat jakeluverkon sovelluksiin?
- Miten Suomen lainsäädäntö suhtautuu sähkövarastoihin nyt ja tulevaisuudessa?
- Mihin tarkoituksiin jakeluverkkoyhtiöt voivat käyttää sähkövarastoja?
- Mikä on sähkövarastojen vaikutus jakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun?

2 SÄHKÖVOIMAJÄRJESTELMÄ

Sähkönjakelun toimitusvarmuuden merkitys kasvaa tulevaisuudessa. Nyky-yhteiskunta on yhä riippuvaisempi sähköstä palveluiden ja liikkumisen sähköistyessä. Sähkövoimajärjestelmä on kokemassa muutosta. Sähköntuotanto hajaantuu ja sähkövoimajärjestelmään on tulossa uusi komponentti, sähkövarasto. Sähkön varastointi yhdessä sähkön pientuotannon ja automaation kanssa tulee muuttamaan sähköverkkoa joustavammaksi ja luotettavammaksi, jossa sähkön käyttäjällä tulee olemaan entistä aktiivisempi rooli.

2.1 Suomen sähkövoimajärjestelmä

Sähkövoimajärjestelmä kuuluu yhteiskunnan tärkeimpiin infrastruktuureihin. Sähkövoimajärjestelmän avulla voimalaitoksissa tuotettu sähkö toimitetaan kuluttajien käyttöön. Suomen sähkövoimajärjestelmä on yhteydessä Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan sähkövoimajärjestelmiin. Lisäksi Suomen sähkövoimajärjestelmästä on tasasähköyhteys Baltiaan ja Venäjälle. Perinteisessä sähköjärjestelmässä sähkö tuotetaan keskitetysti suurissa voimalaitoksissa, joista se toimitetaan siirto- ja jakeluverkkojen kautta sähkön käyttäjille (kuva 1.1). Tässä työssä sähkön käyttäjästä käytetään nimitystä asiakas.

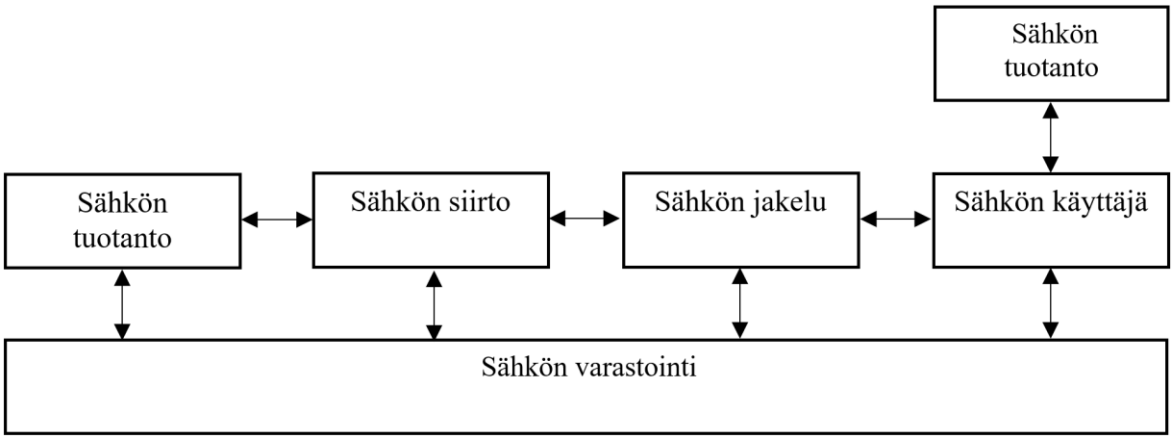


Kuva 1.1. Sähkön toimitus keskitetyistä tuotantolaitoksista kuluttajille perinteisessä sähkövoimajärjestelmässä.

Tärkeä osa Suomen sähkövoimajärjestelmää on suurjännitteinen siirtoverkko. Nimellisjännitteeltään 110-400 kV:n siirtoverkossa voimalaitoksissa tuotettu sähkö siirretään lähemmäksi kulutusta. Siirtoverkosta sähkö muunnetaan jakeluverkkoon sopivalle jännitetasolle sähköasemalla olevalla tehomuuntajalla. Jakeluverkko jaetaan edelleen keski- ja pienjänniteverkkoihin. Suomessa yleisimmät keski- ja pienjänniteverkon nimellisjännitteet ovat vastaavasti 20 kV ja 0,4 kV. Jännitteet ovat kolmivaihejärjestelmän pääjännitteitä. Kulutuskohteet liittyvät pääosin joko pien- tai keskijänniteverkkoon. Koti- ja maatalousasiakkaat liittyvät lähes yksinomaan pienjänniteverkkoon, kun taas teollisuuslaitoksilla ja isommilla julkisilla kiinteistöillä on omat muuntamot, joilla ne liittyvät suoraan keskijänniteverkkoon.

Suomen sähkövoimajärjestelmä on osa pohjoismaista sähköjärjestelmää yhdessä Ruotsin, Norjan ja Itä-Tanskan kanssa. Kansallisista sähköjärjestelmistä vastaavat maiden kantaverkkoyhtiöt. Suomen kantaverkkoyhtiö on Fingrid. Fingrid vastaa muun muassa Suomen sähkövoimajärjestelmän tuotannon ja kulutuksen tasapainosta. Sähkövoimajärjestelmässä tuotannon ja kulutuksen on vastattava joka hetki toisiaan. Fingrid on jakanut osan tasapainotuksen vastuusta markkinatoimijoille, joiden vastuulla on etukäteen suunnitella ja tasapainottaa tuotantonsa ja kulutuksensa. Suunnitelmien poiketessa toteutuneista tuotannosta ja kulutuksesta Fingrid huolehtii sähköjärjestelmän tasapainosta säätösähkömarkkinoiden ja reservien avulla. Reservit ovat sähköverkon kohteita, jotka voivat nostaa tai laskea tehoa tarpeen mukaan. Perinteisesti reservit ovat olleet sähkön tuotantolaitoksia tai kulutuspaikkoja.

Tulevaisuudessa sähköä tuotetaan keskitettyjen voimalaitosten lisäksi yhä enemmän hajautetusti uusiutuvilla energianlähteillä. Sähköntuotanto aurinko- ja tuulivoimalla lisääntyy. Ilmastonmuutoksen hillitseminen ja pyrkiminen hiilineutraaliin sähköntuotantoon lisäävät kiinnostusta aurinko- ja tuulivoimaa kohtaan. Keskitettyjen voimalaitosten lisäksi myös asiakkaat hankkivat aurinkovoimaloita omaan, paikalliseen sähkön pientuotantoon. Asiakkaan rooli pelkästä sähkön loppukäyttäjästä muuttuu myös sähkön tuottajaksi.



Kuva 1.2. Hajautetun sähköntuotannon ja sähkövarastojen muutos sähkön toimitussuuntiin sähkövoimajärjestelmässä. (vrt. kuva 1.1)

Sähkövarastot tulevat yleistymään osana sähkövoimajärjestelmää (kuva 1.2). Sähkövarastolla on käyttökohteita sähköntuotannossa, siirto- ja jakeluverkon hallinnassa ja sähkön käyttäjän sähkönhallinnassa. Sähkövarastojen yleistyminen liittyy voimakkaasti uusiutuvan energiantuotannon yleistymiseen. Sähkövarastojen oletetaan ratkaisevan

uusiutuva energian tuotannon yleistymiseen liittyvän tuotannon ja kulutuksen tasapainottamiseen liittyvät ongelmat tulevaisuudessa. Sähkövarastoja liitetään lisääntyvissä määrin niin sähkönsiirto- kuin sähkönjakeluverkkoihin lisäämään joustavuutta ja luotettavuutta. Lisäksi sähkön käyttäjät investoivat sähkövarastoihin muun muassa pientuotannon omakäyttöoasteen parantamiseksi. (IEC, 2011)

2.2 Sähköjärjestelmän hallinta

Suomen sähköjärjestelmän tilasta vastaa Fingrid. Fingridin tehtävänä on säilyttää sähköjärjestelmän käyttövarmuus suunnitellulla ja sovitulla tasolla, selvittää häiriötilanteet mahdollisimman nopeasti ja vastata tuotannon ja kulutuksen tasapainosta (Fingrid, 2019). Tässä työssä keskitytään tehotasapainon, eli tuotannon ja kulutuksen tasapainon hallintaan. Tehotasapaino vaikuttaa sähkövoimajärjestelmän taajuuteen ja tarkoittaa verkkoon tuotetun ja verkosta otetun pätötehon tasapainoa. Fingrid ylläpitää tehotasapainoa reservi- ja säätösähkömarkkinoilla. Perinteisesti sähköjärjestelmän tasapainottaminen on tapahtunut tuotantoa säätämällä esimerkiksi lauhdevoimalaitosten avulla. Tuuli- ja aurinkovoiman vallatessa yhä isomman osan sähköntuotannosta tulee säädettävien voimalaitosten määrä vähenemään sähköverkossa. Tulevaisuudessa osa sähköjärjestelmän tasapainotuksesta hoidetaan säätämällä kulutusta kysynnän jouston avulla. Myös sähkövarastoilla tulee olemaan oma roolinsa sähköjärjestelmän hallinnassa.

2.2.1 Reservit ja säätösähkömarkkinat

Pohjoismaisen sähköverkon nimellistaajuus on 50 Hz. Taajuus pyritään pitämään joka hetki mahdollisimman lähellä nimellistaajuutta. Sallittu taajuuden vaihteluväli on 49,95-50,05 Hz. Sähköverkon taajuuteen vaikuttaa verkossa tuotetun ja kulutetun pätötehon suhde. Taajuudensäätö tapahtuu säätämällä pätötehon määrää verkossa. Fingridillä on käytössä taajuudenhallintaan taajuusohjattuja reservejä. Normaalitilassa (49,90-50,10 Hz) taajuudensäätö tapahtuu taajuusohjatulla käyttöreservillä (FCR-N, *engl. frequency containment reserve for normal operation*) ja automaattisella taajuudenhallintareservillä (aFRR, *automatic frequency control reserve*). FCR-N kytkeytyy automaattisesti taajuuden poiketessa sallitusta. aFRR pyrkii palauttamaan taajuuden 50 Hz Fingridiltä tulevan tehonpyyntösignaalin perusteella. Häiriötilassa (taajuus alle 49,90 Hz) säätö tapahtuu taajuusohjatulla häiriöreservillä (FCR-D, *frequency containment reserve for disturbances*). FCR-D aktivoituu automaattiseesti taajuuden pudotessa alle 49,90 Hz. FCR-D vapautetaan

seuraavan häiriön varalle aktivoimalla tarjouksia säätösähkömarkkinoilta (mFRR, *manual frequency control reserve*). Mikäli tämä ei riitä, Fingrid käynnistää nopeaksi häiriöreserviksi varattuja varavoimalaitoksia. Nopeaan häiriöreserviin sisältyy myös säätökapasiteettimarkkinat. Sähkövarastoilla on mahdollista osallistua ainakin FCR-N markkinoille. (Fingrid, 2019)

Fingrid hankkii taajuusohjatut reservinsä kotimaan tuntimarkkinoilta. Reservin haltija voi tehdä päivittäin tarjouksen käytössä olevastaan säätöreservistä Fingridille. Tarjoukset tehdään tuntitasolla sähkömarkkinoiden tapaisesti. Taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin hallintaan osallistuvien kohteiden tulee täyttää tekniset vaatimukset. Käyttöreservin säätötehon on oltava vähintään 0,1 MW ja sen tulee olla täysin aktivoitu 3 minuutissa. Häiriöreservin on vastaavasti oltava vähintään 1 MW ja sen tulee kyetä tuottamaan 50 % tehostaan 5 sekunnissa ja oltava täysin aktivoitu 30 sekunnissa. (Fingrid, 2018)

2.2.2 Kysynnän jousto

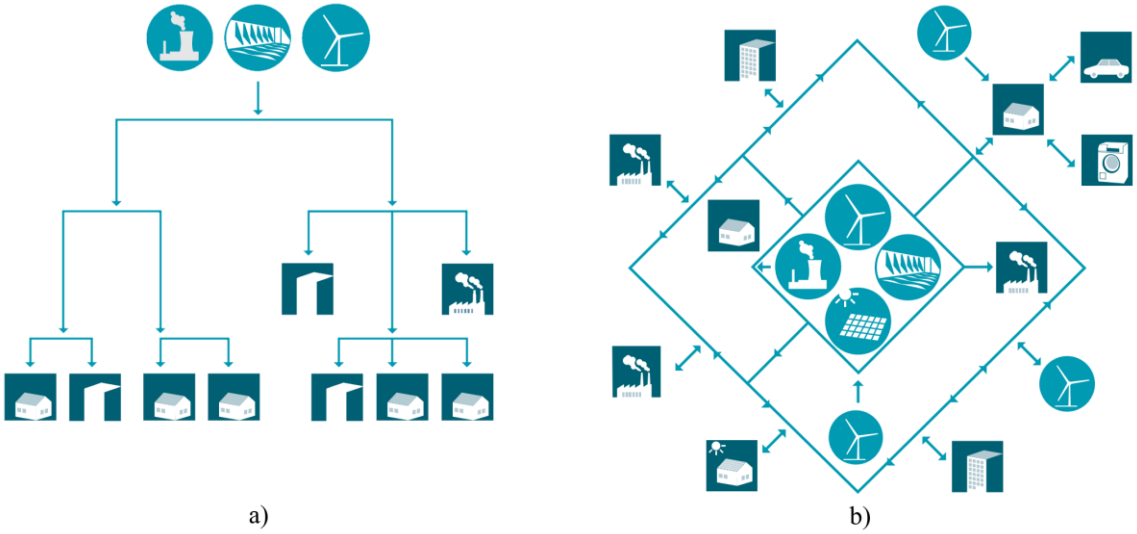
Kun perinteiset sähköjärjestelmän säätöön käytetyt tavat vähenevät, sähkönkulutuksen säätäminen tarjoaa ratkaisun lisätä sähköjärjestelmän joustavuutta. Tehotasapainon ylläpito on haastavampaa aurinko- ja tuulivoiman osuuden kasvaessa sähköntuotannossa. Aurinko- ja tuulivoimaa ei ole kannattavaa, eikä aina mahdollista säätää kulutuksen mukaan. Lisäksi ne eivät kasvata sähkövoimajärjestelmän inertiaa. Tästä syystä osan kulutuksesta olisi syytä seurata tuotantoa. (Järventausta ym., 2015)

Kysynnän joustolla tarkoitetaan sähkönkulutuksen siirtämistä edullisempaan ajankohtaan tai kulutuksen muuttamista tehotasapainon hallinnan tarpeiden mukaisesti. Kysynnän joustoon liittyy kulutuksen, tuotannon ja sähkövarastojen ohjaaminen. Kysynnän jousto tarjoaa eri toimijoille erilaisia toimintamahdollisuuksia ja ansaintamalleja. Sähkön loppukäyttäjä hyötyy kysynnän joustosta siirtämällä kulutusta edullisemman hinnan ajalle, parantamalla pientuotannon omakäyttöastetta tai rajoittamalla huipputehoa. Asiakkaan sähkönkäytön tasaantuessa myös jakeluverkon kuormitusprofiili muuttuu tasaisemmaksi. Jakeluverkkoyhtiö hyötyy kysynnän joustosta verkossa siirrettävien huipputehojen pienentyessä, joka vähentää verkon ylimitoituksen tarvetta. Kysynnän joustoa on mahdollista käyttää myös tehotasapainon ylläpitämiseen, sillä kysynnän jousto mahdollistaa

kuorman toimimisen taajuuden säätöön tarkoitettuna taajuusreservinä. (Järventausta ym., 2015)

2.3 Älykäs sähköverkko

Perinteisesti sähkövoimajärjestelmässä sähkö siirretään keskitetyistä voimalaitoksista loppukäyttäjälle siirto- ja jakeluverkkojen kautta. Tuotannon hajaantumisen myötä voimalaitosten koko pienenee. Sähkövoimajärjestelmässä ollaan siirtymässä tilanteeseen, jossa sähköä tuotetaan hajautetusti eri jänniteportaissa ja sähkön kulkusuunta muuttuu kaksisuuntaiseksi (kuva 2.1). Sähkövoimajärjestelmää, jossa sähköntuotanto on hajautettua ja sähköjärjestelmän toimijat ovat vuorovaikutuksessa keskenään, kutsutaan Smart Gridiksi.



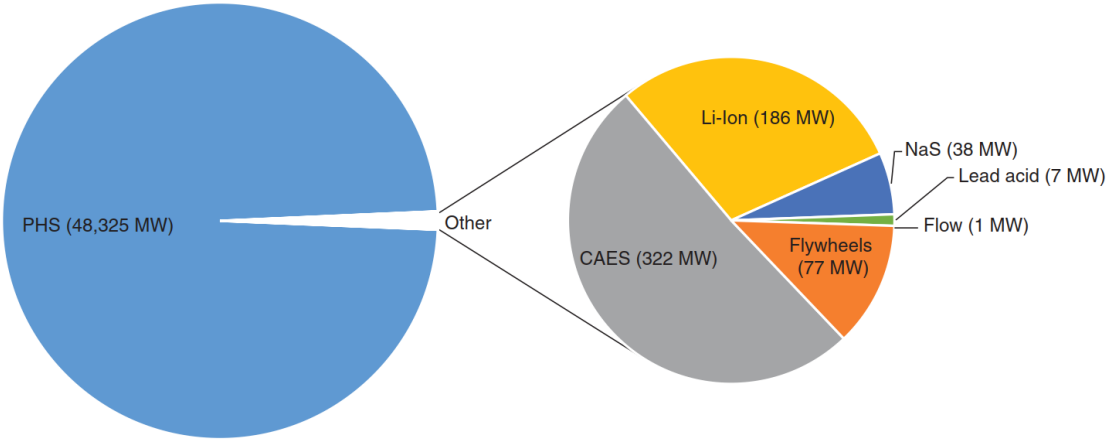
Kuva 2.1. a) Perinteinen ja b) älykkään sähköverkon verkkotopologia. (ABB, 2010)

Smart Grid konsepti parantaa sähköjärjestelmän hyötysuhdetta, luotettavuutta ja turvallisuutta sekä mahdollistaa uusiutuvan energian sulavan yhdistämisen osaksi sähköjärjestelmää automaation ja modernien tietoliikenneyhteyksien avulla. Automaatiolla ja tietoliikenneyhteyksillä on tärkeä rooli Smart Gridissä. Smart Gridissä sähkövoimajärjestelmän eri komponentit ovat linkittyneet keskenään mahdollistaen yhteentoimivuuden niiden välillä. Smart Grid mahdollistaa älykkään mittauksen ja uusien verkon ohjausstrategioiden avulla hajautetun sähkötuotannon ja sähkövarastojen käytön esimerkiksi kysynnän joustoon ja sähköjärjestelmän tasapainottamiseen. Hajautetun sähköntuotannon tehokkaalla käytöllä voidaan vähentää sähkön siirrosta aiheutuvia häviöitä ja parantaa sähkön toimitusvarmuutta. (Güngör ym., 2011; ABB, 2010)

Tavoitteena on, että sähkön loppukäyttäjät saadaan osaksi Smart Gridiä. Loppukäyttäjästä tulee yhä aktiivisempi osa sähkövoimajärjestelmää. Sähkön pientuotanto yhdessä kysynnän jouston kanssa tulee muuttamaan loppukäyttäjän pelkästä sähkön kuluttajasta myös sähkön tuottajaksi. Hajautetun sähköntuotannon ja kysynnän jouston myötä myös sähkövarastojen määrä asiakkailla yleistyy.

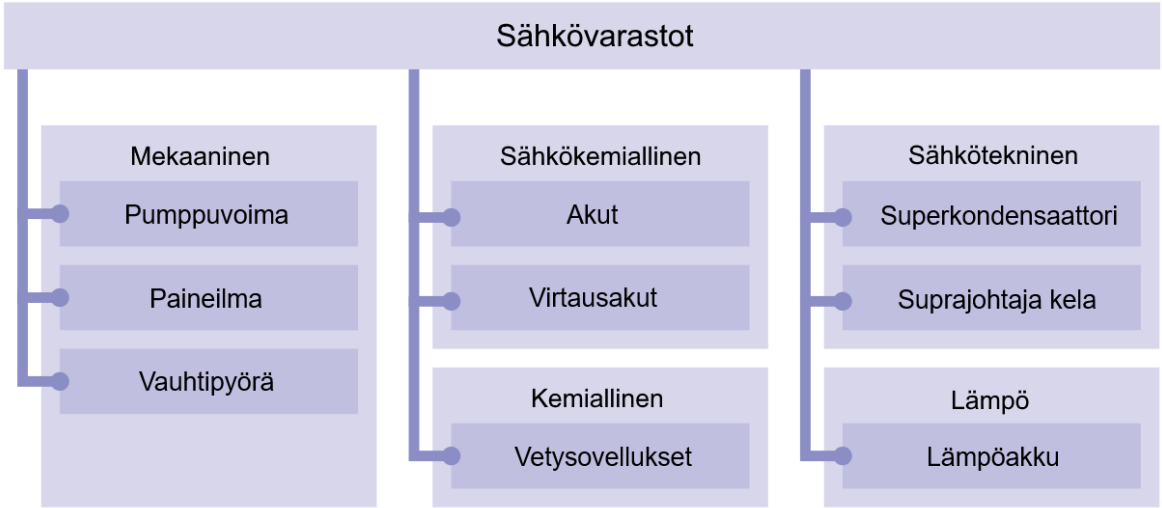
3 SÄHKÖVARASTOT

Sähkövarastoon varastoidaan sähköenergiaa myöhempää käyttöä varten. Sähköverkossa sähkövarasto ottaa energiaa verkosta ja syöttää sen myöhemmin takaisin verkkoon. Kapasiteetiltaan yleisin tapa varastoida sähköä EU-maissa ovat pumppuvoimalaitokset (kuva 3.1). Pumppuvoimalaitoksissa sähkö varastoidaan veden potentiaalienergiaksi pumppaamalla vettä padon alajuoksulta patoaltaaseen. Veden potentiaalienergiasta tehdään sähköä juoksuttamalla sitä turbiinien läpi. Muita varastointiteknologioita ovat muiden muassa paineilmavarastot CAES (*eng. Compressed Air Energy Storage*), vauhtipyörät, kemialliset akut sekä kondensaattorit.



Kuva 3.1. Sähköverkkoon liitettyjen sähkövarastojen osuus EU-maissa vuonna 2016. (Easac, 2017)

Sähkövarastot voidaan jakaa viiteen luokkaan energianvarastointimuodon mukaan. Kuvassa 3.2 sähkövarastot on jaettu mekaanisiin, sähkökemiallisiin, kemiallisiin, sähköisiin ja lämpövarastoihin.



Kuva 3.2. Sähkövarastojen luokittelu mekaanisiin, sähkökemiallisiin, sähköteknisiin, kemiallisiin ja lämpövarastoihin. Perustuu lähteeseen: (IEC, 2011).

Jakeluverkon sovelluksiin sopivat parhaiten erilaiset akut, vauhtipyörät ja superkondensaattorit niiden riittävän kypsän teknologian ja sopivan kokoluokan ansiosta. Teknologian kehittyneisyyttä kuvaa TRL-arvo (*eng. technical readiness level*). TRL tasoja on yhdeksän, joista yhdeksän tarkoittaa valmista tuotetta, jonka toimivuus on todistettu operatiivisessa ympäristössä. Sähkövarastoista pumppuvoimalaitokset paineilmavarastot, vauhtipyörät ja lyijy- sekä litiumioniakut ovat TRL 9 luokan teknologioita vuoteen 2020 mennessä. Superkondensaattorit eivät saavuta TRL 9 luokkaa vielä vuoteen 2020 mennessä, mutta niitä käytetään jo akkujen rinnalla niin sanotuissa hybridivarastoissa. (Easac, 2017)

3.1 Sähkön varastointiteknologiat

Jakeluverkkoon sijoitetun sähkövaraston tärkeimmät ominaisuudet ovat matala hinta, lyhyt vasteaika, suuri syklinen elinikä ja korkea energiatiheys. Tässä työssä keskitytään jakeluverkkoon hyvin sopiviin sähkövarastoihin; superkondensaattoreihin ja akkuihin. Sähkövarastoja vertaillaan taulukossa 3.1 esitettyjen ominaisuuksien avulla.

Taulukko 3.1. Sähkövarastojen ominaisuuksia ja niiden kuvaukset.

Ominaisuus	Kuvaus
Käyttöikä [a]	Varaston elinikä vuosina
Syklinen elinikä [kpl]	Varaston suurin mahdollinen purkaussyklien määrä
Hyötysuhde [%]	Varastoidun ja puretun energian suhde
Energiatiheys [Wh/kg]	Varastoitu energia kilogrammaa kohden
Tehotiheys [W/kg]	Varastosta saatava teho kilogrammaa kohden
Minimi purkaussyvyys[%]	Kuinka tyhjäksi varasto voidaan purkaa
Hinta [€/kWh]	Käyttövalmiin varaston hinta suhteessa varastoituun energiaan

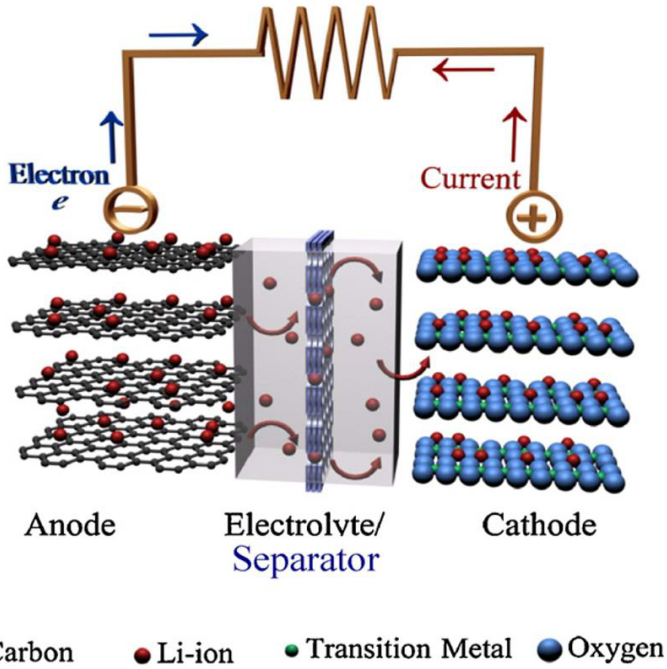
Lyijyakku on ollut pitkään akkumarkkinoita hallitseva teknologia. Lyijyakut ovat vakiinnuttaneet asemansa autojen akkuina ja teollisuudessa. Lyijyakut ovat kehittynyt ja taloudellinen akkuteknologia, mutta niillä on lyhyt käyttöikä (Dhundhara ym., 2018). Lyijyakkujen rinnalle on noussut kilpailevia teknologioita, muun muassa litiumioniakut. Nykyään litiumioniakkuja käytetään lyijyakkuja enemmän osana sähkövoimajärjestelmää, sillä niillä on matalat käyttökustannukset ja korkea energiatiheys (Dhundhara ym., 2018). Riippumatta varastointiteknologiasta akut ovat melko lyhytikäisiä. Akkujen käyttöikä on yleensä noin 5-10 vuotta ja syklinen elinikä sadoista muutamaan tuhanteen lataus-purkaussykliä. Akkuja parempi elinikä on sen sijaan superkondensaattoreilla. Superkondensaattoreiden tehotiheys on lisäksi huomattavasti suurempi kuin akuilla. Superkondensaattoreiden heikkoutena on niiden akkuja huomattavasti heikompi energiatiheys. Akkujen ja kondensaattoreiden hyödyt yhdistää hybridisähkövarasto.

3.1.1 Akut

Akut soveltuvat sähköverkon sovelluksiin erinomaisesti. Akut kykenevät reagoimaan sähköverkon vaatimuksiin lähes viiveettä ja omaavat riittävän energiakapasiteetin toimiakseen pidemmissäkin tehtävissä (Lawder ym., 2014). Tässä työssä vertaillaan kahta kehittynyttä ja laajalti käytössä olevaa akkuteknologiaa; lyijyakkuja ja litiumioniakkuja.

Akku koostuu sarjaan kytketyistä akkusoluista. Akku ladataan ulkoisella jännitteellä, jolloin sähköenergia muuttuu kemialliseksi energiaksi. Vastaavasti purettaessa akkua kemiallinen potentiaalienergia muuttuu jännitteeksi. Litiumioniakun akkusolu koostuu kuvan 3.3 mukaisesti kahdesta elektrodista; anodista ja katodista, niiden välissä olevasta elektrolyytistä ja erotuskerroksesta. Elektrolyytti on ionisesti johtavaa materiaalia. Elektrodit erottaa sähköisesti erotuskerros, jolla on hyvä ionijohtavuus. Purettaessa akkua positiivisella elektrodilla, katodilla, tapahtuvissa kemiallisissa reaktioissa vapautuu ioneja, jotka kulkevat

elektrolyytin läpi negatiiviselle elektrodille, anodille. Samalla anodilta vapautuu elektroneja, jolloin elektrodien välille muodostuu jännite-ero. Jännite-ero tasaantuu ulkoisen piirin (laitteen) kautta.



Kuva 3.3. Tyypillisen litiumioniakkusolun piirikaavio. Litiumionit kulkevat akkua purettaessa anodilta elektrolyytin läpi. Elektronit eivät läpäise elektrodeja erottavaa erotuskerrosta (*engl. separator*) vaan kulkevat ulkoisen piirin kautta katodille. Lyijyakku sisältää vastaavat komponentit. (Song ym., 2011)

Lyijyakut ovat yksi käytetyimmistä akkuteknologioista. Ensimmäinen lyijyakku on valmistettu jo vuonna 1859. Pitkään käytössä ollut teknologia on vallannut suurimman osan akkumarkkinoista (May ym., 2018). Suuren valmistusmäärän ansiosta lyijyakut ovat edullisia muihin akkuteknologioihin verrattuna. Lyijyakut soveltuvat moneen käyttökohteeseen niiden edullisuuden, turvallisuuden, yksinkertaisen rakenteen ja vähäisen itsepurkautumisen ansiosta. Lisäksi lyijyakuilla voidaan tuottaa suuria tehoja hetkellisesti. Lyijyakuilla on kuitenkin melko matala energiatiheys muihin akkuteknologioihin verrattuna. Lyijyakku voidaan suunnitella käyttökohteen mukaan purkautumaan joko nopeasti suurella teholla tai hitaasti pienellä teholla. Auton akku on esimerkki kohteesta, jossa tarvitaan hetkellisesti suuri käynnistysvirta. Hitaammin purkautuvia lyijyakkuja käytetään muun muassa UPS järjestelmissä. Hitaammin purkautuvilla lyijyakuilla on nopeasti purkautuvia lyijyakkuja pidempi syklinen elinikä. (Buckley ym., 2019)

Akkuja pyritään kehittämään jatkuvasti. Yksi tutkituimmista sähkön varastointimuodoista on litiumioniakut (Weitzel ym., 2018). Litiumakkuja on käytetty matkapuhelimissa jo 1990-luvulta lähtien ja niiden tuotantomäärä on kasvanut sähköautojen yleistyessä. Nykyään litiumioniteknologiaa kehitetään sähköautoihin ja sähköverkkosovelluksiin (Jaiswal, 2017). Litiumioniakkujen etuja ovat suuri energia- ja tehotiheys, hyvä hyötysuhde, pitkä syklinen elinikä, vähäinen itsepurkautuminen, tasainen jännite purettaessa akkua, nopea ladattavuus ja huoltovapaus (Abdel-Monem ym., 2017). Litiumioniakkuihin kehitetään jatkuvasti uusia materiaaleja akun ominaisuuksien parantamiseksi. Litiumioniakun ja lyijyakun ominaisuuksia on esitetty taulukossa 3.2.

Taulukko 3.2. Lyijy- ja litiumioniakkujen ominaisuuksien vertailu. Tiedot lähteistä: (May ym., 2017; Dhundhara ym., 2018; Buckley ym., 2019)

Ominaisuus	**Akkutyyppi**	
	Lyijy	**Litiumioni ($LiFePO_4$)**
Käyttöikä [a]	4-5	10-15
Syklinen elinikä [kpl]	500-2000	2000-5000
Hyötysuhde [%]	80-85	90
Energiatiheys [Wh/kg]	35-40	180
Tehotiheys [W/kg]	180	300
Minimi varaustaso [%]	40	10
Hinta [€/kWh]	120-200	600

Taulukosta 3.2. nähdään, että litiumioniakuilla on lyijyakkuja paremmat ominaisuudet. Lyijyakkuihin verrattuna litiumioniakuilla on korkeampi energiatiheys, pidempi syklinen elinikä sekä käyttöikä, parempi tehotiheys ja matalampi purkaussyvyys (Buckley ym., 2019). Litiumioniakut ovat kuitenkin lyijyakkuja kalliimpia. Lyijyakut ovat olleet käytössä huomattavasti litiumioniakkuja pidempää ja ovat kypsempi teknologia. Suuren kokoluokan sovelluksiin lyijyakut eivät ole optimaalisia niiden lyhyen käyttöiän sekä syklisen eliniän ja heikon energiatiheyden takia. Suurin osa sähköverkkoon liitettävistä akuista nykypäivänä on litiumioniakkuja (REN21, 2018). Vaikka litiumioniakut soveltuvat erinomaisesti jakeluverkon sovelluksiin, ne eivät ole vielä tehneet lopullista läpimurtoa niiden korkean hinnan takia.

3.1.2 Superkondensaattorit ja hybridivarastot

Superkondensaattorit ovat kondensaattoreita, joilla on suuri kapasitanssi verrattuna normaaleihin kondensaattoreihin. Superkondensaattoreilla on suuri tehotiheys ja ne ovat hyvä vaihtoehto akuille suurta tehoa vaativissa sovelluksissa. Superkondensaattorista

saadaan nopeasti käyttöön suuri teho. Akkuihin verrattuna superkondensaattoreiden energian varastointikyky on kuitenkin heikko. Superkondensaattoreiden etuina on niiden korkea tehotiheys, nopea vasteaika ja pitkä syklinen elinikä. Taulukossa 3.3. on esitetty superkondensaattorin ominaisuuksia.

Taulukko 3.3. Superkondensaattorin ominaisuuksia. (Horn ym., 2018; Gür, 2018)

Ominaisuus	Superkondensaattori
Syklinen elinikä [kpl]	500 000-1 000 000
Hyötysuhde [%]	>98
Energiatiheys [Wh/kg]	5-15
Tehotiheys [W/kg]	n. 40 000
Minimi varaustaso [%]	0
Hinta [€/kWh]	8 000-20 000

Yhdistämällä akut ja superkondensaattorit yhdeksi varastoksi saadaan aikaan hybridisähkövarasto. Hybridienergiavarastoissa yhdistyy akkujen korkea energiatiheys ja superkondensaattoreiden korkea tehotiheys (Gür, 2018). Hybridivarastossa superkondensaattoreilla pyritään pidentämään akkujen elinikää käyttämällä niitä lyhytaikaisiin tehotarpeisiin. Hybridivarastojen ja superkondensaattoreiden ongelmana on niiden korkea hinta.

3.2 Sähkövarastojen hinta

Sähkövaraston hinta on ratkaiseva tekijä varastojen yleistymisen kannalta. Tässä kappaleessa tarkastellaan litiumioniakkujen hintakehitystä, sillä suurin osa sähköverkkoon asennettavista akuista on tänä päivänä litiumioniakkuja (REN21, 2018). Litiumioniakut jaetaan kolmeen kategoriaan: mobiili- ja paikallisakkuihin sekä sähköautojen akkuihin niiden käyttökohteen mukaan. Sähköverkkoon liitetyt akut kuuluvat paikallisakkuihin.

Litiumioniakkujen hintoja vertailtaessa on otettava huomioon mitä akun hintaan sisältyy. Hinta voidaan määrittää erikseen akkusoluille, akkumoduulille tai akkuyksikölle. Akkusolu on litiumioniakun peruskomponentti. Useamman galvaanisesti yhdistetyn akkusolun ryhmää kutsutaan akkumoduuliksi. Valmista litiumioniakkua, jossa akkumoduulit on yhdistetty akunhallintajärjestelmällä (BMS, *engl. battery management system*), kutsutaan akkuyksiköksi. Paikallisakkujen ja sähköautojen akkujen hintaero johtuu pääosin BMS:n hintaerosta. Litiumioniakun hallintaan käytettävä BMS on erilainen eri käyttökohteisiin sopivilla akuilla. Kova kilpailu sähköautomarkkinoilla on laskenut sähköauton akun BMS:n

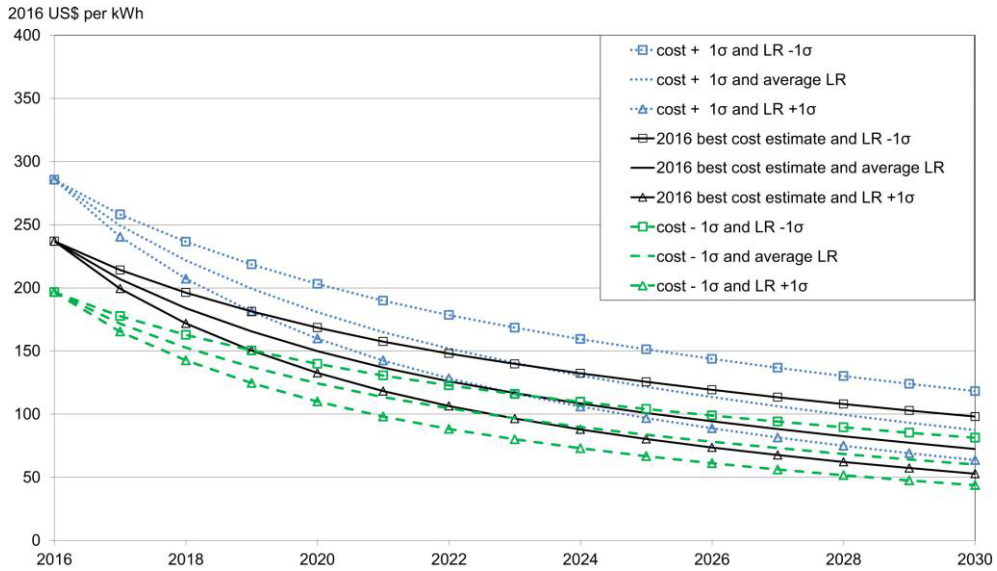
hinnan matalaksi. Paikallisakkujen teknologian kehitys on ollut hitaampaa pienemmästä kilpailusta johtuen. Litiumioniakkujen hintakehitys on voimakkaasti riippuvainen soluhinnan kehityksestä (Schmidt ym., 2017). Vaikka paikallisakuissa ja sähköautojen akuissa on eri BMS, voidaan molemmissa akuissa käyttää samoja akkusoluja. Tästä syystä paikallisakkujen hintakehitys seuraa sähköauton akkujen hintaa.

Paikallisten litiumioniakkujen (akkuyksiköiden) hinta vuonna 2017 oli lähteestä riippuen 200 – 870 €/kWh (Nykvist ym., 2019; Schmidt ym., 2017). Hintaerot ovat suuria eri lähteiden kesken. Tämä johtuu siitä, että paikallisakkujen ja sähköautojen akkujen hinta sekoitetaan joissain tutkimuksissa keskenään. Hyvä arvio paikallisakkujen hinnaksi vuonna 2019 on noin 500 €/kWh. Esimerkiksi Tesla myy Powerwall-sähkövarastoa noin hintaan 400 €/kWh (Tesla, 2019). Hinta-arvio (500 €/kWh) on Powerwallin hintaa korkeampi, sillä Tesla voi todennäköisesti käyttää hyödykseen sähköautoihin kehitettyä tekniikkaa Powerwallin tuotannossa (Schmidt ym., 2017).

Paikallisakkujen hinta tulee putoamaan tulevaisuudessa. Schmidt ym. (2017), joiden mukaan litiumioniakkujen hinta vuonna 2017 oli 870 €/kWh, uskovat paikallisten litiumioniakkujen saavuttavan hinnan 450 €/kWh vuoteen 2030 mennessä. Heidän mukaansa hinta tulee laskemaan alle puoleen nykyisestä hinnasta. Teslan Powerwall on jo vuonna 2019 halvempi, kuin Schmidtin ym. (2017) arvio paikallisakkujen vuoden 2030 hintatasosta. Tämä kertoo epävarmuudesta hintojen arvioinnissa.

Kuten aikaisemmin mainittiin, paikallisakkujen hinta seuraa sähköautojen akkujen hintakehitystä. Sähköautojen litiumioniakkujen hinnan nähdään kuitenkin laskevan nopeammin kuin paikallisakkujen, johtuen sähköautovalmistajien välisestä kilpailusta. Akkusolujen hinnan lisäksi myös BMS:n hinta laskee kilpailun myötä. Sähköautojen akkujen hinta vuonna 2017 oli 200-430 €/kWh välillä (Nykvist ym., 2019; Schmidt ym., 2017). Schmidtin ym. (2017) mukaan sähköauton litiumioniakun hinta vuonna 2030 on noin 100 €/kWh, jos sähköautojen vuosittainen myynti on 15 miljoonaa kappaletta kyseiseen vuoteen mennessä. Nykvistillä ym. (2019) on optimistisempi arvio litiumioniakkujen hinnan laskusta. Heidän mukaansa akkujen hinta laskee hintaan 130 €/kWh vuoteen 2020 mennessä ja 90 €/kWh vuoteen 2025 mennessä (kuva 3.4). Tämä edellyttää sitä, että sähköautoja on myyty 60 miljoonaa kappaletta vuoteen 2030 mennessä. Jokaisella sähköautonvalmistajalla

on omat sopimuksensa akkujen hankkimisesta, minkä vuoksi keskimääräisen hinnan arviointi ja sitä myötä hinnan kehityksen arviointi on vaikeaa (Nykvist ym., 2019).



Kuva 3.4. Nykvistin ym. (2019) skenaario sähköautojen litiumioniakkujen hinnasta. Hintakehityksen perusteena on, että sähköautoja on myyty maailmanlaajuisesti 60 miljoonaa kappaletta vuoteen 2030 mennessä.

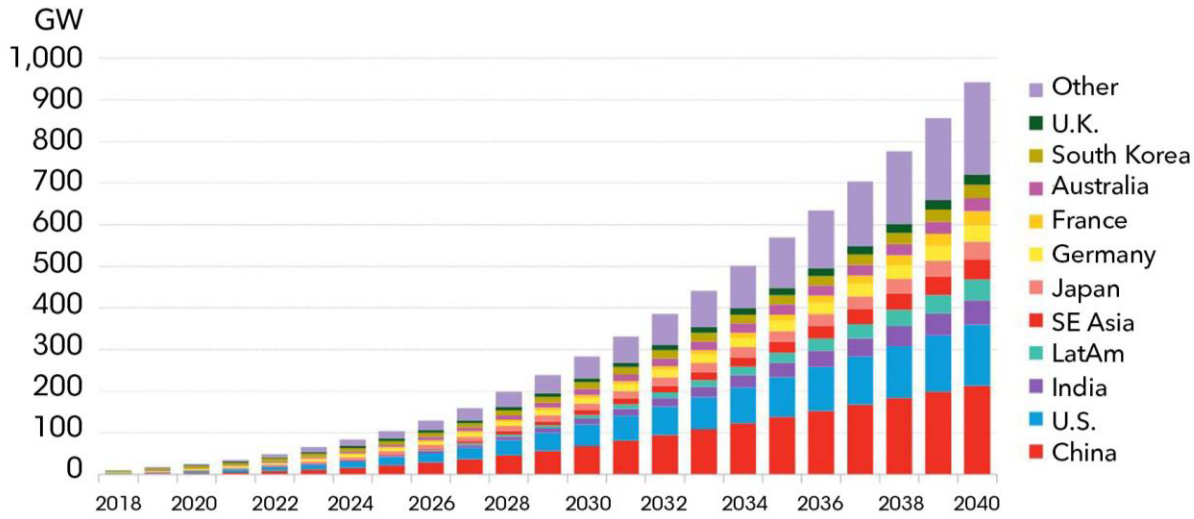
Ennusteiden mukaan sähköautojen akkujen hinta tulee putoamaan noin 55-75 % ennen vuotta 2030. Arvio paikallisakkujen hintakehityksestä on linjassa sähköauton hintakehityksen kanssa. Paikallisakkujen hinnan oletetaan putoavan noin 50 % ennen vuotta 2030. Jos oletetaan paikallisakkujen hinnan laskevan 50 % vuoteen 2030 mennessä, niiden hinta vuonna 2030 on noin 250 €/kWh.

Tarkkaa arviota hinnan kehityksestä ei voida tehdä. Pitkälle tehdyt arviot sisältävät paljon epävarmuutta. Monet arviot perustuvat sähköautojen myyntiennusteisiin. Ei ole varmuutta tulevatko sähköautot yleistymään ennusteiden mukaisesti. Lisäksi on mahdollista, että jokin toinen sähkönvarastointiteknologia tulee syrjäyttämään litiumioniakut tulevaisuudessa.

3.3 Sähkövarastojen määrä

Vuonna 2017 sähköverkkoon liitettyjen suurten akkujen kapasiteetti oli maailmanlaajuisesti 2,3 GW. Kapasiteetti tulee kasvamaan reilusti yli 900 GW:in vuoteen 2040 mennessä (kuva 3.5). Suurin osa tämän hetkisistä verkkoon kytketyistä akuista ovat suuria keskitettyjä akkuja. Asiakkaiden omistamien, mittarin takaisten akkujen osuus asennuksista on tällä hetkellä pieni. Asiakkaiden omistamien akkujen määrä kuitenkin kasvaa varsinkin alueilla, joissa olosuhteet aurinkovoimalalle ovat suotuiset. Merkittävä muutos asiakkaiden

omistamien akkujen määrään tulee, kun aggregaattorien (ks. 3.4.1) rooli sähkömarkkinoilla selkeytyy. Aggregaattorit mahdollistavat asiakkaille paremman tuoton akuista, sillä niiden avulla akuilla voi osallistua sähköjärjestelmän tasapainottamiseen tarkoitetuille markkinoille. Aggregaattorien roolin selkeytyminen vie kuitenkin vielä vuosia. Asiakkaiden omistamien akkujen oletetaan valtaavan suurimman markkinaosuuden sähköverkkoon liitetyistä akuista 2030-luvun puolivälissä. (BNEF, 2018; REN21, 2018)



Kuva 3.5. Sähköverkkoon liitettyjen paikallisakkujen kapasiteetin kumulatiivinen kehittyminen maailmanlaajuisesti (BNEF, 2018)

Vaikka paikallisakkujen määrä kasvaa nopeasti, niiden osuus kaikista verkkoon liitetyistä akuista tulee olemaan vain 7 % vuonna 2040. Suurin osa sähköverkkoon liitetyistä akuista tulee olemaan sähköautoja. (BNEF, 2018)

Sähkövarastojen määrän kasvusta Suomessa ei ole tehty tutkimusta. Tällä hetkellä suuria paikallisakkuja on asennettu Suomeen yhteensä 3,2 GW (Sandia, 2019).

3.4 Sähkövarastoihin liittyvä lainsäädäntö

Sähkövarastot ovat uusi komponentti sähköverkossa. Sähkövaraston rooli sähkömarkkinoilla on vielä epäselvä. Nykyinen sähkömarkkinalaki tai verosääntely ei tunnista sähkön varastointia (Valtiovarainvaliokunta, 2018). Sähkövaraston kyky sekä varastoida että luovuttaa sähköä aiheuttaa ongelmia lainsäädännössä. Nykylainsäädännön mukaan sähkövarasto rinnastetaan sekä sähkönkulutuspisteeksi, että sähköntuotantolaitokseksi. Sähkövarastoa ei voida pitää sähkön tuotantolaitoksena eikä

tuotantona. Todellisuudessa sähkövarasto on sähkön väliaikainen säilytyspaikka, johon sähköä varastoidaan myöhempää käyttöä varten.

Koska sähkövarastoa ei tunneta sähkömarkkinalaissa ja sähkövarastot yleistyvät sähköverkossa, on selvää, että lainsäädäntöä kehitetään. Työ- ja elinkeinoministeriö asetti syyskuussa 2016 työryhmän selvittämään millä tavalla älykäs sähköverkko voi palvella asiakkaan osallistumista sähkömarkkinoille ja parantaa sähkön toimitusvarmuutta. Työryhmä esitteli loppuraporttinsa ministeriölle lokakuussa 2018. Raportissa käsiteltiin muiden muassa kysynnän joustoa sekä sähkövarastojen verotusta. Työryhmän mielestä kysynnän jouston sekä sähkön varastoinnin tulisi olla kilpailtua liiketoimintaa. Raportissa käsiteltiin myös aggregaattorien toimimista sähkömarkkinoilla. (TEM, 2018a; TEM, 2018b)

3.4.1 Sähkövarastojen omistaminen ja operointi

Nykyisen Suomen sähkömarkkinalain ja EU:n direktiivien mukaan jakeluverkkoyhtiö ei voi omistaa sähkövarastoja kuin poikkeustapauksissa. Sähkövarastojen tarjoamat palvelut jakeluverkkoyhtiön on ostettava ulkoiselta palveluntarjoajalta. Älyverkkotyöryhmän mukaan jakeluverkkoyhtiöiden ei tulisi jatkossakaan omistaa sähkövarastoja, vaan sähkövarastojen käyttö tulisi lukea markkinaehtoisiin toimintoihin. Vain tapauksissa, joissa markkinoilta ei ole saatavilla jakeluverkkoyhtiön tarpeen mukaista sähkövarastopalvelua, jakeluverkkoyhtiö voisi omistaa ja käyttää sähkövarastoa verkon tarpeisiin. (TEM, 2018b)

Nykyinen sähköverkkoliiketoiminnan valvontamalli ei tue sähkövarastopalveluiden hankkimista markkinoilta. Energiateollisuuden mukaan valvontamallia tulisi kehittää siten, että jakeluverkkoyhtiön olisi mahdollista hankkia varastointikapasiteettia yhdenvertaisesti perinteisten verkkoinvestointien kanssa toimitusvarmuuden ja sähkön laadun varmistamiseen. Valvontamallin tulisi valvoa, ettei jakeluverkkoyhtiö osallistu sähkövarastolla kilpailuille markkinoille. Jakeluverkkoyhtiöt voisivat käyttää sähkövarastoa vain toimitusvarmuuden tai sähkön laadun turvaamiseen. (Energiateollisuus, 2017)

Älyverkkotyöryhmä ehdottaa sähkövarastojen käyttäjäksi itsenäistä aggregaattoria. Aggregaattori on uusi markkinatoimija, joka kokoaa asiakkaiden kulutuksen, tuotannon ja sähkövarastot isommaksi kokonaisuudeksi. Kokoamaansa joustoa aggregaattori tarjoaa sähkömarkkinoille itsenäisenä toimijana. Itsenäinen aggregaattori ei ole sähkön myyjä eikä

tasevastaava. Itsenäisen aggregaattorin markkinamalli ei ole vielä selvillä. Itsenäisen aggregaattorin toimintaan liittyy erinäisiä haasteita. Esimerkiksi itsenäisen aggregaattorin velvoitteet sähkön myyjää tai tasevastaavaa kohtaan ovat vielä selvittämättä. (TEM, 2018b)

3.4.2 Energiayhteisöt

Tulevaisuudessa erilaiset yhteisöt, kuten kerrostaloasukkaat tai naapurusto, voivat jakaa itse tuotettua sähköä yhteisön kesken. Asiakkaiden kiinnostus sähkön pientuotantoa kohtaan kasvaa. Pientuotannolla pyritään usein kattamaan omaa kulutusta ja pienentämään sähkölaskua. Oma tontti ei välttämättä ole paras mahdollinen paikka pientuotannolle tai tontille ei mahdu riittävän suurta voimalaa. Energiayhteisö mahdollistaa investoinnin suurempaan voimalaan tai sähkövarastoon. Energiayhteisössä tuotettu sähkö sekä sähkönkulutus jaettaisiin yhteisön jäsenten kesken.

Energiayhteisön jäsenet voivat sijaita yhden tai usean kiinteistön alueella. Kiinteistön sisäinen energiayhteisö voi olla esimerkiksi kerrostalon asunto-osakeyhtiö. Kiinteistön sisäisessä energiayhteisössä sähköntuotanto, -varastointi ja -jakelu tapahtuu yhden kiinteistön sisällä. Kiinteistön sisäinen energiayhteisö on nykylainsäädännön mukaan mahdollinen, sillä siinä ei siirretä sähköä kiinteistörajojen yli. Ongelmia sen sijaan syntyy sähköntuotannon ja kulutuksen jaosta ja sen mittauksesta. Jos yhteisön jäsenet ostavat sähkön eri sähkönmyyjiltä, on jäsenten kulutukset pystyttävä erottamaan toisistaan.

Kiinteistörajat ylittävässä energiayhteisössä sähköä tuotetaan tai varastoidaan eri kiinteistössä kulutuksen kanssa. Esimerkiksi naapurit ostavat yhdessä aurinkovoimalan, joka sijoitetaan toisen kiinteistölle paremman tuotannon toivossa, ja rakentavat kiinteistöjen välille yhteisen sähköverkon. Sähkön siirtäminen kiinteistörajojen yli on sähkömarkkinalaissa määritelty luvanvaraiseksi toiminnaksi. Energiayhteisössä tuotetun sähkön siirtäminen kiinteistörajojen yli on kuitenkin mahdollista sähkömarkkinadirektiivin (2009/72/EY) mukaan. Direktiivin mukainen erillisen sähköntuottajan ja asiakkaan välinen sähkölinja on mahdollista rakentaa jakeluverkkoyhtiön luvalla. Kuten kiinteistön sisäisessä myös kiinteistöjen välisessä energiayhteisössä haasteena on sähkön mittaus. Kiinteistöjen välinen yhteys voi johtaa tilanteeseen, jossa toisen kiinteistön sähköt kulkevat toisen mittarin kautta. Käyttöpaikkojen välistä sähkönkäyttöä ei voida tällaisessa tilanteessa luotettavasti mitata. (TEM, 2018b)

3.4.3 Sähkövarastojen verotus

Sähkövero maksetaan sähköverkosta kulutukseen luovutetusta sähköstä. Sähkövarastojen tapauksessa myös sähkövaraston lataamiseen käytetty sähkö on ollut veronalaista. Tästä syystä sähkövarastoon varastoidusta sähköstä on täytynyt maksaa kaksinkertainen vero; sekä ladatessa että purettaessa.

Eduskunta hyväksyi vuonna 2018 hallituksen esityksen sähkövarastojen kaksinkertaisen verotuksen poistamisesta (HE 191/2018 vp). Lakimuutos muuttaa sähkön varastoinnin verottomaksi tapauksissa, joissa varastoitua sähköä ei käytetä kattamaan omaa kulutusta. Sähkön siirto sähköverkosta varastoon ja sieltä takaisin sähköverkkoon muutettiin verottomaksi. Verovapaus ei koske sähkövarastoja, joihin varastoitua sähköä käytetään kattamaan omaa kulutusta. Kaksinkertaisen verotuksen poistava laki tuli voimaan 1. päivä huhtikuuta 2019.

3.5 Sähkövarastojen uusiokäyttö

Sähköverkkoon sopivien sähkövarastojen, varsinkin litiumioniakkujen, hinta rajoittaa niiden käytön yleistymistä. Vaikka litiumioniakkujen hinta tulee todennäköisesti laskemaan, on se vielä lähivuosina korkea. Sähkö- ja hybridiautojen akkujen uusiokäytöllä voi olla potentiaalia ratkaista litiumioniakkujen hintaongelma lähivuosina (Naubauer & Pesaran, 2011).

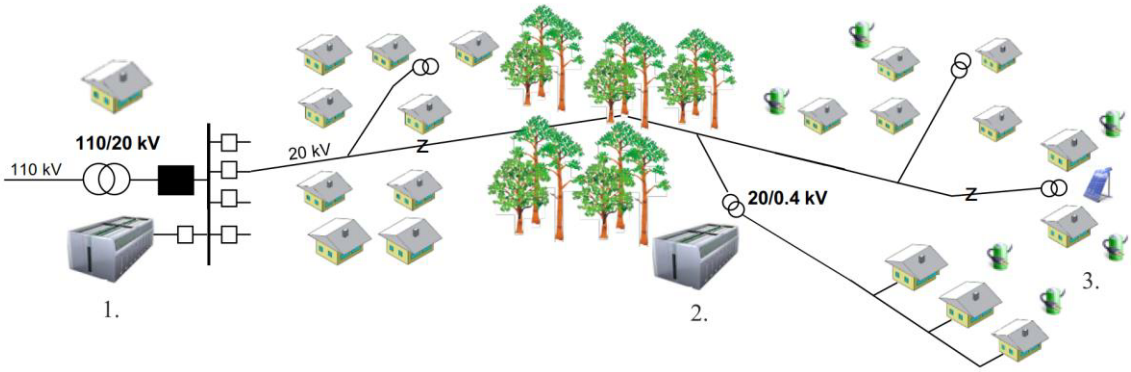
Sähköauton akku poistetaan käytöstä, kun sen kapasiteetti laskee alle 80 % nimelliskapasiteetista. Käytöstä poistettujen akkujen varastointikyvyn oletetaan olevan riittävän hyvä paikallissovelluksiin. Käyttämällä akkuja sähköautojen jälkeen paikallissovelluksissa akkujen kokonaiskäyttöikä lisääntyisi. Uudelleen käytettynä akut olisivat myös uusia akkuja halvempia. (Abdel-Monem ym., 2017)

Käytöstä poistettuja sähköautojen akkuja ei voi suoraan siirtää paikallissovelluksiin. Käytöstä poistetuista akuista kierrätetään vain akkusolut. Ennen akkusolujen uudelleen käyttöä niiden kunto on tarkistettava ja BMS on uusittava. Uudelleenvalmistuksesta aiheutuu kuluja ja yhtenä uusiokäytön haasteena onkin kuntotarkastuksesta ja erityisesti BMS:n uusimisesta aiheutuvat kustannukset. Lisäksi haasteena on akkusolujen terveydentilan (SOH, *engl. state of health*) tarkastaminen. Se miten akkua käytetään

vaikuttaa sen terveydentilaan. Tällä hetkellä sähköautojen tilatietoja (lataus- ja purkausvirtoja, jännitettä, lämpötilaa yms.) ei tallenneta mihinkään. Akun terveydentilan arvioiminen ilman tietoa akun käyttöhistoriasta on haastavaa. Sähköauton akkujen tilatietojen tallentaminen ja julkinen jakaminen auttaisi akkujen uudelleen käyttöä. (Omar, 2018; Abdel-Monem ym., 2017)

4 SÄHKÖVARASTOT JAKELUVERKOSSA

Sähkövarastot ovat uusi komponentti sähköjärjestelmässä. Sähkövarastot eivät ole vielä yleistyneet niiden kalliin hinnan takia. Lisäksi haasteena sähkövarastojen yleistymiseen on ollut muun muassa Suomen nykyinen lainsäädäntö, jonka mukaan jakeluverkkoyhtiöt eivät voi omistaa sähkövarastoja. Sähkövarastot tekevät kuitenkin tuloaan osaksi sähköverkkoa. Suomessa on käynnissä pilottiprojekteja, joissa testataan sähkövaraston toiminnallisuutta osana sähköverkkoa (Fortum, 2017; Helen, 2015). Lisäksi asiakkaiden kiinnostus hankkia sähkövarastoja lisääntyy aurinkovoimaloiden yleistymisen ja akkujen hinnan alenemisen myötä. Yhä useampi hankkii katolleen aurinkovoimalan, jonka omakäyttöastetta voi parantaa huomattavasti varastoimalla ylijäämäsähköä akkuihin myöhempää käyttöä varten (Kaffe ym., 2018). Suomessa useat yritykset tarjoavat jo nykyään akkuja osaksi aurinkosähköjärjestelmää (Helen, 2018; Naps, 2018; Solar, 2018). Sähkövarastot voivat sijaita jakeluverkon eri jänniteportaissa kuvan 4.1 mukaisesti.



Kuva 4.1. Sähkövarastojen sijainnit sähkönjakeluverkossa. 1. ja 2. ovat keskitettyjä, jakeluverkkoyhtiön toimesta verkkoon liitettyjä sähkövarastoja, ja 3. tarkoittaa asiakkaiden omistamia sähkövarastoja. Lähde: (LUT, 2018)

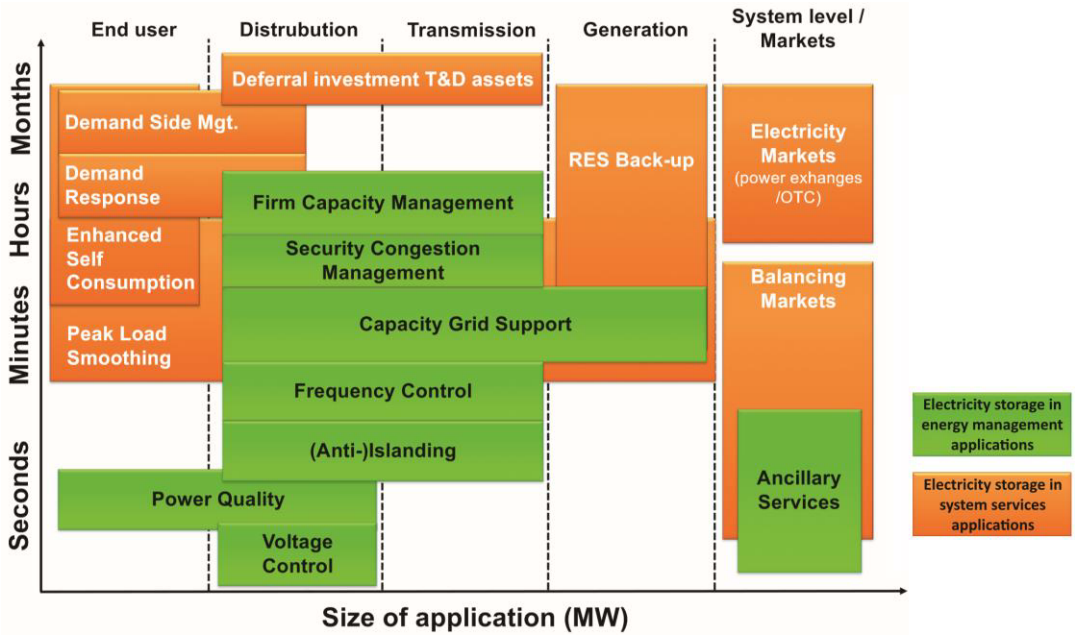
Sähkövarastot voidaan kytkeä, joko keskijänniteverkkoon tai pienjänniteverkkoon. Jakeluverkkoyhtiöt voivat sijoittaa sähkövarastoja keskitetysti sähköasemalle tai jakelumuuntajille. Keskitettyjen sähkövarastojen lisäksi myös asiakkaat tulevat omistamaan sähkövarastoja. Sähköautot ja oman pientuotannon yhteyteen hankitut sähkövarastot lisäävät asiakkaiden omistamien sähkövarastojen määrää tulevaisuudessa. Sähkövarastot, yhdessä hajautetun sähköntuotannon ja kysynnän jouston kanssa tekevät jakeluverkosta entistä tärkeämmän osan tulevaisuuden sähköjärjestelmää (Poudineh & Jamas, 2014).

Jakeluverkon kokoluokassa sähkövarastoina käytetään usein akkuja (REN21, 2018). Akut soveltuvat hyvin jakeluverkon tarpeeseen niiden nopean reagointikyvyn ja hyvän energiatiheyden takia. Lisäksi oikein ohjattuna akkua voidaan käyttää yhteen pätötehoa ja yhteen loistehoa vaativaan tehtävään samanaikaisesti, esimerkiksi kulutushuippujen leikkaukseen ja taajuusohjatuksi käyttöreserviksi (Tikka ym., 2018).

4.1 Sähkövarastojen käyttökohteet

Sähkövarasto tuo sähköjärjestelmään uudenlaista joustoa. Sähkövarastolla voidaan siirtää tehontarpeen ajankohtaa tuotantoa tai kulutusta muuttamatta. Vaikka sähkövarastot tekevät vasta tuloaan osaksi jakeluverkkoa, on niiden käyttökohteista tehty paljon tutkimuksia.

Sähkövarastoilla on potentiaalia toimia monissa tehtävissä ja tuottaa hyötyä eri toimijoille. Sähkövaraston käyttökohteet voidaan jakaa verkkopalveluihin (*engl. system services*) ja energianhallintapalveluihin (*energy management applications*) kuvan 4.2 mukaisesti.



Kuva 4.2. Sähkövarastojen käyttökohteita. Käyttökohteet on jaoteltu sektoreihin niistä hyötyvän toimijan mukaan. (Eurelectric, 2012)

Kuvassa 4.2 jakeluverkkoyhtiön (*distribution*) käyttökohteiksi on mainittu muiden muassa investointien lykkäys (*deferral investment*), kuormituksen tasaus (*peak load smoothing*), taajuuden säätö (*frequency control*), saarekekäyttö (*islanding*) ja jännitteen säätö (*voltage control*). Seuraavissa kappaleissa käydään läpi sähkövarastojen käyttö näissä

käyttökohteissa. Käyttökohteet eivät ole aina yksiselitteisiä esimerkiksi kuormituksen tasausta käsitellään sekä jakeluverkkoyhtiön että asiakkaan (*end user*) näkökulmasta.

Tässä työssä käyttökohteita käsitellään toisistaan erillisinä. Sähkövaraston käytöllä yhdessä käyttökohteessa voi kuitenkin olla laajempia verkostovaikutuksia, kuin mitä kyseisessä kohdassa on käsitelty. Esimerkiksi kuormituksen tasaus vaikuttaa jännitteen suuruuteen paikallisesti. Sähkövarastoa voidaan myös, tiettyjen rajojen sisällä, käyttää moneen käyttökohteeseen saman aikaisesti (Haakana ym., 2017).

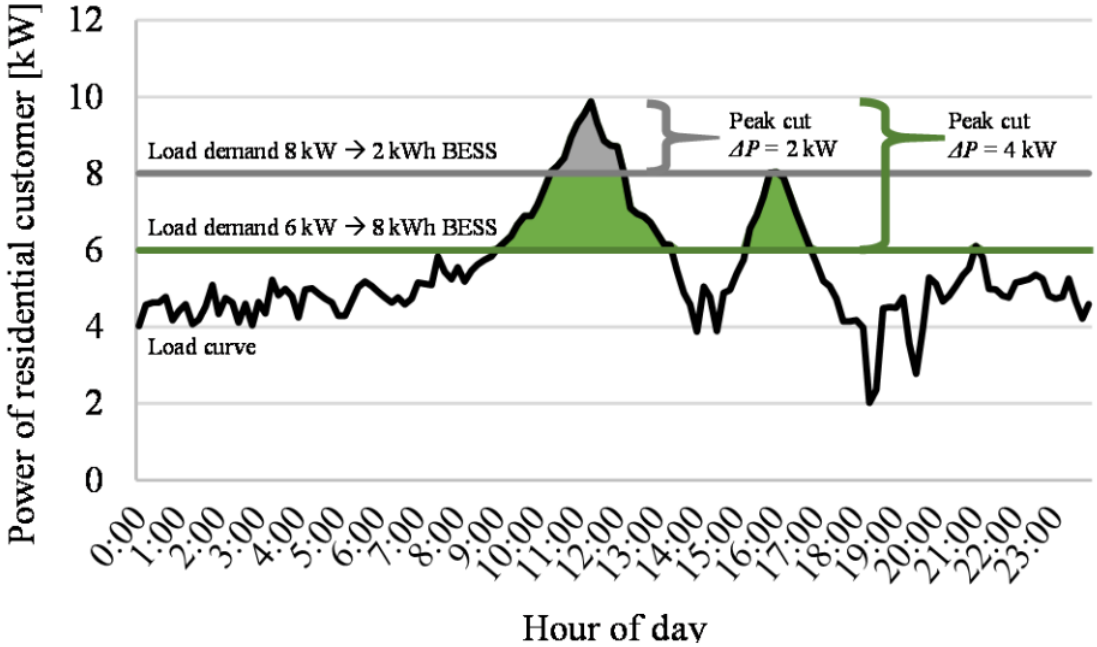
4.1.1 Kuormituksen tasaus ja investointien lykkäys

Jakeluverkossa siirrettävä teho vaihtelee suuresti. Jakeluverkkoyhtiön kannalta kuormituksen vaihtelu on ongelmallista. Jakeluverkkoyhtiö mitoittaa verkon komponentit suurimman verkossa siirrettävän tehon mukaan. Näin ollen jakeluverkon komponentit ovat usein vajaakäytöllä suuren osan ajasta. Verkon mitoituksen kannalta olisi parasta, jos kuormitus vaihtelisi mahdollisimman vähän. Sähkövarastolla on mahdollista tasoittaa verkon kuormitusta. Kuormituksen tasaaminen tapahtuu lataamalla sähkövarastoa matalan kulutuksen aikaan ja syöttämällä varastoitua energiaa takaisin verkkoon huippukuorman aikaan (Papič, 2006). Verkko voi kuormittua myös ylituotannosta, jolloin kuormituksen tasaus tarkoittaa voimalaitokselta verkkoon siirretyn tehon tasausta. Sähkövarastoa voidaan käyttää myös tuotannon tehon tasaamiseen (Alam ym., 2012).

Kuormituksen tasaamisella voidaan rajata huipputeho halutulle tasolle. Jakeluverkkoyhtiö voi saavuttaa merkittäviä hyötyjä verkossa siirretyn tehon rajoittamisesta. Kuten aikaisemmin mainittiin, verkon komponentit mitoitetaan huipputehon mukaan. Sähkövaraston käyttö esimerkiksi johdon kuormituksen tasauksessa voi rajoittaa johdolla siirrettävää tehoa (Sauer ym., 2009). Huipputehon rajoittaminen voi mahdollistaa pienempi poikkipintaisen johdon käyttämisen, jolloin verkon rakentamiskustannukset pienenevät. Kuormituksen tasaamisella voidaan ylimitoittamisen lisäksi myös välttää tai siirtää saneerauksia esimerkiksi johdon tai muuntajan kuormitettavuuden ylittyessä kuormituksen kasvun myötä (Celli ym., 2019).

Kuormituksen tasaus voi tapahtua keskitetysti esimerkiksi jakelumuuntajalla tai asiakkaan toimesta. Suomessa tutkitaan siirtymistä tehopohjaiseen siirtohinnoitteluun (TEM, 2018b).

Tehopohjaisen siirtohinnoittelun perusteena olisi esimerkiksi kuukauden suurin verkosta otettu tai sinne siirretty teho (Partanen ym., 2012). Tehotariffin tarkoituksena on, että asiakas voi vaikuttaa sähkön siirtomaksuun rajoittamalla mittarin läpi kulkevaa tehoa. Tehon rajoittaminen voi tapahtua sähkövarastolla (kuva 4.3). Haakanan ym. (2016) mukaan siirtyminen tehotariffeihin lisäisi nopeasti akkuvarastojen määrää asiakkailla.



Kuva 4.3. Pienasiakkaan kulutushuipun leikkaaminen akkuvarastolla (BESS). (Haakana ym., 2016)

Kuvasta 4.3 nähdään, että sähkövarastolta vaadittava energiakapasiteetti kasvaa sitä suuremmaksi mitä enemmän tehohuippua halutaan leikata. Huipun leikkaamiseen tarvittava energiamäärä riippuu kulutusprofiilista. Varsinkin kotitalouksilla kulutushuiput ovat usein lyhyitä ja piikikkäitä. Lyhyen tehohuipun rajoittamiseen tarvitaan suhteessa vähemmän energiaa verrattuna pidempään kestävään tehohuippuun. Mitä lähemmäs peruskuormaa sallittu teho rajoitetaan sitä enemmän energiaa kuormituksen tasaamiseen tarvitaan.

Asiakkaiden säkövarastoilla voi tulevaisuudessa olla merkittävä vaikutus jakeluverkon kuormitukseen. Asiakkaiden käyttäessä sähkövarastoja kuormituksen tasaamiseen myös muun jakeluverkon kuormitus voi tasaantua. Haakanan ym. (2016) tutkimuksessa keski- ja pienjänniteverkon sekä jakelumuuntajien kuormitus pieneni merkittävästi, kun reilulla 60 % päämuuntajan syöttämistä asiakkaista oli akku tasaamassa kuormitusta. Lassila ym. (2012) tutkivat sähköautojen akkujen käyttöä kuormituksen tasaamisessa. Tutkimuksen mukaan

älykkäällä sähköautojen lataamisella voidaan vaikuttaa keskijänniteverkon kuormitushuippuihin lataamalla sähköautojen akkuja päivisin ja syöttämällä akkuihin varastoitua energiaa verkkoon iltaisin, korkeamman kulutuksen aikaan. Ilman älykästä latausta sähköverkon huipputeho saattaa päinvastoin kasvaa. Vaikka tutkimukset osoittavat sähkövarastojen mahdollisuuksista huipputehon rajoittamisessa, saattaa sähkövarastojen määrä pysyä alhaisena vielä pitkään. Näin ollen asiakkaiden sähkövarastojen verkostovaikutukset saattavat pysyä pitkään merkityksettöminä.

4.1.2 Taajuusohjattu reservi

Perinteisen taajuudensäätökapasiteetin määrä tulee vähenemään. Säädettävien voimalaitosten, kuten lauhdevoimalaitosten, tilalle tarvitaan uusia tapoja hallita tehotasapainoa. Sähkövarastot, varsinkin akut, soveltuvat hyvin taajuuden säätöön, sillä ne voivat sekä siirtää, että ottaa tehoa verkosta. Akussa ei ole pyörivää massaa, joten akusta siirrettävää tehoa voidaan säätää nopeasti, taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin teknisten vaatimusten rajoissa.

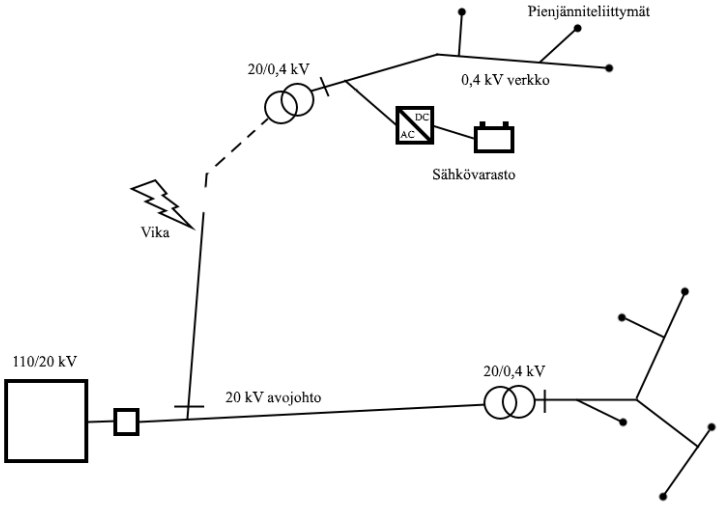
Fingridin mukaan taajuusohjatun reservin on oltava symmetrinen per tase. Taajuusohjatun reservin on siis kyettävä tunnin aikana yhtä suureen ylös sekä alas säätöön. Tämä tarkoittaa sitä, että vain 50 % akkuvaraston energiakapasiteetista on käytettävissä taajuudensäätömarkkinoilla. Esimerkiksi 8 kWh akku voi tarjota vain 4 kW tehoreservin. Akkuvaraston varaustason on oltava lähellä 50 % toimitustunnin alkaessa, jotta se pystyy osallistumaan taajuuden säätöön enimmäiskapasiteetilla (Haakana ym., 2017). Sähkövarastoille on erikseen määritetty, että reservikohteena toimiessa, varaston on kyettävä vähintään 30 min yhtäjaksoiseen täysimääräiseen aktivointiin. Akkuvaraston on siis kyettävä syöttämään tai ottamaan verkosta taajuusohjatulle reservimarkkinoille tarjottu teho vähintään puolet toimitusajasta. (Fingrid, 2018)

Yksittäisten akkuvarastojen kapasiteetti on harvoin tarpeeksi suuri reservimarkkinoille. Keräämällä yksittäisiä akkuvarastoja suuremmaksi kokonaisuudeksi sähkömarkkinoilla toimiva operaattori, aggregaattori, voi tarjota akkujen kapasiteettiä reservimarkkinoille (Haakana ym., 2017). Akkujen käytön taajuusohjattuna reservinä uskotaan tekevän akuista taloudellisesti kannattavia niiden omistajalle (Belonogova ym., 2016; Leitermann, 2012).

4.1.3 Saarekekäyttö

Sähkönjakelun toimitusvarmuuden merkitys kasvaa tulevaisuudessa. Sähkön toimituksesta pyritään saamaan yhä katkottomampaa ja katkojen pituutta pyritään minimoimaan. Aiemmin sähköä ei ole varastoitu verkkoon vaan, verkon vikaantuessa asiakkaan ja tuotantolaitoksen välillä, asiakas on jäänyt ilman sähköä. Sähkönjakelun keskeytyminen tuottaa jakeluverkkoyhtiölle keskeytyskustannuksia. Keskeytyskustannukset vaikuttavat sähkönjakeluliiketoiminnan valvontamallin jakeluverkkoyhtiölle sallimaan tuottoon (kts. kappale 5.2). Sähkövarastoilla on mahdollista taata sähkönjakelu vian aikana ja pienentää keskeytyskustannuksia (Aming ym., 2007; Vilppo ym., 2017).

Suurin osa jakeluverkon keskeytyksistä aiheutuu keskijänniteviasta (Haakana ym., 2013). Sähkövarastolla on mahdollista varmistaa sähkön toimitus pienjänniteverkossa myös keskijännitevian aikana. Sijoittamalla sähkövarasto jakelumuuntajan rinnalle, pienjänniteverkkoa voidaan ajaa omana saarekkeena sähköntoimituksen keskeytyessä keskijänniteverkossa (Haakana ym., 2013). Tätä on havainnollistettu kuvassa 4.4. Sähkövarasto voidaan sijoittaa esimerkiksi maakaapeloituun pienjänniteverkkoon, jota syöttää vikaherkkää avojohtoa oleva keskijänniteverkko.

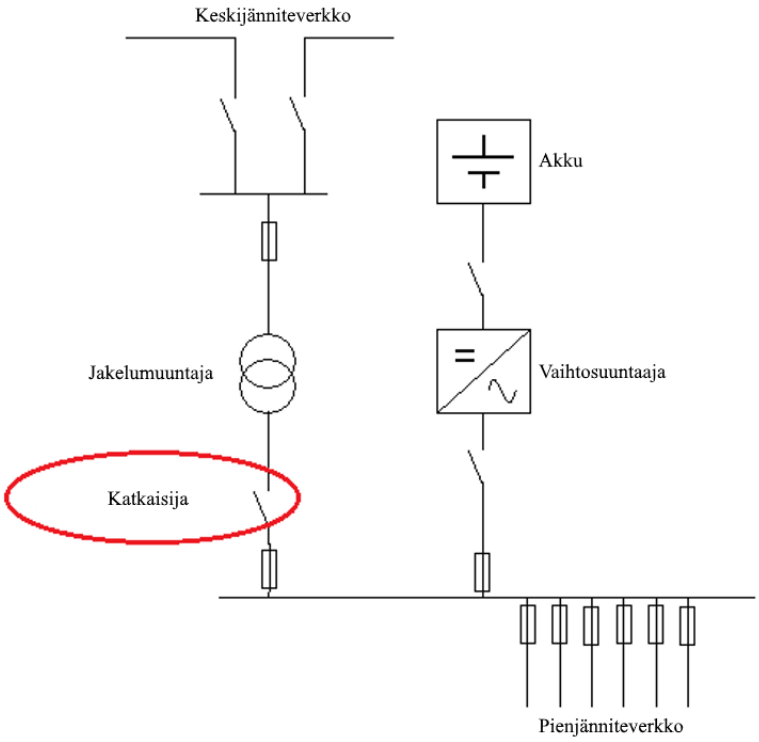


Kuva 4.4. Havainnekuva sähkövaraston käytöstä pienjänniteverkon sähkönjakelussa keskijännitevian aikana.

Saarekekäyttö vaatii sähkövarastolta suurta energianvarastointikapasiteettia. Pienjänniteverkkoa saarekkeena ajavan sähkövaraston energiakapasiteetti täytyy olla katkon pituudesta ja muuntopiirin kuormasta riippuen kymmeniä, jopa satoja kilowattitunteja. Myös

sähkövaraston energiatiheyden tulee olla riittävän hyvä, jotta varaston koko ei kasva liian suureksi. Lisäksi sähkövaraston on kyettävä nopeisiin tehon muutoksiin kulutuksen muuttuessa saarekekäytön aikana. Nopeasti reagoivalla sähkövarastolla, kuten akulla, on mahdollista välttää sekä pysyvistä katkoista että jälleenkytkennöistä aiheutuvia keskeytyskustannuksia (Haakana ym., 2013).

Saarekekäyttöön siirtymisen on tapahduttava keskeytyksettä. Vian tapahtuessa kesijänniteverkossa on pienjänniteverkko eristettävä omaksi saarekkeeksi jakelumuuntajan yhteyteen asennettavalla katkaisijalla (kuva 4.5). Katkaisija varmistaa saarekkeen eristämisen sekä sen, ettei sähkövarasto syötä pienjänniteverkon ulkopuolisia vikoja. (de Groot ym., 2013)



Kuva 4.5. Sähkövaraston kytkentä pienjänniteverkkoon saarekekäytön mahdollistamiseksi. Pienjänniteverkon omaksi saarekkeeksi eristävä katkaisija on ympyröity punaisella. (de Groot ym., 2013)

Keskeytyksetön siirtymä edellyttää sähkövaraston, vaihtosuuntaajan ja verkon tilan jatkuvaa seurantaa ja ohjausta. Ohjaukseen tarvitaan ohjausjärjestelmää, joka ohjaa sähkövarastoa, vaihtosuuntaajaa ja katkaisijaa keräämiensä tilannetietojen perusteella. Ohjausjärjestelmä avaa katkaisijan ja säätää vaihtosuuntaajan säätöpisteitä saarekekäyttöön sopivaksi

sähkövarastolta sekä verkosta saatavien tilannetietojen avulla. Ohjausjärjestelmä myös uudelleen kytkee saarekkeen takaisin verkkoon. (de Groot ym., 2013)

Asiakkaiden omistamien sähkövarastojen määrä kasvaa tulevaisuudessa. Asiakkaalla, joka omistaa sähkövaraston, on mahdollista jatkaa sähkönkäyttöä sähkökatkon aikana. Käytännössä asiakas varmistaa sähkön toimitusvarmuutensa sähkövarastolla ilman jakeluverkkoyhtiön investointia. Tilanne on sama myös energiayhteisöillä, jotka investoivat sähkövarastoon. Vaikka asiakkaan sähkönkäyttö jatkuu katkon aikana, näkyy se nykyisten säädösten mukaan jakeluverkkoyhtiön tilastoissa sähköttömänä asiakkaana (Partanen, 2018). Asiakkaasta kertyy siis jakeluverkkoyhtiölle keskeytyskustannuksia, vaikka asiakkaan sähkönkäyttö jatkuu sähkökatkon aikana. Verkonhaltijalla on kuitenkin mahdollisuus ostaa toimitusvarmuuspalvelu asiakkaalta, jolloin asiakas itse varmistaa sähkön toimituksen vikojen aikana esimerkiksi sähkövarastolla (Karppinen, 2019). Tällöin asiakkaasta ei kerry keskeytyskustannuksia.

4.1.4 Jännitteen säätö

Asiakkaan jännitteen on täytettävä standardin SFS-EN 50160 vaatimukset. Standardin SFS-EN 50160 mukaan pienjänniteverkossa jännitteen 10 minuutin keskiarvojen on oltava 95 % ajasta välillä ±10 % nimellisjännitteestä (U_n = 230 V). Lisäksi jännite asiakkaan liittymispisteessä saa poiketa korkeintaan +10/-15 % nimellisjännitteestä. Perinteisesti ongelmana on ollut jännitteen alenema. Uusiutuva energia voi aiheuttaa päinvastaisen ilmiön, jännitteen nousun. Jakeluverkko on suunniteltava siten, että jännite asiakkaan liittymispisteessä säilyy sallituissa rajoissa.

Jännitteen alenemaan vaikuttavat voimalan ja asiakkaan välisen verkon impedanssi sekä verkossa siirrettävät tehot. Jännitteen alenema on suurinta suuren kuorman aikana. Jännitteen alenemaan voidaan siten vaikuttaa rajoittamalla verkossa siirrettävää tehoa. Verkossa siirrettävää tehoa voidaan paikallisesti rajoittaa sähkövarastolla. Sähkövarastoa käytetään tasaamaan kuormitusta esimerkiksi asiakkaan liittymispisteessä, jolloin asiakkaalle siirrettävä huipputeho pienenee. Huipputehon rajoittamisen vaikutus jännitteen alenemaan riippuu muiden muassa pienjänniteverkon impedanssista ja muun verkon kuormituksista.

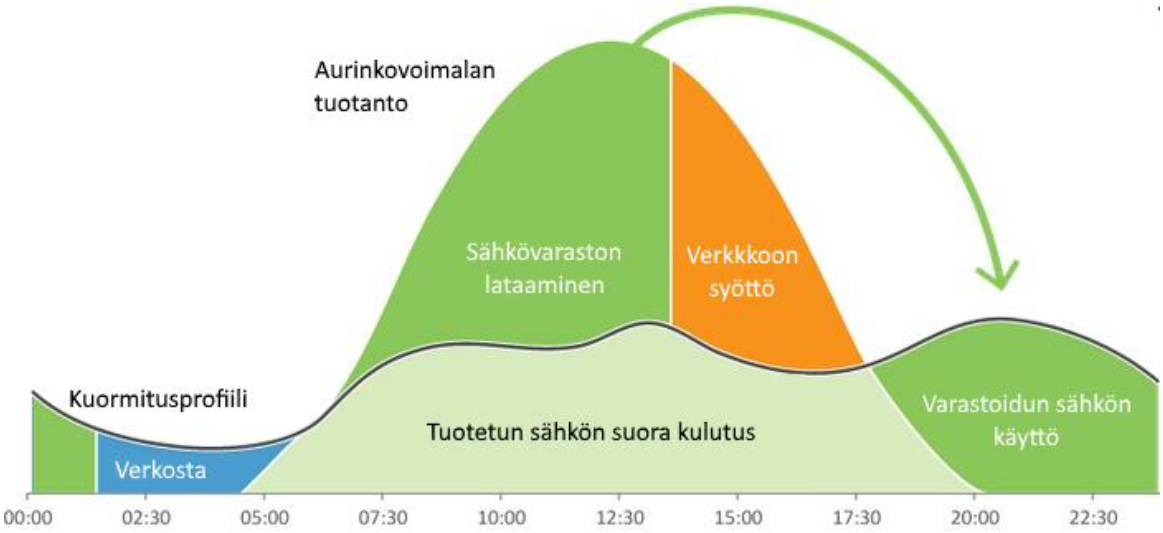
Myös jännitteen nousun rajoittaminen perustuu kuormituksen tasaamiseen. Uusiutuva energia voi aiheuttaa paikallista jännitteen nousua hetkinä, jolloin tuotanto ylittää selvästi kuormituksen. Ylituotanto syötetään verkkoon, sillä uusiutuvaa energiantuotantoa ei ole taloudellisesti järkevää tai teknisesti mahdollista rajoittaa. Jännitteen nousun suuruuteen vaikuttaa verkon topologia ja vahvuus sekä verkkoon liitettävän voimalan koko.

Sähkövarastolla voidaan vähentää jännitteen nousua. Sähkövarasto voi toimia ikään kuin vaimentimena voimalan ja verkon välillä tasaamalla verkkoon syötetyn pätötehon määrää. Sähkövaraston avulla voimalan tuotanto kykenee seuraamaan kulutusta ja sähköjärjestelmän tasapainottamisen tarve vähenee. Sähkövarastolla saavutettava hyöty riippuu etenkin verkon vahvuudesta, tehosta, joka käytetään sähkövaraston lataamiseen, ja sähkövaraston sijainnista voimalaan nähden. Sähkövarastosta voi olla hyötyä etenkin heikkoon verkkoon liitetyn voimalan yhteydessä. Parhaan hyödyn saavuttamiseksi sähkövarasto on sijoitettava mahdollisimman lähelle voimalaa. Lisäksi sähkövarasto on mitoitettava riittävän suureksi ja varaston purkausta ja latausta on ohjattava oikein, jotta varastoa kyetään käyttämään tehokkaasti. (Alam ym., 2012; Lund & Paatero, 2006)

4.1.5 Pientuotannon tasaus

Asiakkaiden mielenkiinto aurinkovoimaloita kohtaan kasvaa hiilineutraalin ajattelun ja sähkön hinnan noustessa. Aurinkovoiman ongelmana on, että se tuottaa eniten sähköä päivällä, jolloin sähkönkulutus on vähäistä. Tämä ei ole optimaalinen tilanne asiakkaan kannalta ja voi toisaalta aiheuttaa ongelmia jakeluverkossa.

Aurinkovoimalan omakäyttöaste kertoo kuinka suuri osa aurinkovoimalan tuottamasta sähköstä asiakas käyttää itse. Omakäyttöasteen ollessa 100 % kaikki aurinkovoimalan tuottama sähkö menee asiakkaan omaan kulutukseen. Omakäyttöasteen ollessa pienempi, osa tuotetusta sähköstä syötetään verkkoon. Verkkoon syötetystä energiasta maksetaan asiakkaalle vähemmän, kuin mitä verkosta ostettu sähkö maksaa. Tämän takia asiakkaan kannattaa käyttää mahdollisimman suuri osa omasta tuotannostaan itse. Asiakas voi parantaa aurinkovoimalan omakäyttöastetta sähkövarastolla (Kaffe ym., 2018). Omakäyttöasteen parantaminen tapahtuu lataamalla sähkövarastoa, kun aurinkovoimalan tuotanto ylittää asiakkaan kulutuksen, ja käyttämällä varastoitua energiaa muina aikoina verkosta ostamisen sijaan (kuva 4.5).

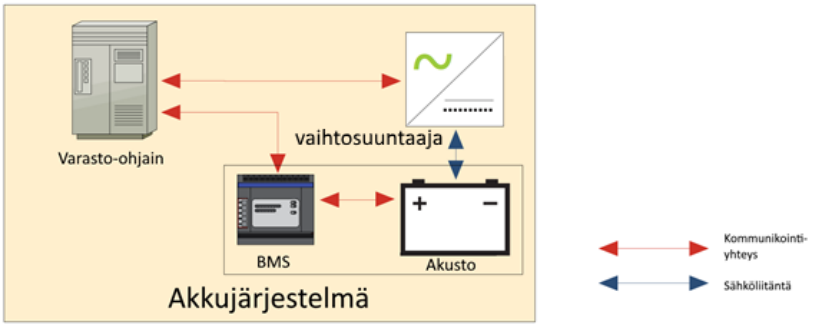


Kuva 4.5. Aurinkovoimalan omakäyttöasteen parantaminen sähkövarastolla. Sähkövarastoa ladataan päivällä runsaan tuotannon aikaan. Varastoitua sähköä käytetään kattamaan omaa kulutusta myöhemmin illalla ja yöllä. Perustuu lähteeseen: (PowerTech, 2019).

Tehoperusteisen siirtotariffin yleistyessä myös asiakkaan verkkoon siirtämä teho vaikuttaa siirtohintaan. Pitääkseen siirtohinnan haluamallaan tasolla asiakkaan on rajoitettava aurinkovoimalan verkkoon siirtämää tehoa. Tehon rajoitus voidaan tehdä alimitoittamalla invertteri suhteessa aurinkopaneeliston kokoon (Sallinen, 2017). Tällöin aurinkovoimalan koko kapasiteettia ei voida hyödyntää. Tehoa ei tarvitse rajoittaa, mikäli verkkoon siirrettävän huipputehon rajoittamiseen käytetään sähkövarastoa.

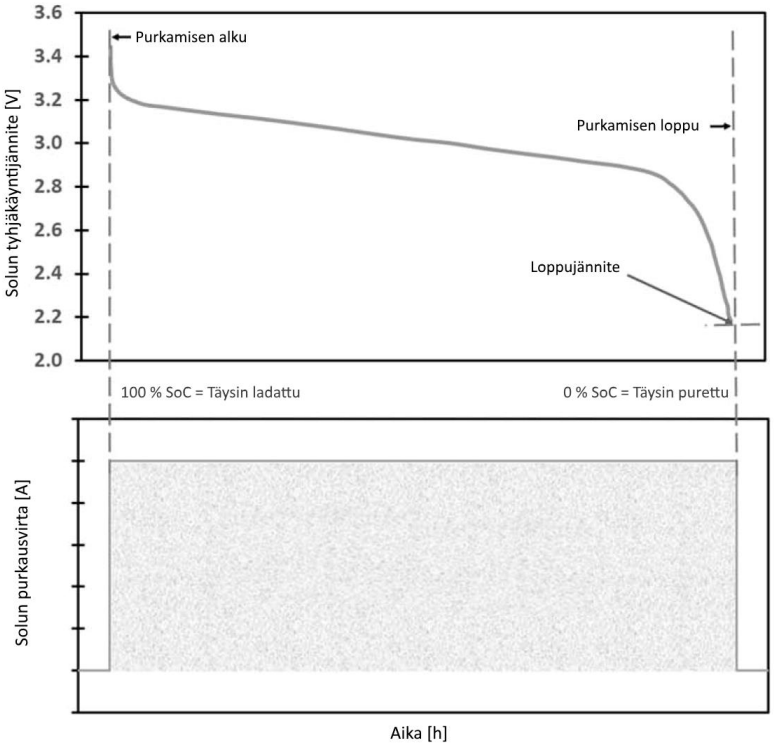
4.2 Sähkövarastojen hallinta

Tyypillinen jakeluverkkoon kytkettävä sähkövarasto on akkujärjestelmä, joka sisältää akuston, BMS:n, varasto-ohjaimen (SC, *engl. storage controller*) ja vaihtosuuntaajan (*converter*) (kuva 4.6).



Kuva 4.6. Tyypillinen akkujärjestelmän sisältö. Perustuu lähteeseen: (IEC, 2011).

Akusto koostuu useasta akkumoduulista, joista jokaista tarkkailee ja ohjaa BMS. BMS tarkkailee akkumoduulien lataus- ja purkaussyklejä ja välittää tiedot varasto-ohjaimelle. Varasto-ohjain pyrkii käyttämään akkumoduuleja mahdollisimman optimaalisesti niiden (varaus-)tilan ja verkon tarpeen mukaan. Sekä BMS että varasto-ohjain voivat mitata vain virtaa, jännitettä ja lämpötilaa. Akun optimaalisen käytön kannalta on tärkeä tietää myös akun varaustaso kullakin hetkellä. Varaustason arvioiminen on hankalaa. Esimerkiksi litiumioniakun varaustaso pysyy lähes vakiona purettaessa akkua (kuva 4.7). Akun jännite ei kerro suoraan mikä akun varaustaso on. Usein BMS arvioi litiumioniakun varaustason mitatusta virrasta ja jännitteestä käyttäen apuna akusta tehtyjä malleja. (Lawder ym., 2014)



Kuva 4.7. Tyypillisen litiumioniakun purkauskäyrä. Kuvassa näkyy solun jännite ja purkausvirta ajan funktiona. Perustuu lähteeseen: (Buckley ym., 2019).

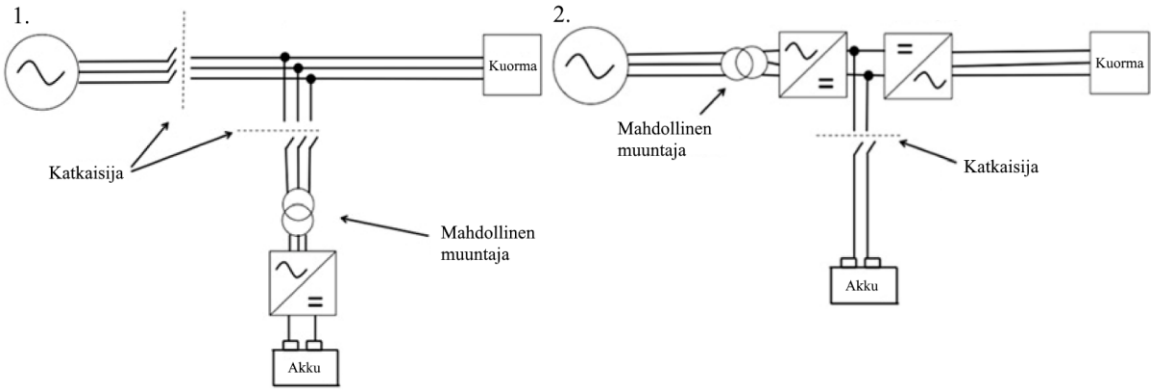
Varasto-ohjaimeen ohjelmoidaan asetusarvot joiden mukaan se lataa ja purkaa akustoa. Asetusarvot voidaan määritellä erikseen pätö- ja loisteholle, käyttökohteen mukaan. Käyttökohde määrittää vaatimukset akuston toiminnalle. Asetusarvot voidaan, joko asettaa ennalta akkujärjestelmä kohtaisesti, tai määrittää etänä ohjauskeskuksesta kuvan 4.8 mukaisesti. (IEC, 2011)

Kuva 4.8. Akuston ohjaus etänä ohjauskeskuksesta. Perustuu lähteeseen: (IEC, 2011).

Ohjauskeskusta tarvitaan, jos akkujärjestelmää halutaan käyttää dynaamisiin sovelluksiin. Dynaamisessa sovelluksessa ohjauskeskus säätää varasto-ohjaimen asetusarvoja ulkoisten parametrien ja varasto-ohjaimelta saatavan akuston tilatietojen mukaan. Tuulivoiman tuotannon tasaaminen ja kulutuksen siirtäminen halvemman sähkön tunnille ovat esimerkkejä dynaamisista sovelluksista. Tuulivoiman tuotannon tasaaminen käyttää ulkoisena parametrina ennustetta tuulen nopeudesta. Tuulen nopeus vaikuttaa tuulivoimalan sähköntuotantoon ja sitä kautta varastoitavan sähkön määrään. Varasto-ohjain pitää huolen siitä, että akuston varaustila säilyy sopivana, jotta akustolla voidaan vastata mahdollisimman hyvin sovelluksen tarpeisiin. (IEC, 2011)

4.3 Sähkövarastojen liittäminen verkkoon

Tässä kappaleessa käsitellään akkuvaraston liittämistä sähköverkkoon. Akkuvarastot liitetään verkkoon tehoelektroniikan välityksellä. Akkuvarastoon varastoitava sähkö on ensin tasasuunnattava ja purettaessa vaihtosuunnattava vastaamaan verkon taajuutta. Akkuvarasto voidaan liittää jakeluverkkoon, joko rinnan tai sarjaan (kuva 4.9). Akkuvaraston kytkentätapa vaikuttaa sen käytettävyyteen. Esimerkiksi käytettäessä akkua saarekekäytön mahdollistavana varavirtana siirtymän verkkosyötöstä akkusyöttöön on tapahduttava mahdollisimman nopeasti. Rinnankytkennässä siirtymän aikana voi sähkönjakelussa esiintyä lyhyt katko. Saarekeverkko on eristettävä muusta verkosta katkaisijalla. Katkon pituus riippuu katkaisijan viiveestä ja tehoelektroniikan reaktioajasta. Sarjaan kytkettynä siirtymä tapahtuu katkotta. (Vilppo ym., 2017)

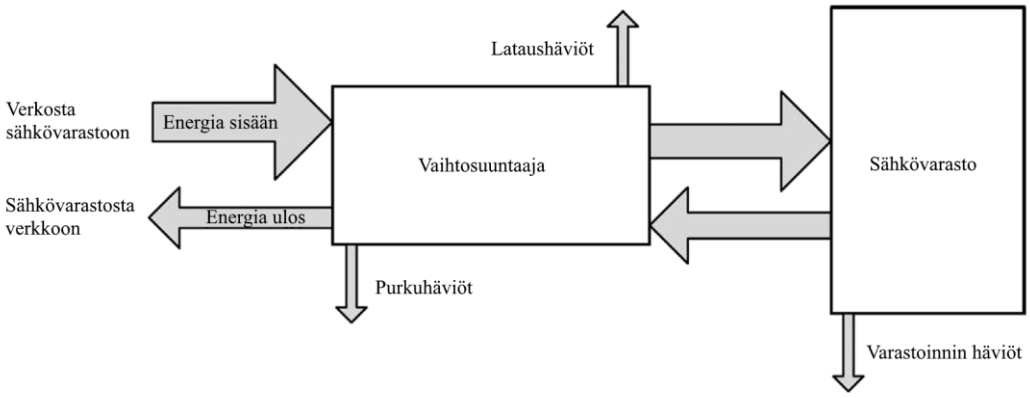


Kuva 4.9. Sähkövaraston kytkentä sähköverkkoon rinnan (1.) ja sarjaan (2.). Perustuu lähteeseen: (Vilppo ym., 2017).

Kuvan 4.9 mukaisesti sarjaan kytkettynä sähkö on ensin tasasuunnattava ennen kuin se syötetään akkuun ja uudelleen vaihtosuunnattava verkkoon syötettäessä. Kaksi suuntaajaa aiheuttavat normaalitilanteessa jatkuvasti häviöitä. Rinnan kytkettynä normaalitilanteessa sähkö kulkee asiakkaalle suoraan verkkoa pitkin. Suuntaaja on käytössä vain, kun sähkövarasto latautuu tai syöttää sähköä verkkoon. Rinnan kytkettynä sähkövarasto ei aiheuta ylimääräisiä häviöitä normaalitilanteessa. (Vilppo ym., 2017)

4.4 Sähkövarastojen mitoitus

Sähkövarasto mitoitetaan käyttökohteen mukaan. Käyttökohteesta riippuen sähkövaraston on kyettävä joko varastoimaan suuri energiamäärä tai tuottamaan suuri teho, tai molempia. Mitoitettaessa sähkövarastoa on otettava huomioon varastoinnista aiheutuvat häviöt. Häviöitä aiheuttaa kuvan 4.10 mukaisesti sekä vaihtosuuntaaja että sähkövarasto.



Kuva 4.10. Sähkön varastoinnista aiheutuvat häviöt. Perustuu lähteeseen: (Zakre & Syri, 2014).

Sähkövaraston kokonaishyötysuhteen η_{sv} määrittää verkosta otetun sähköenergian E_{in} ja verkkoon syötetyn energian E_{out} suhde yhtälöllä (Kaldellis ym., 2009)

$$\eta_{\mathrm{sv}} = \frac{E_{\mathrm{out}}}{E_{\mathrm{in}}}. \tag{4.1}$$

Sähkövaraston energiakapasiteettia laskettaessa on otettava hyötysuhteen lisäksi huomioon myös sähkövaraston maksimi purkaussyvyys DOD_{sv} yhtälön (Kaldellis ym., 2009)

$$E_{\mathrm{sv}} = \frac{E}{\eta_{\mathrm{sv}} DOD_{\mathrm{sv}}} \tag{4.2}$$

mukaisesti, missä E on tarvittava energianvarastointikapasiteetti. Toinen sähkövaraston mitoitukseen käytettävä suure on teho. Sähkövaraston teho voi korreloida suoraan sen energiakapasiteetin kanssa. Esimerkiksi akkujen tapauksessa sähkövaraston huipputehon määrittää C-arvo. C-arvo ilmaisee akun energiakapasiteetin ja tehokapasiteetin suhteen. Esimerkiksi C-arvon kaksi omaavan akun energiakapasiteetin ollessa 1 kWh on sen tehokapasiteetti 2 kW.

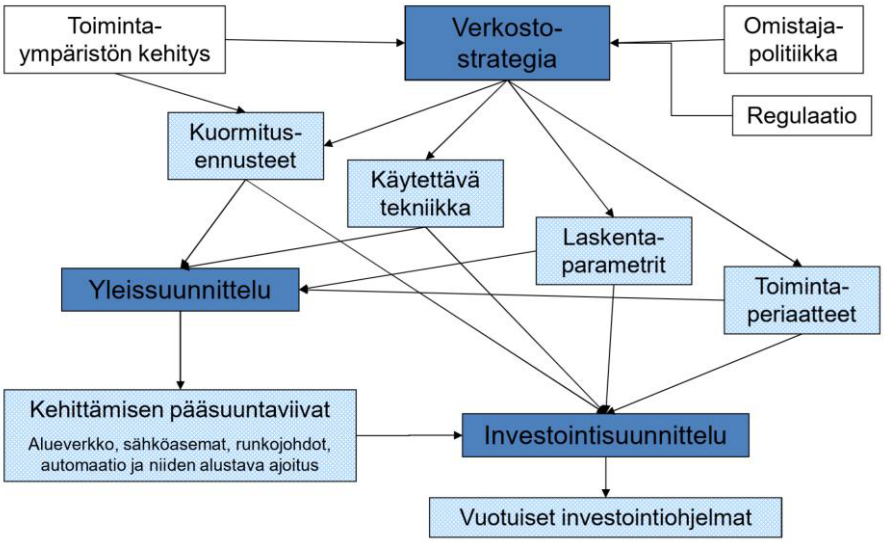
5 SÄHKÖVARASTOT JAKELUVERKON PITKÄN AIKAVÄLIN SUUNNITTELUSSA

Jakeluverkon suunnittelun tavoitteena on kehittää sellainen teknisesti toimiva ratkaisu, jonka pitkän aikavälin kustannukset ovat mahdollisimman pienet. (Lakervi & Partanen, 2008) Verkon suunnittelu on tärkeässä osassa tehokkaan ja hyvin toimivan verkkotoiminnan takaamiseksi. Jakeluverkkoyhtiön tavoitteena voi olla joko saavuttaa mahdollisimman hyvä tuotto omistajille tai mahdollisimman matalan sähkön siirtohinnan tarjoaminen asiakkaille. Jakeluverkkoliiketoimintaa valvoo Energiamarkkinavirasto sen luonnollisen monopoliaseman takia. Jakeluverkkojen suunnitteluperiaatteena on noudattaa yhtälöä (Lakervi & Partanen, 2008)

$$min \int_0^T (K_{\text{inv}}(t) + K_{\text{häv}}(t) + K_{\text{kesk}}(t) + K_{\text{kun}}(t))dt, \tag{5.1.}$$

missä $K_{\text{inv}}(t)$ on investointikustannukset vuonna t, $K_{\text{häv}}(t)$ on häviökustannukset vuonna t, $K_{\text{kesk}}(t)$ on keskeytyskustannukset vuonna t, $K_{\text{inv}}(t)$ on kunnossapitokustannukset vuonna t ja T on suunnittelujakson pituus. Johdonmukaisuus jakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa korostuu pitkien pitoaikojen (30 – 50 vuotta) myötä.

Jakeluverkon suunnittelu voidaan jakaa kolmeen vaiheeseen; Pitkän aikavälin suunnitteluun, verkostosuunnitteluun ja maastosuunnitteluun. Pitkän aikavälin suunnittelun (kutsutaan myös strategiseksi suunnitteluksi) tueksi jakeluverkkoyhtiöt luovat verkostostrategian (Karjola, 2011). Verkostostrategia linjaa mitä laajasti vaikuttavia investointeja verkossa on tehtävä tulevina vuosina. Esimerkiksi sähköasemiin kohdistuvat investoinnit ovat tärkeä merkitä verkostostrategiaan. Verkostostrategia tehdään 10 – 20 vuodeksi eteenpäin. Verkostostrategiassa otetaan huomioon muuttuva liiketoimintaympäristö, kuormitusten kehitys, verkoston nykytila ja omistajapolitiikka (kuva 5.1.).



Kuva 5.1. Sähkönjakeluverkon strategiseen suunnitteluun liittyvät tekijät. (LUT, 2017)

Verkostostrategiaan vaikuttaa kuvan 5.1. mukaisesti monta tekijää. Näiden kehittymisen tarkka ja todenmukainen ennustaminen on hankalaa. Ennusteet sisältävät paljon epävarmuutta. Parhaan lopputuloksen antavan verkostostrategian luominen onkin hyvin haastavaa.

Verkostostrategia määrittää lähtötiedot yleis- ja investointisuunnittelulle. Yleissuunnittelussa tehdään tavoiteverkkosuunnitelmia, jotka esittävät miltä jakeluverkko tulee näyttämään 10 – 30 vuoden päästä. Tavoiteverkon avulla verkostosuunnittelu saadaan tehtyä yhtenäisesti ja asetettujen vaatimusten rajoissa, verkko pysyy tasalaatuisena ja verkostosuunnittelussa tehdyt ratkaisut noudattavat samaa linjaa. Investointisuunnittelussa määritetään 5-10 vuoden päästä tapahtuvat laajennus- ja saneerausinvestoinnit ja uusien liittymien vaatimat investoinnit. Investointisuunnittelussa linjataan, mitkä investoinnit toteutetaan ja millä aikataululla, sekä luodaan ja tarkkaillaan suunnittelubudjetteja. Vuosittaiset investointiohjelmat laaditaan verkostosuunnittelussa. (Vessari, 2014)

Jakeluverkon verkostostrategian tekeminen aloitetaan laatimalla nykytila-analyysi. Nykytila-analyysissä selvitetään puutteet verkon toimintakyvyssä. Tarkastelussa ovat esimerkiksi verkon mekaaninen kunto, verkoston suojaus, jännitteen alenema, johtojen kuormitukset ja teho- ja energiahäviöt. Mahdolliset nykytila-analyysissä havaitut puutteet otetaan huomioon investointisuunnittelussa tehtäessä uusia investointisuunnitelmia. (Lakervi & Partanen, 2008)

Osana suunnittelua on otettava huomioon teknologian kehitys. Teknologian kehitys vaikuttaa sekä asiakkaiden sähkönkulutukseen, että käytettävissä oleviin verkostokomponentteihin. Yksi merkittävä teknologia, joka tulee sekä vaikuttamaan asiakkaiden sähkönkulutukseen, että olemaan osa sähköjärjestelmää on sähkövarastot. Sähkövarastoihin liittyvien säädösten selkeytyessä jakeluverkkoyhtiöt voivat käyttää sähkövarastoja toimitusvarmuuden parantamiseen, investointien lykkäämiseen sekä sähkön laadun ylläpitoon. Vaikka jakeluverkkoon liitetyt sähkövarastot näyttäisivät yleistyvän, eivät kaikki jakeluverkkoyhtiöt usko hyödyntävänsä niitä lähitulevaisuudessa.

Varonen teki vuonna 2017 kyselyn jakeluverkkoyhtiöille, jossa hän kartoitti yhtiöiden suhtautumista sähkövarastoihin. Kysely lähetettiin kaikille 79 jakeluverkkoyhtiölle, joista 33 vastasi kyselyyn. Kyselyn mukaan 60 % vastanneista jakeluverkkoyhtiöistä arvio, ettei sähkövarastojen hyödyntäminen ole heidän yhtiöissään todennäköistä seuraavan viiden vuoden aikana. Vain viidesosa vastaajista arvioi sähkövarastojen käytön olevan todennäköistä vastaavalla ajanjaksolla. Sen sijaan vain noin 10 % ei uskonut hyödyntävänsä sähkövarastoja ollenkaan ja noin 65 % katsoi sähkövarastojen hyödyntämisen olevan todennäköistä seuraavan 20 vuoden aikana. Huomioitavaa on, että neljäsosa vastaajista ei osannut ottaa kantaa sähkövarastojen hyödyntämiseen jakeluverkossa seuraavan 20 vuoden aikana. Syynä niukkaan suhtautumiseen sähkövarastoja kohtaan oli esimerkiksi osaamisen puute. Noin kolme neljäsosaa kyselyyn vastanneista jakeluverkkoyhtiöistä koki, ettei niillä ole riittävää kokemusta sähkövarastoista tai siihen liittyvää osaamista ei ole saatavissa. Kyselyn perusteella jakeluverkonhaltijat tiedostavat sähkövarastojen yleistyvän, mutta eivät ole perehtyneet sähkövarastojen mahdollisuuksiin tarkemmin. (Varonen, 2017)

Seuraavissa kappaleissa käydään läpi jakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun vaikuttavia tekijöitä ja sähkövarastojen vaikutuksia niihin.

5.1 Elinkaarikustannukset

Vertailtaessa eri kehittämisvaihtoehtojen kannattavuutta pyritään löytämään ratkaisu, jonka elinkaarikustannukset ovat kaikkein pienimmät. Investointien elinkaarikustannuket koostuvat yhtälön (5.1) mukaisesti investointi-, häviö-, keskeytys- ja kunnossapitokustannuksista. Kustannukset ovat luonteeltaan, joko kertamaksuja tai

jaksollisia. Lisäksi kustannukset jaetaan kiinteisiin ja muuttuviin kustannuksiin. Esimerkiksi investointikustannus on luonteeltaan kiinteä-kertakustannus taulukon 5.1 mukaisesti. (Lakervi & Partanen, 2008)

Taulukko 5.1. Jakeluverkon kustannusten luonne. (Lakervi & Partanen, 2008)

	Kiinteä	Muuttuva	Kerta	Jaksollinen
Investoinnit	**x**		**x**	
Kuormitushäviöt		**x**		**x**
Tyhjäkäyntihäviöt	**x**			**x**
Keskeytyskustannukset		**x**		**x**
Kunnossapito	**x**			**x**

Yksittäinen kiinteä kustannus, esimerkiksi investointikustannus, voidaan muuttaa vuosittaisiksi tasaeriksi annuitteettimenetelmällä. Annuiteetti tarkoittaa tasasuuruista vuosittaista tasaerää, joka tarvitaan pääoman kuolettamiseksi ja korkokulujen maksamiseksi pitoajan aikana. Jakeluverkkoliiketoiminta on hyvin omistajavetoista. Investointeihin liittyy tuotto-odotus, rahoitetaan investoinnit sitten omalla tai vieraalla pääomalla. Vieraalle pääomalle (eli lainalle) on maksettava korkoa ja omalle pääomalle on saatava voittoa. Investoinnin kulut koko pitoajalta voidaan muuttaa vuosittaisiksi tasaeriksi annuiteettitekijällä. Annuiteettitekijä lasketaan yhtälöllä (Lakervi & Partanen, 2008)

$$an = \frac{p(1+p)^t}{(1+p)^t - 1}, \tag{5.2}$$

missä p on vieraan pääoman korkoprosentti ja t on investoinnin tarkasteluaika vuosina. Eri suunnitelmien kustannukset on oltava vertailtavissa keskenään. Jaksolliset kustannukset syntyvät eri ajankohtana kuin investointikustannukset, joten niille on laskettava nykyarvo. Nykyarvo (*engl. net present value*) kertoo rahamäärän, joka nykyhetkellä riittää kustannuksen rahoittamiseen. Nykyarvo ottaa huomioon rahan arvon ja kuormituksen muutokset. Yksittäiselle kustannukselle nykyarvo C_{NPV} voidaan laskea yhtälöllä (Lakervi & Partanen, 2008)

$$C_{\mathrm{NPV}} = C_t \alpha = C_t \frac{1}{(1+p)^t}, \tag{5.3}$$

missä C_t on kustannus vuonna t. Usein halutaan laskea kaikkien suunnittelujaksolla syntyvien vuotuiskustannusten nykyarvo. Koko suunnittelujakson aikana tapahtuvien kustannusten nykyarvo voidaan laskea kertomalla ensimmäisen vuoden kustannus tai säästö C_1 kapitalisointikertoimella κ yhtälön (Haakana ym., 2014)

$$C_{\mathrm{NPV}} = C_1\kappa, \tag{5.4}$$

mukaisesti. Kapitalisointikerron saadaan yhtälöstä (Haakana ym., 2014)

$$\kappa = \psi\frac{\psi^T-1}{\psi-1}, \tag{5.5}$$

missä ψ on kuorman kasvun ja kustannuksen välisestä yhteydestä riippuva kerroin ja T on tarkasteluajanjakso. Kuorman kasvun ja kustannusten välisestä yhteydestä riippuva kerroin lasketaan yhtälöllä (Haakana ym., 2014)

$$\psi = \frac{(1+r)^x}{(1+p)}, \tag{5.6}$$

missä r on kuorman kasvu prosentteina, p on korkoprosentti ja x on kuorman ja kustannuksen välinen yhteys. Tekijä x riippuu kustannuksesta. Häviökustannuksille x on kaksi, keskeytyskustannuksille x on yksi ja kunnossapitokustannuksille x on nolla.

5.1.1 Sähkövarastojen elinkaarikustannukset

Sähkövaraston elinkaarikustannukset voidaan laskea monella eri tavalla. Tässä työssä esitetty tapa perustuu Zakerin ja Syrin (2015) esittämään tapaan. Sähkövaraston elinkaarikustannukset $C_{\mathrm{sv,LCC}}$ koostuvat investointikustannuksista C_{inv}, käyttö- ja kunnossapitokustannuksista $C_{\mathrm{K\&K}}$ ja kierrätyskustannuksista C_{kierr} yhtälön

$$C_{\mathrm{sv,LCC}} = C_{\mathrm{inv}} + C_{\mathrm{K\&K}} + C_{\mathrm{kierr}} \tag{5.7}$$

mukaisesti. Usein sähkövaraston kustannuksiksi ilmoitetaan pelkästään investointikustannukset, sillä sähkövarastojen käyttö- ja kunnossapitokustannusten sekä kierrätyskustannusten arviointi on hankalaa vähäisestä kokemuksesta johtuen.

Investointikustannuksiin sisältyvät varasto-osan kustannukset C_{sv}, tehonmuuntokustannukset C_{PCS} sekä oheiskustannukset C_{BoP}. Esimerkiksi akkuvaraston tapauksessa varasto-osan kustannuksiin lasketaan akkujärjestelmän kustannukset, tehonmuuntokustannuksiin vaihtosuuntaajan kustannukset ja oheiskustannuksiin kaikki aikaisempiin kuulumattomat kustannukset, kuten suunnittelukustannukset ja mahdollisen muuntajan kustannukset. Laskettaessa elinkaarikustannuksia investointikustannuksille lasketaan annuiteetti yhtälön

$$C_{\mathrm{inv}} = (C_{\mathrm{sv}} + C_{\mathrm{PCS}} + C_{\mathrm{BoP}})an \tag{5.8}$$

mukaisesti. Varasto-osan kustannukset lasketaan yhtälöllä

$$C_{\mathrm{sv}} = c_{\mathrm{sv}}E_{\mathrm{sv}}, \tag{5.9}$$

missä c_{sv} on varaston yksikköhinta (€/kWh) ja E_{sv} on varaston koko (kWh). Tehonmuuntokustannukset lasketaan usein varaston tehokapasiteetista P_{sv} (kW) yhtälöllä

$$C_{\mathrm{PCS}} = c_{\mathrm{PCS}}P_{\mathrm{sv}}, \tag{5.10}$$

missä c_{PCS} on tehonmuuntoyksikön hinta (€/kW). Oheiskustannuksille voidaan myös käyttää suunnitteluvaiheessa hintaa tehoyksikköä kohti. Oheiskustannukset lasketaan yhtälöllä

$$C_{\mathrm{BoP}} = c_{\mathrm{BoP}}P_{\mathrm{sv}}, \tag{5.11}$$

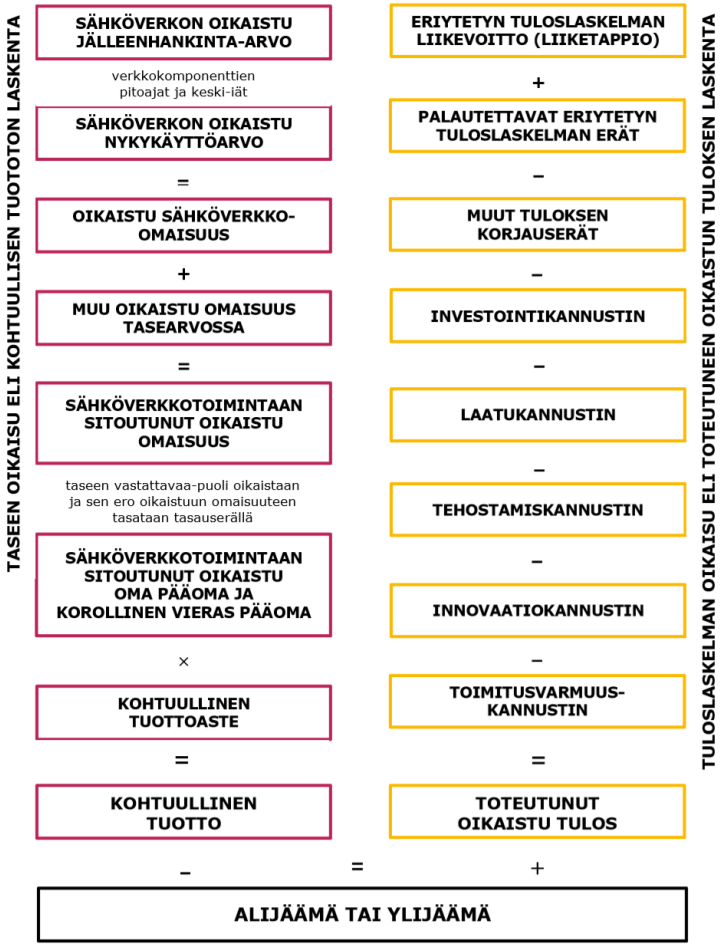
missä c_{BoP} on oheiskustannusten hinta (€/kW). Käyttö- ja ylläpitokustannusten laskennassa voidaan käyttää kiinteää vuosittaista hintaa (€/a). Kierrätyskustannukset lasketaan yhtälöllä

$$C_{\mathrm{kierr}} = c_{\mathrm{kierr}}E_{\mathrm{sv}}an\alpha = c_{\mathrm{kierr}}\frac{1}{(1+p)^t-1}, \tag{5.12}$$

missä c_{kierr} on kierrätyskustannusten yksikköhinta (€/kWh).

5.2 Sähkönjakeluliiketoiminnan valvontamalli

Energiavirasto valvoo sähköverkkoliiketoimintaa Suomessa sen alueellisesta monopoliluonteesta johtuen. Valvonnan tavoitteena on varmistaa, että asiakkaat saavat hyvälaatuista sähköä, kohtuulliseen hintaan. Valvontamenetelmä laskee jakeluverkkoyhtiölle vuosittaisen kohtuullisen tuoton ja toteutuneen oikaistun tuloksen (kuva 5.2). Näiden erotuksena saadaan vuosittainen yli- tai alijäämä, jotka lasketaan yhteen neljän vuoden valvontajaksoilta. Valvontajakson lopussa oleva yli- tai alijäämä määrittää täytyykö verkkoyhtiön laskea siirtohintoja vai voiko se nostaa niitä.



Kuva 5.2. Sähköverkkotoiminnan valvontamenetelmät neljännelle (2016-2019) ja viidennelle (2020-2023) valvontajaksolle. (Energiavirasto, 2015)

Kuvassa 5.2 on kuvattu neljännen (2016-2019) ja viidennen (2020-2023) valvontajakson valvontamenetelmät. Pitkän aikavälin suunnittelussa haasteena on, että valvontamalli voi muuttua valvontajaksojen jälkeen. Sähkövarastolla voi olla vaikutusta ainakin kohtuulliseen tuottoon, laatukannustimeen, tehostamiskannustimeen, innovaatiokannustimeen ja toimitusvarmuuskannustimeen.

5.2.1 Kohtuullinen tuotto

Kohtuullinen tuotto antaa rajan verkkoyhtiön sallitun tuoton suuruudelle. Kohtuullisen tuoton laskenta aloitetaan laskemalla sähköverkon nykykäyttöarvo (NKA) ja korjaamalla sillä eriytetyn taseen erä *sähköverkon aineelliset hyödykkeet*. NKA lasketaan verkon jälleenhankinta-arvosta (JHA) verkkokomponenttien iän ja teknillistaloudellisen pitoajan avulla yhtälöllä (Energiavirasto, 2015)

$$NKA_i = \left(1 - \frac{keski-ikä_i}{pitoaika_i}\right) JHA_i, \tag{5.13}$$

missä NKA_i on verkkokomponentin i kaikkien komponenttien nykykäyttöarvo, $keski\text{-}ikä_i$ on verkkokomponentin i kaikkien komponenttien keski-ikä, $pitoaika_i$ on verkkokomponentin i pitoaika, ja JHA_i on verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo. JHA lasketaan kertomalla verkkokomponenttien määrä energiaviraston yksikköhinnoilla. NKA on osa verkkotoimintaan sitoutunutta pääomaa. Lisäksi siihen lasketaan muut pysyvät vastaavat, vaihto-omaisuus sekä myyntisaamiset. Kohtuullinen tuotto saadaan kertomalla verkkoliiketoimintaan sitoutunut pääoma kohtuullisella tuottoasteella. Kohtuullista tuottoastetta kuvataan WACC-prosentilla. WACC-prosentti kuvaa oman ja vieraan korollisen pääoman painotettua keskiarvoa. (Energiavirasto, 2015)

Kohtuullinen tuotto kannustaa verkkoyhtiöitä investoimaan verkkoon. Ilman investointeja verkko ikääntyy ja NKA laskee. JHA, ja sitä kautta NKA, lasketaan energiaviraston yksikköhinnoilla. Yksikköhintoihin lasketaan kaikki kustannukset komponentin investoinnista sen asennukseen asti. Rakentamalla sähköverkkoa kustannustehokkaasti, yksikköhintoja pienemmällä rahamäärällä, verkkoyhtiö saa investoinnista suuremman tuoton.

Jakeluverkkoyhtiö ei voi omistaa sähkövarastoa. Jakeluverkkoon sijoitettu sähkövarasto ei siksi kasvata verkon JHA:a (Vilppo ym., 2017). Jos jakeluverkkoyhtiö esimerkiksi lykkää uuden johdon investointia sähkövarastolla, NKA pienenee vanhan johdon ikääntyessä. Tämä vaikuttaa negatiivisesti kohtuulliseen tuottoon. Jakeluverkkoyhtiö ostaa palvelun kolmannelta osapuolelta eli sähkövarasto on vieraan toimijan omistuksessa. Liiketoimintamallista riippuen jakeluverkkoyhtiö saattaa kuitenkin omistaa esimerkiksi

sähkövaraston verkkoon liittämiseen käytetyt komponentit, kuten muuntajan ja johdot. Nämä kasvattavat JHA, joka näkyy positiivisena kohtuullisessa tuotossa.

5.2.2 Toteutunut oikaistu tulos

Toteutunut oikaistu tulos saadaan korjaamalla liikevoittoa (tai liiketappiota) erilaisilla oikaisuilla. Liikevoittoon lisätään palautettavat eriytetyn tuloslaskelman erät. Näihin sisältyy muutos liittymismaksukertymässä, maksetut verkkovuokrat ja suunnitelman mukaiset poistot liikearvosta. Lisäksi liikevoitosta vähennetään viiden eri kannustimien osuus sekä nettosuojauskustannukset, rahoitusomaisuuden kustannukset ja laskennalliset verot. Kannustimet ovat: Investointikannustin, laatukannustin, tehostamiskannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin. Seuraavaksi esitellään kannustimet ja sähkövarastojen vaikutus niihin. (Penttinen, 2015)

Investointikannustin

Investointikannustimen tarkoituksena on varmistaa, että verkkoyhtiöt investoivat verkkoon riittävästi. Investointikannustin laskee oikaistusta JHA:sta laskettujen tasapoistojen erotuksen toteutuneisiin tasapoistoihin. Investointikannustin kannustaa tekemään investoinnit yksikköhintoja edullisemmin. Lasketut tasapoistot perustuvat Energiaviraston yksikköhintoihin. Toteutuneiden investointien tasapoistojen ollessa pienempiä kuin lasketut tasapoistot saa verkkoyhtiö suuremman arvon investoinnilleen. (Energiavirasto, 2015)

Sähkövarastoille ei ole määritetty yksikköhintoja, joten sähkövarastoilla ei ole vaikutusta investointikannustimeen.

Laatukannustin

Laatukannustimen tarkoitus on parantaa sähköjakelun laatua kannustamalla verkonhaltijaa kehittämään toimitusvarmuutta. Laatukannustimessa verrataan toteutuneita keskeytyskustannuksia vertailutason keskeytyskustannuksiin. Vertailutasona neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla käytetään vuosien 2008-2015 toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvoa. Toteutuneiden keskeytyskustannusten ollessa vertailutasoa pienemmät kasvattaa laatukannustin toteutunutta oikaistua tulosta. Vastaavasti vertailutasoa suuremmat keskeytyskustannukset mahdollistavat pienemmän sallitun tuoton. Vertailuun otetaan mukaan keskeytyskustannukset kokonaisuudessaan aiemmista valvontajaksoista poiketen. Laatukannustimen vaikutus toteutuneen oikaistun tuloksen

laskennassa voi olla enintään 15 % kyseisen vuoden oikaistusta tuloksesta. (Energiavirasto, 2015)

Keskeytyskustannuksilla tarkoitetaan asiakkaalle keskeytyksistä aiheutunutta haittaa (KAH). Neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla otetaan huomioon keskijänniteverkossa tapahtuvien suunniteltujen ja odottamattomien keskeytysten lukumäärä ja keskeytysaika sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen määrä. Energiavirasto on määritellyt yksikköhinnat kuvaamaan sähkökatkoista asiakkaille aiheutuvaa haittaa (taulukko 5.2).

Taulukko 5.2. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat. (Energiavirasto, 2015)

Odottamaton keskeytys		**Suunniteltu keskeytys**		**Aikajälleen-kytkentä**	**Pikajälleen-kytkentä**
$h_{\mathrm{E,odott}}$	$h_{\mathrm{P,odott}}$	$h_{\mathrm{E,suunn}}$	$h_{\mathrm{P,suunn}}$	h_{AJK}	h_{PJK}
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Odottamattomille ja suunnitelluille keskeytyksille on laadittu yksikköhinnat erikseen toimittamatta jääneelle energialle ja teholle. Taulukon 5.2 hinnat ovat vuoden 2015 rahan arvossa. Laskettaessa toteutuneita keskeytyskustannuksia tulee yksikköhinnat korjata kunkin vuoden rahanarvoon kuluttajahintaindeksillä. Odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut KAH voidaan laskea yhtälöllä (Energiavirasto, 2015)

$$KAH_{\mathrm{odott,k}} = n_{\mathrm{odott}}\left(P_{as}\left(h_{\mathrm{P,odott}} + h_{\mathrm{E,odott}}t_{\mathrm{odott}}\right)\right)\frac{\mathrm{KHI}_{k-1}}{\mathrm{KHI}_{2004}}, \tag{5.14}$$

missä KAH_{odott} on odottamattomien keskeytysten KAH vuoden k rahanarvossa, n_{odott} on odottamattomien keskeytysten määrä, P_{as} on asiakkaiden keskikulutusteho, $h_{\mathrm{P,odott}}$ on odottamattomien keskeytysten tehohinta, $h_{\mathrm{E,odott}}$ on odottamattomien keskeytysten energiahinta, t_{odott} on odottamattomien keskeytysten keskeytysaika, KHI_{k-1} on vuoden k-1 kuluttajahintaindeksi ja KHI_{2004} on vuoden 2004 kuluttajahintaindeksi. Vastaavasti pika- ja aikajälleenkytkennöille voidaan laskea KAH yhtälöllä

$$KAH_{\mathrm{PJK},k} + KAH_{\mathrm{AJK},k} = \left(n_{\mathrm{PJK}}P_{as}h_{\mathrm{PJK}} + n_{\mathrm{AJK}}P_{as}h_{\mathrm{AJK}}\right)\frac{KHI_{k-1}}{\mathrm{KHI}_{2004}}, \tag{5.15}$$

missä $KAH_{PJK,k}$ on pikajälleenkytkentöjen KAH vuoden k rahanarvossa, $KAH_{AJK,k}$ on aikajälleenkytkentöjen KAH vuoden k rahanarvossa, n_{PJK} on pikajälleenkytkentöjen määrä, h_{PJK} on pikajälleenkytkentöjen hinta, n_{AJK} on aikajälleenkytkentöjen määrä ja h_{AJK} on aikajälleenkytkentöjen hinta.

Sähkövarastoilla voidaan vaikuttaa laatukannustimeen positiivisesti. Sähkövarastoilla on mahdollista jatkaa sähkön jakelua katkojen aikana (Aming ym., 2007). Kun vika ei näy asiakkaalle, viasta ei aiheudu KAH-kustannuksia. Toteutunut KAH pienenee, jolloin laatukannustin jää suuremmaksi. Sähkövarastolla saavutettu hyöty laatukannustimessa on väliaikainen, sillä se laskee tulevaa keskeytyskustannusten vertailutasoa (Vilppo ym., 2017).

Tehostamiskannustin

Tehostamiskannustin on luotu kehottamaan verkkoyhtiöitä tehostamaan toimintaansa. Monopoliaseman takia toimintaa tehostetaan asettamalla tehostamistavoitteet sekä koko verkkotoimialalle (yleinen tehostamistavoite), että jokaiselle verkkoyhtiölle erikseen (yrityskohtainen tehostamistavoite). (Energiavirasto, 2015)

Yleisellä tehostamistavoitteella kannustetaan kaikkia verkonhaltijoita tehostamaan toimintaansa. Yrityskohtainen tehostamistavoite kannustaa tehottomaksi havaittuja verkonhaltijoita parantamaan tehokkuuttaan. Yleinen tehostamistavoite on neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla 0 %. Jakeluverkkoyhtiön tehostamistavoite vuosina 2016-2023 muodostuu vain yrityskohtaisesta tehostamistavoitteesta. Tehostamistavoitteeseen vaikuttaa operatiiviset kustannukset. Energiavirasto laskee yhtiölle operatiivisten kustannusten tavoitetason, johon verrataan toteutuneita operatiivisia kustannuksia. (Energiavirasto, 2015)

Tehostamiskannustimen kontrolloitaviin kustannuksiin lasketaan seuraavat erät:

Aineet, tarvikkeet ja tavarat
+ Varastojen lisäys tai vähennys
+ Henkilöstökulut
+ Verkkovuokriin ja verkon leasingmaksuihin sisältyvät käytön ja kunnossapidon kulut
+ Vuokrakulut
+ Muut ulkopuoliset palvelut
+ Sisäiset kulut

+ Muut liiketoiminnan muut kulut
+ Maksetut vakiokorvaukset (elleivät sisälly muihin kuluihin)
+ Kuluiksi kirjattujen komponenttien kustannukset (elleivät sisälly muihin yllä oleviin eriin)
- Häviöenergian hankintakulut
- Valmistus omaan käyttöön

Sähkövarastoilla voi olla vaikutusta tehostamiskannustimeen vakiokorvausten ja ulkopuolisten palveluiden kautta. Jakeluverkkoyhtiö on velvollinen maksamaan asiakkaalle korvauksen, jos yhtäjaksoinen katko ylittää sähkömarkkinalaissa (2013/588: 100§) määritetyt rajat. Vakiokorvauksen määrän perusteena on asiakkaan vuotuinen siirtopalvelumaksu ja katkon pituus. Katkon pituuden kasvaessa kasvaa myös vakiokorvaus taulukon 5.3 mukaisesti.

Taulukko 5.3. Katkon pituuden vaikutus vakiokorvauksen määrään.

Katkon pituus *t* [h]	**Vakiokorvauksen määrä prosentteina vuotuisesta siirtopalvelumaksusta [%]**
$12 \leq t < 24$	10
$24 \leq t < 72$	25
$72 \leq t < 120$	50
$120 \leq t < 192$	100
$192 \leq t < 288$	150
$288 \leq t$	200

Sähkövarastolla voidaan vaikuttaa asiakkaan kokeman katkon pituuteen (katso kappale 4.1.3). Sähkövarastolla voi olla ratkaiseva vaikutus vakiokorvauksen suuruuteen asiakkaan kokeman katkon lyhentyessä. Toisaalta verkkoyhtiö ei voi itse operoida toimitusvarmuutta parantavaa sähkövarastoa vaan toimitusvarmuuspalvelu on ostettava kolmannelta osapuolelta tai suoraan asiakkaalta. Palveluiden ostaminen näkyy negatiivisena kannusteena verkkoyhtiölle operatiivisten kustannusten muodossa (Partanen, 2018). Sähkövarastojen tapauksessa toimitusvarmuuspalvelu lähtökohtaisesti kasvattaa toteutuneita kontrolloitavia kustannuksia. Tämä vaikuttaa tehostamiskannustimen kautta verkkoyhtiön sallittuun tuottoon negatiivisesti.

Asiakkaiden omistamien sähkövarastojen määrä tulee kasvamaan. Sähkövarastoa on mahdollista käyttää käyttövarmuuden varmistamiseen, kuten aggregaattia. Katkon aikana asiakas voi jatkaa sähkönkäyttöä sähkövarastoon varastoidulla sähköllä. Jakeluverkkoyhtiö

voi ostaa toimitusvarmuuspalvelun asiakkaalta, jossa asiakas varmistaa sähkön saannin sähkökatkon aikana omalla sähkövarastolla. Näin ollen katkosta ei aiheudu haittaa asiakkaalle eikä siten KAH-kustannuksia verkonhaltijalle. Jos jakeluverkkoyhtiö ei ole ostanut toimitusvarmuuspalvelua asiakkaalta, kertyy KAH-kustannuksia keskeytyksen ajalta, vaikka asiakas jatkaisi sähkönkäyttöä sähkövaraston avulla. Asiakkaalta ostetulla toimitusvarmuuspalvelulla voi olla vaikutusta myös vakiokorvauksen määrään. (Karppinen, 2019)

Innovaatiokannustin

Innovaatiokannustin kannustaa verkkoyhtiöitä panostamaan tutkimus- ja kehitystoimintaan. Keskeisenä tavoitteena on kannustaa verkkoyhtiöitä tutkimaan älykkäiden sähköverkkojen kehittämistä ja käyttöönottoa. Jakeluverkkoyhtiöt voivat vähentää tutkimus- ja kehitystoiminnan kustannuksia toteutuneesta oikaistusta tuloksesta. Innovaatiokannustimen vaikutus voi olla enintään 1 % liikevaihdosta. (Energiavirasto, 2015)

Sähkövarastot tulevat olemaan osa sähköjärjestelmää (Tikka ym., 2018). Sähkövarastojen yleistyessä myös jakeluverkkoyhtiöillä on mahdollisuus saavuttaa niillä hyötyä muun muassa parantamalla toimitusvarmuutta. Jakeluverkkoyhtiöillä on siis kannusteita tutkia sähkövarastojen käyttöä ja vaikutuksia jakeluverkossa. Investointikannustin mahdollistaa kannattavan tutkimustyön. Sähkövarastoihin liittyvän tutkimuksen kustannukset voivat olla hyväksyttäviä tutkimus- ja kehityskustannuksina.

Toimitusvarmuuskannustin

Toimitusvarmuuskannustin mahdollistaa toimitusvarmuutta parantavien investointien kustannustehokkaan kohdentamisen verkon osiin, jotka eivät ole vielä saavuttaneet pitoajan loppua. Kesken pitoajan verkosta poistetun komponentin jäljelle jäänyt NKA:n jäännösarvo voidaan alaskirjata toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa. Kannustin on tarkoitettu laajoihin toimitusvarmuuskriteerien täyttämiseksi tehtäviin investointiprojekteihin. Yksittäisten komponenttien alaskirjaus ei ole mahdollista. Sen sijaan kannustimeen hyväksytään keskijänniteverkon vierimetsän hoidon tehostetut toimenpiteet, kuten riskipuiden havainnointi. (Energiavirasto, 2015)

Sähkövarastolla tehtävä toimitusvarmuuden parantaminen ei välttämättä vaadi vanhan verkon purkamista. Sähkövarasto voi toimia väliaikaisena ratkaisuna esimerkiksi

pienjänniteverkon toimitusvarmuuskriteerien täyttämiseen. Näin verkon saneerausta voidaan lykätä, jolloin puretun verkon NKA:n alaskirjattava jäännösarvo pienenee.

5.2.3 Siirtohinta

Jakeluverkkoyhtiöt keräävät tuloja asiakkailta siirtomaksulla. Siirtomaksulla katetaan investointi-, ylläpito- ja käyttökustannukset. Siirtotariffiin vaikuttavat kuormituksen kasvu, joka vaikuttaa siirretyn energian määrään, tulevat investoinnit sekä edelliseltä valvontajaksolta jäänyt ali- tai ylijäämä. Valvontamalli määrittää ali- tai ylijäämän suuruuden, mutta ei ota suoraan kantaa yksittäisten siirtotariffien suuruuteen. (Penttinen, 2015)

Sähkön pienasiakas maksaa käyttämästään sähköstä sekä sähkön myyjälle, että paikalliselle jakeluverkkoyhtiölle. Sähkön myyjän rooli on myydä asiakkaalle sähköä asiakkaan ja myyjän välisellä sopimuksella. Sähkön myynnin lisäksi asiakas maksaa jakeluverkkoyhtiölle sähkön siirtämisestä käyttöpaikalle. Jakeluverkkoyhtiö laskuttaa sähkön siirtohinnan yhteydessä valtiolle välitettävän sähköveron ja arvonlisäveron sekä Fingridille menevän siirtomaksun. Nykyisin monessa jakeluverkkoyhtiössä on käytössä sulakekokoon perustuva hinnoittelu. Asiakkaalta peritään sulakekoon mukainen kiinteä perusmaksu (€/kW,kk) sekä asiakkaan kulutuksen mukainen energiamaksu (€/kWh). Siirtotariffin perusmaksu on kasvanut viimevuosina paljon (Partanen, 2018). Jakeluverkkoyhtiöt uudistavat verkkoa saavuttaakseen toimitusvarmuuden tavoitetasot määräajassa. Rajallinen aikataulu ohjaa kohdistamaan investointeja myös sellaiseen verkkoon, joka ei ole vielä saavuttanut käyttöiän loppua. Tämä lisää verkon nykykäyttöarvoa, joka kasvattaa vastaavasti jakeluverkkoverkkoyhtiön sallittua tuottoa. Lisäksi toimitusvarmuuskannustin mahdollistaa ennenaikaisesti poistettujen komponenttien alaskirjauksen, joka vaikuttaa toteutuneeseen oikaistuun tulokseen. Nämä voivat johtaa sähkön siirtohinnan nousuun. Saneeraus voi myös nostaa verkon jälleenhankinta-arvoa ja pienentää operatiivisia kustannuksia vaikuttaen positiivisesti sallittuun tuottoon, jos esimerkiksi avojohtoa saneerataan maakaapeliksi.

Tariffirakenteeseen on suunnitteilla muutos. Nykyisen sulakekokoon perustuvan perusmaksun tilalle on suunnitteilla tehoperusteinen siirtotariffi. Siirtotariffin muuttaminen tehotariffiksi antaisi asiakkaalle mahdollisuuden vaikuttaa sähkön siirtohintaan säätämällä

omaa kulutusta. Tehotariffiin siirtyminen kannustaisi asiakkaita rajaamaan huipputehoaan. Sähkövarastolla asiakkaan on mahdollista rajata huipputehoa sekä tasata verkosta otettua ja sinne siirrettyä tehoa muuttamatta kulutustottumuksiaan. Jakeluverkon komponentit mitoitetaan verkon tehotarpeiden mukaan, johon vaikuttavat yksittäisten asiakkaiden huipputehot ja niiden risteäminen. Jakeluverkossa siirretyn tehon tasaantuessa verkon ylimitoituksen tarve vähenee. Jakeluverkkoyhtiön kannalta optimaalinen tilanne olisi, että verkossa siirretty teho olisi vakio. Huipunkäyttöajan väheneminen innoittaa jakeluverkkoyhtiöitä siirtymään tehotariffeihin (Haakana ym., 2016). Pitkällä aikavälillä tehotariffiin siirtyminen pienentäisi asiakkaan sähkön siirrosta aiheutuvia kustannuksia.

Sähkövarastot voivat vaikuttaa sähkön siirtohintaan myös lykkäämällä investointeja. Investointien lykkääminen sähkövarastolla siirtää saneerauksen ajankohtaan, jolloin verkkokomponentilla on vähemmän nykykäyttöarvoa jäljellä. Pienempi nykykäyttöarvo ja pienemmät alaskirjaukset toimitusvarmuuskannustimessa pienentävät jakeluverkkoyhtiön sallittua tuottoa verrattuna ajankohdaltaan aikaisempaan investointiin. Sähkövarasto ei myöskään kasvata nykykäyttöarvoa eikä jälleenhankinta-arvoa, sillä jakeluverkkoyhtiö ei voi omistaa sitä. Toisaalta sähkövaraston verkkoon liittämiseen tarvittavat komponentit, kuten tehomuuntaja voi olla jakeluverkkoyhtiön omistuksessa ja kasvattaa jälleenhankinta-arvoa. Toimitusvarmuuskannustimeen sähkövarastopalveluiden osto vaikuttaa negatiivisesti. Investointien lykkäys sähkövarastolla voi pienentää jakeluverkkoyhtiön sallittua tuottoa, mikäli sähkövaraston elinkaarikustannukset ovat pienemmät, kuin liian aikaisesta investoinnista koituvat kustannukset. Pienempi sallittu voi vähentää siirtohinnan nousua.

Sähkön siirtohintaa nostavat toimitusvarmuutta parantavat investoinnit. Maakaapeloinnit, ilmajohtojen siirto tienvarteen ja johtokatujen leventäminen ovat yleisesti käytettyjä menetelmiä riittävän toimitusvarmuuden saavuttamiseksi. Harvaan asutuilla alueilla tarvitaan suuri verkkopituus syöttämään pientä määrää asiakkaita. Verkon saneeraaminen on näissä tapauksissa kohtuuttoman kallista. Toimitusvarmuuden ostaminen palveluna asiakkaalta voisi olla kustannustehokkaampi ratkaisu. Tällöin asiakas vastaisi itse sähkön toimitusvarmuudesta esimerkiksi omistamallaan sähkövarastolla ja jakeluverkkoyhtiön investointitarve vähenisi, joka voisi vähentää tarvetta kasvattaa siirtohintoja. (Partanen, 2018)

5.3 Kuormitusten mallintaminen

Monissa suunnittelutehtävissä käytetään mitoituksen perusteena sähköverkossa esiintyviä tehoja. Usein tarkastellaan huipputehoa, sillä se määrää termisen mitoituksen. Huipputehojen laskennan perusteena käytetään asiakkaiden vuosienergioita. Vuosienergiat tunnetaan kaikilta asiakkailta, sillä laskutus tapahtuu niiden perusteella. Verkon kuormituksen kasvu vaikuttaa suuresti verkon kehittämiseen. Tunnetun vuosienergian lisäksi on pystyttävä ennustamaan kuormituksen muutos myös tulevaisuudessa. (Lakervi & Partanen, 2008)

Kuormituksen ennustaminen tehdään yleensä energiapohjalta. Ennusteet tehdään alueellisesti. Aluejako tehdään suunnittelussa tarvittavan tarkkuuden mukaan. Yleissuunnittelussa riittävä tarkkuus on jako maaseudulla kunnittain ja kaupungissa kaupunginosittain. Alueilta tarkastellaan asiakkaiden määrää ja ominaiskulutuksia sekä niiden ennusteita. Ennustettaessa asiakkaiden määrää voidaan käyttää apuna esimerkiksi Tilastokeskuksen laatimia ennusteita. Ominaiskulutusten ennustamisen lähtökohtana voidaan käyttää valtakunnallisia ennusteita. Asiakkaiden määrän ja ominaiskulutusten perusteella saadaan alueelliset energiaennusteet. (Lakervi & Partanen, 2008)

Energiaennusteet voidaan muuttaa tehoksi kuormitusmalleihin perustuvalla menetelmällä. Kuormitusmallien avulla energiaennusteet voidaan muuttaa tehoennusteiksi. Kuormitusmalli kuvaa tyyppikäyttäjän sähkötehoa ajan funktiona. Kuormitusmallit muodostetaan kuvaamaan erityyppisten sähkönkäyttäjien kuormia. Malleja muokataan etäluettavilta AMR mittareilta saatavien kuormitustietojen avulla. Luotettavien kuormitusmallien muodostamiseksi on otettava huomioon useita tekijöitä. Ensinnäkin erilaiset kuormat on jaettava asiakasryhmiin. Eräs paljon käytetty jako on asiakkaiden jaottelu kotitalouksiin, maatalouksiin, sähkölämmitteisiin, jalostukseen, palveluihin ja loma-asutukseen. Eri asiakasryhmien kulutuksilla on tyypillinen ajallinen vaihtelu. Tehon tarpeeseen vaikuttaa merkittävästi vuorokaudenaika, viikonpäivä sekä vuodenaika. (Lakervi & Partanen, 2008)

Asiakkaiden sähkön käyttö muuttuu. Perinteiset kuormitusmallit on muokattava vastaamaan tulevaisuuden sähkönkäyttäjän kulutusta. Kuormitusmallien muodostaminen vaikeutuu asiakkaan roolin muuttuessa yhä aktiivisemmaksi. Asiakkaille on muodostettava

mahdollisimman todenmukaiset kuormitusmallit, jotta verkon investoinnit saadaan kohdennettua oikeille alueille. Asiakkailla jo laajasti käytössä olevilla sähkön pientuotannolla ja lämpöpumpuilla on havaittu olevan merkittävä vaikutus sähkönkäyttäjien kuormituskäyriin (Haakana ym., 2016). Lämpöpumput ja hajautettu tuotanto vähentävät verkossa siirretyn sähköenergian määrää. Huipputeho saattaa kuitenkin pysyä ennallaan tai lämpöpumppujen tapauksessa jopa nousta. Myös sähkövarastot tulevat muuttamaan asiakkaiden kuormituskäyriä. Sähkövarastollisen asiakkaan kuormitusmallin muodostamiseksi on tiedettävä sähkövaraston koko ja käyttötarkoitus (Grip, 2013). Esimerkiksi kuormitushuippujen leikkaaminen sähkövarastoilla näkyy verkkoyhtiölle pienempänä huipputehona. Siirretyn energian määrää se ei kuitenkaan pienennä. Sen sijaan kulutusprofiili tasoittuu sähkövaraston latautuessa huipun leikkaamisen jälkeen. Sähkövarasto ladataan verkosta, ellei asiakkaalla ole käytössä omaa pientuotantoa. Kuormitusmallien muodostaminen helpottuisi, mikäli jakeluverkkoyhtiö saisi mittaustietoa sähkövarastoon ladatun ja sieltä käytetyn sähkön määrästä (Grip, 2013).

5.4 Häviökustannukset

Häviöiden merkitys jakeluverkon suunnittelussa on suuri. Häviökustannukset muodostavat huomattavan osan jakeluverkon kokonaiskustannuksista. Jakeluverkkoyhtiö on usein suurin sähkön käyttäjä jakelualueellaan. Jakeluverkkoyhtiö kompensoi häviöitä ostamalla häviösähköä sähkömarkkinoilta. Häviöihin lasketaan johtojen ja muuntajien kuormitushäviö sekä muuntajien tyhjäkäyntihäviöt. Häviökustannukset saadaan kertomalla häviöenergia sähkön hinnalla. Häviöenergia lasketaan yhtälöllä (Lakervi & Partanen)

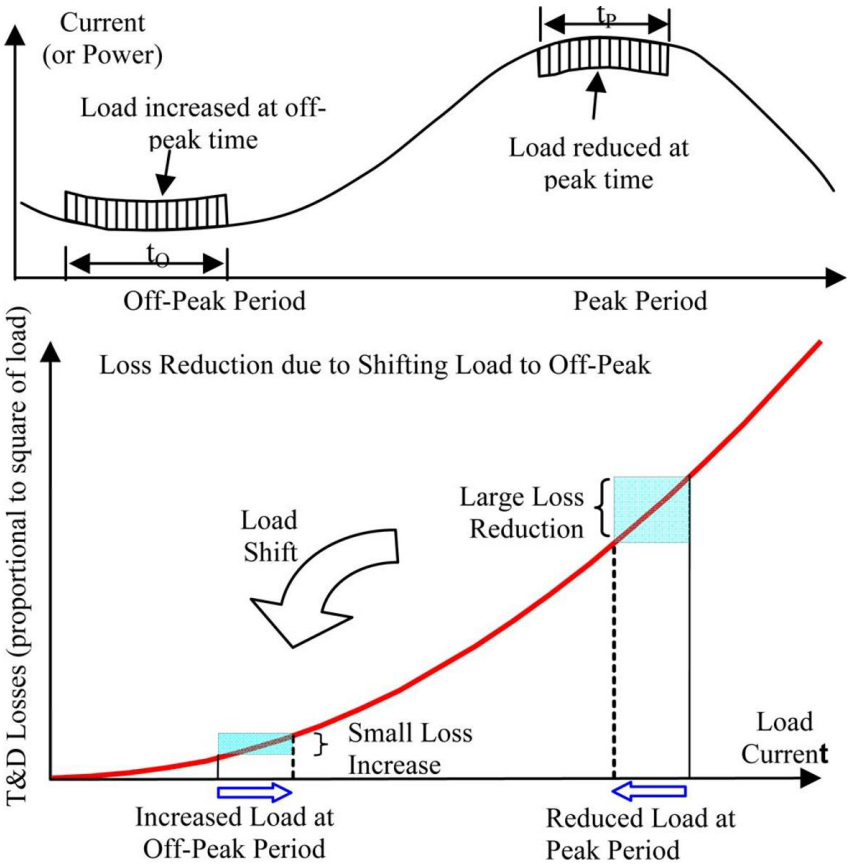
$$W_{\text{häv}} = \int_0^T P_{\text{häv}}(t)dt, \tag{5.16}$$

missä $P_{\text{häv}}(t)$ on häviöteho ajanhetkellä t. Periaatteessa häviöenergia pitäisi laskea jokaiselle hetkelle erikseen ja laskea ne yhteen tarkasteluajanjaksolta. Tällainen laskenta on kuitenkin hyvin raskasta. Usein häviöenergia lasketaan määrittämällä häviöille huipunkäyttöaika t_{hk} ja kertomalla se häviöiden huipputeholla $P_{\text{häv,max}}$ yhtälön

$$W_h = P_{\text{häv,max}} t_{\text{hk}} \tag{5.17}$$

mukaisesti. Häviökustannusten laskennassa häviöenergian hintana käytetään keskimääräistä pörssihintaa pitkältä aikaväliltä. Häviöt lisäävät myös investointikustannuksia. Häviöteho lisää verkossa siirrettävää tehoa, joka johtaa komponenttien suurempaan mitoitukseen ja suurempiin investointikustannuksiin. (Lakervi & Partanen, 2008)

Verkon kuormituksen tasaaminen sähkövarastolla vähentää häviökustannuksia. Häviöt ovat verrannollisia tehon neliöön, joten kulutuksen siirtäminen tehohuipun kohdalta matalamman kulutuksen kohdalle vähentää häviöitä (kuva 5.3).



Kuva 5.3. Häviöiden vähentäminen siirtämällä kuormitusta huipun kohdalta pienemmän kulutuksen kohdalle. (Nourai ym., 2008)

Kuvasta 5.3 nähdään, että verkossa siirretty energia ei vähene. Sähkövarasto vähentää verkossa siirrettyä energiaa huippukuorman aikaan, mutta vastaavasti lataaminen kasvattaa kuormitusta sekä häviöitä matalan kuorman aikaan. Häviöiden kasvu sähkövaraston lataantuessa on kuitenkin vähäistä verrattuna huipputehon leikkaamisesta saavutettuun häviöiden pienenemiseen, sillä häviöt kasvavat virran neliössä. Huipputehon madaltuminen vähentää häviökustannuksia myös kahdella muulla tapaa. Johtojen ja jakelumuuntajan resistanssi on alhaisempi niiden lämpötilan ollessa matalampi. Lisäksi sähkön hinta on

todennäköisesti pienempi, kun kulutus on vähäisempää. Sähkövaraston sijoittaminen jakelumuuntajan alajännitepuolelle vähentää häviöitä sekä jakelumuuntajalla, että keskijänniteverkossa. Häviökustannukset vähenevät sitä enemmän mitä suurempi keskijänniteverkon resistanssi on. Kuormituksen tasaamisesta sähkövarastolla saadaan sitä suurempi hyöty, mitä kauempana jakelumuuntaja sijaitsee sähköasemalta. (Nourai ym., 2008; Saboori & Admi, 2013)

5.5 Sähkötekniset reunaehdot

Jakeluverkkoyhtiö vastaa jakeluverkon kehittämisestä ja kunnossapidosta sekä turvallisuuden, luotettavuuden ja sähkön laadun varmistamisesta jakelualueellaan. Jakeluverkko on suunniteltava siten, että jännitteen laatu on riittävän hyvä, verkon suojaus toimii ja komponentit kestävät suurimmatkin kuormitusvirrat. Jakeluverkkoa on kehitettävä kuormituksen kasvaessa. Lisäksi sähkön pientuotanto jakeluverkossa aiheuttaa muutoksia jännitteeseen sekä kuormitus- ja vikavirtoihin. Sähkövarastolla voidaan vaikuttaa kuormitukseen sekä pientuotannon aiheuttamiin ilmiöihin parantaen sähkön laatua ja verkon toimivuutta.

5.5.1 Kuormitettavuus

Yksi jakeluverkon suunnittelun teknisistä reunaehdoista mitoitettaessa johtoa on sen kuormitettavuus. Suomessa johdot on yleensä mitoitettu kevättalven kulutushuipun mukaan. Muina aikoina kulutus on huomattavasti pienempää. Kesäaikaan huipputehot sekä pien-, keski- että suurjänniteverkossa ovat pienempiä. Suurimman osan vuodesta kuormitus johdoilla on poikkipinta-alaan suhteutettuna vähäistä eikä sähköverkkojen kapasiteettiä kyetä hyödyntämään tehokkaasti. Esimerkiksi pienjänniteverkon huipunkäyttöaika vaihtelee 1500 ja 2500 h välillä per vuosi (Lassila ym., 2012).

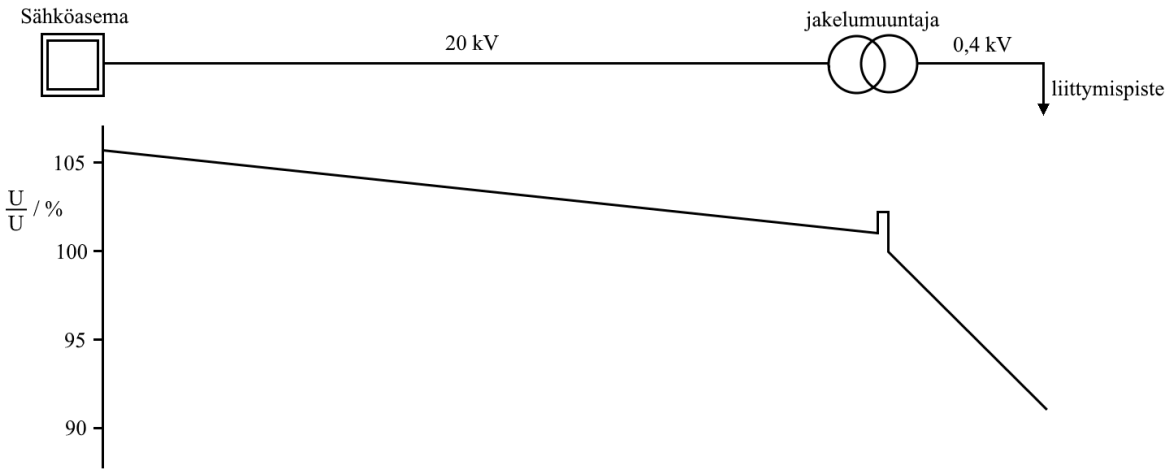
Sähkön kulutuksen kasvaessa voi johdon tai muuntajan kuormitettavuus jäädä liian pieneksi. Perinteisesti kuormitettavuutta parannetaan investoimalla suurempiin johtoihin tai muuntajaan. Tämä johtaa tilanteeseen, jossa verkon kapasiteetti kasvaa kuormitukseen verrattuna suureksi. Saneerattu verkonosa voi jäädä vajaakäytölle kulutuksen kasvun pysähtyessä tai jopa kääntyessä laskuun. Vaikka kulutus jatkaisi kasvua, on verkko silti osan aikaa vajaakäytöllä. (Poudineh & Jamasd, 2014)

Verkon vahvistamisen sijaan osa kulutuksesta voidaan kattaa paikallisesti sähkövarastoilla. Kuormitettavuus on ongelmana erityisesti suuren kulutuksen aikaan. Sähkövarasto voi tasata kuormitusta vapauttaen osan verkon siirtokapasiteetista. Sähkövarastolla vapautettu siirtokapasiteetti voi mahdollistaa investointien lykkäämisen myöhemmäksi. Myöhemmin tehtynä kuormitus on voinut kasvaa suuremmaksi, jolloin verkon vajaakäyttö saneerauksen jälkeen vähenee. (Poudineh & Jamasb, 2014; Spiliotis ym., 2016)

5.5.2 Jännitteenalenema

Sähkön käyttäjälle toimitettavan sähkön on täytettävä vähintään standardin SFS-EN 50160 vaatimukset. Yhtenä sähkön laadun parametrina standardissa on mainittu jännitteen suuruus. Jännitteen 10 minuutin keskiarvon on oltava 95 % ajasta välillä ±10 % nimellisjännitteestä. Lisäksi jännite asiakkaan liittymispisteessä saa poiketa korkeintaan +10/-15 % nimellisjännitteestä. Jakeluverkkoyhtiö on vastuussa asiakkaan sähkön laadusta. Jakeluverkkoyhtiöt käyttävät jakelujännitteen valvontaan jännitteenalenemaa. Jännitteenalenema kertoo johdon alku- ja loppupään jännitteiden erotuksen. Jännitteenalenema on tärkeä sähköverkon mitoitusarvo, sillä sähkölaitteet eivät välttämättä toimi liian pienellä jännitteellä. Varsinkin maaseutuverkossa johtojen mitoitus joudutaan usein tekemään jännitteenaleneman perusteella (Nykänen, 2009). Jakeluverkossa viimeinen jännitesäädelty piste ennen asiakasta sijaitsee päämuuntajalla. Sähköaseman päämuuntajan yläjännitepuolella olevalla käämikytkimellä säädetään keskijänniteverkon jännitettä (Alanen & Hätönen, 2006). Pienjänniteverkon jännitettä on mahdollista korjata jakelumuuntajan väliottokytkimellä (Aura & Tonteri, 1986). Jakelumuuntajalle väliottokytkimelle lasketaan suunnitteluvaiheessa asento, jolla pienjänniteverkkoon saadaan riittävän suuri jännite. Väliottokytkimen säätö tapahtuu aina jännitteettömänä, joten sitä ei ole mahdollista säätää aktiivisesti.

Jakeluverkossa kiinnostaa yleensä asiakkaan täydellä kuormalla olevan jännitteen itseisarvo. Asiakkaan liittymispisteen jännitteeseen vaikuttaa keskijännitejohdon, jakelumuuntajan ja pienjännitejohdon impedanssi kuvan 5.4 mukaisesti.



Kuva 5.4. Jännitteenaleneman jakaantuminen sähköasemalta liittymispisteelle. Perustuu lähteeseen (Lakervi & Partanen, 2008)

Johdon jännitteen alenema lasketaan yhtälöllä (Lakervi & Partanen, 2008)

$$U_{\mathrm{h}} = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_2| \approx I(R\cos\varphi + X\sin\varphi) = I_{\mathrm{p}}R + I_{\mathrm{q}}X, \tag{5.18}$$

missä U_{h} on johdon jännitteen alenema, $|\underline{U}_1|$ on alkupään jännitteen itseisarvo, $|\underline{U}_2|$ on loppupään jännite, I on kuormitusvirta, R on johdon resistanssi, X on johdon reaktanssi, φ on vaiheensiirtokulma (virran ja jännitteen välinen kulma), I_{p} on virran pätötehokomponentti, ja I_{q} on virran loistehokomponentti. Usein jännitteenalenemaa ilmoitetaan prosentteina alkupään jännitteestä. Johdon prosentuaalinen jännitteenalenema $U_{\mathrm{h\%}}$ lasketaan yhtälöllä (Lakervi & Partanen, 2008)

$$U_{\mathrm{h\%}} = 100 \cdot \frac{P}{U_1^2}(R + X\tan\varphi), \tag{5.19}$$

Johtojen lisäksi jännitteenalenema on laskettava myös jakelumuuntajalla. Jakelumuuntajan prosentuaalinen jännitteen alenema lasketaan yhtälöllä (Huhta, 2011)

$$U_{\mathrm{h,m}} = \frac{S}{S_{\mathrm{n}}}(R_{\mathrm{k}}\cos\varphi + X_{\mathrm{k}}\sin\varphi), \tag{5.20}$$

missä $U_{\mathrm{h,m}}$ on muuntajan jännitteen alenema, S on muuntajan kuorma, S_{n} on muuntajan nimellisteho, R_{k} on muuntajan oikosulkuresistanssi, X_{k} on muuntajan oikosulku reaktanssi ja φ on muuntajan kuorman vaiheensiirtokulma. Jännitteen alenema lasketaan erikseen

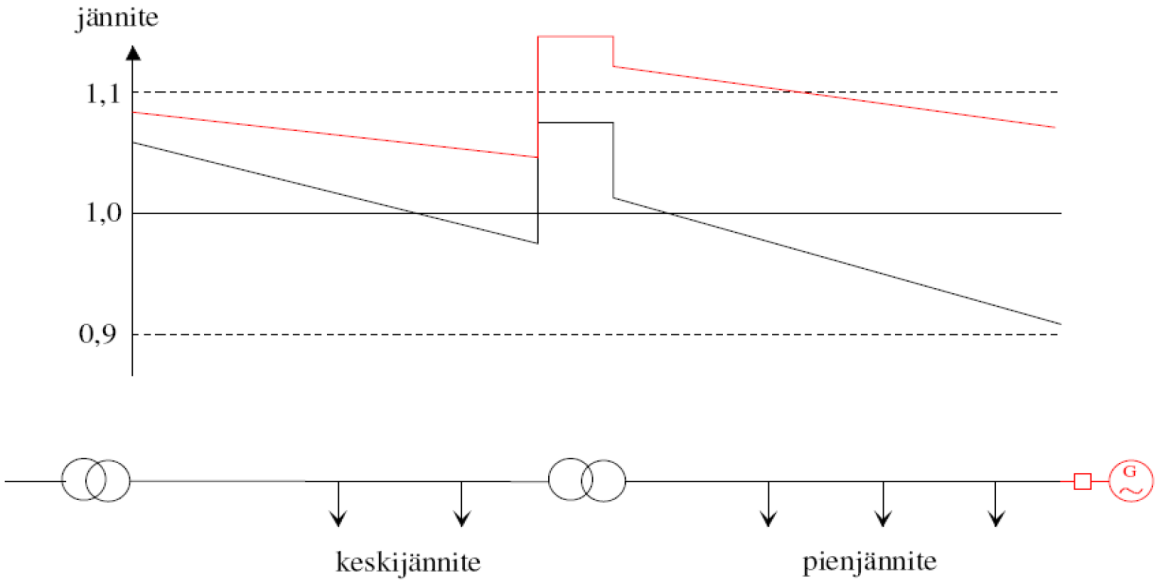
keskijänniteverkolle, jakelumuuntajalle ja pienjänniteverkolle. Jokaiselle verkon osalle määritetään jännitteen aleneman maksimiarvot. Näin helpotetaan verkon suunnittelua.

Jakeluverkkoyhtiö on vastuussa asiakkaan sähkön laadusta. Jännitteenalenema ratkaistaan yleensä vahvistamalla johtoja tai muuntajia, jolloin niiden impedanssi pienenee. Käytännössä tämä tarkoittaa keski- tai pienjänniteverkon vahvistamista tai jakelumuuntaja vaihtamista isompaan. Verkon vahvistaminen vaatii usein kalliita investointeja. Suurten investointien takia verkon vahvistaminen ei aina ole houkutteleva vaihtoehto. Verkon vahvistamisesta saatava taloudellinen hyöty ei välttämättä kata investoinnin kuluja. Jakeluverkkoyhtiö ei saa suoraan korvausta jännitteenaleneman korjauksesta. Verkon vahvistaminen voi tosin vähentää verkon häviöitä tai parantaa toimitusvarmuutta, joka kompensoi jännitteenaleneman korjauksesta aiheutuvia kustannuksia.

Verkon impedanssin pienentämisen lisäksi toinen tapa vähentää jännitteenalenemaa on rajoittaa verkossa siirrettävää tehoa. Tehon rajoittaminen on mahdollista toteuttaa sähkövarastoilla (ks. 4.1.4). Kuvasta 5.4 nähdään, että jännitteenalenema kasvaa nopeimmin pienjänniteverkossa, joten huipputehon rajoittaminen erityisesti pienjänniteverkossa vähentää jännitteenalenemaa. Jotta jännitteen alenemasta aiheutuvat verkkoinvestoinnit voidaan välttää, tulee sähkövaraston kyetä leikkaamaan kulutushuippu kaikissa tilanteissa. Sähkövarasto on purettava huipunleikkauksen jälkeen siten, että se kykenee tasaamaan kuormitusta myös seuraavan tehohuipun kohdalla.

5.5.3 Jännitteennousu

Tyypillisesti jännite alenee sähköasemalta asiakkaan liittymispisteelle kuvan 5.4 mukaisesti. Liitettäessä sähköntuotantoa verkkoon voi jännite päinvastoin nousta. Kuvassa 5.5 on esitetty jakeluverkon jännitteennousu pienjänniteverkkoon liitetyn pienvoimalaitoksen toimesta.

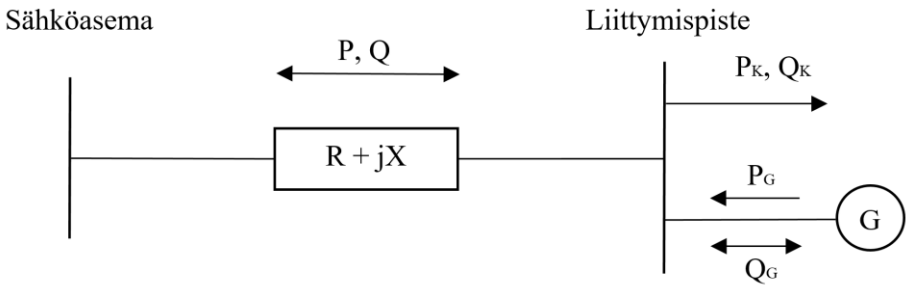


Kuva 5.5. Pientuotannon aiheuttama jännitteen nousu jakeluverkossa. (Kivinen, 2008)

Yleisesti jännitteen muutos voidaan laskea yhtälöllä

$$\Delta U \approx \frac{R_{\text{verkko}} P_{\text{G}} + X_{\text{verkko}} Q_{\text{G}}}{U}, \tag{5.21}$$

missä R_{verkko} on verkon oikosulkuresistanssi liittymispisteessä, P_{G} on tuotantolaitoksen pätöteho, X_{verkko} on verkon oikosulkureaktanssi, Q_{G} on tuotantolaitoksen loisteho ja U on verkon pääjännite. Usein pientuotannon yhteydessä on myös kuormitusta, joka osaltaan vaikuttaa jännitteenmuutokseen (kuva 5.6).



Kuva 5.6. Tehon mahdolliset kulkusuunnat jakeluverkossa, kun asiakkaalla on pientuotantoa.

Liittymispisteen jännitteenmuutos lasketaan yhtälöllä (Mahmud ym., 2011)

$$\Delta U = \frac{R_{\text{verkko}}(P_{\text{G}} - P_{\text{K}}) + X_{\text{verkko}}(Q_{\text{K}} \pm Q_{\text{G}})}{U}, \tag{5.22}$$

missä P_K on kuormituksen pätöteho ja Q_K on kuormituksen loisteho. Tuotantolaitos voi syöttää loistehoa verkkoon ($Q_G > 0$) tai ottaa sitä verkosta ($Q_G < 0$).

Jännitteennousu voi olla hyvä asia, jos pienvoimalaitos sijaitsee johtohaaran loppupäässä (Lakervi & Partanen). Lähellä kulutusta tuotettu sähkö vähentää verkossa siirretyn tehon tarvetta, joka vähentää jännitteenalenemaa. Jännitteennousu voi aiheutua ongelmaksi tuotannon ylittäessä kulutuksen huomattavasti.

Pienjänniteverkkoon liitetty pienvoimalaitos on usein asiakkaan aurinkovoimala. Aurinkovoimalan tuotanto on tyypillisesti suurinta keskipäivällä. Asiakkaan kulutus on puolestaan suurinta iltaisin ja keskipäivällä vähäisempää. Aurinkovoimalan kaikkea tuotantoa ei välttämättä saada hyödynnettyä itse, jolloin ylituotanto syötetään verkkoon. Huomattava ylituotanto voi aiheuttaa jännitteen paikallista nousua. Ilman toimenpiteitä aurinkovoiman laaja yleistyminen voi aiheuttaa ongelmia jännitteen laadussa. (Alam ym., 2012)

Jakeluverkkoyhtiö on velvollinen hoitamaan jännitteen nousuun liittyvät ongelmat. Kuten jännitteenalenema, myös jännitteennousu voidaan ratkaista vahvistamalla verkkoa. Lisäksi jakelumuuntajan väliottokytkimellä tai päämuuntajan käämikytkimellä voidaan säätää jännitetaso sopivaksi joissain tilanteissa. Sekä verkon vahvistamisella että muuntajien jännitteensäädöillä ovat omat ongelmansa. Verkon vahvistaminen on kallista. Pelkästään jännitteennousun takia tehty investointi ei välttämättä ole taloudellisesti kannattavaa. Johdon tai jakelumuuntajan vaihto suurempaan on taloudellisesti kannattavaa, jos se vähentää riittävästi häviöitä tai parantaa toimitusvarmuutta (Lakervi & Partanen, 2008). Aurinkovoimala lähtökohtaisesti vähentää verkossa siirrettävää tehoa ja sitä kautta häviöitä (Alam ym., 2012). Näin ollen häviöt ovat jo valmiiksi pienemmät. Jakelumuuntajan väliottokytkimen ongelma on, että sitä voidaan säätää vain jännitteettömänä aiheuttaen sähkönjakelun keskeytyksen säädön ajaksi. Pienjänniteverkon aktiivinen jännitteensäätö ei siten ole mahdollista. Näin ollen jännitteennousun rajaaminen väliottokytkimellä voi johtaa liian alhaiseen jännitteeseen pienjänniteverkossa pientuotannon ollessa vähäistä.

Päämuuntajan käämikytkintä säädetään, joko sähköaseman kiskojännitteen tai johtolähtöjen kuormitusvirtojen mukaan. Kuormitusvirtoihin perustuva säätö voi sekoittua pientuotannon

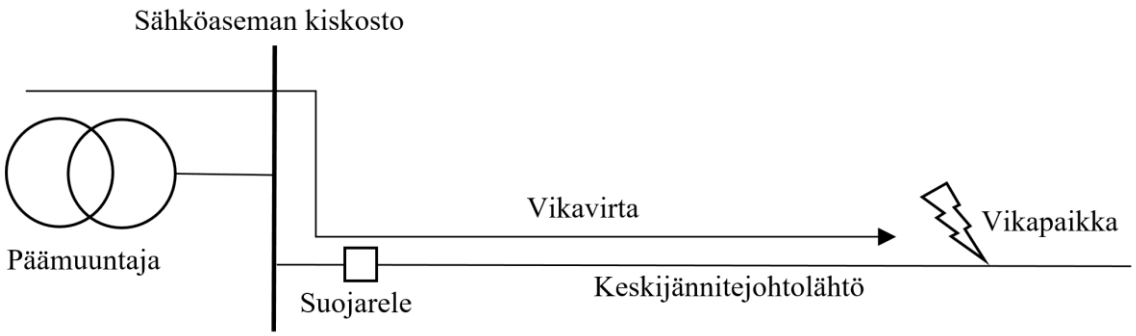
takia. Johtolähdöllä sijaitseva pienvoimalaitos pienentää kuormitusvirtaa kyseisellä lähdöllä. Muuntajan jännitteensäädin havaitsee kuormitusvirran oleva pienempi, eli jännitteen olevan korkeampi, ja säätää käämikytkintä. Jännite laskee sähköaseman kiskostossa, jolloin pientuotantoa sisältävällä johtolähdöllä jännite on normaali, mutta viereisillä johtolähdöillä jännite voi laskea liian alhaiseksi. (Repo ym., 2003)

Aurinkovoimala liitetään verkkoon invertterin kautta. Invertterillä on mahdollista rajata verkkoon syötettyä pätötehoa (tuotannonsupistus) tai kompensoida loistehoa. Tuotannonsupistus on tehokas keino vaikuttaa jännitteeseen, sillä jakeluverkko on selvästi resistiivinen (R/X suhde on suuri). Tuotannonsupistus helpottaa jännitteennousua ilman jakeluverkkoyhtiön investointia, mutta heikentää aurinkovoimalan kannattavuutta asiakkaalle. Loistehon kompensoinnilla vähennetään verkossa siirrettävää loistehoa. Ajatuksena on säätää jännitettä loistehon avulla, kuten siirtoverkossa. Pienjänniteverkon resistiivisyyden takia loistehonkompensointi ei ole kovin tehokas tapa rajata jännitteennousua. (Gómez-González ym., 2018)

Jännitteennousua voidaan rajoittaa pienentämällä verkkoon syötettyä tehoa sähkövarastolla (Alam ym., 2012). Asiakkaan aurinkovoimalan yhteyteen hankkima sähkövarasto voi osaltaan vähentää jännitteen nousun mahdollisuutta. Asiakas voi käyttää sähkövarastoa esimerkiksi aurinkovoimalan omakäyttöasteen parantamiseen tai tasaamaan kuormitusta (ks 4.1). Molemmat käyttökohteet pienentävät lähtökohtaisesti verkkoon siirrettyä tehoa, jolloin jännitteennousun mahdollisuus pienenee.

5.5.4 Suojaus

Jakeluverkkoa käytetään säteittäisesti. Säteittäisesti käytetyn jakeluverkon oikosulkusuojaus on suhteellisen suoraviivainen toteuttaa. Säteittäisesti käytetyssä verkossa kuormitusvirta kulkee suurjänniteverkosta päämuuntajan kautta kulutuspisteelle. Myös oikosulun vikavirta kulkee samaa yksiselitteistä reittiä pitkin vikapaikkaan ja viallinen johto-osa voidaan erottaa verkosta vikavirtamittauksen avulla (kuva 5.7).



Kuva 5.7. Oikosulun vikavirran kulkureitti suurjänniteverkosta päämuuntajan kautta vikapaikkaan.

Keskijänniteverkon suojaus toteutetaan Suomessa usein vakioaikaylivirtareleillä. Jokainen keskijännitejohtolähtö on varustettu omalla releellä, joka tarvittaessa erottaa vioittuneen johtolähdön verkosta katkaisijalla. Releet sijaitsevat johtolähtöjen alussa sähköaseman kennostossa. (Lakervi & Partanen, 2008)

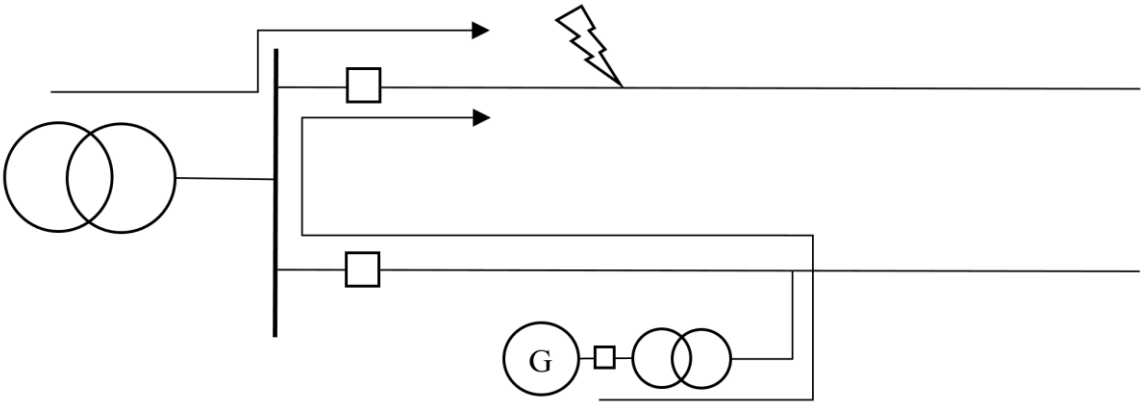
Tässä kappaleessa käsitellään sähkön pientuotannon aiheuttamia ongelmia keskijänniteverkon oikosulkusuojaukseen. Sähkövaraston vaikutukset suojaukseen vastaavat pientuotannon vaikutuksia, sillä molemmat syöttävät sähköä verkkoon vaihtosuuntaajan avulla. Vaihtosuuntaaja käytännössä määrittää kuinka suuren oikosulkuvirran sähkövarasto tai pienvoimalaitos aiheuttaa (Mäki, 2007).

Sähkön pientuotanto muuttaa sähkön kulkusuuntaa jakeluverkossa. Päämuuntajan lisäksi myös pienvoimalaitokset syöttävät vikavirtaa verkkoon. Näin ollen vikavirtojen suunnat ja suuruudet muuttuvat. Mikäli muutoksia vikavirroissa ei oteta huomioon, voi pientuotanto aiheuttaa oikosulkusuojauksen toimimattomuutta tai toimimista väärin. Pientuotanto voi aiheuttaa ongelmia suojauksen selektiivisyydessä, jälleenkytkennöissä ja oikosulkujen havaitsemisessa.

Virhelaukaisu

Johtolähdön vikaantuessa voi toisella johtolähdöllä oleva pienvoimalaitos syöttää vikavirtaa sähköaseman kiskoston kautta vikapaikalle (kuva 5.8). Vikavirta kulkee terveen johtolähdön releen läpi kiskostoon. Jos rele ei havaitse vikavirran suuntaa, voi pienvoimalan syöttämä

vikavirta laukaista releen turhaan. Turha laukaisu aiheuttaa tarpeettomia keskeytyskustannuksia jakeluverkkoyhtiölle. (Mäki, 2007)

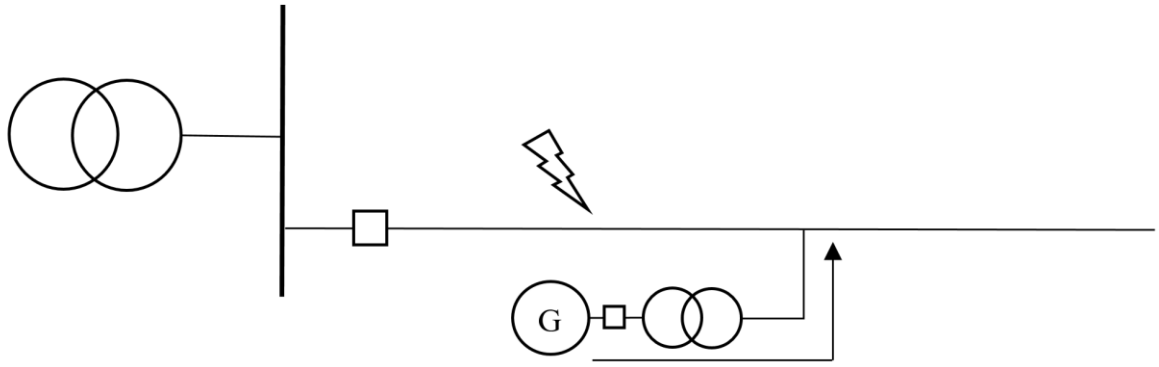


Kuva 5.8. Pienvoimalaitoksen syöttämä vikavirta viereiselle johtolähdölle ja siitä johtuva mahdollinen terveen lähdön virhelaukaisu.

Ongelma voidaan ratkaista käyttämällä suuntareleitä vikavirran suunnan havaitsemiseen. Toinen tapa on säätää releiden havahtumisvirtoja tai laukaisuaikoja. Jos vikaantuneen johtolähdön katkaisija aukeaa nopeammin kuin vikaa syöttävän johtolähdön katkaisija, ongelmaa ei ole. Käytännössä laukaisuaikojen säätäminen on kuitenkin haastavaa. (Mäki, 2007; Lakervi & Partanen, 2008)

Jälleenkytkennän epäonnistuminen

Jälleenkytkentöjen tarkoituksena on poistaa väliaikainen oikosulku verkosta. Jälleenkytkennöissä johtolähdön katkaisija avataan hetkellisesti, jolloin oikosulun valokaari sammuu tai esimerkiksi oikosulun aiheuttanut oksa tippuu pois johtojen päältä. Oikosulun tapahtuessa johtolähtöä suojaavan katkaisijan ja pienvoimalaitoksen välisellä johto-osuudella, voi pienvoimalaitos jäädä syöttämään oikosulkua jälleenkytkentöjen ajaksi (kuva 5.9). (Mäki, 2007)

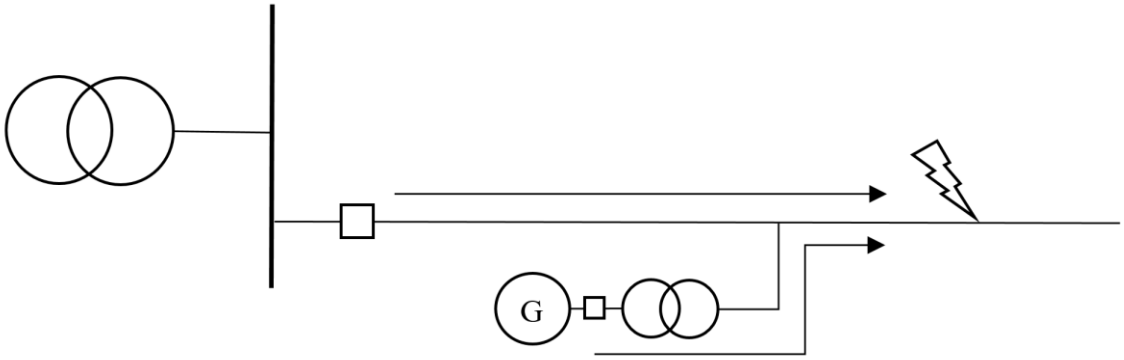


Kuva 5.9. Pienvoimalaitoksen aiheuttama jälleenkytkennän epäonnistuminen. Voimalaitos jää syöttämään vikaa jälleenkytkennän ajaksi.

Jälleenkytkennän epäonnistumisesta voi olla merkittäviä seurauksia. Pienvoimalaitoksen syöttäessä vikaa pikajälleenkytkennän aikana valokaari ei sammu, jolloin tarvitaan aikajälleenkytkentää (Mäki, 2007). Lisääntyvä aikajälleenkytkentöjen määrä aiheuttaa jakeluverkkoyhtiölle ylimääräisiä keskeytyskustannuksia. Aikajälleenkytkentä voi myös johtaa tilanteeseen, jossa pienvoimalaitos syöttää johtolähtöä saarekkeena (Lakervi & Partanen, 2008).

Suojauksen sokaistuminen

Oikosulun tapahtuessa johtolähdöllä pienvoimalaitoksen jälkeen voi johtolähdön suojaukselta jäädä vika kokonaan havaitsematta tai suojaus voi toimia hitaammin. Pienvoimalaitoksen syöttäessä vikavirtaa rinnan sähköaseman kanssa johtolähdön releen havaitsema vikavirta pienenee. Tapahtumaa kutsutaan *suojauksen sokaistumiseksi*. Kuvassa 5.10 on havainnollistettu tyypillistä suojauksen sokaistumiseen johtavaa tilannetta.



Kuva 5.10. Tilanne, jossa johtolähdön suojaus sokaistuu. Pienvoimalaitos pienentää johtolähtöä suojaavan releen havaitsemaa vikavirtaa.

Releen havaitseman vikavirran pienentyminen voi aiheuttaa releen toiminnan hidastumista. Esimerkiksi Suomessa yleisesti käytetty vakioaikaylivirtareleen hetkellislaukaisu ei toimi ja rele toimii vasta aikahidastuksen jälkeen. Hitaampi suojauksen toimiminen aiheuttaa rakenteiden termistä lämpenemistä. Havaitun vikavirran pieneneminen aiheuttaa ongelmia myös vian paikallistamiseen. Varsinkin pienvoimalaitoksen jälkeen tapahtuvat oikosulut näyttävät vikavirrasta laskettuna sijaitsevan pidemmällä mitä oikeasti ovat. (Mäki, 2007)

Yleensä pientuotanto pyritään erottamaan verkosta vian ajaksi. Tyypillisesti pientuotannon erottaminen verkosta tapahtuu jännite- ja taajuusreleiden avulla. Jännite- ja taajuusreleiden toiminta perustuu tuotannon ja kulutuksen tasapainon menetykseen. Vian sattuessa johtolähdön katkaisija avautuu ja pienvoimalaitos jää syöttämään johtolähtöä yksin. Jos kulutus ja tuotanto eivät ole tasapainossa, jännite- ja taajuus muuttuvat merkittävästi ja pienvoimalaitos erottuu verkosta. Suojauksen nopeuteen vaikuttaa tuotannon ja kulutuksen erotus. Jos ne ovat tasapainossa vian sattuessa, voi jännite ja taajuus ylittää jännite- ja taajuusreleiden raja-arvot hitaasti. Jotta pientuotannon suojaukselle aiheuttamista ongelmista päästäisiin eroon, on pientuotannon suojauksen nopeuteen panostettava. (Mäki, 2007)

6 SÄHKÖVARASTON KÄYTTÖ TOIMITUSVARMUUDEN PARANTAMISEEN

Tässä luvussa tarkastellaan sähkövaraston kannattavuutta toimitusvarmuuden parantamiseen. Luvussa esitellään työssä kehitetty laskentamalli, jonka avulla voidaan mitoittaa sähkövarasto parantamaan toimitusvarmuutta. Ensin esitellään, miten laskentamalli toimii ja miten lähtötiedot vaikuttavat sähkövaraston mitoittamiseen. Tämän jälkeen tarkastellaan sähkövaraston kannattavuuteen vaikuttavia tekijöitä. Lopuksi tarkastellaan sähkövaraston kannattavuutta esimerkkiverkossa kahden pienjänniteverkon toimitusvarmuuden parantamiseen.

Sähkövaraston avulla jakeluverkon osia voidaan ajaa omina saarekkeina keskeytysten aikana (ks. 4.1.3). Saareke voi olla esimerkiksi yksittäisen jakelumuuntajan syöttämä pienjänniteverkko tai keskijännitejohtohaara. Sähkövaraston avulla voidaan välttää muussa verkossa tapahtuvien vikojen näkyminen saarekkeen asiakkaille. Näin vähennetään keskeytyskustannuksia ja parannetaan toimitusvarmuutta. Luvussa esitettyä laskentatapaa voidaan soveltaa sekä pienjänniteverkon että esimerkiksi keskijännitejohtohaaraan tarkasteluun. Laskentamallin tavoitteena on määrittää, kuinka suuri osa tarkasteltavan verkon kohteen kokemista keskeytyksistä voidaan välttää eri kokoisilla sähkövarastoilla. Lisäksi laskentamallilla voidaan tarkastella eri kokoisten sähkövarastojen taloudellista kannattavuutta toimitusvarmuuden parantamiseen.

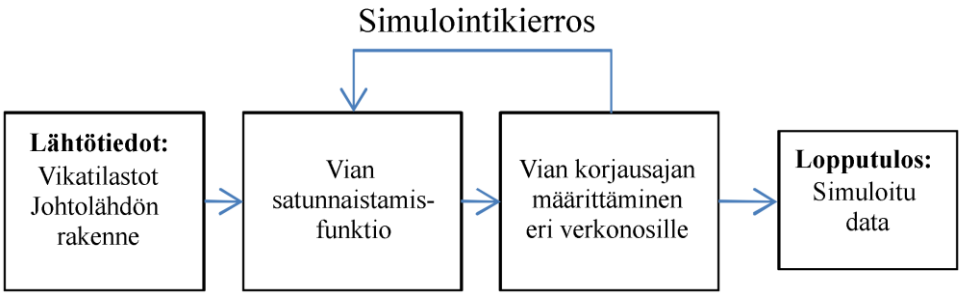
6.1 Laskentamalli sähkövaraston mitoittamiseen

Sähkövarasto parantaa toimitusvarmuutta syöttämällä sähköä asiakkaille sähkökatkojen aikana. Sähkövaraston mitoitukseen vaikuttaa tavoiteltava toimitusvarmuuden tavoitetaso. Sähkövarasto voidaan mitoittaa esimerkiksi varmistamaan sähkön toimitus 6 tunnin mittaisen sähkökatkon ajaksi. Näin mitoitettuna sähkövaraston kustannukset ovat huomattavan suuret. Keskeytyskustannuksista saatavaa säästöä ei kuitenkaan voida arvioida tarkasti. Sähkövaraston optimaalinen mitoittaminen edellyttää sähkövarastolla vältettävien keskeytysten määrän ja pituuden määrittämistä. Kun tiedetään kuinka suuri osa keskeytyksistä sähkövarastolla voidaan välttää, on mahdollista määrittää sähkövaraston kustannusten ja sillä saavutettavien säästöjen suuruus.

Sähkövaraston mitoitus tapahtuu ottamalla huomioon tarkasteltavan kohteen kokemat keskeytykset sekä sen kuormitus. Ensin määritetään keskeytystilastojen ja verkon topologian

avulla keskeytysaikajakauma tarkasteltavalle kohteelle. Keskeytysaikajakauman ja kuormituskäyrän avulla lasketaan toimittamatta jäänyt energia (TJE) keskeytyksille. Tämän jälkeen verrataan eri kokoisten sähkövarastojen energiakapasiteettia TJE:an, jolloin saadaan selville sähkövaraston potentiaali vähentää asiakkaalle näkyviä keskeytyksiä. Tuloksena on arvio siitä, minkä kokoisella sähkövarastolla pystytään välttämään minkäkin verran tarkasteltavan kohteen keskeytyksistä. (Haakana ym., 2013)

Keskeytysaikajakauma muodostetaan simuloimalla verkossa tapahtuvia vikoja Haakanan ym. (2011) ja Kaipian ym. (2010) esittämällä tavalla. Simuloinnissa käytetään lähtötietoina johtolähdön rakennetta ja vikatilastoja, joiden avulla tuotetaan johtolähdön keskeytysaikajakauma. Simulointiprosessi on esitetty kuvassa 6.1.



Kuva 6.1. Simulointiprosessin periaate. Perustuu lähteeseen: (Haakana ym., 2011)

Simulointi ottaa huomioon verkon pituuden, johdintyypit, vikataajuudet, viankorjausaikajakauman sekä erottimien paikat ja kytkentäajat. Simuloinnissa yksi kierros tarkoittaa yhtä vuotta. Simulointi suoritetaan tarpeeksi monta kertaa, jotta tulokseksi saadaan riittävän tarkka estimaatti tarkasteltavan kohteen keskeytysaikajakaumasta. Tarkasteltavan verkonosan kuormitus voidaan lukea esimerkiksi käytöntukijärjestelmästä. Käytöntukijärjestelmästä voidaan lukea kuormitusmalleja jakelumuuntajakohtaisesti (Lakervi & Partanen, 2008).

Keskeytysaikajakauma ja kuormitus yhdistetään tarkastelemalla simuloituja keskeytyksiä yksi kerrallaan. Kuormituksesta muodostetaan pysyvyyskäyrä ja määritetään erisuuruisille tehoille esiintymistodennäköisyydet. Simuloidulle keskeytykselle arvotaan pysyvyyskäyrältä teho, joka kerrotaan keskeytyksen pituudella. Tuloksena saadaan toimittamatta jäänyt teho keskeytyksen aikana. Toimittamatta jäänen tehon jakaumaa verrataan sähkövaraston kokoon, jolloin saadaan selville kuinka monta prosenttia

keskeytyksistä sähkövarastolla voidaan välttää. Seuraavissa kappaleissa tarkastellaan keskeytysaikajakauman sekä kuormituksen vaikutusta sähkövaraston mitoitukseen.

6.1.1 Keskeytysaikajakauman vaikutus sähkövaraston mitoittamiseen

Verkon eri osissa tapahtuvien keskeytysten määrä ja keskeytysajat vaihtelevat. Keskijänniteverkossa vikoja voidaan tarkastella erotinväleittäin. Samalla erotinvälillä sijaitsevat asiakkaat kokevat samat keskeytykset. Erotinvälin kokemiin keskeytyksiin vaikuttaa koko sitä syöttävä johtolähtö.

Keskeytysten määrään vaikuttavat erotinväliä syötävän johtolähdön pituus, johdintyypit ja johtojen vikataajuudet. Johtolähdön pituuden kasvaessa keskeytysten määrä lisääntyy yhtälön (6.1) mukaisesti.

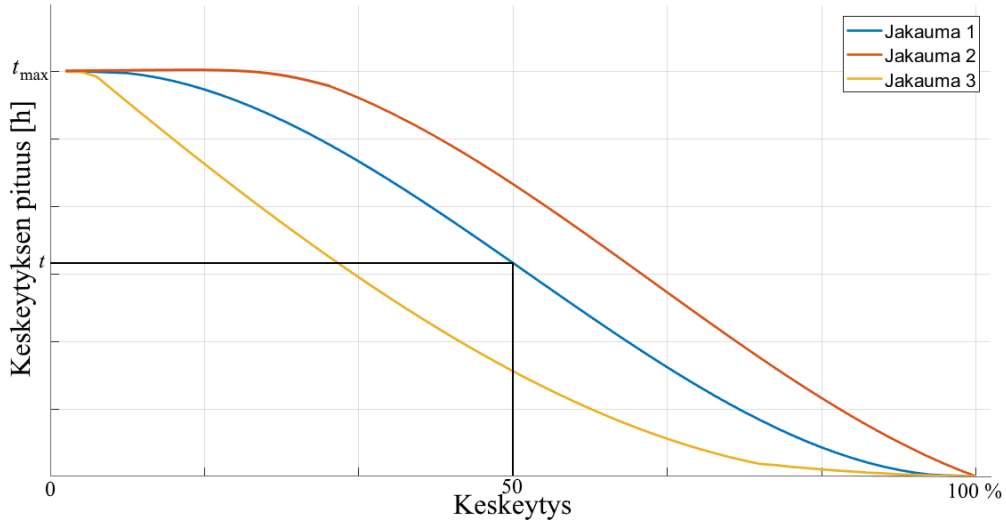
$$n = \sum_i \sum_j f_{ij} s_{ij}, \tag{6.1}$$

missä f on keskeytystaajuus, s on johdinpituus, i on johdintyyppi ja j on johdon ympäristöolosuhde. Johdintyyppi (avojohto, PAS, maakaapeli) vaikuttaa olennaisesti keskeytysten määrään. Maakaapeliverkossa tapahtuu selvästi vähemmän keskeytyksiä kuin saman pituisessa avojohtoverkossa. Keskeytystaajuudet määritetään yleensä johdintyypeittäin. Keskeytystaajuuteen vaikuttaa lisäksi johdon ympäristöolosuhde (metsä, pelto, tienvarsi).

Keskeytysaikaan vaikuttavat osittain samat tekijät kuin keskeytystaajuuteen. Keskeytysaikaan vaikuttavat syöttävän verkon pituus, erottimien sijainti ja niiden kytkentäajat, verkostoautomaation sijainti ja toiminta-ajat, verkostorakenteiden korjausajat sekä varasyöttöyhteydet. Myös vikapaikalla on merkitystä. Keskeytyksen pituus riippuu siitä missä kohtaa johtolähtöä vika tapahtuu. Ennen tarkasteltavaa verkon osaa tapahtuvan vian aiheuttama keskeytysaika riippuu vian korjausajasta, tai vikaantuneen erotinvyöhykkeen erottamisen ja varasyöttöyhteyden kytkentäajasta. Verkon osaa syöttävällä erotinvyöhykkeellä tapahtuva vika aiheuttaa korjausajan mittaisen keskeytyksen. Tarkasteltavan verkon osan jälkeisessä verkossa tapahtuvan vian aiheuttama keskeytysaika riippuu vika-alueen eristävän erottimen kytkentäajasta. Yleisesti voidaan sanoa, että mitä

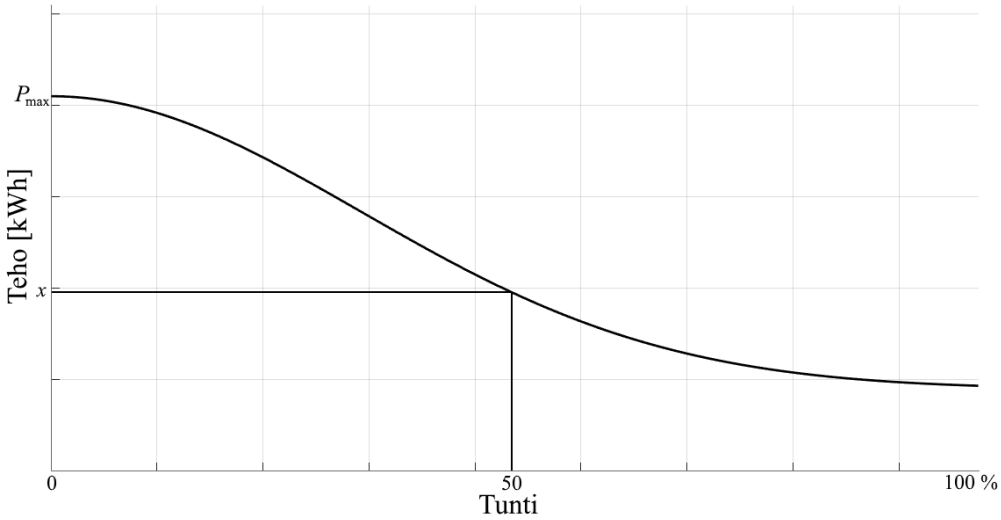
kauempana sähköasemasta tarkasteltava verkon osa sijaitsee, sitä pidempiä sen kokemat keskeytykset ovat.

Keskeytysaikajakauman vaikutusta sähkövaraston kannattavuuteen tarkastellaan laskemalla tarvittava sähkövaraston koko kolmella eri keskeytysaikajakaumalla (kuva 6.2).



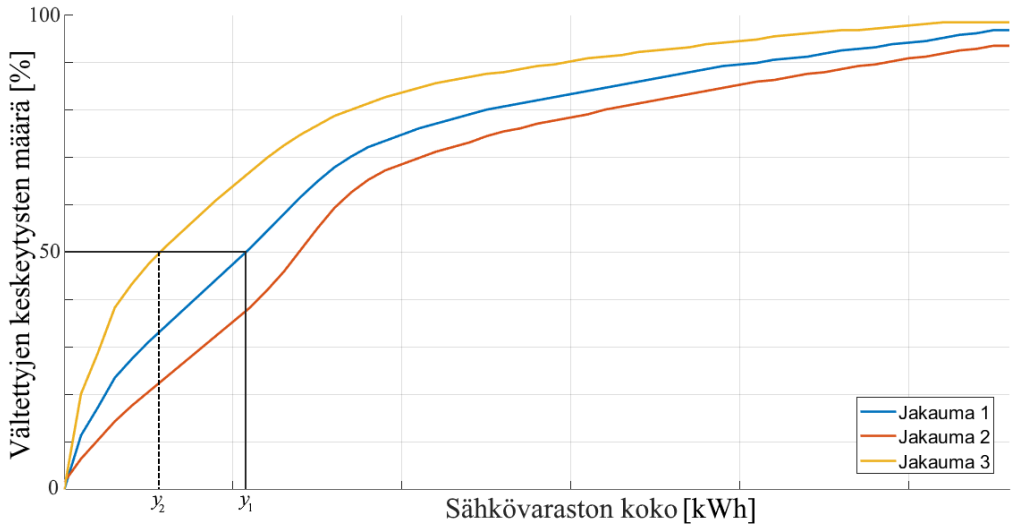
Kuva 6.2. Laskennassa käytettävät keskeytysaikajakaumat.

Kuvasta nähdään, että 50 % keskeytysaikajakauma 1:n keskeytyksistä ovat pidempiä kuin *t* tuntia pitkiä. Keskeytysten määrä on jokaisessa keskeytysaikajakaumassa sama, mutta pitkiä ja lyhyitä keskeytyksiä on suhteessa eri määrä eri jakaumissa. Laskennassa käytettävän kuormituksen pysyvyyskäyrä on esitetty kuvassa 6.3.



Kuva 6.3. Laskennassa käytettävä kuormituksen pysyvyyskäyrä.

Kuvan 6.3 pysyvyyskäyrältä voidaan lukea, että teho on 50 % ajasta alle *x* kWh. Kuvan 6.2 keskeytysaikajakaumilla ja kuvan 6.3 kuormituksella saadaan tulokseksi kuvan 6.4 mukaiset kuvaajat.

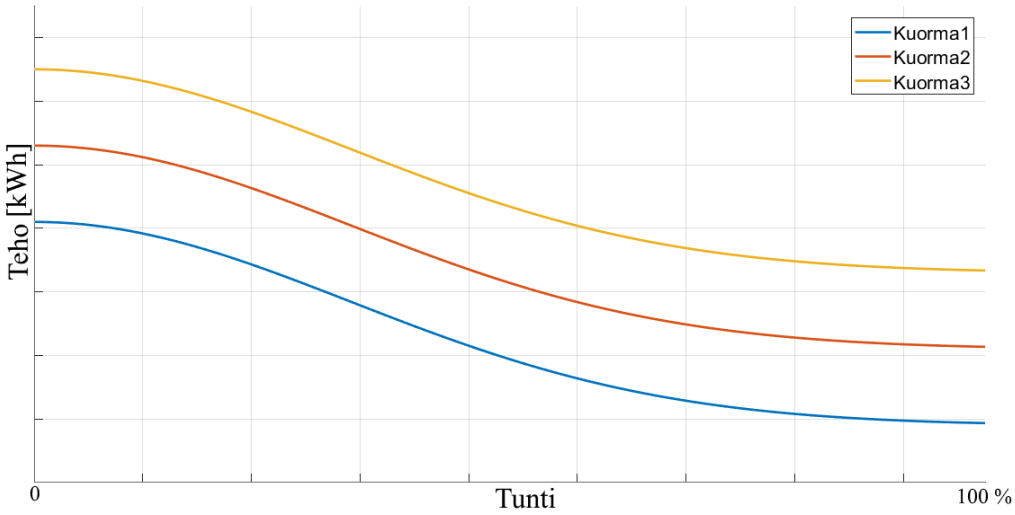


Kuva 6.4. Vältettyjen keskeytysten määrä eri kokoisilla sähkövarastoilla eri keskeytysjakaumilla.

Kuvan 6.4 mukaan 50 % keskeytyksistä keskeytysaikajakauma 1:llä voidaan välttää y_1 kWh kokoisella sähkövarastolla. Vastaava määrä keskeytyksistä voidaan välttää huomattavasti pienemmällä, y_2 kWh sähkövarastolla, kun tarkasteltavalla kohteella tapahtuvat keskeytykset noudattavat jakaumaa 3. Kuvasta nähdään, että mitä suurempi osuus keskeytyksistä halutaan välttää sitä vähemmän keskeytysaikajakauman muoto vaikuttaa tarvittavaan sähkövaraston kokoon. Paljon lyhyitä keskeytyksiä sisältävän keskeytysaikajakauman keskeytyksistä suuri osa voidaan välttää suhteellisen pienellä sähkövarastolla.

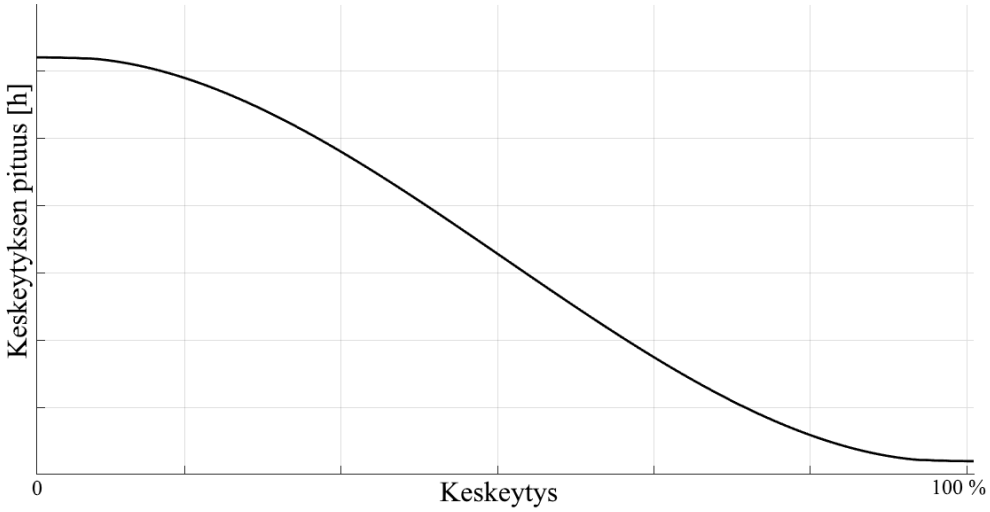
6.1.2 Kuormituksen vaikutus sähkövaraston mitoittamiseen

Kuormitus on toinen sähkövaraston mitoittamiseen vaikuttava tekijä keskeytysaikajakauman ohella. Kuormituksen vaikutusta sähkövaraston kannattavuuteen tarkastellaan vastaavalla tavalla kuin keskeytysaikajakauman vaikutusta. Tarvittava sähkövaraston koko lasketaan kolmella eri kuormituksella (kuva 6.5).



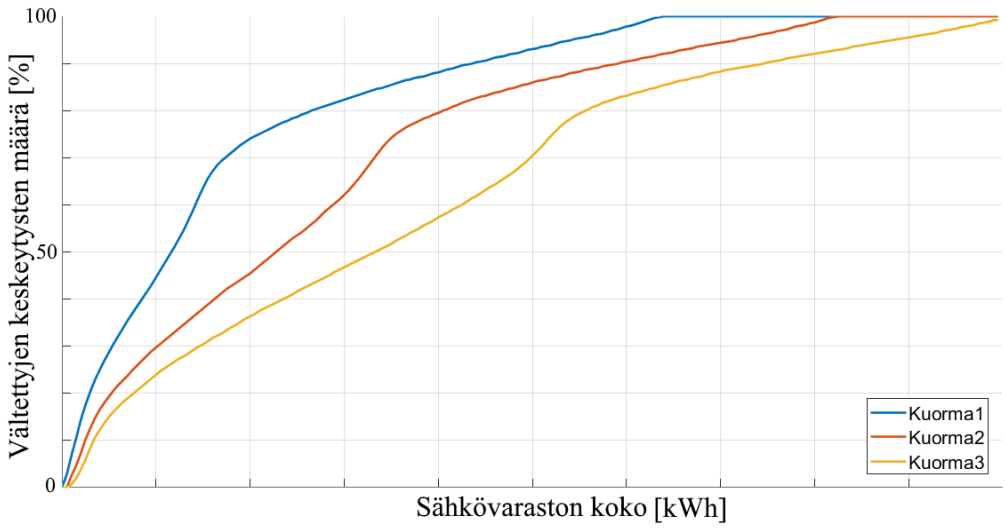
Kuva 6.5. Laskennassa käytettävät kuormituksen pysyvyyskäyrät.

Laskennassa käytetään kuvan 6.6 mukaista keskeytysaikajakaumaa.



Kuva 6.6. Laskennassa käytettävä keskeytysaikajakauma.

Kolmella eri kuormituksella saadaan kuvan 6.7 mukaiset kuvaajat.



Kuva 6.7. Vältettyjen keskeytysten määrä eri kokoisilla sähkövarastoilla eri kuormituksilla.

Kuvasta 6.7 nähdään, että pienemmällä kuormituksella tarvitaan pienempi sähkövarasto keskeytysten välttämiseen kuin suuremmalla kuormituksella.

6.2 Sähkövaraston kannattavuus toimitusvarmuuden parantamiseen

Jakeluverkkoyhtiö hyötyy sähkövarastosta sen toimittaessa sähköä asiakkaille vikojen aikana. Vika ei näy asiakkaalle, jolloin keskeytyskustannukset pienenevät. Sähkövaraston kannattavuus riippuu sähkövaraston elinkaarikustannusten ja keskeytyskustannussäästöjen suhteesta. Keskeytyskustannussäästöjen tulee olla suurempia kuin sähkövaraston kustannukset jakeluverkkoyhtiölle, jotta sen käyttö olisi taloudellisesti kannattavaa.

Sähkövarastolla saatava vuotuinen säästö pysyvien vikojen aiheuttamista keskeytyskustannuksissa voidaan laskea kertomalla yhtälö (5.14) sähkövaraston avulla vältettyjen keskeytysten määrällä N (%), yhtälön

$$\Delta KAH_{\mathrm{odott},a} = \frac{N}{100} n_{\mathrm{odott},a} P_{\mathrm{kesk}} \left(h_{\mathrm{P,odott}} + h_{\mathrm{E,odott}} t_{\mathrm{odott},a} \right) \tag{6.2}$$

mukaisesti. Yhtälössä (6.2) P_{kesk} on tarkasteltavan alueen keskiteho. Pysyvien vikojen lisäksi sähkövarastolla voidaan välttää myös jälleenkytkennät. Vältetyistä jälleenkytkennöistä saatava hyöty lasketaan yhtälön (5.15) mukaisesti yhtälöllä

$$\Delta KAH_{\mathrm{PJK},a} + \Delta KAH_{\mathrm{AJK},a} = P_{\mathrm{kesk}} \left(n_{\mathrm{PJK},a} h_{\mathrm{PJK}} + n_{\mathrm{AJK},a} h_{\mathrm{AJK}} \right). \tag{6.3}$$

Tässä työssä sähkövarastosta jakeluverkkoyhtiölle aiheutuvien kustannusten oletetaan vastaavan sähkövaraston investointikustannuksia. Sähkövaraston investointikustannukset lasketaan kertomalla tarvittava sähkövaraston koko sähkövaraston yksikkökustannuksella yhtälön (5.9) mukaisesti. Sähkövaraston mitoituksessa ei oteta huomioon varastoinnissa syntyviä häviöitä. Sähkövarasto on kannattava, jos säästö keskeytyskustannuksissa on suurempi kuin sähkövaraston kustannusten annuiteetti yhtälön

$$\Delta KAH_{\mathrm{odott},a} + \Delta KAH_{\mathrm{PJK},a} + \Delta KAH_{\mathrm{AJK},a} > C_{\mathrm{sv}}an = (c_{\mathrm{sv}}E_{\mathrm{sv}})an \qquad (6.4)$$

mukaisesti.

6.3 Esimerkkilaskenta

Sähkövaraston kannattavuutta havainnollistetaan esimerkkiverkon avulla. Sähkövarasto mitoitetaan kahden jakelumuuntamon yhteyteen vähentämään muuntopiirien asiakkaiden kokemia keskeytyksiä. Sähkövaraston kannattavuutta tarkastellaan nykyisillä ja tulevilla sähkövaraston hinnoilla.

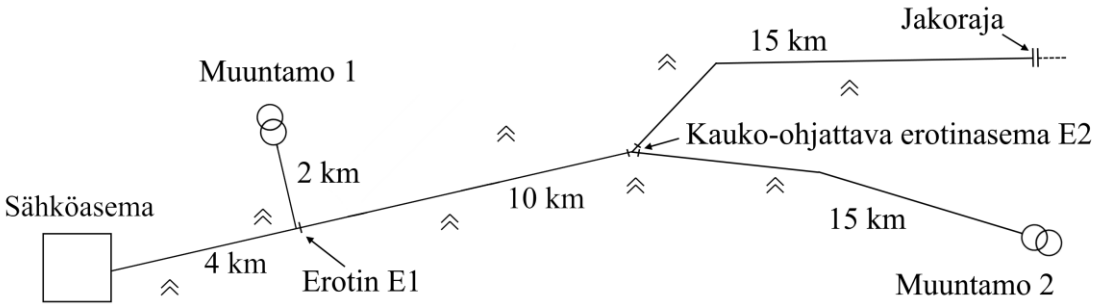
6.3.1 Laskennan lähtötiedot

Tarkasteltavan johtolähdön pituus on 46 km. Johtolähtö on kokonaan avojohtoa, josta 70 % sijaitsee pellolla ja 30 % metsässä. Tarkasteltavat jakelumuuntamot sijaitsevat eri erotinvyöhykkeillä kuvan 6.8 mukaisesti. Kuvassa on esitetty tarkasteltavan johtolähdön topologia ja laskennassa käytetyt verkkotiedot.

Tarkasteltava johtolähtö:
- 46 km, 100 % avojohtoa
- 70 % pellolla, 30 % metsässä
- yksi käsin ohjattu erotin
- 4 kpl kauko-ohjattavia erottimia
- Varasyöttöyhteys

Vikataajuudet (kpl/100km):	odottamaton	PJK	AJK
Avojohto, metsä	12	30	12
Avojohto, pelto	3	10	3

Erottimen kytkentäaika:
- Käsinohjauksella 1 h
- Kauko-ohjauksella 0,167 h



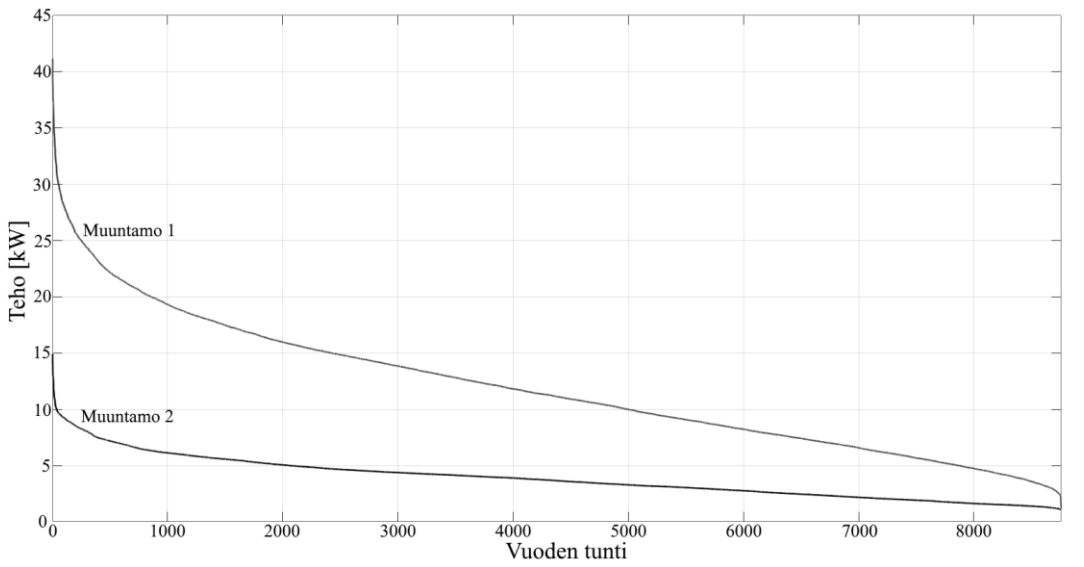
Kuva 6.8. Tarkasteltavien muuntamoiden sijainti johtolähdöllä.

Johtolähtö on jaettu neljään suojausvyöhykkeeseen yhdellä käsin ohjattavalla erottimella ja yhdellä kauko-ohjattavalla erotinasemalla, joka sisältää kolme erotinta. Johtolähdön keskimääräinen vikataajuus on 2,6 vikaa/a. Taulukossa 6.1 on esitetty johtolähdön keskimääräiset vikataajuudet pysyville vioille sekä jälleenkytkennöille eroteltuna johdon ympäristön mukaan.

Taulukko 6.1. Keskimääräinen vikojen määrä vuodessa tarkasteltavalla johtolähdöllä.

Keskimääräinen vikataajuus [kpl/a]	**Metsä**	**Pelto**	**Yhteensä**
Pysyvät viat	1,66	0,97	2,63
PJK	4,14	3,22	7,36
AJK	1,66	0,97	2,63

Muuntamo 1 syöttää seitsemää asiakasta. Muuntamo 1:n huipputeho $P_{1,\mathrm{maks}}$ = 41,2 kW ja keskiteho $P_{1,\mathrm{kesk}}$ = 11,9 kW. Muuntopiiri 2:ssa on viisi asiakasta. Muuntamo 2:n huipputeho $P_{2,\mathrm{maks}}$ = 14,9 kW ja keskiteho $P_{2,\mathrm{kesk}}$ = 3,9 kW. Muuntamoiden kuormitusten pysyvyyskäyrät on esitetty kuvassa 6.9.

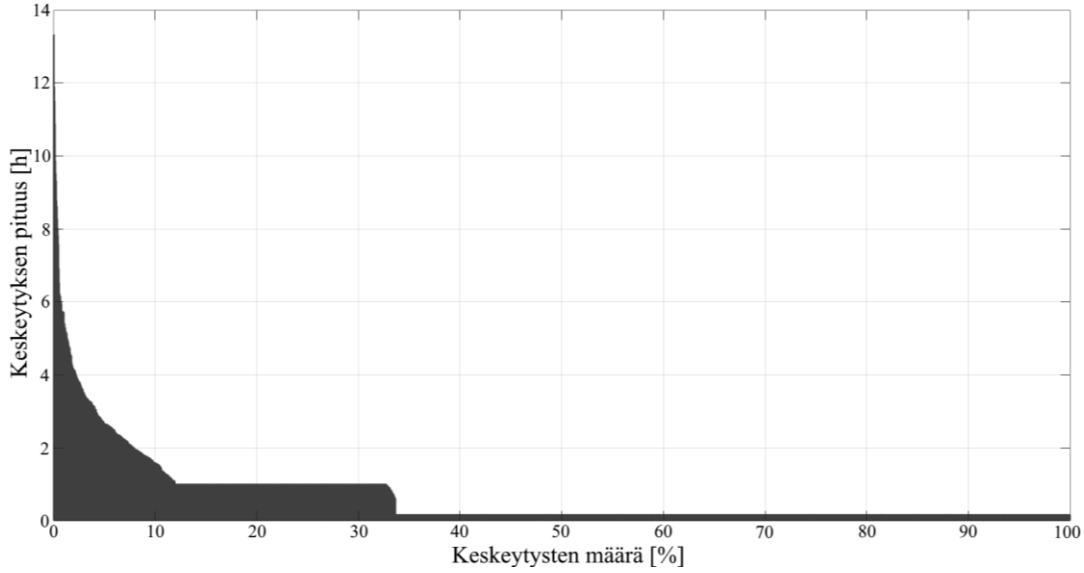


Kuva 6.9. Tarkasteltavien muuntamoiden kuormituksen pysyvyyskäyrät. Ylempi käyrä kuvaa Muuntamo 1:n kuormitusta ja alempi Muuntamo 2:n kuormitusta.

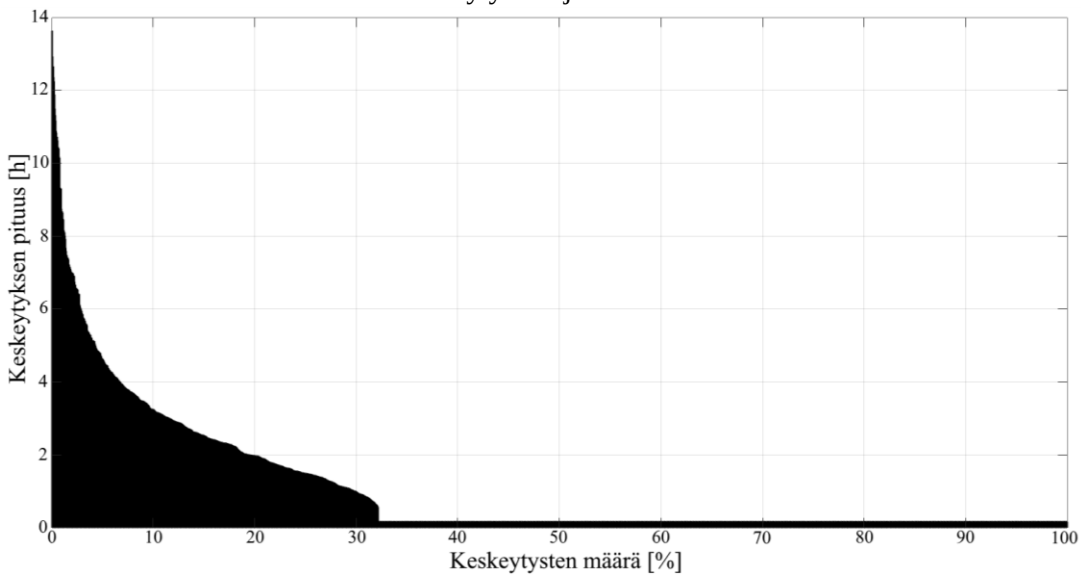
Alkuperäiset kuormituskäyrät on esitetty liitteessä I.

6.3.2 Sähkövaraston koon määrittäminen

Sähkövaraston mitoitusta varten simuloidaan keskeytysaikajakaumat tarkasteltaville jakelumuuntamoille. Simuloinnin lähtötietoina käytetään verkon rakennetta ja vikatilastoja. Simulointi ottaa huomioon verkon pituuden, johdintyypit, vikataajuudet sekä erottimien paikat ja kytkentäajat. Keskeytysaikojen simuloinnissa käytetään lisäksi liitteessä II esitettyä vian korjausaikajakaumaa. Simuloinnissa suoritetaan 1000 kierrosta, joista jokainen kuvaa yhtä vuotta. Simuloitujen keskeytysten pituudet määräytyvät erottimien kytkentäaikojen ja vikojen korjausaikojen mukaan. Käsin ohjattavan erottimen kytkentäaikana käytetään yhtä tuntia ja kauko-ohjattavan erottimen kytkentäaikana 10 minuuttia. Simuloidut keskeytysaikajakaumat on esitetty kuvissa 6.10 ja 6.11. Keskeytysaikajakaumat eivät sisällä jälleenkytkennöistä aiheutuneita keskeytyksiä.



Kuva 6.10. Muuntamo 1:n simuloitu keskeytysaikajakauma.



Kuva 6.11. Muuntamo 2:n simuloitu keskeytysaikajakauma.

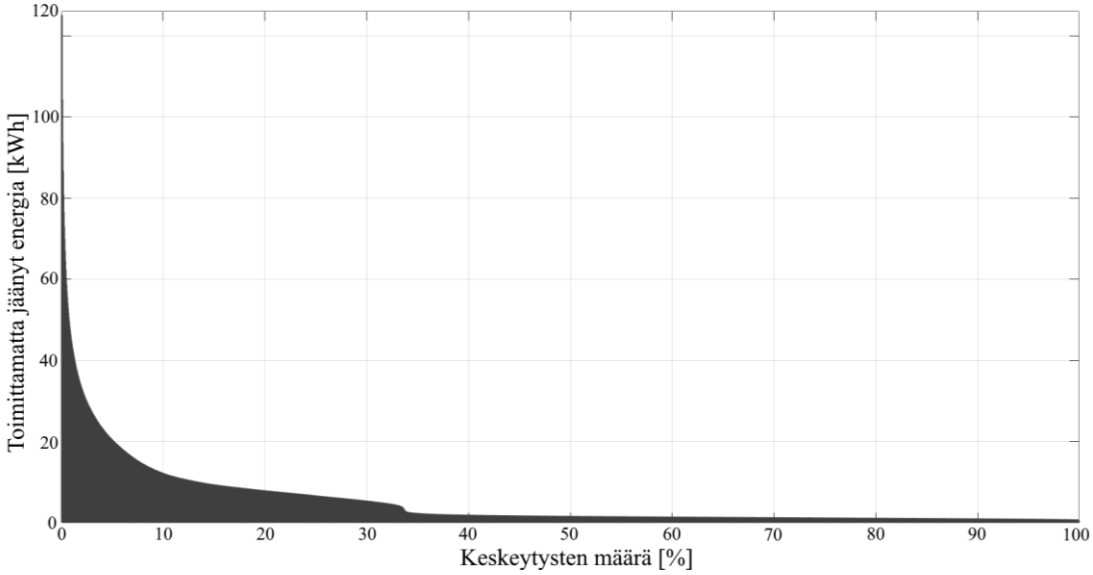
Simuloinnissa syntyi yhteensä 2612 vikaa, joka tarkoittaa keskimäärin 2,6 vikaa vuodessa. Simuloitu vikataajuus vastaavaa verkon laskennallista vikataajuutta. Kuvasta 6.11 nähdään, että noin 95 % Muuntopiiri 2:n kokemista keskeytyksistä on korkeintaan viiden tunnin mittaisia. Kuvien 6.10 ja 6.11 mukaan suuri osa molempien muuntamoiden kokemista vioista tapahtuu kauko-ohjattavan erottimen takana. Muuntamo 1:n kokemista vioista 65 % on kauko-ohjattavan erottimen kytkentäajan pituisia. Näiden keskeytysten aikana vika saadaan eristettyä kauko-ohjattavalla erottimella toiselle suojausalueelle ja sähköt palautettua muuntamolle sähköaseman kautta. Sähköt saadaan palautettua Muuntamo 2:lle 67 %:lla keskeytyksistä kauko-ohjattavan erottimen kytkentäajassa, joko varasyötön kautta

tai sähköasemalta. Muuntamo 1:n keskeytyksistä osa on myös käsin ohjattavan erottimen kytkentäajan pituisia. Molempien muuntajien pisimmät simuloidut keskeytykset ovat noin 13 tuntia pitkiä. Simuloitujen odottamattomien keskeytysten määrät ja keskipituudet sekä jälleenkytkentöjen määrät on esitetty taulukossa 6.2.

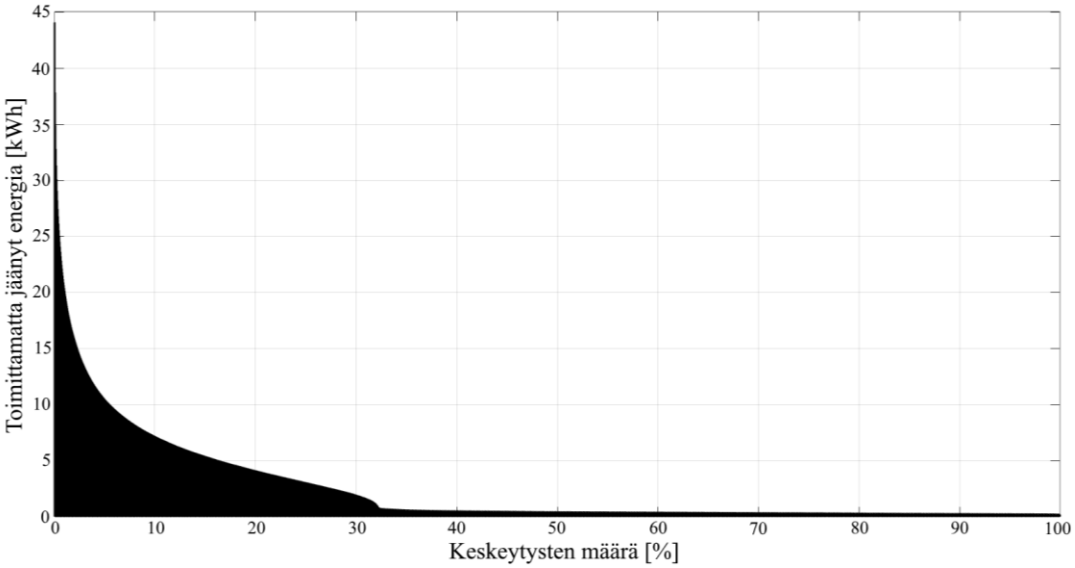
Taulukko 6.2. Muuntamo 1:n ja 2:n kokemien simuloitujen keskeytysten keskipituus t_{odott}, vikataajuus n_{odott}, pikajälleenkytkentöjen määrä n_{PJK} ja aikajälleenkytkentöjen määrä n_{AJK}.

Muuntamo	t_{odott} **[h]**	n_{odott} **[kpl/a]**	n_{PJK} **[kpl/a]**	n_{AJK} **[kpl/a]**
Muuntamo 1	0,73	2,61	7,35	2,63
Muuntamo 2	1,12	2,61	7,35	2,63

Muuntamoiden kuormitusten ja keskeytysaikajakaumien perusteella lasketaan toimittamatta jäänyt energia vikojen aikana. TJE:n jakaumat muuntamoilla on esitetty kuvissa 6.12 ja 6.13.

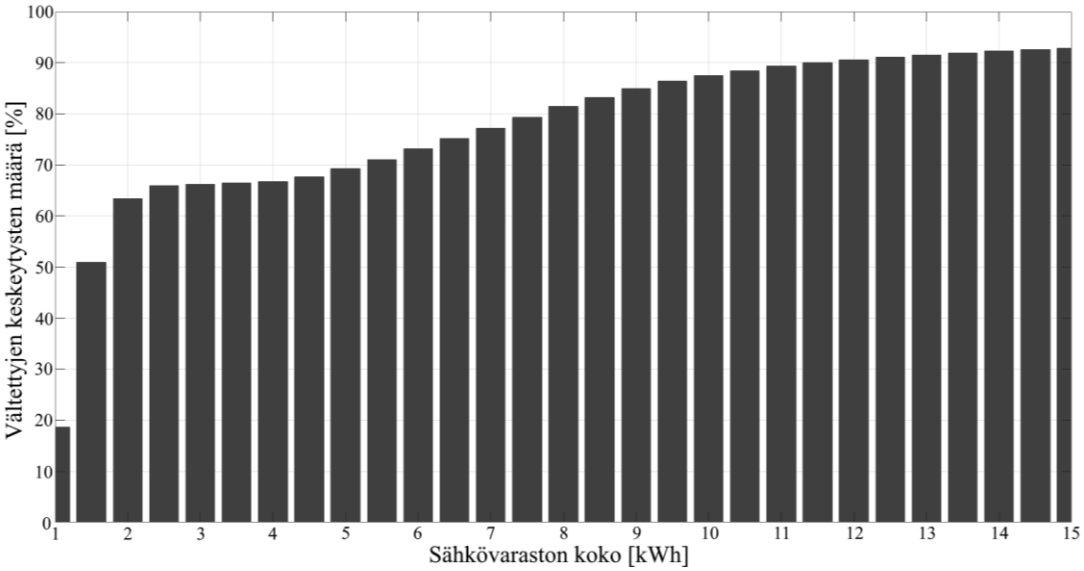


Kuva 6.12. Toimittamatta jäänyt energia Muuntamo 1:n kokemien keskeytysten aikana.

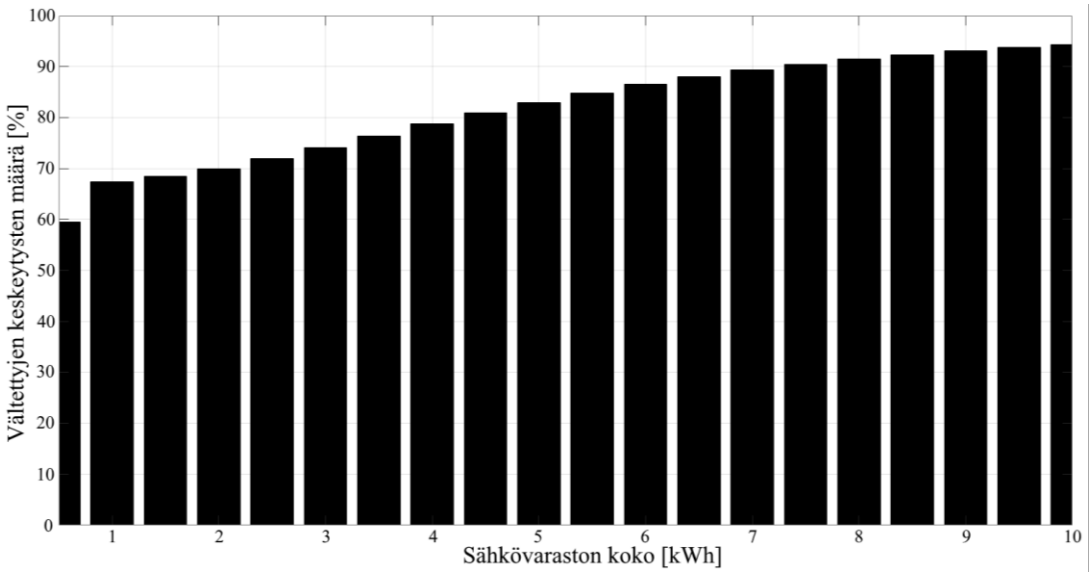


Kuva 6.13. Toimittamatta jäänyt energia Muuntamo 2:n kokemien keskeytysten aikana.

Simuloinnin perusteella hyvin suuri osa keskeytyksistä voidaan välttää pienillä sähkövarastoilla. Kuvasta 6.11 nähdään, että 95 % Muuntamo 1:n keskeytyksistä voidaan välttää 20 kWh sähkövarastolla. Kuvissa 6.14 ja 6.15 on esitetty, kuinka monta prosenttia keskeytyksistä eri kokoisilla sähkövarastoilla voidaan välttää.



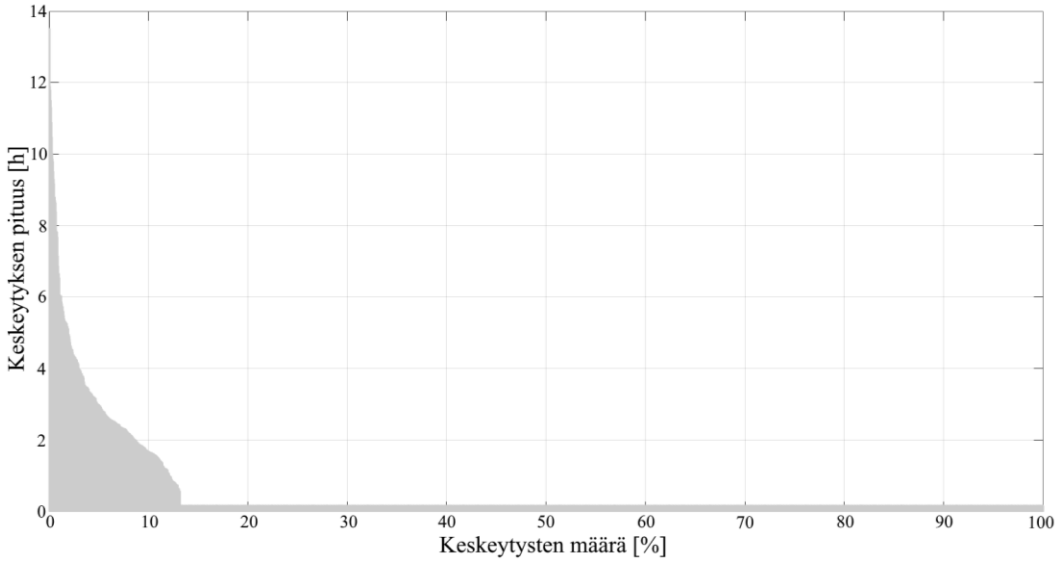
Kuva 6.14. Eri kokoisilla sähkövarastoilla vältettyjen Muuntamo 1:n kokemien keskeytysten määrä prosentteina



Kuva 6.15. Eri kokoisilla sähkövarastoilla vältettyjen Muuntamo 2:n kokemien keskeytysten määrä prosentteina

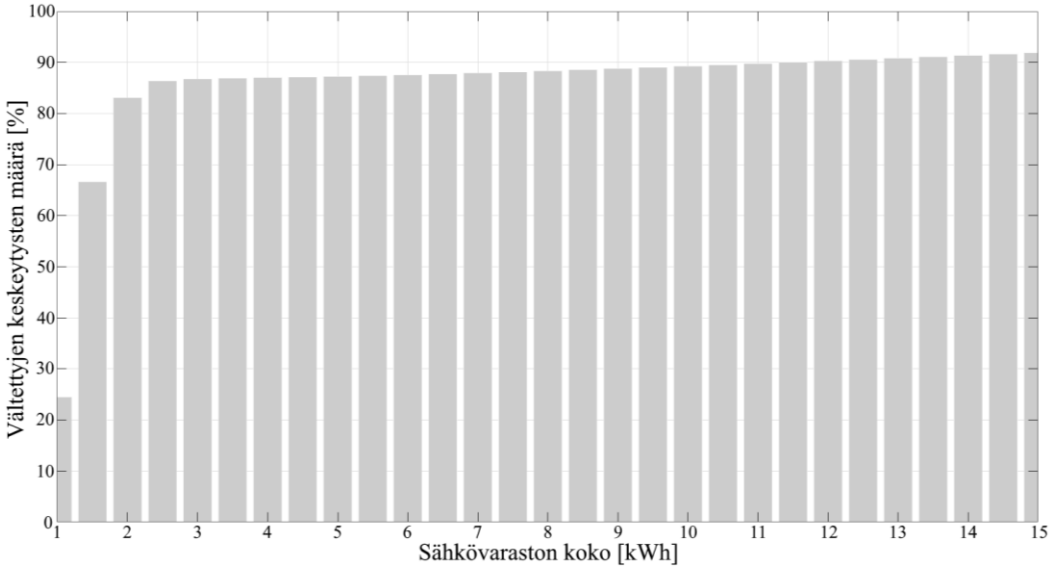
Kuvan 6.14 perusteella 1,5 kWh sähkövarastolla voidaan välttää puolet Muuntamo 1:n kokemista keskeytyksistä. Vastaavasti Muuntamo 2:n kokemista keskeytyksistä puolet voidaan välttää alle 0,5 kWh sähkövarastolla.

Kytkinlaitteiden määrällä on merkitystä asiakkaiden kokemaan keskeytysaikajakaumaan. Kauko-ohjattavan erottimet rajaavat tehokkaasti asiakkaan kokemien keskeytysten pituutta. Sähköt saadaan palautettua kauko-ohjattavien erottimien avulla nopeasti Muuntamo 1:n ja 2:n asiakkaille. Jos kuvassa 6.8 nähtävä erotin E1 olisi käsin ohjattavan erottimen sijaan kauko-ohjattava erotin, muuttuisi Muuntamo 1:n keskeytysaikajakauma kuvan 6.16 mukaiseksi.



Kuva 6.16. Muuntopiiri 1:n keskeytysaikajakauma, kun erotinta E1 ohjataan kauko-ohjauksella.

Erottimen E1 ollessa kauko-ohjattu, aiheuttavat muualla kuin Muuntamo 1:n erotinvyöhykkeellä tapahtuvat viat vain kauko-ohjattavan erottimen kytkentäajan mittaisen keskeytyksen. Kuvan 6.16 keskeytysaikajakauman mukaan Muuntamo 1:n simuloiduista keskeytyksistä 97 % on 10 minuuttia pitkiä. Muuntamo 1:n vioista hyvin merkittävä osa on vältettävissä pienellä sähkövarastolla (kuva 6.17).

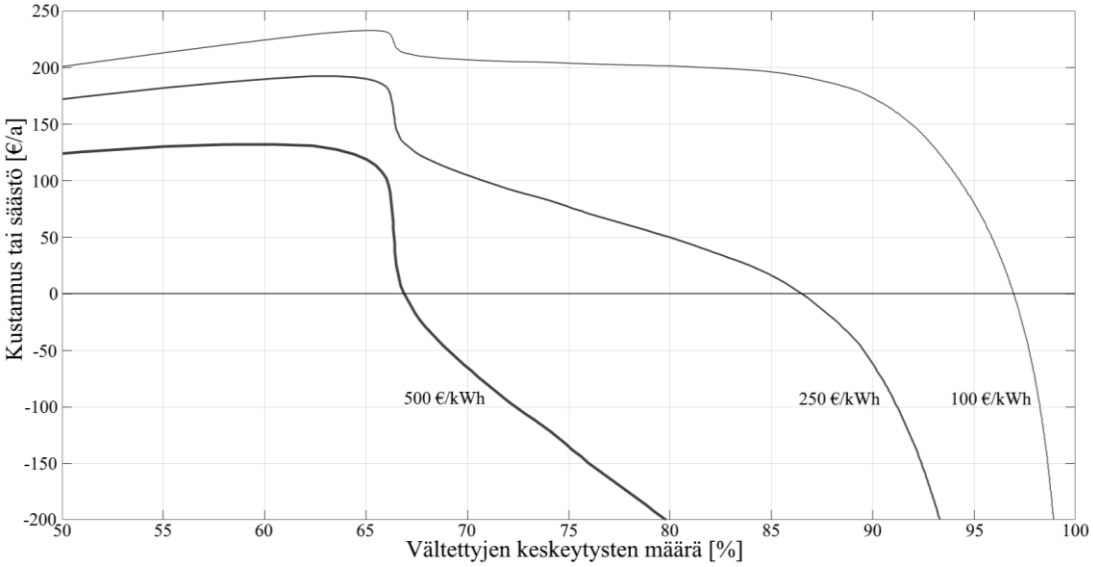


Kuva 6.17. Eri kokoisilla sähkövarastoilla vältettyjen Muuntamo 1:n kokemien keskeytysten määrä prosentteina erottimen E1 ollessa kauko-ohjattu.

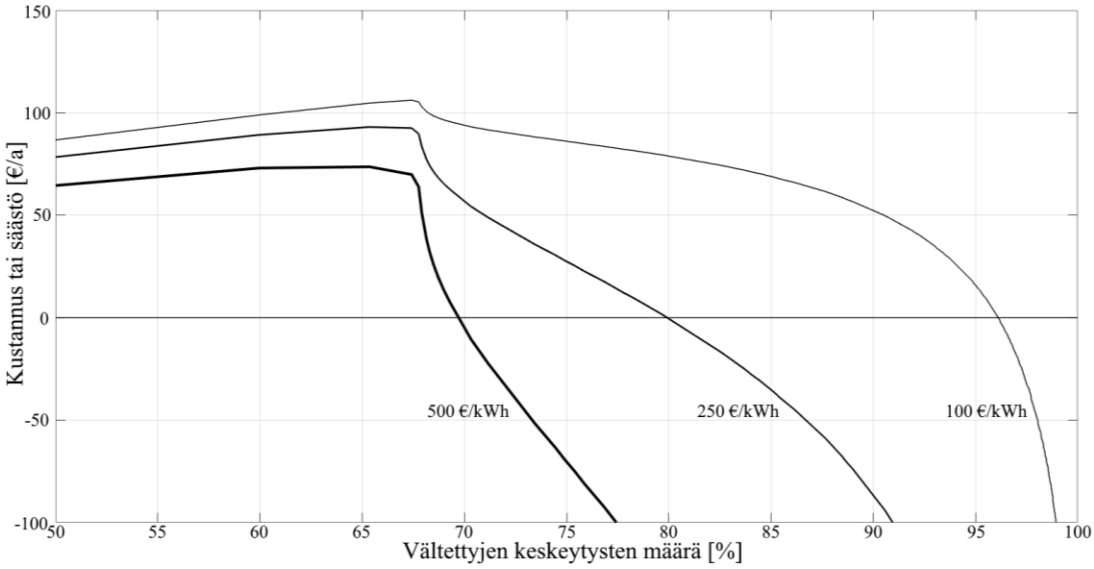
Kuvan 6.17 mukaan Muuntamo 1:n simuloiduista keskeytyksistä 80 % voidaan välttää alle 2,5 kWh sähkövarastolla. Tilanteessa, jossa erotin E1 on käsin ohjattu, 80 % välttämiseen tarvitaan 8 kWh sähkövarasto (kuva 6.14).

6.3.3 Sähkövaraston kannattavuustarkastelu

Sähkövaraston taloudellista kannattavuutta arvioidaan tarkastelemalla sillä saavutettujen säästöjen ja kustannusten erotusta. Sähkövarastolla saavutettu säästö riippuu vältettyjen keskeytysten määrästä ja sähkövaraston hinnasta. Kuvissa 6.18 ja 6.19 on esitetty sähkövarastoilla saavutettu vuosittainen säästö tai kustannus kuvan 6.8 mukaisessa esimerkkiverkossa.



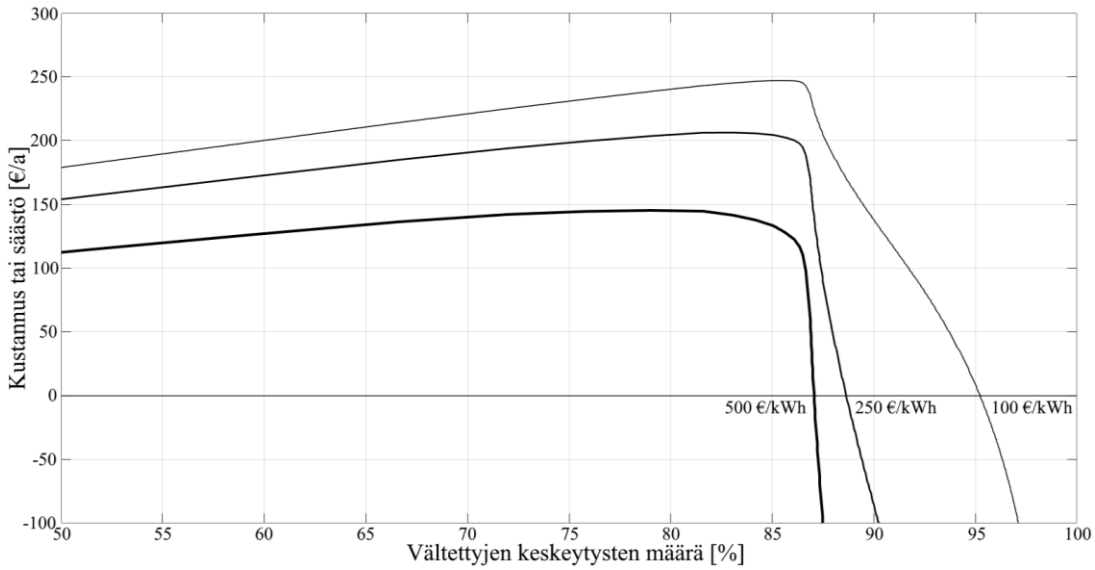
Kuva 6.18. Sähkövarastolla saavutettava vuosittainen säästö tai kustannus vältettyjen keskeytyksen määrän funktiona muuntopiiri 1:ssä. Kustannukset on laskettu kolmella sähkövaraston yksikköhinnalla.



Kuva 6.19. Sähkövarastolla saavutettava vuosittainen säästö tai kustannus vältettyjen keskeytyksen määrän funktiona muuntopiiri 1:ssä. Kustannukset on laskettu kolmella sähkövaraston yksikköhinnalla.

Kuvissa 6.18 ja 6.19 sähkövaraston kustannusten annuiteetti on laskettu tyypillisellä litiumioniakun yksikköhinnalla c_{sv} = 500 €/kWh, 15 vuoden pitoajalla ja 5 % korolla. Kustannukset on lisäksi laskettu yksikköhinnoilla 250 €/kWh ja 100 €/kWh, sillä litiumioniakkujen hinta laskee jatkuvasti. Pika- ja aikajälleenkytkennöistä saavutettu säästö on Muuntamo 1:llä 83 €/a ja Muuntamo 2:lla 27 €/a. Keskeytyskustannuksissa saavutettu säästö kasvaa vältettyjen keskeytysten määrän kasvaessa yhtälön (6.2) mukaisesti. Kuvasta 6.16 nähdään, että Muuntamo 1:n tapauksessa suurin säästö yksikköhinnalla 500 €/kWh saavutetaan, kun sähkövarasto mitoitetaan välttämään noin 60 % pysyvistä keskeytyksistä. Sähkövaraston kustannukset kasvavat säästöjä suuremmaksi, jos sähkövarastolla pyritään välttämään yli 67 % Muuntamo 1:n kokemista keskeytyksistä. Jyrkkä muutos kuvien 6.18 ja 6.19 kustannuskäyrissä noin 67-68 % kohdalla johtuu siitä, että sähkövarastolla vältettyjen keskeytysten määrä kasvaa vain vähän keskeytysten välttämiseen tarvittavan sähkövaraston koon kasvaessa (ks. kuvat 6.14 ja 6.15). Esimerkiksi Muuntamo 1:n tapauksessa 3 kWh sähkövarastolla voidaan välttää lähes yhtä suuri osa keskeytyksistä kuin 4 kWh sähkövarastolla. Sähkövaraston kustannusten annuiteetti kasvaa 33 %, mutta keskeytyksistä voidaan välttää alle prosentti enemmän. Keskeytyskustannussäästö kasvaa siis vähemmän sähkövaraston kustannuksiin verrattuna. Sähkövaraston hinnan laskiessa sähkövarastoilla voidaan välttää suurempi osa keskeytyksistä taloudellisesti kannattavasti. Sähkövaraston yksikköhinnan puolittuessa nykyisestä sähkövaraston kustannukset ylittävät keskeytyskustannussäästöt vasta, kun sähkövarasto mitoitetaan välttämään 87 % keskeytyksistä. 100 €/kWh yksikköhinnalla molempien muuntamoiden kokemista keskeytyksistä voidaan välttää yli 95 % siten, että säästöt ovat kustannuksia suuremmat.

Jos käsin ohjattavan erotin E1 korvataan kauko-ohjattavalla erottimella, on Muuntamo 1:n kustannuksen kuvan 6.20 mukaiset.



Kuva 6.20. Sähkövarastolla saavutettava vuosittainen säästö tai kustannus vältettyjen keskeytyksen määrän funktiona muuntopiiri 1:ssä, kun erotin E1 on kauko-ohjattava. Kustannukset on laskettu kolmella sähkövaraston yksikköhinnalla.

Kuvasta 6.20 nähdään, että sähkövarastolla voidaan välttää suurempi osa simuloiduista keskeytyksistä alkuperäiseen tilanteeseen verrattuna (kuva 6.18). Kauko-ohjattava erotin lisää lyhyiden keskeytysten osuutta keskeytysaikajakaumassa. Keskeytysten keskipituus pienenee, joten pienemmällä sähkövarastolla voidaan välttää suurempi osa keskeytyksistä. Kuvasta 6.20 nähdään, että 500 €/kWh yksikköhinnalla sähkövaraston annuiteetti kasvaa keskeytyskustannussäästöjä suuremmaksi vasta noin 87 % kohdalla.

6.4 Johtopäätökset

Laskennassa käytetty esimerkkiverkko vastaa tyypillistä haja-asutusalueen keskijännitejohtolähtöä Suomessa. Tyypillinen haja-asutusalueen keskijännitejohtolähdön pituus on noin 30-50 km ja sen syöttämissä muuntopiireissä on tyypillisesti 1-5 asiakasta (LUT, 2017). Myös johtolähdön keskeytystaajuus on tyypillinen suomalaiselle keskijännitejohtolähdölle. Laskennan lähtötietoina käytetyt kuormitukset ovat eräiden jakelumuuntamoiden syöttämien asiakkaiden AMR-mittareiden summakäyriä. Laskennan tulokset vastaavat täten tyypillistä tilannetta oikealla keskijännitejohtolähdöllä.

Sähkövarasto voi olla jo nykyisillä sähkövaraston hinnoilla taloudellisesti kannattava vaihtoehto vähentämään asiakkaiden kokemia keskeytyksiä. Kannattavuus paranee sähkövarastojen hintojen laskiessa. Hintojen lasku vaikuttaa varsinkin siihen, kuinka suuri osa keskeytyksistä voidaan välttää ilman lisääntyneitä kustannuksia. Sähkövarasto on

todennäköisesti kannattavampi muuntopiirissä, jonka kokemat keskeytykset ovat usein lyhyitä. Esimerkiksi muuntopiirit, joita syöttää keskijännitejohtolähtö, jolla on useita kauko-ohjattavia erottimia, voivat olla potentiaalisia kohteita sähkövarastolle. Esimerkiksi johtolähdöt, joissa on useita kauko-ohjattavia muuntamoita voivat syöttää muuntopiirejä, joissa sähkövarastolla saavutettaisiin säätöjä. Lähellä sähköasemaa olevat muuntopiirit ovat potentiaalisia tarkastelun kohteita, kun etsitään muuntopiirejä, joissa sähkövarastosta olisi taloudellista hyötyä.

7 YHTEENVETO

Työn tavoitteena oli selvittää millä tavalla sähkövarastot vaikuttavat sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnitteluun. Sähkövarastojen uskotaan yleistyvän jakeluverkossa sähköntuotannon ja liikkumisen muuttuessa yhä hiilineutraalimmaksi. Uusiutuvaa energiaa käyttävä hajautettu sähköntuotanto luo haasteita jakeluverkon suunnittelulle. Lisäksi kiristyneet toimitusvarmuusvaatimukset aiheuttavat suuria investointeja monissa jakeluverkkoyhtiöissä.

Sähkövarastot tulevat yleistymään jakeluverkossa. Sähkövarastoja tullaan liittämään jakeluverkkoon sekä jakeluverkkoyhtiöiden että asiakkaiden toimesta. Suomessa on käynnissä muutamia pilottiprojekteja keskitettyjen sähkövarastojen käytöstä jakeluverkossa. Nähtäväksi jää missä määrin jakeluverkkoyhtiöt tulevat ottamaan sähkövarastot käyttöön. Vuonna 2017 tehdyn kyselytutkimuksen perusteella jakeluverkkoyhtiöt eivät vaikuttaneet kovin aktiivisilta sähkövarastojen käytön suhteen. Sähkövarastoilla on kuitenkin potentiaalia toimia jakeluverkossa. Sähkövarastoja voidaan käyttää muiden muassa toimitusvarmuuden parantamiseen, kuormituksen tasaamiseen, investointien lykkäämiseen ja jännitteen säätämiseen. Jakeluverkkoon liitettävät sähkövarastot tulevat olemaan lähivuosina akkuja. Akkujen hinnan laskiessa asiakkaiden kiinnostus hankkia sähkövarasto oman aurinkovoimalan rinnalle lisääntyy. Lisäksi varsinkin kaupunkiverkoissa sähköautot tulevat yleistymään. Globaalisti asiakkaiden omistamien akkujen energiakapasiteetin uskotaan ylittävän jakeluverkko-omisteisten akkujen energiakapasiteetin 2030-luvun puolivälissä.

Sähkövarastojen yleistymistä hidastaa kaksi asiaa. Sähkömarkkinalaki ja sähkövarastojen hinta. Sähkömarkkinalaki ja EU:n direktiivit eivät mahdollista jakeluverkkoyhtiöiden omistaa sähkövarastoja kuin poikkeustapauksissa. Jakeluverkkoyhtiöiden on tehtävä yhteistyötä muiden markkinatoimijoiden kanssa voidakseen käyttää sähkövarastoja omiin tarpeisiinsa. Sähkövarastolla on oltava sähkömarkkinoilla toimiva omistaja. Tähän ei ole todennäköisesti tulossa muutosta, sillä työ- ja elinkeinoministeriön teettämän selvityksen mukaan jakeluverkkoyhtiöiden ei tulisi jatkossakaan omistaa sähkövarastoja. Selvityksen perusteella tehty muutos sähkömarkkinalakiin sähkövarastojen verotuksesta sen sijaan voi edistää sähkövarastojen yleistymistä. Sähkövarastojen kaksoisverotus poistettiin tapauksissa, joissa sähkövarastoon varastoitua energiaa ei käytetä kattamaan paikallista kulutusta. Sähkömarkkinalaki aiheuttaa ongelmia myös energiayhteisöjen muodostumiselle.

Energiayhteisöt voisivat käyttää sähkövarastoa pientuotannon tuottaman sähkön varastointiin. Ongelmana on kuitenkin, että sähkövarasto rinnastetaan sähköntuotantolaitokseksi, jolloin sähkön siirtämiseen kiinteistörajojen yli tarvitaan paikallisen jakeluverkkoyhtiön lupa. Sähkövarastojen hinta sen sijaan laskee jatkuvasti. Varsinkin jakeluverkkoon sopivien litiumioniakkujen hinta putoaa sähköautoteollisuuden vetämänä. Sähkövarastojen halventuessa niiden taloudellinen potentiaali toimia jakeluverkon sovelluksissa paranee.

Sähkövarastojen pitkän aikavälin suunnittelussa tehdään suunnitelmia kymmeniksi vuosiksi eteenpäin. Sähkövarastojen käytöstä jakeluverkossa on jo käynnissä pilottiprojekteja. Lisäksi sähkövarastoja myydään sähkön käyttäjille aurinkovoimaloiden omakäyttöasteen parantamiseksi. Sähkövarastot tulevat yleistymään jakeluverkossa lähivuosina, joten sähkövarastot tulisi ottaa huomioon sähkönjakeluverkon pitkän aikavälin suunnittelussa jo nyt. Sähkövarastoilla tulee olemaan vaikutusta, tai niillä voidaan vaikuttaa, verkon kuormitukseen. Lisäksi on otettava huomioon, miten sähkönjakeluliiketoiminnan valvontamalli suhtautuu sähkövarastoihin.

Energiavirasto ei ole määrittänyt yksikköhintaa sähkövarastolle, sillä jakeluverkkoyhtiöt eivät voi omistaa niitä. Näin ollen sähkövarastot eivät kasvata jakeluverkon jälleenhankinta-arvoa eikä sen myötä nykykäyttöarvoa. Sähkövarastojen käytöllä on sekä positiivisia että negatiivisia vaikutuksia jakeluverkkoyhtiön sallittuun tuottoon. Sähkövarastolla tehty investointien lykkäys esimerkiksi ei kasvata verkon nykykäyttöarvoa vaan sen sijaan pienentää sitä investoinnin siirtyessä myöhempään ajankohtaan. Investoinnin lykkäys siis pienentää kohtuullista tuottoa. Lisäksi sähkövarastopalveluiden ostaminen vaikuttaa negatiivisesti tehostamiskannustimeen. Sen sijaan sähkövarastolla voidaan parantaa toimitusvarmuutta. Sähkövarastoilla voidaan siis vaikuttaa positiivisesti laatukannustimeen ja tehostamiskannustimeen pienentyneinä keskeytyskustannuksina ja vakiokorvauksina.

Verkon kuormitus ja varsinkin verkossa siirrettävä huipputeho on tärkeä sähköverkkojen suunnitteluun vaikuttava tekijä. Liian suuri kuormitus voi vaarantaa verkon kuormitettavuuden tai aiheuttaa liian suuren jännitteen poikkeaman. Perinteisesti ratkaisu liian suuren huipputehon aiheuttamiin ongelmiin on ollut verkon saneeraus. Sähkövarastoilla voidaan vaikuttaa jakeluverkon saneeraustarpeeseen tasaamalla jakeluverkon kuormitusta.

Sekä kuormitettavuuden ylittyminen, että liiallinen jännitteenlasku tai –nousu on mahdollista ratkaista sähkövaraston avulla. Kuormituksen tasaaminen sähkövarastolla vähentää myös jakeluverkossa aiheutuvia häviöitä. Asiakkaiden omistamat sähkövarastot yhdessä kysynnän jouston sekä tehotariffin kanssa tulevat muokkaamaan asiakkaiden kuormitusta. Sähkövarastot tulevat todennäköisesti tasaamaan asiakkaiden verkosta ottamaa tehoa. Sähkövarastojen aiheuttama muutos kuormitukseen on otettava huomioon pitkän aikavälin suunnittelussa päivittämällä kuormitusmalleja.

Työssä tehdyn esimerkkilaskennan perusteella sähkövarastot voivat olla potentiaalinen vaihtoehto pienjänniteverkon toimitusvarmuuden parantamiseen. Jo nykyisillä sähkövaraston hinnoilla on mahdollista välttää osa asiakkaan kokemista keskeytyksistä taloudellisesti kannattavasti. Sähkövarastot voivat vähentää keskeytyskustannuksia erityisesti verkonosissa, jotka kokevat paljon lyhyitä, kauko-ohjattavan erottimen kytkentäajan pituisia keskeytyksiä.

LÄHDELUETTELO

(ABB, 2010) ABB, 2010. "When grids get smart". [verkkodokumentti]. [Viitattu: 30.1.2019]. Saatavilla: https://library.e.abb.com/public/28f709fc19d86fb1c1257c93002ea1b8/DEABB_1579_10_en_Smart_Grids_190310.pdf

(Abdel-Monem ym., 2017) Abdel-Monem, M., Hegazy, O., Omar, N., Trad, K., Van den Bossche, P., Van Mierlo, J., 2017. "Lithium-ion Batteries: Comprehensive Technical Analysis of Second-Life Batteries for Smart Grid Applications". 19th European Conference on Power Electronics and Applications, 11.-14.9.2017, Warsova, Puola. IEEE.

(Alam ym., 2012) Alam. M. J. E., Muttaqi, K. M., Sutanto, D., 2012. "Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftp solar PV". IEEE Poewr and Energy Society General Meeting, 12.11.2012, San Diego, USA. IEEE.

(Alanen & Hätönen, 2006) Alanen, R., Hätönen, H., 2006. "Sähkön laadun ja jakelun luotettavuuden hallinta". VTT working papers 52, VTT.

(Aming ym., 2007) Aming, D., Rajapakse, A., Molinski, T., Innes, E., 2007. "A Technique Evaluating the Reliability Improvement due to Energy Store System". Canadian Conf. on Electrical and Computer Engineering, 22.-26.4.2007, Vancouver, Kanada. IEEE.

(Aura & Tonteri, 1986) Aura, L., Tonteri, A. J., 1986. "Sähkömiehen käsikirja 2". WSOY.

(Belonogova ym., 2016) Belonogova, N., Haakana, J., Tikka, V., Lassila, J., Partanen, J., 2016. "Feasibility studies of end-customer’s local energy storage on balancing power market". CIRED Workshop, julkaisu 416, 14.15.6.2016, Helsinki, Suomi. CIRED.

(BNEF, 2018) Bloomberg NEF, 2018, "Energy Storage is a $620 Billion Investment Opportunity to 2040". [verkkodokumentti]. [Viitattu: 9.1.2019]. Saatavilla: https://about.bnef.com/blog/energy-storage-620-billion-investment-opportunity-2040/

(Buckley ym., 2019) Bucley, D. N., O'Dwyer, C., Quill, N., Lynch, R. P., 2019. "Electrochemical Energy Storage". Issues in Enviromental Science and Technology, nro 46, The Royal Society of Chemistry.

(Celli ym., 2009) Celli, G., Mocci. S., Pilo, F., Loddo, M., 2009. "Optimal Integration of Energy Storage in Distribution Networks". IEEE Power Tech Conference, 28.5.-2.6., Bukarest, Romania. IEEE.

(Dhundhara ym., 2018) Dhundhara, S., Pal Verma, Y., Williams, A., 2018. "Techno-economic Analysis of the Lithium-ion and Lead-acid Battery in Microgrid Systems". Energy Conversion and Management, osa 177, s. 122-142.

(EASAC, 2017) European Academies' Science Council (EASAC), 2017. "Valuing dedicated storage in electricity grids". EASAC policy report 33. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 19.11.2018]. Saatavilla: www.easac.eu

(Energiateollisuus, 2017) Energiateollisuus ry, 2017. "ET:n näkemys sähkövarastoista".

(Energiavirasto, 2015) Energiavirasto, 2017. "Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016-31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020-31.12.2023 valvontajaksolla". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 8.2.2019] Saatavilla: https://www.energiavirasto.fi/documents/10179/0/Liite_2_Valvontamenetelmät_Sähkönjakelu_luonnos.pdf/321fee5c-f449-4bc5-bae7-d1fc70b69da9

(Fingrid, 2018) Fingrid, 2018. "Taajuusohjattujen reservien ylläpidon sovellusohje". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 6.12.2018]. Saatavilla: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kulutuksen-ja-tuotannon-liittaminen-kantaverkkoon/liite-a-taajuusohjattujen_reservien_yllapidon_sovellusohje_2018.pdf

(Fingrid, 2019) Fingrid, 2019. Fingridin internetsivut. Saatavilla: https://www.fingrid.fi

(Galatsopoulos ym., 2018) Galatsopoulos, C., Papadopoulou, S., Ziogou, C., Voutetakis, S., 2018. "Energy Management Strategy in a Residential Battery Energy Storage System". 26th Mediterranean Conference on Control and Automation, 19.-22.6.2018, IEEE.

(Gómez-González ym., 2018) Gómez-González, J. F., Cañadillas-Ramallo, B., González-Díaz, B., Méndez-Pérez, J. A., Rodríguez, J., Sánchez, J., Guerrero-Lemus, R. 2018. "Reactive power management in photovoltaic installations connected to low-voltage grids to avoid active power curtailment". Renewable Energy and Power Quality Journal, osa 1, s. 5-11.

(Grip, 2013) Grip, K., 2013. "Pienasiakkaan kysynnän jouston ja oman tuotannon vaikutukset kuormitusmalleihin". Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto.

(de Groot ym., 2013) de Groot, R. J. W., Karaliolios, P., Slootweg, J. G., de Jong, E. C. W., van Overbeeke, F., 2013. "Smart Storage: Embedding local storage in the distribution grid". 2013 IEEE Grenoble Conference, 4.11.2013, Grenoble, Ranska. IEEE.

(Güngör ym., 2011) Güngör, V., C., Sahin, D., Kocak, T., Ergüt, S., Buccella, C., Cecati, C., Hancke, G., P., 2011. "Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards". IEEE Transactions on industrial informatics, osa 7, nro 4, s. 529-539.

(Gür, 2018) Gür, T. M., 2018, "Review of electrical energy storage technologies, materials and systems: challenges and prospects for large-scale grid storage". Energy Enviromental Science, osa 11, s. 2696-2767.

(Haakana ym., 2011) Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J., 2011. "Simulation method for evaluation of the challenges in the reliability performance of medium-voltage networks". 17th Power Systems Computation Conference, 22.-26.8.2011, Tukholma, Ruotsi. PSCC.

(Haakana ym., 2013) Haakana, J., Lassila, J., Kaipia, T., Partanen, J., 2013. "Utilisation of Energy Storages to Secure Electricity Supply in Electricity Distribution Networks". 22nd International Conference on Electricity Distribution, 10.-13.6.2013, Tukholma, Ruotsi. CIRED.

(Haakana ym., 2014) Haakana, J., Kaipia, T., Lassila, J., Partanen, J., 2014. "Reserve Power Arragements in Rural Area Underground Cable Networks". IEEE Transactions on Power Delivery, osa 29, nro 2. IEEE.

(Haakana ym., 2016) Haakana, J., Tikka, V., Tuunanen, J., Lassila, J., Belonogova, N., Partanen, J., Repo, S., Pylvänäinen, J., 2016. "Analyzing the effects of the customer-side BESS from the perspective of electricity distribution networks". IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe, 9.-12.2016, Ljubljana, Slovania. IEEE.

(Haakana ym., 2017) Haakana, J., Haapaniemi, J., Tikka, V., Lassila, J. & Partanen, J. 2017. "Risk or benefit on the electricity grid: distributed energy storages in system services". Open Access Proceedings Journal, osa 2017, nro 1, s. 1971-1974. CIRED.

(Helen, 2015) Helen, 2015. "Helsinkiin pohjoismaiden suurin sähkövarasto". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 3.12.2018]. Saatavilla: https://www.helen.fi/uutiset/2015/helsinkiin-pohjoismaiden-suurin-sahkovarasto/

(Helen, 2018) Helen, 2018. "Älykäs sähkövarasto pientaloon". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 12.2.2019]. Saatavilla: https://www.helen.fi/aurinko/kodit/sahkovarasto-pientaloon/

(Horn ym., 2018) Horn, M., MacLeod, J., Liu, M., Webb, J., Motta, N., 2018. "Supercapacitors: A New Source of Power for Electric Cars? ". Economic Analysis and Policy, osa 61, s. 93-103.

(Huhta, 2011) Huhta, H., 2011. "Puuluodon sähkönjakeluverkon saneeraus". Opinnäytetyö, Kemi-Tornion Ammattikorkeakoulu.

(IEC, 2011) International Electrotechnical Commission – IEC, 2011. "Electrical Energy Storage". White Paper.

(Jaiswal, 2017) Jaiswal, A., 2017. "Lithium-ion Battery Based Renewable Energy Solution for Off-grid Electricity: A Techno-Economic Analysis". Renewable and Sustainable Energy Reviews, osa 72, s 922-934.

(Järventausta ym., 2015) Järventausta, P., Repo, S., Trygg, P., Rautiainen, A., Mutanen, A., Lummi, K., Supponen, A., Heljo, J., Sorri, J., Harsia, P., Honkiniemi, M., Kallioharju, K., Piikkilä, V., Luoma, J., Partanen, J., Honkapuro, S., Valtonen, P., Tuunanen, J., Belonogova, N., 2015. "Kysynnän jousto – Suomeen soveltuvat käytännön ratkaisut ja vaikutukset verkkoyhtiöille (DR pooli) ". Loppuraportti, Tampereen teknillinen yliopisto.

(Kaffe ym., 2018) Kaffe, E., Feizi, T., La Fauci, R., Loepfe, B., 2018. "The Multiple Roles of a Battery Energy Storage System – Result of a Pilot Project". CIRED Workshop, julkaisu 0246, 7.-8.6.2018, Ljubljana, Slovenia. CIRED.

(Kaipia ym., 2010) Kaipia, T., Haakana, J., Lassila, J., Partanen, J., 2010. "A Stochastic Approach for Analysing Availability of Electricity Supply". Proc. 9th Nordic Distribution ans Asset Management Conference, syyskuu 2010, Aalborg, Tanska. NORDAC.

(Kaldellis ym., 2009) Kaldellis, J. K., Zafirakis, D., Kavadias, K., 2009. "Techno-economic comparison of energy storage systems fo island autonomous electrical networks". Renewable and Sustainable Energy Reviews, osa 13, nro 2, s. 378-392, helmikuu 2009.

(Karjola, 2011) Karjola, T., 2011. "Oulun Energia Siirto ja Jakelu Oy:n Verkostostrategia". Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Karppinen, 2019) Karppinen, T., 2019. Johtava asiantuntija, Energiavirasto. [sähköpostiviesti] tiina.karppinen@energiavirasto.fi 12.3.2019.

(Kivinen, 2008) Kivinen, J., 2008. "Hajautetun sähköntuotannon verkostovaikutukset". Kandityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Lakervi & Partanen, 2008) Lakervi, E., Partanen, J., 2008. "Sähkönjakelutekniikka". Otatieto.

(Lassila ym., 2012) Lassila, J., Haakana, J., Tikka, V. & Partanen, J. 2012. "Methodology to Analyze the Economic Effects of Electric Cars as Energy Storages". IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 3, no. 1, pp. 506-516. IEEE.

(Lawder ym., 2014) Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S., Subramanian, V. R., 2014. "Battery Energy Storage System (BESS) and Battery Management System (BMS) for Grid-Scale Applications". Proceeding of the IEEE, osa 102, nro 6. IEEE.

(Lehtonen, 2010) Lehtonen, M., 2010. "Fault rates of different types of medium voltage power lines in different enviroments". Proceedings of the 2010 Electric Power Quality and Supply Reliability Conference, 16.-18.8.2010, Kuressaare, Viro. IEEE.

(Leitermann, 2012) Leitermann, O., 2012. "Energy Storage for Frequency Regulation on the Electric Grid". Väitöskirja, Massachusetts Institute of Technology.

(Lund & Paatero, 2006) Lund, P. D., Paatero, J. V., 2006, "Energy storage options for improving wind power quality". Nordic wind power conference, 22.-23.5.2006, Espoo, Suomi.

(LUT, 2017) Lappeenrannan teknillinen yliopisto - LUT, 2017. Sähkönjakelutekniikan luentokalvot.

(LUT, 2018) Lappeenrannan teknillinen yliopisto - LUT, 2018. Smart Grids – luentokalvot.

(Mahmud ym., 2011) Mahmud, M. A., Hossain, M. J., Pota, H. R., 2011. "Analysis of Voltage Rise Effect on Distribution Network with Distributed

Generation". IFAC Proceedings Volumes, osa 44, nro 1, s. 14796-14801.

(May ym., 2018) May, G., Davidson, A., Monahov, B., 2018. "Lead Batteries for Utility Energy Storage: A Review". Journal of Energy Storage, osa 15, s. 145-157.

(Mishra ym., 2012) Mishra, A., Irwin, D., Shenoy, P., Kurose, J., Zhu, Ting. 2012. "SmartCharge: Cutting the Electricity Bill in Smart Homes with Energy Storage.". 2012 Third International Conference on Future Systems: Where Energy, Computing and Communication Meet (e-Energy), 9.-11.5.2012, Madrid, Espanja. IEEE.

(Mäki, 2007) Mäki, K., 2007. "Novel Methods for Assessing the Protection Impacts of Distributed Generation in Distribution Network Planning". Väitöskirja, Tampereen teknillinen yliopiston julkaisuja, osa 701. Tampereen teknillinen yliopisto.

(Naps, 2018) Naps, 2018, "Akut osana aurinkosähköjärjestelmää". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 12.2.2019]. Saatavilla: https://napssolar.com/fi/aurinkosahko/akut-osana-aurinkosahkojarjestelmaa

(Nourai ym., 2008) Nourai, A., Kogan, V. I., Schafer, C. M., 2008. "Load Leveling Reduces T&D Line Losses". IEEE Transactions on Power Delivery, osa 4, lokakuu, 2008. IEEE.

(Nykvist ym., 2019) Nykvist, B., Sprei, F., Nilsson, M., 2019. "Assessing the Progress Toward Loewr Priced Long Range Battery Electric Vehicles". Energy Policy, osa 124, s. 144-155.

(Nykänen, 2009) Nykänen, K., 2009. "Vaasan Sähköverkko Oy:n keskijänniteverkon nykytilan määritys sekä kehittämissuunnitelma käyttövarmuuden näkökulmasta". Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Omar, 2018) Omar, N., 2018. "Second life of batteries – Market, Applications and Challenges – seminaari". 14.12.2018, Helsinki, Suomi.

(Partanen, 2018) Partanen, J., 2018. "Sähkön siirtohinnat ja toimitusvarmuus". Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja 43/2018. TEM.

(Partanen ym., 2012) Partanen, J., Honkapuro, S., Tuunanen, J., 2012. "Jakeluverkkoyhtiöiden tariffirakenteiden kehitysmahdollisuudet". LUT Energia tutkimusraportti 21, 4.5.2012, Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Penttinen, 2015) Penttinen, A., 2015. "Palvelumallin kehittäminen sähköverkkoyhtiön kohtuullisen tuoton ja siirtohinnoittelun analysointiin.". Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Poudineh & Jamasb, 2014) Poudineh, R., Jamasb, T., 2014. "Distributed generation, storage, demand response, and energy efficiency as alternatives to grid capacity enchancement". Energy Policy, osa 67, s. 222-231.

(PowerTech, 2019) PowerTech, 2019. "Self-consumption and self-sufficiency". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 13.3.2019]. Saatavilla: https://www.powertechsystems.eu/home/applications/energy-storage/self-consumption/

(REN21, 2018) REN21 Community, 2018. "Renewables 2018 Global Status Report". [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 6.2.2019]. Saatavilla: http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/

(Repo ym., 2003) Repo, S., Laaksonen, H., Mäkinen, A., Järventausta, P., 2003. "Hajautetun tuotannon huomioiminen sähkönjakeluverkon suunnittelussa". Sähkövoimatekniikan raportti 3-2003. Tampereen teknillinen yliopisto.

(Saboori & Abdi, 2013) Saboori, H., Abdi, H., 2013. "Application of a Grid Scale Energy Storage System to Reduce Distribution Network Losses". 18th Electric Power Distribution Conference, 30.4.-1.5.2013, Kermansah, Iran. IEEE.

(Sallinen, 2017) Sallinen, T., 2017. "Aurinkosähköinvertterin mitoituksen teknistaloudellinen optimointi Etelä-Savon aurinkosäteilyolosuhteissa". Diplomityö, Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Sandia, 2019) Sandia National Laboratories, DOE Global Energy Storage Database. [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 13.3.2019]. Saatavilla: https://www.energystorageexchange.org/

(Sauer ym., 2009) Sauer, D., Kleimaier, M., Glaunsinger, W., 2009. "Relevance of Energy Storage in Future Distribution Networks with High Penetration of Renewable Sources". 20th International Conference on Electricity Distribution, 8.-11.6.2009, Praha, Tšekki. CIRED.

(Schmidt ym., 2017) Schmidt, O., Hawkes, A., Gambhir, A. & Staffell, I. 2017. "The future cost of electrical energy storage based on experience rates". Nature Energy, osa 2, nro 8, s. 17110.

(Solar, 2018) Solar Factory, 2018, [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 12.2.2019]. Saatavilla: http://solarfactory.fi/

(Song ym., 2011) Song, M-K., Park, S., Alamgir, F. M., Cho, J., Liu, M. 2011. "Nanostructure electrodes for lithium-ion and lithium-air batteries: the latest developments, challenges, and perspectives". Materials Science and Engineering, osa 27, s. 203-252.

(Spiliotis ym., 2016) Spilioitis, K., Claeys, S., Ramos Gutierrez, A., Driesen, J., 2016. "Utilizing Local Energy Storage for Congestion Management and Investment Deferral in Distribution Networks". 13th International Conference on the European Energy Market, 6.-9.6.2016, Porto, Portugal. IEEE.

(TEM, 2018a) Työ- ja elinkeinoministeriön Älyverkkotyöryhmä, 2018. "Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä". Työ- ja elinkoinoministeriön julkaisuja 33/2018, Helsinki, 2018.

(TEM, 2018b) Työ- ja elinkeinoministeriön Älyverkkotyöryhmä, 2018. "Älyverkkotyöryhmän ehdotukset ja niiden tarkemmat

perustelut". Älyverkkotyöryhmän loppuraportin liite, Työ- ja elinkeinoministeriö, Helsinki.

(Tesla, 2019) Tesla Powerwall, [Verkkodokumentti]. [Viitattu: 5.12.2018]. Saatavilla: https://www.tesla.com/fi_FI/powerwall?redirect=no

(Tikka ym., 2018) Tikka, V., Belomogova, N., Honkapuro, S., Lassila, J., Haakana, J., Lana, A., Romanenka, A., Haapaniemi, J., Narayanan, A., Kaipia, T., Niemelä, H., Partanen, J., 2018. "Final report: Multi-objective rotle of battery energy storages in an energy system". Tutkimusraportti 75, 2018, Lappeenranta, Suomi. Lappeenrannan teknillinen yliopisto.

(Varonen, 2017) Varonen, V., 2017. "Sähkövarastojen käyttö verkkoliiketoiminnassa". Diplomityö, Tampereen teknillinen yliopisto.

(Valtiovarainvaliokunta, 2018) Valtiovarainvaliokunnan mietintö VAVM 22/2018 vp – HE 191/2018, "Hallituksen esitys energiaverotusta koskevan lainsäädännön muuttamiseksi".

(Weitzel ym., 2018) Weitzel, T., Glock, C. H., 2018. "Energy management for stationary electric energy storage systems: A systematic literature review". European Journal of Operational Research, osa 264, s. 582-606.

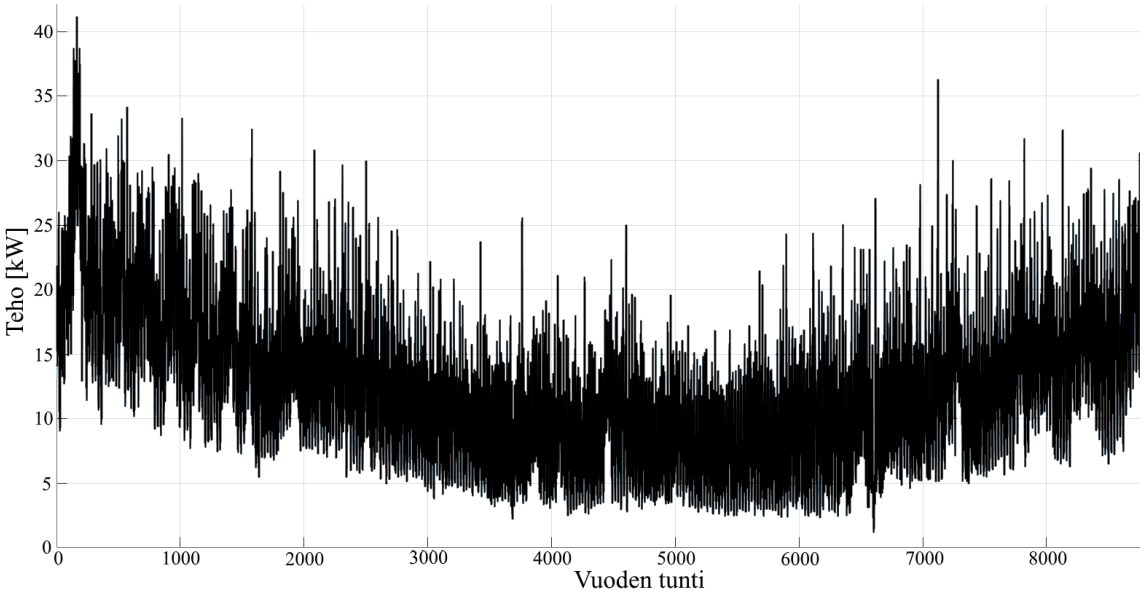
(Vessari, 2014) Vessari, M., L., 2014. "Asemakaava-alueen tavoiteverkon suunnittelu ja sitä ohjaavat tekijät keskijänniteverkossa". Diplomityö, Vaasan yliopisto.

(Vilppo ym., 2017) Vilppo, O., Markkula, J., Järventausta, P., Repo, S., Hakala, T. 2017. "Cost-Benefit Analysis for Using Li-ion Batteries in Low-Voltage Network for Decreasing Outage Time Experienced by Customers". 24th International Conference on Electricity Distribution, 12.-15.6.2017, Glasgow, Skotlanti.

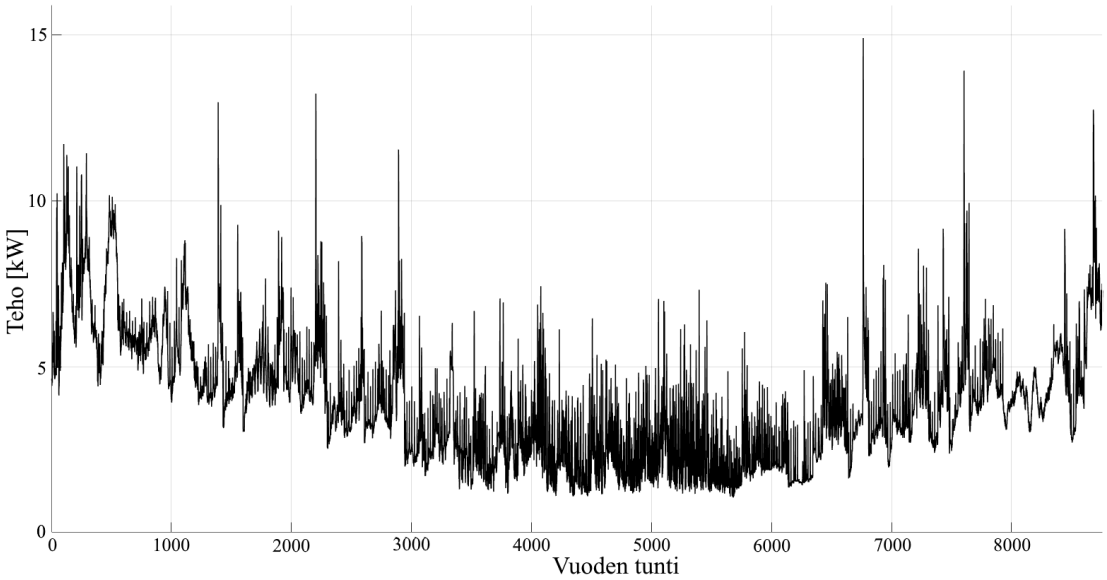
(Zakervi & Syri, 2014) Zakervi, B., Syri, S., 2014. "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis". Renewable and Sustainable Energy Reviews, osa 42, s. 569-59.

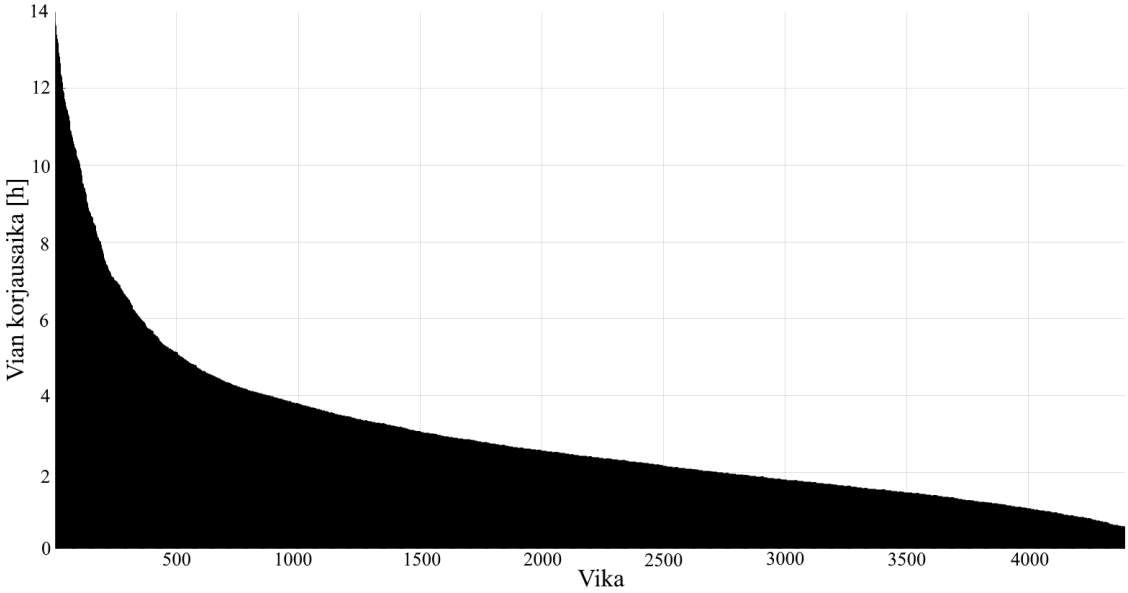
LIITE I: Muuntopiirien kuormituskäyrät

Muuntopiiri 1:n kuormituskäyrä:



Muuntopiiri 2:n kuormituskäyrä:



LIITE II: Vian korjausaikajakauma

Keskeytysaikajakauman simuloinnissa käytetty vian korjausaikajakauma: