

Studie

---

# Optimierung der Verteilung von Offshore-Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)

**19. Dezember 2025**

Vertraulichkeitsstatus: öffentlich

# Optimierung der Verteilung von Offshore- Netzanbindungssystemen und Windparkleistung für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)

---

## Projektpartner und Autoren

### **Fraunhofer IWES**

Dr. Lukas Vollmer, Dr. Martin Dörenkämper  
Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES

Küpkersweg 70, 26129 Oldenburg, Germany

### **Projektnummer**

11-35277

### **Projektpartner**

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH

## Executive Summary

Die vorliegende Studie des Fraunhofer IWES beschäftigt sich mit der Frage wie sich Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) und Offshore-Windparkleistung in der deutschen Nordsee so verteilen lassen, dass für den Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025) realistische und zugleich ertragsoptimierte Produktionszeitreihen der einzelnen Windparks entstehen. Zugleich prüft sie Kostensenkungspotenziale durch eine Verringerung der Anzahl von ONAS oder durch moderat gesteigerte ONAS-Nennleistungen. Kern der Studie ist die Maximierung des Gesamtenergieertrags aus Offshore-Wind unter realitätsnahen Abschattungsbedingungen. Dazu werden die zur Erreichung des gesetzlichen 70 GW-Ausbauziels noch erforderlichen und bisher nicht verplanten 30 GW installierte Windparkleistung flexibel über die verfügbaren, noch nicht im Flächenentwicklungsplan 2025 mit einer Inbetriebnahme festgelegten, Flächen verschoben und eine flexible Überbauung angewendet.

Die optimierte Flächenkulisse umfasst die Entfernungszonen 4 und 5 des Netzentwicklungsplans gemäß dem informatorischen Anhang des Flächenentwicklungsplans 2025 zuzüglich des Gebiets N-5 sowie Teilen des Gebiets N-13. Als Szenariojahr des Offshore-Windenergieausbaus dient das Jahr 2045 mit einem Vollausbau in der deutschen Nord- und Ostsee. Unter Annahme von bereits erfolgtem Rückbau von 3,7 GW resultiert für die deutsche Nordsee dann eine einspeisende installierte Leistung von 65,4 GW. Windparks in der Ostsee mit insgesamt 4,7 GW wurden im Rahmen der Studie nicht optimiert, jedoch liefert ein fixes Ausbauszenario ergänzende Zeitreihen für das Gesamtergebnis. Externe Abschattung wird durch modellierte Windparks in den Niederlanden sowie durch dänische Windparks in Nord- und Ostsee abgebildet. Die meteorologische Grundlage bildet das Wetterjahr 2012 in Übereinstimmung mit dem Netzentwicklungsplan.

Methodisch erfolgt die Optimierung durch eine Verschiebung von installierten Leistungen zwischen den Windparks in Simulationen mit der Open-Source-Software FOXES. Die Randbedingungen sind unveränderte Flächenzuschnitte und eine konstante installierte Leistung von 30 GW über die optimierten Flächen. Zur Anwendung von Spitzenkappung werden die Flächen in verschiedenen Anbindungsversionen und für verschiedene ONAS-Anzahlen einzelnen ONAS-Gruppen zugeordnet.

Untersucht werden drei Szenarien mit ONAS-Nennleistungen von 2,0 GW, 2,1 GW und 2,2 GW. Für jede dieser ONAS-Nennleistungen werden mehrere Gesamtanzahlen an ONAS und damit Gesamtanbindungsleistungen untersucht. Außerdem wird für jede Anzahl variiert, welche Flächen an welche ONAS angebunden werden. Es werden je Szenario Anbindungsversionen mit unterschiedlichen Anzahlen von 11 bis 14 ONAS untersucht. Die Betrachtungen der Anbindungsversionen mit 11 ONAS sind dabei jedoch als Sensitivitäten zu verstehen, da die Anbindungsleistung in diesen Fällen wesentlich unterhalb der Windparkleistung liegt und dadurch unverhältnismäßig hohe Überbauungsgrade entstehen. Aus diesem Grund werden die Anbindungsversionen mit 11 ONAS nicht weiter verfolgt.

Zentrales Ergebnis der Studie ist die lineare Skalierung des Gesamtertrags mit der verfügbaren Gesamtanbindungsleistung. So steigt der Jahresertrag bei den betrachteten Konfigurationen um rund 2,4 TWh je zusätzlichem Gigawatt an Anbindungsleistung. Ertragsunterschiede zwischen Anbindungsvarianten mit gleicher Leistung bleiben klein und liegen typischerweise bei etwa  $\pm 0,3$  TWh pro Jahr. Die lineare Skalierung wird für alle untersuchten ONAS-Nennleistungen bestätigt. Moderate Steigerungen der Nennleistung um bis zu zehn Prozent erlauben somit eine Reduktion der ONAS-Anzahl ohne nennenswerte systemweite Ertragseinbußen. Die flexible Überbauung wirkt als Feinjustierung und

liefert im Mittel etwa 0,5 Prozent Mehrertrag im Vergleich zu einer konstanten Überbauung auf allen Flächen.

Zwei Konfigurationen werden genauer untersucht: eine 13 ONAS-Konfiguration mit 2,0 GW Anbindungsleistung für die optimierten 30 GW (Überbau von 15 %) erzielt einen Ertrag von 115,5 TWh. Mit den weiteren Windparks aus Nord- und Ostsee ergibt sich basierend auf dem Wetterjahr 2012 damit bei 70,1 GW installierter Offshore-Leistung ein Ertrag von 253,0 TWh. Eine 2,1 GW ONAS-Variante mit 12 ONAS erzielt 1,9 TWh weniger. Zur Einordnung der Repräsentativität der berechneten Erträge sollte berücksichtigt werden, dass die Windgeschwindigkeit im Jahr 2012 in Nord- und Ostsee leicht über dem 30-jährigen Mittel liegt und dass ein Einzeljahr die Häufigkeit spezieller Wetterlagen nur begrenzt abbilden kann.

Für den Netzentwicklungsplan ergibt sich vorrangig aus dieser Studie, dass die verfügbare Gesamt-Anbindungsleistung den Offshore-Gesamtertrag dominiert. Die konkrete Zuordnung von Flächen und Anbindungen ist bei gegebener Gesamtleistung nachrangig. Die Ergebnisse liefern belastbare Zeitreihen und geben konkrete Hinweise, wie sich durch die passende Kombination aus Anbindungsleistung, Anzahl der Anbindungen und deren Zuordnung ein ausgewogenes Verhältnis von Gesamtertrag, Planungsrobustheit und Wirtschaftlichkeit erzielen lassen kann.

## Abkürzungsverzeichnis

<b>AWZ</b>	Ausschließliche Wirtschaftszone
<b>BSH</b>	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
<b>ECMWF</b>	European Centre for Medium-Range Weather Forecasts
<b>ERA5</b>	ECMWF-Reanalyse (5. Generation)
<b>FEP</b>	Flächenentwicklungsplan des BSH
<b>FINO1</b>	Offshore-Messmast FINO1
<b>FINO2</b>	Offshore-Messmast FINO2
<b>FOXES</b>	Open-Source Windparkplanungssoftware FOXES
<b>IWES</b>	Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme
<b>NEP</b>	Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045 (Version 2025)
<b>ONAS</b>	Offshore-Netzanbindungssystem(e)
<b>OWP</b>	Offshore-Windpark(s)
<b>ÜNB</b>	Übertragungsnetzbetreiber
<b>V1–V5</b>	Anbindungsversionen
<b>VLS</b>	Volllaststunden
<b>WEA</b>	Windenergieanlage(n)
<b>WRF</b>	Weather Research and Forecasting (Modell)

# **Inhalt**

<b>Executive Summary</b>	<b>3</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Inhalt</b>	<b>6</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>7</b>
<b>2 Ausbaurücklage und Randbedingungen</b>	<b>9</b>
2.1 OWP-Ausbaurücklage und installierte Leistungen	9
2.2 ONAS-Ausbaurücklage und Anbindungsvarianten	11
2.3 Technologische und meteorologische Randbedingungen	14
<b>3 Methodik</b>	<b>15</b>
3.1 Optimierung der installierten Leistung pro Fläche	15
3.2 Beispiel einer Optimierung ohne Spitzenkappung	17
3.3 Beispiel der Optimierung mit Spitzenkappung	18
3.4 Modellierung der finalen Ergebnisse	19
<b>4 Szenarien</b>	<b>20</b>
4.1 ONAS mit 2 GW Leistung	20
4.2 Erhöhung der ONAS-Leistung auf 2,1 GW	22
4.3 Erhöhung der ONAS-Leistung auf 2,2 GW	23
4.4 Gesamterträge aus der deutschen AWZ	24
<b>5 Interpretation und Einordnung der Ergebnisse</b>	<b>25</b>
5.1 Abhängigkeit des Energieertrags von der ONAS-Leistung	25
5.2 Flexible Überbauung	26
5.3 Einordnung des Wetterjahres 2012	27
5.4 Unsicherheiten der Ertragsermittlung	28
<b>6 Zusammenfassung</b>	<b>30</b>
<b>7 Literaturverzeichnis</b>	<b>33</b>

# 1 Einleitung

Die vier Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransneBW GmbH – nachfolgend gemeinschaftlich als ÜNB bezeichnet – sind für den Betrieb und Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland verantwortlich. Als solche sind sie auch für die Integration des Stroms aus den Offshore-Windparks (OWP) ins deutsche Übertragungsnetz zuständig. Die Kosten für den Netzausbau für die Energiewende sind seit vielen Jahren ein politischer Diskussionspunkt. Daher ist es für die ÜNB im Rahmen der Fortschreibung des Netzentwicklungsplans 2037/2045 (Im Folgenden NEP) von großem Interesse, Kosteneinsparpotentiale beim Ausbau der Netzanbindungen von OWP zu untersuchen.

Die Reduktion der Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) wird in dieser Studie als Haupthebel der Kostenreduktion des Offshore-Windenergieausbaus gesehen. Als Nebenmotivation wird die bestmögliche Verteilung von ONAS und OWP-Leistung bei gleichbleibender Anzahl von ONAS zur Optimierung der Energieproduktion gesehen. Dies soll insbesondere durch eine flexible Überbauung von OWP-Leistung im Vergleich zur ONAS-Leistung in Abhängigkeit der Volllaststunden (VLS) des jeweiligen Gebiets für Offshore-Windenergie bzw. OWP ermöglicht werden. Die Überbauung führt zu einem Mehrertrag in Zeiträumen, in denen die Nennleistung des ONAS nicht erreicht wird. In Zeiträumen, in denen die ONAS-Nennleistung überschritten wird, müssen die Windenergieanlagen (WEA) der OWP abgeregelt werden. Diese Abregelung wird im Weiteren als Spitzenkappung bezeichnet.

Essenziell für die Betrachtung ist eine genaue Darstellung des zeitlichen Verlaufs der Energieerzeugung der OWP. Neben dem Einfluss der Windverhältnisse und den klassischen technischen Verlusten erlangen dabei die sogenannten (Wind-)Abschattungsverluste in der deutschen Nordsee als Ganzes immer größere Bedeutung. Die Energiemengen, welche WEA der Windströmung entziehen, um sie in elektrische Energie umzuwandeln, verursachen, dass WEA in Windrichtung stromabwärts einem Windschatten ausgesetzt sind und dementsprechend nur weniger Strömungsenergie zur Umwandlung in elektrische Energie zur Verfügung haben. Der Einfluss von Abschattung auf den Energieertrag steigt, je größer OWP sind und je dichter die WEA stehen, und ist somit insbesondere Offshore einer der Haupteinflüsse auf die Energieproduktion der OWP. Durch den geplanten Zubau von 70 GW innerhalb der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und des Küstenmeeres und den zusätzlichen Plänen der direkten Nachbarstaaten (insb. den Niederlanden) ergeben sich daher voraussichtlich hohe Abschattungsverluste.

Das Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) ist seit mehr als zehn Jahren im Bereich der Abschattungsmodellentwicklung für Onshore- und Offshore-Windparks aktiv. Ein Schlüsselthema in den letzten Jahren war die Verbesserung der Modellierung von großskaligen Cluster-Abschattungseffekten im Rahmen von mehreren öffentlich geförderten Forschungs- (Fraunhofer IWES 2019) aber auch Beratungsprojekten für Industrie und Behörden (Fraunhofer IWES 2023). Daneben wurde durch das Fraunhofer IWES die in der angewandten Forschung etablierte mesoskalige Windparkparametrisierung (Fitch et al. 2012) weiterentwickelt und validiert (Cañadillas et al. 2022; Vollmer et al. 2024). Das Fraunhofer IWES hat mit diesen Methoden seit 2021 für das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) potenzielle Erträge und Effizienzen von bisher 25 verschiedenen Ausbauszenarien im Rahmen der Fortschreibung des Flächenentwicklungsplans (im Folgenden FEP) berechnet, deren Auswertungen – auf Gebietsebene aggregiert – veröffentlicht wurden (z.B. Fraunhofer IWES 2023; Vollmer et al. 2023; Vollmer und Dörenkämper 2025).

In dieser Studie nutzt das Fraunhofer IWES die genannten etablierten Methoden und erweitert sie um eine vereinfachte Methodik, die eine numerische Optimierung der installierten OWP-Leistung

ermöglicht. Die Optimierung erfolgt über mehrere Iterationen, um insbesondere der Zielstellung einer bestmöglichen Verteilung von Leistung und Überbauung gerecht zu werden. Mehrere Konstellationen aus Anzahl und Verteilung von installierten ONAS werden optimiert und die Ergebnisse miteinander verglichen. Es wird nach Metriken gesucht, die eine Auswahl von sowohl kostengünstigen als auch ertragseffizienten Ausbauvarianten erlaubt.

Um der Diskussion zu der voraussichtlichen standardisierten Übertragungsleistung pro ONAS gerecht zu werden, wurden für die Studie drei Szenarien betrachtet. Als Basisszenario wurde die Untersuchung mit einer standardisierten Übertragungsleistung von 2,0 GW durchgeführt. Als Alternativszenarien wurden Steigerungen auf 2,1 GW und 2,2 GW untersucht.

In diesem Bericht werden zunächst die Rahmenbedingungen in Bezug auf Ausbaurisikoprämissen und Datenbasis vorgestellt (Kapitel 2). Danach wird die genutzte Methodik allgemein und anhand von Beispielen erläutert (Kapitel 3). Die Ergebnisse der Szenarien werden in Kapitel 4 vorgestellt und diskutiert. Eine Interpretation der Ergebnisse auch im Vergleich zu anderen Studien erfolgt in Kapitel 5. In Kapitel 6 werden die Annahmen, Methoden und die Ergebnisse der Studie übergreifend zusammengefasst.



## 2 Ausbaurisiko und Randbedingungen

### 2.1 OWP-Ausbaurisiko und installierte Leistungen

Die dieser Studie zugrundeliegende Ausbaurisiko in der deutschen AWZ ergibt sich aus den festgelegten Gebieten und Flächen im FEP 2025<sup>1</sup> sowie den im informatischen Anhang des FEP 2025 dargestellten Gebieten und Flächen nord-westlich der Schifffahrtsroute SN10.

Abweichend von der Darstellung im informatischen Anhang des FEP 2025 wurde auf Anregung der ÜNB auf die Nutzung der Fläche N-13.4 verzichtet. Der Grund für die Nichtberücksichtigung der Fläche ist, dass Teile der Fläche unter Vorbehalt stehen (vgl. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) 01/2025). Darüber hinaus haben vergangene Studien (z.B. Vollmer und Dörenkämper 2025) gezeigt, dass das Gebiet N-13 insgesamt von stärkeren Abschattungseffekten betroffen ist, weshalb eine Anbindung der Flächen N-13.3 und N-13.4 mit zwei ONAS nicht opportun erscheint. Ein entsprechender Neuzuschnitt der Flächen N-13.3 und N-13.4 zur Anbindung durch ein ONAS kann an dieser Stelle jedoch nicht vorweggenommen werden.

Das Stützjahr der NEP-Szenarienrechnungen ist der voraussichtliche Ausbau im Jahr 2045. Zur Darstellung einer realistischen Flächenrisiko und eines realistischen voraussichtlichen Energieertrags wurde berücksichtigt, dass zu diesem Zeitpunkt bereits OWP ihre Betriebslaufzeit überschritten haben und nicht mehr in Betrieb sind. Die Annahmen, welche OWP dies sind, stammen aus den Festlegungen im Rahmen der NEP-Szenarien bei einer OWP-Laufzeit von maximal 30 Jahren. Die Gesamtleistung der in den Ertragsberechnungen nicht berücksichtigten, weil zurückgebauten, OWP beträgt 3,7 GW. Diese OWP wurden in der Modellierung nicht mitberechnet. Das bedeutet, sie erzeugen weder Energie noch ertragsreduzierende Abschattungseffekte auf benachbarte OWP.

Für den Sonderenergiegewinnungsbereich 1 wurde ein OWP von 1 GW installierter Leistung in den Berechnungen der Abschattungseffekte berücksichtigt. Da diese WEA allerdings nicht in das Stromnetz einspeisen sollen, fließt der Ertrag nicht in den Gesamtertrag der Offshore-Windenergie ein.

In der deutschen Ostsee wurden ebenfalls die Festlegungen aus dem FEP 2025 berücksichtigt. Außerdem wurde, gemäß Genehmigung des Szenariorahmens des NEP, ein nicht weiter spezifizierter zukünftiger OWP im Küstenmeer des Landes Mecklenburg-Vorpommern mit einer installierten Leistung von 1 GW bei einer Leistungsdichte von 9,0 MW/km<sup>2</sup> berücksichtigt. Die gesamte modellierte OWP-Leistung in der deutschen Ostsee liegt demnach bei 4,7 GW, bei berücksichtigtem erfolgtem Rückbau der OWP Baltic 1 und 2. Die deutsche Ostsee wurde nicht in der Optimierung betrachtet. Die

---

<sup>1</sup> Flächenentwicklungsplan 2025 –

[https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan\\_2025/Anlagen/Downloads\\_FEP2025/FEP\\_2025.pdf](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.pdf)

Karte Nordsee –

[https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan\\_2025/Anlagen/Downloads\\_FEP2025/250515\\_FEP\\_2025\\_Karte\\_Nordsee.pdf](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/250515_FEP_2025_Karte_Nordsee.pdf)

Karte Ostsee –

[https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan\\_2025/Anlagen/Downloads\\_FEP2025/FEP\\_2025\\_Karte\\_Ostsee.pdf](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025_Karte_Ostsee.pdf)

Ertragszeitreihen wurden allerdings als Ergänzung zu den Nordsee-Ertragszeitreihen für ein fixiertes Szenario gerechnet und als Input für die NEP-Szenarien zur Verfügung gestellt.

Für die Nordsee sind die berücksichtigten Flächen in Abbildung 1 dargestellt. Die Flächen, deren installierte Leistung im Rahmen der Studie optimiert werden sollte, beschränken sich auf die Flächen in den Entfernungszonen 4 & 5 des NEP sowie die Flächen N-13.3 und N-5 (vgl. Abbildung 1). Für diese Flächen wird eine Gesamtleistung von 30 GW angenommen. Es ergibt sich damit in der deutschen Nord- und Ostsee für die untersuchten Szenarien eine installierte, in das Stromnetz einspeisende Gesamtleistung an Offshore-Windenergie von 70,1 GW, welche sich aus 65,4 GW in der Nord- und 4,7 GW in der Ostsee ergibt.

In der AWZ der Niederlande wurden für die Abschattungseffekte der bereits operationelle Gemini-Cluster sowie zukünftige voraussichtlich an die deutsche AWZ angrenzende OWP berücksichtigt. Die Annahmen zu den zukünftigen OWP in den Niederlanden orientieren sich am Nordseeprogramm der niederländischen Regierung (Government of the Netherlands 2022). Bis auf das Gebiet 6 und das Gebiet Doordewind, stimmen die Annahmen zum Ausbau in den Niederlanden mit denen in Vollmer und Dörenkämper (2025) überein. Für das Gebiet 6 wurden aktuelle Informationen berücksichtigt, die eine Aufteilung des Gebiets bei einem Potenzial an installierter Leistung von 19 GW vorsehen (Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management 2025). Für das Gebiet Doordewind wurden 4 GW installierte Leistung angesetzt.

In der AWZ der dänischen Nordsee wurden die drei operationellen Horns-Rev-OWP und in der dänischen Ostsee der OWP Kriegers Flak berücksichtigt.

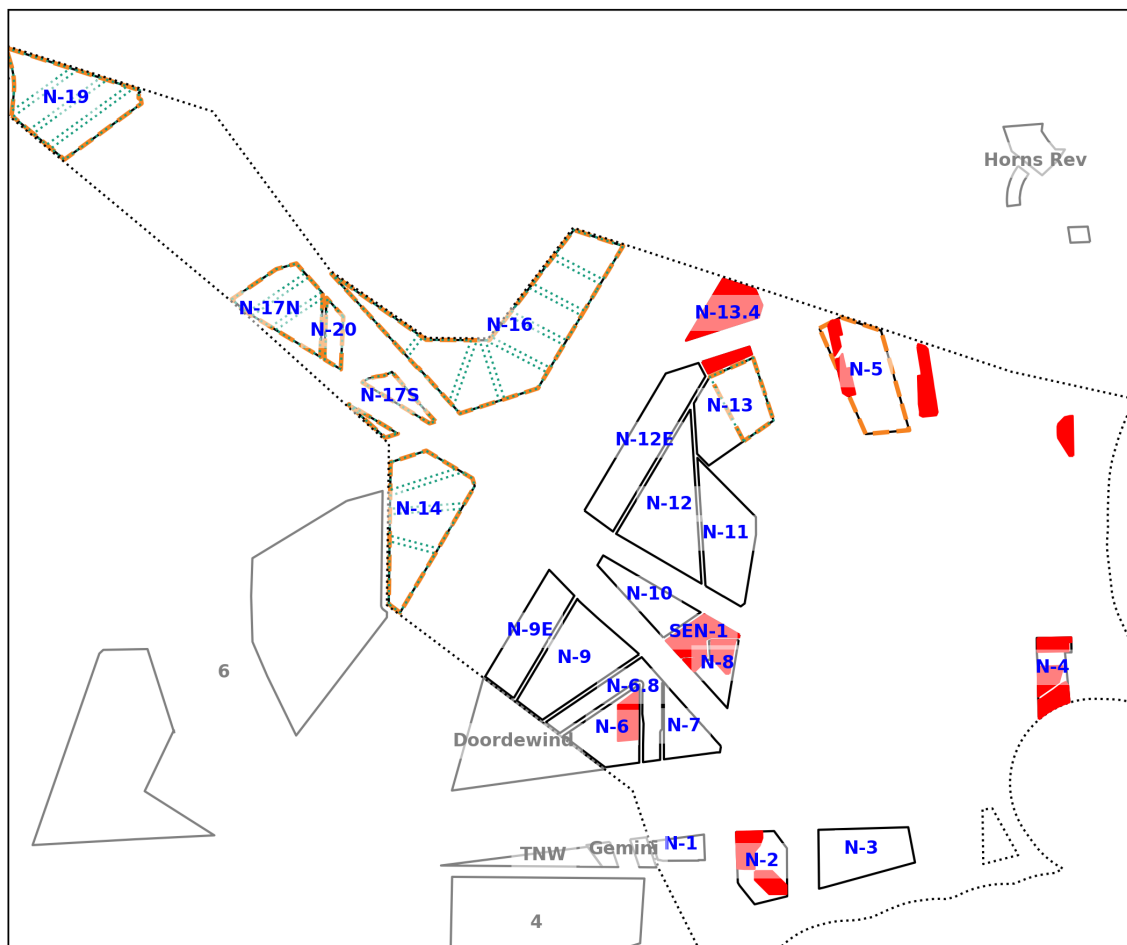


Abbildung 1: Die berücksichtigte Flächenkulisse in der deutschen Bucht. Die in der Optimierung verwendeten Gebiete sind orange umrandet. Die roten Flächen wurden nicht in der Ertragsermittlung berücksichtigt. Die grünen Linien innerhalb der Gebiete deuten die Flächenaufteilung an.

## 2.2 ONAS-Ausbaukulisse und Anbindungsversionen

Während die Ausbaukulisse der OWP im Rahmen der Studie nicht geändert, und für alle Untersuchungen eine installierte Leistung von 30 GW in den betrachteten Flächen angenommen wird, wird die ONAS-Ausbaukulisse als Parameterraum der Studie betrachtet.

Um die bestmögliche Verteilung von Leistung und Überbauung auf den im vorherigen Abschnitt eingeführten Flächen zu ermitteln, wurde daher zunächst festgelegt, wie Flächen und ONAS untereinander angebunden werden. In diesem Rahmen wurde ein Freiheitsgrad für die Optimierung eingeführt, der darin besteht, dass nicht für alle Gebiete exakt festgelegt wird, welche Fläche an welches ONAS angebunden wird. Dies erlaubt einerseits die Anzahl von ONAS auf einem Gebiet zu ändern, ohne dabei direkt Flächen neu zuschneiden zu müssen, andererseits eine flexiblere Umverteilung von OWP-Leistung auf den Flächen innerhalb eines Gebiets sowie zwischen den Gebieten vornehmen zu können. Am Beispiel des Gebietes N-19 bedeutet dies, dass für die vier Flächen des Gebiets angenommen werden kann, dass sie insgesamt an beispielsweise ein bis drei ONAS einer Gruppe an ONAS angeschlossen sind, ohne direkt zu spezifizieren, welche Fläche an welches der ONAS angeschlossen ist.

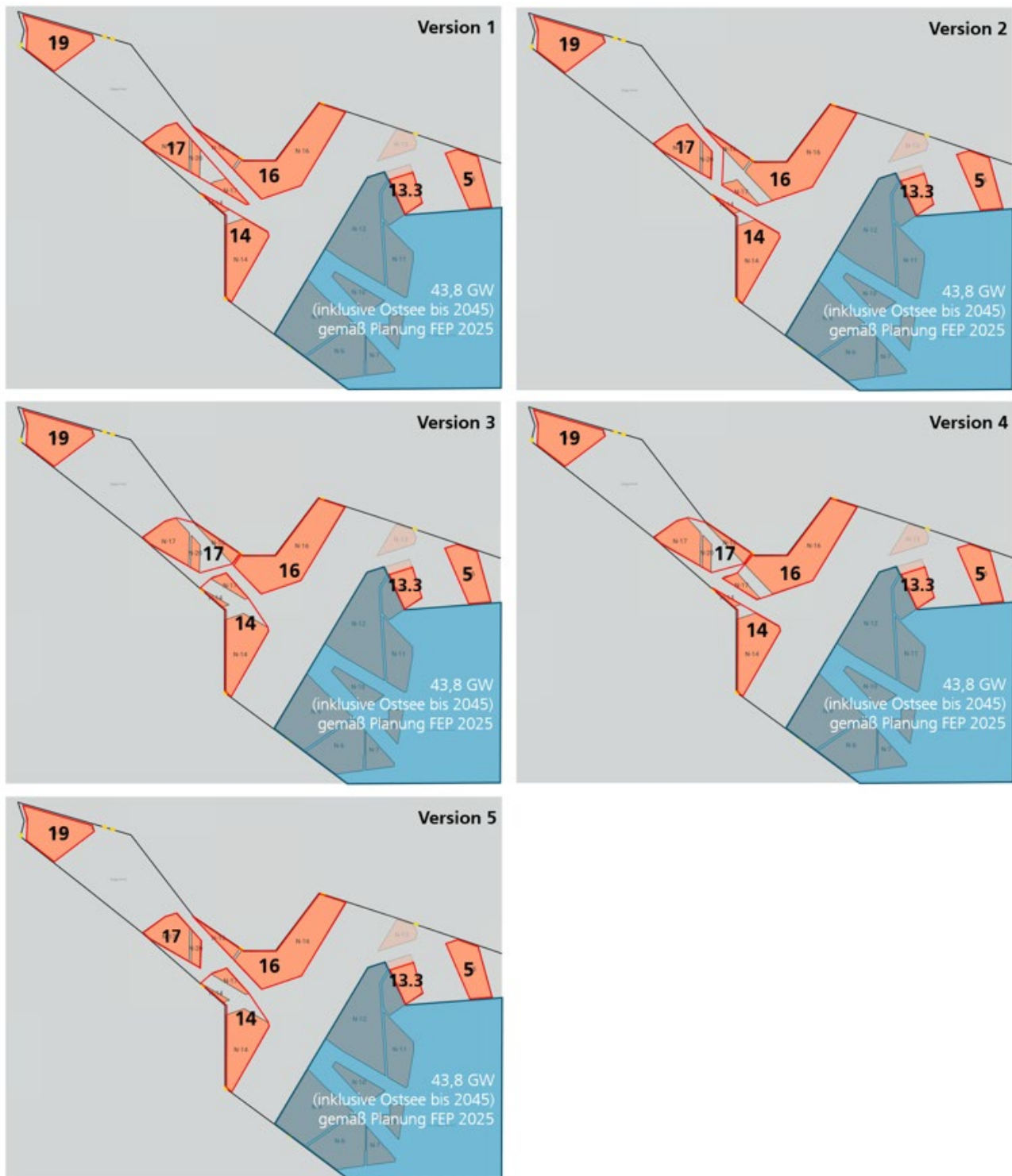


Abbildung 2: Die fünf von den ÜNB erarbeiteten, unterschiedlichen möglichen Versionen der Anbindung der OWP an die ONAS-Gruppen 5, 13.3, 14, 16, 17 und 19. Flächen innerhalb einer roten Umrandung werden an die jeweilige ONAS-Gruppe angeschlossen.

Verschiedene Anbindungsvarianten wurden untersucht, welche sich überwiegend darin unterscheiden, an welche ONAS-Gruppe die Fläche N-17.1 angeschlossen wird, für die im informativischen Anhang des FEP 2025 keine ONAS-Anbindung dargestellt wird. Die untersuchten Anbindungsvarianten sind in Abbildung 2 dargestellt. Für die Anbindungsvarianten 1, 2 und 5 erfolgt die Anbindung der Fläche N-17.1 an die ONAS-Gruppen 17, 16 und 14 (Version 1: N.17.1 → 17, Version 2 & 4: N.17.1 → 16, Version 3 & 5: N.17.1 → 14). Mit den Anbindungsvarianten 3 und 4 wird zudem ein potenzieller Vorteil

einer gebietsübergreifenden Anbindung zwischen den Gebieten N-16 und N-17 untersucht, indem die Fläche N-16.8 der ONAS-Gruppe 17 zugeordnet wird. Für das Gebiet N-5 und die Fläche N-13.3 wurden keine unterschiedlichen Anbindungsversionen untersucht.

In Kombination mit den verschiedenen Anbindungsversionen wurden unterschiedliche Anzahlen von ONAS innerhalb der ONAS-Gruppen untersucht. Dafür wurde auch die Gesamtanzahl an ONAS für die betrachteten Flächen variiert. Der untersuchte Parameterraum reichte dabei von einer Gesamtanzahl von 11 bis 14 ONAS. Dabei ist festzuhalten, dass nicht alle der untersuchten Kombinationen als realistisch in der Umsetzung angesehen werden müssen, sondern als Sensitivitäten zu extremen Überbauungen betrachtet werden können, wie insbesondere eine ONAS-Anzahl von 11. Denn aufgrund der sich in diesem Fall ergebenden Anbindungsleistung, die bei 11 ONAS wesentlich unterhalb der Windparkleistung liegt, entstehen unverhältnismäßig hohe Überbauungsgrade, weshalb die ONAS-Anzahl von 11 nicht weiter verfolgt wird. Die detailliert untersuchten Gesamtanzahlen an ONAS von 12 bis 14 wurden jeweils pro Anbindungsversion auf die unterschiedlichen ONAS-Gruppen aufgeteilt. Für jede ONAS-Gesamtanzahl wurden maximal vier der in Abbildung 2 dargestellten Versionen untersucht. Aufgrund der diskreten Verteilung der ONAS ermöglicht nicht jede Version bei variierender ONAS-Anzahl eine sinnvolle Anbindung der ONAS-Gruppen.

Abbildung 3 stellt die Verteilung von ONAS in den verschiedenen Anbindungsversionen am Beispiel von einer Gesamtanzahl von 13 ONAS dar.

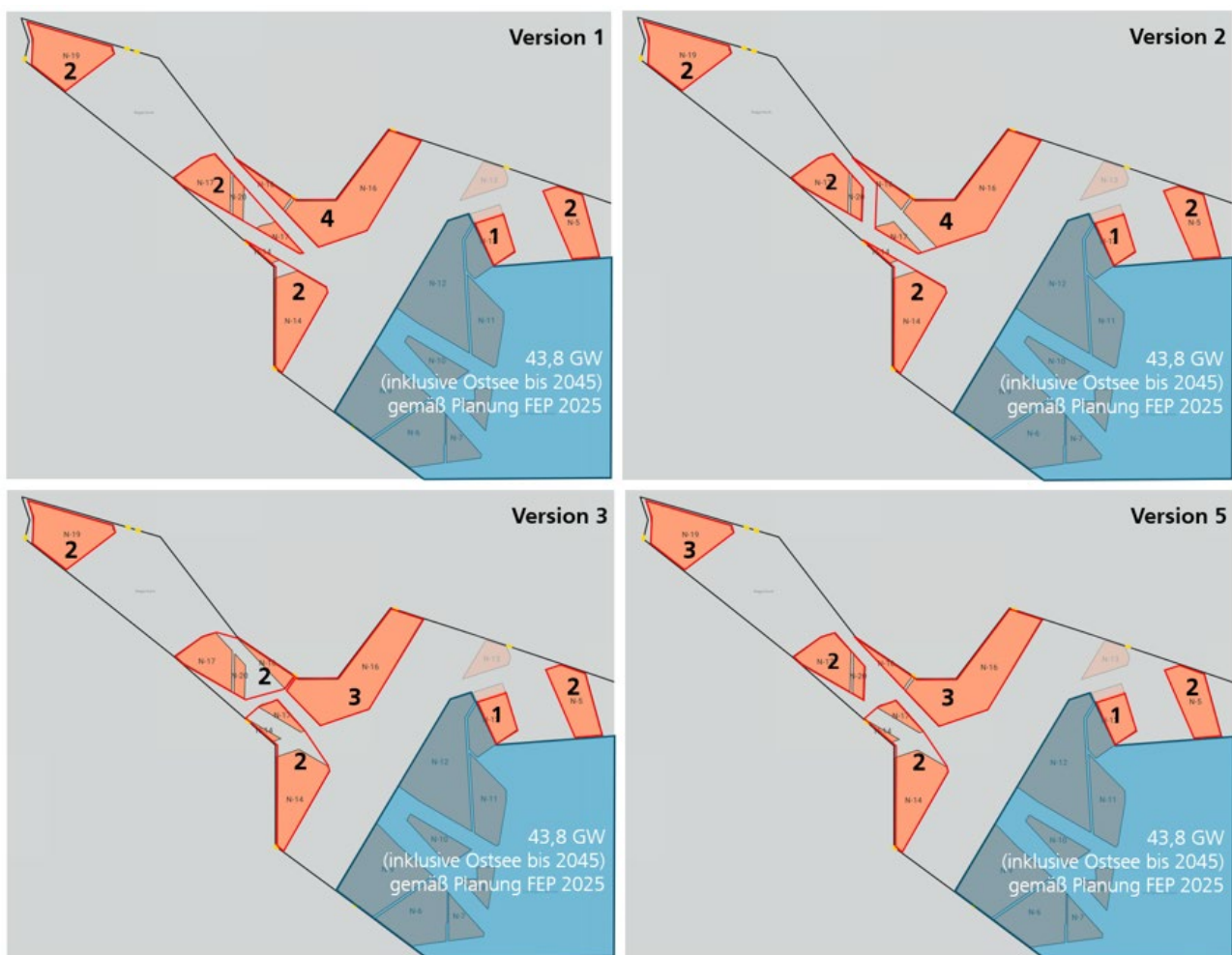


Abbildung 3: Untersuchte Anzahl ONAS je ONAS-Gruppe für das Beispiel von einer Gesamtanzahl von 13 ONAS in vier verschiedenen Anbindungsversionen.

Die Abbildung zeigt beispielsweise in Version 1, dass für das Gebiet N-16 eine Anzahl von vier ONAS in der ONAS-Gruppe 16 vorgesehen sind. In Version 5 wird die Fläche N-17.1 zusammen mit den Flächen aus N-14 an die ONAS-Gruppe 14 angeschlossen. Diese besteht in dieser Version ebenfalls aus zwei ONAS, dafür wird die ONAS-Gruppe 16 auf drei ONAS reduziert. Das freiwerdende ONAS wird zur ONAS-Gruppe 19 hinzugefügt. Für das Gebiet N-5 und N-13.3 wurde für alle Untersuchungen zwei, beziehungsweise ein ONAS angenommen.

## **2.3 Technologische und meteorologische Randbedingungen**

Als Technologie für die WEA wurden zwei Technologiestufen ausgewählt: eine Technologie mit einer Nennleistung von 15 MW (gemäß Gaertner et al. 2020), und eine mit einer Nennleistung von 22 MW. Die 22-MW-WEA ergibt sich dabei aus einer dimensionslosen Skalierung der 15-MW-WEA, wie im 2023 erschienen Bericht zu den Modellierungen des Fraunhofer IWES im Rahmen eines Beratungsauftrags zum FEP (Fraunhofer IWES 2023) beschrieben. Die Zuordnung der Technologie zu den Flächen ergibt sich durch die voraussichtliche Inbetriebnahme. Für alle Flächen mit geplanter Inbetriebnahme bis einschließlich 2030 wird die 15-MW-WEA angesetzt; für später in Betrieb gehende Flächen die 22-MW-WEA. Alle von der Optimierung im Rahmen dieser Studie betroffenen Flächen werden nach 2030 in Betrieb gehen und werden daher mit WEA vom 22-MW-WEA-Typ betrachtet.

Für jeden zukünftigen OWP wurden mit der jeweiligen WEA-Technologie und unter Berücksichtigung der voraussichtlich installierten Leistung pro OWP, Layouts erstellt. Die Layouts basieren auf einer geometrischen Optimierung der mittleren Abstände zwischen den WEA innerhalb eines OWP.

Als meteorologische Eingangsdaten wurden die Daten des Wetterjahres 2012 genutzt. Das Jahr 2012 wurde ausgewählt, um Zeitreihen für den NEP zu liefern, welcher auf diesem Wetterjahr basiert. Alle Ertragsdaten sind daher repräsentativ für das Wetterjahr 2012. Eine Einordnung dieses Jahres in den klimatischen Kontext wird in Kapitel 5.3 gegeben.

### 3 Methodik

Das Ziel der hier vorliegenden Studie ist es, Ertragszeitreihen für den kommenden NEP unter einer möglichst optimalen Flächennutzung bei vorgegebenen Anzahlen von ONAS zu berechnen.

Für die Studie wurde in Teilen ein anderer Modellansatz verwendet, als in den Beratungen des Fraunhofer IWES beispielsweise für das BSH und den Bundesverband Windenergie Offshore e.V. (Fraunhofer IWES 2022). So wurde initial mithilfe eines Modellansatzes mit geringerer, numerischer Komplexität eine mathematische Optimierung vorgenommen, die anschließend mit dem mesoskaligen Modellierungsansatz verifiziert wurde. Der hier verwendete Modellansatz basiert auf der vom Fraunhofer IWES entwickelten Open-Source Software FOXES (Schmidt et al., 2023) und erlaubt eine wesentlich schnellere Ertragsberechnung im Vergleich zu der wettermodellbasierten Mesoskalenmodellierung in den erwähnten Berichten. Dies ist notwendig, um eine mathematische Optimierung der Flächennutzung in den jeweiligen Szenarien durchführen zu können. Die erwartete höhere Ungenauigkeit des Modells wird in diesem Fall hingenommen, um die Durchführung einer Optimierung zu ermöglichen. Die mathematische Optimierung erfolgte mit einem gradientenbasierten Optimierungsalgorithmus unter Berücksichtigung der jeweiligen Randbedingungen. Die Zielgröße der Optimierung war der Gesamtenergieertrag aus den betrachteten Flächen nach Anwendung von Spitzenkappung. Als Optimierungsvariable wurde die Anzahl an WEA pro Fläche genutzt.

Die Optimierung baut auf einer Entwicklung einer Methodik zur Ermittlung der optimalen Verteilung von Offshore-WEA auf vorgegebenen Flächen, die im Rahmen der TEN.efzn-Forschungsplattform „Reallabor 70 GW Offshore Wind“ des Förderprogramms zukunfts.niedersachsen erarbeitet wurde.

Das Ergebnis der Optimierung wurde anschließend mit dem im Beratungsauftrag des Fraunhofer IWES fürs BSH (Fraunhofer IWES 2023) eingeführten mesoskaligen Modellierungsansatz verifiziert.

#### 3.1 Optimierung der installierten Leistung pro Fläche

Die Optimierung der installierten Leistung pro Fläche hinsichtlich eines maximalen Gesamtenergieertrags wurde mit dem Abschattungsmodell TurbOPark nach Pedersen et al. (2022) implementiert in der Open-Source Software FOXES (Schmidt et al. 2023), durchgeführt. Die Windbedingungen stammen aus exportierten 3D-Feldern aus dem mesoskaligen Modellierungsansatz mit dem Modell WRF (Skamarock et al. 2019) und einem offshore-optimierten Modell-Setup OHNE die OWP, die Bestandteil der Optimierung sind. Die Abschattung durch OWP, welche nicht Bestandteil der Optimierung sind, ist damit in den 3D-Feldern berücksichtigt. Abbildung 4 zeigt ein Beispiel des instantanen Windfeldes auf Nabenhöhe zu einem zufällig ausgewählten Zeitpunkt.



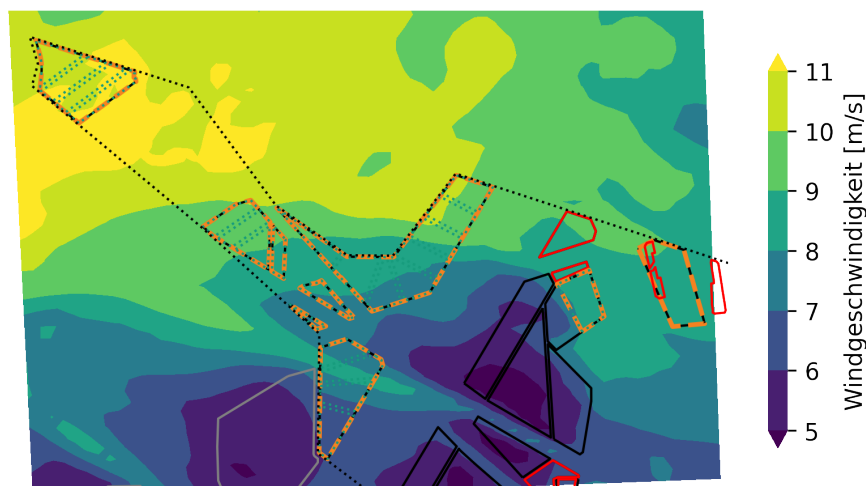


Abbildung 4: Eingangs-Windfeld auf Nabenhöhe (175 m) für einen zufällig ausgewählten Zeitpunkt 22.10.2012 15:50 Uhr bei Süd-Ost Wind. Alle schwarz und grau umrandeten OWP wurden modelliert und erzeugen sichtbare Reduktionen der Windgeschwindigkeit auch auf die orange markierten OWP, die Bestandteil der Optimierung sind.

Das Abschattungsmodell wurde anhand eines Szenarios kalibriert, in dem alle OWP modelliert wurden. Als Szenario wurde ein öffentlich verfügbares Szenario aus der BSH-Beratung des Fraunhofer IWES (Szenario 25, Vollmer und Dörenkämper 2025) ausgewählt. Die Ertragsabweichung zwischen Mesoskalenmodell und Optimierungsmodell wurde für alle zu optimierenden Gebiete durch eine Kalibrierung des Wake-Decay Parameters des TurbOPark-Abschattungsmodells minimiert. Der Vergleich zeigt, dass eine Kalibrierung des Optimierungsmodells mit einer Standardabweichung des mittleren Fehlers des Gebietsertrags von  $\pm 1,8$  % möglich ist.

Mit dem kalibrierten Modell wurde die iterative, gradientenbasierte Optimierung des Gesamtenergieertrags nach Spitzenkappung durch ein Verschieben von WEA zwischen den betrachteten Flächen vorgenommen. Da für jede WEA in den betrachteten Flächen eine Nennleistung von 22 MW angenommen wird, ist dieses Vorgehen analog zu einer Verschiebung von diskretisierter installierter Leistung.

Die Rahmenbedingungen der Optimierung waren:

- Die in Kapitel 2.1 beschriebene Ausbaukulisse. Dies bedeutet, dass kein Neuzuschnitt von Flächen zum Zweck der Optimierung erfolgt.
- Eine feste installierte Gesamtleistung von 30 GW für alle zu optimierenden Flächen zur Erreichung der gesetzlichen Ausbauziele für Offshore-Wind. Dies bedeutet, dass nur eine Verschiebung von installierter OWP-Leistung zwischen den Flächen erfolgt.
- Die installierte OWP-Leistung pro ONAS darf die ONAS-Nennleistung nicht unterschreiten. Dies bedeutet, dass keine Anbindungsverhältnisse ONAS:OWP größer 1:1 erlaubt sind.

Im Folgenden ist die Vorgehensweise der Ermittlung der optimalen Verteilung von installierter OWP-Leistung auf den betrachteten Flächen für jedes Szenario der Optimierung mit Spitzenkappung beschrieben:

1. Festlegung der Anzahl der zu berücksichtigenden ONAS
2. Erarbeitung von Zuordnungen der OWP zu den ONAS



3. Optimierung der Energieerträge unter Berücksichtigung von Spitzenkappung für jede Kombination aus Anzahl ONAS und Zuordnung an OWP durch Verschieben von installierter Leistung zwischen den Flächen
4. Simulation einer ausgewählten optimierten Kombination mit dem mesoskaligen Modell zur Verifizierung und genaueren Ertragsabbildung

Im Folgenden wird die Optimierung anhand von zwei Beispielen erläutert.

### **3.2 Beispiel einer Optimierung ohne Spitzenkappung**

Die Optimierung wird zunächst an einem Beispiel ohne Spitzenkappung in Schritt 3 der Vorgehensweise erläutert. Tabelle 1 zeigt die Eingangsdaten und Ergebnisse für den Ausgangswert und Endwert der Optimierung.

Das Beispiel basiert auf den Flächen im informatorischen Anhang des FEP 2025 mit installierten Leistungen vergleichbar zu dem Szenario 25 aus Vollmer und Dörenkämper (2025). Die Startbedingungen resultieren in den links in Tabelle 1 dargestellten VLS pro Fläche. Der Optimierer berechnet über mehrere Iterationen Gradienten des Gesamtenergieertrags durch Hinzufügen und Entfernen von WEA auf einzelnen Flächen. Bei jeder Iteration wird dabei die Anzahl der verschobenen WEA reduziert, um ein robustes Optimum zu finden.

Die rechte Seite von Tabelle 1 stellt das Ergebnis der Optimierung dar. Wie erkenntlich wird, erzeugt die Optimierung eine größere Varianz der Leistungsdichten und bewirkt dadurch eine Angleichung der VLS. Dass eine möglichst gleichmäßige Verteilung von VLS als optimale Verteilung von Leistung auf Flächen das Optimum darstellt, ist physikalisch nachvollziehbar. Dies wäre aufgrund der nicht-linearität der Abschattungsverluste auch das Resultat in einem idealisierten Fall, in welchem alle Flächen die gleichen Windbedingungen haben (auch die gleiche externe Abschattung). Die verbleibenden Unterschiede sind daher auf die externen Abschattungsbedingungen und die lokalen Windgeschwindigkeiten zurückzuführen.

Vereinfacht kann die Vorgehensweise des Optimierers daher so interpretiert werden, dass er in der Auswahl der Leistungsdichten die lokalen Windverhältnisse, gegeben durch die Windgradienten ohne OWP-Ausbau, und die externe Abschattung berücksichtigt.

Der in diesem Fall erreichte Mehrertrag aus den optimierten OWP liegt bei 0,8 %. Dies wird ausschließlich durch eine Vermeidung von Abschattungseffekten erreicht. Zudem muss berücksichtigt werden, dass bereits in der Ermittlung der Startwerte Überlegungen zur optimalen Ausnutzung der Flächen eingegangen sind.

Tabelle 1: Startbedingungen der korrigierten Leistungsdichten und VLS und die resultierenden Werte nach Optimierung für ein Beispiel der Optimierung ohne Anwendung von Spitzenkappung. Die Farbcodierungen beziehen sich jeweils auf die jeweiligen Werte vor und nach Optimierung. Hohe Leistungsdichten sind rot codiert, niedrige Leistungsdichten grün. Hohe VLS sind grün codiert, niedrige VLS rot.

	Startbedingungen			Optimierungsergebnis	
Fläche	Kor. Leistungsdichte MW/km <sup>2</sup>	VLS		Kor. Leistungsdichte MW/km <sup>2</sup>	VLS
N-14.1	8.3	4433		11.8	4191
N-14.2	8.5	4052		8.1	4018
N-14.3	8.6	3938		7.6	3990
N-14.4	8.5	4144		8.8	4150
N-16.1	9.0	4047		10.9	3964
N-16.2	9.2	3843		8.5	3946
N-16.3	9.2	3740		7.2	3981
N-16.4	9.3	3705		7.3	3948
N-16.5	9.2	3776		7.2	4003
N-16.6	9.2	3799		6.8	4018
N-16.7	9.0	3827		7.6	3941
N-16.8	8.8	4113		11.4	4026
N-17.1	9.6	4134		9.8	4137
N-17.2	10.3	3931		8.3	4090
N-17.3	10.4	3929		8.4	4038
N-17.4	10.0	4235		11.1	4198
N-19.1	9.0	4246		12.1	4054
N-19.2	9.4	4042		10.0	3924
N-19.3	9.3	4109		9.1	4010
N-19.4	8.9	4361		11.9	4148
N-20.1	11.6	3872		10.6	3969

### 3.3 Beispiel der Optimierung mit Spitzenkappung

Die Vorgehensweise der Optimierung unter Berücksichtigung von Spitzenkappung wird im Folgenden an einem Beispiel genauer erläutert.

Als Beispiel wird die bereits in Abbildung 3 dargestellte Verteilung von 13 ONAS gewählt. Als Nennleistung der ONAS wurden 2 GW festgelegt. Die in Abbildung 2 dargestellten Verteilungen von ONAS in verschiedenen Anbindungsversionen wurden von den ÜNB erarbeitet. Die in Rot eingerahmten Flächen sind jeweils an eine gemeinsame Gruppe an ONAS angeschlossen.

Analog zum Beispiel im vorherigen Abschnitt berechnet der Optimierer über mehrere Iterationen Gradienten des Gesamtenergieertrags durch Hinzufügen und Entfernen von WEA auf einzelnen Flächen. Allerdings wird in diesem Fall bei jeder Ertragsermittlung der Energieertrag an den ONAS-Gruppen auf die gemeinsame Nennleistung der ONAS einer Gruppe durch Spitzenkappung begrenzt. Spitzenkappung wird im Modell bei einem Anbindungsverhältnis angewendet, bei dem die Gesamtnennleistung der OWP größer ist, als die Nennleistung der ONAS an welche sie angeschlossen sind (die sog. Überbauung). Die Einspeisung der OWP wird im Modell zunächst zu jedem Zeitpunkt ohne

Berücksichtigung der Anbindungsleistung ermittelt. In einem zweiten Schritt wird dann die Einspeisung an jeder ONAS-Gruppe auf die Nennleistung dieser reduziert.

Tabelle 2 zeigt das Ergebnis der Optimierung im Vergleich zur Ausgangsannahme einer gleichmäßig über alle Flächen verteilten prozentualen Überbauung für die Anbindungsversion 2. Im Unterschied zu Tabelle 1 sind die Ergebnisse aggregiert auf ONAS-Gruppen dargestellt, da die VLS nach Spitzenkappung nicht mehr pro Fläche darstellbar sind.

*Tabelle 2: Startbedingungen der korrigierten Leistungsdichte, der Überbauung und der VLS der OWP und ONAS und die resultierenden Werte nach Optimierung für ein Beispiel der Optimierung unter Anwendung von Spitzenkappung mit 13 ONAS mit jeweiliger Nennleistung von 2 GW verteilt in der Anbindungsversion 2. Die Werte sind aggregiert auf die ONAS-Gruppen dargestellt. Die Farbcodierung bezieht sich auf die jeweilige Spalte.*

ONAS-Gruppe	Startbedingungen				Optimierungsergebnis			
	Kor. Leistungsdichte MW/km <sup>2</sup>	Überbauung %	VLS OWP	VLS ONAS	Kor. Leistungsdichte MW/km <sup>2</sup>	Überbauung %	VLS OWP	VLS ONAS
ONAS-14	7.4	15.4	3585	4137	7.2	12.8	3683	4153
ONAS-16	7.3	15.4	3931	4536	7.7	21.8	3806	4637
ONAS-17	11.0	15.4	3894	4493	10.2	7.3	4113	4411
ONAS-19	8.0	15.4	4183	4828	8.1	16.6	4176	4869
ONAS-13.3	10.3	15.4	3187	3679	9.6	7.8	3319	3578
ONAS-5	10.5	15.4	3931	4537	10.6	16.1	3914	4542
<b>Total</b>	<b>8.5</b>	<b>15.4</b>	<b>3854</b>	<b>4447</b>	<b>8.5</b>	<b>15.4</b>	<b>3871</b>	<b>4467</b>

Die Interpretation der Ergebnisse ist unter Einbeziehung von Spitzenkappung komplexer als im vorherigen Abschnitt. Die durch die Optimierung erreichte Steigerung der VLS liegt bei 0,4 %. Dies wird in erster Linie durch eine Verschiebung von OWP-Leistungen aus N-13.3 und N-17 in das Gebiet N-16 erreicht. Die Vorstellung und Diskussion aller Szenarienergebnisse erfolgt in Kapitel 4.

### 3.4 Modellierung der finalen Ergebnisse

Pro Szenario wurde eine ausgewählte Anbindungsversion mit dem Mesoskalenmodell WRF, Version 4.6.1, aus der BSH-Beratung des Fraunhofer IWES (Fraunhofer IWES 2023) zur Verifizierung der Ergebnisse berechnet. Die Modellversion berücksichtigt dabei die Korrektur nach Vollmer et al. (2024), die an OWP-Ertragsdaten validiert wurde (Sengers et al. 2025), und deren Einfluss auf die Ertragsmodellierung in Vollmer und Dörenkämper (2025) diskutiert wird.

## 4 Szenarien

Drei verschiedene Szenarien wurden mit der im vorherigen Kapitel beschriebenen Methodik betrachtet: ein Ausbau mit 2-GW-ONAS und jeweils ein Ausbau unter Berücksichtigung einer Steigerung der ONAS-Leistung auf 2,1 GW bzw. 2,2 GW. In allen drei Szenarien wurde die Leistungsverteilung auf den in Abbildung 1 hervorgehobenen Flächen bei einer Gesamtleistung von 30 GW optimiert.

### 4.1 ONAS mit 2 GW Leistung

Um die Leistungsverteilung auf den Flächen zu optimieren, wurde zunächst festgelegt, welche Anbindungsversionen für welche Anzahl an ONAS untersucht werden sollten. Als minimal betrachtete ONAS-Anzahl für die Studie wurden 12 ONAS (Gesamtleistung von 24 GW) ausgewählt, was einer Überbauung auf den betrachteten Flächen von durchschnittlich 25 % entspricht (6 GW Überbauung von OWP-Leistung bei 24 GW ONAS-Leistung). Tabelle 3 verdeutlicht zusammen mit der Visualisierung der Anbindungsversionen (Abbildung 2) wie viele ONAS jeweils welchen Flächen zugeordnet wurden.

*Tabelle 3: Anzahl ONAS pro ONAS-Gruppe und jeweilige Anbindungsversion (V1-V5, vgl. Abbildung 2) für alle untersuchten Kombinationen im 2-GW-Szenario. Bei 14 ONAS wurde zweimal die Anbindungsversion V4 mit unterschiedlicher Verteilung der Anzahl untersucht (V4\*).*

Anzahl ONAS	12 ONAS				13 ONAS				14 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5	V2	V4	V5	V4*
ONAS-14	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
ONAS-16	3	4	3	3	4	4	3	3	5	4	4	4
ONAS-17	2	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3
ONAS-19	2	2	2	2	2	2	3	3	2	3	3	2
ONAS-13.3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ONAS-5	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total	12	12	12	12	13	13	13	13	14	14	14	14

Die Optimierungsergebnisse sind in den folgenden Tabellen dargestellt. Die Energieerträge sind hierbei pro ONAS-Gruppe angegeben, da die Ertragsaufteilung auf die einzelnen Flächen nach Spitzenkappung nicht mehr eindeutig ist. Aufgrund der unterschiedlich an die ONAS-Gruppen angebotenen Flächen in jeder Anbindungsversion und den unterschiedlichen installierten Leistungen, ist zudem ein direkter Vergleich von Erträgen und Volllaststunden der ONAS-Gruppen 14, 16 und 17 nicht zielführend. Die Farbcodierungen beziehen sich jeweils auf alle Werte der Tabellen.

Tabelle 4: Ergebnistabellen aus der Optimierung für das 2-GW-Szenario. Gezeigt sind resultierender Ertrag in TWh, VLS der OWP, und Überbauung in Prozent.

Ertrag (TWh)	12 ONAS				13 ONAS				14 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5	V2	V4	V5	V4*
ONAS-14	17.2	17.0	18.6	17.1	16.6	16.6	18.2	18.2	16.2	16.4	17.6	16.2
ONAS-16	29.9	38.2	28.4	29.4	36.2	37.1	27.8	28.9	42.5	34.7	35.2	34.6
ONAS-17	19.0	10.6	19.1	19.2	18.5	17.6	18.8	17.7	17.3	18.4	17.2	25.2
ONAS-19	19.8	19.9	19.8	19.9	19.4	19.5	26.3	26.2	19.1	25.9	25.8	19.1
ONAS-13.3	7.3	7.2	7.3	7.3	7.2	7.2	7.2	7.2	6.9	7.0	7.0	7.0
ONAS-5	18.2	17.9	18.3	18.3	18.1	18.2	18.0	18.0	17.9	17.9	17.8	17.9
Total	111.2	110.8	111.5	111.2	116.0	116.2	116.3	116.3	120.0	120.3	120.6	119.9

VLS OWP	12 ONAS				13 ONAS				14 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5	V2	V4	V5	V4*
ONAS-14	3437	3512	3498	3455	3687	3683	3676	3667	3803	3770	3888	3812
ONAS-16	3565	3588	3578	3626	3737	3806	3809	3855	3909	3977	3967	3940
ONAS-17	3989	3840	4000	3964	4208	4113	4205	4118	4268	4357	4283	4067
ONAS-19	3966	3901	3964	3911	4205	4176	3979	3987	4366	4128	4134	4380
ONAS-13.3	3239	3275	3234	3217	3295	3319	3326	3332	3466	3452	3456	3449
ONAS-5	3914	4017	3861	3850	3924	3914	3983	3999	4036	4064	4122	4063
Total	3707	3693	3714	3705	3867	3871	3875	3875	3998	4010	4020	3997

Überbau- ung (%)	12 ONAS				13 ONAS				14 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5	V2	V4	V5	V4*
ONAS-14	24.9	21.0	33.1	23.8	12.8	12.8	23.8	24.3	6.7	8.9	13.3	6.2
ONAS-16	39.7	33.1	32.4	35.3	21.0	21.8	21.7	25.0	8.7	9.2	10.8	9.7
ONAS-17	18.8	37.5	19.4	21.0	10.0	7.3	11.7	7.3	1.2	5.6	0.7	3.4
ONAS-19	24.9	27.6	24.9	27.1	15.5	16.6	10.0	9.6	9.5	4.5	4.1	8.9
ONAS-13.3	12.2	10.0	12.2	13.3	8.9	7.8	7.8	7.8	0.1	1.2	1.2	1.2
ONAS-5	16.1	11.7	18.3	18.8	15.5	16.1	13.3	12.8	11.1	10.0	7.8	10.0
Total	25.0	25.0	25.0	25.0	15.4	15.4	15.4	15.4	7.2	7.2	7.2	7.2

Zunächst kann festgestellt werden, dass der Haupteinfluss auf die Erträge bei der Anzahl der ONAS bzw. der zur Verfügung stehenden Anbindungsleistung liegt. So liegt der Ertrag von 14 ONAS (28 GW Anbindungsleistung) bei etwa 120 TWh und von 12 ONAS (24 GW) bei etwa 111 TWh. Für die untersuchten Anzahlen an ONAS ist die Abhängigkeit näherungsweise linear mit einem jährlichen Mehrertrag von 2,4 TWh pro ein GW zusätzlicher Anbindungsleistung. Die Ertragsunterschiede bei verschiedenen Anbindungsversionen und gleichbleibender Anbindungsleistung sind mit einer Größenordnung von  $\pm 0,3$  TWh dagegen relativ gering. Der maximal erreichbare Ertrag ohne Spitzenkappung unterscheidet sich leicht zwischen den Anbindungsversionen und liegt bei etwa 123,5 TWh. Aus den Gesamterträgen der OWP lässt sich daher keine eindeutig zu bevorzugende Anbindungsversion ermitteln.

Für die Auswahl einer Kombination aus Anbindungsleistung und -version zur weiteren Untersuchung wurden daher weitere Statistiken aus den Berechnungen sowie Erwägungen der ÜNB berücksichtigt. Die Abwägung wurde auf Seiten der ÜNB auf Basis folgender Faktoren gemacht:

- Eine möglichst homogene Überbauung über alle Gebiete hinweg

- Ein möglichst geringes Extrem der Überbauung
- Eine möglichst geringe ONAS-Anzahl in den weit entferntesten Gebieten (insbesondere N-19)
- Eine Erreichbarkeit/Anbindbarkeit der Flächen hinsichtlich Längen der Innerparkverkabelung und der Zuordnung zwischen den Gebieten 14, 16, 17 u. 20 der unterschiedlichen Flächenkulissen
- Ein möglichst hoher Energieertrag
- Möglichst homogene VLS über alle Gebiete hinweg

Die finale Auswahl zur Verifizierung mit dem Mesoskalenmodell für das 2-GW-Szenario fiel auf eine Anbindungsleistung von 26 GW (13 ONAS) welches einer Gesamt-Überbauung von ~15 % entspricht. Die Anbindung der Flächen an die ONAS entspricht dabei der Anbindungsversion 2, das heißt die Fläche N-17.1 ist an die ONAS des Gebietes N-16 mit angeschlossen.

Zur Verifizierung der Ergebnisse wurde die ausgewählte Kombination mit dem Mesoskalenmodell berechnet. Das Mesoskalenmodell berechnet, gemittelt über alle betrachteten Flächen, einen insgesamt etwas niedrigeren Ertrag (-0,6 %), der insbesondere auf niedrigere Erträge auf den Gebieten N-17 und N-19 zurückzuführen ist. Für die Fläche N-13.3 liegt der Ertrag dagegen um nahezu 4 % höher. Der Vergleich verdeutlicht die vorhandenen Modellunsicherheiten, die bei der Interpretation der Ergebnisse eine Rolle spielen sollten.

Der Ertrag vor Anwendung von Spitzenkappung liegt bei der untersuchten Anbindungsversion bei 123,1 TWh. Damit resultiert durch die Spitzenkappung ein abgeregelter potenzieller Ertrag von 7,6 TWh, was einer relativen Abregelung von 6,2 % entspricht.

*Tabelle 5: Vergleich der Modellierungsergebnisse mit dem kalibrierten Optimierungsmodell und dem Mesoskalenmodell.*

Ertrag (TWh)	ONAS-14	ONAS-16	ONAS-17	ONAS-19	ONAS-13.3	ONAS-5	Total
Optimierungsmodell	16.6	37.1	17.6	19.5	7.2	18.2	116.2
Mesoskalenmodell	16.8	36.9	17.3	19.1	7.4	17.9	115.5
Differenz (%)	1.0%	-0.5%	-1.8%	-1.8%	3.7%	-1.3%	-0.6%

## 4.2 Erhöhung der ONAS-Leistung auf 2,1 GW

Im zweiten untersuchten Szenario wurden die Nennleistungen der einzelnen ONAS auf 2,1 GW gesteigert. Die Zuordnungen der Flächen zu den ONAS-Gruppen blieben in diesem Szenario dieselben. Die Versionen mit 14 ONAS wurden nicht weiter untersucht, da die Anbindungsleistung in diesem Fall bei 29,4 GW liegt und damit bei einer sehr niedrigen Überbauung von 2 %.

Die Ergebnisse für 2,1 GW ONAS sind in Tabelle 6 dargestellt. Wie erwartet steigen die Erträge mit Steigerung der Übertragungsleistung. Qualitativ ändert sich allerdings wenig an den Ergebnissen zu den Untersuchungen im vorherigen Szenario. Ausschlaggebend für den Gesamtertrag ist weiterhin die Gesamt-Anbindungsleistung. Ein Vergleich der Szenarien wird in Kapitel 5 vorgenommen.

Tabelle 6: Ergebnistabellen aus der Optimierung für das 2,1-GW-Szenario. Gezeigt sind resultierender Ertrag in TWh/Jahr, VLS der OWP, und die Überbauung in Prozent.

Ertrag (TWh)	12 ONAS				13 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5
ONAS-14	17.5	17.4	19.1	17.4	16.9	17.0	18.5	18.5
ONAS-16	30.5	39.1	29.0	30.2	36.8	37.8	28.3	29.6
ONAS-17	19.5	10.8	19.6	19.7	19.1	18.2	19.3	18.1
ONAS-19	20.3	20.4	20.4	20.4	20.0	19.9	26.9	26.9
ONAS-13.3	7.4	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.3
ONAS-5	18.9	18.6	18.9	18.9	18.6	18.5	18.6	18.5
<b>Total</b>	<b>114.1</b>	<b>113.7</b>	<b>114.3</b>	<b>114.1</b>	<b>118.7</b>	<b>118.7</b>	<b>119.0</b>	<b>118.9</b>

VLS OWP	12 ONAS				13 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5
ONAS-14	3548	3572	3626	3582	3776	3747	3826	3779
ONAS-16	3733	3702	3704	3713	3869	3899	3939	3960
ONAS-17	4099	4080	4137	4110	4236	4152	4280	4182
ONAS-19	4093	4094	4062	4079	4286	4313	4040	4058
ONAS-13.3	3302	3277	3297	3279	3376	3381	3410	3438
ONAS-5	3827	3971	3837	3825	3974	4013	3990	4058
<b>Total</b>	<b>3803</b>	<b>3789</b>	<b>3810</b>	<b>3802</b>	<b>3956</b>	<b>3957</b>	<b>3965</b>	<b>3962</b>

Überbau- ung (%)	12 ONAS				13 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5
ONAS-14	17.3	16.3	25.2	15.8	6.9	7.9	15.2	16.8
ONAS-16	29.6	25.7	24.3	29.2	13.1	15.5	14.2	18.7
ONAS-17	13.1	25.7	12.6	14.2	7.4	4.2	7.4	3.2
ONAS-19	18.4	18.4	19.4	18.9	11.0	10.0	5.8	5.1
ONAS-13.3	6.9	7.9	6.9	7.9	2.7	2.7	1.6	0.6
ONAS-5	17.9	11.6	17.3	17.9	11.6	10.0	11.0	8.4
<b>Total</b>	<b>19.1</b>	<b>19.1</b>	<b>19.1</b>	<b>19.1</b>	<b>9.9</b>	<b>9.9</b>	<b>9.9</b>	<b>9.9</b>

Auch für die gesteigerte Anbindungsleistung von 2,1 GW wurde eine Kombination aus ONAS-Anzahl und Anbindungsversion zum Vergleich und Zeitreihenerzeugung mit dem Mesoskalenmodell ausgewählt. Die ausgewählte Kombination war die Kombination aus 12 ONAS und der Anbindungsversion V3. Der resultierende Ertrag für die optimierten Flächen mit dem Mesoskalenmodell beträgt 113,6 TWh. Bei einem potenziellen Ertrag vor Spitzenkappung von 123,1 TWh ergibt sich damit eine Ertragsabregelung von 9,5 TWh (7,7 %).

### 4.3 Erhöhung der ONAS-Leistung auf 2,2 GW

Im dritten und letzten untersuchten Szenario wurden die Nennleistungen der einzelnen ONAS auf 2,2 GW gesteigert. Die Ergebnisse sind in Tabelle 7 dargestellt. Ein Vergleich der Szenarien wird in Kapitel 5 vorgenommen. Aus dem 2,2-GW-Szenario wurde keine Anbindungskombination zur weiteren Untersuchung mit dem Mesoskalenmodell gerechnet.



Tabelle 7: Ergebnistabellen aus der Optimierung für das 2,2 GW Szenario. Gezeigt sind resultierender Ertrag in TWh/Jahr, VLS der OWP, und die Überbauung in Prozent.

Ertrag (TWh)	12 ONAS				13 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5
ONAS-14	17.7	17.9	19.5	17.9	17.4	17.3	18.8	18.6
ONAS-16	31.1	39.9	29.4	30.7	37.3	38.4	28.8	30.1
ONAS-17	20.0	11.0	20.2	20.2	19.5	18.6	19.7	18.7
ONAS-19	20.9	20.9	20.9	20.9	20.4	20.4	27.6	27.6
ONAS-13.3	7.7	7.5	7.7	7.7	7.4	7.4	7.5	7.5
ONAS-5	19.3	19.1	19.2	19.3	18.9	18.9	18.9	18.7
<b>Total</b>	<b>116.7</b>	<b>116.3</b>	<b>116.9</b>	<b>116.7</b>	<b>121.0</b>	<b>121.0</b>	<b>121.3</b>	<b>121.2</b>

VLS OWP	12 ONAS				13 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5
ONAS-14	3676	3612	3672	3608	3799	3802	3916	3955
ONAS-16	3845	3807	3853	3863	3955	4009	4065	4084
ONAS-17	4153	4252	4176	4195	4313	4204	4352	4182
ONAS-19	4182	4183	4183	4180	4401	4383	4071	4070
ONAS-13.3	3284	3353	3256	3282	3403	3409	3405	3412
ONAS-5	3906	4014	3952	3905	4074	4088	4092	4165
<b>Total</b>	<b>3890</b>	<b>3875</b>	<b>3897</b>	<b>3888</b>	<b>4033</b>	<b>4033</b>	<b>4042</b>	<b>4038</b>

Überbau- ung (%)	12 ONAS				13 ONAS			
	V1	V2	V3	V4	V1	V2	V3	V5
ONAS-14	9.5	12.5	21.0	13.0	4.0	3.5	9.0	7.0
ONAS-16	22.7	19.0	15.7	20.3	7.3	8.8	7.3	11.7
ONAS-17	9.5	18.0	10.0	9.5	3.0	0.5	3.0	1.5
ONAS-19	13.5	13.5	13.5	13.5	5.5	6.0	2.7	2.7
ONAS-13.3	6.0	2.0	7.0	6.0	0.0	0.0	0.0	0.0
ONAS-5	12.5	8.0	10.5	12.5	5.5	5.0	5.0	2.0
<b>Total</b>	<b>13.7</b>	<b>13.7</b>	<b>13.7</b>	<b>13.7</b>	<b>4.9</b>	<b>4.9</b>	<b>4.9</b>	<b>4.9</b>

#### 4.4 Gesamterträge aus der deutschen AWZ

Aus den ausgewählten ONAS-Kombinationen aus den 2,0-GW und 2,1-GW-Szenarien ergeben sich 115,5 TWh (13 ONAS à 2 GW in Anbindungsversion 2) und 113,6 TWh (12 ONAS à 2,1 GW in Version 3) Ertrag aus den 30 GW OWP in den betrachteten Gebieten. Unter der in Kapitel 2.1 diskutierten Berücksichtigung des Rückbaus existierender OWP in den Entfernungszonen 1-3 des NEP ergibt sich für die anderen OWP in der deutschen Nordsee ein Ertrag von 118,0 TWh. Der Gesamtertrag aus der deutschen Nordsee liegt demnach bei 233,5 TWh für das 2,0 GW Szenario mit 13 ONAS und bei 231,6 TWh für das 2,1-GW-Szenario mit 12 ONAS.

Aus den 4,7 GW installierter OWP-Leistung in der deutschen Ostsee wird mit dem Mesoskalenmodell ein Ertrag von 19,5 TWh berechnet. Damit ergibt sich ein Gesamtertrag von 253,0 TWh bzw. 251,1 TWh aus 70,1 GW installierter OWP-Leistung.



## 5 Interpretation und Einordnung der Ergebnisse

### 5.1 Abhängigkeit des Energieertrags von der ONAS-Leistung

Wie in Kapitel 4 erläutert, ergibt sich bei Erhöhung der Gesamt-Anbindungsleistung ein annähernd linearer Anstieg des eingespeisten Gesamtenergieertrags. Dies unterscheidet sich zum Verhalten bei einzelnen Flächen, an denen eine nicht-lineare Abhängigkeit festgestellt wird (vgl. Abbildung 5). Wie aus der Abbildung deutlich wird, wird bei einer einzelnen Fläche (bzw. einem einzelnen OWP) durch eine Reduktion der Anbindungsleistung der eingespeiste Gesamtenergieertrag mehr als linear reduziert (Abbildung 5, rechts). Dies ist physikalisch nachvollziehbar, da beispielsweise bei Verdopplung der Überbauung von 10 % auf 20 % nicht nur die abgeregelten Energiemengen in denselben Zeiträumen verdoppelt werden, sondern auch in weiteren Stunden des Jahres zusätzlich abgeregelt wird, wie in Abbildung 5 (links) visualisiert.

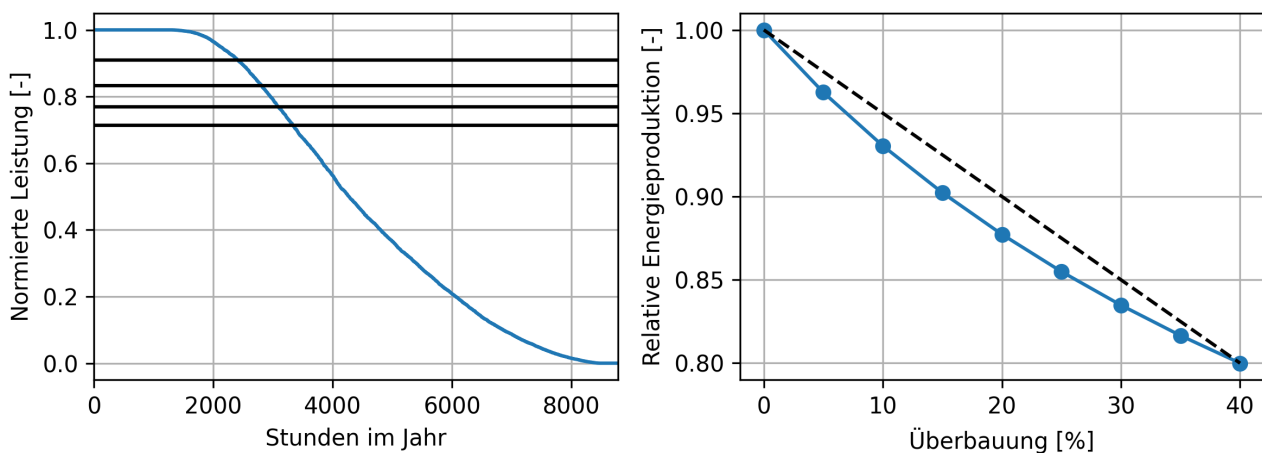


Abbildung 5: Theoretische Reduktion des Anbindungsverhältnisses im Gebiet N-19 bei gleichbleibender installierter OWP-Leistung. (links) Jahresdauerlinie des Energieertrags der Fläche. Als horizontale Linien sind von oben nach unten die ONAS-Nennleistungen bei Überbauungen von 10 % bis 40 % dargestellt. (rechts) Relative Energieproduktion des Gebiets bei unterschiedlichen Überbauungen. Die gestrichelte Linie stellt als Referenz eine lineare Reduktion dar.

Die Vermeidung dieses nicht-linearen Zusammenhangs wird in den Szenariensimulationen dieser Studie durch die Verschiebung von Leistungen und Überbauungen auf den Flächen erreicht. Dass der Zusammenhang bei den untersuchten Anbindungsleistungen linear bleibt, lässt darauf schließen, dass die Flexibilität, Leistung zu verschieben und eine unterschiedliche Überbauung zu nutzen mit der Reduktion an ONAS zunimmt.

Eine Erhöhung der Anbindungsleistung der ONAS sollte diese Flexibilität dagegen verringern. Der Vergleich zwischen eingespeisten Energiemengen und Gesamt-Anbindungsleistung bei unterschiedlichen ONAS-Leistungen zeigt allerdings, dass dies im untersuchten Rahmen der Leistungserhöhung von bis zu 10 % keine signifikante Rolle spielt. Abbildung 6 zeigt, dass auch bei einer Steigerung der ONAS-Leistung die Ergebnisse auf derselben linearen Funktion liegen.

Dies bedeutet, dass durch die Reduzierung von ONAS mittels der Steigerung der Anbindungsleistung um bis zu 10 % weder signifikante Ertragseinbußen noch Ertragsgewinne zu erwarten sind.

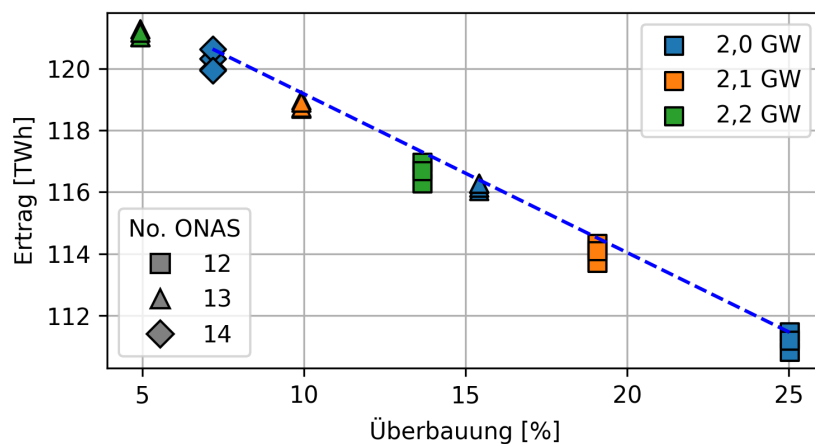


Abbildung 6: Optimierter Ertrag als Funktion der Gesamtüberbauung für alle untersuchten Szenarien. Die gestrichelte Linie stellt als Referenz eine lineare Reduktion dar.

## 5.2 Flexible Überbauung

Die flexible Überbauung wird in dieser Studie als ein Instrument zur Erhöhung des Ertrags aus den verfügbaren Flächen genutzt.

Die Ergebnistabellen zeigen, dass das Ergebnis der Optimierung durchaus große Unterschiede zwischen den Überbauungen der OWP zur Folge hat. Anders als zunächst vermutet, lässt sich kein genereller Zusammenhang zwischen den VLS der OWP vor Spitzenkappung und der optimalen Überbauung (vgl. Abbildung 7) finden. Der relative Ertragsverlust durch Spitzenkappung ist eindeutig in erster Linie von der Überbauung abhängig. Abbildung 7 (rechts) verdeutlicht allerdings auch eine Abhängigkeit zu den VLS der OWP vor Anwendung von Spitzenkappung, erkennbar durch die höheren relativen Ertragsverluste einiger OWP mit höheren VLS bei derselben Überbauung wie OWP mit niedrigeren VLS.

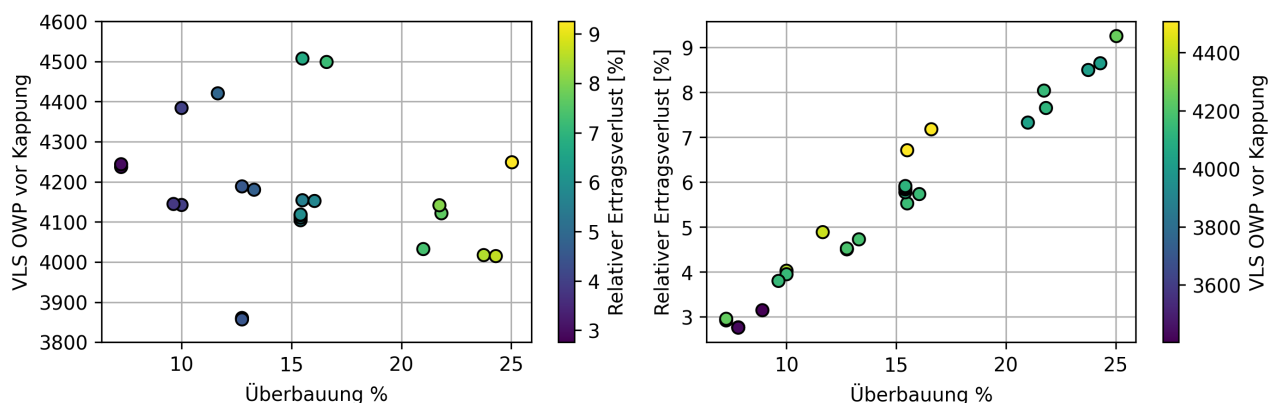


Abbildung 7: Die Zusammenhänge von mittleren VLS der OWP in den ONAS-Gruppen vor Spitzenkappung, Überbauung und relativer Ertragsverlust durch Spitzenkappung in zwei verschiedenen Visualisierungen. Dargestellt sind nur die Ergebnisse für das 2 GW Szenario bei 13 ONAS.

Ein Vergleich mit Referenzsimulationen mit konstanter Überbauung zeigt einen im Mittel um 0,5 % reduzierten Energieertrag. Dies zeigt, dass der Einflussfaktor einer flexiblen Überbauung auf die Erträge eingeschränkt ist. Als Konsequenz bieten sich aus dieser Erkenntnis eventuell mehr Freiheiten zu der Positionierung der ONAS.

### 5.3 Einordnung des Wetterjahres 2012

Eine Zielstellung dieser Studie war es, Ertragszeitreihen für die Netzmodellierung im NEP zu liefern. Daher ist das zugrundeliegende Wetterjahr der Zeitreihen das Jahr 2012. Dies weicht von den über das BSH veröffentlichten Studien des Fraunhofer IWES zum Langzeitertragspotential in der deutschen AWZ der Nordsee (z.B. Vollmer und Dörenkämper 2025) ab. In diesen Studien wurde das Jahr 2006 als zugrundeliegendes Wetterjahr genutzt.

Abbildung 8 zeigt die mittleren Windgeschwindigkeiten der Jahre 2006 und 2012 im Vergleich zum Langzeitmittel an der Position der Offshore-Messmasten FINO1 in der deutschen Nordsee. Die Quelle der Daten ist der Reanalysedatensatz ERA5, veröffentlicht vom ECMWF (Hersbach et al. 2020). Für die letzten dreißig Jahre liegen die Jahre 2006 und 2012 in der Nordsee ähnlich nah am klimatischen Mittel (30 Jahre), mit einer leicht niedrigeren Windgeschwindigkeit (-1,2 %) im Jahr 2006 und einer leicht höheren (+1,5 %) im Jahr 2012. In der Ostsee ist die Abweichung zum klimatischen Mittel vergleichbar mit der Abweichung in der Nordsee für das Jahr 2012. Das Jahr 2006 liegt dagegen in der Ostsee wesentlich (-4,6 %) unterhalb des dreißigjährigen Mittels.

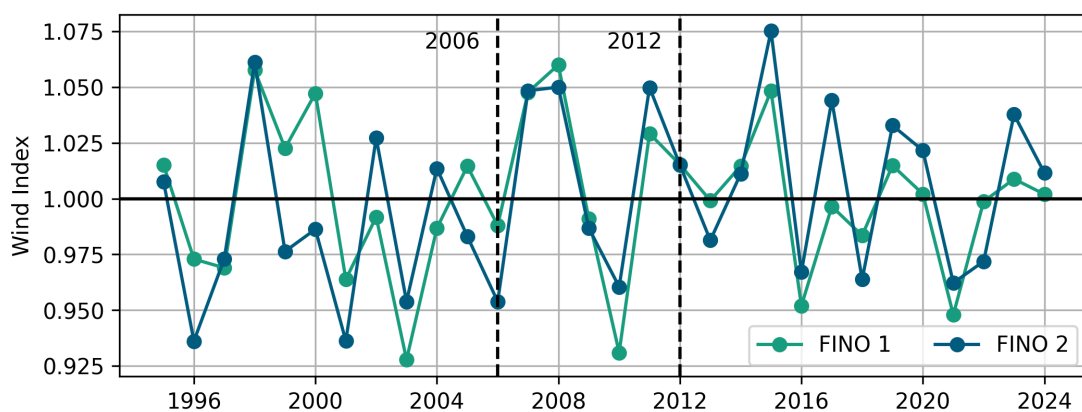


Abbildung 8: Normiertes Jahresmittel der Windgeschwindigkeit aus dem ERA5 Reanalysedatensatz an den Positionen der beiden Messmasten FINO1 (Nordsee) und FINO2 (Ostsee).

Einer der Gründe für die größeren Abweichungen im Jahr 2006 in der Ostsee kann die stärkere Abweichung in der Windrichtungsverteilung sein. Abbildung 9 verdeutlicht, dass die Windrosen der zwei Jahre nur geringfügig vom Langzeitmittel abweichen, mit der stärksten Abweichung für die Ostsee im Jahr 2006. Unterschiede in der Windrichtungsverteilung würden sich in den Ergebnissen in erster Linie in der Größenordnung der Abschattungseffekte widerspiegeln. Insgesamt erscheint das Jahr 2012 daher repräsentativer für die Modellierung des Langzeitertrags in Nord- und Ostsee.

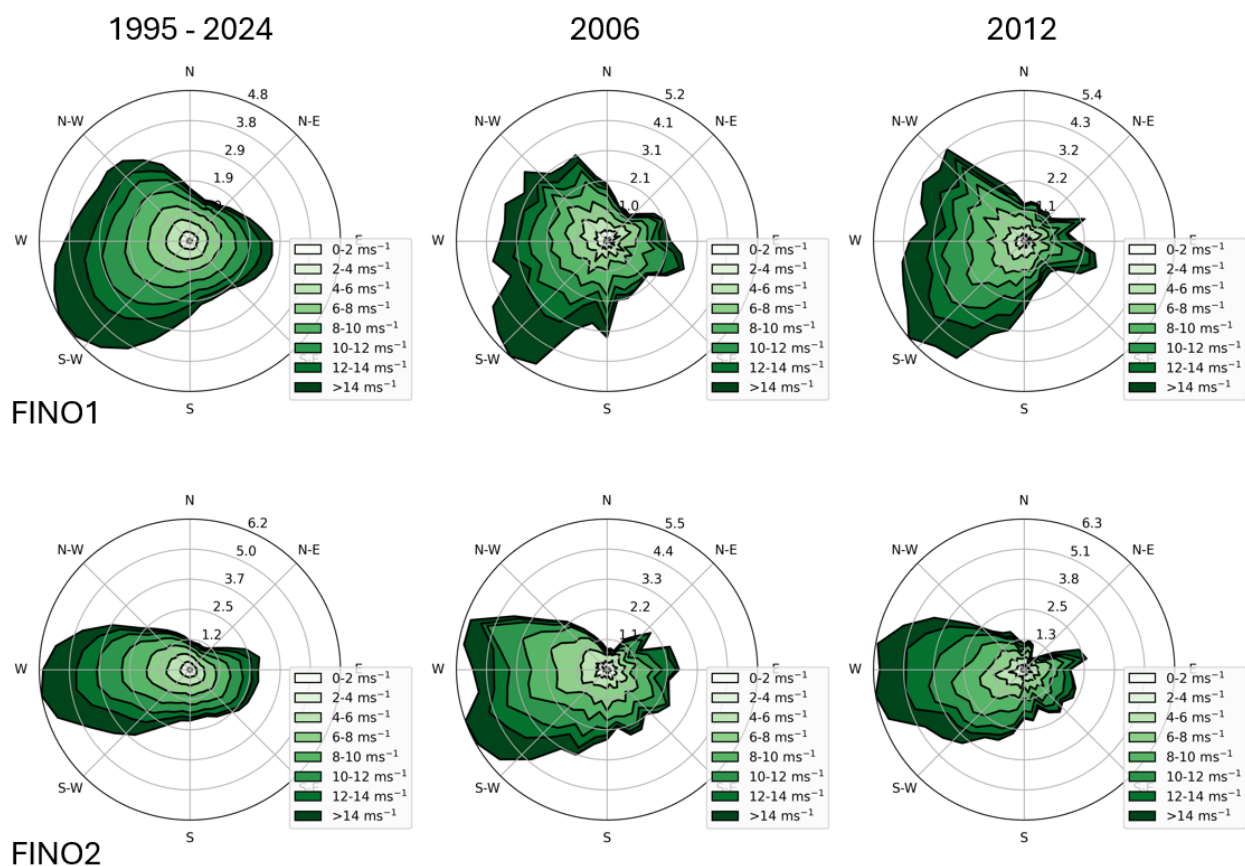


Abbildung 9: Windrosen für das dreißigjährige Mittel von 1995-2024 (links), das Jahr 2006 (Mitte) und das Jahr 2012 (rechts), und für die geographischen Positionen der Messmasten FINO1 (Nordsee) und FINO2 (Ostsee).

Für die Untersuchungen in dieser Studie muss beachtet werden, dass ein einzelnes Wetterjahr nur eine eingeschränkte Repräsentativität für die Häufigkeit an verschiedenen Wetterphänomenen besitzt. Dies führt dazu, dass die Ergebnisse nicht uneingeschränkt generalisierbar sind und es in anderen Jahren beispielsweise längere und häufigere Schwachwind- oder Sturmphasen geben kann. Die Häufigkeit der Phasen von Winden über Nennwindgeschwindigkeit kann dabei Auswirkung auf den jährlich abgeregelten Ertrag bei Anwendung der Spitzenkappung haben. Außerdem variiert der jährliche Ertrag aus Nord- und Ostsee zwischen den einzelnen Jahren, wie in Abbildung 8 dargestellt, und führt daher auch zu einer Variation der Auslastung der ONAS.

## 5.4 Unsicherheiten der Ertragsermittlung

In der Studie wird Spitzenkappung als reiner Post-Processing Schritt angewendet. Dies bedeutet, dass OWP-Erträge, welche oberhalb der Anbindungsleistung liegen, zu jedem Zeitschritt auf diese reduziert werden. In der Realität würde dies über eine aktive Regelung jeder einzelnen WEA erfolgen. Dies hätte Einfluss auf die Energiemenge, welche dem Wind entzogen wird und könnte daher zu einer geringen Abschattung von OWP in Windrichtung stromabwärts und damit zu einem höheren Ertrag führen. Für die Analysen in diesem Bericht wird angenommen, dass dieser Effekt nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtenergieerzeugung hat, und deshalb entsprechend vernachlässigt werden kann.

Ein weiterer Unsicherheitsfaktor bei der Ermittlung des Energieertrags ist, dass Spitzenkappung aggregiert auf die ONAS-Gruppen angewendet wird. Dies ist eine Folge der für die Optimierung notwendigen Freiheit die Flächen nicht exakt einzelnen ONAS zuzuordnen. In Realität würde

Spitzenkappung dagegen an jedem ONAS separat angewendet. Durch die aggregierte Kappung ist der in Realität nicht auftretende Effekt möglich, dass die Überschreitung der Nennleistung an einem ONAS durch eine Unterschreitung an einem anderen ONAS der ONAS-Gruppe ausgeglichen wird. Der Einfluss dieser Vereinfachung wurde bereits in Vollmer und Dörenkämper (2025) beispielhaft untersucht und kann bis zu 0,5 % in den resultierenden, abgeregelten Energiemengen abweichen.

Ein Effekt, welcher außerdem nicht berücksichtigt wird, ist, dass die Verfügbarkeit der WEA nicht immer 100 % betragen kann und daher ein Teil der durch die Spitzenkappung verlorenen Energiemenge ohnehin – aufgrund Nichtverfügbarkeit einzelner WEA – nicht erzeugt werden würde. Dieser Verlust würde allerdings nur in Zeiten, in denen keine Spitzenkappung angewendet wird, relevant werden, und dort tendenziell zu einem Ertragsverlust führen. Der relative Ertragsverlust durch Spitzenkappung würde demnach reduziert werden.

Zum Vergleich mit der Berechnung der Langzeiterträge in der deutschen Nord- und Ostsee des Fraunhofer IWES, die vom BSH veröffentlicht wurden, muss beachtet werden, dass in dieser Studie sowohl ein anderes Wetterjahr verwendet wurde als auch eine aktualisierte Modellversion des Mesoskalenmodells, welche eine bessere Performance im Vergleich zu Messdaten verspricht. Kombiniert führt dies zu Mehrerträgen in dieser Studie von insgesamt etwa 10 %. Zur Einordnung der Änderungen der Modellversion sei auf das Kapitel 4 in Vollmer und Dörenkämper (2025) verwiesen. Die Modellierung der Energieerträge zukünftiger OWP und OWP-Cluster der betrachteten Größenordnung von über 10 GW ist Bestandteil der aktuellen internationalen Forschung. Da es derzeit keine vergleichbaren Installationen dieser Größenordnung gibt, muss mit entsprechend hohen Unsicherheiten bei den Ertragsprognosen gerechnet werden.

## 6 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie untersucht, wie sich ONAS und OWP in der deutschen Nordsee so verteilen lassen, dass für den NEP realistische und zugleich ertragsoptimierte Zeitreihen entstehen. Zugleich prüft sie Kostensenkungspotenziale durch eine Verringerung der Gesamtzahl von ONAS oder durch moderat erhöhte ONAS-Nennleistungen.

Kernidee war, den Gesamtenergieertrag aus der deutschen Nordsee unter realitätsnahen Abschattungsbedingungen zu maximieren und dafür die installierte OWP-Leistung flexibel über die verfügbaren Flächen zu verschieben sowie eine flexible Überbauung anzuwenden. Den vier ÜNB (50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW) sollten damit verlässliche Eingangsdaten für den NEP zur Verfügung gestellt, und zugleich Hinweise auf technisch-wirtschaftlich vorteilhafte Anbindungsvarianten gegeben werden.

Die optimierte Flächenkulisse für alle Gebiete in den Entfernungszonen 4 und 5 des NEP richtet sich nach dem informatorischen Anhang des FEP 2025 plus dem Gebiet N-5 und der Fläche N-13.3. Insgesamt wurden 30 GW an installierter Leistung für die betrachteten Flächen angenommen. Das Stützjahr des Offshore-Ausbaus ist 2045, mit einem – gemäß den derzeitigen gesetzlichen Ausbauzielen für Offshore-Wind – Vollausbau der installierten Leistungen in der deutschen Nord- und Ostsee. OWP, die bis dahin das Laufzeitmaximum (30 Jahre) überschreiten, wurden als zurückgebaut behandelt und gingen weder mit Ertrag noch mit Abschattung in die Berechnungen ein (Rückbauvolumen 3,7 GW). Damit ergibt sich für die deutsche Nordsee eine gesamte installierte Leistung von 65,4 GW, die im betrachteten Vollausbau in das Übertragungsnetz einspeist. Ein Ausbau von insgesamt 4,7 GW in der Ostsee floss nicht in die Optimierung ein, lieferte über ein fixiertes Szenario jedoch die ergänzenden Produktionszeitreihen der betrachteten OWP.

Zur Abbildung externer Abschattungseffekte wurden Annahmen zu zukünftigen OWP in den Nachbarländern getroffen. In den Niederlanden wurden insgesamt 33 GW in Gebieten nahe der Grenze zur deutschen AWZ gemäß des North Sea Programmes (mit aktualisierten Annahmen) berücksichtigt. Zudem ist der resultierende Abschattungseffekt der dänischen Horns-Rev-Parks (Nordsee) und von Kriegers Flak (Ostsee) auf die deutschen OWP berücksichtigt. Die meteorologische Basis für alle Berechnungen war das Wetterjahr 2012 in Übereinstimmung mit dem NEP-Szenarioahmen.

Methodisch erfolgte die Optimierung mit der IWES-Open-Source-Software FOXES unter Verwendung des TurbOPark-Abschattungsmodells auf Grundlage dreidimensionaler WRF-Strömungsfelder, die alle externen, nicht optimierten OWP enthalten, die optimierten Flächen selbst jedoch ausklammern. Das Optimierungsmodell wurde gegen ein öffentliches BSH-Referenzszenario kalibriert. Optimiert wurde die Leistungsdichte je OWP-Fläche unter folgenden Randbedingungen: kein Neuzuschnitt der Fläche, konstante Summe von 30 GW über die optimierten Flächen und keine „Unterbauung“ (OWP-Leistung kleiner als ONAS-Leistung). Die Spitzenkappung wurde auf Ebene der ONAS-Gruppen auf Zeitreihenbasis im Post-Processing angewendet. Ausgewählte Konfigurationen wurden zur Verifikation mit dem mesoskaligen WRF-Setup aus der BSH-Beratung nachgerechnet.

Im Fokus standen drei Szenarien zur ONAS-Nennleistung: 2,0 GW, 2,1 GW und 2,2 GW. Für jede ONAS-Leistung wurden mehrere Anzahlen an ONAS sowie unterschiedliche Anbindungsversionen untersucht. Zentrales Ergebnis über alle Varianten war, dass der Gesamtertrag im untersuchten Rahmen nahezu linear mit der verfügbaren Gesamt-Anbindungsleistung skaliert. Der Gesamtertrag pro Jahr steigt um etwa 2,4 TWh pro zusätzlichem GW an Anbindungsleistung. Unterschiede zwischen Anbindungsversionen bei gleicher Gesamt-Anbindungsleistung bleiben gering ( $\pm 0,3$  TWh), sodass die

Auswahl insbesondere auch von praktischen Abwägungen wie Homogenität der Überbauung, Minimierung extremer Überbauung, Erreichbarkeit/Kabelwege, ONAS-Positionierung sowie weiterer qualitativer Kriterien geprägt sein kann.

Für das 2,0-GW-Szenario wurde eine Konfiguration mit 13 ONAS (26 GW Gesamt-Anbindungsleistung, Überbauung von 15 %) zur Verifikation ausgewählt. Das Mesoskalenmodell bestätigt den Trend des Optimierungsmodells und liegt beim Gesamtertrag der optimierten 30 GW mit 115,5 TWh um lediglich -0,6 % unter dem Optimierungsmodell. Die abgeregelte Ertragsmenge liegt bei der untersuchten Überbauung von 15 % bei 6,2 % (7,6 TWh). Unter Einbezug der nicht-optimierten Nordsee-Flächen (inkl. Rückbauannahmen) ergibt sich ein Energieertrag von 233,5 TWh aus der deutschen Nordsee. Die Ostsee (4,7 GW) liefert 19,5 TWh. Für Gesamt-Deutschland im Wetterjahr 2012 liegt damit der errechnete Offshore-Energieertrag mit 70,1 GW Offshore-Kapazität bei 253,0 TWh. Dieser Wert liegt um 11 TWh höher als die im NEP 2023 (Übertragungsnetzbetreiber 2023) für das Szenariojahr 2045 angenommene Offshore-Energiemenge von 242 TWh, bei der keine Überbauung angenommen wurde.

Für 2,1-GW-ONAS wurde eine Konfiguration mit 12 ONAS (25,2 GW Anbindungsleistung, Überbauung von 19 %) näher untersucht. Die optimierten Flächen mit einer Kapazität von 30 GW erzielen 113,6 TWh, bei 7,7 % (9,5 TWh) durch Spitzenkappung abgeregelter Energie. Die Nordsee gesamt erzielt 231,6 TWh. Das 2,2-GW-Szenario bestätigt qualitativ die lineare Skalierung des Gesamtertrags mit der Gesamtanbindungsleistung.

Bemerkenswert ist, dass die Ergebnisse der Varianten 2,0/2,1/2,2 GW bei gleicher Gesamt-Anbindungsleistung nahezu deckungsgleich bleiben. Dies impliziert, dass eine moderate Steigerung der ONAS-Nennleistung (bis etwa +10 %) die Reduktion der ONAS-Anzahl, ohne signifikante systemweite Ertragseinbußen erlaubt. Die flexible Überbauung wirkt somit als Feinjustierung. Ihr zusätzlicher Ertragsnutzen ist im Mittel jedoch begrenzt: Gegenüber Konfigurationen mit konstanter Überbauung auf allen Flächen ergibt sich typischerweise ein Mehrertrag von rund 0,5 %. Der relative Ertragsverlust durch Kappung hängt damit primär vom Grad der Überbauung ab. Praktisch eröffnet dies Spielräume Betreiberbelange (z. B. maximale Überbauung je OWP) und wirtschaftliche Kriterien stärker zu berücksichtigen und die ONAS-Positionierung aus Netz- und OWP-Betreibersicht zu optimieren.

Eine Einordnung der Repräsentativität der ermittelten Energieerträge zeigt, dass 2012 in der Nordsee leicht über dem 30-jährigen Mittel liegt (+1,5 % Wind), während 2006, – häufige Referenz vergleichbarer Studien – insbesondere in der Ostsee (-4,6 %) darunter liegt. Damit erscheint das Jahr 2012 als eine solide Basis, um Ertragszeitreihen zu liefern, welche repräsentativ für das klimatische Mittel sind. Unsicherheiten bleiben insbesondere dadurch, dass ein Einzeljahr die Häufigkeit spezieller Wetterlagen (z. B. lange Sturm- oder Schwachwindphasen) nicht vollständig abdecken kann, was in den betrachteten Analysen insbesondere die Häufigkeit von Situationen mit Spitzenkappung beeinflusst. Für robustere Statistiken wären mehrjährige Daten von mindestens einer Dekade und mehr aussagekräftiger.

Zur Einordnung der Unsicherheiten sollte berücksichtigt werden, dass die Kappung als Post-Processing modelliert wurde. Potenziell positive Sekundäreffekte einer realen, aktiven Leistungsbegrenzung (z. B. geringere Abschattung auf OWP windabwärts) sind daher nicht explizit abgebildet. Verfügbarkeiten von WEA wurden in Absprache mit den Auftraggebern nicht betrachtet. Deren Berücksichtigung könnte den Energieertrag aber auch den relativen Kappungsverlust weiter mindern. Die Vereinfachung der Kappung aggregiert über mehrere ONAS führt zu einer weiteren geringfügigen Überschätzung (bis zu 0,5 % aus den Gebieten auf denen Spitzenkappung angewendet wird) des Energieertrags. Schließlich wurde für die Verifikation eine, gegenüber den Veröffentlichungen über das BSH aktualisierte, Version

des Mesoskalenmodells eingesetzt. Durch eine verbesserte Parametrisierung der OWP im Modell ist der Ertrag im Mittel gegenüber diesen Studien um bis zu etwa 5 % höher. Die Modellierung der Energieerträge zukünftiger OWP und OWP-Cluster der betrachteten Größenordnung von über 10 GW ist Bestandteil der aktuellen Forschung. Da es derzeit keine vergleichbaren Installationen dieser Größenordnung gibt, muss mit hohen Unsicherheiten bei den Ertragsprognosen gerechnet werden.

Zusammenfassend zeigt die Studie:

- Die verfügbare Gesamtanbindungsleistung dominiert bei gleichbleibender installierter OWP-Leistung den Offshore-Gesamtertrag.
- Bei gegebener Gesamtanbindungsleistung haben Varianten der Flächenleistung und die ONAS-Zuordnung die zweithöchste Bedeutung.
- Die Erträge skalieren im untersuchten Bereich der Gesamtanbindungsleistung näherungsweise linear mit dieser.
- Eine flexible Überbauung liefert Zusatzgewinne, bleibt aber in der Gesamtbilanz ein kleiner Faktor und schafft damit Freiheitsgrade für eine praxisgerechte Ausgestaltung aus Betreiber- und Netzperspektive.

Für den NEP ergeben sich damit robuste Ertragszeitreihen sowie konkrete Hinweise, wie durch geschickte Kombination aus ONAS-Leistungsniveau, Anzahl und Zuordnung ein gutes Verhältnis aus Systemertrag, Planungsrobustheit und Wirtschaftlichkeit erreicht werden kann. Die aggregierten Ertragsergebnisse erlauben zudem das Potenzial der Kostenreduzierung des Windenergieausbaus Offshore durch Reduzierung von ONAS zu quantifizieren.



## 7 Literaturverzeichnis

Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) (01/2025): Flächenentwicklungsplan 2025. FEP. Fundstelle: Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Online verfügbar unter [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan\\_2025/Anlagen/Downloads\\_FEP2025/FEP\\_2025.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/FEP_2025.html).

Cañadillas, Beatriz; Beckenbauer, Maximilian; Trujillo, Juan J.; Dörenkämper, Martin; Foreman, Richard; Neumann, Thomas; Lampert, Astrid (2022): Offshore wind farm cluster wakes as observed by long-range-scanning wind lidar measurements and mesoscale modeling. In: *Wind Energ. Sci.* 7 (3), S. 1241–1262. DOI: 10.5194/wes-7-1241-2022.

Dutch Ministry of Infrastructure and Water Management (2025): Ontwerp Partielle Herziening Programma Noordzee 2022 - 2027. Government of the Netherlands. Online verfügbar unter <https://open.overheid.nl/documenten/53b6c8a3-9ccb-4038-a901-cad6ff4e7a4e/file>, zuletzt geprüft am 01.09.2025.

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 IWES (2019): X-Wakes – Interaktion der Nachläufe großer Offshore-Windparks und Windparkcluster mit der marinen atmosphärischen Grenzschicht. Online verfügbar unter <https://www.iwes.fraunhofer.de/en/research-projects/finished-projects-2023/x-wakes-.html>, zuletzt aktualisiert am 11.2019, zuletzt geprüft am 16.05.2024.

Fraunhofer IWES (2022): Offshore Flächenpotenziale: Analyse der Energieerzeugungseffizienz in der deutschen AWZ. Studie im Auftrag des BWO und BDEW. Unter Mitarbeit von Bernhard Stoevesandt und Sandra Schwegmann. Online verfügbar unter <https://bwo-offshorewind.de/en/mp-files/offshore-flaechenpotenziale-analyse-der-energieerzeugungseffizienz-in-der-deutschen-awz.pdf/>, zuletzt aktualisiert am 2022, zuletzt geprüft am 14.05.2024.

Fraunhofer IWES (2023): Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zur Planung von Windenergieanlagen auf See und Netzanbindungssystemen. Bremerhaven. Online verfügbar unter <https://s.fhg.de/bsh-fep2023-iwes-report>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 16.05.2024.

Gaertner, Evan; Rinker, Jennifer; Latha, Sethuraman; Zahle, Frederik; Anderson, Benjamin; Barter, Garrett 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>.

Government of the Netherlands (2022): North Sea Programme 2022 – 2027. Government of the Netherlands. Online verfügbar unter <https://noordzeeloket.nl/en/policy/north-sea-programme-2022-2027>, zuletzt geprüft am 01.09.2025.

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.

Pedersen, J. G.; Svensson, E.; Poulsen, L.; Nygaard, N. G. (2022): Turbulence Optimized Park model with Gaussian wake profile. In: *J. Phys.: Conf. Ser.* 2265 (2), S. 22063. DOI: 10.1088/1742-6596/2265/2/022063.

Schmidt, Jonas; Vollmer, Lukas; Dörenkämper, Martin; Stoevesandt, Bernhard (2023): FOXES: Farm Optimization and eXtended yield Evaluation Software. In: *Journal of Open Source Software* 8 (86), S. 5464. DOI: 10.21105/joss.05464.

Sengers, Balthazar M; Vollmer, Lukas; Dörenkämper, Martin (2025): Beyond standard Fitch: Validating WRF's wind farm parametrizations with offshore SCADA data. Wind Energy Science Conference. Nantes, France, 25.06.2025.

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

Übertragungsnetzbetreiber (2023): Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2023. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber.

Vollmer, L.; Dörenkämper, M. (2025): Ad-Hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25. Fraunhofer IWES. Bremerhaven. Online verfügbar unter [https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan\\_2025/Anlagen/Downloads\\_FEP2025/Adhoc\\_Analyse\\_Ertragsmodellg\\_24\\_25.html](https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg_24_25.html), zuletzt aktualisiert am 2025.

Vollmer, Lukas; Dörenkämper, Martin; Borowski, Johanna (2023): Ad-Hoc Analyse: Modellierung der Langzeitstatistiken und des Einflusses eines kontinuierlichen Ausbaus auf die Windenergieerträge in der deutschen AWZ der Nordsee. Fraunhofer IWES. Bremerhaven. Online verfügbar unter <https://s.fhg.de/bsh-fep-adhoc-2>, zuletzt aktualisiert am 2023, zuletzt geprüft am 16.05.2024.

Vollmer, Lukas; Sengers, Balthazar Arnoldus Maria; Dörenkämper, Martin (2024): Brief communication: A simple axial induction modification to WRF's Fitch wind farm parameterisation. In: *Wind Energy Science* 9 (8), S. 1689–1693. DOI: 10.5194/wes-9-1689-2024.

## Kontakt

---

**Dr. Lukas Vollmer**

Numerical Yield and Site Assessment

Telefon +49 151 42428529

[lukas.vollmer@iwes.fraunhofer.de](mailto:lukas.vollmer@iwes.fraunhofer.de)

Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme IWES

Küppersweg 70, 26129 Oldenburg

[www.iwes.fraunhofer.de](http://www.iwes.fraunhofer.de)