Fraunhofer
IWES

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR WINDENERGIESYSTEME, IWES

EVALUATION VERSCHIEDENER WEITERBETRIEBS- UND NACHNUTZUNGSSZENARIEN VON OFFSHORE WINDPARKS UND OFFSHORE-NETZANBINDUNGSSYSTEMEN IN DER DEUTSCHEN BUCHT

Dr. Torge Lorenz, Dr. David Baumgärtner, Dr. Bernhard Stoevesandt, Sanaz Weis und Jonas Kaczenski

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES
Am Seedeich 45, 27572 Bremerhaven

Projektnummer: 11-27333
Im Auftrag des:

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Berechtigte Personen: Teilnehmer der vom BDEW organisierten und beauftragten Studie zur Evaluation verschiedener Nachnutzungsszenarien von Offshore Windparks und Offshore-Netzanbindungsanlagen in der Deutschen Bucht

Kurzfassung

Die Studie untersucht die Möglichkeiten des Weiterbetriebs bestehender Offshore-Windparks (OWP) am Beispiel des „DolWin-Clusters“ und der dazugehörigen Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) über ihre ursprüngliche Betriebszeit hinaus. Ziel ist es, die Vor- und Nachteile des Weiterbetriebs im Vergleich zu Rück- und Neubau auf eine praxisgerechte Weise zu analysieren und zu diskutieren.

Hierfür werden fünf verschiedene Szenarien ausgewertet, die unterschiedliche Möglichkeiten der zeitlichen Umsetzung der Außerbetriebnahme der einzelnen Flächen im „DolWin-Cluster“ darstellen. Diese Szenarien beinhalten sowohl die Umsetzung einer frühestmöglichen Außerbetriebnahme als auch einer generellen Laufzeitverlängerung um bis zu 10 Jahre. In den weiteren, koordinierten Szenarien werden verschiedene Möglichkeiten untersucht, die Außerbetriebnahme der Parks innerhalb eines Gebiets zeitlich abzustimmen. Grundannahme ist, dass ein Neubau in einem Gebiet erst erfolgen kann, wenn alle alten Parks in dem Gebiet rückgebaut worden sind.

Für die zu erwartenden Stromerträge und die Offshore-Logistik-Prozesse während des Betriebs, Rückbaus und Neubaus wurden dafür ausführliche Modellierungsstudien durchgeführt. Für die Ertragsberechnungen wurden Windfelder in der Nordsee mit einem mesoskaligen numerischen Atmosphärenmodell simuliert und die dabei auftretenden Nachlaufeffekte in OWPs mit dem IWES-Tool FOXES berechnet. Die Simulation der Offshore-Logistik während der Betriebsphase der OWPs sowie des Rück- und Neubaus erfolgte mit der vom IWES entwickelten Software OffshoreTIMES.

Die volkswirtschaftliche Bewertung der Szenarien erfolgt über einen Kostenindex, zu dessen Berechnung der in einem Szenario erzielte Stromertrag durch die Gesamtkosten geteilt wird. Die Gesamtkosten setzen sich in diesem Fall aus den Betriebskosten der OWP und der ONAS zusammen, sowie den Rück- und Neubaukosten, die nach Außerbetriebnahme der Bestandswindparks anfallen. Der Kostenindex und der Stromertrag, der über den Betrachtungszeitraum 2040-2066 in den jeweiligen Szenarien erzielt wird, sind in Tabelle K.1 aufgelistet.

Tabelle K.1: Kostenindex und normierte Stromerträge über den Zeitraum 2040-2066 für die fünf Weiterbetriebs-Szenarien. Ein niedrigerer Kostenindex steht für niedrigere Kosten pro erzieltem Ertrag.

	Kostenindex	**Kostenindex relativ zu Szenario 1**	**Stromertrag relativ zu Szenario 1**
Szenario 1 (kein Weiterbetrieb)	55,18 €/MWh	1,000	1,000
Szenario 2 (pauschal 10 J. Weiterbtr.)	49,30 €/MWh	0,893	0,951
Szenario 3 (koordinierter Weiterbtr. 1)	52,05 €/MWh	0,943	1,048
Szenario 4 (koordinierter Weiterbtr. 2)	50,76 €/MWh	0,920	1,039
Szenario 5 (koordinierter Weiterbtr. 3)	53,6 €/MWh	0,973	1,106

Ein zentrales Ergebnis der Studie ist, dass der Weiterbetrieb bestehender Windparks unter wirtschaftlich günstigen Bedingungen Stromerträge generieren kann. Alle in dieser Studie untersuchten Weiterbetriebs-Szenarien ergeben einen niedrigeren Kostenindex als Szenario 1 ohne Weiterbetrieb. Diese Erträge entstehen ohne Rück- und Neubaukosten, insbesondere gesellschaftliche Kosten für den Netzanschluss und Preisstützungssysteme. Zudem können bestehende Netzanbindungen und Lieferketten genutzt werden. Allerdings führen erhöhte Fehlerraten in OWP, die länger als 25 Jahre betrieben werden, mit der Zeit zu niedrigeren Stromerträgen. Der durch den Weiterbetrieb erzielte Ertrag fällt umso höher aus, desto besser koordiniert der Weiterbetrieb innerhalb einer Fläche durchgeführt wird. Ebenfalls geht aus den Ergebnissen hervor, dass der Betrieb der neubebauten Flächen wirtschaftlicher wäre, weil mehr Strom zu niedrigeren Betriebskosten erzielt wird. Dieser Mehrgewinn fordert jedoch Investitionskosten von insgesamt 23,65 Milliarden €. Der Neubau ginge außerdem mit potentiell folgenschweren Eingriffen ins Ökosystem und hohen Anforderungen an die Lieferketten einher.

Abschließend betrachtet wird anhand der Ergebnisse dieser Studie geschlussfolgert, dass Formen des koordinierten Weiterbetriebs zu einem erhöhten Energieertrag bei einem niedrigeren Kostenindex führen können (siehe Szenario 3 und 4 in Tabelle K.1). Gleichzeitig stellen diese Szenarien vergleichsweise moderate Anforderungen an die Lieferketten und führen zu niedrigeren Belastungen des Ökosystems im Vergleich zum frühzeitigeren Rückbau der Bestandswindparks. Die Ergebnisse dieser Studie beziehen sich vorerst auf die Gebiete des DolWin-Clusters. In Bezug auf den Weiterbetrieb in anderen Clustern erscheint immer eine genaue Einzelfallbetrachtung sinnvoll.

Executive Summary

The presented study investigates the possibilities of continuing the operation of existing offshore wind farms (OWP) using the example of the "DolWin cluster" and the corresponding offshore grid connection systems (ONAS) beyond their original operating period. The aim is to analyze and discuss the advantages and disadvantages of continued operation compared to decommissioning and new construction in a practical manner.

To this end, five different scenarios are evaluated, representing various options for the timing of the decommissioning of the individual sites in the "DolWin cluster." These scenarios include both the implementation of the earliest possible decommissioning and a general extension of the operating period by up to 10 years. In the subsequent coordinated scenarios, various options for timing the decommissioning of the offshore wind farms within an area are examined. The basic assumption is that new construction in an area can only take place once all old wind farms in that area have been decommissioned.

Extensive modeling studies have been conducted to estimate the expected energy yields and offshore logistics processes during operation, decommissioning, and new construction. For yield calculations, wind fields in the North Sea were simulated using a mesoscale numerical atmospheric model, and the resulting wake effects in OWPs were calculated with the IWES tool FOXES. The simulation of offshore logistics during the operational phase of the OWPs, as well as during decommissioning and new construction, was carried out with the software OffshoreTIMES developed by IWES.

The economic evaluation of the scenarios is conducted via a cost index, which is calculated by dividing the energy yield achieved in a scenario by the total costs. The total costs in this case comprise the operating costs of the OWP and the ONAS, as well as the decommissioning and new construction costs incurred after the decommissioning of the existing wind farms. The cost index and the energy yield achieved in the respective scenarios over the evaluation period 2040-2066 are presented in Table E.1.

Table E.1: Cost index and normalized energy yields over the period 2040-2066 for the five continued operation scenarios. A lower cost index indicates lower costs per achieved yield.

	Cost Index	Cost Index relative to Scenario 1	Energy Yield relative to Scenario 1
Scenario 1 (no continued operation)	55,18 €/MWh	1,000	1,000
Scenario 2 (flat 10y. continued operation)	49,30 €/MWh	0,893	0,951
Scenario 3 (coordinated continued operation 1)	52,05 €/MWh	0,943	1,048
Scenario 4 (coordinated continued operation 2)	50,76 €/MWh	0,920	1,039
Scenario 5 (coordinated continued operation 3)	53,6 €/MWh	0,973	1,106

A central finding of the study is that the continued operation of existing wind farms can generate energy yields under economically favorable conditions. All continued operation scenarios examined in this study result in a lower cost index than Scenario 1 with no continued operation. These yields arise without decommissioning and new construction costs, especially societal costs for grid connections and price support systems. Additionally, existing grid connections and supply chains can be utilized. However, increased failure rates in OWPs operated for longer than 25 years eventually lead to lower energy yields. The yield generated through continued operation is higher the better the coordination of continued operation within an area. The results also indicate that the operation of newly constructed areas would be more economical, as more energy would be generated at lower operating costs. However, this additional profit requires investment costs totaling €23.65 billion. The new construction would also be associated with potentially significant interventions in the ecosystem and high demands on supply chains.

In conclusion, based on the results of this study, it can be inferred that forms of coordinated continued operation can lead to increased energy yield with a lower cost index (see Scenario 3 and 4 in Table E.1). At the same time, these scenarios impose comparatively moderate requirements on supply chains and result in lower burdens on the ecosystem compared to the earlier decommissioning of existing wind farms. The results of this study initially relate to the areas of the DolWin cluster. Regarding continued operation in other clusters, a thorough case-by-case examination always appears reasonable.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung **3**

Executive Summary **4**

Inhaltsverzeichnis **5**

1 Einleitung **7**

2 Arbeitsschritte **10**

2.1 Hypothesen zum Ausbau in den Simulationen: 10

2.2 Szenario-Berechnungen: 10

3 Erstellung der Windfelder entsprechend der Hypothesen **12**

4 Ertragssimulation mit FOXES **13**

4.1 Szenario 1: Park-Aus nach 25 Jahren 16

4.2 Szenario 2: Alle Parks laufen 25 + 10 Jahre 17

4.3 Szenario 3: Betrieb der Gebiete, bis der erste Park 35 Jahre erreicht hat 18

4.4 Szenario 4: Wie Szenario 3, nur Betrieb in N-3 bis 2057 18

4.5 Szenario 5: Betrieb bis der letzte Park eines Gebiets 25 Jahre erreicht hat 19

4.6 Erträge aus den Szenarien 20

5 Simulation der Offshore-Prozesse mit OffshoreTIMES **22**

5.1 O&M-Modellierung 23

5.1.1 OffshoreTIMES Ergebnisse der Verfügbarkeiten 28

5.1.2 OffshoreTIMES Ergebnisse der direkten O&M-Kosten 30

5.2 Rückbau- und Neubaukosten 31

6 Auswertung und Diskussion **32**

6.1 Normierter Kostenindex und Stromerträge 33

6.2 Sonstige Betrachtungen 36

6.2.1 CO_2-Bilanz 36

6.2.2 Ressourcen und Kapazitäten 36

6.2.3 Ökologie 37

6.3 Diskussion 37

7 Literaturverzeichnis **40**

Anhang A: OffshoreTIMES Ergebnisse der Verfügbarkeiten (Szenario 2-5) 42

Anhang B: OffshoreTIMES Ergebnisse der direkten O&M-Kosten (Szenario 2-5) 44

Anhang C: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil I 46

Anhang D: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil II 50

Anhang E: Offshore Logistik Ressourcen 53

Anhang F: Rück- und Neubauprozesse 54

Abbildungsverzeichnis **56**

Tabellenverzeichnis **58**

1 Einleitung

Abgesehen vom Windpark Alpha Ventus laufen die Betriebsgenehmigungen der Windparks in der Deutschen Bucht noch bis weit über 2035 hinaus. Dies scheint weit entfernt zu sein, doch ist es für die Planung des Betriebs und den Abbau der Anlagen schon jetzt von erheblicher Bedeutung, einen möglichen Weiterbetrieb und die Zeiträume, die dieser umfassen könnte, einzuplanen. Die Studie hat das Ziel, praxisgerechte Vorschläge für die Frage des Weiterbetriebs von bestehenden Offshore-Windparks (OWPs) und Offshore-Netzanbindungssystemen (ONAS) zu machen. Hierfür werden die Vorteile und Nachteile des Weiterbetriebs von OWPs und ONAS im Vergleich zu einer direkten Nachnutzung (Rück- und Neubau) anhand des Beispielclusters „DolWin", welcher die Gebiete N-1, N-2 und N-3 aus dem Flächenentwicklungsplan (FEP) des Bundesamts für Schifffahrt und Hydrographie (BSH) umfasst (BSH 2023), in Hinblick auf verschiedene Auswertungsparameter (siehe Kap. 2.2) wissenschaftlich untersucht.

Die Analyse umfasst daher Fragen zu

- den zukünftigen Flächenverfügbarkeit für OWPs und ONAS,
- den gesetzlichen Vorgaben aus § 4 Abs. 2 WindSeeG hinsichtlich eines geordneten und flächensparsamen Offshore-Wind-Ausbaus sowie einer geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung der ONAS,
- den gesetzlichen Vorgaben aus § 17d Abs. 3 EnWG hinsichtlich des Anschlussanspruchs gekoppelt an die Zulassungsentscheidung,
- den technischen Restriktionen der Anlagen (z. B. des Einsatzes von Mutter-Tochter-Plattformen)
- sowie der im Flächenentwicklungsplan geplanten Zusammenlegung bestehender kleinerer Offshore-Windpark-Flächen zu größeren Flächen mit zukünftiger Anbindung an 2 GW ONAS und anderer Nachnutzungserwägungen.

Die Studie wurde anhand des „DolWin-Clusters" erstellt, welcher aus den nachfolgend dargestellten OWPs und den dazugehörigen ONAS (Abbildung 1.1 und Tabelle 1) besteht. Dieses Cluster wurde als Beispielcluster für die Analyse festgelegt, da die darinstehenden OWPs zu den ersten gehören werden, die zukünftig außer Betrieb gehen und ein gut abgegrenztes Gebiet umfassen, das eine gute Analyse von Auswirkungen verschiedener Szenarien erlaubt.

Bei der Entwicklung einer umfassenden Datenbasis für die Studie sind unter anderem anlagenspezifische Angaben zu folgenden Aspekten einzubeziehen: Jahre der Inbetriebnahme (IBN) der Anlagen (gemäß Marktstammdatenregister), offizielle Genehmigungszeiträume und vertragliche Vorgaben zum Rückbau der Anlagen (nach Betreiberangaben), Design-Lebenszeit der ONAS, und zu berücksichtigende Restriktionen durch Mutter-Tochter-Plattformen (nach Betreiberangaben).

Tabelle 1: Überblick über die Windparks im DolWin-Cluster und ihre Laufzeit.

OWP				**ONAS**	
Bezeichnung (Fläche)	**MW**	**IBN-Jahr**	**Genehmigungs-ende**	**Bezeichnung**	**IBN-Jahr**
Alpha Ventus	60	2010	2030-5	alpha ventus	2009
Borkum Riffgrund 1	312	2015	2040	DolWin1 (800 MW)	2015
Trianel Borkum 1	200	2015	2040		
Trianel Borkum 2	200	2020	2045		
Nordsee One	332	2017	2042	DolWin2 (916 MW)	2016
Gode Wind 1	332	2016	2041		
Gode Wind 2	252	2016	2041		
Borkum Riffgrund 2	450	2018	2043	DolWin3 (900 MW)	2018
Merkur Offshore	396	2019	2044		
Borkum Riffgrund 3	913	2025	2050	DolWin5 (NOR-1-1)	2025
Gode Wind 3	242	2024	2049	DolWin6 (NOR-3-3)	2023
NC A (N-3.7; N-3.8)	225; 433	2026	2051		
NC B (N-3.5; N-3.6)	420; 480	2028	2053	DolWin4 (NOR-3-2)	2028

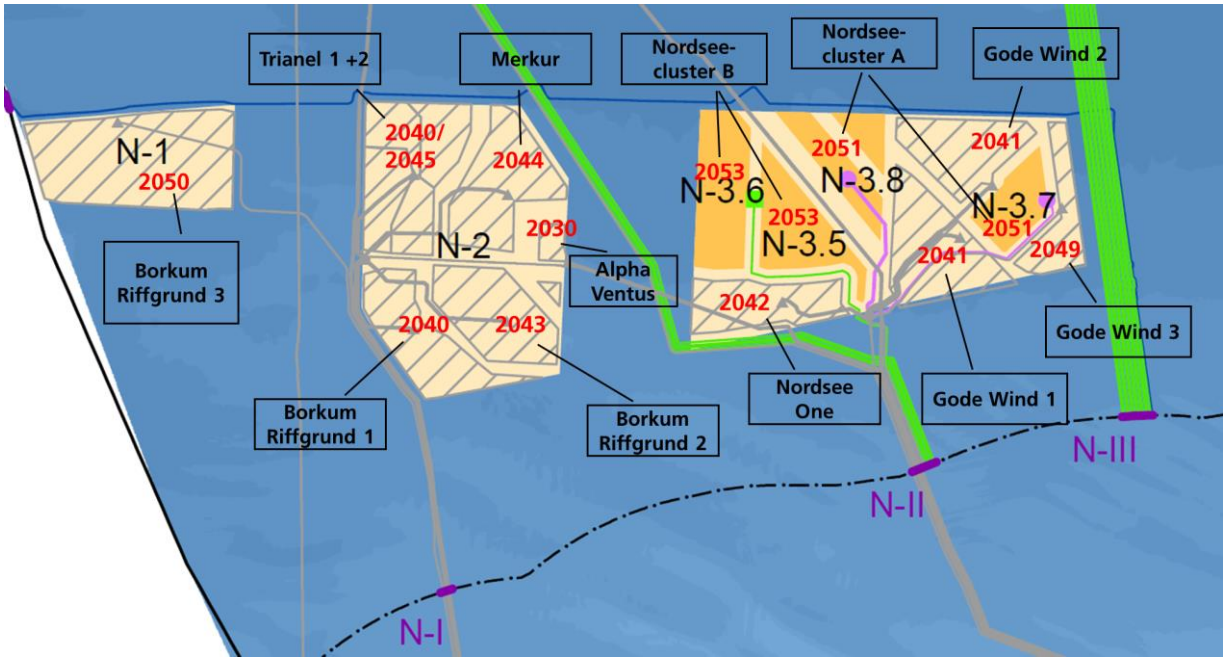

*Abbildung 1.1: Darstellung des DolWin-Clusters inkl. Angaben zum Genehmigungsende * (rot) und zur Bezeichnung der OWPs (BSH 2023)*

2 Arbeitsschritte

2.1 Hypothesen zum Ausbau in den Simulationen:

Für die Analyse der Windenergieerträge der OWPs im Cluster in den verschiedenen Weiterbetriebsszenarien wurden Hypothesen aufgestellt, welche die zukünftigen Randbedingungen definieren. Für die Studie wurde ein Zeitraum ab 2040 bis über das Jahr 2060 hinaus festgelegt. In einem so weit entfernt liegenden Zeitraum können sich Randbedingungen, welche die Ergebnisse beeinflussen können, auf unterschiedliche Weisen verändern. Deshalb wurden in Treffen mit den beteiligten Unternehmen für die angenommenen Nachlaufsituationen drei verschiedene Hypothesen aufgestellt, für die jeweils eine separate Ertragsberechnung ausgeführt wird:

Hypothese 1 Es erfolgt ein Ausbau der Windenergie entsprechend den Szenariensimulationen für den FEP 2023 (BSH 2023). Auf der niederländischen Seite werden die bekannten, ausgewiesenen Flächen in gleicher Weise ausgebaut [1] . Das heißt, für die Dimension der Windenergieanlagen, dass nach dem Jahr 2030 alle Flächen mit 22 MW-Anlagen bebaut werden.

Hypothese 2 So wie Hypothese 1, aber auf niederländischer Seite werden die an N-1 angrenzenden Parks bei einem gleichzeitigen Neubau nur auf 2 MW/km² ausgebaut[2].

Hypothese 3 So wie Hypothese 1, aber die Parks in N6, N7 und N8 werden neu mit 30 MW Anlagen bebaut. Der Ausbau im DolWin-Cluster erfolgt aber weiterhin nur mit 22 MW Anlagen, da eine noch größere Anlagendimension dazu führen würde, dass die Anlagen sehr deutlich von den Ostfriesischen Inseln sichtbar würden, was zu Akzeptanzproblemen führen könnte[3].

Diese verschiedenen Hypothesen führen zu unterschiedlichen Nachlauffeldern in den untersuchten Windparks, welche als Eingang in die Szenarien-Berechnungen genutzt wurden.

2.2 Szenario-Berechnungen:

Aufbauend auf den Randbedingungen wurden verschiedene Szenarien anhand des DolWin-Clusters berechnet und miteinander verglichen. Die gemeinsam festgesetzten Randbedingungen dafür waren: Nach dem Neubau gibt es nur 2 GW Flächen, soweit dies technisch möglich und vertretbar ist. Gebaut werden ausschließlich 22 MW Anlagen. Für den Abbau und Neubau wird pro Fläche eine Zeit von vier Jahren veranschlagt. Der Aufbau in den Gebiete N-1, N-2 und N- erfolgt in einem Stück. Das heißt, es wird abgebaut, wenn ein Park stillgelegt wird, da anschließend die Gesellschaft abgewickelt werden

[1] Diese Hypothese ermöglicht die direkte Vergleichbarkeit mit anderen Rechnungen, die in die Entwicklung des FEP eingeflossen sind.

[2] Da die Form des Ausbaus in den Niederlanden nicht feststeht und hier eine politische Aushandlung vermutlich den größten Effekt hätte, wurde diese Hypothese einbezogen.

[3] Heute ist das Größenwachstum der Windenergieanlagen nicht absehbar. Daher wäre es möglich, dass in dem Zeitraum bis 2040 30 MW-Anlagen entwickelt werden. Diese wären aber aufgrund der grundlegenden Physik entsprechend größer und höher, was zu den beschriebenen Konflikten führen könnte, wenn die Anlagen im Bereich des DolWin-Clusters gebaut würden.

kann. Sind alle Windparks des Gebiets stillgelegt worden, kann mit dem Neubau begonnen werden. Dies ist deshalb der Fall, weil die neu beplanten Flächen deutlich größer sind und ein neu optimiertes Layout erst dann aufbaubar ist, wenn wirklich alle Flächen verfügbar sind. Zudem werden Probleme mit der gleichzeitigen Anbindung von alten und neuen ONAS vermieden und die ONAS effizienter genutzt. Aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit der dafür benötigten Schiffe, sollte ein gleichzeitiger Aufbau auf den Gebiete N-1, N-2 und N-3 generell vermieden werden. Unter diesen Umständen wurden folgende Szenarien betrachtet:

Szenario 1 Kein Weiterbetrieb: Betrieb der OWPs bis zum Auslaufen der Genehmigung nach 25 Jahren, gefolgt von Rückbau und Nachnutzung als 2 GW-Fläche wo möglich.

Szenario 2 Maximaler Weiterbetrieb: Möglichst langer Weiterbetrieb aller Anlagen, unter Berücksichtigung technischer und derzeit rechtlicher Restriktionen (max. 35 Jahre Laufzeit insgesamt [4] , Beachtung Mutter-Tochter-Plattformen), gefolgt von Rückbau und Nachnutzung als 2 GW-Fläche, wo möglich.

Szenario 3 Koordinierter Weiterbetrieb: Möglichst langer Weiterbetrieb unter Berücksichtigung technischer Restriktionen, auf Clusterebene kostenoptimiert durch Staffelung der Außerbetriebnahme. Alle Parks des jeweiligen Gebiets N-1, N-2 und N-3 laufen, bis der erste Park des Gebiets 35 Jahre Laufzeit erreicht hat und deshalb außer Betrieb gehen muss. Dann folgt Rückbau aller Parks auf dem gesamten Gebiet und Neubau als 2 GW Fläche, wo möglich.

Szenario 4 Koordinierter Weiterbetrieb: N-1 und N-2 werden weiterbetrieben wie in Szenario 3. Auf N-3 hingegen werden alle Parks weiterbetrieben (maximale Laufzeit: 35 Jahre), bis 2057. Ein längerer Betrieb auf N-3 ist nicht optimal, weil es dann zu einer zu großen Überlappung mit dem Rück- und Neubau von Fläche N-1 und N-3 käme.

Szenario 5 Koordinierter Weiterbetrieb: Alle Parks einer Fläche laufen, bis auch der letzte Park darin die 25 Jahre reguläre Betriebslaufzeit erreicht hat. Anschließend erfolgen ein Rückbau und Neubau in dem gesamten Gebiet.

Der Windpark Alpha Ventus wurde in der Gesamtkalkulation des Bestandes ausgenommen. Da damit gerechnet wird, dass Alpha Ventus deutlich vor dem in der Studie betrachteten Zeitraum außer Betrieb gehen wird, wurde der Park nicht in den Ertrags- oder Nachlaufberechnungen der Bestandsparks berücksichtigt. Die Fläche bleibt bis zu einem Neubau daher ungenutzt. Dies ist aufgrund der Dimension von Alpha Ventus von nur 60 MW Gesamtkapazität und einem eigenen ONAS sinnvoll vertretbar. Die Berechnung und Auswertung der Szenarien erfolgten hinsichtlich folgender Aspekte:

- Windenergieertrag aus dem Cluster über den Weiterbetriebszeitraum (Windenergieertragspotenzialanalyse). Die Analyse erfolgte unter der Annahme der verschiedenen Hypothesen 1-3, welche die unterschiedlichen Ausbauszenarien in der umgebenden Nordsee beschreiben

[4] Die 35 Jahre kommen durch einen regulären Genehmigungszeitraum von 25 Jahren für die Windparks sowie der möglichen Verlängerung um 10 weitere Jahre, sollte die Fläche nicht anders beansprucht werden, zustande (siehe § 69 Abs. 7 Satz 4 WindSeeG 2023).

- Möglichst effiziente Auslastung bestehender ONAS im Rahmen des Weiterbetriebs unter Beachtung technischer Restriktionen (z. B. Mutter-Tochter-Plattformen), um volkswirtschaftlich Kosten zu optimieren (im Vergleich mit anderenfalls notwendigem ONAS-Neubau)
- Volkswirtschaftliche Gesamtkosten in Form einer normierten Form der Energiekosten
- Flächenverfügbarkeit für OWPs und Konverter-Plattformen sowie Trassenverfügbarkeit für Kabelsysteme
- Auswirkungen auf Ressourcen und Lieferketten
- Auswirkungen auf die Gesamtemissionsbilanz und Nachhaltigkeit der Anlagen
- Auswirkungen auf das lokale Ökosystem in Bezug auf Eingriffszeiten, Schiffsverkehr etc.

Um eine sinnvolle Vergleichbarkeit der Ergebnisse sicherzustellen, wurde das Szenario 1 als Basisszenario gewählt, da es den derzeitigen Stand der Genehmigungen der Windparks darstellt. Insbesondere die wirtschaftlichen Kennzahlen werden in Relation zu diesem Szenario ausgewertet, da eine Darstellung in absoluten Zahlen immer missverständlich sein kann, weil die realen Zahlen einzelner Parks immer von den verwendeten Annahmen abweichen werden.

3 Erstellung der Windfelder entsprechend der Hypothesen

Es wurden drei unterschiedliche Hypothesen über den Ausbau der Windenergie in der Nordsee für den betrachteten Zeitraum aufgestellt. Da der betrachtete Zeitraum die Jahre 2040 bis mindestens 2066 umfasst, und nach FEP zu diesem Zeitpunkt auf deutscher Seite der Ausbau in der Deutschen Bucht nahezu abgeschlossen sein soll, wurde angenommen, dass alle relevanten Flächen in der Nordsee, welche den DolWin-Cluster durch Nachläufe beeinflussen können, bebaut sind. Diese Annahme hat die Schwäche, dass auch auf anderen Flächen ein Rückbau und Neubau erfolgen kann und in diesem Zeitraum keine Nachlaufeffekte von den Flächen zu erwarten sind. Allerdings ist der Zeitpunkt für diese Flächen ebenso unbestimmbar. Deshalb wurde dieser Effekt aus der Betrachtung herausgelassen.
Für die Berechnung der Windfelder wurde das Referenzjahr 2006 herangezogen. Dies gilt für die Deutsche Bucht als ein gutes, aber konservatives mittleres Windjahr und wird auch im Rahmen der Rechnungen für den FEP herangezogen (BSH 2023). Unter diesen Bedingungen wurden die Windfelder entsprechend der in 2.1 beschriebenen Hypothesen mit dem Mesoskalen-Modell WRF (Skamarock et al. 2019) mit einer Windpark-Parametrisierung von Fitch (Fitch et al. 2012) berechnet, angetrieben durch die ERA5-Reanalysedaten des Jahres 2006, die vom European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (Hersbach et al. 2020) bereitgestellt wurden. Dabei wurden die Nachlaufeffekte der Parks in der Deutschen Bucht und der angrenzenden niederländischen Cluster berücksichtigt, ohne die Parks des DolWin-Clusters einzubeziehen. Die Nachlaufeffekte des DolWin-Clusters wurden als lokale Nachlaufeffekte behandelt und in der direkten Ertragsberechnung einbezogen. Abbildung 3.1 zeigt das mittlere Windfeld entsprechend der Hypothese 1: Alle Flächen gleichmäßig ausgebaut mit 22 MW Anlagen.

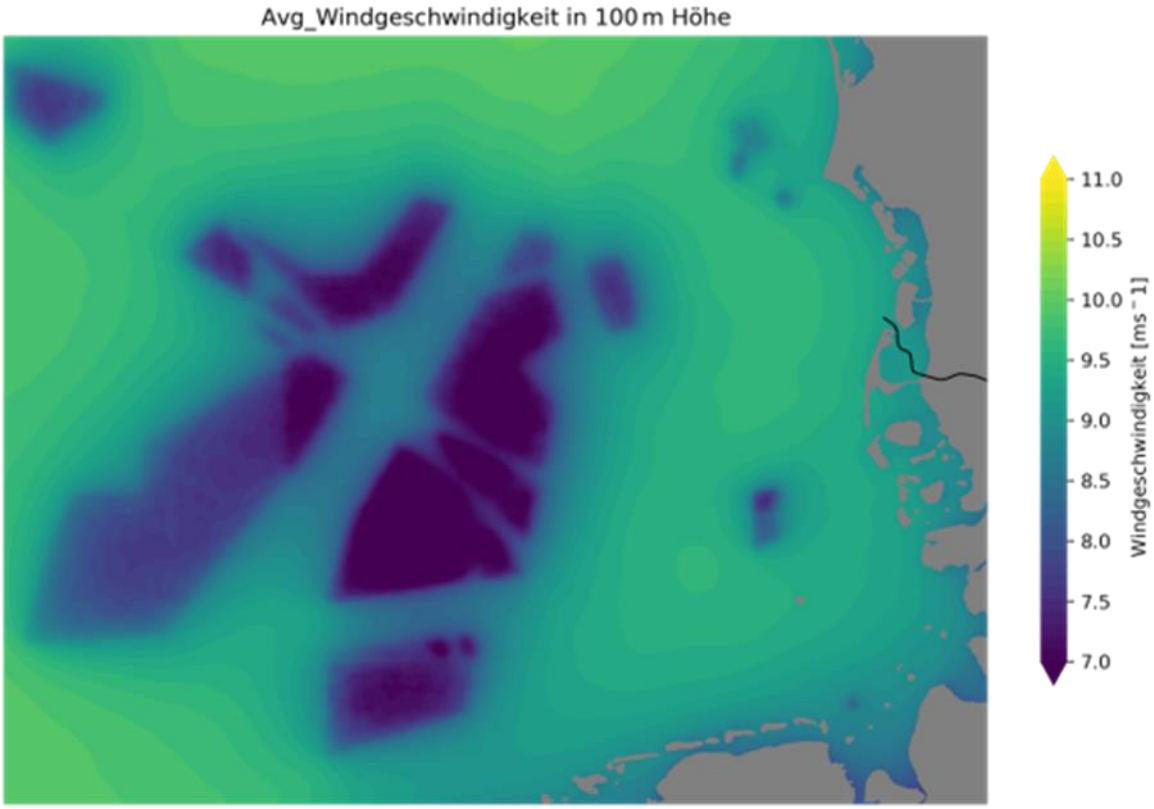

Abbildung 3.1: Das externe Windfeld in der Deutschen Bucht für das Referenzjahr 2006 beim vollen Ausbau der im FEP 2023 geplanten Flächen mit angrenzenden niederländischen Parks nach Hypothese 1. Der DolWin-Cluster ist nicht einbezogen in die Nachlaufrechnungen, da die Nachläufe im lokalen Modell mitgerechnet wurden.

4 Ertragssimulation mit FOXES

Um die Erträge in den Gebieten N-1, N-2 und N-3 zu berechnen, wurden zuerst die Positionen der bestehenden und geplanten Parks sowie deren offizieller Startzeitpunkt aus dem Marktstammdatenregister extrahiert. Das Layout der Parks wurde in den Code FOXES (Version 1.3) mit den jeweiligen Anlagentypen implementiert. Für die in Zukunft neugebauten Windparks wiederum wurde mit FOXES ein optimiertes Layout berechnet. Es wurden dazu die Eigenschaften einer generischen 15 MW Anlage des National Renewable Energie Laboratory (NREL) auf 22 MW skaliert zur Berechnung der Leistung und des Nachlaufs genutzt. Die Gebiete N-2 und N-3 wurden jeweils mit 2 GW Leistung beplant. Das Gebiet N-1, das in der jetzigen Auslegung eine Kapazität von 0,91 GW hat, wurde mit 1 GW ausgelegt. Dadurch verändern sich die Kapazitäten der Flächen von der jetzigen Planung, entsprechend der Übersicht in Tabelle 2. Insgesamt nimmt die Kapazität im DolWin-Cluster über alle drei Gebiete von 5,2 GW auf 5 GW bei der Nachnutzung ab.

Tabelle 2: Installierte Leistung in den Flächen bei der bisherigen Nutzung bis 2040 und in der Nachnutzung[5].

		Jetzt Leistung	jetzt GW/N	GW/N mit 22MW
N-3	Nordsee One	332,1	2,718	2
	Nordseecluster B (N-3.5)	420		
	Nordseecluster B (N-3.6)	480		
	Nordseecluster A (N-3.7)	225		
	Nordseecluster A (N-3.8)	435		
	Gode Wind 1	332,1		
	Gode Wind 2	252		
	Gode Wind 3	241,8		
N-2	Trianel Windpark Borkum I	200	1,621	2
	Trianel Windpark Borkum II	203		
	Borkum Riffgrund 1	312		
	Borkum Riffgrund 2	450		
	Merkur Offshore	396		
N-1	Borkum Riffgrund 3	913	0,913	1
		Gesamt (GW)	5,192	5

Die Anzahl der Anlagen bei der Nachnutzung ist entsprechend bei 22 MW Windenergieanlagen auf 91 in N-2 und N-3 sowie 45 in N-1 begrenzt. Ein Overplanting wurde nicht berücksichtigt. Damit nimmt bei der Nachnutzung die Anzahl der Anlagen von 83 auf 45 in N-1, in N-2 von 272 auf 91 und in N-3 von 278 auf 91 ab. Wegen der Begrenzung der Leistung fällt die Anlagendichte bzw. der minimale Abstand der Anlagen voneinander nach der neuen Beplanung in den Flächen sehr unterschiedlich aus. Während er in N-1 und N-2 bei 5,34 Rotordurchmesser (D) bzw. 5,96D liegt, fällt er in N-3 mit 7D recht großzügig aus. Abbildung 4.1 zeigt die Layouts in den Flächen in der bisherigen Planung und in einem neuen Layout mit 22 MW Anlagen.

[5] Die Windparks Trianel I, Trianel II, Borkum Riffgrund I, Borkum Riffgrund II und Merkur haben alle in 2024 eine sog. ergänzende Kapazitätszuweisung der BNetzA erhalten.
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-298/BK6-22-298_uebersicht.html?nn=861126
Da nicht bekannt ist, ob und in welcher Höhe die Parks diese zusätzliche Kapazität auch nutzen können, konnte damit in dieser Studie nicht gerechnet werden.

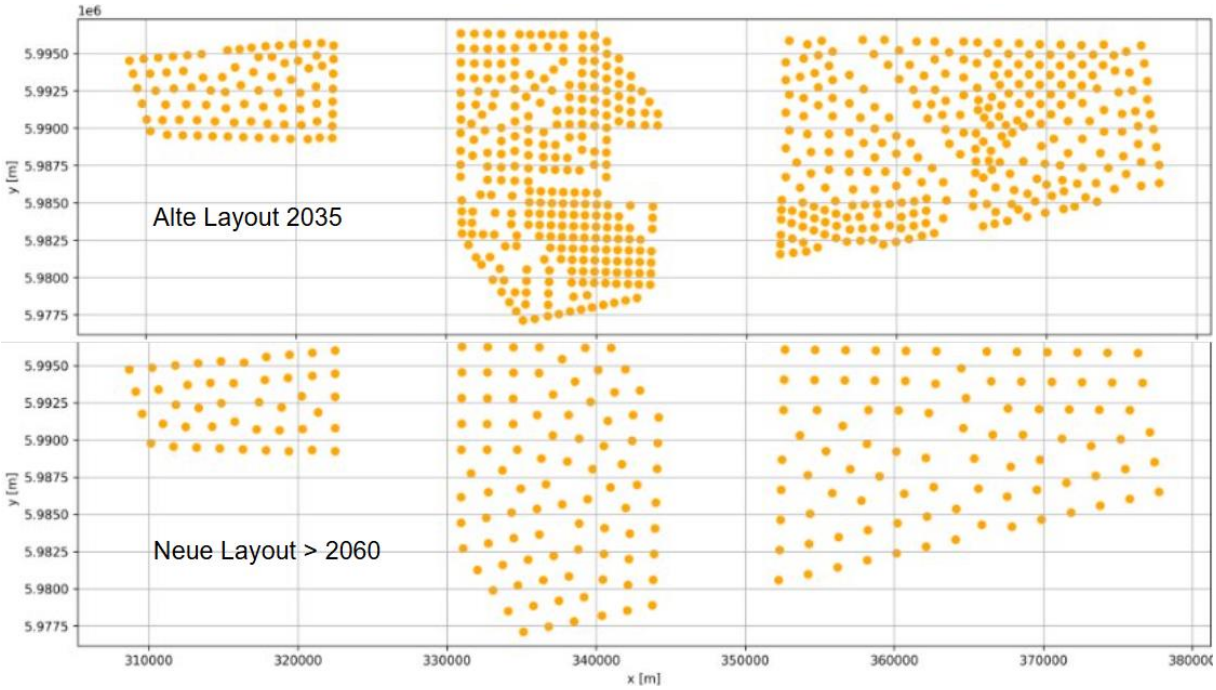

Abbildung 4.1: Parklayout nach Marktstammdatenregister (oben) zum Zeitpunkt nach der Stilllegung von Alpha Ventus (Altes Layout). Neu entworfenes Layout mit 22 MW Anlagen auf den gleichen Flächen mit der festgelegten Kapazität unten.

Aus dem Marktstammdatenregister wurden die Daten der Inbetriebnahme der Windparks ermittelt. Es wurde basierend auf den bestehenden Genehmigungen davon ausgegangen, dass 25 Jahre nach der Inbetriebnahme die reguläre Betriebsdauer endet. Diese Information wurde mit den Betreibern im beauftragenden Konsortium diskutiert und von ihnen geteilt. Aus separaten Diskussionen mit den Übertragungsnetzbetreibern ergab sich ein identisches Bild, sodass die Annahme als verifiziert angenommen wurde. Diese Enddaten der regulären Betriebsdauer sind in Tabelle 3 für alle Parks dargestellt.

Tabelle 3: Reguläre Betriebsdauer der Parks nach Marktstammdatenregister + 25 Jahren.

Cluster	Park	Regulärer Betrieb bis
N-3	Nordsee One	26.09.2042
	Nordseecluster B	01.07.2053
	Nordseecluster A	19.07.2051
	Gode Wind 1	12.08.2041
	Gode Wind 2	17.07.2041
	Gode Wind 3	16.09.2049
N-2	Trianel Windpark Borkum I	16.07.2040
	Trianel Windpark Borkum II	01.07.2045
	Borkum Riffgrund 1	14.07.2040
	Borkum Riffgrund 2	08.11.2043
	Merkur Offshore	16.05.2044
N-1	Borkum Riffgrund 3	01.04.2050

Daraus ergeben sich je nach Szenario, wie beschrieben in 2.2, unterschiedliche Konstellationen, nach denen Parks jeweils in Betrieb oder ausgeschaltet sind. Da immer mit dem gleichen Referenzjahr als Windbedingung gerechnet wurde, wurden Erträge und Nachläufe ausschließlich durch die Außerbetriebnahme von Parks bzw. die Neuinbetriebnahme der neu bebauten Parks beeinflusst. Dabei sind die Alpha Ventus Parkteile, die aus dem Teil mit Senvion-Anlagen und dem mit Areva-Anlagen bestehen, in die Gesamtauswertung einbezogen, da die Fläche nach dem Neubau wieder genutzt werden würde.

4.1 Szenario 1: Park-Aus nach 25 Jahren

In diesem Szenario werden die Parks nur 25 Jahre betrieben. Danach werden sie abgeschaltet. Der Rückbau erfolgt direkt nach Stilllegung des Parks und ist jeweils für zwei Jahre veranschlagt. Sollte allerdings die Fläche nicht direkt wieder bebaut werden (gelbe Fläche), könnte die Betriebsgesellschaft den Rückbau auch über einen längeren Zeitraum vollziehen. Dadurch sind Überlappungen beim Rückbau verschiedener Flächen unkritisch. Abbildung 4.3 zeigt schematisch, wie dann der Betrieb der Parks über die Jahre verlaufen würde. Die unterschiedlichen Phasen sind farblich dargestellt: Blau stellt die Auf- und Abbauphase dar, weiß, den Betrieb der alten Parks und grün, den Betrieb der neuen Parks. Laufende Anlagen sind zudem mit einem schwarzen Haken markiert. Kritisch sind gelbe Flächen, die einen nicht in Betrieb befindlichen oder abgebauten Park ohne Bauaktivität darstellen. Die Farbgebung und Symbolik sind in Abbildung 4.2 aufgeführt.

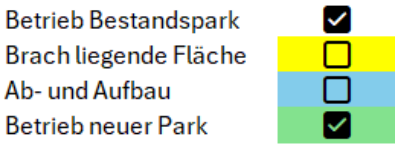

Abbildung 4.2: Symbolik und Farben in den schematischen Darstellungen des Verlaufs des Betriebs auf den Flächen

Da die Darstellung nur die vollen Jahre umfasst, wurde durchgehend das Jahr der Außerbetriebnahme noch als “in Betrieb” dargestellt. Entsprechende unterjährige Verschiebungen werden weiter durch die Jahre propagiert. Es wird deutlich, dass manche Flächen in diesem Szenario recht lange Stillstandzeiten hätten. Ab 2058 wären alle Flächen mit den neuen 22 MW Anlagen ausgebaut.

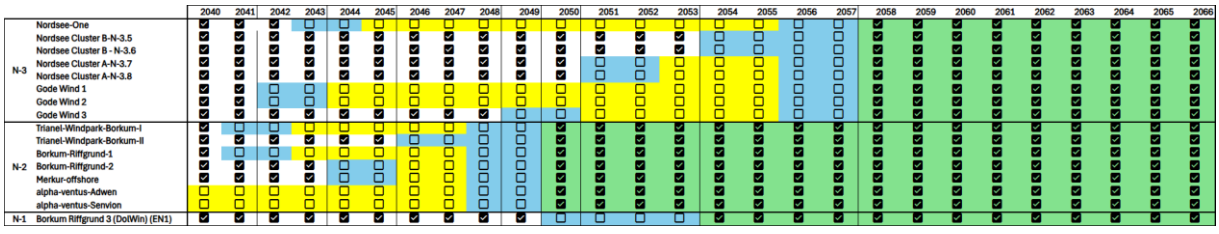

Abbildung 4.3: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 1.

Für die den Parks zugeordneten ONAS bedeutet jedes Szenario eine unterschiedliche Laufzeit und damit eine entsprechende Lebensdauer. Tabelle 4 zeigt die erforderliche Lebensdauer für Szenario 1:

Tabelle 4: Erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS in Szenario 1.

ONAS	Erforderliche Lebensdauer [Jahre]
DolWin 1	30
DolWin 2	26
DolWin 3	26
DolWin 4	25
DolWin 5	25
DolWin 6	28

4.2 Szenario 2: Alle Parks laufen 25 + 10 Jahre

Durch die Verschiebung der Außerbetriebnahme aller Parks ergibt sich das gleiche Bild wie in Szenario 1, nur dass die alten Bestandsparks deutlich länger laufen. Da die Darstellung im Jahr 2066 endet, ist hier noch nicht die vollständige Bauphase im Cluster N-3 erfasst. Bei der Analyse der Erträge bis zum Jahr 2066 ist also der Ertragsausfall durch den Neubau nicht in gleicher Form integriert wie in den anderen Szenarien.

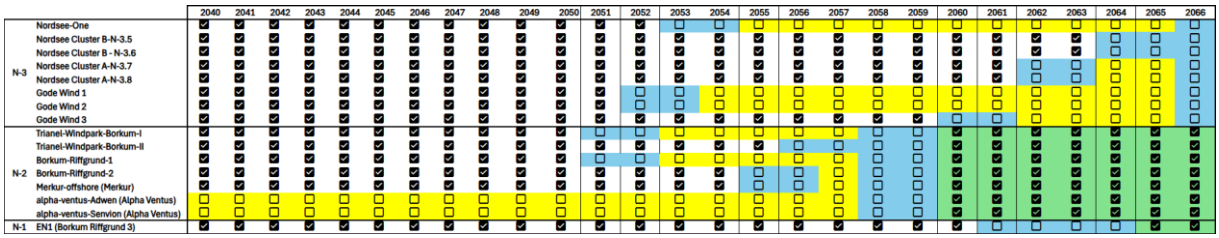

Abbildung 4.4: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 2.

Tabelle 5 zeigt die erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS für Szenario 2:

Tabelle 5: Erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS in Szenario 2.

ONAS	Erforderliche Lebensdauer [Jahre]
DolWin 1	40
DolWin 2	36
DolWin 3	36
DolWin 4	35
DolWin 5	35
DolWin 6	38

4.3 Szenario 3: Betrieb der Gebiete, bis der erste Park 35 Jahre erreicht hat

Ein solches Szenario führt zu einer erheblichen Reduktion von ungenutzten Parkflächen in den jeweiligen Gebieten N-2 und N-3. Da N-1 schon jetzt nur aus einem Park besteht, entspricht dieses Vorgehen in N-1 dem aus Szenario 2. In N-3 liegt der Betriebsbeginn der unterschiedlichen Parks im Cluster mehr als 10 Jahre auseinander. Dadurch kommt es trotz dieser Regelung zu einer Zeit, in der Nordsee One und Gode Wind 1 & 2 schon außer Betrieb sind, bevor der Ab- und Neubau in dem Gebiet beginnt. Dies ist auch für den Park Alpha Ventus auf N-2 der Fall, jedoch ist davon auszugehen, dass Alpha Ventus politisch gesondert behandelt wird.
Dadurch, dass in N-2 und N-3 die ersten Parks in einem ähnlichen Zeitraum aufgebaut wurden, liegt der Abbau in den beiden Gebieten recht dicht beieinander und es kommt zu einer Überschneidung von Abbau in N-3 und Neubau in N-2. Beide Gebiete sind dann zeitweise komplett ausgeschaltet.

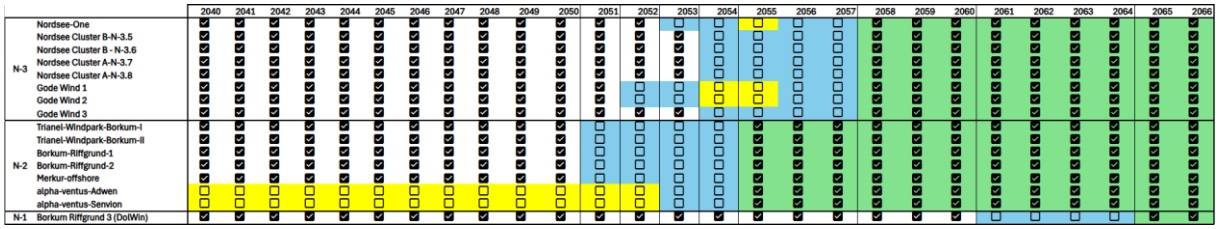

Abbildung 4.5: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 3.

Tabelle 6 zeigt die erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS für Szenario 3:

Tabelle 6: Erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS in Szenario 3.

ONAS	Erforderliche Lebensdauer [Jahre]
DolWin 1	35
DolWin 2	36
DolWin 3	32
DolWin 4	25
DolWin 5	35
DolWin 6	30

4.4 Szenario 4: Wie Szenario 3, nur Betrieb in N-3 bis 2057

In diesem Fall sollen die Bestandsparks in N-3 länger genutzt werden. Dieses erfolgte vor dem Hintergrund, dass N-3 der größte Cluster ist. In den weiter betriebenen Parks werden die größten und modernsten Anlagen eingesetzt, die vermutlich einen Weiterbetrieb am effizientesten machen würden. Um aber zu vermeiden, dass auf den Gebieten N-1 und N-3 es gleichzeitig zum Ab- und im folgenden auch Aufbau kommt, wurde die Laufzeit von N-3 auf 2057 begrenzt. Tabelle 7 zeigt die erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS für Szenario 4.

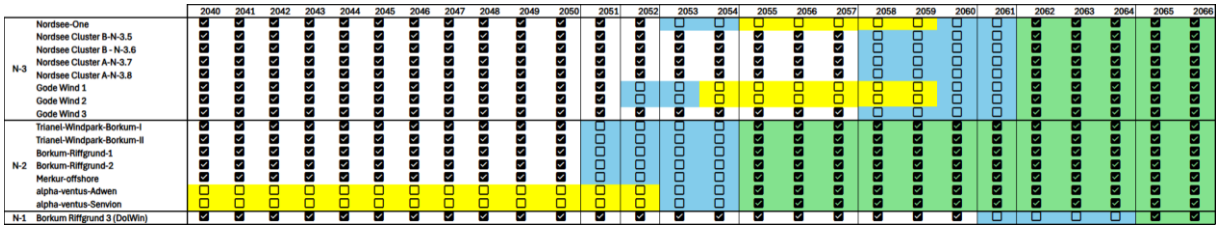

Abbildung 4.6: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 4.

Tabelle 7: Erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS in Szenario 4.

ONAS	Erforderliche Lebensdauer [Jahre]
DolWin 1	35
DolWin 2	36
DolWin 3	32
DolWin 4	29
DolWin 5	35
DolWin 6	34

4.5 Szenario 5: Betrieb bis der letzte Park eines Gebiets 25 Jahre erreicht hat

Dieses Szenario versucht nicht genutzte Flächen zu vermeiden, dann aber eine neue Nachnutzung so schnell wie möglich zu realisieren. In dem Gebiet N-3 ist es identisch mit Szenario 3, da die Inbetriebnahme der Parks mehr als 10 Jahre auseinander liegt. Tabelle 8 zeigt die erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS für Szenario 5.

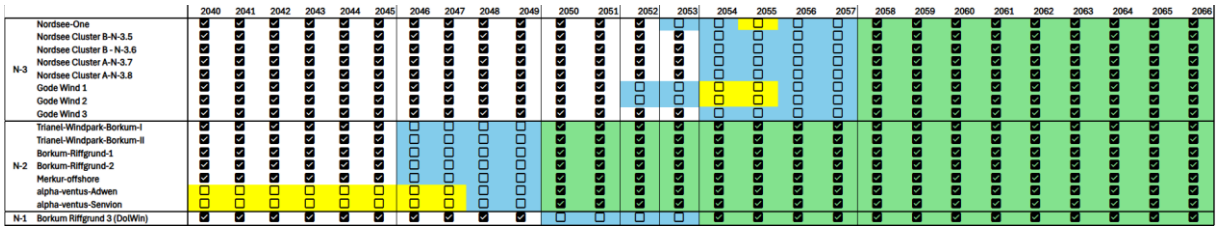

Abbildung 4.7: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 5.

Tabelle 8: Erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS in Szenario 5.

ONAS	Erforderliche Lebensdauer [Jahre]
DolWin 1	30
DolWin 2	36
DolWin 3	27
DolWin 4	25
DolWin 5	25
DolWin 6	30

4.6 Erträge aus den Szenarien

Die Außer- und Inbetriebnahme von Flächen verändert über die Jahre den Gesamtertrag durch die Veränderung der Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen, die Veränderungen der Nachläufe oder durch die Art der installierten Anlagen. Abbildung 4.7 zeigt den Verlauf der Erträge der verschiedenen Szenarien unter Annahme der Hypothese 1 (Wind entsprechend Ausbau nach FEP) als Windbedingung. Deutlich wird darin, dass der Ertrag der Gebiete nach dem kompletten Neubau mit 22 MW Turbinen insgesamt mit 21,2 TWh/Jahr gegenüber 19,3 TWh/Jahr im Ursprungszustand um annähernd 10% höher liegt.

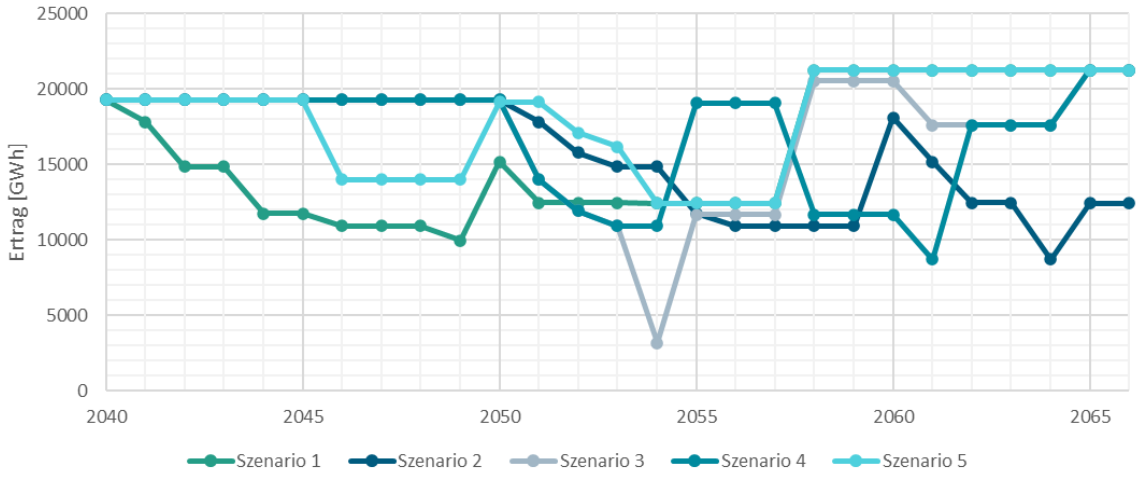

Abbildung 4.8: Gesamtertrag der Gebiete N-1, N-2 und N-3 zusammen über die Jahre 2040 bis 2066 in den fünf Szenarien.

Da die Szenarien davon ausgehen, dass der Neubau nie parallel in zwei Gebieten gleichzeitig vorgenommen wird, fällt der Ertrag auch nur in Szenario 3 in einem Jahr unter eine Grenze von 5 TWh Ertrag über alle Gebiete. In Szenario 3 überlappt sich einmal der Abbau von N-3 mit dem Neubau von N-2. Bei einem Ausbau der Offshore Windenergie in der Deutschen AWZ auf 70 GW und einem geschätzten Gesamtertrag von 230 TWh (vergleiche z. B. Stoevesandt and Schwegmann (2022)) würde dieser Vorgang den Gesamtertrag der Offshore Windenergie in diesem Jahr um ca. 7% reduzieren.
Die über den Zeitraum von 2040 bis einschließlich 2066 summierten Gesamterträge über alle Gebiete sind in Tabelle 5 aufgeführt und in Abbildung 4.9: Kumulierte Erträge aller Flächen für den Zeitraum 2040 bis 2066 der verschiedenen Szenarien bei unterschiedlichen Hypothesen betreffend der Windfelder. noch einmal grafisch dargestellt. Deutlich wird, dass stillliegende Flächen von Parks, die nicht mehr in Betrieb sind, wie es in den Szenarien 1 und 2 stark der Fall ist, sich negativ auf den Gesamtertrag auswirken. Vom Ertrag her ist daher ein möglichst kontinuierlicher Betrieb bis zum Ab- und Neubau erstrebenswert. Dies bedeutet aber, dass Parks eine gewisse Zeit weiterbetrieben werden sollten, um den Ertrag zu erhöhen. Szenario 1, welches eine Stilllegung und Abbau der Parks nach 25 Jahren vorsieht, hat daher das schlechteste Ergebnis.

Tabelle 5: Gesamter aufsummierter Ertrag aus dem DolWin-Cluster in den unterschiedlichen Szenarien bei den drei verschiedenen Hypothesen.

	Hypothese 1		Hypothese 2		Hypothese 3	
	Ertrag [TWh]	**in [%]**	**Ertrag [TWh]**	**in [%]**	**Ertrag [TWh]**	**in [%]**
Szenario 1	422,40	100,0	435,59	100,0	421,97	100,0
Szenario 2	424,70	100,5	437,01	100,3	424,28	100,5
Szenario 3	461,29	109,2	474,89	109,0	460,84	109,2
Szenario 4	455,89	107,9	469,49	107,8	455,43	107,9
Szenario 5	483,80	114,5	496,80	114,1	483,33	114,5

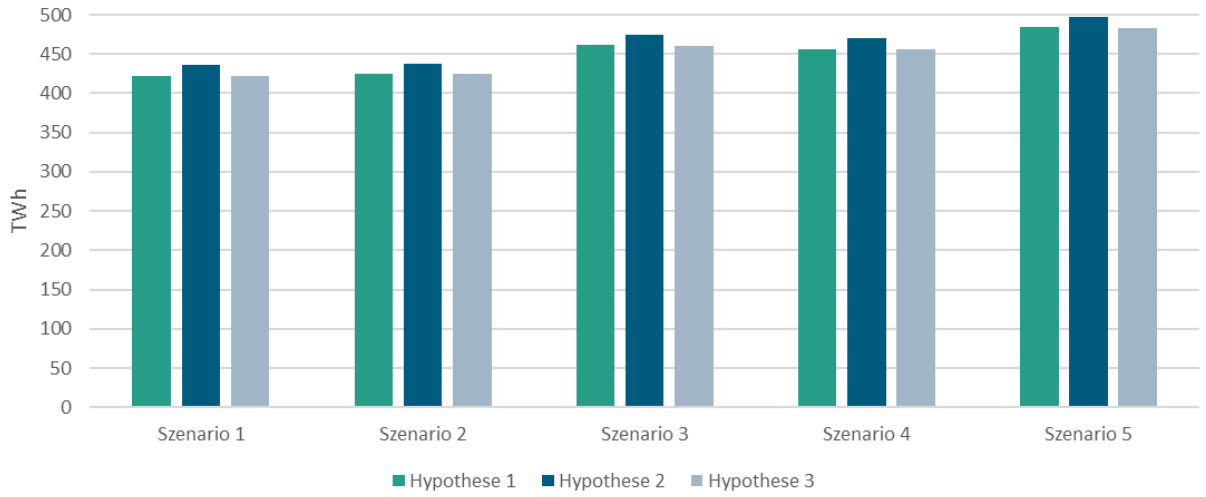

Abbildung 4.9: Kumulierte Erträge aller Flächen für den Zeitraum 2040 bis 2066 der verschiedenen Szenarien bei unterschiedlichen Hypothesen betreffend der Windfelder.

Deutlich ist auch, dass die geänderten Windverhältnisse durch größere Anlagen in den nördlich gelegenen Gebieten entsprechend Hypothese 3 wenig beeinflusst würden. Ein deutlich geringerer Ausbau in den angrenzenden niederländischen Parks würde jedoch den Ertrag um über 13 TWh steigern. Eine dünnere Bebauung auf niederländischer Seite würde sich zu 75 % auf das Gebiet N-1 auswirken. N-3 weist in diesem Fall nur noch eine kaum feststellbare Differenz auf. Unabhängig davon haben die unterschiedlichen Windverhältnisse durch die verschiedenen Annahmen der Hypothesen nur einen vernachlässigbaren Einfluss auf das Verhältnis der Szenarien zueinander. Das heißt, die Vor- bzw. Nachteile der Szenarien sind im Wesentlichen unabhängig vom Ausbau der übrigen Windenergiegebiete in der AWZ und den Niederlanden.
Unabhängig von den Hypothesen erzielt Szenario 5 die größten Erträge, die in der Hypothese 1 4,7 % und 5,8 % über denen von Szenario 3 und 4 liegen. Dies ist der Fall, obwohl zwischen den beiden Szenarien das Gebiet N-3 gleichbehandelt wird. Der Grund dafür ist, dass die 22 MW Anlagen in Summe eine größere effektive Rotorfläche besitzen als die vorher bestehenden Anlagen. Dadurch bewirkt ein früherer Neubau auf den Gebieten höhere Erträge. Dies muss aber nicht zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit von Szenario 5 gegenüber Szenario 3 oder 4 führen. Für eine abschließende Betrachtung ist hierbei auch die Berücksichtigung weiterer Aspekte wie Ressourcen-Nutzung und Auswirkungen auf das Ökosystem zwingend notwendig. Diese Diskussion erfolgt in Kapitel 6.3.

5 Simulation der Offshore-Prozesse mit OffshoreTIMES

Die vorangehende Ertragssimulation geht davon aus, dass alle Turbinen zu jeder Zeit laufen und Strom produzieren können. Um für den Ertrag realistische Abschätzungen zu erhalten, wird der Betrieb der OWPs mittels der Fraunhofer IWES Software OffshoreTIMES simuliert. Es handelt sich hierbei um eine ganzheitliche, zeitreihenbasierte Software zur Analyse und Planung von OWPs. OffshoreTIMES simuliert die Durchführung von Wartungsmaßnahmen und die dazugehörige Logistik über die gesamte Lebensdauer eines Offshore-Windparks, um wichtige Leistungsindikatoren wie die Verfügbarkeit der Windenergieanlagen oder die Betriebskosten (O&M-Kosten) zu ermitteln. Eine schematische Darstellung der Ein- und Ausgangsparameter von OffshoreTIMES findet sich in Abbildung 5.1.

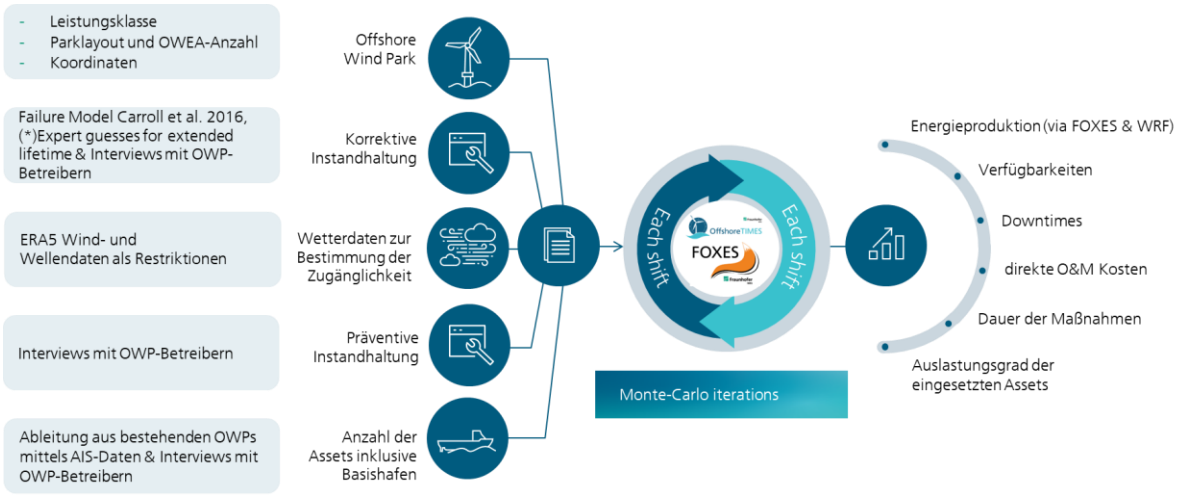

Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der Input und Outputs von OffshoreTIMES

Der Ausfall von Systemen einer Windenergieanlage (WEA) beeinflusst die durchzuführenden Wartungs- und Reparaturarbeiten eines OWP erheblich. Die Zuverlässigkeit dieser Systeme wird in OffshoreTIMES stochastisch simuliert, was bedeutet, dass der Ausfall eines Systems je nach Art des Defekts mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintritt. Aus diesem Grund basiert das OffshoreTIMES-Modell auf einer Monte-Carlo-Simulation, bei der Wartung und Logistik eines OWP über mehrere Jahre in variabler zeitlicher Auflösung (z. B. stündlich) simuliert werden. Ein Simulationsszenario wird dabei in mehreren Monte-Carlo-Durchläufen wiederholt, um später eine statistisch signifikante Analyse der Ergebnisse vornehmen zu können.
Das Kostenmodell von OffshoreTIMES fasst die O&M-Kosten eines Offshore-Windparks in die folgenden Kostenkategorien zusammen (tabellarisch aufgelistet in Anhang D):

- Personalkosten: Die Personalkosten werden in Form von Tagessätzen berechnet, die unabhängig von der Spezialisierung oder dem Erfahrungsstand der Techniker sind.
- Schiffskosten: Die Schiffskosten werden hauptsächlich als Tagessätze berechnet, deren Höhe von den Anforderungen der jeweiligen Aufgabe abhängt. Manche Aufgaben erfordern lediglich den Transport der Besatzung (Crew-Transfer-Vessel, CTV), während andere spezielle Anforderungen wie Schwerlastarbeiten (Jack-Up-Vessel, JUV) beinhalten, was zu deutlich höheren Kosten führt. Für bestimmte Schiffe, wie das JUV, entstehen zusätzliche Mobilisierungskosten. Service-Offshore-Vessels (SOVs) stellen eine Ausnahme dar, da diese längerfristig gechartert werden können.

- Helikopterkosten: Falls Helikopter als Teil des Logistikkonzepts eingesetzt werden, werden die Kosten als Stundensätze berechnet. Helikopter können ausschließlich für den Personentransport genutzt werden.
- Reparaturkosten: Reparaturkosten werden je nach Art des Systemausfalls der WEA als einmalige Kosten berücksichtigt, beispielsweise für Werkzeuge, Geräte oder Ersatzteile.

Normalerweise wird OffshoreTIMES für den Betrieb genutzt, allerdings eignet sich die Software auch zur Modellierung von Rück- und Neubauprozessen. In einem solchen Fall wird das stochastische Fehlermodell deaktiviert. Stattdessen gibt es einen vordefinierten Projektplan mit einer Liste von Tickets, die von den verschiedenen Schiffen abgearbeitet werden müssen. Analog zum Betrieb wird auch hier beachtet, dass die maximalen Wetterrestriktionen der einzelnen Arbeitsschritte, wie auch die der Schiffe, stets eingehalten werden.
Im Folgenden werden die Inputparameter für die Simulation des Betriebs erläutert, wie auch für die Annahmen bei Rück- und Neubau.

5.1 O&M-Modellierung

Eine Felddatenstudie zu durchschnittlichen Ausfallraten von Turbinensystemen, gemittelten Reparaturzeiten, Materialkosten und der Anzahl benötigter Techniker wurde als Grundlage für die Eingabewerte des Betriebskostenmodells herangezogen (Carroll et al. 2016).
Ein Offshore-Windpark besteht aus mehreren Windenergieanlagen, deren Unterteilung in Haupt- und Teilsysteme flexibel angepasst werden kann. Der Detailgrad der Unterteilung beeinflusst die Simulation, da für jedes System eine eigene Zuverlässigkeit definiert wird. Gemäß Carroll et al. 2016 werden vier Ausfallarten bzw. Schweregrade für die Systeme einer Windturbine unterschieden:

- Major Replacement: O&M-Tätigkeiten mit Kosten über 10.000 €.
- Major Repair: O&M-Tätigkeiten mit Kosten zwischen 1.000 € und 10.000 €.
- Minor Repair: O&M-Tätigkeiten mit Kosten unter 1.000 €.
- No Cost Data: O&M-Tätigkeiten, für die keine Kostendaten vorliegen.

Die jährlich durchschnittlichen Fehlerraten der einzelnen Systeme einer Windturbine werden auf die verschiedenen Ausfallarten verteilt. Die entsprechenden Werte der Komponenten sind in Abbildung 5.2 dargestellt.
Neben den durchschnittlichen Fehlerraten werden in der Studie auch Zeit- und Ressourcenaufwände abgeschätzt, die sich je nach Art des Ausfalls und des betroffenen Systems unterscheiden. Dazu gehören gemittelte Reparaturzeiten, Materialkosten und die Anzahl benötigter Techniker pro Einsatz.
Um das Zuverlässigkeitsmodell besser an reale WEA, wie sie in den Clustern N-1, N-2 und N-3 aktuell verbaut sind, sowie auch an die zukünftigen 22 MW Anlagen anzupassen, wurden einige Anpassungen vorgenommen, die mit den Betreiberfirmen abgesprochen wurden. Zuerst wird zwischen Anlagen mit Getriebe und Direktantrieb (Direct-Drive) unterschieden. Zudem wird die Ausfallrate des Getriebes bei neueren Anlagen (5 MW+) auf Basis von Erfahrungswerten um 50 % reduziert. Die Fehlerrate für den Tausch des Generators wurde um 50 % reduziert, während die Fehlerrate für den Tausch von Rotorblättern verdoppelt wurde. Darüber hinaus wird der Austausch des "Hubs" bzw. der Nabe als mögliche Instandhaltung bei neueren Anlagen ausgeschlossen.

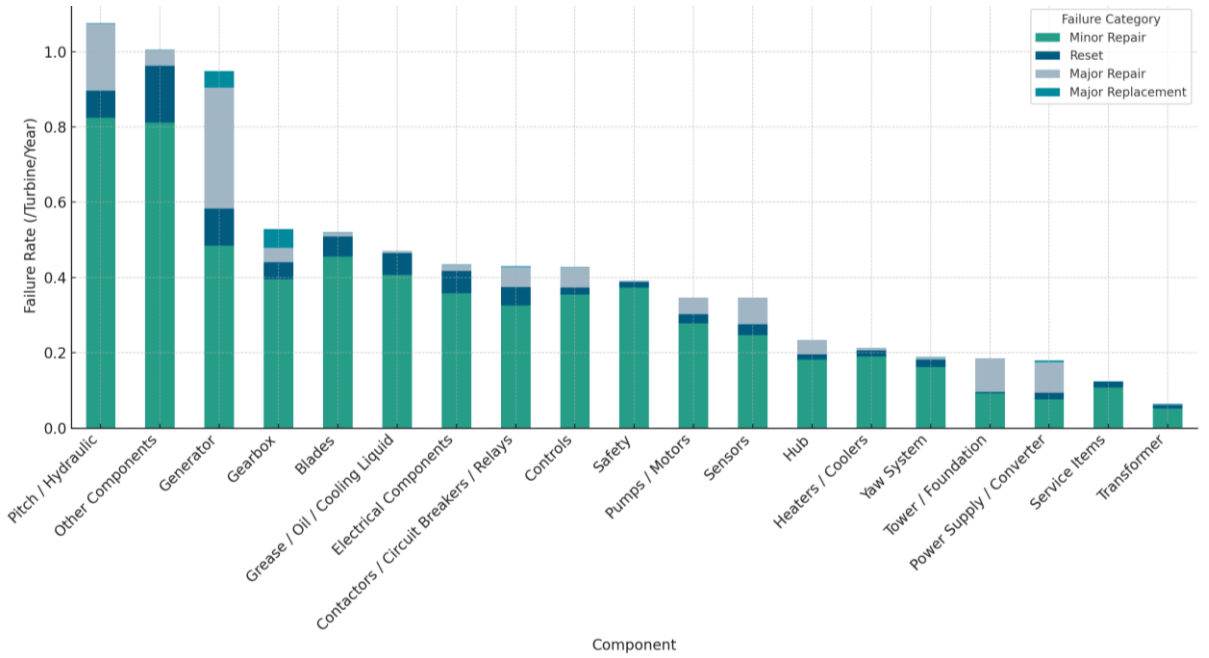

Abbildung 5.2: Jährliche Ausfallraten der einzelnen Subsysteme einer Windturbine (basierend auf Carroll et al. (2016)).

Um darzustellen, dass sich die jährlichen Ausfallraten bei bestimmten Bauteilen von OWEA mit zunehmendem Alter verändern können, wurde das Fehlermodell dahingehend erweitert, dass eine Fehlerrate mit jedem Jahr, das über die 25 Jahre hinausgeht, um einen prozentualen Faktor erhöht wird. Die Annahmen dieser Faktoren beruhen auf Experteneinschätzungen der Abteilung „Technische Zuverlässigkeit“ des Fraunhofer IWES und wurden von den Betreiberfirmen bestätigt. Die beispielhaften Faktoren einiger Komponenten sind in Tabelle 6 aufgelistet.

Tabelle 6: Jährliche Veränderung der Fehlerrate nach der regulären Betriebszeit

Component Name	Failure Category	Failure Rate Rise per year (25+ years) [rise in % rel. to prev. Year]
Blades	Reset	2
Blades	Minor Repair	2
Blades	Major Repair	2
Blades	Major Replacement	0
Gearbox	Reset	-1
Gearbox	Minor Repair	-1
Gearbox	Major Repair	-1
Gearbox	Major Replacement	0
Generator	Reset	5
Generator	Minor Repair	5
Generator	Major Repair	5
Generator	Major Replacement	0

Im Fehlermodell von Carroll et al. (2016) sind keine Informationen darüber enthalten, inwieweit jeder Fehler zum Ausfall des Betriebs der ganzen Turbine führt. Es gibt viele Fehler, die keinen Ausfall oder nur eine Reduktion der Leistung mit sich bringen. Diese ergänzenden Informationen beruhen ebenso auf den Abschätzungen der Zuverlässigkeits-Gruppe.

Die in der Studie dargestellten Materialkosten beziehen sich auf ältere Anlagen (3,6 MW) und gelten als passend für diese Größe. Bei größeren Anlagen werden oft höhere Materialkosten beobachtet und entsprechend wurden die Parameter angepasst. Im Rahmen der Studie wurden bei den Materialkosten zwischen vier verschiedenen Anlagengrößen unterschieden (< 4 MW; 5-6 MW; 7,5 MW; >10 MW). Für jeden dieser Anlagengrößen wurden die steigenden Kosten der Ersatzteile berücksichtig. Darüber hinaus bestehen Unterschiede je nach Hersteller (OEM) und Verfügbarkeit, für die jedoch keine ausreichenden Daten vorliegen. Eine zusätzliche Ergänzung zum Fehlermodell bestand in den Abschätzungen zu den Lieferzeiten mancher Ersatzteile. Gerade in der Zeit nach den 25 Jahren der regulären Betriebszeit, können sich diese verändern. Somit wurden hierfür jeweils verschiedene Annahmen getroffen. Analog zu den steigenden Fehlerraten berufen sich die Annahmen hier auf die Abschätzungen der Gruppe für Zuverlässigkeit und wurden durch die Betreiberfirmen bestätigt.

Die detaillierten Annahmen des gesamten Fehlermodells befinden sich im Angang.

Zusätzlich zur korrektiven Instandhaltung wurden Inputs für die Jahreswartung definiert. Auch hier wird zwischen älteren und neueren Anlagen unterschieden.

Tabelle 7: Jahreswartung für OWEA 5 MW +

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	CTV / SOV
Anzahl erforderlicher Techniker	6
Wartungszeit in Stunden pro WEA	28
Materialkosten	20.000 €

Die Offshore Substation (OSS) wird ebenfalls von den Betreiberfirmen der OWPs mit instandgehalten. Die Annahmen für die korrektiven und präventiven Instandhaltungsmaßnahmen basieren auf der Studie von Shields et al. (2021).

Tabelle 8: Korrektive Instandhaltung OSS (kleine Reparaturen ohne Downtime)

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	CTV / SOV / Helikopter
Anzahl erforderlicher Techniker	3
Arbeitszeit in Stunden	12
Materialkosten	20.000 €
jährliche Fehlerrate	4,0

Tabelle 9: Korrektive Instandhaltung OSS (große Reparaturen mit Downtime)

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	HLV
Anzahl erforderlicher Techniker	6
Arbeitszeit in Stunden	48
Materialkosten	250.000 €
jährliche Fehlerrate	0,1

Tabelle 10: Jahreswartung für OSS ohne Downtime

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	CTV / SOV / Helikopter
Anzahl erforderlicher Techniker	6
Wartungszeit in Stunden pro OSS	150
Materialkosten	50.000 €

Die Übertragungsnetze wurden ebenso mit in den Betrachtungshorizont der Simulationen aufgenommen. Basierend auf den Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) wurde eine Annahme für die korrektiven und präventiven Instandhaltungsmaßnahmen für die Umspannplattformen und Exportkabel definiert. Hierbei wird zwischen kleineren korrektiven Instandhaltungsmaßnahmen auf den Konverterplattformen (Tabelle 11), größeren Kabelfehlern (Tabelle 12) und jährlichen Wartungen (

Tabelle 13).

Tabelle 11: Korrektive Instandhaltung ONAS: kleine Reparaturen mit Ausfall, zu lösen auf der Konverterplattform. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern.

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	Helikopter
Anzahl erforderlicher Techniker	irrelevant
Arbeitszeit in Stunden	8
Materialkosten	irrelevant
jährliche Ausfallrate	0,45

Tabelle 12: Korrektive Instandhaltung ONAS: große Reparatur, Kabelfehler mit Ausfall. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern.

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	Cable Laying Vessel
Anzahl erforderlicher Techniker	irrelevant
Arbeitszeit in Stunden	48
Materialkosten	250.000 €
jährliche Ausfallrate	0,003/km

Tabelle 13: Jahreswartung für eine Konverterplattform. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern.

Beschreibung	Wert
erforderlicher Schiffstyp	Helikopter (PAX12)
Anzahl erforderlicher Techniker	irrelevant
Wartungszeit pro Konverterplattform	7-10 Tage
Materialkosten	0 €

Struktur/Ablauf	viermal im Jahr, einmal davon mit Abschaltung

Die jährlichen Ausfallraten der in Tabelle 11 und Tabelle 12 aufgelisteten Instandhaltungsmaßnahmen werden über die gesamte Dauer der Simulationen konstant gehalten, denn die Arbeiten von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) ermöglichen es nicht, eine potentielle Steigerung der Ausfallraten von Netzanbindungssystemen mit mehr als 25 Jahren Laufzeit abzuleiten. Zum einen gibt es noch nicht genügend historische Ausfalldatenbanken von Netzanbindungssystemen im fortgeschrittenen Alter. Zum anderen lässt sich zum Beispiel auch bei WEAs nicht für jede Komponente eine grundsätzliche Steigerung der Ausfallraten mit zunehmendem Alter beobachten (siehe Tabelle 6). Es wurde folglich davon abgesehen, eine allgemeine Steigerung der Ausfallraten mit zunehmenden Betriebsalter für die Konverterplattform und Kabel in den Simulationen vorzuschreiben, da sich diese nicht mit der aktuellen Datenlage quantifizieren ließe. Um in diesem Kontext zu illustrieren, welche Anforderungen die verschiedenen Szenarien dieser Studie an die bestehenden Netzanbindungssysteme stellen, wird in Tabelle 14 aufgelistet bis zu welchem Jahr und für wie viele Jahre die jeweiligen ONAS, je nach Szenario, in Betrieb gehalten werden müssen. Die wirtschaftliche Implikation des Weiterbetriebs von ONAS über ihre ursprüngliche Betriebsdauer hinaus ist, dass sich deren Investitionskosten über einen längeren Zeitraum auszahlen können. Jährliche Betriebs- und Unterhaltskosten, wie sie im Folgenden beschrieben werden, fallen natürlich weiterhin an.

Analog zu den Betriebskosten der WEA-Betreiber sollen die in dieser Studie verwendeten Betriebskosten des Übertragungsnetzes auch Verwaltungskosten berücksichtigen, wie zum Beispiel Ingenieure im Back-Office, HSE-Personal und Lagerhaltung. Die gesamten Betriebskosten (Logistik, Instandhaltung, Betrieb und Verwaltung) wurden in Absprache mit den beteiligten Übertragungsnetzbetreibern auf jährlich 20 Mio. € pro ONAS im DolWin-Cluster beziffert. Da dieser Betrag auch die Logistikkosten enthält, bedeutet dies, dass an dieser Stelle nicht die Logistikkosten aus der OffshoreTIMES Simulation verwendet werden. Die Simulationen liefern jedoch die Modellierung der Netzverfügbarkeit, die essentiell für die Berechnungen von OWP-Erträgen und Verfügbarkeiten ist. Für die 2 GW ONAS auf den neubebauten Flächen werden Betriebskosten in Höhe von 30 Mio. € pro Jahr angenommen.

Tabelle 14: Laufzeitanforderungen in Jahren und Jahr der Außerbetriebnahme für die sechs ONAS im DolWin-Cluster je nach Szenario.

	Szenario 1	**Szenario 2**	**Szenario 3**	**Szenario 4**	**Szenario 5**
DolWin1 (N-2)	30 Jahre (2045)	40 Jahre (2055)	35 Jahre (2050)	35 Jahre (2050)	30 Jahre (2045)
DolWin2 (N-3)	26 Jahre (2042)	36 Jahre (2052)	36 Jahre (2052)	36 Jahre (2052)	36 Jahre (2052)
DolWin3 (N-2)	26 Jahre (2044)	36 Jahre (2054)	32 Jahre (2050)	32 Jahre (2050)	27 Jahre (2045)
DolWin4 (N-3)	25 Jahre (2053)	35 Jahre (2063)	25 Jahre (2053)	29 Jahre (2057)	25 Jahre (2053)
DolWin5 (N-1)	25 Jahre (2050)	35 Jahre (2060)	35 Jahre (2060)	35 Jahre (2060)	25 Jahre (2050)
DolWin6 (N-3)	28 Jahre (2051)	38 Jahre (2061)	30 Jahre (2053)	34 Jahre (2057)	30 Jahre (2053)

Die Werte für die Personal- und Schiffskosten sowie die Schiffeigenschaften sind ebenfalls definiert. Der Tagessatz entspricht einer 12-Stunden-Schicht. Zudem wird bei der Wahl des JUV nach Anlagengröße unterschieden: Für Reparaturen der 3,6-MW-Anlage reicht ein kleineres JUV mit geringen Tagessätzen ("JUV alt"), während für zukünftige Reparaturen an größeren Anlagen (15 MW+) größere und teurere JUV benötigt werden.

An dieser Stelle sei nochmals betont, dass die detaillierten Eingaben des Fehlermodells sowie die Kosten und Eigenschaften der eingesetzten Schiffe in dieser Form nicht eins zu eins auf die jeweiligen Betreiber in der Realität übertragbar sind. So verwenden die Betreiber beispielsweise unterschiedliche Wartungskonzepte, verfügen über verschiedene Lagerbestände an Ersatzteilen und haben individuelle Charterverträge für ihre Schiffe. Ebenso können die Preise kurzfristiger Wartungsverträge im Verlauf eines Jahres variieren, und auch die maximalen Wetterrestriktionen eines Schiffs werden nicht immer von jeder Crew vollständig ausgereizt. Diese genannten Punkte stellen lediglich einige Beispiele dar; tatsächlich gibt es noch zahlreiche weitere Unterschiede in den individuellen Betriebsabläufen und Vertragsgestaltungen. Nichtsdestotrotz stellen die hier gewählten Modellannahmen für die O&M-Modellierung einen Konsens der beteiligten Betreiberunternehmen dar.

Es wurde pro Betreiber eine Simulation mit einem Logistikkonzept aufgesetzt, das sich ganzheitlich um alle Parks eines Betreibers kümmert. Die Logistikkonzepte (eingesetzte Art der Schiffe/Helikopter wie auch die Lage der Servicehäfen) orientierten sich an den realen Logistikkonzepten der einzelnen Betreiber. In den Simulationen der Betreiber waren auch die Übertragungsnetze enthalten. Die dafür benötigten Ressourcen (Schiffe und Techniker) waren jedoch nicht mit Kosten verbunden. Somit wurden die real erzielten Erträge simuliert, unter Berücksichtigung der direkten O&M-Kosten, die beim jeweiligen Betreiber der OWP(s) anfallen. Für die Betriebskosten der Netzanbindungssysteme wurde eine gesonderte Simulation aufgesetzt, die alle Umspannplattformen der Gebiete N-1, N-2 und N-3 enthält wie auch die dazugehörigen Exportkabel. Für die zukünftigen Parks auf den Gebieten wurde jeweils eine Betreiberfirma pro neue Fläche mit ein oder zwei Gigawatt angenommen.

Alle Simulationen nutzen ein konstantes Wetterjahr (2006), das auch bei den Ertragssimulationen zugrunde gelegt wurde. Die verwendeten Wetterdaten stammen aus der globalen Reanalyse ERA5 des European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (Hersbach et al. 2020). Hierbei geht es in erster Linie um oberflächennahe Windgeschwindigkeiten und Wellenhöhen, die benötigt werden, um die operationellen Restriktionen der verschiedenen Schiffstypen zu berücksichtigen.

5.1.1 OffshoreTIMES Ergebnisse der Verfügbarkeiten

Die Logistikkonzepte der verschiedenen Betreiber wurden so angepasst, dass die resultierenden Verfügbarkeiten der Windparks denen der branchenüblichen Verfügbarkeiten von >93 % entsprechen. An dieser Stelle wird darauf hingewiesen, dass das verwendete Fehlermodell immer zu einer leicht reduzierten Verfügbarkeit führt. Die konstanten Ausfallraten beruhen auf den Statistiken für die Gesamtanzahl an Reparaturen pro Jahr. In Realität werden wohl viele von diesen Reparaturen gebündelt, im Rahmen der Sommerkampagne, durchgeführt. In der Simulation hingegen finden die Reparaturen gleichmäßig verteilt über das Jahr statt.

Die durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit pro Gebiet für das Szenario 1 ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Im Durchschnittswert ist jeder Park pro Gebiet gleich gewichtet. Zum einen ist zu sehen, dass die Verfügbarkeiten für die zukünftigen Parks leicht zunehmen. Dies lässt sich durch die geringere Anzahl an Turbinen pro Fläche begründen, die insgesamt zu einer geringeren Anzahl an Fehlern führt. Zum anderen werden die gesamten Gebiete von einem Betreiber betrieben, was auch effizienter ist.

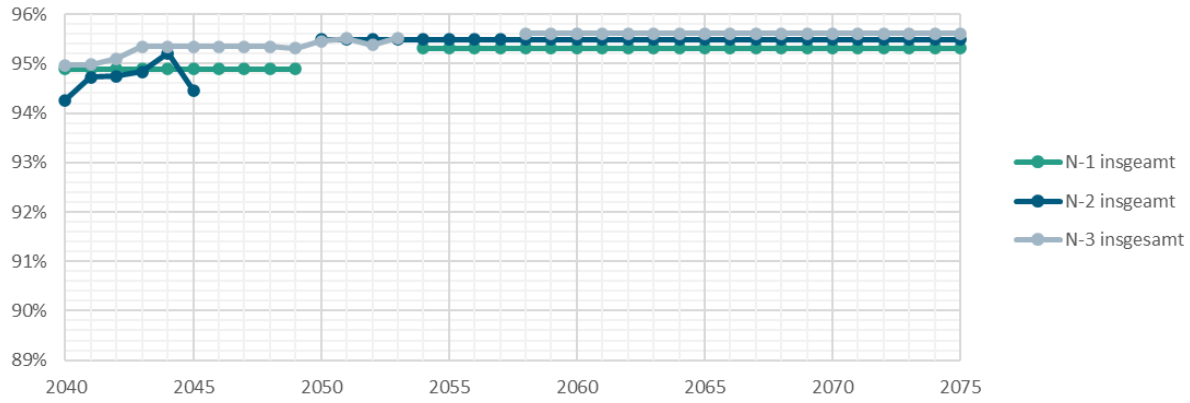

Abbildung 5.3: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 1.

Wie in den Annahmen beschrieben, wurde in den Simulationen auch das gesamte Netzanbindungssystem mitberücksichtigt. Somit ergab sich eine Gesamtverfügbarkeit, die 2-3 Prozentpunkte unterhalb der reinen WEA-Verfügbarkeit lag. Aber diese Verfügbarkeit des Gesamtkonzepts entscheidet auch über die tatsächlich produzierte Energiemenge. Für Szenario 1 ist in Abbildung 5.4 diese Gesamtverfügbarkeit für alle drei Gebiete dargestellt. Für die zukünftigen Flächen wurde nur eine Simulation für ein Durchschnittsjahr aufgesetzt, daher ist dort der Wert konstant. Für die Bestandswindparks wurden längere Simulationen aufgesetzt, um die verlängerte Betriebszeit richtig abzubilden. Daher sind hier leicht fluktuierende Werte zu sehen. Um die Darstellung zu vereinfachen, wurden die vier Jahre des Ab- und Neubaus auf volle Jahreszahlen verschoben, sodass jeweils für vier volle Jahre in dem Gebiet keine Verfügbarkeit vorhanden ist.

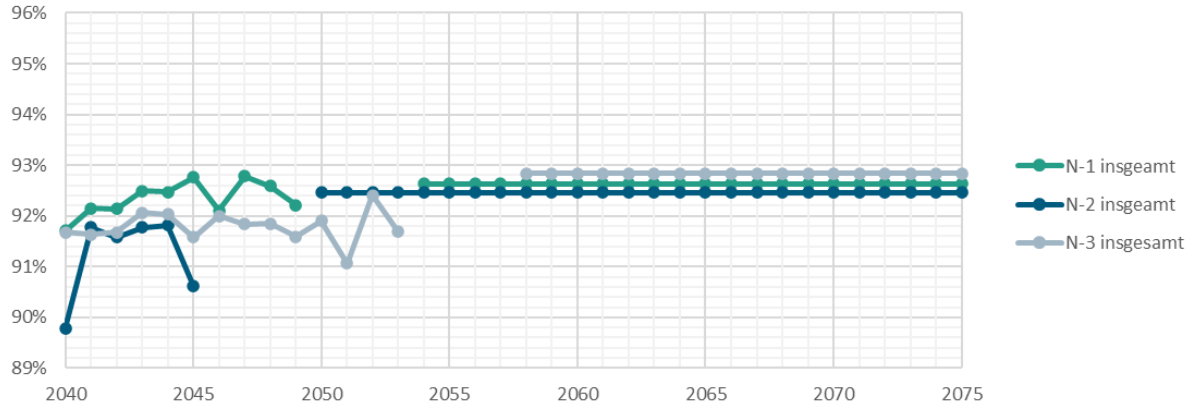

Abbildung 5.4: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 1.

In Anhang A sind die zeitlichen Verfügbarkeiten auch für die übrigen vier Szenarien präsentiert (Abbildung 6.2 bis Abbildung 6.5). Bei diesen Szenarien bleiben die Windparks länger im Betrieb, wodurch sich der Einfluss der steigenden Fehlerraten auch in sinkenden Verfügbarkeiten widerspiegelt. In Fällen, in denen pro Gebiet die Verfügbarkeit unmittelbar vor dem Rückbau wieder ansteigt, hängt dies damit zusammen, dass zu dieser Zeit manche Parks mit geringer Verfügbarkeit außer Betrieb gehen. Für manche Gebiete zeigt das letzte Jahr direkt vor dem Rückbau einen Ausschlag der Verfügbarkeit. Das ist darin begründet, dass in diesem Fall der Windpark im letzten Jahr nur für

einige Monate betrieben wird und somit das Frühjahr noch mit in die Berechnung der Verfügbarkeit einfließt.

5.1.2 OffshoreTIMES Ergebnisse der direkten O&M-Kosten

Im Folgenden werden die gebündelten direkten O&M-Kosten für die einzelnen Cluster N-1, N-2 und N-3 über den Betrachtungszeitraum von 2040 bis 2075 gezeigt. Die direkten O&M-Kosten setzen sich zusammen aus den Charterraten der Schiffe, den Gehältern der Techniker und den Kosten der Ersatzteile. Sie enthalten keinerlei weiche Kosten wie Versicherungen, Finanzierung, Sicherheiten, Lagerkosten, Backend-Office und weitere Verwaltungskosten. Die Kosten werden für alle fünf Szenarien gezeigt. Wie vorher beschrieben, wurde eine Simulation pro Bertreiberfirma aufgesetzt. Im Fall von Ørsted, die Windparks in verschiedenen Flächen betreiben, wurden die gesamten O&M-Kosten dann pro MW installierter Leistung auf die einzelnen Windparks aufgeteilt, um so die Gesamtkosten pro Fläche zu berechnen. Die O&M-Kosten sind unabhängig von den Ausbauszenarien und auch der Vermarktung, daher ist pro Szenario auch nur eine Simulation durchgeführt worden.

Abbildung 5.5 zeigt die Kosten für Szenario 1. Die direkten O&M-Kosten nehmen ab, wenn Parks vom Netz genommen werden, und nehmen zu, wenn neue Parks ans Netz gehen (Nordseecluster A und B in Gebiet N-3) und Bestandwindparks über ihre ursprüngliche Betriebszeit hinaus in Betrieb sind.

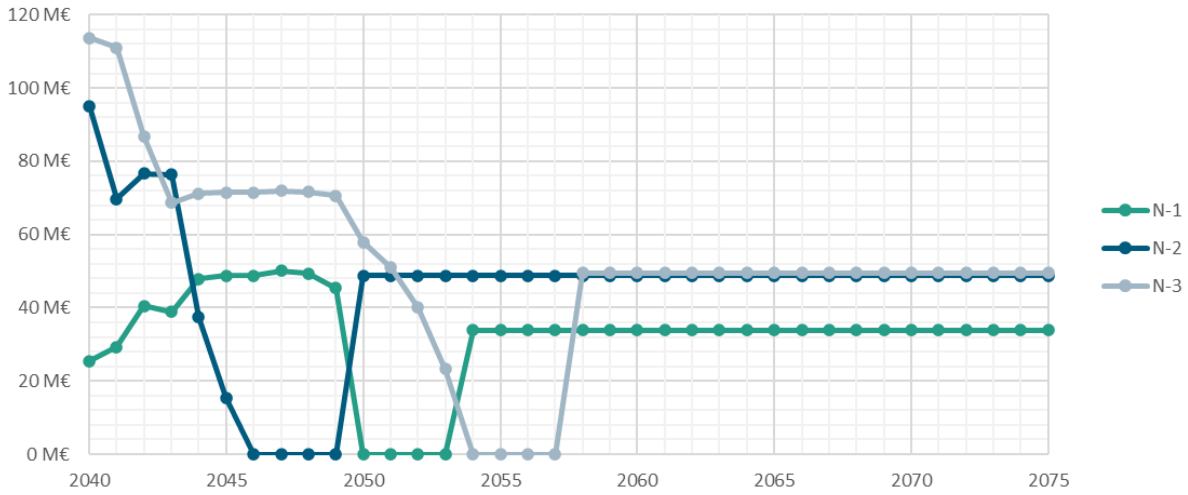

Abbildung 5.5: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 1.

Generell sind die direkten O&M-Kosten in den neubebauten Flächen niedriger als die der jetzigen Bestandwindparks. Die positiven Auswirkungen des vereinheitlichten Logistikkonzeptes pro Gebiet und der niedrigeren Anzahl an OWEA überwiegen folglich die höheren Ersatzteilkosten für die neuen 22 MW OWEA.

In Anhang B sind die direkten O&M-Kosten auch für die übrigen vier Szenarien präsentiert (Abbildung 6.10 bis Abbildung 6.13). Die Grundaussage bleibt bei allen Szenarien gleich. Für die Gebiete N-2 und N-3 verringern sich die O&M-Kosten. Für das Gebiet N-1 hingegen wird deutlich, dass dort die direkten O&M-Kosten steigen im Vergleich zu den Kosten bevor bestimmte andere Parks vom Netz gehen. Dies ist damit begründet, dass vorher der Windpark Borkum Riffgrund 3 auf dem Gebiet N-1 von Ørsted zusammen mit den anderen Ørsted Windparks betrieben wurde. Die damit einhergehenden

Synergieeffekte fallen bei dem alleinigen Betrieb des zukünftigen Windparks auf dem Gebiet weg, wodurch der leichte Anstieg der jährlichen O&M-Kosten von ca. 28 Mio. € auf ca. 34 Mio. € entsteht.

5.2 Rückbau- und Neubaukosten

Zur Ermittlung der Kapitalausgaben (CAPEX) für die OWPs wurden drei Kostenpositionen summiert.

- Die Logistikkosten, die sich aus den Ergebnissen und Prozessen der OffshoreTIMES-Simulationen ergeben, wurden unter Berücksichtigung der eingesetzten Schiffe und ihrer jeweiligen Kostenstrukturen berechnet (weitere Informationen hierzu sind in Anhang D zu finden). Zur genaueren Bestimmung dieser Kosten wurden die in Tabelle 24 (im Anhang) gelisteten Prozessschritte, einschließlich der zugehörigen Zeiten, in absteigender Reihenfolge durchgeführt.
- Die sogenannten "weichen Kosten" umfassen diverse Elemente, darunter Versicherungskosten während der Bauphase, Außerbetriebnahme, Baufinanzierung, Kontingenz für Beschaffungskosten, Inbetriebnahme sowie Kontingenz für Installation. Dies resultiert in Kosten von 0,9 Mio. €/MW und somit ca. 20 Mio. € für die in den Neubauszenarien genutzte 22 MW OWEA (Stehly et al. (2024), Sens et al. (2022) sowie IWES-internes Kostenmodell).
- Die Materialkosten umfassen Monopiles, Übergangsstücke (Transition Pieces), Inter-Array-Kabel und Maßnahmen zum Schutz vor Bodenerosion (Scour Protection). Somit ergeben sich Kosten von 2,3 Mio. €/MW und somit ca. 50 Mio. € für die 22 MW Referenzanlage (Stehly et al. (2024), Sens et al. (2022) sowie IWES-internes Kostenmodell).

Auf Seiten der Netzbetreiber wurden die Kosten für Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) und Exportkabel für die jeweiligen Gebiete aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 zusammengestellt (Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0 2023). Es ist zu beachten, dass hierbei keine OffshoreTIMES-Simulation durchgeführt wurde.
Die Gesamtkosten setzen sich aus den Ausgaben für zwei Kabelstränge für die jeweils verlegten Kilometer und den ONAS als 2 GW2 GW oder 1 GW System zusammen. Die Investitionskosten belaufen sich auf 6 Mio. € pro Kilometer für zwei Kabelstränge und 1.000 Mio. € pro GW für die ONAS (inklusive Plattform und landseitiger Station). Für die volkswirtschaftliche Betrachtung werden die CAPEX der OWPs und die netzseitigen Investitionen aufsummiert. Die Kosten für das 1 GW Cluster im Gebiet N-1 betragen ca. 5.040 Mio. €. Für die 2 GW Cluster in N-2 und N-3 betragen die Kosten ca. 9.394 Mio. € bzw. 9.214 Mio. €.

Tabelle 15: Ermittlung der CAPEX-Kosten aufgeschlüsselt nach OWPs, ÜNBs und Gesamtbetrachtung

			OWPs	**ÜNBs**	
	Logistikkosten	weiche Kosten	Materialkosten	Netzkosten nach NEP	Gesamt

N-1	245 Mio. €	902 Mio. €	2.293 Mio. €	1.600 Mio. €	5.040 Mio. €
N-2	490 Mio. €	1.823 Mio. €	4.637 Mio. €	2.444 Mio. €	9.394 Mio. €
N-3	489 Mio. €	1.823 Mio. €	4.637 Mio. €	2.264 Mio. €	9.214 Mio. €

Für den Rückbau wurden Annahmen basierend auf den Studien von Kaiser und Snyder (2013) sowie Jalili et al. (2022) sowie laufenden Forschungsprojekten des Fraunhofer IWES getroffen. Entsprechend der Funktionsweise der OffshoreTIMES-Software wurden die in Anhang E gelisteten Prozessschritte mit den zugehörigen Zeiten in absteigender Reihenfolge ausgeführt. Sobald alle OWEA eines OWP zurückgebaut sind, beginnt in ebenfalls absteigender Reihenfolge der Rückbau des Balance of Plant (BOP). Sind alle BOP-Komponenten entfernt, starten die Prozesse zur Entfernung der Innerparkverkabelung, anschließend des Offshore-Substations (OSS) des OWP und schließlich des ONAS inklusive der Exportkabel bis zum Onshore-Anschlusspunkt.

Die Dauer der Rückbauarbeiten für Kabel wird durch die Geschwindigkeit der Kabel-Rückbauarbeiten und der verlegten Kabelstrecke definiert.

Die Abfolge ist wie folgt: OWEA, BOP, Inter-Array-Kabel, OSS, ONAS, Exportkabel.

Die Kosten für den Rückbau der Flächen variieren je nach Größe und Komplexität der jeweiligen Fläche. Für das Gebiet N-1 belaufen sich die Rückbaukosten auf 175 Mio. €, während sie bei N-2 auf 354 Mio. € steigen. N-3 hat mit 460 Mio. € die höchsten Rückbaukosten. Es ist wichtig zu beachten, dass diese Zahlen ausschließlich die direkten logistischen Kosten darstellen und möglicherweise weitere indirekte Kosten anfallen können.

Tabelle 16: Rückbau- und Neubaukosten der betrachteten Gebiete N-1, N-2 und N-3

	Rückbau Kosten	**Neubau Kosten**
N-1	175 Mio. €	5.040 Mio. €
N-2	354 Mio. €	9.394 Mio. €
N-3	460 Mio. €	9.214 Mio. €

6 Auswertung und Diskussion

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der in den vorigen Kapiteln beschriebenen Ertragsmodellierung (Kapitel 4) und O&M-Simulationen (Kapitel 5) zusammengetragen und in Hinblick auf Empfehlungen für den Weiterbetrieb der Bestandswindparks im DolWin-Cluster szenarienübergreifend ausgewertet, unter Berücksichtigung der in Kapitel 2 aufgeführten Gesichtspunkte.

Außerdem werden ausschließlich Ergebnisse zu den fünf Szenarien unter Hypothese 1 (siehe Kapitel 2.1) präsentiert, da die drei Hypothesen keine Auswirkungen auf das Verhältnis der fünf Szenarien untereinander haben (siehe Kapitel 4.6) und die O&M-Simulation unabhängig von den Hypothesen 1-3 durchgeführt wird.

6.1 Normierter Kostenindex und Stromerträge

Um den volkswirtschaftlichen Nutzen der verschiedenen Szenarien miteinander vergleichen zu können, wird der jeweilige Stromertrag ins Verhältnis zu den je nach Szenario anfallenden Kosten ins Verhältnis gesetzt. Dieser Vergleich erfolgt über den sogenannten Kostenindex, der gemäß der folgenden Gleichung berechnet wird:

$$\text{Kostenindex} = \frac{(\text{Betriebskosten}_{\text{OWP}} + \text{Betriebskosten}_{\text{ONAS}} + \text{Rückbaukosten} + \text{Neubaukosten})}{\text{Stromertrag}}$$

(Gleichung 6.1)

Der Betrachtungszeitraum für die Bestimmung des Kostenindex beginnt, wie die Ertragsrechnungen, im Jahr 2040. Die neubebauten Gebiete fließen jeweils mit einer Betriebsdauer von 25 Jahren in die Berechnung ein, so dass deren Neubaukosten in ein Verhältnis der dort zu erwartenden Stromerträge und Betriebskosten gesetzt werden können. Die Betriebsdauer der neubebauten Gebiete ist dabei lediglich aufgrund der aktuellen Gesetzeslage auf 25 Jahre beschränkt und nicht aus technischen Gründen.

Bei der Berechnung des Kostenindex ergibt sich $\text{Betriebskosten}_{\text{OWP}}$ als die Summe der Betriebskosten aller laufenden OWP über den gesamten Betrachtungszeitraum. Diese Betriebskosten setzen sich aus den direkten O&M-Kosten und den sogenannten weichen Kosten zusammen. Diese weichen Kosten beinhalten Kostenpunkte wie Finanzierungssicherheiten, Backend-Office, Versicherungen und Lagerkosten. Sie werden in dieser Studie in Absprache mit den beteiligten OWP-Betreibern als ein Drittel der gesamten Betriebskosten veranschlagt. Die übrigen zwei Drittel werden folglich von den direkten O&M-Kosten aus den OffshoreTIMES-Simulationen ausgemacht. Somit werden die Betriebskosten gemäß folgender Gleichung bestimmt:

$$\text{Betriebskosten}_{\text{Jahr}} = 1{,}5 \times \text{direkte O\&M Kosten}_{\text{Jahr}}$$

(Gleichung 6.2)

Die direkten O&M-Kosten der einzelnen Gebiete beinhalten die Schiffcharterkosten, Gehälter der eingesetzten Techniker und die Materialkosten der durchgeführten Instandhaltungsmaßnahmen. Die Bestimmung dieser Kosten pro Gebiet basiert auf den O&M-Simulationen mit OffshoreTIMES, die für die verschiedenen Parks und den Netzbetrieb, wie in Kapitel 5.1 beschrieben, durchgeführt worden sind. In Abbildung 5.5 bis Abbildung 6.13 sind die jährlichen direkten Kosten pro Gebiet für die verschiedenen Szenarien 1-5, Kapitel 5.1.2, dargestellt.

Die Betriebskosten der Offshore-Netzanbindungssysteme, $\text{Betriebskosten}_{\text{ONAS}}$, ergeben sich entsprechend ihrer Laufzeiten je nach Szenario (siehe Tabelle 14) und werden berechnet, wie in Kapitel 5.1 beschrieben.

Die Rückbaukosten und Neubaukosten ergeben sich gemäß Tabelle 16 und sind demnach für alle Szenarien gleich.

Der Stromertrag eines Szenarios ergibt sich als die Summe der jährlich erzielten Stromerträge, ermittelt durch die in Kapitel 4 beschriebenen FOXES-Simulationen und unter Berücksichtigung der Park-Verfügbarkeiten, die durch die OffshoreTIMES-Simulationen in Kapitel 5 berechnet worden sind.

Die Unterschiede im Kostenindex der verschiedenen Szenarien ergeben sich also hauptsächlich durch die Betriebskosten und Stromerträge der Bestandswindparks, die je nach gegebener Laufzeitverlängerung unterschiedlich ausfallen. Somit stellt der Kostenindex eine geeignete Kenngröße dar, um die Stromerträge und die damit einhergehenden Kosten zu bewerten, die sich als direkte Konsequenz der unterschiedlichen Laufzeit-Szenarien ergeben. Im Sinne der volkswirtschaftlichen Bewertung ist ein niedriger Kostenindex anzustreben, bei dem Stromerträge zu geringeren Kosten erzielt werden. Die Komponenten zur Berechnung des Kostenindex für jedes Szenario sind in Tabelle 17 aufgelistet.

Tabelle 17: Die einzelnen Komponenten zur Berechnung des Kostenindex für die verschiedenen Laufzeit-Szenarios. Die Betriebskosten und Stromerträge verändern sich je nach Betriebsdauer der Bestandswindparks. Die neubebauten Gebiete werden stets mit einer Betriebslaufzeit von 25 Jahren berücksichtigt. Hierbei ergibt sich je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neubebauten Gebiete ein unterschiedliches Ende des Betrachtungszeitraums.

	Betrieb$_{OWP}$	**Betrieb$_{ONAS}$**	**Neubau**	**Rückbau**	**Stromertrag**	**Betrachtung bis (N-1/N-2/N-3)**
Szenario 1	7.652 Mio. €	2.570 Mio. €	23.648 Mio. €	989 Mio. €	631,75 TWh	2078/2074/2082
Szenario 2	11.221 Mio. €	3.770 Mio. €	23.648 Mio. €	989 Mio. €	803,85 TWh	2089/2084/2092
Szenario 3	10.029 Mio. €	3.230 Mio. €	23.648 Mio. €	989 Mio. €	728,00 TWh	2089/2079/2082
Szenario 4	10.448 Mio. €	3.390 Mio. €	23.648 Mio. €	989 Mio. €	757,97 TWh	2089/2079/2086
Szenario 5	8.656 Mio. €	2.810 Mio. €	23.648 Mio. €	989 Mio. €	672,78 TWh	2078/2074/2082

Um den Szenario-Vergleich zu vereinfachen, wird in den folgenden Darstellungen zusätzlich der Kostenindex eines Szenarios i auf den Kostenindex des Szenario 1 (das Szenario ohne Laufzeitverlängerung) normiert:

$$\text{norm. Kostenindex}_i = \frac{\text{Kostenindex}_i}{\text{Kostenindex}_{\text{Szenario1}}}$$

Gleichung (6.3)

Die Werte für den Kostenindex (absolut und normiert) sind in Tabelle 18 aufgeführt. Eine visuelle Darstellung des Szenario-Vergleichs über den normierten Kostenindex erfolgt in Abbildung 6.1. Der Tabelle und der Abbildung ist zu entnehmen, dass generell jegliche Formen des Weiterbetriebs den Kostenindex senken. Das kommt in erster Linie daher, dass basierend auf den bereits geleisteten Investitionskosten der Bestandswindparks ein zusätzlicher Stromertrag bei gegebener Laufzeitverlängerung erzielt wird. Dieser Effekt tritt trotz der zu leistenden Betriebskosten ein. Die größte Senkung des Kostenindex wird durch den pauschalen Weiterbetrieb von 25 Jahren für alle Bestandswindparks erreicht (Szenario 2). Die Szenarien 3 und 4 mit koordiniertem Weiterbetrieb erzielen ebenfalls eine deutliche Senkung des Kostenindex im Vergleich zur Referenz, Szenario 1.

Tabelle 18: Die absoluten und normierten Werte des Kostenindex je nach Laufzeit-Szenario. Der Kostenindex ergibt sich als Verhältnis der Summe der Kosten (Betriebskosten der OWP und ONAS sowie der Rückbau- und Neubaukosten) zum erzielten Stromertrag. Unterschiede im Kostenindex ergeben sich hauptsächlich durch die verschiedenen Betriebsdauer der Bestandswindparks, je nach Laufzeit-Szenario.

	Kostenindex [€/MWh]	**normiert auf Szenario 1**
Szenario 1	55,18	1,000
Szenario 2	49,30	0,893
Szenario 3	52,05	0,943
Szenario 4	50,76	0,920
Szenario 5	53,66	0,973

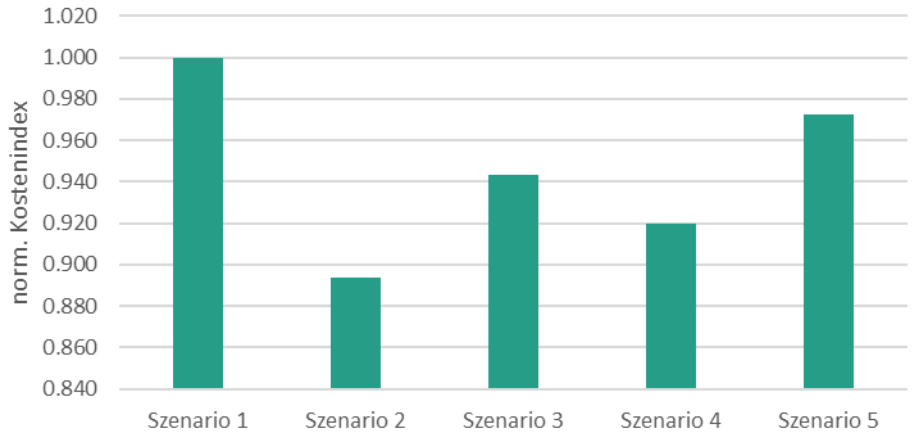

Abbildung 6.1: Szenario-Vergleich basierend auf dem normierten Kostenindex, in Bezug auf das Szenario 1 (ohne Weiterbetrieb). Der Kostenindex ergibt sich als Verhältnis der Summe der Kosten (Betriebskosten der OWP und ONAS sowie der Rückbau- und Neubaukosten) zum erzielten Stromertrag. Ein niedrigerer Kostenindex wird somit durch niedrigere Kosten bzw. höhere Erträge erreicht. Unterschiede im Kostenindex ergeben sich hauptsächlich durch die verschiedenen Betriebsdauer der Bestandswindparks, je nach Laufzeit-Szenario.

Der variierende Betrachtungszeitraum in den Tabellen 17 und 18 erschwert den Vergleich der aufsummierten Kosten und Erträge zwischen den Szenarien. Daher werden in Tabelle 19 die aufsummierten Betriebskosten und Stromerträge der fünf Szenarien für den festen Betrachtungszeitraum 2040-2066 aufgelistet (entsprechend des Betrachtungszeitraums der Ertragsrechnungen in Kapitel 4). Auf diese Weise können die wichtigsten Unterschiede zwischen den Szenarien mit Auswirkung auf den Kostenindex besser miteinander verglichen werden.

Tabelle 19: Die Betriebskosten der OWP und der ONAS, sowie die Stromerträge, der in den Szenarios 1 bis 5 über den festen Betrachtungszeitraum von 2040 bis 2066 erreicht werden.

	Betrieb$_{OWP}$	**Betrieb$_{ONAS}$**	**Stromertrag**	**Stromertrag normiert auf Szenario 1**
Szenario 1	5.267 Mio. €	2.060 Mio. €	393,56 TWh	1,000
Szenario 2	6.876 Mio. €	2.470 Mio. €	374,43 TWh	0,951
Szenario 3	6.720 Mio. €	2.350 Mio. €	412,31 TWh	1,048

Szenario 4	6.842 Mio. €	2.390 Mio. €	409,10 TWh	1,039
Szenario 5	6.305 Mio. €	2.320 Mio. €	435,12 TWh	1,106

Aus Tabelle 19 wird ersichtlich, dass das Szenario mit dem geringsten Kostenindex, Szenario 2, zu einem niedrigeren Stromertrag für den Betrachtungszeitraum 2040-2066 führt als die Referenz, Szenario 1. Szenario 3, 4 und 5 führen hingegen zu einem erhöhten Stromertrag. Durch einen verlängerten Weiterbetrieb ergibt sich folglich nicht zwangsläufig der höchste Stromertrag über einen festen Zeitraum. Um sowohl einen geringeren Kostenindex als auch einen erhöhten Stromertrag zu erzielen, müssen die Außerbetriebnahme sowie der Rückbau innerhalb eines Gebiets koordiniert und aufeinander abgestimmt werden.
Diese Kombination aus erhöhter Wirtschaftlichkeit und gesteigerten Stromerträgen wird in den Szenarien 3 und 4 erreicht (siehe Tabelle 18 und Tabelle 19), in denen der Weiterbetrieb gemäß der Szenario-Beschreibung in Kapitel 2.2 optimiert ist.

Ein umfassenderer Vergleich der fünf Szenarien muss neben der Wirtschaftlichkeit auch dringend weitere Aspekte miteinschließen. Diese Aspekte werden in Kapitel 6.2 beschrieben. Eine Diskussion der Szenarien, um eine Empfehlung bezüglich der verschiedenen Möglichkeiten des Weiterbetriebs der Bestandwindparks im DolWin-Cluster zu erreichen, erfolgt unter Berücksichtigung aller in dieser Studie untersuchten Aspekte in Kapitel 6.3.

6.2 Sonstige Betrachtungen

Neben betriebswirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Betrachtungen, zu denen auch die Erträge zählen, sind insbesondere Aspekte von Nachhaltigkeit und Ökologie für die Offshore-Parks relevant. Hier gilt es zu bedenken, dass es sich um Zeiträume ab dem Jahr 2040 handelt, also mindestens 15 Jahre vom jetzigen Zeitpunkt und sich bis dahin einige Rahmenbedingungen in Bezug auf diese Aspekte geändert haben können.

6.2.1 CO_2-Bilanz

Eine echte CO_2-Bilanz für den Betrieb, Abbau und Neubau der Anlagen für den betrachteten Zeitraum zu erstellen, erscheint wenig zielführend. Wenn davon ausgegangen wird, dass Deutschland 2045 und die EU 2050 klimaneutral sein wollen, dann werden die CO_2-Bilanzen sich bis 2040 deutlich verbessert haben müssen. Insgesamt gilt: Je später der Zeitpunkt liegt, desto stärker wird die Umstellung auf eine komplette Klimaneutralität vorangeschritten sein. Zentrale Bestandteile, wie Stahl, Kupfer und Aluminium, die heute wesentliche Emissionen verursachen könnten und sollten klimaneutraler hergestellt sein, je näher das Jahr 2050 rückt. Nach jetziger Beschlusslage der EU wird die die Emission von CO_2-Zertifikaten nach ETS 1 und ETS 2 nach jetziger Beschlusslage schon 2040 eingestellt. Dies wird zu einer sehr starken Reduktion aller CO_2-Emissionspfade in Bezug auf Anlagenbau, Betrieb und Abbau führen. Sind in den ersten Folgejahren noch Schiffe oder Materialien verfügbar, die auf Klimagasemissionen basieren, so ist mit einem zunehmenden Abstand zum Jahr 2040 mit einer wirklichen Umstellung auf Klimaneutralität zu rechnen. Eine erste Umstellung hin zur Elektrifizierung von CTVs und SOVs geschieht hat schon heute begonnen. Deshalb ist eine spätere Umstellung in Bezug auf CO_2-Emissionen von Vorteil.

6.2.2 Ressourcen und Kapazitäten

In Bezug auf die Nachhaltigkeit von Projekten ist nicht allein die CO_2-Bilanz entscheidend, sondern auch der Ressourcenverbrauch und die Wiederverwertbarkeit von Materialien. Zwischen den Szenarien

besteht eine Differenz der Zeitpunkte des Ab- und Neubaus auf den Flächen von bis zu 10 Jahren. Dies bedeutet eine Betriebsdauer der Parks von 25 bzw. 35 Jahren. Auf einen Zeitraum von 100 Jahren gerechnet würde dies also entweder vier oder drei Generationen von Windenergieanlagen entsprechen. Auch wenn bei älteren Anlagen die Wartung und der Austausch von Komponenten etwas erhöht sind, würde sich durch eine weniger häufige Bebauung der Flächen eine deutliche Verminderung der benötigten Ressourcen ergeben. Bei einem Gebiet wie N-1 läge dies mindestens in der Größenordnung von 200.000 t Stahl, 1.500 t Aluminium und 2.500 t Kupfer sowie 10.000 t an Polymer-Material, wenn eine Generation von Anlagen ausgelassen werden könnte (Vestas 2024). Somit würde ein Weiterbetrieb erhebliche Ressourcen schonen.
Eine Neubebauung mit 22 MW WEA würde hingegen dazu führen, dass insgesamt weniger Schiffe für Betrieb und Instandhaltung benötigt werden als in dem jetzigen Zustand mit wesentlich mehr WEAs. Bei dem Betrieb der neuen 2 GW Flächen mit 22 MW WEA gehen wir davon aus, dass die Lieferketten für die Herstellung der Anlagen selbst und auch deren Ersatzteile etabliert und belastbar sind.
Ein Weiterbetrieb der Bestandswindparks wiederum bedeutet, dass bereits gebaute Spezialschiffe, wie z.B. Heavy-Lift Vessels und Jack-Up Vessels, weiterhin für Instandhaltungsmaßnahmen genutzt werden können, wohingegen einige ältere dieser spezialisierten Schiffe zu klein sein würden, um an den größeren 22 MW WEA eingesetzt zu werden.
Darüber hinaus müssen die Rück- und Neubauphasen der verschiedenen Parks wohl koordiniert sein, um zu gewährleisten, dass genügend der dafür benötigten Schiffe verfügbar sind. Jetzige Ausbaupläne der Nordsee-Anrainerstaaten können durchaus zu Engpässen in den verfügbaren Schiffen führen. Bereits ab dem Jahr 2032 gilt dies insbesondere für Cable-Laying Vessels mit ausreichend hoher Kabeltragfähigkeit und Jack-Up Vessels zur Fundamentinstallation (Lewis, Frost 2025).

6.2.3 Ökologie

Die Windenergieanlagen stellen ein künstliches Riff dar, welches umfassend von sehr vielen Arten als Lebensraum genutzt wird (Hofstede et al. (2022) und Spielmann et al. (2023)). Wie sich dies gestaltet, hängt unter anderem von der Gründungsstruktur ab (Werner et al. 2024). Generell ist aber davon auszugehen, dass sich in der Betriebszeit eine Vielzahl an Spezies um die Windenergieanlagen angesiedelt haben. Die Bewertung dieses ökologischen Eingriffs ist bisher noch nicht abschließend erfolgt. Schließlich stellt auch die Errichtung von Windenergieanlagen einen Eingriff in die Meeresökologie dar. Die angesiedelten Spezies sind also auch eine Veränderung gegenüber einer Umgebung, die ohne Windenergieanlagen bestand. Doch offensichtlich baut sich um die Anlagen mit der Zeit ein Ökosystem auf, welches viele verschiedene Spezies anzieht. Dies hat zur Folge, dass bei der Entfernung der Anlagen dieses neue Ökosystem deutlich verändert oder aufgelöst wird (Borger et al. 2025). Je seltener so ein Eingriff erfolgt, desto stabiler kann sich dieses System aufbauen. Da es noch keine Untersuchungen über die Entwicklung der Ökosysteme um Windenergieanlagen in der Nordsee gibt, die über 25 oder 35 Jahre laufen, ist noch nicht absehbar, wie groß die Auswirkungen sind. Aber Aufgrund der bestehenden Untersuchungen ist schon jetzt klar, dass die Auswirkungen durch die Rück- und Neubauphase erheblich sind. Die Frage, wie oft eine Fläche neu bebaut wird, hat daher erhebliche ökologische Implikationen, die bei Entscheidungen über Rückbauszenarien mitgedacht werden sollten.

6.3 Diskussion

Grundsätzlich ist das Ergebnis der Studie, dass ein Weiterbetrieb der Bestandswindparks im DolWin-Cluster aus einer Vielzahl von Gründen sinnvoll erscheint, insofern dieser Weiterbetrieb innerhalb der

jeweiligen Gebiete aufeinander abgestimmt ist und die letztendliche Außerbetriebnahme der Parks auf eine koordinierte Weise stattfindet.

Neben den Aspekten bezüglich der Lieferketten, Ressourcen und Kapazitäten (Kapitel 6.2.2) und der Ökologie (Kapitel 6.2.3) ist ein generelles Ergebnis dieser Studie, dass ein Weiterbetrieb der Bestandswindparks Stromerträge unter wirtschaftlich günstigen Voraussetzungen liefert, so lange ausreichend viele OWPs einer Fläche in Betrieb sind, um die Betriebskosten des Netzanschlusses zu rechtfertigen. Diese Stromerträge werden erzielt, ohne dass Rück- und Neubaukosten anfallen, insbesondere gesellschaftliche Kosten wie die für den Netzanschluss und eventuelle Preisstützungssysteme. Außerdem können bestehende Lieferketten genutzt werden, anstatt dass neue Lieferketten für neue Technologien etabliert werden müssen. Es ist jedoch gleichzeitig festzuhalten, dass die erhöhten Fehlerraten für WEAs, die länger als 25 Jahre in Betrieb sind, zu geringeren Verfügbarkeiten und damit zu verringerten Stromerträgen führen (siehe Abbildung 6.8).

Auf der anderen Seite geht aus den Ergebnissen der Ertragsrechnungen und der O&M-Simulationen hervor, dass der Betrieb der neubebauten Flächen wirtschaftlicher wäre. Es wird insgesamt mehr Stromertrag erzielt (siehe Kapitel 4.6), bei geringeren Betriebskosten sowohl für die OWPs (um 43,5 % verringerte direkte O&M-Kosten Kapitel 5.1.2) als auch für den Netzanschluss. Dieser Mehrgewinn ginge jedoch mit hohen Investitionskosten einher: so betragen die Logistikkosten des Rückbaus insgesamt 932 Mio. € und die CAPEX für den Neubau (inklusive Netzanschluss) liegen bei insgesamt 23,65 Mrd. € (siehe Tabelle 16). Außerdem ergäben sich dadurch verfrühte Eingriffe ins Ökosystem (Kapitel 6.2.3) und hohe Anforderungen an die Lieferketten (Kapitel 6.2.2). Ein späterer Neubau bedeutet auch, dass es eine längere Phase gibt, in der das neue System längerfristig erprobt und optimiert werden kann, was aufgrund der noch relativ jungen Umstellung des Energiesystems vollständig auf erneuerbare Energien relevant ist.

Das Szenario 1, in dem Rück- und Neubau frühestmöglich stattfinden, ist generell kein empfehlenswertes Szenario. Dieses Szenario zeichnet sich durch den höchsten Kostenindex aus, weil der frühzeitige Rückbau verhindert, dass mit den bereits geleisteten Investitionen weitere Stromerträge erzielt werden. Dies gilt sowohl für die Investitionen in die Bestandswindparks als auch für die bestehenden ONAS, die sich andernfalls noch über weitere Jahre amortisieren könnten. Gleichzeitig wird in diesem Szenario ein verhältnismäßig geringer Stromertrag erzielt (siehe Tabelle 19). Der geringe Stromertrag ist darin begründet, dass dieses Szenario mit langen Brachzeiten für mehrere Flächen einherginge, in denen der Neubau in einem Gebiet noch nicht begonnen werden kann, weil vereinzelte Flächen in dem Gebiet noch in Betrieb sind. Zusätzlich setzen die insgesamt relativ frühen Rück- und Neubauzeitpunkte voraus, dass die dafür benötigten Technologien und Lieferketten dementsprechend früh verfügbar und ausgereift sind.

Diese Anforderungen an die Lieferketten wären in Szenario 2 mit einem generellen Weiterbetrieb von 10 Jahren zeitlich deutlich entspannter. Dennoch findet auch in Szenario 2 kein zeitlich koordinierter Rück- und Neubau innerhalb eines Gebiets statt, sodass wie in Szenario 1 Flächen für viele Jahre brach liegen, während noch vereinzelte Parks im Gebiet in Betrieb sind. Der Kostenindex ist in diesem Szenario zwar am geringsten. Jedoch weist Szenario 2 wegen der fehlenden Koordination in der Außerbetriebnahme auch den geringsten Stromertrag auf.

Dieses Problem wird in den Szenarien 3 und 4 deutlich abgeschwächt, indem die Außerbetriebnahmen von Parks innerhalb der gleichen Flächen zeitlich aufeinander abgestimmt werden. Diese Szenarien zeichnen sich aufgrund des Weiterbetriebs der Bestandswindparks durch einen deutlich verringerten Kostenindex aus, relativ zu Szenario 1 (Tabelle 18). Gleichzeitig werden in diesen Szenarien hohe Gesamterträge erzielt (Tabelle 19). Beide Szenarien stellen auch moderatere Anforderungen an die verlängerte Laufzeit der Offshore-Netzanschlusssysteme (Tabelle 14) im Vergleich zu Szenario 2. In Szenario 3 macht sich im zeitlichen Verlauf des Ertrags (Abbildung 4.8) deutlich bemerkbar, dass sich die Rück- und Neubauphasen der Gebiete N-2 und N-3 im Jahr 2054 überschneiden, wodurch in diesem Jahr insgesamt ein sehr niedriger Stromertrag erzielt wird.

In Szenario 5 sind der Rück- und Neubau innerhalb eines Gebiets im höchsten Maße zeitlich abgestimmt, indem alle Parks eines Gebiets außer Betrieb genommen werden, sobald auch der jüngste Park eines Gebiets seine reguläre Betriebszeit von 25 Jahren erfüllt hat. Dadurch verstärken sich zwar die positiven Effekte, die auch mit Szenario 4 einhergehen (Gesamtertrag über den Betrachtungszeitraum und moderate Laufzeitverlängerungen für den Netzanschluss). Der relativ frühe Neubau führt jedoch auch zu nur kleinen Verbesserungen im Kostenindex, im Verhältnis zu Szenario 1, und ginge auch mit den in Kapitel 6.2.2 dargestellten Aspekten der ineffizienten Nutzung von Ressourcen und Kapazitäten sowie mit den in Kapitel 6.2.3 diskutierten erhöhten Auswirkungen auf das Ökosystem Nordsee einher.

Abschließend betrachtet, kann die Schlussfolgerung gezogen werden, dass Formen des koordinierten Weiterbetriebs, wie sie in den Szenarien 3 und 4 stattfinden, zu einem erhöhten Energieertrag bei einem niedrigeren Kostenindex führen. Gleichzeitig stellen diese Szenarien vergleichsweise moderate Anforderungen an die Lieferketten und führen zu niedrigeren Belastungen des Ökosystems im Vergleich zum frühzeitigeren Rückbau der Bestandswindparks.

Die Ergebnisse dieser Studie beziehen sich vorerst auf die Gebiete des DolWin-Clusters. Die Übertragbarkeit auf andere Cluster wurde nicht untersucht. Auch wenn sicher viele zu Grunde liegende Vorgänge ähnlich sind, können in jedem Park und jedem Gebiet auch spezielle andere Bedingungen vorliegen, sodass immer eine genaue Einzelfallbetrachtung sinnvoll erscheint.

In diesem Projekt wurde eine mögliche Verlängerung des Betriebs um maximal 10 Jahre betrachtet, da dies dem derzeitigen rechtlichen Rahmen entspricht. Ein Weiterbetrieb der ONAS und der OWPs ist heute bisher weder technisch noch betrieblich abschließend bewertet und muss vermutlich immer im Einzelfall geprüft werden. Die Betriebsverlängerungen der dänischen Offshore Windparks Samsø, Middelgrunden und Nysted deuten allerdings auf eine prinzipielle Machbarkeit von Betriebsverlängerungen von Offshore Windparks, zum Teil sogar über 35 Jahre hinaus, hin (Buljan 2025). Ob es dazu einer Anpassung der Bedingungen der Betriebsgenehmigungen bedarf, sollte im Einzelfall geprüft werden.

7 Literaturverzeichnis

Borger, Emil de; van Oevelen, Dick; Mavraki, Ninon; Backer, Annelies de; Braeckman, Ulrike; Soetaert, Karline; Vanaverbeke, Jan (2025): Offshore wind farms modify coastal food web dynamics by enhancing suspension feeder pathways. In *Commun Earth Environ* 6 (1), p. 330. DOI: 10.1038/s43247-025-02253-w.

BSH (2023): Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee.

Buljan, Adrijana (2025): 25-Year-Old Danish Offshore Wind Farm Gets Approval to Operate for 25 More Years. Available online at https://www.offshorewind.biz/2025/06/27/25-year-old-danish-offshore-wind-farm-gets-approval-to-operate-for-25-more-years/, checked on 7/10/2025.

BVG Associates (Ed.) (2019): Guide to an offshore wind farm. Updated and extended. With assistance of The Crown Estate, Catapult Offshore Renewable Energy (ORE). Available online at https://www.thecrownestate.co.uk/media/2860/guide-to-offshore-wind-farm-2019.pdf, checked on 1/25/2019.

Carroll, James; McDonald, Alasdair; McMillan, David (2016): Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines. In *Wind Energ.* 19 (6), pp. 1107–1119. DOI: 10.1002/we.1887.

Fitch, Anna C.; Olson, Joseph B.; Lundquist, Julie K.; Dudhia, Jimy; Gupta, Alok K.; Michalakes, John; Barstad, Idar (2012): Local and Mesoscale Impacts of Wind Farms as Parameterized in a Mesoscale NWP Model. In *Mon. Wea. Rev.* 140 (9), pp. 3017–3038. DOI: 10.1175/MWR-D-11-00352.1.

Hersbach, Hans; Bell, Bill; Berrisford, Paul; Hirahara, Shoji; Horányi, András; Muñoz‐Sabater, Joaquín et al. (2020): The ERA5 global reanalysis. In *Q.J.R. Meteorol. Soc.* 146 (730), pp. 1999–2049. DOI: 10.1002/qj.3803.

Hofstede, R. ter; Driessen, F.M.F.; Elzinga, P. J.; van Koningsveld, M.; Schutter, M. (2022): Offshore wind farms contribute to epibenthic biodiversity in the North Sea. In *Journal of Sea Research* 185, p. 102229. DOI: 10.1016/j.seares.2022.102229.

Jalili, Shahin; Maheri, Alireza; Ivanovic, Ana (2022): Cost Modelling for Offshore Wind Farm Decomissioning. DECOMTOOLS 2022. University of Aberdeen. Available online at https://northsearegion.eu/media/19936/cost-modelling_final_2022.pdf.

Kaiser, Mark J.; Snyder, Brian F. (2013): Modeling offshore wind installation costs on the U.S. Outer Continental Shelf. In *Renewable Energy* 50, pp. 676–691. DOI: 10.1016/j.renene.2012.07.042.

Kikuchi, Yuka; Ishihara, Takeshi (2023): Assessment of capital expenditure for fixed-bottom offshore wind farms using probabilistic engineering cost model. In *Applied Energy* 341, p. 120912. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.120912.

Lewis, James; Frost, Barry (2025): TGS Public Webinar: Offshore Wind Vessels - Supply & Demand to 2035. TGS, 2025.

Liang, Yibo; Ma, Yu; Wang, Haibin; Mesbahi, Ana; Jeong, Byongug; Zhou, Peilin (2021): Levelised cost of energy analysis for offshore wind farms. A case study of the New York State development. In *Ocean Engineering* 239, p. 109923. DOI: 10.1016/j.oceaneng.2021.109923.

Sens, Lucas; Neuling, Ulf; Kaltschmitt, Martin (2022): Capital expenditure and levelized cost of electricity of photovoltaic plants and wind turbines – Development by 2050. In *Renewable Energy* 185, pp. 525–537.

Shields, Matt; Beiter, Philipp; Nunemaker, Jake; Cooperman, Aubryn; Duffy, Patrick (2021): Impacts of turbine and plant upsizing on the levelized cost of energy for offshore wind. In *Applied Energy* 298, p. 117189. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.117189.

Skamarock, W. C.; Klemp, J. B.; Dudhia, J.; Gill, D. O.; Liu, Z.; Berner, J. et al. (2019): A description of the advanced research WRF model version 4. Available online at https://www.ecampmany.com/docs/cheatsheets/wrf.pdf.

Spielmann, Vanessa; Dannheim, Jennifer; Brey, Thomas; Coolen, Joop W. P. (2023): Decommissioning of offshore wind farms and its impact on benthic ecology. In *Journal of environmental management* 347, p. 119022. DOI: 10.1016/j.jenvman.2023.119022.

Stehly, Tyler; Duffy, Patrick; Mulas Hernando, Daniel (2024): Cost of Wind Energy Review: 2024 Edition. National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO (United States).

Stoevesandt, Bernhard; Schwegmann, Sandra (2022): Offshore Flächenpotenziale: Analyse der Energieerzeugungseffizienz in der deutschen AWZ, Studie für BWO-BDEW.

Übertragungsnetzbetreiber CC-BY-4.0 (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, zweiter Entwurf.

Vestas (2024): Life Cycle Assessment of Electricity Production from an offshore V236-15 MW Wind Plant. Vestas Wind Systems A/S. Hedeager 42, Aarhus N, 8200, Denmark.

Warnock, John; McMillan, David; Pilgrim, James; Shenton, Sally (2019): Failure Rates of Offshore Wind Transmission Systems. In *energies* 12 (14), p. 2682. DOI: 10.3390/en12142682.

Werner, Karl M.; Haslob, Holger; Reichel, Anna F.; Gimpel, Antje; Stelzenmüller, Vanessa (2024): Offshore wind farm foundations as artificial reefs: The devil is in the detail. In *Fisheries Research* 272, p. 106937. DOI: 10.1016/j.fishres.2024.106937.

Anhang A: OffshoreTIMES Ergebnisse der Verfügbarkeiten (Szenario 2-5)

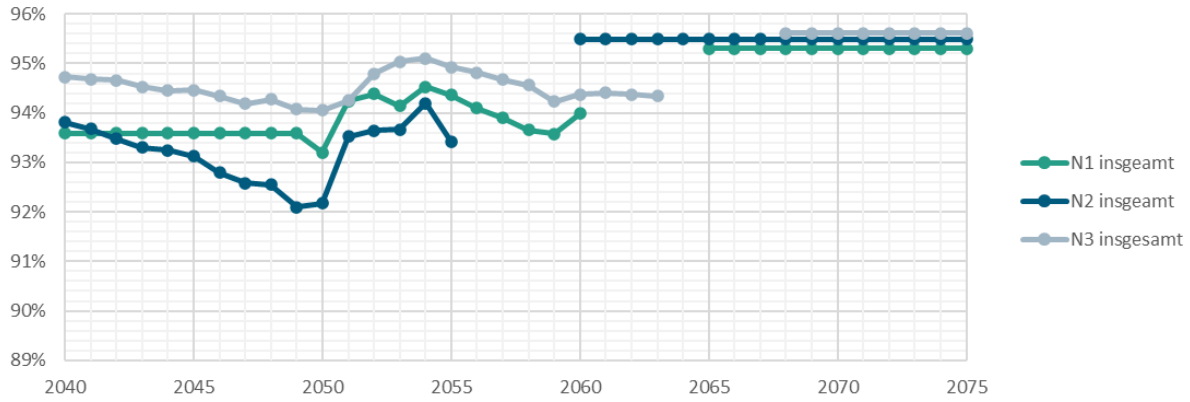

Abbildung 6.2: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 2.

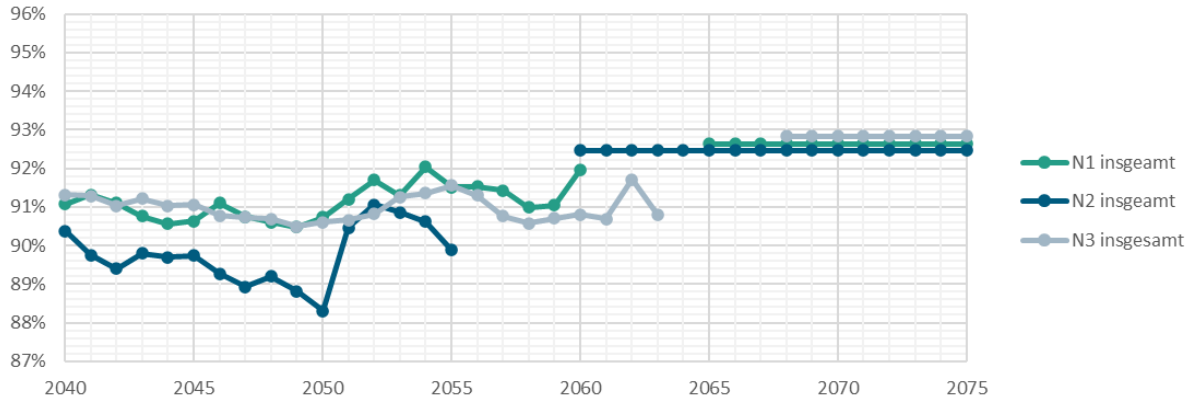

Abbildung 6.3: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 2.

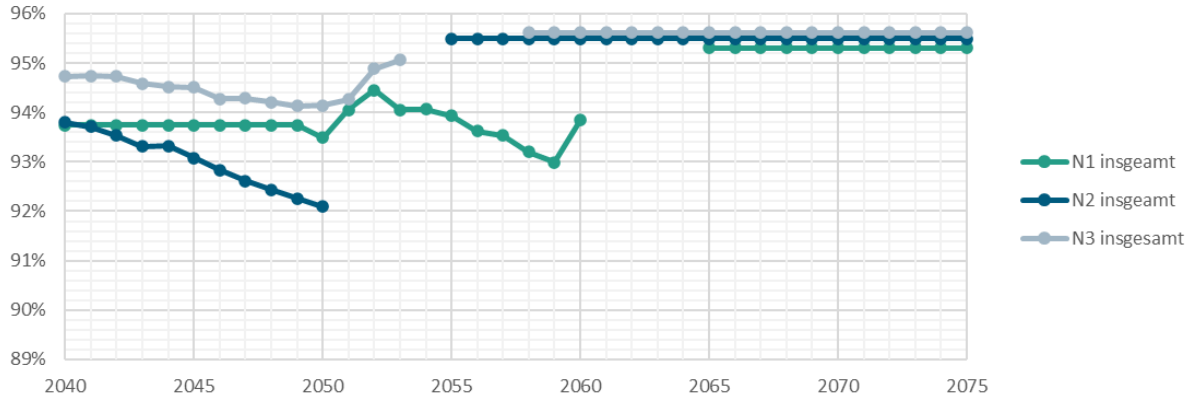

Abbildung 6.4: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 3.

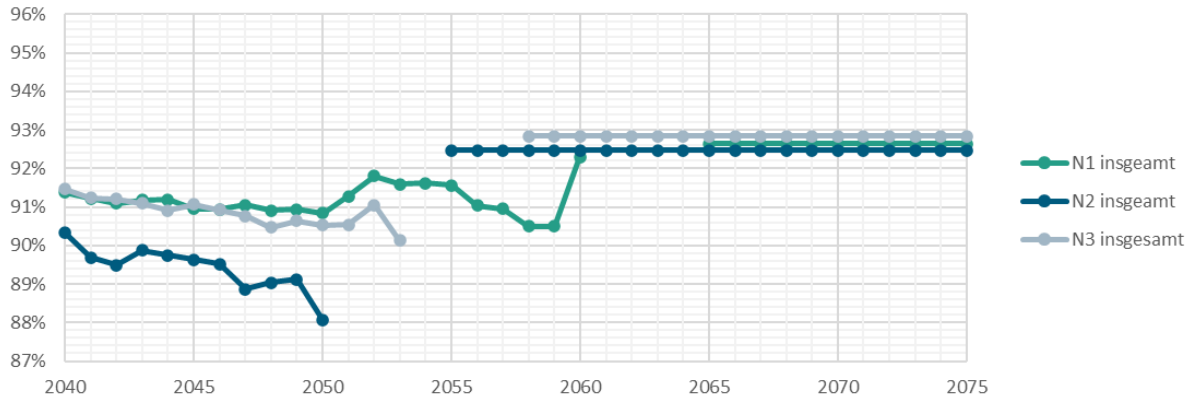

Abbildung 6.5: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 3.

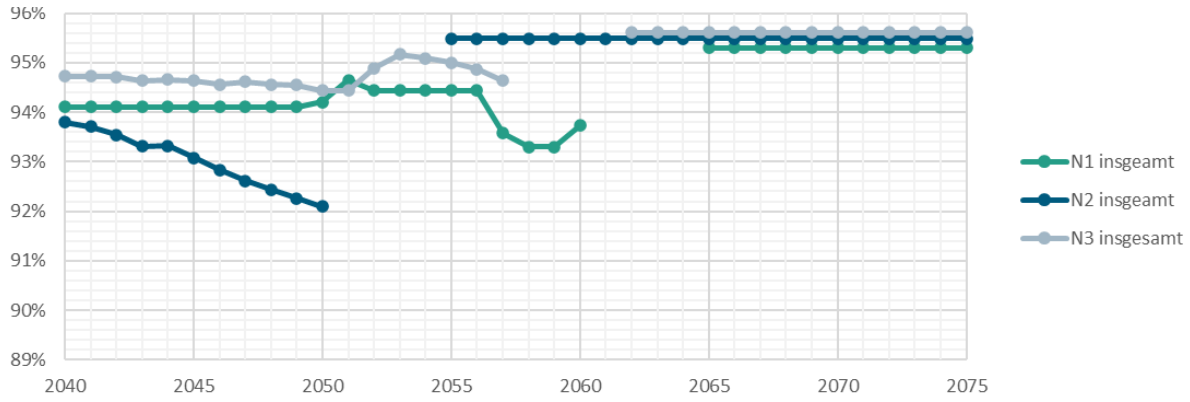

Abbildung 6.6: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 4.

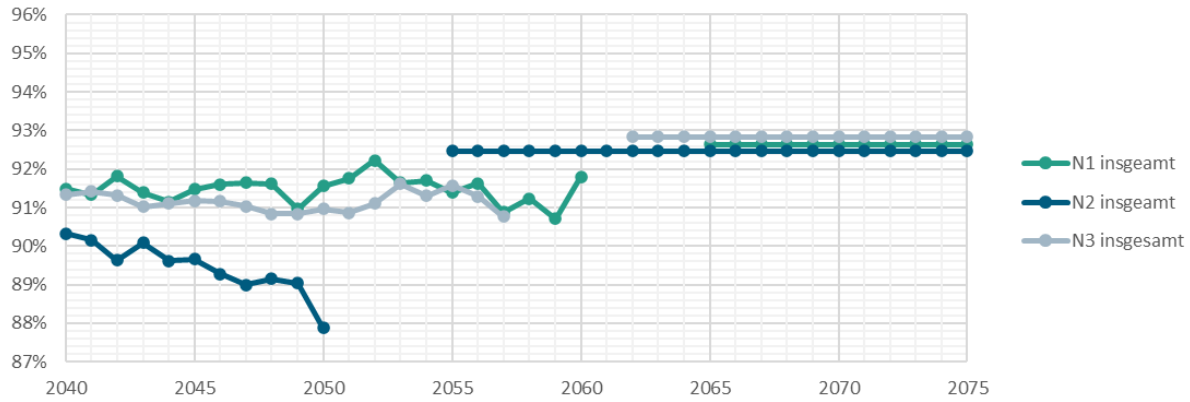

Abbildung 6.7: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 4.

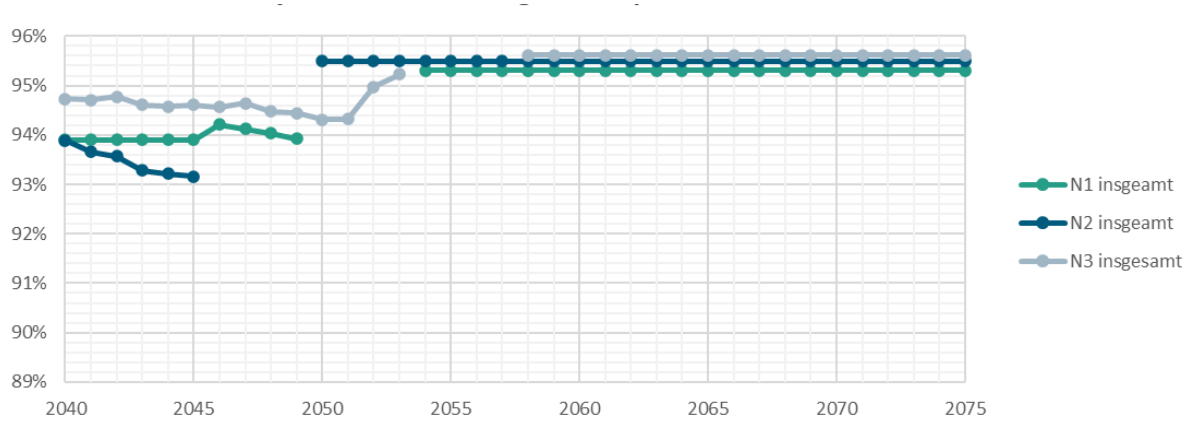

Abbildung 6.8: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 5.

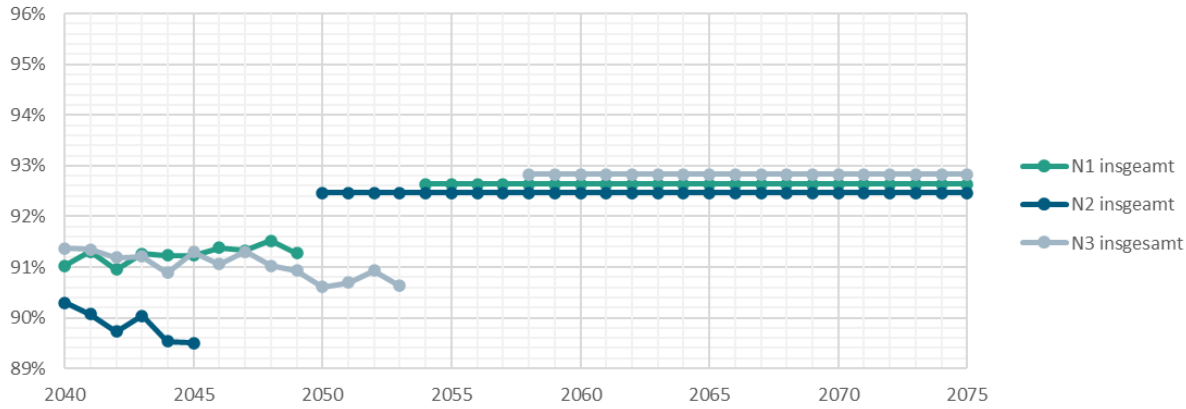

Abbildung 6.9: Durchschnittliche energiebasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 5.

Anhang B: OffshoreTIMES Ergebnisse der direkten O&M-Kosten (Szenario 2-5)

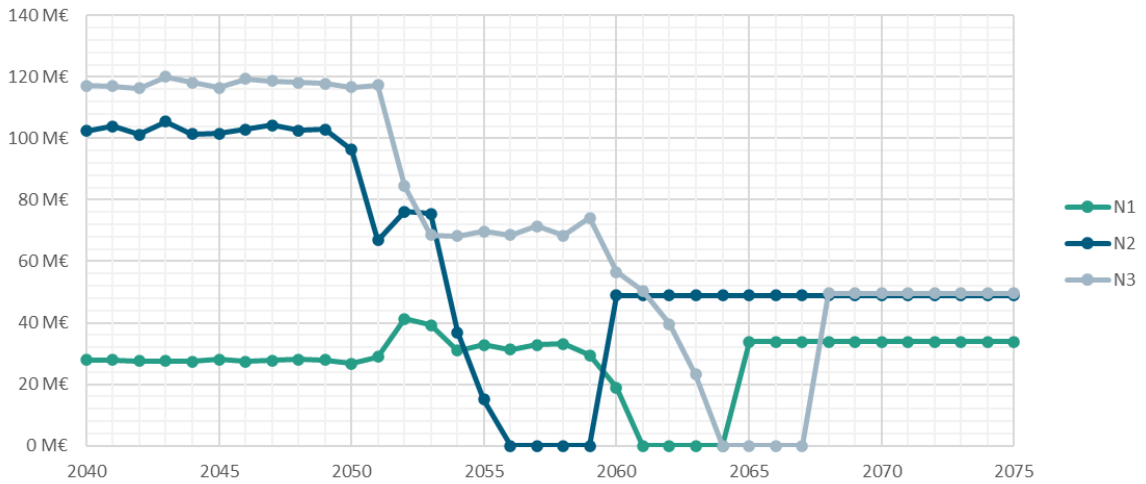

Abbildung 6.10: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 2.

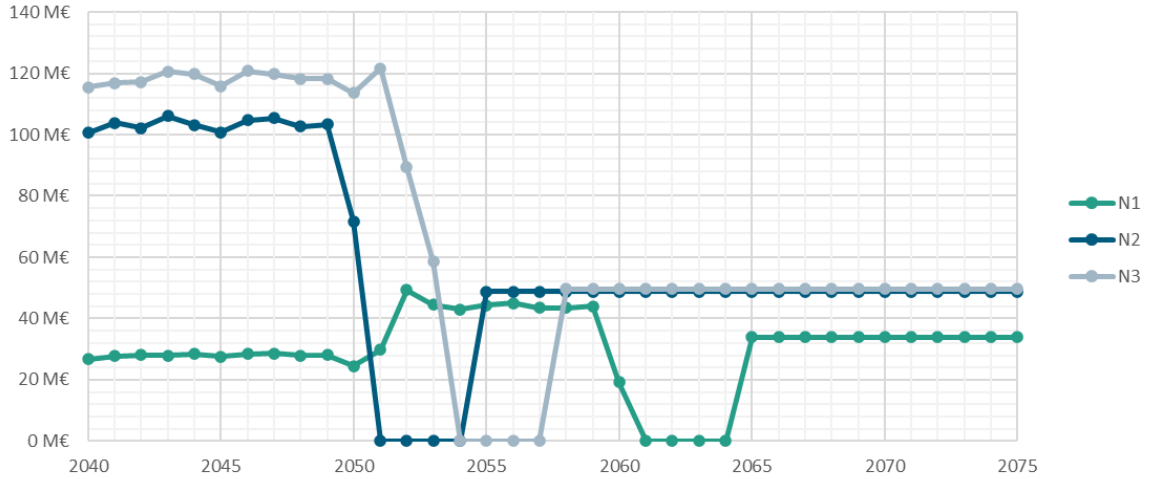

Abbildung 6.11: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 3.

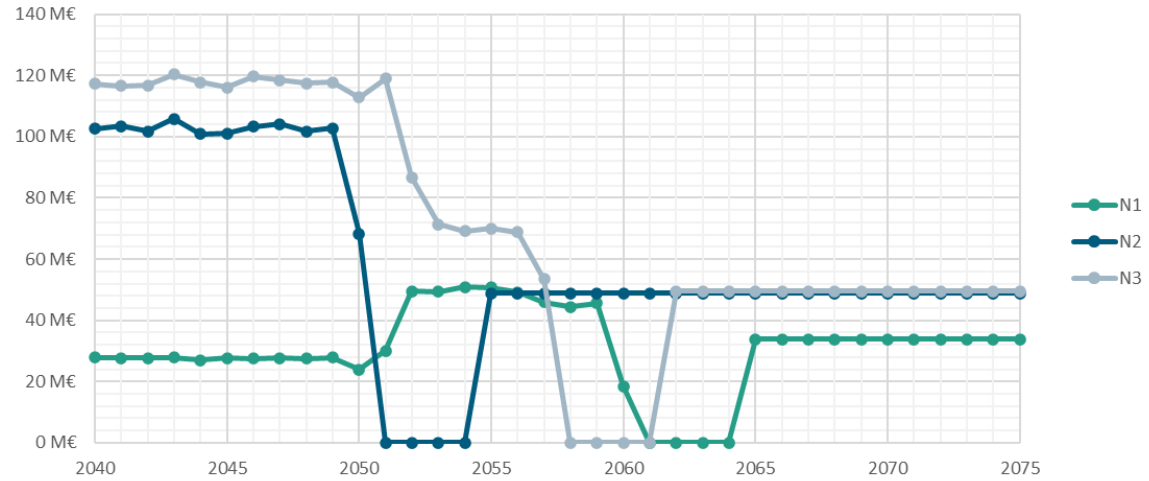

Abbildung 6.12: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 4.

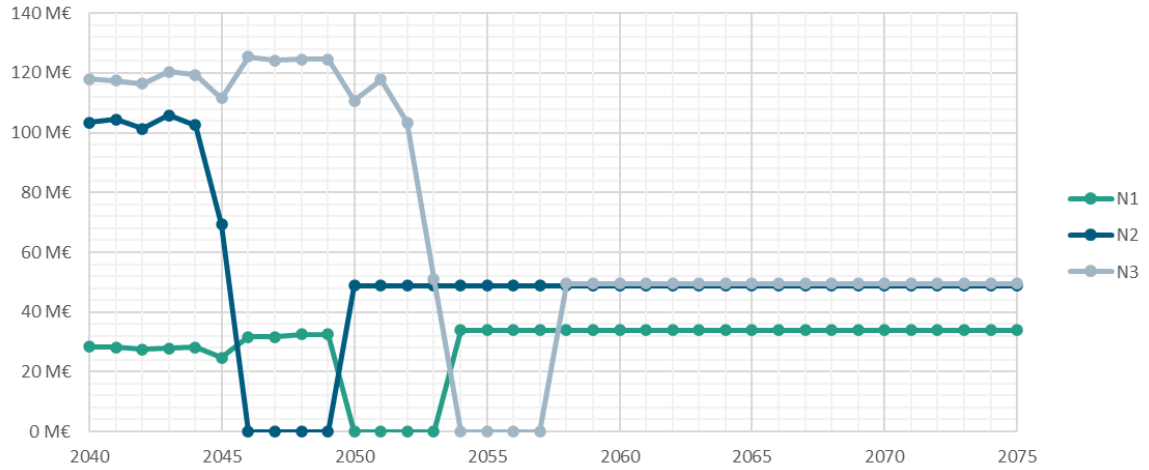

Abbildung 6.13. Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 5.

Anhang C: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil I

Tabelle 20: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf Carroll et al. (2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Fehlerraten und Power Loss

Component Name	Failure Category	Failure Rate (/Turbine/Year) (0-25 years)	Failure Rate Rise (25+ years) [rise in % rel. to prev. Year]	Power Loss
Blades	Major Repair	0.010	2	20%
Blades	Major Replacement	0.002	0	100%
Blades	Minor Repair	0.456	2	10%
Blades	Reset	0.053	2	0%
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Repair	0.054	1	100%
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Replacement	0.002	1	100%
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Minor Repair	0.326	1	0%
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Reset	0.048	1	50%
Controls	Major Repair	0.054	0	100%
Controls	Major Replacement	0.001	0	100%
Controls	Minor Repair	0.355	1	100%
Controls	Reset	0.018	1	100%
Electrical Components	Major Repair	0.016	0	100%
Electrical Components	Major Replacement	0.002	0	100%
Electrical Components	Minor Repair	0.358	0	100%
Electrical Components	Reset	0.059	0	100%
Gearbox	Major Repair	0.038	-1	100%
Gearbox	Major Replacement	0.050	0	100%
Gearbox	Minor Repair	0.395	-1	0%
Gearbox	Reset	0.046	-1	50%
Generator	Major Repair	0.321	5	100%
Generator	Major Replacement	0.045	0	100%
Generator	Minor Repair	0.485	5	100%
Generator	Reset	0.098	5	100%
Grease / Oil / Cooling Liquid	Major Repair	0.006	1	100%
Grease / Oil / Cooling Liquid	Minor Repair	0.407	1	0%
Grease / Oil / Cooling Liquid	Reset	0.058	1	0%
Heaters / Coolers	Major Repair	0.007	0	100%
Heaters / Coolers	Minor Repair	0.190	0	0%
Heaters / Coolers	Reset	0.016	0	50%
Hub	Major Repair	0.038	1	20%
Hub	Minor Repair	0.182	1	10%
Hub	Reset	0.014	1	0%
Other Components	Major Repair	0.042	3	0%

Other Components	Major Replacement	0.001	0	100%
Other Components	Minor Repair	0.812	3	0%
Other Components	Reset	0.150	3	0%
Pitch / Hydraulic	Major Repair	0.179	2	100%
Pitch / Hydraulic	Major Replacement	0.001	0	100%
Pitch / Hydraulic	Minor Repair	0.824	2	100%
Pitch / Hydraulic	Reset	0.072	2	100%
Power Supply / Converter	Major Repair	0.081	3	100%
Power Supply / Converter	Major Replacement	0.005	3	100%
Power Supply / Converter	Minor Repair	0.076	3	0%
Power Supply / Converter	Reset	0.018	3	50%
Pumps / Motors	Major Repair	0.043	1	100%
Pumps / Motors	Minor Repair	0.278	1	100%
Pumps / Motors	Reset	0.025	1	100%
Safety	Major Repair	0.004	0	0%
Safety	Minor Repair	0.373	0	0%
Safety	Reset	0.015	0	0%
Sensors	Major Repair	0.070	0	100%
Sensors	Minor Repair	0.247	0	0%
Sensors	Reset	0.029	0	0%
Service Items	Minor Repair	0.108	0	0%
Service Items	Reset	0.016	0	0%
Tower / Foundation	Major Repair	0.089	2	0%
Tower / Foundation	Minor Repair	0.092	2	0%
Tower / Foundation	Reset	0.004	2	0%
Transformer	Major Repair	0.003	0	100%
Transformer	Major Replacement	0.001	0	100%
Transformer	Minor Repair	0.052	0	0%
Transformer	Reset	0.009	0	0%
Yaw System	Major Repair	0.006	1	100%
Yaw System	Major Replacement	0.001	0	100%
Yaw System	Minor Repair	0.162	1	100%
Yaw System	Reset	0.020	1	100%

Tabelle 21: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Reparaturzeit, Techniker Anzahl und verwendete Schiffe

Component Name	Failure Category	Repair Time [Hours]	Number of Technicians	Possible Transport Unit
Blades	Major Repair	21	3	CTV, SOV
Blades	Major Replacement	288	21	Jack-Up
Blades	Minor Repair	9	2	CTV, SOV, Helikopter
Blades	Reset	28	3	CTV, SOV, Helikopter
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Repair	19	3	CTV, SOV
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Replacement	150	8	CTV, SOV
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Minor Repair	4	2	CTV, SOV, Helikopter
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Reset	5	2	CTV, SOV, Helikopter
Controls	Major Repair	14	3	CTV, SOV
Controls	Major Replacement	12	2	CTV, SOV
Controls	Minor Repair	8	2	CTV, SOV, Helikopter
Controls	Reset	17	3	CTV, SOV, Helikopter
Electrical Components	Major Repair	14	3	CTV, SOV
Electrical Components	Major Replacement	18	4	CTV, SOV
Electrical Components	Minor Repair	5	2	CTV, SOV, Helikopter
Electrical Components	Reset	7	2	CTV, SOV, Helikopter
Gearbox	Major Repair	22	3	CTV, SOV
Gearbox	Major Replacement	231	17	Jack-Up
Gearbox	Minor Repair	8	2	CTV, SOV, Helikopter
Gearbox	Reset	7	2	CTV, SOV, Helikopter
Generator	Major Repair	24	3	CTV, SOV
Generator	Major Replacement	81	8	Jack-Up
Generator	Minor Repair	7	2	CTV, SOV, Helikopter
Generator	Reset	13	2	CTV, SOV, Helikopter
Grease / Oil / Cooling Liquid	Major Repair	18	3	CTV, SOV
Grease / Oil / Cooling Liquid	Minor Repair	4	2	CTV, SOV, Helikopter
Grease / Oil / Cooling Liquid	Reset	3	2	CTV, SOV, Helikopter
Heaters / Coolers	Major Repair	14	3	CTV, SOV
Heaters / Coolers	Minor Repair	5	2	CTV, SOV, Helikopter
Heaters / Coolers	Reset	5	3	CTV, SOV, Helikopter
Hub	Major Repair	40	4	CTV, SOV

Hub	Minor Repair	10	2	CTV, SOV, Helikopter
Hub	Reset	8	2	CTV, SOV, Helikopter
Other Components	Major Repair	21	3	CTV, SOV
Other Components	Major Replacement	36	5	CTV, SOV
Other Components	Minor Repair	5	2	CTV, SOV, Helikopter
Other Components	Reset	8	2	CTV, SOV, Helikopter
Pitch / Hydraulic	Major Repair	19	3	CTV, SOV
Pitch / Hydraulic	Major Replacement	25	4	CTV, SOV
Pitch / Hydraulic	Minor Repair	9	2	CTV, SOV, Helikopter
Pitch / Hydraulic	Reset	17	3	CTV, SOV, Helikopter
Power Supply / Converter	Major Repair	14	2	CTV, SOV
Power Supply / Converter	Major Replacement	57	6	CTV, SOV
Power Supply / Converter	Minor Repair	7	2	CTV, SOV, Helikopter
Power Supply / Converter	Reset	10	3	CTV, SOV, Helikopter
Pumps / Motors	Major Repair	10	3	CTV, SOV
Pumps / Motors	Minor Repair	4	2	CTV, SOV, Helikopter
Pumps / Motors	Reset	7	3	CTV, SOV, Helikopter
Safety	Major Repair	7	3	CTV, SOV
Safety	Minor Repair	2	2	CTV, SOV, Helikopter
Safety	Reset	2	2	CTV, SOV, Helikopter
Sensors	Major Repair	6	2	CTV, SOV
Sensors	Minor Repair	8	2	CTV, SOV, Helikopter
Sensors	Reset	8	3	CTV, SOV, Helikopter
Service Items	Minor Repair	7	2	CTV, SOV, Helikopter
Service Items	Reset	9	2	CTV, SOV, Helikopter
Tower / Foundation	Major Repair	7	1	CTV, SOV
Tower / Foundation	Minor Repair	5	3	CTV, SOV, Helikopter
Tower / Foundation	Reset	6	2	CTV, SOV, Helikopter
Transformer	Major Repair	26	3	CTV, SOV
Transformer	Major Replacement	1	1	Jack-Up
Transformer	Minor Repair	7	3	CTV, SOV, Helikopter
Transformer	Reset	19	3	CTV, SOV, Helikopter
Yaw System	Major Repair	20	3	CTV, SOV
Yaw System	Major Replacement	49	5	Jack-Up
Yaw System	Minor Repair	5	2	CTV, SOV, Helikopter
Yaw System	Reset	9	2	CTV, SOV, Helikopter

Anhang D: Korrektive Instandhaltungsannahmen Teil II

Tabelle 22: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Materialkosten und Lieferzeiten

Component Name	Failure Category	Material Cost [€] <= 4 MW	Material Cost [€] 5-6 MW	Material Cost [€] 7.5 MW	Material Cost [€] >= 10 MW	Spare Part Lead Time (0-25 years) [days]	Spare Part Lead Time (25+ years) [days]
Blades	Major Repair	1500	2250	2625	3000	3.5	0
Blades	Major Replacement	90000	135000	190000	350000	3.5	0
Blades	Minor Repair	170	255	297.5	340	0	0
Blades	Reset	0	0	0	0	0	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Repair	2300	3450	4025	4600	0	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Major Replacement	13500	20250	23625	27000	0	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Minor Repair	260	390	455	520	0	0
Contactors / Circuit Breakers / Relays	Reset	0	0	0	0	0	0
Controls	Major Repair	2000	3000	3500	4000	4	0
Controls	Major Replacement	13000	19500	22750	26000	4	0
Controls	Minor Repair	200	300	350	400	0	0
Controls	Reset	0	0	0	0	0	0
Electrical Components	Major Repair	2000	3000	3500	4000	0	0
Electrical Components	Major Replacement	12000	18000	21000	24000	0	0
Electrical Components	Minor Repair	100	150	175	200	0	0
Electrical Components	Reset	0	0	0	0	0	0

Gearbox	Major Repair	2500	3750	4375	5000	5.8	0
Gearbox	Major Replacement	230000	345000	402500	460000	5.8	0
Gearbox	Minor Repair	125	187.5	218.75	250	0	0
Gearbox	Reset	0	0	0	0	0	0
Generator	Major Repair	3500	5250	6125	7000	6.3	0
Generator	Major Replacement	60000	90000	200000	600000	6.3	0
Generator	Minor Repair	160	240	280	320	0	0
Generator	Reset	0	0	0	0	0	0
Grease / Oil / Cooling Liquid	Major Repair	2000	3000	3500	4000	0	0
Grease / Oil / Cooling Liquid	Minor Repair	160	240	280	320	0	0
Grease / Oil / Cooling Liquid	Reset	0	0	0	0	0	0
Heaters / Coolers	Major Repair	1300	1950	2275	2600	0	0
Heaters / Coolers	Minor Repair	465	697.5	813.75	930	0	0
Heaters / Coolers	Reset	0	0	0	0	0	0
Hub	Major Repair	1500	2250	2625	3000	4.3	0
Hub	Minor Repair	160	240	280	320	0	0
Hub	Reset	0	0	0	0	0	0
Other Components	Major Repair	2400	3600	4200	4800	0	0
Other Components	Major Replacement	10000	15000	17500	20000	0	0
Other Components	Minor Repair	110	165	192.5	220	0	0
Other Components	Reset	0	0	0	0	0	0
Pitch / Hydraulic	Major Repair	1900	2850	3325	3800	2	0
Pitch / Hydraulic	Major Replacement	14000	21000	24500	28000	2	0
Pitch / Hydraulic	Minor Repair	210	315	367.5	420	0	0
Pitch / Hydraulic	Reset	0	0	0	0	0	0

Power Supply / Converter	Major Repair	5300	7950	9275	10600	4.7	0
Power Supply / Converter	Major Replacement	13000	19500	22750	26000	4.7	0
Power Supply / Converter	Minor Repair	240	360	420	480	0	0
Power Supply / Converter	Reset	0	0	0	0	0	0
Pumps / Motors	Major Repair	2000	3000	3500	4000	0	0
Pumps / Motors	Minor Repair	330	495	577.5	660	0	0
Pumps / Motors	Reset	0	0	0	0	0	0
Safety	Major Repair	2400	3600	4200	4800	0	0
Safety	Minor Repair	130	195	227.5	260	0	0
Safety	Reset	0	0	0	0	0	0
Sensors	Major Repair	2500	3750	4375	5000	0	0
Sensors	Minor Repair	150	225	262.5	300	0	0
Sensors	Reset	0	0	0	0	0	0
Service Items	Minor Repair	80	120	140	160	0	0
Service Items	Reset	0	0	0	0	0	0
Tower / Foundation	Major Repair	1100	1650	1925	2200	0	0
Tower / Foundation	Minor Repair	140	210	245	280	0	0
Tower / Foundation	Reset	0	0	0	0	0	0
Transformer	Major Repair	2300	3450	4025	4600	6.7	0
Transformer	Major Replacement	70000	105000	122500	140000	6.7	0
Transformer	Minor Repair	95	142.5	166.25	190	0	0
Transformer	Reset	0	0	0	0	0	0
Yaw System	Major Repair	3000	4500	5250	6000	2.8	0
Yaw System	Major Replacement	12500	18750	21875	25000	2.8	0
Yaw System	Minor Repair	140	210	245	280	0	0
Yaw System	Reset	0	0	0	0	0	0

Anhang E: Offshore Logistik Ressourcen

Tabelle 23: Kosten und Eigenschaften der Schiffe, Helikopter und Techniker (Stand 2024)

Komponente	Stunden-satz	Tagessatz	Mobilisierungs-kosten	Mobilisierungs-zeit	Geschwindigkeit	Kapazität [PAX]	max. signifkante Wellenhöhe	max. Wind-geschwindigkeit	max. Zeit offshore
CTV 12 (Longterm)	-	3.650 €	-	1 Tag	20 Knoten	12	1,5 m	15 m/s	12 Stunden
CTV 24 (Longterm)	-	5.100 €	-	1 Tag	22 Knoten	24	1,7 m	15 m/s	12 Stunden
CTV 12 (Shortterm)	-	4.500 €	-	1 Tag	20 Knoten	12	1,5 m	15 m/s	12 Stunden
CTV 24 (Shortterm)	-	7.500 €	-	1 Tag	22 Knoten	24	1,7 m	15 m/s	12 Stunden
SOV (Longterm Charter)	-	30.000 €	-	-	12 Knoten	60	2,5 m	15 m/s	2 Wochen
Jack-Up (alt)	-	72.500 €	150.000 €	5 Wochen	5 Knoten	20	2,0 m	12 m/s	-
Jack-Up (aktuell)	-	170.000 €	500.000 €	5 Wochen	8 Knoten	40	2,5 m	12 m/s	-
Jack-Up (next-Gen)	-	300.000 €	650.000 €	5 Wochen	10 Knoten	60	3,0 m	12 m/s	-
Cable Laying Vessel	-	172.700 €	1.208.900 €	1 Woche	11 Knoten	20	2,0 m	15 m/s	
Helikopter	6.000 €	-	-	-	100 Knoten	6	-	20 m/s	-
Helikopter PAX4	3.900 €	-	-	-	100 Knoten	4	-	20 m/s	-
Techniker	-	1.000 €	-	-	-	-	-	-	-
Techniker (extern)		1.250 €	-	-	-	-	-	-	-

Anhang F: Rück- und Neubauprozesse

Tabelle 24: Neubauprozesse für Offshore-WEA, Offshore-Substations und ONAS, sowie die benötigte Arbeitszeit für diese Prozesse in Stunden. Die Angaben basieren unter anderem auf BVG Associates (2019), Liang et al. (2021) und Kikuchi and Ishihara (2023).

Beschreibung	Schiffstyp	Arbeitszeit
Meeresboden Vorbereitung	Field Support Vessel	5 h pro WEA
OWEA Foundation: Jack-Up	Jack-Up Vessel	32 h
OWEA Foundation: Monopile	Jack-Up Vessel	56 h
OWEA Foundation: Transition Piece	Jack-Up Vessel	42 h
OWEA: Vorbereitung	Jack-Up Vessel	10 h
OWEA: Tower	Jack-Up Vessel	27,5 h
OWEA: Nacelle	Jack-Up Vessel	20 h
OWEA: Rotorblätter	Jack-Up Vessel	52,5 h
OWEA: Finish und Hand-Over	Jack-Up Vessel	28,75 h
OWEA: Jack-Down	Jack-Up Vessel	4 h
Array Cable: Pre-Lay Grapnel Run	Field Support Vessel	13 h pro WEA
Array Cable: Kabelverlegung	Cable-Laying Vessel	20 h pro WEA
OSS: Foundation	Jack-Up Vessel	130 h
OSS: Installation	Jack-Up Vessel	25,25 h
Konverterplattform: Foundation	Jack-Up Vessel	130 h
Konverterplattform: Installation	Jack-Up Vessel	49,25 h
Export Cable: Kabelverlegung	Cable-Laying Vessel	8.6 h pro km

Tabelle 25: Rückbauprozesse OWEA

Beschreibung	Dauer [h]
Transit vom Hafen zum OWP	je nach Position
HLV jacking-up and preparation	8
Disconnect Blade 1	3
Disconnect Blade 2	3
Disconnect Blade 3	3
Dismantle Nacelle	6
Dismantle Tower Section 1	4,5
Dismantle Tower Section 2	4,5
Tool removal and HLV jacking-down	8
Wenn Ladefläche des HLV gefüllt erfolgt Transit zum Hafen, Abladen und Transit zurück zum OWP	je nach Position

Vorgänge werden wiederholt, bis alle OWEA abgebaut sind.

Tabelle 26: Rückbauprozesse BOP

Prozess	Dauer [h]
HLV jacking-up	5
Schneidegeschwindigkeit nach Durchmesser	17 h/m
TP Prep, De-Installation und Lifting	15
Soil Flushing	12
MP Cutting	7
Heben des Monopiles auf Ladefläche	4
HLV jack-down	3

Tabelle 27: Rückbauprozesse für Kabel

Geschwindigkeit Kabel-Rückbau (Cable removal rate)	
Inter-Array Cable	1,8 km pro Tag
Export Cable	2,8 km pro Tag
Kabel-Rückbau Ablauf	
Remotely Operated Vehicle	ROV schneidet das Kabel
Cable Laying Vessel	CLV hebt Kabel auf die Barge
Barge Vessel	BV transportiert das Kabel ab

Tabelle 28: Rückbauprozesse OSS und Konverterplattform

Prozess	Dauer [h]
HLV jacking-up	8
Topside Verbindung trennen	12
Topside mit HLV heben	3
Fundament OSS trennen	48
Fundament OSS mit HLV heben	3
HLV jacking-down	2,5

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1: Darstellung des DolWin-Clusters inkl. Angaben zum Genehmigungsende * (rot) und zur Bezeichnung der OWPs (BSH 2023) 9
Abbildung 3.1: Das externe Windfeld in der Deutschen Bucht für das Referenzjahr 2006 beim vollen Ausbau der im FEP 2023 geplanten Flächen mit angrenzenden niederländischen Parks nach Hypothese 1. Der DolWin-Cluster ist nicht einbezogen in die Nachlaufrechnungen, da die Nachläufe im lokalen Modell mitgerechnet wurden. 13
Abbildung 4.1: Parklayout nach Marktstammdatenregister (oben) zum Zeitpunkt nach der Stilllegung von Alpha Ventus (Altes Layout). Neu entworfenes Layout mit 22 MW Anlagen auf den gleichen Flächen mit der festgelegten Kapazität unten. 15
Abbildung 4.2: Symbolik und Farben in den schematischen Darstellungen des Verlaufs des Betriebs auf den Flächen 16
Abbildung 4.3: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 1. 16
Abbildung 4.4: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 2. 17
Abbildung 4.5: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 3. 18
Abbildung 4.6: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 4. 19
Abbildung 4.7: Betriebs- und Stillstandzeiten der Parks nach Szenario 5. 19
Abbildung 4.8: Gesamtertrag der Gebiete N-1, N-2 und N-3 zusammen über die Jahre 2040 bis 2066 in den fünf Szenarien. 20
Abbildung 4.9: Kumulierte Erträge aller Flächen für den Zeitraum 2040 bis 2066 der verschiedenen Szenarien bei unterschiedlichen Hypothesen betreffend der Windfelder. 21
Abbildung 5.1: Schematische Darstellung der Input und Outputs von OffshoreTIMES 22
Abbildung 5.2: Jährliche Ausfallraten der einzelnen Subsysteme einer Windturbine (basierend auf Carroll et al. (2016)). 24
Abbildung 5.3: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 1. 29
Abbildung 5.4: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 1. 29
Abbildung 5.5: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 1. 30
Abbildung 6.1: Szenario-Vergleich basierend auf dem normierten Kostenindex, in Bezug auf das Szenario 1 (ohne Weiterbetrieb). Der Kostenindex ergibt sich als Verhältnis der Summe der Kosten (Betriebskosten der OWP und ONAS sowie der Rückbau- und Neubaukosten) zum erzielten Stromertrag. Ein niedrigerer Kostenindex wird somit durch niedrigere Kosten bzw. höhere Erträge erreicht. Unterschiede im Kostenindex ergeben sich hauptsächlich durch die verschiedenen Betriebsdauer der Bestandswindparks, je nach Laufzeit-Szenario. 35
Abbildung 6.2: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 2. 42
Abbildung 6.3: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 2. 42
Abbildung 6.4: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 3. 42
Abbildung 6.5: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 3. 43

Abbildung 6.6: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 4. 43
Abbildung 6.7: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 4. 43
Abbildung 6.8: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (exkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 5. 44
Abbildung 6.9: Durchschnittliche zeitbasierte Verfügbarkeit der Windparks pro Gebiet (inkl. Übertragungsnetze) für das Szenario 5. 44
Abbildung 6.10: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 2. 44
Abbildung 6.11: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 3. 45
Abbildung 6.12: Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 4. 45
Abbildung 6.13. Die jährlichen direkten O&M-Kosten pro Gebiet für das Szenario 5. 45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Überblick über die Windparks im DolWin-Cluster und ihre Laufzeit. 8
Tabelle 2: Installierte Leistung in den Flächen bei der bisherigen Nutzung bis 2040 und in der Nachnutzung. 14
Tabelle 3: Reguläre Betriebsdauer der Parks nach Marktstammdatenregister + 25 Jahren. 15
Tabelle 4: Erforderliche Lebensdauer der jetzigen ONAS in Szenario 1. 17
Tabelle 5: Gesamter aufsummierter Ertrag aus dem DolWin-Cluster in den unterschiedlichen Szenarien bei den drei verschiedenen Hypothesen. 21
Tabelle 6: Jährliche Veränderung der Fehlerrate nach der regulären Betriebszeit 24
Tabelle 7: Jahreswartung für OWEA 5 MW + 25
Tabelle 8: Korrektive Instandhaltung OSS (kleine Reparaturen ohne Downtime) 25
Tabelle 9: Korrektive Instandhaltung OSS (große Reparaturen mit Downtime) 25
Tabelle 10: Jahreswartung für OSS ohne Downtime 26
Tabelle 11: Korrektive Instandhaltung ONAS: kleine Reparaturen mit Ausfall, zu lösen auf der Konverterplattform. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern. 26
Tabelle 12: Korrektive Instandhaltung ONAS: große Reparatur, Kabelfehler mit Ausfall. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern. 26
Tabelle 13: Jahreswartung für eine Konverterplattform. Die Annahmen basieren auf Studien von Shields et al. (2021) und Warnock et al. (2019) und Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern. 26
Tabelle 14: Laufzeitanforderungen in Jahren und Jahr der Außerbetriebnahme für die sechs ONAS im DolWin-Cluster je nach Szenario. 27
Tabelle 15: Ermittlung der CAPEX-Kosten aufgeschlüsselt nach OWPs, ÜNBs und Gesamtbetrachtung 31
Tabelle 16: Rückbau- und Neubaukosten der betrachteten Gebiete N-1, N-2 und N-3 32
Tabelle 17: Die einzelnen Komponenten zur Berechnung des Kostenindex für die verschiedenen Laufzeit-Szenarios. Die Betriebskosten und Stromerträge verändern sich je nach Betriebsdauer der Bestandswindparks. Die neubebauten Gebiete werden stets mit einer Betriebslaufzeit von 25 Jahren berücksichtigt. Hierbei ergibt sich je nach Zeitpunkt der Inbetriebnahme der neubebauten Gebiete ein unterschiedliches Ende des Betrachtungszeitraums. 34
Tabelle 18: Die absoluten und normierten Werte des Kostenindex je nach Laufzeit-Szenario. Der Kostenindex ergibt sich als Verhältnis der Summe der Kosten (Betriebskosten der OWP und ONAS sowie der Rückbau- und Neubaukosten) zum erzielten Stromertrag. Unterschiede im Kostenindex ergeben sich hauptsächlich durch die verschiedenen Betriebsdauer der Bestandswindparks, je nach Laufzeit-Szenario. 35
Tabelle 19: Die Betriebskosten der OWP und der ONAS, sowie die Stromerträge, der in den Szenarios 1 bis 5 über den festen Betrachtungszeitraum von 2040 bis 2066 erreicht werden. 35
Tabelle 20: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf Carroll et al. (2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Fehlerraten und Power Loss 46
Tabelle 21: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Reparaturzeit, Techniker Anzahl und verwendete Schiffe 48

Tabelle 22: Detaillierte Inputs des Fehlermodells basierend auf (Carroll et al. 2016), Betreiberinformationen und inhouse Expertise: Materialkosten und Lieferzeiten 50
Tabelle 23: Kosten und Eigenschaften der Schiffe, Helikopter und Techniker (Stand 2024) 53
Tabelle 24: Neubauprozesse für Offshore-WEA, Offshore-Substations und ONAS, sowie die benötigte Arbeitszeit für diese Prozesse in Stunden. Die Angaben basieren unter anderem auf BVG Associates (2019), Liang et al. (2021) und Kikuchi and Ishihara (2023). 54
Tabelle 25: Rückbauprozesse OWEA 54
Tabelle 26: Rückbauprozesse BOP 55
Tabelle 27: Rückbauprozesse für Kabel 55
Tabelle 28: Rückbauprozesse OSS und ONAS 55