



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2019 30 stp

Fakultetet for realfag og teknologi

Utmattelsesanalyse og utvikling av forankringssystem for en spar-type flytende vindturbin

Fatigue Analysis and Development of Mooring
System for Spar-Type Floating Wind Turbine

Peter Tellefsen Holm

Maskin, prosess- og produktutvikling

"Carpe Ventum"

- Jason Jonkman

Forord

Denne oppgaven er skrevet i forbindelse med et 5-årig masterstudie innen Maskin, prosess- og produktutvikling ved fakultetet for realfag og teknologi hos Norges Miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU). Oppgavens omfang er på 30 studiepoeng, hvor hovedfokuset ligger på teknisk utvikling og utmattelsesanalyser.

Problemstillingene ble utarbeidet av hovedveileder Tor Anders Nygaard og biveileder Marit Irene Kvittem. Den ene ble utarbeidet på bakgrunn av at det ble ønsket å utforske en nylig utviklet programvare, som vil forbedre simuleringer av offshore vindturbiner med et mer realistisk vindfelt. Det var også et ønske fra hovedveileder om å se på mulighetene for å utvikle et alternativt forankringssystem basert på fibertau til en spar-type flytende vindturbin.

Prosjektet har gitt muligheter for å benytte kunnskap som har blitt tilegnet i løpet av fem års studieforløp ved NMBU. I tillegg måtte en god del ny kunnskap tilegnes for å kunne gjennomføre oppgaven. Prosessen har vært utfordrende og veldig lærerik, noe som har ført til at undertegnede er en erfaring rikere.

Først og fremst rettes en stor takk til hovedveileder Tor Anders Nygaard og biveileder Marit Irene Kvittem for utmerket veiledning og tett oppfølging underveis i prosjektet. Jeg ønsker også å takke mine foreldre, og resten av mine familiemedlemmer som har støttet meg gjennom hele prosjektet. I tillegg takkes medstudent Mats Lundberg Føland, som har vært en meget god arbeidspartner underveis. Til slutt takkes alle medstudenter, og alle andre som har kommet med innspill til oppgaven.

Peter Tellefsen Holm

Ås, 15-05-2019

Sammendrag

De energirike vindfeltene offshore er en ressurs som i liten grad er utnyttet. Derfor har utviklingen av offshore vindturbiner blitt satt i gang. Det har blitt utført flere analyser av disse vindturbinene, men kun i nyere tid har en dynamisk vakemodell blitt benyttet i analysene. På bakgrunn av dette vil det i denne oppgaven bli sett på effekten på levetiden hvor en dynamisk vakemodell er benyttet i simuleringer, hvor fokuset ligger på forankrings-linene til en flytende vindturbin av typen spar.

Oppgaven tar for seg en *fatigue limit state*-analyse av OC3-Hywind flyteren og NREL 5MW vindturbinen, hvor vindturbinene har blitt plassert med tre forskjellige avstander på 6D, 8D og 10D bak vake-opprinnelsen, hvor D er rotordiameteren. Resultatene sammenlignes med en vind-turbin som står i et uforstyrret vindfelt.

Resultatene viser at levetiden reduseres for turbinene som står i vaken sammenlignet med vindturbinen som står i et uforstyrret vindfelt. Det er spesielt deltalinen som tar skade av at vindturbinen står i vaken, da disse er sensitive for yaw-bevegelsen til turbinen. Standardavviket til yaw øker på det meste med 14,8% fra 0D til 6D.

Andre del av oppgaven tar for seg muligheten for å utvikle et forankringssystem til NREL-Hywind, basert på polyester og nylon, for å kutte kostnader. Dette viste seg å være delvis vellykket, da stivheten i surge og sway ble opprettholdt, samtidig som alle linesegmentene overlevde en *ultimate limit state*-analyse. Den lave yaw-stivheten til polyester-nylon systemet, som førte til en yaw-rotasjon på opp mot 18°, er en usikkerhet som krever videre undersøkelse.

Abstract

The wind fields offshore contain large amounts of unharvested energy. In recent times, the development of offshore wind turbines has progressed, in order to take advantage of this. Multiple analyses have been performed on the offshore wind turbines, but just recently has a dynamic wake meandering model been used. This thesis will investigate the effect of the implementation of the dynamic wake meandering model in simulations on the fatigue life of the mooring system for floating offshore wind turbines.

The thesis includes a fatigue limit state analysis of the OC3-Hywind floater with the NREL 5MW wind turbine, where the wind turbines are placed with distances of 6D, 8D and 10D from the wake origin, where D is the diameter of the rotor. The results will be compared to a wind turbine placed in an undisturbed wind field.

The results show that the fatigue life drops for the wind turbines placed in the wake, compared to the turbine placed in the undisturbed wind field. The delta lines are exposed to the highest fatigue damage, due to being placed in the wake. The reason for this is that they are highly sensitive to the yaw-movements of the turbine. The highest increase in standard deviation of the yaw-movement is 14,8% from 0D to 6D.

The second part of the thesis investigated the opportunity of developing a mooring system based on polyester and nylon for a spar-type wind turbine, with the intent to cut costs. The results show that it is possible, as the stiffness for surge and sway was maintained. The system was put through an ultimate limit state analysis, where none of the axial forces in the lines exceeded the allowed amount. The only drawback is the low yaw-stiffness, as the system had yaw-rotations upwards of 18°. This is within the allowed limits, but there should be some further investigations regardless.

Innhold

1. Innledning.....	2
1.1 Generelt.....	2
1.2 Prosjektbeskrivelse.....	2
1.2.1 Mål for oppgaven	3
1.2.2 Målsettinger og begrensninger.....	3
1.3 Offshore vindturbiner	4
1.3.1 Bunnfaste strukturer.....	4
1.3.2 Flytende vindturbiner	5
1.3.3 Slakk forankring	6
1.3.4 Stram forankring	6
1.4 OC3-Hywind Spar.....	6
1.5 LIFES50+	7
1.6 3DFloat.....	8
1.7 Tidligere arbeid.....	8
2. Teori	10
2.1 Koordinatsystem.....	10
2.2 Fluider og Bernoullis prinsipp	11
2.3 Bølgeteori	11
2.3.1 Bølger	11
2.3.2 Bølgespekter.....	12
2.3.3 JONSWAP bølgespekter.....	12
2.3.4 Morisons ligning	14
2.4 Vind	15
2.4.1 Generell vindteori.....	15
2.4.2 Turbulens.....	15
2.4.3 Meandering.....	16
2.4.4 Manns turbulensmodell.....	17
2.5 Stivhet	17
2.5.1 Hookes lov	17
2.5.2 Aksial stivhet.....	17
2.5.3 Catenary effekten.....	18
2.5.4 Deltakobling	18

2.6	Utmatting	19
2.6.1	Rainflow counting.....	20
3.	Metode	22
3.1	Programvare.....	22
3.2	Modellering av forankringssystemer	22
3.3	Simuleringsparametere	23
4.	Simulering av FLS-studie	24
4.1	Valg av FLS-tilfelle og nødvendige modifiseringer.....	24
4.2	Implementering av laster	25
4.2.1	Vind.....	25
4.2.2	Turbulens.....	25
4.2.3	Bølger	26
4.3	Lastmatrise	26
5.	Resultater fra FLS-simulering.....	28
5.1	Delskade.....	28
6.	Utvikling av forankringssystem basert på polyester og nylon	32
6.1	PNS forankring	32
6.2	Baseline.....	34
6.3	Simuleringsoppsett for PNS.....	36
6.3.1	Begrensninger.....	36
6.3.2	Simuleringsoppsett	36
6.4	Variabler	36
6.5	Valg av parametere for ULS-analyse av PNS.....	37
7.	Simuleringsresultater PNS	40
7.1.1	Stivhetsplot	42
7.2	Resultater fra ULS-simulering av PNS	43
7.2.1	Miljølaster.....	43
7.2.2	Plattformbevegelse	44
7.2.3	Linekrefter	45
8.	Diskusjon.....	48
9.	Konklusjon og videre arbeid	50
9.1	Konklusjon.....	50
9.2	Videre arbeid	50

10. Litteraturliste	52
11. Vedlegg.....	I
APPENDIX A – Rotortuppens bevegelse utenfor vinddomenet	I
APPENDIX B – Yaw-bevegelse mot krefter i deltalineene	IV
APPENDIX C – Komplette resultater fra FLS-analyse	V
APPENDIX D – Turbulensboks sett ovenfra i 90 meter høyde	XIII
APPENDIX E – Krefter fra ULS-simulering av PNS	XIV
APPENDIX G – Bøyespennning i tårnrot	XIX

Forkortelser og Terminologi

FWT – Floating Wind Turbine

DWM – Dynamic Wake Meandering

FLS – Fatigue limit state

ULS – Ultimate limit state

SLS – Serviceability limit state

ALS – Accidental limit state

SWL – Still Water Level (havnivå uten vindbølger)

FEM – Finite element model

JONSWAP – Joint North Sea Wave Project

MBL - Minimum Breaking Load

DFF – Design Fatigue Factor

PNS – Polyester-Nylon-System

DIWA – Disturbed Inflow Wind Analyzer

DNV GL – Det Norske Veritas Germanischer Lloyd

Hub – Overgangen mellom roten til rotorbladene og tårnet til vindturbinen.

Kapasitetsfaktor - Forholdet mellom oppnådd årsproduksjon og den produksjonen kraftverket ville ha oppnådd med konstant full ytelse gjennom hele året.

Plattform – en konstruksjon som typisk danner grunnlag for andre konstruksjoner og installasjoner.

Strøklengde – Avstanden som vinden tar tak i havoverflaten for å genere en bølge. Bølgene som skapes er av typen dønninger, dersom strøklengden er lang nok.

Vake – Et vindfelt som har redusert middelvindhastighet og økt turbulens etter å ha truffet en vindturbin.

Rated – Største vindhastighet før vinkelen på rotorbladene til vindturbinen justeres for å holde strømgenereringen konstant

Overnight cost – Kostnaden dersom et byggeprosjekt blir utført «over natten». Da ekskluderes eventuelle renter som medfølger lån til byggeprosjektet.

Fairlead – Tilknytningspunktet mellom forankringslinene og flyterkonstruksjonen.

Langkammede bølger – Bølger hvor bølgetoppen er like høy over hele bredden.

1. Innledning

1.1 Generelt

Verdens samlede elektrisitetsbehov øker stadig, og for å kunne levere den nødvendige mengden som blir konsumert i dag, letes det stadig etter måter for å bedre dagens produksjonsmetoder. Historisk sett har det vært lagerressurser, som kull, naturgass og annet brensel, som har stått for den største andelen av energitilførselen. Lagerressursene sto for 75,5% av all elektrisk energi som ble produsert i verden i 2016 (International Energy Agency, 2018). De siste tiårene har det blitt gjort et skifte, og det ønskes at fokuset rettes vekk fra lagerressursene og over til de fornybare ressursene.

I Norge er det vannenergi som genererer mesteparten av landets elektrisitet, men ettersom klimaendringer kan gjøre vannbasert kraftproduksjon mindre forutsigbar, risikeres det at strømprisene fluktuerer som følge av de forverrede driftsforholdene. I følge SSB er strømprisene over 50% dyrere 4. kvartal 2018 enn kun 12 mnd tidligere (SSB, 2019).

Landbasert vindkraft har de senere årene blitt et tilskudd til tradisjonell vannkraft. Men landbasert vindkraft støter på utfordringer når det gjelder uforutsigbare vindforhold, støy, inngripen i naturen og sikkerhet for de som ferdes i området. En løsning er å flytte vindturbinene utenfor kysten, for å sanke energien fra vinden som befinner seg ute på havet.

Offshore vindkraft er forutsigbar, og vil være et svært godt tillegg til den infrastrukturen for elektrisitetsproduksjon som allerede finnes i Norge i dag. Vindhastighetene er jevne og høye, som fører til en konstant generering av elektrisitet. Ulempen med offshore vindkraft er at det er særdeles høye investerings- og driftskostnader knyttet til konstruksjon, installasjon og drift. US Energy Information Administration anslår at dersom det ble bygget en Offshore vindtubinpark på 400MW i USA, ville den ha en såkalt «overnight cost» på \$6542 per Mega Watt den produserer. Et vannkraftverk på 500MW ville til sammenligning hatt en «overnight cost» på \$2948/MW (U.S. EIA, 2019). Dette viser at kostnadene knyttet til offshore vindparker ligger langt over det som er ønsket, og det burde jobbes med å kutte kostnadene slik at produksjonen av elektrisitet når et bærekraftig nivå. Det vil derfor være nødvendig å forske mer på offshore vindturbiner for å finne nye løsninger og for å optimalisere de nåværende løsningene.

1.2 Prosjektbeskrivelse

Oppgaven ble utarbeidet i samarbeid med veileder Tor Anders Nygaard og biveileder Marit Kvitem i Februar i 2019. Prosjektet tar utgangspunkt i den flytende konstruksjonen med «OC3-Hywind» sparflyter og en NREL 5MW vindturbin, som

begge er definert i fase IV av OC3 prosjektet (Jonkman, 2010). I denne oppgaven undersøkes effekten av vakemeandering med tanke på levetiden til forankringslinene. I tillegg vil muligheten for å benytte seg av en forankringsløsning basert på fibertau for den samme turbinen undersøkes.

1.2.1 Mål for oppgaven

I offshore vindparker vil en vindturbin kunne havne i en vake forårsaket av en vindturbin som ligger nærmere vinden. Dette fører som oftest til økte laster på vindturbinen i tillegg til at strømproduksjonen synker. I tidligere simuleringsmodeller har vaken beveget seg i en rett linje bak vindturbinen, men nyere utvikling tar nå hensyn til at vaken påvirkes av omliggende turbulens, som kan lede til at vakens propageringslinje vil variere med tid. Det gjør at vaken vil bære store likheter med en elvemeander i utseende. En slik modell kalles «Dynamic Wake Meandering», som videre i oppgaven vil bli benevnt med «DWM». I dette prosjektet vil det undersøkes hvor stor effekt en «DWM» modell har på levetiden til forankringslinene sammenlignet med et uforstyrret vindfelt, ved å utføre en FLS-analyse. Det vil også undersøkes om det er mulig å utvikle et forankringssystem med tilstrekkelig styrke og stivhet basert på fibertau. Dette gjøres fordi forankringssystemer basert på kjetting er svært kostbare og ressurskrevende å produsere.

1.2.2 Målsettinger og begrensninger

Hovedmål

Hovedmålet med oppgaven er å finne ut hvor mye en modell med «DWM» påvirker levetiden til forankringslinene til NREL-Hywind. Deretter skal det utvikles et alternativt forankringssystem til turbinen basert på fibertau.

Delmål

- Kunne manipulere forskjellige parametere for å få gode simuleringer i 3Dfloat.
- Finne og forstå teorien bak oppgaven.
- Behandle dataene fra simuleringene på en god måte ved hjelp av Python og Paraview.
- Utvikle et forankringssystem med fibertau som:
 1. Har lavere stivhetskurve enn kjetting
 2. Er lavere enn 70% av MBL til fibertau
 3. Holder vindturbinen innenfor en radius på 30% av havdybden fra utgangsplasseringen, grunnet strømkabelen som henger under vindturbinen.

Problemstilling

Hva er effekten av en dynamisk vakemodell på levetiden til forankringslinene? Er det mulig å utvikle et alternativt forankringssystem til NREL-Hywind basert på polyester og nylon med tilsvarende eller lavere stivhet

Begrensninger og forenklinger

- Utmattingsberegningene vil være basert utelukkende på aksialkreftene i forankringen ved fairlead, deltapunkt og anker.
- Grensetilstandene ALS og SLS vil ikke bli analysert.
- Ingen økonomiske analyser blir utført.

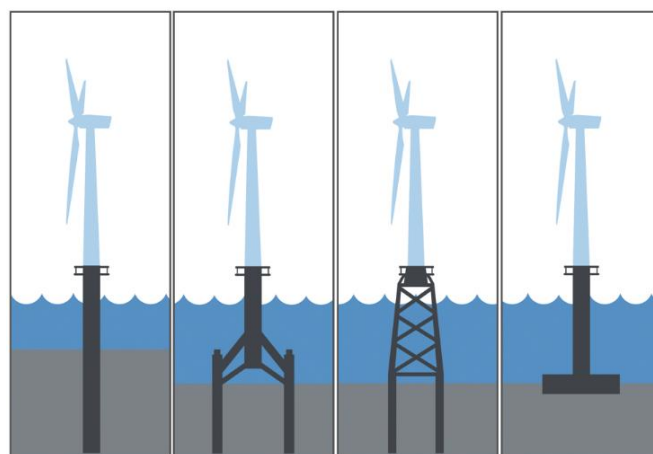
1.3 Offshore vindturbiner

For å kunne utnytte de beste vindforholdene, må vindturbinene tilpasses området der det er ønsket å utvinne elektrisitet. Det er vanlig å dele vindturbinene inn i to kategorier basert på om vindturbinen er bunnfast eller flytende.

1.3.1 Bunnfaste strukturer

Bunnfaste strukturer benyttes der havdybden er relativt lav, som oftest under 70 meter (Nygaard, 2019). Den lave havdybden gjør det mulig å feste ulike fundamenter mot havbunnen. De fire fundamentene som forekommer oftest er monopælfundament, trefotsfundament, jacketstruktur og gravitasjonsfundament, som er alle vist i Figur 1-1. Når vindturbinen senere blir festet til fundamentet vil fundamentet være fastlåst i alle frihetsgrader, med unntak av gravitasjonsfundamentet som kan bevege på seg i uvær. Vindturbinenes kontrollsystem gjør det dog mulig å stille seg inn mot riktig vindretning. I dag er det i stor grad bunnfaste strukturer som benyttes for offshore vindturbiner.

Gravitasjonsfundament benytter seg av ballast som er i bunnen av strukturen for å motvirke oppdriften. Ballasten ligger mot havbunnen, og sørger for at tyngdepunktet ligger lav nok til at strukturen holdes stabil. Gravitasjonsfundamentet er designet med intensjonen om å unngå strekkbelastning forårsaket av at strukturen løftes grunnet ytre påkjenninger. Gravitasjonsfundamenter kan bli brukt der installasjon av pælfundamenter ikke lar seg gjennomføres av fartøyene som vanligvis blir brukt. Ulempen med gravitasjonsfundament er at det kun er den statiske friksjonen mellom fundamentet og havbunnen som holder strukturen på plass, og dermed kan den bevege på seg i uvær (DNV, 2014).

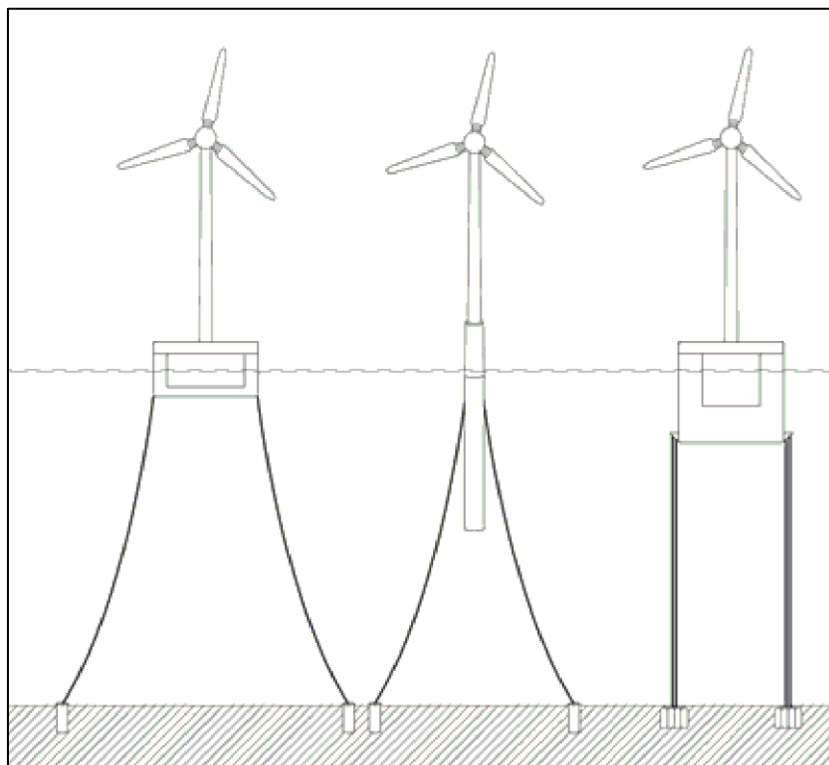


Figur 1-1: Illustrasjon på bunnfaste vindturbiner. Fra venstre: monopælfundament, trefotsfundament, jacket og gravitasjonsfundament (Gemini, 2013).

De fleste vindparkene benytter seg av bunnfaste vindturbiner, med unntak av Hywind Scotland. Den største vindparken er «Walney Extension» og ligger 19km utenfor kysten av Barrow-in-Furness i Cumbria, England. Vindparken består av 87 vindturbiner og har en samlet effekt på 659 MW, og med en kapasitetsfaktor på 0,42 er det beregnet at parken årlig vil kunne forsyne 590.000 britiske hjem med elektrisitet (Ørsted, 2018).

1.3.2 Flytende vindturbiner

For å kunne utnytte vindfeltene der havdybden er utenfor rekkevidde for bunnfaste konstruksjoner, benyttes flytende vindturbiner. Vindturbinene er montert på flytende konstruksjoner som festes i havbunnen ved hjelp av forankringslinjer og ulike former for ankere. Linene kan lages av kjetting, wire eller fiberrep. Linene kan forankres i havbunnen ved hjelp av blant annet pæler, vakumanker eller gravitasjonsanker.



Figur 1-2: De tre vanligste flytende vindturbinene. Fra venstre: halvt nedsenkbar, spar, og tension leg platform (DNV GL, 2018a).

Tension leg platform er et konsept basert på stram forankring, som benytter stag fremfor forankringslinjer. Dette fører til at plattformen unngår bevegelse i form av *sway* og *surge*, men ulempen er at stagene må ta opp større krefter som følge av de er stive.

Halvt nedsenkbare plattformer flyter delvis under overflaten, og kan holdes på plass av både slakke- og stramme forankringslinjer. Ettersom plattformen ikke ligger så dypt under vann, er det mindre utfordrende når den taues ut til vindfeltet, og når den omsider må taues tilbake til land for vedlikehold. Ulempen ligger i at det forekommer høyere

materialkostnader for å konstruere plattformen i tillegg til en høyere tendens for kritiske bølgepåvirkede bevegelser (IRENA, 2016).

Spar plattformer består av en sylinder med ballast i bunn av sylindere som sørger for at tyngdepunktet ligger under oppdriftspunktet. Plattformen kan i likhet med halvt nedsenkbare plattformer holdes på plass av både slakke- og stramme forankringslinjer. Fordelen med spar plattformer er at designet er veldig enkelt, samtidig som tendensen for kritiske bølgepåvirkede bevegelser er lavere. Spar plattformen behøver dypere havområder, både under tauing og drift, som en konsekvens av at sylindere ligger langt under havoverflaten (IRENA, 2016)

Equinor leder prosjektet «Hywind Scotland», som er verdens første og eneste vindpark bestående av flytende vindturbiner. Vindparken sto ferdig i 2017, og består av fem spar-vindturbiner med en total effekt på 30 MW. Konseptet med flytende vindturbiner ble bevist i en prøveperiode på åtte år fra 2008-2016, hvor en turbin med spar-flyter sto utenfor kysten til Karmøy. Demoen viste at vindturbinen tålte vær og vind i tillegg til at analyseverktøyene ble validert (Statoil, 2019).

1.3.3 Slakk forankring

Slakke forankringslinjer brukes på flytende vindturbiner og kan bestå av blant annet kjetting eller fibertau, med og uten klumpvekt. Forankringen består vanligvis av tre linjer fordelt på 360°, dvs. 120° mellom hver line. Ved forankringslinjer av kjetting holdes vindturbinen på plass ved hjelp av catenary-effekten, som er forårsaket av vekten til forankringslinjene. Den samme effekten sørger også for linene er stramme til enhver tid, slik at rykk og napp i linene ikke oppstår.

1.3.4 Stram forankring

Stram forankring brukes også på flytende vindturbiner og kan bestå av stag eller av linjer som følger stram line-systemet. Det sistnevnte systemet kan gjenkjennes ved at forankringslinjene strammes opp slik at linene danner en vinkel med havbunnen som vanligvis ligger på mellom 30° og 45°. En konsekvens av dette er at ankeret blir belastet med både horisontale og vertikale krefter. Forankringssystemet retter seg opp ved at linene skaper motkrefter når de blir oppstrammet, dette vil dra vindturbinen tilbake mot likevektspunktet (Offshore Consulting Engineering, 2006).

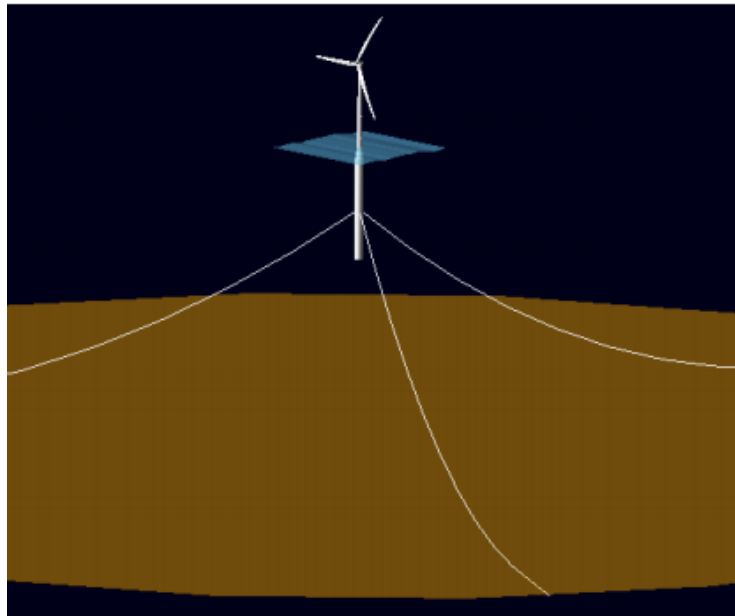
1.4 OC3-Hywind Spar

Denne oppgaven tar utgangspunkt i en vindturbin med spar plattform, som bruker egenskapene fra modellen som er beskrevet i fase IV av «IEA Annex XXIII Offshore Code Comparison Collaboration» (OC3). Modellen er en hybrid bestående av en representativ turbin som kalles «NREL offshore 5-MW baseline wind turbine» i tillegg

til en modifisert utgave av spar plattformen fra «Hywind demo». Denne hybriden vil i denne oppgaven bli benevnt ved «NREL-Hywind» (Jonkman, 2010).

For å forenkle analysen har Jonkman endret modellen noe i forhold til hvordan den ville vært i virkeligheten ved å erstatte hvert multisegment i forankringslinene med en homogen line med gjennomsnittlige verdier for masse, vekt og stivhet. Catenary-linene var opprinnelig festet i en kråkefotkobling, men denne koblingen har blitt erstattet med en stiv fjær som yter samme *yaw*-stivhet. Denne deltakoblingen har i ettertid blitt gjenskapt av medstudent Mats Lundberg Føland i forbindelse med denne oppgaven, slik at det skal være mulig å hente ut kreftene i forankringslinene i deltakoblingen.

Vindturbiner med spar-plattformer er spesielt utsatt for *yaw*, da forankringslinene er tilkoblet veldig nærme senterlinjen til turbinen. Dette fører til begrenset kraftarm, som gir utfordringer når *yaw*-rotasjonen skal motstås.



Figur 1-3: Modellen utviklet i fase IV av OC3. Her er deltakoblingen fjernet (Jonkman, 2010).

1.5 LIFES50+

LIFES50+ er et prosjekt finansiert av EU som en del av Horizon2020 rammeverket. Hensikten med prosjektet er å optimalisere fire flyteplattformer for én vindturbin på 10MW og vanddybder større enn 50 meter. LIFES50+ Deliverable D7.2 «*Design Basis*» og LIFES50+ Deliverable 1.1, «*Oceanographic and meteorological conditions for the design*» har sammen formet grunnlaget for design av de fire flyterkonseptene. I D7.2 «*Design Basis*» er alle *Design Load Cases* (DLC) beskrevet. DLC er de

forskjellige driftstilfellene som evalueres for å optimalisere designet til flyterne. I denne oppgaven er det spesielt DLC 1.2 som er interessant, da denne tar for seg en lastmatrise ment for å utføre en FLS analyse, som beskriver miljøforholdene under normal driftstilstand.

1.6 3DFloat

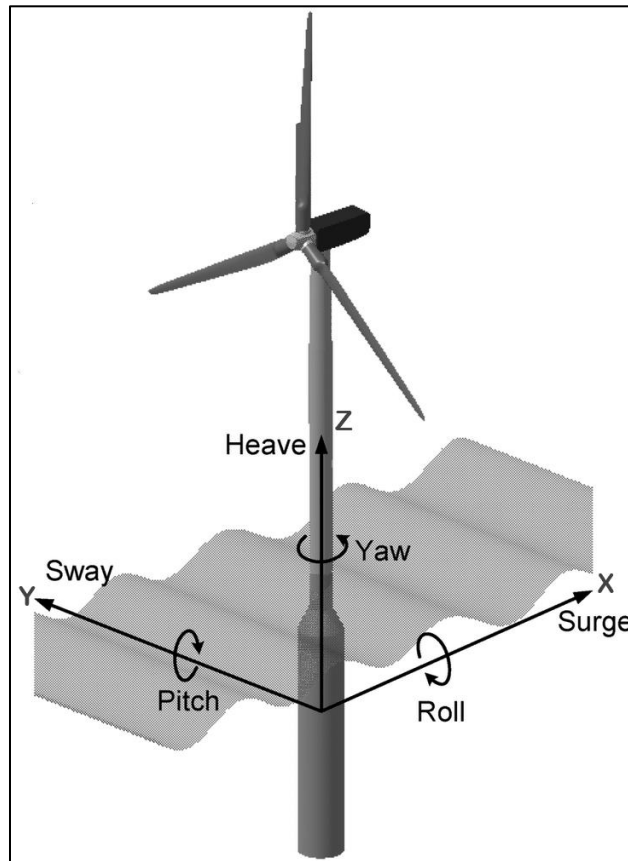
3DFloat er et aero-hydro-servo-elastisk simuleringsverktøy som er utviklet fra 2006 ved IFE og NMBU. 3DFloat var en av verktøyene som ble brukt i OC3-Hywind flytende vindturbinprosjektet i tillegg til en bunnfast plattform i OC4- prosjektet. 3DFloat bygger på ikke-lineær FEM, med Euler-Bernoulli bjelker som er bygget opp av en node i hver ende, hvor hver node har seks frihetsgrader. Laster fra gravitasjon, oppdrift, bølger, strømninger og vind er påført som fordelte eksterne laster på strukturen (*3DFloat User Manual*, Upublisert)

1.7 Tidligere arbeid

Tidligere arbeid med polyesterforankring er gjort av tidligere student ved NMBU, Heming Smedsrud Aldrin, i oppgaven hans «Utvikling av et forankringssystem basert på polyester og nylon», der han utvikler et forankringssystem til den halvt nedsenkbare plattformen OO Star. Han kom frem til et system som etterlignet dynamikken til det originale forankringssystemet til OO Star, ved å systematisk undersøke materialtyper og effekten på stivheten av blant annet ankerradius, tautykkelse og forspenning i linene.

2. Teori

2.1 Koordinatsystem



Figur 2-1 modifisert koordinatsystem (Tran et al., 2014).

Koordinatsystemet er definert slik at origo ligger i SWL i tillegg til at vannflaten ligger på samme plan som det som dannes av x- og y-aksen. Z-aksen er definert ved hjelp av høyrehåndsregelen, som fører til at den peker vinkelrett oppover i forhold til vannflaten. Med dette koordinatsystemet vil vind og bølger med angrepsvinkel 0° treffe på vindturbinen forfra, i positiv x-retning. For fartøy blir ofte bevegelse i frihetsgradene for forflytning og rotasjon beskrevet med uttrykkene fra Tabell 2-1. Disse bevegelsene er også illustrert i Figur 2-1.

Tabell 2-1 Beskrivelse på bevegelser

Akse	Forflytning	Rotasjon
X	Surge	Roll
Y	Sway	Pitch
Z	Heave	Yaw

2.2 Fluider og Bernoullis prinsipp

Fluid er en fellesbetegnelse på væsker og gasser hvor strømmingens egenskaper følger Bernoullis prinsipp. Prinsippet sier at dersom gjennomstrømningen av fluidet øker, vil trykket synke. Bernoulli utledet en ligning som beskriver dette (Tipler & Mosca, 2008).

$$\frac{v^2}{2} + gz + \frac{p}{\rho} = \text{konstant} \quad (1)$$

Tabell 2-2 Beskrivelser på variabler fra Bernoullis ligning.

Symbol	Beskrivelse	Enhet
v	Fluidens hastighet	m/s
g	Gravitasjonskonstanten	m/s^2
z	Elevasjonen til fluiden over nullpunktet	m
p	Trykket	N/m^2
ρ	Tettheten til fluiden	kg/m^3

2.3 Bølgeteori

2.3.1 Bølger

Bølger er forårsaket av at et medium forstyrres, og bølgen vil bære med seg energien som ble tilført under forstyrrelsen (Tipler & Mosca, 2008). Til havs er forstyrrelsen som skaper bølger som regel vinden, men den kan også komme fra blant annet jordskjelv.

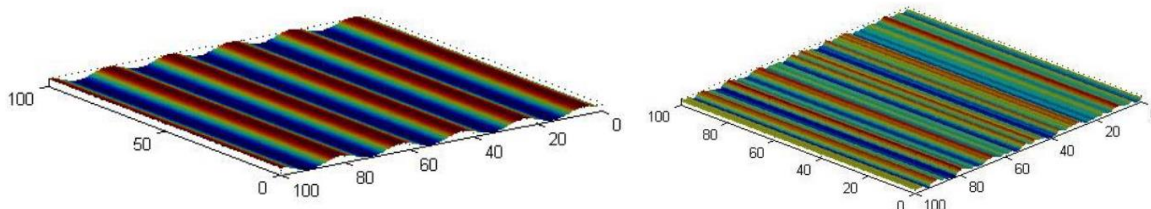
Lineære bølger, også kalt regulære bølger, er den enkleste formen for bølger, og de følger svingningen til en sinuskurve. Bølgen er beskrevet ved hjelp av en amplitude, frekvens og bølgelengde.

I tilfeller der to eller flere bølger overlapper hverandre, benyttes prinsippet om superposisjon. Prinsippet sier at den resulterende bølgen er den algebraiske summen av de individuelle bølgene (Tipler & Mosca, 2008).

Irregulære bølger, som representerer hvordan bølgene er til havs, kan modelleres som en summasjon av regulære bølger. Man ender da opp med bølger med variabel amplitude, periode og bølgelengde. Den enkleste bølgemodellen for irregulære bølger er den for *langkammede bølger* som er gitt ved:

$$\eta_1(t) = \sum_{k=1}^N A_k \cos(\omega_k t + \epsilon_k) \quad (2)$$

hvor A_k er amplituden, ϵ_k er fasevinkelen mellom 0 og 2π og ω_k er bølgefrequensen til bølgen k (DNV, 2011).



Figur 2-2 Regulære langkammede bølger til venstre og irregulære langkammede bølger til høyre (Fredheim, 2005).

Det skilles mellom to typer bølger forårsaket av vind, vindbølger og dønninger. Vindbølger er fortsatt i det området der vinden virker, mens dønninger er bølger som har forplantet seg ut fra vindens virkningsområde. Dønninger har som regel mye større bølgelengde enn vindbølger.

2.3.2 Bølgespekter

Bølgespekter er en måte å illustrere uregelmessig sjø på. Det er definert slik at arealet innenfor et lite frekvensintervall $\Delta\omega$ er lik energien til alle bølgekomponentene innenfor dette intervallet.

$$\frac{1}{2}\zeta_{An}^2 = S(\omega_n)\Delta\omega \quad (3)$$

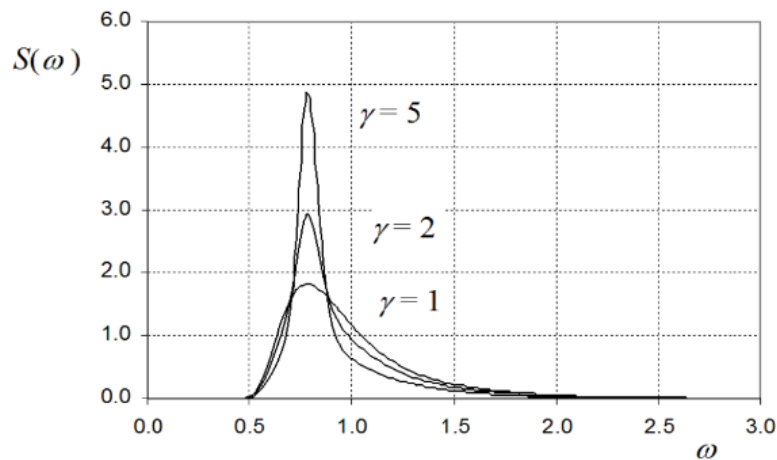
Tabell 2-3 Beskrivelse for parametere fra formel over.

Symbol	Beskrivelse	Enhet
ζ_{An}	Amplituden til en lineær bølgekomponent	m
$S(\omega_n)$	Bølgespekterfunksjon med frekvens « n » som variabel	m^2/rad
$\Delta\omega$	Frekvensintervall	rad/s

2.3.3 JONSWAP bølgespekter

3Dfloat benytter seg av irregulære bølger som er generert fra et JONSWAP-spekter (3DFloat User Manual, Upublisert). JONSWAP står for «Joint North Sea Wave Project» og er utviklet for å etterligne forholdene i Nordsjøen. JONSWAP baserer seg på et Pierson-Moskowitz spektrum, men har i tillegg introdusert en gamma verdi for å

få et spissere spekter. JONSWAP spekteret er bedre enn Pierson-Moscowitz spekteret til å beskrive områder der den effektive strøklengden er begrenset (DNV GL, 2017b).



Figur 2-3 JONSWAP spekter for $H_s=4.0m$, $T_p=8.0s$ for $\gamma=1$, $\gamma=2$ og $\gamma=5$ (DNV GL, 2017b).

Formlene for Pierson-Moscowitz- og JONSWAP-spekteret er gitt ved henholdsvis formel (4) og (5), hvor parameterne er beskrevet i Tabell 2-4. Begge formlene er hentet fra DNVGL-RP-C205 (DNV GL, 2017b).

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} \cdot H_s^2 \omega_p^4 \cdot \omega^{-5} \cdot e^{\left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right)} \quad (4)$$

$$S_J(\omega) = A_\gamma S_{PM}(\omega) \gamma^e \left(-0,5 \left(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p}\right)^2\right) \quad (5)$$

Tabell 2-4 Beskrivelse på parametrene fra formelene til PM- og JONSWAP spekterne

Symbol	Beskrivelse	Enhet
$S_{PM}(\omega)$	Pierson-Moscowitz bølgespekter	m^2s/rad
$S_J(\omega)$	Jonswap bølgespekter	m^2s/rad
H_s	Signifikant Bølgehøyde	m
ω_p	Peak bølgefrequens fra spekteret	1/s
ω	Bølgefrequens	1/s
A_γ	Normaliseringsfaktor: $1 - 0,287 \cdot \ln(\gamma)$	-
γ	Spisshetsparameter (gamma)	-
σ	Spektralbreddeparameter	-

I følge DNV GL er bølgespekteret fornuftig for (DNV GL, 2017b):

$$3,6 < \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} < 5 \quad (6)$$

Gammaverdien blir bestemt på følgende måte (DNV GL, 2017b):

$$\gamma = 5 \text{ hvis } \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \leq 3,6 \quad (7)$$

$$\gamma = e^{\left(5,75 - 1,15 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}\right)} \text{ hvis } 3,6 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} < 5 \quad (8)$$

$$\gamma = 1 \text{ hvis } \frac{T_p}{\sqrt{H_s}} \geq 5 \quad (9)$$

For flytende vindturbiner er det i utgangspunktet utilstrekkelig med en JONSWAP model, da dønninger er ekskludert (DNV GL, 2018a). Det anbefales å ta i bruk et spekter med to spisser, som for eksempel et Torsethaugen spektrum, for å få en bølgemodell med både bølger forårsaket av lokale vinder, i tillegg til dønninger.

2.3.4 Morisons ligning

For slanke strukturelle elementer, hvor tverrsnittet er tilstrekkelig smalt nok til at gradientene til væskepartiklenes hastighet og akselerasjon som virker i retningen normalt til elementet kan neglisjeres, kan bølgelastene beregnes ut ifra Morisons ligning. Kraften er en sum av kreftene induisert av massetregghet og drag. Dragkraften er en type motstandskraft og er avhengig av dragkoeffisienten C_D , mens massetregghetskraften er kraften som forekommer fra motstanden ved å endre hastigheten til elementet og er avhengig av massetregghetskoeffisienten C_M . Morisons ligning for et element i bevegelse i bølger blir da (DNV GL, 2017b):

$$f = \rho V \dot{v} + \rho C_A V a_r + \frac{1}{2} \rho C_D A v_r |v_r| \quad (10)$$

Tabell 2-5 Beskrivelse på parametere fra formelen over.

Symbol	Beskrivelse	Enhet
f	Kraften påført av væsken	N
ρ	Massetetthet til væsken	kg/m^3
C_A	Tilleggsmassekoeffisient ($C_M - 1$)	-
C_D	Dragkoeffisient	-
A	Dragarealet til elementet	m^2
V	Nedsunket volum til elementet	m
v_r	Relativ hastighet ($v - \dot{r}$)	m/s
a_r	Relativ akselerasjon ($\dot{v} - \ddot{r}$)	m/s^2

Tabell 2-5 forts

Symbol	Beskrivelse	Enhet
\dot{r}	Elementets hastighet	m/s
\ddot{r}	Elementets akselerasjon	m/s^2
v	Væskens hastighet	m/s
\dot{v}	Væskens akselerasjon	m/s^2

2.4 Vind

2.4.1 Generell vindteori

Vind oppstår når luftmasser varmes opp og luften stiger til værs. Ifølge Bernoullis ligning vil trykket synke, ettersom hastigheten til luften går opp. Undertrykket fører til at luft strømmer til lavtrykksområdene, som resulterer i vind (Dannevig & Harstveit, 2018).

Vindhastigheten kan representeres av middelvindhastigheten over en gitt periode. Når vindhastigheten er representert med en middelvindhastighet, er den omliggende turbulensen bestemt ut ifra stokastiske variabler som stammer fra en sannsynlighetsfordeling i modelleringer.

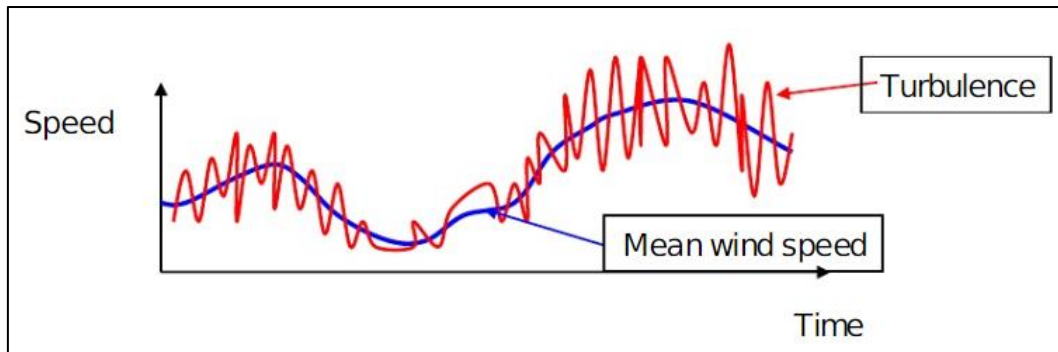
Ettersom havvinden påvirkes av friksjon mot havoverflaten, vil det oppstå skjærkrefter som senker hastigheten på vinden. Det betyr at vindhastigheten er avhengig av høyden, og den er lavere jo nærmere den er havoverflaten. Hastigheten kan beskrives ut ifra en referansevindhastighet ved en gitt høyde, der ønsket vindhastighet beregnes fra følgende formel:

$$U(z) = U(ref) \cdot \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^{0.14} \quad (11)$$

Her er $U(ref)$ er referansevindhastigheten, z er høyden der vind skal regnes ut, z_{ref} er referansehøyden og 0.14 er vindkoeffisienten (Krieger et al., 2015).

2.4.2 Turbulens

Den naturlige variasjonen til vindhastigheten om middelhastigheten i en 10-minuttersperiode er kjent som turbulens og er karakterisert ved standardavviket σ_U (DNV GL, 2017b). Uten turbulens ville vindhastigheten fulgt middelhastigheten til enhver tid. Turbulens oppstår når vindfeltet blir forstyrret fra f.eks. strukturer, trær, omliggende vindfelt eller andre hindringer. Ettersom det er færre hindringer offshore, vil vindfeltene generelt inneholde mindre turbulens, noe som er gunstig for en vindturbin med tanke på energiproduksjon og utmattelse.



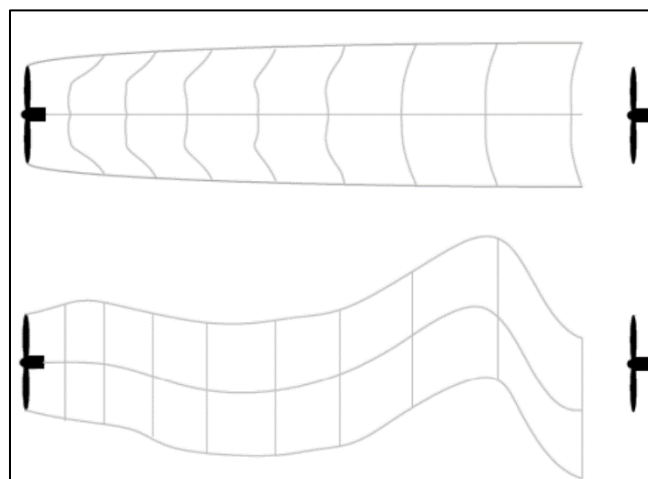
Figur 2-4 Middelhastighet og turbulens (Haver, 2005)

Turbulensintensiteten er definert som forholdet mellom middelverdien til vindhastigheten for en 10-minutters periode og det tilhørende standardavviket (DNV, 2014). Denne definisjonen er presentert i formel (12).

$$I_T = \frac{\sigma_U}{U_{10}} \quad (12)$$

2.4.3 Meandering

Meandering i en vake er et fenomen hvor vakens propageringslinje varierer med tiden, både vertikalt og horisontalt. *DWM* kan forårsake kortere levetid på en konstruksjon, grunnet blant annet ugunstige angrepsvinkler av vinden. Årsaken til at vake-meandering forekommer er ikke avklart, men det finnes flere hypoteser om hvordan det skjer. Ettersom den dynamiske vaken i denne oppgaven er generert ved å bruke SIMA-DIWA, vil hypotesen de benytter seg av i programvaren bli presentert. Hypotesen sier at det er lavfrekvente atmosfæriske virvelstrømmer, som kan betegnes som en normal komponent av atmosfærisk turbulens, av minst samme størrelsesorden som rotordiameteren som endrer på vakens propageringslinje (Panjwani et al., 2019).



Figur 2-5 Uniform vake vs. vake med meandering (Jonkman et al., 2017).

2.4.4 Manns turbulensmodell

For å lage et turbulent vindfelt ble Manns turbulens modell benyttet. Modellen baserer seg på et von Karman spekter, som har $\alpha\epsilon$, L og Γ som variabler. $\alpha\epsilon$ er en parameter som er vilkårlig, men som kan endres på for å oppnå ønsket standardavvik, L er den langsgående turbulensskalaparameteren ved *hub-høyde* og Γ er en skjær-blokkeringsfaktor som brukes for å skape ikke-isotropisk turbulens (Larsen & Hansen, 2018).

Utfallet fra Von Karman spekteret er stokastisk, som vil si at det er sannsynlighets-basert og dermed vil utvalget variere for hvert tilfelle. Dette betyr i utgangspunktet at turbulensen ikke er direkte sammenlignbart mellom simuleringene, men de må sammenlignes gjennom sannsynlighetsberegning ved å studere middelerdi og standardavvik. Dette problemet løses ved å beholde samme seed nummer hver gang ny turbulens genereres for hver vindhastighet, slik at utvalget av turbulens blir likt.

2.5 Stivhet

2.5.1 Hookes lov

Hookes lov sier at kraften som får et elastisk legeme til å deformeres er proporsjonal med og motsatt rettet av strekningen den er deformert.

$$F = kx \quad (13)$$

Det finnes ulike typer stivhet som kan bli uttrykket med blant annet en fjærkonstant eller med elastisitetsmodulen. I denne oppgaven vil stivhet derimot fortelle noe om hvor stor last som kreves for å flytte strukturen en bestemt distanse. Det gjelder både forflytning og rotasjon om de tre aksene. Benevnningen på stivhet er typisk oppgitt i kN/m for translatorisk bevegelse og MNm/rad for rotasjonsbevegelse.

2.5.2 Aksial stivhet

Stivhet tilknyttet til materialets elastisitet, blir ofte kalt for aksial stivhet. I tillegg til materialets elastisitet er aksial stivhet også avhengig av elementets tverrsnitt og lengde. Aksial stivhet for et element med konstant tverrsnitt er gitt ved:

$$k = \frac{EA}{L} \quad (14)$$

der E er elastisitetsmodulen til materialet, mens A og L er henholdsvis tverrsnittsarealet og lengden til elementet.

Aksial stivhet er meget relevant dersom vindturbinen er forankret ved å bruke stram forankring, da stivheten til vindturbinen stammer fra forankringslinens

materialegenskaper, i motsetning til slakk forankring som ikke er avhengig av forankringslinens materialegenskaper, men kun av forankringslinens vekt.

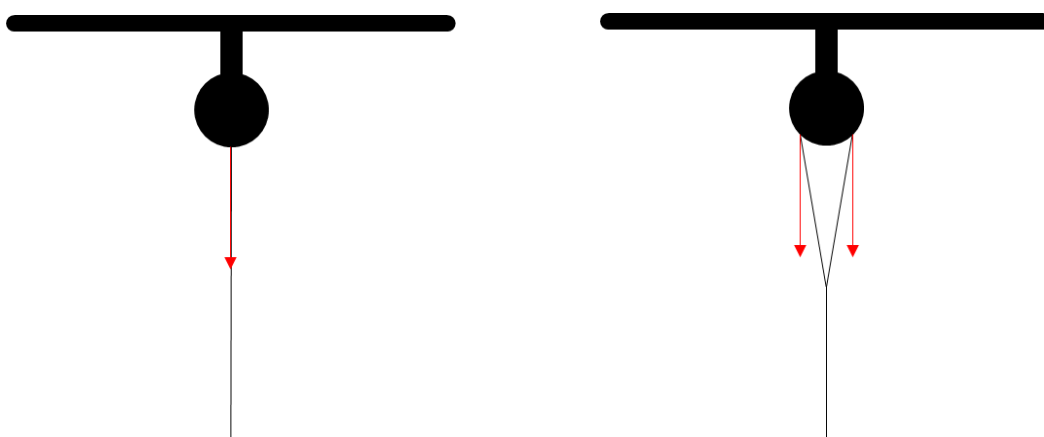
2.5.3 Catenary effekten

Stivheten til vindturbinen kommer i stor grad fra forankringslinene som er laget av kjetting. Catenary kommer fra det latinske ordet som betyr kjetting. Den naturlige linen som kjettingen legger seg i, gjør at kreftene fra vekten til linen tilfører stivhet til turbinen. Etersom det ligger ekstra kjetting på havbunnen, vil det bli løftet opp fra havbunnen når turbinen flyter lenger vekk. Når kjettingen blir løftet opp fra havbunnen øker vekten til linen, som gjør at kreftene fra den ekstra vekten drar turbinen tilbake til utgangsposisjonen.

2.5.4 Deltakobling

For å oppnå ønsket stivhet i yaw for spar-flytere, er det nødvendig med en deltakobling ved fairlead. Fairlead er den lokasjonen på flyterplattformen hvor forankringslinene kobles til. NREL-Hywind modellen ble forenklet ved å fjerne deltakoblingen, for så å erstatte den tapte yaw-stivheten med en kunstig påført stivhet.

Hensikten med denne oppgaven er å se på levetiden til forankringslinene, og da ble det nødvendig å lage en komplett modell hvor deltakoblingen er implementert. Deltakoblingen gjør at forankringslinen får en arm ut fra senterlinjen til vindturbinen, som gjør at kreftene fra linen utøver et moment på turbinen. Dette vil være med på å motvirke yaw-bevegelsen til strukturen.



Figur 2-6 Vindturbinen sett ovenfra med forenklet modell uten deltakobling til venstre, og komplett modell med deltakobling til høyre. De røde pilene er en del av den dekomponerte kraften som linene yter på systemet.

2.6 Utmatting

Utmatting er en vitenskap som beskriver sprekkdannelse og sprekkvekst i materialer forårsaket av periodisk gjentakende og varierende spenninger. Utmattingsbrudd kan oppstå selv om spenningene er langt lavere enn flytegrensen til materialet, og det er derfor viktig å undersøke forventet levetid i konstruksjoner som er under dynamisk belastning. Sprekkdannelsen starter vanligvis fra en feil eller ujevnhet i overflaten, som f.eks. en sveis eller en kjerv, og brer seg derfra i konsentriske sirkler loddrett på retningen av største normalspenning. Utmattingsbrudd skjer, i motsetning til statiske brudd, uten forvarsel i form av plastisk tøyning.

For utmattingsberegningene som utføres på forankringslinene blir det hentet informasjon fra DNVGL-OS-E301, der det spesifiseres at karakteristisk delskade i en forankringsline som en konsekvens av syklisk last er summen av delskaden påført av miljølastene vind, bølger og strømninger, og er gitt ved:

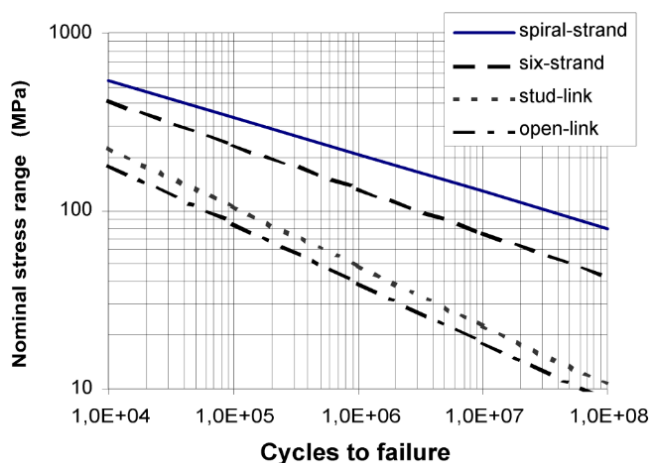
$$d_c = \sum_{i=1}^{i=n} d_i \quad (15)$$

hvor d_i er delskaden fra en bestemt spenningsvidde, og n er antall spenningsvidder (DNV GL, 2018b).

Delskaden d_i bestemmes ved å ta N_i^{-1} , der N_i er forventet antall sykler før utmattingsbrudd for én bestemt spenningsvidde. N_i er avhengig av konstantene a_d og m , som er materialspesifikke empiriske konstanter som generelt sett er bestemt ved testing av det aktuelle materialet (Terjesen, 2018a). N_i er gitt ved:

$$N_i = a_D \cdot s_i^{-m} \quad (16)$$

der a_D er krysningsparameteren til S-N kurven, s_i er spenningsvidden og m er stigningstallet til S-N kurven. Konstantene for typiske forankringslinematerialer og den tilhørende S-N kurven er presentert under.



Tabell 2-6 SN-kurveverdier for et utdrag av materialer.

	a_D	m
Stud chain	1,2e11	3,0
Studless chain	6,0e10	3,0
Stranded rope	3,4e14	4,0
Spiral Rope	1,7e17	4,8

Figur 2-7 S-N-kurve for materialene i Tabell 2-6 (DNV GL, 2018b).

For å bestemme levetiden til forankringslinene utføres en kapasitetskontroll, ved å bruke Miner Palmgrens delskadehypotese som sier at:

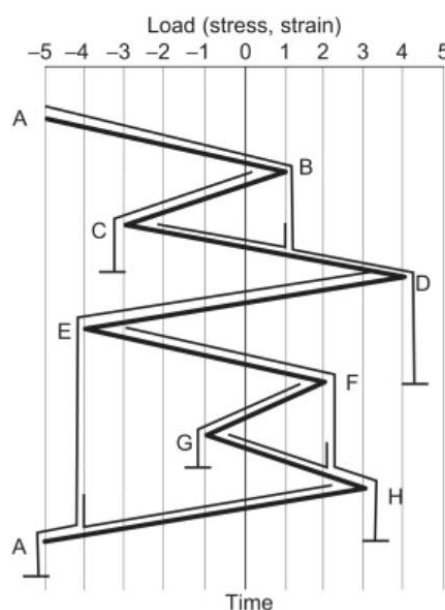
$$x \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \frac{n_i}{N_i} = \eta \quad (17)$$

der x er levetiden i antall sykler, n_i er antallet av N_i spenningsvidder og η er utnyttelsesfaktoren bestemt av $1/\text{DFF}$ hvor DFF er utmattingsfaktoren som kalles «*design fatigue factor*». Konsekvensene av at en forankringsline ryker, fører stort sett bare til økonomisk belastning, uten at noen liv settes i fare da vindturbinene er ubemannet. Derfor bestemmes DFF fra den mindre alvorlige konsekvensklassen 1, som sier at DFF skal være på 5 (DNV GL, 2018a).

2.6.1 Rainflow counting

Rainflow counting er en metode for å transformere spenningsvariasjoner om til et spenningspektrum, som kan benyttes i en utmattingsberegning. Grafen med spenningsvariasjonene roteres 90° mot høyre, deretter slippes en imaginær regndråpe fra hvert vendepunkt på grafen. Der regndråpen stopper opp, defineres som en halv spenningssykel. De halve spenningssyklene legges sammen i par for å danne hele spenningsvidder (Terjesen, 2018b). Regndråpene stoppes opp når den:

- Renner i positiv eller negativ retning før fritt fall og ikke treffer underliggende tak (A-D).
- Renner i positiv eller negativ retning og treffer et tak som starter med henholdsvis lavere eller høyere verdi enn dråpen hadde i utgangspunktet (B-C).
- Støter mot en regndråpe som har falt fra overliggende tak (H-E).



Figur 2-8 Eksempel på rainflow counting (Lee & Tjhung, 2012)

De resulterende spenningsviddene fra Figur 2-8 blir: A-D-A, B-C-B, E-H-E og F-G-F. Dersom det er noen halvsykler til overs, er det uenigheter om hva som skal gjøres med disse, men etter samtaler med biveileder Marit Irene Kvittem ble det bestemt at de blir omgjort til en spenningsvidde med halve verdien av halvsykelen (Kvittem, 2019).

3. Metode

3.1 Programvare

Programvare	Formål
3DFloat	Simulere dynamisk respons fra vind og bølger
Python 2.7	Postprosesseringsverktøy for å behandle output-filer
ParaView	Visualisering av strukturens respons på miljølaster
Notepad++	Redigering av input-filer
mann_turb_gui_x64	Generering av turbulensfiler
SIMA-DIWA	Generering av vindfiler med dynamisk vake
Command Prompt	Batcharbeid og igangsetting av simuleringer

3.2 Modellering av forankringsystemer

Turbinen og flyterplattformen er modellert i henhold til fase IV av OC3-prosjektet, og ble utlevert av professor Tor Anders Nygaard. Denne modellen kom med en del forenklinger, som blant annet fjernet deltakobling. Stivheten deltakoblingen påfører yaw-rotasjonen ble erstattet med en kunstig stivhet påført til flyterplattformen med verdi 98,340,000 Nm/rad (Jonkman, 2010). Første del av oppgaven var å modellere inn deltakoblingen i modellen, for å få et mer realistisk syn på hvilke krefter som opptrer i forankringslinen ved fairlead og for å kunne kjøre en utmattelsesanalyse på et komplett forankringsystem. Medstudent Mats Lundberg Føland utførte oppgaven med å modellere inn deltakoblingen. Resultatet ble at forankringslinene kobles på fairlead med en radius på 6,7 meter fra plattformens senterlinje, mens deltapunktet, der deltalinenes møtes er ved 65 meter fra plattformens senterlinje.

Materialet som er benyttet for å modellere forankringslinene er «wire_OC3», som er en homogen tilnærming av forankringslinen med klumpvekt fra Hywind Demo, mens bjelketypen er cable, da dette er en bjelketype som ikke overfører moment. Deltalinene er delt opp i 3 elementer hver, mens resten av forankringslinen ned til ankeret er delt opp i 16 elementer. Lengden på linen fra fairlead ned til ankeret skal være 902,2 meter, selv om den korteste lineære avstanden fra fairlead til ankeret er noe lavere. Dette kompenseres ved å implementere en «pre strain faktor» i forankringslinen, som forlenger linen og gjør det mulig for linen å legge seg i en catenary-kurve. Når deltakoblingen introduseres, vil det bli et lite avvik fra den gitte lengden på 902,2 meter, men stivheten til linen ivaretas.

3.3 Simuleringsparametere

I tabellen under blir noen parametere fra simuleringene presentert. Dette er verdier for demping av strukturen, dragkoeffisient for krefter som virker normalt på tårnet, i tillegg til verdier for drag og massetregghet som brukes i Morison ligning.

Morisonkoeffisientene for drag og massetregghet er globalt definert, som vil si at alle elementene som blir påvirket av bølgelaster benytter seg av samme verdier.

Grunnen til at det er oppgitt to verdier for demping er at det er inkludert en tilegnet simuleringstid for at systemet skal få dempet seg til ro før den aktuelle delen av simuleringen starter. Da benyttes et høyere forhold mellom systemets demping og kritisk demping. De 200 første sekundene av simuleringen benyttes et forhold på 0,1 senere blir dette endret til et lavere forhold på 0,01.

Tabell 3-1 Et utdrag av de viktigste simuleringsparameterne.

Parametere	Verdi
Demping	
Ratio_1	0,1/0,01
Ratio_2	0,1/0,01
Omega_1	0,1
Omega_2	1,0
Drag tårn	
Cdn	1,0
Morison	
Cm	1,969954
Cd	0,6

4. Simulering av FLS-studie

Alle simuleringene har noen felles parametere for blant annet miljø, vindturbinen, flyteplattformen og forankringslinene. Et utdrag av de viktigste parameterne er som følger:

- De tre forankringslinene er fordelt rundt vindturbinen med 120° mellomrom
- Linelengde på omtrent 902 meter fra fairlead til anker
- 90 mm kjettingdiameter
- 320 meter havdybde
- Hubhøyde på 90 meter over SWL
- Rotordiameter på 126 meter
- Fairlead i avstand på 6,5 meter fra senterlinje til vindturbinen

4.1 Valg av FLS-tilfelle og nødvendige modifiseringer

LIFES50+ sin rapport «Deliverable D7.2 Design Basis» er brukt som utgangspunkt for vind- og bølgeverdier, etter forslag av biveileder Marit Irene Kvittem. Verdiene er definert basert på en ekstern rapport skrevet av IDEOL (upublisert).

Vindhastighetene fra tabellen er hentet fra en annen referanse høyde enn det som benyttes i denne oppgaven, og ettersom vindhastigheten er avhengig av høyden må de justeres deretter. Dette gjøres ved å benytte formel (11), hvor hubhøyden fra «D7.2 Design Basis» er på 119 meter og må justeres ned til hubhøyde 90 meter. I dette tilfellet blir omjusteringsfaktoren på $U_{hub} = U_{ref} \cdot 0,962$.

Fremfor å bestemme turbulensintensiteten ved å bruke ønsket standardavvik, som i formel (12), bestemmes standardavviket ut ifra turbulensintensiteten. For å bestemme ønsket turbulensintensitet følges seksjon 11 av IEC 61400-1.Ed3, hvor det er bestemt fra LIFES50+ Deliverable 1.1 at det er klasse C som skal brukes. Dermed blir turbulensintensiteten I_t :

$$I_t = \frac{I_{ref}^{(0,75 \cdot V_{hub} + 5,6)}}{V_{hub}}, \text{ der } I_{ref} = 0,12. \quad (18)$$

Tabell 4-1 Vind og bølgeverdier for FLS, med tilhørende sannsynlighet for inntreffelse (Krieger et al., 2015).

V_{hub}	H_s	T_p	P
[m/s]	[m]	[s]	[-]
5	1.38	5	3.45%
5	1.38	7	6.89%
5	1.38	11	3.45%
7.1	1.67	5	5.99%
7.1	1.67	8	11.98%
7.1	1.67	11	5.99%
10.3	2.2	5	6.41%
10.3	2.2	8	12.83%
10.3	2.2	11	6.41%
13.9	3.04	7	5.12%
13.9	3.04	9.5	10.24%
13.9	3.04	12	5.12%
17.9	4.29	7.5	2.90%
17.9	4.29	10	5.81%
17.9	4.29	13	2.90%
22.1	6.2	10	0.94%
22.1	6.2	12.5	1.88%
22.1	6.2	15	0.94%
25	8.31	10	0.19%
25	8.31	12	0.37%
25	8.31	14	0.19%

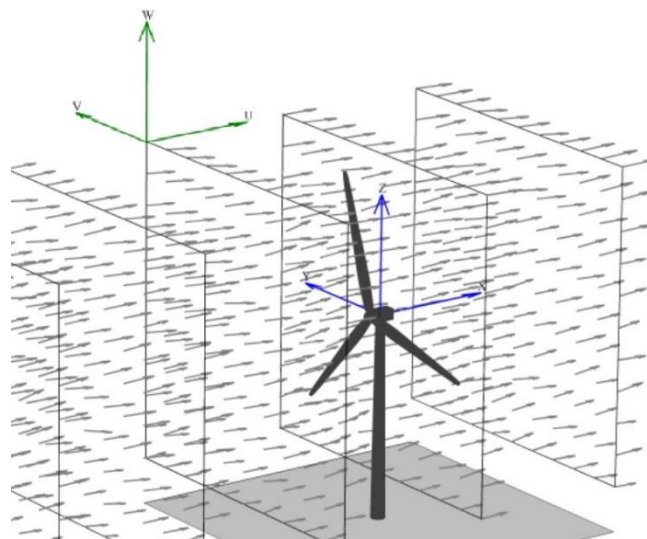
4.2 Implementering av laster

4.2.1 Vind

Vindmodellen som benyttes i 3DFloat er *mean profile*, som betyr at vindhastigheten i en gitt høyde er lik for hele simuleringen. Vinden starter på 4,8 m/s for alle tilfellene, og øker gradvis til vindhastigheten for den aktuelle simuleringen i løpet av de første 200 sekundene. Dette blir gjort for at systemet skal få mulighet til å dempes i ro før alle lastene påføres. Det ble bestemt at det var tilstrekkelig med kun én angrepsvinkel på vinden, som er på 0°. Dette ble bestemt på grunnlag av at hovedhensikten med oppgaven er å se på effekten av den dynamiske vaken (Kvittem, 2019).

4.2.2 Turbulens

Turbulensen er generert ved å bruke en generator som baserer seg på Mann-modellen. Turbulensfilen inneholder tredimensjonale vektorer som representerer turbulensens hastighet og retning. Disse vektorene legges i plan basert på tiden de inntreffer, hvor planene til sammen danner en stor boks som dras gjennom simuleringsdomenet. For at strukturen ikke skal havne mellom to plan, vil verdiene for hver vektor mellom planene interpoleres. Vektorenes koordinatsystem som består av retningene u , v og w , er definert slikt at det samsvarer med simuleringsdomenets koordinatsystem, slik som vist på figuren under.



Figur 4-1 Figur som illustrerer turbulensen som vektorer (Jonkman, 2009).

3DFloat implementerer turbulensen ved å legge vektorene oppå middelvindhastigheten som allerede er definert. Det er også mulig å skalere turbulensintensiteten, slik at den blir som ønsket.

Turbulensfilene som inneholder den dynamiske vakemodellen ble kjørt gjennom en modell som kan implementeres i SIMA, som heter «Disturbed Inflow Wind Analyzer», forkortet DIWA. Denne modellen er nylig utviklet og vil derfor kunne medføre enkelte feilkilder. 3DFloat implementerer disse filene på samme måte som beskrevet over.

4.2.3 Bølger

Et bølgespekter basert på JONSWAP er generert og implementert i 3DFloat som langkammede bølger. I henhold til lastmatrisen er det blitt generert med forskjellig signifikant bølgehøyde og peak periode for hver vindhastighet. Tilhørende gammaverdier er lagt ved i lastmatrisen. Dersom formel (6) ikke er tilfredsstillt, anbefaler DNVGL å benytte spekteret med omhu.

Etter bølgespekteret er generert er det mulig å laste det inn i 3DFloat uten å måtte genere et nytt bølgespekter. Derfor ble samme bølgespekter brukt for hver tilhørende simulering både for oppstrøms og for nedstrøms turbiner. Dette ble gjort for å redusere mulige feilkilder.

Bølgene er introdusert over en periode på 200 sekunder, slik at vindturbinen skal få mulighet til å dempe seg uten å bli påvirket av for store bølgelaster.

4.3 Lastmatrise

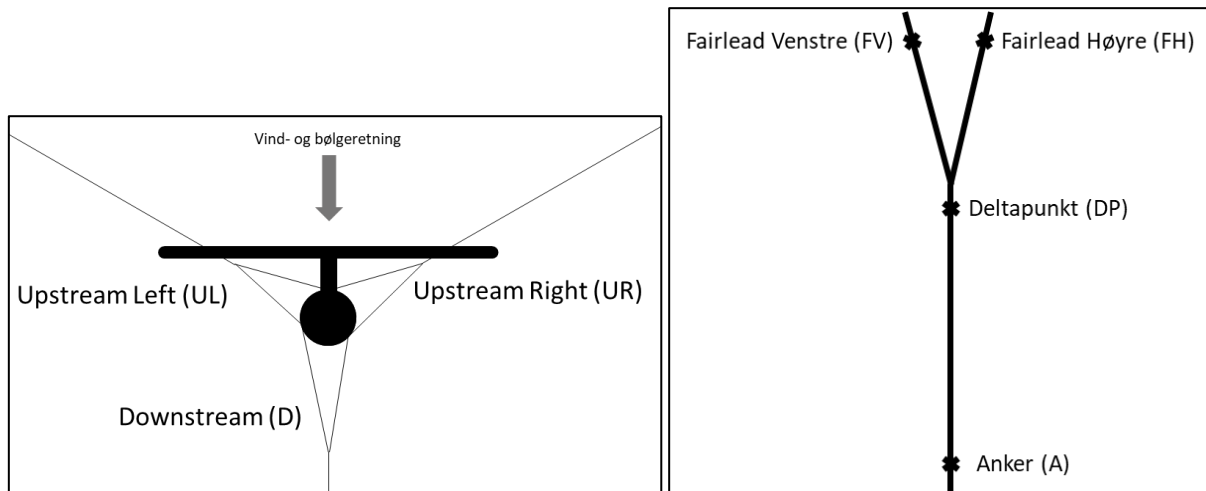
Den resulterende lastmatrisen som tar høyde for redusert vindhastighet er presentert under.

Tabell 4-2 Lastmatrise med tilhørende prosent for inntreffelse, gammaverdi til JONSWAP spekteret, og turbulensintensiteten til hver simulering

Sim nr	V_{hub} [m/s]	H_s [m]	T_P	P [%]	Gamma	I_T
1	4.80	1.38	5.00	3.45	2.35	0.230
2	4.80	1.38	7.00	6.89	1.00	0.230
3	4.80	1.38	11.00	3.45	1.00	0.230
4	6.80	1.67	5.00	5.99	3.67	0.189
5	6.80	1.67	8.00	11.98	1.00	0.189
6	6.80	1.67	11.00	5.99	1.00	0.189
7	9.90	2.20	5.00	6.41	5.00	0.158
8	9.90	2.20	8.00	12.83	1.00	0.158
9	9.90	2.20	11.00	6.41	1.00	0.158
10	13.40	3.04	7.00	5.12	3.10	0.140
11	13.40	3.04	9.50	10.24	1.00	0.140
12	13.40	3.04	12.00	5.12	1.00	0.140
13	17.20	4.29	7.50	2.90	5.00	0.129
14	17.20	4.29	10.00	5.81	1.22	0.129
15	17.20	4.29	13.00	2.90	1.00	0.129
16	21.30	6.20	10.00	0.94	3.10	0.122
17	21.30	6.20	12.50	1.88	1.00	0.122
18	21.30	6.20	15.00	0.94	1.00	0.122
19	24.00	8.31	10.00	0.19	5.00	0.118
20	24.00	8.31	12.00	0.37	2.62	0.118
21	24.00	8.31	14.00	0.19	1.18	0.118

Lastmatrisen blir kjørt for fire forskjellige tilfeller hvor den effektive simuleringslengden var på 1800 sekunder. For ett av tilfellene består turbulensboksen av et uforstyrret vindfelt, som tilsvarer en vindturbin som står fremst i en rekke av flere og dermed ikke står i en vake. Dette tilfellet henvises til som 0D. Deretter benyttes en ny turbulensboks hvor det er generert en vake ved hjelp av SIMA-DIWA for tre forskjellige avstander fra turbinen som generer vaken. De tre avstandene er 780, 1040 og 1300 meter, som tilsvarer omtrent 6D, 8D og 10D hvor D er rotorens diameter. I en vindpark står vindturbinene med en typisk avstand på mellom 6D og 8D (Nygaard, 2019).

5. Resultater fra FLS-simulering



Figur 5-1 Til venstre er vindturbinen sett ovenfra med navnet på de ulike forankringslinene. Til høyre er én catenary forankringsline sett ovenfra, med beskrivelse av punktene der aksialkreftene er hentet ut.

5.1 Delskade

Kraftspekteret til linesegmentene ble omgjort til et spenningspekter ved å dele på tverrsnittsarealet til linesegmentene. Deltalinene viste seg å være et spesielt svakt punkt, og dermed ble kjettingdiameteren oppjustert til 120mm fra 90mm i utmattelsesberegningene. Dette gjøres for å få et bilde på endringen i delskade, fremfor å finne det svakeste punktet til forankringslinene da NREL-Hywind ikke er dimensjonert tilstrekkelig for å gjennomføre FLS- og ULS-analyser (APPENDIX G).

Delskadene ble beregnet for alle tilfellene i lastmatrisen i Python ved å bruke rainflow counting og formel (16), med S-N konstantene for *studless chain*. Deretter ble de summert med den tilhørende inntreffelsesprosenten for å finne den totale delskaden fra alle tilfellene i lastmatrisen. Delskaden for hvert punkt er presentert i tabellen under, der det er delt opp for 0D, 6D, 8D og 10D. Det vises til Figur 5-1 for forklaring på hvilket punkt delskaden gjelder. Komplette tabeller for delskade ligger i APPENDIX C.

Tabell 5-1 Vektlagt summert årlig delskade,

	Vektlagt summert årlig delskade [10^{-3}]											
	D_A	D_DP	D_FV	D_FH	UR_A	UR_DP	UR_FH	UR_FV	UL_A	UL_DP	UL_FV	UL_FH
0D	1,80	1,98	1,72	1,74	3,11	3,25	6,44	6,27	3,00	3,15	5,95	7,60
6D	2,32	2,55	2,33	2,34	3,60	3,76	8,64	8,94	3,49	3,64	8,22	9,71
8D	2,11	2,32	2,06	2,07	3,38	3,53	7,60	7,55	3,27	3,40	7,48	8,79
10D	1,98	2,17	1,92	1,98	3,31	3,39	7,31	7,04	3,11	3,26	6,97	8,32

Levetiden er beregnet ved å bruke formel (17), med $DFF=1$.

Tabell 5-2 Levetid basert på vektlagt summert årlig delskade,

Levetid basert på vektlagt summert årlig delskade [år]												
	D_A	D_DP	D_FV	D_FH	UR_A	UR_DP	UR_FH	UR_FV	UL_A	UL_DP	UL_FV	UL_FH
0D	557	506	583	576	321	308	155	159	333	318	168	132
6D	432	392	429	427	278	266	116	112	287	275	112	103
8D	475	431	485	482	296	283	132	132	306	294	134	114
10D	505	461	521	504	319	295	137	142	321	307	144	120

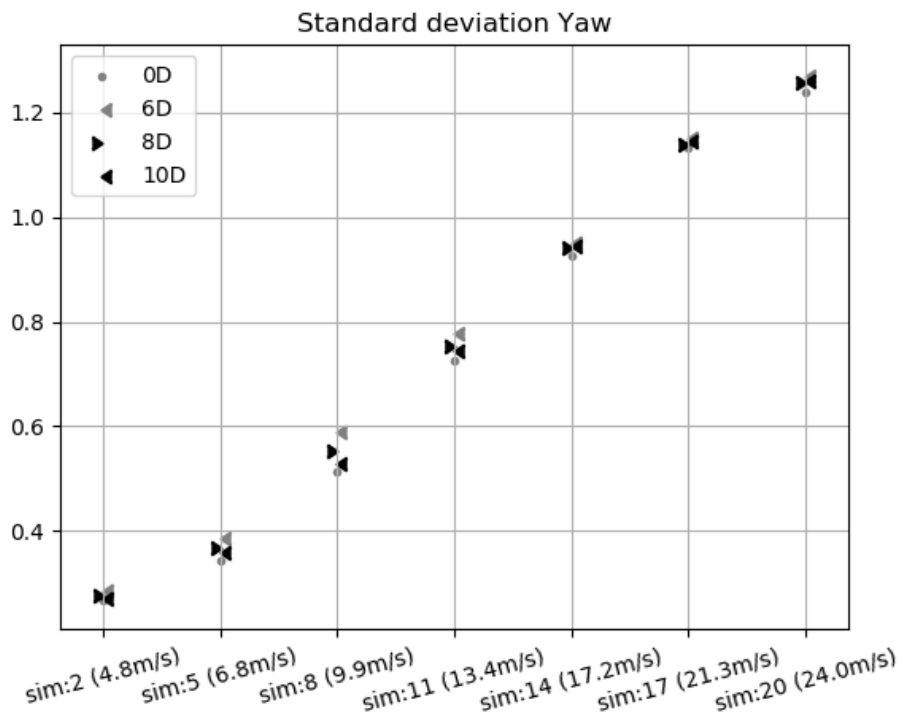
Ettersom hensikten med denne oppgaven er å undersøke hvordan en dynamisk vake påvirker levetiden, har den prosentvise endringen i levetid blitt beregnet og presentert i tabellen under.

Tabell 5-3 Prosentvis endring i levetid sammenlignet med 0D,

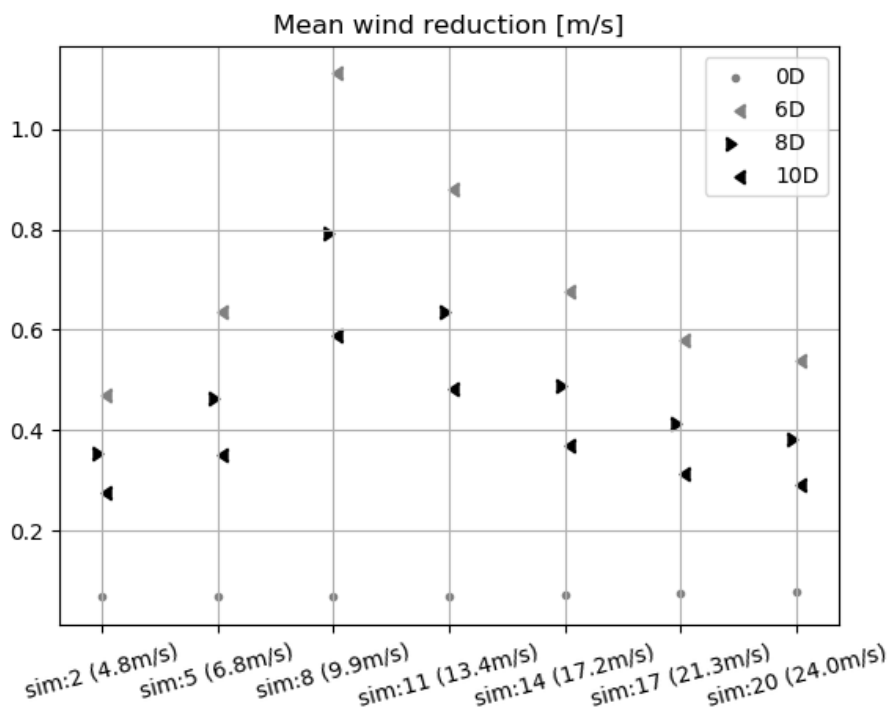
Prosentvis endring i levetid sammenlignet med 0D [%]												
	D_A	D_DP	D_FV	D_FH	UR_A	UR_DP	UR_FH	UR_FV	UL_A	UL_DP	UL_FV	UL_FH
6D	-22.4	-22.5	-26.4	-25.9	-13.4	-13.6	-25.2	-29.6	-13.8	-13.5	-33.3	-22.0
8D	-14.7	-14.8	-16.8	-16.3	-7.8	-8.1	-14.8	-17.0	-8.1	-7.5	-20.2	-13.6
10D	-9.3	-8.9	-10.6	-12.5	-0.6	-4.2	-11.6	-10.7	-3.6	-3.5	-14.3	-9.1

Det kommer frem at levetiden til deltalineene blir spesielt påvirket av den dynamiske vaken da endringen overstiger -30% i enkelte tilfeller for 6D. Dette kan forklares med at svingningene til kreftene i deltalineene følger yaw-bevegelsen til turbinen (APPENDIX B), og standardavviket til yaw øker mellom 0D og resten av tilfellene, som vist i Figur 5-2. For sim nr 5, med vindhastighet 9,9 m/s er økningen på 14,8%.

Grunnen til at økningen er størst ved 9,9 m/s, er fordi da er oppstrømssturbinen som generer vaken, i vindforhold som er rett under *rated*. Øker vindhastigheten over dette, vil vinkelen på rotorbladene endres, som fører til lavere forstyrrelse av vindfeltet, som igjen fører til en lavere reduisering av middelvinden. Dette kommer frem i Figur 5-3.



Figur 5-2 Standardavviket til yaw for 0D, 6D, 8D og 10D.



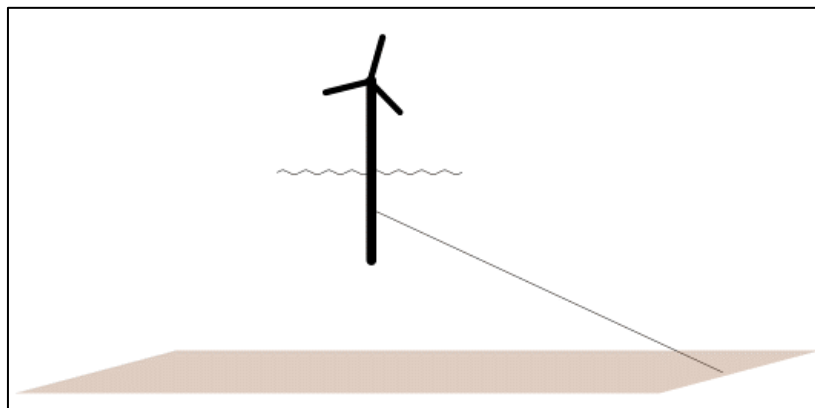
Figur 5-3 Redusering av middelvindhastigheten.

6. Utvikling av forankringssystem basert på polyester og nylon

6.1 PNS forankring

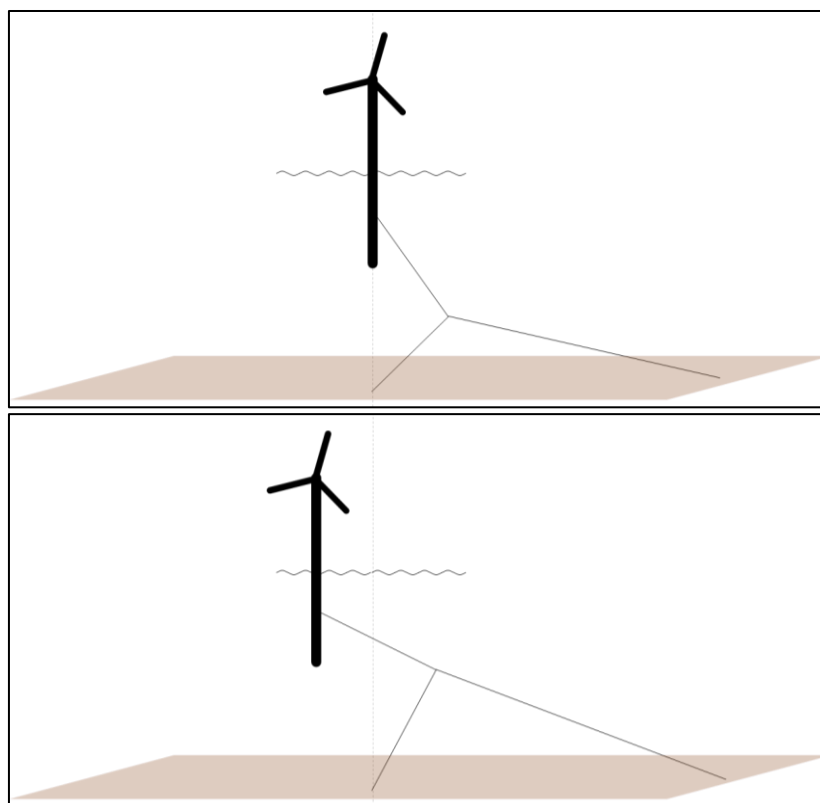
Del 2 av denne oppgaven består i å studere mulighetene av å benytte et forankringssystem basert på polyester og nylon til å erstatte forankringssystemet brukt i FLS-analysen. Det gamle forankringssystemet er basert på kjetting og ble utviklet med tanke på å gjenskape karakteristikken til NREL 5MW-turbinen med spar flyteren fra Hywind-demo med implementert deltakobling ved fairlead. Det nye systemet som skal utvikles videre i oppgaven er et polyester-nylon-system, heretter benevnt PNS. Hensikten med å benytte seg av PNS fremfor catenary-forankring er hovedsakelig på grunn av kostnadsbesparelser, men det kan også bære med seg andre fordeler som blant annet redusert forekomst av utmattingsbrudd i linene, da sprekkvekst ikke opptrer i fibertau.

PNS har en hovedline, som er laget av polyester, og en oppstrammingsline som er laget av nylon. Uten nylonlinen ville systemet vært svært mye stivere, da den aksiale stivheten til polyesteralinen ville opptrådt fra første bevegelse vekk fra likevektspunktet da polyesteralinen allerede er stram.



Figur 6-1 Forankringssystem illustrert ved kun én av de tre stramme polyesteralinene

For å forleng vinduet før polyesteralinen blir helt stram introduseres en tilleggsline av nylon som påfører en vinkel på hovedlinen, slik at systemet får beveget på seg før stivheten stiger for brått. Grunnen til at det er nylon som benyttes i tilleggslinen er fordi det er materiale som godt håndterer forlengelse uten å ta skade.



Figur 6-2 PNS som viser at polyesterlinen blir oppstrammet ved forflytning

Det er ønskelig å utvikle et PNS som har tilsvarende, eller noe lavere horisontalstivhet og yaw-stivhet som forankringssystemet utviklet i fase IV av OC3-prosjektet. For høy stivhet vil føre til ugunstig rask økning av kreftene som forankringslinene vil påføre strukturen, noe som blant annet kan redusere strukturens levetid, mens i motsatt ende av spekteret vil for lav stivhet kunne føre til at strukturen får bevege seg mer enn det som er ønskelig.

En del av forarbeidet når det gjelder materialvalg og tilhørende materialverdier er blitt gjennomgått i en tidligere masteroppgave. Da ble blant annet diameter på repene, massetetthet, *minimum breaking load* (MBL), E-modul og begroing på repene i form av tang og andre organismer bestemt. Videre i denne oppgaven vil det bli tatt utgangspunkt i disse funnene (Aldrin, 2018). Følgene verdier er hentet:

Tabell 6-1 Egenskaper til polyester- og nylonlinene

	Polyester	Nylon
Diameter med begroing	320 mm	230 mm
MBL	20000 kN	7446 kN
70% MBL	14000 kN	5212 kN
Massetetthet	1352 kg/m ³	1214 kg/m ³
E-modul	4,98 GPa	2,69 GPa

E-modulen ble beregnet ut fra forholdet mellom MBL og tverrsnittsarealet. Forholdet ser noe ulikt ut avhengig hvilket materiale det gjelder. E-modulen for henholdsvis polyester og nylon er gitt ved:

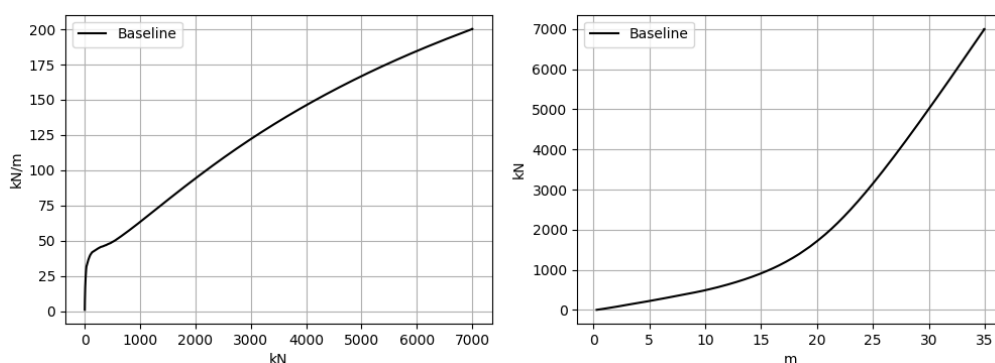
$$E = \frac{20 \cdot MBL}{A}, \quad E = \frac{15 \cdot MBL}{A} \quad (19), (20)$$

Fra DNVGL-RP-E305 er det fastslått at det ikke er nødvendig å gjennomføre en analyse av utnyttelsen av «3-T perioden» dersom kreftene i fiberrepene er holdt under 70% av MBL (DNV GL, 2017a). «3-T perioden» forteller noe om hvor lenge et syntetisk filament kan motstå spenning uten brudd og er avhengig av de 3 T'ene, «Time, Temperature & Tension». Det er derfor ønskelig å utvikle et forankringssystem hvor aksialkreftene aldri overstiger 70% av MBL.

6.2 Baseline

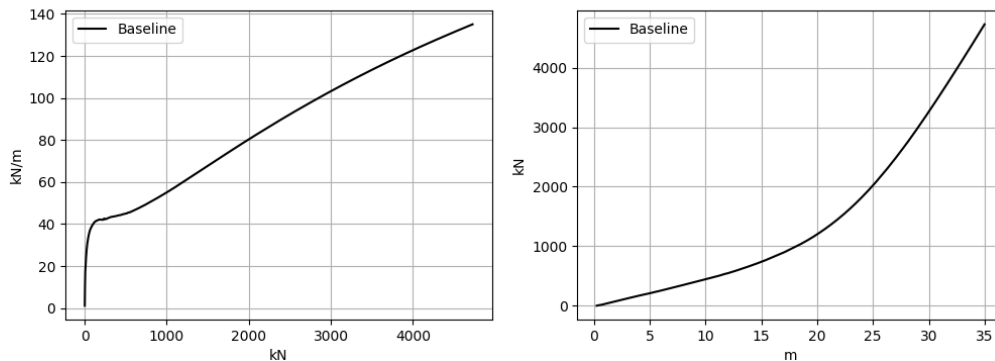
Baseline for dette studiet er catenarysystemet med implementert delta kobling, som er benyttet i FLS analysen. Ettersom stivheten blir forklart som kreftene som kreves for å forflytte strukturen en bestemt avstand, ble strukturen flyttet til bestemte avstander for så å studere de horisontale kreftene forankringslinene påfører strukturen ved den bestemte avstanden. Dette ble gjort ved å utføre en kvasistatisk analyse hvor det ble lagt på en kunstig, lineær stivhet til strukturen for så å bevege sakte på strukturen ved hjelp av en periodisk kraft i samme størrelsesorden som den kunstige stivheten. Dette gjør at strukturen får en tvungen kontrollert forflytning samtidig som den kunstige stivheten opptar alle kreftene som forårsaker forflytningen. De horisontale kreftene som hentes ut fra strukturen vil da kunne knyttes opp mot den naturlige stivheten til forankringssystemet.

Først ble det studert for stivheten for *surge* i negativ x-retning, da det er i dette tilfellet stivheten kommer til å økes raskest. Det ble påført en kraft som førte til en forflytning på 35 meter over en periode på 250 sekunder, som skal være sakte nok til at strukturens treghet er neglisjerbar. Det førte til følgende stivhetskurve, med tilhørende horisontale krefter i strukturen ved de bestemte avstandene fra likevektspunktet.



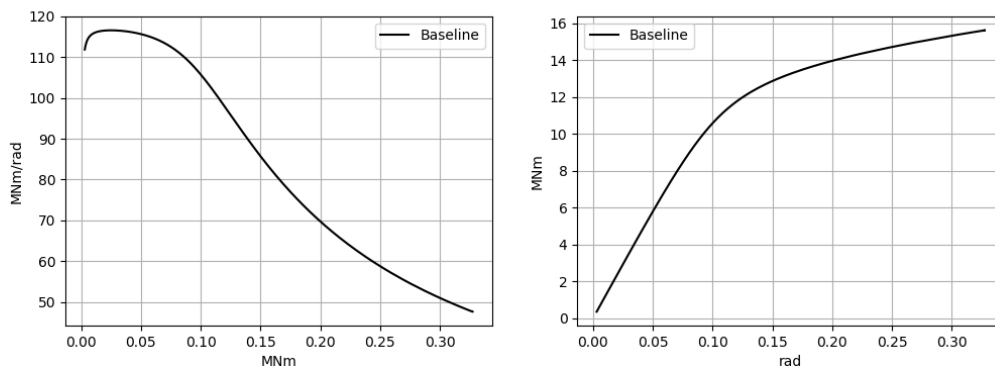
Figur 6-3 Surge-stivhet og tilhørende krefter ved bestemte posisjoner for baseline.

For *sway* er stivheten symmetrisk i begge retningene, og derfor er det irrelevant hvilken retning man forflytter strukturen. Samme prosedyre som *surge* ble fulgt ved forflytningen, og da ble stivhetskuren seende slik ut:



Figur 6-4 Sway-stivhet og tilhørende krefter ved bestemte posisjoner for baseline.

For *yaw* er prosedyren ulik, da strukturen roteres fremfor å forflyttes og da må det indre momentet til strukturen benyttes fremfor den horisontale kraften. Strukturen ble rotert nesten 0.35 radianer, som tilsvarer 20°, over en periode på 500 sekunder. For *yaw* ble resultatet slik:



Figur 6-5 Yaw-stivhet og tilhørende moment ved bestemte posisjoner for baseline.

Det er verdt å notere at *yaw*-stivheten til modellen benyttet i FLS-analysen er noe høyere enn hva som er beskrevet i fase IV av OC3-prosjektet, men det ble bestemt at det var tilstrekkelig å benytte modellen da avviket var mindre enn 5%.

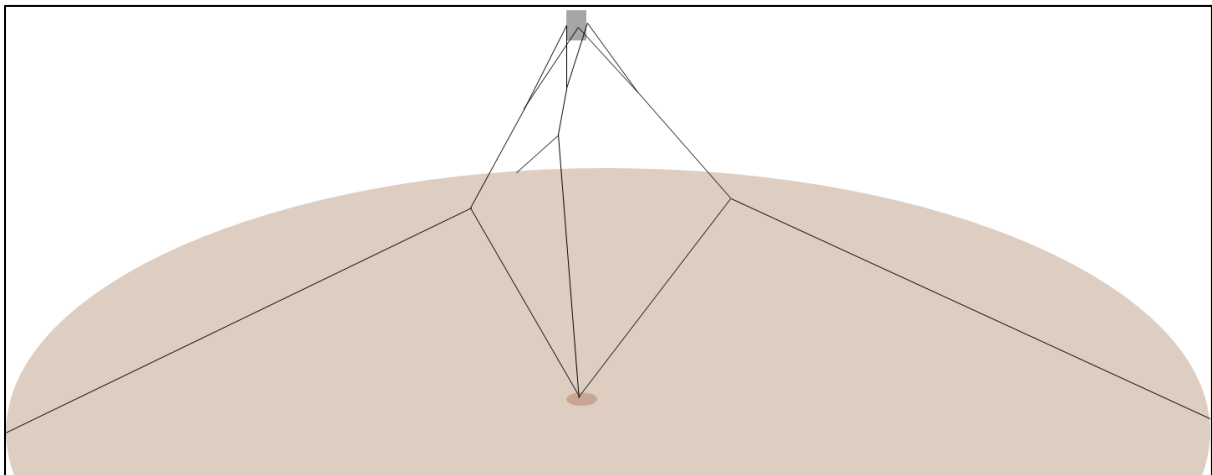
6.3 Simuleringsoppsett for PNS

6.3.1 Begrensninger

1. I innledende fase vil det fokuseres på å etterligne stivheten til catenary systemet i *surge*.
2. For å gjøre sammenligningsjobben så standardisert og enkel som mulig, vil det kun være stivhetskurene som sammenlignes. Aksialkreftene i linene blir vurdert etter at ønsket stivhet er oppnådd.
3. Deltakonfigurasjonen fra FLS-analysen vil bli benyttet i simuleringene for PNS, hvor kjettingen byttes ut med polyester.
4. Det vil kun bli gjennomført en ULS-analyse for den mest lovende løsningen.

6.3.2 Simuleringsoppsett

For å vite om hvorvidt PNS tilfredsstillende karakteristikk vil forankringssystemets horisontale stivhet og *yaw* stivhet sammenlignes med catenarysystemets stivhet. Dette gjøres ved å lage en enkel modell i 3DFloat der hele vindturbinen og flyteren er fjernet slik at det kun er forankringslinene som er tilkoblet til en sylinder som gjenstår. Sylinderen blir så påført en tvungen forflytning for å se hvordan kreftene fra forankringslinene opptrer for hver posisjon.



Figur 6-6 Forenklet modell i 3DFloat hvor vindturbin og flyter er fjernet. Positiv *x*-retning er definert langs hovedlinen til høyre.

6.4 Variabler

For at analysen skal være gjennomførbar, må det settes begrensninger på hvilke variabler som justeres. Det ble bestemt at variablene er ankerradien, tilkoblingspunktet til tilleggslinene på hovedlinen og oppstramming av tilleggslinene og hovedlinene.

Det er ønskelig at ankerradien holdes så lav som mulig, da kortere ankerradius fører til større kostnadsbesparelse. Det er derimot viktig å ta i betraktning at linelengden påvirker den aksiale stivheten, som er bestemt av formel (14). Derfor blir det nødvendig å finne en lav ankerradius, samtidig som stivheten ikke blir for høy.

Tilkoblingspunktet til tilleggslinen på hovedlinen er med på å bestemme angrepsvinkelen mellom forankringslinene og fairlead. Er tilkoblingspunktet høyt opp på hovedlinen vil angrepsvinkelen bli mer vertikal enn om den kobles lenger ned på linen. En mer vertikal angrepsvinkel vil føre til lavere horisontal stivhet, men det fører samtidig til høyere aksielle krefter i forankringslinene, som igjen kan føre til for rask stigning av den horisontale stivheten ved forflytning av strukturen. Hovedlinen mellom deltapunktet og ankeret er modellert som en rett line og er delt opp i 20 elementer, hvor hvert element er omtrent 24 meter langt. Det betyr at tilkoblingspunktet kan varieres med 24 meter av gangen. Element 0 tilsvarer et tilkoblingspunkt i deltapunktet, element 1 tilsvarer et 24 meter ned på hovedlinen osv.

Oppstrammingen i tilleggslinen er også med på å bestemme angrepsvinkelen mellom forankringslinene og fairlead. Den vil også påvirke forspenningen i forankringslinene, som igjen er direkte tilknyttet kreftene som blir påført fairlead fra forankringslinene. Oppstrammingen i hovedlinen bestemmer derimot hvor raskt den aksielle stivheten øker. Dersom den i utgangspunktet er veldig stram, vil stivheten øke raskere enn om den er noe slakkere. Oppstrammingen bestemmes av «pre strain faktoren» i 3DFloat, hvor den faktiske lengden av elementene mellom to punkter fremstilles ved å multiplisere den geometriske lengden med faktoren $(1 - \text{Pre_strain_long})$. En negativ «pre strain long»-verdi fører til et element som er lenger enn den geometriske avstanden mellom punktene elementene dannes av, mens en positiv «pre strain long» verdi danner et oppstrammet element som tilsvarer å belaste elementet med en forspenning.

6.5 Valg av parametere for ULS-analyse av PNS

Det blir kjørt en «Ultimate limit state» analyse for strukturen hvor den mest lovende løsningen av PNS er benyttet. Det blir påført miljølaster i form av en 50-års storm, som vil si at sannsynligheten for at laster på denne størrelsen inntreffer er så lav at det kun vil skje i gjennomsnitt én gang hvert femtiende år. Det er blitt tatt utgangspunkt i et område med medium store miljøforhold, som ligger i «Gulf of Maine», hvor forholdene er beskrevet i «Deliverable D7.2 Design Basis» skrevet i sammenheng med LIFES50+ prosjektet. Det er verdt å merke at det kun er miljølaster som er hentet fra rapporten, mens havdybden og strukturdimensjoner forblir det samme. Det er ikke tatt hensyn til vake i denne analysen. Følgende verdier for vind, bølger og strømninger er hentet fra rapporten:

- Vindhastighet på 44,0 m/s ved 119 meters høyde
- Signifikant bølgehøyde på 10,9 meter, med en peak periode på 15 sekunder
- Strømhastighet på 1,13 m/s

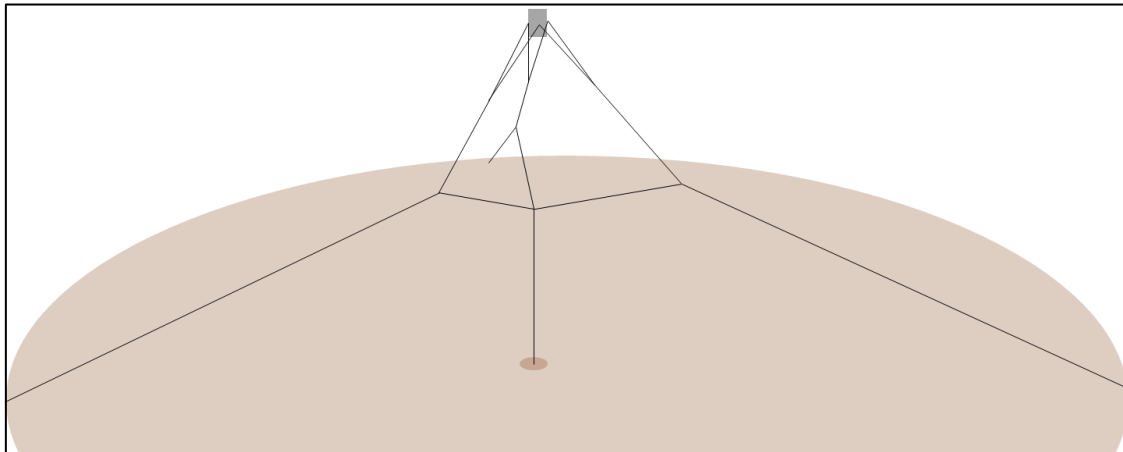
Vindhastigheten må justeres ned ved hjelp av formel (11), da referansehøyden for NREL 5MW turbinen er på 90 meter. Ettersom det er analysert for ekstremvær er det spesifisert i «Deliverable D7.2 Design Basis» at vindkoeffisienten som skal benyttes er 0,11 fremfor 0,14. Resulterende vindhastighet blir da 42,67 m/s.

Turbulensen er generert ved å bruke mann_turb_gui_x64, hvor inputparameterne er valgt i henhold til IEC 64100-1, hvor I_mann ble satt til 33,6 mens gamma ble satt til 3,9 (IEC, 2005). Turbulensintensiteten ved implementering i 3DFloat er satt til 0,12 ettersom det er spesifisert at området går inn under vindturbinklasse C (Krieger et al., 2015). Turbulensboksen vil da skaleres slik at ønsket turbulensintensitet blir oppnådd.

Det er antatt at middelvinden og bølgene treffer vindturbinen ved 0° vinkel, mens strømmingen treffer med en vinkel 30°. Påkjeningen på strukturen er størst dersom alle lastene treffer fra samme vinkel, men i realiteten er det høyst usannsynlig at dette forekommer.

7. Simuleringsresultater PNS

Det ble utført totalt 35 simuleringer med ulike konfigurasjoner før et lovende konsept for PNS ble nådd. Det ble introdusert en ny utforming for tilleggslinene som vises i Figur 7-1. Dette ble gjort for å oppnå et tettere samspill mellom hovedlinene, ettersom tilleggslinene havner i et felles knutepunkt fremfor i et anker. Da vil oppstramming i tilleggslinene i større grad påvirke de andre tilleggslinene. Det nye knutepunktet ligger 100 meter rett over midtankeret.



Figur 7-1 Resulterende PNS konfigurasjon.

Følgende parametere ble valg for PNS konfigurasjonen.

Tabell 7-1 Resulterende parameterverdier for PNS konfigurasjonen.

Variabel	Verdi
Ankerradius	500m
Tilkoblingspunkt	Element 4
Pre-strain-long tilleggsline	0.35
Pre-strain-long polyesterline	-0.05
Pre-strain-long midtankerline	0.15

For å oppnå lav nok stivhet, ble det implementert en negativ «pre-strain faktor» i polyesterlinen, som gjør at den blir litt slakk. Da er det veldig viktig å undersøke for «snap loads» i de slakke linene. «Snap loads» kan forekomme når en line blir midlertidig slakk som følge av en stor bølge- og vindindusert forflyttelse, for så å oppleve en rask oppstramming av linen. «Snap loads» gjenkjennes ved at det er en plutselig spenningstopp som betraktelig overgår de normale spenningene i linen (Hsu et al., 2017).

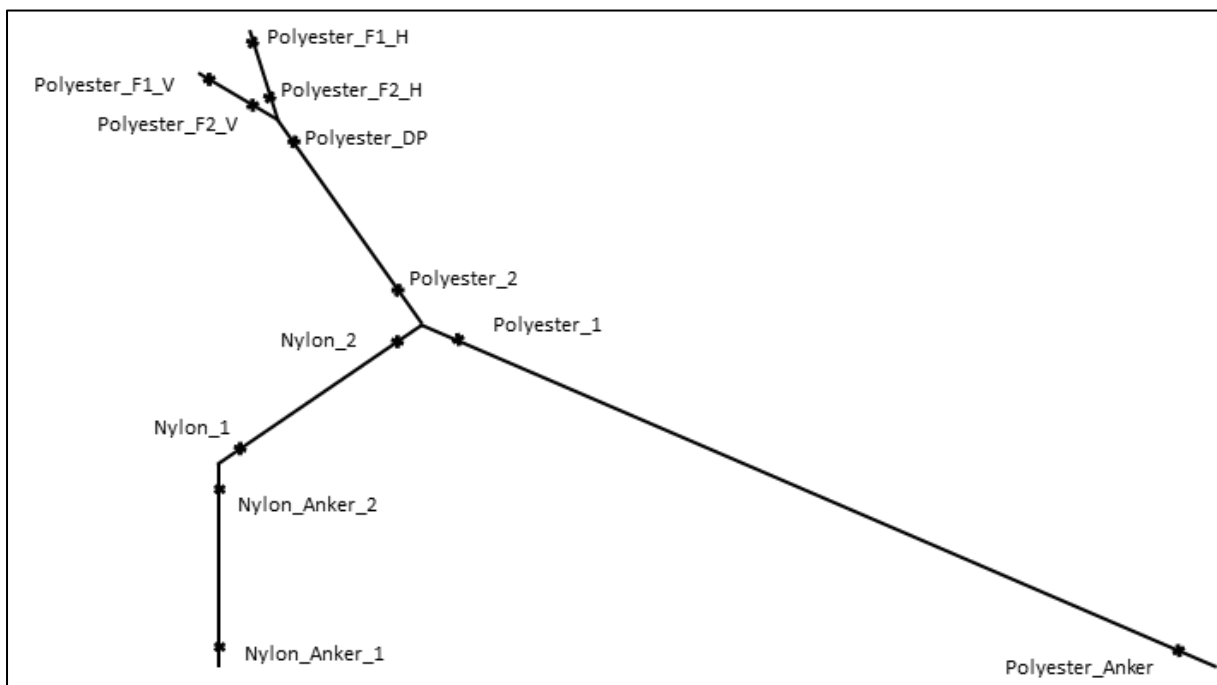
Måten elementene ble koblet sammen i scriptet som brukes 3DFloat gjør det vanskelig å vite nøyaktig hvilken «pre-strain» i linene som er i sluttresultatet. Derfor legges det

heller ved en tabell hvor forspenningen i linene blir presentert. Det vil kun bli presentert forspenning for én av de tre forankringslinene da det er antatt å være symmetrisk.

Tabell 7-2 Forspenning i linene når systemet er i ro.

Linepunkt	Forspenning [kN]
Polyester_F2_V	228
Polyester_F1_V	275
Polyester_F2_H	228
Polyester_F1_H	275
Polyester_DP	431
Polyester_2	366
Polyester_1	522
Nylon_2	271
Nylon_1	259
Nylon_Anker_2	187
Nylon_Anker_1	153
Polyester_Anker	408

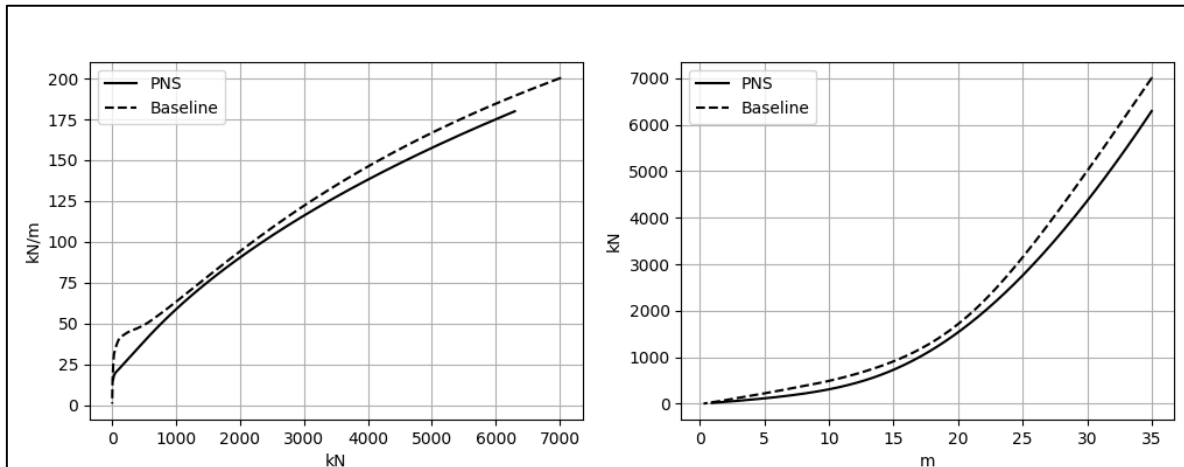
Forklaring på linepunktene er gitt i Figur 7-2. Som forventet er forspenningen høyere jo lenger opp man undersøker på samme linesegment. Dette er fordi forspenningen blir påvirket av tyngden av den ekstra lengden av linen som er under linepunktet.



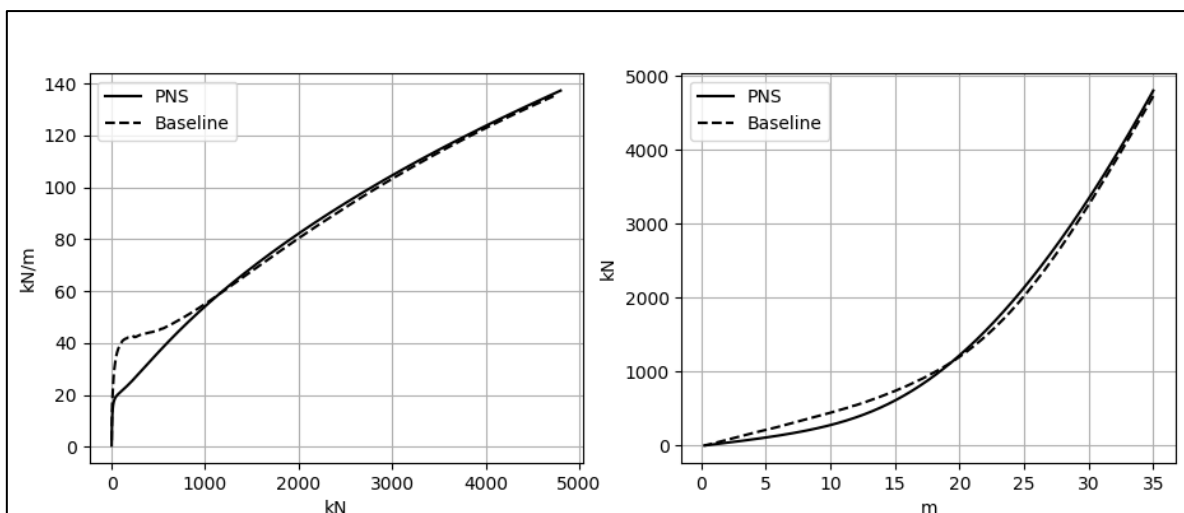
Figur 7-2 Forklaring på linepunktene.

7.1.1 Stivhetsplot

Ettersom en av begrensningene var at fokuset ville ligge på å etterligne stivheten i *surge*, er ikke stivheten i *sway* og *yaw* optimalisert. Stivheten for *surge* tilfredsstiller derimot kravene om å være tilsvarende stiv eller noe mykere enn baseline.



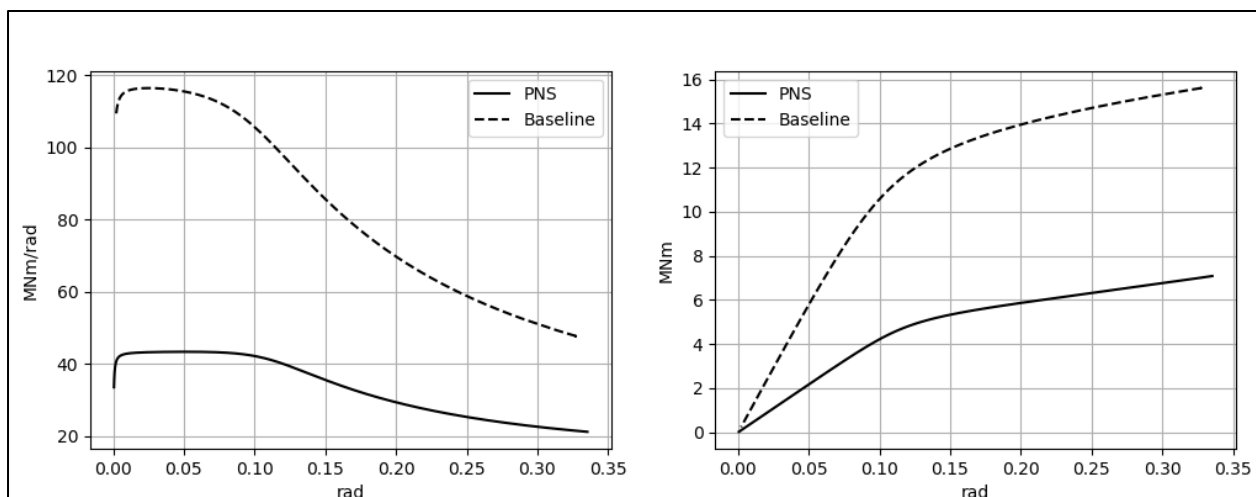
Figur 7-3 Stivhetsplot for surge, og horisontale krefter i strukturen plottet mot forflytning.



Figur 7-4 Stivhetsplot for sway, og tilhørende horisontale krefter mot forflytning.

Selv om stivheten i *sway* ikke er optimalisert, ligger den tett opp mot stivheten til baseline. Dette kvalifiseres som tilfredsstillende resultater.

Stivheten i *yaw* er mye lavere enn for baseline. Det er muligheter for å øke stivheten ved å blant annet øke linediameteren til deltalinenene, eller ved å øke forspenningen i deltalinenene. Dette vil dog ha innvirkning på stivheten i *surge* og *sway*, og krever derfor en del finjustering før resultatet blir akseptabelt.



Figur 7-5 Stivhetsplot for yaw, og tilhørende indre moment plottet mot rotasjon.

7.2 Resultater fra ULS-simulering av PNS

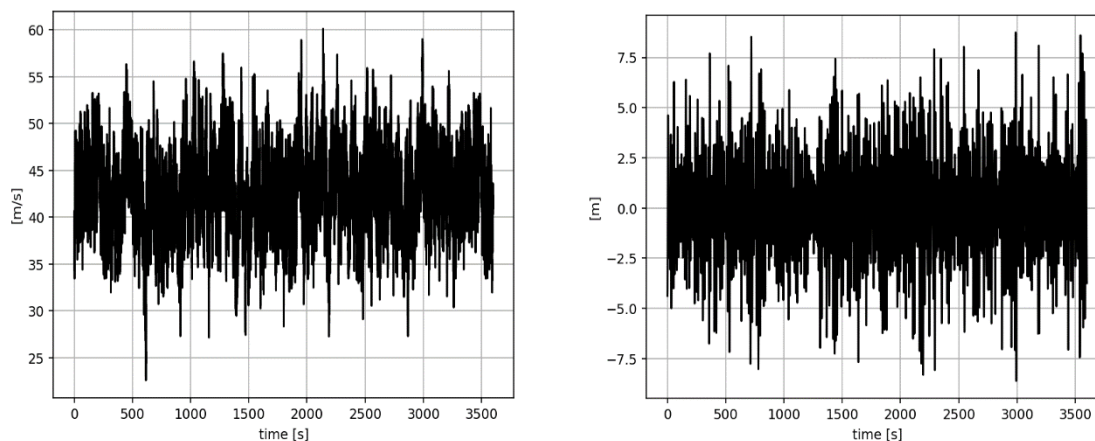
ULS-simuleringen ble gjennomført for 4000 sekunder, hvorav de første 400 sekundene er en såkalt overgangsperiode hvor systemet får falt til ro samtidig som lastene introduseres gradvis. Den resulterende simuleringsperioden er da på 3600 sekunder, altså en time. Egentlig skulle vindturbinen sluttet å generere strøm ved å rotere rotorbladene 90° , ettersom vindhastighetene er langt over *cut out* hastigheten til vindturbinen, som er på 25 m/s. Dette ble ikke utført da det ikke ble definert i kontrollsystemet til vindturbinen, før simuleringen ble kjørt. Det vil dog føre til at analysen er mer konservativ enn den ville vært dersom den ikke hadde generert strøm, da lastene er større. Se APPENDIX F for plot av strømgenerering. Det ble også oppdaget at vindhastigheten som ble benyttet var høyere enn det den skulle vært, ettersom den ikke ble omgjort fra 10 minutters gjennomsnittshastighet til 60 minutters gjennomsnittshastighet i henhold til DNVGL-C205, seksjon 2.3.2.11 (DNV GL, 2017b). Dette er også en feilkilde som fører til en mer konservativ analyse, ettersom vindhastigheten skulle ha vært 39 m/s istedenfor 42,6 m/s.

7.2.1 Miljølaster

Først vil de resulterende miljølastene som ble benyttet i analysen i 3DFloat presenteres. Dette for å kvalitetssikre lastene opp mot ønskede verdier. Det ble definert at middelvinden skulle være 42,6 m/s, påsatt et turbulensfelt med turbulensintensitet på 0,106. Fra formel (12) er det mulig å utlede at standardavviket til turbulensen ligger på 4,5 m/s, noe som ser ut til å stemme fra Figur 7-6.

Bølgene er definert fra et bølgespekter, og det er derfor noe mer utfordrende å se hvorvidt det stemmer overens med verdiene som ble benyttet for å skape bølgene. Men ettersom signifikant bølgehøyde, som i dette tilfellet er på 10,9 meter, er definert som gjennomsnittet av de 1/3 største bølgehøydene, er det mulig å kvalitetssikre

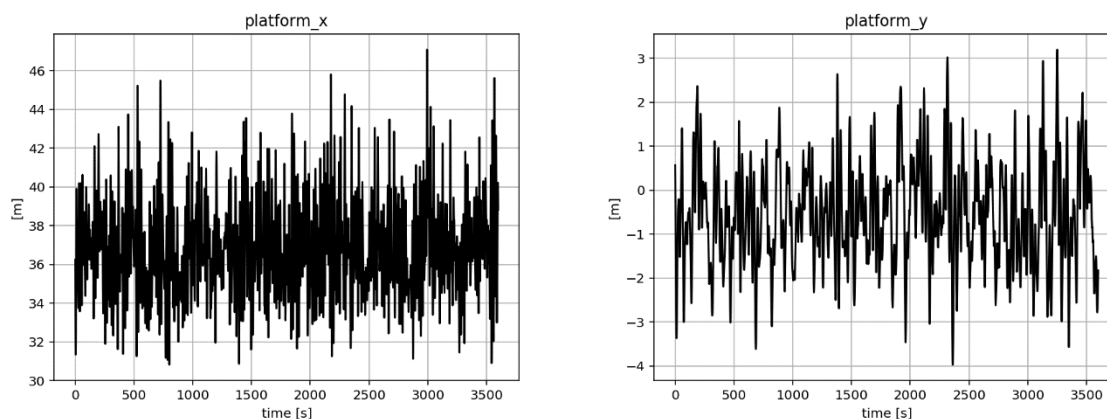
resultatene til en viss grad. Den største bølgehøyde ser ut til å gå ifra omtrent -7,5 til 7,5 meter, noe som tilsvarer en bølgehøyde på omtrent 15 meter. Det viser at også bølgelastene med stor sannsynlighet er implementert riktig. Strømningen er vanskelig å kvalitetssikre, da det ikke ble satt opp noen overvåking for denne lasten.



Figur 7-6 Vind i hubhøyde og bølgehøyde om SWL.

7.2.2 Plattformbevegelse

Bevegelsene er overvåket i node (0, 0, 0), som vil si i senterlinjen til turbinen ved SWL. Bevegelsen i *surge* er som forventet meget høy, ettersom vind- og bølgelastene dytter strukturen i positiv *surge*-retning. På det meste er strukturen 47 meter unna utgangsposisjonen sin, og ettersom *sway* kun er -4 meter på det meste er tommelfingerregelen til flytende vindturbiner som sier at forflytningen skal være mindre enn 30% av havdybden grunnet strømledningen som henger under turbinen oppfylt (Nygaard, 2019). Bevegelsen i *sway* er mye mer begrenset, da det i hovedsak er sideveis turbulens som forårsaker bevegelse i denne retningen.

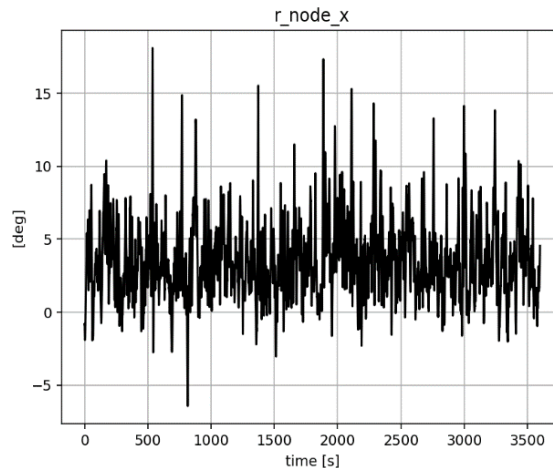


Figur 7-7 Bevegelse i surge og sway med avstanden fra utgangsposisjonen.

Det er definert i LIFES50+ D 7.2 at *yaw-error*, dvs. avviket fra vindretningen og retning rotorene peker, ikke skal overstige 20° for ekstreme vindforhold. Da rotasjonen kun

går opp til 18°, er kravet tilfredsstillt. Det er også definert at *yaw-error* ikke skal overstige 8° grader ved vanlige driftsforhold, så for å konkludere om *yaw*-stivheten trenger videre forbedring, er det nødvendig å gjennomføre en FLS-analyse med PNS.

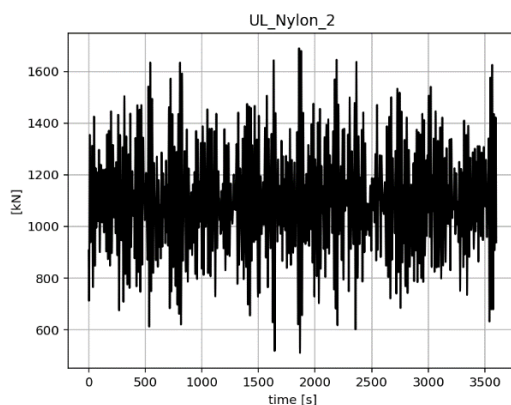
Det kommer frem fra Figur 7-8 at *yaw* holder seg for det meste stabilt innenfor 0-10 grader, med unntak av noen tilfeller. Grunnen til at de ekstreme tilfellene oppstår er at *yaw*-stivheten synker jo lenger unna utgangspunktet man kommer, som blir vist i Figur 7-5. Det er derfor forventet at strukturen får veldig stor rotasjon når en større rotasjon først inntreffer.



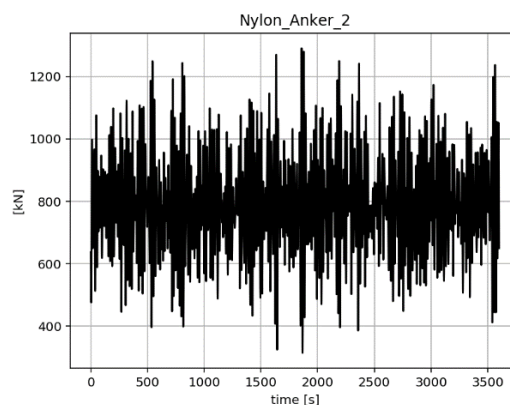
Figur 7-8 Yaw rotasjon for turbinen

7.2.3 Linekrefter

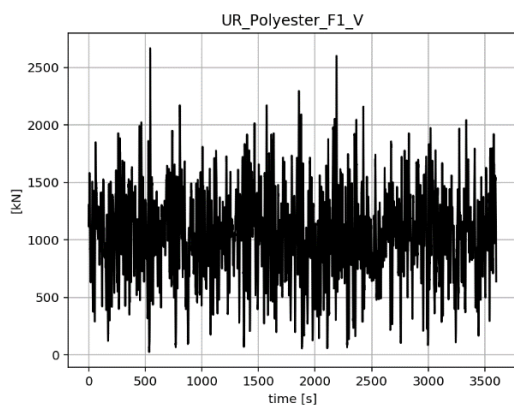
Linekreftene er gitt ved strekk-kreftene i elementene som danner forankringslinene. For å unngå videre dimensjonering må den største lasten, i henhold til DNVGL-RP-E305, være lavere enn 70% MBL, som er 14000kN i polyesterlinene og 5212kN i nylonlinene. Det vil kun vises ett tilfelle for hvert linesegment hvor den største linekraften forekommer, og den største kraften som opptrer er lagt ved i figurtekstene. Resten av linekreftene vil være vedlagt i APPENDIX E. Det vises til Figur 5-1 og Figur 7-2 for forklaring på hvor line-kreftene inntreffer.



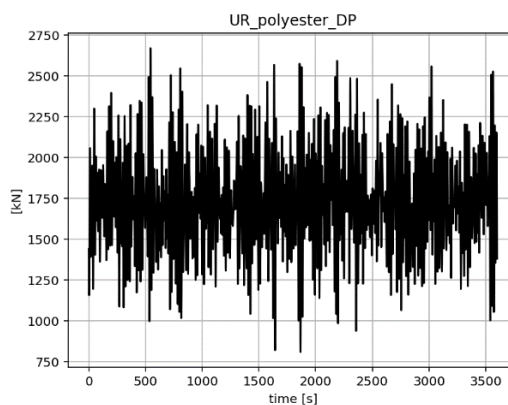
Figur 7-9 1689kN



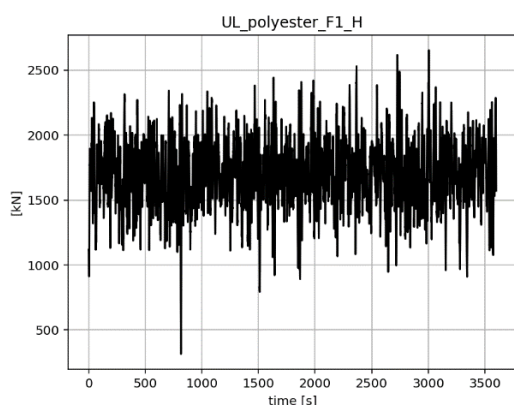
Figur 7-10 1289 kN



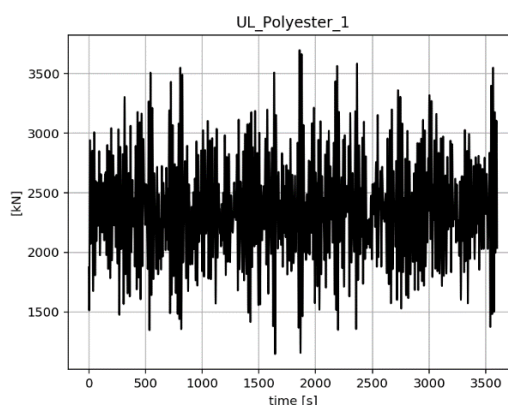
Figur 7-11 2667kN



Figur 7-12 2669 kN



Figur 7-13 2652 kN



Figur 7-14 3697 kN

Det fremkommer at den største kraften i et nylon-linsegment er på 1689 kN, mens den største kraften i et polyester-linsegment er 3697 kN. Begge disse verdiene tilfredsstiller kravet om å være mindre enn 70% av MBL.

Det vises i blant annet Figur 7-11 at strekkraftene i deltalineene kan gå ned mot 0kN, som i praksis betyr at deltalineene blir helt slakke. Dette er noe som bør rettes opp i ved å øke forspenningen i linene, da det er fare for *snap loads* når linene blir slakke.

8. Diskusjon

Dette kapittelet diskuterer et utdrag av mulige feilkilder som kan påvirke resultatene som fremkommer i oppgaven. I tillegg vil det bli presentert hvordan enkelte ting kunne blitt gjort annerledes.

Ettersom SIMA-DIWA er en nylig utviklet modell, ble det utført ekstra steg for å kvalitetssikre de dynamiske vindfeltene som ble generert. Dette ble gjort ved å plote et utdrag av vindfeltene fra turbulensboksen i Python, samtidig som det ble opprettet tett kommunikasjon med både veileder og biveileder om hvordan turbulensboksen skulle genereres og implementeres i 3DFloat. Dette viste seg å være en utfordrende oppgave, da det ikke var stor kjennskap til SIMA-DIWA programvaren fra før. Derfor ble det nødvendig å generere turbulensboksene i fire omganger, hvor de som ble benyttet i oppgaven ble mottatt slik at simuleringene kunne gjennomføres 01.05.19. Det er lagt ved et utdrag av plottene for disse turbulensboksene sammenlignet med turbulensbokser med uforstyrret vindfelt i APPENDIX D. Fra plottene fremkommer det at DWM-turbulensboksen har blitt endret sammenlignet med plottene fra turbulensboksene der den dynamiske vake-modellen ikke er benyttet. Endringen er dog i form av rette streker der vindhastigheten skal senkes, noe som er bemerkelsesverdig. Dermed konkluderes det med at modellen krever videre utvikling før den kan implementeres videre.

SIMA-DIWA genererer et forstyrret vindfelt ved å sette to bunnfaste vindturbiner etter hverandre. Turbulensboksen som er hentet ut av programvaren tar utgangspunkt i turbulensverdiene som forekommer rundt den bakerste vindturbinen, som står i vaken til den fremste turbinen. Ettersom vindturbinene er bunnfaste, medfører dette at det ikke forekommer noen relativ forflytning i *surge* og *sway* mellom turbinene. Dette er ikke tilfelle for flytende vindturbiner, da de kan forflyttes i begge disse retningene. Dette medfører at de flytende vindturbinene kan ha forflyttet seg til en annen posisjon enn der den bunnfaste vindturbinen ville stått, som ville ført til at den flytende vindturbinen ville blitt påvirket av et annet område av vindfeltet enn det som ble hentet ut i SIMA-DIWA programvaren.

Turbulensboksen er definert til å være 130 meter høy og 130 meter bred. Ettersom rotordiameteren er på 126 meter, er det kun to meter igjen av turbulensboksen på hver side av rotortuppene. Det ble spekulert på om rotortuppene kunne havne utenfor turbulensboksen, som ville ført til kunstige laster på rotorbladene. Dette ble videre utforsket i APPENDIX A, hvor det ble konkludert med at det ikke medbragte noen nevneverdig effekt på lastene i rotorbladene.

Forankringslinene til NREL-Hywind er modellert med en homogen tilnærming av massen, vekten og stivheten til forankringssystemet fra Hywind-demo. Dette medfører at det kan være unøyaktigheter i resultatene for kreftene som opptrer i linene i simuleringen, noe som igjen ikke gir et representativt bilde av resulterende delskade i linene. I tillegg er det observert høyfrekvent støy i linekreftene til deltalinene, som kan

være forårsaket av at fairleadelementene er modellert for stive. Denne feilkilden kunne vært unngått ved å kjøre linekreftene gjennom et noise-filter for å fjerne støyen.

9. Konklusjon og videre arbeid

9.1 Konklusjon

1. En oscillerende dynamisk vake reduserer levetiden til forankringsystemet til flytende vindturbiner av typen spar, sammenlignet med en vindturbin som står i et uforstyrret vindfelt. I enkelte tilfeller, for en vindturbin som er plassert 6D bak en annen vindturbin, reduseres levetiden til enkelte linesegmenter med mer enn 30%.
2. Det er ikke mulig å konkludere med hvor stor effekten av å benytte en dynamisk vakemodell har på bestemmelsen av levetiden, da det ikke ble utført sammenlignbare analyser hvor vakens propageringslinje er statisk.
3. En dynamisk vakemodell fører til økt standardavvik i yaw til vindturbiner av typen spar, sammenlignet med en sparturbin plassert i et uforstyrret vindfelt.
4. Yaw er en stor bidragsyter til delskaden i deltalinen til forankringsystemet.
5. Svingningene til kreftene i deltalinen følger yaw-bevegelsen
6. Diameteren til kjettingen i deltalinen til OC3-Hywind måtte justeres opp fra 90mm til 120mm for at levetiden skulle være på lik linje med de andre linesegmentene. Dette ble kun utført i utmattelsesberegningene og ikke i simuleringene.
7. Det er mulig å utvikle et forankringssystem basert på polyester og nylon til OC3-Hywind som tilfredsstillende stivheten i surge og sway. Stivheten som det utviklede polyester-nylon-systemet tilfører til yaw krever videre undersøkelser.
8. Resultatene fra ULS-analysen til PNS viser at kreftene i linene er mindre enn 70% av MBL. Største kraft i polyesterlinene er på 3697 kN og opptrer i UL_polyester_1, som er på toppen av ankerlinen rett under tilknytningspunktet med tilleggslinjen laget av nylon. Største kraft i nylonrepen er på 1689 kN og opptrer i UL_Nylon_2, som også er i nærheten av tilknytningspunktet mellom nylon og polyesterlinene. Analysen viser at yaw-stivheten er lavere enn ønsket, og yaw-rotasjonen går opp mot 18 grader.
9. I ULS-analysen for PNS beveger vindturbinen seg mindre enn 30% av havdybden fra utgangspunktet.
10. Noen av deltalinen i PNS kan bli slakke, noe som øker faren for snap loads.

9.2 Videre arbeid

- 3DFloat har nå fått funksjonalitet hvor flere bølgespektre kan skaleres og kombineres, som for eksempel vindsjø og dønninger fra forskjellige retninger. Det kunne derfor vært interessant å implementere en bølgemodell i FLS-analysen som inkluderer dønninger og vindsjø.
- Utføre videre analyser av yaw-stivheten til PNS.
- Øke forspenning i deltalinen til PNS for å unngå snap loads.

- Fortsette arbeidet med å implementere dynamisk vakemodell i 3DFloat.
- Utføre sammenlignbar FLS-analyse med vindturbiner plassert i en vake med statisk propageringslinje, for å undersøke påvirkningen av DMW.
- Utføre en FLS-analyse av PNS.

10. Litteraturliste

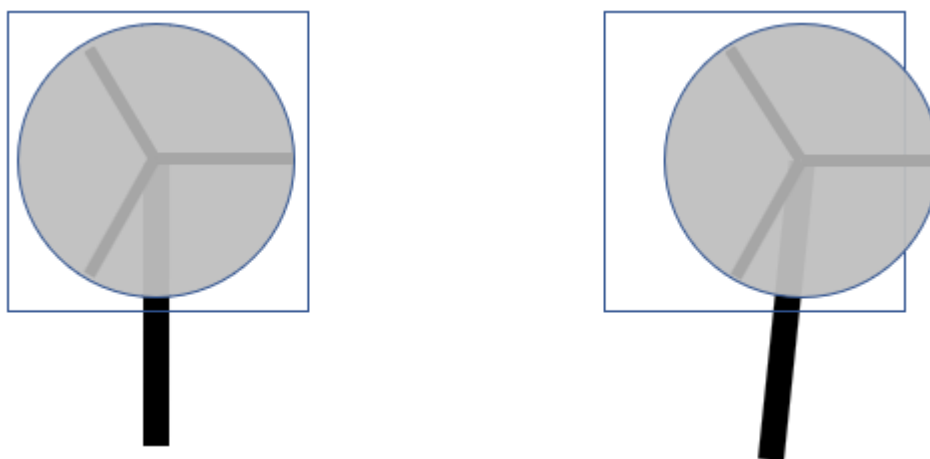
- 3DFloat User Manual*. (Upublisert). Upublisert manuskript.
- Aldrin, H. S. (2018). *Utvikling av et forankringsssystem basert på polyester og nylon*. Ås: NMBU.
- Dannevig, P. & Harstveit, K. (2018). *Vind*. Oslo: Store Norske Leksikon. Tilgjengelig fra: <https://snl.no/vind> (lest 14.04.2019).
- DNV. (2011). *Modelling and Analysis of Marine Operations*. DNV-RP-H103: Det Norske Veritas AS.
- DNV. (2014). *Design og Offshore Wind Turbine Structures*. DNV-OS-J101: Det Norske Veritas AS.
- DNV GL. (2017a). *Design, testing and analysis of offshore fibre ropes*. DNVGL-RP-E305: Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
- DNV GL. (2017b). *Environmental Conditions and Loads*. DNVGL-RP-C205. Oslo: Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
- DNV GL. (2018a). *Floating wind turbine structures*. DNVGL-ST-0119: Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
- DNV GL. (2018b). *Position mooring*. DNVGL-OS-E301: Det Norske Veritas Germanischer Lloyd.
- Fredheim, A. (2005). *Interaksjon - totalsystem*, SFH80 A064060. Trondheim: SINTEF.
- Føland, M. L. (2019).
- Gemini. (2013). *Gemini Offshore wind Project Gemini*. Tilgjengelig fra: https://www.agaportal.de/Resources/Persistent/8f5338ab42c4acd179bd5fbcc2b61f3a1d530bbd/eia_niederlande_offshore.pdf.
- Haver, S. (2005). *3.5 WIND LOADS 3.5.1 Wind phenomenology*. Tilgjengelig fra: <http://www.ivt.ntnu.no/imt/courses/tmr4195/literature/Haver2010/Week%20%20%20Description%20of%20environmental%20processes%20and%20loads.pdf>.
- Hsu, W. t., Thiagarajan, K. P. & Manuel, L. (2017). Extreme mooring tensions due to snap loads on a floating offshore wind turbine system. *Marine Structures*, 65. doi: <https://doi.org/10.1016/j.marstruc.2017.05.005>.
- IEC. (2005). *Wind turbines – Part 1: Design requirements*. IEC 61400-1:2005: International Electrotechnical Commission.
- International Energy Agency. (2018). *Electricity generation by fuel*. Electricity Information: International Energy Agency. Tilgjengelig fra: <https://www.iea.org/statistics/?country=WORLD&year=2016&category=Electricity&indicator=ElecGenByFuel&mode=chart&dataTable=ELECTRICITYANDHEAT> (lest 05.02).
- IRENA. (2016). *Floating Foundations: a Game Changer for Offshore Wind Power*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Jonkman, B. J. (2009). *TurbSim User's Guide: Version 1.50* Golden, Colorado: NREL.
- Jonkman, J. (2010). *Definition of the Floating System for Phase IV of OC3*. Golden, Colorado: National Renewable Energy Laboratory.
- Jonkman, J., Annoni, J., Hayman, G., Jonkman, B. & Purkayastha, A. (2017). *Development of FAST.Farm: A New Multiphysics Engineering Tool for Wind Farm Design and Analysis*. AIAA SciTech 2017, Grapevine, Texas.
- Karimirad, M. (2011). *Stochastic Dynamic Response Analysis of Spar-Type Wind Turbines with Catenary or Taut Mooring Systems*. Trondheim: NTNU.
- Krieger, A., Ramachandran, G. K. V., Vita, L., Alonso, P. G., Almería, G. G., Berque, J. & Aguirre, G. (2015). *LIFES50+ Deliverable D7.2 Design Basis*
- Kvittem, M. I. (2019). *Samtaler*. Ås.

- Larsen, T. J. & Hansen, A. M. (2018). *How 2 HAWC2, the user's manual*. Roskilde, Denmark: Technical University of Denmark.
- Lee, Y.-L. & Tjhung, T. (2012). *Rainflow Counting*. Tilgjengelig fra: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/rainflow-counting> (lest 17.02).
- Nygaard, T. A. (2019). *Muntlig Samtale*. Ås.
- Offshore Consulting Engineering. (2006). *Offshore Mooring Lines*. Tilgjengelig fra: <http://dredgingengineering.com/moorings/lines/Offshore%20mooring%20lines%20mooring%20system.htm> (lest 01.04).
- Panjwani, B., Kvitem, M., Eliassen, L., Ormberg, H. & Godvik, M. (2019). *Effect of Wake Meandering on Aeroelastic Response of a Wind Turbine Placed in a Park*. Bergen: Equinor ASA. Upublisert manuskript.
- SSB. (2019). *Elektrisitetspriser*. Tilgjengelig fra: <https://www.ssb.no/elkraftpris> (lest 05.02).
- Statoil. (2019). *Hywind - Where the Wind Takes Us*. Tilgjengelig fra: <https://www.equinor.com/no/what-we-do/hywind-where-the-wind-takes-us.html> (lest 14.05).
- Terjesen, G. (2018a). *Grunnleggende om utmatting i metaller*. Ås: REALTEK/NMBU.
- Terjesen, G. (2018b). *Utmattning del 2*. Ås: REALTEK/NMBU.
- Tipler, P. A. & Mosca, G. (2008). *Physics for Scientists and Engineers with Modern Physics*. 6th utg. New York: W. H. Freeman and Company.
- Tran, T., Kim, D.-H. & Song, J. (2014). *Computational Fluid Dynamic Analysis of a Floating Offshore Wind Turbine Experiencing Platform Pitching Motion*, b. 7.
- U.S. EIA. (2019). *Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2019*. Tilgjengelig fra: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf (lest 06.02).
- Ørsted. (2018). *Walney Extension Offshore Wind Farm*. London: Ørsted. Tilgjengelig fra: https://walneyextension.co.uk/-/media/WWW/Docs/Corp/UK/Walney-extension/180822_Walney-Extension-Project-Summary-V4.ashx?la=en&hash=4F8D0C0F6EE86D9300B36D2DEFB3462DA4A9C419 (lest 06.02).

11. Vedlegg

APPENDIX A – Rotortuppens bevegelse utenfor vinddomenet

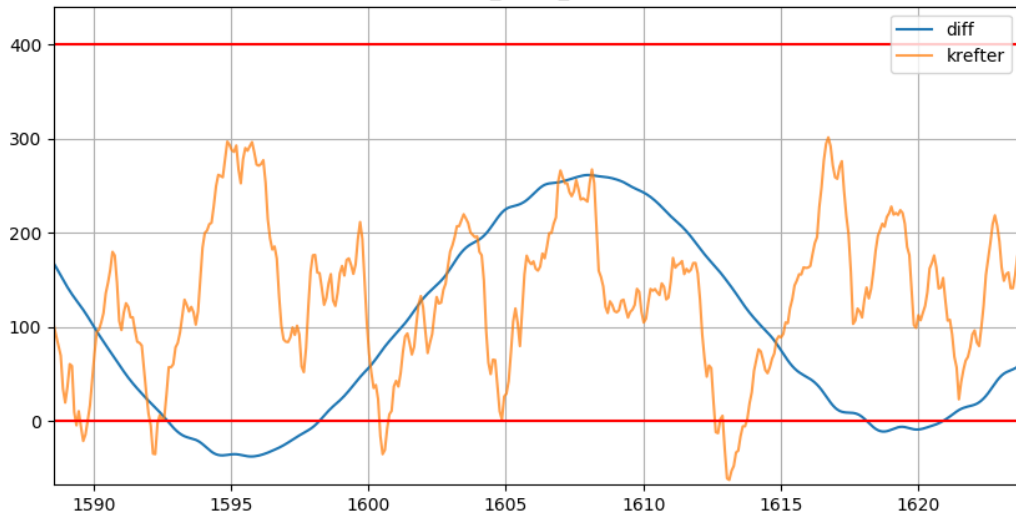
Ettersom vinddomenet med turbulens er festet i node (0,0,0), vil domenet følge nodens bevegelse. Det ble oppdaget at i enkelte tilfeller kunne rotortuppen havne utenfor vinddomenet med turbulens og inn i omliggende middelvind som har en høyere vindhastighet. Derfor ble det konkludert med at dette krever nærmere undersøkelse. Ettersom vinddomenet strekker seg 65 meter i tverrgående retning på hver side av turbinen, og rotoren har en radius på 63 meter, er det kun nødvendig at noden i hub (0,0, 85.175) er lokalisert 2 meter lenger borte i *Sway* for at rotortuppen skal havne utenfor. Dette forekommer dersom det er tilstrekkelig med *roll* i systemet.



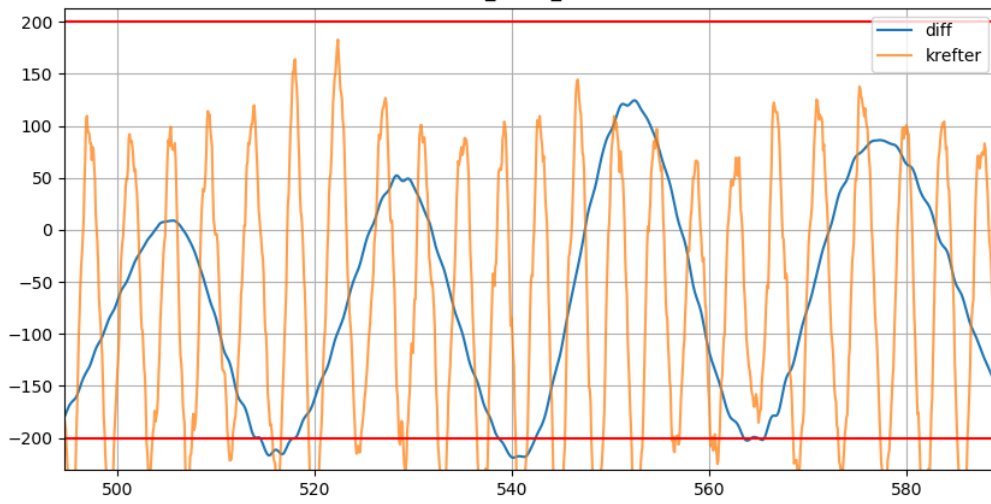
Figur 11-1 Illustrasjon av rotorens bevegelse utenfor vinddomenet grunnet roll (Føland, 2019).

Et tilfelle for uforstyrret vindfelt der middelvindhastigheten er på 24 m/s ble kontrollert, der differansen mellom noden i hub og node (0,0,0) ble plottet opp mot *yaw*, og krefter i roten av rotoren. Dette for å se om endringen i kreftene eller *yaw* var signifikant når rotortuppen havnet utenfor vinddomenet. Nedenfor er det presentert noen utdrag av disse plottene, hvor det ikke ser ut som det har noen stor innvirkning på hverken krefter eller *yaw*. Den blå linjen representerer forskjellen i *sway* retning mellom nodene, og når den krysser den røde streken er tuppen av rotoren utenfor. Det er fire meter mellom de røde strekene, noe som vil si at *y*-aksen ikke samsvarer med differansen. *X*-aksen er i sekunder, mens *y*-aksen er i kN.

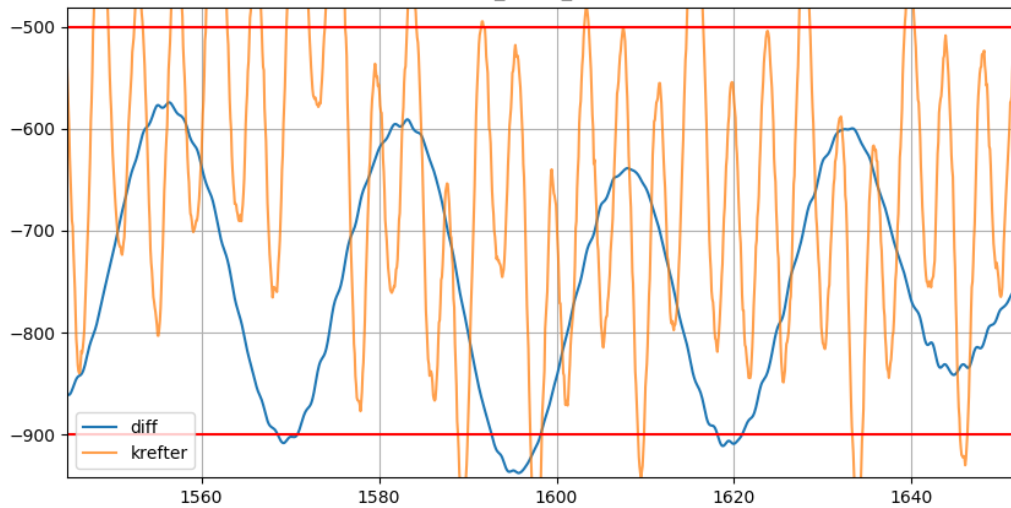
Differansen mellom horisontal forflytning (y-retning)
tower_top(0. 0. 8.5175E+01) og plattform(0. 0. 0.)
fx_blade_root



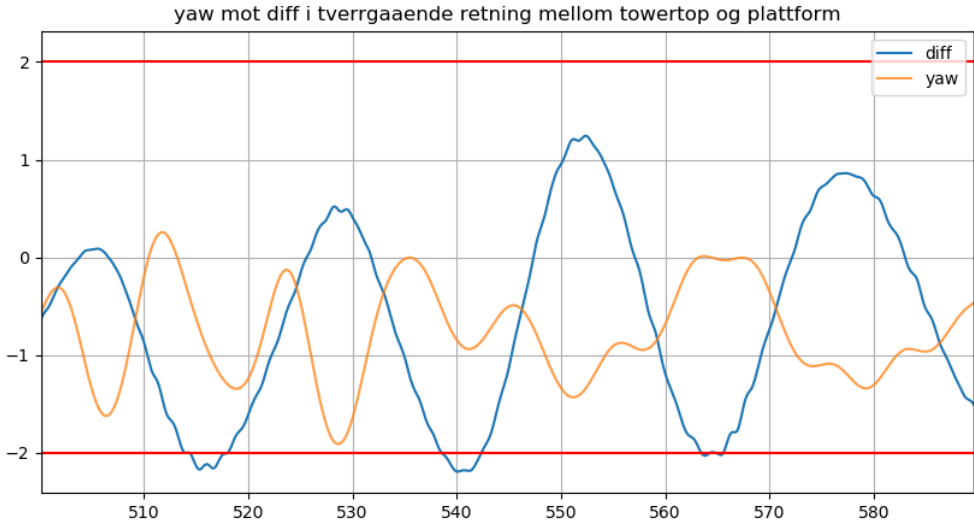
Differansen mellom horisontal forflytning (y-retning)
tower_top(0. 0. 8.5175E+01) og plattform(0. 0. 0.)
fy_blade_root



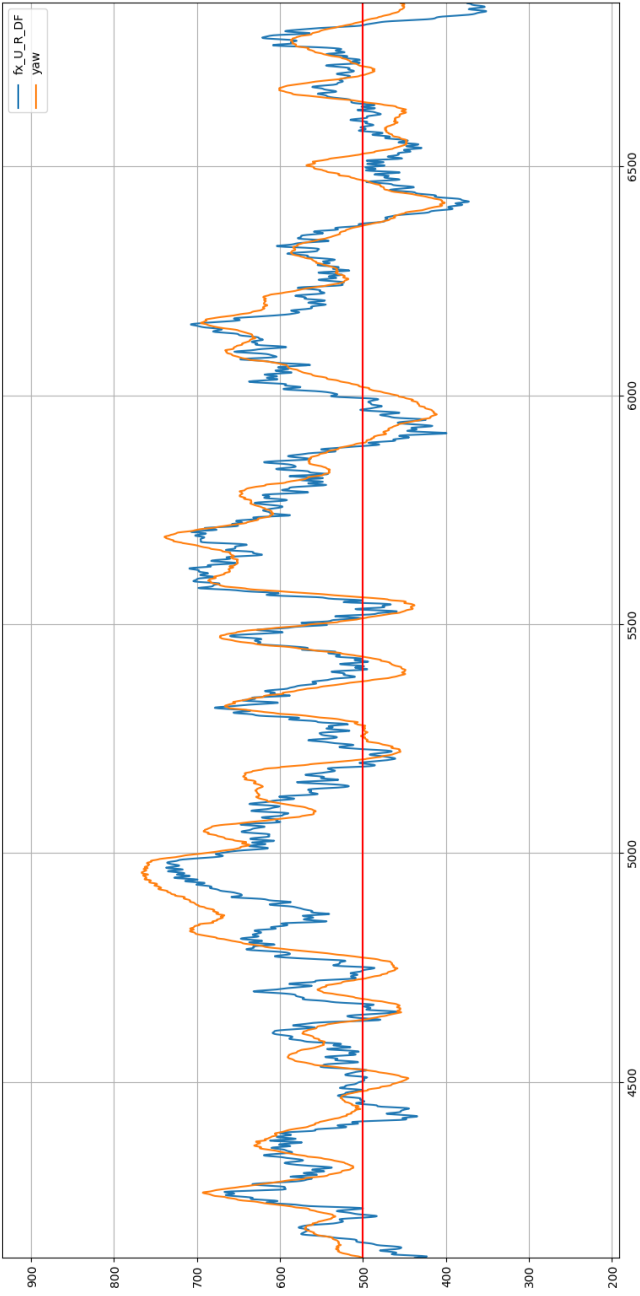
Differansen mellom horisontal forflytning (y-retning)
tower_top(0. 0. 8.5175E+01) og plattform(0. 0. 0.)
fz_blade_root



For plottet nedenfor er tiden på x-aksen og y-aksen er både grader og meter.



APPENDIX B – Yaw-bevegelse mot krefter i deltalinen



Figur 11-2 Sammenheng mellom krefter i fairlead og yaw-bevegelsen. Merk at skalaen for yaw-bevegelse ikke er riktig. Y-aksen er i kN, x-aksen er i tiendedelssekunder, og den røde linjen tilsvarer yaw=0°.

APPENDIX C – Komplette resultater fra FLS-analyse

Alle figurene i APPENDIX C har blitt gjort tilgjengelig av Mats Lundberg Føland (Føland, 2019).

I – Komplette tabell for vektlagt delskade årlig

OD

sim_nr	Downstream				Upstream_Right				Upstream_Left				
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	P [%]
0	6.63E-05	6.47E-05	9.65E-06	8.24E-06	2.96E-05	2.90E-05	8.77E-06	7.82E-06	2.93E-05	2.86E-05	7.51E-06	9.34E-06	3.45
1	8.88E-05	9.43E-05	1.73E-05	1.48E-05	4.57E-05	4.68E-05	1.54E-05	1.42E-05	4.41E-05	4.51E-05	1.29E-05	1.63E-05	6.89
2	2.44E-05	2.68E-05	7.45E-06	6.48E-06	8.30E-06	8.80E-06	6.89E-06	6.80E-06	8.03E-06	8.54E-06	6.66E-06	9.27E-06	3.45
3	1.36E-04	1.36E-04	2.84E-05	2.88E-05	9.62E-05	9.68E-05	5.84E-05	5.57E-05	1.03E-04	1.04E-04	5.10E-05	5.16E-05	5.99
4	2.06E-04	2.22E-04	5.44E-05	5.85E-05	1.58E-04	1.64E-04	1.08E-04	1.14E-04	1.59E-04	1.66E-04	9.83E-05	1.18E-04	11.98
5	8.12E-05	8.88E-05	2.66E-05	2.59E-05	4.21E-05	4.48E-05	5.17E-05	5.69E-05	4.92E-05	5.20E-05	4.91E-05	5.96E-05	5.99
6	1.28E-04	1.33E-04	5.15E-05	4.32E-05	3.48E-04	3.50E-04	2.62E-04	2.71E-04	3.45E-04	3.52E-04	2.32E-04	2.59E-04	6.41
7	2.33E-04	2.57E-04	9.68E-05	8.63E-05	6.22E-04	6.42E-04	4.59E-04	4.86E-04	6.70E-04	6.90E-04	4.52E-04	5.68E-04	12.83
8	9.41E-05	1.04E-04	4.76E-05	4.50E-05	2.07E-04	2.16E-04	2.40E-04	2.48E-04	2.30E-04	2.39E-04	2.43E-04	3.63E-04	6.41
9	1.35E-04	1.50E-04	9.97E-05	8.64E-05	3.62E-04	3.79E-04	4.36E-04	3.91E-04	3.34E-04	3.48E-04	3.35E-04	5.50E-04	5.12
10	1.79E-04	2.03E-04	1.81E-04	1.72E-04	5.17E-04	5.40E-04	8.14E-04	7.34E-04	4.33E-04	4.60E-04	7.78E-04	1.09E-03	10.24
11	5.63E-05	6.45E-05	9.94E-05	8.23E-05	1.41E-04	1.49E-04	3.85E-04	3.38E-04	1.20E-04	1.28E-04	3.40E-04	4.81E-04	5.12
12	6.83E-05	7.65E-05	1.46E-04	1.41E-04	1.26E-04	1.31E-04	4.90E-04	4.79E-04	1.15E-04	1.21E-04	4.46E-04	5.92E-04	2.9
13	1.23E-04	1.49E-04	2.67E-04	2.91E-04	1.90E-04	2.06E-04	1.02E-03	8.72E-04	1.72E-04	1.90E-04	8.93E-04	1.12E-03	5.81
14	3.77E-05	4.37E-05	1.38E-04	1.44E-04	6.45E-05	7.05E-05	4.97E-04	4.91E-04	3.24E-05	3.68E-05	4.57E-04	5.37E-04	2.9
15	2.74E-05	3.52E-05	9.11E-05	9.72E-05	3.63E-05	4.10E-05	2.89E-04	3.02E-04	4.02E-05	4.58E-05	2.88E-04	3.60E-04	0.94
16	4.21E-05	5.09E-05	1.71E-04	1.92E-04	5.73E-05	6.43E-05	6.27E-04	6.93E-04	5.37E-05	6.10E-05	6.34E-04	6.71E-04	1.88
17	1.89E-05	2.01E-05	8.69E-05	9.38E-05	1.54E-05	1.71E-05	3.25E-04	3.23E-04	1.63E-05	1.86E-05	2.83E-04	3.19E-04	0.94
18	1.52E-05	1.92E-05	2.53E-05	2.99E-05	1.62E-05	1.85E-05	8.25E-05	8.55E-05	1.77E-05	2.02E-05	9.32E-05	1.14E-04	0.19
19	2.49E-05	2.74E-05	4.89E-05	5.80E-05	2.14E-05	2.51E-05	1.75E-04	2.15E-04	2.17E-05	2.53E-05	1.66E-04	2.08E-04	0.37
20	1.13E-05	1.17E-05	2.33E-05	3.03E-05	7.88E-06	9.09E-06	8.60E-05	9.01E-05	7.82E-06	8.97E-06	8.16E-05	1.00E-04	0.19

sim_nr	Downstream				Upstream_Right				Upstream_Left				
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	P [%]
0	8.53E-05	8.39E-05	1.26E-05	1.31E-05	3.12E-05	3.06E-05	1.41E-05	1.34E-05	3.15E-05	3.11E-05	1.46E-05	1.61E-05	3.45
1	1.15E-04	1.22E-04	2.12E-05	2.04E-05	4.75E-05	4.87E-05	2.90E-05	2.46E-05	4.73E-05	4.86E-05	2.30E-05	3.08E-05	6.89
2	3.26E-05	3.54E-05	9.52E-06	9.22E-06	9.58E-06	9.82E-06	1.30E-05	1.25E-05	9.85E-06	1.04E-05	1.19E-05	1.63E-05	3.45
3	1.60E-04	1.62E-04	4.68E-05	4.76E-05	1.03E-04	1.03E-04	7.97E-05	8.31E-05	1.04E-04	1.05E-04	7.47E-05	9.33E-05	5.99
4	2.46E-04	2.64E-04	9.31E-05	9.20E-05	1.62E-04	1.66E-04	1.43E-04	1.69E-04	1.64E-04	1.71E-04	1.47E-04	1.91E-04	11.98
5	9.48E-05	1.03E-04	4.26E-05	4.50E-05	4.83E-05	5.10E-05	7.32E-05	8.28E-05	6.33E-05	6.69E-05	7.31E-05	1.01E-04	5.99
6	1.87E-04	1.95E-04	1.13E-04	1.01E-04	3.73E-04	3.77E-04	4.25E-04	5.06E-04	3.60E-04	3.62E-04	4.75E-04	5.19E-04	6.41
7	3.75E-04	4.12E-04	2.17E-04	2.14E-04	7.20E-04	7.43E-04	8.22E-04	1.07E-03	6.71E-04	6.95E-04	9.59E-04	1.11E-03	12.83
8	1.52E-04	1.67E-04	1.08E-04	1.08E-04	2.58E-04	2.69E-04	4.16E-04	5.48E-04	3.55E-04	3.66E-04	4.72E-04	5.21E-04	6.41
9	1.49E-04	1.68E-04	1.53E-04	1.34E-04	4.16E-04	4.29E-04	7.16E-04	5.50E-04	3.93E-04	4.07E-04	6.21E-04	6.73E-04	5.12
10	2.34E-04	2.66E-04	2.78E-04	2.59E-04	6.55E-04	6.82E-04	1.38E-03	1.23E-03	5.64E-04	5.91E-04	1.08E-03	1.35E-03	10.24
11	1.03E-04	1.18E-04	1.49E-04	1.30E-04	2.32E-04	2.43E-04	6.92E-04	6.03E-04	2.15E-04	2.27E-04	6.52E-04	6.93E-04	5.12
12	6.98E-05	7.91E-05	1.59E-04	1.68E-04	1.30E-04	1.41E-04	5.61E-04	5.42E-04	1.27E-04	1.33E-04	4.89E-04	6.43E-04	2.9
13	1.29E-04	1.57E-04	2.97E-04	3.14E-04	2.01E-04	2.17E-04	1.02E-03	1.13E-03	1.85E-04	2.01E-04	1.01E-03	1.25E-03	5.81
14	4.17E-05	4.79E-05	1.56E-04	1.58E-04	5.70E-05	6.29E-05	5.85E-04	5.32E-04	3.74E-05	4.13E-05	5.64E-04	6.39E-04	2.9
15	2.81E-05	3.60E-05	9.43E-05	9.90E-05	3.99E-05	4.52E-05	3.03E-04	3.19E-04	3.97E-05	4.62E-05	3.16E-04	4.10E-04	0.94
16	4.37E-05	5.13E-05	1.90E-04	2.06E-04	5.67E-05	6.39E-05	6.88E-04	7.41E-04	5.35E-05	6.11E-05	5.76E-04	6.92E-04	1.88
17	2.04E-05	2.18E-05	9.15E-05	9.93E-05	1.79E-05	1.98E-05	3.02E-04	3.50E-04	1.70E-05	1.95E-05	2.92E-04	3.10E-04	0.94
18	1.57E-05	1.94E-05	2.63E-05	3.00E-05	1.67E-05	1.92E-05	9.35E-05	1.00E-04	1.86E-05	2.12E-05	9.43E-05	1.25E-04	0.19
19	2.58E-05	2.81E-05	5.14E-05	6.16E-05	2.15E-05	2.53E-05	1.91E-04	2.24E-04	2.25E-05	2.60E-05	1.73E-04	2.15E-04	0.37
20	1.12E-05	1.19E-05	2.38E-05	3.08E-05	8.04E-06	9.08E-06	9.06E-05	1.03E-04	8.19E-06	9.25E-06	9.51E-05	1.07E-04	0.19

sim_nr	Downstream			Upstream_Right			Upstream_Left			P [%]			
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker		Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H
0	7.99E-05	7.85E-05	1.16E-05	1.02E-05	3.11E-05	3.10E-05	1.12E-05	1.03E-05	3.08E-05	3.03E-05	1.09E-05	1.33E-05	3.45
1	1.09E-04	1.15E-04	1.95E-05	1.85E-05	4.67E-05	4.79E-05	1.96E-05	2.02E-05	4.67E-05	4.79E-05	1.80E-05	2.42E-05	6.89
2	2.98E-05	3.25E-05	8.42E-06	8.01E-06	9.10E-06	9.57E-06	9.29E-06	9.56E-06	9.24E-06	9.65E-06	9.24E-06	1.32E-05	3.45
3	1.55E-04	1.56E-04	4.29E-05	4.11E-05	1.01E-04	1.03E-04	6.51E-05	7.45E-05	1.05E-04	1.06E-04	6.22E-05	7.25E-05	5.99
4	2.33E-04	2.52E-04	7.81E-05	8.00E-05	1.55E-04	1.61E-04	1.21E-04	1.46E-04	1.65E-04	1.72E-04	1.20E-04	1.44E-04	11.98
5	9.32E-05	1.01E-04	3.78E-05	3.83E-05	4.66E-05	4.94E-05	6.12E-05	7.07E-05	5.09E-05	5.36E-05	5.99E-05	8.45E-05	5.99
6	1.64E-04	1.69E-04	7.10E-05	7.80E-05	3.34E-04	3.39E-04	3.25E-04	3.30E-04	3.25E-04	3.30E-04	3.55E-04	4.20E-04	6.41
7	3.14E-04	3.47E-04	1.58E-04	1.53E-04	6.65E-04	6.90E-04	6.85E-04	7.10E-04	6.40E-04	6.61E-04	8.59E-04	9.43E-04	12.83
8	1.29E-04	1.44E-04	7.43E-05	7.52E-05	2.27E-04	2.38E-04	3.30E-04	4.36E-04	2.36E-04	2.47E-04	3.54E-04	4.03E-04	6.41
9	1.14E-04	1.28E-04	1.41E-04	1.21E-04	3.92E-04	4.01E-04	6.28E-04	4.88E-04	4.04E-04	4.14E-04	5.57E-04	6.25E-04	5.12
10	2.11E-04	2.46E-04	2.49E-04	2.24E-04	6.18E-04	6.42E-04	1.04E-03	1.02E-03	5.44E-04	5.61E-04	1.04E-03	1.18E-03	10.24
11	9.41E-05	1.07E-04	1.21E-04	1.09E-04	2.12E-04	2.24E-04	5.14E-04	4.63E-04	2.06E-04	2.18E-04	5.66E-04	6.24E-04	5.12
12	6.96E-05	7.80E-05	1.55E-04	1.66E-04	1.28E-04	1.35E-04	5.38E-04	4.81E-04	1.27E-04	1.35E-04	4.30E-04	6.29E-04	2.9
13	1.27E-04	1.51E-04	2.81E-04	2.92E-04	1.87E-04	2.08E-04	1.06E-03	1.10E-03	1.84E-04	2.00E-04	9.84E-04	1.23E-03	5.81
14	3.99E-05	4.60E-05	1.38E-04	1.53E-04	6.71E-05	7.35E-05	5.58E-04	5.09E-04	3.64E-05	4.02E-05	5.39E-04	6.20E-04	2.9
15	2.88E-05	3.62E-05	9.59E-05	9.08E-05	4.07E-05	4.52E-05	3.03E-04	2.99E-04	4.03E-05	4.45E-05	2.99E-04	3.51E-04	0.94
16	4.23E-05	5.12E-05	1.89E-04	1.98E-04	5.59E-05	6.30E-05	6.54E-04	6.59E-04	5.27E-05	6.04E-05	5.72E-04	6.86E-04	1.88
17	1.96E-05	2.10E-05	9.05E-05	9.79E-05	1.54E-05	1.76E-05	3.25E-04	3.32E-04	1.56E-05	1.55E-05	2.90E-04	2.96E-04	0.94
18	1.54E-05	1.94E-05	2.56E-05	2.95E-05	1.64E-05	1.88E-05	8.37E-05	9.27E-05	1.75E-05	2.06E-05	9.79E-05	1.18E-04	0.19
19	2.54E-05	2.78E-05	5.03E-05	5.95E-05	2.14E-05	2.51E-05	1.86E-04	2.06E-04	2.21E-05	2.57E-05	1.62E-04	2.14E-04	0.37
20	1.14E-05	1.19E-05	2.59E-05	3.15E-05	7.81E-06	9.03E-06	8.48E-05	9.48E-05	8.01E-06	9.15E-06	9.24E-05	1.05E-04	0.19

sim nr	Downstream				Upstream_Right				Upstream_Left				P [%]
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	
0	7.43E-05	7.30E-05	1.05E-05	8.89E-06	3.02E-05	2.95E-05	1.01E-05	8.77E-06	2.98E-05	2.92E-05	8.38E-06	1.09E-05	3.45
1	1.01E-04	1.07E-04	1.84E-05	1.68E-05	4.53E-05	4.64E-05	1.59E-05	1.64E-05	4.55E-05	4.67E-05	1.54E-05	1.89E-05	6.89
2	2.77E-05	3.02E-05	8.00E-06	7.36E-06	8.54E-06	9.06E-06	7.64E-06	8.16E-06	8.77E-06	9.21E-06	8.25E-06	1.04E-05	3.45
3	1.54E-04	1.53E-04	3.70E-05	3.76E-05	9.97E-05	1.01E-04	6.07E-05	6.37E-05	1.05E-04	1.07E-04	5.78E-05	5.84E-05	5.99
4	2.26E-04	2.44E-04	7.14E-05	6.99E-05	1.56E-04	1.61E-04	1.13E-04	1.24E-04	1.64E-04	1.71E-04	1.10E-04	1.28E-04	11.98
5	8.71E-05	9.57E-05	3.35E-05	3.38E-05	4.53E-05	4.79E-05	5.57E-05	6.47E-05	5.05E-05	5.32E-05	5.47E-05	6.76E-05	5.99
6	1.53E-04	1.59E-04	6.47E-05	6.40E-05	3.27E-04	3.31E-04	3.10E-04	2.93E-04	3.24E-04	3.31E-04	3.14E-04	3.15E-04	6.41
7	2.91E-04	3.21E-04	1.25E-04	1.27E-04	6.39E-04	6.62E-04	6.00E-04	5.73E-04	6.36E-04	6.56E-04	6.60E-04	8.29E-04	12.83
8	1.20E-04	1.34E-04	6.19E-05	6.30E-05	2.07E-04	2.17E-04	2.95E-04	3.20E-04	2.29E-04	2.39E-04	3.07E-04	4.22E-04	6.41
9	1.11E-04	1.19E-04	1.19E-04	1.15E-04	3.82E-04	3.93E-04	5.71E-04	4.77E-04	3.87E-04	3.99E-04	4.68E-04	6.04E-04	5.12
10	1.91E-04	2.20E-04	2.13E-04	2.18E-04	4.52E-04	5.97E-04	1.06E-03	9.67E-04	5.00E-04	5.21E-04	9.74E-04	1.13E-03	10.24
11	5.85E-05	6.71E-05	1.12E-04	1.04E-04	1.94E-04	2.04E-04	4.96E-04	4.46E-04	1.34E-04	1.42E-04	5.19E-04	5.53E-04	5.12
12	7.62E-05	7.94E-05	1.48E-04	1.50E-04	1.30E-04	1.35E-04	5.56E-04	5.14E-04	1.28E-04	1.33E-04	4.50E-04	6.11E-04	2.9
13	1.27E-04	1.53E-04	2.82E-04	3.03E-04	1.94E-04	2.09E-04	1.01E-03	9.05E-04	1.79E-04	1.97E-04	9.35E-04	1.17E-03	5.81
14	4.19E-05	4.74E-05	1.47E-04	1.48E-04	6.74E-05	7.01E-05	5.00E-04	5.08E-04	3.60E-05	4.03E-05	4.78E-04	5.87E-04	2.9
15	2.78E-05	3.41E-05	8.67E-05	9.96E-05	3.62E-05	4.11E-05	2.99E-04	3.09E-04	3.98E-05	4.60E-05	2.96E-04	3.79E-04	0.94
16	4.32E-05	5.12E-05	1.92E-04	2.01E-04	5.72E-05	6.43E-05	6.63E-04	7.19E-04	5.37E-05	6.11E-05	6.53E-04	6.80E-04	1.88
17	1.94E-05	2.10E-05	8.95E-05	9.67E-05	1.55E-05	1.72E-05	3.34E-04	3.23E-04	1.67E-05	1.90E-05	3.09E-04	3.04E-04	0.94
18	1.54E-05	1.95E-05	2.58E-05	2.94E-05	1.66E-05	1.90E-05	8.39E-05	9.17E-05	1.91E-05	2.08E-05	9.64E-05	1.22E-04	0.19
19	2.53E-05	2.85E-05	5.05E-05	6.26E-05	2.19E-05	2.54E-05	1.84E-04	2.11E-04	2.22E-05	2.57E-05	1.64E-04	2.11E-04	0.37
20	1.14E-05	1.18E-05	2.43E-05	2.88E-05	7.90E-06	9.05E-06	8.78E-05	9.56E-05	7.98E-06	9.13E-06	8.95E-05	1.08E-04	0.19

II – komplett tabell for Delskade for 30 minutter, ikke vektlagt

OD

sim_nr	Downstream				Upstream_Right				Upstream_Left				P [%]
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	
0	1.10E-07	1.07E-07	1.60E-08	1.36E-08	4.89E-08	4.80E-08	1.45E-08	1.29E-08	4.85E-08	4.73E-08	1.24E-08	1.55E-08	3.45
1	7.36E-08	7.81E-08	1.43E-08	1.22E-08	3.78E-08	3.88E-08	1.28E-08	1.18E-08	3.65E-08	3.74E-08	1.07E-08	1.35E-08	6.89
2	4.03E-08	4.43E-08	1.23E-08	1.07E-08	1.37E-08	1.46E-08	1.14E-08	1.12E-08	1.33E-08	1.41E-08	1.10E-08	1.53E-08	3.45
3	1.30E-07	1.29E-07	2.70E-08	2.75E-08	9.16E-08	9.23E-08	5.56E-08	5.30E-08	9.85E-08	9.91E-08	4.86E-08	4.92E-08	5.99
4	9.80E-08	1.06E-07	2.59E-08	2.79E-08	7.51E-08	7.82E-08	5.14E-08	5.43E-08	7.59E-08	7.90E-08	4.68E-08	5.63E-08	11.98
5	7.73E-08	8.46E-08	2.54E-08	2.46E-08	4.01E-08	4.27E-08	4.93E-08	5.42E-08	4.69E-08	4.96E-08	4.67E-08	5.68E-08	5.99
6	1.14E-07	1.19E-07	4.59E-08	3.85E-08	3.10E-07	3.12E-07	2.33E-07	2.42E-07	3.07E-07	3.14E-07	2.07E-07	2.31E-07	6.41
7	1.04E-07	1.14E-07	4.31E-08	3.84E-08	2.77E-07	2.86E-07	2.04E-07	2.16E-07	2.98E-07	3.07E-07	2.01E-07	2.53E-07	12.83
8	8.38E-08	9.24E-08	4.24E-08	4.01E-08	1.85E-07	1.93E-07	2.14E-07	2.20E-07	2.05E-07	2.13E-07	2.16E-07	3.23E-07	6.41
9	1.51E-07	1.67E-07	1.11E-07	9.63E-08	4.03E-07	4.22E-07	4.86E-07	4.36E-07	3.73E-07	3.88E-07	3.74E-07	6.13E-07	5.12
10	9.95E-08	1.13E-07	1.01E-07	9.59E-08	2.88E-07	3.01E-07	4.54E-07	4.09E-07	2.41E-07	2.57E-07	4.34E-07	6.08E-07	10.24
11	6.28E-08	7.19E-08	1.11E-07	9.17E-08	1.58E-07	1.66E-07	4.29E-07	3.77E-07	1.34E-07	1.42E-07	3.80E-07	5.36E-07	5.12
12	1.34E-07	1.51E-07	2.86E-07	2.77E-07	2.49E-07	2.58E-07	9.64E-07	9.42E-07	2.25E-07	2.38E-07	8.77E-07	1.16E-06	2.9
13	1.20E-07	1.46E-07	2.62E-07	2.86E-07	1.87E-07	2.02E-07	1.00E-06	8.57E-07	1.69E-07	1.87E-07	8.78E-07	1.10E-06	5.81
14	7.43E-08	8.60E-08	2.71E-07	2.84E-07	1.27E-07	1.39E-07	9.78E-07	9.66E-07	6.38E-08	7.24E-08	8.99E-07	1.06E-06	2.9
15	1.66E-07	2.14E-07	5.53E-07	5.90E-07	2.20E-07	2.49E-07	1.75E-06	1.83E-06	2.44E-07	2.78E-07	1.75E-06	2.19E-06	0.94
16	1.28E-07	1.54E-07	5.19E-07	5.84E-07	1.74E-07	1.95E-07	1.90E-06	2.10E-06	1.63E-07	1.85E-07	1.92E-06	2.04E-06	1.88
17	1.15E-07	1.22E-07	5.28E-07	5.70E-07	9.35E-08	1.04E-07	1.97E-06	1.96E-06	9.92E-08	1.13E-07	1.72E-06	1.94E-06	0.94
18	4.56E-07	5.77E-07	7.60E-07	8.99E-07	4.87E-07	5.55E-07	2.48E-06	2.57E-06	5.30E-07	6.08E-07	2.80E-06	3.42E-06	0.19
19	3.84E-07	4.22E-07	7.54E-07	8.95E-07	3.31E-07	3.88E-07	2.71E-06	3.32E-06	3.35E-07	3.90E-07	2.55E-06	3.21E-06	0.37
20	3.39E-07	3.51E-07	6.99E-07	9.11E-07	2.37E-07	2.73E-07	2.58E-06	2.71E-06	2.35E-07	2.70E-07	2.45E-06	3.00E-06	0.19

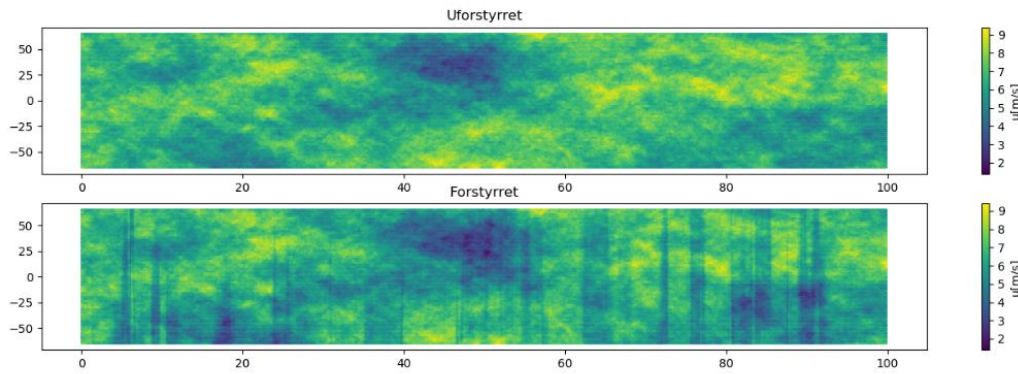
sim_nr	Downstream				Upstream_Right				Upstream_Left				
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	P [%]
0	1.41E-07	1.39E-07	2.08E-08	2.17E-08	5.16E-08	5.07E-08	2.33E-08	2.21E-08	5.21E-08	5.14E-08	2.42E-08	2.66E-08	3.45
1	9.49E-08	1.01E-07	1.76E-08	1.69E-08	3.93E-08	4.03E-08	2.40E-08	2.04E-08	3.92E-08	4.02E-08	1.91E-08	2.55E-08	6.89
2	5.39E-08	5.85E-08	1.58E-08	1.53E-08	1.58E-08	1.63E-08	2.15E-08	2.06E-08	1.63E-08	1.72E-08	1.96E-08	2.70E-08	3.45
3	1.52E-07	1.54E-07	4.46E-08	4.54E-08	9.79E-08	9.84E-08	7.60E-08	7.92E-08	9.86E-08	9.99E-08	7.12E-08	8.89E-08	5.99
4	1.17E-07	1.26E-07	4.44E-08	4.38E-08	7.73E-08	7.92E-08	6.79E-08	8.07E-08	7.83E-08	8.17E-08	7.03E-08	9.11E-08	11.98
5	9.04E-08	9.84E-08	4.06E-08	4.29E-08	4.60E-08	4.86E-08	6.98E-08	7.89E-08	6.03E-08	6.38E-08	6.97E-08	9.67E-08	5.99
6	1.66E-07	1.74E-07	1.00E-07	9.03E-08	3.32E-07	3.36E-07	3.78E-07	4.51E-07	3.20E-07	3.23E-07	4.23E-07	4.63E-07	6.41
7	1.67E-07	1.83E-07	9.67E-08	9.51E-08	3.21E-07	3.30E-07	3.66E-07	4.76E-07	2.98E-07	3.09E-07	4.27E-07	4.94E-07	12.83
8	1.35E-07	1.49E-07	9.64E-08	9.64E-08	2.29E-07	2.40E-07	3.70E-07	4.88E-07	3.16E-07	3.26E-07	4.21E-07	4.64E-07	6.41
9	1.66E-07	1.87E-07	1.70E-07	1.50E-07	4.63E-07	4.78E-07	7.98E-07	6.14E-07	4.38E-07	4.53E-07	6.92E-07	7.50E-07	5.12
10	1.30E-07	1.48E-07	1.55E-07	1.44E-07	3.65E-07	3.80E-07	7.70E-07	6.87E-07	3.15E-07	3.29E-07	6.03E-07	7.52E-07	10.24
11	1.15E-07	1.31E-07	1.66E-07	1.45E-07	2.58E-07	2.71E-07	7.72E-07	6.72E-07	2.39E-07	2.53E-07	7.26E-07	7.72E-07	5.12
12	1.37E-07	1.56E-07	3.13E-07	3.32E-07	2.55E-07	2.77E-07	1.10E-06	1.07E-06	2.49E-07	2.62E-07	9.62E-07	1.27E-06	2.9
13	1.27E-07	1.55E-07	2.92E-07	3.08E-07	1.97E-07	2.13E-07	1.00E-06	1.11E-06	1.82E-07	1.98E-07	9.95E-07	1.23E-06	5.81
14	8.22E-08	9.42E-08	3.08E-07	3.12E-07	1.12E-07	1.24E-07	1.15E-06	1.05E-06	7.36E-08	8.14E-08	1.11E-06	1.26E-06	2.9
15	1.71E-07	2.19E-07	5.72E-07	6.01E-07	2.42E-07	2.75E-07	1.84E-06	1.94E-06	2.41E-07	2.81E-07	1.92E-06	2.49E-06	0.94
16	1.33E-07	1.56E-07	5.78E-07	6.27E-07	1.72E-07	1.94E-07	2.09E-06	2.25E-06	1.63E-07	1.85E-07	1.75E-06	2.10E-06	1.88
17	1.24E-07	1.32E-07	5.56E-07	6.03E-07	1.09E-07	1.20E-07	1.84E-06	2.13E-06	1.03E-07	1.18E-07	1.77E-06	1.88E-06	0.94
18	4.72E-07	5.84E-07	7.90E-07	9.01E-07	5.03E-07	5.78E-07	2.81E-06	3.02E-06	5.58E-07	6.38E-07	2.83E-06	3.77E-06	0.19
19	3.99E-07	4.33E-07	7.93E-07	9.50E-07	3.32E-07	3.91E-07	2.95E-06	3.46E-06	3.48E-07	4.02E-07	2.67E-06	3.32E-06	0.37
20	3.35E-07	3.57E-07	7.15E-07	9.26E-07	2.41E-07	2.73E-07	2.72E-06	3.10E-06	2.46E-07	2.78E-07	2.86E-06	3.21E-06	0.19

sim_nr	Downstream			Upstream_Right			Upstream_Left						
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	P [%]
0	1.32E-07	1.30E-07	1.92E-08	1.68E-08	5.14E-08	5.13E-08	1.85E-08	1.71E-08	5.10E-08	5.01E-08	1.81E-08	2.20E-08	3.45
1	9.02E-08	9.56E-08	1.61E-08	1.53E-08	3.87E-08	3.97E-08	1.62E-08	1.67E-08	3.87E-08	3.97E-08	1.49E-08	2.01E-08	6.89
2	4.93E-08	5.38E-08	1.39E-08	1.33E-08	1.51E-08	1.58E-08	1.54E-08	1.58E-08	1.53E-08	1.60E-08	1.53E-08	2.18E-08	3.45
3	1.48E-07	1.49E-07	4.09E-08	3.92E-08	9.65E-08	9.84E-08	6.21E-08	7.10E-08	1.00E-07	1.01E-07	5.93E-08	6.91E-08	5.99
4	1.11E-07	1.20E-07	3.72E-08	3.81E-08	7.39E-08	7.69E-08	5.79E-08	6.94E-08	7.87E-08	8.20E-08	5.70E-08	6.87E-08	11.98
5	8.88E-08	9.67E-08	3.60E-08	3.65E-08	4.44E-08	4.71E-08	5.83E-08	6.74E-08	4.85E-08	5.11E-08	5.70E-08	8.05E-08	5.99
6	1.46E-07	1.51E-07	6.32E-08	6.94E-08	2.98E-07	3.02E-07	2.90E-07	2.94E-07	2.89E-07	2.93E-07	3.16E-07	3.74E-07	6.41
7	1.40E-07	1.54E-07	7.03E-08	6.80E-08	2.96E-07	3.07E-07	3.05E-07	3.16E-07	2.85E-07	2.94E-07	3.82E-07	4.19E-07	12.83
8	1.15E-07	1.28E-07	6.62E-08	6.69E-08	2.02E-07	2.12E-07	2.94E-07	3.88E-07	2.10E-07	2.20E-07	3.15E-07	3.59E-07	6.41
9	1.27E-07	1.42E-07	1.57E-07	1.35E-07	4.38E-07	4.47E-07	7.00E-07	5.44E-07	4.50E-07	4.61E-07	6.21E-07	6.97E-07	5.12
10	1.18E-07	1.37E-07	1.39E-07	1.25E-07	3.44E-07	3.58E-07	5.77E-07	5.67E-07	3.03E-07	3.13E-07	5.81E-07	6.55E-07	10.24
11	1.05E-07	1.19E-07	1.35E-07	1.21E-07	2.37E-07	2.50E-07	5.73E-07	5.16E-07	2.29E-07	2.43E-07	6.31E-07	6.95E-07	5.12
12	1.37E-07	1.54E-07	3.04E-07	3.26E-07	2.52E-07	2.66E-07	1.06E-06	9.46E-07	2.51E-07	2.65E-07	8.47E-07	1.24E-06	2.9
13	1.25E-07	1.48E-07	2.76E-07	2.87E-07	1.84E-07	2.05E-07	1.04E-06	1.08E-06	1.81E-07	1.97E-07	9.66E-07	1.21E-06	5.81
14	7.85E-08	9.05E-08	2.72E-07	3.01E-07	1.32E-07	1.45E-07	1.10E-06	1.00E-06	7.16E-08	7.92E-08	1.06E-06	1.22E-06	2.9
15	1.75E-07	2.20E-07	5.83E-07	5.51E-07	2.47E-07	2.74E-07	1.84E-06	1.81E-06	2.45E-07	2.70E-07	1.82E-06	2.13E-06	0.94
16	1.28E-07	1.55E-07	5.74E-07	6.01E-07	1.70E-07	1.91E-07	1.99E-06	2.00E-06	1.60E-07	1.83E-07	1.74E-06	2.08E-06	1.88
17	1.19E-07	1.28E-07	5.50E-07	5.94E-07	9.37E-08	1.07E-07	1.97E-06	2.02E-06	9.48E-08	9.43E-08	1.76E-06	1.80E-06	0.94
18	4.64E-07	5.83E-07	7.70E-07	8.85E-07	4.92E-07	5.65E-07	2.52E-06	2.79E-06	5.24E-07	6.20E-07	2.94E-06	3.55E-06	0.19
19	3.92E-07	4.29E-07	7.76E-07	9.18E-07	3.30E-07	3.88E-07	2.87E-06	3.18E-06	3.41E-07	3.97E-07	2.50E-06	3.30E-06	0.37
20	3.41E-07	3.57E-07	7.77E-07	9.45E-07	2.35E-07	2.71E-07	2.55E-06	2.85E-06	2.41E-07	2.75E-07	2.77E-06	3.16E-06	0.19

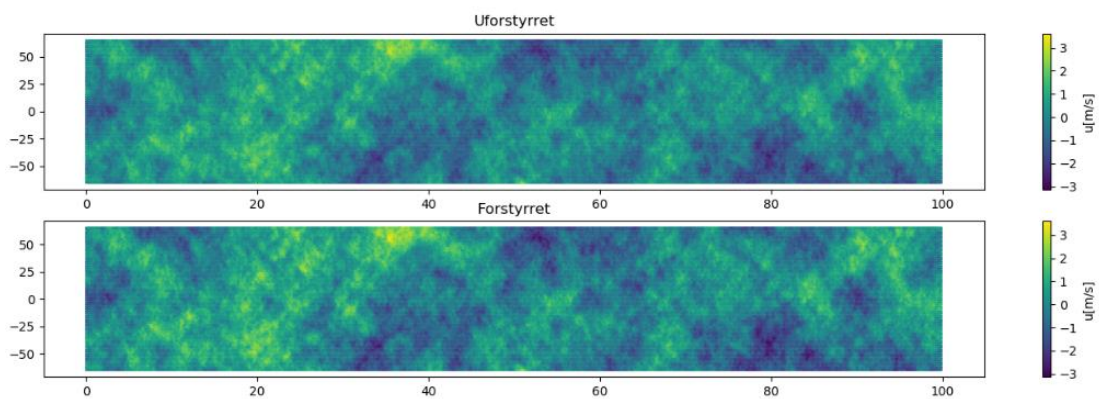
sim nr	Downstream				Upstream_Right				Upstream_Left				P [%]
	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	Anker	Deltapunkt	Fairlead_H	Fairlead_V	Anker	Deltapunkt	Fairlead_V	Fairlead_H	
1	1.23E-07	1.21E-07	1.74E-08	1.47E-08	4.99E-08	4.89E-08	1.67E-08	1.45E-08	4.93E-08	4.84E-08	1.39E-08	1.81E-08	3.45
2	8.35E-08	8.85E-08	1.52E-08	1.39E-08	3.75E-08	3.84E-08	1.31E-08	1.36E-08	3.77E-08	3.87E-08	1.28E-08	1.57E-08	6.89
3	4.58E-08	4.99E-08	1.32E-08	1.22E-08	1.41E-08	1.50E-08	1.26E-08	1.35E-08	1.45E-08	1.52E-08	1.36E-08	1.73E-08	3.45
4	1.46E-07	1.46E-07	3.53E-08	3.58E-08	9.50E-08	9.65E-08	5.79E-08	6.07E-08	1.00E-07	1.02E-07	5.51E-08	5.56E-08	5.99
5	1.08E-07	1.16E-07	3.40E-08	3.33E-08	7.42E-08	7.68E-08	5.37E-08	5.92E-08	7.82E-08	8.14E-08	5.23E-08	6.12E-08	11.98
6	8.30E-08	9.12E-08	3.19E-08	3.22E-08	4.32E-08	4.57E-08	5.30E-08	6.17E-08	4.81E-08	5.07E-08	5.21E-08	6.44E-08	5.99
7	1.37E-07	1.42E-07	5.76E-08	5.70E-08	2.91E-07	2.95E-07	2.76E-07	2.61E-07	2.89E-07	2.94E-07	2.80E-07	2.80E-07	6.41
8	1.29E-07	1.43E-07	5.57E-08	5.64E-08	2.84E-07	2.94E-07	2.67E-07	2.55E-07	2.83E-07	2.92E-07	2.94E-07	3.69E-07	12.83
9	1.07E-07	1.19E-07	5.51E-08	5.61E-08	1.84E-07	1.93E-07	2.63E-07	2.85E-07	2.03E-07	2.13E-07	2.73E-07	3.76E-07	6.41
10	1.24E-07	1.33E-07	1.32E-07	1.28E-07	4.25E-07	4.39E-07	6.36E-07	5.32E-07	4.31E-07	4.45E-07	5.22E-07	6.73E-07	5.12
11	1.06E-07	1.23E-07	1.19E-07	1.22E-07	2.52E-07	3.33E-07	5.91E-07	5.39E-07	2.78E-07	2.90E-07	5.43E-07	6.32E-07	10.24
12	6.52E-08	7.48E-08	1.25E-07	1.16E-07	2.16E-07	2.27E-07	5.53E-07	4.97E-07	1.49E-07	1.58E-07	5.79E-07	6.16E-07	5.12
13	1.50E-07	1.56E-07	2.92E-07	2.96E-07	2.57E-07	2.66E-07	1.09E-06	1.01E-06	2.51E-07	2.63E-07	8.86E-07	1.20E-06	2.9
14	1.25E-07	1.50E-07	2.77E-07	2.97E-07	1.90E-07	2.05E-07	9.89E-07	8.89E-07	1.76E-07	1.93E-07	9.19E-07	1.14E-06	5.81
15	8.24E-08	9.33E-08	2.90E-07	2.91E-07	1.33E-07	1.38E-07	9.84E-07	1.00E-06	7.09E-08	7.94E-08	9.41E-07	1.16E-06	2.9
16	1.69E-07	2.07E-07	5.27E-07	6.05E-07	2.20E-07	2.50E-07	1.82E-06	1.88E-06	2.42E-07	2.79E-07	1.80E-06	2.30E-06	0.94
17	1.31E-07	1.55E-07	5.84E-07	6.11E-07	1.74E-07	1.95E-07	2.01E-06	2.18E-06	1.63E-07	1.86E-07	1.98E-06	2.06E-06	1.88
18	1.18E-07	1.27E-07	5.43E-07	5.87E-07	9.44E-08	1.04E-07	2.03E-06	1.96E-06	1.02E-07	1.15E-07	1.88E-06	1.85E-06	0.94
19	4.64E-07	5.86E-07	7.76E-07	8.83E-07	5.00E-07	5.71E-07	2.52E-06	2.75E-06	5.74E-07	6.24E-07	2.90E-06	3.66E-06	0.19
20	3.91E-07	4.40E-07	7.79E-07	9.66E-07	3.37E-07	3.91E-07	2.83E-06	3.26E-06	3.42E-07	3.97E-07	2.53E-06	3.26E-06	0.37
21	3.42E-07	3.54E-07	7.30E-07	8.66E-07	2.37E-07	2.72E-07	2.64E-06	2.87E-06	2.40E-07	2.74E-07	2.69E-06	3.24E-06	0.19

APPENDIX D – Turbulensboks sett ovenfra i 90 meter høyde

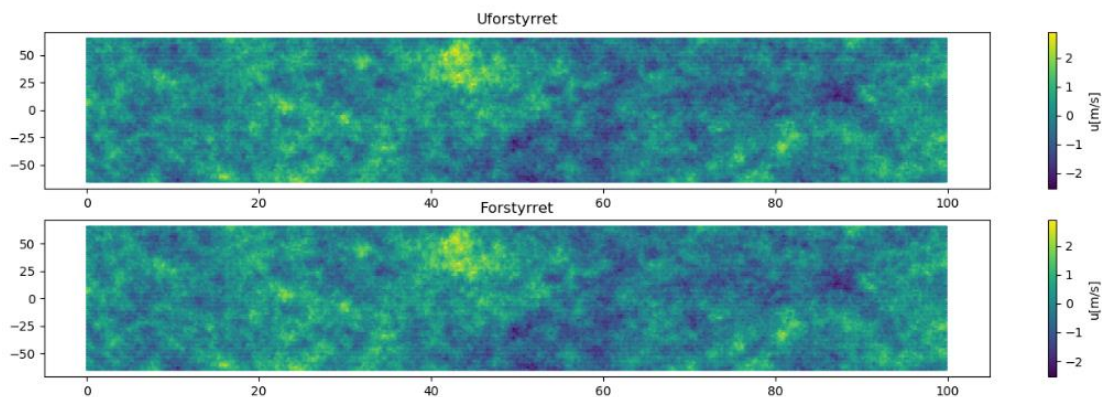
Det fremkommer fra figuren for turbulens i u-retning at turbulensen blir påvirket av en midlertidig reduksjon i hastigheten i form av en markant strek som strekker seg over store deler av vinddomenet. Dette anses som unormal oppførsel.



Vindhastighet i u-retning for 6D



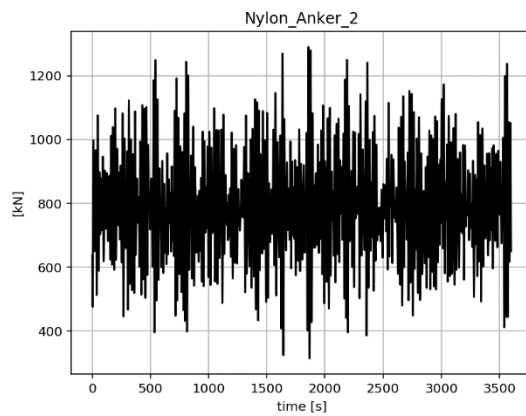
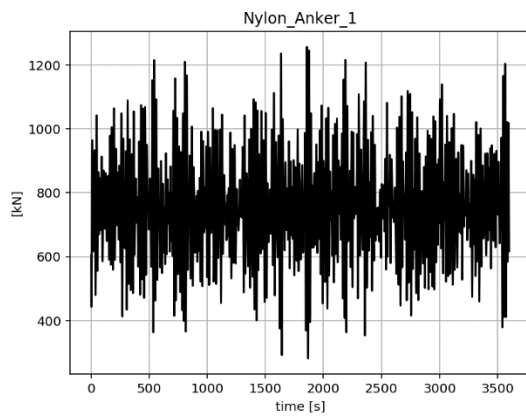
Vindhastighet i v-retning for 6D



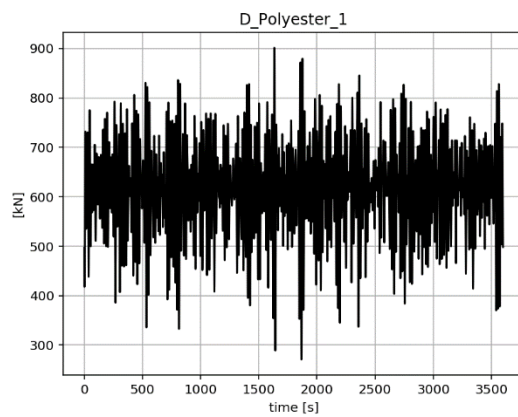
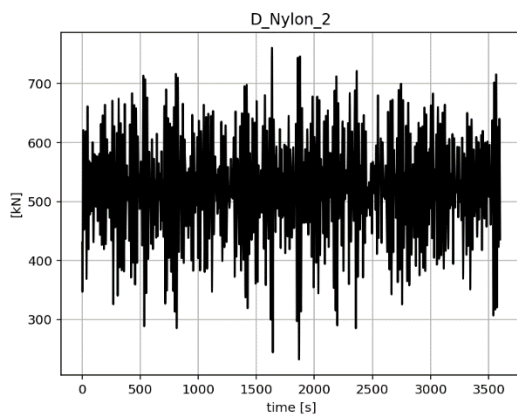
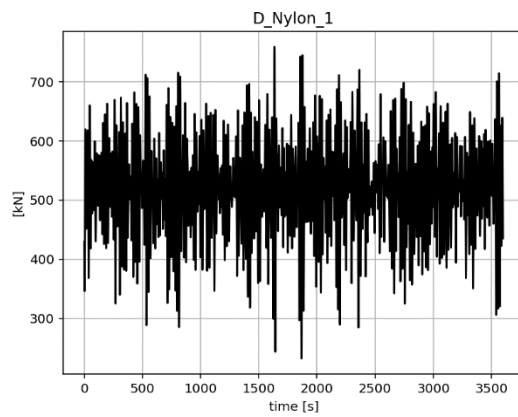
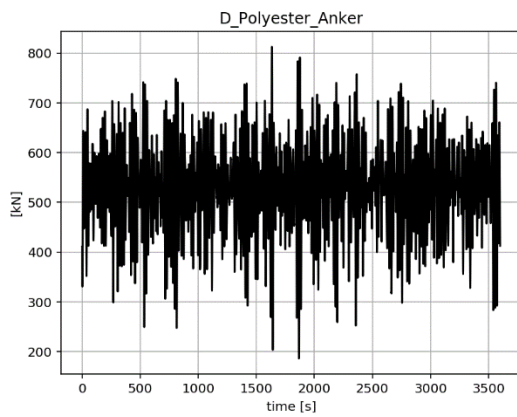
Vindhastighet i w-retning for 6D

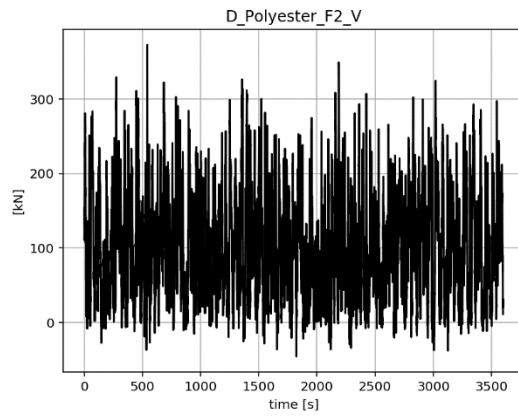
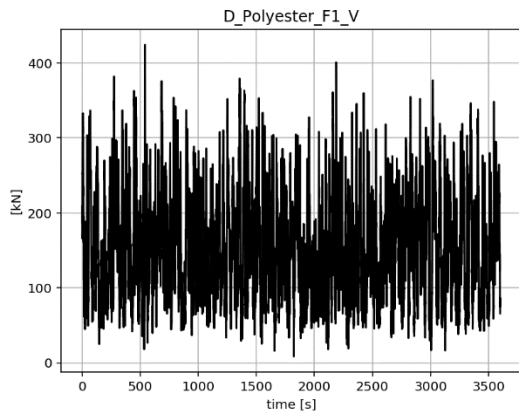
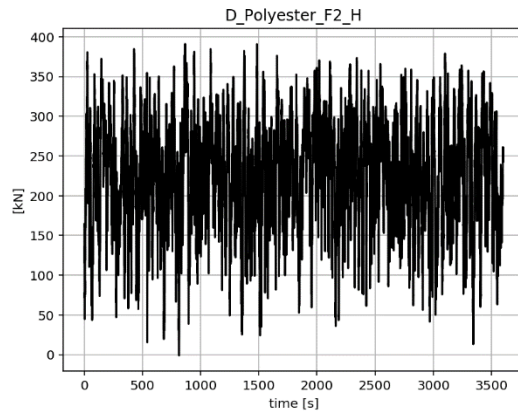
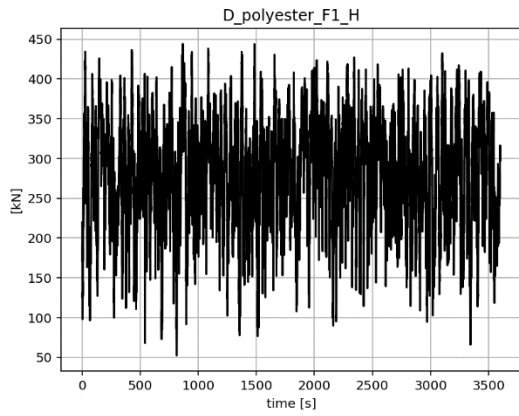
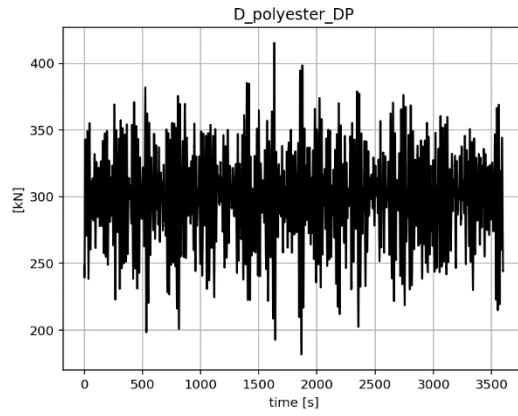
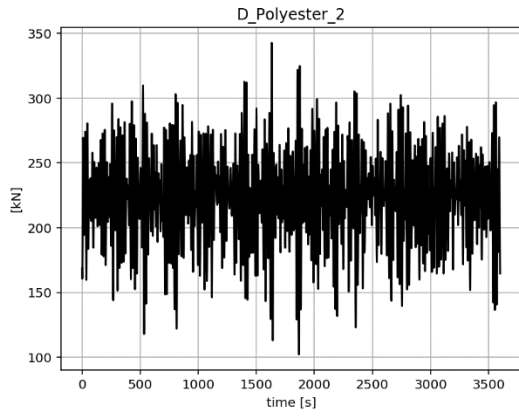
APPENDIX E – Krefter fra ULS-simulering av PNS

NYLONANKER

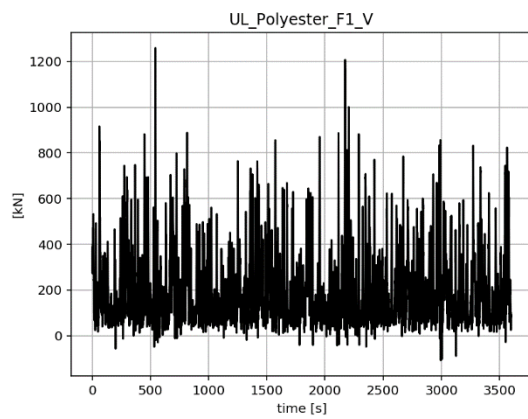
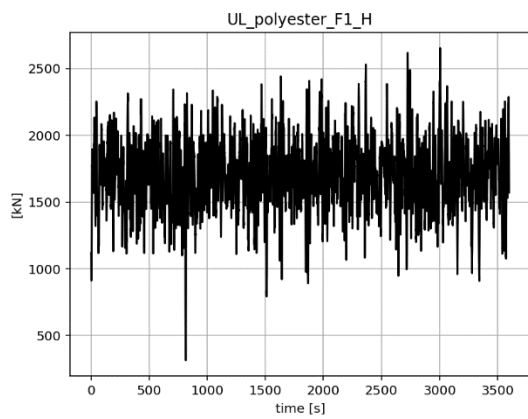
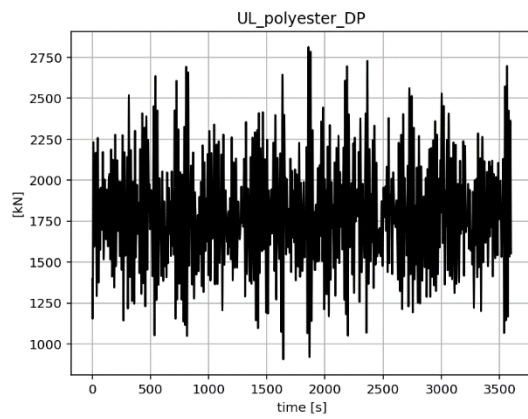
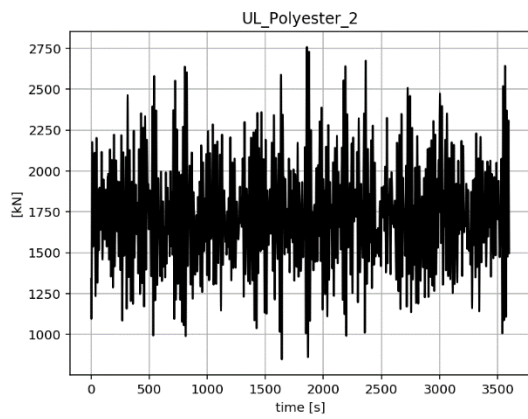
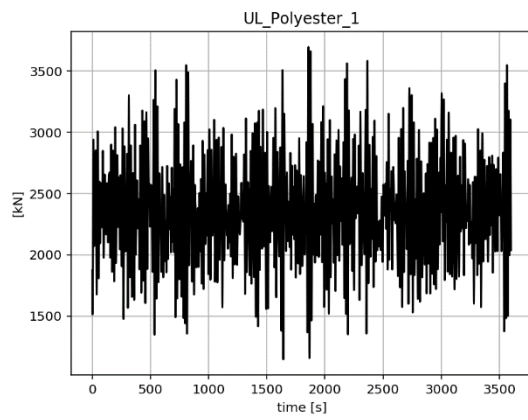
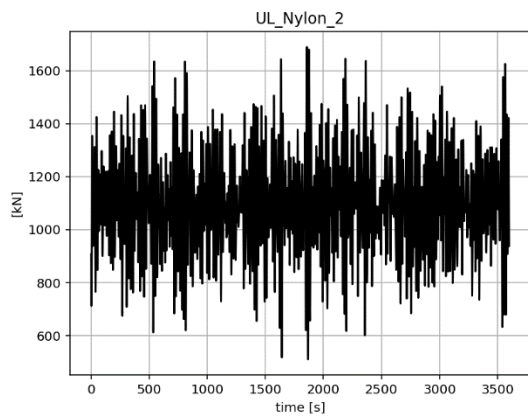
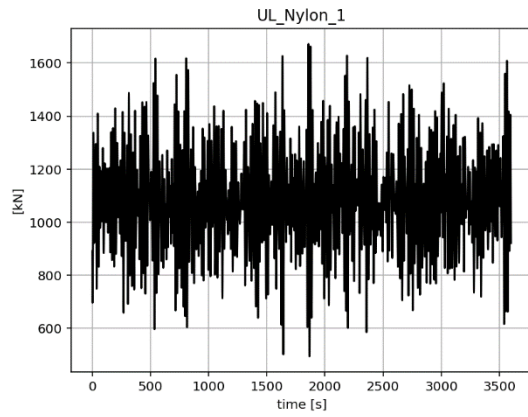
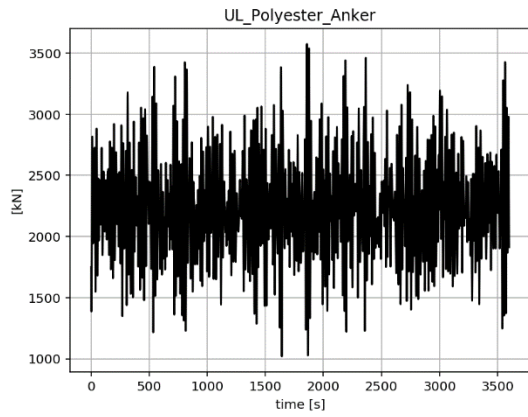


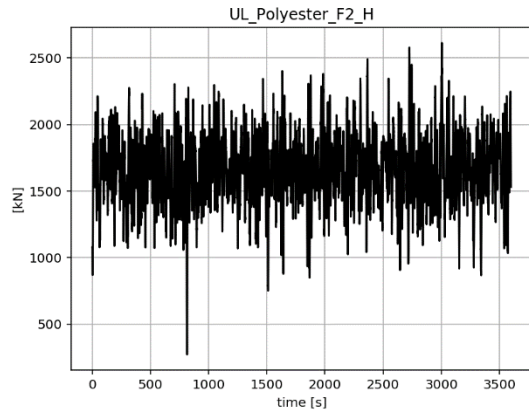
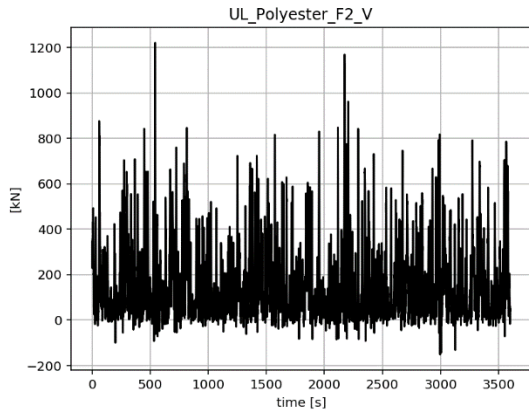
DOWNSTREAM



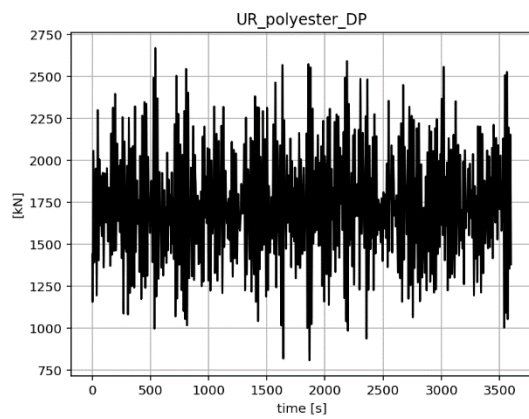
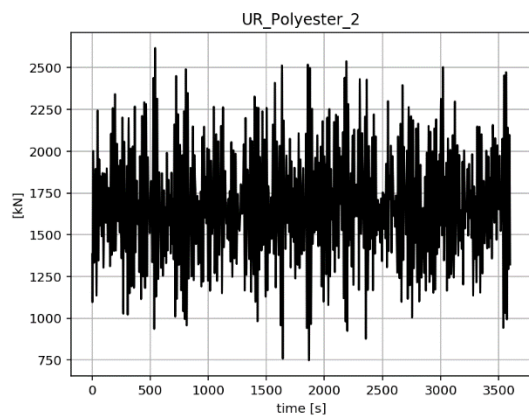
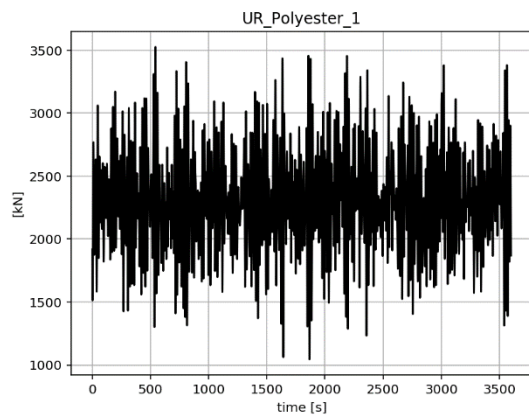
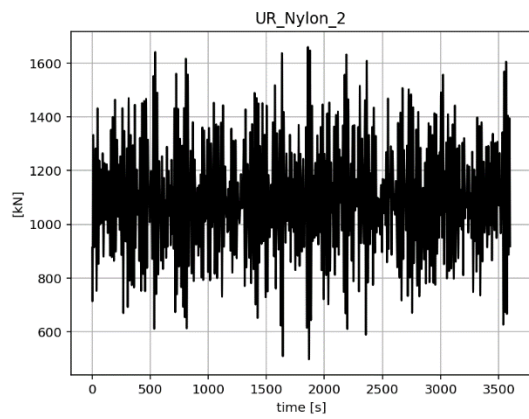
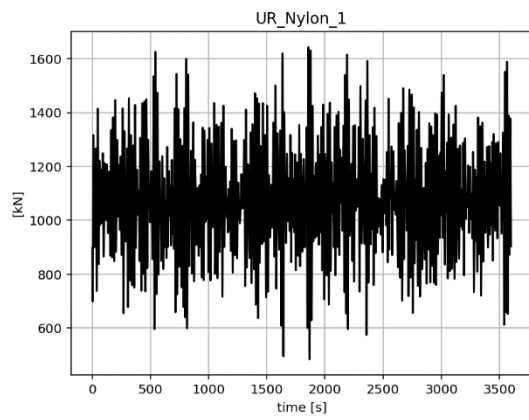
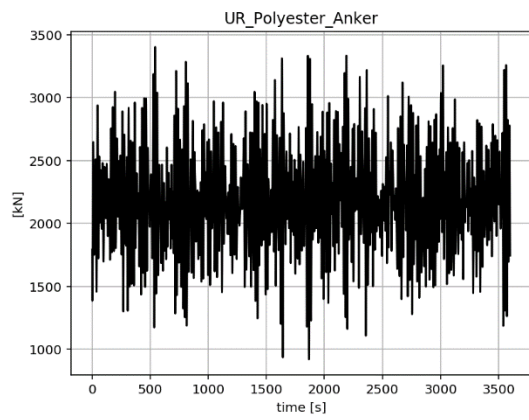


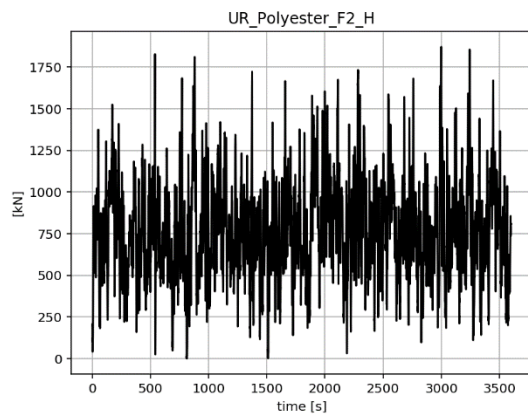
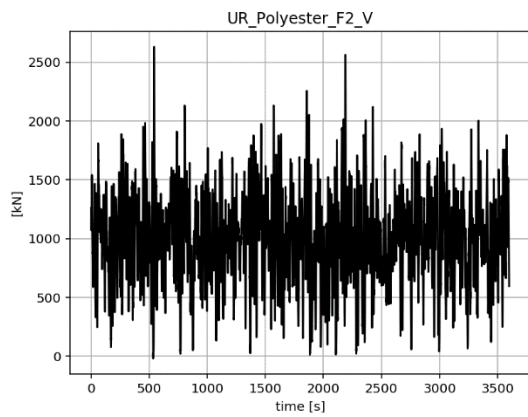
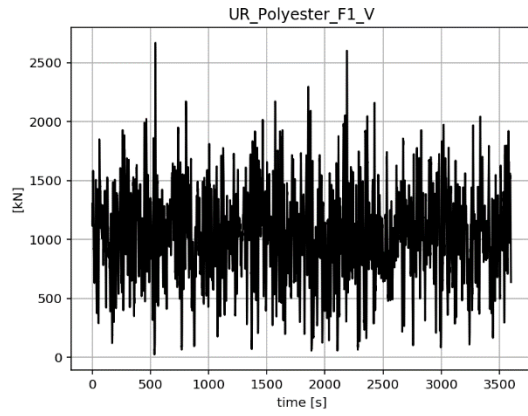
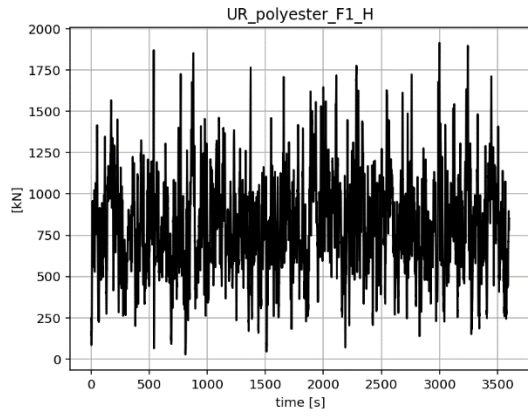
UPSTREAM LEFT



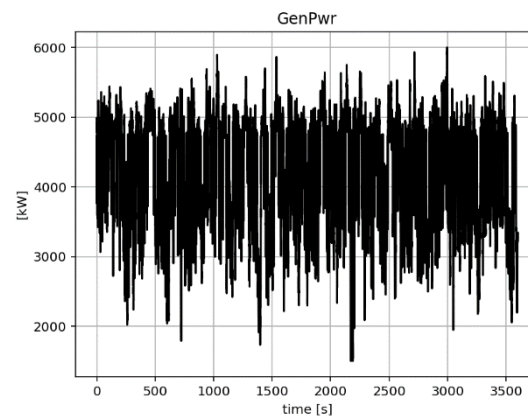
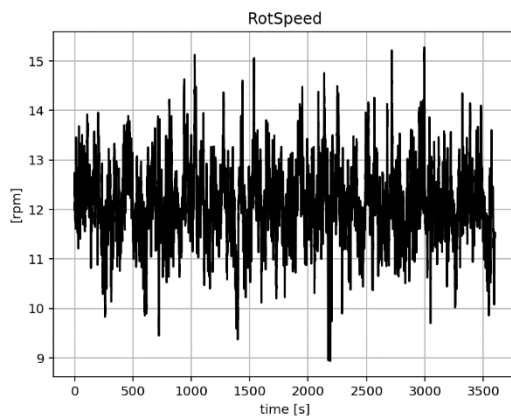


UPSTREAM RIGHT





APPENDIX F – Rotasjons hastighet for rotor og strømgenerering for PNS ULS



APPENDIX G – Bøyespennning i tårnrot

Dokumentasjon på at 5MW NREL turbin ikke er tilstrekkelig dimensjonert mot flyt, som fører til at spenningene som opptrer i strukturen ikke er representative.

Formelen for bøyespennning er:

$$\sigma_b = \frac{M}{W} \quad (21)$$

Der mostandsmomentet W for et rørtverrsnitt er gitt ved:

$$W = \frac{\pi}{32D} (D^4 - d^4), \quad D = \text{ytterdiameter og } d = \text{innerdiameter}$$

Fra doktoravhandlingen til Madjid Karimirad, er det gitt at det største bøyemomentet i overgangen mellom tårn og spar er på $2,0 \cdot 10^5 \text{ kNm}$ for NREL 5MW ved 14 m/s turbulent vind (Karimirad, 2011). Ytterdiameteren i overgangen er 6,5m med en veggtykkelse på 27mm.

$$\sigma_b = \frac{2,0 \cdot 10^5 \text{ kNm}}{\frac{\pi}{32 \cdot 6500\text{mm}} (6500\text{mm}^4 - (6500\text{mm} - 27\text{mm})^4)}$$
$$\sigma_b = \frac{2,0 \cdot 10^{11} \text{ Nmm}}{4,452 \cdot 10^8 \text{ mm}^3} = 449 \text{ MPa}$$

449 MPa er kun bøyespennningen, uten å legge på aksialspenningen. Flytgrensen til stål er typisk 255 MPa eller 355 MPa, som vil si at bøyespennningen langt overstiger flytgrensen til stålet. Det vil si at NREL 5MW turbinen ikke er dimensjonert for å motstå laster, men kun er modellert for å oppnå ønsket dynamikk.

Det ble også oppdaget et tilfelle i sim nr 20 for simuleringene med 6D, hvor bøyemomentet i overgangen mellom tårn og spar var $1,925 \cdot 10^5 \text{ kNm}$, som førte til en bøyespennning på 432,3 MPa.



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway