

Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen

Erster Zwischenbericht

29. November 2021

David Baumgärtner, Johanna Borowski, Christian Deters, Enno Dietrich, Martin Dörenkämper,
Johannes Fricke, Florian Hans, Torben Jersch, Mareike Leimeister, Tobias Meyer, Mohsen
Neshati, Georg Pangalos, Tulio Quiroz, Gesa Quistorf, Niklas Requate, Jonas Schmidt, Marco
Schnackenberg, Sandra Schwegmann, Severin Spill, Philipp Thomas, Lukas Vollmer, Julia
Walgern, Viktor Widerspan
{vorname.nachname}@iwes.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
Am Seedeich 45
27572 Bremerhaven
Tel: +49 471 14290-100
www.iwes.fraunhofer.de

Vertraulichkeitsstatus

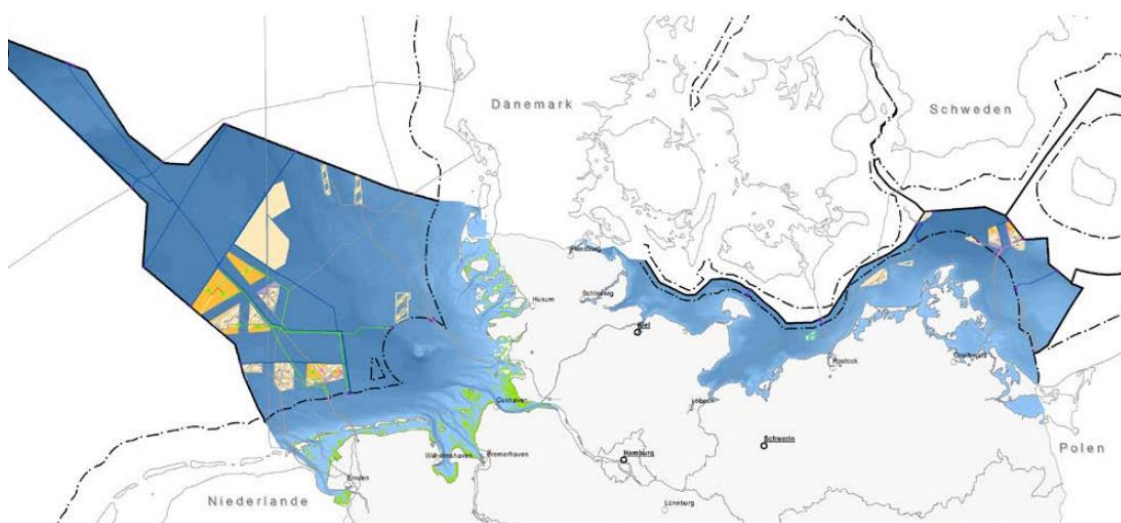
<input checked="" type="checkbox"/>	öffentlich
<input type="checkbox"/>	intern
<input type="checkbox"/>	vertraulich

Autor:	Ort, Datum:
Unterschrift:	Bremerhaven,
geprüft durch:	Ort, Datum:
Unterschrift:	Bremerhaven,

Dokumentenhistorie

Version	Datum	Erstellung	Prüfung	Freigabe
0	15.11.2021	Autorenliste Deckblatt		
1	29.11.2021	Autorenliste Deckblatt		

WEITERENTWICKLUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN ZUR PLANUNG VON WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE UND NETZANBINDUNGSSYSTEMEN



Bildnachweis: FEP 2020, BSH

WEITERENTWICKLUNG DER RAHMENBEDINGUNGEN ZUR PLANUNG VON WINDENERGIEANLAGEN AUF SEE UND NETZANBINDUNGSSYSTEMEN

David Baumgärtner, Johanna Borowski, Christian Deters, Enno Dietrich, Martin Dörenkämper, Johannes Fricke, Florian Hans, Torben Jersch, Mareike Leimeister, Tobias Meyer, Mohsen Neshati, Georg Pangalos, Tulio Quiroz, Gesa Quistorf, Niklas Requate, Jonas Schmidt, Marco Schnackenberg, Sandra Schwegmann, Severin Spill, Philipp Thomas, Lukas Vollmer, Julia Walgern, Viktor Widerspan

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES
in Bremerhaven, Bremen, Oldenburg, Hannover und Hamburg

Projektnummer: 100433

Im Auftrag des

Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)
Bernhard-Nocht-Str. 78
D-20359 Hamburg

Kurzfassung

Die Fortschreibung des FEP für die Phase nach 2030 mit dem Ziel, den Ausbau der Offshore-Windenergie auf 40 GW bis 2040 zu ermöglichen, erfordert eine detaillierte Abschätzung der künftigen Randbedingungen für die Erschließung der für den Windenergieausbau geeigneten Flächen.

Neben der Potentialanalyse der verschiedenen Gebiete und Flächen spielen dabei auch neue Fragestellungen zur offshore-Vermaschung und zur Nachnutzung von Bestandsflächen, die im Rahmen der bisherigen Fortschreibung noch nicht berücksichtigt werden mussten, eine wichtige Rolle. Der vorliegende Zwischenbericht stellt die Ergebnisse einer laufenden technischen Beratung des Fraunhofer-Instituts für Windenergiesysteme für das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie zu diesen Fragestellungen dar. Die Themen sind dabei in drei Arbeitspakete gruppiert.

In Arbeitspaket 1 wird die technische Entwicklung von Netzanbindungssystemen beleuchtet und deren künftige Entwicklung eingeschätzt. Dazu werden zunächst der aktuelle Stand der Technik und Forschung sowie bestehende Konzepte zusammengefasst und erläutert. Hieraus ergeben sich anschließend Kriterien für die Einschätzung noch festzulegender technischer Kriterien.

Arbeitspaket 2 befasst sich mit dem Potential der auszuschreibenden Flächen. Dazu wird das langfristige Ertragspotential mit einem mesoskaligen Wettermodell untersucht. Hierfür wurde zunächst ein repräsentatives Windjahr, das das langfristige Windaufkommen möglichst gut abbildet, identifiziert. Anschließend wurden Technologieszenarien für die zukünftige Entwicklung von Windenergieanlagen skizziert und daraus zwei generische zukünftige Anlagen mit 15 MW und 22 MW Nennleistung abgeleitet. Schließlich werden fünf Szenarien für den Ausbau in der Nordsee sowie ein Szenario für den Ausbau in der Ostsee definiert und die Ergebnisse diskutiert. Als Kernindikatoren für den Vergleich der Szenarienrechnungen dienen die Jahresenergieproduktion und der Kapazitätsfaktor.

Zuletzt wird in Arbeitspaket 3 eingeschätzt, wie die bestehenden Anlagen bei einer Weiternutzung der Flächen berücksichtigt werden müssen. Dazu werden Verfahren für die Abschätzung der Restnutzungsdauer von Tragstrukturen sowie Windenergieanlagen (WEA) vorgestellt. Diese basieren darauf, die Bestandswindparks in drei repräsentative Anlagenklassen einzuordnen. Mit diesen Anlagen werden je Park die verbleibende Nutzungsdauer sowie die Wirtschaftlichkeit eingeschätzt. Das Vorgehen zu Evaluation des Rückbaus von Tragstrukturen sowie der Nachnutzung Netzanbindungssystemen wird vorgestellt.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung	VIII
1 Einleitung	13
2 Arbeitspaket 1: Technische Entwicklung von Netzanbindungssystemen	14
2.1 Teilarbeitspaket 1.1: Weitere technische Entwicklung der Anbindung küstenferner Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee	15
2.1.1 Leitungstechnologien	17
2.1.2 HGÜ-Umrichtersysteme	20
2.1.3 Transformatoren	26
2.1.4 Wasserelektrolyseure	26
2.1.5 Pipelinetransport	31
2.1.6 Laufende und geplante Forschungsprojekte im Bereich des grünen Wasserstoffs und Transport per Pipeline	33
2.2 Teilarbeitspaket 1.2: Analyse und Bewertung verschiedener Konzepte verstärkter Vermaschung	38
2.2.1 North Sea Wind Power Hub	38
2.2.2 Eurobar	41
2.2.3 Baltic InteGrid	42
2.2.4 Multi-Purpose Interconnectors	43
2.2.5 Bornholm Energy Island	43
2.2.6 Planung Dänemarks zu Energy Islands	43
2.2.7 Windstrom-Booster-Konzept	44
3 Arbeitspaket 2: Modellierung des langfristigen Ertragspotenzials	45
3.1 Einleitung	45
3.2 Methoden	46
3.2.1 Kernindikatoren	46
3.2.2 Datenbasis und Gebietsdefinitionen	47
3.2.3 Layoutgenerierung	47
3.2.4 Ertragsberechnung mesoskaliges Modell	49
3.3 Szenarienrechnungen	53
3.3.1 Repräsentatives Windjahr	53
3.3.2 Technologieszenarien	56
3.3.3 Ausbauszenarien	61
3.4 Ergebnis Szenario Ostsee	64
3.5 Ergebnisse Szenarien Nordsee	65
4 Arbeitspaket 3: Rückbau und Nachnutzung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen	70
4.1 Teilarbeitspaket 3.1: Technisch-ökonomische Bewertung zur Außerbetriebnahme von Offshore-Windparks	70
4.1.1 Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer von Offshore-Tragstrukturen	71

4.1.2	Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer von Offshore-Windenergieanlagen	73
4.1.3	Abschätzung der Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten	77
4.1.4	Abschätzung der Vermarktungsbedingungen und Strompreisentwicklung	82
4.1.5	Qualitative Bewertung von partiellem und vollständigem Repowering	85
4.2	Teilarbeitspaket 3.2: Beurteilung von Rückbaukonzepten und Nachnutzungskonzepten	87
4.2.1	Mindestanforderungen an die Rückbauarbeiten	88
4.2.2	Methodik	89
4.2.3	Stand des Wissens und der Technik	89
4.2.4	Geotechnische und geologische Ausgangssituation nach dem Rückbau	90
4.3	Teilarbeitspaket 3.3: Prüfung von Netzanbindungssystemen im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber in Nord- und Ostsee	91
5	Symbole und Abkürzungen	92
	Literaturverzeichnis	94

1 Einleitung

Der Flächenentwicklungsplan (FEP) wird gemäß Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG 2016) durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) aufgestellt, geändert und fortgeschrieben. Ab dem Jahr 2026 trifft der FEP Festlegungen für die AWZ und teilweise das Küstenmeer.

Um möglichst robuste Festlegungen treffen zu können, ist eine möglichst detaillierte Kenntnis über die technische Entwicklung sowohl zurzeit als auch für die im FEP betrachteten zukünftigen Zeithorizont erforderlich. Neben möglichen technologischen Entwicklungspfaden müssen jedoch auch verschiedene zukünftige betriebs- und volkswirtschaftliche Effekte mit betrachtet und abgewogen werden, um die Planungen möglichst effizient zu gestalten. Dieses erfordert teils umfangreiche Analysen und Abschätzungen der zukünftigen Entwicklung.

Im Rahmen des Projekts „Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen und Netzanbindungssystemen“ berät das Fraunhofer IWES das BSH im Rahmen von drei Arbeitspaketen zu den genannten Fragestellungen für die Fortschreibung des FEP.

Im Rahmen von AP 1 werden technologische Entwicklungen von Netzanbindungssystemen evaluiert und verglichen. Zunächst wird dies für die zukünftige Entwicklung von Netzanbindungssystemen durchgeführt. Dabei wird zugrunde gelegt, dass aktuelle wissenschaftliche Erkenntnisse in Zukunft in marktfähige Produkte überführt werden. Deshalb wird seitens des Fraunhofer IWES der Stand der Forschung und Wissenschaft aufbereitet. Dies geschieht im Rahmen einer Literaturrecherche und darauf basierender Einschätzung sowie qualitativer Bewertung der Inhalte.

Im Rahmen des Arbeitspakets 2 findet die Modellierung des langfristigen Ertragspotenzials in verschiedenen Szenarien statt. Ziel ist, herauszuarbeiten, wie hoch der zu erwartende Ertrag beim großflächigen Ausbau unter verschiedenen Ausbauszenarien für die Nord- und Ostsee ist.

Die im AP 3 erbrachten Leistungen zielen auf eine Prognose der technischen Entwicklung sowie eine Bewertung der technischen Eigenschaften und ökonomischen Aspekte zum Rückbau und zur Nachnutzung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen ab. Dazu werden überwiegend modellbasierte Ansätze genutzt, bei denen mittels Simulationen vorab definierter Szenarien Ergebnisse abgeleitet werden.

Das Fraunhofer IWES unterteilt die Aufgabenstellung innerhalb der Arbeitspakete weiter in Unterarbeitspakete, die teilweise nebenläufig und durch verschiedene Abteilungen bearbeitet werden. Als Eingangsinformationen für die Simulationen dient aus Forschungsprojekten bereits vorhandenes Wissen oder mittels Experteninterviews von extern gesammeltes Fachwissen.

Der hier vorliegende Zwischenbericht stellt die im ersten Projektzeitraum zwischen Kick-Off am 15. September und Ende Oktober erarbeiteten Ergebnisse dar.

2 Arbeitspaket 1: Technische Entwicklung von Netzanbindungssystemen

Das gesetzlich festgelegte Ziel für den Ausbau der Offshore-Windenergie 40 GW bis 2040 wird dazu führen, dass künftig küstenferne Offshore-Windparks über eine hohe Leistung von mehreren Gigawatt verfügen werden. Zudem gibt es sowohl national als auch international Überlegungen, die Netzanbindungen der küstenfernen Windparks untereinander bis hin zu einem vermaschten Offshore-Netz zu verbinden. Zur Integration der Windparks in das deutsche Energieversorgungsnetz stehen die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ), die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) oder eine Pipeline-Anbindung unter Verwendung der Power-to-Gas-Technologie als potentielle Anbindungskonzepte zur Verfügung.

Um den optimalen Einsatz der drei Technologien für die oben genannte Anwendung untersuchen und bewerten zu können, werden zunächst die zur Realisierung benötigten Komponenten einer HDÜ, HGÜ und einer Power-to-Gas-Anbindung identifiziert und die wesentlichen Eigenschaften nach aktueller Marktlage und bisherigem Forschungsstand zusammengefasst. Im Anschluss wird die Marktverfügbarkeit der einzelnen Komponenten recherchiert und mit dem Entwicklungsstand wissenschaftlicher Publikationen abgeglichen. Zusammen mit den Erfahrungen, die beim Aufbau und während des Betriebs bereits abgeschlossener Projekte gesammelt wurden, lässt sich aus diesen Kriterien im nächsten Schritt der Reifegrad heute realisierbarer Anbindungen ableiten und die zukünftige technische und wirtschaftliche Entwicklung der Technologien einschätzen.

Da, wie in Abbildung 2.1 dargestellt, davon auszugehen ist, dass je nach Übertragungsleistung und Länge der Anbindung unterschiedliche Technologien wirtschaftlicher zu realisieren sind, werden im weiteren Teil des Projekts an den NEP 2035 angelehnte Fallbeispiele mit konkret zu untersuchenden Anbindungen definiert. Auf dieser Basis sollen die Investitionskosten der untersuchten Anbindungstechnologien berechnet und hinsichtlich ihrer Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie Effizienz bewertet werden. Außerdem wird sowohl der benötigte Flächenbedarf der Offshore-Plattform(en) auf See und der Stationen auf Land abgeschätzt als auch der Platzbedarf verschiedener Punkt-zu-Punkt Verbindungen gegenübergestellt. Eine anschließende Sensitivitätsanalyse soll Aufschluss über die Skalierbarkeit der Lösungen geben.

Anhand der untersuchten Kriterien lassen sich schlussendlich Empfehlungen hinsichtlich zukünftiger Anbindungstechnologien küstenferner Windparks ableiten und Technologietrends aber auch deren Grenzen einschätzen.

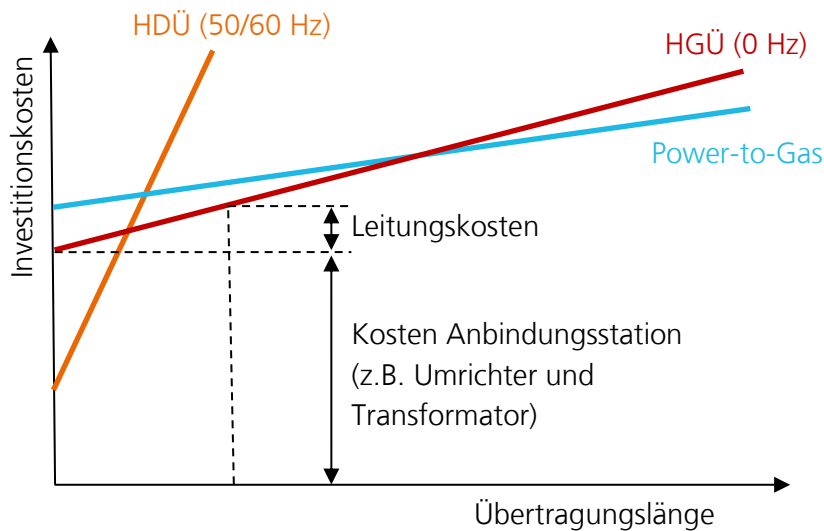


Abbildung 2.1: Erwartete Investitionskosten verschiedener Anbindungstechnologien im niedrigen Gigawatt-Bereich

Um eine fundierte Bewertung und dazu notwendige Priorisierung der Kriterien zu ermöglichen, werden im Folgenden die etablierten Technologien und Grundlagen näher erläutert.

2.1 Teilarbeitspaket 1.1: Weitere technische Entwicklung der Anbindung küstenferner Windparks in der deutschen AWZ der Nordsee

Innerhalb des Teilarbeitspaketes 1.1 wird die Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung (HDÜ), die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) und die Pipeline-Anbindung unter Verwendung der Power-to-Gas-Technologie betrachtet.

Die HDÜ ist aufgrund ihrer geringen Kosten, der hohen Verfügbarkeit der Komponenten und ihrer Flexibilität die wichtigste und meistverwendete Übertragungstechnologie großer Leistung an Land. Eine Punkt-zu-Punkt Verbindung besteht im Wesentlichen aus einer oder mehreren Drehstromleitungen in Form von Freileitungen oder Kabeln und zwei Transformatoren zum Anpassen der Spannung und der Leistungsauskopplung. Zusätzlich können statische Blindleistungskompensatoren, auf Englisch static VAR compensators (SVCs), zur Spannungsstabilisierung an den Anbindungsstationen eingesetzt werden. Abbildung 2.2 veranschaulicht den prinzipiellen Aufbau einer solchen HDÜ-Verbindung.

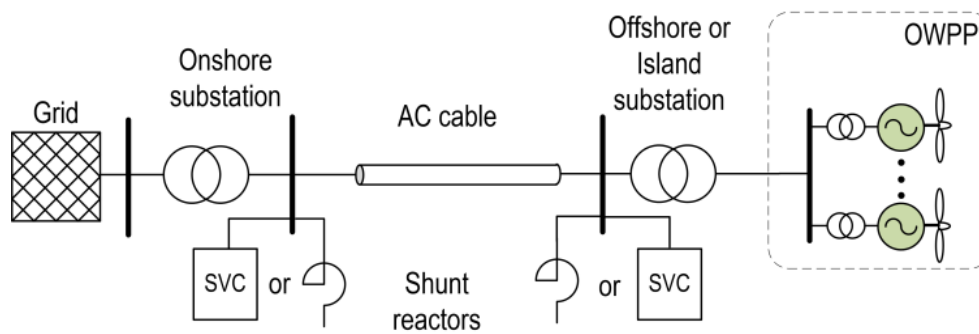


Abbildung 2.2: Konventioneller Aufbau einer HDÜ zur Anbindung eines küstenfernen Windparks (Nanou et al. 2014)

Die Verwendung einer HDÜ zur Anbindung weit entfernter Offshore-Windparks wird jedoch durch die physische Beschaffenheit der Stromkabel begrenzt. Bei Verwendung von Erd- oder Seekabel kann die Leitung als ein verteilter Kondensator betrachtet werden, der bei einer Wechselstromübertragung ständig aufgeladen werden muss. Bei einer bestimmten Länge, der kritischen Länge, ist der erforderliche Aufladestrom gleich dem Nennstrom des Kabels. Wird die kritische Länge erreicht, ist ohne zusätzliche Kompensationseinrichtungen keine Energieübertragung mehr möglich. Neben dem erforderlichen Aufladestrom begrenzt der Spannungsabfall entlang der Leitung zusätzlich die Übertragungskapazität einer HDÜ. Der klassische Weg zur Erhöhung der Übertragungsleistung ist daher die Erhöhung der Spannung. Jedoch steigt der benötigte Blindleistungsbedarf mit dem Quadrat der Spannung, wodurch sich die kritische Länge bei erhöhter Spannung und Leistung verringert (Koldby und Hyttinen 2009; Nanou et al. 2014).

Die Länge einer typischen 220 kV-HDÜ bleibt aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten daher auch nach neusten Erkenntnissen mit einer optimalen Verteilung von Kompensationseinrichtungen auf 70 bis 150 km beschränkt (Dakic et al. 2021). Die Installation zusätzlicher Kompensationsanlagen zur weiteren Steigerung der Übertragungslänge wäre theoretisch zwar denkbar, führt aber letztendlich ab einem gewissen Punkt aufgrund von Anlagen- und Kabelverlusten sowie der steigenden Investitionskosten zu einem unwirtschaftlichen Gesamtsystem.

Andere wissenschaftliche Studien versuchen den wirtschaftlichen Betrieb der HDÜ durch eine geringere Übertragungsfrequenz der AC-Anbindung, beispielsweise mit einer Frequenz von 16,7 Hz oder 20 Hz, zu steigern (Xiang et al. 2021). Jedoch ist dieser, unter dem Namen Low Frequency Alternating Current (LFAC) bekannte Ansatz zur Anbindung von kabelgebundenen On- oder Offshore-Windparks zurzeit nur bedingt in bestimmten Bereichen mit vergleichsweise geringen Übertragungskapazitäten im 1 GW-Bereich und für Übertragungslängen unter 100 km rentabel.

Die Gleichstrom-Übertragungen haben seit den sechziger Jahren in der Praxis bewiesen, dass der wirtschaftliche Transport von großer Leistung bei hoher Spannung über große Entfernungen möglich ist. Im einfachsten Fall besteht eine HGÜ-Verbindung aus zwei netzgeführten oder selbstgeführten Umrichterstationen, die über eine Gleichstromleitung miteinander verbunden sind. Je nach Ansteuerung können die Stationen als Gleichrichter arbeiten, die Wechselstrom in Gleichstrom umwandeln, oder als Wechselrichter, die Gleichstrom in Wechselstrom umwandeln. Diese einfache Topologie lässt sich zu komplexeren Netzwerken mit höherer Kapazität erweitern

und dank der fortschreitenden Weiterentwicklung der notwendigen Komponenten nahezu beliebig skalieren (Bahrman und Johnson 2007).

Darüber hinaus, ergänzend zu den bereits erwähnten Anbindungssystemen, ermöglicht die Power-to-X-Technologie eine effiziente Nutzung des Stromüberschusses, und aber auch eine Sektorkopplung für das gesamte Energiesystem. In diesem Zusammenhang spielt Wasserstoff eine entscheidende Rolle, weshalb die Installation von 10 GW Elektrolyseurleistung bis 2040 bereits geplant ist (BMW i 2020). Dies entspricht mehr als 14 TWh grünem Wasserstoff, wofür über 20 TWh Strom aus erneuerbaren Quellen benötigt werden und daher ist die Weiterentwicklung und Hochskalierung von Elektrolyseursystemen erforderlich.

Für die Herstellung von grünem Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse und auch den Transport zu den Endverbrauchern gibt es verschiedene Alternativen. Der Wasserstoff kann mittels Wasserelektrolyse offshore direkt neben der Windenergieanlage (WEA), aber auch auf der Verbraucherseite an Land, zentral oder dezentral erzeugt werden. Für den Transport gibt es ebenfalls verschiedene Möglichkeiten, entweder die Lagerung in Containern und den Transport per Schiff und Bahn oder den direkten Transport durch Pipelines. Aktuelle Studien zeigen, dass die Offshore-Wasserstoffproduktion und der Transport per Pipeline eine kosteneffektive Option unter bestimmten Annahmen darstellen. (Falkenberg et al. 2020; Dambeck und Wendinger 2020; Wienert et al. 2021). Daher werden in diesem Arbeitspaket vor allem Wasserelektrolyseure und das Konzept des Pipelinetransports in Betracht gezogen. Allerdings ist ein direkter Vergleich zwischen einer Kabelanbindung und der Power-to-X-Technologie nicht das Ziel dieser Studie, da sich beide Technologien nur bedingt miteinander vergleichen lassen, aber im Hinblick auf vermachte Netze gegenseitig ergänzen könnten.

2.1.1 Leitungstechnologien

Im heutigen Energieversorgungsnetz werden vorwiegend Freileitungen oder Kabel zum Transport elektrischer Energie eingesetzt. Während sich Drehstrom-Freileitungen bereits seit Anfang der fünfziger Jahre als kostengünstigste Leitungstechnologie bewährt haben, kommen Gleichstrom-Freileitungen seit Mitte der sechziger Jahre zum Einsatz. Ein wesentlicher Vorteil einer Freileitungsverkabelung besteht darin, dass hohe Leistungen über 6 GW über Entfernungen von mehreren Tausenden Kilometern übertragen werden können. Zudem lassen sich Freileitungsverbindungen nicht nur mit vergleichsweise wenig Aufwand installieren, sie besitzen durch Ausnutzung klimatischer Verhältnisse auch eine hohe Überlastungsreserve und gelten aufgrund ihrer selbstheilenden Isolation als besonders wartungsarm. Außerdem sind die Verluste bei Freileitungen mit ca. 0,3 - 0,6% auf 100 km sehr gering und sie weisen mit einer Nutzungsüberholung nach der Hälfte der Betriebszeit eine Lebensdauer von ca. 60 bis 80 Jahre auf (National Grid plc 2013).

Als Alternative wird in diesem Anwendungsbereich sowohl für Drehstrom-Übertragungen als auch für Gleichstrom-Übertragungen auf Kabel zurückgegriffen. Bei beiden Übertragungstechnologien kommen ähnliche Kabeltypen zum Einsatz. Allerdings wird die Kabellänge bei einer Gleichstrom-Übertragung nicht durch Aufladeströme begrenzt und es sind keine weiteren Komponenten zur Blindleistungskompensation erforderlich. Des Weiteren fallen bei einer HGÜ aufgrund der reduzierten Leiteranzahl geringere Investitionskosten je Kabelkilometer an und während des Betriebs treten weniger ohmsch-induktive Verluste auf (Chen et al. 2015).

HDÜ-Kabel

Für Drehstrom-Anbindungen kommen für gewöhnlich masseimprägnierte (MI-) Kabel oder extrudierte Kabel mit einer vernetzten Polyethylen (VPE-) Isolierung und einem Leiter aus Aluminium oder Kupfer zum Einsatz. Letztere werden aufgrund der englischen Übersetzung der Isolierung (cross-linked polyethylene) in Deutschland auch häufig als XLPE-Kabel bezeichnet. Während MI-Kabel bereits seit 1974 für Spannungen von 550 kV auf dem Markt angeboten werden, sind VPE-Kabel erst seit den 2000er-Jahren im Höchstspannungsbereich von 550 kV einsetzbar und weisen daher noch nicht den gleichen Reifegrad wie MI-Kabel auf. Durch die ständigen Verbesserungen der Materialwissenschaften besitzen VPE-Kabel jedoch einige Vorteile gegenüber ölprägnierten MI-Kabeln. Extrudierte VPE-Kabel haben eine höhere Durchschlagsfestigkeit und können somit mehr Leistung bei konstantem Querschnitt übertragen, sie sind generell robuster und leichter zu verlegen und verzichten darüber hinaus vollständig auf Öle, die im Fall einer Beschädigung die Umwelt belasten könnten (Chen et al. 2015). Der Austritt umweltgefährdender Stoffe wird jedoch auch bei modernen MI-Kabeln weitestgehend vermieden, indem auf hochviskose Ölprägnierungen zurückgegriffen wird.

Für Offshore-Anwendungen werden mittlerweile Kabel mit einem oder drei Leitern eingesetzt. Auf der 400 bis 500 kV-Ebene bieten zahlreiche Hersteller sowohl MI- als auch extrudierte VPE-Kabel an. Da sich die Spannungsebenen des europäischen Übertragungsnetzes in den kommenden Jahren aber wahrscheinlich nicht maßgeblich ändern, geht die ENTSO-E davon aus, dass Land- und See-Drehstromkabel nur bedingt von der Industrie für höhere Spannungsniveaus weiterentwickelt werden (ENTSO-E 2019).

HGÜ-Kabel

Grundsätzlich werden bei einer Gleichstromübertragung die gleichen Kabeltypen verwendet wie bei einer HDÜ und die jeweiligen Kabel besitzen die gleichen oder zumindest ähnliche Eigenschaften. MI-Kabel sind von mehreren Herstellern bis Spannungen von ± 525 kV ausgereift und bis zu Spannungen von ± 600 kV verfügbar. Heutige Imprägniermassen sind hochviskos und verursachen im Falle einer Beschädigung oder eines Ausfalls keine Leckage. Neben der klassischen MI-Isolierung aus Papier und Isoliermasse gibt es auch Papier-Polypropylen-laminierte (PPL) Kabel, bei denen die Isolierung aus einer extrudierten Polypropylenfolie besteht, auf die beidseitig zwei dünne Papierschichten geklebt sind. Mit der MI-Kabeltechnologie sind zurzeit Leistungen von 2,2 GW über nahezu beliebige Distanzen transportierbar, weshalb MI-Kabel die am häufigsten verwendeten Kabel für Seeverbindungen mittels HGÜ sind. Ein Beispiel für den erfolgreichen Einsatz eines ca. 720 km langen MI-Kabels zwischen Norwegen und Deutschland zur Übertragung einer Leistung von 1,4 GW ist das NordLink-Projekt. In naher Zukunft ist aufgrund der ständigen Weiterentwicklung von Herstellern wie beispielsweise der Prysmian Group davon auszugehen, dass die Betriebsspannung von zertifizierten MI-PPL-Kabeln auf ± 800 kV oder mehr ansteigt (Prysmian Group 2018), sich Verluste weiter verringern und ferner mehr und mehr Offshore-Projekte mit diesem Kabeltyp realisiert werden.

Ähnlich den Fortschritten bei HDÜ-Kabeln haben vorteilhafte Installations- und Betriebseigenschaften auch zur Entwicklung von extrudierten VPE-Kabeln für HGÜ-Anwendungen geführt. Neben den zuvor erläuterten Vorteilen können VPE-Kabel kontinuierlich mit einer Leitertemperatur von max. 90°C betrieben werden und sind für Kurzschlusstemperaturen von bis zu 250°C ausgelegt. Im Vergleich zu anderen Kabel-Technologien weisen VPE-Kabel bei gleicher

Spannung daher eine weitaus größere Übertragungskapazität auf. Aufgrund von Raumladungsphänomenen, die die Verteilung des elektrischen Feldes innerhalb der Isolierung verzerren und zu einem Ausfall des Kabels führen können, ist der Einsatz von VPE-basierten Kabeln jedoch auf Anwendungen begrenzt, bei denen sich die Spannungspolarität während des Betriebs nicht umkehrt (Chen et al. 2015; National Grid plc 2013).

Extrudierte HGÜ-Kabel mit Spannungen von ± 320 kV werden bereits seit über zehn Jahren in diversen HGÜ-Projekten mit Übertragungsleistungen bis zu 1 GW eingesetzt. In den vergangenen Jahren haben die Kabel jedoch eine deutliche Entwicklung erfahren und ABB gelang es im Jahr 2014 erstmalig ein VPE-Kabel mit einer Spannungsfestigkeit von ± 525 kV und einer Übertragungskapazität von 2,6 GW vorzustellen. Hierfür wurde ein neues, nicht gefülltes VPE-Isoliermaterial mit optimierten chemischen, mechanischen und elektrischen Eigenschaften entwickelt. Mit dieser neuen Technologie minimiert sich das Risiko eines thermischen Durchbruchs bei höherer Spannungsbelastung, was die Grundlage zur Entwicklung von HGÜ-Kabeln für noch höhere Spannungsebenen darstellt (Gustafsson et al.). Mittlerweile sind ± 525 kV-VPE-Kabel von diversen Herstellern im Rahmen des Qualifizierungsprozesses nach internationalen Normen geprüft. Im April 2020 beauftragte der Netzbetreiber TenneT acht Kabelhersteller mit der Entwicklung eines extrudierten ± 525 kV-VPE-Seekabels mit einer Übertragungskapazität von 2 GW zur Anbindung von Offshore-Windparks in der 62 km von der Küste entfernten IJmuiden Ver Windparkzone in den Niederlanden. TenneT begleitet den gesamten Entwicklungs- und Zertifizierungsprozess und rechnet im Frühjahr 2022 mit einem fertigen Kabelsystem. Indessen führte NKT bereits 2017 ein extrudiertes ± 640 kV-Kabel ein und es ist davon auszugehen, dass die Entwicklung und Qualifizierung von Kabeln mit ähnlich hoher Spannung in naher Zukunft weiter voranschreiten. Laut einer Einschätzung der ENTSO-E könnten sich die Verluste mit höheren Spannungsniveaus von derzeit 42 W/m auf 14 W/m bei einem 2500 mm² Leiter und einer Belastung von 1 GW reduzieren lassen (ENTSO-E 2019). (Gustafsson et al.).

Unabhängig von der eingesetzten Kabeltechnologie stellt das Verlegen und Verbinden der Kabel mittels Kabelmuffen jedoch eine große logistische Herausforderung dar und ist mit erheblichem Zeitaufwand verbunden. Weitere Nachteile sind die erheblichen Kosten und die langen Ausfallzeiten der Kabel nach Schäden oder einer Störung (Joint ENTSO-E and EUROPACABLE paper 2019). Außerdem ist die durchschnittliche Nutzungsdauer von Kabeln mit ca. 40 bis 50 Jahre erheblich kürzer als die Nutzungsdauer von Freileitungen mit ca. 80 Jahren (National Grid plc 2013).

Schaltanlagen

Zur Steuerung und zum sicheren Betrieb der HGÜ werden die Kabel mithilfe einer Schaltanlage an die HGÜ-Umrichter angeschlossen. Ähnlich zum Anbindungskonzept von Drehstromleitungen stehen neben Freiluftanlagen, die zur Isolation der spannungsführenden Teile die Umgebungsluft nutzen, mittlerweile auch gasisolierte Schaltanlagen (GIS) für Gleichstromanwendungen zur Verfügung. Während GIS-Anlagen bei HDÜ-Anbindungen schon länger zum Stand der Technik zählen, weisen HGÜ-GIS-Anlagen einen vergleichsweise niedrigen Reifegrad auf. Allerdings kann gegenüber einer herkömmlichen, luftisolierten Schaltanlage der Platzbedarf bei einer gasisolierten Anlage um bis zu 95% reduziert werden. Dies führt bei Offshore-Umrichter-Plattformen zu einer Verringerung des Gesamtvolumens von ca. 10%, was beim Aufbau von vermaschten Umrichternetzen zu einer noch deutlicheren Reduktion der Plattformgrößen führen könnte (Riechert et al. 2016). Die erste mit einer ± 500 kV-GIS ausgestattete HGÜ ist seit 2001 in Japan

mit einer Spannung von ± 250 kV in Betrieb. Derzeit bieten unter anderem Siemens Energy und ABB getestete und nach IEC-Normen und den CIGRÉ-Empfehlungen typgeprüfte gasisolierte Schaltanlagen für Onshore-HGÜ-Anwendungen mit Spannungen von ± 250 kV bis ± 550 kV an. In den Jahren 2023 und 2025 sollen die ersten ± 320 kV-HGÜ-GIS auf den Offshore-Plattformen DolWin6 und BorWin5 in der deutschen Nordsee zum Einsatz kommen. Daher liegen zum jetzigen Zeitpunkt noch keine praktischen Erfahrungen mit gasisolierten Schaltanlagen im Offshore-Bereich vor und es sind weitere Nachforschungen zum Reifegrad der Technologie nötig.

Fazit

Trotz der zuletzt aufgezählten Nachteile von Kabeln gegenüber Freileitungen kommen Freileitungen zur Anbindung von Offshore-Windparks aufgrund der derzeitigen regulatorischen bzw. politischen Rahmenbedingungen nicht in Betracht. Sowohl bei Drehstrom- als auch Gleichstrom-Anbindungskonzepten auf See werden wahrscheinlich überwiegend umweltfreundliche, extrudierte VPE-Kabel zum Einsatz kommen. Diese werden bereits heute weitestgehend bei Drehstrom-Seekabel-Verbindungen eingesetzt und sind mit dem Voranschreiten der technischen Entwicklung von ± 525 kV-VPE-Kabeln in naher Zukunft auch zum Transport hoher Leistungen mittels Gleichstrom ausgereift. Ähnliche Fortschritte sind auch bei gasisolierten Schaltanlagen für Offshore-HGÜ-Anwendungen zu erwarten. Für den Entwurf zukünftiger Anbindungstechnologien im GW-Bereich werden jedoch noch die Entwicklung, die Qualifizierung und der Offshore-Testbetrieb von HGÜ-GIS-Anlagen eine wesentliche Rolle spielen. Im Hinblick auf Konzepte mit einer verstärkten Vermaschung zwischen Offshore-Plattformen oder Ländern scheinen Gleichstrom-Circuit Breaker jedoch noch einen vergleichsweise geringen Reifegrad aufzuweisen, wie beispielsweise aktuelle Labortests einer Punkt-zu-Punkt-Verbindung auf der 350 kV-Spannungsebene im Rahmen des H2020-PROMOTioN-Projekts zeigten (Riechert et al. 2019). Daher sollen im weiteren Verlauf des Projekts auch Schutzkonzepte mit und ohne Circuit Breaker zum Schalten von Gleichströmen recherchiert werden und in die abschließende Bewertung miteinfließen.

2.1.2 HGÜ-Umrichtersysteme

Netzgeführte Umrichter

Die meisten klassischen HGÜ-Wandler basieren auf Halbleiterventilen wie Thyristoren, die in einen leitenden Zustand geschaltet werden können, aber leitend bleiben, bis sich die Polarität der Spannung im angeschlossenen Netz ändert. Dieses Wandlerprinzip wird als Line Commuted Converter (LCC) bezeichnet. Abbildung 2.3 veranschaulicht den prinzipiellen Aufbau einer netzgeführten Umrichterstation, die über einen Transformator und ein Filter zur Unterdrückung von Harmonischen an das AC-Netz angeschlossen werden kann.

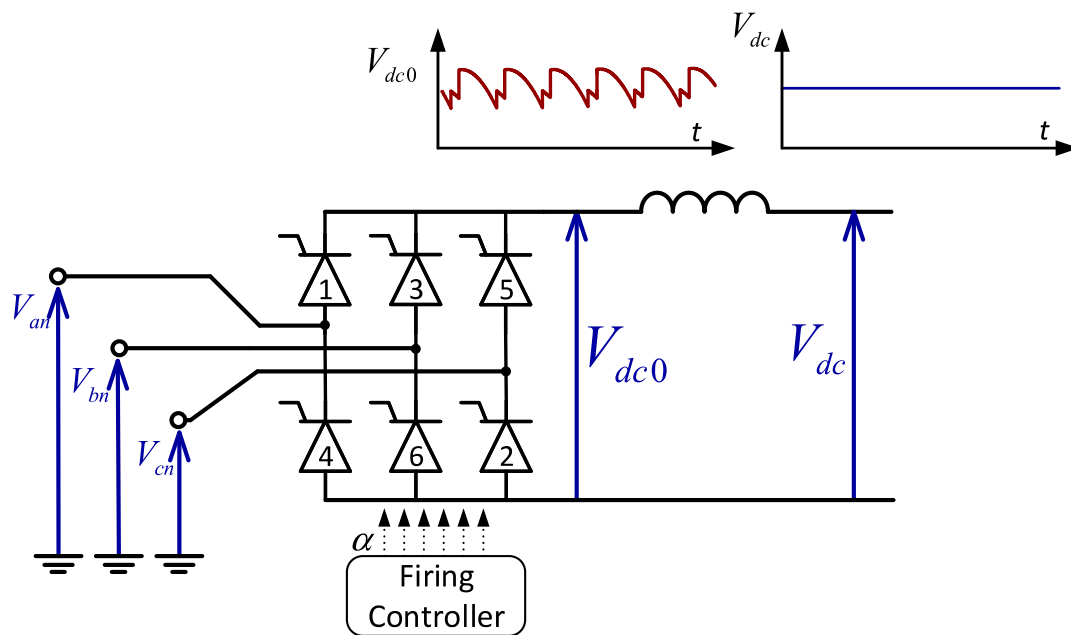


Abbildung 2.3: Prinzipschaltbild eines LCC (Watson und Watson 2020)

Im Unterschied zur HDÜ werden bei einer bipolaren Verbindung nur zwei statt drei Leitungsstränge benötigt. Diese bilden mit einer Glättungsspule aufgrund des induktiven Charakters einen Gleichstromzwischenkreis zwischen zwei Umrichterstationen, weshalb in der Literatur auch die Bezeichnung Current Source Converter (CSC) anstatt LCC Verwendung findet. Da die Stromflussrichtung durch die Konfiguration der Thyristoren vorab festgelegt ist, kann eine Leistungsflussänderung nur durch eine Änderung der Spannungspolarität erzwungen werden (Watson und Watson 2020). Die erforderlichen Umpolungen machen die LCC-HGÜ-Technologie vergleichsweise unflexibel und führen zu einer hohen Beanspruchung der eingesetzten DC-Leitungsstränge, weshalb bei LCC-basierten Systemen keine kunststoffisolierten VPE-Kabel verwendet werden können und meist Freileitungen oder MI-Kabel eingesetzt werden (Chen et al. 2015; National Grid plc 2013). Zudem sind auf der LCC-Technologie basierte HGÜ-Systeme nur bedingt für einen Multi-Terminalbetrieb einsetzbar, wodurch sich ihr Einsatzgebiet fast ausschließlich auf Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit Übertragungslängen mehrerer hundert Kilometer beschränkt. Andererseits sind LCCs in gewissen Grenzen überlastfähig und weisen oft Wirkungsgrade im Bereich von 99,3% auf (Koldby und Hyttinen 2009; National Grid plc 2013). Aktuelle Produkte, wie beispielsweise die „HVDC Classic“-Umrichter von Siemens Energy oder die LCC-Lösungen von Hitachi ABB können mit Spannungen von ± 800 kV oder ± 1100 kV und Leistungen über 8 GW betrieben werden. Beispiele für bestehende HGÜ-Freileitungssysteme in dieser Leistungsklasse sind unter anderem die seit 2014 betriebene, 2192 km lange 800 kV-Direktverbindungen von Hami (China) nach Zhengzhou (China) oder die im Jahre 2019 eingeweihte, 3324 km lange 1100 kV-Direktverbindung von Xinjiang (China) nach Anhui (China). Im Bereich der kabelgebundenen Systeme stellt der seit 2018 betriebene Western HVDC Link, eine 422 km lange 600 kV-Direktverbindung von Hunterston (Großbritannien) nach Flintshire Bridge (Großbritannien), mit einer Übertragungskapazität von 2,2 GW die leistungsstärkste, auf der LCC-Technologie basierende Unterseeverbindung Europas dar. Der Einsatz solcher HGÜ-Systeme ist jedoch aufgrund des hohen Blindleistungsbedarfs der netzgeführten Thyristoren auf Netzverbindungen mit einer hohen Kurzschlussleistung begrenzt. Insbesondere kann eine

Schwarzstartfähigkeit nur mit zusätzlicher Ausrüstung realisiert werden, d.h. eine LCC-Verbindung ist nicht ohne Weiteres in der Lage, Strom in ein Netz einzuspeisen, das nicht bereits mit anderen Erzeugungsanlagen stabil betrieben wird (Oni et al. 2016). Des Weiteren benötigen LCC-Wandler verglichen mit neueren HGÜ-Umrichtertechnologien gleicher Leistungsklasse viel Platz (Sellick und Åkerberg 2012). Dazu kommt noch der erhebliche Platzbedarf der bei dieser Technologie zwangsweise erforderlichen Transformatoren und des AC-Netzfilters (Watson und Watson 2020; Oni et al. 2016). Trotz dieser Nachteile ist der eigentliche Umrichter aufgrund der hohen Marktverfügbarkeit der eingesetzten Thyristoren vergleichsweise günstig.

Selbstgeführte Umrichter

Alternativ zur LCC-Technologie kommen in HGÜ-Anwendungen vermehrt Spannungszwischenkreisumrichter, auf Englisch Voltage Source Converter (VSCs), zum Einsatz. Diese verwenden anstatt Thyristoren an- und ausschaltbare Bipolartransistoren mit isolierten Gate-Elektroden (IGBTs) als Ventil und sehen einen oder mehrere Kondensatoren anstatt Induktivitäten zur Glättung auf der DC-Seite vor. Abbildung 2.4 zeigt den schematischen Aufbau einer solchen Umrichterstation. Neben der Wirkungsweise des Zwischenkreises als Strom- beziehungsweise Spannungsquelle stellt ein wesentlicher Unterschied zwischen der LCC- und VSC-Technologie die Regelung des Leistungsflusses dar. Während die Spannung bei einer LCC-Verbindung umgepolt werden muss, um eine Leistungsflussänderung zu bewirken, kann der Leistungsfluss bei einem VSC-System durch die Umkehrung der Stromflussrichtung geändert werden (Watson und Watson 2020). Da sich bei einem auf der VSC-Technologie basierenden HGÜ-System die Polarität der Spannung auf der DC-Seite nicht ändert, können neben Freileitungen und MI-Kabeln auch ölfreie VPE-Kabel zur Verbindung der Umrichterstationen eingesetzt werden (Koldby und Hyttinen 2009). In Bezug auf bestehende HGÜ-Trassen ergibt sich dadurch die Möglichkeit, Kabel, die ursprünglich für LCC-Verbindungen verlegt wurden, auch mit VSC-basierten Umrichterstationen zu nutzen. (Watson und Watson 2020).

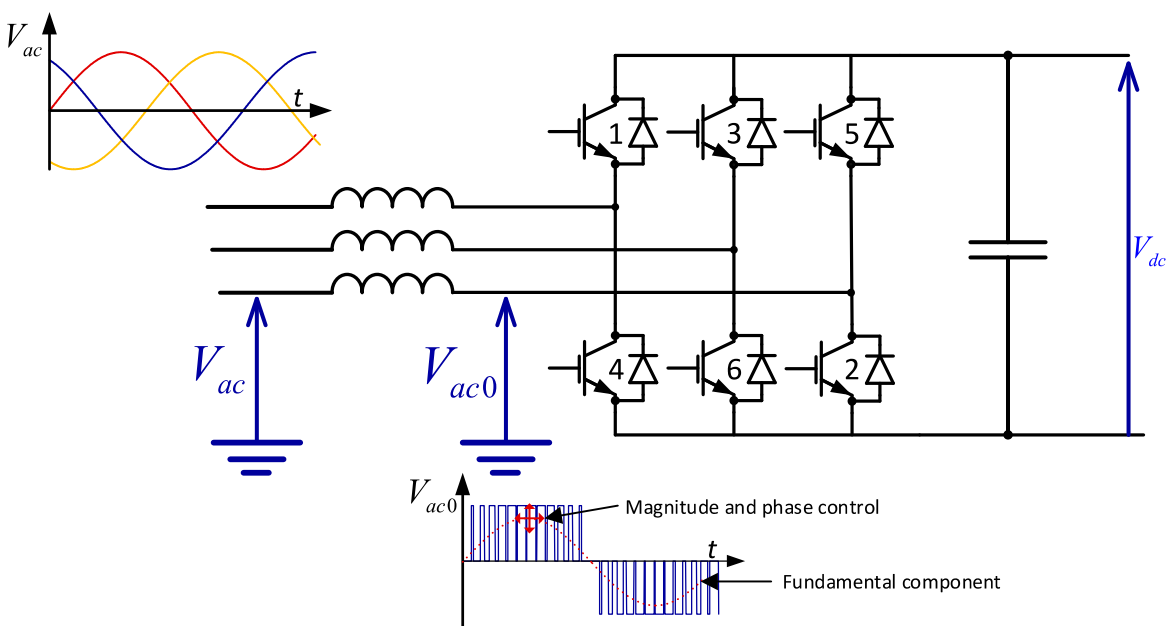


Abbildung 2.4: Prinzipschaltbild eines VSC (Watson und Watson 2020)

Da VSCs mit selbst-kommutierenden Halbleiterbauelementen aufgebaut sind, die kein frequenz- und spannungsstarres AC-Netz zur Kommutierung benötigen, lassen sich VSC-Stationen in Netze mit geringer Kurzschlussleistung integrieren. Wegen der geringeren Anzahl an Komponenten fallen typische VSC-Umrichterstationen auch kleiner aus als klassische LCC-HGÜ-Wandler (Sellick und Åkerberg 2012). Für eine Beurteilung des Flächenverbrauchs werden die Abmessungen im weiteren Verlauf des Projektes ermittelt. Des Weiteren ist bei VSCs eine unabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung möglich und es lassen sich mit der voranschreitenden Entwicklung von DC-Leistungsschaltern vergleichsweise einfach schwarzstartfähige Multiterminal-Verbindungen bzw. vermaschte HGÜ-Netze aufbauen. Im Gegensatz zu einem LCC wird ein VSC mit sehr viel höheren Schaltfrequenzen im Kilohertzbereich betrieben, wodurch sich am AC-Ausgang im Mittel eine nahezu sinusförmige Spannung erzeugen lässt. Dadurch reduziert sich der Filteraufwand und das AC-Ausgangsfilter fällt für gewöhnlich sehr viel kleiner aus als bei einem LCC (Oni et al. 2016; Watson und Watson 2020). Auf der anderen Seite hat das häufige Schalten der Halbleiterventile den Nachteil, dass VSCs höhere Schaltverluste aufweisen und sich generell ein geringerer Wirkungsgrad ergibt. Während zu Beginn die Verluste bei einer Umrichtertopologie, die nur zwischen zwei Spannungspegeln hin und herschaltet oft im Bereich von 2 - 3% lagen, konnten die Verluste bei heutigen kaskadierten Umrichtertechnologien auf ca. 1% reduziert werden (Lundberg et al. 2012; National Grid plc 2013).

Um den Oberschwingungsgehalt auf der AC- und DC-Seite zu minimieren und die Effizienz der Umrichter zu steigern, wurde die Anzahl der schaltbaren Spannungsstufen in den vergangenen Jahren immer weiter erhöht und die klassische VSC-Struktur zunehmend durch einen modularen Aufbau ersetzt. Die daraus hervorgegangenen Modular-Multilevel-Converter (MMCs) weisen Wirkungsgrade von über 99% auf und können bei einer hinreichend großen Anzahl an Modulen auch ohne Glättungsfilter an das AC-Netz angeschlossen werden (Oni et al. 2016). Aufgrund der Topologie-bedingt vorzusehenden Arminduktivitäten ist sogar eine MMC-Ausführung ohne AC-seitigen Transformator denkbar, was die Kosten und den Platzbedarf einer Station zusätzlich senkt (Bartelt 2013). Der größte Vorteil der MMC-Struktur ist jedoch, dass die Umrichter ein hohes Maß an Flexibilität aufweisen und hinsichtlich ihrer Leistung und DC-Betriebsspannung nahezu beliebig skaliert werden können. Dadurch definieren die Kabelverbindungen die Grenzen der Technologie.

Aktuell auf dem Markt verfügbare HGÜ-VSC-Umrichtersysteme von Hitachi ABB, Siemens Energy oder GE Grid Solutions sind für Spannungen von ± 380 kV bis ± 660 kV und Übertragungsleistungen bis zu 2 GW oder 3 GW ausgelegt. Die am 01.09.2021 in Betrieb genommene und auf MMCs-basierende 660 kV-Direktverbindung von Matiari (Pakistan) nach Lahore (Pakistan) stellt mit einer Übertragungskapazität von 4 GW die zurzeit leistungsfähigste HGÜ-VSC-Verbindung dar. NordLink ist mit einer Übertragungsleistung von 1,4 GW bei ± 525 kV das größte vergleichbare HGÜ-Projekt Europas, das mit einem 516 km langen Seekabel Tonstad (Norwegen) mit Wilster (Deutschland) verbindet.

HGÜ-Topologien

Unabhängig von der gewählten Technologie können HGÜ-Umrichter in verschiedenen Topologien angeordnet werden, um ein Übertragungsnetz zwischen einem oder mehreren Offshore-Windparks und dem landseitigen Energieversorgungsnetz zu bilden. Grundsätzlich lassen sich asymmetrische und symmetrische monopolare sowie bipolare Topologien mit verschiedenen Ausführungen des Rückleiters bzw. der Erdung unterscheiden, siehe Abbildung 2.5 (Watson und

Watson 2020; Bahrman und Johnson 2007). Bei einer asymmetrischen monopolen HGÜ-Topologie sind zwei Umrichter mit nur einer Leitung verbunden und die Erde dient als Rückleiter. Werden statt einer, zwei Leitungen zur Verbindung der beiden Umrichter verwendet, bildet die Struktur eine symmetrische monopole Topologie. Meist wird der Mittelpunkt des Umrichters direkt mit der Erde oder über eine Impedanz mit der Erde verbunden. Er wird jedoch so betrieben, dass kein Erdstrom fließt und die Potentiale der Gleichstromkabel einmal die positive und einmal die negative Hälfte der Umrichter-Gleichspannung betragen. Die Vorteile dieser Topologie liegen darin, dass nur wenige Komponenten zur Leistungsübertragung notwendig sind und beim Ausfall einer Leitung durch die Verwendung der Erde als Rückleiter, weiterhin 50% der Leistung transportiert werden können. In Anwendungen, in denen kein Strom über die Erde zurückgeführt werden soll oder darf, wird ein metallisches Neutral- oder Niederspannungskabel als Rückleiter verwendet. Der Gleichstromkreis verfügt dann nur über eine einfache lokale Masseverbindung für den Potentialbezug.

Zur Verdopplung der Übertragungskapazität kann die monopole Struktur zu einer bipolaren Topologie erweitert werden. Bei dieser HGÜ-Topologie kommen statt einem Umrichter pro Station, zwei in Reihe geschaltete Umrichter halber Leistung zum Einsatz und es werden, ähnlich der monopolen Topologie, zwei HGÜ-Kabel mit umgekehrter Polarität zur Verbindung der Stationen eingesetzt. Wenn kein metallischer Rückleiter vorgesehen ist, kann die Topologie beim Ausfall eines Leiters zu einer asymmetrischen monopolen Topologie umkonfiguriert und der Betrieb mit halber Spannung und folglich halber Leistung fortgesetzt werden. Da jedoch alle Topologien mit Erdelektroden aufgrund der fließenden Erdströme und der damit einhergehenden Umweltauswirkungen für den Gebrauch auf See ungeeignet sind, ist es empfehlenswert, die bipolare Topologie mit einem metallischen Rückleiter aufzubauen (Pophof und Geschwentner 2013). Dadurch kann die Topologie sowohl beim Ausfall einer Station als auch beim Ausfall eines Kabels mit halber Leistung und ohne Erdstrom weiterbetrieben werden. Aufgrund der erhöhten Ausfallsicherheit und Verfügbarkeit wird die bipolare HGÜ-Topologie mit metallischem Rückleiter unter anderem auch von TenneT zur Anbindung von 2 GW Offshore-Systemen favorisiert (TenneT 2019). Ein wesentlicher Nachteil dieser Topologie ist jedoch der größere Flächenbedarf. Es werden vier Umrichter, vier Transformatoren, drei Leiter und zusätzliche Schaltkomponenten benötigt, weshalb der Aufbau einer bipolaren Topologie auch teurer als eine monopole Topologie gleicher Leistung ist. Aktuell nutzen beispielsweise die Offshore-Plattformen BorWin1, DolWin1 und DolWin2 diese Topologie zur Anbindung an das Festland.

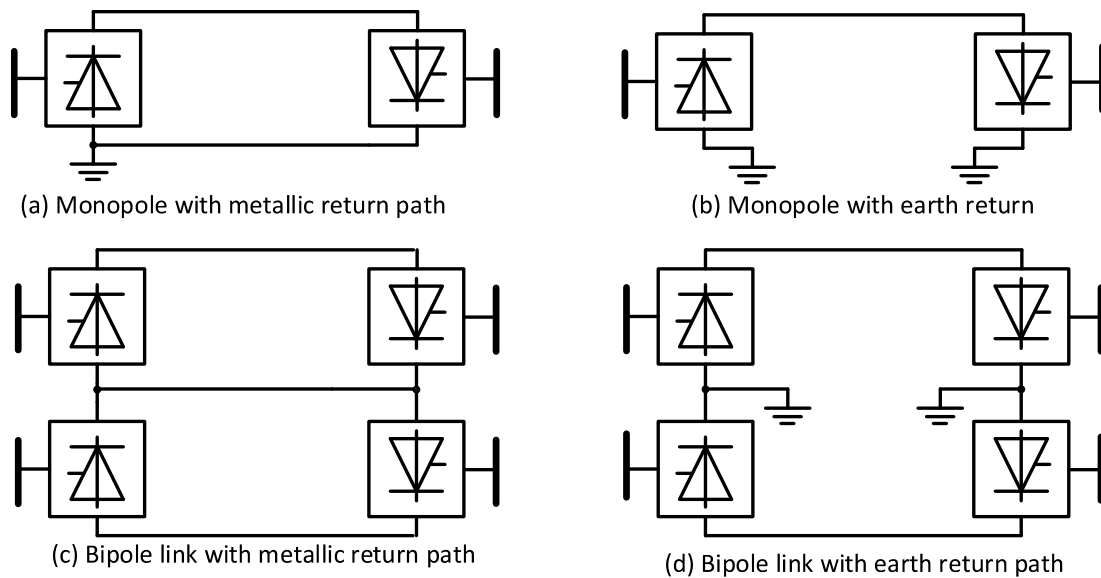


Abbildung 2.5: Übersicht über verschiedene HGÜ-Topologien (Watson und Watson 2020)

Neueste Forschungen heben jedoch vermehrt die Vorteile von Multi-Terminal-Topologien hervor (Lundberg et al. 2012; Watson und Watson 2020). Diese bauen keine direkte Punkt-zu-Punkt Verbindung von einer Offshore-Plattform zum Festland auf, sondern verbinden mehrere HGÜ-Umrichter zu einem vermaschten Gleichstromnetz und nutzen mehrere Landanbindungen zur Übertragung der Leistung. Dadurch lassen sich im Vergleich zur Installation einzelner Punkt-zu-Punkt Verbindungen zum einen die Investitionskosten zur Integration neuer Offshore-Parks oder neuer internationaler Interkonnektoren zwischen Ländern reduzieren (Lundberg et al. 2012; TenneT 2021) und zum anderen die Versorgungssicherheit auch bei mehreren Ausfällen dauerhaft sicherstellen. Auch TenneT schlägt eine solche Multi-Terminal-Topologie mit dem im Oktober 2021 vorgestellten „Windstrom-Booster-Konzept“ zum beschleunigten Ausbau der Offshore-Windenergie in der deutschen Nordsee vor (TenneT 2021).

Fazit

Aufgrund der reduzierten Umwelteinflüsse und der erhöhten Verfügbarkeit bzw. Ausfallsicherheit bietet eine bipolare HGÜ-Topologie mit metallischem Rückleiter trotz des erhöhten Platz- und Investitionsbedarfs klare Vorteile für die Anbindung von küstenfernen Offshore-Windparks. Grundsätzlich können zur Realisierung LCCs oder VSCs verwendet werden. Obwohl netzgeführte LCCs mit ihren über Jahrzehnten optimierten Thyristor-Ventilen lange den Markt für On- und Offshore-HGÜ-Anbindungen dominierten, sollte bei der zukünftigen Anbindung von Offshore-Windparks jedoch vermehrt auf selbstgeführte Umrichtertechnologien zurückgegriffen werden. Diese weisen im Vergleich zu LCCs gleicher Leistungsklasse einen geringeren Platzbedarf auf, besitzen mittlerweile ähnliche Wirkungsgrade und sind darüber hinaus gut skalierbar. Beim Einsatz von MCCs kann unter Umständen sogar ganz auf das AC-AusgangsfILTER und den Ausgangstransformator verzichtet werden, was zu einer zusätzlichen Reduzierung der Offshore-Plattformgrößen führt. Zudem können selbstgeführte Umrichterstationen mit umweltfreundlichen VPE-Kabeln verbunden werden und es lassen sich aufgrund der vorteilhaften regelungstechnischen Eigenschaften einfacher vermaschte HGÜ-Netze zwischen mehreren Windparks und/oder Ländern aufbauen bzw. im Nachhinein erweitern. Daher soll der Fokus der weiteren Arbeit auf dieser Technologie liegen. Jedoch sind auch hybride Anbindungssysteme

denkbar, die über leistungsstärkere und überlastfähige LCCs und VSCs bzw. MCCs zur Regelung der AC-Windparkspannung und der Spannung auf der Gleichstromseite verfügen. Neben einer konventionellen HGÜ-Anbindung auf Basis von selbstgeführten Umrichtern in einer bipolaren Topologie sollen im weiteren Verlauf des Projekts auch die Auswirkungen einer hybriden Realisierung auf die spezifizierten Bewertungskriterien analysiert werden.

2.1.3 Transformatoren

Transformatoren stellen sowohl bei HDÜ- als auch bei HGÜ-Anbindungen von Offshore-Windparks grundlegende Komponenten zur Spannungswandlung dar. Je nach Ausführung können neben den Transformatoren der Windenergieanlagen und den Transformatoren zum Betrieb einer HDÜ bzw. HGÜ zusätzliche Transformatoren zur Spannungsanpassung im Offshore-AC-Netz platziert werden. Da bei der Verwendung von VSC-basierten Umrichterstationen konventionelle AC-Transformatoren zur Kopplung mit dem Drehstromnetz verwendet werden können und bei LCC-basierten Stationen nur vergleichsweise geringe Anpassungen vorgenommen werden müssen (National Grid plc 2013), kommen bei HDÜ- sowie HGÜ-Systemen ähnliche Lösungen zum Einsatz. In den vergangenen Jahren haben sich viele Hersteller an die Anforderungen der Kunden angepasst und bieten ausgereifte Transformatoren für Anbindungssysteme mit Spannungen von ± 50 kV bis ± 220 kV oder bei HGÜ-Anwendungen bis ± 1100 kV an. Namenhafte Hersteller, wie etwa Siemens oder Hitachi ABB werben mit speziellen, umweltfreundlichen und robusten Transformatoren mit kleinem Baumaß. Nahezu alle Transformatoren für Offshore-Anwendungen sind heutzutage mit synthetischem Ester anstelle von Mineralöl isoliert. Ein Beispiel einer solchen AC-Transformatorlösung ist das für 310 MVA bei 220 kV Spannung entwickelte und von Siemens seit 2017 vertriebene „Offshore Transformer Module“, das mit einer Größe von 13,1 m x 7,3 m x 7,7 m, einem Gewicht von 326 t und einem platzsparenden Erdungskonzept auf die Anforderungen auf See optimiert wurde. Ähnlich umfasst zum Beispiel das Portfolio von Hitachi ABB auch speziell für schwimmende Umspannwerke entwickelte Aufwärtstransformatoren, Erdungstransformatoren und Shunt-Reaktoren. Auf der anderen Seite treibt TenneT seit längerem die Standardisierung von Transformator-Stationen speziell für Offshore-Anwendungen voran. Die Fertigung eines solchen 700 MW HDÜ-Transformators für den Netzanschluss des zukünftigen niederländischen Offshore-Windparks „Hollandse Kust (zuid)“ soll noch im Jahr 2021 fertiggestellt werden. Die komplette Offshore-Transformator-Station ohne Sockel ist 47 m lang, 35 m breit und 25 m hoch und das Gewicht soll sich auf ca. 4300 t belaufen.

2.1.4 Wasserelektrolyseure

Die Elektrolyse ist eine maßgebliche Technologie, die es ermöglicht, die Stromerzeugung mit der Endnutzung von Wasserstoff zu verbinden. Diese Technologie beinhaltet die elektrochemische Umwandlung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff und wird allgemein als Hoch- oder Niedertemperaturverfahren bezeichnet.

Niedertemperatur-Elektrolysen sind bereits heute technisch ausgereift und bieten daher den wichtigsten kommerziellen Ansatz für die Produktion von grünem Wasserstoff. Unter den verschiedenen getesteten Verfahren sind die alkalische Elektrolyse (AEL) und die Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM) zwei kommerziell verfügbare Technologien, die im Megawattbereich für die Produktion von 1000 kg pro Tag eingesetzt werden können. Diese beiden Technologien bilden den Stand der Technik für die Wasserelektrolyse ab.

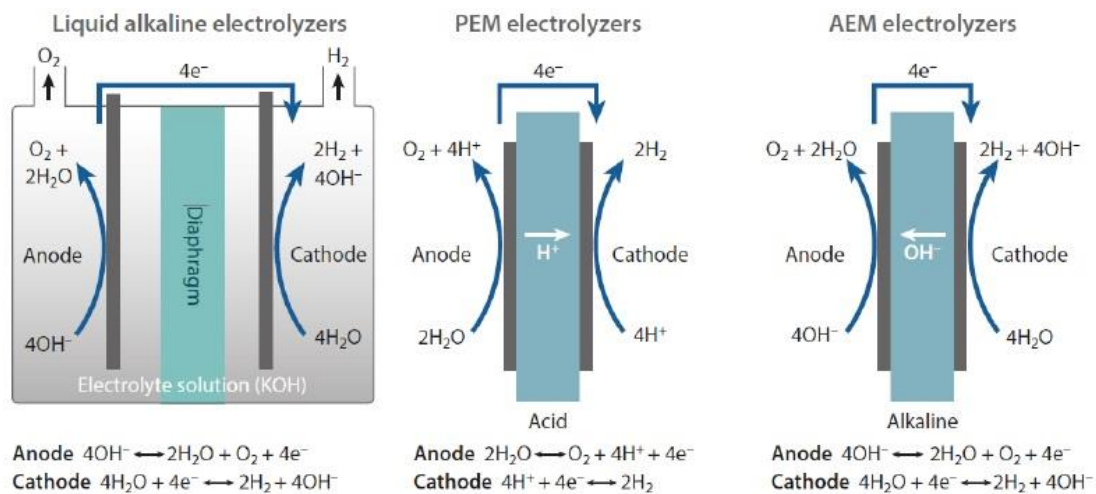


Abbildung 2.6- Elektrolysetechnologien: klassische alkalische Elektrolyse (AEL, links), klassische saure Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM, Mitte) und die alkalische Elektrolyse mit Anion-Exchange-Membrane (AEM, rechts) (Ayers et al. 2019)

Im Gegensatz zu den oben genannten ausgereiften Technologien, bietet die AEM-Elektrolyse (alkalische Elektrolyse mit Anionenaustauschmembran) die Vorteile beider Technologien, wobei eine weitere Entwicklung erforderlich ist, um eine akzeptable Lebensdauer und Leistungsklasse zu erreichen. Andere Technologien wie die Hochtemperatur-Elektrolyse könnten in Zukunft eingesetzt werden, sind aber ebenfalls noch nicht marktreif. Die etablierten Systeme sind in Abbildung 2.6 zusammen mit der neuen AEM-Elektrolyse schematisch dargestellt. Die vorgestellten Technologien werden im Folgenden zusammenfassend erläutert.

Alkalische Elektrolyse (AEL)

AEL-Elektrolyseure gibt es seit den späten 1800er Jahren, wobei in den 1930er Jahren bedeutende Entwicklungen stattfanden, um Elektrolyseure mit einer Kapazität von 50 MW (10.000 Nm³/h) und mehr herzustellen. In AEL-Elektrolyseuren wird konzentrierter KOH-Elektrolyt (Kaliumhydroxid) auf beiden Seiten eines porösen Diaphragmas rezirkuliert, welches sich zwischen Elektroden und Bipolarplatten aus Nickel und Edelstahl befindet. Diese auf der Membrantechnik basierende Technologie zeichnet sich insbesondere durch geringe Materialkosten und eine langzeitstabile Prozessführung aus, da hauptsächlich kosteneffiziente Nickelkatalysatoren und Stahlkomponenten verwendet werden. Die Nachteile der AEL sind die geringen Stromdichten und möglicherweise geringere Gasqualitäten, die durch diese Anwendung erreicht werden (Ayers et al. 2019).

Polymerelektrolytmembran-Elektrolyse (PEM)

Diese Technologie basiert auf Protonenaustauschmembranen, bei denen die Nachteile der AEL durch die Verwendung von Polymermembranen behoben wurden. Dadurch lassen sich wesentlich höhere Stromdichten und deutlich bessere Gasqualitäten realisieren. Demgegenüber sind die Materialkosten deutlich höher, da die Verwendung von Edelmetallkatalysatoren und Titankomponenten für die PEM-Technologie keine Alternative darstellt. Im Gegensatz zur KOH-Technologie wird reines Wasser als zirkulierende Flüssigkeit verwendet und ein fester Polymerelektrolyt eingesetzt, der einen Betrieb mit Druckdifferenz ermöglicht. Zudem sind

wesentlich teurere Baumaterialien erforderlich, da viele Metalle in der sauren Umgebung der Membran nur eine begrenzte Stabilität aufweisen.

PEM-Systeme haben sich mit einer nachgewiesenen Lebensdauer von 50.000 Stunden als zuverlässig erwiesen und sind seit vielen Jahren im Einsatz. Seit der Vermarktung dieser Technologie haben sich die Leistungen stetig erhöht, und es wurden Anlagen im Maßstab 100 Nm³/h getestet. Derzeit sind viele Anlagen im Bereich von 50-200 kW in Betrieb, und es gibt weniger Anlagen im Megawattbereich (Ayers et al. 2019).

Alkalische Elektrolyse mit Anion-Exchange-Membrane (AEM)

Dies ist eine aufstrebende Technologie, basierend auf den Anionenaustauschmembranen, die in den letzten Jahren aufgrund der Verwendung fortschrittlicher Polymermembranen auf zunehmendes Interesse gestoßen ist (Kraglund et al. 2019). Die AEM-Elektrolyse kombiniert den Aufbau und das Verfahren von PEM und AEL und vereint somit die Vorteile der beiden etablierten Systeme. Dabei kommen insbesondere Polymermembrane zum Einsatz, die die Anforderungen an hohe Stromdichten und Gasqualitäten erfüllen. Darüber hinaus ist das alkalische Milieu des Elektrolyten analog zur AEL, was den Einsatz von kostengünstigen edelmetallfreien Katalysatoren und Stahlkomponenten ermöglicht, um die Materialkosten im Vergleich zur PEM deutlich zu senken.

Bei der AEM-Technologie besteht ein erheblicher Forschungs- und Entwicklungsbedarf, da sie weit weniger ausgereift ist. Jedoch kann aufgrund der alkalischen Umgebung auch Meer- oder Salzwasser (kontaminiertes Wasser) als Elektrolyt verwendet werden, was für die Offshore-Anwendung von großem Vorteil ist. Darüber hinaus ermöglicht die AEM-Technologie die Verwendung von seltenen Erden weiter zu reduzieren. So ist Europa beispielsweise bei der Herstellung von Brennstoffzellen und Elektrolyseuren von 19 der 29 seltenen Erden abhängig (EU 2020). Die Salzwasserelektrolyse mit direkter Nutzung von kontaminiertem Wasser befindet sich jedoch derzeit noch in der Grundlagenforschung im kleinen Leistungsbereich von wenigen Watt (Dresp et al. 2020). Daher wird für die Integration von AEM in größerem Maßstab in Form eines Stacks eine höhere TRL angestrebt. Allerdings wird diese Technologie selbst in den optimistischsten Szenarien mehrere Jahre benötigen, um eine signifikante Einführung und Marktdurchdringung im MW-Maßstab zu erreichen.

Hochtemperatur-Elektrolyse (HTE)

Die Hochtemperatur-Elektrolyse (Solid Oxide Electrolyzer Cell, SOEC) zeichnet sich durch einen Festelektrolyten aus keramischen Werkstoffen aus, der wiederum hohe Temperaturen von 700 °C bis 1000 °C ermöglicht. Diese Technologie bietet einen geringeren Stromverbrauch für die Wasserstoffproduktion, der durch die gleichzeitige Nutzung von Wärme erreicht wird. Daher bietet die HTE-Technologie einen höheren Wirkungsgrad und damit erhebliche Kostensenkungen gegenüber konventionellen Niedertemperaturelektrolyseuren (Falkenberg et al. 2020).

Allerdings befindet sich die HTE-Technologie noch in der Forschungsphase, und die bisher realisierten Anlagen erreichen eine Leistung von bis zu 100 kW. Dass diese Technologie noch nicht ausgereift ist, liegt an den bestehenden Herausforderungen bei der Materialauswahl, der Lebensdauer und dem Verschleiß aber auch auf das mangelnde Verständnis der optimalen Betriebsbedingungen zurückzuführen. Außerdem weist diese Technologie im Vergleich zur PEM-

Elektrolyse eine geringere Flexibilität auf. Daher wird dieses Verfahren derzeit nicht für Offshore-Anwendungen in Betracht gezogen (Falkenberg et al. 2020).

Vergleich der Wasserelektrolyseur-Technologien

Dieser Abschnitt beinhaltet einen Vergleich der Wasserelektrolyse-Technologien für die Offshore-Anwendung und den gekoppelten Betrieb mit Windenergieanlagen. Hier werden die veröffentlichten Ergebnisse der verschiedenen Studien zusammengefasst (Falkenberg et al. 2020; Ayers et al. 2019; Smolinka et al. 2018). Dieser Vergleich wird sowohl für die AEL- als auch für die PEM-Technologie im Hinblick auf die unten definierten Kriterien durchgeführt, die für die oben genannte Anwendung als wichtig erachtet werden. Andere Elektrolyse-Technologien werden hier für den Vergleich nicht betrachtet, da diese Technologien (AEM und HTE), wie bereits erwähnt, für hohe Leistungen noch nicht ausgereift sind und weniger Flexibilität für die Offshore-Anwendung bieten.

Technologische Reifegrad (technischen Machbarkeit)

Die AEL-Elektrolyse ist die an der weitesten verbreiteten Technologie in der Industrie. Sie wird seit vielen Jahren in großem Maßstab eingesetzt und ist damit ein gut erprobtes, weit verbreitetes industrielles Verfahren. Im Gegensatz dazu wurde PEM-Elektrolyse bisher kaum in großem Maßstab kommerziell genutzt. Bisher wurden nur Leistungsbereiche bis etwa 1 MW realisiert, was einer Wasserstoffproduktion von 270 mN³/h entspricht (Falkenberg et al. 2020).

Flexibilität im Betrieb (Verhalten bei Teil- und Dauerbetrieb sowie bei Lastwechseln)

Die meisten Systeme mit AEL-Technologie sind für den Dauerbetrieb ausgelegt. Teillastbetrieb ist hier in der Regel ab etwa 20 % möglich. Allerdings verschlechtert sich die Gasqualität bei niedrigeren Lasten, so dass eine aufwändige Nachreinigung erforderlich wird. Ebenso führen wechselnde Lasten zu einer Verschlechterung der Gasqualität und zusätzlich zu einer Verkürzung der Lebensdauer der Elektrolysezellen. Im Gegensatz dazu reicht der Teillastbereich bei PEM-Elektrolyseuren von 5 % bis 100 %, und das Verhalten bei Lastwechseln verursacht keine vergleichbaren Probleme in Bezug auf Gasreinheit und Lebensdauerdegradation (Falkenberg et al. 2020).

Investitionskosten (CAPEX)

Die AEL-Technologie hat derzeit niedrigere Investitionskosten als die anderen Elektrolysetechnologien, nämlich 800-1500 €/kW pro installierter Elektrolyseleistung. Hier werden für die Zukunft keine wesentlichen Kosteneinsparungen prognostiziert.

Die Investitionskosten für die PEM-Technologie liegen bei 1000-6000 €/kW pro installierter Elektrolyseleistung. Die Verwendung von Edelmetallen in den benötigten Katalysatoren verursacht einen großen Teil der Kosten und somit ist die Technologie teurer als AEL. Dabei können Kostensenkungen durch eine geringere Katalysatorbeladung oder auch den Einsatz von kostengünstigen und korrosionsbeständigen Bipolarplatten erreicht werden. In diesem Fall wird aufgrund der weit verbreiteten Nutzung und der Skaleneffekte von einer starken Kostendegression ausgegangen, so dass eine Investitionskosten von 737 €/kW für 2020, und 450 €/kW für 2050 berechnet werden (Falkenberg et al. 2020).

Lebensdauer

Die übliche Lebensdauer von AEL-Elektrolyseuren beträgt acht bis zehn Jahre, wobei diese mit Überholungen auf 20 bis 30 Jahre erhöht werden kann. Im Gegensatz dazu beträgt die Lebensdauer von PEM-Elektrolyseuren etwa vier bis sieben Jahre. In diesem Zusammenhang werden große Fortschritte erzielt, um die Lebensdauer der Anlagen zu erhöhen. In diesem Fall könnte die übliche Lebensdauer von 10 bis 20 Jahren nur mit kostenintensiven Überholungen erreicht werden (Falkenberg et al. 2020).

Platzbedarf

Der Platzbedarf für die PEM-Elektrolyse ist viel geringer und liegt dreißigmal unter dem für die AEL-Elektrolyse benötigten Raum (Falkenberg et al. 2020).

Marktverfügbarkeit

Derzeit sind sowohl AEM- als auch PEM-Elektrolyseure auf dem Markt verfügbar, und beide sind bereits in einem Leistungsbereich von mehreren Megawatt getestet worden. Allerdings gibt es bereits AEM-Elektrolyseure mit einer Leistung von 50 MW für die Produktion von 10000 Nm³/h (Ayers et al. 2019). Der größte PEM-Elektrolyseur in einem modularen Container liefert dagegen 400 Nm³/h Wasserstoff bei 2 MW (Falkenberg et al. 2020).

Wirkungsgrad (Umwandlungsverluste)

Die Angaben zum Wirkungsgrad von Elektrolyseuren sind abhängig von der Technologie, die Leistungsklasse und dem Jahr, in dem die Angaben gemacht werden. Das liegt daran, dass wesentliche Entwicklungsschritte in den einzelnen Technologien zu unterschiedlichen Zeitpunkten stattgefunden haben (Ayers et al. 2019).

Die Autoren halten einen Wirkungsgrad von rund 67 % für typisch für die PEM-Elektrolyse. Es wird jedoch erwähnt, dass bei einer Umsetzung in großem Maßstab von einem Wirkungsgrad von 78-84 % bis 2050 zu rechnen ist (Falkenberg et al. 2020).

Prozessparameter (Temperatur, Druck usw.)

Die verfahrenstechnischen Prozessparameter von AEL- und PEM- Elektrolyseuren liegen in einem vergleichbaren Bereich.

Zu den weiteren Kriterien, die für einen detaillierteren Vergleich in Frage kommen, gehören insbesondere die Stack- und Systemperformance, die Aufteilung der Stack- und Systemkosten und die Betriebskosten (OPEX) (Smolinka et al. 2018).

Fazit

Die Elektrolyse-Technologie in großem Maßstab hat das Potenzial, eine akzeptable wirtschaftliche Nutzbarkeit zu erreichen, da erneuerbare Stromquellen zu geringen Kosten zur Verfügung stehen und außerdem Fortschritte in der Materialtechnologie und der Herstellung eine erste Machbarkeit gezeigt haben. Für die Niedertemperatur-Elektrolyse gibt es klar definierte Strategien innerhalb der Technologieentwicklung für erhebliche Kosten- und Leistungsverbesserungen in den nächsten Jahren, deren Umsetzung Investitionen erfordert. Auch wenn neue fortschrittliche Verfahren die bestehenden Optionen verdrängen könnten, werden AEL- und PEM-Technologie in den nächsten 10 Jahren die Grundlage der Kapazitäten bilden. Bei anderen Elektrolyseur-Technologien wird es

sogar noch länger dauern, da die Entwicklung von Anlagen und Systemen sowie die Integration neuer Materialien erforderlich sind. Daher sollten Forschung und Entwicklung eine Mischung aus technologischen Ansätzen zur Integration fortschrittlicher Komponenten in bestehende kommerzielle Technologien, sowie die Erforschung neuer Ideen umfassen (Ayers et al. 2019).

Ein aktueller Forschungsbereich ist die Entwicklung der Meerwasserelektrolyse, die für Offshore-Anwendungen sehr vorteilhaft ist. Diese Technologie führt zu einer höheren Systemeffizienz und ermöglicht die direkte Elektrolyse von Meerwasser, wodurch eine kostenintensive Wasseraufbereitung entfällt. Im Gegensatz dazu erfordern die derzeit verfügbaren Technologien hochgereinigtes Wasser, was zu einem zusätzlichen Anlagenbau und Energieverbrauch für die Entsalzung und Wasseraufbereitung führt. Allerdings sind Meerwasserelektrolyseure derzeit nur im Labormaßstab verfügbar. Um die Technologie in den kW-Maßstab zu skalieren, sind u.a. Weiterentwicklungen mittels innovativer AEM- und Diaphragma-Verfahren, Entwicklung korrosionsbeständiger Bipolarplatten, Skalierung auf Stackniveau, sowie Test- und Validierung des Elektrolysesystems notwendig.

Nach dem derzeitigen und absehbaren Stand der Entwicklung ist die PEM-Technologie für die Offshore-Wind- und Power-to-X-Anwendungen am besten geeignet, da hierdurch eine ausreichende Betriebsflexibilität und ein geringer Bauraumbedarf gegeben ist (Falkenberg et al. 2020).

Die Abfrage für den Betrieb unter variablen Lasten umfasst nämlich das minimale Teillastverhalten, die Startzeiten aus dem kalten und warmen Stillstand und den Energieverbrauch im Stillstand. Für einen flexiblen Betrieb in einem dezentralen und EE-basierten Energiemarkt, ist die Anlaufzeit aus dem kalten und warmen Bereitschaftszustand wichtig, um z. B. Netzdienstleistungen bereitzustellen. Deshalb stimmt die oben eingeführte Schlussfolgerung mit den Anforderungen der Offshore-Anwendung überein, da die PEM-Elektrolyse in dieser Kategorie Vorteile bietet. Es wird jedoch erwartet, dass die HTE-Technologie zukünftig in der Lage sein wird, die Anlaufzeiten von AELs zu erreichen (Ayers et al. 2019).

2.1.5 Pipelinetransport

Der Neubau von dedizierten Pipelines für den Transport von grünem Wasserstoff stellt eine wirtschaftliche Lösung im Vergleich zu anderen Transportoptionen dar. Wasserstoffpipelines können aus niedrigfestem Kohlenstoffstahl, sowie Stahl ohne Verunreinigungen oder mikrolegiertem Stahl hergestellt werden. Polyethylen und andere Kunststoffrohre mit geringerer Durchlässigkeit können ebenfalls eine Option sein, wenn Wasserstoff unter niedrigem Druck transportiert wird. Der Druck in solchen Pipelines liegt in der Regel zwischen 25-135 bar und ist damit deutlich höher als in den bestehenden Erdgaspipelines (Stori 2021).

Der Neubau von Wasserstoffpipelines verursacht voraussichtlich drei- bis zehnfach höhere Kosten als die Wiederverwendung bestehender Erdgastransportleitungen, allerdings weisen diese Konzepte technische Probleme auf. Die Eigenschaften des vorhandenen Pipelinematerials für den Transport von Wasserstoff sind noch nicht vollständig bekannt, und es sind noch Untersuchungen erforderlich, um die Anwendbarkeit der Gasnetze an verschiedenen Standorten zu ermitteln. Außerdem müssen möglicherweise weitere Komponenten der Pipelinesysteme wie Ventile, Dichtungen, Druckregulatoren und Sicherheitseinrichtungen ausgetauscht werden, da reiner Wasserstoff eine höhere Permeabilität aufweist. Derzeit gibt es keine Übertragungsnetzbetreiber, die 100 Prozent Wasserstoff in Erdgaspipelines zulassen, aber Deutschland und die Niederlande

sind an einem beschleunigten Übergang zu 100-prozentigen Wasserstoffpipelines interessiert und führen diesbezügliche Untersuchungen durch (Stori 2021).

Eine weitere Möglichkeit wäre die Einblendung von Wasserstoff als Beimischung in Erdgaspipelines, wobei je nach Beimischung bestimmte Anpassungen an die Gaspipelines erforderlich sind. Die Vermischung von Wasserstoff und Erdgas birgt weitere Herausforderungen in Bezug auf Kosten, Sicherheit und Umweltverschmutzung. Nach Angaben der Internationalen Energieagentur (IEA), kann Wasserstoff bis zu einem Anteil von etwa 20 Prozent dem Erdgas beigemischt werden. Höhere Konzentrationen könnten durch eine Nachrüstung der Erdgasinfrastruktur möglich sein, was auch Thema verschiedener Forschungs- und Pilotprojekte ist. Derzeit gibt es in Europa keinen Konsens oder eine Norm für die zulässige Beimischungsquote, und die Länder lassen unterschiedliche Prozentsätze zu. Einige EU-Mitgliedsstaaten verbieten die Einspeisung von Wasserstoff in das Erdgasleitungsnetz gänzlich.

Der Onshore-Transport von Wasserstoff in individuell gefertigten Stahlpipelines wurde in vielen Ländern bereits realisiert. Solche Systeme werden individuell errichtet und können einige der mit dem Wasserstofftransport verbundenen Wartungsprobleme (wie z.B. die Versprödung, die zu Rissen führen kann), durch eine sorgfältige Materialauswahl entschärfen. Allerdings werden diese Systeme nicht für den Langstreckentransport von Wasserstoff über Ländergrenzen hinweg eingesetzt, sondern dienen in der Regel der Verteilung von Wasserstoff an lokale Industriestandorte. Bis heute sind lediglich 5000 km Wasserstoffpipelines europaweit errichtet. Im Gegensatz dazu liegen für den Offshore-Einsatz bisher keine konkreten Anwendungserfahrungen vor (Stori 2021).

Derzeit liegen Studien vor, die eine Kostenabschätzung für verschiedene Transportszenarien für den in der Nordsee erzeugten, grünen Wasserstoff liefern. Für diese Studien werden jeweils mehrere Annahmen und Eingangsparameter festgelegt, sodass ein direkter Vergleich nur unter Berücksichtigung dieser Annahmen möglich wäre.

Eine aktuelle Studie befasst sich mit den beiden Offshore-Windparks ‚He Dreiht‘ und ‚Nemo‘ in der deutschen AWZ in der Nordsee, mit einer geschätzten Leistung von 900 MW und einer Entfernung von ca. 100 km bzw. 180 km von der Küste. Für die verschiedenen Transportszenarien wird der direkte Pipelinetransport zum industriellen Endkunden, aber auch der Offshore-Transport mit Transportschiffen in Betracht gezogen. Alternative Optionen für den Transport auf dem Festland sind die Nutzung von LKW, Bahn, oder Onshore-Pipelines zu den Endverbrauchern. Diese Studie zeigt, dass der direkte Pipelinetransport das wirtschaftlich beste Szenario darstellt, denn die Wasserstoffgestehungskosten liegen bei 6,81 €/kg für den Windpark He Dreiht (küstennah), und 7,31 €/kg für den Windpark Nemo, die dem gesamten Prozess von der Erzeugung bis zum Transport entsprechen. Im Gegensatz dazu können sich diese Kosten für die beiden Windparks um bis zu 8,76 €/kg erhöhen, wenn Transportschiffe in Kombination mit Bahn an Land eingesetzt werden. Allerdings spiegeln diese Kosten die Betrachtung über die gesamte Zeit der Pipeline-Nutzung wider (Stori 2021).

Darüber hinaus wurden in einer weiteren Studie die Wasserstoffgestehungskosten im Hinblick auf verschiedene Transportmöglichkeiten (Pipeline, Seekabel, Schiff, Bahn) zum Endverbraucher ermittelt. Hier wurden vier Kombinationen von Transportvarianten und für jeweils drei verschiedene Gesamtleistungen der angeschlossenen Offshore-Windparks berücksichtigt. In dieser Studie werden Offshore- und Onshore-Transportabschnitte mit einer Länge von jeweils 150 km angenommen. Darüber hinaus wird für jeden betrachteten Fall eine Gesamtleistung der

Stromerzeugung von 500 MW, 2 GW und 10 GW betrachtet. Auch diese Studie zeigt, dass der reine Pipelinetransport in allen betrachteten, zu den niedrigsten Bereitstellungskosten des Wasserstoffs am Verbrauchspunkt führt, nämlich ca. 6.0 €/kg für eine Offshore-Stromerzeugung mit einer Leistung von 500 MW. Dieser Wert sinkt auf knapp 4.0 €/kg, wenn die Leistung des Windparks auf 10 GW erhöht wird. Dieser Studie zufolge würde neben der angeschlossenen Windparkleistung, auch eine größere Entfernung die Kostenvorteile des Pipelinetransports erhöhen (Falkenberg et al. 2020).

Fazit

Aktuelle Studien zeigen, dass der Pipelinetransport zwischen der Offshore-Plattform und dem industriellen Endkunden an Land das wirtschaftlich beste Szenario für den Transport von Wasserstoff darstellt.

Mit Investitionskosten (CAPEX) von mehr als fünf Millionen Euro ist dies eine der kostenintensivsten Lösungen; die Betriebs- und Wartungskosten sind jedoch gering und liegen im einstelligen Prozentbereich der CAPEX. Auch wenn für den Windpark eine Betriebsdauer von 30 Jahren angenommen wird, haben Pipelines eine wesentlich längere Lebensdauer, die bis zu 50 Jahre angesetzt wird. Zudem sind aufgrund verschiedener Unsicherheiten, Einschränkungen bei der Kostenabschätzung und den rechtlichen Rahmenbedingungen zu erwarten. Darüber hinaus basieren die derzeitigen Kostenschätzungen auf Öl- und Gaspipelines und sind daher ungenau. Außerdem lassen die derzeitigen Verfahren darauf schließen, dass die Genehmigung für eine Pipeline bis zu 10 Jahren, und die Bauphase weitere 7 Jahre in Anspruch nimmt (Wienert et al. 2021).

Insgesamt muss eine wirtschaftliche Analyse des Pipelinetransports individuell und spezifisch für einen konkreten Anwendungsfall im Bereich der Offshore-Windparks durchgeführt werden. Für eine konkrete Analyse werden daher in weiteren Schritten dieses Projekts weiterführende Untersuchungen durchgeführt.

2.1.6 Laufende und geplante Forschungsprojekte im Bereich des grünen Wasserstoffs und Transport per Pipeline

Der folgende Abschnitt beinhaltet eine Übersicht über laufende und geplante Forschungsprojekte im Bereich des grünen Wasserstoffs und des Pipelinetransports. Hierbei handelt es sich um Projekte, die praktische Umsetzungen aber auch konzeptionelle Ansätze thematisieren. Bezüglich beiden Fällen soll hier keine Bewertung der Umsetzbarkeit erfolgen, da nicht genügend Informationen öffentlich zugänglich sind und noch keine Ergebnisse veröffentlicht wurden. Die Informationen hier spiegeln nur wider, was im Rahmen des Projektvorhabens behauptet ist. Daher dient die folgende Zusammenfassung dazu, ein grundlegendes Verständnis möglicher technologischer Entwicklungen zu vermitteln, die für künftige Implementierungen in Betracht gezogen werden könnten, und die Diskrepanz zum derzeitigen Stand der Technik zu verdeutlichen.

AquaVentus-Projektfamilie

Die AquaVentus-Initiative zielt darauf ab, Elektrolyseure in industriellem Maßstab offshore zu installieren, um mit dem Strom aus Windparks Wasserstoff zu produzieren. Bis zum Jahr 2035 sollen Elektrolyseure in der Nordsee mit einer Gesamtleistung von 10 GW errichtet werden, was für die Produktion von 1 Mio. Tonnen grünem Wasserstoff ausreicht. Zu den

Kooperationspartnern gehören neben RWE auch die Insel Helgoland, Reuther, Vattenfall, Shell, Gasunie, Siemens, Parkwind und MHI Vestas. In diesem Projekt soll die Insel Helgoland als zentraler Wasserstoff-Knotenpunkt dienen, zu der der produzierte Wasserstoff über Pipelines transportiert werden soll und von da aus über eine zentrale Sammelpipeline an Land weiter transportiert werden soll. Dieses Projekt steht im Zusammenhang mit dem North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH) und dem Get-H2-Projekt, da Anbindungen an das Offshore-Netzwerk (NSWPH) und das nationale Wasserstoffnetzwerk (Get-H2) angedacht sind.

Die Projektfamilie rund um die AquaVentus-Initiative umfasst zahlreiche Projekte entlang der Wertschöpfungskette von der Wasserstofferzeugung in der Nordsee, bis zum Transport zu den Endverbrauchern an Land. Im Rahmen des Projekts AquaPrimus ist die Entwicklung und Installation von zwei innovativen Wasserstoff-Erzeugungseinheiten im Küstenmeer vor Helgoland geplant. Dabei soll der Elektrolyseur am Turmfuß der WEA installiert. Diese zwei 14-Megawatt-Anlagen sollen über eine Pipeline angebunden werden und der Probetrieb soll zur Vorbereitung der Serienreife dienen. Beide Anlagen sollen in dem Fall ohne Anschluss ans Stromnetz autark im Inselmodus arbeiten. Darüber hinaus soll die Transportleitung AquaDuctus zukünftig grünen Wasserstoff von der Nordsee direkt zum Festland transportieren. AquaDuctus soll ab 2035 jährlich bis zu einer Mio. Tonnen Wasserstoff transportieren. Zudem befasst sich das Projekt AquaSector mit der Vision des ersten großskaligen deutschen Offshore-Wasserstoffparks. Hier soll eine detaillierte Machbarkeitsstudie durchgeführt werden, die die Installation von rund 300 MW Elektrolyseurleistung vorsieht, um bis zu 20.000 Tonnen pro Jahr auf See zu produzieren.

OYSTER

Das OYSTER-Projekt hat die Entwicklung eines Konzepts für den kombinierten Betrieb von Offshore-WEA und Elektrolyseuren einschließlich des Wasserstofftransports an Land zum Ziel, welches für den Betrieb in maritimer Umgebung ausgelegt ist. Das Konsortium besteht aus ITM Power (Spezialist für Elektrolyseure), Ørsted, Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE), und Element Energy als Projektkoordinator. Dieses Projekt wurde im Januar 2021 gestartet, mit einer Laufzeit bis Ende 2024 und wird durch die europäische Kommission mit 5 Mio.€ gefördert. Im Rahmen dieses Projekts ist es geplant, eine dedizierte Elektrolyse-Technologie für die Offshore-Anwendung zu entwickeln und zu testen. Die Elektrolyseure sollen so kompakt konzipiert werden, so dass sie in eine einzelne Offshore-WEA integriert werden können. Darüber hinaus sollten die Elektrolysesysteme für die anspruchsvollen Offshorebedingungen geeignet sein und nur minimalen Wartungsbedarf aufweisen. Damit sollen die Anforderungen bezüglich Wirtschaftlichkeit und Performance erfüllt werden, um eine kosteneffiziente Wasserstofferzeugung zu ermöglichen. Deshalb wird dieses Projekt zeigen, wie ein Offshore-Elektrolysesystem an Offshore-Windturbinen im Multi-MW-Bereich angeschlossen werden kann, und es werden Konzepte für zukünftige Wasserstofferzeugungssysteme optimiert.

Gigastack

Das Projekt Gigastack konzentriert sich auf die Entwicklung und Produktion von großen und modularen Elektrolyseursystemen, die an Windparks angeschlossen werden sollen. Dieses Projekt gliedert sich in 3 Phasen und das Konsortium besteht aus ITM Power, Ørsted und Element Energy.

Die Ergebnisse der in Phase 1 durchgeführten Machbarkeitsstudie wurden im September 2019 veröffentlicht. In dieser Phase hat ITM Power die Entwicklung seines neuen 5-MW-PEM-

Elektrolyseurs mit einer innovativen Stack-Technologie vorangetrieben. In Phase 2 wird ITM Power neben dem neuen großen, kosteneffizienten Stack-Elektrolyseur auch die teilautomatisierten Fertigungsmaschinen installieren und erproben, die für die Herstellung dieser Elektrolyseure in großem Maßstab und in hohen Stückzahlen erforderlich sind. Dies wird dazu beitragen, die Elektrolyseurtechnologie und das Produktionssystem zu validieren.

Nach Ansicht der Projektpartner, muss die installierte Leistung von Elektrolyseuren um mehrere Giga-Watt pro Jahr erhöht werden, damit sie sich in großem Maßstab auf das Energiesystem auswirken können. Dies erfordert einen verstärkten Einsatz von Automatisierung und einen erhöhten Durchsatz, um die Herstellungskosten pro Einheit zu senken. Derzeit sind die größten Hersteller weltweit in der Lage weniger als 30 MW an Elektrolyseurleistung pro Jahr zu produzieren. Dieses Projekt zielt jedoch auf die Herstellung von 60 Stacks pro Jahr ab 2023 (300 MW/Jahr), mit einer Tendenz zu 200 Stacks pro Jahr in der Mitte der 2020er Jahre (1 GW/Jahr). Diese Anlagen sollen zu einem geringen Teil der heutigen Kosten errichtet werden, denn das installierte Elektrolyseursystem soll etwas weniger als 460 €/kW kosten. Schließlich umfasst Phase 3 die Errichtungsphase des Projekts, in der unter anderem die Elektrolyseure direkt mit dem Windpark Hornsea 2 von Ørsted (1,4 GW) gekoppelt werden.

OffsH2ore

Das Projekt OffsH2ore befasst sich mit einer Konzeptstudie für die Offshore-Erzeugung von Wasserstoff mit Hilfe von Offshore-WEA im Inselbetrieb. Die Ausgangsbasis für dieses Projekt ist ein Offshore-Windpark, der direkt mit einer 500-MW-Elektrolyseplattform für die Produktion von bis zu 40.000 Tonnen Wasserstoff pro Jahr verbunden ist. OffsH2ore ist 2021 gestartet und bringt ein Konsortium aus Industriepartnern und Wissenschaftlern zusammen, darunter die PNE AG, das Fraunhofer ISE, die SILICA Verfahrenstechnik GmbH, die KONGSTEIN GmbH und die Wystrach GmbH. Das Ergebnis des Projekts wird ein technisch und wirtschaftlich optimiertes Design einer integrierten Offshore-Wasserstofferzeugungsanlage und eines entsprechenden maritimen Logistikkonzepts sein. Das Konzept soll als Grundlage für die Vorentwicklung von Pilot- und großtechnischen Projekten dienen.

NorthH2

NorthH2 hat sich zum Ziel gesetzt, große Windparks in der Nordsee zu errichten, um im Jahr 2027 eine Leistung von 1 GW offshore erzeugen. Diese Leistung soll bis 2030 auf 4 GW und bis 2040 auf mindestens 10 GW erhöht werden. Darüber hinaus sollen in Eemshaven große Elektrolyseanlagen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff gebaut werden. Das Konsortium erwägt zudem die Option, in einer der nächsten Phasen Offshore-Elektrolyseure zu errichten. Mit den geplanten Elektrolyseuren im GW-Bereich soll bis 2040 eine jährliche Wasserstofferzeugung von 1 Mio. Tonnen erreicht werden. NorthH2 ist ein Konsortium, bestehend aus Equinor, Gasunie, Groningen Seaports, RWE und Shell Nederland. Die Ergebnisse der ersten Machbarkeitsstudie zu diesem Projekt wurden Ende 2020 erzielt. Aufgrund der vielversprechenden Ergebnisse ist das Konsortium zuversichtlich, ab 2027 mit der Wasserstoffproduktion beginnen zu können. Dies hängt jedoch auch von der Genehmigung der zuständigen Behörden, der Festlegung von Flächen für neue Offshore-Windparks in der Nordsee, den verfügbaren Flächen für die Wasserstoffanlagen, dem Interesse potenzieller Kunden und den endgültigen Investitionsentscheidungen der beteiligten Parteien ab. Weiterhin soll bis Ende 2021 die zweite Phase der Machbarkeitsstudie diesbezüglich mehr Informationen liefern.

PosHYdon

PosHYdon soll die Integration der Offshore-Wasserstoffherzeugung in der niederländischen Nordsee validieren und umfasst die Installation von Elektrolysesystemen auf der von Neptune Energy betriebenen Plattform Q13a-A, die etwa 13 Kilometer vor der Küste von Scheveningen (Den Haag) liegt. Ziel des Pilotprojekts ist es, Erfahrungen mit der Integration funktionierender Energiesysteme auf See und der Erzeugung von Wasserstoff in einer Offshore-Umgebung zu sammeln. Der von Offshore-WEA erzeugte Strom soll zum Betrieb der Elektrolyseure auf der Plattform verwendet. Der erzeugte Wasserstoff soll mit Gas gemischt werden und über die bestehende Gaspipeline an die Küste transportiert werden. Der 1-MW-Offshore-Elektrolyseur, der von der norwegischen Firma NEL Hydrogen geliefert werden soll, produziert maximal 400 Kilogramm grünen Wasserstoff pro Tag. Darüber hinaus soll im Rahmen des Projekts die Effizienz eines Elektrolyseurs mit variabler Einspeisung aus Offshore-Windenergie getestet werden, und gleichzeitig Erkenntnisse über die Kosten für die Offshore-Installation und die Wartung gewonnen werden. Das Pilotprojekt soll Ende 2021 mit der Wasserstoffherzeugung beginnen.

WESTKÜSTE 100

Ziel dieses Projekts ist die Erforschung und Entwicklung eines Konzepts zur Erzeugung von grünem Wasserstoff aus Offshore-Windenergie und zur effektiven Nutzung der entstehenden Abwärme und des Sauerstoffs. Dieses Projekt wird vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert und ist im Jahr 2020 gestartet. In diesem Zusammenhang soll in den nächsten fünf Jahren eine 30-MW-Elektrolyseanlage zur Erzeugung von Wasserstoff aus Offshore-Windenergie gebaut werden. Diese soll im Schleswig-Holstein realisiert werden, und in einem nächsten Schritt soll die Leistung der Elektrolyseanlage auf 700 MW erhöht werden. Der grüne Wasserstoff soll in ein neues Wasserstoffnetz eingespeist werden, das an die Raffinerie angeschlossen wird. Darüber hinaus wird im Rahmen des Projekts untersucht, ob der bei der Elektrolyse erzeugte Sauerstoff in den Verbrennungsprozess eines örtlichen Zementwerks eingespeist werden kann, was die Stickoxidemissionen des Werks erheblich verringern könnte. Das Konsortium besteht hier aus EDF Deutschland, Holcim Deutschland, OGE, Ørsted, Raffinerie Heide, Stadtwerke Heide, Thyssenkrupp Industrial Solutions, und Thüga, zusammen mit der Entwicklungsagentur Region Heide und der Fachhochschule Westküste.

North Sea Wind Power Hub Programme (NSWPH)

In diesem Projekt wird die Nutzung des Offshore-Windpotenzials in der Nordsee erörtert, nicht nur um einen großen Teil des Stromverbrauchs der Nachbarländer zu decken, sondern auch zur Erzeugung von Wasserstoff zum Zwecke der Sektorkopplung. Daher soll ein Konzept unter dem Namen "Hub-and-Spoke" entwickelt werden, um eine große Menge an Stromerzeugung im Nordsee zu realisieren, und gleichzeitig die Energiesysteme der Nordseeländer sektorübergreifend über den Hub als neue Verbundnetz zu koppeln. Das NSWPH-Projekt wurde 2019 gestartet und besteht aus den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) für Gas- und Stromnetze der Nordseeländer: Energinet, Gasunie und TenneT. In diesem Rahmen werden bis 2023 Machbarkeitsstudien und Pre-FEED (Pre-Front-End Engineering and Design) für alternative Hub-Konfigurationen durchgeführt. Abhängig von den Genehmigungsprozessen, soll der Bau dann voraussichtlich 2025 beginnen und das erste Hub soll nach vorläufigen Angaben im Jahr 2032 realisiert werden.

Die in diesem Projekt bisher durchgeführten Studien haben die Integration von 180 GW Offshore-Windenergie betrachtet und verschiedene Integrationspfaden mit und ohne wasserstoffbezogene Infrastruktur untersucht. Die Ergebnisse der Optimierung der Leistungserhöhung und der anschließenden Kosten-Nutzen-Analyse deuten darauf hin, dass die Installation von Power-to-Gas-Anlagen mit einer Leistung von 80-90 GW, die kosteneffizienteste der untersuchten Integrationspfaden für die Offshore-Windenergie in der Nordsee ist.

Wasserstoff-Leitprojekte

Im Hinblick auf die Realisierung der Nationalen Wasserstoffstrategie sind drei Leitprojekte gestartet und vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) gefördert. In diesem Rahmen zielt das Leitprojekt H2Giga auf die Entwicklung der Serienfertigung von PEM-, AEL- und HTEL-Elektrolyseuren sowie auf die Forschung zur Weiterentwicklung der AEM-Elektrolyse. Zudem sollen im Leitprojekt TransHyDE die zukünftigen Transporttechnologien für Wasserstoff in Deutschland entwickelt werden. Als Beispiel trägt die GetH2-Initiative zum Aufbau der europäischen Wasserstoffwirtschaft bei, indem sie eine Infrastruktur zur Herstellung, zum Transport, zur Speicherung und zur industriellen Nutzung von grünem Wasserstoff in Niedersachsen und NRW realisieren möchte. Die Partner, darunter BP, Evonik, Nowega, OGE und RWE, planen die Realisierung in mehreren Stufen bis 2030 im Projekt GetH2-Nukleus. Bei diesem Projekt sollen bestehende Pipelines der Übertragungsnetzbetreiber für den Transport von reinem Wasserstoff umgerüstet werden und es sollen teilweise neue Pipelines installiert werden. Darüber hinaus soll dieses Gasnetz an das niederländische Netz angeschlossen werden, wodurch ein europäisches Wasserstoffnetz für Deutschland, die Niederlande, Belgien und Frankreich entsteht. Schließlich sollen bis zum Ende des Projekts Elektrolyseanlagen mit einer Gesamtleistung von mehr als 300 MW installiert, um grünen Wasserstoff on-shore mittels Windenergie zu erzeugen.

Des Weiteren wird das Leitprojekt H2Mare die Erzeugung Offshore-Produktion von grünem Wasserstoff, aber auch von anderen Power-to-X-Produkten erforschen. Dieses Leitprojekt besteht aus vier Verbundprojekten mit insgesamt 35 Partnern, darunter Siemens Energy, Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) und viele Fraunhofer-Institute. In diesem Zusammenhang wird im Rahmen des Projekts Offgrid Wind, die direkte Integration von Elektrolyseursystemen in Offshore-WEA untersucht. Zu diesem Zweck wird eine 14-MW-Offshore-WEA von SGRE entsprechend ausgelegt. Dementsprechend fokussiert sich das Projekt H2 Wind auf die Entwicklung eines PEM-Elektrolysesystems für die direkte Integration in die Offshore-WEA. Darüber hinaus ist das Projekt PtX-Wind auf die Umwandlung von Wasserstoff in leichter transportierbare synthetische Energieträger und Kraftstoffe wie Methan, Methanol und Ammoniak ausgerichtet. Außerdem sollen in diesem Projekt Meerwasserelektrolyse getestet.

Fazit

Was die Installation von Elektrolyseuren im industriellen Maßstab im Offshore-Bereich betrifft, so wird allein im Rahmen von zwei Vorhaben (AquaVentus und NorthH2) jeweils eine installierte Gesamtleistung von 10 GW bis 2040 als Ziel angegeben (1 Mio. Tonnen Wasserstoff). Wie bereits in diesem Kapitel erörtert, erfordert eine so hohe Installationsrate von Elektrolyseuren nicht nur die Weiterentwicklung der Technologie, sondern auch eine Erhöhung der Herstellungskapazität. Derzeit können die größten Hersteller weniger als 30 MW pro Jahr an Elektrolyseuren herstellen. In diesem Zusammenhang wird im Rahmen des Projekts Gigastack angestrebt, den

Herstellungsprozess bei einem Hersteller (ITM Power) zu optimieren und zu automatisieren, um die Produktion von 1 GW PEM-Elektrolyseuren pro Jahr zu ermöglichen.

Die Installation eines Elektrolyseursystems auf einer Offshore-Plattform ist das Thema beim Projekt PosHYdon, bei dem eine 1-MW-Offshore-Elektrolyseur auf einer von Neptune Energy betriebenen Plattform in der niederländischen Nordsee installiert werden soll, um maximal 400 kg Tonnen Wasserstoff pro Tag zu produzieren. Darüber hinaus im Hinblick auf den kombinierten Betrieb von Elektrolyseuren und Offshore-WEA im Insel- oder Netzbetrieb, werden in den Wasserstoff-Leitprojekten und das Projekt OffsH2ore, Konzepte zur Integration und direkten Anbindung von PEM-Elektrolyseuren an Offshore-WEA in der Leistungsklasse von 14 MW angestrebt. Außerdem ist im Rahmen des Projekts OffsH2ore, ein dediziertes Design der Offshore-Elektrolyse angestrebt, bei dem eine kompakte Konstruktion die Integration in die einzelne Offshore-WEA ermöglicht.

Bezüglich des Pipelinetransports, beabsichtigt das Projekt AquaVentus den Neubau von Pipelines von der Nordsee zum Festland, wodurch ab 2035 jährlich bis zu einer Mio. Tonnen Wasserstoff direkt transportiert werden soll. Weiterhin ist im Projekt NorthH2 der direkte Transport von Wasserstoff per Pipeline zu den Endverbrauchern geplant.

2.2 Teilarbeitspaket 1.2: Analyse und Bewertung verschiedener Konzepte verstärkter Vermaschung

Für die Analyse und Bewertung verschiedener Konzepte verstärkter Vermaschung werden zunächst die Projekte North Sea Wind Power Hub, Eurobar und Baltic Integrid vorgestellt. Anschließend wird ein Projekt beschrieben, welches Multi-Purpose Interkonnektoren zur Vermaschung verwendet. Ebenfalls werden die Energy Islands am Beispiel Bornholm beschrieben und die Planung Dänemarks zu Energy Islands dargelegt. Auf Basis der Kurzbeschreibungen dieser Projekte werden vom BSH neben dem Projekt North Sea Wind Power Hub und Eurobar zwei weitere Projekte ausgewählt, welche im Verlauf des Projektes detailliert untersucht werden.

Diese Konzepte sollen nach sechs abzustimmenden Kriterien bewertet werden, welche im weiteren Projektverlauf mit dem BSH abgestimmt werden. Mögliche Kriterien sind: Modularität, Erweiterbarkeit des Netzes, Zukunftsfähigkeit, Einbeziehung weiterer Energieträger in die Planung; Reichweite onshore bzw. Einbeziehung des onshore-Verbundnetzes, Flächenbedarf offshore (Hubs/Inseln und Trassen), geplante Kapazität, Umsetzbarkeit, Ausgereiftheit der zugrundeliegenden Technologie, Konfliktpotential zu anderen Flächennutzungen. Über diese Bewertungskriterien hinausgehend, könnte ein weiteres Bewertungskriterium auf Grundlage der Graphentheorie für den offshore-Bereich entwickelt werden. Ein solches Kriterium würde die Vermaschung des gesamten Netzes bewerten können.

Mit Vermaschung wird die Art der Netztopologie bezeichnet. Eine verstärkte Vermaschung bezeichnet ein Netz mit einem höheren Vermaschungsgrad. Unter Vermaschungsgrad wird die Anzahl der Verbindungen zwischen Knotenpunkten im Verhältnis zu der Anzahl der Knotenpunkte verstanden (Oeding und Oswald 2011).

2.2.1 North Sea Wind Power Hub

Das Programm „North Sea Wind Power Hub“ wurde von einem Konsortium, bestehend aus Energinet, Gasunie und TenneT ins Leben gerufen. Das Konzept sieht einen transnationalen, hybriden und sektorübergreifenden Ansatz vor. Es ist transnational, da mehrere Länder miteinander verbunden werden, es ist hybrid, da die Anbindung der offshore Windparks dem

Abtransport der Energie und der Verbindung zwischen angebotenen Ländern dient und es ist sektorenübergreifend, da auch Gas-Pipelines und Power-to-X integriert werden können.

Der Aufbau des Vermaschkonzeptes folgt dem „Hub-and-Spokes“ (Nabe und Speiche) Prinzip. Hierbei wird ein Hub mittels mehrerer Verbindungen (Spokes) an unterschiedliche Länder angebunden. Die Anbindungen können elektrische Leitungen oder Wasserstoff-Pipelines sein. Für die Konfiguration der Hubs stehen zwei Konfigurationen zur Auswahl. Zum einen können die Hubs zentral aufgestellt sein, sodass die umliegenden Windparks an einen Hub angeschlossen werden, siehe Abbildung 2.7.

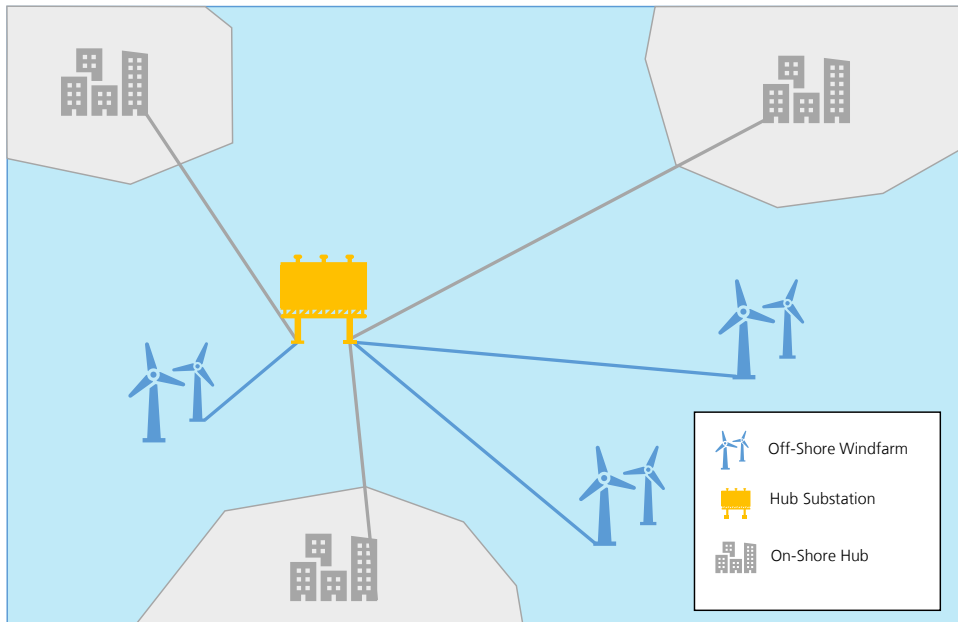


Abbildung 2.7: Zentraler North Sea Wind Power Hub

Zum anderen können die Hubs dezentral verteilt sein, sodass an jeden Hub je ein Windpark angeschlossen ist, siehe Abbildung 2.8. Im zweiten Fall werden die Hubs mit je einem Land verbunden und zusätzlich werden die Hubs untereinander verbunden.

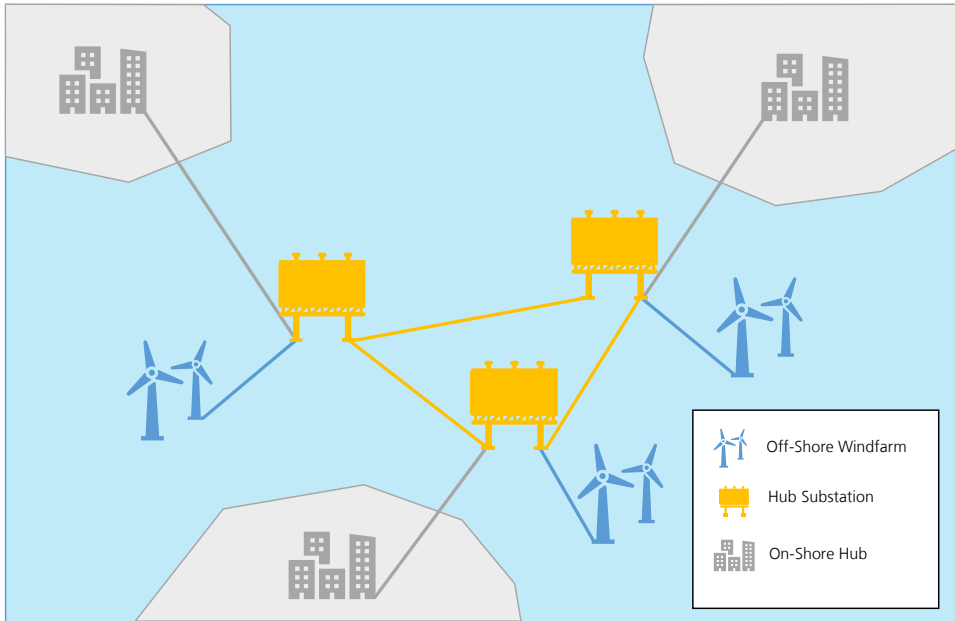


Abbildung 2.8: Dezentraler North Sea Wind Power Hub

Die 66-kV Direktanbindung der Windparks an den Hub bei Entfernungen unter 25 km wird als optimale Lösung angesehen. Für die Verbindung der Hubs an das Landnetz wird erwartet, dass 525-kV HGÜ-Leitungen mit einer Übertragungskapazität von 2GW verwendet werden.

2.2.2 Eurobar

Die Initiative Eurobar unter Federführung von Amprion vereint die Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA, S.A.U., Réseau de Transport d'Electricité, S.A., Statnett SF, Svenska kraftnät und TERNÄ S.p.A. Im Rahmen von Eurobar sollen Rahmenbedingungen zum Aufbau eines eigenen, europäischen Offshore-Stromnetzes definiert werden. Das Ziel hierbei ist, die neuen Windenergie-Produktions-Standorte in einer effizienten und sicheren Art zu verbinden. Dies soll nach aktuellem Planungsstand in einer modularen Art geschehen und die Offshore-Windparks parallel zum Land untereinander verbinden, sodass eine Offshore-Verbindung von Norwegen bis Frankreich und auch darüber hinaus entsteht, siehe Abbildung 2.9.

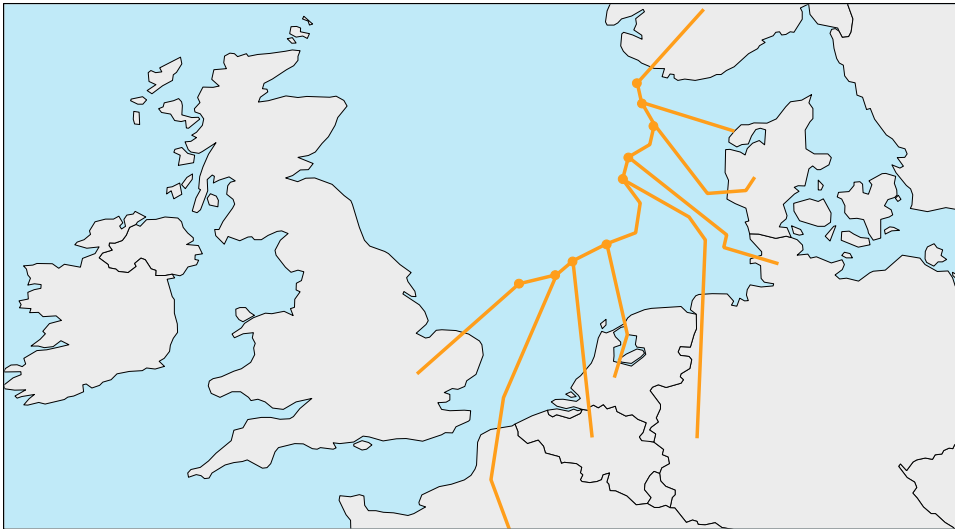


Abbildung 2.9: Schematisch Darstellung des im Projekt Eurobar geplanten Netzes

Diese Stromtrasse soll dann mit Verbindungen in die europäischen Länder versehen werden. Bei der Definition der Standards liegt ein besonderes Augenmerk auf der Erweiterbarkeit der verbundenen Einheiten. Sodass jedem Netzbetreiber freisteht, zu welchem Zeitpunkt und in welchem Umfang eine Anbindung an das System vorgenommen werden kann.

2.2.3 Baltic InteGrid

Das Projekt "Integrated Baltic Offshore Wind Electricity Grid Development" hat in der Zeit von 2016 bis 2019 das Potential von vermaschten Offshore-Netzen in der Ostsee untersucht. Grundlegend wurden dabei zwei Topologien untersucht. Zum einen eine radiale Anordnung, bei der jeder Windpark einzeln zum Landnetz verbunden wird und es zusätzliche Verbindungsleitungen in Nachbarländer gibt (siehe Abbildung 2.10) und zum anderen ein vermaschter Ansatz, bei dem die Windparks Verbindungsleitungen in zwei unterschiedliche Länder haben (siehe Abbildung 2.11), die dann zum Abtransport der Energie vom Windpark aber auch zum Energieaustausch zwischen den Ländern genutzt werden können.

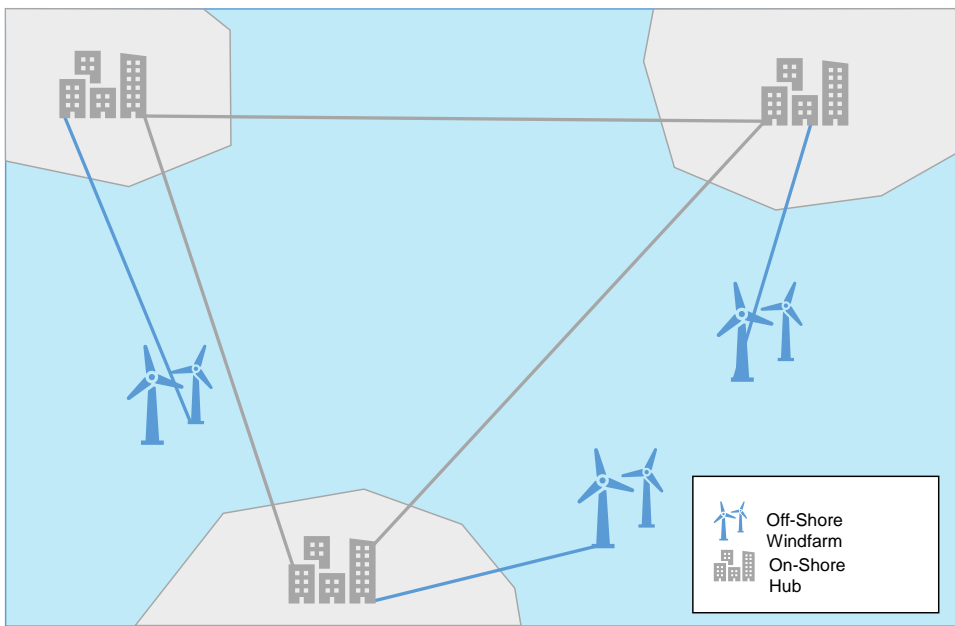


Abbildung 2.10: Radiale Anordnung der Windparks mit zusätzlichen Interkonnektoren

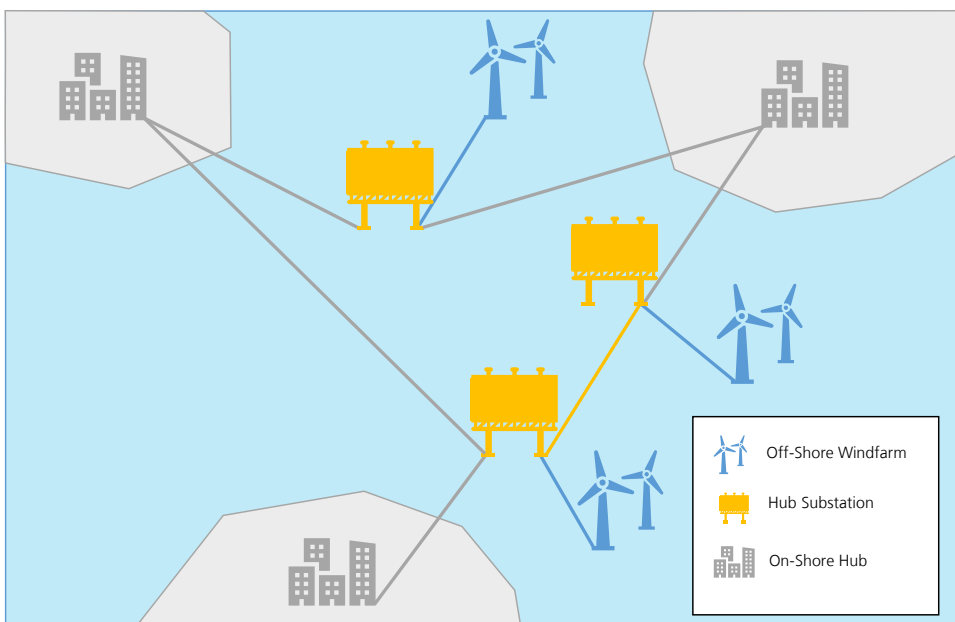


Abbildung 2.11: Vermaschter-Ansatz im Projekt Baltic InteGrid

Im Projekt wurden rechtliche und regulatorische Fragestellungen sowie technische Aspekte betrachtet. Darüber hinaus beschäftigte sich das Projekt auch mit der Akzeptanz, der Planung und dem Aufbau, sowie einem Ausblick auf die zukünftige Entwicklung. Als Fazit sieht das Projekt Herausforderungen im rechtlichen und regulatorischen Bereich, bei der Planung, der Beschaffung und in der Technologie.

2.2.4 Multi-Purpose Interconnectors

Der britische Übertragungsnetzbetreiber National Grid spricht in seinen Projekten von Multi-Purpose Interconnectors (MPI). Der mehrfache Nutzen entsteht, indem die offshore Windparks an unterschiedliche Länder angebunden werden. Die Anbindung kann zum einen zum Abtransport der Leistung vom offshore Windpark genutzt werden, zum anderen kann sie zum Austausch von Energie zwischen den Ländern verwendet werden. National Grid und TenneT haben sich das Ziel gesetzt ein Projekt zur Machbarkeit der Verbindung zweier Offshore-Windpark-Cluster bis Ende 2021 zu definieren. Das niederländische Windpark-Gebiet Ijmuiden Ver soll mit einem britischen Windpark-Gebiet in der Nordsee verbunden werden. Ergibt sich die Machbarkeit, soll die Verbindung bis 2029 aufgebaut sein.

2.2.5 Bornholm Energy Island

Den Ausbau der Insel Bornholm zum Energy Island in der Ostsee, mit geplanten Verbindungen nach Dänemark und Deutschland untersuchen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs) Energinet (Dänemark) und 50Hertz (Deutschland). In ihrer Absichtserklärung vom Januar 2021 beschlossen die ÜNBs die Entwicklung von hybriden Interkonnektoren via Bornholm zu untersuchen. Die hybriden Interkonnektoren dienen zum einen zur Übertragung der Offshore Windenergie und zum anderen zum Energieaustausch zwischen zwei Ländern. Das Projekt bleibt für weitere ÜNBs offen, sodass potenziell ein weiteres Land angeschlossen werden könnte. Bornholm könnte mit 2 GW das erste Energy Island in dieser Größe werden.

2.2.6 Planung Dänemarks zu Energy Islands

Im Januar 2021 hat das dänische Parlament dem Aufbau von zwei Energy Island zugestimmt. Zum einen soll eine künstliche Insel in der Nordsee entstehen zum anderen soll die Insel Bornholm in der Ostsee zu einem Energy Island ausgebaut werden. Das Energy Island Bornholm soll die Leistung der zwei Windparks mit einer Gesamtleistung von 2 GW einsammeln und an Land transportieren. Die künstliche Insel in der Nordsee soll zunächst für 3 GW Leistung ausgelegt sein, es soll aber so aufgebaut werden, dass eine Erweiterung auf 10 GW nahtlos möglich ist. Die Energy Islands sollen bis 2033 errichtet sein.

Die Energy Islands sind grundsätzlich nicht zwangsläufig mit einer Vermaschung des Offshore-Netzes verbunden. Die großen Herausforderungen bestehen hier bei der Errichtung der künstlichen Plattformen in der erforderlichen Größe und beim Betrieb eines Inselnetzes mit extrem wenig bis keiner Trägheit in rotierenden Massen. Das technologische Knowhow für den Betrieb eines solchen Inselnetzes sind zwar vorhanden, die Anwendung in der geplanten Größe hat es so jedoch noch nicht gegeben.

Energinet verbindet die Energy Island häufig mit Projekten zur stärkeren Vermaschung, z.B. North Sea Wind Power Hub oder Bornholm Energy Island. Als Gründe werden ökonomische Vorteile und die Verbesserung der Zuverlässigkeit durch Redundanz angeführt.

2.2.7 Windstrom-Booster-Konzept

Das Windstrom-Booster-Konzept sieht die Anbindung des LanWin-Hubs mit drei Leitungen vor. Die Leitungen sollen in Heide, Wilhelmshaven und Bremen anlanden. Der LanWin-Hub besteht aus drei Offshore-Netzanschlussystemen, verbindet diese also untereinander. Eine Erweiterung mit einer Verbindung zum dänischen Energy Island oder mit Verbindungen nach Großbritannien, Belgien oder Niederlande ist möglich. Konzeptuell gliedert sich dieses Konzept in die North Sea Wind Power Hubs ein, dient in seiner aktuell geplanten Ausbaustufe jedoch noch nicht als Interkonnektor.

3 Arbeitspaket 2: Modellierung des langfristigen Ertragspotenzials

Im Rahmen des Arbeitspakets 2 finden die Modellierungsaktivitäten zum langfristigen Ertragspotenzial in Deutscher Bucht und südlicher Ostsee auf Basis verschiedener Ausbauszenarien statt. Nach einer kurzen Einleitung und Vorstellung der verwendeten Methoden wird anschließend das zu erwartende Ertragspotenzial in verschiedenen Szenarien diskutiert.

3.1 Einleitung

Im Rahmen des FEP können vom BSH die Netzanbindungen für die verschiedenen Flächen zur Windenergienutzung ausgelegt werden, um die maximale Produktionskapazität auf den Flächen zu steuern und gleichzeitig die Flächen möglichst sparsam in die Ausschreibung zu überführen. Mit der Festlegung der Erzeugungskapazität wird somit auch die maximal erzeugbare elektrische Energie definiert. Aus diesem Grund spielt die Auslegung der Netzanbindung eine entscheidende Rolle in der für die Energiewende notwendigen Erzeugung von elektrischer Energie aus der erneuerbaren Energiequelle Wind.

Die tatsächlich von den Windparks erzeugte elektrische Energie hängt von mehreren Faktoren ab. Der Hauptfaktor ist die Ressource Wind. Diese unterliegt Schwankungen auf allen Zeit- und Längenskalen, von Millisekunden zu dekadischen Fluktuationen. Zusätzlich zu den natürlichen Fluktuationen der Ressource beeinflussen die WEA selbst auch den verfügbaren Wind. Der Haupteinfluss ist dabei das Defizit an kinetischer Energie stromabwärts der WEA, welches aus der Umwandlung der kinetischen Energie des Windes in Rotationsenergie der WEA und letztendlich nutzbarer elektrischer Energie resultiert. Dieses Winddefizit wird mit der Strömung transportiert und führt zu einer Reduktion der verfügbaren Energie an stromabwärts liegenden WEA. Die Berechnung der dadurch entstehenden Abschattungsverluste sind grundlegender Bestandteil der Auslegung neuer Windparks und führen in derzeitigen Offshore-Windparks in der deutschen AWZ zu nur bedingt vermeidbaren Effizienzverlusten in der Größenordnung von 10%.

Stromabwärts eines Windparks - oder Windparkclusters - führt eine Vermischung mit dem ungestörten Windfeld in der Atmosphäre zu einer graduellen Reduktion des Winddefizites. Mehrere Publikationen aus den letzten Jahren weisen darauf hin, dass die Distanz bis zu der wieder von einem ungestörten Windfeld ausgegangen werden kann, wesentlich größer sein könnte als in bisherigen Abschätzungen angenommen (Cañadillas et al. 2020); (Nygaard et al. 2020). Zudem ist bei sehr großen Windparkclustern die einzige Quelle kinetischer Energie zur Reduktion des Defizites der vertikale Eintrag von Energie. Unter bestimmten atmosphärischen Bedingungen, wie beispielsweise starker stabiler Temperaturschichtung, kann dieser Prozess stark vermindert sein und damit einen Einbruch der Windparkeffizienz bewirken (Abkar und Porté-Agel 2013); (Volker et al. 2017).

Ein weiterer Aspekt, der zu einer Reduktion der Windparkeffizienz führen könnte, ist der Einfluss der Windparks auf das Druckfeld der Atmosphäre, der sich insbesondere in einer Reduktion der Windgeschwindigkeit bereits stromaufwärts des Parks äußert (Blockage). Simulationen von größeren Windparks deuten auf einen Einfluss von Blockage auf den Ertrag hin, der mit gängigen Windparkmodellen nur bedingt dargestellt werden kann (Bleeg et al. 2018); (Centurelli et al. 2021).

Aufgrund von Abschattungsverlusten kann ein unkoordinierter Ausbau der Windenergie zu einer ineffizienten Nutzung der Ressource Wind führen (Lundquist et al. 2019). Der Ansatz in

Arbeitspaket 2 ist daher, das langfristige Ertragspotential mit dem numerischen *Weather Research and Forecasting Model* (WRF) (Skamarock et al. 2019) zu untersuchen, welches in der Lage ist, sowohl die ortsspezifischen als auch die großskaligen meteorologischen Einflüsse auf das Ertragspotential abzubilden. Das Modell WRF basiert auf der Lösung der Strömungsgleichungen der großskaligen bis mesoskaligen Fluktuationen der Atmosphäre. Das Ertragspotential wird für eine definierte Anzahl an Ausbau- und Technologieszenarien berechnet und in Kernindikatoren überführt, die eine Bewertung der Szenarien zur Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans ermöglichen.

3.2 Methoden

In diesem Abschnitt werden die Methoden, die zur Berechnung des Ertragspotenzials verwendet werden, vorgestellt. Zunächst werden die Kernindikatoren vorgestellt, an denen die Ergebnisse der Szenarien des Ertragspotenzials bewertet werden sollen. Danach folgen Details zur Datenbasis und der Layoutgenerierung sowie des verwendeten Simulationsmodell WRF.

3.2.1 Kernindikatoren

Die Maßstäbe, an denen ein erfolgreicher Ausbau der Windenergie auf See nach WindSeeG gemessen werden soll, sind »Flächensparsamkeit« (§ 4 WindSeeG) und »Kosteneffizienz« (§ 1 WindSeeG). Da die erzeugte Energiemenge innerhalb einer Fläche mit zunehmender installierter Kapazität tendenziell immer weiter steigt, lässt sich kein globales Optimum unter Berücksichtigung der beiden vorgegebenen Maßstäbe ermitteln. Zudem kann der kosteneffizienteste Ausbaupfad dazu führen, dass auf den verfügbaren Flächen nicht ausreichend Strom erzeugt werden kann, um die Ziele der Energiewende zu erreichen. Aus diesem Grund kann ein Ausbaupfad nur auf Basis einer Abwägung zwischen Flächensparsamkeit und Kosteneffizienz erstellt werden.

Zur Bewertung der Flächensparsamkeit werden die Indikatoren **Energiedichte** und Jahresenergieproduktion (**AEP**) eingeführt. Die Energiedichte ist ein Maß für die erzeugte Energie pro Bodenfläche. Einfluss auf die Energiedichte hat die installierte Nennleistung pro Fläche; die **Leistungsdichte**, außerdem die Nabenhöhen und die spezifische Flächenleistung der WEAs. Da Windgeschwindigkeiten mit der Höhe zunehmen, führen höhere Nabenhöhen tendenziell zu höheren Erträgen und damit einer höheren Energiedichte. Die spezifische Flächenleistung bezeichnet die Nennleistung der WEA pro Quadratmeter Rotorfläche. Sie liegt bei handelsüblichen Offshore-WEA zwischen 300 W/m² und 500 W/m². WEA mit geringer spezifischer Flächenleistung erzeugen mehr Energie bei geringeren Windgeschwindigkeiten, erreichen aber erst bei höheren Windgeschwindigkeiten ihre Nennleistung im Vergleich zu WEA mit hoher spezifischer Flächenleistung. Der Einfluss der spezifischen Flächenleistung auf Energiedichte und AEP ist abhängig von den konkreten Windbedingungen am Standort. Im weiteren Bericht werden anstatt Leistungsdichte und Energiedichte die korrigierte Leistungsdichte und korrigierte Energiedichte, wie eingeführt im FEP 2020, genutzt. Die korrigierten Werte werden dabei auf Basis einer gemittelten Anlagentechnologie in den Flächen nach Kapitel 4.7.3.2 im FEP 2020 berechnet.

Die AEP ist ein Maß für das mittlere jährliche Ertragspotential des jeweiligen Ausbauszenarios und kann beispielsweise mit dem erwarteten Energieverbrauch verglichen werden, um zu bewerten, inwieweit der Offshore-Ausbau zur Senkung der CO₂ Emissionen beiträgt.

Als Indikator für die Kosteneffizienz wird der **Kapazitätsfaktor** eingeführt. Der Kapazitätsfaktor beschreibt welcher Anteil der installierten Nennleistung im Mittel ausgelastet wird. Analog zum Kapazitätsfaktor können auch die **Volllaststunden** benutzt werden, welche darstellen wie viele Stunden das Kraftwerk in Volllast laufen müsste, um die Jahresenergiemenge zu erzeugen. Der Kapazitätsfaktor kann als Maß für die Kosteneffizienz gewählt werden unter der Annahme, dass die Kosten für Investition und Betrieb eines Windparks linear mit der installierten Kapazität skalieren. Die Kernindikatoren beziehen sich auf die potenziell erzeugbare elektrische Energie an den WEA. Die tatsächlich nutzbare elektrische Jahresenergiemenge an den Netzanbindungen ist in der Regel reduziert durch Leitungsverluste im Park, technische Verfügbarkeit der WEA und Netzverfügbarkeit aufgrund von Wartung oder Einspeisemanagement.

Für eine genauere Darstellung der gegenseitigen Abhängigkeiten der Indikatoren sei auf den *Bericht zur Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP 2020* (Falkenberg et al. 2020) hingewiesen, in welchem die Betrachtung anhand eines exemplarischen Windparklayouts durchgeführt wird. In diesem Projekt wird die Betrachtung dahingehend erweitert, dass ortsspezifische atmosphärische Einflüsse, unterschiedliche Windparkgrößen und die gegenseitige Beeinflussung der Cluster einfließen. Dies ist möglich durch die Nutzung des numerischen Modells WRF, welches die Abhängigkeiten implizit auflöst.

3.2.2 Datenbasis und Gebietsdefinitionen

Die Geometrien der Windparkflächen, die im Rahmen des Projektes für die Simulationen mit WEAs beplant werden, basieren auf den designierten Vorrang- und Vorbehaltsgebieten für Windenergienutzung des ROP 2021 und den Gebieten und Flächen aus dem FEP 2020. Die entsprechenden Daten wurden über das Geodatenportal des BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 2021) abgerufen.

Im Folgenden wird sich auf die Gebietsbezeichnungen N-1 bis N-13 und O-1 bis O-6 im FEP 2020 bezogen, mit zwei Anpassungen in den Gebieten N-13 und O-2 aufgrund der Veränderung der Vorranggebiete EN13 sowie EO2 und EO2-West im ROP 2021. Für das Gebiet N-13 ist die Veränderung resultierend aus der Vergrößerung des Vorranggebiets EN13 aus dem ROP 2021 berücksichtigt. Das Gebiet O-2 umfasst die Gebiete EO-2 und EO2-West aus dem ROP 2021. Des Weiteren werden die Vorbehaltsgebiete EN14 bis EN19, wie definiert im ROP 2021, in den Szenarien berücksichtigt, wenn explizit angegeben.

Die Daten zu Koordinaten, Nabenhöhen, Rotordurchmessern und Anlagentypen der WEA der Bestandparks wurden vom BSH für die Nordsee und die Ostsee für das Projekt zur Verfügung gestellt. Soweit vorhanden wurden die Leistungs- und Schubkennlinien der installierten WEA für die Berechnungen verwendet. Nicht vorhandene Kennlinien wurden generisch aus Kennlinien von WEAs mit ähnlicher spezifischer Flächenleistung und Nennwindgeschwindigkeit skaliert.

3.2.3 Layoutgenerierung

Für die Berechnung des Ertragspotentials in der deutschen AWZ wird den in den Szenarien für Windenergienutzung zugewiesenen Flächen zunächst eine voraussichtlich installierte Nennleistung zugeordnet. Dies geschieht entweder abhängig von einer optimierten Netzanbindung oder anhand von vorgegebenen Leistungsdichten. Die Vorgehensweise ist in Kapitel 3.3.3 jeweils für jedes Szenario erläutert. Die Gesamtnennleistung pro Fläche wird darauf auf eine Anzahl an WEA verteilt. Die Anzahl der WEA ist dabei abhängig von der gewählten

Nennleistung der WEA, welche sich aus den jeweiligen Technologieszenarien (vgl. Abschnitt 3.3.2) für die Flächen ergibt. Auf Basis der vorgegebenen Anzahl an WEA pro Fläche werden Layouts generiert, um Anlagenkoordinaten für die Simulationen des Energiepotentials zu erhalten.

Aufgabe der Layoutgenerierung ist es, die WEA pro Fläche möglichst effizient auf den vorgegebenen Flächen zu verteilen. In der Praxis wird diese Effizienz zumeist durch eine Minimierung der Abschattungsverluste definiert. Für die Planung der Layouts für die zu berechnenden Szenarien sind allerdings insbesondere großräumige Abschattungseffekte a priori unbekannt. Für die Szenarien in diesem Zwischenbericht wurde daher zunächst ein vereinfachter Ansatz gewählt, welcher die Abstände der WEA untereinander maximiert.

Dazu wurde eine Zielfunktion definiert, welche allein von den Koordinaten der Turbinen abhängt. Aus diesen wird in jedem Optimierungsschritt zunächst für jede WEA der Abstand zum jeweils nächsten Nachbarn bestimmt. Die Zielfunktion f wurde wie folgt gewählt:

$$f = d_{mean}^2 - (d_{mean} - d_{min})^2 - (d_{mean} - d_{max})^2$$

Hierbei bezeichnen d_{mean} , d_{min} und d_{max} die mittlere, die minimale und die maximale Distanz zum nächsten Nachbarn im Windpark. Das Ziel der geometrischen Layoutoptimierung ist es, durch die Wahl der Positionierung der Anlagen innerhalb der erlaubten Flächenbegrenzung einen möglichst großen Wert für die Größe f zu erzielen. Die obige Zielfunktion befördert große mittlere Turbinenabstände und bestraft große Abweichungen vom Mittelwert.

Die Optimierung wurde mit einem genetischen Optimierer auf einem diskreten Gitter durchgeführt. Abbildung 3.1 zeigt Beispiele für die Ergebnisse der Layoutgenerierung innerhalb der vorgegebenen Flächengeometrie.

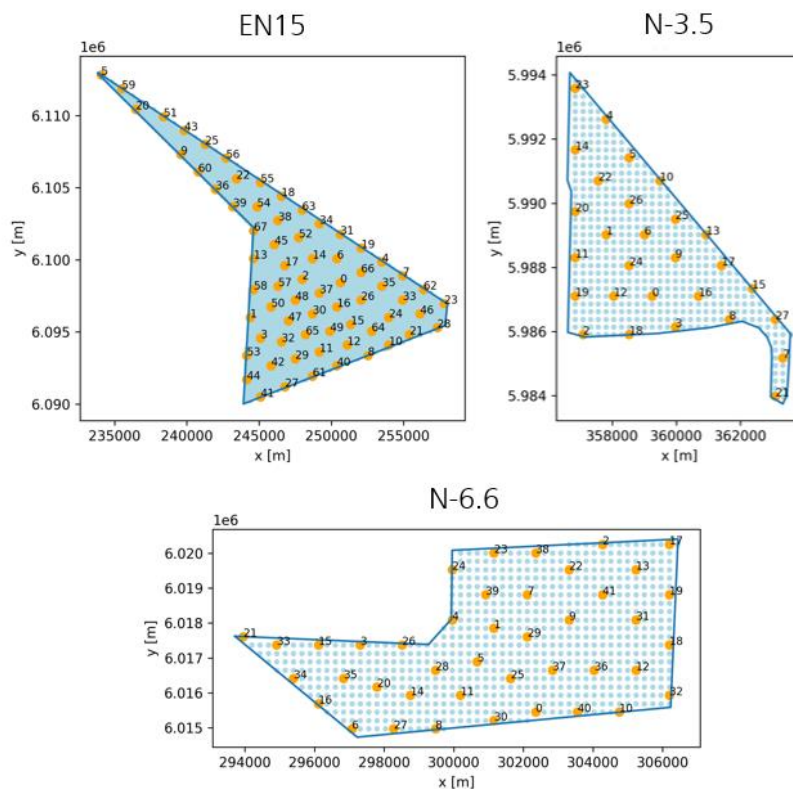


Abbildung 3.1: Beispiele für die Layoutgenerierung innerhalb der Flächen zur Windenergienutzung des FEP.

3.2.4 Ertragsberechnung mesoskaliges Modell

Im Rahmen des Projekts werden umfangreiche Simulationen mit dem mesoskaligen Modell WRF (Weather Research and Forecasting) in der Version 4.3 durchgeführt (Skamarock et al. 2019). Das WRF-Modell wird seit einigen Jahren in einer Vielzahl von Windenergieanwendungen eingesetzt (Rohrig et al. 2019). Das Fraunhofer IWES hat das Modell WRF für die Windenergieanwendung in den letzten Jahren umfangreich optimiert und genutzt. Der Schwerpunkt lag dabei in der Simulation von Offshore-Windbedingungen und Windatlanten (z.B. (Dörenkämper et al. 2015); (Dörenkämper et al. 2017); (Dörenkämper et al. 2020); (Gottschall und Dörenkämper 2021)).

Zur Berücksichtigung des Einflusses von großen Windparks auf die regionalen, d.h. mesoskaligen Windbedingungen existieren für das Modell WRF mehrere Windparkparametrisierungen. Grundsätzlich basieren diese Windparkparametrisierungen auf verschiedenen Annahmen: (1) Windenergieanlagen sind immer der Windrichtung zugeordnet, (2) der Effekt des Turms der Anlagen ist gegenüber dem Effekt des Rotors untergeordnet und wird ignoriert, (3) die Strömung innerhalb einer Gitterzelle (Mesoskala: typischerweise 1-3 km) ist horizontal homogen.

Zwei der Parametrisierungen werden dabei in der weitaus größten Zahl der publizierten Studien verwendet (Fischereit et al. 2021): EWP und Fitch.

Die Explizite Windparkparametrisierung (engl. Explizit Wind Farm Parametrisation - EWP) wurde von der Dänischen Technischen Universität (DTU) entwickelt (Volker et al. 2015) und unter anderem im Ausbaustudien-Projekt der Agora Energiewende (Agora Energiewende 2020) angewandt.

Zum anderen existiert seit einigen Jahren die Fitch-Windparkparametrisierung (Fitch et al. 2012) die eine lokale Schubkraft auf die Strömung in relevanten, d.h. Rotorhöhen ausübt und zudem im Gegensatz zur EWP Parametrisierung einen expliziten Quellterm für die turbulente kinetische Energie (TKE) enthält. Die Fitch-Parametrisierung wurde in der weit größten Anzahl der Studien weltweit verwendet (Fischereit et al. 2021; Fitch et al. 2012, β).

Die Gleichung für die Impulstendenz des Fitch-Modells (Fitch et al. 2012) lautet:

$$\frac{\partial |V|_{ijk}}{\partial t} = - \frac{0.5 N_t^{ij} C_T (|V|_{ijk}) |V|_{ijk}^2 A_{ijk}}{z_{k+1} - z_k}$$

Mit t - der Zeit, V - dem Windvektor, N_t^{ij} der Windturbinendichte pro Gitterzelle des mesoskaligen Modells, A - der Rotorfläche, z - der Höhe über Grund und C_T dem Schubbeiwert (wind- und anlagenabhängig). Die Gleichung für die TKE lautet:

$$\frac{\partial TKE_{ijk}}{\partial t} = - \frac{0.5 N_t^{ij} C_{TKE} (|V|_{ijk}) |V|_{ijk}^3 A_{ijk}}{z_{k+1} - z_k}$$

mit dem Turbulenzbeiwert C_{TKE} :

$$C_{TKE} (|V|_{ijk}) = C_T (|V|_{ijk}) - C_P (|V|_{ijk})$$

d.h. der Anteil des Schubs, der nicht in Leistung (Leistungsbeiwert C_P) umgewandelt wird, bestimmt die Stärke der Turbulenz.

Im Rahmen der in dieser Studie verwendeten Ausbauszenarien kommt ausschließlich die Fitch-Parametrisierung zum Einsatz. Die Wahl ist das Ergebnis aktueller interner Validierungen aber auch von Publikationen z.B. aus dem WIPAFF Projekt (Siedersleben et al. 2018). Eine aktuelle Studie von (Larsén und Fischereit 2021) kommt zudem zu dem Ergebnis, dass die Repräsentation der Turbulenz in der Fitch-Parametrisierung durch den zusätzlichen Turbulenzquellterm deutlich genauer ist, und das EWP Modell daraufhin verbessert werden sollte.

Die Simulationen werden in zwei unterschiedlichen Modellgebieten für die südliche Ostsee und die Deutsche Bucht durchgeführt.

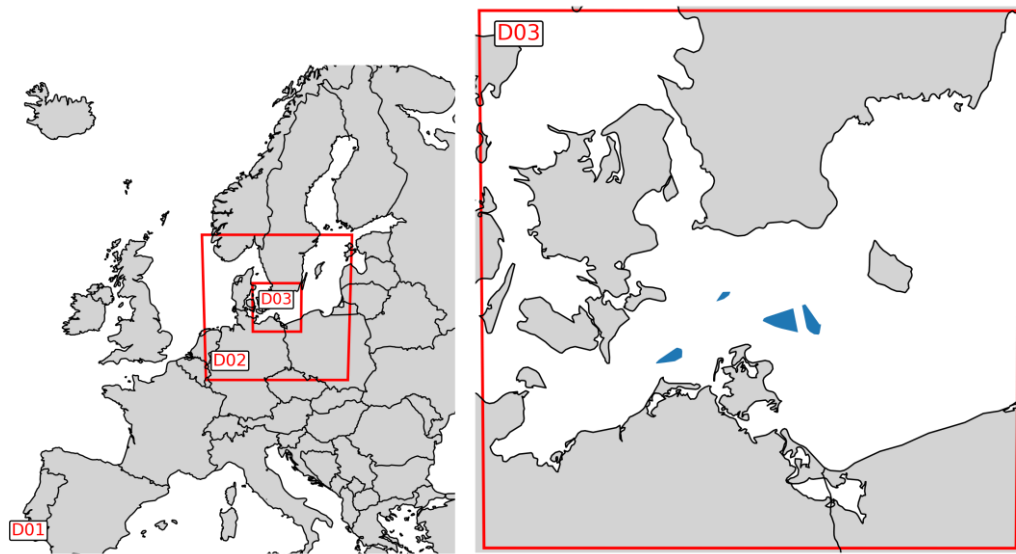


Abbildung 3.2: Verteilung der mesoskaligen Rechendomains für die südliche Ostsee (links), Größe der für die Analysen relevanten innersten Domain (rechts). Die im Ostseeszenario berücksichtigten Windparkflächen sind in blauer Farbe dargestellt

Das Modellgebiet für die südliche Ostsee ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Die drei Rechengebiete (Domains) sind ca. auf dem Standort des FINO2 Messmastes im Norden der AWZ zentriert und haben eine Größe von jeweils ca. 180x180 Gitterpunkten bei Auflösungen von 18 km (D01), 6 km (D02) und 2 km (D03).

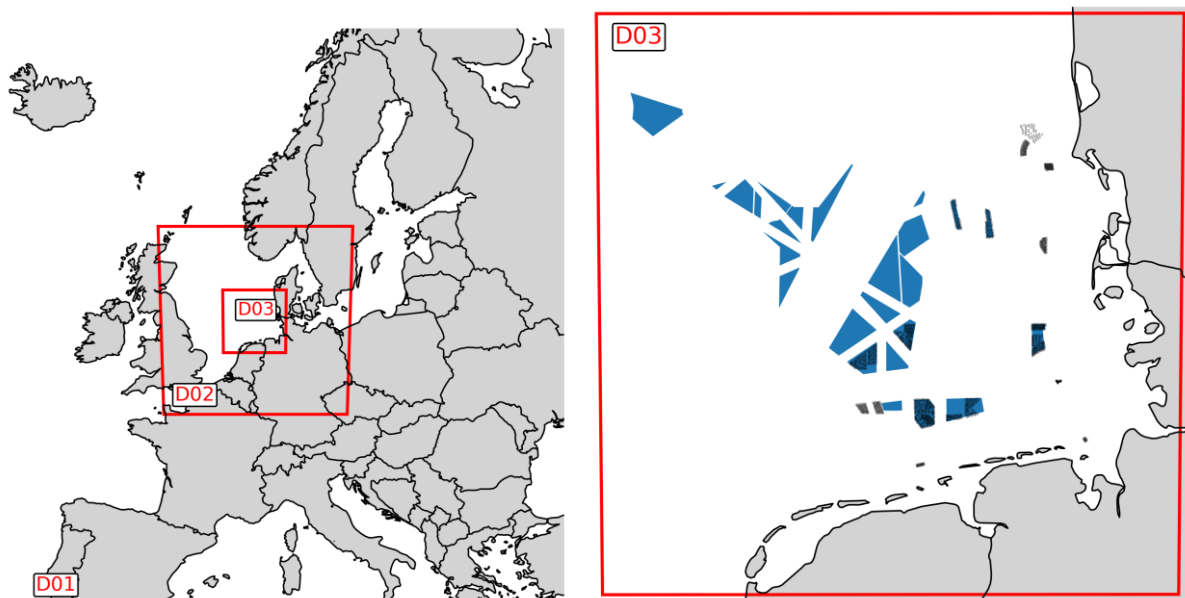


Abbildung 3.3: Verteilung der mesoskaligen Rechendomains für die Deutsche Bucht (links), Größe der für die Analysen relevanten innersten Domain (rechts). Die in den Nordseeszenarien berücksichtigten Windparkflächen sind in blauer Farbe dargestellt, derzeit (2021) in Betrieb befindliche Windenergieanlagen sind in schwarzer Farbe markiert.

Das Modellgebiet für die Deutsche Bucht ist in Abbildung 3.3 dargestellt. Die drei Domains sind ca. auf das Zentrum der Schifffahrtsroute in der zentralen Deutschen Bucht zentriert und haben

eine Größe von jeweils ca. 195 x 195 Gitterpunkten bei Auflösungen von 18 km (D01), 6 km (D02) und 2 km (D03).

Die Randbedingungen für die mesoskaligen Simulationen basieren auf den Reanalysedaten ERA5 (Hersbach et al. 2020) für die atmosphärischen Parameter und OSTIA (Donlon et al. 2012) für die Wasseroberflächentemperatur. Simuliert wurde dabei jeweils ein volles Referenzjahr (siehe Abschnitt 3.3.1), das unterteilt wurde in Zeiträume von 10 Tagen und einen weiteren Tag Spin-Up, damit sich das Modell einschwingen kann (vgl. (Dörenkämper et al. 2020)). Tabelle 3.1 fasst die wichtigsten Parameter des verwendeten Setups zusammen.

Tabelle 3.1: Parameter des verwendeten Setups für die mesoskaligen Szenarienrechnungen.

Parameter	Einstellung
Modellversion	WRF-v 4.3
Landnutzungsdaten	MODIS
Atmosphärische Randbedingungen	ERA5
Wasseroberflächen Randbedingungen	OSTIA
Horizontale Auflösung	18 km, 6 km, 2km
Vertikale Auflösung	61 eta level
Modellausgabeintervall	10 min
Grenzschichtparametrisierung	MYNN-2.5 Level
Windparkparametrisierung	Fitch-Parametrisierung
Prandtl-Schicht Parametrisierung	MYNN
Landnutzungsmodell	Unified Noah Land Surface Model
Strahlungsparametrisierung	RRTMG
Mikrophysikparametrisierung	WRF Single-Moment Five Class (WSM5)
Nesting	1-Wege (herunterskalieren)
Nudging	Gitter-Nudging oberhalb d. 25. Modellevels

Im Anschluss an die Simulationen werden die resultierenden Felder der wesentlichen meteorologischen Größen post-prozessiert. Dieses beinhaltet insbesondere die Interpolation der Daten auf relevante Höhen (z.B. Nabenhöhen), sowie die Errechnung von essenziellen Größen. Die relevanten Daten liegen in vierdimensionalen Feldern (drei Raumrichtungen und der Zeit) in 10-minütiger Auflösung vor, was auch die Aussage über Energiemengen in bestimmten Zeiträumen ermöglicht.

Obwohl der mesoskalige Modellierungsansatz bereits in (wissenschaftlichen) Studien für die Deutsche Bucht verwendet wurde (Kühn und Schneemann 2017; Agora Energiewende 2020) sind die Ansätze auch auf Grund der recht hohen Rechenintensität noch recht neu. Mesoskalige Szenarienrechnungen mit Windparkparametrisierungen sind jedoch im Gegensatz zu stark vereinfachten Ingenieursmodellen in der Lage den Einfluss von langreichweitigen Nachlaufeffekten darzustellen (Fischereit et al. 2021). Kritisch ist zu betrachten, dass Effekte des Windparklayouts besonders bei älteren Windparks mit kleineren WEA, in denen sich häufig mehrere WEA auf einer Gitterzelle des Modells befinden, nur unzureichend wiedergegeben

werden können. Für große zukünftige Anlagen, die einen größeren Abstand als die Gitterauflösung haben, wird dieser Effekt zunehmend vernachlässigbar, da nur ein bis zwei WEA pro Gitterzelle simuliert werden.

3.3 Szenarienrechnungen

3.3.1 Repräsentatives Windjahr

Eine Prognose des Langzeitertragspotenzials muss unter der Annahme von repräsentativen Windbedingungen für den betrachteten Zeitraum durchgeführt werden. In der Standortbegutachtung wird hierfür zumeist die Windverteilung eines oft mehrere Jahrzehnte langen Zeitraums gewählt. Um lokale Gegebenheiten zu berücksichtigen, wird dieser mit Modellen und Messungen korrigiert oder wenigstens mit Messungen verglichen, um die Unsicherheit der Aussagekraft einschätzen zu können. Die mesoskaligen Szenarienrechnungen zeigen eine hohe Genauigkeit in der Berechnung der Windressource an Offshore-Standorten (siehe Abschnitt 3.2.4), benötigen dafür allerdings einen hohen Rechen- und Speicheraufwand. Um diesen Aufwand zu reduzieren und damit eine Betrachtung von mehreren Szenarien möglich zu machen, wird der Ansatz gewählt aus den letzten zwei Jahrzehnten ein Jahr auszuwählen, welches möglichst repräsentativ für den Langzeitraum ist und dessen Wind- und Wetterbedingungen in jedem der Szenarien die Grundlage sind.

Typisches Windklima in der Region „Deutsche Bucht“:

Die Analysen zur Wahl eines repräsentativen Windjahres basieren auf dem ERA5-Reanalysedatensatz des ECMWFs (Hersbach et al. 2020), der bis zum Jahr 1950 zurückreicht und kontinuierlich fortgeschrieben wird. Mit einer horizontalen Auflösung von 0,25 Grad (~ 31 km) und einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde eignen sich diese Daten besonders gut für Windenergieanwendungen (Olauson 2018). Um zu gewährleisten, dass das ausgewählte Jahr das Windklima in der Deutschen Bucht möglichst genau repräsentiert, wurde zur Auswahl des repräsentativen Jahres der größtmögliche in ERA5 verfügbare Zeitraum von 1950 - 2020 als Referenzzeitraum herangezogen. Für die Wahl des repräsentativen Windjahres wurden die einzelnen Jahre des Untersuchungszeitraumes in Hinblick auf die für die Windenergie relevanten Parameter wie Gesamtertrag, Windrichtung- und Windgeschwindigkeit mit dem Referenzzeitraum abgeglichen.

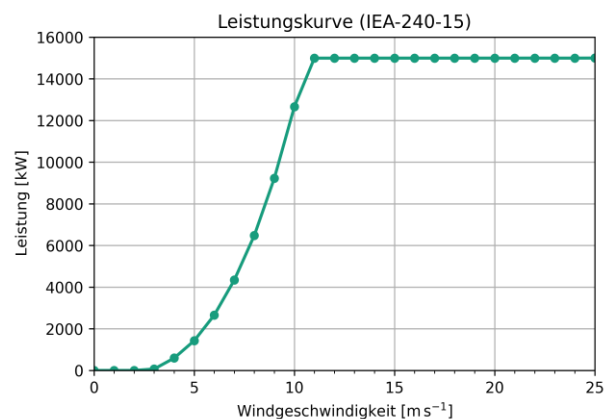
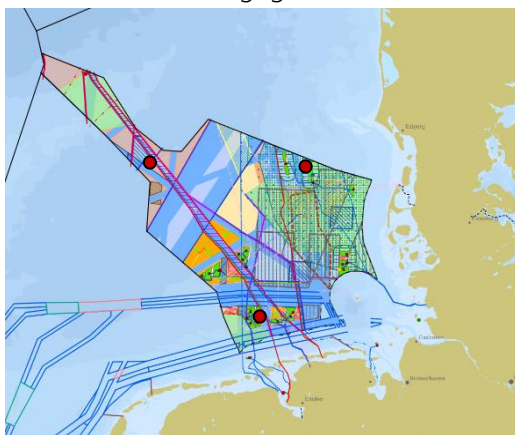


Abbildung 3.4: Links: Ausgewählte Standorte (Quelle Karte: <https://www.geoseaportal.de/>): FINO1 (54° N, 6°35' E), FINO3 (55°11,7' N, 7°9,5' E) und Punkt innerhalb der Fläche EN17

(55°10,2' N, 5° E). Rechts: Leistungskurve einer IEA-240-15-WEA (Evan Gaertner et al. 2020) mit einem Rotordurchmesser von 240 m.

Drei unterschiedliche Koordinaten in der Nordsee wurden berücksichtigt, um das Windklima der gesamten Deutschen Bucht abzubilden. Dabei handelt es sich um die Standorte der Messplattformen FINO1 (54° N, 6°35' E), FINO3 (55°11,7' N, 7°9,5' E) sowie eines weiteren Punktes innerhalb der Fläche EN17 (55°10,2' N, 5° E) (Abbildung 3.4). Für die Berechnung des Bruttoertrages wurde die Leistungskurve einer 15 MW-WEA mit einem Rotordurchmesser von 240 m (IEA-240-15) herangezogen (Abbildung 3.4). Diese wurde mit der Windzeitreihe multipliziert, um eine Leistungszeitreihe für den gesamten Zeitraum zu erhalten.

In einem ersten Schritt zur Auswahl des repräsentativen Windjahres wurde der Bruttoertrag dieser einen Anlage pro Jahr sowie für den Referenzzeitraum berechnet. Für letzteren ergeben sich durchschnittlich 73,81 GWh für den Standort FINO1, 75,79 GWh für den Standort FINO3 sowie 76,16 GWh für EN17. Zur besseren Vergleichbarkeit der Erträge an den drei ausgewählten Koordinaten wurden die Bruttoerträge pro Jahr mit dem Bruttoertrag des Referenzzeitraumes an jedem der drei Orte normiert (Abbildung 3.5).

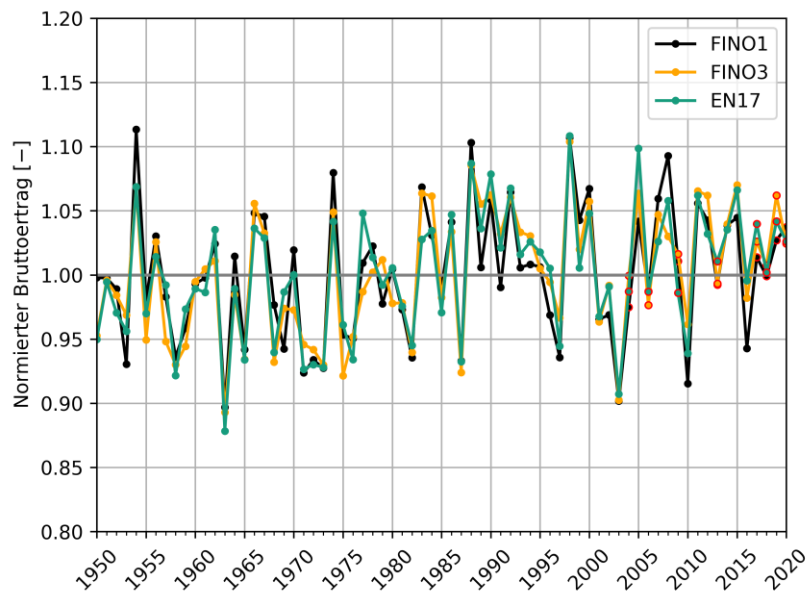


Abbildung 3.5: Normierter Bruttoertrag für den Referenzzeitraum (1950 - 2020) sowie damit normierte Jahreserträge einer virtuellen IEA-240-15-WEA für die Standorte FINO1 (54°N, 6°35'), FINO3 (55°11,7' N, 7°9,5' E) und einen Punkt in EN17 (55°10,2' N, 5° E).

Mögliche repräsentative Jahre für das Windklima wurden anhand möglichst geringer Abweichungen des jeweiligen Jahresertrages zum Bruttoertrag des Referenzzeitraumes ausgewählt. Dabei wurden insbesondere die letzten 20 Jahre, also ab 2000, betrachtet, um möglichst ein Jahr aus der näheren Vergangenheit zu finden. Die für eine weitere Analyse ausgewählten Jahre sind in Tabelle 3.2 gelistet.

Tabelle 3.2: Jahre, die auf Basis der Ertragsberechnung als mögliches repräsentatives Windjahr in Frage kommen, sowie Einschätzung, ob die Windgeschwindigkeits- bzw. Windrichtungsverteilung für das jeweilige Jahr mit dem Referenzzeitraum vergleichsweise gut übereinstimmen (X) oder nicht (-).

mögl. repräsentatives Windjahr	2004	2006	2009	2013	2017	2018	2019	2020
Windgeschwindigkeitsverteilung	X	X	-	X	-	-	-	X
Windrichtungsverteilung	-	X	X	-	-	-	-	-

In einem nächsten Auswertungsschritt wurde dann ein Vergleich der Verteilungen von Windgeschwindigkeit und Windrichtung der einzelnen möglichen Jahre mit der Verteilung des Referenzzeitraumes durchgeführt. Dieser hat ergeben, dass die Verteilungen von Windgeschwindigkeit und -richtung des Jahres 2006 im Vergleich zu allen anderen Jahren den Referenzverteilungen am nächsten kommen. Andere in Frage kommende Jahre zeigten trotz insgesamt passenden Bruttoertrags deutlich größere Abweichungen zum Referenzzeitraum. Das Jahr 2018 (2020) beispielsweise wies im Vergleich zu viele Ostwinde (westliche Winde) auf, während etwa 2019 Windgeschwindigkeiten insbesondere im Bereich von 7-11 ms⁻¹ zu häufig vorkamen, dem sensiblen Bereich der WEA-Leistungskurve, in der die Leistung kubisch mit der Windgeschwindigkeit skaliert ist.

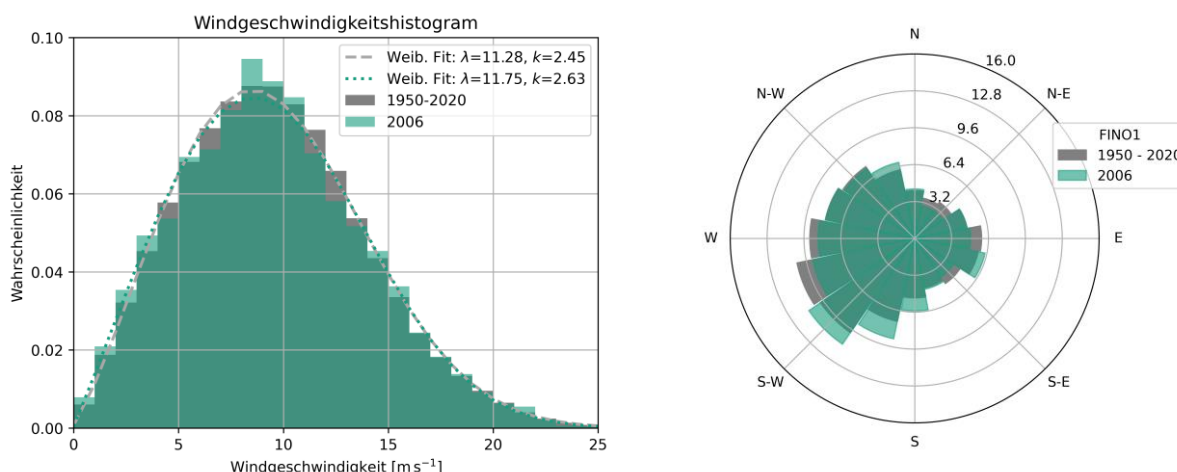


Abbildung 3.6: Windgeschwindigkeits- und Windrichtungsverteilung für das repräsentative Windjahr 2006 und dem Referenzzeitraum 1950 - 2020 am Standort FINO1 aus ERA5-Reanalysedaten in 100 m Höhe.

Im Jahr 2006 dagegen weicht die Windgeschwindigkeitsverteilung von der Referenzverteilung nur geringfügig ab. Zwar liegen die Windgeschwindigkeiten beispielsweise für den Standort FINO1 zwischen 9 und 11 ms⁻¹ etwas über den Werten des Referenzzeitraumes während die Windgeschwindigkeiten von 6 – 7 ms⁻¹ und etwa 11 – 13 ms⁻¹ leicht unterrepräsentiert sind (Abbildung 3.6). Für die Weibullparameter ergibt sich dennoch nur eine geringe Abweichung von -0,47 ms⁻¹ für den Skalenparameter und von -0,18 für den Formparameter. Die Windrichtungsverteilung zeigt ebenfalls nur eine geringe Überrepräsentation der Windrichtungen Süd bis Süd-West (Abbildung 3.6) im Vergleich zum Referenzzeitraum.

Die Festlegung auf das Referenzjahr 2006 ist im Einklang mit der in (Agora Energiewende 2020) dargelegten Entscheidung, die neben Windbedingungen auch die Häufigkeitsverteilung der

atmosphärischen Stabilität aus dem Datensatz des New European Wind Atlas (Dörenkämper et al. 2020) berücksichtigt.

Vergleich der Windgeschwindigkeiten aus ERA5, WRF und Messung:

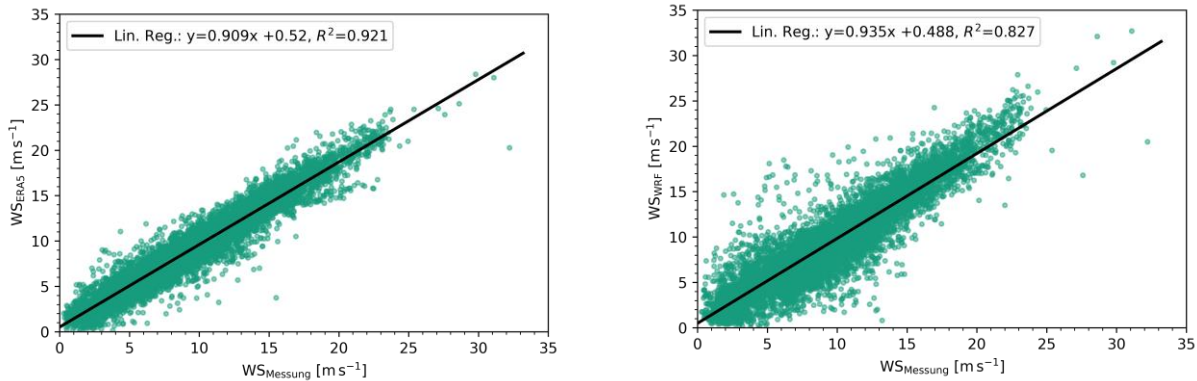


Abbildung 3.7: Stundenmittelwerte der gemessenen Windgeschwindigkeit der FINO1-Messplattform auf 100 m Höhe und der Windgeschwindigkeiten aus ERA5 (links) sowie WRF (rechts) aus 100 m Höhe für das Jahr 2006.

Für einen Vergleich der ERA5-Reanalysedaten sowie Windgeschwindigkeiten aus dem WRF-Modell mit Messungen wurden zusätzlich noch Windmessdaten für den Standort FINO1 für das Jahr 2006 hinzugezogen. Die mittlere gemessene Windgeschwindigkeit an der FINO1 Messstation im Jahr 2006 beträgt auf einer Höhe von 100 Metern $9,84 \text{ ms}^{-1}$. Mit einem Jahresdurchschnitt von $9,47 \text{ ms}^{-1}$ aus den ERA5 Daten (100 m) und $9,69 \text{ ms}^{-1}$ für den WRF Output (100 m) weisen beide Datensätze nur geringe Abweichungen in der Windgeschwindigkeit zur Messung auf. Auch das mehrjährige Mittel über den Referenzzeitraum (1950 – 2020) liegt nur um etwa $0,1 \text{ ms}^{-1}$ über der gemessenen Durchschnittsgeschwindigkeit. Ein Vergleich der stündlichen Mittelwerte der gemessenen zu den ERA5 (WRF) Windgeschwindigkeiten zeigt, dass das WRF-Modell sowie die Reanalyse die Realität gut widerspiegeln (Abbildung 3.7). Die Höhere Streuung im Fall von WRF (größerer R^2) zeigt, dass das Modell eine bessere Auflösung von Fluktuationen, teilweise auch mit Phasenfehlern aufweist.

Zusammenfassend konnte mit dem Jahr 2006 ein Referenzjahr gefunden werden, welches die langjährigen Windbedingungen gut wiedergibt. Die Auswahl des Jahres ist tendenziell eher konservativ, da die Windgeschwindigkeiten etwa 1% unter dem langjährigen Mittel und rund 2% unter dem langjährigen virtuellen Ertrag liegen.

3.3.2 Technologieszenarien

Um das Ertragspotential in der deutschen AWZ abschätzen zu können, müssen Annahmen getroffen werden, welche Turbinentechnologie von den Betreibern auf den Flächen umgesetzt wird. Der Zeitraum, für den die Annahmen gemacht werden, erstreckt sich dabei über den Zeitraum der Inbetriebnahme der Flächen im FEP 2020 bis 2030 und der weiteren potenziellen Flächen im Zeitraum ab 2031. Im Folgenden wird daher zunächst ein Rückblick auf die WEA Entwicklung Offshore gegeben und die aktuelle Marktsituation beschrieben, um die Entscheidung für die gewählten Technologieszenarien zu motivieren.

Der erste Offshore Windpark der Welt (Vindeby) ging 1991 in Betrieb. Er bestand aus 11 Windturbinen mit jeweils 450 kW Nennleistung und einem Rotordurchmesser von 35 m und

wurde 2017 zurückgebaut (Topham et al. 2019). 2017 lag die durchschnittliche Nennleistung der neu installierten Offshore Windturbinen in Deutschland bei 5,6 MW bei einem durchschnittlichen Rotordurchmesser von 138 m (Deutsche WindGuard GmbH 2018). Als Prototyp wurde in diesem Jahr eine Windturbine mit 8 MW Nennleistung und 180 m Rotordurchmesser installiert (Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) 2018). 2021 werden Windturbinen mit Nennleistung bis 10 MW errichtet, außerdem wird der Prototyp der Haliade-X (Rotordurchmesser: 220 m) von General Electric für eine Nennleistung von 14 MW zertifiziert (GE Renewable Energy 2021). Der Prototyp der SG-14.0-222 von SiemensGamesa wird aktuell errichtet (Siemens Gamesa Renewable Energy 2021). Die Errichtung weiterer Prototypen ähnlicher Größe ist für 2022 und 2023 angekündigt (Vestas' V236-15.0 MW (Vestas 2021), MingYangs MySE 16.0-242 (MingYang Smart Energy 2021)). Auch der chinesische Hersteller Goldwind hat einen Anlagentyp mit 12 MW und 242 m Rotordurchmesser angekündigt (GW 242-12MW) (renews.biz 2021a); (Deutsche WindGuard GmbH 2018).

Im Jahr 2020 erreichte die weltweit installierte Leistung von Offshore Windenergieanlagen 35,3 GW, davon der größte Teil in Europa (24,9 GW), gefolgt von Asien (10,4 GW) (GWEC 2021). Der Zubau an Leistung verteilte sich zu etwa gleichen Teilen auf Europa und Asien; ein verstärkter Zubau in Amerika ist in den nächsten Jahren zu erwarten. Basierend auf aktuellen Plänen unterschiedlichster Regierungen wird der Ausbau der Offshore Windenergie weiter an Fahrt aufnehmen und damit auch die Weiterentwicklung der Offshore-Wind Technologie unterstützt werden.

Bisher erscheinen die Grenzen des technisch Möglichen noch nicht erreicht. Auch die Entwicklungs- sowie die Stückkosten von immer größeren Windturbinen, - Fundamenten und Errichterschiffen scheinen durch Effizienzgewinne und Reduktion der notwendigen Offshore Windturbinen pro Gigawatt installierter Leistung mehr als ausgeglichen zu werden. Das optimistische Klima in der Industrie zeigt sich beispielsweise darin, dass aktuell Errichterschiffe für Windturbinen mit mehr als 20 MW Nennleistung bestellt werden (z.B. von Van Oord (Van Oord 2021)) und Offshore-Windpark Entwickler Baugenehmigungen für Offshore-Windenergieanlagen mit Gesamthöhen von deutlich mehr als 300 m beantragen, obwohl entsprechende Windturbinen noch nicht am Markt angekündigt sind (recharge 2021). In der Vergangenheit ist es auf Grund der Genehmigungsprozesse häufiger passiert, dass die genehmigten Größen bei Bau nicht mehr dem Stand der Technik entsprachen, da sich die Industrie schneller weiterentwickelt hat als die Windparkentwicklung vorangeschritten ist.

Der Markt für Offshore Windturbinen wird in Europa aktuell von drei Herstellern beherrscht: SiemensGamesa, Vestas und General Electric (WindEurope 2021). Alle drei Hersteller haben für Offshore Windparks mit Errichtungsstart ab 2024 Windturbinen mit 14 MW oder mehr im Portfolio. SiemensGamesa hat eine erste Vergrößerung des Rotordurchmessers aktuell angekündigt und wird diesen voraussichtlich in Großbritannien als erstes zum Einsatz bringen (Siemens Gamesa Renewable Energy 2021; renews.biz 2021b). Da auch MingYang schon jetzt eine größere Windturbine angekündigt hat (MySE 16.0-242 mit 16 MW Nennleistung und 242 m Rotordurchmesser), ist davon auszugehen, dass Erhöhungen der Nennleistung und auch des Rotordurchmessers innerhalb des Rahmens des aktuell angekündigten bzw. angebotenen Designs der Offshore Windturbinen stattfinden werden.

Mit den Offshore Windturbinen, die aktuell errichtet werden, haben SiemensGamesa und Vestas eine entsprechende Plattformstrategie verfolgt, in der sowohl der Rotordurchmesser als auch die

Generatorleistung mit geringen Anpassungen an das restliche Design vergrößert worden sind (Tabelle 3.3).

Tabelle 3.3: Plattformentwicklung SiemensGamesa und Vestas (Vestas 2021; Siemens Gamesa Renewable Energy 2021)

Hersteller	Version 1.0	Version 2.0	Version 3.0 (A/B)
SiemensGamesa	SWT-6.0-154	SWT-7.0-154	SG 8.0-167 DD
Vestas	V164-8.0 MW	V164-9.5 MW	V174-9.5 MW V164-10.0 MW

Eine Steigerung der aktuell angekündigten Turbinen um 10% des Rotordurchmessers und 25% der Nennleistung erscheint daher wahrscheinlich, bevor eine neue Plattform von den Herstellern in Betracht gezogen wird. Entsprechende voraussichtliche Nennleistungen und Rotordurchmesser finden sich in Tabelle 3.4.

Tabelle 3.4: Beispielhafte voraussichtliche Kombinationen von Nennleistung und Rotordurchmesser für Varianten der aktuellen Offshore Windturbinengeneration. SiemensGamesa bietet seine Anlage mit einer variablen Leistung bis 15.000 kW an.

Hersteller	Version 1.0	Version 2.0	Version 3.0
General Electric	12 MW, 220 m	14 MW, 220 m	15 MW, 242 m
SiemensGamesa	15 MW, 222 m	15 MW, 236 m	18,75 MW, 244 m
Vestas	15 MW, 236 m	17 MW, 236 m	18,75 MW, 259 m

Zwischen der aktuell in Errichtung befindlichen Generation an Offshore Windturbinen und den neuen Prototypen liegt eine Steigerung der Nennleistung von mindestens 50% und des Rotordurchmessers von bis zu 35%. Bezogen auf die in Tabelle 3.4 beschriebene Version 3 ergibt sich daraus für eine neue Plattform als erste Schätzung eine Generatorleistung zwischen 22.000 kW und 28.000 kW sowie ein Rotordurchmesser zwischen 326 m und 350 m. Unter Beachtung der spezifischen Flächenleistung in W/m² sind etwas kleinere Rotordurchmesser zwischen 290 m und 320 m allerdings wahrscheinlicher – hier würde eine spezifische Flächenleistung von ca. 350 W/m² erreicht werden, was aktuellen Offshore Windenergieanlagen entspricht und Raum für weitere Nennleistungserhöhungen bietet. Der sich ergebende Zielbereich wird in Abbildung 3.7 dargestellt.

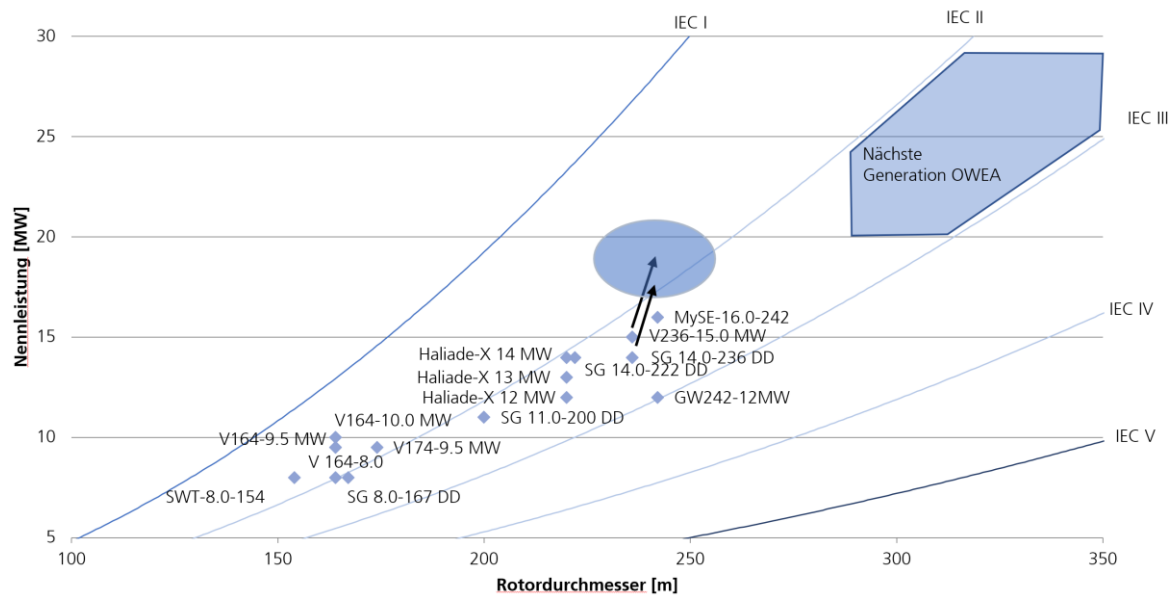


Abbildung 3.7: Nennleistung und Rotordurchmesser bekannter Offshore Windturbinen inkl. des erwarteten Zielbereichs der nächsten Generation von Offshore Windturbinen.

Mit der Einführung einer neuen Plattform ist erst zu rechnen, wenn die aktuellen Plattformen nicht mehr erweiterbar sind und einer der Hersteller nicht mehr mit den Produkten der anderen Hersteller mithalten kann. Vorausgesetzt, die hier skizzierte Plattformstrategie wird verwendet, ist mit der Einführung einer neuen Plattform daher frühestens zum Ende des Jahrzehnts zu rechnen.

Für die Beplanung der Flächen des FEP mit WEA zur Berechnung des Langzeitpotentials werden folgende Annahmen eines wahrscheinlichsten Szenarios gemacht:

- Zur Vereinfachung wird mit zwei diskreten WEA Nennleistungen geplant. Eine für den Zeitraum bis 2030 und eine für den Zeitraum ab 2030. In Realität wird, wie zuvor dargelegt eine graduelle Entwicklung erwartet, mit eventuell auch kleineren WEA Typen für bestimmte Flächen.
- Da mit EnBW bereits mindestens ein Betreiber mit 15-MW Technologie für einen Windpark mit Kommissionsdatum von 2025 plant (EnBW), wird als Technologie für den Zeitraum 2026 – 2030 im Schnitt mit 15 MW Technologie gerechnet. Als WEA wird dabei die im Rahmen des IEA Wind Tasks 37 entwickelte (Evan Gaertner et al. 2020) 15 MW Offshore Anlage (**IEA-240-15**) als Technologie auf den Flächen des FEP 2020 angenommen.
- Für den Zeitraum ab 2030 wird von einer neuen Plattformgröße ausgegangen. Es wird davon ausgegangen, dass der Großteil des Ausbaus in der ersten Hälfte des Jahrzehnts stattfindet. Aus diesem Grund wird mit einer WEA mit 22 MW Nennleistung gerechnet. Die Leistungs- und Schubkurven werden durch Skalierung der IEA 15MW gewonnen. Die WEA wird im Folgenden als **BSH-290-22** bezeichnet.

Eine Übersicht über die Parameter der beiden verwendeten WEA Typen findet sich in Abbildung 3.8. Die spezifische Flächenleistung der beiden generischen Anlagentypen liegt bei 332 W/m². Für die Nabenhöhe der BSH-290-22 wird ein Abstand zwischen Blattspitze und mittlerer Meeresspiegelhöhe von 30 m angenommen.

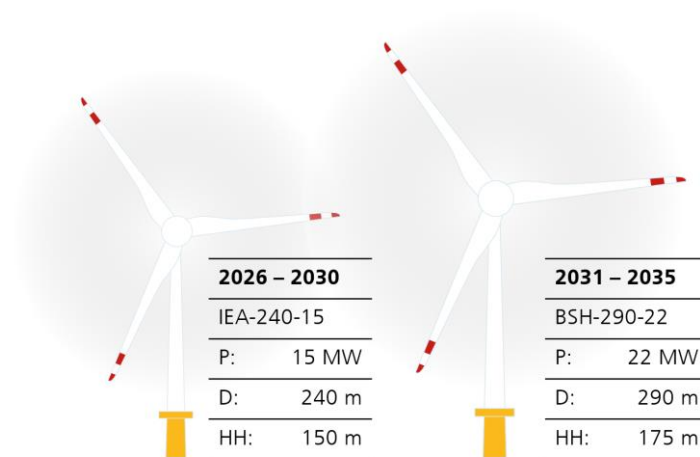


Abbildung 3.8: Verwendete WEA Typen für die Szenarienrechnungen des Langzeitpotentials

Tabelle 3.5 gibt eine Übersicht über die im FEP 2020 festgelegten Flächen und Ausschreibungstermine sowie über die für das Projekt relevanten weiteren Vorbehaltsgebiete für Windenergienutzung im ROP. Die Flächen wurden je nach gewähltem Anlagentyp und durch den FEP gegebener Kapazität mit der erforderlichen Anzahl an WEA beplant. Für die Fläche SEN-1, die für sonstige Energiegewinnung vorgesehen ist, wurde eine korrigierte Leistungsdichte von 8 MW/km² angenommen um die Kapazität zu ermitteln. Für die Flächen mit voraussichtlicher Kommission nach 2030 sind bislang keine Kapazitäten festgelegt. Die Variation der Kapazitäten in diesen Flächen ist eine der Variablen in den unterschiedlichen Szenarienrechnungen.

Tabelle 3.5: Zu beplanende Windparks für die Szenarienrechnungen. Die Kapazitäten der Windparks aus dem FEP 2020 sind festgelegt, die Kapazitäten der Flächen O-4 und N-11 bis N-19 sind abhängig von den jeweiligen Vorgaben im Szenario. *Für die Fläche SEN-1 wurde eine Leistungsdichte von 8 MW/km² angenommen.

Wind Farm	Tender	Voraus. Kommission	Gebiet	Kapazität	Nennleistung	WEA- Typ	Anzahl WEA
Baltic Eagle	-	2022	O-2	475	9,5	V174-9.5	50
Arcadis Ost 1	-	2022	O-4	256	9,5	V174-9.5	27
Gode Wind 3	2017	2023	N-3	110	11	SG 11.0-200	10
Gode Wind 4	2017	2023	N-3	132	11	SG 11.0-200	13
Riffgrund West I	2017	2024	N-1	420	11	SG 11.0-200	38
Riffgrund West II	2017	2024	N-1	240	11	SG 11.0-200	22
OWP West	2017	2024	N-1	240	11	SG 11.0-200	22
O-6.x	-	2025	O-6	865	8,4	SWT-8.4-154	103
HeDreih	2017	2025	N-7	900	15	V236-15	60
O-1.3	2021	2026	O-1	300	15	IEA-240-15	20
N-3.7	2021	2026	N-3	225	15	IEA-240-15	15
N-3.8	2021	2026	N-3	433	15	IEA-240-15	29
N-7.2	2022	2027	N-7	930	15	IEA-240-15	62
N-3.5	2023	2028	N-3	420	15	IEA-240-15	28
N-3.6	2023	2028	N-3	480	15	IEA-240-15	32
N-6.6	2024	2029	N-6	630	15	IEA-240-15	42
N-6.7	2024	2029	N-6	270	15	IEA-240-15	18
N-9.1	2024	2029	N-9	1000	15	IEA-240-15	67
N-9.2	2024	2029	N-9	1000	15	IEA-240-15	67
N-9.3	2025	2030	N-9	1000	15	IEA-240-15	67
N-9.4	2025	2030	N-9	1000	15	IEA-240-15	67
N-10.1	2025	2030	N-10	1000	15	IEA-240-15	67
N-10.2	2025	2030	N-10	1000	15	IEA-240-15	67
SEN-1	-	<2030	N-8	360*	15	IEA-240-15	24
O-2.x	TBD	>2030	O-2	Szenario	22	BSH-290-22	Szenario
N-11 – N-13	TBD	>2030	N-11 – N-13	Szenario	22	BSH-290-22	Szenario
EN14 – EN19	TBD	>2030	EN14 – EN19	Szenario	22	BSH-290-22	Szenario

3.3.3 Ausbauszenarien

Für den vorliegenden Zwischenbericht wurden fünf Szenarien für unterschiedliche Ausbaustufen im Zeitraum 2030-2040 gerechnet. Darin enthalten sind ein Szenario für die Ostsee und vier Szenarien für die Nordsee. Als Referenz zu den Nordseeszenarien dient eine Simulation der aktuellen Ausbaustufe im Jahr 2021. Alle Ertragspotentialrechnungen wurden mit dem repräsentativen Windjahr 2006 durchgeführt.

Im Folgenden sind die Szenarien im Detail erläutert:

Szenario 0 - Ausbaustufe 2021

Das Szenario 0 dient als Referenz für die Ausbaustufen, welche in den anderen Szenarien angenommen werden. Es stellt den Betriebszustand der Offshore Windparks in der AWZ der deutschen Bucht im Jahr 2021 dar. Die Kapazitäten in den Gebieten zur Windenergienutzung des FEP sind in Tabelle 3.6 dargestellt.

Szenario .1 – Ausbaustufe 2030

Basisausbau für alle Szenarien in der Nordsee ist die voraussichtliche Ausbaustufe zum Zeitpunkt 2030. Das Szenario .1 wird nicht explizit gerechnet, die installierte Kapazität in den Gebieten N-1 bis N-10 findet sich in Tabelle 3.6. Für eine detaillierte Übersicht über die Beplanung der Flächen für Szenario .1 sei auf Tabelle 3.5 verwiesen.

Szenario 1 – Ostsee

Das Szenario 1 stellt den Ausbauzustand in der Ostsee nach vollständiger Beplanung der Gebiete O-1 bis O-4 und O-6 dar. Für die in Planung befindlichen Windparks Baltic Eagle, Arcadis Ost 1 und die Fläche O-6.x (Das Gebiet O-6 mit Ausnahme von Baltic 1) wurden Layouts auf Basis der angekündigten Turbinentechnologie generiert. Für die Fläche O-1.3 wurde die Turbine IEA-240-15 verplant und für die verbleibenden Flächen in Gebiet O-2 (O-2.x), welche voraussichtlich erst nach 2030 in Betrieb gehen, wurde eine Kapazität von 1 GW angenommen, bei einer Anlagennennleistung von 22 MW. Für die Betrachtung der installierten Kapazität und der Kernindikatoren wurden die Gebiete O-2 und O-4 zusammengefasst, da zwischen ihnen nur ein minimaler Pufferabstand existiert, was eine Differenzierung auf Basis des diskreten horizontalen Simulationsgitters von 2 km einschränkt. Tabelle 3.7 liefert eine Übersicht über die installierten Kapazitäten in den Gebieten der Ostsee.

Szenarien 2 & 3 – N-11 – 13

Die Szenarien 2 und 3 erweitern das Szenario .1 um einen Ausbau in den Gebieten N-11 bis N-13. Für Szenario 2 wird eine Kapazität von 10 GW und für Szenario 3 eine Kapazität von 8 GW angenommen. Die korrigierten Leistungsdichten entsprechen damit etwa 7,0 MW/km² in Szenario 2 und 5,5 MW/km² in Szenario 3. Zur Generierung der Layouts werden die drei Gebiete zusammengefasst und ein Gesamtlayout berechnet. Die installierte Kapazität verteilt sich damit nicht gleichmäßig über die drei Gebiete mit unterschiedlicher Größe.

Szenarien 4 & 5 – Zone 4/5

Die Szenarien 4 und 5 erweitern das Szenario 2 um einen Ausbau in den Zonen 4 und 5 bzw. den Gebieten EN14 bis EN19. Die Kapazitäten für Szenario 4 sind mit Hinblick auf eine Anbindung mit 2GW DC-Anbindungssystemen ausgelegt. Die Kapazitäten für Szenario 5 sind für eine korrigierte Leistungsdichte von etwa 6 MW/m² berechnet worden. Eine Übersicht über die installierten Kapazitäten in den Szenarien 2-5 findet sich in Tabelle 3.8.

Tabelle 3.6: Installierte Kapazitäten in GW des Referenzszenarios Nordsee Ausbaustufe 2021 und die Basisausbaustufe für alle anderen Szenarien nach den Fortschreibungsplan im FEP 2020 zum Zeitpunkt 2030.

Nummer	Name	Küste	N-1	N-2	N-3	N-4	N-5	N-6	N-7	N-8	N-9	N-10
0	Ausbaustufe 2021	0,51	0	1,62	0,91	0,87	0,58	1,06	0	1,01	0	0
.1	Ausbaustufe 2030 nach FEP 2020	0,51	0,9	1,62	2,71	1,21	0,58	1,96	1,83	1,37	4	2

Tabelle 3.7: Installierte Kapazitäten in MW auf den Gebieten des FEP in den unterschiedlichen Szenarien in der Ostsee.

Nummer	Name	O-1	O-2 & O-4	O-3	O-6	Total
1	Ostsee	1.038	1.732	288	914	3.970

Tabelle 3.8: Installierte Kapazitäten in GW auf den Gebieten des FEP und des ROP in den unterschiedlichen Szenarien in der Nordsee.

Nummer	Name	Zone 3				Zone 4/5							Total		
		N-1-8	N-9	N-10	N-11-13	N-14	N-15	N-16	SO	N-17	NW	N-17		N-18	N-19
2	N-11-13 10GW	12,2	4,0	2,0	10,0										28,2
3	N-11-13 8 GW	12,2	4,0	2,0	8,0										26,2
4	Zone 4/5 v1	12,2	4,0	2,0	10,0	1,5	1,5	4,0	1,0	2,0	2,0	5,0		45,2	
5	Zone 4/5 v2	12,2	4,0	2,0	10,0	1,2	1,2	2,4	0,8	1,8	1,6	4,0		41,2	

Mit der installierten Kapazität ändert sich die Leistungsdichte auf den Gebieten, der Parameter, der nach (Falkenberg et al. 2020) am ausschlaggebendsten für Energiedichte und Kapazitätsfaktor ist. Eine Übersicht über die Änderungen der Leistungsdichten zwischen den Szenarien ist in Abbildung 3.9 dargestellt. Abbildung 3.10 zeigt die Variation der Leistungsdichten auf den Gebieten am Beispiel von Szenario 5.

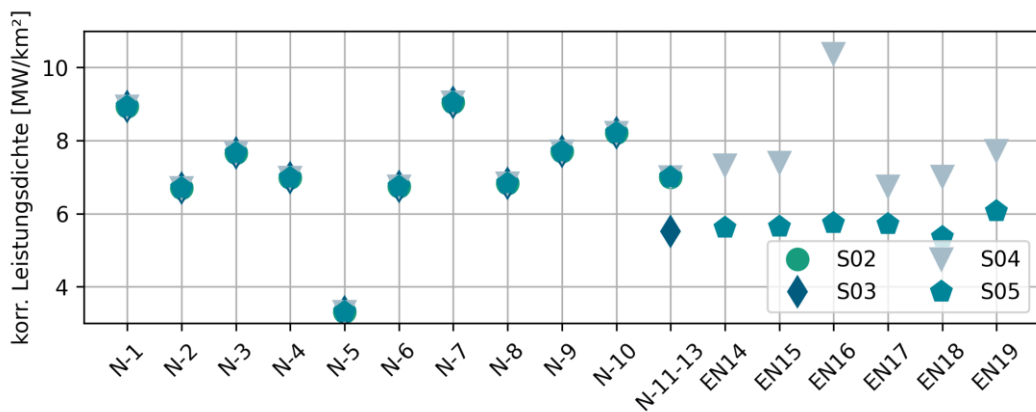


Abbildung 3.9: Leistungsdichten auf den Gebieten in den untersuchten Nordseeszenarien. Die Leistungsdichten auf den Gebieten N-1 bis N-10 sind in allen Szenarien gleich. Die Leistungsdichte auf dem Gebiet N-11 bis N-13 unterscheidet sich nur im Szenario 3.

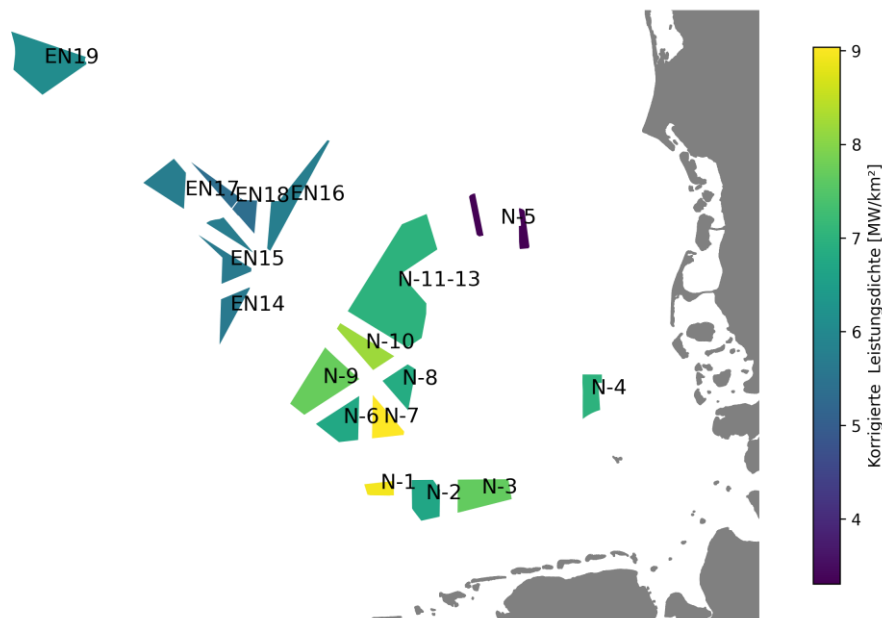


Abbildung 3.10: Korrigierte Leistungsdichte der berücksichtigten Gebiete im Szenario 5.

3.4 Ergebnis Szenario Ostsee

Die Ergebnisse des Ostseeszenarios in Form von Jahresenergieertrag und pro Gebiet sind in Tabelle 3.9 dargestellt. Der Gesamtjahresenergieertrag beträgt etwa 13 TWh bei einem Kapazitätsfaktor von etwa 38 % bzw. 3.305 Volllaststunden. Abbildung 3.11 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit auf 125 m Höhe, sowie die Abnahme dieser durch die Windparks. Zwischen den Windparks im Gebiet O-6 und den anderen Parks wird keine Interaktion beobachtet. Die anderen Windparks beeinflussen sich grundsätzlich gegenseitig. Das Ostseeszenario bietet einen Ausblick auf das voraussichtliche Ertragspotential mit den gewählten Technologien und Kapazitäten. Eine Sensitivität des Potentials auf Änderungen der Parameter benötigt weitere abweichende Szenarienrechnungen.

Tabelle 3.9: Jahresenergieertrag, Kapazitätsfaktoren und Volllaststunden für das Ostsee-Szenario 1.

Szenario 1	O-1	O-2 & O-4	O-3	O-6	Total
AEP [GWh]	3.538	5.831	1.028	2.727	13.124
KF [%]	38,9	38,4	40,8	34,1	37,7
Volllaststd.	3.410	3.366	3.577	2.989	3.305

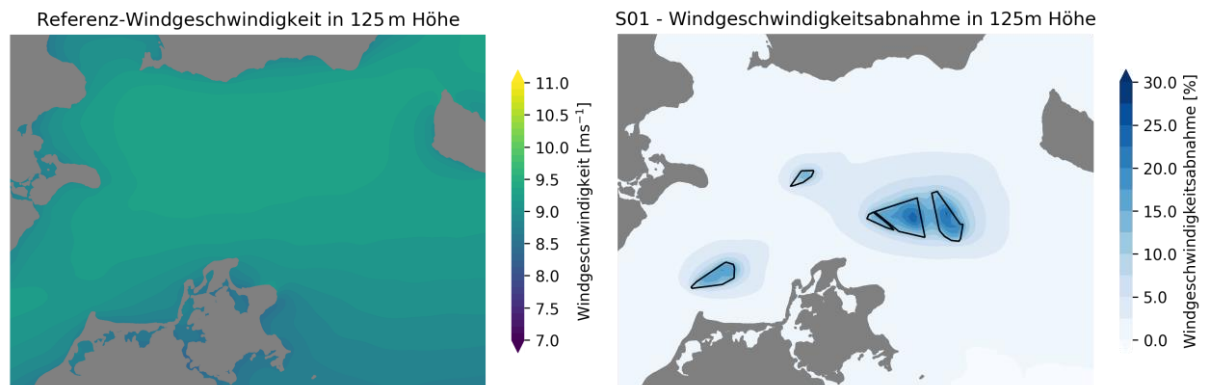


Abbildung 3.11: Mittlere Referenzwindgeschwindigkeit in der Ostsee und Reduktion der Windgeschwindigkeit durch die Windparks in Szenario 1.

3.5 Ergebnisse Szenarien Nordsee

Das Ergebnis von Szenario 0 – Ausbaustufe 2021 ist in Tabelle 3.10 dargestellt. Der Gesamtjahresenergieertrag beträgt ca. 24 TWh bei einem Kapazitätsfaktor von ca. 44 %. Abbildung 3.12 zeigt die mittlere Windgeschwindigkeit auf 125 m Höhe, sowie die Abnahme dieser durch die im Jahr 2021 laufenden Windparks.

Tabelle 3.10: Jahresenergieertrag, Kapazitätsfaktoren und Volllaststunden für das Szenario Ausbaustufe 2021.

Szenario 0 – Ausbaustufe 2021	N-2	N-3	N-4	N-5	N-6	N-8	Total
AEP [GWh]	5.847	3.547	3.281	2.704	4.231	3.779	23.505
KF [%]	41,2	44,3	43	53,6	45,5	42,8	44,3
Volllaststunden	3.612	3.883	3.769	4.699	3.989	3.752	3.883

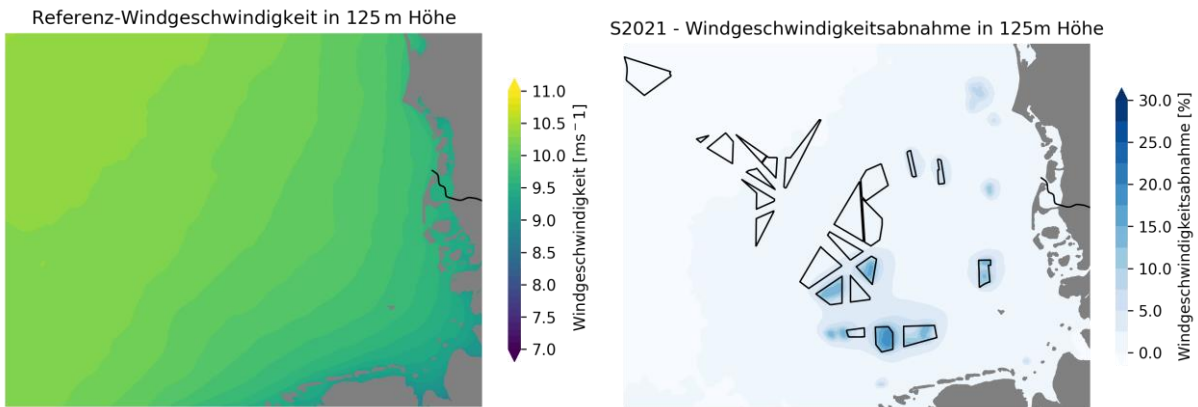


Abbildung 3.12: Mittlere Referenzwindgeschwindigkeit in der Nordsee und Reduktion der Windgeschwindigkeit durch die Windparks in Szenario 0 – Ausbaustufe 2021.

Die Ergebnisse der Nordseeszenarien 2-5 in Form von Jahresenergieertrag und Kapazitätsfaktor sind in Tabelle 3.11, Volllaststunden und korrigierte Energiedichte in Tabelle 3.12 dargestellt. Die Gesamtjahresenergieerträge in den Szenarien 2 und 3, die die Sensitivität auf eine unterschiedliche Leistungsdichte in den Gebieten N-11 bis N-13 abbilden, liegen bei 99,4 TWh bzw. 94,4 TWh. Durch die Reduktion der installierten Kapazität um 2 GW reduziert sich demnach der Energieertrag um 5,0 TWh. Der mittlere Kapazitätsfaktor in den Gebieten N-11 bis N-13 dagegen steigt bei geringerer installierter Kapazität um 2,9 Prozentpunkte von 40,6 % auf 43,5 %. Eine signifikante Auswirkung der Änderung der installierten Kapazität in N-11 bis N-13 auf den Ertrag benachbarter Windparks wird nur für die südöstlich liegende Fläche N-10 festgestellt. Der Einfluss liegt allerdings bei unter 0,5 %. Die Änderung der Windgeschwindigkeiten zwischen den Szenarien 2 und 3 verdeutlicht auch den eher lokalen Effekt der Änderung der Kapazität in N-11 bis N-13 (Abbildung 3.13).

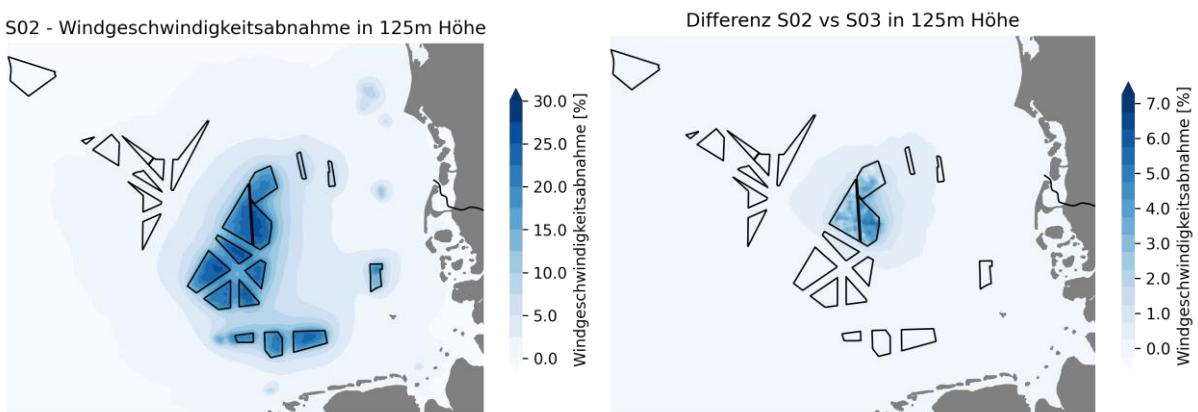


Abbildung 3.13: Reduktion der Windgeschwindigkeit durch die Windparks in Szenario 2 und Differenz zwischen den Windgeschwindigkeiten in Szenario 2 und 3. Referenz für die Reduktion ist das Windfeld ohne Windparks.

Die Gesamtjahresenergieerträge in den Szenarien 4 und 5, die die Sensitivität auf eine unterschiedliche Leistungsdichte in den Gebieten EN14 bis EN19 abbilden, liegen bei 167,9 TWh bzw. 156,3 TWh. Durch die Reduktion der installierten Kapazität um 4,0 GW reduziert sich demnach der Energieertrag um 11,5 TWh. Der mittlere Kapazitätsfaktor für das gesamte Szenario 5 steigt bei geringerer installierter Kapazität um 0,9 Prozentpunkte von 42,4 % auf 43,3 %. Die

Kapazitätsfaktoren in EN14 bis EN19 liegen insgesamt höher als in den anderen Gebieten. Die Gründe dafür können mehrere sein, da sich die einzelnen Windparkcluster sowohl in Windpotential, Turbinentechnologie, Kapazitätsdichte, und potenziellen internen und externen Abschattungseffekten unterscheiden. Festzuhalten bleibt das höhere Windpotential an den küstenentfernteren Standorten (vgl. Abbildung 3.12) und die höhere Nabenhöhe als in allen Gebieten außer N-11 bis N-13.

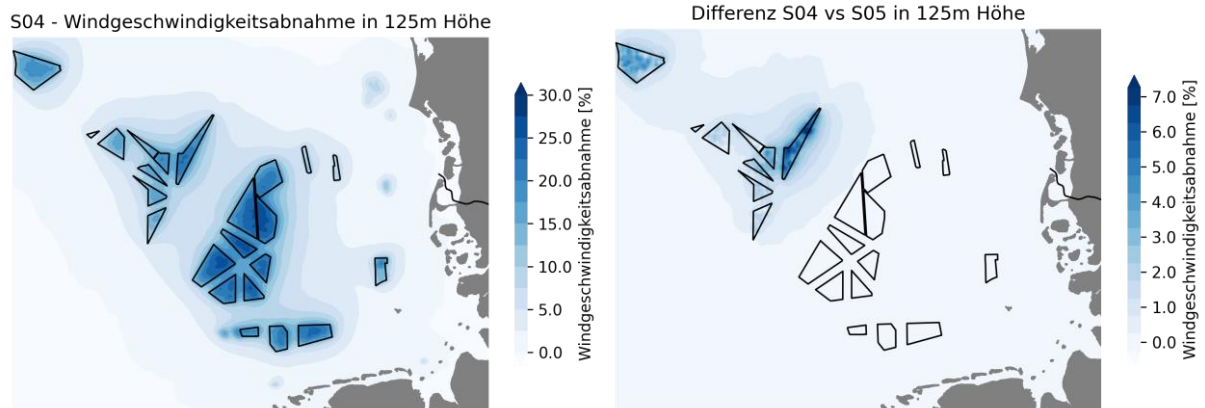


Abbildung 3.14: Reduktion der Windgeschwindigkeit durch die Windparks in Szenario 4 und Differenz zwischen den Windgeschwindigkeiten in Szenario 4 und 5. Referenz für die Reduktion ist das Windfeld ohne Windparks.

Die Kapazitätsfaktoren aus Tabelle 3.11 sind in Abbildung 3.15 visualisiert. Der hohe Kapazitätsfaktor in der Fläche N-5 lässt sich durch die sehr geringe Leistungsdichte erklären (vgl. Abbildung 3.9). In Szenario 5 sind die Leistungsdichten in den Gebieten EN14 bis EN19 sehr ähnlich und die Anlagentechnologie dieselbe. Gründe für Unterschiede im Kapazitätsfaktor können das Windpotential und die internen und externen Abschattungseffekte sein. Dass die in Hauptwindrichtung stromaufwärts liegenden Gebiete EN14 und EN15 die höchsten Kapazitätsfaktoren aufweisen, deutet auf eine Abschattung der Gebiete EN16 bis EN18 hin (vgl. Abbildung 3.16). Der niedrige Kapazitätsfaktor in dem größeren Gebiet EN19 kann dagegen nur ein Indiz für erhöhte interne Abschattungsverluste sein. Dies deutet darauf hin, dass bei Windparks unterschiedlicher Größe die Leistungsdichte nicht ausreicht, um den Einfluss auf den Energieertrag zu erklären. Um die erläuterten Abhängigkeiten weiter auflösen zu können sind weitere Szenarienrechnungen notwendig und vorgesehen.

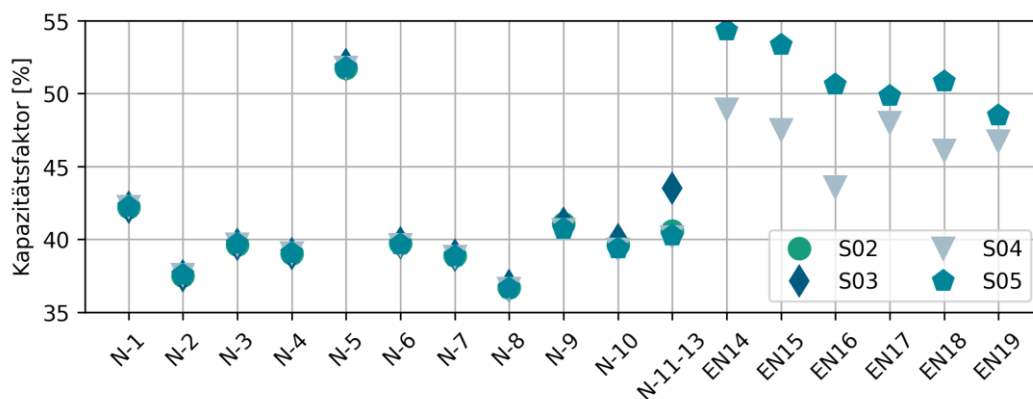


Abbildung 3.15: Kapazitätsfaktoren in den berücksichtigten Gebieten in den Nordseeszenarien.

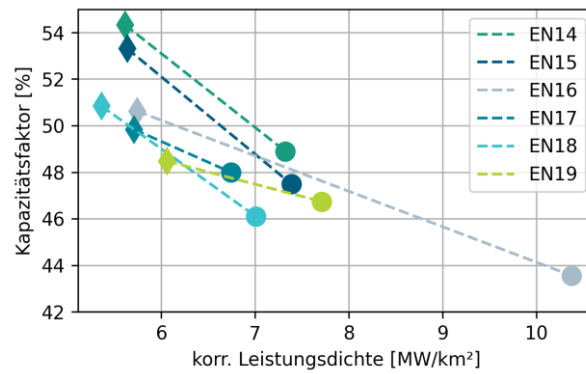


Abbildung 3.16: Entwicklung der Kapazitätsfaktoren in den Gebieten EN14 bis EN19 bei Änderung der Leistungsdichten zwischen den Szenarien S04 und S05.

Tabelle 3.11: Jahresenergieerträge und Kapazitätsfaktoren für die Nordseeszenarien 2-5. Signifikante Änderungen zwischen den Szenarien sind hervorgehoben.

Gebiet	Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4		Szenario 5	
	AEP	KF	AEP	KF	AEP	KF	AEP	KF
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
N-1	3.328	42,2	3.328	42,2	3.329	42,2	3.329	42,2
N-2	5.517	37,5	5.518	37,5	5.528	37,6	5.528	37,6
N-3	9.420	39,6	9.427	39,6	9.430	39,7	9.435	39,7
N-4	4.145	39,0	4.145	39,0	4.152	39,1	4.152	39,1
N-5	2.611	51,7	2.623	52,0	2.611	51,8	2.613	51,8
N-6	6.832	39,7	6.838	39,8	6.811	39,6	6.816	39,6
N-7	6.235	38,9	6.236	38,9	6.220	38,8	6.225	38,8
N-8	4.400	36,7	4.419	36,8	4.391	36,6	4.394	36,6
N-9	14.392	41,1	14.407	41,1	14.246	40,7	14.269	40,7
N-10	6.940	39,6	7.006	40,0	6.886	39,3	6.896	39,4
N11-13	35.531	40,6	30.482	43,5	35.171	40,1	35.253	40,2
EN14	0		0		6.425	48,9	5.711	54,3
EN15	0		0		6.240	47,5	5.604	53,3
EN16	0		0		15.264	43,6	10.643	50,6
EN17	0		0		12.612	48,0	11.350	49,8
EN18	0		0		8.076	46,1	7.125	50,8
EN19	0		0		20.469	46,7	16.985	48,5
Total	99.351	40,2	94.430	41,1	167.862	42,4	156.327	43,3

Tabelle 3.12: Volllaststunden und korrigierte Energiedichte für die Nordseeszenarien 2-5. Signifikante Änderungen zwischen den Szenarien sind hervorgehoben.

Gebiet	Szenario 2		Szenario 3		Szenario 4		Szenario 5	
	Volllast	ED	Volllast	ED	Volllast	ED	Volllast	ED
	Std	GWh/km ²	Std	GWh/km ²	Std	GWh/km ²	Std	GWh/km ²
N-1	3.700	33,0	3.701	33,1	3.701	33,1	3.702	33,1
N-2	3.288	22,0	3.288	22,0	3.295	22,0	3.294	22,0
N-3	3.473	26,6	3.476	26,6	3.477	26,6	3.479	26,6
N-4	3.420	23,9	3.420	23,9	3.425	23,9	3.425	23,9
N-5	4.536	15,0	4.557	15,1	4.537	15,0	4.539	15,0
N-6	3.484	23,5	3.487	23,5	3.473	23,4	3.476	23,4
N-7	3.410	30,8	3.410	30,8	3.401	30,7	3.404	30,7
N-8	3.216	22,0	3.230	22,0	3.210	21,9	3.212	21,9
N-9	3.600	27,7	3.604	27,8	3.564	27,4	3.570	27,5
N-10	3.472	28,5	3.505	28,8	3.445	28,3	3.450	28,3
N11-13	3.556	24,9	3.813	21,0	3.519	24,6	3.528	24,7
EN14					4.287	31,4	4.762	26,7
EN15					4.163	30,7	4.673	26,3
EN16					3.819	39,6	4.437	25,5
EN17					4.207	28,4	4.369	24,9
EN18					4.041	28,3	4.456	23,9
EN19					4.097	31,6	4.249	25,7
Total	3.524	25,2	3.603	23,8	3.717	27,5	3.796	25,2

4 Arbeitspaket 3: Rückbau und Nachnutzung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen

Ziel dieses Arbeitspakets ist die technisch-ökonomische Bewertung von Rückbau und Nachnutzung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen. Die Prognose der technischen Entwicklung sowie die Bewertung der technischen Eigenschaften und ökonomischen Aspekte erfolgen unter Nutzung modellbasierter Ansätze, bei denen mittels Simulationen vorab definierter Szenarien Ergebnisse abgeleitet werden. Die dafür benötigten Eingangsdaten werden, sofern sie nicht bereits am Fraunhofer IWES zur Verfügung stehen, durch Literaturrecherche und Experteninterviews eingeholt. Aufgrund der Breite der Fragestellungen, die in diesem Arbeitspaket abgedeckt wird, erfolgt eine Untergliederung in folgende Teilarbeitspakete:

- 3.1: Technisch-ökonomische Bewertung zur Außerbetriebnahme von Offshore-Windparks
- 3.2: Beurteilung von Rückbaukonzepten und Nachnutzungskonzepten
- 3.3: Prüfung von Netzanbindungssystemen im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber in Nord- und Ostsee

Abschließend wird noch ein Bericht zu „Empfehlungen für die Entwicklung eines Nachnutzungskonzepts für Offshore-Windparks und Netzanbindungen in der AWZ“ erstellt werden.

4.1 Teilarbeitspaket 3.1: Technisch-ökonomische Bewertung zur Außerbetriebnahme von Offshore-Windparks

Die einzelnen Arbeitsinhalte und -schritte im Teilarbeitspaket 3.1 sowie deren Zusammenhänge und Abhängigkeiten sind in Abbildung 4.1 dargestellt. Ziel des Teilarbeitspakets ist eine technisch-ökonomische Bewertung aller deutschen Bestands-Offshorewindparks. Insbesondere soll der Zeitpunkt der Außerbetriebnahme und Repowering-Szenarien untersucht werden. Hierfür fließen sowohl technische Aspekte (wie die maximale Lebensdauer von Tragstruktur und WEA, Zuverlässigkeit der Anlagenkomponenten und Logistikkonzept) als auch wirtschaftliche Aspekte (wie windparkspezifische Kosten und Erträge) in die Modellierung und Bewertung ein. Jegliche Teilaspekte der Wirtschaftlichkeitsanalyse – Inputs und Berechnungsgrundlagen – werden in den weiteren Unterkapiteln vorgestellt.

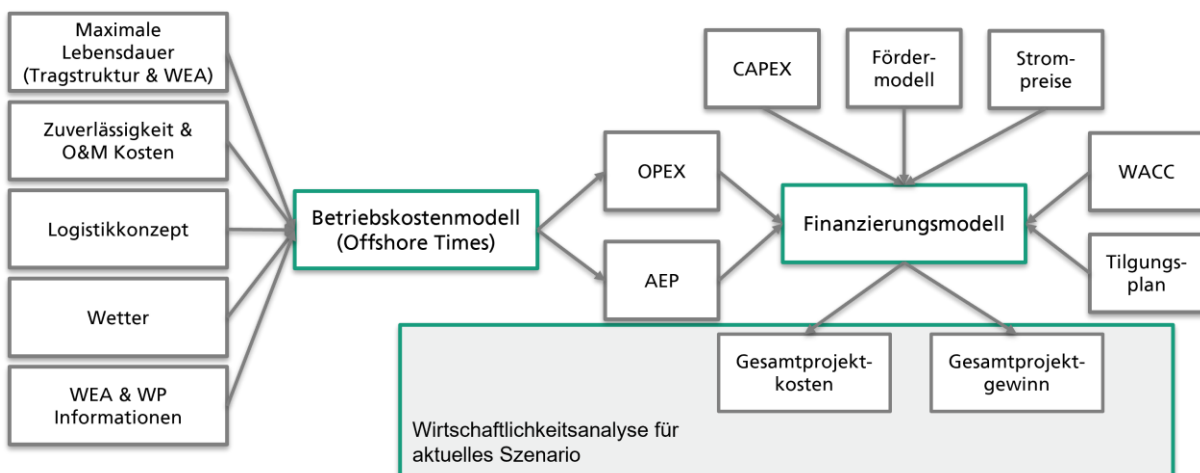


Abbildung 4.1: Arbeitsablauf und Zusammenhänge in Teilarbeitspaket 3.1 für die Wirtschaftlichkeitsanalyse der aktuellen Szenarios.

4.1.1 Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer von Offshore-Tragstrukturen

Um die Frage beantworten zu können, ob eine Windenergieanlage nach dem Ablauf der geplanten Betriebszeit weiter betrieben werden kann, ist neben obligatorischen Bauwerksinspektionen des aktuellen Zustandes der Anlage auch eine rechnerische Ermittlung der Restlebensdauer erforderlich. Dafür ist die Bemessung der Tragstrukturen erneut durchzuführen. Diese Bemessung muss dabei nicht nach ursprünglicher, sondern zum Zeitpunkt der Nachrechnung aktueller Normung erfolgen. Für Tragstrukturen der Offshore-Windenergieanlagen und Umrichterplattformen muss die Bemessung laut BSH Standard Konstruktion (BSH 2021) nach Eurocodes (EC) gemacht werden. Da es sich bei EC um allgemeine Vorschriften für den Hochbau handelt, ist der spezifische Bereich der Windenergie und Offshore-Konstruktionen dort nicht geregelt. Für den Übergang wurde daher 2019 zusätzlich hierzu die DIN 18088 (DIN 18088-3) herausgegeben. Davor wurden die Tragstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen und Umrichterplattformen nach internationalen Richtlinien für Offshore-Bauwerke der Öl- und Gasindustrie und später nach Vorschriften für Offshore-Windenergieanlagen der Zertifizierungs- und Klassifikationsgesellschaften wie Germanischer Lloyd (GL) oder Det Norske Veritas (DNV), die 2013 in den DNVGL fusionierten (ab 2021 mit vereinfachtem Firmennamen DNV), bemessen. Überwiegend kamen die DNV Standards zum Einsatz. Das bedeutet, dass bei einer Restlebensdauerermittlung der älteren Anlagen eine Nachrechnung der Bemessung nach DNV Standard jetzt nach Eurocodes mit Ergänzung durch DIN 18088 durchgeführt werden muss. Hieraus resultieren Unterschiede in Tragsicherheitsnachweisen, wie beispielsweise dem Ermüdungsnachweis (DIN EN 1993-1-9 (EC3) und DNV-RP-C203). So wurden in damaligen DNV-Standards die Sicherheiten durch einen „Design Fatigue Faktor“ (DFF) erfasst. Abhängig von der Zugänglichkeit der Konstruktionen für Inspektionen oder Reparaturen, wurden dort Faktoren von 1,0 oder 3,3 für zugängliche Bereiche entsprechend oberhalb oder unterhalb der Spritzwasserzone, sowie 10,0 für unzugängliche Bereiche angesetzt (Tabelle 4.1). Dabei wird angenommen, dass in der Nordsee Bereiche in und unterhalb der Spritzwasserzone unzugänglich für Inspektion und Reparatur sind.

Tabelle 4.1: DFF nach DNV-RP-C203

Table E2 Design Fatigue Factor (DFF) for steel structures and for concrete structures		
No access for inspection and repair	Accessible ¹⁾ location below or in the splash zone ²⁾	Accessible ¹⁾ location above the splash zone
10.0	3.3	1.0
1) For accessible areas, use of the specified DFFs is based on the assumption that in-service inspections are carried out; otherwise the DFF for no access applies. In-service inspection comprises visual inspection as well as magnetic particle inspection (MPI) for detection of cracks. Inspection intervals shall be determined as part of the design. 2) In areas with harsh environments, such as in the North Sea, it is common to assume that structural details located below or in the splash zone are not accessible for inspection and repair. The splash zone is defined in DNV-OS-C101.		

Im DIN EN 1993-1-9 (EC3) wird hingegen in Abhängigkeit der Schadensfolgen und Schadenstoleranz der Konstruktionen zwischen den Teilsicherheitsbeiwerten $\gamma_M = 1,0; 1,15$ und

1,35 unterschieden. Da es sich um eine Norm für den Hochbau handelt, wird keine Unterscheidung nach Zugangsmöglichkeiten gemacht. Dies wird hingegen im BSH Standard und der DIN 18088-3 berücksichtigt, indem die Eurocode-Tabelle für Teilsicherheitsbeiwerte durch Zugänglichkeitskriterien ergänzt wird (s. Tabelle 4.2).

Tabelle 4.2: Teilsicherheitsbeiwerte aus DIN 18088-3

Tabelle 5 — Teilsicherheitsbeiwerte γ_{Mf}

Zugänglichkeit/Durchführung von wiederkehrenden Prüfungen (WKP)	Schadenstolerant bzw. niedrige Schadensfolgen	Nicht schadenstolerant bzw. hohe Schadensfolgen
gute Zugänglichkeit, WKP	1,00	1,15
keine oder schlechte Zugänglichkeit, keine WKP ^a	1,15	1,25/1,35 ^b
^a Schlechte Zugänglichkeit ist u.a. für alle Bauteile zu unterstellen, die sich ständig unter Wasser, im Erdreich oder im einbetonierten Zustand befinden. ^b 1,25 gültig für Windenergieanlagen, 1,35 gültig für Offshore-Plattformen.		

Auf der Einwirkungsseite werden charakteristische Werte der Belastung angesetzt. Die Kerbfälle und Wöhler-Linien der beiden Normenfamilien für Konstruktionen in der Luftumgebung sind hier vergleichbar. Daher steht auf der Widerstandsseite für Konstruktionen unter Wasser ein $DFF = 10,0$ einem $\gamma_M = 1,35$ gegenüber. Gleichzeitig bedeutet dies, dass der Ermüdungsnachweis der Unterwasserkonstruktionen nach DNV Standard ein höheres Sicherheitsniveau aufweist und somit konservativer ist. Folglich wird eine Nachrechnung der so bemessenen Konstruktionen nach Eurocode wahrscheinlich zusätzliche rechnerische Tragfähigkeitsreserven ergeben.

Weitere Unterschiede zwischen DNV und Eurocodes liegen auch bei den Einwirkungskombinationen. So ist die Wellenbelastung kein Gegenstand des Eurocodes. Zudem wird bei den Kombinationsregeln nur eine Lastart als vorherrschend wirkend angesetzt. Im Gegensatz dazu werden in den DNV Standards die Wind-Welle-Überlagerungen als zusammenhängend betrachtet. Im BSH Standard und der DIN 18088 werden dazu entsprechende Empfehlungen gegeben. Trotzdem wird das Sicherheitsniveau der Berechnungen nach DNV Standards vermutlich geringfügig höher ausfallen, was jedoch im weiteren Verlauf des Projektes noch genauer zu untersuchen ist.

Bei einer Nachrechnung der Konstruktionen innerhalb einer Normenfamilie sind größere rechnerische Tragreserven, die eine formelle Grundlage für einen längeren Weiterbetrieb der Anlage über die ursprünglich geplante Lebenszeit bilden, wenig wahrscheinlich. Hierbei ist entscheidend, welchen Ausnutzungsgrad der Designer im konkreten Fall für die jeweilige Konstruktion oder Verbindung bei der Bemessung von sich aus angesetzt hat. Allerdings ist aufgrund des Optimierungsdrucks zur Reduzierung von Materialverbrauch und Errichtungskosten von einem hohen Ausnutzungsgrad auszugehen. Generell lässt sich damit jedoch nur eine fallabhängige und nicht allgemeine Aussage zu den Tragreserven, die eine Lebensdauerverlängerung ermöglichen, machen.

Eine weitere Möglichkeit die Restlebensdauer zu bestimmen, ist die Nachrechnung der Tragstrukturen mit den Lasten, die eine Anlage tatsächlich erfahren hat. Seit einigen Jahren werden fast alle Windenergieanlagen mit „Supervisory Control and Data Acquisition“ (SCADA)

Systemen ausgerüstet. Dabei werden mindestens Windgeschwindigkeit und Windrichtung erfasst. Dies ist bei Onshore-Anlagen ausreichend, um zu jedem Betriebszeitpunkt die Restlebensdauer zu beurteilen. Bei Tragstrukturen für Offshore-Anlagen werden außer Wind auch hydrodynamische Lasten ermüdungsrelevant. Dies bedeutet, dass zusätzlich zum Wind auch Wellen und Strömungen gemessen und protokolliert werden müssen. Grundsätzlich können die fehlenden Lasten bei der Nachrechnung auch simuliert werden. Hierzu werden auf der sicheren Seite liegende Annahmen getroffen. Dies verkürzt jedoch die rechnerische Restlebensdauer, sowie den daraus resultierenden geplanten Ertrag der Anlagen und erhöht gleichzeitig den Aufwand und die Kosten für die Nachrechnung erheblich, was eine mögliche Lebensdauerverlängerung aufwändiger macht.

4.1.2 Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer von Offshore-Windenergieanlagen

Die verbleibende Restlebensdauer von jeder einzelnen WEA ist von zahlreichen Faktoren abhängig. Dazu zählen das komponentenspezifische Design und deren Fertigung auf der einen Seite sowie die spezifische Belastung der Komponenten im Betrieb auf der anderen Seite. Grundsätzlich wird eine Lebensdauerabschätzung natürlicherweise umso genauer, je mehr beeinflussende Faktoren bekannt sind. Die höchste Genauigkeit wäre über ein dauerhaftes Tracking der verbleibenden Lebensdauer - oder im Englischen Remaining Useful Life (RUL) - zu erreichen. Die Entwicklung von modernen Health-Monitoring-Systemen zu diesem Zweck ist Gegenstand aktueller Forschung und Entwicklung (Leite et al. 2018), jedoch bei älteren Bestandsanlagen noch nicht State-of-the-Art.

Obwohl die Ermittlung der verbleibenden Lebensdauer trotz mit zur Verfügung stehenden Informationen über Design und Betrieb der Anlage noch mit Unsicherheiten behaftet ist, können auch mit reduzierten Informationen Abschätzungen vorgenommen werden. Dem Umstand von geringer Verfügbarkeit von Daten oder Modellen über das Design der Anlagen wird bereits in der DNV-Norm zur Laufzeitverlängerung von WEA Rechnung getragen (DNVGL-ST-0262). Im so genannten vereinfachten Ansatz („Simplified approach“) können die Lastrechnungen für die im Design angenommen Windbedingungen und die tatsächlichen Windbedingungen am Standort mit einem generischen Modell nachgerechnet und verglichen werden. Damit ist zumindest eine Einschätzung darüber möglich, welche Reserven sich durch abweichende Standortbedingungen bieten. Nach der Norm ist ein Vergleich auf Basis von Simulationen nur ein Teil der Methodik für eine Laufzeitverlängerung. Zusätzlich sind Inspektionen der Anlage sowie zur Verfügung stehende Informationen aus SCADA-Daten und Wartungsberichten zu berücksichtigen. Das Thema der Laufzeitverlängerung gewinnt Onshore immer mehr an Relevanz, da die Design-Lebensdauer vieler älterer Onshore-Windenergieanlagen in den kommenden Jahren erreicht wird. Die Zertifizierung der ersten Offshore-Windparks in der AWZ läuft im Gegensatz dazu erst in 10-15 Jahren aus. Damit sind auch Änderungen in der vorgeschriebenen Methodik auf Basis von Erfahrungswerten Onshore und andernorts Offshore bis dahin nicht auszuschließen. Eine IEC-Norm zur Laufzeitverlängerung wird aktuell entwickelt und voraussichtlich im Oktober 2022 erscheinen (IEC TS 61400-28 ED1). Für eine grobe Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer der bestehenden Windparks in der AWZ stellt die Vergleichsmethodik auf Basis von Simulationen mit generischen Anlagen einen sinnvollen Kompromiss aus Aufwand, zur Verfügung stehenden Daten und Genauigkeit dar. Die Unsicherheiten durch abweichende Modelle und fehlende Daten ist allerdings bei der Interpretation der Ergebnisse stets zu berücksichtigen.

Für die Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer liegt der Fokus auf den Ermüdungslasten der Hauptkomponenten, die für 20 oder 25 Jahre ausgelegt wurden. Dazu werden zunächst die im Bestand vorhandenen Offshore-Windenergieanlagen in drei Größenklassen unterteilt und zugehörig jeweils ein generisches Anlagenmodell aufgebaut. Außerdem wird eine Vorgehensweise definiert, um mit realistischem Simulationsaufwand einen Vergleich zwischen realen und Design-Windbedingungen für alle bestehenden Windparks vornehmen zu können. Dafür ist es erforderlich, Annahmen über beide Situationen für jeden Windpark und jeden Anlagentyp zu treffen. Außerdem sind relevante Lastfälle sowie zu berücksichtigende Komponenten bzw. Lastsignale aus der Simulation zu definieren. Nachfolgend werden daher zuerst die repräsentativen generischen WEA-Modelle festgelegt und beschrieben. Anschließend wird die Vorgehensweise zur Bestimmung der Restlebensdauer erläutert.

Definition drei repräsentativer generischer Windenergieanlagen

Die in den Windparks der AWZ verwendeten 1467 Windenergieanlagen weisen Leistungsklassen von 3.6 MW bis 9.0 MW auf. Insgesamt sind 12 verschiedene Leistungsklassen verbaut, in denen teilweise noch weitere Unterschiede bezüglich der Rotordurchmesser und verwendeten Nabhöhenvorliegen.

Zur Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer der Offshore-Windenergieanlagen sollen die vorhandenen und in den Windparks verbauten Windenergieanlagen durch drei repräsentative generische Windenergieanlagenmodelle abgebildet werden. In der Vorgehensweise zur Gruppierung in drei Windenergieanlagenengrößenklassen werden folgende Aspekte berücksichtigt:

- Das gesamte Leistungsklassenspektrum der vorhandenen Windenergieanlagen soll abgedeckt werden können.
- Da die finale Auswertung die Lebensdauer und somit die Ermüdungslasten der Windenergieanlagen betrifft, liegt der Fokus bei der Klassifizierung auf der Abbildung von vergleichbaren Lasten. Daher sind vor allem vergleichbare Rotordurchmesser sowie Nabhöhenvorliegen relevant.
- Die Abbildung der verschiedenen Windenergieanlagentypen durch nur drei generische Windenergieanlagen beinhaltet gezwungenermaßen Abzüge in der Genauigkeit der Ergebnisse pro Windpark, da die generischen Windenergieanlagen nur repräsentativ für, jedoch nicht gleich der realen Windenergieanlagen sind und zudem jeweils mehrere verschiedene Windenergieanlagen abbilden sollen. Um zusätzliche Unsicherheiten, die den generischen Modellen inhärent sind, zu vermeiden und zu reduzieren, sollen bevorzugt vorhandene und bereits langjährig eingesetzte generische Referenz-Windenergieanlagenmodelle als generische Windenergieanlagen verwendet werden, sofern diese die vorhandenen Windenergieanlagen repräsentativ abbilden können, also die obigen zwei Aspekte bezüglich der Gruppierung erfüllt werden können.

Basierend auf den Anforderungen und aufgeführten Aspekten werden die vorhandenen Windenergieanlagen wie in Tabelle 4.3 farblich gekennzeichnet in drei Größenklassen gruppiert. Die kleinste Klasse umfasst somit ausschließlich die 3.6 MW Windenergieanlagen. Während der Rotordurchmesser (D) vergleichbar mit manchen Windenergieanlagen der nächsthöheren Klasse ist, ist die Nabhöhe (HH) teils deutlich und im Mittel geringer als die der Windenergieanlagen der nächsthöheren Klasse. Die zweite Klasse umfasst alle Windenergieanlagen mit Leistungen zwischen 4.0 MW und 5.23 MW, zuzüglich der Windenergieanlagen mit 6.15 MW Leistung. Die

dazwischenliegenden Windenergieanlagen mit 6.0 MW Leistung werden aufgrund ihrer deutlich größeren Rotordurchmesser und höheren Nabenhöhen in die höchste Klasse eingruppiert. Die dritte Klasse umfasst somit neben den Windenergieanlagen mit 6.0 MW Leistung alle Windenergieanlagen mit Leistungen ab einschließlich 6.3 MW bis 9.0 MW.

Tabelle 4.3: Gruppierung der vorhandenen Windenergieanlagen in drei Größenklassen.

kW-Leistung	Anzahl	D_min	D_max	D_mean	HH_min	HH_max	HH_mean	MW	D	HH	
3600	400	120.0	120.0	120.0	78.3	91.0	87.1	3.6	120	85.8	
4000	150	120.0	130.0	124.8	89.0	95.0	91.9	3.6	120	90.0	generische Anlage
5000	212	116.0	126.0	118.5	90.0	92.0	91.2				
5230	70	135.0	135.0	135.0	97.5	97.5	97.5	5.0	125	92.8	
6000	230	151.0	154.0	153.1	102.0	112.0	106.5	5.0	126	90.0	generische Anlage
6150	102	126.0	126.0	126.0	89.0	96.2	92.4				
6300	59	154.0	154.0	154.0	102.0	102.0	102.0	7.1	158	108.2	
6330	32	152.0	152.0	152.0	104.5	104.5	104.5	7.5	164	102.5	generische Anlage
7000	87	154.0	154.0	154.0	105.0	105.0	105.0				
8000	56	164.0	164.0	164.0	117.0	117.0	117.0				
8400	31	164.0	164.0	164.0	108.0	108.0	108.0				
9000	38	167.0	167.0	167.0	107.5	107.5	107.5				

In Tabelle 4.3 ist ebenso aufgeführt, welche Leistungsklassen, Rotordurchmesser und Nabenhöhen die zu den drei Klassen gehörenden generischen Windenergieanlagen aufweisen. Als generische Windenergieanlagenmodelle werden daher folgende Turbinen verwendet:

- Niedrigste Leistungsklasse:
 - 3.6 MW Leistung, 120 m Rotordurchmesser, 90.0 m Nabenhöhe
 - Da keine der vorhandenen generischen Referenzwindenergieanlagen die Charakteristika der niedrigsten Leistungsklasse repräsentativ abbildet, wird für diese Klasse ein neues generisches Windenergieanlagenmodell basierend auf den vorhandenen Referenzwindenergieanlagen abgeleitet und erstellt. Die Erzeugung des generischen Windenergieanlagenmodells erfolgt hauptsächlich durch Anwendung von Skalierungsfaktoren. Zur Plausibilisierung des dynamischen Verhaltens des generischen Windenergieanlagenmodells werden ausgewählte Lastfälle basierend auf dem am Fraunhofer IWES entwickelten und angewandten Verifikationsprozesses (Huhn und Popko 2020) durchgeführt.
- Mittlere Leistungsklasse:
 - 5.0 MW Leistung, 126 m Rotordurchmesser, 90.0 m Nabenhöhe
 - Die mittlere Leistungsklasse wird mit der NREL 5 MW Referenzwindenergieanlage (Jonkman et al. 2009) repräsentativ abgebildet. Für diese Referenzwindenergieanlage existiert ein generisches Windenergieanlagenmodell, welches bereits vielfach angewandt wurde.
- Höchste Leistungsklasse:
 - 7.5 MW Leistung, 164 m Rotordurchmesser, 102.5 m Nabenhöhe
 - Die höchste Leistungsklasse wird mit der IWT-7.5-164 Referenzwindenergieanlage (Popko et al. 2018) repräsentativ abgebildet. Die Referenzwindenergieanlage wurde am Fraunhofer IWES entwickelt und bereits vielfach und in diversen Forschungsprojekten angewandt. Für die angegebene Nabenhöhe wird die

Monopfahl-Gründungsstruktur aus dem SeaLOWT Verbundprojekt (Popko et al. 2021) verwendet.

Die Leistungskennlinien der bereits vorhandenen Referenzwindenergieanlagen NREL 5 MW und IWT-7.5-164, die für die mittlere und höchste Leistungsklassen verwendet werden, sind Abbildung 4.2 in dargestellt.

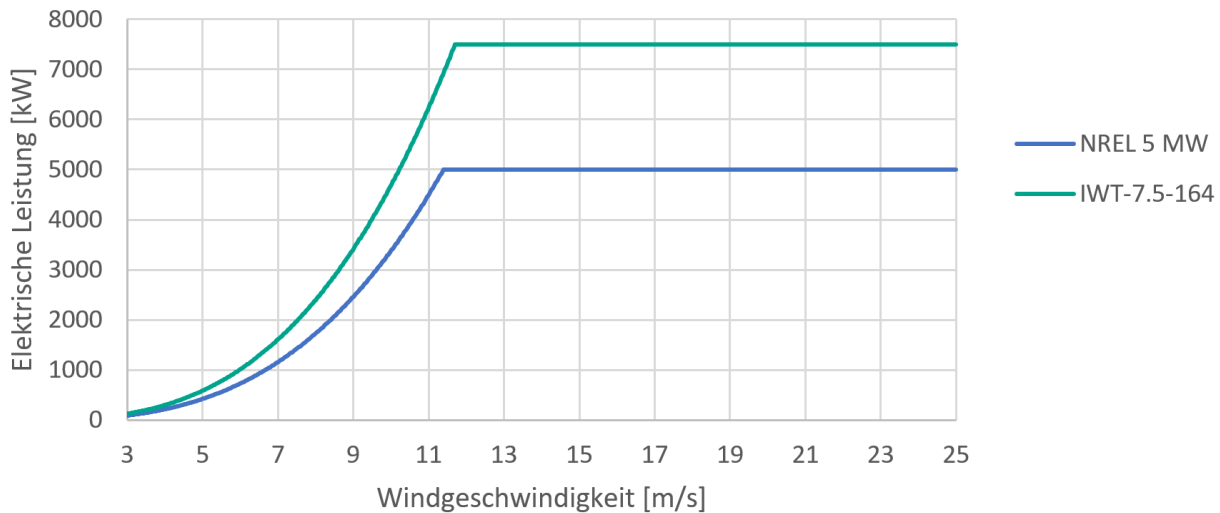


Abbildung 4.2: Leistungskennlinien der Referenzwindenergieanlagen.

Vorgehensweise zur Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer

Die Abschätzung der Ermüdungslebensdauer kann gemäß der IEC-Norm auf Basis der Linearen Schadensakkumulation (Miner's rule) erfolgen (IEC 61400-1). Die Methode ist damit weiterhin Stand-der-Technik und wird für die Arbeiten innerhalb dieses Projekts verwendet. Für die Lebensdauerabschätzung werden dazu die wesentlichen Biegemomente der Hauptkomponenten Turm und Blatt sowie des Triebstrangs (bei Anlagen mit Getriebe) mit Bauteilspezifischen Wöhler-Koeffizienten der SN-Kurve berücksichtigt. Die Restlebensdauer ergibt sich dann durch Relation der eingebrachten Ermüdungsschädigung unter standortspezifischen Windbedingungen zur Auslegung. Dabei ist die schwächste betrachtete Komponente maßgeblich für die Abschätzung der verbleibenden Lebensdauer. Dennoch werden die Komponenten auch einzeln ausgewertet, um Unterschiede zwischen den betrachteten Komponenten bzw. Biegemomenten herauszustellen.

Wie bereits einleitend zu Beginn des Abschnitts 4.1.2 erwähnt, ergeben sich die Unterschiede in der Lebensdauer bei der Verwendung von generischen Anlagen aus unterschiedlichen Windbedingungen zwischen Design und Realität. Dazu sind zunächst die bei der Auslegung verwendeten IEC-Windklassen für die bestehenden Anlagen zu bestimmen. Obwohl die IEC-Norm für Offshore-WEA auch eine standortspezifische Windklasse S ermöglicht (IEC 61400-1; IEC 61400-3), ist ein Großteil der Anlagen für die Windklassen IEC-1A und IEC-1B ausgelegt (Barla 2021). Damit wird insbesondere die Umgebungsturbulenz signifikant überschätzt, wie unter anderem Messdaten aus der Nordsee zeigen (Türk und Emeis 2010). Durch die Nachlaufeffekte von nahe beieinanderstehenden WEA innerhalb eines Windparks oder von benachbarten Windparks erhöht sich für bestimmte Anlagen die Turbulenz in Abhängigkeit von der Windrichtung. Für die Berücksichtigung von Wake-Effekten wird in der IEC-Norm die effektive Turbulenzintensität mit einem bauteilspezifischen Wöhler-Exponenten auf Basis des Frandsen-

Modells vorgeschlagen (IEC 61400-1). Die effektive Turbulenzintensität eliminiert dabei die Abhängigkeit von der Windrichtung. Durch die deutlich geringere Umgebungsturbulenz übersteigt die effektive Turbulenzintensität aber selbst bei geringen Abständen und mit einem Wöhler-Koeffizienten von $m=10$ nicht die Turbulenzintensität der IEC-Klasse 1B (vgl. Abbildung 4.3). Daher können die Nachlauf-Effekte für die Auslegungslasten vernachlässigt werden. Außerdem deutet dies auf deutliche Reserven bei den turbulenzabhängigen Lasten hin.

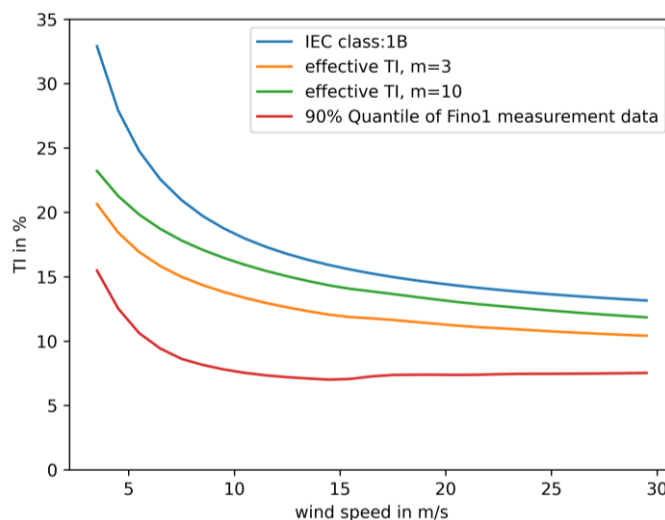


Abbildung 4.3: Vergleich von effektiver Turbulenz mit Turbulenz nach IEC-Klasse B. Die effektive Turbulenz wurde für eine Anlage in der Mitte eines regulären Gitters mit einem Abstand von 4-mal den Rotordurchmesser berechnet (4D)

Für die realen Windbedingungen werden die repräsentativen Windzeitreihen aus Arbeitspaket 2 (Kapitel 3) für die Umgebungswindbedingungen verwendet. Für die Nachlaufeffekte werden dazu zusätzlich Simulationen mit der hausinternen Software „Farm Layout Program in Python“ (flappy) (Schmidt et al. 2021) berechnet. Damit können auch Nachlauf-Effekte aus umgebenen Windparks berücksichtigt werden.

Um die unterschiedlichen Windbedingungen verschiedener Windparks möglichst effizient berechnen zu können, wird eine Datenbasis an Lastsimulationen erzeugt. Dazu werden turbulente Windfelder mit Turbsim (Jonkman 2009) für Windgeschwindigkeiten und Turbulenzintensitäten innerhalb der vorkommenden Windsituationen für jede der drei generischen Anlagen erstellt. Mit diesen Windfeldern werden aero-elastische Simulationen der generischen Anlagen mit der hausinternen Software MoWiT (Leimeister und Thomas 2017) durchgeführt und Short Term Damage Equivalent Loads (DELs) für die oben beschriebenen Komponenten und die entsprechenden Eingangsbedingungen ermittelt. Sowohl die Referenzlast für verschiedene IEC-Klassen als auch die Schädigungssumme unter Verwendung der repräsentativen Windzeitreihen kann damit durch Interpolation bestimmt werden.

4.1.3 Abschätzung der Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten

Um die Wirtschaftlichkeit einzelner Offshore-Windparks (OWPs) bewerten zu können, müssen Kosten den Erlösen gegenübergestellt werden. Dabei werden zwei Kostenarten berücksichtigt: CAPEX, welche im ersten Betriebsjahr in die Bilanz aufgenommen werden, und OPEX, welche jährlich über die gesamte Betriebslaufzeit anfallen. Entsprechende Inputs, Annahmen für die Berechnungen und Modelle werden in den folgenden zwei Unterkapiteln dargestellt.

Investitionskosten

Die Höhe der Investitionskosten ist ein wichtiger Faktor, der maßgeblich dazu beiträgt, ob ein Windpark wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Investitionskosten von OWPs hängen von vielen Faktoren, wie beispielsweise der Größe und Lage des Windparks, der Wettbewerbssituation, den Vertragsbedingungen oder des Wechselkurses, ab. Aufgrund der Vielzahl an Einflussfaktoren und der hohen Sensibilität solcher Daten, ist eine individuelle Definition für jeden deutschen Bestandwindpark in Nord- und Ostsee nicht möglich. Stattdessen wird für die Berechnung eine Abschätzung basierend auf einer Veröffentlichung von BVGA, The Crown Estate und ORE Catapult vorgenommen, die für einen britischen OWP unterschiedlichste Posten für CAPEX aufgliedern (BVG Associates 2019). Die Kostengliederung bezieht sich auf einen generischen UK-OWP mit einer Nennleistung von 1000 MW und einem Inbetriebnahmedatum in 2022. In den bezifferten Kosten sind Entwicklung und Projektmanagement, Windturbine, Balance of Plant, Installation und Inbetriebnahme enthalten. Insgesamt beziffern sich die Investitionskosten für diesen generischen Windpark auf 2.370.000 £/MW. Ausgehend von diesen Kennzahlen sollen in Stakeholder-Interviews Trends für unterschiedliche Windparkgenerationen erfasst werden. Anschließend werden auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen Annahmen für die Investitionskosten jedes Bestandwindparks in Nord- und Ostsee festgelegt.

Betriebs- und Instandhaltungskosten

Neben den Investitionskosten machen die Betriebs- und Instandhaltungskosten rund 30% der Stromgestehungskosten aus (BVG Associates 2019). Diese setzen sich primär aus korrekativer Instandhaltung und Jahreswartung zusammen. Ähnlich wie bei den Investitionskosten können diese Faktoren nicht windparkspezifisch aufgeschlüsselt werden, jedoch Annäherungen aufgrund der Turbinenklasse und -größe vorgenommen werden.

Zur Bestimmung der Betriebskosten wird die vom Fraunhofer IWES entwickelte Software Offshore TIMES eingesetzt. Dabei handelt es sich um eine ganzheitliche, zeitreihenbasierte Software für die Untersuchung und Planung von OWPs. Sie simuliert die Durchführung von Wartungsaufgaben und die damit verbundene Logistik eines OWP über dessen gesamte Lebensdauer, um wichtige Leistungsindikatoren wie die Verfügbarkeit der OWEAs oder die Operation & Maintenance (O&M) Kosten zu ermitteln. Der Ausfall von Systemen einer OWEA hat einen großen Einfluss auf die durchzuführenden Wartungs- und Reparaturarbeiten an einem OWP. Die Zuverlässigkeit dieser Systeme wird in Offshore TIMES stochastisch simuliert. Das bedeutet, dass der Ausfall eines Systems je nach Art des Ausfalls mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit eintritt. Aus diesem Grund ist das Offshore TIMES-Modell eine auf Zeitschritten basierende Monte-Carlo-Simulationstechnik, bei der Wartung und Logistik eines OWP über mehrere Jahre der Betriebsdauer in variabler Zeitauflösung (z.B. stündlich) simuliert werden. Ein Simulationsszenario wird dabei in mehreren Monte-Carlo-Iterationen durchgespielt, um in späteren Analysen eine statistisch signifikante Auswertung über alle Simulationsläufe hinweg vornehmen zu können.

Das Kostenmodell von Offshore TIMES fasst die O&M-Kosten eines OWP in die folgenden Kostenkategorien zusammen:

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 einer bestimmten Tätigkeit abhängt. Für bestimmte Aufgaben wird ein Schiff nur für den Transit der Besatzung benötigt - in diesem Fall wird ein Crew-Transfer-Vessel (CTV) eingesetzt - während andere Aufgaben eher spezielle Anforderungen stellen - z.B. schweres Heben mit einem Jack-up-Vessel (JUV) - was zu deutlich höheren Schiffstagesätzen führt. Neben den Schiffstagesätzen treten bei Schiffstypen wie dem JUV außerdem Mobilisierungskosten auf. Service-Offshore-Vessel (SOVs) stellen insofern eine Ausnahme dar, dass sich der Betreiber für einen längerfristigen Chartervertrag entscheiden kann.

Reparaturkosten

Die Reparaturkosten werden je nach Art des Ausfalls eines Systems einer OWEA mit einmaligen Kosten berücksichtigt (für bestimmte Werkzeuge oder Geräte sowie für Ersatzteile).

Produktionsverluste

Die Kosten für Turbinenausfälle konzentrieren sich ausschließlich auf den Produktionsausfall, der als direkte Folge eines Fehlers an der OWEA entsteht. Die Höhe der Produktionsverluste hängt von einer Reihe von Faktoren ab, u.a. von der voraussichtlichen Stillstandzeit, der Kapazität, der am Standort installierten OWEA, den Einnahmen pro Megawattstunde und der wirkenden Windgeschwindigkeit.

Basierend auf einer Felddatenstudie für Offshore-Windenergieanlagen von Carroll et al. (2016) über mittlere Ausfallraten von Turbinensystemen, gemittelten Reparaturzeiten, gemittelten Materialkosten und erforderlicher Technikeranzahl pro Instandhaltungseinsatz werden in den Stakeholder-Interviews Trends für unterschiedliche Windparkgenerationen erfasst. Anschließend werden auf Basis der zur Verfügung stehenden Informationen Annahmen für die Inputs für das Betriebskostenmodell getroffen. Eine erste Übersicht über generische Inputs, welche die Diskussionsgrundlage der Interviews bilden wird, ist in Tabellenform im Folgenden zusammengetragen.

Ein Offshore-Windpark besteht unter anderem aus mehreren Windenergieanlagen, deren Zerlegung in Haupt- und Teilsysteme flexibel angepasst werden kann. Der Detailgrad der Systeme hat insofern Einfluss auf die Simulation, als dass für jedes System eine eigene Zuverlässigkeit definiert wird. Gemäß Carroll et al. (2016) wurden vier Ausfallarten bzw. Ausfallschweregrade für die einzelnen Systeme einer Windturbine definiert:

- Major Replacement:
Erfasste O&M-Tätigkeiten, die preislich in einer Kategorie größer 10.000 € lagen.
- Major Repair:
Erfasste O&M-Tätigkeiten, die preislich zwischen 1.000 € und 10.000 € kategorisiert werden konnten.
- Minor Repair:
Erfasste O&M-Tätigkeiten, die preislich unter 1.000 € lagen.
- No Cost Data:
Erfasste O&M-Tätigkeiten, für die keine Kostendaten vorlagen und somit nicht kategorisiert werden konnten.

Die jährlich durchschnittlichen Fehlerraten der einzelnen Systeme einer Windturbine werden auf die verschiedenen Ausfallarten aufgeteilt. Eine Übersicht der von Carroll et al. (2016) ermittelten Werte ist in Tabelle 4.4 gegeben.

Tabelle 4.4: Jährlich durchschnittliche Fehlerraten.

Komponente	Major replacement	Major repair	Minor repair	No cost data
Pitch / Hydraulic	0,001	0,179	0,824	0,072
Other Components	0,001	0,042	0,812	0,15
Generator	0,095	0,321	0,485	0,098
Blades	0,001	0,01	0,456	0,053
Electrical Components	0,002	0,016	0,358	0,059
Contactora / Circuit Breaker / Relay	0,002	0,054	0,326	0,048
Power Supply / Converter	0,005	0,081	0,076	0,018
Controls	0,001	0,054	0,355	0,018
Yaw System	0,001	0,006	0,162	0,02
Tower / Foundation	0	0,089	0,092	0,004

Neben den durchschnittlich jährlichen Fehlerraten der Systeme (0,5 bedeutet, dass dieses System alle 2 Jahre ausfällt), werden die Zeit- und Ressourcenaufwände ebenfalls von Carroll et al. (2016) abgeschätzt, die sich je nach Ausfallart und System unterscheiden. Es handelt sich dabei um gemittelte Reparaturzeiten, Materialkosten und eine mittlere erforderliche Anzahl an Techniker pro Einsatz. Die entsprechenden Werte sind Tabelle 4.5 bis Tabelle 4.7 zu entnehmen.

Tabelle 4.5: Gemittelte Reparaturzeiten in Stunden.

Komponente	Major replacement	Major repair	Minor repair	No cost data
Pitch / Hydraulic	25	19	9	17
Other Components	36	21	5	8
Generator	81	24	7	13
Blades	288	21	9	28
Electrical Components	18	14	5	7
Contactora / Circuit Breaker / Relay	150	19	4	5
Power Supply / Converter	57	14	7	10
Controls	12	14	8	17
Yaw System	49	20	5	9
Tower / Foundation	-	2	5	6

Tabelle 4.6: Gemittelte Materialkosten in Euro.

Komponente	Major replacement	Major repair	Minor repair
Pitch / Hydraulic	14000	1900	210
Other Components	10000	2400	110
Generator	60000	3500	160
Blades	90000	1500	170
Electrical Components	12000	2000	100
Contactator / Circuit Breaker / Relay	13500	2300	260
Power Supply / Converter	13000	5300	240
Controls	13000	2000	200
Yaw System	12500	3000	140
Tower / Foundation	-	1100	140

Tabelle 4.7: Mittlere erforderliche Anzahl an Techniker pro Einsatz.

Komponente	Major replacement	Major repair	Minor repair	No cost data
Pitch / Hydraulic	4	2,9	2,3	2,8
Other Components	5	3,2	2	2,3
Generator	7,9	2,7	2,2	2,4
Blades	21	3,3	2,1	2,6
Electrical Components	3,5	2,9	2,2	2,4
Contactator / Circuit Breaker / Relay	8,3	3	2,2	2
Power Supply / Converter	5,9	2,3	2,2	2,7
Controls	2	3,1	2,2	3,2
Yaw System	5	2,6	2,2	2,4
Tower / Foundation	-	1,4	2,6	2,3

Als Diskussionsgrundlage für die Stakeholder-Interviews werden für die Personal- und Schiffskosten sowie für die Schiffseigenschaften erste Werte angenommen, die in Tabelle 4.8 und Tabelle 4.9 aufgeführt werden.

Tabelle 4.8: Kosten für Schiffe und Techniker in Euro.

Kostenart	Tagessatz	Jahressatz	Mobilisierung
Techniker	500	-	-
CTV	3.200	-	-
SOV	-	7.000.000	-
JUV	320.000	-	500.000

Tabelle 4.9: Eigenschaften der Schiffe.

Schiffstyp	Geschwindigkeit	Kapazität	max. Wellenhöhe	max. Windgeschwindigkeit	Mobilisierungszeit	max. Offshore Zeit
CTV	20 Knoten	12	1,5 m	15 m/s	1 Tag	1 Tag
SOV	20 Knoten	50	2,5 m	15 m/s	-	Kein Limit
JUV	11 Knoten	20	2,0 m	10 m/s	2 Wochen	2 Wochen

Neben korrekativer Instandhaltung wird ebenfalls ein Input für die Jahreswartung definiert (siehe Tabelle 4.10). Dieser wird ebenfalls in den Stakeholder-Interviews verifiziert.

Tabelle 4.10: Input Jahreswartung.

Beschreibung	Wert
Erforderlicher Schiffstyp	CTV / SOV
Anzahl erforderlicher Techniker	3
Wartungszeit in Stunden pro WEA	60
Materialkosten	20.000 €

Als weitere Diskussionsgrundlage für die Stakeholder-Interviews werden zwei beispielhafte Logistikstrategien vorgeschlagen, die in Tabelle 4.11 aufgeführt sind. In Konzept I werden zwei CTVs eingesetzt, die im Heimathafen nach Bedarf gechartert werden können. In Konzept II ist stattdessen permanent ein SOV im OWP stationiert, um anfallende Arbeiten direkt zu bearbeiten. Ein JUV kommt in beiden Konzepten zum Einsatz.

Tabelle 4.11: Logistikkonzepte.

Schiffstyp	Konzept I	Konzept II
CTV	2	-
SOV	-	1
JUV	1	1

4.1.4 Abschätzung der Vermarktungsbedingungen und Strompreisentwicklung

Zur Abschätzung der Vermarktungsbedingungen werden zunächst zwei Zeiträume der Inbetriebnahme der Windparks und zugehörige Vergütung betrachtet:

- Inbetriebnahmezeitpunkt bis einschließlich 2020 mit fester Vergütung

- Inbetriebnahmezeitpunkt ab 2021 nach Ausschreibungen

Die Vergütung für Offshore-Windparks mit Inbetriebnahmezeitpunkt bis 2020 setzt sich aus vier Faktoren zusammen (Informationsportal Erneuerbare Energien 2021):

- Jahr der Inbetriebnahme
- Wassertiefe am Standort der jeweiligen Anlage
- Entfernung zum deutschen Verwaltungsgebiet
- Gewähltes Fördermodell (Basismodell oder Stauchungsmodell, für Windparks mit Inbetriebnahme im Jahr 2020 kann nur das Basismodell gewählt werden)

Die Vergütung für Offshore-Windparks mit Inbetriebnahme ab 2021 ergibt sich lediglich aus dem Zuschlagswert für den jeweiligen Windpark.

Zusätzlich zur Vergütung durch ein festes Fördermodell oder dem Wert der Ausschreibung ist es immer möglich, den Strom am Strommarkt zu verkaufen. Es wird generell vorausgesetzt, dass der Strom am Strommarkt verkauft wird, wenn der Strompreis den aktuellen Preis der Förderung übersteigt.

Aus dem Marktstammdatenregister (Bundesnetzagentur 2021) sind die Geo-Positionen aller Windenergieanlagen (auf See) bekannt. Zusätzlich sind dort auch Inbetriebnahmezeitpunkte für die jeweiligen Anlagen dokumentiert. Diese Liste wurde in Absprache mit den Windparkbetreibern korrigiert. Um sie um die Wassertiefe jeder einzelnen Windenergieanlage zu erweitern, wurde die Wassertiefe für Geo-Positionen aus dem GeoSeaPortal des BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 2021) ermittelt. Vom Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (Bundesamt für Kartographie und Geodäsie 2021) wurde eine Karte mit den Verwaltungsgrenzen der Bundesrepublik heruntergeladen, eingelesen und mit dieser der kürzeste Abstand zur Geo-Position jeder einzelnen Windenergieanlage ermittelt. Die von den Windparkbetreibern gewählten Fördermodelle sind nicht bekannt. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass die meisten Betreiber das Stauchungsmodell gewählt haben, da dies eine schnelle Rückzahlung der Kredite ermöglicht und somit eine Verringerung der Zinskosten zur Folge hat. Es wird dennoch zunächst für alle Windparks die Vergütung für beide Fördermodelle errechnet.

Das Basismodell umfasst eine Förderung von 12 Jahren, während das Stauchungsmodell eine erhöhte Förderung über 8 Jahre vorsieht. Beide Fördermodelle sehen eine Erweiterung des Förderzeitraums aufgrund von Wassertiefe und Abstand zum Verwaltungsgebiet der Bundesrepublik vor, der sich aus der folgenden Gleichung ergibt:

$$t_{\text{verlängerte Förderdauer}} = (\text{Wassertiefe}_{>20\text{ m}} \cdot 1,7 + \text{Abstand}_{\text{Verwaltungsgrenze}} \cdot 0,5) \text{ Monate}$$

Diese verlängerte Förderdauer wird immer mit der erhöhten Anfangsvergütung des Basismodells gewährt, unabhängig davon, ob das Basis- oder Stauchungsmodell gewählt wurde.

Für einen Windpark der bspw. im Januar 2015 in Betrieb genommen wurde, 10 km vor der 12-Seemeilen-Grenze steht und dessen Anlagen in 25 m tiefem Wasser stehen, ergeben sich nach dem Stauchungsmodell:

- Für die ersten 8 Jahre eine Vergütung von 19,4 ct/kWh;
- Eine um $5 \cdot 1,7 + 10 \cdot 0,5 = 13,5$ Monate verlängerte Förderdauer mit einer Vergütung von 15,4 ct/kWh;

- Und für die Restdauer, in diesem Beispiel 10 Jahre und 10,5 Monate, eine Vergütung von 3,9 ct/kWh.

Dargestellt ist dies in Abbildung 4.4. Demgegenüber gestellt ist der gleiche Windpark unter Berücksichtigung des Basismodells in Abbildung 4.5. Eine solche Zeitreihe wird im weiteren Verlauf des Projekts für jede Turbine erstellt und anschließend für jeden Windpark aggregiert.

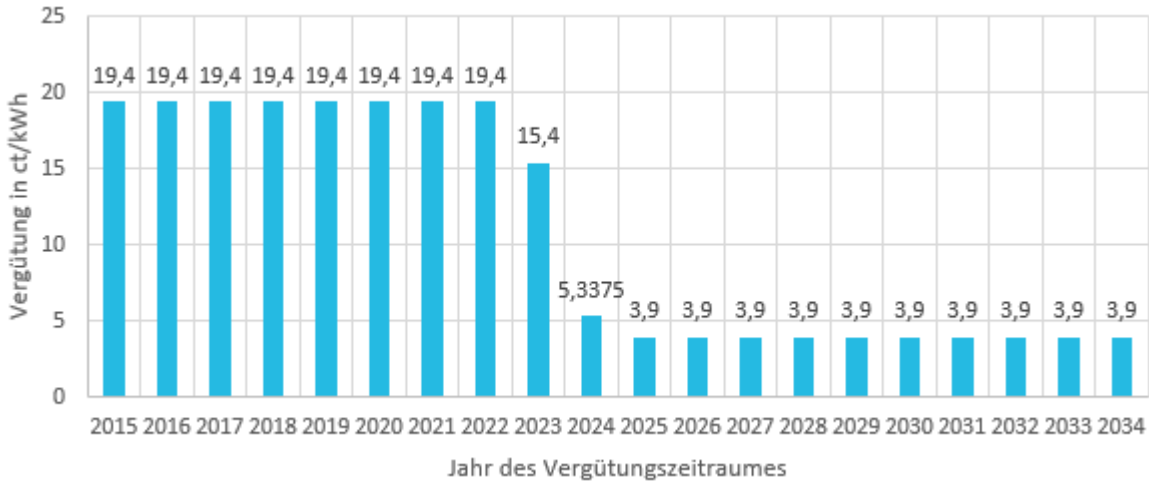


Abbildung 4.4: Beispielvergütung eines Windparks nach Stauchungsmodell

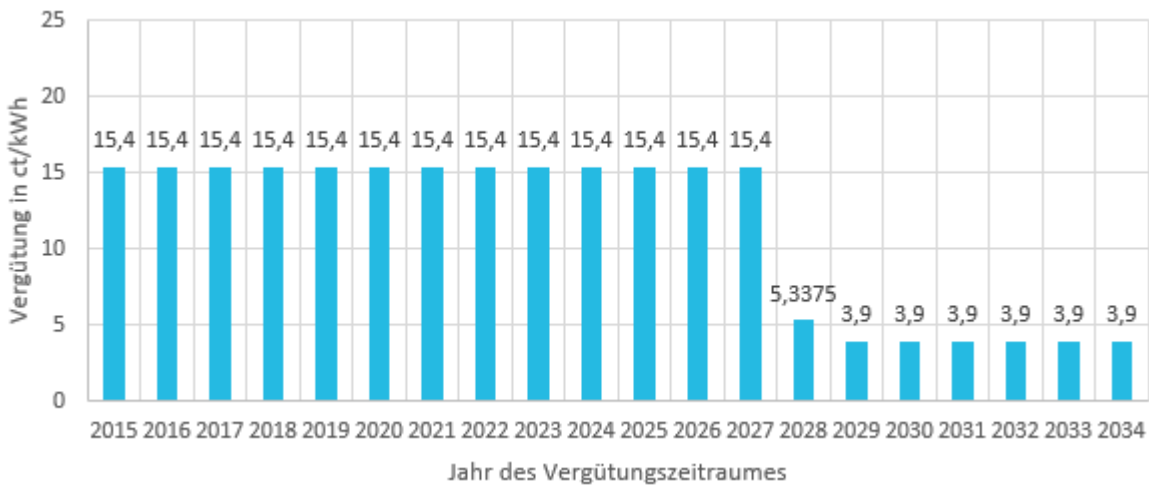


Abbildung 4.5: Beispielvergütung eines Windparks nach Basismodell

Des Weiteren wird ein Strompreismodell entwickelt, welches für Zeiträume mit geringer fester Vergütung oder sehr hohen Strompreisen über das Fördermodell gelegt wird. Hierzu werden im weiteren Projekt zunächst Literaturrecherchen zur Entwicklung des Strompreises durchgeführt. Mithilfe von Strompreiszeitreihen aus der Vergangenheit können typische Zeitreihen in 10-Minuten-Auflösung erstellt werden, die verwendet werden, um den erwarteten Preis am Strommarkt abzuschätzen.

4.1.5 Qualitative Bewertung von partiellem und vollständigem Repowering

Definitionen

Es sind unterschiedliche Definitionen für den Begriff Repowering in Bezug auf Windenergie in der Fachliteratur zu finden. Bei einer allgemeinen Definition des Repowering wird eine alte Windenergieanlage durch eine neue Windenergieanlage ersetzt, wobei das Ersetzen der Anlage implizit keine Erhöhung der Anlagenleistung bedeutet. Allerdings wurden „Repowering-Anlagen“ im heute veralteten Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2012) sowie beim Deutsche Städte- und Gemeindebund (DStGB 2012) - im Verhältnis mit der Leistungserhöhung (mindestens die zweifache Leistung der ersetzten Anlagen) in Zusammenhang gebracht. Ebenso gehen das Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) und die Fachagentur Windenergie an Land e.V. (FAWEAL 2021) bei einem Onshore-Repowering allgemein von einer Leistungserhöhung der Windenergieanlagen aus, wobei die Fachagentur Windenergie an Land e.V. (FAWEAL 2021) auf die Notwendigkeit eines Konsenses beim Begriffsverständnis für politische Handlung sowie auf die Differenzierung des Repowering je nach Kontext aufmerksam macht. Der Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE 2021) führte für Onshore-Anlagen eine Begriffsdifferenzierung ein, welche sich auf den Standort der repowered-Anlage bezieht. Die von Luengo und Kolios (2015) beschriebene Lebensdauerverlängerung ähnelt dem von Topham und McMillan (2017) beschriebenen partiellen Repowering (hier auch Modernisierung genannt). Eine klare Begriffsdifferenzierung des Repowerings bezüglich des verbundenen technischen Aufwands beim Ersatz der alten Windenergieanlage ist DNVGL-ST-0262 zu entnehmen. Angesichts des fehlenden Konsenses in der Literatur, der Praxis und der gesetzlichen Grundlagen bei der Begriffsdefinition des Repowering werden für die vorliegende Studie folgende grundlegende Definitionen für die Offshore-Windenergieanlagen eingeführt, wobei hier das Repowering als Oberbegriff zu verstehen ist:

- Repowering:
Das Ersetzen einer alten Windenergieanlage durch eine neue Windenergieanlage mit oder ohne Erhöhung der Turbinenleistung sowie mit oder ohne Positionsverlagerung.
- Vollständiges Repowering:
Kompletter Rückbau einer bestehenden Windenergieanlage (inklusive der Tragstruktur) für die Errichtung einer neuen Windenergieanlage.
- Partielles Repowering:
Partieller Rückbau einer bestehenden Windenergieanlage durch den Austausch obsoleter Schlüsselkomponenten der Turbine und mit der Möglichkeit der Wiederverwendung bestehender Trag- und Gründungsstruktur für die neue Anlage.
- Frühes Repowering:
Das Repowering einer alten Windenergieanlage innerhalb der ursprünglichen Genehmigungsdauer.

Im Bereich des Rückbaus (engl. Decommissioning) von OWEA werden folgende Ausführungsmöglichkeiten definiert:

- Vollständiger Rückbau:
Komplette Demontage aller Komponenten der Windenergieanlage inklusive Tragstruktur, Gründungselemente sowie parkinterner Verkabelung.

- **Partieller Rückbau:**
Demontage obsoleter bzw. ausgenutzter Komponenten der Windenergieanlage. Teile der OWEA, die unter Umständen nicht rückbaubar oder ggfs. noch verwendbar sind, wie z.B. Gründungen oder Gründungsteile, können vollständig oder partiell im Seeboden hinterlassen werden.

Stand der Technik und des Wissens

Im Vergleich zum Onshore-Repowering liegen heute kaum Erfahrungen im Bereich des Offshore-Repowering vor, da die ersten Nearshore-Windparks erst ab den 90ern für eine Lebensdauer von 20 bis 25 Jahren gebaut wurden. Large-scale Offshore-Windparks in der Nordsee wurden erst später ab dem Jahr 2002 errichtet (EG-OWFDP 2005). Entsprechend sind planerische sowie regulatorische Aspekte um das Repowering von OWEA für Entwickler und Zulassungsstellen praktisch Neuland. Das erste partielle Offshore-Repowering konnte Ende 2018 im Nearshore-Windpark „Bockstigen“ in einer Entfernung von 4 km von der Küste realisiert werden (Momentum Energy Group A/S 2018). Es wurden am Ende der geplanten 20-jährigen Betriebsdauer fünf Windturbinen, jeweils mit einer Nennleistung von 550 kW, durch fünf leistungsstärkere 660 kW-Windturbinen ersetzt. Da hierbei weitere Komponenten der WEA – wie Übertragungskabel, Türme und Gründungen (Monopiles) – wiedergenutzt werden konnten, handelte es sich hier tatsächlich um ein partielles Repowering eines Nearshore-Windparks. Weiterhin wurde das partielle Repowering von Offshore-Windparks in einer Studie von ORE Catapult (Spyroudi 2021) als die wirtschaftlichste Alternative für ein Nachnutzungsszenario gegenüber dem vollständigen Repowering, Rückbau und Life-time extension bewertet. Allerdings steigt allgemein die Komplexität des Offshore-Repowering mit zunehmender Anlagengröße, sowie Küstenentfernung und Wassertiefe, sodass beim vollständigen Repowering mit Leistungserhöhung mit größeren Tragstrukturen und daher aufwändigerer Transport- und Installationslogistik zu rechnen ist.

Ähnliche technische Herausforderungen stellt das partielle Repowering dar, da die Möglichkeiten der Wiederverwendung bestehender Tragstrukturen nach 25 Jahren durch erhöhte Materialausnutzung limitiert sind. Im BMWi-Forschungsvorhaben InGROW (FKZ 03EE3003) wurde auf die Entwicklung eines Gründungskonzepts für das Repowering einer Offshore-Windenergieanlage eingegangen. Innovative Konzepte zum Upgrading vorhandener Trag- und Gründungsstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen (z.B. (Abdelkader und El Naggat 2018), (Quiroz et al. 2021), (Denker et al. 2013), (Thomas 2016), (Bijkersma et al. 2020)), die beim partiellen Repowering Einsatz finden können, befinden sich noch in der Entwicklungsphase. Diese stellen zwar einzelne technische Lösungen für die Ertüchtigung obsoleter Monopile-Gründungen dar, haben aber noch nicht das Prototypstadium erreicht, sodass heute in diesem Bereich ein erheblicher Diversifizierungs- und Forschungsbedarf besteht.

Methodik

Der Stand der Technik und des Wissens zum Offshore-Repowering wird ergänzt. Die etablierten Tragstrukturkonzepte für OWEA werden in Bezug auf ihre technische Eignung für das Offshore-Repowering nach Ablauf der regulären Genehmigungsdauer im Sinne einer neuen Ausschreibung der Fläche analysiert. Hierbei wird auf strukturelle, konstruktionsspezifische als auch logistische Aspekte der Umsetzung sowie Ausschlusskriterien für ein partielles/vollständiges Repowering eingegangen. Die Identifikation kritischer Schnittstellen der Trag- und Gründungsstruktur dient der Auswahl eines geeigneten Tragstrukturkonzeptes für die qualitative Bewertung des partiellen

und vollständigen Repowering einer Offshore-Windenergieanlage. Nach der Definition einer Referenzsituation für den Vergleich werden die Bewertungskriterien sowie das Bewertungsverfahren ausgewählt und dem BSH zur Abstimmung vorgestellt. Beispielhafte Bewertungsverfahren, die noch zu prüfen sind, sind im Abschnitt 4.2.2 erwähnt. Die Bewertungskriterien ermöglichen die Beurteilung des verbundenen Aufwands hinsichtlich des Komplexitätsgrades der technischen Lösung, des Konstruktionsaufwands, diverser Aspekte der Umweltverträglichkeit, der Wartungs- und Reparaturanfälligkeit sowie logistischer Aspekte. Diese werden in Abhängigkeit der drei repräsentativen Anlagegrößenklassen (siehe Abschnitt 4.1.2) definiert, bewertet und tabellarisch zusammengefasst. Abbildung 4.6 zeigt den vorgeschlagenen Ablauf zur Bewertung des technischen Aufwands des Offshore-Repowering.

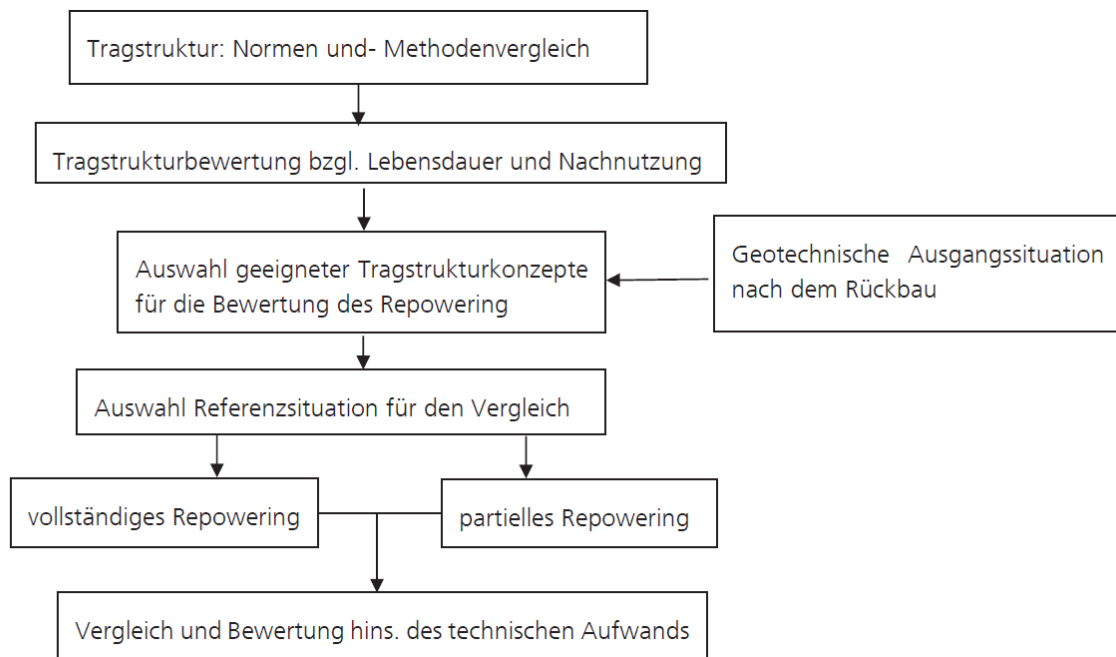


Abbildung 4.6: Ablauf zur Bewertung des technischen Aufwands des Offshore-Repowering

4.2 Teilarbeitspaket 3.2: Beurteilung von Rückbaukonzepten und Nachnutzungskonzepten

Im Bereich der Tragstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen kann, je nach Arbeitsphase und Art des Rückbaus, zwischen einem partiellen und einem vollständigen Rückbau unterschieden werden (s. Definitionen im Abschnitt 4.1.5). Hierbei ist das Hauptziel der Rückbauarbeiten die sichere und umweltfreundliche Demontage sowie den Transport von Bauteilen vom Offshore-Standort bis zum Hafen an Land für eine eventuelle Nachnutzung oder Recycling zu gewährleisten. Der partielle Rückbau setzt ein Nachnutzungskonzept für die hinterlassenen Strukturteile und elektrischen Komponenten (z.B. Seekabel) voraus, welches kompatibel mit der Meeresumwelt und den sicherheitsrelevanten Aspekten des Schiffverkehrs und der Fischerei sein soll. Da das Szenario eines partiellen Rückbaus bei einem partiellen Repowering zur Anwendung kommen kann, ist auch der Einfluss der Rückbautechnik auf die Bodeneigenschaften zu untersuchen. Bei den Rückbautechniken wird der Schwerpunkt auf mögliche lokale und räumliche Bodenstörungen u.a. Bodenauflockerung oder -verdichtung, Bodenverflüssigung oder hydraulischer Grundbruch gelegt.

4.2.1 Mindestanforderungen an die Rückbauarbeiten

Das BSH regelt in der BSH Standard Konstruktion (BSH 2021) den Rückbau der Offshore-Windenergieanlagen in der Deutschen AWZ nach dem Ablauf der Genehmigungszeit. Entsprechend gehören Rückbaukonzepte im Rahmen des Genehmigungsprozesses zu den einzureichenden Unterlagen für die 3. BSH-Freigabe und stellen während der Betriebsphase die Grundlagen für die detaillierte Rückbauplanung dar. So ist eine ausführliche Beschreibung des geplanten Rückbauvorgangs rechtzeitig vor dem Ablauf der Genehmigungsdauer als Rückbauhandbuch zu erstellen und zur Prüfung und Zustimmung bei dem BSH einzureichen. Nachdem die Rückbauarbeiten abgeschlossen sind, ist seitens BSH eine Rückbaufeststellung vorgeschrieben. Dadurch wird der tatsächliche Endzustand nach der Rückbauphase in einem Bestandsplan dokumentiert. Dieser stellt eine der Grundlagen zur Bewertung der Nachnutzung der Flächen dar.

Die Anforderungen und erforderlichen Nachweise für die Rückbauarbeiten sind im Teil B 2.6.3 der BSH Standard Konstruktion geregelt. Geotechnische Aspekte hinsichtlich des Rückbaus sind im Teil B 3.6 erläutert. Dort wird zur Durchführung der erforderlichen geotechnischen Nachweise auf DIN EN 1997 (EC 7) verwiesen, wobei die Art, der Umfang des Rückbaus der Gründungselemente sowie die erforderlichen geotechnischen Nachweise projektspezifisch festgelegt werden. Durch Fortschritte im Bereich der Offshore-Demontagetechnik können zudem innovative Rückbaumethoden und Geräte in Frage kommen, die zurzeit in den anerkannten Normenwerken nicht aufgenommen sind. Diese können jedoch nach entsprechender Prüfung mit Zustimmung des BSH eingesetzt werden (BSH 2021, Teil B 2.6.3). Bei dem Rückbau von Pfählen verlangt die BSH-Standard-Konstruktion (BSH 2021) den Nachweis der Rückbautiefe, welche als „Abstand der Oberkante eines rückgebauten Gründungselementes von der Geländeoberkante (Meeresboden)“ definiert wird. Typische Rückbautiefen der Gründungspfähle von Öl- und Gasplattformen können 2 bis 5 Meter betragen (DNV GL 2016)

Beim Rückbau von Offshore-Windenergieanlagen ist jedoch fallspezifisch zu prüfen, ob eine vollständige Entfernung der Gründung erforderlich ist (BSH 2020, Seite 41). Da sich heute signifikante Störungen im Boden durch das Rückbauverfahren nicht ausschließen lassen, erscheint es als sinnvoll, mögliche geotechnische Rückbaueffekte zu untersuchen und diese ggfs. bei der Rückbaufeststellung zu dokumentieren. Diese Informationen können anschließend für eine mögliche Bewertung der Flächennachnutzung hinzugezogen werden.

Die Genehmigungsdauer für eine Offshore-Windenergieanlage liegt in der Regel bei 25 Jahren, wobei das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG 2016) unter speziellen Voraussetzungen eine einmalige Verlängerung der Genehmigungsdauer um höchstens fünf Jahre ermöglicht, sofern die unmittelbare Nachnutzung der Windpark-Fläche kompatibel mit dem Flächenentwicklungsplan ist (vgl. §48 Abschn. 7, (WindSeeG 2016) Änderungen 16. Juli 2021). Hierfür ist vor dem Ablauf der genehmigten Betriebsdauer ein Nachweis über den Weiterbetrieb zu erbringen. Eine entsprechende Methodik zur Nachweisführung ist dem DNVGL-ST-0262 für On- und Offshore Windenergieanlagen zu entnehmen. Im Rahmen der durchzuführenden Studie werden die in Tabelle 4.12 aufgeführten Nachnutzungskonzepte für OWEA untersucht. Hierzu gehören: Betriebsdauerverlängerung, vollständiges Repowering und partielles Repowering, wobei es sich beim Repowering um ein Repowering nach endgültiger Genehmigungsdauer (ursprünglicher Genehmigungsdauer + Verlängerungszeit) handelt. Entsprechend wäre bei einem idealen

Repowering-Szenario eine neue Ausschreibung erforderlich. Ein frühes Repowering wird an dieser Stelle nicht untersucht.

Tabelle 4.12: Rückbau- und Nachnutzungskonzepte

Rückbaukonzepte		Nachnutzungskonzepte		
partiell	vollständig	Betriebsdauerverlängerung	Partielles Repowering	Vollständiges Repowering
		z.B: Genehmigungsdauer + 5 Jahre	Neue Ausschreibung des Windparks mit Erhöhung der Turbinenleistung	

4.2.2 Methodik

Anhand der Erkenntnisse aus der Literaturrecherche zu Nachnutzungskonzepten werden Bewertungskriterien in Abstimmung mit dem BSH definiert. Diese bilden die Grundlage für die weiteren Arbeiten und beeinflussen die anschließende Auswahl eines geeigneten mehrdimensionalen Bewertungsverfahrens. Hierbei sind methodenspezifische Gewichtungen ebenfalls mit dem BSH abzustimmen. Zurzeit wird die Eignung einer Methode der Effizienzanalyse wie z.B: TOPSIS-Methode (Hwang und Yoon 1981), der Nutzwertanalyse (NWA) sowie die Methode der technisch-wirtschaftlichen Bewertung (Kesselring 1951) geprüft. Bei der Bewertung werden die Alternativen miteinander verglichen, um eine Eignungsordnung zu identifizieren.

4.2.3 Stand des Wissens und der Technik

Erste Erfahrungen im Bereich des Rückbaus von Offshore-Windparks wurden durch die Außerbetriebnahme der „Yttre Stengrund Offshore Wind Farm“ in 2015 (Vattenfall 2016) und der „Vindeby Offshore Wind Farm“ in 2017 (Ørsted 2017) gesammelt. Letzterer wurde nach einer Betriebsdauer von 25 Jahren zurückgebaut. Aufgrund der geringen Entfernung des Windparks zur Küste (ca. 1,5 bis 3 km) war die eingesetzte Logistik für den Rückbau der Schwergewichtsfundamente überschaubar. Die Betonfundamente wurden vor Ort mithilfe von Abrissgeräten abgebrochen und stückweise zur Küste gebracht. Hinzmann et al. (2019) führen Möglichkeiten und Grenzen diverser Rückbautechniken für Offshore-Pfähle auf. Im Rahmen des BMWi-Vorhaben DeComp ('Großmaßstäbliche Untersuchungen technischer Lösungen zum Rückbau von Gründungspfählen von Offshore-Windenergieanlagen' – Synonym DeCommissionierung von MonoPiles, FKZ 03224316) führte das Institut für Geomechanik und Geotechnik der Technischen Universität Braunschweig (IGG-TUBS) Modellversuche zur technischen Umsetzung relevanter Rückbautechniken für Offshore-Pfähle durch. Die wesentlichen Ergebnisse der experimentellen Kampagne sind den Veröffentlichungen von Hinzmann et al. (08032020;) und Lehn et al. (08032020) zu entnehmen. Im niederländischen F&E-Projekt HyPE-ST (Hydraulic pile extraction scale tests for testing the removal of piles from the soil at the end of their operational life) wurde die technische Machbarkeit der Methode des hydraulischen Herausziehens von Pfählen anhand experimenteller Modellversuche im mittleren Maßstab demonstriert. Die Projektergebnisse sind im Projektschlussbericht (Coronel 2020) zusammengefasst.

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurden aus der Literatur die wesentlichen einzusetzenden Rückbautechniken für etablierte OWEA-Gründungssysteme (Pfahlgründung, Schwergewichtsfundament und Suction Buckets) identifiziert. Diese sind der Tabelle 4.13 zu

entnehmen. Dabei ist für die Ausführung der aufgelisteten Rückbautechniken der Einsatz eines Schiffkrans für den Rückbau der Gründung praktisch unabdingbar.

Tabelle 4.13: Darstellung relevanter Rückbautechniken für OWEA-Gründungen

Rückbauart	Rückbautechnik (in Kombination mit Kraneinsatz)	Pfähle	Schwergewichtsfundament	Suction Buckets (Multipods)
Vollständiger Rückbau	Reine Zugkraft (Kraneinsatz)	-	X	-
	Vibration	X	-	-
	Hydraulisches/Pneumatisches Herausziehen (Überdruck im Rohrinne)	X	-	X
	Innerer Bodenaushub für hydraulischen Grundbruch	X	-	-
	Tiefere Spülung mit Spüllanzen	X	-	X
	Einsatz von Auftriebskörpern	X	X	X
	Unterwasser mechanisches Jacking	X	X	-
	Hydr. Jacking mit Hochdruckwasserdüsen	-	X	-
	In-Situ-Abbruch	-	X	-
Partieller Rückbau	Schneiden über der Geländeoberkante	X	X	-
	Ausbaggern und Außenschneiden unter der Geländeoberkante	X	-	X
	Ausbaggern und Innenschneiden unter der Geländeoberkante	X	-	-

X: realisierbar bis geeignet. - ungeeignet bis nicht realisierbar

4.2.4 Geotechnische und geologische Ausgangssituation nach dem Rückbau

Nach dem Rückbau der Trag- und Gründungsstrukturen kann bei einem Nachnutzungsszenario von einem gestörten Bodenzustand im Bereich des ehemaligen Anlagenstandortes ausgegangen werden. Die Bodenstörungen können sowohl durch das Abstützen der Hubbeine der Errichter-Schiffe während der Betriebs- und Rückbauphase als auch durch Auswirkungen der Rückbauarbeiten entstehen. Dabei ist Art und Umfang der anzunehmenden Bodenstörung von Bodenart und Rückbaumethode abhängig. Sandige Böden sind hier weniger anfällig als bindige und gemischte Böden. Da zurzeit kaum Erfahrungen im Bereich des Rückbaus von Gründungen für OWEA vorliegen, ist bei einem partiellen Rückbau der Einfluss hinterlassener Gründungselemente und parkinterner Verkabelung auf die Meeresumwelt sowie die Sicherheit des Seeschiffverkehrs und der Fischerei zu beurteilen. Dies soll in den kommenden Arbeitsphasen anhand geotechnischer Analysen und einer Literaturrecherche erfolgen.

4.3 Teilarbeitspaket 3.3: Prüfung von Netzanbindungssystemen im Verantwortungsbereich der Übertragungsnetzbetreiber in Nord- und Ostsee

Ziel des Teilarbeitspaketes 3.3 ist die Beurteilung einer möglichen Nachnutzung der elektrischen Netzanbindungssysteme. Dazu wird in einem ersten Schritt die Auslegungs-Lebensdauer von elektrischen Komponenten, welche in den aktuellen Netzanbindungssystemen verbaut sind, bestimmt. Dafür werden die bestehenden Netzanbindungssysteme in ihre elektrischen Komponenten zerlegt und die Hauptkomponenten sowie kritische elektrische Nebenkomponten identifiziert. Darauf aufbauend werden für diese Komponenten technische Informationen und Investitionskosten recherchiert, welche für die Lebensdauerabschätzung benötigt werden. Informationen, die nicht aus öffentlichen Quellen bezogen werden können, sollen über Stakeholder Interviews erarbeitet werden. Auf Basis der gesammelten Informationen erfolgt anschließend die Auslegungs-Lebensdauerabschätzung der Komponenten.

In einem zweiten Schritt wird die mögliche Nachnutzung der elektrischen Komponenten einer Neuanschaffung und Installation gegenübergestellt. Dazu wird aus der vorangegangenen Auslegungs-Lebensdauer-Abschätzung die mögliche Nachnutzung der Komponenten abgeleitet und sich ergebende Einsparungen aufgezeigt. Auch die Auswirkungen auf den Platzbedarf und die Tragstrukturen von Umrichterplattformen, wie beispielsweise durch ein Upgrade des Transformators, werden benannt. Des Weiteren werden die Auswirkungen auf die aktuellen Kabeltrassen abgeschätzt. Abschließend wird die volkswirtschaftliche Sinnhaftigkeit einer Nachnutzung qualitativ bewertet. Dafür werden die zu vergleichenden Alternativen in Form von Szenarien definiert und Bewertungskriterien, welche sowohl von quantitativer als auch qualitativer Natur sein können, festgelegt. Die Bewertung der Szenarien in Bezug auf die definierten Kriterien erfolgt basierend auf vorliegenden Informationen sowie auf den Stakeholder Interviews. Zudem können verschiedene Gewichtungen der Bewertungskriterien, die in den Stakeholder Interviews genannt und mit dem BSH abgestimmt werden, in die finale Auswertung und den Vergleich der alternativen Szenarien einfließen. Eine geeignete Methode für diese Vorgehensweise wurde bereits kurz dem BSH vorgestellt, wird jedoch noch im Detail mit dem BSH abgesprochen.

In einem dritten Schritt wird die Zusammenfassung von bestehenden kleinflächigen Windparks anhand von fünf Szenarien untersucht. Das Vorgehen und die Arbeitsmethodik für diesen Arbeitsschritt ist innerhalb des Berichtszeitraums noch nicht final abgestimmt.

5 Symbole und Abkürzungen

AC	Alternating Current
AP	Arbeitspaket
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
CAPEX	Investitionskosten (Capital Expenditure)
CSC	Current Source Converter
CTV	Crew-Transfer-Vessel
D	Rotordurchmesser
DC	Direct Current
DEL	Damage Equivalent Load
DFF	Design Fatigue Faktor
DNV	Det Norske Veritas
EC	Eurocodes
ESB	Ersatzschaltbild
FEP	Flächenentwicklungsplan
Flappy	Farm Layout Program in Python
GIS	Gasisolierte Schaltanlagen
GL	Germanischer Lloyd
HDÜ	Hochspannungs-Drehstrom-Übertragung
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Nabenhöhe (Hub Height)
HVDC	High Voltage Direct Current
IGBT	Insulated-Gate Bipolar Transistor
IGG-TUBS	Institut für Geomechanik und Geotechnik der Technischen Universität Braunschweig
IWES	Institut für Windenergiesysteme
JUV	Jack-up-Vessel
LCC	Line Commuted Converter
MI	Masseimprägniert
MMC	Modular Multilevel Converter
MW	Mega-Watt
NWA	Nutzwertanalyse
O&M	Betrieb und Instandhaltung (Operation & Maintenance)
OPEX	Betriebs- und Instandhaltungskosten (Operational Expenditure)

Symbole und Abkürzungen

OSS	Offshore Substation
OWEA	Offshore-Windenergieanlage
OWP	Offshore-Windpark
PPL	Papier-Polypropylen-laminiert
ROP	Raumentwicklungsplan
RUL	Verbleibende Lebensdauer (Remaining Useful Life)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SOV	Service-Offshore-Vessel
SVC	Static VAR Compensator (Blindleistungskompensation)
VPE	Vernetztes Polyethylen
VSC	Voltage Source Converter
WEA	Windenergieanlage
XLPE	Cross-linked Polyethylene

Literaturverzeichnis

- Abdelkader, Ahmed; El Naggar, M. Hesham (2018): Hybrid Foundation System for Offshore Wind Turbine. In: *Geotech Geol Eng* 36 (5), S. 2921–2937. DOI: 10.1007/s10706-018-0513-z.
- Abkar, Mahdi; Porté-Agel, Fernando (2013): The influence of static stability of the free atmosphere on the power extracted by a very large wind farm. In: Proc. ICOWES2013.
- Agora Energiewende (2020): Making the Most of Offshore Wind. Re-Evaluating the Potential of Offshore Wind in the German North Sea. 1.2. Aufl. Berlin. Online verfügbar unter https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2019/Offshore_Potentials/176_A-EW_A-VW_Offshore-Potentials_Publication_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 02.11.2021.
- Ayers, Katherine; Danilovic, Nemanja; Ouimet, Ryan; Carmo, Marcelo; Pivovar, Bryan; Bornstein, Marius (2019): Perspectives on Low-Temperature Electrolysis and Potential for Renewable Hydrogen at Scale. In: *Annual review of chemical and biomolecular engineering* 10, S. 219–239. DOI: 10.1146/annurev-chembioeng-060718-030241.
- Bahrman, Michael P.; Johnson, Brian K. (2007): The ABCs of HVDC transmission technologies. An overview of high voltage direct current systems and applications. In: *IEEE power & energy magazine*.
- Barla, Shashi (2021): Global wind turbine technology trends 2021. Market Report. Wood Mackenzie, 29.03.2021.
- Bartelt, Roman (2013): Contributions to simulation and control of converter-dominated grid systems with focus on MMC-based HVDC systems. Dissertation: Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Ruhr-Universität Bochum.
- Bijkersma, Niels; Schiller, Christian; Obermeyer, Sebastian (2020): MONOPILE FOUNDATION.
- Bleeg, James; Purcell, Mark; Ruisi, Renzo; Traiger, Elizabeth (2018): Wind Farm Blockage and the Consequences of Neglecting Its Impact on Energy Production. In: *Energies* 11 (6), S. 1609. DOI: 10.3390/en11061609.
- BSH (2020): Flächenentwicklungsplan 2020 für die deutsche Nord- und Ostsee. FEP.
- BSH (2021): Standard Konstruktion Mindestanforderungen an die konstruktive Ausführung von Offshore-Bauwerken in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). BSH. Online verfügbar unter https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/_Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen-Aktualisierung-01-06-21.pdf?__blob=publicationFile&v=9, zuletzt geprüft am 08.11.2021.
- Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2021): Verwaltungsgebiete 1:250 000 (Ebenen), Stand 01.01. (VG250 01.01.). Online verfügbar unter <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/verwaltungsgebiete-1-250-000-ebenen-stand-01-01-vg250-ebenen-01-01.html>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.
- Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (2021): GeoSeaPortal. Online verfügbar unter <https://www.geoseaportal.de/mapapps/?lang=de>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.
- Bundesnetzagentur (2021): Marktstammdatenregister. Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

BVG Associates (2019): Wind farm costs. Hg. v. BVG Associates - ORE Catapult. Online. Online verfügbar unter <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Cañadillas, Beatriz; Foreman, Richard; Barth, Volker; Siedersleben, Simon; Lampert, Astrid; Platis, Andreas et al. (2020): Offshore wind farm wake recovery: Airborne measurements and its representation in engineering models. In: *Wind Energy* 23 (5), S. 1249–1265. DOI: 10.1002/we.2484.

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), S. 1107–1119. DOI: 10.1002/we.1887.

Centurelli, G.; Vollmer, L.; Schmidt, J.; Dörenkämper, M.; Schröder, M.; Lukassen, L. J.; Peinke, J. (2021): Evaluating Global Blockage engineering parametrizations with LES. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 1934 (1), S. 12021. DOI: 10.1088/1742-6596/1934/1/012021.

Chen, George; Hao, Miao; Xu, Zhiqiang; Vaughan, Alun; Cao, Junzheng; Wang, Haitian (2015): Review of high voltage direct current cables. In: *CSEE Power and Energy Syst.* 1 (2), S. 9–21. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2015.00015.

Coronel, Maria (Hg.) (2020): HyPE-ST - Public report. Hydraulic pile extraction scale tests for testing the removal of piles from the soil at the end of their operational life. Online verfügbar unter <https://grow-offshorewind.nl/project/hype-st>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Dakic, Jovana; Cheah-Mane, Marc; Gomis-Bellmunt, Oriol; Prieto-Araujo, Eduardo (2021): HVAC Transmission System for Offshore Wind Power Plants Including Mid-Cable Reactive Power Compensation: Optimal Design and Comparison to VSC-HVDC Transmission. In: *IEEE Trans. Power Delivery* 36 (5), S. 2814–2824. DOI: 10.1109/TPWRD.2020.3027356.

Dambeck, Hans; Wending, Paul (2020): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung der Wasserstoffherzeugung aus Offshore-Windstrom. Auswertungen im Rahmen des AP 5 im Projekt „Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP“. Kurzbericht. Prognos AG; BET GmbH.

Denker, A.; Genge, N.; Josat, O.; Bruns, C.; Hojda, R. (2013): FOUNDATION STRUCTURE OF AN OFFSHORE PLANT, IN PARTICULAR AN OFFSHORE WIND TURBINE, WHICH FOUNDATION STRUCTURE IS TO BE INSTALLED AT A LOW NOISE LEVEL, AND INSTALLATION METHOD THEREFOR.

Veröffentlichungsnr: WO 2013/113873.

IEC 61400-3, 2019: Design requirements for offshore wind turbines.

Deutsche WindGuard GmbH (Hg.) (2018): Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland. 2017. Online verfügbar unter

http://windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Status%20des%20Offshore-

[Windenergieausbaus%20in%20Deutschland%2C%20Gesamtjahr%202017.pdf](http://windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2018/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus%20in%20Deutschland%2C%20Gesamtjahr%202017.pdf), zuletzt geprüft am 05.11.2021.

DNV GL (2016): Assessment of Offshore Wind Farm Decommissioning Requirements. Ontario Ministry of the Environment and Climate Change. Online verfügbar unter

https://files.ontario.ca/assessment_of_offshore_wind_farm_decommissioning_requirements.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Donlon, Craig J.; Martin, Matthew; Stark, John; Roberts-Jones, Jonah; Fiedler, Emma; Wimmer, Werenfrid (2012): The Operational Sea Surface Temperature and Sea Ice Analysis (OSTIA) system. In: *Remote Sensing of Environment* 116, S. 140–158. DOI: 10.1016/j.rse.2010.10.017.

Dörenkämper, M.; Stoevesandt, B.; Heinemann, D. (2017): Derivation of an offshore wind index for the German bight from high-resolution mesoscale simulation data. 13th German Wind Energy Conference (DEWEK). Bremen, 17.10.2017.

Dörenkämper, Martin; Olsen, Bjarke T.; Witha, Björn; Hahmann, Andrea N.; Davis, Neil N.; Barcons, Jordi et al. (2020): The Making of the New European Wind Atlas – Part 2: Production and evaluation. In: *Geoscientific Model Development* 13 (10), S. 5079–5102. DOI: 10.5194/gmd-13-5079-2020.

Dörenkämper, Martin; Optis, Michael; Monahan, Adam; Steinfeld, Gerald (2015): On the Offshore advection of Boundary-Layer Structures and the Influence on Offshore Wind Conditions. In: *Boundary-Layer Meteorol* 155 (3), S. 459–482. DOI: 10.1007/s10546-015-0008-x.

Dresp, Sören; Ngo Thanh, Trung; Klingenhof, Malte; Brückner, Sven; Hauke, Philipp; Strasser, Peter (2020): Efficient direct seawater electrolyzers using selective alkaline NiFe-LDH as OER catalyst in asymmetric electrolyte feeds. In: *Energy Environ. Sci.* 13 (6), S. 1725–1729. DOI: 10.1039/D0EE01125H.

EG-OWFDP (2005): Review Report 2005 The Danish Offshore Wind Farm Demonstration Project: Horns Rev and Nysted Offshore Wind Farms. Environmental impact assessment and monitoring.

EnBW: Meilenstein bei Deutschlands erstem förderfreien Offshore-Windpark: EnBW setzt auf 15 Megawatt starke Turbinen von Vestas. Stefanie Klumpp. Online verfügbar unter <https://www.enbw.com/unternehmen/presse/enbw-plant-mit-vestas-windkraftanlagen.html>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

ENTSO-E (Hg.) (2019): Technologies for Transmission System.

EU (Hg.) (2020): A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. European Commission. Brussels.

DIN EN 1993-1-9 (EC3), 2010: Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten-Teil 1-9: Ermüdung.

DIN EN 1997 (EC 7): Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik.

Evan Gaertner; Jennifer Rinker; Latha Sethuraman; Frederik Zahle; Benjamin Anderson; Garrett Barter et al. (2020): Definition of the IEA 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine. International Energy Agency. Online verfügbar unter <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/75698.pdf>.

Falkenberg, Hanno; Koepp, Marcus; Krampe, Leonard; Wendring, Paul; Patzack, Sören; Svoboda, Petr et al. (2020): Unterstützung zur Aufstellung und Fortschreibung des FEP. Zukünftige Rahmenbedingungen für die Auslegung von Offshore-Windparks und deren Netzanbindungssystemen. Endbericht. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH).

DNV-RP-C203, 2010: Fatigue Design of Offshore Steel Structures.

Fischereit, Jana; Brown, Roy; Larsén, Xiaoli Guo; Badger, Jake; Hawkes, Graham (2021): Review of Mesoscale Wind-Farm Parametrizations and Their Applications. In: *Boundary-Layer Meteorol.* DOI: 10.1007/s10546-021-00652-y.

- Fitch, Anna C.; Olson, Joseph B.; Lundquist, Julie K.; Dudhia, Jimmy; Gupta, Alok K.; Michalakes, John; Barstad, Idar (2012): Local and Mesoscale Impacts of Wind Farms as Parameterized in a Mesoscale NWP Model. In: *Monthly Weather Review* 140 (9), S. 3017–3038. DOI: 10.1175/MWR-D-11-00352.1.
- Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (Hg.) (2018): Jahresbericht 2016/2017. Online verfügbar unter https://www.ives.fraunhofer.de/content/dam/windenergie/de/documents/IWES_JaBe2017_HQ.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- GE Renewable Energy (Hg.) (2021): Haliade-X offshore wind turbine. Online verfügbar unter <https://www.ge.com/renewableenergy/wind-energy/offshore-wind/haliade-x-offshore-turbine>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- WindSeeG 2016 (2016): Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (Windenergie-auf-See-Gesetz). Online verfügbar unter <https://www.gesetze-im-internet.de/windseeg/WindSeeG.pdf>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.
- Gottschall, Julia; Dörenkämper, Martin (2021): Understanding and mitigating the impact of data gaps on offshore wind resource estimates. In: *Wind Energ. Sci.* 6 (2), S. 505–520. DOI: 10.5194/wes-6-505-2021.
- Gustafsson, Anders; Markus, Saltzer; Andreas, Farkas; Hossein, Ghorbani; Tobias, Quist; Marc, Jeroense: The new 525 kV extruded HVDC cable system. World's most powerful extruded cable system.
- GWEC (Hg.) (2021): Global offshore wind report 2021. Brussels. Online verfügbar unter <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2021/>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.
- 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), S. 1999–2049. DOI: 10.1002/qj.3803.
- Hinzmann, Nils; Gattermann, Jörg; Lehn, Patrick (08032020): Large-Scale Tests With Hydraulic and Pneumatic Overpressure for Monopile Decommissioning of Offshore Wind Turbines. In: Volume 10: Offshore Geotechnics. ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Virtual, Online, 03.08.2020 - 07.08.2020: American Society of Mechanical Engineers.
- Hinzmann, Nils; Lehn, Patrick; Gattermann, Jörg: Large-Scale Model Investigation for Monopile Decommissioning of Offshore Wind Turbines: Overpressure and Vibratory Pile. In: ASME 2021 3rd International Offshore 2021.
- Hinzmann, Nils; Stein, Philipp; Gattermann, Jörg; Stahlmann, J. (2019): DeCoMP Großmaßstäbliche Untersuchungen technischer Lösungen zum Rückbau von Gründungspfählen von Offshore-Windenergieanlagen. In: Nils Hinzmann, Philipp Stein und Joachim Stahlmann (Hg.): Pfahl-Symposium 2019. Fachseminar: 21./22. Februar 2019, Bd. 107. Braunschweig: Institut für Grundbau und Bodenmechanik Technische Universität Braunschweig (Mitteilung des Instituts für Grundbau und Bodenmechanik, Technische Universität Braunschweig, Heft Nr. 107), S. 469–485.
- Huhn, Matthias L.; Popko, Wojciech (2020): Best practice for verification of wind turbine numerical models. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 1618, S. 52026. DOI: 10.1088/1742-6596/1618/5/052026.

Hwang, Ching-Lai; Yoon, Kwangsun (Hg.) (1981): Multiple Attribute Decision Making. Methods and Applications A State-of-the-Art Survey. Berlin, Heidelberg: Springer (Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, 186).

Informationsportal Erneuerbare Energien (2021): EEG-Vergütung und Kapazitätszuweisung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. o.O. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Finanzierung/EEG-Verguetung/eeg-verguetung.html>, zuletzt geprüft am 02.11.2021.

Joint ENTSO-E and EUROPACABLE paper (Hg.) (2019): Recommendations to improve HVDC cable systems reliability.

Jonkman, B. J. (2009): TurbSim User's Guide: Version 1.50. Hg. v. NREL. NREL.

Jonkman, J.; Butterfield, S.; Musial, W.; Scott, G. (2009): Definition of a 5-MW Reference Wind Turbine for Offshore System Development. Technical Report NREL/TP-500-38060. February 2009. National Renewable Energy Laboratory. Golden, Colorado.

Kesselring, F. (1951): Bewertung von Konstruktionen. Bewertung von Konstruktionen : Ein Mittel zur Steuerung der Konstruktionsarbeit: Deutscher Ingenieur-Verlag, Düsseldorf. Online verfügbar unter <https://portal.dnb.de/bookviewer/view/1024290131#page/n1/mode/1up>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Koldby, Erik; Hyttinen, Mats (2009): Challenges on the road to an offshore HVDC grid. In: *Nordic Wind Power Conference* (19).

Kraglund, Mikkel Rykær; Carmo, Marcelo; Schiller, Günter; Ansar, Syed Asif; Aili, David; Christensen, Erik; Jensen, Jens Oluf (2019): Ion-solvating membranes as a new approach towards high rate alkaline electrolyzers. In: *Energy Environ. Sci.* 12 (11), S. 3313–3318. DOI: 10.1039/C9EE00832B.

Kühn, Martin; Schneemann, Jörg (2017): Analyse der Abschattungsverluste und Nachlauf-turbulenzcharakteristika großer Offshore-Windparks durch Vergleich von "alpha ventus" und "Riffgat" ("GW Wakes") : Abschlussbericht des Verbund-Forschungsprojekts : Laufzeit: 01.08.2011-30.09.2016 ; RAVE, Research at Alpha Ventus, eine Forschungsinitiative des Bundesumweltministeriums - Teilprojekt A durchgeführt im Rahmen von RAVE. Unter Mitarbeit von TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover, Technische Informationsbibliothek (TIB) und ForWind - Zentrum für Windenergieforschung.

Larsén, Xiaoli G.; Fischereit, Jana (2021): A case study of wind farm effects using two wake parameterizations in the Weather Research and Forecasting (WRF) model (V3.7.1) in the presence of low-level jets. In: *Geosci. Model Dev.* 14 (6), S. 3141–3158. DOI: 10.5194/gmd-14-3141-2021.

Lehn, Patrick; Hinzmann, Nils; Gattermann, Jörg (08032020): New Approach for Offshore Pile Decommissioning With Hydraulic Presses and Floating Panels. 2020. In: Volume 10: Offshore Geotechnics. ASME 2020 39th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering. Virtual, Online, 03.08.2020 - 07.08.2020: American Society of Mechanical Engineers.

Leimeister, Mareike; Thomas, Philipp (2017): The OneWind Modelica Library for Floating Offshore Wind Turbine Simulations with Flexible Structures. In: Jiří Kofránek und Francesco Casella (Hg.): Proceedings of the 12th International Modelica Conference. International Modelica Conference. Linköping: Modelica Association; Linköping University Electronic Press (No 132), S. 633–642.

Leite, Gustavo de Novaes Pires; Araújo, Alex Maurício; Rosas, Pedro André Carvalho (2018): Prognostic techniques applied to maintenance of wind turbines: a concise and specific review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, S. 1917–1925. DOI: 10.1016/j.rser.2017.06.002.

DNVGL-ST-0262, 2016: Lifetime Extension of Wind Turbines. Online verfügbar unter <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2016-03/DNVGL-ST-0262.pdf>.

Lundberg, P.; Callavik, M.; Bahrman, M.; Sandeberg, P. (2012): Platforms for Change: High-Voltage DC Converters and Cable Technologies for Offshore Renewable Integration and DC Grid Expansions. In: *IEEE Power and Energy Mag.* 10 (6), S. 30–38. DOI: 10.1109/MPE.2012.2212651.

Lundquist, J. K.; DuVivier, K. K.; Kaffine, D.; Tomaszewski, J. M. (2019): Costs and consequences of wind turbine wake effects arising from uncoordinated wind energy development. In: *Nat Energy* 4 (1), S. 26–34. DOI: 10.1038/s41560-018-0281-2.

MingYang Smart Energy (Hg.) (2021): Hybrid Drives The World. MySE 16.0-242 offshore wind turbine. Online verfügbar unter <http://www.myse.com.cn/en/jtxw/info.aspx?itemid=825>, zuletzt aktualisiert am 20.08.2021, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Momentum Energy Group A/S (2018): Offshore repowering in Bockstigen, Gotland. Online verfügbar unter <https://momentum-gruppen.com/de/case/bockstigen-offshore-repowering/>, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

Nanou, S. I.; Papathanassiou, S. A.; Papadopoulos, M. P. (2014): HV Transmission Technologies for the Interconnection of Aegean Sea Islands and Offshore Wind Farms. In: *IET*, 41 (6 pp.)–41 (6 pp.). DOI: 10.1049/cp.2014.1674.

National Grid plc (Hg.) (2013): High Voltage Direct Current Electricity – technical information.

Nygaard, Nicolai Gayle; Steen, Søren Trads; Poulsen, Lina; Pedersen, Jesper Grønnegaard (2020): Modelling cluster wakes and wind farm blockage. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 1618 (6), S. 62072. DOI: 10.1088/1742-6596/1618/6/062072.

Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd R. (2011): Elektrische Kraftwerke und Netze. Mit 140 Tabellen. 7. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer. Online verfügbar unter <http://swbplus.bsz-bw.de/bsz351230807cov.htm>.

Olauson, Jon (2018): ERA5: The new champion of wind power modelling? In: *Renewable Energy* 126, S. 322–331. DOI: 10.1016/j.renene.2018.03.056.

Oni, Oluwafemi E.; Davidson, Innocent E.; Mbangula, Kamati N. I. (2016): A review of LCC-HVDC and VSC-HVDC technologies and applications. 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). IEEE, 2016.

Ørsted (2017): World's first offshore wind farm now dismantled. Online verfügbar unter <https://orsted.com/en/media/newsroom/news/2017/09/the-worlds-first-offshore-wind-farm-is-retiring>, zuletzt geprüft am 28.10.2021.

Popko, W.; Thomas, P.; Sevinc, A.; Rosemeier, M.; Bätge, M.; Braun, R. et al. (2018): IWES Wind Turbine IWT-7.5-164. Rev 4. Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme. Bremerhaven.

Popko, Wojciech; Aghaei, Ali; Schümann, Björn; Smolka, Ursula; Tautz-Weinert, Jannis; Wihlfahrt, Urs et al. (2021): SeaLOWT - Impact of Sea Ice Loads on Global Dynamics of Offshore Wind Turbines. Schlussbericht. Unter Mitarbeit von Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES), Ramboll

Deutschland GmbH, Technische Universität Hamburg. Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme. Bremerhaven. Online verfügbar unter <https://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1759787140/SeaLOWT-Impact-of-Sea-Ice-Loads-on-Global-Dynamics>.

Prismian Group (2018): Extruded Cables for HVDC Power Transmission.

Quiroz, Tulio; Foglia, Aligi; Collmann, Mareike (2021): METHOD FOR PRODUCING A FOUNDATION SYSTEM FOR AN OFFSHORE WIND TURBINE. Veröffentlichungsnr: WO 2021/038093. Prioritätsdaten: 10 2019 213 165.4 30.08.2019 DE.

recharge (Hg.) (2021): Orsted scopes gargantuan 27MW wind turbines into Swedish offshore project. Online verfügbar unter <https://www.rechargenews.com/wind/orsted-scopes-gargantuan-27mw-wind-turbines-into-swedish-offshore-project/2-1-1075122>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

renews.biz (Hg.) (2021a): Goldwind unveils 12MW offshore turbine. New machine is part of a new generation of medium-speed permanent magnet smart units. Online verfügbar unter <https://renews.biz/73301/goldwind-unveils-12mw-offshore-turbine/>, zuletzt aktualisiert am 01.11.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

renews.biz (Hg.) (2021b): Siemens Gamesa confirms 3.6GW Norfolk order. German-Spanish manufacturer reveals larger rotor 15MW unit as losses widen. Online verfügbar unter <https://renews.biz/73449/siemens-gamesa-confirms-36gw-norfolk-order/>, zuletzt aktualisiert am 05.11.2021, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Riechert, Uwe; Callavik, Magnus; Salzer, Markus; Bergelin, Pehr (2016): Compact High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems. Stuttgart High Voltage Symposium, 2016.

Rohrig, K.; Berkhout, V.; Callies, D.; Durstewitz, M.; Faulstich, S.; Hahn, B. et al. (2019): Powering the 21st century by wind energy—Options, facts, figures. In: *Applied Physics Reviews* 6 (3), S. 31303. DOI: 10.1063/1.5089877.

Schmidt, Jonas; Requate, Niklas; Vollmer, Lukas (2021): Wind Farm Yield and Lifetime Optimization by Smart Steering of Wakes. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 1934 (1), S. 12020. DOI: 10.1088/1742-6596/1934/1/012020.

Sellick, R. L.; Åkerberg, Markus (2012): Comparison of HVDC Light (VSC) and HVDC Classic (LCC) site aspects, for a 500MW 400kV HVDC transmission scheme. 10th IET international conference on AC and DC power transmission (ACDC 2012). IET, 2012.

Siedersleben, Simon K.; Platis, Andreas; Lundquist, Julie K.; Lampert, Astrid; Bärfuss, Konrad; Cañadillas, Beatriz et al. (2018): Evaluation of a wind farm parametrization for mesoscale atmospheric flow models with aircraft measurements. In: *Meteorologische Zeitschrift (Berlin)* 27 (NREL/JA-5000-73670).

Siemens Gamesa Renewable Energy (Hg.) (2021): Products and Services. Offshore. Online verfügbar unter <https://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Skamarock, William C.; Klemp, Joseph B.; Dudhia, Jimy; Gill, David O.; Liu, Zhiqian; Berner, Judith et al. (2019): A Description of the Advanced Research WRF Model Version 4.

Smolinka, Tom; Wiebe, Nikolai; Sterchele, Philip; Palzer, Andreas; Lehner, Franz; Malte, Jansen et al. (2018): Studie IndWEDe Industrialisierung der Wasser-elektrolyse in -Deutschland:

-Chancen und -Herausforderungen für nachhaltigen Wasserstoff für Verkehr, Strom und -Wärme. NOW GmbH.

Spyroudi, Angeliki (2021): End-of-life planning in offshore wind. Offshore Renewable Energy (ORE) Catapult. Online verfügbar unter https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/04/End-of-Life-decision-planning-in-offshore-wind_FINAL_AS-1.pdf, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Stori, Val (2021): Offshore Wind to Green Hydrogen. Insights from Europe. Clean Energy States Alliance.

TenneT (Hg.) (2019): T01 - 2 GW HVDC Grid Design and Reliability & Availability. Position paper.

Thomas, Christopher Mark (2016): MONOPILE FOUNDATION FOR AN OFFSHORE TOWER STRUCTURE. Veröffentlichungsnr: WO/2016/198272.

Topham, Eva; Gonzalez, Elena; McMillan, David; João, Elsa (2019): Challenges of decommissioning offshore wind farms: Overview of the European experience. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 1222, S. 12035. DOI: 10.1088/1742-6596/1222/1/012035.

DIN 18088-3, 2019: Tragstrukturen für Windenergieanlagen und Plattformen–Teil 3: Stahlbauten.

Türk, Matthias; Emeis, Stefan (2010): The dependence of offshore turbulence intensity on wind speed. In: *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* 98 (8-9), S. 466–471. DOI: 10.1016/j.jweia.2010.02.005.

Van Oord (Hg.) (2021): Van Oord orders mega ship to install 20 MW offshore wind foundations and turbines. Online verfügbar unter <https://www.vanoord.com/en/updates/van-oord-orders-mega-ship>, zuletzt aktualisiert am 01.10.2021, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Vattenfall (2016): Världens första rivning av en havsbaserad vindkraftpark nu slutförd. Online verfügbar unter <https://group.vattenfall.com/se/nyheter-och-press/pressmeddelanden/2016/varldens-forsta-rivning-av-en-havsbaserad-vindkraftpark-nu-slutford>, zuletzt geprüft am 08.11.2021.

Vestas (Hg.) (2021): Offshore Solutions. Online verfügbar unter <https://www.vestas.com/en/products/offshore/offshore-solutions>, zuletzt geprüft am 05.11.2021.

Volker, P. J. H.; Badger, J.; Hahmann, A. N.; Ott, S. (2015): The Explicit Wake Parametrisation V1.0: a wind farm parametrisation in the mesoscale model WRF. In: *Geosci. Model Dev.* 8 (11), S. 3715–3731. DOI: 10.5194/gmd-8-3715-2015.

Volker, Patrick J. H.; Hahmann, Andrea N.; Badger, Jake; Jørgensen, Hans E. (2017): Prospects for generating electricity by large onshore and offshore wind farms. In: *Environ. Res. Lett.* 12 (3), S. 34022. DOI: 10.1088/1748-9326/aa5d86.

Watson, Neville R.; Watson, Jeremy D. (2020): An Overview of HVDC Technology. In: *Energies* 13 (17), S. 4342. DOI: 10.3390/en13174342.

Wienert, Patrick; Stöver, Petja; Wiener, Philipp; Schreiber, Thore; Jensen, Bonke (2021): Production and transportation costs for green hydrogen from an offshore wind farm to an industrial end-user onshore. White Paper. umlaut; KONGSTEIN.

IEC TS 61400-28 ED1, 2022: Wind energy generation systems - Part 28: Through life management and life extension of wind power assets. Online verfügbar unter https://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:38:14653146808702:::FSP_ORG_ID,FSP_APEX_PAGE,FSP_PROJECT_ID:1282,23,101700.

IEC 61400-1, 2019: Wind Turbines - Part 1: Design Requirements.

WindEurope (Hg.) (2021): Offshore Wind in Europe. Key trends and statistics 2020. Online verfügbar unter

[Xiang, Xin; Fan, Shiyuan; Gu, Yunjie; Ming, Wenlong; Wu, Jianzhong; Li, Wuhua et al. \(2021\): Comparison of cost-effective distance for LFAC with HVAC and HVDC in connections of offshore and remote onshore wind energy. In: *CSEE JPES* \(7\), S. 954–975. DOI: 10.17775/CSEEJPES.2020.07000.](https://proceedings.windeurope.org/biplatform/rails/active_storage/disk/eyJfcmlpbnVzZGFuZS16IkJBaDdDRG9JYTJWNVNTSWhkV1J2ZFhoa1lXdDBoVeo1ZDI1MU1ETTBOmlpyTldSNWVtZHdkd1k2QmtWVU9oQmthWE53YjNOcGRhbHZia2tpQVpKcGJteHBibVU3SUdacaGJHVnVZVzFsUFNKWGFjXNWtSWFZ5YjNCbExVOW1abk5vYjNKbExYZHBibVF0YVc0dFJYVnliM0JsTFhOMFIYUnBjM1JwWTNNde1qQXINQzV3WkdZaU95Qm1hV3hsYm1GdFpTbzlWVlJHTFRnbkoxZHBibVJGZFhKdmNHVXRUMlptYzJodmNtVXRkMmx1WkMxcGJpMUZkWEp2Y0dVdGMzUmhkR2x6ZEdsamN5MHINREl3TG5Ca1pnWTdCbFE2RVdOdmJuUmxiJmZEh1pVa2lGR0Z3Y0d4cFkyRjBhVz11TDNca1pnWTdCbFE9liwiZXhwIjoimjAyMS0xMS0wNVQwOTozMToxMC41MzFaliwicHVyIjoimxvYl9rZXkifX0=--2882dac523613ccf8c536b323138f74c39af981d/WindEurope-Offshore-wind-in-Europe-statistics-2020.pdf?content_type=application%2Fpdf&disposition=inline%3B+filename%3D%22WindEurope-Offshore-wind-in-Europe-statistics-2020.pdf%22%3B+filename%2A%3DUTF-8%27%27WindEurope-Offshore-wind-in-Europe-statistics-2020.pdf, zuletzt geprüft am 05.11.2021.</p></div><div data-bbox=)