

Maria Kainulainen

**HAJA-ASUTUSALUEEN JAKELUVERKKOA  
TUKEVIEN AKKUVARASTOJEN  
HYÖDYNNETTÄVYYSPOTENTIALI  
ELENIAN VERKKOALUEELLA**

Diplomityö  
Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunta  
Pertti Järventausta  
Sami Repo  
Joulukuu 2019

# TIIVISTELMÄ

Maria Kainulainen: Haja-asutusalueen jakeluverkkoa tukevien akkuvarastojen hyödynnettävyysspotentiaali Elenian verkkoalueella  
Diplomityö  
Tampereen yliopisto  
Sähkötekniikka, DI  
Joulukuu 2019

---

Energian varastoinnin tarve on kasvussa energiamurrokseen liittyvän uusiutuvan energiantuotannon lisääntyvän määrän ja toisaalta säädettävän tuotannon vähenemisen vuoksi. Sähkövarastoilla on mahdollista osallistua valtakunnallisen tehotasapainon hallintaan. Sähkövarastoilla on lisäksi paljon muita käyttökohteita mm. jakeluverkossa. Suomalainen sähköverkkoyhtiö Elenia Oy sekä Pohjoismainen energiayhtiö Fortum Oyj ovat kehittäneet Energiaviraston nykyisen valvontamallin kanssa yhteensopivan konseptin ja markkinamallin akustojen hyödyntämiselle jakeluverkossa.

Diplomityön tarkoituksena oli tutkia kehitetyn konseptin ja markkinamallin mukaisen ratkaisun hyödynnettävyysspotentiaalia Elenia Oy:n verkkoalueella akkujärjestelmien koko elinkaari huomioiden. Työn tavoitteena oli selvittää, kuinka paljon Elenian verkossa on akustoille potentiaalisia kohteita, joihin akkupalveluita kannattaisi markkinoilta ostaa. Työssä kehitettiin laskentamalli, jonka avulla akkuvarastojen hyödynnettävyysspotentiaalia oli mahdollista arvioida. Tuloksia tarkasteltiin herkkyystarkasteluna akustoista maksettavan palvelumaksun eri tasoilla. Lisäksi tehtiin herkkyystarkastelu keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvostuksen vaikutuksesta potentiaalisten kohteiden lukumäärään.

Eri palvelumaksun tasoilla tehdyn herkkyystarkastelun tulokset osoittivat palvelumaksun vaikuttavan olennaisesti potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään. Mikäli palvelumaksua ei makseta lainkaan, kaikki rajausten jälkeen hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelussa mukana olleet 230 keskijännitehaaraa osoittautuivat kannattaviksi toteuttaa. Palvelumaksun ollessa 15 €/kWh vuodessa, laski potentiaalisten kohteiden lukumäärä 68 kappaleeseen. Palvelumaksun tasolla 22,5 €/kWh potentiaalisten kohteiden lukumäärä laski 15 kappaleeseen, mikä on alle neljännes 15 euron palvelumaksuun verrattuna. Palvelumaksun ollessa 30 €/kWh vuodessa laski potentiaalisten kohteiden lukumäärä neljään kappaleeseen. 37,5 €/kWh palvelumaksulla potentiaalisia kohteita akuston sijoittamiselle oli vain 2 kappaletta. Palvelumaksun taso, jolla potentiaalisia kohteita ei ollut yhtään, oli 44 €/kWh vuodessa. Myös KAH-kustannusten arvostamisen muutoksella todettiin olevan vaikutus potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään, kuitenkin palvelumaksun vaikutuksen ollessa suurempi.

Tarkastelun perusteella voitiin todeta akuista maksettavan palvelumaksun ja KAH-kustannussäästön olevan merkittävimmät jakeluverkkoa tukevien akkuvarastojen hyödynnettävyysspotentiaaliin vaikuttavat tekijät. Hyödynnettävyysspotentiaalin laskentamallin lähtötiedoissa on kuitenkin jonkin verran epävarmuustekijöitä ja keskiarvoistuksia, mikä on huomioitava tulosten arvioinnissa. Lisäksi lainsäädännössä tapahtuvat akkuja koskevat muutokset niin EU-tasolla kuin kansallisestikin, voivat vaikuttaa merkittävästi akustojen potentiaaliin jakeluverkkokäytössä. Tulosten perusteella voidaan todeta, etteivät akustot nykytilanteessa näyttäydy yltiöpositiivisena, mutta kuitenkin kannattavia kohteita löytyy, mikäli palvelumaksun taso on sopiva.

Avainsanat: akusto, sähkövarasto, jakeluverkko, energiamurros

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

# ABSTRACT

Maria Kainulainen: The utilization potential of rural network supporting battery storage in Elenia's network  
Master's thesis  
Tampere University  
Electrical Engineering, MSc  
December 2019

---

The need for energy storage is constantly increasing due to the boost in renewable energy production associated with the energy transition and the reduction of regulated production. Electricity storage can be a part of the management of the nationwide power balance. Energy storage can also be used for example in distribution networks. The Finnish distribution system operator Elenia Oy and the Nordic energy company Fortum Oyj have developed a concept and market model for the utilization of batteries in the distribution network that is compatible with the current regulatory model of the Energy Authority.

The purpose of this thesis was to investigate the long-term utilization potential of the solution suitable for the developed concept and market model in Elenia Oy's network. The objective of the thesis was to find out how many potential locations for the batteries are there in Elenia's network, for which it is feasible to acquire battery services from the market. In this thesis, a calculation model was developed, which made it possible to estimate the potential of battery storage utilization. The results were considered as a sensitivity analysis at different levels of battery service charge. In addition, a sensitivity analysis on the effect of the change of regulatory outage cost valuation on the number of potential targets, was made.

The results of the sensitivity analysis at different service charge levels showed that the service charge has a significant effect on the number of potential battery locations. Without service charge, all the 230 medium voltage branches that were examined in the utilization potential study, proved to be profitable. With a service charge of 15 €/kWh per year, the number of potential battery locations dropped to 68. With a service fee of 22.5 €/kWh, the number of potential sites decreased to 15, which is less than a quarter compared to a service charge of 15 euros. With a service charge of 30 €/kWh per year, the number of potential locations decreased to four. With a service fee of 37.5 €/kWh, there were only two potential sites for battery placement. The service charge level with no potential battery locations was 44 €/kWh/year. The change in the valuation of the regulatory outage costs was also found to influence the number of potential battery locations, yet the service charge having a larger impact.

According to the study, the service charge for batteries and the savings of regulatory outage costs were found to be the most significant factors affecting the utilization potential of the battery storage facilities supporting the distribution network. However, there are some uncertainties and generalizations in the input data for the utility potential calculation model, which need to be considered when evaluating the results. In addition, legislative changes to batteries at both EU and national levels can have a significant impact on the potential of batteries in the distribution networks. Based on the results, it can be stated that the batteries do not appear to be overly positive in the current situation, but still profitable locations can be found, if the service charge level is appropriate.

Keywords: battery, electricity storage, distribution network, energy transition

The originality of this thesis has been checked using the Turnitin OriginalityCheck service.

# ALKUSANAT

Tämä diplomityö tehtiin Elenia Oy:lle Verkko-omaisuus ja investoinnit -tiimiin vuoden 2019 aikana. Työn ohjaajana toimi Elenia Oy:n verkkoliiketoiminnan kehittäjä DI Tomi Hakala. Työn tarkastajina toimivat Tampereen yliopiston Informaatioteknologian ja viestinnän tiedekunnan sähkötekniikan yksikön professorit Pertti Järventausta ja Sami Repo.

Haluan kiittää Tomia työni ohjaamisesta, työn aikana saamastani tuesta ja palautteesta sekä erityisen mielenkiintoisen ja ajankohtaisen diplomityöaiheen tarjoamisesta. Lisäksi haluan kiittää Mikael Koveroa, Verkko-omaisuus ja investoinnit -tiimin asiantuntijoita sekä lukuisia muita elenialaisia saamistani asiantuntevista neuvoista ja tuesta. Professori Pertti Järventaustaa haluan kiittää työn tarkastamisesta, rakentavasta palautteesta sekä hyvien kehitysideoiden esiin tuomisesta.

Lisäksi haluan erityisesti kiittää vielä vanhempiani, Essiä sekä Fannya korvaamattomasta lastenhoitoavusta ja henkisestä tuesta, mitä olen koko opiskelujeni ajan saanut.

Tampereella, 15.12.2019

Maria Kainulainen

# SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO .....	1
1.1 Työn tavoitteet ja sisältö.....	3
1.2 Elenia Oy .....	3
2. SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TOIMINTAYMPÄRISTÖ .....	5
2.1 Sähköjakeluverkot.....	5
2.2 Jakeluverkon rakenne .....	6
2.3 Sähkömarkkinalaki .....	8
2.4 Valvontamenetelmät .....	9
2.5 Keskeytyskustannukset.....	13
2.6 Loistehon kompensointi .....	16
3. AKUSTOT OSANA SÄHKÖMARKKINOITA.....	19
3.1 Reservit ja säätösähkö.....	19
3.2 Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi.....	20
3.3 Vuosi- ja tuntimarkkinat.....	21
3.4 Akut energiamurroksessa.....	22
4. VERKOSTOINVESTOINNIT ELENIA OY: SSA.....	24
4.1 Investointimäärien kehittyminen .....	24
4.2 Elenia Sävarma.....	25
4.3 Haja-asutusalueen investointi- ja kunnossapitostrategia .....	27
5. AKUSTON HYÖDYNTÄMINEN JAKELUVERKOSSA – ELENIAN PILOT CASE	28
5.1 Akustot osana jakeluverkkoa.....	28
5.2 Akkulaitteisto.....	29
5.3 Toimintaperiaate .....	30
5.4 Markkinamalli .....	31
5.5 Pilottikohde .....	32
6. LASKENTAMALLI.....	34
6.1 Järjestelmän kustannukset.....	34
6.1.1 Investointikustannus .....	34
6.1.2 Ylläpito.....	35
6.1.3 Palvelumaksu .....	35
6.2 Järjestelmän tuotot/säästöt .....	35
6.2.1 Keskeytyskustannussäästö runkojohdon vioissa.....	36
6.2.2 Keskeytyskustannussäästö haaran vioissa .....	39
6.2.3 Loistehon kompensointi .....	39
6.2.4 Liittymismaksu .....	40

6.2.5 Tariffi.....	41
6.3 Laskentamalli.....	41
7.POTENTIALISTEN KOHTEIDEN KARTOITUS ELENIAN VERKKOALUEELLA	43
7.1 Kohteiden rajaus.....	43
7.2 Case-tarkastelu.....	44
7.2.1 Case 1.....	44
7.2.2 Case 2.....	45
7.2.3 Case 3.....	45
7.3 Muut kohteiden rajaukseen vaikuttaneet tekijät.....	46
8.AKKUVARASTOJEN HYÖDYNNETTÄVYYS-POTENTIALI.....	47
8.1 Herkkyystarkastelu eri palvelumaksujen tasoilla.....	47
8.2 KAH-arvostuksen muutoksen vaikutus kohdelukumäärään.....	49
8.3 Potentialisimmat akkukohteet Elenian verkkoalueella.....	50
9.PÄÄTELMÄT.....	52
LÄHTEET.....	55
LIITE A: LASKENTAMALLI.....	58

# LYHENTEET JA MERKINNÄT

aFRR	Automaattinen taajuudenhallintareservi
AJK	Aikajälleenkytkentä
ET	Energiateollisuus ry
EU	Euroopan Unioni
EV	Energiavirasto
FCR-D	Taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	Taajuusohjattu käyttöreservi
IPCC	<i>The Intergovernmental Panel on Climate Change</i> , Hallitusten välinen ilmastopaneeli
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
KHI	Kuluttajahintaindeksi
KJ	Keskijännite, pääjännite 20 kV
Li-ion	Litiumioni-akku
NaS	Natrium-rikki-akku
NKA	Nykykäyttöarvo
PJ	Pienjännite, pääjännite 0,4 kV
PJK	Pikajälleenkytkentä
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> , käytönvalvontajärjestelmä
TEM	Työ- ja elinkeinoministeriö
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i> , Pääoman painotettu keskitannus

# 1. JOHDANTO

Energiamarkkinat ovat murroksessa. Hallitusten välisen ilmastopaneelin (IPCC) raportin [1] mukaan, maapallon keskilämpötila on noussut jo yhden asteen esiteollisista ajoista. Ihmisen toiminnan aiheuttamat hiilidioksidipäästöt ovat keskeinen tekijä ilmaston lämpenemisen aiheuttajana. Raportin mukaan maapallon lämpeneminen tulisi pysäyttää 1,5 asteeseen, mikä tarkoittaa massiivisia päästövähennyksiä sekä hiilinielujen ja hiilidioksidin talteenoton lisäämistä maailmanlaajuisesti. Huoli ilmaston lämpenemisestä ja tätä kautta tiukentunut sääntely ovat ajaneet energiamarkkinat tilanteeseen, jossa energiantuotanto- ja -kulutusjärjestelmät ovat muuttumassa merkittävästi. Ilmastonmuutoksen torjumisessa uusiutuvien energiamuotojen lisääminen sähköntuotannossa on merkittävässä roolissa. Samalla fossiilisia polttoaineita hyödyntäviä tuotantolaitoksia poistuu markkinoilta. Säästä riippuvaisten tuotantomuotojen kuten tuuli- ja aurinkoenergian tuotannon kasvu sekä fossiilisia polttoaineita hyödyntävän säädettävän tuotannon vähentyminen koettelee sähkön tuotannon ja kulutuksen välistä tehotasapainoa ja tätä myötä myös energian varastoinnin tarve kasvaa. [2] [3]

Euroopan komission marraskuussa 2016 julkaisema talvipaketti sekä tähän liittyvä puhtaan energian paketti [4] toimii raamina kansalliselle Energia- ja ilmastostrategialle. Energiapaketin keskeiset tavoitteet ovat energiatehokkuuden parantaminen, EU:n maailmanlaajuisen johtoaseman edistäminen uusiutuvien energiamuotojen alalla sekä kuluttajan aseman turvaaminen markkinoilla. Kansallisen energia- ja ilmastostrategian [5] mukaan Suomen pitkän aikavälin tavoitteena on hiilineutraalin yhteiskunnan saavuttaminen. Noin 80 % kasvihuonepäästöistä muodostuu energian tuottamisesta ja kulutuksesta, joten energia- ja ilmastopolitiikka kulkevat käsi kädessä. Suomi on sitoutunut kasvattamaan uusiutuvien energiamuotojen osuutta energiantuotannossa ja vähentämään fossiilisten polttoaineiden kulutusta. Kivihiilen käytöstä sähkön tai lämmön tuotantoon luovutaan vuonna 2029.

Ilmastotavoitteiden saavuttaminen vaatii toimintaympäristöltä merkittäviä muutoksia. Sääriippuvaisen tuotannon lisääntyminen ja sähköautojen kasvava määrä lisäävät kulutus- ja tuotantohuippujen määrää ja horjuttavat sähköjärjestelmän tehotasapainoa. Tuotannon säätäminen ei yksin enää riitä tuotannon ja kulutuksen tasoittamiseen, joten tulevaisuuden sähköjärjestelmässä myös kulutuksen on joustettava. Kulutusjousto edellyt-



tää reaaliaikaista tietoa sähköverkon kuormitustilanteesta sekä mahdollisuutta ohjata kulutusta, minkä vuoksi sähköverkon on kehitettävä yhä älykkäämmäksi. Tästä syystä tulevaisuudessa myös tietoliikenneyhteyksien merkitys sähköverkossa kasvaa. [6]

Kestävä ajattelu ohjaa yhä enemmän myös kuluttajien käyttäytymistä ja hankintoja. Asiakkaat ovat tulleet yhä tietoisemmiksi sähkön kulutuksen suhteen ja haluavat omilla toimillaan olla osana ilmastonmuutoksen ehkäisyä. Vihreän energian osuus sähkön kuluttajamarkkinalla kasvaa ja asiakkaat ovat myös entistä kiinnostuneempia tuottamaan itse osan omasta sähköntarpeestaan mm. aurinkopaneelien merkittävän hintojen laskun myötä. Sähkövarastojen ja sähköautojen kehittyminen lisää kuluttajien mahdollisuuksia oman tuotantonsa hyödyntämiseen täysimääräisesti tai kulutuksen optimoimiseen halvimmille tunneille. Tulevaisuudessa etäluettavien sähkömittareiden, kotien ja elektronikan älykkyyden lisääntyessä kulutuksen on mahdollista osallistua yhä enemmän tehotasapainon säätöön tuoden hyötyjä niin kuluttajille kuin yhteiskunnallekin. [2] [6]

Suurteollisuuden, kuten metalli-, metsä- ja kemianteollisuuden kuormia on Suomessa hyödynnetty tehotasapainon hallinnassa jo pitkään. Kysyntäjousto mahdollistaa tarjonnan kasvun niin säätösähkö- kuin reservimarkkinoillakin. Kotitalouksien markkinoille osallistumisen myötä sähkömarkkinoille tulee uusia markkinatoimijoita, aggregaattoreita. Aggregaattorit ovat yrityksiä, jotka vastaavat hajautettujen energiaresurssien kokoamisesta ja osallistumisesta markkinoille. Kysyntäjousto osallistuminen edellyttää älykästä sähköverkkoa, mikä vaatii sähköverkkoyhtiöiltä alussa investointeja. Pidemmällä aikavälillä jousto voi kuitenkin tarjota niin kansantaloudellisesti kuin verkkoyhtiöillekin kustannustehokkaan ratkaisun mm. vähentämällä verkon vahvistamiseen liittyviä investointeja. [6] [7]

Energiavarastot ovat yksi älykkään sähköverkon teknologioista, joilla on sähköverkossa monta käyttötarkoitusta. Varastoilla on mahdollista lisätä sähköjärjestelmän joustavuutta ja parantaa sähkönjakelun toimitusvarmuutta verkon vikatilanteissa. Energiavarastoilla on mahdollista osallistua mm. taajuuden säätöön sekä valtakunnallisen tehotasapainon hallintaan, lisäksi varastot voivat paikallisesti osallistua mm. jakeluverkon jännitteen säätöön. Tässä työssä käsitellään sähkön varastointiteknologioista lähinnä akkuja. Akut soveltuvat sähkön varastointiteknologioista parhaiten jakeluverkon käyttötarkoituksiin nopean reagoitokykynsä ja riittävän energiakapasiteetin ansiosta. [2]

Varastointiteknologioiden kannattavuutta sähköverkon käyttötarkoituksiin on tutkittu jonkin verran. Sähkövaraston hyödyntäminen useaan käyttötarkoitukseen parantaa varaston kannattavuutta. Nykyisen lainsäädännön mukaan verkkoyhtiöt eivät saa omistaa tai

hallinnoida akkuja, vaan niiden tulisi hankkia akkupalveluita markkinoilta. Valmiita markkinoita akkupalveluille ei kuitenkaan tällä hetkellä ole olemassa, eikä nykyinen regulaatiomalli varsinaisesti kannusta akkupalveluiden hankintaan. Älyverkkotyöryhmän laatiman raportin [2] mukaan sähkövarastojen käyttämiseen ja omistamiseen liittyvää lainsäädäntöä ja periaatteita tulisi tarkentaa, jotta akustojen täysimääräinen hyödyntäminen olisi mahdollista.

## 1.1 Työn tavoitteet ja sisältö

Sähköverkkoyhtiö Elenia Oy sekä energiayhtiö Fortum Oyj ovat yhdessä kehittäneet nykyisen lainsäädännön kanssa yhteensopivan konseptin ja markkinamallin akkuvarastojen hyödyntämiselle jakeluverkossa. Tämän diplomityön tarkoituksena on tutkia kehitetyn konseptin ja markkinamallin mukaisen ratkaisun hyödynnettävyyden potentiaalia pitkällä aikavälillä Elenia Oy:n verkkoalueella. Hyödynnettävyyttä tarkastellaan verkkoyhtiön näkökulmasta päähuomion ollessa asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen lyhentymisessä ja tätä kautta saatavissa keskeytyskustannussäästöissä, loistehon kompensoinnista saatavassa hyödyssä sekä akuston hyödyntämisestä maksettavassa palvelumaksussa akkujärjestelmän elinkaaren ajalta. Tavoitteena on selvittää kuinka paljon Elenian verkossa on akustoille potentiaalisia kohteita, joihin Elenian kannattaisi markkinoilta akkupalveluja ostaa.

Työn teoriaosuudessa käydään läpi sähköverkkoliiketoiminnan toimintaympäristöä erityisesti niiltä osin, mihin tutkittava akkujärjestelmä vaikuttaa sekä selvitetään akustojen asemaa sähkömarkkinoilla. Lisäksi teoriaosuudessa käsitellään investointien kehittymistä ja investointien kohdistamisen periaatteita Elenia Oy:ssä sekä esitellään jakeluverkon käyttötarpeisiin kehitetty akkukonsepti. Työ etenee akkujärjestelmien hyödynnettävyyden potentiaalien tarkasteluun soveltuvan laskentamallin kehittämiseen sekä potentiaalisten kohteiden kartoittamiseen Elenian verkkoalueella. Työn tulokset esitellään herkkystarkasteluna akustosta maksettavan palvelumaksun ollessa muuttujana. Lisäksi tuloksissa esitellään tarkastelu keskeytyksistä aiheutuneen haitan arvostuksen vaikutuksesta potentiaalisten kohteiden lukumäärään.

## 1.2 Elenia Oy

Elenia Oy perustettiin joulukuussa 2011. Yhtiö osti Asikkalan Voima Oy:n sekä Vattenfallin Suomen sähkönjakelu- ja lämpöliiketoiminnat vuonna 2012. Elenian juuret ovat vahvasti paikallisissa energiayhtiöissä. Elenia-konserni muodostuu konsernin emoyhtiö Elenia Oy:stä (sähkönjakelupalvelut) sekä Elenia Oy:n omistamista tytäryhtiöistä Elenia Palvelut Oy:stä (Energiamarkkinoiden palvelut ja asiakaspalvelu) sekä Elenia Finance

Oyj:stä (rahoitus). Elenian omistavat Valtion Eläkerahasto (VER), Allianz Capital Partners (ACP) Allianz Groupin puolesta ja Macquarie Super Core Infrastructure Fund. Kaukolämpöliiketoiminnasta Elenia Oy on luopunut vuonna 2019. [8]

Liikevaihtoa Elenia Oy:lla vuonna 2018 oli 272,3 M€ ja henkilöstömäärä oli 177. Elenia Palvelut Oy:n liikevaihto oli 10,5 M€ ja henkilöstöä 94. Sähkönsiirron asiakkaita Elenialla on noin 430 000 ja markkinaosuus Suomen sähköverkkoliiketoiminnasta on 12 %. Elenia omistaa 110, 45, 20 sekä 0,4 kV:n verkkoa yhteensä noin 74 000 km, mikä matkana tarkoittaa 1,5 kertaa maapallon ympäri ja n.170 m johtopituutta jokaista asiakasta kohti. Lisäksi Elenian omistuksessa sähköasemia ja muuntamoita on yhteensä 25 944 kpl. Elenian verkkoalue ylettyy aina Karkkilasta Hailuotoon asti ja toimintaa on yli sadan kunnan alueella. Vuodesta 2009 Elenia on rakentanut uutta sähköverkkoa pelkästään maakaapeloinnalla ja koko verkon kaapelointiaste on tällä hetkellä noin 49 %. [8] Elenia Oy:n verkkoalue on esitetty kuvassa 1.



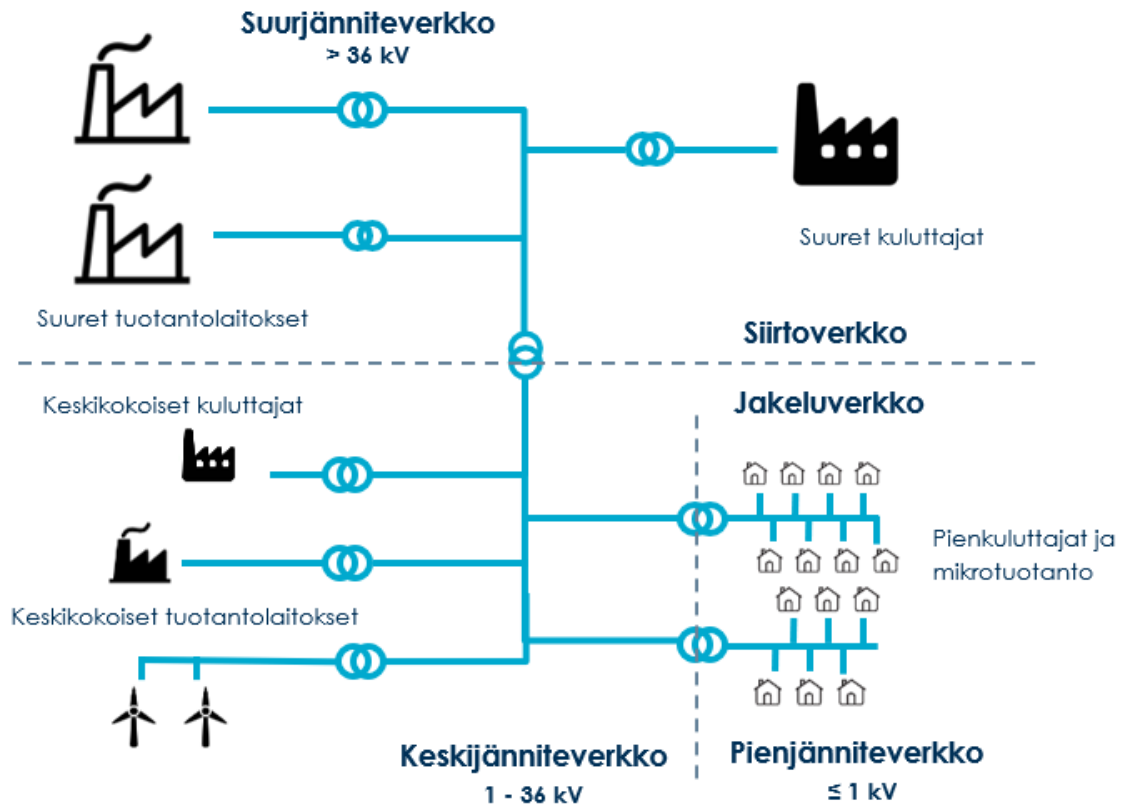
**Kuva 1.** Elenia Oy:n verkkoalue [8].

## 2. SÄHKÖVERKKOLIIKETOIMINNAN TOIMINTAYMPÄRISTÖ

Sähköverkkoliiketoiminta on säänneltyä monopolitoimintaa, joten toimintaympäristö poikkeaa merkittävästi kilpaillun liiketoiminnan toimintaympäristöstä. Luvussa 2 käsitellään diplomityön kannalta oleellisia asioita sähköverkkoliiketoimintaan ja sen toimintaympäristöön liittyen. Luvuissa 2.1 ja 2.2 käydään lyhyesti läpi Suomen sähköjärjestelmän ja jakeluverkkojen rakennetta. Luku 2.3 käsittelee sähköverkkoliiketoimintaa koskevaa lainsäädäntöä ja Sähkömarkkinalain historiaa. Luvuissa 2.4 ja 2.5 pureudutaan syvemmälle sähköverkkoyhtiöiden valvonnan perustana olevaan regulaatiomalliin ja selvitetään keskeytyskustannusten linkittymistä valvontamalliin. Luku 2.6 keskittyy loistehon kompensointiin: mitä se on ja mitä loistehon kompensointi sähköverkkoyhtiön näkökulmasta tarkoittaa.

### 2.1 Sähkönjakeluverkot

Suomen sähköjärjestelmä koostuu voimalaitoksista, 110-400 kV:n kantaverkosta, suurjännitteisistä 110 kV:n jakeluverkoista, 0,4-70 kV:n jakeluverkoista sekä sähkön kuluttajista. Sähkönjakelujärjestelmä on jaettu eri jännitetasojen mukaan suur-, keski- ja pienjänniteverkkoihin. Valtakunnallisen suurjännitteisen kantaverkon toimivuudesta vastaa sähkön järjestelmävastuullinen kantaverkkoyhtiö Fingrid Oyj. Suurjännitteisiä jakeluverkkoja eli alueverkkoja sekä alle 110 kV:n jakeluverkkoja hallinnoivat paikalliset sähköverkkoyhtiöt omilla maantieteellisillä vastuualueillaan. Suomessa voimalaitoksia on liitettyä sekä suurjännite- että keskijänniteverkkoon, mutta myös pienjänniteverkkoon kytkettävän mikrotuotannon määrä on kasvanut merkittävästi viime vuosina. [9] Periaatekuva Suomen sähköjärjestelmästä on esitetty kuvassa 2.



*Kuva 2. Suomen sähköjärjestelmän periaatekuva [10].*

Jakeluverkonhaltijoita Suomessa on kaiken kaikkiaan 77 kappaletta. Sähköverkkoliiketoiminta on luvanvaraista ja Suomessa siihen tarvitaan Energiaviraston myöntämä sähköverkkolupa. Kilpailevien sähköverkkojen rakentaminen on kansantaloudellisesti kannattamatonta, joten sähköverkkoliiketoiminta on luonteeltaan luonnollinen monopoli. [11]

## 2.2 Jakeluverkon rakenne

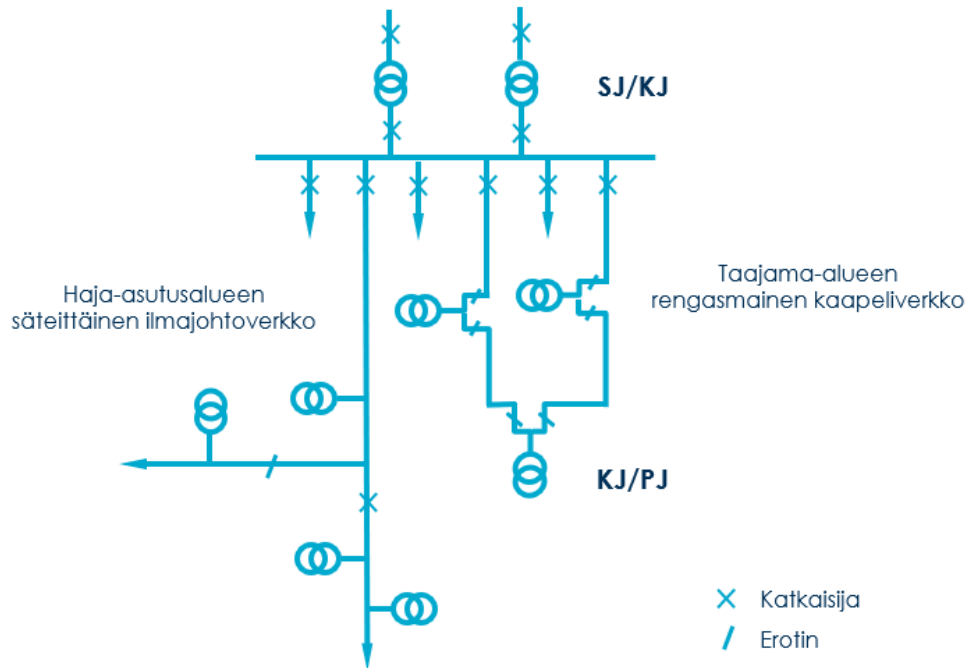
Jakeluverkkoa voidaan rakentaa sekä säteittäisesti että renkaaseen tarpeen mukaisesti. Säteittäin rakennetussa verkossa sähkö kulkee vain yhtä reittiä pitkin, kun taas silmuroidussa verkossa sähkön kululle on useita reittejä. Keskijänniteverkko rakennetaan suurelta osin rengasmaiseksi, mutta sitä käytetään säteittäisesti kytkentöjen muutoksia ja vikojenselvitystilanteita lukuun ottamatta. Pienjänniteverkko on perinteisesti rakennettu säteittäiseksi, mutta nykyään myös taajamien pienjänniteverkot rakennetaan usein renkaaseen. Rengasrakenne parantaa toimitusvarmuutta verkon vika- ja kunnossapitotoimenpiteiden aikana, kun sähköä voidaan syöttää useita reittejä. [9] [12]

Keskijännitelähdöt ovat usein jaettu taajama- ja maaseutulähdöiksi. Jokainen keskijännitelähtö on kytketty omaan sähköasemakojeiston kennoon ja kaikilla lähdöillä on omat

suojareleensä. Lähtökenno sisältää katkaisijan, jonka tarkoituksena on irrottaa keskijännitelähti sähköaseman kiskosta verkon vikatilanteessa. Kaupunkien ja taajamien keskijänniteverkot ovat lähes kokonaan rakennettu maakaapeloimalla. Vaikka maaseutuverkkojakin kaapeloidaan Suomessa paljon, suuri osa haja-asutusalueiden jakeluverkoista on edelleen ilmajohtoverkkoa. Haja-asutusalueen keskijänniteverkot kulkevat usein myös metsissä, sillä vuosina 1950-1970, kun suuri osa Suomen jakeluverkoista on rakennettu, toimitusvarmuus ei ollut yhtä tärkeässä asemassa kuin tänä päivänä. [9]

Keskijänniteverkon solmukohtiin rakennetaan kytkinlaitteita, kuten erottimia ja verkkokatkaisijoita. Verkkokatkaisijan tarkoituksena on katkaista sähkövirran kulku sähkölinjassa verkon vikaantuessa. Se toimii vastaavasti keskijännitelähdön alkuun sijoitetun katkaisijan kanssa, mutta se on sijoitettu keskijännitelinjan varrelle. Verkkokatkaisijan avulla voidaan pienentää vian vaikutusalueita jakamalla pitkä johtolähti kahteen suojausvyöhykkeeseen, jolloin se vähentää keskijännitelähdön alkupäässä olevien asiakkaiden vikamäärää vian ollessa johdon loppupäässä. [9]

Vikojen rajaamista ja verkon käyttöä varten verkkoon tarvitaan myös erottimia. Verkkoon sijoitetut erottimet ovat joko manuaali- tai kaukokäyttöisiä verkon tavoitetila huomioiden. Kaukokäyttöerottimia voidaan ohjata käyttökeskuksesta käsin, mikä helpottaa verkon käyttöä ja säästää aikaa vianrajauksessa. Elenian rakennustapaohjeen mukaan taajamien kaapeliverkoissa erotin tulee rakentaa runkojohdon jokaiselle muuntamolle molempiin syöttösuuntiin. Haja-asutusalueilla erottimien välillä saa olla nimellisteholtaan yhteensä 200 kVA muuntotehoa tai yksi yli 200 kVA muuntamo. Lisäksi kaikki yli 5 km pitkät kaapeliosuudet tulisi katkaista erottimella. Kaukokäyttöerottimia sijoitetaan yleisesti verkon käytön kannalta tärkeisiin solmukohtiin ja esimerkiksi keskijännitelähtöjen jakorajoille. Lisäksi korvausinvestointien yhteydessä ilmajohdoksi jääville haarajohdoille rakennetaan usein kaukokäyttöerottimet haaran vikaherkkyiden mukaan. [9] [12] Periaatekuva keskijänniteverkon erilaisista rakenteista kytkinlaitteineen on esitetty kuvassa 3.



**Kuva 3.** Keskijännitteisen jakeluverkon rakenne [13].

## 2.3 Sähkömarkkinalaki

Sähkömarkkinoilla tarkoitetaan sähköntuotantoa, siirto- ja jakeluverkkoliiketoimintaa sekä sähkökauppaa. Sähkömarkkinoita Suomessa säätelee sähkömarkkinalaki (588/2013), työ- ja elinkeinoministeriön ja valtioneuvoston asetukset ja päätökset sekä EU:n direktiivit ja asetukset. [11] Sähkömarkkinalain tehtävänä on varmistaa edellytykset varmoille, tehokkaille ja kestävän kehityksen mukaisesti toimiville alueellisille ja kansallisille sähkömarkkinoille sekä EU:n sähkön sisämarkkinoille niin, että loppukäyttäjän palveluperiaatteet ovat kohtuulliset ja sähkön hinta kilpailukykyinen. [14]

Sähkömarkkinalain mukaan sähköverkkoliiketoiminta on eriytettävä vapaan kilpailun piiriin kuuluvasta sähkökaupasta ja sähkön tuotannosta. Sähkön siirto on Suomessa valtakunnallisen kantaverkkoyhtiön vastuulla, ja sähkön jakelusta alueellisesti vastaavat paikallisen monopoliaseman omaavat jakeluverkkoyhtiöt. Eriyttämällä tarkoitetaan, että verkkoliiketoiminnan tulee organisaatioltaan, päätöksenteoltaan ja oikeudelliselta muodoltaan olla riippumaton sähkökaupasta ja sähkön tuotannosta ja toiminnalle on tehtävä erillinen tuloslaskelma ja tase. [11]

Sähkökauppa ja sähkön tuotanto avattiin kilpailulle vuonna 1995 portaittain, mutta jakeluverkkoliiketoiminta säilyi markkinauudistuksessa säädeltynä monopolitoimintana.

Laissa säädettiin, että sähköverkon haltijan tulee kohtuullista korvausta vastaan liittää verkkoon sähkökäyttöpaikat ja tuotantolaitokset ja siirtää sähköä niiden välillä. Jakeluverkkoyhtiöitä koskee siirto- ja liittämismaksujen lisäksi myös sähköverkon kehittämisvelvollisuus, ja yhtiöt vastaavat asiakkaalle toimitetun sähkön laadusta. Lisäksi verkkoyhtiöitä koskee velvollisuus toimia tasapuolisesti, syrjimättömästi ja avoimesti eri myyjien ja asiakasryhmien suhteen ja samalla säädettiin, ettei sähkön siirtohintaa saa riippua asiakkaan maantieteellisestä sijainnista verkkoyhtiön alueella. [11] [15]

Vuonna 1995 voimaan tulleeseen sähkömarkkinalakiin tuli merkittäviä muutoksia uuden sähkömarkkinalain astuessa voimaan 9.8.2013. Lain muutostarpeen käynnisti pitkälti 2000-luvulla voimistuneet luonnonilmiöt, joiden seurauksena pisimmät yhtäjaksoiset keskeytykset sähkönjakelussa olivat yli kuusi viikkoa pitkiä. Lain on tarkoitus parantaa sähkön jakelun toimitusvarmuutta niin, ettei luonnon olosuhdemuutokset vaikuta sähkön toimitusvarmuuteen niin voimakkaasti. Uudistuneen lain mukaan asemakaava-alueilla ei jatkossa saa esiintyä yli 6 tuntia kestäviä yhtäjaksoisia keskeytyksiä ja asemakaavan ulkopuolella yli 36 tuntia kestäviä keskeytyksiä. Siirtymäaikaa laatuvaatimusten täyttämiseksi annettiin portaittain vuoden 2028 loppuun. Laatuvaatimusten tulee täytyä 50 %:lla asiakkaista vuoden 2019 loppuun ja 75 %:lla asiakkaista vuoden 2023 loppuun mennessä. Vuoden 2013 lakiuudistus toi mukanaan myös pitkistä sähkökatkoista asiakkaille maksettavien vakiokorvausten korotuksia sekä uusia maksuportaita erityisen pitkiä keskeytyksiä koskien. Vuonna 2017 Sähkömarkkinalakia täydennettiin lisäyksellä, jonka mukaan erityisen painavista syistä toimitusvarmuustavoitteiden täyttämiseen on mahdollista hakea jatkoaikaa vuoden 2036 loppuun. [14] [16]

## 2.4 Valvontamenetelmät

Energiavirasto valvoo Suomessa Sähkömarkkinalain velvoittamana kansallisen ja EU:n lainsäädännön toteutumista sekä edistää kilpailujen sähkö- ja maakaasumarkkinoiden toimintaa. Valvonnan tarkoituksena on varmistaa siirtohinnoittelun kohtuullisuus, asiakkaiden tasapuolinen kohtelu ja sähköverkkotoiminnan kustannustehokkuus. [11]

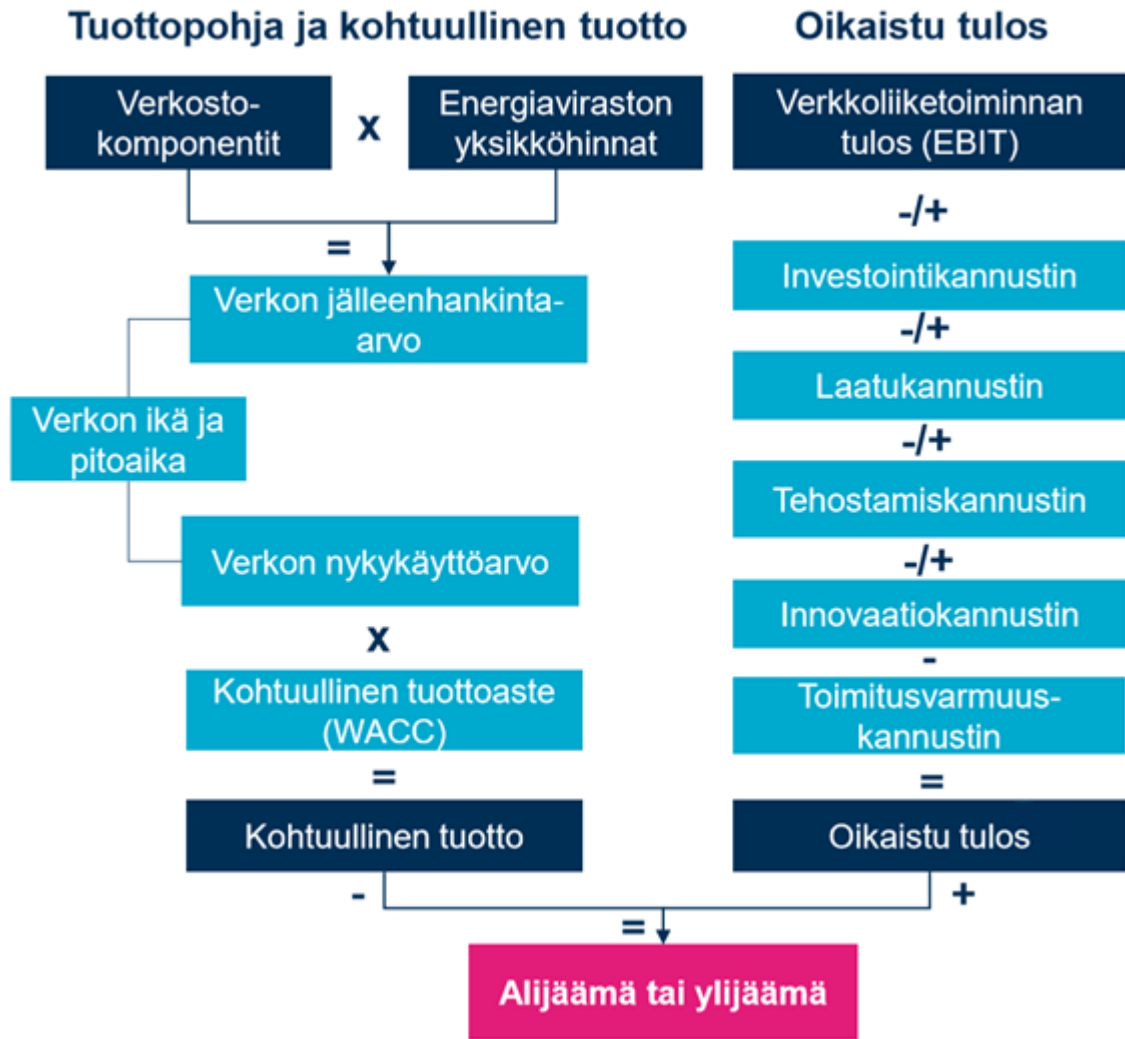
Jakeluverkkoliiketoimintaa koskevan sääntelyn perustana on valvonta- eli regulaatiomalli. Jokaiselle neljä vuotta kestäväälle valvontajakson valvontamenetelmät ja -periaatteet määritellään etukäteen. Valvontajakson aikana seurantaparametrien toteutumista seurataan niin kutsutuista välituloksista. Valvontamethodiikka on samansisältöinen kahden perättäisen valvontajakson ajan, joten neljännen ja viidennen valvontajakson valvontamenetelmät ovat saman sisältöiset, ainoastaan laskentaparametreja voidaan tarpeen mukaan muuttaa. Varsinainen valvonta suoritetaan jälkikäteen, kun yhtiöiden tilin-



päätöstiedot on julkistettu. Laskelmat tehdään vuosittain, mutta lopulliset valvontapäätökset annetaan valvontajakson päätyttyä koko valvontajaksoa koskien. [16] Työssä käsiteltävä valvontamalli sijoittuu neljännelle ja viidennelle valvontajaksolle 2016-2019 ja 2020-2023.

Regulaatiomalli koostuu useista eri menetelmistä, jotka yhdessä muodostavat valvontajaksolla sovellettavat valvontamenetelmät. Kuvan 4 neljännen ja viidennen valvontajakson valvontamenetelmien yksinkertaistetussa periaatekuvassa on vasemmalla puolella esitetty taseen oikaisun eli kohtuullisen tuoton laskenta. Kohtuullinen tuotto saadaan laskettua sähköverkkotoimintaan sitoutuneen oikaistun oman pääoman sekä korollisen vieraan pääoman ja kohtuullisen tuottoasteen (Weighted Average Cost of Capital, WACC) tulona. [17]

Toteutuneen oikaistun tuloksen eli tuloslaskelman oikaisun laskenta on esitetty kuvan 4 oikeassa laidassa. Oikaistu tulos saadaan summaamalla verkkoyhtiön eriytetyn tuloslaskelman liikevoitto tai -tappio ja palautettavat eriytetyn tuloslaskelman erät, jonka jälkeen summasta vähennetään vielä kannustimien vaikutukset, verkonosuuden myyntivoitto ja muut tuloksen korjauserät. [17]



**Kuva 4.** Valvontajaksojen 2016-2019 ja 2020-2023 valvontamenetelmät [8].

Liiketoiminnan ali- tai ylijäämä saadaan vertaamalla toteutunutta oikaistua tulosta kohtuulliseen tuottoon. Jos oikaistu tulos on kohtuullista tuottoa pienempi, syntyy alijäämää, jota verkkoyhtiön on mahdollisuus kompensoida korkeammilla siirtohinnoilla seuraavalla valvontajaksoilla. Oikaistun tuloksen ollessa kohtuullista tuottoa suurempi, muodostuu ylijäämää, mikä on kompensoitava seuraavan valvontajakson aikana. Ylijäämän ollessa yli 5 %, joutuu verkkoyhtiö maksamaan ylijäämästä korkoa. [17]

Kuten tuoton sääntelyyn perustuvat mallit yleensäkin, myös nykyinen valvontamalli kannustaa investointeihin. Energiaviraston valvontamalli perustuu pääoman painotettuun keskikustannusmalliin (WACC). Mallissa suurin kohtuullisen tuoton määrään vaikuttava yksittäinen tekijä on verkkoon sitoutunut pääoma. Verkkoon sitoutunut pääoma koostuu verkkoon kohdistuvista investoinneista ja verkon nykykäyttöarvosta (NKA). Verkon nykykäyttöarvoon vaikuttavat verkon jälleenhankinta-arvo (JHA) ja verkon ikä. Jakeluverk-

koon tehtävät investoinnit kasvattavat verkon nykykäyttöarvoa ja vaikuttavat siten kohtuullisen tuoton määrään positiivisesti. Toisaalta taas jakeluverkon ikääntyminen laskee verkon nykykäyttöarvoa ja sitä kautta kohtuullisen tuoton määrää, mikä osaltaan kannustaa verkkoyhtiöitä investoimaan jakeluverkkoon. [11] [17]

Verkkoyhtiöiden monopolitoiminnan sääntelyllä estetään palvelujen ylihinnon mahdollisuus. Sääntelyn tulee kuitenkin mahdollistaa verkkotoimintaan sijoittamisen ja investoimisen kannattavuus. Tämä tapahtuu erilaisten valvontamenetelmiin sisältyvien kannustimien avulla. Kannustimilla on tarkoitus kannustaa verkkoyhtiöitä kehittämään sähköverkkoa, investoimaan verkkoon sekä parantamaan ja ylläpitämään verkon toimitusvarmuutta. Nykyinen valvontamalli sisältää viisi kannustinta: investointikannustin, laatu-kannustin, tehostamiskannustin, innovaatiokannustin ja toimitusvarmuuskannustin. [17] [18]

Investointikannustimella kannustetaan verkkoyhtiöitä kustannustehokkaiden korvausinvestointien tekemiseen jakeluverkossa. Kannustin muodostuu verkon jälleenhankinta-arvon (JHA) avulla laskettavasta tasapoistosta sekä Energiaviraston yksikköhintojen muodostamasta vaikutuksesta. Verkkoyhtiön todellisten investointikustannusten ollessa yksikköhinnoilla laskettuja investointikustannuksia pienemmät, saa verkkoyhtiö investointiensa todellisia investointikustannuksia korkeamman arvon. Yksikköhinnat perustuvat Energiaviraston sähköverkkoyhtiöille vuosina 2014 ja 2015 teettämiin kustannusky-selyihin. [17]

Laatukannustimen tehtävänä on kannustaa verkkoyhtiöitä kehittämään sähkönjakelun ja -siirron laatua niin, että vähintään sähkömarkkinalain edellyttämä vaatimustaso toimitusvarmuudelle saavutetaan. Laatukannustimessa huomioidaan neljännellä valvontajak-solla verkkoyhtiön keskeytyskustannukset täysimääräisenä aiemmin huomioidun puolik-kaan sijaan, mikä lisää toimitusvarmuuden parantamisen vaikuttavuutta kannustimessa. [17]

Tehostamiskannustin kannustaa sähköverkkoyhtiöitä kustannustehokkaaseen toimiin-taan. Kustannustehokkaaksi toiminta katsotaan, kun toiminnan kustannukset ovat mah-dollisimman pienet verrattuna toiminnan tuottoihin. Verkkoyhtiöiden toimintaa tehoste-taan koko toimialaa koskevalla yleisellä tehostamistavoitteella ja kutakin verkkoyhtiötä koskevalla yrityskohtaisella tehostamistavoitteella. [17]

Innovaatiokannustimen tarkoituksena on kannustaa verkkoyhtiöitä innovatiiviseen toi-mintaan verkon teknisiä ja toiminnallisia ratkaisuja kehitettäessä. Kannustimen tärkeim-pänä tavoitteena on tukea älykkään sähköverkon kehittämistä ja käyttöönottoa. Yhtiöt voivat vähentää tutkimus- ja kehitystoimintaan liittyviä kuluja toteutuneesta oikaistusta

tuloksesta, kuitenkin kannustinvaikutuksen ollessa enintään 1 % verkkoyhtiön liikevaihdosta. [17]

Toimitusvarmuuskannustinta sovelletaan valvontamallissa neljännellä ja viidennellä valvontajaksolla ja sen tarkoituksena on mahdollistaa laissa määrättyjen toimitusvarmuusvaatimusten saavuttaminen siirtymäajan puitteissa mahdollisimman kustannustehokkaasti. Kannustin huomioi toimitusvarmuuskriteereiden täyttämiseksi verkkoon ennenaikaisesti tehtävät korvausinvestoinnit sekä kunnossapidon. [17]

## 2.5 Keskeytyskustannukset

Osana tuloslaskelman oikaisua lasketaan laatukannustin, johon keskeytyskustannukset eli keskeytyksistä aiheutunut haitta (KAH) vaikuttaa voimakkaasti. Kannustimen vaikutus perustuu keskeytyksistä aiheutuneen haitan minimoimiseen. Laatukannustin saadaan vähentämällä verkkoyhtiön vuotuiset KAH-kustannukset keskeytyskustannusten vertailutasosta, joka neljännellä valvontajaksolla on vuosien 2008–2015 toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvo. Eli verkkoyhtiön keskeytyskustannusten ollessa vertailutasoa pienemmät saadaan kannustimella aikaan toteutunutta oikaistua tulosta pienentävä vaikutus. Laatukannustimen kannuste-/sanktiovaikutuksen maksimirajaksi on asetettu 15 % kyseisen vuoden kohtuullisesta tuotosta. [16] [17]

Keskeytyksistä aiheutuneen haitan laskennassa huomioidaan sähköverkkoyhtiöiden valvontatiedoissa ilmoittamat energiapainotetut keskeytysten lukumäärät sekä kestot. Kustannus lasketaan keskeytyskustannusten yksikköhinnoilla huomioiden keskijänniteverkon suunniteltujen ja odottamattomien keskeytysten lukumäärä ja keskeytysaika sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen lukumäärä. Viidennellä valvontajaksolla laatukannustimen laskennassa huomioidaan keskijänniteverkon keskeytysten lisäksi jakeluverkkoyhtiön suurjännitteisen jakeluverkon keskeytykset. Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2019 rahanarvossa ovat esitettyinä taulukossa 1. Yksikköhinnat kuvaavat asiakkaalle keskeytyksestä aiheutuvaa haittaa ja ne pohjautuvat Energiaviraston teettämiin selvityksiin. [17]

**Taulukko 1.** Keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinnat vuoden 2019 rahanarvossa [19].

Odottamaton keskeytyys		Suunniteltu keskeytyys		Aikajälleenytkentä (AJK)	Pikajälleenytkentä (PJK)
€/kWh	€/kW	€/kWh	€/kW	€/kW	€/kW
<b>13.44</b>	<b>1.34</b>	<b>8.31</b>	<b>0.61</b>	<b>1.34</b>	<b>0.67</b>

Keskijännitteisen jakeluverkon toteutuneita keskeytyskustannuksia arvioidaan laske-  
malla kunkin keskeytyislajin aiheuttamat keskeytyskustannukset erikseen. Kustannukset  
lasketaan keskeytysten lukumäärien, toteutuneiden keskeytysaikojen ja keskeytyksistä  
aiheutuneen haitan kunkin vuoden rahanarvoon korjattujen yksikköhintojen avulla. Ener-  
giaviraston valvontamallin [17] mukainen keskijänniteverkon keskeytyskustannusten las-  
kentamalli on esitetty kaavassa 1.

$$KAH_{t,k} = \left( \frac{KA_{odott,t} \cdot h_{E,odott} + KM_{odott,t} \cdot h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \cdot h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \cdot h_{W,suunn}}{AJK_t \cdot h_{AJK} + PJK_t \cdot h_{PJK}} \right) \cdot \left( \frac{W_t}{T_t} \right) \cdot \left( \frac{KHI_k}{KHI_{2005}} \right) \quad (1)$$

missä

$KAH_{t,k}$  = kj-verkon toteutuneet keskeytyskustannukset vuonna t vuoden k rahanarvossa

$KA_{odott,t}$  = kj-verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysaika vuosienenergioilla painotettuna

$h_{E,odott}$  = odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle

$KM_{odott,t}$  = kj-verkon odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysmäärä vuosienenergioilla painotettuna

$h_{W,odott}$  = odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle

$KA_{suunn,t}$  = kj-verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysaika vuosienenergioilla painotettuna

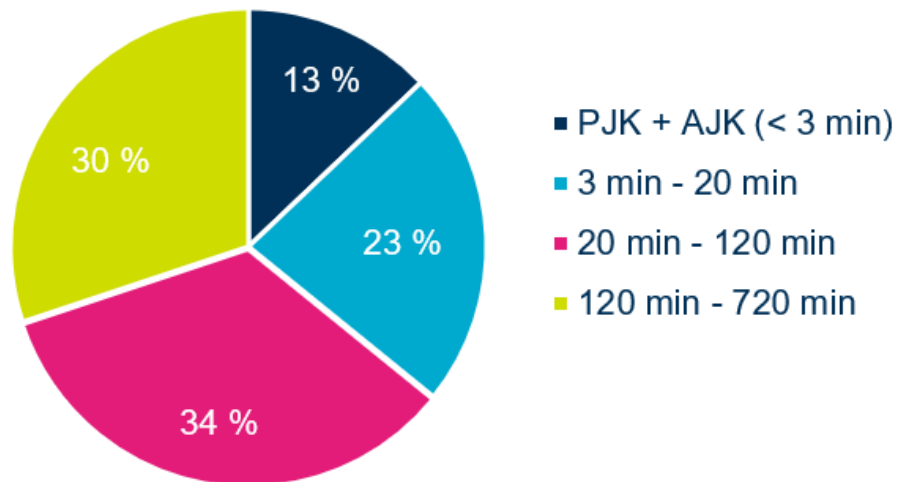
$h_{E,suunn}$  = suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysajalle

$KM_{suunn,t}$  = kj-verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut keskeytysmäärä vuosienenergioilla painotettuna

$h_{W,suunn}$  = suunnitelluista keskeytyksistä aiheutuneen haitan yksikköhinta keskeytysmäärälle

$AJK_t$ =	kj-verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut keskeytysmäärä vuosienenergioilla painotettuna
$h_{AJK}$ =	aikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta
$PJK_t$ =	kj-verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut keskeytysmäärä vuosienenergioilla painotettuna
$h_{PJK}$ =	pikajälleenkytkennöistä aiheutuneen haitan yksikköhinta
$W_t$ =	siirretyn energian määrä vuonna t
$T_t$ =	tuntien lukumäärä vuonna t
$KHI_k$ =	kuluttajahintaindeksi vuonna k
$KHI_{2005}$ =	kuluttajahintaindeksi vuonna 2005

Pikajälleenkytkentä tarkoittaa jännitteen automaattista palauttamista verkkoon keskeytyksen seurauksena. Pikajälleenkytkentä on kestoltaan lyhyempi kuin 1 sekunti. Aikajälleenkytkentää käytetään 1 minuutin jälkeen, jos pikajälleenkytkentä ei ole poistanut vikaa. Aikajälleenkytkentä on kestoltaan alle 3 minuuttia. Pidemmät keskeytykset ovat kestoltaan yli 3 minuuttia. Kuvassa 5 on esitetty vuosien 2013-2015 maaseutuverkon haarojen keskeytysdataan perustuva diagrammi KAH-kustannusten jakaantumisesta eri keskeytysten kestoajojen kesken Elenian verkkoalueella. [20] [21]



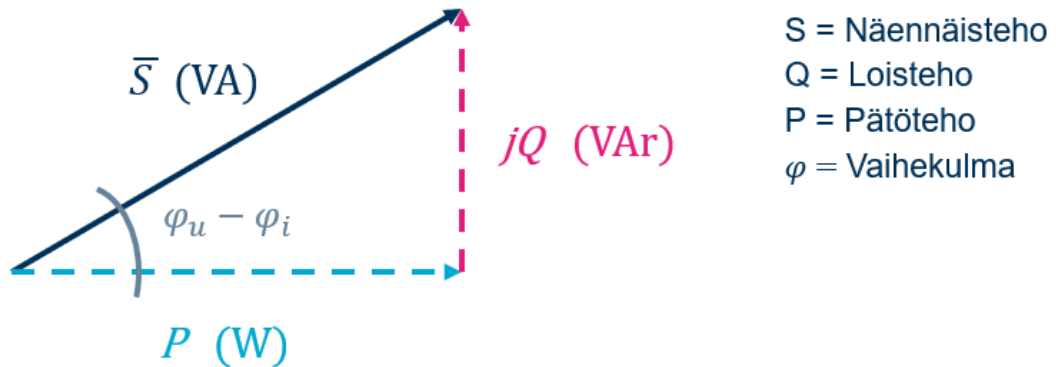
**Kuva 5.** Keskeytyksistä aiheutuneen haitan jakaantuminen eri keskeytysten kestoajoille Elenia Oy:n verkossa [20].

Kuvasta nähdään, että kestoaltaan alle 20 minuuttia kestävät keskeytykset aiheuttavat maaseutuverkon haaroilla yli kolmanneksen keskeytysten kokonaiskustannuksista ja alle 2 tuntia kestävät keskeytykset muodostavat jo yli kaksi kolmannesta keskeytyksistä aiheutuneesta haitasta. Nämä lyhyehköt keskeytykset johtuvat verkon vikatilanteessa vianrajauksesta. Verkon vikaantuessa alkuvaiheessa koko keskijännitelähdön sähkönjakelu keskeytyy lähdön katkaisijan auetessa. Vikaa rajataan aluksi kaukokäyttöisillä kytkinlaitteilla, jonka jälkeen rajausta jatketaan manuaalierottimin. Pidempi keskeytys pyritään rajaamaan mahdollisimman pienelle alueelle, joten vain pieni osa asiakkaista kokee vian korjausajan kestävän katkon.

## 2.6 Loistehon kompensointi

Sähköverkossa siirtyvän pätö- ja loistehon yhdessä muodostamaa kokonaistehoa kutsutaan näennäistehoksi. Pätötehoa tarvitaan sähköverkossa tekemään varsinainen fyysikaalinen työ, kun taas loisteho värähtelee siirtoverkon ja kulutuspuoleen välillä edestakaisin työtä tekemättä. Useat kulutuslaitteet vaativat kuitenkin myös loistehoa toimiakseen. [22]

Kuvan 6 tehokolmiossa on esitetty tehon komponentit. Näennäistehon osoitin muodostuu pätötehon reaaliosan ja loistehon imaginääriosan summana. Jännitteen ja virran välistä vaihe-eroa kuvataan näennäis- ja pätötehon välisellä kulmalla. Puhtaassa pätöteossa jännitteen ja virran välistä vaihesiirtoa ei synny. Jännitteen ollessa virtaa edellä, vaihekulma on positiivinen ja siirtyvä loisteho on induktiivista. Jännitteen ollessa virtaan nähden jäljessä, vaihekulma on negatiivinen ja siirretty loisteho on kapasitiivista. Vaiheero kasvattaa siirrettävää virtaa, jonka myötä siirtojohtojen kuormitus ja häviöt verkossa kasvavat. Näin ollen loistehoa ei kannata siirtää verkossa pitkiä matkoja vaan kompensointia kannattaa tehdä paikallisesti. [22] [23]



**Kuva 6.** Tehokolmio [24].

Jakeluverkon näkökulmasta loistehon kulutusta ja tuotantoa tarkastellaan sen pisteen kautta, jossa jakeluverkko liittyy kantaverkkoon. Loistehon kulutuksella tarkoitetaan kapasitiivisen loistehon ottamista verkosta ja loistehon tuottamisella kapasitiivisen loistehon luovuttamista verkkoon. Useat komponentit, kuten johdot ja kondensaattorit tuottavat loistehoa verkkoon. Erityisesti maakaapelit lisäävät sähköverkon loistehotuotantoa merkittävästi. Johdon loistehotase kuvaa johdon kuluttaman tai tuottaman loistehon määrää. [23] Johdon loistehotase saadaan laskettua kaavan 2 mukaisesti

$$Q_j = \frac{U_1^2}{X} + \frac{U_2^2}{X} - 2 \frac{U_1 U_2}{X} \cos \delta - \frac{B U_1^2}{2} - \frac{B U_2^2}{2} \quad (2)$$

missä

$Q_j$  = Johdon tuottama/kuluttama loisteho

$U_1$  = Johdon alkupään jännite

$U_2$  = Johdon loppupään jännite

$X$  = Johdon reaktanssi

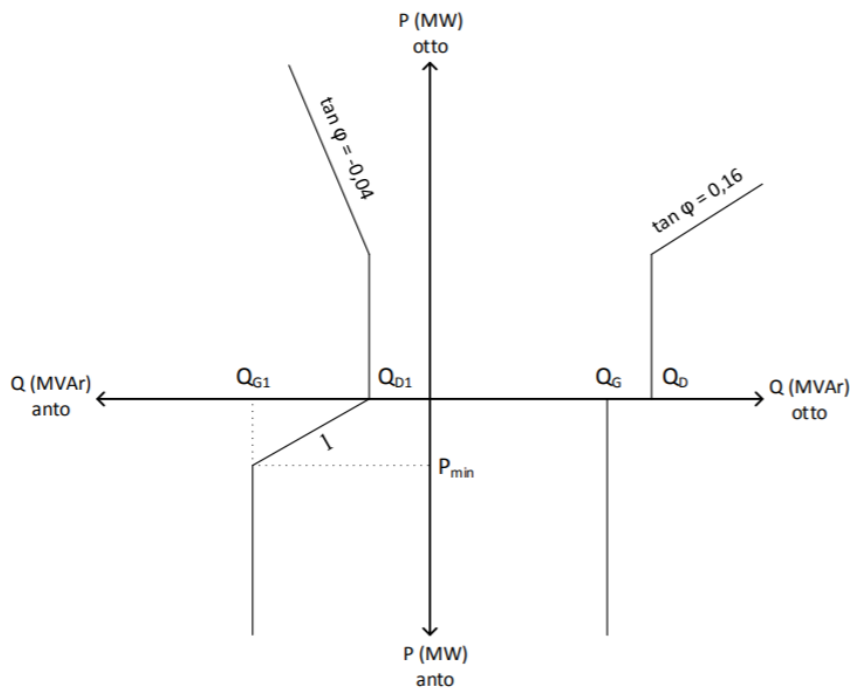
$B$  = Johdon susceptanssi

$\delta$  = Johdon alku- ja loppupään jännitteiden välinen kulmaero

Loistehotaseen ollessa negatiivinen, tuottaa johto loistehoa verkkoon. Taseen ollessa positiivinen, johto taas kuluttaa loistehoa. Jännite vaikuttaa voimakkaasti johdon loistehon määrään, näin ollen mitä korkeampi jännitetaso, sen suurempi on johtojen tuottaman loistehon vaikutus. Jännitettä säätämällä voidaan vaikuttaa johdon tuottaman loistehon määrään. [23] [25]



Kantaverkon ylläpitokustannukset ovat viime vuosina nousseet lisääntyneen loistehotuo-  
tannon ja sen kautta nousseen jännitteen vuoksi. Fingrid on vuoden 2017 alusta ottanut  
käyttöön loistehon hinnoittelumallin, jossa liittymispisteen asiakaskohtaisesti määritetyn  
loistehoikkunan ylittämisestä maksetaan kantaverkkoyhtiölle loistehomaksua. Hinnoitte-  
lumallin myötä myös jakeluverkkoyhtiöt ovat alkaneet kiinnittää suurempaa huomiota  
loistehon kompensointiin paikallisesti. Kuvassa 7 on esitetty liittymispistekohtainen loiste-  
hoikkuna, josta näkyy kantaverkosta ilman erillistä korvausta vastaanotettavan ja toi-  
mitettavan loistehon määrä. [22] [23]



**Kuva 7.** Liittymispistekohtainen loistehoikkuna [26].

Loistehomaksu koostuu kahdesta komponentista: tehomaksusta ja energiamaksusta. Tehomaksun suuruus on 1000 €/MVar kuukaudessa ja energiamaksu on 5 €/MVarh. Loistehomaksuihin liittyy merkittäviä lievennyksiä, sillä loistehomaksua ei laskuteta kuukauden 50 itseisarvoltaan suurimman loistehoikkunan ylityksen osalta. Tämän ansiosta loistehon kompensointia ei tarvitse mitoittaa jakeluverkossa hetkellisten ylitysten mukaiseksi. Huomioitavien ylitysten osalta maksu määräytyy kuukauden suurimman loistehoikkunan anto- tai ottorajan ylityksen perusteella ja loisenergiasta maksetaan loistehoikkunan ylitysenenergiaan perustuva kustannus. [23] [26]

## 3. AKUSTOT OSANA SÄHKÖMARKKINOITA

Energia-ala on suuressa roolissa ilmastonmuutoksen hidastamisessa. Osin tästä syystä sähköverkkoliiketoiminnan toimintaympäristö on muuttumassa merkittävästi mm. tuotantomuotojen muuttumisen, lisääntyvän mikrotuotannon, sähköautojen kasvavan määrän ja älykkään sähköverkon myötä. Sähkön varastoinnin lisääntyvä tarve kasvattaa myös akustojen roolia sähkömarkkinoilla erilaisiin tarpeisiin. Luvuissa 3.1 ja 3.2 käsitellään sähköjärjestelmän tehotasapainon hallintaa sekä reservimarkkinoita. Luvussa 3.3 selvitetään tarkemmin akustojen ja yleisesti sähkövarastojen roolia muuttuvilla sähkömarkkinoilla.

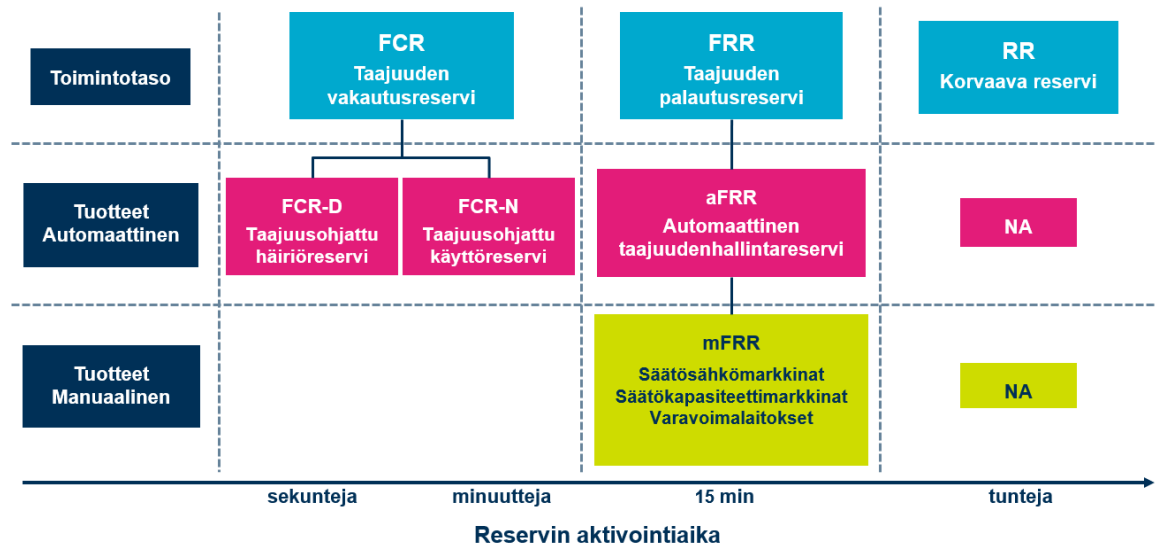
### 3.1 Reservit ja säätösähkö

Sähkön tuotannon ja kulutuksen tulee olla tasapainossa joka hetki. Sähköjärjestelmän tehotasapainoa kuvaa sähköverkon taajuus, joka tasapainotilassa on 50,0 Hz. Sähkömarkkinaosapuolien tulee suunnitella tuotantonsa ja kulutuksensa niin, että ne ovat tasapainossa, mutta käyttötunnin aikaisten heilahteluiden tasapainottamiseen tarvitaan reservejä. Reserveillä tarkoitetaan voimalaitoksia ja kulutuskohteita, jotka tarpeen tullen joko nostavat tai laskevat tehoa. Järjestelmävastaava Fingrid hankkii reservejä ylläpitämiltään markkinoilta. [27]

Ylläpitovelvoitteet reserveille on pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä sovittu järjestelmävastaavien välisellä käyttösopimuksella. Yhteisesti ylläpidettävää taajuusohjattua käyttöreserviä (FCR-N) ylläpidetään joka hetki 600 MW normaalitilan taajuuden säätämistä varten ja se jaetaan joka vuosi reservin ylläpitoon osallistuvien maiden käyttämien vuosienergioiden suhteessa. Taajuusohjattua häiriöreserviä (FCR-D) Fingrid ylläpitää oman tarpeensa verran niin, ettei pysyvä taajuuspoikkeama suuren tuotantolaitoksen irrotessa verkosta ole suurempi kuin 0,5 Hz. Normaalisti taajuusohjattua häiriöreserviä ylläpidetään pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä noin 1200 MW. Automaattisen taajuudenhallintareservin (aFRR) ylläpidosta sovitaan vuosittain. Vuonna 2018 pohjoismaisessa yhteiskäyttöjärjestelmässä reserviä on sovittu ylläpidettävän 300 MW aamu-, ilta- ja vuorokauden vaihdetunneilla. Kunkin maan osuus reservistä muodostuu maiden käyttämien vuosienergioiden suhteessa. [27]

Kuvassa 8 on esitetty Pohjoismaissa käytössä olevat reservituotteet. Reservilajit ovat luonteeltaan erilaisia ja ne jaotellaan käyttötarkoituksensa mukaan kolmeen ryhmään:

taajuuden jatkuvaan hallintaan käytettävään taajuuden vakautusreserviin, taajuuden palauttamiseen normaalialueelle käytettävään taajuuden palautusreserviin sekä häiriötilanteiden jälkeisiin ongelmiin varautuvaan korvaavaan reserviin. [27]

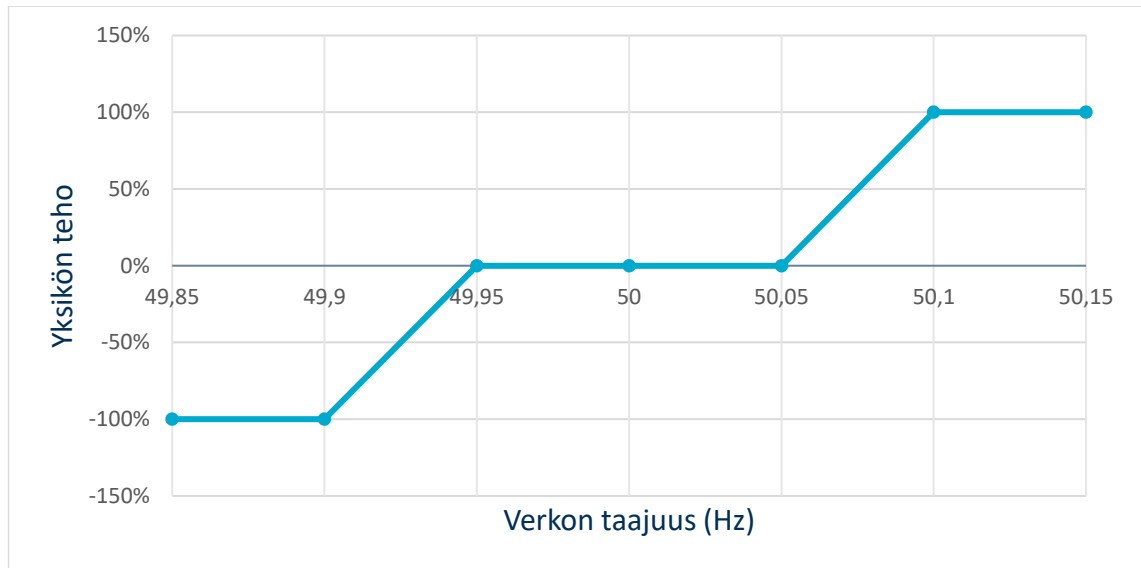


**Kuva 8.** Pohjoismaissa käytössä olevat reservit [27].

### 3.2 Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi

Taajuusohjattu käyttöreservi (FCR-N) ja taajuusohjattu häiriöreservi (FCR-D) ovat taajuuden vakautusreservejä, jotka aktivoituvat automaattisesti taajuuden poiketessa normaalista ja niitä käytetään jatkuvaan taajuudenhallintaan. Taajuusohjattu käyttöreservi aktivoituu kolmessa minuutissa ja sen tarkoituksena on pyrkiä pitämään taajuus normaalialueella eli 49,9 - 50,1 Hz. Taajuusohjattu häiriöreservi aktivoituu puolestaan 1-30 sekunnin sisällä taajuuden laskiessa normaalialueen alapuolelle ja sen tehtävänä on pyrkiä pitämään taajuus vähintään 49,5 Hz:ssä. [28]

Taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin ylläpitoon osallistuvilla kohteilla on tietyt tekniset vaatimukset, joiden täytyminen varmistetaan ennen markkinoille osallistumista säätökokeiden avulla. [28] Taajuusohjatun käyttöreservin aktivointivaatimukset on esitetty kuvassa 9.



**Kuva 9.** Ohjausyksikön toiminta FCR-N markkinalla Fingridin vähimmäisvaatimuksilla [29].

Taajuusohjatussa käyttöreservissä täysi reservikapasiteetti tulee aktivoitua ylössäätönä, kun taajuus laskee 49,9 Hz:iin tai sen alle. Vastaavasti kun taajuus nousee 50,1 Hz:iin tai sen yli, tulee täysi reservikapasiteetti aktivoitua alassäätönä. 0,1 Hz:n taajuusmuutoksen seurauksena säädön tulee aktivoitua täysimääräisesti kolmen minuutin kuluessa. Kuollut alue taajuudensäädössä saa maksimissaan olla  $50 \pm 0,05$  Hz. Pienin tarjouskoko FCR-N markkinalla on 0,1 MW ja suurin 5 MW. [29]

Taajuusohjatussa häiriöreservissä säätöyksiköiden aktivointi aloitetaan, kun taajuus kantaverkossa laskee alle 49,9 Hz:n. Reservikapasiteetti on aktivoitava täysimääräisenä taajuuden laskiessa 49,5 Hz:n. Taajuusohjattuun häiriöreserviin osallistuvasta säätökapasiteetista vähintään 50 % tulee aktivoitua 5 sekunnin aikana ja 100 % puolessa minuutissa. FCR-D markkinan pienin tarjouskoko on 1 MW ja suurin 10 MW. [29]

### 3.3 Vuosi- ja tuntimarkkinat

Fingrid ostaa taajuusohjattua reserviä sekä kotimaan että ulkomaan markkinoilta mm. Venäjältä, Virossa sekä muista Pohjoismaista. Suomessa säätökykyistä kapasiteettia voi tarjota osaksi kotimaista vuosi- tai tuntimarkkinaa. Kapasiteettia voi olla myös osana molempia markkinoita. Säätökapasiteetille asetetut tekniset vaatimukset ovat molemmilla markkinoilla samat ja kauppaa käydään sekä taajuusohjatusta käyttö- että häiriöreservistä. [28]

Vuosimarkkinoiden tarjouskilpailu järjestetään syksyisin vuodeksi eteenpäin. Vuosisopimusta ei ole mahdollista tehdä kesken meneillään olevan sopimuskauden. Vuosimarkkinalla markkinahinta on kiinteä ja kaikille toimijoille sama koko sopimuskauden ajan. Hinta muodostuu kalleimman markkinoille hyväksytyyn tarjoukseen perusteella. Vuosisopimuksen tehneet reservitoimittajat jättävät seuraavaa vuorokautta koskevat sitovat tuntikohtaiset reservisuunnitelmansa 0,1 MW tarkkuudella klo 18:00 mennessä. Fingrid ostaa suunnitelman mukaisen reservimäärän täysimääräisesti. [30]

Tuntimarkkinoille reservikapasiteettia voi tarjota ympäri vuoden, eikä se edellytä vuosisopimuksen tekemistä. Tuntikohtaiset tarjoukset seuraavalle vuorokaudelle tulee jättää klo 18:30 mennessä. Tarjouksen tulee sisältää tiedot tuotteesta (käyttö-/häiriöreservi), käytettävissä oleva kapasiteetti, käytön hinta (€/MW, h) sekä tunti mille kapasiteettia tarjotaan. Tarjousten mukaisia reservejä otetaan käyttöön tarvittava määrä hintajärjestyksessä halvimasta alkaen. Vuosimarkkinalla mukana olevan reservitoimittajan on mahdollista osallistua tuntimarkkinalle, jos vuosisopimuksen mukainen reservikapasiteetti on toimitettu täysimääräisenä kyseessä olevalle tunnille tai jos vuosimarkkinalle on kohdistettu vain osa toimittajan kapasiteetista. [30]

### 3.4 Akut energiamurroksessa

Energiamurroksen aikaansaama uusiutuvan energian lisääntyvä määrä vaikuttaa merkittävästi sähköjärjestelmän tehotasapainon hallintaan. Säästä riippuvainen energiatuotanto kasvaa, mikä vuoksi energiavarastoja tarvitaan tasoittamaan tuotannon ja kulutuksen vaihtelua enenevissä määrin. [31] Tehotasapainon säätämiseen on perinteisesti käytetty fossiilisia polttoaineita hyödyntäviä voimalaitoksia sekä vesi- ja lauhdevoimaa. Monet säädettävät voimalaitokset ovat kuitenkin poistumassa markkinoilta, ja tilalle on tulossa joustamatonta tuotantoa. Akkuvarastot ovat nopean reagointikykynsä vuoksi yksi keino valtakunnalliseen tehotasapainon ja taajuuden hallintaan. Sähkövarastot ovat myös fossiilisia polttoaineita käyttäviä huipputeholaitoksia ympäristöystävällisempi vaihtoehto tehotasapainon hallintaan. [2] Li-ion-akut sopivat sekä FCR-N että FCR-D markkinalle nopean reagointikykynsä ansiosta, mutta taajuusohjattu käyttöreservi nähdään nykyisessä markkinaympäristössä taloudellisesti kiinnostavampana. [19]

Sähkövarastoilla on tehotasapainon hallintaan osallistumisen lisäksi paljon muita käyttökohteita. Sähkövarastot luovat asiakkaille mahdollisuuden vaikuttaa oman sähkönkulutuksensa kustannukseen. Varastojen avulla asiakkaat voivat ajoittaa sähkön kulutuksen markkinoiden halvimille tunneille ja toisaalta hyödyntää akuston energiaa markkinahintojen ollessa korkeat. Akustot mahdollistavat myös omasta tuotannosta saatavan hyödyn

maksimoinnin varastoimalla ylituotannon verkkoon syöttämisen sijaan. Lisäksi asiakkailla on mahdollisuus akustojen avulla vaikuttaa maksettavan tehomaksun suuruuteen. [2]

Sähkön varastointi on suhteellisen uusi asia sähkömarkkinoilla ja sähköjärjestelmässä. Tästä syystä akkuja koskeva lainsäädäntö on vielä monin paikoin epäselvää niin akkujen omistamiseen ja hallinnointiin kuin sähkövarastojen verotukseenkin liittyen. Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM) asetti vuonna 2016 älyverkkotyöryhmän selvittämään toimia, joilla älykäs sähköjärjestelmä mahdollistaa asiakkaiden osallistumisen aktiivisesti sähkömarkkinoille ja parantaa sähkönjakelun toimitusvarmuutta. Osana selvitystä käsiteltiin myös sähkövarastojen markkinaroolia ja verotusta. Selvityksen ehdotuksen mukaisesti lainsäädäntö sähkövarastojen verotuksen osalta on jo muuttunut keväällä 2019, kun kaksinkertaisesta verotuksesta verottomien sähkövarastojen osalta päätettiin luopua. Sähkön varastointiin liittyvä lainsäädäntö tulee kuitenkin kehittymään edelleen niin kansallisesti kuin EU tasollakin, mikä tulee vaikuttamaan sähkövarastojen asemaan markkinoilla. [2] [32] [33]

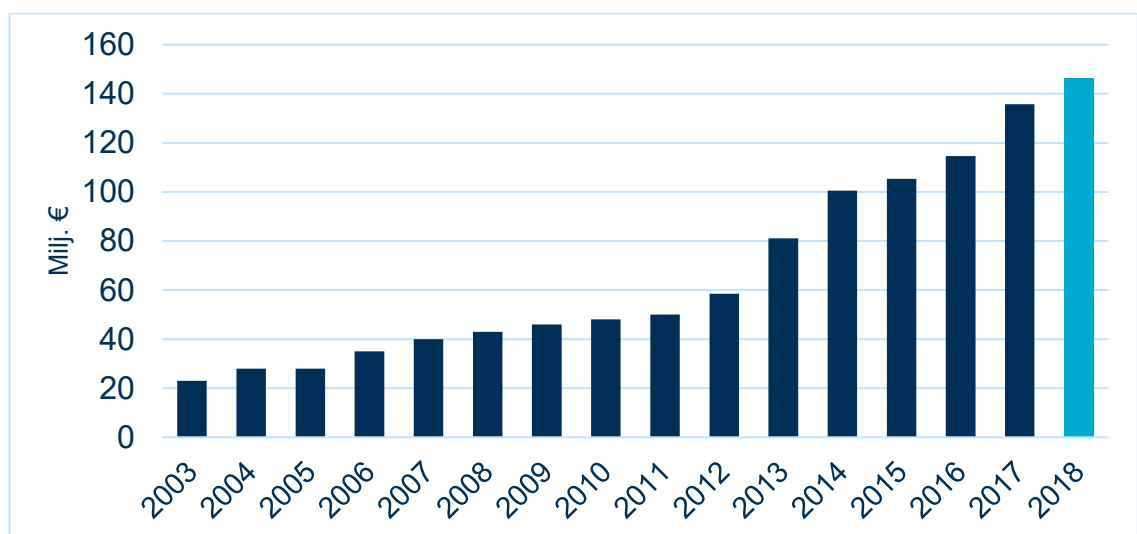
Sähkön varastoinnin lisääntyvä tarve tulee laskemaan sähkövarastojen hintaa. Euroopan komission 2017 julkaiseman raportin mukaan [34] akkuteknologioiden hintojen odotetaan laskevan vuodesta 2014 jopa 70 % vuoteen 2030 mennessä. Suurinta hintojen laskun odotetaan olevan Li-ion-, NaS- ja virtausakuilla. Varastointiteknologioiden kehityessä ja sitä myötä hintojen laskiessa sähkövarastojen kilpailukyky erilaisiin käyttötarkoituksiin kasvaa. Varastointiratkaisut voivat kuitenkin alkuun tarvita tukea ja joustoa erilaisten palveluiden hinnoitteluun. [32]

## 4. VERKOSTOINVESTOINNIT ELENIA OY: SSA

Verkkoon sijoitetut investointimäärät ovat kasvaneet merkittävästi viime vuosina pitkälti sähkömarkkina-alaissa säädettyjen toimitusvarmuusvaatimusten vuoksi. Luvussa 4.1 käsitellään ensin Elenian verkkoon sijoitettujen investointimäärien kehittymistä yleisesti, jonka jälkeen luvuissa 4.2 ja 4.3 avataan korvausinvestointikohteiden kohdistamisen periaatteita Elenia Oy:ssä tarkemmin.

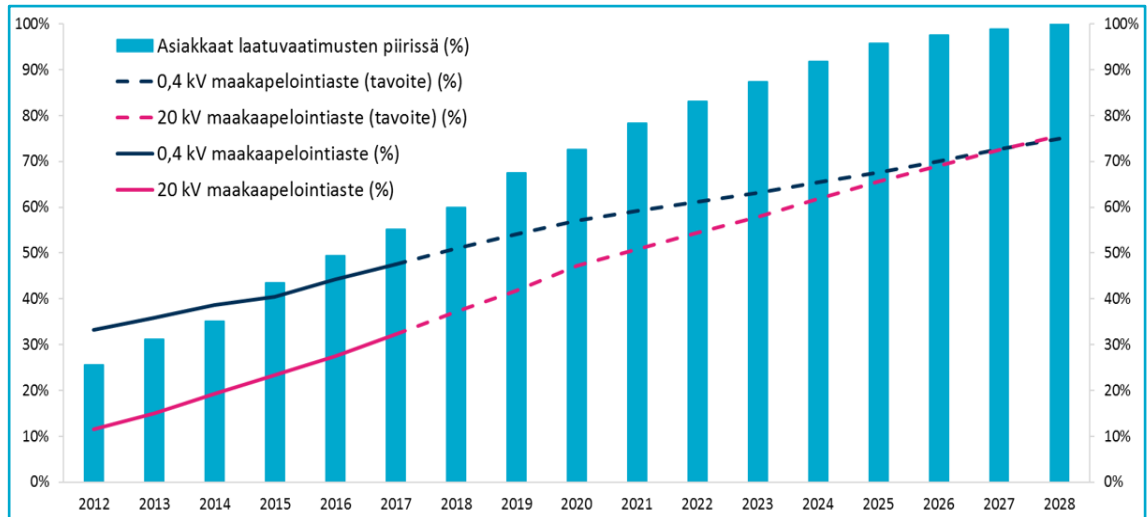
### 4.1 Investointimäärien kehittyminen

Elenian verkosta noin puolet on vielä ilmajohtoverkkoa ja suuri osa verkosta on käyttökänsä loppupuolella. Keskijänniteverkon kaapelointiaste Elenian verkkoalueella vuoden 2018 lopussa oli noin 37,6 % ja pienjänniteverkossa kaapelointiaste oli 50,8 %. Tavoitteena Elenialla on nostaa koko jakeluverkon maakaapelointiaste 75 prosenttiin vuoden 2028 loppuun mennessä ja kaikki verkon rakentaminen onkin vuodesta 2009 lähtien tehty maakaapeloidulla. Vuonna 2009 ennen kaapelointipäätöstä Elenian verkkoalueella keskijänniteverkon kaapelointiaste oli 6,6 % ja pienjänniteverkosta kaapeloituna oli 29,4 %, joten kymmenessä vuodessa jakeluverkon kaapelointiaste on kasvanut merkittävästi. Verkon kehittämiseen sijoitetut investointimäärät ovat kasvaneet runsaasti viime vuosina, osasyynä tähän ovat uudistuneen sähkömarkkinalain mukanaan tuomat toimitusvarmuusvaatimukset. Kuvassa 10 on esitetty jakeluverkkoon sijoitetut kokonaisverkostoinvestointimäärät vuosilta 2003-2018 Elenian verkkoalueella. [8]



**Kuva 10.** Investointimäärien kehitys Elenia Oy:n verkkoalueella vuosina 2003-2018 [8].

Kuvan 10 perusteella voidaan havaita investointimäärien kasvaneen melko tasaisesti vuodesta 2003 aina vuoteen 2012 asti, mutta vuonna 2013 uusien toimitusvarmuusvaatimusten astuttua voimaan, investointimäärien voidaan havaita lähteneen voimakkaaseen kasvuun. Elenia Oy:n tavoite sähkömarkkinalaissa esitettyjen toimitusvarmuusvaatimusten piiriin saatavasta asiakasmäärästä ja kaapelointiasteen kehityksestä Elenian verkkoalueella vuoteen 2028 mennessä on esitetty kuvassa 11.



**Kuva 11.** Kaapelointiasteen ja laatuvaatimukset täyttävän asiakasmäärän kehittyminen vuosina 2014-2028 Elenian verkkoalueella [8].

Kuten kuvasta 11 nähdään, Elenia on saavuttanut sähkömarkkinalaissa säädetyn siirtymäajan ensimmäisen välietapin (50 % asiakkaista laatuvaatimusten piirissä vuoden 2019 loppuun mennessä) jo paljon ennen määräaika. Tavoitteen mukaan myös toinen välietappi (75 % asiakkaista laatuvaatimusten piirissä vuoden 2023 loppuun mennessä) saavutetaan jo vuonna 2021. Kaapelointiasteen kehityksen odotetaan tasaantuvan hieinan vuodesta 2020 lähtien, jolloin suurin osa taajamista on jo kaapeloitu ja investoinnit siirtyvät yhä enemmän haja-asutusalueille.

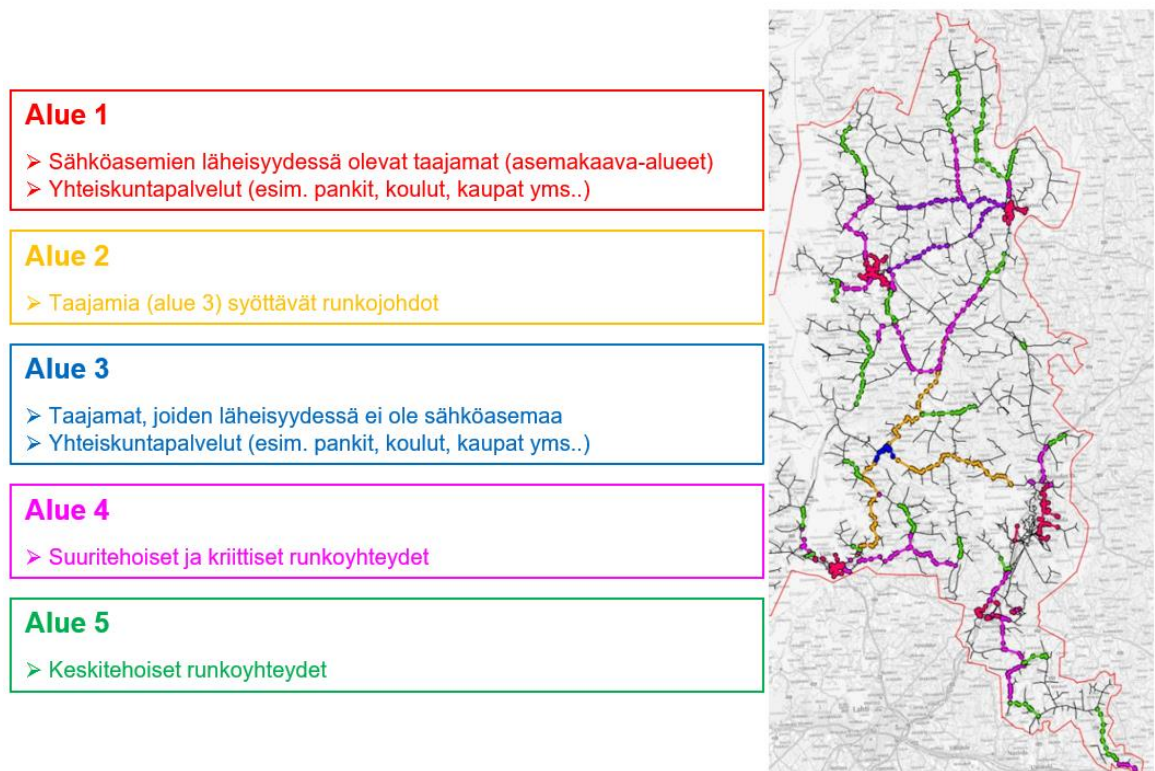
## 4.2 Elenia Säävarma

Elenia Säävarmaa kaapeliverkkoa on rakennettu vuodesta 2009 lähtien. Korvausinvestointien kohdistamisen tärkeimmät lähtökohdat ovat olleet toimitusvarmuuden paraneminen ja sähkömarkkinalain laatuvaatimusten täytyminen. Lähtökohtaisesti investoinnit on kuitenkin pyritty kohdistamaan pitoajan ylittäneisiin verkon osiin. Kohteiden priorisointiin vaikuttaa osaltaan myös mm. verkon määräystenmukaisuus ja esimerkiksi asiakkaalle toimitettavan sähkön laatu. [8]



Kaapeloinnin ja verkkoon tehtävien investointien vaikutuksia seurataan mm. erilaisilla toimitusvarmuusmittareilla. Mittarit kuvaavat asiakkaiden vuodessa kokemien keskeytysten lukumääriä ja kestoja sekä toimitusvarmuusvaatimukset täyttävien asiakkaiden lukumäärää. Lähtökohtaisesti maakaapeliverkkoa pidetään taajamien kuuden tunnin toimitusvarmuusvaatimukset täyttävänä sähköverkkona. Toimitusvarmuusvaatimusten piiriin voidaan kuitenkin katsoa myös ilmajohtoverkon osa, jos voidaan olla täysin varmoja, ettei puita kaadu johdolle. Muut ilmajohto-osuudet on voitava erottaa kaapeliverkosta. Haja-seutujen 36 tunnin toimitusvarmuusvaatimus kattaa myös käyttöpaikat viiden kilometrin säteellä säävarman kaapeliverkon päätepisteestä. [8]

Vuosina 2013–2019 korvausinvestointikohteiden priorisointia on ohjannut vuonna 2012 laadittu keskijänniteverkon kriittisyysluokittelu. Verkon kriittisyyttä kuvataan alueluokittelulla, missä verkon osat on jaettu eri tyyppisiin alueisiin mm. sähkömarkkinalain toimitusvarmuustasojen, asiakasmäärien ja siirrettävien tehojen perusteella. Alueet on kriittisyytensä perusteella asetettu järjestykseen kuvan 12 mukaisesti. [8]



**Kuva 12.** Keskijänniteverkon kriittisyysluokittelu [8].

Kriittisyysluokittelun perusteella korvausinvestointikohteiden priorisoinnissa etusijalla ovat olleet taajamien sisäiset ilmajohtoverkot ja taajamien syöttöverkot. Lisäksi on kaapeloitu haja-asutusalueiden mekaanisesti huonokuntoisia johto-osuuksia ja jaettu haja-seutujen pitkiä johtolähtöjä useampiin suojausvyöhykkeisiin kytkinlaitteiden ja kaapelirunkojohtojen avulla. Luokittelu kattaa noin 70 % Elenian verkon käyttöpaikoista. Kriittisyysluokittelu ei huomioi hajaseutujen pienitehoisia runko- ja haarajohtoja. [8]

### **4.3 Haja-asutusalueen investointi- ja kunnossapitostrategia**

Vuonna 2020, kun kriittisyysluokittelun mukaiset verkon osat on suurimmalta osin kaapeloitu, korvausinvestointien painopiste siirtyy suurista taajamista hajaseutujen ilmajohtoverkkoon ja pieniin taajamiin, jossa on suhteessa paljon verkkoa asiakasmäärään nähden. Haja-asutusalueen investointi- ja kunnossapitostrategian keskeisenä tavoitteena on määrittää korvausinvestointien priorisointiperiaatteet alueluokittelun ulkopuolisille verkon osille niin, että toimitusvarmuusvaatimukset täytetään ja jäljelle jäävän ilmajohtoverkon riittävä mekaaninen kunto säilytetään. Vuosien 2020-2028 korvausinvestointikohteiden priorisointiperiaatteet perustuvat toimitusvarmuuden kehittymiseen ja verkon käytettävyyteen verkon mekaaninen kunto huomioiden. Elenian tavoitteena on nostaa jakeluverkon kaapelointiaste vuoden 2028 loppuun mennessä 75 %:iin. Strategiatyön pohjalta on määritetty keskijänniteverkon osat, jotka tulevat kaapeloitumaan vuoden 2028 loppuun mennessä. Etusijalla priorisoinnissa ovat sähköasemien väliset runkojohdot sekä haja-seutujen keskeiset runkoyhteydet. Osana investointistrategiaa korvausinvestointeja kohdistetaan myös kunnonhallintaperusteisesti mekaanisesti huonokuntoisiin verkon osiin. [8]

Vuoden 2028 jälkeen edelleen 25 % Elenian verkosta on ilmajohtoa. Jäljelle jäävän ilmajohtoverkon kunnossapitoa ja puuston käsittelyä tehostetaan niin, että riittävä toimitusvarmuustaso ja verkon elinkaari voidaan varmistaa. Kunnossapidon tehostamisen tueksi kehitetään uusia tehokkaampia tarkastusmenetelmiä sekä analyyseja mm. pylväiden lahoisuuden seurantaan. [8]

Osaksi haja-asutusalueen investointistrategiaa mietitään myös uusia konsepteja, joilla haja-asutusalueilla asuvien asiakkaiden toimitusvarmuutta voidaan parantaa. Tämä diplomityö tukee myös Elenian investointistrategiaa selvittämällä akustojen hyödyntämistä mahdollisena ratkaisuna haja-asutusalueiden verkon kehittämisessä.

## 5. AKUSTON HYÖDYNTÄMINEN JAKELUVERKOSSA – ELENIAN PILOT CASE

Nykyinen lainsäädäntö ei salli verkkoyhtiöiden omistaa tai hallinnoida sähkövarastoja, mutta markkinoita mistä akkukapasiteettia voisi palveluna ostaa ei kuitenkaan ole, joten tarve uusien palvelukonseptien kehittämiseksi on olemassa. Luvussa 5 käsitellään akkujärjestelmien merkitystä jakeluverkkoyhtiöille sekä esitellään nykyiseen toimintaympäristöön sopiva konsepti ja markkinamalli akustojen hyödyntämiselle jakeluverkossa.

### 5.1 Akustot osana jakeluverkkoa

Sähkömarkkinalain asettamat vaatimukset sähköjakelun toimitusvarmuudelle ajavat jakeluverkkoyhtiöt tilanteeseen, jossa verkkoon on mahdollisesti tehtävä korvausinvestointeja, vaikka verkon käyttöikä olisi vielä pitkästikin jäljellä. Suurin sallittu keskeytysaika on merkittävin jakeluverkon kehittämiseen ja investointien lisäämiseen vaikuttava tekijä verkkoyhtiöille, mutta myös muutokset vakiokorvausmenettelyssä vaikuttavat verkkoyhtiöiden pyrkimykseen lyhentää keskeytysaikoja. Uusimpien kehittämissuunnitelmien mukaan n. 2/3 käyttöpaikoista on sähkön toimitusvarmuutta koskevien laatuvaatimusten piirissä. Vaatimusten ulkopuolelle jäävistä käyttöpaikoista suurin osa sijaitsee haja-asutusalueilla. [16] [35]

Akkujärjestelmien jakeluverkoille tuomat tekniset ja taloudelliset hyödyt on tunnistettu laajalti, mutta nykyisen regulaatiomallin mukaan jakeluverkonhaltija ei saa omistaa tai hallinnoida energiavarastoja, vaan niiden tarkoitus on tukea markkinoita palvelujen kehittämiseksi. [36] Valmistelussa olevassa EU-lainsäädännössä osana Euroopan komission puhtaan energian pakettia käsitellään jakeluverkkoyhtiöiden mahdollisuuksia poikkeuksellisesti omistaa ja käyttää sähkövarastoja erikseen määriteltäviin verkkotoiminnan tarpeisiin. [2] Älyverkkotyöryhmän laatimien ehdotusten [37] sekä Energiateollisuus ry:n näkemysten [38] mukaan sähkövarastojen käytön ja omistamisen tulisi jatkossakin lähtökohtaisesti olla kilpailtua liiketoimintaa.

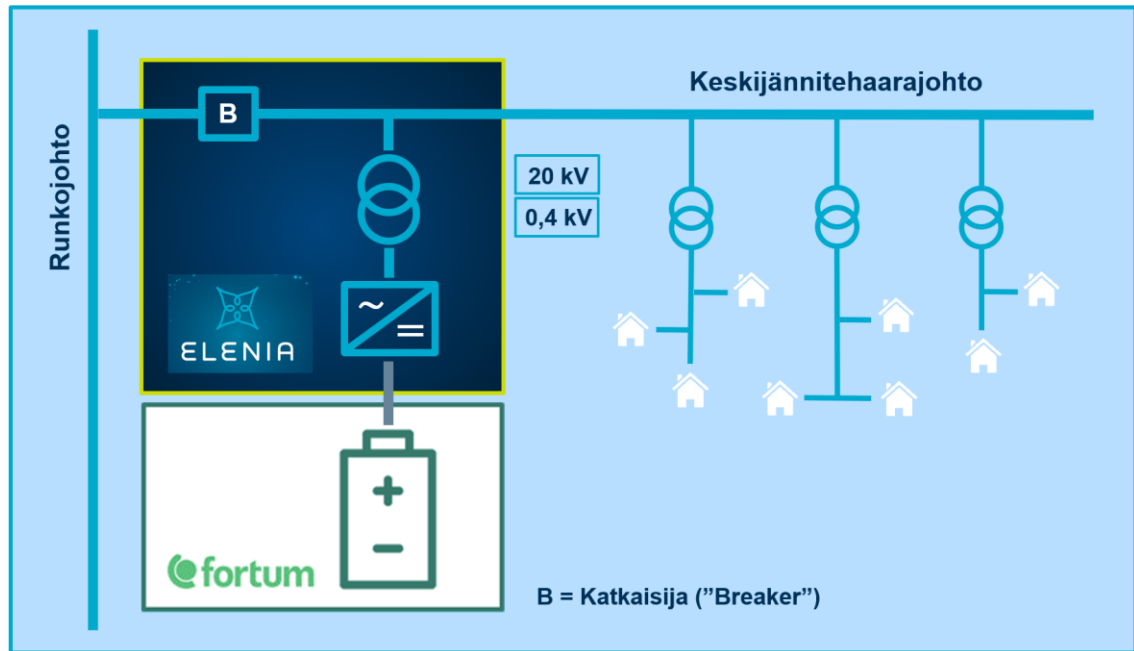
Akustoilla on mahdollista lyhentää asiakkaiden kokemia keskeytysaikoja ja siten vähentää keskeytyksistä aiheutuneita kustannuksia. Akkujärjestelmillä voidaan tukea myös haja-asutusalueiden 36 tunnin laatuvaatimuksen toteutumista. Vaikka akusto ei pienennä asiakkaan kokemaa vikamäärää, lyhentää se vikojen kestoaikaa ja antaa vikojen korjaamiselle lisää aikaa. Akkujärjestelmillä on verkkoyhtiölle myös muita hyötyjä. Järjestelmää voidaan käyttää mm. loistehon kompensointiin ja tehohuippujen hallintaan. Siten

akustoilla voidaan myös vähentää mahdollista aurinkovoimaloiden ja sähköautojen lisääntymisen aiheuttamaa verkon vahvistamistarvetta. [19]

Sähköverkkoyhtiö Elenia ja pohjoismainen energiayhtiö Fortum ovat yhdessä kehittäneet nykyiseen regulaatiomalliin ja lainsäädännön linjauksiin sopivan konseptin akustojen hyödyntämiselle, missä energiayhtiö investoi akkuihin ja tarjoaa akkukapasiteettia palveluna verkkoyhtiölle. Liiketoimintamalli luo markkinapaikan, jossa jakeluverkkoyhtiöt voivat hankkia varavoimakapasiteettia akustoilta.

## 5.2 Akkulaitteisto

Akkulaitteisto koostuu akuista sekä liityntälaitteistosta, joka mahdollistaa akuston liittämisen keskijänniteverkkoon. Liityntälaitteisto koostuu suuntaajalaitteistosta, jolla jännite muunnetaan akustolle sopivaksi, 20/0,4 kV:n muuntajasta, verkkokatkaisijasta sekä laitteiston ohjausjärjestelmästä, joka keskustelee verkkoyhtiön käytönvalvontajärjestelmän (SCADA) kanssa ja jolla laitteistoa hallitaan. Lisäksi laitteisto sisältää muita jakeluverkon suojaukseen liittyviä laitteita, kuten suojaareleen. Laitteisto sijoitetaan jakeluverkossa keskijänniteverkon päätyvälle haarajohdolle. Verkkoyhtiön pääasiallisena tavoitteena on muodostaa akkulaitteiston avulla siihen liitetystä keskijännitehaarasta itsenäisesti toimiva saareke haaraa syöttävän runkojohdon vikatilanteessa. Akkujärjestelmä synkronoidaan vaihtojännitteeseen jakeluverkkoon suuntaajan avulla. Verkkokatkaisijaan liitetyn suojaareleen pääasiallisena tehtävänä on toteuttaa keskijänniteverkon suojaustoimenpiteitä saarekeajon aikana ja valvoa verkkoon synkronointia saarekkeesta normaalitilaan palatessa. Kuvassa 13 on esitetty järjestelmän periaatekuva, josta näkyy laitteiston sijoittuminen jakeluverkkoon, laitteiston tärkeimmät komponentit sekä liiketoimintamallin omistusrajat. Mallin ajatuksena on, että verkkoyhtiö tarjoaa energiayhtiölle tasasähköliittymää akustoa varten ja investoi itse komponentteihin, jotka mahdollistavat tämän liityntäpisteeseen. [19]



*Kuva 13. Akkujärjestelmän periaatekuva [19].*

### 5.3 Toimintaperiaate

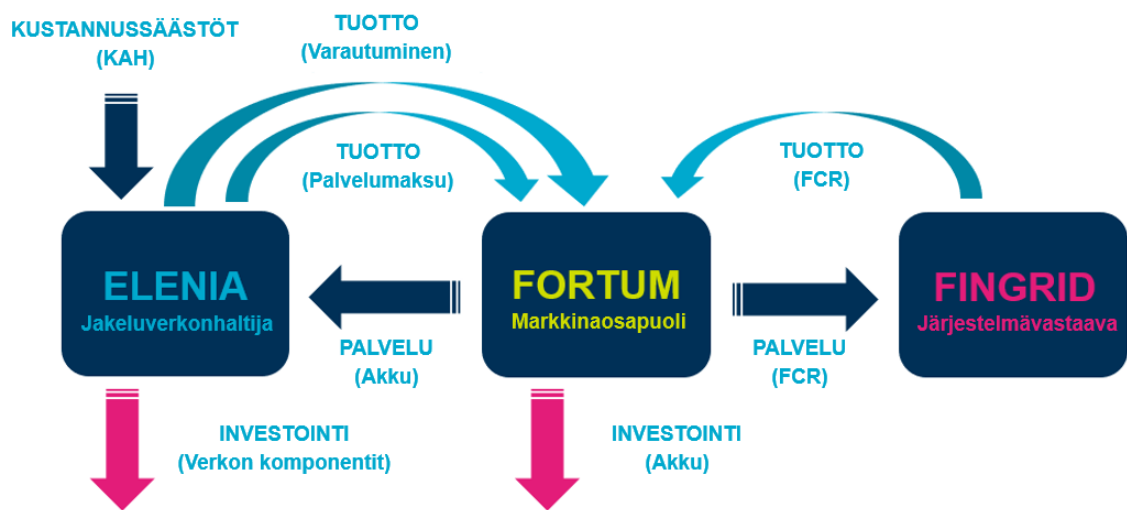
Verkon toimiessa normaalisti, eli noin 95-99 % ajasta, energiayhtiö tarjoaa akkukapasiteettia FCR-N markkinalle. Syöttävän verkon vikaantuessa odottamattomasti akuston sen hetkinen varaustila siirtyy verkkoyhtiön käyttöön saarekkeen syöttämistä varten. Akuston varaustila on riippuvainen verkon taajuuden muutoksista, joten takeita akkukapasiteetin riittävyydelle saarekekäyttötarkoitukseen ei voida antaa. Kuitenkin tilastollisesti pohjoismainen taajuusalue on pysynyt melko vakaana, joten oletettavaa on, että akustossa varausta olisi kuitenkin jonkin verran. Laitteisto irrottaa keskijännitehaaran verkosta automaattisesti ja siirtyy saarekekäyttötilaan niin, että keskijännitehaaralla olevat asiakkaat kokevat vain pikajälleenkytkentää vastaavan keskeytyksen. Syöttävän verkon vian korjaannuttua laitteisto synkronoi itsensä takaisin verkkoon ilman, että asiakkaat kokevat minkäänlaista katkoa. Saarekekäyttötoiminnallisuuden lisäksi laitteisto toimii keskijännitehaaran vikatilanteissa verkkokatkaisijana. Verkkokatkaisijan avulla voidaan vähentää keskijännitelähdön alkupäässä olevien asiakkaiden vikamäärää vian ollessa katkaisijan suojausalueella, joten laitteistosta on verkkoyhtiölle hyötyä myös tilanteissa, joissa saarekekäyttöön ei päästä. [19]

Verkkoyhtiöllä on mahdollisuus myös varata akuston koko kapasiteetti käyttöönsä esimerkiksi tilanteissa, joissa myrskyvaroitus on annettu. Tällöin akusto ei osallistu FCR-N markkinalle, vaan se ladataan energiayhtiön toimesta täyteen ja laitteisto jää odottamaan

verkkoyhtiön mahdollista käyttötarvetta. Suurin osa jakeluverkon vioista johtuu poikkeuksellisista sääolosuhteista, joten vika-alttiit ajanjaksot ovat myös melko hyvin ennustettavissa. [19]

## 5.4 Markkinamalli

Akkukonseptin mukaisessa markkinamallissa (Kuva 14) sekä verkkoyhtiö että energia-yhtiö investoivat laitteistoon. Energiayhtiö sijoittaa akustoihin ja hankkii liittymän verkkoyhtiöltä akustojen liittämiseksi verkkoon. Verkkoyhtiö puolestaan investoi verkon komponentteihin, jotka mahdollistavat saarekekäytön ja tarvittavat suojaustoimenpiteet verkossa. [19]



**Kuva 14.** Markkinamallin periaatekuva [19].

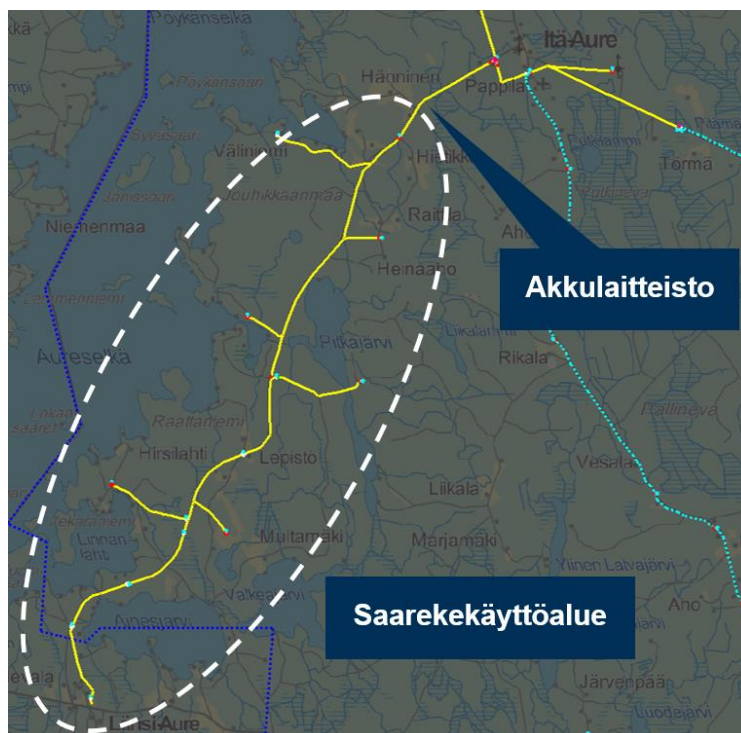
Energiayhtiö tarjoaa akustoa palveluna verkkoyhtiön käyttöön palvelumaksua vastaan. Palvelumaksu koostuu kahdesta eri komponentista: kiinteästä vuosimaksusta sekä varautumisajalta maksettavasta tuntiperusteisesta palvelumaksusta. Energiayhtiö saa markkinamallissa tuottoa verkkoyhtiön maksamasta palvelumaksusta sekä markkinatuottoa, kun akustoa tarjotaan osaksi taajuuden vakautusreserviä. [19]

Jakeluverkkoyhtiö saa palvelumaksua vastaan akuston kapasiteetin käyttöönsä tarvittaessa ja hyöty syntyy asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen lyhentymisestä. Keskeytysaikojen lyhenemisen seurauksena myös verkkoyhtiön keskeytyskustannukset pienentyvät. Markkinamallin periaatekuvassa esitettyjen hyötyjen lisäksi järjestelmällä voidaan mm. kompensoida loistehoa ja vähentää verkon vahvistamistarvetta paikallisesti, mikä pienentää verkkoyhtiön kustannuksia. Kehitetty markkinamalli mahdollistaa molempien osapuolten kannattavan liiketoiminnan nykyisellä akkujen hintatasolla. [19] Tässä työssä

tarkastellaan akkujärjestelmien teknisiä ja taloudellisia reunaehtoja tarkemmin verkko-yhtiön näkökulmasta.

## 5.5 Pilottikohde

Kehitettyä konseptia päädyttiin testaamaan pilottikohteella, josta on tarkoitus kerätä käytännön kokemusta konseptin ja markkinamallin toimivuudesta. Pilottikohteeksi valikoitui kuvassa 15 esitetty yli 10 km pitkä päättävä keskijännitehaara, joka sijaitsee n. 30 km:n päässä Kurun sähköasemasta. Kohdevalintaa tehdessä tarkasteltiin ensin useita pienjännitteisiä muuntopiirejä, mutta hyvin nopeasti ilmeni, että yhdestä muuntopiiristä saavat keskeytyskustannussäästöt ovat riittämättömät verrattuna laitteiston investointikustannuksiin, joten laitteisto päätettiin sijoittaa keskijänniteverkkoon. Tehdyn tutkimuksen [21] pohjalta esiin nousi kolme keskeytyskustannussäästöpotentiaaliltaan merkittävää aluetta, joista yksi oli pilottikohteeksi valikoitunut Kurun alue. Laitteisto sijoitettiin 11 muuntopiiriä ja yli sataa asiakasta syöttävän haaran alkuun. Akusto on kooltaan 300 kW/220 kWh, mikä mahdollistaa haaran syöttämisen huippukuormatilanteessa. Haaran keskiteholla, akun ollessa täyteen varattu, laitteisto pystyy syöttämään haaraa saarekkeessa keskimäärin kolme tuntia. Akku on mitoitettu siten, että se pystyy kattamaan suurimman osan kuvassa 5 esitetyistä keskeytyskustannuksia aiheuttavista katkoista. [19]



**Kuva 15.** Akkukonseptin pilottikohde verkkotietojärjestelmässä.



Kuvasta 15 näkyy laitteiston sijoituskohta haaran alkupuolella sekä syöttävän verkon viikatilanteissa itsenäisenä saarekkeena toimiva alue. Alueen asiakkaat ovat kärsineet pitkistä sähkökatkoista viime vuosina runkojohdon vikojen vuoksi. Runkojohto näkyy kuvassa turkoosina kaapelina, kuitenkin suurimman osan haaraa syöttävästä verkosta ollessa edelleen ilmajohtoverkkoa. Kuvissa 16 ja 17 näkyy Kurun pilottikohteen akkulaitteisto maastossa sekä tarkempaa kuvaa akkukonttien sisällöstä. Akustot muodostuvat erillisistä moduuleista, joten akuston koko on helposti muunneltavissa kohteeseen sopivaksi.



**Kuva 16.** Akkulaitteisto Kurussa



**Kuva 17.** Akkukontti



## 6. LASKENTAMALLI

Akustojen hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelu aloitettiin kehittämällä laskentamalli laitteiston kustannus- ja hyötykomponenttien vaikutusten arviointiin järjestelmän elinkaaren ajalta. Tarkastelu tehtiin verkkoyhtiön näkökulmasta huomioiden vain verkkoyhtiölle aiheutuvat kustannukset ja hyödyt kuvassa 13 esitettyjen omistusrajojen mukaisesti. Laskentamallin kehittäminen alkoi järjestelmään liittyvien kustannusten selvittämällä ja toisaalta järjestelmästä saatavien hyötyjen arvioinnilla.

### 6.1 Järjestelmän kustannukset

Järjestelmän hyödynnettävyyttä arvioidessa akkulaitteiston kustannuksia tuli tarkastella koko laitteiston elinkaaren ajalta. Hyödynnettävyysspotentiaalin kannalta olennaisimmiksi kustannuskomponenteiksi muodostui verkkoyhtiön omistamaan laitteistoon liittyvät alkuinvestointikustannukset, liityntälaitteiston ylläpitokustannukset akuston elinkaaren ajalta sekä akustojen käytöstä palvelun tarjoajalle maksettava palvelumaksu.

#### 6.1.1 Investointikustannus

Verkkoyhtiön osalta laitteiston alkuinvestointikustannukset muodostuvat kuvassa 13 näkyvien laitteiston omistusrajojen mukaisesti. Verkkoyhtiö investoi saarekekäytön ja akustojen liittämisen jakeluverkkoon mahdollistavaan liityntälaitteistoon sekä tarvittaviin verkon muutostöihin kohteessa. Laskennassa huomioituja komponentteja ja työtä olivat mm. sisältä hoidettava puistomuuntamo, jonka sisään laitteisto rakennetaan, suuntaajalaitteisto oheislaitteineen, verkkokatkaisija, vikojen indikointiin tarvittavat laitteistot, laitteiston liittämiseen verkkoon vaadittavat 20 kV:n kaapeloinnit sekä jakelumuuntaja. Kaikki kustannukset sisälsivät materiaalin lisäksi myös urakointiin liittyvät kustannukset. Laittevalmistajien puolelta konseptiin sopivaa valmista liityntälaitteistoa ei tällä hetkellä ole markkinoilla, joten liityntälaitteiston investointikustannus arvioitiin sen komponenttien kautta.

Suuntaajan ja sen oheislaitteiden hinnan määrittämiseen käytettiin eräältä laitetoimittajalta saatuja kustannusarvioita tilanteesta, jossa akuston ominaisuudet olisivat ideaaliset suuntaajan näkökulmasta ja suuntaajalaitteistoa valmistettaisiin useita kappaleita sarjatuotantona. Hinta-arvio perustuu ideaaliratkaisuun, jossa syöttöjännite ja suuntaajamoduulien vaihtosähköpuolen nimellisjännite on 400 V ja akuston napajännitteen vaihteluväli korkeintaan noin 50 V. Suuntaajan hinta-arvio sisältää paljon epävarmuustekijöitä ja

on enemmänkin suuntaa antava, kun valmista tuotetta ei markkinoilla vielä ole. Saatuihin kustannusarvioihin perustuen tarkastelussa päädyttiin käyttämään suuntaajan ja sen oheislaitteiden investointikustannuksena 190 €/kVA.

Muut investointikustannukset sisälsivät kaikki suuntaajalaitteiston lisäksi kohteeseen vaadittavat komponentit asennuksineen. Näitä olivat muun muassa muuntamokoppi, verkon suojalaitteet, jakelumuuntaja ja kohteessa tarvittavat kaapeloinnit. Investointikustannukset laskettiin Kurun pilottikohteessa toteutuneiden todellisten kustannusten perusteella poistamalla kustannuksista yksittäiseen pilottikohteeseen liittyvät ylimääräiset kehitys- ja työkustannukset. Muiden investointikulujen laskettiin olevan noin 60 000 €.

### **6.1.2 Ylläpito**

Laitteiston ylläpidolle laskettiin keskimääräinen vuotuinen kunnossapitokustannus. Ylläpitokustannuksiin laskettiin mukaan muuntamon ja sen oheislaitteiden normaalin huolto-ohjelman mukaiset ylläpitokustannukset sekä lisäksi liityntälaitteiston vaatimat ylimääräiset huoltokäynnit. Lisäksi verkkoyhtiön omistaman laitteiston ylläpitokustannuksissa huomioitiin liityntälaitteiston hallinta- ja kuntotietojärjestelmät sekä näiden ohjelmistotuki. Laitteiston vuotuisten ylläpitokustannusten laskettiin olevan noin 3300 €.

### **6.1.3 Palvelumaksu**

Konseptin mukaisesti energiayhtiö tarjoaa akustoa palveluna verkkoyhtiön käyttöön akkukapasiteetista maksettavaa palvelumaksua vastaan. Akkujärjestelmien hyödynnettävyysspotentiaalia tarkastellessa akkukapasiteetista maksettavaa palvelumaksua pidettiin muuttujana. Tarkoituksena oli tarkastella, kuinka suurta palvelumaksua jakeluverkkoyhtiö voisi akkukapasiteetista maksaa niin, että investointi vielä kannattaa. Vaikka pilottikohteen palvelumaksu koostui sekä kiinteästä vuosimaksusta että varautumisajalta maksettavasta tuntiperusteisesta palvelumaksusta, käsiteltiin potentiaalitarkastelussa palvelumaksua tarkastelun yksinkertaistamiseksi vain yhtenä vuosimaksuna. Vuosittainen palvelumaksu on sidonnainen akun energiakapasiteettiin.

## **6.2 Järjestelmän tuotot/säästöt**

Akkulaitteiston hyödynnettävyyttä jakeluverkkoyhtiön tarpeisiin tarkastellessa akuston aikaansaamia hyötyjä tutkittiin monesta näkökulmasta. Osa akuston aikaansaamista hyödyistä on mitattavissa rahallisina säästöinä esimerkiksi keskeytyskustannusten pienentymisen muodossa, mutta laitteistolla aikaansaadaan myös paljon hyötyjä, joita ei

rahassa voidaan mitata. Hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelussa käytettyyn laskentamalliin otettiin mukaan vain taloudellista hyötyä tuovat tuotto- ja säästökomponentit. Akuston aikaansaamia aineettomia hyötyjä on kuitenkin työssä myöhemmin myös esitetty. Laskennassa huomioidut laitteistosta saatavat hyödyt ja säästöt ovat laitteiston aikaansaama keskeytyskustannussäästö haaraa syöttävän runkojohdon vikatilanteissa akuston elinkaaren ajalta, laitteiston verkkokatkaisijan tuoma keskeytyskustannussäästö haaran vikatilanteissa, laitteistolla tehtävästä loistehon kompensoinnista saatava hyöty, akustojen liittämistä verkkoon saatava liittymismaksu sekä energiayhtiön maksama tariffi sähköliittymän käytöstä.

### 6.2.1 Keskeytyskustannussäästö runkojohdon vioissa

Akuston tuoma vuosittainen keskeytyskustannussäästö haaraa syöttävän runkojohdon vikatilanteissa määritettiin todellisen keskeytysdatan mukaan. Akuston leikkaama osuus keskeytyskustannuksista laskettiin Kurun pilotti-kohteelle ja tätä prosenttia on käytetty myös muiden kohteiden tarkastelussa. Keskeytyskustannusten säästöpotentiaalia tarkastellessa tiedot pohjautuvat aina menneisiin tapahtumiin. Mahdollisimman luotettavan arvion saamiseksi keskeytyskustannusten kehittymistä tutkittiin pitkältä aikaväliltä. Koska keskeytysdatan määrä vuositasolla on jo valtava, pyrittiin dataa rajaamaan lyhyemmälle aikavälille. Aikavälitarkasteluun haluttiin mukaan kuitenkin keskeytysdataa useammalta vuodelta, koska vuodet voivat olla keskenään hyvin paljon toisistaan poikkeavat keskeytyskustannusten osalta. Keskeytyskustannusten tarkasteluun valikoitui vuosien 2015-2018 välinen keskeytysdata, joka KAH-kustannusten vuotuiselta keskiarvoltaan vastasi hyvin koko verkon kymmenen vuoden KAH-kustannusten vuosittaista keskiarvoa.

Akuston tuottamaa keskeytyskustannussäästöä Kurun haaralla lähdettiin selvittämään suodattamalla keskeytysmateriaalista Kurun pilotti-kohteen haaralla olevia muuntamoita koskevat keskeytystiedot. Muuntamokohtaisia keskeytystietoja vuosilta 2015-2018 Kurun haaralta oli noin 2700 kappaletta. Keskeytysdata sisälsi tiedot haaran kaikkien 11 muuntamon kokemista pika- ja aikajälleenkytkennöistä sekä suunnitelluista- että vika-keskeytyksistä. Haaran keskeytyskustannukset laskettiin ensin ilman akuston huomioiduista jokaiselle keskeytyskustannuslajille taulukossa 1 esitettyjen keskeytyskustannusten yksikköhintojen mukaisesti. Pikajälleenkytkentöjen aiheuttamat kustannukset laskettiin kaavalla 3

$$0,67 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{ave} \quad (3)$$

missä  $P_{ave}$  on kunkin muuntamon keskiteho. Pikajälleenkytkentöinä huomioitiin kaikki kestoajaltaan alle 1 sekuntia kestäneet keskeytykset. Aikajälleenkytkentöinä huomioitiin kaikki kestoaltaan alle 3 minuuttia kestäneet keskeytykset. Aikajälleenkytkentöjen aiheuttama keskeytyskustannus laskettiin kaavan 4 mukaisesti.

$$1,34 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{ave} \quad (4)$$

Kestoltaan yli 3 minuuttia kestäneiden suunniteltujen ja odottamattomien keskeytysten osalta keskeytyskustannusten laskenta tehtiin kaavojen 5 ja 6 avulla

$$t \cdot 8,31 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot P_{ave} + 0,61 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{ave} \quad (5)$$

$$t \cdot 13,44 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot P_{ave} + 1,34 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot P_{ave} \quad (6)$$

missä  $t$  on kunkin keskeytyksen kesto aika tunteina. Haaran vuosina 2015-2018 kokeiden keskeytysten aiheuttamien kustannusten laskemisen jälkeen kustannukset laskettiin uudelleen keskeytyslajikohtaisesti olettaen, että haaran alkupäässä olisi ollut akusto. Pikajälleenkytkentöjen aiheuttamiin keskeytyskustannuksiin akustolla ei ole vaikutusta. Pikajälleenkytkennän epäonnistuessa akusto ei jää odottamaan aikajälleenkytkentää, vaan haara siirtyy saarekekäyttöön pikajälleenkytkentää vastaavan katkon kautta. Näin ollen aikajälleenkytkennät huomioitiin tarkastelussa pikajälleenkytkentöinä. Kestoltaan yli 3 minuuttia kestäneet suunnitellut keskeytykset ja vikakeskeytykset tarkasteltiin tapauskohtaisesti. Ensin oli tarkasteltava, mitkä keskeytyksistä olivat runkojohdon vikoja, eli akusto olisi teoriassa pystynyt syöttämään verkon haaraa saarekkeessa. Mikäli haaran kaikki muuntamot olivat mukana keskeytyksessä yhtä pitkän kestoajan, oletettiin, että vika ei tuolloin ollut itse haaralla. Tämän jälkeen tutkittiin olisiko akusto pystynyt syöttämään keskijännitehaaraa koko keskeytyksen ajan, eli oliko akuston energiakapasiteetti kerrottuna valmistajan lupaamalla suorituskyvytakuulla akuston elinkaaren ajalle suurempi, kuin haaran muuntamoiden keskitehojen summa kerrottuna keskeytyksen kestoajalla. Suorituskyvytakuu on valmistajakohtainen ja kuvaa akustolle luvattua suorituskyvyn vähimmäistasoa akuston takuuajana. Laskennassa suorituskyvyn katsottiin olevan 85 % akuston nimellisarvoista sen elinkaaren ajan. Keskeytykset, missä akuston

kapasiteetti jäi liian pieneksi, laskettiin akuston energiamäärän ylittäneelle osalle keskeytyskustannukset kaavojen 5 ja 6 avulla. Ilman akustoa ja akuston kanssa laskettujen keskeytyskustannusten avulla saatiin laskettua vuotuinen keskiarvo akuston leikkaamalle keskeytyskustannusmäärälle. Kurun pilottikohteessa akusto olisi kyennyt leikkaamaan kaikista keskeytyskustannuksista keskimäärin noin 37 %.

Akkulaitteiston aikaansaama keskeytyskustannussäästö huomioitiin laajemmassa laitteistojen hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelussa hyödyntämällä Kurun pilottikohteelle tehtyä keskeytystarkastelua. Potentiaalitarkastelussa käytettyjen akustojen energiakapasiteetti oli hieman pilottikohteen akuston kapasiteettia suurempi, mikä nostaa hieman akuston aikaansaamaa keskeytyskustannussäästöä, joten 300 kWh akuston oletetaan leikkaavan haaran keskeytyskustannuksista keskimäärin noin 40 %. 500 kWh akusto olisi kyennyt leikkaamaan pilottikohteen keskeytyskustannuksista noin 52 %.

Potentiaalitarkastelussa hyödynnettiin Elenian verkon toteutuneita muuntopiirikohtaisia keskeytyskustannustietoja vuosilta 2015-2018. Muuntopiirikohtaista keskeytyskustannustietoa kertyi yhteensä noin 81 500 riviä. Keskijänniteverkon haaroja Elenian verkossa on noin 7000 kappaletta ja muuntamoiden lukumäärä haaroilla on yhteensä noin 13 400 kappaletta. Elenian koko verkkoalueen kaikkia haaroja koskeva keskeytyskustannus saatiin summaamalla kunkin haaran jokaisen muuntopiirin kustannukset yhteen. Neljän vuoden keskeytyskustannuksista saatiin vuotuinen keskiarvo haarakohtaisille keskeytyskustannuksille, joka kokonaisuutena kuvasi melko hyvin Elenian verkon keskeytyskustannusten keskiarvoa kymmenen vuoden ajalta.

Keskeytyskustannussäästötarkastelussa tuli huomioida akkujärjestelmän elinkaaren aikana tapahtuva kaapelointi- ja kunnonhallintaprojektien aiheuttama KAH-kustannusten pienentyminen. Kustannusten pienentyminen huomioitiin vuosittaisena kustannusten prosentuaalisena alenemisena kaapelointien edetessä ja se perustuu Elenian asiantuntijoiden laatimaan keskeytystunnuslukuennusteeseen.

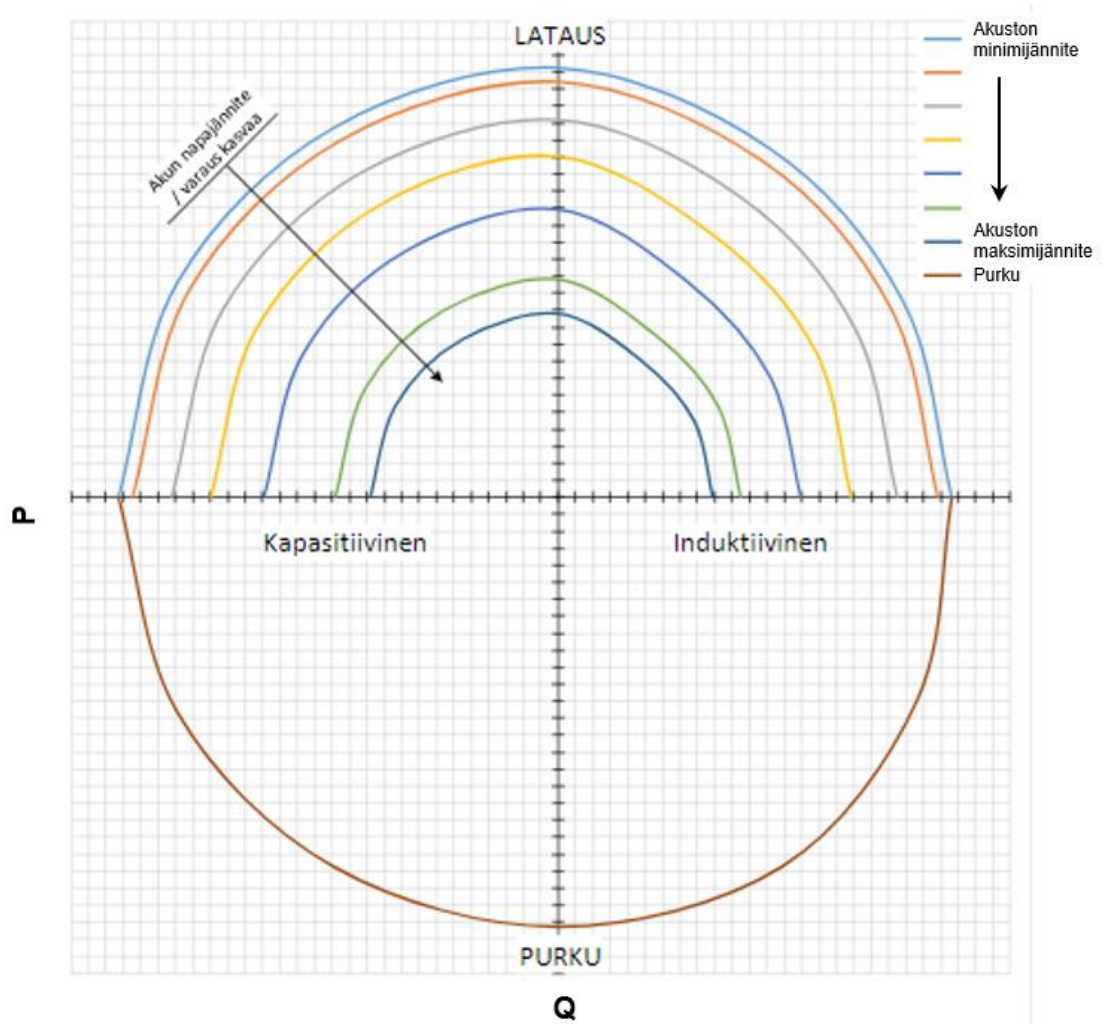
Tämän työn keskeytyskustannustarkastelussa ei laskettu akun vaikutusta yli 12 tuntia kestäneistä keskeytyksistä maksettaviin vakiokorvauksiin. Pitkien keskeytysten paikallisuus vaikeuttaa akuston tuoman hyödyn arviointia vakiokorvausten suhteen, joten todennäköisen keskiarvon löytäminen tähän katsottiin hyvin työlääksi vaikutuksen merkitykseen nähden. Yleensä yli 12 tuntia kestävässä verkon vioissa on kyse suurhäiriöstä, jolloin vikoja todennäköisemmin on myös verkon haaralla. Toisaalta akustolla on kuitenkin mahdollisuus lyhentää useassa verkon vikatilanteessa vikojen kestoaikaa niin, että vakiokorvauksilta vältytään. Joten akustolla on joka tapauksessa positiivinen vaikutus maksettaviin vakiokorvauksiin.

## 6.2.2 Keskeytyskustannussäästö haaran vioissa

Akkulaitteiston verkkokatkaisijalla saadaan rajattua vian vaikutusalueita tapauksissa, joissa vikapaikka sijaitsee keskijännitehaaralla, minkä alkupäässä laitteisto sijaitsee. Verkkokatkaisija irrottaa vikaantuneen haaran verkosta, jolloin keskijännitelähdön muut asiakkaat eivät koe keskeytystä. Laitteiston verkkokatkaisijan tuomaa keskeytyskustannussäästöä tarkasteltiin selvittämällä ensin haarojen vikataajuuksien kautta haaroille keskimääräinen vuotuinen vikamäärä. Tämän jälkeen keskeytyskustannussäästöä arvioitiin niin, että verkkokatkaisijan avulla säästettäisiin kaukokäyttöerottimilla tehtävä vianrajausaika. Keskimääräinen kaukokäyttöerottimilla tehtävä vianrajaus Elenian verkossa kestää n. 14 minuuttia. Lähtöjen keskitehotietojen ja haarojen keskimääräisten vikamäärien avulla saatiin laskettua akkulaitteiston verkkokatkaisijan tuomalle keskeytyskustannussäästöille keskiarvo, joka oli n. 2000 euroa vuodessa yhtä verkkokatkaisijaa kohti. Tarkastelu, johon keskiarvo perustuu, tehtiin 30 haaralle.

## 6.2.3 Loistehon kompensointi

Loistehon kompensointihyödyn arvioimiseen selvitettiin tapaa, jolla kompensoinnista saatavaa taloudellista hyötyä voitaisiin arvioida keskimääräisesti. Kompensoinnista saatavaa hyötyä päädyttiin arvioimaan sähköasemakohtaisesti suurimpien mahdollisten loistehomaksujen kautta. Ensimmäin tarkasteltiin, kuinka paljon sähköasemakohtaisesti loistehomaksuja jouduttaisiin verkon tavoitetilassa vuodessa maksamaan, jos loistehoa ei kompensoitaisi lainkaan. Tämän jälkeen selvitettiin, kuinka paljon kompensointia vaadittaisiin siihen, että oltaisiin täysin loistehoikkunan sisällä, eli loistehomaksuja ei tarvitsisi maksaa lainkaan. Tästä saatiin laskettua kompensoinnille hinta (€/MVar, a). Loistehon kompensointihyödyn laskennassa käytettiin Elenian kaikkien 137 sähköaseman keskimääräistä kompensointihintaa. Akkulaitteiston keskimääräiseksi kompensointimääräksi arvioitiin noin puolet suuntaajan nimellistehosta. Laitteiston loistehon kompensointikykyyn vaikuttavat useat eri tekijät, kuten pätötehon ajo FCR-N markkinoilla, lähdön kuormitustilanteesta riippuva jännitteenalenema akuston sijoituspisteessä ja laitteistolle säädetty kompensoinnin jänniterajat. Kuvassa 18 on esitetty periaatekuva erään tapauksen suuntaajan nimellisvirran asettamista rajoista pätö- ja loisteholle.



**Kuva 18.** Suuntaajan nimellisvirran asettamat rajat päto- ja loisteholle. [39]

Akuston varautuessa sen napajännite myös kasvaa. Akustojännitteen kasvun vuoksi suuntaajan tasajännitettä on myös kasvatettava, jotta tehoa saadaan siirrettyä akkuun. Suuntaajan tuottaman jännitteen nostaminen kuitenkin rajoittaa vaihtojänniteverkosta otettavan tehon määrää vaikuttaen näin myös loistehon kompensointikykyyn.

#### 6.2.4 Liittymismaksu

Akuston liittämiseen jakeluverkkoon vaaditaan kaksi sähköliittymää, joista energiayhtiö maksaa liittymismaksun. Akuston apusähköjen syöttämistä varten tarvitaan tavallinen 3x25 A vaihtosähköliittymä. Lisäksi akuston verkkoon liittämiseen tarvitaan tasasähköliittymä. Liittymähinta laskettiin akuston nimellistehoa vastaavaa tavallista vaihtosähköliittymää vastaavasti. Akkulaitteiston jakeluverkkoa tukeva vaikutus huomioitiin liittymähinnittelussa jättämällä verkkoyhtiön investointeihin kuuluva suuntaajalaite ja saare-

kekäytön mahdollistavat komponentit, kuten katkaisija ja suojarele sekä näitä varten tarvittava suurempi muuntamo liittymähinnoittelun ulkopuolelle. Liittymähinta määritettiin niin, että liittymän sijainti on keskijännitteisen ilmalinjan alla, jolloin liittymän hintaan sisällytetään kaapelointia vain vähimmäistarpeen verran. Tarkastelussa käytetty liittymähinta sisältää sekä vaihto- että tasasähköliittymän ja on n. 30 000 €.

### 6.2.5 Tariffi

Sähköliittymiä koskeva tariffi muodostuu molemmille liittymille hieman eri perustein. 3x25 A vaihtosähköliittymän tariffi muodostuu Elenian verkkopalveluhinnaston mukaisesti sulakekokoon perustuvasta perusmaksusta (19,67 €/kk) sekä kulutuksen mukaan maksettavasta sähköverottomasta siirtohinnoista (5,21 snt/kWh). Tasasähköliittymän tariffi koostuu kiinteästä perusmaksusta (50 €/kk) ja akuston nimellistehoon perustuvasta osuudesta (2,5 €/kW/kk). Kyseinen tariffi on suunnattu akkuvarastoille, jotka ottavat tasasähköliittymän. Hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelussa sähköliittymiä koskeva tariffi huomioitiin tasasähköliittymän vuosimaksuna akustojen nimellistehon mukaan. 300 kW akustolle vuotuinen tariffi on 9 600 € ja 500 kW akustolle 15 600 €.

## 6.3 Laskentamalli

Investointilaskelma tehtiin akkulaitteiston pitoajalle, eli 10 vuodelle. Laskennassa käytetty akustojen pitoaika pohjautuu energiayhtiöiden kanssa käytyihin keskusteluihin akustojen laskennallisesta pitoajasta [40]. Akkuvalmistajien suorituskykytakuut tukevat myös 10 vuoden laskennallista pitoaikaa. Alkuinvestoinnin ajankohdaksi oletettiin vuosi 2020 ja laitteiston ensimmäiseksi käyttövuodeksi vuosi 2021. Lähtöarvoina laskelmassa huomioitiin taulukossa 2 esitetyt ja luvuissa 6.1 ja 6.2 tarkemmin läpikäytyt hyöty- ja kustannuskomponentit. Taulukon lähtöarvoista muut investointikustannukset, diskonttaus korko, ylläpitokustannukset, liittymismaksu, loistehon hinta asemalla ilman kompensointia ja verkkokatkaisijan KAH-säästö pidettiin vakiona kohteesta riippumatta. Suuntaajan ja sen oheislaitteiden investointikustannus, palvelumaksu, tariffi, loistehon kompensointimäärä ja KAH-kertymä vuosilta 2015-2018 muuttuvat kohteen ominaisuuksien perusteella. Taulukon 2 lähtöarvot on laskettu esimerkkinä yhdelle 300 kW/kWh:n akustolle eräällä palvelumaksun tasolla.



**Taulukko 2.** Hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelun lähtötiedot

Lähtötiedot	
Investointikustannukset suuntaaja (€)	57000
Investointikustannukset muut (€)	60000
Diskonttaus korko	0,06
Ylläpito (€, a)	3300
Palvelumaksu (€, a)	11250
Liittymismaksu (€)	30000
Tariffi (€, a)	9600
Loistehon hinta asemalla (€/MVA <sub>r</sub> , a) ilman kompensointia	40000
Loistehon kompensointi keskimäärin (MVA <sub>r</sub> , a)	0,15
KAH kertymä 2015-2018 (€)	150000
Verkkokatkaisijan KAH-säästö (€, a)	2000

Laskentamenetelmänä käytettiin nykyarvomenetelmää, jossa kassavirrat diskontataan nykyhetkeen. Menetelmän avulla investoinnin elinkaarikustannukset lasketaan vuotuisien kustannusten nykyarvon summana investoinnin pitoajalta. Laskentakorkokantana tarkastelussa käytettiin 6 prosenttia. Poistomenetelmänä käytettiin tasapoistoa, jossa investoinnin oletetaan menettävän yhtä suuren osan arvostaan pitoaikansa jokaisena vuonna. Poistot eivät kuitenkaan vaikuta investoinnin arvonmääritykseen. Akkulaitteistolla ei katsottu olevan jäännösarvoa pitoajan jälkeen. Taulukossa 3 on esitetty ote investointilaskelmasta ensimmäisen kahden vuoden osalta. Laskentamalli kokonaisuudessaan esimerkkiluvuilla täytettynä on esitetty liitteessä A.

**Taulukko 3.** Investointilaskelma ensimmäisten kahden vuoden osalta.

Vuodet	0	1	2
Vuosittainen KAH-hyöty		12854	11884
Investointikustannus vuonna 0	-117000		
Loistehon kompensointi		6000	6000
Ylläpito		-3300	-3300
Palvelumaksu		-11250	-11250
Liittymismaksu		30000	
Tariffi		9600	9600
Verkkokatkaisijan KAH-hyöty		2000	2000
Yhteensä		45904	14934
Diskonttaustekijä		0,943396226	0,88999644
Diskontattu		43306	13291

## 7. POTENTIALISTEN KOHTEIDEN KARTOITUS ELENIAN VERKKOALUEELLA

Akustojen hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelua jatkettiin kartoittamalla potentiaalisia kohteita Elenian verkkoalueella. Kehitetyn akkukonseptin mukaiset järjestelmät on tarkoitettu tukemaan haja-asutusalueen jakeluverkkoa. Akustot sijoitetaan keskijänniteverkon päättyville haarajohdoille. Aluksi verkkotietojärjestelmään kehitettiin laskentamalli, jonka avulla järjestelmästä saatiin koko Elenian verkkoalueen haarajohtoja koskevia tietoja.

### 7.1 Kohteiden rajaus

Verkkotietojärjestelmästä kerätyn tiedon perusteella Elenian verkkoalueella keskijänniteverkon haaroja on yli 7000 kappaletta. 7000 kohteen läpikäyminen kohdekohtaisesti ei lähtökohtaisesti ole kannattavaa, joten kohteiden rajaukseen mietittiin reunaehtoja. Lähemmän tarkastelun jälkeen akuston kokoluokka muodostui yhdeksi selkeäksi reunaehdoksi. Tarkastelun perusteella teknistaloudellisesti järkevimmäksi akkujärjestelmien kokoluokaksi näyttäytyi 300-500 kW/kWh akustot. Työssä käytettiin oletuksena C-arvoltaan 1C akustoja, eli akuston tehon ja kapasiteetin oletettiin olevan samat. 300 kW/kWh määriteltiin minimikooksi verkon suojausten toimivuuden vuoksi. 300 kW suuntaaja pystyy syöttämään verkkoon riittävän suuret oikosulkuvirrat niin, että keski- ja pienjänniteverkon suojaukset toimivat oikein haaran ollessa saarekkeessa. 500 kW/kWh asetettiin yksittäisen akuston maksimikooksi, sillä kyseisen kokoluokan suuntaajalaite mahtuu vielä markkinoilta löytyvään muuntamokoppiin, mikä vähentää räätälöinnin tarvetta ja tätä kautta parantaa kustannustehokkuutta. Lisäksi hajaseutulähtöjen perälle jo 500 kW:n akuston asentaminen saattaa toisin paikoin olla haastavaa verkon jännitejännityksen näkökulmasta. Akustojen kokoluokka huomioitiin tarkastelussa rajaamalla tarkastelusta pois kaikki huipputeholtaan yli 500 kW:n keskijännitehaarat.

Toiseksi rajaavaksi tekijäksi valikoitui akkulaitteistojen maksimimäärä keskijännitelähtöä kohti. Liian suuret kuormitukset ja vastaavasti suuri tuotantomäärä voivat aiheuttaa häiriitä haja-asutusalueen jakeluverkossa, jossa jännitejännitys on taajamaverkkoa heikompi. Lisäksi muista lähdön kuormituksista poiketen akustot lataavat ja purkavat aina yhtä aikaa toimiessaan FCR-N markkinalla, jolloin akustojen osalta kuormien tasoittamista ei tapahdu. Näin ollen oletettiin akkulaitteistoja asennettavan maksimissaan kolme kappaletta yhtä keskijännitelähtöä kohden. Akustojen enimmäismäärä keskijännitelähtöä kohden huomioitiin ottamalla tarkasteluun mukaan jokaisen lähdön kolme eniten

KAH-kustannuksia aiheuttanutta haaraa. Kaikille keskijännitelähdöille ei voi todennäköisesti sijoittaa edes kolmea laitteistoa, joten samalle lähdölle sijoittaminen pitää tarkastella aina tapauskohtaisesti. Rajauksella ei kuitenkaan haluttu rajata potentiaalisia kohteita liikaa pois.

Kolmantena reunaehtona oli, että akustolla saatava mahdollinen vuotuinen keskeytyskustannussäästö tuli olla vähintään laitteiston vuotuisten ylläpitokustannusten verran, jotta järjestelmä voisi olla millään palvelumaksun tasolla verkkoyhtiölle järkevä investointi. Mikäli vuotuinen säästö jäi alle tämän, rajattiin haara pois tarkemmasta tarkastelusta.

## 7.2 Case-tarkastelu

Ensimmäisten rajausten jälkeen haaroja oli edelleen n. 800 kappaletta, joten massaa oli tarve saada edelleen rajattua pienemmäksi tarkempaa tarkastelua varten. Haarojen rajaamista jatkettiin case-tarkastelun avulla, jossa haaroja jaettiin tunnistettuihin tyyppitapauksiin seuraavasti:

1. Haarat, joita syöttävä runkoverkko on jo täysin kaapeloitu sähköasemalta haaran alkuun asti
2. Haarat, joita syöttävä runkoverkko kaapeloituu täysin sähköasemalta haaran alkuun asti vuoden 2021 loppuun mennessä
3. Haarat, joita syöttävä runkojohto kaapeloituu täysin sähköasemalta haaran alkuun asti vuoden 2028 loppuun mennessä

### 7.2.1 Case 1

Ensimmäisenä tarkasteltiin verkon haarajohdot, joiden runkojohto on jo täysin kaapeloitu sähköasemalta haaran alkupisteeseen saakka. Rajaus tehtiin suodattamalla verkon haarat datasta pois kaikki haarat, joiden syöttävä runkojohto sisälsi yli 70 m ilmajohtoa. Joidenkin keskijännitelähtöjen alkupäät saattavat olla vielä ilmajohtoa, joka on kuitenkin puuvarmaa. Tästä syystä rajauksessa sallittiin myös pieni määrä ilmajohtoa syöttävälle johtoreitille.

Tyyppin 1 haaroja muiden rajausten jälkeen löytyi vain n. 50 kappaletta. Suuri osa tämän tyyppin haaroista oli jo rajautunut pois aiemmin tehdyn tehorajauksen ja keskeytyskustannusrajausten myötä. Haarat asetettiin vuosina 2015-2018 kertyneiden keskeytyskustannustensa perusteella suuruusjärjestykseen niin, että suurimmat KAH-kustannukset aiheuttanut haara oli ensimmäisenä. Eniten keskeytyskustannuksia aiheuttaneille haaroille

akustojen hyödynnettävyysspotentiaalia tarkasteltiin laskentamallin avulla. Kohteissa tuli huomioida myös se, että keskeytyskustannukset olivat jo vuosista 2015-2018 pienentyneet kaapelointien vaikutuksesta. Tämä huomioitiin tarkastelemalla tapauskohtaisesti kannattavilta vaikuttaneiden haarojen kaapelointivuodet todeten KAH-kustannusten kertyneen ilmajohtoverkon ajoilta. Vertaamalla puhtaan kaapeliverkon ja ilmajohtoverkon vikataajuutta voitiin olettaa KAH-kustannusten pienentyneen merkittävästi kaapelointien vaikutuksesta, joten kohteet todettiin kannattamattomiksi.

### **7.2.2 Case 2**

Seuraavaksi tarkasteltiin verkon haarajohtoja, joiden runkojohto tulee kaapeloitumaan täysin sähköasemalta haaran alkupisteeseen saakka vuoden 2021 loppuun mennessä. Rajaus tehtiin valitsemalla verkon haarajohtomateriaalista haarat, joita syöttävä johtosuus on merkitty kaapeloitavasi viimeistään vuoden 2021 loppuun mennessä. Nämä kohteet ovat jo mukana investointiohjelmassa, joten kaapelointien toteutuminen lähivuosina on varmaa.

Tällaisia haaroja Elenian verkosta muiden rajausten jälkeen löytyi n. 100 kappaletta. Haarat asetettiin jälleen vuosien 2015-2018 kertyneiden keskeytyskustannusten perusteella järjestykseen mahdollisen keskeytyskustannussäästöpotentiaalinsa perusteella. Eniten keskeytyskustannuksia aiheuttaneiden haarojen hyödynnettävyysspotentiaalia akukohdeiksi tarkasteltiin laskentamallin avulla. Kohteiden toteutuneiden keskeytyskustannusten perusteella ilman tulevia kaapelointeja useampi kohde olisi vaikuttanut potentiaaliselta. Kaapelointien todettiin kuitenkin leikkaavan niin suuren osan kohteiden tulevista keskeytyskustannuksista, että akuston asentaminen kohteeseen tämän jälkeen ei enää kannata yhdelläkään tyyppin 2 haaralla.

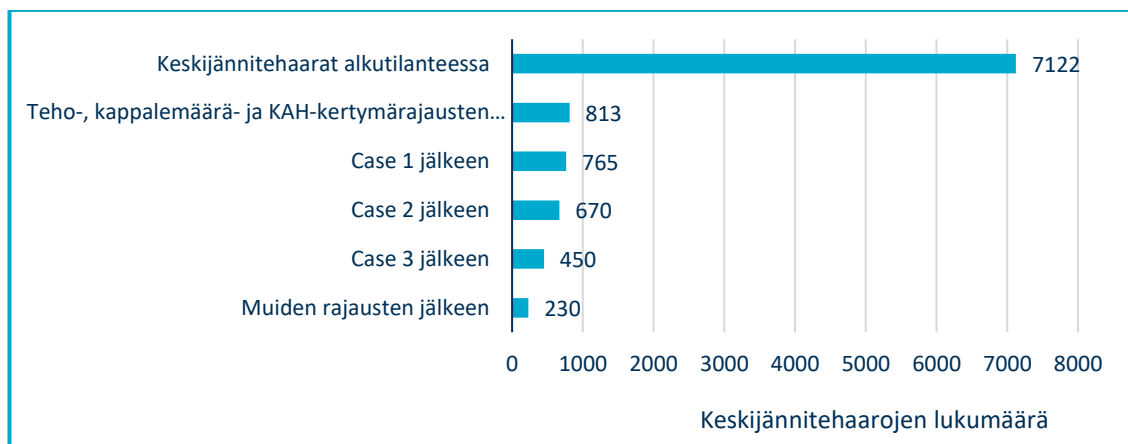
### **7.2.3 Case 3**

Viimeisenä tyyppitapauksena tarkasteltiin verkon haarajohtoja, joiden runkojohto tulee kaapeloitumaan täysin sähköasemalta haaran alkupisteeseen saakka vuoden 2028 loppuun mennessä. Tyyppitapaus liittyy haja-asutusalueiden investointistrategiatyön pohjalta tiedossa oleviin kaapeloituviin keskijännite-verkon osiin. Rajaus tehtiin valitsemalla verkon haarajohtomateriaalista haarat, joita syöttävällä johtosuus on merkitty kaapeloitavasi sähköasemalta haaran alkupisteeseen asti viimeistään vuoden 2028 loppuun mennessä.

Tyyppin 3 haaroja Elenian verkosta muiden rajausten jälkeen löytyi n. 200 kappaletta. Haarat asetettiin keskeytyskustannussäästöpotentiaalinsa perusteella järjestykseen potentiaalisimmasta kohteesta alkaen. Kohteista löytyi kustannussäästöpotentiaalinsa puolesta useampia potentiaalisia kohteita akustojen sijoittamiselle. Kohteiden syöttävät runkojohdot oli kuitenkin merkitty kaapeloitavaksi vuoden 2028 loppuun mennessä, joten kohteisiin tulevien kaapelointihankkeiden vaikutusta oli tarkasteltava. Kaapelointien toteutumisen aikatauluissa on paljon epävarmuuksia, koska tarkka kaapelointiajankohta määräytyy vasta suunnittelun yhteydessä, joten potentiaalisimmat kohteet tarkasteltiin kohdekohtaisesti. Tyyppin 3 tapauksista keskeytyskustannussäästöpotentiaalinsa perusteella potentiaalisimpiin kohteisiin kaapelointihankkeet olivat kuitenkin tulossa melko nopealla aikataululla, mikä laskennan perusteella pienensi kannattavuutta liian nopeasti. Näin ollen myös tyyppin 3 haarat rajattiin tarkastelun ulkopuolelle.

### 7.3 Muut kohteiden rajaukseen vaikuttaneet tekijät

Case-tarkastelun jälkeen rajattiin lisäksi kohteita pois tiedossa olevien kaapelointihankkeiden perusteella. Lähivuosien kaapelointihankkeiden perusteella rajattiin pois haaroja, joita syöttävä runkojohto tulee kaapeloitumaan suurelta osin sähköasemalta haaran alkupisteeseen asti ja näin pienentävän KAH-kustannussäästöpotentiaalia liikaa. Lisäksi rajattiin pois haaroja, joille lähitulevaisuudessa rakennetaan varayhteys. Tehtyjen rajausten ja case-tarkastelun jälkeen tarkempaan hyödynnettävyysspotentiaalitarkasteluun mukaan tulevia haaroja Elenian verkossa oli 230 kappaletta. Kuvassa 19 näkyy keskijännitehaarojen lukumäärä Elenian verkkoalueella alkutilanteessa, luvussa 7.1 esitettyjen rajausten, case-tarkastelun sekä muiden haaroille tehtyjen rajausten jälkeen. Kuvan perusteella voidaan havaita luvussa 7.1 määritettyjen reunaehtojen rajanneen suurimman osan Elenian verkkoalueen keskijännitehaaroista hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelun ulkopuolelle.



**Kuva 19.** Keskijännitehaarojen lukumäärä Elenian verkossa rajausten edetessä.

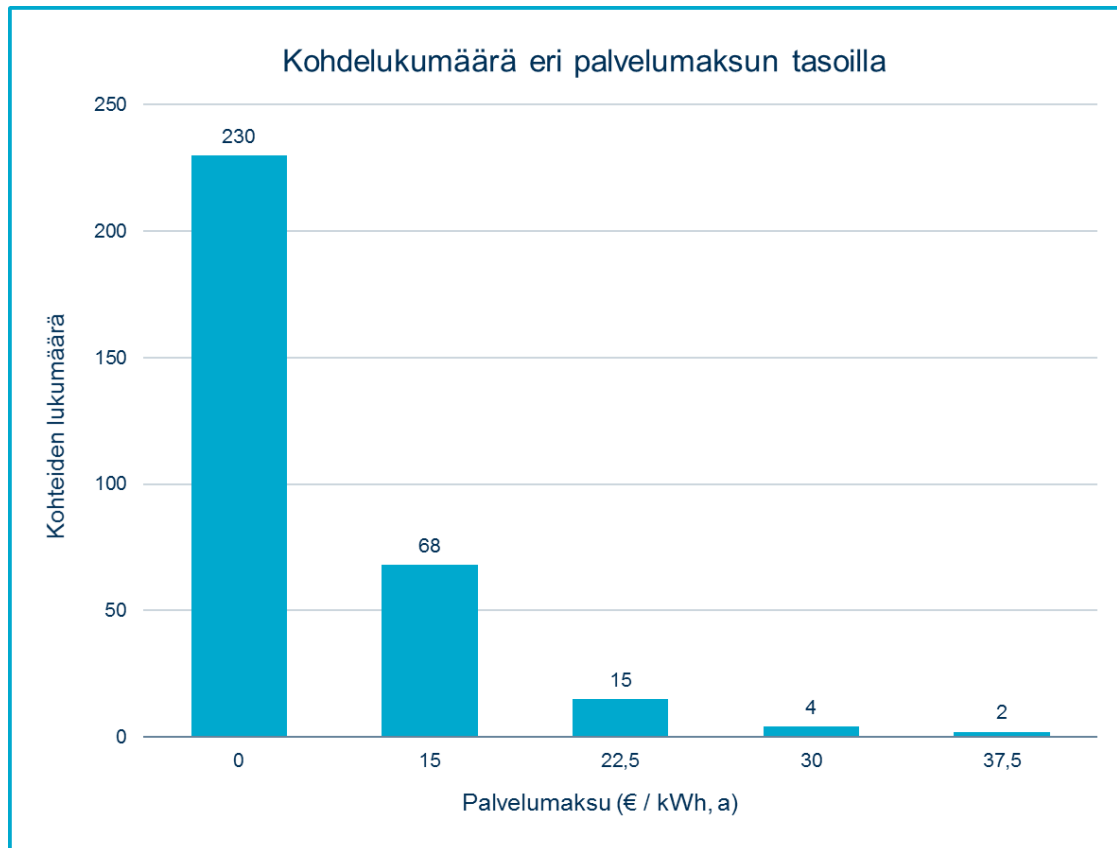
## 8. AKKUVARASTOJEN HYÖDYNNETTÄVYYSPOTENTIALI

Nykyarvomenetelmässä elinkaarikustannusten nettonykyarvo riippuu laskennassa mukana olevista muuttujista. Akkulaitteistojen hyödynnettävyysspotentiaalitarkastelussa käytetyssä laskentamallissa akkukapasiteetista maksettava palvelumaksu on muuttujana, joten potentiaalisten kohteiden tarkastelu tehtiin herkkyystarkasteluna. Herkkyystarkastelun tarkoituksena on tutkia, mikä vaikutus jonkun laskennassa mukana olevan tekijän muutoksella on investoinnin kannattavuuteen.

Tässä työssä hyödynnettävyysspotentiaalia tarkasteltiin herkkyystarkasteluna eri palvelumaksun tasoilla. Tarkastelussa selvitettiin, mikä vaikutus maksettavan palvelumaksun suuruudella on potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään. Lisäksi tarkasteltiin keskeytyksestä aiheutuneen haitan arvostuksen muutoksen vaikutusta potentiaalisten kohteiden lukumäärään.

### 8.1 Herkkyystarkastelu eri palvelumaksujen tasoilla

Elenian verkon haaroille tehtyjen rajausten ja case-tarkastelun jälkeen potentiaalisia haaroja akun sijoittamiselle oli jäljellä 230 kappaletta. Herkkyystarkastelu tehtiin laitteistojen hyödynnettävyysspotentiaalintarkasteluun kehitetyn laskentamallin avulla. Laskentamalliin syötettiin taulukossa 2 ja kappaleissa 6.1 ja 6.2 läpikäytyt lähtötiedot järjestelmän kustannuksiin ja oletettuihin tuottoihin liittyen. Laskennassa muuttujana olevaa palvelumaksua käsiteltiin vuosimaksuna ja se oli sidoksissa akun energiakapasiteettiin. Tarkastelussa käytetyt palvelumaksun tasot olivat 0, 15, 22,5, 30 ja 37,5 €/kWh vuodessa. Jokaiselle palvelumaksun tasolle tehtiin oma tarkastelunsa todellisen haaradatan perusteella ja selvitettiin kuinka monta kohdetta kullakin palvelumaksun tasolla olisi kannattavaa tehdä. Herkkyystarkastelun tulokset eri palvelumaksun tasoilla on esitetty kuvassa 20.

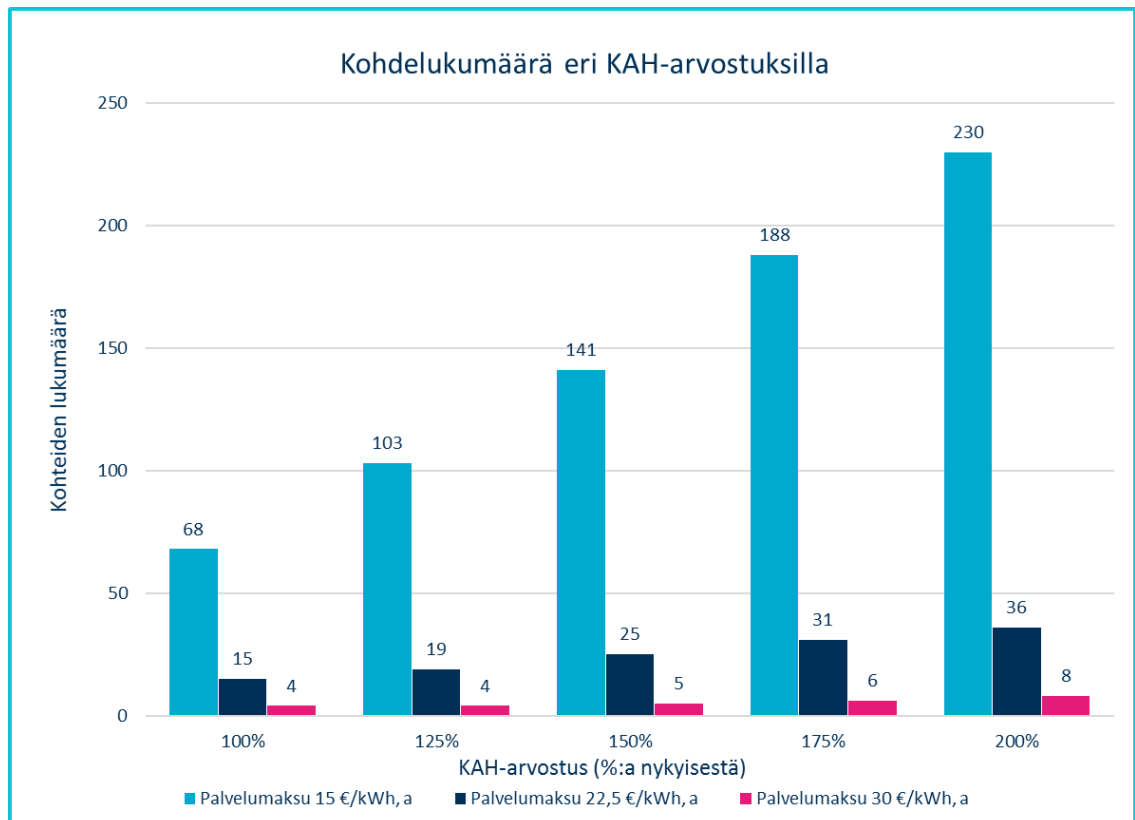


**Kuva 20.** *Potentiaalisten akkukohteiden lukumäärä eri palvelumaksun tasoilla Elenian verkkoalueella.*

Kuvasta 20 nähdään palvelumaksun tason vaikuttavan voimakkaasti potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään. Mikäli palvelumaksua ei makseta lainkaan, kaikki haarojen rajausten ja case-tarkastelun perusteella potentiaalisiksi kohteiksi luokitellut haarat osoittautuivat kannattaviksi toteuttaa. Palvelumaksun ollessa 15 €/kWh vuodessa, laskee potentiaalisten kohteiden lukumäärä alle kolmannekseen nollapalvelumaksuun verrattuna. Palvelumaksun kasvaessa 22,5 euroon kilowattitunnilta vuodessa, laskee potentiaalisten kohteiden lukumäärä alle neljännekseen 15 euron palvelumaksuun verrattuna. Palvelumaksun kasvaessa 30 euroon/kWh vuodessa laskee potentiaalisten kohteiden lukumäärä edelleen voimakkaasti kohdelukumäärän ollessa enää 4 kappaletta. 37,5 euron vuotuisella palvelumaksulla per kilowattitunti kannattavien kohteiden lukumäärän lasku ei ole enää yhtä voimakasta, mutta potentiaalisia kohteita tällä palvelumaksun tasolla jäi jäljelle vain 2 kappaletta. Palvelumaksun taso, jolla potentiaalisia kohteita ei ollut enää yhtään, oli 44 €/kWh vuodessa.

## 8.2 KAH-arvostuksen muutoksen vaikutus kohdelukumäärään

Laskentamallin avulla KAH-kustannussäästöjen huomattiin olevan yksi akustojen hyödynnettävyysspotentiaaliin merkittävimmistä tekijöistä, joten myös KAH-kustannusten arvostuksen muutoksen vaikutusta potentiaalisten kohteiden lukumäärään päätettiin tarkastella herkkyytarkasteluna. Nykyinen valvontamalli on voimassa vuoden 2023 loppuun, joten herkkyytarkastelussa KAH-kustannusten arvostuksen muutos oletettiin alkavaksi vasta vuonna 2024, vaikka akkulaitteistojen ensimmäiseksi käyttövuodeksi oletetaan vuosi 2021. Tarkastelu KAH-kustannusten arvostuksen muutoksen vaikutuksesta potentiaalisten kohteiden lukumäärään tehtiin kolmelle eri palvelumaksun tasolle. Tarkastelussa mukana olleet palvelumaksun tasot olivat 15, 22,5 ja 30 €/kWh vuodessa. KAH-kustannusten arvostusta muutettiin prosentuaalisesti nykyiseen arvostukseen verrattuna. Käytetyt KAH-arvostuksen tasot olivat 125, 150, 175 ja 200 % nykyiseen KAH-kustannukseen verrattuna. Herkkyytarkastelun tulos KAH-arvostuksen muutoksen vaikutuksesta potentiaalisten kohteiden lukumäärään kolmella eri palvelumaksun tasolla on esitetty kuvassa 21.



**Kuva 21.** KAH-kustannusten arvostamisen muutoksen vaikutus potentiaalisten akku-kohteiden lukumäärään kolmella eri palvelumaksun tasolla Elenian verkkoalueella.

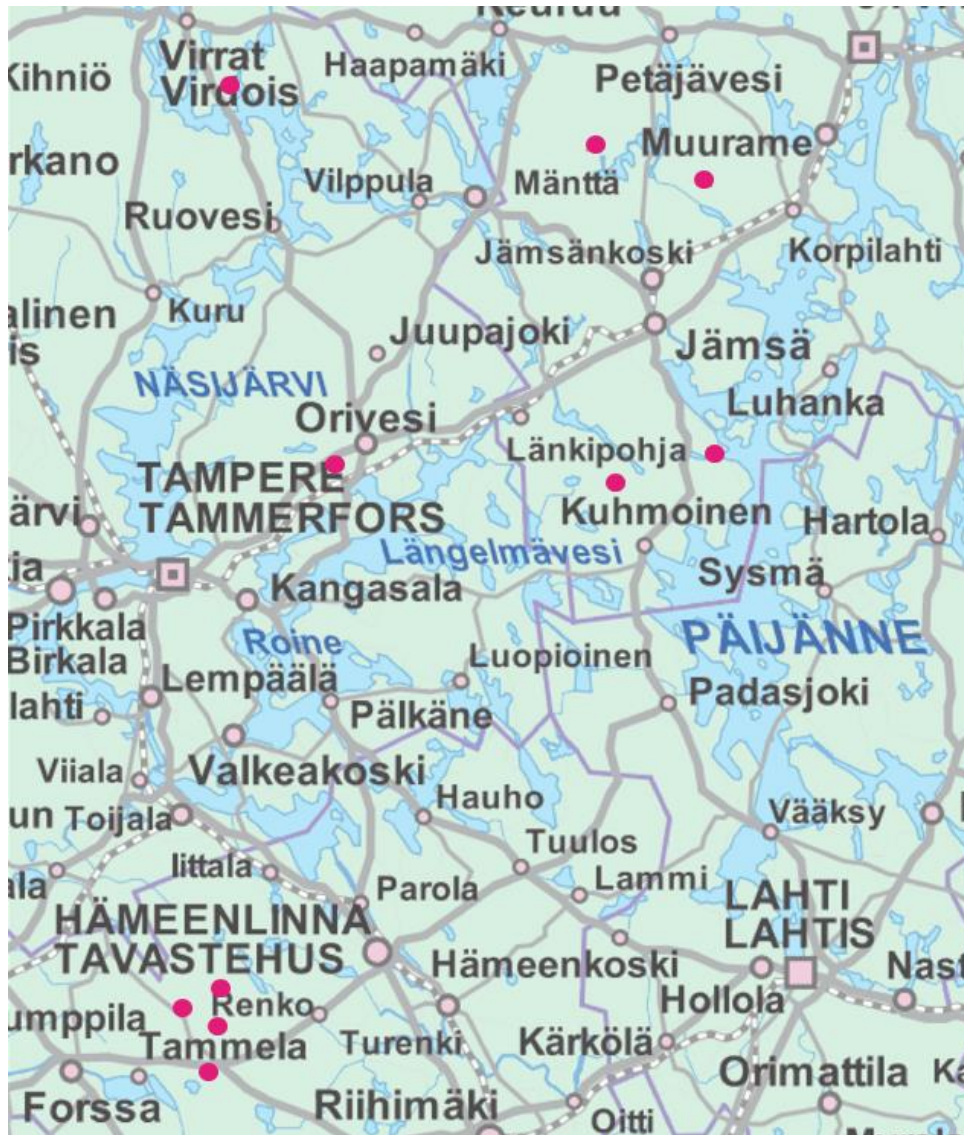


Tulosten perusteella nähdään KAH-kustannusten arvostamisen muutoksella olevan vaikutusta potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään. Tarkastelussa mukana olleella pienimmällä vuotuisella palvelumaksulla (15 €/kWh) potentiaalisten akkukohteiden lukumäärä nykyisellä KAH-kustannusten arvostuksella oli 68 kappaletta. KAH-kustannusten arvostuksen noustessa vuonna 2024 25 % nykyisestä, kasvaa potentiaalisten kohteiden lukumäärä 35 kohteella. Arvostuksen edelleen kasvaessa 50 % nykyiseen kustannukseen verrattuna nousee potentiaalisten kohteiden lukumäärä 141 kappaleeseen. Potentiaalisten kohteiden lukumäärän voidaan havaita kasvavan melko tasaisesti KAH-kustannusten arvostamisen kasvaessa vuotuisen palvelumaksun ollessa 15 €/kWh. Arvostuksen ollessa 75 % nykytilannetta suurempi, potentiaalisten kohteiden lukumäärä on 188 kappaletta. 100 % suuremmalla KAH-arvostamisella kaikki 230 haaratarkastelussa rajauksien jälkeen jäljelle jäänyttä haaraa näyttäytyivät potentiaalisina kohteina.

Vuotuisen palvelumaksun ollessa 22,5 €/kWh potentiaalisten akkukohteiden lukumäärän voidaan nähdä kasvavan hyvin tasaisesti KAH-kustannusten arvostamisen kasvaessa. Jokaisella tasolla kohdelukumäärän voidaan havaita kasvavan 4-6 kohteella edelliseen tasoon verrattuna. 30 euroa kilowattitunnilta maksettavalla vuotuisella palvelumaksulla kohdelukumäärä kasvaa KAH-kustannusten arvostamisen kasvaessa suuremmaksi, mutta muutoksen voidaan havaita olevan maltillisempi kuin pienemmällä palvelumaksun tasoilla. Palvelumaksun ollessa 30 €/kWh vuodessa, potentiaalisten kohteiden lukumäärä kaksinkertaistui KAH-kustannusten arvostuksen kaksinkertaistuessa vuonna 2024. KAH-kustannusten arvostamisen kaksinkertaistuessa 22,5 euron palvelumaksulla potentiaalisten kohteiden lukumäärä oli nykytilanteeseen verrattuna 2,4ertainen ja palvelumaksun ollessa 15 €/kWh kohdelukumäärä oli yli kolminkertainen nykyarvostukseen nähden.

### **8.3 Potentiaalisimmat akkukohteet Elenian verkkoalueella**

Elenian verkkoalueen potentiaalisia akkukohteita käytiin vielä kohdekohtaisesti tarkemmin läpi niin, että tekniset reunaehdot akuston sijoittamiselle verkossa täyttyvät. Akkulaitteistojen sijoittamisen kannalta potentiaaliset jakeluverkon haarat asetettiin potentiaalisina perusteella järjestykseen. Kuvassa 22 on punaisilla ympyröillä esitetty 10 potentiaalisimman akkukohteen sijoittuminen maantieteellisesti Elenian verkkoalueella.



*Kuva 22. Potentiaalisimpien akkukohteiden maantieteellinen sijoittuminen Elenian verkkoalueella.*

Kuvasta 22 nähdään 10 potentiaalisimman akkukohteen sijoittuvan Etelä- ja Keski-Suomen alueille. Kohteet ovat melko hajallaan toisistaan ja suurin osa potentiaalisista akkukohteista sijaitseekin niin, että keskijännitelähtöä kohti on yksi akkukohde. Eteläisimpien neljän kohteen osalta kuitenkin yhtä keskijännitelähtöä kohden osui kaksi potentiaalista haaraa akuston sijoittamiselle.

## 9. PÄÄTELMÄT

Akkuvarastot ovat verrattain uusi komponentti sähkömarkkinoilla, jonka vuoksi niitä koskeva lainsäädäntö on monilta osin vielä epäselvää. Sähkövarastojen verotuksen osalta lainsäädäntö on muuttunut jo keväällä 2019, kun kaksinkertaisesta verotuksesta sähkövarastojen osalta luovuttiin. Sähkövarastojen yleistymisen myötä sähkömarkkinoilla myös lainsäädäntö niin EU-tasolla kuin kansallisestikin tulee hyvin todennäköisesti kehittymään. Tarkennuksia käytäntöihin tarvitaan edelleen mm. sähkövarastojen omistajuuteen, verotukseen ja taseselvitykseen liittyen. Muutokset lainsäädännössä ja regulatiossa sähkövarastojen osalta voivat vaikuttaa merkittävästi akustojen potentiaaliin jakeluverkon käyttötarpeisiin.

Diplomityössä tarkastellun Elenian ja Fortumin kehittämän konseptin mukaiset omistusraajat ovat osoittautuneet toimiviksi. Verkon toimintaan ja suojauksiin liittyvien komponenttien ja niiden kunnossapidon on katsottu kuuluvan luonnollisesti verkkoyhtiön vastuulle, kun taas akustojen investointikustannusten sekä kunnossapidon katsotaan kuuluvan energiayhtiön vastuisiin. Tehtyjen tarkasteluiden perusteella akustot eivät nykytilanteessa näyttäyty yltiöpositiivisena, mutta kuitenkin nykytilanteessakin kannattavia kohteita löytyy, mikäli palvelumaksun taso on sopiva. Valvontamallin muuttuminen mm. KAH-kustannusten arvostamisen sekä kannustimien osalta voi vaikuttaa akkujärjestelmien potentiaaliin verkkoyhtiön näkökulmasta merkittävästi. EU:n puhtaan energian pakettiin kuuluvan sähkömarkkinadirektiivin [41] mukaan jakeluverkkoyhtiöitä tulisi kannustaa hankkimaan sähköön varastointiin ja joustoihin liittyvät palvelut markkinaehtoisesti. Akkukapasiteetin hankkiminen markkinoilta tulisikin saada osaksi verkkoyhtiöiden ”työkalupakkia”, jolloin se voisi aidosti toimia vaihtoehtona muille verkkoon tehtäville investoinneille sähköön laadun ja toimitusvarmuuden parantamisessa. Kuten professori Partanen Työ- ja elinkeinoministeriölle 2018 laatimassaan selvityksessä [16] totesi, sähkövarastojen käytölle verkkoyhtiöiden toiminnassa tulisi sanktioiden sijaan luoda kannusteita. Verkon käyttövarmuutta parantavien energiavarastojen ja varavoimakoneiden käyttökustannusten hyväksyminen osaksi toimitusvarmuuskannustinta voisi edistää akkupalvelujen hankinnan näyttäytymistä positiivisena verkkoyhtiöille.

Haasteena ja hidasteena akustojen yleistymiselle sähköverkkoyhtiöiden käytössä on akkuja koskevan lainsäädännön epäselvyyksien lisäksi markkinoiden puuttuminen. Sen lisäksi, että valmista markkinaa akkukapasiteetin hankkimiseen verkkoyhtiöiden käyttöön ei ole olemassa, ei myöskään liityntälaitteistoksi sopivaa valmista teknistä toteutusta

löydy markkinoilta. Uuden markkinan käynnistyessä syntyy selkeä tarve myös kaupalliseen liityntälaitteistolle, jossa on huomioitu sekä sähkömarkkinaosapuolen että jakeluverkkoyhtiön tekniset tarpeet.

Työn perusteella oli selvästi havaittavissa myös kaapelointihankkeiden vaikutus potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään. Kaapelointiprojektit vaikuttavat suoraan potentiaalisten kohteiden lukumäärään pienentämällä keskeytyksestä aiheutunutta haittaa ja tätä kautta akustolla saatavaa kustannussäästöä voimakkaasti. Akustojen vaikutusalue on kuitenkin sen verran pieni, ettei niillä voi korvata kaapelointien tarvetta. Akustoja sijoittaessa tulee kuitenkin huomioida tulevat kaapelointiprojektit, ja joissain paikoissa kaapelointiprojekteja on mahdollista myös lykätä myöhemmälle ajalle akuston vuoksi. Akkujärjestelmien merkittävin hyöty on, että niiden avulla voidaan nopeasti parantaa keskijänniteverkon kauimmaisten haarojen toimitusvarmuutta, joihin perinteiset investoinnit vaikuttavat viimeisenä.

Tulosten arvioimisessa yhteiskunnallisesta näkökulmasta on myös huomioitava, että Elenian verkkoa on kaapeloitu suuria määriä jo vuosien ajan, mikä vaikuttaa potentiaalisten akkukohteiden lukumäärään. Akustojen hyödynnettävyysspotentiaali voi muiden verkkoyhtiöiden osalta näyttää hyvinkin erilaiselta, mikäli verkkoa ei kaapeloida niin voimakkaasti.

Työssä käytettyyn laskentamalliin, kuten investointien kannattavuustarkasteluihin yleensäkin liittyy myös jonkin verran epävarmuustekijöitä ja keskiarvoistuksia, jotka tulee huomioida tuloksia arvioidessa. Keskeytyskustannussäästöpotentiaalini arviointi perustuu aina menneisiin tapahtumiin, koska tulevaisuuden keskeytykset eivät ole tiedossa. Sitä kautta oletettu kustannussäästö sisältää melko paljon epävarmuutta. Työssä kuitenkin huomioitiin kustannussäästöpotentiaalini pienentyminen melko voimakkaasti kaapelointien edetessä, joten kustannussäästöjä pyrittiin arvioimaan ennemmin liian alhaisiksi kuin korkeiksi. Lisäksi säästöpotentiaalia kasvattaa mahdolliset vakiokorvauksista saatavat säästöt, jotka eivät olleet laskelmissa mukana. Laskentamalli soveltuu akkujärjestelmien potentiaalini arviointiin hyvin ja tuloksia voidaan siten pitää tämän hetken tiedoilla laskettuna luotettavina. Kuitenkin jakeluverkkokäyttöön tarkoitettujen akustojen markkinoiden ollessa vasta kehittymässä, tulee laskentamallin lähtötietoihin suurella todennäköisyydellä tarkennuksia lähitulevaisuudessa. Tämän vuoksi laskelmat tulee tarkastella uudelleen tilanteen kehittyessä.

Tarkastelua laajemmin muille kohteille tehdessä on hyvä huomioida haarojen erilaisten tehojen vaikutus saarekekäyttöaikaan. Haaran teho vaikuttaa suoraan aikaan, kuinka

kauan akusto pystyy verkon haaraa saarekkeessa syöttämään. Lisäksi esimerkiksi vuodenajalla on suuri vaikutus tehoon ja sitä kautta saarekekäyttöaikaan. Kylmänä talvipäivänä akustoon varastoitunut energia loppuu nopeammin kuin lämpimänä kesäyönä, koska tuolloin haaran tehot ovat huomattavasti suuremmat. Tästä syystä akuston perään kytkettyjen asiakkaiden olisi hyvä tiedostaa olevansa akkulaitteiston varassa. Esimerkiksi tekstiviesti-ilmoitus asiakkaille saarekekäytöstä voisi auttaa pienentämään haaran tehoa ja näin akusto pystyisi syöttämään haaraa pidemmän ajan. Voisi myös miettiä, olisiko uusien älykkäämpien AMR-sähkömittareiden avulla mahdollista tulevaisuudessa tehdä kuormanohjausta, mikäli kyseinen verkon osa siirtyisi saarekekäyttötilaan. Suuria kuormia pois pudottamalla voitaisiin akuston toiminta-aikaa haaralla pidentää.

Akkulaitteistojen hyödynnettävyysspotentiaaliin vaikuttavia aineettomia hyötyjä on myös hyvä arvioida puhtaasti lukuihin perustuvan potentiaalitarkastelun lisäksi. Asiakkaiden kokemien keskeytysaikojen lyhentymisen ja tätä kautta verkkoyhtiön KAH-kustannusten pienentymisen lisäksi akkulaitteiston aikaansaamia hyötyjä verkkoyhtiölle ovat mm. asiakaskokemuksen ja -palvelun parantuminen. Akkulaitteistot ovat uusi ilmastoystävällinen keino parantaa asiakkaiden sähkönjakelun toimitusvarmuutta, mikä osaltaan auttaa myös parantamaan verkkoyhtiöiden yleistä hyväksyttävyyttä yhteiskunnassa.

Kehitetyn palvelukonseptin ja energiayhtiöiden näkökulmasta lainsäädännön muuttumisen lisäksi akkujärjestelmien hyödynnettävyysspotentiaaliin vaikuttavia tekijöitä ovat mm. akkujen hintakehitys ja reservimarkkinoiden kehittyminen tulevaisuudessa. Akustojen dramaattinen hintojen alentuminen vaikuttaa suoraan konseptin kannattavuuteen energiayhtiöille ja toisaalta palvelumaksujen oletetun pienentymisen kautta vaikuttaa myös verkkoyhtiön potentiaalisten kohteiden lukumäärään. Reservimarkkinoiden rajallisuus saattaa kuitenkin osaltaan alkaa syödä kohteiden potentiaalia energiayhtiön näkökulmasta. Joustavuudella ja sähkön säädöllä nähdään kuitenkin yleisesti jatkumoa ja kehittymismahdollisuuksia, joten on mahdollista, että markkinatkin kehittyvät tarpeiden mukana. Uusiutuvien sääriippuvaisten energiamuotojen lisääntyessä säätökapasiteetin tarve tulevaisuudessa tulee kuitenkin kasvamaan.

Diplomityössä tehdyn selvityksen perusteella akustot voivat olla verkkoyhtiölle potentiaalinen työkalu osana haja-asutusalueilla asuvien asiakkaiden toimitusvarmuuden parantamista. On kuitenkin muistettava, että tehdyt tarkastelut perustuvat nykyhetkeen. Työn tuloksia myöhemmin arvioidessa on huomioitava akustojen ja koko sähkömarkkinoiden ympärillä tapahtuvat muutokset toimintaympäristössä, mitkä voivat muuttaa olennaisesti työssä aikaansaatuja tuloksia. Akkuvarastojen hyödynnettävyysspotentiaalia tulee tarkastella uudelleen, mikäli muutoksia esimerkiksi lainsäädännön osalta tapahtuu.

## LÄHTEET

- [1] Global Warming of 1,5°C - Special Report, The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), 2018, Saatavilla: [https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15\\_Full\\_Report\\_Low\\_Res.pdf](https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_Low_Res.pdf)
- [2] Joustava ja asiakaskeskeinen sähköjärjestelmä, Älyverkkotyöryhmän loppuraportti, Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, Energia 33/2018, Saatavilla: [https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/TEM\\_33\\_2018.pdf](https://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161119/TEM_33_2018.pdf).
- [3] IPCC: Ilmasto lämpenee hälyttävällä vauhdilla, Ympäristöministeriö – Tiedote, 2018, Saatavilla: [https://www.ym.fi/fi-FI/Ajankohtaista/Tiedotteet/IPCC\\_Ilmasto\\_lampenee\\_halyttavalla\\_vauhd\(48136\)](https://www.ym.fi/fi-FI/Ajankohtaista/Tiedotteet/IPCC_Ilmasto_lampenee_halyttavalla_vauhd(48136))
- [4] Clean energy for all Europeans package, 2017 Saatavilla: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>
- [5] Valtioneuvoston selonteko kansallisesta energia- ja ilmastostrategiasta vuoteen 2030, 2016, Saatavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/3570111/Kansallinen+energia-+ja+ilmastostrategia+vuoteen+2030+24+11+2016+lopull.pdf/a07ba219-f4ef-47f7-ba39-70c9261d2a63/Kansallinen+energia-+ja+ilmastostrategia+vuoteen+2030+24+11+2016+lopull.pdf>
- [6] Älykkäät sähköverkot ja energiemarkkinat – SGEM-ohjelman loppuraportti, CLEEN, 2014, Saatavilla: [https://issuu.com/cleentld/docs/cleen\\_sgem\\_loppuraportti\\_digipublis](https://issuu.com/cleentld/docs/cleen_sgem_loppuraportti_digipublis)
- [7] Kysyntäjousto, Fingrid, 2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/kysyntajousto/>
- [8] Elenia Oy, Intranet, sisäinen lähde, 2019.
- [9] E. Lakervi & J. Partanen, Sähköjakeluteknikka, 2. painos, Otatieto, Helsinki, 2009
- [10] Electrical grid, Wikipedia, 2019, Saatavilla: [https://en.wikipedia.org/wiki/Electrical\\_grid](https://en.wikipedia.org/wiki/Electrical_grid)
- [11] J. Partanen, S. Viljanen, J. Lassila, S. Honkapuro, K. Salovaara, S. Annala, M. Makkonen, Sähkömarkkinat – opetusmoniste, LUT, Lappeenranta, 2015
- [12] Verkon rakennustavan valinta ja rakenteiden sijoitus, Elenia Oy, Sisäinen lähde, 2015
- [13] E. Lakervi, E. J. Holmes, Electricity distribution network design, Institution of Engineering and Technology, Lontoo, 1995.
- [14] N:o 588/2013. Sähkömarkkinalaki. Annettu Helsingissä 9 päivänä elokuuta 2013.

- [15] N:o 386/1995. Sähkömarkkinalaki. Annettu Helsingissä 17 päivänä maaliskuuta 1995.
- [16] Sähkönsiirtohinnot ja toimitusvarmuus, Työ- ja elinkeinoministeriön julkaisuja, Energia 43/2018, Saatavilla: [http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43\\_18\\_Sahkonsiirtohinnot\\_ja\\_toimintavarmuus.pdf](http://julkaisut.valtioneuvosto.fi/bitstream/handle/10024/161178/43_18_Sahkonsiirtohinnot_ja_toimintavarmuus.pdf).
- [17] Valvontamenetelmät neljännellä 1.1.2016 – 31.12.2019 ja viidennellä 1.1.2020 – 31.12.2023 valvontajaksolla, Energiavirasto, 2018, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12766832/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf/72eac45f-4fe0-6b0a-d5f7-e89ee97b89fc/Valvontamenetelm%C3%A4t-s%C3%A4hk%C3%B6jakelu-2016-2023.pdf>
- [18] K. Hänninen, Sähkönsiirron hinnoittelu - Diaesitys, Energiateollisuus ry, 2017, Saatavilla: [https://energia.fi/files/1496/Sahkonsiirron\\_hinnoittelu.ppt](https://energia.fi/files/1496/Sahkonsiirron_hinnoittelu.ppt)
- [19] I. Alaperä, T. Hakala, S. Honkapuro, P. Manner, J. Pylvänäinen, T. Kaipia & T. Kulla, ” Battery system as a service for a distribution system operator, ” CIREC Conference, Madrid, 2019.
- [20] J. Markkula, O. Vilppo, P. Järventausta, T. Hakala & T. Lähdeaho, ” Profitability of different Li-ion batteries as back-up power in LVDC distribution network, ” CIREC Workshop, Helsinki, 2016.
- [21] O. Vilppo, J. Markkula & P. Järventausta, Selvitys: Energiavaraston valinta LVDC-verkossa, Tampereen Teknillinen Yliopisto, 2015.
- [22] V. Tompuri, Loissähkön kompensointiin on järkeviä ratkaisuja, Fingrid Oyj, 2016, Saatavilla: <https://www.fingridlehti.fi/loissahkon-kompensointiin-jarkevia-ratkaisuja/>
- [23] A-I. Kenttälä, Jakeluverkon loistehon hallinta – Diplomityö, Tampereen Teknillinen Yliopisto, 2016.
- [24] Loisteho, Wikipedia, 2019, Saatavilla: <https://fi.wikipedia.org/wiki/Loisteho>
- [25] J. Elovaara & L. Haarla, Sähköverkot 1, Otatieto, Helsinki, 2011. s. 365-366
- [26] Loissähkön toimitus ja lostehoreservin ylläpito, Fingrid Oyj, 2017, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/palvelut/kayttovarma-sahkonsiirto/loissahkon-toimituksen-ja-loistehoreservin-yllapito.pdf>
- [27] Reservit ja säätösähkö, Fingrid, 2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/#reservilajit>
- [28] Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi, Fingrid, 2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi/#tekniset-vaatimukset>
- [29] Taajuuden vakautusreservien (FCR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämiproessi, Fingrid Oyj, 2019, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/taajuuden-vakautusreservien-fcr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvaksyttamisproessi.pdf>

- [30] Ehdot ja edellytykset taajuuden vakautusreservin (FCR) toimittajalle, Fingrid Oyj, 2018, Saatavilla: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahko-markkinat/reservit/ehdot-ja-edellytykset-taajuuden-vakautusreservin-fcr-toimittajalle.pdf>
- [31] A. Aalto, N. Honkasalo, P. Järvinen, J. Jääskeläinen, M. Raiko & A. Sarvaranta, Mistä lisäjoustoa sähköjärjestelmään? Loppuraportti, Energiateollisuus ry & Fingrid Oyj, Espoo, 2012, Saatavilla: [https://energia.fi/files/694/Mista\\_lisajoustoa\\_sahkojarjestelmaan\\_loppuraportti\\_28\\_11\\_2012.pdf](https://energia.fi/files/694/Mista_lisajoustoa_sahkojarjestelmaan_loppuraportti_28_11_2012.pdf)
- [32] M. Bröckl, Sähkön varastointi ja sähkömarkkinat - Diaesitys, World Energy Council Finland, 2016, Saatavilla: <https://wecfinland.fi/wp-content/uploads/2016/03/WEC-Electricity-storages-in-the-electricity-market-Suomi.pdf>
- [33] (29) Energiaverotukseen muutoksia 1.1.2019 ja 1.4.2019 - Uutinen, Verohallinto, 2019, Saatavilla: <https://www.vero.fi/tietoa-verohallinnosta/uutishuone/uutiset/uutiset/2019/energiaverotukseen-muutoksia-2019/>
- [34] European Commission, Energy storage – the role of electricity, Commission Staff Working Document, Brussels, 2017, Saatavilla: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017\\_61\\_document\\_travail\\_service\\_part1\\_v6.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/swd2017_61_document_travail_service_part1_v6.pdf)
- [35] Sähkö- ja maakaasuverkkotoiminnan kehittäminen, Energiavirasto, 2019, Saatavilla: <https://energiavirasto.fi/verkkotoiminnan-kehittaminen>
- [36] New Services and DSO Involvement. A CEER Conclusions Paper. CEER, 2019. Saatavilla: <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/ef4d6e46-e0a5-f4a4-7b74-a6d43e74dde8>.
- [37] Keskeiset ehdotukset - TEM:n älyverkkotyöryhmän loppuraportti, 2018, Saatavilla: <https://tem.fi/documents/1410877/3481825/%C3%84lyverkkoty%C3%B6ryhm%C3%A4+keskeiset+ehdotukset+tiivis+22102018.pdf/294ded8c-0a8a-da4d-92f9-6dfdfed7dc17/%C3%84lyverkkoty%C3%B6ryhm%C3%A4+keskeiset+ehdotukset+tiivis+22102018.pdf>
- [38] ET:n näkemys sähkövarastoista, Energiateollisuus ry, 2017, Saatavilla: [https://energia.fi/files/1695/Sahkon\\_varastointi\\_ETn\\_kantapaperi\\_hyvak-sytty\\_20170515.pdf](https://energia.fi/files/1695/Sahkon_varastointi_ETn_kantapaperi_hyvak-sytty_20170515.pdf)
- [39] T. Kaipia, GISU B -YKSIKÖN TOIMINNALLISUUDET, Toimintalogiikka ja parametointi -luonnos, Zero Hertz Systems Oy, 2018.
- [40] I. Alaperä, Kehityspäällikkö, J. Happonen, Spring-liiketoiminnasta vastaava johtaja, Fortum Oyj, Tampere, Haastattelu 14.3.2019.
- [41] N:o 944/2019, Sähkömarkkinadirektiivi, Annettu 5 päivänä kesäkuuta 2019.



## LIITE A: LASKENTAMALLI

<b>Lähtötiedot</b>	
Investointikustannukset suuntaaja (€)	57000
Investointikustannukset muut (€)	60000
Diskonttaus korko	0,06
Ylläpito (€, a)	3300
Palvelumaksu (€, a)	11250
Liittymismaksu (€)	30000
Tariffi (€, a)	9600

Akun koko (kW, kWh)	300
Kohteiden lukumäärä	1

Loistehon hinta asemalla (€/MVA <sub>r</sub> , a) ilman kompensointia	40000
Loistehon kompensointi keskimäärin (MVA <sub>r</sub> , a)	0,15

KAH kertymä 2015-2018 (€)	150000
Verkkokatkaisijan KAH-säästö (€, a)	2000

KAH arvostus (% nykyisestä)	100
Palvelumaksu (€/kWh, a)	37,5

