



TEKNILLINEN TIEDEKUNTA

Selvitys voimalaitoksen soveltuvuudesta tehoreservipalveluun

Jouni Yli-Pyky

Prosessitekniikka

Diplomityö

Joulukuu 2024

TIIVISTELMÄ

Selvitys voimalaitoksen soveltuvuudesta tehoreservipalveluun

Jouni Yli-Pyky

Oulun yliopisto, Prosessitekniikan tutkinto-ohjelma

Diplomityö 2024, 78 s.

Työn ohjaajat yliopistolla: Professori Mika Ruusunen ja TkT Petri Hietaharju

Kainuun Voiman höyryvoimalaitoksella Kajaanissa tapahtuu muutoksia tuotannossa tulevina vuosina. Laitoksen tulevaisuuden kannalta tässä työssä käytiin läpi hyödyntämismallia, jossa voimalaitos säilöittäisiin kylmänä ja se osallistuisi Fingridin sähkön reservimarkkinoille. Tavoitteena oli kartoittaa eri reservien vaatimukset, tarkastella sopiiko laitos niihin ja selvittää mitä laitokselta edellytetään kyseisiin reserveihin osallistuttaessa.

Työssä selvitettiin ensin reservilajien vaatimukset sekä kyseessä olevan voimalaitoksen ominaisuudet. Tietoa reserveista kerättiin pääosin Fingridin ja Energiaviraston julkaisuista. Voimalaitoksen soveltuvuutta selvitettiin voimalaitoksen henkilökunnalta, ympäristöluvasta ja kehittämällä malli, joka validoitiin mittausaineistolla ja jolla simuloitiin laitoksen toimintaa tehoreservinä erityyppisissä skenaarioissa.

Työn tulosten perusteella voimalaitos sopii tehoreserviin. Muut reservimarkkinat hylättiin teknisten vaatimusten takia. Syynä oli voimalaitoksen liian pitkä aktivointiaika, kun taas tehoreserville se oli riittävä. Tehoreservinä käytön simuloinneissa saatiin selville, että paras polttoainevaihtoehto on metsähake päästöjen ja kilpailukykyyn takia. Vertailtuja polttoaineita olivat turve ja kivihiili, joiden potentiaaliset päästöt lisäsivät kustannuksia merkittävästi metsähakkeeseen verrattuna. Simulointitulosten perusteella voimalaitos on kilpailukykyinen tehoreserviin pyrittäessä.

Asiasanat: Tehoreservi, Reservimarkkinat, Voimalaitos, Mallinnus

ABSTRACT

Assessment of power plant suitability for peak load capacity service

Jouni Yli-Pyky

University of Oulu, Degree Programme of Process Engineering

Master's thesis 2024, 78 p.

Supervisors at the university: Professor Mika Ruusunen and D.Sc. (Tech.) Petri Hietaharju

In the future, the power plant of Kainuun Voima will cease producing district heating. This study explores a beneficial reuse scenario where the power plant participates in Fingrid's reserve markets while being maintained in a cold standby mode. The study aims to determine the requirements of various reserve markets, assess whether the plant meets those requirements, and examine the specific requirements for the power plant within these reserves.

First, the requirements of the reserves were identified, followed by an examination of the features of the power plant. The requirements were primarily gathered from the documentation of Fingrid and the Energy Authority. The suitability of the power plant was inferred from the knowledge of the staff, its environmental permit and by developing a model validated with measurement data to simulate the operation of the plant in peak load capacity reserve under different scenarios.

The results indicate that the power plant is suitable for joining the peak load capacity reserve. All other considered reserve markets were disqualified due to a long activation time of the power plant, which is unsuitable for those reserves. In the simulations of the peak load capacity reserve, forest chips were found to be the best fuel for the plant due to lower emissions and competitiveness. Other fuel candidates, such as peat and coal, produced higher emissions and increased costs. Based on the simulation results, the plant is competitive in the bidding process for the peak load capacity reserve.

Keywords: Peak load capacity, Reserve markets, Balancing power, Power plant, Modelling

ALKUSANAT

Tässä diplomityössä tutkittiin voimalaitoksen soveltuvuutta sähkön reservimarkkinoille. Työ aloitettiin kevät-kesällä 2024 ja se valmistui joulukuussa 2024.

Työn aikana sain paljon apua ohjaajiltani Oulun yliopistosta, joten erityiskiitos professori Mika Ruususelle ja tutkijatohtori Petri Hietaharjulle säätötekniikan tutkimusryhmästä. Kiitokset Kainuun Voimalle työn aiheesta ja rahoituksesta. Kiitokset myös erityisesti Tommi Väyryselle Kainuun Voimalta, joka auttoi tiedonhankinnassa tarvittaessa.

Erietyiset kiitokset myös vanhemmilleni, jotka ovat kannustaneet opintojen aikana ja niiden ulkopuolella.

Oulu, 10.12.2024

Jouni Yli-Pyky
Jouni Yli-Pyky

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

ALKUSANAT

SISÄLLYSLUETTELO

MERKINNÄT JA LYHENTEET

1 JOHDANTO.....	7
2 SÄHKÖJÄRJESTELMÄ	8
3 VOIMALAITOKSEN MALLINNUS	12
4 SÄHKÖN RESERVIMARKKINAT	16
4.1 Nopea taajuusreservi (FFR).....	17
4.2 Taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservit (FCR).....	18
4.3 Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFRR).....	19
4.4 Manuaalinen taajuuden palautusreservi (mFRR)	20
4.5 Fingrid varavoimalaitos	21
4.6 Tehoreservi	21
4.7 Sähköreserveihin liittyvä tutkimus	24
4.8 Esimerkkivoimalaitoksen soveltuvuus sähkön reservimarkkinoille	25
5 MATERIAALIT JA MENETELMÄT.....	28
5.1 Tutkimuksen toteutus	28
5.2 Tutkittava voimalaitos	30
5.3 Mallinnuksen lähtöarvot ja mittausaineisto	34
5.4 Simulointiskenaariot.....	36
5.4.1 Perus	37
5.4.2 Esilämmitys.....	39
5.5 Mallirakenne.....	41
5.6 Taloudellinen tarkastelu	45
6 TULOKSET JA NIIDEN TARKASTELU	50
6.1 Simulaatiot.....	50
6.1.1 Mallin validointi.....	50
6.1.2 Perusskenaariot.....	51
6.1.3 Esilämmitysskenaariot	54
6.2 Pohdinta.....	58
6.2.1 Soveltuvuus tehoreserviin	58

6.2.2 Kannattavuus	62
6.2.3 Epävarmuus	63
7 JOHTOPÄÄTÖKSET	67
8 YHTEENVETO	68
LÄHDELUETTELO	

MERKINNÄT JA LYHENTEET

aFRR	Automaattinen taajuuden palautusreservi
CHP	Lämmön ja sähkön yhteistuotanto
CFB	Kiertopetikattila
FCR	Taajuuden vakautusreservi
FCR-D	Taajuusohjattu häiriöreservi
FCR-N	Taajuusohjattu käyttöreservi
FRR	Nopea taajuusreservi
mFRR	Manuaalinen taajuuden palautusreservi

1 JOHDANTO

Kainuun Voiman höyryvoimalaitos lopettaa kaukolämmön tuotannon lähivuosien aikana. Tästä syystä on ajankohtaista tutkia vaihtoehtoja voimalaitoksen hyödyntämiseen muissa tarkoituksissa, kuin kaukolämmön tuotannossa. Tässä työssä käydään läpi hyödyntämisvaihtoehtoa, jossa kyseinen voimalaitos toimisi osana Fingridin reservimarkkinoita ja tuottaisi sähköä vain tarpeen mukaan.

Työn tavoitteena on selvittää, mihin tarkoituksiin sähkön reservimarkkinoiden kannalta tutkittava voimalaitos soveltuu ja mitä vaatimuksia sen käytölle on asetettu. Tätä varten kartoitetaan voimalaitoksen nykytilanne ja karakterisoidaan sen toiminta. Tämän jälkeen voimalaitoksen toimintaa sähköntuotannossa simuloidaan vuositasolla, kun sitä käytetään reservimarkkinan vaatimusten mukaisesti jaksottaisesti. Simulaatioita tehdään myös tilanteisiin, joissa voimalaitosta on muutettu reservin vaatimusten mukaisesti. Lisäksi tarkastellaan soveltuvien osien kustannuksia ja tapauskohtaisia tuotto-odotuksia. Simuloinnit perustuvat voimalaitoksen ja sähköverkon mitattuun ja saatavilla olevaan historiatietoon ja tarkoitusta varten kehitettävään energia- ja massatasemalliin.

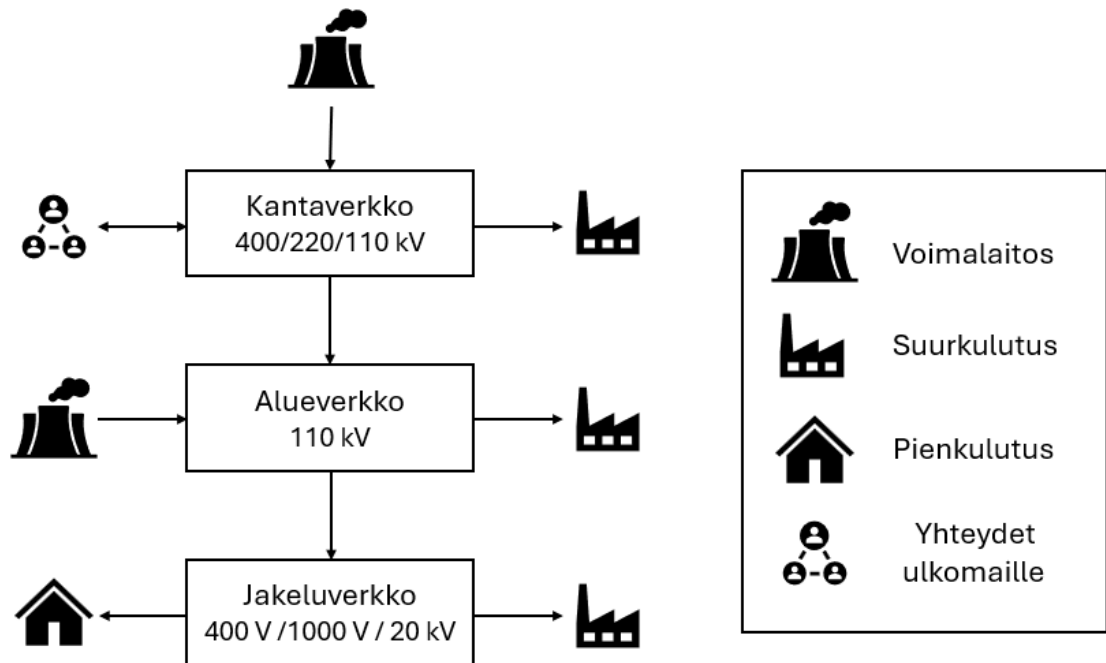
Työ rajataan koskemaan skenaariota, jossa voimalaitoksesta tehtäisiin Fingridin sähkön reservivoimalaitos. Rajaus voimalaitoksen toiminnan selvityksen kannalta koskee pääasiassa pääkattilaa ja turbiinilaitosta. Työssä ei myöskään käsitellä kaukolämpöä, mikä on laitoksen nykyinen käyttötarkoitus. Voimalaitoksen reservikäyttöä ajatellen tarkastellaan myös tarvittavaa polttoaineen määrää, muttei sen laatua, riittävän polttoaineen energiasisällön varmistamiseksi vuositasolla.

Työssä käydään ensin läpi eri reservien vaatimuksia, minkä jälkeen tarkastellaan voimalaitoksen ominaisuuksia. Näiden avulla selvitetään mitkä reservituotteet olisivat potentiaalisia vaihtoehtoja ja tehdään mallin avulla simulaatiot, joilla selvitetään, soveltuuko voimalaitos kyseisiin reserveihin teknisiltä ominaisuuksiltaan. Simuloinneilla arvioidaan myös potentiaalisia kustannuksia ja tuottoja sekä ympäristövaikutuksia.

2 SÄHKÖJÄRJESTELMÄ

Kokonaisuutta, jonka muodostaa sähkön tuotantolaitokset, käyttäjät ja niitä yhdistävät sähköverkot, kutsutaan sähköjärjestelmäksi. Tälle järjestelmälle voidaan asettaa kolme pääasiallista tavoitetta. Näitä ovat kestävyys, toimintavarmuus ja kustannustehokkuus energijärjestelmässä. Kustannustehokkuus varmistuu toimivilla sähkömarkkinoilla, mikä on tärkeää, sillä Suomen sähköjärjestelmä on osa eurooppalaisia sähkömarkkinoita. Toimintavarmuus korostuu sähköjärjestelmän toiminnassa, sillä teollisuus, kotitaloudet ja kriittiset yhteiskunnan toiminnot ovat yhä enemmän riippuvaisia keskeytymättömästä sähkön saannista. Tätä turvataan muun muassa eri reserveillä ja varautumisella häiriöihin. Sähköjärjestelmän kestävyys sen sijaan nähdään päästöjen vähenemisellä vuosien mittaan, kun on siirrytty yhä enemmän päästöttömään sähkön tuotantoon ja tuotantomenetelmiin. (Forsman et al. 2021)

Sähköverkko koostuu kaapeleista ja muuntoasemista, joissa jännitettä muutetaan siirtoa varten. Kantaverkko toimii 400 kV, 220 kV ja 110 kV jännitteillä, alueverkko 110 kV jännitteellä ja jakeluverkko 400 V, 1000 V tai 20 kV jännitteillä. Näitä verkkoja käyttäen siirretään sähköä voimalaitoksilta kulutuskohteisiin. Sähkönsiirtoverkon rakenne on esitetty kuvassa 1. Sähkön jännitettä muunnetaan sopivaksi verkkojen välillä. Sähköverkossa siirrettävä teho on suuri, joten jännitettä on nostettava lämpöhäviöiden pienentämiseksi. Mikäli jännitettä ei nostettaisi, nousisivat siirtohäviöt todella suuriksi. Suuria jännitteitä on myös helpompi ja halvempi hallita, kuin suuria virtoja. Kantaverkossa siirtohäviö on noin 1 % tehosta, kun taas alue- ja jakeluverkossa häviö on noin 3 %. (Huhtinen et al. 2011)



Kuva 1. Sähkön siirtoverkon rakenne (mukaillen Huhtinen et al. 2011).

Kantaverkko on verkoston runko, johon on kytkettynä suuri määrä peruskuormaa tuottavia voimalaitoksia. Suomen kantaverkon omistaa ja ylläpitää Fingrid Oyj ja verkko on osa pohjoismaista yhteiskäyttöverkkoa, johon on liitettyä muita pohjoismaita, kuten Ruotsi, Norja ja Itä-Tanska. Kantaverkolla on myös tasa- ja vaihtosähköyhteyksiä muihin maihin, kuten Viroon. (Huhtinen et al. 2011)

Sähköä tuotetaan verkkoon useilla eri tavoilla. Ydinvoiman tuotantoa oli vuonna 2019 23 TWh, mikä vastasi 35 % kokonaissähkötuotannosta. Vesivoiman tuotantoa oli 12 TWh (18 %) ja yhteistuotantoa 13 TWh (20 %). Tuulivoimaa tuotettiin 6 TWh (9 %) ja sen määrä on kasvanut paljon vuosi vuodelta, korvaten lauhdevoimaa, minkä määrä on laskenut hiilivoimaloiden poistumisen myötä. (Forsman et al. 2021)

Kantaverkon ylläpitäjä Fingrid pitää huolen siitä, että sähköverkon taajuus pysyy jatkuvasti tasapainossa ja vakiona. Taajuus muuttuu sen mukaan, kuinka paljon sähköverkossa on tuotantoa ja kulutusta. Mikäli kulutusta on enemmän kuin tuotantoa, laskee taajuus ja vastaavasti tuotannon ylittäessä kulutuksen taajuus kasvaa. Sähköverkkoon kytkettyjen koneiden ja laitteiden takia on tärkeää, ettei taajuus vaihtelee merkittävästi, sillä osa niistä ei kestä suuria vaihteluita (Huhtinen et al. 2011). Taajuuden hallintaa varten Fingridillä on käytössä useita eri reservejä. Nämä voidaan luokitella päälajeihin, joita ovat taajuuden vakautus- (FCR), taajuuden palautus- (FRR) ja korvaavat reservit (RR) sekä vuonna 2020 käyttöönotettu nopea taajuusreservi (FFR). Korvaavia

reservejä ei ole Suomessa käytössä, joten niitä ei myöskään tässä työssä käsitellä (Fingrid 2024g). Lisäksi on olemassa tehoreservilain mukainen tehoreservi, jonka järjestämisestä vastaa Energiavirasto ja käytöstä Fingrid (Fingrid 2024j).

Sähköjärjestelmän inertia tarkoittaa sähköjärjestelmän pyöriin massoihin eli turbiineihin ja generaattoreihin varastoitunutta liike-energiaa. Mitä suurempi inertia, sitä enemmän järjestelmällä on vastustusta taajuuspoikkeamiin (Fingrid 2024f). Inertian määrä sähköverkossa on laskenut uusiutuvan energian tuoton lisääntyessä. Tuulivoima ja aurinkovoima eivät tuota sähköverkkoon inertiaa perinteisten voimalaitosten tapaan (Tielens & Van Hertem 2016). Tällaisen suuntaajakytketyn tuotannon lisääntyminen aiheuttaa ongelmia sähköverkon taajuuden ylläpidolle, koska niiltä puuttuvat perinteisten tahtikoneiden luontaiset ominaisuudet, kuten taajuus- ja jännitemuutosten vastustus. Suuntaajakytketty voimalaitos toimii sähköverkkossaverkossa virtalähteenä ja seuraa sähköverkon taajuutta, eikä toimi jännitelähteenä (Fingrid 2022c). Yhteistuotannon määrä taas on laskenut merkittävästi viime vuosien aikana. Yhteistuotanto on tärkeää varsinkin sen säädettävyyden takia, koska sillä pystytään hallitsemaan sähköverkon taajuutta (Forsman et al. 2021).

Sähköä ei voida varastoida sähköverkkoon, vaan sen tuotanto ja kulutus pyritään ennustamaan mahdollisimman tarkasti. Tätä varten eri kantaverkon haltijat arvioivat sähkön kulutusta etukäteen ja ostavat arvion perusteella sähkömarkkinoilta seuraavan päivän tarvittavan sähkön. Suomi toimii yhteiseurooppalaisilla vuorokausimarkkinoilla, jossa määritetään seuraavan päivän pörssisähkön hinta. Lisäksi Suomi toimii eri tukkusähkömarkkinoilla, joita ovat päivänsisäiset-, reservi- ja johdannaismarkkinat. Päivänsisäisillä markkinoilla myydään ja ostetaan sähköä päivän sisällä, jolloin tuottajat voivat jättää myyntitarjouksia eri tunneille. Reservimarkkinoilla säädetään kantaverkon taajuutta ja eri reserveilla on erilliset markkinat eri toimiin (Fingrid 2024m). Pohjoismaiden välillä on yhteisiä reservimarkkinoita ja esimerkiksi taajuuden käyttö- ja häiriöreserviä on jaettu osiin eri kantaverkon ylläpitäjien kesken, jolloin kaikilla on vastuu ylläpitää siitä osa (Fingrid 2024g).

Energiaa voidaan kuitenkin varastoida muualle kuin verkkoon. Esimerkkinä erilaisista energiavarastoista ovat akut ja vesivoimalaitosten vesivarastot. On myös mahdollista aggregoida energiaa pienkohteista, kuten sähköautoista, ilmalämpöpumpuista ja muista pienkoneista suuremmiksi kokonaisuuksiksi, joiden avulla voidaan osallistua

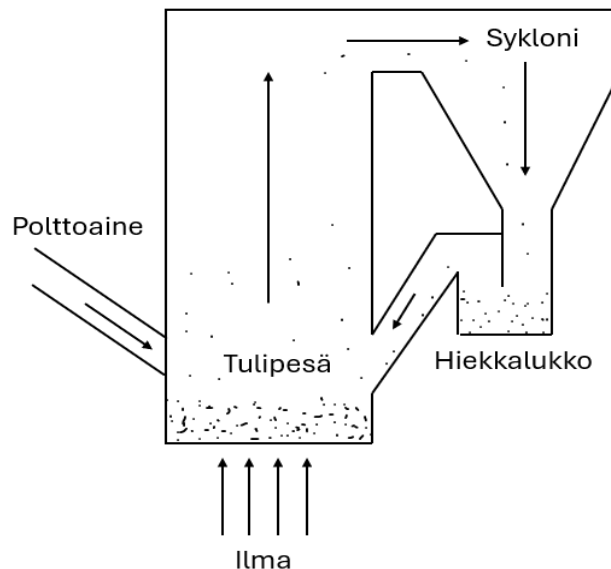
reservitoimintaan (Nukarinen 2022; Hirn 2015). Rytsyn (2022) mukaan tarvittavan sähköreservin määrä kasvaa Olkiluoto 3 ydinvoimalan käynnistymisen ja säästä riippuvaisen sähköntuotannon kasvun mukana. Uusien reservitoimittajien pääsyä säätösähkömarkkinoille on helpotettu muun muassa pienentämällä minimitarjouskokoja viidestä megawattista yhteen megawattiin. Lisäksi järjestelmää on kehitetty toimimaan paremmin kaikenlaisten teknologioiden kanssa.

Reservien kannalta merkittävä sääntö on NC ER (Network Code for Emergency and Restoration), joka on sähköverkon hätätilaa ja käytönpalautusta koskeva verkkosääntö. Sen tehtävänä on hätä- tai suurihäiriötilaan jouduttaessa, häiriötilanteen laajenemisen estäminen ja sen vaatiessa sähköjärjestelmän nopea ja tehokas palauttaminen. Hätätilassa pätee ainakin yksi seuraavista ehdoista: 1) korvaavat toimenpiteet eivät riitä pitämään kantaverkon siirtoja rajojen sisällä, 2) sähköverkon taajuus on $50 \pm 0,5$ Hz ulkopuolella 15 minuutin ajan, 3) taajuus on $50 \pm 1,0$ Hz alueen ulkopuolella, 4) sähköverkon käytönvalvonta tai muu kriittinen järjestelmä on menetettyä 30 minuutin ajan, 5) sopimuksetonta kuormaa on irtikytketty sähköverkosta tai 6) sähköpula Suomessa. Suurihäiriötilassa pätee jompikumpi ehdoista: 1) yli 50 % kulutuksesta Suomessa on ilman sähköä tai 2) kantaverkko on ilman jännitettä yli kolme minuuttia. Reservejä aktivoidaan, jotta ei jouduttaisi hätätilaan. (Siltala 2022)

3 VOIMALAITOKSEN MALLINNUS

Kiertopetikattilan eli CFB-kattilan mallintaminen voidaan jakaa kolmeen pääryhmään, jotka ovat hydrodynamiikka, kemia ja lämpötasapaino. Näiden eri alueiden tulokset toimivat ulkoisten parametrien lisäksi toisten alueiden lähtötietoina. Esimerkiksi hydrodynamiikasta saadaan parametrit lämpötasapainoon ja polton kemiaan. (Pallarès & Johnsson 2006)

CFB-kattilan toiminta perustuu lämmitettävään hiekkaan, joka lähtee kiertämään leijutusilman mukana tulipesästä sykloniin ja hiekkalukon kautta takaisin tulipesään (kuva 2). Tästä kierrosta tulee nimitys kiertopetikattila. Muuten kattilan toiminta on hyvin samanlaista, kuin muissakin kattilatyypeissä, eli polttoaineen palamisesta vapautuva lämpöenergia höyrystää vettä, joka pyörittää turbiinia, joka pyörittää generaattoria. (Huhtinen et al. 2011)



Kuva 2. Yksinkertaistettu kiertopetikattilan toiminta.

Edellä mainittujen alueiden lisäksi täytyy huomioida muitakin suureita. Yksi tärkeimmistä suureista mallintamisessa on skaala, joka voi vaihdella mikroskaalasta, jossa mallinnetaan partikkeleiden tasolla, kasattuun skaalaan, jossa tarkastellaan vain eri korrelaatioita (Myöhänen & Hyppänen 2011).

Palamisreaktiossa polttoaineen kemiallinen energia muuttuu lämpöenergiaksi, kun polttoaine reagoi hapen ja lämmön kanssa (Huhtinen et al. 2011). Reaktioon tarvittava

happi tulee pääosin primääri-ilmasta, mutta myös sekundääri-ilma ja polttoaineeseen sitoutunut happi osallistuvat reaktioon. Polttoaineessa on usein monia alkuaineita, kuten hiiltä, happea, rikkiä, typpeä ja vetyä. Näistä typpi ei reagoi hapen kanssa, mutta hiili, vety ja rikki reagoivat vapauttaen lämpöenergiaa. Palamisen ollessa täydellistä, voidaan vapautuvan energian määrä ilmoittaa polttoaineen lämpöarvolla, joka on stökiometrisen palamisreaktion reaktioentalpia. Laskettaessa entalpian muutoksia palamisessa, täytyy huomioida myös lähtöaineiden muodostumisentalpiat, jotka ovat aina negatiiviset eksotermisessä reaktiossa. (Nurmi 2020, s. 16–18)

Petin tasainen lämpötila on tärkeää kattilan turvallisen käytön ja stabiilisuuden kannalta. Lämpötilaan vaikuttavia tekijöitä ovat muun muassa ilman ja polttoaineen syöttönopeudet, polttoaineen laatu, kuorma, tuhkan poistonopeus ja polttoaineen partikkelikoko. Polttoaineen syöttö viilentää ensin petiä hetkellisesti, mutta palamisen alettua lämmittää sitä. (Nurmi 2020, s. 19)

Lämmönsiirto kattilassa voidaan jakaa kolmeen tapaan, joita ovat johtuminen, säteily ja konvektio. Käynnistyksessä polttimeen liekistä siirtyy lämpöä savukaasuihin, petiin ja muurauksiin. Savukaasut ja ilma siirtävät myös lämpöä kattilan yläosiin. Konvektiivista lämmönsiirtoa tapahtuu, kun hiekkapeti lämpiää ja toimii virtaavan aineen kaltaisesti. Johtumislämmönsiirtoa sen sijaan tapahtuu muurausten sisällä. Lämmön johtuminen eli konduktio tapahtuu muurausten sisällä kolmiulotteisesti, mutta mallin kannalta on yksinkertaisempaa, että laskenta tapahtuu yksiulotteisesti paksuussuunnassa. Tällöin tasapainotilanteessa lämpötilan käyttäytyminen voidaan olettaa lineaariseksi. Konvektiossa väliaine on liikkeessä, joka CFB-kattilan tapauksessa voi olla hiekkapeti, ilma tai savukaasut. Kattilan sisällä puhalletaan ilmaa, joka ohjaa virtauksia kattilassa, joten kyseessä on pakotettu konvektio. Konvektion lämmönsiirron suuruus voidaan kuitenkin olettaa suoraan verrannolliseksi lämpötilaeroihin. Säteilylämmönsiirrossa kappaleen sisäistä energiaa säteilee ympäristöön sähkömagneettisessa muodossa. Kappale myös absorboi ympäristöstä säteilyä, jolloin tasapainotilassa sen lähettämä ja absorboima säteily ovat tasapainossa. Säteily ei vaadi väliainetta, siksi se toimii myös tyhjiössä. (Nurmi 2020, s. 22–27)

CFB-kattilan hydrodynamikka on tärkeä tutkimuskohde mallinnuksessa, sillä virtausprosessi toimii perustana lämmönsiirrolle ja kemialliselle palamiselle. Petimateriaalin kierto kattilassa kulkee normaalisti tulipesästä sykkloniin, mistä se tippuu

hiekkalukkoon ja sieltä takaisin tulipesään. Käynnistyksen yhteydessä primääri-ilma alkaa liikuttaa hiekkapetiä ja virtauksen aiheuttamaa vaikutusta petimateriaaliin voidaan kuvata leijutusnopeudella. Kun leijutusnopeus ylittää minimileijutusnopeuden, alkaa peti kuplia ja fluidisoitua, jolloin petin huokoisuus kasvaa ja pinta nousee. Tällöin puhutaan kuplivasta petistä. Ilmiö, jossa kiinteät partikkelit siirtyvät nesteen tai kaasun joukossa nestemäiseen tilaan, kutsutaan fluidisoitumiseksi. Leijutusnopeuden kasvaessa edelleen, alkaa peti nousta yhä korkeammalle kattilassa, eikä petin pintaa ole enää havaittavissa, jolloin puhutaan turbulentista tilasta. Lopulta leijutusnopeuden noustessa tarpeeksi suureksi, alkaa petimateriaali kiertää aiemmin mainittua normaalikiertoa, jolloin puhutaan kiertävästä petistä. (Nurmi 2020, s. 27–30; Pallarès & Johnsson 2006)

Hiekkapeti voidaan jakaa eri alueisiin pystysuunnassa. Alimmaisena on pohjapeti, jossa massakonsentraatio säilyy lähes vakiona koko alueella. Sen yläpuolella on roiskealue, jossa havaitaan kuplintaa ja räiskymistä. Massakonsentraatio roiskealueella pienenee ylöspäin mentäessä. Lisäksi on kuljetusalue, jossa hiukkaset kulkevat virtauksen mukana. Myös siellä massakonsentraatio laskee korkeammalle mentäessä, mutta hitaammin kuin roiskealueen tapauksessa. Tulipesän massatasapainoa tarkastellessa on hyvä ottaa huomioon pohjatuhkan poisto, sisäinen massan häviäminen kulumisen vuoksi, uudelleenkiertävä materiaali, sykloniin huuhtoutunut materiaali ja syötettävän materiaalin virtaus. Syklonissa huuhtoutuneet partikkelit, alasmenokanavaan kertyneet partikkelit ja lentotuhka vaikuttavat massatasapainoon. Hiekkalukossa sen sijaan huomioitavaa on koko kierrätyksen nopeus ja eri partikkelikokojen nopeus. Eri osien paineen pudotukset täytyy huomioida mallinnuksessa ja alasmenokanavan yli täytyy laskea paine-ero. Tulipesän tasaisen lämpötilaprofiilin kannalta parasta on ajaa suurella kuormalla ja pienellä petimateriaalin partikkelikoolla. Pieni kuorma aiheuttaa sen, että tulipesän alaosassa on korkea lämpötila, mutta lämpötila laskee nopeasti ylöspäin mentäessä. (Nurmi 2020, s. 31–32, 38)

CFB-kattilan mallinnusta on tutkittu paljon. Esimerkiksi Tuominen (2018) tutki kandidaatin työssään CFB-kattilan dynamiikkaa. Työssä käytiin läpi perusteita siitä, kuinka kattilan eri ominaisuudet vaikuttavat sen toimintaa ja dynamiikkaan. Siinä tutkittiin myös sitä, millaisia säätötapoja on olemassa eri osaprosesseille.

Nurmi (2020) tutki diplomityössään kierto-leijupetikattilan mallintamista käynnistystilanteisiin. Työssä käytiin läpi perusteellisesti kattilan mallintamiselle

olennaiset ilmiöt. Lisäksi siinä käytiin läpi aiempaa mallintamiseen liittyvää tutkimusta, minkä perusteella työn mallia kehitettiin. Työ keskittyi lähinnä savukaasupuoleen kattilan toiminnasta ja vesihöyrypuoli oli rajattu pois. Siinä käsiteltiin hiekkalukkojen, syklonien ja tulipesän muodostamaa kiertoa. Vesihöyrypuoli ja kattilan ohjaukset huomioitiin sisääntulosignaaleina, jotka saatiin mittausaineistosta. Työn tuloksena saatiin malli, joka kuvasi CFB-kattilan käynnistystilannetta kohtuullisen hyvin.

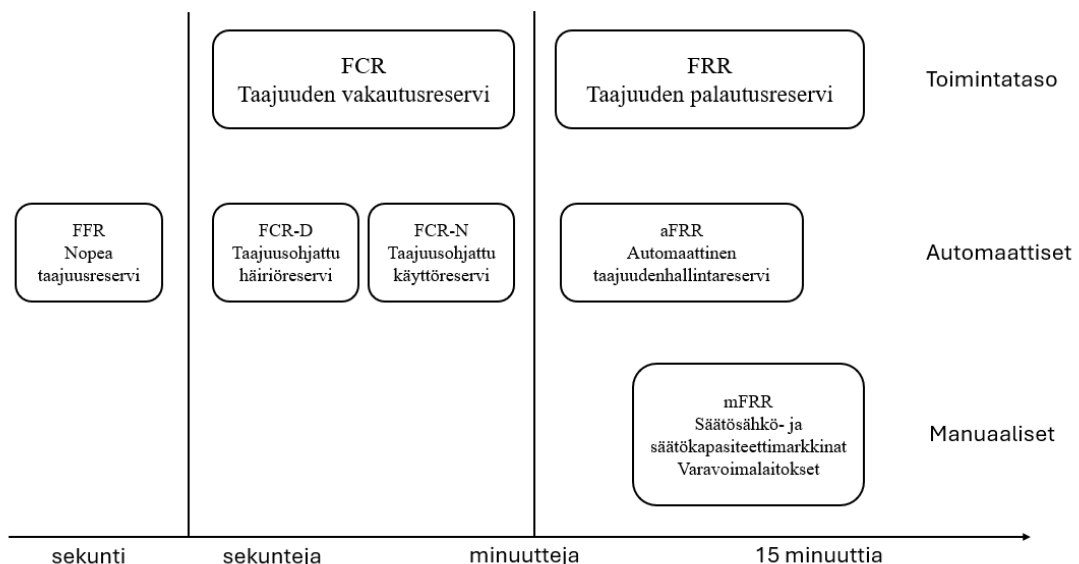
Majanne ja Köykkä (2009) tutkivat dynaamisen mallin rakentamista CFB-kattilalle. Malli koostuu ilmasavukaasu prosessista, jossa on ilman esilämmitys, tulipesä ja lämmönvaihtimet sekä vesihöyry prosessista, jossa on veden esilämmitys, lieriö, haihdutin ja tulistimet. Lisäksi malliin kuuluu höyryn paine ja lämpötila sekä syöttöveden säätö. Toisin kuin Nurmen (2020) mallissa, Majanne ja Köykkä keskittyivät enemmän vesihöyry puoleen ja lämmönsiirtoon seinän membraaneissa. Heidän mallinsa kuvaa polttoaineparametrien vaikutusta ja kattilan dynamiikkaa kohtuullisen hyvin.

Ma et al. (2015) tutkivat petimateriaalin kokojakauman vaikutusta CFB-kattilan käynnistysprosessiin. He selvittivät mallin avulla muun muassa miten petimateriaalin koko käynnistyksessä vaikuttaa tasapainotilan saavuttaneen kattilan petimateriaalin jakaumaan. Tutkimuksen mukaan alun jakaumalla ei ole vaikutusta lopulliseen jakaumaan, mutta sillä on merkitystä käynnistysaikaan. Mallin tuloksista selvisi, että käynnistysaikaa vähentää aloituspetin suuri massajakauma.

Nurmen (2020, s. 42–43) mallissa tulipesä on jaettu seitsemään päälohkoon pystysuunnassa ja nämä lohkot on jaettu puolesta välistä kahtia. Näin ollen lohkoja on yhteensä 14, minkä lisäksi kaksi syklonia muodostaa yhden yhtenäisen lohkon ja hiekkalukot esitetään yksiosaisina erillislohkoina. Pellarès ja Johnssonin (2006) mallissa sen sijaan käytetään kuutta eri lohkoa, jotka ovat pohjapeti, tulipesän vapaavirtausalue (freeboard), tulipesän poistumisalue, sykloni ja hiekkalukon sekä alasmenokanavan yhdistelmä.

4 SÄHKÖN RESERVIMARKKINAT

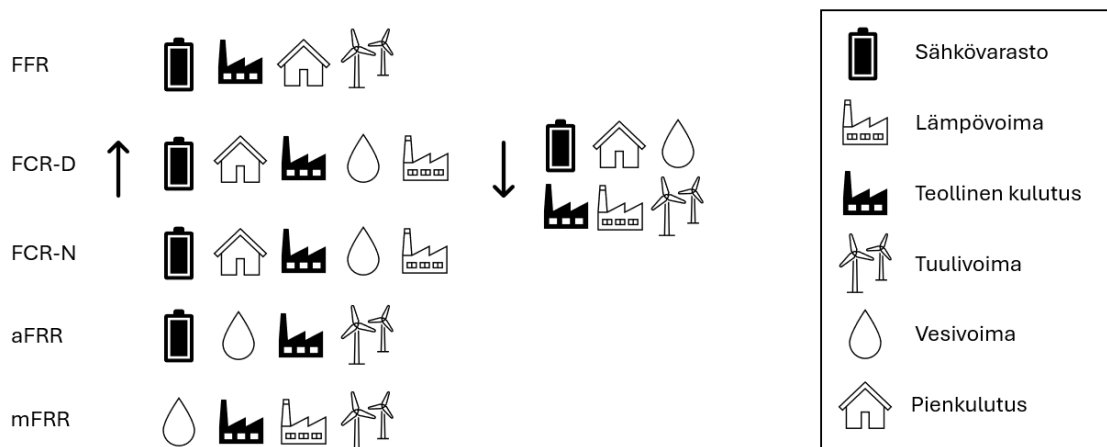
Sähköverkon taajuus, joka on normaalisti 49,9–50,1 Hz, pidetään tasapainotilassa seuraamalla kulutusta ja tuotantoa. Kun kantaverkkoon tulee poikkeamia suurten kulutuskohteiden tai vähäisen kulutuksen takia, voidaan tasapaino palauttaa sähköreserveillä. Kuvassa 3 on esitetty eri reservilajit, niiden toimintatasot ja aktivointiajat. Aktivointiaika tarkoittaa kulunutta aikaa, kunnes reservin tuottaja on aktiivinen kunkin reservin vaatimalla tavalla. Esimerkiksi tehoreservissä se tarkoittaa aikaa, jossa voimalaitos kykenee liittymään sähköverkkoon ja nostamaan käskystä sähkötehoa. Taajuusohjattua käyttöreserviä ylläpidetään joka hetki 600 MW normaalitilan taajuudensäätöön. Häiriöreserviä pidetään yksittäisen suurimman käyttökohteen verran. Tämä tarkoittaa, että vian sattuessa voidaan korvata suurimman käyttökohteen tuottama häiriö sähköverkossa, olipa se kuluttava kohde, kuten teollisuuslaitos, tai tuottava kohde, kuten voimalaitos. Alitaajuushäiriöitä varten varataan 1450 MW tuotantoa, jotta sähköverkon taajuutta saadaan ylös säädettyä ja ylitaajuushäiriöitä varten varataan 1400 MW kulutuskohteita, jotta sähköverkon taajuutta saadaan alas säädettyä. Pohjoismaiden kantaverkot toimivat yhdessä sähköverkon taajuuden ylläpidossa jakamalla vuosittain yhteisesti ylläpidettävien taajuusohjattujen käyttö- ja häiriöreservien määrät. (Fingrid 2024g)



Kuva 3. Reservilajit, toimintatasot ja aktivointiajat (mukaiillen Fingrid 2024g).

Eri sähköntuotanto- ja kulutustavat sopivat paremmin toisille reservituotteille kuin toisille. Kuvassa 4 on esitetty eri tuotantotapojen sopivuuksia reservituotteille niiden

ylös- ja alassäädön mukaan. Esimerkiksi lämpövoima ei sovi FFR, koska sen sähköntuotantoa ei pystytä säätämään sekunnissa.



Kuva 4. Tuotanto- ja kulutustapojen sopivuus eri reservilajeihin (mukaiillen Fingrid 2023d; Fingrid 2024a; Fingrid 2024c; Fingrid 2024e; Fingrid 2024h).

4.1 Nopea taajuusreservi (FFR)

Nopea taajuusreservi (FFR, Fast Frequency Reserve) otettiin käyttöön Pohjoismaissa vuonna 2020. Sitä käytetään pienen inertian tilanteisiin. Hetkelliset taajuuden muutokset riippuvat tehomuutoksen suuruudesta, järjestelmän inertiaasta ja reservien aktivointinopeudesta häiriön tapahtumisen jälkeen. Vian suuruus ja hetkellinen sähköjärjestelmän inertia määräävät tarvittavan nopean taajuusreservin suuruuden. Reservi toimii automaattisella säätimellä, jonka toiminta perustuu taajuusmittauksiin. Taajuuden pudotessa tietyn arvon alle, aktivoituu reserviteho täysimääräisesti vaaditussa ajassa. (Fingrid 2024f)

Nopea taajuusreservi aktivoidaan ylössäätönä joko pienentämällä tehon kulutusta tai lisäämällä tehoa sähköverkkoon. Reservitoimittaja valitsee yhden kolmesta vaihtoehdosta nopean taajuusreservin toimintaan (taulukko 1). Esimerkiksi tilanteessa, jossa sähköjärjestelmän taajuus on 49,7 Hz tai alle, tulee koko reservikohteen aktivoitua 1,3 sekunnissa tai nopeammin. Aktivointi voi olla rampmainen tai askelmainen, mutta reservikohteen teho ei saa alittaa aktivoinnin alkuketken tehoa. (Fingrid 2023c)

Taulukko 1. Nopean taajuusreservin (FRR) reservitoimittajan aktivointivaihtoehdot (mukaiillen Fingrid 2023c).

Aktivointitaajuus [Hz]	Aktivointiaika [s]
$\leq 49,7$	$\leq 1,3$
$\leq 49,6$	$\leq 1,0$
$\leq 49,5$	$\leq 0,7$

Aktivoinnin kesto riippuu deaktivoitinopeudesta, mikä tarkoittaa reservikohteen palauttamista tilaan, jossa kapasiteetti ei ole aktivoitu. Mikäli aktivoinnin vähimmäiskesto on viisi sekuntia, saa deaktivoitinopeus olla enintään 20 % reservikapasiteetistä sekunnissa. Jos taas aktivoinnin vähimmäiskesto on 30 sekuntia, ei deaktivoitinopeudella ole rajoitusta. Reservikohteen tehomuutos ei saa ylittää nopeaan taajuusreserviin hyväksytyä kapasiteettia yli 20 %. Ylitys mitataan aktivoinnin aikana toteutuneesta suurimmasta aktivoituneesta tehosta. Aktivointisyklin pituus on enintään 15 minuuttia eli kohteen on kyettävä aktivointiin uudelleen 15 minuutin kuluttua edellisestä aktivoinnista. Sopivuus todetaan säätökokeella. (Fingrid 2023c)

4.2 Taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservit (FCR)

Taajuusohjatut käyttö- ja häiriöreservit (FCR, Frequency Containment Reserve) ovat automaattisia pätötehoreservejä. Niitä ovat FCR-N ja FCR-D. FCR-N tarkoittaa taajuusohjattua käyttöreserviä ja sitä käytetään sähköverkon normaalitilassa, jossa toimitaan taajuudella 49,9–50,1 Hz. FCR-D tarkoittaa taajuusohjattua häiriöreserviä, joka voi toimia sähköverkon ylös- tai alassäädössä. Ylössäätöä tarvitaan, kun taajuus laskee 49,9–49,5 Hz alueelle ja alassäätöä, kun taajuus nousee 50,1–50,5 Hz alueelle. Ylössäätö tapahtuu joko sähköntuotannon lisäyksellä tai kulutuksen vähentämisellä ja alassäätö sähköntuotannon vähentämisellä tai kulutuksen lisäyksellä. (Fingrid 2024i; Entsoe 2023)

FCR-N on aina dynaamista, sillä sähköjärjestelmässä esiintyvää taajuusvaihtelua täytyy vaimentaa riittävän nopeasti aktivoinnin jälkeen. FCR-D taas voi olla dynaamista tai staattista. Staattinen FCR-D tarvitsee enemmän aikaa aktivoinnin jälkeen eikä pysty jatkuvaan säätöön. Dynaaminen FCR-D sen sijaan pystyy säätämään aktivoitua reserviä ajallisesti jatkuvasti, kun taajuuspoikkeama pienenee. Dynaamisilta FCR-D ja FCR-N vaaditaan tietty stabiilisuus, jotta taajuuden säädössä ei synny vaimentamatonta heiluntaa

liian aggressiivisen säädön takia. Kun reservitoimittaja haluaa osallistua markkinoille, täytyy kohteelle tehdä säätökoe, jonka avulla tarkistetaan tuottajan pätevyys toimia kyseisessä sähköverkossa. Pätevyys tarkistetaan viiden vuoden välein uudelleen tai jos toimittajan laitteisto on merkittävästi muuttunut tai modernisoitu. Säätökoe on siniaaltotesti taajuustasossa. Kokeessa käytetään testisignaalia korvaamaan sähköverkon taajuusmittaus. Testisignaalit voivat sisältää siniaaltoja, rampeja sekä askelmaisia taajuusmuutoksia. Testejä voidaan myös tehdä eri säätöparametreilla tai pohjatehoilla, jolloin testataan toimintaa eri käyttötilanteissa. Reservikohteella täytyy olla taajuusmittaus ja pätötehomittaus, joiden tietojen perusteella säätökoe voidaan todentaa. Mittaukset on myös toteutettava reservissä normaalikäytössä. (Entsoe 2023)

Fingrid hankkii osan tarvittavasta FCR-kapasiteetista vuosimarkkinoilta, joissa kilpailutuksen jälkeen Fingrid tekee vuosisopimuksen tiettyjen reservitoimittajien kanssa. Tämä sopimuskausi kestää vuoden ja vuosimarkkinoille ei pääse mukaan kesken sopimuskauden. Sopimus kertoo kuinka paljon kapasiteettia Fingrid ostaa toimittajalta ja se ostetaan täysmääräisesti. Toisen osan tarvittavasta kapasiteetista Fingrid ostaa tuntimarkkinoilta, jotka määräytyvät edellisenä päivänä jätettyjen tarjousten mukaan. Tuntimarkkinoille voi tulla kesken kauden eikä se vaadi vuosisopimusta. Vuosimarkkinoilla toimiva reservitoimittaja voi myös osallistua tuntimarkkinoille, jos tällä on ylimääräistä kapasiteettia vuosisopimuksen määräämän määrän jälkeen. (Fingrid 2024i)

FCR-D on nopeasti aktivoituva häiriöreservi. Taajuuspoikkeaman kasvaessa yli 50,5 Hz tai laskiessa alle 49,5 Hz, täytyy reservin aktivoida vähintään 86 % kapasiteetistaan 7,5 sekunnin aikana (Fingrid 2024i). Reservitoimittaja voi tuottaa FRR ja FCR-D ylössäätöä yhtäaikaaisesti tai rinnakkain, jos se täyttää kapasiteetti- ja tekniset vaatimukset. Toimittajalla täytyy olla kuitenkin luvat ja sopimukset molemmille markkinoille erikseen, jotta tämä voi toimia niillä yhtäaikaaisesti. (Fingrid 2023c)

4.3 Automaattinen taajuuden palautusreservi (aFRR)

Automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR, automatic Frequency Restoration Reserve) toiminta perustuu pohjoismaisen synkronialueen taajuuspoikkeamiin. Niiden perusteella lasketaan palautusta varten tarvittava tehonmuutos, minkä jälkeen Fingrid lähettää automaattisesti aktivointipyynnön reservin toimittajille. Toimittajien täytyy

aloittaa aktivointi 30 sekunnin kuluessa ja reservin täytyy olla aktivoitu kokonaan viiden minuutin kuluessa signaalin lähetyksestä. Fingrid lähettää signaalia 10 sekunnin välein ja signaalin etumerkki kertoo, onko aktivointipyyntö alas- vai ylössäätöä. Sopivuus aFRR toimintaan todetaan säätökokeella, jossa käytetään testisekvenssiä. Tässä sekvenssissä testataan tehomuutosta ja selvitetään, pystyykö reservikohde toteuttamaan halutun tehomuutoksen minimi- ja maksimit. Samalla kohteen täytyy myös täyttää aktivointinopeusvaatimukset. (Fingrid 2022a)

4.4 Manuaalinen taajuuden palautusreservi (mFRR)

Manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR, manual Frequency Restoration Reserve) tehtävänä on palauttaa sähköverkko haluttuun 50,0 Hz taajuuteen. Se myös vapauttaa aktivoituneet taajuuden vakautusreservit (FCR). Fingrid hankkii mFRR kapasiteetin säätösähkö- ja säätökapasiteettimarkkinoilta, johon reservitoimittajat jättävät tarjouksiaan. Toimittajan täytyy aktivoida koko tilattu reservi 15 minuutin kuluessa aktivoinnista. Säädön tarjottu teho tulee toteuttaa koko käyttötunnin ajan. Säädetarjouksen vähimmäiskapasiteetti on 5 MW ja maksimi 200 MW. (Fingrid 2023b). Hyväksyttämismenettely mFRR reservin tapauksessa on yksinkertaisempi kuin esimerkiksi aFRR tai FCR reservien tapauksissa, sillä siihen ei vaadita säätökoetta (Fingrid 2023a).

Pohjoismaiden on tarkoitus osallistua eurooppalaisille FRR markkinapaikoille lähivuosien aikana. Näitä ovat PICASSO aFRR reservin kohdalla ja MARI mFRR reservin tapauksessa. Ennen tätä otetaan kuitenkin käyttöön mFRR-energiamarkkinapaikka pohjoismaiden välillä. Tähän osallistuvat Suomen Fingrid, Ruotsin Kraftnät ja Tanskan Energinet DK (Fingrid 2024d). Uudet pohjoismaiset markkinat on tarkoitus ottaa käyttöön 3.12.2024, jolloin siirrytään myös käyttämään 15 minuutin säätötarjouksia entisten yhden tunnin sijaan. (Fingrid 2024k)

Liityttäessä eurooppalaisille mFRR-markkinapaikoille myöhemmin, muuttuvat myös jotkin tuotemääritykset. Manuaalisen säädön täytyy aktivoida täysin 12,5 minuutissa nykyiseen 15 minuuttiin verrattuna ja säätötarjousten koko putoaa viidestä MW:sta yhteen MW:iin minimitarjousten tapauksessa. (Fingrid 2024b)

4.5 Fingrid varavoimalaitos

Fingridillä on manuaalista taajuudenpalautusreserviä myös varavoimalaitosten muodossa. Nämä ovat joko Fingridin omia voimalaitoksia tai käyttöoikeussopimuksella Fingridin käytössä sopimuskauden ajan, joka on yleensä vähintään kymmenen vuotta, olevia voimalaitoksia. Tällä hetkellä Fingridillä on omaa varavoimaa yhteensä 927 MW ja käyttöoikeussopimustehoa 120 MW. Fingrid ei kuitenkaan tee uusia käyttöoikeussopimuksia eikä nykyisiä sopimuksia jatketa niiden loputtua. Korvaava teho hankitaan säätökapasiteettimarkkinoilta ja Fingrid ilmoittaa erikseen mahdollisista tarjouskilpailuista pidempiaikaisiin säätökapasiteettisopimuksiin. (Fingrid 2024l)

Varavoimalaitoksia käytetään todella harvoin, joten toimintavarmuuden säilyttämiseksi niitä täytyy testata kuuden viikon välein. Laitosten käynnistymisvarmuuden täytyy olla 90 % ja osa laitoksista käynnistyy 10 minuutin sisään ja osa 15 minuutin päästä aktivoinnista. Usein ei tarvitse aktivoida kaikkia voimalaitoksia, vaan jo muutama voi riittää. Häiriön sattuessa säätösähkömarkkinoiden kapasiteetti on edellä varavoimaloita, joten niitä ei tarvitse käynnistää kovin usein. (Frantti 2019)

4.6 Tehoreservi

Tehoreservi on tehoreservilain (Finlex 2011) mukainen järjestelmä, joka varmistaa sähköntuotannon ja -kulutuksen välisen tasapainon säilymisen. Sen tarkoituksena on varmistaa sähkön riittävyys sähkömarkkinoilla. Tehoreservin hankinnasta vastaa Suomessa Energiavirasto ja käytöstä Finextra Oy, joka on Fingrid Oyj:n tytäryhtiö (Fingrid 2024j). Energiavirasto päättää vähintään kahden vuoden välein, onko tehoreserville tarvetta. Tarve määräytyy tutkimuksesta, jossa arvioidaan sähkön toimintavarmuutta eri tunteina vuodessa. Tämä tarkoittaa sitä, että kuinka monena tuntina vuodessa sähköteho ei riitä kattamaan sähkön kulutusta. Tavoitetasoksi on määrätty Valtioneuvoston toimesta odotusarvoltaan enintään 2,1 tuntia tehovajetta vuodessa. (Energiavirasto 2024a; Energiavirasto 2024b)

Tehoreservin toimintaa ja siihen hakemista ohjaa tehoreservilaki (Finlex 2011). Lain mukaan tehoreservin hakijan täytyy toteuttaa tietyt vaatimukset, jotta se voi hakea osallistumista tehoreserviin Energiavirastolta. Hakijalla täytyy olla valmius ajoon enintään 12 tunnin kuluttua käskyn antamisesta 1.12.–28.2. välisenä aikana ja yhden

kuukauden kuluttua muina aikoina. Lisäksi vähimmäiskapasiteetin täytyy olla yksi megawatti. Yksikön täytyy myös kyetä käyttösäännöissä määriteltyyn tehonmuutokseen ajossa sekä olla valmis 200 tunnin ajoaikaan sopimuksen mukaisella teholla 1.12.–28.2. välisenä aikana. Näiden lisäksi yksikön täytyy täyttää sähkömarkkina-asetuksen 22 artiklan 4 kapasiteettimekanismeille asetetut päästörajat. Viimeiseksi ympäristöluvut ja -vaatimukset eivät saa estää yksikön ajoon ottamista tehoreservissä käyttösopimuksen voimassaolon aikana.

Energiaviraston (2022) mukaan tehoreservissä toimiva voimalaitos ei voi osallistua markkinoille reservikauden aikana EU:n lainsäädännön takia. Sen sijaan Energiavirasto maksaa ylläpitokorvausta laitokselle reservikautta koskevan tarjouksen mukaan ja maksaa myös mahdolliset käytöstä aiheutuvat käyttökustannukset.

Tehoreserviyksikön käyttöönotto tehdään siinä tilanteessa, jos tasehallintaresurssit tullaan käyttämään loppuun 12 tunnin päästä. Tässä tapauksessa tehoreserviyksikköä pyydetään valmistautumaan ajoon Fingridin toimesta, jolloin yksikön omistajan täytyy asettaa yksikkö käyttövalmiuden edellyttämälle tasolle. Käyttövalmiuden nostosta täytyy ilmoittaa yksikölle vähintään 12 tuntia ennen todennäköistä tehoreservin käyttöönottoa. Noston kesto ja tekniset valmiudet sovitaan yksikön haltijan ja Fingridin kesken. Yksikkö otetaan ajoon siinä tapauksessa, että tasehallintaresurssit käytetään loppuun, jolloin Fingrid ilmoittaa ajon aloittamisesta tehoreserviyksikölle. Yksiköllä täytyy olla määrällisesti ja ammattitaitoisesti tarpeeksi henkilökuntaa toteuttamaan säännöissä asetetut velvoitteet. Henkilöstön määrästä vastaa yksikönhaltija ja yksiköllä tulee olla valmius kuuden tunnin yhtämittaiseen ajoon ja ajojen välissä saa olla enintään kolmen tunnin lepoaika. (Fingrid 2022b)

Ennen talvikautta 1.12.–28.2. Fingrid sopii tehoreserviyksikön kanssa koekäytöstä, jossa todetaan yksikön toiminta ja henkilöstön osaaminen. Tässä koekäytössä yksikön täytyy olla ajossa vähintään tunnin ajan yli 80 % sähköteholla tarjotusta tehosta. Fingridillä on myös mahdollisuus koekäyttää yksikkö talvikauden aikana kerran, mutta Fingridin on ilmoitettava siitä yksikölle 12 tuntia etukäteen. Muulloin kuin talvikautena valmiusaika on yksi kuukausi, jolloin tehoreserviyksikön täytyy Fingridin pyynnöstä siirtyä 12 tunnin käyttövalmiuteen kuukauden kuluessa. (Fingrid 2022b)

Fingrid maksaa tehoreserviyksikön haltijalle useita eri korvauksia. Muuttuvia kustannuksia ovat muun muassa polttoainekustannukset ja tuotantoon tarvittavien päästöoikeuksien arvo (€/MWh), joita korvataan sen mukaan, miten yksikön haltija on sopinut Energiavirastolle jättämässään tarjouksessa. Lisäksi tehoreserviyksikölle maksetaan käyttövalmiuden noston ylläpitokustannuksia (€/h) ja käyttövalmiuden noston kiinteä kustannus (€/käyttöönottovalmiuden nosto). Laitoksen käynnistykseen liittyy myös kiinteä käyttöönottokustannus (€/käynnistys), mikä määräytyy myös Energiavirastolle jätetyn tarjouksen mukaan. Lisäksi tehoreserviyksikön haltijalle maksetaan ylläpitokorvausta Energiaviraston tekemän hankintapäätöksen mukaan reservin ylläpidosta, mikä määräytyy hakemuksessa ilmoitettujen kiinteiden kustannusten perusteella. Tätä korvausta maksetaan kuitenkin vain talvikuukausilta 1.12.–28.2. (Fingrid 2022b)

Energiaviraston (2024a) mukaan tehoreservin tarve on laskenut paljon uusien investointien myötä. Merkittäviä kohteita ovat muun muassa Olkiluoto 3-ydinreaktorin käyttöönotto, vuonna 2025 valmistuva Aurora Line-vaihtosähköyhteys Suomen ja Ruotsin välillä sekä tuulivoiman suuri kasvu. Näiden investointien takia tehoreservikapasiteettiä ei hankita esimerkiksi kaudelle 1.11.2024–31.10.2025. Energiavirasto laatii arvion resurssien riittävydestä sähköjärjestelmässä vähintään joka toinen vuosi, mutta tehoreservitarpeen selvityksen mukaan lähivuosina ei tule olemaan merkittäviä muutoksia reservin tarpeen kannalta. Tämän takia tehoreservin tarve on epätodennäköistä vuoteen 2030 asti (Energiavirasto 2024b).

Energiaviraston (2024b) päätöksessä ilmaistiin myös muiden tahojen, kuten Huoltovarmuuskeskuksen, Fingridin, Energiateollisuus ry:n ja Suomen sähkökäyttäjät ry:n kannat tehoreservin tarvetta koskien. Näistä Suomen sähkökäyttäjät ry ja Energiateollisuus ry olivat sen kannalla, että Energiaviraston päätös olla hankkimatta tehoreserviä tulevalle kaudelle oli perusteltu ja oikein. Fingrid sen sijaan mainitse, että tutkimuksessa oli puutteita muun muassa lähiaikojen muutosten osalta sähköntuotannossa, mutta piti kuitenkin Energiaviraston päätöstä perusteltuna ja oikean suuntaisena. Huoltovarmuuskeskus sen sijaan oli aivan toista mieltä, eikä pitänyt tehoreservin määrää riittävänä. Perusteluina mainittiin muun muassa nykyinen turvallisuustilanne ja se, että eri vikaantumistiloja ei ollut huomioitu tarpeeksi selvityksessä.

Energiaviraston (2022) mukaan sopimukset tehoreserviä varten tehdään vuodeksi kerrallaan. Voimalaitokset voivat jättää tarjouksensa heinäkuun loppuun mennessä ja kausi alkaa lokakuun ja marraskuun vaihteessa. Energiaviraston (2017) mukaan valintoihin sovelletaan tehoreservilain mukaisia ehtoja, joiden perusteella todetaan kohteen soveltuvuus ja valintaperusteena on halvin hinta. Halvimpia tarjouksia otetaan mukaan reserviin, kunnes tehotavoite kyseiselle reservikaudelle täyttyy.

4.7 Sähköreserveihin liittyvä tutkimus

Nukarinen (2022) tutki opinnäytetyössään Terrafamen soveltumista reservimarkkinoille. Työssä käsiteltiin taajuusohjattuja käyttö- ja häiriöreservejä (FCR) sekä nopeaa taajuusreserviä (FFR). Lopputuloksena oli, että reservitoimintaan olisi kannattavaa osallistua käytössä olevilla laitteistoilla, joissa on säätövaraa. Myös Hirn (2015) tutki opinnäytetyössään eri teollisten laitteistojen ja voimalaitosten osallistumista reservimarkkinoille. Työssä tarkasteltiin muun muassa sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitosten eli CHP-voimalaitoksen osien ja pienvesivoimalan soveltuvuutta reserveihin. Kyseessä oli kuitenkin pienen mittakaavan tuotantoa.

Jokiniemi (2014) tutki diplomityössään teollisuuden kysyntäjoustopon mahdollisuuksia ja osallistumista eri reservien markkinoille. Teollisuuden tuotanto on jo pitkään toiminut osana reservimarkkinoita ja on oleellinen osa joidenkin reservien tarpeista. Työssä tuotiin esille se, kuinka taajuusohjatuille reserveille pääseminen on usein vaikeaa säännösten takia ja pienten kohteiden on vaikea päästä mukaan säätövoimamarkkinoille suurten tehovaatimusten takia.

CHP-laitosten toimintaa reservimarkkinoilla on tutkittu paljon. Muun muassa Haakana et al. (2017) tutkivat CHP-voimalan mahdollisuuksia osallistua spot- ja reservimarkkinoille Suomessa. Tutkimuksen mukaan osallistuminen reservimarkkinoille muun tuotannon kanssa on kannattavaa, vaikka kapasiteetin varaaminen markkinoille voi ottaa tuottoa pois muilta markkinoilta. Furtwängler ja Weber (2018) tutkivat saksalaisia spot- ja reservimarkkinoita CHP-voimaloille. He tutkivat myös lämmön tuotannon vaikutusta reservien tuottoihin ja laskivat tuottoja niin lämmön tuotannon kanssa, kuin myös ilman.

Sisso (2019) tutki opinnäytetyössään Riikinvoiman ekovoimalaitoksen mahdollisuuksia osallistua sähkömarkkinoille. Työssä käytiin läpi eri reservien markkinoita ja pohdittiin

niiden tulevaisuutta. Siinä myös selvitettiin tutkittavan voimalaitoksen mahdollisuuksia osallistua eri reserveihin ja tuloksena oli, että nykyisillä säätömenetelmillä voitaisiin osallistua esimerkiksi säätösähkömarkkinoiden alassäätöön. Työssä otettiin myös kantaa siihen, kuinka siirtyminen 12,5 minuutin aktivointiaikaan voi aiheuttaa ongelmia säädön kanssa, mutta koska reserviin voisi osallistua pienemmällä tehomäärällä, olisi säätökin nopeampi.

4.8 Esimerkkivoimalaitoksen soveltuvuus sähkön reservimarkkinoille

Tässä kappaleessa arvioidaan kirjallisuuden perusteella tutkittavan voimalaitoksen soveltuvuutta eri reserveihin. Arviot perustuvat myös voimalaitoksen selvitettyyn nykytilaan, mitä on verrattu reserville asetettuihin vaatimuksiin. Arvioissa otetaan huomioon myös reservien nykytila eli kuinka paljon nykyisellään käytetään lämpövoimaa kyseisessä reservissä. Lämpövoimaa on käytössä useassa suuruusluokassa ja voimalaitoskohtaiset erot voivat olla suuria esimerkiksi ylösajon nopeuden osalta. Osa laitoksista on myös normaaliajossa sekä reservin käytössä, kun taas työssä tarkasteltavan voimalaitoksen oletetaan olevan poissa normaalista sähkön ja lämmön tuotannosta.

FFR

Nopea taajuusreservi FFR vaatii todella nopean aktivointiajan ja aktivoituu suurissa taajuuspoikkeamissa, joissa sähköjärjestelmässä on vähäisesti inertiaa. Hitain valittava tapa vaatii 1,3 sekunnin aktivoinnin 49,7 Hz taajuudessa (taulukko 1). FFR-kapasiteettia ei myöskään hankita lämpövoimalaitoksilta, koska ne eivät yleisesti ottaen kykene tarpeeksi nopeisiin tehon muutoksiin. Sen sijaan energiavarastot, kulutus ja aggregoidut pienkohteet ovat tämänhetkinen vaihtoehto toteutukseen (Fingrid 2024e). Tämän takia työssä käsiteltävä höyryvoimalaitos ei sovellu FFR-reserviin.

FCR-N ja FCR-D

Taajuusohjatun käyttöreservin FCR-N aktivointiaika on noin kolme minuuttia ja on jatkuvasti käytössä. Reservissä käytetään energiavarastoja, kulutuskohteita, aggregoituja teknologioita sekä vesi ja lämpövoiman tuotantoa (Fingrid 2024h). Työssä tarkasteltava höyryvoimalaitos ei kykene käynnistykseen kolmen minuutin aktivointiajalla vaan laitoksen täytyisi olla jo tuotannossa mukana, jotta säätö voitaisiin toteuttaa. Jos oletetaan,

että voimalaitos säilötään kylmänä, ei sitä pystytä ajamaan ylös tarpeeksi nopeasti FCR-N markkinoille.

Taajuusohjattu häiriöreservi FCR-D vaatii nopean aktivointiajan ja aktivoituu suuremmissa taajuuspoikkeamissa. Kohteen on aktivoitava 86 % kapasiteetistaan 7,5 sekunnin aikana. Ylössäädössä käytetään energiavarastoja, kulutuskohteita, aggregoituja teknologioita sekä vesivoiman ja lämpövoiman tuotantoa (Fingrid 2024h). Alassäädössä käytetään energiavarastoja, kulutuskohteita, aggregoituja teknologioita sekä vesi-, ydin- ja aurinkovoiman tuotantoa. (Fingrid 2024h). FCR-D ylössäädössä lämpövoiman osuus on todella pieni ja tuotannon osuudesta suurin osa on vesivoimaa. Työssä käsiteltävä höyryvoimalaitos ei pysty ylösajoon 7,5 sekunnissa vaan laitoksen täytyisi olla jo valmiiksi tuotannossa. Alassäätö on harvinaista lämpövoimaloilla, mutta esimerkiksi Loviisan ydinvoimala osallistuu kyseiseen reserviin ja tarvittaessa sen tuotantoa voidaan vähentää (Fingrid 2022d).

aFRR

Automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) aktivointi täytyy aloittaa 30 sekunnissa ja sen täytyy olla kokonaan aktivoitu viiden minuutin kuluessa. Reservissä käytetään kulutuskohteita, energiavarastoja sekä vesivoiman ja tuulivoiman tuotantoa (Fingrid 2024a). Työssä tarkasteltava höyryvoimalaitos ei pysty näin nopeaan aktivointiin eikä lämpövoimaa käytetä kyseisessä reservissä, joten laitos ei sovellu tähän reserviin.

mFRR

Manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) aktivointiaika on nykyisellään 15 minuuttia, mutta tulee laskemaan 12,5 minuuttiin, kun Pohjoismaat liittyvät eurooppalaisille säätösähkömarkkinoille lähivuosina. Myös aktivoinnin kesto tulee laskemaan nykyisestä tunnista 15 minuutin jaksoihin, joita voi olla useampi peräkkäin. mFRR-markkinoilla käytetään kulutuskohteita, tuuli-, lämpö- ja vesivoiman tuotantoa, niin ylös- kuin allassäädössäkin (Fingrid 2024c). Työssä tarkasteltava höyryvoimalaitos ei pysty käynnistymään tässä ajassa vaan laitoksen täytyisi olla jo tuotannossa, jotta tämä säätö olisi mahdollista.

Fingridin mFRR-varavoimalaitokset ja käyttöoikeuslaitokset vaativat 10–15 minuutin aktivointiajan (Frantti 2019). Niitä käytetään harvoin ja ovat lähes poikkeuksetta

kaasuturbiinivoimalaitoksia (Fingrid 2024l). Työssä käsiteltävällä höyryvoimalaitoksella ei pystytä näin nopeaan ylösajoon.

Tehoreservi

Tehoreservissä oleva kohde täytyy pystyä aktivoimaan 12 tunnin kuluessa valmiustilaan siirtymiskäskystä. Nykyisellään tehoreservijärjestelmää ei ole perustettu, mutta tilanne voi muuttua tulevaisuudessa. Alustavien arvioiden mukaan työssä tarkasteltava höyryvoimalaitos pystyttäisiin ehkä ylösajamaan kylmäsäilönnästä 12 tunnissa. Markkinaoikeuden (2018) päätöksestä käy ilmi, että Kainuun Voima haki energiaviraston tehoreserviin vuonna 2017, mutta tarjous hylättiin. Energiaviraston näkemyksen mukaan laitoksella ei ollut tarjota hyväksyttävää erillistä voimalaitosyksikköä reserviin. Erillisellä tuotantoyksiköllä täytyy kyseisen päätöksen mukaan olla voimakattila, höyryturbiini ja generaattori, jotka ovat eriytetty muusta tuotannosta. Päätöksessä mainittiin, että sen aikaisessa tilanteessa, jossa turbiini ja pääkattila olivat yhtä aikaa kaupallisessa tuotannossa, ei pystytty varmistamaan toimintavarmuutta tehoreservissä, tehoreservilain 8 §:n mukaisesti. Myöskään osaa voimalaitoksen sähkötehosta ei pysty tarjoamaan tehoreserviin. Lämpövoimalaitoksen tapauksessa muusta tuotannosta täytyy erottaa polttoaineenkulutus, höyryntuotanto ja sähköntuotanto tehoreserviä varten.

Tilanteeseen tulee kuitenkin muutos lähivuosina, kun kaukolämmön tuotanto laitoksen pääkattilalla lopetetaan. Silloin voimalaitoksella olisi tarjota reserviin halutut sähköntuotannon osat voimakattila, höyryturbiini ja generaattori. Tässä tapauksessa laitos voisi tuottaa sähköä vastapaine- ja lauhdeturbiineilla.

5 MATERIAALIT JA MENETELMÄT

5.1 Tutkimuksen toteutus

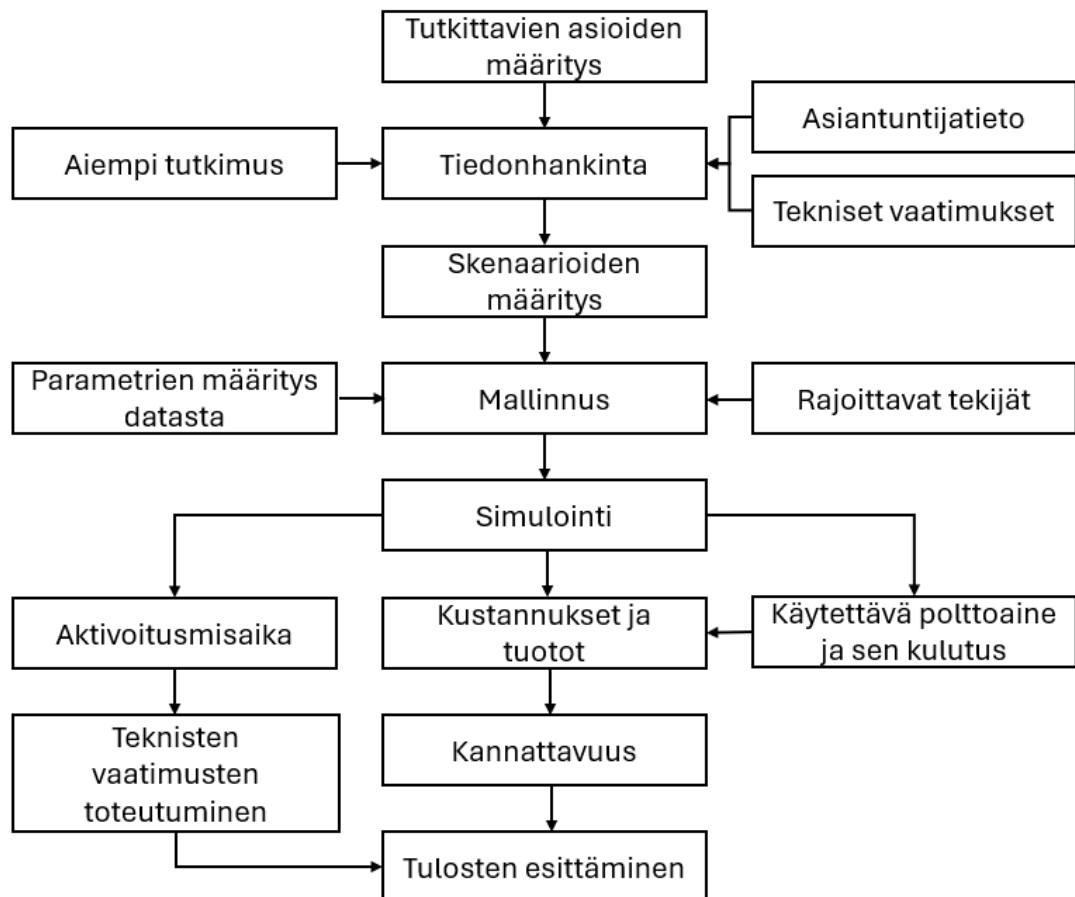
Tässä kappaleessa käydään läpi, miten työn malli määritellään ja mitä sillä tehdään. On tärkeää huomioida mihin tarkoitukseen malli tehdään. Eli ensin täytyy määrittää mallinnettava asia, mikä tämän työn tapauksessa on voimalaitoksen toiminta ja erityisesti kattilan toiminta. Tiedonhankinnassa on tärkeää, että tieto liittyy tutkittavaan asiaan, jotta sitä voidaan hyödyntää. Asiantuntijatieto on myös tärkeää, varsinkin voimalaitoksen henkilökunnalta, joilla on tietoa voimalaitokseen liittyvistä yksityiskohdista. Nämä asiat voivat vaikuttaa merkittävästi voimalaitoksen toimintaan verrattuna esimerkiksi tyypilliseen samankokoiseen laitokseen. Voimalaitokselta saatava mittausaineisto auttaa selvittämään juuri kyseisen laitoksen dynamiikkaa ja sillä voidaan myös validoida tehty mallia, mikä auttaa arvioimaan mallin hyvyttä.

Mallin hyvyys voidaan todeta vertaamalla mallinnustuloksia mittausaineistoon ja saatavilla olevaan todettuun tietoon. Näiden tietojen poikkeamat kertovat, kuinka paljon ne vastaavat toisiaan, minkä perusteella voidaan sanoa, kuinka todenmukaisia tulokset olivat.

Kirjallisuudesta on esitetty paljon erilaisia malleja voimalaitoksista, mutta nämä tutkimukset ovat usein tehty tiettyyn tarkoitukseen, kuten tämänkin työn malli, joka tulee olemaan mahdollisimman yksinkertainen sen käyttötarkoitukseen suhteutettuna. Toisin sanoen, mallilla kuvataan voimalaitoksen ylösajoa, tietyn sähköenergiamäärän tuotanto ja alasajo. Mallin parametrit määritetään asiantuntijatiedoista, voimalaitoksen mittausaineistosta ja kirjallisuudesta.

Malli pyritään pitämään suhteellisen yksinkertaisena, mikä tarkoittaa, että siinä ei esimerkiksi huomioida kattilahiekan partikkelikokoa tai polttoaineen partikkelikokoa. Lisäksi mallissa ei erikseen huomioida, kuinka tehdyt muutokset todellisuudessa vaikuttavat esimerkiksi virtauksiin tai rakenteisiin. Mallinnuksessa kattilaa ei ole jaettu eri alueisiin dynamiikan tai lämpötilan mukaan, vaan kattilaa ajatellaan yhtenä osaprosessina.

Kuvassa 5 on esitetty tutkimuksen toteutus kaaviona. Ensimmäiseksi määritetään tutkittavat asiat, minkä jälkeen kerätään tietoa aiheesta eri lähteistä, kuten aiemmista tutkimuksista ja asiantuntijoilta, sekä kerätään tarvittavat tekniset vaatimukset tutkittavaan aiheeseen liittyen. Tämän jälkeen määritetään tutkittavat skenaariot, jotta mallilla pystytään tutkimaan haluttuja asioita. Sitten rakennetaan malli käyttäen Excel-ohjelmaa, jota varten lasketaan ja määritetään parametrit voimalaitoksen saatavissa olevasta mittausaineistosta sekä määritetään prosessia rajoittavat tekijät. Tämän jälkeen suoritetaan simuloinnit määritetyille skenaarioille. Niiden avulla selvitetään tuottavuuteen ja energiataseeseen liittyvät määreet sekä teknisten vaatimusten kannalta olennaiset vaatimukset. Näiden avulla voidaan selvittää tutkimusongelmaan liittyvät mahdollisuudet sekä kustannusten ja tuottojen kautta kannattavuus. Lopuksi esitetään saadut tulokset.



Kuva 5. Tutkimuksen toteutus.

Tutkittavat asiat on määritelty työn johdannossa kappaleessa 1. Tiedonhankinta jakautuu kappaleen 4 kirjallisuustutkielmaan ja kappaleen 5.2 voimalaitoksen tietoihin ja asiantuntijatietoon. Tekniset vaatimukset on esitetty reservien esittelyn yhteydessä kappaleessa 4. Eri simulointiskenaariot ja mallin rakentaminen on määritelty kappaleissa

5.4 ja 5.5. Simulointitulokset esitetään kappaleessa 6.1, jossa määritetään myös aktivointiaika ja todetaan teknisten vaatimusten toteutuminen. Samasta kappaleesta löytyvät myös eri polttoaineiden kulutukset, kustannukset, päästöt ja tuotot. Kannattavuuslaskelmat ja niistä tehdyt johtopäätökset esitetään kappaleissa 6.1 ja 6.2.2.

5.2 Tutkittava voimalaitos

Kainuun Voima Oy on Kajaanin Energiatuotanto Oy:n ja Kajaanin kaupungin puoliksi omistama yhtiö, jonka tehtävänä on tuottaa sähköä ja lämpöä voimalaitoksilla osakkailleen omakustannushintaan. Kajaanin kaupungin laitososuudet ovat vuokrattu Loiste Energia Oy:n käyttöön. Parhaillaan voimalaitosten käytöstä ja kunnossapidosta vastaa Eltel Networks Pohjoinen Oy. Kainuun Voima Oy on Mankala-yhtiö, joka toimii omakustannusperiaatteella eikä hae voittoa. Kiinteät kustannukset jakautuvat omistuksen suhteessa osakkaille ja muuttuvat kustannukset aiheuttamisperiaatteen mukaan. (Kainuun Voima Oy 2022)

Työssä tutkittava voimalaitos on Kainuun Voima Oy:n höyryvoimalaitos Renforsin rannassa Kajaanissa (kuva 6). Laitos tuottaa Renforsin Rannan yrityksille prosessihöyryä, kaukolämpöä Kajaanin kaukolämpöverkkoon ja vastapainesähköä lämmöntuotannon yhteistuotantona. Kattilan hyötysuhde on noin 90 %. Lisäksi laitos voi tuottaa tarvittaessa myös lauhdesähköä. (Kainuun Voima Oy 2024)



Kuva 6. Kainuun Voiman höyryvoimalaitos Kajaanissa.

Voimalaitoksen on määrä lopettaa lämmön tuotanto kaukolämpöverkkoon lähivuosien aikana, joten on tärkeää tutkia vaihtoehtoja laitoksen sulkemisen sijaan. Tässä työssä keskitytään vaihtoehtoon, jossa laitos toimisi Fingridin reservimarkkinoilla.

Voimalaitoksen höyrykattila on Ahlstrom boilersin (nykyisin Sumitomo) kiertopetikattila. Kattila on tehty vuonna 1989, sen rakennepaine on 160 bar, kirjattu höyrykuorma 100 kg/s, syöttöveden lämpötila 238 °C, höyryn tulistuspaine 137 bar ja lämpötila 535 °C. Kattilan vesikierto on luonnonkierto ja höyryn paineen säätö on liukuva eli asetuspaine muuttuu kuorman mukaan. Kuvassa 7 on esitetty kattilan muurattu alaosa ja seinillä olevat höyrystysputket.



Kuva 7. Kiertopetikattila sisältä.

Pääkattilassa käytetään käynnistyksessä kevyttä polttoöljyä kuudella öljynpolttimella. Lämpötilan noustessa 450 °C:een, voidaan aloittaa biopolttoaineen lisäys. Lämpötilan noustessa 650 °C:een, voidaan lopettaa öljyn poltto. Pääpolttoaineena käytetään biomassaa, joka on pääasiassa puuta ja jonkin verran turvetta päivittäin pitämään kattilan rikkipitoisuus tarpeeksi korkealla. Biopolttoaineen sisältämä kloori aiheuttaa haittoja lämmönsiirtopinnoille kattilassa, joten on tärkeää, että se sitoutuu joko savukaasuihin tai tuhkaan (Aluehallintovirasto 2023). Hiiltä käytetään varapolttoaineena, kun pääpolttoaineen syöttö keskeytyy ajon aikana, pääpolttoainetta ei ole saatavilla tai jos kattilan lämpötila laskee alle 690 celsiusasteeseen ajon aikana. Kyseisessä kattilassa pystytään polttamaan hyvin monenlaisia polttoaineita. Tosin tasaiseen polttoon paras polttoaine on aina ominaisuuksiltaan tasalaatuinen ja vakiokosteudessa. (Väyrynen 2024)

Laitoksella on myös varakattila, jota voidaan käyttää erillisenä, esimerkiksi kaukolämpöverkon lämmitykseen, ohittaen turbiinit ja syöttämällä höyry suoraan kaukolämpöverkon lämmönvaihtimeen. Varakattila on Tamentecin Tampereella valmistama öljykattila. Sen kirjattu teho on 120 MW, höyrykuorma 54 kg/s, höyryn paineen maksimi 30 bar ja höyryn lämpötila 212–237 °C. Kattilassa on kaksi kevytöljypoltinta ja LNG (nestemäinen maakaasu) polttimia.

Voimalaitoksessa on kaksi turbiinia samalla akselilla. Ensimmäinen turbiini on vastapaineturbiini ja toinen on lauhdeturbiini (kuva 8), joka voidaan liittää akselille käyttöön kytkimellä. Turbiinien valmistaja on Siemens ja niiden pyörimisnopeus on 3000 kierrosta minuutissa. Turbiinien mitoitusteho on 76 MW ja maksimiteho 84,46 MW. Turbiinin käynnistys voidaan aloittaa noin 400 celsiusasteessa (Väyrynen 2024).



Kuva 8. Turbiinihuone, jossa vasemmalla vastapaineturbiini ja oikealla lauhdeturbiini.

Voimalaitoksella on yksi generaattori, joka on Siemensin tahtigeneraattori. Sen teho on 88 MVA ja kierrosluku on 3000 kierrosta minuutissa, kuten turbiineissakin. Konetyyppi on magnetointikone ja generaattori painaa 115730 kg.

Voimalaitoksen kattila on kiertopetikattila, mitä suurena höyryvoimalaitoksena ei pystytä käynnistämään kovin nopeasti. Ylösajo kylmäsäilönnästä kestää tyypillisesti puolesta vuorokaudesta muutamaan vuorokauteen riippuen tilanteesta. Ajon aloittamista rajoittaa suuresti kattilan painerungon lämpölaajenemisominaisuudet ja muuraukset, sillä niitä ei saa lämmittää liian nopeasti tai siitä voi aiheutua rakenneaurioita. Turbiini sen sijaan lämpenee kylmästä käyttövalmiuteen noin kahdessa tunnissa. Alasajo voidaan tehdä nopeammin kuin ylösajo.

Laitoksen kattila toimii pienemmällä höyrykuormalla kuin leijupetikattila ja suuremmilla kuormilla kiertoleijukattilana. Jotta kattila säilyttää poltto-ominaisuutensa, täytyy lämpötilan ja kuorman olla tarpeeksi iso. Minimi höyrykuorma kattilalla on 19 kg/s ja

minimi sähköteho 8 MW. Maksimikuorma on teoreettisesti 100 kg/s, mutta kattila on vanha ja siihen on ajan myötä tehty muutoksia, joten todellinen maksimi on noin 70 kg/s. Maksimi sähköteho on noin 80 MW. (Väyrynen 2024)

Kainuun Voiman ympäristöluvassa (Aluehallintovirasto 2023) kerrotaan, että voimalaitoksen jäähdytysvesi- ja jätevesikuormituksella ei ole suurta vaikutusta vesistöön. Luvassa on tarkkailtu voimalaitoksen vaikutuksia kuukausittain vuositasolla, voimalaitoksen ollessa normaalissa käytössä. Mikäli voimalaitos toimii tehoreservissä, tulee ajoa paljon harvemmin, mutta lauhteen määrä ajon aikana luultavasti nousee huomattavasti.

5.3 Mallinnuksen lähtöarvot ja mittausaineisto

Tässä kappaleessa käydään läpi mallinnukseen liittyvät lähtöarvot ja käytetty prosessin mittausaineisto. Mallin säädettäviä parametreja on esitetty taulukossa 2, joita voidaan muuttaa skenaarioiden tarpeiden mukaan.

Taulukko 2. Mallin muuttujat ja niiden lähtöarvot.

Muuttuja	Arvo
Veden alkulämpötila [°C]	20
Veden tilavuus [m ³]	200
Veden tiheys [kg/l]	1
Kaukolämmön menolämpötila [°C]	90
Lämpötilan nousunopeus [°C/min]	1,5
Lämmönvaihtimen tehokkuus ϵ	0,7
Kiinteän polttoaineen hyötysuhteen minimi [%]	20
Kiinteän polttoaineen hyötysuhteen maksimi [%]	60
Kiinteän polttoaineen aktivoituteho, maksimi [%]	95
Polttoöljyn hyötysuhde, minimi [%]	50
Polttoöljyn hyötysuhde, maksimi [%]	75
Polttoöljyn aktivoituteho, maksimi [%]	90
Sähkötehon nostonopeus [MW/min]	1
Sähkötehon laskunopeus [MW/min]	1,5
Sähköteho, maksimi [MW]	80
Sähköteho, minimi [MW]	8
Sähköntuotannon hyötysuhde [%]	32

Taulukossa 3 on esitetty polttoaineiden lämpöarvot kulutuksen laskemista varten. Metsähakkeen lämpöarvo on otettu voimalaitoksen ympäristöluvasta (Aluehallintovirasto 2023), jyrshinturpeen, palaturpeen, kivihiilen ja kevyen polttoöljyn lämpöarvot on otettu Motivan (2021) taulukosta. Työssä käytetään alempia lämpöarvoja, joissa on huomioitu polttoaineeseen sitoutuneen veden höyrystymiseen käytettävä lämpömäärä, jolloin sitä ei tarvitse huomioida simuloinnissa. Taulukossa 3 on myös esitetty polttoaineiden hinnat ja hiilidioksidipäästöt. Hinnat on haettu Tilastokeskuksen (2024b) tilastoista talviajalta vuosilta 2023–2024 metsähakkeelle ja turpeelle sekä vuodelta 2022 kivihielelle, koska uudempaa arvoa ei ollut tilastossa saatavilla. Kevyen polttoöljyn hinta on otettu Tilastokeskuksen (2024a) tilastoista vuosien 2023–2024 talviajalta ja kaukolämmön hinta Loisteen (2024) hinnastosta. Metsähakkeen, kivihiilen ja polttoöljyn päästöarvot on otettu Iso-Britannialaisen Forest Researchin (2024) sivuilta, turpeen CO₂-päästöarvona on käytetty 381,6 kg/MWh, mikä on lähellä Suomen

ympäristökeskuksen (SYKE 2023) ilmoittamaa arvoa. Palaturpeelle ei löytynyt hintaa eikä päästökertoimia tämän työn haussa, joten sille käytetään jyrkin turpeen hintaa ja päästöarvoa.

Taulukko 3. Käytettyjen polttoaineiden alemmat lämpöarvot, hinnat ja CO₂-päästökertoimet sekä kaukolämmön hinta (Aluehallintovirasto 2023; Forest Research 2024; Loiste 2024; Motiva 2021; SYKE 2023; Tilastokeskus 2024a; Tilastokeskus 2024b).

Suure	Polttoaine					
	Metsähake	Palaturpe	Jyrsinturpe	Kivihiili	Polttoöljy	Kaukolämpö
Alempi lämpöarvo [kWh/kg]	2,60	3,31	2,69	6,89	11,78	-
Hinta [€/MWh]	33	16	16	40	140	91,39
Päästöt CO ₂ [kg/MWh]	18	381,6	381,6	363	266	-

Kattilan ylösajon mallintamisen apuna on käytetty Huhtinen et al. (2011, s. 165) esittämää käynnistyskäyrää, joka esittää starttipolttimien ja kiinteän polttoaineen tehojen nostot petilämpötilan funktiona. Tämän lisäksi on käytetty Väyrysen (2024) antamaa tietoa käynnistykseen liittyvistä yksityiskohdista, kuten kiinteän polttoaineen lisäyksen aloitusajankohtaa ja polttoöljyn käytön lopettamisajankohtaa.

Prosessin mittausaineistona käytetään yhden ylösajon ja käytön aikana mitattuja arvoja. Mittausaineistossa on taulukoitu tunneittain petilämpötilat [°C] viidestä mittauspisteestä, polttoaineiden kulutukset [kg/s], kattilan kehittämä hyötylämpöteho [MW], generaattorin tuottama sähköteho [MW], päähöyryn määrä [kg/s] ja muita arvoja kuten paineita ja ilmamääriä. Mittausaineiston kesto on 26 päivää, mutta siinä on vain yksi ylösajo.

5.4 Simulointiskenaariot

Tässä kappaleessa käydään läpi kokeiden kannalta olennaisia asioita, kuten mitä mallilla ja simuloinneilla on tarkoitus tehdä (skenaariot), yleiset tavoitteet, joita pyritään selvittämään. Lisäksi määritetään olennaiset muuttujat, jotka vaikuttavat simulointiin ja asetetaan mallinnukselle rajat, joiden mukaan simuloinnin pitäisi toimia yleisen

prosessiturvallisuuden mukaisesti. Kappaleessa kerrotaan myös mallinnuksessa tehdyt oletukset, jotka vaikuttavat simuloinnin tuloksiin.

5.4.1 Perus

Perusskenaarioissa simuloidaan tilannetta, jossa tutkitaan aktivointiaikaa kylmästä, jaksottaista käyttöä soveltuvissa reserveissa ja polttoaineen valinnan merkitystä.

Mallinnuksen kannalta on tärkeää tehdä oletuksia, jotta malli sopii käyttötarkoitukseen. Yksi tärkeimmistä asioista käynnistyksen yhteydessä on prosessilaitteiden toimintavarmuus (Väyrynen 2024). Laitteiden rikkoutuessa käynnistys voi viivästyä merkittävästi ja reservitoiminnan kannalta tämä on kriittistä, koska aktivointiaika täytyy olla tarpeeksi nopea. Tämän työn simuloinnissa ei oteta huomioon epävarmuuksia laitteiden toiminnan kannalta, vaan oletetaan, että laitteet toimivat normaalisti.

Suurin yksittäinen rajoittava tekijä voimalaitoksen käytössä ja käynnistyksessä on petilämpötilan nostonopeus. Tämä johtuu siitä, että liian nopea nosto voi vaurioittaa laitteistoja, kattilan painerunkoa tai muurauksia. Lämmitysnopeus on tyypillisesti 1–1,2 °C/min (Huhtinen et al. 2011). Tässä työssä halutaan aktivoida voimalaitos mahdollisimman nopeasti, joten simuloinneissa käytetään lämmitysnopeutena 1,5 °C/min, mikä on mahdollista tutkittavan kattilan tapauksessa (Keinänen 2024).

Aktivointiajan kannalta on tärkeää määrittää, missä ajassa laitos saadaan käynnistettyä nopealla ylösajolla teknisten rajojen puitteissa. Nopeuden lisäämiseksi kattilassa pidetään vesi valmiina. Alkutilassa, ilman esilämmitystä, veden lämpötilaksi oletetaan 20 °C. Koska tarkoituksena on selvittää aktivointiaika reservien vaatimusten mukaan, tällöin pisin aktivointiaika on 12 tuntia tehoreservissä.

Ylösajo on voimalaitoksen ympäristöluvan mukaan (Aluehallintovirasto 2023) päättynyt siinä vaiheessa, kun petilämpötilan keskiarvo on yli 760 °C, käynnistyshöyryventtiili on suljettu ja kattilan kuorma on vähintään 52 MW. Työssä käytetään näitä tietoja aktivoinnille.

Tehoreserviin kuuluvalla laitoksella on oltava valmius 200 tunnin käyttöön talviaikana. Tehoreservin kilpailutustilanteessa lasketaan kustannukset tilanteessa, jossa laitosta käytetään kylmäsäilönnästä kolme kertaa talven aikana. Skenaarioissa simuloidaan tätä

tilannetta eli käytössä tuotetaan 200 MWh sähköä jokaisella käyttökerralla yhteensä 600 MWh vuoden 2017 tehoreservin hankintapäätöksen mukaisesti (Energiavirasto 2017) sekä vertailun vuoksi kahden tunnin ajan täydellä tarjotulla teholla vuoden 2020 tehoreservin hankintapäätöksen mukaisesti (Energiavirasto 2019).

Simulaatioissa sähköntuotanto alkaa käynnistyksen jälkeisestä tilanteesta ja se nostetaan maksimiin 80 MW tehoon taulukon 2 nostonopeudella. Lisäksi simuloidaan tilannetta, jossa käytetään vain 75 % maksimisähkötehosta. Noston jälkeen ajetaan täydellä teholla, kunnes aloitetaan tuotannon lasku 1,5 MW/min nopeudella ja katkaistaan sähköntuotanto, kun saavutetaan minimisähköteho 8 MW. Tällöin kokonaisuutena sähkötehon nostosta, maksimiajasta ja laskusta saadaan haluttu määrä sähköntuotantoa.

Simuloidut perusskenaariot on esitetty taulukossa 4. Työssä tarkasteltavan voimalaitoksen kattila kykenee käyttämään useita polttoaineita, joten laitoksen ylösajoa ja käyttöä simuloitiin eri polttoaineilla (skenaariot A1–A4). Polttoainevaihtoehtoja ovat nykyinen pääpolttoaine puu ja turve sekä varapolttoaine kivihiili. Tarkoitus on selvittää eri polttoaineiden soveltuvuutta kustannusten ja päästöjen kannalta. Käynnistys oletetaan kuitenkin samaksi kuin nykyisin eli se tehdään kevyellä polttoöljyllä. Simulointiskenaarioissa A5–A8 tarkastellaan, millainen vaikutus maksimisähkötehon rajaamisella 75 % on kustannuksiin. Simulointiskenaariot A9–A12 tehdään vuoden 2020 (Energiavirasto 2019) tehoreservin hankintapäätöksessä käytetyllä tavalla, jolloin voidaan verrata eroja kustannuksissa. Lisäksi simuloinneissa A13–A16 tarkastellaan, mitä vaikutuksia lämmitysnopeuden laskemisella 1,2 celsiusasteeseen minuutissa on aktivointiaikaan ja kustannuksiin.

Taulukko 4. Polttoaine, maksimisähköteho, sähkön tuotanto ja lämmitysnopeus perusskenaarioissa.

Skenaario	Polttoaine	Maksimisähköteho [%]	Sähkön tuotanto [MWh]	Lämmitysnopeus [°C]
A1	Metsähake	100	3×200	1,5
A2	Palaturve	100	3×200	1,5
A3	Jyrsinturve	100	3×200	1,5
A4	Kivihiili	100	3×200	1,5
A5	Metsähake	75	3×200	1,5
A6	Palaturve	75	3×200	1,5
A7	Jyrsinturve	75	3×200	1,5
A8	Kivihiili	75	3×200	1,5
A9	Metsähake	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
A10	Palaturve	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
A11	Jyrsinturve	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
A12	Kivihiili	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
A13	Metsähake	100	3×200	1,2
A14	Palaturve	100	3×200	1,2
A15	Jyrsinturve	100	3×200	1,2
A16	Kivihiili	100	3×200	1,2

5.4.2 Esilämmitys

Esilämmitysskenaariot toteutetaan muuten samalla tavalla kuin perusskenaariotkin, mutta kattilavesi esilämmitetään kaukolämmöllä, jolloin ylösajossa tarvitaan vähemmän polttoöljyä. Skenaarioiden päätavoitteena on tarkastella esilämmityksen vaikutusta polttoaineenkulutukseen. Lisäksi tarkastellaan mikä on esilämmityksen vaikutus aktiivointiaikaan, jos se olisi jatkuvaa.

Esilämmitystä varten oletetaan, että käytössä on vesikierto, jolla voidaan esilämmittää kattilavettä. Tällöin vesi kiertää kattilan höyrystysputkistossa ja

kaukolämmönvaihtimella. Veden tilavuudeksi oletetaan 200 m³. Kaukolämmön menolämpötilana käytetään 90 °C (Karppinen & Keränen 2023).

Esilämmitysskenaariot on esitetty taulukossa 5. Kaikki skenaariot vastaavat muuten perusskenaarioita, mutta käytössä on kattilaveden esilämmitys. Esilämmitysskenaarioissa ei kuitenkaan tutkittu lämmitysnopeuden muutosta (skenaariot A13–A16), sillä sen suurin merkitys on vaikutus aktivointiaikaan.

Taulukko 5. Polttoaine, maksimisähköteho, sähkön tuotanto ja lämmitysnopeus esilämmitysskenaarioissa.

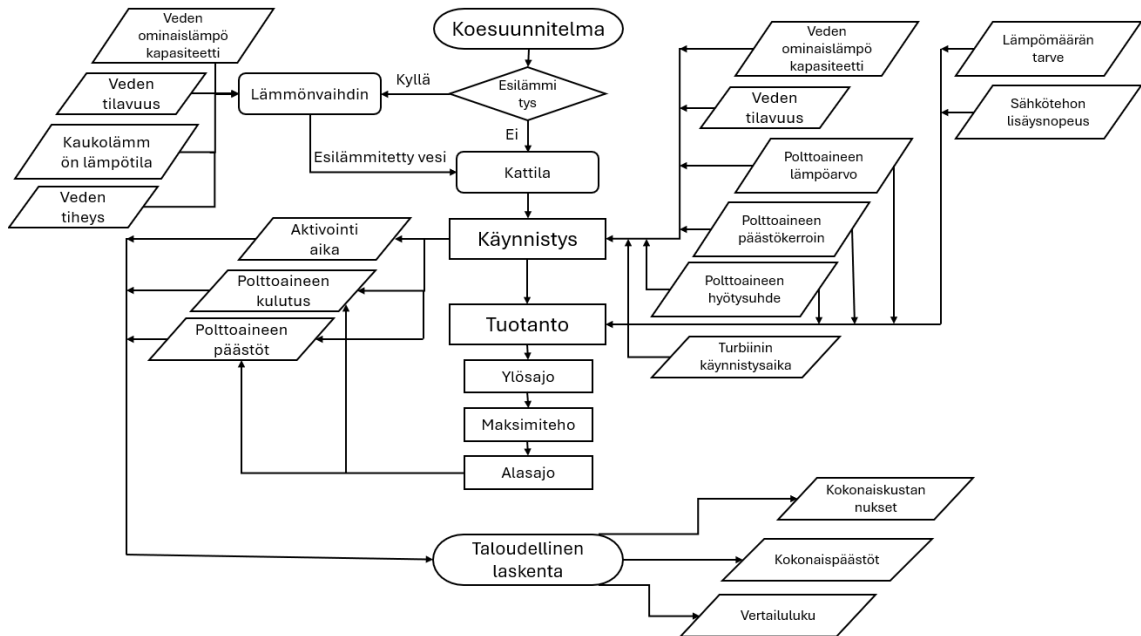
Skenaario	Polttoaine	Maksimisähköteho [%]	Sähkön tuotanto [MWh]	Lämmitysnopeus [°C]
B1	Metsähake	100	3×200	1,5
B2	Palaturve	100	3×200	1,5
B3	Jyrsinturve	100	3×200	1,5
B4	Kivihiili	100	3×200	1,5
B5	Metsähake	75	3×200	1,5
B6	Palaturve	75	3×200	1,5
B7	Jyrsinturve	75	3×200	1,5
B8	Kivihiili	75	3×200	1,5
B9	Metsähake	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
B10	Palaturve	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
B11	Jyrsinturve	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5
B12	Kivihiili	100	Kolme kertaa kahden tunnin sähköenergia	1,5

Työssä oletetaan, että veden lämmitykseen voidaan käyttää kaukolämpöverkon lämpöä, sillä voimalaitoksen lämmönvaihdin on liitoksissa kaukolämpöverkkoon. Lämmönvaihtimen avulla voidaan säätää simuloinnissa kattilaveden esilämpötilaa ja täten hallita prosessin aloitusta. Säädön kannalta olennaista tietoa ovat muun muassa kattilaveden määrä ja virtaus.

5.5 Mallirakenne

Mallinnus toteutetaan Microsoftin Excel-ohjelmassa. Mallinnus perustuu muodostettuihin massa- ja energiataseisiin. Lämmittämisessä on huomioitu vesipuoli. Savukaasut ja kattilan sekä hiekan lämmitys taas on huomioitu epäsuorasti hyötysuhteilla. Lämmitys on laskettu vedelle ja höyrystymisen jälkeen dynamiikka pohjautuu prosessin mittausaineistosta määritettyyn tietoon.

Kuvassa 9 on esitetty mallirakenne ja simuloinnin kulku, jossa ensin valitaan simulointiskenaario. Tämä määrittää käytetäänkö esilämmitystä vai ei. Käytettäessä sitä, lasketaan lämmönvaihtimessa veden lämmitykseen kuluva lämpömäärä kuluja varten. Vesi kiertää kattilassa ja sitä lämmitetään käynnistyksessä, kunnes käynnistys on valmis, jolloin saadaan aktivointiaika selville. Käynnistystä varten käytetään veden ominaislämpökapasiteettia ja tilavuutta, polttoaineiden lämpöarvoja, -päästökertoimia ja -hyötysuhteita sekä turbiinin käynnistysaikaa. Näiden avulla lasketaan käynnistykseen kuluva polttoaineen määrä ja hiilidioksidipäästöt. Ylösajon simulointitulokset menevät käyttöliittymään, jolloin sitä voidaan tutkia erillään sähköntuotannosta esimerkiksi käynnistysajan takia. Sähkön tuotanto jakaantuu kolmeen alueeseen, joita ovat ylösajo, maksimiteho ja alasajo. Ylösajossa tarvitaan käynnistyksestä lämpömäärä, silloin kun käynnistys on lopetettu, sillä se on tuotannon lähtöpiste. Tähän lisätään sähköntehon nostossa tarvittava lämpömäärä, jolloin voidaan laskea tarvittava polttoaineen määrä. Maksimiteholla ajetaan, kunnes skenaarion tavoite täyttyy ja alasajossa hidastetaan sähköntuotantoa minimiteholle, kunnes se voidaan lopettaa. Myös tuotannosta saadut kulutukset ja päästöt menevät taloudelliseen laskentaan, jolloin voidaan laskea koko prosessin kustannukset, tuotot, vertailuluku (kaava (5)) ja ominaispäästöt.



Kuva 9. Mallirakenne ja simuloinnin kulku.

Mallin yksinkertaisuuden vuoksi siinä on lohkoja vain lämmönvaihdin ja kattila. Lämmönvaihdin tarvitaan esilämmityksen mallinnusta varten ja kattilassa on huomioitu kaikki muu. Sähkön tuotanto tapahtuu polttoaineen kulutuksen, hyötysuhteen ja generaattorin tehon mukaan. Esilämmitys on huomioitu siten, että se voidaan simuloida halutessa, jolloin malli laskee siihen kuluvaan kaukolämmön energian ja hinnan. Tällöin simuloinnissa polttoaineen syöttö alkaa esilämmityksessä saavutetusta lämpötilasta.

Höyrykattila on mallin rakenteen kannalta tärkein osa, sillä siinä esitetään koko laitoksen dynamiikan kannalta olennaisimmat suureet. Näitä ovat polttoaineen syöttö ja lämpötilan muutos. Näiden avulla voidaan määrittää tarvittavat lämpömäärät ja saadaan siten polttoaineen kulutukset. Mittausaineisto avulla voidaan validoida saadut tulokset ja kalibroida dynamiikkaa oikeankaltaiseksi. Polttoaineen aktivoituteho tarkoittaa, kuinka monta prosenttia polttoaineen tehosta on aktiivisena.

Turbiini on käynnistyskannalta merkittävä rakenne. Ennen käyttöä turbiini täytyy lämmittää oikeaan lämpötilaan. Lämmitys tapahtuu kattilan höyryllä, joten vesihöyryn täytyy ensin lämmitä noin 400 celsiusasteeseen ennen kuin turbiinin lämmitys voidaan aloittaa. Turbiinin kohdalla lämmitys vie noin kaksi tuntia ja se on tässä työssä huomioitu vakioajalla.

Ekonomaiseri ja palamisen esilämmitin luvu voidaan huomioida hyötysuhteella eikä tarvita erillisiä osaprosesseja, koska ne ovat lämmönvaihtimia. Myöskään lieriötä ja

savukaasujen puhdistusta ei huomioida tässä tapauksessa, koska lieriö on osa vesihöyryjärjestelmää, minkä toiminta tulee dynamiikasta ja savukaasujen puhdistus huomioidaan vain sähkön omakäyttökuluina sähkösuodattimen osalta. Tuhkaa ei myöskään huomioida laskennassa.

Lämmönvaihtimen toiminnan laskemisessa käytetään NTU-menetelmää. Sitä varten lasketaan ensin minimi lämpökapasiteetti:

$$C_{\min} = \min(\dot{m}_{\text{kattilavesi}}c_{\text{vesi}}, \dot{m}_{\text{kaukolämpö}}c_{\text{vesi}}), \quad (1)$$

missä C_{\min} on minimi lämpökapasiteetti [$\text{J/s}^\circ\text{C}$], $\dot{m}_{\text{kattilavesi}}$ kattilaveden massavirta [kg/s], c_{vesi} veden ominaislämpökapasiteetti [$\text{J/kg}^\circ\text{C}$] ja $\dot{m}_{\text{kaukolämpö}}$ kaukolämpöveden massavirta [kg/s]. (MathWorks 2024a)

Minimilämpökapasiteetin avulla lasketaan siirtyvä lämpömäärä (Q) [kW] lämmönvaihtimessa:

$$Q = \varepsilon C_{\min}(T_{\text{kaukolämpö}} - T_{\text{kattilavesi}}), \quad (2)$$

missä ε on lämmönvaihtimen tehokkuus, $T_{\text{kaukolämpö}}$ kaukolämpöveden sisääntulolämpötila lämmönvaihtimelle [$^\circ\text{C}$] ja $T_{\text{kattilavesi}}$ kattilaveden saapumislämpötila lämmönvaihtimelle [$^\circ\text{C}$] (MathWorks 2024a).

Kattilan vesikierron massavirta oletetaan vakioksi ja se lasketaan taulukon 2 arvoilla muuttamalla veden tilavuus massaksi veden tiheyden avulla ja jakamalla massa 60 sekunnilla. Tällöin saadaan tieto, kuinka suuri massavirran täytyy olla, jotta koko tilavuus ehtii käydä lämmönvaihtimella minuutissa. Esilämmityksessä säädetään kaukolämmön virtausta.

Kaukolämmön massavirta lasketaan yhtälöstä:

$$\dot{m} = \frac{Q}{c\Delta T}, \quad (3)$$

missä ΔT on kaukolämpöveden ja kattilaveden lämpötilojen erotus [$^\circ\text{C}$] (MathWorks 2024b). Kaavan (2) avulla laskettu lämmönvaihtimessa siirtyvällä lämpömäärällä ja

taulukon 2 arvoilla lasketaan kaukolämmön massavirta. Tämän avulla voidaan arvioida mihin lämpötilaan kattilavesi voidaan lämmittää kaukolämmöllä.

Mallissa kattilaveden lämmittämiseen kuluva lämpömäärä minuuttia kohden lasketaan yhtälöstä (3) ratkaisemalla Q , olettaen, että ΔT on kattilaveden lämpötilan nousu $1,5\text{ }^{\circ}\text{C}$. Kun saavutetaan höyrystymispiste $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, otetaan lämpömäärässä huomioon prosessin mittausaineistosta määritetty dynamiikka, lämpötilan ja kehitetyn hyötylämpötehon lineaarisena suhteena, jolloin mallinnettu lämpömäärä lähtee seuraamaan mitattua lämpömäärää. Kun tiedetään lämmityksessä tarvittava lämpömäärä minuuttia kohden, voidaan laskea polttoaineen kulutus. Tämä tapahtuu jakamalla lämpömäärä polttoaineen hyötysuhteella ja lämpöarvolla. Tällöin saadaan kyseisen polttoaineen kulutus kiloissa minuuttia kohden. Tästä massasta saadaan lämpöarvolla kertomalla laskettua polttoaineen sisältämä energia kilowattitunneissa. Käynnistyksessä käytetään ensin kevyttä polttoöljyä ja myöhemmin lisätään kiinteä polttoaine, jolloin molempia käytetään yhtä aikaa. Tämä on huomioitu mallissa lisäämällä käyttösuhdetta kuvaava parametri, joka jakaa tarvittavan lämpömäärän kertoimella molemmille polttoaineille. Suhde on alussa 100% polttoöljyä ja käynnistyspolttimien sammuttua 100% kiinteää polttoainetta. Polttoaineiden aktivointiteho ja hyötysuhteet ovat laskettu lineaarisina, mikä ei välttämättä vastaa todellista tapausta, mutta tämän työn kannalta se on tarpeeksi lähellä todellista dynamiikkaa.

Mallissa sähköntuotantoa lähdetään nostamaan maksimiin vakionopeudella (taulukko 2). Tarvittavan polttoaineen määrän laskemiseksi tarvitaan tehon nostoon kuluva lämpömäärä. Tämä lämpömäärä lasketaan muuttamalla sähköteho minuuttia kohden energiaksi ja jakamalla se sähköntuotannon hyötysuhteella, joka tässä tapauksessa oletetaan olevan 32% . Tämä lämpömäärä lasketaan yhteen sähköntuotannon aloituksessa käytettävään lämpömäärään, jolloin polttoaineen hyötysuhteella ja lämpöarvolla saadaan laskettua polttoaineen kulutus.

Prosessin mittausaineistosta (kappale 5.3) lasketaan työn malliin petilämpötilojen keskiarvo. Tästä keskiarvosta lasketaan petilämpötilan muutos minuuteissa, jolloin tiedetään mittausaineiston mukainen lämpötilan muutosnopeus ja voidaan verrata sitä mallissa käytettävään vakio muutokseen (taulukko 2). Mittausaineiston päänhöyryn määrästä nähdään missä vaiheessa höyryä alkaa muodostua. Mittausaineiston hyötylämpömäärä kertoo paljonko mallinnetun lämpömäärän tulisi olla. Generaattorin

teho kertoo, missä vaiheessa voimalaitos on käynnissä. Lisäksi mittausaineistosta on käytetty erityisesti käynnistyspolttimien polttoöljyn ja kiinteän polttoaineen virtausmääriä. Näistä voidaan laskea, kuinka paljon lämpöä on tuotettu, kun tiedetään polttoaineiden lämpöarvot (taulukko 3). Mittausaineistossa ilmoitettuja polttoaineen määriä on käytetty mallin validointiin, sillä mitä lähempänä mallinnetut ja mitatut määrät ovat, sitä paremmin mallin ulostulo vastaa todellista arvoa.

Mallinnus on tehty minuuttitasolla, koska tällöin voidaan huomioida lämmitysrajoitukset ja laskea tarvittavat lämpömäärät lämpötilan noston suhteen. Mallinnettavia suureita ovat aktivointiaika, eri polttoaineiden kulutukset, niiden hinnat ja päästöt. Lisäksi tarkastellaan esilämmityksen merkitystä vertaamalla sitä normaaliin polttoöljylämmitykseen ja turbiinin käynnistysvaikutusta kokonaisuuteen. Tehoreservin kannalta on tärkeää selvittää tuotannon kulutukset ja mahdolliset tuotot. Käytön jälkeinen alasajo ei kuluta polttoainetta, sillä käynnistyspolttimia ei käytetä tarkasteltavassa voimalaitoksessa alasajon yhteydessä (Väyrynen 2024).

Mallin käyttöliittymän avulla voidaan tehdä tarvittavat simulaatiot koesuunnitelman skenaarioiden perusteella ja muuttaa halutut arvot käytettäväksi tiedoksi taulukoiden muodossa. Näistä taulukoista saadaan laskettua kokonaiskulutukset, päästöt, hinnat ja niiden muutokset eri skenaarioiden välillä.

Mallin validoinnissa ja herkkyysanalyysseissä käytetään suhteellista virhettä δx :

$$\delta x = \frac{\Delta x}{x} * 100 \%, \quad (4)$$

missä Δx on absoluuttinen virhe ja x on mitattu arvo. Absoluuttinen virhe lasketaan mitatun ja lasketun arvon erotuksena. Sitä verrataan mitattuun arvoon ja kertomalla 100 % saadaan virhe prosenteissa (Wolfram Mathworld 2024).

5.6 Taloudellinen tarkastelu

Työssä tutkitaan voimalaitoksen mahdollista toimintaa reserveissa. Tähän liittyy oleellisesti käytöstä aiheutuvat kustannukset ja tuotot. Työssä näitä tarkastellaan rajoitetusti. Työn kannalta kiinnostavia kustannuksia ovat polttoaine- ja

päästökustannukset. Näiden lisäksi arvioidaan eri kiinteitä kustannuksia, jotka voivat vaikuttaa tuotto-odotukseen.

Kustannuksia ja tuottoja määritetään kuitenkin vain soveltuvalle reserville, joka kappaleen 4.8 analyysin perusteella on tehoreservi. Sen korvaukset ovat selitetty kappaleessa 4.6 ja ne voidaan jakaa kahteen eri kategoriaan seuraavasti (Fingrid 2022b):

1) Kiinteät kustannukset

Kiinteisiin kustannuksiin huomioidaan ylläpitokorvaus talviajalta, johon sisältyy erinäiset voimalaitoksen säilöntään liittyvät kustannukset ja yleisen valmiuden ylläpitokorvaukset. Näitä ovat esimerkiksi henkilökulut, joita oletetaan olevan kaksi työhenkilövuotta, laitoksen ylläpito, säilöntä ja muut kulut. Lisäksi näiden kulujen perusteella lasketaan voimalaitoksen tuotto, joka tämän työn tapauksessa oletetaan olevan 25 % ylläpitokorvauksen kokonaissummasta.

2) Muuttuvat kustannukset

Muuttuvia korvauksia ovat polttoaineen käyttö, päästöoikeusmaksut ja kiinteä käyttöönottokustannus, joka maksetaan jokaisesta käynnistyksestä ja lasketaan käynnistyksessä kuluviista menoista eli polttoaineesta, omakäyttösähköstä ja päästöistä. Lisäksi tässä työssä huomioidaan omakäyttösähkön määrä ja hinta.

Lisäksi, jos käyttövalmiutta nostetaan Fingridin toimesta, maksetaan siitä valmiuden nosto korvausta, mutta tämän työn mallinnuksessa sitä ei huomioida. Mikäli laitos otetaan reservikautena käyttöön, kuten oletetaan myöhemmin käyttökustannuksia laskiessa, maksaa Fingrid käytöstä muuttuvien kustannusten mukaisen korvauksen. Toisin sanoen Fingrid maksaa polttoaineen käytön, päästöoikeudet ja kiinteän käynnistysmaksun, kun laitoksella tuotetaan sähköä. (Fingrid 2022b)

Perusskenaarioiden (taulukko 4) kiinteät kustannukset, tuotto ja ylläpitokauden korvaus vuodessa on esitetty taulukossa 6. Ylläpitokauden korvaus koostuu kiinteistä kustannuksista ja tuotosta. Taulukossa esitetyt arvot ovat arvioita ja eivät kuvasta suoraan Kainuun Voiman kiinteitä kustannuksia. Näistä kiinteistä kustannuksista henkilökulut on laskettu kahdelle henkilötyövuodelle, ylläpito on arvioitu sähkönkulutuksen mukaan ja säilöntä sekä muut kulut ovat työn tekijän arvioita. Tuotto on laskettu muiden

kustannusten perusteella ja se on 25 % kiinteiden kustannusten kokonaisuudesta. Taulukon 6 perusteella tuottoa tehdään vuodessa 92120 euroa.

Taulukko 6. Perusskenaarioiden arvioidut kiinteät kustannukset, tuotto ja ylläpitokauden korvaus vuodessa.

Kustannuslaji	Hinta [€/a]
Henkilökulut	100000
Laitoksen ylläpito	96360
Säilöntä	50000
Muut kulut	30000
Tuotto	92120
Ylläpitokausi	368480

Esilämmitysskenaarioiden (taulukko 5) kiinteät kustannukset, tuotto ja ylläpitokauden korvaus on esitetty taulukossa 7. Muihin kuluihin on lisätty esilämmitystä varten vesikierron rakentaminen kattilaveden ja kaukolämmönvaihtimen välille. Tämän kustannuksen suuruus on arviolta 50000 €, mikä muuttaa kiinteitä kustannuksia verrattuna perusskenaarioihin. Tämän lisäyksen takia myös tuoton määrän täytyy nousta, jotta se olisi edelleen prosentuaalisesti sama. Näissä skenaarioissa tuoton määrä on 108787 €, mikä on enemmän kuin perusskenaarioissa.

Taulukko 7. Esilämmitysskenaarioiden arvioidut kiinteät kustannukset, tuotto ja ylläpitokauden korvaus vuodessa.

Kustannuslaji	Hinta [€/a]
Henkilökulut	100000
Laitoksen ylläpito	96360
Säilöntä	50000
Muut kulut	80000
Tuotto	108787
Ylläpitokausi	435147

Skenaarioiden tuotto määräytyy kiinteiden kulujen perusteella, mutta samalla, jos kuluja nostaa tuoton perässä, nousee myös tehoreservin vertailuluku. Toisin sanoen tuottoa nostamalla kilpailukyky tehoreserviin pääsemisessä pienenee. Tehoreservin hakua varten

Energiavirastolla (2017) on laskukaava vertailulukua varten, jonka mukaan valinnat reserviin tehdään. Tässä työssä käytetään seuraavaa vertailulukua:

$$\text{Vertailuluku} = \frac{\text{Käyttövalmiuden ylläpitokorvaus [€]} + \text{Laskennallinen käyttökustannus [€]}}{\text{Laitoksen maksimiteho [MW]}}, \quad (5)$$

missä käyttövalmiuden ylläpitokorvaus on aiemmin määritelty kiinteät kustannukset. Laskennallinen käyttökustannus saadaan simuloinnin tuloksista, kun simuloidaan kolme käynnistystä, joista jokaisella tuotetaan 200 MWh sähköä tehoreservikilpailutuksen mukaisesti (Energiavirasto 2017). Laitoksen maksimiteho tarkoittaa maksimisähkötehoa, mikä tässä tapauksessa on 80 MW. Saatu arvo jaetaan vielä tuhannella, jolloin saadaan helpommin luettava muoto k€/MW.

Vertailulukua käytetään tämän työn osalta simuloinnin tulosten arviointiin, sillä se kuvaa laitoksen toimintaa reservissä. Samalla saadaan haluttua tietoa eri kustannuksista ja niiden mukaisesti myös odotettavista tuotoista. Vuoden 2020 tehoreservin kilpailutusdokumentissa (Energiavirasto 2019) on käytetty tapaa, jossa lasketaan yhteen koko ylläpitokaudenkorvaus ja käyttökustannukset kolmesta aktivoinnista, mutta aktivoinnit ovat täydellä tarjotulla teholla kahden tunnin ajan eikä staattinen 200 MWh sähköä. Saadusta summasta ei lasketa vertailulukua jakamalla sitä maksimisähköteholla. Tässä työssä käytetään vuoden 2017 tapaa, koska saadun vertailuluvun avulla on helpompi vertailla tuloksia. Ei myöskään ole tiedossa mitä tapaa seuraavalla kerralla käytetään, kun tehoreserviä järjestetään. Vuoden 2020 (Energiavirasto 2019) tapa on kuitenkin uudempi, joten myös sille lasketaan arviot, mutta herkkyyksianalyysit ja tulosten arviointi tehdään käyttäen vuoden 2017 vertailulukua.

Arvioinnissa käytetään vertailukohtana Naantali 1 voimalaitoksen vertailulukua vuodelta 2017 (Energiavirasto 2017), koska sillä oli kyseisessä vertailussa pienin vertailuluku ja laitoksen sähköteho 110 MW on lähellä tutkittavan voimalaitoksen sähkötehoa 80 MW. Kyseessä on kolmen vuoden reservijakson vertailuluku, joten käyttövalmiuden ylläpitokorvaus täytyy jakaa kolmannekseen. Tämä tehdään kertomalla vertailuluku 53 k€/MW ensin 1000 ja sitten 110 MW, jolloin saadaan kokonaiskustannus. Oletetaan, että laskennalliset käyttökustannukset ovat kolmasosa kokonaiskustannuksista, jolloin loput kaksi kolmasosaa on käyttövalmiuden ylläpitokorvausta, mikä täytyy jakaa kolmella. Tästä saadaan käyttövalmiuden ylläpitokorvaus yhdelle vuodelle. Tämän lisätään oletettuihin käyttökustannuksiin ja jaetaan se taas laitoksen teholla 110 MW sekä

tuhannella, jolloin saadaan taas vertailuluku. Tulokseksi saadaan 29,15 k€/MW, jota voidaan käyttää vertailussa tässä työssä simulointitulosten perusteella laskettuihin vertailulukuihin.

Päästöjen kustannusten laskemista varten käytetään OpenCO2 (2024) sivuston antamaa päästöoikeuden arvoa 70,72 €/tCO₂. Päästöoikeuksien arvo on noussut merkittävästi viime vuosina (Toivanen 2024). Työssä käytetyissä polttoaineiden hinnoissa ei ole huomioitu niiden varastointia tai kuljetusta. Todellisuudessa hinnat ovat kalliimpi kuin tässä työssä käytetyt. Omakäyttösähkön hintana käytetään työssä 55 €/MWh, mikä on lähellä Energiateollisuuden (2024) ilmoittamaa hintaa 56,5 €/MWh vuodelle 2023. Polttoaineiden päästöistä on huomioitu vain hiilidioksidin osuus massana ja päästöoikeuksien kautta kustannuksena. Kiinteät kustannukset ovat arvioita ilman tietoa todellisista kuluista.

Sähkön tuotannon osalta mittausaineistossa ei ole mittauksia ajalta, jolloin voimalaitosta olisi ajettu maksimiteholla ja tuotannon nostot sekä laskut ovat erilaisia kuin simulaatioissa. Vertailua varten on kuitenkin mittausaineistosta määritetty 200 MWh sähkön tuotantoa kolmesta eri ajankohdasta ja laskettu näitä vastaavat polttoaineen kulutukset. Näiden avulla laskettiin suhteelliset virheet mitatun ja mallinnetun polttoaineen kulutuksen välille. Mallinnettu kiinteän polttoaineen kulutus oli kahdessa tapauksessa 2,14 % ja 6,80 % suurempi kuin mitattu. Kolmannessa tapauksessa mitattu arvo oli 8,29 % suurempi kuin mallinnettu. Suhteellisten virheiden keskiarvo on 5,74 % poikkeama mallinnetun ja mitatun polttoaineen kulutuksen välillä. Ottaen huomioon malliin liittyvät oletukset ja se, että mittausaineisto on tuntitasolla mitattua, on tulos varsin hyvä. Tuntikohtainen vertailu mittausaineiston ja simuloinnin välillä on vaikea toteuttaa, koska lämmitysnopeus on eri, jolloin mittausaineistossa polttoaineen kulutus on ollut pienempää.

6.1.2 Perusskenaariot

Tässä kappaleessa esitetään tulokset simulaatioista, jotka on tehty kappaleen 5.4.1 mukaisesti. Simuloinnit on tehty taulukon 4 mukaisesti ja simuloituille skenaarioille A1–A4 on tehty herkkyysoanalyysi. Simuloinneista on kerätty tietoa ja laskettu kustannukset ja tuotot sekä hiilidioksidipäästöt ja tehoreservin vertailuluku kaavalla (5).

Taulukossa 8 on esitetty perusskenaarioiden A1–A4 simulointitulokset vuodessa, vuoden 2017 tehoreservin hankintapäätöksen mukaan. Simuloitu aktiivointiaika on 8,23 tuntia, mikä täyttää tehoreservin vaatimuksen 12 tunnin aktiivointiajasta, mutta ei täytä muiden reservien, kuten mFRR vaatimusta 15 minuutin aktiivointiajasta. Tähän aikaan ei kuitenkaan ole huomioitu mitään käynnistykseen liittyviä viiveitä, kuten käyttöönotto tarkastuksia, tietotaitoon liittyviä käynnistystoimia, vikatiloja eikä muita mahdollisia ongelmia. Polttoöljyn kulutukseksi saatiin 95 tonnia, jolloin polttoainekustannus oli 156458 €, CO₂-päästöjä tuli 297 tonnia ja niiden lasketut kustannukset olivat 21023 €. Kevyen polttoöljyn määrä ei vaihtelee simulaatioissa, vaikka kiinteää polttoainetta vaihdettaisiin, koska niiden ollessa yhtä aikaa käytössä, on niiden käyttö toteutettu vakioparametrilla lämpötilan suhteen.

Taulukko 8. Perusskenaarioiden A1–A4 simulointitulokset vuodessa tehoreservikilpailutuksen mukaisesti.

Indikaattori	Skenaario			
	A1 (metsähake)	A2 (palaturve)	A3 (jyrsinturve)	A4 (kivihiili)
Kiinteän polttoaineen kulutus [t/a]	1795	1412	1732	677
Kiinteän polttoaineen kustannus [€/a]	153715	74529	74529	186322
Kiinteän polttoaineen CO ₂ - päästöt [t/a]	84	1778	1778	1691
Kiinteän polttoaineen CO ₂ - päästöjen kustannus [€/a]	5930	125705	125705	119578
Omakäyttösähkön kustannus [€/a]	8317	8317	8317	8317
Polttoöljyn kustannukset [€/a]	177482	177482	177482	177482
Kiinteät käyttönottokustannukset [€/a]	226959	238335	238335	267961
Käyttökustannukset yhteensä [€/a]	572403	624368	624368	759660
Kiinteät kustannukset [€/a]	368480	368480	368480	368480
Kokonaiskustannukset [€/a]	940883	992848	992848	1128140
Tehoreservin vertailuluku [k€/MW]	11,76	12,41	12,41	14,10

Turbiinin lämmitys voidaan Väyrysen (2024) mukaan aloittaa, kun höyryn lämpötila on 400 °C ja tulipesässä on jo kiinteä polttoaine. Turbiinin ylösajo kestää noin 127 minuuttia. Simulaation mukaan kattilan ylösajo kestää 8,23 tuntia vakiolämmitysnopeudella ja saavuttaa 400 °C lämpötilan 4,22 tuntia käynnistyksen jälkeen. Tällöin turbiini on valmis käyttöön noin 6,38 tuntia aloituksen jälkeen. Tämä on paljon ennen ylösajon loppumista.

Herkkyysanalyysissä skenaarioissa A1–A4 nostetaan ja lasketaan polttoaineen-, päästöoikeuden- ja omakäyttösähkön hintaa vuorotellen 10 %. Taulukossa 9 on esitetty herkkyysanalyysin tulokset. Tehoreservin vertailuluku nousee 3,30 % ja laskee 3,30 %

metsähakkeella, kun nostetaan tai lasketaan polttoaineen hintaa 10 %. Turpeella muutos on myös huomattava 2,33 %, mutta kuitenkin pienempi kuin metsähakkeella ja kivihiilellä 3,04 %. Päästöoikeuksien hinnan muutos vaikuttaa eniten turpeen tapauksessa, jolloin vertailuluku kasvaa 1,48 %. Myös kivihiilellä nousu on merkittävä 1,25 %, kun taas metsähakkeella muutos on vain 0,29 %. Omasähkön hinnan vaikutus vertailulukuun on sen sijaan pieni: 10 % muutoksilla noin 0,08 %.

Taulukko 9. Tehoreservin vertailuluvun suhteellinen muutos herkkyyksianalyysin perusteella perusskenaarioissa A1–A4, kun polttoaineen-, päästöoikeuksien- ja omakäyttösähkön hintaa muutetaan ± 10 %.

Parametri	Muutos [%]	Skenaario			
		A1 (metsähake)	A2 (palaturve)	A3 (jyrsinturve)	A4 (kivihiili)
Polttoaineen hinta	+10	3,30	2,33	2,33	3,04
	-10	-3,30	-2,33	-2,33	-3,04
Päästöoikeuden hinta	+10	0,29	1,48	1,48	1,25
	-10	-0,29	-1,48	-1,48	-1,25
Omakäyttösähkön hinta	+10	0,09	0,08	0,08	0,07
	-10	-0,09	-0,08	-0,08	-0,07

Skenaarioissa A5–A8, joissa mallin maksimisähköteho rajoitetaan 75 prosenttiin maksimista eli 60 MW sähkötehoon, simulaation kokonaiskustannukset laskevat 3421 € metsähakkeella, 4290 € turpeella ja 6554 € kivihiilellä. Arvioitujen kustannusten perusteella olisi siis järkevämpää ajaa tarvittava sähköenergian määrä pienemmällä teholla. Kyseessä oleva 200 MWh on kuitenkin suhteellisen pieni sähkömäärä 80 MW laitokselle, joten suuremmalla sähköenergian tuotantomäärällä voisi olla sen sijaan kannattavampaa ajaa täydellä teholla. Tämä on huomioitu esimerkiksi vuoden 2020 kilpailutuksessa (Energiavirasto 2019), jossa vaatimuksena tuottaa sähköä kaksi tuntia täydellä tarjotulla teholla.

Kappaleessa 5.6 laskettu vertailuluku 29,15 k€/MW Naantali 1:lle on huomattavasti suurempi kuin tässä työssä simulaatioiden perusteella lasketut (taulukko 8). Esimerkiksi metsähakkeella luvuksi saatiin 11,76 k€/MW. Jos käyttökustannukset pidetään samana, pitäisi kiinteiden kustannusten olla 1760000, jotta vertailuluku olisi sama. Tämä tarkoittaa, että kiinteät kulut voisivat nousta tässä arviossa 4,8 kertaisiksi, jolloin saatava tuotto kasvaisi nykyisestä 92120 eurosta 440000 euroon olettaen sama tuoton prosenttiosuus. Muilla polttoaineilla käyttökustannukset ovat hieman suuremmat kuin metsähakkeella, joten tuoton kasvu olisi hieman pienempi. Todellisuudessa kulut olisivat luultavasti suuremmat, kuin tämän työn arviossa.

Skenaarioissa A9–A12 on käytetty vuoden 2020 (Energiavirasto 2019) tehoreservin hakuprosessia, jolloin sähköä tuotetaan kahden tunnin ajan täydellä teholla. Tällöin kokonaiskustannuksia, jotka koostuvat taulukossa 6 esitetyistä kiinteistä kustannuksista ja simulaatioiden perusteella lasketuista muuttuvista kustannuksista, voidaan verrata Energiaviraston päätöksen lukuihin. Tässä työssä vertailukustannus oli metsähakkeella 942203 €, turpeella 1012959 € ja kivihieillä 1147556 €. Päätöksessä lähes saman sähkötehoisella kivihieilaitoksella Naantali 2 (90 MW) vertailukustannus oli 5068410 €. Mikäli oletetaan, että kyseisen voimalaitoksen kustannukset ovat kivihieillä noin 1,2 miljoonaa euroa ja jaetaan loppu osa kahteen ylläpitokauteen, jolloin vertailukustannukseksi yhdelle kaudelle jää noin 3134205 €. Tämä on noin 3,32 kertaa suurempi vertailukustannus, kuin tämän työn simulointien perusteella tarkastellussa voimalaitoksessa.

Skenaarioissa A13–A16 simulaation lämmitysnopeudeksi vaihdettiin 1,2 °C minuutissa, jolloin aktivointiaika pitenee 10,28 tuntiin. Tämä on jo huomattavasti lähempänä 12 tunnin aktivointiaikarajaa, kun huomioidaan muut hidastavat tekijät. Myös käynnistykseen kulunut polttoaineen määrä nousee huomattavasti tässä tapauksessa. Käyttökustannukset nousevat pitemmän käynnistykseen seurauksena metsähakkeella 23936 €, turpeella 25320 € ja kivihieillä 28923 €. Samalla tehoreservin vertailuluku nousee jokaisella polttoaineella noin 0,3 k€/MW.

6.1.3 Esilämmitysskenaariot

Tämän kappaleessa esitetään tulokset simulaatioista, jotka on tehty kappaleen 5.4.2 mukaisesti. Esilämmitysskenaariossa ylösajossa lämmitetään ensin kattilavettä kaukolämmön avulla, jolloin simulaatioissa käytetään vähemmän polttoöljyä

käynnistyksessä. Simuloinnit on tehty taulukon 5 mukaisesti ja simuloituille skenaariolle B1–B4 on tehty herkkyyssanalyysi. Simuloinneista on kerätty tietoa ja laskettu kustannukset ja tuotot sekä hiilidioksidipäästöt ja tehoreservin vertailuluku kaavalla (5). Lisäksi saatuja tuloksia verrataan perusskenaarion tuloksiin.

Taulukossa 10 on esitetty esilämmitysskenaarioiden B1–B4 simulointitulokset. Aktivointiaika on sama kuin perusskenaariossa eli 8,23 tuntia. Esilämmitystä on käytetty 77 °C asti, josta lämmitystä on jatkettu samaan tapaan kuin perusskenaariossa. Lämpötila ei ole suurempi, koska lämpötilaero kattilaveden ja kaukolämmön välillä käy laskennassa niin pieneksi, ettei kaukolämmön virtaus riitä nostamaan sitä enempää. Polttoöljyn kulutukseksi saatiin 90 tonnia, jolloin polttoainekustannus oli 148193 €, hiilidioksidipäästöjä sen poltosta tuli 282 tonnia ja niiden lasketut kustannukset olivat 19912 €. Verrattuna perusskenaarioihin, esilämmityksellä polttoöljyn käyttö on 5 tonnia pienempi ja päästöt noin 16 tonnia pienemmät. Esilämmitys kaukolämmön avulla maksaa 5189 €, kun taas öljyllä sama lämmitys maksaa 9376 €. Täten esilämmityksellä säästetään 4188 €. Esilämmityksen 50000 € investoinnin takaisinmaksu vaatisi kuitenkin 36 käynnistyskertaa, mikä on erittäin epätodennäköistä. Suurempi hyöty investoinnista olisi, jos se vaadittaisiin tehoreservin 12 tunnin aktivointiaikaa varten, mikä ei simulaatioiden mukaan ole tarpeellista.

Taulukko 10. Esilämmitysskenaarioiden B1–B4 simulointitulokset vuodessa, vuoden 2017 tehoreservikilpailutuksen mukaisesti.

Indikaattori	Skenaario			
	B1 (metsähake)	B2 (palaturve)	B3 (jyrsinturve)	B4 (kivihiili)
Kiinteän polttoaineen kulutus [t/a]	1795	1412	1732	677
Kiinteän polttoaineen kustannus [€/a]	153715	74529	74529	186322
Kiinteän polttoaineen CO ₂ - päästöt [t/a]	84	1778	1778	1691
Kiinteän polttoaineen CO ₂ - päästöjen kustannus [€/a]	5930	125705	125705	119578
Omakäyttösähkön kustannus [€/a]	8317	8317	8317	8317
Esilämmityksen kustannus [€/a]	5189	5189	5189	5189
Polttoöljyn kustannukset [€/a]	168105	168105	168105	168105
Kiinteät käyttönottokustannukset [€/a]	225879	237255	237255	266881
Käyttökustannukset yhteensä [€/a]	567136	619101	619101	754392
Kiinteät kustannukset yhteensä [€/a]	435147	435147	435147	435147
Kustannukset yhteensä [€/a]	1002282	1054247	1054247	1189539
Tehoreservin vertailuluku [k€/MW]	12,5	13,2	13,2	14,9

Mikäli esilämmityksellä halutaan vähentää aktivointiaikaa, täytyy se järjestää jatkuvana jo ennen käynnistyksen aloitusta. Olettaen, että kattilavesi on pidetty valmiiksi noin 77 °C, tapahtuu käynnistys simulointien mukaan 7,6 tunnissa, eli 37 minuuttia nopeammin. Simulaatioiden mukaan tämä ei olisi tarpeellinen ajan säästö ottaen huomioon suuret lämmityskulut kaukolämmön jatkuvasta käytöstä.

Esilämmitysskenaarioiden B1–B4 herkkyysanalyysin tulokset on esitetty taulukossa 11. Erot perusskenaarion herkkyysanalyysin tuloksiin (taulukko 9) eivät ole suuria. Myös tässä tapauksessa tehoreservin vertailulukku nousee ja laskee eniten metsähakkeella 3,01 % ja 3,01 %, kun nostetaan tai lasketaan polttoaineen hintaa 10 %. Prosentuaalinen ero kivihiilen ja metsähakkeen välillä on pienempi, sillä tässä skenaariossa kiinteät kustannukset ovat isommat, jolloin herkkyysanalyysissä tutkituilla muuttuvilla kustannuksilla on suhteellisesti pienempi vaikutus kokonaiskustannuksiin. Kaikilla polttoaineilla polttoaineen hinta oli merkittävin tekijä, mutta metsähakkeella päästöoikeuksien hinta ei ollut yhtä suuri tekijä kuin muilla. Omakäyttösähkön hinnan vaikutus vertailulukkuun oli esilämmitysskenaarioissakin todella pieni, vain noin 0,08 %. Myös kaukolämmön hinnan muutoksen vaikutukset tehoreservin vertailulukkuun olivat pieniä ollen noin 0,05 %.

Taulukko 11. Tehoreservin vertailuluvun suhteellinen muutos herkkyysanalyysin perusteella esilämmitysskenaarioissa B1–B4, kun polttoaineen-, päästöoikeuksien-, omakäyttösähkön- ja kaukolämmön hintaa muutetaan ± 10 %.

Parametri	Muutos [%]	Skenaario			
		B1 (metsähake)	B2 (palaturve)	B3 (jyrsinturve)	B4 (kivihiili)
Polttoaineen hinta	+10	3,01	2,11	2,11	2,81
	-10	-3,01	-2,11	-2,11	-2,81
Päästöoikeuden hinta	+10	0,26	1,38	1,38	1,17
	-10	-0,26	-1,38	-1,38	-1,17
Omakäyttösähkön hinta	+10	0,08	0,08	0,08	0,07
	-10	-0,08	-0,08	-0,08	-0,07
Kaukolämmön hinta	+10	0,05	0,05	0,05	0,04
	-10	-0,05	-0,05	-0,05	-0,04

Esilämmitysskenaarioiden B5–B8 simulointien tuloksena saadaan, että aivan kuten perusskenaariossakin, saadaan hieman pienemmät kustannukset. Metsähakkeella kustannukset pienenevät 3032 €, turpeella 4102 € ja kivihiilellä 6084 €. Luvut ovat hyvin samanlaisia perusskenaarioihin verrattuna, joten skenaarioiden välillä ei ole suurta eroa sillä, ajetaanko 75 % sähköteholla vai täydellä sähköteholla.

Käytettäessä vuoden 2020 (Energiavirasto 2019) tehoreservin hakuprosessin menetelmää esilämmitysskenaariossa B9–B12, saadaan tulokseksi, että metsähakkeella vertailukustannus on 1022165, turpeella 1079099 ja kivihiilellä 1233208. Nämä ovat 61399 € kalliimmat kuin perusskenaariossa saadut tulokset. Ero tulee kiinteistä kustannuksista, sillä käyttökustannukset ovat hieman halvemmat esilämmityksen osalta.

6.2 Pohdinta

Reservimarkkinat muuttuvat vuosi vuodelta ja entiset reservitoimijat saattavat jäädä uusien reservien ulkopuolelle, sillä yhä useampi reservi hyväksyy pienien toimijoiden toiminnan niissä. Usein vaaditaan todella nopeita aktivointiaikoja, joihin esimerkiksi vanhemmat polttovoimalaitokset eivät pysty. Esimerkiksi vuonna 2022 tullut FFR vaatii sekunnin aktivointinopeutta ja mFRR aktivointiaikaa lasketaan 15 minuutista. Sähköjärjestelmä kuitenkin tarvitsee vielä muitakin, kuin uusiutuvia energianlähteitä, vaikka yhteistuotannon osuus onkin laskenut viime aikoina huomattavasti.

6.2.1 Soveltuvuus tehoreserviin

Voimalaitoksen soveltuvuutta tehoreserviin ohjaa tehoreservilaki ja Energiaviraston sekä Fingridin säännöt. Tässä kappaleessa käydään läpi tärkeimmät edellytykset tämän työn voimalaitoksen osallistumisesta tehoreserviin.

Edellytyksinä päästä tehoreserviin on 12 tunnin aktivointiaika, joka todettiin simuloinneissa mahdolliseksi. Laitoksen kapasiteetti ylittää vaaditun 1 MW ja laitos voi päällä ollessaan muuttaa sähkötehoa 1 MW/min nopeudella. Voimalaitos on parhaillaan tuotannossa ympärivuoden eli yli 8000 tuntia. Laitoksen kattilalla on myös käyttövuosia jäljellä, joten sitä voidaan ajaa 200 tuntia täydellä tarjotulla teholla talvikauden aikana.

Turbiinin käynnistykseen kuuluu kolme pitoaikaa, jolloin turbiinia ei lämmitetä lisää, vaan sen annetaan pyöriä pienemmillä kierroksilla, jotta sen lämpötila nousee tasaisesti.

Näitä pitoalueita voidaan lyhentää turbiinin valmistajan säädöillä jossain määrin, jos se on käynnistyksen nopeuden kannalta olennaista (Keinänen 2024). Simulaatiotulosten perusteella turbiiniin ei tarvitse tehdä modifikaatioita voimalaitoksen ylösajon nopeuttamiseksi.

Simulointitulosten perusteella metsähake on paras vaihtoehto polttoaineeksi tehoreserviin. Tämä selittyy suurelta osin pienillä päästökustannuksilla. Mikäli kattilalla voidaan ajaa ilman turvetta, ovat päästöt simulointitulosten mukaan todella pieniä. Tämä ilmenee varsinkin verrattaessa sähkön tuotannon aikaisia päästöjä, sillä silloin ei huomioida polttoöljyn päästöjä. Simulaatioiden mukaan hiilidioksidipäästöjä tulee yhdessä käynnistyksessä 99 tonnia polttoöljyllä ja noin 7 tonnia metsähakkeella. Samassa ajassa turpeella tulee 148 tonnia ja kivihiilellä 141 tonnia hiilidioksidipäästöjä. Tähän on laskettu vain poltosta aiheutuvat CO₂-päästöt, eikä esimerkiksi kuljetuksesta ja varastoinnista aiheutuvia päästöjä ole huomioitu. Myöskään muita päästöjä kuin hiilidioksidia ei ole huomioitu tämän työn simuloinneissa. Kokonaisuudessa työn perusskenaarioissa tuli hiilidioksidi päästöjä 84 tonnia metsähakkeella, 1778 tonnia turpeella, 1691 tonnia kivihiilellä ja 297 tonnia polttoöljyllä. Simulaatiot on toteutettu käyttämällä vain yhtä polttoainetta kerrallaan, mutta todellisuudessa joudutaan ajamaan metsähakkeen lisäksi myös osaksi turvetta kattilan ominaisuuksien vuoksi.

Vuonna 2022 voimaan tulleet päästörajoitukset tehoreserville voivat hankaloittaa tai estää sinne pääsemistä, jos käytetään fossiilisia polttoaineita. EU:n sähkömarkkina-asetuksessa (2019) 22 artiklan 4 kohdassa kerrotaan, kuinka fossiilisilla polttoaineilla ei saa tuottaa yli 550 grammaa hiilidioksidia tuotettua kilowattituntia sähköä kohti, toimiessaan kapasiteettimekanismissa eli tässä tapauksessa tehoreservissä. Vuodesta 2025 eteenpäin ei saa myöskään tuottaa yli 350 kilogrammaa hiilidioksidia fossiilisilla polttoaineilla asennettua kilowattia sähköntuotantoa kohti. Työn simulaatioissa laskettiin hiilidioksidipäästöt polttoaineille ja 200 MWh sähköntuotosta tuli päästöjä turpeella 426 tonnia ja kivihiilelle 405 tonnia. Kun nämä muutetaan grammoiksi ja jaetaan tuotetulla 200000 kilowattitunnilla, saadaan tulokseksi turpeelle 2130 g/kWh ja kivihiilelle 2025 g/kWh. Molemmat arvot ovat yli rajoituksen, joten pääsy tehoreserviin pelkästään näitä polttoaineita käytettäessä voi olla hankalaa. Tämän työn voimalaitoksessa käytetään puun lisäksi turvetta, jolloin simulaatioiden tulosten perusteella voitaisiin käyttää 25 % turvetta. Tällöin päästöjä turpeesta tulisi noin 533 g/kWh, mikä on vielä rajan sisällä.

Tähän ei ole laskettu mukaan käynnistyksen päästöjä eikä siinä käytettävää polttoöljyä, vaan pelkästään sähköntuotannossa tulevat turpeen hiilidioksidipäästöt.

Työssä tarkastellulla voimalaitoksella on voimassa oleva ympäristölupa (Aluehallintovirasto 2023), joten sen ei pitäisi olla rajoite tehoreservin kannalta. Nykyinen lupa käyttöön on noin 8000 tuntia vuodessa, mutta tehoreservin tapauksessa maksimi on 200 tuntia talvikaudella ja ajaminen sen ulkopuolella on todella epätodennäköistä, testiajaja lukuun ottamatta. Ympäristöluvan päästöihin ei lasketa ylösajoa eikä alasajoa, joten käytön aikaiset päästöt jäävät luultavasti todella pieniksi, ainakin päivä- ja kuukausitason keskiarvon tarkastelussa. On kuitenkin mahdollista, että lupaan täytyy hakea muutosta suuren ajomäärän vähenemisen takia.

Tehoreserviin pääseminen edellyttää, että se järjestetään, kun sinne hakeminen on ajankohtaista työssä tarkastellun voimalaitoksen osalta. Reserviä on käytetty viimeksi vuosina 2009 ja 2010 (Energiavirasto 2022c; Fingrid 2024j), minkä perusteella se ei vaikuta kovin tarpeelliselta. Tehoreservi on järjestetty viimeksi vuosina 2020–2022 (Energiavirasto 2019; Fingrid 2024j). Energiaviraston (2024b) mukaan on epätodennäköistä, että lähivuosien muutokset vaikuttavat sähkön saatavuuteen tarpeeksi, jotta tehoreservi järjestettäisiin. On kuitenkin mahdollista, että säästä riippuvaisten uusiutuvien energialähteiden lisääntymisen ja ydinvoimaloiden jatkuvien huoltojen takia, tehoreserville voisi olla tarvetta lähitulevaisuudessa. Tämä tarve voi korostua varsinkin, jos sähkönkulutus lisääntyy merkittävästi, kuten uusien datakeskusten tai supertietokoneiden takia. Mikäli tehoreserviä ei järjestetä, kun sinne hakeminen olisi ajankohtaista, voidaan esimerkiksi miettiä vaihtoehtoa, jossa voimalaitos säilötään vuodeksi ja katsotaan tilannetta uudestaan seuraavana vuonna. Toisaalta voi löytyä myös jokin toinen vaihtoehto, joka sopii laitokselle paremmin, kuten huoltovarmuusreservi tai sähkön tuotanto talviaikoina, kun sähkön hinta on korkeimmillaan.

Siinä tapauksessa, että tehoreservi vielä järjestetään, täytyy tarjouskilpailussa olla tarpeeksi hyvä tarjous. Energiavirasto hankkii kapasiteettia vain tietyn määrän kaudelle, joten tarjouksen täytyy olla halvimasta päästä, jotta sillä voi kilpailla muiden kanssa. Kustannusten nousu vaikuttaa myös tuoton määrään reservissä. Finlexin (2022) mukaan tarjouskilpailussa noudatetaan vuodesta 2022 eteenpäin seuraavia painotuksia hankintamenettelyissä: 1) kokonaiskustannukset 85 %, 2) yksikön käyttöönottonopeus 5 %, 3) vaaditun tehonmuutoksen yhtäjaksoinen ylläpitoaika 5 % ja 4) sähkömarkkina-

asetuksen 22 artiklan 4 kohdan mukaisesti lasketut CO₂-päästöt 5 %. Tämän tavan mukaista tarjouskilpailua ei ole vielä käytetty Energiaviraston (2022a) toimesta tehoreservin hankinnassa, sillä viimeisin tehoreservikausi oli 2020–2022. Energiaviraston (2022b) mukaan kaudelle 2022–2023 oltiin hankkimassa kapasiteettia, mutta tarjouksia tuli vain yksi, joka hylättiin. Tämän takia tehoreserviä eikä sen kilpailutusta ollut kyseisenä vuonna. Tehoreservin kulut tulee johtua tehoreservin velvoitteiden täyttämistä.

Kainuun Voima haki tehoreserviin vuonna 2017, jolloin pääsyy kieltävälle vastaukselle oli tehoreservistä riippumaton kaukolämmön tuotanto (Markkinaoikeus 2017). Kun kaukolämmön tuotanto lopetetaan ja tehoreservin tarpeisiin voidaan varata koko laitos, ei tämän pitäisi olla enää ongelma. Energiaviraston vaatimat erilliset höyrykattila, turbiini ja generaattori voidaan hyödyntää silloin pelkästään tehoreservin käyttöön. Myös polttoaineen kulutus on eriytetty muusta toiminnasta, koska voimalaitosta ajettaisiin vain tehoreservikäytössä.

Tämän työn tavoitteena oli löytää vastaus siihen, soveltuuko työssä tarkasteltu voimalaitos sähkön reservimarkkinoille, jos se säilötään kylmänä. Taulukossa 12 on esitetty arvio tutkitun voimalaitoksen soveltuvuudesta eri sähköreserveihin, kun laitos säilötään kylmänä. Pääsyyinä reservien hylkäämiselle on simulaatioiden perusteella voimalaitoksen hidat mutta välttämätön ylösajo, jonka kesto tässä tapauksessa täytää reservien aikavaatimuksia. Ainoastaan tehoreservi on tämän työn tulosten mukaan selkeästi mahdollinen tutkituista vaihtoehdoista.

Taulukko 12. Arvio tarkastelussa olleen voimalaitoksen soveltuvuudesta sähkön reservimarkkinoille.

Reservilaji	Soveltuvuus	Syy
FFR	Ei	Aktivointiaika
FCR-N	Ei	Aktivointiaika
FCR-D	Ei	Aktivointiaika
aFRR	Ei	Aktivointiaika
mFRR	Ei	Aktivointiaika
Tehoreservi	Kyllä	-

6.2.2 Kannattavuus

Työssä laskettu tuotto perustuu voimalaitoksen tehoreservin hakemuksessa ilmoitettuihin kiinteisiin kustannuksiin. Tässä työssä tuotto-osuutena on käytetty 25 % kiinteistä kustannuksista. Nämä kustannukset maksetaan ylläpitokorvauksena talvikaudelta. Tämän työn arvion mukaan perusskenaarioissa tuotto on 92120 € vuodessa. Kappaleessa 6.1 on simulointitulosten perusteella laskettu ja arvioitu, että kiinteiden kulujen määrää voitaisiin nostaa metsähaketta käytettäessä 1760000 € asti, jolloin tuotto olisi 440000 €/a. Tämä kuitenkin heikentäisi huomattavasti kilpailukykyä haettaessa tehoreserviin. Näiden kustannusten tulisi myös olla perusteltavissa tehoreservin kannalta välttämättömiksi (Energiavirasto 2022b).

Esilämmitysskenaarioissa tuotto on 108787 €, jos investointi rakenteisiin, joilla kaukolämpö lämmittäisi käynnistyksen alussa kattilavettä, maksaisi arviolta 50000 €. Investoinnin takaisinmaksu vaatisi 36 käynnistyskertaa, mikä on epätodennäköistä tehoreservipalvelussa. Myöskään päästöjen osalta esilämmityksellä ei ole suurta merkitystä, sillä hiilidioksidipäästöjä tulee vain 16 tonnia vähemmän. Tämä vastaa 4,12 % vähennystä hiilidioksidipäästöissä metsähakkeella, 0,76 % turpeella ja 0,79 % kivihiilellä verrattuna perusskenaarion kokonaispäästöihin skenaarioissa A1–A4. Iso ero metsähakkeella johtuu sen pienistä päästöistä, jotka tulevat suurimmaksi osaksi juuri polttoöljyn käytöstä. Päästövähennys vastaa myös 1110 euron kustannusta, jossa esilämmitysskenaarion päästöt maksavat vähemmän kuin perusskenaarion. Esilämmitysskenaarion hyödyt eivät silti ole tarpeeksi kannattavia, ellei sitä tarvitse järjestää aktivointiajan lyhentämisen takia, jolloin sen kulut jatkuvassa käytössä nousevat huomattavasti. Tätä ei kuitenkaan simulaatioiden mukaan tarvitse tehdä, joten voidaan sanoa, että perusskenaario on parempi. Esilämmityksellä täytyisi olla tehoreservin käytön kannalta merkittävä vaikutus, jotta sen rakentaminen investoinnilla hyväksyttäisiin kiinteisiin kuluihin, mitä sillä ei simulointien perusteella ole.

Verrattaessa skenaarioiden polttoaineita huomataan, että metsähakkeen vertailuluku 11,76 k€/MW on huomattavasti pienempi kuin käytettäessä muita polttoaineita (taulukko 8). Tämä selittyy pienillä päästömaksuilla, sillä esimerkiksi turpeella on paljon pienemmät polttoainekustannukset, mutta huomattavasti suuremmat päästökustannukset. Simuloinneissa ei kuitenkaan ole huomioitu polttoaineiden kuljetuksia eikä niiden

päästöjä. Metsähaketta kuluu simulointien perusteella 383 tonnia enemmän kuin esimerkiksi palaturvetta ja 1117 tonnia enemmän kuin kivihiiltä, mikä aiheuttaisi suuret kustannuserot kuljetuksessa vuositasolla. Tässä työssä näitä kuluja ei kuitenkaan huomioida vaan tase on rajattu voimalaitokseen, jolloin metsähake on tulosten perusteella paras vaihtoehto.

6.2.3 Epävarmuus

Työn tutkimuksessa tehtiin paljon oletuksia, joko asioiden yksinkertaistamiseksi tai tiedon saatavuuden takia. Tässä kappaleessa käydään läpi epävarmuustekijöitä, jotka saattavat vaikuttaa lopputuloksiin.

Simulaatioissa sähköä tuotetaan maksimisähköteholla 80 MW ja vertailun vuoksi 75 % teholla 60 MW. Todellisuudessa kuitenkin suurin tarjottava teho määrä on noin 40 MW (Keinänen 2024), koska voimalaitoksen nykyinen lauhduskapasiteetti riittää siihen. Lauhduskapasiteettia voidaan kuitenkin nostaa investoinneilla, jolloin päästäisiin maksimitiehen 80 MW. Tätä investointia ei ole kuitenkaan huomioitu simulaatioissa eikä kiinteissä kuluissa. Jos tämä investointi olisi perusteltavissa välttämättömäksi tehoreservin kannalta, niin simulaatiotulosten perusteella se saisi maksaa noin 1043500 €, jolloin metsähakkeen vertailuluku olisi perusskenaariossa 29,15 k€/MW. Tämä olisi sama kuin pienin vertailuluku vuoden 2017 haussa. Tässä ei kuitenkaan huomioida muita epävarmuuksia ja investointi lisätehoon tuskin täyttää Energiaviraston näkemystä välttämättömästä kulusta.

Polttoaineiden osalta työssä tarkasteltiin polttoaineiden lämpöarvoja, hintoja ja päästökertoimia. Lämpöarvot kerättiin Motivalta (2021) ja Kainuun Voiman ympäristöluvasta (Aluehallintovirasto 2023). Simulaatioissa käytettiin näitä vakioarvoja polton yhteydessä, mutta ei huomioitu polttoaineen laatua muuten. Lämpöarvot vaihtelevat todellisuudessa polttoaineen laadun ja kosteuden mukaan, mikä olisi aiheuttanut muutoksia tutkimuksen tuloksiin. Esimerkiksi polttoaineen pitkäaikainen säilöminen voi laskea sen lämpöarvoa, huonontaa sähköntuotannon kokonaishyötysuhdetta.

Polttoaineiden hinta vaikuttaa huomattavasti kannattavuuteen. Tässä työssä polttoaineiden hinnat on kerätty Tilastokeskuksen (2024a; 2024b) tiedoista mahdollisimman tuoreelta talvikaudelta. Kivihiihen hintaa ei löytynyt lähivuosilta vaan

työssä käytettiin vuoden 2022 hintaa, joka oli sille viimeksi annettu hinta tilastossa. Kivihiilen käyttö energiantuotannossa on tarkoitus lopettaa kokonaan vuonna 2029 (Työ- ja elinkeinoministeriö 2019), joten vähentyneen tarpeen mukaan voi myös sen hinta nousta. Kevyen polttoöljyn hintana käytettiin polttonesteiden kuluttajahintaa. Tämä hinta voi erota jonkin verran sen mukaan minkälaista polttoöljyä voimalaitoksessa käytetään. Myös suuret ostomäärät voivat halventaa hintaa laitoksen tapauksessa. Palaturpeen hintana käytettiin jysinturpeen hintaa. Tämä voi vaikuttaa tuloksiin, sillä sen lämpöarvo on suurempi kuin jysinturpeen. Polttoaineiden hinnoissa ei ole otettu huomioon niiden kuljetuksia eikä varastointia, mitkä kasvattaisivat hintoja huomattavasti. Tämä on iso syy siihen miksi simuloitujen kustannukset ovat paljon pienempiä vertailukohteisiin nähden.

Polttoaineiden päästökertoimet ovat kerätty Forest Reseach (2024) tilastoista, jotka olivat valmiiksi muodossa kg/MWh. Turpeelle käytettiin arvoa 381,6 kg/MWh, mikä ei ole kaukana Suomen ympäristökeskuksen (SYKE 2023) arvosta 372,7 kg/MWh. Tästä voi aiheutua pieni ero simuloinnin tuloksiin, mutta se ei muuta tuloksia merkittävästi. Työssä ei kuitenkaan huomioida muita kuin poltosta aiheutuvia päästöjä. Esimerkiksi kuljetuspäästöt nostaisivat metsähakkeen päästöjä huomattavasti. Metsähake on biopolttoaine, jolloin sen poltosta ei makseta päästömaksuja, mutta vertailun vuoksi myös ne on laskettu. Työn taseraja on kuitenkin asetettu voimalaitoksen sisälle, jolloin mallinnuksessa ei huomioida näitä kuljetuksista tai varastoinnista aiheutuvia päästöjä tai kustannuksia.

Kuten aiemmin mainittiin, taseraja on voimalaitoksen sisällä, joten voidaan olettaa, että nykyiset varastointimenetelmät riittävät tehoreserviiniin. Polttoaineiden pitkäaikaisessa varastoinnissa on kuitenkin ongelmia, kuten syttymisvaara tai laadun heikkeneminen. Tällöin voidaan miettiä vaihtoehtoisia ratkaisuja varastointiin, kuten vaihtaa varattu polttoaine uuteen ja kuljettaa vanha kaatopaikalle. Tämä ei kuitenkaan ole välttämättä taloudellisesti paras vaihtoehto. Toiseksi voidaan säilöä polttoaine ulkona, jolloin syttymisvaaraa ei ole, mutta laatu kärsii kosteuden takia. Kolmas vaihtoehto on varata polttoainetta ainoastaan laitoksen käynnistykseen ja tilata lisää käyttöä varten käynnistuksen aikana. Tämä on todennäköisesti paras vaihtoehto taloudellisessa mielessä, mutta siihen liittyy riskejä esimerkiksi polttoaineen saatavuuden suhteen.

Herkkyysanalyysissä tutkittiin eri muuttujien vaikutusta vertailulukuun. Tulosten mukaan polttoaineen hinta oli merkittävin tekijä kaikilla polttoaineilla

kokonaiskustannuksia laskettaessa. Otettaessa huomioon päästöihin liittyvät seikat esimerkiksi metsähakkeen kohdalla, voidaan sanoa, että metsähakkeen päästöt olisivat huomattavasti suuremmat huomioitaessa kuljetukset ja hakkuu.

Yksi työn tutkittavista asioista oli tarvittavan polttoaineen määrä vuositasolla. Tehoreservin tapauksessa maksimi käyttöaika talviaikana on 200 tuntia, mutta tätä aikaa ei ajeta yhtäjaksoisesti. Yhteen käynnistykseen tarvitaan metsähaketta 168 tonnia ja tilanteessa, jossa vuoden aikana käynnistetään laitos kolme kertaa ja tuotetaan 200 MWh sähköä kertaa kohden, tarvitaan 1795 tonnia metsähaketta. Ajettaessa maksimi 200 tuntia talvikauden aikana täydellä teholla, tarvittaisiin polttoainetta 32456 tonnia ilman käynnistys- ja ylösajoja. On vaikea arvioida mikä tässä tapauksessa olisi käynnistysten määrä, koska tehoreserviä on käytetty tyypillisesti todella harvoin, eikä koskaan täyttä 200 tuntia.

Polttoaineen syöttö on mallissa lineaarista, vaikka todellisuudessa polttoaineen lisäys ei ole lineaarista vaan esimerkiksi kiinteän polttoaineen aloituksen aikaan nostetaan väliaikaisesti polttoöljyn käyttöä (Huhtinen et al. 2011). Mallilla kuitenkin saatiin tuloksia, jotka voitiin validoida mittausaineistolla ja se on siten tavoitteen mukainen aktivointiajan selvittämisessä.

Mallin kalibroinnissa olisi voinut käyttää enemmän prosessimittauksia, mikä olisi tehnyt siitä vielä paremmin todellisuutta vastaavan. Työssä valittiin sellaisia oletuksia ja yksinkertaistuksia mallin suhteen, jotka toimivat tässä tapauksessa mutta eivät olleet välttämättä optimaalisia.

Todellisessa tilanteessa turbiinin lämmityksen aloituksessa pitäisi kiinteä polttoaine olla jo lisätynä kattilaan ja höyryn lämpötilan tulisi olla noin 400 celsiusastetta. Työn simulaatioissa kiinteää polttoainetta ei ole vielä käytetty, kun turbiinia aletaan lämmittämään. Kuitenkin, vaikka lämmitys aloitettaisiin simuloinnissa vasta 500 celsiusasteen kohdalla, jolloin kiinteää polttoainetta on jo käytetty noin puoli tuntia, ehtii turbiini silti lämpimäksi ylösajon aikana. Tällöin simulaatioiden perusteella turbiinin lämmityksen aloituksella ei ole vaikutusta aktivointiaikaan.

Työn mallin rakentamisessa on käytetty paljon yleistys- ja mittausaineiston lisäksi, mikä tekee mallista myös osittain soveltuvan muille CHP-laitoksille, joilla on CFB-kattila.

Varsinkin vanhoilla CHP-laitoksilla on samankaltaiset polton ja sähköntuotannon hyötysuhteet. Tämän takia malli voisi toimia ainakin ylösajon osalta muillekin voimalaitoksille. Simulointitulokset eivät luultavasti ole kovin tarkat muille laitoksille. Kuitenkin nousseiden päästökustannusten takia voidaan oletettavasti myös muissa voimalaitoksissa huomata, kuinka fossiilisten polttoaineiden kannattavuus on laskenut biopolttoaineisiin verrattuna.

Lisätutkimuksen kohteita voisivat olla esimerkiksi huoltovarmuuskäyttö, jota ei tässä työssä käyty läpi, mutta voisi olla potentiaalinen reservi tutkitulle voimalaitokselle. Tästä reservistä ei löytynyt paljon julkista tietoa, mutta kun Meri-Porin sopimus loppuu vuonna 2026, voisi olla mahdollista hakea siihen (Autere 2024).

Työn teoriaosaan ei löytynyt esimerkkejä siitä, miten alasajettujen voimalaitosten osallistumista reserveihin on tutkittu. Sen sijaan käynnissä olevien CHP laitosten ja teollisuuskohteiden osallistumista ja optimointia koskevaa tutkimusta löytyi paljon. Näissä tapauksissa ei kuitenkaan käsitelty tehoreserviä potentiaalisena vaihtoehtona vaan kyseessä oli yleisesti ottaen osallistuminen FFR, FCR ja spot-markkinoille.

7 JOHTOPÄÄTÖKSET

Työssä selvitettiin mihin Fingridin sähköreserveihin Kainuun Voiman höyryvoimalaitos voisi osallistua kylmäsäilönnästä. Työn tulokset osoittivat, että teknisten vaatimusten perusteella voidaan poissulkea kaikki muut sähkön reservimarkkinavaihtoehdot kuin tehoreservi.

Tehoreserviin pääsemiseksi voimalaitoksen ei tarvitse työn tulosten mukaan tehdä suuria muutoksia rakenteisiin tai laitteistoihin. Aktivointiaika on yksi merkittävimmistä tekijöistä voimalaitoksen teknisissä vaatimuksissa reserviin. Simulointien perusteella voimalaitos voidaan ylösajaa noin 8,23 tunnissa, mikä on paljon lyhyempi kuin vaadittu 12 tunnin aktivointiaika.

Simulointitulosten perusteella testatuista polttoaineista parhaiten käyttöön sopii metsähake, joka on myös laitoksen nykyinen pääpolttoaine turpeen lisäksi. Uudet lakimuutokset tehoreservin kilpailutuksessa voivat estää fossiilisia polttoaineita käyttäviä voimalaitoksia osallistumasta tehoreserviin. Toisaalta mahdollinen kustannusten nousu heikentää kilpailukykyä tehoreservin kilpailutuksessa.

Tulokset osoittivat myös, että kattilaveden esilämmitys kaukolämmöllä ei ole taloudellisesti kannattavaa. Vaikka polttoöljyn käyttö vähenee käynnistyksessä, eivät saatavat hyödyt ole kokonaisuuden kannalta merkittäviä. Yksi lisätutkimuskohde voisi olla huoltovarmuusreservi, joka saattaisi myös sopia tutkitulle voimalaitokselle.

8 YHTEENVETO

Reservimarkkinat tulevat luultavasti olemaan yhä suuremmassa roolissa tulevaisuudessa, kun yhteistuotannon määrä vähenee ja perinteiset tuotantomenetelmät osittain väistyvät uusiutuvan energian tieltä. Tämä säästä riippuva tuotantomuoto aiheuttaa vaihtelua sähköverkon taajuuteen ja sähkön saatavuuteen. Tarvitaankin säätökapasiteettia ja tuotannon epävarmuuden lisääntyessä tarve varavoimalle voi lisääntyä esimerkiksi tehoreservin muodossa.

Tässä työssä tutkittiin yhden voimalaitoksen soveltuvuutta sähköreserveihin. Koska kyseessä on hidaskäynnisteinen höyryvoimalaitos, se ei sovellu moneen nykyaikaisista nopeista reserveistä. Tämä soveltuvuus ottaa huomioon, että laitos säilötään kylmänä eikä ole jo tuotannossa. Sen sijaan laitos soveltuu työn mukaan tehoreserviin, mutta sitä ei parhaillaan järjestetä.

Ympäristöystävällisyyden ollessa yhä tärkeämpi tavoite Euroopassa ja maailmalla, tulee myös päästöjen vaikutus ja hinta olemaan entistä suurempi kynnys perinteisillä voimalaitoksilla. Myös tämän työn voimalaitoksen tapauksessa tämä nähdään tuloksista. Tulokseksi saatiin, että metsähake on edullisin ja päästöjen kannalta paras käytettävä polttoaine. Suuret erot polttoaineiden kustannuksissa tulivatkin päästöoikeusmaksuista, eivätkä polttoaineen hinnoista, vaikkakin työn simuloinneissa suurin vaikutus vertailulukuun oli polttoaineen hintojen muutoksella jokaisen polttoaineen tapauksessa.

Simulointien tuloksena saatiin arvio voimalaitoksen kilpailukyvystä tehoreserviin haettaessa. Tulosten mukaan voimalaitos olisi todella kilpailukykyinen vaihtoehto tehoreservikapasiteetiksi. Myös hiilidioksidipäästöt olisivat hyvin pienet, vaikka mallinnuksessa tehtiin useita oletuksia ja yksinkertaistuksia. Kehitetyn mallin käyttökohde on kuitenkin aktivointiajan määrittäminen tehoreservin vaatimuksia varten.

LÄHDELUETTELO

Autere, S., 2024. 5 kysymystä Meri-Porin voimalaitoksen varaamisesta huoltovarmuuskäyttöön [verkkodokumentti]. Varmuuden vuoksi, Huoltovarmuuskeskuksen verkkolehti, 26.3.2024. Saatavissa: <https://www.varmuudenvuoksi.fi/artikkeli/5-kysymysta-meri-porin-voimalaitoksen-varaamisesta-huoltovarmuuskayttoon> [viitattu 1.12.2024].

Aluehallintovirasto, 2023. Kainuun Voima Oy:n voimalaitoksen ympäristöluvan tarkistaminen uusien BAT-päätelmien vuoksi sekä toiminnan muuttaminen, Kajaani. Oulu: Pohjois-Suomen Aluehallintovirasto. Päätös nro 68/2023.

Energiateollisuus, 2024. Sähkön hintatilasto [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiateollisuus ry. Saatavissa: <https://energia.fi/tilastot/sahkotilastot/sahkon-hintatilasto/> [viitattu 10.12.2024].

Energiavirasto, 2017. Tehoreservikapasiteetin hankinta [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12722768/Tehoservin+hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+2017/c91363f0-2437-96eb-2bd3-6d08f5a20e9e/Tehoservin+hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+2017.pdf> [viitattu 5.10.2024].

Energiavirasto, 2019. Tehoreservikapasiteetin hankinta [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12722768/Hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s-tehoreservikapasiteetin-hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s.pdf/7d620fcf-84d9-570c-5868-8373e3c83200/Hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s-tehoreservikapasiteetin-hankintap%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s.pdf?t=1575032507000> [viitattu 3.12.2024].

Energiavirasto, 2022a. Sähkön tehoreservin hankinta keskeytyy [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/-/sahkon-tehoreservin-hankinta-keskeytyy> [viitattu 9.12.2024].

Energiavirasto, 2022b. Tarjouksen hylkääminen tehoreservin hankintamenettelyssä [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/>

documents/11120570/12872579/P%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+tehoreservitarjoukseen+hylk%C3%A4%C3%A4misest%C3%A4+Fortum+Power+and+Heat+Oy.pdf/a3052a24-4c4a-e95b-1dc4-ab5a392a8eb6/P%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+tehoreservitarjouksen+hylk%C3%A4%C3%A4misest%C3%A4+Fortum+Power+and+Heat+Oy.pdf?t=1663318961930 [viitattu 10.12.2024].

Energiavirasto, 2022c. Tehoreservi turvaa sähkön toimitusvarmuutta [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/-/tehoreservi-turvaa-sahkon-toimitusvarmuutta> [viitattu 13.7.2024].

Energiavirasto, 2024a. Energiavirasto ei hanki tehoreservikapasiteettia kaudelle 1.11.2024–31.10.2025 [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: <https://energiavirasto.fi/-/energiavirasto-ei-hanki-tehoreservikapasiteettia-kaudelle-1.11.2024-31.10.2025> [viitattu 1.7.2024].

Energiavirasto, 2024b. Tehoreservin määrä kaudelle 2024–2025 [verkkodokumentti]. Helsinki: Energiavirasto. Saatavissa: https://energiavirasto.fi/documents/11120570/12872579/529_040501_2024-15+Energiavirasto_+p%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s,+P%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+tehoreservin+m%C3%A4%C3%A4r%C3%A4st%C3%A4+kaudelle+1.11.2024-31.1+383147_1_1.PDF/ce32dc9c-9c2d-cf5f-a07e-907b055361db/529_040501_2024-15+Energiavirasto_+p%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s,+P%C3%A4%C3%A4t%C3%B6s+tehoreservin+m%C3%A4%C3%A4r%C3%A4st%C3%A4+kaudelle+1.11.2024-31.1+383147_1_1.pdf?t=1712814846765 [viitattu 1.7.2024].

Entsoe 2023, Technical Requirements for Frequency Containment Reserve Provision in the Nordic Synchronous Area [verkkodokumentti]. Bryssel: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/technical-requirements-for-frequency-containment-reserve-provision-in-the-nordic-synchronous-area.pdf> [viitattu 23.6.2024].

EU, 2019. Sähkömarkkina-asetus [verkkodokumentti]. Luxemburg: Euroopan parlamentti ja neuvosto. Asetus 2019/943. Saatavissa: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FI/ALL/?uri=CELEX%3A32019R0943> [viitattu 10.12.2024].

Fingrid, 2022a. Automaattisen taajuuden palautusreservin (aFRR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/uusi-automaattisen-taajuuden-palautusreservin-afrr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvakysyttamismenettely.pdf> [viitattu 25.6.2024].

Fingrid, 2022b. Säännöt tehoreservijärjestelmään kuuluvien yksiköiden käyttövalmiuden ylläpidolle ja niiden käytölle [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/tehoreservin-kayttosaannot-2022-002.pdf> [viitattu 14.7.2024].

Fingrid, 2022c. Tuulivoimavaltaisen järjestelmän haasteet [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/ajankohtaista-tapahtumat/20220211-materiaali-tuulivoimavaltaisen-jarjestelman-haasteet.pdf> [viitattu 26.8.2024].

Fingrid, 2022d. Ydinvoima mukaan reservimarkkinoille [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/ajankohtaista/tiedotteet/2022/ydinvoima-mukaan-reservimarkkinoille/> [viitattu 27.7.2024].

Fingrid, 2023a. Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/saatosahko/liite-2-manuaalisen-taajuuden-palautusreservin-mfrr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyv_2023-id-422321.pdf [viitattu 26.6.2024].

Fingrid, 2023b. Ehdot ja edellytykset manuaalisen taajuuden palautusreservin (mFRR) toimittajalle [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/ehdot-ja-edellytykset-manuaalisen-taajuuden-palautusreservin-mfrr-toimittajalle.pdf> [viitattu 26.6.2024].

Fingrid, 2023c. Nopean taajuusreservin (FFR) teknisten vaatimusten todentaminen ja hyväksyttämismenettely [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/nopean->

taajuusreservin-ffr-teknisten-vaatimusten-todentaminen-ja-hyvakysyttamisprosessi.pdf
[viitattu 24.6.2024].

Fingrid, 2023d. Reservituotteet ja reservien markkinapaikat [verkkodokumentti].
Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/reservituotteet-ja-reservien-markkinapaikat.pdf> [viitattu 11.7.2024].

Fingrid, 2024a. aFRR-kapasiteettimarkkina [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj.
Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/toteutuneet-tuntikaupat/> [viitattu 28.7.2024].

Fingrid, 2024b. Eurooppalaiset reservimarkkinapaikat [verkkodokumentti]. Helsinki:
Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pohjoismainen-tasehallinta/eurooppalaiset-reservimarkkinapaikat/> [viitattu 18.7.2024].

Fingrid, 2024c. mFRR-energiamarkkinan tarjoukset ja kaupat 1/2028–5/2024
[verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/reservit/mfrr-tarjoukset-ja-energiat-teknologioittain-2018_01-2024_05.pdf [viitattu 28.7.2024].

Fingrid, 2024d. mFRR-kapasiteettimarkkinan pohjoismainen markkinapaikka
[verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyys/pohjoismainen-tasehallinta/mfrr-kapasiteettimarkkinan-pohjoismainen-markkinapaikka/> [viitattu 18.7.2024].

Fingrid, 2024e. Nopea taajuusreservi [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj.
Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/nopea-taajuusreservi/> [viitattu 27.7.2024].

Fingrid, 2024f. Nopea taajuusreservi (FFR) [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj.
Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/nopea-taajuusreservi> [viitattu 24.6.2024].

Fingrid, 2024g. Reservimarkkinat [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/> [viitattu 20.6.2024].

Fingrid, 2024h. Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-N, FCR-D ylös ja FCR-D alas), vuosimarkkinahankinta ja toteutuneet tuntikaupat [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinainformaatio/reservimarkkinainformaatio/Taajuusohjattu-kaytto-ja-hairioreservi-vuosimarkkinahankinta-ja-toteutuneet-tuntikaupat/> [viitattu 27.7.2024].

Fingrid, 2024i. Taajuusohjattu käyttö- ja häiriöreservi (FCR-tuotteet) [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/taajuusohjattu-kaytto--ja-hairioreservi> [viitattu 20.6.2024].

Fingrid, 2024j. Tehoreservipalvelu [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/kantaverkko/tehoreservi/> [viitattu 1.7.2024].

Fingrid, 2024k. Uusi mFRR-energiamarkkina [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/markkinoiden-yhtenaisyyss/pohjoismainen-tasehallinta/mfr_energiamarkkina/ [viitattu 18.7.2024].

Fingrid, 2024l. Varavoimalaitokset [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/reservit-ja-saatosahko/varavoimalaitokset/> [viitattu 11.3.2024].

Fingrid, 2024m. Yleistietoa sähkömarkkinoista [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/sahkomarkkinat/yleistietoa-sahkomarkkinoista/> [viitattu 28.8.2024].

Finlex, 2011. Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä [verkkodokumentti]. Helsinki: Finlex. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110117> [viitattu 1.7.2024].

Finlex, 2022. Valtioneuvoston asetus tehoreservin tarpeen määrittämisestä ja hankinnasta [verkkodokumentti]. Helsinki: Finlex. Saatavissa: <https://www.finlex.fi/fi/laki/alkup/2022/20220146> [viitattu 9.12.2024].

Forest Research, 2024. Carbon emissions of different fuels [verkkodokumentti]. Iso-Britannia: Forest Research. Saatavissa: <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/carbon-emissions-of-different-fuels/> [viitattu 25.11.2024].

Forsman, J., Närhi, J., Uimonen, H., Semkin, N., Miettinen, V. & Toivola, S., 2021. Hiilineutraalisuustavoitteen vaikutukset sähköjärjestelmään [verkkodokumentti]. Helsinki: Valtioneuvoston kanslia. Saatavissa: <http://urn.fi/URN:ISBN:978-952-383-029-5> [viitattu 19.8.2024].

Frantti, A., 2019. Varavoima – Harvoin käytetty, mutta silti välttämätön [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/varavoima-2/> [viitattu 23.3.2024].

Furtwängler, C. & Weber, C., 2018. Reserve provision by CHP units and its impact on equilibria in spot and reserve markets. Essen: University of Duisburg-Essen. HEMF Working Paper, No. 03/2018. Saatavissa: <https://www.econstor.eu/handle/10419/201581> [viitattu 20.8.2024].

Haakana, J., Tikka, V., Lassila, J. & Partanen, J., 2017. Methodology to analyze combined heat and power plant operation considering electricity reserve market opportunities. *Energy*, 127, s. 408–418. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.134>

Hirn, E., 2015. Kysyntäjoustop laaja näkökulma ja mahdollisuudet. Opinnäytetyö. Metropolia Ammattikorkeakoulu. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/99948> [viitattu 18.8.2024].

Huhtinen, M., Korhonen, R., Pimiä, T. & Urpalainen, S., 2011. Voimalaitostekniikka. Helsinki: Opetushallitus, 342 s. ISBN 9 978-952-13-3476-4.

Jokiniemi, J., 2014. Sähkön kysyntäjoustopkohteiden mahdollisuudet Suomen teollisuudessa. Diplomityö. Aalto-yliopisto. Saatavissa: <https://aaltodoc.aalto.fi/server/api/core/bitstreams/f2d9090c-e8f6-4baf-b14d-f5832fcaa751/content> [viitattu 19.8.2024].

Kainuun Voima Oy, 2022. Tilinpäätös ja toimintakertomus 2022 [verkkodokumentti]. Kajaani: Kainuun Voima Oy. Saatavissa: <https://www.kainuunvoima.fi/wp-content/uploads/2023/06/KAVO-Tilinpaaatos-2022.pdf> [viitattu 14.7.2024].

Kainuun Voima Oy, 2024. Energian tuotanto [verkkodokumentti]. Kajaani: Kainuun Voima Oy. Saatavissa: <https://www.kainuunvoima.fi/energiantuotanto/> [viitattu 19.6.2024].

Karppinen, H. & Keränen, S., 2023. Kajaanin kaukolämmöntuotannon vähähiilinen tiekartta [verkkodokumentti]. Kajaanin ammattikorkeakoulu. Taustadokumentti: Kaukolämmöntuotannon vähähiiliset ratkaisut -hanke. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/804781> [viitattu 21.10.2024].

Keinänen, K., 2024. Kainuun Voima Oy. Sisäinen tiedonanto.

Loiste, 2024. Kaukolämpöhinnasto [verkkodokumentti]. Kajaani: Loiste Lämpö Oy. Saatavissa: <https://loistelampo.fi/kaukolampohinnasto> [viitattu 25.11.2024].

Ma, S., Guo, J., Chang, W. Yue, G. & Zhang, H., 2015. Study on the dynamic balance behaviors of bed material during the start-up process of a circulating fluidized bed boiler. Powder Technology, 280, s. 35–41. <https://doi.org/10.1016/j.powtec.2015.04.043>

Majanne, Y. & Köykkä, P., 2009. Dynamic Model of a Circulating Fluidized Bed Boiler. IFAC Proceedings Volumes, 42, 9, s. 255–260. <https://doi.org/10.3182/20090705-4-SF-2005.00046>

Markkinaoikeus, 2018. MAO:240/18 [verkkodokumentti]. Helsinki: Markkinaoikeus. Saatavissa: <https://www.markkinaoikeus.fi/fi/index/paatokset/kilpailu-javalvonta-asiat/1525332257905.html> [viitattu 29.7.2024].

MathWorks, 2024a. E-NTU Heat Transfer [verkkodokumentti]. Yhdysvallat: MathWorks. Saatavissa: <https://www.mathworks.com/help/hydro/ref/entuheattransfer.html> [viitattu 6.12.2024].

MathWorks, 2024b. Thermal Mass [verkkodokumentti]. Yhdysvallat: MathWorks. Saatavissa: <https://se.mathworks.com/help/simscape/ref/thermalmass.html> [viitattu 6.12.2024].

Motiva, 2021. Biopolttoaineiden lämpöarvoja [verkkodokumentti]. Helsinki: Motiva Oy. Saatavissa: https://www.motiva.fi/ratkaisut/uusiutuva_energia/bioenergia/tietolahteita/biopolttoaineiden_lampoarvoja [viitattu 7.10.2024].

Myöhänen, K. & Hyppänen, T., 2011. A three-dimensional model frame for modelling combustion and gasification in circulating fluidized bed furnaces. *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, 9, A25. <https://doi.org/10.2202/1542-6580.2571>

Nukarinen, S., 2022. Esiselvitys Terrafame Oy:n osallistuminen taajuusohjatun käyttö- ja häiriöreservin markkinoille. Opinnäytetyö. Oulun ammattikorkeakoulu. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/752640> [viitattu 15.8.2024].

Nurmi, V., 2020. Dynaamisen kiertoletijupetikattilamallin kehittäminen käynnistystilanteisiin soveltuvaksi. Diplomityö. Tampereen yliopisto. Saatavissa: <https://trepo.tuni.fi/handle/10024/118922> [viitattu 7.9.2024].

OpenCO2, 2024. CO2-converter background information [verkkodokumentti]. Espoo: OpenCO2net Oy. Saatavissa: <https://www.openco2.net/en/co2-converter-input-data> [viitattu 27.11.2024].

Pallarès, D. & Johnsson, F., 2006. Macroscopic modelling of fluid dynamics in large-scale circulating fluidized beds. *Progress in Energy and Combustion Science*, 32, 5–6, s. 539–569. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2006.02.002>

Rytsy, A., 2022. Säätosähkömarkkinoille kaivataan lisää reservitoimittajia [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingridlehti.fi/saatosahkomarkkinoille-kaivataan-lisaa-reservitoimittajia/> [viitattu 2.7.2024].

Siltala, J., 2022. Emergency and Restoration verkkosääntö - vaatimukset ja toimeenpano Suomessa [verkkodokumentti]. Helsinki: Fingrid Oyj. Saatavissa: <https://www.fingrid.fi/globalassets/dokumentit/fi/sahkomarkkinat/verkkosaannot/nc-er-toimeenpano-perustietopaketti.pdf> [viitattu 19.6.2024].

Sisso, J., 2019. Sähkömarkkinoiden hyödyntäminen Riikinvoimalla. Opinnäytetyö. Savonia-ammattikorkeakoulu. Saatavissa: <https://www.theseus.fi/handle/10024/166178> [viitattu 28.8.2024].

SYKE, 2023. Y-HIILARI [verkkodokumentti]. Helsinki: Suomen ympäristökeskus. Saatavissa: https://www.syke.fi/fi-FI/Tutkimus__kehittaminen/Kiertotalous/Laskurit/YHiilari [viitattu 5.12.2024].

Tielens, P. & Van Hertem, D., 2016. The relevance of inertial in power systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 55, s. 999–1009. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.016>

Tilastokeskus, 2024a. 12ge - Polttonesteiden kuluttajahinnat (sisältää alv:n), 2023 M12, 2024 M1–M2 [verkkodokumentti]. Helsinki: Tilastokeskus. Saatavissa: https://pxdata.stat.fi/PxWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ehi/statfin_ehi_pxt_12ge.px/ [viitattu 25.11.2024].

Tilastokeskus, 2024b. 13p7 - Voimalaitospolttoaineiden hinta sähköntuotannossa, tärkeimmät polttoaineet, 2022 M12, 2023 M12, 2024 M1–M2 [verkkodokumentti]. Helsinki: Tilastokeskus. Saatavissa: https://pxdata.stat.fi/PXWeb/pxweb/fi/StatFin/StatFin__ehi/statfin_ehi_pxt_13p7.px [viitattu 25.11.2024].

Toivanen, A., 2024. EU:n päästökauppajärjestelmän uudistukset ohjaavat päästöoikeuden hintaa tulevaisuudessa [verkkodokumentti]. Power-Deriva. Saatavissa: <https://power-deriva.fi/2024/04/10/eun-paastokauppajarjestelman-uudistukset-ohjaavat-paastooikeuden-hintaa-tulevaisuudessa/> [viitattu 25.11.2024].

Tuominen, T., 2018. Kiertoleijukattilan dynamiikka ja säätö. Kandidaatintyö. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Saatavissa: <https://lutpub.lut.fi/handle/10024/158677> [viitattu 7.9.2024].

Työ- ja elinkeinoministeriö, 2019. Kivihiilen energiakäytön vuonna 2029 kieltävä laki voimaan huhtikuun alussa [verkkodokumentti]. Helsinki: Valtioneuvosto. Saatavissa: <https://valtioneuvosto.fi/-/1410877/kivihiilen-energiakayton-vuonna-2029-kieltava-laki-voimaan-huhtikuun-alussa> [viitattu 6.12.2024].

Väyrynen, T., 2024. Kainuun Voima Oy. Sisäinen tiedonanto.

Wolfram Mathworld, 2024. Relative Error [verkkodokumentti]. Yhdysvallat: Wolfram Research, Inc. Saatavissa: <https://mathworld.wolfram.com/RelativeError.html> [viitattu 6.12.2024].