

Verbundvorhaben SKILLS

Teilvorhaben: Entwicklung und Simulation eines effizienten
Feederschiffkonzepts für die Errichtung von
Offshore-Windenergieanlagen

SCHLUSSBERICHT DER UNIVERSITÄT BREMEN

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Zuwendungsempfänger	Universität Bremen / LogDynamics
Kontakt	Prof. Dr.-Ing. Klaus-Dieter Thoben
	Tel.: +49(0)421 / 218-50005
	E-Mail: thoben@uni-bremen.de
Autoren des Berichts	Andreas F. Haselsteiner, Stephan Oelker, Aljoscha Sander, Jan-Hendrik Ohlendorf
Verbundprojekt	SKILLS - Entwicklung und Demonstration eines effizienten Feederschiffkonzepts für die Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen
Förderkennzeichen	0325934B
Vorhabenbezeichnung	SKILLS
Laufzeit	01.09.2015 - 31.12.2019

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINLEITUNG	1
1.1	Motivation	1
1.2	Projektorganisation	3
2	PROJEKTERGEBNISSE	5
2.1	Arbeitspaket 1: Wirtschaftlichkeitsstudie	5
2.1.1	Klassisches Transport- und Installationskonzept	5
2.1.2	Feederschiffkonzept	5
2.1.3	Datengrundlage	7
2.1.4	Aufbereitung der Wetterdaten	12
2.1.5	Simulationsaufbau	12
2.1.6	Simulationsergebnisse	15
2.2	Arbeitspaket 2: Untersuchung Schiffs- und Komponentendynamik	19
2.2.1	Material und Methode	19
2.2.2	Ergebnisse	22
2.2.3	Diskussion	23
2.3	Arbeitspakete 3 und 4: Entwicklung von Transport- und Hebemitteln	24
2.3.1	Analyse des Stand der Technik	24
2.3.2	Lösung für den Feederschiff-Hebeprozess	25
2.4	Arbeitspaket 5: Demonstration und Test	35
2.4.1	Material und Methode	37
2.4.2	Ergebnisse	40
2.4.3	Diskussion	42
3	FAZIT	43
LITERATUR		47
ANHANG		51
1	Decklayout	51

1 EINLEITUNG

1.1 MOTIVATION

Die Offshore-Windenergie entwickelt sich weltweit rapide und ihre Rolle im zukünftigen Strommix wird als weiter steigend angenommen. Die Installation von Windenergieanlagen in den deutschen Gewässern folgt den Zielen der Bundesregierung. Demnach sollen bis zum Jahre 2020 Windparks mit einer Nennleistung von 6,5 GW installiert werden [7] und bis zum Jahre 2030 soll die Kapazität auf 20 GW steigen [8]. Parallel sollen die Stromgestehungskosten (Levelized Cost of Electricity, LCoE) deutlich reduziert werden, wobei die Kosten für die Installation von Offshore-Windparks einen großen Teil der Investitionskosten ausmachen [16]. Daher ist die Optimierung der Installation von Offshore-Windenergieanlagen ein wichtiger Hebel, um in den nächsten Jahren Kosteneinsparungen zu erzielen und somit national und international wettbewerbsfähig zu bleiben.

Die Installation von Windenergieanlagen (WEA) in Nord- und Ostsee birgt viele Risiken und ist stark abhängig von Wetter- und Seebedingungen. Starke Winde oder hohe Wellen können zu deutlichen Verzögerungen bei der Installation führen. An solchen Tagen bleiben die Installationsschiffe normalerweise im Hafen, um bessere Wetterverhältnisse abzuwarten. Je nach Installationsschiff kostet dieses am Tag ca. 150.000 Euro unabhängig davon, ob das Schiff Anlagen installiert, Komponenten transportiert oder im Hafen wartet. Geeignete Wetterfenster müssen also möglichst effizient genutzt werden, um die Installationskosten niedrig zu halten. Die bislang eingesetzten üblichen Installationsschiffe sind selbstaufstellend mit herunterfahrbaren Standbeinen (sogenannte „Jack-Up-Barge“, folglich wird das Aufstellen auch als „Hoch-Jacken“ bezeichnet).

Die Bauteile einer WEA haben sehr große Dimensionen und wiegen zum Teil mehrere Hundert Tonnen. Der Transport vom Verladehafen zum Installationsort erfolgt durch das Installationsschiff selbst. Ein kompletter Logistikzyklus sieht folgendermaßen aus: Die Komponenten der Windenergieanlage werden von Transportschiffen zu einem sogenannten Basishafen transportiert. Das Installationsschiff wird im Basishafen mit den Komponenten beladen. Anschließend fährt das Schiff vom Hafen zum Installationsort (oftmals mehr als 80 Seemeilen und einer Fahrtzeit von 10 und mehr Stunden). Dort wird das Schiff hoch-gejacked, so dass die Arbeiten auf einer ruhenden Plattform ausgeführt werden können. Dann erst beginnt der eigentliche Installationsvorgang. Anschließend fährt das Installationsschiff wieder in den Hafen zurück, um die nächsten Komponenten aufzunehmen. Die reine Installationszeit vor Ort beträgt oftmals nur 75 % der gesamten Logistikzeit. Dieses Logistikkonzept wird im Folgenden, entweder wie in der englischsprachigen Literatur als „All-in-one-Konzept“ oder als „Basishafenkonzept“ bezeichnet (siehe z.B. [28]).

Der Transport der Komponenten zwischen dem Basishafen und dem Installationsort könnte auch mit kostengünstigeren Transportschiffen durchgeführt werden („Feederschiff-Konzept“).

1 Einleitung

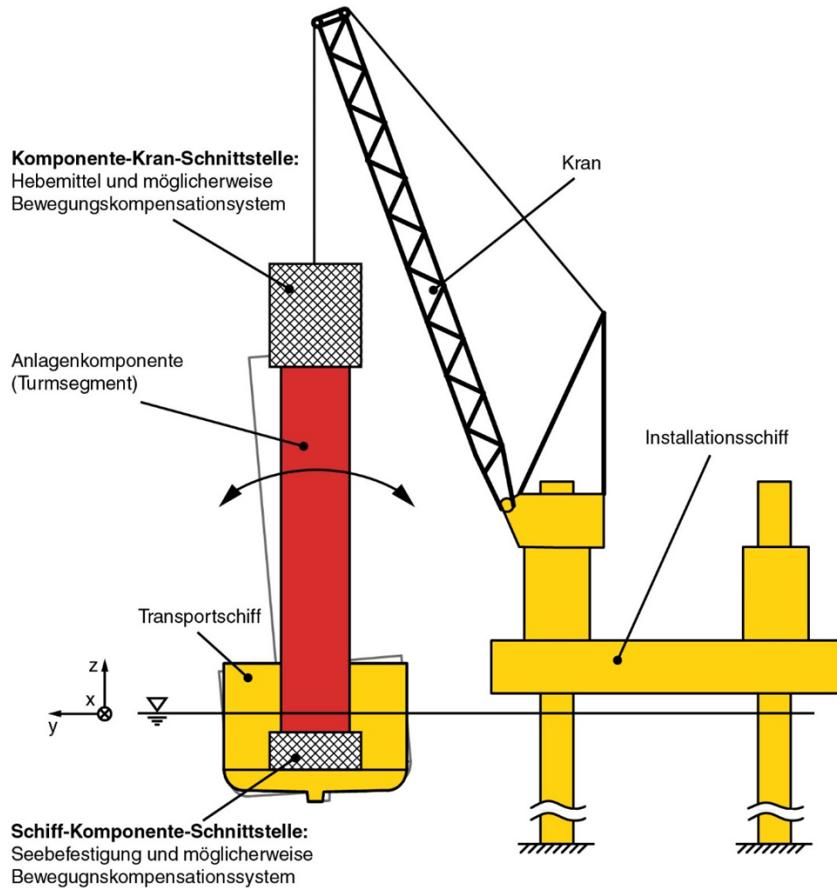


Abbildung 1.1: Hebevorgang bei einer Feederschiff-Installationslogistik.

Da das Installationsschiff dann effizienter eingesetzt werden könnte, ergäben sich signifikante Kostensenkungen. Allerdings ist es bereits bei leicht ungünstigen Wetterbedingungen derzeit noch nicht möglich, große, komplexe und sehr schwere WEA-Komponenten von einem schwimmenden Transportschiff auf eine ruhende Plattform eines Installationsschiffes zu heben. Dieser Hebevorgang ist mit vielerlei Gefahren verbunden. Diese resultieren insbesondere aus der Relativbewegung von mehreren Metern in alle drei Raumrichtungen zwischen dem Kran auf dem ruhenden Installationsschiff und den Anschlagpunkten der Komponenten auf dem seebewegten Transportschiff (Abbildung 1.1). Neben möglichen Schäden an den Bauteilen und den Schiffen aufgrund von Zusammenstößen ist insbesondere die Gefährdung von Menschen durch Einklemmen zwischen den tonnenschweren Bauteilen gegeben. Die gefährlichen Arbeiten sind das Anschlagen der Hebevorrichtung, das Lösen der Transportsicherungen (engl.: *Seafastening*) sowie die erste Phase des Hebevorgangs. Somit sind für eine sichere und wirtschaftliche Feederschiff-Installationslogistik insbesondere innovative Lösungen für die Schnittstelle zwischen Transportschiff und Komponente sowie für die Schnittstelle zwischen Komponente und Kran erforderlich.

Das Ziel des Verbundprojekts SKILLS war es, ein Feederschiff-Konzept zu entwickeln, zu simulieren und zu demonstrieren. Das Projektkonsortium bestand aus dem Unternehmen Senvion

sowie der Universität Bremen / LogDynamics. Die Unternehmen Jan de Nul, deugro Danmark, Amasus Offshore und Fred Olsen Wind Carrier wirkten als assoziierte Partner im Projekt mit. Der Zusammenschluss beinhaltet somit einen Windenergieanlagenbauer, Spezialschiffsbetreiber und eine Forschungsinstitution.

1.2 PROJEKTORGANISATION

Das Projekt wurde in 6 Arbeitspakete mit insgesamt 22 Teilarbeitspaketen organisiert (Abbildung 1.2).

Das erste Arbeitspaket umfasste eine Wirtschaftlichkeitsstudie bei der die Kosten des konventionellen Installationsverfahrens (“All-in-one-Konzept” bzw. “Basishafenkonzept”) und des Feederschiffkonzepts verglichen werden sollten. Dabei sollten zunächst alle relevanten Prozesse der Konzepte definiert werden. Insbesondere sollten die Variationen der Umweltbedingungen und Einzelprozesszeiten mithilfe von Zufallszahlen abgebildet werden. Darauf aufbauend sollten diskrete Ereignissimulationen durchgeführt werden, um so den Einfluss der zufälligen Veränderungen auf den gesamten Logistikprozess zu modellieren.

In Arbeitspaket 2 sollte die Schiffs- und Komponentendynamik untersucht werden. Dafür wurde zunächst ein geeignetes Feederschiff ausgewählt und ein Decklayout für dieses entworfen. Dann sollte das Verhalten dieses Schiffs im Seegang simuliert und insbesondere die Bewegungen der geladenen Komponenten analysiert werden. Mithilfe einer Mehrkörper-Simulation sollte anschließend der Hebeprozess untersucht werden. Nachdem dies für einen Beispielwindpark erfolgte, sollte eine Verallgemeinerung der hydrodynamischen Simulationen durchgeführt werden, sodass die Ergebnisse auch auf andere Windparks übertragen werden können.

In Arbeitspaket 3 sollten Transport und Hebemittel für das Installationsschiff entwickelt werden. Zunächst sollten hier Lösungen entwickelt werden, die auch für das konventionelle Installationsverfahren geeignet sind. Das Arbeitspaket umfasste Transport- und Hebemittel für die Komponenten Rotorblatt, Turmsegment und Gondel.

Im Arbeitspaket 4 sollten anschließend Neuentwicklungen und Anpassungen der Transport und Hebemittel erfolgen, sodass diese für das Feederschiffkonzept eingesetzt werden können. Wiederum sollten alle relevanten Anlagenkomponenten, also Rotorblatt, Turmsegment und Gondel berücksichtigt werden.

Schließlich sollte in Arbeitspaket 5 die Demonstration und der Test der neu entwickelten Konzepte erfolgen. Dabei sollten zunächst Onshore- und dann Offshore-Tests stattfinden. Die Universität Bremen sollte insbesondere die Tests begleiten, dabei Messungen durchführen und diese Messungen wissenschaftlich auswerten.

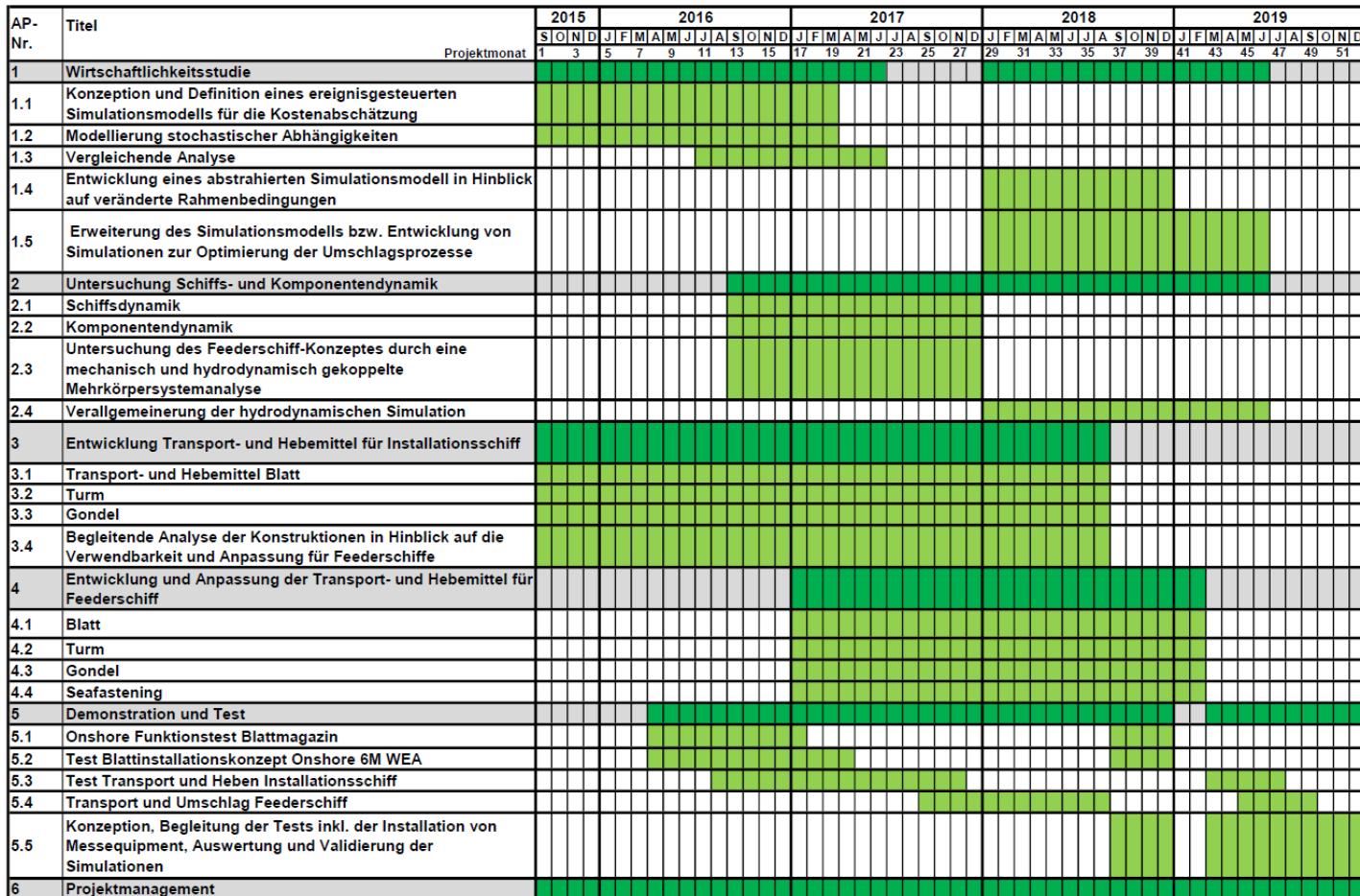


Abbildung 1.2: Die Projektorganisation erfolgte in sechs Hauptarbeitspaketen.

2 PROJEKTERGEBNISSE

2.1 ARBEITSPAKET 1: WIRTSCHAFTLICHKEITSSTUDIE

Das Ziel des ersten Arbeitspakets war ein wirtschaftlicher Vergleich klassischer und innovativer Installationskonzepte anhand zweier Referenzwindparks. Dabei sollte der Nachweis über ein theoretisches Einsparpotenzial in der Größenordnung von 20 Prozent für die innovativen Konzepte nachgewiesen werden. Die zwei Referenzwindparks sollten sich hinsichtlich der Entfernung zur Küste, der Anlagenanzahl sowie der Wetterbedingungen voneinander unterscheiden.

Hierfür wurde ein ereignisdiskretes Simulationsmodell entwickelt. Dabei wurden unter Berücksichtigung der involvierten Akteure bei der Installation von Offshore-Windparks die Akteure, die Prozesse und die Arbeitsmittel sowie die prozessualen Abhängigkeiten modelliert. Zudem wurden reale Wetterdaten und Prozesszeiten sowie Kostensätze in der Simulation berücksichtigt. Nach einer Validierung des Simulationsmodells wurden mehrere Simulationsstudien durchgeführt und die Ergebnisse entsprechend aufbereitet. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Installationskonzepte sowie die Entwicklung der Simulation inklusive der Ergebnisse näher beschrieben.

2.1.1 KLASSISCHES TRANSPORT- UND INSTALLATIONSKONZEPT

Das klassische Transport- und Installationskonzept sieht vor, dass alle Komponenten einer Windenergieanlage in einen sogenannten Basishafen geliefert werden. Daher wird das Konzept häufig im Deutschen Basishafenkonzept genannt (im Englischen ist der Begriff *All-in-one-concept* üblich). Ein Installationsschiff holt sich die Komponenten von dort und führt die Installation im Feld durch. Anschließend fährt es zurück zum Hafen und lädt neue Komponenten. Dieser Prozess wiederholt sich, bis der Windpark errichtet worden ist. Hierbei ist zu erwähnen, dass die Fahrzeiten zwischen Basishafen und Installationsort sowie die Beladung des Installationsschiffs mit neuen Komponenten einen erheblichen Anteil im Gesamtprozess einnehmen. Zudem ist die Charterrate für ein Installationsschiff sehr hoch und liegt je nach Fähigkeit zwischen 70.000 und 145.000 € pro Tag [21].

Der grundsätzliche Prozessablauf des Basishafenkonzepts ist in Abbildung 2.1 dargestellt.

2.1.2 FEEDERSCHIFFKONZEPT

Bei der Installation der Anlagen gilt es das Installationsschiff möglichst effektiv einzusetzen. Daraus bestehen Ansätze die Leerfahrten des Installationsschiffs zwischen dem Basishafen und dem Windpark zu vermeiden, indem vergleichsweise kostengünstige Transportschiffe, die Charterraten liegen derzeit bei ca. 10.000 € pro Tag [10], das Installationsschiff am Installationsort mit den notwendigen Komponenten beliefern. Dieses Konzept wird Feederschiffkonzept genannt und

2 Projektergebnisse

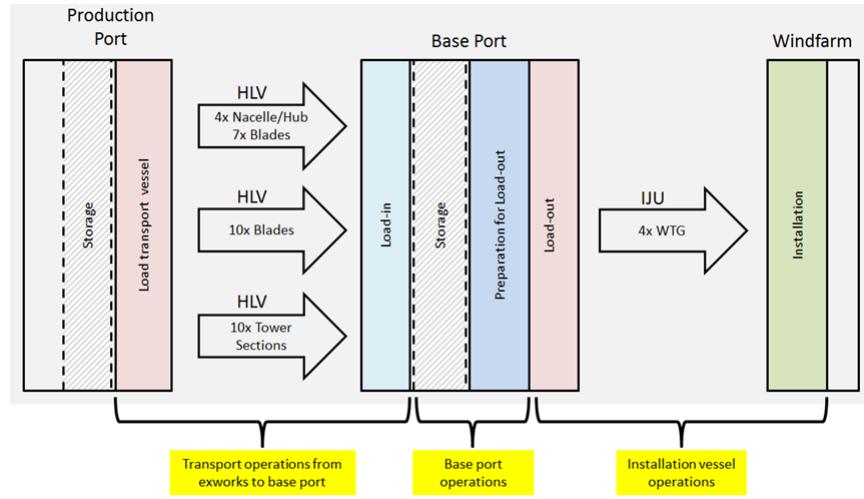


Abbildung 2.1: Prozessablauf des Basishafenkonzepts.

ist Abbildung 2.2 dargestellt. So kann das Installationsschiff effektiver am Installationsort für die Errichtung der Windenergieanlagen genutzt werden. Zudem kann bei solch einem Konzept auf den Einsatz eines Basishafens verzichtet werden, da die Transportschiffe direkt im Produktionshafen beladen werden und von dort aus zum Installationsort fahren könnten. Hierdurch können Kosten für die Dienstleistungen im Basishafen eingespart werden.

In der Simulation wird zwischen zwei Varianten des Feederschiffkonzepts unterschieden, die hier kurz dargestellt werden.

OFFSHORE-FEEDERSCHIFFKONZEPT

Ziel des Konzepts ist es, das Installationsschiff so effizient wie möglich zu nutzen. Daher besteht der Ansatz darin, die Entfernung des Installationsschiffes zwischen dem Basishafen und dem Windpark durch die Bereitstellung vergleichsweise kostengünstiger Transportschiffe (Feederschiffe) zu vermeiden. Die Feederschiffe versorgen das Installationsschiff am Installationsort mit den notwendigen Komponenten. Dadurch kann das Installationsschiff am Installationsstandort effizienter für die Installation der Windenergieanlagen genutzt werden. Außerdem kann bei einem solchen Konzept auf die Verwendung eines Basishafens verzichtet werden, da die Transportschiffe direkt im Produktionshafen beladen werden und von dort direkt zum Installationsort fahren. Dadurch können Kosten für Dienstleistungen, Lagerung und den Einsatz von Kränen im Basishafen eingespart werden.

BASISHAFEN-FEEDERSCHIFFKONZEPT

Ein weiteres Konzept, das analysiert wurde, ist das sogenannte Basishafen- Feederschiffkonzept. Um das Problem der Verladung vom Transportschiff auf das Installationsschiff zu vereinfachen, wäre es auch denkbar, dass dieser Prozess direkt im Basishafen durchgeführt wird. Das Transportschiff und das Installationsschiff würden sich in einem sicheren Bereich für den Transfer der

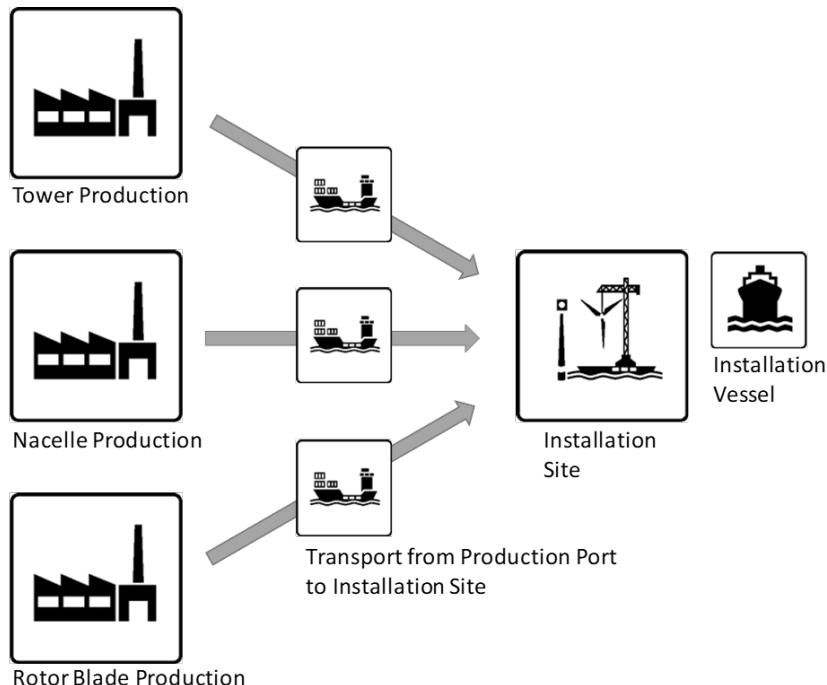


Abbildung 2.2: Schematische Darstellung des Feederschiffkonzepts.

Komponenten treffen. Dies könnte ein nahe gelegener Hafen, ein Basishafen oder ein geschützter Bereich mit relativ stabilen Wetterbedingungen sein. Das Installationsschiff müsste den Weg vom Installationsort zur Umladezone zurücklegen, aber das Risiko für den Güterumschlag wäre aufgrund der wesentlich besseren Wetterbedingungen erheblich geringer. Im Vergleich zum herkömmlichen Basishafenkonzept werden bei diesem Logistikkonzept die Kosten, die für die Lagerung im Basishafen anfallen würden, eingespart.

2.1.3 DATENGRUNDLAGE

Die für die Simulation maßgeblichen Daten wurden von dem Projektpartner Senvion zur Verfügung gestellt und enthalten Daten des Windparks, des Basishafens sowie der Transport- und Installationsschiffe. Weiterhin stehen Daten über die Prozesse im Hafen und bei der Errichtung der Anlagen inklusive Wetterrestriktionen und Kosten bereit. Zudem sind auch Lernkurveneffekte berücksichtigt worden. Die Wetterdaten stammen aus dem CostDat-1-Datensatz, welcher durch das Helmholtz-Zentrum Geesthacht für Forschungszwecke zur Verfügung gestellt worden ist.

In Abbildung 2.3 sind die in der Simulation berücksichtigten Schiffssparameter dargestellt. Insbesondere werden in der Simulation die Geschwindigkeiten der Schiffe für die Berechnung der Fahrwege sowie der Treibstoffverbräuche zur Berechnung der Kosten berücksichtigt. Weiterhin wurden verschiedene Decklayouts für die maximale Ladekapazität der Schiffe berücksichtigt. Die grundsätzlichen Prozessabläufe sind für die beiden Referenzwindparks identisch. Beispielhaft wurden in Abbildung 2.4 die Prozesse im Produktionshafen dargestellt. Dabei wurde berücksichtigt,

2 Projektergebnisse

Transportschiff		Installationsschiff			
ID	Description	Value / Information	ID	Description	Value / Information
TV-1-01	Vessel type	Heavy Lift Cargo Vessel	IV-1-01	Vessel type	Jack-Up Installation Vessel
TV-1-02	Hull length o.a. [m]	152	IV-1-02	Hull length o.a. [m]	132
TV-1-03	Hull breadth [m]	21	IV-1-03	Hull breadth [m]	39
TV-1-04	Hull depth [m]	10,5	IV-1-04	Hull depth [m]	9
TV-1-05	Minimum draft [m]	8	IV-1-05	Minimum draft [m]	4 (+0.8m to spud can tip)
TV-1-06	Net tonnage [t]	4200	IV-1-06	Max payload [t]	6600
TV-1-07	Deck area [m ²]	2120	IV-1-07	Deck area [m ²]	3200
TV-1-08	Speed @ 85% MCR [kn]	18	IV-1-08	Uniform deck loading [t/m ²]	5...10
TV-1-09	Fuel consumption sailing [t/24h]	38	IV-1-09	Transit speed [kn]	10
TV-1-10	Fuel consumption port [t/24h]	3,8	IV-1-10	Max speed [kn]	12
			IV-1-11	Fuel consumption sailing 10kn [t/24h]	50
			IV-1-12	Fuel consumption elevated, crane working [t/24h]	8.5
			IV-1-13	Fuel consumption elevated, standby [t/24h]	6

Abbildung 2.3: Schiffsparameter.

2.1 Arbeitspaket 1: Wirtschaftlichkeitsstudie

Main Process	ID	Activity	Operational times							Restrictions (if applicable)		
			Average Net Activity Time [h]	Min Net Activity Time [h]	Max Net Activity Time [h]	No. repetitions in cycle (Rep) refer to "Mapping Matrix" for calc. coefficient per cycle	Average Net Activity Time [h]	Min Net Activity Time [h]	Max Net Activity Time [h]	Required Weather Window [h]	Vw [m/s @ 100m] (avg/gust)	Vw [m/s @ 10m] (avg/gust)
Store and displace WIG components	B-01	Transport Nacelle&Hub from quay to storage location	1,0	0,5	1,2	4	4,0	2,0	4,8	1,0x Net Time	na	12/14
	B-02	Store Nacelle&Hub	duration acc. to availability demand							na	na	na
	B-03	Transport Blade from quay to storage location	1,0	0,5	1,2	7 (10)	7 (10)	3,5 (5)	8,4 (12)	1,0x Net Time	na	12/14
	B-04	Store Blade	duration acc. to availability demand							na	na	na
	B-05	Transport Tower section from quay to storage location	1,0	0,5	1,2	10	10,0	5,0	12,0	1,0x Net Time	na	12/14
	B-06	Store Tower section	duration acc. to availability demand							na	na	na
Load Out Preparation	B-07	Transport Nacelle&Hub to loud-out area	1,0	0,5	1,2	4	4,0	2,0	4,8	1,0x Net Time	na	12/14
	B-08	Install and test turn drive system (SBI) in Nacelle&Hub	7,0			4	28,0			na	na	na
	B-09	Transport Tower section to loud-out area	1,0	0,5	1,2	8	8,0	4,0	9,6	1,0x Net Time	na	12/14
	B-10	Mount Tower lifting device S1	0,5			4	2,0			na	na	na
	B-11	Upend Tower section 1 (S1) and fix it to grillage		1,0	1,5	4		4,0	6,0	1,0x Net Time	na	12/14
	B-12	Remove lifting device S1	0,5			4	2,0			1,0x Net Time	12/14	na
	B-13	Mount Tower lifting device S2	0,5			4	2,0			na	na	na
	B-14	Upend Tower section 2 (S2) and fix it to S1		1,0	1,5	4		4,0	6,0	1,0x Net Time	12/14	na
	B-15	Install oscillation damper	2,0			4	8,0			1,0x Net Time	12/14	na
	B-16	Conduct mechanical completion for full Tower		35,0	44,0	4		140,0	176,0	approx. 6h, work can be split in several parts	18	na
	B-17	Transport Blade to loud-out area	1,0	0,8	1,2	12	12,0	9,0	14,4	1,0x Net Time	na	12/14
	B-18	Clean Blade	applicable, if long-time storage of blades is necessary							na	na	na
	B-19	Prepare Blade for load-out	0,5			12	6,0			na	na	na

Abbildung 2.4: Prozesse im Produktionshafen.

dass bestimmte Prozesse eine Lernkurve aufweisen. Die einzelnen Prozesse wurden jeweils mit den angegebenen Wetterrestriktionen verknüpft: In der Simulation wird überprüft, ob ein Wetterfenster vorliegt, indem die aus dem CostDat-1-Datensatz abgeleiteten Wetterbedingungen mit den Prozessrestriktionen abgeglichen werden. Weiterhin ist berücksichtigt worden, dass die Prozesse nicht immer die gleiche Prozesszeit aufweisen. Dementsprechend ist die Prozesszeit in der Simulation über eine trianguläre Verteilung abgebildet worden.

Die gewählten Referenzparks unterscheiden sich unter anderem in den Basishäfen, der Anlagenzahl und des Standorts, wodurch auch das Wetter für den jeweiligen Windpark gesondert betrachtet werden muss. Im Folgenden werden die Eingangsdaten für die beiden Referenzwindparks kurz aufgeführt.

REFERENZWINDPARK 1

Im Folgenden werden die verwendeten Eingangsdaten für die Simulation von Referenzwindpark 1 aufgeführt, wobei als Basishafen Eemshaven angenommen worden ist. In Abbildung 2.5 sind die grundsätzlichen Informationen für den Hafen aufgeführt. Es wurde angenommen, dass die Installation am 1.4. des jeweiligen Simulationsjahrs beginnt und der Vorlauf so simuliert wird, dass der Basishafen, dessen Basisdaten in Abbildung 2.6 aufgeführt worden sind, möglichst mit der maximalen Kapazität von 24 Anlagen gefüllt worden ist. In der Simulation sind insbesondere die Standorte des Basishafens, der Produktionshäfen sowie des Installationsorts berücksichtigt worden. Auf Basis dieser Information in Verbindung mit den realen Seewegen und der Fahrtgeschwindigkeit der Schiffe konnten so die Fahrzeiten der Schiffe durch die Simulation berechnet werden. Zudem basieren die verwendeten Wetterdaten auf dem Standort des zukünftigen Windparks. Weiterhin ist die Versorgung des Basishafens aus den Produktionshäfen berücksichtigt wor-

2 Projektergebnisse

	ID	Issue / Description	Value / Information / Date
General	RP-1-01	Number of WTGs	32
	RP-1-02	Total capacity [MW]	200
	RP-1-03	Type/Model of WTG	6M152
	RP-1-04	Project location (coordinates)	N 54°02'45.0" E 06°26'49.0"
	RP-1-05	Min. water depth of installation field (LAT) [m]	27,2
	RP-1-06	Max. water depth of installation field (LAT) [m]	32,7
	RP-1-07	Base port	Eemshaven
	RP-1-07a	Max base port capacity [No of WTG]	24
	RP-1-18	Manufacturer location Nacelle&Hub	Bremerhaven
	RP-1-20	Manufacturer location Blades	Bremerhaven
	RP-1-22	Manufacturer location Tower sections	Cuxhaven
	RP-1-26	Planned start of installation	01.04.2019 until tbd

Abbildung 2.5: Informationen zum Referenzwindpark 1.

	ID	Beschreibung	Wert / Information
	BP-1-01	Base port	Eemshaven
	BP-1-02	Terminal	Orange Blue Terminal
	BP-1-03	Terminal area [m2]	216.000
	BP-1-04	Water depth [m]	14
	BP-1-05	Quay length [m]	694

Abbildung 2.6: Basishafen Eemshaven.

den, wobei die damit verbundenen unterschiedlichen Decklayouts des Heavy Lift Vessels (HLVs) ebenfalls in der Simulation berücksichtigt worden sind.

REFERENZWINDPARK 2

Analog zum Referenzwindpark 1 sind in Abbildung 2.7 und Abbildung 2.8 die Basisdaten für das Referenzprojekt 2 dargestellt. In diesem Szenario sollen 55 Anlagen errichtet werden, wobei diesmal mit der Installation am 1. Februar begonnen wird. Auch für dieses Szenario die realen Standorte des Basishafens, der Produktionshäfen sowie des Installationsorts berücksichtigt worden. Die verwendeten Wetterdaten basieren ebenfalls auf dem Standort des zukünftigen Windparks, wodurch unterschiedliche Wetterdaten in Szenario 1 und 2 verwendet worden sind. Weiterhin sind auch hier die unterschiedlichen Decklayouts des HLVs in die Simulation eingeflossen.

2.1 Arbeitspaket 1: Wirtschaftlichkeitsstudie

	ID	Issue / Description	Value / Information / Date	
General	RP-1-01	Number of WTGs	32	
	RP-1-02	Total capacity [MW]	200	
	RP-1-03	Type/Model of WTG	6M152	
	RP-1-04	Project location (coordinates)	N 54°02'45.0"	E 06°26'49.0"
	RP-1-05	Min. water depth of installation field (LAT) [m]	27,2	
	RP-1-06	Max. water depth of installation field (LAT) [m]	32,7	
	RP-1-07	Base port	Eemshaven	
	RP-1-07a	Max base port capacity [No of WTG]	24	
	RP-1-18	Manufacturer location Nacelle&Hub	Bremerhaven	
	RP-1-20	Manufacturer location Blades	Bremerhaven	
	RP-1-22	Manufacturer location Tower sections	Cuxhaven	
	RP-1-26	Planned start of installation	01.04.2019	until tbd

Abbildung 2.7: Informationen zum Referenzwindpark 2.

ID	Description	Value / Information
BP-2-01	Base port	Vlissingen
BP-2-02	Terminal	BOW Terminal
BP-2-03	Terminal area [m2]	200.000
BP-2-04	Water depth [m]	10,5
BP-2-05	Quay length [m]	340 & 1400

Abbildung 2.8: Basishafen Vlissingen.

2 Projektergebnisse

2.1.4 AUFBEREITUNG DER WETTERDATEN

Die in der Simulation verwendeten Wetterdaten basieren auf dem CostDat-1-Datensatz, welcher durch das Helmholtz-Zentrum Geesthacht für Forschungszwecke zur Verfügung gestellt worden ist. Dieser Datensatz umfasst die Wetterdaten der deutschen Nordsee von den Jahren 1958 bis 2007. Der Datensatz ist das Ergebnis einer sogenannten klimatischen Reanalyse (engl.: *climatic reanalysis* oder *hindcast*) und löst die gesamte südliche Nordsee mithilfe eines Gitters auf. Klimatische Reanalysen werden während der Simulation mithilfe von Messwerten, die z.B. von Bojen stammen, an die tatsächlichen Wetterbedingungen angeglichen. Zur Vereinfachung wurde in der diskreten Ereignissimulation jeweils das Wetter am Standort des zu errichtenden Windparks berücksichtigt und somit mögliche Wetterdifferenzen zu den Live-Standorten der Schiffe vernachlässigt. Weiterhin liegen für die Windgeschwindigkeiten nur Informationen in einer Höhe von 10 m vor. Dementsprechend ist der 100 m Wert gemäß der folgenden Formel umgerechnet worden:

$$v_2 = v_1 \frac{\ln \frac{h_2}{z_0}}{\ln \frac{h_1}{z_0}} \quad (2.1)$$

Die Referenzgeschwindigkeit v_1 ist bei der Referenzhöhe h_1 gemessen. v_2 ist die Windgeschwindigkeit in der Höhe h_2 , also in unserem Fall der Wert in 100 m. z_0 ist die Rauigkeitslänge, wobei diese für Wasserflächen (Meer und Seen) mit 0,0002 m angesetzt wird.

2.1.5 SIMULATIONSAUFBAU

Für die Simulation ist das Simulationstool Anylogic 7.3 eingesetzt worden, wobei eine Lizenz für öffentliche Forschung an Universitäten im Rahmen des Projekts zur Verfügung steht. Eine Besonderheit an AnyLogic ist, dass dies das einzige dynamische Simulationswerkzeug ist, welches alle heute etablierten und gebräuchlichen Simulationsmethodiken unterstützt: system-dynamische, prozesszentrierte (ereignisdiskrete) und agentenbasierte Modellierung. Durch die hohe Flexibilität der Modellierungssprache ermöglicht das Simulationstool die Abbildung komplexer Geschäfts- und Produktionsprozessen in jedem gewünschten Detailierungsgrad. Weiterhin verfügt Anylogic über eine grafische Schnittstelle und Bibliotheksbausteine, mit denen z.B. die realen Seewege abgebildet werden können.

GRAFISCHE DARSTELLUNG VON AUFBAU UND STRUKTUR

In der Simulation sind alle relevanten Prozesse sowie die zugehörigen Restriktionen dargestellt. Die grundlegende Eingabemaske ist in Abbildung 2.9 aufgezeigt. Auf der linken Seite sind die einzelnen Objekte bzw. Agenten, die in der Simulation berücksichtigt worden sind abgebildet. Hierbei handelt es sich um den Baseport, das HLV, das Installationsschiff und den Produktionshafen. Zudem sind in der Datenbank die Wetterdaten, die Information zu den Standorten und die Werte der Lernkurve abgebildet, auf die die Simulation bei Bedarf zugreift. In der Mitte des Bildschirms sind einzelnen Agenten und die Karte erkennbar. Die eigentliche Eingabe der in der Simulation zu berücksichtigen Parameter erfolgt über die Eingaboptionen auf der rechten Seite des Bildschirms.

2.1 Arbeitspaket 1: Wirtschaftlichkeitsstudie

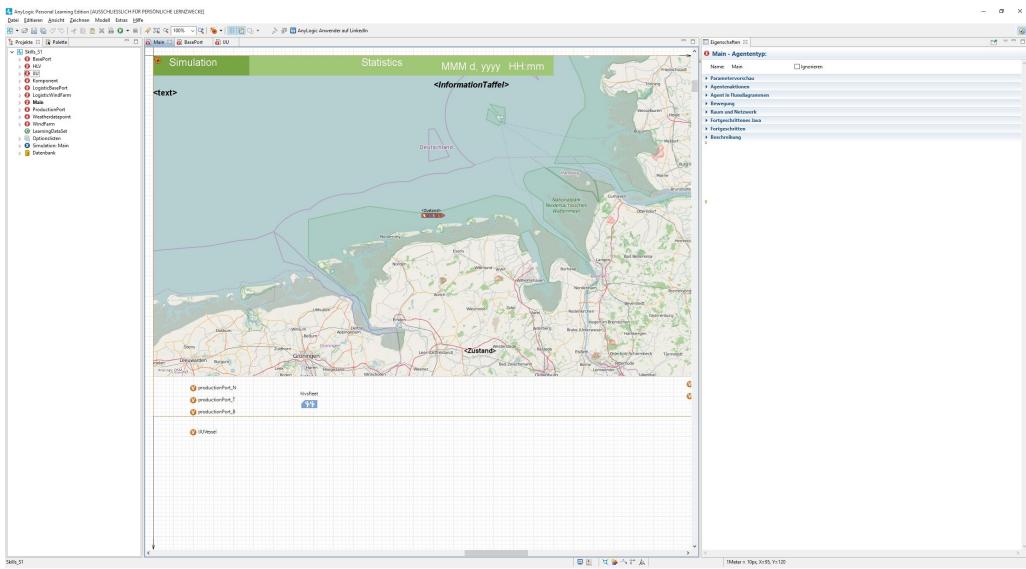


Abbildung 2.9: Simulationsaufbau.

Im Folgenden werden die Agenten des Installationsschiffs und des Basishafens (Base-Port) kurz dargestellt und beschrieben. Die Umsetzung der übrigen Prozesse ist ähnlich umgesetzt worden.

In Abbildung 2.10 sind die Prozesse des Installationsschiffs in der Simulationssoftware Anylogic dargestellt. Die Prozesse des Installationsschiffs werden über ein Ereignis, in diesem Fall Installationsstart, initialisiert. Weiterhin sind bei den einzelnen Prozessen Schleifen zu erkennen, durch die überprüft wird, ob die Wetterbedingungen für die Durchführung der Prozesse geeignet sind oder nicht. Auch die Fahrten vom Basishafen zum Installationsort und zurück werden durch ein Ereignis ausgelöst bzw. abgeschlossen, wobei die Simulation die Fahrtzeit berechnet und festhält. Die Dauer der einzelnen Prozesse wird durch eine trianguläre Verteilung beschrieben und zudem wird der Lernkurveneffekt berücksichtigt, sodass die Simulationsergebnisse je Durchlauf leicht voneinander abweichen.

Ähnlich wie die Prozesse des Installationsschiffs sind auch die Prozesse im Basishafen in der Simulation dargestellt worden. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.11 dargestellt. Auch hier sind Schleifen für die Abfrage der Wetterbedingungen eingebaut worden. Grundlegend werden im Basishafen die Gondeln, die Türme und die Rotorblätter vom HLV entladen, gelagert und anschließend auf das Installationsschiff geladen. Hierfür ist die Hafenkapazität berücksichtigt und die die Prozesszeiten wiederum durch eine trianguläre Verteilung beschrieben worden. Dementsprechend kommt es hier bei jedem Durchlauf zu leicht abweichenden Simulationsergebnissen.

Zudem sollten die Simulation so entwickelt werden, dass andere Konfigurationen als die beiden Referenzszenarien einfach einzufügen sind. Vor diesem Hintergrund wurde eine Eingabemaske entwickelt, mit der sich unterschiedlichste Parameter der Simulation leicht austauschen lassen. Beispielhaft ist in Abbildung 2.12 die Eingabemaske für die Fahrwege und Lage der Häfen bzw. des Installationsfelds sowie der Basisparameter wie Anzahl der Anlagen und eingesetzten Schiffe. Anhand der vorgegebenen Parameter lässt sich die Simulation starten.

2 Projektergebnisse

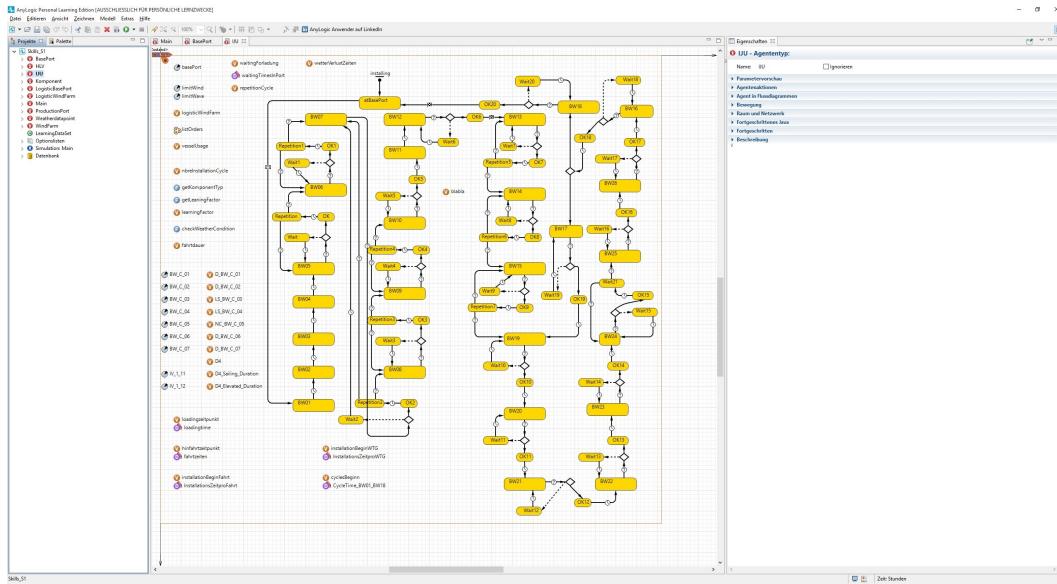


Abbildung 2.10: Abbildung des Installationsschiffs in der Simulation.

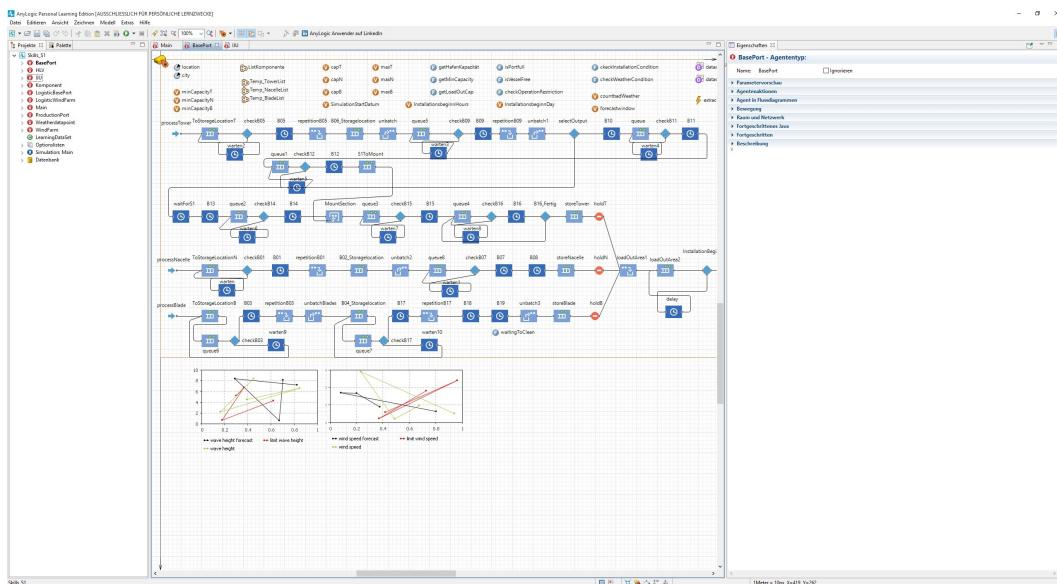


Abbildung 2.11: Darstellung der Prozesse im Basishafen.

2.1 Arbeitspaket 1: Wirtschaftlichkeitsstudie

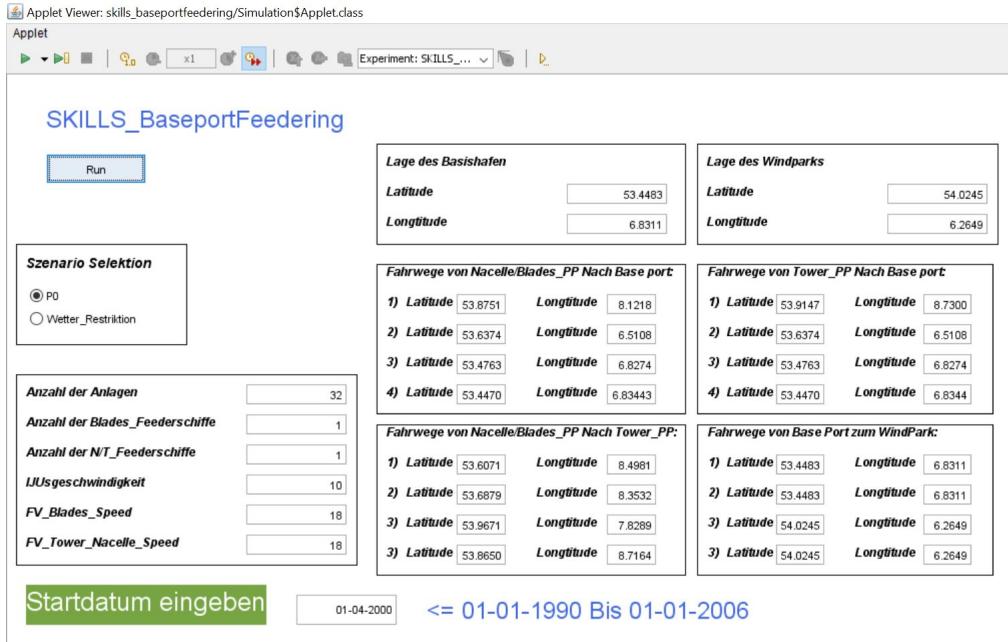


Abbildung 2.12: Festlegung der Simulationsparameter.

Nachdem die Auswahl der Eingabeparameter abgeschlossen worden ist, wird diese gestartet. Über die grafische Oberfläche, die in Abbildung 2.13 dargestellt ist, kann der Benutzer den gewählten Simulationslauf verfolgen und erhält die relevanten Informationen dargestellt. Weiterhin erlaubt das Simulationswerkzeug auch die Beobachtung der Prozesse des jeweiligen Agenten und stellt die aktuellen sowie die vorhergesagten Wetterbedingungen dar. Nach Abschluss eines Simulationslaufs werden die Ergebnisse dargestellt. Hier werden vor allem die Prozesszeiten und die Kosten festgehalten. Die Ergebnisse der Simulationsexperimente werden ausführlich im folgenden Kapitel beschrieben.

2.1.6 SIMULATIONSERGEBNISSE

Im Folgenden werden die Ergebnisse für das klassische Basishafenkonzept, das Basishafen-Feederkonzept und das Offshore-Feederkonzept mit zwei Schiffen für die Referenzwindparks 1 und 2 dargestellt. Das Offshore-Feederkonzept wurde mit zwei Schiffen simuliert, da es in der Simulation mit einem Feederschiff häufig zu Wartezeiten des Installationsschiffs gekommen ist. Zudem werden die Wetterszenarien variiert. Als Basisszenario dient dabei das Wetterszenario P00. In den Szenarien hat das Wetter keinen Einfluss auf die Prozesse, so dass die Ergebnisse die Nettozeiten darstellen. Zudem wird das Wetterszenario P50 dargestellt. In diesem Szenario wird das "normale" Wetter berücksichtigt. Die Installation wurde am 1.4. des jeweiligen Jahres gestartet und es wurden 20 Simulationsläufe je Referenzwindpark und Wetterszenario durchgeführt.

Die Ergebnisse der Simulationen sind in den Abbildungen 2.14, 2.15, 2.16 und 2.17 dargestellt. Da der Simulation vertrauliche Daten über die Prozesszeiten und Kostenstrukturen für die Installation von Offshore-Windenergieanlagen zugrunde liegen, wurden die Kosten und die Pro-

2 Projektergebnisse

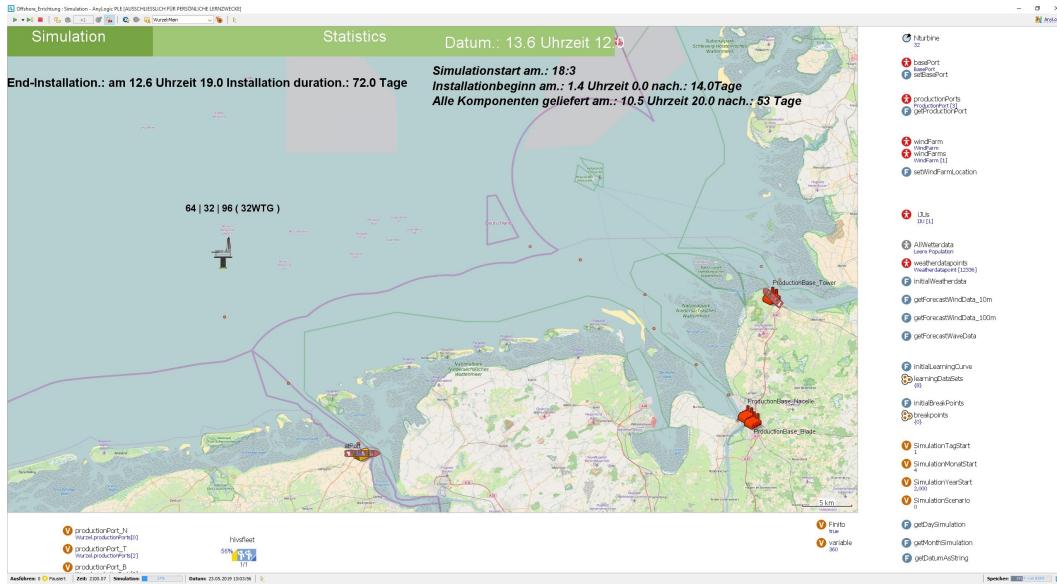


Abbildung 2.13: Simulationslauf.

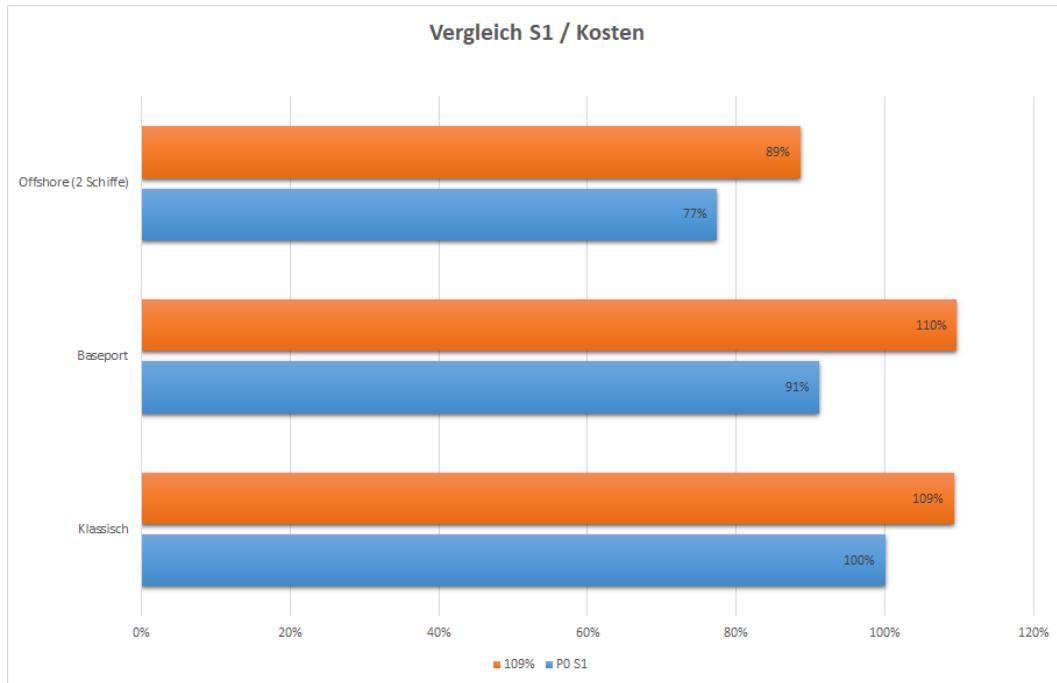


Abbildung 2.14: Vergleich der Gesamtkosten für die Installation mit den unterschiedlichen Konzepten für Szenario 1.

2.1 Arbeitspaket 1: Wirtschaftlichkeitsstudie

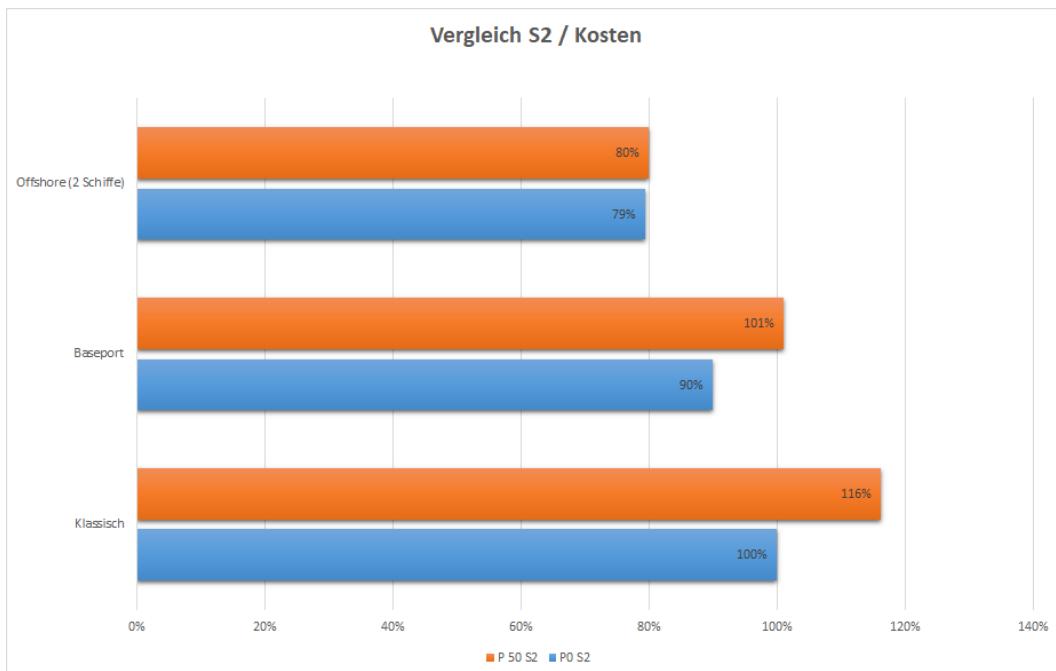


Abbildung 2.15: Vergleich der Gesamtkosten für die Installation mit den unterschiedlichen Konzepten für Szenario 2.

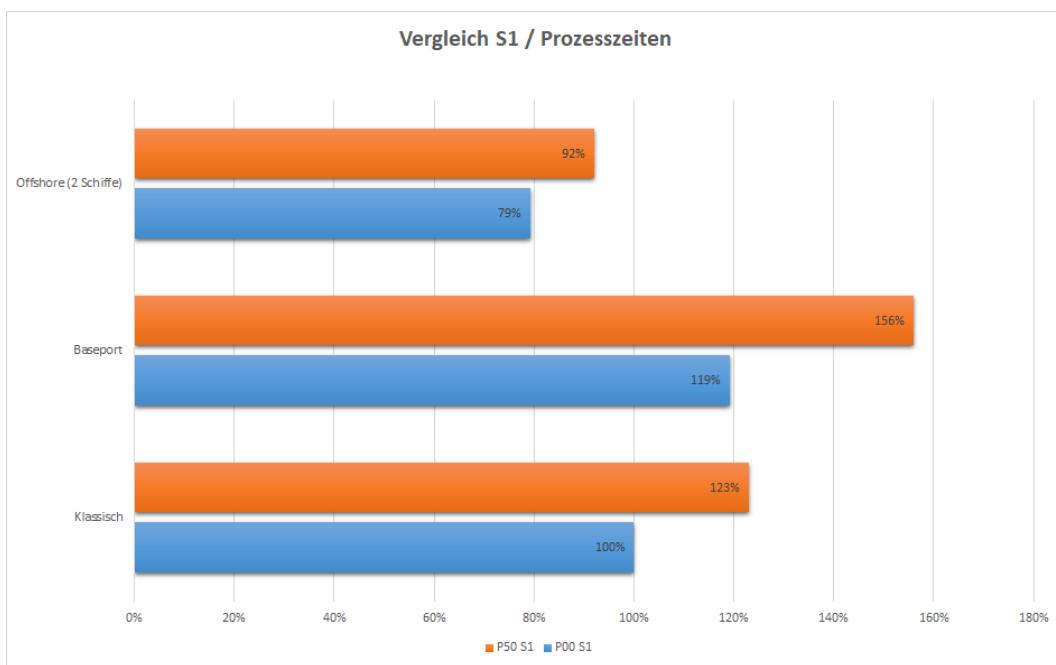


Abbildung 2.16: Vergleich der unterschiedlichen Konzepte für das Szenario 1 in Bezug auf die gesamte Prozesszeit für die Installation der Anlagen.

2 Projektergebnisse

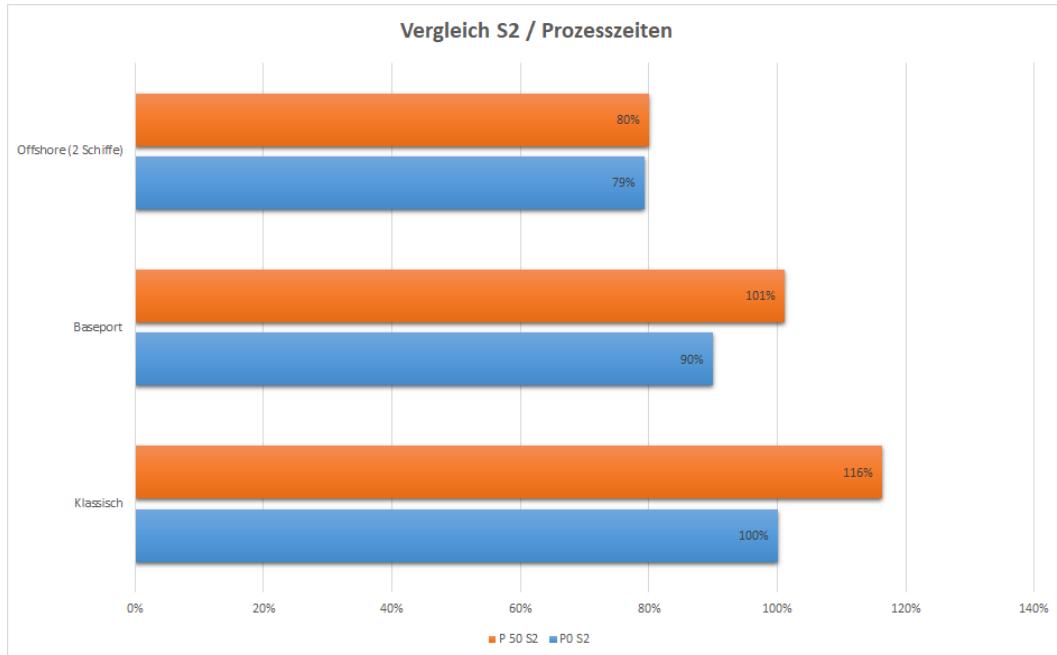


Abbildung 2.17: Vergleich der unterschiedlichen Konzepte für das Szenario 2 in Bezug auf die gesamte Prozesszeit für die Installation der Anlagen.

zeszeiten in Prozent dargestellt. Die Basis hierfür bilden die Szenarien 1 und 2 mit dem klassischen Konzept und ohne Einfluss des Wetters. Diese Szenarien bilden auch gleichzeitig die Grundlage für die Validierung der Simulation. So erfolgte ein Abgleich dieser Simulationsergebnisse mit den Berechnungen der Kooperationspartner für vergleichbare Projekte.

Die Ergebnisse zeigen, dass das Wetter starken Einfluss auf die Kosten und die Prozesszeiten hat. Dies ist bedingt durch die entstehenden Wartezeiten, da bestimmte Prozesse nur bei zuvor definierten Wetterbedingungen durchführbar sind. Weiterhin zeigt sich, dass das Basishafen-Feederkonzept nicht zu den gewünschten Einsparungen und kürze Installationszeiten führt. Im Gegenteil erhöht sich die Installationszeit beispielsweise für Szenario 1 mit Wettereinfluss. Bei den Kosten können geringe Einsparungen realisiert werden bzw. liegen diese im Bereich des klassischen Konzepts. Die Ursache hierfür ist, dass zwar Kosten für die Hafeninfrastruktur eingespart werden können, jedoch das Wetter einen größeren Einfluss hat, da die Limits für bestimmte Verladeprozesse geringer sind als im klassischen Konzept.

Wie bereits beschrieben, wurden nur die Ergebnisse für das Offshore-Feederkonzept mit zwei Schiffen dargestellt. Hier zeigt sich, dass sowohl die Installationsdauer reduziert als auch Einsparungspotentiale realisiert werden können. Das ursprüngliche Ziel der Kostenreduzierung von mindest 20 Prozent wurde erreicht bzw. insbesondere für Szenario 2 deutlich übertroffen. Hier zeigt sich, dass das Konzept noch mehr Vorteile bietet, wenn das Installationsfeld weit vom Basis-hafen entfernt ist und die Anzahl der zu errichtenden Windenergieanlagen hoch ist.

2.2 ARBEITSPAKET 2: UNTERSUCHUNG SCHIFFS- UND KOMPONENTENDYNAMIK

In Arbeitspaket 2 wurden die Bewegungen von Schiff und Komponenten unter Berücksichtigung des Seegangs errechnet.

Die in Arbeitspaket 2.1 - 2.3 errechneten Schiffsbewegungen und Hübe basieren auf Schiffs- und Komponentendaten der Industriepartner und obliegen daher der Geheimhaltung. Die Schiffsbewegungen wurden für Arbeitspaket 3 und 4 genutzt, um die Anforderungen für den Hebeprozess festzulegen.

Arbeitspaket 2.4 hatte das Ziel die hydrodynamische Simulation zu verallgemeinern. Zu diesem Zweck wurden Simulationen mit einer in der wissenschaftlichen Literatur beschriebenen Schiffsgeometrie durchgeführt. Außerdem wurde eine offene Referenz-Windenergieanlagen als Ladung angenommen. Es wurde ein Decklayout entworfen und die Bewegungen des Schiffs und der Komponenten errechnet. Dabei wurden für die Nordsee typische Seegänge angenommen. Im Folgenden sind die eingesetzten Methoden und Ergebnisse dargestellt.

2.2.1 MATERIAL UND METHODE

UMWELTBEDINGUNGEN

Repräsentative Seegänge für die Nordsee wurden basierend auf dem Standort der Forschungsplattform FINO 1 definiert (Breitengrad: 54,000° Nord, Längengrad: 6,575° Ost). Für diesen Standort wurde der Hindcast-Datensatz coastDat-2 ausgewertet [12], welcher der Nachfolger des coastDat-1-Datensatzes ist. Es wurden Simulationen mit signifikanten Wellenhöhen zwischen 0,5 und 3 m durchgeführt. Dabei wurde ein JONSWAP-Spektrum angenommen und für jede Wellenhöhe die Median-Nulldurchgangsperiode mithilfe folgender Gleichung ermittelt:

$$\tilde{t}_z = 0,316 + 10,4\sqrt{h_s/9,81}. \quad (2.2)$$

Bei einem JONSWAP-Spektrum mit einem Spitzenverstärkungsfaktor von 3,3 ist die zugehörige spektrale Spitzenperiode

$$t_p = 1,2796\tilde{t}_z. \quad (2.3)$$

Somit ergaben sich folgende Seegänge:

Signifikante Wellenhöhe h_s (m)	Nulldurchgangsperiode \tilde{t}_z (s)	Spitzenperiode t_p (s)
0,5	2,66	3,41
1,0	3,64	4,65
1,5	4,38	5,61
2,0	5,00	6,41
2,5	5,56	7,12
3,0	6,06	7,76

Tabelle 2.1: Seegänge mit welchen Simulationen durchgeführt wurden.

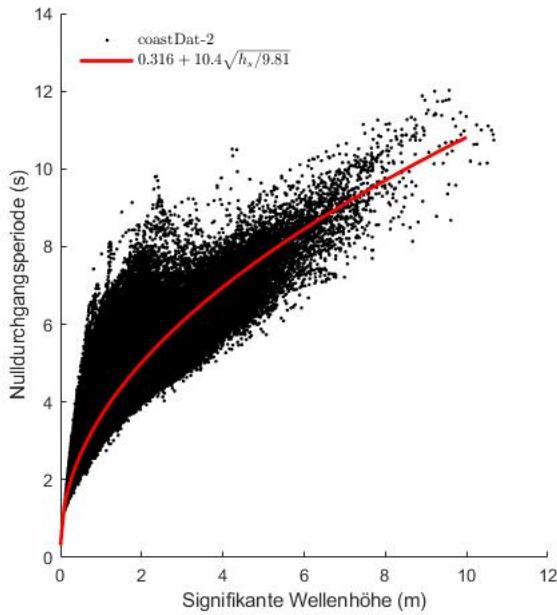


Abbildung 2.18: Seegang in der deutschen Nordsee. Die dargestellten Daten entstammen dem Hindcast coastDat-2 [12], von einer Position nahe der Forschungsplattform FINO 1 (Breitengrad: 54,000° Nord, Längengrad: 6,575° Ost). Die durchgezogene Linie beschreibt das angenommene Modell für den Median der Nulldurchgangsperiode als Funktion der signifikanten Wellenhöhe.

ANLAGE, SCHIFF UND DECKLAYOUT

Um allgemeine Aussagen zu erzielen und diese wissenschaftlich gut verwertbar zu gestalten, wurde ein Decklayout mit einem Forschungs-Referenzschiff und einer Forschungs-Referenz-Windenergieanlage entworfen. Für das Schiff wurde das sogenannte KRISO-Container-Schiff [27] herangezogen und für die Windenergeianlage die 10-MW-DTU-Anlage [2].

Das verwendete Koordinatensystem hat seinen Ursprung in der Symmetrielinie des Schiffs, am Schiffsheck und am tiefsten Punkt des Kiels (Abbildung 2.19). Das entworfene Decklayout bietet Platz für vier vollständige Windenergieanlagen. Vier Hebepunkte wurden definiert für die Bewegungen analysiert wurden. Die Hebepunkte befinden sich am oberen Ende des Turmsegments 1, am oberen Ende des Turmsegmens 2, auf der Oberseite einer Gondel und mittig, am oberen Ende des Bladestacks (Tabelle 2.2). Eine technische Zeichnung des Decklayouts befindet sich im Anhang in Kapitel 1. Die stärksten Bewegungen ergeben sich üblicherweise bei starken Rollbewegungen des Schiffs. Im verwendeten Decklayout führen Rollbewegungen insbesondere für den Hebepunkt des Turmsegments 1 zu sehr starken Bewegungen, da dieser den größten Abstand zur Rollachse aufweist.

2.2 Arbeitspaket 2: Untersuchung Schiffs- und Komponentendynamik

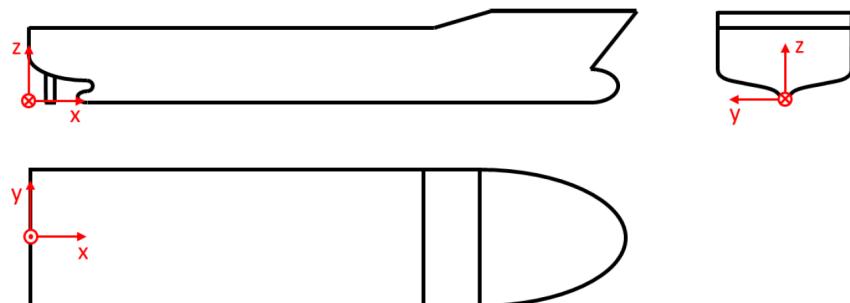
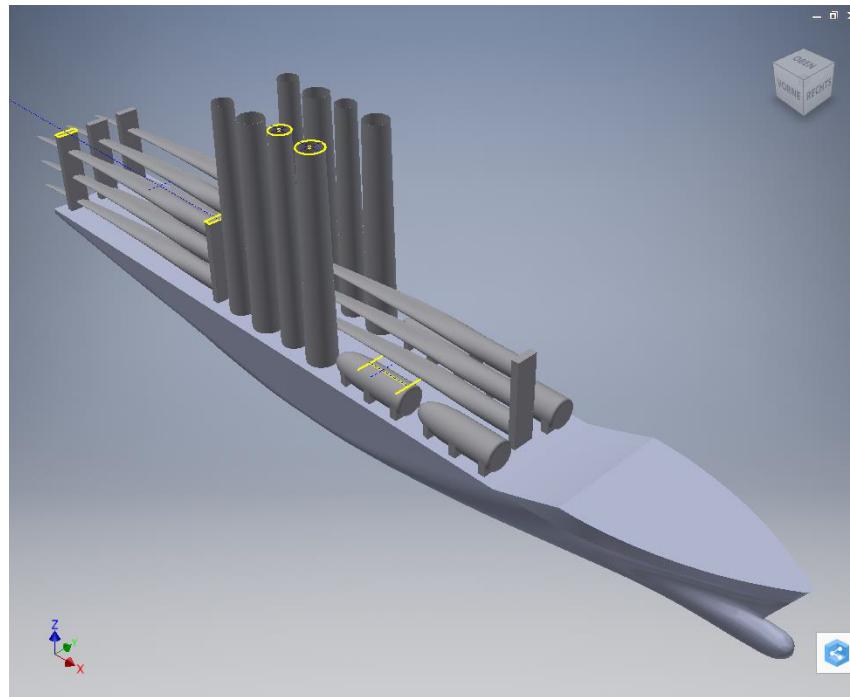


Abbildung 2.19: Decklayout und verwendetes Koordinatensystem. Das KRISO-Containerschiff hat vier 10-MW-DTU-Windenergieanlagen geladen. Die gelben Markierungen zeigen die Flächen, die für die Hebepunktdefinition genutzt wurden. Eine detaillierte technische Zeichnung befindet sich im Anhang.

Punkt	Komponente	Position x (m)	Position y (m)	Position z (m)
L_1	Turmsegment 1	113,000	-10,000	74,699
L_2	Turmsegment 2	102,500	-10,000	75,329
L_3	Gondel	135,361	-10,499	25,199
L_4	Bladestack	49,470	-10,099	41,199
C	Massenschwerpunkt	111,603	0	7,280

Tabelle 2.2: Hebepunkte im analysierten Decklayout.

SIMULATIONEN

Da beim Rollen die höchsten Bewegungen des Turm-Hebepunkts erwartet wurden, wurden bei den Simulationen angenommen, dass die Wellen auf die Längsseite des Schiffs treffen. Die Simulationen wurden mithilfe der Software Ansys AQWA durchgeführt, die auf einem Panel-Code basiert und häufig für Berechnungen von Schiffsbewegungen genutzt wird (siehe z.B. [11]). Je Seegang wurden drei Zeitreihen-Simulationen mit verschiedenen *Seeds* für die Zufallszahlen, die bei der Generierung des Seegangs genutzt werden, durchgeführt. Die Simulationsdauer betrug jeweils 630 s, wobei angenommen wurde, dass das Schiff in den ersten 30 s einschwingt und sich somit eine repräsentative Simulationsdauer von 600 s ergibt. Schiff, Anlagenkomponenten sowie deren Verbindung wurden als starr angenommen.

Im Postprocessing wurden die Bewegungen des Hebepunkt des Turmsegments 1 ausgewertet. Dabei wurde die Bewegung in z -Richtung aus der Tauch- und Rollbewegung errechnet und die die Bewegung in y -Richtung rein aus der Rollbewegung. Für eine konservative Schätzung der Bewegung wurden jeweils die Minima und Maxima der Tauch- und Rollbewegung gesucht und damit die maximale 10-minütige Spitze-zu-Spitze Auslenkung des Hebepunkts errechnet. Für die z -Richtung wurde angenommen, dass sich die Tauch- und Rollbewegungen addieren, also möglichst ungünstig zur gleichen Zeit auftreten.

Somit ergab sich für die Bewegung in y -Richtung

$$\begin{aligned}\Delta y &= \Delta y_{roll} \\ &= |[\cos(\max(R_X))L_{1,y} - \sin(\max(R_X))(L_{1,z} - C_z)] \\ &\quad - [\cos(\min(R_X))L_{1,y} - \sin(\min(R_X))(L_{1,z} - C_z)]|\end{aligned}\tag{2.4}$$

und für die Bewegung in z -Richtung

$$\Delta z = \Delta z_{heave} + \Delta z_{roll}\tag{2.5}$$

mit

$$\Delta z_{heave} = \max(L_{1,z}) - \min(L_{1,z})\tag{2.6}$$

und

$$\begin{aligned}\Delta z_{roll} &= |[\sin(\max(R_X))L_{1,y} + \cos(\max(R_X))(L_{1,z} - C_z)] \\ &\quad - [\sin(\min(R_X))L_{1,y} + \cos(\min(R_X))(L_{1,z} - C_z)]|.\end{aligned}\tag{2.7}$$

2.2.2 ERGEBNISSE

Die Bewegung des Hebepunkts nimmt mit zunehmender Wellenhöhe zu, wobei der Anstieg steiler als linear ist (Abbildung 2.20): Bei 2 m signifikanter Wellenhöhe beträgt die mittlere Auslenkung in y -Richtung ca. 2.9 m, bei 3 m signifikante Wellenhöhe bereits 14.0 m. Die mittlere Auslenkung in z -Richtung beträgt dabei jeweils 1.3 m und 4.1 m ($H_s=2$ m und $H_s=3$ m).

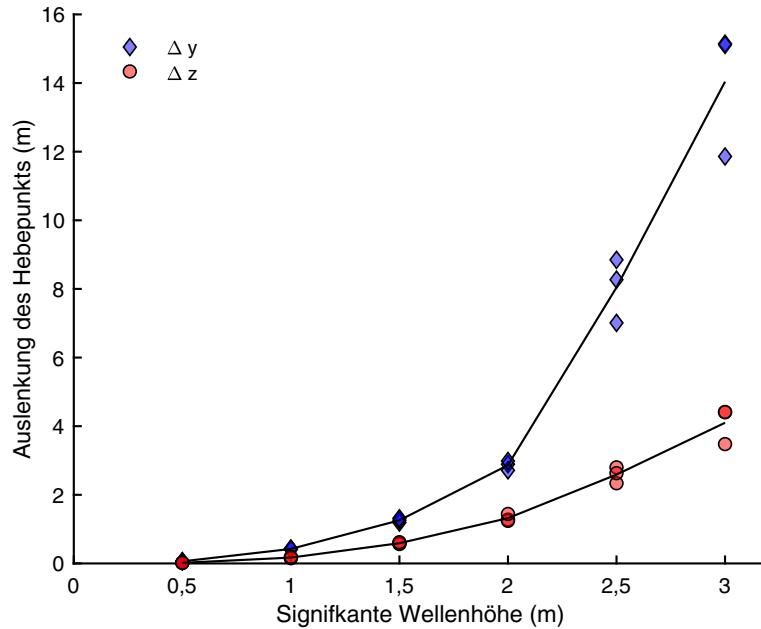


Abbildung 2.20: Auslenkung des Hebepunkts des Turmsegments 1. Die Auslenkung entspricht einen konservativ errechneten 10-Minuten-Spitze-zu-Spitze-Amplitudenwert. Die verschiedenen Datenpunkte bei gleicher Wellenhöhe ergeben sich aus den unterschiedlichen Seeds mit welchen die Zeitreihen für den Seegang erstellt wurden.

2.2.3 DISKUSSION

Die für das Referenz-Decklayout errechneten Bewegungen erscheinen plausibel. Am Hebepunkt des vertikal stehenden Turmsegments sind die Bewegungen in der Horizontalen größer als in der Vertikalen, da sich die Rollbewegung vorwiegend als Horizontalbewegung des Hebepunkts manifestiert. Die verschiedenen Ergebnisse bei unterschiedlichen Simulations-Seeds ergeben sich aus der üblichen Beschreibung eines Seegangs als Zufallsprozess und erlauben eine Abschätzung der Unsicherheit. Interessant ist, dass die Bewegungen des Hebepunkts stärker als linear mit der signifikanten Wellenhöhe ansteigen. Dies ist wahrscheinlich auf die verschiedenen Frequenzen der Seegänge zurückzuführen. Bei den gewählten Seegängen steigt die spektrale Spitzenperiode mit der signifikanten Wellenhöhe an und nähert sich der Roll-Eigenfrequenz des Schiffes, die bei ca. 10 s liegt.

Um die Ergebnisse weitergehend auf ihre Plausibilität zu prüfen, wären weitergehende Vergleiche mit Experimenten zuträglich. Außerdem könnte mithilfe einer Gitterstudie der Einfluss der räumlichen Diskretisierung der Schiffsgeometrie untersucht werden. Weiter könnte der Einfluss der gewählten numerischen Methoden untersucht werden. Die Berechnungen erfolgten mithilfe der Software Ansys AQWA, die einen Panel-Code nutzt und folglich die Fluidviskosität nicht direkt abbildet. Der Einfluss dieser Modellierung könnte mit einer Vergleichsrechnung, basierend auf einer direkten numerischen Simulation eines Finite-Volumen-Codes, quantifiziert werden.

2.3 ARBEITSPAKETE 3 UND 4: ENTWICKLUNG VON TRANSPORT- UND HEBEMITTELN

Das dritte Arbeitspaket hatte die Entwicklung von geeigneten Transport- und Hebemitteln für die Komponenten Blatt, Turm und Gondel und für das Installationsschiff als Ziel. Das vierte Arbeitspaket fokussierte sich auf das Feederschiff. Da der Hebeprozess beide Schiffe betrifft, werden die Ergebnisse in einem gemeinsam Kapitel dargestellt.

Bei diesen Arbeitspaketen war die Bearbeitung mit den Industriepartnern besonders verzahnt: Zunächst wurde von der Universität der Stand der Technik zu Hebeprozessen systematisch analysiert. Anschließend wurden durch Senvion einzelne Aspekte, wie ein Transportgestell für Blätter oder Dämpfereinheiten entwickelt und durch Dienstleister hergestellt. schließlich entwickelte die Universität ein ganzheitliches Konzept zur Realisierung eines Feederschiffkonzepts.

2.3.1 ANALYSE DES STAND DER TECHNIK

Zunächst wurde der Hebeprozess mithilfe einer Funktionsstruktur formal beschrieben und anschließend der Stand der Technik für die geforderten Funktionen systematisch analysiert und klassifiziert. Drei wichtige Funktionen des Hebeprozesses wurden für die Klassifizierung vorhandener technischer Lösung genutzt:

- Verbinden und Lösen von Transportschiff und Anlagenkomponente
- Verbinden und Lösen von Anlagenkomponente und Kran
- Reduzieren von Lastspitzen auf den Kran

Abbildung 2.21 zeigt technische Lösungen für die Verbindung zwischen Anlangen-Komponente und Feederschiff. Aktuell ist es übliche industrielle Praxis Turmsegmente und Gondeln per einfacher Schraubverbindung mit dem Schiff zu verbinden. Diese Lösungen könnten grundsätzlich aber auch zugunsten ferngesteuerte Schraubverbindungen, hydraulische Klemmverbindungen oder Twistlocks ersetzt werden.

Abbildung 2.22 zeigt technische Lösungen für die Verbindung zwischen Komponente und Kran. Aktuell ist es industrielle Praxis die Komponenten Turm, Gondel und Blatt mithilfe unterschiedlicher Verbindungssysteme zu Heben.

Abbildung 2.23 zeigt technische Lösungen, um Lastspitzen beim Hebeprozess zu reduzieren und um die Relativbewegung zwischen Komponente und Kran auszugleichen. Tauch-Kompensationssysteme (engl.: *heave compensator*) wurden in der Öl- und Gasindustrie entwickelt und dienen dem Reduzieren von Lastspitzen während des Hebeprozesses. Bewegungskompensationsplattformen können zwischen Schiff und Komponente platziert werden und stabilisieren die Komponente relativ zu einem Erdkoordinatensystem, sodass die Komponente leichter mit dem Kran verbunden werden kann.

Die vorhandenen Lösungen wurden einerseits dafür genutzt, eine Hebeprozess für das Projekt Trianel zu entwickeln in welchem mittels dem herkömmlichen Basishafenkonzept installiert wurde und andererseits dafür genutzt, eine Lösung für den Hebeprozess bei einem Offshore-Feederschiffkonzept zu entwickeln.

2.3.2 LÖSUNG FÜR DEN FEEDERSCHIFF-HEBEPROZESS

SYSTEMÜBERSICHT

Eine Übersicht über das System und seine Komponenten ist in Abbildung 2.24 dargestellt. Als Beispiel ist das Schiff "Jaguar" des Kooperationspartners Amasus dargestellt. Das Schiff ist mit zwei Turmsegmenten (T1, T2) und einer Gondel (N1) beladen. Zur Realisierung eines Feederkonzepts sind diese Komponenten durch ein *Seafastening* (SF) am Schiff befestigt. Bevor beispielsweise der Turm mittels eines einheitlichen Greifers (G1) vom Schiff gehoben wird, wird ein Wellenausgleichssystem beispielsweise vom Anbieter Barge Master (BM) mit dem *Seafastening* (SF) verbunden. Zudem sorgt ein Führungssystem (GS) dafür, dass während die Komponente angehoben wird die richtige Ausrichtung der Komponente gegeben ist.

PROZESSBESCHREIBUNG

In Abbildung 2.25 ist der Entladungsprozess für ein Feederschiff dargestellt. Der Entladungsprozess unterscheidet sich vom Beladungsprozess, ist aber aus Sicht des Gesamtkonzepts der kritische Pfad, da die Entladung der Komponenten im Windpark unter Einfluss des Wetters stattfinden soll. Daher wird im Folgenden nur auf den Entladungsprozess eingegangen. Zunächst muss sichergestellt werden, dass die Kommunikation mit den einzelnen Komponenten des Systems funktionieren und diese einsatzfähig sind. Zudem muss überprüft werden, ob alle Systeme des Schiffs funktionieren und die Wetterbedingungen einen Hub zulassen. Sofern dies gegeben ist, müssen die Positionen der Komponenten und der Schiffe zueinander kontrolliert werden. Anschließend wird die Verbindung zwischen dem Kran des Installationsschiffs und der Komponente auf dem Feederschiff hergestellt, wobei hierfür ein spezieller Greifer entwickelt worden ist. Dabei ist das Führungssystem zu aktivieren und der Hebeprozess auf den Brücken zu überwachen. Anschließend wird das *Seafastening* automatisiert gelöst und der Hebeprozess auf das Installationsschiff wird durchgeführt.

Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 2.26 der Prozess der Entladung einer Gondel grafisch dargestellt. Der Greifer ist am Adapter oben auf der Gondel befestigt. Zudem stabilisiert das System *Barge Master* die Komponente beim Entladen vom Feederschiff. Die Winden auf der Grundplatte führen die Gondel sicher, während sie angehoben wird. Sobald die Gondel eine sichere Höhe erreicht hat, werden die Fernhaken abgenommen und mit Hilfe der Winden am Greifer auf den Boden abgesenkt.

GREIFER

In Abbildung 2.27 wird die Idee eines Greifers dargestellt, welcher für alle Komponenten einsetzbar ist. Damit können alle Hebevorgänge mit dem gleichen Werkzeug durchgeführt werden. Grundsätzlich halten die Greiferklemmen den Flansch an der Oberseite des Turms oder des Greiferadapters. Die Greiferklemmen öffnen und schließen sich automatisch bei einem Hebevorgang bzw. zur Sicherung auf dem Schiff. Die Winden an den Seiten sind mit dem Haken am Boden des Schiffes verbunden, um eine sichere Führung zu gewährleisten. Zusätzlich können eine Kamera zur Bestimmung der Position und Distanzsensoren zur Überwachung des Prozesses eingesetzt werden.

2 Projektergebnisse

WELLEN-KOMPENSATIONSSYSTEM

Das Konzept für den Ausgleich der Wellenbewegungen ist in Abbildung 2.28 dargestellt. Dabei wird auf bewerte Systeme gesetzt. Im Beispiel würde das System *Barge Master* zur Anwendung kommen. Damit nur ein System eingesetzt werden müsste liegen die Grundplatten auf Schienen über dem *Barge Master* System. Das *Barge Master* System kann entsprechend verfahren werden und ist für alle Grundplatten einsetzbar. Das System koppelt sich an die Grundplatte an und koppelt sich gleichzeitig vom Schiff ab, wenn ein Entladungsprozess stattfindet. Das *Barge Master* System stabilisiert mit seiner Funktion die Grundplatte und damit die Komponente, die entladen wird.

SEAFASTENING - TURM

Abbildung 2.29 zeigt das Konzept für das *Seafasting* des Turms. Dabei werden die Komponenten über die Grundplatten positioniert. Befestigungsklammern, die von Hydraulikzylindern betätigt werden, drücken gegen den Flansch an der Unterseite des Turms, der die Komponenten zum Transport an der Grundplatte hält. Bei einem Hebevorgang werden die Klemmen entriegelt und das Bauteil kann angehoben werden. Natürlich wird zunächst eine Verbindung von der Komponente zum Kran hergestellt.

SEAFASTENING - GONDEL

Die Idee für das *Seafastening* der Gondel ist in Abbildung 2.30 dargestellt. Die Gondel wird über eine Grundplatte positioniert (B3). Die Befestigungsklammern, die durch Hydraulikzylinder betätigt werden, drücken gegen den Flansch an der Unterseite der Gondel, der die Komponente für den Transport an der Grundplatte hält. Nachdem der Greifer zum Anheben angebracht ist, werden die Klemmen entriegelt und die Gondel kann angehoben werden.

GREIFER - BLATTSTAPELSYSTEM

Das Konzept für den Greifer des Blattstapelsystems ist in Abbildung 2.31 dargestellt. Der Greifer ist am Adapter oben an der Traverse befestigt. Der Adapterring ist derselbe wie bei der Gondel. So kann derselbe Greifer zum Laden/Entladen aller Komponenten verwendet werden. Die Traverse ist zudem mit vollautomatischen Drehverschlüssen am Messerstapel befestigt.

2.3 Arbeitspakete 3 und 4: Entwicklung von Transport- und Hebemitteln

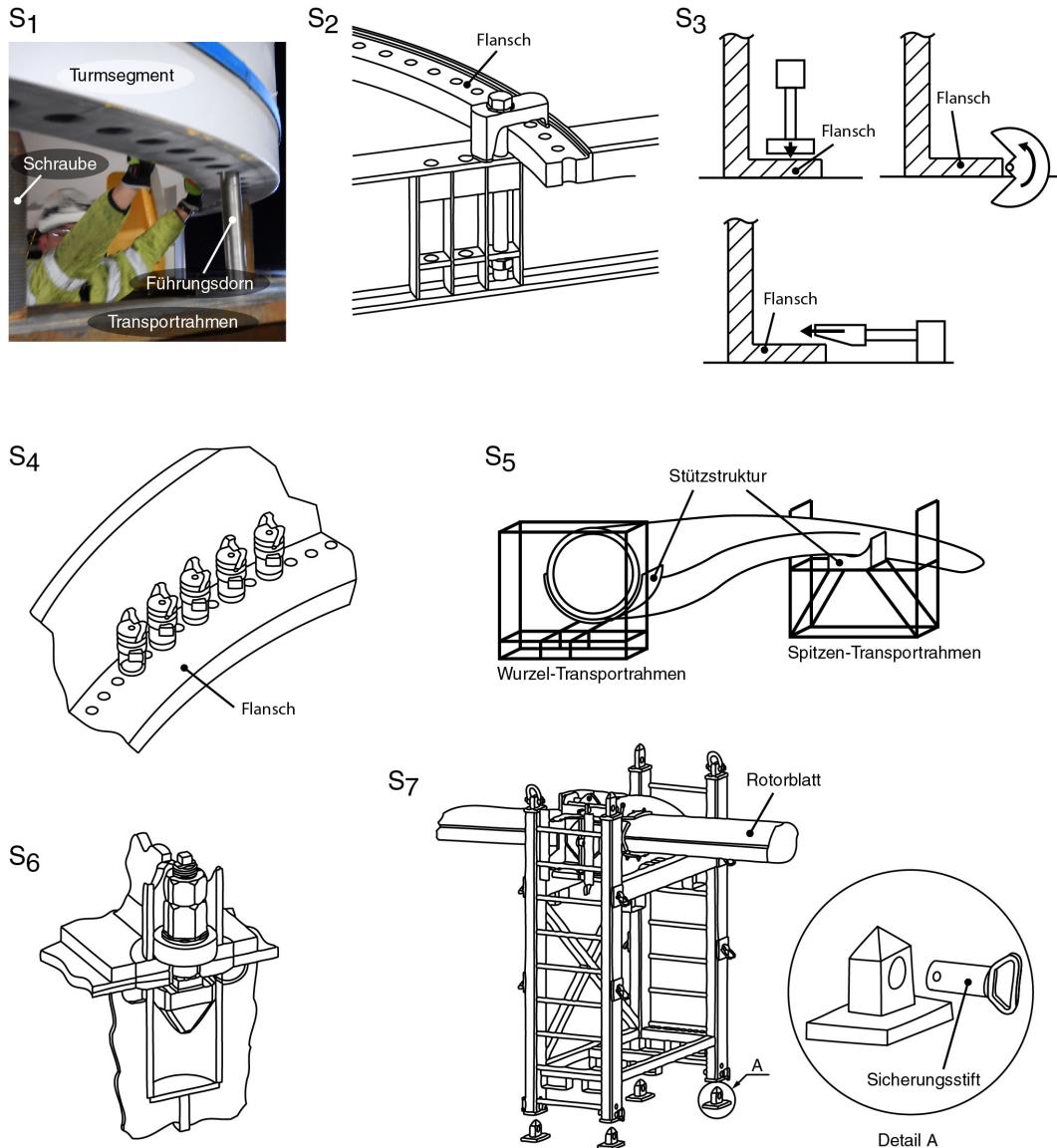


Abbildung 2.21: Lösungen für das Verbinden von Schiff und Komponente. *S₁*: Einfache Schraubverbindungen sind eine derzeit oft eingesetzte Lösung. *S₂*: Verschraubbare Flasch-Klemm-Vorrichtung (verändert nach [4]). *S₃*: Drei Varianten von hydraulischen flanschklemmenden Verbündungen (verändert nach [15]). *S₄*: Ferngesteuerte Schraubenfestzieher (verändert nach [17]). *S₅*: Schwerkraftbasierte Verbindung. *S₆*: Twistlock zwischen dem Schiff und den Transportrahmen (verändert nach [5]). *S₇*: Sicherungsstifte (verändert nach [20]). Die Abbildung wurde in [13] publiziert und für diesen Bericht ins Deutsche übersetzt.

2 Projektergebnisse

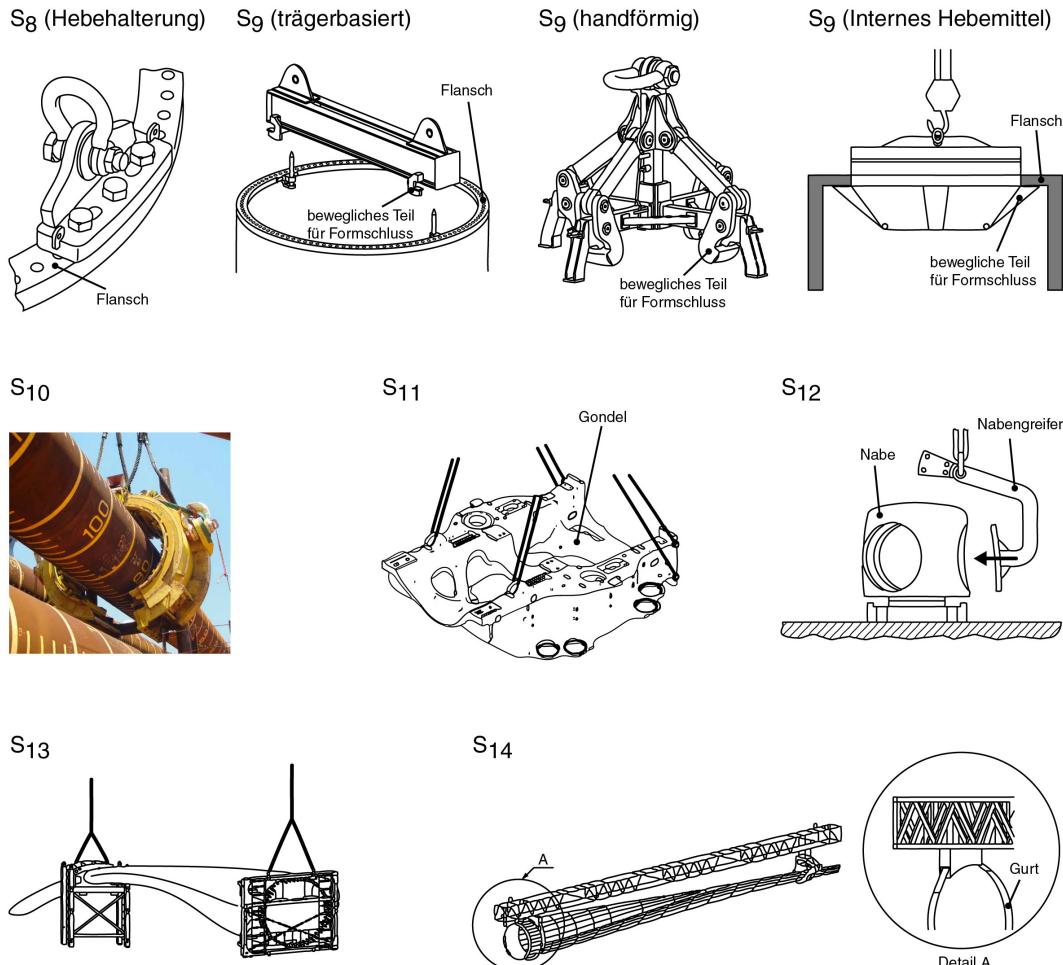


Abbildung 2.22: Lösungen für das Verbinden von Kran und Komponente. *S₈*: Schraubverbindung zwischen Turm und Hebemittel, gestaltet als Hebehalterung. (verändert nach [19]). *S₉*: Flanschklemmende Hebemittel in verschiedenen Ausführungen: Trägerbasierte Ausführung (verändert nach [3]), handförmige Ausführung (verändert nach [22]) und internes Hebemittel (verändert nach [25]). *S₁₀*: Externes Hebemittel (Bild von IHC IQIP bereitgestellt). *S₁₁*: Die aktuelle industrielle Praxis besteht darin, die Gondel mithilfe von integrierten Hebepunkten mit dem Kran zu verbinden. *S₁₂*: Nabengreifer (verändert nach [9]). *S₁₃*: Verbinden mithilfe eines Blatt-Transprotrahmens, welcher unkompliziert mit dem Kran verbunden werden kann (verändert nach [20]). *S₁₄*: Direktes Greifen des Rotorblattes (verändert nach [26]). Die Abbildung wurde in [13] publiziert und für diesen Bericht ins Deutsche übersetzt.

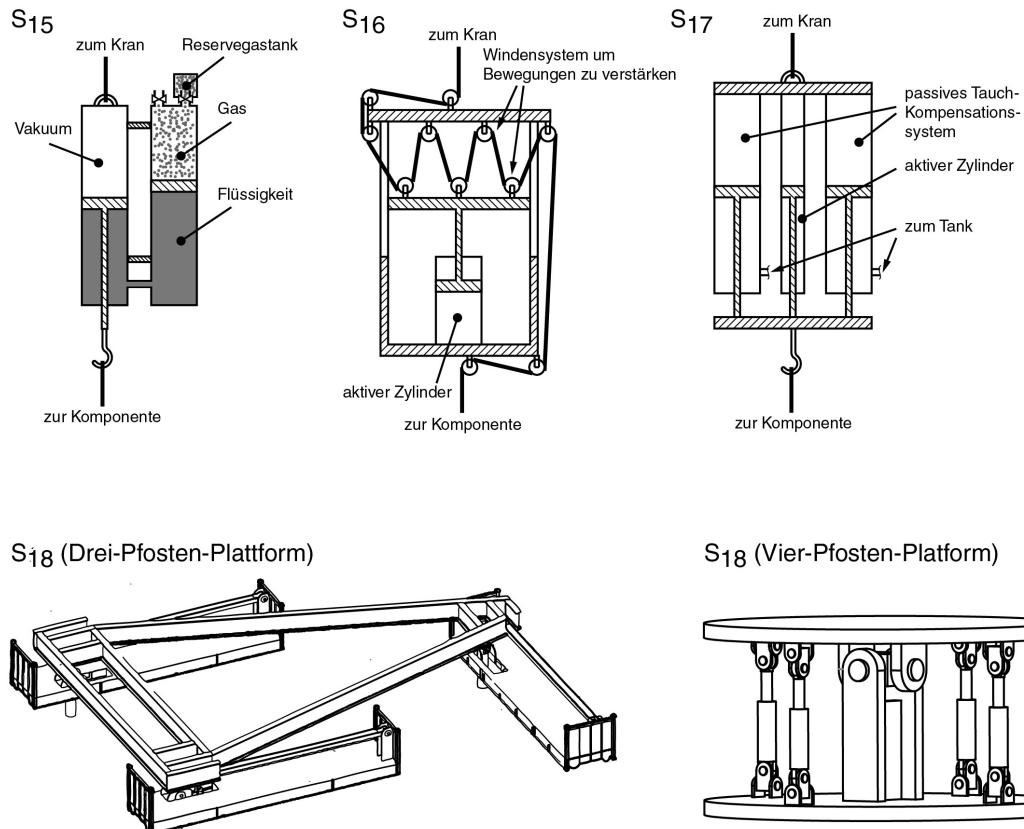


Abbildung 2.23: Lösungen um Lastspitzen zu verringern und Bewegungen zu dämpfen. S_{15} : Passives Tauch-Kompensationssystem (verändert nach [6]). S_{16} : Aktives Tauch-Kompensationssystem. S_{17} : Aktiv-passiv-hybrides Tauch-Kompensationssystem (verändert nach [29]). S_{18} : Aktive Bewegungskompensationsplattform in Ausführungen als Drei-Pfosten-Plattform (verändert nach [18]) und als Vier-Pfosten-Plattform (Grafik von Shenghai Wang bereitgestellt). Die Abbildung wurde in [13] publiziert und für diesen Bericht ins Deutsche übersetzt.

2 Projektergebnisse

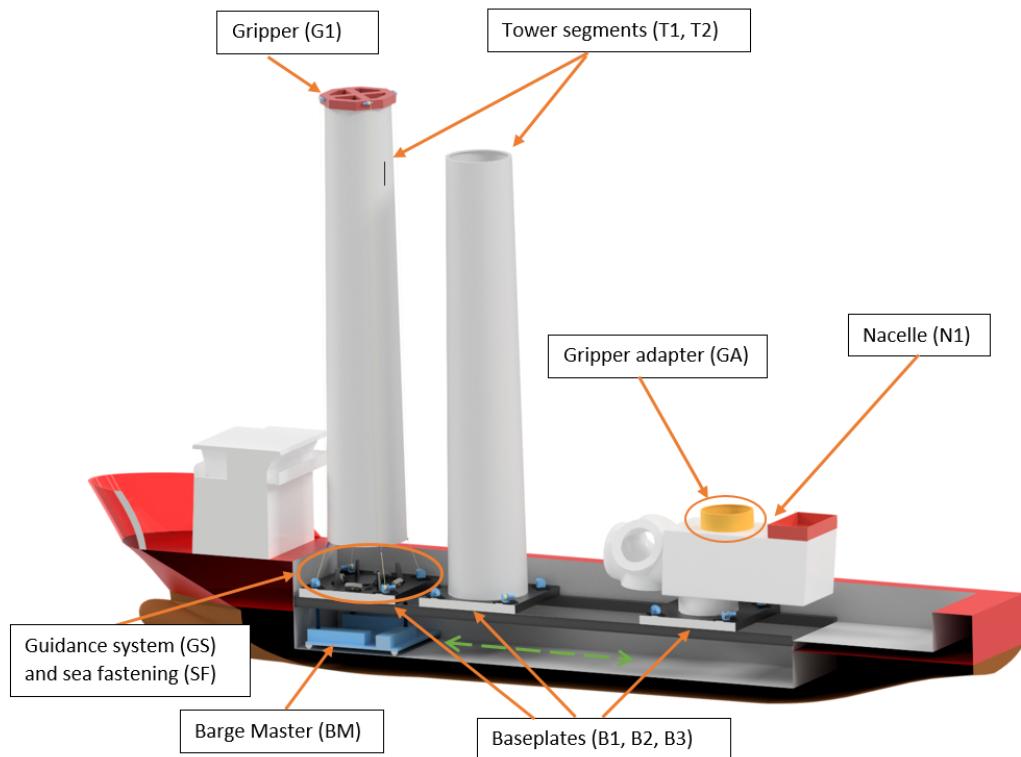


Abbildung 2.24: Darstellung des Konzepts.

2.3 Arbeitspakete 3 und 4: Entwicklung von Transport- und Hebemitteln

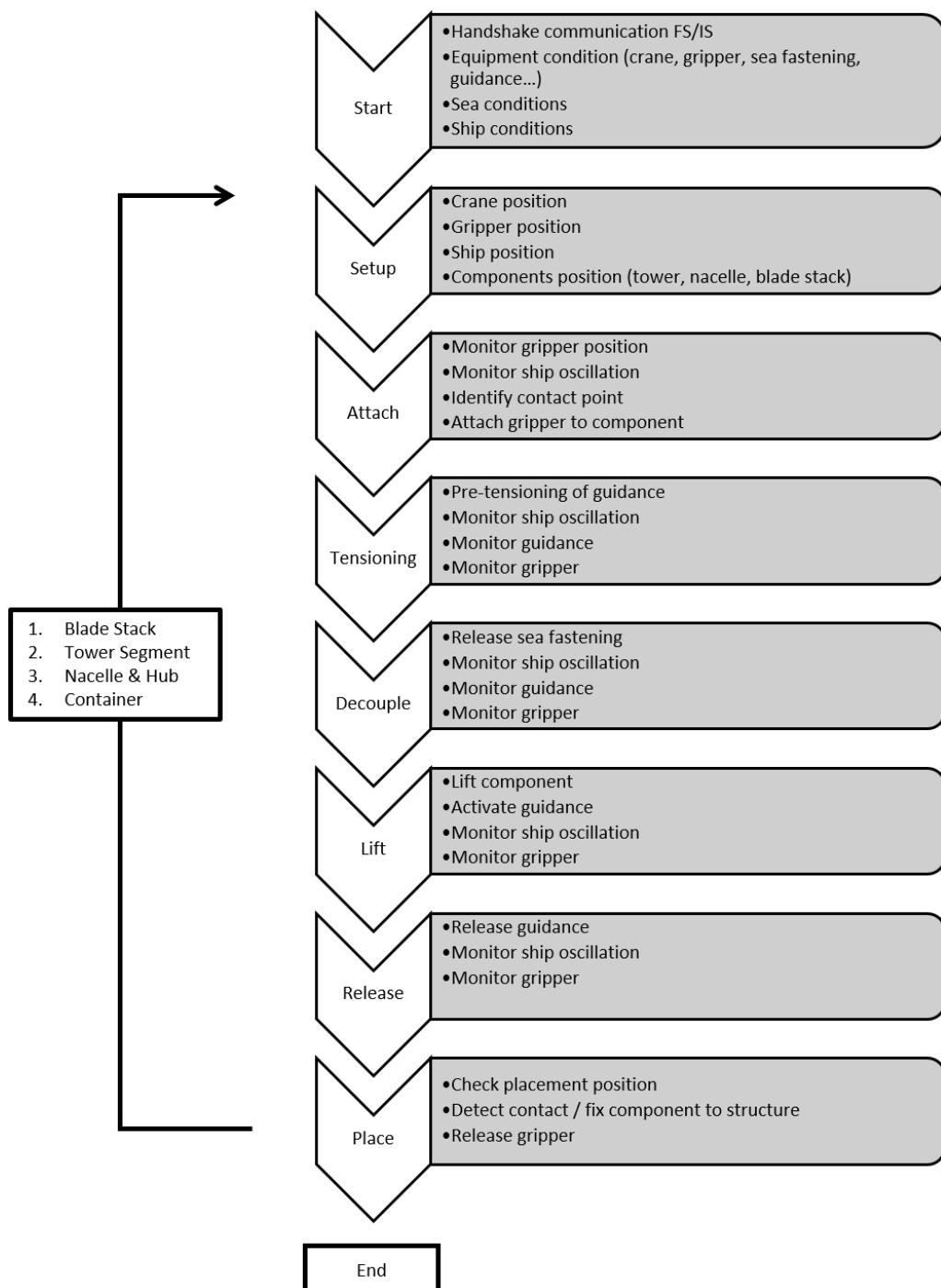


Abbildung 2.25: Darstellung des Entladungsprozesses.

2 Projektergebnisse

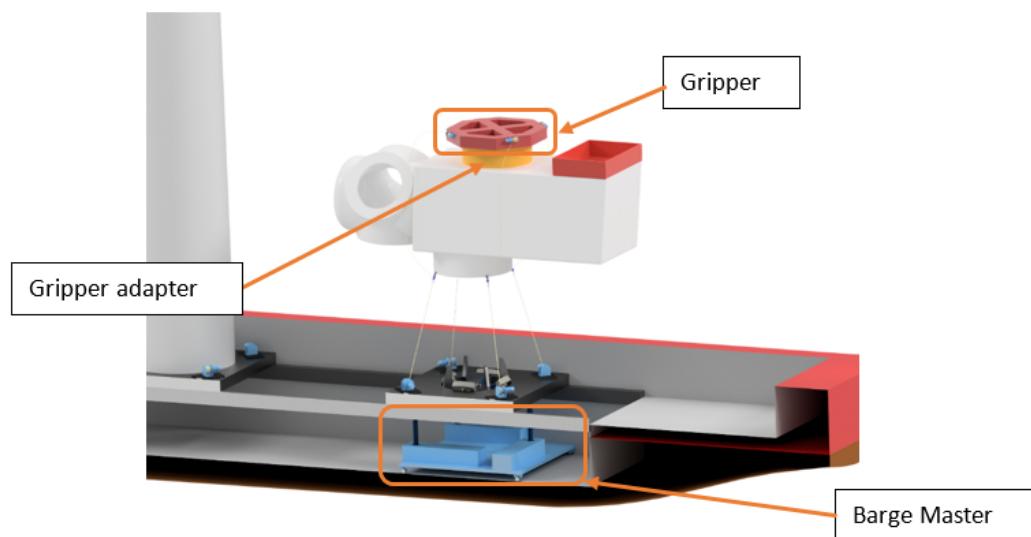


Abbildung 2.26: Darstellung der Entladung einer Gondel.

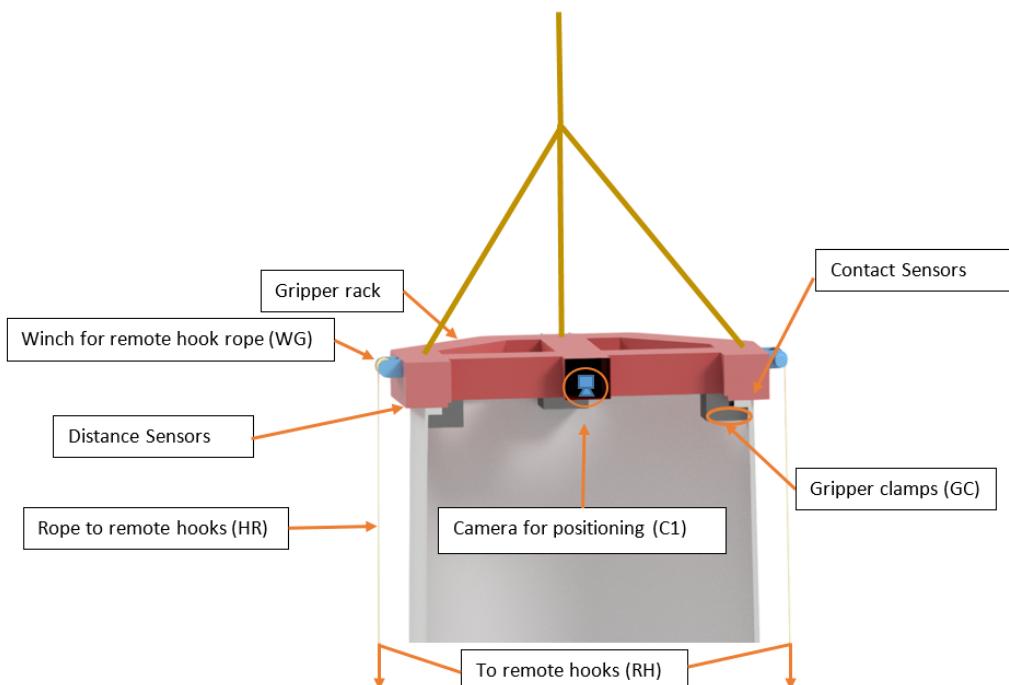


Abbildung 2.27: Konzept des Greifers.

2.3 Arbeitspakete 3 und 4: Entwicklung von Transport- und Hebemitteln

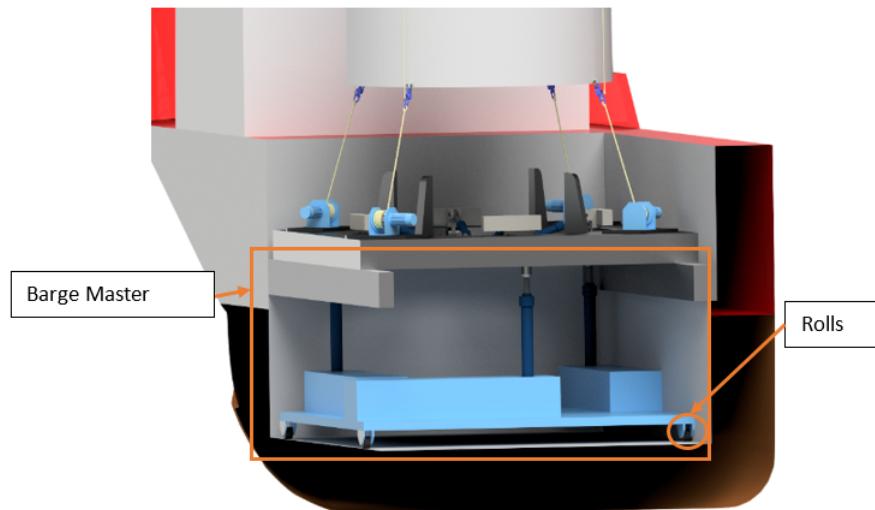


Abbildung 2.28: Konzept zum Ausgleich der Wellenbewegungen.

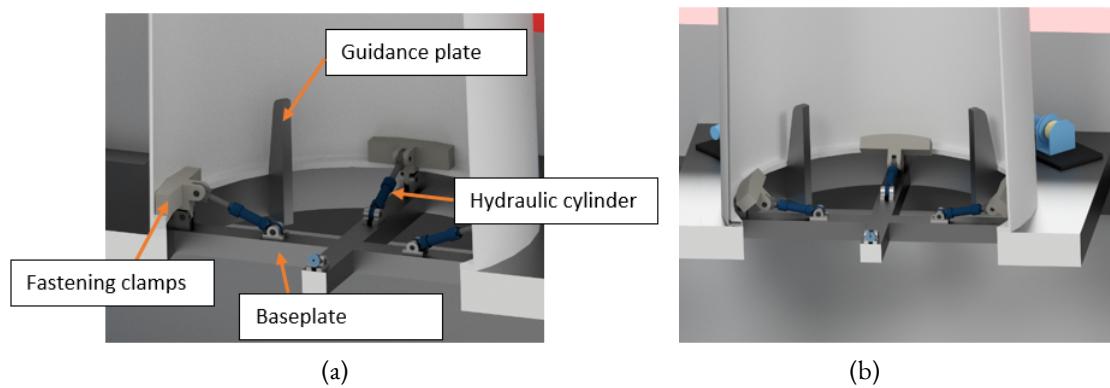


Abbildung 2.29: Konzept des *Seafastenings* für die Türme (a) geschlossen (b) offen.

2 Projektergebnisse

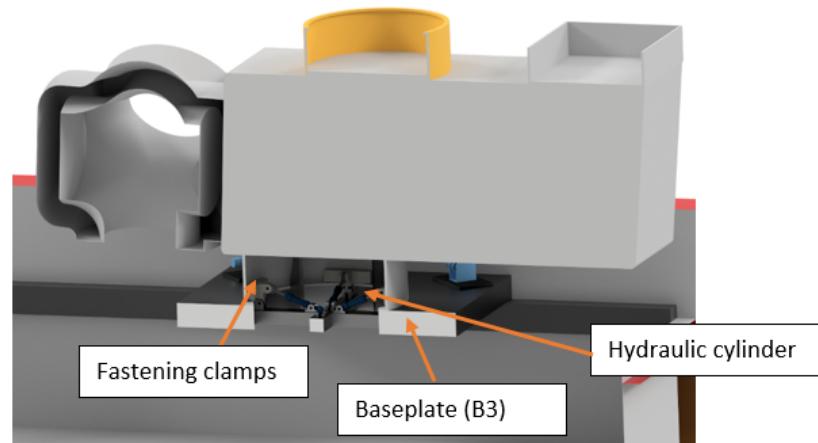


Abbildung 2.30: Konzept des *Seafastenings* für die Gondel.

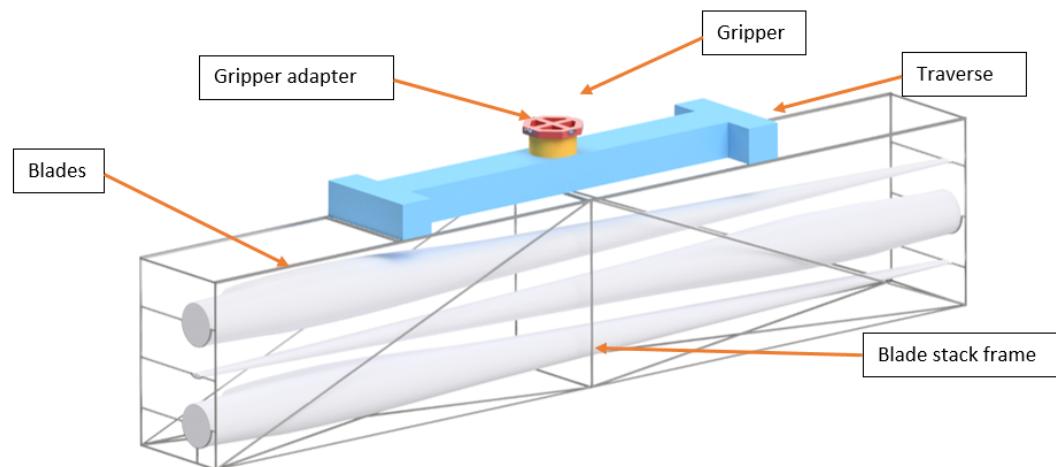


Abbildung 2.31: Konzept des Greifers für das Blattstapelsystem.

2.4 ARBEITSPAKET 5: DEMONSTRATION UND TEST

Ziel von Arbeitspaket 5 war es die Installation des Offshore-Windparks *Trianel Windkraftwerk Borkum II* (im Folgenden kurz “Trianel” genannt) als Fallstudie zu untersuchen, um die im Rahmen des Projekts gewonnen wissenschaftlichen Erkenntnisse abzulegen. Insbesondere die Komponente Turm sollte dabei möglichst akkurat untersucht werden.

Der Windpark Trianel wurde mit einem klassischen Basishafen-Logistikkonzept errichtet. Basis des Installationsprozesses bildet ein Installationsschiff (engl.: *Installation Jack-up Unit, IJU*). Dieses Schiff verfügt über einen Schwerlastkran, Ladefläche für die einzelnen Komponenten der Windenergieanlagen und Beine, welche am Installationsort ausgefahren werden können, um eine sichere Installation zu ermöglichen. Logistischer Knotenpunkt der Installation ist der Basishafen. Hier werden die einzelnen Komponenten gelagert und für die Installation vorbereitet. Die einzelnen Schritte sind dabei wie folgt:

1. Verbringen der Komponenten an den Kai
2. Aufrichten der Turmkomponenten und Zusammenbau der Turmkomponenten zu einem fertigen Turm im sog. *Tower Grillage*, einer speziellen Struktur, welche am Kai des Basishafens errichtet wurde um die Türme im stehenden Zustand lagern zu können.
3. *Load-out*: Das Installationsschiff legt im Hafen an, fährt seine Beine aus um sichere Kranoperationen gewährleisten zu können und verbringt die einzelnen Komponenten von der Kaimauer auf die designierten Ladeflächen an Deck des Schiffs. Dabei wird die Struktur, welche die Komponenten an Board des Schiffs aufnimmt als *Seafastening* bezeichnet.
4. Das Installationsschiff verlässt den Basishafen und läuft den ersten Installationsort an.
5. Während das Installationsschiff auf See ist, werden im Hafen die nächsten Turmkomponenten an den Kai verbracht und anschließend im *Tower Grillage* errichtet. Somit sind zum nächsten Load-out die Türme bereits fertig vorbereitet. Weitere Komponenten wie Gondeln und Blätter werden an den Kai verbracht.
6. Am Installationsort angekommen, fährt das Installationsschiff erneut seine Beine aus. Anschließend wird eine Gangway vom Installationsschiff zum Übergangsstück, dem Adapter zwischen Fundament (*Monopile*) und dem Turm der Windenergieanlage gelegt. Anschließend wird das Übergangsstück vorbereitet um den Turm aufzunehmen.
7. Installation des Turms. Mittels des Schwerlastkrans der *IJU* wird der Turm aus dem *Seafastening* gehoben und auf das Übergangsstück gehieft. Anschließend wird der Turm verschraubt.
8. Installation des Turbinenhauses. Ist der Turm fertig installiert, erfolgt die Installation des Turbinenhauses. Dies wird ebenfalls mit dem Schwerlastkran aus seinem *Seafastening* gehoben, auf den Turm gehieft und anschließend verschraubt.
9. Ist das Turbinenhaus installiert, erfolgt die Einzelblattmontage. Hierbei werden die einzelnen Blätter der Windenergieanlage mit einem speziellen Hebemittel (engl. *Single Blade*

2 Projektergebnisse

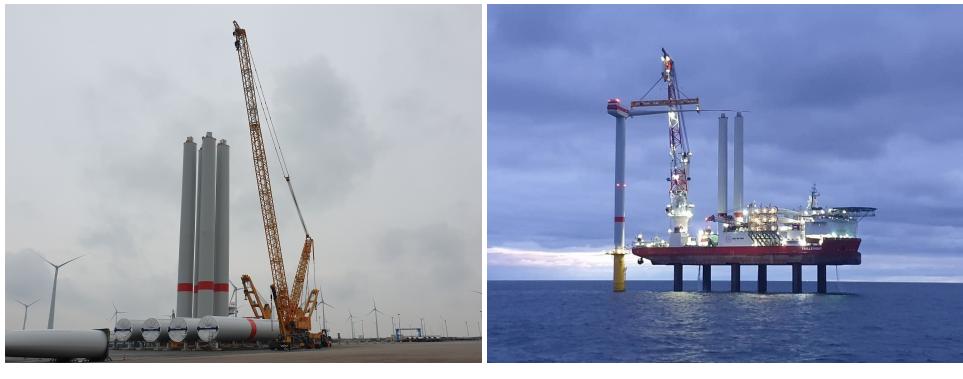


Abbildung 2.32: Prozessschritte der Installation einer Offshore-Windenergieanlage. (a) Zusammenbau und Aufrichten der Türme am Kai im Basishafen. (b) Einzelblattmontage auf hoher See (Foto mit freundlicher Genehmigung von M. Barbei, Senvion).

Installation Tool, SBIT) gegriffen und die Blattwurzel an die Nabenscheibe herangeführt. Mittels eines speziellen Führungsbolzens wird dann das Blatt in den Blattflansch gefädelt. Steckt das Blatt, wird eine definierte Anzahl an Schrauben angezogen und anschließend das Blatthebemittel gelöst. Dieser Vorgang wird wiederholt bis alle Blätter installiert sind.

10. Nach erfolgreicher Installation aller Einzelkomponenten wird die Anlage soweit konfiguriert, dass eine sicherer Zustand erreicht wird.
11. Das Installationsschiff entfernt die Gangway, fährt seine Beine wieder ein und läuft den nächsten Installationsort an. Die Schritte 6 - 10 werden so lange wiederholt, bis alle geladenen Anlagen installiert sind.
12. Das Installationsschiff läuft den Basishafen an und der nächste Installationszyklus beginnt.

Eine große Herausforderung für die Auslegung der Türme von Offshore-Windenergieanlagen stellt dabei das Lagern im stehenden Zustand im Hafen (Schritt 2 und Schritt 5) sowie die Überfahrt und Lagerung der Türme auf dem Installationsschiff (Schritt 4 und Schritt 6) dar. Aufgrund der fehlenden Masse des Turbinenhauses und der Blätter, sowie der Befestigung im *Tower Grillage*, bzw. im *Seafastening* weicht die Eigenfrequenz der Türme deutlich von der im Betrieb vorgeesehenen Eigenfrequenz ab. Durch Windlasten im Hafen oder Bewegungen des Transportschiffs aufgrund des Seegangs können nun Lasten und insbesondere Schwingungen induziert werden, welche aufgrund der verschobenen Eigenfrequenz eine Vorschädigung des Turmes nach sich ziehen können. Dies wiederum hat signifikante Auswirkungen auf die Lebensdauer der Türme.

Im Rahmen der Installation des Windparks Trianel wurden durch Senvion verschiedene Maßnahmen ergriffen um diese möglichen Schäden an den Türmen zu reduzieren. Um die Wirksamkeit dieser Maßnahmen zu überprüfen, wurden daher die Beschleunigungen in den Türmen während der Wartezeit im Hafen (Schritt 3 im Installationszyklus) vermessen die Schwingungen während der Wartezeit im Hafen zu erfassen.

2.4.1 MATERIAL UND METHODE

SENSOREN Um die auftretenden Schwingungen in den Türmen zu erfassen, setzte die Uni Bremen ein selbstentwickeltes System von Messboxen ein.

Die Messboxen beinhalten ein Microcontroller, eine micro SD-Karte, einen Beschleunigungssensor, welche Winkelbeschleunigungen und lineare Beschleunigungen erfassen kann, eine Echtzeituhr, einen GPS-Chip und eine Batterie.

[Abbildung 2.33a](#) zeigt acht der Boxen vor dem Beginn der Installationen. Um ein regelmäßiges Installieren und Deinstallieren der Messboxen auf den Türmen zu vermeiden, wurden die Messboxen auf den Turmdeckeln, Stahlkonstruktionen welche während des Transports und der Installation anstelle des Turbinenhauses auf die Türme aufgesetzt werden, verschraubt. [Abbildung 2.33b](#) zeigt einen solchen Turmdeckel exemplarisch. [Abbildung 2.33c](#) zeigt eine Messbox, installiert unter dem Querbalken eines Turmdeckels.

Zusätzlich zu den Messboxen auf den Türmen wurden zwei Messboxen auf dem Blatthebemittel ([Abbildung 2.33d](#)) installiert, um die Beschleunigungen welche während der Einzelblattmontage auftreten und die Installationszeiten der Blätter erfassen zu können ([Abbildung 2.33e](#)). Mit Hilfe dieser Boxen wurde während des Tests des Blatthebemittels in Oostende, Belgien, Testhübe vermessen.

2 Projektergebnisse

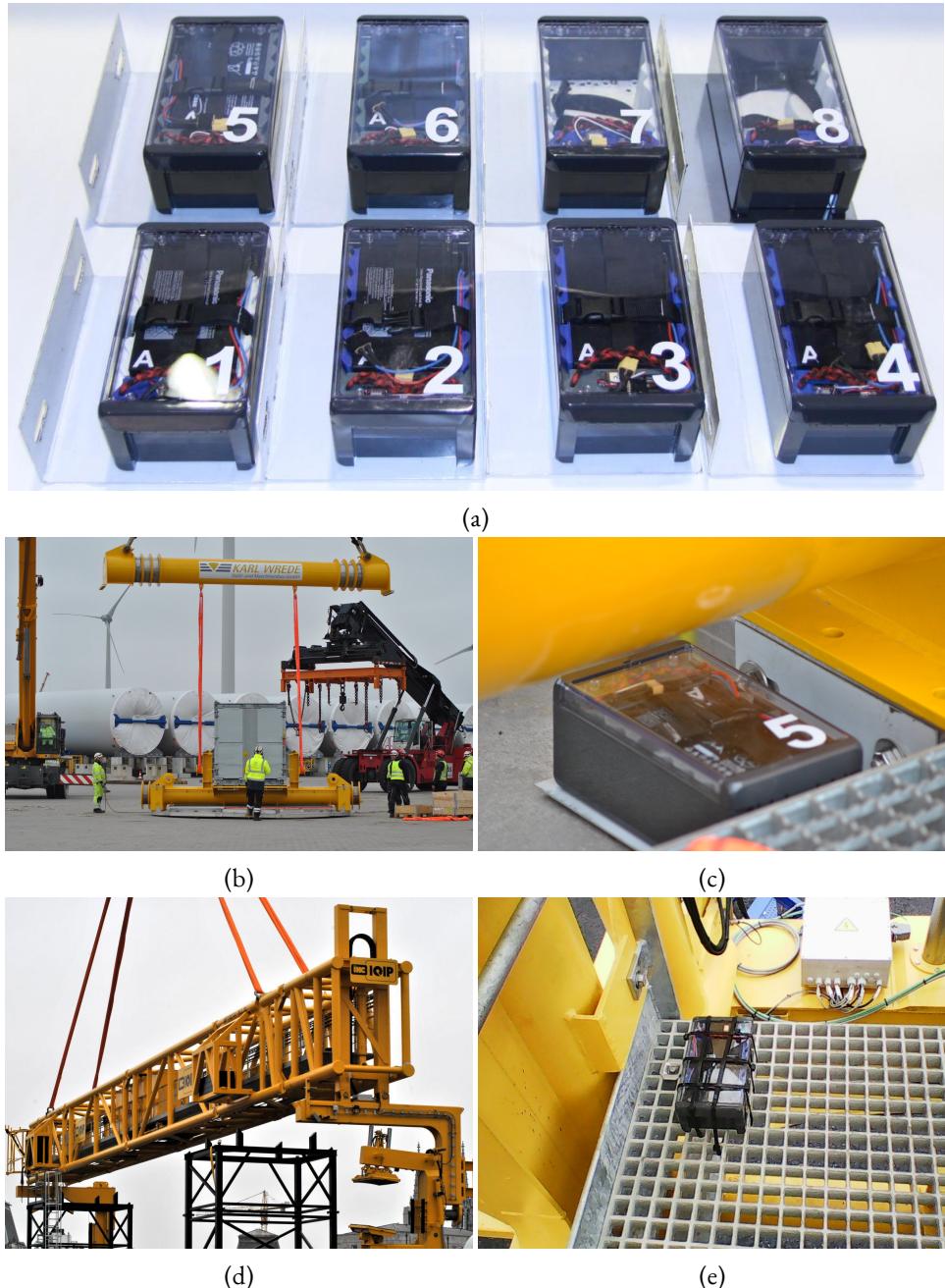


Abbildung 2.33: Eingesetzte Sensorboxen.

UMWELTBEDINGUNGEN Um die erfassten Beschleunigungen der Türme im Hafen mit dem vorherrschenden Wind korrelieren zu können, wurden Windmessungen, welche Mittels eines LIDARs (*Light Detection and Ranging*) durchgeführt wurden, herangezogen. Diese Messungen wurden von Senvion durchgeführt und freundlicherweise im Rahmen des Projekts der Universität Bremen zur Verfügung gestellt. [Abbildung 2.34](#) zeigt die Windgeschwindigkeit und die vorherrschende Windrichtung über den Messzeitraum (19.04.2019 10:00 bis 25.04.2019 23:59).

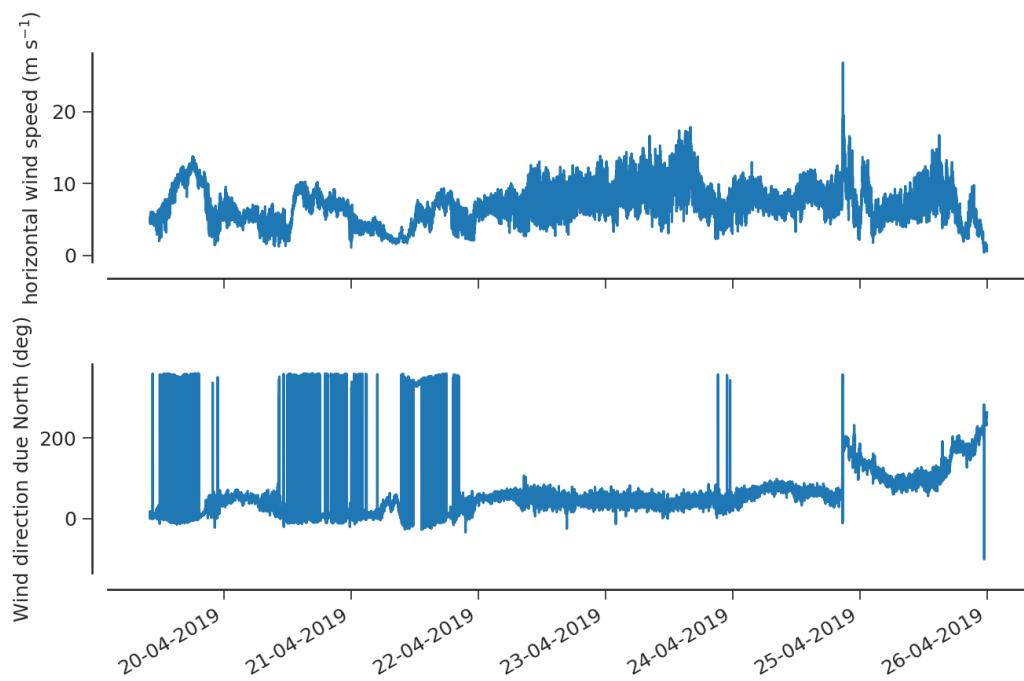


Abbildung 2.34: Windmessungen, die mithilfe eines LIDARs durchgeführt wurden.

2.4.2 ERGEBNISSE

[Abbildung 2.35](#) zeigt exemplarisch die im Messzeitraum in allen drei Raumrichtungen aufgetretenen Beschleunigunge an der Turmspitze von Turm 1. Deutlich zu erkennen sind immer wieder auftretenden Schwingungsereignisse. Insbesondere am 24.04.2019 konnten Beschleunigungsspitzen von mehr als 0,3 g beobachtet werden.

Im Vergleich mit den Winddaten ([Abbildung 2.34](#)) zeigt sich, dass diese hohen Beschleunigungen mit hohen Windgeschwindigkeiten über einen Zeitraum von etwa 24 h zusammenfallen.

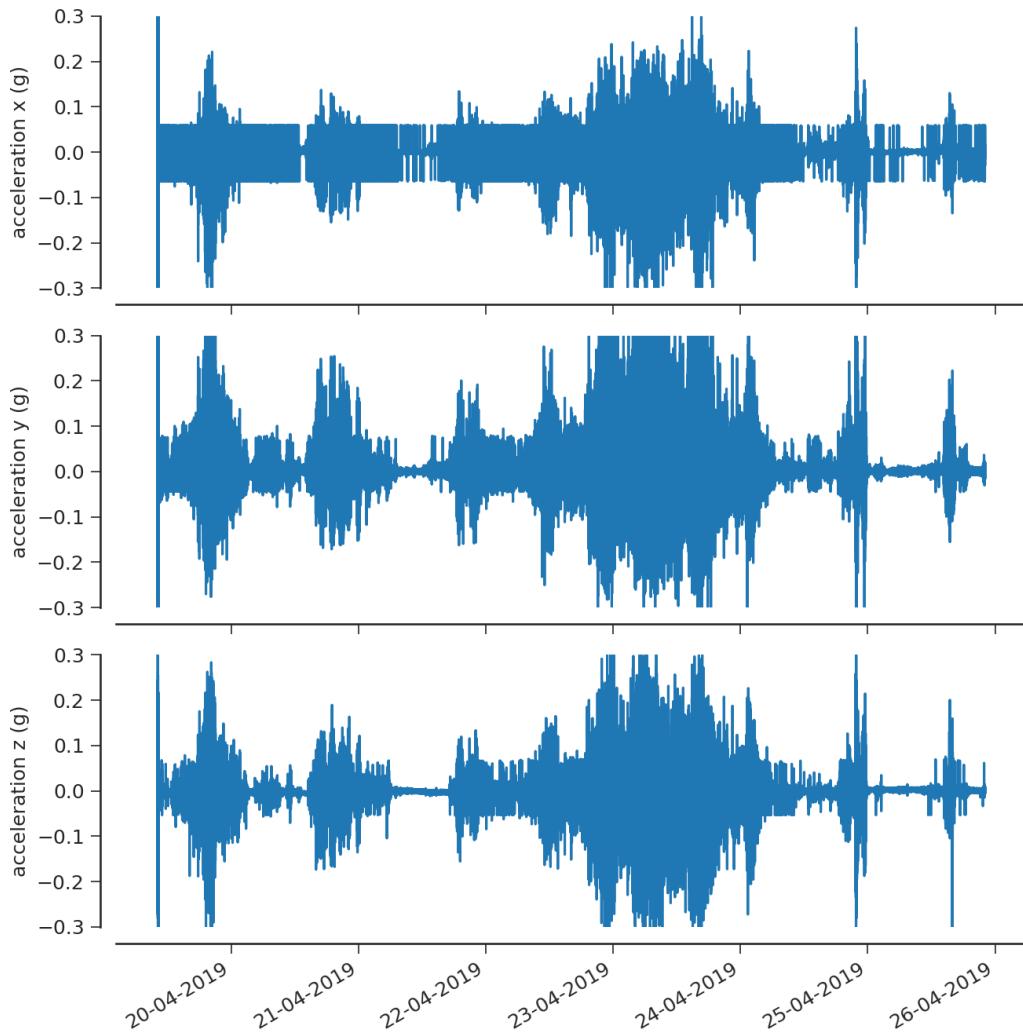


Abbildung 2.35: Gemessene Beschleunigungen an Turm 1.

Um den Zusammenhang zwischen Windgeschwindigkeit, Windrichtung und Beschleunigungen in den Türmen darzustellen, zeigt [Abbildung 2.36](#) die dreiminütige Standardabweichung der Beschleunigungen als Funktion von Windgeschwindigkeit (linke Spalte) und Windrichtung (rechte Spalte).

Hier fällt auf, dass die größte Standardabweichung der Beschleunigungen in Turm 1 aufgetreten sind. Für Turm 1 zeigt sich außerdem eine scharfe Richtungabhängigkeit der Standardabweichung der Beschleunigung. Die größten Standardabweichungen der Beschleunigungen für Turm 1 treten für Windgeschwindigkeiten aus 50° Nord auf.

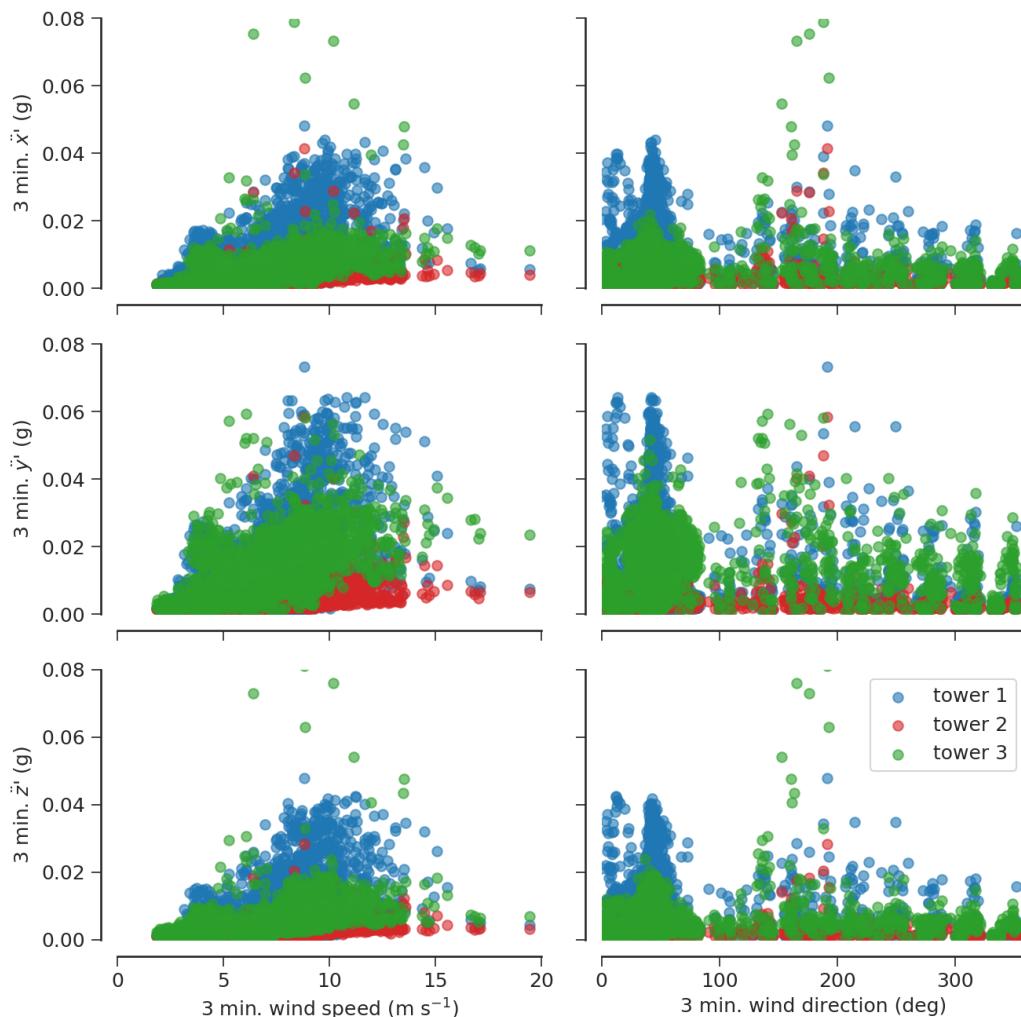


Abbildung 2.36: Beschleunigungen der Türme als Funktion der Windgeschwindigkeit und -richtung.

2.4.3 DISKUSSION

Die im Rahmen des fünften Arbeitspakets durchgeführten Messungen der Beschleunigungen auf den Turmspitzen der im Hafen lagernden Türme zeigen, dass eine klare Richtungsabhängigkeit der Stärke der Beschleunigung vorliegt. Dies ist am ehesten mit dem geringen Abstand der Türme zueinander erklärbar. Ablösende Wirbel treffen direkt auf einen zweiten Turm, welcher sich im vermeintlichen Windschatten des vorgelagerten Turms befindet, und induzieren dabei zusätzliche Kräfte. Dies resultiert dann in einer deutlich höheren Standardabweichung der erfassten Beschleunigungen.

Dennoch zeigen die Messungen, dass die von Senvion eingesetzten Maßnahmen zur Vermeidung von großen Beschleunigungen während der Wartezeit im Hafen durchaus erfolgreich waren, da beispielsweise sogenannte wirblerregte Querschwingungen nicht beobachtet werden konnten. Diese spezielle Art der Schwingungen zeichnen sich durch eine harmonische Schwingungsform quer zur Anströmrichtung mit großen Amplituden über einen langen Zeitraum hinweg aus.

Ausserdem konnte gezeigt werden, dass ein einfaches Messsystem, basierend auf IoT-Technologie (*Internet of Things*) ausreicht um Schwingungsphänomene während der Installation von Windenergieanlagen zu vermessen.

3 FAZIT

Zusammenfassend konnte im Projekt SKILLS ein neuartiges Logistikkonzept, das Offshore-Feederschiffkonzept, entwickelt und analysiert werden. Außerdem wurde wichtige Begleitforschung zum klassischen Basishafen-Logistikkonzept durchgeführt.

Wirtschaftlichkeitssimulationen zeigten, dass ein Offshore-Feederschiffkonzept Kosteneinsparungen von mehr als 20% gegenüber dem klassischen Basishafenkonzept ermöglichen kann. Um diese Kosteneinsparungen zu realisieren, ist insbesondere darauf zu achten, dass sich keine Wartezeiten für das Installationsschiff ergeben, sodass bei vielen Standorten zwei Feederschiffe eingesetzt werden sollten. In der hydrodynamischen Simulationsstudie konnte gezeigt werden, dass es bei Seegängen von 2 m zu Bewegungen der Komponenten-Hebepunkte von mehreren Metern in alle Raumrichtungen kommt. Außerdem steigen die Bewegungen stärker als linear mit der signifikanten Wellenhöhe. Dieser Effekt ergibt sich vermutlich aus der typischen Wellenperiode, die mit der signifikanten Wellenhöhe positiv korreliert.

In den Arbeitspaketen 3 und 4 wurde ein Hebeprozess für das Feederschiff entwickelt. Einseitig wurden erste Innovationen vom Projektpartner Senvion für den Windpark Trianel umgesetzt und andererseits wurde ein ganzheitliches Hebeprozesskonzept für Feederschiffe entwickelt, das in zukünftigen Windparkinstallationen zum Einsatz gebracht werden könnte. In diesem Konzept wurden insbesondere Innovationen für die Schnittstelle Feederschiff-Anlagenkomponente und für die Schnittstelle Anlagenkomponente-Kran vorgeschlagen.

In Arbeitspaket 5 wurde Begleitforschung im Zuge der Errichtung des Windparks Trianel Borkum II durchgeführt. Schwingungsmessungen an Türmen im Basishafen lieferten eine Quantifizierung der Bewegungen, die für die Abschätzung der Strukturermüdung genutzt werden konnte. Außerdem konnte gezeigt werden, dass die Anordnung der Türme einen signifikanten Einfluss auf die auftretenden Schwingungen hat. Weiter konnte ein vom Industriepartner eingesetzter Schwingungsdämpfer evaluiert werden.

Das Projekt SKILLS konnte erfolgreich abgeschlossen werden. Zukünftige Forschung könnte sich der Umsetzung des Feederschiffkonzepts in einem Offshore-Windpark annehmen. Außerdem könnten die Schwingungen von Anlagen während der Einzelblattmontage vermessen werden und gegebenenfalls schwingungsdämpfende Maßnahmen entwickelt und evaluiert werden.

VERÖFFENTLICHUNGEN DER ERGEBNISSE

Im Zuge der Projektbearbeitung wurden folgendene Beiträge in wissenschaftlichen Zeitschriften und Konferenzbändern veröffentlicht:

- **Veröffentlichung 1:** S. Oelker, M. Lewandowski, A. A. Alla, J.-H. Ohlendorf und A. F. Haselsteiner. "Logistikzenarien für die Errichtung von Offshore-Windparks: Herausforderungen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung neuer Logistikkonzepte". *Industrie 4.0 Management* 33, 2017, S. 24–28
- **Veröffentlichung 2:** A. Ait Alla, S. Oelker, M. Lewandowski, M. Freitag und K.-D. Thoben. "A study of new installation concepts of offshore wind farms by means of simulation model". In: *Proceedings of the 27th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE 2017)*. International Society of Offshore und Polar Engineers (ISOPE), 2017, S. 607–612
- **Veröffentlichung 3:** A. F. Haselsteiner, J.-H. Ohlendorf, S. Oelker, L. Ströer, K.-D. Thoben, K. Wiedemann, E. De Ridder und S. Lehmann. "Lifting wind turbine components from a floating vessel: A review on current solutions and open problems". In: *Proc. 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE 2018)*. American Society of Mechanical Engineers (ASME), Madrid, Spain, 2018. doi: [10.1115/OMAE2018-78659](https://doi.org/10.1115/OMAE2018-78659)
- **Veröffentlichung 4:** S. Oelker, A. Ait-Alla, M. Lütjen, M. Lewandowski, M. Freitag und K.-D. Thoben. "A simulation study of feeder-based installation concepts for offshore wind farms". In: *Proceedings of the 28th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE 2018)*. International Society of Offshore und Polar Engineers (ISOPE), Sapporo, Japan, 2018, S. 578–583
- **Veröffentlichung 5:** A. F. Haselsteiner, J.-H. Ohlendorf, S. Oelker, L. Ströer, K.-D. Thoben, K. Wiedemann, E. De Ridder und S. Lehmann. "Lifting wind turbine components from a floating vessel: A review on current solutions and open problems". *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering* 141:5, 2019, 050801–1 to 050801–12. doi: [10.1115/1.4042385](https://doi.org/10.1115/1.4042385)

LITERATUR

1. A. Ait Alla, S. Oelker, M. Lewandowski, M. Freitag, und K.-D. Thoben. "A study of new installation concepts of offshore wind farms by means of simulation model". In: *Proceedings of the 27th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE 2017)*. International Society of Offshore und Polar Engineers (ISOPE), 2017, S. 607–612.
2. C. Bak, F. Zahle, R. Bitsche, T. Kim, A. Yde, L. C. Hneriksen, M. H. Hansa, J. P. A. A. Blasques, M. Guana, und A. Natarajan. *The DTU 10-MW reference wind turbine*. Techn. Ber. Danish Technical University, 2013. URL: <http://orbit.dtu.dk/services/downloadRegister/55645274/>.
3. C. P. Behr. "Hubvorrichtung für Turmsegmente, WIPO Patent WO2011154110A1". Patent. 2011.
4. C. P. Behr. *Sicherungselement und Transportrahmen für Elemente einer Windkraftanlage, European Patent 2444656A2*. 2012.
5. C. P. Behr. *Vorrichtung zum Sichern von schweren Lasten, European Patent 2423046A2*. 2012.
6. O. Bergem, S. Sannes, und K. Helland. *Subsea heave compensator, European Patent 2982636A1*. 2016.
7. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Informationsportal Erneubare Energien - Ziele*. 2020. URL: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Ziele/ziele.html> (besucht am 17. 03. 2020).
8. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. *Pressemitteilung: Offshore-Vereinbarung abgeschlossen*. URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/20200512-offshore-vereinbarung-abgeschlossen.html> (besucht am 26. 05. 2020).
9. P. L. Falkenberg. *Installation/dismounting of a hub to/from a nacelle of a wind turbine by using a blade pitch angle adjustment device of the hub for orientating the hub, European Patent 2653716A1*. 2013.
10. *Global Renewable Shipbrokers - Die letzten 5 Abschlüsse*. URL: <https://www.grs-offshore.com/any-vessel-any-time/grs-research-services/> (besucht am 26. 05. 2020).
11. T. Gourlay, A. von Graefe, V. Shigunov, und E. Lataire. "Comparison of Aqwa, GL Rankine, Moses, Octopus, PDSTRIP and WAMIT with model test results for cargo ship wave-induced motions in shallow water". In: *Proc. 34th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE 2015)*. American Society of Mechanical Engineers (ASME), 2015, V011T12A006-1 –V011T12A006-10. DOI: [10.1115/OMAE2015-41691](https://doi.org/10.1115/OMAE2015-41691).

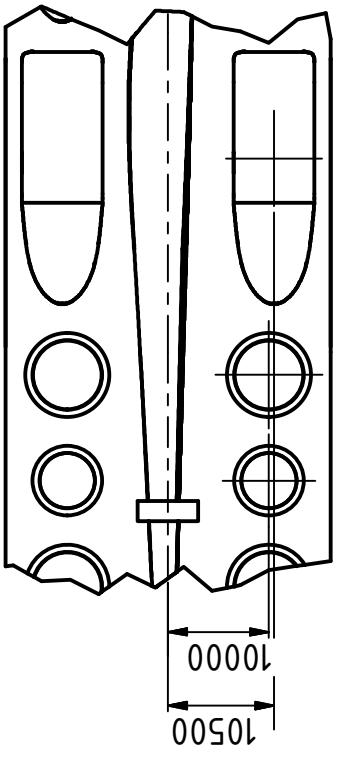
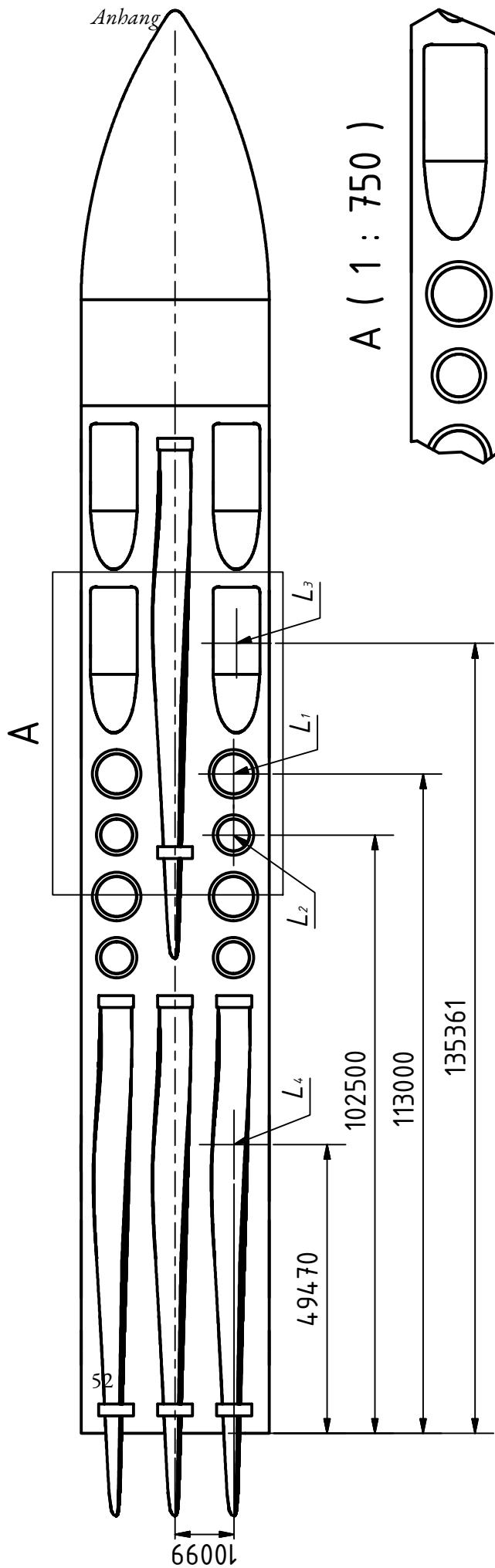
Literatur

12. N. Groll und R. Weisse. "A multi-decadal wind-wave hindcast for the North Sea 1949 - 2014: coastDat2". *Earth System Science Data* 9, 2017, S. 955–968. doi: [10.1594/Wdcc/coastDat-2](https://doi.org/10.1594/Wdcc/coastDat-2).
13. A. F. Haselsteiner, J.-H. Ohlendorf, S. Oelker, L. Ströer, K.-D. Thoben, K. Wiedemann, E. De Ridder, und S. Lehmann. "Lifting wind turbine components from a floating vessel: A review on current solutions and open problems". *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering* 141:5, 2019, 050801–1 to 050801–12. doi: [10.1115/1.4042385](https://doi.org/10.1115/1.4042385).
14. A. F. Haselsteiner, J.-H. Ohlendorf, S. Oelker, L. Ströer, K.-D. Thoben, K. Wiedemann, E. De Ridder, und S. Lehmann. "Lifting wind turbine components from a floating vessel: A review on current solutions and open problems". In: *Proc. 37th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE 2018)*. American Society of Mechanical Engineers (ASME), Madrid, Spain, 2018. doi: [10.1115/OMAE2018-78659](https://doi.org/10.1115/OMAE2018-78659).
15. W. Hoeksema. *Innovative solution for seafastening offshore wind turbine transition pieces during transport. MSc thesis, Delft University of Technology*. 2014.
16. Jens Hobohm, Leonard Krampe, F. Peter, A. Gerken, P. Heinrich, und M. Richter. *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland - Langfassung*. Techn. Ber. Berlin: Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE, 2013.
17. A. W. Jepsen, J. Moeller, und K. H. Svinth. *Method and arrangement to transport a tower of a wind turbine on a vessel, European Patent 3088735A1*. 2016.
18. P. M. Koppert. *Motion compensation device for compensating a carrier frame on a vessel for water motion, U.S. Patent US2012024214A1*. 2012.
19. M. V. Krogh. *Lifting fitting, WIPO Patent WO2011009500A1*. 2011.
20. K. Lieberknecht, A. Mastrup, K. H. Svinth, und M. R. Wieland. *Wind turbine blade holding arrangement, European Patent 2796709A1*. 2014.
21. M. Meyer. "Reeder von Offshore-Spezialtonnage müssen spekulativer vorgehen". *Hansa International Maritime Journal* 10, 2014, S. 54–55.
22. J. Moeller und K. H. Svinth. "Raising a tower segment, European Patent 2824057A1". Patent. 2015.
23. S. Oelker, A. Ait-Alla, M. Lütjen, M. Lewandowski, M. Freitag, und K.-D. Thoben. "A simulation study of feeder-based installation concepts for offshore wind farms". In: *Proceedings of the 28th International Ocean and Polar Engineering Conference (ISOPE 2018)*. International Society of Offshore und Polar Engineers (ISOPE), Sapporo, Japan, 2018, S. 578–583.
24. S. Oelker, M. Lewandowski, A. A. Alla, J.-H. Ohlendorf, und A. F. Haselsteiner. "Logistikzenarien für die Errichtung von Offshore-Windparks: Herausforderungen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung neuer Logistikkonzepte". *Industrie 4.0 Management* 33, 2017, S. 24–28.
25. R. Spence. *Tower section lifting apparatus, WIPO Patent WO2013027047A1*. 2013.
26. C. Steck und F. Singer. *System and method for transporting and lifting a rotor blade of a wind turbine, European Patent 3101271A1*. 2016.

27. T. Tezdogan, Y. K. Demirel, P. Kellett, M. Khorasanchi, A. Incecik, und O. Turan. "Full-scale unsteady RANS CFD simulations of ship behaviour and performance in head seas due to slow steaming". *Ocean Engineering* 97, 2015, S. 186–206. doi: [10.1016/j.oceaneng.2015.01.011](https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.01.011).
28. I. F. Vis und E. Ursavas. "Assessment approaches to logistics for offshore wind energy installation". *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 14, 2016, S. 80–91. doi: [10.1016/j.seta.2016.02.001](https://doi.org/10.1016/j.seta.2016.02.001).
29. J. K. Woodacre, R. J. Bauer, und R. A. Irani. "A review of vertical motion heave compensation systems". *Ocean Engineering* 104, 2015, S. 140–154. doi: [10.1016/j.oceaneng.2015.05.004](https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2015.05.004).

ANHANG

1 DECKLAYOUT



Project:
SKILLS

KCS_Deck_Layout_V4

Comment:
The lifting points of the components
are dimensioned

1
A4

Scale 1:1000

Status Changes Date Name

1
A4

1
A4