



FORORD

Følgende rapport er utarbeidet som avsluttende oppgave i masterstudiet Industriell økonomi – Maskin- og produktutvikling ved Institutt for Matematiske realfag og teknologi ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet. Oppgavens formulering er utarbeidet i samarbeid med mine veiledere på NMBU, professor Tor Anders Nygaard og førsteamanuensis Jan Kåre Bøe.

Fornybar energi er satsingsområde generelt i verden, og kommer av økt fokus på miljøet. Norge er ledende innenfor offshore teknologi, og i Norge er det stort potensialet for offshore vindkraft, som er verdens raskest voksende industri^[1]. Samtidig kan dagens løsninger være økonomisk lite lønnsomme, og utmattingsproblematikken er utfordrende å kontrollere med en akseptabel kostnad. Fremtidige satsingsområder og interesse for fornybare løsninger og offshore bransjen er min motivasjon for denne oppgaven.

Jeg vil herved rette en stor takk til begge mine veiledere ved NMBU, førsteamanuensis Jan Kåre Bøe og professor Tor Anders Nygaard. Jan Kåre Bøe har vært veldig delaktig i diskusjoner og hjulpet meg med systematikken i oppgaven og utforming av rapporten. Tor Anders Nygaard har spesielt hjulpet meg med det tekniske om vindturbiner, egenfrekvensanalyse og simuleringer i 3Dfloat programmet og tilpasning av modell for å beregne utmattingen.

Jeg vil også rette en stor takk til min mann, Hamza Ejaz Ahmed, for motivasjonen gjennom oppgaven og for å ha holdt humøret mitt oppe gjennom de mest hektiske tidene i dette studiet.

Ås, den 14.mai 2015

Isfa Rasool

SAMMENDRAG

I et samarbeid med det rådgivende ingeniørfirmaet Dr. techn. Olav Olsen er deres offshore vindturbindesign, ved navn «Olav Olsen Star Wind Floater», benyttet til å beregne utmattingslevetiden. Hensikten med denne oppgaven var å designe turbintårnet, og utrede, beregne og analysere tidsserier av påkjenninger og spenninger hos vindturbinen og gjøre utmattingsberegninger. I den innledende fasen av prosjektet lå det fokus på å sette seg inn i grunnlagsteori og forståelse av 3Dfloat som simuleringverktøy.

To områder på tårnet er analysert mot utmatting; tårnrot og middels på tårnet. Det er valgt å analysere konstruksjonens respons fra vind- og bølgelaster i tidsserier, som simuleres i 3Dfloat, der krefter og momenter i disse områdene er hentet ut fra. I Python er det foretatt en utmattingsanalyse i tidsserie, ved hjelp av Matlab wafo, basert på rainflow-counting metoden og Miner-Palmgrens delskadehypotese.

Før utmattingsberegning var det behov for å foreta egenfrekvensanalyser og designe tårnet i detalj. Egenfrekvensanalyser ble foretatt i 3Dfloat og det er blitt foreslått et «stiff-stiff» tårn som har vekt på ca. 955 tonn. Tårnet nederst har en diameter lik 9.7m og veggtykkelse 9cm. Midt på tårn er diameteren lik 7.99m og veggtykkelse 6,65cm. «Soft-stiff» tårnet som er forsøkt å designe, er ikke en optimal løsning, da den fortsatt har fare for utmatting og holder heller ikke mot knekking etter forenklet metode.

Grunnlaget for utmattingsanalysene er 21 lasttilfeller, der simuleringene består av ulike vindhastigheter fra 6 til 20 m/s, og ulike bølgestørrelser, avhengig av signifikant bølgehøyde fra 1.18 til 7.3 meter og perioder fra 7.3 til 12.0 sekund. Ut ifra de utmattingsanalysene som er blitt foretatt kommer «soft-stiff» tårnet ganske dårlig ut. Årsaken er et veldig mykt tårn som måtte til for at første bøyning skulle komme under 3P området. «Stiff-stiff» tårnet vil overholde en levetid på minimum 20 år. Den totale delskaden beregnet med S-N kurve F3 er estimert til 0,30. DFF er satt lik 3, som tilsvarer total tillatt delskade på 0.33. SCF er i henhold til standard satt til 1.536 for kurve C1 og 1.61 for kurve F3.

Det foreslås at andre utsatte steder på konstruksjonen, som bladrot og utover på bladprofilen også kontrolleres mot utmatting, før bygging av en prototype settes i gang. Det bør foretas nøye kostnadsberegninger, da det foreslåtte tårnet er ganske stivt, og trolig en ganske dyr løsning.

ABSTRACT

This thesis is written in collaboration with the engineering consultancy firm Dr. Technical Olav Olsen with the aim of analyzing the wind turbine design of their “Olav Olsen Star Wind Floater”. The purpose of this thesis was to design the tower, to calculate and analyze time series of strains and stresses in the wind turbine, and to make fatigue analysis. During the initial phase of the project, the focus was on basic theory and understanding 3DFloat as simulation tool.

Two areas of the tower are analyzed for fatigue: tower base and middle section of the tower. The structure’s response from wind and wave loads in time series are carried out with the simulation tool 3DFloat. Forces and moments in those areas are extracted by running simulations. Fatigue analysis in time series in Python, is carried out using Matlab wafo, which is based on rain-flow counting method. Miner Palmgren’s formula sums the total partial loss.

Before the fatigue analysis, there was a need to conduct natural frequency analysis and to design the tower in detail. Eigen frequency analyses were undertaken in 3DFloat, proposing a «stiff-stiff» tower that has weight of 955 tons. The tower at the bottom has a diameter equal to 9.7m and a wall thickness of 9.0cm. The middle section of the tower has a diameter equal to 7.99m and a wall thickness of 6.65cm. "Soft-stiff" tower attempted to design, is not an optimal solution, as it still has danger for fatigue, and buckling according to a simplified method.

The basis for the analysis are 21 load cases, where the simulations consist of different wind speeds from 6 to 20 m/s, and various wave sizes, depending on significant wave height from 1.18 to 7.3 meters and periods from 7.3 to 12.0 seconds. Based on the fatigue analyses that have been made, the "soft-stiff" tower will not hold against fatigue. The reason is a very soft tower that must have first bending under 3P area. The "Stiff-stiff" tower will comply with a lifetime of minimum 20 years. The total component damage calculated using SN curve F3 is estimated to be 0.30. DFF is set equal 3. SCF is, according to the standard, set to 1.536 for curve C1 and 1.61 for curve F3.

It is proposed that other exposed areas of construction, such as the blade profile and leaf root are also checked against fatigue before construction of a prototype begins. Accurate cost calculations should be undertaken due to the stiffness of the proposed tower, and hence an expensive solution.

INNHOLDSFORTEGNELSE

	SIDE:
1. INNLEDNING	1
1.1. BAKGRUNN	1
1.2. KORT OM MATERIALET OG METODE	2
1.3. PROBLEMSTILLINGER	2
2. PROSJEKTBEKRIVELSE	4
2.1. MÅLSETNINGER	4
<i>2.1.1. HOVEDMÅL</i>	4
<i>2.1.2. DELMÅL</i>	4
2.2. BEGRENSNINGER	5
3. TERMINOLOGI	6
3.1. FORKORTELSER	6
3.2. SYMBOLER	7
3.3. FORMLER	9
4. RELEVANT TEORI	10
4.1. GENERELT OM VINDTURBINER	10
<i>4.1.1. VINDKRAFT – BEVEGELSESENERGI TIL ELEKTRISK ENERGI</i>	10
<i>4.1.2. OFFSHORE VINDKRAFT</i>	11
4.2. 3DFLOAT	12
<i>4.2.1. 3DFLOAT</i>	12
<i>4.2.2. KOORDINATSYSTEM</i>	12
<i>4.2.3. STRUKTUR</i>	13
<i>4.2.4. MESH</i>	13
4.3. MEKANIKK/DYNAMIKK	14
4.4. VINDTEORI	16
<i>4.4.1. BEVEGELSESTEORI, BETZ' LOV</i>	16
<i>4.4.2. BLADELEMENT (BEM) METODEN</i>	19
<i>4.4.3. TURBULENS & VINDSKJÆR</i>	21
<i>4.4.4. BLOKKERINGSEFFEKT</i>	21

4.5. BØLGETEORI OG HYDRODYNAMIKK	22
4.5.1. <i>VANNPLANSTIVHET & DEMPING</i>	22
4.5.2. <i>LINEÆR BØLGETEORI</i>	23
4.5.3. <i>IRREGULÆRE BØLGER</i>	25
4.5.4. <i>MORISONS LIKNING</i>	26
4.6. UTMATTING	28
4.6.1. <i>S-N-KURVER</i>	28
4.6.2. <i>MINER PALGREM SUMMERING</i>	29
4.6.3. <i>RAINFLOW- COUNTING METODE</i>	30
5. ANALYSEMETODIKK	33
5.1. MODELLERING	33
5.2. SIMULERINGER	33
5.3. RUTINER FOR RAINFLOW-COUNTING	33
5.4. PROSESSTRINN	36
5.4.1. <i>DESIGN AV TÅRNET</i>	36
5.4.2. <i>UTMATTINGSANALYSE</i>	37
5.5. DESIGN AV TÅRNET	38
5.6. LASTER/GRUNNLAGSDATA	42
6. RESULTATER	44
6.1. TIDSSERIER	44
6.1.1. <i>SOFT-STIFF TÅRN</i>	44
6.1.2. <i>STIFF-STIFF TÅRN</i>	47
6.2. UTMATTING	49
6.2.1. <i>SOFT-STIFF TÅRN</i>	49
6.2.2. <i>STIFF-STIFF TÅRN</i>	52
6.2.3. <i>FAST INNSPENT TÅRN</i>	53
7. DISKUSJON	54
8. KONKLUSJON	56
8.1. ANBEFALINGER	56
8.2. VIDERE ARBEID	57

9. REFERANSELISTE	58
9.1. LITTERATURLISTE	58
9.2. NETTKILDER	59
10. VEDLEGG	61

1. INNLEDNING

1.1 BAKGRUNN

Verden har et global mål om å senke utslippene fra klimagassene og finne fram til og bruke fornybare energikilder (jfr. Kyotoavtalen i 1997). Global oppvarming er i hovedsak menneskeskapt, og det er spesielt den industrialiserte verden som er nødt til å gjennomføre reduksjon av klimagassene, ifølge FNs klimapanel IPCC [2].

Vindenergien som energikilde har lenge vært brukt av mennesker, spesielt i landbaserte vindturbiner. Det er både lett tilgjengelig, fornybart og kostnadmessig konkurransedyktig. Siden vinden er sterkere og mer stabilt på havs, har det i de siste årene vært mer og mer fokus på å bygge vindturbiner til havs. Større rotor og høyere vingehastighet kan installeres i offshore vindturbiner. I Norge nyter vi godt av mye ren vannkraft, men samtidig er andelen fossil energibruk hele 40 % på fastlandet og 60 % hvis en inkluderer offshore energibruk. Til tross for at Norge er et av landene i Europa med størst ressursgrunnlag for både landbasert og offshore vindkraft, har det allikevel vært liten utbygging av vindkraft. Dette skyldes til dels skepsis fra både lokalbefolkning og sentrale aktører. Norge har med andre ord et stort forbedringspotensialet, der et samspill mellom vindkraft og vannkraft kan være en god løsning^[1].

Dagens løsninger med offshore vindturbiner byr på ulemper som høyere investering og vedlikeholds- samt driftskostnader enn landbaserte vindturbiner. Det er to typer hovedkonsepter for fundamentering av offshore vindturbiner; bunnfaste og flytende. Havdybde i det aktuelle installasjonsområdet avgjør hvilken type som blir brukt. Flytende konstruksjoner brukes på større dyp enn 100 meter, mens bunnfaste konstruksjoner kan installeres på havdyp opptil 100 meter^[3].

Plattform monterte offshore vindturbiner beveger seg og belastes i takt med bølgebevegelser og vindpåkjenninger, i motsetning til fast forankrede installasjoner til lands, noe som også gjør belastningsanalyser mer komplekse. Det er utviklet noen standarder, blant annet DNV-OS-J101, som skal sikre prosjektering av offshore vindturbiner.

Denne oppgaven skal samle kunnskapen fra tidligere kurs og bruke den i praksis på ett konkret konsept. Arbeidet med denne oppgaven krever kunnskap fra fagfelt som fysikk, materiallære, konstruksjonslære, FEM-analyser og programmering. Marineteknikk, aerodynamikk og

hydrodynamikk er nye fagområder som implementeres i denne oppgaven, i tillegg til analyser i 3Dfloat programmet.

1.2 KORT OM MATERIALET OG METODE

I et samarbeid med det rådgivende ingeniørfirmaet Dr. techn. Olav Olsen benyttes deres offshore vindturbindesign, ved navn «Olav Olsen Star Wind Floater», til å beregne utmattingslevetiden. Før utmattingsberegning er det behov for å foreta egenfrekvensanalyser og designe tårnet i detalj, da det foreligger fare for resonans. Plattformen OO-Star er halvt nedsenkbar, og skal festes til havbunnen med slakk forankring. Den er designet for bruk med en 6 MW turbin.

Dette prosjektarbeidet knyttes til ledende ekspertise innen dette området via NMBU og Institutt for energiteknikk (IFE) m.fl. Konstruksjonsteknikks underlag, belastningsunderlag og programvare for simulering er blitt utviklet gjennom NFR-prosjektet RenergiX, og skal benyttes i vurderinger og analyse av belastninger, konstruksjonsspenninger og utmattingsproblematikk.

Masterarbeidet beskrevet i denne rapporten skal utføres i vårsemesteret 2015, med start 15. januar og slutførsel 15. mai. Oppgaven tar for seg problemstillingen om egenfrekvensanalyser og utmatting i vindturbiner beskrevet ovenfor. Simuleringsoppsett er allerede klar for OO-Star Wind Floater. Oppgaven går ut på å designe av turbintårnet, gjøre simuleringer og analysere tidsseriene av spenninger i tårnet med hensyn på utmatting.

Dataverktøy som skal benyttes i denne oppgaven er 3Dfloat og Python. Python er et programmeringsspråk som skal brukes til utmattingsberegninger med utgangspunkt i Rainflow-counting metoden. Tiden før mottakelse av materialet blir brukt på innsettelse i prosjektet og 3Dfloat programmet.

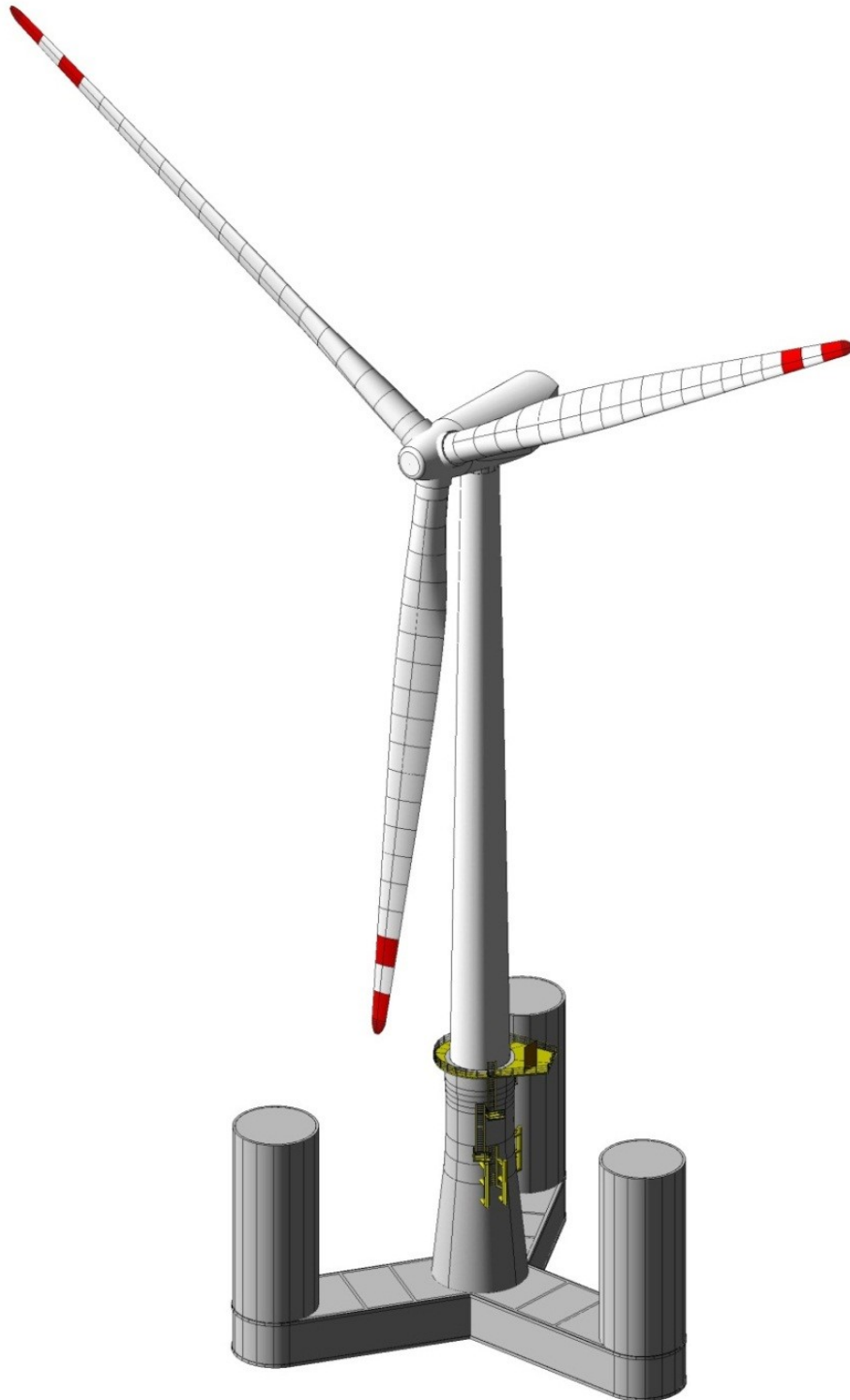
1.3 PROBLEMSTILLINGER

Innledende problemstillinger i prosjektarbeidet:

- Hvilke dynamiske påkjenninger vil tårnet i vinturbinkonstruksjonen kunne utsettes for og hvilke forhold er avgjørende ved langtidsdrift?

Dynamiske belastninger og utmatting av tårnet til en flytende vindturbin

- Hvilke standarder og krav for beregning og dimensjonering mot utmatting er tilgjengelig og kan anvendes for denne typen konstruksjoner?
- Hvilke grunnlagsdata, operasjonsbetingelser og belastningskollektiv må inngå i et beregnings- og simuleringsoppsett for utmattings- og levetidsanalyse?



Figur 1: Dr. Technical Olav Olsen Star Wind Floater [4].

2. PROSJEKTBESKRIVELSE

Denne rapporten tar for seg de ulike aspekter innen flytende plattformer. OO-Star er et slik storskalakonsept montert på plattform. Slike vindturbinkonsept dimensjoneres for langtidsdrift i Nordsjøen for noen av de hardeste vær og driftsforhold som eksisterer. Både av hensyn til sikkerhet, tilgjengelighet og store kostnader ved driftsstans, er det essensielt å estimere faren for utmatting.

2.1 MÅLSETNINGER

Dette delkapittelet formulerer hovedmålene som er satt til dette arbeidet og delmålene som inngår i prosessen med å realisere hovedmålene.

2.1.1 Hovedmål:

Følgende hovedmålsettinger er satt i arbeidet:

«Å utrede, beregne og analysere tidsserier av påkjenninger og spenninger i konstruksjonsløsninger for en flytende offshore vindturbin, designe turbintårnet og gjøre utmattingsberegninger». Prosessen skal til slutt rapporteres.

2.1.2 Delmål:

Følgende delmål inngår i prosessen med å realisere hovedmålet:

- Sette seg inn i aktuell teori og bli kjent med og lære 3Dfloat programmet.
- Analysering av simuleringer og data for OO-Star vindturbin i 3Dfloat programmet.
- Lage en Python skript som beregner bøyepeningen i turbintårnet.
- Egenfrekvensanalyse og designe OO-Star tårnet i mer detalj.
- Knekkingsanalyse av tårnet.
- Beregne faren for utmatting i OO-Star vindturbin ved å bruke rainflow-counting metoden.
- Følge opp arbeidet i en rapport og holde en presentasjon om arbeidet.

Tabell 1: Arbeidsplan for prosjekt.

Aktivitet	Tidsperiode (uke)										
	4-5	6-7	8-9	10-11	12-13	14-15	16-17	18-19	20		
Start, forberedelse, lære 3Dfloat, relevant teori											
3Dfloat analyser OO-Star											
Python kode for bøyespenning											
Utforming av tårn: egenfrekvensanalyser											
Utmatningsberegning						(Påske)*					
Oppgaveskriving											
Redigering											
Trykking											
Innlevering											
Muntlig høring**											

* Påskeferie 01.04 – 07.04.

** Muntlig høring skjer i starten av juni.

2.2 BEGRENSNINGER

Nedenfor følger en liste over ting som ikke rekkes å gjøre i dette arbeidet.

- Det antas at vind og bølger har samme retning i forhold til hverandre hele tiden.
- Kun tårnet på konstruksjonen kontrolleres mot utmatting.
- Utmatningsanalysen baserer seg på et fåtall av belastningssituasjoner.
- Det gjøres kun et overslag på knekkefaren ved håndberegning ved å benytte forenklet konservativ metode. Det er valgt å bruke den minste diameteren på tårnet ved bøyeknekkingsanalyse.

3. TERMINOLOGI

3.1 FORKORTELSER/BEGREPSFORKLARINGER

Tabell 2: Forkortelser og begrepsforklaringer

Begrep/Forkortelse	Beskrivelse/Forklaring
DOF	«Degree of freedom», frihetsgrad. Angir hvilke retninger et system kan bevege seg i.
BEM-metoden	Metodikk for beskriving av strømming rundt en turbin.
Opp/nedstrøms	Retningsangivning i forhold til strømningsretning
SWL	«Still Water Line», høydeangivning av vannlinjen ved situasjon uten bølger.
Bøtter	Beskriver tre sylindrer ytterst på plattform konstruksjonen.
Pontonger	Fester bøttene til turbintårnet.
FEM	Finite Element Method.
Fluid	Flytende og deformerbar substans.
Input	Inndata for simulering i 3Dfloat eller annet dataverktøy.
Roll	Frihetsgrad, rotasjon om x-akse
Pitch	Frihetsgrad, rotasjon om y-akse
Yaw	Frihetsgrad, rotasjon om z-akse
Morningsliner	Fester flytende plattform til havbunn
1P	Rotorfrekvens
3P	Bladfrekvens
Hs	Signifikant bølgehøyde
Tp	Spekterets topp bølgeperiode
Vcurr	Strømningshastighet
U _{hub}	Middelvindhastighet
I _{eff}	Turbulensintensitet
Exp	Eksponent
SCF	Spenningskonsentrasjonsfaktor, «Stress concentration factor»
DFE	Sikkerhetsfaktor, utmatting. «Design fatigue factor».
FLS	«Fatigue limit state»
Yaw-systemet	Dreiesystem som kobler toppen av tårnet til nacellen.

3.2 SYMBOLER

Tabell 3: Generell symbolbeskrivelse

Symbol	Beskrivelse	SI-enhet
A	Areal	m^2
F	Kraft	N
P	Trykk	MPa
L	Lengde	m
V	Volum	m^3
P_E	Effekt	W
ρ	Tetthet	Kg/m^3
v	Hastighet	m/s
g	Tyngdens akselerasjon	m/s^2
M	Moment	N/mm^2
σ_b	Bøyespenning	MPa
I	Treghetsmoment/annet arealmoment	N/mm^4
y	Anstanden fra arealsenteret til beregningspunktet	m
w	Partikkelhastighet vertikalt	m/s
u	Partikkelhastighet, horisontalt	m/s
w'	Partikkelakselerasjon, vertikal	m/s^2
u'	Partikkelakselerasjon, horisontal	m/s^2
η'_1	Horisontal legeme hastighet	m/s
η''_1	Horisontal legeme akselerasjon	m/s^2
C_m	Massekoeffisient	-
C_d	Dragkoeffisient	-
C_a	Addert masse	kg
k	Bølgetall	-
T	Periode	s
m	Masse	kg
\dot{m}	Massestrøm	Kg/s
ω	Vinkelhastighet	rad/s
a	Amplitude	-

Dynamiske belastninger og utmatting av tårnet til en flytende vindturbin

t	Tid	s
η	Bølgeprofil	-
H	Bølgehøyde	m
R_e	Reynolds tall	-
F_R	Froude nummer	-
C	Konstant	-
f/f_n	Frekvens/ naturlig frekvens	Hz
$I_{turbulens}$	Turbulensintensitet	-
σ_{vind}	Vindens standardavvik	-
v_{snitt}	Vindens snitthastighet	m/s
μ	Dynamisk viskositet	m^2/s
x''	Akselerasjon i x-retning	m/s^2
k_1	Stivhet	N
x	Forskyvning i x-retning	m
c	Demping	-
x'	Fart i x-retning	m/s
C_L	Løftekoeffisient	-
C_D	Dragkoeffisient	-
F_L	Løftekraft	N
F_D	Dragkraft	N
C_{lengde}	Kordelengde	m
α	Innfallsvinkel	<i>Grader</i> (°)
Φ	Strømningsvinkel	<i>Grader</i> (°)
Θ	Bladvinkel/vridningsvinkel	<i>Grader</i> (°)
W	Relativ hastighet	m/s
v_∞	Innkommende vindhastighet	m/s
a	Induksjonsfasktor	-
d	Dybde	m
z	Vertikal avstand fra SWL, positiv oppover	m
N	Spenningscykler som tåles før brudd	-
n_i	Antall spenningscykler som oppstår	-
D_{fat}	Delskade	-

3.3 FORMLER

Tabell 4: Formler

BETYDNING	FORMEL	INDEX
Trykk	$P = \frac{F}{A}$	3.1
Effekt	$P_E = F \cdot v$	3.2
Bøyespennning	$\sigma_b = \frac{M}{I} \cdot y$	3.3
Bernoullis likning:	$P + \frac{1}{2}\rho v^2 = \text{konstant},$	3.4
Reynolds nummer	$Re = \frac{vL}{\mu}$	3.5
Naturlig frekvens/egenfrekvens	$f_n = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\frac{k_1}{m}}$	3.6

4. GRUNNLAGSTEORI

Dette kapitlet inneholder teoriområder som er viktige og relevante for analyse av et offshore vindturbin fundament. Det er først valgt å gi en generell beskrivelse av vindturbiner og dataverktøyet 3Dfloat, etterfulgt av fire teoriområder; mekanikk/dynamikk, vindteori bølgeteori, og utmatting. De viktigste parameterne som inngår i de forskjellige teoriene er beskrevet.

4.1 GENERELT OM VINDTURBINER

I dette delkapitlet er det valgt å gi en kort beskrivelse av vindturbiner, og hvordan bevegelsesenergi omformes til elektrisk energi. Deretter er det også valgt å gi en kort beskrivelse av offshore vindkraft og hvilke fordeler og ulemper det gir i forhold til landbasert vindkraft.

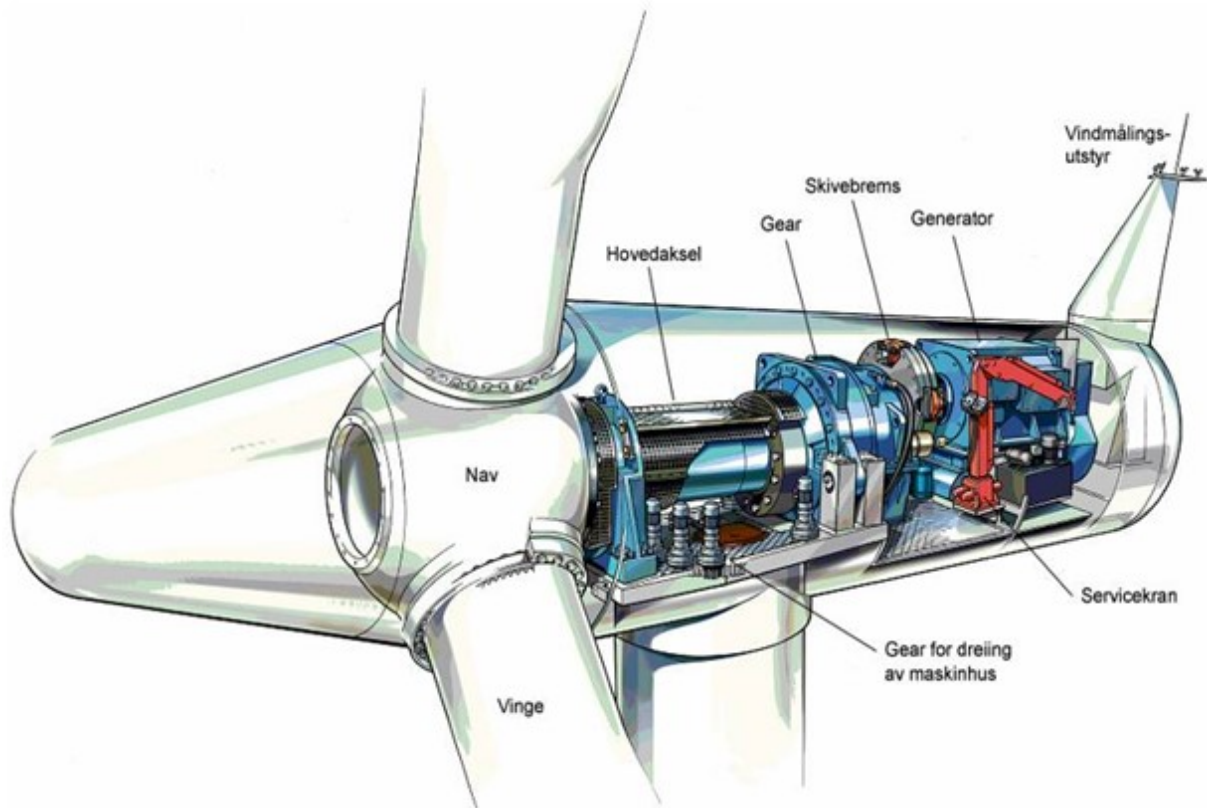
4.1.1 Vindkraft – fra bevegelsesenergi til elektrisk energi

Vind kan defineres som luftbevegelser som forårsakes av trykkforskjell mellom to luftmasser i atmosfæren. Tyngdekraften eller solas oppvarming av jordoverflaten fører til denne trykkforskjellen. Tyngdekraften bidrar til å skape et høytrykk ved bakkenivå ved at kald luft, som er tyngre enn var luft, blir trukket ned mot bakken. Solenergien treffer jordkloden kontinuerlig, varmer opp jordskorpen og skaper varm luft langs bakken. Dette gjør at luften stiger og skaper et lavtrykk langs bakkenivå. For å utjevne trykkforskjellene sirkulerer luftmasser fra områder med høyt trykk til områder med lavt trykk^[5].

Lenge har det vært kjent at vinden inneholder energi som kan utnyttes til å utføre arbeid. Når det settes en forhindring opp for vinden, som vinden så skrubber på og bringer i bevegelse, kan vindenergien tappes. Dette kan være hindring i form av vindturbiner.

En vindturbin er en mekanisme som omformer vindens bevegelsesenergi til elektrisitet. Vindens bevegelsesenergi blir fanget opp av turbinbladene og blir overført via en drivaksel til generatoren i maskinhuset. Vinden tvinger turbinbladene rundt og kinetisk energi blir dermed omsatt til rotasjonsenergi og elektrisk energi i turbin rotor. For best mulig utnyttelse av energien, kan både maskinhuset (nacelle) og bladene dreies slik at de tilpasser seg

vindretningen. Figur 2 viser hvordan en vindturbin er satt sammen, der de viktigste delene i turbinen er navngitt.



Figur 2: viser de viktigste delene av en vindturbin [6]

En moderne vindturbin har ofte tre blader, og er plassert med rotor motvinds. En vindturbin er automatisk regulerende. Den starter seg selv når vindhastigheten når en hastighet på 3-5 meter per sekund. Den oppnår en maksimal effekt når vindhastigheten er 13-14 m/s. Den øvre driftsgrensen ligger på 25 m/s, dersom den overskrider vil turbinen beskytte seg og stopper automatisk [7].

4.1.2 Offshore vindkraft

Vindturbiner har gjennom lang tid blitt bygget på land, men i de siste 20 årene har de også blitt bygget offshore. Vindforholdene er mer stabile og det er sterkere vind offshore, noe som er klare fordeler ved å bygge vindturbinene offshore. Samtidig så skjemmer de mindre naturen på steder der folk verken ser eller hører dem, noe som gir større tilgjengelige områder og lavere interessekonflikt.

Ulempene med offshore vindturbiner er at konstruksjonen må, i tillegg til vindkraftene, også kunne tåle bølgekreftene. Konstruksjonen må være kraftigere og dimensjoneres for kollisjonslaster fra fartøy. Dette fører til vesentlig høyere investerings og vedlikeholds- og driftskostnader, da installasjonen er mer omfattende og kostbart i forhold til landbaserte vindturbiner. Offshore vindkraft byr også på en kostnadsdrivende faktor som er transport av energi til fastlandet. Det må i tillegg også tas hensyn til andre type næringer, som fiskenæring, skipsfart og andre marine operasjoner.

4.2 3DFLOAT

Dataverktøyet som er blitt brukt i denne oppgaven er blant annet 3Dfloat. 3Dfloat er en modelleringsverktøy utviklet av IFE (Institutt for energiteknikk), nærmere bestemt av seniorforsker Tor Anders Nygaard, for bruk av konstruktører av nye typer flytende vindturbiner. Det er et av modellene som ble brukt på flytende vindturbinen OC3-HYWIND.

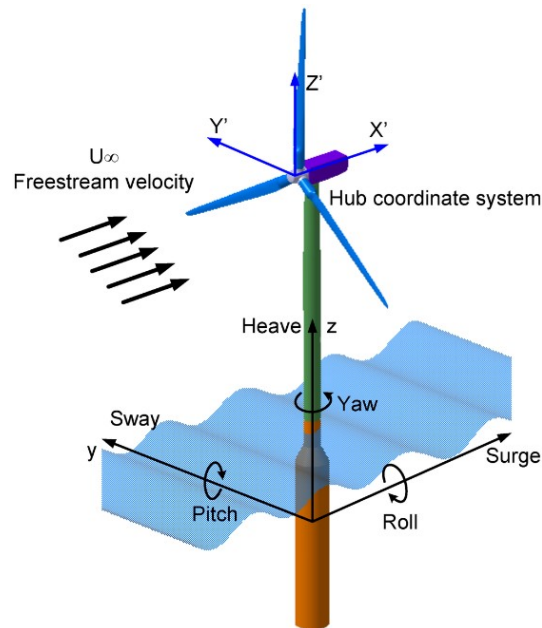
4.2.1 3Dfloat – om programmet

I dataprogrammet kan en simulere oppførselen og tåleevnen til de ulike vindturbin-konseptene, ved å legge inn parametere for bølger, vind, strømminger og turbulens. En kan på den måten studere hvordan ulike konstruksjoner vil fungere under ulike forhold, slik at de kan undersøkes og optimaliseres før de blir bygget i større skala.

3Dfloat kjøres ved å sende inn kommandoer. Hver kommando er etterfulgt av ulike nødvendige og/eller valgfrie input parameterverdier. Den riktige måten å gjøre dette på er ved hjelp av en input-fil som inneholder alle kommandoer oppført i den tiltenkte rekkefølgen. Denne input-filen kjøres gjennom 3Dfloat på kommandolinjen. Output fra 3Dfloat kan lagres i en loggfil.

4.2.2 Koordinatsystemet

I 3Dfloat defineres plattformbevegelsene ved det kartetiske høyrehåndskoordinatsystem. I senter av konstruksjonen er origo, og x-y-planet ligger i vannlinjen (senter water line, SWL). Figur 3 og tabell 5 på neste side viser hvordan det globale koordinatsystemet er definert, og navngivning av de ulike frihetsgradene.



Figur 3: Global koordinatsystem. Frihetsgrader offshore flytende vindturbin [8]

Tabell 5: koordinater og frihetsgrader i det globale- og element systemet

Global system	X (Surge)	Y (Sway)	Z (Heave)
Rotasjon	Roll	Pitch	Yaw

4.2.3 Struktur

Kjernen i modellen bygger på element metoden (FEM analyse), der noder er sammenkoblet med elementer. Modellen benytter Euler-Bernoulli bjelker med 6 frihetsgrader (DOF) per node (hver ende). Krefte kan overføres ved disse nodene. Gjennom input-fila er det muligheter for å bygge opp en modell bestående av knutepunkter, noder og linjer. En kan definere elementtype som skal tilknyttes hver linje og velge geometrien som hver linje skal erstattes med. Modellen bygget i 3Dfloat har tilnærmet riktige fysiske attributter og kan derfor brukes til analyser av offshore vindturbiner.

4.2.4 Mesh

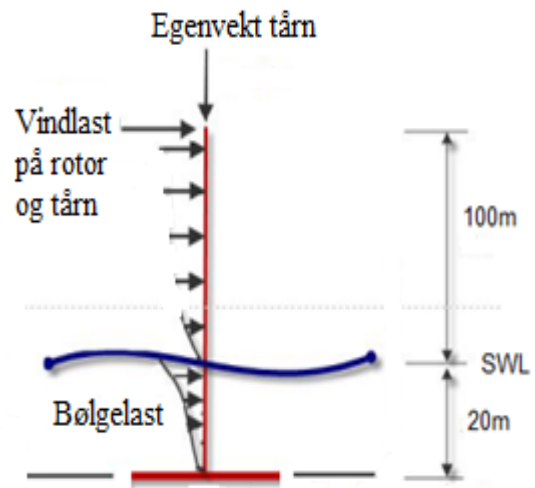
I 3Dfloat er geometrien delt opp i flere underdeler, det vil si at jo finere elementinndeling desto bedre og mer nøyaktig resultat vil oppnås. Finere elementinndeling resulterer også mer

tidskrevende beregning. Derfor kan det lønne seg å ha grovere elementinndeling i deler av geometrien som er av mindre interesse, mens en har finere elementinndeling ved kritiske områder inntil en oppnår ønsket nøyaktighet.

Se vedlegg 7 for nærmere beskrivelse av 3Dfloat.

4.3 MEKANIKK/DYNAMIKK

Ser vi på det statiske systemet av en vindturbin, kan vi se på tårnet som en bjelke som er fast innspent i bunnen. Alle kreftene må da tas opp i innspenningen for at systemet skal være i likevekt. Hovedsakelig er det systemets egenvekt og bølger som skaper krefter i vertikal retning. Horisontale krefter kommer hovedsakelig fra vindlaster og bølger. Disse resulterer i skjærkrefter og momenter i tårnet.



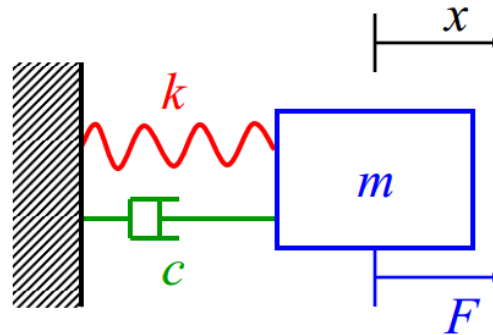
Figur 4: Statisk system vindturbin

Tårnkonstruksjonen må kunne tåle og motstå både de horisontale og vertikale påkjenningene. I de neste delkapitlene blir disse påkjenningene nærmere forklart.

Innledningsvis ble det nevnt at tårnet på en vindturbin kan, for enkelhets skyld, sees på som en bjelke. Denne bjelken har stivhet EI , med en punktmasse i tårnets tyngdepunkt og er et system med én frihetsgrad. For å beskrive tårnets bevegelse som funksjon av tiden, kan bevegelseslikningen brukes. Bevegelseslikningen tar utgangspunkt i en konstruksjon med masse m som blir belastet med en ekstern kraft, F_t . Videre er konstruksjonen belastet med treghetskraft, $(m \cdot x'')$, kraft på grunn av demping, $(c \cdot x')$, og stivhetskraft, $(k_1 \cdot x)$. Kraft med hensyn på tiden (bevegelseskraften) er altså gitt av formel 5^[9]:

$$F(t) = m \cdot x'' + k_1 \cdot x + c \cdot x' \quad (4.1)$$

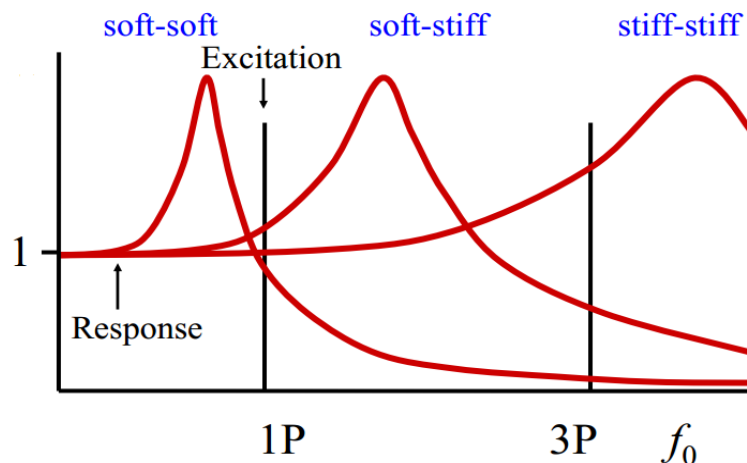
Her er; m : masse, c : demping, k_1 : stivhet, x : forskyvning i x – retning med hensyn på tiden



Figur 5: «Single degree of freedom» system. $k = k_1$ ^[9]

Ved design av en vindturbin, er det viktig å vite hvilken stivhet konstruksjonen skal ha. Et av hovedkriteriene for grunnlagsdimensjonering av plattformer er å få kontroll på egenfrekvensene. Konstruksjoner som utsettes for dynamiske laster må unngå resonans. Det betyr at konstruksjonen ikke kan ha samme egenfrekvens som de dynamiske lastene den blir utsatt for. For vindturbinen må konstruksjonens naturlige frekvens/egenfrekvens, som kan finnes ved hjelp av formel 3.6, altså unngå frekvenser fra vind, bølger og rotor.

Området for rotorfrekvens kalles 1P, og området for bladfrekvens kalles 3P (dersom vindturbinen har 3 blader). I disse områdene er det svært viktig at konstruksjonen ikke har egenfrekvenser. Figur 6 illustrerer klassifisering av vindturbiner i forhold til 1P og 3P området.



Figur 6: Konstruksjonens stivhet og egenfrekvens i forhold til 1P og 3P området^[9].

Dersom første bøyning av konstruksjonen har egenfrekvens under 1P, er konstruksjonen «soft-soft». Typisk ligger havbølgefrekvenser i dette området, som konstruksjonen må unngå.

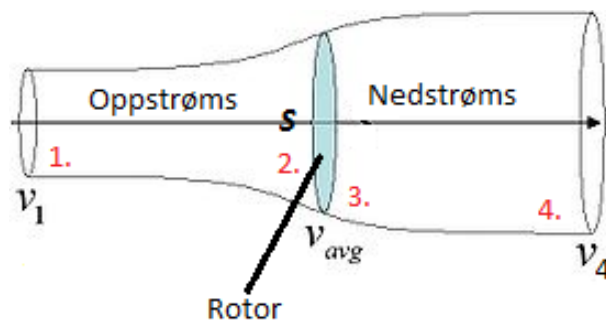
Dersom første bøyning av konstruksjonen ligger mellom 1P og 3P området, er konstruksjonen såkalt «soft-stiff». Siste muligheten er «stiff-stiff» konstruksjon der egenfrekvensene ligger over 3P området. For å oppnå slik egenfrekvens trengs en svært høy stivhet. Dette er oftest økonomisk dyr løsning, da høy stivhet oppnås med større og grovere ståltverrsnitt.

4.4 VINDTEORI OG AERODYNAMIKK

I dette delkapitlet har det blitt satt fokus på bakgrunnsstoff som vindsimuleringene OO-Star og 3Dfloat er bygget på. 3Dfloat er basert på BEM-metoden for beregning av de aerodynamiske kreftene på vindturbinen. BEM-metoden, som blir forklart i denne delen, er inspirert av Anders Bjørck ved «Flygtekniska Försöksanstanten, FFA»^[10].

4.4.1 Bevegelsesmengdeteori – Betz' lov

Siden vindenergien kommer fra bevegelse (bevegelse fra områder med høyt trykk til områder med lavt trykk), kan formelen for kinetisk energi brukes. Ved hjelp av Betz' lov^[11] kan en uttrykke effekten som hentes ut fra vinden. Ved beregning av den maksimale bevegelsesenergien det er mulig å trekke ut av vinden, forenkles rotoren som en uendelig tynn disk. Denne forenklingen er gyldig for lav belastning^[12], og innebærer at rotors designmessige egenskaper utover tverrsnittet ikke tas med i betraktning.



Figur 7: Visuell fremvisning av Betz' lov for en vindturbin. Fire stasjoner er vist i figuren; 1 – oppstrøms, 2 – rett før blader, 3 – rett etter blader og 4 – nedstrøms. Rotor er forenklet som en uendelig tynn skive. På figuren er strømningens retning mot høyre, inspirert av Wikipedia^[13].

Forutsetninger som ligger til grunn for Betz' lov:

- Ser på rotor som en uendelig tynn sirkulær skive uten luftmotstand

- Strømningen er inkompressibel (aksiell og laminær) og bruker Bernoullis prinsipp
- Hastighet og trykk over tverrsnittet er ensartet
- Friksjonsfritt og ingen varmeoverføring
- Rotasjonsfri fluid og ingen høydeendring
- Massebevaringsprinsipp (massekonservering)

Bernoulli's likning (formel 3.4) kan brukes, da vi antar at fluidet er friksjonsfritt mellom 1 og 2 og mellom 3 og 4. Bernoullis likning er basert på bevaring av energien til en ideell fluid og er ofte brukt i fluidmekanikken^[14]. I følge Bernoulli er summen av energi i en gitt masse konstant. Med det følger også at ved en økning i hastighet må det samtidig skje en nedgang i trykk, eller motsatt^[15]. På figuren ovenfor antar vi at trykket ved posisjon 1 og 4 defineres lik det atmosfæriske trykket, slik at $P_1 = P_4$ og at $v_2 = v_3$.

På figuren ovenfor vil massestrømmen gå fra posisjon 1 til 2 (oppstrøms). Der vil hastigheten bremses av rotoren. Dermed vil den kinetiske energien avta. Som beskrevet tidligere, vil en nedgang i hastighet føre til en trykkøkning ved posisjon 2 for å overholde den antatte energibalansen.

$$\frac{1}{2} * \rho * v_1^2 + P_1 = \frac{1}{2} * \rho * v_2^2 + P_2 \quad (4.2)$$

Hastigheten vil være redusert rett på nedsiden av rotoren (nedstrøms). For at flyten av luftmassen skal være den samme, må tuben «utvide seg» nedstrøms, som illustrert i Figur 7. Dersom rotoren kunne ta ut all energien av vinden, ville vindhastigheten bak turbinen (posisjon 3) bli lik null, og luften kunne ikke bevege seg bort fra turbinen, noe som igjen betydde at vindturbinen ville stoppe opp. Dersom all energien gikk gjennom vindturbinen uten å bli bremsed ned, ville det ført til at rotoren ikke snurret rundt. Med andre ord vil det aldri være mulig å ta opp 100 % av vindenergien^[16]. Lenger nedstrøms på figuren (posisjon 4) vil trykket utlignes med det atmosfæriske trykket og fluidhastigheten påvirkes av dette

$$\frac{1}{2} * \rho * v_3^2 + P_3 = \frac{1}{2} * \rho * v_4^2 + P_4 \quad (4.3)$$

Når man ser på rotor som uendelig tynn, vil man kunne anta at fluidhastigheten på begge sider tett inntil rotor, vil være lik. Dette følger av massebevaringsprinsippet^[15].

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho S_v = \rho A_4 v_4 \quad (4.4)$$

Altså konstant masse, der V_1 er hastigheten oppstrøms, mens V_2 er hastigheten nedstrøms av rotor. Bet'z lov bygger på antakelsen om inkompressibelt strømming, noe som fører til samme tetthet over hele kontrollvolumet. Siden arealet helt inntil rotor på begge sider (posisjon 2 og 3) vil være likt, antas konstant hastighet over rotor ($v_2 = v_3$). Som nevnt tidligere vil hastigheten være redusert nedstrøms, noe som fører til en økning i tverrsnitts arealet ifølge massebevaringsprinsippet (som sett på figur 7).

Energipotensialet kommer av forskjellen i trykket rett over rotoren. Et uttrykk for trykkdifferansen over rotor kan finnes ved å løse formel (4.2) og formel (4.3) med hensyn på trykket ved posisjon 2 og 3.

$$\Delta P_{rotor} = P_2 - P_3 \quad (4.5)$$

Uttrykket for trykkdifferansen kan igjen kan settes opp som funksjon av hastighet.

$$\Delta P_{rotor} = P_1 + \frac{1}{2} \rho v_1^2 - \frac{1}{2} \rho v_2^2 - P_4 + \frac{1}{2} \rho v_4^2 - \frac{1}{2} \rho v_3^2$$

$$\Delta P_{rotor} = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_4^2) \quad (4.6)$$

Når luftstrømmen treffer rotor tvinges turbinbladene rundt og de spinnes opp i hastighet. Strømming opplever motstand og hindring og følgelig bremses ned. Av hensyn til dette tapet i hastighet, brukes en nedbremsingsfaktor, a , som multipliseres med oppstrøms fluidhastighet. Hastigheten over rotor vil være konstant og gitt ved:

$$v_2 = v_3 = v_1(1 - a) \quad (4.7)$$

Krefter på kontrollvolumet tilsvarer endring i bevegelsesmengde:

$$F_{kontrollvolum} = m \cdot \Delta v = \rho A_2 V_2 \cdot (v_1 - v_4) \quad (4.8)$$

$$F_{rotor} = \Delta P_{rotor} \cdot A_{rotor} = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_4^2) \cdot A_{rotor} \quad (4.9)$$

Disse formlene kan settes lik hverandre for å finne et uttrykk for de resterende hastighetene:

$$v_2 = \frac{v_1 + v_4}{2} \rightarrow v_4 = v_1(1 - 2a) \quad (4.10)$$

Bruker formel for effekt (3.2) og får:

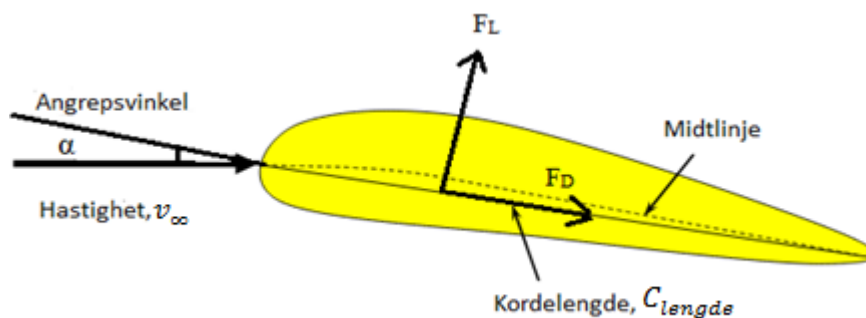
$$P_E = \frac{1}{2} \rho v^2 A \cdot v = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad (4.11)$$

Matematikeren Betz kom fram til at den maksimale teoretiske virkningsgraden for en vindturbin er på $16/27$, altså 59,3%. Dette tallet er også kjent som Betz' koeffisient eller Betz' grense. I praksis oppnår dagens vindturbiner 60-75% av denne verdien^[16]. Vi har sett at virkningsgraden er avhengig av oppbremsingen av vinden.

Av formel (4.11) ser vi at spesielt gunstige er arealer med mye vind, da energien som kan tas ut øker med vindhastigheten, v i tredje grad. Vesentlige endringer i effektuttak P_0 kan oppnås ved en relativ liten økning i vindhastigheten. Siden det er lavere overflateruheter over åpent hav, vil vinden der være mindre turbulent, og dermed også være mer egnet for energiproduksjon (The European Wind Energy Association 2009).

4.4.2 Bladelement (BEM) metoden

Hensikten til en vingeprofil er å generere løftkraft på tvers av vindretningen relativt til bladet. Bladelement metoden er en algoritme for design av turbinblad. Den tar utgangspunkt i å dele opp bladet i et antall elementer, der krefter som hvert element opplever blir regnet ut. Deretter integreres kreftene langs hele rotorbladet og for én full rotasjon^[17]. Avhengig av deres radiell posisjon, vil hvert av disse bladelementene ha ulik hastighet og geometri. De har en bestemt lengde, og er vridd i forhold til hverandre. Den lokale strømmingen blir påvirket av dette.



Figur 9: Forklarer hvordan en innkommende vindfelt påvirker vingeprofil med kordelengde C_{lengde} . Vinden med hastighet v_∞ gir bladet løft F_L normalt på vindhastigheten og drag F_D langs vindfeltet.

Denne modellen (BEM) bygger på to viktige forutsetninger^[18]:

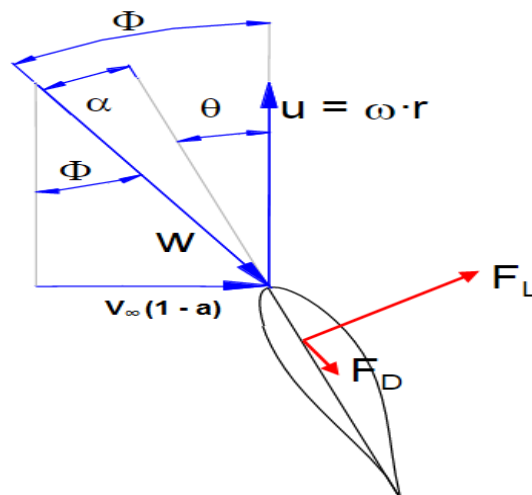
1. Bladelementene er aerodynamisk uavhengig av hverandre
2. Bladkreftene kan bestemmes ut fra løft- og dragkoeffisientene C_L og C_D

$$C_L = \frac{F_L}{0,5 * \rho * v_{\infty}^2 * C_{lengde}} \quad (4.12)$$

$$C_D = \frac{F_D}{0,5 * \rho * v_{\infty}^2 * C_{lengde}} \quad (4.13)$$

Som forklart tidligere i dette kapittelet, et løft vil bli skapt som følge av forskjellen i lufttrykket på over- og undersiden av rotoren. Det løftet (løftkraften) gjør at turbinbladene går rundt. Drag kraften oppstår på grunn av friksjon mellom bladoverflaten og luften^[19].

Bladelement-bevegelsesmengde metoden (BEM-metoden) kombinerer prinsippene forklart over og i delkapittel 4.4.1. Metoden er i dag en industristandard, og brukes til beregning av krefter og effekt for vindturbiner (Bjørk 2000). En analyserer kreftene generert av løft- og dragkoeffisientene elementvis utover bladet og kombinerer dette med bevegelsesmengde balansen over turbinen. Den resulterende sammenslåing løses så iterativt^[18].



Figur 10: roterende blad utsatt for vindlast ^[20]

Tabell 6: Forklaring og oversikt over størrelser benyttet i figur

α	Innfallsvinkel
Φ	Strømningsvinkel
θ	Bladvinkel/vridningsvinkel
W	Relativ hastighet (vil variere over bladet pga. rotasjon)
$v_{\infty}(1 - a)$	Oppstrøms vinkelhastighet påvirket av induksjonsfaktor
ω	Vinkelhastighet

Tabell 6 fortsettelse	
F_L	Løftekraft
F_D	Dragkraft

Det er ikke tatt hensyn til fluidets rotasjon og vinkelmomentet om rotor i Betz' forenklet teori. Her er det også valgt å ignorere det Betz lov ikke tar hensyn til.

4.4.3 Turbulens og vindskjær

Turbulens uttrykkes som et avvik fra gjennomsnittlig vindhastighet. Det beregnes som variasjon i vindhastigheten over en kort tidsperiode, og kan oppstå på grunn av bratt terreng, skog og andre vindturbiner. Turbulens kan måles i intensitet, som er definert som vindens standardavvik med hensyn på vindens snitthastighet^{[21],[22]}

$$I_{turbulens} = \frac{\sigma_{vind}}{v_{snitt}} \quad (4.14)$$

I 3Dfloat er det mulighet for kjøring med turbulens. Siden likevekten brytes ved dette tilfellet, brukes en utvidelse av Betz' teori for dynamisk vindhastighet. Turbulensfil generert med Turbsim importeres til 3Dfloat input-fil. For modellering med turbulens settes innkommende vind som en funksjon av tid og plassering.

Turbulens oppstår ofte sammen med vindskjær. I virkeligheten vil vindhastigheten øke med høyden over havet. Forskjellen i vindstyrke langs turbintårnet kalles for vindskjær. 3Dfloat har en funksjon for dette. Avhengig av høyden vil vindens fordeling gi ulik last opp langs turbintårnet. Det kommer av friksjon mellom vindens nederste lag og grunnen under. Ettersom øverste og nederste rotorblad til enhver tid vil være utsatt for ulik vindlast, kan effekten av vertikal vindskjær gi en uheldig bøyemoment på rotorakselen. Som for turbulens, er effekten av vindskjær sterkt avhengig av overflatens ruhet og form. Siden turbulens alltid vil føre til problemer, er det mer gunstig med plassering av vindturbin på havet^[23].

4.4.4 Blokkeringseffekt

Blokkeringseffekt, også kalt skyggeeffekt, er endringen i vindstrøm på grunn av tilstedeværelse av tårnet. Ved motvind, vil det bladet som er rett foran tårnet, oppleve minimum vind. Alle

rotorblader vil ved jevne mellom være posisjonert rett foran tårnet, og vil i denne posisjonen oppleve minimum vindstyrke. Denne effekten kalles for blokkeringseffekt. For en vindturbin som har tre blader, vil blokkeringseffekt bidra til 3P-effekt, da det er tre blader som vil passere posisjonen med minimum vind i løpet av en omdreining. Blokkeringseffekt gir altså høyere 3P variasjon^[24].

4.5 BØLGETEORI OG HYDRODYNAMIKK

Dette delkapittelet tar for seg teorien om bølger, som i seg selv er et komplekst fenomen. Bølger er type havlaster som kan beskrives som regulære- eller irregulære bølger. Bølgene er individuelle og karakteriseres ved tre parametere, høyden H, lengden L og perioden T. I dette delkapittelet er det lagt vekt på Airy's bølgeteori da det er denne teorien 3Dfloat bygger på. Det er også valgt å gi en kort beskrivelse av Pierson-Moskowitz bølgespektrum som simuleringene bygger på. Før det er det gitt en generell beskrivelse av vannplanstivhet og demping.

4.5.1 Vannplanstivhet og demping

Når gravitasjonskreftene i vannet er i likevekt med oppdriften, flyter strukturen. Gravitasjonskraften er hele tiden konstant, mens oppdriftskraften avhenger av andel struktur som ligger under vannoverflaten. Oppdriftskraften endrer seg også når strukturen beveger seg. I vertikalplanet er det pontongene oppdrift og vannplanstivhet som gir stabilitet til konstruksjonen. Vannplanstivhet gjelder legemer som flyter, og kan defineres slik vi definerer fjærstivheten, kraftøkning per meter forskyvning (jfr. Delkapittel 4.3). For vannplanstivhet må vi da se på forandringen i oppdrift per meter forskyvning av dypgangen. Det kommer av at jo lenger ut fra sin likevektposisjon plattformen kommer, dess lavere i vannet ligger den. Forskyvning ut fra likevekts posisjon fører til økning av oppdriften. Vannplanstivheten i vertikalplanet kan skrives som formel 14, der k er vannplanstivheten og A_{VL} er vannarealet som brytes av konstruksjonen (bøttene)^[25].

$$k_1 = A_{VL} \cdot \rho_{vann} \cdot g \quad (4.15)$$

Når vann blir tvunget i bevegelse, skapes svingning og energien vil forsvinne ut av systemet. Etter hvert som svingningene øker, fører det til mindre og mindre energi i systemet. Dette kalles for demping.

4.5.2 Lineær bølgeteori

Lineær bølgeteori, også kalt amplitude bølgeteori eller Airys bølgeteori, er en forenklet teori som brukes til å beskrive regelmessige bølger, eller todimensjonale bølger med små amplituder. For at denne teorien kan være gyldig å bruke, må bølgeamplituden være vesentlig mindre enn bølgelengden og havdybden^[26]. I lineær bølgeteori er bølgen formet som en sinuskurve, og overflateprofilen kan skrives som^[27]:

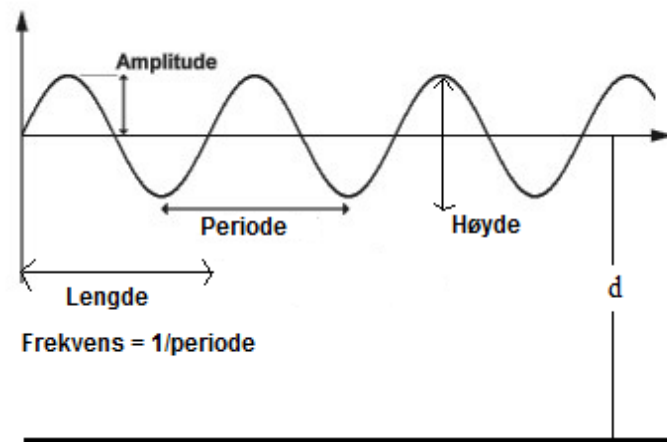
$$\eta = a \cdot \sin(\omega t - kx) \quad (4.16)$$

Der a er amplituden til bølgen, definert som halve bølgehøyde, H eller avstanden fra vannoverflaten opp til maks utslag av bølgen. ω er frekvensen på svingningen til bølgen, og er definert slik:

$$\omega = \frac{2\pi}{T} \quad (4.17)$$

Bølgetallet k defineres slik:

$$k = \frac{2\pi}{L} \quad (4.18)$$



Figur 11: Bølgeprofil med bølgelengde, høyde, periode, amplitude og dybde, d .

Bølgens forplantning beskrives av et todimensjonalt koordinatsystem, der x er horisontalt og y er vertikalt.

Tabell 7: Forholdet mellom dybde og bølgelengde forteller om man anser bølgen å være på grunt eller dypt vann^[27].

Vann dybde	Kriteriet
Dypt vann	$(d/L \Rightarrow 1/2)$
Grunt vann	$(d/L \leq 1/20)$
Mindre grunt vann	$(1/20 < d/L < 1/2)$

Det kan vises ut fra lineær bølge teori at vannpartiklene beveger seg i lukkede, elliptiske baner der halvaksene til ellipsene avtar med dypet. Partiklene beveger seg i sirkler ved overflaten i bølger på dypt vann ($d/L \Rightarrow 1/2$). Partikkelbevegelsene blir ellipser dersom man ser på områder med grunt vann ($d/L \leq 1/20$), mens de horisontale aksene er konstante nedover i dypet.

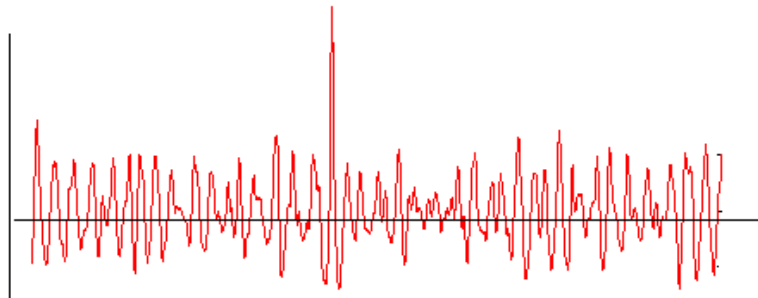
Tabell 8: Noen formler for å beskrive lineær bølge teori^[27]

Bølge egenskap	Grunt vann ($d/L \leq 1/20$)	Mindre grunt vann ($1/20 < d/L < 1/2$)	Dyp vann ($d/L \Rightarrow 1/2$)
Horisontal partikkel hastighet (u)	$\frac{\omega a}{kd} \sin(\omega t - kx)$	$\omega a \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd} \sin(\omega t - kx)$	$\omega a e^{kz} \sin(\omega t - kx)$
Vertikal partikkel hastighet (w)	$\omega a \frac{z+d}{d} \cos(\omega t - kx)$	$\omega a \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd} \cos(\omega t - kx)$	$\omega a e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Horisontal partikkel akselerasjon (u')	$\frac{\omega^2 a}{kd} \cos(\omega t - kx)$	$\omega^2 a \frac{\cosh k(z+d)}{\sinh kd} \cos(\omega t - kx)$	$\omega^2 a e^{kz} \cos(\omega t - kx)$
Vertikal partikkel akselerasjon (w')	$-\omega^2 a \frac{z+d}{d} \sin(\omega t - kx)$	$-\omega^2 a \frac{\sinh k(z+d)}{\sinh kd} \sin(\omega t - kx)$	$-\omega^2 a e^{kz} \sin(\omega t - kx)$

I tabell 8 er vertikal- og horisontal- partikkelhastighet og partikkelakselerasjon til vannet oppgitt, som er gjeldende dersom Airys bølge teori kan brukes, og avhenger av om man ser på dyp, grunt eller mindre grunt vann.

4.5.3 Irregulære bølger

Irregulære bølgeformer er en mer realistisk beskrivelse av et sjøtilstand. Da har bølgene en form som beskrives som irregulære (se figur 12).



Figur 12: Irregulære bølger

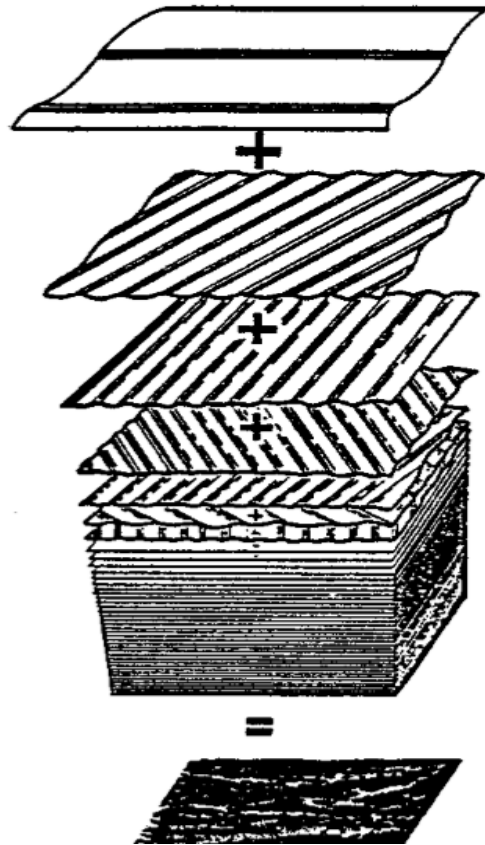
I 3Dfloat oppnås irregulære bølger ved superposisjon av Airy's bølge teori. Amplituden på regulære bølger i ulike retninger blir altså summert. Se figur 13.

Sjøtilstanden til en irregulær bølgemodell beskrives ved et bølgespekter basert på signifikant bølgehøyde, H_s og bølgeperiode, T_p . Bølgespektrum velges ut ifra geografisk område, sjø forholdene og modelleringsprogrammet. En av de mest brukte spektra er Pierson-Moskowitz (PM) bølgespekter. Den antar at dersom vinden får blåse jevnt i lang tid over et stort område, vil bølgene komme i likevekt med vinden. Her er en lang tid definert som omtrent ti-tusen bølgeperioder, og et "stort område" er omtrent fem-tusen bølgelengder på en side. PM-spektral tetthet for havoverflaten beregnes etter formel 18^{[28], [29]}.

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{32 \cdot \pi} \cdot H_s^2 \cdot T_p \left(\frac{\omega_p}{\omega} \right)^5 \cdot e^{-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega_p}{\omega} \right)^4}$$

$$\omega_p = \frac{2\pi}{T_p} \tag{4.19}$$

H_s : signifikant bølgehøyde, dvs. gjennomsnittet av de $\frac{1}{3}$ høyeste bølger, T_p : spekterets topp periode



Figur 13: Superposisjon av Airy's bølgeteori^[27]

4.5.4 Morisons likning

Den semi-empiriske formelen, Morisons likning, blir ofte brukt til å beregne de hydrodynamiske kreftene på sirkulære sylinder strukturer som er nedsunket i vann. Likningen er basert på eksperimenter, og kombineres av hastigheter og akselerasjon på vannpartikkelen og strukturen. Den relative formen på likningen brukes i tilfellet der strukturen også forflytter seg. Likningen integrert over dybden på søylen, er som følgende^[26]:

$$F = \int_{-z}^0 \frac{1}{2} \rho C_d D \cdot |u - \eta'_1| (u - \eta'_1) dz + \int_{-z}^0 \rho C_m \frac{\pi D^2}{4} u' dz - \int_{-z}^0 \rho (C_a) \frac{\pi D^2}{4} \cdot \eta''_1 dz \quad (4.20)$$

D : struktur diameter, ρ : densiteten til vann, C_m : massekoeffisienten, C_d : dragkoeffisienten,
 u : partikkelhastighet, u' : partikkelakselerasjon, η'_1 : horisontal legeme hastighet
 η''_1 : horisontal legeme akselerasjon

Morisons likning som er definert ovenfor, kan deles inn i tre ledd. Det første leddet er drag leddet, f_d , det andre og tredje leddet er masse leddet, f_m , og. Disse er definert slik^[26]:

$$f_d = \frac{1}{2} \rho C_d D \cdot |u - \eta'_1| (u - \eta'_1)$$
$$f_m = \rho \cdot C_m \cdot \frac{\pi D^2}{4} \cdot u' - \rho (C_m - 1) \frac{\pi D^2}{4} \cdot \eta''_1$$

Det første leddet av Morisons likning representerer drag uttrykket på grunn av forskjellen i hastighet mellom fluid og struktur. Hvis man ikke har bølger, men beveger strukturen, vil man få en negativ kraft (drag) som motsetter seg bevegelsen til strukturen.

Masse leddet beskriver treghetskreftene til strukturen og består av Froude-Krylov krefter på objekter i en varierende strøm og den tillagte massen. For å illustrere den ser vi på volumet av vann som blir fortrenget av det nedsunkede objektet. Froude-Krylov komponenten^[26]:

$$F = \rho \frac{\pi D^2}{4} u' \quad (4.21)$$

Når et objekt beveger seg gjennom et fluid, blir noe av massen til fluidet fortrenget, da det samme volumet ikke kan opptas til samme tid. Den omliggende fluidmassen vil i virkeligheten akselereres i ulik grad. For å beregne inn massetreghten dette medfører for objektet, legges inn et bestemt volum av fluidmassen til objektets masse (forenklet metode). Den tillagte, eller adderte massen beveger seg nå med objektet. C_m i Morisons likning er massekoeffisienten, og defineres slik^[30]:

$$C_m = 1 + \frac{m_{addert}}{m_{fortrenget}} = 1 + C_a \quad (4.22)$$

En normal koeffisientverdi er 2 for sylindere, som vi får dersom adderte massen tilsvarer det fortrengete volumet. Dette kommer av at fluidhastigheten rundt en sylinder vil, sett i forhold til fluidets ordinære hastighet ved laminær strømning, være det doble ved ytterste punkt.

C_m og C_d bestemmes i sammenheng med en del parametere, blant annet Reynolds nummer, Re , som er en dimensjonsløst størrelse innen strømningsmekanikken, som angir forholdet mellom treghetskrefter og viskøse krefter. Et høyt Re betyr mer turbulent strømning^[31]

4.6 UTMATTING

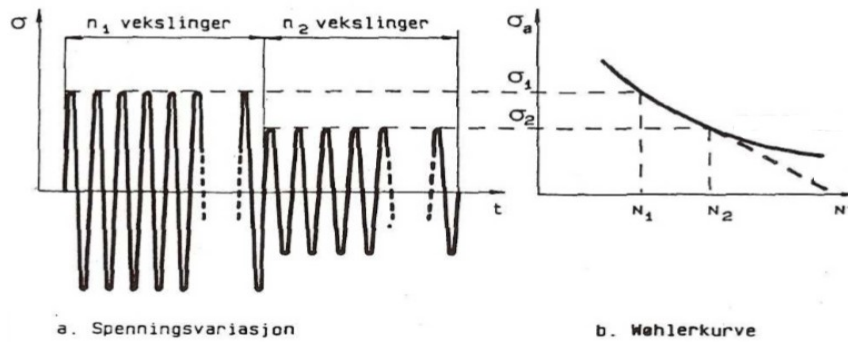
Utmatting er sprekkdannelse og sprekkevækst under dynamisk belastning. Det er forandringen som foregår i et materiale når det utsettes for en periodisk varierende spenning av tilstrekkelig størrelse. Forandringen kan resultere i sprekker og ofte i totalt brudd etter et større eller mindre antall svingninger. Den spenningen som forårsaker utmatting ligger under materialets strekkfasthet, og også ofte under flytegrensen. Et utmattingsbrudd skjer uten forutgående varsel i form av plastisk tøyning og konstruksjon. En større eller mindre feil i overflaten fører til bruddinitiering, og brer seg fra overflaten i konsentriske sirkler^[32].

Offshore konstruksjoner blir utsatt for dynamiske lastpåkjenninger ført av vind- og bølgekrefter. Slike dynamiske påkjenninger gjør dimensjonerende løsninger for offshore bruk mer komplekse. Et viktig tema i denne forbindelse er utmattelsesproblematikken da de dynamiske lastene fører til kontinuerlige spenningsendringer i konstruksjonen som igjen kan føre til sprekkdannelser og eventuelt brudd etter viss tid.

I denne oppgaven er teorien om LEBM – lineær elastisk bruddmekanikk brukt. For å beregne utmattingslevetiden er $\Delta\sigma$ den viktigste parameteren, som er forårsaket av en syklisk belastning (spenningsvariasjon, S) og et antall spenningscykler, N, før brudd oppstår. Med dette kan man få en S-N kurve som er en ideell linearisering. I realiteten vil det være en tidsavhengig utmatting^[32].

4.6.1 S-N kurver

S-N kurver representerer statistiske data basert på tester, og brukes for å angi forventet levetid for et materialet med spenningsvidde S, som blir utsatt for N antall spenningsvekslinger. En indikerer N ved å bruke en logaritmisk skala. Spenningsvidden er avstanden mellom største og minste spenning målt i MPa. Når tallparet for spenning og antall vekslinger faller under S-N kurven er konstruksjonen i teorien sikker mot utmattingsbrudd^[32]. Figur 14 viser spenningsvariasjoner (a) og S-N kurve (også kalt Wöhler kurve) med størrelsen på spenningsvekslingen på vertikalaksen i MPa og antall spenningsvekslinger (N) på horisontalaksen.



Figur 14: Spenningsvariasjoner (a) og S-N kurve (også kalt Wöhler kurve) (b)^[32].

S-N data er vanligvis presentert som en lineær kurve i et dobbellogaritmisk diagram. Her kan en bruke de vanlige reglene for regresjonsanalyse. Spenningsvidden kan uttrykkes ved hjelp av designkurve som er angitt i standarden DNV-RP-C203^[32].

$$N = C \cdot \Delta\sigma^{-m} \quad (4.23)$$

C og m er konstanter som kan finnes ved av utmattingsdataene til materiale. Generelt er disse konstantene funksjoner av testmiljøet, middelspenningen, overflatefaktoren, prøvegeometrien, størrelsesfaktoren og fremstillingsprosessen. Ved å ta logaritmene, kan denne modellen transformeres til en enkel regresjonsmodell, som er lineær og enkel å bruke^[32]:

$$\begin{aligned} \log N &= \log C - m \cdot \log(\Delta\sigma) \\ C &= 10^{\log a} \rightarrow \log N = \log a - m \cdot \log(\Delta\sigma) \end{aligned} \quad (4.24)$$

Prøvetallene, som er grunnlaget for utforming av S-N-kurvene, kan inneholde stor spredning. For en virkelig konstruksjon er kurvene derfor ikke 100 % nøyaktige. Da motstanden mot utmatting kan variere fra sted til sted i en konstruksjon, er det også mulig at de mest konservative verdiene ikke fanges opp under en test. Det fører til unøyaktigheter som man bør være klar over og ta høyde for ved bruk av S-N kurver ved dimensjonering^[33].

4.6.2 Miner-Palmgren's summering

Dersom konstruksjoner er belastet med mange spenningsvekslinger blir Miner-Palmgrens summering brukt til beregning av utmatting. Skaden ved utmatting ved en gitt spenning er antatt å være akkumulert lineært i forhold til antall spenningsvekslinger. Miner-Palmgrens prinsipp går ut på at en regner ut delskadene fra alle spenningsvekslinger, og summerer disse for å få samlet skade på konstruksjonen^[33]:

$$D_{fat} = \sum \frac{n_i}{N_i} \quad (4.25)$$

n_i : antall spenningscykler som oppstår

N_i : antall spenningscykler som tåles før brudd

Dersom vi tenker oss at N_1 gir brudd ved spenning S_1 , vil n_1 perioder ved samme spenning bruke opp n_1/N_1 del av utmattingslivet til konstruksjonen.

Ved dimensjonering for krafttilstander, må det tas hensyn til at vindturbinene ikke opererer i alle vindhastigheter. For at bladene ikke skal bli skadet, slår vindturbinen seg av ved for høye vindhastigheter^[7]. S-N kurver og Miner-Palmgren metoden blir ofte brukt ved dimensjonering for utmattelse. Ved dimensjonering benyttes det sikkerhetsmarginer på sum delskade, som gis som tillatt delskade. (Engelsk «design fatigue factor»). Sikkerhetsfaktoren velges ut fra sikkerhetsklasse og hvor enkelt det er å inspisere sveisene (mulighetene for inspeksjon, reparasjon og vedlikehold). Det er litt høyere for flytende vindturbiner enn for bunnfaste^[34].

For at konstruksjonen skal regnes som sikker mot utmatting, må summen av alle delsummene være mindre enn^[34]:

$$D_{fat} \leq \frac{1}{DFP} \quad (4.26)$$

4.6.3 Rainflow-metoden

Det eksisterer forskjellige metoder som beskriver hvordan man tar hensyn til spenningscyklusene. Ved hjelp av en metode for syklustelling, transformeres spenningsvariasjonen, som skyldes en gitt lastsituasjon, til et spenningspektrum. Dersom en konstruksjonsdetalj er utsatt for flere lastsituasjoner skal disse kombineres til et dimensjonerende spektrum for spenningsvidde. Normalt blir en syklustelling basert på Rainflow-metoden benyttet sammen med Miner-Palmgren delskadehypotese.

I denne oppgaven er det valgt å bruke Rainflow-metoden, som er en vanlig metode for dimensjonering av utmatting av et offshore vindturbin fundament, og ble utviklet av Tatsudo Endo og M. Matsuishi i 1968^[35].

Rainflow-metode er en tidsdomenemetode som omhandler telling av maksimalverdier, der spenningsvidde grafen snus 90 grader mot høyre for så å telle spenningene ved å se på dem som regnvann som triller nedover grafen. Deretter kan spenningsfordelingshistogrammet lages^[36].

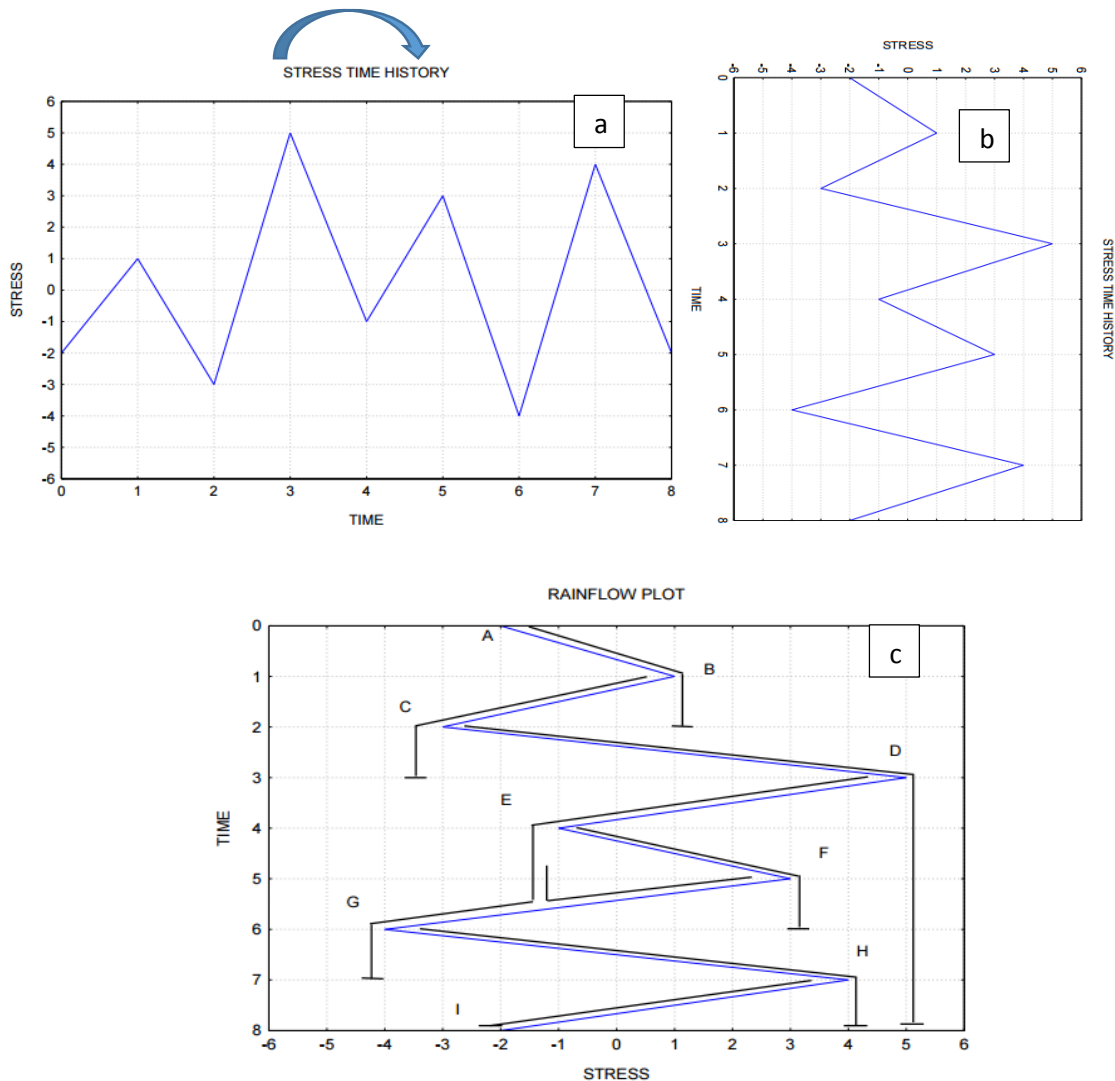
En teller spenningene:

- Der serien begynner (A)
- Der foregående regnflyt forsvinner og ved hver ny topp (B, D, F, ...)
- Ved hver bunn (C, E, G, ...)

Hver regnflyt stopper:

- Der en serie ender (I)
- Når den kommer nederst i bunnen (for eksempel serie B-C)
- Ved møtet på en flyt ovenfra (for eksempel serie C-B)

Resultatene av Rainflow- metoden er spenningsområder som kan brukes i kombinasjon med SN- kurver for å beregne Miner-Palmgrens summeringen.

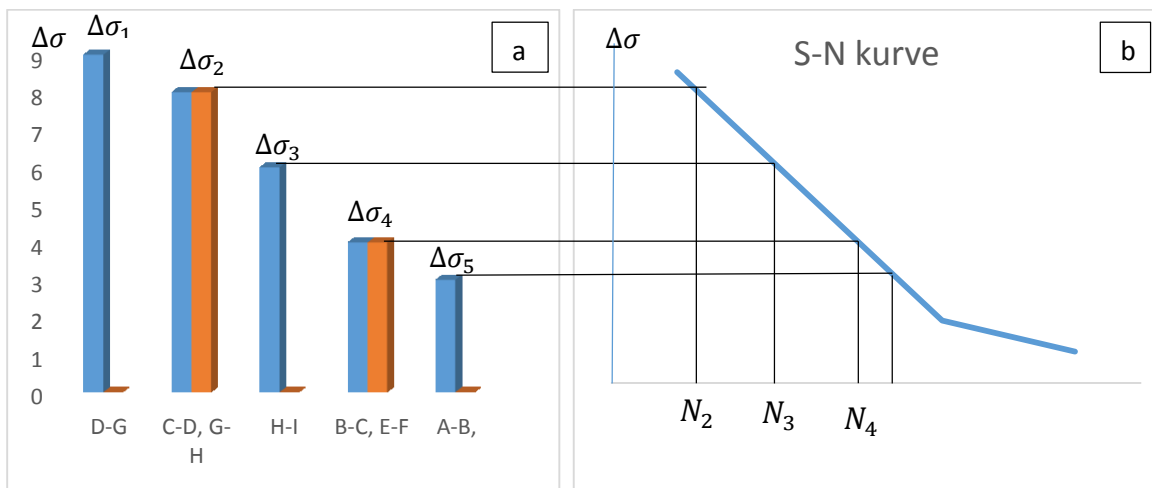


Figur 15: Illustrasjon (a-c) av Rainflow-counting metoden. Inspirert av Irvine^[36].

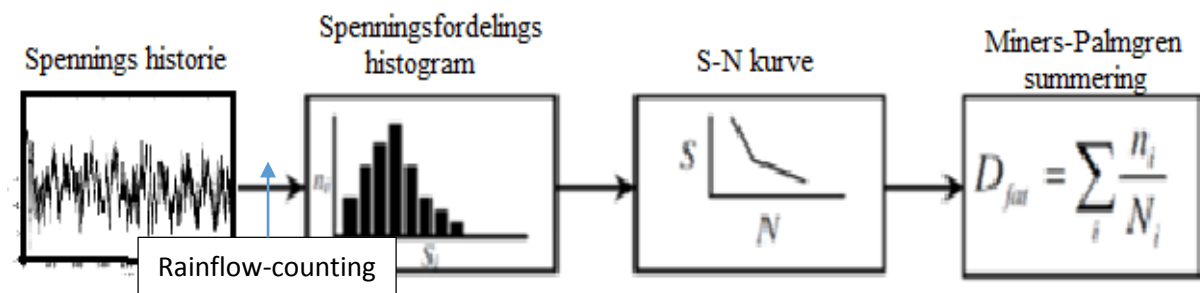
Tabell 9: Rainflow counting^[36]

Strekning	Syklus	Spenning
A-B	0.5	(-2 til 1) = 3
B-C	0.5	(1 til -3) = 4
C-D	0.5	(-3 til 5) = 8
D-G	0.5	(5 til -4) = 9
E-F	1.0	(-1 til 3) = 4
G-H	0.5	(-4 til 4) = 8
H-I	0.5	(4 til -2) = 6

Spenninger med samme spenningsvidde sorteres sammen i blokker i en spenningsdiagram, og deretter kan utmattingsberegningen gjøres. Til slutt summeres delskadene.



Figur 16: Spenningsvekslinger med samme spenningsvidde (a) til utmattingsberegning (b) med S-N kurve



Figur 17: Oppsummering kalkulasjonsmetode for utmatting ved variable spenningsvidder og bruk av S-N kurver og Miners-Palmgren summering

5. ANALYSEMETODIKK

Metodikken som beskrives her er bundet opp mot de konkrete simuleringene og oppsettet av disse. Modellgeometri og simuleringsoppsett benyttet i dette masterarbeidet var oppsatt på forhånd. Noen endringer ble foretatt ved egenfrekvensanalyser og ved design av turbintårn.

5.1 MODELLERING

OO-Star Wind Floater har et 97.8 meter høyt tårn. Tårnet er modellert i 3Dfloat ved hjelp av bjelkeelementer, med manuell gradvis endring av sylinderdiameteren. Tårnet er delt i 9 seksjoner som gradvis avtrapper med høyden. Flyteren og seks nederste seksjonene av tårnet er designet i betong, mens resten av tårnet er av stål, med stål kvalitet S355JR. Ytterst på plattformkonstruksjonen er det tre bøtter (sylindere) som er festet til sentertårnet med pontonger. Konstruksjonen er forankret med tre moringskabler/forankringslinjer. Hele konstruksjonens levetid er satt til 20 år.

5.2 SIMULERINGER

Det er valgt å analysere konstruksjonens respons fra vind- og bølgelaster i tidsserier, som simuleres i simuleringsverktøyet 3Dfloat. Tårnrot og området midt på tårnet analyseres mot utmatting. Krefter og momenter i disse områdene hentes ut ved å kjøre simuleringer i 3Dfloat, og brukes til å finne bøyespenning i disse områdene. Resultat-filene fra simuleringene genereres til tabeller.

Tårnet nederst har en diameter $d = 9.7\text{m}$ og veggtykkelse 9cm.

Midt på tårn er diameter $d=7.99\text{m}$ og veggtykkelse 6,65cm.

For input-filer og fullstendig oppsett av simuleringer henvises det til vedlegg 5.

5.3 RUTINER FOR RAINFLOW COUNTING

Gjennom dette arbeidet er det blitt utviklet et Python skript som beregner bøyespenning i turbintårn. Krefter og momenter som hentes ut ved å kjøre simuleringer i 3Dfloat, kjøres i Python-skriptet for å finne bøyespenningen. Skriptet er laget slik at det beregner bøyespenning i 12 ulike punkter på tårnet (opløsning hver 30 grader) for hvert belastningssituasjon (FLS).

Det er viktig ettersom vinden angriper fra ulike retninger, og for å et riktig bilde av hvor spenningen og delskaden er størst ved ulike belastningssituasjoner. For hvert punkt/oppløsning er delskaden fra alle belastningssituasjoner blitt summert. Det punktet som har størst total delskade, sammenlignes med total tillatt delskade for tårnet. Resultater genereres til grafer og tabeller, og brukes videre i rainflow-counting for delskadeanalyse.

Rainflow-rutinene brukt i denne oppgaven er hentet fra Matlab wafo, en verktøykasse fra Matlab for statistisk analyse og simulering av tilfeldige bølger og tilfeldige laster. Rutinen «turning-points» kommer fra pywafo toolbox. Programvaren er fritt distribuert, og bygger på rainflow-counting metoden for å finne delskade i konstruksjonen. Delskadene summeres ved hjelp av Miner-Palmgrens delskadehypotese. Funksjonen «fatiguedamage_twoslope», som er basert på utmattingsstandarden DNV-RP-C203^[37], er blitt brukt. Funksjonen følger i prinsippet en klassisk Wöhler-kurve (S-N kurve), bortsett fra at den er bi-lineær og korrigerer for tykkelseeffekten. Parametere i funksjonen er hentet fra S-N kurve, tabell 2.2 i samme standarden. Det er standarden som har mest beregningsmuligheter i seg, og det er blitt benyttet S-N kurver for sjøvann med katodisk beskyttelse over hele tårnet.

Det antas at elementene i tårnet er sveist sammen fra begge sider i ringretning. Da kan en utmattingsprekk initieres fra utsiden på sveis tå, og fra sveisens rot (se figur 16). Dette fører oss henholdsvis til S-N kurve C1 og F3. Parameterne for kurve C1 er som følgende^[37] (se vedlegg 8):

$$m_1 = 3.0$$

$$\log a_1 = 12.049$$

$$m_2 = 5.0$$

$$\log a_2 = 16.081$$

Parametere for kurve F3 er som følgende (se vedlegg 8):

$$m_1 = 3.0$$

$$\log a_1 = 11.146$$

$$m_2 = 5.0$$

$$\log a_2 = 14.576$$

m_1 og $\log a_1$ er henholdsvis stigningstallet og skjæringspunktet til $\log N$ -aksen for $N < N_{lim}$ sykler (høye spenningsvidder) og m_2 og $\log a_2$ er for $N > N_{lim}$ sykler (lave spenningsvidder). N_{lim} er skjæringspunktet mellom de to linjene i S-N-kurven, i dette tilfellet $N=1E6$.



Figur 18: En sprekk kan initieres fra utsiden på sveisens tå (a), og fra sveisens rot (b) ^[37].

Spenningskonsentrasjonsfaktor, SCF er i henhold til standarden, satt lik 1.536 ved beregning med kurve C1, og 1.61 ved beregning med kurve F3 ^[37]. For det stive tårnet er det konservativt valgt å beregne med kurve F3. Dersom tårnet holder mot utmatting etter kurve F3, holder det også med kurve C1.

Sikkerhetsfaktor på utmattingskade, DFF, bør ifølge standarden settes lik 2 ^[34]. Men siden dette arbeidet er til å begynne med opp mot en prototype av OO Star, er det ønskelig for Dr. techn. Olav Olsen med en høyere DFF, da kostnaden ved å miste en prototype er høyere enn å miste én vindturbin i en park. DFF settes derfor lik 3 i denne oppgaven. Det tilsvarer en total tillatt delskade på 0.33.

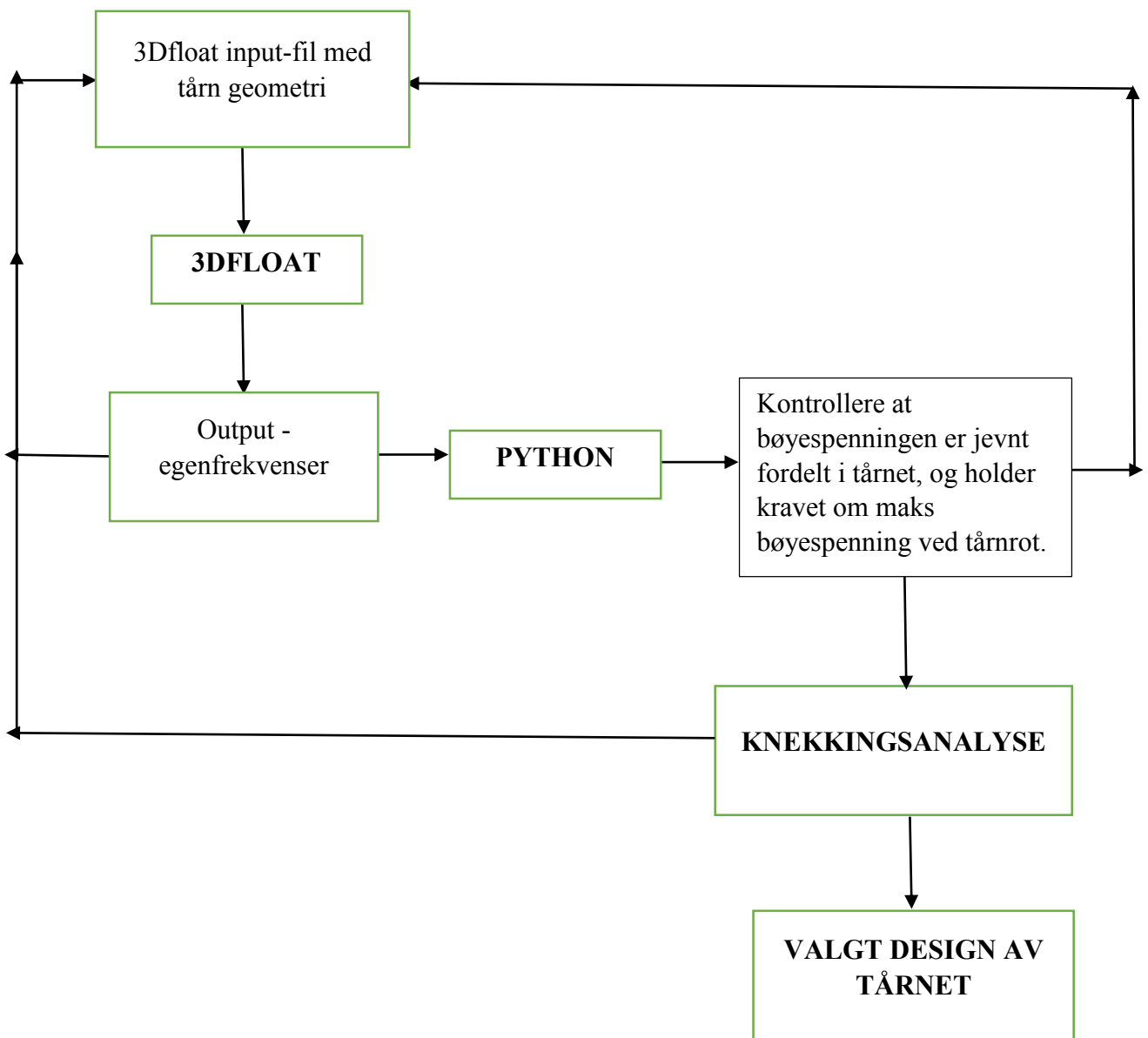
Delskadene i konstruksjonen over tid blir beregnet i et kall fra bøyespenningsskriptet. Utmattingsanalysen er begrenset til noen få vindhastigheter og bølgesituasjoner. Det vil altså ikke gi en fullstendig utmattingsanalyse, men et godt bilde av om konstruksjonen vil klare å holde i 20 år, da det er generert resultater for de belastningssituasjoner som gir høyest delskade (høy vindhastighet og bølgeparametere), eller de som er lengst aktive. Resultatene fra kjøring i Python genereres til grafer og tabeller.

5.4 PROSESSTRINN

Dette arbeidet har bestått av to trinn, A, design og B, utmattingsanalyse av turbintårnet. Begge trinnene bygger på simuleringer i 3Dfloat og programmering i Python. For å forklare metodikken på en enkel og forståelig måte, er det valgt å fremvise fremgangsmåten skjematisk for både designing- og utmattingsanalyse av turbintårnet.

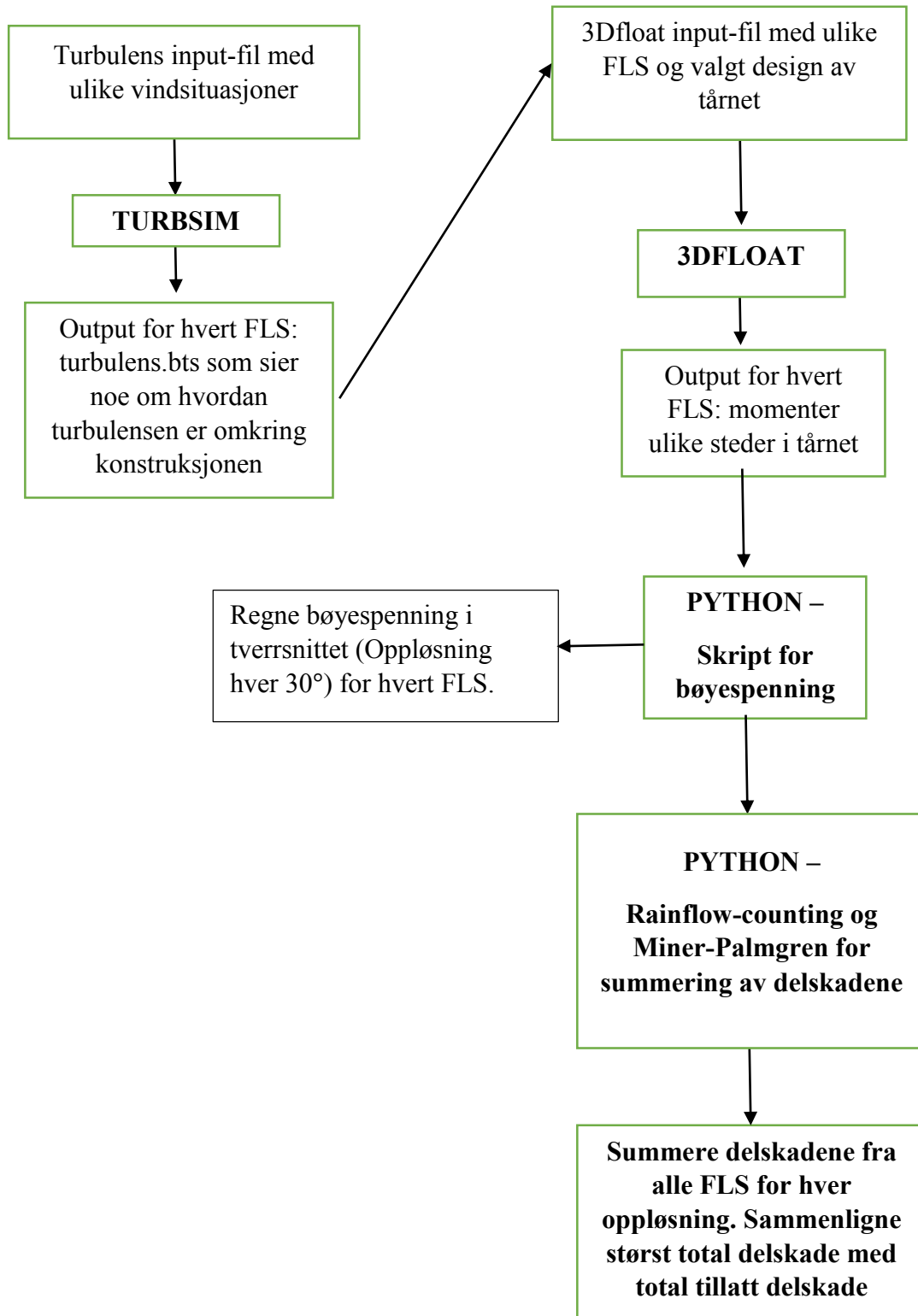
A. Design av turbin tårnet

En skjematisk oversikt av fremgangsmåten for programbruken i forbindelse med designing av tårnet er vist nedenfor:



B. Utmattingsanalyse

Anvendt analyseprogram for simulering av dynamiske vindlaster og aerodynamikk er 3Dfloat. Output fra 3Dfloat er blitt brukt i Python skriptet bygget på rainflow-counting metoden. En skjematisk oversikt av fremgangsmåten for programbruken i utmattingsanalysene er vist nedenfor:



5.5 DESIGNING AV TÅRN

Det opprinnelige designet til tårnet i OO Star Wind Floater var en tentativ design og noen av egenfrekvensene lå innenfor områder hvor det lå fare for resonans. Tårnet måtte derfor designes i mer detalj. Nedenfor følger beregninger av rotorfrekvensen, 1P (perioden av selve rotoren), og frekvensen av tre blader, 3P, som tilsier perioden mellom hver gang et turbinblad passerer turbintårnet.

Rotoren i OO-Star Wind Floater går med omløpshastighet 5 - 11 rpm.

- Beregning av 1P:

$$1 \text{ rpm} = \frac{1}{60} \text{ Hz} \quad (5.1)$$

$$5 \text{ rpm} = \frac{1}{60} * 5 \text{ Hz} = 0.0833 \text{ Hz}$$

$$11 \text{ rpm} = \frac{1}{60} * 11 \text{ Hz} = 0.1833 \text{ Hz}$$

- Beregning av 3P:

$$5 \text{ rpm} = 3 * \frac{1}{60} * 5 \text{ Hz} = 0.25 \text{ Hz}$$

$$11 \text{ rpm} = 3 * \frac{1}{60} * 11 \text{ Hz} = 0.55 \text{ Hz}$$

I disse områdene ($0.0833 < \text{egenfrekvens} < 0.1833$) og ($0.25 < \text{egenfrekvens} < 0.55$) er det fare for resonans, og vi bør altså ikke ha noen egenfrekvenser.

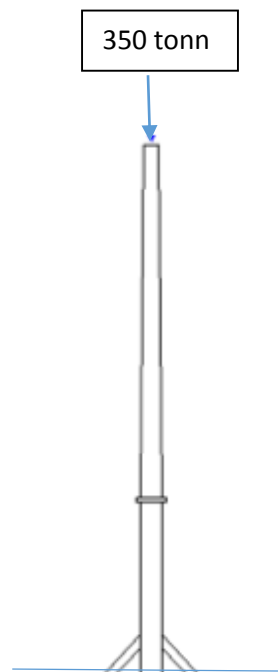
Det er normalt å legge en margin på 20 % mellom konstruksjonens egenfrekvens, og rotor-/bladfrekvensen^[41]. Ut ifra egenfrekvens beregninger gjort ovenfor, må første bøyning på tårnet legges rundt 0.22 Hz, eller over 0.66 Hz.

I det opprinnelige OO Star tårnet lå første bøyning av tårnet med egenfrekvens på 0.74 Hz. Men her var E-modulen satt til 3x stål. Første torsjon av tårnet lå på 0.27 Hz, inne i 3P området.

E-modulen ble først satt ned til e-modulen for stål ($2.1 \cdot 10^5$ MPa). Videre ble diametere og veggtykkelser i tårnet justert. Det ble vurdert to versjoner av tårnet; «soft-stiff» tower der første bøyning av tårnet ligger rundt 0.22 Hz (mellom 1P og 3P), og «stiff-stiff» tower der første bøyning av tårnet ligger rundt 0.66 Hz (over 3P).

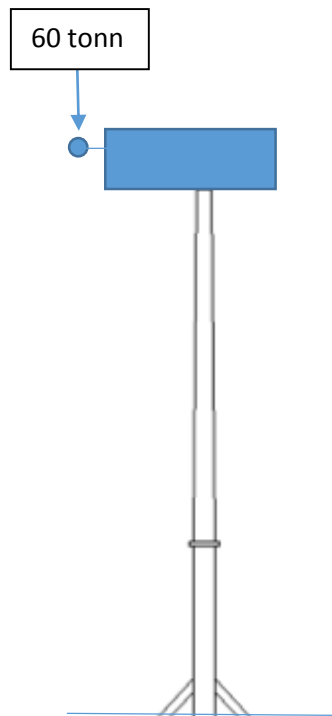
Det ble gjort mye testing der diametere og veggtykkelser ble lenge justert uten at man fikk et skikkelig «soft-stiff» eller «stiff-stiff» tårn. Årsaken til det var at når tårnet nærmet seg egenfrekvensene til turbinbladene og nacellen, begynte de å spille inn. En ny metode ble dermed utprøvd, der følgende caser ble kjørt i 3Dfloat for å analysere effekten av turbinbladene og nacellen:

Case 1: Først se kun på tårnet som fast innspent i bunnen, uten blader og nacelle. Vekt tilsvarende blader (60 tonn) og nacelle ble lagt til som punktmasse på toppen. Her ble diameter og veggtykkelser justert helt til man fikk ønskede egenfrekvenser for «soft-stiff» og «stiff-stiff» tårn.



Figur 19: Tårnet som fast innspent i bunnen, med punktlast på 350 tonn.

Case 2: Kjøre analysen med geometri tilsvarende case 1, men også sette på nacellen. Vekt tilsvarende blader ble fortsatt lagt til som punktmasse på toppen, og tårnet var fortsatt fast innspent i bunnen. Tårnet ble ytterligere justert for å få ønskede verdier av egenfrekvens.



Figur 20: Case 2. Sette på nacelle, bladenes vekt som punktpasse på toppen

Case 3: Her ble også bladene tatt med i oppsettet fra case 2, og grensebetingelse i bunnen ble fjernet. Som forventet endret egenfrekvensene seg fra case 1 og 2. For å forsøke å komme tilbake til egenfrekvensene fra case 1 og 2, ble bladene stivet opp ved å sette opp E-modulen og G-modulen.

Case 4: Se på tårnet uten grensebetingelse i bunnen. Ta med bunn konstruksjonen/flyteren i tillegg til nacellen/rotoren. Det ble lagt vannplanstivhet på hver bøtte i flyteren (da trengte vi ikke pitch-stivhet). Bladvekta ble satt på som punktmasse i toppen av tårnet.

Case 5: Som case 4, men også sette på bladene her (full konfigurasjon). Som forventet ble det veldig komplisert når tårnet ikke var holdt fast i bunnen lenger og alt ble sluppet løst. Egenfrekvensene forandret seg betraktelig, og for å komme tilbake til ønskede verdier, ble pontongene oppstivet. Da fikk man både et «soft-stiff» og «stiff-stiff» tårn.

Det ble også kjørt et case hvor det ble sett på egenfrekvenser for ett blad. Laveste egenfrekvens for et isolert blad lå på 0.7 Hz. Det var også viktig at bladenes egenfrekvens ikke lå for nært til bøyning for det stive tårnet. «Stiff-stiff» tårnet måtte derfor ha egenfrekvenser mellom 0.66 - 0.68 Hz.

Case 6: Som case 5, men stivheten i pontongene ble fjernet. Et problem som ble merket var at nacellen var for myk mot bøyning. E-modulen i nacellen ble derfor stivet opp kraftig (med E6),

og bøttene ble holdt fast. Her ble det antatt at det gikk greit å bygge en stiv nacelle med samme mengde stål som vi har i bjelkene. Tårnet ble ytterligere justert helt til man fikk et «stiff-stiff» tårn.

Tårnets egenfrekvenser lå over 3P, men det lå for nært til bladfrekvensene. Det ble derfor valgt å justere den nominelle hastigheten til rotor ned til 10 rpm. Ved å justere generatorkarakteristikk og pitch kontrollsystem ble effektkurven nesten identisk med den opprinnelige effektkurven for 11rpm. Med den nye rotor hastigheten kunne første bøyning for det stive tårnet legges rundt 0.6 Hz (20 % over 3P som nå var 0.25 - 0.55 Hz). Oppsettet for Case 6 ble den endelige løsningen for et «stiff-stiff» tårn. (For fullstendig oppsett se vedlegg 3).

Det ble ikke funnet noen løsning for et godt «soft-stiff» tårn, og første bøyning av tårnet ligger i 1P området. Ergo er det fortsatt fare for resonans i det myke tårnet.

Tabell 8 viser de oppnådde resultatene for «soft-stiff» og «stiff-stiff» tårn. Første bøyning av tårnet er kombinert med første bøyning for bladene. Både første bøyning fram/tilbake og sideveis er tatt med. Det er ikke problematisk at de ligger nær hverandre.

Tabell 10: viser begge versjoner av tårnet

	Diameter Størst/Minst [m.]	Vegtykkelse Størst/Minst [m.]	Første bøyning av tårnet (Sideveis, fram/tilbake) [Hz]
Stiff-stiff	9.70/5.70	0.090/0.04	0.615/0.636
Soft-stiff	6.00/3.10	0.027/0.019	0.127/0.202

Se vedlegg 4 for egenfrekvensanalyser med de 20 laveste egenfrekvensene.

Tabell 11: Vurderingsanalyse

	Soft-stiff	Stiff-stiff
Tips bøyespenning (max 60 MPa)	181 MPa	24 MPa
Knekking (etter forenklet metode)	Holder ikke	Holder
Vurdering	Ikke ok	Ok

Tabell 11 viser bøyespenning i tårnene og om de holder mot knekking etter forenklet konservativ metode (se vedlegg 1 for knekkingsanalyse). Olav Olsen tipset om et forenklet designkriterie om maksimum 60 MPa bøyespenning i tårnrot ved 15 graders plattform pitch og akselerasjon på 3 m/s^2 for nacellen. Det ble ikke blitt funnet en slik løsning for «soft-stiff» tårn, med maksimum bøyespenning på 60MPa ved tårnrot. Tårnet er i midlertid sammenliknet med bøyespenning i OC3 Hywind sin «soft-stiff» tårn, og har nokså lik bøyespenning. Selv om tårnet ikke holder mot knekking etter forenklet metode, og det fortsatt er fare for resonans, tas det med videre i utmattingsberegninger for sammenlikning.

5.6 LASTER/GRUNNLAGSDATA

I dette kapitlet følger en detaljert beskrivelse av grunnlagsdata som er gjeldende for dette arbeidet. Størst bidrag til belastning på OO Star Wind Floater vil komme fra miljølastene bølger, strøm, vind og egenvekt. Områdedata er hentet fra Dr. Tech. Olav Olsen sin rapport over belastningssituasjoner («design load cases»), ved navnet *NFR Project 225946/E20 – RENERGIX Concrete Substructure for Floating Offshore Wind Turbines* (se vedlegg 2). Lastene er analysert i 3Dfloat.

Rapporten med områdedata inneholder 81 FLS med ulike vindhastigheter og bølgesituasjoner og antall timer de er aktive i løpet av et år. 5 av FLS er «parkert» og de utgjør 10 timer i løpet av et år. Totalt antall timer vindturbinen er klar til produksjon per år blir altså 8750 timer. På grunn av tidsbegrensning er det rukket å kjøre simuleringer for 21 lasttilfeller for det foreslåtte «stiff-stiff» tårnet. Simuleringene varer i 4000 sekunder, der antall tidstrinn å løse er satt til 400 000. Det vil si at det foretas en løsning hver 0.01 sekund.

Bølger og vind er analysert i samme retning i forhold til hverandre. Nacellen vil snu seg etter vindretningen, ved hjelp av yaw-systemet. Dette er avgjørende for optimal utnyttelse av vinden^[38]. Nacellen er derfor antatt å alltid ha retning mot vinden. I 3Dfloat justeres nacellens retning manuelt.

Input-parametere:

JONSWAP γ – faktor settes lik 1.0 for alle belastningssituasjoner, da det skal brukes Pierson-Moskowitz bølgespektrum (RENERGIX – rapport). De resterende parameterne er gitt av tabell 10 for alle benyttede FLS for det stive tårnet.

Tabell 12: Vind- og bølgeparametere som det kjøres simuleringer for

Last.komb.	Bølger			Strømning		Vind				Time
	Hs [m]	Tp [s]	Dir [deg]	vcurr	Dir [deg]	U _{hub} [m/s]	I _{eff} [%]	Exp	Dir [deg]	Timer/År
FLS 1	1,184	7,314	0	0,21	0	6	0,24	0,07	0	177,8
FLS 2	1,652	7,673	0	0,315	0	10	0,19	0,08	0	224,3
FLS 3	1,951	7,903	0	0,42	0	11	0,19	0,08	0	97,4
FLS 4	2,722	8,494	0	0,525	0	12	0,18	0,09	0	119,1
FLS 5.3	6,255	11,205	0	0,84	0	20	0,159	0,1	0	10,5
FLS 9	1,652	7,673	330	0,315	0	10	0,19	0,08	330	129,6
FLS 44	1,652	7,673	180	0,315	180	10	0,19	0,08	180	327,6
FLS 46.1	2,305	8,174	180	0,694615	180	12	0,18	0,09	180	153,3
FLS 51	1,652	7,673	150	0,315	180	10	0,19	0,08	150	328,5
FLS 54.1	3,215	8,872	150	0,743077	180	16	0,168	0,09	150	138,4
FLS 60	2,722	8,494	120	0,694615	180	12	0,18	0,09	120	225,1
FLS 61	4,7	10,012	120	0,743077	180	16	0,168	0,09	120	98,1
FLS 67	2,722	8,494	90	0,694615	180	12	0,18	0,09	90	146,3
FLS 68	4,8	10,089	90	0,743077	180	16	0,168	0,09	90	73,6
FLS 74	2,722	8,494	60	0,694615	0	12	0,18	0,09	60	153,3
FLS 75	5,5	10,626	60	0,743077	0	16	0,168	0,09	60	90,2
FLS 79	1,652	7,673	30	0,315	0	10	0,19	0,08	30	282,9
FLS 80	1,951	7,903	30	0,42	0	11	0,19	0,08	30	145,5
FLS 81	2,722	8,494	30	0,694615	0	12	0,18	0,09	30	215,5
FLS 82.1	3,215	8,872	30	0,743077	0	16	0,168	0,09	30	59,6
FLS 83.3	6,255	11,205	30	0,84	0	20	0,159	0,1	30	34,2
SUM										3230,8

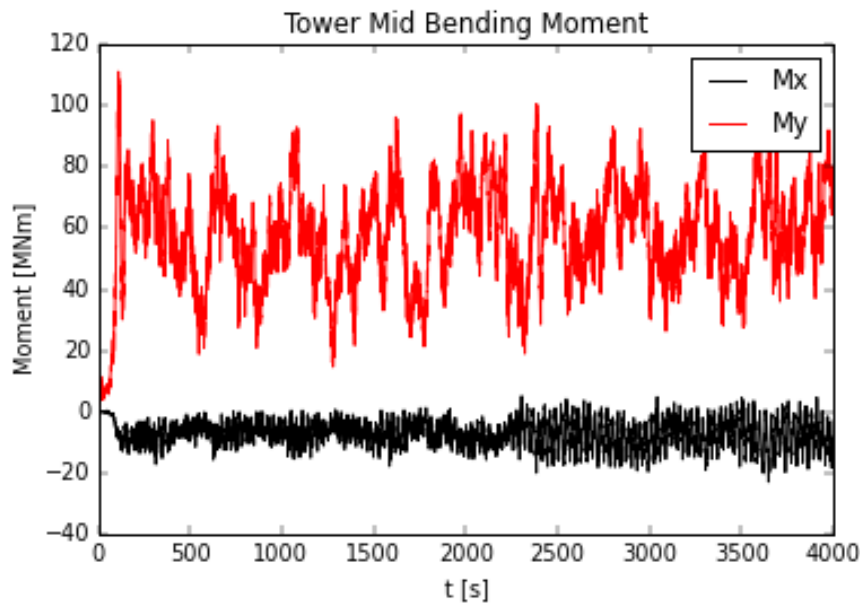
6. RESULTATER

I dette kapitlet vises resultatene over moment og bøyespenninger i tidsserier ved tårnrot og midt på tårnet, etterfølgende av delskader på de samme punktene på turbintårnet, ved ulike belastningssituasjoner.

6.1 TIDSSERIER

Det er valgt å vise plott over moment etterfulgt av noen bøyespenningsplott med lastkombinasjonen 2 ved tårnrota for både «stiff-stiff» og «soft-stiff» tårn. Hver plott er bøyespenning ved tårnrot, i tidsserie over en time (3600 sekunder pluss starttid) for hver 30 graders oppløsning. Momentene M_x og M_y er behandlet som vektorkomponenter. Bøyespenninger fra de to komponentene er funnet hver for seg ved bruk av formel 3.3, og deretter summert. Se vedlegg 5 for fullstendige Python rutiner, med skript for bøyespenning.

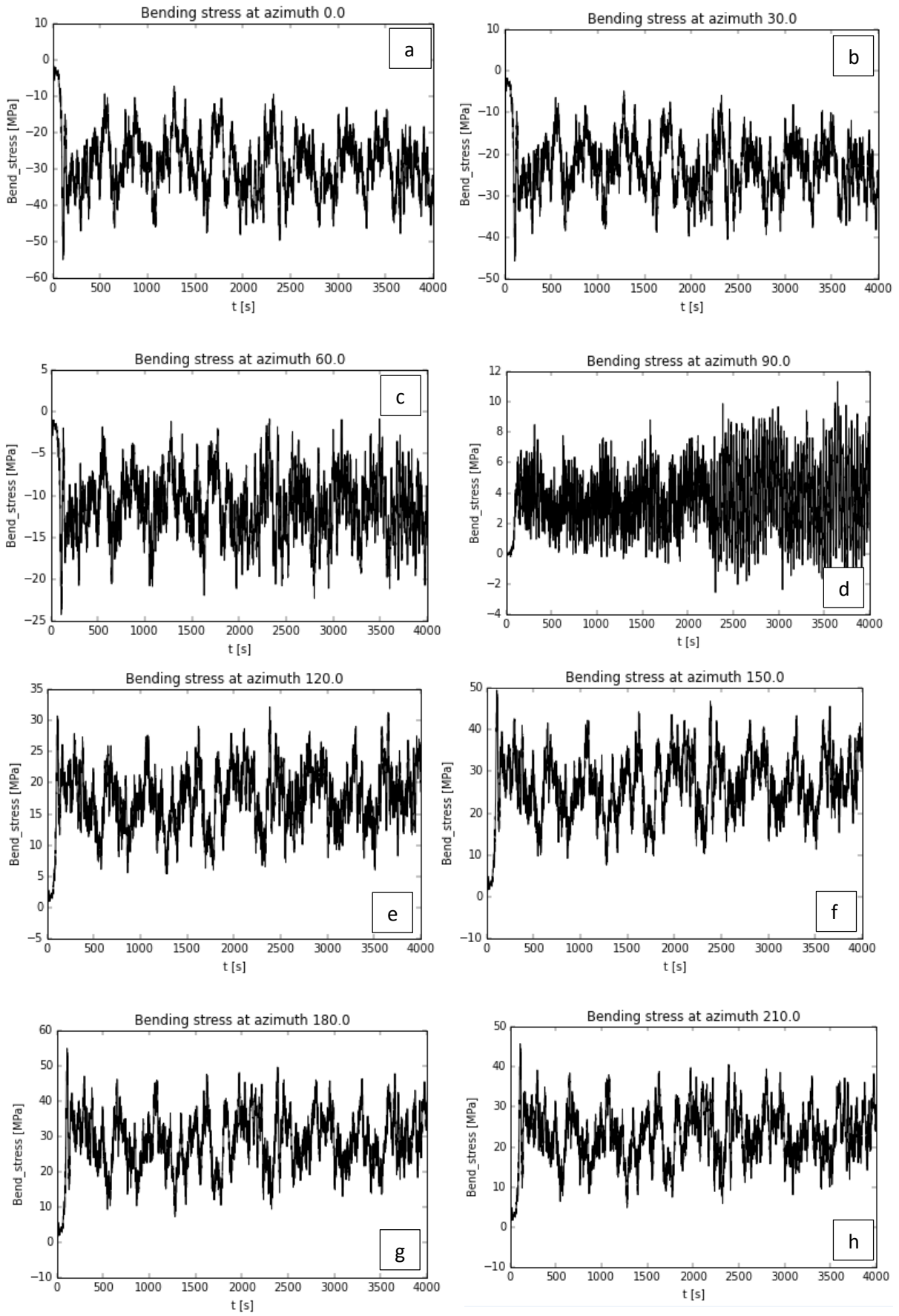
6.1.1 Stiff-stiff tårn

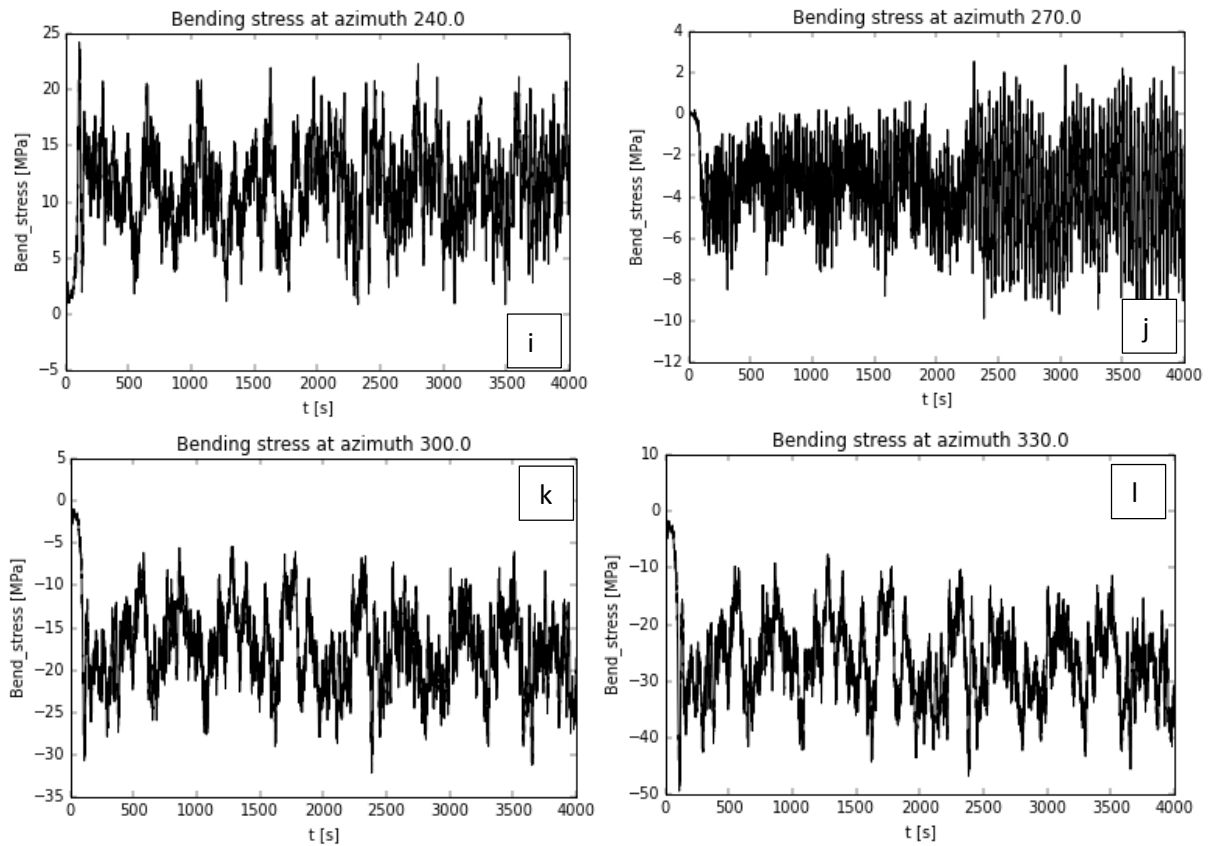


Figur 21: Moment ved tårnrot i «stiff-stiff» tårnet når vindkraften virker i x-retning (FLS2).

Det gir høyest moment i y-retning (90 og 270 grader) og lavest moment i x-retning (0 og 180).

Dynamiske belastninger og utmatting av tårnet til en flytende vindturbin





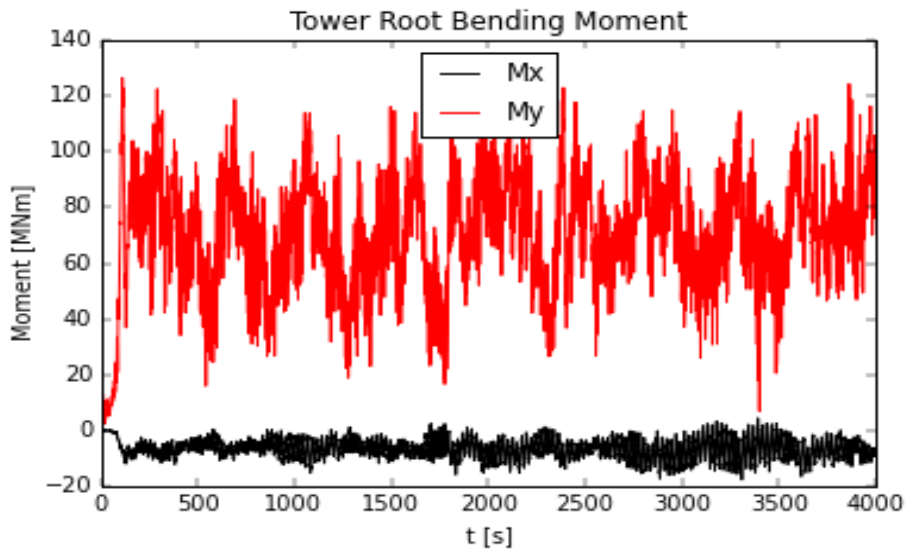
Figur 22: Bøyespennning ved tårnrot i «stiff-stiff» tårnet. Opplysning i azimuth er 30 grader.

Horizontal kraft (0 grader i forhold til x-akse) gir høyest moment i y-retning, M_y , ved 90 (d) og 270 grader (j). Momentet i x-retning er minimalt da vindkrafta har den samme retning og får ingen arm vinkelrett på x-akse.

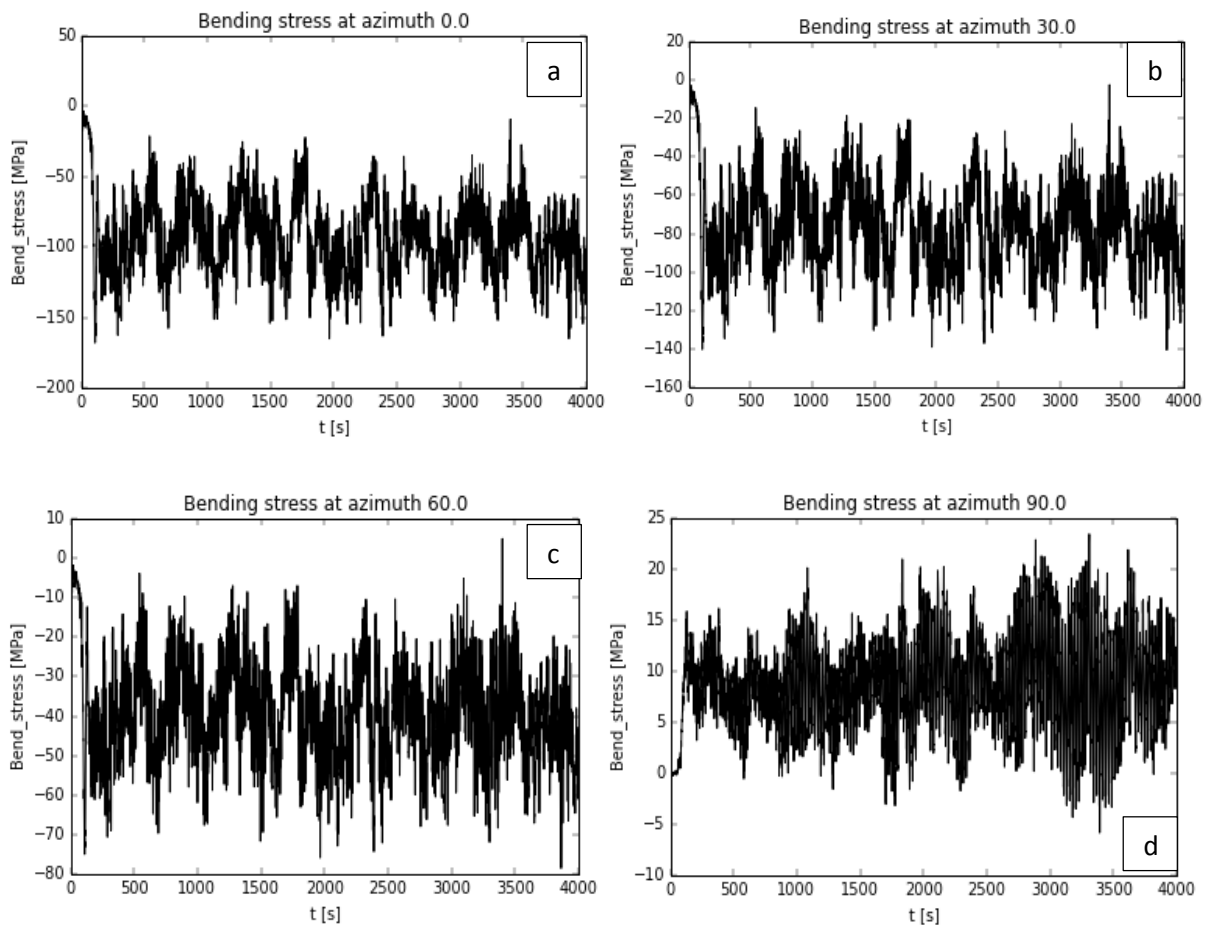
Ved 90 og 270 grader er avstanden fra origo til den vertikale akse lik null (avstand y i formel for bøyespennning, formel 3), noe som fører til at bøyespennning pga. M_y blir eliminert, noe som gir oss minste totale bøyespennning i disse punktene.

Ved 0 (a) og 180 grader (g) er bidraget til bøyespennning fra M_y størst. Følgelig har vi størst bøyespennning i disse punktene på tårntverrsnittet. Her elimineres bøyespennning fra M_x , da avstanden fra origo til den horisontale akse er null (avstand y i formel for bøyespennning), men dette gir ikke stort utslag, da momentet i x-retning er minimalt.

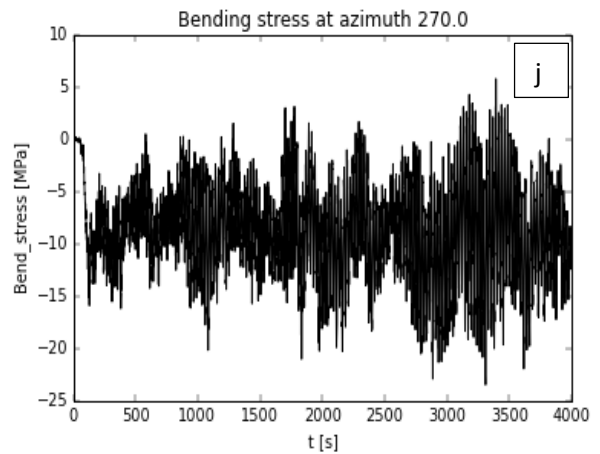
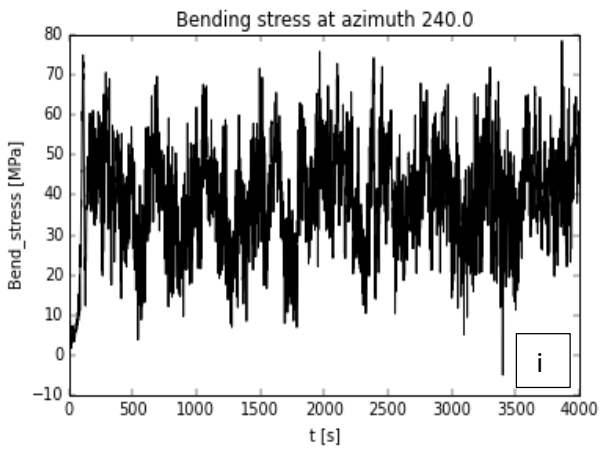
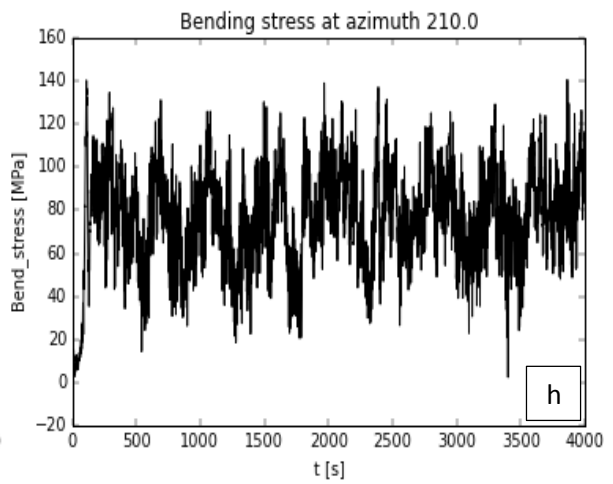
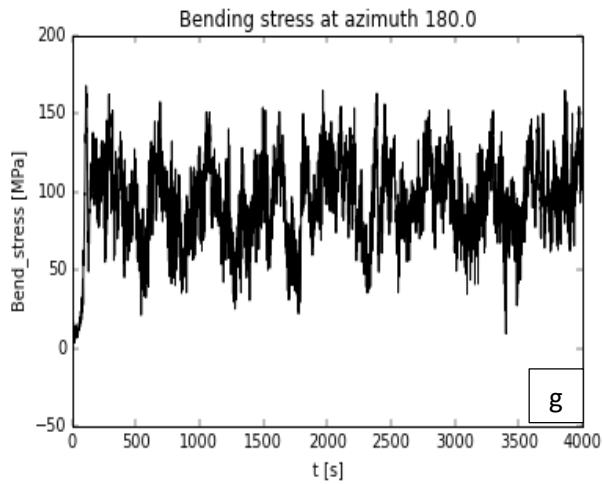
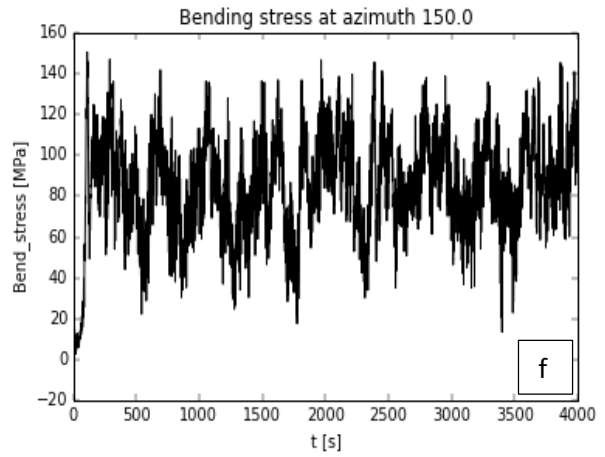
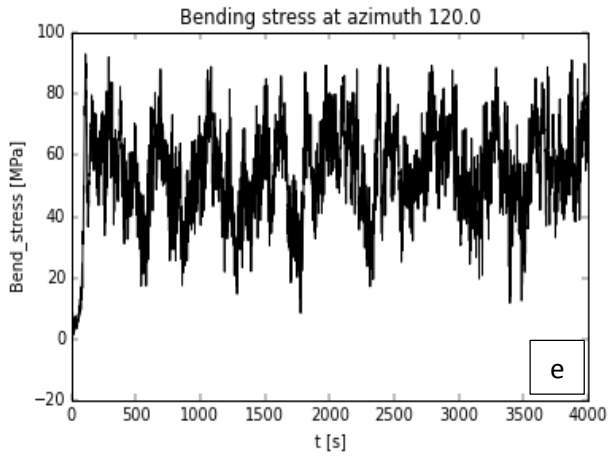
6.1.2 Soft-stiff tårn

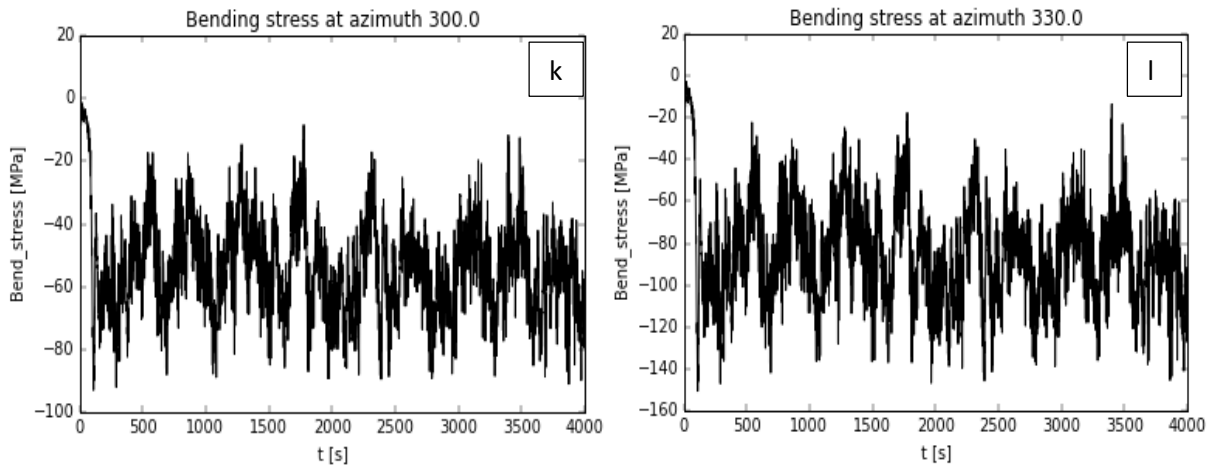


Figur 23: Moment ved «soft-stiff» tårnrot når vindkraften virker i x-retning (FLS2). Det gir høyest moment i y-retning (90 og 270 grader) og lavest moment i x-retning (0 og 180).



Dynamiske belastninger og utmatting av tårnet til en flytende vindturbin





Figur 24: Bøyesspenning ved tårnrot i «soft-stiff» tårnet. Oppløsning i azimuth er 30 grader.

Ved simuleringer med «soft-stiff» tårn ble det ikke tatt hensyn til skyggeeffekt, da effekten ennå ikke var lagt inn i 3Dfloat. Vi ser at bøyesspenningen allikevel blir betraktelig høyere for «soft-stiff» tårnet i forhold til «stiff-stiff» tårnet. Dette skyldes mindre stivhet og et mykere tårn, som følgelig er mer bøyelig og også mer utsatt for utmattingsbrudd. Bøyesspenningen er fortsatt størst ved 0 (a) og 180 grader (g), og minst ved 90 (d) og 270 grader (j).

6.2 UTMATTING

I dette delkapittelet følger resultater som er generert fra simuleringer med ulike lastkombinasjoner. I tillegg til det foreslåtte «stiff-stiff» tårnet, er det valgt å foreta utmattingsanalyse på «soft-stiff» tårn. Det er også blitt kjørt par simuleringer der man ser på tårnet med fast innspenning i bunnen. Dette for å analysene utmatting i tårnene dersom konstruksjonen hadde vært installert på land.

6.2.1 Stiff-stiff tårn

Delskadene er beregnet med kurve F3 for det stive tårnet, og er vist av tabell 13 og 14. Delskadene er beregnet både ved tårnrota og midt på tårnet. Det er valgt å ikke gjøre beregninger med kurve C1. Dersom tårnet er sikker mot utmatting med kurve F3, er det også sikker etter kurve C1. Det er derfor konservativt valgt å beregne med kurve F3.

		Delskade i løpet av 20 år tårnrot - azimuth														
FLS	Timer/år	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330			
1	177,8	6,49E-05	4,91E-05	2,58E-05	2,23E-05	3,71E-05	7,38E-05	8,15E-05	4,98E-05	2,47E-05	2,25E-05	3,87E-05	6,97E-05			
2	224,3	3,86E-03	2,07E-03	2,43E-04	2,70E-05	4,26E-04	3,15E-03	5,42E-03	2,67E-03	2,66E-04	2,68E-05	3,17E-04	2,20E-03			
3	97,4	1,45E-04	1,43E-03	1,46E-04	1,04E-05	2,54E-04	2,20E-03	3,72E-03	1,68E-03	1,51E-04	1,00E-05	1,92E-04	1,63E-03			
4	119,1	3,34E-03	1,76E-03	1,95E-04	1,11E-05	2,35E-04	2,26E-03	4,16E-03	2,04E-03	2,01E-04	1,10E-05	1,84E-04	1,74E-03			
5,3	10,5	3,48E-05	1,60E-05	3,80E-06	1,13E-06	5,64E-06	2,34E-05	3,18E-05	1,51E-05	3,52E-06	1,04E-06	5,81E-06	2,54E-05			
9	129,6	1,06E-03	9,79E-05	1,14E-05	3,07E-04	2,11E-03	3,21E-03	1,40E-03	1,10E-04	1,13E-05	2,41E-04	1,56E-03	2,32E-03			
44	327,6	9,57E-03	4,35E-03	3,05E-04	3,74E-06	3,51E-04	3,86E-03	7,24E-03	3,45E-03	2,72E-04	3,82E-06	4,79E-04	5,25E-03			
46,1	153,3	3,60E-03	1,70E-03	1,45E-04	4,04E-06	2,09E-04	1,95E-03	3,57E-03	1,70E-03	1,44E-04	3,98E-06	2,15E-04	2,00E-03			
51	328,5	3,62E-03	4,14E-04	3,70E-05	3,78E-04	2,69E-03	5,13E-03	2,90E-03	3,92E-04	3,71E-05	5,14E-04	3,87E-03	7,08E-03			
54,1	138,4	1,17E-03	2,10E-04	3,32E-05	1,92E-04	1,19E-03	2,07E-03	1,17E-03	2,15E-04	3,25E-05	1,89E-04	1,19E-03	3,06E-05			
60	225,1	3,40E-04	1,95E-05	3,18E-04	2,90E-03	5,78E-03	3,17E-03	3,63E-04	2,10E-05	4,67E-04	3,98E-03	7,07E-03	3,42E-03			
61	98,1	1,94E-04	3,84E-05	2,26E-04	1,29E-03	2,12E-03	1,11E-03	1,89E-04	3,83E-05	2,26E-04	1,31E-03	2,17E-03	2,32E-04			
67	146,3	2,93E-05	3,94E-04	2,53E-03	3,90E-03	1,71E-03	1,91E-04	3,13E-05	5,62E-04	3,58E-03	5,07E-03	1,96E-03	1,88E-04			
68	73,6	7,17E-05	3,98E-04	1,30E-03	1,63E-03	7,70E-04	1,41E-04	7,16E-05	3,91E-04	1,30E-03	1,64E-03	7,80E-04	2,92E-04			
74	153,3	2,57E-04	2,80E-03	5,68E-03	3,19E-03	3,48E-04	8,73E-06	2,96E-04	3,35E-03	6,77E-03	3,68E-03	3,66E-04	8,41E-06			
75	90,2	3,02E-04	1,78E-03	3,00E-03	1,54E-03	2,05E-04	2,99E-05	3,07E-04	1,79E-03	2,94E-03	1,48E-03	2,02E-04	3,06E-05			
79	282,9	2,74E-03	4,97E-03	3,01E-03	4,58E-04	4,58E-05	5,13E-04	3,80E-03	6,80E-03	3,74E-03	4,92E-04	4,54E-05	4,00E-04			
80	145,5	2,09E-03	4,32E-03	2,49E-03	3,48E-04	2,85E-05	3,00E-04	2,80E-03	5,46E-03	2,95E-03	3,63E-04	2,83E-05	2,32E-04			
81	215,5	2,72E-03	5,72E-03	3,61E-03	5,88E-04	4,34E-05	3,39E-04	3,32E-03	6,82E-03	4,10E-03	6,03E-04	4,28E-05	2,92E-04			
82,1	59,6	5,79E-04	9,87E-04	5,70E-04	1,13E-04	2,16E-05	1,06E-04	5,86E-04	9,89E-04	5,75E-04	1,16E-04	2,27E-05	1,04E-04			
83,3	34,2	7,55E-04	1,10E-03	6,01E-04	1,29E-04	6,21E-05	2,20E-04	7,68E-04	1,12E-03	6,11E-04	1,31E-04	6,29E-05	2,17E-04			
SUM	3230,8	3,66E-02	3,46E-02	2,45E-02	1,70E-02	1,87E-02	3,00E-02	4,22E-02	3,97E-02	2,84E-02	1,99E-02	2,08E-02	2,78E-02			
Total								0,11434793								

Delskade i løpet av 20 år midt på tårn - azimuth 30 grader													
FLS	Timer/år	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330
1	177,8	1,72E-04	1,18E-04	5,05E-05	4,05E-05	8,44E-05	2,03E-04	2,25E-04	1,23E-04	4,80E-05	4,09E-05	8,72E-05	1,83E-04
2	224,3	1,03E-02	5,15E-03	5,31E-04	5,58E-05	1,23E-03	9,15E-03	1,42E-02	6,85E-03	5,88E-04	5,49E-05	8,66E-04	6,10E-03
3	97,4	7,35E-03	3,56E-03	3,31E-04	2,23E-05	7,38E-04	5,98E-03	9,11E-03	4,32E-03	3,43E-04	2,13E-05	5,28E-04	4,40E-03
4	119,1	8,74E-03	4,46E-03	4,52E-04	2,49E-05	6,67E-04	6,21E-03	1,06E-02	5,26E-03	4,65E-04	2,43E-05	4,86E-04	4,53E-03
5,3	10,5	5,76E-04	3,83E-04	5,01E-05	3,24E-06	4,20E-05	3,10E-04	4,42E-04	2,27E-04	2,03E-05	2,90E-06	4,20E-05	3,63E-04
9	129,6	2,72E-03	2,22E-04	2,54E-05	8,79E-04	5,94E-03	8,36E-03	3,69E-03	2,51E-04	2,48E-05	6,63E-04	4,15E-03	6,07E-03
44	327,6	2,46E-02	1,11E-02	6,91E-04	9,07E-06	1,01E-03	1,04E-02	1,87E-02	8,53E-03	6,11E-04	9,47E-06	1,46E-03	1,48E-02
46,1	153,3	9,08E-03	4,21E-03	3,45E-04	9,99E-06	5,65E-04	5,07E-03	9,05E-03	4,23E-03	3,43E-04	9,94E-06	5,87E-04	5,18E-03
51	328,5	7,05E-03	8,84E-04	8,71E-05	1,12E-03	7,28E-03	1,31E-02	6,91E-03	8,74E-04	8,62E-05	1,21E-03	7,74E-03	1,35E-02
54,1	138,4	3,07E-03	5,01E-04	7,97E-05	5,80E-04	3,54E-03	5,89E-03	3,05E-03	5,10E-04	7,80E-05	5,69E-04	3,51E-03	5,94E-03
60	225,1	6,80E-04	4,62E-05	7,45E-04	5,61E-03	1,03E-02	5,42E-03	6,39E-04	4,56E-05	7,44E-04	5,50E-03	1,02E-02	5,59E-03
61	98,1	5,12E-04	9,27E-05	6,69E-04	3,97E-03	6,39E-03	3,23E-03	4,95E-04	9,32E-05	6,80E-04	4,06E-03	6,52E-03	3,31E-03
67	146,3	6,64E-05	8,58E-04	4,78E-03	7,10E-03	3,14E-03	3,81E-04	6,38E-05	8,62E-04	4,91E-03	7,26E-03	3,18E-03	3,76E-04
68	73,6	1,72E-04	1,10E-03	3,76E-03	4,60E-03	2,06E-03	3,43E-04	1,74E-04	1,11E-03	3,86E-03	4,78E-03	2,15E-03	3,62E-04
74	153,3	7,05E-04	7,27E-03	1,40E-02	7,74E-03	7,96E-04	2,06E-05	8,63E-04	9,18E-03	1,62E-02	9,03E-03	8,30E-04	1,99E-05
75	90,2	8,87E-04	5,35E-03	8,77E-03	4,28E-03	5,24E-04	7,66E-05	9,09E-04	5,35E-03	8,64E-03	4,12E-03	5,20E-04	7,77E-05
79	282,9	7,65E-03	1,33E-02	7,46E-03	9,85E-04	8,95E-05	1,49E-03	1,11E-02	1,81E-02	9,49E-03	1,07E-03	8,89E-05	1,10E-03
80	145,5	5,53E-03	1,04E-02	6,11E-03	7,60E-04	5,84E-05	8,81E-04	7,61E-03	1,29E-02	7,44E-03	7,94E-04	5,77E-05	6,36E-04
81	215,5	7,27E-03	1,47E-02	8,74E-03	1,32E-03	9,11E-05	1,01E-03	9,32E-03	1,76E-02	1,02E-02	1,36E-03	9,02E-05	8,10E-04
82,1	59,6	1,77E-03	2,96E-03	1,55E-03	2,64E-04	4,96E-05	3,15E-04	1,77E-03	2,92E-03	1,55E-03	2,72E-04	5,12E-05	3,13E-04
83,3	34,2	2,34E-03	3,23E-03	1,67E-03	3,23E-04	1,50E-04	6,58E-04	2,37E-03	3,27E-03	1,70E-03	3,29E-04	1,52E-04	6,51E-04
SUM	3230,8	0,10122	0,08984	0,06084	0,03968	0,0448	0,07847	0,1113198	0,10266	0,06798	0,041166	0,04332	0,07429
Total	8750							0,3014881					

Resultatene over delskader i tårnrot og midt på det stivete tårnet viser at det er sikker mot utmatting etter beregning med kurve F3, og ved bruk av en DFF lik 3. Total delskade er beregnet ved å multiplisere summen av delskader ved 180 grader, med antall timer vindturbinen er klar til produksjon i løpet av 20 år ($20 \cdot 8750$). Delskaden fra de 21 kjørte simuleringene er altså behandlet som gjeldende for hele året, da det på grunn av tidsbegrensning ikke ble rukket å kjøre simuleringer for alle belastningssituasjoner.

6.2.2 *Soft-stiff tårn*

Bøyespenningen ved tårnrota i det myke tårnet var mye større enn Olav Olsen sin anbefaling til maksimum bøyespenning ved tårnrot. Det lå derfor store mistanker om at tårnet ikke vil klare å overholde en levetid på 20 år. Det ble derfor først valgt å beregne delskade med kurve C1, da beregning med klasse C gir lavere delskade enn beregning med klasse F. Delskadene er beregnet midt på tårnet, da det er størst spenninger der.

Tabell 15: Delskade midt på «soft-stiff» tårnet med kurve C1 og ulike FLS

Soft-stiff midt på tårn - kurve C1			
FLS	Delskade pr. time	Aktiv tid - timer/år	Total delskade på 20år
2	0,001565707	224,3	7,023761754
4	0,003531808	119,1	8,412767171
75	0,020580227	90,2	37,12673011
81	0,003606843	215,5	15,54549219
SUM		649,1	68,10875122

Ut ifra tabellen over, ser man klart at det myke tårnet ikke vil overholde en levetid på 20 år. Delskaden fra de enkelte belastningssituasjonene med kurve C1 er så høy at det ikke er sett på som nødvendig å beregne med S-N kurve F3, da det uansett ville gi større delskade.

6.2.3 Fast innspent soft tårn

Det ble også kjørt par simuleringer for å få et innblikk i utmatting i det myke tårnet dersom det hadde vært på installert på land. Tårnet ble da behandlet som fast innspent i bunnen.

Tabell 16: Delskade midt på «soft-stiff» tårnet med kurve C1 dersom det var landbasert

Soft-stiff tårn - fast innspent i bunn			
Lastkombinasjon	Delskade pr. time	Aktiv tid - timer/år	Total delskade på 20år
FLS 2	0,0001958	224,3	0,878358583
FLS 81	0,000237939	215,5	1,025518496

Tabell 16 viser at det myke tårnet er altfor myk, og selv om delskaden har gått betraktelig ned sammenliknet med offshore, vil tårnet altså ikke holde selv om det ble installert på land.

7. DISKUSJON

Det valgte designet for «soft-stiff» turbintårnet er nok ikke en optimal løsning, da det fortsatt foreligger fare for resonans. Første bøyning av tårnet faller i rotorfrekvensen 1P. Mye tid er blitt brukt til å lære seg 3Dfloat programmet og tilpasse modellen og designe turbintårnet slik at ønskede verdier for egenfrekvens blir oppnådd. Men dette har ikke lyktes for «soft-stiff» tårnet. Egenfrekvensene forandrer seg når bladene og nacellen blir koblet med tårnet og alt blir sluppet løst.

Det er blitt foreslått et versjon av «stiff-stiff» tårn, der nacellen er oppstivet. Det antas at det er greit å bygge en nacelle med samme mengde stål som vi har i bjelkene. Reduksjon i rotorhastigheten har også bidratt med større margin mellom bladenes egenfrekvens og første bøyning av tårnet. Det har vært nødvendig for at første bøyning av tårnet ikke faller i samme område som bladfrekvensene.

Det er blitt gjort en enkel bøyeknekkingsanalyse av både «soft-stiff» og «stiff-stiff» tårnet for å se om valgte designet vil være en reell løsning for området. Denne metoden er et usikkerhetsmoment, da metoden ikke er i henhold til noe standard, men er en forenklet metode. Det er verdt å nevne at metoden er konservativ i forhold til standard, og det er mulig «soft-stiff» tårnet er sikker mot knekking. For å være sikker på det må det foretas nøyere knekkingsanalyse i henhold til standarder.

Arbeidet med design av tårnet har ført til begrenset tid på hovedmålet; teste ulike steder på konstruksjonen mot utmatting. Det er blitt foretatt utmattingsanalyse på turbintårnet i både «soft-stiff» og «stiff-stiff». Utmattingsanalysen er basert på noen få grunnlagsdata, men en ser klare tendenser på at «soft-stiff» tårnet ikke vil holde mot utmatting da delskaden fra de enkelte belastningssituasjonene er for høy.

Blokkeringseffekt ble lagt til i 3Dfloat den 28.04.2015. Simuleringene for det myke tårnet var da allerede kjørt ferdig, og på grunn av tidsbegrensning ble det ikke rukket å kjøre dem på nytt. Det er derfor ikke tatt hensyn til blokkeringseffekt ved beregning av delskade i det myke tårnet. Delskaden fra de enkelte belastningssituasjonene uten blokkeringseffekt er så høyt at det heller ikke er sett på som nødvendig å ta hensyn til blokkeringseffekt der, da tårnet ikke vil holde mot utmatting allikevel. I realiteten vil altså delskaden i det myke tårnet være enda større enn det som er vist av resultatene i tabell 15 og 16.

For det foreslåtte stive tårnet ser det ut til at både tårnrota og området midt på tårn vil klare å holde sin 20 års levetid. DFF er satt noe høyere enn det standarden krever, men delskaden i området midt på tårn er ganske nær total tillatt delskade. Python skriptet som beregner bøyespenning gir et riktig bilde av spenningene i tårnet ved ulike belastninger, da det tar hensyn til at vinden angriper fra ulike retninger. Dette gir nøyaktighet i resultatene. Men det er konservativt å bruke S-N kurve for sjøvann over hele konstruksjonen. For å oppnå bedre, og mer nøyaktige resultater, kan en bruke S-N kurve for luft i øvre del av tårnet og S-N kurve for sjøvann i nedre del av tårnet.

Det er konservativt valgt å beregne med kurve F3. Når tårnet er sikker mot utmatting med kurve F3, er det også sikker ved beregning med kurve C1. Det viktig å være oppmerksom på at S-N kurve klasse C krever sliping (jfr. DNV-RP-C203), noe som er tidskrevende og dyrt. Men dette er typisk vanlig for tårnkonstruksjoner^[40].

Det ble opprinnelig kjørt simuleringer for totalt 27 belastningssituasjoner med det foreslåtte «stiff-stiff» tårnet. Men det ble oppdaget en feil i input-fila, noe som gjorde at simuleringene måtte kjøres på nytt igjen. I andre omgang ble det bare rukket å kjøre 21 simuleringer. Resultatene for tidligere simuleringer med feil i input-fil, er lagt til som vedlegg (vedlegg 9). Ved sammenlikning ser man at den totale delskaden har blitt høyere etter at feilen er rettet opp.

Resultatene som er vist i denne rapporten for «soft-stiff» tårn er gamle og med feil i input-fil. Det ble ikke sett på som nødvendig å kjøre simuleringene på nytt, da tårnet antakeligvis ikke vil holde mot utmatting, etter de gamle beregningene. For sammenlikning ble det opprinnelig også kjørt simuleringer med det opprinnelige Olav Olsen tårnet. Men disse resultatene er også ikke-autentiske, men er allikevel valgt å ta med som i vedlegg 9. Resultatene viser at det opprinnelige Olav Olsen tårnet trolig heller ikke ville holde mot utmatting.

8. KONKLUSJON

Det er foreslått et nytt design av OO-Star Wind Floater turbintårnet som tar hensyn til egenfrekvenser fra de dynamiske lastene og unngår faren for resonans. Tårnet er et «stiff-stiff» tårn. «Soft-stiff» tårnet som er forsøkt å designe, er ikke en optimal løsning, da den fortsatt har fare for utmatting. Det er blitt gjort simuleringer på begge tårnene i tidsserier, og rainflow-counting metoden er blitt benyttet til utmattingsanalyser. «Stiff-stiff» tårnet er estimert å være sikker mot utmattingsbrudd, og vil overholde en levetid på minimum 20 år. «Soft-stiff» tårnet kommer i midlertid veldig dårlig ut i utmattingsanalysen.

8.1 KONKLUSJON OG ANBEFALINGER

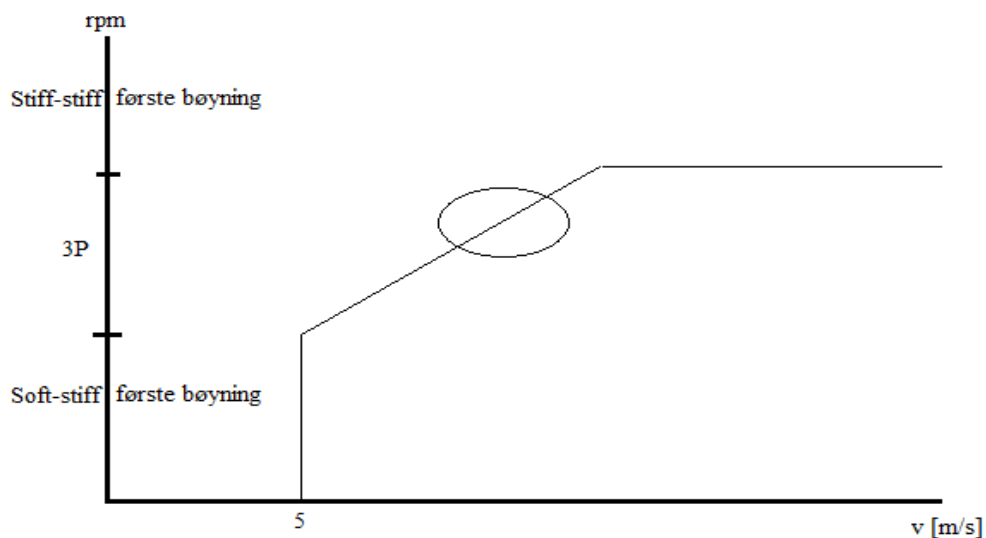
Dette arbeidet har også ført til:

1. Stålet i det foreslåtte «stiff-stiff» tårnet har en vekt på ca. 955 tonn. Tårnet nederst har en diameter lik 9.7m og veggykkelse 9cm. Midt på tårn er diameteren lik 7.99m og veggykkelse 6,65cm.
2. «Stiff-stiff» tårnet er kontrollert mot bøyeknekking etter forenklet konservativ metode.
3. Analysering av simuleringer og data for OO-Star vindturbin i 3Dfloat programmet. 21 lasttilfeller er brukt som grunnlag i utmattingsanalyser.
4. En Python skript som regner ut bøyespenningen i tidsserier i vindturbin tårn, med oppløsning hver 30 grader.
5. Det foreslåtte tårnet er dimensjonert etter standarden om utmatting i offshore konstruksjoner, DNV-RP-C203. S-N kurve F3 er blitt brukt til å kontrollere sveisen i tårnet mot utmattingsbrudd. Den totale delskaden etter S-N kurve F3 er estimert til 0,30. DFF er satt lik 3. Det vil si at total tillatt delskade er satt til 0,33 i denne oppgaven.
6. Det er blitt benyttet en SCF på 1.536 ved beregning med kurve C1, og 1.61 ved beregning med kurve F3.

8.2 VIDERE ARBEID

Dette kapittelet gir en punktvis oppsummering av faktorer som kan være kilder til videre arbeid i forbindelse med oppgaven:

1. Optimalisering med tanke på utnyttelse av profilstørrelse og strukturens egenfrekvensområdet. Vi ser at et soft-stiff tårn er uegnet på grunn av høye spenninger, mens et stiff-stiff tårn kan ha lav utnyttelse på grunn av krav til egenfrekvenser. Ved å utstyre generator/pitch kontrollsystemet med logikk som gjør at rotoren unngår et eller flere turtall, burde det være mulig å senke første bøyning av tårnet inn i variabel - turtalls-området for rotoren. Avansert kontroll kan altså føre til betydelig senkning av strukturkostnadene. Se figur 25 nederst.
2. På grunn av tidsbegrensning er ikke alle 81 FLS med vind- og bølgesituasjoner blitt analysert i 3Dfloat og tatt med i utmattingsanalyse. Ideelt sett bør man se på alle vindhastigheter og bølgesituasjoner for å finne det som er mest utslagsgivende, og teste det mot utmatting, for å få et nøyaktig resultat.
3. Bruke S-N kurver for luft på øvre del av tårnet og konstruksjonen, og S-N kurve for sjøvann for nedre del av tårnet og konstruksjonen for bedre, og mer nøyaktige resultater.
4. Foreta utmattingsanalyser andre utsatte steder på konstruksjonen, som bladrot og utover på bladprofilen.
5. Foreta nøye knekkingsanalyser i ANSYS og beregne etter standarder.
6. Se på tilfeller der vind og bølger har ulik retning i forhold til hverandre.



Figur 25: generator/pitch kontrollsystemet med logikk som gjør at rotoren unngår et eller flere turtall, slik at første bøyning av tårnet kan senkes

9. REFERANSER

9.1 LITTERATURLISTE

- [31] Arntsen Ø. (2005). Presentasjon, Dimensjonsanalyse og modellover II, Trondheim, NTNU, 12 s.
- [10] Björk, Anders (2000). AERFORCE: Subroutine Package for unsteady BladeElement/Momentum Calculations, FFA TN 2000-07, The Aeronautical Research Institute of Sweden, 62 s.
- [24] Das, S., Karnik, N. & Santoso, S. (2011). Time-Domain Modeling of Tower Shadow and Wind Shear in Wind Turbines. ISRN Renewable Energy, Article ID 890582, 11 s.
- [37] DNV-RP-C203 (2010). Recommended Practice. Fatigue Design of Offshore Steel Structures. Det Norske Veritas, 142 s.
- [34] DNV-OS-J103 (2013). Offshore Standard. Design of Floating Wind Turbine Structures. Det Norske Veritas, 124 s.
- [26] Faltinsen O. M. Sea Loads on Ships and Offshore Structures. Cambridge University Press, 328 s.
- [15] Finnemore, John et al. (2002). Fluid Mechanics with engineering applications 10th edition, Stanford, McGraw-Hill, 769 s.
- [21] Holmes, J. D. (2001). Wind loading of structures. London: Taylor & Francis, 379 s.
- [18] Ingram Grant (2011). Wind Turbine Blade Analysis using the Blade Element Momentum Method. Creative Commons, 21 s.
- [36] Irvine (2011). Rainflow cycle counting in fatigue analysis. Revision A, 5 s.
- [27] Krogstad et al. (2000). Lineær bølge teori. Linear wave theory Part A, 38 s.
- [23] Norwea. (2013). Vind Bølge Tidevann – Vindkraftens ABC, 70 s.
- [4] Landlø, Trond (2013). OO Star Wind Floater Presentation, Dr. Techn. Olav Olsen, 13 s
- [25] Larsen (2012). Carl Martin Larsen. Marin dynamikk. Kompendium i fag 4183, Masterprogram i marin teknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, Fakultet for ingeniørvitenskap og teknologi, Institutt for marin teknikk. Trondheim, 2012.

- [12] Ragheb M. & Ragheb A. (2011). Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power. Illinois. 37 s
- [14] Serway, R. A. & Jewett, J. W. (2004). Physics for scientists and engineers. Belmont, USA, Thomson Brooks/Cole. 1552 s.
- [32] Terjesen, G. (2014). Kompendium «Utmatting – 2», IMT/NMBU 2014, 54 s.
- [33] Terjesen, G. (2014). Kompendium «bruk av standarder Fokus: DNV-RP C203», IMT/NMBU 2014, 31 s.
- [39] Terjesen, G. (2014). Kompendium «Globale knekkeberegninger uten standard», IMT/NMBU 2014, 26 s.
- [30] Wilson, J. F. (2003). Dynamics of Offshore Structures. John Wiley & Sons, Inc. 325 s.
- [9] Zaaier, M. (2007-2008). Loads, dynamics and structural design, Presentation of Offshore Wind Farm Design, Delft University of Technology, 95 s.
- [40] Anders Myhr. (04.05.2015). Personlig kommunikasjon.
- [41] Tor Anders Nygaard. Personlig kommunikasjon.

9.2 NETTKILDER

- [17] Aerospaceweb. Besøkt 25.03.15:
<http://www.aerospaceweb.org/design/helicopter/element.html>
- [28] Oceanworld. Besøkt 15.04.15.
http://oceanworld.tamu.edu/resources/ocng_textbook/chapter16/chapter16_04.htm
- [29] NTNU. Besøkt 15.04.15.
<http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4160/exercises/simship/ex3/>
- [2] FN – sambandet, besøkt 20.04.15, <http://www.fn.no/Tema/Klima/FNs-klimapanel/Hvor-skjer-utslippene-og-hvordan-kan-de-reduseres>
- [38] Fornybar. Besøkt 13.05.2015, <http://www.fornybar.no/vindkraft/teknologi>
- [8] MDPI. Besøkt 14.14.2015, <http://www.mdpi.com/1996-1073/7/8/5011/htm>

- [7] Statoil. Besøkt 04.03.2015, <http://www.statoil.com/no/TechnologyInnovation/NewEnergy/RenewablePowerProduction/Offshore/SheringhamShoel/Pages/Facts.aspx>
- [20] Torben Edvardsen. Presentasjon om: Bladelement Metoden Algoritme for design av turbinblad. Besøkt 25.03.2015. <http://slideplayer.no/slide/2067919/>
- [1] Vindenergi. Besøkt 04.03.2015, <http://www.vindenergi.no/vindkraft>
- [3] Vindportalen. Besøkt 04.03.2015, <http://www.vindportalen.no/offshore-vindkraft.aspx>
- [5] Vindportalen. Besøkt 04.03.2015, <http://www.vindportalen.no/hva-er-vind.aspx>
- [6] Vindportalen. Besøkt 04.03.2015, <http://www.vindportalen.no/teknologi/generator.aspx>
- [16] Vindportalen. Besøkt 20.03.2015, <http://www.vindportalen.no/teori/virkningsgrad.aspx>
- [19] Vindportalen. Besøkt 25.03.2015, <http://www.vindportalen.no/teori/bladeffekt.aspx>
- [22] Vindportalen. Besøkt 08.04.2015. <http://www.vindportalen.no/hva-er-vind/karakterisering-av-vind.aspx>
- [11] Wind Power Program. Besøkt 10.05.2015. <http://www.wind-power-program.com/betz.htm>
- [13] Wikipedia. Besøkt 15.03.2015. http://en.wikipedia.org/wiki/Betz%27s_law
- [35] Wikipedia. Besøkt 06.05.15. http://en.wikipedia.org/wiki/Rainflow-counting_algorithm

10. VEDLEGG

ELEKTRONISKE VEDLEGG:

VEDLEGG 1: BØYEKNEKKINGSANALYSE

VEDLEGG 2: GRUNNLAGSDATA OLAV OLSEN RAPPORT

VEDLEGG 3: INPUTFIL EGENFREKVENSPANALYSER

VEDLEGG 4: EGENFREKVENSER

VEDLEGG 5: INPUTFIL 3DFLOAT

VEDLEGG 6: PYTHON RUTINER - BØYESPENNING OG RAINFLOW COUNTING

VEDLEGG 7: 3DFLOAT BESKRIVELSE

VEDLEGG 8: S-N DATA, SJØVANN MED KATODISK BESKYTTELSE

VEDLEGG 9: GAMLE UTMATTING RESULTATER MED FEIL I INPUT-FIL



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Postboks 5003
NO-1432 Ås
67 23 00 00
www.nmbu.no