

Janne Honkola

TUULIVOIMALAN LAPOJEN LUOTETTA- VUUS JA KUNNONVALVONTA

Kandidaatintyö
Tekniikan ja luonnontieteiden tiedekunta
Tarkastaja: Saara Väänänen
Toukokuu 2022

TIIVISTELMÄ

Janne Honkola: Tuulivoimalan lapojen luotettavuus ja kunnonvalvonta
Kandidaatintyö
Tampereen yliopisto
Konetekniikan tutkinto-ohjelma
Toukokuu 2022

Ilmastonmuutos aiheuttaa suurta tarvetta siirtyä fossiilisten polttoaineiden käytöstä uusiutuviin energialähteisiin. Tuulivoiman suosio on kasvanut merkittävästi tehokkaiden tuulivoimaloiden myötä, mikä lisää tarvetta tuulivoimaloiden luotettavuuden tutkimiseen ja tehokkaiden kunnonvalvontamenetelmien kehittämiseen. Haasteita aiheuttavat varsinkin vaikeat meriolosuhteet. Tuulivoimalassa ankarille olosuhteille altistuvat suuret lavat, joiden kunto vaikuttaa tuulivoimalan sähköntuotantoon.

Tässä kandidaatintyössä käsitellään tuulivoimalan lapojen luotettavuutta ja kunnonvalvontamenetelmiä. Lapojen luotettavuuteen vaikuttaa vahvasti niiden jatkuva altistuminen haastaville ilmasto-olosuhteille. Ilman kosteus ja muut pienhiukkaset aiheuttavat varsinkin lapojen etureunaan eroosiota ja vaihtelevat tuuliolosuhteet kuormittavat lapoja. Näiden ulkoisten tekijöiden lisäksi lavan rakenteelliset ratkaisut vaikuttavat luotettavuuteen. Sekä materiaaliratkaisut että valmistusmenetelmät vaikuttavat varsinkin pitkien lapojen kuntoon, ja tyypillisesti kalliimpi ratkaisu lisää lavan luotettavuutta.

Lavan luotettavuuden ja kunnonvalvonnan kannalta on tärkeää tunnistaa lapojen tyypilliset viat. Näitä ovat erilaisten liimaliitosten tai materiaalin rajapintojen väliset irtoamiset toisistaan, laminaattikerrosten tai kuitujen murtumiset ja geelipinnoitteen halkeilu. Maatuulivoimaloiden lapojen vikatiheydeksi saatiin laajassa selvityksessä 0,01–0,40 vikaa vuodessa ja merituulivoimaloiden lapojen vikatiheydeksi 0,52 ja 1,35 vikaa vuodessa. Käytettävyyteen vaikuttava huoltoaika oli lavoilla 1,76–10,67 päivää vuodessa. Lavat ovat hyvin kriittisiä komponentteja tuulivoimalassa korkean vikatiheyden ja huoltoajan vuoksi. Lapoihin voi jäädä valmistusvaiheessa myös vikoja, joita ovat esimerkiksi ilmasulkeumat materiaaleissa, sidosaineena toimivan hartsin puuttuminen ja laminaattikerrosten aaltoilu. Nämä viat ovat kuitenkin melko helppo havaita, sillä tehdasoloissa ulkoiset häiriöt voidaan minimoida tehokkaiden kunnonvalvontamenetelmien käyttöä varten.

Työssä käsitellään menetelmiä, joita voidaan hyödyntää lapojen kunnonvalvonnassa. Vaihtelevat olosuhteet aiheuttavat kunnonvalvontaan merkittäviä haasteita, joita ei ole vielä onnistuttu täysin ratkaisemaan. Tässä työssä käsitellään venymän mittaukseen, akustiseen emissioon, kuvamittaukseen, värähtelyn mittaukseen, ultraääneen ja lämpökuvaukseen perustuvia menetelmiä. Monen kunnonvalvontamenetelmän haasteena ovat ulkoiset häiriöt ja vaativa kuvan- tai signaalinkäsittely. Näiden haasteiden ratkaiseminen nostaa tyypillisesti kustannuksia. Toimivien tuulivoimaloiden kunnonvalvonnassa on onnistuttu hyödyntämään venymämittaukseen ja akustiseen emissioon perustuvia menetelmiä. Näillä kunnonvalvontamenetelmillä on kuitenkin haitta- puolensa, minkä vuoksi uusien menetelmien soveltaminen lapojen kunnonvalvontaan on tarpeellista.

Avainsanat: Tuulivoimala, lapa, vika, luotettavuus, käytettävyys, kunnonvalvonta

Tämän julkaisun alkuperäisyys on tarkastettu Turnitin OriginalityCheck –ohjelmalla.

SISÄLLYSLUETTELO

1. JOHDANTO	1
2. TUULIVOIMALA	3
2.1 Rakenne	3
2.2 Kriittiset luotettavuuteen vaikuttavat tekijät	5
2.2.1 Ulkoiset tekijät	5
2.2.2 Rakenteelliset tekijät	5
2.2.3 Sijainti	6
2.3 Käytettävyys	6
3. TUULIVOIMALAN LAPA	8
3.1 Rakenne	8
3.2 Elinkaari	9
3.3 Tyypilliset viat	9
3.4 Käytettävyys	11
4. KUNNONVALVONTAMENETELMÄT	13
4.1 Jatkuvan valvonnan menetelmät	13
4.1.1 Venymän mittaus	14
4.1.2 Akustinen emissio	15
4.1.3 Kuvamittaus	16
4.1.4 Värähtelyn mittaus	17
4.2 Tuotantoa keskeyttävät menetelmät	18
4.2.1 Ultraääni	18
4.2.2 Lämpökuvaus	19
5. MENETELMIEN VERTAILU	20
5.1 Kontakti	20
5.2 Häiriöalttius	20
5.3 Kustannukset	21
5.4 Soveltuvuus meriolosuhteisiin	21
6. YHTEENVETO	23
LÄHTEET	25

KUVALUETTELO

Kuva 1.	<i>Tuulivoimalan komponentit (mukaillen lähteestä Pinar Perez et al. 2013)</i>	4
Kuva 2.	<i>Lavan rakenne (mukaillen lähteestä Soerensen et al. 2004)</i>	8
Kuva 3.	<i>Lavan yleisimpiä vikoja (mukaillen lähteestä Katnam et al. 2013)</i>	11

TAULUKKOLUETTELO

<i>Taulukko 1.</i>	<i>Lavan tyypilliset vikatilanteet (mukaillen lähteestä Soerensen et al. 2004)</i>	<i>10</i>
<i>Taulukko 2.</i>	<i>Venymämittaukseen perustuvien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020).....</i>	<i>14</i>
<i>Taulukko 3.</i>	<i>Akustista emissiota hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020).....</i>	<i>15</i>
<i>Taulukko 4.</i>	<i>Kuvamittausta hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020).....</i>	<i>16</i>
<i>Taulukko 5.</i>	<i>Värähtelymittaukseen perustuvien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020).....</i>	<i>17</i>
<i>Taulukko 6.</i>	<i>Ultraääntä hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020)</i>	<i>18</i>
<i>Taulukko 7.</i>	<i>Lämpökuvaukseen perustuvien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020).....</i>	<i>19</i>

1. JOHDANTO

Ilmastonmuutos on aiheuttanut energiantuotantoon suuren mullistuksen, kun kasvihuonekaasuja vähennetään siirtymällä fossiilisista polttoaineista uusiutuviin energialähteisiin. Tämä muutos kasvattaa tuulivoiman hyödyntämistä, minkä vuoksi tuulivoimasta on tullut yksi nopeimmin kasvavista uusiutuvan energian tuotantomuodoista. Suomessa tuulivoimaloiden tuotantokapasiteetti kasvoi vuonna 2021 yli 25 % (Suomen Tuulivoimayhdistys ry, 1.4.2022).

Tällä hetkellä edullisin keino hyödyntää tuulienergiaa ovat vaaka-akseliset tuulivoimalat (Suomen Tuulivoimayhdistys ry, 26.3.2022). Ne altistuvat ankarille sääolosuhteille ja kokevat voimakasta ja vaihtelevaa kuormitusta. Varsinkin tuulivoimalan lavat ovat tärkeässä roolissa, sillä sähköntuotanto riippuu sekä niiden pituudesta että kunnosta (Du et al. 2020; Suomen Tuulivoimayhdistys ry, 26.3.2022). Tämän vuoksi niiden luotettavuuteen ja kunnonvalvontaan on tärkeä investoida. Nykyisillä kunnonvalvontamenetelmillä on sekä hyviä että huonoja puolia, minkä vuoksi myös uusien menetelmien tutkimien on tärkeää.

Tämä työ tehdään kirjallisuusselvityksenä, ja tavoitteena on selvittää, millaisia tyypillisiä vikoja tuulivoimalan lavat kokevat ja millaisia menetelmiä lapojen kunnonvalvontaan on olemassa. Tässä työssä tutkitaan lapojen käytettävyyttä vikatiheyden ja huoltoajan avulla. Tavoitteena on selvittää, kuinka kriittinen komponentti lapa on modernissa tuulivoimalassa. Tämä työ pyrkii vastaamaan seuraaviin tutkimuskysymyksiin:

1. Mitkä tekijät vaikuttavat lapojen kuntoon ja luotettavuuteen?
2. Millaisia vikoja lavoissa ilmenee ja mikä on vikojen ilmenemistäajuus?
3. Millaisia menetelmiä voidaan käyttää tuulivoimalan lapojen kunnonvalvontaan?

Tässä työssä keskitytään modernien, vaaka-akselisten tuulivoimaloiden lapojen tyypillisiin vikoihin, käytettävyyteen ja kunnonvalvontamenetelmiin. Tämä työ käsittelee nykyisin käytössä olevien kunnonvalvontamenetelmien lisäksi lupaavia ja kehitteillä olevia menetelmiä.

Luvussa 2 esitellään tuulivoimalan rakennetta sekä yleisiä komponentteja. Lisäksi tutkitaan kriittisimpiä luotettavuuteen vaikuttavia tekijöitä ja tuulivoimalan käytettävyyttä. Luvussa 3 käsitellään tuulivoimalan lapojen rakennetta, tyypillisiä vikoja ja käytettävyyttä

vikatiheyden ja huoltoajan avulla. Luvussa 4 esitellään käytössä ja kehitteillä olevia la-
pojen kunnonvalvontamenetelmiä, joita vertaillaan keskenään luvussa 5.

2. TUULIVOIMALA

Tuulivoiman hyödyntäminen kasvaa Suomessa voimakkaasti, mikä voi havaita valmis-teilla olevista tuulivoimalahankkeista. Vuoden 2022 aikana tuulivoimakapasiteetin on arvioitu kasvavan yli 1800 MW, mikäli kaikki hankkeet toteutuvat. Tämä nostaisi vuoden 2021 lopun kapasiteettia yli 50 %. (Suomen Tuulivoimayhdistys ry, 1.4.2022)

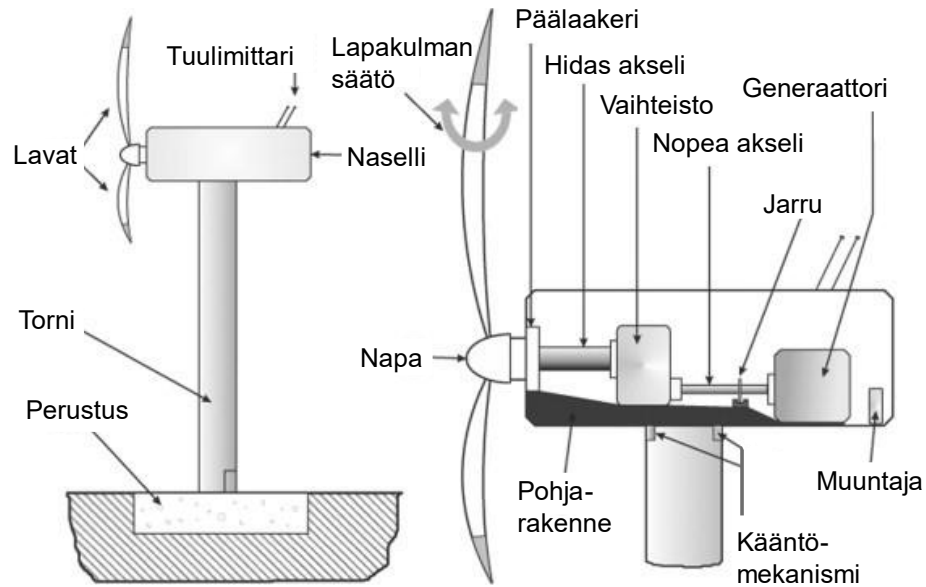
Tuulivoimalan toimintaperiaatteena on tuulen liike-energian muuntaminen akselin pyörimisenergiaksi, joka muutetaan generaattorin avulla sähköenergiaksi (Jha 2010, s. 2). Tuulivoimaloiden laajempaa hyödyntämistä on vauhdittanut pyrkimys siirtyä fossiilisista polttoaineista uusiutuviin ratkaisuihin, joita ovat tuulivoiman lisäksi esimerkiksi vesi- ja aurinkovoima.

Tässä luvussa esitellään yleisesti tuulivoimaloiden rakennetta ja yleisiä komponentteja. Lisäksi käsitellään tuulivoimaloiden luotettavuuteen vaikuttavia tekijöitä, kuten sijaintia ja rakenteellisia tekijöitä, ja koko tuulivoimalan käytettävyyttä.

2.1 Rakenne

Tuulivoimalat voidaan jakaa vaaka- ja pystyakselisiin tuulivoimaloihin. Yleisimmät kaupallistetut tuulivoimalat ovat vaaka-askelisiä ja 2- tai 3-lapaisia, joista jälkimmäiset ovat yleisempiä. (Pinar Pérez et al. 2013) Tässä työssä keskitytään vaaka-akselisiin tuulivoimaloihin ja niiden lapoihin.

Tuulivoimala rakennetaan maalla vahvan perustuksen päälle ja merellä usein kelluvaan lauttaan tai matalassa vedessä pohjaan. Tukevana rakenteena toimii voimalan torni, jonka huipulle asennetaan koneisto ja roottori. (Jiang et al. 2017) Tuulivoimalan komponentit voivat hieman vaihdella, mikä johtuu valmistajien eri ratkaisuista (Pinar Pérez et al. 2013). Vaaka-akselisen tuulivoimalan yleisiä komponentteja esitellään Kuvassa 1.



Kuva 1. Tuulivoimalan komponentit (mukaillen lähteestä Pinar Perez et al. 2013)

Valtaosa tuulivoimalan komponenteista sijaitsee nasellissa eli konehuoneessa, kuten akselit, päälaakeri, vaihteisto ja generaattori. Kuvasta 1 nähdään, että roottori pyörittää hidasta akselia, jonka pyörimisnopeutta nostetaan vaihteiston avulla. On myös tuulivoimaloita, joissa ei ole vaihteistoa, vaan roottori pyörittää suoraan generaattorin akselia. Tällöin generaattori on kuitenkin suurempi ja kalliimpi. Konehuoneen yhteyteen on rakennettu myös nasellin kääntämiseen tarvittavat komponentit. (Pinar Pérez et al. 2013)

Tuulivoimalan roottori koostuu lavoista, navasta ja lapakulman säätömekanismista. Roottori altistuu ankarille sääolosuhteille, joten sen materiaalivalinnat ovat tärkeitä. Esimerkiksi lavat valmistetaan usein kestävästä komposiittimateriaaleista, joissa käytetään monia seosaineita, kuten lasikuitua, puuta ja polyesteriä. (Katnam et al. 2015) Lapakulman säätäminen on yleistynyt moderneissa tuulivoimaloissa, jolloin lapoja kierretään pitkittäisten akseliensa suhteen. Tämä mahdollistaa suuremman sähkötehon, kun lavat voidaan kiertää optimaaliseen asentoon tuulensuuntaan nähden. Toisaalta lapakulman kiertoa hyödynnetään myös ankarissa tuuliolosuhteissa, jolloin lapoja käytetään jarruna. Näin hidastetaan akselin pyörimisnopeutta ja vältetään mahdollisia vikoja. Lapakulman säätäminen lisää kuitenkin tuulivoimalan kustannuksia, sillä mekanismi on herkkä viikaantumaa. (Pinar Pérez et al. 2013)

2.2 Kriittiset luotettavuuteen vaikuttavat tekijät

Tuulivoimalat altistuvat usein hyvin ankarille olosuhteille, jotka vaikuttavat niiden luotettavuuteen ja suunnitteluun. Mahdollisesti eniten tuulivoimalan luotettavuuteen vaikuttavat ilmasto-olosuhteet, mutta myös rakenteellisilla tekijöillä on merkitystä, kuten tuulivoimalan koolla.

2.2.1 Ulkoiset tekijät

Tuulivoimalan luotettavuuteen vaikuttavat merkittävästi ulkoiset tekijät, joita ovat esimerkiksi ilmasto-olosuhteet ja salamaniskut. Suurin vaikutus on ilmasto-olosuhteilla, joista merkittävimpinä ovat tuuliolosuhteet, ilmankosteus ja lämpötila. Näiden havaittiin lisäävän tuulivoimalan kokemia vikoja (Tavner et al. 2013). Tuuliolosuhteet aiheuttavat etenkin lapoihin vaihtelevia kuormituksia, jotka aiheuttavat materiaalien väsymistä ja vikojen kasvamista (Shohag et al. 2017). Voimakkaat tuulet voivat aiheuttaa liiallista kuormitusta myös muille tuulivoimalan komponenteille, minkä vuoksi tuulivoimala usein pysäytetään, kun tuulennopeus ylittää noin 26 m/s (Breeze 2016, s. 11).

Ilmankosteus voi tunkeutua esimerkiksi lavan rakenteisiin ja heikentää sen ominaisuuksia tai imeytyä materiaaleihin, jolloin lavan massa kasvaa. Lapojen massojen muutokset aiheuttavat roottorin epätasapainoisuutta, joka altistaa myös muita komponentteja vioille. Lavan rakenteiden kosteus aiheuttaa myös riskin vakavalle vialle, sillä kosteus voi höyrystyä ja laajentua voimakkaasti salaman osuessa lapaan. (Shohag et al. 2017) Salamaniskut osuvat usein lapojen kärkiin, joihin voi aiheutua merkittäviä vikoja ilman kosteutta (Candela Garolera et al. 2016).

Lämpötilan laskiessa kasvaa riski jään kertymiseen tuulivoimalan rakenteisiin. Jään kertyminen lapoihin heikentää niiden nostetta ja kasvattaa ilmanvastusta, mikä hidastaa roottorin pyörimisnopeutta ja aiheuttaa tuotantotappioita. (Blasco et al. 2017) Lisäksi jäätä voi kertyä lapoihin epätasaisesti, mikä aiheuttaa lisäkuormitusta esimerkiksi navalle (Shohag et al. 2017). Jään kertyminen lisää myös rakenteiden korroosiota ja tukirakenteiden kokemaa jännitystä, mikä voi johtaa jopa koko tuulivoimalan romahtamiseen (Saleh & Moloney 2011).

2.2.2 Rakenteelliset tekijät

Tuulivoimalan sähköntuotanto kasvaa lapojen pituuden kasvaessa, joten niiden pituus pyritään maksimoimaan. Tuulennopeus kasvaa merkittävästi maan pinnalla korkeuden

kasvaessa, mikä on lisännyt myös tuulivoimaloiden korkeutta. (Jha 2010, s. 36) Sekä lapojen pituuden että tuulivoimalan korkeuden kasvaessa on kuitenkin havaittu, että myös komponenttien vikatiheydet kasvavat (Pinar Pérez et al. 2013).

Tuulivoimalan luotettavuuteen vaikuttavat koon lisäksi komponentit, joita voimalassa käytetään. Yleisimmät muutokset komponenteissa liittyvät vaihteistoon ja lapakulman säätämiseen. Vaihteisto on korkean huoltoajan vuoksi yksi tuulivoimalan kriittisimmistä komponenteista (Dao et al. 2019). Jos tuulivoimala ei käytä vaihteistoa, sähköisten komponenttien vikatiheys vaikuttaa kasvavan. Vaihteiston pitkästä huoltoajasta johtuen tuulivoimalan käytettävyys voi kuitenkin kasvaa, jos vaihteistoa ei käytetä. (Pinar Pérez et al. 2013) Lapakulman säätäminen lisää varsinkin merituulivoimaloiden vikatiheyttä, sillä säätämiseen liittyvät komponentit ovat herkkiä vikaantumaa (Dao et al. 2019).

2.2.3 Sijainti

Sijainti vaikuttaa oleellisesti tuulivoimalan komponenttien kokemaan rasitukseen ja sitä kautta niiden luotettavuuteen. Sijainnin merkitys aiheutuu ilmasto-olosuhteiden vaihteiluista, mutta myös huolto vaikeutuu vaikean sijainnin vuoksi. Esimerkiksi meren läheisyydessä suolavesi ja kosteus aiheuttavat korroosiota vaihteistossa (Kang et al. 2019). Tuulen turbulenttisuus riippuu myös sijainnista, sillä sitä aiheuttavat maanpinnan epätasaisuudet. Turbulenttisuus aiheuttaa vaihtelevaa kuormaa tuulivoimalan komponentteihin, mikä lisää niiden vikaantumisia. Meren pinta on tasainen, joten merituulivoimalat kokevat yleensä vähemmän tuulen turbulenttisuutta. (Tavner et al. 2013)

Merelle perustettavalla tuulivoimalalla on monia hyötyjä, kuten alhaisemmat melupäästöt. Lisäksi merellä keskituulennopeus on korkeampi, jolloin tuotettu sähköteho kasvaa. (Kang et al. 2019) Merituulivoimaloilla on kuitenkin korkeampi vikatiheys kuin maatuulivoimalalla. Tämä voi johtua merituulivoimalan vaikeasta sijainnista, joka vaikeuttaa huoltoa ja siten lisää vikaantumisen riskiä. Lisäksi korkeampi keskituulennopeus merellä näyttää johtavan korkeampaan vikatiheyteen ja merituulivoimala vaikuttaa kokevan 33 % enemmän vikoja pelkästään korkeamman keskituulen vuoksi. (Carroll et al. 2016) Carroll et al. (2016) pohtivat myös, että merituulivoimalat ovat usein kooltaan suurempia, mikä voi myös aiheuttaa vikatiheyden kasvua.

2.3 Käytettävyys

Tuulivoimalan käytettävyystietoja tutkitaan usein tietokantojen avulla, joissa on tyypillisesti ilmoitettu tietyn alueen tuulivoimaloiden vikatiheyksiä ja huoltoaikoja. Tuulivoimaloiden käytettävyyttä ei ilmoiteta jokaisessa tietokannassa, minkä vuoksi tietokantoja on

vaikea vertailla keskenään. Joissakin tietokannoissa esitetään esimerkiksi vain vikatiheydet. Käytettävyydeksi on saatu maatuulivoimaloille yli 97 % ja merituulivoimaloille noin 85 % (Artigao et al. 2018). Käytettävyyden suuruuteen vaikuttaa kuitenkin paljon sen määrittely. Käytettävyyttä laskiessa voidaan esimerkiksi sähköverkon viat jättää ottamatta huomioon tai ne voidaan laskea käytettävyyttä vähentävänä tekijänä (Pfaffel et al. 2017).

Eri tietokantojen ilmoittamissa vikatiheyksissä ja huoltoajoissa on myös suurta vaihtelua. Tämä voi johtua esimerkiksi tuulivoimaloiden kokojen eroista, niiden sijainnista ja kerätyn datan määrästä (Dao et al. 2019). Carroll et al. (2016) tutkivat Euroopassa olevia merituulivoimaloita, minkä seurauksena he saivat vikatiheydeksi noin 8,3 vikaa vuodessa. Ruotsissa sijaitseville maatuulivoimaloille vikatiheydeksi saatiin noin 0,4 vikaa vuodessa, kun tutkittiin vuosina 1997–2005 toimivia maatuulivoimaloita (Ribrant & Bertling 2007). Laajassa tietokantojen välisessä vertailussa maatuulivoimaloiden vikatiheys vaikuttaisi olevan kuitenkin suurempi kuin Ruotsissa saatu tulos. Vertailussa vikatiheydeksi ilmeni 0,17–46,86 vikaa vuodessa, mutta kun jätetään huomioimatta 3 suurinta tulosta, vikatiheys oli 0,17–2,61 vikaa vuodessa. Huoltoaika maatuulivoimaloilla, joiden huoltoajat ilmoitettiin, oli 0,18–7,29 päivää vuodessa. (Pfaffel et al. 2017)

Tuulivoimalan käytettävyyteen vaikuttavat komponenttien vikatiheydet ja huoltoajat, jotka vaihtelevat merkittävästi komponenttien välillä. Yhden laajimman ja tuoreimman eri tietokantojen välisen vertailun ovat tehneet Dao et al. (2019), jotka tutkivat 14 tietokantaa maatuulivoimaloista ja 4 merituulivoimaloista. Tuulivoimalat sijaistivat Euroopassa, Amerikassa ja Aasiassa. Raportin perusteella vikatiheydeltään korkeita komponentteja ovat roottorin komponentit ja sähköiset komponentit, kuten muuntaja ja sähköiset kytkimet. Huoltoajan perusteella kriittisiä komponentteja ovat vaihteisto, generaattori, voimansiirto ja roottorin lavat ja napa. (Dao et al. 2019)

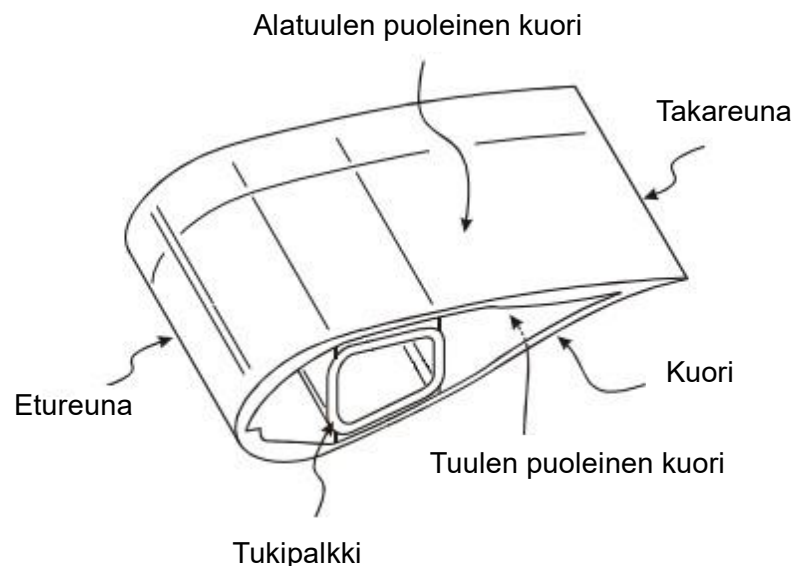
3. TUULIVOIMALAN LAPA

Tuulivoimalan roottori pyörii melko hitaasti, mutta lapojen kärkien nopeus voi olla yli 80 m/s (Shohag et al. 2017). Ne altistuvat kovalle rasitukselle pyörivässä liikkeessä ja vaihtelevissa tuuliolosuhteissa. Lisäksi tuulivoimalan kokonaiskustannuksista suurilla lavoilla on merkittävä osa, joten niiden luotettavuuteen kannattaa investoida.

Tässä luvussa esitellään tuulivoimalan lavan rakennetta ja elinkaarta. Lisäksi selvitetään lavan tyypillisiä vikatilanteita ja käytettävyyteen liittyviä vikatiheyksiä ja huoltoaikoja.

3.1 Rakenne

Lapa koostuu kahdesta kuorikappaleesta ja tukipalkista, joka pitää rakenteen kasassa Kuvan 2 mukaisesti. Ne valmistetaan komposiiteista laminoimalla ja kerrospaneelista, jossa on eri materiaalista valmistettu ydin ja laminaattipinnat. Komposiitit soveltuvat la-poihin, sillä komposiitit kestävät hyvin korroosiota ja väsymistä. Lisäksi komposiitit ovat lujia ja jäykkiä, mikä on mahdollistanut siipien pituuden kasvun. Esimerkiksi 6 MW:n tuulivoimalassa lavan pituus voi olla 75 m. (Katnam et al. 2015) Lavan pituuden kasvaessa kasvaa myös sen massa, joka voi olla yli 15 tonnia (Shohag et al. 2017).



Kuva 2. Lavan rakenne (mukailien lähteestä Soerensen et al. 2004)

Materiaaleina käytetään usein hartsia, lasi- ja hiilikuituja sekä sidosaineita, jotka voivat olla esimerkiksi epoksia. Kerrospaneelin ytimen materiaalina käytetään balsapuuta tai kiinteää vaahtoa, kuten polyvinyylidikloridivaahtoa. Vahvistavana kuituina käytetään yleis-

sesti lasikuitua, sillä se on edullista ja mekaaniset ominaisuudet sopivat lapoihin. Hiilikuitu on kuitenkin huomattavasti jäykempää, mikä mahdollistaa pidempien lapojen valmistamisen. (Shohag et al. 2017)

Kuorikappaleet kiinnitetään toisiinsa sidosaineella sekä etu- että takareunasta, ja tukipalkki kiinnitetään sidosaineella kumpaankin kuoreen (Soerensen et al. 2004). Tukipalkki voi olla nelikulmainen, kuten Kuvassa 2, tai se voi koostua kahdesta erillisestä rakenteesta (Subrahmanian & Dubouloz 2009).

3.2 Elinkaari

Lapojen on tarkoitus kestää koko tuulivoimalan elinikä eli 15–20 vuotta, joten lapojen valmistuksen on oltava laadukasta (Jiang et al. 2017). Lapoja on aiemmin valmistettu avomuoteilla, mutta tällä menetelmällä ei saada riittävää laatua suuriin lapoihin (Mishnaevsky et al. 2017). Lisäksi pyrkimys laskea kustannuksia on aiheuttanut uusien menetelmien kehittämisen. Yleiseksi menetelmäksi on muodostunut hartsin infuusio, jossa kuidut asetellaan suljettuun muottiin, jonne ruiskutetaan hartsia. Toinen menetelmä, jolla saavutetaan korkeampi laatu kuin avomuoteilla, on hyödyntää esikyllästettyjä komposiittikuituja, joita voidaan muotoilla. Tämä menetelmä on kustannuksiltaan korkeampi, mutta tällä saavutetaan lavalle paremmat mekaaniset ominaisuudet kuin hartsin infuusiolla. (Mishnaevsky et al. 2017)

Tällä hetkellä lapojen materiaaleja ei ole tehokasta ja edullista kierrättää, minkä vuoksi lavat päätyvät kaatopaikoille (Morini et al. 2021). Lapojen kierrättämistä vaikeuttavat niiden valmistajien erilaiset materiaali- ja suunnitteluratkaisut. Tämän vuoksi lavan rakenteissa on eri materiaaleja, jolloin jokaisen lavan rakenne pitäisi selvittää erikseen. Lisäksi materiaalina käytetyt komposiitit valmistetaan kuumakovettamalla, jolloin niitä ei voi muokata uudelleen. Lavat pitäisikin pystyä hyödyntämään uudelleen niiden muoto säilyttämällä, mutta sopivia käyttökohteita ei ole teollisessa mittakaavassa. Komposiittien kierrätystä on pyritty kehittämään, mutta toistaiseksi menetelmät ovat liian kalliita. (Mishnaevsky et al. 2017)

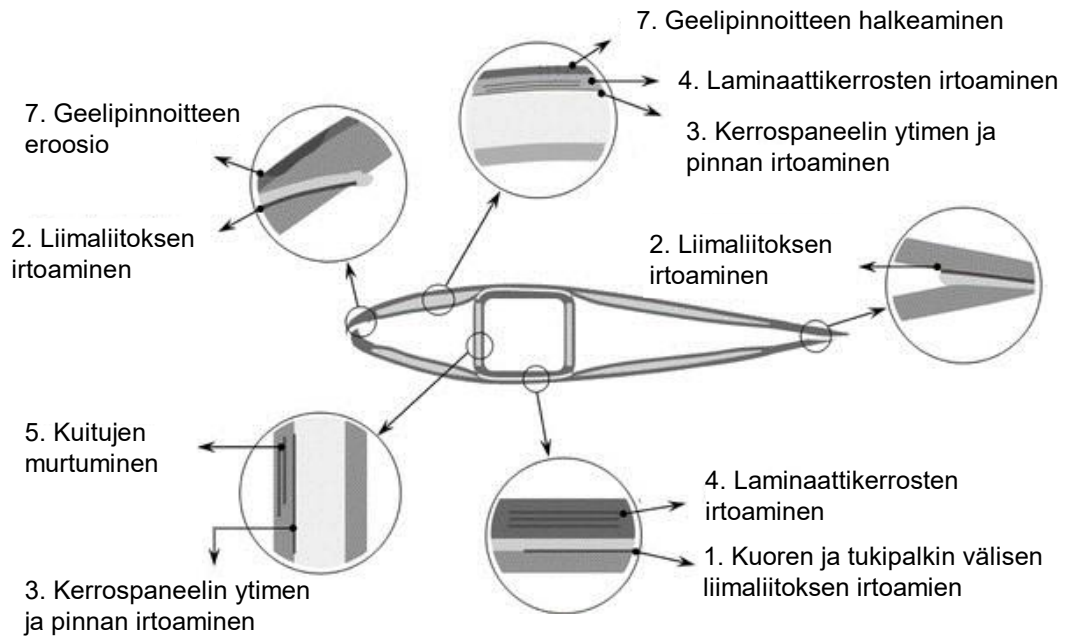
3.3 Tyypilliset viat

Lapojen vikojen tunteminen mahdollistaa tehokkaan kunnonvalvonnan, sillä eri vikojen havaitsemiseen soveltuvat eri kunnonvalvontamenetelmät. Soerensen et al. (2004) tunnistivat 7 eri vikaa, joita lavat kokevat. Nämä viat ovat esitelty Taulukossa 1.

Taulukko 1. *Lavan tyypilliset vikatilanteet (mukaillen lähteestä Soerensen et al. 2004)*

Numero	Kuvaus
1	Vian muodostuminen ja kasvaminen kuoren ja tukipalkin välisessä liimaliitoksessa
2	Vian muodostuminen ja kasvaminen kuorien välisessä liimaliitoksessa
3	Vian muodostuminen ja kasvaminen kerrospaneelin ytimen ja pinnan rajapinnassa
4	Sisäisten laminaattikerrosten irtoaminen toisistaan veto- tai puristusrasituksen seurauksena
5	Erillisten kuitujen lohkeaminen tai murtuminen laminaatissa
6	Kuoren ja tukipalkin välisen liimaliitoksen irtoaminen pullistuman vuoksi (erikoistapaus viasta 1)
7	Geelipinnoitteen halkeilu tai irtoaminen kuoren pinnasta

Lapojen rakenteelliset viat voidaan jakaa liimaliitosten, laminaattikerrosten tai materiaalien rajapintojen irtoamiseen ja laminaattikerrosten tai kuitujen murtumiseen. Geelipinnoitteen halkeilu ja irtoaminen on myös yleinen vika ja etenkin geelipinnoitteen eroosio lavan etureunalla (Katnam et al. 2015). Etareunan eroosio laskee tuulivoimalan sähkön tuotantoa, sillä eroosio heikentää lavan aerodynaamista hyötysuhdetta. Lisäksi eroosio mahdollistaa kosteuden pääsyn rakenteisiin, mikä heikentää materiaalien ominaisuuksia. (Katnam et al. 2015) Muita vikoja lapoihin aiheuttaa esimerkiksi pitkäaikainen rasitus, jonka seurauksena lasi- ja hiilikuidut voivat murtua ja laminaattikerrokset irrota toisistaan (Qiao & Lu 2015a). Laminaattikerrokset irtoavat myös salamaniskujen seurauksena, mutta salamaniskut voivat myös aiheuttaa lavan kuorten irtoamisen toisistaan (Candela Garolera et al. 2016). Lapa lisäksi heikkenee ikääntyessään vaihtelevien kuorimitusten seurauksena (Shohag et al. 2017). Tämä voi lisätä vikoja ja aiheuttaa tiheämpää kunnonvalvonnan tarvetta.



Kuva 3. Lavan yleisimpiä vikoja (mukaillen lähteestä Katnam et al. 2013)

Vikojen numerointia Taulukosta 1 on hyödynnetty Kuvassa 3, joka esittelee vikojen sijainteja lavassa. Lapoihin voi syntyä vikoja myös valmistuksen yhteydessä, ja todennäköisyys näille vioille kasvaa lavan koon kasvaessa (Martin et al. 2018). Valmistuksessa syntyviä vikoja ovat esimerkiksi ilmaontelot, hartsin puuttuminen ja laminaattikerrosten aaltoilu (Martin et al. 2018). Mahdollisten vikojen vuoksi lavat tarkistetaan valmistuksen jälkeen ja havaitut viat korjataan. Sekä valmistuksessa että toiminnassa ilmeneviä vikoja voidaan korjata joko kiinnittämällä vahvikemateriaalia vikaantuneen alueen päälle tai poistamalla vikaantunut kohta ja korvaamalla se uudella. (Katnam et al. 2015)

3.4 Käytettävyys

Eri tietokannoissa ja tutkimuksissa vikoja luokitellaan erilaisiin osakokonaisuuksiin ja tämä vaikeuttaa eri komponenttien vikatiheyksien selvittämistä. Esimerkiksi Dao et al. (2019) yhdistivät lapojen ja navan vikatiedot, mutta joissakin lähteissä myös lapakulman säätöjärjestelmä sisällytetään lapojen ja navan kanssa koko roottorin kattaviksi vikatie- doiksi. Koska Dao et al. (2019) tutkivat 18 eri tietokantaa, sekä vikatiheys että korjaus- aika vaihtelivat huomattavasti. Lapojen ja navan vikatiheydet vaihtelivat tyypillisesti vä- lillä 0,1 ja 0,25 vikaa vuodessa ja korjausaika välillä 10 ja 180 tuntia vuodessa. Voimakas vaihtelu voi johtua tuulivoimaloiden kokojen eroista, niiden sijainnista tai kerätyn datan määrästä. (Dao et al. 2019) Myös valmistajien eri valmistusmenetelmät ja suunnittelu- ratkaisut aiheuttavat vaihtelua vikatiheyteen ja huoltoaikaan.

Lapojen vikatiheydet erikseen ilmoittavien tietokantojen tuloksissa on myös vaihtelua. Saksassa vuosina 1989–2006 toimineiden maatuulivoimaloiden lapojen vikatiheydeksi saatiin 0,11 vikaa vuodessa (Faulstich et al. 2011). Japanissa vikatiheydeksi saatiin alle 0,1 vikaa vuodessa, kun tutkittiin vuosina 1997–2014 toimineita maatuulivoimaloita (Kikuchi & Ishihara 2021). Carroll et al. (2016) tutkivat merituulivoimaloita 5 vuoden ajan ja lapojen vikatiheydeksi ilmeni 0,52 vikaa vuodessa, kun huomioitiin kaikki ilmenneet viat.

Lapojen huoltoaikojen kohdalla esiintyy myös vaihtelua, jota voi aiheuttaa esimerkiksi vaihtelu vikojen vakavuudessa. Faulstich et al. (2011) saivat lapojen huoltoajaksi keskimäärin 62,4 tuntia eli 2,6 päivää vuodessa. Japanissa lapojen huoltoaika oli yli 2 kertaa suurempi kuin Saksassa, noin 140 tuntia eli 5,8 päivää vuodessa, mikä johtui varaosien pitkistä toimitusajoista (Kikuchi & Ishihara 2021). Carroll et al. (2016) käsittelivät tietokantaa, jossa ilmoitettiin merituulivoimalan lapojen korjausaika vikojen vakavuusasteen mukaan. He saivat pienelle korjaukselle korjausajaksi 9 tuntia, suurelle korjaukselle 21 tuntia ja merkittävälle osan korvaamiselle 288 tuntia. Merituulivoimaloille ei tyypillisesti ilmoiteta huoltoaikoja, sillä esimerkiksi vaikea sijainti aiheuttaa vaihtelua matkustusaikoihin. Nämä vaihtelut vaikeuttaisivat korjausaikojen vertailua.

Pfaffel et al. (2017) tutkivat 23 tietokantaa, joista vikatiheyden lavoille oli ilmoittanut 15 ja huoltoajan 7 tietokantaa. Maatuulivoimaloiden lapojen vikatiheys oli 0,01–0,40 vikaa vuodessa, kun 13 tietokantaa ilmoitti maatuulivoimaloiden lapojen vikatiheyden. Merituulivoimaloiden lapojen vikatiheyttä käsitteli 2 tietokantaa, jotka saivat vikatiheydeksi 1,35 ja 0,52 vikaa vuodessa. Kun lapojen vikatiheyttä vertaa koko tuulivoimalan vikatiheyteen, saadaan lapojen osuudeksi 3,07–18,46 %. Osuuden avulla ilmaistuna maa- ja merituulivoimaloiden välillä ei ollut havaittavissa eroa. Huoltoaika ei merituulivoimaloille ilmoitettu, mutta maatuulivoimaloiden lapojen huoltoajaksi ilmeni 1,76–10,67 päivää vuodessa. (Pfaffel et al. 2017)

4. KUNNONVALVONTAMENETELMÄT

Tehokas kunnonvalvonta mahdollistaa vikojen varhaisen havaitsemisen, jolloin lavat voidaan korjata ennen vakavaa ja kallista vikaa. Tuulivoimalan valmistuskustannuksista noin 15–20 % aiheutuu lavoista, minkä vuoksi lapoja ei kannata valmistaa uudestaan (Jiang et al. 2017). Lapojen kunnonvalvonta on kuitenkin osoittautunut hyvin haastavaksi vaikeiden olosuhteiden vuoksi. Monia teollisuudessa esiintyviä kunnonvalvontamenetelmiä pyritään hyödyntämään lapojen kunnonvalvonnassa, mutta menetelmät vaativat paljon soveltamista. Olosuhteiden ollessa haastavat perinteisten menetelmien lisäksi kehitellään uusia menetelmiä, joiden toivotaan täydentävän nykyisten menetelmien puutteita. Tutkimusten kohteina olevia lapojen kunnonvalvontamenetelmiä ovat:

- Venymän mittaus
- Akustinen emissio
- Kuvamittaus
- Värähtelyn mittaus
- Ultraääni
- Lämpökuvaus (Du et al. 2020).

Vaikka menetelmiä on useampia, ainoastaan venymän mittausta ja akustista emissiota hyödynnetään nykyisten lapojen kunnonvalvonnassa (Du et al. 2020). Tässä työssä esiteltävien menetelmien lisäksi on muitakin menetelmiä, joita tutkitaan ja pyritään hyödyntämään lapojen kunnonvalvonnassa.

Tässä luvussa käsitellään mainittuja kunnonvalvontamenetelmiä ja esitellään niiden hyötyjä ja haittoja. Nämä menetelmät jaetaan jatkuvan valvonnan menetelmiin ja tuotantoa keskeyttäviin menetelmiin.

4.1 Jatkuvan valvonnan menetelmät

Jatkuvan valvonnan etuina ovat lavan kunnan reaaliaikainen seuranta ja tuulivoimalan sähköntuotannon jatkuminen ilman keskeytyksiä. Kunnonvalvontamenetelmiä pyritään kehittämään jatkuvan valvonnan menetelmiksi, jolloin lapojen heikkenemiseen voitaisiin reagoida ajoissa eikä tuotantoa tarvitsisi keskeyttää.

4.1.1 Venymän mittaus

Kappaleen kokemaan venymään vaikuttaa ulkopuolinen kuormitus. Kun suoraa palkkia puristetaan tai vedetään sen molemmista päistä, sen pituus muuttuu. Tätä pituuden muutosta suhteessa alkuperäiseen pituuteen kutsutaan venymäksi. Kappaleeseen venymää voi aiheuttaa myös kuorma, joka kohdistuu sen vastakkaisiin kulmiin, jolloin sen muoto muuttuu. (Timings 2006, s. 61) Venymää mittaamalla voidaan selvittää materiaalin mikroskooppisia muodonmuutoksia (Schubel et al. 2013). Näihin muodonmuutoksiin vaikuttaa lavan kunto, minkä vuoksi venymän mittausta voidaan hyödyntää lapojen kunnonvalvonnassa (Sun et al. 2022). Taulukko 2 esittelee venymämittausta hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja.

Taulukko 2. *Venymämittaukseen perustuvien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020)*

Numero	Hyödyt	Haitat
1	Havaitsee pieniä rakenteellisia muutoksia lavassa. Tehokas alkavan vian havaitsemiseen	Tarkka tulos on riippuvainen sensorin ja valvottavan materiaalin kontaktista
2	Matala näytteenottotaajuus	Lisää järjestelmän monimutkaisuutta
3	Ei vaadi ulkoista tehonlähdettä	Vaatii aiempaa tietoa korkean venymän paikoista
4	Ei rajoituksia ajan ja lähetysetaisyyden suhteen	Altis väsymisen, hiipumisen tai hajoamisen aiheuttamalle vialle ja hyvin riippuvainen sensorin luotettavuudesta
5	Jatkuva kunnonvalvonta ja eliniän arvio saatavilla	Vaatii suuren määrän sensoreita, koska yksi sensori mittaa vain yhdestä paikasta

Venymämittaukseen perustuvien kunnonvalvontamenetelmien merkittävimmät hyödyt ovat jatkuva kunnonvalvonta ja mahdollisuus havaita alkavat viat (Du et al. 2020). Perinteiset venymäanturit kiinnitetään lavan pintaan, jolloin ne havaitsevat tehokkaasti pinnan muodonmuutokset. Toisaalta ne eivät sovellu lavan sisäisten rakenteiden kunnonvalvontaan, mikä onkin yksi niiden merkittävimmistä haitoista. Lisäksi antureita vaaditaan useampia, sillä ne mittaavat tehokkaasti vain pieneltä alueelta. (Schubel et al. 2013)

Perinteiset venymäanturit perustuvat venymän aiheuttamiin sähköisiin muutoksiin anturissa, kuten resistanssin muutoksiin. Nämä ovat kustannuksiltaan edullisia, mutta niihin liittyy monia haittoja, joita pyritään ratkaisemaan uusilla menetelmillä. Eräs lupaava menetelmä on optisten kuitujen hyödyntäminen venymän mittauksessa. Optiset kuidut perustuvat ulkoisten häiriöiden aiheuttamiin valon ominaisuuksien muutoksiin, joita voidaan havaita. Aallonpituuden muutoksiin perustuvat FBG (fiber Bragg grating) -anturit ovat osoittautuneet tehokkaiksi venymää mitattaessa. (Schubel et al. 2013) Ne voidaan myös asentaa lavan rakenteiden sisälle, jolloin saadaan mitattua lavan sisäisten rakenteiden venymiä. Nämä anturit ovat myös pitkäikäisiä ja kestäviä, mutta niillä on kuitenkin vielä liian korkeat kustannukset laajempaan hyödyntämiseen. (Du et al. 2020)

4.1.2 Akustinen emissio

Vian syntyessä ja kasvaessa se aiheuttaa materiaaliin elastisia aaltoja, joiden energioiden havaitsemiseen akustisen emission menetelmät keskittyvät (Wei & McCarty 1993). Akustisen emission menetelmillä pystytään havaitsemaan tehokkaasti pieniä vikoja ja vikojen laajentumista (Bo et al. 2017). Taulukko 3 esittelee akustisen emission hyötyjä ja haittoja.

Taulukko 3. Akustista emissiota hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukailen lähteestä Du et al. 2020)

Numero	Hyödyt	Haitat
1	Havaitsee korkeita taajuuksia, 50 kHz–1 MHz	Anturi pitää asentaa lapaan
2	Korkea herkkyys eri vioille	Vaatii paljon sensoreita
3	Soveltuu jatkuvaan kunnonvalvontaan ja alkaville vioille	Monimutkainen datan käsittely korkeista taajuuksista johtuen
4	Vian visualisointi ja paikantaminen mahdollista	Kasvattaa järjestelmän monimutkaisuutta ja kustannuksia
5	Suhteellisen korkea signaali-kohinasuhde	Väistämätön signaalinvaimentuminen

Akustisen emission menetelmien etuina ovat sen suuret taajuudet, joiden avulla voidaan havaita vikoja varhaisessa vaiheessa (Qiao & Lu 2015b). Akustisen emission avulla voidaan myös havaita vikoja suuremmalta alueelta kuin venymän mittauksella, jolloin antu-

reita vaaditaan vähemmän. Elastisten aaltojen energiaa kuitenkin vaimentavat komposiittimateriaalien korkea vaimennus ja materiaalien liitântäkohdat. Nämä vaikeuttavat anturien sijoittelua, mikä lisää anturien lukumäärää. (Yang et al. 2017) Lisäksi akustisen emission hyödyntämistä vaikeuttaa sen alttius ulkoisille häiriöille (Sun et al. 2022).

4.1.3 Kuvamittaus

Kuvamittausta, josta käytetään myös nimitystä konenäkö, hyödyntävät menetelmät perustuvat ihmisen näön tavoin kolmiulotteisuuteen. Eri kuvakulmista ja asennoista otettujen kaksiulotteisten kuvien avulla on mahdollista havaita kappaleen muutoksia. (Zhou et al. 2014) Kuvamittauksen avulla voidaan havaita lavan ulkoisia vikoja, joita ovat esimerkiksi pinnan halkeamat ja säröt (Du et al. 2020). Taulukko 4 esittelee kuvamittauksen hyötyjä ja haittoja.

Taulukko 4. *Kuvamittausta hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020)*

Numero	Hyödyt	Haitat
1	Matalat kustannukset	Vaatii paljon laskentaa
2	Soveltuu pinnan vikojen havaitsemiseen	Ei sovellu käytettäväksi yksin
3	Voidaan välttää ihmisten turvallisuusriskit	Tarkkuus riippuu kuvankäsittelystä
4	Saatavilla reaaliaikaiseen kunnonvalvontaan	Ei sovellu vian fyysisen mekaniikan selvitykseen

Taulukon 4 merkittävimmät hyödyt kuvamittaukseen perustuvissa menetelmissä ovat niiden matalat kustannukset ja mahdollisuus reaaliaikaiseen kunnonvalvontaan. Kuvamittaus vaatii paljon laskentatehoa ja kuvankäsittelyä, mikä rajoittaa kuvamittauksen käytön kasvua. Lisäksi nämä menetelmät ovat alttiita vaikean taustaympäristön aiheuttamille häiriöille tuloksissa. (Sun et al. 2022) Kuvamittauksen hyödyntäminen eri kohteissa on kuitenkin lisääntynyt ja Du et al. (2020) nostivat sen yhdeksi potentiaalisimmista kunnonvalvontamenetelmistä.

Kuvamittauksen avulla voidaan myös korvata ihmisten tekemiä lapojen tarkastuksia. Hyödyntämällä miehittämättömiä ilma-aluksia voidaan tuulivoimala tarkistaa nykyistä useammin ja vähentää ihmisten loukkaantumisien riskiä (Wang & Zhang 2017). Yksittäisissä tapauksissa miehittämättömien ilma-alusten hyödyntäminen voi olla tehokasta, kun

lappoja kuvataan ilma-aluksella ja ihminen tarkistaa kuvan välityksellä niiden kunnan. Suuressa mittakaavassa menetelmä vaatii kuitenkin tehokasta automatisaatiota ja kuvankäsittelyä (Wang & Zhang 2017).

4.1.4 Värähtelyn mittaus

Viat muuttavat rakenteen mekaanisia ominaisuuksia, joita ovat esimerkiksi ominaistajuus ja vaimennus. Tämän vuoksi rakenteiden kunnanvalvonnassa voidaan hyödyntää näiden ominaisuuksien analysoimista. Näiden ominaisuuksien mittaaminen voi vaatia manuaalista operointia, mikä heikentää mahdollisuuksia reaaliaikaiseen kunnanvalvontaan. Tämä ongelma voidaan ratkaista mittaamalla rakenteen värähtelyvasteita reaaliaikaisesti, jolloin värähtelymittausta voidaan hyödyntää jatkuvassa kunnanvalvonnassa. (Yan et al. 2007) Taulukko 5 esittelee värähtelymittauksen hyötyjä ja haittoja.

Taulukko 5. *Värähtelymittaukseen perustuvien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020)*

Numero	Hyödyt	Haitat
1	Ei riko rakennetta ja korkea herkkyys	Ei havaitse alkavia vikoja
2	Helppo toteuttaa	Vikaa ei voida havainnoida suoraan
3	Vian sijainti ja vakavuus mahdollista selvittää	Käyttöympäristö voi häiritä vian havaitsemista

Värähtelyyn perustuvilla kunnanvalvontamenetelmillä on onnistuttu havaitsemaan vikoja lapaan kiinnitetyillä antureilla, kuten kiihtyvyyssantureilla (Sun et al. 2022). Tutkimuksia on myös tehty värähtelymenetelmistä, jotka perustuvat esimerkiksi tutkan hyödyntämiseen, jolloin ei vaadita kontaktia lapaan (Ochieng et al. 2018). Värähtelymenetelmien haittana on kuitenkin alttius ulkoisille häiriöille, mikä rajoittaa näiden menetelmien käyttöä (Sun et al. 2022).

Yhtenä tutkittavana menetelmänä on hyödyntää samanaikaisesti sekä kiihtyvyyttä että FBG-antureita. Tässä menetelmässä analysoidaan lavan eri osien dynaamisten vasteiden taajuusfunktioita. Lapa jaetaan osiin, joiden vasteet riippuvat materiaalin ja rakenteen ominaisuuksista. Näiden ominaisuuksien muuttuminen viittaa vikaan, joka voidaan havaita vasteiden muutoksina. Menetelmällä on onnistuttu sekä havaitsemaan että paikantamaan vika tehokkaasti, mutta menetelmä vaatii kuitenkin vielä jatkotutkimuksia. (Yang et al. 2015)

4.2 Tuotantoa keskeyttävät menetelmät

Perinteisesti moni menetelmä vaatii tuulivoimalan pysäyttämisen. Jatkuvan kunnonvalvonnan hyötyjen vuoksi myös näitä tuotantoa keskeyttäviä menetelmiä pyritään soveltamaan lapojen jatkuvaan kunnonvalvontaan sopiviksi.

4.2.1 Ultraääni

Ultraääneen perustuvissa menetelmissä seurataan ultraääniaaltojen kulkemista materiaalissa. Materiaaliin lähetetty ultraääniaalto reagoi mahdollisiin vikoihin, jolloin se voi esimerkiksi heijastua tai taittua, mikä havaitaan vastaanottimessa. Ultraääni on osoittautunut hyödylliseksi komposiittirakenteiden tutkimisessa, joten ultraääni voi soveltua lapojen kunnonvalvontaan. (Martinez-Luengo et al. 2016) Taulukko 6 esittelee ultraäänen hyötyjä ja haittoja.

Taulukko 6. *Ultraääntä hyödyntävien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukailen lähteestä Du et al. 2020)*

Numero	Hyödyt	Haitat
1	Kattava rakenteen sisäisiin vikoihin	Laminaattirakenteessa tarkkuus ei riitä selvittämään vian tarkkaa sijaintia
2	Vian sijainti, vakavuus ja syvyys mahdollista määrittää	Vaatii kontaktin pintaan ja paljon aikaa
3	Soveltuu pienten vikojen havainnointiin	Signaalinkäsittely on monimutkaista

Ultraäänellä voidaan havaita tehokkaasti laminaattikerrosten ja rajapintojen irtoamiset, minkä lisäksi viat voidaan paikantaa tarkasti syvyysuunnassa. Ultraäänen tehokkuus riippuu sen taajuudesta, sillä korkeampi taajuus havaitsee tarkemmin pienet viat. Toisaalta matalampi taajuus läpäisee rakennetta tehokkaammin, jolloin voidaan tarkastella rakenteen sisäisiä vikoja. Tämä läpäisevyyden heikentyminen taajuuden kasvaessa johtuu komposiittimateriaalien tiheyden vaihteluista, joka aiheuttaa ultraääniaallon siroamista. Sironnavaikutus vaimentaa aaltoa ja tämä lisääntyy taajuuden kasvaessa. (Amenabar et al. 2011)

Ultraäänen hyödyntämistä rajoittavat menetelmän vaatima aika ja kontakti pinnan kanssa (Amenabar et al. 2011). Näitä haittoja pyritään ratkaisemaan ja eräs keino on

hyödyntää laseria ultraääni-aaltojen luomiseen ja mittaamiseen, jolloin ei vaadita kontaktia lavan pintaan. Tämä menetelmä vaatii toisaalta ylimääräistä signaalinkäsittelyä ja usein myös pinnan esikäsittelyä, joten menetelmä vaatii lisää tutkimuksia. (Park et al. 2017)

4.2.2 Lämpökuvaus

Lämpökuvausta hyödyntävissä menetelmissä tutkitaan lavan termodynaamisten ominaisuuksien muutoksia ja lämpötilaeroja, joita viat aiheuttavat. Kun lapaa lämmitetään, viotuneet kohdat voivat olla viasta riippuen lämpimämpiä tai viileämpiä kuin ympäröivä materiaali. Esimerkiksi liimaliitoksen irtoaminen aiheuttaa materiaaliin ilmasulkeuman, joka toimii eristeenä. Tämä ilmasulkeuma aiheuttaa materiaalin pintaan ympäristöään lämpimämmän kohdan, joka voidaan havaita lämpökameralla. Lämpökuvausta voidaan hyödyntää myös jäädyttämällä lapaa. (Doroshtnasir et al. 2016) Taulukko 7 esittelee lämpökuvaukseen liittyviä hyötyjä ja haittoja.

Taulukko 7. *Lämpökuvaukseen perustuvien menetelmien hyötyjä ja haittoja (mukaillen lähteestä Du et al. 2020)*

Numero	Hyödyt	Haitat
1	Mahdollista mitata koko lavan alueelta	Rajallinen reaaliaikaiseen valvontaan
2	Soveltuu havaitsemaan väsymisestä aiheutuvia vikoja ja herkkä laminaattikerrosten irtoamiseen	Ilman lämpötila ja kosteus vaikeuttavat tulokseen
3	Mahdollistaa visuaalisen tarkastelun	Ei sovellu alkavan vian havaitsemiseen
4	Lyhyt tarkasteluaika	Vaatii lämpökuvien käsittelyä

Lämpökuvauksen etuna on koko lavan nopea tarkastaminen, mutta menetelmä vaatii paljon lämpökuvien käsittelyä. Kuten kuvamittausta hyödyntävien menetelmien kohdalla, myös lämpökuvaus voi kehittyä merkittävästi teknologian kehittyessä. Lämpökuvauksen haasteena on myös alttius ulkoisille häiriöille. Esimerkiksi lavan pinnan likaisuus ja epätasaisuus vääristävät tuloksia, ja aurinko voi aiheuttaa merkittäviä heijastuksia. (Doroshtnasir et al. 2016) Lisäksi lämpökuvaus ei sovellu alkavien vikojen havaitsemiseen, sillä pieni vika ei aiheuta tarpeeksi suurta lämpötilaeroa (Yang et al. 2017).

5. MENETELMIEN VERTAILU

Kunnonvalvontamenetelmät eroavat paljon toisistaan, minkä vuoksi eri menetelmillä on omat vahvuutensa ja heikkoutensa. Kunnonvalvontamenetelmät ovat myös suunniteltu eri materiaaleille ja rakenteille, minkä vuoksi näitä menetelmiä on vaikea hyödyntää suoraan lappojen kunnonvalvonnassa.

Tässä luvussa vertaillaan luvussa 4 esiteltyjä kunnonvalvontamenetelmiä niiden vaatiman kontaktin, häiriöalttiuden ja kustannusten avulla. Lisäksi pohditaan menetelmien soveltuvuutta meriolosuhteisiin.

5.1 Kontakti

Kunnonvalvontamenetelmä voi vaatia kontaktia lapaan, jolloin anturi asennetaan tyypillisesti lavan pintaan. Kontaktia vaativien menetelmien haittana on antureiden vaikutukset lappojen ominaisuuksiin (Sun et al. 2022). Lisäksi anturit usein mittaavat vain pientä aluetta, jolloin vaaditaan monia antureita.

Perinteiset venymäanturit, akustisen emission anturit, värähtelyanturit ja ultraäänianturit vaativat kontaktia lavan pintaan (Sun et al. 2022). Ultraääntä ja värähtelyä on onnistuttu hyödyntämään myös ilman kontaktia, mutta nämä menetelmät vaativat lisätutkimuksia. Myös lämpökuvausta ja kuvamittausta hyödyntävät menetelmät eivät tarvitse kontaktia lapaan. Näiden menetelmien haittana on suuri tarve signaalien ja kuvien prosessoinnille ja laskentateholle. Teknologian kehittyessä nämä haitat ovat kuitenkin mahdollista ratkaista.

Optisia venymäantureita voidaan myös upottaa lavan rakenteiden sisälle, mutta se pitää tehdä lavan valmistusvaiheessa. Tämä estää optisten venymäantureiden hyödyntämisen jo valmiiden tuulivoimaloiden lappojen kunnonvalvonnassa, sillä lappoja harvoin vaihdetaan uuteen. Lavan sisään upotetun optisen venymäanturin haittana on myös mahdollinen hajoaminen, sillä anturin vaihtaminen tai korjaaminen olisi haastavaa. Sekä kontaktia vaativaa että kontaktitonta menetelmää voidaan hyödyntää jo toimivien tuulivoimaloiden lappojen kunnonvalvonnassa.

5.2 Häiriöalttius

Ulkoiset häiriöt vaikeuttavat kunnonvalvontamenetelmien tulosten tulkintaa, mikä heikentää tuloksien luotettavuutta. Tällöin menetelmää on vaikea hyödyntää tehokkaasti kunnonvalvonnassa. Häiriöt vaikeuttavat erityisesti värähtelymittaukseen perustuvien

kunnonvalvontamenetelmien hyödyntämistä. Myös lämpökuvauksen soveltamista vaikeuttavat häiriöt, minkä lisäksi soveltumattomuus reaaliaikaiseen kunnonvalvontaan on lämpökuvauksen haittana. Venymämittauksessa ei ole merkittäviä ulkoisia häiriöitä, mikä lisää näiden menetelmien mahdollisuuksia lapa- ja kiinnityksen kunnonvalvonnassa. Toisaalta mittaustulos on riippuvainen kontaktista lapaan, joten anturin irtoaminen tai heikko kiinnitys keskeyttää valvonnan.

Akustiseen emissioon perustuvat kunnonvalvontamenetelmät ovat myös alttiita häiriöille. Akustisen emission signaaleilla on kuitenkin korkea signaali-kohinasuhde ja taajuus, joten se soveltuu värähtelymittausta paremmin lapa- ja kiinnityksen kunnonvalvontaan (Qiao & Lu 2015b). Kuvamittausta hyödyntävien menetelmien häiriöalttiuteen vaikuttaa niiden kuvankäsittelykyky, joka tulee paranemaan todennäköisesti tulevaisuudessa paljon. Tämän vuoksi esimerkiksi miehittämättömien ilma-alusten käytöstä voi kehittyä hyvä menetelmä tarkistaa lapa- ja kiinnityksen ulkopinnat. Ultraääntä käyttävillä menetelmillä häiriöt kasvavat merkittäviksi, kun kehitetään kontaktitonta menetelmää.

5.3 Kustannukset

Uusien ja kokeellisten kunnonvalvontamenetelmien kustannukset ovat usein korkeat, mikä rajoittaa niiden hyödyntämistä. Toisaalta mitä aikaisemmin vika pystytään havaitsemaan, sitä alhaisemmat sen huoltokustannukset ovat (Du et al. 2020). Kustannuksia nostavat monimutkainen kuvan- ja signaalinkäsittely ja epäsuorasti tarve pysäyttää tuulivoimala, jolloin tuulivoimalan tuotanto keskeytyy.

Kuvamittaukseen ja perinteisiin venymäantureihin perustuvat menetelmät ovat kustannuksiltaan matalimmat. Myös värähtelyn mittaamiseen perustuvilla menetelmillä on melko matalat kustannukset. Optisia kuituja hyödyntävät venymämittausten menetelmät ovat kuitenkin kalliita, mikä rajoittaa niiden käyttöä. Kustannukset ovat korkeat myös akustista emissiota, ultraääntä ja lämpökuvaukseen perustuvissa menetelmissä (Du et al. 2020). Kustannuksia pyritään pitämään mahdollisimman matalana, minkä vuoksi kuvamittausta hyödyntäviä edullisia menetelmiä pidetään lupaavina.

5.4 Soveltuvuus meriolosuhteisiin

Tuulivoimaloita rakennetaan paljon myös merelle, joten kunnonvalvontamenetelmän soveltuvuus meriolosuhteisiin on tärkeää. Vaikeat olosuhteet aiheuttavat tuulivoimaloille suurempaa vikatiheyttä kuin maalla, minkä lisäksi esimerkiksi kunnonvalvontamenetel-

mien anturit voivat kokea enemmän vikoja merellä. Toisaalta kunnonvalvontamenetelmää voi olla helpompi soveltaa meriolosuhteissa, kun se on ensin onnistuneesti hyödynnetty maatuulivoimaloille.

Kontaktittomat menetelmät tarvitsevat jonkin lähettimen tai vastaanottimen, joka sijoitetaan tuulivoimalan ulkopuolelle. Maatuulivoimaloiden lapojen kunnonvalvontaan kyseisiä menetelmiä on melko helppo hyödyntää, sillä sopivia sijainteja tuulivoimalan läheisyydessä on paljon. Merellä lähettimet voivat tarvita uuden tukirakenteen, joka pitäisi lähettimen vakaasti paikoillaan. Vaikeissa olosuhteissa tämä voi olla haastavaa, minkä lisäksi olosuhteet voivat rikkoa lähettimen. Lavan rakenteiden sisälle sijoitettavat optiset anturit olisivat sääolosuhteilta suojassa, jolloin ne voisivat kestää muita antureita kauemmin. Miehitämättömän ilma-aluksen hyödyntäminen voi myös olla tehokas keino, jolloin mitauslaitteiden ei tarvitse olla jatkuvasti olosuhteille alttiina. Tällöin kunnonvalvonta ei olisi kuitenkaan jatkuvaa, mutta tätä menetelmää voitaisiin hyödyntää muiden menetelmien tukena myös maatuulivoimaloissa.

6. YHTEENVETO

Tämän työn tavoitteena oli selvittää tuulivoimalan lapojen tyypillisiä vikoja ja käytettävyyttä vikatiheyden ja huoltoajan avulla. Lisäksi tässä työssä esiteltiin menetelmiä, joita voitaisiin hyödyntää lapojen kunnonvalvonnassa. Tarkasteltavina kunnonvalvontamenetelminä olivat venymän mittaukseen, akustiseen emissioon, kuvamittaukseen, värähtelyn mittaukseen, ultraääneen ja lämpökuvaukseen perustuvat menetelmät.

Lapojen luotettavuuteen vaikuttavat merkittävästi ilmasto-olosuhteet ja sijainti. Esimerkiksi tuuliolosuhteiden vaihtelut aiheuttavat materiaalien väsymistä ja ilmankosteus lavan etureunan eroosiota. Lavan luotettavuuteen vaikuttavat myös lavan valmistusmateriaalit ja -menetelmät, joiden kehitys on mahdollistanut lapojen pituuden kasvun. Työssä käsiteltiin myös lyhyesti tuulivoimalan rakennetta ja komponentteja sekä lueteltiin käytettävyyden kannalta kriittisiä komponentteja.

Lapojen tyypillisiä vikoja ovat erilaisten rajapintojen, kuten liima- ja materiaalipintojen, irtoaminen toisistaan, laminaattikerrosten tai kuitujen murtuminen ja geelipinnoitteen halkeilu tai eroosio. Haastavien ja vaihtelevien olosuhteiden vuoksi lapojen vikatiheydessä ja huoltoajassa ilmenee paljon vaihtelua. Suuressa tietokantojen välisessä selvityksessä maatuulivoimaloiden lapojen vikatiheydeksi saatiin 0,01–0,40 vikaa vuodessa ja merituulivoimaloiden lapojen vikatiheydeksi 0,52 ja 1,35 vikaa vuodessa. Merituulivoimaloista ei ole vielä kuitenkaan yhtä paljon tietoa saatavilla kuin maatuulivoimaloista, joten tuloksessa voi olla enemmän epävarmuutta. Käytettävyyttä tarkasteltaessa myös huoltoaika vaikuttaa merkittävästi, ja lapojen huoltoajaksi saatiin 1,76–10,67 päivää vuodessa. Lavoilla on korkea vikatiheys ja huoltoaika, minkä vuoksi lavat ovat hyvin kriittisiä komponentteja.

Vaikeat olosuhteet aiheuttavat lapojen kunnonvalvontaan merkittäviä haasteita, joita ei ole vielä onnistuttu täysin ratkaisemaan. Sähköntuotannossa olevien tuulivoimaloiden lapoihin on hyödynnetty venymämittaukseen ja akustiseen emissioon perustuvia kunnonvalvontamenetelmiä. Perinteisillä venymäantureilla ei voida kuitenkaan havaita tehokkaasti lavan sisäisiä vikoja. Venymämittauksen ja akustisen emission menetelmät vaativat lisäksi monia antureita, jotka heikentävät lapojen ominaisuuksia. Sopivan ja tehokkaan kunnonvalvontamenetelmän puute lisää lapojen kriittisyyttä, joten uusien menetelmien kehittäminen on tärkeää.

Lapojen kunnonvalvontamenetelmien kehittäminen vaatii jatkossakin paljon tutkimusta, jotta lapojen käytettävyyttä voitaisiin parantaa. Moni kehitteillä oleva menetelmä vaatii

monimutkaista ja kallista signaalin- tai kuvankäsittelyä, mutta teknologian kehittyminen voi mahdollistaa näiden menetelmien tehokkaan hyödyntämisen. Kunnonvalvontamenetelmien kehittämisessä tavoitellaan jatkuvan valvonnan menetelmiä, joita voitaisiin hyödyntää ilman tuulivoimalan sähköntuotannon keskeytystä. Nämä menetelmät voisivat vähentää myös tuulivoimalan luona tehtävää manuaalista kunnonvalvontaa, joka varsinkin meriolosuhteissa on haastavaa.

LÄHTEET

- Amenabar, I., Mendikute, A., López-Arraiza, A., Lizaranzu, M. & Aurrekoetxea, J. (2011). ‘Comparison and analysis of non-destructive testing techniques suitable for delamination inspection in wind turbine blades’, *Composites. Part B, Engineering*, 42(5), pp. 1298–1305. doi:10.1016/j.compositesb.2011.01.025.
- Artigao, E., Martín-Martínez, S., Honrubia-Escribano, A. & Gómez-Lázaro, E (2018). ‘Wind turbine reliability: A comprehensive review towards effective condition monitoring development’, *Applied energy*, 228, pp. 1569–1583. doi:10.1016/j.apenergy.2018.07.037.
- Blasco, P., Palacios, J. & Schmitz, S. (2017). ‘Effect of icing roughness on wind turbine power production’. doi:10.1002/we.2026.
- Bo, Z., Yanan, Z. & Changzheng, C. (2017). ‘Acoustic emission detection of fatigue cracks in wind turbine blades based on blind deconvolution separation: Acoustic Emission Detection of Fatigue Cracks’, *Fatigue & fracture of engineering materials & structures*, 40(6), pp. 959–970. doi:10.1111/ffe.12556.
- Breeze, P. (2016). *Wind power generation*. San Diego: Elsevier Science & Technology.
- Candela Garolera, A., Madsen, S. F., Nissim, M., Myers, J. D. & Holboell, J. (2016). ‘Lightning Damage to Wind Turbine Blades From Wind Farms in the U.S’, *IEEE transactions on power delivery*, 31(3), pp. 1043–1049. doi:10.1109/TPWRD.2014.2370682.
- Carroll, J., McDonald, A. & McMillan, D. (2016). ‘Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines’, *Wind energy (Chichester, England)*. 19(6), pp. 1107–1119. doi:10.1002/we.1887.
- Dao, C., Kazemtabrizi, B. & Crabtree, C. (2019). ‘Wind turbine reliability data review and impacts on levelised cost of energy’, *Wind energy (Chichester, England)*, 22(12), pp. 1848–1871. doi:10.1002/we.2404.
- Doroshtnasir, M., Worzewski, T., Krankenhagen, R. & Röllig, M. (2016). ‘On-site inspection of potential defects in wind turbine rotor blades with thermography’, *Wind energy (Chichester, England)*. 19(8), pp. 1407–1422. doi:10.1002/we.1927.
- Du, Y., Zhou, S., Jing, X., Peng, Y., Wu, H. & Kwok, N. (2020). ‘Damage detection techniques for wind turbine blades: A review’, *Mechanical systems and signal processing*, 141, p. 106445. doi:10.1016/j.ymssp.2019.106445.
- Faulstich, S., Hahn, B. & Tavner, P.J. (2011). ‘Wind turbine downtime and its importance for offshore deployment’, *Wind energy (Chichester, England)*, 14(3), pp. 327–337. doi:10.1002/we.421.

Jha, A.R. (2010). *Wind Turbine Technology*. Baton Rouge, UNITED STATES: Taylor & Francis Group. Saatavissa rajoitetusti (viitattu 6.3.2022): <http://ebookcentral.proquest.com/lib/tampere/detail.action?docID=565933>.

Jiang, Z., Hu, W., Dong, W., Gao, Z. & Ren, Z. (2017). ‘Structural Reliability Analysis of Wind Turbines: A Review’, *Energies (Basel)*, 10(12), p. 2099. doi:10.3390/en10122099.

Wei, J. & McCarty, J. (1993). ‘Acoustic Emission Evaluation of Composite Wind Turbine Blades During Fatigue Testing’, *Wind engineering*, 17(6), pp. 266–274.

Katnam, K.B., Comer, A. J., Roy, D., da Silva, L. F. M., & Young, T. M. (2015). ‘Composite Repair in Wind Turbine Blades: An Overview’, *The Journal of Adhesion*, 91(1–2), pp. 113–139. doi:10.1080/00218464.2014.900449.

Kikuchi, Y. & Ishihara, T. (2021). ‘Availability and LCOE Analysis Considering Failure Rate and Downtime for Onshore Wind Turbines in Japan’, *Energies (Basel)*, 14(12), p. 3528. doi:10.3390/en14123528.

Martin, R.W., Sabato, A., Schoenberg, A., Giles, R. H. & Niezrecki, C. (2018). ‘Comparison of nondestructive testing techniques for the inspection of wind turbine blades’ spar caps’, *Wind energy (Chichester, England)*, 21(11), pp. 980–996. doi:10.1002/we.2208.

Martinez-Luengo, M., Kolios, A. & Wang, L. (2016). ‘Structural health monitoring of offshore wind turbines: A review through the Statistical Pattern Recognition Paradigm’, *Renewable & Sustainable Energy Reviews*, 64, pp. 91–105. doi:10.1016/j.rser.2016.05.085.

Mishnaevsky, L., Branner, K., Petersen, H. N., Beauson, J., McGugan, M. & Sørensen, B.F. (2017). ‘Materials for Wind Turbine Blades: An Overview’, *Materials*, 10(11), p. 1285. doi:10.3390/ma10111285.

Morini, A.A., Ribeiro, M.J. & Hotza, D. (2021). ‘Carbon footprint and embodied energy of a wind turbine blade—a case study’, *The international journal of life cycle assessment*, 26(6), pp. 1177–1187. doi:10.1007/s11367-021-01907-z.

Ochieng, F.X., Hancock, C. M., Roberts, G. W. & Le Kernec, J. (2018). ‘A review of ground-based radar as a noncontact sensor for structural health monitoring of in-field wind turbine blades’, *Wind energy (Chichester, England)*, 21(12), pp. 1435–1449. doi:10.1002/we.2252.

Park, B., Sohn, H., Malinowski, P. & Ostachowicz, W. (2017). ‘Delamination localization in wind turbine blades based on adaptive time-of-flight analysis of noncontact laser ultrasonic signals’, *Nondestructive testing and evaluation*, 32(1), pp. 1–20. doi:10.1080/10589759.2015.1130828.

Pffafel, S., Faulstich, S. & Rohrig, K. (2017). ‘Performance and Reliability of Wind Turbines: A Review’, *Energies (Basel)*, 10(11), p. 1904. doi:10.3390/en10111904.

- Pinar Pérez, J.M., García Márquez, F. P., Tobias, A. & Papaelias, M. (2013). 'Wind turbine reliability analysis', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, pp. 463–472. doi:10.1016/j.rser.2013.03.018.
- Qiao, W. & Lu, D. (2015a). 'A Survey on Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis—Part I: Components and Subsystems', *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(10), pp. 6536–6545. doi:10.1109/TIE.2015.2422112.
- Qiao, W. & Lu, D. (2015b). 'A Survey on Wind Turbine Condition Monitoring and Fault Diagnosis-Part II: Signals and Signal Processing Methods', *IEEE transactions on industrial electronics (1982)*, 62(10), pp. 6546–6557. doi:10.1109/TIE.2015.2422394.
- Ribrant, J. & Bertling, L.M. (2007). 'Survey of Failures in Wind Power Systems With Focus on Swedish Wind Power Plants During 1997-2005', *IEEE transactions on energy conversion*, 22(1), pp. 167–173. doi:10.1109/TEC.2006.889614.
- Saleh, S.A. & Moloney, C.R. (2011). 'Development and testing of wavelet packet transform-based detector for ice accretion on wind turbines', in *2011 Digital Signal Processing and Signal Processing Education Meeting (DSP/SPE)*. pp. 72–77. doi:10.1109/DSP-SPE.2011.5739189.
- Schubel, P.J., Crossley, R. J., Boateng, E. K. G. & Hutchinson, J. R. (2013). 'Review of structural health and cure monitoring techniques for large wind turbine blades', *Renewable energy*, 51, pp. 113–123. doi:10.1016/j.renene.2012.08.072.
- Shohag, M.A.S., Hammel, E. C., Olawale, D. C. & Okoli, O. I. (2017). 'Damage mitigation techniques in wind turbine blades: A review', *Wind engineering*, 41(3), pp. 185–210. doi:10.1177/0309524X17706862.
- Soerensen, B.F., Joergensen, E., Debel, C. P., Jensen, F. M., Jensen, H. M., Jacobsen, T. et al. (2004). *Improved design of large wind turbine blade of fibre composites based on studies of scale effects (Phase I) - Summary report*. Denmark. Saatavissa rajoitetusti (viitattu 23.3.2022): <https://www.osti.gov/etdweb/servlets/purl/20553530>.
- Subrahmanian, K.P. & Dubouloz, F. (2009). 'Adhesives for bonding wind turbine blades', *Reinforced plastics (London)*, 53(1), pp. 26–29. doi:10.1016/S0034-3617(09)70044-X.
- Sun, S., Wang, T. & Chu, F. (2022). 'In-situ condition monitoring of wind turbine blades: A critical and systematic review of techniques, challenges, and futures', *Renewable & sustainable energy reviews*, 160. doi:10.1016/j.rser.2022.112326.
- Suomen Tuulivoimayhdistys ry, Suomeen rakenteilla olevat tuulivoimalat, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 1.4.2022): <https://tuulivoimayhdistys.fi/tuulivoima-suomessa/rakenteilla-olevat-hankkeet>.
- Suomen Tuulivoimayhdistys ry, Tuulivoimaloiden rakenne, verkkosivu. Saatavissa (viitattu 26.3.2022): <https://tuulivoimayhdistys.fi/tietoa-tuulivoimasta-2/tietoa-tuulivoimasta/tuulivoimatekniikka/tuulivoimaloiden-rakenne>.

Tavner, P.J., Greenwood, D. M., Whittle, M. W. G., Gindele, R., Faulstich, S. & Hahn, B. (2013). ‘Study of weather and location effects on wind turbine failure rates: Study of weather and location effects’, *Wind energy (Chichester, England)*, 16(2), pp. 175–187. doi:10.1002/we.538.

Timings, R.L. (2006). *Mechanical engineer’s pocket book*. 3rd ed. Amsterdam: Elsevier/Newnes (Newnes Pocket Books).

Wang, L. & Zhang, Z. (2017). ‘Automatic Detection of Wind Turbine Blade Surface Cracks Based on UAV-Taken Images’, *IEEE transactions on industrial electronics (1982)*, 64(9), pp. 7293–7303. doi:10.1109/TIE.2017.2682037.

Yan, Y.J., Cheng, L., Wu, Z. Y. & Yam, L. H. (2007). ‘Development in vibration-based structural damage detection technique’, *Mechanical systems and signal processing*, 21(5), pp. 2198–2211. doi:10.1016/j.ymsp.2006.10.002.

Yang, W., Peng, Z., Wei, K. & Tian, W. (2017). ‘Structural health monitoring of composite wind turbine blades: challenges, issues and potential solutions’, *IET renewable power generation*, 11(4), pp. 411–416. doi:10.1049/iet-rpg.2016.0087.

Yang, W., Lang, Z. & Tian, W. (2015). ‘Condition Monitoring and Damage Location of Wind Turbine Blades by Frequency Response Transmissibility Analysis’, *IEEE transactions on industrial electronics (1982)*, 62(10), pp. 6558–6564. doi:10.1109/TIE.2015.2418738.

Zhou, H.F., Dou, H. Y., Qin, L. Z., Chen, Y., Ni, Y. Q. & Ko, J. M. (2014). ‘A review of full-scale structural testing of wind turbine blades’, *Renewable & sustainable energy reviews*, 33, pp. 177–187. doi:10.1016/j.rser.2014.01.087.