



TUGAS AKHIR - MO141326

**ANALISIS RESPON DINAMIS NREL 5MW *FLOATING OFFSHORE WIND TURBINE* DENGAN VARIASI *FLOATER DEEPCWIND SEMISUBMERSIBLE, ITI ENERGY BARGE, DAN MIT NREL TLP* DI LAUT NATUNA**

GALURA WIRAUTAMA

NRP. 04311440000129

Dosen Pembimbing :

Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T.

Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D

DEPARTEMEN TEKNIK KELAUTAN

Fakultas Teknologi Kelautan

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

2018



FINAL PROJECT - MO141326

**DYNAMIC RESPONSE ANALYSIS OF NREL 5MW  
BASELINE FLOATING OFFSHORE WIND TURBINE WITH  
FLOATER VARIATION OF DEEPCWIND  
SEMISUBMERSIBLE, ITI ENERGY BARGE, AND MIT NREL  
TLP IN NATUNA SEA**

GALURA WIRAUTAMA

NRP. 04311440000129

Supervisors :

Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T.

Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D

DEPARTMENT OF OCEAN ENGINEERING

Faculty Of Marine Technology

Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

2018

## LEMBAR PENGESAHAN

# ANALISIS RESPON DINAMIS NREL 5MW *FLOATING* *OFFSHORE WIND TURBINE* DENGAN VARIASI FLOATER DEEPCWIND SEMISUBMERSIBLE, ITI ENERGY BARGE, DAN MIT NREL TLP DI LAUT NATUNA

## TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat  
Memperoleh Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi S-1 Departemen Teknik Kelautan  
Fakultas Teknologi Kelautan  
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

**Galura Wirautama**

NRP. 04311440000129

Disetujui oleh:

1. Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. (Pembimbing 1)
2. Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D. (Pembimbing 2)
3. Ir. Joesoef Joswan Soedjono, M.Sc. (Penguji 1)
4. Herman Pratikno, S.T., M.T., Ph.D. (Penguji 2)
5. Agro Wisudawan, S.T., M.T. (Penguji 3)

SURABAYA, JULI 2018

ANALISIS RESPON DINAMIS NREL 5MW *FLOATING OFFSHORE WIND*  
*TURBINE* DENGAN VARIASI FLOATER DEEPCWIND  
SEMISUBMERSIBLE, ITI ENERGY BARGE, DAN MIT NREL TLP DI LAUT  
NATUNA

Nama : Galura Wirautama  
NRP : 04311440000129  
Departemen : Teknik Kelautan ITS  
Dosen Pembimbing : Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto S.T, M.T.  
Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D

### ABSTRAK

Turbin angin yang dibangun di lepas pantai memiliki kelebihan dibandingkan di darat yaitu menghasilkan energi yang lebih konsisten. Namun, diperlukan analisa dinamis yang mencakup keseluruhan struktur untuk mengetahui karakteristik dan performa turbin angin di lepas pantai, terutama yang terapung.

Penelitian ini membahas mengenai NREL 5 MW *Wind Turbine* yang diinstalasi di Laut Natuna dengan variasi *floater* meliputi MIT NREL TLP, DeepCWind semi – submersible, dan ITI Energy Barge. Analisis dilakukan menggunakan software open source FAST V.8 yang memiliki kemampuan menghitung respon dinamis struktur secara coupled aero-hydro-servo-elasto. *Root Mean Square* (RMS), spektra respon struktur serta besar gaya tarik tali pada sistem tambat dan jumlah energi yang dihasilkan oleh tiap konfigurasi struktur turbin angin dianalisis. Hasil analisis menunjukkan bahwa konfigurasi struktur turbin angin dengan *floater MIT NREL TLP* memiliki karakteristik gerak paling baik pada seluruh mode gerak *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw*, diikuti *DeepCWind* dan *ITI Energy Barge*. Hasil analisis gaya tarik tali tambat menunjukkan bahwa gaya tarik terbesar yang dialami yaitu sebesar 11750 kN pada konfigurasi *DeepCWind*, 1939 kN untuk *ITI Energy Barge*, dan 6580 kN untuk *MIT NREL TLP*. Untuk energi yang dihasilkan, *ITI Barge* memiliki *capacity factor* sebesar 37.40%, *MIT NREL TLP* sebesar 36.53% dan *DeepCWind* sebesar 36.32%.

Kata Kunci: *Offshore Wind Turbine* , *NREL 5 MW Baseline*, Respon Spektra, *Capacity Factor*



*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

DYNAMIC RESPONSE ANALYSIS OF NREL 5MW BASELINE FLOATING  
OFFSHORE WIND TURBINE WITH FLOATER VARIATION OF  
DEEPCWIND SEMISUBMERSIBLE, ITI ENERGY BARGE, AND MIT NREL  
TLP IN NATUNA SEA

Name : Galura Wirautama  
NRP : 04311440000129  
Departement : Ocean Engineering ITS  
Supervisors : Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto S.T, M.T.  
Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D

### ABSTRACT

*Wind Turbines built offshore have several advantages over those built on lands, including generating energy more consistently. However, a fully – coupled dynamic analysis is required to understand the characteristics and performance of floating offshore wind turbines.*

*This final project discusses the NREL 5 MW Wind Turbine installed in the Natuna Sea with a variety of floating substructures designed by the National Renewable Energy Lab (NREL). The substructures are MIT NREL TLP, DeepCWind Semisubmersible, and ITI Energy Barge. A time – domain analysis is carried out using the open source FAST v8 software which has the ability to calculate a fully coupled aero – hydro – servo – elasto analysis of the structure. The motion Root Mean Square (RMS), spectral response, and the mooring tension and energy generation of each structural configuration in analysed. The results indicate that the FOWT with MIT NREL TLP floater has the best motion response in all surge, sway, heave, roll, pitch, yaw motions with RMS of 1.362m, 1.137m, 0.41m, 0.006°, 0.008°, and 0.250°, respectively. The line tension analysis results show that the highest tension for each substructure is 11750 kN for DeepCWind, 1939 kN for ITI Energy Barge, and 6580 kN for MIT NREL TLP. ITI Energy Barge has the best energy generation capability with a capacity factor of 37.40% followed by MIT NREL TLP with 36.53% and DeepCWind with 36.32%.*

*Key Words: Offshore Wind Turbine, NREL 5 MW Baseline, Spectra Response, Capacity Factor*

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## KATA PENGANTAR

Assalamualaikum Wr. Wb.

Segala puji dan syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat, karunia, serta hidayah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir berjudul “Analisis Respon Dinamis NREL 5 MW *Floating Offshore Wind Turbine* Dengan Variasi Floater *Deepcwind Semisubmersible*, ITI Energy Barge, Dan MIT NREL TLP Di Laut Natuna” dengan baik dan lancar. Penyusunan Tugas Akhir ini dilakukan oleh penulis untuk memenuhi salah satu persyaratan dalam menyelesaikan Studi Kesarjanaan (S-1) di Departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya.

Penulis menyadari sepenuhnya bahwa dalam penulisan Tugas Akhir ini masih banyak kekurangan dan tidak luput dari kesalahan. Oleh karena itu saran dan kritik sangat penulis harapkan untuk evaluasi dan penyempurnaan laporan ini. Penulis berharap semoga laporan ini dapat menjadi panduan dalam pembuatan laporan lain bagi pembaca dan dapat bermanfaat bagi perkembangan teknologi di bidang rekayasa kelautan. Atas perhatian pembaca, penulis mengucapkan terima kasih.

Wassalamualaikum Wr. Wb.

Surabaya, Juli 2018

Penulis

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## UCAPAN TERIMA KASIH

Dalam pengerjaan tugas akhir ini, banyak pihak yang turut membantu penulis baik secara langsung maupun tidak langsung. Tugas Akhir ini tidak akan dapat dikerjakan dengan baik dan lancar tanpa bantuan-bantuan yang telah diberikan kepada penulis. Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Allah SWT atas segala rahmat, karunia, dan hidayah-Nya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini.
2. Kedua orang tua dan keluarga penulis yang selalu memberikan doa, dukungan, dan bantuan material dengan tulus ikhlas kepada penulis.
3. Bapak Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing pertama yang telah bersedia memberikan ilmu dan membimbing penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
4. Prof. Ir. Eko Budi Djatmiko, M.Sc, Ph.D selaku dosen pembimbing 2 dan dosen wali yang telah memberikan ilmu, membimbing, dan memberikan arahan kepada penulis selama masa perkuliahan.
5. Seluruh dosen dan karyawan Departemen Teknik Kelautan yang telah membantu penulis memahami banyak ilmu dan membantu kelancaran penulis dalam menyelesaikan Tugas Akhir.
6. Teman-Teman bimbingan Tugas Akhir Dr. Eng. Rudi Walujo Prastianto, S.T., M.T. (Zulfikar, Rwa, Sofyan, Yz) yang telah menemani, memberikan dukungan, bantuan, dan menjadi teman diskusi dalam mengerjakan Tugas Akhir.
7. Teman-teman angkatan 2014 (MAELSTROM) yang telah sama-sama berjuang bersama penulis selama masa perkuliahan.
8. Pihak-pihak yang penulis tidak bisa sebutkan satu persatu.

Semoga segala bentuk dukungan dalam bentuk doa, motivasi maupun bantuan lainnya yang diberikan berbagai pihak kepada penulis dapat menjadi amalan barokah dan mendapatkan balasan yang lebih baik dari Allah SWT.

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*



## DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN...	i
ABSTRAK...	iii
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR...	vii
UCAPAN TERIMA KASIH.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xv
DAFTAR TABEL.....	xvii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Rumusan Masalah .....	3
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan .....	4
1.5 Manfaat .....	4
1.6 Sistematika Penulisan.....	5
BAB II TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI.....	7
2.1 Tinjauan Pustaka .....	7
2.2 Dasar Teori.....	8
2.2.1 Turbin Angin.....	8
2.2.2 Turbin Angin Lepas Pantai Terapung .....	12
2.2.3 Sistem Tali Tambat.....	16
2.2.4 Kondisi Desain dan Pembebanan Turbin Angin Lepas Pantai.....	18
2.2.5 Beban Aerodinamis.....	18
2.2.6 Beban Gelombang.....	20
2.2.7 Spektrum Energi Gelombang.....	22
2.2.8 Persamaan Gerakan Bangunan Lepas Pantai Terapung.....	23
2.2.9 Analisis Dinamis Time Domain.....	25
2.2.10 Capacity Factor.....	26
2.2.11 FAST v.8 Open Source.....	26

2.2.12	HydroDyn Module FAST v.8.....	27
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....		29
3.1	Diagram Alur Penelitian.....	29
3.2	Prosedur Penelitian.....	31
3.2.1	Studi Literatur.....	31
3.2.2	Pengumpulan Data.....	31
3.2.3	Permodelan Struktur Floater.....	36
3.2.4	Validasi Model Terhadap Data.....	36
3.2.5	Analisis Response Amplitude Operator kondisi Free Floating.....	37
3.2.6	Permodelan Sistem Tali Tambat.....	37
3.2.7	Konfigurasi Simulasi pada FAST v8.....	37
3.2.8	Simulasi Time – Domain pada Software FAST v8.....	38
3.2.9	Analisis dan Komparasi Respon Gerak Global Struktur dan Gaya Tarik Tali Tambat pada Fairlead pada 3 Variasi Jenis Floater.....	38
3.2.10	Fast Fourier Transform.....	39
3.2.11	Analisis dan Komparasi Energi Listrik yang Dihasilkan.....	39
3.2.12	Menarik Kesimpulan dan Saran.....	39
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....		41
4.1	Permodelan Struktur Floater.....	41
4.2	Analisis dan Perbanding Response Amplitude Operator Struktur Floater pada Kondisi Free Floating.....	49
4.3	Analisis dan Perbanding Response Amplitude Operator Struktur Floater pada Kondisi Tertambat.....	53
4.4	Permodelan Sistem Tali Tambat Offshore Wind Turbine.....	58
4.5	Konfigurasi Simulasi pada FAST v8.....	59
4.6	Analisis Respon Gerak Global Floating Offshore Wind Turbine.....	60
4.6.1	Root Mean Square Gerak Global Floating Offshore Wind Turbine.....	61
4.6.2	Respons Spektra Gerak Global Floating Offshore Wind Turbine.....	63
4.7	Analisis Gaya Tarik Tali Tambat.....	70
4.8	Analisis Produksi Energi dan Capacity Factor.....	74

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....	83
5.1 Kesimpulan.....	83
5.2 Saran.....	83
DAFTAR PUSTAKA.....	85
LAMPIRAN	
LAMPIRAN A	
LAMPIRAN B	
LAMPIRAN C	

*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 1. 1 Perkembangan Teknologi Turbin Angin (Bloomberg, 2017) .....	1
Gambar 1. 2 Beberapa Konsep Turbin Angin Lepas Pantai (Windpower Engineering, 2017) .....	2
Gambar 2. 1 Perbandingan Floater Floating Offshore Wind Turbine.....	8
Gambar 2. 2 Rentang Kecepatan Angin Beroperasinya Turbin Angin (Karimirad, 2011) .....	9
Gambar 2. 3 Komponen – komponen pada turbin angin (Karimirad, 2014) .....	12
Gambar 2. 4 Perbandingan konsep turbin angin lepas pantai terhadap kedalaman laut dan pembangkitan daya (Lynn, 2012).....	13
Gambar 2. 5 Turbin Angin Terapung Tipe Spar (Karimirad, 2014) .....	14
Gambar 2. 6 Turbin Angin Terapung Tipe TLP (Karimirad, 2014) .....	14
Gambar 2. 7 Turbin Angin Terapung Tipe Spar (Karimirad, 2014) .....	15
Gambar 2. 8 Sistem tambat OWT tipe catenary (Karimirad, 2011).....	16
Gambar 2. 9 Sistem tambat OWT tipe taut (Bagbanci, 2011) .....	17
Gambar 2. 10 Ilustrasi penampang melintang airfoil (Wikipedia, 2018).....	19
Gambar 2. 11 Grafik Region of Application of Wave Theory (Chakrabati, 2005) .....	21
Gambar 2. 12 Skema file input dan output pada FAST v.8 .....	27
Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian .....	30
Gambar 3. 2 Model Turbin NREL 5MW Baseline (NREL, 2009) .....	32
Gambar 3. 3 Model MIT/NREL TLP (NREL, 2011).....	33
Gambar 3. 4 Model DeepCWind Semisubmersible (NREL, 2014).....	34
Gambar 4. 1 Model Floater pada MOSES (a) DeepCWind (b) ITI Energy Barge dan (c) MIT NREL TLP.....	41
Gambar 4. 2 Perbandingan added mass WAMIT dan MOSES struktur DeepCWind Semisubmersible untuk mode gerak translasional .....	44
Gambar 4. 3 Perbandingan added radii of Gyration WAMIT dan MOSES struktur DeepCWind Semisubmersible untuk gerakan rotasional.....	44
Gambar 4. 4 Perbandingan added mass WAMIT dan MOSES struktur ITI Energy Barge untuk gerakan translasional .....	45
Gambar 4. 5 Perbandingan added mass WAMIT dan MOSES struktur ITI Energy Barge untuk gerakan heave .....	46

Gambar 4. 6 Perbandingan added radii of Gyration WAMIT dan MOSES struktur ITI Energy Barge untuk gerakan rotasional.....	46
Gambar 4. 7 Perbandingan added mass WAMIT dan MOSES struktur MIT NREL TLP untuk gerakan translasional .....	47
Gambar 4. 8 Perbandingan added radii of Gyration WAMIT dan MOSES struktur MIT NREL TLP untuk gerakan rotasional.....	48
Gambar 4. 9 Grafik RAO Surge .....	49
Gambar 4. 10 Grafik RAO Sway.....	50
Gambar 4. 11 Grafik RAO Heave .....	50
Gambar 4. 12 Grafik RAO Roll .....	51
Gambar 4. 13 Grafik RAO Pitch .....	52
Gambar 4. 14 Grafik RAO Yaw .....	52
Gambar 4. 15 Grafik RAO Surge Tertambat.....	53
Gambar 4. 16 Grafik RAO Sway Tertambat .....	54
Gambar 4. 17 Grafik RAO Heave Tertambat.....	55
Gambar 4. 18 Grafik RAO Roll Tertambat .....	55
Gambar 4. 19 Grafik RAO Pitch Tertambat.....	56
Gambar 4. 20 Grafik RAO Yaw Tertambat .....	57
Gambar 4. 21 Skema Sistem Tali Tambat (dari kiri ke kanan) DeepCWind, ITI Energy Barge, MIT NREL TLP .....	58
Gambar 4. 22 Grafik Spektra Respons Surge Pada Beban Lingkungan Arah 0°...64	
Gambar 4. 23 Grafik Spektra Respons Sway Pada Beban Lingkungan Arah 90°..65	
Gambar 4. 24 Grafik Spektra Respons Heave Pada Beban Lingkungan Arah 0°...66	
Gambar 4. 25 Grafik Spektra Respons Roll Pada Beban Lingkungan Arah 90° 67	
Gambar 4. 26 Grafik Spektra Respons Pitch Pada Beban Lingkungan Arah 0°...68	
Gambar 4. 27 Grafik Spektra Respons Yaw Pada Beban Lingkungan Arah 45°...69	
Gambar 4. 28 Grafik Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam dengan Variasi Kecepatan Angin dengan Floater DeepCWind, ITI Energy Barge, MIT NREL TLP (dari atas ke bawah).....	76
Gambar 4. 29 Grafik Perbandingan Energi Dengan Rentang Kecepatan Angin...77	

## DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Harga statistik amplitudo dan tinggi gelombang pada spektrum .....	22
Tabel 3. 1 Data Turbin NREL 5MW Baseline (NREL, 2009).....	32
Tabel 3. 2 Data Struktur MIT/NREL TLP (Robertson & Jonkman, 2011).....	33
Tabel 3. 3 Data Struktur DeepCWind Semisubmersible (NREL, 2014) .....	34
Tabel 3. 4 Data Struktur ITI Energy Barge (Robertson & Jonkman, 2011) .....	35
Tabel 3. 5 Data Lingkungan Omni - Directional Laut Natuna (PTFI Report PT.XYZ, 2014).....	35
Tabel 3. 6 Wind Scatter Data Tiap Jam Selama 1 Tahun (2008).....	36
Tabel 4. 1 Perhitungan Pusat Massa Gabungan Floater dan Tower RNA .....	42
Tabel 4. 2 Validasi Permodelan Variasi Floater .....	42
Tabel 4. 3 Validasi Perbedaan Desain Sistem Tali Tambat .....	59
Tabel 4. 4 Hasil Root Mean Square DeepCWind .....	61
Tabel 4. 5 Hasil Root Mean Square ITI Energy Barge .....	62
Tabel 4. 6 Hasil Root Mean Square MIT NREL TLP .....	63
Tabel 4. 7 Nilai Gaya Garik Tali Maksimum DeepCWind .....	71
Tabel 4. 8 Nilai Gaya Tarik Tali Maksimum ITI Energy Barge .....	72
Tabel 4. 9 Nilai Gaya Tarik Tali Maksimum MIT NREL TLP .....	73
Tabel 4. 10 Nilai Minimum Breaking Load yang Diperlukan Tiap Floater.....	74
Tabel 4. 11 Status Turbin dan Frekuensi Kecepatan Angin.....	75
Tabel 4. 12 Rata – Rata Daya yang Dihasilkan.....	77
Tabel 4. 13 Jumlah Energi yang Dihasilkan dengan Floater DeepCWind Selama 1 Tahun.....	78
Tabel 4. 14 Jumlah Energi yang Dihasilkan dengan Floater ITI Energy Barge Selama 1 Tahun.....	79
Tabel 4. 15 Jumlah Energi yang Dihasilkan dengan Floater MIT NREL TLP Selama 1 Tahun.....	80



*(Halaman ini sengaja dikosongkan)*

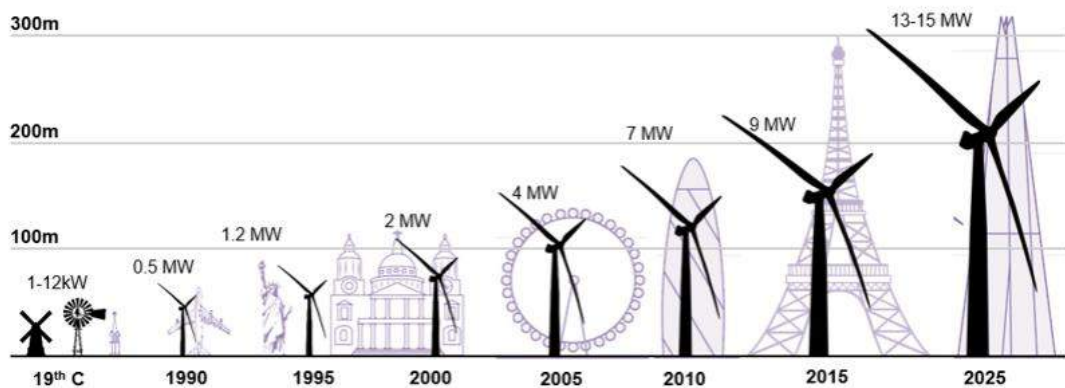
# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Menipisnya ketersediaan cadangan minyak dan gas bumi serta terjadinya pemanasan global akibat pembakaran energi fosil di Indonesia dan seluruh dunia menyebabkan berkembangnya teknologi – teknologi energi baru terbarukan (EBT). Jenis teknologi ini dicanangkan untuk bisa berkontribusi pada *energy mix* (bauran energi) Indonesia sebesar 23% pada tahun 2025 dan sebanyak 31% pada tahun 2050 (Dewan Energi Nasional, 2014). Salah satu teknologi energi baru terbarukan yang banyak dikembangkan di dunia dan juga dalam perkembangan di Indonesia adalah energi angin.

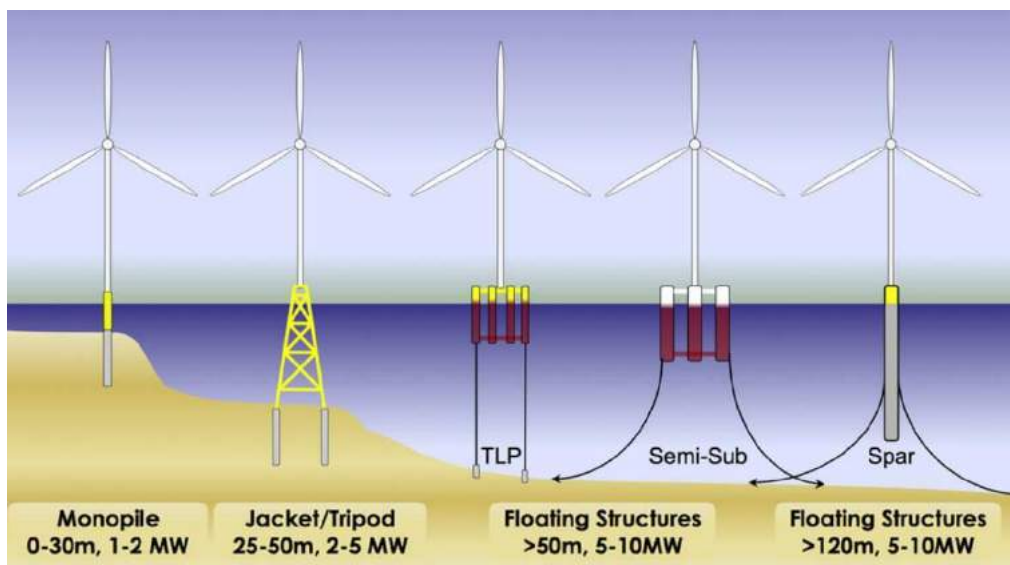
Angin merupakan salah satu sumber daya alam yang selalu tersedia dan tidak menimbulkan polusi layaknya energi fosil. Angin yang berhembus terjadi akibat pemanasan atmosfer yang tidak merata oleh matahari (Lynn, 2012). Pemanfaatan energi angin sudah dilakukan sejak dahulu kala oleh para petani yang menggunakan angin untuk memompa air, menggiling gandum, serta menggerakkan peralatan mekanis sederhana. Kemudian pada awal abad ke – 20, pembangkit listrik tenaga bayu (PLTB) berskala kecil mulai dibangun untuk menghasilkan listrik untuk perumahan dan industri kecil di Amerika dan Eropa (*Wind Energy Foundation*, 2016). Saat ini, teknologi energi angin di dunia sudah berkembang pesat dan berkontribusi besar untuk suplai energi dunia.



**Gambar 1. 1** Perkembangan Teknologi Turbin Angin (Bloomberg, 2017)

Turbin angin dapat dibangun di daratan ataupun di lepas pantai. Turbin angin yang dibangun di lepas pantai memiliki beberapa kelebihan dibandingkan di

darat. Angin yang berhembus di laut lebih stabil dan tidak dihadang oleh pepohonan, gunung, dan bangunan (Bagbanci, 2011). Selain itu, turbin angin yang dibangun di laut dapat meminimalisir penggunaan lahan, polusi suara, dan *scenery disturbance*. Oleh karena itu, semakin banyak turbin angin yang dibangun pada lautan dangkal dan menuju laut dalam. Untuk merealisasikan hal tersebut, teknologi bangunan laut terapung yang sudah diuji pada dunia lepas pantai minyak dan gas diaplikasikan pada struktur turbin angin sehingga dapat memanfaatkan sumber daya angin yang besar di laut dalam (Bagbanci, 2011).



**Gambar 1. 2** Beberapa Konsep Turbin Angin Lepas Pantai (Windpower Engineering, 2017)

Beberapa model substruktur untuk turbin angin lepas pantai yang terapung telah dikembangkan. *National Renewable Energy Laborator* (NREL) bekerja sama dengan beberapa universitas telah mendesain substruktur berjenis *SPAR*, *TLP*, *semi – submersible*, dan *barge* (Robertson dan Jonkman, 2011). Tiap jenis struktur tersebut memiliki karakteristik yang berbeda dan memberikan performa yang berbeda. Untuk menentukan pilihan substruktur terapung yang terbaik, maka diperlukan analisa dinamis yang mencakup efek masing – masing elemen terhadap keseluruhan struktur. Sebuah software yang dikembangkan oleh NREL bernama *FAST* (*Fatigue, Aerodynamic, Structural, Testing*) dibuat untuk melakukan simulasi *time – domain* struktur turbin angin lepas pantai secara akurat sehingga dapat diketahui karakteristik performa sebuah turbin angin tertentu.

Potensi energi angin di laut secara umum lebih baik daripada di daratan dengan kecepatan angin yang lebih tinggi dan Indonesia memiliki wilayah laut yang lebih luas. Oleh karena itu, perkembangan turbin angin akan memiliki prospek yang lebih baik di lingkungan lepas pantai, termasuk di laut dalam. Beberapa konsep turbin angin terapung untuk lingkungan laut dalam telah dikembangkan dengan beberapa variasi *floater* seperti *barge*, *TLP*, *spar*, dan *semi-sub* (Robertson, 2011). Perlu dilakukan investigasi mengenai respon gerakan variasi struktur *floater* untuk mengetahui konfigurasi struktur yang baik untuk perairan Indonesia. Salah satu daerah perairan yang memiliki potensi merupakan Laut Natuna dengan rata – rata kecepatan angin 7 – 11 m/s sehingga memiliki potensi energi angin yang cukup baik. Lingkungan Laut Natuna dengan kedalaman 80 – 100 m dan ketinggian gelombang yang tidak terlalu besar merupakan lingkungan yang cocok untuk instalasi *Floating Offshore Wind Turbine*.

## 1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah pada Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana respon gerak *floating wind turbine* dengan tiap variasi substruktur?
2. Seberapa besar gaya tarik yang terjadi pada tali tambat pada tiap variasi substruktur?
3. Seberapa besar energi yang dihasilkan oleh *floating wind turbine* pada tiap variasi substruktur?

## 1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Substruktur terapung yang dianalisa adalah *MIT/NREL TLP*, *ITI Energy Barge*, dan *DeepCWind Semi – Submersible*.
2. Data variasi substruktur terapung yang digunakan adalah berdasarkan *conference paper* A.N. Robertson dan J.M. Jonkman “*Loads Analysis of Several Offshore Floating Wind Turbine Concepts*” dan “*Definition of the Semi – Submersible Floating System for Phase II of OC4*”.

3. Data turbin angin yang digunakan adalah turbin *NREL 5MW Baseline* yang didapat dari *Technical Report NREL* tahun 2009.
4. Arah pembeban gelombang dan arus yang bekerja pada struktur adalah pada arah  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$  dan dianggap collinear.
5. Beban gelombang orde – 2 tidak dimodelkan.
6. Turbulensi angin tidak dimodelkan dan angin dianggap *full field uniform wind*.
7. Untuk analisis energi yang dihasilkan, dianggap turbin selalu menghadap arah angin.
8. Respon gerak global struktur yang dianalisis adalah 6 DOF, yaitu *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw*.
9. Masing – masing variasi *floaters* tidak ditinjau stabilitasnya.
10. Jangkar dianggap *fixed* pada *seabed* sehingga tidak dianalisis lebih lanjut.
12. Analisis gaya tarik tali dilakukan untuk investigasi gaya tarik maksimum yang terjadi dan menentukan *Minimum Breaking Load* yang diperlukan.
13. Analisa dilakukan menggunakan FAST v.8 code yang dibuat oleh J. Jonkman dari NREL.

#### 1.4 Tujuan

Tujuan yang ingin dicapai pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Mengetahui respon gerak *floating wind turbine* dari tiap variasi substruktur.
2. Mengetahui seberapa besar gaya tarik yang terjadi pada tali tambat pada tiap variasi substruktur.
3. Mengetahui seberapa besar energi yang dihasilkan oleh *floating wind turbine* pada tiap variasi substruktur.

#### 1.5 Manfaat

Manfaat dari tugas akhir ini adalah adanya informasi mengenai respon gerak, besarnya gaya tarik tali tambat yang terjadi, serta seberapa besar energi yang dihasilkan oleh *floating offshore wind turbine* dengan variasi substruktur di laut Natuna, Indonesia. Hal ini dapat digunakan sebagai pertimbangan dalam

menentukan konsep *floating offshore wind turbine* untuk digunakan di perairan Indonesia.

## **1.6 Sistematika Penulisan**

### **BAB I PENDAHULUAN**

Bab ini meliputi penjelasan tentang latar belakang disusunnya Tugas Akhir, perumusan masalah, tujuan, manfaat, batasan masalah, serta sistematika penulisan laporan Tugas Akhir.

### **BAB II DASAR TEORI**

Bab ini meliputi penjelasan mengenai penelitian – penelitian yang sudah dilakukan pada bidang tersebut serta landasan teori yang mendukung penulis dalam menyelesaikan analisis pada tugas akhir ini.

### **BAB III METODOLOGI PENELITIAN**

Bab ini meliputi penjelasan tentang sistematis pengerjaan tugas akhir ini berupa diagram alir atau *flow chart* yang disusun secara sistematis dan mendeskripsi setiap langkah dalam pengerjaan tugas akhir ini.

### **BAB IV ANALISIS HASIL DAN PEMBAHASAN**

Bab ini meliputi pembahasan mengenai pemodelan numerik, serta perbandingan hasil performa berbagai konsep substruktur terapung pada lautan Indonesia.

### **BAB V KESIMPULAN DAN SARAN**

Bab ini meliputi kesimpulan dari analisis serta saran berdasarkan hasil dari tugas akhir yang telah dicapai.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA DAN DASAR TEORI

#### 2.1 Tinjauan Pustaka

Dalam tesisnya, Bagbanci (2011) mengklasifikasi turbin angin lepas pantai menjadi 3 tipe utama berdasarkan kedalaman laut:

1. Turbin angin laut dangkal, berada pada kedalaman 5m – 30m dengan struktur *monopile*, *gravity base*, dan *suction bucket*.
2. Turbin angin laut transisi, berada pada kedalaman 30m – 60m dengan struktur *tripod tower*, *guyed monopile*, *full height jacket*, *submerged jacket with transition tube*, dan *enhanced suction bucket*.
3. Turbin angin laut dalam, berada pada kedalaman lebih dari 60m dengan pondasi terapung. Strukturnya termasuk tipe – SPAR, tipe – TLP, tipe – Semi – sub, dan tipe – pontoon.

Bagbanci melakukan studi numeris *time – domain* untuk melakukan analisa dinamis *coupled* untuk beberapa konsep turbin angin terapung. Perilaku hidrodinamis dianalisa dan dikombinasikan dengan model aerodinamis struktur untuk mendapatkan model *coupled* aero-servo-hidro-elastis. Hasil respon masing – masing struktur kemudian dianalisa dan dibandingkan.

Karimirad (2011) telah melakukan analisa gerakan turbin angin 5MW tipe – SPAR akibat gelombang dan angin pada kondisi lingkungan operasional dan ekstrim. Salah satu hasil yang didapatkan pada penelitian tersebut adalah bahwa turbulensi angin tidak mempengaruhi gerakan dinamis dan respon struktur secara signifikan. Namun, turbulensi mempengaruhi produksi energi oleh turbin angin, sehingga tetap merupakan suatu faktor yang penting dalam analisa turbin angin.

Jonkman dan Matha (2011) meneliti mengenai analisa respon dinamis tiga konsep turbin angin lepas pantai terapung. 3 konsep yang diteliti adalah *tension leg platform*, *spar buoy*, dan *barge*. Analisa beban hidrodinamis dan stabilitas struktur dilakukan sesuai dengan prosedur standar internasional untuk tiap model dengan menggunakan alat simulasi aero-hidro-servo-elasto FAST. Beban yang terjadi pada barge merupakan beban yang terbesar, dan tidak didapatkan perbedaan beban yang signifikan pada *spar – buoy* dan *tension leg platform*.

	TLP	Spar	Barge
			
	Mooring	Ballast	Buoyancy
Pitch Stability			
Natural Periods	+	0	-
Coupled Motion	+	0	-
Wave Sensitivity	0	+	-
Turbine Weight	0	-	+
Moorings	+	-	-
Anchors	-	+	+
Construction & Installation	-	-	+
O&M	+	0	-

**Gambar 2. 1** Perbandingan *Floater Floating Offshore Wind Turbine*

Efek beban hidrodinamis orde dua terhadap turbin angin lepas pantai terapung telah diteliti oleh Roald dkk (2013). Efek beban hidrodinamis orde dua diteliti pada struktur SPAR dan TLP dengan turbin angin NREL 5MW. Hasil respon dan beban struktur kemudian dianalisa dan dibandingkan dengan beban aerodinamis.

Almutahir (2016) dalam penelitiannya menganalisa respon gerakan turbin angin lepas pantai terapung tipe – spar pada perairan Indonesia. Struktur turbin angin lepas pantai terapung dibandingkan sistem tali tambat nya antara sistem tambat *taut* dan *catenary*. Hasil penelitiannya menunjukkan bahwa sistem tambat *taut* memiliki respon gerakan yang lebih baik dibandingkan sistem tambat *taut catenary*.

## 2.2 Dasar Teori

### 2.2.1 Turbin Angin

Turbin angin adalah sebuah sistem konversi yang menghasilkan listrik dari energi angin. Energi angin memutar bilah turbin yang terhubung pada rotor dengan poros utama sehingga menghasilkan putaran mekanis. Kecepatan putaran ditingkatkan dengan *drive train* dan terhubung dengan generator yang

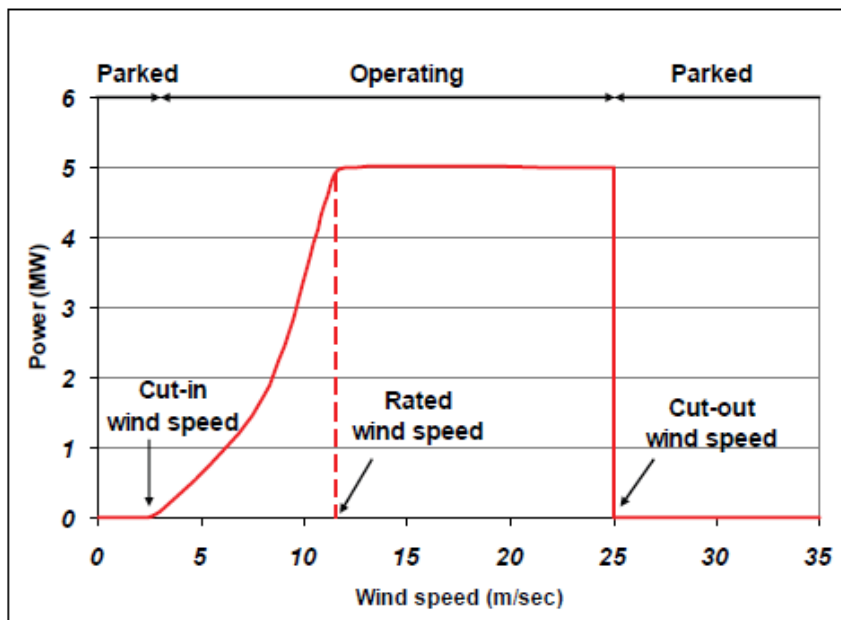
menghasilkan energi listrik. Menurut Karimirad (2014), daya listrik yang dihasilkan oleh turbin angin adalah:

$$P = \frac{1}{2} \rho_{air} C_p A_s V^3 \dots\dots\dots (2.1)$$

Dimana:

- P = Daya yang dihasilkan
- $\rho_{air}$  = Massa jenis udara
- $C_p$  = Koefisien performa
- $A_s$  = Rotor *Swept Area*
- V = Kecepatan angin

Turbin angin memerlukan kecepatan angin minimal untuk bisa beroperasi atau disebut *cut – in speed*. Turbin angin juga beroperasi pada suatu rentang kecepatan angin dan apabila kecepatan angin melebihi rentang tersebut (*cut – out speed*) maka turbin angin akan dimatikan atau berada pada *parking condition*. Turbin angin memiliki suatu nilai kecepatan angin dimana turbin akan mulai menghasilkan energi maksimum, yaitu *rated wind speed*.



**Gambar 2. 2** Rentang Kecepatan Angin Beroperasinya Turbin Angin (Karimirad, 2011)

Banyak komponen diperlukan oleh turbin angin untuk menghasilkan listrik dari putaran turbin. Komponen – komponen yang terdapat pada turbin angin secara umum adalah sebagai berikut (Karimirad, 2014):

#### 1. *Nacelle*

*Nacelle* merupakan bangunan yang terhubung dengan rotor pada bagian atas struktur turbin angin. Di dalam *nacelle* terdapat berbagai komponen utama seperti generator dan *gearbox*. Energi angin dikonversikan menjadi listrik di dalam *nacelle*.

#### 2. *Hub*

Bilah turbin yang dapat berputar terpasang di hub. Bilah turbin dipasang pada *bearing* yang khusus sehingga bilah dapat diatur *pitch* agar *angle of attack* dari angin dapat dioptimalkan. Hal ini dilakukan agar dapat terjadi gaya angkat (*lift*) yang maksimal agar dapat menggerakkan turbin angin dan menghasilkan listrik. *Hub* dan *Nacelle* menjadi kesatuan komponen utama pada turbin angin dan disebut dengan *rotor*.

#### 3. *Blades*

*Blade* atau bilah turbin merupakan alat utama yang mengubah energi kinetik angin menjadi energi mekanis putaran. Bilah turbin memiliki bentuk *airfoil* tertentu yang menyebabkan terjadinya perbedaan tekanan di atas dan di bawah permukaan bilah turbin ketika dialiri udara. Perbedaan tekanan ini menghasilkan gaya angkat (*lift*) dan memutar turbin sehingga menghasilkan momen torsi pada rotor turbin angin.

#### 4. *Main Shaft*

*Main Shaft* atau poros utama (poros putaran rendah) meneruskan putaran dan momen torsi dari rotor kepada *gearbox* melalui poros putaran tinggi. Poros utama juga menyalurkan beban eksternal dari bilah turbin dan *hub* ke *nacelle* dan ke struktur turbin angin.

## 5. *Gearbox*

*Gearbox* menghubungkan poros utama (putaran rendah) dengan poros putaran tinggi untuk menaikkan kecepatan putaran. *Gearbox* dapat menaikkan kecepatan putaran hingga 90 kali kecepatan awal agar dapat secara efektif menghasilkan listrik pada generator.

## 6. *Generator*

Generator merupakan alat utama yang menghasilkan listrik arus bolak-balik (*alternating current / AC*). Kecepatan putaran yang tinggi diperlukan oleh generator untuk menghasilkan listrik sehingga pada turbin angin diperlukan poros putaran tinggi.

## 7. *Converter*

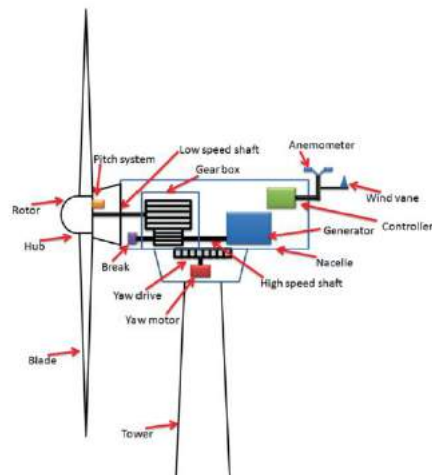
*Converter* pada turbin angin mengatur tegangan pada stator maupun rotor. Jumlah arus yang mengalir pada lilitan generator dan kecepatan putaran rotor diukur, diproses, dan diatur. Kecepatan putaran dan daya listrik yang dihasilkan diregulasi oleh *converter*.

## 8. *Transformer*

Transformer mengubah tegangan internal pada turbin angin yang pada umumnya 690V hingga 1000V menjadi tegangan pada *grid* yang berkisar antara 33 hingga 36kV. Perubahan tegangan ini disertai dengan hilangnya energi berupa panas, sehingga harus didinginkan kembali dengan sistem pendingin.

## 9. *Control and Sensor System*

Turbin angin modern menggunakan sistem kontrol otomatis untuk meningkatkan efisiensi turbin angin. Sistem kontrol secara terus menerus mengumpulkan data mengenai kondisi turbin angin dari sensor – sensor yang mengukur parameter – parameter penting. Sistem kontrol ini secara konstan mengoptimasi energi yang dihasilkan dengan mengatur sistem *yaw*, sistem *blade pitch*, dan sistem generator agar bekerja secara optimal.



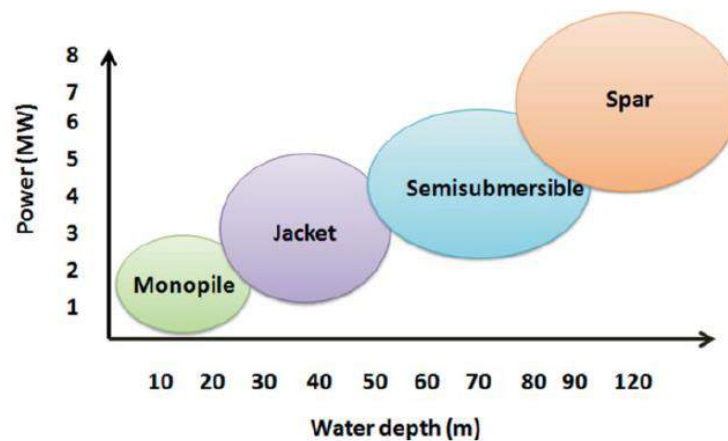
**Gambar 2. 3** Komponen – komponen pada turbin angin (Karimirad, 2014)

### 2.2.2 Turbin Angin Lepas Pantai Terapung

Struktur turbin angin lepas pantai terdiri dari *tower* dan *substructure*. *Tower* turbin angin merupakan menara yang cenderung tubular dengan beberapa variasi diameter dan ketebalan dinding. Pada bagian atas *tower* turbin angin terletak *nacelle* dan *hub* serta bilah bilah turbin angin yang disebut *Rotor and Nacelle Assembly* (RNA).

Turbin angin lepas pantai dapat memiliki substruktur yang terpancang (*fixed*), biasanya disebut *Offshore Wind Turbine* (OWT) maupun terapung (*floating*) yang biasa disebut *Floating Offshore Wind Turbine* (FOWT). Substruktur menyediakan gaya apung (*buoyancy*) dan juga stabilitas bagi FOWT sehingga dapat diinstalasi di laut yang lebih dalam.

FOWT dengan substruktur terapung mengalami 6 derajat kebebasan yang disebabkan oleh gelombang, angin, dan arus (Lynn, 2012). Sistem terapung FOWT perlu sistem tali tambat untuk mempertahankan posisi (*stationkeeping*).



**Gambar 2. 4** Perbandingan konsep turbin angin lepas pantai terhadap kedalaman laut dan pembangkitan daya (Lynn, 2012)

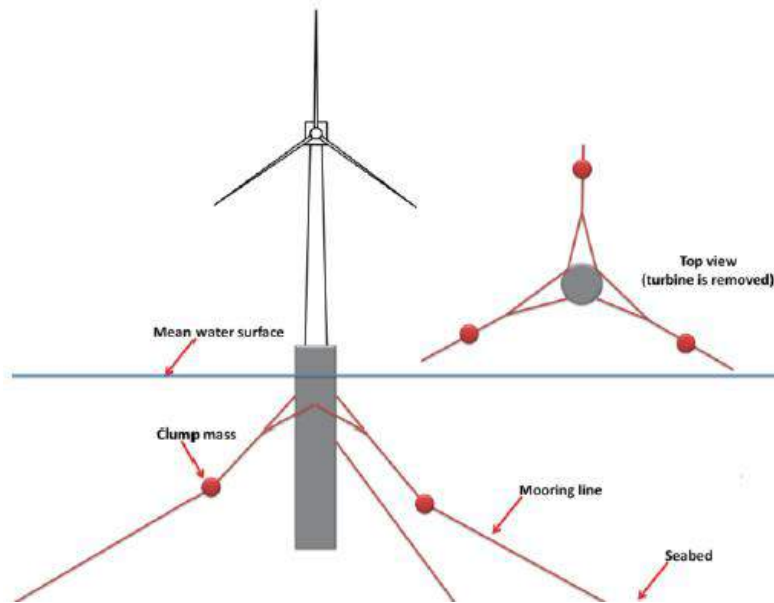
Hal utama yang perlu diketahui mengenai FOWT adalah perilaku substruktur di laut dalam dimana kecepatan angin lebih besar. Energi yang dihasilkan oleh FOWT di laut dalam lebih besar. Substruktur untuk FOWT yang sudah ada termasuk dalam jenis – jenis berikut:

- *Spar-type*
- *Tension Leg Platform (TLP) type*
- *Barge type*
- *Semi-submersible type*

#### 2.2.2.1 FOWT Tipe – SPAR

Substruktur terapung tipe – SPAR terdiri atas tabung besi / beton yang diisi dengan *ballast* air, kerikil, atau bijih besi. Hal ini dilakukan agar titik berat (*center of gravity*) dari struktur berada jauh di bawah titik gaya apung sehingga lengan pengembali struktur besar dan struktur cenderung tahan terhadap gerakan *pitch* dan *roll*. Tipe struktur seperti ini sulit terbalik dan tenggelam.

Struktur tipe ini memiliki sarat yang sangat besar, berkisar antara 90 – 120m. Struktur ini hanya dapat diinstalasi pada laut yang dalam dengan jarak yang cukup aman antara *keel* dengan dasar laut agar sistem tali tambat dapat bekerja dengan efektif. Struktur tipe – SPAR pada umumnya memiliki sistem tali tambat *taut* ataupun *catenary* untuk mempertahankannya dalam posisi.

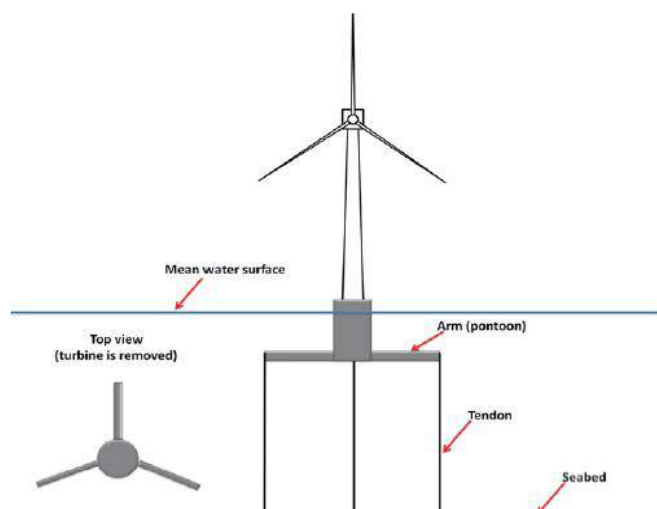


**Gambar 2. 5** Turbin Angin Terapung Tipe Spar (Karimirad, 2014)

#### 2.2.2.2 FOWT Tipe – *Tension Leg Platform*

FOWT tipe – TLP mengikuti model *mini – TLP* yang biasa digunakan pada industri minyak dan gas lepas pantai. Struktur ini terdiri dari silinder besi berdiameter relatif besar dan memiliki kaki – kaki pada dasar tabung. Struktur ini merupakan struktur *positively buoyant* dimana gaya apung pada bagian struktur yang tercelup lebih besar daripada gaya berat total struktur.

Struktur ini ditahan oleh *tethers* (tali tendon vertical) yang tertambat pada pondasi jangkar. *Tethers* memiliki *pretension* untuk menahan kelebihan gaya apung struktur serta untuk memberikan lengan pengembali pada struktur.



**Gambar 2. 6** Turbin Angin Terapung Tipe TLP (Karimirad, 2014)



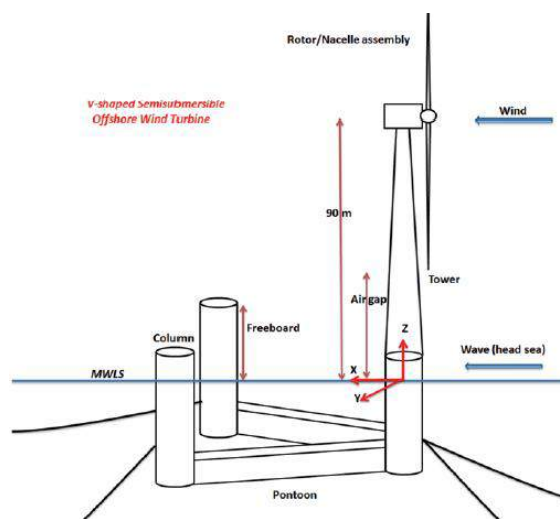
### 2.2.2.3 FOWT Tipe – Barge

FOWT tipe – *Barge* memiliki struktur pontoon yang besar untuk memuat suatu struktur turbin angin. Struktur pontoon yang besar memberikan struktur stabilitas yang cukup baik dengan *waterplane area* besar yang memberikan lengan pengembali. Struktur pontoon dapat ditambah dengan tali tambat *catenary* yang konvensional. Namun, struktur ini rawan terhadap gerakan *roll* dan *pitch* akibat gelombang laut. Struktur ini sebaiknya diinstalasi pada daerah laut yang tenang dan tertutup seperti dalam pelabuhan ataupun teluk.

### 2.2.2.4 FOWT Tipe – Semisubmersible

Struktur tipe – Semisubmersible terdiri dari beberapa kolom tabung besar yang saling terhubung dengan tubular member. Struktur turbin angin berada di salah satu kolom tabung besar atau dapat berdiri di tiap – tiap kolom tabung. Selain itu, struktur turbin angin juga dapat berada di tengah struktur dan disangga oleh bracing lateral. Tabung kolom menyediakan ballast dan pada umumnya sebagian terisi air laut.

*Waterplane area* dari tabung kolom menyediakan stabilitas dan lengan pengembali struktur. Struktur tipe – *Semisubmersible* memiliki stabilitas yang baik dan memiliki sarat yang dangkal sehingga dapat diinstalasi di laut yang dangkal maupun yang dalam. Struktur ini ditahan pada posisi oleh sistem tambat dan jangkar.



**Gambar 2. 7** Turbin Angin Terapung Tipe Spar (Karimirad, 2014)

### 2.2.3 Sistem Tali Tambat

Sistem tambat (*mooring system*) pada struktur terapung lepas pantai seperti SPAR, TLP, Kapal dan lain-lain berfungsi untuk menjaga posisi struktur supaya tetap berada pada posisinya terhadap gaya-gaya yang bekerja seperti angin, arus dan gelombang ketika beroperasi. Secara garis besar, konfigurasi sistem tambat pada SPAR berupa jenis tambat menyebar (*spread mooring*) yang terdiri dari *catenary mooring* atau *taut mooring*. Sistem tambat pada umumnya terangkai dari sejumlah *lines* yang terbuat dari *chain*, kabel (*wire*), atau tali sintetis (*synthetic rope*). Bagian atas dari *mooring line* ini dipasang pada badan struktur terapung di titik-titik yang berbeda sedangkan bagian bawah *mooring line* nya ditambatkan ke dasar laut. Kabel-kabel *mooring* terangkai dari rantai baja (*steel chain*), tali ataupun kombinasi dari keduanya. Gaya tension yang terjadi pada kabel tergantung dari berat kabel serta property elastisitas material dan sistem tambatnya.

Tipe-tipe dari sistem tambat pada struktur bangunan apung lepas pantai adalah sebagai berikut:

- *Catenary Line Mooring*

Merupakan sistem tambat pertama yang paling umum. Ketika berada di dasar laut posisi *mooring* horizontal sehingga pada *catenary mooring* ini jangkar hanya dikenakan beban horizontal. Pada *catenary mooring*, gaya pengembali dihasilkan oleh berat *mooring lines* sendiri.



**Gambar 2. 8** Sistem tambat OWT tipe *catenary* (Karimirad, 2011)

- *Taut Mooring System*

Sistem tambat ini memiliki konfigurasi mooring lines dengan tali yang tegang. Perbedaan utamanya dengan *catenary mooring* adalah posisi *anchor leg*. *Taut mooring* ketika berada di dasar laut posisi *mooring* nya bersudut sehingga jangkar harus mampu menahan beban yang terjadi baik beban horizontal maupun vertikal. Pada *taut mooring*, gaya pengembali dihasilkan oleh berat *mooring lines* sendiri. Keuntungan dari *taut mooring* jika dibandingkan dengan *catenary mooring* adalah radius tambatannya lebih kecil.



**Gambar 2. 9** Sistem tambat OWT tipe *taut* (Bagbanci, 2011)

Persamaan dalam menganalisa sistem tambat dapat dilakukan dengan persamaan 2.19. Persamaan ini merupakan keseimbangan antara persamaan gerak yang mengakomodir gaya eksitasi akibat arus, angin dan gelombang kepada struktur. Sesuai dengan Wichers & Huijsmans (1984), Wichers (1986; 1987; 1988a; 1988b) dan API (2001), persamaan analisa sistem tambat sebagai berikut:

$$M(\ddot{x} + D\dot{x}) = X_H + X_W + X_M + x^{(2)} \dots \dots \dots (2.2)$$

Di mana:

$$x = (x_1, x_2, \dots, x_6)^T$$

$$M = \begin{bmatrix} M & 0 & 0 \\ 0 & M & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$D = \begin{bmatrix} 0 & 0 & -\dot{x}_2 \\ 0 & 0 & \dot{x}_6 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}$$

$X_H$  = vektor gaya hidrodinamika dan arus

$X_W$  = vektor gaya aerodinamis

$X_M$  = vektor gaya tali tambat

$X^{(2)}$  = vektor gaya gelombang orde – 2

#### 2.2.4 Kondisi Desain dan Pembebanan Turbin Angin Lepas Pantai

Turbin angin tidak selalu berada dalam kondisi berputar dan menghasilkan energi listrik. DNV (2013) menjelaskan bahwa terdapat beberapa *load category* untuk FOWT. *Load category* dijelaskan sebagai berikut:

1. *Permanent Load*, beban yang tidak bervariasi besar dan arahnya selama waktu beroperasinya FOWT. Beban jenis ini termasuk beban berat struktur, *ballast permanen*, tekanan hidrostatis, dan reaksi struktur terhadap beban – beban tersebut.
2. *Variable Functional Load*, beban yang dapat bervariasi besar dan arahnya selama waktu beroperasinya FOWT. Beban jenis ini termasuk *actuation loads*, beban *service maintenance*, beban sandaran kapal, beban *ballast non – permanen*, beban operasi *crane*.
3. *Environmental Loads*, beban yang disebabkan oleh fenomena lingkungan sekitar. Beban jenis ini termasuk beban angin, gelombang, arus, gempa bumi, *marine growth*, beban es.
4. *Accidental Loads*, beban yang disebabkan oleh operasi tidak normal, kegagalan teknis, dan kejadian yang di luar desain ULS. Beban jenis ini termasuk *impact* dari kapal, kegagalan sistem *ballast*, putusya tali tambat, peralatan / objek yang jatuh, ledakan, dan kebakaran.

#### 2.2.5 Beban Aerodinamis

Beban aerodinamis merupakan beban yang besar pada struktur turbin angin, baik *onshore* maupun *offshore*. Beban angin bekerja pada bilah – bilah turbin angin maupun RNA dan *tower* struktur turbin angin tersebut. Kecepatan angin merupakan parameter yang penting untuk menghitung gaya angin yang bekerja pada struktur (Almutahir, 2016).

Beban aerodinamis yang terjadi pada bilah turbin angin lepas pantai terdiri dari beban *lift* dan *drag*. Menurut Karimirad (2011), beban angin akibat *drag* pada suatu *airfoil chord* adalah sebagai berikut:

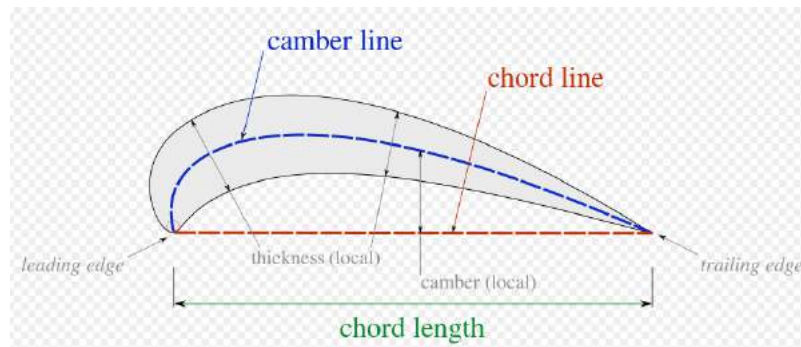
$$F_D = \frac{1}{2} \times \rho \times c \times V_{rel}^2 \times C_D \dots \dots \dots (2.3)$$

Sedangkan beban angin akibat *lift* adalah sebagai berikut:

$$F_L = \frac{1}{2} \times \rho \times c \times V_{rel}^2 \times C_L \dots \dots \dots (2.4)$$

Dimana:

- $F_D$  = Beban *Drag* per Satuan Panjang
- $F_L$  = Beban *Lift* per Satuan Panjang
- $\rho$  = Massa Jenis Udara
- $c$  = Panjang *Chord* airfoil
- $V_{rel}$  = Gerak relatif elemen *blade* dalam *airflow*
- $C_D$  = Koefisien *Drag*
- $C_L$  = Koefisien *Lift*



**Gambar 2. 10** Ilustrasi penampang melintang *airfoil* (Wikipedia, 2018)

Selain bilah turbin angin, struktur turbin angin berupa RNA dan *tower* juga mengalami beban aerodinamis. Menurut DNV (2013), beban angin yang bekerja pada struktur turbin angin adalah sebagai berikut:

$$F_{wind} = \frac{1}{2} \times \rho \times A \times V_{wind}^2 \times C_D \dots \dots \dots (2.5)$$

Dimana:

$F_{wind}$  = Beban Angin yang bekerja pada struktur

$\rho$  = Massa Jenis Udara

$A$  = Luasan Struktur yang Terkena Beban

$V_{wind}$  = Kecepatan angin

$C_D$  = Koefisien *Drag*

$C_L$  = Koefisien *Lift*

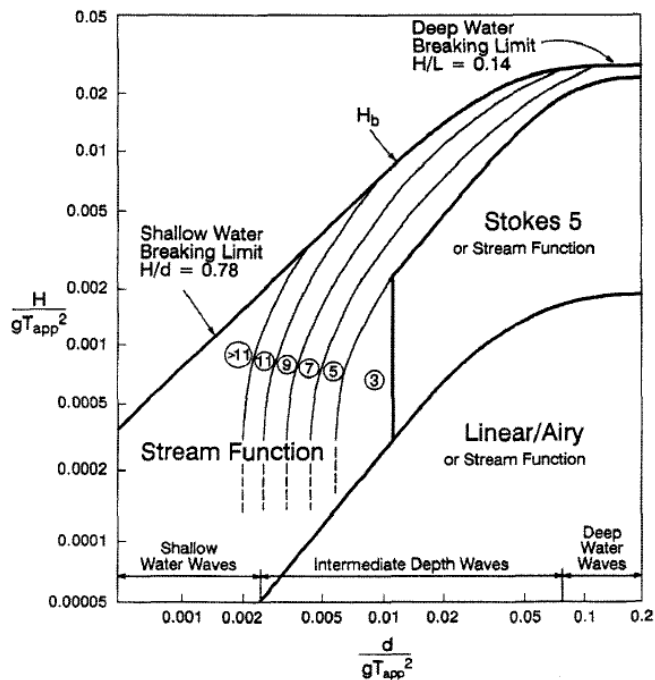
Menurut Manwell (2006) dalam Karimirad (2011), beban aerodinamik yang bekerja pada turbin angin dapat dibagi menjadi tipe – tipe sebagai berikut:

- Beban statis, ibarat angin yang mengenai turbin diam
- Beban steady, ibarat angin yang mengenai turbin berputar
- Beban siklis, ibarat angin pada sebuah *wind shear*
- Beban transien, ketika dilakukan pengereman pada kondisi badai
- Beban impulsif, ketika terjadi angin yang kencang sesaat
- Beban stokastik, ketika terjadi beban angin turbulen
- Beban resonansi, ketika gaya eksitasi mendekati frekuensi natural

### 2.2.6 Beban Gelombang

Indiyono (2003) dalam Almutahir (2016) mengemukakan bahwa beban lingkungan yang paling signifikan berpengaruh pada struktur bangunan lepas pantai adalah gaya gelombang. Terdapat dua metode dalam perhitungan gaya gelombang yaitu metode pendekatan morison dan pendekatan difraksi. Syarat dalam memilih metode untuk perhitungan gaya gelombang didasarkan pada perbandingan antara diameter struktur ( $D$ ) dengan panjang gelombang ( $\lambda$ ) sebagai berikut.

- $D/\lambda > 1$ : gelombang mendekati pemantulan murni, persamaan morison tidak dapat digunakan (tidak valid)
- $D/\lambda > 0.2$ : difraksi gelombang harus diperhitungkan, persamaan morison tidak valid
- $D/\lambda < 0.2$ : persamaan morison dapat digunakan



**Gambar 2. 11** Grafik *Region of Application of Wave Theory* (Chakrabati, 2005)

Pada gaya gelombang *time series* dapat dibangkitkan dari spektrum gelombang sebagai *first order* (orde 1) dan *second order* (orde 2). *First order* merupakan gelombang dengan periode yang relatif kecil yang pembangkitannya di daerah gelombang itu sendiri dan memiliki pengaruh yang dominan pada *motion* bangunan apung. Persamaan gaya gelombang *first order* adalah sebagai berikut.

$$F_{wv}^{(1)}(t) = \sum_{i=1}^N F_{wv}^{(1)}(\omega_i) \cos[w_i t + \varepsilon_i] a_i \dots \dots \dots (2.6)$$

Dimana:

$F_{wv}^{(1)}$  = beban gelombang orde 1

$\varepsilon_1$  = sudut fase komponen gelombang orde 1

$a_1$  = amplitud komponen gelombang orde 1 ( $\sqrt{2S(\omega)d\omega}$ )

$S(\omega)$  = fungsi spektra gelombang

*Second Order Wave* adalah gelombang yang memiliki periode yang besar dan daerah pembangkitannya berada jauh dari lokasi gelombang yang terjadi dan

berpengaruh dominan pada kekuatan tali tambat. Persamaan gaya gelombang *second order* adalah sebagai berikut:

$$F_{wv}^{(2)}(t) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N a_i a_j D_{ij} \cos[(\omega_i - \omega_j)t + (\varepsilon_i - \varepsilon_j)] \dots\dots\dots (2.7)$$

Dimana:

$D_{ij}$  = *Drift force* per satuan amplitude gelombang

### 2.2.7 Spektrum Energi Gelombang

Perancangan bangunan laut harus mengacu kepada spektra gelombang yang dihasilkan dari data gelombang setempat. Apabila data setempat tidak tersedia, dipilih formulasi spektra gelombang yang sesuai (perairan terbuka/perairan tertutup, angin, geografis, kedalaman perairan, panjang *fetch*, dll). Dari spektrum gelombang dapat diketahui parameter-parameter gelombang, seperti pada Tabel 2.1.

**Tabel 2. 1** Harga statistik amplitudo dan tinggi gelombang pada spektrum

Parameter	Amplitudo	Tinggi
Gelombang rata-rata	$1,25\sqrt{m_0}$	$2,5\sqrt{m_0}$
Gelombang signifikan	$2,00\sqrt{m_0}$	$4,00\sqrt{m_0}$
Rata-rata 1/10 gelombang tertinggi	$2,55\sqrt{m_0}$	$5,00\sqrt{m_0}$
Rata-rata 1/100 gelombang tertinggi	$3,44\sqrt{m_0}$	$6,67\sqrt{m_0}$

dengan

$m_0$  = Luasan dibawah kurva spektrum (*zeroeth moment*)

$$m_0 = \int_0^{\infty} S(\omega) d\omega \dots\dots\dots (2.8)$$

Formulasi spektrum gelombang yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Joint North Sea Wave Project* (JONSWAP). Spektrum ini sesuai untuk perairan tertutup/kepulauan dan merupakan modifikasi dari Spektrum Pierson Moskowitz.



$$S_j(\omega) = A_\gamma S_{PM}(\omega) \gamma^{\exp(-0.5(\frac{\omega - \omega_p}{\sigma \omega_p})^2)} \dots\dots\dots (2.9)$$

$$S_{PM}(\omega) = \frac{5}{16} x H_s^2 x \omega_p^4 x \omega^{-5} \exp\left(-\frac{5}{4} \left(\frac{\omega}{\omega_p}\right)^{-4}\right) \dots\dots\dots (2.10)$$

dengan

$\omega_p$  = frekuensi puncak spektra (*spectral peak frequency*)

$\gamma$  = parameter puncak (*peak parameter*)

$A_\gamma$  =  $1 - 0.287 \ln(\gamma)$  (*normalizing factor*)

$\sigma$  = parameter bentuk (*shape parameter*)

untuk  $\omega \leq \omega_p = 0,07$  dan  $\omega \geq \omega_p = 0,09$

Kemudian nilai dari parameter puncak ( $\gamma$ ) bisa ditentukan dari perumusan berikut:

$$\gamma = EXP\left[3,4843 \left(1 - 0,1975 \left(0,036 - 0,0056 \frac{T_p}{\sqrt{H_s}}\right) \frac{T_p^4}{H_s^2}\right)\right] \dots\dots\dots (2.11)$$

dengan

$T_p$  = periode puncak spektra

$H_s$  = tinggi gelombang signifikan

### 2.2.8 Persamaan Gerakan Bangunan Lepas Pantai Terapung

Gerakan-gerakan pada 6 derajat kebebasan dapat dinyatakan dalam persamaan diferensial. Gerakan kopelnya dalam enam derajat kebebasan dapat dituliskan sebagai berikut (Djatkiko, 2012):

$$\sum_{n=1}^6 \left[ (\mathbf{M}_{jk} + \mathbf{A}_{jk}) \ddot{\zeta}_k + \mathbf{B}_{jk} \dot{\zeta}_k + \mathbf{K}_{jk} \zeta_k \right] = \mathbf{F}_j e^{i\omega t} \quad ; \quad j, k = 1, \dots, 6 \quad \dots\dots\dots (2.12)$$

Dimana:

$\mathbf{M}_{jk}$  = matriks massa dan momen inersia massa bangunan laut

$\mathbf{A}_{jk}$  = matriks koefisien-koefisien massa tambah hidrodinamik

$\mathbf{B}_{jk}$  = matriks koefisien-koefisien redaman hidrodinamik

$\mathbf{K}_{jk}$  = matriks koefisien-koefisien kekakuan atau gaya dan momen hidrostatik

- $F_j$  = matriks gaya eksitasi ( $F_1, F_2, F_3$ ) dan momen eksitasi ( $M_4, M_5, M_6$ ) dalam fungsi kompleks (dinyatakan oleh  $e^{i\omega t}$ )
- $F_1$  = gaya eksitasi yang menyebabkan gerakan *surge*
- $F_2$  = gaya eksitasi yang menyebabkan gerakan *sway*
- $F_3$  = gaya eksitasi yang menyebabkan gerakan *heave*
- $M_4$  = momen eksitasi yang menyebabkan gerakan *roll*
- $M_5$  = momen eksitasi yang menyebabkan gerakan *pitch*
- $M_6$  = momen eksitasi yang menyebabkan gerakan *yaw*
- $\zeta_k$  = elevasi gerakan pada moda ke  $k$
- $\dot{\zeta}_k$  = elevasi kecepatan gerak pada moda ke  $k$
- $\ddot{\zeta}_k$  = elevasi percepatan gerak pada moda ke  $k$

Prediksi gerakan yang telah disebutkan di atas dapat diselesaikan dengan menggunakan formulasi di atas dapat diselesaikan secara numerik. Hasil prediksi gerakan bangunan apung umum diberikan dalam bentuk perbandingan antara amplitudo moda gerakan tertentu dengan amplitudo gelombang yang berfluktuasi sebagai fungsi perubahan frekuensi *encountering*. Perbandingan amplitudo tersebut,  $\zeta/\zeta_0$ , disebut sebagai *Response Amplitude Operator (RAO)*. Menurut Chakrabati (2005), persamaan RAO dapat dituliskan sebagai berikut:

$$RAO(\omega) = \frac{X_p(\omega)}{\eta(\omega)} \dots\dots\dots (2.13)$$

dengan

$X_p(\omega)$  = amplitudo struktur

$\eta(\omega)$  = amplitudo gelombang

Pada kategori *operating* struktur turbin angin terapung lepas pantai beroperasi normal. Kategori *survival* adalah kondisi stabilitas dimana turbin angin masih dapat bekerja namun pada kondisi yang sangat ekstrim. Pada saat turbin angin dalam kategori *stand by* adalah kondisi dimana turbin angin terapung

diberhentikan operasinya atau posisi *parkir*. Kategori *damaged* adalah kondisi yang dapat menyebabkan *overturning* atau kegagalan struktur (Hendi, 2011).

### 2.2.9 Analisis Dinamis *Time Domain*

Apabila suatu sistem yang bergerak merupakan sistem linear, dimana perubahan posisi, kecepatan, dan percepatan terjadi secara linear, maka perilaku sistem tersebut dapat dianalisa dan dipelajari pada *frequency domain*. Namun, pada kenyataannya terjadi banyak faktor yang menyebabkan suatu sistem bergerak secara tidak linear. Pada sistem tersebut prinsip superposisi yang merupakan dasar pendekatan *frequency domain* tidak lagi *valid*. Pada kasus seperti ini, penyelesaian langsung persamaan gerak sebagai fungsi waktu yang diturunkan dari hukum kedua Newton harus dilakukan (Journee dan Massie, 2001).

Pada FOWT sebagian besar pembebanan yang terjadi tidak linear. Akibatnya, respon struktur tidak terjadi secara linear. Menurut Karimirad (2011), beban – beban yang tidak linear dan harus diperhatikan pada analisa dinamis keseluruhan struktur (*coupled dynamic analysis*) FOWT adalah sebagai berikut:

- Beban inersia dan *drag* hidrodinamis
- Hidroelastisitas
- Beban inersia dan *drag* aerodinamis dengan memperhatikan *relative velocity*
- Aeroelastisitas
- *Damping* Aerodinamis, Hidrodinamis, *wave – induced aerodynamic damping*, *wind – induced hydrodynamic damping*
- Finite elemen non – linear pada sistem tali tambat

Dengan menyelesaikan persamaan gerak menggunakan prosedur integrasi waktu, satu didapat solusi pada pola *responses time history* (*t*). Pada umumnya semua matrik sistem (*massa*, *damping* dan kekakuan) dapat difungsikan sebagai response atau waktu, seperti pada kasus vektor beban (analisis *non-linear*). Matrik sistem konstan memberikan analisis *linier*. Output dari analisis *time domain* adalah respons *time series* dimana:

1. Simulasi gelombang reguler dapat digunakan untuk memprediksikan *transfer function* dengan mengambil rasio respons amplitudo dengan input amplitudo gelombang.
2. Spektrum respons dapat dihitung dari time series, memberikan informasi yang sama dengan analisis *frekuensi domain*.
3. Respon ekstrim dapat diestimasi secara langsung dari puncak respons selama simulasi.

Keuntungan dari metode *time domain* dibanding metode *frequency domain* adalah semua tipe *non-linier* (matrik sistem dan beban-beban eksternal) dapat dimodelkan dengan lebih tepat. Ketidakuntungannya adalah memerlukan waktu menghitung yang lebih banyak, seperti periode simulasi memerlukan waktu panjang. Simulasi *time domain* dapat dikerjakan menurut beberapa skema integrasi. Untuk dapat mewakili kondisi sebenarnya simulasi minimal dilakukan selama 3 jam.

#### **2.2.10 Capacity Factor**

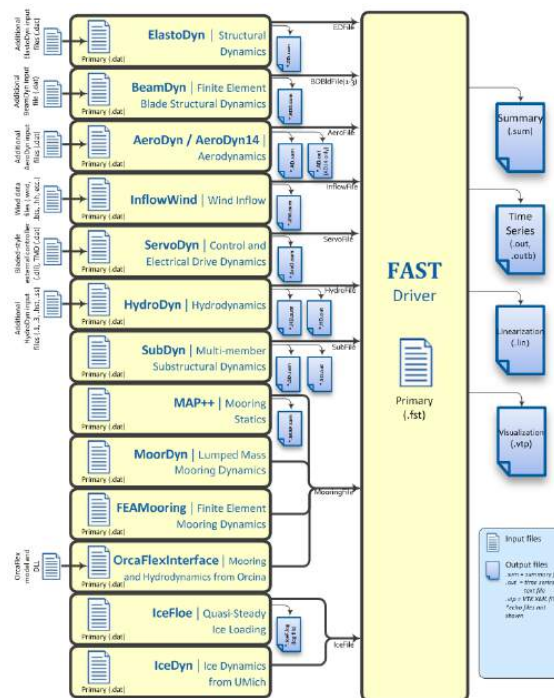
*Capacity Factor* ( $C_f$ ) sebuah pembangkit listrik adalah rasio pembangkitan aktual dengan pembangkitan teoritis / ideal, dimana pembangkitan ideal merupakan potensi pembangkitan yang terjadi apabila pembangkit listrik tersebut beroperasi pada kapasitas maksimum secara terus menerus sepanjang periode waktu tertentu.  $C_f$  dapat dihitung dengan membagi pembangkitan listrik aktual yang terjadi selama periode waktu tertentu dengan pembangkitan energi yang dapat terjadi apabila pembangkit beroperasi pada kapasitas maksimum.

#### **2.2.11 FAST v.8 Open Source**

FAST (*Fatigue, Aerodynamics, Structures, and Turbulence*) Code merupakan simulator komprehensif yang dapat memprediksi beban ekstrim dan *fatigue* pada *horizontal-axis wind turbines* (HAWTs). Germanischer Lloyd WindEnergie telah melakukan evaluasi kode FAST dan menyatakan bahwa kode dapat digunakan untuk mengkalkulasi beban turbin angin untuk desain dan sertifikasi (Jonkman, 2005).

Mode analisis pada FAST merupakan penyelesaian persamaan gerak non – linear atau simulasi *time domain* yang menghasilkan respon aerodinamis dan struktur turbin angin pada kondisi *wind inflow* (aliran angin) tertentu. *Output* yang dikeluarkan oleh FAST merupakan data *time-series* beban aerodinamis serta beban dan defleksi yang terjadi pada struktur turbin angin. File *output* tersebut dapat kemudian digunakan untuk memprediksi beban ekstrim dan *fatigue* dari HAWT.

Kode FAST dapat memodelkan turbin angin hingga 24 DOF. 6 DOF pertama merupakan DOF gerak translasional (*surge, sway, heave*) dan rotasional (*roll, pitch, yaw*) platform turbin angin. 4 DOF berikutnya merupakan DOF gerak *tower*; 2 DOF untuk moda translasional dan 2 DOF untuk moda lateral. 14 DOF selanjutnya merupakan DOF untuk peralatan dan bilah turbin angin (Jonkman, 2005).



**Gambar 2. 12** Skema file *input* dan *output* pada FAST v.8

### 2.2.12 HydroDyn Module FAST v.8

HydroDyn merupakan modul hidrodinamis *time-domain* yang dikopelkan dengan kode FAST untuk dapat melakukan simulasi *aero-hydro-servo-elastic* pada turbin angin lepas pantai (NREL, 2015). HydroDyn dapat melakukan kalkulasi beban hidrodinamik pada struktur dengan menggunakan solusi *potential – flow theory*, solusi *strip – theory*, dan gabungan keduanya. Gelombang dapat

dimodelkan sebagai regular (periodic) atau irregular (stokastik). Solusi *potential – flow* dapat digunakan untuk struktur yang memiliki ukuran relatif besar terhadap panjang gelombang. Beban hidrodinamik *potential – flow* berupa *linear hydrostatic restoring*, *added mass* dan *damping* dari radiasi gelombang linear, serta eksitasi *incident – wave* dari difraksi orde 1 dan 2. Koefisien hidrodinamis yang diperlukan untuk penyelesaian *potential – flow* diinput dari kode *frequency domain* terpisah seperti WAMIT (NREL, 2015).

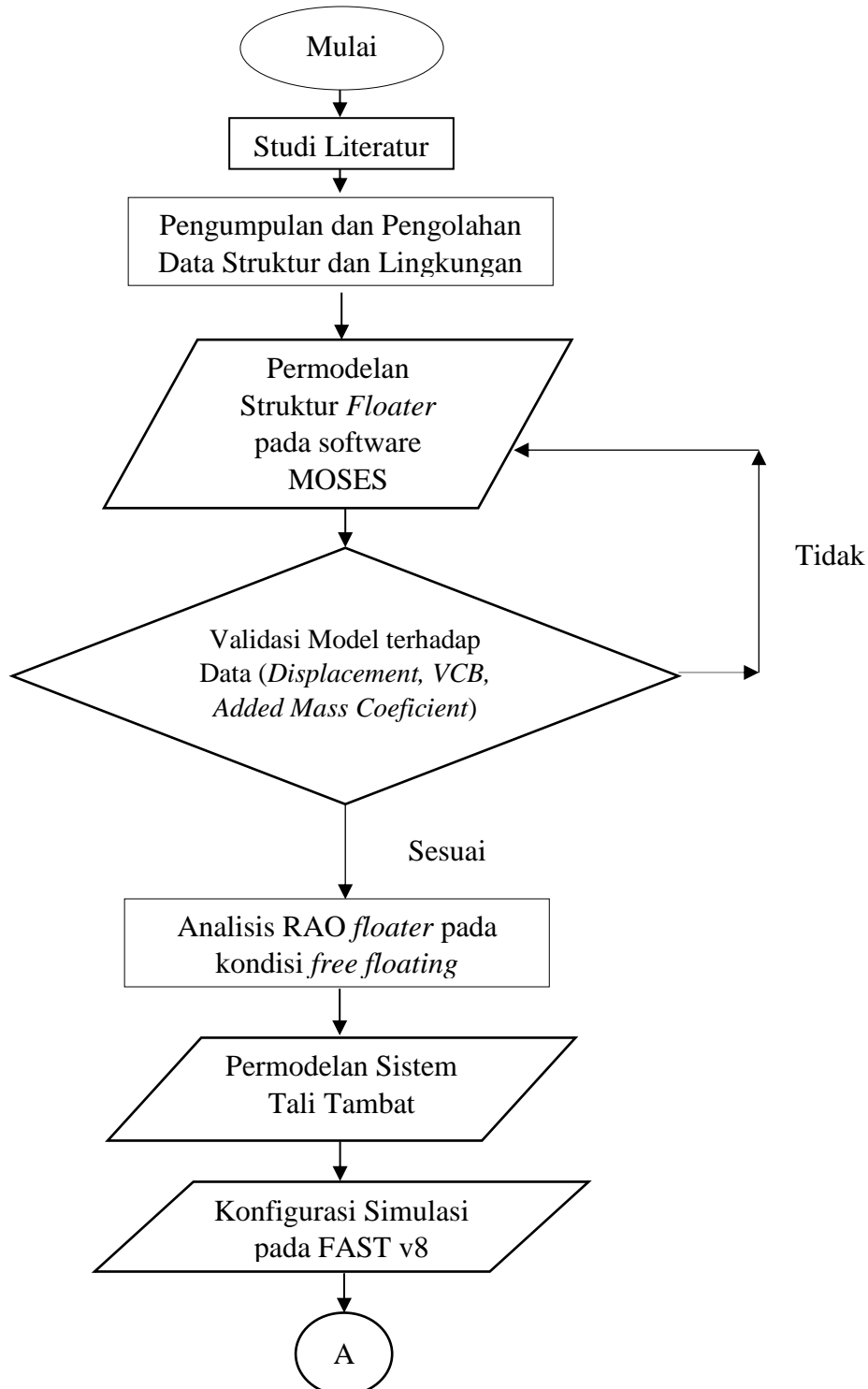
Ketika HydroDyn dikopelkan dengan FAST, HydroDyn mendapatkan posisi, orientasi, kecepatan, dan percepatan struktur pada tiap *time step*, menghitung beban hidrodinamis, dan mengirmikan hasil komputasi kembali ke FAST. Modul ElastoDyn pada FAST kemudian mengasumsikan bahwa platform terapung merupakan badan *rigid* dengan 6 DOF dan memasukkan efek hidro-elastis pada keseleruhan struktur. Untuk turbin angin terpancang (*fixed*), maka modul SubDyn pada FAST menyediakan fleksibilitas untuk struktur *multi member* dan mengkopelkan dengan HydroDyn untuk menghitung efek hidro-elastis. (NREL, 2015).

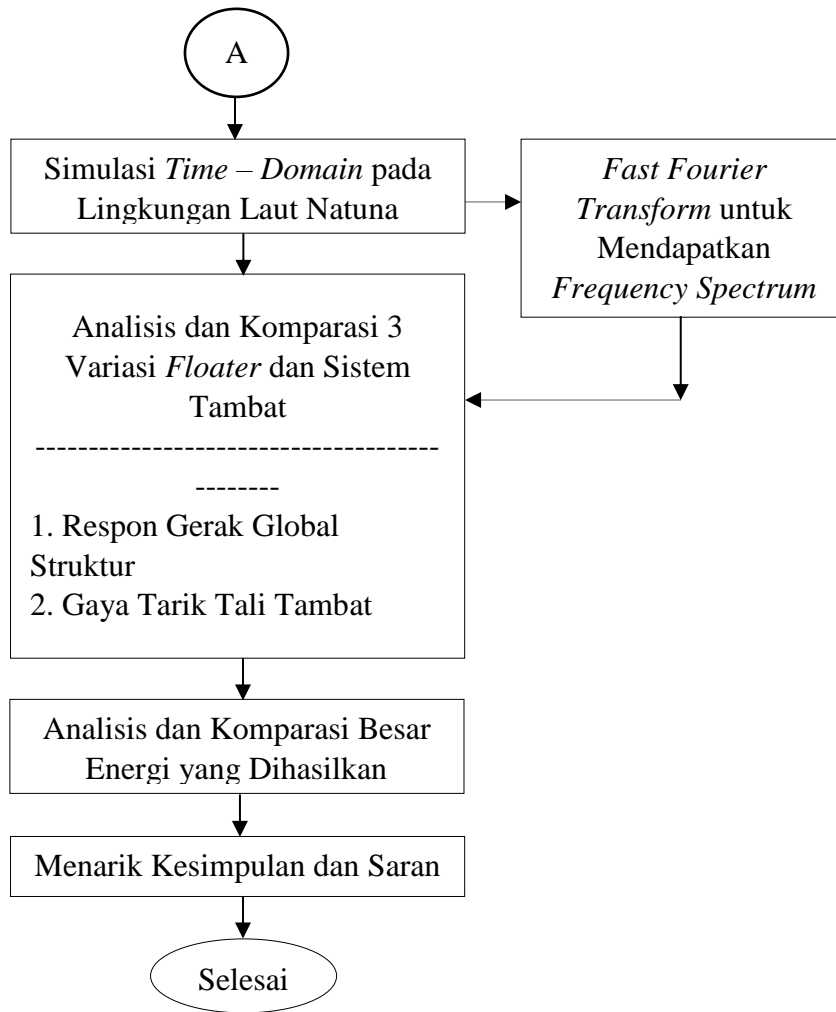
# BAB III

## METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 Diagram Alur Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan langkah yang dapat dilihat jelas pada diagram alir di bawah ini:





**Gambar 3. 1** Diagram Alir Penelitian



## 3.2 Prosedur Penelitian

Penjelasan mengenai langkah – langkah penelitian adalah sebagai berikut:

### 3.2.1 Studi Literatur

Dilakukan pengumpulan referensi dari diktat kuliah, thesis dan jurnal ilmiah, tugas akhir, database pemerintah dan perusahaan, serta informasi lainnya yang relevan untuk dijadikan acuan dalam pengerjaan tugas akhir.

### 3.2.2 Pengumpulan Data

Data struktur yang diperlukan berupa data substruktur yang akan dimodelkan. Struktur *MIT/NREL TLP* dan *ITI Energy Barge* yang digunakan adalah struktur sesuai dengan makalah A.N. Robertson “*Loads Analysis of Several Offshore Floating Wind Turbine Concepts*” (2011). Untuk *DeepCWindSemisubmersible* data struktur sesuai dengan *Technical Report NREL “Definition of the Semisubmersible Floating System for Phase II of OC4”*. Turbin yang digunakan adalah turbin NREL 5MW Baseline yang diambil dari *Technical Report NREL* (Jonkman, 2009). Sistem tali tambat struktur sesuai dengan deskripsi yang terdapat pada struktur masing – masing.

Data lingkungan yang diperlukan meliputi data angin, data gelombang, dan data arus. Dalam tugas akhir ini, struktur ditempatkan pada laut Natuna di kedalaman 82m. Data lingkungan yang digunakan untuk mendapatkan gerak respon global struktur serta untuk mengetahui besar gaya tarik tali tambat yang terjadi yaitu data lingkungan *omni – directional* yang didapatkan dari *PTFI Report PT.XYZ*. Selain itu, digunakan pula data angin tiap jam Pulau Subi bagian Utara yang terletak satu daerah Laut Natuna untuk menghitung data energi yang dihasilkan selama 1 tahun.

**Tabel 3. 1** Data Turbin *NREL 5MW Baseline* (NREL, 2009)

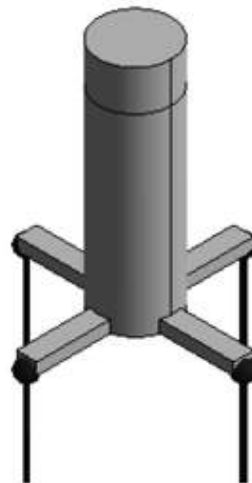
Properti	Spesifikasi
<i>Rated Power</i>	5 MW
<i>Rotor Configuration</i>	3 Blade, 61.5m Length
<i>Rotor / Hub Diameter</i>	126m / 3m
<i>Hub Height</i>	90m
<i>Cut – in Speed</i>	3m / s
<i>Cut – out Speed</i>	25m / s
<i>Rated Rotor Speed</i>	12.1 rpm
<i>Platform Mass including Ballast</i>	13473000 kg
<i>Rotor Mass</i>	110000 kg
<i>Nacelle Mass</i>	240000 kg
<i>Tower Mass</i>	347460 kg
<i>Tower Diameter Base</i>	6m
<i>Tower Top Diameter</i>	3.87m
<i>Center of Mass (from bottom, centerline)</i>	-0.2m, 0.0m, 64m
<i>Airfoils</i>	Cylinder 1, Cylinder 2, DU40_A17, DU35_A17, DU30_A17, DU25_A17, DU21_A17, NACA 64_A17



**Gambar 3. 2** Model Turbin *NREL 5MW Baseline* (NREL, 2009)

**Tabel 3. 2** Data Struktur *MIT/NREL TLP* (Robertson & Jonkman, 2011)

Properti	Spesifikasi
<i>Platform Diameter</i>	18 m
<i>Platform Draft</i>	47.89 m
<i>Water Displacement</i>	12.180. m <sup>3</sup>
<i>Total Mass including Ballast</i>	8.600.000 kg
<i>Center of Mass Location below SWL</i>	40.61 m
<i>Roll Inertia about CM</i>	571.600.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Pitch Inertia about CM</i>	571.600.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Yaw Inertia about CM</i>	571.600.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Number of Mooring Lines</i>	8 (2 x 4)
<i>Depth to Fairlead</i>	47.89 m
<i>Radius to Fairlead</i>	27 m
<i>Radius to Anchor</i>	27 m
<i>Line Diameter</i>	0.127 m
<i>Line Mass per Unit Length</i>	116.03 kg / m
<i>Line Extensional Stiffness</i>	1.500.000.000 N



**Gambar 3. 3** Model *MIT/NREL TLP* (NREL, 2011)

**Tabel 3. 3** Data Struktur *DeepCWind Semisubmersible* (NREL, 2014)

Properti	Spesifikasi
<i>Diameter of Main Column</i>	6.5 m
<i>Diameter of Offset Column</i>	12 m
<i>Diameter of Base Column</i>	24 m
<i>Diameter of pontoons &amp; Cross Braces</i>	1.6 m
<i>Platform Draft</i>	20 m
<i>Freeboard</i>	10 m
<i>Platform Mass including Ballast</i>	13.473.000 kg
<i>Center of Mass Location below SWL</i>	13.46 m
<i>Roll Inertia about CM</i>	682.700.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Pitch Inertia about CM</i>	682.700.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Yaw Inertia about CM</i>	1.226.000.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Number of Mooring Lines</i>	3
<i>Angle between Mooring Lines</i>	120°
<i>Depth to Fairlead</i>	14 m
<i>Radius to Fairlead</i>	40.87 m
<i>Radius to Anchor</i>	837.6 m
<i>Line Diameter</i>	0.0766 m
<i>Line Mass per Unit Length</i>	113.35 kg / m
<i>Line Extensional Stiffness</i>	753.600.000 N



**Gambar 3. 4** Model *DeepCWind Semisubmersible* (NREL, 2014)

**Tabel 3. 4** Data Struktur *ITI Energy Barge* (Robertson & Jonkman, 2011)

Properti	Spesifikasi
<i>Width x Length x Height</i>	40 x 40 x 10 (m)
<i>Platform Draft</i>	4 m
<i>Freeboard</i>	6 m
<i>Water Displacement</i>	6.000 m <sup>3</sup>
<i>Total Mass including Ballast</i>	5.452.000 kg
<i>Center of Mass Location below SWL</i>	0.2818 m
<i>Roll Intertia about CM</i>	726.900.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Pitch Intertia about CM</i>	726.900.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Yaw Intertia about CM</i>	1.454.000.000 kg.m <sup>2</sup>
<i>Number of Mooring Lines</i>	8 (2 x 4)
<i>Depth to Fairlead</i>	4 m
<i>Radius to Fairlead</i>	28.28 m
<i>Radius to Anchor</i>	423.4 m
<i>Line Diameter</i>	0.0809 m
<i>Line Mass per Unit Length</i>	130.4 kg / m
<i>Line Extensional Stiffness</i>	589.000.000 N

**Tabel 3. 5** Data Lingkungan *Omni - Directional* Laut Natuna (PTFI Report PT.XYZ, 2014)

Data		1 - year	100 - year
Wind	1-Hour Mean Wind Speed (m/s)	14.2	18
Wave	Significant Wave Height (m)	4	5.7
	Peak Wave Period (s)	9.6	10.6
Current	Near Surface Speed (m/s)	0.68	0.96
	Mid – Depth Speed (m/s)	0.43	0.63
	Near – Bed Speed (m/s)	0.31	0.39

Data angin, gelombang, dan arus yang diinput perlu diolah terlebih dahulu. Data angin yang dimasukkan merupakan data *1 – hour mean wind speed* 1 tahunan

dan 100 tahunan. Data angin dimasukkan pada TURBSIM yang kemudian mengeluarkan medan angin (*full field wind*) dengan variasi kecepatan. Medan angin ini yang akan diinput ke FAST. Untuk simulasi energi yang dihasilkan, data angin tiap jam selama 1 tahun dijadikan *wind scatter* untuk mendapatkan frekuensi kejadian tiap *range* kecepatan.

Data gelombang yang dimasukkan merupakan data gelombang signifikan ( $H_s$ ) dengan spektrum JONSWAP serta periode gelombang puncak ( $T_p$ ). Data arus data yang dimasukkan berupa kecepatan 1 tahunan dan 100 tahunan.

**Tabel 3. 6** *Wind Scatter* Data Tiap Jam Selama 1 Tahun (2008)

Arah / Kecepatan (m/s)	0-3	3-4	4-5	5-6	6-7	7-8	8-9	9-10	>=10	Total
0°	549	268	184	76	63	12	6	4	0	1162
45°	545	267	316	233	241	173	50	5	6	1836
90°	374	114	151	77	43	9	2	2	4	776
135°	173	45	53	58	41	15	1	0	0	386
180°	271	93	94	116	99	115	211	105	12	1120
225°	373	246	243	166	238	275	113	97	31	1782
270°	578	201	124	39	26	13	0	0	0	981
315°	485	175	46	22	2	3	0	0	0	733
Total	3444	1376	1205	767	755	602	369	213	53	8784

### 3.2.3 Permodelan Struktur *Floater*

Permodelan tiap variasi *floater* struktur dilakukan dengan *software* MOSES berdasarkan data geometri yang tersedia. Setelah permodelan, data – data hidrostatis didapatkan. Data – data tersebut yang kemudian diperlukan untuk *software* FAST v8 untuk dapat melakukan simulasi respon global dinamis yang *coupled* antara turbin angin dan sub – struktur terapung. Terdapat 3 struktur *floater* yang dimodelkan untuk penelitian ini.

### 3.2.4 Validasi Model Terhadap Data

Validasi model dan konfigurasi simulasi dilakukan terhadap data *displacement*, *Vertical Center of Gravity*, dan terhadap data *Added Mass* yang

terdapat pada data struktur. Hasil permodelan struktur pada MOSES dibandingkan dengan data permodelan struktur pada WAMIT yang tersedia. Data permodelan struktur dari MOSES yaitu *added mass* dan *added radii of gyration* perlu dilakukan normalisasi terlebih dahulu agar parameter yang dibandingkan memiliki besaran serta satuan yang sama dengan data permodelan struktur pada WAMIT.

Apabila ditemukan perbedaan yang signifikan maka proses permodelan dilakukan kembali hingga mendapatkan hasil yang identik antara hasil permodelan MOSES dengan WAMIT.

### **3.2.5 Analisis Response Amplitude Operator pada kondisi Free Floating**

Setelah validasi permodelan dilakukan dan hasilnya valid, langkah selanjutnya adalah melakukan analisa RAO *floater* pada saat kondisi *free floating* dengan menggunakan software MOSES. RAO digunakan untuk mengetahui karakteristik respon gerak struktur pada *frequency domain*.

### **3.2.6 Permodelan Sistem Tali Tambat**

Permodelan sistem tali tambat pada FAST v8 dilakukan pada modul MoorDyn. MoorDyn dapat mengkalkulasikan gaya tarik tali pada fairlead. Untuk permodelan sistem tali tambat tiap variasi substruktur dilakukan berdasarkan data struktur yang tersedia. Input yang diperlukan untuk permodelan ini adalah jumlah tali, jumlah elemen per tali, percepatan gravitasi, massa jenis air, dan jumlah iterasi. Properti tali tambat yang perlu dimasukkan termasuk *axial stiffness*, massa per satuan panjang elemen, panjang tali *unstretched*, radius dari *centerline* ke *anchor*, kedalaman anchor, radius dari *centerline* ke *fairlead*.

### **3.2.7 Konfigurasi Simulasi pada FAST v8**

Untuk melakukan simulasi *coupled aero – hydro – servo – elasto* pada software FAST v8 diperlukan konfigurasi simulasi. Hal ini dilakukan karena FAST terdiri dari berbagai jenis modul sehingga tiap modul perlu diatur dan disesuaikan dengan tujuan simulasi. Pada tahap ini data dan pengaturan yang dilakukan di berbagai modul FAST digabungkan pada file *executable* untuk simulasi. Penyesuaian pengaturan simulasi antar modul juga diperlukan agar dapat terbaca dan simulasi dapat berjalan secara kopel.

### 3.2.8 Simulasi *Time – Domain* pada Software FAST v8

Setelah melakukan konfigurasi simulasi yang akan dilakukan pada *software* FAST, analisis *Time Domain* dilakukan dengan *time step* tiap detiknya selama waktu simulasi tiga jam (DNV, 2013). Simulasi dilakukan pada 2 kondisi, yaitu kondisi 1 tahunan (operasi) dan kondisi 100 tahunan (ekstrim). Simulasi dilakukan pada tiap variasi struktur *floater* dan sistem tambat sesuai dengan data pada lingkungan Laut Natuna. Dalam simulasi ini dihasilkan perhitungan secara *coupled aero-servo-elasto-hydro* sehingga beban terjadi pada keseluruhan struktur. *File* output yang dihasilkan merupakan data respon gerak, gaya tarik pada *fairlead*, serta energi listrik yang dihasilkan pada tiap *time step*.

Untuk mendapatkan energi listrik, simulasi selama 1 jam dilakukan untuk tiap *range* kecepatan angin untuk mendapatkan rata – rata energi (kW) yang dihasilkan selama 1 jam. Hasil ini dikalikan dengan jumlah kejadian jam *range* kecepatan angin tersebut selama 1 tahun untuk mendapatkan kemungkinan energi yang dihasilkan selama 1 tahun.

### 3.2.9 Analisis dan Komparasi Respon Gerak Global Struktur dan Gaya Tarik Tali Tambat pada Fairlead pada 3 Variasi Jenis *Floater*

*Running* simulasi *Time Domain* pada FAST v8 dilakukan untuk semua substruktur yang di variasikan. Simulasi dilakukan pada 2 kondisi, yaitu kondisi 1 tahunan (operasi) dan kondisi 100 tahunan (ekstrim). *File output* yang dihasilkan berupa *.out* yang berisi data dari berbagai parameter struktur tiap *timestep*.

Respon gerak 6 DOF global dan gaya tarik tali yang terjadi pada *fairlead* dari tiap variasi simulasi dianalisa. Hasil data tersebut kemudian dibuat bentuk grafik untuk setiap variasi konfigurasi struktur. Respon masing – masing diolah untuk mendapatkan parameter *root mean square* dari tiap mode gerakan (*surge, sway, heave, roll, pitch, yaw*).

Gaya Tarik maksimal yang terjadi pada *fairlead* kemudian dibandingkan dengan *Minimum Breaking Load* tali tambat yang digunakan untuk menentukan keamanan dari jenis tali tambat yang digunakan.



### **3.2.10 Fast Fourier Transform**

Proses FFT dilakukan pada *file* output hasil *running* simulasi yang berupa *time domain* agar mendapatkan *frequency spectrum* respon gerak struktur yang berdasarkan *frequency domain*. Proses ini dilakukan pada tiap variasi simulasi.

Hasil proses FFT dianalisa dan dibandingkan respon geraknya pada *frequency domain*. Pada hasil FFT juga dapat dilihat *frequency* yang dominan pada respon gerak struktur dan dibandingkan dengan RAO kondisi *free floating*.

### **3.2.11 Analisis dan Komparasi Energi Listrik yang Dihasilkan**

*File output* simulasi FAST yang dihasilkan termasuk jumlah energi yang dihasilkan pada generator turbin angin untuk tiap variasi kecepatan angin. Data ini dikalikan dengan jumlah kejadian *range* kecepatan angin untuk mendapatkan jumlah energi yang dihasilkan oleh turbin angin selama 1 tahun. Hasil ini kemudian dibandingkan dengan hasil *output* energi ideal/teoritis dari turbin angin untuk mendapatkan *capacity factor* dari turbin angin lepas pantai di laut Natuna selama 1 tahun.

### **3.2.12 Menarik Kesimpulan dan Saran**

Hasil dari tiap – tiap analisis dibandingkan untuk menentukan konsep *floating wind turbine* yang paling sesuai untuk perairan Indonesia. Selain itu, kekurangan dan saran – saran dari penelitian ini dapat dikemukakan untuk saran dan pertimbangan penelitian *floating wind turbine* selanjutnya.

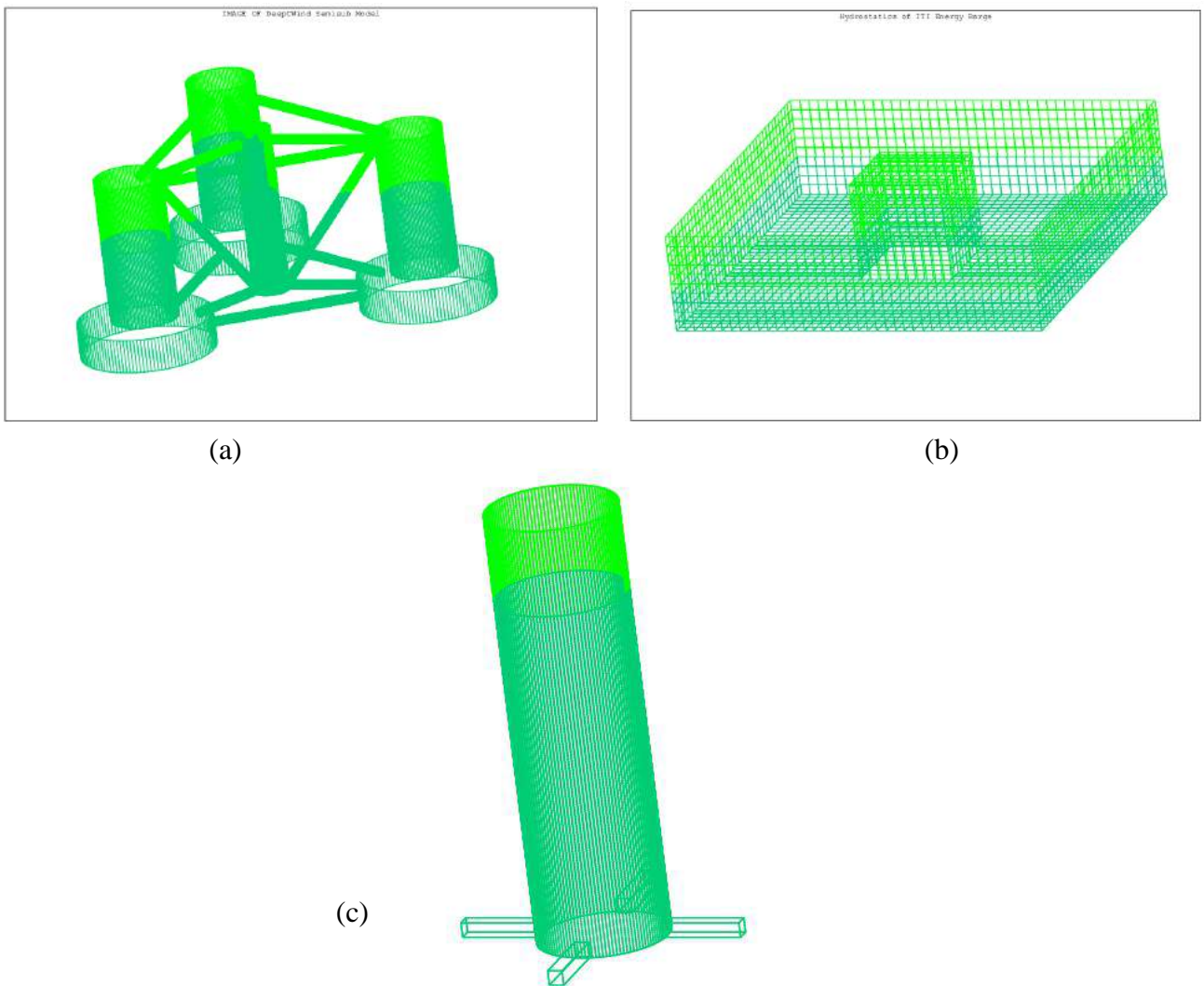
HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## BAB IV

### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Permodelan Struktur *Floater*

Permodelan struktur *floater* pada penelitian ini dilakukan dengan software MOSES. Tahap permodelan ini dilakukan untuk mendapatkan karakteristik hidrostatis dan koefisien *added mass* dan *damping* dari *floater*. Data – data tersebut selanjutnya akan digunakan untuk validasi model struktur.



**Gambar 4. 1** Model *Floater* pada MOSES (a) DeepCWind (b) ITI Energy Barge dan (c) MIT NREL TLP.

Hasil permodelan struktur *floater* pada MOSES ini kemudian perlu divalidasikan untuk mengetahui apakah model struktur yang digunakan sama dengan model yang tersedia pada WAMIT.

Berbeda dengan permodelan pada umumnya, adanya struktur turbin angin membuat titik pusat massa berubah. Hal ini perlu dihitung dan juga dipertimbangkan dalam permodelan pada MOSES. Tabel 4.1 berikut menjelaskan pusat massa gabungan antara variasi *floater* dengan turbin angin.

**Tabel 4. 1** Perhitungan Pusat Massa Gabungan *Floater* dan *Tower RNA*

Combined Center of Gravity				
Floater Variation	Combined Mass	X (m)	Y (m)	Z (m)
DeepCWind	14170.46	-0.01	0.00	-9.65
MIT NREL TLP	9297.46	-0.02	0.00	-32.76
ITI Energy Barge	6149.46	-0.02	0.00	7.01

Tabel 4.2 berikut menunjukkan hasil validasi permodelan tiap variasi *floater* pada software MOSES dengan data struktur yang tersedia:

**Tabel 4. 2** Validasi Permodelan Variasi *Floater*

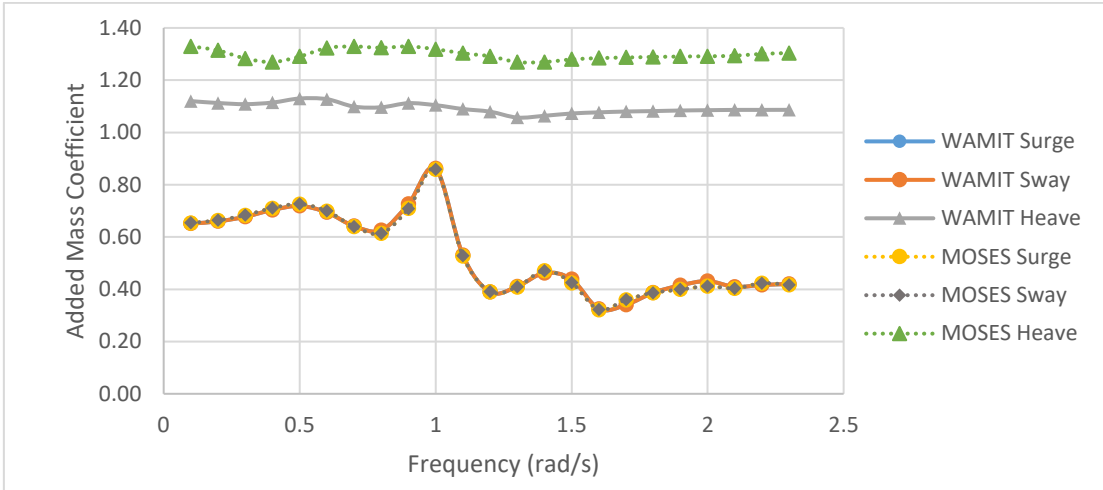
DeepCWind	Data	Model	Error (%)
Displacement (ton)	14170	14021	-1.05%
Vertical Center of Gravity (m)	-13.46	-13.46	0.00%
Floater + Turbine KG (m)	10.35	10.35	0.00%
Center of Buoyancy (m)	-13.15	-13.16	0.08%
ITI Energy Barge			
Displacement (ton)	6150	6150	0.00%
Vertical Center of Gravity (m)	-0.282	-0.28	0.71%
Floater + Turbine KG (m)	11.01	11.01	0.00%
Center of Buoyancy (m)	-2	-2	0.00%
MIT NREL TLP			
Displacement (ton)	12484.5	12662.3	1.42%
Vertical Center of Gravity (m)	-40.61	-40.61	0.00%
Floater + Turbine KG (m)	15.13	15.13	0.00%
Center of Buoyancy (m)	-23.945	-23.95	0.02%

Dari hasil perbandingan parameter tersebut antara data yang terdapat dengan permodelan pada MOSES, seluruh error yang terdapat berada di bawah 2% sehingga dapat diambil kesimpulan bahwa model tersebut sudah sesuai dengan data yang tersedia dan layak digunakan.

Selain dari parameter – parameter tersebut, parameter lainnya yang dibandingkan sebagai bentuk validasi yaitu *added mass*. *Added mass* merupakan sebuah koefisien tambahan yang dimiliki struktur bangunan laut yang berbeda – beda untuk tiap bentuk geometri struktur. Koefisien *added mass* berpengaruh terhadap karakteristik gerak bangunan laut. Permodelan struktur dilakukan untuk melakukan perbandingan *added mass coefficient* sebagai usaha untuk memvalidasi struktur yang digunakan. Namun, karena keterbatasan fasilitas, jumlah panel yang dimodelkan kurang dari jumlah panel yang seharusnya.

Permodelan struktur *floater* pada software MOSES menghasilkan koefisien *added mass* yang telah dinormalisasi oleh massa struktur sehingga koefisien tersebut tidak memiliki satuan. Untuk koefisien *added mass* yang telah tersedia pada data WAMIT, koefisien tersebut telah dinormalisasi oleh massa jenis air laut ( $\text{kg/m}^3$ ) dan skala faktor panjang WAMIT ( $U_{\text{Length}}$ ) sehingga tidak memiliki satuan pula. Oleh karena itu, agar koefisien *added mass* dari kedua software dapat dibandingkan, maka koefisien *added mass* dari WAMIT perlu dikalikan terlebih dahulu dengan massa jenis air laut kemudian dibagi dengan massa struktur. Setelah hal tersebut dilakukan, barulah koefisien *added mass* dari kedua software dapat dikomparasikan. Untuk gerakan rotasional *roll* (44), *pitch* (55), dan *yaw* (66), normalisasi pada WAMIT mempertimbangkan tambahan jari – jari girasi pada WAMIT  $U_{\text{Length}}$ , namun pada kasus ini  $U_{\text{Length}}$  sama dengan 1, sedangkan pada MOSES koefisien tetap dinormalisasikan dengan massa saja. Oleh karena itu, langkah yang sama dengan koefisien *added mass* mode gerak translasional digunakan untuk normalisasi *roll* (44), *pitch* (55), dan *yaw* (66).

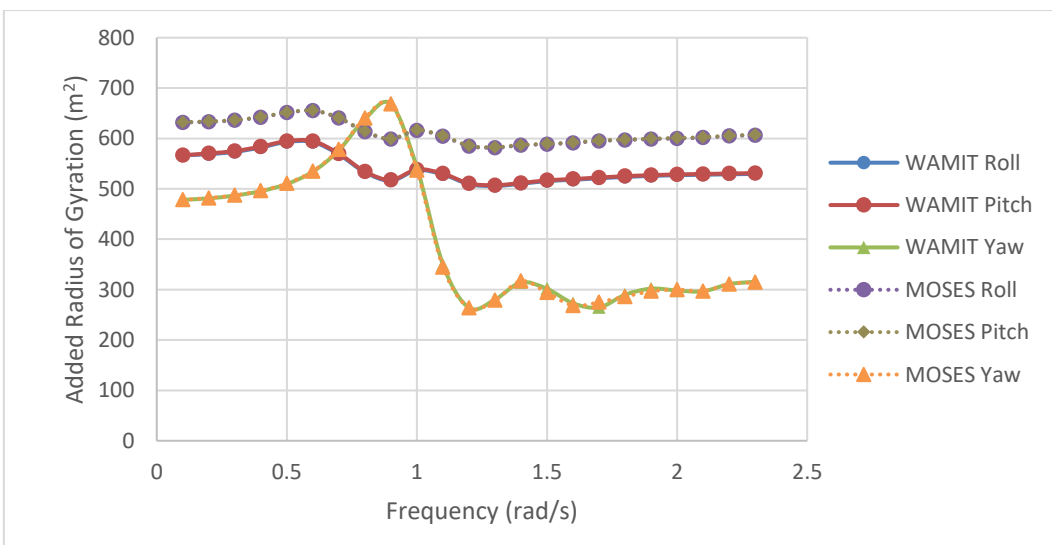
Gambar 4.2 menunjukkan perbandingan koefisien *added mass* untuk seluruh mode gerak translasional untuk struktur *DeepCWind Semisubmersible* yaitu *surge* (11), *sway* (22), dan *heave* (33).



**Gambar 4. 2** Perbandingan *added mass* WAMIT dan MOSES struktur *DeepCWind Semisubmersible* untuk mode gerak translasional

Dari Gambar 4.2 dapat dilihat bahwa koefisien *added mass* untuk gerakan *surge* dan *sway* memiliki nilai yang identik. Perbandingan antara *software* pun identik. Untuk mode gerak *heave* terdapat sedikit perbedaan antara kedua *software*, dimana perbedaan terbesar terdapat pada frekuensi 0.7 rad/s dengan perbedaan 0.23.

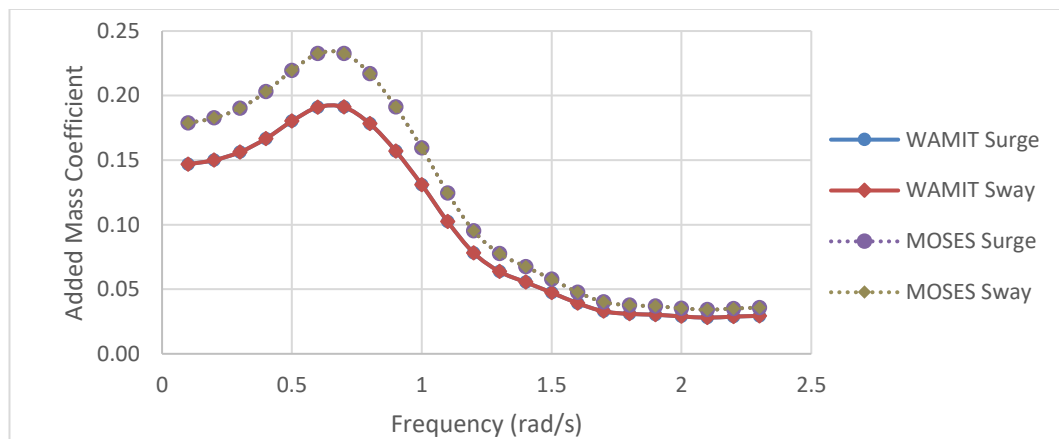
Gambar 4.3 menunjukkan perbandingan koefisien *added radius of gyration* untuk seluruh mode gerak translasional untuk struktur *DeepCWind Semisubmersible* yaitu *roll* (44), *pitch* (55), dan *yaw* (66).



**Gambar 4. 3** Perbandingan *added radii of Gyration* WAMIT dan MOSES struktur *DeepCWind Semisubmersible* untuk gerakan rotasional

Dapat dilihat dari gambar 4.3 bahwa gerakan roll dan pitch memiliki *added radius of gyration* yang identik, namun antara WAMIT dan MOSES memiliki perbedaan, dimana perbedaan terbesar terdapat pada frekuensi 0.9 rad/s sebesar 82 m<sup>2</sup>. Koefisien WAMIT dan MOSES mengikuti pola yang sama seiring naiknya frekuensi. Untuk mode gerak *yaw* antara WAMIT dan MOSES dapat dikatakan memiliki nilai yang sama.

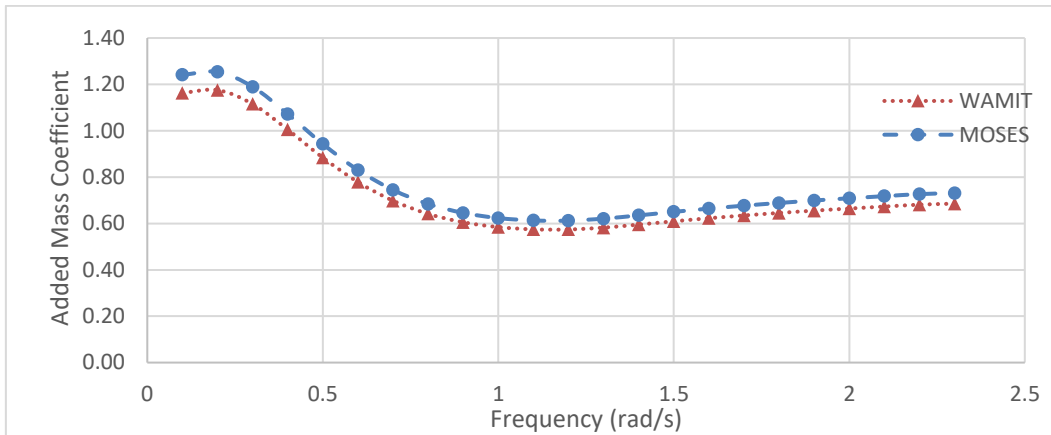
Gambar berikut menunjukkan perbandingan koefisien *added mass* untuk seluruh mode gerak translasional struktur *ITI Energy Barge* yaitu *surge* (11), dan *sway* (22).



**Gambar 4. 4** Perbandingan *added mass* WAMIT dan MOSES struktur *ITI Energy Barge* untuk gerakan translasional

Dari Gambar 4.4 dapat dilihat bahwa koefisien *added mass* untuk gerakan *surge* dan *sway* memiliki nilai yang identik. Perbandingan antara *software* pun tidak jauh berbeda. Untuk *added mass surge* dan *sway* memiliki sedikit perbedaan pada frekuensi rendah antara kedua *software*, dimana perbedaan terbesar terdapat pada frekuensi 0.6 rad/s dengan perbedaan 0.04. Seiring dengan bertambahnya frekuensi, nilai *added mass coefficient* semakin tidak berbeda.

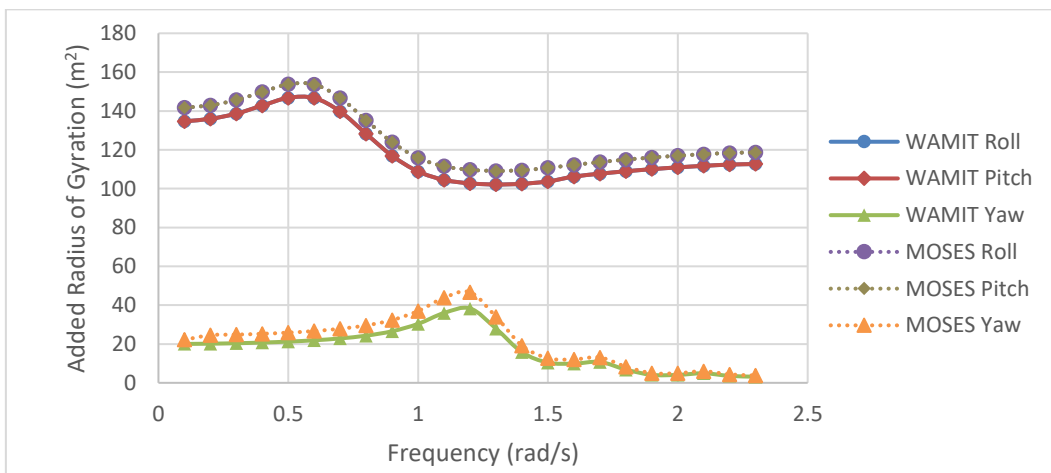
. Gambar 4.5 berikut menunjukkan perbandingan koefisien *added mass* struktur *ITI Energy Barge* untuk mode gerak *heave* (33).



**Gambar 4. 5** Perbandingan *added mass* WAMIT dan MOSES struktur *ITI Energy Barge* untuk gerakan *heave*

Dari Gambar 4.5 dapat dilihat bahwa koefisien *added mass* untuk gerakan *heave* memiliki perbedaan yang sangat kecil dan memiliki pola yang identik seiring dengan bertambahnya frekuensi. Rata – rata perbedaan *heave added mass coefficient* dari kedua *software* adalah 0.02.

Gambar 4.6 berikut menunjukkan perbandingan koefisien *added radii of gyration* untuk seluruh mode gerak translasional struktur *ITI Energy Barge* yaitu *roll* (44), *pitch* (55), dan *yaw* (66).



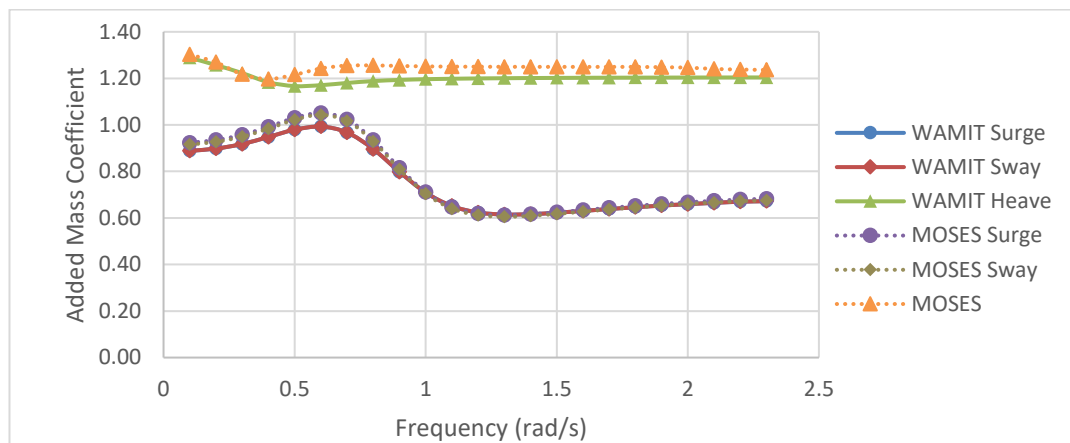
**Gambar 4. 6** Perbandingan *added radii of Gyration* WAMIT dan MOSES struktur *ITI Energy Barge* untuk gerakan rotasional

Dapat dilihat dari Gambar 4.6 bahwa gerakan *roll* dan *pitch* memiliki *added radii of gyration* yang identik, namun antara WAMIT dan MOSES memiliki koefisien *added radii of gyration* dengan sedikit perbedaan, dimana rata – rata



perbedaan adalah sebesar  $7 \text{ m}^2$ . Koefisien dari WAMIT dan MOSES mengikuti pola identik seiring naiknya frekuensi. Untuk mode gerak *yaw* antara WAMIT dan MOSES memiliki pola yang identik namun dengan nilai yang sedikit berbeda, yaitu dengan perbedaan terbesar  $9 \text{ m}^2$  pada frekuensi  $1.2 \text{ rad/s}$ .

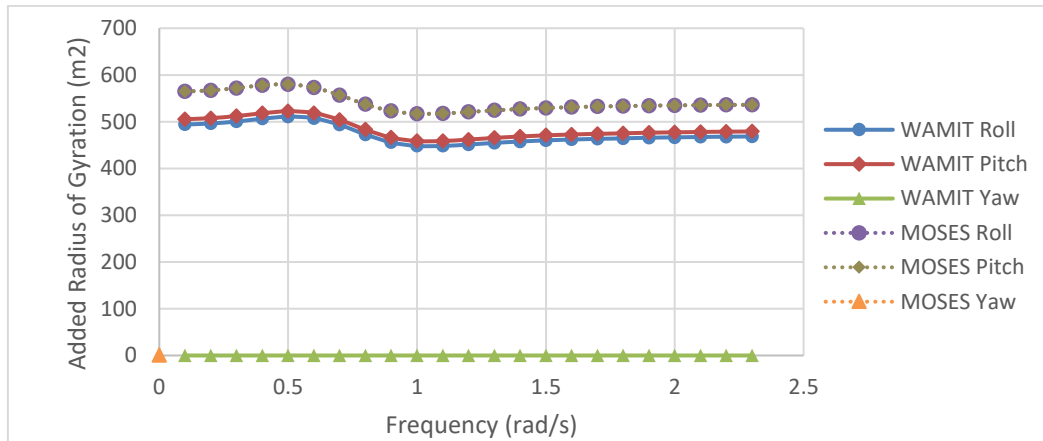
Gambar 4.7 berikut menunjukkan perbandingan koefisien *added mass* untuk seluruh mode gerak translasional struktur *MIT NREL TLP* yaitu *surge* (11), *sway* (22), dan *heave* (33).



**Gambar 4. 7** Perbandingan *added mass* WAMIT dan MOSES struktur *MIT NREL TLP* untuk gerakan translasional

Dari Gambar 4.7 dapat dilihat bahwa koefisien *added mass* untuk gerakan *surge* dan *sway* memiliki nilai yang identik. Perbandingan antara *software* pun identik, dengan perbedaan yang dapat dilihat pada frekuensi kecil dengan rata – rata perbedaan 0.03 hingga frekuensi 0.8 rad/s. Untuk mode gerak *heave* terdapat sedikit perbedaan antara kedua *software* dimulai dari frekuensi 0.5 rad/s, dengan perbedaan rata – rata 0.05.

Gambar 4.8 berikut menunjukkan perbandingan koefisien *added radius of gyration* untuk mode gerak rotasional struktur *MIT NREL TLP* yaitu *roll* (44), *pitch* (55), dan *yaw* (66).



**Gambar 4. 8** Perbandingan *added radii of Gyration* WAMIT dan MOSES struktur *MIT NREL TLP* untuk gerakan rotasional

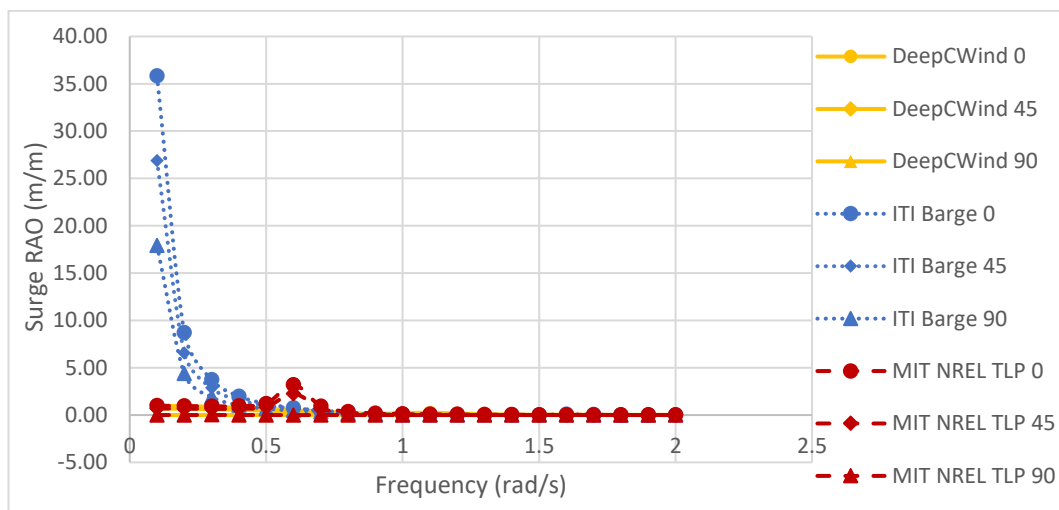
Dapat dilihat dari Gambar 4.8 bahwa gerakan *roll*, *pitch*, dan *yaw* memiliki *added radius of gyration* yang identik, namun antara WAMIT dan MOSES memiliki koefisien *added radii of gyration* dengan sedikit perbedaan, dimana rata – rata perbedaan adalah sebesar  $69 \text{ m}^2$ . Koefisien dari WAMIT dan MOSES mengikuti pola identik. Untuk mode gerak *yaw* antara WAMIT dan MOSES memiliki nilai yang berbeda namun sangat minim yaitu  $6.45 \times 10^{-5}$  untuk MOSES dan  $1.47 \times 10^{-12}$  untuk WAMIT sehingga diabaikan.

Dari perbandingan *added mass coefficient* dan *added radius of gyration*, terdapat beberapa persamaan dan perbedaan. Perbedaan antara kedua *software* yang cukup signifikan terdapat pada koefisien mode gerakan *heave*, *roll*, dan *pitch* pada *DeepCWind Semisubmersible*, *heave ITI Energy Barge*, dan *roll* dan *pitch MIT NREL TLP*. Nilai perbedaan koefisien dari mode gerak tersebut cukup berbeda. Namun, koefisien pada setiap mode gerak untuk ketiga struktur tersebut mengikuti pola yang sama. Dari sini dapat disimpulkan bahwa koefisien keluaran kedua *software* dapat dikatakan sama, namun perbedaan *meshing* yang membuat error. Karena keterbatasan fasilitas, maka *meshing* yang lebih detik belum dapat dilakukan. Sehingga dengan adanya kesamaan dan kesimpulan tersebut dapat dikatakan bahwa koefisien *added mass* dan *added radii of gyration* kedua *software* relatif sama sehingga kedua model dapat digunakan.

## 4.2 Analisis dan Perbandingan Response Amplitude Operator Struktur Floater pada Kondisi Free Floating

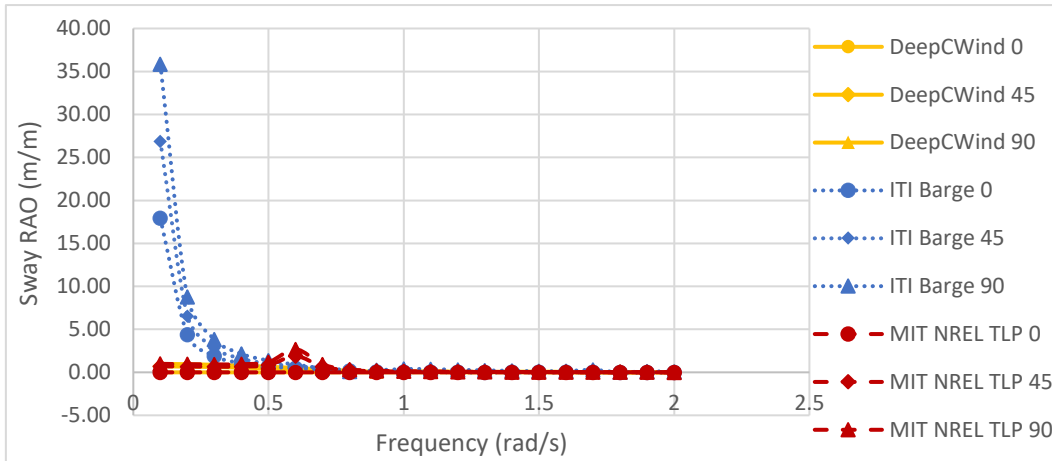
Analisis perilaku gerak *Floater* dalam kondisi terapung bebas (*free floating*) dengan software MOSES menghasilkan *Response Amplitude Operator* (RAO) untuk tiap arah pembebanan yang ditinjau, yaitu arah  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ , dan  $90^\circ$ . *Response Amplitude Operators* tersebut dijabarkan dalam gerakan 6 derajat kebebasan (*Six Degrees of Freedom*) yaitu *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw*. RAO ini menunjukkan karakteristik perilaku gerak *floater* pada kondisi *free floating* pada gelombang reguler. Grafik fungsi transfer/RAO disajikan dengan sumbu-x berupa wave frequency (rad/s) dan sumbu-y berupa nilai RAO (m/m, untuk gerakan translasional dan deg/m, untuk gerakan rotasional).

RAO tiap variasi *floater* pada gelombang regular dalam kondisi *free floating* dapat dilihat pada gambar 4.9 hingga 4.14.



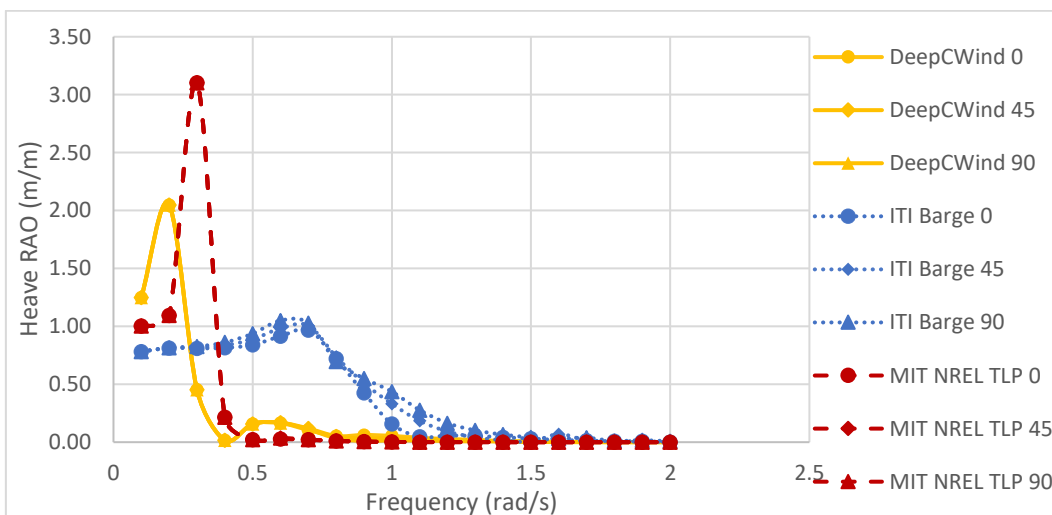
Gambar 4. 9 Grafik RAO Surge

Dari Gambar 4.9 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *surge* didominasi oleh *ITI Barge* pada frekuensi 0.1 rad/s dengan kondisi puncak yaitu pada arah pembebanan  $0^\circ$  sebesar 35.845 m/m. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *surge* memiliki puncak pada frekuensi 0.6 rad/s sebesar 3.302 m/m. *DeepCWind* memiliki RAO *surge* yang paling kecil, dengan puncak pada 0.1 rad/s sebesar 0.974 m/m. Selain itu dapat dilihat bahwa gerakan *surge* didominasi oleh pembebanan arah  $0^\circ$  dan  $45^\circ$  sedangkan arah pembebanan  $90^\circ$  hampir tidak ada efeknya.



**Gambar 4. 10** Grafik RAO *Sway*

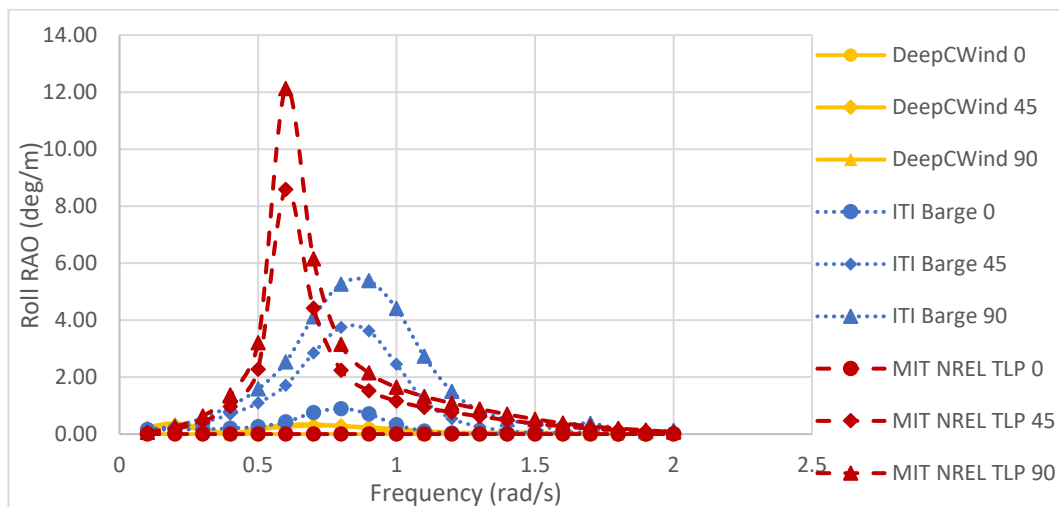
Dari Gambar 4.10 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *sway* didominasi oleh *ITI Barge* pada frekuensi 0.1 rad/s dengan kondisi puncak yaitu pada arah pembebanan  $0^\circ$  sebesar 35.851 m/m. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *sway* memiliki puncak pada frekuensi 0.6 rad/s sebesar 2.683 m/m. *DeepCWind* memiliki RAO *sway* yang paling kecil, dengan puncak pada 0.1 rad/s sebesar 0.986 m/m. Selain itu dapat dilihat bahwa gerakan *sway* didominasi oleh pembebanan arah  $90^\circ$  dan  $45^\circ$  sedangkan arah pembebanan  $0^\circ$  hampir tidak ada efeknya.



**Gambar 4. 11** Grafik RAO *Heave*

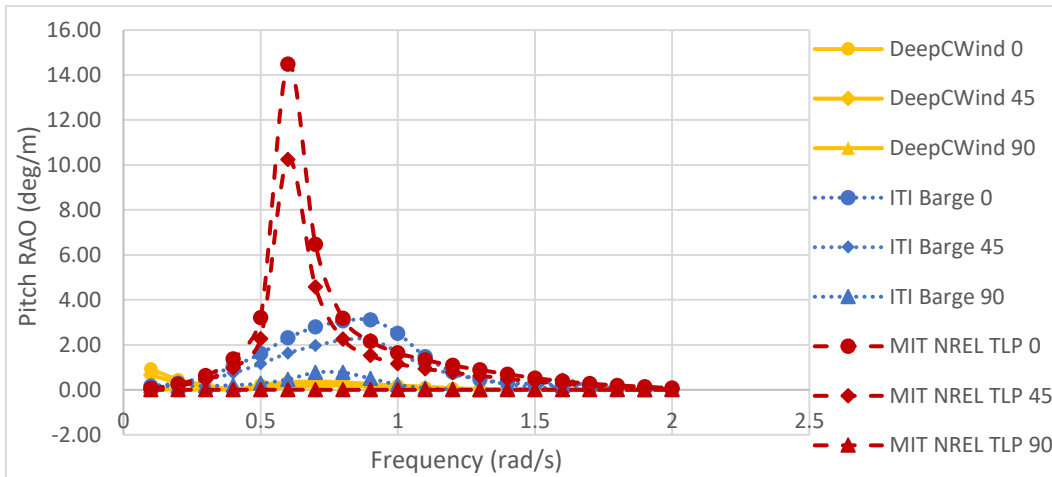
Dari Gambar 4.11 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *heave* tiap *floaters* memiliki karakteristik masing – masing. *DeepCWind* memiliki puncak

*heave* pada frekuensi 0.2 rad/s dengan kondisi puncak yaitu pada arah pembebanan 0° sebesar 2.205 m/m dan selanjutnya turun hingga dibawah 0.45m/m untuk frekuensi selanjutnya. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *heave* memiliki puncak pada frekuensi 0.3 rad/s sebesar 3.103 m/m. *ITI Barge* memiliki RAO *heave* dengan puncak pada 0.7 rad/s sebesar 1.028 m/m. Gerakan *heave* memiliki pola yang identik dari 3 variasi arah pembebanan kecuali untuk *ITI Barge*, di mana nilai terbesar terdapat pada arah pembebanan 90°.



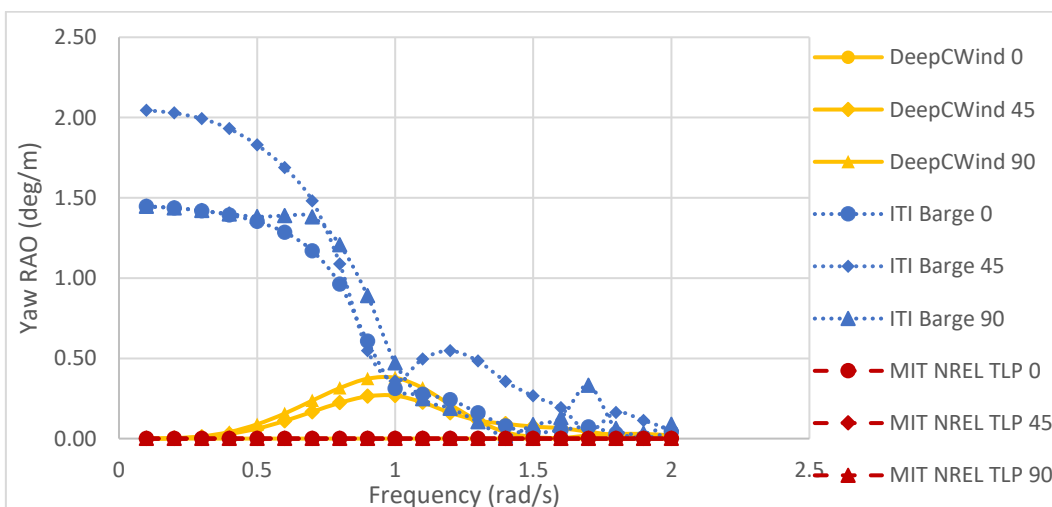
**Gambar 4. 12** Grafik RAO *Roll*

Dari Gambar 4.12 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *roll* tiap *floater* memiliki karakteristik masing – masing. *DeepCWind* memiliki gerakan *roll* paling minim, dengan puncak pada frekuensi 0.2 rad/s sebesar 0.39 deg/m dan selanjutnya turun hingga dibawah 0.02m/m untuk frekuensi 0.4 rad/s sebelum selanjutnya memuncak lagi pada frekuensi 0.7 rad/s sebesar 0.34 deg/m. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *roll* memiliki puncak pada frekuensi 0.6 rad/s sebesar 12.121 m/m. *ITI Barge* memiliki RAO *roll* dengan puncak di antara pada 0.9 rad/s sebesar 1.028 m/m. Gerakan *roll* didominasi oleh pembebanan arah 90° dan 45° sedangkan arah pembebanan 0° hampir tidak ada efeknya.



**Gambar 4. 13** Grafik RAO *Pitch*

Dari Gambar 4.13 dapat dilihat bahwa karakteristik gerak *pitch* dengan arah pembebanan  $0^\circ$  identik dengan RAO *roll* pada arah pembebanan  $90^\circ$  dengan sedikit perbedaan nilai RAO. *DeepCWind* memiliki gerakan *pitch* paling minim, dengan puncak pada frekuensi 0.1 rad/s sebesar 0.93 deg/m dan selanjutnya turun hingga dibawah 0.02m/m untuk frekuensi 0.4 rad/s sebelum selanjutnya memuncak lagi pada frekuensi 0.7 rad/s sebesar 0.37 deg/m. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *pitch* memiliki puncak pada frekuensi 0.6 rad/s sebesar 14.485 m/m. *ITI Barge* memiliki RAO *pitch* dengan puncak di antara pada 0.9 rad/s sebesar 3.108 m/m. Gerakan *pitch* sebaliknya dengan gerak *roll*, yaitu didominasi oleh pembebanan arah  $0^\circ$  dan  $45^\circ$  sedangkan arah pembebanan  $90^\circ$  hampir tidak ada efeknya.



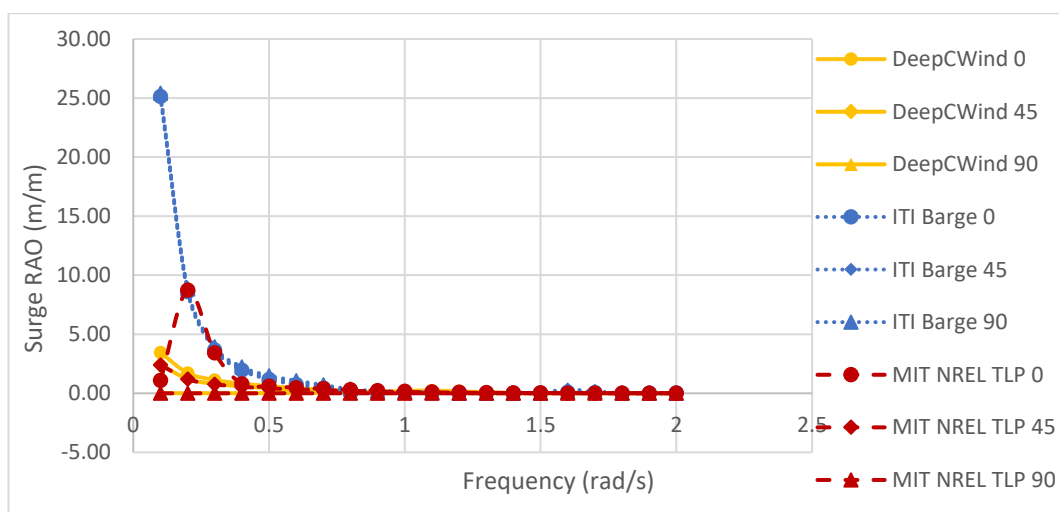
**Gambar 4. 14** Grafik RAO *Yaw*

Dari Gambar 4.14 dapat dilihat bahwa *MIT NREL TLP* tidak memiliki karakteristik gerak *yaw* yang signifikan dari semua arah pembebanan. Untuk *DeepCWind*, gerakan *yaw* memiliki puncak pada frekuensi 1 rad/s sebesar 0.38 deg/m, di mana arah pembebanan 90° dan 45° memiliki pola yang identik dengan nilai yang sedikit berbeda. *ITI Barge* memiliki gerakan *yaw* yang signifikan di bawah frekuensi 1 rad/s dengan puncak sebesar 2.045 deg/m pada frekuensi 0.1 rad/s pada arah pembebanan 45°. Pada arah pembebanan 90°, terdapat sebuah puncak kecil pada frekuensi 1.7 rad/s sebesar 0.331 deg/m.

#### 4.3 Analisis dan Perbandingan *Response Amplitude Operator* Struktur *Floater* pada Kondisi Tertambat

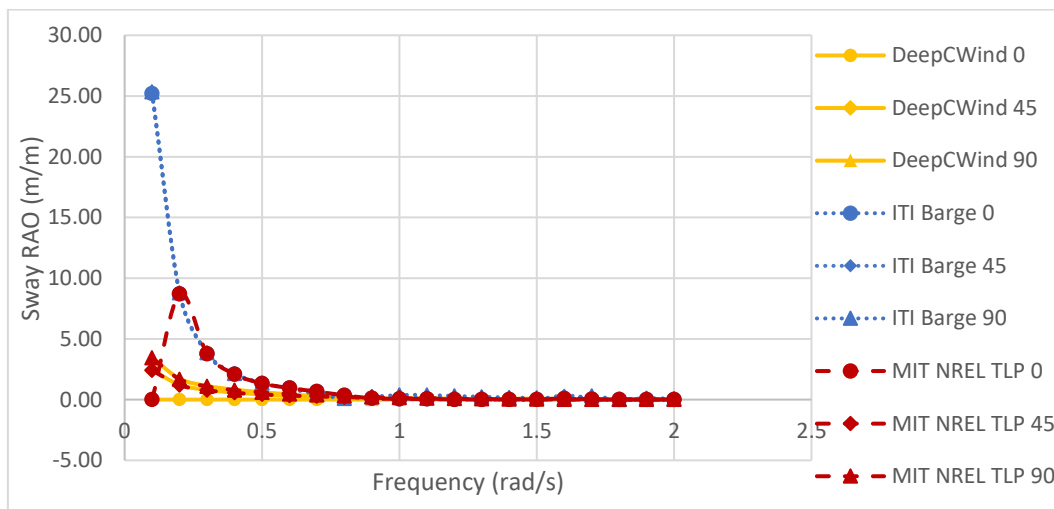
Analisis perilaku gerak *Floater* dalam kondisi tertambat dilakukan dengan software MOSES berupa *Response Amplitude Operator* (RAO) dengan dimodelkannya sistem tali tambat pada MOSES. *Response Amplitude Operators* tertambat sama dengan *free floating* dalam 6 derajat kebebasan yaitu *surge*, *sway*, *heave*, *roll*, *pitch*, dan *yaw*. RAO ini menunjukkan karakteristik perilaku gerak *floater* pada kondisi tertambat pada gelombang reguler. Grafik fungsi transfer/RAO disajikan dengan sumbu-x berupa wave frequency (rad/s) dan sumbu-y berupa nilai RAO (m/m, untuk gerakan translasional dan deg/m, untuk gerakan rotasional).

RAO dalam kondisi *tertambat* dapat dilihat pada gambar 4.15 hingga 4.20.



Gambar 4. 15 Grafik RAO *Surge* Tertambat

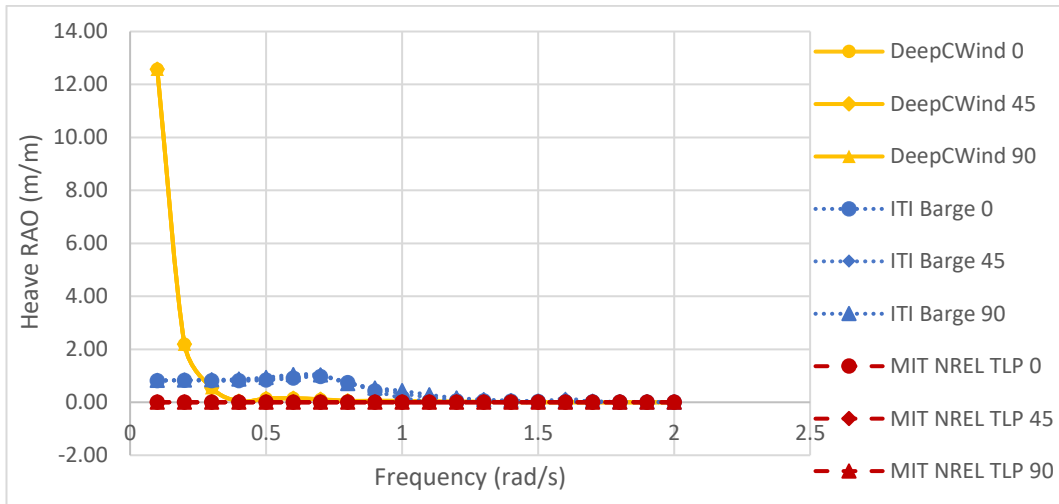
Dari Gambar 4.15 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *surge* didominasi oleh *ITI Barge* pada frekuensi 0.1 rad/s dengan kondisi puncak yaitu pada arah pembebanan 0° sebesar 25.391 m/m. Untuk *MIT NREL TLP* memiliki puncak pada frekuensi 0.2 rad/s sebesar 8.724 m/m. *DeepCWind* memiliki RAO *surge* yang paling kecil, dengan puncak pada 0.1 rad/s sebesar 3.454 m/m. Selain itu dapat dilihat bahwa gerakan *surge* didominasi oleh pembebanan arah 0° dan 45° sedangkan arah pembebanan 90° hampir tidak ada efeknya.



**Gambar 4. 16** Grafik RAO *Sway* Tertambat

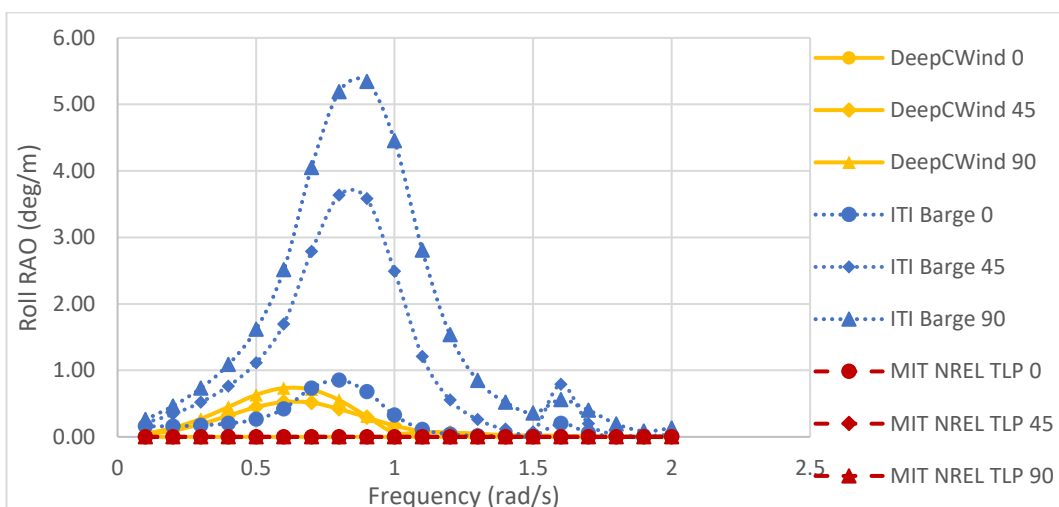
Dari Gambar 4.16 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *sway* didominasi oleh *ITI Barge* pada frekuensi 0.1 rad/s dengan kondisi puncak yaitu pada arah pembebanan 90° sebesar 25.330 m/m. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *sway* memiliki puncak pada frekuensi 0.2 rad/s sebesar 8.701 m/m. *DeepCWind* memiliki RAO *sway* yang paling kecil, dengan puncak pada 0.1 rad/s sebesar 3.454 m/m. Selain itu dapat dilihat bahwa gerakan *sway* didominasi oleh pembebanan arah 90° dan 45° sedangkan arah pembebanan 0° hampir tidak ada efeknya.





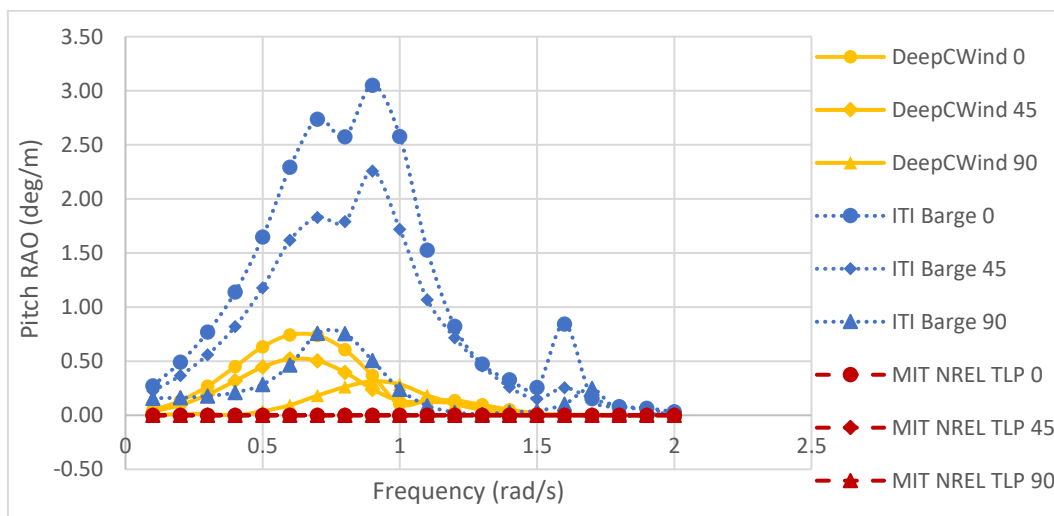
**Gambar 4. 17** Grafik RAO *Heave* Tertambat

Dari Gambar 4.17 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *heave* tiap *floater* memiliki karakteristik masing – masing. *DeepCWind* memiliki puncak *heave* pada frekuensi 0.1 rad/s dengan kondisi puncak yaitu pada arah pembebanan 0° sebesar 12.573 m/m dan selanjutnya turun hingga dibawah 2.19m/m dan 0.55 m/m untuk frekuensi - frekuensi selanjutnya. Untuk *MIT NREL TLP*, RAO *heave* menunjukkan nilai yang hampir 0 pada keseluruhan frekuensinya. Hal ini menunjukkan bahwa adanya *tendon leg* mengunci gerakan vertical dari MIT NREL TLP. *ITI Barge* memiliki RAO *heave* dengan puncak pada 0.7 rad/s sebesar 1.031 m/m. Gerakan *heave* memiliki pola yang identik dari 3 variasi arah pembebanan kecuali untuk *ITI Barge*, di mana nilai terbesar terdapat pada arah pembebanan 90°.



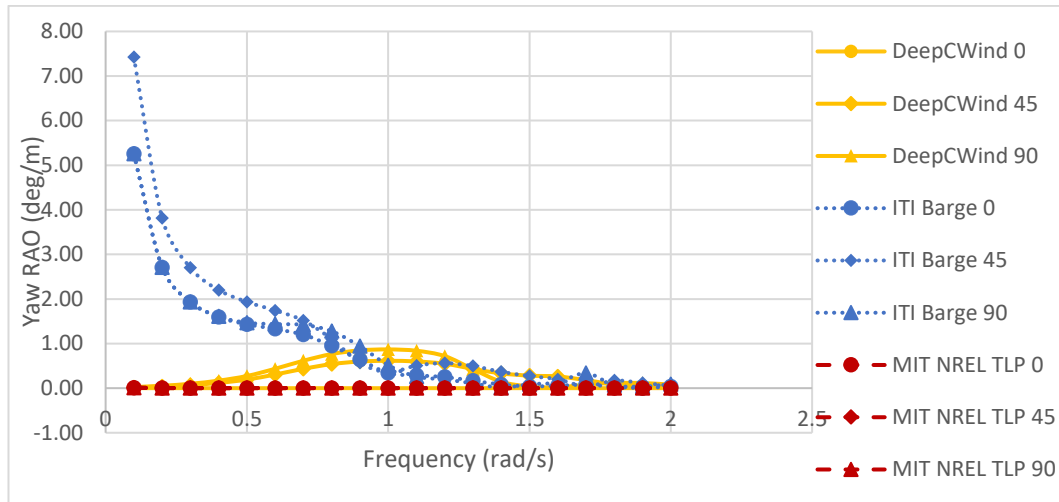
**Gambar 4. 18** Grafik RAO *Roll* Tertambat

Dari Gambar 4.18 dapat dilihat bahwa karakteristik gerakan *roll* tiap *floater* memiliki karakteristik masing – masing. *MIT NREL TLP* memiliki gerakan *roll* paling minim, menunjukkan nilai yang hampir 0 pada keseluruhan frekuensinya. Hal ini mengimplikasikan bahwa *tendon leg* juga mengunci gerakan *roll*. Untuk *DeepCWind*, RAO *roll* memiliki puncak pada frekuensi 0.6 rad/s sebesar 0.73 deg/m. *ITI Barge* memiliki RAO *roll* dengan puncak pada frekuensi pada 0.9 rad/s sebesar 5.341 m/m. Gerakan *roll* didominasi oleh pembebanan arah 90° dan 45° sedangkan arah pembebanan 0° hampir tidak ada efeknya.



**Gambar 4. 19** Grafik RAO *Pitch* Tertambat

Dari Gambar 4.19 dapat dilihat bahwa karakteristik gerak *pitch* dengan arah pembebanan 0° memiliki sedikit perbedaan dengan *roll* pada pembebanan 90°, terutama pada *ITI Energy Barge*. *DeepCWind* memiliki pergeseran puncak gerakan *pitch* dengan puncak pada frekuensi 0.7 rad/s sebesar 0.74 deg/m. *MIT NREL TLP* memiliki gerakan *pitch* paling minim, menunjukkan nilai yang hampir 0 pada keseluruhan frekuensinya. Hal ini mengimplikasikan bahwa *tendon leg* juga mengunci gerakan *pitch*. *ITI Barge* memiliki RAO *pitch* dengan dua puncak, yaitu pada frekuensi 0.7 rad/s sebesar 2.738 deg/m dan 0.9 rad/s sebesar 3.052 deg/m dan terdapat lagi satu puncak kecil pada frekuensi 0.6 rad/s sebesar 0.844 deg/m. Gerakan *pitch* berlawanan dengan gerak *roll*, yaitu didominasi oleh pembebanan arah 0° dan 45° sedangkan arah pembebanan 90° hampir tidak ada efeknya.



**Gambar 4. 20** Grafik RAO *Yaw* Tertambat

Dari Gambar 4.20 dapat dilihat bahwa *MIT NREL TLP* tidak memiliki karakteristik gerak *yaw* yang signifikan dari semua arah pembebanan. Untuk *DeepCWind*, gerakan *yaw* memiliki puncak pada frekuensi 1 rad/s sebesar 0.87 deg/m, di mana arah pembebanan 90° dan 45° memiliki pola yang identik dengan nilai yang sedikit berbeda. *ITI Barge* memiliki gerakan *yaw* yang signifikan di bawah frekuensi 1 rad/s dengan puncak sebesar 7.423 deg/m pada frekuensi 0.1 rad/s pada arah pembebanan 45°.

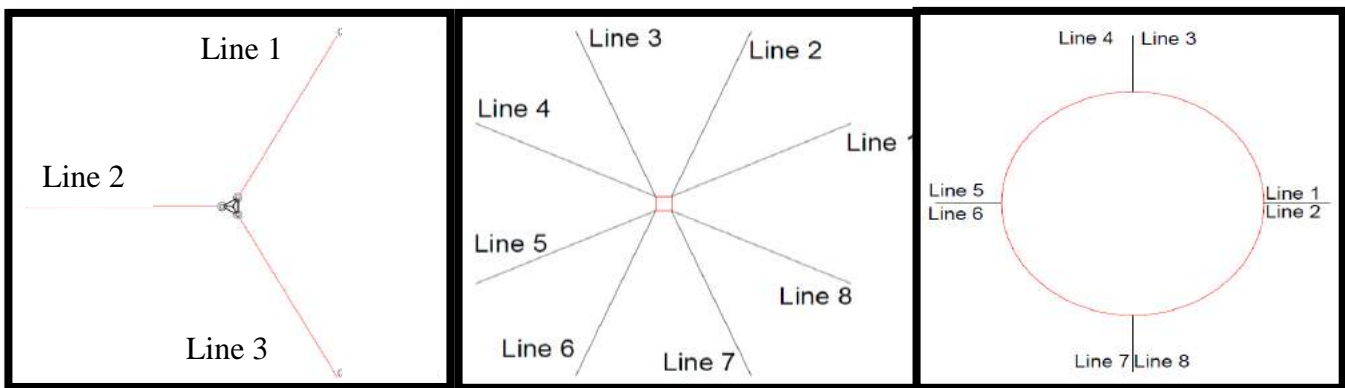
Apabila dibandingkan RAO tertambat dengan RAO *free floating*, dapat diobservasi beberapa perbedaan. Perbedaan yang paling jelas terlihat pada MIT NREL TLP, di mana adanya *tendon leg* mengunci gerakan – gerakan vertikal sehingga *heave*, *roll*, dan *pitch* hampir tidak memiliki nilai. Selain itu, pada gerakan *surge* dan *sway* juga memiliki pergeseran frekuensi puncak, yaitu yang sebelumnya pada frekuensi 0.6 rad/s menjadi 0.2 rad/s. Untuk *DeepCWind* terdapat beberapa perbedaan, seperti pada gerakan *pitch* dan *roll* yang pada awalnya memiliki 2 puncak berubah sehingga hanya memiliki 1 puncak. Terdapat juga pergeseran puncak pada gerakan – gerakan translasional sehingga frekuensi puncak menjadi lebih kecil. *ITI Energy Barge* memiliki penurunan nilai puncak pada mode gerak translasional, mengalami pergeseran puncak pada mode gerak *yaw*, dan mengalami dua puncak pada gerakan *pitch*. Dari hal ini dapat dikatakan bahwa tali tambat dapat memiliki efek terhadap amplitudo maupun frekuensi puncak respon pada RAO.

#### 4.4 Permodelan Sistem Tali Tambat *Offshore Wind Turbine*

Setelah melakukan permodelan struktur *floater* pada kondisi *free floating*, selanjutnya perlu dilakukan permodelan sistem tali tambat. Permodelan sistem tali tambat ini menggunakan salah satu modul yang terdapat pada FAST v8 yaitu *MoorDyn*.

*Layout* sistem tali tambat yang digunakan terdapat pada data struktur yang mendeskripsikan jumlah tali tambat, sudut antara setiap tali tambat, radius dari *center line* struktur ke *fairlead* dan *anchor*, posisi kedalaman *fairlead*, diameter tali tambat, kekakuan aksial tali tambat, serta massa tali tambat per satuan panjang.

Sebelum data tersebut dimasukkan, panjang tali tambat yang digunakan harus dicari terlebih dahulu karena data awal memiliki kedalaman laut yang berbeda dengan kedalaman laut Natuna yaitu 82m. Untuk menyamakan kekakuan sistem global, maka *mooring pre – tension* model tali tambat pertama dan kedua perlu disamakan. Selain itu, perlu dipastikan juga panjang tali tambat yang digunakan harus memenuhi persamaan  $5 \leq \frac{s}{h} \leq 20$ , di mana “s” merupakan panjang rantai minimum dari *fairlead* ke *touchdown point* dan “h” merupakan kedalaman laut ke *touchdown point*.



**Gambar 4. 21** Skema Sistem Tali Tambat (dari kiri ke kanan) *DeepCWind*, *ITI Energy Barge*, *MIT NREL TLP*

**Tabel 4. 3** Validasi Perbedaan Desain Sistem Tali Tambat

Mooring Design Validation		Variasi Struktur		
		DeepCWind	ITI Energy Barge	MIT NREL TLP
Initial Design	H (m)	186.00	146.00	152.11
	Ls (m)	835.35	473.31	151.73
	Anchor radius from CL (m)	837.60	423.42	27.00
	Pre-Tension (kN)	996.00	274.40	3940.00
New Design	H (m)	68.00	78.00	34.11
	Ls (m)	524.79	534.80	34.09
	Anchor radius from CL (m)	556.87	536.28	27.00
	Pre-Tension (kN)	1004.00	271.60	3950.00
Pre-Tension Error		0.80%	-1.02%	0.25%

Dari tabel di atas dapat dilihat bahwa perbedaan *pre-tension* sudah dapat diterima sehingga geometri baru sistem tali tambat dapat digunakan. Setelah mendapatkan skema geometri serta panjang sistem tali tambat untuk *DeepCWind*, *ITI Energy Barge*, dan *MIT NREL TLP* pada Laut Natuna, dilakukan pendefinisian koordinat *anchor* dan *fairlead* relatif terhadap *centerline*, serta properti – properti material tali tambat.

#### 4.5 Konfigurasi Simulasi pada FAST v8

Sebelum melakukan simulasi dan analisis, perlu diketahui secara jelas konfigurasi simulasi yang akan dilakukan. Konfigurasi simulasi yang akan dilakukan adalah:

1. Simulasi kondisi lingkungan 1 – tahunan dan 100 – tahunan untuk FOWT dengan struktur *floater DeepCWind Semisubmersible* dengan arah beban lingkungan 0°, 45°, dan 90°.
2. Simulasi kondisi lingkungan 1 – tahunan dan 100 – tahunan untuk FOWT dengan struktur *floater DeepCWind Semisubmersible* dengan arah beban lingkungan 0° dan 60° untuk mensimulasikan kondisi beban tali tambat *in – line* dan *between – line*.

3. Simulasi kondisi lingkungan 1 – tahunan dan 100 – tahunan untuk FOWT dengan struktur *floater MIT NREL TLP* dengan arah beban lingkungan  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ , dan  $90^\circ$ .
4. Simulasi kondisi 1 – tahunan dan 100 – tahunan untuk FOWT dengan struktur *floater MIT NREL TLP* dengan arah beban lingkungan  $0^\circ$  dan  $45^\circ$  untuk mensimulasikan kondisi beban tali tambat *in – line* dan *between – line*.
5. Simulasi kondisi lingkungan 1 – tahunan dan 100 – tahunan untuk FOWT dengan struktur *floater ITI Energy Barge* dengan arah beban lingkungan  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ , dan  $90^\circ$ .
6. Simulasi kondisi 1 – tahunan dan 100 – tahunan untuk FOWT dengan struktur *floater ITI Energy Barge* dengan arah beban lingkungan  $0^\circ$ ,  $22.5^\circ$ , dan  $45^\circ$  untuk mensimulasikan kondisi beban tali tambat *in – line* dan *between – line*.
7. Simulasi jumlah energi yang dihasilkan berdasarkan jumlah kejadian kecepatan angin yang terjadi dengan variasi 3 struktur *floater*.

Semua beban lingkungan dimodelkan secara *colinear*, yaitu arah gelombang, angin, dan arus dianggap bekerja dalam satu arah.

#### 4.6 Analisis Respon Gerak Global Floating Offshore Wind Turbine

Setelah selesai melakukan permodelan struktur dan pengaturan simulasi, maka dilanjutkan dengan memasukkan beban – beban lingkungan yang terdiri dari beban angin, beban, gelombang, dan beban arus. Beban lingkungan juga diatur sudut *heading* untuk berbagai kondisi simulasinya. Langkah terakhir adalah menentukan *time step integration* dan *time step output*. Kemudian simulasi *time domain* dilakukan.

Pada FAST v8, simulasi *time domain* yang dilakukan adalah *coupling* dari beberapa modul, termasuk *AeroDyn*, *ElastoDyn*, *HydroDyn*, *ServoDyn*, *InflowWind*, *MoorDyn*, dan *BeamDyn*. Masing – masing modul mengkomputasi hasil respon gerak bagian struktur yang menjadi bidangnya, kemudian hasil tersebut dikembalikan pada *glue code* dan dikomputasi bersama untuk mendapatkan hasil yang *coupled*. Hasil simulasi oleh FAST v8 mengeluarkan file *.sum* tiap modul dan

juga file *.out* gabungan yang berisi respon gerak dan beban di struktur pada tiap *time – step*.

Gambar grafik *time history motion* setiap *load case* untuk ke – 3 variasi *floater* dapat dilihat pada lampiran. Grafik – grafik tersebut menggambarkan respon gerak struktur terhadap waktu. Seluruh mode gerak tidak diberikan *initial condition* sehingga pada *timestep* awal hingga *timestep* tertentu merupakan kondisi *transient*. Oleh karena itu disarankan untuk setidaknya mengabaikan 100 *timestep* pertama atau hingga respon gerak sudah menjadi stabil.

#### 4.6.1 Root Mean Square Gerak Global Floating Offshore Wind Turbine

Grafik respon gerak *time history* dalam bentuk mentahnya sulit untuk diinterpretasi maknanya. Oleh karena itu, perlu dilakukan pengolahan hasil respon gerak *time history* untuk mendapatkan parameter – parameter tertentu, salah satunya *root mean square* (RMS). RMS atau simpangan baku merupakan nilai rata – rata dari jumlah kuadrat data tiap detiknya. Pada analisis spektra, RMS merupakan  $m_0$  yaitu varian elevasi respon yang sama dengan luasan di bawah spektrum dan merupakan kepadatan energi respon. Nilai RMS dapat digunakan untuk mencari berbagai hal, termasuk amplitude respon signifikan, rata – rata, 1/10, dan *most probable extreme amplitude*.

**Tabel 4. 4 Hasil Root Mean Square DeepCWind**

DeepCWind Motion Root Mean Square						
Load Case	Surge (m)	Sway (m)	Heave (m)	Roll (deg)	Pitch (deg)	Yaw (deg)
1Year0	1.569	0.115	0.243	0.302	2.066	0.551
1Year45	1.549	1.787	0.225	0.307	2.030	0.567
1Year90	0.592	1.900	0.245	0.359	0.261	0.297
100Year0	2.134	0.162	0.369	0.391	2.483	0.540
100Year45	2.121	3.277	0.337	0.429	1.763	0.581
100Year90	0.220	3.342	0.350	0.453	0.383	0.400

Dari Tabel 4.4 di atas, dapat dilihat bahwa untuk mode gerakan *surge* dan *pitch* nilai *RMS* terbesar terjadi ketika struktur dibebani oleh beban *100Year0*

sebesar 2.134m dan 2.483°. Gerakan *surge* dan *pitch* memiliki pola yang sama yaitu mengalami penurunan dari kondisi 100 – tahunan ke 1 – tahunan dan mengalami penurunan dari arah 0° ke 45° dan 90°. Untuk gerakan *sway* memiliki nilai RMS terbesar pada kondisi beban *100Year90* sebesar 3.342 m dan menunjukkan pola yang berlawanan dengan gerakan *surge* dan *pitch*, yaitu mengalami kenaikan dari arah beban 0° ke 45° dan 90°. Gerakan *roll* memiliki pola yang sama dengan *sway*, yaitu mengalami penurunan dari arah beban 90° ke 45° dan 0°. Untuk gerakan *heave* tidak mengalami perbedaan yang signifikan dari perubahan kondisi arah pembebanan dan hanya mengalami kenaikan yang relatif kecil dari kondisi beban 1 – tahunan ke beban 100 – tahunan. Gerakan *yaw* mengalami nilai terbesar ketika terkena beban arah 45° dan tidak mengalami perubahan yang signifikan antara kondisi beban 1 – tahunan dan 100 – tahunan.

**Tabel 4. 5 Hasil Root Mean Square ITI Energy Barge**

ITI Energy Barge Motion Root Mean Square						
Load Case	Surge (m)	Sway (m)	Heave (m)	Roll (deg)	Pitch (deg)	Yaw (deg)
1Year0	7.407	0.419	0.867	0.557	1.791	1.743
1Year45	7.180	2.747	0.869	3.516	1.500	1.619
1Year90	0.200	4.289	0.863	4.754	0.176	0.417
100Year0	8.903	0.540	1.273	1.295	3.518	2.642
100Year45	7.863	4.818	1.267	6.764	2.016	1.881
100Year90	0.276	7.372	1.273	8.764	0.301	0.482

Dari Tabel 4.5 di atas, dapat dilihat bahwa untuk mode gerakan *surge* dan *pitch* nilai *RMS* terbesar terjadi ketika struktur dibebani oleh beban *100Year0* sebesar 8.903m dan 3.518°. Gerakan *surge* dan *pitch* memiliki pola yang sama yaitu mengalami kenaikan dari kondisi 1 – tahunan ke 100 – tahunan dan mengalami penurunan yang drastis pada pembebanan 90°. Untuk gerakan *sway* dan *roll* memiliki nilai RMS terbesar pada kondisi beban *100Year90* sebesar 7.372 m dan 8.764°. Gerakan *sway* dan *roll* menunjukkan pola yang berlawanan dengan gerakan *surge* dan *pitch*, yaitu mengalami kenaikan dari arah beban 0° ke 45° dan 90°. Untuk



gerakan *heave* tidak mengalami perbedaan yang signifikan dari perubahan kondisi arah pembebanan, namun mengalami kenaikan nilai dari kondisi pembebanan 1 – tahunan ke 100 – tahunan. Gerakan *yaw* mengalami nilai terbesar pada kondisi *100Year0°* sebesar  $2.642^\circ$  dan mengalami penurunan drastis ketika terkena beban dari arah  $90^\circ$ .

**Tabel 4. 6** Hasil *Root Mean Square MIT NREL TLP*

MITNRELTLP Motion Root Mean Square						
Load Case	Surge (m)	Sway (m)	Heave (m)	Roll (deg)	Pitch (deg)	Yaw (deg)
1Year0	0.922	0.057	0.018	0.004	0.007	0.145
1Year45	0.856	0.479	0.019	0.007	0.009	0.177
1Year90	0.017	0.664	0.011	0.005	0.002	0.070
100Year0	1.360	0.072	0.041	0.008	0.008	0.186
100Year45	1.098	0.837	0.041	0.009	0.009	0.250
100Year90	0.024	1.157	0.032	0.006	0.004	0.110

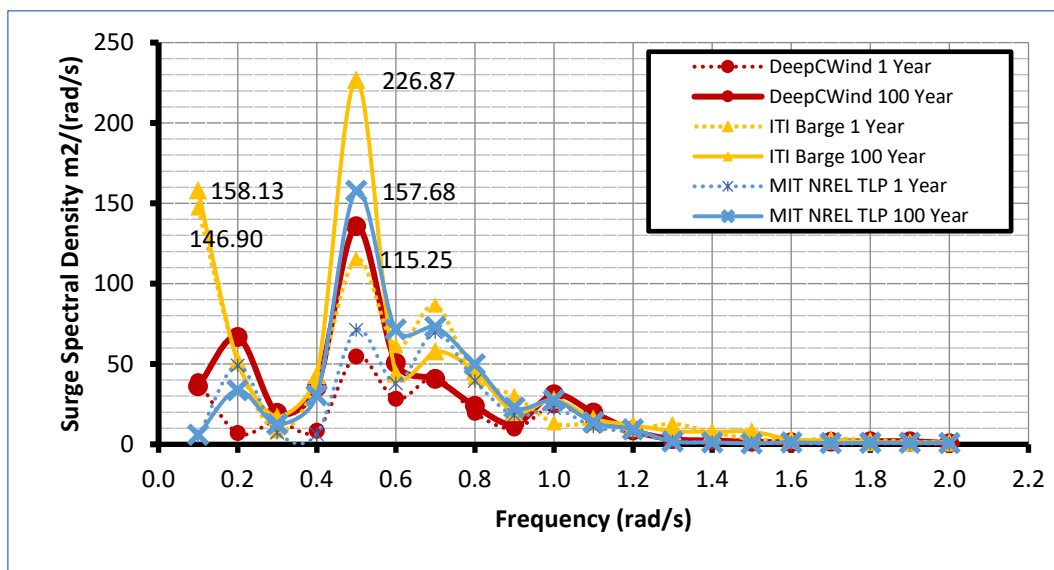
Dari Tabel 4.6 di atas, dapat dilihat bahwa untuk mode gerakan *surge* nilai *RMS* terbesar terjadi ketika struktur dibebani oleh beban *100Year0* sebesar 1.360m. Gerakan *surge* memiliki pola yang sama yaitu mengalami kenaikan dari kondisi 1 – tahunan ke 100 – tahunan dan mengalami penurunan yang drastis pada pembebanan  $90^\circ$ . Untuk gerakan *sway* mengalami nilai *RMS* terbesar pada kondisi beban *100Year90* sebesar 1.157 m. Gerakan *sway* menunjukkan pola yang berlawanan dengan gerakan *surge*, yaitu mengalami kenaikan dari arah beban  $0^\circ$  ke  $45^\circ$  dan  $90^\circ$ . Untuk struktur TLP, gerakan *heave*, *roll*, dan *pitch* mengalami *RMS* yang sangat kecil. Hal ini disebabkan oleh *tension leg* yang mengunci gerakan vertikal dan rotasional struktur, sehingga gerakan vertikal yang terkunci menyebabkan *offset* yang relatif besar terhadap gerakan translasional (*surge* dan *sway*).

#### 4.6.2 Respons Spektra Gerak Global Floating Offshore Wind Turbine

*Response Amplitude Operator* atau RAO baru memberikan indikasi sangat awal tentang kualitas gerakan. Indikator yang lebih lengkap akan diperoleh dari

analisis spektral dan hasil – hasil analisis spektral. Dari data keluaran *software* yang berupa *time – history response*, analisis *Fast Fourier Transform* (FFT) dilakukan untuk mengubah komponen gerak *time – history* menjadi komponennya dalam *frequency domain*. Dari komponen – komponen tersebut dapat diketahui komponen frekuensi yang paling mempengaruhi respon gerak struktur dengan variasi beban lingkungan dan arah pembebanan yang dilakukan.

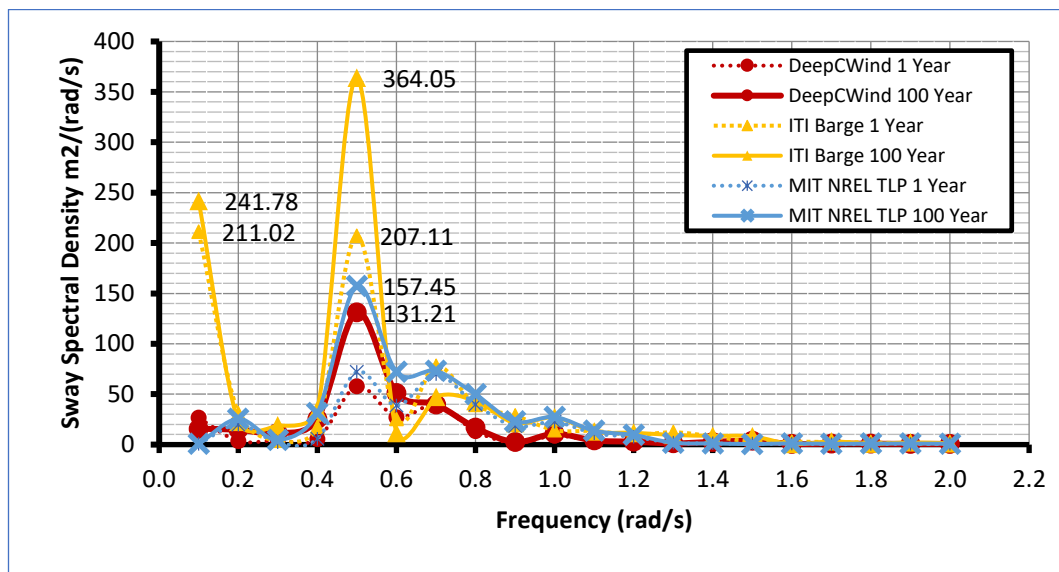
Di bawah ini akan ditampilkan perbandingan spektra respons mode gerak seluruh variasi *floater* dan kondisi pembebanan (*1-year* dan *100-year*) pada arah pembebanan yang memberikan efek paling dominan. Dengan melihat hasil *Root Mean Square* yang dibahas sebelumnya, maka ditentukan bahwa arah pembebanan yang dibahas untuk tiap mode gerak adalah arah  $0^\circ$  untuk mode gerak *surge*,  $90^\circ$  untuk mode gerak *sway*,  $0^\circ$  untuk mode gerak *heave*,  $90^\circ$  untuk mode gerak *roll*,  $0^\circ$  untuk mode gerak *pitch*, dan  $45^\circ$  untuk mode gerak *yaw*.



**Gambar 4. 22** Grafik Spektra Respons *Surge* Pada Beban Lingkungan Arah  $0^\circ$

Dari Gambar 4.22 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan respon spektra *sway* yang signifikan dengan variasi desain *floater*. *MIT NREL TLP* memiliki respon spektra gerak *sway* dengan respon puncak pada 0.5 rad/s sebesar 157.67 m<sup>2</sup>/(rad/s). *DeepCWind* memiliki respon spektra dengan puncak pada frekuensi 0.5 rad/s sebesar 135.57 m<sup>2</sup>/(rad/s). *ITI Barge* sendiri memiliki dua puncak respon spektra yaitu pada 0.5 rad/s sebesar 226.87 m<sup>2</sup>/(rad/s) dan pada 0.1 rad/s sebesar

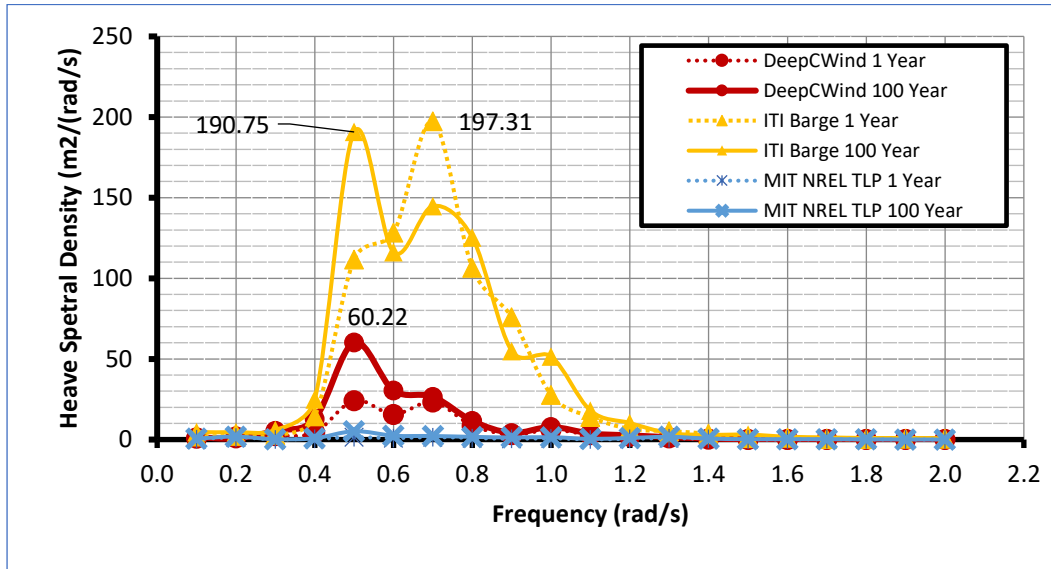
158.13  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . Untuk respon struktur pada kondisi pembebanan 1 year, *DeepCWind* dan *MIT NREL TLP* memiliki respon puncak pada frekuensi 0.5 dan 0.5 rad/s sebesar 57.75  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ , dan 72.06  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . *ITI Barge* memiliki 2 puncak yang tidak jauh berbeda pada pembebanan 1-year di frekuensi 0.1 dan 0.5 rad/s, yaitu sebesar 146.90 dan 115.25  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . Perbedaan ini yaitu disebabkan oleh frekuensi puncak spektra gelombang 1-year pada kisaran 0.5 rad/s dan frekuensi natural *heave* struktur pada kisaran 0.1 rad/s.



**Gambar 4. 23** Grafik Spektra Respons *Sway* Pada Beban Lingkungan Arah  $90^\circ$

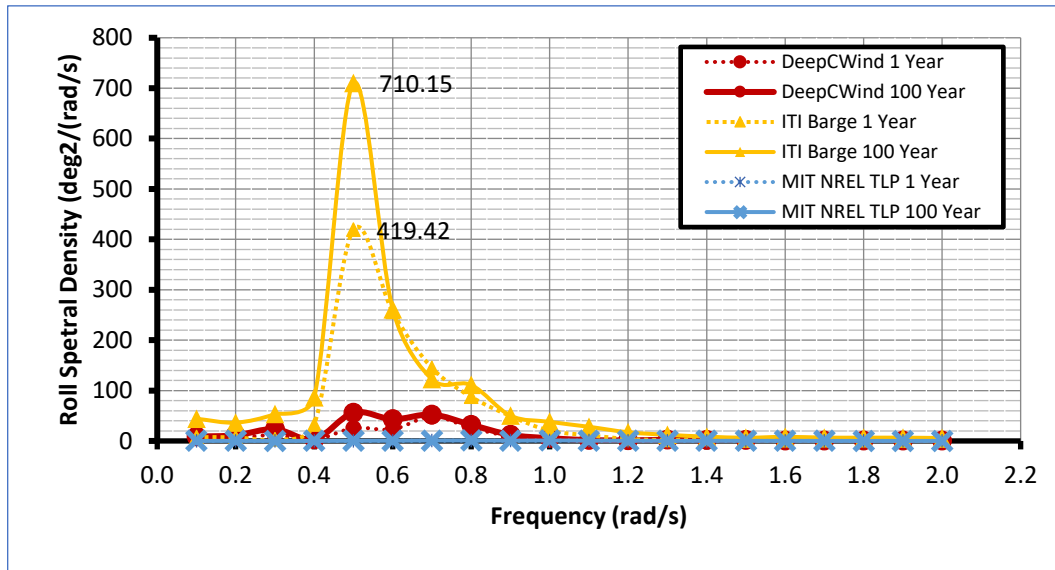
Dari Gambar 4.23 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan respon spektra *sway* yang signifikan dengan variasi desain *floater*. *MIT NREL TLP* memiliki respon spektra *gerak sway* dengan respon puncak pada 0.5 rad/s sebesar 157.47  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . *DeepCWind* memiliki respon spektra dengan puncak pada frekuensi 0.5 rad/s sebesar 131.21  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . *ITI Barge* dua memiliki puncak respon spektra yaitu pada 0.5 rad/s sebesar 364.05  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$  dan 0.1 rad/s sebesar 241.78  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . Untuk respon struktur pada kondisi pembebanan 1 year, *DeepCWind* dan *MIT NREL TLP* memiliki respon puncak pada frekuensi 0.5 dan 0.5 rad/s sebesar 57.75  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ , dan 72.06  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . *ITI Barge* memiliki 2 puncak yang tidak jauh berbeda pada pembebanan 1-year di frekuensi 0.1 dan 0.5 rad/s, yaitu sebesar 211.02 dan 207.11  $\text{m}^2/(\text{rad/s})$ . Dua puncak yang dimiliki *ITI Barge*

disebabkan oleh frekuensi puncak spektra gelombang pada kisaran 0.5 rad/s dan frekuensi natural *sway* struktur pada kisaran 0.1 rad/s.



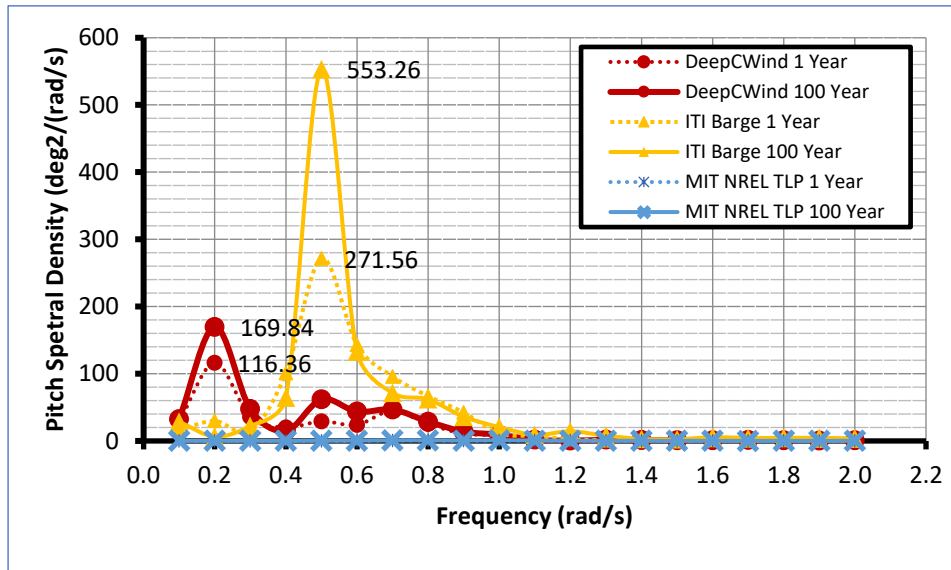
Gambar 4. 24 Grafik Spektra Respons *Heave* Pada Beban Lingkungan Arah 0°

Dari Gambar 4.24 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan respon spektra *heave* yang signifikan dengan variasi desain *floater*. *MIT NREL TLP* memiliki respon spektra gerak *heave* yang sangat kecil dengan respon puncak pada 0.5 rad/s sebesar 5.19 m<sup>2</sup>/(rad/s). Hal ini diakibatkan *tension leg* yang menahan gerakan *heave* struktur. *DeepCWind* memiliki respon spektra dengan puncak pada frekuensi 0.5 rad/s sebesar 60.22 m<sup>2</sup>/(rad/s). *ITI Barge* sendiri memiliki dua puncak respon spektra yaitu pada 0.5 rad/s sebesar 190.75 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada kondisi pembebanan 100-year dan sebesar 197.31 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada frekuensi 0.7 rad/s. Perbedaan ini yaitu disebabkan oleh frekuensi puncak spektra gelombang 100-year pada kisaran 0.5 rad/s dan frekuensi natural *heave* struktur pada kisaran 0.7 rad/s. Untuk respon struktur pada kondisi pembebanan 1 year, *DeepCWind* dan *MIT NREL TLP* memiliki respon puncak pada frekuensi 0.2 dan 0.7 rad/s sebesar 32.24 m<sup>2</sup>/(rad/s), dan 1.48 m<sup>2</sup>/(rad/s).



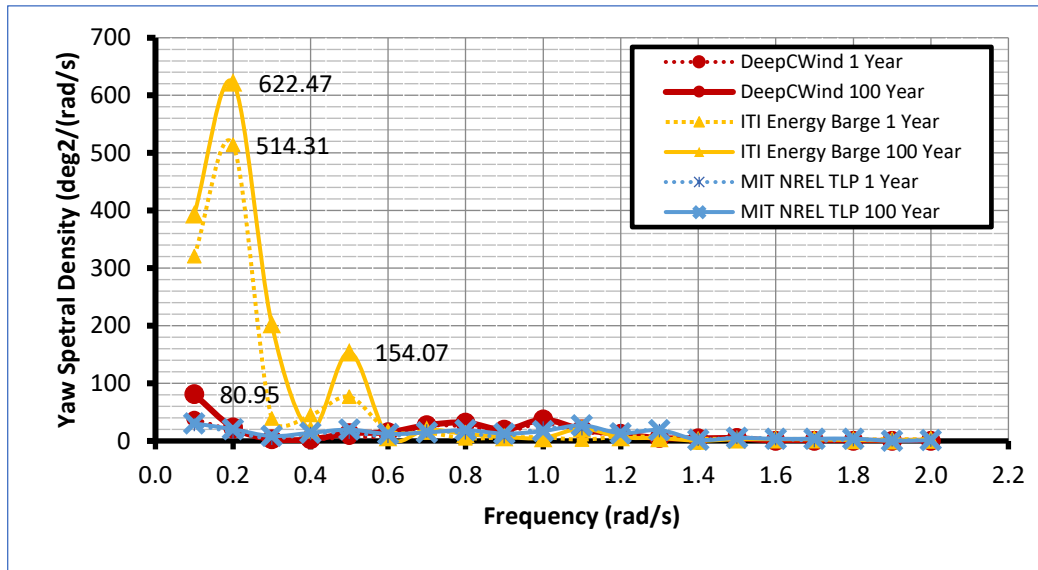
**Gambar 4. 25** Grafik Spektra Respons *Roll* Pada Beban Lingkungan Arah 90°

Dari gambar 4.25 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan respon spektra *roll* yang signifikan dengan variasi desain *floaters*. *MIT NREL TLP* hampir tidak memiliki respon spektra pada gerak *roll*, yaitu dengan nilai puncak 0.72 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada frekuensi 1.0 rad/s. Hal ini diakibatkan *tension leg* yang menahan gerakan *roll* struktur. *DeepCWind* memiliki respon spektra dengan puncak pada frekuensi 0.8 rad/s sebesar 56.13 deg<sup>2</sup>/(rad/s). *ITI Barge* sendiri memiliki respon spektra dengan puncak pada 0.5 rad/s yaitu sebesar 710.15 deg<sup>2</sup>/(rad/s). Seluruh respon puncak gerak *roll* terjadi pada kondisi pembebanan *100 year*. Untuk respon *roll* struktur pada kondisi pembebanan *1 year*, *DeepCWind*, *ITI Barge*, dan *MIT NREL TLP* memiliki respon puncak pada frekuensi 0.7, 0.5, dan 0.7 rad/s sebesar 48.48 deg<sup>2</sup>/(rad/s), 419.42 deg<sup>2</sup>/(rad/s), dan 0.72 deg<sup>2</sup>/(rad/s).



**Gambar 4. 26** Grafik Spektra Respons *Pitch* Pada Beban Lingkungan Arah 0°

Dari gambar 4.26 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan respon spektra *pitch* yang signifikan dengan variasi desain *floater*. *MIT NREL TLP* hampir tidak memiliki respon spektra pada gerak *pitch* dengan respon puncak pada 1 rad/s sebesar 0.87 deg<sup>2</sup>/(rad/s). Hal ini diakibatkan *tension leg* yang menahan gerakan *pitch* struktur. *DeepCWind* memiliki respon spektra dengan puncak pada frekuensi 0.2 rad/s sebesar 169.84 deg<sup>2</sup>/(rad/s). *ITI Barge* sendiri memiliki respon spektra dengan puncak pada 0.5 rad/s yaitu sebesar 553.26 deg<sup>2</sup>/(rad/s). Seluruh respon puncak gerak *pitch* terjadi pada kondisi pembebanan 100 year. Untuk respon struktur pada kondisi pembebanan 1 year, *DeepCWind*, *ITI Barge*, dan *MIT NREL TLP* memiliki respon puncak pada frekuensi 0.2, 0.5, dan 1 rad/s sebesar 116.36 deg<sup>2</sup>/(rad/s), 271.56 deg<sup>2</sup>/(rad/s), dan 0.69 deg<sup>2</sup>/(rad/s).



**Gambar 4. 27** Grafik Spektra Respons *Yaw* Pada Beban Lingkungan Arah 45°

Dari Gambar 4.27 dapat dilihat bahwa terdapat perbedaan respon spektra *yaw* yang signifikan dengan variasi desain *floater*. *MIT NREL TLP* memiliki respon spektra pada gerak *yaw* yang kecil dengan respon puncak pada frekuensi 0.1 rad/s sebesar 30.45 deg<sup>2</sup>/(rad/s). *DeepCWind* memiliki respon spektra dengan puncak pada frekuensi 0.1 rad/s sebesar 80.95 deg<sup>2</sup>/(rad/s). *ITI Barge* sendiri memiliki respon spektra dengan puncak pada 0.2 rad/s yaitu sebesar 622.47 deg<sup>2</sup>/(rad/s) yang diakibatkan oleh frekuensi natural *yaw* seperti dilihat pada RAO *floater*. Selain itu, *ITI Barge* juga memiliki puncak lokal pada frekuensi 0.5 rad/s sebesar 154.07 deg<sup>2</sup>/(rad/s). Seluruh respon puncak gerak *yaw* terjadi pada kondisi pembebanan 100 year. Untuk respon struktur pada kondisi pembebanan 1 year, *DeepCWind*, *ITI Barge*, dan *MIT NREL TLP* memiliki respon puncak pada frekuensi 0.1, 0.2, dan 0.1 rad/s sebesar 38.10 deg<sup>2</sup>/(rad/s), 514.31 deg<sup>2</sup>/(rad/s), dan 28.60 deg<sup>2</sup>/(rad/s).

Respon dinamis yang dialami masing – masing variasi sub – struktur berbeda. Secara ringkas, nilai RMS respons dan *magnitude power spectral density* pada variasi *floater MIT NREL TLP* merupakan nilai respons yang paling kecil. Hal ini dikarenakan TLP memiliki *tension leg* yang mengunci mode gerak yang disebabkan oleh gerak gelombang orde 1, yaitu *heave*, *pitch*, dan *roll*. Penguncian gerakan tersebut sangat mempengaruhi gerakan – gerakan global struktur karena pada kondisi laut acak tiap gerakan mempengaruhi (*coupling*) dengan mode gerak lainnya. Pada kondisi 100 tahunan, MIT NREL TLP mengalami nilai RMS surge

1.360 m dan 157.67 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (0<sup>0</sup>), sway 1.157 m dan 157.47 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (90<sup>0</sup>), heave 0,041 m dan 5,19 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (0<sup>0</sup>), Roll 0,008 deg dan 0.72 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 1.0 rad/s (90<sup>0</sup>), pitch 0.004 deg dan 0.87 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 1.0 rad/s (0<sup>0</sup>), yaw 0.250 deg dan 30.45 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.1 rad/s (45<sup>0</sup>).

Untuk nilai RMS respons dan *magnitude power spectral density* yang dialami oleh variasi *floaters ITI Energy Barge* merupakan nilai – nilai terbesar. Hal ini dikarenakan desain memiliki *waterplane area* terbesar dan memiliki sistem tali tambat yang *catenary* sehingga hanya minim mengunci gerakan – gerakan gelombang orde 1. Pada kondisi 100 tahunan *ITI Energy Barge* mengalami nilai surge 8,903 m dan 226,87 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (0<sup>0</sup>), sway 7.372 m dan 364.05 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (90<sup>0</sup>), heave 1,273 m dan 197.31 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.7 rad/s (0<sup>0</sup>), Roll 8.764 deg dan 710.15 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (90<sup>0</sup>), pitch 3.518 deg dan 553.26 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (0<sup>0</sup>), yaw 1,88 deg dan 622,47 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (45<sup>0</sup>).

Nilai RMS respons dan *magnitude power spectral density* pada variasi *floaters DeepCWind* lebih baik ketimbang desain *ITI Energy Barge*, namun tidak sebaik MIT NREL TLP. Hal ini dikarenakan *DeepCWind* memiliki *waterplane area* yang lebih kecil dibandingkan *ITI Energy Barge*, namun memiliki sistem tali tambat yang *catenary* sehingga hanya minim mengunci gerakan – gerakan gelombang orde 1. Pada kondisi 100 tahunan, *DeepCWind* mengalami nilai surge 2.134 m dan 135.57 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (0<sup>0</sup>), sway 3.342m dan 131.21 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (90<sup>0</sup>), heave 0.369 m dan 60.22 m<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.5 rad/s (0<sup>0</sup>), Roll 0.453 deg dan 56.13 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.8 rad/s (90<sup>0</sup>), pitch 2.066 deg dan 169.84 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.2 rad/s (0<sup>0</sup>), yaw 0.581 deg dan 80.95 deg<sup>2</sup>/(rad/s) pada 0.1 rad/s (45<sup>0</sup>).

#### **4.7 Analisis Gaya Tarik Tali Tambat**

Data gaya tarik tali tambat yang terjadi didapat dari hasil simulasi FAST v8 selama 10800 detik sesuai dengan DNV OS J-103. Analisis ini dilakukan untuk mengetahui seberapa maksimum gaya tarik tali yang terjadi pada tali tambat pada tiap kondisi pembebanan. Nilai maksimum gaya tarik tali yang terjadi kemudian



dapat digunakan untuk menentukan kekuatan tali tambat yang dapat digunakan dengan mempertimbangkan *safety factor* untuk mendapatkan *Minimum Breaking Force* (MBF).

**Tabel 4. 7** Nilai Gaya Garik Tali Maksimum *DeepCWind*

DeepCWind Max Line Tension at Fairlead (kN)				
Load Case	1 Year Environment		100 Year Environment	
	In Line	Between Line	In Line	Between Line
	(0°)	(60°)	(0°)	(60°)
Line 1	1039	1004	1560	1004
Line 2	3975	1857	11750	5271
Line 3	1038	1978	1480	4052

Dari Tabel 4.6 dapat dilihat bahwa *line 2* mengalami gaya tarik terbesar pada kondisi pembebanan 0° pada kondisi beban 1 dan 100 – tahunan. Hal ini terjadi karena *line 2* merupakan *windward line* pada kondisi arah beban tersebut. *Line 2* dan *line 3* mengalami gaya tarik yang tidak terlalu jauh berbeda pada kondisi pembebanan 60° karena pada kondisi tersebut beban banyak mempengaruhi kedua *line* tersebut. Pada kondisi 1 tahunan, *Line 3* mengalami gaya tarik terbesar, sedangkan pada kondisi 100 tahunan *Line 2* yang mengalami gaya tarik lebih besar. *Line 1* mengalami gaya tarik yang paling kecil karena merupakan *leeward line*. Pola gaya tarik sama pada kondisi pembebanan 1 dan 100 – tahunan, dengan gaya tarik yang dialami lebih besar pada kondisi 100 – tahunan. Dari keseluruhan data nilai gaya tarik, nilai gaya tarik maksimum terjadi di *fairlead 2* pada kondisi 100 – tahunan dengan pembebanan arah 0° sebesar 11750 kN. Oleh karena itu, nilai gaya tarik tersebut yang akan digunakan untuk menentukan *Minimum Breaking Load* (MBL) yang diperlukan.

**Tabel 4. 8** Nilai Gaya Tarik Tali Maksimum *ITI Energy Barge*  
 ITI Energy Barge Max Line Tension at Fairlead (kN)

Load Case	1 Year Environment			100 Year Environment		
	In Line (22.5°)	Between Line (0°)	Between Line (45°)	In Line (22.5°)	Between Line (0°)	Between Line (45°)
Line 1	301	293	300	325	283	389
Line 2	296	287	301	367	343	376
Line 3	441	495	408	498	740	435
Line 4	723	831	666	1062	1475	762
Line 5	852	802	1084	1624	1552	1939
Line 6	616	500	743	1272	744	1620
Line 7	316	289	373	372	283	568
Line 8	285	293	303	364	284	539

Dari Tabel 4.8 dapat dilihat bahwa *line 4* dan *5* mengalami gaya tarik yang relatif sama pada kondisi pembebanan *between line* arah 0°, sedangkan *line 5* dan *6* mengalami gaya tarik yang terbesar pada kondisi pembebanan *between line* arah 45°. Hal ini dikarenakan kondisi beban arah 0° dan 45° merupakan pembebanan *between line* sehingga mempengaruhi kedua *line 4* dan *5* untuk arah beban 0° dan *line 5* dan *6* untuk beban 45°. *Line 5* mengalami gaya tarik terbesar pada saat kondisi beban arah 45° karena merupakan *windward line* pada kondisi tersebut. Pola gaya tarik sama pada kondisi pembebanan 1 dan 100 – tahunan, dengan gaya tarik yang dialami lebih besar pada kondisi 100 – tahunan. Dari keseluruhan data nilai gaya tarik, nilai gaya tarik maksimum terjadi di *Line 5* pada kondisi 100 – tahunan dengan pembebanan arah 90° sebesar 1939 kN. Oleh karena itu, nilai gaya tarik tersebut yang akan digunakan untuk menentukan *Minimum Breaking Load (MBL)* yang diperlukan.

**Tabel 4. 9** Nilai Gaya Tarik Tali Maksimum *MIT NREL TLP*

MITNRELTLP Max Line Tension at Fairlead (kN)				
Load Case	1 Year Enivronmental Load		100 Year Enivronmental Load	
	In Line (0°)	Between Line (45°)	In Line (0°)	Between Line (45°)
Line 1	4714	4252	4894	4454
Line 2	4714	4252	4894	4454
Line 3	4217	4711	4458	4838
Line 4	4217	4711	4458	4838
Line 5	6256	5785	6580	6318
Line 6	6256	5785	6580	6318
Line 7	4076	5035	4316	5322
Line 8	4076	5035	4316	5322

Dari Tabel 4.9 dapat dilihat bahwa *line 5* dan *6* mengalami gaya tarik terbesar pada kondisi pembebanan arah *in – line 0°* dan *between – line 45°*. Pola gaya tarik sama pada kondisi pembebanan 1 dan 100 – tahunan, dengan gaya tarik yang dialami lebih besar pada kondisi 100 – tahunan. Dari keseluruhan data nilai gaya tarik, nilai gaya tarik maksimum terjadi di *Line 5* dan *6* pada kondisi 100 – tahunan dengan pembebanan arah  $0^\circ$  sebesar 6580 kN. Oleh karena itu, nilai gaya tarik tersebut yang akan digunakan untuk menentukan *Minimum Breaking Load* (MBL) yang diperlukan.

Gaya tarik tali tambat terbesar secara umum dialami oleh *MIT NREL TLP*. *MIT NREL TLP* mengalami rata – rata gaya tarik tali tambat terbesar karena memiliki *tension leg* yang dibuat kaku dan diberi *pre-tension* untuk mengunci mode gerak vertikal struktur. Hal ini juga mempengaruhi gerakan rotasional *pitch* dan *roll* secara signifikan. Secara keseluruhan, *DeepCWind Semisubmersible* mengalami gaya tarik tali tambat maksimum yaitu pada *line 2* pada kondisi 100 tahunan dengan beban *in – line*. Hal ini dikarenakan *line 2* merupakan *windward line* yang menahan keseluruhan struktur dari beban lingkungan. 2 tali lainnya tidak berada dalam posisi yang baik untuk membantu menahan struktur.

Berdasarkan API RP 2SK, pada kondisi *intact* batas gaya tarik dan *safety factor* untuk kondisi analisis sistem tali tambat adalah 1.67 atau gaya tarik maksimum yang boleh terjadi adalah 60% dari *Minimum Breaking Load*. Dengan adanya data gaya tarik maksimum tiap struktur, maka dapat kita tentukan *Minimum Breaking Load* dari tiap tali tambat sebagai berikut.

**Tabel 4. 10** Nilai Minimum Breaking Load yang Diperlukan Tiap *Floater*

<i>Structure</i>	<i>Maximum Tension (kN)</i>	<i>Minimum Breaking Load (kN)</i>
<i>DeepCWind</i>	11750	19623
<i>ITI Energy Barge</i>	1939	3238
<i>MIT NREL TLP</i>	6580	10989

Besar nilai gaya tarik tali tambat akan berakibat pada keekonomisan sistem tali tambat. Tali tambat yang lebih besar akan dapat menahan struktur dengan beratnya dan akan lebih sulit untuk putus. Selain itu, banyaknya tali tambat juga akan membantu menahan struktur. Namun, ukuran tali yang lebih besar atau jumlah tali yang lebih banyak dapat lebih mahal dari sisi biaya. Oleh karena itu, akan ada *tradeoff* antara besar tali tambat dan biaya, di mana desainer perlu mempertimbangan spesifikasi dan jumlah tali tambat yang dibutuhkan untuk biaya yang paling sedikit.

#### **4.8 Analisis Produksi Energi dan *Capacity Factor***

Energi yang dihasilkan pada *floating offshore wind turbine* sebanding dengan kecepatan angin pangkat tiga, sehingga kecepatan angin sangat mempengaruhi jumlah energi yang dihasilkan. Pada simulasi FAST terdapat jumlah daya (kW) yang dibangkitkan tiap detiknya di generator turbin angin. Namun, data ini hanya dapat mewakili jumlah energi yang dikeluarkan selama 1 jam dengan asumsi bahwa kecepatan angin relatif konstan berkisar di antara kecepatan referensi tersebut. Pada kenyataannya, hal ini tidak dapat terjadi dan kecepatan angin banyak bervariasi dari waktu ke waktu.

Oleh karena itu, untuk menghitung jumlah energi yang dihasilkan, diperlukan simulasi untuk beberapa variasi kecepatan. Karena data yang dimiliki adalah *1-hour mean wind speed*, maka dilakukan simulasi 1 jam untuk berbagai

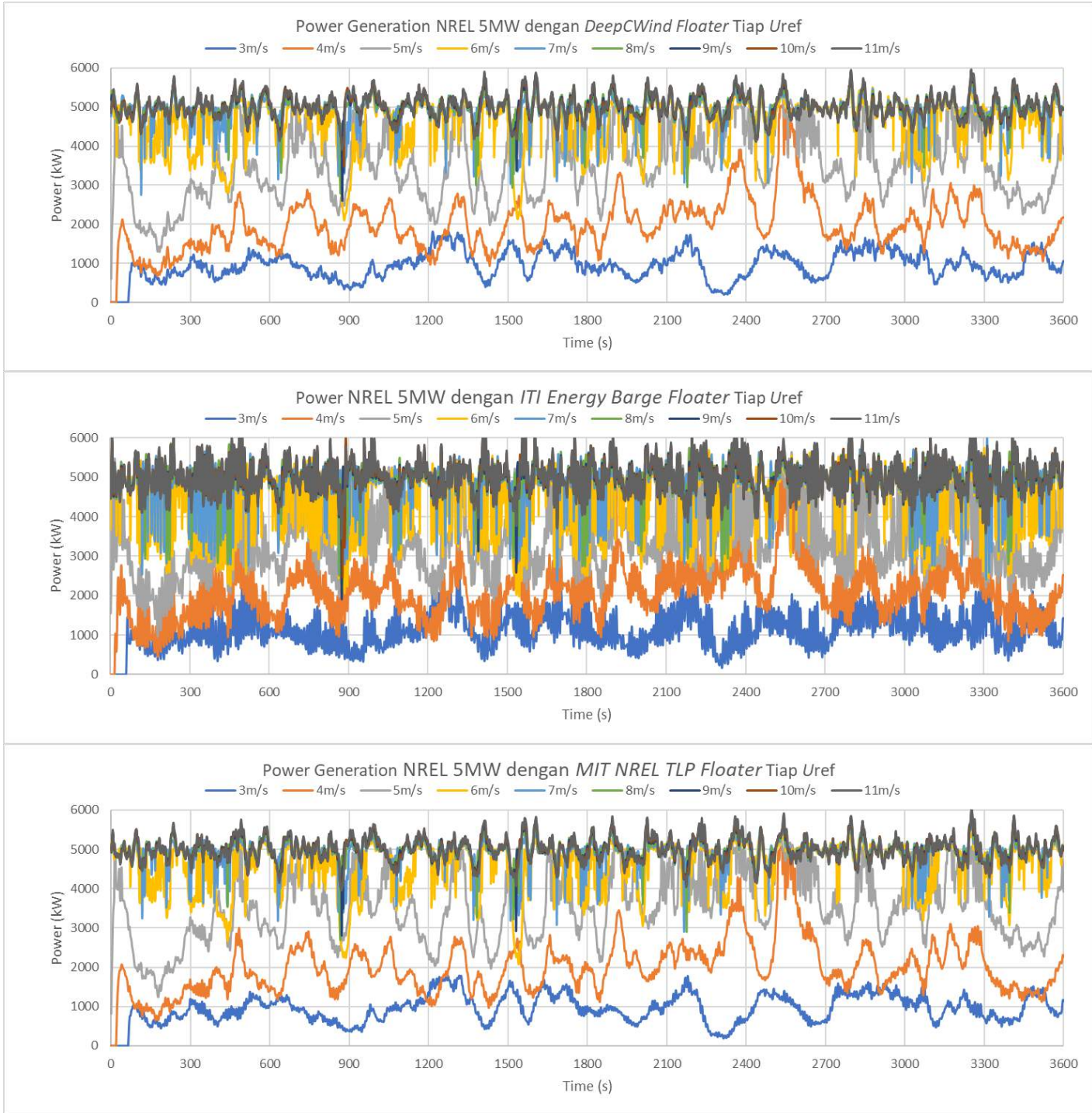
variasi kecepatan angin. Hasil simulasi tersebut dirata – ratakan dan kemudian dikalikan jumlah jam kejadian angin dengan kecepatan tersebut untuk mendapatkan jumlah energi total yang dihasilkan pada angin kecepatan tertentu selama 1 tahun. Dengan menjumlahkan seluruh variasi kecepatan angin, maka akan didapatkan estimasi jumlah energi yang dihasilkan pada seluruh kecepatan angin selama 1 tahun.

Tabel 4.11 di bawah ini menunjukkan frekuensi kejadian kecepatan angin selama 1 tahun beserta status turbin angin lepas pantai pada kecepatan tersebut.

**Tabel 4. 11** Status Turbin dan Frekuensi Kecepatan Angin

<i>Status</i>	<i>Range</i>	<i>Uref (m/s)</i>	<i>Frequency</i>	<i>Percentage</i>
<i>Off</i>	0-3	0	3444	39.21%
<i>Cut – In</i>	3-4	3	1376	15.66%
<i>Production</i>	4-5	4	1205	13.72%
<i>Production</i>	5-6	5	767	8.73%
<i>Production</i>	6-7	6	755	8.60%
<i>Production</i>	7-8	7	602	6.85%
<i>Production</i>	8-9	8	369	4.20%
<i>Production</i>	9-10	9	213	2.42%
<i>Production</i>	10-11	10	47	0.54%
<i>Production</i>	>11	11	6	0.07%
<b>Total</b>			<b>8784</b>	<b>100.00%</b>

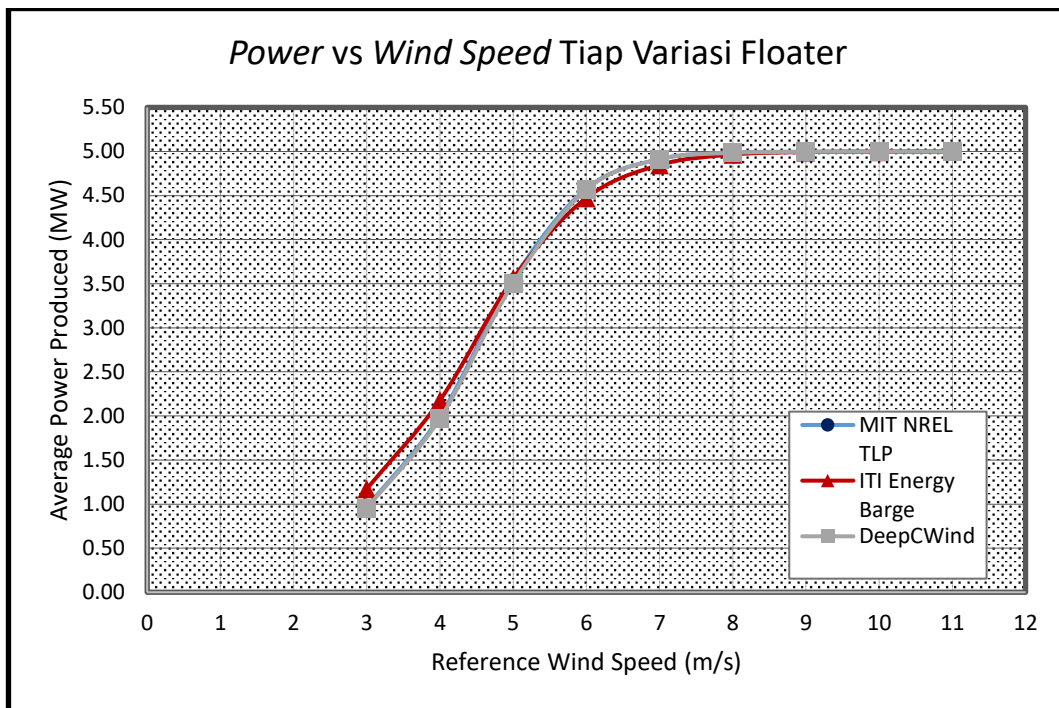
Setelah mengetahui variasi kecepatan angin yang terjadi, maka dilakukan simulasi pada FAST jam dengan berbagai variasi kecepatan. Kecepatan 0 – 3 m/s tidak dihitung karena kecepatan tersebut tidak dalam *cut – in speed*, sehingga turbin angin tidak berputar. Dari hasil simulasi kemudian didapatkan perkiraan rata – rata daya yang dihasilkan selama 1 jam. Gambar 4.5 menunjukkan pola daya yang dihasilkan pada setiap kecepatan angin selama 1 jam untuk setiap variasi sub – struktur dan Tabel 4.12 menunjukkan rata – rata energi yang dihasilkan oleh *NREL 5MW Wind Turbine* dengan berbagai variasi *floater*.



**Gambar 4. 28** Grafik Daya yang Dihasilkan Selama 1 Jam dengan Variasi Kecepatan Angin dengan *Floater DeepCWind, ITI Energy Barge, MIT NREL TLP* (dari atas ke bawah)

**Tabel 4. 12** Rata – Rata Daya yang Dihasilkan

Reference Wind Speed (m/s)	Average Power (kW)		
	DeepCWind	ITI Energy Barge	MIT NREL TLP
3 – 4	950.47	1173.47	964.25
4 – 5	1971.74	2177.62	1998.29
5 – 6	3507.03	3560.33	3549.01
6 – 7	4568.49	4473.29	4579.84
7 – 8	4914.23	4847.28	4913.67
8 – 9	4984.29	4965.96	4987.34
9 – 10	4996.57	4993.71	4997.07
10 – 11	4998.77	4998.17	4999.18
>11	4999.25	4999.43	4999.03



**Gambar 4. 29** Grafik Perbandingan Energi Dengan Rentang Kecepatan Angin

Dari Gambar 4.29 dan Tabel 4.12 di atas dapat dilihat bahwa pada kecepatan 3 – 6 m/s, *ITI Energy Barge* memiliki rata – rata pembangkitan energi yang paling besar. *DeepCWind* dan *MIT NREL TLP* memiliki rata – rata pembangkitan energi yang hampir identik pada setiap kecepatan angin. Untuk ketiga variasi struktur, rata – rata energi yang dihasilkan baru mendekati 5000 kW pada kecepatan angin 8 m/s dan menghasilkan 4 MW ketika mencapai 7 m/s. Pada kecepatan 3 – 6 m/s, daya yang dihasilkan berada di bawah 3600kW. Hal ini menunjukkan bahwa turbin angin

belum dapat bekerja secara optimal pada kecepatan – kecepatan angin yang paling banyak terdapat pada lingkungan tersebut.

Rata – rata energi yang dihasilkan selanjutnya dikalikan dengan jumlah jam kejadian angin. Hasil dari perkalian tiap variasi kecepatan angin dijumlahkan untuk mendapatkan total energi (kWh) yang dihasilkan 1 turbin angin selama 1 tahun.

**Tabel 4. 13** Jumlah Energi yang Dihasilkan dengan *Floater DeepCWind* Selama 1 Tahun

DeepCWind Power Production					
Status	Uref (m/s)	Average Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Produced in a Year
Off	0	0.00	3444	144	0
Production	3	950.47	1376	57	1307845
Production	4	1971.74	1205	50	2375952
Production	5	3507.03	767	32	2689894
Production	6	4568.49	755	31	3449210
Production	7	4914.23	602	25	2958367
Production	8	4984.29	369	15	1839201
Production	9	4996.57	213	9	1064269
Production	10	4998.77	47	2	234942
Production	11	4999.25	6	0	29995
Total			8784	366	15949675
Capacity Factor					36.32%

Dari Tabel 4.13 dapat dilihat bahwa selama 1 tahun, dengan mempertimbangkan berbagai kecepatan angin yang terjadi selama 1 tahun, diketahui bahwa 1 *floating offshore wind turbine* dapat menghasilkan 15949675 kWh atau 15.949 GWh dalam 1 tahun.

Apabila kita membandingkan energi yang dihasilkan secara nyata dengan energi teoritis yang seharusnya dihasilkan, yaitu 5MW atau 5000kW secara terus menerus selama 1 tahun sehingga menghasilkan 43920000 maka akan mendapatkan *capacity factor* sebesar 36.32%.



**Tabel 4. 14** Jumlah Energi yang Dihasilkan dengan *Floater ITI Energy Barge* Selama 1 Tahun

ITIEnergy Barge Power Production					
Status	Uref (m/s)	Average Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Generated in a Year
Off	0	0.00	3444	144	0
Production	3	1173.47	1376	57	1614692
Production	4	2177.62	1205	50	2624037
Production	5	3560.33	767	32	2730773
Production	6	4473.29	755	31	3377332
Production	7	4847.28	602	25	2918063
Production	8	4965.96	369	15	1832440
Production	9	4993.71	213	9	1063660
Production	10	4998.17	47	2	234914
Production	11	4999.43	6	0	29997
Total			8784	366	16425906
Capacity Factor					37.40%

Dari Tabel 4.14 dapat dilihat bahwa selama 1 tahun, dengan mempertimbangkan berbagai kecepatan angin yang terjadi selama 1 tahun, diketahui bahwa 1 *floating offshore wind turbine* dapat menghasilkan 16425906 kWh atau 16.426 GWh dalam 1 tahun.

Apabila kita membandingkan energi yang dihasilkan secara nyata dengan energi teoritis yang seharusnya dihasilkan, yaitu 5MW atau 5000kW secara terus menerus selama 1 tahun sehingga menghasilkan 43920000 maka akan mendapatkan *capacity factor* sebesar 37.40%.

**Tabel 4. 15** Jumlah Energi yang Dihasilkan dengan *Floater MIT NREL TLP* Selama 1 Tahun

MITNRELTLP Power Production					
Status	Uref (m/s)	Average Power (kW)	Hours in a Year	Days in a Year	kWH Generated in a Year
Off	0	0.00	3444	144	0
Production	3	964.25	1376	57	1326803
Production	4	1998.29	1205	50	2407934
Production	5	3549.01	767	32	2722091
Production	6	4579.84	755	31	3457781
Production	7	4913.67	602	25	2958028
Production	8	4987.34	369	15	1840330
Production	9	4997.07	213	9	1064376
Production	10	4999.18	47	2	234961
Production	11	4999.03	6	0	29994
Total			8784	366	16042298
Capacity Factor					36.53%

Dari Tabel 4.15 dapat dilihat bahwa selama 1 tahun, dengan mempertimbangkan berbagai kecepatan angin yang terjadi selama 1 tahun, diketahui bahwa 1 *floating offshore wind turbine* dapat menghasilkan 16042298 kWh atau 16.042 GWh dalam 1 tahun.

Apabila kita membandingkan energi yang dihasilkan secara nyata dengan energi teoritis yang seharusnya dihasilkan, yaitu 5MW atau 5000kW secara terus menerus selama 1 tahun sehingga menghasilkan 43.92 GWh maka dengan menggunakan NREL 5MW dengan *floater MIT NREL TLP* akan mendapatkan *capacity factor* sebesar 36.53%.

Dari perhitungan energi yang dihasilkan, dapat dilihat bahwa perbedaan *capacity factor* ketiga *floater* yang relatif sama. *Capacity Factor* ketiga variasi sub – struktur hanya berbeda tidak sampai dengan 1%. Hal ini menunjukkan bahwa perbedaan variasi sub-struktur *DeepCWind Semisubmersible*, *ITI Energy Barge*, dan *MIT NREL TLP* tidak memiliki efek signifikan terhadap produksi energi turbin angin walaupun memiliki karakteristik gerak yang berbeda – beda satu sama lain. Salah satu faktor yang menyebabkan hal ini adalah adanya *pitch* dan *yaw control* pada *blade* dan *nacelle* sehingga selalu terjadi *blade angle of attack* yang maksimum. Hal ini menyebabkan gerakan struktur *floater* yang terjadi, terutama

*pitch* dan *yaw* yang dapat mempengaruhi *blade angle of attack* secara signifikan, dapat diatasi oleh sistem kontrol *blade* dan *nacelle*.

Di sisi lain, ketiga desain struktur beserta tali tambatnya sangat mempengaruhi biaya yang dibutuhkan. Jenis struktur yang terbaik merupakan desain yang memiliki spesifikasi yang dibutuhkan dengan biaya yang paling rendah. Oleh karena itu, untuk menentukan pilihan yang terbaik, perlu dilakukan analisis keekonomisan variasi *floater* turbin angin dengan jumlah energi yang dihasilkan. Selain itu, perlu dilakukan analisis *floater* tanpa *pitch dan yaw control* sehingga dapat diinvestigasi lebih lanjut efek gerakan *floater* terhadap energi yang dihasilkan.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Dari analisis yang dilakukan pada NREL 5 MW dengan variasi *floater DeepCWind Semi-Submersible, ITI Energy Barge, dan MIT NREL TLP*, maka kesimpulan yang dapat diambil adalah sebagai berikut:

- 1) MIT NREL TLP memiliki karakteristik gerak yang paling baik di antara ketiga *floater* yang dianalisis, diikuti dengan *DeepCWind Semisubmersible* dan terakhir *ITI Energy Barge*.
- 2) Tali tambat yang mengalami gaya tarik paling besar merupakan tali tambat *windward line* atau tali yang menghadap arah datangnya beban lingkungan, dengan beban *in – line* lebih besar dibandingkan *between line*. Gaya tarik tali maksimum yang dialami masing – masing terjadi pada keadaan *in – line* dengan gaya tarik sebesar 11750 kN untuk *DeepCWind*, 1939 kN untuk *ITI Energy Barge*, dan 6580 kN untuk *MIT NREL TLP*.
- 3) Dapat dilihat bahwa perbedaan *capacity factor* energi yang dihasilkan untuk *DeepCWind Semisubmersible, ITI Energy Barge, dan MIT NREL TLP* relatif sama dengan 36.32%, 37.40%, dan 36.53%. Hal ini menunjukkan bahwa perbedaan variasi sub-struktur tidak memiliki efek signifikan terhadap produksi energi turbin angin dan perlu dilakukan investigasi dari segi biaya untuk menentukan opsi yang terbaik untuk Laut Natuna.

#### 5.2 Saran

Saran yang diberikan untuk tugas akhir ini adalah:

1. Analisis lebih dalam mengenai efek respons *dinamis tower* dan *rotor – nacelle assembly* terhadap respon gerak global struktur.
2. Analisis FOWT pada saat kondisi *operation* dan *parked*.
3. Analisis lebih dalam mengenai tiap variasi *floater* dengan variasi sistem tambat.
4. Analisis lebih dalam mengenai produksi energi turbin angin dan gerakan – gerakan yang mempengaruhi produksi energi.
5. Analisis biaya dengan variasi tiap *floater*.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

## DAFTAR PUSTAKA

- Almutahir. 2016. *Analisa Respon Gerak Struktur Floating Wind Turbine Tipe Spar Dengan Variasi Sistem Tambat*. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- API RP 2SK. 1996. *Recommended Practice for Design and Analysis of Stationkeeping Systems for Floating Structures*.
- Bagbanci, Hasan. 2011. *Dynamic Analysis of Offshore Floating Wind Turbines*. Dissertation for Master's Degree in Naval Architecture and Marine Engineering, Instituto Superior Técnico, University of Lisbon.
- Blueprint Pengelolaan Energi Nasional 2006 – 2025. Peraturan Presiden no. 5 Tahun 2006.
- Daffa, Theolevi R. 2016. *Studi Komparasi Perilaku Gerak FLNG Masela Terhadap Internal Turret Mooring System dan External Turret Mooring System*. Tugas Akhir. Departemen Teknik Kelautan, Institut Teknologi Sepuluh Nopember.
- Djutmiko, Eko Budi. 2012. *Perilaku dan Operabilitas Bangunan Laut di Atas Gelombang Acak*. Surabaya: ITS Press.
- DNV OS J-101. 2004. *Design of Offshore Wind Turbine Structures*.
- DNV OS J-103. 2013. *Design of Floating Wind Turbine Structures*.
- Hendi. 2011. *Analisa Stabilitas Turbin Angin Terapung Lepas Pantai Tipe Sistem Tension Leg Platform*. Thesis. Program Studi Teknik Sipil, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia.
- Jonkman, J.M., A.N. Robertson., dan G.J. Hayman. 2015. *(Draft) Hydrodyn User's Guide and Theory Manual*. Colorado: NREL.
- Jonkman, J.M. dan Denis Matha. 2011. *Dynamics of offshore floating wind turbines – analysis of three concepts*. Wind Energy 14(4): 557 – 569.
- Jonkman, J.M., dan Marshall L. Buhr Jr. 2005. *FAST User's Guide*. Colorado: NREL Technical Report.
- Jonkman, J., S. Butterfield, W. Musial, dan G. Scott. 2009. *Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development*. Colorado: NREL Technical Report.
- Journee, J.M.J dan W.W. Massie. 2001. *Offshore Hydromechanics, First Edition*. Delft: Delft University of Technology.
- Karimirad, Madjid. 2011. *Stochastic Dynamic Response Analysis of Spar-Type Wind Turbines with Catenary or Taut Mooring Systems*. Doctoral Thesis at Norwegian University of Science and Technology.
- Karimirad, Madjid. 2014. *Offshore Energy Structures for Wind Power, Wave Energy and Hybrid Marine Platforms*. New York: Springer.
- Matha, Denis. 2009. *Model Development and Loads Analysis of an Offshore Wind Turbine on a Tension Leg Platform, with a Comparison to Other Floating Turbine Concepts*. NREL Subcontract Report: Colorado.
- Newton, David E. 2015. *Wind Energy, A Reference Handbook*. Santa Barbara; ABC – CLIO.

- Paul A. Lynn, 2012. *Onshore and Offshore Wind Energy*. West Sussex: John Wiley & Sons.
- Roald, Line, Jason Jonkman, Amy Robertson, dan Ndaona Chokani. 2013. *The Effect of Second – Order Hydrodynamics on Floating Offshore Wind Turbine*. Energy Procedia 35 (2013) page 253 – 264.
- Robertson, A.N. dan J.M. Jonkman. 2011. *Loads Analysis of Several Offshore Floating Wind Turbine Concepts*. Conference Paper Presented at the International Society of Offshore and Polar Engineers, Hawaii.
- Robertson, A.N., J.M. Jonkman, M. Masciola, H. Song, A. Goupee, A. Coulling, dan C. Luan. 2014. *Definition of the Semi-Submersible Floating System for Phase II of OC 4*. Colorado: NREL Technical Report.
- <http://windenergyfoundation.org/about-wind-energy/history/> diakses pada tanggal 10 Februari 2018 pukul 12.40
- <https://www.bloomberg.com/news/articles/2017-09-19/tipping-point-seen-for-clean-energy-as-monster-turbines-arrive> diakses pada tanggal 10 Februari 2018 pukul 14.02
- <https://www.windpowerengineering.com/offshore-wind/foundations-that-float/> diakses pada tanggal 10 Februari 2018 pukul 14.56
- [https://ocw.mit.edu/courses/mechanical-engineering/2-019-design-of-ocean-systems-spring-2011/lecture-notes/MIT2\\_019S11\\_MD3.pdf](https://ocw.mit.edu/courses/mechanical-engineering/2-019-design-of-ocean-systems-spring-2011/lecture-notes/MIT2_019S11_MD3.pdf) diakses pada tanggal 19 April 2018 pukul 12.15



**LAMPIRAN A**  
**(FAST V8 SOFTWARE INPUT)**

## Aerodyn Input File

----- AERODYN v15.03.\* INPUT FILE -----  
-----

NREL 5.0 MW offshore baseline aerodynamic input properties.

===== General Options

=====

False Echo - Echo the input to "<rootname>.AD.ech"? (flag)

"default" DTAero - Time interval for aerodynamic calculations {or "default"} (s)

0 WakeMod - Type of wake/induction model (switch) {0=none, 1=BEMT}

2 AFAeroMod - Type of blade airfoil aerodynamics model (switch) {1=steady model, 2=Beddoes-Leishman unsteady model}

1 TwrPotent - Type tower influence on wind based on potential flow around the tower (switch) {0=none, 1=baseline potential flow, 2=potential flow with Bak correction}

False TwrShadow - Calculate tower influence on wind based on downstream tower shadow? (flag)

True TwrAero - Calculate tower aerodynamic loads? (flag)

False FrozenWake - Assume frozen wake during linearization? (flag) [used only when WakeMod=1 and when linearizing]

===== Environmental Conditions

=====

1.225 AirDens - Air density (kg/m<sup>3</sup>)

1.464E-05 KinVisc - Kinematic air viscosity (m<sup>2</sup>/s)

335 SpdSound - Speed of sound (m/s)

===== Blade-Element/Momentum Theory Options

===== [used only when WakeMod=1]

2 SkewMod - Type of skewed-wake correction model (switch) {1=uncoupled, 2=Pitt/Peters, 3=coupled} [used only when WakeMod=1]

True TipLoss - Use the Prandtl tip-loss model? (flag) [used only when WakeMod=1]

True HubLoss - Use the Prandtl hub-loss model? (flag) [used only when WakeMod=1]

true TanInd - Include tangential induction in BEMT calculations? (flag) [used only when WakeMod=1]

False AIDrag - Include the drag term in the axial-induction calculation? (flag) [used only when WakeMod=1]

False TIDrag - Include the drag term in the tangential-induction calculation? (flag) [used only when WakeMod=1 and TanInd=TRUE]

"Default" IndToler - Convergence tolerance for BEMT nonlinear solve residual equation {or "default"} (-) [used only when WakeMod=1]

100 MaxIter - Maximum number of iteration steps (-) [used only when WakeMod=1]

===== Beddoes-Leishman Unsteady Airfoil Aerodynamics Options

===== [used only when AFAeroMod=2]

3 UAMod - Unsteady Aero Model Switch (switch) {1=Baseline model (Original), 2=Gonzalez's variant (changes in Cn,Cc,Cm), 3=Minemima/Pierce variant (changes in Cc and Cm)} [used only when AFAeroMod=2]

True FLookup - Flag to indicate whether a lookup for f' will be calculated (TRUE) or whether best-fit exponential equations will be used (FALSE); if FALSE S1-S4 must be provided in airfoil input files (flag) [used only when AFAeroMod=2]

===== Airfoil Information

=====

1 InCol\_Alfa - The column in the airfoil tables that contains the angle of attack (-)

2 InCol\_Cl - The column in the airfoil tables that contains the lift coefficient (-)

3 InCol\_Cd - The column in the airfoil tables that contains the drag coefficient (-)

4 InCol\_Cm - The column in the airfoil tables that contains the pitching-moment coefficient; use zero if there is no Cm column (-)

0 InCol\_Cpmin - The column in the airfoil tables that contains the Cpmin coefficient; use zero if there is no Cpmin column (-)

### DeepCWind Elastodyn Input File

----- ELASTODYN v1.03.\* INPUT FILE -----  
-----

NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis. Properties from Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design (10046\_009.pdf) and REpower 5M 5MW (5m\_uk.pdf).

----- SIMULATION CONTROL -----  
-----

False Echo - Echo input data to "<RootName>.ech" (flag)

3 Method - Integration method: {1: RK4, 2: AB4, or 3: ABM4} (-)

"DEFAULT" DT - Integration time step (s)

----- ENVIRONMENTAL

CONDITION -----

9.80665 Gravity - Gravitational acceleration (m/s<sup>2</sup>)

----- DEGREES OF FREEDOM -----  
-----

True FlapDOF1 - First flapwise blade mode DOF (flag)

True FlapDOF2 - Second flapwise blade mode DOF (flag)

True EdgeDOF - First edgewise blade mode DOF (flag)

False TeetDOF - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]

True DrTrDOF - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)

True GenDOF - Generator DOF (flag)

True YawDOF - Yaw DOF (flag)

True TwFADOF1 - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)

True TwFADOF2 - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)

True TwSSDOF1 - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)

True TwSSDOF2 - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)

True PtfmSgDOF - Platform horizontal surge translation DOF (flag)

True PtfmSwDOF - Platform horizontal sway translation DOF (flag)

True PtfmHvDOF - Platform vertical heave translation DOF (flag)

True PtfmRDOF - Platform roll tilt rotation DOF (flag)

True PtfmPDOF - Platform pitch tilt rotation DOF (flag)

True PtfmYDOF - Platform yaw rotation DOF (flag)

----- TURBINE CONFIGURATION ---  
-----

3 NumBl - Number of blades (-)

63 TipRad - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)

1.5 HubRad - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)

-2.5 PreCone(1) - Blade 1 cone angle (degrees)

-2.5 PreCone(2) - Blade 2 cone angle (degrees)

-2.5 PreCone(3) - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]

0 HubCM - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)

0 UndSling - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]

0 Delta3 - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]

0 AzimB1Up - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)

-5.0191 OverHang - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)

1.912 ShftGagL - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive for upwind rotors] (meters)

-5 ShftTilt - Rotor shaft tilt angle (degrees)

1.9 NacCMxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

0 NacCMyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

1.75 NacCMzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

-3.09528 NclMUxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

0 NclMUyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)  
 2.23336 NclMUzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)  
 1.96256 Twr2Shft - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)  
 87.6 TowerHt - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)  
 10 TowerBsHt - Height of tower base above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)  
 0 PtfmCMxt - Downwind distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
 0 PtfmCMyt - Lateral distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
 -8.6588 PtfmCMzt - Vertical distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
 0 PtfmRefzt - Vertical distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform reference point (meters)  
 ----- MASS AND INERTIA -----  
 -----  
 0 TipMass(1) - Tip-brake mass, blade 1 (kg)  
 0 TipMass(2) - Tip-brake mass, blade 2 (kg)  
 0 TipMass(3) - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]  
 56780 HubMass - Hub mass (kg)  
 115926 HubIner - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m<sup>2</sup>)  
 534.116 GenIner - Generator inertia about HSS (kg m<sup>2</sup>)  
 240000 NacMass - Nacelle mass (kg)  
 2.60789E+06 NacYIner - Nacelle inertia about yaw axis (kg m<sup>2</sup>)  
 0 YawBrMass - Yaw bearing mass (kg)  
 3.85218E+06 PtfmMass - Platform mass (kg)  
 2.56193E+09 PtfmRIner - Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)  
 2.56193E+09 PtfmPIner - Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)

4.24265E+09 PtfmYIner - Platform inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)  
**ITI Energy Barge Elastodyn Input File**  
 - ELASTODYN v1.03.\* INPUT FILE -----  
 -----  
 NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis. Properties from Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design (10046\_009.pdf) and REpower 5M 5MW (5m\_uk.pdf)  
 ----- SIMULATION CONTROL -----  
 -----  
 False Echo - Echo input data to "<RootName>.ech" (flag)  
 3 Method - Integration method: {1: RK4, 2: AB4, or 3: ABM4} (-)  
 "default" DT - Integration time step (s)  
 ----- ENVIRONMENTAL  
 CONDITION -----  
 9.80665 Gravity - Gravitational acceleration (m/s<sup>2</sup>)  
 ----- DEGREES OF FREEDOM -----  
 -----  
 True FlapDOF1 - First flapwise blade mode DOF (flag)  
 True FlapDOF2 - Second flapwise blade mode DOF (flag)  
 True EdgeDOF - First edgewise blade mode DOF (flag)  
 False TeetDOF - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]  
 True DrTrDOF - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)  
 True GenDOF - Generator DOF (flag)  
 True YawDOF - Yaw DOF (flag)  
 True TwFADOF1 - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)  
 True TwFADOF2 - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)  
 True TwSSDOF1 - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)  
 True TwSSDOF2 - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)  
 True PtfmSgDOF - Platform horizontal surge translation DOF (flag)  
 True PtfmSwDOF - Platform horizontal sway translation DOF (flag)  
 True PtfmHvDOF - Platform vertical heave translation DOF (flag)

True PtfmRDOF - Platform roll tilt rotation DOF (flag)  
True PtfmPDOF - Platform pitch tilt rotation DOF (flag)  
True PtfmYDOF - Platform yaw rotation DOF (flag)

----- TURBINE CONFIGURATION ----  
-----

3 NumBl - Number of blades (-)  
63 TipRad - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)  
1.5 HubRad - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)  
-2.5 PreCone(1) - Blade 1 cone angle (degrees)  
-2.5 PreCone(2) - Blade 2 cone angle (degrees)  
-2.5 PreCone(3) - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]  
0 HubCM - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)  
0 UndSling - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]  
0 Delta3 - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]  
0 AzimB1Up - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)  
-5.0191 OverHang - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)  
1.912 ShftGagL - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive for upwind rotors] (meters)  
-5 ShftTilt - Rotor shaft tilt angle (degrees)  
1.9 NacCMxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)  
0 NacCMyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)  
1.75 NacCMzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)  
-3.09528 NclIMUxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)  
0 NclIMUyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

2.23336 NclIMUzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)  
1.96256 Twr2Shft - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)  
87.6 TowerHt - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)

0 TowerBsHt - Height of tower base above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)  
0 PtfmCMxt - Downwind distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
0 PtfmCMyt - Lateral distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
-0.281768 PtfmCMzt - Vertical distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
-0 PtfmRefzt - Vertical distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform reference point (meters)

----- MASS AND INERTIA -----  
-----

0 TipMass(1) - Tip-brake mass, blade 1 (kg)  
0 TipMass(2) - Tip-brake mass, blade 2 (kg)  
0 TipMass(3) - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]  
56780 HubMass - Hub mass (kg)  
115926 HubIner - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m<sup>2</sup>)  
534.116 GenIner - Generator inertia about HSS (kg m<sup>2</sup>)  
240000 NacMass - Nacelle mass (kg)  
2.60789E+06 NacYIner - Nacelle inertia about yaw axis (kg m<sup>2</sup>)  
0 YawBrMass - Yaw bearing mass (kg)  
5.452E+06 PtfmMass - Platform mass (kg)  
7.269E+08 PtfmRIner - Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)  
7.269E+08 PtfmPIner - Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)  
1.4539E+09 PtfmYIner - Platform inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)

## MIT NREL TLP Elastodyn Input File

----- ELASTODYN v1.03.\* INPUT FILE -----  
-----

NREL 5.0 MW Baseline Wind Turbine for Use in Offshore Analysis. Properties from Dutch Offshore Wind Energy Converter (DOWEC) 6MW Pre-Design (10046\_009.pdf) and REpower 5M 5MW (5m\_uk.pdf)

----- SIMULATION CONTROL -----  
-----

False Echo - Echo input data to "<RootName>.ech" (flag)

3 Method - Integration method: {1: RK4, 2: AB4, or 3: ABM4} (-)

"default" DT - Integration time step (s)

----- ENVIRONMENTAL

CONDITION -----

9.80665 Gravity - Gravitational acceleration (m/s<sup>2</sup>)

----- DEGREES OF FREEDOM -----  
-----

True FlapDOF1 - First flapwise blade mode DOF (flag)

True FlapDOF2 - Second flapwise blade mode DOF (flag)

True EdgeDOF - First edgewise blade mode DOF (flag)

False TeetDOF - Rotor-teeter DOF (flag) [unused for 3 blades]

True DrTrDOF - Drivetrain rotational-flexibility DOF (flag)

True GenDOF - Generator DOF (flag)

True YawDOF - Yaw DOF (flag)

True TwFADOF1 - First fore-aft tower bending-mode DOF (flag)

True TwFADOF2 - Second fore-aft tower bending-mode DOF (flag)

True TwSSDOF1 - First side-to-side tower bending-mode DOF (flag)

True TwSSDOF2 - Second side-to-side tower bending-mode DOF (flag)

True PtfmSgDOF - Platform horizontal surge translation DOF (flag)

True PtfmSwDOF - Platform horizontal sway translation DOF (flag)

True PtfmHvDOF - Platform vertical heave translation DOF (flag)

True PtfmRDOF - Platform roll tilt rotation DOF (flag)

True PtfmPDOF - Platform pitch tilt rotation DOF (flag)

True PtfmYDOF - Platform yaw rotation DOF (flag)

----- TURBINE CONFIGURATION ---  
-----

3 NumBl - Number of blades (-)

63 TipRad - The distance from the rotor apex to the blade tip (meters)

1.5 HubRad - The distance from the rotor apex to the blade root (meters)

-2.5 PreCone(1) - Blade 1 cone angle (degrees)

-2.5 PreCone(2) - Blade 2 cone angle (degrees)

-2.5 PreCone(3) - Blade 3 cone angle (degrees) [unused for 2 blades]

0 HubCM - Distance from rotor apex to hub mass [positive downwind] (meters)

0 UndSling - Undersling length [distance from teeter pin to the rotor apex] (meters) [unused for 3 blades]

0 Delta3 - Delta-3 angle for teetering rotors (degrees) [unused for 3 blades]

0 AzimB1Up - Azimuth value to use for I/O when blade 1 points up (degrees)

-5.0191 OverHang - Distance from yaw axis to rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] (meters)

1.912 ShftGagL - Distance from rotor apex [3 blades] or teeter pin [2 blades] to shaft strain gages [positive for upwind rotors] (meters)

-5 ShftTilt - Rotor shaft tilt angle (degrees)

1.9 NacCMxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

0 NacCMyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

1.75 NacCMzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle CM (meters)

-3.09528 NclIMUxn - Downwind distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

0 NclIMUyn - Lateral distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

2.23336 NclIMUzn - Vertical distance from the tower-top to the nacelle IMU (meters)

1.96256 Twr2Shft - Vertical distance from the tower-top to the rotor shaft (meters)  
 87.6 TowerHt - Height of tower above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)  
 0 TowerBsHt - Height of tower base above ground level [onshore] or MSL [offshore] (meters)  
 0 PtfmCMxt - Downwind distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
 0 PtfmCMyt - Lateral distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
 -40.612 PtfmCMzt - Vertical distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform CM (meters)  
 -0 PtfmRefzt - Vertical distance from the ground level [onshore] or MSL [offshore] to the platform reference point (meters)  
 ----- MASS AND INERTIA -----  
 -----  
 0 TipMass(1) - Tip-brake mass, blade 1 (kg)  
 0 TipMass(2) - Tip-brake mass, blade 2 (kg)  
 0 TipMass(3) - Tip-brake mass, blade 3 (kg) [unused for 2 blades]  
 56780 HubMass - Hub mass (kg)  
 115926 HubIner - Hub inertia about rotor axis [3 blades] or teeter axis [2 blades] (kg m<sup>2</sup>)  
 534.116 GenIner - Generator inertia about HSS (kg m<sup>2</sup>)  
 240000 NacMass - Nacelle mass (kg)  
 2.60789E+06 NacYIner - Nacelle inertia about yaw axis (kg m<sup>2</sup>)  
 0 YawBrMass - Yaw bearing mass (kg)  
 8.60041E+06 PtfmMass - Platform mass (kg)  
 5.71624E+08 PtfmRIner - Platform inertia for roll tilt rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)  
 5.71624E+08 PtfmPIner - Platform inertia for pitch tilt rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)  
 3.61408E+08 PtfmYIner - Platform inertia for yaw rotation about the platform CM (kg m<sup>2</sup>)

## HydroDyn 1 Year Input File

----- HydroDyn v2.03.\* Input File -----  
 -----  
 NREL 5.0 MW offshore baseline floating platform HydroDyn input properties for the ITI Barge with 4m draft.  
 False Echo - Echo the input file data (flag)  
 ----- ENVIRONMENTAL CONDITIONS -----  
 1025 WtrDens - Water density (kg/m<sup>3</sup>)  
 82 WtrDpth - Water depth (meters)  
 0 MSL2SWL - Offset between still-water level and mean sea level (meters) [positive upward; unused when WaveMod = 6; must be zero if PotMod=1 or 2]  
 ----- WAVES -----  
 -----  
 2 WaveMod - Incident wave kinematics model {0: none=still water, 1: regular (periodic), 1P#: regular with user-specified phase, 2: JONSWAP/Pierson-Moskowitz spectrum (irregular), 3: White noise spectrum (irregular), 4: user-defined spectrum from routine UserWaveSpectrm (irregular), 5: Externally generated wave-elevation time series, 6: Externally generated full wave-kinematics time series [option 6 is invalid for PotMod/=0]} (switch)  
 0 WaveStMod - Model for stretching incident wave kinematics to instantaneous free surface {0: none=no stretching, 1: vertical stretching, 2: extrapolation stretching, 3: Wheeler stretching} (switch) [unused when WaveMod=0 or when PotMod/=0]  
 3630 WaveTMax - Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0; determines WaveDOmega=2Pi/WaveTMax in the IFFT]  
 0.25 WaveDT - Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0; 0.1<=WaveDT<=1.0 recommended; determines WaveOmegaMax=Pi/WaveDT in the IFFT]  
 4 WaveHs - Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1, 2, or 3]

9.6 WaveTp - Peak-spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]

2.5 WavePkShp - Peak-shape parameter of incident wave spectrum (-) or DEFAULT (string) [used only when WaveMod=2; use 1.0 for Pierson-Moskowitz]

0 WvLowCOff - Low cut-off frequency or lower frequency limit of the wave spectrum beyond which the wave spectrum is zeroed (rad/s) [unused when WaveMod=0, 1, or 6]

500 WvHiCOff - High cut-off frequency or upper frequency limit of the wave spectrum beyond which the wave spectrum is zeroed (rad/s) [unused when WaveMod=0, 1, or 6]

0 WaveDir - Incident wave propagation heading direction (degrees) [unused when WaveMod=0 or 6]

0 WaveDirMod - Directional spreading function {0: none, 1: COS2S} (-) [only used when WaveMod=2,3, or 4]

1 WaveDirSpread - Wave direction spreading coefficient (> 0) (-) [only used when WaveMod=2,3, or 4 and WaveDirMod=1]

1 WaveNDir - Number of wave directions (-) [only used when WaveMod=2,3, or 4 and WaveDirMod=1; odd number only]

0 WaveDirRange - Range of wave directions (full range: WaveDir +/- 1/2\*WaveDirRange) (degrees) [only used when WaveMod=2,3, or 4 and WaveDirMod=1]

123456789 WaveSeed(1) - First random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0, 5, or 6]

1011121314 WaveSeed(2) - Second random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0, 5, or 6]

FALSE WaveNDamp - Flag for normally distributed amplitudes (flag) [only used when WaveMod=2, 3, or 4]

"" WvKinFile - Root name of externally generated wave data file(s) (quoted string) [used only when WaveMod=5 or 6]

1 NWaveElev - Number of points where the incident wave elevations can be computed (-) [maximum of 9 output locations]

0 WaveElevxi - List of xi-coordinates for points where the incident wave elevations can be output (meters) [NWaveElev points, separated by commas or white space; unused if NWaveElev = 0]

0 WaveElevyi - List of yi-coordinates for points where the incident wave elevations can be output (meters) [NWaveElev points, separated by commas or white space; unused if NWaveElev = 0]

----- 2ND-ORDER WAVES -----  
----- [unused with WaveMod=0 or 6]

False WvDiffQTF - Full difference-frequency 2nd-order wave kinematics (flag)

False WvSumQTF - Full summation-frequency 2nd-order wave kinematics (flag)

0 WvLowCOffD - Low frequency cutoff used in the difference-frequencies (rad/s) [Only used with a difference-frequency method]

3.5 WvHiCOffD - High frequency cutoff used in the difference-frequencies (rad/s) [Only used with a difference-frequency method]

0.1 WvLowCOffS - Low frequency cutoff used in the summation-frequencies (rad/s) [Only used with a summation-frequency method]

3.5 WvHiCOffS - High frequency cutoff used in the summation-frequencies (rad/s) [Only used with a summation-frequency method]

----- CURRENT -----  
----- [unused with WaveMod=6]

1 CurrMod - Current profile model {0: none=no current, 1: standard, 2: user-defined from routine UserCurrent} (switch)

0.68 CurrSSV0 - Sub-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]

0 CurrSSDir - Sub-surface current heading direction (degrees) or DEFAULT (string) [used only when CurrMod=1]



30 CurrNSRef - Near-surface current reference depth (meters) [used only when CurrMod=1]

0.43 CurrNSV0 - Near-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]

0 CurrNSDir - Near-surface current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

0.31 CurrDIV - Depth-independent current velocity (m/s) [used only when CurrMod=1]

0 CurrDIDir - Depth-independent current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

----- FLOATING PLATFORM -----  
 ----- [unused with WaveMod=6]

1 PotMod - Potential-flow model {0: none=no potential flow, 1: frequency-to-time-domain transforms based on WAMIT output, 2: fluid-impulse theory (FIT)} (switch) "HydroData/Barge" PotFile - Root name of potential-flow model data; WAMIT output files containing the linear, nondimensionalized, hydrostatic restoring matrix (.hst), frequency-dependent hydrodynamic added mass matrix and damping matrix (.1), and frequency- and direction-dependent wave excitation force vector per unit wave amplitude (.3) (quoted string) [MAKE SURE THE FREQUENCIES INHERENT IN THESE WAMIT FILES SPAN THE PHYSICALLY-SIGNIFICANT RANGE OF FREQUENCIES FOR THE GIVEN PLATFORM; THEY MUST CONTAIN THE ZERO- AND INFINITE-FREQUENCY LIMITS!]

1 WAMITULEN - Characteristic body length scale used to redimensionalize WAMIT output (meters) [only used when PotMod=1]

6000 PtfmVol0 - Displaced volume of water when the platform is in its undisplaced position (m<sup>3</sup>) [only used when PotMod=1; USE THE SAME VALUE COMPUTED BY WAMIT AS OUTPUT IN THE .OUT FILE!]

0 PtfmCOBxt - The xt offset of the center of buoyancy (COB) from the platform reference point (meters) [only used when PotMod=1]

0 PtfmCOByt - The yt offset of the center of buoyancy (COB) from the platform

reference point (meters) [only used when PotMod=1]

2 RdtnMod - Radiation memory-effect model {0: no memory-effect calculation, 1: convolution, 2: state-space} (switch) [only used when PotMod=1; STATE-SPACE REQUIRES \*.ss INPUT FILE]

60 RdtnTMax - Analysis time for wave radiation kernel calculations (sec) [only used when PotMod=1; determines RdtnDOmega=Pi/RdtnTMax in the cosine transform; MAKE SURE THIS IS LONG ENOUGH FOR THE RADIATION IMPULSE RESPONSE FUNCTIONS TO DECAY TO NEAR-ZERO FOR THE GIVEN PLATFORM!]

0.005 RdtnDT - Time step for wave radiation kernel calculations (sec) [only used when PotMod=1; DT<=RdtnDT<=0.1 recommended; determines RdtnOmegaMax=Pi/RdtnDT in the cosine transform]

----- 2ND-ORDER FLOATING PLATFORM FORCES ----- [unused with WaveMod=0 or 6, or PotMod=0 or 2]

0 MnDrift - Mean-drift 2nd-order forces computed {0: None; [7, 8, 9, 10, 11, or 12]: WAMIT file to use} [Only one of MnDrift, NewmanApp, or DiffQTF can be non-zero]

0 NewmanApp - Mean- and slow-drift 2nd-order forces computed with Newman's approximation {0: None; [7, 8, 9, 10, 11, or 12]: WAMIT file to use} [Only one of MnDrift, NewmanApp, or DiffQTF can be non-zero. Used only when WaveDirMod=0]

0 DiffQTF - Full difference-frequency 2nd-order forces computed with full QTF {0: None; [10, 11, or 12]: WAMIT file to use} [Only one of MnDrift, NewmanApp, or DiffQTF can be non-zero]

0 SumQTF - Full summation - frequency 2nd-order forces computed with full QTF {0: None; [10, 11, or 12]: WAMIT file to use}

### HydroDyn 100 Year Input File

----- HydroDyn v2.03.\* Input File -----  
 -----

NREL 5.0 MW offshore baseline floating platform HydroDyn input properties for the ITI Barge with 4m draft.

False Echo - Echo the input file data (flag)

----- ENVIRONMENTAL

CONDITIONS -----

1025 WtrDens - Water density (kg/m<sup>3</sup>)

82 WtrDpth - Water depth (meters)

0 MSL2SWL - Offset between still-water level and mean sea level (meters) [positive upward; unused when WaveMod = 6; must be zero if PotMod=1 or 2]

----- WAVES -----

-----

2 WaveMod - Incident wave kinematics model {0: none=still water, 1: regular (periodic), 1P#: regular with user-specified phase, 2: JONSWAP/Pierson-Moskowitz spectrum (irregular), 3: White noise spectrum (irregular), 4: user-defined spectrum from routine UserWaveSpctrm (irregular), 5: Externally generated wave-elevation time series, 6: Externally generated full wave-kinematics time series [option 6 is invalid for PotMod/=0]} (switch)

0 WaveStMod - Model for stretching incident wave kinematics to instantaneous free surface {0: none=no stretching, 1: vertical stretching, 2: extrapolation stretching, 3: Wheeler stretching} (switch) [unused when WaveMod=0 or when PotMod/=0]

3600 WaveTMax - Analysis time for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0; determines WaveDOmega=2Pi/WaveTMax in the IFFT]

0.25 WaveDT - Time step for incident wave calculations (sec) [unused when WaveMod=0; 0.1<=WaveDT<=1.0 recommended; determines WaveOmegaMax=Pi/WaveDT in the IFFT]

5.7 WaveHs - Significant wave height of incident waves (meters) [used only when WaveMod=1, 2, or 3]

10.6 WaveTp - Peak-spectral period of incident waves (sec) [used only when WaveMod=1 or 2]

2.5 WavePkShp - Peak-shape parameter of incident wave spectrum (-) or DEFAULT (string) [used only when WaveMod=2; use 1.0 for Pierson-Moskowitz]

0 WvLowCOff - Low cut-off frequency or lower frequency limit of the wave spectrum beyond which the wave spectrum is zeroed (rad/s) [unused when WaveMod=0, 1, or 6]

500 WvHiCOff - High cut-off frequency or upper frequency limit of the wave spectrum beyond which the wave spectrum is zeroed (rad/s) [unused when WaveMod=0, 1, or 6]

0 WaveDir - Incident wave propagation heading direction (degrees) [unused when WaveMod=0 or 6]

0 WaveDirMod - Directional spreading function {0: none, 1: COS2S} (-) [only used when WaveMod=2,3, or 4]

1 WaveDirSpread - Wave direction spreading coefficient (> 0) (-) [only used when WaveMod=2,3, or 4 and WaveDirMod=1]

1 WaveNDir - Number of wave directions (-) [only used when WaveMod=2,3, or 4 and WaveDirMod=1; odd number only]

0 WaveDirRange - Range of wave directions (full range: WaveDir +/- 1/2\*WaveDirRange) (degrees) [only used when WaveMod=2,3, or 4 and WaveDirMod=1]

123456789 WaveSeed(1) - First random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0, 5, or 6]

1011121314 WaveSeed(2) - Second random seed of incident waves [-2147483648 to 2147483647] (-) [unused when WaveMod=0, 5, or 6]

FALSE WaveNDamp - Flag for normally distributed amplitudes (flag) [only used when WaveMod=2, 3, or 4]

"" WvKinFile - Root name of externally generated wave data file(s) (quoted string) [used only when WaveMod=5 or 6]

1 NWaveElev - Number of points where the incident wave elevations can be

computed (-) [maximum of 9 output locations]

0 WaveElevxi - List of xi-coordinates for points where the incident wave elevations can be output (meters) [NWaveElev points, separated by commas or white space; used if NWaveElev = 0]

0 WaveElevyi - List of yi-coordinates for points where the incident wave elevations can be output (meters) [NWaveElev points, separated by commas or white space; used if NWaveElev = 0]

----- 2ND-ORDER WAVES -----  
----- [unused with WaveMod=0 or 6]

False WvDiffQTF - Full difference-frequency 2nd-order wave kinematics (flag)

False WvSumQTF - Full summation-frequency 2nd-order wave kinematics (flag)

0 WvLowCOffD - Low frequency cutoff used in the difference-frequencies (rad/s) [Only used with a difference-frequency method]

3.5 WvHiCOffD - High frequency cutoff used in the difference-frequencies (rad/s) [Only used with a difference-frequency method]

0.1 WvLowCOffS - Low frequency cutoff used in the summation-frequencies (rad/s) [Only used with a summation-frequency method]

3.5 WvHiCOffS - High frequency cutoff used in the summation-frequencies (rad/s) [Only used with a summation-frequency method]

----- CURRENT -----  
----- [unused with WaveMod=6]

1 CurrMod - Current profile model {0: none=no current, 1: standard, 2: user-defined from routine UserCurrent} (switch)

0.96 CurrSSV0 - Sub-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]

0 CurrSSDir - Sub-surface current heading direction (degrees) or DEFAULT (string) [used only when CurrMod=1]

30 CurrNSRef - Near-surface current reference depth (meters) [used only when CurrMod=1]

0.64 CurrNSV0 - Near-surface current velocity at still water level (m/s) [used only when CurrMod=1]

0 CurrNSDir - Near-surface current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

0.39 CurrDIV - Depth-independent current velocity (m/s) [used only when CurrMod=1]

0 CurrDIDir - Depth-independent current heading direction (degrees) [used only when CurrMod=1]

----- FLOATING PLATFORM -----  
----- [unused with WaveMod=6]

1 PotMod - Potential-flow model {0: none=no potential flow, 1: frequency-to-time-domain transforms based on WAMIT output, 2: fluid-impulse theory (FIT)} (switch)

"HydroData/Barge" PotFile - Root name of potential-flow model data; WAMIT output files containing the linear, nondimensionalized, hydrostatic restoring matrix (.hst), frequency-dependent hydrodynamic added mass matrix and damping matrix (.1), and frequency- and direction-dependent wave excitation force vector per unit wave amplitude (.3) (quoted string) [MAKE SURE THE FREQUENCIES INHERENT IN THESE WAMIT FILES SPAN THE PHYSICALLY-SIGNIFICANT RANGE OF FREQUENCIES FOR THE GIVEN PLATFORM; THEY MUST CONTAIN THE ZERO- AND INFINITE-FREQUENCY LIMITS!]

1 WAMITULEN - Characteristic body length scale used to redimensionalize WAMIT output (meters) [only used when PotMod=1]

6000 PtfmVol0 - Displaced volume of water when the platform is in its undisplaced position (m<sup>3</sup>) [only used when PotMod=1; USE THE SAME VALUE COMPUTED BY WAMIT AS OUTPUT IN THE .OUT FILE!]

0 PtfmCOBxt - The xt offset of the center of buoyancy (COB) from the platform reference point (meters) [only used when PotMod=1]

0 PtfmCOByt - The yt offset of the center of buoyancy (COB) from the platform reference point (meters) [only used when PotMod=1]

2 RdtnMod - Radiation memory-effect model {0: no memory-effect calculation, 1: convolution, 2: state-space} (switch) [only used when PotMod=1; STATE-SPACE REQUIRES \*.ss INPUT FILE]

60 RdtnTMax - Analysis time for wave radiation kernel calculations (sec) [only used when PotMod=1; determines RdtnDOmega=Pi/RdtnTMax in the cosine transform; MAKE SURE THIS IS LONG ENOUGH FOR THE RADIATION IMPULSE RESPONSE FUNCTIONS TO DECAY TO NEAR-ZERO FOR THE GIVEN PLATFORM!]

0.005 RdtnDT - Time step for wave radiation kernel calculations (sec) [only used when PotMod=1; DT<=RdtnDT<=0.1 recommended; determines RdtnOmegaMax=Pi/RdtnDT in the cosine transform]

----- 2ND-ORDER FLOATING PLATFORM FORCES ----- [unused with WaveMod=0 or 6, or PotMod=0 or 2]

0 MnDrift - Mean-drift 2nd-order forces computed {0: None; [7, 8, 9, 10, 11, or 12]: WAMIT file to use} [Only one of MnDrift, NewmanApp, or DiffQTF can be non-zero]

0 NewmanApp - Mean- and slow-drift 2nd-order forces computed with Newman's approximation {0: None; [7, 8, 9, 10, 11, or 12]: WAMIT file to use} [Only one of MnDrift, NewmanApp, or DiffQTF can be non-zero. Used only when WaveDirMod=0]

0 DiffQTF - Full difference-frequency 2nd-order forces computed with full QTF {0: None; [10, 11, or 12]: WAMIT file to use} [Only one of MnDrift, NewmanApp, or DiffQTF can be non-zero]

0 SumQTF - Full summation - frequency 2nd-order forces computed with full QTF {0: None; [10, 11, or 12]: WAMIT file to use}

### DeepCWind MoorDyn Input File

----- MoorDyn Input File -----  
-----

Mooring system for OC4-DeepCwind Semi  
FALSE Echo - echo the input file data (flag)

----- LINE TYPES -----  
-----

1 NTypes - number of LineTypes  
Name Diam MassDen EA BA/-zeta  
Can Cat Cdn Cdt  
(-) (m) (kg/m) (N) (N-s/-) (-) (-) (-)  
(-)

main 0.076 113.35 7.536E09 -1.0 0.8  
0.25 2.0 0.4

----- CONNECTION PROPERTIES -----  
-----

6 NConnects - number of connections including anchors and fairleads

Node	Type	X	Y	Z	M	V	FX	FY	FZ	CdA	CA
(-)	(-)	(m)	(m)	(m)	(kg)	(m^3)	(kN)	(kN)	(kN)	(m^2)	(-)

1	Fixed	278.43	482.26	-82.0	0	0	0	0	0	0	0
---	-------	--------	--------	-------	---	---	---	---	---	---	---

2	Fixed	-556.87	0.00	-82.0	0	0	0	0	0	0	0
---	-------	---------	------	-------	---	---	---	---	---	---	---

3	Fixed	278.43	-482.26	-82.0	0	0	0	0	0	0	0
---	-------	--------	---------	-------	---	---	---	---	---	---	---

4	Vessel	20.434	35.393	-14.0	0	0	0	0	0	0	0
---	--------	--------	--------	-------	---	---	---	---	---	---	---

5	Vessel	-40.868	0.0	-14.0	0	0	0	0	0	0	0
---	--------	---------	-----	-------	---	---	---	---	---	---	---

6	Vessel	20.434	-35.393	-14.0	0	0	0	0	0	0	0
---	--------	--------	---------	-------	---	---	---	---	---	---	---

----- LINE PROPERTIES -----  
-----

3 NLines - number of line objects

Line	LineType	UnstrLen	NumSegs	NodeAnch	NodeFair	Flags/Outputs
(-)	(-)	(m)	(-)	(-)	(-)	(-)

1	main	524.79	20	1	4	-
---	------	--------	----	---	---	---

2	main	523.40	20	2	5	-
---	------	--------	----	---	---	---

3	main	524.79	20	3	6	-
---	------	--------	----	---	---	---

----- SOLVER OPTIONS -----  
-----

0.001 dtM - time step to use in mooring integration (s)

3.0e6 kbot - bottom stiffness (Pa/m)  
3.0e5 cbot - bottom damping (Pa-s/m)

2.0 dtIC - time interval for analyzing convergence during IC gen (s)

60.0 TmaxIC - max time for ic gen (s)

4.0 CdScaleIC - factor by which to scale drag coefficients during dynamic relaxation (-)

0.01 threshIC - threshold for IC convergence (-)

----- OUTPUTS -----

FairTen1  
FairTen2  
FairTen3  
END

----- need this line -----

**ITI Energy Barge MoorDyn Input File**

----- MoorDyn Input File -----

Mooring system for OC4-DeepCwind Semi  
FALSE Echo - echo the input file data (flag)

----- LINE TYPES -----

1 NTypes - number of LineTypes  
Name Diam MassDen EA BA/-zeta  
Can Cat Cdn Cdt  
(-) (m) (kg/m) (N) (N-s/-) (-) (-) (-)  
(-)  
main 0.0809 130.403 589E6 -1.0 0.8  
0.25 2.0 0.4

----- CONNECTION PROPERTIES -----

16 NConnects - number of connections  
including anchors and fairleads  
Node Type X Y Z M V FX  
FY FZ CdA CA  
(-) (-) (m) (m) (m) (kg) (m^3) (kN)  
(kN) (kN) (m^2) (-)  
1 Fixed 486.03 226.63 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
2 Fixed 226.63 486.03 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
3 Fixed -226.63 486.03 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
4 Fixed -486.03 226.63 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
5 Fixed -486.03 -226.63 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
6 Fixed -226.63 -486.03 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
7 Fixed 226.63 -486.03 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
8 Fixed 486.03 -226.63 -82.0 0 0  
0 0 0 0 0  
9 Vessel 20 20 -4.0 0 0 0 0  
0 0 0

10 Vessel 20 20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0  
11 Vessel -20 20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0  
12 Vessel -20 20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0  
13 Vessel -20 -20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0  
14 Vessel -20 -20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0  
15 Vessel 20 -20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0  
16 Vessel 20 -20 -4.0 0 0 0  
0 0 0 0

----- LINE PROPERTIES -----

8 NLines - number of line objects  
Line LineType UnstrLen NumSegs  
NodeAnch NodeFair Flags/Outputs  
(-) (-) (m) (-) (-) (-) (-)  
1 main 534.80 20 1 9 -  
2 main 534.80 20 2 10 -  
3 main 534.80 20 3 11 -  
4 main 534.80 20 4 12 -  
5 main 534.80 20 5 13 -  
6 main 534.80 20 6 14 -  
7 main 534.80 20 7 15 -  
8 main 534.80 20 8 16 -

----- SOLVER OPTIONS -----

0.001 dtM - time step to use in mooring  
integration (s)  
3.0e6 kbot - bottom stiffness (Pa/m)  
3.0e5 cbot - bottom damping (Pa-s/m)  
2.0 dtIC - time interval for analyzing  
convergence during IC gen (s)  
60.0 TmaxIC - max time for ic gen (s)  
4.0 CdScaleIC - factor by which to scale drag  
coefficients during dynamic relaxation (-)  
0.01 threshIC - threshold for IC convergence  
(-)

----- OUTPUTS -----

FairTen1  
FairTen2  
FairTen3  
FairTen4  
FairTen5  
FairTen6  
FairTen7

FairTen8  
END  
----- need this line -----  
-----

**MIT NREL TLP MoorDyn Input File**

----- MoorDyn Input File -----  
-----

Mooring system for MIT NREL TLP  
FALSE Echo - echo the input file data (flag)

----- LINE TYPES -----  
-----

1 NTypes - number of LineTypes  
Name Diam MassDen EA BA/-zeta  
Can Cat Cdn Cdt  
(-) (m) (kg/m) (N) (N-s/-) (-) (-) (-)  
(-)  
Material 0.127 116.027 6.7E9 -1.0 0.8  
0.25 2.0 0.4

----- CONNECTION PROPERTIES ---  
-----

16 NConnects - number of connections  
including anchors and fairleads  
Node Type X Y Z M V FX  
FY FZ CdA CA  
(-) (-) (m) (m) (m) (kg) (m^3) (kN)  
(kN) (kN) (m^2) (-)  
1 Fixed 27 0 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
2 Fixed 27 0 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
3 Fixed 0 27 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
4 Fixed 0 27 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
5 Fixed -27 0 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
6 Fixed -27 0 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
7 Fixed 0 -27 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
8 Fixed 0 -27 -82.0 0 0 0 0  
0 0 0  
9 Vessel 27 0 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0  
10 Vessel 27 0 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0  
11 Vessel 0 27 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0

12 Vessel 0 27 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0  
13 Vessel -27 0 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0  
14 Vessel -27 0 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0  
15 Vessel 0 -27 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0  
16 Vessel 0 -27 -47.89 0 0 0  
0 0 0 0

----- LINE PROPERTIES -----  
-----

8 NLines - number of line objects  
Line LineType UnstrLen NumSegs  
NodeAnch NodeFair Flags/Outputs  
(-) (-) (m) (-) (-) (-) (-)  
1 Material 34.09 1 1 9 -  
2 Material 34.09 1 2 10 -  
3 Material 34.09 1 3 11 -  
4 Material 34.09 1 4 12 -  
5 Material 34.09 1 5 13 -  
6 Material 34.09 1 6 14 -  
7 Material 34.09 1 7 15 -  
8 Material 34.09 1 8 16 -

----- SOLVER OPTIONS -----  
-----

0.001 dtM - time step to use in mooring  
integration (s)  
3.0e6 kbot - bottom stiffness (Pa/m)  
3.0e5 cbot - bottom damping (Pa-s/m)  
2.0 dtIC - time interval for analyzing  
convergence during IC gen (s)  
60.0 TmaxIC - max time for ic gen (s)  
4.0 CdScaleIC - factor by which to scale drag  
coefficients during dynamic relaxation (-)  
0.01 threshIC - threshold for IC convergence  
(-)

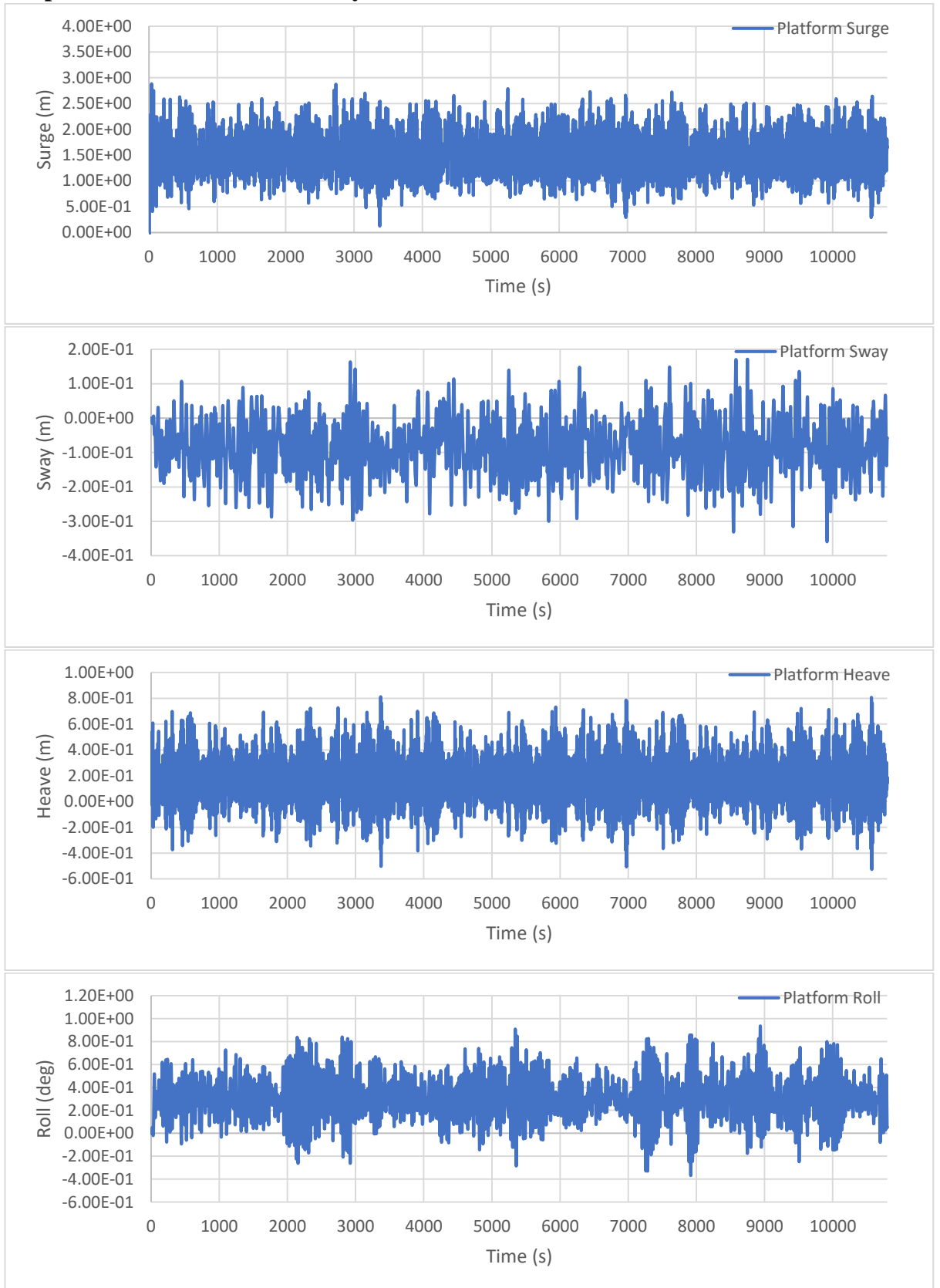
----- OUTPUTS -----  
-----

FairTen1  
FairTen2  
FairTen3  
FairTen4  
FairTen5  
FairTen6  
FairTen7  
FairTen8  
END

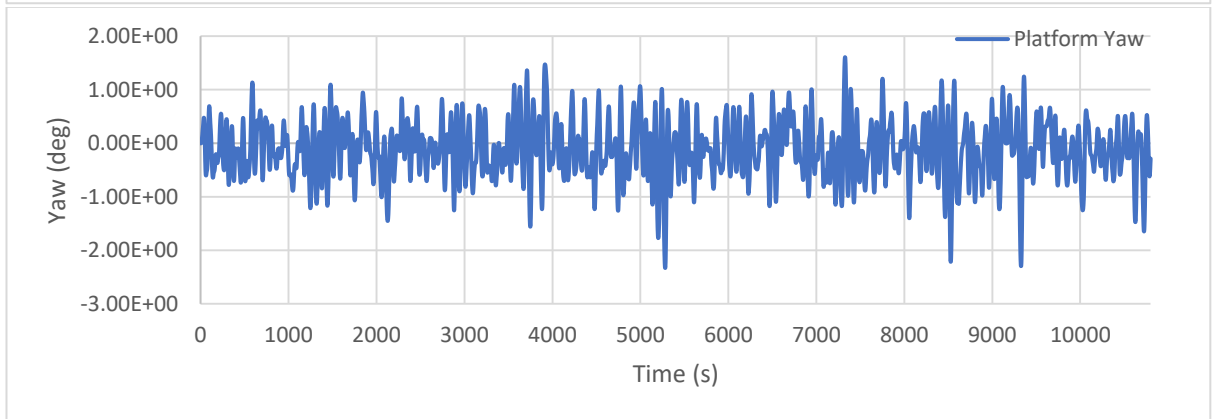
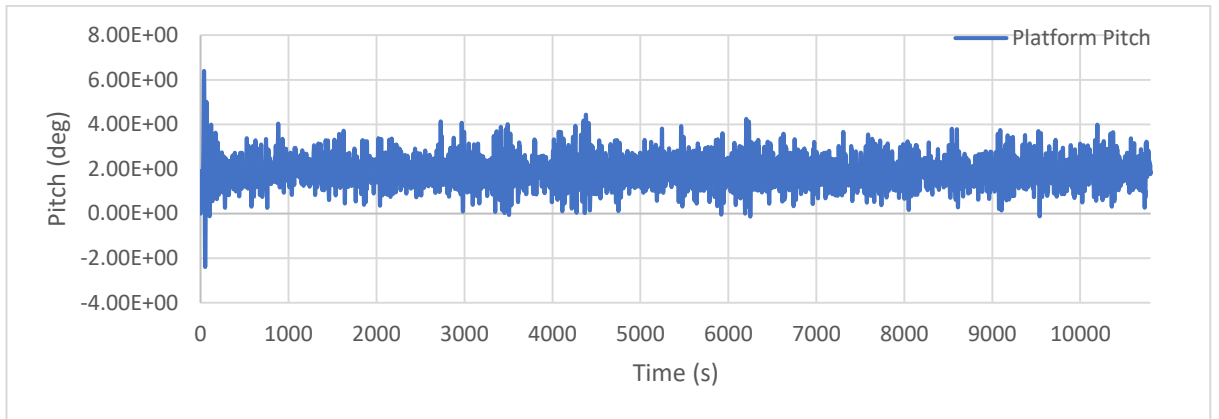
----- need this line -----  
-----

**LAMPIRAN B**  
**(OUTPUT MOTION TIME HISTORY FAST V8)**

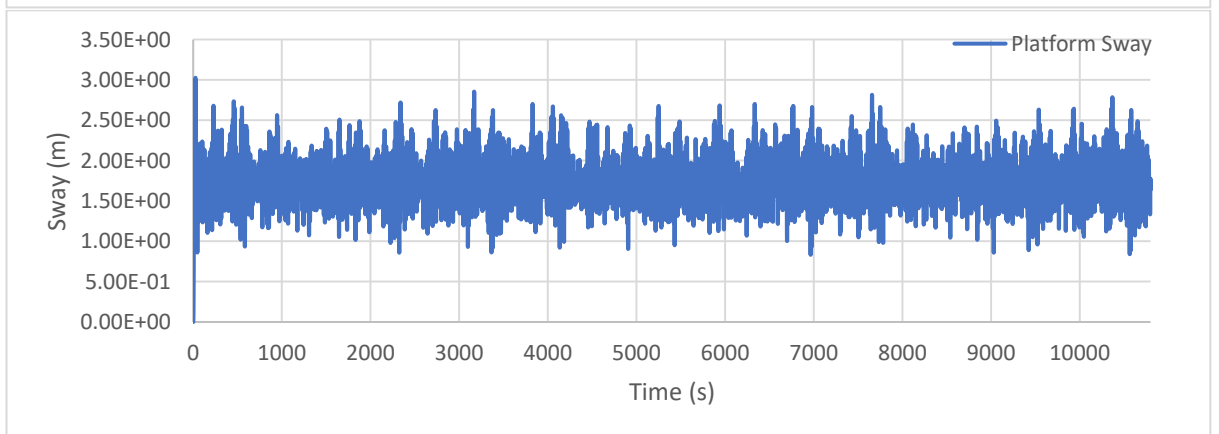
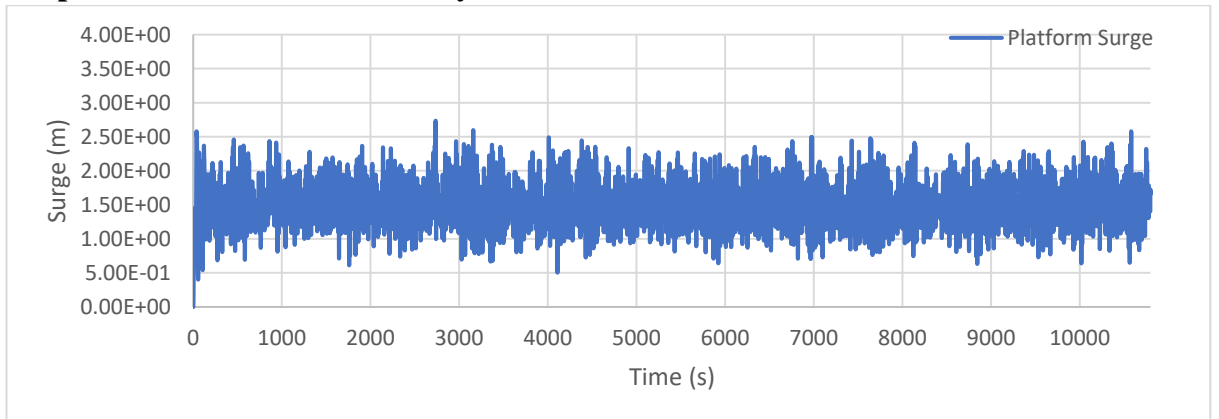
## DeepCWind Motion Time History 1Year0°

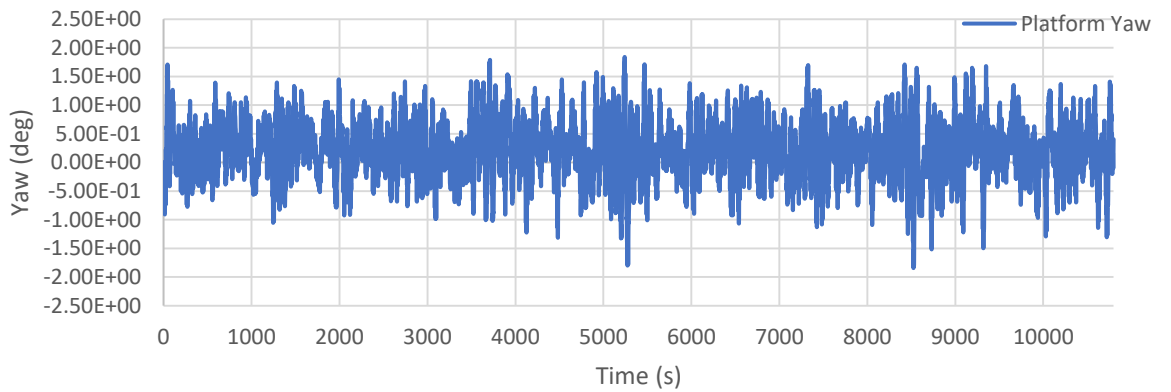
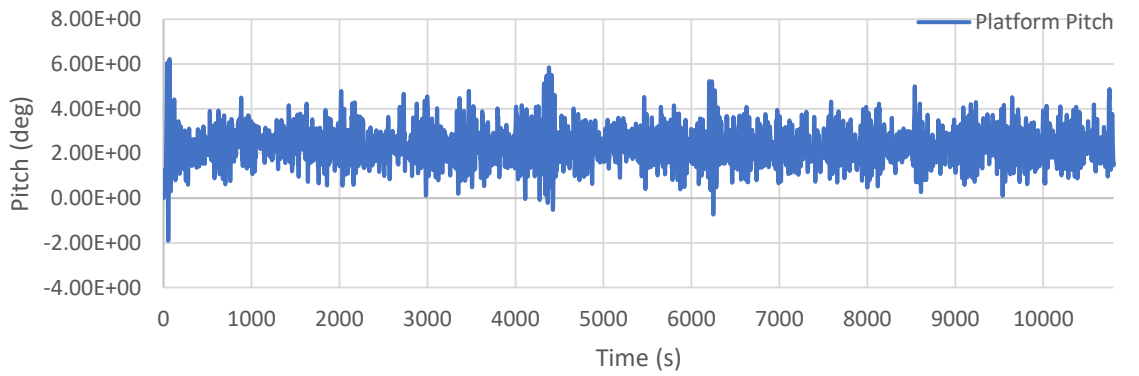
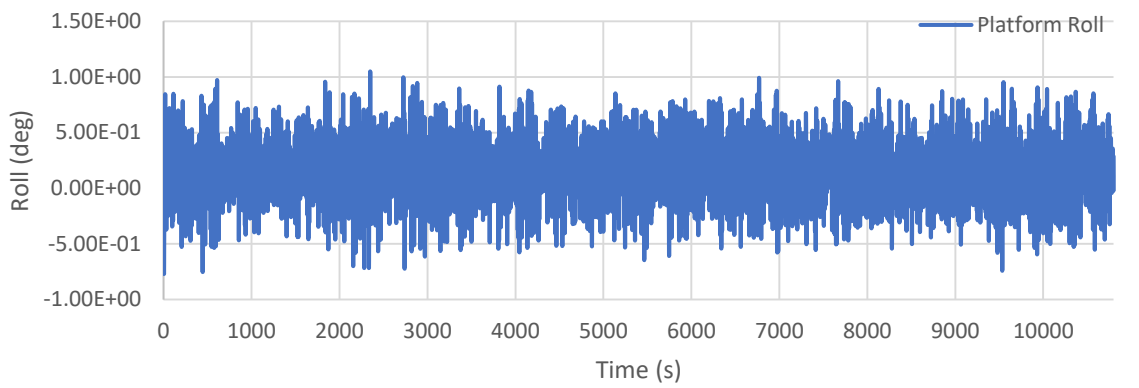
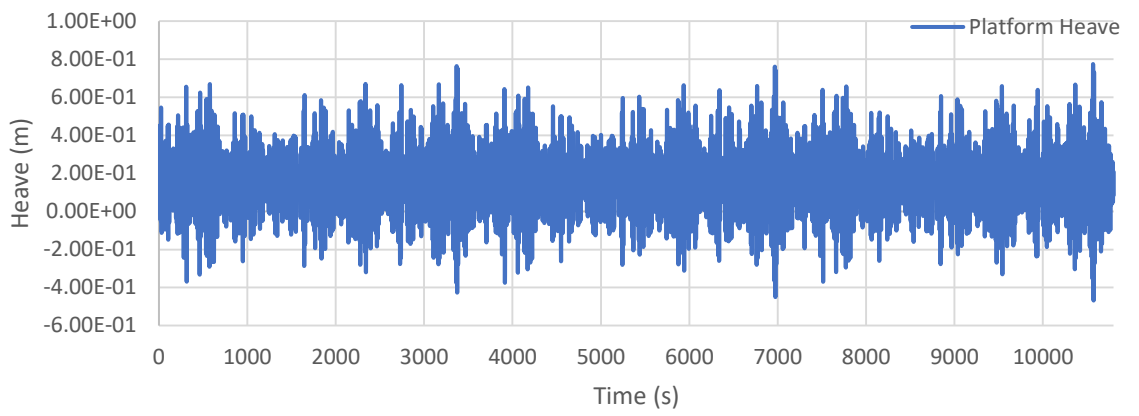




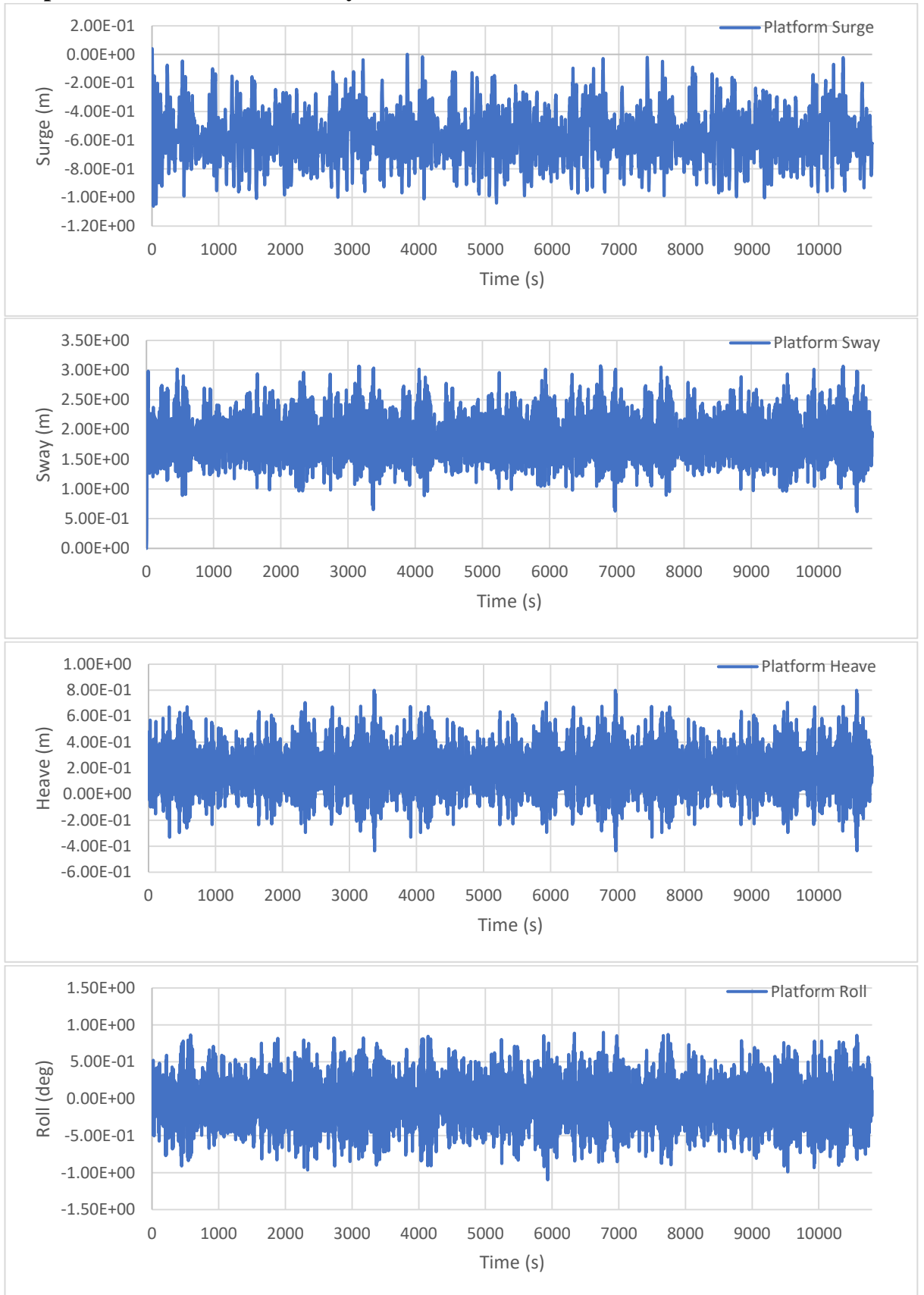


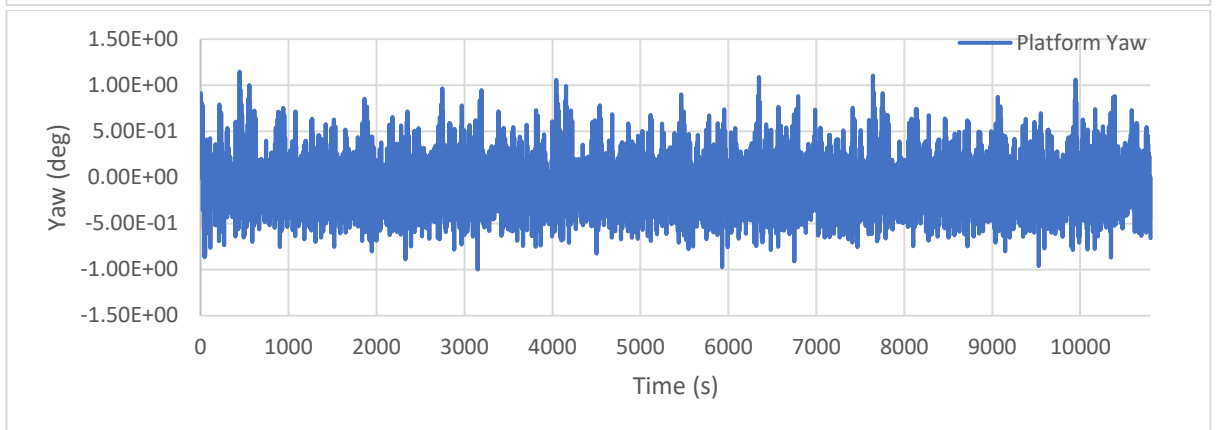
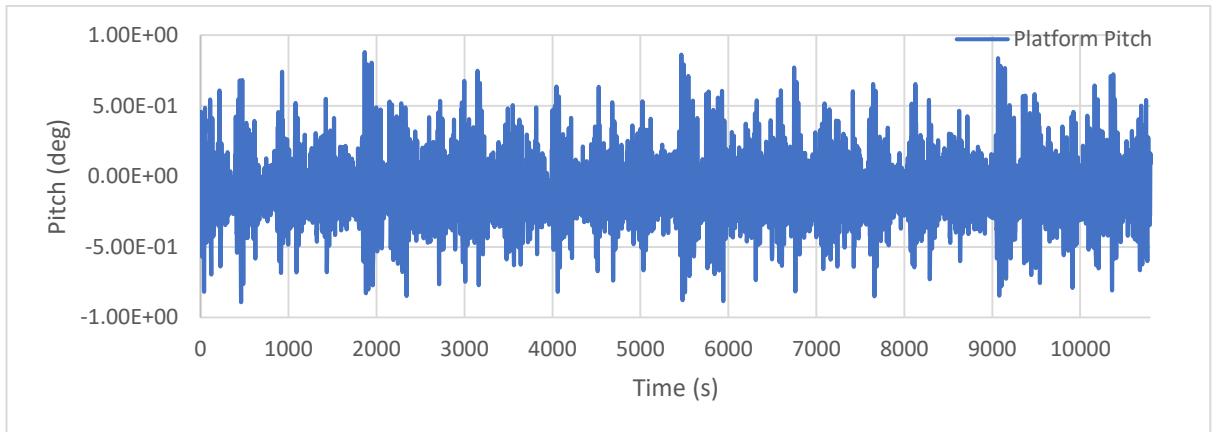
### DeepCWind Motion Time History 1Year45°



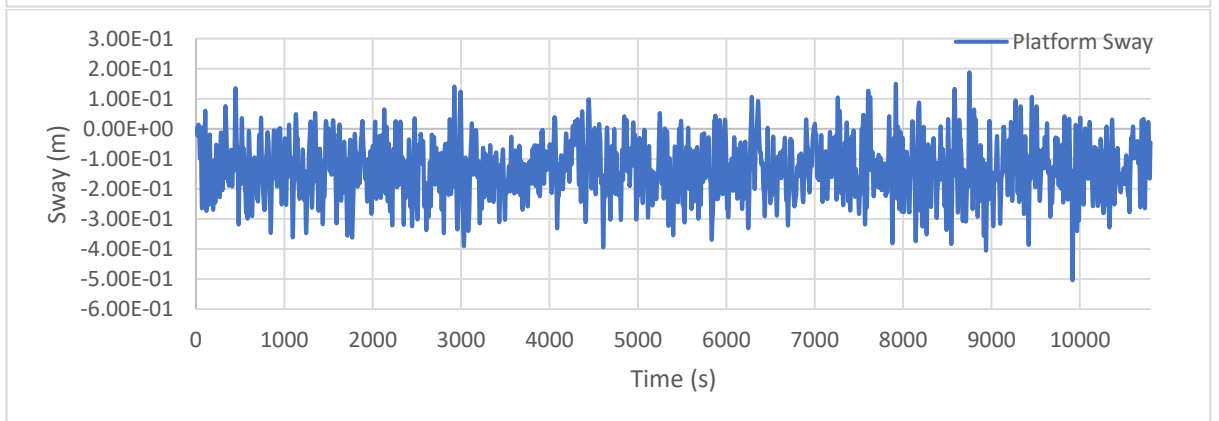
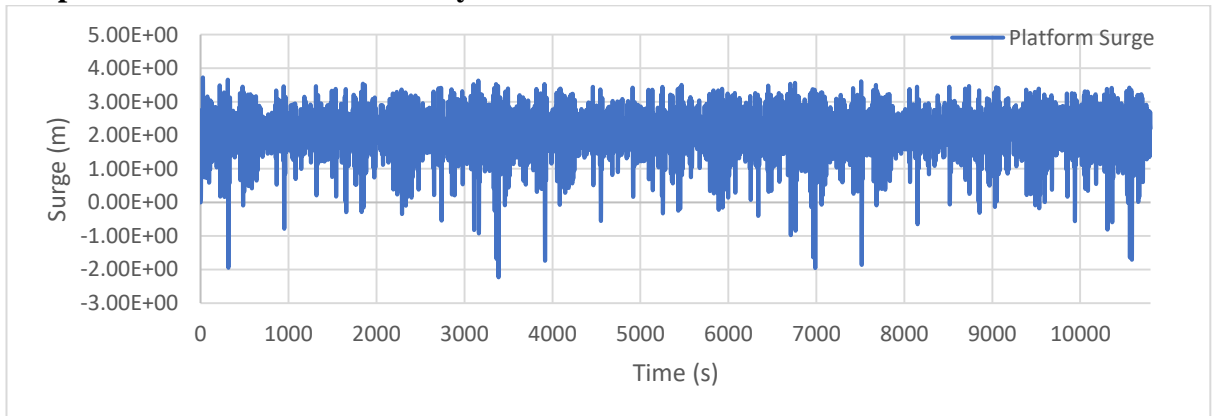


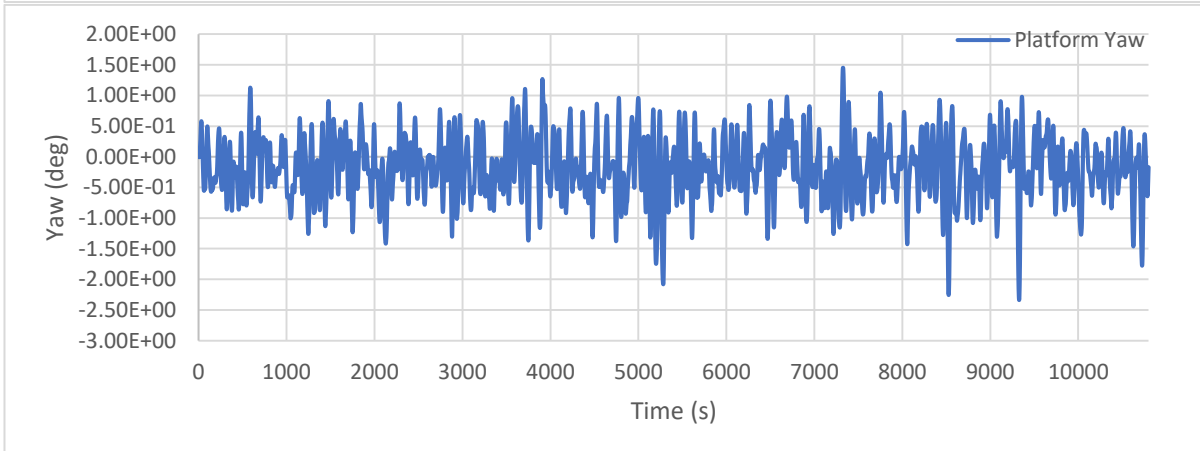
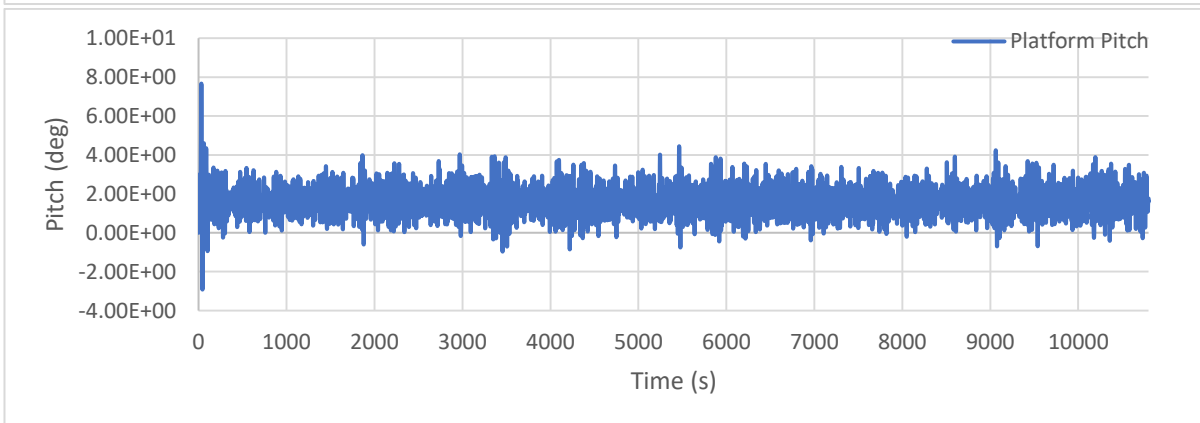
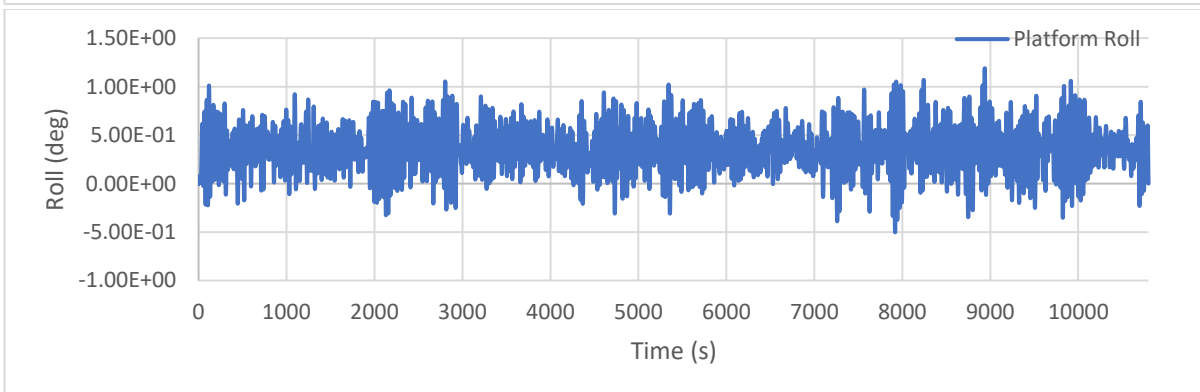
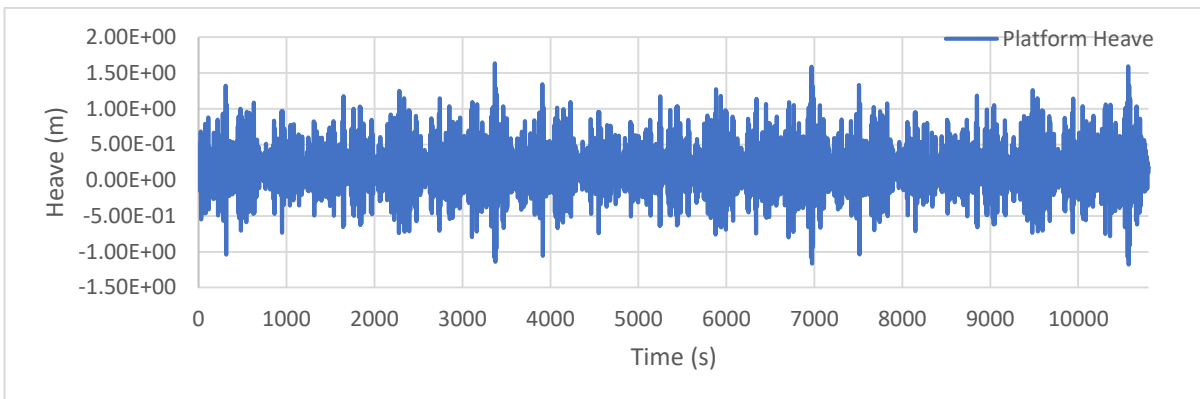
## DeepCWind Motion Time History 1Year90°



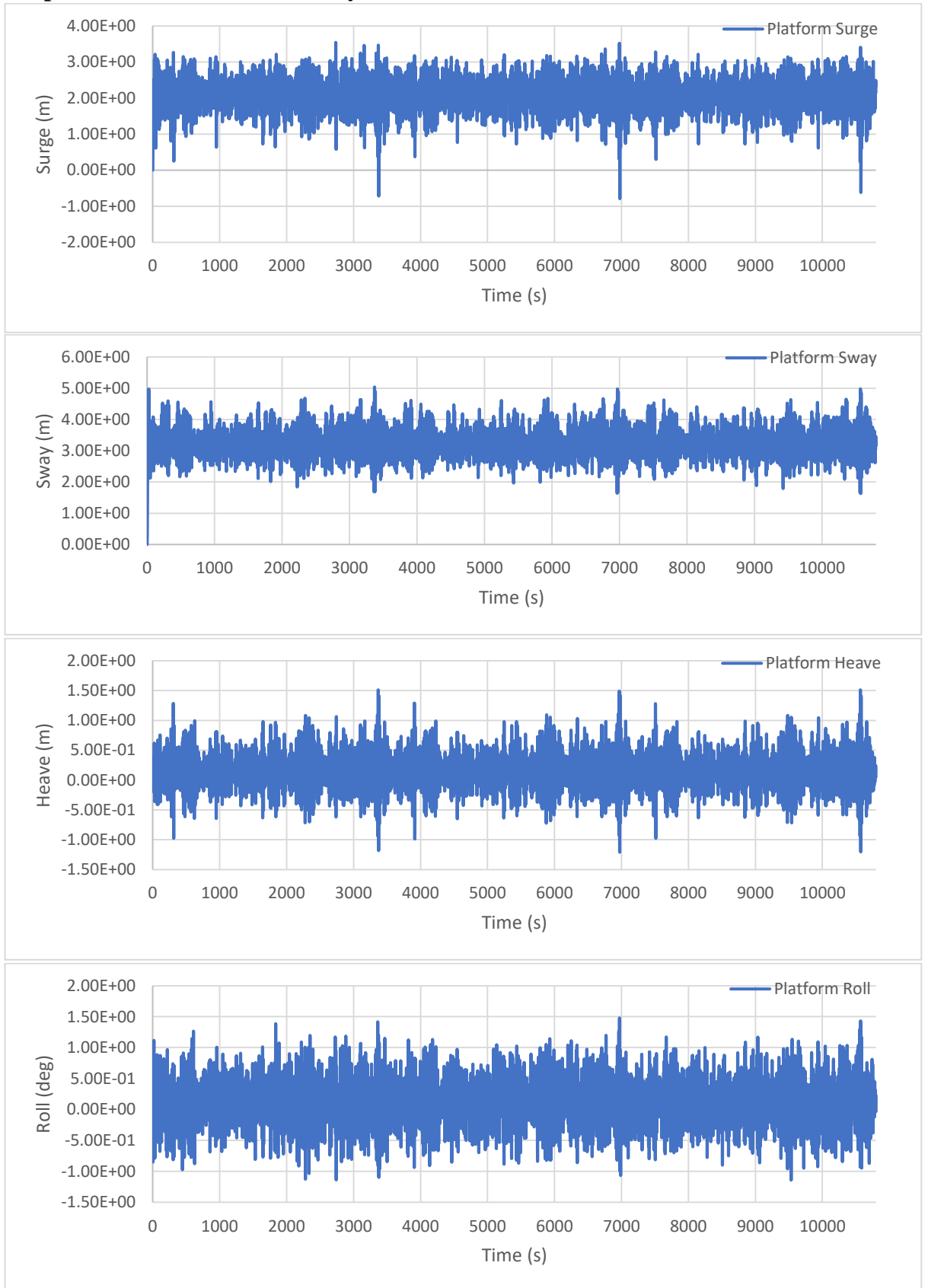


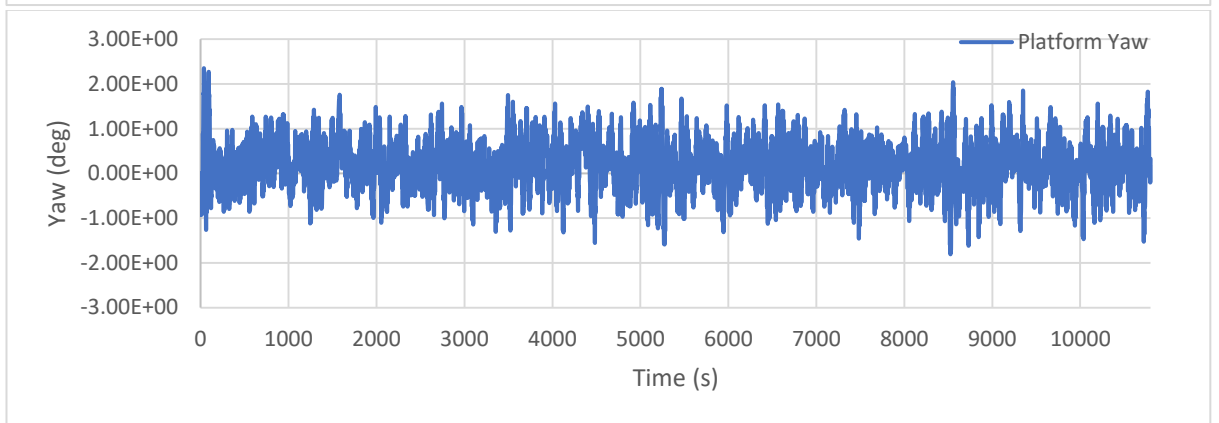
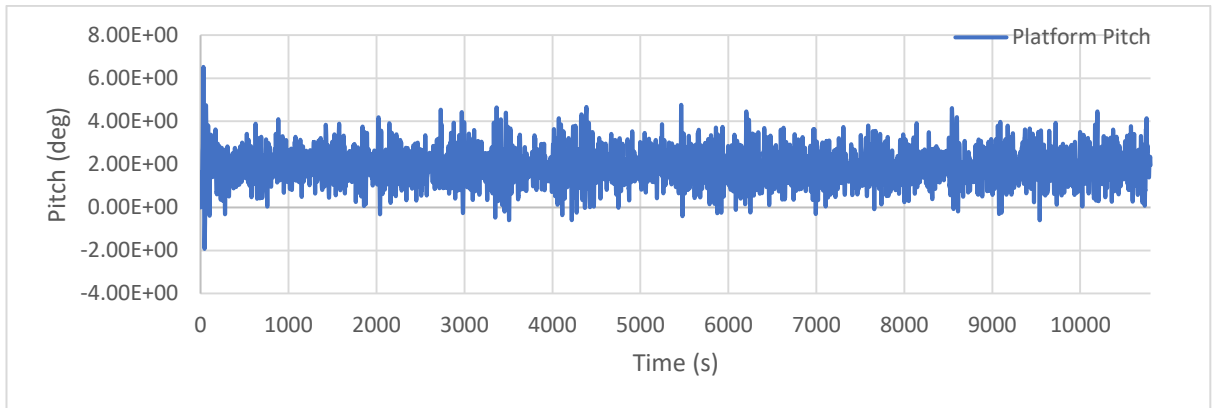
**DeepCWind Motion Time History 100Year0°**



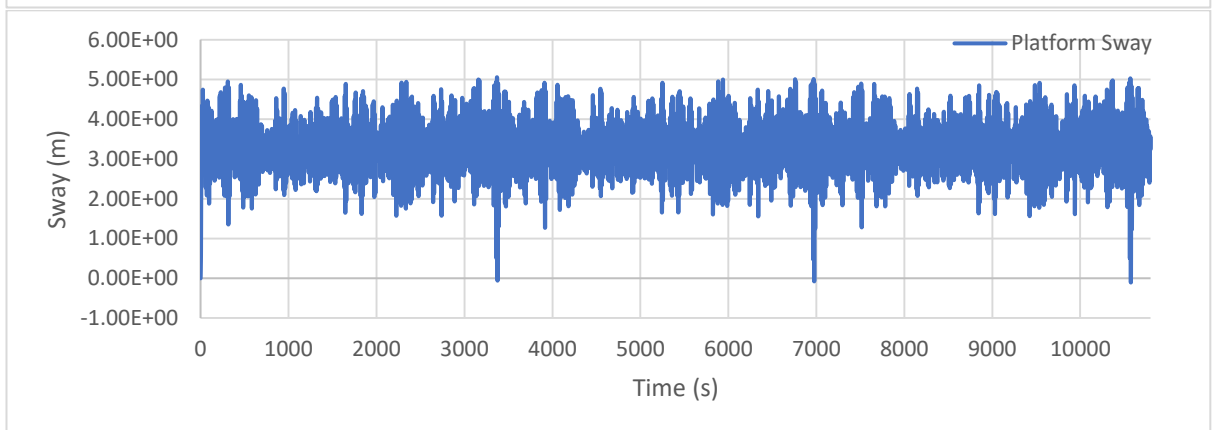
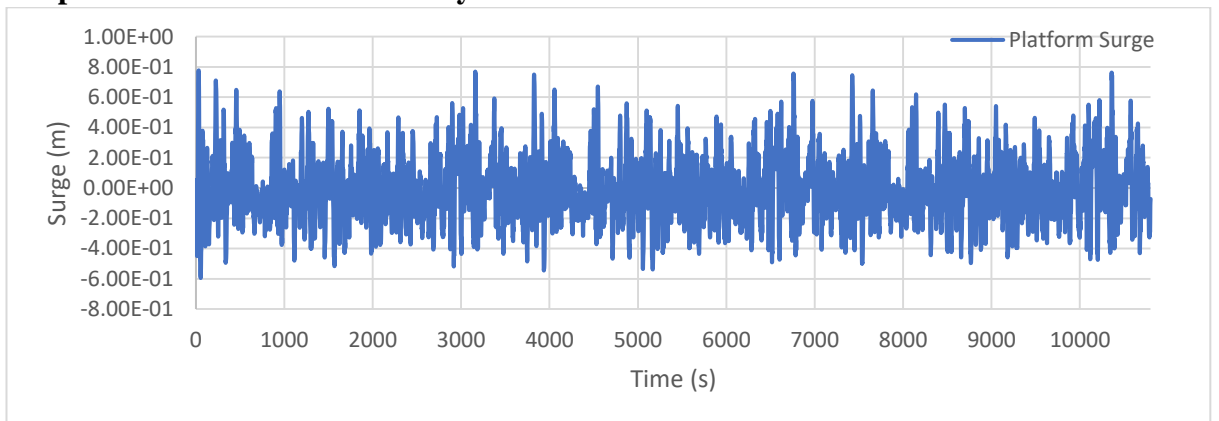


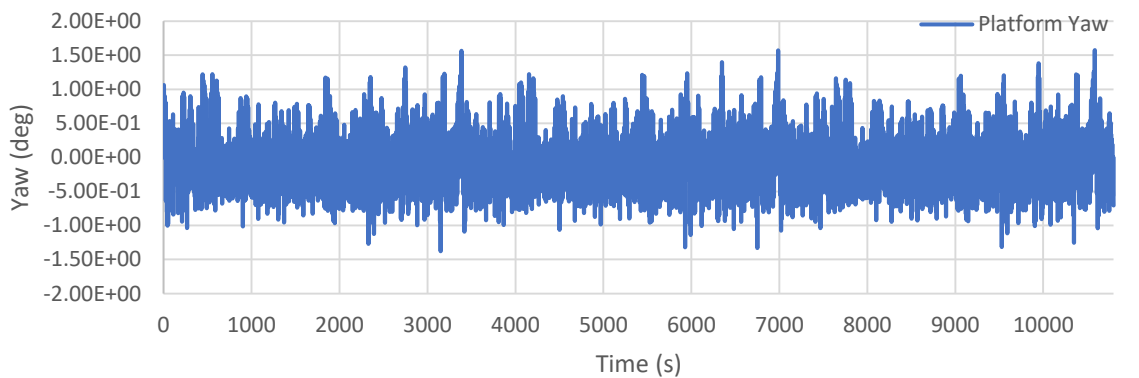
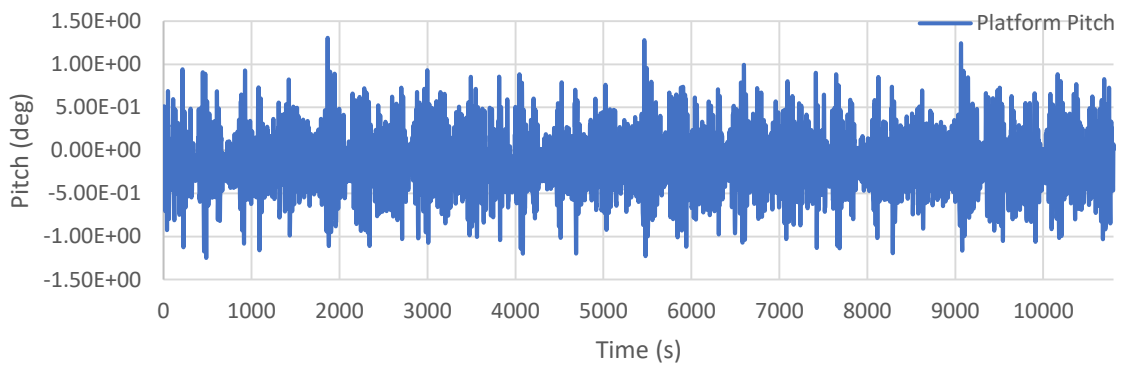
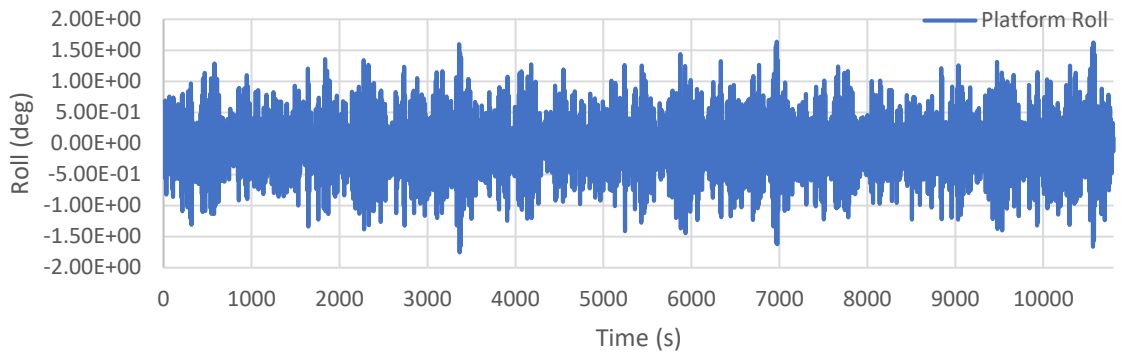
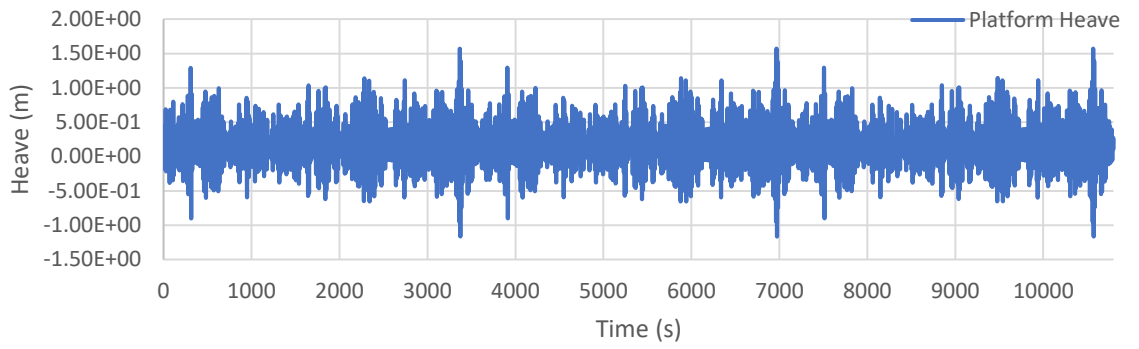
## DeepCWind Motion Time History 100Year45°





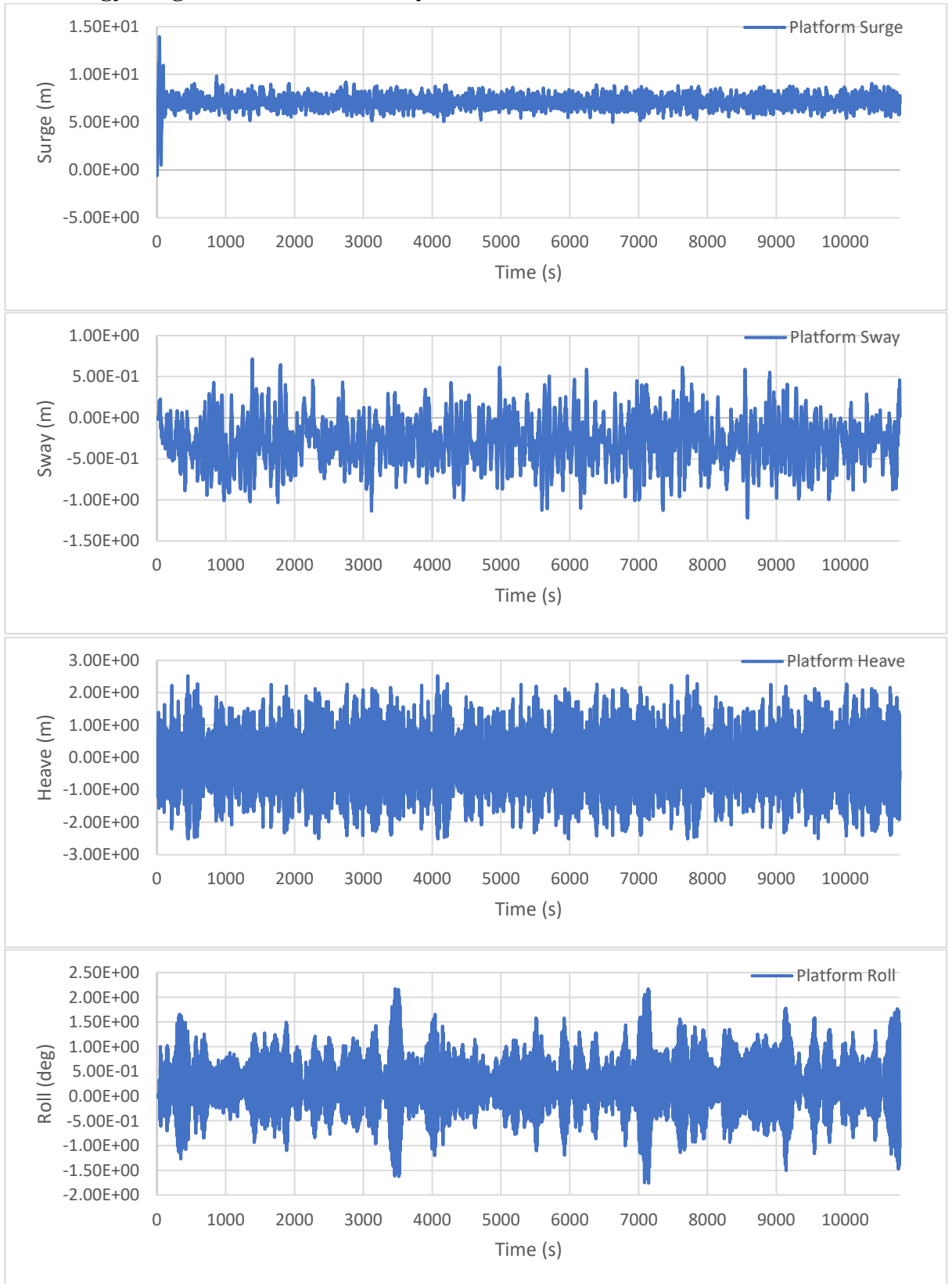
### DeepCWind Motion Time History 100Year90°

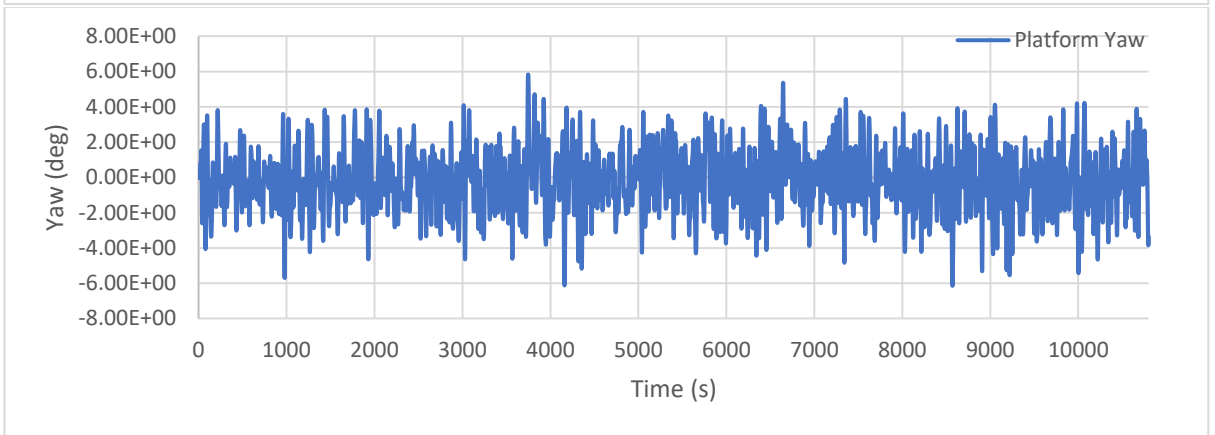
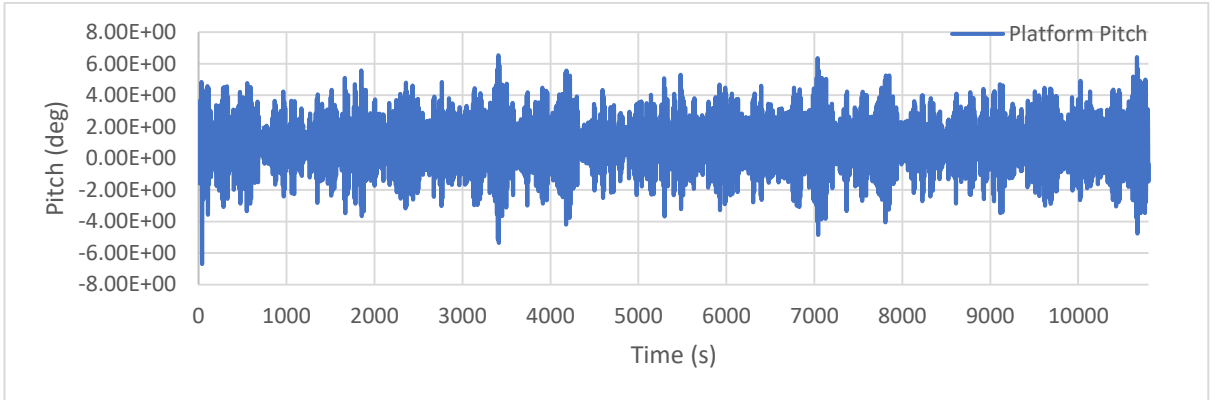




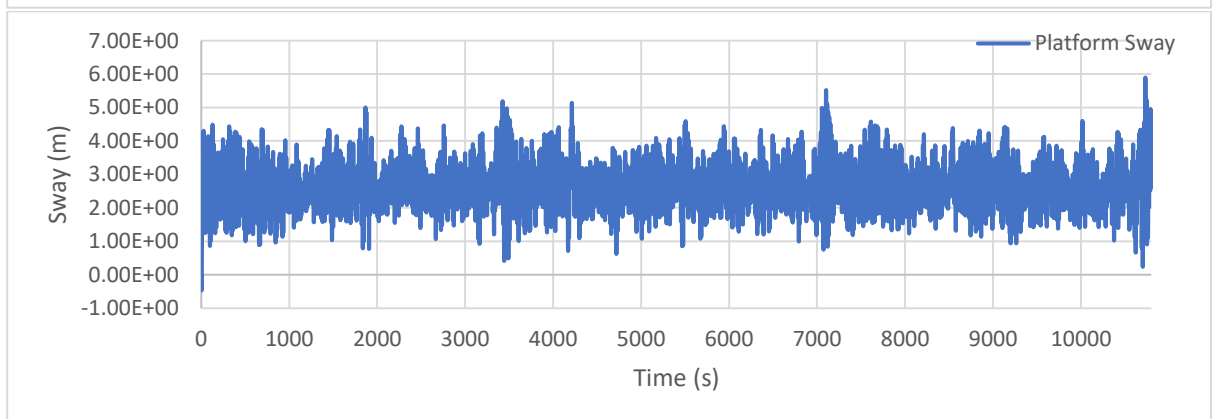
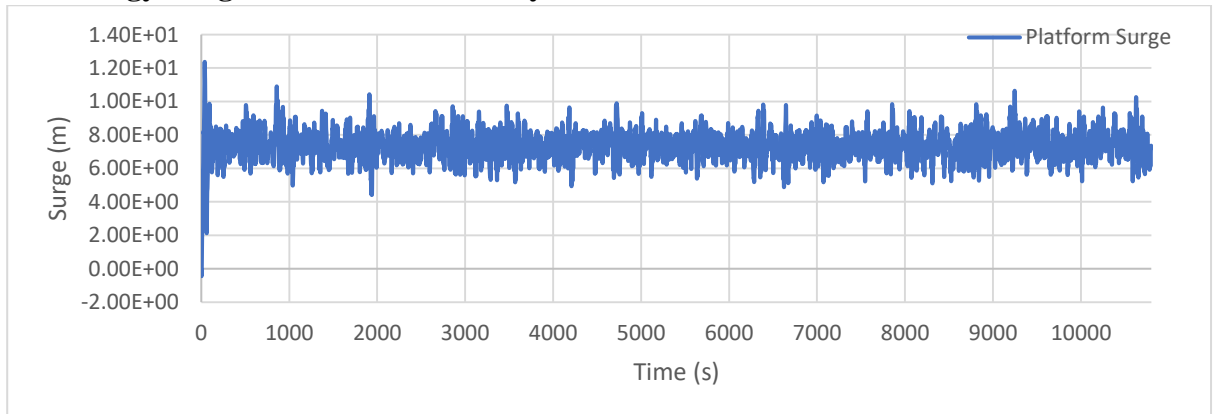


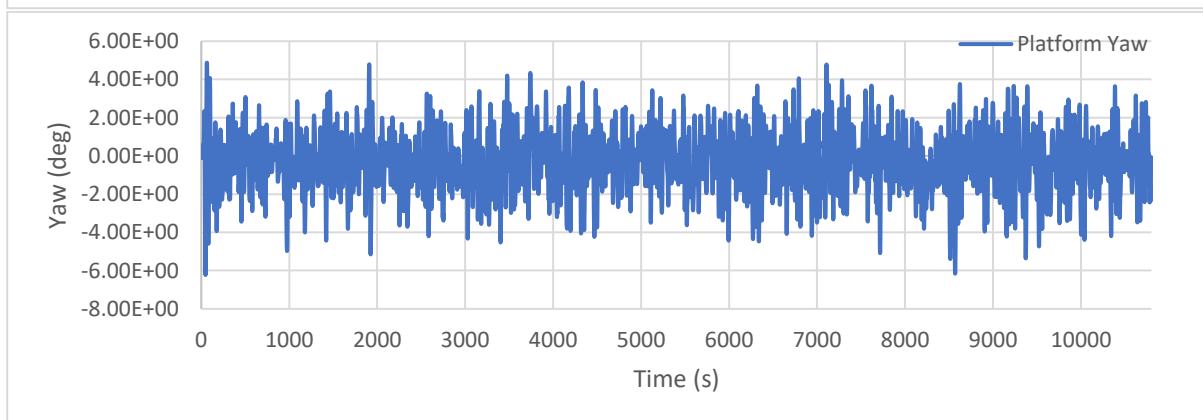
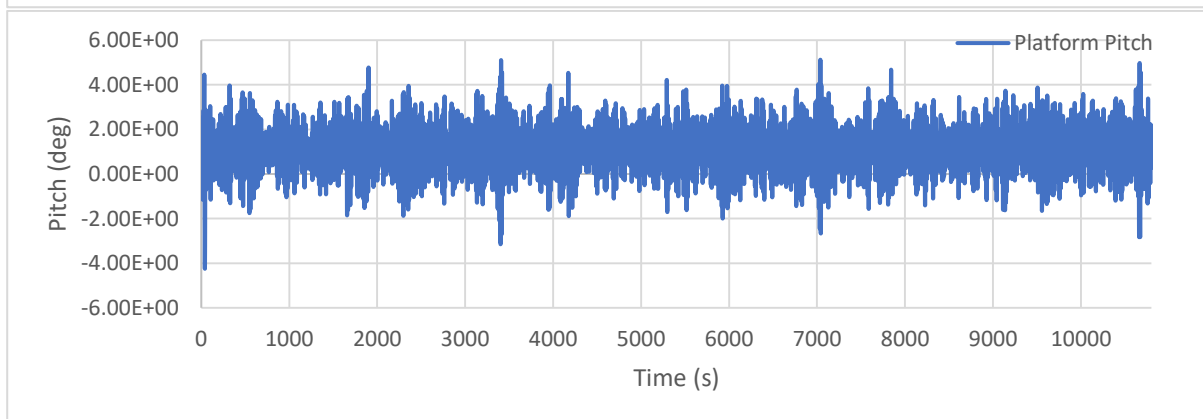
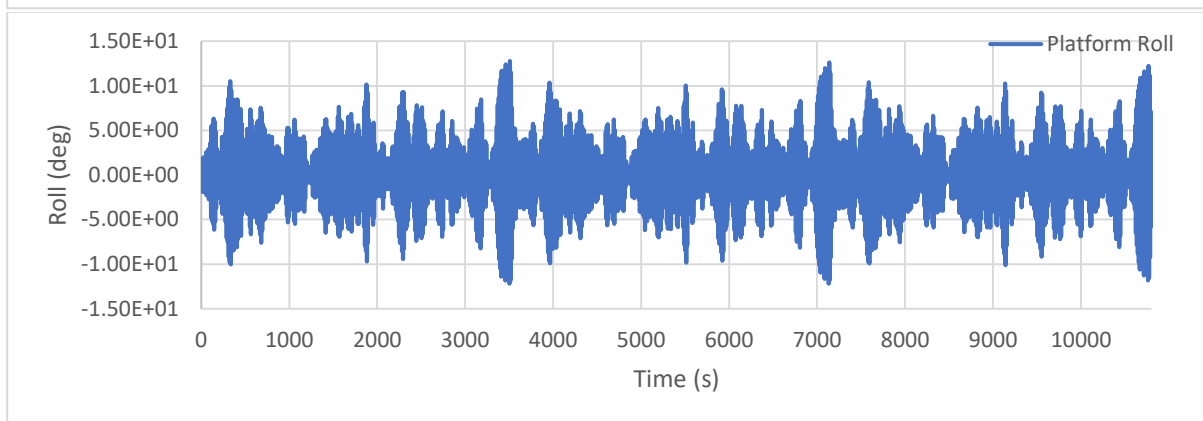
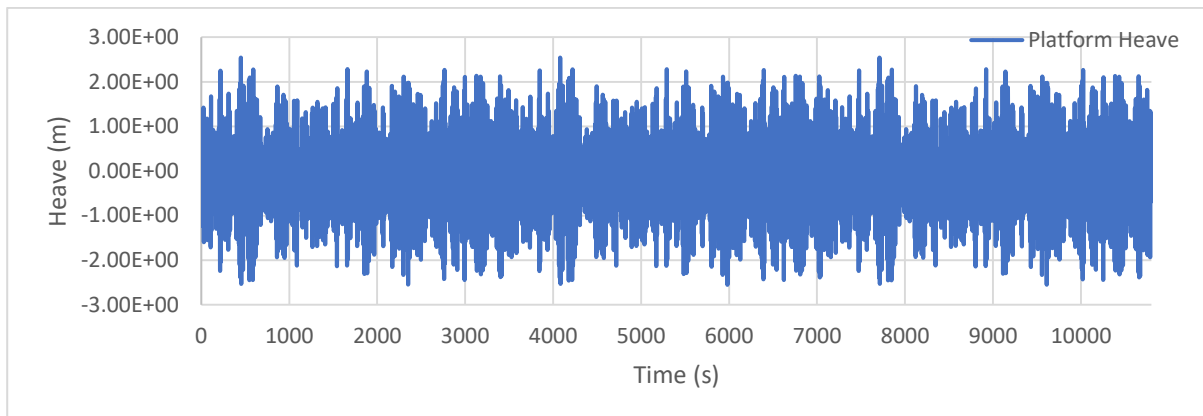
### ITI Energy Barge Motion Time History 1Year0°





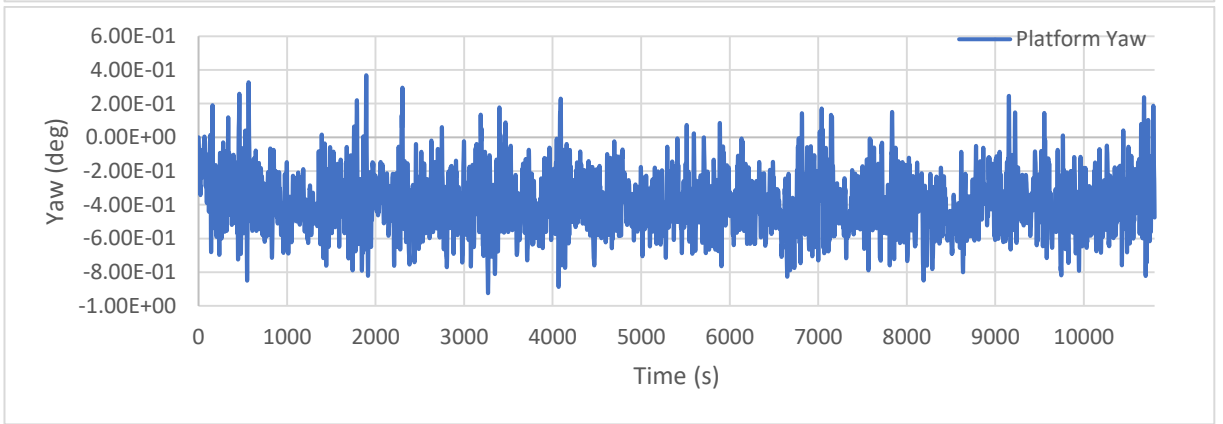
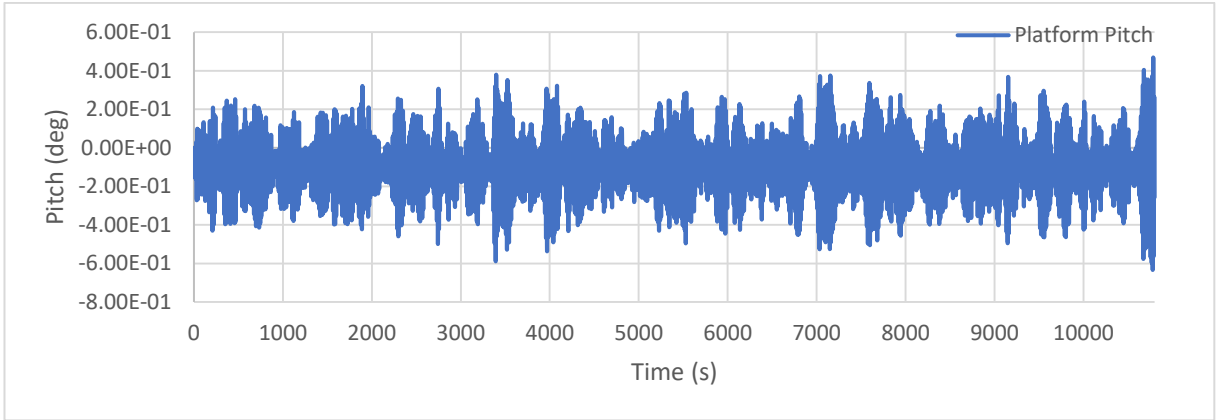
### ITI Energy Barge Motion Time History 1Year45°



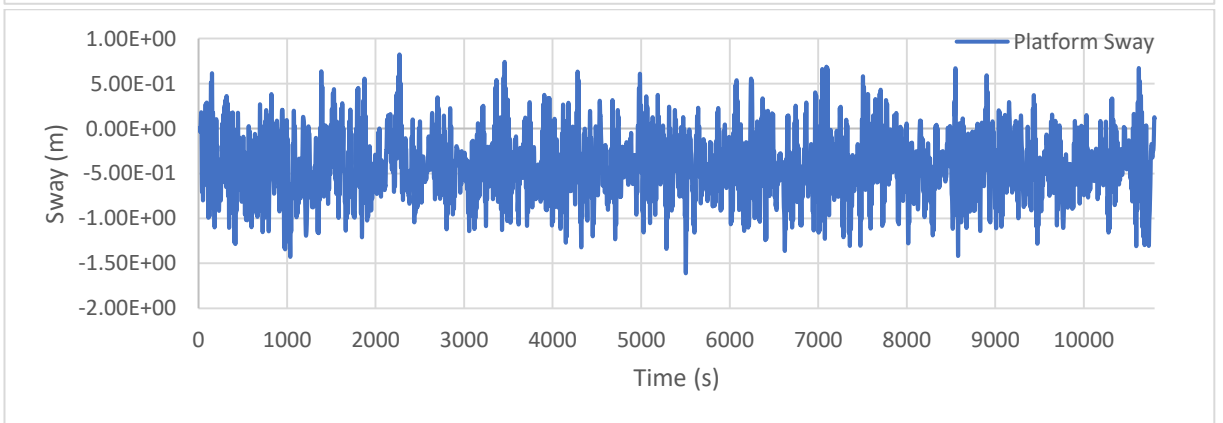
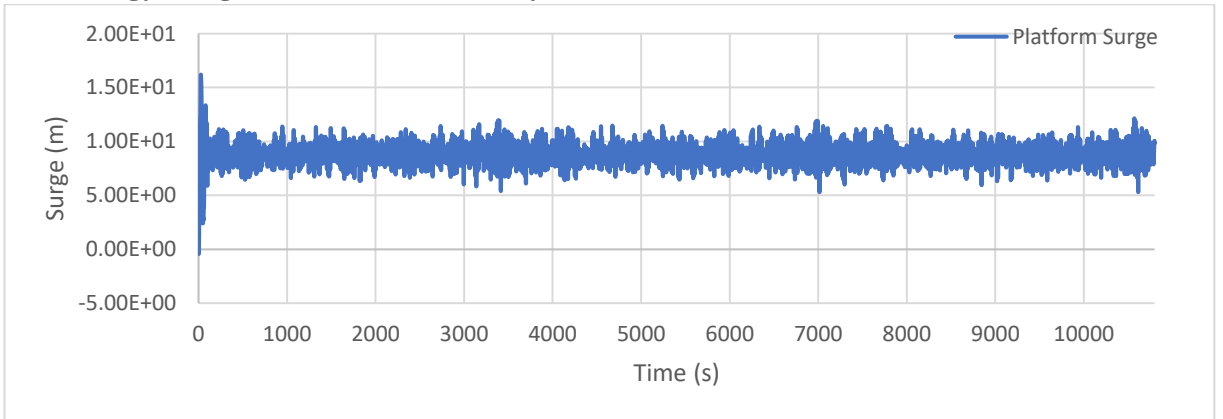


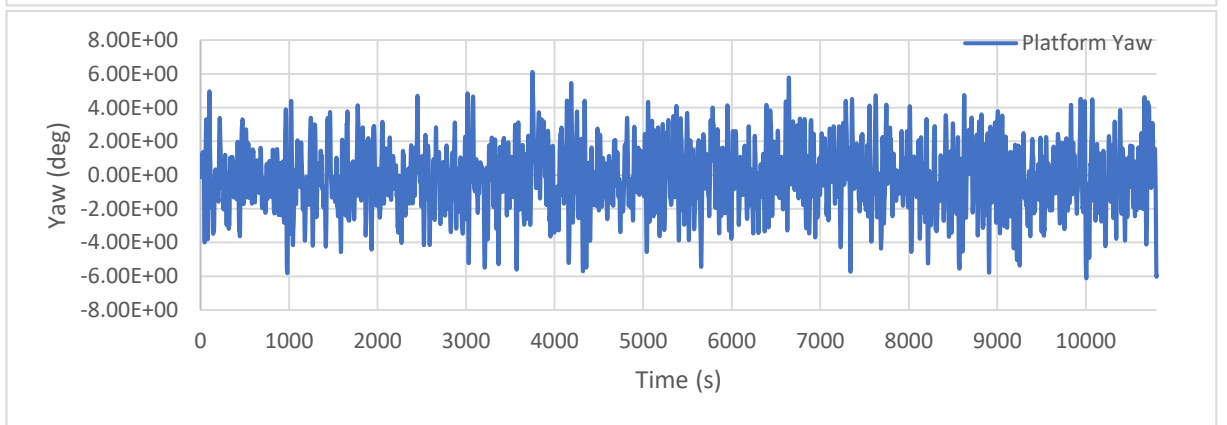
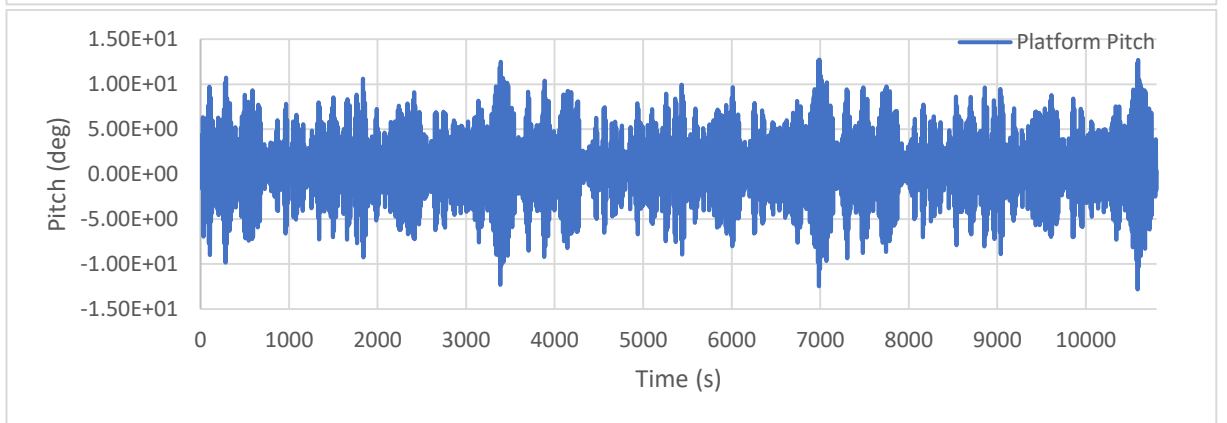
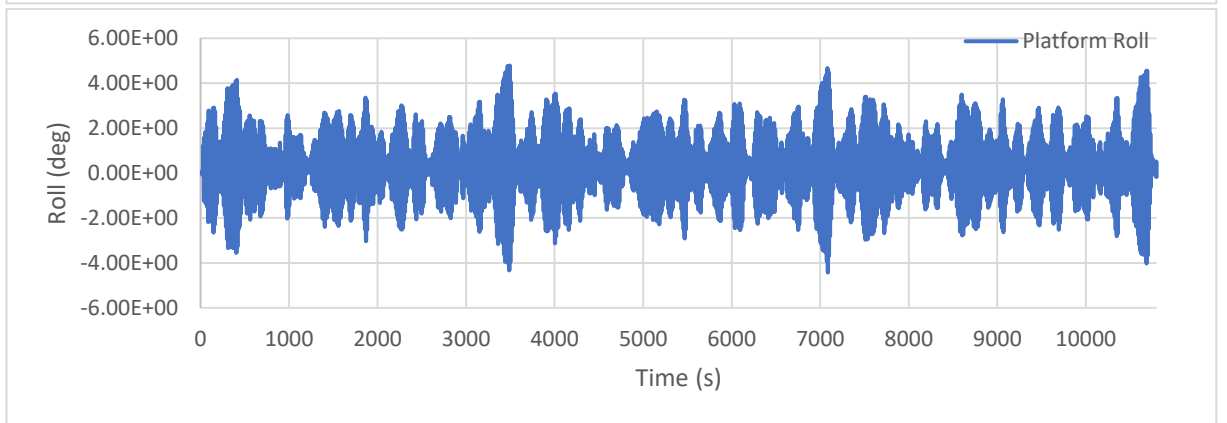
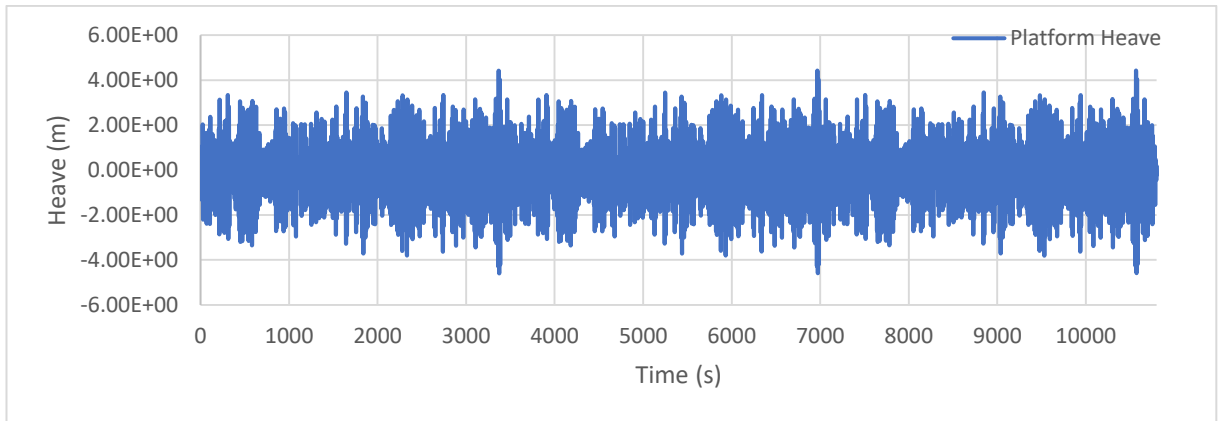
### ITI Energy Barge Motion Time History 1Year90°



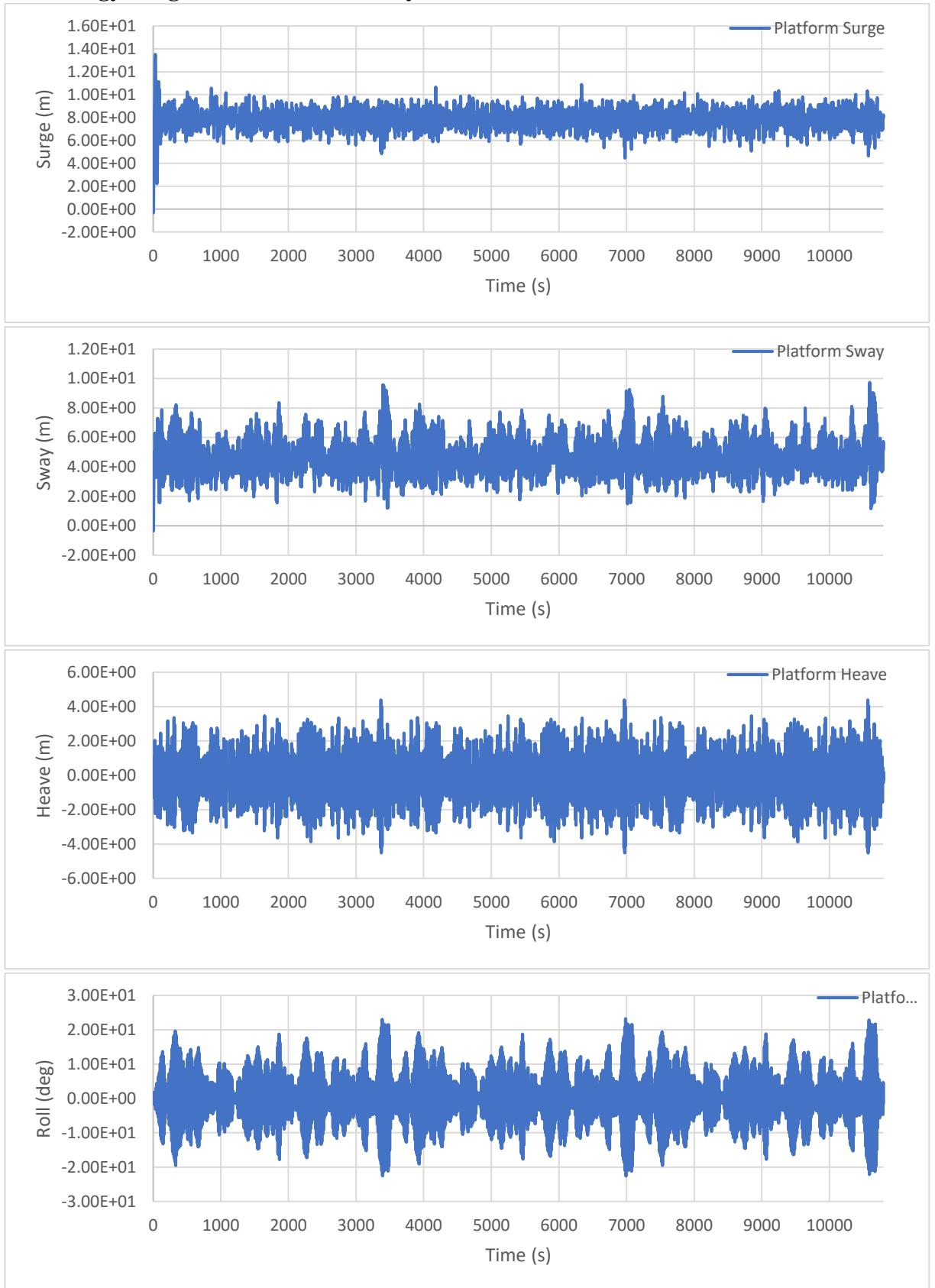


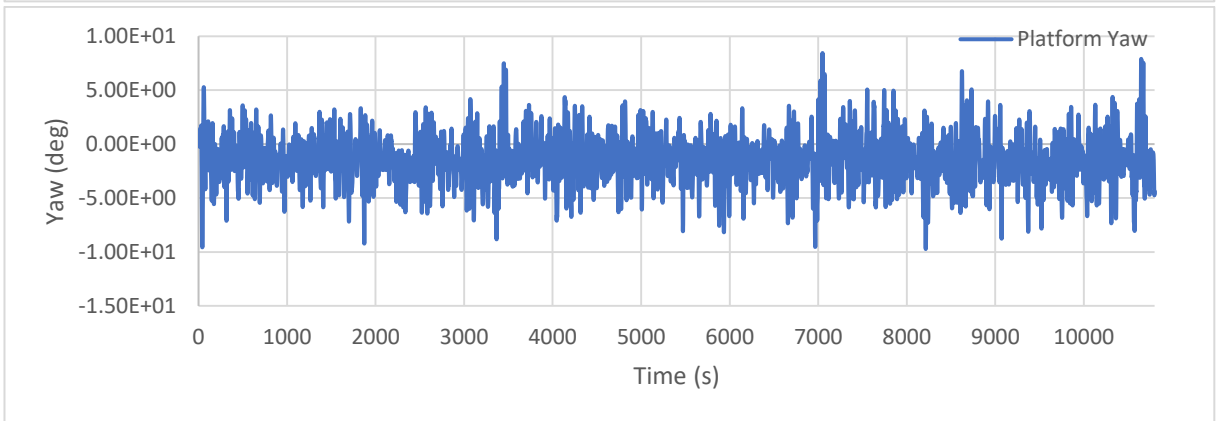
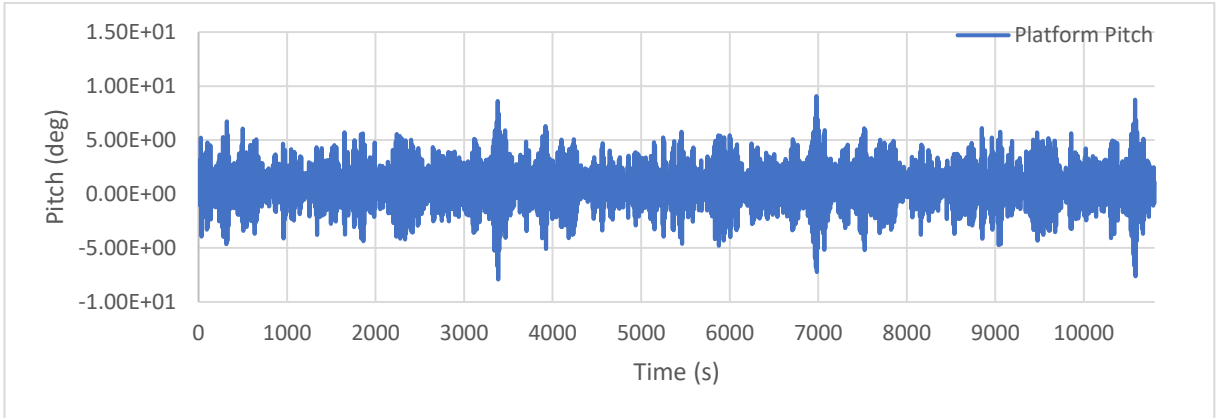
### ITI Energy Barge Motion Time History 100Year0°



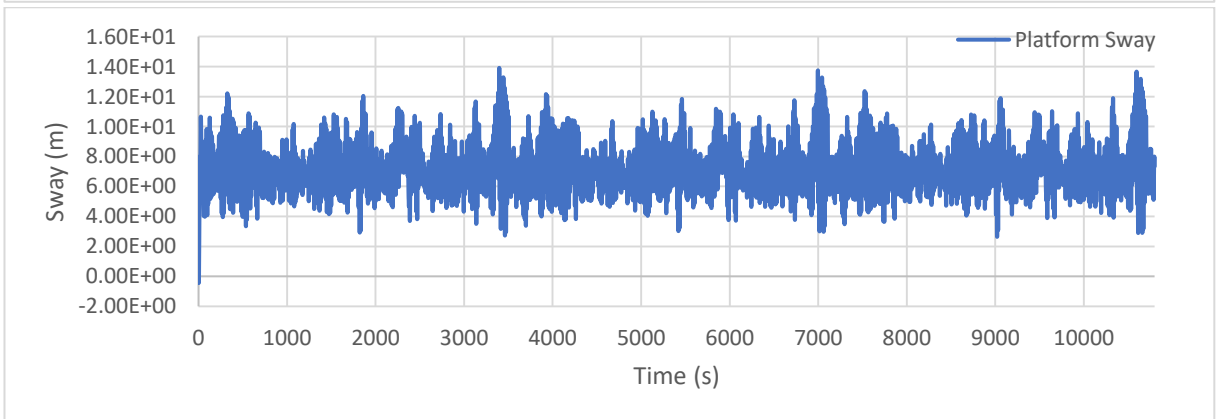
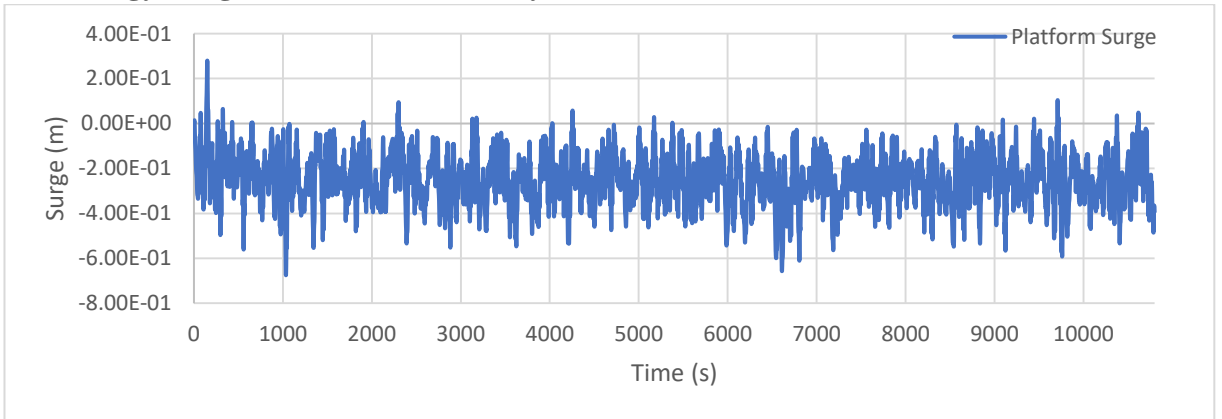


### ITI Energy Barge Motion Time History 100Year45°

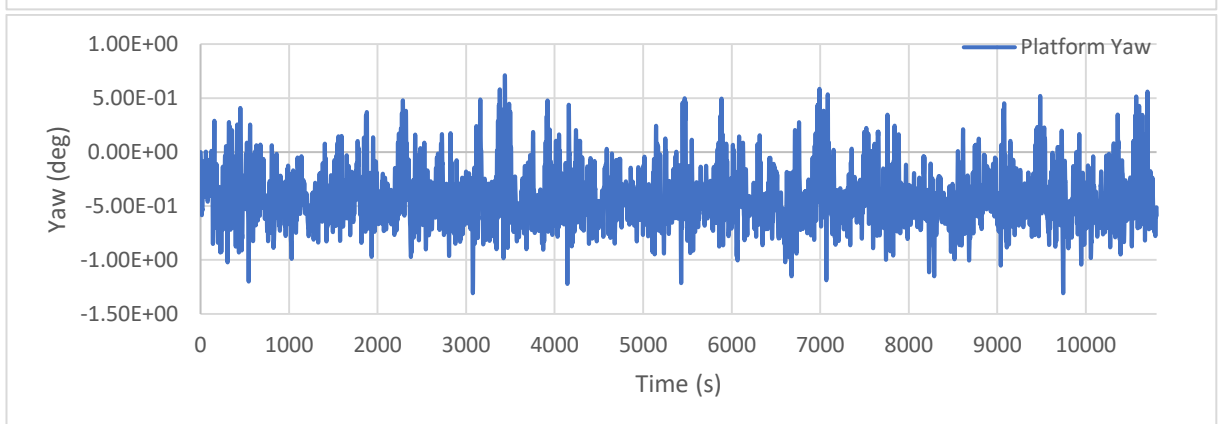
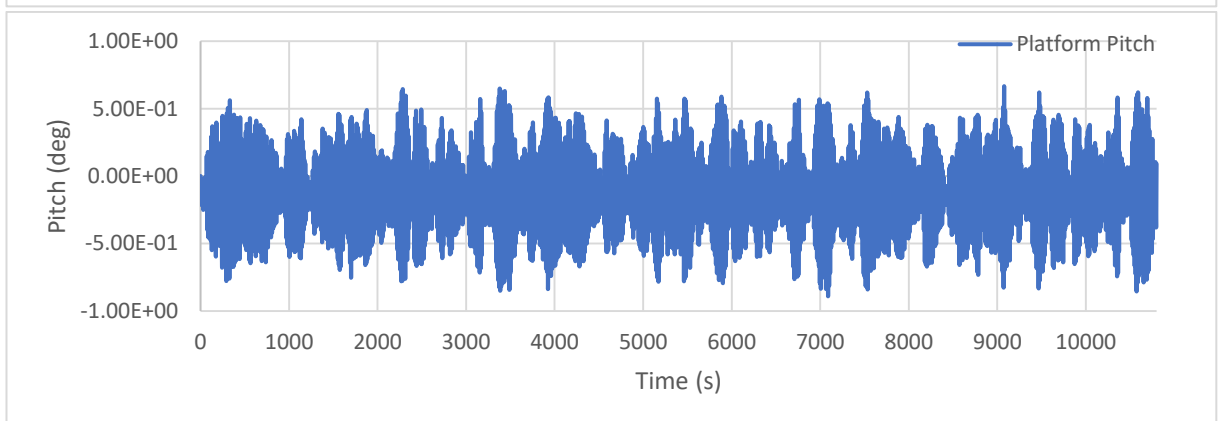
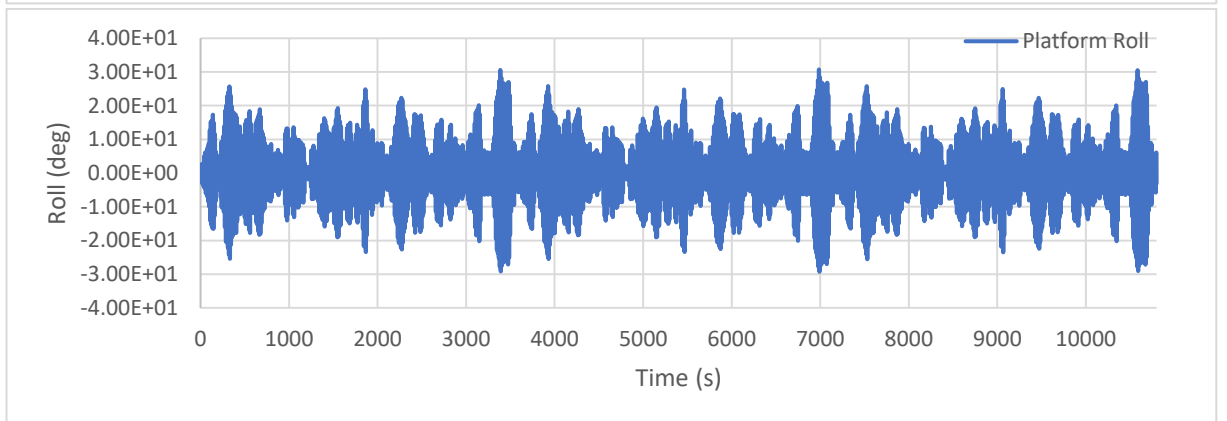
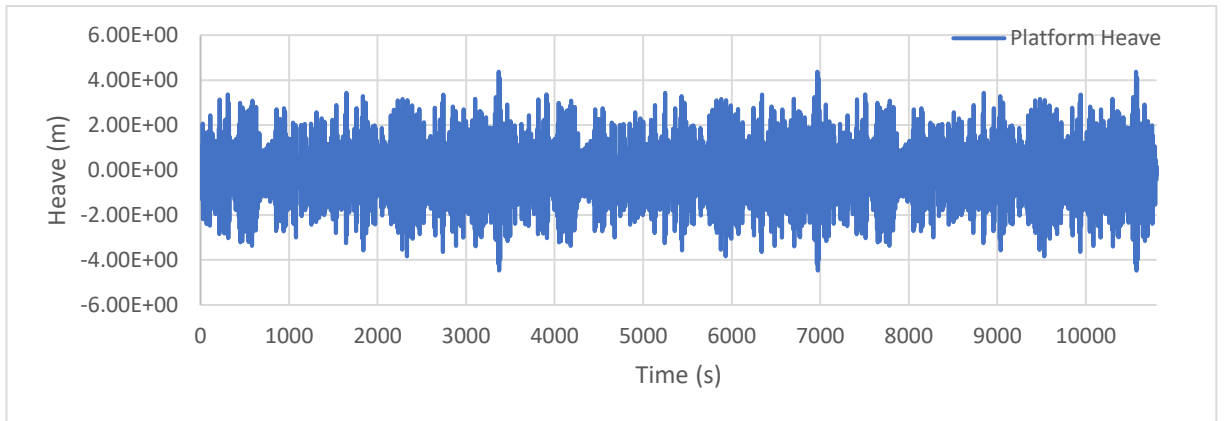




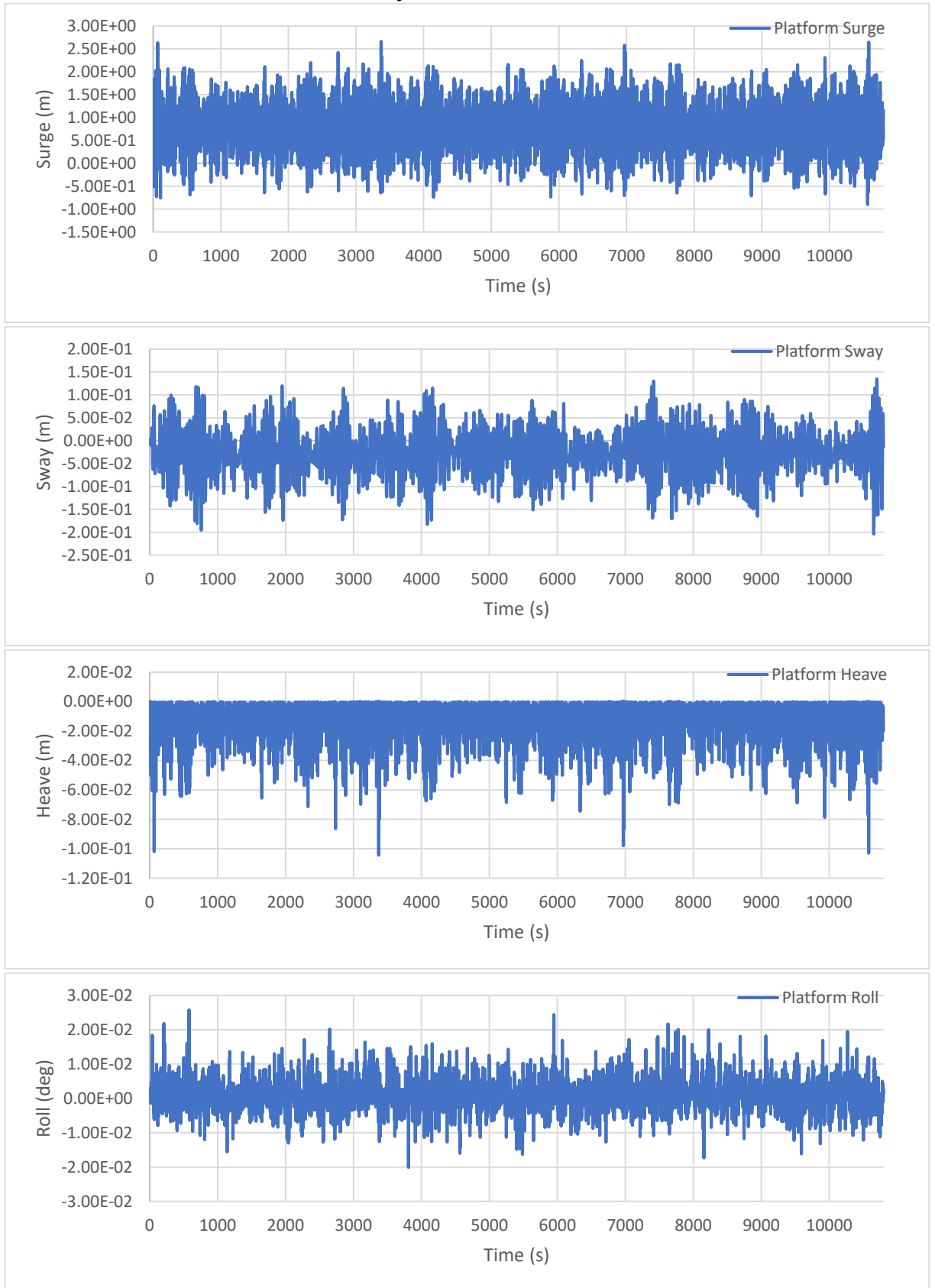
### ITI Energy Barge Motion Time History 100Year90°

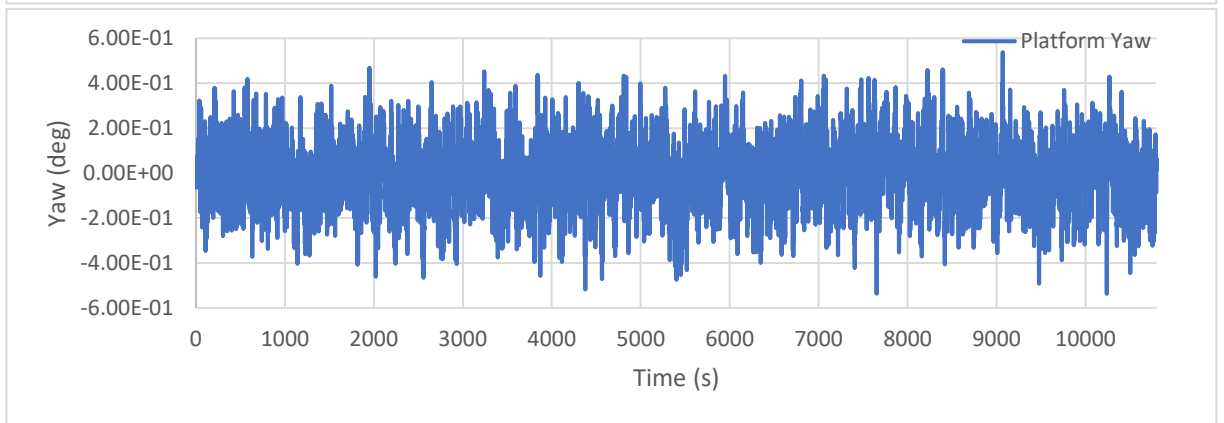
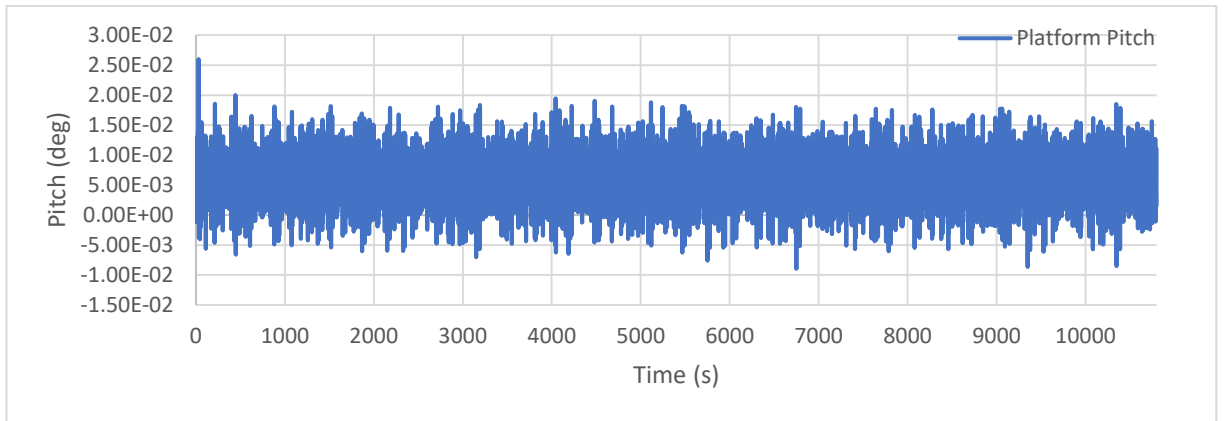




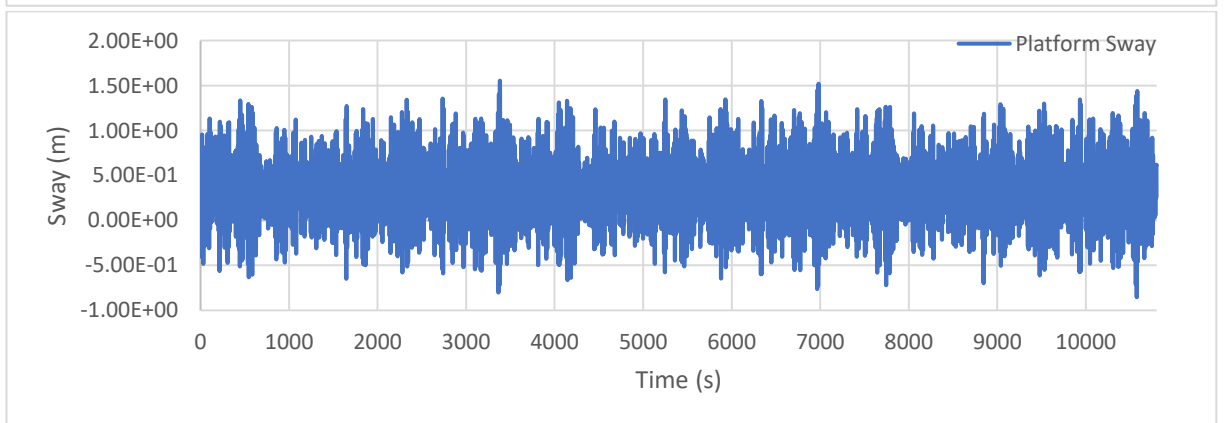
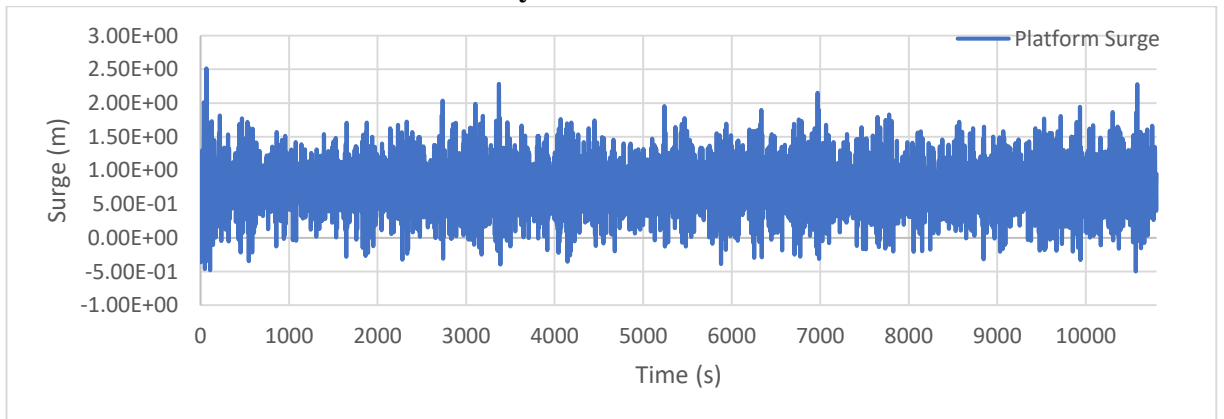


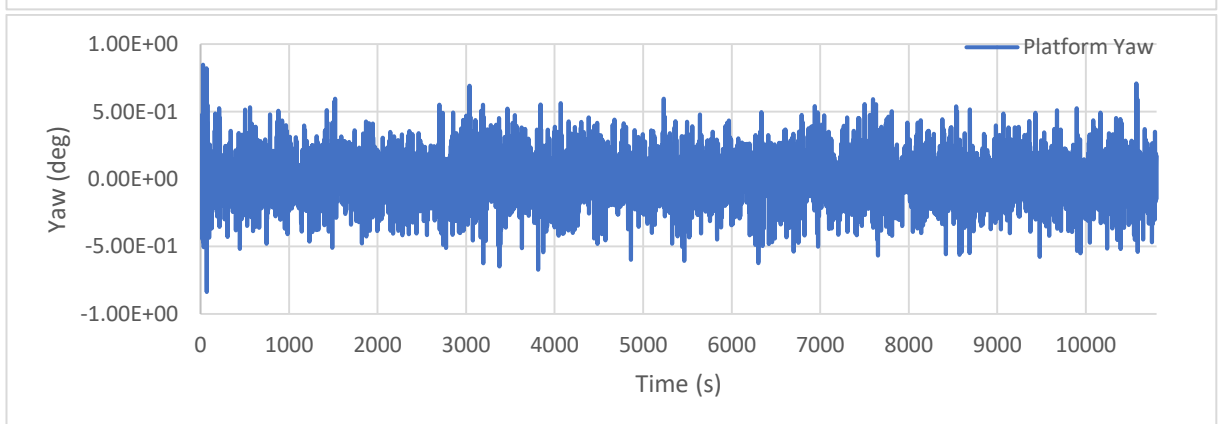
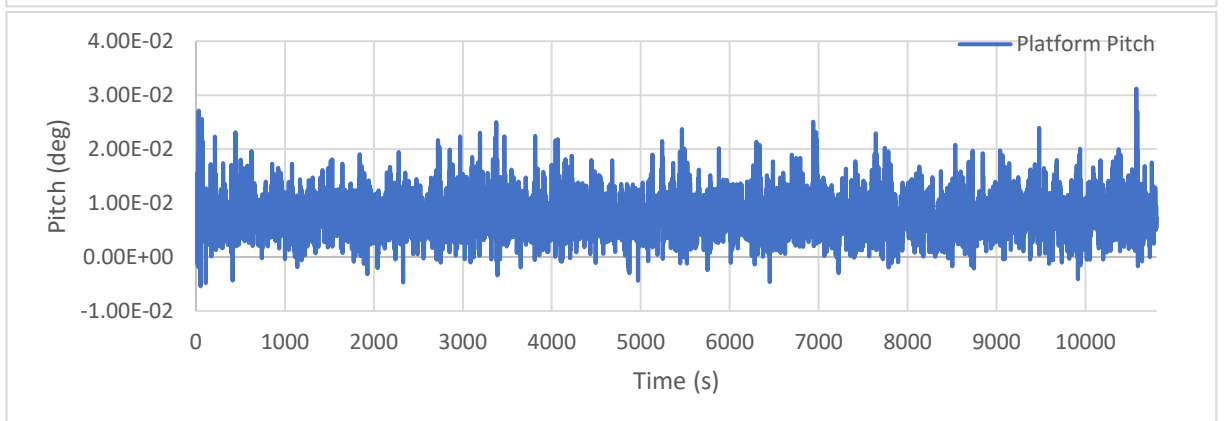
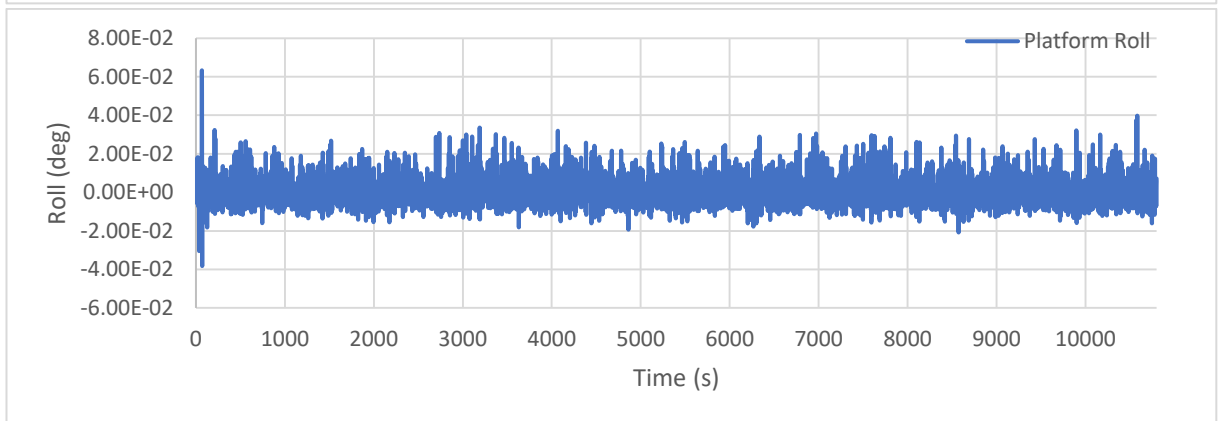
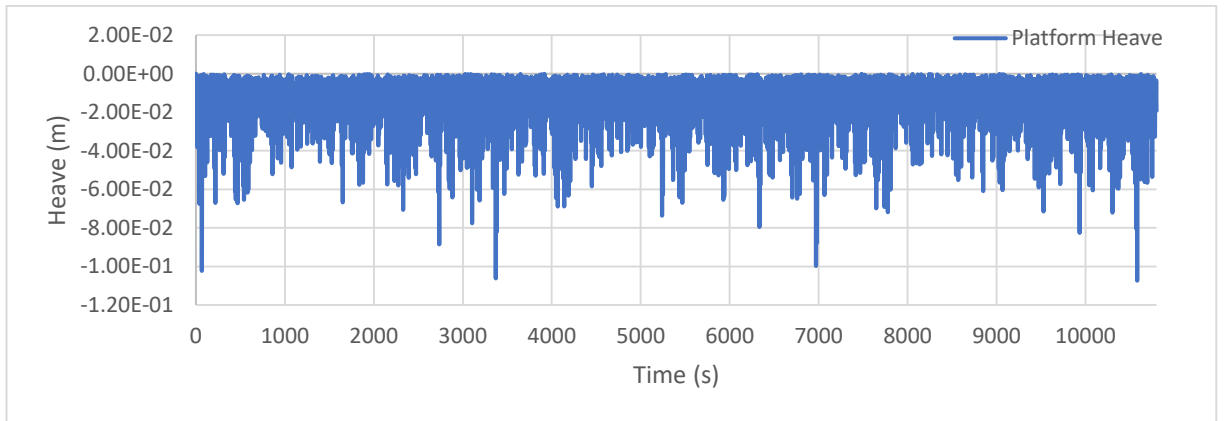
### MIT NREL TLP Motion Time History 1Year0°



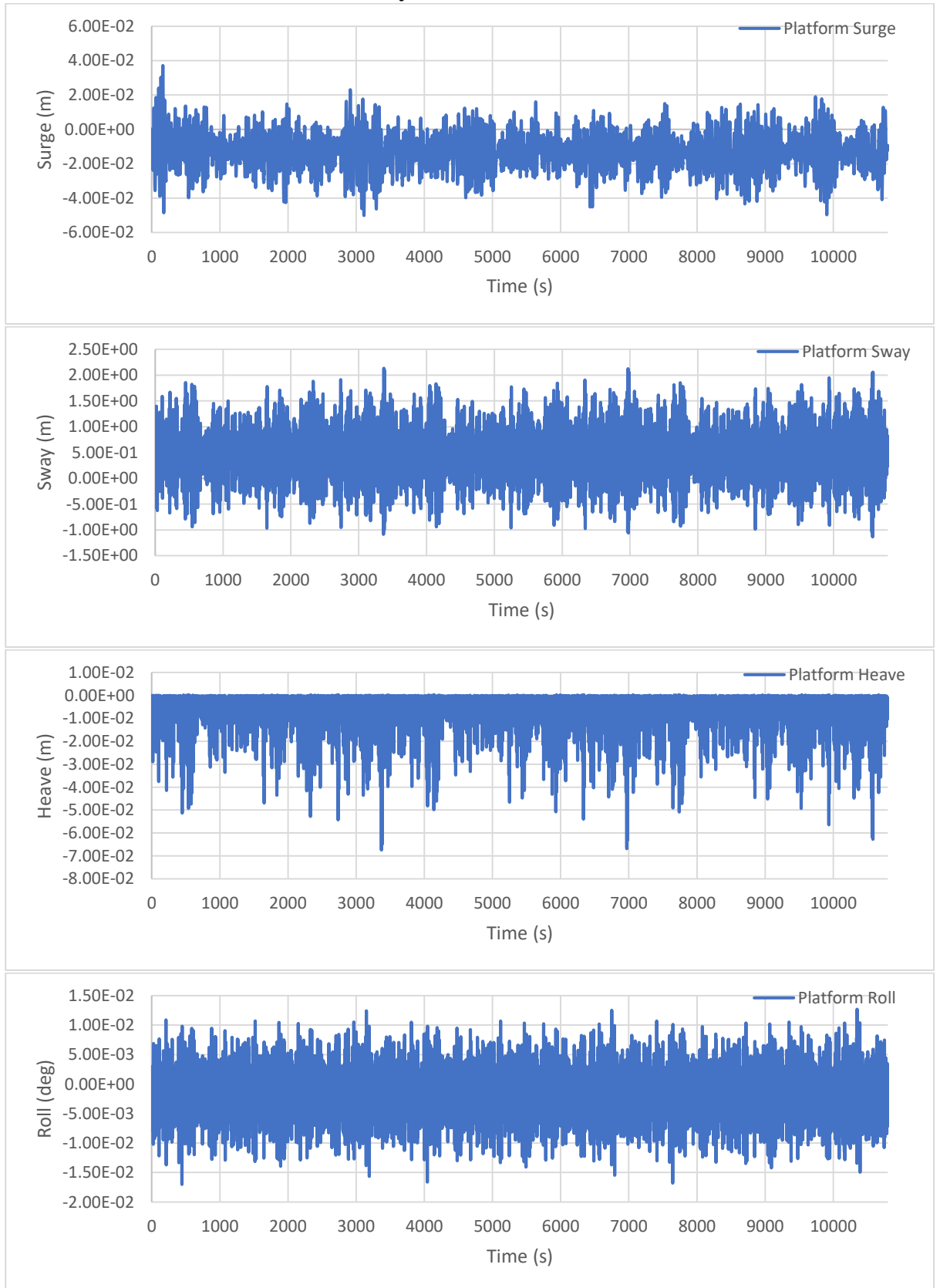


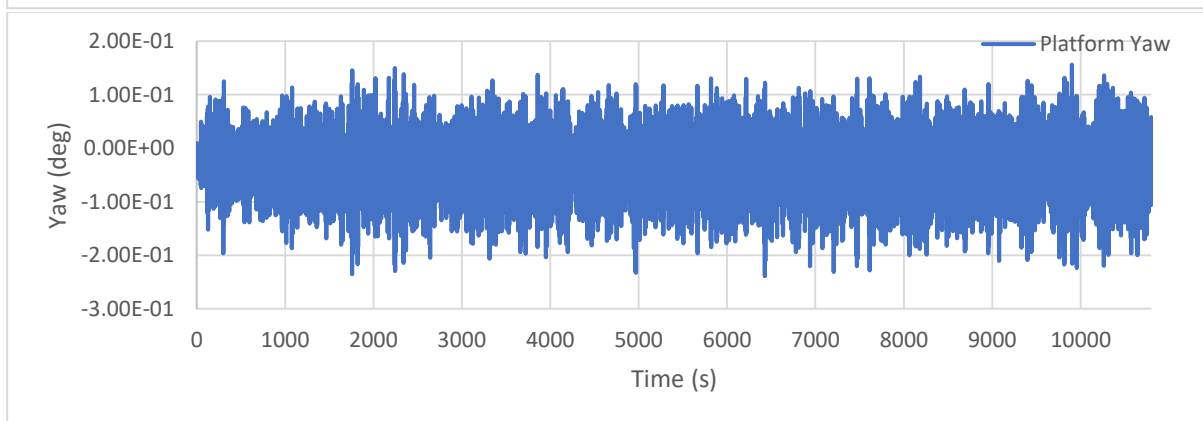
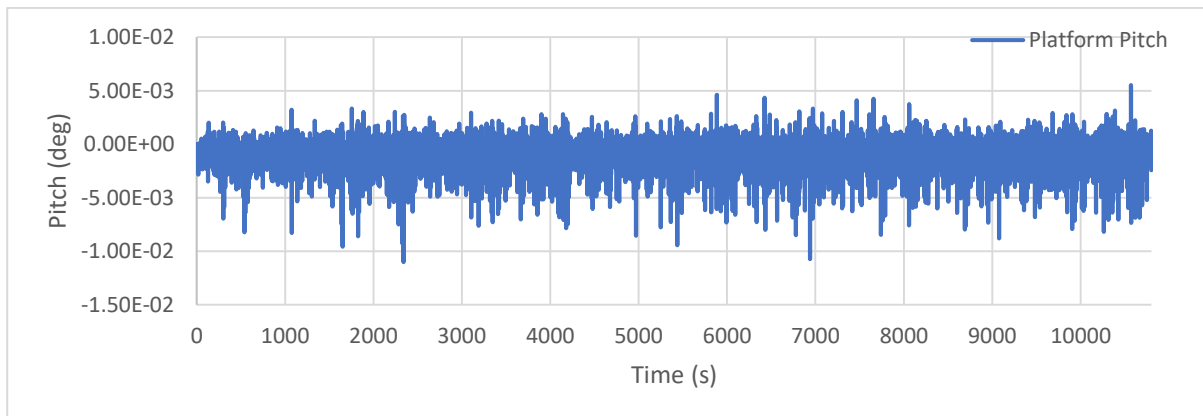
### MIT NREL TLP Motion Time History 1Year45°



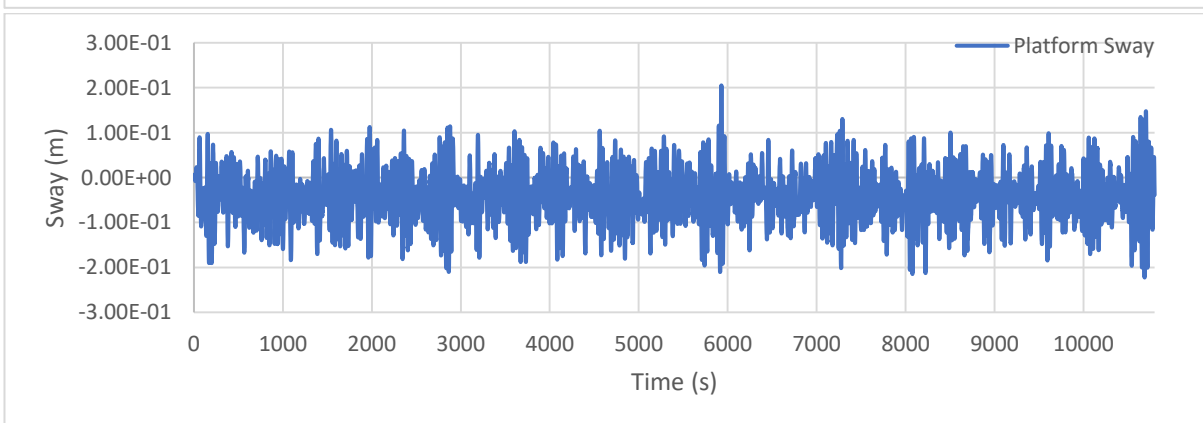
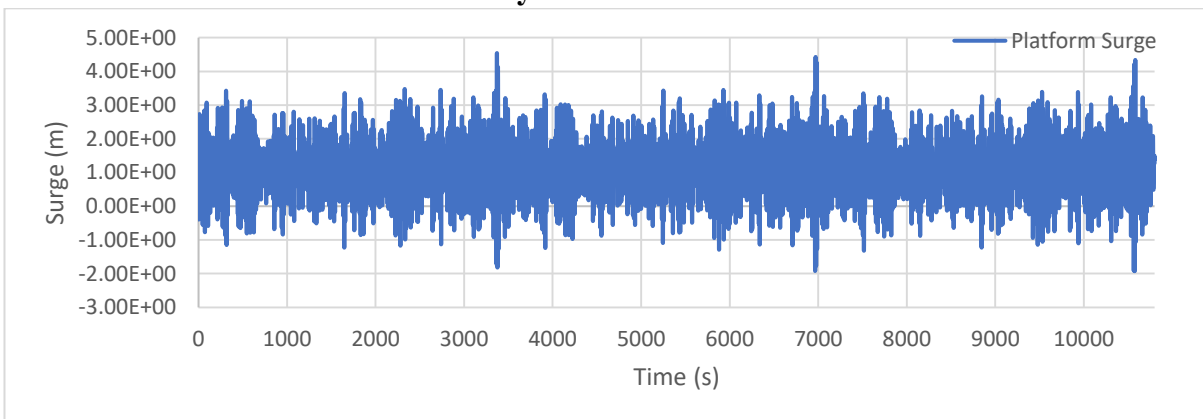


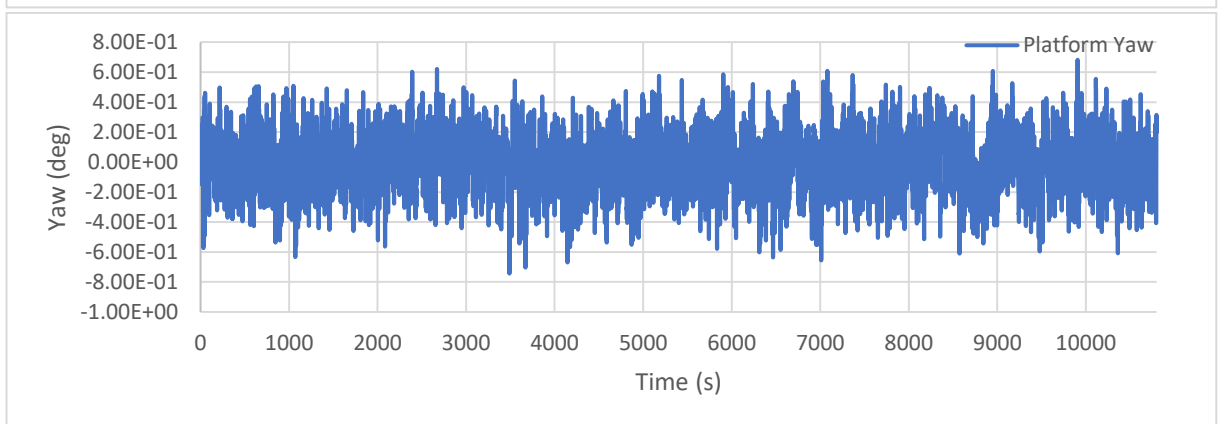
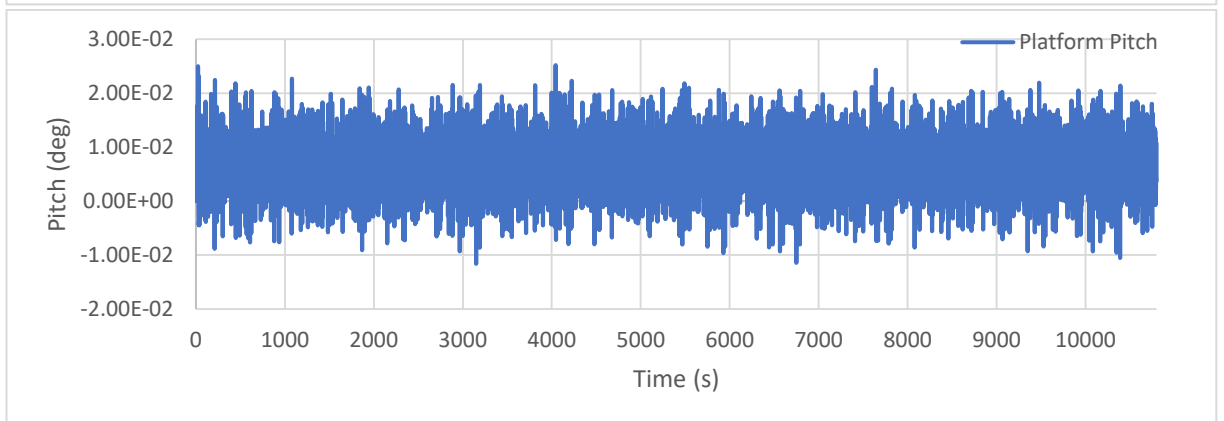
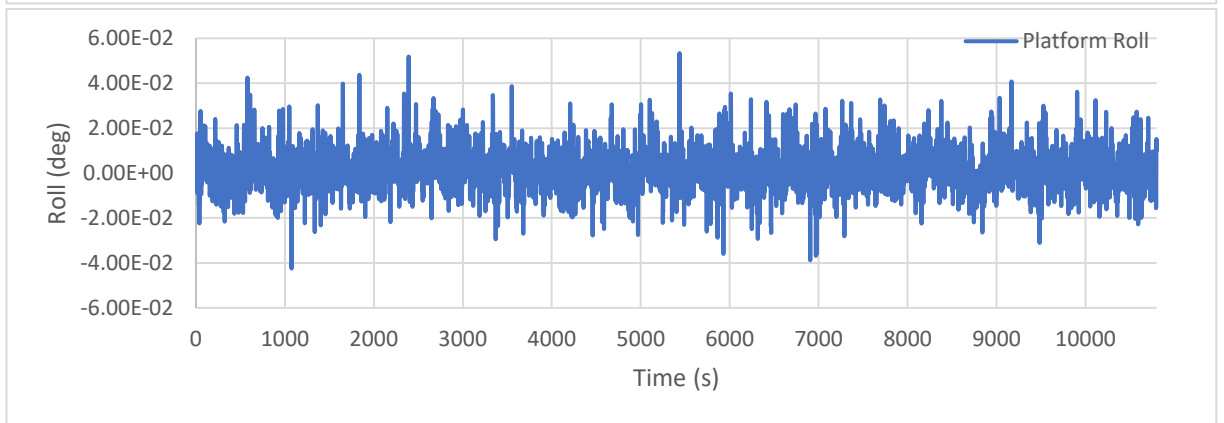
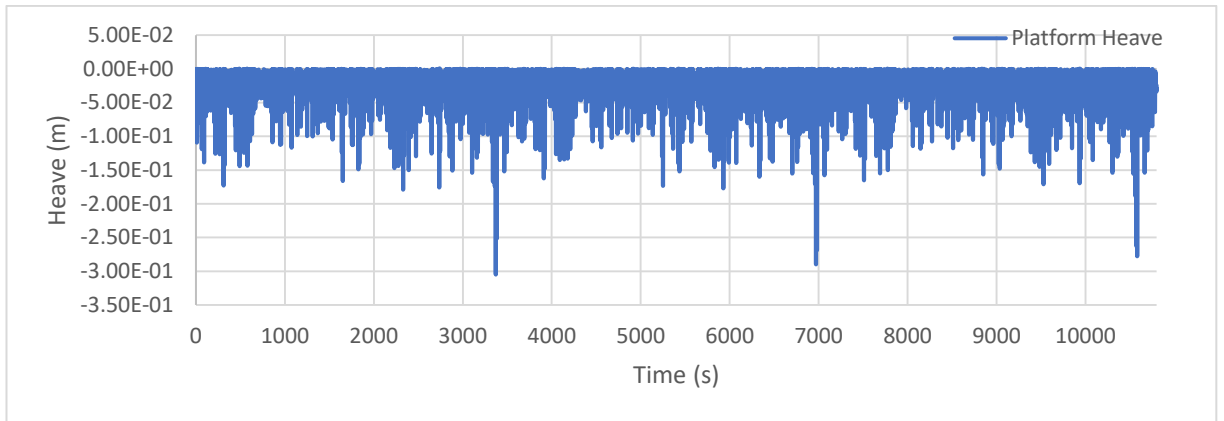
### MIT NREL TLP Motion Time History 1Year90°



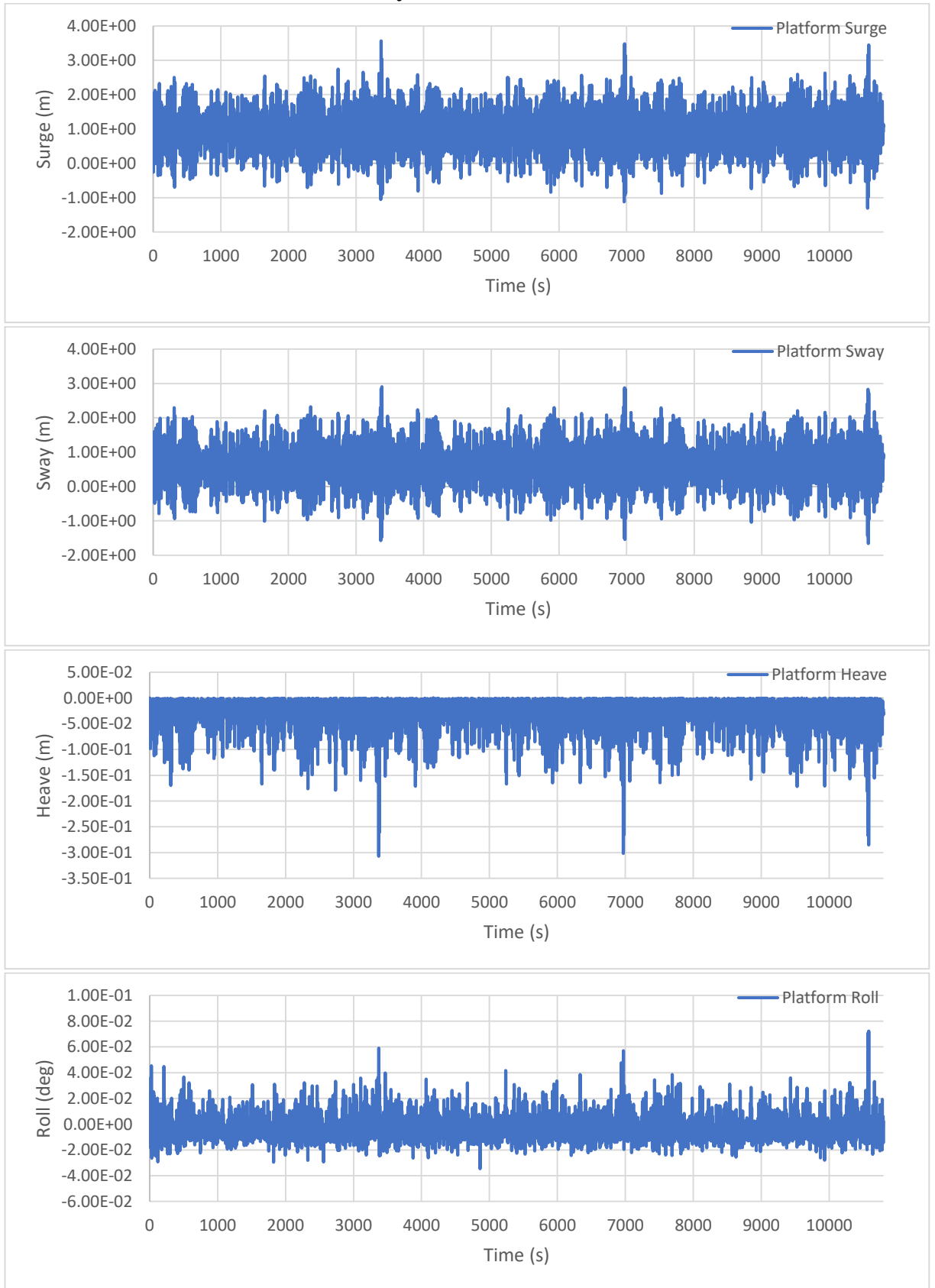


### MIT NREL TLP Motion Time History 100Year<sup>0</sup>

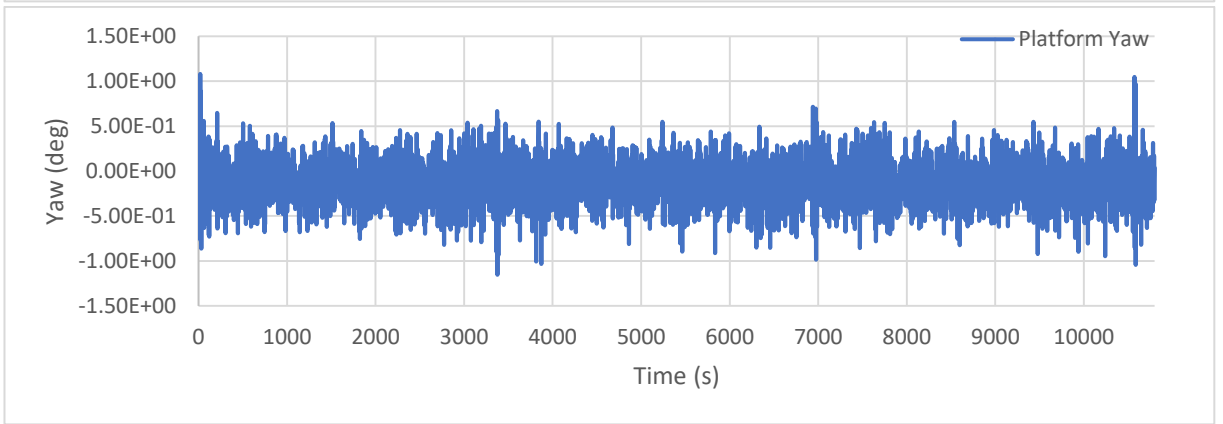
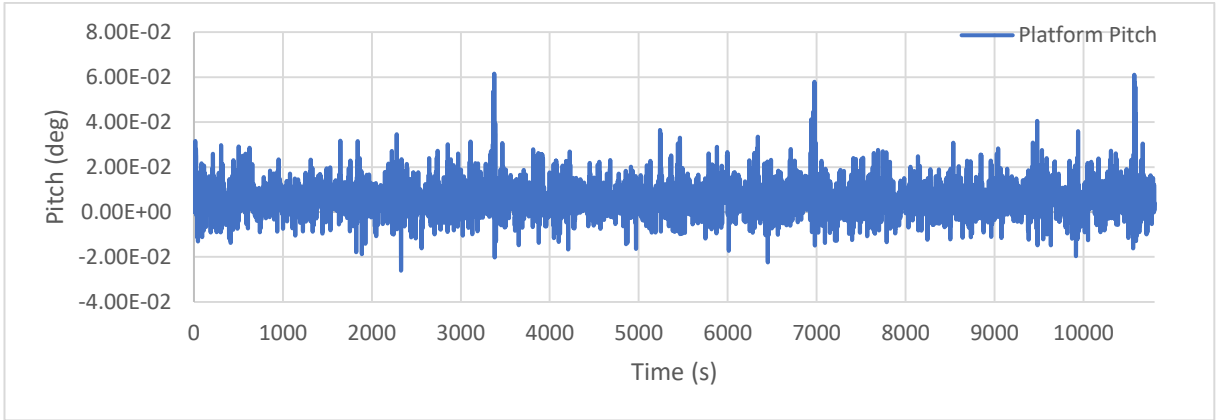




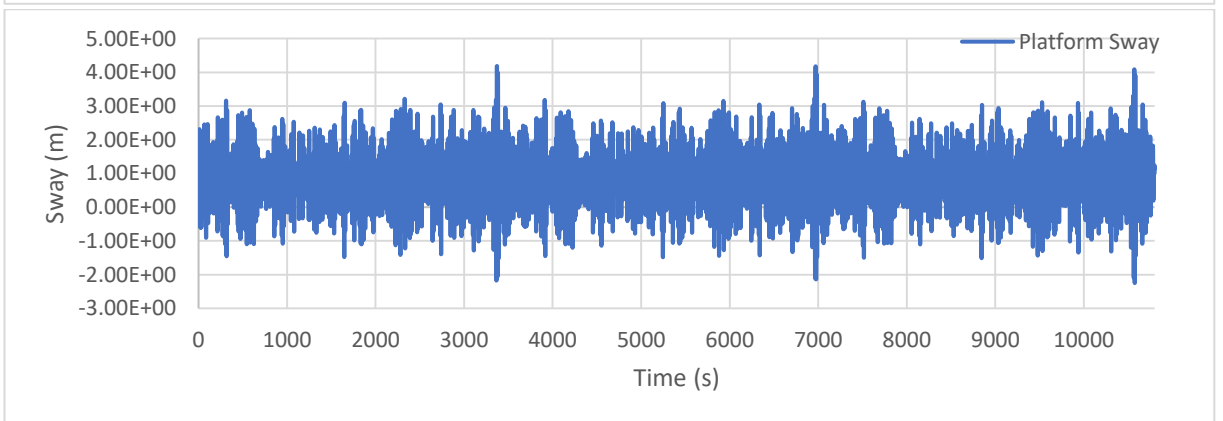
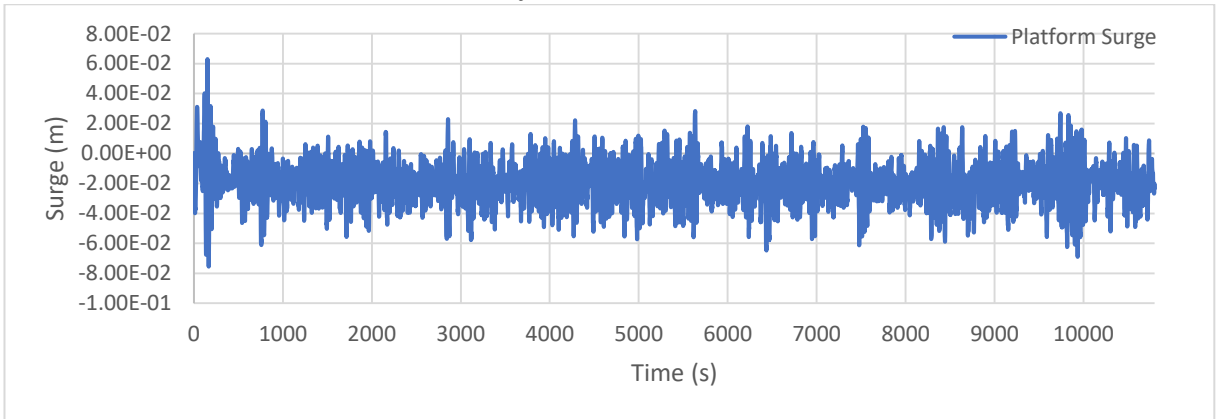
### MIT NREL TLP Motion Time History 100Year45°

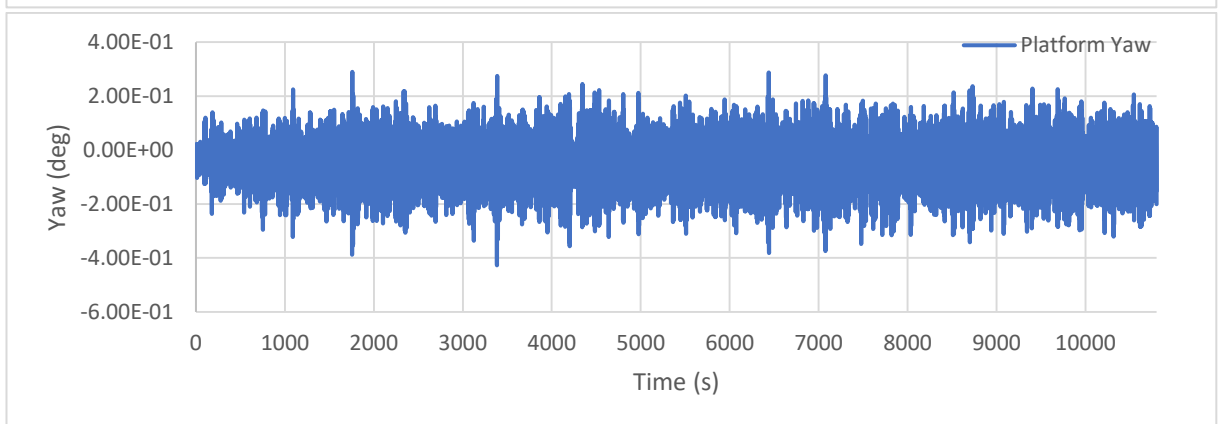
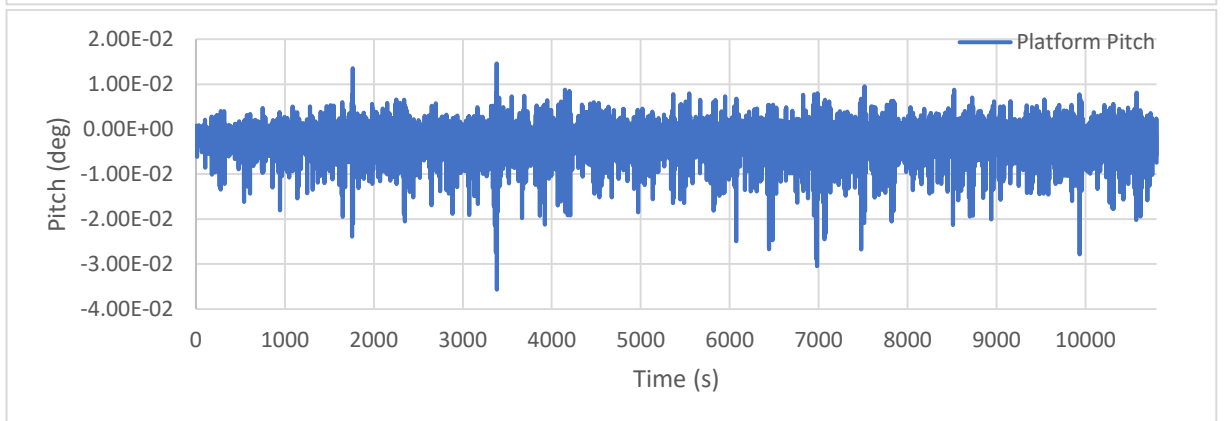
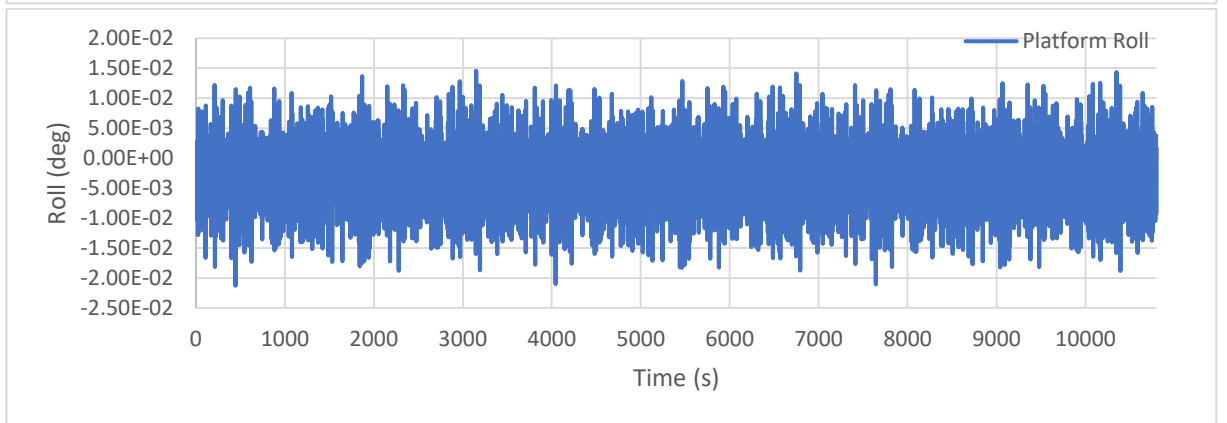
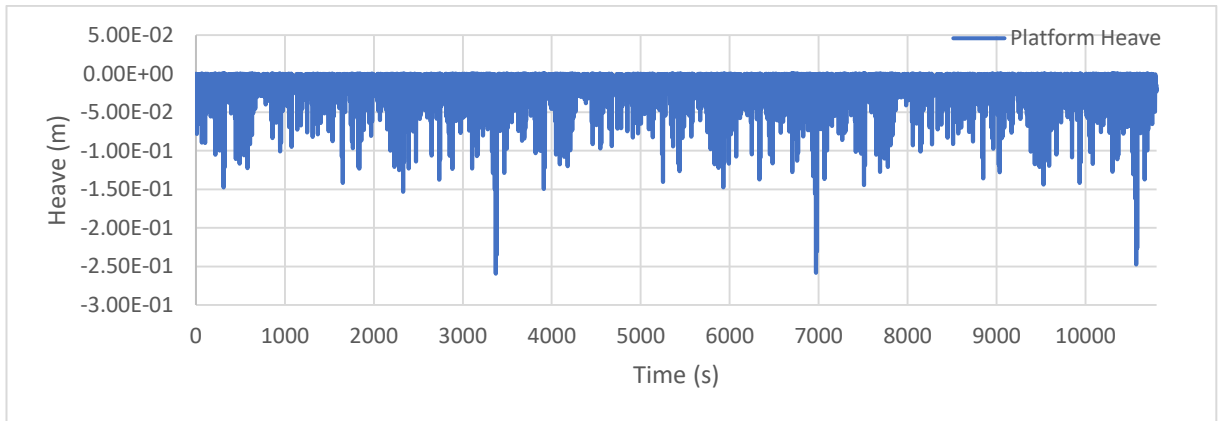






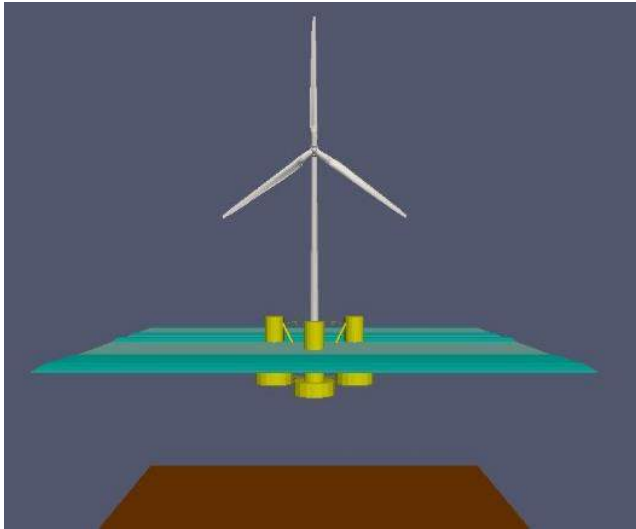
### MIT NREL TLP Motion Time History 100Year90°



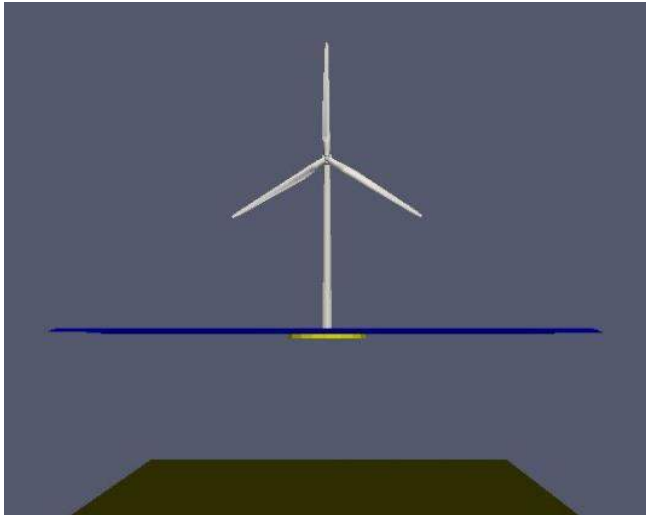


**LAMPIRAN C**  
(Ilustrasi Permodelan pada FAST V8)

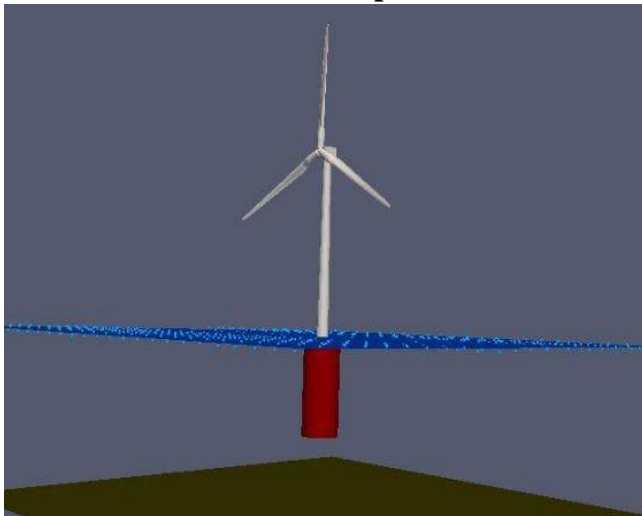
**Ilustrasi DeepCWind Semisubmersible pada FAST v8 dilihat dengan *Paraview***



**Ilustrasi ITI Energy Barge pada FAST v8 dilihat dengan *Paraview***



**Ilustrasi MIT NREL TLP pada FAST v8 dilihat dengan *Paraview***



## BIODATA PENULIS



Galura Wirautama lahir di Bogor pada tanggal 6 Februari 1996. Penulis merupakan anak ketiga dari enam bersaudara. Penulis menjalani Pendidikan formal SD selama 5 tahun di AIT Elementary School, Bangkok, Thailand dan pindah ke SDN Polisi 4 Bogor pada kelas 6, kemudian melanjutkan pendidikan di SMP Negeri 4 Bogor dan SMA Negeri 1 Bogor. Setelah lulus pada tahun 2014, penulis mengikuti Seleksi Mandiri Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya (SMITS) dan diterima di departemen Teknik Kelautan, Fakultas Teknologi Kelautan ITS Surabaya dengan NRP 04311440000129. Selama menempuh masa perkuliahan, penulis aktif *volunteering* di Direktorat Hubungan Internasional ITS pada tahun 2015-2016 dan di kemudian aktif di Himpunan Mahasiswa Teknik Kelautan sebagai Wakil Ketua Himpunan Eksternal pada periode 2016-2017. Selama masa studi di Departemen Teknik Kelautan, penulis tertarik dengan bidang hidrodinamika dan energi laut. Pada Juli-Agustus 2017, penulis melakukan Kerja Praktek di PT. Premier Oil Indonesia dan mendapat wawasan yang luas mengenai cara kerja sebuah perusahaan energi, terutama perusahaan migas. Dengan keinginan untuk mendirikan sebuah perusahaan energi serta ketertarikan penulis pada bidang hidrodinamika dan energi, penulis mengambil dengan bidang struktur, penulis mengambil Tugas Akhir dengan judul “*Analisis Respon Dinamis NREL 5MW Floating Offshore Wind Turbine dengan Variasi Floater DeepCWind Semisubmersible, ITI Energy Barge, dan MIT NREL TLP*”.

Kontak Penulis

*Email* : galuh.wirautama@gmail.com

No.HP : 081252027537