



Frankfurt School
FS-UNEP Collaborating Centre
for Climate & Sustainable Energy Finance

INVESTMENT DECISION MAKING UNDER DEEP UNCERTAINTY IN THE CONTEXT OF OFFSHORE WIND FINANCING

Yuting Sun
December 2021



ACKNOWLEDGMENTS

This report is based on a Master's Thesis at Frankfurt School of Finance & Management that was supervised by Ulf Moslener and Karol Kempa. The supervisors thereafter were involved in further developing this report as part of the overall activities in the context of the research project "Deep Uncertainty and Investments in the Context of the Energy Transition" supported by the Frankfurt Institut für Risikomanagement und Regulierung (FIRM).

AUTHORS

Yuting Sun

Frankfurt School - UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance

Frankfurt School of Finance & Management

Copyright © Frankfurt School of Finance & Management gGmbH 2021.

CITATION

Sun, Y. (2021), Investment Decision Making under Deep Uncertainty in the Context of Offshore Wind Financing, Frankfurt School - UNEP Collaborating Centre for Climate & Sustainable Energy Finance, <http://www.fs-unep-centre.org/>

This publication may be reproduced in whole or in part and in any form for educational or non-profit purposes without special permission from the copyright holder, provided acknowledgement of the source is made.

Table of Contents

1	Introduction	1
1.1	Problem Definition and Background	1
1.2	Research Objectives	3
1.3	Course of the Investigation	3
2	Evolution of Offshore Wind	4
2.1	Background and Development of Offshore Wind	4
2.2	Financing of Offshore Windfarms	7
2.3	Challenges in Financing Offshore Wind	10
3	Theoretical Framework	13
3.1	Risk and Uncertainty: Definition and Differentiation	13
3.2	Different Levels of Uncertainty	14
3.3	Decision-Making under Deep Uncertainty	17
4	Methodology	18
4.1	Research Design	18
4.2	Data Collection	18
5	Findings	21
5.1	Identifying Situations involving Deep Uncertainty	21
5.2	Sources of Deep Uncertainty and their Evolvement	25
5.2.1	External Deep Uncertainty	25
5.2.2	Industrial Deep Uncertainty	37
5.2.3	Project-specific Deep Uncertainty	44
5.2.4	Technological Deep Uncertainty	49
5.3	Overview on Deep Uncertainty as Identified in the Offshore Wind Industry	56
5.4	Dependencies Among Sources of Deep Uncertainty	58
6	Coping with Deep Uncertainty	59
6.1	Perception and Treatment of Deep Uncertainty	59
6.2	Investment Decision-Making under Deep Uncertainty	63
6.3	Methods and Approaches Employed to Mitigate Deep Uncertainty	65
7	Discussion	69
8	Conclusion, Limitations and Outlook	73
8.1	Summary of Main Results	73
8.2	Limitations and Outlook for Future Research	76
	References	79
	Appendix	89

List of Abbreviations

CAPEX Capital Expense

DU Deep Uncertainty

ECA Export Credit Agency

EEG Erneuerbare-Energien-Gesetz

EIB European Investment Bank

EPC Engineering-Procurement-Construction

FiT Feed-In-Tariff

FOWT Floating Offshore Wind Technology

IPEX Internationale Projekt und Exportfinanzierung

IRENA International Renewable Energy Agency

KfW Kreditanstalt für Wiederaufbau

MLA Mandated Lead Arranger

O&M Operation and Maintenance

OPEX Operational Expense

OWF Offshore Wind Farm

RE Renewable Energy

SPV Special Purpose Vehicle

List of Figures and Illustrations

Figure 1: World electricity generation by power station type.....	2
Figure 2: Annual offshore wind power capacity installations in Europe from 2000 to 2020 (in MW).....	6
Figure 3: Typical transaction scheme for an OWF non-recourse financing	8
Figure 4: Progressive transition of levels of uncertainty	14
Figure 5: Trend in the number of natural disasters (1900-2019)	35
Figure 6: Main remuneration schemes supporting forecast wind capacity additions 2020-2025	38
Figure 7: Two variants of an EPC contract structure for offshore wind projects	45
Figure 8: Typical multi-contracting structure of an offshore wind project.....	48
Figure 9: Grid connection for offshore wind parks.....	53
Figure 10: Phases of the offshore wind life cycle	71

List of Tables

Table 1: Sources of deep uncertainty	20
Table 2: Categorization of sources for deep uncertainty	21
Table 3: Sources of deep uncertainty during different stages of offshore wind	23
Table 4: Treatment of deep uncertainty during different stages of offshore wind from an investor's view	62

1 Introduction

1.1 Problem Definition and Background

As the consequences of climate change are becoming increasingly visible, the urgency is immense to limit GHG emissions while accelerating the transition to a decarbonized energy sector. 73% of global GHG emissions are related to energy use, primarily through the burning of fossil fuels (Ritchie and Roser, 2020). In this context, renewable energy is the key driver to achieve the ambitious climate targets set by the countries and requires considerable capital investments to boost its growth. The International Energy Agency (IEA) has estimated that total annual global investment in renewable energy and system integration technologies ¹ must increase from \$380 billion in 2020 to \$1.6 trillion in 2030 to achieve global emission-reduction targets (Windpower, 2021).

Renewable energy projects usually have long investment horizons (10-20 years), high capital intensity, and innovative technologies that are constantly evolving to maximize cost-efficiency while facing strong market dynamics. Hereto, it is generally acknowledged that the transition process from fossil fuels to green energy is accompanied by a significant uncertainty of conceivable futures. Especially when technology is still at an early stage of development, the body of knowledge concerning the technical feasibility of the technology, its long-term profitability, and socio-ecological impact, etc., are still incomplete. The complexity and unpredictability of the renewable energy business could create adverse conditions and outcomes that were previously unknown and hard to anticipate, which is referred to as 'Deep Uncertainty.' Thus, an appropriate assessment and understanding of deep uncertainty may be vital for investors to make an informed investment decision. Yet, preexisting literature has mostly provided insights into deep uncertainty from a policy-maker's point of view, whilst the management, perception, and handling of deep uncertainty from an investor's view remain to be elucidated.

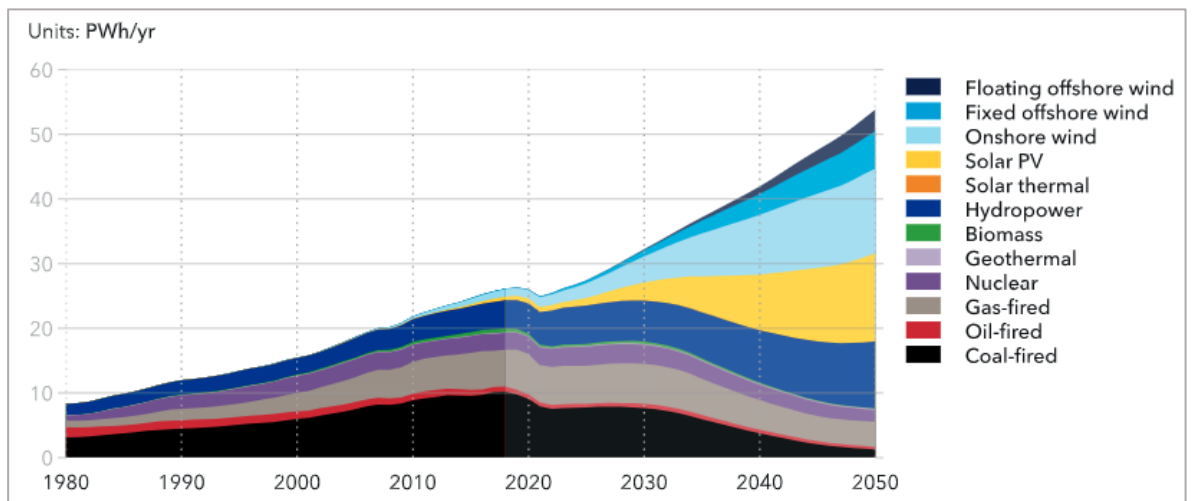
Furthermore, previous research has rarely examined the presence and impact of deep uncertainty in the context of renewable energy finance. Hence, this paper aspires to use

¹ Such as distributed energy resources, batteries and energy storage are essential to integrate new added capacity into energy systems (IRENA and CPI, 2020).

the offshore wind sector as an entry point to investigate the role of deep uncertainty for investors.

Offshore wind energy, as a newcomer to the renewable energy mix, has rapidly become a key strategic component for the transition to a carbon-free energy sector during the past decade. As presented in Figure 1, the global power mix will transform from the currently fossil-heavy to one that is dominated by renewables by 2050, whilst installed offshore wind capacity will increase to 1 TW (DNV GL, 2020). Between 2010 and 2018, the global offshore wind market has increased by almost 30% per year, owing to fast technological advancements (IEA, 2019).

Figure 1: World electricity generation by power station type



Source: IRENA (2019)

Currently, 150 new offshore wind projects are now under construction worldwide. Europe, headed by the United Kingdom, Germany, and Denmark, has encouraged the development of the technology, while Asian countries are adding more capacity for the last few years. Offshore wind is an expanding sector, offering tremendous growth opportunities in many parts of the world where significant resources still remain untapped (Matthias Buck *et al.*, 2019). However, the road from prototypes to commercial-scale deployments proves to be challenging, sinuous, and plagued by uncertainty. Investors and developers were facing a sequence of unprecedented events as well as a complex and unpredictable market environment that obstructed a standard prediction-based decision analysis.

1.2 Research Objectives

This report seeks to identify and examine sources of deep uncertainty in offshore wind projects during different development stages of the industry. The question is to what extent and in which form do situations of so-called “deep uncertainty” manifest themselves in the early days of offshore wind financing, and how did they evolve with the industry’s maturity. Furthermore, this paper is set out to explore whether and how deep uncertainty has influenced the decision-making process of offshore wind investors. The measures that investors and project developers took to cope with deep uncertainty or prevent grave consequences will be exemplified. Their experience and lessons learned from the confrontation with deep uncertainty will be examined as well. In a broader sense, the present study could contribute towards the discussion of the role of "deep uncertainty" during the energy transition and its implications for investments, politics, etc. Research findings may therefore inspire analyses of other industries that involve a complex project structure, innovative technology on the way towards a so call zero-carbon economy.

Mainly driven by the quality of data availability and access to experts, the case analysis within this report will mainly focus on offshore wind projects conducted by German developers in Germany and Taiwan. Germany, as one of the pioneer countries in the world to engage in the offshore wind industry, represents a more developed European offshore wind market, whereas the market conditions in Taiwan approximate an incipient, less experienced market.

1.3 Course of the Investigation

In order to achieve the previously mentioned research objective, a qualitative approach complemented by quantitative components is applied within our study. We begin with a brief introduction to the offshore wind industry, elucidating its background and development, followed by a presentation of the financing structures along with the challenges and opportunities of such projects. The third chapter consolidates theoretical principles regarding the concept of deep uncertainty and the decision-making process under such conditions. Chapter 4 elaborates on the research methodology utilized for this study, which combines face-to-face interviews with industry experts and case studies with quantitative elements. Publicly available, qualitative data have been collected, analyzed, evaluated, and illustrated in a quasi-quantitative way. A set of evaluation criteria were

defined to identify and categorize deep uncertainty situations in offshore wind projects. The identified categories and subcategories of deep uncertainty will serve as a structure to answer the research question.

The findings of the investigation will be summarized in Chapter 5, in which the presence and nature of deep uncertainty during different development stages of the offshore wind industry are explored according to their category. Based on this analysis, the relationship between various types of deep uncertainty will be illustrated to exemplify their interdependence and interconnection. In Chapter 6 we will address the lessons learned from the first offshore wind farms and examine methods that decision-makers employ to mitigate these deep uncertainty situations. The subsequent section intends to shed light upon the decision-making process of investors in view of deep uncertainty that comes along with offshore wind projects. Chapter 7 discusses the obtained research results and their implications. Chapter 8 concludes.

2 Evolution of Offshore Wind

2.1 Background and Development of Offshore Wind

Since the inauguration of the first offshore wind farm at the Danish Vindeby in 1991, offshore wind has carved out a unique pathway for itself in the evolving story of renewable energy. Its initial emergence traces back to the early 1930s when Germany developed pioneering theoretical approaches that were inapplicable in practice due to a range of obstacles, such as the immaturity of the offshore industry, lack of subsea cabling technology and offshore installation resources.

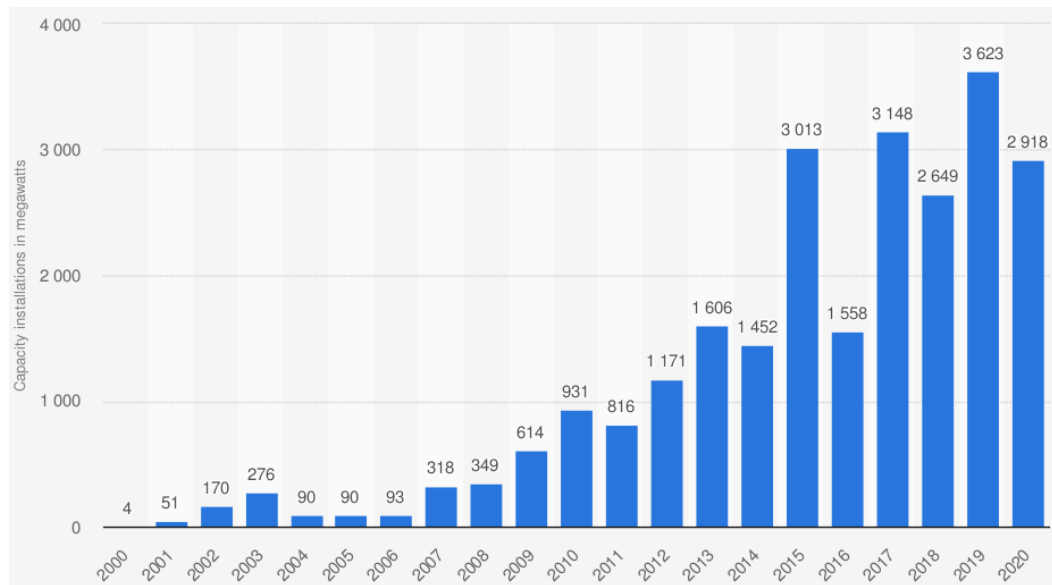
Propelled by the oil crisis in the mid-1970s, the US and the UK launched intensive research programs in wind energy, building a series of land-based wind farms in the following years (Kern et al., 2014). However, compared to the abundance of land in the United States, the growth of onshore wind in Europe was impeded by dense population and land-use constraints. At the same time, it has been observed that wind resources offshore are stronger and steadier, resulting in higher energy production than onshore (Nikolaos 2004). Despite these advantages, constructing wind farms under the harsh marine environment came with excessively higher costs and lower reliability due to

frequent malfunctioning of technical equipment (Kaldellis and Kapsali 2013). The succession of pioneering offshore wind projects in the UK, Netherlands and Denmark was developed at an LCOE of EUR 150/MWh, about twice the cost of its onshore counterpart (Roland Berger, 2016). Therefore, throughout the 1990s, it was widely believed that this technology would not become economically feasible until far beyond 2020. This reputation, manifesting itself in major cost overruns offshore wind projects experienced during the first projects, naturally slowed down the technology's political and social adoption.

With the turn to the century and the EU's ratification of the Kyoto Protocol, a series of influential policy schemes have been implemented to support the development of offshore wind. The predominant political objective had now shifted from energy security to the urgent mitigation of climate change and reduction of GHG emissions. In 2000, the German Renewable Energy Sources Act (EEG) came into force which provided guaranteed feed-in tariffs and grid connection for renewable energy sources with the aim to mitigate certain market risks for investors and stimulate the renewables market development. The financial crisis of 2008, with the collapse of the banking system spilling over to the real economy, caused a global economic downturn and deep recession across Europe. Thus, another intention of stimulating the renewables sector was to create employment opportunities and revive European heavy industries. The European Investment Bank had significantly expanded its commitment to renewable energies from EUR 400 million of funding in 2006 to EUR 5.6 billion in 2010.

By 2010, EU members have integrated medium and long-term offshore wind capacity targets into their National Energy Action Plans to further emphasize their commitment to offshore wind. Germany has amended its offshore wind law, setting new expansion targets of 20 gigawatts (GW) by 2030 and 40 GW by 2040, which aim to provide long-term planning certainty for all market participants and investors. With the commissioning of Alpha Ventus (60MW), the first offshore wind farm constructed in the German high sea with a 60km coast distance and 30m water depth in 2010, a milestone year for offshore wind was established (Alpha Ventus, 2010). It was now considered to be "at the brink of transitioning from niche market to an independent industry" (KPMG, 2010).

Figure 2: Annual offshore wind power capacity installations in Europe from 2000 to 2020 (in MW)



Source: WindEurope (2021)

2015 marked a record year for offshore wind with three underlying factors that enabled this growth: effective policy schemes, the grid connectivity of large amounts of offshore capacity installed but not grid-connected in 2014, and the industry’s hastiness to complete installations before the German market transitions to the auction-based system in 2017. In the last years, industry growth, scaling of economics, technological advancements and reduced financing costs have decreased the overall cost of offshore wind by about 60% (Windspeed, 2020). Wind turbines have improved significantly both in size and efficiency, growing from the 35m diameter turbines with a capacity of 0.45MW at the Vindeby (1991) to the 167m diameter and 8MW turbines that will be installed for the Hornsea 2 project in 2022 (see Appendix D)(McCrone *et al.*, 2020).

While the European market continues to broaden and deepen over the last decade, many Asian countries such as China, India, Vietnam, Japan began to explore the potentials of offshore wind as well, establishing targets for a cumulative offshore wind installation of 100 GW by 2030. Based on the current pipeline and policy, IRENA projects the global offshore market to grow at a CAGR of 31.5%, with more than 70 GW worth of offshore wind capacity to be added from 2021-2025. Annual installations are forecast to quadruple from 6.1 GW in 2020, boosting the market share in new installations worldwide from today’s 6.5% to 21% by 2025 (IRENA, 2019).

2.2 Financing of Offshore Windfarms

Offshore wind farms are capital-intensive projects whereby the generated cost per installed megawatt of power is around 2.5 to 4 million euros, depending on the size, location and construction period (Windenergie Agentur, 2012)². Due to its capital intensity and technological novelty, the financing of OWFs proved to be a challenging task for investors and developers. Deficient project management and delays can lead to severe cost overruns, deteriorating the profitability of the wind farm.

Generally, offshore wind projects are developed through a stand-alone company (Project Company) with its own revenues, balance sheet and is owned by the investors. There are two main types of funding for such projects: corporate finance and project finance (Rahmatallah Poudineh, Craig Brown, 2017).

Due to significant uncertainty and lack of experience that embossed the early development phase of the offshore wind industry, investors were not yet convinced of the bankability of a project-financed transaction. Thus, the first OWFs were financed through the corporate finance approach, under which the parent company finances the project by leveraging its balance sheet assets. The financing conditions are therefore based on the risk profile of the (parent) company instead of the planned project itself. Large power producers with solid balance sheets tend to favor this method as it often implies a lower cost of capital. Historically, commercial-scale OWF in Europe were primarily built by large utilities and electricity producers such as Vattenfall, RWE, E.ON, Centrica, and SSE, as well as large oil and gas companies such as Danish Oil and Natural Gas (DONG)³. Utility companies have also organized several special-purpose joint venture companies to construct projects (Interview 2, 2021). By 2016, big power producers accounted for 67 percent of equity investors in the sector. Yet, as the size of windfarms increases with time to improve project economics, project costs and the required investment volume experience a significant upsurge as well (Rahmatallah Poudineh, Craig Brown, 2017). The corporate balance sheets of equity investors, especially large utilities, are becoming

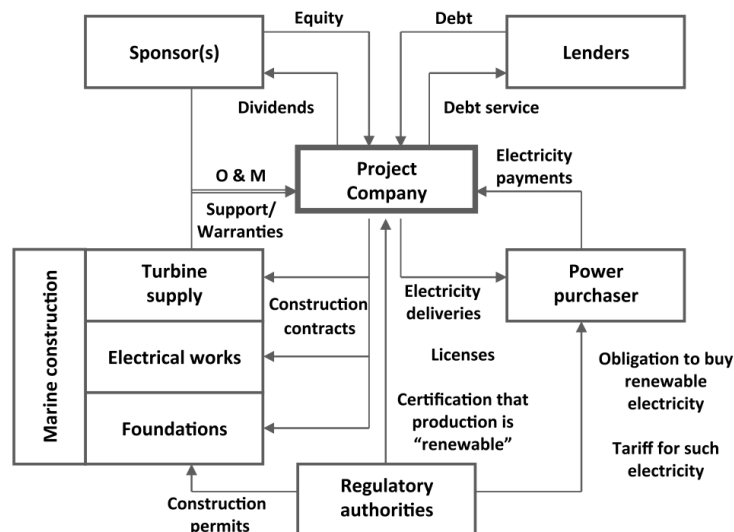
² Total cost for the OWF Global Tech (2015, 400MW) was 1billion and for BARD (2013, 400MW) 3 billion.

³ DONG Energy was renamed to Ørsted A/S since 2017 (Ørsted, 2017)

more constrained, thus limiting their willingness and capability to finance new projects on balance sheets (European Wind Energy Association, 2013).

Another common source of OWF financing constitutes the project finance approach, which is depicted in Figure 3. It is a form of off-balance-sheet financing that involves several equity investors, the so-called sponsors, and a syndicate of lenders (e.g., banks) who is the principal supplier of capital. Typically, a special purpose vehicle (SPV), also known as the project company, is created by the sponsors. The SPV is financially and legally independent from the sponsors and its single company purpose is to complete the project by subcontracting the majority of the work through construction and operational contracts (Gatti, 2018).

Figure 3: Typical transaction scheme for an OWF non-recourse financing



Source: Green Giraffe (2019)

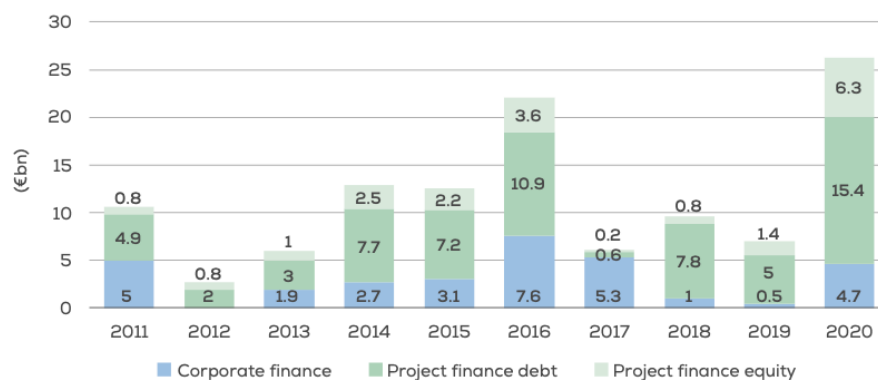
In most cases, a non-recourse loan structure is applied, of which the financing parameters are defined by the project's cash flow with its assets, rights and interests serving as secondary security. Project risks are distributed evenly among the involved parties, with the objective of allocating risks to the contractual counterparties that are best capable of controlling and managing them. For project finance transactions, cash flows are the primary source of loan reimbursement. Since there is no income stream during the development period, debt service happens solely during the operations phase of new-build OWFs (Investopedia, 2021). The generated cash flows by the OWF must be sufficient to

cover operating expenses and debt service in terms of capital repayment and interest. The residual funds can then be used to pay dividends to sponsors (Gatti, 2018).

One challenge seen by many commercial banks to get involved in an offshore wind project finance transaction is the highly complex contractual framework of offshore wind transactions and the bankability of these contractual documentations. Following the global financial crisis and banking crisis in Europe, banks are facing liquidity constraints as well. They have refocused on known clients, core countries and strategic sectors of activity. Thus, even though the offshore wind sector is considered “strategic” for many banks, the standards for a bankable project finance transaction remained high.

In 2006, Q7 (Princess Amalia, 120 MW) in the Netherlands was the first project-financed OWF with an investment volume of EUR 219 million, funded by three MLA⁴s - Dexia bank, Rabobank, BNP Paribas and backed by the Danish credit agency EKF⁵. This transaction also set a number of precedents regarding due diligence, debt sizing, multi-contract risk analysis, contingent funding, O&M package, etc. (Beach, 2012). As Figure 4 shows, the proportion of project finance debt has gradually increased in the last decade, as few developers have the financial capability to fund offshore wind projects with their balance sheet. In 2020, EUR 21.6 billion were raised through project finance, accounting for 82% of the total capital.

Figure 4: Offshore wind corporate and project financing 2011-2020 (EUR bn)



Source: WindEurope, 2020

⁴ Mandated lead arranger

⁵ ECAs (export credit agencies) cover suppliers and EPCs (engineering-procurement-construction firms) on the political and commercial risks. Banks finance these equipment supplies via buyer credits (“ECA Loans”) which can cover up to 95% of the contract value of exported goods.

In the past 15 years, a consensus gradually emerged on how to structure OWF deals. The parameters for debt sizing and underlying operational assumptions have become more standardized across transactions. The multi-contracting structure now involves a more limited number of counterparties (2-7) and very extensive due diligence. Banks and their advisors are engaged in the contractual negotiation already at an early stage, providing input and exerting control on certain issues, such as “warranty exclusions, LD caps, interface definition & matrix, availability of vessels and other critical path equipment, project management, shareholding retention clauses.” A special emphasis is placed on long-term O&M arrangements (Beach, 2012). However, project financiers and OWF developers had to experience a bumpy ride to learn these lessons. The next chapter will further elucidate the challenges and opportunities of the offshore wind industry.

2.3 Challenges in Financing Offshore Wind

Industry experts often assert that offshore wind is a category of its own that cannot be compared with onshore wind installation, as they are constructed under completely different environments (Interview 3, 2021).

Actually, the technological development of offshore wind can benefit significantly from its synergies with the offshore oil and gas sector, which has accumulated decades of experience in offshore constructions. For instance, their expertise in floating oil and gas platforms can be extended to the floating wind technology with which the construction and operation costs of an OWF can be considerably reduced (Klein, 2020). In the past years, technological advancements such as larger turbines, higher capacity factors and lower financing costs have consistently driven down LCOE costs of new projects (Allen, 2020). Thus, offshore wind has a vast potential to become one of the most competitive sources of electricity. The International Energy Agency IEA predicted in 2019 that “offshore wind is set to become the largest source of electricity in the European Union by 2040, complementing other renewables towards a fully decarbonized power system” (IEA, 2019).

The open sea provides offshore windfarms with superior wind resources on the one hand, while it implies a considerably more complex construction and operation environment on

the other hand. To begin with, marine constructions are usually scheduled during spring and summer months, when the sea condition and wind speeds are mild and more suitable for operating cranes, jacking up/down and vessel lifts. Even during this weather window, vessels experience on average ca. 25% downtime to wait for the improvement of sea states (Nielsen 2016). These installation vessels are extremely costly with charter rates ranging between 12,500 and 75,000 USD/day (Kaiser and Snyder, 2012). Further, the highly sophisticated and complex work packages require purpose-built equipment and specific expertise. Especially during the phase when the offshore wind industry was still incipient, there were several bottlenecks related to the shortages of cable suppliers, converter stations, installation ships, grid connection providers. This implicated long delivery times, deferred schedules and high construction costs (Rahmatallah Poudineh, Craig Brown, 2017).

Moreover, in the early phase of offshore wind complete engineering-procurement-construction (EPC) contracts for offshore wind projects were rarely offered and project developers had to organize a complex multi-contracting structure involving numerous suppliers which implied significant interface risks. The deficit incurred by one supplier in conjunction with constrained weather windows can lead to major knock-on effects that result in major delays and cost overruns. Another technical challenge that needs to be overcome by the industry is the commoditization of foundations: The marine environment varies widely across the world and each project site has its individual wind speed, bathymetry, seafloor and metocean conditions and turbulence based on the layout of the farm. Certain projects must contend with issues such as sea ice, tropical storms, and seismic activity. Due to the infinite combination and variety of load circumstances, it is unrealistic to build a uniform foundation that will solve all industrial problems (Rahmatallah Poudineh, Craig Brown, 2017) .

In addition to high capital and construction costs, offshore wind farms are associated with challenging and costly O&M work as well. Once erected in the water, wind turbine generators, foundations and other components have to withstand harsh sea conditions and extreme weather situation during the designed lifetime of an OWF, which is usually 20-25 years. They are subject to both internal and external corrosion, biofouling, UV degradation, fatigue and must be provided with specific protection systems to ensure their long-term operability. Routine inspection and maintenance work is far more difficult and

costly to perform compared to onshore wind farms, as unfavorable weather conditions can restrict the accessibility. Exchanging technical components involves logistical challenges as well. This will become a major concern for wind farms in particular when the original manufacturers' warranties expire (see Point, no date provided).

Due to the high costs and uncertainty involved, the first offshore wind farms faced financial challenges with investors being skeptical about the feasibility and profitability of such projects. From 2007-2012, the financial crisis and the subsequent banking crisis dried out the syndication market and the bank's final "take and hold"⁶ are noticeably low. In 2011, the offshore program offered by the German state-owned KfW bank was introduced to support the first offshore projects with financial capital of up to EUR 200m for each project. Owing to the inexperience and immaturity of the sector, it took the banks and project participants almost three years of effort to attain the bankability of the transaction (Gebhardt, 2021). Yet, during the construction phase of the first project-financed windfarms, major cost overruns have occurred, which has to some extent shaken investor's confidence in this sector.

Until now, the offshore wind sector has acquired extensive experience and market participants have established reputable track records. The levelized energy cost of offshore wind decreased by 28–49 percent from 2014 to 2019 and could reach €90/MWh by 2030 as long as projects continuously enter the pipeline (see Appendix D). It is a dynamic sector that is constantly evolving, increasing cost efficiency and competitiveness. However, on its way climbing up the learning curve, various challenges have been overcome while more are still waiting ahead. A particular demanding challenge from the perspective of investors and researchers alike is the presence of so-called "deep uncertainty" and its impact on the project. In a technical report published by the European Environment Agency in 2009, scholars have assessed the environmental and economic constraints of on-/offshore energy. In this study, scholars have identified uncertainties with respect to natural, technological and economic variables as a key area for further research (Technical, 2009). This knowledge gap persists until today and this paper strives to shed more light upon this topic.

⁶ Assets to be held until maturity, i.e., not sold-on to other investors.

3 Theoretical Framework

3.1 Risk and Uncertainty: Definition and Differentiation

The concept of uncertainty has a long tradition, reaching back as far as to the ancient Greeks. In broad terms, researchers refer to uncertainty as an epistemic state of limited knowledge about future, past or current events. Its related analysis and research are of obvious prominence in various fields, including engineering, economics, sociology, psychology, insurance etc. (Marchau *et al.*, 2019).

Uncertainty in the field of economics can find its origins in 1921, when Frank Knight drew a fundamental distinction between two levels of ignorance regarding the uncertain future – the Knightian risk and Knightian uncertainty. Knightian risk has known probability distributions and can be reliably quantified, whereas for Knightian uncertainty the probability distributions are not known and cannot be quantified. Thus, the notion of risk under Knight denotes the measurable and controllable part of all the unknown, that could be eliminated by insurance or some equivalent means essentially using the convergence of an average outcome towards an expected value for a large number or uncertain events with a given risk/probability. By contrast, the term uncertainty refers to situations in which “information is too imprecise to be summarized by probabilities” and arises from the impossibility of a comprehensive classification of states (Knight, 1921). Despite the numerous conceptualization of risk and uncertainty in the previous literature, the Knightian distinction is widely shared by scholars and deeply ingrained in the economics and decision theory (Runde, 1998).

With application to decision theory, this dichotomy has been adopted by various scholars to differentiate between decision-making under risk and decision-making under uncertainty (Luce and Raiffa 1957; Morgan and Henrion 1990). Decision-making under uncertainty refers to the uncertain future states of the world on the one hand, and the uncertainty culminating from the strategic behavior of stakeholders in the decision-making process on the other hand (Quade 1989).

Lipshitz and Strauss (1997) conceptualize uncertainty through two dimensions. One is by source, such as “incomplete information, inadequate understanding and undifferentiated alternatives” and another by issue, which includes outcomes, situation, and alternatives.

The scholars associate uncertainty that affects decision-making with “a sense of doubt that blocks or delays action” that can be observed through three predominant features:

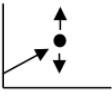
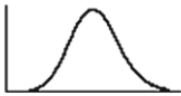
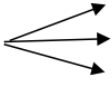

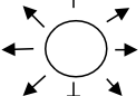
- (1) Subjectiveness (the form of doubt experienced in an identical situation varies, depending on the perception of the individual)
- (2) Inclusiveness (no particular form of doubt, e.g., ignorance of future outcomes, is specified)
- (3) Effects on action (indecisiveness, hesitancy, and procrastination).

In this context, risk can be considered as a lower level of uncertainty which can be quantified by stochastic probabilities, where the choice of decision involves a rather objective assessment (Marchau *et al.*, 2019). The remaining uncertainties, that cannot be quantified reliably by means of probability distributions, have been categorized in different levels, as shown below.

3.2 Different Levels of Uncertainty

Marchau *et al.*, have developed a well-established distinction between different levels of uncertainty, as illustrated by figure 4.

Figure 4: Progressive transition of levels of uncertainty

	Complete determinism	Level 1	Level 2	Level 3	Level 4 (deep uncertainty)		Total ignorance
					Level 4a	Level 4b	
Context (X)		A clear enough future 	Alternate futures (with probabilities) 	A few plausible futures 	Many plausible futures 	Unknown future 	
System model (R)		A single (deterministic) system model	A single (stochastic) system model	A few alternative system models	Many alternative system models	Unknown system model; know we don't know	
System outcomes (O)		A point estimate for each outcome	A confidence interval for each outcome	A limited range of outcomes	A wide range of outcomes	Unknown outcomes; know we don't know	
Weights (W)		A single set of weights	Several sets of weights, with a probability attached to each set	A limited range of weights	A wide range of weights	Unknown weights; know we don't know	

Source: Marchau *et al.* (p.9, 2019)

Each end of the spectrum of knowledge corresponds to one of the two extreme levels of uncertainty (complete determinism and total ignorance), whereby complete determinism,

representing a situation in which one knows everything accurately, is rarely accomplishable in a real-world context. Between the extremes, there are four intermediate levels of uncertainty), from Level 1 to Level 4 (e.g., Courtney 2001; Walker et al. 2003). The different levels are defined regarding the knowledge assumed about four aspects of a problem:

- (a) future state of the world (X)
- (b) model of the relevant system for that future world (R)
- (c) outcomes from the system (O)
- (d) weights that the various stakeholders will put on the outcomes (W)

Level 1 uncertainty involves situations in which one is unable or unwilling to measure the degree of uncertainty explicitly (Hillier and Lieberman 2001, p. 43). Examples would be short-term decisions, in which historical data are used to predict or anticipate the future. This type of uncertainty is normally treated through a sensitivity analysis of model parameters, where the effects of small perturbations of model input parameters on the outcomes of a model are assessed (Marchau *et al.*, 2019).

Level 2 uncertainty is defined by a system model with a probabilistic parameterization, with which the few alternative futures can be characterized with high precision. More specifically, this model allows the generation of probability distributions of the outcomes of the futures based on predefined model parameters. A favored approach can then be selected depending on outcomes and related probabilities. Thus, problems involving Level 2 uncertainty can be solved using probabilistic and stochastic instruments (Aven, 2013; Marchau *et al.*, 2019) .

Level 3 comprises situations in which one identifies – not only a few as in Level 2 – but a limited range of plausible futures, system models, outcomes, or weights. Moreover, the probabilities of the future worlds are unknown in this level, thus stochastic tools are not suitable to predict the futures. Instead, a scenario analysis will be applied, in which one assumes that the future world will to a large extent be represented by one or more of the “scenarios” that are available to the decision maker. In order to make decisions in such a context, analysts assess the consequences of implementing each of the possible decisions or strategies based on best-estimate models. The “best” decision is the one that yields the

most favorable outcomes across the range of scenarios (robust decision making). It needs to be mentioned that a scenario is not a forecast of the future but rather a reasonable assumption of a realistic and consistent development and outcome. This method presumes that, despite the unknown likelihood of the future worlds, the range of conceivable futures can still be set out precisely enough to determine a static decision or strategy that leads to acceptable outcomes in the majority of future states (Walker *et al.*, 2003; Marchau *et al.*, 2019).

Level 4 uncertainty is acknowledged as the deepest level of uncertainty. Within this level, a further differentiation is drawn between two situations that are described as 4a) and 4b) level uncertainty. In level 4a) one still conceives the future being limited to a range of probable future states whereas in 4b) situations one merely knows about his lack of knowledge. Causes for this vacuum can stem from an information shortage on the mechanism or functional connections being examined (4a), but also from the occurrence of unexpected, surprising events such as “black swans” (4b). According to the definition of Taleb (2007), a black swan event occurs beyond the scope of regular expectations, implying that nothing from the past could have conclusively deduced its possibility. Furthermore, it is characterized by a profound impact, and can only be explained retrospectively (Walker *et al.*, 2003; Marchau *et al.*, 2019).

In the face of Level 4a or 4b situations, analysts either have difficulties with (Level 4a) or are incapable (Level 4b) of performing the following tasks (Walker *et al.*, 2003; Marchau *et al.*, 2019):

- (a) Establish suitable models that illustrate the interplay of system's variables
- (b) Choose probability distributions to exemplify uncertainty about key model parameters
- (c) Evaluate the attractiveness of alternative outcomes

Within the taxonomy set out as above, we classify Level 4a and Level 4b uncertainty as deep uncertainty. Uncertainties associated with Level 1, 2 or 3 could be approached through information gathering and analysis, efforts on statistical analysis or robust decision making. However, deep uncertainty situations constitute a greater challenge for decision-makers as the unknown permeates all facets of the problem, including external

developments, system model, outcomes and their assessment by stakeholder etc. (Marchau *et al.*, 2019) The following subchapter will shed more light upon the decision-making process in the context of deep uncertainty.

3.3 Decision-Making under Deep Uncertainty

Given a problem, Walker (2000) defines decision-making as “choosing among alternatives in order to change system outcomes in a desired way.” This process necessitates an integrated overview of diverse alternatives, their possible consequences, and conditions for implementation. (Marchau *et al.*, 2019)

As previously mentioned, uncertainty with regard to decision-making arises from the discrepancy between accessible knowledge and what the decision-makers would require in order to make an optimal choice. The degree of uncertainty is based on subjectivity, as it depends on the decisionmaker’s satisfaction with extant knowledge. Further, it is tinted by the underlying perspectives of the decisionmaker and other stakeholders who are involved in the decision-making process. Various literature has already examined different aspects of decision-making under uncertainty in broad terms. Yet, research regarding the particular subset of decision-making under deep uncertainty remains scarce.

Walker, Lempert and Kwakkel (2013) define decision-making under deep uncertainty as situations, when stakeholders to a decision are unaware of or not able to agree upon the following matters (see above):

- (a) the external environment of the system
- (b) the way the system operates and its limitations
- (c) value and importance of outcomes of interest (Lempert et al. 2003)

Scholars commonly agree that decision-making approaches that have been applied for stochastic uncertainties (level 1-3) are typically inadequate for an environment under the influence of deep uncertainty. In fact, Goodwin and Wright (2010, p. 355) believe that “all the existing forecasting methods—including the use of expert judgment, statistical forecasting, Delphi and prediction markets—contain fundamental weaknesses.” Popper

et al. (2009, p. 50) perceive traditional methods as being found “on the same shoals: an inability to grapple with the long-term’s multiplicity of plausible futures.”

The past tends to be discerned as a credible predictor of the future and the foundation of classical statistics. Such a presumption can be valid under the condition change being incremental, system elements are not too strongly interconnected and Black Swans rarely occur. However, in the face of deeply uncertain future states, human factors and possible outcomes, that are evolving unpredictably (Quade, 1989), decision-making requires a different paradigm than the “predict-then-act” approach. Instead of relying on future predictions, decision-makers should aim to prepare for and adapt to the occurrence of sudden, unexpected events. By monitoring the way the future evolves and flexibly adjusting policies over time as knowledge is accumulated, strategies to achieve long-term objectives can be implemented (Helgeson, 2020).⁷

4 Methodology

4.1 Research Design

This study wants to identify and examine sources and situations of deep uncertainty in the offshore wind industry. The following chapter outlines the approach that we have taken concerning research design, data collection, and data analysis. Deep uncertainty is a concept that is difficult to describe with quantitative data. Existing insights regarding the above-mentioned research questions as well as the provision of suitable data are yet limited. Thus, an exploratory or discovery-oriented approach, that combines qualitative and quantitative research methods, was chosen for this study.

4.2 Data Collection

As a first step, a comprehensive desk research gathers information on European offshore wind farms that have completed their construction. 116 of the 157 offshore wind farms which are in operation worldwide as of today are located in Europe. Due to the lack of publicly available data, the emphasis is placed on large wind farms in Europe for which

⁷ For a more comprehensive overview on decision making under deep uncertainty, particularly in the context of the energy transition, see Haas et al., (2021).

project information is publicly accessible. Project reports, news articles, windfarms websites are screened to identify possible deep uncertainty phenomena.

Subsequently, these intermediate results will be utilized to distinguish and categorize different sources of deep uncertainty.

During the screening process, the following criteria have been assessed:

1. Does this event involve uncertainty?
 - a. Was the event predictable before it materialized?
 - b. Was it a not anticipated risk with unknown probabilities?
2. Was it deep uncertainty?
 - a. A wide range of plausible future states of the world
 - b. Many alternative system models that illustrate the interplay of system's variables
 - c. Difficult or incapable to determine probability distributions of key model parameters
 - d. A wide range of outcomes from the system and weights that the
 - e. various stakeholders will put on the outcomes

If a certain event or situation complies with all the criteria, it would be included in the overview table as an event involving deep uncertainty (see Appendix A). At the same time, it would also be identified where the source of the deep uncertainty related to that event could be located within a scheme that we develop for the purpose of this study.

This scheme to describe and characterize the sources of deep uncertainty covers two dimensions: the project phase (development and construction versus operation) but also the dimension of the scope (see table 1): Does the deep uncertainty originate from a fully **external source** (such as overall political landscape, economic framework conditions or the socio-ecological background)? The source may also be in the **industry**/sector offshore wind, it may be **project-specific** or directly related to the challenges related to the new **technologies** in offshore wind.

Table 1: Sources of deep uncertainty

External	Industrial	Project-specific	Technological
Political	Energy market	Management (incl. supply chain)	Innovation and Development
Economic	Competitive landscape		Transport & Construction
Social-ecologic	Maturity	Sponsor	Operation & Maintenance

As a second part of the analysis, several personal interviews with professionals involved in the development of offshore wind financing have been conducted. The objective was to obtain information about their perception of and experience with deep uncertainty. In total, six personal interviews have been conducted to solicit first-hand information from industry experts. Interviewees include two project managers, a technical advisor, a risk manager and two contract managers from a German bank that have been actively involved in offshore wind financing for 6-15 years. A semi-structured interview technique has been employed, which combines a structured and unstructured format. On the one hand, interviewees were provided with structured, predefined questions, on the other hand, the interviewer also followed up on certain questions during the interview to broach the subject. One of the challenges with the interviews was to direct the interviewees to bring their critical understanding of situations concerning deep uncertainty to the surface naturally without constraining them to a predefined concept of deep uncertainty that they were unfamiliar with.

In the last part of the analysis, the cases mentioned in the interviews form the starting point. They are analyzed more thoroughly, and the case-specific information is complemented by information gathered from newspapers, magazine articles, public project reports and scholarly literature.

5 Findings

This chapter will present the results of the different steps and bring them together. First, the results of the desk research identifying deep-uncertainty related instances are shown, which also confirm the applicability of the structure according to Table 1 and summarized in Table 2. This is followed by the interviews – with the information also structured according to Table 1 – which will be presented in Table 3. The interviews are lead based on a coding agenda (see Appendix C). Interview statements are then labeled and organized according to the category system. Subsequently, the collected materials were examined and interpreted. Based on this data collection (essentially Tables 2 and 3) situations involving deep uncertainty in the offshore wind industry in Germany are comprehensively discussed. Finally, we also touch upon the approaches that actors have been taking and how the situation has changed from the early days of the offshore wind industry in Germany as compared to the present.

5.1 Identifying Situations involving Deep Uncertainty

A detailed overview of the results through the initial desk study is given in Appendix A. Events or situations concerning deep uncertainty are categorized according to their sources. Table 2 presents the different types of situations and describes where they are observed.

Table 2: Categorization of sources for deep uncertainty

Source of DU	Description	Entity/actor (cause)
1. External		
a. Political	DU arising from the changes in political guidelines, regulatory frameworks, incentive schemes, political events	Local/state government, policymakers
b. Economic	DU arising from economic downturn, high or volatile Inflation rates, financial instability, changes in economic structure (e.g., Brexit), Uncertainties arising from the scarcity of resources/raw materials	Macro-economic environment

c. Socio-ecologic	DU arising from sudden climate changes, natural hazards, pandemics, labor accidents, public resistance, geological challenges, endangerment of marine habitats and environment	Nature
2. Industry		
a. Energy market	DU arising from volatilities in energy prices (supply and demand)	Market participants, policymakers, global economy
b. Competitive landscape	DU arising from consolidation processes, market disruptions	
c. Maturity	DU arising from the varying levels of maturity (experience, knowledge, resources, infrastructure) regarding different geographical markets	Industry participants
3. Project-specific		
a. Management (incl. supply chain)	DU arising from management decisions, M&A activities, changes in the ownership structure, cost management, insufficient financial capital, insolvencies and inefficient supply chain management	Project company, management, contractors
b. Sponsor	DU arising from insufficient sponsor support and changing strategic alignment	Management, sponsors
Technological		
a. Innovation/ Development	DU arising from the use of innovative technical components or concepts	Developer, supplier
b. Transport/ Construction	DU arising from technical defaults during the transport or construction phase that would cause disruptions and delays	Supplier, developer, nature, industry
c. Operation/ Maintenance	DU arising from delayed grid connection, defective components, unavailable resources, business interruptions or insolvencies	Grid operator, transmission, utility, developers, contractors, nature

Table 3: Sources of deep uncertainty during different stages of offshore wind

	Type of DU	Early Stage (2000-2012)	Current Stage (2013-2021)	Conclusion and Outlook
External	Political	Medium-low DU due to strong commitment of the EU and national governments towards RE →Fixed feed-in tariff schemes and financial support from EIB and KfW provided financial and planning certainty.	Medium-high DU depending on the countries. Long-term climate targets available, yet political decisions are unpredictable. Transition from fixed tariffs to a market-based auction system causes more DU.	In democratic countries: elections are a source of DU: Each party has its own reform plans regarding RE Interests from different stakeholders need to be balanced.
	Economic	High DU during financial crisis in 2007-2008 and banking crisis 2009-2011 →insufficient financial capital, risk-averse investors, shortage of raw materials (Steel crisis), insolvencies of suppliers	High DU since economic market movements are always unpredictable and low economic activities affects global energy demand	Unpredictable macroeconomic events persist and with increased globalization, foreign shocks can easily spillover to domestic economy.
	Socio-ecologic	Medium DU due to concerns about the habitat of marine animals (purpose), migratory birds, local fisheries etc.	Medium DU in Europe, as impact on marine animals proves to be minimal. In new markets (Asia) DU is considerably higher due to different conditions, habitats, and lack of long-term studies. COVID was a huge challenge for the OWFs under construction	The frequency of natural disasters and extreme weather events can be expected to increase in the future.
Industrial	Energy market	Medium low DU as the fixed feed-in tariff and grid priority guaranteed minimum market risks.	Medium high DU due to complex policy schemes, untransparent auction design and less planning certainty in the eyes of investors and developers	Moving towards a zero-subsidy scheme, implying more DU in achieving steady income streams for OWF
	Competitive landscape	Medium DU due to the domination of big players with strategic ambitions	High DU due to accelerating consolidation with medium-sized companies struggling to survive. Margins for turbine manufacturing is pressed by big players.	More consolidation in the Europe as due to market saturation. Trend to develop more international projects.
	Maturity	High DU due to lack of supporting infrastructure and experience → logistics and supply bottlenecks (e.g. insufficient installation ships and qualified workers)	Medium-High DU depending on regions European Market is quite mature: established logistics and supply chain, more collaboration experience, track records that reduce DU while in other young markets like Taiwan DU still exist	Young markets like Taiwan benefit from experienced European developers and manufacturers

Project-specific	Management & Supply chain	High DU Multi-contracting → complex contract structure (8-20 contracts), no standards Interface management → knock-on effects can cause serious delays	Medium-high DU Work packages reduced to 4-5 while interface management improved through experience Sudden insolvency of Senvion, turbine manufacturer and O&M provider for Borkum West → major delay in construction	Management decisions, business performance of supply firms have a great impact on the project (a lot of construction packages, short construction window)
	Sponsors	Medium-high DU Most sponsors of the early OWFs had a strategic interest (e.g. municipal utilities) and were less likely to withdraw from the project while PE funds withdrew faster if profits are low	Medium DU Sponsors have more expertise by now and established a track record, reducing some DU for investors	Financially strong sponsors that are willing to inject more capital in case of a funding shortfall are extremely important
Technological	Innovation/ Development	Medium - High DU Offshore wind is completely different than Onshore wind → only experience is from offshore oil& gas High DU regarding the technical feasibility	Medium DU Gradual improvement of bigger turbines, better blade and foundation design → DU is manageable Transition to floating wind turbines involves high DU	Floating offshore transactions have not been completed so far → Strong efforts Banks to achieve its bankability
	Transport/ Construction	High DU Foundations: grouting problems found at monopiles leading to a potential settlement of the tower Technical challenges with cabling and construction of substations Severe delays in grid connection	Medium-high DU DU in Europe decreased significantly with increased experience. In new markets such as Taiwan still a major source of DU: technical default of an installation vessel, a lot of human errors, accidents collided with the pandemic led to serious delays	Constraints through specific weather windows for construction. The worst scenario is when adverse events are colliding with each other, causing knock-on effects and serious delays.
	Operation/ Maintenance	Medium-high Early turbines have experienced failures in gearboxes. Technical failures contributed to the poor availability and reduced revenues	Medium-high Expected insolvency of the O&M service provider can be a source of DU (e.g., Senvion)	An OWF lasts up to 20 years → reliable O&M of an OWF is crucial and accompanied by a lot of DU.

5.2 Sources of Deep Uncertainty and their Evolvement

As industry experts have confirmed, the offshore wind industry was and still is characterized by a wide range of deep uncertainties. Table 3 summarizes the main sources of deep uncertainty that have been identified by the interviewed banking professional of the offshore wind sector. In this chapter we will discuss the sources of deep uncertainty, their relative impact on the outcomes of offshore wind projects and their evolvement throughout different stages of the offshore wind development. Following the categorization structure as described previously by Table 2, each of the four main sources of deep uncertainty are further decomposed into three components, which will be investigated in detail separately.

5.2.1 *External Deep Uncertainty*

As the lifetime of offshore wind parks spans from 20-30 years, a long-term politically, economically and socially stable environment plays a crucial role in ensuring project success and investors' confidence. This chapter provides a synopsis of exogenous influences that manifested themselves as sources of deep uncertainty for developers and investors.

Political Deep Uncertainty

Interviewed experts have generally identified political guidelines and decisions as an important source of deep uncertainty throughout the different development stages of offshore wind. The degree of political deep uncertainty depends on the country's political background, form of governance, long-term vision etc. Germany will be taken as an example in the following, to examine political deep uncertainty in an industrialized, democratic European country with a corporatist political structure.

During the early stages of German offshore wind industry (2000-2012), political deep uncertainty was rather mild due to solid policy support. In 2000, the Renewable Energy Sources Act⁸ (EEG) came into force, which provided a strong impetus for the German wind market. It defined a two-component feed-in tariff scheme, which consisted of an

⁸ Das Erneuerbare-Energien-Gesetz

initial fixed tariff for five years and second part for the consequent 15 years with a tariff level dependent on the local wind conditions. Further, the EEG guaranteed the priority connection of renewable energy to the grid (BMW_i, 2017).

Two years later, with the publication of a strategy paper by the German government on offshore wind energy in 2002 (Die Bundesregierung, 2002), this sector's development has officially launched. Germany aligned its offshore policy to the renewable energy targets of the European Renewable Energy Directive. Simultaneously, the government devised and funded a series of offshore wind research and development programs. Following the 2008 financial crisis, uncertainties arising from the financial and insurance sector, in conjunction with technical obstacles, resulted in a slower rate of offshore installation development than anticipated. To compensate for this slowdown, the EEG was modified in January 2009, featuring a higher initial tariff for onshore and offshore wind energy, respectively. Policy-makers have designed a tariff system that “responds to market dynamics and the level of technology” (IRENA-GWEC, 2013). Moreover, grid operators shouldered the responsibility for the grid extension and an optimized management to guarantee a timely grid connection for renewable energies. If they fail to fulfill these obligations, renewable energy producers may claim damages. These favorable policy schemes provided a certain extent of planning security for developers and investors, while reducing political deep uncertainty (Interview 2, 2021). During this period, these incentives motivated a series of offshore wind projects, such as Alpha Ventus, BARD, Borkum West I, Meerwind and others, to launch their preparation, exploration and planning process.

The adoption of the "Energy Concept" in September 2010, which contains long-term climate and energy objectives, further enhanced Germany's long-term commitment to renewable energy. In January 2012, the amendment of the EEG (BMU, 2012a) revised several aspects of offshore wind:

- 1) A “sprinter premium” (EUR 0.02/ kWh) is integrated additionally to the initial tariff, increasing it from EUR 0.13/kWh to EUR 0.15/kWh
- 2) A tariff degression is postponed from 2015 to 2018, as the global economic downturn delayed the planned offshore expansion. In turn, the tariff degression rate was raised from 5% to 7%.

- 3) A EUR 5 billion credit program is set up by the national development bank (KfW) to secure financing for 10 wind farms at market interest rates
- 4) A master plan for offshore grid connection should be devised by the Federal Maritime and Hydrographic Agency.

For coastal cities like Bremerhaven, Cuxhaven and Emden, that were experiencing retrograde developments in shipbuilding and fishing, the gearing up of the offshore wind industry represented an opportunity for economic regeneration. About 10,000 jobs have been created and approximately EUR 1 billion has been invested in ports and factories. In Cuxhaven for instance, €125 million have been invested by the state of Lower Saxony to enhance the capacity of the harbor, so that turbine foundations can be loaded onto installation vessels (Fröhlingsdorf, 2013).

However, 2013 marked a turning point in the development story of offshore wind and demonstrated the noticeable impact political attitude can have on the offshore wind industry. From 2010 to 2013, the consumption of renewable energy in Germany increased steadily, alongside steeply rising electricity prices (see Appendix D). To respond to heightened public skepticism, politicians considered to impose a cap on electricity prices. In February 2013, a possible energy price cap was announced, which would scale down guaranteed feed-in tariffs for clean energy and lower costs for consumers. Moreover, the coalition between CDU and SPD considered reducing the offshore wind target from 10 GW to 6.5 GW (Offshore-Windenergie, 2013).

This sudden alteration of political winds instantaneously alerted investors and triggered anxiety which consequently affected turbine manufacturers. Siag Nordseewerke, which has been manufacturing steel components for offshore wind turbines since 2010 (Manager Magazin, 2013), as well as the developer BARD, filed for bankruptcy while other manufacturers that were recruiting extensively months ago, began to dismiss employees. According to Ronny Meyer, the managing director of Windenergie Agentur (WAB), "the market has collapsed" before its breakthrough. Even though several wind farms are still under construction in the North Sea, but no follow-up contracts have been concluded yet. The pioneering offshore wind developer EWE had reduced its willingness to further invest in additional turbines. Foundation manufacturers such as Cuxhaven Steel Construction (CSC) released nearly all of its 450 employees while the Austrian

construction company Strabag closed its office in Cuxhaven due to halted investments of the 15 wind farms in the North Sea. Foreign investors such as China's Hantong Group who intended to build a plant in Wilhelmshaven, have also withdrawn from a production in Germany. Though the enforcement of the energy cap did not take place eventually, it evidently affected the planning and investment security of the offshore wind industry. More importantly, the learning curve, experiences from the construction of the first parks as well as newly trained, skilled employees could be jeopardized (Fröhlingsdorf, 2013).

According to the definition of deep uncertainty in Chapter 3, the above-mentioned scenario clearly provides evidence for the involvement of political deep uncertainty. It was hardly possible for stakeholders to model the interplay of system's variables, to assign probability distribution and predict system outcomes.

Political deep uncertainty persists in today's context and is claimed to be the most significant and uncontrollable source of deep uncertainty by industry experts (Interview 3). According to an interviewed offshore wind expert, the establishment of a unified political guideline is what the industry is currently lacking and urgently requires (Interview 2, 2021). BDEW⁹ has further commented in face of offshore wind's development during the pandemic that, "it is gratifying that in the first half of 2020, more than half of electricity consumption was already covered by renewable energies. However, the energy industry is ready to invest in the urgently needed expansion of renewables and to do so, they need a reliable framework". The offshore wind industry proposes that the German government should draft a comprehensive amendment to the Renewable Energies Act as soon as possible. The EEG reform should convert the 65 percent target into concrete, technology-specific expansion paths to clear the way for a guaranteed expansion of renewable energies (Wind Journal, 2020). This request reveals a feeling of insecurity and unknowingness by offshore wind industry, which traces back to the existence of deep uncertainty.

To establish the planning and investment security that the offshore wind industry demands, the government needs to set long-term framework conditions and targets to demonstrate their commitment to offshore wind power on the one hand. On the other

⁹ German Association of Energy and Water Industries (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft)

hand, reliable government support policies need to be designed and implemented to achieve these offshore wind power targets, to stimulate industry growth and to incentivize sufficient investments in this sector. From this perspective, the causes of major political deep uncertainties can be explained in a twofold way. From a short-term perspective, political uncertainty arises through the dilemma situation that policy makers find themselves in and their attempt to balance the frequently conflicting demands from different parties. Designing suitable incentive schemes is not as straightforward as the public might conceive it to be. Policy makers face a set of constraints, since besides the needs of the offshore wind industry, they have to balance the interests of their party and voters, the general public, various interest groups and different states. Furthermore, they need to carefully consider the trade-offs between the structure of the energy market, maturity stage of the technology, risk distributions and robustness of the schemes.

From a long-term perspective, political deep uncertainty can originate through national election cycle. Scholars have identified a general tendency for firms to reduce the level of investments during election years due to political instability (Julio and Yook, 2016). Despite the prognoses, the prediction of seat distributions and the formation of coalitions entails uncertainty. As each political party has its own climate protection strategy and policy and programs for the energy transition, it implies a different treatment of the offshore wind sector. Depending on the political context and the electoral dynamics in each country, it is debatable whether this uncertainty should be categorized as a level 4 “deep” uncertainty with a wide range of outcomes and many plausible futures, or level 3 uncertainty, which is characterized by only a few possible futures with a limited range of outcomes. However, combined with the previously mentioned deep uncertainty regarding the design of policy schemes, one can acknowledge the overall presence of political deep uncertainty in the offshore wind industry (Interviews 3 and 4, 2021).

Economic Deep Uncertainty

A stylized fact about uncertainty is its countercyclical behavior, which is high during recessions and low in normal times (Bicchai and Durai, 2020). The profound and overarching impact of the global financial crisis and the subsequent banking crisis across Europe from 2007 to 2012, substantiate how the economic environment proved to be a major source of deep uncertainty, especially during the early stages of offshore wind.

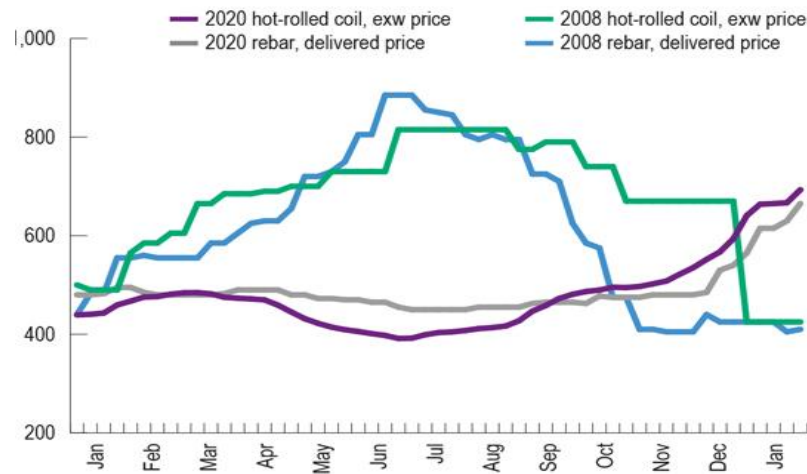
Firstly, the two crises inevitably affected the provision and risk premium of loans, therefore considerably hampering the financing of offshore wind projects. At that time, offshore wind was still at a relatively early stage of development, lacking experience in constructing and operating higher capacity OWFs at greater shore distances and depths. The high risks associated with offshore wind financing and the more stringent capital-asset ratio requirements Basel III imposed on the banking sector, led to the withdrawal of the offshore wind investors. Numerous banks that were actively engaged in project finance prior to the crisis, have substantially curtailed their lending activities. The syndication market for project finance was basically unavailable, as banks became reluctant to secure larger loans as underwriters and to distribute them to other banks after the conclusion of the loan agreement.

Moreover, the inaccessibility of institutional investors for refinancing purposes also entailed the collapse of the securitization market. The low levels of liquidity in the project finance market particularly impacted the German offshore wind market, which had a number of medium-sized project developers with building permits but lacked a financially strong equity partner. Offshore wind projects typically require capital expenditure of more than €1 billion, thus developers were substantially reliant on project finance. As an overall consequence, investment pipelines of offshore wind projects were barricaded by insufficient financial capital and deteriorated investor sentiment (KPMG, 2010). With the participation of EIB, the German KfW and Danish EKF that took over some portions of risk, as well as favorable policy support schemes devised by national governments, investors regained some confidence in offshore wind and its growth slowly recovered in the subsequent years. However, as investors observe the first German OWFs being completed with severe cost overruns and schedule delays, the skepticism towards offshore wind rose again (Interview 2, 2021).

Secondly, economic downturns and distressed markets adversely affect the availability of feedstock supplies and commodity prices, most notably of steel as well as of oil and gas. Offshore wind consumes more steel than onshore with steel being applied in most of the key components of an offshore wind turbine, such as the foundation, turbine tower, nacelle, transmission lines etc. (Dillinger Hütte GTS, 2018). The steel industry responds very sensitively to financial disturbances, exhibiting strong volatility in steel prices and supply capacity. As an example, steel prices unpredictably spiked to the high and sharply fell again at a record speed during the 2008 crisis. Tight supplies coupled with high prices

for iron-ore, the main raw material in steel production, and energy have considerably raised the costs of producing and transporting steel (Fastmarkets, 2021).

Figure 8: Northern European domestic steel prices (EUR per tonne)



Source: Fastmarkets (2021)

For the offshore wind parks that were already in the construction stage, supply constraints of steel and other raw materials can lead to a severe disruption of the supply chain. During the construction phase of Borkum West and other OWFs around 2011-2012, bank experts were able to recall insolvencies of several steel producers as well as shortages of steel and cables, that they did not anticipate beforehand. These scarcity issues resulted in delayed deliveries of turbine components and an overall construction delay (Interviews 2 and 3, 2021).

If we compare the economic recession from 2008 to 2012 with the ongoing COVID crisis that started to unfold in 2020, certain parallels can be drawn. The pandemic as well as the economic collapse caused by it, unfolded themselves in an extremely sudden and unexpected way and at a tremendous speed and magnitude. Scholars assert that “the unprecedented scale and nature of the COVID-19 crisis helps explain why it has generated such an extraordinary surge in economic uncertainty” (Altig *et al.*, 2020). Countries' lockdown measures to contain the virus have led to stagnant economic development, tightening financial conditions and high levels of uncertainty in each economic sector. While the pandemic's impact on renewable energies proves to be less severe than on the conventional energy sector (IRENA, 2020), financial commitments in this sector still

decreased by 34% in the first half of 2020 compared to the same period in 2019. (BNEF, 2020).

Reduced economic activities led to a decline in energy consumption by 3.8 percent in the first quarter of 2020, while power demand fell by over 20%. (IEA, 2020). The shutdown of costly fossil fuel plants increased the share of renewable energy in the power mix temporally, but also significantly reduced wholesale electricity prices. This implied lower revenues for utilities, which can cause the delay or cancellation of existing or planned projects. Moreover, during the beginning of 2020, major losses in the equity markets were observed, which dropped 30% in a few weeks in mid-February (WEF, 2020). Consequently, the balance sheets of several firms worldwide, including in the renewable energy sector, became considerably constrained, affecting firms' financial health. Additionally, it deteriorates their creditworthiness and capacity to attract future investments (IRENA, 2020a).

Similar to the financial recession from 2008 to 2012, the COVID crisis in 2020 also observes strong volatilities in the steel market and shortage risks of certain raw materials. Covid restrictions and lockdowns have restricted production activities and the availability of labor forces. Despite high demands and backlogs, the supply of steel is tight, driving up its prices. This situation is aggravated by the countries' measurements to prevent the spread of the virus, such as lockdown, quarantine and travel restrictions. Further consequences of the pandemic on the offshore wind industry will be elucidated in the next subchapter, as COVID-19 can be categorized as a natural disaster.

During the last decades, the world economy has increasingly produced global supply chains with complex multilayer networks of interactions. The financial crisis of 2008 and the COVID-19 crisis are the most acute examples of how sensitive the domestic economy is to foreign shocks and what an impact a macroeconomic spillover can exert. Thus, global economic development is fundamentally complex to predict, often even the set of possible scenarios cannot be comprehensibly described or imagined. The deep uncertainty concerning economic growth also translates into unclear future demand for energy (Marcus, 2019).

Socio-ecologic Deep Uncertainty

Before the erection of the first German OWF Alpha Ventus, the acceptance of offshore wind farms as well as their impact on local residents, tourists and the marine environment have not yet been thoroughly investigated from a long-term perspective. In this regard, the prevailing uncertainty can be characterized as “deep” as it lacked any prior knowledge about possible futures, system models and outcomes.

As part of the research project “Acceptance of Offshore Wind Energy Use”, a series of surveys were conducted on the German North Sea coast and Baltic coast, in 2009, 2011 and 2012 respectively. The results of this and the following research projects, as well as the pioneering experiences obtained through Alpha Ventus, shed more light on the environmental impacts of offshore wind constructions and reduced the socio-ecologic deep uncertainty for the subsequent offshore wind projects to some extent. The overall view of tourists, residents and experts on the construction of OWFs is predominantly positive. “Acceptance is the greatest when the turbines are erected far from the coast, at a distance of at least 40 kilometers. There is also support as long as the safety of shipping is afforded priority.” OWFs with a larger distance to shore are preferred, as they are considered to have less impact on the coastal panorama and disturbance through light signals.

Most participants were worried about shipping safety, oil pollution of the beaches and living conditions of marine birds and mammals (Durstewitz and Lange, 2017). The installation of offshore wind turbines involves a process called “pile-driving”, during which piles are driven into the seabed using hydraulic hammers to secure solid offshore foundations. The underwater noise caused by this can have an impact on hearing impairment and displacement issues of marine wildlife, such as cetaceans (whales, dolphins, and porpoises) (Dähne *et al.*, 2013). These species rely on sound for communication, information gathering and orientation. Germany’s only resident cetacean, the harbor porpoise, as well as seals, are especially noise-sensitive and vulnerable to manmade disturbance. When previous offshore wind turbines before Alpha Ventus were erected in the North and Baltic Seas, the noise levels of ramming activities substantially exceeded the permitted “single-event sound pressure level” of 160 decibels (dB) and “peak sound level” of 190 dB as required by the Federal Maritime and Hydrographic

Agency (BSH), the Federal Environment Agency (UBA) and the Federal Agency for Nature Conservation (BfN) (Durstewitz and Lange, 2017).

To mitigate hydro sound levels, a prototype noise reduction technique the “little bubble curtain” was deployed, which produced millions of little air bubbles around the piles and the foundation structure. Before the ramming activities start, “pingers” will be used to send acoustic signals to the porpoises to leave the construction area. The bubble curtain will then absorb a certain level of the noises caused by the ramming. However, its construction entailed various technical challenges and its effect proves to be highly dependent on the surrounding marine current. As Appendix D shows, variations and combinations of the bubble curtain method (e.g., “big bubble curtain”, “double bubble curtain”, “triple big bubble curtain”, etc.) have been adopted in the subsequent offshore wind parks, such as Meerwind, Global Tech, Nordsee Ost, DanTysk, etc. It needs to be pointed out that noise reduction methods cost between 15 and 36 million Euros Costs, which accounts for 15% of foundation construction costs. Moreover, the sound reduction values cannot be guaranteed, as diverse offshore conditions at different geographical locations require individualized noise mitigation solutions (Schrocht, 2015). Therefore, uncertainty in this regard persists until today, in spite of the various technological advancements in noise reduction methods accomplished during the last decade.

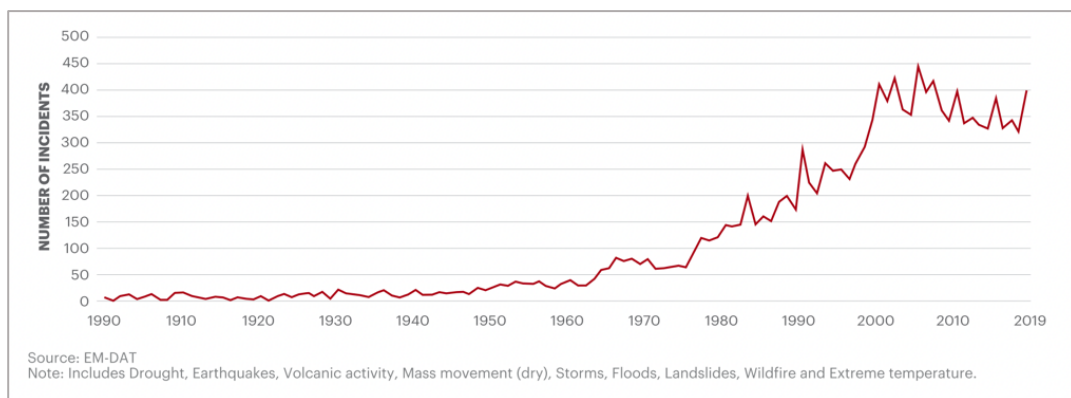
A further concern was the endangerment of migratory birds, that would migrate over the German Bight during the spring and autumn seasons. During the construction stage in 2010-2011, researchers closely monitored the birds to examine whether the 150m tall wind turbines with a rotor diameter of 120m pose an obstacle them, triggering bird strikes. Here researchers observed that “most of the bird species (groups) observed avoided the wind farm during the day. There were occasional flights through the test field, though no collisions were observed.”(Durstewitz and Lange, 2017)

Interviewed professionals believe that the deep uncertainty related to the impact of OWFs on marine wildlife has been considerably reduced in the last decade. Before the construction of each OWF, detailed environmental assessment studies need to be carried out, as each project site has individual marine conditions. Moreover, with the European market gaining maturity and experience, technologies have been developed to minimize the harm to the marine environment and long-term studies conducted to assess the impact

of OWFs. However, the marine environment in other geographical regions of the world can be completely different and its treatment, as well as long-term impact, remain to be explored with caution (Interview 4 and 5, 2021).

Apart from the endangerment of marine life, global climate and natural phenomena are another source of deep uncertainty relevant for the offshore wind industry. The construction, operation and maintenance of OWFs are highly dependent on weather conditions. Despite previous research, we still only have an imperfect and incomplete knowledge about the magnitude, speed and implications of climate change. The earth's natural system and short-term weather (statistically related to climate variables), of which we have developed a limited understanding, are dynamic in a non-linear fashion, uncertain and unpredictable. Over the last century, the world has witnessed the occurrence of natural catastrophes as well as extreme weather events at an unprecedented frequency and ferocity. According to a study by the Institute for Economics and Peace in 2020, "the global number of natural disasters has increased tenfold since 1960" (Institute for Economics & Peace, 2020).

Figure 5: Trend in the number of natural disasters (1900-2019)



Source: Institute for Economics and Peace (2020)

One example of environmental deep uncertainty is shown by the inconceivable and detrimental outbreak of the COVID pandemic, which led to significant interruptions in the manufacturing and assembly of OWF during the first semester of 2020.

When the pandemic erupted in China in January and February, the shipment of crucial wind components to Europe was hampered. India, where the globally largest manufacturing base for turbine gearboxes was located, ordered a national lockdown in March to prevent the spread of COVID. Thus, many manufacturers of turbine components

were obliged to halt their production operations. The disruption peaked in early April when lockdown regulations in Europe further impeded the movement of personnel and products. 19 manufacturing facilities in Spain and Italy were temporarily shuttered to comply with government measures. Operating and maintenance services, as well as the commissioning of onshore and offshore wind projects, were also affected by the lockdown (Janssen, 2020).

Comparing the mature offshore wind market in Europe with the relatively young offshore market in Taiwan, it becomes evident that the impact of COVID can be even more profound. The OWF Yunlin in Taiwan is an illustrative example of how various adverse conditions caused by the pandemic coupled with other unforeseen circumstances culminated into major delays, cost overruns and a funding shortfall at the end.

According to banking experts that were involved in the financing of Yunlin, many unfortunate and unexpected incidents coincided with each other that ultimately constituted the worst imaginable scenario for the project. To begin with, the vessel that was supposed to transport and install the monopiles encountered an unexpected technical accident, during which the tower toppled over and affected the vessel's operability (Interview 4, 2021). The successful installation of monopiles plays a decisive role during the construction phase and a replacement for the dropout of this vessel had to be found within the shortest amount of time possible. Since the offshore industry is very specialized industry, the availability of suitable installation vessels is extremely constrained. As a local vessel was not available, the consideration was to transport a similar ship of the contractor that was located in Mexico. Despite this initial delay, the contingencies Yunlin was equipped with in terms of money and time, would have been sufficient to transport the replacement vessel from Mexico to Taiwan (Interview 5, 2021). However, the unforeseen eruption of the COVID-pandemic and the response measures undertaken by national governments drastically severed the situation. Entry restrictions and quarantine requirements impacted the crew that was returning from Mexico to Taiwan, resulting in prolonged delays and cost overruns. The correlation of this series of events already deeply exhausted the buffer. In addition, when the crew was prepared to ram the monopiles into the ground, they were surprised by the seafloor conditions that have been underestimated during the initial pile driving. Human errors and the insufficient assessment of ground

conditions led to additional time-consuming investigations, while this combination of events eventually resulted in a massive funding shortfall (Interviews 3 and 4, 2021).

5.2.2 *Industrial Deep Uncertainty*

Energy Market

Deep uncertainty can arise from unexpected structural changes of the energy market and sudden volatility of energy prices, which would impair the steadiness of the OWFs' revenue streams.

Due to the variety of uncertainties investors and project developers faced during the early stage of offshore wind development, national governments generally devised certain direct policies to support them. A common policy scheme is the Feed-In-Tariff (FiT) which grants complete protection against market price risks by means of a long-term price guarantee contract between the developer and the government. Additionally, it is usually accompanied by a Power Purchase Agreement (PPA), which eliminates volume risk of what can be sold (Poudineh, Brown and Foley, 2017). The German government also provides the renewable energy sources with priority transmission and grid access rules. This provides certainty for renewable generation revenue and assures investors of their investment's profitability. Thus, the overall deep uncertainty caused by the energy market is marginal during this phase (Interview 2, 2021).

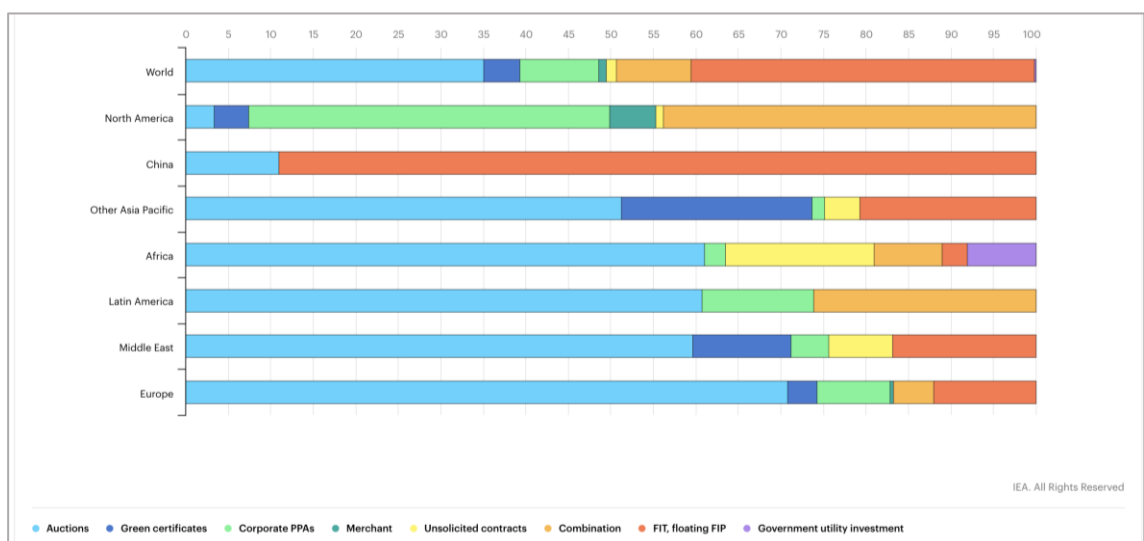
However, the costs¹⁰ associated with this scheme are borne by consumers and with the steady rise of electricity prices, public support for the energy transition eroded. In Germany, the government is continually modifying the EEG and its support schemes, to ensure the expansion of renewable energies while controlling its costs. In 2012, a market premium model was introduced as an alternative to the FiT, with the intention to prepare the renewables sector for the competitive market and to reduce its reliance on policy measures. Under the market premium scheme (direct marketing), which became mandatory in 2014, operators of renewable energy sources are paid the difference between the feed-in-tariff and the average spot market price. In addition, a management

¹⁰ The total cost is calculated as the difference between the expenses for the tariff and the income from marketing revenues of the grid operators (EEG differential costs). This amount is then passed on to electricity customers as a consumption tax and paid automatically with the electricity bill.

premium is provided to cover costs caused by a direct participation in the market, such as balancing costs or transaction costs.

By offering the chance of higher revenues, the net market premium therefore provides incentives for changing distribution channels. The management premium, meanwhile, is intended to compensate for the cost risks of direct marketing, i.e., the comparative transaction costs of participating in direct marketing. The shift from fixed FiT to direct marketing offers the OWFs the chance of earning higher revenues by reinforcing a demand-oriented electricity production. At the same time, this change in production behavior would enhance system integration and efficiency (BMWl, 2020). Beside the transition to direct marketing, the federal government has lowered the FiTs and set expansion corridors for the annual increase of offshore wind, which is 6.5 GW until 2020 and 15 GW until 2030. If the installation of new plants exceeds the projected capacity, the subsidy rates for additional plants will automatically be reduced (flexible cap). The EEG 2017 brought along a paradigm shift, which ended policy support through fixed subsidy rates. Instead, the remuneration of renewable electricity will be regulated via tenders, implying that the level of support will be determined by the market and no longer by the state (BMWl, 2020). However, this shift also implies more uncontrollability and price volatilities, thus more uncertainty for OWF operators.

Figure 6: Main remuneration schemes supporting forecast wind capacity additions 2020-2025



Source: International Energy Agency (November 2020)

The amplified system integration and market efficiency exert a downward pressure on the wholesale power market prices. The direction of wholesale markets keenly influences the competitive position of offshore wind. While escalating wholesale electricity prices would render offshore wind projects more economical, declining prices can impair their competitiveness. In the next five years, support policies and continuing cost reductions are anticipated to be the primary drivers of wind adoption. 40% of the global wind capacity expected to come between 2020 and 25 is funded by fixed tariffs¹¹ and 35% via auctions. In all regions except China and the United States, competitive auctions are dominating growth. Globally, the shift from administratively to competitively determined compensation schemes is anticipated to intensify over the next five years as costs continue to fall and the wind sector expands.

Thus, the gradual domination of competitive auction systems in the European offshore wind market, is adding to medium and long-term deep uncertainty regarding the commercial viability of OWFs. Firstly, the auction design and its underlying structures are considered as “too complex” and “lack of transparency” while the auction results sometimes seem to be difficult to comprehend (Interview 3, 2021). Secondly, the earnings capacity of OWFs is more depended on the global energy environment and the offshore wind sector’s ability to lower LCOE (which is difficult to predict). High commodities prices (oil, gas, coal) and shutdowns of ageing fossil fuel plants can cause a demand shortfall and inflated energy prices, which is in favor of the offshore wind sector. Should the demand for energy fall due to economic downturns and low energy prices persist, the economic profitability of OWFs becomes questionable (Poudineh, Brown and Foley, 2017). Therefore, one may claim that future cashflows are subject to deep uncertainty. Some of the drivers of this deep uncertainty are not specific to offshore wind. However, in a non-recourse financing structure, future cashflows play the key role. A predictable and stable revenue stream is of utmost importance for the investors.

Competitive Landscape

In the following, deep uncertainty emanating from changes of the competitive landscape in the offshore wind industry will be investigated.

Market contestants and industry experts often consider the offshore wind market as an oligopoly with a few prominent players dominating the competitive landscape (Interviews

¹¹ FiTs or a floating FIP

1 and 2, 2021). Leading offshore wind turbine manufacturers such as Siemens (Germany) and Vestas (Denmark) account for ca. 80% of the global turbine market share while around 10 offshore wind developers/owners (Orsted, RWE, Vattenfall, E.ON, SSE etc.) are sharing ca. 70% of that market (Interviews 1 and 2, 2021). When it comes to offshore foundations, the market is shaped by three to five manufacturers such as EEW, Blatt Industries, Steelwind, etc. (Hubik, 2016). Large corporations can respond to the rapidly growing demand faster than the smaller companies, provide better quality assurance and make use of their economies of scale (Interview 2, 2021). Thus, uncertainty arises from the cooperation with small and medium-sized firms that are struggling to survive. The future of these firms is difficult to predict or to model as it involves numerous variables that are beyond the control of investors or market participants themselves. To what extent this can be characterized as deep uncertainty may depend on the individual case, e.g., to what other firms can provide the service in case of bankruptcies, or if the firms have played an important role in the market, as exemplified below.

Recently, the German offshore wind industry is experiencing a consolidation process that many industry experts have long expected, accelerated by changes in the energy policy. In 2019, Senvion¹², the turbine manufacturer of the 32 wind turbines at Trianel Borkum West II, announced its unexpected bankruptcy. It was one of the innovation drivers in the offshore wind industry, mainly operating in Germany and Denmark. According to Senvion's former CEO, "Senvion's bankruptcy is just the tip of the iceberg. They were the first in our industry to be hit but there will be a lot more to come: the large corporations, the medium-sized players, the suppliers" (Weston, 2019).

Mid-sized companies such as Senvion¹³ are particularly impacted by the fierce competition in the German market. Many are undertaking measures such as restructuring plans, capital increases and large-scale layoffs while dealing with delays in new projects. After Senvion's unsuccessful refinancing request with its lenders, it eventually had to file for bankruptcy, despite full order books. This unanticipated event occurred amid Borkum West II's construction phase¹⁴, during which Senvion was responsible for the delivery,

¹² Senvion was formed in 2001 by several small northern German engineering companies in Hamburg as Repower Systems.

¹³ 4000 employees (2017)

¹⁴ Construction at TWB II started in June 2018 with planned commissioning date in December 2019 (4C Offshore, 2021)

erection and commissioning of the wind turbines. At the time of Senvion's insolvency, 15 turbines had been manufactured and transported to the construction site (Wind-turbine, 2019). However, it was already massively behind schedule and its insolvency further delayed the construction process. Borkum West II shareholders were therefore strongly concerned as to whether the 200 MW project with the 32 Senvion turbines each could be completed at all. Moreover, according to the EEG¹⁵, "the feed-in tariff for offshore installations that will go into operation after 1.1.2020 will be reduced by 1ct / kWh". If the OWF cannot be commissioned before that date, possible damages in the mid double-digit millions would occur for the park's shareholders. Due to this uncertainty regarding the future of the OWF, municipal utilities did not participate in the Borkum West II project with 20 percent, as it was the case with its predecessor Borkum West I, but only with ten percent (Musall, 2020).

Nonetheless, Senvion and Borkum West II decided to continue their cooperation and agreed on a new turbine supply contract that ensures the delivery of the remaining 17 wind turbines by fall 2019. The general contractor agreement originally concluded between Senvion and TWB II has been adjusted, whereby the service contract with Senvion remains in place and for the installation of the wind turbines, Borkum West II has direct contractual relationships with the subcontractors (IWR, 2019). The project was finally completed in June 2020, with six months of delay and a lower feed-in tariff, which corresponds to an economic loss of 61 million euros. Trianel campaigned for 'hardship regulations'¹⁶ to help recover the cost overruns triggered by Senvion's insolvency, responded by the German Energy Ministry with an extension of the implementation deadlines in the event of the wind turbine manufacturer's insolvency in the amendment of the Energy at Sea Act. However, this regulation does not apply until 2021, thus excluding Borkum West II from this provision (Bathke, 2020). This case again shows characteristics of deep uncertainty: While each individual step might seem surprising but not fundamentally unpredictable, such as the bankruptcy of an innovative leader with full order books, or a regulation taking effect slightly "too late", it is hard to argue that this chain of events and their interference (agreement on system environment or models, see above) could realistically be expected or modelled beforehand. The financial loss exemplifies how drastic the consequences of unexpected changes in the competitive

¹⁵ Renewable Energy Sources Act

¹⁶ Härtefallregelung

landscape can be. Senvion was a very experienced medium-sized manufacturer with sufficient follow-up orders, thus its insolvency was a shock for other market contestants. EWE, the project developer of Borkum West II, was subdued after this sequence of incidents and it was uncertain whether they will continue to engage in the offshore wind sector with its current financial capacities¹⁷. In 2016, After the completion of Borkum West II, EWE decided to realign its corporate strategy and to no longer engage in the offshore wind sector. Instead, it wants to expand its onshore wind business. In November 2020, EWE eventually sold its offshore wind subsidiary, EWE Offshore Service & Solutions GmbH (EWE OSS) to the French VINCI Energies¹⁸.

Maturity

During the early stage of the offshore wind industry, the sector's logistics and supply chain were still insufficiently developed and immature (Interviews 3 and 5, 2021). A major bottleneck was the lack of sufficient purpose-built installation vessels that are specifically designed for the installation of offshore wind turbines. These self-propelled vessels must be equipped with strong jack-up legs to establish a stable working platform at the offshore location, allowing them to lift and install large components with high precision at certain heights while being unaffected by waves, wind, and currents (Uraz, 2011). At the time of the first German offshore wind project Alpha Ventus being constructed, there were only four installation vessels available which were being shared among several project developers. As wind influences the lifting and assembly process, the installation window to safely perform crane operations is constrained by weather conditions. Hence, guaranteeing the availability of a suitable installation vessel was a major source of uncertainty for developers. Poor coordination can cause delays in construction and create severe knock-on effects, leading to schedule delays and cost overruns (Interview 5, 2021)

Furthermore, supply chain bottlenecks encompassed delayed delivery of cables, shortage of steel and qualified workers, provision of converter platforms (Interview 3, 2021). Before the European offshore wind expansion boosted, major cable manufacturers such as Nexans, Pyramian and ABB were in a phase of downsizing due to reduced demand.

¹⁷ <https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewirtschaft-pionier-ewe-verkauft-projektentwickler-fuer-offshore-windparks/26573596.html?ticket=ST-525047-QTYDfV5Ve3ofTs23dZro-cas01.example.org>

¹⁸ <https://www.4coffshore.com/news/ewe-sells-its-offshore-wind-subsiidiary-nid20603.html>

Thus, the sudden surge in demand through the offshore wind industry collided with production constraints of transmitter cables. Since the cable industry is “monopoly-like”, delivery times for cables required of up to 50 months, despite the immediate production expansion of cable manufacturers (Wirtschaftswoche, 2012). Beside cabling, production bottlenecks also ensued at other suppliers causing in a delayed delivery of imperatively needed offshore components. In such cases, the entire erection schedule for the windfarm had to be realigned. For example, Trianel Borkum West I faced a significant delay in the manufacturing of the tripod foundations as well as the completion of the converter station. The latter was mainly caused by Siemens’ difficulties during the construction of the converter platforms and underestimation of its technical challenges. Eventually, this sequence of incidents culminated in the severely delayed grid connection of several OWFs in the German North Sea (IWR, 2013). On the whole, the combination of a number of somewhat standard challenges and uncertainties in the context of infrastructure finance can lead to situations with characteristics of deep uncertainty.

Another source of deep uncertainty is related to the lack of experience in managing and establishing complex contract structure involved in offshore wind projects, see below. If we examine the occurrences of deep uncertainty situations caused by the sector’s immaturity, one can recognize a regional shift. A majority of the early bottlenecks can be identified in today’s Taiwanese offshore wind market. As mentioned earlier, the availability of local installation vessels is limited, and the transportation of substitute vessels can cause delays. Moreover, local contractors in young markets like Taiwan, are often inexperienced with offshore wind field work while foreign contractors might be unfamiliar with the local environment. During the development phase of Yunlin, geotechnical site investigations have only been performed at selective spots instead of whole areas. Thereupon, when the first piles were rammed into the seabed, the project realized that they have underestimated the subsea condition. Thus, new investigations had to be launched before they could continue with pile driving (Interview 4, 2021). However, when suitable areas have been identified and ramming work resumed, the contracted installation workers did not follow the guidelines and set an incorrect impact power for the ramming hammers. Consequently, the piles were driven too deeply into the ground and a replacement company was found to carry out the reinstallation work (Interview 3, 2021). As can be observed at Yunlin, the offshore wind markets outside Europe are still at a rather immature stage. The related logistics and supply chain bottlenecks as well as

human failure, constitute a crucial source of – sometimes deep – uncertainty, even in today’s context.

On the whole, within the European offshore wind market important drivers of deep uncertainty were a number of uncertainties which are known “in principle” – often in the context of infrastructure finance, but which heavily interact or leverage each other, leading to a profoundly complex uncertainty-environment. Over the year the growing knowledge base and a series of successful track records has reduced deep uncertainty. . Precedents and standards have been created, facilitating many processes. Stakeholders have gained more cooperation experience with each other and developed methods on how to enable an efficient interface management. The supporting infrastructure for offshore wind has gradually been set up, easing previous logistics and supply chain bottlenecks.

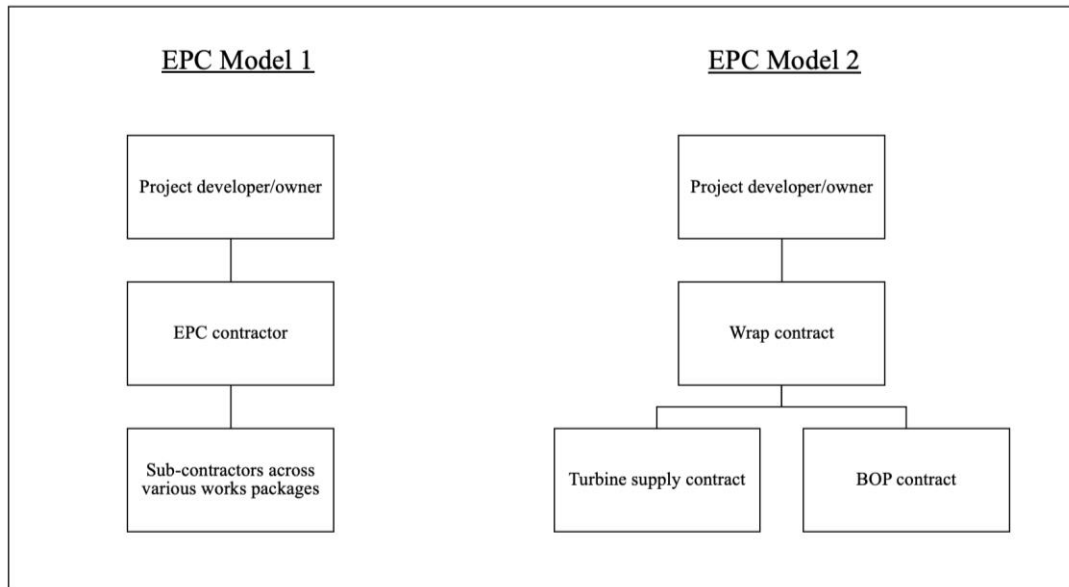
5.2.3 Project-specific Deep Uncertainty

Supply Chain Management

The offshore wind sector is characterized by a highly complex and manifold supply chain with logistical and technical challenges as exposed previously. An OWF project can contain as much as 50 project contracts (ORE Catapult, 2018). Hence, the successful construction of an OWF necessitates a robust contracting structure and efficient supply chain management.

There are different ways how project developers approach the contracting and management of the supply chain. This section explores potential deep uncertainty associated with the complex contract structure and dynamics of the project developer’s relationships with other stakeholders. In particular, contractors along the supply chain and the influence of their activities on the project will be put under scrutiny. In general, there are two approaches for the procurement and construction of an OWF – EPC (engineering, procurement and construction) and multi-contracting. Figure 7 and 8 illustrate the breakdown of a typical offshore wind project supply chain, with an EPC structure and a multi-contract structure, respectively.

Figure 7: Two variants of an EPC contract structure for offshore wind project



Source: own illustration adapted from ORE Catapult (2018)

The EPC structure, which is commonly used in the oil and gas sector, was adopted by developers for the early offshore wind farms in the UK, such as for the 500MW project Greater Gabbard. These lump-sum, fixed-price turnkey contracts transfer the majority of risks, including interface, construction, technical and other risk types, to the EPC contractor. The EPC contractor obliges for the delivery of the project to the developer with a guaranteed time and price, who will only need to „turn a key” to operate it. There several setups for this approach – Under the first model, the EPC contractor will arrange all the subcontracts, whereas under the second model, the developer will contract a manufacturer for the supply of wind turbines and a construction company for the balance of plant¹⁹ (BOP). Usually, a wrap-around guarantee²⁰ is employed to define a single point of responsibility despite the split (Mcnair, 2012) However, this approach comes with a very high-risk premium²¹ and also confines the developer’s control over quality and time schedules (ORE Catapult, 2018). Deep uncertainty originating from this contracting approach and its manifestation will be expounded with the Greater Gabbard project as an example. Greater Gabbard started its construction in 2008, with Siemens as the turbine

¹⁹ Includes all the components of the OWF except the turbines

²⁰ To facilitate coordination and interface management

²¹ For projects with two year construction cycles, the EPC risk premium is around 30% of the total project costs (The Trimountaine Group, 2013)

supplier and Fluor as the BOP²² contractor. 140 wind turbines were scheduled to be commissioned in 2009 but the project was beset by tedious construction and cost overruns, that postponed the commissioning to 2012. Fluor has filed legal claims against some its sub-contractors as well as the project developer, GG.

For the fabrication of the monopiles and transition pieces, Fluor has commissioned ZPMC²³. Even though ZPMC stated that it performed the required testing with the standard specified in its contract with Fluor, 52 of the transition pieces had welding defects while a number of monopiles contained cracks that were detected upon testing by the project developer (Probert, 2012). This incident triggered two consequences. Firstly, the OWF owner requested for additional testing and repair that were “more extensive than their respective contractual requirements, and was unnecessary in terms of the structural integrity of the monopiles” from the perspectives of Fluor and ZPMC (Watson Farley&Williams, 2016).

Consequently, Fluor was seeking a compensation of GBP 300 million from the owners²⁴ for the additional expenses and a delay in the project's execution caused by this request. The owners responded with a counter claim, asserting that “all 52 of the relevant foundations are defective and do not meet the standard required by the contract between the two companies” (Power Engineering, 2011).

Following an arbitration between the two parties, Fluor brought another claim of GBP 250 million against ZPMC for the additional costs and schedule delays²⁵ incurred. Fluor believed that the monopiles as “not fit for purpose” which is their inability to perform in service for 25 years. Despite the lack of evidence supporting Fluor’s assumption that the delivered components were not able to meet the required 25-year service life, the court still found that they were not fit for purpose (Watson Farley&Williams, 2016). Thus, the uncertainty hereby how to define “whether a flaw detected by the end user affects the use of the goods supplied in terms of “merchantability” and fitness for purpose”(Lockwood and Chio, 2020). Additionally, Fluor has taken legal actions against its supplier Ramboll

²² The contract value was USD 1.8 billion and its scope included, “works required to commission transition pieces, transformers, switchgear, inter-array cabling, the met mast, two offshore substation platforms, onshore substation work at Leiston, and export cables from the offshore substation platform(s) to the onshore substation works.”(KEMA, 2013)

²³ Shanghai Zhenhua Heavy Industries Limited

²⁴ RWE AG and SSE Plc

²⁵ According to Fluor, 232 days out of the 817 days of delay related to breaches of contract by ZPMC.

as well, who was responsible for the structural design of the OWF. According to Fluor, “the foundation design for the wind farm’s meteorological mast ²⁶ was done unprofessionally and contributed to project delays and financial loss”(Offshore Wind, 2014). After the installation of the mast, Ramboll acknowledged that the calculations were incorrect and admitted that “the replaced structure had a lifespan of less than a year, instead of more than 25 years”. As a consequence, Fluor demanded a compensation of GBP 1.4 million from Ramboll and the construction company Carl C for the replacement costs of the met mast.

These cases illustrate some of the unexpected and critical issues project owners have to deal with, which exemplify the role of uncertainty within a complex contract structure. This may form a source of deep uncertainty through the complexity but also because the non-existence of experience and standards heavily reduce probability-related information on, e.g., the durability of components or the outcome of lawsuits involving those components (or services) where standards are lacking. Consequences include inferior component quality, imbalanced risk allocation, which eventually resulted in significant delays, heavy cost-overruns and several legal disputes.

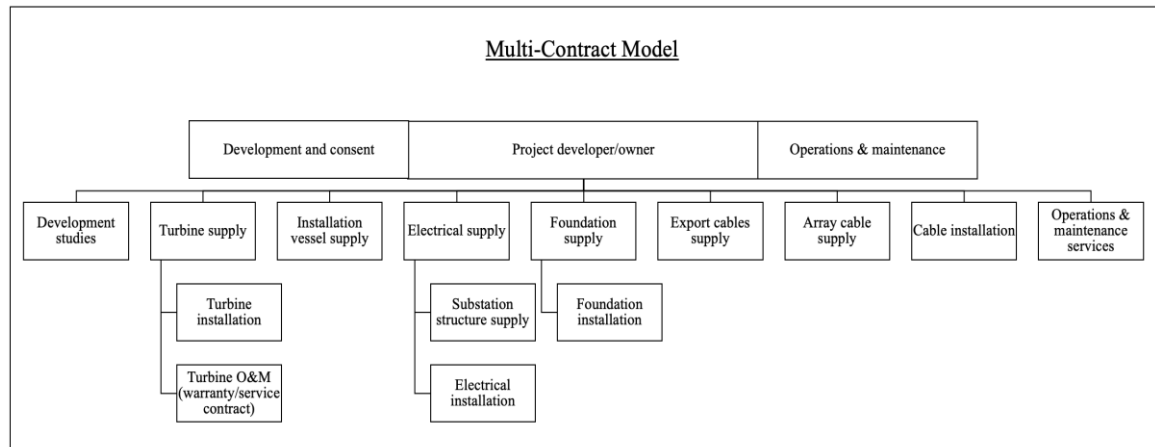
Standard form contracts for offshore wind projects did not exist and were partly based on standard contracts for the oil and gas industry or onshore wind farms. However, neither of them is optimal for the offshore wind sector and are therefore heavily amended, in particular with respect to design obligations. Tensions and disputes can occur, especially in relation to design and manufacturing of monopiles and transition pieces as well as the interpretation of the “fit for purpose” requirements (Lockwood and Chio, 2020). However, as the European offshore market matures, the sector has become highly modular during the last decade, with more modules being standardized and interfaces between different modules more clearly defined.

To reduce costs and limit the allocation of too much risk on the prime contractor, the offshore wind industry has trended towards a multi-contracting structure. As illustrated by Figure 8, the construction work is split into several individual packages with the project developer entering into these contracts separately. In contrast to the EPC-model, the project developer directly employs the main contractors of the supply chain, taking

²⁶ A measurement tower to collect wind and wave data

the responsibility to coordinate the work packages and manage the interfaces. Thus, this contract structure avoids the high risk premium of the EPC wrap, drives down costs while retaining control of the project's management. However, at the same time, it also requires an experienced project developer with engineering expertise, tendering and negotiation skills as well as experienced specialists (ORE Catapult, 2018).

Figure 8: Typical multi-contracting structure of an offshore wind project



Source: Adapted from ORE Catapult (2018)

Compared to the EPC model, uncertainty caused by inferior component quality or defective material is considered to be lower. Under this approach, OWF developers can exert more control over the quality, cost and schedule, thus reducing deep uncertainty that manifest itself through cost-overruns and schedule delays. However, by all means, delays from one contractor can still have a ripple effect on other contractors. To reduce deep uncertainty emerging from an inefficient interface management, developers gradually shifted from splitting work into 9-10 packages on average to allocating the work in 4-5 contracts (Reuters, 2016). In today's context, the overall deep uncertainty with regard to supply chain management has decreased in the European offshore wind market, while its existence in other regions of the world still remains high (Interview 4, 2021).

Sponsor

Each sponsor of an offshore wind project pursues a clear objective, which differs depending on the type of sponsor. Commonly four types of sponsors are involved in such transactions:

- (a) Industrial sponsors, who consider the offshore wind sector as a strategic component of their core business

- (b) Public sponsors (e.g., central or local government, municipalities) to implement political targets
- (c) Contractors, who develop, construct, or operate the OWF and provide equity and/or subordinated debt to participate in the project
- (d) Financial investors with the aim of profit maximization

The deep uncertainty involved in an offshore wind project varies depending on the composition of the project's sponsors. There are two factors that we need to carefully assess – the sponsors' commitment and their ability to assist the project. Industrial sponsors such as Ørsted and Vattenfall or public sponsors like municipal utilities are generally more committed as they pursue a long-term strategic objective that is vital for a sustainable development of their company (Interview 4, 2021). Thus, they are willing to accept initial economic losses in exchange for strategic interests, such as market share. In contrast, financial investors such as private equity firms or hedge funds may be more short-term and profit-oriented. They might quickly retreat from the transaction once major losses materialize. Another field of interest is the sponsors' assistance during the construction and operation phase. They can either provide technical services and secondment agreements or assume a coordinating role through management services. Further, they can offer credit support to meet its commitments to third parties such as contractors. Most importantly, the sponsors' support is of crucial importance when the project experiences cost overruns and funding shortfalls. Often, lenders would only be willing to inject more capital if the project owners demonstrate a certain commitment (Interview 6, 2021). Deep uncertainty, therefore, can arise through sudden changes of the ownership structure in combination with the unpredictability of the sponsors' influences on the project.

5.2.4 Technological Deep Uncertainty

This chapter investigates deep uncertainty during three main technology phases of the offshore wind project's lifecycle. The lifecycle of an OWF encompasses the complete process from the initial project planning to its construction and operation and the final decommissioning of the wind turbines.

Innovation and Development

The first phase covers the innovation and development process, during which wind data is collected, the feasibility of the wind farm and innovative technical components are evaluated, building permission is applied for. This process can take up to 4-5 years and requires approximately 10% of CAPEX. Due to substantial uncertainties at this stage, in most cases only equity capital is used to finance these activities (Dinh *et al.*, 2020). Innovation is seen as a double-edged sword, which used wisely can enhance cost-efficiency and technological advancements but also entails deep uncertainty due to its novelty. Conservative banks tend to invest in the most proven technologies developed by solid counterparties that already have successful prototypes running in the water. Thus, they can minimize their exposure to technological risks and uncertainties (Interview 2, 2021). Innovation during the early development stage of a technology is always a trial-and-error process amidst which technical setbacks and cost overruns are almost inevitable. However, technological deep uncertainty can amplify if the proportion of innovative components is too outweighing, as evidenced by the occurrences at BARD Offshore I²⁷.

The founder²⁸ of BARD Engineering had a pronounced pioneering spirit and decided to fabricate the main components of the offshore wind value chain by itself, from rotor blade, wind turbine, tripile foundation, to installation vessels, striving to establish the highest performing offshore German wind farm in Germany. BARD Offshore I was designed to comprise 80 wind turbines, each with a capacity of 5MW. As the owner of BARD was not able to purchase these 5MW wind turbines in sufficiency in 2006, he decided to establish his own production line. The substantial technical difference is that the BARD 5.0 turbines were designed with the “state-of-the-art fast speed geared drive train”(De Vries, 2008) and thereby featured the best power curve of the 5MW class. Moreover, the abrasion of the blades was minimized through the slower rate of rotation²⁹, significantly reducing maintenance efforts (4COffshore, 2021).

The BARD 5.0 turbines were planted on tripile foundations, that are anchored to the seabed. These are special designs manufactured by the BARD subsidiary, CSC³⁰. Unlike the commonly used monopile foundation structure or the jacket and tripod foundations

²⁷ BARD Offshore I (400MW)’s construction started in March 2010, located 100km north-west of Borkum Island in the North Sea and covers an area of about 60 km²

²⁸ Russian-German investor Arngolt Bekker

²⁹ 20 percent slower than conventional rotor blades

³⁰ Cuxhaven Steel Construction

deployed at Alpha Ventus, BARD has designed and patented a tripile foundation. As depicted in Appendix D, this type of foundation consists of three steel piles arranged in an equilateral triangle, that are connected above sea level by a supporting crosspiece, on which the turbine tower will then be placed. This foundation concept offers several advantages: It is particularly well suited for the required water depth range of 25-50m and meets both the deformation and natural frequency requirements. Furthermore, the tripile foundation is compact, lighter and allows for a rapid erection without diving operations, which results in major economic advantages as compared to other foundation systems (Structurae, 2012).

Due to the limited availability of purpose-built installation vessels for the erection of offshore wind turbines (see Appendix D), BARD invested approximately EUR 60 million in the design and construction of the jack-up vessel Wind Lift I. The self-elevating crane vessel can stand on the seabed if required and lift loads up to 110m above water while withstanding harsh marine conditions in the open sea. Thereby, it allows for a precise positioning and hammering of foundation piles. BARD intended to deploy this vessel also for the later maintenance and repair work (Offshore Wind Solution, 2013). In this respect, BARD was a driver of innovation and contributed significantly to the technological advancements of the offshore wind industry. However, the learning experiences attained through its in-house production also came at a very high cost. BARD Offshore I was completed in 2013, three years after its planned commissioning date, and 93% over budget with an overall investment cost of EUR 3 billion. A series of mishaps, including technical defaults, work accidents, withdrawals of investors, a smoldering fire and unexpected grid disconnection, occurred throughout the construction and operation phases, leading to costs quickly spiraling out of control. Among the many complications, BARD needed to redesign the main shaft of the wind turbine generator after 30 of them had already been installed in the sea. Moreover, during the construction in 2012, an accident occurred at a foundation on which another wind turbine was to be erected. During the assembly process, a component detached itself from the foundation and fell into the sea. An industrial climber perished while another employee was able to escape (BARD, 2012). Bad publicity, major schedule delays and cost overruns have impaired investor's confidence and culminated in BARD's bankruptcy in 2013.

Based on this extreme case scenario of BARD, we can demonstrate that the predominant use of innovative technical components, whose long-term viability is not yet established, implied a major source of deep uncertainty for investors during the early stages of offshore wind. In today's context, deploying innovative technical components that lack a track record, still constitutes a source of uncertainty, although the part that may be considered "deep uncertainty" is reduced. Continuing efforts are being made in the offshore wind industry to drive innovation, elevate its cost-efficiency and to enhance its competitiveness. Innovation regarding blade and turbine design is happening at a steady pace, incrementally improving proven technological concepts. One of the essential technical advancements is the floating offshore wind technology, which is gradually expanding from prototype stage to commercialization, offering the offshore wind sector the unique opportunity to unlock its full potential.

Compared to the commonly used fixed-bottom turbines, the floating systems feature a wide range of advantages, enabling major cost reductions and maximizing production efficiencies. Firstly, more than 80% of all the offshore wind energy resource are located in water depths greater than 60m where traditional bottom fixed installations are unfeasible (Tillenburg, 2021). Secondly, this technology allows most of the assembly process to be performed onshore, as a series production. Thus, the installation is less constrained by seabed conditions, weather windows, safety- and environmental issues (Guzzetti, 2017).

Despite the many benefits, the nascent industry is still prudently investigating different floating design concepts during the last decade. In 2007, the first prototypes were built and ten years later, Hywind Scotland³¹, the first commercial offshore wind farm equipped with five 6MW floating wind turbines was commissioned. FOWT has matured considerably during the last years, nonetheless, developers still need to overcome several challenges, such as material corrosion, electrical failures, long-term impact on wildlife etc. (Tillenburg, 2021). Technical consultants view the technical uncertainties of the floating system as manageable since the oil and gas industry have been deploying this method for decades by now (Interview 3, 2021). However, no non-recourse debt has yet been raised for a large-scale floating OWF, as banks are cautiously assessing the

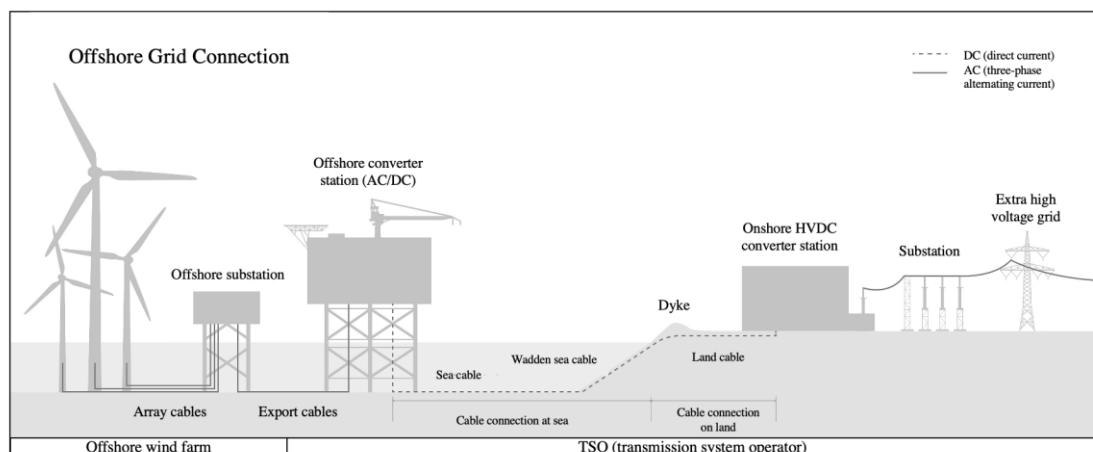
³¹ Water depth: 95–120 m, final capital cost of £264m, three times the cost of fixed offshore windfarms

bankability of such projects in face of the “unknown unknowns” (Weber, 2020). Many commercial banks are still waiting for the floating wind technology to prove itself before considering project-finance loans (Windpower, 2021). Consequently, we can classify this as a materialization of deep uncertainty, leading to banks hesitating to finance, therefore delaying investment in the energy transition.

Transport and Construction

Deep uncertainty during the transport and construction phase is a major challenge for investors and developers. Especially for the first OWFs in Germany, multiple projects encountered grid connection issues that had not been anticipated by any party. The complexity and far-reaching consequences of the grid connection problem provide evidence for the way technological deep uncertainty unfolded its impact through a combination of adverse, unpredictable circumstances.

Figure 9: Grid connection for offshore wind parks



Source: own adaption based on TenneT (2021)

The grid connection process is illustrated in the following through the example of OWF Borkum West I. 40 wind turbines are linked by array cables to one another and to the offshore substation, where the AC power produced by the turbines will be transformed from 33kV to 155kV. The generated electricity, which has been converted to a higher voltage to reduce transmission losses, is transported through export cables to the DolWin alpha converter platform, with a capacity of 800 MW. This is the centerpiece of the offshore grid connection DolWin 1 of grid operator TenneT. Here, the three-phase current (AC) produced at the Trianel Windpark Borkum is converted into direct current (DC) and

then transmitted onshore via a 75-kilometer submarine cable. The wind power is transported to the Dörpen West converter station in Emsland via a further 90 km land route, where the DC from the grid connection in the North Sea is converted back into AC. The incoming electricity from transmission lines is adjusted to lower voltages at the onshore substation and fed into the power grid for distribution to factories and communities.

Connecting offshore wind farms to the grid is a complicated process, of which no prior experience and design standards exist. The electricity generated on the high sea must be fed into the transmission grid and transported to consumers. This requires submarine cables that transport considerable electricity capacities over distances of 100 km and more (Kostka and Anzinger, 2015). Furthermore, there were only three suppliers for offshore converter stations: ABB, Siemens, Alstom with a delivery time up from 30-50 months, and TenneT was the only provider of grid for all projects in the German North Sea.

Until 2013, Bard Offshore 1 and Alpha Ventus were the only offshore windfarms provided with grid connection while eight other grid connection projects are still under construction. Siemens has been contracted to deliver four of these eight, among them is the project Helwin Alpha (576 MW) which is the converter station for Nordsee Ost and Meerwind (energate, 2013). However, the lack of standardization for converter stations as well as economic and technical challenges, resulted in a delayed delivery of these converter stations by Siemens. Moreover, TenneT delayed constructing the cable connection from the offshore substation to the onshore power grid. Numerous undetonated mines from World War II were found and there had been difficulty of salvaging them in the corridor of the route near Borkum. TenneT was accused of negligence due to the fact that the significant presence of old munitions has been pointed out as early as 2006 and the former dumping area for World War II munitions was listed on all nautical charts. TenneT justifies that more munitions have been found than predicted in commissioned studies. Moreover, currents and poor visibility have delayed the work of the clearance teams and after the clearance work, which took longer than planned, was completed, the cable-laying vessel was no longer available to make the power connection. It was booked for a follow-up order, and another ship was not available on the market.

As a consequence, four wind farms in the North Sea, including Riffgat wind farm operated by EWE, Borkum West II operated by Trianel, Nordsee Ost by RWE Innogy and Meerwind by WindMW, have been severely affected by the delayed power connection to the mainland grid. For the wind turbines that have been erected already, diesel generators must power them until the OWF is connected to the grid, to prevent a breakdown of the turbines' life-support system. Refueling and fuel for the diesel units must be organized by EWE at its own expense. 90% of the feed-in tariff that the turbines would have achieved in grid operation will be reimbursed through the liability levy for offshore wind farms introduced in 2013. However, the legislator does not provide for reimbursement of ancillary costs. The unpredictability of these circumstances, again the intertwining of events and the numerous variables involved during the transport and construction show the existence and impact of uncertainty which at least partly carries elements of deep uncertainty.

Operation and Maintenance

In 2020, a massive power blackout in the UK occurred at the 1.2 GW OWF Hornsea 1³² operated by Orsted, is triggered by a sequence of unforeseen and extremely rare events that implicated numerous parties. A lightning strike on the transmission line simultaneously prompted a disconnection of a gas-fired power station operated by RWE. The onshore control system of Hornsea 1 was not affected by this incident, while its offshore turbine controllers responded unexpectedly erroneously to voltage fluctuations on the offshore network. The disturbances between the onshore control system and individual wind turbines forced the OWF to shut down, withdrawing 800 MW of electricity from the grid. The power outage lasted for approximately 45 minutes, affecting more than one million customers and causing major knock-on effects on critical infrastructure such as the British rail network, which is largely electrified. Orsted and RWE each made a voluntary payment of £4.5m (€5.3 million) to Ofgem's redress fund. (Lee, 2020) According to Ofgem's³³ investigations, "the manufacturer of the offshore assets identified that this unexpected control system response could [have been] mitigated by implementing a software update that the manufacturer had already prepared". This software update, originally scheduled just a few days after the blackout, would have adjusted the incorrect response of the OWF's voltage control system (Parnell, 2020)

³² World's largest operating windfarm to date

³³ Office of Gas and Electricity Markets

Besides business interruptions, equipment failures were the main driver for availability issues of OWFs. Some of the early days' turbines, for example the V90 turbines from Vestas, have encountered multiple technical failures, especially regarding its gearboxes. It was the cause for the low availability at Kentish Flats and Scroby Sands, which was 63-65% compared the 90-95% anticipated availability, as measured at North Hoyle. This led to lower than expected load factors, scaling down the amount of electricity generated and therefore impairs the OWFs' revenues (The Carbon Trust, 2008). Causes for equipment failures are manifold and entails "poor installation, vibration and high or low temperature as well as the corrosion, poor design and quality of components" according to Lau et al. (Lau, Ma and Pecht, 2012).

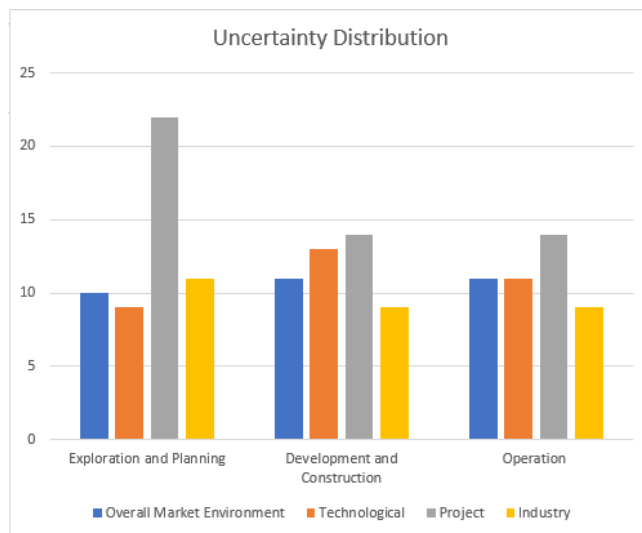
Another source for deep uncertainty can be the market exit of a relevant actor. As discussed above, in 2019, the turbine manufacturer Senvion, announced its unexpected bankruptcy, causing major market disruptions. As a turbine manufacturer, Senvion was also providing OWFs with O&M services. Due to its exclusive access strategy and hosting of servers, OWFs were highly dependent on the services of Senvion. After its insolvency, owners were precarious about how to preserve the continued operation of turbines and a coherent O&M support system after Senvion discontinues its services. Owners can try to achieve an independent O&M, which can be realized with a complete hardware or software retrofit of the turbine control system. However, this comes at a cost of < EUR 1 million and is something most owners had not forecasted in their budgets. As an alternative, owners can enter a service contract with a new OEM and replicate the original conditions of Senvion. Yet, a rise in associated fees would increase operational costs, exerting a substantial financial impact throughout the lifetime of a wind farm. In the case of Senvion, Siemens eventually acquired the service unit of Senvion, so that OWF owners can extend their existing O&M service contract. However, an excessive dependence of windfarm operators with O&M providers remains a potential source of deep uncertainty.

5.3 Overview on Deep Uncertainty as Identified in the Offshore Wind Industry

The results of the identification of deep uncertainty based on desk study and interviews that form the starting point of the analysis above is shown in detail in Appendix A. Figure

10 now visualizes an overview of the deep-uncertainty incidents in the four categories distinguished (Overall Environment; Industry; Project; Technology) along the typical phases of a project (Planning; Development and Construction; Operation).

Figure 10: Frequency of deep-uncertainty incidents along the project cycle



Source: Expert interviews, own research

The distribution outcome diagrams show that the overall amount of deep uncertainty is fairly evenly distributed across the three project phases. Project-specific deep uncertainty seems to be slightly higher during each phase which might imply that each OWF is subject to highly individual conditions and circumstances and experience has yet to be made. There are a lot of situation involving deep uncertainty identified in the exploration and planning phase. This might be due to the challenges related to the complex project structure as discussed above. The frequency of OWFs changing the ownership structure is particularly high, which might bring realignment and certain instability.

Technological deep uncertainty appears to be slightly higher during the development and construction phase. One reason may be that the technology is known in the context of onshore wind but that the actual innovation, namely the implementation in the offshore context (construction) generates challenges.

Among different subcategories which are summarized under the overall market environment here, politics and regulation are dominating factors driving deep uncertainty. As opposed to project or industry related deep uncertainty, the overall environment as a driver is not lower in the early phase but tends to be more pronounced in the current stage of the more mature market (see Table 3). This could be a sign that political signals have been stronger and more credible in the initial phase of the young market but are perceived less stable by investors now.

5.4 Dependencies Among Sources of Deep Uncertainty

During the investigation, we have identified a strong interconnectedness among the different sources of uncertainty, and sometimes deep uncertainty. The materialization of deep uncertainty in a sequence of specific events is frequently being caused by various sources of uncertainty or deep uncertainty colliding or interacting with each other.

The political environment is a main driver for project-related investment decisions and thereby generates a strong link between different areas of uncertainty. Deep uncertainty associated with political decisions strongly affects the planning and financial certainty of long-term and capital-intensive projects such as offshore wind farms. Political commitment accompanied with profound support schemes can cause the boom of a sector, attracting investors, spur innovation and boost local economy while a change in political winds and withdrawal of support schemes can induce the collapse of an industry.

For the OWFs that have not been constructed or planned yet, political deep uncertainty can cause financial uncertainty and create an image of an unfavorable market outlook for the offshore wind sector, inducing an outflow of foreign and domestic investor funds. Economic deep uncertainty arising from economic downturns and crisis can cause the same effect or magnify the existing political deep uncertainty. Moreover, reduced economic activity impacts global energy demand and electricity prices. This hinders the offshore wind and its supporting industry in obtaining follow-up orders, jeopardizing the economic viability of these companies.

For the OWFs under the construction or operation phase, fluctuating market dynamics and a shift in political winds can cause deep uncertainty in the competitive landscape as

well as the supply chain management. The accelerating consolidation process within the offshore wind industry impacts the survivability of suppliers, whose drop out can create deep uncertainty and major knock-on effects along the supply chain. Moreover, the maturity of technological development, the supporting infrastructure and the experience of professional personnel also influence the level of deep uncertainty during the construction phase of OWFs. We also observe a profound interdependency during construction, where one unfavorable event triggered a series of problems which in sum turned out extremely detrimental. Deep uncertainty related to the infancy of the offshore wind sector, that manifested itself in logistics and supply bottlenecks as well as shortage of trained, qualified personnel can be enhanced through economic downturns or pandemic-related travel restrictions imposed by national governments.

The profitability of offshore wind projects depends on the conditions of the energy market, which in turn is influenced by energy policies. However, developments within the energy market affect end-consumers which can exert public pressure on politicians. Furthermore, environmental disasters like the unexpected spread of the Covid-pandemic can disrupt global economy, politics and industries in unprecedented ways. It exhibits how dynamic and complex the interdependency is between politics, economics, environment, industry, technology and the public.

6 Coping with Deep Uncertainty

6.1 Perception and Treatment of Deep Uncertainty

This chapter investigates how stakeholders reacted towards deep uncertainty and how they treated these situations with “unknown unknowns”. The interviews provide us with the perspective of an investor, on how the treatment of deep uncertainty by banks and project developers evolved with the progressive development of the offshore wind sector.

Based on the perception of the bank’s technical advisor, who has had a profound experience in the oil and gas industry and accompanied the offshore wind industry from the outset, some developers massively underestimated the complexity of an OWF. Especially onshore wind developers who had successfully built and operated several wind

farms on land, were confident that they would be capable of constructing a wind farm in the high sea as well. However, the construction of an offshore wind farm has little in common with its onshore counterpart but more with the offshore oil and gas sector. Thus, many developers were unaware of the challenges associated with marine constructions. Therefore, one may argue that they were in a situation involving deep uncertainty. This is one of the reasons why the first offshore wind farms were successfully developed by large utilities, such as Orsted, RWE Innogy, Vattenfall, that were equipped with expertise, specialists and extensive experiences through previous offshore oil& gas constructions (Interview 3, 2021).

When these unexpected events during the first projects made developers realize that they were forced to act under deep uncertainty, some developers were taking long to respond with effective measures, thereby falling into a passive state. As experience accumulated, developers treated deep uncertainty with a more forward-looking and proactive approach. For example, to mitigate uncertainties related to the supply chain, developers would determine a list of substitute suppliers in advance or split the same work packages among different firms, so that if one firm drops out, a replacement can be found immediately. This approach carries an element of (at least potential) diversification. Further, through the cooperation experience with different stakeholders of the supply chain, the problem-solving and coordination skills of developers have been enhanced. Thus, they face deep uncertainty with more confidence and preparedness (Interview 5, 2021).

The preparation phase for the first offshore wind transactions on a project-finance basis was a lengthy and challenging process, as areas of deep uncertainty rather slowed down the process and scared investors. The absence of precedents for the financial structure and contractual documentation of a project-financed OWF to some extent forced investors into more decisions in the face of deep uncertainty, to which they responded with a cautious attitude and prudent approach. To reduce the “unknowns”, extensive and detailed due diligence had been carried out. The technical feasibility of the project had been scrutinized with the result that certain concepts were not viable and needed adjustments. Moreover, the first design proposals lacked the provision of fallback plans, which is the backup for contingency plans. Contingency plans will be implemented if an identified risk or uncertainty occurs to prevent the worst scenario. However, if the defined measures are not effective, the fallback plan will be executed. The iterative process of

reviewing and amending to achieve the bankability of a project, took banks and developers about 2-3 years until the financial close could be reached. With time and experience, this process becomes more standardized, reducing required time and efforts (Interviews 3 and 4, 2021).

Table 4: Treatment of deep uncertainty during different stages of offshore wind from an investor's view³⁴

	Early Stage (2000-2012)	Current Stage (2013-2021)
Windfarm developer/owner	<p>Unawareness and over confidence:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Some developers were unaware of the complexity of marine installations and its fundamental difference with the onshore sector. • Underestimated marine construction and the constraints of weather windows, logistical and supply bottlenecks <p>Obstinacy</p> <ul style="list-style-type: none"> • BARD developed most parts of the supply chain by itself, from installation vessel to foundation and turbine. • The expertise and experience of the oil and gas industry has not been made use of by many developers <p>Passivity and Unpreparedness</p> <ul style="list-style-type: none"> • Reacted passively in face of unexpected adverse events • Lack of experience in solving unprecedented issues 	<p>Proactivity and Preparedness</p> <ul style="list-style-type: none"> • Taking initiative when DU emerges and prevent it from manifestation or mitigate its impact • Determine substitute suppliers in advance <p>More confidence and experience</p> <ul style="list-style-type: none"> • Better problem-solving and coordination due to past cooperation experiences with suppliers
Investor	<ul style="list-style-type: none"> • Extensive and very detailed due diligence process • Bank's technical advisor assisted with the development of fallback solutions with • Long process of achieving the bankability of a transaction (2-3 years) • Abundant contingency budgets and tight monitoring of project budget and project progress • Actively engaged in the problem-solving process 	<ul style="list-style-type: none"> • Due diligence is more standardized • Project company is given more freedom • Certain limits are set and the Project Co has to request approval if the limits are exceeded • Still close monitoring& intensified communication during problematic phases between project developer and lenders

³⁴ Based on Interviews conducted with banking experts

Furthermore, to limit the banks' exposure to deep uncertainty, the project developer is asked to set aside an abundant contingency budget, which is a cash reserve that will be used to finance unforeseen project costs as well as the above-mentioned contingency and fallback plans. With the increasing maturity and seemingly decreasing deep uncertainty in the European offshore wind sector, banks started to offer project developers more freedom and flexibility. Firstly, the level of contingency in the project budget has decreased. Secondly, for the early OWFs developers needed to request approval from the lending syndicate each time their withdrawal deviates from of the original budgeting plan. Now, limits have been set and only if these have been exceeded, an approval of the syndicate is needed. Despite the flexibility given to the developers, the lender still tightly monitors project progress and budgeting. Especially during problematic phases, the communication between lenders and the project developer will intensify (Interview 5, 2021).

Overall, investors and project developers have gained a better understanding of the technology and the markets, thereby transforming deep uncertainty in the European offshore sector through the last 15 years of industry experience into incomplete information that carries more characteristics of risk and less of deep uncertainty. They are able to better assess the range and severity of deep uncertainty, to take preventative measures and to respond proactively to its emergence. Moreover, through previous cooperation experience, banks, developers and suppliers have more trust in each other and are willing to face deep uncertainty jointly, with preparedness and a more optimistic attitude. Despite the experiences gained, industry professionals also highlighted that we will always face some elements of deep uncertainty in today's rapidly changing environment. The outbreak of COVID-19 has again reminded market contestants about the unpredictability and complexity of future worlds.

6.2 Investment Decision-Making under Deep Uncertainty

This chapter explores in what way the existence of deep uncertainty influenced the decision-making process of offshore wind investors and whether it led to decisions being halted or impeded. Due to the limited scope of this study, we will mainly analyze the perspective of project financiers. Investment decisions in this context comprise not only the final investment decision, but also decisions about the financial structure (leverage, pricing, covenants) as well as contractual arrangements.

First, interviewed project finance specialists have confirmed that deep uncertainty was and remains an important challenge for the decision-making process of investors (Interview 1,2,4,5,6, 2021). During the beginnings of the offshore wind industry, many commercial banks were reluctant to finance such deals on a project-finance basis, due to the large risks and deep uncertainties inherent to the industry that they have not yet fully understood. Most sponsors and lenders that participated in the first offshore wind projects had the necessary technical expertise and were more motivated by strategic considerations than profit-oriented ones. The selection criteria for suitable projects were stringent, with a detailed examination of the sponsors, turbine manufacturer, participating banks, technical feasibility, and economic viability. Technological deep uncertainty played a crucial role for the decision-making process at the beginning of the learning curve. Conservative banks for example tend to decide against the financing of projects with too much technological deep uncertainty, such as BARD I. Thus, depending on the bank's risk appetite and the amount of deep uncertainty different investment decisions will be made.

The perception of risk and deep uncertainty has been improving with time as experience and track record build up. The offshore industry has established a solid, highly professional track record of solving issues and avoiding losses. The management of risk and uncertainty is done in a more transparent and effective way. In parallel, the debt market has a better appetite for good renewable energy projects, offering attractive financing and refinancing terms. With time and based on their prior experience, project managers have developed a "gut feeling" as orientation for the overall economic viability of the project. The bank's technical advisor is also able to faster determine its technical feasibility. Moreover, a consensus has gradually emerged on how to structure offshore wind transactions. Overall, delays caused by decision-making under comparable situations involving deep uncertainty have reduced from years to a few months. For many conservative banks, major technological deep uncertainty is still a reason for a negative investment decision.

From the viewpoint of lending banks, the final investment decision is derived from an overall consideration of many different factors such as expected profitability, risks and uncertainties, reputation of the contractors and sponsors, as well as key financial criteria. The participation of promotional banks such as the German KfW or EIB, that have high

standards, technical expertise and profound experience in offshore wind, sends a positive signal for other banks about the quality of the project and facilitates decision-making. The assessment of deep uncertainty itself also follows a holistic approach. As delineated above, various sources of deep uncertainty are closely interwoven with one another, thus financiers need to focus more on an overall analysis of the possible sources of deep uncertainty instead of scrutinizing each single source.

It needs to be mentioned that high levels of risk and the presence of deep uncertainty also imply or require a higher (risk) premium. Hence, investors' intent remains to achieve a balance between uncertainty and remuneration that suits best their individual profile – despite the obvious challenge related to quantifying that (deep) uncertainty. If we take the Yunlin OWF in Taiwan as an example, which faced severe cost overruns and schedule delays that led to a significant funding shortfall, the lending banks still decided after long discussions, for an injection of additional funding. The reason behind this decision is the high and stable revenue streams through the PPA guaranteed by the Taiwanese government as well as the outstanding wind yield measured. Moreover, Yunlin has strong sponsors that are willing to inject a substantial amount of equity as well to cover the funding gap. Thus, despite the current situation, Yunlin would still be a profitable project for the lenders.

6.3 Methods and Approaches Employed to Mitigate Deep Uncertainty

To reduce the detrimental impact of situations involving deep uncertainty on the project, investors employ systematic mitigation strategies with respect to several dimensions.

A comprehensive response to uncertainty is the attempt to gather as much information as possible and thereby minimize the extent of uncertainty. Hence, investors will conduct a thorough and extensive due diligence before each transaction to reduce uncertainties caused by insufficient knowledge. They will also learn over time. The scope of the due diligence typically encompasses legal, insurance, financial, technical as well as environmental and social aspects. The actively acquired and processed information is subsequently analyzed by industry experts as a vital step to assess existing risks and uncertainties. Experienced and independent advisors will be engaged during this process

to professionally review the above-mentioned topics and provide an objective evaluation of the project's viability.

The lenders' legal advisors will conduct a detailed assessment of the project contracts and assist the banks with respect to project finance documentation. Offshore wind projects have a very complex contract structure with numerous contracts involving procurement, service and delivery, O&M, offtake etc. that heightens the possibility of incomplete contracts. Advisors need to identify contractual gaps, missing provisions, or ambiguities and renegotiate with the contract parties to prevent their manifestation from adversely affecting the project. Apart from assessing the robustness of contractual provisions, the scope of the due diligence also comprises the review on permit and licensing, shareholder structure, legal liabilities, etc. Especially when a cross-border project investment is involved and the Project Co's assets are under the law and jurisdiction of the host country, the engagement of a local legal advisor is crucial (Yescombe, 2013).

Furthermore, an insurance advisor will examine whether insurance provisions in the project contracts are sufficient. The insurance package proposed for the construction phase as well as insurance renewals during operation and business interruption provision will be put under scrutiny. Should accidents happen and claims be filed, the insurance advisor will monitor these on behalf of the lending syndicate (Gatti, 2018). However, the insurance market in this context will necessarily remain incomplete. It will only be possible to hedge certain risks by means of insurance. Partly, because also an insurance provider may anticipate a situation involving deep uncertainty and therefore face challenges regarding the appropriate pricing of an insurance policy. Arranging insurance packages for all conceivable risks is not an economically viable solution, thus stakeholders need to be prepared to absorb the residual risks that are not under the insurance coverage (Interview 1, 2021). Again, this tends to leave large actors in a better position to participate in the business, thereby potentially reduces competition and induces delay.

The feasibility of the project's technical concept is the heart piece of the technical due diligence and will be closely examined by the Lender's Engineer (Technical Advisor). It generally entails a review on design and engineering, suitability of project site and construction schedule and cost estimates, technical aspects of project contracts, permits

and licenses. A crucial aspect is the investigation of the bathymetric survey and weather data, based on which the project's ability to achieve the projected P50 and P90 energy yield is evaluated. This has a direct impact on the commercial viability, future revenue stream and debt service capacity of the project. Moreover, as lenders tend to favor proven technologies, innovative technological components that have not been adequately consolidated in the past, require critical examination. The layout of the OWF as well as its onshore infrastructure, terms of the PPA and O&M concepts are assessed with a focus on staffing, warranty, and spare parts with respect to compliance with industry standards (Patel, 2021). Most importantly, the TA needs to assure the provision of detailed fallback-plans, which was a topic inadequately addressed by the Project Company during the development of the early offshore wind projects.

Furthermore, the technical advisor needs to assess whether the Project Company's management structure and personnel is suitable for the construction and operation of this project. Related hereto is the review on the supplier and subcontractor qualification. Track record, financial situation and orderbook of stakeholders are studied to assess their past performance, current competitiveness, and future reliability. Profound industry experience and previous collaboration of project participants contribute significantly to an efficient project coordination and interface management (Interviews 2 and 3, 2021).

Lastly, environmental, and social issues such as biodiversity protection, impact on habitats, wildlife and local fisheries, labor safety issues, noise or visual intrusion will also be scrutinized. In case any concerns should be raised by fishing groups or local communities, a compensation backup should be included in the project budgeting and planning.

Based on the outcome of the due diligence, investors will impose specific covenants on the loan agreement. Parameters of the financial and information covenants are determined by the risk and uncertainty evaluation, typically including compliance with certain liquidity and leverage ratios, regular operational, environmental and financial reporting, insurance coverage and management of project bank accounts (Rajgor, 2011).

Although many would claim that deep uncertainty can never be fully eliminated, yet investors and project participants can reduce the OWF's vulnerability to the occurrence

and adverse impacts of deep uncertainty. For deep uncertainty materializing during the construction phase, project financiers resort to reserve accounts, contingency budgets and the financial support of sponsors (Interview 4, 2021). This is precisely the reaction that would seem appropriate in the face of a higher risk – in the sense of a higher volatility. As shown towards the beginning of this report, this is not necessarily an appropriate reaction to deep uncertainty, but it is an instrument that all market actors are familiar with, and which may seem appropriate for situation with limited deep uncertainty characteristics.

Debt Service Reserve Account and Maintenance Reserve Account also follow a standard risk-mitigation approach. They are created and will often grow during the project's lifetime, establishing a balance adequate to meet projected debt service and O&M costs for, e.g., the subsequent six months on a rolling basis (Refocus, 2001).

Physical damage of the equipment during the transport leading to delays in project completion are usually covered by a so-called CEAR³⁵ or Marine Cargo insurances, and loss of revenue by the DSU³⁶ or Marine DSU insurances. For other unanticipated events, that are not covered by insurances, investors and developers have set up a contingency budget. It is an estimated amount to cover any unforeseen or unbudgeted cost increases for reasons like the following:

- (a) delays in the construction process
- (b) price increases in case of contracts with variable elements
- (c) insolvency / non-performance of contractor etc.

Essentially, this introduces some kind of a financial buffer that is meant to flexibly compensate financial consequences of any unanticipated event. Under the assumption that the different things that “can go wrong” are not significantly correlated that may be more helpful. However, many of the identified situations did show interaction and amplification of the consequences, which would make it challenging to plan sufficient financial buffers.

³⁵ Construction and Erection All Risk policy

³⁶ Delay in start-up

Nevertheless, to cover unexpected cost overruns and schedule delays, lenders require a contingency reserve which generally amounts for 6-10% of the CAPEX. The sufficient sizing and structuring of the contingency budget is considered of utmost importance for project financing. Project financiers have observed that contingency forecasts in early projects were over-optimistic (i.e., too low). Once the learning effect has been achieved, the frequency of budget overruns starts trending downwards in conjunction with better planned contingencies (IPEX, 2017). However, when operating in an unfamiliar market environment, setting up an abundant contingency budget is currently considered imperative. The European offshore wind market has matured rapidly during the last two decades, with industrial and financial stakeholders establishing a series of successful track records. However, if the project developer intends to enter a new foreign market such as the Asian-pacific market, project stakeholders are going to face a considerably greater risk and uncertainty. This risk premium is reflected in the loan profile (ticket size, margins, leverage), including the amount of contingency budget. As mentioned in Chapter 5, the Taiwanese offshore project Yunlin experienced a collision of adverse events that resulted in a series of worst-case scenarios. Major delays and tremendous cost overruns lead to a funding shortfall that could not be covered by the contingency budget that has been previously evaluated as “exceptionally conservative” (Interview 6, 2021)

Finally, the sponsors are ideally expected to exhibit commitment and financial strength, such that in case of a funding shortfall, sponsors would be able to inject additional capital. Further, Industry know-how and specialist knowledge, experience and a solid track record can contribute to the successful completion and operation of the OWF (Interview 5, 2021).

By and large the reactions of project developers and investors when facing elements of deep uncertainty within their overall risk context therefore remain rather standard, in the sense that the toolbox that is applied is very similar to the toolbox that would be applied to deal with (statistical) risk. Exceptions are the learning process with respect to project structuring and new standards related to the due diligence process.

7 Discussion

This chapter summarizes and discusses the results within the context of the literature.

Firstly, the results of this study strongly confirm the existence of deep uncertainty in the offshore wind industry. They also highlight its relevance for the decision-making process of investors. Its impact on offshore wind financing, which is featured by subjectiveness, inclusiveness and hesitancy in actions, is in line with the findings of earlier studies concerning decision-making under deep uncertainty.

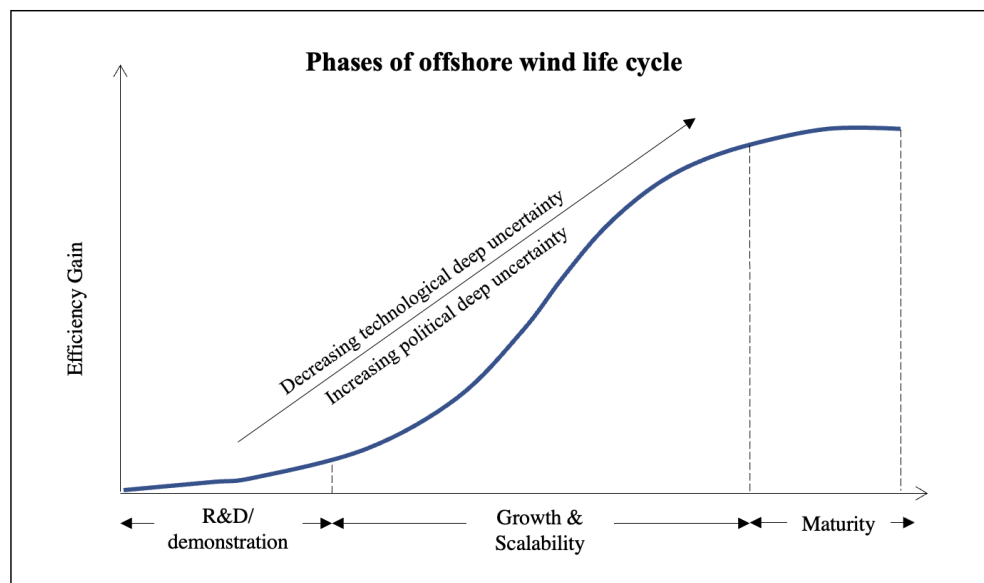
Previous literature has described the subjectiveness as a form of doubt that varies in an identical situation, depending on the perception of the individual. The interviews indicate that how stakeholders perceive and interpret deep uncertainty is determined by their own background, experience and position. Risk managers may perceive innovative technical components as a major source of deep uncertainty, whereas technical advisors may evaluate it as being manageable. One of the reasons for this phenomenon is the information gap between different sectors. The technical advisor, who usually has a longstanding industrial knowledge, is naturally better informed about the feasibility of technology concepts. Some innovative and unproven concepts, such as floating foundations, may be new to the offshore wind industry, yet this technology has been deployed in the offshore oil and gas sector for decades already. Thus, it can be derived that the frequent sharing of knowledge and active exchange of experience among stakeholders is vital to mitigate subjectivity and inclusiveness issues, contributing to the reduction of the overall deep uncertainty in the offshore wind industry.

Moreover, prior studies have noted the effects of deep uncertainty on action, which is characterized by indecisiveness, hesitancy, and procrastination. This is in accordance with the observations made in offshore wind financings. In face of the young offshore wind industry with scarce experience, immature logistics and major deep uncertainty, many investors fundamentally adopted a “wait-and-see” approach. The existence of inestimable deep uncertainty has also caused financiers to withdraw from or reject offshore wind projects. Moreover, to devise mitigation measures that minimize the impacts of deep uncertainty and to reach the bankability of a transaction, required three years during the early stage of offshore wind. However, the effects on decision-making for project financiers gradually become less pronounced with the offshore wind industry climbing up the learning curve.

Secondly, consistent with initial expectations, the overall presence of deep uncertainty has decreased with the growing maturity of the offshore wind sector. While deep uncertainty reflected its dominance in almost all its facets during the beginnings of offshore wind, experience and the progression in the learning curve have shed more light on the “unknown unknowns”. However, the pandemic has also unveiled the vulnerability of the offshore wind industry to deep uncertainty, particularly for regional markets that are still at a young stage of development.

Thirdly, this study provides some interesting insights regarding the dynamics and evolution of deep uncertainty during different stages of the offshore wind development. The author has noticed that the overall presence of deep uncertainty is decreasing with the maturity of the market and the evolution of technology. However, it seems that the weights of different sources of deep uncertainty is changing with each development stage of the technology.

Figure 10: Phases of the offshore wind life cycle



Source: own illustration based on Brown et. al (2017)

As for most renewable energy technologies, we can divide the offshore wind technology’s lifecycle into three typical phases (see Fig. 10). The first stage, involving research and development (R&D) and demonstration, focuses on showcasing the feasibility and performance of this new technology. Since this period is too risky for private investors, government support in the form of subsidies for R&D and demonstration-scale projects

is critical. Here, the presence of the overall deep uncertainty can be viewed as most dominant.

After the successful completion of demonstration projects, the offshore wind technology has entered the commercial stage, which is characterized by growth and scalability. At this point, the technology is still immature and prohibitively expensive. Without government support, it is not able to compete economically with fossil fuels yet. To compensate for the considerably high technological deep uncertainty and to encourage investors to invest in this sector, governments will try to create a reliable support environment, thereby reducing policy-sourced deep uncertainty.

The historical development of offshore wind power and even the wider renewable energy industry have made evident that at this stage, it is important to support the sector with policy schemes that provides transparency, predictability, and security. Their intended effect is to encourage rapid and large-scale deployment of renewable technologies while also lowering investment risk and financing costs. The scheme should shield investors from market price and ensure future revenue certainty. Off-take risks are usually mitigated through a long-term revenue guarantee, e.g., Fix Feed-in-Tarif (FiT) in conjunction with a Power Purchase Agreement (PPA). At this stage, support policies mostly focus on reducing economic risks, encouraging scalability, maximizing learning curve gain, and achieving economies of scale.

After the construction of the first OWFs and with the growing maturity of the market, technological deep uncertainty is on a decreasing trend. Furthermore, developers and suppliers have gained more experience, reducing some of the industrial and project-specific deep uncertainties. At the same time, more political deep uncertainty arises. Firstly, the FiT will decrease at regular intervals to exert a downwards cost pressure on wind farm operators and manufacturers. Secondly, at a suitable point, policy-makers will start paying the way for a switch from specified feed-in tariffs to a system of tendering, by introducing the market premium model.

As the market becomes more mature, the political consideration is to exploit the power of competition and incentivize cost reduction across the entire supply chain. However, the introduction of more market-oriented support policies such as direct marketing and

auction systems might induce some deep uncertainty concerning the economic viability of OWFs. The European offshore market is currently experiencing a move towards zero-subsidy schemes with project financiers being uncertain about the economic viability of future OWFs. To conclude, the overall deep uncertainty is greatest during transition processes between the different stages of development, as investors and stakeholders do not have a clear vision of the future. For instance, when technological innovation such as offshore wind instead of the traditional onshore wind technology or the concept of floating foundations firstly occur and are incorporated into the market, the presence of deep uncertainty is perceived to be stronger.

8 Conclusion, Limitations and Outlook

8.1 Summary of Main Results

The present study was set out to shed some light on the existence of deep uncertainty in the offshore wind industry and its implications for investors. Furthermore, it provides new insights on how deep uncertainty manifested itself and how it evolved during different development stages of the offshore wind market. Interviews with banking experts have confirmed that deep and certainty remains a major challenge for offshore wind project financiers. Based on our research, several main sources of deep certainty have been identified, including external, industrial, project-specific and technological deep uncertainty.

External deep uncertainty, which is beyond the control of investors and developers, can be further subdivided into political, economic, and socio-ecologic sources of deep uncertainty. Political deep uncertainty expresses itself through unpredictable changes in political guidelines, regulatory frameworks, incentive schemes or political winds. This unpredictability is caused by the plurality of oftentimes contrasting interests from a multiplicity of stakeholders that governments try to take into consideration of. Political deep uncertainty prevails throughout the development of the offshore wind market and is observed to even enhance with the gradual maturity and mounting competitiveness of the technology. No matter whether in mature markets or immature markets political deep uncertainty remains one of the major sources of uncertainty. A consistent and reliable political guideline towards energy transition and a transparent framework regards support schemes is crucial to guarantee a stable expansion of offshore wind.

Economic deep uncertainty manifests itself through sudden changes in the macroeconomic environment, such as the occurrence of financial crises and their aftermath. Financial instability directly affects the provision of capital, risk appetite of investors and financial liquidity. Moreover, economic downturns imply a decline in business activity which can induce shortages in raw material and insolvencies of suppliers, causing major disruptions along the offshore wind value chain. Economic deep uncertainty pervades throughout the development of offshore wind, as the existence of countless variables makes the global economic future impossible to predict. Due to its countercyclical behavior, economic deep uncertainty is particularly high during recessions and low in normal times. The last source of external deep uncertainty stems from unpredictable socio-ecologic events such as climate changes, natural hazards, pandemics, geological challenges, public opposition, endangerment of marine wildlife and habitats. Regarding marine wildlife, the level of deep uncertainty varies with the maturity of the local offshore wind market and the geological condition of that region. The European market is considered to be less impacted by environmental deep uncertainty due to decades of research and experiences while the Asian market still necessitates a thorough and long-term investigation of its marine environment. Furthermore, existing research and forecast models are still plagued by an insufficient understanding about the functioning of environmental phenomena and processes. Since the construction, operation and maintenance of OWFs are highly dependent on weather conditions, unforeseen natural hazards such as tsunamis or pandemics can further aggravate existing problems, eventually culminating into major delays, cost overruns and a funding shortfall for OWFs.

Industrial deep uncertainty mainly involves unforeseeable changes of the energy market and competitive landscape as well as unanticipated consequences of an immature market environment. Price volatilities in the energy market can impact the steadiness and predictability of revenue streams for OWF owners. Immature market conditions imply logistics and supply chain bottlenecks, as well as the lack of experience and standards. As the market matures, an accelerating consolidation process is inevitable, leading to insolvencies of suppliers and disruptions of the supply chain. Hence, with the increasing maturity of the offshore wind market and the dominating growth of competitive auctions, deep uncertainty regarding the economic viability of OWFs is going to enhance.

Project-specific deep uncertainty mostly concerns unpredictability along the highly complex and manifold supply chain of the offshore wind sector. Insufficient experience in the cooperation among contractors and developers as well as the lack of standardization are causes for deep uncertainty in the contract structure during the beginnings of offshore wind. These deep uncertainties manifested itself through inferior component quality, lack of clearly defined responsibilities of contractors and imbalanced risk allocation, that eventually resulted in significant delays, heavy cost-overruns and several legal disputes. Deep uncertainty arising from this source decreases with time and experience.

Technological deep uncertainty spans over the three phases of the OWF's lifecycle from innovation and development, transport and construction to operation and maintenance. During the development phase deep uncertainty appears in the design of technical concepts and the feasibility of innovative technical components. Moreover, deep uncertainty manifested itself through technical failures of installation vessels, human failures or supply bottlenecks during the construction process and severe delays in grid connection. The lifetime of an OWF spans on average 20-30 years, during which defective technical components and system failures affecting the performance of the OWF. This implies an increasing deep uncertainty especially once the warranty terms of turbine manufacturers have elapsed. The overall technological deep uncertainty of proven technologies is assumed to be more controllable as it matures. However, the offshore wind industry is continuously advancing its state-of-art technology to improve cost efficiency. Thus, deep uncertainty arising from the deployment of young, innovative technology will continue to exist in the offshore wind sector.

A number of cross-cutting results seem to emerge from the analysis: First, we observe that deep uncertainty appears to be difficult to clearly separate from "non-deep" uncertainty. In fact, in many of the identified situations there are merely elements (or parts) of the overall uncertainty which can be characterized as "deep" according to the operationalization of this study. This is related to the second cross-cutting finding of the study: The different sources of deep uncertainty are observed to be strongly interconnected with each other. The underlying interdependencies between politics, economics, environment, industry, technology as well as the public are dynamic and complex. Oftentimes the manifestation of one type of deep uncertainty is further

aggravated by the occurrence of other deep (or “non-deep”) uncertainty and can result in an unanticipated worst-case scenario for OWF developers. Hence, at the early stages of offshore wind, the existence of these deep uncertainties presented itself as a major hurdle for investors and led to decisions being halted or not implemented.

The findings of this study enhance our understanding of how investors perceive and cope with deep uncertainty during their decision-making process. Before any final investment decision is made, a detailed due diligence is typically carried out, examining the OWF’s technical and economic feasibility, project contracts, environmental and social impact etc. The investor also takes into consideration contingency budgets, fallback plans, involvement of financially strong sponsors, reputable contractors and experienced banks. Thus, the investment decision is based on an overall assessment of many different criteria. Achieving the bankability of the first offshore wind projects was a long process that lasted for 2 to 3 years of time. With the establishment of track records and experience, this time span was shortened to months instead of years.

Overall, the toolbox that investors apply to deal with deep uncertainty includes a lot of approaches that are designed to deal with (statistical) risk situations rather than (fundamental) deep uncertainty. This appears to be partly suitable under the assumption that the consequences of this deep uncertainty remain within the order of magnitude of one or two standard deviations and that the different uncertainty components are not connected (or strongly positively correlated). The cases identified have, however, demonstrated that this “connectedness” is often there and has led to severe consequences such as bankruptcies of relevant and otherwise successful market players in the past.

Based on these lessons learnt from the offshore wind market it may be worth to consider deep uncertainty in a broader context of the energy transition as to what can be done to avoid inefficient investment delay, to support the application or development of additional approaches to deal with deep uncertainty or to seek to reduce deep uncertainty, e.g., through more reliable and credible policy signals.

8.2 Limitations and Outlook for Future Research

Due to the limitations in scope and time, the regional focus of this study is put on the German offshore wind market, as a representative of the mature European offshore wind market, with comparisons drawn to the Taiwanese market to evince deep uncertainty

under a more immature market environment. To yield a more in-depth understanding of deep uncertainty and its dynamics, the regional scope can be expanded to other continents and countries, where completely different strategies in energy transition are being pursued.

Furthermore, the current research centers on the investment decision-making process from the perspective of debt providers, more specifically project financing banks. As the work has an exploratory nature, in depth interviews have been conducted with six project finance specialists of a promotional bank with profound experience in offshore wind financing. This unique setting can potentially create a certain skewness and bias in the evaluation results. An increase in sample size and variety would obtain a more comprehensive and holistic overview on this topic. Further interviews can be conducted with investors with different backgrounds to understand the viewpoint of other financial investors. It would be interesting to investigate the view of banks that have not participated in offshore wind projects, exploring the reasons and influence of deep uncertainty behind their decision. To achieve a more diversified sample profile, researchers can survey venture capitals, private equity firms and hedge funds, to explore the perspectives of equity investors.

The availability or publication of private and sensitive data presented as another challenge for the investigation. Due to the sensitivity of topic, a large part of the critical information underlies confidentiality obligations and cannot be disclosed publicly. In this study, primary sources that provide first-hand evidence through interviews are complemented by publicly available secondary data. For further research, the access to private offshore wind databases might facilitate the acquisition of more exclusive information.

The results may serve as a basis to investigate the role of deep uncertainty in a more extended context. Especially in view of the ongoing and accelerating energy transition process, many innovative green technologies are emerging that bring along opportunities as well as uncertainty. Thus, interesting fields of research would be for example: How does deep uncertainty influence other green technologies besides offshore wind? What are the implications for politics and economics to mitigate the perceived deep uncertainty by investors? How do policymakers, investors and involved parties in other regional markets cope with deep uncertainty and minimize its impact? How does deep uncertainty

influence the global energy transition? There is a broad spectrum of topics that still need to be scrutinized.

References

4COffshore (2021) *Bard 5.0, 4COffshore*. Available at:

<https://www.4coffshore.com/windfarms/turbine-bard-bard-5.0-tid4.html>.

4c Offshore. 2021. EWE sells its offshore wind subsidiary. [online] Available at:

<https://www.4coffshore.com/news/ewe-sells-its-offshore-wind-subsiary-nid20603.html>> [Accessed 14 December 2021].

Allen, G. (2020) ‘The logistical challenges of wind turbine transport in the US’, *NS*

Energy, May. Available at: <https://www.nsenergybusiness.com/features/wind-turbine-transport-us/>.

Alpha Ventus (2010) *The Building of an Offshore Wind Farm*.

Altig, D. *et al.* (2020) ‘Economic uncertainty before and during the COVID-19

pandemic’, *Journal of Public Economics*, 191. doi: 10.1016/j.jpubeco.2020.104274.

Aven, T. (2013) ‘On How to Deal with Deep Uncertainties in a Risk Assessment and

Management Context’, *Risk Analysis*, 33(12), pp. 2082–2091. doi: 10.1111/risa.12067.

BARD (2012) *Vermisster Offshore-Mitarbeiter geborgen und ausgeflogen*, BARD.

Bathke, R. (2020) ‘TRIANEL: HÄRTEFALLREGEL GREIFT INS LEERE’, *Energate*

Messenger, November. Available at: <https://www.energate-messenger.de/news/207330/trianel-haertefallregel-greift-ins-leere>.

Beach, V. (2012) *AWEA Offshore Wind power 2012 – financing Recent trends in the financing of offshore wind farms*.

Bicchil, M. and Durai, S. R. S. (2020) *Assessing Macroeconomic Uncertainties for An Emerging Economy*.

BMW (2017) ‘Fragen und Antworten zum EEG 2017’, p. 9. Available at:

https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eeg-2017-fragen-und-antworten.pdf?__blob=publicationFile&v=14.

- BMWI (2020) *Förderung der erneuerbaren Energien: Wettbewerbliche Vergütung seit dem 1. Januar 2017*, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Available at: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/foerderung-der-erneuerbaren-energien.html>.
- Dähne, M. *et al.* (2013) ‘Effects of pile-driving on harbour porpoises (*Phocoena phocoena*) at the first offshore wind farm in Germany’, *Environmental Research Letters*, 8(2), p. 20. doi: 10.1088/1748-9326/8/2/025002.
- Dillinger Hutte GTS (2018) ‘Solutions in Steel for Offshore Wind Energy Installations’.
- Dinh, V. N. *et al.* (2020) ‘Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms’, *International Journal of Hydrogen Energy*. doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.04.232.
- DNV GL (2020) ‘Energy Transition Outlook 2020 - A global and regional forecast to 2050’, *Dnv Gl Energy Transition Outlook*, p. 306. Available at: <https://eto.dnvgl.com/2020/index.html>.
- Durstewitz, M. and Lange, B. (2017) *Sea – Wind – Power: Research at the first German Offshore Wind Farm Alpha Ventus*. Edited by S. Wolf. Springer Verlag. doi: 10.1007/978-3-662-53179-2.
- energate (2013) *SIEMENS ERRICHTET HGÜ-PLATTFORM IN DER NORDSEE*, *Energate Messenger*. Available at: <https://www.energate-messenger.de/news/135495/siemens-errichtet-hgue-plattform-in-der-nordsee>.
- European Wind Energy Association (2013) ‘Where ’ s the money coming from ?’
- Fastmarkets (2021) ‘Echoes of 2008 Steel prices now and then’, (March). Available at: <https://www.fastmarkets.com/Media/Files/PRA/FMV2/pdfs/Promotional materials/Echoes of 2008-steel prices now and then-whitepaper 2021.pdf>.
- Frühlingsdorf, M. (2013) ‘Wind Blows for German Offshore Industry’, *Spiegel International*. Available at: <https://www.spiegel.de/international/germany/german->

offshore-wind-industry-goes-from-boom-to-bust-a-914158.html.

Gatti, S. (2018) *Project finance in theory and practice: Designing, structuring, and financing private and public projects*, *Project Finance in Theory and Practice: Designing, Structuring, and Financing Private and Public Projects*. doi: 10.1016/C2016-0-01618-2.

Guzzetti, M. (2017) *Floating offshore wind: Financing FOW*, *Green Giraffe*. Available at: <https://green-giraffe.eu/publication/blog-post/floating-offshore-wind-part-2-financing-fow/>.

Handelsblatt.com. 2021. Energiewirtschaft: Pionier EWE verkauft Projektentwickler für Offshore-Windparks. [online] Available at: <<https://www.handelsblatt.com/unternehmen/energie/energiewirtschaft-pionier-ewe-verkauft-projektentwickler-fuer-offshore-windparks/26573596.html?ticket=ST-525047-QTYDfV5Ve3ofTs23dZro-cas01.example.org>> [Accessed 14 December 2021].

Helgeson, C. (2020) ‘Structuring Decisions Under Deep Uncertainty’, *Topoi*, 39(2), pp. 257–269. doi: 10.1007/s11245-018-9584-y.

IEA (2019) ‘Offshore Wind Outlook 2019’, *World Energy Outlook*. Available at: https://www.oecd-ilibrary.org/energy/world-energy-outlook-2019_caf32f3b-en%0Ahttp://dx.doi.org/10.1787/caf32f3b-en.

Institute for Economics & Peace (2020) ‘Ecological Threat Register 2020: Understanding Ecological Threats, Resilience and Peace’. Available at: <http://visionofhumanity.org/reports>.

IRENA-GWEC (2013) ‘30 Years of Policies for Wind Energy: GERMANY’, *30 Years of Policies for Wind Energy - Lessons from 12 Wind Energy Markets*, pp. 68–75.

IRENA (2019) *Future of Wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, *International Renewable Energy Agency*.

- IRENA and CPI (2020) (2020) *Global Landscape of Renewable Energy Finance, 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Available at: <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance>.
- IWR (2013) *Siemens: Netzanschluss für Offshore-Windpark verzögert sich*, *Windbranche*. Available at: <https://www.windbranche.de/news/nachrichten/artikel-23134-siemens-netzanschluss-fr-offshore-windpark-verzögert-sich>.
- IWR (2019) ‘Senvion und Trianel Windpark Borkum II setzen Zusammenarbeit fort’, *IWR Online*, May. Available at: <https://www.iwr.de/news/senvion-und-trianel-windpark-borkum-ii-setzen-zusammenarbeit-fort-news36068>.
- Janssen, D. (2020) ‘Wind industry “remained resilient” during COVID-19 crisis’, *EURACTIV*. Available at: <https://www.euractiv.com/section/energy/news/wind-industry-remained-resilient-during-covid-19-crisis/>.
- Journal, W. (2020) ‘Deutschland spart durch Corona Lockdown 5,7 % Strom’, *Windkraft Journal*.
- Julio, B. and Yook, Y. (2016) ‘Political Uncertainty and Corporate Investment’, *American Finance Association*, 67(1), pp. 45–83.
- Kaiser, M. J. and Snyder, B. F. (2012) ‘Modeling offshore wind installation vessel day-rates in the United States’, *Maritime Economics and Logistics*, 14(2), pp. 220–248. doi: 10.1057/MEL.2012.5.
- KEMA (2013) *Greater Gabbard Ex-post Assessment*.
- Klein, A. (2020) *Winds of change: can big oil make the transition to offshore wind?*, *World bank blogs*. Available at: <https://blogs.worldbank.org/climatechange/winds-change-can-big-oil-make-transition-offshore-wind>.
- Knight, F. (1921) ‘Risk, Uncertainty, and Profit (online Ed.)’, *Houghton Mifflin Company*. Retrieved July, p. 2004.

- Kostka, G. and Anzinger, N. (2015) 'Large Infrastructure Projects in Germany Between Ambition and Realities Offshore Wind Power Expansion in Germany Scale , Patterns and Causes of', (May).
- KPMG (2010) 'Offshore wind in Europe', *Refocus*, 3(2), pp. 14–17. Available at: <http://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S147108460280021X>.
- Lau, B., Ma, E. and Pecht, M. (2012) *Review of offshore wind turbine failures and fault prognostic methods, Prognostics and System Health Management (PHM) 2012 IEEE Conference*. doi: 10.1109/PHM.2012.6228954.
- Lee, A. (2020) 'World's largest offshore wind farm to pay millions after massive blackout', *Rechargenews*. Available at: <https://www.rechargenews.com/wind/worlds-largest-offshore-wind-farm-to-pay-millions-after-massive-blackout/2-1-731635>.
- Lipshitz, R. and Strauss, O. (1997) 'Coping with uncertainty: A naturalistic decision-making analysis', *Organizational Behavior and Human Decision Processes*, 69(2), pp. 149–163. doi: 10.1006/obhd.1997.2679.
- Lockwood, C. and Chio, O. (2020) 'FITNESS FOR PURPOSE' AND CONFLICTING OBLIGATIONS IN OFFSHORE WIND PROJECTS', *K&L Gates*, March. Available at: <https://www.klgates.com/Fitness-for-Purpose-and-Conflicting-Obligations-in-Offshore-Wind-Projects>.
- Manager Magazin (2013) 'Stahlbauer DSD übernimmt insolventen Offshore-Zulieferer', *Manager Magazin*. Available at: <https://www.manager-magazin.de/unternehmen/industrie/a-878294.html>.
- Marchau, V. *et al.* (2019) *Decision Making Under Deep Uncertainty. From Theory to Practice*, Springer.
- Marcus, A. A. (2019) 'Risk and Uncertainty in the Energy Industry', *Strategies for Managing Uncertainty*, pp. 15–27. doi: 10.1017/9781108120586.002.

- Matthias Buck *et al.* (2019) 'European Energy Transition 2030: The Big Picture', *Agora Energiewende*. Available at: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/EU_Big_Picture/153_EU-Big-Pic_WEB.pdf.
- McCrone, A. *et al.* (2020) 'Global Trends In Renewable Energy Investment 2020', p. 80. Available at: www.fs-unep-centre.org.
- Mcnair, D. (2012) 'Epc Contracts for Wind Energy Projects -'.
- Murphy, O. (2018) 'Breaking into the Offshore Wind Sector A Primer for New Market Entrants', (March), pp. 1–12.
- Musall, J. (2020) 'Windpark der Stadtwerke Bochum fertiggestellt', *Lokalkompass*. Available at: https://www.lokalkompass.de/bochum/c-wirtschaft/windpark-der-stadtwerke-bochum-fertiggestellt_a1438122.
- Offshore-Windenergie (2013) 'Rückenwind für die Offshore-Branche', *Offshore-Wind-Online*, November. Available at: <http://offshore-wind-online.de/2013/11/> (Accessed: 31 August 2021).
- Offshore Wind (2014) 'Fluor Against Ramboll in "Greater Gabbard Case', *Offshorewind.biz*, 16 December. Available at: <https://www.offshorewind.biz/2014/12/16/fluor-against-ramboll-in-greater-gabbard-case/>.
- Offshore Wind Solution (2013) 'Windlift', 49(0), pp. 1–2.
- ORE Catapult (2018) 'An innovator's guide to The Offshore Wind Market', p. 32. Available at: https://ore.catapult.org.uk/app/uploads/2018/10/OREC01_7468-SME-Report-2-Offshore-Wind-Market-SP.pdf.
- Ørsted (2017) *DONG Energy ändert seinen Namen in Ørsted*. Available at: <https://orsted.de/presse-media/news/2017/11/dong-energy-aendert-namen-in-orsted> (Accessed: 29 August 2021).

- Parnell, J. (2020) ‘Orsted and RWE Fined Millions for Major UK Blackout’, *Greentechmedia*. Available at: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/orsted-and-rwe-fined-millions-for-major-uk-blackout>.
- Patel, B. (2021) *Due diligence of offshore wind energy projects*. Available at: <https://www.nexanteca.com/blog/202104/due-diligence-offshore-wind-energy-projects>.
- Point, T. (no date) ‘Wind farms pose maintenance’, pp. 100–101.
- Poudineh, R., Brown, C. and Foley, B. (2017) *Economics of Offshore Wind Power*. doi: 10.1145/1235000.1235021.
- Power Engineering (2011) ‘SSE says Greater Gabbard wind farm foundations are defective’, *Power Engineering International*, 10 November. Available at: <https://www.powerengineeringint.com/editors-picks/sse-says-greater-gabbard-wind-farm-foundations-are-defective/>.
- Probert, T. (2012) ‘Green Investment Bank’s crucial role’, *Raconteur*, May. Available at: <https://www.raconteur.net/green-investment-bank-is-white-knight/>.
- Rahmatallah Poudineh, Craig Brown, B. F. (2017) *Economics of Offshore Wind Power: Challenges and Policy Considerations*. 1st edn. Oxford: Palgrave Macmillan, Cham. doi: <https://doi.org/10.1007/978-3-319-66420-0>.
- Rajgor, G. (2011) *Spotlight on due diligence for wind power*. Available at: <http://www.renewableenergyfocus.com/view/19361/spotlight-on-due-diligence-for-wind-power/>.
- Refocus (2001) ‘Issues Relating To Wind Farm Developments’, *Refocus*, (September), pp. 56–58.
- Reuters (2016) ‘European offshore wind developers shy away from multi-contracting’, *Reutersevents*.
- Ritchie, H. and Roser, M. (2020) ‘CO₂ and Greenhouse Gas Emissions’, *Our World in*

- Data*. Available at: <https://ourworldindata.org/co2-and-other-greenhouse-gas-emissions> (Accessed: 28 August 2021).
- Roland Berger (2016) ‘Offshore wind power. Takeaways from the Borssele wind farm’, p. 19. Available at: www.rolandberger.com.
- Runde, J. (1998) ‘Clarifying Frank Knight’s discussion of the meaning of risk and uncertainty’, *Cambridge Journal of Economics*, 22(5), pp. 539–546. Available at: <http://www.jstor.org/stable/23600452>.
- Schrocht, S. (2015) ‘Technical Noise Mitigation during Offshore-Windfarm Foundation Installation Examples from Offshore Windfarms’, (October), pp. 1–18.
- Structurae (2012) *Tripile-Gründung für Offshore-Windparks, Internationale Datenbank und Galerie für Ingenieurbauwerke*. Available at: <https://structurae.net/de/produkte-services/tripile-gruendung-fuer-offshore-windparks>.
- Technical, E. E. A. (2009) *Europe’s onshore and offshore wind energy potential*.
- The Carbon Trust (2008) ‘Offshore wind power: big challenge, big opportunity. Maximising the environmental, economic and security benefits’, p. 112. Available at: <http://www.carbontrust.com/media/42162/ctc743-offshore-wind-power.pdf>.
- The Trimountaine Group (2013) ‘High EPC Risk Premiums Strain New Transmission Projects’, (July).
- Tillenburg, D. (2021) ‘Technical Challenges of Floating Offshore Wind Turbines - An Overview’, pp. 13–18.
- Uraz, E. (2011) ‘Offshore Wind Turbine Transportation & Installation Analyses. Planning Optimal Marine Operations for Offshore Wind Projects’, *Master Thesis*, p. 56.
- De Vries, E. (2008) *5-MW BARD Near-shore Wind Turbine Erected in Germany*, *Renewable Energy World*. Available at: <https://www.renewableenergyworld.com/baseload/5-mw-bard-near-shore-wind->

turbine-erected-in-germany-54098/#gref.

- Walker, W. E. *et al.* (2003) ‘Defining Uncertainty: A Conceptual Basis for Uncertainty Management in Model-Based Decision Support’, *Integrated Assessment*, 4(1), pp. 5–17. doi: 10.1076/iaij.4.1.5.16466.
- Walker, W. E., Lempert, R. J. and Kwakkel, J. (2013) ‘Deep Uncertainty: Uncertainty in Model-Based Decision Support’, *Encyclopedia of operations research and management science*, 1(1), pp. 395–402. Available at: <https://pdfs.semanticscholar.org/8e6b/c8cd6c880e54c68e6c1c71a9f9a5a5781283.pdf>.
- Watson Farley&Williams (2016) ‘ZPMC Found Responsible for Greater Gabbard Monopile Cracks’, *Offshorewind.biz*, 28 October. Available at: <https://www.offshorewind.biz/2016/10/28/zpmc-found-responsible-for-greater-gabbard-monopile-cracks/>.
- Weber, C. (2020) *Making floating wind bankable*, *Green Giraffe*. Available at: <https://green-giraffe.eu/publication/article/making-floating-wind-bankable/>.
- Weston, D. (2019) “‘We won’t be the last’ – Senvion CEO”, *Windpower Monthly*, September. Available at: <https://www.windpowermonthly.com/article/1669347/we-wont-last---senvion-ceo>.
- Wind-turbine (2019) ‘Bau von Borkum West II geht weiter’, *Wind-turbine.com*. Available at: <https://wind-turbine.com/magazin/innovationen-aktuelles/115868/bau-von-borkum-west-ii-geht-weiter.html>.
- Windenergie Agentur (2012) *Was kostet eine Offshore-Windenergieanlage*. Available at: <http://offshore-das-fundament.de/kosten-und-strompreise/was-kostet-eine-offshore-windenergieanlage.html> (Accessed: 29 July 2021).
- Windpower (2021) *Net zero ambitions fuel thirst to invest in wind power*, *WindpowerMonthly*. Available at:

<https://www.windpowermonthly.com/article/1718944/net-zero-ambitions-fuel-thirst-invest-wind-power> (Accessed: 29 August 2021).

Windspeed (2020) *Roadmap to the deployment of offshore wind energy*, *Intelligent Energy Europe*.

Yescombe, E. R. (2013) *Principles of Project Finance: Second Edition*, *Principles of Project Finance: Second Edition*. doi: 10.1016/C2011-0-04268-0.

Appendix

Appendix A: Exploratory data analysis of deep uncertainty

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation			Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Uncertainty observed as specific events	Timeframe	Environmental	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
Denmark	Vindeby	5	1991	First offshore windfarm worldwide. General sceptism by the electricity industry towards offshore turbines, as they must operate in salty conditions and have much smaller output than central power plants.		1989-1991	0	1	0	1	1		1
Ireland	Arklow Bank	25	2003	Co-developed by Airtricity and GE Wind Energy. It is Ireland's first and only operational offshore wind farm, Demonstrator Project of its new 3.6s MW offshore technology			0	1	0	1	1		1
England	Barrow	90	2006		The project was sold to Centrica (25%, c.£22.5million), Ørsted A/S (then named DONG Energy) (37.5%), and Statkraft (37.5%) in Sep. 2003. In 2004 Centrica and Ørsted bought the Statkraft stake, forming a 50:50 joint venture in the development. In 2014 Ørsted acquired Centrica's 50% holding in the wind farm.	2003, 2004, 2014	0	0	1	1	1		1
England	Burbo Bank	90	2006		The wind farm was developed in the 2000s by SeaScape Energy, which was acquired by DONG Energy (now Ørsted) in 2005.	2005	0	0	1	0	0		1
Germany	Alpha Ventus	60	2010	World's first offshore wind farm to go into operation under (high sea) offshore conditions. Pioneering project in technical, legal and ecological terms.			1	1	1	1	1		1
Germany	Alpha Ventus	60	2010	Concerns such as depletion of fauna, mass strike in birds, and effect on marine mammals. Risk of collision during severe weather conditions that are unexpected for birds. (Befürchtete Entwicklungen wie Verödung der Fauna, Massenschlag bei Vögeln und Effekt auf Meeressäuger. Kollisionsgefahr bei schweren Wetterlagen, die für die Vögel unerwartet auftreten.)			1	0	0	0	0		0
Germany	Alpha Ventus	60	2010		First-time approval processes, testing of technical and logistical installation and operation concepts, and accompanying ecological research provided the offshore industry, which is still in the process of being established, with a much-needed frame of reference. (Erstmalige Genehmigungsprozesse, Erprobung technischer und logistischer Errichtungs- und Betriebskonzepte und ökologische Begleitforschung gaben der sich im Aufbau befindlichen Offshore-Branche den dringenden benötigten Referenzrahmen.)		1	1	0	0	1		1

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation			Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Uncertainty observed as specific events	Timeframe	Environment	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
Germany	Alpha Ventus	60	2010		6 of 12 of the WTGs were susceptible to scour; this problem was corrected by retrofitting backfilled scour protection. (6 von 12 der WEAs waren anfällig für Kolk, diese Problem konnte durch einen nachträglichen aufgeschütteten Kolk schutz behoben werden.)		0	1	0	0	0	0	1
Germany	Alpha Ventus	60	2010		EWE, E.ON and Vattenfall had equal shares of the project CO (DOTI) in 2006. In 2008 EWE AG increases its share to 47.5%, while shares held by E.ON and Vattenfall are reduced to 26.25%.	2008	0	0	1	0	0	1	0
Germany	Alpha Ventus	60	2010		RWE AG acquired the shares of E.ON	2019	0	0	1	0	0	0	1
England	Thanet	300	2010	The Thanet scheme is project financed. On commissioning it was the world's largest offshore wind farm.			1	1	1	1	1	1	1
England	Thanet	300	2010		Thanet Offshore Wind Ltd (TOW), the project company was owned by hedge fund Christofferson, Robb & Co. It was purchased from a group of sponsors led by Warwick Energy Ltd.		0	0	1	0	1	0	0
England	Thanet	300	2010		Christofferson, Robb & Co placed the project back on the market.	Aug 08	0	0	1	0	0	1	0
England	Thanet	300	2010		Vattenfall, a Swedish energy company, acquired TOW.	Nov 08	0	0	1	0	0	1	0
England	Thanet	300	2010		including problems with Vestas who temporarily withdrew their V90 offshore model from the market in 2007 following gearbox problems.	2007	0	1	0	0	0	1	0
England	Thanet	300	2010		Criticism: Since turbine construction makes up the majority of the project cost and the UK has no capacity, much of the work was contracted to foreign companies, resulting in only 20% of the investment going to British firms.	2010	1	0	0	0	0	0	1
England	London Array	630	2011		2003: The Crown Estate awarded a 50-year lease to London Array Ltd (a consortium of E.ON UK Renewables, Shell WindEnergy, and CORE Limited). May 2008, Shell pulled out of the project.	May, 2008	0	0	1	0	1	0	0
England	London Array	630	2011		Abu Dhabi based Masdar joined E.ON as a joint venture party in the scheme by purchasing 40% of E.ON's half share of the scheme, giving Masdar a 20% stake in the project overall. The resultant ownership was 50% DONG Energy, 30% E.ON UK Renewables and 20% Masdar.	October, 2008	0	0	1	0	1	0	0

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation		Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Timeframe	Environmental	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
England	London Array	630	2011	Uncertainty observed as specific events in 2013, in response to "Ogema Offshore Transmission Owner" regulations, the consortium divested the electrical transmission assets of the wind farm (valued at £459 million) to Blue Transmission London Array Limited – an entity incorporated by Barclays Infrastructure Funds Management Limited (Barclays) and Diamond UK Transmission Corporation (a Mitsubishi Corporation subsidiary).	2013	0	0	1	0	0	0	1
England	London Array	630	2011	In January 2014, DONG sold half its stake to Quebec public pension plan manager Caisse de dépôt et placement du Québec ("La Caisse")	2014	0	0	1	0	0	0	1
England	Greater Gabbard	504	2012	The project was originally developed by Greater Gabbard Offshore Winds Limited (GGOWL) which was a joint venture between Airtricity and Fluor. Airtricity was subsequently bought by Scottish and Southern Energy who then bought out Fluor's 50% stake. Fluor were contracted to design, supply, install and commission the balance of the plant.	2008	0	0	1	0	1	0	0
England	Greater Gabbard	504	2012	Scottish and Southern sold a 50% stake to RWE, the owners of Npower, in November 2008 for £308m.	2008	0	0	1	0	1	0	0
England	Greater Gabbard	504	2012	On 12 November 2009, a man was killed and a woman injured after a chain broke and the two people were hit with pieces of the chain.	2009	1	0	0	0	0	0	0
England	Greater Gabbard	504	2012	On 21 May 2010, a man died and another suffered serious injuries following an accident at Parkeston Quay, Harwich. A Siemens engineer from Norresundby, Denmark, died in the incident. A 43-year-old German national was taken to Addenbrooke's Hospital. The incident happened at about 7.50 am while loading a wind turbine blade on the vessel Seajack. Siemens and Fluor were ordered to pay £1 million for the incident.	2010	1	0	0	0	0	0	0
	Greater			In September 2013 remedial work was begun on the export cables close to shore as the cables were not buried sufficiently deeply. The work which was meant to take three weeks was only finished in September 2014. The work caused problems for local fishermen who asked the Greater Gabbard Offshore Wind Farm for a disruption payment. A spokesman for SSE denied that the work was responsible for the								

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation			Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Uncertainty observed as specific events	Timeframe	Environmental	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
Germany	Bard Offshore 1	400	2013	Since the owner could not buy such 5MW offshore wind turbines in sufficient numbers in 2006, Dr. Bekker set up its own production of turbines. This should serve as the legacy for his children.			1	1	1	1	1	1	1
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		components within the company so that troubles from the custom transformer are unrelated to standard equipment used elsewhere.	2009	1	1	1	1	1	1	1
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		In January 2012, a fatal accident occurred when a landing platform detached for an unexplained reason and plunged into the water. One worker died.	2012	1	1	0	0	0	1	0
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		The rights to the offshore wind farm BARD Offshore 1 had been secured by the municipal utility association SüdWestStrom Windpark based in Tübingen (70%) and WV Energie Frankfurt (30%). The Stadtwerke-Verbund SüdWestStrom withdrew from the project in 2012 as it no longer considered it economically viable.	2012	0	0	1	0	0	1	0
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		Bard Offshore 1 went online in August but was far over budget at two billion euros and several years behind schedule. The recent news that a coalition between the CDU and SPD might reduce the offshore wind target from 10 GW to 6.5 GW for 2020 may have been the last straw for the investors still backing Bard.	2013	1	0	1	0	0	0	1
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		BARD went bankrupt in November 2013.	2013	0	0	1	0	0	1	0
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		In December 2013, Ocean Breeze Energy, a subsidiary of Hypo Vereinsbank, took over operations.		0	0	1	0	0	0	1
	Bard Offshore 1	400	2013		Fire at a transmission station in March 2014 After several shutdowns, the wind farm had to be completely disconnected from the grid for several months due to problems with the power quality and the electricity transmission. Troubleshooting was ongoing at the wind turbines as well as at the substation and converter station on the "BorWin alpha" platform of the HVDC "BorWin 1", which also affected the connection to the OWP "Global Tech I" taking place at the same time via this HVDC. At the end of 2014, new software was installed in the wind turbines as well as	2014	0	1	0	0	0	0	1

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation		Timeframe	Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Uncertainty observed as specific events		Environmental	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		attenuation filters and half of the turbines were put back into operation.	2014	0	1	0	0	0	0	1
Germany	Bard Offshore 1	400	2013		Macquarie Infrastructure and Real Assets ("MIRA"), via a Macquarie European Infrastructure Fund 5 led consortium, has agreed to acquire Ocean Breeze Energy, the owner of North Sea wind farm BARD Offshore 1, from Unicredit.	2019	0	0	1	1	0	0	1
England	West of Duddon Sands	389	2014		The project to develop the West of Duddon Sands Wind Farm was awarded in December 2003 as part of the Round 2 development programme. The project was awarded to Morecambe Wind Ltd, a partnership between Scottish Power, Elsam, and Eurus Energy. Elsam, a Danish company, was later acquired by DONG Energy. By 2014 the windfarm was stated to be "a joint venture project between ScottishPower Renewables and Dong Energy".	2014	0	0	1	0	0	0	1
Germany	DanTysk	288	2014		Initially the project was developed by Geo Gesellschaft für Energie und Ökologie. The project was purchased by Vattenfall in 2007.	2007	0	0	1	0	1	0	0
Germany	DanTysk	288	2014		Vattenfall sold 49% stake in the project to Stadtwerke München.	2010	0	0	1	0	1	0	0
Germany	Butendiek	288	2015		2007: Project company OSB Offshore-Bürger-Windpark Butendiek GmbH & Co. KG established a strategic partnership with the Irish Airtricity to develop Butendiek. 2008: Scottish and Southern Energy (SSE) took over Airtricity	2008	0	0	1	0	1	0	0
Germany	Butendiek	288	2015		British government increased remuneration for offshore electricity (implying more interesting alternative for wind farms in the UK). Therefore, SSE withdrew from the project, leading to a significant delay in the start of construction. (Original target of completion in 2012)	2009	1	0	1	0	1	0	0
Germany	Butendiek	288	2015		Due to financing problems, the problem was sold to WPD, which planned to start construction of wind farm in 2013	2010	1	0	1	0	1	0	0
England	Westermost Rough	210	2015		Originally awarded to Total in 2003, Total later withdrew and the concession was returned to the Crown Estate in 2006.	2006	0	0	1	0	1	0	0
					2007: DONG Energy was awarded a lease from The Crown Estate to develop a wind farm at Westermost Rough and the company Westermost Rough Ltd was established; a								

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation			Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Uncertainty observed as specific events	Timeframe	Environmental	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
#	Westermost Rough	210	2015		subsidiary of DONG Energy. DONG Energy sold a 50% stake in the wind farm in equal parts to the Green Investment Bank and to Marubeni Corporation for a total of £240 million; as part of the sale the two buyers committed to investing £500 million in the construction of the wind farm	2007	0	0	1	0	1	0	0
					Residents of Withernsea and the nearby area reported noise and vibration disturbance during the night time	2014	1	0	0	0	0	0	1
USA	Block Island	30	2016		First commercial offshore wind farm in the United States permitting process for the project has been highly controversial	2011	1	0	0	1	1	0	0
Scotland	Hywind Scotland	30	2017	World's first commercial wind farm using floating wind turbines, operated by Hywind (Scotland) Limited, a joint venture of Equinor (75%) and Masdar (25%).		2013	1	1	1	1	1	1	1
England	Burbo Bank Extension	258	2017		DONG Energy (now Ørsted) sold half of the wind farm extension to KIRKBI A/S (Lego holding company) and Danish pension fund PKA for £660 million in February 2016.	2016	0	0	1	0	0	1	0
China	SPIC Jiangsu Dafeng	302	2018		Since construction began, the project team overcame a series of unfavorable factors such as short construction period and frequent occurrence of typhoon, conquered various difficulties including complicated and severe construction conditions in the related sea area, pile-sliding phenomenon which frequently happened to marine pile foundations, long distance laying of high voltage submarine cable during the typhoon season and tight supply chain of tower barrels and wind turbines, optimized construction processes and sequences repeatedly, intensified four major engineering controls, carried out synchronous crossover work of cable laying and wind turbine hoisting, enhanced wind turbine defect elimination, power transmission and grid connection organization capability, and thus guaranteed commercial operation with full capacity and high quality during extremely limited marine operation window.	2017	0	1	0	0	0	1	0
England	Walney	1026	2018		Danish Dive vessel was carrying out routine inspection work when an anchor cable broke and the ship hit one of 102 turbines installed at the Walney Offshore Wind Farm.	2014	1	1	0	0	0	1	0

Information about the windfarm				Identification of uncertain events or situation			Categories of Uncertainty				Project Phase		
Country	Windfarm	Capacity (MW)	Commissioning Date	Situation involving uncertainty	Uncertainty observed as specific events	Timeframe	Environmental	Technical	Firm	Industry	Exploration & Planning	Development and construction	Operation
Germany	Merkur	396	2019	Europe's largest offshore wind farm faces two major obstacles—securing financing and managing the risks that come with buying equipment and services from a large number of vendors.		2006-2019	0	1	1	1	1		0
Germany	Merkur	396	2019		Windreich, the original developer, became insolvent in 2013.	2013	0	0	1	0			
Germany	Merkur	396	2019		Hochtief, the main contractor, sold its offshore business in 2014.	2014							
Germany	Merkur	396	2019		Areva, the turbine manufacturer, also left the project.	2014							
Germany	Merkur	396	2019		A consortium comprising of funds managed and/or advised by Partners Group (50%), InfraRed Capital Partners (25%), DEME Concessions (12.5%), GE Energy Financial Services (6.25%) and ADEME, acting on behalf of France "Investments for the Future" programme (6.25%) sold 100% of Merkur Offshore GmbH to APG, the Dutch pension investor and The Renewables Infrastructure Group Limited ("TRIG"), the FTSE 250 London-listed investment company advised by InfraRed Capital Partners.	2019	0	0	1	0	0	0	1
Scotland	Beatrice	588	2019		In October 2018 details emerged that migrant workers were being used increasingly in the construction phase. 11 Russian Workers were arrested at Aberdeen Airport in 2017 as they were working illegally on Seafarers documents. In an unexpected move, the UK Home Office granted a 6-month waiver so that the crew could continue to work. This has been extended twice until 2019.	2018	1	0	0	0	0	1	0
England	Triton Knoll	857	2021		The project was initially developed by RWE Npower Renewables. In February 2015 Statkraft acquired a 50% stake in the project. In late 2015 Statkraft announced it would no longer be investing in offshore wind, but would continue with the development at Triton Knoll	2015	0	0	1	1	1	0	0
England	Triton Knoll	857	2021		Concerns about the cable route and windfarm were raised: farmers and the NFU raised concerns about its affects on drainage and Lincoln City Council claimed the development would have a negative affect of tourism.								
England	Triton Knoll	857	2021		Statkraft sold its stake to the German Innogy and Innogy is the sole owner of Triton Knoll.	2017	0	0	1	0	1	0	0
England	Triton Knoll	857	2021		Innogy sold 41% of its stake to new partners J-Power (25%) and to Kansai Electric Power (16%) and retains the majority equity stake (59%).	2018	0	0	1	0	1	0	0

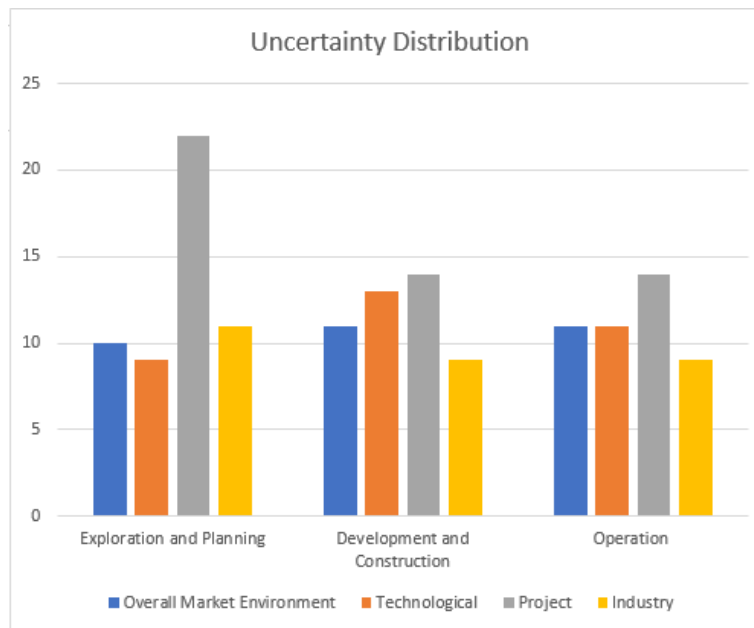
The first four columns provide some general information about the wind farm, including country, name of the wind farm, capacity and commissioning date. It can be observed that the countries Denmark, England and Germany were the pioneers of the offshore wind industry and still dominate today's world's offshore wind power generation. Moving along the timeline the size of the OWF denoted by its total capacity increased strongly in all the countries. Particularly UK has developed some of the world's largest offshore wind projects.

The next three columns detail the authors attempt to identify events or situations that may indicate the existence of deep uncertainty. A situation involving uncertainty characterizes more the overall sentiment of deep uncertainty in the prevailing circumstance within the timeframe, whereas the materialization of deep uncertainty can be observed by specific events. One can notice the natural tendency that situations of deep uncertainty are more prevalent during the introductory phase of new offshore wind technologies and with the implementation of the projects, gradually manifest themselves in specific events. These incidents have been sorted into four different main sources of deep uncertainty – environmental, industrial, firm and technological. Furthermore, their period of occurrence during the project lifecycle has been attributed to the phases “exploration & planning”, “development and construction” and “operation”. The intent of this analysis is to deduce a pattern of how the sources of deep uncertainty were distributed during the project cycle of the past offshore wind projects and how they might have shifted with time.

The distribution outcome diagram below shows that the overall amount of deep uncertainty is fairly evenly distributed among the three project phases. Project-specific deep uncertainty seems to be slightly higher during each phase which might imply that each OWF is subject to highly individual conditions and circumstances. The frequency of OWFs changing the ownership structure is particularly high, which might bring realignment and certain instability. Technological deep uncertainty appears to be higher during the development and operation phase whereby it is highest during the development and construction phase. Among different subcategories of environmental deep uncertainty, which remains at a rather constant height, politics and regulations are a dominating factor of deep uncertainty.

Outcomes: Frequency distribution of different sources of deep uncertainty

	Sources of Deep Uncertainty			
	Environmental	Technological	Project	Industry
Exploration and Planning	10	9	22	11
Development and Construction	11	13	14	9
Operation	11	11	14	9



Appendix B: Interview transcripts

Annex 1.1. Interview with project manager

Profession: Senior project manager responsible for the financing of OWF

Organization: German Bank

Date of interview: 20th of May 2021

Style: Video

Yuting Sun [00:00:06] Guten Morgen, vielen Dank erstmal, dass Sie sich heute Zeit nehmen. Wie in meiner E-Mail schon erwähnt, geht es in meiner Arbeit um das Thema Unsicherheiten in der Offshore-Wind Finanzierung. Können Sie sich als Projektmanager an Unsicherheiten während der Projektlaufzeit oder Anbahnungsphase, die man nicht abschätzen konnte, erinnern? Also Situationen, wofür man keine Wahrscheinlichkeiten oder Erfahrungswerte hatte?

Projektmanager [00:00:26] Ganz am Anfang der Offshore Industrie hatte man für viele Dinge keine Erfahrungswerte. Da hat man Erfahrungswerte aus anderen Branchen herangezogen. Also z.B. die Öl- und Gasindustrie, wenn es um die Förderung auf hoher See ging und die Onshore Industrie, wenn es um Wind Technologie ging. Aber das war natürlich ein neues Feld, von daher gaben es für viele, viele Themen jetzt direkt keine Erfahrungswerte, sondern man hat sich versucht über andere Beispiele dem Ganzen anzunähern.

Yuting Sun [00:01:09] Fallen dir Beispiele dazu ein? Vielleicht bei den ersten Offshore Windparks, die die IPEX finanziert hatte?

Projektmanager [00:01:40] Das erste Projekt meines Erachtens war Butendiek, von wpd, welches jetzt auch schon fast 15 Jahre her ist. Da wurde also in vielerlei Hinsicht Pionierarbeit geleistet. Gerade weil es auch projektfinanziert wurde und nicht von einem großen Player mit einer starken Bilanz finanziert wurde, der dann sozusagen die Risiken besser auf seine Bilanz nehmen konnte. Stattdessen hat man das direkt projektfinanziert und das Risiko dementsprechend auf viele Schultern verteilt. Aber die genauen Details müsstest du zwei andere Kollegen fragen, die das Projekt hautnah miterlebt haben und von der Finanzierungsseite mitgestaltet haben.

Yuting Sun [00:02:41] Und wie waren deine Erfahrungen mit dem ersten Projekt, was du damals im Offshore-Wind geführt hast. Gaben es dort große Unsicherheiten, unbekannte Themen über die Zukunft, in der keine Wahrscheinlichkeitsverteilungen über mögliche künftige Zustände vorlagen?

Projektmanager [00:02:49] Das Projekt nannte sich Nordsee One (2015) und es gab nicht mehr so viele Themen, die nicht bekannt waren. Zu diesem Zeitpunkt sind schon einige Offshore Projekte realisiert worden. Das war keine komplett neue Technologie mehr, die Industrie war etabliert. Von daher war das ganz anders als die ersten Offshore-Projekte, die andere Kollege begleitet haben. Wir bewerten auch nicht jedes Risiko mit Wahrscheinlichkeiten. Zum Beispiel wenn ein Projektbeteiligter aus welchen Gründen auch immer ausfällt. Das kannst du nicht unbedingt in einer Wahrscheinlichkeit messen. Wir schauen uns die Ratings natürlich von den beteiligten Unternehmen an und da kannst

du natürlich eine gewisse Wahrscheinlichkeit herleiten von der Austauschwahrscheinlichkeit, die man errechnet hat. Selbst dann spielen natürlich noch viele andere Faktoren da ein, sodass wir eigentlich bei unseren Entscheidungen nicht unbedingt wahrscheinlichkeitsgewichtet an die Sache herangehen.

Yuting Sun [00:04:48] Das heißt die Entscheidungen basieren eher auf Erfahrungen?

Projektmanager [00:04:51] Ja, genau. Also wir machen sehr viel auf Basis von Erfahrungen, was wir schon gesehen haben und vergleichen das dann miteinander. Bei Themen, die neu sind, wie zum Beispiel die Floating Wind Technologie, die jetzt relativ neu und noch nicht so etabliert ist, müssen wir natürlich untersuchen: Welche Aspekte sind wirklich neu? Und bei denen, die neu sind, wie können wir uns einer Einschätzung nähern? Da fließen natürlich viele Erfahrungswerte von sogenannten Experten ein. Aber wir würden ja jetzt nicht hingehen und würden sagen die Wahrscheinlichkeit ist 30%, dass das Projekt scheitert. So arbeiten wir im Prinzip am Ende des Tages nicht.

Yuting Sun [00:05:58] Diese Experten sind wahrscheinlich die TSVs? Arbeitet ihr mit internen TSVs oder externen?

Projektmanager [00:06:12] Also in der Regel arbeiten wir mit externen TSVs. Wir haben für Offshore oder insgesamt Zugriff auf einen TSV bei Bedarf. Er wird aber nicht immer eingebunden, sondern wirklich nur, wenn es Themen gibt, die für uns neu sind und wir wirklich eine zusätzliche Expertenmeinung zusätzlich zu dem in der Regel vorhandenen Lenders Technical Advisor benötigen, wie zum Beispiel jetzt bei Floating Offshore, wo natürlich ein intensiver Austausch mit sowohl dem Legal Advisor als auch dem TSV stattfand.

Yuting Sun [00:07:41] Super, bei der nächsten Frage geht es darum, ob diese Art von Unsicherheiten dazu geführt haben, dass Entscheidungen verhindert oder verzögert wurden?

Projektmanager [00:07:58] Also verhindert würde ich jetzt nicht behaupten, verzögert klar. Es gibt natürlich auf jeden Fall Themen, die so komplex waren, die man nicht auf Anhieb durchdrungen hat oder mit denen man vielleicht aus Kreditgebersicht nicht

zufrieden war. Wo man dann mit Mitigationen gearbeitet hat. Das hat dann natürlich den Prozess aufgehalten und verzögert.

Yuting Sun [00:08:29] Wie lange waren die Verzögerung meistens? Sprechen wir über Monate oder Jahre?

Projektmanager [00:08:39] Das sind eher Monate. Also die ganz ersten Offshore Projektfinanzierungen haben einen sehr langen Zeitraum benötigt, bis sie dann wirklich finanzierungsreif waren. Am Anfang waren es vielleicht an der einen oder anderen Stelle auch mal Jahre, aber mit zunehmender Professionalisierung der Industrie sind auch diese Zeiträume immer kleiner geworden, weil es dann eher um Details ging und nicht um das große Ganze. Dass ein Projekt jetzt uns vorgelegt wird, wo wir kategorisch ein Thema haben, das wir von vornherein ablehnen und sagen, dass die Unsicherheit da so groß ist und wir das nicht machen, passiert eigentlich nicht. Sondern da geht es dann wirklich um Detailthemen, dass uns möglicherweise irgendetwas nicht gefällt und wir dann darauf drängen, dass das nochmal in eine andere Richtung angepasst wird. Aber das ist dann in der Regel eher eine Frage von kürzerem Zeitraum. Also Monate würde da eher passen.

Yuting Sun [00:09:51] Haben Banken Angst oder sind eher unsicher bei kleineren Projektentwickler, ob die Projekte überhaupt zu Ende geführt werden können? Zum Beispiel weil die kleineren wahrscheinliche eine weniger starke Bilanz haben.

Projektmanager [00:10:13] Ja, das spielt grundsätzlich schon eine Rolle, weil natürlich die Erfahrung gezeigt hat: Wenn im Offshore Bereich was schief läuft, dann kostet es relativ schnell relativ viel Geld, um da irgendwie eine Lösung zu erarbeiten. Hier ist es natürlich per se schon hilfreich, wenn dahinter als Projektentwickler ein bilanzstarkes Unternehmen steht. Das ist jetzt kein komplettes Ausschlusskriterium und wir haben genügend Projekte gemacht, auch mit vermeintlich kleineren Entwicklern. Aber es wird natürlich schon begrüßt, wenn da Parteien dahinterstehen, die finanzstark sind.

Yuting Sun [00:11:18] Bei der Untersuchung der Historie der Offshore Windparks habe ich mir die Frage gestellt, ob es häufig vorkommt, dass kleinere Projektentwickler vom Größeren übernommen werden und ob der Markt sich stark konsolidiert hat in den letzten Jahren. Wie siehst du das Ganze?

Projektmanager [00:11:47] Also ich glaube nicht so sehr wie im Onshore Bereich. Im Offshore Bereich ist es schon so, dass du von vornherein eher große Player hattest, dass die da eine Rolle gespielt haben. Nur in den ganz anfänglichen Phasen hattest du die kleineren Player wie z.B. in Deutschland die wpd oder PNE. Sie haben Projekte entwickelt, die dann aber häufig an größere verkauft wurden. In der Realisationphase hast du sehr häufig mittlerweile schon große Player und in Europa ist es eigentlich so, dass wenn du dir die ganzen neueren Projekte anschaust: Das sind zu einem ganz großen, nicht ausschließlich, aber zu einem ganz großen Teil, große Player. Utilities, Finanzinvestoren wie CIP aus Dänemark und dann wirklich die ganzen Renewable Töchter schon von irgendwelchen großen Staatsutilities, die wie EDF, wie EDP, E.ON und in Deutschland, EnBW und RWE. Statkraft aus Norwegen ist auch ein großer Player aus der Öl und Gasindustrie. Also in der Realisierungsphase hast du mittlerweile leider zumindest in Europa sehr stark nur die großen Player am Markt.

Yuting Sun [00:14:07] Womit hatten Projekte besonders viel zu kämpfen? Was waren z.B. unerwartete Ereignisse?

Projektmanager [00:14:14] Naja, wir haben ja schon in den ersten Jahren Projekte gesehen, wo es meistens Probleme mit den Kontraktoren gegeben hat. Also, dass Bauunternehmen ausgefallen und insolvent gegangen sind, dass sie die Verträge aus welchen Gründen auch immer nicht so eingehalten haben. Das hat dann entsprechend in der Regel zu deutlich längerer Bauzeit geführt und infolgedessen zu Mehrkosten. Du musstest dafür Lösungen erarbeiten, die waren dann in der Regel, dass man neue Unternehmen ausgesucht hat. Diese brauchen natürlich eine gewisse Zeit, bis sie so weit waren, dass sie diesen Auftrag übernehmen konnten. Das hat in der Regel viel Zeit und viel Geld gekostet.

Yuting Sun [00:15:21] Gaben es dazu Versicherungen, die eingesprungen sind und die Mehrkosten übernommen haben?

Projektmanager [00:15:33] Das sind in der Regel Themen, die nicht nur von der Versicherung übernommen werden. Wenn ein Unternehmen insolvent geht, dann hast du in der Regel keine Versicherung dafür. Es sei denn, du hast eine spezielle Versicherung vorher abgeschlossen. Aber das ist etwas, was in der Regel nicht gemacht wird. Dann

muss man prüfen ob die abgeschlossenen Verträge mit irgendwelchen Sicherungselementen versehen sind, also irgendwelchen Garantien, die werthaltig sind. Darüber kann man zumindest einen Teil des Verlustes auffedern. Aber es ist in der Regel bei solchen Parteien nicht der Fall. Sondern, das sind dann Kosten, auf denen das Projekt sitzenbleibt. Diese kann man nur bewältigen, indem man von vornherein ein Contingency Budget hat, also ein Budget in deinem Gesamtmodell für unvorhergesehene Themen. Das sind Sachen, die kennt man bei Financial Close nicht und mit dem Contingency Budget hat man einen Puffer für das was auch immer da kommen mag.

Yuting Sun [00:16:50] Wie kann der Kreditgeber eingreifen wenn irgendwas am Projekt schief läuft?

Projektmanager [00:17:25] Am Ende des Tages sind wir ja nur einer von vielen. Wir sind in der Regel bei den großen Projekten nur eine Bank von vielen Banken. Du als Kreditgeber hast natürlich Mitspracherecht bei all den Themen, abhängig davon wie schlecht es dem Projekt geht. Am Anfang muss auf jeden Fall die Projektgesellschaft und die Sponsoren, die EK-Geber dahinter; die sind erst mal im Driver Seat. In dem Moment wo das Projekt in so Schwierigkeiten gerät, dass es in einer Default Situation ist, welche vorher in den Kreditverträge entsprechend definiert worden ist, würden die Kreditgeber maßgeblich das Ruder übernehmen. Da hat man z.B. Working Committees etc. und da spielen wir natürlich eine Rolle, aber letztendlich nicht die entscheidende Rolle. Die entscheidende Rolle muss immer die Projektgesellschaft übernehmen.

Yuting Sun [00:18:29] Kam es schon mal vor, dass es ein Projekt so schlecht lief, dass man ausgestiegen ist?

Projektmanager [00:18:41] Mir ist keines bekannt im Offshore Bereich. Wir hatten in der Anfangsphase Projekte, die Probleme hatten, aber die Probleme sind dann alle gelöst worden und die Projekte sind doch alle dann soweit fertig gebaut worden, dass sie operativ werden konnten und meines Wissens nach jetzt auch ganz normal den Kredit zurückzahlen. Also den größten Hit haben die Equity Sponsoren genommen. Sie mussten Geld nachschießen, sind später an Dividenden gekommen etc. Da war die Equity Seite der Leidtragende. Die Hypo-Vereinsbank bei der Unicredit hatte damals ein Projekt finanziert wo die Projektgesellschaft die Turbinen selbst herstellen wollte. Es war kein

großer Hersteller wie Siemens oder GE, sondern ein relativ kleines Unternehmen, das eine exotische Technologie vorantreiben wollte. Das hat dann in Summe nicht funktioniert. Ob es nun an der Technologie lag, weiß ich nicht, aber die Unicredit war meines Erachtens sehr involviert war und musste möglicherweise entsprechende Verluste hinnehmen. Aber das ist jetzt nur vom Hörensagen.

Yuting Sun [00:21:48] Fallen dir spontan noch Probleme ein, die dir besonders im Gedächtnis geblieben sind?

Projektmanager [00:22:03] Netzanschluss war auch noch ein großes Thema. Die Projekte sind natürlich angewiesen darauf, dass sie ihre Projekte anschließen können und den erzeugten Strom dann auch wirklich ins Netz speisen können. Zumindest bei den ersten deutschen Projekten war das häufig ein Problem und hat dann auch zu Verzögerungen geführt.

Yuting Sun [00:25:42] Gaben es Projekte, die dir besonders viele Schwierigkeiten bereitet hatten?

Projektmanager [00:26:07] Die Taiwan Projekte sind herausfordernd. Das was wir in Europa vor 10, 15 Jahren hatten, fängt da erst an. Das heißt es ist eine junge Industrie mit entsprechenden Anlaufschwierigkeiten. Du hast große Projekte mit vielen Beteiligten auch auf der Banken Seite. Das ist einfach herausfordernd.

Yuting Sun [00:26:45] Gaben es Bedenken, weil man davor noch nie Offshore Projekte in Asien finanziert hatte?

Projektmanager [00:27:16] Weniger bei uns, aber naturgemäß bei unserem Risikomanagement, das entsprechende Bedenken geäußert hatte. Aber diese Themen schaut man sich natürlich dann gemeinsam intensiv an und guckt, was es für Mitigationsmaßnahmen ergriffen werden. Am Ende des Tages wird dann die Entscheidung getroffen: Ja, das ist akzeptabel, wir können das Risiko eingehen. Oder nein, das Risiko ist zu groß. Am Ende des Tages wurde ein Gesamtpaket geschneidert, das dann zufriedenstellend war und wo man gesagt hat, das Risiko können wir durchaus eingehen. Das ist in der Natur der Dinge, dass wir Projektrisiken bewusst eingehen. Aber

wir werden natürlich auch für diese Risiken entlohnt. Aus dem großen Portfolio, was wir haben, gibt es mal Projekte, wo es Probleme gibt oder gar Projekte, wo es vielleicht Abschreibung gibt. Ziel ist es natürlich, dass diese Anzahl von solchen Projekten so klein wie möglich gehalten wird.

Yuting Sun [00:29:08] Wie beeinflussen Ihre Erfahrungen mit diesen Arten von Unsicherheiten Ihren aktuellen Umgang mit Entscheidungen?

Projektmanager [00:29:27] Je mehr wir gesehen haben, je mehr Projekte wir gemacht haben, desto besser können wir neue Projekte einschätzen und vergleichen. Das hilft uns natürlich sehr, um zu bewerten, ob die vorgestellten Projekte akzeptabel sind oder nicht. Wenn da Risiken auftauchen, können wir natürlich relativ gut vergleichen, ob wir solche Risiken schon mal an anderer Stelle gesehen haben, wie wir damit umgegangen sind, was da eine Lösung war und ob sie sich möglicherweise im Laufe der Zeit materialisiert haben oder nicht. Von daher ist natürlich dieser Erfahrungsschatz, den man im Laufe der Jahre über den Aufbau des Portfolios bekommen hat, enorm hilfreich, um dann neue Projekte anzugehen. Das gilt für uns, aber das gilt insgesamt für die Industrie. Je mehr Projekte realisiert werden, desto größer ist das Know-how der ganzen Industrie und desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit in meinen Augen, dass Dinge schief gehen. Das hat man auch insgesamt in der Industrie in Europa gesehen, dass das Offshore mittlerweile keine exotische Technologie mehr ist. Du hast viele verschiedene Player in verschiedenen Ländern, die Offshore Projekte erfolgreich umsetzen. Also mir ist kein großes Offshore Projekt bekannt, das so große Probleme hatte, dass es dann nicht fertig gebaut werden konnte oder dass es nach zwei Jahren Betrieb wieder eingestellt wurde, weil es nicht funktioniert hat. Sondern das ist mittlerweile eine etablierte Technologie.

Yuting Sun [00:31:32] Wie siehst du den gesamten Erfahrungsaustausch in der Offshore Industrie? Sind die Players bereit ihre Erfahrungen mit anderen zu teilen oder ist man zurückhaltender aufgrund der Wettbewerbssituation?

Projektmanager [00:32:14] Ich bin mir nicht sicher, ob ich das am Ende beurteilen kann. Ich kann schon vermuten, dass das es in der Onshore Industrie besser funktioniert, weil die Onshore Welt viel diverser ist. Da hat man viel mehr Player. Du hast mehr Turbinen Hersteller. Du hast mehr Entwickler und da ist wahrscheinlich der Austausch an sich

nochmal ein größerer als in dieser relativ oligopolistischen Offshore Industrie, wo du z.B. nur zwei oder drei Turbinen Hersteller hast im Vergleich zur Onshore Industrie und wo du auch weniger Players hast die in der Lage sind, solche Projekte zu realisieren, weil sie einfach viel größer sind und viel mehr Kapitalbedarf aufweisen. Von daher findet weltweit schon ein entsprechender Austausch statt, aber das kann sicherlich noch besser sein.

Yuting Sun [00:33:39] Weiter zur nächsten Frage: Wenn Sie sich die Kategorisierungstabelle anschauen, die ich erstellt hatte: Was identifizieren Sie im heutigen Kontext als Hauptcluster für diese Unsicherheiten?

Projektmanager [00:36:25] Construction ist weiterhin die größte Herausforderung. Aus Kreditgeber Sicht ist für uns Innovation und Development z.B. nicht so relevant, weil in der Phase steigen wir ja noch nicht ein, sondern erst, wenn die Projekte so weit vorangetrieben sind, dass sie gebaut werden können. Das ist eher für EK Investoren möglicherweise relevant. Wir haben immer mehr Projekte, die jetzt zunehmend auch Marktrisiken im Offshorebereich nehmen müssen. Also nicht von langjährigen, festen Abnahmeverträgen profitieren. Damit kriegst du natürlich ein neues Risiko in diese Projekte. Das führt dazu, dass gerade in Europa du einen sehr intensiven Wettbewerb hast. Da kann es natürlich auch schon mal vorkommen, dass vielleicht, wenn sich da etwas in den Annahmen über diese lange Laufzeit ändert, weil du z.B. eine Wirtschaftskrise hast und weniger Strom benötigt wird und die Preise infolgedessen in den Keller gehen, dann kann es natürlich sein, dass der eine andere Park irgendwann nicht mehr profitabel betrieben werden kann. Also das das sehe ich dann auch als Thema, also eher financial situation wahrscheinlich.

Yuting Sun [00:38:45] Siehst du diese Unsicherheit als eine wichtige Herausforderung?

Projektmanager [00:39:01] Das ist am Ende des Tages das entscheidende Thema, dass man natürlich die Unsicherheiten, die mit solchen Projekten verbunden sind, versuchen muss, so klein wie möglich und so beherrschbar wie nur möglich zu bekommen durch entsprechende Maßnahmen: Verträge, die das entsprechend abfedern können. Sonstige Strukturelemente, die solche Unsicherheiten, wenn sie dann auftreten, abfedern können. Das ist das, womit wir uns im Wesentlichen beschäftigen müssen als Kreditgeber.

Yuting Sun [00:39:42] Welche Instrumente benutzt der Kreditgeber um die Unsicherheiten so klein wie möglich zu halten?

Projektmanager [00:40:01] Ja, es gibt natürlich für gewisse Unsicherheiten Versicherungen, wenn es dafür Produkte gibt, die wirtschaftlich vertretbar sind. Man kann wahrscheinlich für jedes Event irgendwo eine Versicherung einkaufen, aber die ist dann wahrscheinlich so teuer, dass es dann am Ende des Tages keinen Sinn macht. Aber da, wo es möglich ist, wo es einen entsprechenden Markt schon gibt, kann Versicherung sicherlich ein Mittel von mehreren sein. Bei der Projektfinanzierung ist es so, dass du versuchen musst, die Projektrisiken dort anzusiedeln, wo die Parteien sind, die sie am besten einschätzen und managen können. Also wenn es um Bau Themen geht, sind die Beteiligten am Bau, die richtigen Ansprechpartner. Wenn es um Versicherungsthemen geht, sind Versicherungen der Ansprechpartner. Daher muss man versuchen das Gesamtkonstrukt so zu strukturieren, dass die Risiken sinnvoll verteilt sind. Dort, wo sie nicht verteilt werden können, weil niemand bereit ist, sie zu nehmen oder weil es zu teuer ist, musst du natürlich auf entsprechende Eventualitäten vorbereitet sein und versuchen das über deine Gesamtstruktur abzufedern. Klar gibt es auch jede Menge Möglichkeiten, wo man wirklich versuchen muss, die Themen entsprechend zu identifizieren und strukturell abzufedern. Also es gibt nicht die Pauschallösung. Deswegen machen wir auch eine intensive Due Diligence von den Projekten. Due Diligence in rechtlicher Sicht, in technischer Sicht, in Versicherungstechnischer Sicht und all solche Sachen, damit wir versuchen können, alle etwaigen Risiken, die mit solchen Projekten verbunden sind, entsprechend zu greifen. Das ist die Herausforderung, vor der wir stehen.

Yuting Sun [00:42:17] Mit wem tauscht man sich als Projektmanager über Erfahrungen aus?

Projektmanager [00:42:49] Wir tauschen uns natürlich untereinander aus, sobald es geht. Das ist ja auch der Vorteil, dass wir von den Erfahrungen der anderen profitieren werden. Wir kennen natürlich nicht alle Projekte, sondern nur einen Ausschnitt dessen. Da ist der Austausch mit Kollegen, aber auch innerhalb der Branche sehr wichtig und sehr hilfreich. Man macht die Finanzierung auch immer mit anderen Beteiligten, anderen Banken. Gerade im Offshore Bereich macht man das in der Regel nicht alleine. Im Laufe der Zeit

hat sich ein Kreis an Bankern und Beratern etabliert. Da ist natürlich ein regelmäßiger Austausch.

Yuting Sun [00:44:08] Bestehen heute immer noch große Unsicherheiten im Offshore Bereich?

Projektmanager [00:44:30] Es kann natürlich immer was passieren, was keiner vorhergesehen hat, weil sie wahrscheinlich total unrealistisch erschienen sind. Aber die Unsicherheiten gerade in Europa sind mittlerweile viel geringer und man hat wirklich viele Sachen erlebt hat. Dementsprechend ist die Wahrscheinlichkeit, dass das schief geht, mittlerweile deutlich geringer als noch vor 15 Jahren war.

Yuting Sun [00:46:17] Vielen herzlichen Dank für die wertvollen Informationen!

Annex 1.2. Interview with project manager

Profession:	Senior project manager responsible for the financing of OWF
Organization:	German Bank
Date of interview:	25 th of May, 2021
Style:	Video

Yuting Sun [00:00:36] Vielen Dank, dass Sie sich Zeit nehmen für das Interview. Wie schon kommuniziert, untersuche ich in meiner Thesis was für Unsicherheiten es gab und gibt in der Offshore Wind Industrie. Wie lange sind Sie schon im Offshore Bereich tätig?

PM: Ich beschäftige mich mit Offshore-Wind schon über 15 Jahre. Die ersten Finanzierungsabschlüsse waren aber erst 2010.

Yuting Sun: Können Sie sich an gewisse Situationen bei den anfänglichen Projekten erinnern, die von vielen Unsicherheiten geprägt sind?

PM [00:03:48] Wir haben in Deutschland bei Offshore-Wind als Projektfinanzierer angefangen mit Borkum West II in 2010 und im selben Jahr noch C-Power II in Belgien

finanziert. Unser Team hatte aber vorher schon diverse Beratungsmandate. Bei Borkum West II hatten wir zum Beispiel auch ein Beratungsmandat was schon vor 2010 begann.

Yuting Sun [00:04:22] Hatten Sie vorher Erfahrungen mit Offshore Wind?

PM [00:04:30] Offshore-Wind war für uns neu. Erste Erfahrungen mit Projektfinanzierungen für Offshore Wind hatten bereits unsere Nachbarn in den Niederlanden etwa mit Princess Amalia und in Belgien mit C-Power I gemacht.

Yuting Sun [00:06:07] Wie war die Einstellung der Kreditoren zu den Anfängen der Offshore Wind Industrie, als man noch wenig Erfahrung damit hatte?

PM [00:06:52] Es gab zum Beispiel die Frage, ob Offshore Wind überhaupt eine gute Idee ist. In einigen Ländern - wie etwa den USA - hat man z.B. viele gute Standorte auf dem Land, wo ein Windpark niemanden stört, und das Bedürfnis ins Meer zu gehen vergleichsweise zu Europa nicht so stark ist. In Belgien, in den Niederlanden, in Deutschland ist es eine ganz andere Frage, da uns der Platz fehlt, wir auch eine Akzeptanz-Diskussion und rechtliche Risiken bei vielen Onshore Windparks haben. Daneben gab es auch Diskussionen bezüglich der LCOE und die Frage, ob Offshore nicht eigentlich ein zu teurer Luxus ist. Daneben stellte man sich als Projektfinanzierer die Frage, inwieweit wir offshore schon erprobte Technologie finanzieren können. Die KfW IPEX-Bank hat eine wichtige Rolle gespielt als Katalysator und mit Hilfe unserer Ingenieure, deren Einschätzungen uns geholfen haben, ob eine Technologie, die vergleichsweise wenig erprobt ist, projektfinanzierungsfähig ist oder nicht.

PM [00:09:25]: Beim Beginn von Offshore waren viele Parks onshore in Betrieb und die Frage, die sich stellte, war: Ist Offshore jetzt was Besonderes? Was ist da zu beachten? Nun, die ersten Offshore Windenergieanlagen waren letztendlich Onshore-Windenergieanlagen. Sie wurden einfach ins Wasser gestellt. Dänemark hatte eine besondere Vorreiterrolle auch bei der Transformation etwa von Landmaschinenherstellern zu Windenergie-Weltkonzernen. Bei Offshore wichtig ist u.a., dass du einen höheren Salzgehalt hast, höhere Korrosionsrisiken und dass du vielleicht in der Gondel einen ständigen Überdruck brauchst, damit letztendlich Wasser und Salz nicht

eintreten und zur Korrosion führen. Die M5000 als Offshore-Entwicklung war für die neuen Standorte im Meer gut geeignet. Es gab leider andere Themen, weil sie auf der auf der Eigentümerseite immer wieder in neue Hände geraten ist. Dann war das Thema der Unerfahrenheit an den Schnittstellen und die teilweise schwachen Kontraktoren am Anfang der Offshore-Entwicklung und auch einige Insolvenzen, die wir gesehen haben. All das hat im Bankenmarkt dazu geführt, dass es in Deutschland nicht genügend Liquidität für die Offshoreparks gab. Deswegen ist dann auch 2011 das KfW Offshore Programm auf die Beine gestellt worden, um die Liquiditätslücke zu schließen.

Yuting Sun [00:13:18] Wer waren denn die ersten Banken, die in Offshore Wind eingestiegen sind?

PM [00:13:29] In den ersten Konsortien waren außer der KfW IPEX v.a. Rabobank, HSH Nordbank, LBBW, Dexia und SocGen besonders aktiv. Bei den ersten Arrangierungsmandaten haben wir wirklich noch die Turbinen Liefer- und Serviceverträge mitverhandelt. Die Herausforderung bestand u.a. darin, dass es für alle was Neues war und ein zentraler Punkt war, ob die Contingencies ausreichend sind, um Risiken in der Errichtungsphase entsprechend abzudecken.

Yuting Sun [00:15:40] Was für überraschende Probleme oder unvorhersehbare Events sind damals bei den ersten Projekten passiert?

PM [00:16:19] Natürlich war allen klar, dass Offshore ein junger Sektor ist. Ich würde es damit vergleichen, dass wir derzeit - etwa in Frankreich - eine frühe Entwicklung in Richtung Floating Offshore haben. Auch dort sehen wir eine vergleichsweise wenig erprobte Technologie und die Frage ist: wie interagieren die Komponenten denn? Wir haben zwar Erfahrung mit den Schwimmplattformen aus der Öl- und Gasindustrie und Erfahrungen mit den Windenergieanlagen auf festen Fundamenten, aber bisher hatten wir primär Monopiles, die man in den Boden rammt und dann ist oben die Windmühle fest drauf. Bei Floating Offshore kommt es möglicherweise zu erhöhtem Verschleiß an dem schwimmenden Fundament im Vergleich zu Öl und Gas. Andererseits führen Bewegungen aufgrund des schwimmenden Fundaments möglicherweise zu höherem Verschleiß bei der Mühle im Vergleich zum festen Fundament.

Yuting Sun Gaben es keine „bösen“ Überraschungen während den Projekten?

PM [00:18:26] Uns hat nicht so viel überrascht. Es war klar, dass es ein neuer Sektor war und dass man mit den entsprechenden Reserven Offshore ordentlich umsetzen kann. Was aus meiner Sicht noch sehr wichtig war und uns geholfen hatte, waren die Sponsoren. Bei Borkum West II und Global Tech hatten wir beispielsweise starke Ankersponsoren.

PM [00:19:54] Hinzu kommt, dass der Kreis der OEMs bei Offshore Wind im Unterschied zur Onshore Wind ein überschaubaren Markt ist. Derzeit sind es ja in Europa nur Siemens Gamesa, Vestas und GE. Wir hatten als OEM vorher [00:20:48]noch Senvion (vorher Repower) und Areva.

Yuting Sun [00:21:12] Ab wann hatten Banken mehr Vertrauen und Zuversicht in die Offshore Industrie?

PM [00:21:20] In Deutschland waren die Banken recht zuversichtlich in 2010/2011. Wir hatten in 2013 nach den ersten Errichtungserfahrungen in Deutschland eher Themen und waren teilweise auch nicht mehr bereit das Errichtungsrisiko für Offshore zu übernehmen. Der große Durchbruch ist 2015/2016 erzielt worden. Seit der Zeit gibt im Markt ein starkes Angebot an Offshore Wind Finanzierungen.

Yuting Sun [00:22:23] Was waren denn andere Problemfelder im Offshore Wind?

PM [00:22:48] Ein zentraler Punkt bei Offshore Wind ist die Erreichbarkeit. Du fährst nicht einfach beliebig mit einem Team hin und errichtest oder reparierst wie bei Onshore, sondern du musst mit dem Schiff raus. Du hast Wetterfenster und wir haben durchaus in der deutschen Nordsee teilweise sehr große Küstenentfernung, 100 bis 120km. Ein wichtiges Thema der Vergangenheit in Deutschland waren deutlich verspätete Netzanschlüsse und damit nicht rechtzeitige Stromeinspeisung durch die Offshore-Windparks.

Yuting Sun [00:25:36] Bei meiner Recherche ist mir aufgefallen, dass das Projekt BARD viele Probleme hatten.

PM [00:25:55] Als Projektfinanzierer ist es uns wichtig, dass wir eine erprobte Technologie finanzieren und dass wir bei der Technologie nicht abhängig sind von einer Partei. Das war eines der Themen bei BARD. BARD hat aber eine wichtige Rolle gespielt, die deutsche Offshore Wind Industrie anzuschieben. Für projektfinanzierungsfähige Technik geht es aber natürlich auch um Forschungs- und Entwicklungskompetenz, Skaleneffekte, Qualitätssicherung etc. wo Großkonzerne wie Siemens Gamesa, Vestas und GE Vorteile haben. Du musst Verfügbarkeitsgarantien stellen und anderes mehr. Du brauchst eine gewisse Bonität, um da mitzuspielen. Auch aus diesem Grund haben sich Enercon und Nordex frühzeitig aus Offshore zurückgezogen.

Yuting Sun [00:32:06] Können Sie sich noch an Projekte erinnern, die besonders schwierig waren?

PM [00:32:36] Natürlich finanziert sich erprobte Technologie immer am besten. Im Laufe der Zeit kann auch Qualität bei Offshore ein Thema sein. Themen, wie Qualitätssicherung stehen im Mittelpunkt unseren technischen Due Diligence. Ein permanentes Thema dabei sind auch Verschleißerscheinungen etwa bei Blättern.

PM [00:34:44] Offshore Windenergieanlagen stehen weiterhin vor Herausforderungen und du musst sehen, ob dein Liefer- und Servicevertrag da ausreichend ist. Die Bedeutung des Servicevertrages hat meines Erachtens zugenommen. Ich glaube, dass die Serviceverträge wichtig sind als stabiles Geschäft, als Wachstumsgeschäft, als Geschäft auch zur Beziehungspflege. Gleichzeitig sagen mitunter die Sponsoren, sie wollen schnell raus aus dem Servicevertrag, um alles billiger selber machen zu können.

Yuting Sun [00:37:30] Was Instrumente benutzen Kreditgeber, um die Unsicherheiten oder Risiken zu kontrollieren?

PM [00:37:53] Versicherungen sind notwendig und helfen gewisse Risiken zu reduzieren, sind aber insgesamt keine hinreichende Grundlage einer Risikoreduzierung.

Yuting Sun [00:38:24] Was sind es denn, diese Themen, die die Versicherungen nicht übernehmen? Zum Beispiel

PM [00:38:33] Zum Beispiel die Eignung einer Technologie einschließlich des Umgangs etwa mit Reparaturen oder die umfassende technische und rechtliche Due Diligence für ein Projekt. Oder Ausfälle bei Kontraktoren.

Yuting Sun [00:40:35] Kam es schon mal bei einem Projekt vor?

PM [00:40:51] Wenn zum Beispiel der Hersteller einer Offshore-Umspannstation ausfällt, dann ist das schwierig.

PM [00:42:25] Aus meiner Sicht ist auch die Regulatorik ein wichtiges Thema, also die Stabilität der cashflows und das Unterbleiben negativer politischer Eingriffe.

Yuting Sun [00:44:14] Wie beeinflussen ihre Erfahrungen mit diesen Arten von Unsicherheiten aktuell Umgang mit Entscheidungen.

PM [00:44:54] Dabenen gibt es wie bei jedem Bauwerk auch bei Offshore Windparks Bodenrisiken. In der Deutschen Bucht bestehen vergleichsweise homogene Bodenverhältnisse. In der deutschen Ostsee gibt es grundsätzlich schwierigere Verhältnisse.

Yuting Sun [00:47:18] Gibt es Unsicherheiten bzgl. den Erträgen die man erwirtschaften kann oder die Stetigkeit der Cashflows?

PM [00:47:57] Ich glaube, die Banken in den etablierten Offshore-Märkten haben eine sehr gute Basis zur Einschätzung der Winderträge. Wir haben bei den Windrisiken im Offshore bekanntlich weniger Abschlüge und Unsicherheiten als onshore, weil der Wind auf See grundsätzlich stetiger weht. Das bedeutet eine stärkere Grundlastfähigkeit von Offshore Wind. Das zentrale Risiko sind Verschattungen durch hinzukommende Offshore Windparks in der Nachbarschaft. Wir können im Portfolio die Performance und Treffsicherheit der Windgutachten sehr gut nachverfolgen.

Yuting Sun [00:54:02] Denken Sie, dass diese Unsicherheiten Entscheidungen verhindern und verzögern?

PM [00:54:11] Nein.

Yuting Sun [00:54:13] Wenn wir uns die Kategorisierungstabelle anschauen. Welche Unsicherheiten waren sehr prägend am Anfang der Industrie und welche lassen sich auch im heutigen Kontext identifizieren?

PM [00:56:48] Herausforderungen bei Offshore Wind sind sicherlich, wie bei allen Industriegütern, dass du nach x Jahren plötzlich feststellst, dass wesentliche Komponenten ersetzt werden müssen. Wir gewinnen aber mit jedem Tag Betriebserfahrungen hinzu. Ein anderes wichtiges Thema ist, wohin deine Betriebskosten gehen und ob man mit dem Betrieb des Parks in einigen Jahren noch Geld verdient.

Yuting Sun [00:59:33] Sind diese Unsicherheiten Ihrer Meinung nach insgesamt eine wichtige Herausforderung?

PM [00:59:51] Wir sehen insgesamt eine wachsende Reife der Offshore-Windindustrie. Ein neues Risiko ist vielleicht das Szenario einer langanhaltenden, hohen Inflation, wodurch Parks, die eine nicht inflationierte Vergütung haben, im Vergleich zu Vergütungsschemata mit Indexierung potenziell deutlich schlechter dastehen können.

Yuting Sun [01:02:47] Welche Unsicherheiten spielen bei Ihnen bei der Investitionsentscheidung eine große Rolle?

PM [01:03:13] Letztendlich geht es uns immer um die Stabilität und Nachhaltigkeit der Cashflows. Nicht wünschenswert ist eine Übersubventionierung mit dem Risiko späterer Tarifanpassungen. Kritisch wäre es ebenfalls, wenn die Betriebskosten nicht verdient werden könnten oder es gar zu einem Ausfall des Stromabnehmers käme.

Yuting Sun [01:05:13] Vielen herzlichen Dank nochmals, dass Sie sich Zeit genommen haben! Das war sehr spannend und informativ!

Annex 1.3. Interview with technical advisor

Profession: Senior technical advisor responsible for the financing of OWF
Organization: German Bank
Date of interview: 8th of June, 2021
Style: Video

Yuting Sun [00:00:02] Vielen herzlichen Dank, dass Sie sich Zeit nehmen für das Interview! Seit wann sind Sie schon im Offshore Wind Bereich tätig?

TA [00:01:53] 1999 bin ich zur Windenergie gekommen, und zwar war das ein Projekt in den Philippinen über einen amerikanischen Investor. Ich war damals bei ABB New Ventures. Da gab es dann eine Division, die Renewable Energies. Das war eigentlich der Beginn, wo wir angefangen haben, selbst Projekte zu entwickeln, vor allen Dingen Offshore. Der Vorteil, den wir hatten, war dass wir im Konzern Expertise im Öl und Gasgeschäft haben. Das hat kein anderer Entwickler gehabt. Deshalb sind sehr viele Dinge, die andere falsch gemacht haben, bei uns von Anfang an schon bereits mit den Öl- und Gas Spezialisten diskutiert wurden. Sie haben dann klar gesagt: das funktioniert oder das funktioniert nicht. Ein Beispiel: Ich hatte ein Projekt in Großbritannien vor der Küste von Cornwall und ungefähr 20 Kilometer davon entfernt hatte die RWE Innogy das sogenannte Atlantic Carrey Projekt. Der kleine Unterschied war, wir haben nach ungefähr einem Monat schon festgestellt, dieses Projekt ist nicht realisierbar wegen zu hohen Wellengangs. Das heißt, unsere Kosten beliefen sich damals auf ungefähr 70 000. D-Mark. Das war im Jahr 2001. RWE hat im Gegensatz zu uns weiterentwickelt und irgendwann nach drei Jahren realisiert, dass es gar nicht realisieren lässt. Da entstanden aber schon Projektkosten von 20 Millionen.

Yuting Sun [00:04:21] Wer hat das Geld zur Verfügung gestellt?

TA [00:04:24] Es war RWE selbst. RWE ist einer der Entwickler, die auf Balance Sheet gebaut haben und mit Projektfinanzierung am Anfang nichts zu tun haben. Also es ist eigentlich so, dass Firmen wie Vattenfall, Orsted (damals noch Dong Energy) und auch zu weiten Teilen RWE am Anfang ja lediglich Balancesheet Finanzierungen gemacht

haben, aber keine Projektfinanzierung. Das erste Projektfinanzierungsprojekt kam in den Niederlanden - Prinzess Amelia und kurz darauf kam dann in Deutschland das Borkum West, mit der Trianel zusammen. Das war auch das erste Offshore Projekt, wo ich bei der KfW mitinvolviert wurde. Als ich mir dann die Unterlagen angeschaut habe, habe ich festgestellt, da ist noch sehr viel Entwicklungsarbeit notwendig. Im Endeffekt hat es gute dreieinhalb Jahre gedauert, bis überhaupt die Finanzierung auf die Beine gestellt werden konnte. Parallel dazu lief dann auch das Projekt Alpha Ventus, wo zwölf Turbinen, ins Wasser gestellt wurden. Da gab es am Anfang auch ziemliche Probleme, denn man hat eigentlich, als man die Multi-Turbinen installieren wollte, festgestellt, dass das Schiff gar nicht auslaufen konnte, weil das Wetter einfach zu schlecht war bzw. das Schiff für dieses Wetter nicht geeignet war. Nochmal zurück zu Borkum West. Es musste überall nochmal nachgebessert werden. Es gab z.B. Lieferverträge, die einfach nicht finanzierungsfähig/bankable waren. Dann gab es auch jede Menge Konzepte, die einfach nicht tragfähig waren. Man hat praktisch nochmal alle Knoten, die schon geknotet wurden, aufgemacht und nochmal nachgebessert.

Yuting Sun [00:06:42] Was waren das für Konzepte, die nicht tragfähig waren?

TA [00:06:46] Zum Beispiel war das ganze O&M Konzept nicht tragfähig gewesen. Bei der Montage war das Logistikkonzept nicht tragfähig. Es gab eigentlich keine Rückfalllösungen. Prinzipiell, wenn Sie ein Projekt mit höherem Risiko ausführen, brauchen Sie auf jeden Fall eine Rückfall-Lösung, sprich Plan B, auf den Sie zurückkehren können, wenn die erste Lösung nicht funktioniert. Es gab bei vielen Dingen eben keine Rückfalllösung und mussten alle noch extra erstellt werden. So hat sich die Zeit dann hingezogen, bis man am Ende so weit war, dass man sagen konnte: Okay, wir können das Risiko eingehen so ein Projekt zu finanzieren,

TA [00:07:47] Bei Meerwind war es im Prinzip nicht anders und darum haben wir auch fast drei Jahre gebraucht. Bei Global Tech 1, ging es schneller, es war auch später in der Zeitachse. Aber auch da hat es dann mindestens zweieinhalb Jahre gedauert, bis man da eigentlich die Finanzierung stehen hatte.

Yuting Sun [00:08:06] Das waren die ersten Projekte in Deutschland. In den Niederlanden und Dänemark, wurden schon früher Projekte entwickelt. Wie sah es dort aus?

TA [00:08:16] In Dänemark war alles über die lokalen Energieversorger gegangen wie DONG oder Energinet. Es gab auch eine Reihe von Offshore Bürger Windparks, wie zum Beispiel Samsøe. [00:08:32] Die betrieben dann eine Art Piece Mealing (Stückwerk) . [3.9s] Es gaben sehr viele Einzelverträge. Da wurden die Turbinen und Fundamente von Bonus, also heutige Siemens Gamesa ins Wasser aufgestellt. Die Elektrik wurde separater vergeben, hat dann ABB gemacht. Das Problem bei dem Projekt war, dass Energinet die eigentliche technische Beratung für diese Bürger-Initiative gemacht hat, die Konzepte, die ABB vorgeschlagen hat, als zu teuer abgelehnt und hat dann auf ihren eigenen Konzepten bestanden, die unserer Meinung nach total unzureichend waren. Es hat sich im späteren Betrieb klar gezeigt, dass die Fehler, die Energinet gemacht hat, sich negativ auf das Projekt ausgewirkt hat. Man hat zum Beispiel statt Leistungsschalter, die man von Land aus hätte steuern können, Sicherungslasttrenner eingesetzt wurden, die bei einem Fehler auslösen und die Sicherungen schlagen. Aber sie müssen mit jemanden wieder in die Anlage rausfahren, um dann den Schalter wieder einzulegen. Es ließ sich also nicht über Remote verstellen, sondern dazu geführt, dass gerade bei schlechten Wetterperioden oftmals 5, 6 Turbinen wochenlang standen, also nicht produziert haben. Im Endeffekt kann man schon sagen, allein diese drei Wochen haben schon gereicht, um einen Mehrpreis von [00:10:15] [0.3s] bezahlen zu können. Da ist meines Erachtens der Entwickler zu blauäugig an die Geschichte rgegangen.

Yuting Sun [00:10:26] Hat man sich bei den ersten Deutschen Projekten and die von Dänemark oder Niederlanden orientiert?

TA [00:10:43] Nein, Dänemark war grundsätzlich Balance Sheet finanziert. Die Bürger Windparks wurden auch balance sheet finanziert, wo dann die Firma des Bürgerwindparks Kredit bei einer lokalen Sparkasse besorgt hat. Es war nicht die Non-Recourse Project Financing wie wir es in Deutschland hatten, da waren wir die ersten.

Yuting Sun [00:11:20] D.h. man hat da keinerlei Erfahrungswerte?

TA [00:11:25] Ja, es gab keine Erfahrungswerte. Hätte man da am Anfang nicht so penibel darauf geachtet, dass man all diese Rückfall Lösung und bessere Konzepte einbaut und auf die bestanden hätte, hätte man das gleiche Desaster erlebt wie bei BARD. Bard war ja das allererste Windpark in Deutschland, der gebaut wurde, also noch vor Alpha Ventus. Die HVB, also die HypoVereinsbank hatte angenommen, dass das Projekt sehr profitabel ist und das komplette Projekt erst einmal finanziert und über Syndizierung konnten sich andere Banken beteiligt. Nur als die anderen Banken relativ schnell realisiert haben, dass da vieles aus dem Ruder läuft. Zum Beispiel kam das Installationsschiff auch weit über ein Jahr zu spät. Es hat sich dann keiner mehr beteiligt an dem Projekt. Es ging dann zwar irgendwann mal in die Refinanzierung. Aber selbst die ist gescheitert. Im Endeffekt musste dann die Hypo-Vereinsbank das Projekt ausgliedern und haben es später auch verkauft.

TA [00:13:27] Sie wollten das Projekt auch an Stadtwerken verkaufen zu einem augenscheinlich recht günstigen Preis, aber sind hinter den Kulissen gescheitert, weil der Preis immer noch viel, viel zu hoch war. Es mussten jede Menge Dinge nachgebessert werden im Windpark und die Firma, die es übernommen hat, hatte sich ziemlich stark engagiert, und haben den Park zum Laufen gebracht. Es gab lediglich ein größeres Thema, was den Netzanschluss anging. Ja, es war der erste Offshore-Converter Dolwin Alpha 400 MW gefertigt von ABB, über sogenannte VSC Technologie. Das Problem war, dass Windpark und Konverter nicht harmonisiert haben. Hintergrund war eigentlich, dass im Windpark selbst verschiedene Typen von Invertern verbaut wurden, wo die Leistung von der Turbine vom Generator auf die Netzanschlussspannung umgesetzt wurde. Da gab es verschiedene Typen, die untereinander wiederum nicht harmonisiert haben und es war immer folgendes Thema: Es gab zwei Kabel, die von der Offshore Substation zu Konverter liefen. Solange nur ein Kabel in Betrieb war, lief das wunderbar. Sobald beide in Betrieb waren, flog der Konverter raus. Die Sicherheitsmechanismen haben dann den kompletten Windpark abgeschaltet.

Das ganze Thema zog sich vor über zwei bis zweieinhalb Jahre hin, bis man endlich die technischen Lösungen, die man eigentlich schon relativ früh im Blickfeld hatte, auch einen Finanzier gefunden hat. Wer letztendlich bezahlt hat, da hält man sich in Schweigen. Ich gehe mal davon aus, dass sich wahrscheinlich der Windpark und der Netzbetreiber sich die Kosten geteilt haben. Welchem Verhältnis jedoch weiß man nicht.

Das war das Thema bei BARD und der Vorteil letztendlich lag natürlich auch bei den 100 Projekten, in die ich involviert war. Ich habe basierend auf meinen eigenen Erfahrungen, auf vielem bestanden habe, was eben noch nicht vorhanden war. Das hat dann eben zu der Verzögerung der Projekte geführt, aber letztendlich sind alle Projekte mit einem halbwegs blauen Auge rausgekommen. Also verglichen mit BARD lief es sogar fantastisch. Bei Borkum hat man sowohl den Zeitraum als auch die Contingencies überzogen. Sie haben nicht gereicht und es musste nachfinanziert werden. (Was war das mit 12/13 Prozent?)

Yuting Sun [00:17:05] Gab es am Anfang viele Unsicherheiten, die am Ende auch wirklich sich in der Realität manifestiert haben.

TA [00:17:18] Es ist klar: Jedes Papier, was man erstellt, hat eine gewisse Unsicherheit ob die Lösungen, die man jetzt hier für ein bestimmtes Problem darstellt, auch wirklich so greifen, wie man es sich vorstellt. Ja klar, es sind immer wieder irgendwelche Punkte dabei, die haben sich eben nicht so einstellen wie geplant. Es konnte z.B. keiner vorhersehen, dass sich die Netzanschlüsse zwei, zweieinhalb Jahre verzögern. Das heißt, sie haben einen Netzanschlusstermin bekommen und waren weitestgehend fertig mit ihrem Windpark und das Netz kam nicht. Es hat dann dazu geführt, dass Maßnahmen ergriffen werden mussten, damit Turbinen nicht gleich wieder zusammenbrechen oder sie verschoben werden mussten. Also hat die Zustandserhaltung auch ziemlich viel Geld verschlungen. Es gab dann natürlich auch Verhandlungen zwischen den Projekten und dem Netzanschlussbetreiber Tennet über Kostenerstattung, weil entsprechend der Gesetzeslage war Tennet für einen Schadenersatz haftbar.

Yuting Sun [00:18:46] Wie stark ist man als Bank bei der Lösungsfindung involviert?

TA [00:18:53] Es gibt den sogenannten Agent, der das Projekt begleitet. Bei Meerwind waren wir der Agent und waren bei der Lösungsfindung sehr nahe. Es gab auch den Lenders Engineer, der das Projekt bei der Abwicklung mitbegleitet hat. Wir saßen dann natürlich mit ihnen häufiger zusammen. Es fanden auch oftmals Meetings statt, zum Beispiel in Bremerhaven wo der Projektentwickler seinen Sitz hat, und haben über die Probleme diskutiert. Der Lenders Engineer hat eine Lösung vorgeschlagen und wir haben diskutiert ob es funktionieren kann oder nicht.

Yuting Sun [00:20:15] Können Sie sich an Unsicherheiten erinnern, die Ihnen besonders im Gedächtnis geblieben sind?

TA [00:20:35] Es gaben etliche Themen damals, wo wir diskutiert haben. Ein großes Thema war zu dem Zeitpunkt Grouting, sprich die Verbindung zwischen dem Monopile und dem Transition Piece. Der Zement ist (aufgrund der ständigen Vibrationen der Anlage) zerbröseln und Turbinen sind da teilweise in Großbritannien 2-3 Meter abgerutscht.

Das Thema hatten wir auch bei uns gehabt und wir hatten eine sehr lange Diskussion mit der Leibniz Universität in Hannover, wo die Spezialisten saßen, was das ganze Thema anging. Glücklicherweise haben wir eigentlich das Problem in Deutschland nie gehabt. Weil es nach deutschen Vorschriften eine Einzelgenehmigung bedurfte, während in Großbritannien der Standard, der damals angewandt wurde, fehlerhaft war und zu den Problemen geführt hat. Die deutsche Lösung bestand darin, sie mussten dem BSH r jedes Projekt separat und mit den entsprechenden Unterlagen unterfüttert vorstellen, Das BSA hat dann erst nach relativ langen Hin und Her diese Lösung akzeptiert. Wir hatten deshalb das Glück, dass diese Fälle nicht in Deutschland passiert sind.

Yuting Sun [00:22:16] Gab es Unglücksfälle von Arbeitern?

TA [00:22:29] Bei unseren Projekten, die wir finanziert haben, gab es keine Todesfälle. Bei BARD gab es einige Todesfälle.

Yuting Sun [00:22:39] Das habe ich auch gelesen. Wie hat sich das auf das Projekt ausgewirkt, auch bzgl. Reputation?

TA [00:23:01] Auf die Branche nicht, aber bei BARD war das schon so der Fall. In der Finanzwelt ist es auf viel Ablehnung gestoßen. Das Projekt war, sprich unter den Händen von BARD nicht finanzierbar.

Erst als es dann weiterverkauft haben wurde es finanzierungsfähig. Das ist einer der Punkte, die wir als Bank auch prüfen: Wer sind die Mitspieler bei dem Projekt? Beteiligte, wie Sponsor, Lieferanten und Dienstleister sind Gegenstand einer sehr ausführlichen Due Diligence.

Die waren natürlich zu dem Zeitpunkt in den Anfängen der Offshore Industrie natürlich deutlich umfangreicher, als es eigentlich heute der Fall ist. Heute hat man viele Prozesse schon mehr oder weniger industrialisiert. Es war auch so, dass man heute gerade was Schiffskapazitäten angeht, so ziemlich für jeden Fall ein geeignetes Schiff vorrätig hat. Während den Anfängen hat man insgesamt nur 3 Installationsschiffe gehabt, die Windparks versuchen haben sich sie zu teilen. Die haben sich darum gestritten, wer das Schiff jetzt bekommt. Das hat man auch in den Kosten der einzelnen Schiffscharter dann klar gemerkt. Also die Kosten für die Logistik sind jetzt schon deutlich gesunken.

Yuting Sun [00:24:55] Als man am Anfang noch keine Erfahrungswerte hatte, hat man sich die bisherigen Onshore Wind Erfahrungen orientiert?

TA [00:25:20] Onshore und Offshore sind zwei unterschiedliche Welten. Es ist ein Trugschluss, wenn man meint, man könnte ein Offshore Projekt genauso entwickeln wie ein Onshore Projekt.

Es gibt ein sehr gutes Beispiel hierfür: Bei Global Tech war der ursprüngliche Entwickler der Meinung, dass er das Know How besitzt, da er schon viele Onshore Windparks errichtet habe..Nur ist der Unterschied, dass man auf Land auf festen Beinen steh, während im Wasser alles schwankt. Glücklicherweise wurde er später abgelöst, worauf es mit dem Projekt schneller voran ging.

Yuting Sun [00:27:04] Wie waren die Haltung und Einstellung von den Kreditgebern und Investoren am Anfang der Offshore Industrie?

TA [00:27:16] Es war am Anfang so, dass man jetzt bei Borkum West gerade einmal fünf Banken zusammen bekommen hat, im Anschluss von der EIB und der KfW IPEX Bank. Die einzigen Banken, die wirklich schon Offshore Finanzierungserfahrungen hatten, waren die Dexia und die Rabobank, weil sie in den Niederlanden mitfinanziert haben. Bei Meerwind waren es schon paar Banken mehr, aber nicht in der ersten Finanzierungsrunde. Da war wieder die gleichen Banken, Aber bei der Syndizierung gab es schon sehr viel mehr Banken. Als dann Global Tech kam, waren siebzehn Banken, die dann da mitgespielt haben, was deutlich zu viele waren.

TA [00:28:31] Die Abstimmungsrunden waren sehr anstrengend. Es gibt oft eine Minderheit, die andere Interessen verfolgten als die große Mehrheit. Es mussten letztendlich alle befriedigt werden. Deshalb ist es heutzutage eigentlich so, dass viele Investoren oder Projektsponsoren nur maximal fünf Banken wollen. Die können dann sehen, ob sie das weiter syndizieren oder nicht, aber es kommen nur maximal fünf Banken an den Tisch.

Also ist es heute schon ein etwas anderer Markt als damals. Damals hat man händeringend Banken gesucht, heute gibt es wahrscheinlich Finanziers Überfluss. Es ist auch so, dass viele jetzt etwas „blind“ gegenüber neuen Risiken sind. Sie haben ein paar erfolgreiche Finanzierungen als syndizierte Bank mitgemacht und wollen etwas größer einsteigen und akzeptieren wieder Risiken, wo ich persönlich sagen würde: Nein, das Risiko würde ich lieber mal nicht eingehen wollen.

Problem ist beispielsweise der französische Markt, wo die Sponsoren extrem stark sind und eigene Konditionen vorgeben. Das heißt dann: Entweder du akzeptiert meine Bedingungen oder du brauchst dich nicht weiter an dem Projekt beteiligen.

Grundsätzlich sind über die letzten 10 Jahren die Gesamtunsicherheit eines Projektes deutlich nach unten gegangen, wie z.B. bei der Unsicherheit des der Energieertrag und dessen Bewertung. Insgesamt sind die Unsicherheiten von damals 14% auf so 7% bis maximal 8% prozent gefallen sind?

Das macht sich natürlich besonders beim P90 Ertrag bemerkbar. [10.9s] Unterm Strich sind das gut und gerne 10% mehr Ertrag als was man damals mit der gleichen Turbine erzielt hätte.

Andere Unsicherheiten sind ebernfalls runter gegangen. Schiffssituation, Verfügbarkeit ist heute eine ganz andere als vor 10 Jahren. Die ganzen Installations- Mechanismen sind deutlich besser und mehr industrialisiert geworden. So gesehen sind die Projekte, wenn man sie von damals bis heute vergleicht, mit einem relativ überschaubaren Risiko behaftet.

Yuting Sun [00:31:38] Würden Sie sagen, dass Situationen, wo Unsicherheiten Entscheidungen verhindern oder verzögern, nicht mehr so häufig passieren, weil man schon viele Erfahrungswerte hat?

TA [00:31:47] So sehe ich das.

Yuting Sun [00:31:52] Wie haben Ihre Erfahrungen mit diesen Arten von Unsicherheiten Ihren aktuellen Umgang mit Entscheidungen beeinflusst?

TA [00:32:00] Es ist eigentlich so, dass das Risikokomitee/ Risk Management von den einzelnen Banken eher konservativer sind als meine eigene Einstellung. Ich komme aus der Industrie und sehe wie die Industrie sich weiterentwickelt, während viele, die nicht aus der Industrie kommen es nicht sehen. Nehmen wir als Beispiel die innovative Technologie Floating Wind. Bei dem ersten Projekt in Frankreich gab es sehr viele Fragen aus dem Risikomanagement und sie sehen Risiken, die eigentlich keine sind. In der Öl- und Gas-Industrie macht man das schon seit 50 Jahren und haben sehr gute Erfahrungen damit gemacht. So die Erfahrung aus der eigenen Branche wird selten auf eine andere übertragen und man merkt nicht, dass die scheinbar komplett neuen Risiken, welche die Öl und Gasindustrie vor 50 Jahren schon gelöst hat, dass man die Lösungen von damals einfach übernehmen kann.

Yuting Sun [00:33:38] Würden Sie behaupten, dass der Erfahrungsaustausch in der Offshore Branche noch besser werden könnte?

TA [00:33:51] Der Austausch untereinander bei den Technologen ist nicht das Thema. Da ist ein regelmäßiger Austausch vorhanden. Man hat zwar auch eine gewisse Konkurrenzsituation, indem man versucht, größer und besser als die anderen zu werden. Die Maschine muss besser performen, die Maschine muss besser haltbar sein, sprich längere Laufzeiten. Die Maschine muss besser werden, was Energieertrag angeht. Also mehr Kilowattstunden produzieren. Die Maschine muss besser werden, was Wartung angeht, heißt weniger Teile, die kaputtgehen können. Die Maschine muss leichter oder besser werden, was jetzt die Installation, die Logistik angeht, sprich, dass Kosten bereits im Vorfeld reduziert werden können.

Da ist zum Beispiel diese Floating Wind Technologie eine recht schicke Lösung. Sie bauen die Turbine im Hafen fertig auf ein schwimmendes Fundament, transportieren dann das Ganze komplett montiert und verbinden sie mit der verankerten Plattform, damit sie nicht vertreiben kann. Allein schon, dass Sie jetzt die Turbine im Hafen installieren, können sie ganz andere Geräte einsetzen, als wir jetzt bei Offshore brauchen. Ein Kran im Hafen am Tag kostet max. 30000 Euro kostet, und zur gleichen Zeit würde mich das Schiff draußen 150000 kosten. Ich spare schon mal hier einen beträchtlichen Betrag ein.

Ich kann auch die Vorbetriebsnahme im Hafen machen. Das sogenannte Cold Commissioning und muss die Leute nicht auf See bringen, was auch wieder ein Risiko ist. Jeder Mensch, der rausfährt muss entsprechende Sicherheitsschulungen haben, die man im Hafen nicht braucht. Das heißt man kann "günstigeres" Personal einsetzen und lediglich das Hot Commissioning, sprich wenn ich dann Spannung auf die Turbine gebe von der Netzseite her, muss natürlich weiterhin vor Ort draußen gemacht werden. Das ist dann auch das Zusammenspiel zwischen einzelnen Komponenten des Windparks, sprich Turbine, Verkabelung.

Bis jetzt habe man noch keine Offshore Substation bei einem Floating Windpark, aber die wird irgendwann kommen. Auch das ist kein Thema. Es gibt schwimmende Kraftwerke mit 100 Megawatt die herangezogen werden können und da vor Anker gehen, wo sie gerade gebraucht werden. Dort werden sie angedockt und mit dem Netz verbunden. Also wären schwimmende Offshore Substations auch nichts Neues in dem Sinne. Viele Risiken, die Risikomanager in den Banken oder bei Finanziers sehen, sind oft gar keine Risiken.

Yuting Sun [00:37:30] Haben Unsicherheiten dazu geführt, dass Entscheidungen verhindert oder verzögert wurden?

TA [00:37:50] Es ist generell der Entscheidungsbaum, der über das Risikomanagement geht. Letztendlich ist das Risikomanagement bei diesen Großprojekten auch nur eine vorbereitende Institution, um dann im Konzern Risikokomitee das Final Go Ahead zu bekommen. Dort sitzen Leute mit weniger fachlichem Hintergrund und man muss die Leute überzeugen.

Yuting Sun [00:39:16] Die Bewertung und Meinung vom TSV hat einen starken Einfluss auf die Finanzierungsentscheidung, oder?

TA [00:39:25] Ja, denn wir haben gerade kürzlich ein Projekt abgesagt, wo eigentlich der Lenders Engineer, der vom Sponsor bestimmt wurde, eine positive Stellungnahme abgegeben hat. Ich hab mir das Projekt aber etwas genauer angeschaut und habe dann gesagt: Nein, da gibt es noch zuviel Bedenkliches im Projekt und mit diesem Lenders Engineer hätten wir die Probleme nicht gelöst bekommen, und deshalb habe ich empfohlen das Projekt nicht weiter zu verfolgen.

Sie haben vorhin gefragt, wie jetzt diese ganzen Kriterien genau definiert würden. Es war dann so bei dem Projekt Bockum West. Da war Sgurr Energy als Lenders Engineer ausgesucht worden. Es war ein offener Wettbewerb und es wurden drei Angebote eingeholt zu jedem Zeitpunkt und derjenige der Sgurr Energy präsentiert hat, hat uns alle überzeugt. Es war aber auch so, dass sie praktisch bei einem Zeitpunkt eingestiegen sind, wo nach meiner Meinung das Projekt vielleicht 30% entwickelt war. Den Rest muss dann nachgearbeitet werden. Es war für die auch mehr oder weniger ein Lernprozess. Viele dieser Berichte des Lenders Engineer gingen tiefrot kommentiert von mir wieder zurück.

TA [00:41:34] Das war ein Erziehungsprozess, der allen sehr gutgetan hat. In den folgenden Jahren haben sie viele Aufträge in Deutschland bekommen. Das Problem heutzutage ist, das seit der Übernahme von Wood, die besten Leute weg sind, sie aber immer noch den Referenzen von damals profitieren, obwohl eigentlich die Leute, die jetzt dahinter stehen und die Arbeit machen, überhaupt nicht die Erfahrung haben.

Yuting Sun [00:42:28] Wie lange sind Sie schon in Offshore Wind dabei?

TA [00:42:34] 20 Jahre und habe natürlich besonders profitiert von den Öl- und Gas Leuten. Das war der Vorteil, den ich mitbrachte. Eigene Projektentwicklungserfahrung im On- und Offshore Bereich und im Offshore Bereich gemeinsam mit den Öl- und Gas Leuten. Da sind natürlich ganz andere Konzepte auf den Tisch gekommen als jetzt. Bei anderen Projekten, die ich gesehen habe, habe ich dann gesagt: Ihr müsst nachbessern. Das reicht nicht. Das stieß am Anfang auf viele Widerstände aber im Grunde genommen haben das dann alle kapiert: Je besser wir da sind, desto weniger Probleme haben wir später, wenn das Problem auch wirklich akut wird.

TA [00:44:05] Ich war einmal zuständig für die Region Südost Asien und war verantwortlich für die Ergebnisse unserer lokalen Gesellschaften im Stromverteilungsbereich. Wir haben eine sehr große Außenstelle in Kuala Lumpur. Vierteljährlich fanden dort die Review Meetings statt und bei jedem Meeting war alles toll bis man kurz vor der Fertigstellung des Projektes war. Da gab es plötzlich Probleme über Probleme. Es war bei jedem Projekt das gleiche.

Dann waren plötzlich die verantwortlichen Leute weg (viele kamen einfach nicht mehr zur Arbeit) und der Rest der Mannschaft saß da und mussten die Probleme lösen, ohne oftmals die Vorgeschichte zu kennen.

Wir wollen genau das vermeiden. Jedes Projekt hat Risiken. Jedes Risiko kann eintreten, muss aber nicht. Aber wenn man sich nicht mit dem Risiko beschäftigt hat, ist man überrascht, wenn es eintritt. Wenn es eintritt und man hat keine Lösung wird es viel, , viel teurer, als wenn man eine Lösung in petto hat und diese anwenden kann, auch wenn sie nicht hundertprozentig funktioniert. Aber es kann trotzdem das Projekt "retten". Wenn Sie nämlich 5- 6 massive Probleme haben und sie haben keine Lösung, dann können Sie das beste Projekt wirtschaftlich umbringen.

Yuting Sun [00:45:47] In meiner These geht es ja um die einzelnen Tiere, und zwar um Sachen, die was man nicht mal vorher identifizieren kann, also nicht Risiko, was man vorher identifiziert hat. Also es ist etwas, das eine Situation, wo man vorher gar keine gar nicht weiß, dass es später auftreten könnte.

TA [00:46:12] Technologisch gibt es kein Risiko, gegen welches man sich nicht wappnen kann.

In Deutschland ist jedoch die Politik das größte Einzelrisiko, und zwar aus dem einfachen Grund, weil unsere Regierung trotz des klaren Bekenntnisses zur Energiewende kein Konzept hat. Also wird es in Deutschland nur eine richtige Energiewende geben, wenn auch eine politische Wende stattfindet.

TA [00:50:15] Wenn ich mir ein Projekt anschau: Umweltrisiken, ist bei Wind marginal ist. Wir müssen darauf achten, was Offshore Wind angeht, dass wir die Lärmschutzmaßnahmen durchführen, um z.B. Schweinswale nicht zu vergraulen. Sie müssen nur vergrämt werden, damit sie die Regionen verlassen, bevor man mit dem Rammen anfangen. Sozial ist Offshore Wind eigentlich kein Thema. Es kann ein Thema werden, was Vogelzug angeht, speziell im Bereich der Ostsee, weil da Vogelzug von Skandinavien [00:50:52] [0.0s] über die Ostsee kommt. Also Vogelmigration war auch schon ein Thema in der Nordsee. Allerdings wurde das recht zufriedenstellend gelöst. Die Nordsee ist nicht das große Migrationsgebiet, höchstens die Ränder Richtung Wattenmeer.

Bei der Technologie von Windturbinen ist eigentlich das Risiko marginal, weil die heutigen Technologien alle auf vorhergehenden Technologien aufgebaut sind und nicht so, dass jetzt jemand eine komplette Neuentwicklung macht. Das hatte Siemens gemacht, mit direct drive und es hat zum Beispiel MHI Vestas gemacht, indem sie hier eine komplett neue Turbine entwickelt haben. Aber sie haben dort Technologien implementiert, die bereits anderweitig sich bewährt haben.

Was die Konstruktion angeht, muss ich natürlich die Fundamentierung auf die Gegebenheiten auslegen, aber da ist man inzwischen auch schon genug Erfahrung, zumal auch Öl und Gas mit den gleichen Dingen zu kämpfen hat.

Installationsmäßig, ist das heute auch kein Thema mehr. Es gibt genügend Schiffe und genügend Verfahren. Das größte technologische Einzelrisiko eines Windparks ist eigentlich das Bodenrisiko. Man muss schauen, wenn man eine Pfahlgründung macht, dass dort keine Felsschichten sind, die einem verweigern den Pfahl tief genug reinzurammen. In meinen 10 Jahren hatte ich nur einen einzigen Fall erlebt der zu einer Fehleinbringung des Pfahls geführt hat. Es war ein Fall in Taiwan gehabt, wo der Pfahl viel tiefer reinging, als er eigentlich hätte reingehen dürfen. Das war aber menschliches Versagen von Mitarbeitern der Firma, welche die Pfähle installiert hat. Sie haben mit deutlich zu hohen Schlagkräften (Gewichten) gearbeitet, und zu hoher Schlagzahl (Schläge pro Minute) gearbeitet als vorgegeben. Beide Vorgaben haben sie nicht beachtet. Dann haben sie gemerkt, dass der Pfahl viel schneller reinging als ursprünglich geplant. Es war klar vorgegeben, dass die Eindringgeschwindigkeit maximal zehn Zentimeter pro Minute sein soll und wir haben festgestellt, dass es ungefähr 70 Zentimeter waren. Also das war dann menschliches Versagen und kein technisches Risiko. So gesehen sind eigentlich alle technischen Themen beherrschbar.

Yuting Sun [00:54:26] Wie sehen Sie das Risiko bei den Projektentwickler in der Offshore Industrie?

TA [00:54:32] Man hat sich schon mehr oder weniger herauskristallisiert, dass immer die gleichen Firmen auftreten. Z.B. Orsted ist eigentlich überall sehr stark vertreten, wo sie bei vielen Projekten bestimmte Anteile halten. Sie bringen die Technologie und die Verfahren mit; sprich da braucht man sich keine Gedanken zu machen. Davon abgesehen sind das keine projektfinanzierten Projekte. Bei den kleineren Entwicklern muss man

schauen, wer eigentlich der entsprechende Sponsor ist und es stellt sich heraus, dass die Kleinen gar nicht so klein sind.

Yuting Sun [00:55:19] Das heißt im Offshore gibt es keine richtigen kleinen Projektentwickler?

TA [00:55:24] Ja, das hat sich alles irgendwie konzentriert. Also wenn man von „Kleineren“ redet, gibt es zum Beispiel eine wpd, die aber inzwischen auch schon 18 Offshore Windparks gebaut hat. Dass das wirklich eine Firma ihren allerersten Offshore Park alleine baut, gibt es eigentlich gar nicht mehr. Die wpd ist eine kleine Firma aber sie haben ein sehr breites Portfolio, was Offshore und Onshore Wind angeht. Sie sind gewisse Risiken eingegangen, haben aber die Risiken sehr gut beherrscht. Die Windparks, die wir mit denen gemacht haben, also z.B. Nordergründe, was an der Weser Mündung liegt und sehr viel Sandbewegung stattfinden, ist eigentlich alles super gelaufen.

Zusatz: Das einzige Projekt, was ein Entwickler als komplette „Do-it-Yourself-Lösung“ abwickeln wollte, war BARD und dies ist gründliche schief gegangen. Es war ein leuchtendes Beispiel für die gesamte Industrie.

Yuting Sun [00:56:31] Kam es an den Anfängen oft vor, dass kleinere Entwickler von größeren übernommen/gekauft wurden sind?

TA [00:56:51] Das war gerade speziell in Großbritannien der Fall, da wurden viele kleinere Parks von größeren Firmen übernommen. Man übernimmt da komplette Firmen. Für jedes Projekt gibt es eine eigene Special Purpose Company. Wenn man nur ein Projekt kaufen würde, müsste ich Mehrwertsteuer bezahlen. Also kauft man die komplette Firma und in Großbritannien war es häufiger der Fall. Da sind Player wie die EDP aus Portugal oder die [00:57:35] ENGIE [0.0s] aus Frankreich mit eingestiegen und haben sich dann mal ein Projekt eingekauft, teilweise auch komplett gekauft. In Deutschland hatte Northland Power zwei kleinere Projekte gekauft. In Deutschland haben viele Kleine angefangen aber als sie nach und nach zur Realisierung kam, dann doch die Großen zugeworfen haben. Ja, sehr viele haben es auch so gemacht, die haben das Projekt praktisch soweit es ging entwickelt. Nehmen wir Baltic Eagle in der Ostsee von Seawind, der auch verkauft wurde, als es dann in die Realisierungsphase ging, da es einfach eine

Nummer zu groß war. So war es auch in der Nordsee mit der Firma Geo, die bei 5-6 Windparks beteiligt waren und letztendlich haben sie ihre Anteile auch an größere Firmen verkauft. So wurde z.B. auch der Bürger-Windpark Butendiek an wpd verkauft.

Yuting Sun [00:59:04] Haben die kleineren Firmen es bis heute überlebt?

TA [00:59:18] Die meisten gibts noch. Sie arbeiten heutzutage meistens als Subunternehmer für die Großen und machen Projektentwicklung. Sie treten eigentlich nicht mehr groß selbst auf, aber sie arbeiten weiterhin als Subconsultant zur Projektentwicklung, also als Unterentwickler für die Großen.

Yuting Sun [00:59:39] Wie viele große Unternehmen gibt es in Europa im Offshore Bereich?

TA [00:59:55] Die größten sind auf jeden Fall Orsted, Vattenfall, Innogy (sie haben die Geschäfte von der EON übernommen). In Großbritannien gibt es die National Wind Power und Scottish Southern (SSE). In Portugal EDP, die in einigen Offshore-Windparks in Großbritannien beteiligt sind. Dann die ENGIE definitiv, EDF, wpd. Also so 10 bis 15 Player die mindestens 70 Prozent des Marktes in Europa teilen. Auch in Taiwan sind eigentlich auch nur europäische Player, die da mitspielen. In Japan sieht es fast genau so aus, dass da viele Europäer Joint-Venture mit Japanern bilden und dann dort tätig werden. Sie machen überwiegend Floating Wind weil Japan sehr steile Küsten hat.

Yuting Sun [01:05:24] Sehen Sie Insolvenzen als eine wichtige Unsicherheit?

TA [01:05:27] Das ist kein Thema mehr. In der Vergangenheit habe ich zweimal Insolvenzen erlebt was den Stahlbau anging. Es sind in Deutschland einige Firmen (2-4) pleite gegangen [01:05:41]. [3.7s] Dann ist die Senvion (Turbinenhersteller) mitten in der Installation bei der zweiten Phase von Borkum West pleite gegangen und hat das Projekt schwer mitgenommen. Was den Stahlbau anging, hatte man natürlich einfach die Lieferung auf andere verteilt. Die 40 Monopiles, die die Firma liefern sollte, wurden auf drei, vier andere Lieferanten verteilt.

Yuting Sun [01:06:28] Die Insolvenz von Senvion war total unerwartet?

TA [01:06:33] Das kam relativ plötzlich, aber nicht völlig unerwartet. Es war der Zeitpunkt. Das hängt auch damit zusammen, dass einem guten Haus einfach die Unterstützung entzogen wurde, die vorher jahrelang gewährt wurde; und das, obwohl eigentlich die Auftragsbücher voll waren. Es war eine Management Entscheidung, die man nicht vorhersehen konnte. Dann ist eine Firma pleite gegangen, die die Offshore Substation für Meerwind gebaut hatte. Das war kein großes Thema und eine andere Firma hat dann einfach weitergebaut. Sie hatten auch andere Probleme gehabt, aber sie waren versichert. Da der Netzanschluss verzögert wurde, war die Verzögerung des Substations nicht relevant. Ein schlechtes Bild hatte zum Beispiel die Norddeutschen Seekabelwerke abgeliefert, die haben bei einem Projekt während dreier Monate kein einziges Kabel verlegt konnten, weil das Schiff das sie hatten, nicht für die Meeresbedingungen geeignet war. Man hat ihnen dann den Auftrag entzogen und an eine andere Firma vergeben, die es innerhalb von zwei Monaten fertiggestellt hat.

Yuting Sun [01:07:47] Wie sieht es aus mit Ownership Structure?

TA [01:07:56] Das hat keine Auswirkung.

Yuting Sun [01:07:59] Gibt es Unsicherheiten in der Industrie? Gab es dazu irgendwelche unvorhersehbare Ereignisse?

TA [01:08:15] In der Industrie selbst ist es jetzt weniger das Problem. Das Problem ist, was die Politik auf die Industrie ausübt. Letztendlich kann man ja sagen, dass die Insolvenz von Senvion praktisch politisch getriggert wurde. Zusatz: Wenn die Politik wieder einmal die Marschrichtung änderte, Senvion aber von einem kontinuierlichen Projektfluss lebte, hat ihnen die Politik praktisch die Geschäftsgrundlage entzogen.

TA [01:08:36] Die schlechte Novellierung des EEG hat dazu geführt, dass die Kapazitäten, die benötigt würden, in Deutschland deutlich gesunken sind. 800 MW pro Jahr ist nichts für die Industrie. Andere Länder haben ganz andere Ausbauziele. Im Endeffekt war es so, dass von den großen Firmen, die Turbinen gebaut haben, Senvion die am wackeligsten da stand. Die politische Entscheidung das EEG so zu gestalten, hat daneben dazu geführt, dass Senvion insolvent wurde.

Yuting Sun [01:09:34] Ich glaube, da muss ich noch genauer nachforschen und gucken, was da genau passiert ist und wie die Entscheidungen des Managements da auch gefallen sind. Und jetzt, da er

TA [01:09:52] Die Änderung des Verfahrens, dass man Ausschreibung macht, hat auch einiges verschoben. Während man bspw. In der Vergangenheit hat man das Projekt komplett selbst durchentwickelt. Jetzt überlässt man jetzt das man entwickelt hat kostenlos dem Bund (ohne Kompensation). Dann wird das Areal ausgeschrieben (so und so viel Megawatt) und jeder kann sich drauf bewerben, der der Meinung ist, er könne das günstiger bauen als ein anderer. Es ist natürlich so, dass eine Firma wie zum Beispiel die EnBW Energie Baden-Württemberg. Die hat gewisse Vorteile, da sie einmal auf der Erzeugerseite und einmal auf der Verteilungsseite sitzt. Wenn man es genau nimmt, sitzt zwischendrin noch die Übertragungsnetzseite - BW Transportnetz. Das heißt, sie können sich selbst ein PPA geben und sagen: Okay, ich brauche deshalb auch keine Förderung. [01:11:20] Komme ich dann zum Zug. Natürlich. Also subventioniert die EnBW Verteilung das Projekt Hohe See der EnBW Erzeugung. [17.1s] Wenn jemand die Möglichkeit hat, Strom selbst abzusetzen, da kann er auch günstig anbieten.

TA [01:12:33] Ich war an einem Offshore Projekt in der Ostsee beteiligt. Die Chancen, dass der Zuschlag für dieses Projekt kommt, war deutlich höher als 50 Prozent. Letztendlich ist das Projekt leer ausgegangen, auch wenn sie einen super Preis angeboten haben. Was ich dann später erfahren habe ist, dass der Zuschlag für ein anderes Projekt vergeben wurde, ein kleineres Projekt zu einem deutlich höheren Preis. Da frage ich mich, wie kann es sein, dass ein Projekt mit 6 Cent keinen Zuschlag bekommt, sondern das mit 9? Das wird alles sehr intransparent gehalten.

TA [01:14:53] Die Technologie ist beherrschbar. Ja, das Bodenrisiko ist weitestgehend auch beherrschbar. Es mag vielleicht da oder dort gewisse Modifikationen erforderlich machen und unter Umständen hat man ein paar Verluste. Es wird aber das Projekt nicht umbringen. Selbst der Verlust von vielleicht fünf Turbinen von 80 bringt das Projekt auch nicht rum. Aber politische Entscheidungen kann jedes Projekt umbringen, egal wie gut es vorher war.

Yuting Sun [01:15:30] Wie schätzen Sie die wirtschaftlichen Unsicherheiten ein?

TA [01:15:45] Laut EEG haben erneuerbare Energien Vorabnahmerecht. Sprich, die Auswirkungen werden sich zuerst bei fossilen Energien zeigen müssen. Es ist einfach so, dass wenn es jetzt zu einem bestimmten Netzknoten geht, da speisen sowohl erneuerbare als auch fossile Energien, muss zuerst die fossile Energie abgeschaltet werden.

Es gab z.B. das geplante Kohlekraftwerk in Emden in Norddeutschland. Im Emden landen auch zwei Converter von Offshore-Windparks an. Es gab auch viele Opposition für dieses Kohlekraftwerk Emden. Es hat mehrere Jahre gedauert, bis dann das Projekt endlich aufgegeben wurde. Wir hatten mal ein Besuch bei der Netzleitzentrale von Tennet und auch über dieses Thema gesprochen habe ich gesagt, dass ich diese Investitionsentscheidung für das Kohlekraftwerk eigentlich nicht verstehe. Denn laut EEG sind die doch ganz klar im Nachteil gegenüber Erneuerbaren. Man hat hier mehrere Gigawatt erneuerbare Energien und wenn mein Netz voll ist mit Erneuerbaren, dann geht das Kohlekraftwerk vom Netz. Sagt der Chef der Netzleitwarte von Tennet: „Das wissen Sie, aber die Investoren wussten wahrscheinlich nichts. Also, im Endeffekt war eigentlich die Opposition der Bevölkerung noch das Glück für den Investor und verhinderte, dass er 2 Milliarden Euro in Sand gesetzt hat.“

Es ist nichts anderes wie das eine Gasturbinen Kraftwerke in München. Das auch praktisch im Jahr maximal fünfzig Stunden läuft, weil in der Regel da unten sehr viele Photovoltaik Energie eingespeist wird. Es ist auch nicht wirtschaftlich.

Aber so ist ganz Deutschland zugepflastert mit ökologisch ökonomischen Leichen, die einfach in die Landschaft gestellt wurden, ohne Sinn und Verstand. Wenn schon die Gesetze sagen, dass Erneuerbare Vorrang haben, dann sollte meine Investitionsentscheidung dieser Richtung überprüfen, ob das überhaupt Sinn macht, so ein Projekt hinzustellen. Zusatz: Bei jeder Due Diligence lassen wir auch die politischen und rechtlichen Rahmenbedingungen untersuchen. Da muss dann eine derartige Einschränkung auffallen, oder die Berater haben nichts getaugt.

Yuting Sun [01:18:37] OK, nun zur letzten Frage: Sind diese Unsicherheit Ihrer Meinung nach insgesamt eine wichtige Herausforderung?

TA [01:18:47] Die verbleibenden Unsicherheiten definitiv. Die müssen gelöst werden. Ich bin der Meinung, dass wir eine verlässliche politische Linie brauchen. Ja. Technologisch sehe ich da keine großen Risiken oder Herausforderung mehr.

Yuting Sun [01:23:47] Super, ganz ganz herzlichen Dank, dass Sie sich Zeit genommen haben! Danke Ihnen für die vielen interessanten und wertvollen Beiträge!

Annex 1.4. Interview with contract manager

Profession:	Senior contract manager responsible for the financing of OWF
Organization:	German Bank
Date of interview:	8 th of June, 2021
Style:	Video

Yuting Sun [00:00:07] Hallo, vielen herzlichen Dank, dass Sie sich Zeit nehmen für das Interview. Wie lange sind Sie schon im Offshore Bereich tätig?

Vertragsmanager [00:00:18] Ich habe 2013 im Vertragsmanagement angefangen, das sind schon 8 Jahre.

Yuting Sun [00:00:52] Wie sah die Vertragsgestaltung oder Vertragsmanagement bei den ersten Offshore Windparks aus?

Vertragsmanager [00:01:04] Die IPEX ist eine der Banken, die jetzt auch länger im Offshore Bereich tätig ist das auch, denke ich, federführend mit aufgebaut haben. Deshalb denke ich, dass sie auch Einfluss hatte, was Vertragsparameter anbelangt. Ganz am Anfang, gab es bei den deutschen Offshore-Windparks ein paar Hürden wie Netzanschluss, der doch sehr viel später kam, als man gedacht hatte. Es ist dann in solchen Situationen nicht ganz unüblich ist, dass man mit einer kleineren Gruppe von Banken eine Art Steering-Komitee bildet, wo auch die IPEX bei ausgewählten Projekten dabei war. Es geht nicht unbedingt um die Gestaltung der Verträge, wie man sie initial abgeschlossen hat, aber es geht eher darum, wie man dann mit Waivern oder gewissen Situationen

umgehen kann. Wie kann man geschickt Nachträge zu der Dokumentation verhandeln?
Welche neuen Monitoring Aspekte nimmt man vielleicht mit rein?

Yuting Sun [00:02:18] Sie haben ein Komitee erwähnt. Wobei handelt es sich genau und wer sind die Beteiligten?

Vertragsmanager [00:02:28] Das hat jetzt nicht unbedingt nur mit Offshore Finanzierungen zu tun, sondern ist etwas das man bei Projekten oder generell bei Finanzierungen gerne macht, wenn man einen größeren Bankenkreis hat. Man nimmt dann eine kleine Gruppe von Banken und bildet ein Steering Komitee, auch Arbeitskreis genannt. Man kann gewisse Dinge vorbesprechen und zusammen mit dem rechtlichen und technischen Beratern Lösungen überlegen. Je mehr Beteiligte man hat auf der Sponsoren Seite oder auf der Bankenseite, desto schwieriger ist es zu einem Ergebnis zu kommen. Von daher macht es dann immer Sinn, wenn man komplexere Strukturen hat, gerade bei Projektfinanzierung, indem man gewisse Dinge in einer kleineren Gruppe vorbereitet und vorbespricht bevor man es dann zur Genehmigung dem großen Bankenkreis gibt.

Yuting Sun [00:03:42] Was passierte im Vertragsmanagement bei den ersten Projekten?

Vertragsmanager [00:04:10] Vertragsmanagement kommt oft erst ins Spiel, wenn die Verträge schon abgeschlossen wurden. Was ich mitbekommen habe, sind wie bestimmte Waiver Prozesse verlaufen sind. Bei den ersten Offshore Finanzierungen, war man von den vertraglichen Aspekten, was der Kunde vorlegen muss zur Genehmigung, sehr eng dran. Gerade bei den ersten Projekten gab es auch eine Vielzahl von Waiver, die zum Teil Amendments sind, zum Teil auch einfach Zustimmung von bestimmten neuen Projektverträgen, was nicht unbedingt gleich einhergeht mit einer Veränderung der Kreditdokumentation.

Yuting Sun [00:04:58] Worum ging es bei den Waiver Requests meistens?

Vertragsmanager [00:05:18] Da ging es am Anfang nicht unbedingt um Ratios. Am Anfang ging es eher darum, dass das Projekt vielleicht Verzögerungen hatte und nicht immer den Bauzeitplan geschafft hat. Ein Covenant ist auch, dass es ein erwartetes

Bauzeitende mit Puffer gibt und wenn das Projekt nach dem Spätesttermin nicht operativ ist, wäre es ein Kündigungsgrund. Eine Fülle von Waiver gingen auch um Änderungen zu den Projektverträgen. Man hat z.B. gemerkt, dass unter diesem Gewerk Mehrkosten auftreten und das war dann immer vorlagepflichtig. Also es macht schon Sinn, wenn man als Bank eng dran ist, aber es macht auch keinen Sinn über jede kleine Änderung in den Projektverträgen immer wieder zustimmen zu müssen. Man kann zum Beispiel Schwellenwerte definieren. Wenn sich in dem Gewerk Projektkosten erhöhen bis zu einer bestimmten Summe könnt ihr das machen. Wenn es aber bestimmte Summen überschreitet, dann müsst ihr das vorlegen. Diese Werte wurden dann im Laufe der Jahre auch etwas angepasst, um dem Projekt etwas mehr Entscheidungsfreiheit oder auch schnelleres Agieren zu ermöglichen.

Yuting Sun [00:07:50] Können Sie sich erinnern, ob besondere Ereignisse oder unerwartete Ereignisse passiert sind bei den Projekten?

Vertragsmanager [00:08:14] Bei den ersten Offshore Projekten in Deutschland wurde der Netzanschluss später als erwartet zur Verfügung gestellt.

Yuting Sun [00:08:35] Haben Sie gemerkt, dass die Vertragsgestaltung, sich im Laufe der Zeit, angepasst wurden basierend auf Erfahrungswerte? Was waren die Lessons Learned aus den ersten Erfahrungen in der Offshore Industrie?

Vertragsmanager [00:09:08] Man hat an einigen Stellen dem Projekt vielleicht etwas mehr Spielraum gelassen, wenn durch einzelne Verträge oder Gewerke höhere Kosten entstehen, dass sie einen gewissen Spielraum haben, solange es natürlich immer im Baukostenbudget abgedeckt ist. Beim Budget für eventuelle Kostenüberschreitungen, kann es sein, dass es da noch mal ein bisschen angepasst wurde über die Jahre, dass man da einfach zum Teil auch ein bisschen mehr Puffer hat. Ein wichtiges Element ist auch wie die Kontraktoren Seite aufgestellt ist. Hat man mehrere Hauptlose, also hat man vielleicht 10 Gewerke, die es zu steuern gilt von der Projektgesellschaft? Oder hat man einen EPC Kontraktor der viele Gewerke selbst steuert? Das hat auch gewisse Vorteile, gerade beim Schnittstellen Engagement.

Yuting Sun [00:10:36] Wie spielen die einzelnen Akteure (Markt, Marktfolge, TSV) zusammen?

Vertragsmanager [00:11:10] Vertragsgestaltung läuft wirklich im Projektmanagement und dann gibt es natürlich auch Konstellationen, wo dann auch das Risikomanagement sagt, dass die Genehmigung erteilt wird unter gewissen Auflagen. Obwohl es dann auch oft Punkte sind, die man ohnehin auch auf Basis der Due Diligence (technisch, rechtlich, Umwelt, Versicherung) zusammengefasst hat und ins Vertragswerk einfließen lässt. (Es gibt auch Berichte, die natürlich Grundlage für die interne Genehmigung sind.) Sei es bestimmte undertakings oder auch conditions subsequent, die man zu bestimmten Zeiten erfüllen muss. Gerade wenn man an Umwelt und Sozial-Punkte denkt, dann hat man vielleicht bestimmte Punkte oder gewisse Studien, die später gemacht werden oder man hat die Ergebnisse erst später und lässt sich das dann nochmal vorlegen. Oder manchmal konnten Projektverträge noch nicht geschlossen werden und wird als Undertaking formuliert, dass das danach beizulegen ist. Das schaut sich der technische Berater auch nochmal an.

Yuting Sun [00:12:43] Welche Vertragsinstrumente benutzt man, um sich gegen Unsicherheiten abzusichern?

Vertragsmanager [00:13:01] Puffer in der Strukturierung hat einen großen Einfluss. Der Kunde blickt auf ein Projekt immer etwas anders als die Banken. Man hat ein Windgutachten mit bestimmten Wahrscheinlichkeiten bzgl. welche Windproduktionen in einem Jahr erreicht werden. Der Kunde guckt dann gerne auf den P50 Wert und die Bankengruppe schaut darauf, was ist eine solide Windproduktion, die in 90 Prozent der Fälle erreicht werden kann. Da baut man sich auch einen gewissen Puffer ein in den Structuring Case. Oft hat man diese P90 Annahme und das Projekt muss eine gewisse DSCR auch erreichen, sodass man, wenn der Structuring Case konservativ genug ist, auch einen gewissen Puffer hat. D.h. wenn man auch mal Jahre hat, wo es vielleicht nicht so gut läuft, können wir zumindest sicherstellen, dass der Kredit getilgt wird.

Dann hat man natürlich Instrumente, wie das hier sehr üblich ist, nicht nur für Offshore, sondern auch für alle anderen Projektfinanzierungen, dass ein Schuldendienstreservekonto vorgehalten werden muss oft für eine 6

Monatsschuldendienst, wenn man halbjährliche Tilgung hat. Das hat sich im Laufe der Zeit auch verändert.

Am Anfang war es eigentlich oft so, dass man diese wirklich dann als Barreserve hat, die man oft sogar mitfinanziert hat. Dann gibt es aber auch mal Konstellationen, dass man die Hälfte mitfinanziert und ein Teil wird angespart. In der Regel möchte man eigentlich mit Beginn der Betriebsphase auch erstmal diese Bar-Sicherheit haben. Aber je nach Stärke von den Sponsoren gehen die Kunden auch mehr davon weg, dass man es als eine Barreserve ansparen muss. Gerade in Zeiten von Negativzinsen ist es eigentlich nicht so attraktiv für einen Kunden, höhere Millionenbeträge auf einem Konto zu lagern, sodass es manchmal auch dann Möglichkeiten gibt, es einfach mit einer Bankgarantie, die dann ein bestimmtes Rating haben muss, abzusichern.

Des Weiteren kann es ein Wartungsreservekonto geben, je nachdem wie stark oder schwach der Wartungsvertrag ausgestaltet ist. Man spricht mit dem technischen Sachverständigen über bestimmte Dinge im Wartungsvertrag ab wie z.B. Ersatzteile, bestimmte Anzahl an Ersatzteilen oder Komponenten gerade bei den Hauptkomponenten. Wenn man an der Gondel was ausgetauscht werden muss, ist vielleicht im Wartungsvertrag drin. Aber auf Basis der Erfahrung von dem technischen Berater sagt Ist vielleicht ein bisschen knapp, eher üblich, wenn man im Jahr so und so viel Ersatz Komponenten bräuchte. Dann kriegt man oft noch so eine Wartungsreserve.

Ist nicht so relevant, wenn man jetzt einen Full-Service Wartungsvertrag hat, was oft der Anlagen Hersteller initial anbietet. Aber wenn der WTG Hersteller Insolvenz anmeldet wie bei Senvion und man ist noch im Bau sind oder schon im Betrieb, kann der Insolvenzverwalter diese Wartungsverträge nicht mehr weiterführen. Die Projekte sind dann gezwungen, sich andere Wartungsverträge, Vertragspartner reinzuholen. Diese sind oft nicht mehr ganz so Full-Service, wie man das bekommt von einem Anlagenhersteller, was die Verfügbarkeitsgarantien oder das Vorhalten von Ersatzteilen angeht. Deshalb will man in solchen Konstellationen noch eine Wartungsreserve haben, falls doch Reparaturkosten anfallen, die höher sind als erwartet, dass man das nicht aus dem laufenden Cashflow vornehmen muss.

Dann hat man natürlich immer Covenants, Schuldendienstreserve, Debt coverage ratios, die erreicht werden müssen, damit ein Projekt auch ausschütten kann. Also dass man da auch immer einen gewissen Puffer auch hat. Man hat oft ein Windpark strukturiert auf P90, 1,30, dann hat man als Ausschüttung für Covenant 1,20/1,15 je nachdem eher 1,20 im Offshore Bereich und dann hat man oft auch noch einen DSCR Wert der ein bisschen geringer ist, bei Offshore eher 1.10, wo man quasi auch ein Kündigungsgrund hätte. Dadurch ist man abgesichert, wenn der Windertrag dann doch sehr gering ist und man die Sorge hat, dass nicht genug Cash da ist, um den Kredit zu bedienen.

Yuting Sun [00:18:56] Und denken Sie, dass die Absicherung Elemente ausgereicht haben? Oder denken Sie [hier fehlt etwas]

Vertragsmanager [00:19:05] Im europäischen Bereich haben wir mit Deutschland und Belgien angefangen. Bei den Älteren hatte man zumindest auf der Vergütungsseite keine Unsicherheiten. Von daher haben die Mechanismen ausgereicht. Wenn man aber in Märkte geht, wo die Abnahmestruktur nicht mehr so fest ist, dass man weiß was ein Park über die nächsten 20 Jahre verdient bei einem bestimmten Windertrag. Dann arbeitet man oft gerne mit Cash Sweep. Wir haben jetzt einen Kredit mit einer Laufzeit von 15/16 Jahren, aber wir ziehen nochmal vertragliche Regelungen ein, die ermöglichen, dass der Kredit auch früher zurückgeführt wird.

Yuting Sun [00:20:24] Haben diese Unsicherheiten dazu geführt, dass Entscheidungen verhindert oder verzögert wurden. Vor allem am Anfang?

Vertragsmanager [00:20:48] Bei den ersten Projekten muss man einfach die Erfahrung, die Infrastruktur, die Logistik aufbauen. Gerade die ersten Finanzierungen hatten oft auch noch einen relativ großen Bankenkreis. Die ersten deutschen Projekte hätten eigentlich eine Genehmigung für viel mehr Kapazität gesichert, aber man hat gemerkt, dass man gar nicht so viel Liquidität im Markt bekommt. So hat man sich entschieden erstmal nur die Hälfte zu bauen. Im Moment ist Asien ein Bereich, wo sich diese Offshore Industrie aufbaut und da hat man manchmal auch Wiedererkennungseffekt, wie das vor ein paar Jahren im deutschen europäischen Raum war. Man stellt sich Fragen was die Verfügbarkeit der Schiffe und die Logistiskette anbelangt. Hat man überhaupt so viel Kapazität am Hafen, um Komponenten zu lagern oder zusammen zu schrauben? Also

Fragen rund um die Logistik, die man am Anfang aufbauen muss. Da hat man Entscheidungen, die mit anderen Unsicherheiten behaftet sind, als wenn man in einem etablierten deutschen Markt reingeht. Auf der Investorenmenseite haben sich Investoren auch einfach zusammengetan und auf der Kreditgeberseite sind die Banken vielleicht mit kleineren Tickets reingegangen.

Yuting Sun [00:24:05] Sind während der Betreuung der Projekte besondere, unerwartete Probleme aufgetreten?

Vertragsmanager [00:24:28] Im Offshore Bereich kann immer mehr schief gehen im Vergleich zum Onshore Bereich. Auch die Wartung ist viel komplexer. Man muss ein gewisses Wetterfenster haben. Wenn man wirklich etwas austauschen muss, kann man es nicht immer offshore machen. Da hat man andere logistische Herausforderung als bei Onshore, wenn man vielleicht mal ein Blatt abmontieren muss und an Land transportieren muss, um das auszutauschen.

Was am Anfang immer wieder mal passiert sind Gewerke, wo das Unternehmen in die Insolvenz gegangen ist und man muss Ersatz finden. Generell hat man bei Offshore Wind sehr viel mehr Schnittstellen, die man managen muss. Wenn was während der Bauzeit ausfällt, muss man gut schauen, wie man diese einzelnen Gewerke noch gut zusammenbringen kann, dass man trotzdem einigermaßen mit dem Bau durchkommt. Wenn es bei einem Gewerk massive Verzögerungen gibt, hat es gleich oft einen massiven Einfluss auf die anderen Gewerke.

Kabelverlegungen oder die Installation von den Fundamenten sind erstmal wichtig, um überhaupt die Turbinen und die Blätter aufzustellen. Wenn man dann vielleicht eine Situation hat, wenn Schiffe sich verzögern oder länger brauchen für die Einreise, dann kommt man vielleicht in ein Winterfenster, wo man nicht so gut installieren kann. Also das hat dann schon gleich viel größere Auswirkungen als im Onshore Bereich.

Yuting Sun [00:26:34] Gibt es aktuell immer noch Situationen, wo Unsicherheiten Entscheidungsfindung verzögern. Oder kennt man mittlerweile schon alles? Ist alles schon beherrschbar?

Vertragsmanager [00:26:50] Ich würde sagen, rein von der Technologie und auch von der Infrastruktur, von den Leuten, auch von den Firmen, hat sich sehr viel Erfahrung aufgebaut. Was ich bekommen habe, konnten im deutschen europäischen Markt die letzten Projekte deutlich problemloser gebaut werden, ohne dass materielle Bauverzögerungen oder große Kostenüberschreitungen aufgetreten sind.

Natürlich ist es interessant, wenn wir in neue Märkte gehen, zum Beispiel nach Asien. Da hat man vielleicht noch nicht so die Infrastruktur oder Erfahrung vor Ort. Was man dann in solchen Märkten auch beachten muss ist die Politik. Zum Teil war es so, dass der politische Wille diese Industrie zu fördern da ist, aber man möchte die lokale Industrie dabei auch fördern. D.h. ein bestimmter Anteil von den Fundamenten muss vor Ort gebaut werden und es darf nicht alles in das Land importiert werden. Dadurch hat man neue Herausforderungen vor Ort wie Fabriken aufzubauen, Leute zu schulen, Infrastruktur herzustellen, die man in gereiften Märkten, schon durch durchlebt hat.

Yuting Sun [00:29:47] Tauscht man sich Ihrer Meinung nach gut aus in der Offshore Industrie?

Vertragsmanager [00:30:12] Man hat natürlich immer gewisse vertrauliche Informationen, die nicht weiter rausgehen. Aber bestimmte Erfahrungswerte, die man hat, sind natürlich transparent. Bei den ersten deutschen Parks wo der Netzanschluss ein bisschen länger gedauert hat, haben sich die Entwickler auch zusammengetan. Die größeren Kanzleien, die sich sehr gut auskennen im Offshore Markt, begleiten solche Dinge auch mit. Wenn man jetzt dann nochmal den Term Sheet neu verhandelt, fließen diese Erfahrungswerte natürlich mit ein.

Yuting Sun [00:31:36] Was für Versicherungen spielen da eine Rolle?

Vertragsmanager 3 [00:31:58] Während der Bauphase hat man Versicherungen, die den Transport abdecken bzw. verzögerte Inbetriebnahme oder einfach diese Construction-All-Risk Versicherungen. Oder dass man Dinge wie Schiff geht unter, Monopile versinkt, also Verluste auch gut abdeckt. Im Betrieb ist es ähnlich wie im Onshore Bereich, wenn es länger still steht oder ein paar ausfallen, würde man über business interruption, an bestimmte Perioden auch Geld bekommen. Das ist mit dem Versicherungsberater zu

besprechen und in den Verträgen gibt es auch gewisse Anforderungen, die zu erfüllen sind.

Yuting Sun [00:33:54] Wenn Sie sich die Kategorisierungstabelle anschauen: Welche Unsicherheiten würden Sie als schwer vorhersehbar einschätzen? Und welche würden Sie meinen, dass Sie beherrschbar sind?

Vertragsmanager [00:36:08] Im europäischen Kontext würde ich schon sagen, dass die Unsicherheiten beherrschbar sind. Da gibt es ja oft gewisse Ziele und viele Regierungen fördern das auch noch. Das ist der politische Wille dahinter mehr in die Erneuerbaren zu gehen. Bei Offshore Wind besteht eben die Möglichkeit größere Kapazitäten zu installieren im Vergleich zur Onshore Fläche.

Social würde ich nicht als stark bewerten. Also Tiere und Naturschutz sind nicht zu unterschätzen, aber auch da hat man schon Erfahrungen gesammelt, wie man es lärmschonend bauen und betreiben kann. Dieser Punkt kann eine Herausforderung sein wenn man weg vom europäischen Markt in andere Länder geht. Zum Beispiel der Asiatische Raum wo es in der Zukunft auch mehr Offshore Windparks geben wird. Da könnte es sein, dass vielleicht die lokalen Anforderungen nicht ganz so streng sind wie die, was die internationalen Banken auch fordern. Es gibt gewisse Guidelines, die eingehalten werden müssen. Auch bestimmte Richtlinien, was eben alles geprüft werden muss bei Umwelt und Sozialthemen. Wenn man z.B. in ländlichen, ärmeren Gebieten ist, wo während der Bauphase die Lokalen (Fischer) nicht ihrer Arbeit nachgehen können. Sie würden dann Kompensationszahlungen bekommen. Das sind Themen, die sind zwar beherrschbar aber es erfordert auch eine gründliche Prüfung der lokalen Gegebenheiten. Welche Themen könnten auftauchen mit den Menschen, die dort wohnen oder auch mit der Tierwelt?

Bei Wartungen, Construction oder Technologie ist es so, dass es im europäischen Raum mittlerweile gereift ist. Man hatte am Anfang natürlich schon viel Unsicherheit auf der technischen Seite aber jetzt kennt man auch schon die Firmen ganz gut. Bei neuen Märkten hat man natürlich dann die Frage, ob man denn auch immer vor Ort die Leute mit dem Knowhow haben. Also die Verfügbarkeit von Kompetenzen und von Schiffen, weil der Markt vielleicht enger ist.

Ein weiteres Thema was in letzter Zeit schwierig war, ist die ganze Pandemie, dass z.B. viel mehr Auflagen von den Behörden kamen bzgl. Einhalten von Quarantänezeiten etc. Das kann natürlich immer zu Verzögerungen führen. Wenn ich auf die Firma gucke, ist es tatsächlich immer gut Sponsoren im Hintergrund zu haben, die im Zweifel auch nachschießen könnten. Die Wahrscheinlichkeit von Baukosten Überschreitungen bei einem so komplexen, teuren Offshore Park, wo man über ganz andere Investitionssummen spricht, ist natürlich höher als bei einem überschaubaren Onshore Park. Da muss man sich schon gut angucken, mit wem man zusammenarbeitet. Früher war es so, dass man den Sponsoren Kreis hatte, der die Bauphase begleitet hat. So wie ich es beobachtet habe, gibt es etwaige Abverkäufe in der Betriebsphase oder es kommen neue Investoren hinzu. Das hat sich im Laufe der Zeit geändert. Aus Sponsorsicht, bindet es natürlich auch viel Eigenkapital, wenn man in so größere Projekte geht und je nach Vertragsgestaltung, besteht die Möglichkeit, während der Bauphase auch abzukaufen. Das muss man dann im Hinterkopf behalten, wenn es wirklich zu so einer Situation kommt, dass man mehr Geld braucht, hat man auf der einen Seite einen komplexen, Bankenmarkt, die man dann steuern muss und auf der Sponsoren Seite, muss man die Wahrscheinlichkeit auch gut einschätzen, dass man im Zweifelsfall bei einer Nachfinanzierung Sponsoren hat, die es auch können und wollen.

Bei den letzten Windparks die im europäischen Markt gebaut wurden, ging es schon deutlich glatter als bei den ersten. Aber wenn man wieder an den Asiatischen Raum denkt, hat man vielleicht dann doch auch mal Konstellationen, dass manches etwas länger dauert und dann vielleicht auch Nachfinanzierungsbedarf besteht und dann muss man auch gewappnet sein. Es besteht üblicherweise ein Kündigungsgrund, wenn man merkt, dass das Baukostenbudget nicht mehr ausreicht, um den Bau fertigzustellen. Diesen Sachverhalt prüft der technische Berater üblicherweise bei jeder Auszahlung. Wenn man da Zweifel hat, kann nicht ohne Weiteres ausgezahlt werden.

Yuting Sun [00:43:25] Was passiert wenn der Technical Advisor Zweifel an der Schuldendienstfähigkeit des Parkbetreibers hat?

Vertragsmanager [00:43:43] Dann muss man genau die Gründe untersuchen. Hängt es damit zusammen, dass man vielleicht Verzögerungen hatte und einfach sehr viel später

dann die Betriebsphase erreicht oder dass vielleicht ein Gewerk doch teurer wurde und es kann einfach von der Baukostenreserve nicht mehr abgedeckt werden. Bei den ersten Windparks, die ich miterlebt habe, war es zum Teil wirklich so, dass die von der Sponsoren Seite gestemmt wurde. Aber jetzt unabhängig von Offshore gibt es generell bei Projektfinanzierungen auch immer mal wieder die Konstellation, dass dann sich vielleicht sogar die Banken an der Nachfinanzierung beteiligen. Also das ist nicht unmöglich. Wenn man in solchen Situationen sieht, dass das Projekt wirklich in solchen Schwierigkeiten ist, soll man genau schauen, ob irgendwelche Insolvenz Kriterien auch schon ausgelöst sind. Sowas braucht auch Zeit, wenn man in solchen Situationen kommt. Von daher ist es schon immer gut, eine robuste Baukosten Reserve als Puffer zu haben. Meistens bekommt man die Probleme schon gelöst, trotzdem ist es natürlich gut finanzkräftigen Sponsoren zu haben.

Yuting Sun [00:45:44] Während welchen Phasen merken Sie, dass es vermehrt Waiver Requests aufkommen? Worum handelt es sich bei diesen Waiver Request meistens?

Vertragsmanager [00:45:58] Traditionell ist es meistens so, dass man in der Bauphase mehr Waiver Anfragen hat. In der Betriebsphase könnte es unvorhergesehene Reparaturmaßnahmen geben aber an sich ist es meistens ruhiger, wenn es gut läuft. Wenn man natürlich eine Situation hat, wo man das Windgutachten deutlich überschätzt hat und merkt, dass das Projekt eigentlich gar nicht so viel Geld verdient, wie wir da ausgerechnet haben. Da hat man vielleicht schon nochmal andere Themen und müsste was am Tilgungsplan anpassen. Aber mit zunehmenden Offshore Windparks hat man auch mehr Daten, sodass die Windgutachten auch verlässlicher werden. Da liegt die Herausforderung wieder in neueren Märkten, wo man vielleicht auch andere Windverhältnisse oder auch mit Taifunen zu kämpfen hat oder noch nicht so eine große Datenbasis hat, dass man eher mehr Unsicherheiten hat mit der Verlässlichkeit des Windgutachtens.

Yuting Sun [00:52:27] Letzte Frage: Sind diese Unsicherheiten Ihrer Meinung nach insgesamt eine wichtige Herausforderung?

Vertragsmanager [00:52:55] Ich glaube in den gereiften Märkten sind die Unsicherheiten überschaubar. Wenn man nochmal in ganz andere Märkte geht, hat man

vielleicht auch noch mit Sponsoren Herausforderungen. In anderen Ländern hat man z.B. größere Versorger die mehr in erneuerbare Energie gehen, um ein Portfolio zu haben aber haben noch nicht so viel Erfahrung. Auch gerade am Umwelt und Soziale Aspekt merken wir auch in unserer Arbeit, dass dieser einen größeren Stellenwert einnimmt. Vor allem mit der Tierwelt, Regionen wo schützenswerte Exemplare sind, die durch die Bauphase möglicherweise gestört werden. Im deutschen, europäischen Markt wo man schon ein bisschen länger dabei ist und die Erfahrungswerte hat, weiß man ganz gut wie man mit bestimmten Dingen umgehen kann.

Yuting Sun [00:57:18] Vielen herzlichen Dank für Ihre Zeit und Mühe! Es war super spannend und informativ!

Annex 1.5. Interview with contract manager

Profession:	Senior contract manager responsible for the financing of OWF
Organization:	German Bank
Date of interview:	9 th of June, 2021
Style:	Video

Yuting Sun [00:01:04] Guten Morgen, vielen Dank erstmal, dass Sie sich für das Interview Zeit nehmen. Wie lange sind Sie schon im Offshore Bereich tätig?

Vertragsmanager [00:01:07] Ich bin seit 2011, also jetzt 10 Jahre im Offshore Bereich tätig als Vertragsmanagerin.

Yuting Sun [00:01:32] Mein erstes Projekt war Borkum West, das war eins der ersten projektfinitzierten Offshorewindparks in der deutschen Nordsee. Ich habe also mit den ersten deutschen OWP Projekten angefangen: Borkum West, Global Tech, Meerwind und betreue darüber hinaus belgische Offshorewind Projekte und jetzt auch die neueren OWPs in Taiwan.

Yuting Sun [00:02:12] Wie sah die Vertragsgestaltung zu den Anfängen der Offshore Industrie aus und wie hat sie sich im Laufe der Zeit verändert?

Vertragsmanager [00:02:29] Die Gestaltung der Verträge sind im Wesentlichen durch die Projektmanager gemacht worden. Wir als Vertragsmanagement sind da auch natürlich eingebunden. Grundsätzlich orientiert hat man sich erstmal an der Onshore Windfinanzierung. Man hat die Verträge am Anfang recht eng für den Kreditnehmer gestaltet, insofern, dass er bei sehr vielen Entscheidungen die Zustimmung der Bankenmehrheit einholen musste. Also mindestens Bankenmehrheit, manchmal auch einstimmig. Wobei einstimmig bei wirklich finanz-relevanten Entscheidungen wie zum Beispiel die Änderung der Marge, der Laufzeit oder der Rückzahlungspläne.

Das haben wir schon gesehen in den Jahren der Entwicklung, dass am Anfang der Kreditnehmer bei fast allen Entscheidung nach Kreditvertragsabschluss das Bankenkonsortium fragen musste. Also wenn sie zum Beispiel Projektverträge ändern. Des Weiteren gibt es ein Construction budget und ein Contingency budget. Wenn sie die Contingency benutzen/ ein Amendment der Projektverträge zu schliessen ist oder noch zusätzliche Verträge abschließen wollen, die in der Due Diligence noch nicht als solche aufgeführt worden mussten sie eigentlich immer die Banken fragen. Das hat sich im Laufe der Jahre jetzt so entwickelt, dass jetzt nur noch gefragt werden muß, wenn bestimmte Schwellenwerte überschritten werden,. Das hat man bei uns im täglichen Doing schon gemerkt, dass wir am Anfang sehr viele Waiver Requests bekommen haben und im Laufe der Zeit diese immer weniger wurden. Also für neuere Projekte, die dann nachträglich abgeschlossen wurden.

Yuting Sun [00:04:36] Können Sie sich noch an Schwierigkeiten oder Herausforderungen bei den ersten Windparks erinnern?

Vertragsmanager [00:04:49] Bei den deutschen Windparks war es anfangs so, dass eigentlich alle Schwierigkeiten hatten. Bei Borkum West haben wir auch nachfinanzieren müssen, weil halt einfach das Contingency Budget nicht ausreichte, um wirklich alle Zusatzkosten zu tragen. Alle deutschen Windparks hatten am Anfang das Problem der Netzanschluss Thematik. Der Netzanschluss durch den holländischen Netzbetreiber Tennet, der für die Thematik vom Land ausgesucht wurde, ist nicht planmäßig erfolgt.

Also sprich die Offshore Substation sind nicht rechtzeitig fertig geworden. Das war das Hauptproblem, dass man dann im Prinzip zwar den Park soweit eigentlich gebaut hat, aber wie gesagt halt dann nicht anschließend konnte und insofern sich die Arbeiten sehr stark verzögert haben.

Es war auch so am Anfang, dass wir hier keine EPC Struktur haben, sondern eine Multicontracting Struktur mit sehr vielen verschiedenen Vertragsparteien. Das führte dazu, dass es natürlich sehr viele Knock-on Effekte gegeben hat. Jetzt ist es mehr zusammengeclustert. Man hat meist 2,3 oder 4 Kontraktoren in der Bauphase (die dann sowohl für die Produktion als auch Errichtung, ggfs. mit Subkontraktoren, verantwortlich sind), für die Pakete: Monopiles/ Grundstrukturen, Turbinen, Kabel. Am Anfang war es viel kleinteiliger, so dass dies im Falle von Verzögerungen zu deutlich Mehraufwand und zusätzlichen Kosten bei der Projektgesellschaft führte.

Bei Borkum und Global Tech gaben es Probleme mit dem Hersteller der Tripodsstrukturen, also keine Monopiles. Man dachte am Anfang, dass bei den Tiefen und Weiten vom Land man eine Tripodstruktur bräuchte. Da gab es auch Insolvenzen im deutschen Zulieferer Markt. Insofern führte das dazu, dass Ersatz gefunden werden musste. Das waren die Probleme, mit denen man gar nicht gerechnet hatte. Insbesondere die Stahlkonstruktion und dass es wirklich so verzögert und schwierig werden würde, hat man nicht erwartet. Die Fokussierung am Anfang lag vielmehr auf den Schiffen, ob ausreichend Schiffe verfügbar sind, die die Installation Offshore unternehmen können. Also Logistik und Wetterbedingungen hat man sich sehr genau angeguckt. Am Ende ist das aber gar nicht so gekommen, sondern das größere Thema waren Netzanschluss und die Tripod Hersteller.

Yuting Sun [00:08:45] Was waren denn die Lessons Learnt bei diesen Projekten?

Vertragsmanager [00:09:00] Bei diesen Projekten beiden (Borkum West/ Global Tech) ist es insofern schon mal unterschiedlich gemacht worden und das sieht man jetzt auch bei den Taiwan Projekten: Beispielsweise, dass der Kunde vielleicht auch mit Einfluss der Banken darauf achtet, dass es nicht nur einen (Kontraktor) gibt, sondern dass es im Prinzip immer noch eine Alternative gibt. Es wird teilweise auch gesplittet, dass man Fundamente sowohl von dem einen Hersteller als auch vom anderen bezieht. Wenn im

Prinzip was nicht klappt, kann somit schnell eine Alternative gefunden werden und man ist nicht komplett von einem abhängig.

Enges Monitoring ist auch wichtig. Wir haben immer einen Technical Adviser, der regelmäßig die Bauberichte prüft, die wir uns monatlich liefern lassen. Je mehr Themen sind, desto enger ist Monitoring. Man kann am Anfang zum Beispiel eine monatliche Berichterstattung vereinbaren. Jetzt bei den Taiwan Windparks sehen wir, dass sie im Moment zweiwöchentlich berichten müssen. Das sind zwar Non-Recourseprojekte, aber wenn es Probleme gibt, schaut man jetzt erst mal auf die Sponsoren und Eigentümer ob hier noch eine gewisse finanzielle Bereitschaft oder Vermögen da ist für eine Nachfinanzierung.

Eine gewissen Flexibilität seitens der Banken ist auch wichtig. So haben wir es bei den ersten Projekten gelöst, dass man sagt, eigentlich war mal die Debt Service Reserve Account angedacht und man hat das aber teilweise umgewandelt in der Debt Service Reserve Facility, sodass die hierfür vorgesehenen Kreditmittel für Mehrkosten verwendet werden konnten (Rückzahlungskapazität vorausgesetzt). Auch was Completion Date angeht, erstes Tilgung Datum etc. Insgesamt, dass man es versucht dem Projekt bisschen Luft zu geben. Die Pre Completion Revenues werden i.d.R. nochmal absichert mit LC. Also wenn diese nicht in erwarteter Höhe kommen, das Projekt nicht gleich in eine Finanzierungslücke läuft. Also das sind die Lessons Learned: Sehr wichtig wer steht dahinter? Wer sind die Sponsoren? Die könnten im Zweifelsfall dann nochmal das Projekt stützen. Banken sind da auch dabei aber oft war es so bei Problemen, dass man erstmal Eigenkapital Beiträge, die vielleicht eigentlich ursprünglich mal zu einem späteren Zeitpunkt erst kommen sollten, vorrangig erstmal genutzt hat. Denn es braucht mehr Zeit, wenn man Versicherungen oder ähnliches in Anspruch nehmen will. Wenn das geklärt ist, dann können wir auch wieder auszahlen. Aber zuerst soll die Projektgesellschaft versuchen über ihr (Contingency) Budget die Zusatzkosten zu tragen bzw. Zahlungen zu schieben.

Deshalb ist es natürlich gut, wenn sie eine gute Beziehung zu den Kontraktoren haben und sie auch kennen. Also die Vertragsparteien in der Herstellung, Operation und Bauphase werden auch intensiv überprüft. Bei den Turbinenherstellern gab es leider auch Insolvenzen, zuletzt in Deutschland Senvion. So muss in der Risikoüberlegung einfließen,

wer dessen Verpflichtungen ggs. übernehmen oder weiter weiterführen kann. Die Zusammenstellung des Bankenkonsortiums ist auch nicht ganz unerheblich. Manchmal gibt es Streitigkeiten innerhalb des Bankenkonsortiums. Es ist gut, wenn man vieles mit Bankenmehrheit entscheiden kann. Es ist hinderlich, wenn man z.B. Banken hat, die schon viel an Fonds verkauft haben bzw. die Arbeit scheuen sich Sachen weiter anzuschauen und grundsätzlich alles blockieren.

Yuting Sun [00:14:17] Wie lief die Zusammenarbeit im Bankenkonsortium bei den anfänglichen Projekten?

Vertragsmanager [00:14:26] Sie liefen unterschiedlich. Bei den Projekten, Borkum, Global Tech beispielsweise war es ganz gut. Da hatten wir auch beides mal die EIB mit drin, die grds. eine große Rolle spielt. Im Prinzip steht ein Institut dahinter, das relativ lange braucht für Entscheidung, aber auch eine gewisse Marktmacht hat und ihre Interessen versucht durchzusetzen. Das hat man zum Beispiel bei Nordergründe, (anderer Deutscher Windpark) gesehen. Das war sehr, sehr schwierig. Es hängt natürlich auch letztendlich von den handelnden Personen bei der EIB ab. Es sind fast alle Windparks auch refinanziert wurden nach Completion, mit etwas besseren Konditionen nach Completion und es kam vor, dass der Kreditnehmer nicht mehr mit EIB zusammenarbeiten wollte, trotz der günstigen Konditionen, weil die Zusammenarbeit sehr schwierig war. Aber insgesamt war die Zusammenarbeit meistens konstruktiv.

Yuting Sun [00:15:49] Wie waren die Größen der Konsortien?

Vertragsmanager [00:15:59] Es waren eigentlich von Anfang an relativ große Konsortien und sind größer geworden. Also zum Beispiel bei einem belgischen Windpark aus 2014 (C-Power) war es ein relativ kleines Konsortium mit 6-7 Banken. Ansonsten liegt der Schnitt eher bei 10-15 Banken. Wir haben Finanzierungen mit dem KfW Offshore Programm, wo die KfW auch ein großes Ticket wie die EIB (z.B. 400 Millionen) übernimmt. Das kann dazu führen, dass es am Anfang dann auch weniger Banken benötigt werden, was uns einfacher macht, unsere Interessen durchzusetzen.

Yuting Sun [00:16:50] Kam es vor, dass Banken ausgestiegen sind während dem Projekt?

Vertragsmanager [00:17:07] Es gab Banken, die ausgestiegen sind. Zum Beispiel stieg bei einer deutschen Offshore Finanzierung die Deutsche Bank als Agent aus. Eigentlich aber im Zuge dieser Refinanzierung, die dann dazu führten, (weil am Anfang wurden sehr sehr hohe Margen bezahlt), dass die Margen stark reduziert wurden. Also die Margen wurden mehr an die an das aktuelle Marktumfeld angepasst, nachdem man diese anfänglichen Risiken ein bisschen bewältigt hat und insbesondere die Netzanschluss Thematik nicht mehr da war. Die ersten (Windparks) fielen gleichzeitig mit der Bankenkrise, wo Finanzierungen aufgeteilt wurden. Borkum wurde z.B. In zwei Phasen aufgeteilt mit jeweils 200 Megawatt Leistung. Bei der Deutschen Bank, die ausgestiegen ist, ging es vorrangig um Marge und Profitabilität. Jetzt akut in der Phase, wo es dann schwierig wird, einfach auszusteigen, habe ich eigentlich nicht gesehen. Also wenn dann eher zu späteren Zeitpunkt, wo es um die Refinanzierung geht.

Yuting Sun [00:18:47] Bei welchem Projekt ist die Deutsche Bank ausgestiegen? Merkur?

Vertragsmanager [00:19:02] Genau. Also die haben GE Turbinen. Das ist das einzige deutsches Windprojekt, was wir mit GE Turbinen haben. GE kommt klassisch aus dem Onshore Bereich und ist dort natürlich sehr gut bekannt. Aber Offshore hatten sie keine oder sehr wenig Erfahrung bis dato. Sie hatten einige Offshore Turbinen in den USA, aber es war großer Park. Was wir gehört haben aus dem Projekt war, dass denen einfach das Offshore Know how fehlte. Sie haben zu spät angefangen, im Prinzip sich die Leute anzuziehen, die sich dann wirklich auch mit den Offshore Thematiken auskennen. Also sprich Installationen und Logistik, die im Offshore anders verlaufen als onshore. All das hat zu starken Verzögerungen geführt.

Yuting Sun [00:20:55] Wie spielen Vertragsmanagement und Risikomanagement zusammen? Welche Vertragsinstrumente werden benutzt, um sich gegen Risiken oder Unsicherheiten abzusichern?

Vertragsmanager [00:21:28] Wir arbeiten natürlich sehr eng mit dem Risikomanagement zusammen. Sie sind auch kontinuierlich einbezogen, insofern, dass wir natürlich eine gewisse Systematik haben. Was müssen wir als Waiver Requests vorlegen? Weil das risikorelevant ist, muss das ja auch vorgelegt werden. Sprich das

Risikomanagement guckt jedes Mal mit drauf. Sie sind auch verpflichtet, wenn jetzt ad hoc Meldungen kommen sie mit einem Risikosignal auch zu flaggen im Prinzip und darauf hinzuweisen, eventuell auch eine unterjährige Rating Anpassung anzustoßen oder alles nochmal zu prüfen. Insbesondere dieses Monitoring mit regelmäßiger Berichterstattung ist sehr wichtig. Die Berichte sind immer sehr umfangreich, ein construction report umfasst gerne mal ja 60 bis 100 Seiten. Das ist auch immer sehr zeitintensiv, das komplett zu lesen. Deswegen ist es wichtig, dass die Berichte übersichtlich dargestellt werden. Am Anfang wird sehr oft der technischen Berater mit einbezogen. Da wurde ein Ampelsystem entwickelt, dass man farbig und tabellarisch sehen kann, was von den Risiken (von den packages) grün, gelb, rot? Im Prinzip, dass man das sehr plakativ schnell überschauen kann. Zusätzlich, muss der LTA immer nochmal seinen Report schreiben auf Basis des Reports der Projektgesellschaft, d.h. hinterfragen und teilweise vor Ort die Checks zu machen.

Da haben wir natürlich verankert, dass der LTA regelmäßig prüft und auch vor Ort seine Reports und Statements schreibt. Er muss bei jeder Auszahlung im Prinzip überprüfen, ob es angemessen ist was hier abgerufen wird und freigeben. Er muss sicherstellen, dass die Packages oder das was aufgestellt ist auch tatsächlich wie vereinbart geleistet worden ist. Die Unterstützung der Berater ist sehr wichtig und zu uns selber: Das ist eine Abwägung der Erfahrung, die wir auch durch andere Projekte gesammelt haben, ob jetzt ein wesentliches Risiko besteht.

Bei vielen Offshore Transaktionen in Deutschland übernehmen wir auch zusätzlich das Agency Mandat. Dadaurch ist man nochmal näher dran am Kunden und hat einen direkten Kontakt durch das Agency Team. Das hilft auch Risiken frühzeitig zu sehen. Was auch Sicherheit gibt ist, dass man eine Bewertung des Risikos durch den LTA hat, wo man die Wahrscheinlichkeiten der Risiken sieht. Also wo der erwartete Betrag mit einer Monte Carlo Simulation berechnet wird.

Es wird auch geguckt, dass die verschiedenen Baupakete zeitlich hintereinander passen, so dass man noch ein bisschen Luft hat, wenn sich was verzögert und nicht dazu führt, dass das nächste Package auch direkt verzögert ist. So versucht man Unsicherheiten zu minimieren oder zumindest entsprechend zu klassifizieren und zu berücksichtigen. Also Zeit und Geld ist im Prinzip das Wesentliche, was in der Bauphase eine Rolle spielt.

Ansonsten hat man die Versicherung, ein Budget, was halbjährlich überprüft wird, Covenants, Info Covenant und was an Erfahrungen und Bilanz die Sponsoren und die Vertragsparteien haben. Was haben sie für Folgeaufträgen? Es ist wichtig, dass es sich nicht um eine Gesellschaft handelt, die kurz vor dem Konkurs steht und das ist der letzte Auftrag, den sie jetzt hier haben. Das sind verschiedene Aspekte, die man berücksichtigen muss und die man vertraglich entsprechend versucht, einzubeziehen. Man möchte das eben rechtzeitig mitbekommen und versuchen gegensteuern. Die Erfahrung der Projektgesellschaft ist auch was, was in der Due Diligence stark berücksichtigt wird. Also was haben die wesentlichen Leute in der Projektgesellschaft an Know how und an Erfahrung.

Yuting Sun [00:27:38] Sie haben von einem Ampelsystem gesprochen? Wer hat es entwickelt und wie funktioniert das?

Vertragsmanager [00:27:47] Ich glaube, das kam von unserem technischen Berater und es hat sich jetzt eigentlich ziemlich stark etabliert und ist sehr hilfreich für die Veranschaulichung der Risiken. Bei Borkum lief sehr viel schief und man hatte es schon frühzeitig irgendwie mitbekommen aber es wäre hilfreich gewesen wenn alles komprimierter und plastischer dargestellt worden wäre. Sodass man einfach noch früher sieht: Wie weit ist was ausgereift? Wie drückend ist die Zeit? Wieviel vom Contingency Budget ist schon weg? Wie viele Risiken sind noch da vorhanden? Also diese tabellarische Ampelsystem wird vom Projektentwickler in den Construction report eingefügt. Der LTA hat es meistens auch immer in seinem Report als Anhang wo er die Risiken, die Historie und die To Dos aufweist. Das Ampelsystem klassifiziert einfach was gerade gut läuft oder wo man noch genauer hinschauen muss.

Yuting Sun [00:30:42] Wie waren die Haltung und Einschätzung vom Risiko-Komitee bei den ersten Windparks?

Vertragsmanager [00:31:07] Die Abteilung hatte eine Gesamtbegrenzung bekommen, was man an Offshore Finanzierungen machen durfte. Also auch dass es in unsere Offshore Strategie hineinpasst. Die KW hatte am Anfang ein subsidiäres Offshore Programm aufgesetzt, um Projekte Finanzierungen anzubieten, falls sie nicht genug am

Markt finden. Geprägt durch die Bankenkrise, waren die Banken sehr vorsichtig unterwegs, aber man hatte Offshore nicht als besonders kritisch gesehen. Klar war die Offshore Industrie ein neues Feld, aber es hat sich eigentlich relativ schnell etabliert. Nachdem man Daten hatte und gesehen hatte jetzt kommt Teilprojekt Nummer 4 und Nummer 5, war es kein Thema mehr. Die ersten drei waren vielleicht die schwierigeren, aber danach ging das eigentlich recht zügig und recht gut weiter.

Yuting Sun [00:33:12] Sie haben erwähnt, dass das Projekt Borkum West ziemlich viele Probleme hatten. Gab es Ereignisse oder Situationen, die vorher unvorhersehbar waren?

Vertragsmanager [00:33:32] Das große Thema Netzanschluss war unvorhersehbar, im Sinne von man hat überhaupt nicht mitgerechnet, dass das ein Thema sein könnte. Dann war die Insolvenz der Fundamente Hersteller unvorhersehbar und dass es diese Knock on Effekte gibt. Wenn es da gravierende Verzögerungen gibt, dass das dann auf die anderen Pakete durchschlägt. Das hat man grundsätzlich schon gesehen, aber es war ein bisschen erschreckend am Anfang zu sehen wie erfahren oder unerfahren die Projektgesellschaft auftritt. Borkum war zum Beispiel immer sehr reaktiv. Es wurde erst dann erst agiert, wenn die Vertragspartei auf sie zugekommen ist und merken das und das müssen noch erledigt werden.

Bei Global Tech oder Meerwind war das viel proaktiver. Wenn man sieht, da kommen Probleme, ist man immer schon mal proaktiv rangegangen und chartern ein zusätzliches Schiff oder verschieben schon mal manch Verträge um da möglichst kosteneffizient rauszukommen. Bei Borkum haben die anderen ihre Notlage dann auch ein Stückweit ausgenutzt. Jetzt bleibt euch gar nichts mehr übrig. Also es wurden Sachen nachverhandeln, wo es fragwürdig ist, ob es noch marktkonform war. Hinzu kommt noch das große Thema bei Offshore, dass man in dieses schlechte Wetterfenster fällt. Ich glaube, da haben alle anderen Projekte deutlich besser nachverhandelt, um im Budget zu bleiben.

Yuting Sun [00:35:37] Wie geht man mit Projekten um, die viele Probleme hatten? Wie beeinflussen diese Ereignisse oder Erfahrungen Sie bei zukünftigen Entscheidungen/ im Handeln?

Vertragsmanager [00:36:03] Bei Borkum war es so, dass man dann auch die zweite Phase finanziert hat. Es waren teilweise noch die gleichen Leute, die alle natürlich sehr viel dazugelernt haben, auch in der Projektgesellschaft. Aber ich glaube schon, dass man als Bank nochmal mehr nachverhandelt im Sinne von man will am Anfang sehen, dass es gut läuft und mehr an Amendments vorgelegt bekommt und mehr mitbestimmen/mitentscheiden müssen als vielleicht bei einem Projektentwickler, wie die wpd, mit dem man schon sehr viele Geschäfte gemacht hat und gut kennt. Nun kennt man auch deren Schwachstellen und weiß, dass schaut z.B. darauf, dass genug Zeit in Umweltthemen investiert werden, weil die KfW da strikte Vorgaben hat. Insofern nimmt man natürlich diese Erfahrungen mit und versucht das dann auch entsprechend rein zu verhandeln. Aber bei einem großen Bankkonsortium, auch nicht immer alles durchführbar. Man muss auf der einen Seite die internen Auflagen erfüllen, aber extern muss man auch schauen was die anderen Banken wollen und versuchen einen Kompromiss zu finden.

Yuting Sun [00:38:21] Sie haben vorhin erwähnt, dass die KfW ein Offshore Programm aufgesetzt hatten. Gaben es viele Anfragen? Welche hat man abgelehnt?

Vertragsmanager [00:39:02] Die KfW hat sehr viele Anfragen erwartet, aber es kamen weniger als erwartet. Es wird auch Projekte gegeben haben, die man nicht finanziert hat. Es waren auch am Anfang Projektentwickler da, die z.B. bisschen in Verruf waren, die man gemieden ist. Es gaben auch ein paar die später insolvent gegangen sind. Aber letztendlich bei den deutschen Offshore Finanzierung sind wir als KfW IPEX bei fast jeder Projektfinanzierung dabei. Es gibt auch welche, die Corporate finanziert wurden, da sind wir dann nicht dabei.

Yuting Sun [00:40:07] Gibt es aktuell immer noch Situationen wo diese Arten von Unsicherheiten Entscheidungen hindern oder verzögern?

Vertragsmanager [00:40:46] In Taiwan hatte ein Projekt das Problem, dass das Schiff nicht rechtzeitig kam. Aber es gibt auch bei den neuen Projekten zum Beispiel auch das politische Risiko. WPD wollte einen weiteren Offshore Windpark in Taiwan bauen, was auch schon ziemlich weit in der Entwicklung war und irgendwann kam dann die Behörde und alles gestoppt, weil der Park zu nah am Flughafen liegen würde. Es wurde zwar noch

nichts gebaut aber die ganzen Vorarbeiten, Projektentwicklungsschritte sind geleistet worden und diese können dann auch zu Abschreibungen in der Bilanz führen.

Das sind natürlich Unsicherheiten, mit denen man vorher gar nicht rechnet. Klar prüft man im Zuge der Due Diligence ob die politischen Vorlagen erfüllt sind. Aber manche Änderungen kommen auch erst im Nachhinein wenn die Behörden es sich nochmal anders überlegt haben und doch nicht die finale Genehmigung vergeben. Das war ein großes Thema in Taiwan. es sollte ein zusätzlicher Sponsor dazu kommen, was zunächst zu behördlichen Bedenken führte und das Projekt viel Erklärungsarbeit leisten mussten. Dabei ist es wichtig, dass die Banken die Projektgesellschaft da auch versucht zu unterstützen. Wenn man was in einem neuen Land oder Markt entwickelt, ist am Anfang vieles anders als man es kennt oder antizipiert.

Sie haben natürlich immer eine Legal Unterstützung, die hoffentlich vor Ort schon eine gewisse Expertise haben und helfen können. Aber es wird immer dabei bleiben, dass bei Umweltthemen oder Einsprüchen von Interessensgruppen, irgendwas kommt womit man vorher nicht gerechnet hat.—In Frankreich ist es ein häufiges Thema und auch in Deutschland, wo wir nicht mehr die Einspeisevergütung in dem Maße haben. Auch in Spanien wurden Vergütungssysteme im Solar Bereich im Nachhinein umgeschrieben, womit man nicht gerechnet hat, da es ein OECD Land ist. Aber diese Eingriffe in gewisse Regularien oder Vorgaben sind eine Quelle von Unsicherheit.

Yuting Sun [00:43:58] Wie bewerten Sie diese politische Unsicherheit in Europa?

Vertragsmanager [00:44:16] Das Beispiel Spanien zeigt dass was z.B. Solar angeht, es auch im europäischen Land nachträgliche Änderungen des Vergütungssystem geben kann,. Zusätzlich gibt es Umweltverbände, die einen stärkeren Einfluss nehmen können das muss nochmal geprüft werden und es geht meistens so aus wie man es erwartet hat, aber zwischendurch gibt es immer Phasen, wo man nicht weiß wie es sich entwickeln wird.

Yuting Sun [00:45:01] Nochmal zurück zu Taiwan. Waren da auch taiwanesischen Banken dabei?

Vertragsmanager [00:45:09] Es ist auch eine Grundvoraussetzung, dass taiwanesischen Banken immer mit in der Finanzierung sind. Lokale Zulieferer vor Ort, local content spielen eine große Rolle. Es ist natürlich schon das Ziel, dass auch die Länder auch sich selber entwickeln und nicht nur auf ausländische Investoren und Zulieferer angewiesen sind.

Yuting Sun [00:45:53] Wie wurde das Flughafen Problem am Ende gelöst? Wurde das Projekt einfach gestoppt?

Vertragsmanager [00:46:05] Das Projekt ist jetzt erstmal auf Eis. Ob es später nochmal angefasst wird, ist unklar. Der Bau und die Finanzierung haben noch nicht begonnen, aber es sind Entwicklungskosten und viel Arbeit reingesteckt worden. Taiwan hat ja seine Ziele erneuerbare Energien auszubauen und vielleicht ergeben sich Chancen in der Zukunft wenn der Flugverkehr doch anders war als erwartet oder der Flughafen wird verlegt etc. Aber im Moment gibt es keine Lösung und das Projektvorhaben wurde eben gestoppt.

Yuting Sun [00:47:09] Wenn Sie sich die Kategorisierungstabelle anschauen: Was würden Sie als Hauptcluster von Unsicherheiten identifizieren?

Vertragsmanager [00:48:37] Die politische Unsicherheit ist jetzt bei uns in Europa zum Beispiel geringer als bei Taiwan. Die wesentliche Unsicherheit ist sicher die Entwicklung der Kosten. Während Operation Maintenance ist eigentlich nicht so viel Unsicherheit drin, weil normalerweise gibt es die Auflage, dass der Hersteller die ersten fünf oder zehn Jahre übernimmt. Meistens hat man 5+ , also mindestens fünf Jahre plus die Option für weitere Jahre mit leicht veränderten Kostenstruktur. Außer es ist wie bei Senvion und es geht jemand wirklich insolvent, dann würde das zu "financial situation" gehören. Politische Unsicherheit würde ich sagen, in Europa eher nicht. In Asien haben wir sie schon ein bisschen stärker.

Bei "economic" kommt es auf die Struktur der Finanzierung an. Also wenn wir eine feste Einspeisevergütung haben, ist das eigentlich nicht so ein Thema. Kann natürlich eine Unsicherheit sein, wenn man das wirklich abändert wie in Spanien mit Solar. Aber klar, wir haben auch Projekte mit Marktpreis Risiko, eher im Onshore Bereich und da muss

man natürlich gucken wie die Marktpreisentwicklung und es schlägt sich teilweise durch. Z.B. bei schwedischen Onshore Windparks, haben sich die Preise ganz anders entwickelt als man es vor 10 Jahren noch angenommen hat. Offshore-bezogen haben wir bislang nur Projekte mit garantierten Einspeisevergütungen finanziert. Insgesamt ist Construction der Zeitraum, wo es am unsichersten ist.

Bei "operation" hat man zum Beispiel bei den belgischen Windparks auch Themen wie ständige Reparaturen der Turbinen, die durchgeführt werden müssen. Man versucht es natürlich immer entgegenzusetzen durch Garantien des Herstellers, die erstmal für verantwortlich ist und zum anderen wird in der Due Diligence genau untersucht was für Turbinen Typen es sind, welche Zulassungszertifikate, ob es eine Weiterentwicklung einer bereits bestehenden Turbine ist und wie groß ist die Wahrscheinlichkeit, dass der versprochene Ertrag gebracht werden kann oder nicht. Meistens versucht man den Turbinen Hersteller mit ins Boot zu holen aber es kann auch sein, dass er insolvent geht. Dann wäre es gut, wenn das noch in der Garantiezeit ist, die durch einen Aval abgesichert ist. Aber irgendwann wäre das auch verbraucht oder ausgelaufen und dann hat man ein Projekt, in dem für die Reparaturen zusätzliche Kosten kommen, die dann überwiegend aus den Erträgen getragen werden müssen. Also insofern kann die Unsicherheit gibt es also auch in der Betriebsphase aber die in der Bauphase ist deutlich höher, weil man die ganzen Bauabschnitte hintereinander kriegen muss.

Innovative Components sind auch wichtig, da sollte man eine Zertifizierung haben sonst wird das gar nicht finanziert. Dazu werden auch technische Statements vom technical advisor geholt. Natürlich stellt die Projektgesellschaft auch einen Technical Advisor, aber wir als Bank prüfen es nochmal durch einen unabhängigen Dritten. Die technische Expertise, ist auch was die KfW ausmacht (großes Know-how bei den PMs und -teilweise ehemaligen- Beratern aus der KfW)

Yuting Sun [00:56:48] Nun zur letzten Frage: Sind diese Unsicherheiten deiner Meinung nach insgesamt eine wichtige Herausforderung für Sie?

Vertragsmanager [00:56:58] Ja, auf jeden Fall.

Yuting Sun [00:57:08] Ganz herzlichen Dank für Ihre Zeit, das war super spannend und informativ!

Annex 1.6. Interview with risk manager

Profession: Senior risk manager responsible for the financing of OWF
Organization: German Bank
Date of interview: 9th of June, 2021
Style: Video

Yuting Sun [00:12:16] Wie lange sind Sie schon als Risikomanager im Offshore Wind Bereich tätig?

Risikomanager [00:12:21] Mit Offshore Wind befasse ich mich schwerpunktmäßig seit ca. sechs Jahren, Die Marktfolge in der IPEX war anfangs so aufgestellt, dass wir aus Risikomanagement Sicht alles gemacht haben und nicht spezialisiert auf Branchen waren. In den letzten Jahren gab es eine Spezialisierung in der Marktfolge und seitdem betreue ich schwerpunktmäßig On- und Offshore, thermische Projekte etc.

Yuting Sun [00:13:43] Ja, vielen Dank für diesen Hintergrund. Können Sie sich erinnern ob es Unsicherheiten gaben, während der Projektlaufzeit oder Vorbereitungsphase, die man schwer oder gar nicht einschätzen konnte? Wo man keine Erfahrungswerte hatte?

Risikomanager [00:14:19] Unsicherheiten gibt es natürlich bei sogenannten Pilotprojekten. Das betrifft nicht die IPEX-bekanntes Märkte wie z.B. Deutschland oder auch die skandinavischen Ländern, wo wir als Bank bereits eine gewisse Historie und Erfahrungswerte mit Offshore Projekten haben.

Dennoch, wo die IPEX bislang wenig Erfahrungen hat, (ist z.B. im Offshore Bereich Taiwan. Da gibt es natürlich einige Unsicherheiten Das sind zum Beispiel

Unsicherheitengeologischer Natur. Also wie sind die Gründungen vor den Meeren? Selbstverständlich werden dazu auch Bodengutachten von renommierten Gutachtern herangezogen. Das sind dann die Technical Advisor, [00:15:20] (bsp. Wood, der Taiwan mitbetreut). Grundsätzlich ziehen wir Experten heran, um solche Unsicherheiten einwerten zu können. Weitere Unsicherheiten sind zum Beispiel biologische Aspekte wie jetzt Corona. Damit hat hier keiner gerechnet.

Derartige Pandemien sind als Novum erstmalig et. Da passieren dann solche Dinge wie: die Schiffe können nicht transportieren, es gibt Einreiseverbote. Man möchte keine Externen oder Ausländer ins Land lassen, weil man versucht die Pandemie unter Kontrolle zu bekommen. So zum Beispiel die taiwanesishe Regierung, die den Eintritt nach Taiwan erschwert. Das hat Implikationen auf die Projekte und deren Bauphasen und damit auch deren Planungen. Das sind die Unsicherheiten, die so vorher seitens der Banken und sicherlich auch der Sponsoren nicht zu erkennen waren.

Auch Naturkatastrophen sind Unsicherheiten, die man nicht greifen kann. Taiwan liegt in einer der seismisch aktivsten Zonen der Welt und es können Tsunamis, Erdbeben entstehen, Gesteinsformationen können sich verändern. Das sind Unsicherheiten, die sind ganz schwierig einzuschätzen. Gerade bei Projekten mit Pilot Charakter ist es wichtig, sich diese Unsicherheiten vor Augen zu führen.

Umso wichtiger ist es eben, dass die Bank für solche Unsicherheiten Contingencies vorsieht. Diese basieren auf Erfahrungswerten. Beim jetzigen Taiwanprojekt hat man auch Contingencies mit eingeplant. Dabei wurde als Vergleichsgröße die Erfahrungen mit anderen Offshore Windparks herangezogen plus ein zusätzlichen Puffer., so dass diese als auskömmlich und ausreichend eingeschätzt wurden. Wie sich jedoch gezeigt hat, waren die Unsicherheiten bei Yunlin so groß, dass selbst die Contingencies, die bis dato eben als sehr konservativ eingestuft wurden und auch vom Technical Adviser als sehr konservativ und auskömmlich bewertet worden sind, nicht ausgereicht haben und eine Finanzierungslücke aufgetreten ist. Daraus ergeben sich Erfahrungswerte, die dann zukünftig bei anderen Projekten sicherlich zu berücksichtigen sind. Insofern, um Ihre Frage zu beantworten: Ja, es gibt und gab Unsicherheiten, die man während der Anfangsphase so nicht abschätzen konnte.

Yuting Sun [00:20:04] Was waren die genauen Hintergründe, warum die contingencies bei Yunlin so stark überschritten worden sind?

Risikomanager [00:20:17] Viele unglückliche Dinge sind zusammengekommen, die letztendlich in ein worst case Szenario gemündet sind. Zunächst einmal hatte das Schiff zur Setzung der Monopiles einen technischen Unfall. Das war auch eine Unsicherheit, die so nicht erwartet worden ist. Das Gründungsschiff ist ein Gewerk, welches maßgeblich in der Bauphase zum Bauerfolg beiträgt. Der Installationsturm auf dem Schiff ist einfach abgebrochen und ein wesentlicher Contractor ist ausgefallen. Dafür musste Ersatz gesucht werden. Da die Offshore Industrie eine besondere Industrie ist, gibt es davon natürlich nicht jede Menge Schiffe. Und ein Ersatz vor Ort hat sich auf die Schnelle nicht finden lassen. Vielmehr lag ein ähnliches Schiff im Golf von Mexiko, das dann als Ersatz dienen sollte. Dadurch kam es natürlich zu Verzögerungen. Der Puffer, die Contingencies, in Form von Geld und Zeit hätten grundsätzlich auch ausgereicht, dieses Schiff von Mexiko nach Taiwan zu bringen.

Dann kam aber zusätzlich noch die Pandemie ins Spiel. Die Mannschaft des Ersatzschiffes musste wegen Coronafälle in Quarantäne, Das war auch eine Unsicherheit, die so nicht zu erwarten gewesen ist. Die Korrelation von technischem Defekt und Pandemie hat dann dazu geführt, dass der Puffer im Grunde, die Contingencies, schon erschöpft war. Hinzu kam, dass die Bodenverhältnisse bei den ersten Rammungen unterschätzt wurden. Das war die dritte große Unsicherheit. Sprich da mussten auch wieder zusätzliche Untersuchungen stattfinden. In Summe haben diese Unsicherheiten dann eben dazu geführt, dass dem Projekt das Geld ausgegangen ist und es zu einem Funding Shortfall gekommen ist. Bei Yunlin gab es letztendlich einen ganzen Strauß von Unsicherheiten, die so nicht zu erwarten gewesen sind. Es gab einmal die technische Unsicherheit, menschliches Versagen, falsche Einschätzung der Bodenverhältnisse und die Pandemie.

Yuting Sun [00:24:49] Wie ist man dann mit den Funding Shortfall umgegangen?

Risikomanager [00:25:02] Die EK-Geber haben einen großen Teil mitgetragen. Aber, und das ist eben auch wieder ein ganz wichtiger Aspekt., sie konnten und wollten diese riesige Lücke nicht alleine tragen und eine Unterstützung bei den Banken nachgefragt. Es wurde sponsorensseitig ein burden sharing erwartet, weil das Projekt so schwierig läuft,

sich Uncertainties realisiert haben, , war es auch ganz schwierig, andere Banken dazu zu bewegen, Geld nachzuschießen.

Da stellt sich natürlich die Frage: wenn ich jetzt Geld investieren, neues Geld, wer sagt mir, ob es dann klappt? Oder muss man dann weiter nachschießen? Irgendwann ist die Schuldendienstfähigkeit eines solchen Offshore Projektes erschöpft, denn in der Betriebsphase kann das Projekt gar nicht so viel verdienen um seine Schulden aus der Bauphase zu bedienen. Das sind dann Unsicherheiten, die es gibt und das sind sicherlich auch Lessons Learned.

Yuting Sun [00:26:49] Was für eine Rolle hatte die Ipex im Bankkonsortium übernommen?

Risikomanager [00:26:59] Wir haben die Rolle des FK Gebers, und agieren auch als ECA Geber, das heißt wir waren Sicherungsgeber für die anderen Banken, vergleichbar mit Euler Hermes oder EKF .Da die IPEX über fundierte Taiwan Erfahrungen im Onshore Bereich verfügt, gab dies den taiwanesischen Banken durchaus Komfort, Jetzt beim Funding Shortfall haben wir uns dann auch am FK beteiligt. Bei der Nachfinanzierung sind wir zwar nicht Agent, aber aufgrund unserer Außenwirkung spielen wir eine wichtige Rolle.

Bei ambitionierten Projektfinanzierungen ist die KfW mitunter ein Aushängeschild Das hilft anderen Banken mit diesen Unsicherheiten umzugehen. Denn auch andere Banken sind von diesen Unsicherheiten betroffen, die sie so nicht einpreisen können. Wichtig ist daher, aus welchen Banken sich das Konsortium bildet. Welche Banken sind bereit, solche Projekte zu finanzieren? Wenn Banken erkennen, dass seriöse und große Institute, die international einen guten Track Record haben, bereit sind, dieses Pilotprojekt mit zu finanzieren, mitigiert dies auch die Uncertainty und bietet Komfort.

Yuting Sun [00:29:34] Ja, auf jeden Fall. Und welche Banken haben letztendlich Geld nachgeschossen aus dem Konsortium?

Risikomanager [00:29:47] Ein großer Teil. Viele Banken waren zum Schluss bereit, was natürlich auch viel Überzeugungsarbeit erfordert hatte. Die Frage war eben auch: Was

wäre jetzt die Alternative? Wie geht man mit solchen Themen um, wenn ein Projekt quasi halb fertig ist und die Kreditmittel teilweise schon ausgezahlt sind. Letztendlich stellt man sich die Frage: Wie gehe ich jetzt mit so einem Projekt um, was im Verwertungsfall letztendlich nicht viel Wert hat? Da haben wir vielleicht ein paar Monopiles und gefertigte Bauteile, aber mehr haben wir nicht. Dieses Projekt ist nicht werthaltig im Sinne von, dass dingliche Sicherheiten vorhanden wären. Ist es bei einer Finanzierungslücke besser fertig zu bauen oder aber in die Insolvenz zu gehen? Das war natürlich eine Frage, die sich alle Banken und auch die Sicherheitengeber gestellt haben. Macht es Sinn weiter zu bauen, weil es eben diese Unsicherheiten gab und gibt, die so nicht zu erwarten waren? Viele Gespräche fanden statt und das Ergebnis war ein Zusammenspiel von allen. Einmal eben die positive Einschätzung des technischen Gutachters, dann die Überlegungen der Anwälte und die Bereitschaft der EK-Geber, viel EK nachzuschießen. In Summe war die Überlegung: Ja, selbst wenn wir diesen Funding Shortfall haben, ist das noch ein lukratives Projekt. Diese Überlegungen haben dann dazu geführt, weiterzubauen und Geld nachzuschießen..

Yuting Sun [00:32:26] Das wäre meine nächste Frage: Ist das Projekt noch profitabel?

Risikomanager [00:32:31] Genau, ist es. Ansonsten, wenn sich herausgestellt hätte, nach Schließung der Lücke würde man mit dem Projekt kein Geld mehr verdienen, dann wäre sicherlich das Ergebnis ein anderes gewesen. Aber in Summe hat man gesagt: Auch wenn Geld nachzuschießen ist, ist es noch für alle Beteiligten ein interessantes und ertragsmäßig gutes Projekt. Was natürlich auch hinzukommt und sicherlich ein Mitigent war, ist der Einspeisetarif in Taiwan. In diesem Projekt gibt es keine Marktrisiken, sondern es gibt einen festen Einspeisetarif, ähnlich dem deutschen EEG. Die Unterstützung der taiwanesischen Regierung war deshalb ein wesentlicher Grund mit dem das Projekt weiterzumachen.

Die Milestones haben sich natürlich auch verschoben, weil der ursprüngliche Bauzeitplan nicht mehr eingehalten werden konnte und die taiwanesischen Regierung war bereit, diese Verschiebung mitzutragen und den Einspeisetarif weiter anzubieten. Wesentlich ist eben auch, der Support der jeweiligen Regierung. Des Weiteren ist Yunlin eben ein sehr lukratives Projekt mit Windertragsverhältnisse in der Straße von Formosa, die weltweit zu den besten gehören. Das bestätigen auch die Ertragsgutachten. In Summe gab es viele

positive Hinweise und Signale, die die Banken überzeugt haben, das Projekt weiter fortzuführen und die weiteren Unsicherheiten, die man nicht abschätzen konnte, einzugehen.

Yuting Sun [00:34:50] Was waren nun die wesentlichen Lessons Learnt aus diesem Projekt?

Risikomanager [00:34:56] Sicherlich haben die Projektbeteiligten inkl. der Banken Erfahrungen aus diesem Projekt ziehen können. Es gibt zudem noch ein Parallelprojekt Changfang, Shidao, das in Summe besser läuft.. Die IPEX geht sehr sorgfältig mit solchen Themen wie Bodengutachten, Bodenverhältnisse um. Was ganz wichtig ist, ist die Erfahrung der Beteiligten. Und wir stellen uns immer die Frage, wie ist deren track record? Wie solide sind deren gesamtwirtschaftlichen Verhältnisse. Können sie etwaige Unsicherheiten mit Erfolg überleben oder fallen die dann auch aus? Haben sie Erfahrungswerte im Offshorebereich? Wie stark und erfahren sind die Sponsoren und die Beteiligten? Das sind ganz wichtige Aspekte, auch bei künftigen Pilotprojekten. Ganz wichtig sind auch die Höhe der Contingencies. Wie hoch ist der Puffer für solche Unwägbarkeiten, die einfach auftauchen können.

Yuting Sun [00:36:37] Wie war denn die Entscheidungsfindung im Haus intern bei den Taiwan Projekten gewesen?

Risikomanager [00:37:28] Wir sind eine sehr konsensorientierte Bank. Es gab viele Gespräche, viele Diskussionen, viel Überzeugungsarbeit bevor die Bank zu einer Decisionmaking/Entscheidungsfindung gekommen ist. Sorgfältig wurde die Meinung des LTA, also des Lenders Technical Advisors, gewürdigt Maßgeblich war und ist auch die bisherige Expertise von WPD und die Erfahrung aller beteiligten Gewerke, die allesamt als erfahren eingestuft wurden. So zum Beispiel der Turbinenhersteller Siemens Gamesa, der sehr erfahren im Offshore Bereich ist.

Der haben wir uns natürlich auch als Bank gefragt, wie ertragreich ist dieses Projekt? Wie stark committed sich die taiwanesishe Regierung für die erneuerbare Energie? Wie offshore-affin sind die Beteiligten? Das hat dazu geführt, dass die Gremien, das Risikomanagement, die Geschäftsleitung und auch die KfW, , nach Abwägen aller

Risiken und unter Berücksichtigung der vorhandenen Puffer, die höher als bei anderen Projekten waren,, eine KfW-Beteiligung befürwortet haben.

.Jeder war sich im Vorfeld bewusst, dass es Unsicherheiten gibt, aber dass sie dann so virulent würden, damit hatte keiner gerechnet.

Yuting Sun [00:39:58] Wie ist man mit den ganzen Herausforderungen die das Projekt gestellt hatte, umgegangen?

Risikomanager [00:40:34] Wir haben versucht konstruktiv mit der Situation umzugehen. Wir haben uns dazu auch mit unseren Restrukturieren ausgetauscht , weil diese über einen großen Fundus an Erfahrungen verfügen. Wir wollten eine konstruktive Lösung finden, zusammen mit dem Anwalt, um sicherzustellen, dass der Bank kein Geld verloren geht. Das ist auch ein ganz wichtiger Aspekt. Alle Beteiligten in der Bank und auch außerhalb der Bank haben nach konstruktiven Lösungsansätzen gesucht.. In Summe war es eine angenehme und positive Zusammenarbeit ohne Schuldzuweisungen.

Yuting Sun [00:42:12] Es ist auch eine perfekte Überleitung zur nächsten Frage. Wie beeinflussen ihre Erfahrungen mit diesen Unsicherheiten, ihren aktuellen Umgang mit Entscheidungen?

Risikomanager [00:42:50] Es gibt eine ganze Menge Lessons Learnt. Zukünftig wird bei Pilotprojekten noch stärker darauf geguckt: wie erfahren sind alle? Wie belastbar sind die Bodengutachten? Sind sie tatsächlich fundiert genug? Zum Beispiel hat man bei Yunlin nur punktuell den Boden untersucht, also die Fläche des Meeresbodens, wo die Monopole gesetzt worden sind oder werden. Wichtig ist ist, dass man die technischen Unsicherheiten möglichst reduziert, das heißt also das ganz fundierte Untersuchungen vorher stattfinden müssen. Das ist sicherlich eine Lessons learnt. Weitere Lessons Learned ist eben auch, dass bei einem so großen und breitgefächerten Konsortium es schwierig ist, mitunter eine Entscheidung zu finden. Man muss sich dann eben auch überlegen, ob es gut ist, wenn man mit einem so riesigen Konsortium bei so einer Finanzierung mitmacht, weil hier das Decision Making einfach schwierig ist. Zudem gab es auch verschiedene Sponsoren. Aber maßgeblich ist in erster Linie tatsächlich, dass wir zukünftig darauf schauen werden, wie werden die technischen Unsicherheiten bewertet, sind sie unseres Erachtens wirklich fundiert bewertet? Sind die Contingencies und der

zeitliche Pufferauskömmlich? Das wird sicherlich eine Lessons Learned auf diesem Projekt sein.

Yuting Sun [00:45:38] Denken Sie, dass zukünftige Finanzierungsentscheidungen durch solche Erfahrungen verzögert oder verhindert werden?

Risikomanager [00:46:00] Die Banken müssen ja auch Geld verdienen. Der Begriff Kreditor kommt aus dem Lateinischen und heißt Vertrauen. Das ist letztendlich das Geschäftsmodell einer Bank, die dann auch überlegt, wie sie mit den Unsicherheiten umgeht. Die Strategie oder das Ziel ist es für die Bank, Geld zu verdienen und diese Unsicherheiten oder Risiken sind immer mit dem Geschäftsmodell einer Bank oder auch eines Fonds verknüpft.

Yuting Sun [00:47:04] Wenn Sie sich die Kategorisierungstabelle anschauen: Was würden Sie sagen, wenn Sie es beurteilen müssten? Von schwer vorhersehbar bis vorhersehbar oder nicht vorhersehbar? Würden hier die so sagen, die das Niveau der Unsicherheit Johanson.

Risikomanager [00:47:51] Das ist ganz schwierig. Umweltaspekte werden in jedem Land anders bewertet. Auch in Ländern, wo sie gemeinhin eine offensichtlich sichere Umgebung haben, kann es natürlich zu Veränderungen kommen. Das ist tatsächlich schwierig. Wenn Sie überlegen Chile, wo man denkt es ist ein stabiles Land mit einer stabilen Regulatorik, kann zu Veränderungen kommen. Oder eben auch in Spanien. Da gab es auch rückwirkend Änderungen im Tarif, das hatte keiner erwartet. Es ist schwierig, eine Abstufung, wie wichtig eine Kategorisierung der Uncertainty ist, vorzunehmen.

Yuting Sun [00:49:27] Was denken Sie, welche Kategorien oft vorkommt in der Realität?

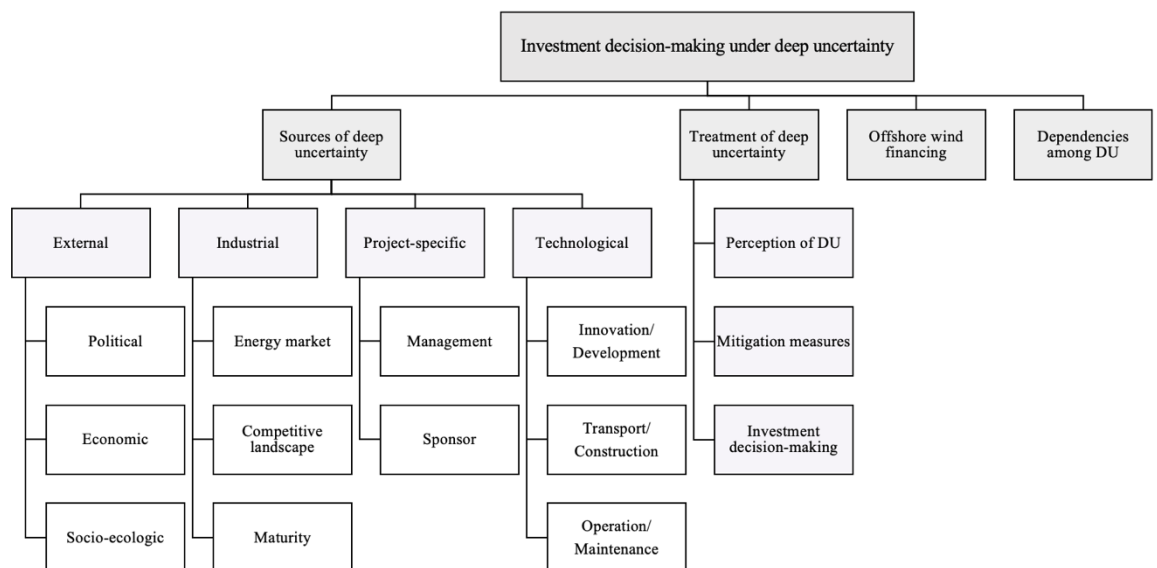
Risikomanager [00:49:39] Als Key Parameter sehe ich Construction, financial situation und business partners.

Yuting Sun [00:51:08] Perfekt. Sind Sie diese Unsicherheiten Ihrer Meinung nach insgesamt eine wichtige Herausforderung?

Risikomanager [00:51:18] Heutzutage ist es und es wird immer wichtiger. Klar, es gibt jetzt sogar zu Offshore Erfahrungswerte und Track records, aber wie die aktuelle Situation zeigt, sind uncertainties ein ganz wichtiger Aspekt. Dieser wird uns sicherlich auch noch im Weiteren begleiten. Unsere Welt ist uncertain.

Yuting Sun [00:52:08] Vielen herzlichen Dank, dass Sie sich Zeit genommen haben für das Interview! Das war super spannend und informativ!

Appendix C: Coding agenda

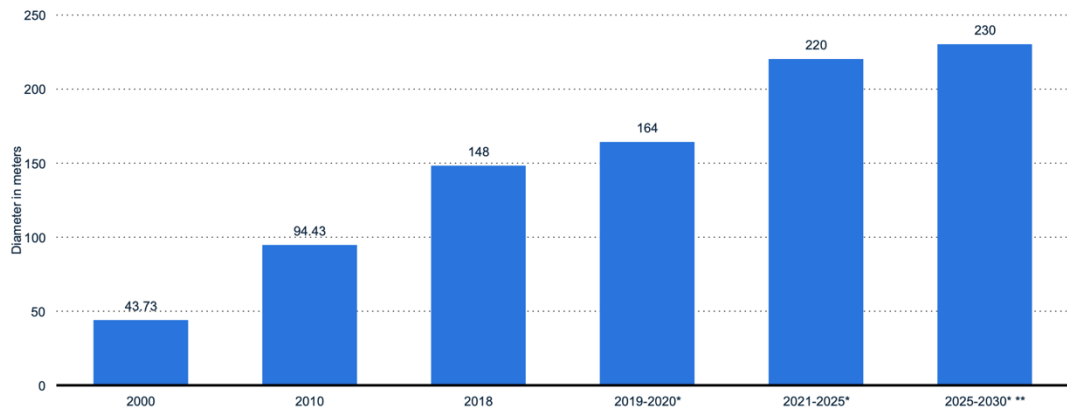


Source: illustration by the author

The results of the interview analysis following this agenda is presented in Appendix E.

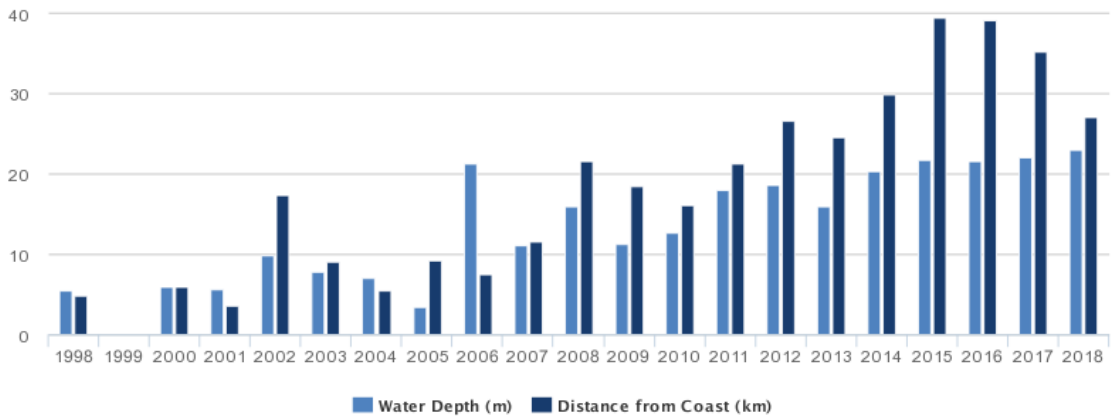
Appendix D: Figures and statistics

Figure D-1: Average rotor diameter of offshore wind turbines worldwide from 2000 to 2030 (in meters)



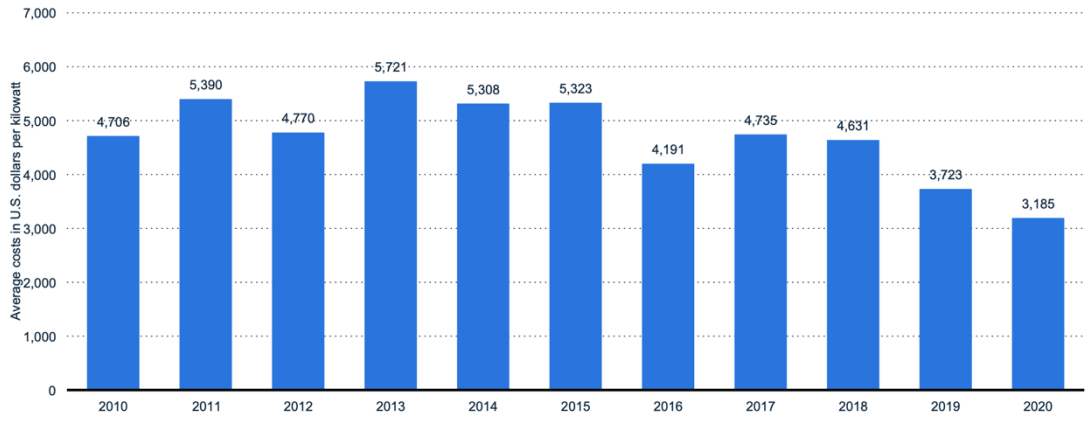
Source: IRENA (2019)

Figure D-2: New turbine installation by average distance from coast and water depth



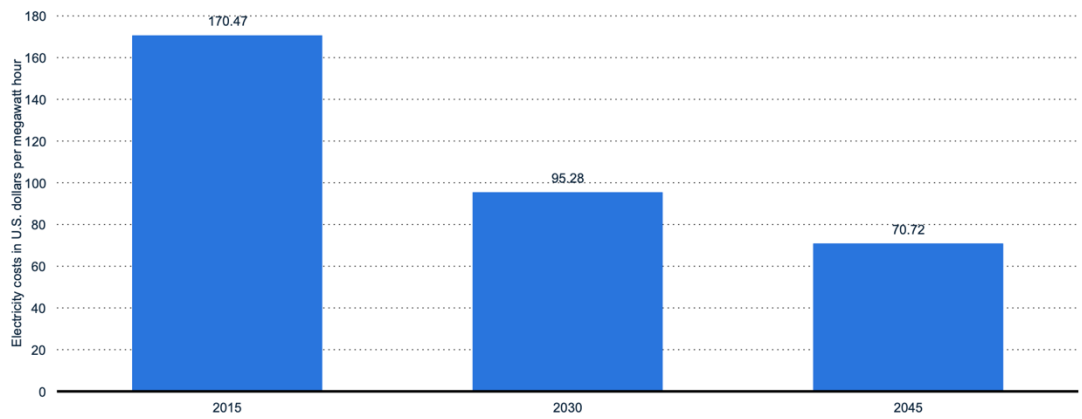
Source: Fraunhofer (2019)

Figure D-3: Global average cost of installed offshore wind projects 2010-2020



Source: IRENA (2020)

Figure D-4: Global offshore wind project' levelized electricity costs 2015-2045



Source: IRENA (2020)

Figure D-5: Financial market uncertainty in the euro area

(standard deviation from mean)



Sources: BIS, ECB and ECB calculations.

Notes: Areas in grey reflect euro area recessions as identified by the Centre for Economic Policy Research (CEPR).

Financial market uncertainty reflects the mean of conditional volatilities, measured as GARCH, of three financial market indicators: the DOW JONES EURO STOXX Broad Stock Exchange Index, the ten-year euro area benchmark government bond yields, and the USD/EUR exchange rate.

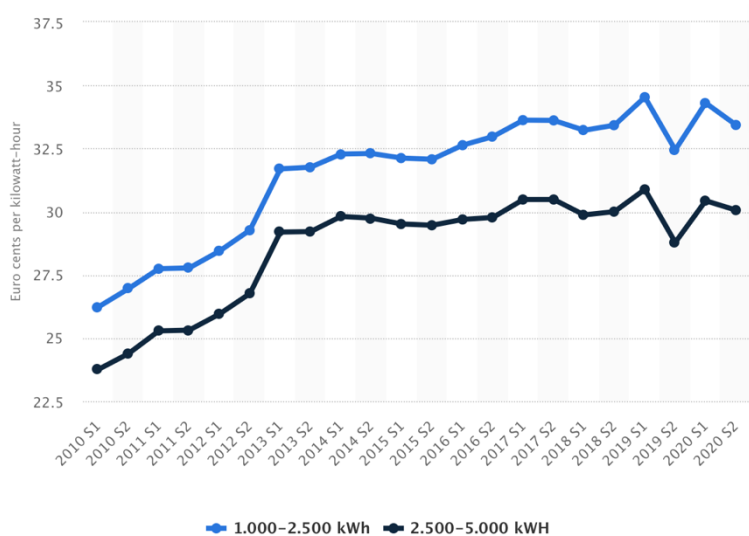
Figure D-6: Noise mitigation systems used (2012-2014)

Project	No. of Foundation and Ø	NMS: Bubble Curtain											NMS: Others	water depth		
		BBC (HTL)	BBC (Wey)	DBBC (HTL)	DBBC (Wey)	DBBC (Wey HTL)	TBBC (HTL)	TBBC (Wey HTL)	SLBC	DLBC	TLBC	IHC (NMS)			HSD	
Meerwind	80 MPs, Ø 5,5m			X												22-26 m
GT 1	80 Tripods, each 3 piles, Ø=2,48 m per pile	X								X	X	X				38 - 40 m
NSO	49 Jackets, each 4 Piles, Ø=2,4 m per pile	X	X							X	X					22 - 25 m
DanTysk	80 MPs, Ø = 6 m	X	X		X	X			X	X						21-32 m
Baltic 2	80 WTG, 39 MPs: Ø = 5,2-6,5 m, 41 JKTs: Ø = 3 m per pile			X					X							MP = 23-35 m, JKT = 35-44 m
Borkum Riffgrund 1	77 MPs, Ø=5,9 m												X			23-28 m
Amrumbank West	30 MPs, Ø = 6 m	from 21. MP			X									from 13. MP		19,5-24 m
	19 MPs, Ø = 6 m	X											X			
	31 MPs, Ø = 6 m	X												X		
Butendiek	80 MPs, Ø = 6-6,5m	X											X			17-22m

Source: Schrocht (2015)

Up to now, there is no state of the art NMS as none has been tested at all water depths, types of soil conditions and foundations.

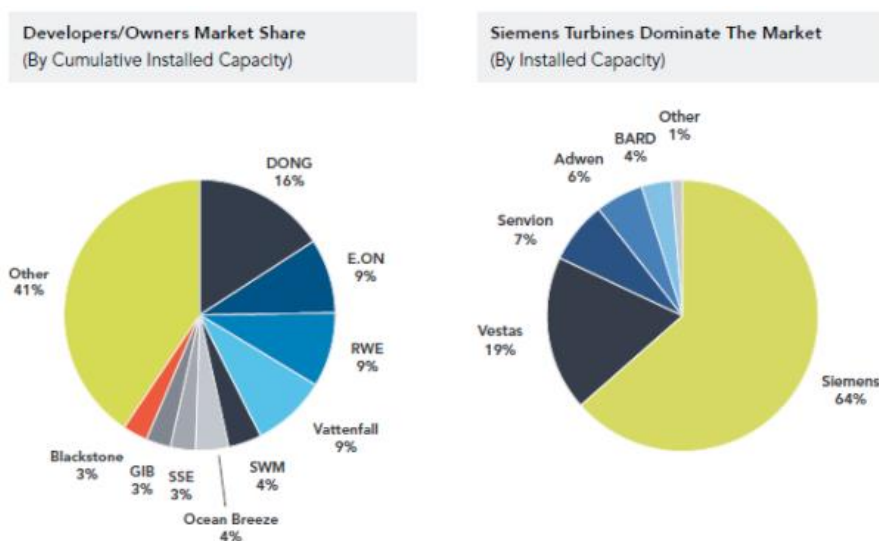
Figure D-7: Electricity prices for households in Germany from 2010 to 2020, semi-annually (in euro cents per kilowatt-hour)



Source: Statista (2021)

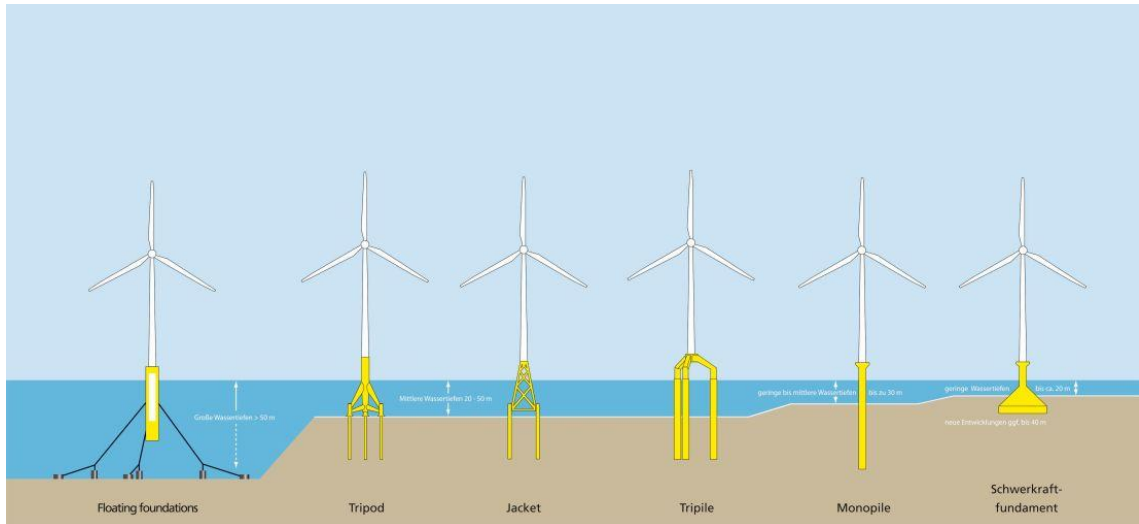
According to the Statista research department, Germany is one of the most expensive countries worldwide for electricity supply. Between 2010 and 2013, there was a noticeable increase in the price of electricity for households in Germany. Although production is cheap, additional taxes and fees increase the final cost. The renewable surcharge is one of such additional fees hiking up end costs. In 2019, this surcharge made up 21 percent of the final composition of power prices for German households. This levy is to support Germany’s renewables expansion, such as wind, solar, biomass and hydropower installations (Statista, 2021).

Figure D-8: Competitive landscape of the offshore wind market



Source: Planet OS (2016)

Figure D-9: Different types of foundation design



Source: Windpower Engineering (2016)

Figure D-10: Availability of offshore installation vessels

Name	Year	Deck Space m ²	Capacity (tons)	Speed knots	Leg Length (m)	Water Depth* (m)	Jacking speed (m/min)
Sea Energy	2002*	1020	2386	7.8	32	24	Semi jack up
MPI Resolution	2003	3200	8950	11	71.8	35	0.5
Leviathan	2009	900	1300	8	85.6	41	0.8
Wind Lift 1	2009	2000	2600	8	71	45	0.35
MPI Adventure	2011	3730	3750	12.5	71.5	40	0.35
MPI Discovery	2011	3730	3750	12.5	71.5	40	0.35
Zaratan	2012	2000	2850	9.1	85	45	0.4
Windcarrier 1 & 2 (sister)	2012	3200	5300	12	81.5	45	0.4
Seafox 5	2012	3500	7000	10	106	65	1
Sea Installer	2012	3350	5000	12	83	45	0.5
Van Oord	2012	3300	6500**	12	81	45**	0.5**
Pacific Orca	2012	4300	8400	13.5	105	75	1.2 to 2.4
Pacific Osprey	2013	4300	8400	13.5	105	75	1.2 to 2.4

Source: Uraz (2011)

During the time when the first German OWFs were constructed (2008-2010), only four specialized installation vessels were available.

Figure D-11: Terms and conditions of offshore wind transactions

Typical project finance conditions - offshore	Leverage	Maturity post-completion	Pricing	Maximum underwriting
2009	70:30	15 years	300 bp	EUR 30-50 M
2010-2011	65:35	12-15 years	250-300 bp	EUR 50-75 M
2012	70:30	10-15 years	300-375 bp	EUR 30-50 M
2014	70:30	10-15 years	250-300 bp	EUR 100-150 M
2015	70:30	10-15 years	< 275 bp	EUR 200-300 M
2016	75:25	15 years	< 225 bp	EUR 100-200 M

Source: Green Giraffe (2017)

Appendix E: Analysis and categorization of interview data

Decision-making

1.

"Also verhindert würde ich jetzt nicht behaupten, verzögert klar. Es gibt natürlich auf jeden Fall Themen, die so komplex war, die man nicht auf Anhieb durchdrungen hat oder mit denen man vielleicht aus Kreditgebersicht nicht zufrieden war. Wo man dann mit Mitigationslösungen gearbeitet hat. Das hat dann natürlich den Prozess aufgehalten und verzögert."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 13 - 13; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:41; Gewicht: 0]

2.

"Das ist in der Natur der Dinge, dass wir Projektrisiken bewusst eingehen. Aber wir werden natürlich auch für diese Risiken entlohnt."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:34; Gewicht: 0]

3.

"Ja, es gibt natürlich für gewissen Unsicherheiten Versicherungen, wenn es dafür Produkte gibt, die wirtschaftlich vertretbar sind. Man kann wahrscheinlich für jedes Event irgendwo eine Versicherung einkaufen, aber die ist dann wahrscheinlich so teuer, dass es dann am Ende des Tages keinen Sinn macht. Aber da, wo es möglich ist, wo es einen entsprechenden Markt schon gibt, kann Versicherung sicherlich ein Mittel von mehreren sein. Bei der Projektfinanzierung ist es so, dass du versuchen musst, die Projektrisiken dort anzusiedeln, wo die Parteien sind, die sie am besten einschätzen und managen können. Also wenn es um Bauthemen geht, sind die Beteiligten am Bau, die richtigen Ansprechpartner. Wenn es um Versicherungsthemen geht, sind Versicherungen der Ansprechpartner. Daher muss man versuchen das Gesamtkonstrukt so zu strukturieren, dass die Risiken sinnvoll verteilt sind. Dort, wo sie nicht verteilt werden können, weil niemand bereit ist, sie zu nehmen oder weil es zu teuer ist, musst du natürlich auf entsprechende Eventualitäten vorbereitet sein und versuchen das über deine Gesamtstruktur abzufedern. Klar gibt es auch jede Menge Möglichkeiten, wo man

wirklich versuchen muss, die Themen entsprechend zu identifizieren und strukturell abzufedern. Also es gibt nicht die Pauschallösung. Deswegen machen wir auch eine intensive Due Diligence von den Projekten. Due Diligence in rechtlicher Sicht, in technischer Sicht, in Versicherungstechnischer Sicht und all solche Sachen, damit wir versuchen können, alle etwaigen Risiken, die mit solchen Projekten verbunden sind, entsprechend zu greifen. Das ist die Herausforderung, vor der wir stehen."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 43 - 43; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:43; Gewicht: 0]

"Wir haben immer noch die Rolle als FK Geber, aber maßgeblich am Anfang waren wir auch ECA Geber, das heißt wir waren Sicherungsgeber für die anderen Banken. Es war eine ähnliche Rolle die auch Euler Hermes oder EKF normalerweise übernimmt. Da wir eben auch Taiwan Erfahrung im Onshore Bereich haben, war es für die Taiwanesischen Banken auch durchaus ein Komfort, dass wir auch in die Rolle des Sicherungsgebers gehen. Jetzt beim Funding Shortfall haben wir natürlich auch Geld nachgeschoben. Wir waren zwar nicht Agent, aber wir haben eine wichtige Rolle übernommen, weil die IPEX auch eine Außenwirkung hat und die KfW international wahrgenommen ist. Deswegen ist es für viele auch sehr attraktiv, im Rahmen von Projekt Projektfinanzierung, wenn die KfW mitspielt, weil das ähnlich wie ein Aushängeschild ist für das Projekt. Das hilft sicherlich auch anderen Banken tiefe Unsicherheiten bewusst anzugehen. Denn auch andere Banken kämpfen natürlich mit diesem Begriff Unsicherheiten, die sie so nicht einpreisen können. Die kann man auch ruhig im Rating reflektieren und dann guckt man gerne auch auf diejenigen, die mit im Projekt tätig sind. Also, wer bildet das Konsortium? Welche Banken sind bereit, solche Projekte zu finanzieren? Das ist oft auch sowas wie ein Mitigent und also gibt es mir jetzt als Bank Komfort, wenn ich sehe, dass die Hongkong Shanghai Banking Corporation oder wenn jetzt zum Beispiel eine riesengroße Mainland China Bank mitinvestieren möchte oder aber wenn jetzt Euler Hermes, EKF. Also wenn man merkt, dass eben auch seriöse und große Institute, die international einen guten Track Record haben, bereit sind mit in dieses Pilotprojekt reinzugehen. Das mitigiert diesen Begriff Uncertainty und bietet Komfort."

[5_Risikomanager; Position: 11 - 11; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:02; Gewicht: 0]

2.

"Ein großer Teil. Viele Banken waren zum Schluss bereit, was natürlich auch viel Überzeugungsarbeit erfordert hatte. Die Frage war eben auch: Was wäre jetzt die Alternative? Wie geht man mit solchen Themen um, wenn ein Projekt quasi halb fertig ist oder ein Drittel fertig ist? Es ist auch schon ausgezahlt. Letztendlich stellt man sich die Frage: Wie gehe ich jetzt mit so einem Projekt um, was im Verwertungsfall letztendlich nicht viel Wert hat? Da haben wir vielleicht ein paar Monopiles und gefertigte Bauteile, aber mehr haben wir nicht. Dieses Projekt ist nicht werthaltig im Sinne von, dass sie dingliche Sicherheiten hätten. Was macht man dann mit so ein Projekt? Bei so einem Riesenfundingshortfall ist es besser fertig zu bauen oder aber in die Insolvenz zu gehen? Das war natürlich eine Frage, die sich die Banken gestellt haben. Macht es Sinn da wirklich weiter zu bauen, weil es eben diese Unsicherheiten gab und gibt, die so nicht

zu erwarten waren? Oder aber baut man weiter? Da waren viele viele Gespräche und das Ergebnis war ein Zusammenspiel von allen. Einmal eben die positive Einschätzung des technischen Gutachters, dann die Überlegungen der Anwälte und die Bereitschaft der EK-Geber, viel EK nachzuschließen. In Summe war die Überlegung: Ja, selbst wenn wir diesen Funding Shortfall haben, ist das noch ein lukratives Projekt, das natürlich auch dazu beigetragen hat das Projekt weiter zu machen."

[5_Risikomanager; Position: 13 - 13; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:02; Gewicht: 0]

3.

"Genau, ist es. Ansonsten, wenn sich herausgestellt hätte, nach Schließung der Lücke würde man mit dem Projekt kein Geld mehr verdienen, dann wäre sicherlich das Ergebnis ein anderes gewesen. Aber in Summe hat man gesagt: Auch wenn man Geld nachschließen muss, ist es noch für alle ein durchaus interessantes und ertragsmäßig gutes Projekt, sodass jeder gesagt hat, da macht man weiter. Was natürlich auch hinzukommt und sicherlich ein Mitigent war, ist der Einspeisetarif in Taiwan. Wir haben da keine Marktrisiken, sondern da wird über die taiwanesischen Regierung ein fester Tarif eingespeist ähnlich wie das deutsche EEG und dass da eben ein Komfort besteht. Die Unterstützung der taiwanesischen Regierung war deshalb ein wesentlicher Grund das Projekt weiterzumachen. Es gaben auch Verschiebungen der Milestones, weil natürlich der ursprüngliche Bauzeitplan nicht mehr eingehalten werden konnte und die taiwanesischen Regierung war bereit, diese Verschiebung mitzutragen und den Einspeisetarif anzubieten. Also das ist natürlich auch wichtig, wenn man den Support der Regierungsseite erkennen kann. Des Weiteren ist auch ein sehr lukratives Projekt mit Windertragsverhältnisse in der Straße von Formosa, die weltweit zu den besten gehören. Das bestätigen auch die Ertragsgutachten. In Summe gabe es viele positive Hinweise und Signale, die die Banken überzeugen haben das Projekt weiter fortzuführen und bereit waren, die weiteren Unsicherheiten, die man nicht abschätzen konnte, einzugehen."

[5_Risikomanager; Position: 15 - 15; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:02; Gewicht: 0]

4.

"Natürlich finanziert man im Vergleich zur nullten Serie lieber die die zehnte Serie wo man in der Kreditvorlage darauf verweisen kann, dass hunderte Windmühlen sich schon drehen. Du hast das jetzt ein bisschen abgemildert durch die Idee mit der Plattform, dass du sagst: Ja, das sind ja evolutionäre Weiterentwicklungen, geschehen auf Basis bestehender Pflanzen. Ja, das hilft. Das ist das Ich kommt, das ist. Das sind die üblichen Themen. Du hast natürlich das andere auch, das kannst du auch überall Kostendruck. Du hast Sublieferanten, die vielleicht zu schwach sind. Manchmal kann es vorkommen, dass Kontraktoren sich für Sublieferanten entscheiden, die zu sehr gespart haben, die zwar den besten Preis anbieten, aber nicht unbedingt die Qualität. Themen, wie Qualitätsicherung haben wir auch in unseren technischen Due Diligence. Ein permanentes Thema ist auch Verschleißerscheinungen bei Klettern, also die Blattspitzen."

[2_Transkript PM; Position: 28 - 28; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:33; Gewicht: 0]

5.

"Es ist ja oft so, dass das Produkt was dem Kunden verkauft wird, beim Kunden weiterentwickelt wird. Das Produkt sollte natürlich eine gewisse Grundreife haben, aber man lernt weiterhin und entwickelt es weiter. Es gibt aber auch bei den großen Herstellern ein Thema, was die Beschädigung von Blattspitzen betrifft und was man damit macht oder zentrale Themen sind auch Lager, Verschleiß von Ladung, Unachtsamkeit, also menschliches Versagen, z.B. bei der Montage. All das zusammen."

[2_Transkript PM; Position: 29 - 29; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:33; Gewicht: 0]

6.

"Also Offshore Windmühlen haben weiterhin regelmäßig Themen, haben Probleme und du wirst gucken, ob dein Liefer- und Servicevertrag da ausreichend ist. Und ich glaube 1000 Mann den Bezug zur Gegenwart herzustellen, in dem Maße, in dem der Kostendruck so groß ist, weil jetzt letztendlich der Druck beim Strompreis so groß ist, wirst du als finanzierende Bank und auch als Eigentümer weniger Rückgriff haben, was jetzt eine komfortable Verpflichtung betrifft unter einer Verfügbarkeitsgarantie und manches mehr. Die Bedeutung des Servicevertrages hat meines Erachtens zugenommen. Da ist wie beim Druckerkauf, dass der Drucker als solcher vielleicht nicht teuer ist, dass aber dann Druckerpatronen eher teuer sind und regelmäßig ersetzt werden müssen. Das ist ein Extremfall. Also die Frage, ob das beim Offshore schon nicht letztendlich die Wartung einfach etwas oder jemand anders machen lassen kannst. Das kannst du dir bei den großen Herstellern anschauen: Wie viel Prozent ihrer Erträge sie jetzt beim Verkauf der Windmühlen machen und was ihre Serviceverträge sind und wie sie das machen. Aber ich glaube es ist egal ob sie es offenlegen oder nicht. Unstrittig ist glaube ich, dass sie die Serviceverträge Geschäft sind als stabiles Geschäft, als Wachstumsgeschäft, als Geschäft auch zur Beziehungspflege. Gleichzeitig sagen die Sponsoren. Sie wollen aber so schnell auch raus aus dem Servicevertrag, um halb billiger selber machen zu können. Und weil sie am Ende ja auch nur mit dem Subkontraktoren zu den Herstellern und Service Anbieter angeheuert haben, dann auch direkt kontrahieren können und der Hersteller nicht mit dazwischen fällt müsste. Also es gibt da eine Reihe von Themen, die aber glaube ich jetzt weniger offshore spezifisch sind."

[2_Transkript PM; Position: 30 - 30; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:34; Gewicht: 0]

7.

"Sie sind wichtig, mannigfaltig und ändern sich. Es ist natürlich auch eine Funktion der Reise der Industrie, der Entwicklung, der Rahmenbedingungen. In dem Maße, in dem wir letztendlich jetzt raus. Also idealerweise als Projektfinanzierer habe ich Cashflows, die über einen Abnahmevertrag sichergestellt sind (das ist in der Idealwelt), oder ein feste Einspeisebedingung in Deutschland. In dem Maße, in dem sich statt fester Verträge abstelle auf Studien, also auf Meinungen, gehe ich deutlich stärker das Risiko ein. In den jetzigen Studien zum Beispiel ist bei einigen jetzt einen relativ starken Wasserstoff Hype mit drin. Das sind natürlich Sachen, die zerstörerisch sein können. Durch solche Megatrends könnte man eine deutlich höhere Nachfrage von Wasserstoff und Strom Offshore ableiten. Aber andere rechnen das nicht so rein, weil das noch mit sehr, sehr

großen Unbekannten zu tun hat. Auch generell die Akzeptanz für Wasserstoff, Wettbewerbsfähigkeit etc. Das Neue ist für mich das Szenario einer langanhaltenden, relativ hohen Inflation und damit das Risiko bei den Parks, die (in Deutschland) eine Vergütung haben, die nicht inflationiert ist im Vergleich zu Vergütungsschemata, wo du eine Indexierung hast, die an die Verbraucherpreiseindizes gebunden ist, dass man zumindest Inflationsgefahren abgesenkt kriegst. Das ist meine ganz private Meinung, dass wir mit festen, nicht indexierten Vergütungen in Inflationsthemen reinlaufen können. Das Gegenargument könnte sein, dass du in dem Maß natürlich auch eine Subventionierung im Strompreis hast und dass man dann regulatorisch eingreifen wird und den Parks dann vielleicht freistellt, ihren Strom noch im Markt zu verkaufen, wenn der Strom dann so viel teurer ist als die Vergütung. Der Punkt ist, in dem Maße, in dem die Inflation eine Rolle spielt, ist die Unterscheidung zwischen zwischen Vergütungen, die nicht indexiert sind, und anderen, die indexiert sind, wichtiger."

[2_Transkript PM; Position: 49 - 49; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:37; Gewicht: 0]

8.

"Mich interessiert immer letztendlich eine Meinung zur Nachhaltigkeit der Cashflows. Und es kann jetzt sein, ich habe was weiß ich. Das Thema hatten wir auch in der Vergangenheit. Ich habe in einem Umfeld eine sehr schöne Vergütung und z.B. Frankreich (Frankreich ist relativ spät gekommen und es gibt eine hohe Vergütung - Floating Offshore 20 Jahre, 240 Euro pro Megawattstunde). Dann kommt die Frage: Ist es vielleicht zu schön, um wahr zu sein? Wird es nicht das Risiko geben einer Subventionierung? Wird man einschreiben und was bedeutet das? Bei anderen Parks vielleicht das Risiko, dass ich nicht denke, dass die OPEX verdient werden können und dass die Vergütung zu gering ist. Bei anderen Sachen könnte es sein, dass ich, wenn ich ein PPA Weg gehe, wie in skandinavischen Ländern, dass mir plötzlich ein Aluminium Hersteller wegfällt, weil man vielleicht in Norwegen die Industrie aus Umweltgründen nicht mehr haben will. Dann würde man den Banken vorwerfen, dass sie es doch wissen müssten, als ihr diesen PPA geliehen habt, dass es nicht ewig gut gehen kann. Also hängt alles vom Projekt ab."

[2_Transkript PM; Position: 51 - 51; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:38; Gewicht: 0]

Perception and Treatment by Investors

1.

"Gerade in Pilotphasen oder bei Projekten mit Pilot Charakter ist es wichtig, sich diese Unsicherheiten vor Augen zu führen. Sicherlich, Corona hat keiner gewusst oder erwartet. Umso wichtiger ist es eben, dass man sich für solche Unsicherheiten eben Contingencies hat. Diese basieren dann auf solche Erfahrungswerte. Beim jetztigen Taiwanprojekt hat man auch Contingencies mit eingeplant, eben mit Blick auf den Track Record von anderen Offshore-Windparks und haben gedacht, dass sie sehr auskömmlich sind und ausreichen werden. Wie sich jedoch gezeigt hat, gab es Unsicherheiten bei Yunlin die so groß waren, dass selbst die contingencies, die bis dato eben als sehr konservativ sogar eingestuft wurde und auch vom Technical Adviser als sehr konservativ,

sehr auskömmlich bewertet worden sind, nicht ausgereicht haben und dann eben eine Finanzierungslücke aufgetreten ist. Also das sind natürlich dann solche Erfahrungswerte, die dann zukünftig bei anderen Projekten sicherlich zu berücksichtigen sind. Insofern, um Ihre Frage zu beantworten Ja, es gibt und gab Unsicherheiten, die man während der Anfangsphase so nicht abschätzen konnte."

[5_Risikomanager; Position: 5 - 5; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:15; Gewicht: 0]

2.

"Sicherlich hat man jetzt schon mal eine Erfahrungsgrundlage auf diesem Projekt und dann gibt es noch ein Parallelprojekt Changfang, Shidao wo es besser läuft. Man geht aus Bankensicht sehr sorgfältig mit solchen Themen wie Bodengutachten, Bodenverhältnisse um. Was ganz wichtig ist, ist die Erfahrung der Beteiligten, sei es eben die Contractors, also eben auch die Gewerke, dass man genau hinguckt: wie stark sind die Gewerke? Was ist deren Track Record? Können sie etwaige Unsicherheiten mit Erfolg überleben oder fallen die dann auch aus? Die Schiffsgesellschaft hätte auch so schwach sein können, dass sie ausfällt. Haben sie Erfahrungswerte im Offshorebereich? Wie stark und erfahren sind die Sponsoren und die Beteiligten? Das wäre natürlich ganz wichtig, dass man sich das zukünftig anguckt bei Pilotprojekten und sicherlich auch ganz wichtig sind diese contingencies. Wie hoch ist der Puffer für solche Unwägbarkeiten, die einfach auftauchen können."

[5_Risikomanager; Position: 17 - 17; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:01; Gewicht: 0]

3.

"Wir sind eine sehr konsensorientierte Bank. Es gibt viele Gespräche, viele Diskussionen, viel Überzeugungsarbeit bevor man dann zu einer Decisionmaking/Entscheidungsfindung gekommen ist. Man hat ganz, ganz sorgfältig auch die Meinung des LTA, also des Lenders Technical Advisors gelesen und bewertet. Was natürlich auch ganz maßgeblich war, ist die bisherige Expertise von WPD. Dann natürlich auch, dass alle anderen Gewerke als sehr erfahren eingestuft wurden, unter anderem eben auch der Turbinen Hersteller, das ist Siemens Gamesa gewesen, die sehr erfahren im Offshore Bereich sind. Also man hat geguckt, wie erfahren sind die wesentlichen Beteiligten in der Bauphase und wie stark und erfahren sind die Sponsoren. Dann war auch der Aspekt: Wie ertragreich ist dieses Projekt? Wie stark committed sich die taiwanesisische Regierung für die erneuerbare Energie? Auch da gab es eben die Beobachtung wie offshore-affin sind die Beteiligten? Das hat dazu geführt, dass die Gremien, das Risikomanagement, die Geschäftsleitung und auch die KfW, (das war auch dem KRK Kreditrisikokomitee) vorzulegen, dass man dann gesagt hat: Nach Abwägen allen und in Betracht der Puffer, die mehr als auskömmlich und auch höher als bei anderen Projekten waren, kann man das Projekt machen. Man war sich dessen bewusst, dass es da durchaus Unsicherheiten gab, aber dass sie dann so virulent würden, damit hatte keiner gerechnet."

[5_Risikomanager; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:01; Gewicht: 0]

4.

"Wir haben versucht konstruktiv mit der Situation umzugehen. Dazu gibt es ja auch unsere Restrukturierer, mit denen man sich natürlich auch ins Benehmen gesetzt hat, weil wir auch einen großen Fundus an Erfahrung haben. Man hat also eine konstruktive Lösung gesucht, zusammen mit dem Anwalt, um eben auch eigentlich sicherzustellen, dass der Bank gar kein Geld verloren geht. Das ist auch ein ganz wichtiger Aspekt. Banken haben schon an Geld ausgezahlt und der Sponsor hat bereits Geld zur Verfügung gestellt, das verloren gehen könnte. Es gab aber keine Anschuldigen, sondern man hat versucht, mit den Beteiligten in der Bank und auch außerhalb der Bank konstruktive Lösungsansätze zu suchen. In Summe war es durchaus eine angenehme und positive Zusammenarbeit mit allen Beteiligten, ohne mit erhobenem Zeigefinger jemanden zu beschuldigen."

[5_Risikomanager; Position: 21 - 21; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:00; Gewicht: 0]

5.

"Die Strategie oder das Ziel ist es für die Bank Geld zu verdienen und diese Unsicherheiten oder Risiken sind immer mit dem Geschäftsmodell einer Bank oder eben auch eines Fonds verknüpft."

[5_Risikomanager; Position: 25 - 25; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:00; Gewicht: 0]

6.

"Heutzutage ist es und es wird immer wichtiger. Klar, es gibt jetzt sogar zu Offshore Erfahrungswerte und Track records, aber wie jetzt wieder die aktuelle Situation zeigt, sind uncertainties ein ganz wichtiger Aspekt und es wird uns sicherlich auch noch im Weiteren begleiten. Ich glaube, man ist jetzt weltweit und nicht nur beschränkt auf die Banken bewusst geworden, wie uncertain unsere Welt ist."

[5_Risikomanager; Position: 31 - 31; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:59; Gewicht: 0]

7.

"Das hat jetzt nicht unbedingt nur mit Offshore Finanzierungen zu tun, sondern ist was das man bei Projekten oder generell bei Finanzierungen gerne macht, wenn man einen größeren Bankenkreis hat. Man nimmt dann eine kleine Gruppe von Banken und bildet ein Steering Komitee, auch Arbeitskreis genannt. Man kann gewisse Dinge vorbesprechen und zusammen mit dem rechtlichen und technischen Beratern Lösungen überlegen. Je mehr Beteiligte man hat auf der Sponsoren Seite oder auf der Bankenseite, desto schwieriger ist es zu einem Ergebnis zu kommen. Von daher macht man es dann immer, wenn man komplexere Strukturen hat, gerade bei Projektfinanzierung, indem man gewisse Dinge in einer kleineren Gruppe vorbereitet und vorbespricht bevor man es dann zur Genehmigung dem großen Bankenkreis gibt."

[4_Vertragsmanager; Position: 7 - 7; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:57; Gewicht: 0]

8.

"Da ging es am Anfang nicht unbedingt um Ratios. Am Anfang ging es eher darum, dass das Projekt vielleicht Verzögerungen hatte und nicht immer den Bauzeitplan geschafft hat. Ein Covenant ist auch, dass es ein erwartetes Bauzeitende mit Puffer gibt und wenn das Projekt nach dem Spätesttermin nicht operativ ist, wäre es ein Kündigungsgrund. Eine Fülle von Waiver gingen auch um Änderungen zu den Projektverträgen. Man hat z.B. gemerkt, dass unter diesem Gewerk Mehrkosten auftreten und das war dann immer vorlagepflichtig. Das war was was für weitere oder jüngere Offshore Park strukturiert verhandelt hat und mit reingenommen hat. Also es macht schon Sinn, wenn man als Bank eng dran ist aber es macht auch nicht Sinn über jeden über jede kleine Änderung in den Projektverträgen immer wieder zustimmen zu müssen. Im Vergleich kann man zum Beispiel Schwellenwerte definieren. Wenn in dem Gewerk Projektkosten sich erhöhen bis zu einer bestimmten Summe könnt ihr das machen. Wenn es aber bestimmte Summen überschreitet, dann müsst ihr das vorlegen. Diese Werte wurden dann im Laufe der Jahre auch etwas angepasst, um dem Projekt etwas mehr Entscheidungsfreiheit oder auch schnelleres Agieren zu ermöglichen."

[4_Vertragsmanager; Position: 11 - 11; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:57; Gewicht: 0]

9.

"Lockerer würde ich jetzt nicht sagen. Man hat an einigen Stellen dem Projekt vielleicht etwas mehr Spielraum gelassen, wenn es darum geht, ihnen nochmal um die Verträge der anderen einzelnen Gewerke, dann Ihnen vielleicht höhere Kosten entstehen, dass eine gewisse gewissen Spielraum haben, solange es natürlich immer im Baukostenbudget abgedeckt ist. Ich kann mir nicht mal sagen, ob z.B. im Sinne von wie strukturiere ich eigentlich schon sind GG für eventuelle Kosten Überschreitungen, ob man das auch noch mal ein bisschen angepasst hat über die Jahre, dass man da einfach zum Teil auch ein bisschen mehr Puffer hat. Ein wichtiges Element ist auch wie die Kontraktoren Seite aufgestellt ist. Hat man mehrere Hauptlotsen, also hat man vielleicht 10 Gewerke, die es zu steuern gilt von der Projektgesellschaft? Oder hat man einen EPC Kontraktor der viele Gewerke selbssteuert? Das hat auch gewisse Vorteile, gerade beim Schnittstellen Engagement."

[4_Vertragsmanager; Position: 15 - 15; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:57; Gewicht: 0]

10.

"Vertragsgestaltung läuft wirklich im Projektmanagement und dann gibt es natürlich auch Konstellationen, wo dann auch das Risikomanagement sagt, dass die Genehmigung erteilt wird unter gewissen Auflagen. Obwohl es dann auch oft Punkte sind, die man ohnehin auch auf Basis der Due Diligence (technisch, rechtlich, Umwelt, Versicherung) zusammengefasst hat und ins Vertragswerk einfließen lassen. (Es gibt auch Berichte, die natürlich Grundlage für die interne Genehmigung sind.) Sei es bestimmte undertakings oder auch condition subsequent, die man zu bestimmten Zeiten erfüllen muss. Gerade wenn man an Umwelt und Sozial-Punkte denkt, dann hat man vielleicht bestimmte Punkte oder gewisse Studien, die später gemacht werden oder man hat die Ergebnisse erst später und lassen sich das dann nochmal vorlegen. Oder manchmal konnten

Projektverträge noch nicht geschlossen werden und wird als Undertaking formuliert, dass das danach beizulegen ist. Das schaut sich der technische Berater auch nochmal an."

[4_Vertragsmanager; Position: 17 - 17; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:57; Gewicht: 0]

11.

"Insbesondere sind die entlegener, weil wir ja schon sehr schon großen Einfluss hat. Diese Puffer hat man dieser sogenannte Steuergeschenke. Der Kunde blickt auf ein Projekt immer etwas anders als die Banken. Man hat Windgutachten mit bestimmten Wahrscheinlichkeiten. Welche Windproduktionen in einem Jahr erreicht werden. Der Kunde guckt dann gerne auf den P50 Wert und die Bankengruppe schaut was ist eine solide Windproduktionen, die in 90 Prozent der Fälle erreicht werden kann. Da baut man sich auch eine gewisse Puffer ein in den Structuring Case. Oft hat man diese P90 Annahme und das Projekt muss eine gewisse DSCR auch erreichen, sodass man wenn der Structuring Case konservativ genug ist, auch einen gewissen Puffer hat. D.h. wenn man auch mal Jahre hat, wo es vielleicht nicht so gut läuft, können wir zumindest sicherstellen, dass der Kredit getilgt wird. Dann hat man natürlich Instrumente, wie das hier sehr üblich ist, nicht nur für Offshore, sondern auch für alle anderen Projektfinanzierungen, dass Schuldendienstreservekonten vorhalten muss oft für eine 6 Monatsrate, wenn man halbjährliche Tilgung hat. Da hat sich im Laufe der Zeit auch verändert. Am Anfang war es eigentlich oft so, dass man sich wirklich dann als Barreserve hat, die man oft sogar mitfinanziert hat. Da gibt es aber auch mal Konstellationen, dass man die Hälfte mitfinanziert und ein Teil wird angespart. In der Regel möchte man eigentlich mit Beginn der Betriebsphase auch erstmal diese Bar-Sicherheit haben. Aber je nach Stärke von den Sponsoren gehen die Kunden auch mehr davon weg, dass man es als eine Barreserve ansparen muss. Gerade in Zeiten von Negativzinsen ist es eigentlich nicht so attraktiv für einen Kunden, um die höheren Millionenbetrag auf einem Konto zu lagern, sodass es manchmal auch dann Möglichkeiten gibt, es einfach mit einer Bankgarantie, die dann ein bestimmtes Rating haben muss, abzusichern. Des Weiteren gibt es einen Schuldendienstreservekonto, je nachdem wie stark oder schwach der Wartungsvertrag ausgestaltet ist, hat man manchmal auch Konstellation, dass man noch ein Wartungskonto einzieht. Man spricht mit dem technischen Sachverständigen über bestimmte Dinge im Wartungsvertrag ab wie z.B. Ersatzteile, bestimmte bestimmte Anzahl an Ersatzteilen oder Komponenten gerade bei den Hauptkomponenten. Wenn man an der Gondel was ausgetauscht werden muss, ist vielleicht im Wartungsvertrag drin. Aber auf Basis der Erfahrung von dem technischen Berater sagt Ist vielleicht ein bisschen knapp, eher üblich, wenn man im Jahr so und so viel Ersatz Komponenten bräuchte. Dann kriegt man oft noch so eine Wartungsreserve. Ist nicht so relevant, wenn man jetzt einen Full-Service Wartungsvertrag hat, was oft der Anlagen Hersteller hat. Aber wenn der WTG Hersteller Insolvenz anmeldet wie bei Senvion und man ist noch im Bau sind oder schon im Betrieb, kann der Insolvenzverwalter diese Wartungsverträge nicht mehr weiterführen. Die Projekte sind dann gezwungen, sich andere Wartungs, Verträge, Vertragspartner reinzuholen. Diese sind oft nicht mehr ganz so Full-Service, wie man das bekommt von einem Anlagenhersteller, was die Verfügbarkeitsgarantien oder das Vorhalten von Ersatzteilen angeht. Deshalb will man in solchen Konstellationen noch eine Wartungsreserve

haben, falls doch Reparaturkosten anfallen, die höher sind als erwartet, dass man das nicht aus dem laufenden Cashflow vornehmen muss. Dann hat man natürlich immer Covenants, Schuldendienstreserve, Debt coverage ratios, die erreicht werden müssen, damit ein Projekt auch ausschütten kann. Also dass man da auch immer einen gewissen Puffer auch hat. Man hat oft ein Windpark strukturiert auf P90, 130, dann hat man als Ausschüttung für Covenant 1,20/1,15 je nachdem eher 1,20 im Offshore Bereich und dann hat man oft auch noch einen DSCR Wert der ein bisschen geringer ist, bei Offshore eher 1.10, wo man quasi auch ein Kündigungsgrund hätte. Dadurch ist man abgesichert, wenn der Windertrag dann doch sehr gering ist und man die Sorge hat, dass nicht genug Cash da ist um den Kredit zu bedienen."

[4_Vertragsmanager; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:58; Gewicht: 0]

12.

"Im europäischen Bereich haben wir mit Deutschland und Belgien angefangen. Bei den Älteren hatte man zumindest auf der Vergütungsseite keine Unsicherheiten. Von daher haben die Mechanismen ausgereicht. Wenn man aber in Märkte geht, wo die Abnahmestruktur nicht mehr so fest ist, dass man weiß was ein Park über die nächsten 20 Jahre verdient bei einem bestimmten Windertrag. Dann arbeitet man oft gerne mit Cash Sweep. Wir haben jetzt einen Kredit mit einer Laufzeit von 15/16 Jahren, aber wir ziehen nochmal vertragliche Regelung ein, dass vom Kredit auch früher zurückgeführt wird. Da hat man welche, die dann vielleicht teilbezogen sind oder man hat welche, die ab einem bestimmten Jahr immer Anwendung finden."

[4_Vertragsmanager; Position: 21 - 21; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:47; Gewicht: 0]

13.

"Aber bestimmte Erfahrungswerte, die man hat, ist natürlich transparent. Bei den deutschen ersten Park wo der Netzanschluss bisschen länger gedauert hat, haben sich die Entwickler auch zusammengetan. Die größeren Kanzleien, die sich sehr gut auskennen im Offshore Markt, begleiten solche Dinge auch mit. Wenn man jetzt dann nochmal den Term Sheet neu verhandelt, fließen diese Erfahrungswerte natürlich mit ein. Auf allen Seiten, auf allen Seiten, ja, auf der technischen Seite, auf der rechtlichen Seite, auf allen Gebieten. Versicherungen ja. Aber wenn man einen Markt hat. Vielleicht es auch Gewalt oder? Denn es scheint auch nicht ganz so einfach, nach schuldigen Versicherung für Umfang und abzuschließen überlebensfähig von vor ein paar Jahren hat es anderen weit überlegen, Technicolor zu und trotzdem noch einen guten Versicherungsschutz zu haben. [30.3s]"

[4_Vertragsmanager; Position: 29 - 29; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:50; Gewicht: 0]

14.

"Man hatte am Anfang natürlich schon viel Unsicherheit auf der technischen Seite aber jetzt kennt man auch schon die Firmen ganz gut"

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:52; Gewicht: 0]

15.

"Hängt es damit zusammen, dass man vielleicht Verzögerungen hatte und einfach sehr viel später dann die Betriebsphase erreicht oder dass vielleicht ein Gewerk doch teurer wurde und es kann einfach von der Baukostenreserve nicht mehr abgedeckt werden. Bei den ersten Windparks, die ich miterlebt habe, war es zum Teil wirklich so, dass die von der Sponsoren Seite gestemmt wurde. Aber jetzt unabhängig von Offshore gibt es generell bei Projektfinanzierung auch immer mal wieder die Konstellation, dass dann vielleicht sogar die Banken nochmal einen Sponsor heraneinziehen. Also das ist nicht unmöglich. Wenn man in solchen Situationen sieht, dass das Projekt wirklich in solchen Schwierigkeiten ist, soll man genau schauen ob irgendwelche Insolvenz Kriterien auch schon ausgelöst sind. Sowa braucht auch Zeit, wenn man in solchen Situationen kommt. Von daher ist es schon immer gut, robuste Baukosten Reserve als Puffer zu haben. Meistens kriegt man die Probleme schon gelöst, trotzdem ist es natürlich gut finanzkräftigen Sponsoren zu haben."

[4_Vertragsmanager; Position: 35 - 35; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:55; Gewicht: 0]

16.

"Traditionell ist es meistens so, dass man in der Bauphase mehr Waiver Anfragen hat. In der Betriebsphase, könnte es unvorhergesehene Reparaturmaßnahmen geben aber an sich ist es meistens ruhiger wenn es gut läuft. Wenn man natürlich eine Situation hat, wo man den Windgutachten deutlich überschätzt hat und merkt, dass das Projekt eigentlich gar nicht so viel Geld verdient, wie wir da ausgerechnet haben. Da hat man vielleicht schon nochmal andere Themen und müsste was am Tilgungsplan anpassen. Aber mit zunehmenden Offshore Windparks hat man auch mehr Daten, sodass die Windgutachten auch verlässlicher werden. Da liegt die Herausforderung wieder in neueren Märkten, wo man vielleicht auch andere Windverhältniss oder auch mit Taifun zu kämpfen hat oder noch nicht so eine große Datenbasis hat, dass man eher mehr Unsicherheiten hat mit der Verlässlichkeit des Windgutachtens."

[4_Vertragsmanager; Position: 37 - 37; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:55; Gewicht: 0]

17.

"Es gibt den sogenannten Agent, der das Projekt begleitet. Bei Meerwind waren wir der Agent und waren bei der Lösungsfindung sehr nahe. Es gab auch den Lenders Ingenieur, der das Projekt mitbegleitet hat bei der Abwicklung. Wir besaß dann natürlich mit denen häufiger zusammen. Es fanden auch oftmals Meetings statt, zum Beispiel in Bremerhaven wo der Projekt Entwickler seinen Sitz hat, und haben über die Probleme diskutiert. Der Lenders Ingenieur hat eine Lösung vorgeschlagen und wir haben diskutiert ob es funktionieren kann oder nicht."

[3_Transkript TSV RG; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:41; Gewicht: 0]

18.

"Die Unsicherheiten bestanden natürlich darin, dass es für alle was Neues war und ein zentraler Punkt war, ob die Contingencies jetzt ausreichend sind, um in der Errichtungsphase entsprechend abzudecken. Anfang 2011 gab es einen Aufbruch und es gab mit den ersten Errichtungserfahrungen auch gemischte Erfahrungen. Das hat dazu geführt, dass die Contingencies Ansätze teilweise hochgesetzt worden sind. Als wir zum Beispiel 2013 Butendiek mit drei anderen Banken in den Markt gebracht hatte, gab es schon [0.9s] viel Gegenwind, weil man erste Erfahrungen mit Kostenüberschreitung etc. hatte."

[2_Transkript PM; Position: 14 - 14; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:17; Gewicht: 0]

19.

"Die Sponsoren und deren strategisches Interesse spielen bei unerforschten Technologien eine ganz besondere Rolle. Die andere Möglichkeit wäre, dass du das durch einen ganz besonders hohen Komfort seitens der Hersteller im Prinzip überbrücken kannst, also Garantien und ganz besonders komfortable LDs und sonstige Sachen. Aber das hat sich als nicht so durchsetzen lassen, weil wir bei Offshore Wind letztendlich relativ schnell, und das ist auch der Unterschied zur Onshore Wind, einen überschaubaren Markt, also letztendlich schon fast ein Oligopol hatten. Derzeit sind es ja nur Siemens Gamesa, Vestas und GE in gewissem Maß. Wir hatten vorher noch Senvion (vorher Repower), die Areva, aber es war es nie die Situation, dass die Investoren eine sehr starke Verhandlungsposition gehabt hatten gegenüber dem Oriet?"

[2_Transkript PM; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:19; Gewicht: 0]

20.

"Also wir haben beraten bzw. in der Frühphase hätten wir was machen können. Aber als Projektfinanzierer war uns auch wichtig, dass wir eine erprobte Technologie finanzieren und dass wir bei der Technologie nicht abhängig sind von einer Partei. Es ist schön, in einem gewissen Umfeld, wenn jemand alles herstellt und entwickelt. Aber wir sind letztendlich schon der Meinung, dass wir das Orienz? [0.3s] haben wollen. Klar, wir haben auch unterschiedliche Fertigungstiefen, einige haben eine relativ hohe, andere haben eine sehr niedrige aber wir fühlen uns schon wohl damit, dass wir eine Windmühle haben, wo die Getriebe halt von dem starken Getriebe-Hersteller kommt. Die Lager von einem starken, Lager-Hersteller etc. und dass man in gewissen Weisen viele Sachen nur zusammenbaut, nicht aber alles sich selber entwickelt. Das bedeutet nämlich auch eine viel stärkere Abhängigkeit. Das war eines der Themen bei BARD. BARD hat eine wichtige Rolle gespielt, die deutsche Offshore Wind Industrie anzuschieben. Aber es war eine richtige Einschätzung unsererseits nicht projektfinanzierungsfähig und dann kamen noch ein paar Punkte zeitlich zusammen und das hat das Problem gebracht. Die Quintessenz ist: Du brauchst projektfinanzierungsfähige Technik und wenn du die nicht hast, dann lass es lieber. Es geht um Forschungs- und Führungskompetenz, Skaleneffekte, Qualität Sicherheit etc. wo Großkonzerne wie Siemens Gamesa, GE und Vestas Vorteile haben. Offshore eignet nicht so gut für Manufaktur. Du brauchst breite Schultern und das hat man auch bei Senvion zu spüren bekommen. Du musst Verfügbarkeitsgarantien

stellen und anderes mehr. Du brauchst eine gewisse Bonität, um da mitzuspielen, sonst ist es zu klein. Aus dem Grund hat Enercon z.B. richtigerweise gesagt: Sie gehen überhaupt nicht den Offshore Wind Weg, weil sie einfach eingeschätzt haben, dass sie im Onshore Wind ihre Stärken haben. Gleiches betrifft auch Nordex. Nordex hat sich auch relativ schnell zurückgezogen, weil sie einfach erkannt haben, dass das eine andere Größenordnung ist in der sie spielen."

[2_Transkript PM; Position: 26 - 26; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:33; Gewicht: 0]

21.

"Natürlich finanziert man im Vergleich zur nullten Serie lieber die die zehnte Serie wo man in der Kreditvorlage darauf verweisen kann, dass hunderte Windmühlen sich schon drehen. Du hast das jetzt ein bisschen abgemildert durch die Idee mit der Plattform, dass du sagst: Ja, das sind ja evolutionäre Weiterentwicklungen, geschehen auf Basis bestehender Pflanzen. Ja, das hilft. Das ist das Ich kommt, das ist. Das sind die üblichen Themen. Du hast natürlich das andere auch, das kannst du auch überall Kostendruck. Du hast Sublieferanten, die vielleicht zu schwach sind. Manchmal kann es vorkommen, dass Kontraktoren sich für Sublieferanten entscheiden, die zu sehr gespart haben, die zwar den besten Preis anbieten, aber nicht unbedingt die Qualität. Themen, wie Qualitätsicherung haben wir auch in unseren technischen Due Diligence. Ein permanentes Thema ist auch Verschleißerscheinungen bei Klettern, also die Blattspitzen."

[2_Transkript PM; Position: 28 - 28; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:33; Gewicht: 0]

22.

"Klar, Versicherungen helfen dir gewisse Risiken abzudecken. Aber die großen Themen kriegst du eher nicht versichert bzw. Versicherer kündigen dann Versicherungen. Als Projektfinanzierer sind Versicherungen zwar notwendige Bedingungen bei vielen Sachen, aber keine hinreichende Haltung auf die Versicherung letztendlich nicht abstellen kannst."

[2_Transkript PM; Position: 32 - 32; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:34; Gewicht: 0]

Perception and Treatment by Project Co

1.

"Man hatte am Anfang natürlich schon viel Unsicherheit auf der technischen Seite aber jetzt kennt man auch schon die Firmen ganz gut"

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:52; Gewicht: 0]

2.

"Hängt es damit zusammen, dass man vielleicht Verzögerungen hatte und einfach sehr viel später dann die Betriebsphase erreicht oder dass vielleicht ein Gewerk doch teurer wurde und es kann einfach von der Baukostenreserve nicht mehr abgedeckt werden. Bei den ersten Windparks, die ich miterlebt habe, war es zum Teil wirklich so, dass die von

der Sponsoren Seite gestemmt wurde. Aber jetzt unabhängig von Offshore gibt es generell bei Projektfinanzierung auch immer mal wieder die Konstellation, dass dann vielleicht sogar die Banken nochmal einen Sponsor heraneinziehen. Also das ist nicht unmöglich. Wenn man in solchen Situationen sieht, dass das Projekt wirklich in solchen Schwierigkeiten ist, soll man genau schauen ob irgendwelche Insolvenz Kriterien auch schon ausgelöst sind. Sogas braucht auch Zeit, wenn man in solchen Situationen kommt. Von daher ist es schon immer gut, robuste Baukosten Reserve als Puffer zu haben. Meistens kriegt man die Probleme schon gelöst, trotzdem ist es natürlich gut finanzkräftigen Sponsoren zu haben."

[4_Vertragsmanager; Position: 35 - 35; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:55; Gewicht: 0]

3.

"Traditionell ist es meistens so, dass man in der Bauphase mehr Waiver Anfragen hat. In der Betriebsphase, könnte es unvorhergesehene Reparaturmaßnahmen geben aber an sich ist es meistens ruhiger wenn es gut läuft. Wenn man natürlich eine Situation hat, wo man den Windgutachten deutlich überschätzt hat und merkt, dass das Projekt eigentlich gar nicht so viel Geld verdient, wie wir da ausgerechnet haben. Da hat man vielleicht schon nochmal andere Themen und müsste was am Tilgungsplan anpassen. Aber mit zunehmenden Offshore Windparks hat man auch mehr Daten, sodass die Windgutachten auch verlässlicher werden. Da liegt die Herausforderung wieder in neueren Märkten, wo man vielleicht auch andere Windverhältniss oder auch mit Taifun zu kämpfen hat oder noch nicht so eine große Datenbasis hat, dass man eher mehr Unsicherheiten hat mit der Verlässlichkeit des Windgutachtens."

[4_Vertragsmanager; Position: 37 - 37; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:55; Gewicht: 0]

4.

"Es ist klar: jedes Papier, was man erstellt, hat eine gewisse Unsicherheit. Ob die Lösungen, die man jetzt hier für ein bestimmtes Problem darstellt, auch wirklich so greifen, wie man sich vorstellt. Ja klar, es sind immer wieder irgendwelche Punkte dabei, die haben sich eben nicht so gestellt. Es könnte z.B. ja keiner vorhersehen, dass sich die Netzanschlüsse zwei, zweieinhalb Jahre verzögern. Das heißt, sie haben einen Netzanschluss Termin bekommen und waren weitestgehend fertig mit ihrem Windpark und das Netz kam nicht. Es hat nämlich auch dann dazu geführt, dass Maßnahmen ergriffen werden mussten, damit Turbinen nicht gleich wieder zusammenbrechen oder verschieben. Also hat die ZwischenInstandhaltung auch ziemlich viel Geld verschlungen. Es gab dann natürlich auch Verhandlungen zwischen den Projekten und dem Netzanschluss Betreiber Tennet über Kostenerstattung, weil entsprechend der Gesetzeslage war Tennet für einen Schadenersatz haftbar."

[3_Transkript TSV RG; Position: 17 - 17; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:41; Gewicht: 0]

Financing

1.

"RWE ist einer der Entwickler, die auf Balance Sheet gebaut haben und mit Projektfinanzierung am Anfang nichts zu tun haben. Also es ist eigentlich so, dass Firmen wie Vattenfall, Orsted (damals noch Dong Energy) und auch zu weiten Teilen RWE am Anfang ja lediglich Balancesheet Finanzierungen gemacht haben, aber keine Projektfinanzierung. Das erste Projektfinanzierungsprojekt kam in den Niederlanden - Prinzess Amelia und kurz darauf kam dann in Deutschland das Borkum West, mit der Trianel zusammen. Das war auch das erste Offshore Projekt, wo ich bei der KfW mitinvoliert wurde. Als ich mir dann die Unterlagen angeschaut habe, habe ich festgestellt, da ist noch sehr viel Entwicklungsarbeit notwendig. Im Endeffekt hat es gute dreieinhalb Jahre gedauert, bis überhaupt die Finanzierung auf die Beine gestellt werden konnte."

[3_Transkript TSV RG; Position: 5 - 5; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:45; Gewicht: 0]

2.

"Nein, Dänemark war grundsätzlich Balance Sheet finanziert. Die Bürger Windparks wurden auch balance sheet finanziert, wo dann die Firma des Bürgerwindparks Kredit bei einer lokalen Sparkasse besorgt hat. Es war nicht die Non-Recouse Project Financing wie wir es in Deutschland hatten, da waren wir die ersten."

[3_Transkript TSV RG; Position: 12 - 12; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:43; Gewicht: 0]

3.

"Es war am Anfang so, dass man jetzt bei Borkum West mit Hängen und Würgen fünf Banken zusammen bekommen hat, im Anschluss von der EIB und der KfW IPEX Bank. Die einzige Bank, die wirklich schon Offshore Finanzierungserfahrungen hatte, war die Dexia und die Rabobank, weil sie in den Niederlanden mitfinanziert haben. Dann bei Meerwind waren es schon paar Banken mehr, also nicht in der ersten Finanzierungsrunde. Da war wieder die gleichen Banken, Aber bei der Syndizierung gab es schon sehr viel mehr Banken. Als dann Global Tech kam, waren siebzehn Banken, die dann da mitgespielt haben, was deutlich zu viele waren."

[3_Transkript TSV RG; Position: 29 - 29; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:24; Gewicht: 0]

4.

"Die Abstimmungsrunden waren sehr nerventötend. Es waren immer ein paar Banken dabei, die andere Interessen verfolgten als die große Mehrheit. Es mussten letztendlich alle befriedigt werden. Denn was, wenn eine Finanzierung bestimmt? Der letzte sind die Konditionen, [4.0s] ja. Das ist halt der Punkt. Deshalb ist es heutzutage eigentlich so, dass viele Investoren oder Projektsponsoren nur maximal fünf Banken wollen. Dann können wir sehen, ob wir das weiter syndizieren oder nicht, aber es kommen nur fünf Banken maximal an den Tisch. Also ist es heute schon ein etwas anderer Markt als damals."

Damals hat man händeringend Banken gesucht, heute gibt es wahrscheinlich Finanzielles Überfluss. Es ist auch so, dass viele jetzt etwas blind gegenüber neuen Risiken sind. Die haben ein paar erfolgreiche Finanzierungen als syndizierte Bank mitgemacht und wollen etwas größer einsteigen und akzeptieren wieder Risiken, wo ich persönlich sagen würde: Nein, das Risiko würde ich lieber mal nicht eingehen wollen. Problem ist natürlich: beispielsweise der französische Markt, wo die Sponsoren extrem stark sind und eigene Konditionen vorgeben. Das heißt dann: Entweder du akzeptiert meine Bedingungen oder du brauchst dich nicht weiter an dem Projekt beteiligen. Grundsätzlich sind über die letzten 10 Jahren die Gesamtunsicherheit eines Projektes deutlich nach unten gegangen. Z.B. bei der Unsicherheit das Thema der Energieertrag und dessen Bewertung, ist es so, dass man von damals schon ungefähr 14 Prozent der man von heute auf so 7 bis maximal 8 Prozent gefallen ist? Das war strategisch strategischer PE 90 Stunden deutlich bemerkbar. [10.9s] Sind unterm Strich gute ganze 10 Prozent mehr Ertrag als was man damals mit der gleichen Turbine erzielt hätte. Andere Unsicherheiten sind auch runter gegangen. Schiffssituation, Verfügbarkeit ist heute eine ganz andere als vor 10 Jahren. Die ganzen Installations- Mechanismen sind deutlich besser und mehr industrialisiert geworden. So gesehen sind die Projekte, wenn man sie von damals bis heute vergleicht, mit einem relativ überschaubaren Risiko behaftet."

[3_Transkript TSV RG; Position: 30 - 30; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:24; Gewicht: 0]

5.

"n den ersten Konsortien waren außer der IPEX noch die Rabobank, die HSH Nordbank, die LBBW und die Dexia. Zu dem Zeitpunkt auch bisschen Bankenkrise, bei Trianel sind Dexia und HSH später ausgestiegen, die Rabo war noch mit da. Eine andere, sehr stark gewordene Bank ist die SocGen. Sie hat sich im Prinzip konsequent von 2011 weltweit in Beratertätigkeiten für Offshore Wind profiliert und sie hat es mit am Besten gemacht. Sie waren mit uns und Nord LB beim Global Tech im Konsortium. Also das waren noch Arrangierungsm andate unsererseits. Da haben wir wirklich noch die Turbinen Liefer- und Serviceverträge mitverhandelt. Da haben wir intensiv die Kreditvertragskonditionen verhandelt, haben uns letztendlich um alle Sachen gekümmert, weil es noch kein Standard gab."

[2_Transkript PM; Position: 14 - 14; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:17; Gewicht: 0]

6.

"In Deutschland waren die Banken zuversichtlich in 2010/2011. Wir hatten in 2013 nach den ersten Errichtungserfahrungen in Deutschland eher Themen und waren teilweise auch nicht mehr bereit das Errichtungsrisiko für Offshore zu übernehmen. Der große Durchbruch ist 2015/2016 erzielt worden. Seit der Zeit gibt im Markt ein massives Überangebot an Offshore Wind Finanzierungen, weil sie natürlich auch attraktiv ist durch seine größeren Beteiligungen und Offshore Wind hat sich mittlerweile auch schon etabliert."

[2_Transkript PM; Position: 21 - 21; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:20; Gewicht: 0]

Dependencies

1.

"Viele unglückliche Dinge sind zusammengekommen, die letztendlich das worst case Szenario konstituiert haben. Zunächst einmal war dieses Schiff, was die Monopiles transportieren sollen. Da gab es ja ein Schiff, was dann eingesetzt werden sollte zur Setzung der Monopiles und da gab es dann einen technischen Unfall. Es ist eben auch eine Unsicherheit, die man so nicht erwartet haben. Das war ein Gewerk was maßgeblich auch in der Bauphase zum Bauerfolg beiträgt. Der Turm ist einfach umgekippt. Sprich da ist ein Contractor ausgefallen und da musste man Ersatz dafür suchen. Da die Offshore Industrie so eine besondere Industrie ist, gibt es davon natürlich nicht jede Menge Schiffe und dieser Ersatz gab es aber nicht vor Ort. Also man konnte ihn nicht lokal oder regional finden, sondern der Contractor hatte ein ähnliches Schiff in Mexiko. Es gab dann die Überlegung und Versuch ein ähnliches Schiff aus Mexiko zu holen. Dadurch kam es natürlich erst einmal zu Verzögerungen. Der Puffer, also diese contingencies, in Form von Geld und Zeit hätte auch ausgereicht, dieses Schiff von Mexiko nach Taiwan zu bringen. Dann kommt die Pandemie ins Spiel. Die Mannschaft musste in Quarantäne, weil es Coronafälle gaben. Das war auch nicht, das war auch eine Unsicherheit, die so nicht zu erwarten gewesen ist. Also einmal der technische Defekt des maßgeblichen Schiffs. Der Ersatz konnte gefunden werden, auch unter Anstrengungen von Zeit und Geld, aber es hätte vielleicht noch gereicht. Dann kommt aber wieder die Pandemie ins Spiel. Diese Korrelation hat dann dazu geführt, dass der Puffer im Grunde schon erschöpft war. Hinzukamen, als es so weit war, dass das Schiff die Monopiles in den Boden rammen konnte. Da sind die Bodenverhältnisse bei den ersten Rammungen unterschätzt worden. Das war die dritte große Unsicherheit noch hinzu. Sprich da mussten auch wieder zusätzliche Untersuchungen stattfinden und die Summe dieser Unsicherheiten hat dann eben zu der Situation geführt, in die Yunlin dann gekommen ist, nämlich kein Geld. Also wir haben einen Funding Shortfall gehabt. Bei Yunlin gab es letztendlich einen ganzen Strauß von Unsicherheiten, die so nicht zu erwarten gewesen sind. Es gab einmal die technische Unsicherheit, menschliches Versagen, dass die Bodenverhältnisse nicht richtig bewertet worden sind, dann die Pandemie."

[5_Risikomanager; Position: 7 - 7; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:04; Gewicht: 0]

2.

"In der Industrie selbst ist es jetzt weniger das Problem. Das Problem ist, was die Politik auf die Industrie ausübt. Letztendlich kann man ja sagen, dass die Insolvenz von Senvion praktisch politisch getriggert wurde. Die schlechte Novellierung des EEG hat dazu geführt, dass die Kapazitäten, die benötigt würden, in Deutschland deutlich gesunken sind. 800 MW pro Jahr ist nichts für die Industrie. Andere Länder haben ganz andere Ausbauziele. Im Endeffekt war es so, dass von den großen Firmen, die Turbinen gebaut haben, Senvion die am wackeligsten da stand. Die politische Entscheidung das EEG so zu gestalten, hat daneben dazu geführt, dass Senvion insolvent wurde."

[3_Transkript TSV RG; Position: 65 - 66; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:09; Gewicht: 0]

Mitigation measures

1.

"Beispielsweise, dass der Kunde vielleicht auch mit Einfluss der Banken darauf achtet, dass es nicht nur einen (Kontraktor) gibt, sondern dass es im Prinzip immer noch eine Alternative gibt. Es wird teilweise auch gesplittet, dass man Fundamente sowohl von dem einen Hersteller als auch vom anderen bezieht. Wenn im Prinzip was nicht klappt, kann somit schnell eine Alternative gefunden werden und man ist nicht komplett von einem abhängig. Enges Monitoring ist auch wichtig. Wir haben immer einen Technical Adviser, der regelmäßig die Bauberichte prüft, die wir uns monatlich liefern lassen. Je mehr Themen sind, desto enger ist Monitoring. Man kann am Anfang zum Beispiel eine monatliche Berichterstattung vereinbaren. Jetzt bei den Taiwan Windparks sehen wir, dass sie im Moment wöchentlich berichten müssen. Das sind zwar Recourseprojekte, aber sie sind in der Bauzeit meistens durch Sponsoren-Garantien nochmal abgesichert, was zusätzliche Mehrkosten angeht. Wenn es Probleme gibt, schaut man jetzt erst mal auf die Sponsoren und Eigentümer ob hier noch eine gewisse finanzielle Bereitschaft oder Vermögen da ist für eine Nachfinanzierung. Eine gewissen Flexibilität seitens der Banken ist auch wichtig. So haben wir es bei den ersten Projekten gelöst, dass man sagt, eigentlich war mal die Debt Service Reserve Account angedacht und man hat das aber teilweise umgewandelt in der Debt Service Reserve Facility, sodass die Zinsen mitfinanziert werden. Auch was Completion Date angeht, erstes Tilgung Datum etc. Insgesamt, dass man es versucht dem Projekt bisschen Luft zu geben. Das heißt, wenn es zu Verzögerungen kommt man direkt auch nicht die erste Tiltung zahlen können, weil sie zu wenig Einnahmen haben in der ersten Tilgungsperiode. Genau dann die Pre Completion Revenues ist immer noch so eine Größe die dann nochmal absichert mit LC. Also wenn die dann nicht kommt, dass man nicht gleich in eine Finanzierungslücke läuft. Also das sind die Lessons Learned: Sehr wichtig wer steht dahinter? Wer sind die Sponsoren? Die könnten im Zweifelsfall dann nochmal das Projekt stützen. Banken sind da auch dabei aber oft war es so bei Problemen, dass man erstmal Eigenkapital Beiträge, die vielleicht eigentlich ursprünglich mal zu einem späteren Zeitpunkt erst kommen sollte, vorrangig erstmal genutzt hat. Denn es dauert mehr Zeit, wenn man Versicherungen oder ähnliches in Anspruch nehmen will. Wenn das geklärt ist, dann können wir auch wieder auszahlen. Aber zuerst, muss die Projektgesellschaft sicherstellen, dass sie das Budget wo anders hernehmen oder schiebt. Deshalb ist es natürlich gut, wenn sie eine gute Beziehung zu den Kontraktoren haben und sie auch kennen. Also die Vertragsparteien in der Herstellung, Operation und Bauphase werden auch intensiv überprüft. Gerade Turbinen Hersteller haben wir auch einen, der leider insolvent gegangen ist in Deutschland - Senvion. Man muss sich überlegen, wenn er dann zum Beispiel wegfallen würde, wer kann das übernehmen oder weiter weiterführen. Bankenkonsortium ist auch nicht ganz unerheblich. Manchmal gibt es Streitigkeiten innerhalb des Bankenkonsortium. . Es ist gut, wenn man vieles mit Bankenmehrheit entscheiden kann. Es ist hinderlich, wenn man z.B. Banken hat, die schon viel an Fonds verkauft haben und die Arbeit scheuen sich Sachen weiter anzuschauen und grundsätzlich alles blockieren."

[6_Iris_Hesse; Position: 10 - 10; Erstellt von: yutingsun; 12.07.21 10:55; Gewicht: 0]

2.

"Sicherlich hat man jetzt schon mal eine Erfahrungsgrundlage auf diesem Projekt und dann gibt es noch ein Parallelprojekt Changfang, Shidao wo es besser läuft. Man geht aus Bankensicht sehr sorgfältig mit solchen Themen wie Bodengutachten, Bodenverhältnisse um. Was ganz wichtig ist, ist die Erfahrung der Beteiligten, sei es eben die Contractors, also eben auch die Gewerke, dass man genau hinguckt: wie stark sind die Gewerke? Was ist deren Track Record? Können sie etwaige Unsicherheiten mit Erfolg überleben oder fallen die dann auch aus? Die Schiffsgesellschaft hätte auch so schwach sein können, dass sie ausfällt. Haben sie Erfahrungswerte im Offshorebereich? Wie stark und erfahren sind die Sponsoren und die Beteiligten? Das wäre natürlich ganz wichtig, dass man sich das zukünftig anguckt bei Pilotprojekten und sicherlich auch ganz wichtig sind diese contingencies. Wie hoch ist der Puffer für solche Unwägbarkeiten, die einfach auftauchen können."

[5_Risikomanager; Position: 17 - 17; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:01; Gewicht: 0]

3.

"Natürlich gibt es natürlich eine ganze Menge Lessons Learnt. Da wird zukünftig bei Pilotprojekten natürlich darauf geguckt: wie erfahren sind alle? Wie belastbar sind die Bodengutachten? Sind sie tatsächlich fundiert genug? Zum Beispiel hat man bei Yunlin nur punktuell den Boden untersucht, also die Fläche des Meeresbodens wo die Monopole gesetzt worden sind oder werden. Wichtig ist natürlich dass man die technischen Unsicherheiten möglichst reduziert, das heißt also ganz fundierte Untersuchungen, die vorher stattfinden müssen. Das ist sicherlich eine Lessons learnt. Weitere Lessons Learned ist eben auch, dass bei einem so großen und gefächerten Konsortium es natürlich auch schwierig ist, mitunter eine Entscheidung zu finden. Man muss sich dann eben auch überlegen ob es gut ist, wenn man mit einem so riesigen Konsortium bei so einer Finanzierung mitmacht, weil hier das Decision Making einfach schwierig ist und dann gab es auch verschiedene Sponsoren. Also das ist sicherlich auch eine Lessons Learned. Aber maßgeblich ist in erster Linie tatsächlich, dass wir zukünftig darauf gucken werden, wie sind die technischen Unsicherheiten bewertet, sind sie unseres Erachtens wirklich fundiert bewertet und als Konsequenz daraus sind die Contingencies, die zusätzlichen Puffer für Zeit und Geld, auskömmlich. Das wird sicherlich eine Lessons Learned auf diesem Projekt sein."

[5_Risikomanager; Position: 23 - 23; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:00; Gewicht: 0]

4.

"Diese Puffer hat man dieser sogenannte Steuergeschenke. Der Kunde blickt auf ein Projekt immer etwas anders als die Banken. Man hat Windgutachten mit bestimmten Wahrscheinlichkeiten. Welche Windproduktionen in einem Jahr erreicht werden. Der Kunde guckt dann gerne auf den P50 Wert und die Bankengruppe schaut was ist eine solide Windproduktionen, die in 90 Prozent der Fälle erreicht werden kann. Da baut man sich auch eine gewisse Puffer ein in den Structuring Case. Oft hat man diese P90 Annahme und das Projekt muss eine gewisse DSCR auch erreichen, sodass man wenn der Structuring Case konservativ genug ist, auch einen gewissen Puffer hat. D.h. wenn man auch mal Jahre hat, wo es vielleicht nicht so gut läuft, können wir zumindest

sicherstellen, dass der Kredit getilgt wird. Dann hat man natürlich Instrumente, wie das hier sehr üblich ist, nicht nur für Offshore, sondern auch für alle anderen Projektfinanzierungen, dass Schuldendienstreservekonten vorhalten muss oft für eine 6 Monatsrate, wenn man halbjährliche Tilgung hat. Da hat sich im Laufe der Zeit auch verändert. Am Anfang war es eigentlich oft so, dass man sich wirklich dann als Barreserve hat, die man oft sogar mitfinanziert hat. Da gibt es aber auch mal Konstellationen, dass man die Hälfte mitfinanziert und ein Teil wird angespart. In der Regel möchte man eigentlich mit Beginn der Betriebsphase auch erstmal diese Bar-Sicherheit haben. Aber je nach Stärke von den Sponsoren gehen die Kunden auch mehr davon weg, dass man es als eine Barreserve ansparen muss. Gerade in Zeiten von Negativzinsen ist es eigentlich nicht so attraktiv für einen Kunden, um die höheren Millionenbetrag auf einem Konto zu lagern, sodass es manchmal auch dann Möglichkeiten gibt, es einfach mit einer Bankgarantie, die dann ein bestimmtes Rating haben muss, abzusichern. Des Weiteren gibt es einen Schuldendienstreservekonto, je nachdem wie stark oder schwach der Wartungsvertrag ausgestaltet ist, hat man manchmal auch Konstellation, dass man noch ein Wartungskonto einzieht. Man spricht mit dem technischen Sachverständigen über bestimmte Dinge im Wartungsvertrag ab wie z.B. Ersatzteile, bestimmte bestimmte Anzahl an Ersatzteilen oder Komponenten gerade bei den Hauptkomponenten. Wenn man an der Gondel was ausgetauscht werden muss, ist vielleicht im Wartungsvertrag drin. Aber auf Basis der Erfahrung von dem technischen Berater sagt Ist vielleicht ein bisschen knapp, eher üblich, wenn man im Jahr so und so viel Ersatz Komponenten bräuchte. Dann kriegt man oft noch so eine Wartungsreserve. Ist nicht so relevant, wenn man jetzt einen Full-Service Wartungsvertrag hat, was oft der Anlagen Hersteller hat. Aber wenn der WTG Hersteller Insolvenz anmeldet wie bei Senvion und man ist noch im Bau sind oder schon im Betrieb, kann der Insolvenzverwalter diese Wartungsverträge nicht mehr weiterführen. Die Projekte sind dann gezwungen, sich andere Wartungs, Verträge, Vertragspartner reinzuholen. Diese sind oft nicht mehr ganz so Full-Service, wie man das bekommt von einem Anlagenhersteller, was die Verfügbarkeitsgarantien oder das Vorhalten von Ersatzteilen anbelangt. Deshalb will man in solchen Konstellationen noch eine Wartungsreserve haben, falls doch Reparaturkosten anfallen, die höher sind als erwartet, dass man das nicht aus dem laufenden Cashflow vornehmen muss. Dann hat man natürlich immer Covenants, Schuldendienstreserve, Debt coverage ratios, die erreicht werden müssen, damit ein Projekt auch ausschütten kann. Also dass man da auch immer einen gewissen Puffer auch hat. Man hat oft ein Windpark strukturiert auf P90, 130, dann hat man als Ausschüttung für Covenant 1,20/1,15 je nachdem eher 1,20 im Offshore Bereich und dann hat man oft auch noch einen DSCR Wert der ein bisschen geringer ist, bei Offshore eher 1.10, wo man quasi auch ein Kündigungsgrund hätte. Dadurch ist man abgesichert, wenn der Windertrag dann doch sehr gering ist und man die Sorge hat, dass nicht genug Cash da ist um den Kredit zu bedienen."

[4_Vertragsmanager; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:46; Gewicht: 0]

5.

"Während der Bauphase hat man Versicherungen, die den Transport abdecken bzw. verzögerte Inbetriebnahme oder einfach diese Construction-All-With Versicherungen.

Oder dass man Dinge wie Schiff geht unter, Monopile versinkt, also Verluste auch gut abdeckt. Im Betrieb ist es ähnlich wie im Onshore Bereich, wenn es länger still steht oder ein paar ausfallen, würde man über business interruption, an bestimmte Perioden auch Geld bekommen. Das ist mit dem Versicherungsberater zu besprechen und in den Verträgen gibt es auch gewisse Anforderungen, die zu erfüllen sind."

[4_Vertragsmanager; Position: 31 - 31; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:51; Gewicht: 0]

Firm Uncertainty

1.

"Eine ureigene unternehmerische Entscheidung und Einschätzung sind nicht versichert. Z.B. dass du Assets, dass du mit Kontraktoren, dass die gut sind, die Bonitätsmäßig gut sind und kompetent sind und die ordentlich was abliefern. Das kriegst du halt nicht versichert und wenn du dich da schon bei einer Partei getäuscht hast, dann fällt sie vielleicht aus, dann führt das zu Verzögerungen und das ist dann die Kette von Verzögerungen, von Mehrkosten etc. Dann wissen einige, dass du ein Problem hast und bieten dir irgendwas an. Das kostet aber doppelt zu viel weil sie wissen, dass du am Haken bist und unbedingt die Leistung brauchst ..."

[2_Transkript PM; Position: 34 - 34; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:34; Gewicht: 0]

Business partners

1.

"Das hat man grundsätzlich schon gesehen aber es war ein bisschen erschreckend am Anfang zu sehen wie erfahren oder unerfahren die Projektgesellschaft auftritt. Borkum war zum Beispiel immer sehr reaktiv. Es wurde erst dann erst agiert, wenn die Vertragspartei auf sie zugekommen ist und merken das und das müssen noch erledigt werden. Bei Global Tech oder Meerwind war das viel proaktiver. Wenn man sieht da kommen Probleme, ist man immer schon mal proaktiv rangegangen und chartern ein zusätzliches Schiff oder verschieben schonmal manch Verträge um da möglichst kosteneffizient rauszukommen. Bei Borkum haben die anderen ihre Notlage dann auch ein Stückweit ausgenutzt. Jetzt bleibt euch gar nichts mehr übrig. Also es wurden Sachen nachverhandeln, wo es fragwürdig ist ob es noch marktkonform war. Hinzu kommt noch das große Thema bei Offshore, dass man in dieses schlechte Wetterfenster fällt. Ich glaube, da haben alle anderen Projekte deutlich besser nachverhandelt um im Budget zu bleiben."

[6_Iris_Hesse; Position: 26 - 26; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:55; Gewicht: 0]

2.

"n der Vergangenheit habe ich zweimal Insolvenzen erlebt. Was Stahlbau anging sind in Deutschland einige Firmen (2-4) pleite gegangen in D. Die Wagen. [3.7s] Dann ist die Senvion (Turbinenhersteller) mitten in der Installation bei der zweiten Phase von Borkum West pleite gegangen und hat das Projekt schwer mitgenommen. Was den Stahlbau anging, hatte man natürlich einfach die Lieferung auf andere verteilt. Die 40 Monopiles, die die Firma liefern sollte, wurden auf drei, vier andere Lieferanten verteilt."

[3_Transkript TSV RG; Position: 59 - 59; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:10; Gewicht: 0]

3.

"Das sind in der Regel Themen, die nicht nur von der Versicherung übernommen werden. Wenn ein Unternehmen insolvent geht, dann hast du in der Regel keine Versicherung dafür. Es sei denn, du hast eine spezielle Versicherung vorher abgeschlossen. Aber das ist etwas, was in der Regel nicht gemacht wird. Dann muss man prüfen ob die abgeschlossenen Verträge mit irgendwelchen Sicherungselementen versehen sind, also irgendwelchen Garantien, die werthaltig sind. Darüber kann man zumindest einen Teil des Verlustes auffedern. Aber es ist in der Regel bei bei solchen Parteien nicht der Fall. Sondern, das sind dann Kosten, auf denen das Projekt sitzenbleibt. Diese kann man nur bewältigen, indem man von vornherein ein Contingency Budget hat, also ein Budget in deinem Gesamtmodell für unvorhergesehene Themen. Das sind Sachen, die kennt man bei Financial Close nicht und mit dem Contingency Budget hat man einen Puffer für das was auch immer da kommen mag."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 23 - 23; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:42; Gewicht: 0]

Sponsor support

1.

"Wenn ich auf die Firma gucke, ist es tatsächlich immer gut Sponsoren im Hintergrund zu haben, der im Zweifel auch nachschießen könnte. Die Wahrscheinlichkeit von Baukosten Überschreitungen bei einem so komplexen, teuren Offshore Park, wo man über ganz andere Investitionssummen spricht, ist natürlich höher als bei einem überschaubaren Onshore Park. Da muss man sich schon gut angucken, mit wem man zusammenarbeitet. Früher war es so, dass man den Sponsoren Kreis hatte, der die Bauphase begleitet hat. So wie ich es beobachtet habe, gibt es etwaige Abverkäufe in der Betriebsphase oder es kommen neue Investoren hinzu. Das hat sich im Laufe der Zeit geändert. Aus Sponsorsicht, bindet es natürlich auch viel Eigenkapital, wenn man in so größere Projekte geht und je nach Vertragsgestaltung, besteht die Möglichkeit, während der Bauphase auch abzukaufen. Das muss man dann im Hinterkopf behalten, wenn es wirklich zu so einer Situation kommt, dass man mehr Geld braucht, hat man auf der einen Seite einen komplexen, Bankenmarkt, die man dann steuern muss und auf der Sponsoren Seite, muss man die Wahrscheinlichkeit auch gut einschätzen, dass man zweifelsfall bei einer Nachfinanzierung Sponsoren hat, die es auch können und wollen. Die letzten Windparks die im europäischen Markt gebaut wurden, ging es schon deutlich glatter als bei den ersten. Aber wenn man wieder an den Asiatischen Raum denkt, hat man vielleicht dann doch auch mal Konstellationen, dass manches etwas länger dauert und dann vielleicht auch Nachfinanzierungsbedarf hat und dann muss man auch gewappnet sein. Das hängt am Ende auch damit zusammen wie eine Projektgesellschaft Insolvenz gehen kann. Es sind in der Tat einfach Bauzeitüberschreitungen und Kosten die nicht gedeckt werden können. Das ist auch ein Kündigungsgrund, wenn man merkt, dass das Baukostenbudget nicht mehr ausreicht um den Bau fertigzustellen. Es ist aber etwas, was der technische Berater üblicherweise bei jeder Auszahlung bestätigt. Wenn man da Zweifel hat, dann zahlt man auch nicht aus."

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:54; Gewicht: 0]

2.

"Hängt es damit zusammen, dass man vielleicht Verzögerungen hatte und einfach sehr viel später dann die Betriebsphase erreicht oder dass vielleicht ein Gewerk doch teurer wurde und es kann einfach von der Baukostenreserve nicht mehr abgedeckt werden. Bei den ersten Windparks, die ich miterlebt habe, war es zum Teil wirklich so, dass die von der Sponsoren Seite gestemmt wurde. Aber jetzt unabhängig von Offshore gibt es generell bei Projektfinanzierung auch immer mal wieder die Konstellation, dass dann vielleicht sogar die Banken nochmal einen Sponsor heraneinziehen. Also das ist nicht unmöglich. Wenn man in solchen Situationen sieht, dass das Projekt wirklich in solchen Schwierigkeiten ist, soll man genau schauen ob irgendwelche Insolvenz Kriterien auch schon ausgelöst sind. Sowas braucht auch Zeit, wenn man in solchen Situationen kommt. Von daher ist es schon immer gut, robuste Baukosten Reserve als Puffer zu haben. Meistens kriegt man die Probleme schon gelöst, trotzdem ist es natürlich gut finanzkräftigen Sponsoren zu haben."

[4_Vertragsmanager; Position: 35 - 35; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:54; Gewicht: 0]

3.

"Wenn man nochmal in ganz andere Märkte geht, vielleicht auch noch mit Sponsoren Herausforderungen. In anderen Länder hat man z.B. größere Versorger die mehr in erneuerbare Energie gehen um ein Portfolio zu haben aber haben noch nicht so viel Erfahrung."

[4_Vertragsmanager; Position: 39 - 39; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:56; Gewicht: 0]

4.

"Was aus meiner Sicht noch sehr wichtig war und uns geholfen hatte, war die Auswahl der Sponsoren. Beim Trianel hatten wir das Stadtwerkconsortium, bei Global Tech hatten wir Stadtwerke München und anderer starke Ankersponsoren. Das hat eine positive Rolle gespielt dahingehend, dass sie als strategische Investoren unterwegs waren. Wir hatten andererseits bei Meerwind Blackstones, die auch ihre Stärken eingebracht haben. Aber wenn ich eine unerprobte Technologie mit Private Equity oder mit derartigen Investoren gemeinsam durchführe, müsste ich mir Gedanken machen, wie ich die Risiken absichern. Einfach weil sie eine kurzfristigere Sicht haben und weil sie nicht in dem Bereich bereit sein werden Kostenüberschreitungen und Zeitüberschreitungen in den Maßen zu tolerieren wie die strategischen Investoren wie die Stadtwerke beispielsweise. Das glaube ich spielt eine Rolle mit wem du gemeinsam unterwegs bist. Auch die Frage, was unser Cashflow Rating beinhaltet, die Wahrscheinlichkeit, dass die Sponsoren bei den qualitativen Faktoren, was nachschießen."

[2_Transkript PM; Position: 18 - 18; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:18; Gewicht: 0]

5.

"die Erfahrung gezeigt hat: Wenn im Offshore Bereich was schief läuft, dann kostet es relativ schnell relativ viel Geld, um da irgendwie eine Lösung zu erarbeiten. Hier ist es natürlich per se schon hilfreich, wenn dahinter als Projektentwickler ein bilanzstarkes Unternehmen steht. Das ist jetzt kein komplettes Ausschlusskriterium und wir haben genügend Projekte gemacht, auch mit vermeintlich kleineren Entwicklern. Aber es wird natürlich schon begrüßt, wenn da Parteien dahinterstehen, die finanzstark sind."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 17 - 17; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:40; Gewicht: 0]

6.

"Am Anfang muss auf jeden Fall die Projektgesellschaft und die Sponsoren, die EK-Geber dahinter; die sind erst mal im Driver Seat."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 25 - 25; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:37; Gewicht: 0]

Internal Management

1.

"Das war so ein shortfall, dass allein die EK-Geber natürlich einen großen Teil mitgetragen haben. Aber, und das ist eben auch wieder ein ganz wichtiger Aspekt. Die konnten alleine diese riesige Lücke nicht tragen und haben dann auch nachgefragt. Sie kamen im Angebot und dann gibt es Verhandlungen zwischen EK und FK. Man hat dann gesagt, wir sollten den burden sharing, dass ein großer Teil über die EK Geber natürlich abgedeckt wird, aber auch ein Teil über die FK Geber. Weil das Projekt ebenso sehr schwierig läuft, war es auch ganz schwierig, andere Banken dazu zu bewegen, Geld nachzuschieben. Denn, sie müssen sich auch überlegen, weil jetzt schon so viele Uncertainties gab, die eine so massgebliche Integration auf das Projekt hatten und zu einem so riesigen Shortfall geführt haben. Da stellt sich natürlich die Frage: wenn ich jetzt Geld investieren, neues Geld, wer sagt mir jetzt, ob es dann klappt? Oder muss man dann weiter nachschießen und irgendwann ist die Schuldendienstfähigkeit eines solchen Offshore Projektes auch erschöpft. Auch wenn sie einen auskömmlichen Einspeisetarif haben, aber so viel Geld können sie im Nachgang gar nicht mit dem Projekt verdienen, wie sie vorher in der Bauphase investieren mussten. Das sind dann so Unsicherheiten, die es gibt und das sind sicherlich auch Lessons Learned."

[5_Risikomanager; Position: 9 - 9; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:03; Gewicht: 0]

2.

"ch war einmal zuständig für die Region Südost Asien als xx Manager und war verantwortlich für die Ergebnisse lokaler Gesellschaften im Verteilungsbereich. Wir haben eine sehr große Außenstelle in Kuala Lumpur. Vierteljährlich fanden dort die Review Meeting statt und bei jedem Meeting war alles toll bis man kurz vor der Komplettfertigstellung des Projektes war. Da fing ein Problem nachdem anderen an. Es war bei jedem Projekt das gleiche. Alles picobello, bis man in jene Phase kam. Dann waren die Leute weg und der Rest der Mannschaft saß da und mussten die Probleme lösen, die oftmals die ganzen Vorgeschichten nicht kennen. Wir wollen genau das

vermeiden. Jedes Projekt hat Risiken. Jedes Risiko kann eintreten, muss aber nicht. Aber wenn man sich nicht mit dem Risiko beschäftigt hat, steht man überrascht, wenn es eintritt. Wenn es eintritt und man hat keine Lösung wird es viel, viel, viel teurer, als wenn man eine Lösung in petto hat und diese anwenden kann, auch wenn sie nicht hundertprozentig funktioniert. Aber es kann trotzdem das Projekt "retten". Wenn Sie nämlich 5- 6 massive Probleme haben und sie haben keine Lösung, dann können Sie das beste Projekt umbringen."

[3_Transkript TSV RG; Position: 44 - 44; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:13; Gewicht: 0]

External Uncertainty

Socio-ecological

1.

"Wenn man was in einem neuen Land oder Markt entwickelt, ist am Anfang vieles anders ist als man es kennt oder antizipiert. Sie haben natürlich immer eine Legal Unterstützung, die hoffentlich vor Ort schon eine gewisse Expertise haben und helfen können. Aber es wird immer dabei bleiben, dass man bei Umweltthemen oder Einsprüchen von Interessensgruppen, irgendwas kommt womit man vorher nicht gerechnet hat."

[6_Iris_Hesse; Position: 32 - 32; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:54; Gewicht: 0]

2.

"Damit hat hier keiner gerechnet. Also auch Pandemien als ein Novum jetzt erstmalig und was das bedeutet. Da passieren dann solche Sachen wie: die Schiffe können nicht transportieren, es gibt Einreiseverbote. Man möchte keine Externen oder Ausländer ins Land lassen, weil man versucht die Pandemie unter Kontrolle zu bekommen. Es ist ja so, dass zum Beispiel die taiwanische Regierung den Eintritt nach Taiwan erschwert. Das hat natürlich Implikationen auf die Projekte und deren Bauphasen und auch deren Planungen. Das sind die Unsicherheiten, die so vorher seitens der Banken und sicherlich auch der Sponsoren so nicht zu erkennen und zu erwarten waren. Auch Naturkatastrophen sind Unsicherheiten die man nicht greifen kann. Taiwan liegt in einer der seismisch aktivsten Zonen der Welt und es können Tsunamis, Erdbeben entstehen, Gesteine können sich verändern. Das sind Unsicherheiten, die sind ganz schwierig einzuschätzen."

[5_Risikomanager; Position: 5 - 5; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:14; Gewicht: 0]

3.

"Das ist ganz schwierig. Umweltaspekte werden in jedem Land anders bewertet. Auch in Ländern, wo sie gemeinhin eine offensichtlich sichere Umgebung haben, kann es natürlich zu Veränderungen kommen. Das ist tatsächlich schwierig."

[5_Risikomanager; Position: 27 - 27; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:00; Gewicht: 0]

4.

"Social würde ich nicht als stark bewerten. Also Tiere und Naturschutz sind nicht zu unterschätzen, aber auch da hat man schon Erfahrungen gesammelt, wie man es

Lärmschonend bauen und betreiben kann. Dieser Punkt kann eine Herausforderung sein wenn man weg vom europäischen Markt in andere Länder geht. Zum Beispiel der Asiatische Raum wo es in der Zukunft auch mehr Offshore Windparks geben wird. Da könnte es sein, dass vielleicht die lokalen Anforderungen nicht ganz so streng sind wie die, was die internationalen Banken auch fordern. Es gibt gewisse Guidelines, die eingehalten werden müssen. Auch bestimmte Richtlinien, was eben alles geprüft werden muss bei Umwelt und Sozialthemen. Wenn man z.B. in ländlichen, ärmeren Gebieten ist, wo während bestimmte Bauphasen die Lokalen (Fischer) nicht ihrer Arbeit nachgehen können. Sie würden dann Kompensationszahlungen bekommen. Das sind Themen, die sind zwar beherrschbar aber es erfordert auch eine gründliche Prüfung der lokalen Gegebenheiten. Welche Themen könnten auftauchen mit den Menschen, die dort wohnen oder auch mit der Tierwelt?"

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:51; Gewicht: 0]

5.

"Ein weiteres Thema was in letzter Zeit schwierig war, ist die ganze Pandemie, dass z.B. viel mehr Auflagen von den Behörden kamen bzgl. Einhalten von Quarantänezeiten etc. Das kann natürlich immer zu Verzögerungen führen."

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:53; Gewicht: 0]

6.

"Auch gerade dieser Umwelt und Soziale Aspekt merken wir auch an unserer Arbeit, dass der einen größeren Stellenwert einnimmt. Vor allem mit der Tierwelt, Regionen wo schützenswerte Exemplare sind, die durch die Baupreise gestört werden. Im Deutschen europäischen Markt wo man schon ein bisschen länger dabei ist und die Erfahrungswerte hat, weißt man ganz gut wie man mit bestimmten Dingen umgehen kann."

[4_Vertragsmanager; Position: 39 - 39; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:56; Gewicht: 0]

Economic

1.

"Was noch ein Thema war. Du hattest sie auch jetzt, die aktuelle Entwicklung wieder diese starke Inflation, diese Engpässe, bei Gleisen und bei anderen Sachen. Du hattest z.B. vor paar Jahren auch wohl die Situation, dass du Kabel nicht bekamst, Kabeln waren einfach knapp. Du musstest ewig vorher im Prinzip schon deine Kabel bestellen. Du konntest die relevanten Kabel Hersteller an zwei Fingern im Prinzip aufzählen und du musstest auch viel Anzahlung leisten, anderes mehr. Also solche Sachen, wo du auch ein Kräfteverhältnis hast, was halt nicht von Vorteil ist für die Parks. Also das wirst du in der jetzigen Situation sehen, wo Holz zu knapp und teuer ist, dass einige versuchen dir was unterziehen was nicht mehr gut ist oder als Stahl mal sehr teuer war, dass man versucht hat bei den Bauwerken nicht genug Stahl drin zu haben."

[2_Transkript PM; Position: 37 - 37; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:35; Gewicht: 0]

2.

"Wir haben immer mehr Projekte, die jetzt zunehmend auch Marktrisiken im Offshorebereich nehmen müssen. Also nicht von langjährigen, festen Abnahmeverträgen profitieren. Damit kriegst du natürlich ein neues Risiko in diese Projekte. Das führt dazu, dass gerade in Europa du einen sehr intensiven Wettbewerb hast. Da kann es natürlich auch schon mal vorkommen, dass vielleicht, wenn sich da etwas in den Annahmen über diese lange Laufzeit ändert, weil du z.B. eine Wirtschaftskrise hast und weniger Strom benötigt wird und die Preise infolgedessen in den Keller gehen, dann kann es natürlich sein, dass der eine andere Park irgendwann nicht mehr profitabel betrieben werden kann."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 39 - 39; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:31; Gewicht: 0]

Political

1.

"In Taiwan hatte ein Projekt das Problem, dass das Schiff nicht rechtzeitig kam. Aber es gibt auch bei den neuen Projekten zum Beispiel auch das politische Risiko. WPD wollte noch ein Offshore Windpark in Taiwan bauen, was auch schon ziemlich weit in der Entwicklung war und irgendwann kam dann die Behörde und alles gestoppt, weil der Park zu nah am Flughafen liegen würde. Es wurde zwar noch nichts gebaut aber die ganzen Vorarbeiten, Projektentwicklungsschritte sind geleistet worden und jetzt gibt es auch Abschreibungen in ihrer Bilanz. Das sind natürlich Unsicherheiten, mit denen man vorher gar nicht rechnet. Klar prüft man im Zuge der Due Diligence ob die politischen Vorlagen erfüllt sind. Aber manche Änderungen kommen auch erst im Nachhinein wenn die Behörden es sich nochmal anders überlegt haben und doch nicht die finale Genehmigung vergeben. Das war ein großes Thema in Taiwan. Wir wollten auch zusätzlich einen Sponsor reinnehmen, wo die Behörde Bedenken hatten und wir viel Erklärungsarbeit leisten mussten. Dabei ist es wichtig, dass die Banken den die Projektgesellschaft da auch versucht zu unterstützen."

[6_Iris_Hesse; Position: 32 - 32; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:53; Gewicht: 0]

2.

"Aber es wird immer dabei bleiben, dass man bei Umweltthemen oder Einsprüchen von Interessensgruppen, irgendwas kommt womit man vorher nicht gerechnet hat. In Frankreich ist es ein häufiges Thema und auch in Deutschland, wo wir nicht mehr die Einspeisevergütung in dem Maße haben. Auch in Spanien wurden Vergütungssysteme im Nachhinein umgeschrieben, womit man nicht gerechnet hat, da es ein OECD Land ist. Aber diese Eingriffe in gewisse Regularien oder Vorgaben sind eine Quelle von Unsicherheit."

[6_Iris_Hesse; Position: 32 - 32; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:52; Gewicht: 0]

3.

"Gerade in Deutschland, würde man glaube ich sagen, dass es eigentlich vernachlässigbar ist. Das Beispiel Spanien zeigt aber, dass was z.B. Solar angeht, es auch im europäischen Land, wenn sich die Verhältnisse ändern, auch Auflagen aufkommen können. Es gibt zwar Umweltverbände, die einen stärkeren Einfluss nehmen und sagen das muss nochmal

geprüft werden und es geht meistens so aus wie man es erwartet hat, aber zwischendurch gibt es immer Phasen, wo man nicht weiß wie es sich entwickeln wird."

[6_Iris_Hesse; Position: 34 - 34; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:52; Gewicht: 0]

4.

"Die politische Unsicherheit ist jetzt bei uns in Europa zum Beispiel geringer als bei Taiwan. Die wesentliche Unsicherheit ist sicher die Entwicklung der Kosten. Während Operation Maintenance ist eigentlich nicht so viel Unsicherheit drin, weil normalerweise gibt es die Auflage, dass der Hersteller die ersten fünf oder zehn Jahre übernimmt. Meistens hat man 5+ , also mindestens fünf Jahre plus die Option für weitere Jahre mit leicht veränderten Kostenstruktur. Außer es ist wie bei Senvion und es geht jemand wirklich insolvent, dann würde das zu "financial situation" gehören. Politische Unsicherheit würde ich sagen, in Europa eher nicht. In Asien haben wir sie schon ein bisschen stärker."

[6_Iris_Hesse; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:49; Gewicht: 0]

5.

"Wenn Sie überlegen Chile, wo man denkt es ist ein stabiles Land mit einer stabilen Regulatorik, kann zu Veränderungen kommen. Oder eben auch Spanien. Da gab es auch rückwirkend Änderungen im Tarif, das keiner erwartet hatte. Da wurde dann der Tarif geändert und das hat dann natürlich auch auf die Einkommensströme der Projekte negativ ausgewirkt. Es ist schwierig allerdings, eine Abstufung, wie wichtig eine Kategorisierung der Uncertainty ist, vorzunehmen."

[5_Risikomanager; Position: 27 - 27; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:59; Gewicht: 0]

6.

"Im europäischen Kontext würde ich schon sagen, dass die Unsicherheiten beherrschbar sind. Da gibt es ja oft gewisse Ziele und viele Regierungen fördern das auch noch. Das ist der politische Wille dahinter mehr in die Erneuerbaren zu gehen."

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:51; Gewicht: 0]

7.

"In Deutschland ist die Politik auch ein großes Einzelrisiko, und zwar aus dem einfachen Grund, weil unsere Regierung trotz des klaren Bekenntnisses zur Energiewende kein Konzept hat. Es gibt Kohlelobbies, die die Politiker auch nicht verärgern wollen. Also es kann in Deutschland nur eine richtige Energiewende geben, wenn auch eine politische Wende stattfindet. Das ist die Lösung, weil nämlich alles, was bisher gemacht wurde, eigentlich ein stückweit in die verkehrte Richtung ist. Ich war z.B. bei der Novellierung des EEG dabei in 2014 und wenn ich das vergleiche, was uns vom Ministerium aus mehr oder weniger zugesagt wurde, mit was später im Gesetz stand, das war komplett konträr. Es haben sich starke Lobbyisten durchgesetzt, die Windenergie nicht haben wollen. Wenn man das Energiewirtschaftsgesetz sich mal genauer anschaut, die Bedingungen, die da drinstehen, gerade mal was die EEG-Umlage angeht, die jeder Stromverbraucher zahlen

muss. Es war eindeutig gesteuert von der Kohleindustrie, bzw. Von den Kohlekraftwerksbetreibern. Wenn sich zum Beispiel an einer Energiebörse der Preis reduziert, kriegen sie eine höhere EEG Umlage. Die wurde auf einen bestimmten Wert fixiert der dem gutes Einkommen gewährleistet, wenn der Preis sinkt. Zum Beispiel von 8,5 cent was der Fall war letztes Jahr, dann kriegen hier satte 6 Cent pro Kilowattstunde, die sie mit dem Kohlekraftwerk zusätzlich obendrauf zu ihrem normalen Ertrag meist die es schon haben."

[3_Transkript TSV RG; Position: 46 - 46; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:13; Gewicht: 0]

8.

"Die schlechte Novellierung des EEG hat dazu geführt, dass die Kapazitäten, die benötigt würden, in Deutschland deutlich gesunken sind. 800 MW pro Jahr ist nichts für die Industrie. Andere Länder haben ganz andere Ausbauziele. Im Endeffekt war es so, dass von den großen Firmen, die Turbinen gebaut haben, Senvion die am wackeligsten da stand. Die politische Entscheidung das EEG so zu gestalten, hat daneben dazu geführt, dass Senvion insolvent wurde."

[3_Transkript TSV RG; Position: 66 - 66; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:08; Gewicht: 0]

9.

"Aus meiner Sicht ist Regulatorik auch ein Thema. In Deutschland haben wir relativ lange mit einer sehr ordentlichen Vergütung den Offshore Sektor angeschoben. Das zahlen letztendlich die deutschen Stromverbraucher, durch die EEG Umlage. Das hat dazu beigetragen, dass auch vieles gemacht werden konnte und es für alle noch profitabel genug war, was zu machen. Das ist ja auch vom Grundsatz her nicht ganz falsch, dass man Sachen anschiebt und das Thema, dass man rückwirkend in die Vergütungen einberechnen hätte. Das ist in Deutschland glücklicherweise nicht eingetreten. Aber es gab auch mal um 2013 durchaus Diskussionen, ob man eingreifen müsse oder ob man da was machen sollte. Das war in einer anderen Situation, wo man ein bisschen mehr darauf geschaut, dass Geld nicht einfach beliebig vermehren, dass man bisschen wirtschaftlicher, anständiger damit umgeht. Aber da gab's auch Diskussionen letztendlich vor der Bundestagswahl 2013, ob man sich vielleicht eingreifen müsse in die Vergütung. Aber das hat sich in Deutschland nicht materialisiert glücklicherweise. Anders als Onshore, ist Offshore industriepolitisch und großindustriell zu bedeutsam ist, als dass man da eingegriffen hätte."

[2_Transkript PM; Position: 38 - 38; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:35; Gewicht: 0]

Technological Uncertainty

1.

"Bei Wartungen, Construction oder Technologie ist es so, dass es im europäischen Rarum mittlerweile gereift ist."

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:52; Gewicht: 0]

2.

"Die Geeignetheit einer Technologie oder z.B. das Thema, dass eine Impfung oder die Frage z.B. bei den Offshore Windmühlen. Also wie du mit den Methoden umgehst, also musst du z.B. mit Getrauten in keine Betriebe schneiden hast, musst du die komplette Gondel abbauen und an Land bringen und Teile neu herausbringen. Oder kannst du Sachen draußen auswechseln? Es gibt viele verschiedene Sachen die lernt man jetzt erst. Und das hängt jetzt aber auch damit zusammen, wie groß die Gondel ist. Inwieweit man da Sachen wechseln kann oder nicht. Bei einigen ist da noch die Argumentation, die Ja, ich habe eine Reihe von Ersatzgondeln, die liegen sozusagen im Hafen und die kann ich jederzeit ausfahren. Dadurch kann ich schnell im Prinzip die Mühle wieder in Gang bringen und das ist besser, als wenn ich draußen damit operiere. Es sind solche Themen, was die Technologie insgesamt betreffen. Ich glaube, die kannst du nicht weg"

[2_Transkript PM; Position: 34 - 34; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:35; Gewicht: 0]

3.

"Je mehr wir gesehen haben, je mehr Projekte wir gemacht haben, desto besser können wir neue Projekte einschätzen und vergleichen. Das hilft uns natürlich sehr, um zu bewerten, ob die vorgestellten Projekte akzeptabel sind oder nicht. Wenn da Risiken auftauchen, können wir natürlich relativ gut vergleichen, ob wir solche Risiken schon mal an anderer Stelle gesehen haben, wie wir damit umgegangen sind, was da eine Lösung war und ob sie sich möglicherweise im Laufe der Zeit materialisiert haben oder nicht. Von daher ist natürlich dieser Erfahrungsschatz, den man im Laufe der Jahre über den Aufbau des Portfolios bekommen hat, enorm hilfreich, um dann neue Projekte anzugehen. Das gilt für uns, aber das gilt insgesamt für die Industrie. Je mehr Projekte realisiert werden, desto größer ist das Know-how der ganzen Industrie und desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit in meinen Augen, dass Dinge schief gehen. Das hat man auch insgesamt in der Industrie in Europa gesehen, dass das Offshore mittlerweile keine exotische Technologie mehr ist. Du hast viele verschiedene Player in verschiedenen Ländern, die Offshore Projekte erfolgreich umsetzen. Also mir ist kein großes Offshore Projekt bekannt, das so große Probleme hatte, dass es dann nicht fertig gebaut werden konnte oder dass es nach zwei Jahren Betrieb wieder eingestellt wurde, weil es nicht funktioniert hat. Sondern das ist mittlerweile eine etablierte Technologie."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 35 - 35; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:34; Gewicht: 0]

Operation& Maintenance

1.

"Bei "operation" hat man zum Beispiel bei den belgischen Windparks auch Themen wie ständige Reparaturen der Turbinen, die durchgeführt werden müssen. Man versucht es natürlich immer entgegenzusetzen durch Garantien des Herstellers, die erstmal für verantwortlich ist und zum anderen wird in der Due Diligence genau untersucht was für Turbinen Typen es sind, welche Zulassungszertifikate, ob es eine Weiterentwicklung einer bereits bestehenden Turbine ist und wie groß ist die Wahrscheinlichkeit, dass der versprochene Ertrag gebracht werden kann oder nicht. Meistens versucht man den

Turbinen Hersteller mit ins Boot zu holen aber es kann auch sein, dass er insolvent geht. Dann wäre es gut, wenn du noch Garantiezeit hast, die durch einen Aval abgesichert sind. Aber irgendwann wäre das auch verbraucht oder ausgelaufen und dann hat man ein Projekt, wo du nicht weißt was an zusätzlichen Kosten kommen werden und was da noch für Sicherheiten drin ist. Also insofern kann die Unsicherheit auch in der Betriebsphase sein"

[6_Iris_Hesse; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:51; Gewicht: 0]

2.

"Im Offshore Bereich kann immer was schief gehen als im Onshore Bereich. Auch die Wartung ist viel komplexer. Man muss ein gewisses Wetterfenster haben. Wenn man wirklich etwas austauschen muss, kann man sich nicht immer offshore machen. Da hat man andere logistische Herausforderung als bei Onshore, wenn man vielleicht mal ein Blatt abmontieren muss und an Land ziehen muss, um das auszutauschen."

[4_Vertragsmanager; Position: 25 - 25; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:48; Gewicht: 0]

3.

"Traditionell ist es meistens so, dass man in der Bauphase mehr Waiver Anfragen hat. In der Betriebsphase, könnte es unvorhergesehene Reparaturmaßnahmen geben aber an sich ist es meistens ruhiger wenn es gut läuft. Wenn man natürlich eine Situation hat, wo man den Windgutachten deutlich überschätzt hat und merkt, dass das Projekt eigentlich gar nicht so viel Geld verdient, wie wir da ausgerechnet haben. Da hat man vielleicht schon nochmal andere Themen und müsste was am Tilgungsplan anpassen. Aber mit zunehmenden Offshore Windparks hat man auch mehr Daten, sodass die Windgutachten auch verlässlicher werden. Da liegt die Herausforderung wieder in neueren Märkten, wo man vielleicht auch andere Windverhältniss oder auch mit Taifun zu kämpfen hat oder noch nicht so eine große Datenbasis hat, dass man eher mehr Unsicherheiten hat mit der Verlässlichkeit des Windgutachtens."

[4_Vertragsmanager; Position: 37 - 37; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:55; Gewicht: 0]

4.

"Der zentrale Punkt bei Offshore Wind, ist dass du Erreichbarkeitsthemen hast. Du fährst nicht einfach nur ein Service Team hin und reparierst das wie beim Onshore, sondern du musst mit dem Schiff raus. Du hast Wetterfenster und wir haben durchaus in der deutschen Nordsee, teilweise sehr große Küstenentfernung, 100 bis 120km. In Deutschland hat es einigen geholfen, die das von Helgoland aus machen. Da fährst du mit einem Service- und mit einer Errichtungsmannschaft einfach so raus und bist dann schnell vor Ort. Das funktioniert aber nicht bei denen, die ganz weit draußen sind wie zum Beispiel Global Tech. Da war letztendlich die Frage der Errichtungsfenster, Verzögerungen z.B. durch Wetterereignisse, also der Umgang mit dem Wetterrisiko. Da hat man was gelernt in den ersten Jahren und hat noch weiterhin was gelernt."

[2_Transkript PM; Position: 23 - 23; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:20; Gewicht: 0]

5.

"Also wenn wir jetzt bestehende Windparks die unter dem alten EEG eine feste Vergütung kriegen und noch z.B. 10 Jahre den Anspruch haben, dann ist es kein Problem. Themen bei Offshore Wind sind sicherlich, wie bei allen Industriegütern, dass du nach 15 Jahren plötzlich feststellst, dass wesentliche Komponenten ersetzt werden müssen. Das Thema die Langlebigkeit von Offshore Wind ist vom Grundsatz her, dass wir mit jedem Tag schlauer und zuversichtlicher werden, aber wir sind noch im Lernprozess bei dem einen oder anderen Bauteil, einfach weil wir die Betriebsxxx nicht haben. Also z.B. die besonders harschen Umweltbedingungen auf See und Belastbarkeit aller Komponenten bzw. Notwendigkeit dort einzugreifen. Am Ende ist auch die zentrale Frage, wohin deine Opex gehen. Vielleicht kannst du ihn noch weiter betreiben, aber er kostet dich deutlich mehr im Weiterbetrieb. Das Thema ist ob du deine Stromerträge damit noch verdienen kannst. In der jetzigen Welt mit den festen Einspeisevergütungen weniger relevant. Aber wenn du ein Windpark hast, was nicht 195 Euro pro Megawattstunde kriegt, sondern 50 Euro, also dann relativ schnell an die OPEX Grenzen kommst. Um ihn zu betreiben, kostet dich die Megawattstunde auch schon 35 Euro und das Geld kann dann sehr gering oder negativ werden und deswegen musst du dir überlegen wie weit du ran gehst. Also es wird alles mehr auch auf Kante genäht in dem Maße, in dem du die die fette fixe Vergütung aus den Anfangszeiten nicht hast."

[2_Transkript PM; Position: 47 - 47; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:36; Gewicht: 0]

Innovation&Development

1.

"Innovative Components sind auch wichtig, da sollte man eine Zertifizierung haben sonst wird das gar nicht finanziert. Dazu werden auch technische statements vom technical advisor geholt. Natürlich stellt die Projektgesellschaft auch einen Technical Advisor, aber wir als Bank prüfen es nochmal durch einen unabhängigen Dritten."

[6_Iris_Hesse; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:52; Gewicht: 0]

2.

"Zum Beispiel war das ganze O&M Konzept war nicht tragfähig gewesen. Bei der Montage ist das Logistikkonzept war nicht tragfähig. Es gab eigentlich keine Rückfalllösungen. Prinzipiell, wenn Sie ein Projekt mit höherem Risiko ausführen, brauchen Sie auf jeden Fall eine Rückfall-Lösung, sprich Plan B, auf den Sie zurückkehren können, wenn die erste Lösung nicht funktioniert. Es gab bei vielen Dingen eben keine Rückfalllösung und mussten alle noch extra erstellt werden. So hat sich die Zeit dann hingezogen, bis man am Ende so weit war, dass man sagen konnte: Okay, wir können das Risiko eingehen so ein Projekt zu finanzieren,"

[3_Transkript TSV RG; Position: 7 - 7; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:44; Gewicht: 0]

3.

"Da ist zum Beispiel diese Floating Wind Technologie eine recht schicke Lösung. Sie bauen die Turbine fertig auf ein schwimmendes Fundament im Hafen. Schleppen dann

das ganze Ding komplett montiert, raus und vertäuben das. Wir haben dann den Boden zur Anker eingelassen, mit denen sie dann die Plattform verbinden, damit sie nicht vertreiben kann. Allein schon, dass Sie jetzt die Turbine im Hafen installieren, können sie ganz andere Geräte einsetzen, als wir jetzt bei Offshore brauchen. Ein Kran im Hafen am Tag kostet max. 30000 Euro kostet, und zur gleichen Zeit würde mich das Schiff draußen 150000 kosten. Ich spare schon mal hier einen beträchtlichen Betrag ein. Ich kann auch die Vorbetriebsnahme im Hafen machen. Die sogenannte Cold Commissioning und muss die Leute nicht raus bringen, was auch wieder ein Risiko ist. Jeder Mensch, der rausfährt muss entsprechende Sicherheitsschulungen haben, die man am Hafen nicht braucht. Das heißt man kann "günstigeres" Personal einsetzen und lediglich das Hot Commissioning, sprich wenn ich dann Spannung auf die Turbine gebe von der Netzseite her, muss natürlich weiterhin vor Ort draußen gemacht werden. Das ist dann auch das Zusammenspiel zwischen einzelnen Komponenten des Windparks, sprich Turbine, Verkabelung. Bis jetzt habe man noch keine Offshore Substation bei einem Floating Windpark, aber die wird irgendwann kommen. Auch das ist kein Thema. Es gibt schwimmende Kraftwerke mit 100 Megawatt die in der Gegend rum gezogen werden. Da wo sie gerade gebraucht werden, werden sie angedockt und mit dem Netz verbunden. Also wären schwimmende Offshore Substation auch nichts Neues in dem Sinne. Viele Risiken, die Risikomanager in den Banken oder bei Finanziers sehen, sind oft gar keine Risiken."

[3_Transkript TSV RG; Position: 36 - 36; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:23; Gewicht: 0]

4.

"Aus Kreditgeber Sicht ist für uns Innovation und Development z.B. nicht so relevant, weil in der Phase steigen wir ja noch nicht ein, sondern erst, wenn die Projekte so weit vorangetrieben sind, dass sie gebaut werden können. Das ist eher für EK Investoren möglicherweise relevant."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 39 - 39; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:30; Gewicht: 0]

Transport&Construction

1.

"Netzanschluss war unvorhersehbar, im Sinne von man hat überhaupt nicht mit gerechnet, dass das ein Thema sein könnte. Dann war die Insolvenz der Fundamente Hersteller unvorhersehbar und dass es diese Knock on Effekte gibt. Wenn es da gravierende Verzögerungen gibt, dass das dann auf die anderen Pakete durchschlägt."

[6_Iris_Hesse; Position: 26 - 26; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:55; Gewicht: 0]

2.

"Insgesamt ist Construction der Zeitraum wo es am unsichersten ist."

[6_Iris_Hesse; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:50; Gewicht: 0]

3.

"aber die Unsicherheit in der Bauphase ist natürlich deutlich höher, weil man die ganzen Pakete hintereinander kriegen muss."

[6_Iris_Hesse; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:51; Gewicht: 0]

4.

"Das sind zum Beispiel Unsicherheiten, geologischer Natur. Also wie sind die Gründungen vor den Meeren? Da gibt es natürlich auch Gutachten von den Bodengutachtern, die werden herangezogen. Das sind dann die Technical Advisor, (bsp. Wood, der jetzt auch zunächst Taiwan mitbetreut hat). Also [5.2s] es gibt dritte Experten, die wir dann heranziehen, um solche Unsicherheiten wie zum Beispiel geologische Beschaffenheiten einwerten zu können und diese dann auch. Es gab zum Beispiel bei Butendiek oder Yunlin und Changfang gibt es natürlich dieses Risiko, oder für ihre Begrifflichkeit ist das dann als Unsicherheit einzustufen. Das wären zum Beispiel biologische Aspekte, dann eben auch solche wie jetzt Coronabedingt."

[5_Risikomanager; Position: 5 - 5; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:14; Gewicht: 0]

5.

"iele unglückliche Dinge sind zusammengekommen, die letztendlich das worst case Szenario konstituiert haben. Zunächst einmal war dieses Schiff, was die Monopiles transportieren sollen. Da gab es ja ein Schiff, was dann eingesetzt werden sollte zur Setzung der Monopiles und da gab es dann einen technischen Unfall. Es ist eben auch eine Unsicherheit, die man so nicht erwartet haben. Das war ein Gewerk was maßgeblich auch in der Bauphase zum Bauerfolg beiträgt. Der Turm ist einfach umgekippt. Sprich da ist ein Contractor ausgefallen und da musste man Ersatz dafür suchen. Da die Offshore Industrie so eine besondere Industrie ist, gibt es davon natürlich nicht jede Menge Schiffe und dieser Ersatz gab es aber nicht vor Ort. Also man konnte ihn nicht lokal oder regional finden, sondern der Contractor hatte ein ähnliches Schiff in Mexiko. Es gab dann die Überlegung und Versuch ein ähnliches Schiff aus Mexiko zu holen. Dadurch kam es natürlich erst einmal zu Verzögerungen. Der Puffer, also diese contingencies, in Form von Geld und Zeit hätte auch ausgereicht, dieses Schiff von Mexiko nach Taiwan zu bringen. Dann kommt die Pandemie ins Spiel. Die Mannschaft musste in Quarantäne, weil es Coronafälle gaben. Das war auch nicht, das war auch eine Unsicherheit, die so nicht zu erwarten gewesen ist. Also einmal der technische Defekt des massgeblichen Schiffs. Der Ersatz konnte gefunden werden, auch unter Anstrengungen von Zeit und Geld, aber es hätte vielleicht noch gereicht. Dann kommt aber wieder die Pandemie ins Spiel. Diese Korrelation hat dann dazu geführt, dass der Puffer im Grunde schon erschöpft war. Hinzukamen, als es so weit war, dass das Schiff die Monopiles in den Boden rammen konnte. Da sind die Bodenverhältnisse bei den ersten Rammungen unterschätzt worden. Das war die dritte große Unsicherheit noch hinzu. Sprich da mussten auch wieder zusätzliche Untersuchungen stattfinden und die Summe dieser Unsicherheiten hat dann eben zu der Situation geführt, in die Yunlin dann gekommen ist, nämlich kein Geld. Also wir haben einen Funding Shortfall gehabt. Bei Yunlin gab es letztendlich einen ganzen Strauß von Unsicherheiten, die so nicht zu erwarten gewesen sind. Es gab einmal die technische Unsicherheit, menschliches Versagen, dass die Bodenverhältnisse nicht richtig bewertet worden sind, dann die Pandemie."

[5_Risikomanager; Position: 7 - 7; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:03; Gewicht: 0]

6.

"Was am Anfang immer wieder mal passiert sind Gewerke, wo das Unternehmen in die Insolvenz gegangen ist und man muss Ersatz finden. Generell hat man bei Offshore Wind sehr viel mehr Schnittstellen, die man managen muss. Wenn was während der Bauzeit ausfällt, muss man gut gucken, wie man diese einzelnen Gewerke noch gut zusammenbringen kann, dass man trotzdem einigermaßen mit dem Bau durchkommt. Wenn es bei einem Gewerk massive Verzögerungen gibt, hat es gleich einen massiven Einfluss auf die Riesengewerke. Kabelverlegungen oder die Installation von den Fundamenten sind erstmal wichtig, um überhaupt damit täglich die Turbinen und die Blätter aufzustellen. Wenn man dann vielleicht eine Situation hat, wenn Schiffe sich verzögern oder länger brauchen für die Einreise, dann kommt man vielleicht in ein Winterfenster, wo man nicht so gut installieren kann. Also das hat dann schon gleich viel größere Auswirkungen als im Onshore Bereich."

[4_Vertragsmanager; Position: 25 - 25; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:49; Gewicht: 0]

7.

"Traditionell ist es meistens so, dass man in der Bauphase mehr Waiver Anfragen hat. In der Betriebsphase, könnte es unvorhergesehene Reparaturmaßnahmen geben aber an sich ist es meistens ruhiger wenn es gut läuft. Wenn man natürlich eine Situation hat, wo man den Windgutachten deutlich überschätzt hat und merkt, dass das Projekt eigentlich gar nicht so viel Geld verdient, wie wir da ausgerechnet haben. Da hat man vielleicht schon nochmal andere Themen und müsste was am Tilgungsplan anpassen. Aber mit zunehmenden Offshore Windparks hat man auch mehr Daten, sodass die Windgutachten auch verlässlicher werden. Da liegt die Herausforderung wieder in neueren Märkten, wo man vielleicht auch andere Windverhältniss oder auch mit Taifun zu kämpfen hat oder noch nicht so eine große Datenbasis hat, dass man eher mehr Unsicherheiten hat mit der Verlässlichkeit des Windgutachtens."

[4_Vertragsmanager; Position: 37 - 37; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:55; Gewicht: 0]

8.

"Parallel dazu lief dann auch das Projekt Alpha Ventus, wo zwölf Turbinen, ins Wasser gestellt wurden. Da gab es am Anfang auch ziemliche Probleme, denn man hat eigentlich, als man die Multi-Turbinen installieren wollte, festgestellt, dass das Schiff gar nicht auslaufen konnte, weil das Wetter einfach zu schlecht war bzw. das Schiff für dieses Wetter nicht geeignet war. Nochmal zurück zu Borkum West. Es musste überall nochmal nachgebessert werden. Es gab z.B. Lieferverträge, die einfach nicht finanzierungsfähig/bankable waren. Dann gab es auch jede Menge Konzepte, die einfach nicht tragfähig waren. Man hat praktisch nochmal alle Knoten, die schon geknotet wurden, aufgemacht und nochmal nachgebessert."

[3_Transkript TSV RG; Position: 5 - 5; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:46; Gewicht: 0]

9.

"Es gab lediglich ein größeres Thema, was den Netzanschluss anging. Ja, es war der erste Offshore-Converter Dolvin Alpha 400 MW gefertigt von ABB, über sogenannte VSC Technologie. Das Problem war, dass zwischen Windpark und Konverter sich nicht harmonisiert hat. Hintergrund war eigentlich, dass im Windpark selbst verschiedene Typen von Inverter verbaut wurden, wo die Leistung von der Turbine selbst vom Generator auf die Netzanschluss Spannung umsetzen. Da gab es verschiedene Typen, die untereinander wiederum nicht harmonisiert haben und es war immer folgendes Thema: Es gab zwei Kabel, die von der Offshore Substation zu Konverter liefen. Solange nur ein Kabel in Betrieb war, lief das wunderbar. Sobald beide in Betrieb waren, flog der Konverter raus. Die Sicherheitsmechanismen haben dann den kompletten Windpark abgeschaltet. Das ganze Thema zog sich vor über zwei bis zweieinhalb Jahre hin, bis endlich mal für die technischen Lösungen, die man eigentlich schon relativ früh im Blickfeld hatte, auch einen Finanzier gefunden hat. Wer letztendlich bezahlt hat, da hält man sich in Schweigen. Ich gehe mal davon aus, dass sich wahrscheinlich der Windpark und der Netzbetreiber sich die Kosten geteilt haben. Welchem Verhältnis jedoch weiß man nicht"

[3_Transkript TSV RG; Position: 15 - 15; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:42; Gewicht: 0]

10.

"Ein großes Thema war zu dem Zeitpunkt grouting, sprich die Verbindung zwischen dem Monopile und dem Transition Piece. Der Zement ist zerbröseln und Turbinen sind da teilweise in Großbritannien 2-3 Meter abgerutscht. Das Thema hatten wir auch bei uns gehabt und wir hatten eine sehr lange Diskussion mit der Leibniz Universität in Hannover, wo die Spezialisten saßen, was das ganze Thema anging. Glücklicherweise haben wir eigentlich das Problem in Deutschland nie gehabt. Weil es nach deutschen Vorschriften eine Einzelgenehmigung bedurfte, während in Großbritannien der Standard der damals angewandt wurde, natürlich fehlerhaft war und zu den Problemen geführt hat. Die deutsche Lösung bestand darin, sie mussten das dem BSH vorstellen, für jedes Projekt separat und mit den entsprechenden Unterlagen unterfüttert. Das BSA hat dann erst nach relativ langen Hin und Her diese Lösung akzeptiert. Wir hatten deshalb das Glück, dass diese Fälle nicht in Deutschland passiert sind."

[3_Transkript TSV RG; Position: 21 - 21; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:25; Gewicht: 0]

11.

"Bei der Technologie von Windturbinen ist eigentlich das Risiko marginal, weil die heutigen Technologien alle auf vorhergehenden Technologien aufgebaut sind und nicht so, dass jetzt jemand eine komplette Neuentwicklung macht. Das hatte Siemens gemacht, mit direct drive und es hat zum Beispiel xxx Vestas gemacht, indem sie hier eine komplettneue Turbine entwickelt haben. Aber sie haben dort Technologien implementiert, die bereits anderweitig sich bewährt haben. Was die Konstruktion angeht, muss ich natürlich meine Fundamentierung auf die Gegebenheiten auslegen, aber da ist man inzwischen auch schon genug erfahren. Zumal Öl und Gas mit den gleichen Dinge zu kämpfen hat. Installationsmäßig, ist das heute auch kein Thema mehr. Es gibt

genügend Schiffe und genügend Verfahren. Das größte technologische Einzelrisiko eines Windparks ist eigentlich das Bodenrisiko. Man muss schauen, wenn man eine Pfahlgründung macht, dass dort keine Felsschichten sind, die einem verweigern den Pfahl tief genug reinzurammen. In meinen 10 Jahren hatte ich nur einen einzigen Fall erlebt in Richtung bedeuten [0.0s] Landkunde. Nach verschiedensten Berechnungen sind wir 20 Meter weit abgestiegen um auf die Höhe zu kommen, die die Turbinen haben sollte. Wir haben jetzt einen Fall in Taiwan gehabt, wo der Pfahl viel tiefer reinging, als er eigentlich hätte reingehen dürfen. Das war aber menschliches Versagen von der Firma die Pfähle installiert hat. Sie haben mit deutlich zu hohen Schlagkräften gearbeitet, also die Schlagzahl deutlich zu hoch angesetzt. Sie haben ein bestimmtes Gewicht und eine bestimmte schlaggerade, so und so viel Schläge pro Minute. Beide Vorgaben haben sie nicht beachtet. Dann haben sie gemerkt, dass der Pfahl viel schneller reinging als ursprünglich geplant. Es war klar vorgegeben, dass die Eindringgeschwindigkeit maximal zehn Zentimeter pro Minute sein soll und wir haben festgestellt, dass es ungefähr 70 Zentimeter waren. Also das war dann menschliches Versagen aber nicht technisches Risiko. So gesehen sind eigentlich alle technischen Themen beherrschbar."

[3_Transkript TSV RG; Position: 47 - 47; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:12; Gewicht: 0]

12.

"die Synchronisation mit den Netzanschlüssen, also mit den Umspann Stationen in der Nordsee und der nicht rechtzeitigen Fertigstellung mit den damit verbundenen Verzögerungen, was die Einspeisung betrifft, mit den Risiken, die sich aus einem Nicht-Netzanschluss ergeben, dahingehend, dass Offshore Wind ja kein Kraftwerk ist. Wenn da kein Strom da ist, einen gewissen Teil, der nicht bewegt werden kann und über Monate, dann ist das ein Problem auch für die Gewährleistung und anderes mehr. Das war ein Thema in Deutschland. Also letztendlich die deutsche Art und Weise, wie man mit den Umspann Stationen draußen umgegangen ist, dass man teilweise wesentliche Verzögerungen hatte und was das für die Parks bedeutet hat."

[2_Transkript PM; Position: 23 - 23; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:21; Gewicht: 0]

13.

"Da gab es das deutsche Modell, dass sozusagen die Allgemeinheit die Steckdose raus ins Meer legt und im Idealfall ist das synchronisiert. Eine Woche bevor der Park ans Netz geht oder bevor der Park sich drehen kann, liefen draußen die Steckdosen. Aber die Realität war mitunter die: der Park war fertig und die Steckdose dauerte noch drei oder sechs Monate, oder umgedreht. Das ist nicht schön und hat zu Themen geführt. Deswegen hast du dann noch diesen Entschädigungsanspruch gegeben. Die Stromkunden, die die Last der EEG-Umlage zahlen, zahlen auch dafür, dass ein Windpark der fertig ist, aber nicht angeschlossen werden kann und nicht einspeisen kann, 90 Prozent seiner Erträge vergütet bekommt."

[2_Transkript PM; Position: 24 - 24; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:22; Gewicht: 0]

14.

"Du hast die Möglichkeit, vorher den Boden untersuchen zu lassen und die Baugrube erstmal auszuheben und alles ganz umsonst zu untersuchen. Das wirst du aber regelmäßig nicht machen, es kostet viel Geld. Du fängst also an und lässt erstmal alles ausheben und guckst dann. Du hast aber immer das Risiko, dass da plötzlich irgendwie eine wasserführende Schicht ist. Natürlich musst du es irgendwo in den Kontext setzen und die Wahrscheinlichkeiten beim Boden irgendwo wo es ganz flach ist, das vielleicht geringer wie am Taunus kann es vielleicht 40 mal kommen. Also du hast habe ich bei jedem Bauwerk und bei dem auch schon wenn auch immer die Frage was ist im Boden. Da hast du zum einen das Thema, dass Munitionen aus dem Weltkrieg noch da liegen, aber der zentrale Punkt ist der, dass du bei jedem Windpark natürlich Gedanken machen musst, wie sind die Bodenverhältnisse. Bei der Deutschen Bucht hat man vergleichsweise gute Voraussetzungen dafür, dass dort kein Springstoff drin sein wird. Aber es gibt schon in der deutschen Ostsee schwierigere Verhältnisse. Und das sind Themen, die hast du bei jeden auch schon ein paar. Also in Abhängigkeit davon, wo er ist. Aber das kann anspruchsvoll werden und das kann zu deutlich höheren Baukosten führen. Dahingehend, dass du halt erstmal stärkere Monopiles als brauchst. Dass du im Prinzip mehr rammeln muss, dass man es aber vielleicht nicht darf weil du Umweltauflagen hast, das du einen gewissen Geräuschpegel nicht überschreiten darfst."

[2_Transkript PM; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:36; Gewicht: 0]

15.

"wir haben ja schon in den ersten Jahren Projekte gesehen, wo es meistens Probleme mit den Kontraktoren gegeben hat. Also, dass Bauunternehmen ausgefallen und insolvent gegangen sind, dass sie die Verträge aus welchen Gründen auch immer nicht so eingehalten haben. Das hat dann entsprechend in der Regel zu deutlich längerer Bauzeit geführt und infolgedessen zu Mehrkosten. Du musstest dafür Lösungen erarbeiten, die waren dann in der Regel, dass man neue Unternehmen ausgesucht hat. Diese brauchen natürlich eine gewisse Zeit, bis sie so weit waren, dass sie diesen Auftrag übernehmen konnten. Das hat in der Regel viel Zeit und viel Geld gekostet."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 21 - 21; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:38; Gewicht: 0]

16.

"Netzanschluss war auch noch ein großes Thema. Die Projekte sind natürlich angewiesen darauf, dass sie ihre Projekte anschließen können und den erzeugten Strom dann auch wirklich ins Netz speisen können. Zumindest bei den ersten deutschen Projekten war das häufig ein Problem und hat dann auch zu Verzögerungen geführt."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 29 - 29; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:35; Gewicht: 0]

Industry Uncertainty

1.

"Im Offshore Bereich ist es schon so, dass du von vornherein eher große Player hattest, dass die da eine Rolle gespielt haben. Nur in den ganz anfänglichen Phasen hattest du die kleineren Player wie z.B. in Deutschland die wpd oder PNE. Sie haben Projekte entwickelt, die dann aber häufig an größere verkauft wurden. In der Realisationphase hast du sehr häufig mittlerweile schon große Player und in Europa ist es eigentlich so, dass wenn du dir die ganzen neueren Projekte anschaust: Das sind zu einem ganz großen, nicht ausschließlich, aber zu einem ganz großen Teil, große Player. Utilities, Finanzinvestoren wie CIP aus Dänemark und dann wirklich die ganzen Renewable Töchter schon von irgendwelchen großen Staatsutilities, die wie EDF, wie EDP, E.ON [1.3s] und in Deutschland, EnBW und RWE. Dann die ganzen Wicking nur [0.5s] Statkraft aus Norwegen sind auch das große Utilities oder große Player aus der Öl und Gasindustrie. Also in der Realisierungsphase hast du mittlerweile leider zumindest in Europa sehr stark nur die großen Player am Markt."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:39; Gewicht: 0]

Maturity

1.

"Das hat man grundsätzlich schon gesehen aber es war ein bisschen erschreckend am Anfang zu sehen wie erfahren oder unerfahren die Projektgesellschaft auftritt. Borkum war zum Beispiel immer sehr reaktiv. Es wurde erst dann erst agiert, wenn die Vertragspartei auf sie zugekommen ist und merken das und das müssen noch erledigt werden. Bei Global Tech oder Meerwind war das viel proaktiver. Wenn man sieht da kommen Probleme, ist man immer schon mal proaktiv rangegangen und chartern ein zusätzliches Schiff oder verschieben schonmal manch Verträge um da möglichst kosteneffizient rauszukommen. Bei Borkum haben die anderen ihre Notlage dann auch ein Stückweit ausgenutzt. Jetzt bleibt euch gar nichts mehr übrig. Also es wurden Sachen nachverhandeln, wo es fragwürdig ist ob es noch marktkonform war. Hinzu kommt noch das großes Thema bei Offshore, dass man in dieses schlechte Wetterfenster fällt. Ich glaube, da haben alle anderen Projekte deutlich besser nachverhandelt um im Budget zu bleiben."

[6_Iris_Hesse; Position: 26 - 26; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:55; Gewicht: 0]

2.

"Unsicherheiten gibt es natürlich bei sogenannten Pilotprojekten. Nicht so sehr jetzt zum Beispiel in Deutschland oder auch in den skandinavischen Ländern, wo man mit den Offshore Projekten schon eine gewisse Historie und Erfahrungswerte hat. Dennoch, wo es keine gibt für die IPEX oder gab, (mittlerweile hat man da auch schon den ersten Erfahrungsschatz erhalten können), ist im Offshore Bereich Taiwan. Ich denke in Deutschland gab es natürlich auch die Unsicherheiten und vielleicht ähnlich auch wie sie jetzt sehr dramatisch in Taiwan aufgetreten sind."

[5_Risikomanager; Position: 5 - 5; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:13; Gewicht: 0]

3.

"Bei den ersten Projekten muss man einfach die Erfahrung, die Infrastruktur, die Logistik aufbauen. Gerade die ersten Finanzierungen hatten oft auch noch einen relativ großen Bankenkreis. Die ersten deutschen Projekte hätten eigentlich eine Genehmigung für viel mehr Kapazität gesichert, aber man hat gemerkt, dass man gar nicht so viel Liquidität im Markt bekommt. So hat man sich entschieden erstmal nur die Hälfte zu bauen. im Moment ist Asien ein Bereich, wo sich diese Offshore Industrie aufbaut und da hat man manchmal auch Wiedererkennungseffekt, wie das vor ein paar Jahren im deutschen europäischen Raum war. Man stellt sich Fragen was die Verfügbarkeit der Schiffe und die Logistikkette anbelangt. Hat man überhaupt so viel Kapazität am Hafen, um Komponenten zu lagern oder zusammen zu schrauben? Also Fragen rund um die Logistik, das man am Anfang aufbauen muss. Da hat man Entscheidungen die mit anderen Unsicherheiten behaftet sind, als wenn man in einem etablierten deutschen Markt reingeht. Auf der Investorensseite haben sich Investoren auch einfach zusammengetan und auf der Kreditgeberseite sind die Banken vielleicht mit kleineren Ticket reingegangen."

[4_Vertragsmanager; Position: 23 - 23; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:48; Gewicht: 0]

4.

"rein von der Technologie und auch von der Infrastruktur, von den Leuten, auch von den Firmen, hat sich sehr viel Erfahrung aufgebaut. Was ich bekommen habe, konnten im deutschen europäischen Markt die letzten Projekte deutlich problemloser gebaut werden, ohne dass materielle Bauverzögerungen oder große Kostenüberschreitungen. Natürlich ist es interessant, wenn wir in neue Märkte gehen, zum Beispiel nach Asien. Da hat man vielleicht noch nicht so die Infrastruktur oder Erfahrung vor Ort. Was man dann in solchen Märkten auch beachten muss ist die Politik. Zum Teil war es so, dass der politische Wille diese Industrie zu fördern da ist, aber man möchte die lokale Industrie dabei auch fördern. D.h. ein bestimmter Anteil von den Fundamenten muss vor Ort gebaut werden und es darf nicht alles in das Land importiert werden. Dadurch hat man neue Herausforderungen vor Ort wie Fabriken aufzubauen, Leute zu schulen, Infrastruktur herzustellen, die man in gereifte Märkten, schon durch durchlebt hat."

[4_Vertragsmanager; Position: 27 - 27; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:50; Gewicht: 0]

5.

"Bei neuen Märkten hat man natürlich dann die Frage, ob man denn auch immer vor Ort die Leute mit dem Knowhow haben. Also die Verfügbarkeit von Kompetenzen und von Schiffen, weil der Markt vielleicht enger ist."

[4_Vertragsmanager; Position: 33 - 33; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:53; Gewicht: 0]

6.

"In Dänemark war alles über die lokalen Energieversorger gegangen wie DONG oder Energinet. Es gab auch eine Reihe von Offshore Bürger Windparks, wie zum Beispiel Samsø. Da haben dann die Zusammensetzern zum Beispiel so Peace Mühlen. [3.9s]

Es gaben sehr viele Einzelverträge. Da wurden die Turbinen und Fundamente von Bonus, also heutige Siemens Gamesa ins Wasser aufgestellt. Die Elektrik wurde separater vergeben, hat dann ABB gemacht. Das Problem bei dem Projekt war, dass Energinet die eigentliche technische Beratung für diese Bürger-Initiative gemacht hat, die Konzepte, die ABB vorgeschlagen hat, als zu teuer abgelehnt und hat dann auf ihren eigenen Konzepten bestanden, die unserer Meinung nach total unzureichend waren. Es hat sich im späteren Betrieb klar gezeigt, dass die Fehler, die Energinet gemacht hat, sich negativ auf das Projekt ausgewirkt hat. Man hat zum Beispiel statt Leistungsschalter, die mal von Land hätte steuern können, Sicherungslast eingesetzt. Die beide Fehler auslösen und die Sicherungen schlagen. Aber sie müssen mit jemanden wieder in die Anlage rausfahren, um dann den Schalter wieder einzulegen. Es ließ sich also nicht über Remote verstellen, sondern dazu geführt, dass gerade bei schlechten Wetterperioden oftmals 5 6 Turbinen wochenlang standen, nicht produziert haben. Im Endeffekt kann man schon sagen, allein dies. Drei Wochen hat schon gereicht, um einen Mehrpreis von weißem Schorle [0.3s] bezahlen zu können. Da ist meines Erachtens der Entwickler zu blauäugig an die Geschichte gegangen."

[3_Transkript TSV RG; Position: 10 - 10; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 23:43; Gewicht: 0]

7.

"Natürlich haben wir in den Kreditvorlagen geschrieben, dass es ein junger Sektor ist. Ich würde es damit vergleichen, dass wir derzeit in Brüssel, Paris, Mittelmeer, in Frankreich die Initiative für Floating Offshore haben. Da sind vier Projekte ausgeschrieben worden. Das ist aus Sicht der Banken ist das ein ganz wichtiger Zukunftsmarkt. Die Frage ist aber auch, dass das eine vergleichsweise wenig erprobte Technologie ist. Du wirst dir die Frage stellen: Wie interagieren die Komponenten denn? Wir haben zwar Erfahrung mit den Schwimmplattformen aus der Öl- und Gasindustrie und Erfahrung mit den Windmühlen auf festen Fundamenten, aber bisher hatten wir primär Monopiles, die man in den Boden rammt und dann ist oben die Windmühle fest drauf. Jetzt soll auch die Frage sein, wie koexistieren sie und welche Erfahrungen werden da macht. Also führt das möglicherweise zu erhöhtem Verschleiß an dem schwimmenden Fundament im Vergleich zu Öl und Gas, das es dann permanent die Windmühle bewegt. Umgedreht, führen Bewegungen aufgrund des schwimmenden Fundaments zu höherem Verschleiß bei der Mühle im Vergleich zum festen Fundament? Das ist jetzt ein neues Kapitel in der Entwicklung und da stellen sich ähnliche Fragen. Seinerzeit stellte sich also auch die Frage: Wie korrosionsbeständig ist das? Wie gut sind die Sachen?"

[2_Transkript PM; Position: 16 - 16; Erstellt von: yutingsun; 29.07.21 00:18; Gewicht: 0]

8.

"Ganz am Anfang der Offshore Industrie hatte man für viele Dinge keine Erfahrungswerte. Da hat man Erfahrungswerte aus anderen Branchen herangezogen. Also z.B. die Öl- und Gasindustrie, wenn es um die Förderung auf hoher See ging und die Onshore Industrie, wenn es um Wind Technologie ging. Aber das war natürlich ein neues Feld, von daher gaben es für viele, viele Themen jetzt direkt keine Erfahrungswerte, sondern man hat sich versucht über andere Beispiele dem Ganzen anzunähern."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 3 - 3; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 13:05; Gewicht: 0]

9.

"Die Taiwan Projekte sind herausfordernd. Das was wir in Europa vor 10, 15 Jahren hatten, fängt da erst an. Das heißt es ist eine junge Industrie mit entsprechenden Anlaufschwierigkeiten. Du hast große Projekte mit vielen Beteiligten auch auf der Banken Seite. Das ist einfach herausfordernd."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 31 - 31; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:35; Gewicht: 0]

10.

"Je mehr wir gesehen haben, je mehr Projekte wir gemacht haben, desto besser können wir neue Projekte einschätzen und vergleichen. Das hilft uns natürlich sehr, um zu bewerten, ob die vorgestellten Projekte akzeptabel sind oder nicht. Wenn da Risiken auftauchen, können wir natürlich relativ gut vergleichen, ob wir solche Risiken schon mal an anderer Stelle gesehen haben, wie wir damit umgegangen sind, was da eine Lösung war und ob sie sich möglicherweise im Laufe der Zeit materialisiert haben oder nicht. Von daher ist natürlich dieser Erfahrungsschatz, den man im Laufe der Jahre über den Aufbau des Portfolios bekommen hat, enorm hilfreich, um dann neue Projekte anzugehen. Das gilt für uns, aber das gilt insgesamt für die Industrie. Je mehr Projekte realisiert werden, desto größer ist das Know-how der ganzen Industrie und desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit in meinen Augen, dass Dinge schief gehen. Das hat man auch insgesamt in der Industrie in Europa gesehen, dass das Offshore mittlerweile keine exotische Technologie mehr ist. Du hast viele verschiedene Player in verschiedenen Ländern, die Offshore Projekte erfolgreich umsetzen. Also mir ist kein großes Offshore Projekt bekannt, das so große Probleme hatte, dass es dann nicht fertig gebaut werden konnte oder dass es nach zwei Jahren Betrieb wieder eingestellt wurde, weil es nicht funktioniert hat. Sondern das ist mittlerweile eine etablierte Technologie."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 35 - 35; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:33; Gewicht: 0]

11.

"Man macht die Finanzierung auch immer mit anderen Beteiligten, anderen Banken. Gerade im Offshore Bereich macht man das in der Regel nicht alleine. Im Laufe der Zeit hat sich ein Kreis an Bankern und Beratern etabliert. Da ist natürlich ein regelmäßiger Austausch."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 45 - 45; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:43; Gewicht: 0]

12.

"Aber die Unsicherheiten gerade in Europa sind mittlerweile viel geringer und man hat wirklich viele Sachen erlebt hat. Dementsprechend ist die Wahrscheinlichkeit, dass das schief geht, mittlerweile deutlich geringer als noch vor 15 Jahren war."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 47 - 47; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:44; Gewicht: 0]

Competitive landscape

1.

"Umweltrisiken, ist bei Wind marginal ist. Wir müssen darauf achten, was Offshore Wind angeht, dass wir die Lärmschutzmaßnahmen durchführen, um z.B. Schwarzwale nicht zu vergraulen. Sie müssen nur vergrämt werden, damit sie die Regionen verlassen, bevor man mit dem Rammen anfangen. Sozial ist Offshore Wind eigentlich kein Thema. Es kann ein Thema werden, was Vogelzug angeht, speziell im Ostsee Bereich, weil da kommen von Skandinavien die Schöbel [0.0s] über die Ostsee geflogen. Also Vogelmigration war auch schon ein Thema in der Nordsee. Allerdings wurde das recht zufriedenstellend gelöst. Die Nordsee ist nicht das große Migrationsgebiet, höchstens die Ränder Richtung Wattenmeer."

[3_Transkript TSV RG; Position: 47 - 47; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:12; Gewicht: 0]

2.

"Ja, das hat sich alles irgendwie konzentriert. Also wenn man von kleineren redet, gibt es zum Beispiel eine wpd, die aber inzwischen auch schon 18 Offshore Windparks gebaut hat. Dass das wirklich eine Firma ihren allerersten Offshore Park alleine baut, gibt es eigentlich gar nicht mehr. Die wpd ist eine kleine Firma aber sie haben ein sehr breites Portfolio, was Offshore und Onshore Wind angeht. Sie sind gewisse Risiken eingegangen, haben aber die Risiken sehr gut beherrscht. Die Windparks, die wir mit denen gemacht haben, also z.B. Nordergründe, was an der Weser Mündung liegt und sehr viel Sandbewegung stattfinden, ist eigentlich alles super gelaufen."

[3_Transkript TSV RG; Position: 51 - 51; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:11; Gewicht: 0]

3.

"Das war gerade speziell in Großbritannien der Fall, da wurden viele kleinere Parks von größeren Firmen übernommen. Man übernimmt da komplette Firmen. Für jedes Projekt gibt es eine eigene Special Purpose Company. Wenn man nur ein Projekt kaufen würde, müsste ich Mehrwertsteuer bezahlen. Also kauft man die komplette Firma und in Großbritannien war es häufiger der Fall. Da sind Player wie die EDP aus Portugal oder die ENG [0.0s] aus Frankreich mit eingestiegen und haben sich dann mal ein Projekt eingekauft, teilweise auch komplett gekauft. In Deutschland hatte Nordland Power zwei kleinere Projekte gekauft. In Deutschland haben viele Kleine angefangen aber als sie nach und nach zur Realisierung kam, dann doch die Großen zugepackt haben. Ja, sehr viele haben es auch so gemacht, die haben das Projekt praktisch soweit es ging entwickelt. Nehmen wir Baltic Eagle in der Ostsee von Seawind, der auch verkauft wurde, als es dann in die Realisierungsphase ging, da es einfach eine Nummer zu groß war. So war es auch in der Nordsee mit der Firma Geo, die bei 5-6 Windparks beteiligt waren und letztendlich haben sie ihre Anteile auch an größere Firmen verkauft. Sie haben z.B. den Bürger Windpark Butendiek an wpd verkauft."

[3_Transkript TSV RG; Position: 53 - 53; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:11; Gewicht: 0]

4.

"Die größten sind auf jeden Fall Orsted, Vattenfall, Innogy (sie haben die Geschäfte von der EON übernommen). In Großbritannien gibt es die National Wind Power und Scottish Southern (SSE). In Portugal EDP, die in einigen Offshore-Windparks in Großbritannien beteiligt sind. Dann die ENGIE definitiv, EDF, wpd. Also so 10 bis 15 Player die mindestens 70 Prozent des Marktes in Europa teilen. Auch in Taiwan sind eigentlich auch nur europäische Player, die da mitspielen. In Japan sieht es fast genau so aus, dass da viele Europäer Joint-Venture mit Japanern bilden und dann dort tätig werden. Sie machen überwiegend Floating Wind weil Japan sehr steile Küsten hat."

[3_Transkript TSV RG; Position: 57 - 57; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:11; Gewicht: 0]

Energy Market

1.

"Bei "economic" kommt es auf die Struktur der Finanzierung an. Also wenn wir eine feste Einspeisevergütung haben, ist das eigentlich nicht so ein Thema. Kann natürlich eine Unsicherheit sein, wenn man das wirklich abändert wie in Spanien mit Solar. Aber klar, wir haben auch Projekte mit Marktpreis Risiko, eher im Onshore Bereich und da muss man natürlich gucken wie die Marktpreisentwicklung und es schlägt sich teilweise durch. Z.B. wenn man Schwedische Onshore Windparks baut, ist es eine große Unsicherheiten und die Preise haben sich auch ganz anders entwickelt als vor 10 Jahren noch angenommen hat. Es ist damals anders motiviert worden. Offshore-bezogen jetzt nicht so."

[6_Iris_Hesse; Position: 40 - 40; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 21:50; Gewicht: 0]

2.

"Die Änderung des Verfahrens erfolgte auf Druck von der EU, dass man hier Ausschreibung macht, und es hat sich auch einiges verschoben. Während man bspw. In der Vergangenheit das Projekt komplett selbst durchentwickelt hat, überlässt man jetzt das man entwickelt hat kosten los dem Bund (ohne Kompensation). Dann wird das Areal ausgeschrieben (so und so viel Megawatt) und jeder kann sich drauf bewerben, der der Meinung ist, er könne das günstiger bauen als ein anderer. Es ist natürlich so, dass eine Firma wie zum Beispiel die EnBW Energie Baden-Württemberg. Die hat natürlich gewisse Vorteile. Die sind auf einmal auf der Erzeugerseite und einmal auf der Verteilungsseite. Wenn man es genau nimmt, sitzt zwischendrin noch die Übertragungsnetzseite - BW Transportnetz. Das heißt, Sie können sich selbst ein PPA geben und sagen: Okay, ich brauche deshalb auch keine Förderung. Kommt es sofort zum Zuge? Ja. Ich, mein hoher seelischer mit subventioniere ist ja nichts anderes. Na, so geschehen. [17.1s] Wenn er die Möglichkeit hat, Strom abzusetzen, da kann er günstig anbieten."

[3_Transkript TSV RG; Position: 68 - 68; Erstellt von: yutingsun; 28.07.21 21:07; Gewicht: 0]

3.

"Also ich glaube nicht so sehr wie im Onshore Bereich. Im Offshore Bereich ist es schon so, dass du von vornherein eher große Player hattest, dass die da eine Rolle gespielt haben. Nur in den ganz anfänglichen Phasen hattest du die kleineren Player wie z.B. in Deutschland die wpd oder PNE. Sie haben Projekte entwickelt, die dann aber häufig an größere verkauft wurden. In der Realisationphase hast du sehr häufig mittlerweile schon große Player und in Europa ist es eigentlich so, dass wenn du dir die ganzen neueren Projekte anschaust: Das sind zu einem ganz großen, nicht ausschließlich, aber zu einem ganz großen Teil, große Player. Utilities, Finanzinvestoren wie CIP aus Dänemark und dann wirklich die ganzen Renewable Töchter schon von irgendwelchen großen Staatsutilities, die wie EDF, wie EDP, E.ON [1.3s] und in Deutschland, EnBW und RWE. Dann die ganzen Wicking nur [0.5s] Statkraft aus Norwegen sind auch das große Utilities oder große Player aus der Öl und Gasindustrie. Also in der Realisierungsphase hast du mittlerweile leider zumindest in Europa sehr stark nur die großen Player am Markt."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 19 - 19; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:40; Gewicht: 0]

4.

"Wir haben immer mehr Projekte, die jetzt zunehmend auch Marktrisiken im Offshorebereich nehmen müssen. Also nicht von langjährigen, festen Abnahmeverträgen profitieren. Damit kriegst du natürlich ein neues Risiko in diese Projekte. Das führt dazu, dass gerade in Europa du einen sehr intensiven Wettbewerb hast. Da kann es natürlich auch schon mal vorkommen, dass vielleicht, wenn sich da etwas in den Annahmen über diese lange Laufzeit ändert, weil du z.B. eine Wirtschaftskrise hast und weniger Strom benötigt wird und die Preise infolgedessen in den Keller gehen, dann kann es natürlich sein, dass der eine andere Park irgendwann nicht mehr profitabel betrieben werden kann."

[1 Transkript Projektmanager; Position: 39 - 39; Erstellt von: yutingsun; 11.07.21 16:31; Gewicht: 0]



Frankfurt School
FS-UNEP Collaborating Centre
for Climate & Sustainable Energy Finance

FS-UNEP Collaborating Centre
Frankfurt School of Finance & Management
Adickesallee 32-34
60322 Frankfurt am Main

<http://fs-unep-centre.org>
www.frankfurt-school.de

E-Mail: fs_unep@fs.de
Phone: +49 (0)69 154008-604
Fax: +49 (0)69 154008-670

