

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

Petri Parviainen

**Kivihiilen polton lopettamisen jälkeiset toimenpidesuositukset
Martinlaakson voimalaitoksen turbiinilaitoksille**

Työn tarkastaja: Professori Esa Vakkilainen

TIIVISTELMÄ

Lappeenrannan-Lahden teknillinen yliopisto LUT

School of Energy Systems

Energiatekniikka

Petri Parviainen

Kivihiilen polton lopettamisen jälkeiset toimenpidesuosituksset Martinlaakson voimalaitoksen turbiinilaitoksille

Diplomityö 2021

Tarkastaja: Professori, TkT Esa Vakkilainen

Ohjaaja: DI Matias Siponen

89 sivua, 15 kuvaa, 14 taulukkoa ja 1 liite.

Hakusanat: höyryturbiini, turbiinilaitos, generaattori, elinkaarikustannus, LCC, kuntokartoitus

Vantaan Energia on ottanut tavoitteekseen luopua kivihiilen käytöstä vuoden 2022 aikana. Lopettamispäätöksen myötä Martinlaakson Voimalaitokselle jää kaksi vaihtoehtoista turbiinilaitosta jätettäväksi tuotantoon yhdessä jäljelle jäävän biokattilalaitoksen kanssa. Työssä tarkasteltiin miten kyseiset laitokset eroavat toisistaan, laadittiin elinjaksokustannuslaskelma kunnossapitokustannuksista sekä tunnistettiin tarpeelliset korjausinvestointi- tai muutostarpeet.

Tulevaa päätöksentekoa varten laadittiin toimenpidesuosituksset, joiden avulla voitaisiin tehdä vertailu laitosten elinjaksotuotoista. Luotettavien laskelmien kannalta on oleellista laadukkaat lähtötiedot ja epävarmuustekijöiden tunnistaminen.

Kunnossapidon elinjaksokustannukset laskettiin edellisen viiden vuoden toteutuneiden tiliöintien perusteella. Turbiinilaitoksen apujärjestelmille tehtiin kuntokartoitus päälaitetasolla, jonka pohjalta muodostettiin suositukset investoinneille. Kunnossapitokustannuksista ja investoinneista laadittiin LCC-laskelma seuraavalle kymmenelle vuodelle. Ilman lisäselvityksiä käyttöön jäävän laitoksen valinnasta on vaikea antaa suositusta. Tämän tutkimuksen tietojen perusteella BL1 turbiinilaitos olisi parempi valinta jätettäväksi käyttöön lähinnä pienemmän mitoituksen perusteella.

ABSTRACT

Lappeenranta- Lahti University of Technology LUT

School of Energy Systems

Energy Technology

Petri Parviainen

Recommendations for action for Martinlaakso Power Plants steam turbine plants after the decommissioning of coal boiler

Master's Thesis 2021

Examiners: Professori, TkT Esa Vakkilainen

Instructor: DI Matias Siponen

89 pages, 15 figures, 14 tables and 1 appendice.

Keywords: Steam turbine, turbine plants, generator, life cycle costs, LCC, condition survey

Vantaa Energia has set itself a goal ending the use of coal during 2022. Due to this decision, Martinlaakso Power Plant will have two alternative turbine plants to operate with the remaining biomass combustion plant. The aim of this thesis was to compare how these turbine plants differ from each other. Life-cycle cost calculations of maintenance costs were made, and necessary repairs or modifications were identified.

To assist in making the final decision, recommendations for next actions were developed to provide necessary information for life cycle profit calculations. Reliable calculations require high quality input data and identification of uncertain factors.

The life cycle costs of maintenance were calculated based on actual costs for the previous last five years. Turbine plants auxiliary systems conditions were evaluated based on history knowledge of main equipment, which acted as a basis of recommendations for future repair investments.

Making a recommendation for final decision is difficult without further investigation. Based on the data from this study, turbine plant one would be better choice for future operation mainly because it is rated for smaller power output.

SISÄLLYSLUETTELO

TIIVISTELMÄ

ABSTRACT

SISÄLLYSLUETTELO

SYMBOLILUETTELO

1 Johdanto	6
1.1 Tutkimuksen tausta.....	6
1.2 Tutkimuksen tavoitteet, menetelmä ja tutkimuskysymykset	7
1.3 Tutkimuksen rajaus	8
1.4 Tutkimusmetodologia.....	9
1.5 Tutkimuksen rakenne	9
2 Voimalaitokset ja turbiinit	10
2.1 Vastapainevoimalaitos.....	10
2.2 Höyryturbiini	11
2.3 Vantaan Energia Oy	12
2.4 Martinlaakson Voimalaitos	13
3 Tuotanto-omaisuuden hallinta	14
3.1 Elinjaksokustannukset (LCC – Life Cycle Costs).....	17
3.1.1 Elinjaksokustannusten kustannuselementit.....	19
3.1.2 LCC-kustannusten laskenta.....	23
3.1.3 Nykyarvomenetelmä	25
3.1.4 Sisäisen korkokannan menetelmä	25
3.1.5 Elinjaksokustannuslaskennan haasteet.....	26
3.2 Elinikätuotto (LCP – Life Cycle Profit)	27
3.3 Kunnossapito	28
3.3.1 Kunnossapidon taloudellinen merkitys ja tunnusluvut	28
3.3.2 Kunnossapidettävyys	29
3.3.3 Tuotannon kokonaistehokkuus	30

3.4	Kuntokartoitus	30
4	Turbiinilaitosten elinjaksokustannukset	34
4.1	Turbiinit.....	35
4.1.1	Turbiini Zamech.....	35
4.1.1.1	Kunnossapitohistoria.....	38
4.1.1.2	Kunnossapidettävyys.....	40
4.1.2	Turbiini Lang	40
4.1.2.1	Turbiinien kunnossapitohistoria ja elinikä.....	43
4.1.2.2	Kunnossapidettävyys.....	44
4.1.2.3	Turbiinien hyötysuhteet	45
4.1.3	Generaattorit.....	45
4.1.3.1	BL1 – Dolmel GTH 63	47
4.1.3.2	BL2 – GE WX18L-068LLT.....	48
4.1.3.3	Kunnossapitohistoria.....	48
4.1.3.4	Generaattorien hyötysuhteet.....	49
4.1.4	Korkeapaineväliotot	50
4.1.5	Lauhdejärjestelmät	54
4.1.6	Höyryjärjestelmät.....	57
4.1.7	Öljyjärjestelmät	59
4.1.8	Kaukolämpöjärjestelmät	62
4.1.9	Jäähdytysvesijärjestelmät.....	64
4.1.10	Laitosautomaatio ja sähköjärjestelmät	67
4.2	Turbiinilaitosten elinjaksokustannukset.....	68
4.2.1	Käyttöjakson aikana tehtävät korjausinvestoinnit.....	68
4.2.2	Kunnossapitokustannukset.....	69
4.2.3	Käyttökustannukset	71
4.2.4	Tuotanto, hyötysuhteet, käytettävyys.....	72
4.2.5	Laskenta ja tulokset.....	73
5	Tulosaineiston yhteenveto	75
5.1	BL1 Zamech turbiinilaitos.....	75
5.2	BL2 Lang turbiinilaitos	77

6 Johtopäätökset	79
7 Yhteenveto	82
Lähdeluettelo	84

SYMBOLI- JA LYHENNELUETTELO**Lyhenteet**

BAT	Best Available Technology
BL1	Martinlaakso 1 – Zamech turbiinilaitos
BL2	Martinlaakso 2 – Lang turbiinilaitos
CAPEX	Capital Expenditures
IRR	Internal rate of return
KPI	Key Performance Indicator
OEM	Original equipment manufacturer
LCC	Life Cycle Costs
LCP	Life Cycle Profit
MTBF	Mean Time Between Failure
MTTR	Mean Time To Repair
OPEX	Operational Expenditures

1 JOHDANTO

1.1 Tutkimuksen tausta

Suomessa pyritään siirtymään asteittain kohti päästötöntä energiajärjestelmää ja eduskunnan vuonna 2019 hyväksymä hallituksen esitys kivihiilen energiankäytön kiellosta 1.5.2019 hyväksyttiin ylivoimaisella äänenemmistöllä. Huoli ilmastonmuutoksesta ja fossiilisten polttoaineiden hiilidioksidipäästöistä toistuvasti esillä uutisoinneissa ja energiayhtiöiden asiakaskunta on muuttunut vaativammaksi sähkön- ja lämmöntuotannon päästöjen suhteen. Samanaikaisesti vaihtoehtoiset tuotantomuodot kuten maalämpö ovat tuoneet varteenotettavan kustannustehokkaan tuotantomuodon kaukolämmön rinnalle. Myös lisääntynyt uusiutuva sähköntuotanto kuten tuulivoima on laskenut sähkönhintaa ja heikentänyt sähköntuotannon kannattavuutta yhteistuotannossa. Samalla myös päästöoikeuksien hinta on noussut viime vuosina jyrkästi.

Energiayhtiöiltä vaaditaan konkreettisia toimia hiilidioksidipäästöjen vähentämiseksi. Fossiilisista polttoaineista varsinkin kivihiili on ollut julkisuudessa huomion kohteena. Näiden tekijöiden seurauksena Vantaan Energia on päättänyt lopettaa kivihiilen käytön energiantuotannossa jo aikaistetusti vuonna 2022 osana tavoitetta luopua fossiilisista polttoaineista vuoteen 2026 mennessä.

Vantaan Energialla hiilen käytön lopettaminen tarkoittaa Ahlströmin valmistaman vuonna 1983 käyttöönotetun kattilan käytöstä poistoa. Hiilikattilan käytön lopettamisen jälkeen laitokselle jää tuotantoon vuonna 2019 käyttöönotettu biomassaa ja turvetta polttava kattilalaitos sekä kaasuturbiinilaitos lämmön talteenottokattilalla. Näiden lisäksi laitoksella on kaksi höyryturbiinilaitosta, joista kummankin mitoitus riittää vastaanottamaan molempien jäljelle jäävien kattiloiden tuottaman höyryn massavirran. Molemmat turbiinilaitokset ovat olleet toimintavarmoja, eikä kahden laitoksen yhtäaikainen ylläpito ole tuotannon puolesta tarpeellista, eikä taloudellisesti kannattavaa.

Käyttöön jäävän laitoksen valintaperusteiden taustatiedoksi molempien turbiinilaitosten investointitarpeet tulevaisuudessa tulee selvittää. Turbiinilaitosten tulevaa kokonaiskustannustasoa ei pysty kuitenkaan suoraan määrittelemään vertailemalla

aikaisempien vuosien kunnossapitojärjestelmään kirjautuneita tiliöintejä vertaamalla. Turbiinien käyttöasteet eivät ole keskenään vertailukelpoiset, sekä laitoksia on kunnossapidetty epävarmasta tulevaisuuden tarpeesta johtuen eri periaattein.

Laitokset poikkeavat toisistaan myös mitoituksen, suunnitteluperusteiden ja valmistusaikakauden osalta. Molemmat laitokset ovat ylimitoitettuja tulevaisuuden tarpeisiin. Laitokset eroavat toisistaan kunnossapidettävyyden osalta. Molempien laitosten historiassa on tehty useita modernisointeja ja perusparannuksia, mistä johtuen laitosten vahvuudet painottuvat vertailussa eri osa-alueille

1.2 Tutkimuksen tavoitteet, menetelmä ja tutkimuskysymykset

Tarve tutkimukselle syntyi hiilikattilan käytön lopettamisen suunnittelun seurauksena, kun tarve ylläpitää kahta turbiinilaitosta poistuu. Tästä johtuen tulee päättää kumpi turbiinilaitos olisi kannattavampi jättää tuotantoon. Tutkimusongelma kytkeytyy samaan kysymykseen. Päätöksentekoon vaikuttavia tekijöitä on lukuisia, eikä tarvittavaa lähtötietoaineistoa ole olemassa. Tutkimusongelma lähestyttiin jakamalla se kahteen päätavoitteeseen ja kolmeen kysymykseen. Tavoite tutkimuksella ei ollut ratkaista tätä ongelmaa, vaan määrittää sen laajuus ja tarkentaa lähtötietoaineistoa rajatulta osa-alueelta.

Tutkimuksen päätavoitteena on tunnistaa turbiinilaitosten elinjaksotuottojen kannalta tärkeät tekijät, jotka tulisi selvittää päätöksentekoa varten, ja määrittää niille toimenpidesuosituksia. Elinjaksokustannuksiin vaikuttavien tekijöiden tunnistaminen ja selvittäminen ovat tarpeellisia toimenpiteitä, jotta laitosvalinta voidaan tehdä kokonaistaloudellisin perustein.

Toisena tavoitteena on arvioida tulevaisuuden kunnossapitokustannuksia laitteiston kuntoarvion sekä lähihistoriassa toteutuneiden tiliointien perusteella. Tutkimuksen lopputuloksena on suositus jatkotoimenpiteistä, kartoitus laitteiston kunnosta, arvio tulevasta investointitarpeista sekä arvio kunnossapito- ja investointien elinjaksokustannuksista.

Tutkittavan aihealueen laajuuden vuoksi tutkimuskysymykset on muotoiltu siten, että niillä ei pyritä antamaan lopullista vastausta tutkimusongelmaan, vaan määritellä ne tekijät, jotka tulisi selvittää ongelman ratkaisemiseksi.

- Mistä tekijöistä turbiinilaitosten elinjaksokustannukset ja tuotot muodostuvat?
- Miten Martinlaakson voimalaitoksen turbiinilaitokset poikkeavat toisistaan?
- Mitkä ovat toimenpidesuosituksen hiilenkäytön lopettamisen jälkeen?

1.3 Tutkimuksen rajaus

Tutkimuksessa keskityttiin tarkemman selvityksen osalta kunnossapitokustannuksien ja tulevaisuuden investointi- ja muutostarpeiden arviointiin. Korjaustarpeita ei selvitetty jokaisen laitteen osalta, vaan kartoituksessa keskityttiin turbiinilaitoksen osajärjestelmäkohtaisesti niissä tunnistettuihin päälaitteisiin. Tarvittavien prosessimuutosten kustannukset huomioitiin tunnistettujen toimenpiteiden perusteella, mutta muutosten tarpeellisuutta tai riittävyttä ei varmennettu esimerkiksi prosessimallin perusteella.

Sähkö- ja automaatiojärjestelmien osalta tunnistetut investointitarpeet huomioitiin laitoshenkilökunnan haastatteluiden perusteella ja niiden osalta tarkempi selvitys rajattiin pois työlaajuudesta. Myös laitosten elinkaarituohtojen analysoinnin kannalta vaadittavat selvitykset, kuten laitoksen tulevan alkuperäistä pienemmän mitoituspisteen aiheuttamat erot kokonaisyötysuhteessa rajattiin selvityksestä pois. Sama koskee myös tulevaisuuden käyttöhyödykemerkkinoiden tarkastelua.

Elinjaksotuottojen arviointi vaatisi tarkkaa markkinoiden ennustamista, ja rajattiin pois työn laajuudesta. Työstä rajattiin pois tulevaisuuden sähkön- ja kaasun hintaennusteiden vaikutus elinjaksotuottoihin. Lisäksi myös Vantaan Energian tuotantoportfolion tulevien muutosten vaikutukset Martinlaakson turbiinilaitosten toteutuviin käyttötunteihin ja tehontarpeisiin rajattiin työstä pois. Näiden tekijöiden vuoksi työn alkuperäistä ajatusta tarkastella turbiinilaitosten elinjaksotuottoja kokonaisuutena rajattiin käsittelemään lähinnä kunnossapitotoimista syntyviä kustannuksia.

1.4 Tutkimusmetodologia

Laitosten osajärjestelmien välisiä eroja kartoitettiin tekemällä kuntokartoitus turbiinilaitosten osajärjestelmittäin, jossa tunnistettiin seuraavan kymmenen vuoden ajanjaksolle isoimmat korjaus- ja muutostarpeet. Lisäksi laitosten kunnossapidon elinkaarikustannuksia arvioitiin tutkimalla laitosten kustannushistoriaa kunnossapitojärjestelmään kirjattujen tiliöintien ja historiatiedon perusteella. Suurimmat kustannuserät, jotka tulisi tehdä investointiluontoisesti käyttöön jäävää laitosta valittaessa tunnistettiin ja huomioitiin osana LCC-laskentaa. Laitoksen käyttö- ja kunnossapitohenkilökuntaa haastateltiin, jotta saadaan tietoon mahdolliset piilevät viat ja laitosten väliset eroavaisuudet, jotka olisivat muuten voineet jäädä huomioimatta.

Aineistona käytettiin Vantaan Energian kunnossapitojärjestelmän historiatietoja ja turbiineista aiemmin tehtyjä selvityksiä ja hyötysuhderaportteja.

Kirjallisuuskatsauksessa perehdytään tuotanto-omaisuuden hallinnan käsitteeseen sekä niihin teemoihin, jotka tämän selvityksen kannalta ovat oleellisia. Olennaisiksi aihealueiksi tunnistettiin elinkaarikustannusten laskenta, kunnossapito ja korjausvelan määrittäminen,

1.5 Tutkimuksen rakenne

Tämän työn rakenne on jaettu kirjallisuustutkimukseen, empiiriseen osaan ja tuloksien käsittelyyn. Kirjallisuuskatsauksessa perehdytään elinjaksokustannuslaskentaan osana tuotanto-omaisuuden hallintaa. Tarkastelussa oleva voimalaitostyyppi esitellään yleisellä tasolla. Varsinaisessa tutkimusosassa esitellään molempien turbiinilaitosten turbiinit ja generaattorit, sekä apujärjestelmien toiminta ja niiden päälaitteet. Tässä osiossa esitetään myös oleellisimmat huomiot lähihistoriassa teetetyistä selvityksistä.

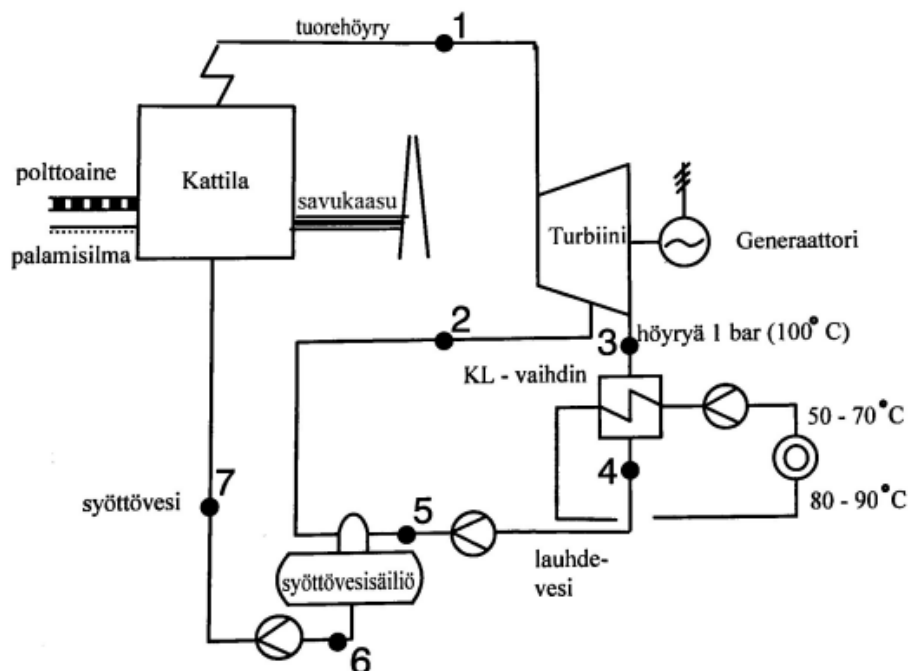
Tämän jälkeen esitetään elinjaksokustannuslaskennan tulokset. Kuntokartoituksessa syntyneiden päätelmien tulokset esitetään tiivistettynä laitoksittain. Ennen yhteenvedoa tiivistetään vielä olennaisimmat erot laitoksien välillä. Johtopäätöksissä yhdistetään tulosaineiston käsittelyssä tehdyt huomiot ja muodostetaan niiden pohjalta suositukset jatkotoimenpiteille. Yhteenvedossa esitetään vielä tiivistettynä työssä tehdyt huomiot.

2 VOIMALAITOKSET JA TURBIINIT

2.1 Vastapainevoimalaitos

Höyryn tuottamiseen perustuvat voimalaitosprosessit jaetaan sähköä tuottaviin lauhdutusvoimalaitoksiin sekä sähkö- ja lämpöä tai teollisuuden vastapainehöyryä tuottaviin vastapainevoimalaitoksiin. Nimitys vastapainevoimalaitos tulee lauhdutusvoimalaitoksia korkeammasta höyryturbiinin poistohöyrykanavan painetasosta. (Huhtinen et. al. 2011, s.11)

Vastapainevoimalaitoksen käyttöä määrävänä tekijänä on lämmöntarve. Vuotuiset käyttöajat ja tehotarpeet määräytyvät kaukolämmön tuotantotarpeen mukaan. Tyypillisesti sähkön- ja lämmön yhteistuotantolaitos koostuu kattilalaitoksesta ja turbiinilaitoksesta. Kuvassa 1 on esitetty höyryvoimalaitoksen vesihöyrypiirin peruskytkentä, sekä kuvattu laitoksen peruskomponentit. Tulistettua höyryä tuottava kattila, höyryturbiini väliotolla syöttövesisäiliön termiseen kaasunpoistoon, kaukolämmönvaihdin, syöttövesisäiliö ja syöttövesi- ja lauhdepumput. (Huhtinen et. al. 2011, s.21)



Kuva 1. Vastapainevoimalaitosprosessi (Huhtinen et. al. s.21)

2.2 Höyryturbiini

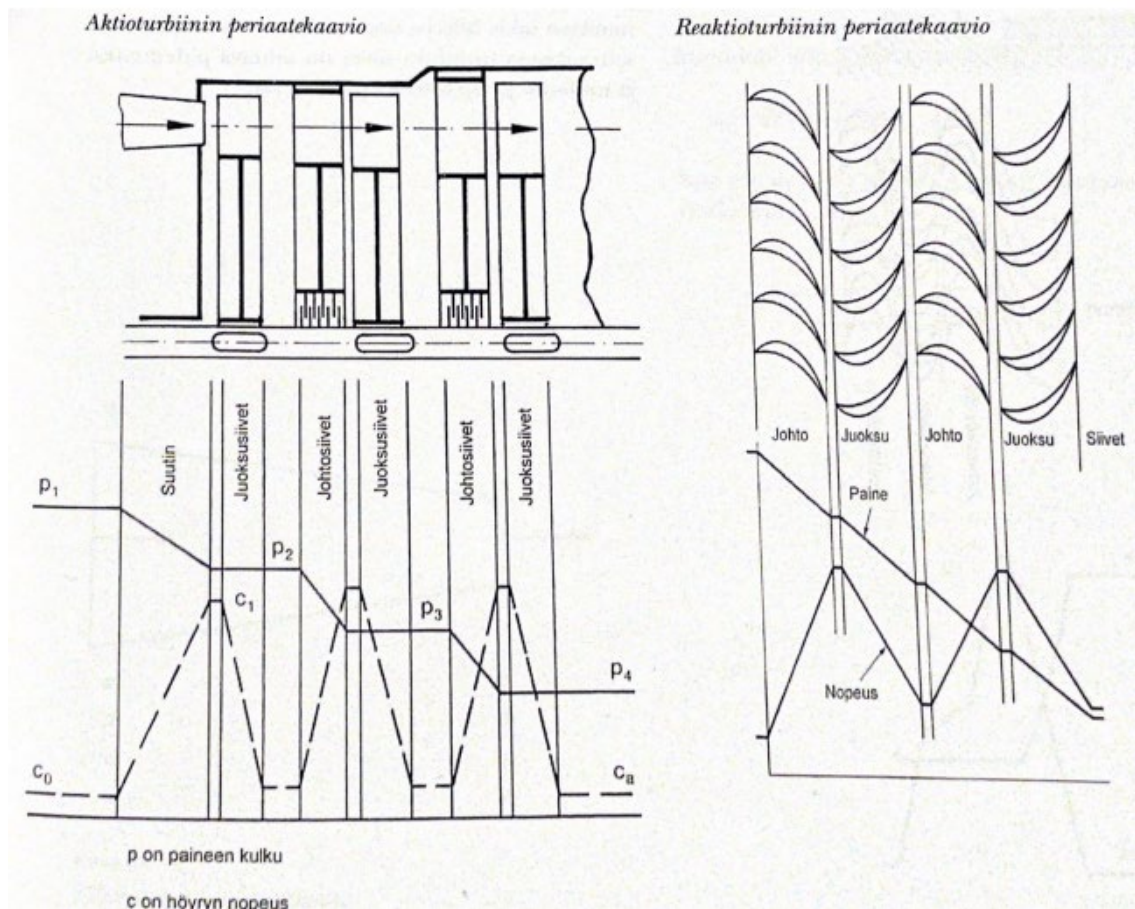
Höyryturbiini on lämpövoimakone, jolla muutetaan höyryn sisältämä energia mekaaniseksi työksi. Höyryturbiineja käytetään pääasiassa voimalaitoksissa tuottamassa sähköenergiaa tai teollisuudessa kompressorien ja muiden työkoneiden voimanlähteenä. Höyryturbiinit ovat käytössä luotettavia, pitkäikäisiä ja hyvin säädettäviä laitteita, mikä tekee niistä soveltuvia moniin käyttötarkoituksiin.

Höyryturbiinissa höyryn energia muutetaan virtausenergiaksi johtolaitteissa, kuten suuttimissa, johtosiivissä tai roottorin juoksusiivissä turbiinityypistä riippuen. Höyryturbiinin suuttimet ja johtosiipivyöhykkeet ohjaavat ja jakavat päähöyryputkesta tulevan höyryn höyrysuihkuihin, jonka nopeus kasvaa, kun höyryn entalpiapudotus muutetaan nopeusenergiaksi. Nämä suihkut törmäävät roottorin juoksusiipiin, jossa höyryn sisältämä liike-energia muutetaan akselin pyörimisenergiaksi. (Bloch, H. P. et al. 1998 s. 136)

Höyryturbiinit jaetaan toimintatavan mukaan aktio- ja reaktioturbiineihin. Reaktio- eli ylipaineturbiinissa höyry paisuu sekä juoksu- että johtosiivissä. Reaktioturbiinin pyörivät juoksusiivet on suunniteltu hyödyntämään höyrysuihkun sisältämä energia ja toimimaan itsessään suuttimina. Johtosiipien yli syntyy paine-ero, jolloin siiven tuloreunalla vallitsee suurempi paine kuin jättöreunalla. Höyryn entalpiapudotus muuttuu nopeuden kasvuksi, joka tuottaa vastavoiman roottorille. Yhdessä höyrysuihkun sisältämän liike-energia ja nopeuden kasvusta syntyvä vastavoima saavat roottorin pyörimään. Reaktioturbiinin periaatekaavio ja höyryn paineen lasku sekä johto- että juoksusiivissä on esitetty kuvassa 2. Juoksusiipien yli olevasta paine-erosta johtuen reaktioturbiinien sisäiset välkykset ovat pienemmät kuin aktioturbiineissa. Tämän lisäksi reaktioturbiinit tarvitsevat tyypillisesti tasapainotusmännän kompensoimaan syntyviä akselinsuuntaisia voimia. (Huhtinen et. al. 2011. s.109)

Aktioturbiinia kutsutaan myös impulssi- tai tasapaineturbiiniksi. Aktioturbiinissa höyryn entalpiamuutos muuttuu virtausnopeudeksi vain johtosiivissä ja höyryn virtaus juoksusiivissä aiheuttaa kehävoiman roottoriin. Aktioturbiinissa pyörivien johtosiipien yli ei ole paine-eroa. Kuvassa 2 vasemmalla on kuvattu aktioturbiinin periaatekaavio,

josta näkyy höyryn paineen lasku vain johtosiivissä (Huhtinen et. al. s.109). Koska johtosiipien yli ei ole paine-eroa, aktioturbiinien sisäiset välykset ovat suuremmat eikä tasapainotusmäntää akselinsuuntaisten voimien kompensointiin tarvita. (Bloch, H. P. et al 1998 s. 137)



Kuva 2. Aktio- ja reaktioturbiinien periaatekaaviot (Huhtinen et. al. 2011. s. 111)

2.3 Vantaan Energia Oy

Vantaan Energia on yksi suomen suurimmista kaupunkienergiayhtiöistä. Yhtiön juhlisti vuonna 2020 110. toimintavuottaan. Vantaan Energia on konsernin muodostavat emoyhtiö Vantaan Energia, sen tytäryhtiö Vantaan Energia Sähköverkot Oy sekä osakkuusyhtiöt. Vantaan Energia Oy on sähköä ja lämpöä tuottava sekä energiapalveluita asiakkailleen myyvä energiayhtiö. Lisäksi yhtiö tuottaa yritys- ja energiapalveluja Tuusulan ja Järvenpään alueilla toimivalle Vantaan Energia Keski-Uusimaa Oy:lle.

Vantaan Energian omistavat Vantaan kaupunki (60 %) ja Helsingin kaupunki (40 %) (Vantaan Energia Oy. 2021. s.1)

2.4 Martinlaakson Voimalaitos

Martinlaakson voimalaitos on vuonna 1975 käyttöön otettu sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitos. Laitos koostuu kolmesta voimalaitosyksiköstä, joiden yhteenlaskettu sähköteho on noin 195 MW ja kaukolämpöteho 390 MW. Vuonna 2020 lämpimästä alkuvuodesta ja alhaisista sähkön markkinahinnoista johtuen Martinlaakson voimalaitoksen vuosituotanto oli historiallisen alhainen: 85 GWh sähköä ja 755 GWh lämpöä. (Vantaan Energia. 2020. s.2)

Laitoksen vanhin yksikkö on vuonna 1975 käyttöön otettu Martinlaakso 1, joka alun perin koostui Tampellan toimittamasta raskasta polttoöljyä polttoaineenaan käyttävästä kattilasta ja Zamechin toimittamasta turbiinilaitoksesta. Sittemmin laitos on muutettu maakaasukäyttöiseksi vuonna 1989 ja edelleen vuonna 2019 kattilalaitokselle tehtiin retrofit, jossa kattilalaitos muutettiin polttamaan biomassaa. Vuoden 2019 modernisaatiossa laitoksen vanhaa osaa hyödynnettiin soveltuvin osin kuten kattilan lieriö ja päähöyrylinja, mutta suurin osa kattilalaitoksesta rakennettiin uusiksi alkuperäiseen kattilahalliin.

Laitoksen toinen yksikkö on Martinlaakso 2, joka koostuu vuonna 1982 valmistuneesta Ahlströmin toimittamasta hiilikattilalaitoksesta, vuonna 1989 käyttöön otetusta Langin toimittamasta turbiinilaitoksesta ja Fläktin 1993 toimittamasta rikinpoistolaitoksesta. Hiilikattilalaitoksen ja rikinpoistolaitoksen käytöstä suunnitellaan luovuttavan vuonna 2022.

Kolmas voimalaitosyksikkö on vuonna 1994 käyttöön otettu kaasuturbiinilaitos, jossa on ABB:n valmistama GT8C kaasuturbiini ja Ahlströmin valmistama lämmöntalteenottokattila. Lämmöntalteenottokattilan tuottama höyry on lämpötilalta ja paineeltaan vastaava kuin muissa laitoksen kattiloissa ja höyry on mahdollista hyödyntää joko BL1 tai BL2 höyryturbiinissa.

3 TUOTANTO-OMAISUUDEN HALLINTA

Tuotanto-omaisuuden hallinnasta on tullut aiempaa tärkeämpi osa-alue yritysten toiminnassa. Syyt tähän löytyvät Suomen teollisuuden pääomavaltaisuudesta. Esimerkiksi energiantuotanto ja paperi- ja selluteollisuus ovat tyypillisiä pääomavaltaisia teollisuudenaloja. Tuotanto-omaisuus on ikääntynyt Euroopassa, johtuen uusinvestointien siirtymisestä Aasiaan sekä pitkään jatkunut heikko suhdanne on hidastanut korjausinvestointien käynnistämistä. Nopeat muutokset kysynnässä, teknologiassa ja kilpailussa muuttavat yritysten liiketoimintaympäristöä. Muutoksista johtuen tuotanto-omaisuus, joka vielä aiemmin oli tehokas ja jonka kuviteltiin olevan tuotantokykyinen jatkossa, onkin yllättäen muuttunut kannattamattomaksi. (Komonen K et al. 2019 s. 11.)

Korvaavia vaihtoehtoja tyypilliselle fossiilisia polttoaineita polttava sähkön ja lämmön yhteistuotantolaitoksille etsitään pikaisesti. Paine hiilidioksidipäästöjen vähennykselle on korostunut. Myös kasvanut tuulivoiman tuotantokapasiteetti ja alentunut sähkön markkinahinta ovat syöneet perinteisen yhteistuotannon kannattavuutta, jolloin fossiilisista polttoainesta luopumisen kustannus on pienentynyt. Useat Suomen kaupungit ovatkin ilmoittaneet luopuvansa kivihiilen käytöstä aikaistetusti ennen vuotta 2029. (TEM. 2018)

Standardissa EN 16646:2014 on listattu seuraavat syyt sille, miksi tarvitsemme tuotanto-omaisuuden hallintaa enemmän kuin aiemmin:

- Globalisaatio ja lisääntynyt kilpailu
- Kasvatavat taloudelliset riskit sekä turvallisuus- ja ympäristöriskit
- Radikaali muutos liiketoimintastrategiassa – pitkä jänne vs. lyhyt jänne
- Asenteen fyysistä omaisuutta kohtaan ovat muuttuneet, nykyään on entistä yleisempää, että omistajan pituus ei vastaa laitteiston elinikää
- Jotkin teollisuuden toimialat ovat muuttuneet pääomavaltaisemmiksi
- Kasvava turbulenssi markkinoilla
- Paine parantaa kannattavuutta ja pääoman tuottoastetta
- Tuotanto-omaisuuden ikääntyminen

- Lisääntyvä paine parantaa kunnossapidon tuottamaa lisäarvoa
- Entistä monimutkaisempi ja epävarmempi päätöksentekoympäristö
- Kohonneet turvallisuuteen ja ympäristöön liittyvät vaatimukset
- Organisaatioiden siilokäyttäytyminen, joka pitää kunnossapidon ja muut elinjaksoprosessit erillään.

(SFS EN 16646:2014. s.4).

Tuotanto-omaisuuden hallinnalla pyritään tehostamaan yrityksen tuotantolaitoksiin ja niiden käyttöön ja kunnossapitoon liittyvää päätöksentekoa. Tuotanto-omaisuuden hallintaa voidaan tuotantolaitoksen elinkaaren kannalta lähestyä kahdesta eri näkökulmasta: uusi laitteisto tai käyvä laitteisto. Uusien laitteistojen osalta keskitytään koko elinjakson aikaisten tuottojen optimointiin ennakoimalla tulevaisuuden liiketoimintaympäristön muutoksia ja huomioimalla käytön aikaiset muutos- ja kunnossapitotarpeet. (Mikkonen, H., 2009 s.86). Esimerkiksi uuteen voimalaitokseen investoidessa tiukentuviin päästörajoitteisiin voidaan varautua jättämällä tilavaraus katalysaattorille, tai vaatimalla BAT-asetusta tiukempia päästövaatimuksia jo suunnitteluvaiheessa. Käyvissä laitoksissa tuotanto-omaisuuden hallinnalla keskitytään tuottavuuden ylläpitoon ja parantamiseen muuttuvissa olosuhteissa. Näiden tekijöiden takia tuotanto-omaisuuden hallinta on tämän työn kannalta oleellinen käsite, sillä tässä selvityksessä tarkasteltavat tuotantolaitteistojen käyttöönoton jälkeen laitteistot ovat ikääntyneet teknisesti ja samalla käyttövaatimukset, kilpailutilanne ja kysyntä ovat muuttuneet.

Useista tekijöistä johtuen monilla eri teollisuudenaloilla on syntynyt tarve kattavammille ja analyyttisemmille lähestymistavoille tuotantolaitteiden elinkaareen liittyvien päätösten tueksi. Markkinoiden kilpailutilanne on kiristynyt, markkinat ovat muuttuneet epävakammaksi, tuotantolaitteiden taloudellinen elinjakso on lyhentynyt, vaatimukset kestäväälle ja turvalliselle tuotannolle lisääntyneet sekä omistajat odottavat korkeampaa tuottoastetta omaisuudeltaan. (Komonen K. et. al. 2011. s.48.)

Suurin osa elinjaksokustannuksista määräytyy hankintavaiheessa tehtävissä päätöksissä. Pääomavaltaisessa teollisuudessa tuotantolaitoksilla on tyypillisesti pitkä elinkaari,

jolloin laitteistolle voi tapahtua merkittäviä muutoksia niihin tekijöihin, joihin alkuperäiset kannattavuuslaskelmat ovat perustuneet. Elinjaksokustannuksilla on suuri vaikutus tuotanto-omaisuuden hallinnan strategisiin päätöksiin. Tuotanto-omaisuuden hallinnan näkökulmasta tavoite on ylläpitää tai parantaa elinkaarituettoja käyttö- ja kunnossapitovaiheessa. (Komonen K. et al. 2011. s.49)

Monesti korvausinvestoinneissa tai kehitysinvestoinneissa vaaditaan lyhyttä takaisinmaksuaikaa. Tällöin sisäisen korkokannan IRR (Internal rate of return) käyttö kriteerinä voi johtaa lopputulokseen, jossa muutaman vuoden käytön jälkeisillä tapahtumilla ei ole vaikutusta kannattavuuslaskentaan, jolloin on mahdollista, että elinjaksokustannuksiltaan 10 vuoden aikajänteellä kannattavampi vaihtoehto ei tule valituksi. Huonossa tapauksessa tällöin kunnossapidolta vaaditaan alhaisempia kustannuksia tuottojen parantamiseksi, jolloin pahimmillaan nämä vaateet vielä entisestään heikentävät lopputulosta. (Komonen K. et al. 2011. s.58.)

Yleisellä tasolla eri tuotanto-omaisuuden hallinnan strategioiden soveltuvuus vaihtelee eri tuotannon eliniän, kannattavuuden ja teknisen kehityksen vaihtoehtojen välillä. Kuvassa 3 on esitetty miten eri markkinaympäristöt vaikuttavat tuotanto-omaisuuden hallinnan strategin valintaan. (Komonen K. et al. 2011. s.58.)

Market	Dynamic	Specific features e.g. <ul style="list-style-type: none"> • Determine economic lifetime • Short economic lifetime • LCP approach needed • Increase flexibility • New asset concepts 	Specific features e.g. <ul style="list-style-type: none"> • Determine economic and technical lifetime • Short economic lifetime • Short payback time needed • LCP approach required • Manage dynamics • New asset concepts
	Stable	Specific features e.g. <ul style="list-style-type: none"> • Long economic lifetime • Long payback time • Increase lifetime • LCC approach • Continuous improvements 	Specific features e.g. <ul style="list-style-type: none"> • Short technical lifetime • Determine technical lifetime • LCC approach • New asset concepts • Improve technical performance
		Stable, long lifetime	Dynamic, short lifetime
Technology			

Fig. 4.6 The influence of various business environments on asset strategies (modified from Komonen 2008 and 2009)

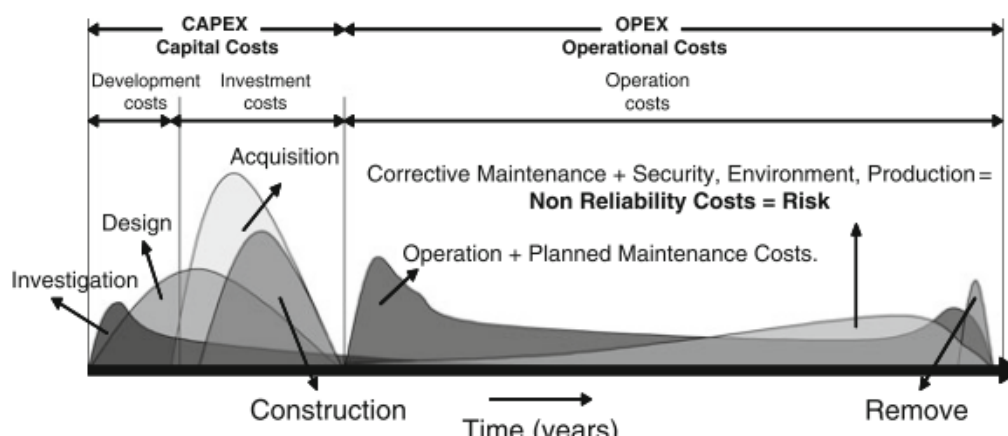
Kuva 3. Markkinoiden vaikutus tuotanto-omaisuuden hallintastrategioihin (Lei, T. van der. Et al. 2012, s.59)

Teknologia- ja liiketoimintaympäristön muutoksista johtuen yrityksen alun perin asettamat vaatimukset tuotantolaitteistolle muuttuvat, jolloin laitteiston vaatimukset on määriteltävä uudelleen ja vaatimuksen täyttämiseksi on tehtävä toimenpiteitä. Modifikaatioita ja modernisointeja saatetaan tehdä useita kertoja tuotantolaitteiston elinkaaren aikana. (Komonen K. et. al. 2011. s.61.)

3.1 Elinjaksokustannukset (LCC – Life Cycle Costs)

Elinjaksokustannuksilla tarkoitetaan kaikkia tuotantolaitteen elinaikana esiintyviä kustannuksia. Laitteistointeja tehdessä on olennaista huomioida kokonaisuus, eikä tehdä investointipäätöstä vain investointikustannuksen perusteella. Tuotantolaitteiden kustannukset voidaan karkeasti jakaa kahteen kategoriaan, kiinnitettyihin CAPEX (Capital expenditures) kustannuksiin ja käyttökustannuksiin OPEX (Operational expenditures). Capex ja Opex kustannukset jakautuvat vielä pienempiin komponentteihin, joista tämän työn kannalta merkittävimmät ovat investointikustannukset, käyttökustannukset, kunnossapitokustannukset ja hävittämiskustannukset. Elinjaksokustannuksien muodostuminen ja jako CAPEX sekä OPEX kustannuksiin ajan funktiona on esitetty kuvassa 4.

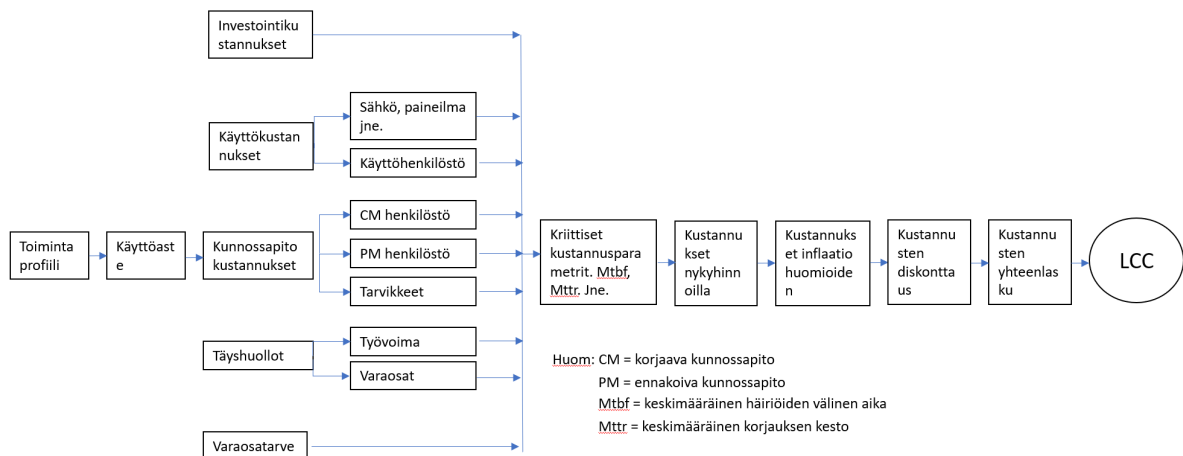
Elinkaaren aikaisten kokonaiskustannusten huomioimiseksi on kehitetty menetelmiä kustannusten analysoimiseksi. Yleisesti nämä menetelmät tunnetaan termillä LCC (life cycle costs). (Järviö, J. & Lehtiö, T. 2017. s.186.)



Kuva 4. Elinjaksokustannukset (Lei, T. van der. Et al. 2012. s.94)

Tuotantolaitteen LCC laskenta alkaa, kun hankinnan suunnittelu aloitetaan ja päättyy kun laitteisto on poistettu käytöstä ja romutettu. LCC:llä pyritään optimoimaan laitteiston kokonaiskustannukset tunnistamalla hankinnasta, omistamisesta ja käytöstä koostuvat merkittävät kustannustekijät laitteiston elinkaaren aikana. (Woodward, D. 1997. s.336)

Elinjaksokustannusten laskemiseksi on kehitetty useita eri malleja, joista tässä työssä esitellään R.J. Kaufmanin vuonna 1970 esittelemä LCC työkalu. Kaufmanin mallissa LCC laskenta jaetaan kahdeksaan vaiheeseen, jotka on esitetty kuvassa 5. (Woodward, D. 1997. s.337.). LCC-laskentamallit ovat yleispäteviä, jolloin oleellisten tekijöiden tunnistaminen on yksi oleellinen osa LCC-tutkimusta. Kaufmanin mallin lisäksi ennen LCC-analyysin suorittamista ensimmäisinä vaiheina on hyvä määrittää varsinaisen tutkimuksen kohde, sekä kartoittaa mahdolliset vaihtoehdot. Tyypillisesti useat erilaiset ratkaisut ovat mahdollisia, joten ensin täytyy karsia pois ne vaihtoehdot, jotka eivät ole toteutettavissa. (Bloch, H.P. et al. 2006. s.205)



Kuva 5. Kaufmanin LCC kaava (Mukailtu Woodward, D. 1997. s.337)

Vaiheessa yksi määritettävällä toimintaprofiililla tarkoitetaan ajanjaksoja, jolloin laitteisto olisi käytössä. Esimerkiksi tässä työssä tarkasteltavien turbiinilaitosten osalta toimintaprofiililla tarkoitetaan jaksoja, jolloin laitteiston tulisi olla käynnissä.

Vaiheessa kaksi huomioidaan laitteiston ominaisuudet suhteessa toimintaprofiiliin ja määritetään sen perusteella laitteiston käyttöaste. Esimerkiksi turbiinilaitosten osalta eri

laitosten käynnistysajat ja minimitehot poikkeavat toisistaan, jolloin identtisestä toimintaprofiilista huolimatta käyttöasteet voivat poiketa toisistaan.

Vaiheessa kolme tunnistetaan tutkittavan laitteiston kustannuselementit. Tämän työn kannalta oleelliset elementit ovat laitteiston käyttö- ja kunnossapitokustannukset, sekä korjausvelan määrä, mutta kaikki elementit kuten esimerkiksi varaosainventaarion määrä tulee ottaa huomioon.

Vaiheessa neljä huomioidaan kriittiset kustannusparametrit, jotka vaikuttavat laitteiston toteutuviin kustannuksiin. Tyypillisesti nämä kustannukset ovat esimerkiksi laitteen käyttövarmuuteen liittyviä epäkäytettävyyden kustannuksia, joiden laskennassa yleisesti käytettäviä parametrejä ovat kuvassa 2 mainitut MTBF ja MTTR. Toimintaprofiilista riippuen myös suunniteltujen huoltojen kesto, huoltoväli ja muut seikat voivat olla olennaisia elinkaarikustannuksiin vaikuttavia tekijöitä.

Vaiheissa viisi – seitsemän kustannusten aikavaikutus otetaan huomioon. Ensin kaikki kustannukset lasketaan nykykustannusten mukaisesti. Tämän jälkeen tulee huomioida inflaation vaikutus kustannusten laskennassa, jonka jälkeen summa diskontataan vastaamaan nykyarvoa, jotta tulokset ovat vertailukelpoisia.

Kustannusten summaamisen jälkeen saadaan tulokseksi arvio tarkasteltavan laitteiston LCC kustannuksista. (Woodward, D. 1997. s.338)

3.1.1 Elinjaksokustannusten kustannuselementit

Elinjaksokustannuslaskentaa varten tutkittavista järjestelmistä tulee tunnistaa ja kerätä riittävät lähtötiedot. Tiedonkeruun tavoitteena on mahdollistaa investointivaihtoehtojen tehokas vertailu huomioiden kustannusten vaikutus alkuinvestoinnin lisäksi. Lisäksi hankittu tieto on hyödyllistä tuotanto-omaisuuden hallinnan kannalta jatkossa. Saadut tiedot auttavat päätöksen teossa kilpailevien vaihtoehtojen välillä (Woodward, D. 1997. s.337). Woodward esittää tutkimuksessaan tarvittaviksi tiedoiksi seuraavat elementit:

- Hankintakustannukset (CAPEX)
- Laitoksen elinikä
- Rahoituksen kustannukset

- Käyttö- ja kunnossapitokustannukset (OPEX)
- Hävittämiskustannukset
- Laitoksen tiedot ja palaute
- Epävarmuus ja riskianalyysi

(Woodward, D. 1997. s.338)

Laitteiston hankintakustannukset koostuvat kaikista niistä kustannuksista, jotka realisoituvat ennen käyttöönottoa. Woodward esittää tutkimuksessaan näiden kustannusten jakoa kolmeen eri kategoriaan:

1. Ostokustannukset
2. Hankinta- ja rahoituskustannukset
3. Asennus- käyttöönotto- ja koulutuskustannukset

(Woodward, D. 1997. s.338)

Kustannuksissa huomioidaan kaikki tarvittavat komponentit kuten maa-alueet, rakennukset, laitteistot ja viranomaismaksut. Kustannusvertailun vuoksi hintatasoa voi arvioida kysymällä tarjoukset toimittajilta hankittavista kokonaisuuksista. Rahoituskustannuksilla huomioidaan eri rahoitusvaihtoehtojen kustannusvaikutukset hankintaan. Lopuilla kustannuksilla tarkoitetaan kustannuksia, jotka syntyvät laitteiston asennuksessa, käyttöönotossa ja henkilöstön kouluttamisessa käyttöä varten (Woodward, D. 1997. s.4)

Laitteiston eliniän ennustaminen on tärkeimpiä komponentteja LCC laskennassa, koska sillä on laskennan lopputulokseen kerrannainen vaikutus. Woodward esittää tutkimuksessaan viisi mahdollista tekijää, jotka vaikuttavat laitteiston elinikään:

- Toiminnallinen elinikä – ajanjakso, jolloin laitteistolle on tarvetta
- Fyysinen elinikä – ajanjakso, jonka laitteiston odotetaan kestävän käyttökelpoisena tai ajanjakso, jolloin kunnostus tai modernisointi on tarpeellinen
- Teknologinen elinikä – ajanjakso, jolloin laitteisto on teknisesti kannattava. Ajanjakso ennen kuin uusi tekninen ratkaisu korvaa laitteiston.
- Taloudellinen elinikä – ajanjakso, jolloin laitteiston käyttäminen on taloudellisesti kannattavaa

- Sosiaalinen ja laillinen elinikä – ajanjakso, jolloin laitteiston käyttö on ihmisten tai lakien hyväksymä.

(Woodward, D. 1997. s.338)

Näiden tekijöiden avulla pystytään tunnistamaan tarpeelliset tekijät eliniän arvioimiseksi. Esimerkkinä tämän tutkimuksen taustalla olevan hiilenkäytön lopettamiseen edellä mainittujen tekijöiden eliniät poikkeavat toisistaan paljon. Toiminnallista elinikää hiilikattilalla olisi ollut vielä jäljellä, sillä lämmöntuotannolle on tarvetta. Käytöstä poiston hetkellä fyysistä elinikää olisi ollut jäljellä vielä reilusti ja kattilaa olisi tarvittaessa voinut modernisoida. Parempia teknologisia ratkaisuja on olemassa, mutta ei sellaisia, jotka suoraan olisivat tehneet hiilenpoltosta kannattamatonta. Laitteiston taloudellinen kannattavuus suhteessa muihin tuotantomuotoihin on heikentynyt, mutta tuotanto on edelleen kannattavaa. Taloudellisen kannattavuuden heikentyminen kuitenkin helpotti päätöksentekoa. Lähinnä eliniän päättymistä on kuitenkin ollut sosiaalinen ja laillinen elinikä. Kivihiilen käyttö on ollut vahvasti esillä julkisuudessa ja kivihiilellä on lailla määrätty käyttökielto vuosikymmenen loppuun mennessä.

Koska LCC-laskennassa rahan arvo diskontataan vastaamaan nykyarvoa, soveltuvan korkotason määrittäminen on kriittinen tekijä LCC analyysin lopputuloksen oikeellisuuden kannalta. Jos laskennassa käytetään isompaa korkotasoa, tämä suosii vaihtoehtoja, joilla on pienet CAPEX-kustannukset, lyhyt elinikä ja suuremmat OPEX-kustannukset. Pienellä korkotasolla puolestaan on päinvastainen vaikutus. Woodward esittää tutkimuksessaan seuraavat menetelmät tyypillisimmiksi tavoiksi käytettävän korkotason määrittämiselle:

- Organisaation rahoituksen nykyinen tai odotettu korkotasoa
- Pienimmillään korkotasoa, joka myönnetään vakavaraisen teollisuusyrityksen lainoihin
- Oletuksena voidaan käyttää testidiskonttokorkoa oletuksella, että inflaatioaste on alhainen ja inflaation ja peruskorkotason suhde on vakaa. Tällöin voidaan käyttää 4 % korkotasoa.

Tyypillisesti laskennassa käytettävä korkotasoa määräytyy organisaatiokohtaisesti ja laskennassa on hyvä käyttää konsernin ohjeistusta ja hyödyntää talousammattilaisten asiantuntemusta. (Woodward, D. 1997. s.338)

Käyttö- ja kunnossapitokustannukset ovat tyypillisesti merkittävien kustannuskomponentti LCC kustannusten minimoimisessa. Näiden kustannusten arvioimisessa hyödynnetään sekä ennusteita, että kokemuksia vastaavien laitteistojen tunnetuista kustannuksista. Kunnossapidon tunnusluvut ja terminologia käsitellään erikseen erillisessä kappaleessa myöhemmin tämän työn kirjallisuuskatsauksessa.

LCC laskennan hyödyllisyys on riippuvainen saatavilla olevista lähtötiedoista. Todennäköisimmin haasteet tiedonkeruussa liittyvät elinkaaren aikana toteutuviin käyttö- ja kunnossapitokustannuksiin, kuten epäkäytettävyyteen tai muuhun vaikeasti ennustettavaan tekijään. Tämän vuoksi tietoja tulisi kerätä myös käytön aikana, jotta saadaan tarvittavat tiedot tulevaisuuden päätöksi varten ja voidaan seurata laitteiston toimintakykyä. (Woodward, D. 1997. s.339)

LCC-laskennan tulokset riippuvat vahvasti lähtötietojen keruuvaiheessa tehtävistä arvioista ja oletuksista. (Woodward, D. 1997. s. 339). Tuotantolaitoksen elinkaaren aikana monet kustannuksiin ja tuottoihin vaikuttavat parametrit tulevat muuttumaan. Arja esittää tutkimuksessaan LCC-laskennan epävarmuuteen vaikuttavien tekijöiden jakoa kahteen eri kategoriaan, sisäisiin ja ulkoisiin tekijöihin.

Sisäisillä tekijöillä tarkoitetaan muuttujia, joihin organisaatio pystyy sisäisesti vaikuttamaan. Tyypillinen sisäinen tekijä on laitoksen kunnossapitostrategia, jolla on merkittävä rooli elinkaarikustannusten muodostumisessa. Selkeän kunnossapitostrategian puuttuminen voi johtaa yllättäviin lisäkustannuksiin tuotannonmenetysten johdosta. Kunnossapidon merkitystä LCC-laskennassa pystyy laskemaan olemassa olevan tiedon avulla. Myös esimerkiksi oman laitospäiväkirjan kasvu voi vähentää laitoksen käyttötunteja, jolloin LCC-laskentaan paljon vaikuttava parametri muuttuu.

Ulkoiset tekijät ovat niitä, joihin ei pystytä sisäisesti vaikuttamaan. Ainoa keino näiden vaikutuksen lieventämiseksi on ennakoita niiden vaikutusta pitkällä aikavälillä ja valmistautua mahdollisiin muutoksiin. Ulkoisiin tekijöihin kuuluvat lainsäädännön muutokset, teknologian kehittyminen, tarpeiden muuttuminen, sosiaaliset tekijät sekä talouden vaihtelut. (Arja, M. et al. 2009 s. 329).

Tämän työn kannalta oleellisia ulkoisia tekijöitä ovat mm. sähkön markkinahinnan vaihtelut, polttoaineen saatavuus ja lainsäädännön muutokset.

3.1.2 LCC-kustannusten laskenta

LCC-kustannusten laskennassa summataan yhteen eri kustannuskomponentit noudattaen kustannuslaskennan sääntöjä huomioiden laskentakorkojen ja inflaation vaikutuksen.

Alla kuvataan Järviön esittämät yksinkertaiset summakaavat LCC kustannusten laskennalle. Kaavassa 1 lasketaan yhteen elinkaarikustannukset.

$$Lcc = C_i + N_y(C_o + C_m + C_s) \quad (1)$$

Lcc	Elinjaksokustannus (life cycle cost)	(€)
C _i	investointikustannus	(€)
N _y	elinaika	(y)
C _o	vuosittainen käyttökustannus	(€)
C _m	vuosittainen kunnossapitokustannus	(€)
C _s	vuosittainen epäkäytettävyyuskustannus	(€)

Kaavassa 2 on eritelty investointikustannusten komponentit. Komponenttien määrä riippuu analysoitavasta kohteesta

$$C_i = C_{im} + C_{ib} + C_{ie} + C_{ir} + C_{iv} + C_{id} \quad (2)$$

C _i	investointikustannus	(€)
C _{im}	investointi tuotantolaitteistoon	(€)
C _{ib}	investoinnit rakennuksiin	(€)
C _{ie}	investoinnit energian jakeluun	(€)
C _{ir}	investoinnit varaosiin	(€)
C _{iv}	investoinnit työkaluihin	(€)
C _{id}	investoinnit dokumentaatioon	(€)

Kaavassa 3 lasketaan yhteen käyttökustannukset. Vastaavasti kuin investointikustannukset, myös käyttökustannusten komponentit riippuvat analysoitavasta kohteesta.

$$C_o = C_{op} + C_{oe} + C_{om} + C_{of} + C_{ot} \quad (3)$$

C_o	vuosittainen käyttökustannus	(€)
C_{op}	käyttöhenkilöstön kustannus	(€)
C_{oe}	energiakustannus	(€)
C_{om}	käyttömateriaalit	(€)
C_{of}	kuljetukset, siirrot	(€)
C_{ot}	käyttäjien säännöllinen kouluttaminen	(€)

Kunnossapitokustannuksien jako komponentteihin on esitetty kaavassa 4.

$$C_{om} = C_{mp} + C_{mm} + C_{pp} + C_{mt} \quad (4)$$

C_{om}	vuosittainen kunnossapitokustannus	(€)
C_{mp}	henkilöstökustannukset	(€)
C_{mm}	työkalu, laite ja materiaalikustannukset	(€)
C_{mt}	kunnossapitohenkilöstön säännöllinen kouluttaminen	(€)

Kaavassa 5 on esitetty epäkäytettävyyuskustannusten laskenta

$$C_s = N_t * M_{dt} * C_{lp} \quad (5)$$

C_s	vuosittainen epäkäytettävyyuskustannus	(€)
N_t	kunnossapitokertojen määrä vuodessa	(€)
M_{dt}	MDT (keskimääräinen seisokkiaika	(€)
C_{lp}	epäkäytettävyyuskustannus/tunti	(€)

(Järviö. J. 2017. s.188–189)

Jotta laskutoimituksista saadaan mahdollisimman todenmukaiset, laskenta tulee suorittaa kahdessa vaiheessa. Ensiksi määritetään vuosittaiset kustannukset, joissa huomioidaan elinjakson aikana tulevat investoinnit ja muut muutokset kustannustekijöihin. Laskenta suoritetaan taulukkolaskelmaohjelmalla, johon tiedot syötetään vuosikohtaisesti. Laskentakorkojen ja inflaation vaikutus otetaan huomioon käyttämällä kustannuslaskennan keinoja kuten nykyarvomenetelmää tai sisäisen koron menetelmää. (Järviö. J. 2017. s.189)

3.1.3 Nykyarvomenetelmä

Nettonykyarvo (NPV, net present value) on yleisesti investointivaihtoehtojen vertailussa käytetty menetelmä. NPV laskennassa kaikki investointiin liittyvät maksusuoritukset diskontataan investoinnin ajankohtaan. NPV on diskontattujen tulojen summa vähennettynä investointikustannuksella. (Olatayo K.I. et al. 2018. s. 385) Nettonykyarvo lasketaan kaavalla 6.

$$\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+i)^n} - C_i \quad (6)$$

C_n	nettokassavirta hetkellä n	(€)
i	korkokanta	(%)
n	investoinnin elinikä	(Years)
C_i	investointikustannus	(€)

Nykyarvomenetelmällä saatava tulos indikoi investoinnin taloudellista kannattavuutta. Positiivisella nettonykyarvolla investointi on kannattava ja negatiivisella päinvastoin. Jos nettonykyarvo on nolla, silloin kannattavuus on talouden kannalta neutraali. (Olatayo, K.I. et al. 2018. s. 385)

Kaikkia mahdollisia hyötyjä ei voi kuitenkaan mitata rahassa, joten investointi voi olla muuten kannattava, vaikka nykyarvomenetelmän tulos ei olisikaan positiivinen. Näitä investointeja ovat mm. henkilöturvallisuuden tai ympäristönsuojeluun liittyvät hankinnat.

3.1.4 Sisäisen korkokannan menetelmä

Sisäisellä korkokannalla IRR (internal rate of return) tarkoitetaan korkokantaa, jolla nettonykyarvo asettuu nolnaan. Tällöin jos IRR on suurempi kuin käytettävä korkokanta, myös NPV on suurempi kuin nolla. IRR kuvaa prosentteina investoinnin tuottoa sijoitetulle pääomalle. (Zhu, Y. et al. 2017 s.8)

IRR voidaan laskea kaavalla 7.

$$\sum_{n=1}^N \frac{C_n}{(1+IRR)^n} - C_i = 0 \quad (7)$$

C_n	nettokassavirta hetkellä n	(€)
i	korkokanta	(%)
n	investoinnin elinikä	(Years)
C_i	investointikustannus	(€)

Jos IRR on pienempi kuin yleinen korkotaso investointi ei ole taloudellisesti kannattava. IRR on hyvä tunnusluku erityisesti niiden investointien kannattavuutta arvioidessa, joilla on pitkät takaisinmaksuajat. Organisaatioilla on tyypillisesti määritetty investoinneille tietyt tuotto-odotukset, joiden tulee täytyä, jotta investointipäätös hyväksytään.

3.1.5 Elinjaksokustannuslaskennan haasteet

Tyypillisesti elinjaksokustannuksia tarkastellessa tuotantolaitteiden elinkaaret ovat pitkiä. Tämä aiheuttaa epätarkkuutta laskentaan ja tekee kustannuskomponenttien ennustamisesta haasteellista. LCC Haasteiden tunnistaminen on oleellista LCC laskennan kehittämiseksi ja tulosten hyödyntämiseksi. Lindholm tunnistaa tutkimuksessaan seuraavat tekijät LCC laskennan yleisiksi haasteiksi:

- LCC laskenta konseptina ei ole tunnettu
- LCC laskennan hyötyjä pidetään epävarmoina
- LCC laskentaa ei pidetä tärkeänä

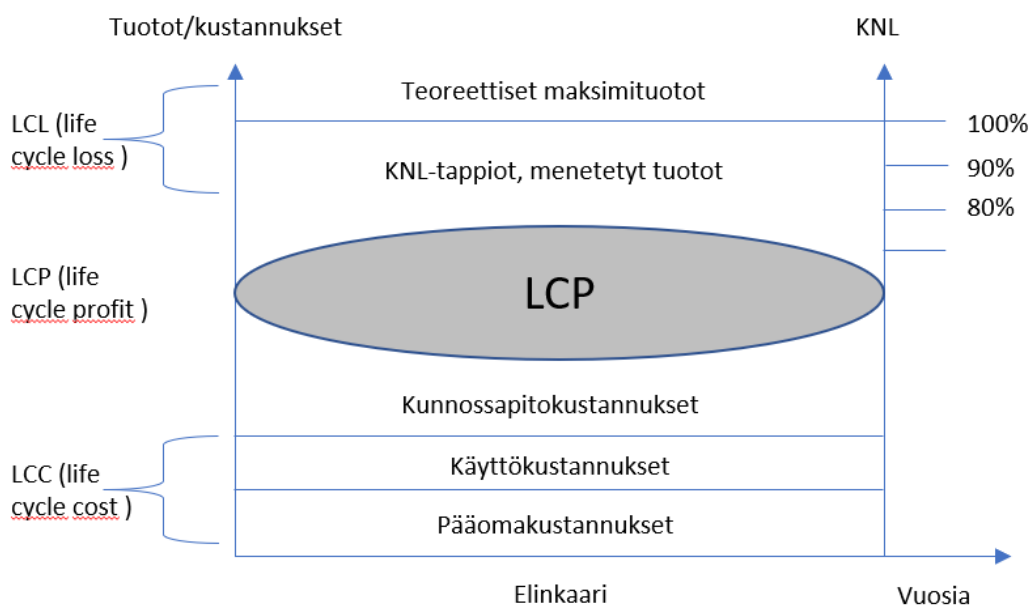
Monet ongelmat kytkeytyvät LCC laskennan hyödyntämiseen käytännön tasolla:

- Luotettavien lähtötietojen puutteellisuus
- Yhtenäisten laskentamallien puute
- Joidenkin kustannuselementtien määrittämisen vaikeus
- Käyttöolosuhteiden muutosten vaikutusten arviointi
- Epävarmuustekijöiden läsnäolo

Vastaavat ongelmat ovat tyypillisiä myös TCO (Total Cost of Ownership) laskennalle. Standardoitujen laskentamallien puuttuminen ja lähtötietojen puutteellisuus tekevät kustannusten ennustamisesta haastavaa. (Lindholm. A. et. al.s.289)

3.2 Elinikätuotto (LCP – Life Cycle Profit)

LCC-analyysi ei yksinään riitä, koska tuotot määräytyvät markkinalähtöisesti ja kannattavuusarviot kannattaa tehdä kaikista hankinnoista. LCP (Life cycle profit) analyysillä voidaan arvioida laitteiston elinkaaren aikaisia tuottoja samalla huomioiden laitteiston LCC-kustannukset. Laitoksen tuotto syntyy laitoksen käydessä, mutta osa tuotosta menetetään LCL-hävikkeihin (Life Cycle Loss) ja osa tuotoista kuluu muihin LCC-kustannuksiin. Elinikätuoton periaate on esitetty kuvassa 6, jossa LCL ja LCC kustannuksien väliin jäävä alue kuvaa eliniän tuottoa. (Laine, H.S. 2010, s.89).



Kuva 6. (Muokattu lähteestä Laine, H.S. 2010, s.89.)

LCL-kustannusten arvioimiseen voi hyödyntää kokonaistehokkuuden keskeistä mittaria KNL (Käytettävyys, Nopeus, Laatu). Laitteiston elinikä tuottoa voidaan parantaa joko kasvattamalla tuottoja tai laskemalla kustannuksia. Kuvasta 4 hahmottaa miten suurempi KNL arvo johtaa suurempiin elinikä tuottoihin. Kuvan mittasuhteen eivät vastaa todellisuutta, mutta se kuvaa silti monella tavoin käytännön toteumia. Käyttökustannukset pysyvät lähes vakioina laitteiston eliniän aikana. Kunnossapitokustannukset ovat tyypillisesti korkeimmillaan laitoksen eliniän alku- ja loppuvaiheissa. Samoin KNL on alkuvaiheissa heikompi, kun laitosta opetellaan

käyttämään, ja heikkenee elinkaaren lopussa, kun viat ja häiriöt yleistyvät. (Laine, H.S. 2010 s. 89)

3.3 Kunnossapito

Kunnossapitokustannukset ovat LCC-kustannusten kannalta yksi merkittävimmistä osatekijöistä. Varsinkin tässä työssä arvioitavien laitekokonaisuuksien tapauksessa kunnossapidon rooli LCC-kustannuksissa korostuu, sillä laitteistot ovat jo käytössä ja CAPEX kustannukset ovat pitkälti tunnistettua kunnossapidon korjausvelkaa tai muita muutostarpeita. Kirjallisuuskatsaus osiossa kunnossapidon osalta keskitytään kunnossapidon tunnuslukuihin ja terminologiaan siltä osin, kuin se on LCC-analyysin tekemiseksi tarvittavien tietojen käsittelyn osalta tarpeellista.

Suomen standardisoimisliiton standardissa SFS-EN 13306:2017 kunnossapito on määritelty seuraavasti: ”kaikki kohteen elinjakson aikaiset tekniset, hallinnolliset ja liikkeenjohdolliset toimenpiteet, joiden tarkoituksena on ylläpitää tai palauttaa kohteen toimintakyky sellaiseksi, että kohde pystyy suorittamaan vaaditun toiminnon.” (SFS-EN 2017 s. 8.)

Kunnossapito on määritelty myös useissa muissa kansallisissa ja kansainvälisissä standardeissa, mutta pääosin määritelmät vastaavat toisiaan. Kunnossapitohenkilöstöllä pitää olla selkeä näkemys siitä, millaista suorituskykyä laitokselta odotetaan. Tämän pohjalta taas voidaan määrittää mitä tuloksia kunnossapidolta odotetaan, jonka pohjalta taas voidaan määrittää laitoksen kunnossapitostrategia ja käytännön toimenpiteet. Tärkeimmät työkalut, joilla näitä tekijöitä voidaan kunnossapidon kannalta määrittää ovat LCC- ja LCP laskenta. (Mikkonen, H. 2009 s.26)

3.3.1 Kunnossapidon taloudellinen merkitys ja tunnusluvut

Kunnossapidon taloudellinen merkitys prosessiteollisuudessa on merkittävässä roolissa. Jo itse kunnossapitotyö, varaosat ja laiteinvestoinnit ovat merkittävä kustannuserä, mutta vielä suurempi kustannusvaikutus on laiterikkojen seurauksena syntyvillä tuotannonmenetyksillä. (Mikkonen, H. 2009. s.3)

Kunnossapidon tavoitteiden toteumia pystytään arvioimaan monilla tunnusluvuilla. Tunnusluvuista käytetään yleisesti lyhennettä KPI (Key performance indicator). LCC-analyysin kannalta olennaisiksi mittareiksi tässä selvityksessä on tunnistettu PSK 7051 standardissa esitetyt tuotantojärjestelmän tehokkuutta mittaavat tunnusluvut käyttöaste, käytettävyys (K), toiminta-aste (N), laatukerroin (L, kokonaistehokkuus (KNL) sekä tuotantojärjestelmän luotettavuutta kuvaavat mittarit MTTR (Mean time to repair) ja MTBF (Mean time between failures). Tunnusluvut laskukaavoineen on esitetty kuvassa 7. (PSK-standardisointi, 2010)

Tunnus	Nimi	Yksikkö	Laskentakaava tai määrittely
Indicator	Name	Unit	Definition
M512.1	Käyttöaste	%	$\frac{\text{Käyttöaika}}{\text{Kalenteriaika}}$
	Utilization rate		$\frac{\text{Utilization time}}{\text{Calendar time}}$
M512.2 (T1)	Käytettävyys (K)	%	$\frac{\text{Käyntiaika}}{\text{Käyntiaika} + \text{Seisokkiaika}}$
	Availability		$\frac{\text{Operating time}}{\text{Operating time} + \text{Down time}}$
M512.3	Toiminta-aste (N)	%	$\frac{\text{Tuotanto}}{\text{Nimellistuotantokyky} \times \text{Käyttöaika}}$
	Performance rate		$\frac{\text{Production volume}}{\text{Nominal production capacity} \times \text{Operating time}}$
M512.4	Laatukerroin (L)	%	$\frac{\text{Tuotanto} - \text{Hylätty tuotanto}}{\text{Tuotanto}}$
	Quality rate		$\frac{\text{Production-Reject}}{\text{Production}}$
M512.5	Kokonaistehokkuus (KNL)	%	Käytettävyys x Toiminta-aste x Laatukerroin
	Overall equipment effectiveness (OEE)		Availability x Performance rate x Quality rate
M513.4	Keskimääräinen korjausaika (MTTR)	h	$\frac{\text{Korjausaikojen summa}}{\text{Häiriöiden lukumäärä}}$
	Mean time to restoration (MTTR)		$\frac{\text{Total repair time}}{\text{Number of failures}}$
M513.5	Keskimääräinen vikaväli (MTBF)	h	$\frac{\text{Kokonaisaika}}{\text{Häiriöiden lukumäärä}}$
	Mean time between failures (MTBF)		$\frac{\text{Total time}}{\text{Number of failures}}$

Kuva 7. Kunnossapidon tunnusluvut (PSK-standardisointi, 2010. s.7-8)

3.3.2 Kunnossapidettävyys

Kunnossapidettävyys on tämän selvityksen kannalta olennainen laitosten vertailuun vaikuttava tekijä, joka ei tule LCC laskennassa huomioiduksi. PSK 6201 standardi määrittelee kunnossapidettävyyden seuraavasti: ” Kohteen kyky olla pidettävissä tilassa tai palautettavissa tilaan, jossa se pystyy suorittamaan vaaditun toiminnon määritellyissä

käyttöolosuhteissa, jos kunnossapito suoritetaan määritellyissä olosuhteissa käyttäen vaadittuja menetelmiä ja resursseja.” (PSK-standardisointi 2011 s.8). Muita kunnossapidettävyyssuhteeseen sisältyviä termejä ovat PSK:6201 mukaan seuraavat:

- Kunnossapidettävyyden todentaminen
- Luoksepäästävyys
- Vaihdettavuus
- Testattavuus
- Itsediagnostiikka
- Huollettavuus
- Vian paikannettavuus

(PSK-Standardisointi 2011. s.8)

3.3.3 Tuotannon kokonaistehokkuus

Yksi tärkeimmistä kunnossapidon tunnusluvuista on tuotannon kokonaistehokkuus. Kokonaistehokkuus on kolmen kuvassa x määritellyn osatekijän tulo. Käytettävyysskerroin K kertoo, kuinka tehokkaasti mahdollinen käyntiaika on hyödynnetty, Toiminta-aste N kertoo, kuinka tehokasta tuotanto on ollut tuotantomäärien perusteella. Laatukerroin L taas ilmaisee, kuinka suuri osuus tuotannosta voidaan toimittaa markkinoille. (Järviö. J. 2017. s.59)

Kokonaistehokkuuden hyödyntäminen tässä analyysissä mittareiden N ja L osalta on haastavaa, sillä tuotannon kokonaistehokkuutta ei ole mittarina ennen systemaattisesti seurattu. Myös monet laitoksista riippumattomat tekijät vaikuttavat näiden mittareiden toteumiin. Käytettävyys on mittarina ollut aikaisemmin käytössä.

3.4 Kuntokartoitus

Tässä tutkimuksessa puuttuvien lähtötietojen täydentämiseksi LCC-laskentaa varten tarvitaan erillinen selvitys laitteistojen kunnosta, jotta tunnistetaan kriittiset elinjakson aikana tulevat investoinnit. Lisäksi kuntokartoituksella saadaan myös muuta arvokasta tietoa päätöksentekoa. Laitoksien välillä voi olla merkittäviäkin eroja siinä, miten helpoksi laitoksen operoiminen kentällä tai valvomossa koetaan. Tyypillisesti kaikkia

havaintoja ei ole kirjattu kunnossapitojärjestelmään tai käyttöpäiväkirjaan, jolloin käyttäjähenkilökunnan palautteiden kerääminen on tarpeellista.

PSK- standardi 6202 esittelee mallin kuntokartoituksen teettämiseksi prosessiteollisuudessa. Teollisuuslaitoksen järjestelmällisen ja hallitun kunnossapidon edellytyksenä on tieto prosessin kunnosta sekä mahdollisimman luotettava ennuste tulevista korjauksista sekä niiden ajoituksista ja kustannuksista. (PSK 6202. 2003. s.4)

Standardissa on esitetty seuraavat tavoitteet:

- Puolueeton kokonaiskuva teollisuuslaitoksen tai sen prosessin osan kunnosta
- Selvitys merkittävimmistä korjaustarpeista tai muista toimenpiteistä
- Ennuste syntyvistä kustannuksista
- Tieto tarvittavista kuntotutkimuksista
- Tieto mahdollisista ympäristö- ja turvallisuusriskeistä

PSK (6202, 2003. s.4.)

Kuntokartoituksen tavoitteena ei ole määrittää yksityiskohtaisia toimenpiteitä, vaan kerätä lähtötietoja päätöksenteon tueksi. Kartoituksen laajuus riippuu tutkittavasta kokonaisuudesta sekä siitä mikä on kartoituksen tavoitteena. (PSK 6202, 2003. s.5)

Tässä työssä kuntokartoitus jaetaan turbiinilaitoksen pääjärjestelmittain. Tällöin voidaan vertailla turbiinilaitosten järjestelmien välisiä eroavaisuuksia helpommin keskenään

Kuntokartoituksen suorittaminen jakautuu kolmeen osioon, jotka voidaan edelleen pilkkoa pienempiin vaiheisiin.

1. Kuntokartoituksen suunnittelu ja valmistautuminen
2. Kuntokartoituksen suorittaminen
3. Kuntokartoituksen raportointi

Suunnittelu- ja valmisteluvaiheessa hankitaan kuntokartoitusta varten tarvittavat perustiedot, kuten aiempien tarkastusraportit, kunnossapitojärjestelmän tiedot ja muut asiakirjat. Tässä vaiheessa myös tutustutaan laitteistoon ja sen osajärjestelmiin ja suunnitellaan tarkastuksen etenemisjärjestys ja painopisteet laitteiston historiassa esiintyneiden vikojen ja tehtyjen korjausten perusteella. (PSK 6202. 2003. s.8)

Standardissa PSK 6202 esitetään, että ennen varsinaista kuntokartoitusta kerätään käyttäjäkyselyllä käyttäjien näkemys koneiden ja järjestelmien kunnosta- ja toimivuudesta. Jos tällä tavoin saadaan riittävät lähtötiedot kuntokartoituksen suorittamiseksi, ei erillistä käyttäjäkyselyä tarvita. Kyselyn painopisteiden tulisi olla oleellisimmissa seikoissa, kuten turvallisuuteen, tuotannon tasoon, käytettävyyteen tai merkittävimpiin epäkohtiin liittyvissä tekijöissä (PSK 6202. 2003. s.9)

Kuntokartoituksen suorituksen osalta tässä työssä keskitytään laitteistotarkastukseen, jossa käydään läpi laitekanta sovitun laajuuden mukaisesti ja kirjataan tarkastettavista laitteista ylös nykytilanne, arvioidaan vaurioitumisen todennäköisyyksiä sekä kirjataan todetut vauriot ja muut havainnot. Laitteistotarkastuksessa tärkeimpiä tarkastettavia tekijöitä ovat turvallisuuteen vaikuttavat tekijät sekä korjauskustannuksiltaan merkittävimmät rakenneosien vauriot. Oleellista on niiden laitteiden kunto, joiden vikaantuminen johtaa merkittäviin tuotannonmenetyksiin. (PSK 6202. 2003 s.10)

Joitakin kohteita ei voida luotettavasti tarkastaa kuntokartoitusmenetelmällä. Tässä työssä ongelmallisia rakenteita ovat esimerkiksi piilossa olevien rakenteet tai laitteistot. Näiden kohteiden osalta pyritään tunnistamaan riskit ja mahdollinen tarve lisätutkimustarpeelle. (PSK 6202. 2003. s.10).

Kuntokartoituksen raportissa esitetään suorittajien arvio laitteistojen kunnosta ja korjaustarpeista perustuen tarkastushavaintoihin. Raportti jaetaan tarkasteltavan kokonaisuuden mukaan toiminnallisiin osakokonaisuuksiin. Standardin mukaan kuntokartoituksen raportoinnissa tulokset esitetään seuraavassa järjestyksessä: Ensinnä kuvataan järjestelmän perustiedot ja ominaisuudet. Seuraavaksi käsitellään nykytilanne ja todetaan kohteessa tehdyt havainnot. Lopuksi annetaan toimenpide-ehdotukset (PSK 6202. 2003. s.13.)

Kuntokartoituksessa tarkasteltu laitteisto luokitellaan laitteiston kunnan perusteella eri kuntoluokituksiin:

1. Hyväkuntoinen, uutta vastaava
2. Tyydyttävässä kunnossa, ei välitöntä uusimis- tai korjaustarvetta
3. Välttävissä kunnossa, uusimis- tai korjaustarve lähivuosina

4. Huonokuntoinen, heti korjattava tai uusittava
(PSK 6202. 2003. s.13.)

Kuntokartoituksen tulokset kannattaa esittää visuaalisessa muodossa hyvän kokonaiskuvan hahmottamiseksi. Visuaalisen esityksen avulla voi suuresta joukosta eri tekijöitä hahmottaa missä on suurimmat haasteet tai mahdollisuudet. Kuvassa 8 on esitetty yksinkertainen standardiin PSK 6202 Prosessiteollisuuden kuntokartoitus ja kriittisyysluokitteluun pohjautuva visuaalinen esitystapa. (Komonen. K. 2019 s.81.)

	Ei Kriittinen	Kriittisyys-luokka 3	Kriittisyysluokka 2	Kriittisyysluokka 1
Huonokuntoinen, heti korjattava tai uusittava	Kanaalit	Apujäähdytin	KP-Esilämmittimen varoventtiilit	Kaukolämmönvaihdin
Välttävässä kunnossa, uusimis- tai korjaustarve lähivuosina	Lisävesisäiliön hönkälauhdutin	KP-esilämmitin	Syve-säiliön kaasunpoistin	Kaukolämpöpumppu
Tyydyttävässä kunnossa, ei välitöntä uusimis- tai korjaustarvetta	Jäähdytysveden paisuntasäiliö	Tiivistehöyryejectori	Lauhepumppu	Kohotusöljypumppu
Hyväkuntoinen, uutta vastaava	Kuivain	Lauhteen kierrätyspumppu	Varalämmönvaihdin	Generaattori

Kuva 8. Esimerkki elinikäprofiilin esittämisestä kuntoarvion muodossa. (Muokattu lähteestä Komonen.K. 2019. s.82.)

4 TURBIINILAITOSTEN ELINJAKSOKUSTANNUKSET

Ennen elinjaksokustannuksien laskemista, tulee selvittää turbiinilaitosten laitteiston nykytila ja tulevaisuuden tiedossa olevat korjausinvestointi- ja muutostarpeet.

Laitekannan ja turbiinilaitosten välistä vertailua varten pääjärjestelmät on jaettu kahdeksaan kategoriaan ja laitoksella käytetty koodisto yhdistetty järjestelmän toiminnallisuuden perusteella laajempiin kokonaisuuksiin. Laitetunnusten kategorisointi järjestelmittäin on esitetty taulukossa 1.

Taulukko 1. Turbiinilaitosten AKS-tunnusjärjestelmän kategorisointi

AKS - KUVAUS	BL1 tunnus	BL2 tunnus	Kategoria	Kuvaus
TUOREHÖYRYJOHTO	M1RA	M2RA	4	Höyryjärjestelmät
SUURPAINEVÄLIOTOT	M1RF	M2RF	2	Korkeapaine-väliotot
SYÖTTÖVESIJÄRJESTELMÄ	M1RL	M2RL	2	Korkeapaine-väliotot
PÄÄLAUHDE	M1RM	M1RM	3	Lauhdejärjestelmät
SIVULAUHDE	M1RN	M2RN	3	Lauhdejärjestelmät
PIENPAINEVÄLIOTOT	M1RH	M2RH	3	Lauhdejärjestelmät
APUHÖYRYJÄRJESTELMÄ 4 ATA JA 11 ATA	M1RQ	M2RQ	4	Höyryjärjestelmät
ULOSPUHALIUSJOHTO		M2RR	4	Höyryjärjestelmät
PUTKIJOHTOJEN VESITYKSET	M1RT	M1RT	4	Höyryjärjestelmät
LÄMMÖNVAIHTIMIEN KAASUNPOISTOPUTKISTOT	M1RW	M2RW	3	Lauhdejärjestelmät
TURBIININ KOTELO	M1SA	M2SA	1	Turbiini
HÖYRYTURBIINI JA GENERAATTORI		M2S	1	Turbiini
TURBIININ LAAKERI	M1SB	M2SB	1	Turbiini
LAAKERIÖLJYJÄRJESTELMÄ, PÄÄÖLJYJÄRJESTELMÄ	M1SC	M2SC	5	Öljyjärjestelmät
KEVENNYSÖLJYJÄRJESTELMÄ	M1SD		5	Öljyjärjestelmät
SÄÄTÖ- JA SUOJAUSLAITTEET	M1SE	M2SE	5	Öljyjärjestelmät
SULKUHÖYRYJÄRJESTELMÄ		M2SG	1	Turbiini
TURBIINI-GENERAATTORIN YHTEISÖLJYJÄRJESTELMÄ	M1SF		5	Öljyjärjestelmät
LAUHTENPOISTOJÄRJESTELMÄ	M1SH	M2SH	4	Höyryjärjestelmät
OHJAUSHYDRAULIIKKA		M2SJ	5	Öljyjärjestelmät
ROOTTORIN PYÖRITYS- JA KÄÄNTÖLAITTEET	M1SL		1	Turbiini
GENERAATTORI (STAATTORI, ROOTTORI JA JÄÄHDYTY	M1SP	M2SP	6	Generaattori
GENERAATTORIN LAAKERIT	M1SQ	M2SQ	6	Generaattori
VETYJÄRJESTELMÄ	M1ST		6	Generaattori
TIIVISTYSÖLJYJÄRJESTELMÄ	M1SU		5	Öljyjärjestelmät
TURBIINISUOJA		M2SZ	1	Turbiini
LAUHTEN SUOLANPOISTO JA SUODATUS	M1UB	M2UB	3	Lauhdejärjestelmät
ANNOSTUSLAITTEET	M1UH	M2UH	3	Lauhdejärjestelmät
KAUKOLÄMMITYS (PRIMÄÄRILAITOKSET)	M1UN	M2UN	7	Kaukolämpöjärjestelmät
SULJETUT SIVUJÄÄHDYTYSKIERROT	M1VF	M2VF	8	Jäähdytysvesijärjestelmät
SIVU-JÄÄHDYTYSVESIJÄRJESTELMÄT	M1VG	M2VG	8	Jäähdytysvesijärjestelmät

Seuraavassa osiossa kuvataan osajärjestelmien päätehtävät ja tunnistetaan järjestelmän päälaitteet. Laitekanta kartoitetaan laitetyypeittäin ja tunnistetaan selkeät korjaustarpeet ja tarvittavat muutostyöt, jotka olisivat hyvä tehdä, mikäli laitos valitaan pitkäaikaiseen käyttöön biokattilan kanssa. Katselmoitavan laitekannan laajuudesta johtuen kartoituksessa pyritään tunnistamaan kokonaisuuden kannalta kriittiset tekijät, joilla on kaupalliseen käyttöön liittyvä oleellinen kustannusvaikutus.

4.1 Turbiinit

Martinlaakson voimalaitoksella molempien turbiinien tehtävänä on tuottaa käyttövoima generaattorille ja toisaalta väliottojen ja poistokanavien kautta syöttää höyryä laitoksen lämmityksiä ja esilämmityksiä varten. Höyrynkuluttajia ovat muun muassa kaukolämmönvaihtimet, syöttöveden esilämmittimet, lauhteen esilämmittimet, syöttövesisäiliö ja omakäyttöhöyryjärjestelmä.

Molemmat turbiinit ovat mitoitettu toisiaan vastaaville höyrynarvoille ja ovat niitä voikin käyttää ristiin laitoksen kattiloiden tuottamalla höyryllä. Laitoksen lopputuotteen eli sähkön ja lämmön kannalta molemmat turbiinit pystyvät suoriutumaan tehtävästä. Laitosten välillä on kuitenkin monia eroja eri aikakausista sekä eri mitoituksesta johtuen.

Vaikka turbiinit ovatkin höyrynarvojen ja lopputuotteen kannalta toisiaan vastaavat, ovat ne kuitenkin tekniseltä toteutukseltaan hyvin paljon toisistaan poikkeavat. Tässä selvityksessä keskitytään turbiinien välisiin eroihin kunnossapidon kannalta, mutta tulevan päätöksen kannalta myös käyttöön liittyvät tekijät ovat tarpeellisia kartoittaa tarkasti.

4.1.1 Turbiini Zamech

Zamech höyryturbiinilaitos (T1) otettiin käyttöön vuonna 1975 Martinlaakson Voimalaitoksen ensimmäisen raskasta polttoöljyä polttavan voimalaitosyksikön valmistuttua. Turbiinilaitoksen toimitti puolalainen konepaja Zamech, jonka OEM-edustaja (Original Equipment Manufacturer) on nykyisin GE (General Electric).

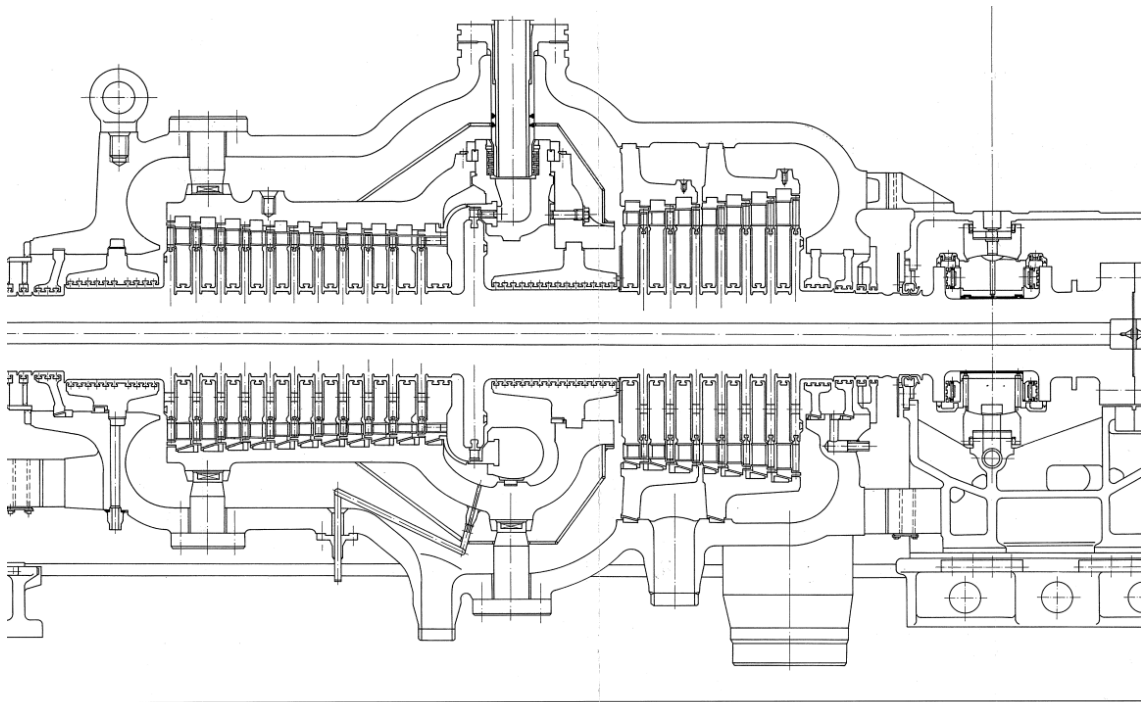
Vastapaineturbiini T1 on tyypistään aktioturbiini. T1 on rakenteeltaan 2-pesäinen, Korkeapainepesän ensimmäinen juoksu on sisäpesällinen ja toisessa johtosiivet on kiinnitetty kannattimilla pesään. Korkeapainepesässä on kolme väliottoa ja säätöpyörän lisäksi 18 aktiovyöhykettä. Matalapainepesässä on kolme väliottoa ja yhdeksän aktiovyöhykettä. (Zamech, 1975. s.6)

Tekniset tiedot:

– Höyryn paine	111 bar
– Höyryn lämpötila	530 °C
– Höyryn kulutus	64 kg/s
– Sähköteho	60 MW
– Kaukolämpöteho	100 MW
– Käyttötunnit	201000 h

T1 tulohöyryjärjestelmä on varustettu yhdellä pikasulkuventtiilillä ja neljällä säätöventtiilillä. Säätöventtiilit on sijoitettu symmetrisesti turbiinin molemmille puolille. Höyry virtaa säätöventtiileistä putkia pitkin suutinpesiin. Korkeapainepesän jälkeen höyry virtaa välipainepesään kahden höyryputken välityksellä, joissa on säätöjärjestelmään liitetyt välipainepesän pikasulkuventtiilit. (Zamech, 1975 s.9)

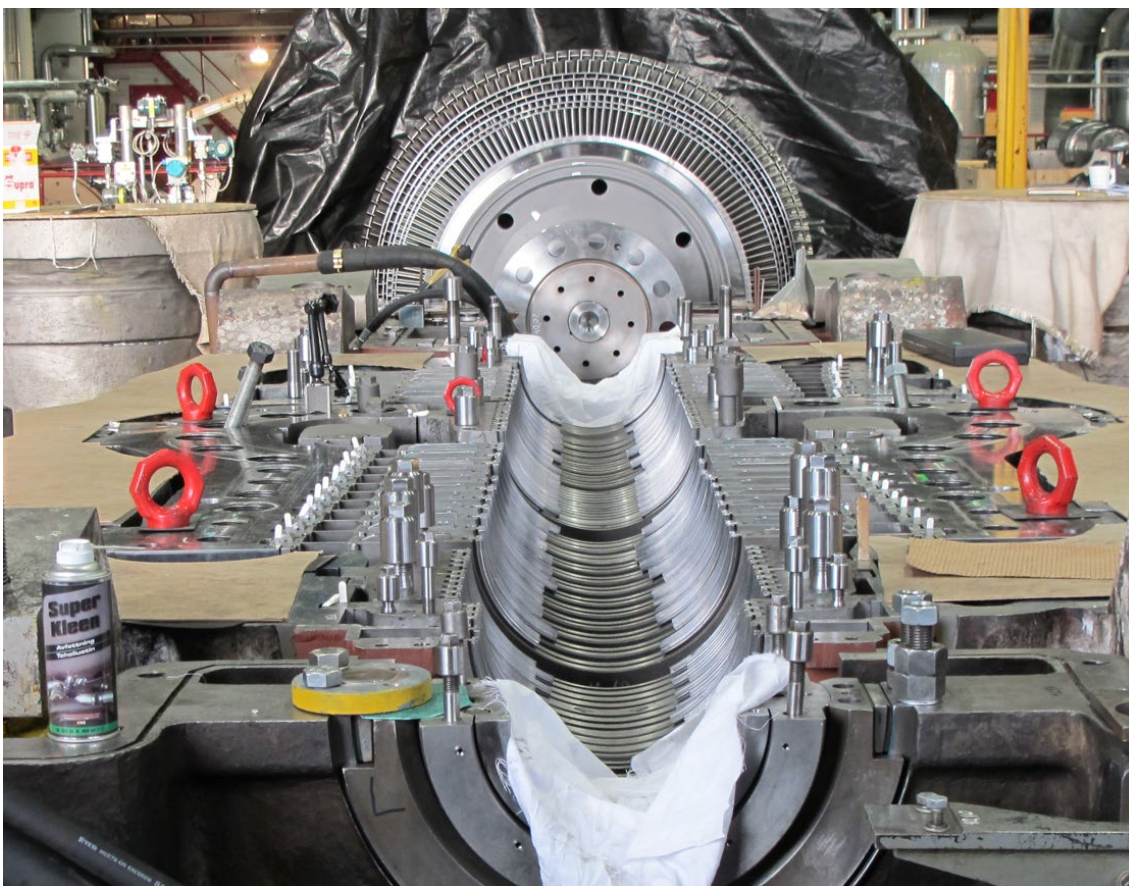
T1 turbiinin korkeapainepesä on rakenteeltaan kaksivaippainen, mikä vähentää laippaliitosten rasitusta ja mahdollistaa nopeammat lämpötilan ja kuorman muutokset. Korkeapainepesän rakenne on esitetty kuvassa 9, joka myös havainnollistaa miten akselinsuuntaiset voimat kompensoidaan molempiin suuntiin tapahtuvalla höyryn paisunnalla. Välipaineosan höyryn tulopuoli on valukappale ja poistokanava on rakenteeltaan hitsattu. Turbiinin kiintopiste on välipainepesän generaattorinpuoleisessa osassa. Täysin lämmentyneenä turbiinin pitenemä on etulaakeripukin kohdalta noin 17 mm ja välilaakeripukin kohdalta noin 3 mm pitkä. (Zamech, 1975 s.8)



Kuva 9. T1 korkeapainepesän halkileikkaus - Zamech 1975.

Korkeapaineroottori ja välipaineroottori on yhdistetty toisiinsa jäykällä kytkimellä. Välipaineroottori on yhdistetty generaattoriin puolijäykällä paljekytkimellä. Turbiinin akselilinjaa kannattelee kolme kannatuslaakeria. Aksiaalilaakeri on yhdistetty keskimmäiseen kannatuslaakeriin, joka sijaitsee korkeapaine- ja välipaineosan välillä. (Zamech 1975 s.8)

Kuvassa 10 näkyy T1 turbiinin rakennetta etulaakeripukilta kuvattuna. Etualalla ensimmäisenä on akselintiivisteet, tämän jälkeen 11 johtosiipivyöhykettä, pyöräkammio, 7 johtosiipivyöhykettä, akselintiivisteet ja lopulta välipaineroottori kytkimineen.



Kuva 10. Zamech höyryturbiini

4.1.1.1 Kunnossapitohistoria

Zamech turbiinin edellinen täyshuolto on vuonna 2010 suoritetun laajan vaurion korjaus vuonna 2011. Vauriossa välipaineroottorin 6. ja 7. vyöhykkeen juoksusiivet repeytyivät irti aiheuttaen laajamittaisen vaurion. Revisiossa turbiini korjattiin täysimittaisesti ja osa komponenteista jouduttiin valmistamaan kokonaan uudestaan. Osa korkeapaineroottorin siivistä ja välipaineroottorin kaikki siivet uusittiin. Vaurioituneet johtosiipikiekot korjattiin ja välipainepesän johtosiipikannatin 1. korjattiin tehtaalla ja johtosiipikannatin 2. uusittiin. Vauriokorjauksen yhteydessä huollettiin kaikki turbiinin olennaiset oheislaitteet mukaan lukien pyörityslaite ja öljypumput.

Vauriokorjauksen jälkeen T1 turbiini oli vuodet 2012–2017 pienellä käyttöasteella. Martinlaakson biokattilan käyttöönoton jälkeen turbiini on ollut aktiivisesti käytössä ja turbiinille suoritettiin vuonna 2018 välihuolto, jossa huollettiin turbiinin laakerit ja

venttiilit. Välihuollossa venttiilien osalta ei ollut juuri korjaustarpeita. Venttiilien pesät tarkastettiin säröjen varalta ja venttiilien tiivistepinnat hiottiin. Turbiinin laakerit olivat kuitenkin huonossa kunnossa – huollossa vaihdettiin kaksi kannatuslaakeria uusiin sekä kaikki painelaakerisegmentit. Turbiini oli myös työläs linjata ja turbiinin laakeri- ja akselivärähtelyt jäivät huollon jälkeen aiempaa heikommalle tasolle.

Edellisen viiden vuoden ajanjaksolla suoraan T1 turbiiniin liittyvien AKS-tunnuksella SA koodattujen laitteiden kunnossapitokustannukset olivat 26 % prosenttia suuremmat kuin T2 turbiinilla. Molemmilla laitoksilla oli tällä ajanjaksolla välihuolto ja vertailukelpoinen määrä käyttötunteja. Vikakorjauksia ajanjaksolla on ollut vähänlaisesti ja suurin osa kustannuksista on syntynyt välihuollon aikana.

Turbiinin seuraavan täyshuollon ajankohta määräytyy käyttötuntien ja tehtävien tarkastusten perusteella. Nykyisellä käyttöasteella huollon ajankohta olisi arviolta vuonna 2023, joten seuraavan kymmenen vuoden ajanjaksolle tulisi ainakin yksi turbiinin täyshuolto ja yksi välihuolto.

Turbiinille on suoritettu huoltojen lisäksi kunnonvalvontamittaukset Pöyryn toimesta vuosina 2015 ja 2019. Vuoden 2015 raportin perusteella höyryturbiinin kokonaistaseesta laskettu paisunnan hyötysuhde oli vuonna 2015 lähes sama kuin takuukokeissa vuonna 1976. (Pöyry, 2015. s.17) Vuoden 2019 kunnonvalvontamittauksen tulokset eivät ole vertailukelpoisia aiempiin tuloksiin mittausten aikaisten alhaisen tehotason takia. Tulosten perusteella turbiinissa ei ole kuitenkaan tapahtunut paisuntahyötysuhteeseen vaikuttavia merkittäviä muutoksia, kuten selkeitä vaurioita sisäisissä tiivisteissä. (Pöyry 2019. s.15)

Turbiinille tehty edellinen elinikäselvitys on vuodelta 2002, jolloin sen tulokset eivät ole enää nykyään ajankohtaisia. Raportin perusteella monet turbiinin komponenteista ovat kuitenkin virumisalueella, jolloin niillä on käyttötuntimäärään perustuva ennakoitavissa oleva elinikä. (Kumpulainen. 2002, s.1)

Seuraavan revision yhteydessä on suositeltavaa tehdä turbiinille laaja elinikäselvitys ja ennen huoltoa kartoittaa mahdollisuudet tehdä turbiinista paremmin nykyiselle mitoituspisteelle soveltuva esim. turbiinin vyöhykkeitä tai väliottoja vähentämällä.

Esimerkiksi kaikki säätöventtiilit eivät ole koskaan säätöalueella, vaikka biokattila olisi täydellä teholla. Turbiinin pitää kuitenkin vielä toistaiseksi pystyä vastaanottamaan myös kaasuturbiinin kanssa sarjassa olevan LTO-kattilan tuottama höyry.

4.1.1.2 Kunnossapidettävyys

Edellisten huoltojen perusteella T1 on potentiaalisesti vaurioherkkä ja työläs korjattava. Turbiini on iältään vanha ja sisarkoneet ovat jo poistuneet käytöstä. Fortumin vuonna 2002 tekemässä elinikäselvityksessä turbiinista sanotaan seuraavaa: ” Kyseinen turbiini on Suomessa olevista turbiineista vaikein revisioitava. Revision suoritus vaatii suurta ammattitaitoa erityisesti eri osien välyksien säädöissä ja osien linjauksissa” (Kumpulainen, 2002, s.13)

Turbiinista on olemassa kuitenkin hyvä dokumentaatio ja valtaosasta komponentteja löytyy yksityiskohtaiset piirustukset. Kyseisen turbiinin huolloista Suomessa on kokemusta Fortumilla ja GE:llä. Turbiinin varaosilla on pitkät toimitusajat ja varaosissa on puutteita edellisen huollon jäljiltä. Täydennystä tarvitsevia komponentteja ovat mm. turbiinin kannatus- ja painelaakerit, sekä venttiilien osat.

4.1.2 Turbiini Lang

Lang höyryturbiinilaitos (T2) otettiin käyttöön vuonna 1989. Toinen turbiinilaitos mahdollisti kahden voimalaitoskattilan samanaikaisen käytön Martinlaakson voimalaitoksella. Laitos suunniteltiin pääosin blokkikytkentään vuonna 1982 käyttöönotetun hiilikattilalaitoksen kanssa. Turbiinilaitoksen toimitti Unkarilainen konepaja Lang ja nykyisin OEM edustus on GE:n nimissä.

T2 on tyypiltään reaktiiturbiini. Turbiini koostuu kahdesta osaturbiinista, korkeapaineosasta ja matalapaineosasta, jotka sijaitsevassa yhden ulkopesän sisällä Kokonaisuutena väliottovastapaineturbiini koostuu 51 ylipainevyöhykkeestä sekä yhdestä säätövyöhykkeestä.

Tekniset tiedot:

– Höyryn paine	115 bar
– Höyryn lämpötila	535 °C
– Höyryn kulutus	88 kg/s
– Sähköteho	80 MW
– Kaukolämpöteho	135 MW
– Käyttötunnit	180000 h

Korkeapaineinen kattilasta tuleva höyry virtaa päähöyrylinjan kautta pikasulku/säätöventtiiliryhmiin, joilla hallitaan höyryn virtaus turbiiniin. Turbiinissa on kaksi venttiiliryhmää, jotka koostuvat pikasulkuventtiilistä ja kahdesta säätöventtiilistä. Säätöventtiilien jälkeen höyry virtaa suutinpesän, suuttimien ja säätöpyörän kautta pyöräkammioon, joka muodostuu pesän, sisäänvirtausosan, johtosiipikannattimien, taseusmännän ja suutinpesän välisestä tilasta. Pyöräkammion jälkeen höyry paisuu turbiinin reaktio-osassa päätyen lopulta poistoyhteen kautta kaukolämmönvaihtimeen. Reaktio-osan aikana osa höyrystä johdetaan väliottojen kautta esilämmittimiin sekä toiseen kaukolämmönvaihtimeen. (Lang 1989. s.2)

T2 turbiinin kiintopiste sijaitsee turbiinin matalapaineosassa höyryn poistokammiossa. Turbiinin käynnistyessä sen pesä laajenee lämmön vaikutuksesta, jolloin peruslaatalle asennettu etulaakeripukki liukuu akselin suuntaisesti. Turbiinin roottorin kiintopiste sijaitsee etupään laakeripukissa, jolloin roottori laajenee eri suuntaan pesän kanssa. (Lang 1989. s.3)

T2 turbiini koostuu rakenteeltaan yhdestä ulkopesästä, joka koostuu höyryn virtausosan johtosiipikannattimiseen, väliotot, poistohöyryosan, akselintiivisteet, etulaakeripukin, D-pään kannatinlaakerin, sekä roottorista kokonaisuutenaan. Turbiinin roottori on rakenteeltaan ontto ja laakeroitu kahteen radiaalilaakeriin. Roottorin lämpölaajenemissuhde on lähes sama kuin ulkopesällä. Roottorin etupäässä sijaitsevat pääöljypumpun käyttöhammaspyörät ja kierroslukuanturin haittapyörä. Akseli on yhdistetty generaattoriin jäykällä kitkakytkimellä. Roottorin pyörityslaite eli paaksi ja pääöljypumppu ovat asennettu etulaakeripukkiin. (Lang 1989. s.4). Roottorin pituussuuntaisia voimia kompensoidaan taseusmännän avulla. T2 turbiinissa höyryn

virtaus kulkee etupäästä generaattoriin, jolloin roottorin siivistössä syntyy akselinsuuntaisia reaktiovoimia.

Tasausmäntä kohdistaa roottoriin vastakkaisen suuntaisen voiman männän yli olevan paine-eron vaikutuksesta. Männän generaattoripuoleisella puolella on pyörökammion suutinpesän puoleinen paine ja männän etulaakeripukin puoleinen paine vaihtelee höyrytilanteesta riippuen väliottojen B5, B3 ja B1 paineista. (Lang 1989. s.7) Turbiinin johtosiivistö, tasapainotusmännän tiivistenaumat, KP-akselintiiviste sekä etulaakeripukissa sijaitseja yhdistetty paine- ja kannatuslaakeri on näkyvissä kuvassa 11.



Kuva 11. Lang höyryturbiini

4.1.2.1 Turbiinien kunnossapitohistoria ja elinikä

T2 turbiinin edellinen täyshuolto on tehty suunnitellusti vuonna 2013 Alstom Power Hungaryn (nykyisin GE) toimesta. Huollossa huollettiin ja tarkastettiin turbiinin kaikki sisäiset komponentit. Huollon suurimpina normaalista poikkeavina toimenpiteinä oli jakotason oikaisu koneistamalla ja roottorin tiivistenauhojen uusinnat. Säättöventtiilien komponentteja uusittiin ja niiden servot korjattiin odotettua laajemmin. (Alstom 2013 s.3)

Vuosien 2013–2017 välillä T2 oli säännöllisesti käytössä noin 5000 tuntia vuodessa ja turbiinille suoritettiin välihuolto vuonna 2017 Alstomin toimesta. Välihuollossa tarkastettiin turbiinin pikasulku- ja säättöventtiilit, laakerit ja öljypumput. Venttiileissä ei huomattu normaalista poikkeavaa kulumaa, kahteen säättöventtiiliin uusittiin karat. Säättöventtiilien servoissa oli jälkiä kiinnitoista sylintereissä ja männissä. Servot pinnoitettiin ja koneistettiin uusiin mittoihin Fortumin toimesta. Öljypumput ja laakerit olivat hyvässä kunnossa, eikä turbiinin linjauksessa ollut korjattavaa. Välihuollossa ei havaittu mitään odottamattomia korjaustoimenpiteitä.

Vuonna 2020 T2 turbiinilla korjattiin yläpuolisten säättöventtiilien jälkeisten turbiinin suutinpesään menevien höyryputkien laipoista löytynyt höyryvuoto. Höyryputkien laippojen pulttien uusimista oli suositeltu jo vuonna 2013, mutta suositus oli jätetty huomiotta. Vuoto johtui käyttöikänsä päähän tulleista kiinnityselimistä ja uusitut pultit kestävät turbiinin oletetut käyttöjakson ajan. Samassa yhteydessä tulohöyrylinjan viimeisistä saumoista, pika- ja säättöventtiilien rungoista sekä ylivirtausputkista otettiin jäljenteet Replico Oy:n toimesta. Tulohöyrylinjojen ja pikasulkuventtiilien saumojen viruminen oli edennyt vuoden 2013 tarkastuksista, näiden uusintatarkastusta suositellaan vuoteen 2026 mennessä. Ylimenoputkien saumoissa ei havaittu virumiskoloja. Pikasulkuventtiilien perusaine oli hyvässä kunnossa ja näiden osalta seuraava ajankohta tarkastukselle olisi 2020-luvun lopulla. (Replico, 2020 s.2)

Edellisten viiden vuoden aikana toteutuneet kunnossapitokustannukset T2 osalta ovat olleet 26 % pienemmät kuin T1 laitoksella. Viiden vuoden ajanjakson aikana huoltosuunnitelmasta poikkeavia huoltoja on ollut yksi säättöventtiilikorjaus ja yllä mainittu höyryvuodon korjaus.

T2 turbiinille tehtiin kunnonvalvontamittaukset vuonna 2013 Inspectan toimesta. Mittaustulosten ajankohdasta johtuen tulokset eivät kuvaa nykytilannetta, vaan turbiinin toiminta-arvoja edellisen täyshuollon jälkeen. Mittaustulokset ovat kuitenkin verrattavissa turbiinin alkuperäisiin takuukokeisiin. Mittausten perusteella turbiini oli vuonna 2013 höyryteknisesti hyvässä kunnossa Turbiinin teho on ollut noin 1 % parempi kuin takuukokeissa, joten turbiinin siivistön voidaan katsoa olleen lähes uuden turbiinin veroinen. (Pöyry 2013, s.13)

T2 turbiinille on suoritettu elinikä tarkastus vuonna 2004 Alstomin toimesta. Tarkastuksessa analysoitiin turbiinin virumisalueella olevat komponentit, joille määritettiin laskennallinen elinikä. Tarkastuksesta on kulunut lähes kaksi vuosikymmentä, joten kyseisen raportin tuloksista ei saa tilannekuvaa nykyhetkestä. Tarkastuksen pohjalta on kuitenkin määritelty tarkastusohjelma niille komponenteille, joilla on oletettavasti vähiten luotettavaa käyttöikä jäljellä, ja näistä on otettu jäljenteet viime vuosina. Turbiinin johtosiipikannakkeilla ja roottorilla on raportin mukaan elinikä vielä reilusti jäljellä. (Alstom 2004, s.7)

Turbiinin seuraava täyshuolto on odotettavissa lähivuosina. Seuraavassa täyshuollossa on syytä varautua roottorin tasapainotusmännän ja akselintiivistenauhojen uusintaan. Myös virumisalueella olevien komponenttien kuntoon on kiinnitettävä huomiota jatkossa ja virumisen etenemistä on seurattava säännöllisin väliajoin. Turbiinin säätöventtiilien servojen laajaan huoltoon on syytä myös varautua tulevassa revisiossa. Täyshuollon yhteydessä on suositeltavaa uusien myös huonokuntoiset voiteluöljyn linjasuodattimet.

Ennen seuraava huoltoa kannattaa harkita mahdollisen ”retrofitin” mahdollisuutta. Jatkossa turbiini tulisi operoimaan kaukana alkuperäisestä mitoituspisteestä, mutta tilannetta on mahdollista parantaa tekemällä muutoksia turbiinin sisäisiä rakenteita uusimalla.

4.1.2.2 Kunnossapidettävyys

T2 turbiini on rakenteeltaan yksinkertaisempi, kuin vanhempi T1 turbiini. Osin tästä johtuen turbiinin huoltaminen on käytännössä osoittautunut helpommaksi. Turbiinin yksipesäisyydestä johtuen huoltoa tarvitsevia komponentteja on vähemmän ja turbiinin

linjaus on verrattain yksinkertaista. Aikakaudesta johtuen myös turbiinissa käytetyt materiaalit ovat yleisemmin käytössä olevia ja tietoa näistä on paremmin saatavilla.

OEM asiantuntemus ja saatavuus T2 osalta on hyvällä tasolla. Vastaavien koneiden huolloista löytyy kokemusta myös muilta toimijoilta. Koneesta löytyy hyvä ja asianmukainen valmistusdokumentaatio, mikä helpottaa suuresti ylläpitoa. Varaosien saatavuus on hyvällä tasolla, jokseenkin toimitusajat ovat pitkiä. Varastosta löytyy koneen kriittiset varmuusvaraosat, eikä akuutille täydennykselle ole tarvetta.

4.1.2.3 Turbiinien hyötysuhteet

Turbiinien hyötysuhteiden määrittäminen on rajattu pois tämän työn laajuudesta ja päätöksentekoa varten vaatii tarkempaa selvittelyä. Olemassa oleva tieto ja molemmille turbiineille teetetyissä kunnonvalvontamittauksissa otetaan kantaa hyötysuhteeseen täydellä teholla ja laitoksen käyttödatasta ei ole helposti saatavilla tietoa, jolla voitaisiin luotettavasti validoida kummankin turbiinin hyötysuhde tulevalla mitoitusasteella. Tähän vaikuttavat mm. tulevassa mitoitusasteessa käytössä olevat väliotot ja laitoksen höyrynkuluttajat. Historiasta löytyy dataa ajanjaksoista, jolloin T2 on ollut käytössä biokattilan tuottamalla höyryllä, mutta tietoja ei voi suoraan verrata mm. eri ajankohtien kaukolämmön paluveden lämpötilaeroista yms. muista muun prosessin eri ajotilanteista. Täydellä teholla takuukokeiden aikaisiin arvoihin verrattuna T2 hyötysuhde on noin kaksi prosenttiyksikköä korkeampi, kuin T1 turbiinilla. Turbiinien kunnosta, takuukokeista poikkeavista ajoarvoista ja tiedonpuutteesta johtuen turbiinien hyötysuhdetta ei käytetä tässä selvityksessä elinjaksokustannuksiin vaikuttavana tekijänä.

4.1.3 Generaattorit

Höyryturbiinin tuottama mekaaninen energia muutetaan sähköksi generaattorissa. Sähköä muodostuu, kun sähkönjohdin liikkuu magneettikentässä. Generaattorissa liikkuva magneettivuo tehdään johtamalla magnetointivirtaa roottorille, jolloin sähkövirta indusoituu staattorinkäämeihin. (Huhtinen et. al. s.297)

Generaattorin pääkomponentit ovat roottori ja staattori. Roottori on kytketty kytkimellä suoraan turbiinin roottoriin tai vaihdelaatikkoon. Magnetointivirta johdetaan roottoriin

käämitykseen hiiliharjojen ja liukurenkaiden avulla. Roottorin käämitys on tyypillisesti hopeaseosteista kuparia. Staattorin metallilevysydämen toteutuksessa on huomioitava magneettivuon kulku, magneettivuon aiheuttaman värähtelyt ja jäähdytyskaasun kierto. Tyypillisesti generaattorin jäähdytyskaasuna käytetään ilmaa tai vetyä. (Huhtinen et. al. s.299). Kuvassa 12 näkyy Martinlaakson BL1 generaattorin staattorin levysydän ja kesken oleva uudelleenkäämitys.



Kuva 12. Dolmel generaattorin staattorin uudelleenkäämintä

Kunnossapitohistorian tarkastelu koskee generaattorien osalta AKS-järjestelmätunnuksia SP (generaattori), SQ (generaattorin laakerit) sekä ST (vetyjärjestelmä). Ainoa itse generaattorin ulkopuolinen osa-alue onkin vetyjärjestelmä, joka löytyy vain BL1 laitokselta. Sähköjärjestelmät käsitellään omana osa-alueenaan.

4.1.3.1 BL1 – Dolmel GTH 63

BL1 laitoksen generaattori (G1) on Dolmelin valmistama GTH-63/02 vetyjäähdytteinen generaattori. Nykyisin generaattorin OEM on GE. Generaattori on otettu käyttöön Martinlaakson voimalaitoksen valmistuttua vuonna 1975. Käyttötunteja generaattorille on kertynyt noin 210 000 h. Generaattorin staattori on uudelleenkäämitty vuonna 2020, roottori uudelleenkäämitty vuonna 2010 ja vetyjärjestelmät ovat täysin uusittu vuonna 2015. Dolmel generaattori onkin ikäisekseen hyvässä kunnossa ja sen pääkomponentit voisi odottaa kestävän loput odotettavissa olevasta käyttöjaksosta.

GTH-63 rakenne on vetyjäähdytteisille generaattoreille tyypillinen. Staattorin käämitys on kaksitasoinen. (Dolmel, 1976 s.5.) Roottorin runko on valmistettu yhtenäisestä taotusta kappaleesta. Roottorikäämityksen jäähdytys tapahtuu suoraan vetykaasulla käämityksen johtimissa olevien jäähdytyskanavien avulla. Roottorin molemmissa päissä on siipipyörät, jotka saavat aikaan vedyn omakierron generaattorin sisällä. Generaattorin liukulaakerit ovat laakeripesissä staattorin kotelon ulkopuolella, ja ne saavat öljynsä turbiinin öljyjärjestelmästä. Generaattorin päädyissä ovat myös ns. uivilla renkailla varustetut öljy-vety-akselintivisteet, joihin tiiviste-öljy syötetään. (Dolmel 1976 s.6.)

Nimellisarvot:

– Näennäisteho	78,75 MVA
– Jännite	10500 V ± 5 %
– Tehokerroin	0,8
– Pätöteho	63 MW
– Staattorivirta	4330 A ± 5 %
– Hyötysuhde	98,3 %
– Pyörimisnopeus	3000 rpm
– Taajuus	50 Hz
– Vedyn Paine	2 bar
– Vedyn lämpötila	40 °C
– Vedyn puhtaus	97 %
– Vedyn kulutus	>12 m ³ /d
– Jäähdytysveden paine	2 bar
– Roottorin hitausmomentti	6,5 tm ²
– Staattorin ja roottorin käämien eristysluokka	F
– Roottorin massa	17360 kg

(Dolmel 1976 s.2)

4.1.3.2 BL2 – GE WX18L-068LLT

BL2 laitoksen generaattori (G2) on alun perin Brown Boverin valmistama WX18L-068LLT 80MW ilmajäähdytteinen Generaattori. Generaattorin nykyinen OEM-edustus on GE:llä. Generaattori on otettu käyttöön vuonna 1989 ja käyttötunteja on tällä hetkellä noin 180 000 h. Generaattorin edellinen perushuolto on tehty vuonna 2017.

BL2 ilmajäähdytteisen generaattorin rakenne on kompakti ja hyvin huollettavissa. Staattorin ja roottorin käämitys on toteutettu eristysluokan F mukaan. Roottorin molemmissa päissä on siivet, jotka tuottavat akselinsuuntaisen ilmavirtauksen. Tämä ilmavirtaus vastaa roottorin suorasta ja staattorin epäsuorasta tuuleuksesta. Roottori ja kytkin on valmistettu yhtenäisestä taotusta kappaleesta. Generaattorin liukulaakerit sijaitsevat staattorin ulkopuolella ja saavat öljynsä höyryturbiinin öljyjärjestelmästä. (Strömberg 1989. s3)

Nimellisarvot:

– Näennäisteho	100 MVA
– Jännite	10500 V ± 5 %
– Tehokerroin	0,8
– Pätöteho	80 MW
– Staattorivirta	5499 A ± 5 %
– Hyötysuhde	98,48 %
– Pyörimisnopeus	3000 rpm
– Taajuus	50 Hz
– Jäähdytysilman lämpötila	40 °C
– Roottorin hitausmomentti	2,34 tm ²
– Staattorin ja roottorin käämien eristysluokka	F
– Roottorin massa	24500 kg

(Strömberg 1989. s1)

4.1.3.3 Kunnossapitohistoria

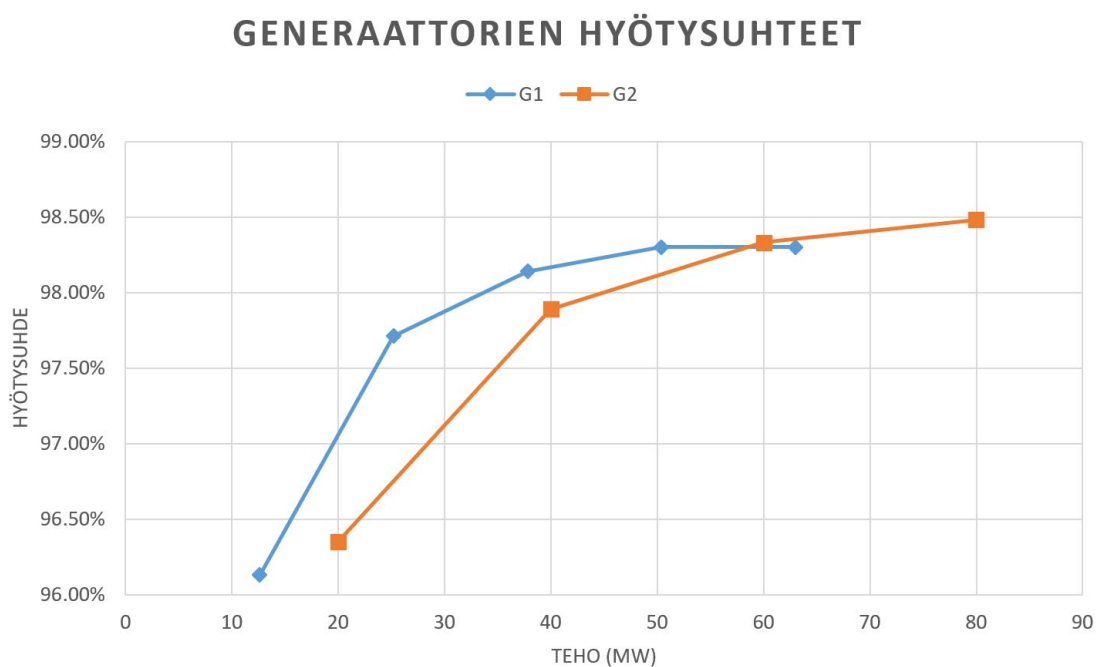
Kunnossapitohistorian perusteella itse generaattorien huoltokustannuksissa ei ole kustannuksissa merkittävää eroa, kun ei huomioida investointiluontoisia perusparannuksia kuten uudelleenkäämintöjä. G1 osalta kalleimmat investoinnit kuten roottorin ja staattorin uudelleenkäämitys on tehty. BL2 generaattorille 2014 teetetyn ABB:n LEAP (Life Expectancy Analysis Program) perusteella staattorin

uudelleenkäämintä voi tulla ajankohtaiseksi seuraavan kymmenen vuoden ajan aikana (ABB 2014, s.2). Elinikäärvio perustuu kuitenkin arvioihin ja edellisestä LEAP-mittauksesta on kulunut pitkä aika. Staattorinkäämityksen osalta olisi suositeltavaa tehdä uudelleenmittaus, mikäli BL2 laitoksen valintaa harkitaan. Vuonna 2017 suoritetun perushuollon raportin mukaan staattorissa ei ollut korjaustarpeita. (ABB, 2017. s.2)

Roottori lähetettiin tehdashuoltoon vuoden 2017 perushuollon yhteydessä. Huollon yhteydessä havaittiin, että roottorin kappojen alla on ollut kohtalaisen paljon kosteutta. (VG Power Turbo 2017. s.1). Roottorin kapoissa käytetty 18Mn-18Cr materiaali on kuitenkin vähemmän säröherkkää kuin vanhemmissa roottoreissa käytetyt materiaalit. (Klempner 2004. s.409). Huollon yhteydessä kapat testattiin ultraäänellä, eikä säröjä havaittu. Kosteudesta johtuen roottorin kapat ovat kuitenkin riskiluokassa 2 – kohonnut riski. Toimenpidesuositus kappojen osalta on varmistaa säilöntäkuivaimen toimivuus ja tarkastaa kapat säröjen varalta seuraavan viiden vuoden aikana (VG Power Turbo 2017. s.5). Toinen tehdashuollon riskiluokkaan 2 noussut havainto liittyi generaattorin kääminpäiden jäähdytysilman sisäänmenokanaviin. Osa kanavista oli osittain tyssäntynyt, mikä heikentää jäähdytysilman kulkua roottoriin. Toimenpidesuosituksena jäähdytysilmakanavien seurantaan on tarkastaa ne seuraavan huollon yhteydessä endoskoopilla. (VG Power Turbo 2017. s.9)

4.1.3.4 Generaattorien hyötysuhteet

Tarkastelussa olevien generaattorien hyötysuhdekäyrät ovat suhteessa maksimitheoon toisiaan vastaavat. Kuitenkin eri teholuokasta johtuen G1 hyötysuhde on parempi alle 60MW pätötehoilla. Generaattorien käyttöohjeista saatujen hyötysuhdetietojen perusteella tehdyt hyötysuhdekäyrät eivät todellisuudessa ole täysin lineaarisia pisteiden välillä, mikä aiheuttaa epävarmuutta kuvaajan tulkintaan. Kuva 13 kuitenkin havainnollistaa, miten G1 hyötysuhde on hyötysuhteeltaan noin 0.5 % korkeampi tulevalla käyttöalueella 10-35MW. Ero hyötysuhteessa syntyy generaattorin lämpöhäviöistä, jotka tässä tapauksessa siirtyvät jäähdytysvesijärjestelmien kautta ulkoilmaan, eikä häviöistä synny sisäisiä takaisinvoittoja esimerkiksi kaukolämmöntuotantoon. Siksi ero hyötysuhteissa on päätökseen merkittävästi vaikuttava tekijä.



Kuva 13. Generaattorien hyötysuhteet

4.1.4 Korkeapaineväliotot

Korkeapaineväliotoilla tarkoitetaan tässä selvityksessä niitä turbiinin väliottoja, joilla esilämmitetään syöttövetä ennen kattilaa. Tässä työssä tarkasteltavan laitekokonaisuuden laajuus alkaa höyrypiirissä turbiinin väliottojen takaiskuventtiilien jälkeen ja päättyy kun lämmönvaihtimissa lauhtunut vesi palautuu lauhdejärjestelmään. Vastaavasti syöttövesijärjestelmän osuus on rajattu syöttövesilinjaan ennen- ja jälkeen korkeapaine-esilämmittimiä.

Korkeapaineväliottojärjestelmän päälaitteet ovat laitoksen korkeapaine-esilämmittimet. KP-esilämmitin on putkilämmönvaihdin, jossa syöttövesi virtaa putkissa ja putkia lämmitään turbiinin väliottohöyryllä lämmönvaihtimen vaippapuolella. Väliotosta otettava höyry lauhtuu putkien pinnoilla ja siirtää höyrystymisessä veteen siirtyneen energian syöttöveeseen. Syöttövesi lämpenee KP-esilämmittimessä lähes samaan lämpötilaan, missä väliotosta otettu höyry lauhtuu. Esilämmittämällä syöttövetä saadaan nostettua kattilan savukaasuista vesihöyrypiiriin tapahtuvat lämmönsiirron keskimääräistä lämpötilaa, jolloin laitoksen sähköntuotannon hyötysuhde paranee. Jos

kaikki höyry menisi turbiinin läpi, tällöin myös kaikki veden höyrystämiseen käytetty energia siirtyisi vesi-höyrypiirin ulkopuolelle kaukolämpövedeen. (Huhtinen et. al. s.48–50).

Toiminnallisuuksiltaan BL1 ja BL2 turbiinilaitosten korkeapaineväliottojärjestelmät ovat keskenään hyvin samankaltaiset. Olenaisiin eroavaisuuksiin laitosten välillä on KP-esilämmittimien määrä. BL1 laitoksella on kolmeportainen syöttöveden esilämmitys ja BL2 laitoksella kaksiportainen syöttöveden esilämmitys. Kumpikaan laitoksista ei toimi alkuperäisessä mitoitusasteessa jäädessään käyttöön biokattilan kanssa, jolloin täysi potentiaali syöttöveden esilämmityksessä jää hyödyntämättä.

Tarkka hyötysuhteen määrittäminen on tässä työssä rajattu pois ja turbiinien väliset erot hyötysuhteessa huomioidaan kokonaisuutena teetettyihin hyötysuhdemittauksiin perustuen myöhemmin tässä työssä. Lähtöoletuksena kuitenkin on se, että esilämmittimien määrällä ei ole lopputuloksen kannalta suurta merkitystä, koska laitoksen rakennusasteen arvo on heikentynyt edellisinä vuosina alhaisesta sähkön markkinahinnasta johtuen ja suuren osan käyttökaudesta osa kattilan tuottamasta höyrystä ajetaan reduktiolämmönvaihtimen kautta suoraan lämmöksi. Laitoksien KP-esilämmittimet on listattu taulukossa 2.

Taulukko 2. Laitoksien korkeapaine-esilämmittimet

AKS-Tunnus	Kuvaus	Asennusvuosi
M2RF61B001KS	KP-ESILÄMMITIN 1	1988
M2RF71B001KS	KP-ESILÄMMITIN 2	1988
M1RF61B001KS	KP-ESILÄMMITIN 1	1974
M1RF71B001KS	KP-ESILÄMMITIN 2	1992
M1RF81B001KS	KP-ESILÄMMITIN 3	1974

Korkeapaine-esilämmittimien osalta ei tunnistettu välittömiä korjaustarpeita. Lämmönvaihtimien kunto on riippuvainen siitä, miten hyvin laitoksen säilöntä on onnistunut laitoksen ollessa poissa käytöstä, sekä mahdollisesta käytönaikaisesta eroosiosta. Laitehistoriassa kummankaan laitoksen lämmönvaihtimissa ei ole havaittu isompia korroosio-ongelmia. BL2 turbiinilaitoksen KP-2 esilämmittimen höyryn

sisääntulopuolen ulommaisissa putkissa havaittiin edellisen paineastiatarjastuksen yhteydessä vuonna 2017 eroosiota, mistä johtuen osa ulommaisista putkista tulpattiin. Eroosio johtuu tähän lämmönvaihtimeen tehdystä höyrykytkennästä, jossa kaasuturbiinilaitoksen matalapaine-höyrypiiristä syötetään höyryä lämmönvaihtimeen rakennusasteen nostamiseksi. Tällä kytkennällä ei todennäköisesti ole jatkossa suurta merkitystä kaasuturbiinin pienen käyttöasteen vuoksi. Tulpatut putket eivät olennaisesti vaikuta lämmönvaihtimen asteisuuteen.

Järjestelmän muu laitekanta koostuu pääosin venttiileistä, putkistosta ja instrumentoinnista. Putkistolle ei ole odotettavissa korjaustarpeita elinkaaren aikana, mutta BL2 syöttövesiputkistoon tulee tehdä muutoksia, jotta korkeapaine-esilämmittimet saadaan otettua käyttöön Biokattilan syöttövesipumppujen kanssa. Kustannusarvio tästä huomioidaan investointieränä elinjaksokustannuslaskelmassa.

Molempien laitoksien venttiilit ovat suurimmalta osalta alkuperäisiä, mutta yksittäisiä laitteita on uusittu. Monimutkaisemmasta järjestelmästä johtuen BL1 laitoksella on lukumäärällisesti enemmän venttiileitä ja laitoksen historiasta johtuen enemmän korjausvelkaa.

Instrumentoinnin osalta BL2 osalta laitteiden lukumäärä on suurempi, mikä kertoo laitoksen korkeammasta automaatioasteesta. Instrumentoinnin laitekannan ikää ei pystynyt kunnossapitojärjestelmän tietojen puutteiden takia määrittämään. Instrumentointi on kuitenkin käyttöikänsä lyhyempää ja useampaankin kertaan päivitettyä molemmilla laitoksilla, joten voidaan olettaa, että tältä osin laitoksien korjausvelka on samalla tasolla.

Laitoksien laitekannan lukumäärät, ikä ja tunnistetut uusinta- ja muutostarpeet on esitetty lukuarvoina taulukossa 3. Tunnistettuina investointitarpeina BL1 laitoksella on KP-esilämmittimien paisuntavaroventtiilit. Molemmissa järjestelmissä on vanhoja komponentteja, joiden uusiminen voi tulla ajankohtaiseksi tulevan 10 vuoden ajanjaksolla.

Taulukko 3. Korkeapaineväliottojen laitekanta

Laitekanta	BL1	BL2
Säätöventtiilit (kpl)	12	6
Keski-ikä (Vuotta)	39	32
Uusintatarve tiedossa (kpl)	2	0
Varoventtiilit (kpl)	6	4
Keski-ikä (Vuotta)	37	32
Uusintatarve tiedossa (kpl)	3	0
Sulkuventtiilit (kpl)	43	26
Keski-ikä (Vuotta)	38	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Instrumentit (kpl)	53	83
Muutostarpeet (kpl)	3	1

Molempien laitoksien suunnitellut huoltotoimenpiteet koostuvat pääosin 4 vuoden välein tehtävistä paineastiatarkestuksista, joissa tehdään sovitut tarkastustoimenpiteet paine- ja varolaitteille. Tyypillisesti varoventtiilit huolletaan, säiliöille tehdään NDT- ja visuaaliset tarkastukset sovitussa laajuudessa. BL2 toteutuneet kunnossapitojärjestelmään tiliöidyt kustannukset olivat 73 % suuremmat edellisen viiden vuoden ajanjaksolla. BL2 osalta kustannuksia nostivat haasteet edellisessä paineastiatarkestuksessa vuonna 2017.

Kunnossapidettävyyden osalta tässä järjestelmässä on iso ero laitoksien välillä. Vanhemman BL1 turbiinilaitoksen laitekanta on peräisin enimmäkseen 70-luvulta, mistä johtuen monin alkuperäistoimittajien varaosia ei ole enää saatavilla. Laitoksella on muutenkin lukumäärällisesti enemmän säännöllistä huoltoa tarvitsevia mekaanisia laitteita, ja esimerkiksi 3 kpl kp-esilämmittimien paisuntavaroventtiilit on hitsattu putkilinjaan, kun BL2 turbiinilaitoksella paisuntavaroja on 1 kpl laippaliitoksella.

Mahdollisessa esilämmittimen vuototilanteessa BL1 laitoksen esilämmittimet ovat vaikeammin huollettavissa, sillä niissä ei ole erillisiä sulkuventtiileitä lämmönvaihtimien ohituslinjan ja 3-tieventtiilien välissä, jolloin laitos joudutaan ajamaan alas korjausta varten.

4.1.5 Lauhdejärjestelmät

Lauhdejärjestelmällä tarkoitetaan tässä työssä sitä järjestelmäkokonaisuutta, joka vastaa kaikkien vesi-höyrypiirin lauhteiden palautuksesta syöttövesi- tai lisävesisäiliöön, sekä lauhteenkäsittelystä, lauhteen esilämmityksestä ja lämmön siirrosta kaukolämpöveeten. Tämä pitää sisällään seuraavat AKS-järjestelmätunnukset: RM (Päälauhde), RN (Sivulauhde), RH (Pienpaineväliotot), RW (Lämmönvaihtimien kaasunpoistoputkistot), UB (Lauhteen suolanpoisto ja suodatus) ja UH (Annostuslaitteet). Vesihöyrypiirissä järjestelmä alkaa MP-esilämmittimien (Lauhteen esilämmitin) osalta turbiinin väliottojen jälkeisistä takaiskuventtiileistä ja kaukolämmönvaihtimien osalta poistohöyrykanavan ja lämmönvaihtimien välisistä palkeista. Palautuvan lauhteen osalta järjestelmä rajautuu syöttövesisäiliön kaasunpoistimeen.

Lauhdejärjestelmän päälaitteita ovat päälauhdepumput, kaukolämmönvaihtimet ja lauhteen esilämmittimet. Lauhdejärjestelmän tehtävä on siirtää turbiinilaitoksen lämmönvaihtimissa lauhtunut höyry syöttövesisäiliöön. Suurin osa lauhteesta syntyy kaukolämmönvaihtimissa, josta se pumpataan päälauhdepumpuilla MP-esilämmittimien ja lauhteenkäsittelyn kautta syöttövesisäiliöön. (Huhtinen et. al. s.48). BL1 ja BL2 lauhdejärjestelmät ovat toiminnallisuudeltaan toisiaan vastaavat.

Molemmilla laitoksilla on kaksi MP-esilämmitintä, kaksi kaukolämmönvaihdinta sekä lauhteiden käsittely hoidetaan patruunasuodatuksella ja kemikaalien annostelulla. BL1 laitoksen MP-esilämmittimet ovat pystymalliset ja BL2 laitoksen esilämmittimet ovat vaakamalliset putkilämmönvaihtimet. Lauhteen pumppauksen osalta BL1 laitoksella on molemmille kaukolämmönvaihtimille erilliset monijaksoiset pystymalliset lauhdepumput, kun taas BL2 laitoksella kaukolämmönvaihtimilla on yhteinen välisäiliö, josta lauhde pumpataan yhdellä keskipakopumpulla syöttövesisäiliöön.

Molempien laitoksien päälauhdepumput ovat kahdennettuja. Kuten taulukosta 4 on havaittavissa, lämmönvaihtimien osalta järjestelmien suunnitteluperusteet ovat rinnastettavissa toisiinsa, mutta lauhteen palautuksen osalta vanhemman BL1 ratkaisut ovat monimutkaisemmat, mistä johtuen myös laitteita on lukumäärällisesti enemmän.

Taulukko 4. Lauhdejärjestelmien päälaitteet

AKS-Tunnus	Kuvaus	Asennusvuosi
M1RH10B001KS	MART.1 KAUKOLÄMMÖNVAIHDIN LV1	1974
M1RH20B001KS	MART.1 KAUKOLÄMMÖNVAIHDIN LV2	1974
M1RH30B001KS	MART.1 LAITOS MP 1:n ESILÄMMITIN	1974
M1RH41B001KS	MART.1 LAITOS MP 2:N ESILÄMMITIN	1974
M2RH10B001KS	MART.2 LV1 KAUKOLÄMMÖNVAIHDIN	1988
M2RH20B001KS	MART.2 LV2 KAUKOLÄMMÖNVAIHDIN	1988
M2RH30B001KS	MART.2 MP1-ESILÄMMITIN	1988
M2RH41B001KS	MART.2 MP2-ESILÄMMITIN	1988
M1RM11D001KP	LV1 LAUHDEPUMPPU 1	1974
M1RM12D001KP	LV1 LAUHDEPUMPPU 2	1974
M1RM31D001KP	LV2 LAUHDEPUMPPU 1	1974
M1RM32D001KP	LV2 LAUHDEPUMPPU 2	1974
M1RM61D001KP	LAUHTEEN KIERRÄTYS PUMPPU	2014
M1RN21D001KP	MP1-ESILÄMM. LAUHDEPUMPPU 1	1990
M1RN22D001KP	MP1-ESILÄMM. LAUHDEPUMPPU 2	1990
M2RM11D001KP	LV1 LAUHDEPUMPPU 1	1988
M2RM12D001KP	LV1 LAUHDEPUMPPU 2	1988
M2RN21D001KP	MP1-ESILÄMM.SIVULAUHDEPUMPPU	1988

Myös lauhdejärjestelmien huollot ajoittuvat paineastialain mukaisesti neljän vuoden jaksoihin, jolloin suoritetaan sovitut tarkastus- ja huoltotoimenpiteet paine- ja varolaitteille. Muuten laitoksien huoltotoimenpiteet perustuvat mittaavaan kunnonvalvontaan, sekä laitteiden kriittisyyden ja huoltohistorian perusteella suoritettaviin ennakkohuoltotoimenpiteisiin. Kunnossapitojärjestelmään on vuosien 2015–2020 aikana tiliöity 45 % enemmän kustannuksia BL1 lauhdejärjestelmien huoltotoimenpiteisiin. Kuluneen viiden vuoden toteutuneet kustannukset eivät ole eri käyntiasteista johtuen vertailukelpoisia, mutta laitemäärän ja laitteiden keski-ikä perusteella voi olettaa, että BL2 laitos on kustannustasoltaan edullisempi ylläpitää. Järjestelmien laitekanta koostuu kokonaisuudessaan putkistosta, venttiileistä, pumpuista, lämmönvaihtimista ja instrumentoinnista. Taulukosta 5 näkee, että BL1 laitoksella on mekaanisia laitteita lukumäärällisesti huomattavasti enemmän. BL2 laitoksella on enemmän kenttäinstrumentteja, jolloin prosessin toiminnasta on saatavissa parempi tieto prosessinohjausjärjestämään.

Taulukko 5. Lauhdejärjestelmien laitekanta

Laitekanta	BL1	BL2
Säätöventtiilit (kpl)	19	21
Keski-ikä (Vuotta)	38	31
Uusintatarve tiedossa (kpl)	4	0
Varoventtiilit (kpl)	9	6
Keski-ikä (Vuotta)	19	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	2	0
Sulkuventtiilit (kpl)	120	91
Keski-ikä (Vuotta)	25	31
Uusintatarve tiedossa (kpl)	5	0
Lämmönvaihtimet (kpl)	4	4
Keski-ikä (Vuotta)	47	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	1	0
Pumput (kpl)	7	3
Keski-ikä (Vuotta)	43	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Instrumentit (kpl)	71	167
Muutostarpeet (kpl)	3	0

BL1 laitoksen lauhdejärjestelmien osalta tunnistettiin kolme muutostarvetta, jotka tulisi suorittaa, jos laitos valittaisiin käyttöön. Laitoksen toinen kaukolämmönvaihdin on heikossa kunnossa ja vaatisi uudelleenputkituksen. Tämän lisäksi päälauhdejärjestelmän toimintaa tulisi parantaa nykyisessä mitoitusasteessa. Päälauhdepumput ovat vakiokierroskäyttöisiä ja varsinkin kaukolämmönvaihdin 2 osalta lauhdepumppujen mitoitus on nykyisellä toimintapisteellä liian suuri ja pumppu käy suuren osan ajasta suljettua venttiiliä vasten. Myös lämmönvaihtimien murtokalvot ovat uusinnan tarpeessa.

Kunnossapidettävyyden osalta tätä tähän laitekokonaisuuteen vaikuttavat samat tekijät kuin korkeapaineväliottojen osalta. Monimutkaisemmasta prosessisuunnittelusta, vanhemmasta laitekannasta ja BL1 laitoksella on enemmän kunnossapitoa vaativia laitteita, joita on haastava kunnossapitää ja joihin on vaikeuksia löytää alkuperäistoimittajien varaosia. Isoimpana yksittäisenä erona kunnossapidettävyyden kannalta on BL1 lauhdepumput. Pumppuja on lukumäärällisesti enemmän kuin BL2 laitoksella. Lisäksi pumput ovat rakenteeltaan huomattavan paljon monimutkaisemmat ja

kalliimmat ylläpitää. Pumput ovat vakiokierroskäyttöisiä ja varsinkin kaukolämmönvaihdin 2 osalta lauhdepumppujen mitoitus on nykyisellä toimintapisteellä liian suuri ja pumppu käy suuren osan ajasta suljettua venttiiliä vasten.

4.1.6 Höryjärjestelmät

Kuntokartoituksen laajuus höryjärjestelmien osalta koskee seuraavia järjestelmiä: RA (Päähöryhöryjärjestelmä), RQ (Apuhöryjärjestelmä), RR (Ulospuhallusjärjestelmä), RT (Putkijohtojen vesitykset). Höryjärjestelmien laitekanta tarkastellaan siltä osin, kuin se on tämän selvityksen kannalta oleellista. Päähörylinja laitteineen rajataan siihen osuuteen, joka voitaisiin purkaa, jos toisen laitoksen käyttö loppuu. Apuhöryjärjestelmät jäävät osittain käyttöön molemmilla laitoksilla, mutta BL2 laitoksen apuhörytukkien merkitys heikkenee, kun hiilikattila poistetaan käytöstä. Apuhöryjärjestelmien osalta tarkastelu rajataan turbiinin väliottojen ja hörytukkien väliseen laitteistoon ja putkistoon.

Höryjärjestelmien tarkoitus on siirtää kattilassa tuotettu höyry kulutuskohteisiin. Päähöryjärjestelmän kulutuskohteita ovat turbiinit, ja apuhöryjärjestelmällä tarkoitetaan muita höyrynkuluttajia, kuten esimerkiksi lisä- tai syöttövesisäiliöiden höyrypatjat. Putkijohtojen vesitysjärjestelmien tehtävä on poistaa hörylinjoissa muodostuva lauhde. Toimivalla lauhteenpoistolla vältetään vesi-iskut höyryputkistossa. (Katz et. al. s.184). Höryjärjestelmän päälaitteet ovat itse päähöryputki venttiileineen, sekä laitoksien omakäyttöhöyryn tuotantoon tarkoitettut reduktioventtiilit.

BL1-laitoksen päähörylinjan (1RA) suunnitteluarvot ovat 124bar ja 540 °C. Materiaali on 10CrMo910 ja putkikoko. BL2 laitoksen päähörylinjan (2RA) suunnitteluarvot ovat 124bar ja 540 °C. Materiaali on X20CrMoV121. Molempien laitoksien hörylinjat ovat mitoitettu tulevaa tarvetta suuremmalle teholle. Käyttöön jäävällä osuudella tulee valinnasta riippumatta olemaan kaksi muotokappaletta, joissa on havaittu virumista. (Väänänen, V. 2014 s.2). Molemmilla laitoksilla on omat apuhöyryreduktiot, jotka on listattu taulukossa 6.

Taulukko 6. Höyryjärjestelmien päälaitteet

AKS-Tunnus	Kuvaus	Asennusvuosi
M1RA11R001KV	APUHÖYRYREDUKTIOSÄÄTÖVENTTIILI DN80/250 PN400/25	1992
M2RA11R001KV	APUHÖYRYREDUKTIO SÄÄTÖVENTTIILI DN100/250 PN400/25	2018

BL2 laitoksen omakäyttöreduktio on uusittu vuonna 2018 ja on siten huomattavasti uudempi. Venttiilin ruiskutusveden säätö ei toimi tällä hetkellä optimaalisesti pienillä höyryvirtauksilla ja tästä johtuen vaatisi todennäköisesti venttiilin sisuskalujen uusinnan. Laitoksen höyrykytkennöistä johtuen BL2 käyttöönotto mahdollistaa molempien tai jommankumman käytön. Tämä taas ei ole mahdollista, mikäli BL1 laitos jätetään käyttöön. Höyryn saatavuuden kannalta tällä ei kuitenkaan ole kovin kriittistä merkitystä, sillä apuhöyryä ei käytön aikana muutenkaan tehdä pähöyrystä ja venttiilin vikaantuessa höyryä saa myös apukattilasta. Höyrylinjat ovat käyttötunneiltaan toisiaan vastaavat. Oleellisin ero laitosvalinnan kannalta on BL2 turbiinilaitokselle menevän höyrylinjan pituus. Putkilinja kulkee kahden kattilahallin poikki, jolloin kokonaisuuteen kuuluu enemmän huoltoa tarvitsevia venttiileitä ja lauhteenpoistimia. Mikäli BL2 laitos jätetään käyttöön, tulee hiilikattilahalliin osittain jäävä höyrylinja huomioida mahdollisen korvaavan kattilahankkeen suunnittelussa.

Höyryjärjestelmien muu laitekanta koostuu lähinnä venttiileistä ja lauhteenpoistimista. Putkiston käyttölämpötilat eivät pähöyrylinjaa lukuun ottamatta ole virumisalueella, joten putkiston käyttöiän odotetaan riittävän laitoksen elinkaaren loppuun asti. Kunnossapitokustannukset koostuvat lähinnä venttiilien ja lauhteenpoistimien huolloista. Laitoksien alkuperäisten AKS-koodausten eroista johtuen BL1 laitoksen lauhteenpoistimet eivät ole RT järjestelmätunnuksen piirissä, joten tältä laitekantaa ei voi suoraan verrata keskenään. Myöskin BL2 tarkastelun alla olevan höyrypiirin laajuus on suurempi, mistä johtuen laitteita on tarkastelussa enemmän. Osa BL1 alkuperäisistä venttiileistä myös puuttuu kunnossapitojärjestelmästä. Tästä johtuen tämän osuuden kunnossapitokustannuksia ei voi suoraan verrata keskenään. Tarkastelun alla oleva laitekanta on esitetty taulukossa 7.

Taulukko 7. Höyryjärjestelmien päälaitteet

Laitekanta	BL1	BL2
Säätöventtiilit (kpl)	13	27
Keski-ikä (Vuotta)	26	32
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Lauhteenpoistimet (kpl)	15	29
Keski-ikä (Vuotta)	25	31
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Sulkuventtiilit (kpl)	28	112
Keski-ikä (Vuotta)	38	25
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Instrumentit (kpl)	38	98
Muutostarpeet (kpl)	2	2

Molempien laitosten osalta on tunnistettu tarve katkaista päähöyrylinjan yhteys laitosten välillä sekä kaasuturbiinilaitoksen, että toisen turbiinilaitoksen suunnalta. Kunnossapidettävyyden osalta laitosten välillä ei ole merkittävää eroa. BL2 osalta huollettavien laitteiden määrä on suurempi pidemmästä päähöyrylinjasta johtuen. BL1 laitoksen operoiminen käynnistyksissä ja alasajoissa vaatii käyttökunnalta enemmän operointia kentällä pienemmästä automaatioasteesta johtuen.

4.1.7 Öljyjärjestelmät

Tässä kartoituksessa käsiteltävät öljyjärjestelmät sisältävät turbiinilaitosten pääöljyjärjestelmän (SC), kevennysöljyjärjestelmän (SD), säätö- ja suojauslaitteet, (SE), turbiinin ja generaattorin yhteisöljyjärjestelmän (SF), ohjaushydrauliikan (SJ) sekä tiivistysöljyjärjestelmän (SU). Laitosten öljyjärjestelmä poikkeavat toisistaan järjestelmätunnusten tasolla, ja kaikkia edellä mainittuja järjestelmiä ei ole käytössä molempien laitosten AKS-tunnusjärjestelmässä. Järjestelmät laitoksittain on kuvattu taulukossa X. Merkittävin ero laitosten öljyjärjestelmien toiminnallisuudessa on BL1 generaattorin tarve tiiviste-öljylle vetyjäähdytyksestä johtuen.

Pääöljyjärjestelmän tehtävä on varastoida ja toimittaa voiteluöljy turbiinin ja generaattorin liukulaakereille. Kevennysöljyjärjestelmä pumppaa korkeapaineista öljyä turbiinin liukulaakereille matalilla kierroksilla, jolloin roottorin pyörimisen vaikutuksesta

syntyvä öljyfilmi ei riitä kannattelemaan roottoria. Sääto- ja suojauslaitteet, sekä ohjaushydrauliikka vastaavat turbiinin pikasulku- ja säätoventtiilien servojen toiminnasta ja pikasulkutilanteessa öljynvirtauksen pysäyttämistä venttiilien toimilaitteille, jolloin venttiilit sulkeutuvat jousivoiman avustamana. Tiivisteöljyjärjestelmän tehtävänä on varmistaa jatkuva öljyn virtaus generaattorin päätyjen vetytiivisteille. Öljy muodostaa staattorin ja roottorin välille vetyä läpäisemättömän kalvon, jotta vety ei vuoda akselinkaulalta turbiinisaliin (Dolmel 1976 s.6.).

Järjestelmän päälaitteita ovat kaikkien öljyjärjestelmien pumput ja varastosäiliöt. Lisäksi tämän osuuden laajuuteen kuuluu turbiinien ohjaushydrauliikka sisältäen pikasulku- ja säätoventtiilien servot, EH-muuntimet ja trippiblokin. Järjestelmän päälaitteet on listattu taulukossa 8.

Taulukko 8. Öljyjärjestelmien päälaitteet.

AKS-tunnus	Kuvaus	Asennusvuosi
M2SC01D001KP	PÄÄÖLJYPUMPPU HAMMASPYÖRÄPUMPPU	1988
M2SC04D001KP	APUÖLJYPUMPPU RUUVIPUMPPU	1988
M2SC07D001KP	HÄTÄÖLJYPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2SC70D001KP	TURBIINIAKSELIN KEVENNYSÖLJYPUMPPU	1988
M2SJ00D001KP	SÄÄTÖÖLJYPUMPPU RUUVIPUMPPU	1988
M2SJ01D001KP	SÄÄTÖÖLJYPUMPPU RUUVIPUMPPU	1988
M2SC00B001KS	TURBIININ LAAKERIÖLJYSÄILIÖ	1988
M1SC20D001KP	HÄTÄÖLJYPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1974
M1SC21D001KP	TURBOGENERAATTORIN KÄYNNIST.ÖLJYPUMPPU	1974
M1SC22D001KP	TURBOGENERAATTORIN APUÖLJYPUMPPU	1974
M1SC23D001KP	TURBOGENERAATTORIN HÄTÄÖLJYPUMPPU	1974
M1SD01D001KP	TURBOGENERAATTORIN AKSELINKOHOTUSPUMPPU	1974
M1SD01D002KP	AKSELINKOHOTUS VARAPUMPPU	2007
M1SE10D001KP	TURBIININ PÄÄÖLJYPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1974
M1SU01D001KP	GENERAATTORIN TIIVISTEÖLJYN	1974
M1SU02D001KP	GENERAATTORIN TIIVISTEÖLJYPUMPPU	2016
M1SU03D001KP	GENERAATTORIN TIIV.ÖLJYN HÄTÄPUMPPU	1974
M1SC10B001KS	MART I:n TURBIININ ÖLJYSÄILIÖ	1974
M1SU31B001KS	GENER.TIIVISTEÖLJYN KAKSOISSÄILIÖ	1974
M1SU32B001KS	GENER.TIIVISTEÖLJYN KAKSOISSÄILIÖ	1974
M1SU61B001KS	GENER.TIIVISTEÖLJYN TASAUSSÄILIÖ	1974

Öljyjärjestelmien laitekanta on pitkälti alkuperäistä, joskin muutamia yksittäisiä laitteita on uusittu. Osa varsinkin BL1 laitoksen venttiileistä puuttuu kokonaan kunnossapitojärjestelmän tiedoista, jolloin järjestelmän tiedot laitekannasta eivät ole luotettavat. Laitosten laitekanta on esitetty lukumäärinä ja ikäluokkina taulukossa 9.

Taulukko 9. Öljyjärjestelmien laitekanta.

Laitekanta	BL1	BL2
Pumput (kpl)	10	6
Keski-ikä (Vuotta)	40	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Säiliöt (kpl)	5	2
Keski-ikä (Vuotta)	47	32
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Sulkuventtiilit (kpl)	13	32
Keski-ikä (Vuotta)	17	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Instrumentit (kpl)	35	156
Muutostarpeet (kpl)	0	0

Laitekannassa näkyy vetyjäähdytyksen vaatimasta tiivisteöljyjärjestelmästä johtuva öljyjärjestelmän monimutkaisuus. BL1 laitoksella on lukumäärällisesti enemmän pumppuja ja säiliöitä, vaikkakin BL2 laitoksella on modernimmat öljyjärjestelmät ja erilliset säätö-öljypumput. Venttiilien osalta laitosten välillä ei ole merkittävää eroa, mutta instrumentoinnin määrä ja automaatioaste on korkeampi BL2 laitoksella.

Molempien turbiinien säätöventtiilien toimilaitteet on modernisoitu toimimaan sähköhydraulisella ohjauksella, eivätkä eroa toiminnallisuudeltaan ja ikäluokaltaan merkittävästi keskenään. Myös molempien turbiinien pikasulkublokkit ovat samaa ikäluokkaa ja näiden osalta ei ole odotettavissa suuria investointitarpeita tarkastelussa olevalla ajanjaksolla.

Edellisen viiden vuoden aikana toteutuneet kunnossapitokustannukset öljyjärjestelmien osalta eivät ole kokonaisuuden kannalta kovin merkittävät. Toteutuneet kustannukset olivat BL1 osalta 27 % suuremmat. BL2 turbiinilaitoksen öljyjärjestelmät ovat nykyaikaisemman suunnittelun ja uudemman laitekannan vuoksi selkeästi paremmat

kunnossapidettävyyden näkökulmasta. Varaosien saatavuus BL1 alkuperäisiin laitteisiin on ollut heikkoa jo pitkään, ja suuremmasta päälaitteiden määrästä johtuen todennäköisyys investoinneille loppuelinkaaren aikana on suurempi. Pakollisia korjaus- tai muutostarpeita ei tunnistettu kummassakaan öljyjärjestelmässä.

4.1.8 Kaukolämpöjärjestelmät

Tässä osiossa käsitellään laitosten kaukolämpöjärjestelmät, jonka laitteet ovat AKS-järjestelmässä UN-alkuisia. Kaukolämpöjärjestelmien osalta tässä työssä tarkasteltava laajuus koskee niitä laitteita, jotka poistuisivat käytöstä, jos toinen turbiinilaitos valittaisiin käyttöön. Molemmilla turbiinilaitoksilla on kaukolämpöjärjestelmissä yhteisiä laitteistoja. Tästä selvityksestä on rajattu pois kaukolämpöakkuun, apujäähdytykseen, omakäyttölämpöön, kaukolämmön paisuntaan ja kaukolämmön paineenpitoon liittyvät laitteistot. Lisäksi joitain pienempiä osuuksia, kuten esimerkiksi lisä- tai käyttöveden lämmitykseen liittyvät lämmönvaihtimet on poistettu tarkastelusta.

Kaukolämpöjärjestelmän tehtävä on pumpata kaupungilta kaukolämmön paluuvettä kaukolämmönvaihtimiin, jossa vesi jälleen lämpenee riittävän kuumaksi toimitettavaksi kaukolämpöasiakkaille. Toisaalta kaukolämpöjärjestelmä vastaa myös höyryturbiinista poistuvan höyryn lauhduttamisesta. Tilanteita varten, jolloin kaukolämpöasiakkaiden tuottama lämpökuorma on pienempi kuin kaukolämpöveteen siirtyvä lämpöenergian määrä, on mahdollista siirtää lämpöenergiaa ulkoilmaan kaukolämmön apujäähdyttimen avulla.

Kaukolämpöjärjestelmän päälaitteita tässä tarkastelussa ovat kaukolämpöpumput. Kaukolämmön paisunta-astia, kaukolämpöakku ja osa muista komponenteista on yhteisiä järjestelmiä laitosten välillä, eivätkä ne kuulu tähän tarkasteluun. Molempien laitosten pumput on listattu taulukossa 10.

Taulukko 10. Kaukolämpöjärjestelmien päälaitteet

AKS-tunnus	Kuvaus	Asennusvuosi
M1UN24D001KP	KL-PALUUPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1975
M1UN25D001KP	KL-PALUUPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1975
M1UN55D001KP	KL-MENOPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1975
M1UN56D001KP	KL-MENOPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1975
M2UN24D001KP	KL-PALUUVESIPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2UN25D001KP	KL-PUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2UN41D001KP	SIVUKIERTOPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2UN55D001KP	KL-PUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988

Tarkasteltavat laitteet koostuvat päälaitteina listattujen pumppujen lisäksi putkistosta, venttiilistä ja instrumentoinnista. Taulukossa 11 on listattu molempien laitosten laitekanta. Lukumäärällisesti BL1 laitoksella on enemmän venttiileitä, mikä osittain johtuu laitoksen kytkennästä kaukolämmön paisuntaan ja apujäähdyttimeen. Osa tarkastelussa olevista venttiileistä ja putkistoista saattaisi jäädä käyttöön, vaikka BL1 laitoksen käytöstä luovuttaisiinkin. Laitekannan korjausvelan suhteen venttiilien osalta laitoksien välillä ei ole kovin merkittävää eroa. Instrumentaation määrässä näkyy ero laitosten rakennusvuodessa. BL2 laitoksella on enemmän mittauksia.

Kaukolämpöpumppujen osalta BL1 laitoksen kaukolämpöpumput ja nestekytkimet ovat vaatineet huoltoa lähes vuosittain. Pumppujen liukurengastiivisteet ovat vuotaneet ja nestekytkimissä on ollut laakerivaurioita. Suositeltavaa lopulle käyttöjaksolle olisi korvata ainakin toiset kahdennetuista pumpuista uusilla pumpuilla. Molempien laitosten kaukolämpöpumput ovat ylimitoitettuja BL1 laitoksen biokattilan höyryntuotannolle vastapainetuotannossa. Lämmityskaudella tosin usein ajetaan päähöyryä reduktiolämmönvaihtimeen ja pumppujen mitoituksen pitää riittää myös silloin kun kaasuturbiini on tuotannossa ja LTO-kattilan höyryntuotanto ajetaan turbiiniin.

Taulukko 11. Kaukolämpöjärjestelmien laitekanta.

Kaukolämpöjärjestelmät	BL1	BL2
Pumput (kpl)	4	4
Keski-ikä (Vuotta)	47	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	2	0
Sulkuventtiilit (kpl)	133	86
Keski-ikä (Vuotta)	28	27
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Instrumentit (kpl)	75	176
Muutostarpeet (kpl)	2	0

Kuluneen viiden vuoden ajanjaksolla laitosten kunnossapitokustannukset koostuvat vuosittain toistuvista töistä kuten kaukolämmön mutasuotimien puhdistuksista sekä vikakorjauksista kuten pumppujen liukurengastiivisteiden vaihdoista. Lisäksi osa huolloista toistuu sykleillä kuten nestekytkimien huollot. Vuotavia venttiileitä on uusittu tarpeen mukaan. BL1 laitoksen kunnossapitokustannukset olivat tarkasteltavalla ajanjaksolla 59 % suuremmat, johtuen suuremmasta määrästä vikakorjauksia. Laitekannan kunnossapidettävyyden osalta laitosten välillä ei ole juuri eroa paitsi kaukolämpöpumppujen osalta. BL1 laitoksen pumput ja nestekytkimet alkavat olla huonossa kunnossa ja kunnossapitäminen työlästä. Korjausinvestointisuositukseksi tulevan kymmenen vuoden ajanjaksolla olisi uusita yksi kaukolämmön meno- ja yksi paluupumppu BL1 laitoksella nykyaikaiseksi.

4.1.9 Jäähdytysvesijärjestelmät

Jäähdytysvesijärjestelmillä tarkoitetaan AKS- järjestelmän tunnuksia VF (Suljetut sivujäähdytyskierrot), VG (Sivu-jäähdytysvesijärjestelmät) sekä VD (jäähdytysveden jäähdytysjärjestelmä) Tarkastelusta on poistettu ne laitekokonaisuudet, jotka ovat tarpeellisia biokattilan käyttöä varten.

Jäähdytysvesijärjestelmän tehtävä on kierrättää matalalämpöistä vettä kaikissa voimalaitoksen vesijäähdytystä tarvitsevilla kohteilla. Jäähdytyskohteita turbiinilaitoksilla ovat mm. generaattorin ilman- tai vedyn jäähdytys, turbiinin öljynjäähdyttimet tai nestekytkimien öljynjäähdytys. Jäähdytysvesipumput kierrättävät

vettä suljetussa järjestelmässä, josta jäähdytyspuhaltimet siirtävät laitteista jäähdytysvedeen siirtyneen lämpöenergian ulkoilmaan. Jäähdytysveden lämpötilaa säädetään jäähdytyspuhaltimien pyörimisnopeutta säätämällä.

Jäähdytysvesijärjestelmän päälaitteita ovat molempien laitosten jäähdytysvesipumput sekä VD-järjestelmän jäähdytyspatterit sisältäen lämmönvaihtimet, puhaltimet ja moottorit. Molempien turbiinilaitosten jäähdytysvesijärjestelmät ovat toiminnallisuudeltaan toisiaan vastaavat, mutta BL2 laitoksella on erilliset pumpun generaattorin jäähdytysvedelle. Jäähdytysvesijärjestelmän päälaitteet on listattu taulukossa 12.

Taulukko 12. Jäähdytysvesijärjestelmän päälaitteet

AKS-tunnus	Kuvaus	Asennusvuosi
M2VF41D001KP	JÄÄHDYTYSVESIPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2VF42D001KP	JÄÄHDYTYSVESIPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2VF71D001KP	GENERAATTORIN JÄÄHDYTYSVESIPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2VF72D001KP	GENERAATTORIN JÄÄHDYTYSVESIPUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1988
M2VD10B001KW	VF-JÄÄHD.PATTERIT, PUHALLINALUE 3-4	1974
M1VD10B001KW	VF-JÄÄHD.PATTERIT, PUHALLINALUE 1-2	1974
M1VF41D001KP	SULJETUN JÄÄHDYTYSKIERRON PUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1974
M1VF42D001KP	SULJETUN JÄÄHDYTYSKIERRON PUMPPU KESKIPAKOPUMPPU	1974

Päälaitteiden lisäksi jäähdytysvesijärjestelmien laitekanta koostuu lähinnä putkistosta, venttiileistä ja instrumentoinnista. Suurta eroa laitosten välisessä laitekannassa ei ole. Laitekannat ovat keskimäärin hyvin pitkälti samaa ikäluokkaa. B11 laitoksen jäähdytysvesipumput saattavat mahdollisesti tulla elinkaaren päähän lopun käyttöjakson aikana, mutta pumput ovat kahdenneet ja yhden pumpun korvaamalla käytettävyyttä saa parannettua. Instrumentoinnin osalta BL2 laitoksella on enemmän prosessimittauksia ja toimilaitteita. Jäähdytysvesijärjestelmien laitemäärät on esitetty taulukossa 13.

Taulukko 13. Jäähdytysvesijärjestelmän laitekanta.

Jäähdytysvesijärjestelmät	BL1	BL2
Pumput (kpl)	2	4
Keski-ikä (Vuotta)	47	33
Uusintatarve tiedossa (kpl)	1	0
Säätöventtiilit (kpl)	6	4
Keski-ikä (Vuotta)	34	34
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Sulkuventtiilit (kpl)	49	48
Keski-ikä (Vuotta)	22	28
Uusintatarve tiedossa (kpl)	0	0
Instrumentit (kpl)	26	68
Muutostarpeet (kpl)	0	0

Kunnossapitohistorian perusteella molempien laitosten toistuvat kunnossapitotyöt koostuvat lähinnä lämmönvaihtimien pesuista. Muuten kunnossapitohistoriassa olevat työt ovat lähinnä vikailmoituksiin tai ennakoivaan kunnonvalvontaan perustuvia korjaustöitä. Toteutuneiden töiden kustannusten perusteella BL1 laitoksen ylläpitokustannukset ovat olleet kaksinkertaiset kuluneet viiden vuoden aikana. Tämä ero on tullut lähinnä yksittäisestä jäähdytinpatterin puhaltimen isommasta vikakorjauksesta, josta on tullut suhteessa suuret kustannukset muihin kunnossapitotöihin nähden. Kunnossapidettävyyden osalta laitosten välillä ei ole kovin suurta eroa. Osa BL1 laitekannasta on alkuperäisiä vuoden 1975 toimituksia ja varsinkin alkuperäisten puolalaisten venttiilien osalta varaosien saatavuus on olematon. Näiden venttiilien osalta kuitenkin valtaosa laitoksen käytettävyyden kannalta merkittävistä laitteista on jo uusittu kuluneiden vuosikymmenien aikana, eikä tästä johtuen jäähdytysvesijärjestelmien laitekannalla ole merkittävää eroa keskenään. Pakollisia muutostarpeita jäähdytysvesijärjestelmien osalta ei tunnistettu toisen turbiinilaitoksen poistuessa käytöstä, mutta erillisen kannattavuustarkastelun perusteella voi olla kannattavaa

esimerkiksi yhdistää nykyiset jäähdytyskennostot jäljelle jäävän jäähdytysjärjestelmän perään, jolloin saataisiin suurempi jäähdytysteho pienemmällä puhallinten käytöllä.

4.1.10 Laitosautomaatio ja sähköjärjestelmät

Tässä työssä sähkö- ja automaatiojärjestelmien tarkempi kuntokartoitus rajattiin pois, ja laitoksien väliset erot ja tunnistetut investointitarpeet pohjautuvat laitoshenkilökunnan haastatteluihin. Haastatteluissa painotettiin laitoksien välisien erojen tunnistamista kunnossapidettävyydessä ja teknisissä ratkaisuissa. Lisäksi sähkö- ja automaatiojärjestelmien osalta pyrittiin tunnistamaan 10-vuoden ajan jaksolla tiedossa olevat investointitarpeet.

Voimalaitokset tarvitsevat laajan DCS (Distributed Control System) järjestelmän laitoksen operointia ja prosessin valvontaa varten. Järjestelmä mittaa ja säätelee kokonaisuudesta riippuen useita satoja tai tuhansia I/O tuloja ja lähtöjä. Turbiinilaitosten osalta pääautomaatio vastaa laitoksen valvonnasta, kuten turbiinin säädöistä, ylikierrossuojasta tai värähtelymittauksista (Trybus, L. 2006).

Molempien turbiinilaitosten automaatiojärjestelmät ovat elinkaareltaan samaa sukupolvea ja molempien investointitarpeet ajoittuvat samoille vuosille. BL2 turbiinilaitoksella on hieman korkeampi I/O määrä, jolloin sen investointi on kustannukseltaan oletettavasti hieman suurempi. Valittiin kumpi tahansa laitos käyttöön, tulee automaatio uusia I/O:n ja prosessiasemien osalta lähitulevaisuudessa. Myös molempien laitosten ylikierrossuojat ovat elinkaaren loppupuolella, jolloin niiden uusinta on ajankohtaista lähivuosina. Odotettavissa olevien investointien osalta laitosten välillä ei ole kuitenkaan merkittävää eroa ajankohdissa eikä kustannusarviossa. Muuten haastattelun pohjalta olennaisiksi eroiksi laitosten automaatiojärjestelmien välillä tunnistettiin BL2 turbiiniautomaation järkevämmät sekvenssiohjaukset ja toimivammat DCS käyttöliittymät. Myös BL2 turbiinin vuonna 2011 Bentley Nevada 3500 värähtelymittausjärjestelmä on toimintavarmempi ja kehittyneempi kuin BL1 turbiinin vuonna 2006 käyttöönotettu EPRO MMS 3300 värähtelymittausjärjestelmä. (Savinainen, J. 2021)

Tässä osiossa turbiinilaitosten sähköjärjestelmillä tarkoitetaan laitoksien muuntajia, omakäyttökeskuksia, pienjännitekeskuksia, akustoja, generaattori- ja kenttäkatkaisijoita sekä generaattorin magnetoimia ja suojausta.

Kunnossapidettävyyden osalta erot laitosten välillä ovat pieniä. BL1 laitoksella on enemmän tasavirtamoottoreita ja laitoksen pienjännitekeskukset ovat vanhoja. BL2 laitoksella on enemmän turvakytkimiä ja uudemmat pienjännitekeskukset. (Paasolainen 2021). BL1 laitoksen muuntajasuojaukset on uusittu vuonna 2006, kun taas BL2 laitoksella suojaukset on uusittu vuonna 2017

Sähköjärjestelmien osalta tarpeelliseksi investointitarpeiksi tunnistettiin päämuuntajien jatkuvatoimisen kunnonvalvonnan asennus ja molempien laitosten 6KV-katkaisijoiden uusinta. Myös valokaarisuojauksen asennus keski- ja pienjännitekeskuksiin BL1 osalta on suositeltava toimenpide. (Paasolainen, 2021).

4.2 Turbiinilaitosten elinjaksokustannukset

Lähtötietojen puutteellisuuden ja työn rajauksien vuoksi tämä tarkastelu koskee lähinnä kunnossapitokustannuksia ja tarpeellisia korjausinvestointeja. LCC-laskennan muut kustannuskomponentit huomioidaan pohdinnassa, mutta niiden tuominen laskentaan ilman turhan suuria epävarmuuksia ei onnistu ilman tämän selvityksen laajuuteen tarvittavia lisäselvityksiä

4.2.1 Käyttöjakson aikana tehtävät korjausinvestoinnit

Tarpeelliset korjaus- ja muutosinvestoinnit tulevan kymmenen vuoden ajanjaksolle kartoitettiin osajärjestelmäkohtaisesti. Tunnistetuille kustannuserille määriteltiin todennäköinen suoritusajankohta. Investointien kustannus arvioitiin vastaavien hankintojen toteutuneiden kustannusten perusteella niiltä osin, joista ei ollut olemassa aiempaa tarjousta. Investoinnit painottuvat laitosvalinnan alkuhetkeen, jolloin tehdään tällä hetkellä laitosvalinnan päätöstä odottavat hankkeet, sekä ne muutokset T2 osalta, jotka mahdollistaisivat laitoksen käytön yhdessä BL1 kattilan kanssa. Muuten tulevat kustannuserät jaksottuvat pitkälti turbiinien ja generaattorien ajotuntiriippuvaisten huoltojen syklissä.

Molempien turbiinien täyshuollon tarve ajoittuu todennäköisesti samalle vuodelle. Tulevan kymmenen vuoden ajanjaksolla molemmille blokeille tulee yhdet täyshuollot sekä yhdet välihuollot turbiineille ja generaattoreille. Osa muutostarpeista kannattaa ajoittaa samaan yhteyteen, kuten esimerkiksi voiteluöljysuodattimien uusinnat, jotka vaativat öljyjärjestelmän tyhjennyksen. T2 laitoksella on huomioitu kustannuseränä mahdollisesti käyttöjaksolla tuleva tarve generaattorin staattorin uudelleenikäinnälle. Tämän kustannuserän tarkempaa ennakointia varten olisi suositeltavaa tehdä BL2 generaattorille LEAP mittaus tai vastaava, jolla voitaisiin indikoida staattoriuusinnan tarvetta tulevaisuudessa. Tunnistetut korjausinvestointitarpeet ovat listattuna liitteessä 1, jossa hinta-arviot ovat muutettu todellisesta euromääräistä arviosta toisiinsa oikeassa suhteessa oleviksi suhdeluvuiksi.

4.2.2 Kunnossapitokustannukset

Kunnossapitokustannukset laitoksille arvioitiin edellisten viiden vuoden toteutuneiden kustannusten perusteella. Tiliöinneistä poistettiin investointikulut. Ne kustannukset, jotka koskevat yhteisiä järjestelmiä ja laitteita poistettiin arviosta. Samoin myös turbiinien ja generaattorien huoltojen kustannukset poistettiin arviosta, koska nämä ovat huomioitu erillisinä korjausinvestoinneissa

Kunnossapitokustannuksien vertailussa on epätarkkuutta kuluneiden viiden vuoden aikana johtuen eri käyttöasteista laitosten välillä. T2 laitos on ollut paljon käytössä vuosina 2015–2019, jonka jälkeen käyttöaste on pienentynyt. T1 laitos vastaavasti on ollut käytössä vähän vuosina 2015–2018 ja käyttöaste on kasvanut vuosille 2019–2020. Laitosten toteutuneet käyttötunnit ja käyttöasteet vuosilta 2014–2020 on esitetty taulukossa 14.

Taulukko 14. Laitosten käyttötunnit, käyttöaste ja käytettävyys.

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TG1							
Käyttötunnit	1661	759	967	1312	1886	3740	2951
Käytettävyys	100	100	100	100	100	100	100.00%
Käyntiaste	18.97	8.67	11	31.70%	21.54%	42.70%	39.00%
TG2							
Käyttötunnit	5527	5628	5438	4292	5312	5153	454
Käytettävyys	99.44	98.82	100	98.78	100	99.9	100.00%
Käyntiaste	63.1	64.57	61.91	65.73%	60.64%	58.83%	13.65%

Epätarkkuutta vertailuun aiheuttaa myös erot tavassa millä strategioilla laitoksia on kunnossapidetty. T1 laitoksen tulevaisuudesta ei ollut varmuutta ennen BL1 kattilan investointipäätöstä, jolloin laitosta ei ole huollettu vastaavalla tavalla ennakoivasti kuin BL2 laitosta.

Oman haasteensa kustannusten arvioinnissa asetti myös kunnossapitojärjestelmän tiliöintien oikeellisuus. Kaikki tiliöinnit eivät ole kohdistuneet oikeille laitteille, eikä tiliöinneistä pysty jälkikäteen helposti erottelemaan käyttötuntisidonnaisia tai syklisesti toistuvia kunnossapitotoita, joilla eri käyttötuntimäärien tuomaa epätarkkuutta voisi tilastollisin menetelmin tarkentaa luotettavasti.

Kunnossapitokustannuksissa ei kuitenkaan ole laitosten välillä toteutumiin peilaten kovin suuria eroja. Kustannukset vaihtelevat kohtalaisen paljon vuosien välillä riippuen toteutetuista kunnossapitotoimenpiteistä. Viiden vuoden otanta ei ole riittävä pitkän aikavälin kustannustason luotettavaan ennustamiseen, mutta on tarkkuudeltaan kuitenkin riittävä tuki päätöksentekoa varten. Kuluneiden viiden vuoden toteutuneet kunnossapitokustannukset olivat lähes identtiset laitosten välillä. BL1 laitoksen toteutuneet kustannukset olivat 1 % pienemmät.

Tulevan kymmenen vuoden ennusteen määrittämistä varten BL1 toteutuneita kustannuksia nostettiin 20 %:lla vuosilta 2016, 2017 ja 2018, pienen käyttötuntimäärän vaikutuksen kompensoimiseksi. Laskennasta lopputuloksena saadun ennusteen

perusteella BL1 laitoksen tulevat kunnossapitokustannukset olisivat noin 10 % suuremmat.

4.2.3 Käyttökustannukset

Laitosten suunnitteluperusteista ja kokoluokasta johtuen käyttökustannusten osalta laitosten välillä on kovin vähän eroavaisuuksia. Käyttökustannuksiksi tässä tarkastelussa tunnistettiin henkilöstökulut, sähkön omakäyttö, lämmitys, paineilma, valaistus, vety, omakäyttöhöyry, ja sammutusjärjestelmät.

Laitosvalinnalla ei ole suoraa vaikutusta henkilöstökustannuksiin. Molemmat laitokset ovat normaalissa käyttötilanteessa hyvin pitkälti automatisoidut, mutta ylös- ja alasajotilanteissa vaativat kenttäoperointia. Kenttätyön määrä on T1 laitoksella jonkin verran suurempi, mutta molemmat laitokset tarvitsevat toisiaan vastaavan määrän kenttäoperaattoreita.

Sähkönkulutuksen määrittäminen vaatisi erillisen selvityksen. Sähkölukemat on taulukoitu muuntajakohtaisesti ja joiden yksittäisten laitteiden osalta. Syöttö kattilalaitoksille tulee samojen muuntajien kautta, joten lukemista ei pysty tekemään vertailua turbiinilaitosten kesken. Omakäyttösähkönkulutus tulisi huomioida hyötysuhteiden tarkemman selvityksen yhteydessä omana osa-alueenaan. Yleisesti T2-laitoksella on enemmän taajuusmuuttajalla varustettuja käyttöjä, mutta toisaalta laitteiden mitoitus on myös suurempi.

Omakäyttölämmitys voidaan käyttökulujen osalta jättää huomiotta, sillä molemmille turbiinilaitoksille jää käyttöön yhteisiä järjestelmiä. Lämmitystarve jää entiselleen, valittiin käyttöön kumpi laitos tahansa.

Paineilman kuluttajia ei ole tarkasteltavalla osuudella turbiinilaitoksia. Samoin valaistuksen osalta yhteisten järjestelmien ja kulkureittien vuoksi myös valaistuksen kustannukset pysyvät ennallaan valinnasta riippumatta. Omakäyttöhöyryn kulutuskohteiden osalta laitosten välillä ei ole merkityksellistä eroa. Muita kuluttajia laitoksilla ei ole, kuin kaukolämmönvaihtimien tyhjiöejektorit, joiden kulutus vastaa toisiaan.

Molemmilla laitoksilla on sprinklerit sammutusjärjestelminä. Järjestelmien laajuus ja kokoluokka ovat toisiaan vastaavat, jolloin kustannuksista ei synny merkittäviä eroja.

Ainoana käyttöhyödykkeiden osalta merkittävä ero on BL1-laitoksen generaattorin tarvitsemat vetytyöt- ja kaasunvaihtoihin tarvittava hiilidioksidi. Näiden osuus kokonaisuudesta on kuitenkin pieni, mutta on huomioitu osana laskentaa.

4.2.4 Tuotanto, hyötysuhteet, käytettävyys

Elinkaarituottojen huomioiminen valinnassa vaatii tarkempaa selvitystä ja on rajattu pois tämän työn laajuudesta. Turbiinien välisten tuotantoerojen vertailussa tulisi selvittää laitosten kokonaisyötysuhteet sähkön- ja lämmöntuotannossa eri ajotilanteissa, kun laitokset ovat tuotannossa biokattilan kanssa.

Tämän lisäksi tuotannon arvioimiseen vaikuttaa tulevaisuuden sähkön- ja lämmön hintaennusteet ja Vantaan Energian oman portfolion tuotanto tulevien vuosien lämmön- ja sähköntarpeen ennustamisen lisäksi. Markkinat ja ennusteet ovat tällä hetkellä murroksessa, mikä tuo tuotannon ennustamiseen epävarmuuksia.

Vantaan Energiolla on esisuunnittelussa useampi hanke, joista jokaisella on vaikutus tulevaisuuden tuotantoon. Hyötysuhteen lisäksi tärkeä suure tuotannon arvioimisessa on turbiinin pienin suositeltava tuotantoteho. Ainakin edellisinä vuosina alhainen sähkön markkinahinta on johtanut tilanteisiin, joissa osa turbiinille tulevasta tuorehöyrystä on ajettu reduktiolämmönvaihtimeen kaukolämmön tuottamiseksi.

Sähkön- ja kaasun markkinahinnoilla on myös Martinlaakson kaasuturbiinilaitoksen vuoksi vaikutus laitoksen tuleviin elinkaarituottoihin. Tällä hetkellä kaasuturbiinille ei ole kuitenkaan nähtävissä isoja käyttötuntimääriä, mutta tämäkin tulee huomioida päätöksenteossa.

Laitosten tämänhetkisestä kuntoa ei kannata arvioida kovin vanhojen käytettävyystilastojen pohjalta ja T1 laitoksen alhaisesta käyntiasteesta johtuen käytettävyystilastot eivät ole keskenään vertailukelpoiset. Käytettävyystilastojen

hyödyntäminen vertailussa vääristäisi lopputulosta, ja jätettiin siksi tekemättä. Laitosten toteutuneet käytettävyydet vuoden 2014 jälkeen on esitetty taulukossa x.

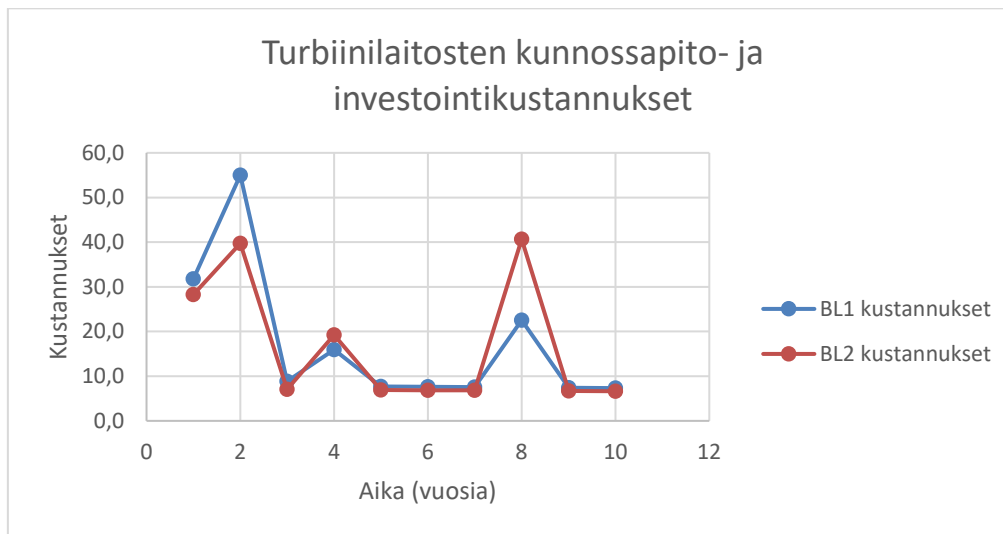
4.2.5 Laskenta ja tulokset

Turbiinilaitosten kustannukset koottiin laskentaa varten yhteen Excel- pohjaan soveltuvin osin. Laitosten toteutuneet tiliöinnit otettiin IFS toiminnanohjausjärjestelmästä edelliseltä viideltä vuodelta. Tiliöinnit kerättiin työtilauksille toteutuneiden tiliöintien pohjalta ja lopulta tarkasteluun hyväksyttiin 908 kpl toteutuneita kunnossapidon työtilauksia. Kustannusten joukosta poistettiin investoinneiksi luokitellut työt, jotka ovat suunnitellusti toteutettu kuluneiden viiden vuoden aikana.

Kuntokartoituksessa tunnistetut toimenpiteet lisättiin laskentapohjaan niille vuosille, jolloin niiden arvioitiin toteutuvan. Tämän lisäksi kustannuksiin lisättiin BL1 osalta toteutuneiden käyttöhyödykkeiden kustannukset vedyn ja hiilidioksidin osalta.

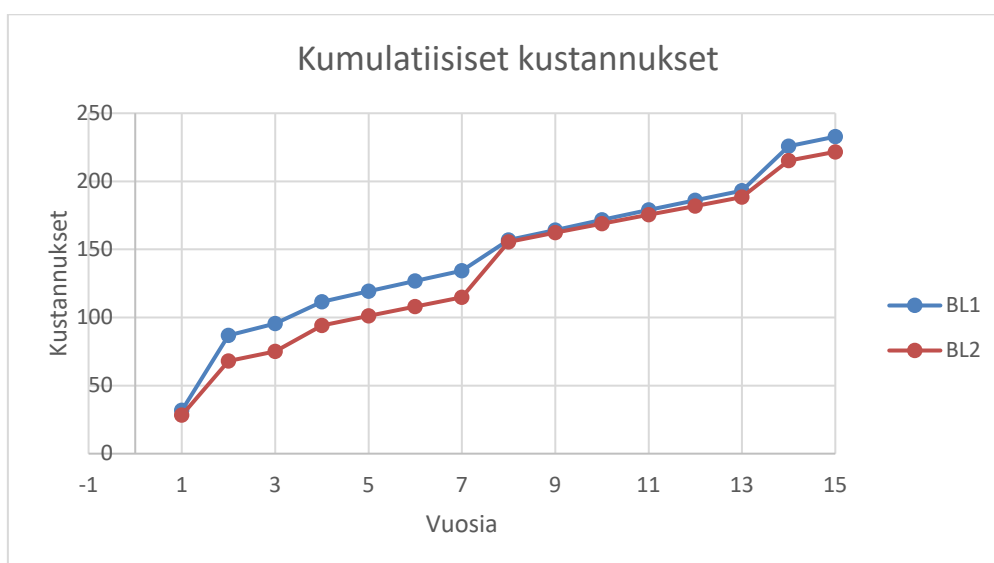
Kunnossapitokustannusten oletettiin nousevan laitoksen ikääntymisestä johtuen 3 % vuodessa molemmilla laitoksilla. Laskentaa varten inflaation tasona käytettiin arvoa 2 %. Rahan nykyarvo laskettiin 6 % korkotasolla.

Yhteenlaskettuna ennuste tulevan kymmenen vuoden kustannuksille inflaatio ja rahan nykyarvo huomioiden oli BL1 laitoksella hieman suurempi. LCC-laskennan perusteella arvio laitosten välillä on noin 1.6 % BL1-laitoksen eduksi. Kuvassa X on esitetty kuluerien jakautuminen tuleville vuosille. Kustannukset painottuvat ensimmäiselle kahdelle vuodelle, jolloin tehtäisiin ensimmäisenä vuotena suurin osa tunnistetuista korjaus- ja muutostarpeista ja toisena vuotena turbiinin täyshuolto. BL2 osalta vuodelle 8 ajoitetun generaattorin täyshuollon kustannusvaraus staattorin uudelleenikäämintä näkyy korkeampana piikkinä kustannuksissa. Kunnossapitokustannuksien jakautuminen tuleville vuosille on esitetty kuvassa 14.



Kuva 14. Turbiinilaitosten kunnossapito- ja investointikustannukset

Kunnossapitokustannusten osalta lyhyempi käyttöaika suosii BL2 laitosta. Kahdeksan vuoden kohdalla rahan nykyarvo huomioiden laitosten kustannustaso on lähellä toisiaan, jonka jälkeen kustannukset hiljalleen kääntyvät jälleen BL2 laitoksen eduksi. Erot laitosten välillä ovat kuitenkin pieniä, ja mitä pitkälle tulevaisuuteen kustannusten ennustaminen tekee arviosta epävarman. Kustannuksien kertyminen tulevalla käyttöjaksolla on esitetty kuvassa 15.



Kuva 15. Turbiinilaitosten kumulatiiviset kunnossapito- ja investointikustannukset.

5 TULOSAINEISTON YHTEENVETO

Kuntokartoituksessa käytiin läpi laitokselle tunnistetut korjaus- ja muutostarpeet osajärjestelmittäin ja arvioitiin laitoksen yleistä kuntoa. Kartoituksessa tunnistetut huomiot kirjattiin työhön osajärjestelmittäin.

5.1 BL1 Zamech turbiinilaitos

Zamech turbiinilaitos on pääosin tyydyttävässä kunnossa. Laitoksen epävarman käyttötarpeen ja pienien käyttötuntimäärien vuoksi laitoksen kunnossapito on ollut pääosin korjaavaa kunnossapitoa vuosina 2013–2018 ennen biokattilan valmistumista. Laitoksen käytettävyys on kuitenkin ollut korkealla tasolla, eikä laitosten välisissä kunnossapitokustannuksissa ole ollut merkittäviä eroja edellisinä vuosina, jolloin käyttötuntimäärät ovat olleet lähellä toisiaan.

Laitoksella on muutamia korjausinvestointeja, jotka olisivat todennäköisesti kannattavia suorittaa laitosvalinnan varmistuttua. Toisen kaukolämmönvaihtimen tuubiputket ovat heikossa kunnossa ja vuotavia tuubeja on jouduttu tulppaamaan useaan otteeseen viime vuosina. Myös laitoksen kaukolämpöpumppuja on huollettu normaalia tiheämmin ja niiden toimintapiste on pumpun hyötysuhteen kannalta epäedullisella alueella. Samoin lauhdepumput on mitoitettu suuremmille lauhdemäärille, ja etenkin LV2 lauhdepumput ovat nykytarpeeseen ylimitoitettut.

Laitos on suunniteltu toiminaan yhdessä BL1 kattilalaitoksen kanssa ja varsinaisia muutoksia laitoksen prosesseihin ei ole tarpeen tehdä käyttöä varten. Isommat kustannukset ensimmäisenä vuosina syntyvät niistä muutoksista, jotka ovat laitoksen kunnossapitokustannuksien, käytettävyyden tai energiatehokkuuden vuoksi perusteltuja. Pakollisia eivät nämäkään toimet ole, mutta laitoksen pitoajasta riippuen voivat olla hyvinkin kannattavia.

Laitos on vanhemmasta laitekannasta ja monimutkaisemmasta prosessista johtuen haastavampi kunnossapidettävä. Turbiini on kunnossapitohistorian perusteella ollut työläs ylläpidettävä ja huolloissa on ollut toistuvasti odottamattomia yllätyksiä, jotka pidentävät huollon kestoa ja kasvattavat kustannuksia. Korjausmenetelmät ovat kuitenkin

hyvin tiedossa, eikä suunniteltujen huoltojen kestolla ole käyttötarpeen puolesta kovin kriittistä merkitystä. Kunnossapitokustannuksien kannalta tämä kuitenkin vaikuttaa laitosvertailuun BL2 laitoksen eduksi. Oheislaitteiden osalta tilanne on myös sama. Osa laitteista on sen verran iäkkäitä, ettei alkuperäisvaraosia ole enää saatavilla. Tämä johtaa siihen, että monissa tapauksissa laitteiden uusiminen on joko ainoa toteutuskelpoinen vaihtoehto tai korjausajan ja kustannusten vuoksi järkevämpi vaihtoehto.

Käyttjähaastatteluiden perusteella laitos on hankalampi operoida ja vaatii enemmän kenttäoperaattorin toimintaa laitoksella. Esimerkiksi lämmönvaihtimien käyttöönotto vaatii useiden venttiilien manuaalista operointia toisin kuin BL2 turbiinilaitoksella. Laitoksen venttiilit ovat raskaampia käyttää ja suunnitteluperusteista johtuen käsin operoitavia laitteita on enemmän. Myös huoltotoimenpiteiden kannalta sulkuventtiilejä on laitoksella vähemmän. Tarve kenttäoperoinnille on kuitenkin lähinnä käynnistyksissä, pysäytyksissä ja häiriötilanteissa. Näissä tilanteissa operaattorin olisi kuitenkin käytävä laitoksella, eikä eroilla laitosten välillä ole henkilöstötarpeeseen vaikutusta.

BL1 turbiinilaitoksen pienempi teho ja mitoitus voi osoittautua tulevaisuuden tarpeita analysoidessa ratkaisevaksi tekijäksi. Turbiinin jatkuvaan käyttöön soveltuva säätöalue antaa joustoa sähkökauppojen ja lämmöntuotannon suunnitteluun. Tähän vaikuttavia tekijöitä on kuitenkin monia, ja niiden luotettava ennustaminen on haastavaa. Tähän vaikuttavat mm. sähkön- ja maakaasun markkinahinnat, ulkoilman lämpötilat, muut laitokset ja niiden käyttö ja toteutuvat lämpökaupat naapurikaupunkeihin.

Mikäli BL1 laitos valitaan käyttöön, tehtävien toimenpiteiden lopullista määrittämistä ja tunnistamista varten olisi suositeltavaa tehdä joitakin lisäselvityksiä. Laitoksen energiatehokkuus olisi hyvä katselmoida ja tunnistaa ne toimenpiteet, joilla olisi tuleva käyttöjakso huomioiden taloudelliset perusteet tehdä energiatehokkuutta parantava muutos. Seuraavan turbiinin täyshuollon yhteydessä suosituksena on suorittaa laaja elinikäselvitys turbiinin kriittisille komponenteille tulevaisuuden korjaustarpeiden määrittämiseksi. Turbiinin varaosatilanne vaatii täydennystä seuraavaa huoltoa varten, mikä on huomioitu täyshuollon kustannusarviossa. Suurin epävarmuus BL1 laitoksen tulevia kunnossapitokustannuksia ennakooidessa liittyy turbiinin huoltojen tarvitsemiin korjaustoimenpiteisiin.

5.2 BL2 Lang turbiinilaitos

Lang turbiinilaitos on koneteknisesti hyvässä kunnossa. Laitosta on huollettu ennakoivasti tulevaisuuden käyttötarvetta ajatellen. Suunnitelmat hiilenkäytön lopettamisesta muuttivat tilanteen vuonna 2020, minkä jälkeen laitokselle on tehty vain pakolliset huoltotoimenpiteet. Laitoksen käytettävyyks on ollut historian aikana korkealla tasolla. Kunnossapitokustannukset olisivat selvityksen perusteella BL2 laitoksella pienemmät tulevan elinjakson aikana.

Laitokantaan liittyviä akuutteja korjaustarpeita laitoksella ei tunnistettu kartoituksessa. Laitoskytkennän vuoksi laitoksen käyttöönotto vaatisi kuitenkin putkistomuutoksia, jotta kaikki oheislaitteet saadaan käyttöön. Isoimpana muutostarpeena BL1 laitoksen syöttövesijärjestelmästä pitäisi rakentaa meno- ja paluulinjat BL2 laitoksen korkeapaine-esilämmittimille. Generaattorin komponenttien luotettava elinikä on mahdollisesti tulevista korjausinvestoinnista kustannustasoltaan niin merkittävä toimenpide, että sillä on suuri vaikutus laitoksen elinjakso-kustannuksiin.

Laitos on mitoitettu nykyistä tarvetta huomattavasti suuremmalle teholle, mikä tuottaa haasteita kaikissa osajärjestelmissä. Laitoksen pumput ja säätöventtiilit eivät toimi optimaalisella säätöalueella, mikä heikentää laitoksen energiatehokkuutta ja vaikuttaa laitteiden vikaantumisherkkyyteen. Samasta syystä johtuen myös esimerkiksi generaattorin hyötysuhde on heikompi tulevalla mitoituspisteellä, vaikka generaattorin hyötysuhde olisikin parempi täydellä kuormalla. Sama ilmiö on todennäköisesti kyseessä myös turbiinilla, mutta tämä vaatii asian varmistamiseksi tarkempaa selvitystä.

BL2 turbiinilaitos on laitoksista selkeästi helpompi kunnossapidettävä. Laitoksella on vähemmän huoltoa ja tarkastuksia vaativia komponentteja. Lisäksi turbiini ja generaattori ovat suunnitteluperusteiltaan yksinkertaisemmat. Laitoksen koko laitekanta on uudempi ja varaosat sekä OEM-tuki on paremmin saatavilla.

Käyttäjähäastettaluiden perusteella BL2 turbiinilaitos on helpommin operoitava. Laitoksella on suurempi lukumäärä prosessimittauksia ja automaatioaste on korkeampi. Lisäksi turbiinin käynnistyssekvenssi on paremmin toteutettu ja laitoksen venttiilit ovat kevyempiä käyttää. Muutenkin kenttäoperoinnin tarve on pienempi.

Myös B12 laitos tarvitsee lisäselvittelyä ennen lopullista päätöksentekoa. Laitoksen kokonaishyötysuhde tulisi katselmoida nykyisen kattilan mitoituksen kanssa, jotta sen vaikutus elinjaksotuottoihin voidaan arvioida. Lisäksi generaattorin luotettavan käyttöiän määrittämiseksi olisi suositeltavaa tehdä esimerkiksi ABB:n LEAP-mittausta vastaava tutkimus investointien ajankohdan tarkentamiseksi. Myös turbiinin edellisestä elinikäselvityksestä on kulunut pitkä aika ja tämä olisi syytä päivittää seuraavan täyshuollon yhteydessä.

6 JOHTOPÄÄTÖKSET

Selvityksen perusteella saatiin hyvä käsitys päätöksentekoa varten tehtävistä toimenpiteistä. Tutkimuksen perusteella molemmat turbiinilaitokset olisivat soveltuvia jatkokäyttöä varten. Laitokset kuitenkin eroavat toistaan paljon ja kaikkien kannattavuuteen vaikuttavien tekijöiden ennustaminen on mahdotonta.

Kunnossapitokustannuksien osalta saatujen tulosten perusteella BL2 turbiinilaitos olisi edullisempi ylläpitää. Tämä oli oletuksena myös ennen tutkimuksen aloitusta. Tekijät tämän taustalla koostuvat koko laitoksen yksinkertaisemmista ja moderneimmista suunnitteluratkaisuista. Tämän lisäksi yksi suuri osasy on se, että turbiinit on valmistettu eri vuosikymmenillä ja vanhemman laitoksen ylläpito on haastavampaa ja kunnossapito vähemmän kustannustehokasta.

Generaattorin osalta BL1 laitos on kuitenkin modernisoitu lähitulevaisuudessa ja on laitoksista paremmassa kunnossa. Suurimman epävarmuuden tulevaisuuden kustannuksiin tuo arvio BL2 generaattorin investointikustannuksista. BL1 laitoksen generaattorin pitäisi kestää jäljellä olevan elinjakson ajan toimintavarmana.

Molempien laitosten käytettävyys on ollut historiassa korkealla tasolla, pois lukien BL1 turbiinin laajamittainen vaurio vuonna 2010. Eri käyttötuntimääristä ja käyttötarpeesta johtuen edellisvuosien käytettävyytilastot eivät olleet keskenään vertailukelpoiset ja niitä ei epävarmuustekijöistä johtuen huomioitu osana vertailua. Laitosten käytettävyyteen pystyy vaikuttamaan kunnossapidolla ja hyvin ylläpidettynä kummankaan laitoksen käytettävyyden ei pitäisi muodostua päätöstä ohjaavaksi tekijäksi.

Todennäköisesti suurin määräävä tekijä päätöksenteossa tulee olemaan laitosten elinjakso tuotot. Elinjakso tuottoihin eniten vaikuttaa laitoksen tehollinen käyttöaika, säädettävissä oleva tehoalue ja kokonaishyötysuhde. Laajuudeltaan tämän selvittäminen kunnolla vaatii useita lisäselvityksiä. Näitä ovat ainakin tulevaisuuden sähkö- ja kaasumarkkinoiden vaikutus tuottoihin, laitoksen kokonaishyötysuhteen määrittäminen tulevalla ajopisteellä ja tulevan tuotantoportfolion vaikutusten huomioiminen tulevaisuuden käyttötunteja ennustettaessa.

Myös tulevia kunnossapitokustannuksia pystyy ennakoimaan paremmin lisäselvityksiä teettämällä. Varsinkin BL2 generaattorille olisi suositeltavaa tehdä erillinen kuntotutkimus, jotta mahdollisen uudelleenikäynnin ajankohtaa saadaan tarkennettua.

Molemmille turbiineille on tulossa seuraava täyshuolto toisiaan vastaavan käyttötuntimäärän kuluttua. Seuraavan täyshuollon yhteydessä olisi suositeltavaa teettää laajamittainen elinikäselvitys turbiinien kriittisille komponenteille. Myös osa laitoksen elinjaksokustannusten näkökulmasta perustelluista korjausinvestoinneista olisi kannattavaa suorittaa samassa yhteydessä. Yksi potentiaalisesti hyödyllinen selvitys olisi kartoittaa, onko turbiinille mahdollista tehdä sellaisia muutoksia, jotka parantaisivat laitoksen kokonaishyötysuhdetta. Näitä ovat mm. turbiinilaitoksen prosessien optimoiminen nykyiselle mitoitusasteelle. Esimerkiksi turbiinin väliotot on suunniteltu täyden mitoitusasteen mukaan, eivätkä kaikki ole käytettävissä osakuormalla.

Myös tulevan käyttöjakson pituudella on suuri merkitys päätöksentekoon, vaikkakin kunnossapito- ja korjauskustannusten osalta oltiin laitosten välillä lähes samalla tasolla. Tässä työssä arvion pohjana käytettiin kymmentä vuotta, mutta todellisuudessa käyttöaika on luultavasti joko tätä pidempi tai lyhyempi. Elinjaksotuottojen kannalta ero tulee olemaan joko käyttöjaksolta vain yhden laitoksen eduksi, mikä korostaa hyötysuhteen merkitystä päätöksenteossa. Tämän vuoksi laitoksen tulevaisuuden käyttötarvetta olisi tärkeä tarkentaa, jotta sen merkitys valintaan tulisi huomioitua mahdollisimman hyvin.

Laitosvalinnan kannalta lopputulokseen vaikuttavia epävarmuustekijöitä on monia. Riskejä ja niiden vaikutusta ei tässä työssä erikseen analysoitu, mutta tunnistettiin monia. Martinlaakson kaasuturbiinilaitoksen tulevaisuus on käyttöön jäävää höyryturbiinia valitessa yksi muuttuva tekijä. Turbiinin pitää pystyä vastaanottamaan LTO-kattilan tuottama höyry, mikä muuttaa toimintapistettä ja vaikuttaa siten laitosten elinjaksotuottoihin.

Monet epävarmuuksista, jotka liittyvät kaasuturbiinilaitoksen tulevaisuuteen kytkeytyvät myös biokattilan ja turbiinilaitosten käyttöön. Sähkön- ja maakaasun hinta vaikuttaa käyttötuntimääriin ja joko korostaa tai lieventää hyötysuhteen merkitystä. Maakaasun

kallistuminen puolestaan voi puoltaa lämpökaupan lisäämistä naapurikaupunkien suuntaan, mikä voi lisätä tarvetta polttaa biomassaa. Vantaan Energian ja naapurikaupunkien omat investoinnit uuteen kaukolämmöntuotantoon vaikuttavat kaikki osaltaan biokattilan käyttötärpeeseen, ja näiden ennustaminen nopeasti muuttuvassa markkinatilanteessa on vähintäänkin haasteellista.

On myös odotettavissa, että sähkön markkinahinnat tulevat vaihtelevaan nykyistä enemmän uusiutuvien tuotantomuotojen osuuden kasvaessa. Äkillisistä sähkön pörssihinnan muutoksista voi tulla parhaimmillaan merkittäviä tuottoja tai tappioita tilanteesta riippuen, minkä kannalta turbiinin säädettävyys, käytettävyys ja joustavuus on merkityksellinen tekijä.

Pahimmillaan biokattilalaitoksen käyttöikä voi jäädä ennakoitua pienemmäksi, mikäli uudet teknologiat tulevat kaupallisesti kannattavaksi kaukolämmöntuotannossa. Puun kysyntä on kasvanut energiantuotannossa ja pääkaupunkiseudulle on kaavailtu useita vaihtoehtoisia tuotantomenetelmiä kuten merivesilämpöpumput, kilpilahden hukkalämpö, modulaariset ydinreaktorit, maalämpö, datakeskukset, power to x ja lämmön kausivarastointi. Muutokset tapahtuvat kuitenkin hitaasti, mutta näiden huomioiminen on tärkeää laskennallista käyttöikää määrittäessä.

7 YHTEENVETO

Alkuperäisenä tavoitteena diplomityössä oli arvioida turbiinilaitosten elinjaksotuotot hyötysuhde ja muut tuotantomääriin vaikuttavat tekijät huomioiden. Arvioitavan kokonaisuuden laajuuden ja puutteellisen lähtötietoaineiston vuoksi työ rajattiin käsittelemään lähinnä kunnossapidosta muodostuvia elinjaksokustannuksia sekä kartoittamaan lisäselvitystarve elinjaksotuottojen selvittämistä varten.

Kunnossapitojärjestelmän historiatiedon laatu vaikeutti työn suoritusta ja toteutuneet tuhannet tiliöinnit piti käydä yksityiskohtaisesti läpi, jotta laskennan lopputulos vastaisi mahdollisimman hyvin todellisuutta. Laitoksia ei ole aiemmin tarvinnut verrata keskenään, mistä johtuen toisiinsa helposti rinnastettavaa lähtötietoaineistoa oli vähän saatavilla.

Työn kirjallisuuskatsauksessa tarkastellut teemat vastasivat hyvin työn tutkimusosan käsittelyn tarpeisiin. Kirjallisuuskatsauksen perusteella tunnistetut haasteen LCC-laskennassa osoittautuivat paikkansapitäviksi myös itse tutkimusta tehdessä.

Tutkimusosassa saadut tulokset vastasivat tehtävänasettelua ja antoivat hyvän käsityksen laitoksen lähitulevaisuuden vaatimista korjaus- ja muutosinvestoinneista, sekä kunnossapitokustannusten muodostumisesta laitosten välillä. Työn aikana tunnistettiin tavoitteiden mukaisesti useita lisäselvitystarpeita, jotka ovat tärkeitä selvittää ennen päätöksentekoa. Näitä selvityksiä ovat:

- Sähköjärjestelmien tarvittavien investointien tarkempi määrittely
- Laitoksen kokonaishyötysuhteen määrittely tulevilla ajopisteillä
- Tulevan käyttöjakson määrittäminen
- Sähkömarkkinoiden ennustaminen tulevalle käyttöjaksolle
- Kaasun hinnan ja sen vaikutuksen ennustaminen tulevalle käyttöjaksolle
- Kaasuturbiinilaitoksen käyttö tulevalla käyttöjaksolla
- BL2 generaattorin luotettavan käyttöiän määrittäminen
- Turbiinien elinikäselvitykset seuraavan revision yhteydessä

Työn lopputuloksena saatiin varmuus siitä, että kunnossapitokustannuksien puolesta molemmat turbiinilaitokset ovat soveltuvia tulevaisuuden tarpeisiin. Myöskään sellaisia

puutteita tai korjausinvestointeja ei tunnistettu 10 vuoden ajanjaksolle, joilla olisi kriittinen merkitys laitosvalinnan kannalta.

BL1 laitos olisi nykyisen laitoskytkennän vuoksi helpompi valinta toteuttaa. Laitoksen toteutuvat kunnossapitokustannukset tulisivat todennäköisesti olemaan korkeammat, mutta ilman suurempia yllätyksiä ero ei ole kovin suuri. Laitoksen pienempi mitoitusteho voi olla valinnan kannalta kriittinen tekijä, joka puoltaa laitosvalintaa. Tämän validoiminen vaatii kuitenkin lisätutkimusta ja perustuu epätarkkoihin oletuksiin.

BL2 laitoksen käyttöönotto vaatisi muutoksia prosessiin ja on sen vuoksi kompleksisempi toteuttaa. Kunnossapidon kannalta laitoksen ylläpito olisi todennäköisesti kustannuksiltaan edullisempaa. Lisäksi laitos olisi helpompi operoida ja pitää hyvässä kunnossa. Laitos on kuitenkin tulevaisuuden tarpeisiin ylimitoitettu, mikä oletettavasti johtaa siihen, että elinjaksotuottojen kannalta laitos toimisi epäedullisella alueella. Lisäksi generaattorin ennakoitua kunnostustarpeet tuovat kustannustason lähelle BL1 laitoksen ennakoitua tasoa arviolta kahdeksannen käyttövuoden jälkeen.

Ilman lisäselvityksiä vaativaa kattavaa tarkastelua käyttöön jäävän laitoksen valinnasta on vaikea antaa suositusta. Tämän tutkimuksen tietojen perusteella BL1 turbiinilaitos olisi parempi valinta jätettäväksi käyttöön lähinnä pienemmän mitoituksen perusteella.

LÄHDELUETTELO

ABB (2017) – Generaattorin huoltoraportti – Vantaan Energia WX18L-068LLT. ABB Oy. Vantaan Energian arkisto

ABB Motors and Generators (2014) Life expectancy analysis report – Stator winding insulation – Vantaan Energian arkisto

Alstom Power Hungary (2004) Lifetime Evaluation Vantaa 1989 – 2004 – Vantaan Energian Arkisto

Alstom Hungaria Zrt. (2013) Final Report Vantaa 80 MW steam turbine 1-34-146 – Major Overhaul 2013 - Vantaan Energian arkisto

Arja, M. et al. (2009) External uncertainty factors and LCC: a case study. *Building research and information: the international journal of research, development and demonstration*. [Online] 37 (3), 325–334.

Bloch, H. P. & Soares, C. (1998) *Process plant machinery*. 2nd ed. Boston: Butterworth-Heinemann.

Bloch, H. P. & Geitner, F. K. (2006) *Maximizing Machinery Uptime*. Burlington: Elsevier Science & Technology.

Dolmel. 1976. Synkronigeneraattorin GTH-63 käyttöohje. WG4-023081. Vantaan Energian arkisto

Fortum Engineering Oy / Mauri Kumpulainen - Vantaan Energia Oy, Zamech Turbiinin elinikäselvitys 2.1.2002. Vantaan Energian arkisto

Huhtinen, M. et al. (2013) Voimalaitostekniikka . 2. tark. p. Helsinki: Opetushallitus.

Katz Larry S & Dunning Scott (2017) ‘Boiler and Steam Systems’, in *Energy Calculations & Problem Solving Sourcebook - A Practical Guide for the Certified Energy Manager Exam*. Fairmont Press, Inc. pp. 1–1

Klempner, G. & Kerszenbaum, I. (2004) *Operation and maintenance of large turbo generators*. New York: IEEE Press.

Komonen, K., et al. P. (2019) Kunnossapidon vuosikirja 2019 . Helsinki: KP-Media.

Laine, H. S. (2010) *Tehokas kunnossapito : tuottavuutta käynnissäpidolla* . Helsinki: KP-Media.

Lang (1989) Väliotto-vastapaineturbiinin kuvaus Vantaa Martinlaakso 89 – Vantaan Energian arkisto

Lei, T. van der. et al. (2012) *Asset Management The State of the Art in Europe from a Life Cycle Perspective* . [Online]. Dordrecht: Springer Netherlands.

Järviö, J. & Lehtiö, T. (2017) *Kunnossapito : tuotanto-omaisuuden hoitaminen* . 6. täydennetty painos. Helsinki: Promaint ry.

Komonen, K. et al. (2011) ‘Corporate Asset Management for Industrial Companies: An Integrated Business-Driven Approach’, in *Asset Management*. [Online]. Dordrecht: Springer Netherlands. pp. 47–63. Lindholm, A. & Suomala, P. 2002 Present and Future of life Cycle Costing: Reflections from Finnish Companies [Online] , 282-292

Laine, H. S. (2010) *Tehokas kunnossapito : tuottavuutta käynnissäpidolla* . Helsinki: KP-Media

Mikkonen, H. (2009) *Kuntoon perustuva kunnossapito : käsikirja* . Helsinki: KP-Media.

Olatayo, Kunle Ibukun; Wichers, J. Harry & Stoker, Piet W. (2018). Energy and economic performance of small wind energy systems under different climatic conditions of South Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 98, pp. 376-392.

PSK 6201 (2011) KUNNOSSAPITO. KÄSITTEET JA MÄÄRITELMÄT PSK Standardisointi.

PSK 7501 (2010) PROSESSITEOLLISUUDEN KUNNOSSAPIDON TUNNUSLUVUT PSK Standardisointi.

Pöyry Oy (2013) Vantaan Energia Oy Lang höyryturbiinin kunnonvalvontamittaukset 3-11.10.2013 – Vantaa Energian arkisto

Pöyry Oy (2015) Vantaan Energia Zamech höyryturbiinin kunnonvalvontamittaukset Vantaa 9-17.12.2015 – Vantaa Energian arkisto

Pöyry Oy (2019) Vantaan Energia Oy Martinlaakso Zamech höyryturbiinin (HT1) kunnonvalvontamittaus 17.10-24.10.2019 Raportti – Pöyry Finland Oy. Vantaan Energian arkisto

Replico Oy (2020) – Lang turbiinin jäljennetarkastus 2020 – Martinlaakson voimalaitos. Vantaan Energian arkisto.

Savinainen Jarkko. Kunnossapitoinsinööri. Vantaan Energia Oy. Haastattelu 22.4.2021

SFS EN 13306:2017 Kunnossapito. Kunnossapidon terminologia. Helsinki: Suomen standardoimisliitto SFS

SFS EN 16646:2014. Maintenance. Maintenance within physical asset management. Helsinki: Suomen standardoimisliitto SFS

Strömberg Industry. (1989)WX 18L-0688LTT Tekniset tiedot - Vantaan Energian arkisto

Trybus, L. (2006) current features of dcs systems for power plants. Ifac symposium on power plants and power systems control, kanaanaskis, Canada: IFAC

Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM), 2018. Ministeri Tiilikainen: Kivihiilen kieltäminen 2029 – kannustepaketti nopeille luopujille. Tiedote. [Valtioneuvoston www-sivut]. [Viitattu 19.02.2021]. Saatavissa: https://valtioneuvosto.fi/artikkeli/-/asset_publisher/1410877/ministeri-tiilikainen-kivihiilen-kielto-2029-kannustepaketti-nopeille-luopujille

Vantaan Energia Oy – Tilinpäätös ja toimintakertomus 2020. Saatavilla: <https://s3-eu-west-1.amazonaws.com/vantaanenergia/uploads/20210329103450/Vantaan-Energia-tilinpaatoskirja-2020.pdf>

Väänänen, V. 2014 , Replico Oy, Vantaan Energia Höyrylinjojen elinikä tarkastus 2014

Woodward, D. G. (1997) Life cycle costing—Theory, information acquisition and application. *International journal of project management*. [Online] 15 (6), 335–344.

Zamech (1975) Turbiini 11p60-0-6 Käyttöohje – 8332016-1 6/65 – Vantaan Energian arkisto

Zhu, Y. et al. (2017) Techno-Economic Analysis of Solar Tower Aided Coal-Fired Power Generation System. *Energies (Basel)*. [Online] 10 (9), 1392–.

LIITE 1 Tunnistetut investointi ja muutostarpeet

Järjestelmä	Kuvaus	Vuosi	Kustannus
Korkeapaineväliotot			
BL1	KP1 Varoventtiilin uusiminen	2024	0.5
BL1	KP2 Varoventtiilin uusiminen	2024	0.5
BL1	KP3 Varoventtiilin uusiminen	2024	0.5
BL2	BL1 syöttövesipumpuilta linjat BL2 korkeapaine-esilämmittimiin	2022	26.2
Lauhdejärjestelmät			0.0
BL1	LV2 kl- puolen tuubiputket uusittava	2022	28.2
BL1	Murtokalvot ja pitimet uusittava. Vaatii putkistomuutoksia.	2023	3.3
BL1	Nykyiset pumput ovat turhan suuret nykyisellä mitoitusasteella	2022	4.6
Höyryjärjestelmät			0.0
BL1	Höyryputken tulppaaminen blokkien välillä	2022	1.3
BL1	Höyryputken tulppaaminen blokkien välillä	2022	1.3
BL2	Höyryputken tulppaaminen blokkien välillä	2022	1.3
BL2	Höyryputken tulppaaminen blokkien välillä	2022	1.3
Kaukolämpö			0.0
BL1	Menopumpun uusinta	2023	2.6
BL2	Paluupumpun uusinta	2023	2.6
Turbiinit			0.0
BL1	Turbiinin täyshuolto	2023	62.3
BL1	Turbiinin täyshuolto	2023	45.9
BL1	Turbiinin välihuolto	2029	15.1
BL2	Turbiinin välihuolto	2029	11.2
Generaattorit			0.0
BL1	Välihuolto	2023	2.6
BL2	Välihuolto	2023	2.6
BL1	Täyshuolto	2029	13.1
BL2	Täyshuolto, varautuminen staattorineristykseen luetettavan käyttöiän päättymiseen.	2029	59.0
Sähköjärjestelmät			0.0
BL1	Värähtelymittausjärjestelmän modernisointi	2023	2.0
BL1	Automaation elinkaariuusinnat	2025	13.1
BL2	Automaation elinkaariuusinnat	2025	19.7