

ANALYSE EINER VOLKSWIRTSCHAFTLICH OPTIMALEN ÜBERBAUUNG VON OFFSHORE-WIND- NETZANBINDUNGEN

Eine Studie für den Bundesverband der
Windenergie Offshore (**BWO**) und den Bun-
desverband der Energie- und Wasserwirt-
schaft (**BDEW**)

EXECUTIVE SUMMARY

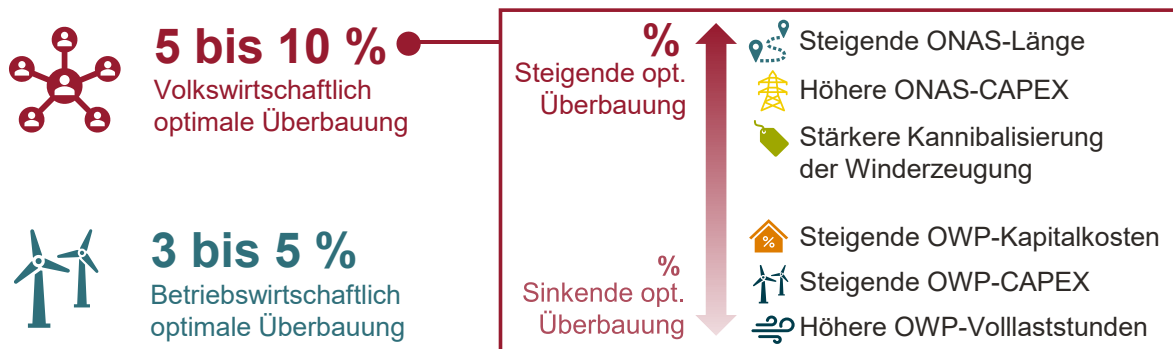
12. MÄRZ 2026

Autor:innen:

Dr Matthias Janssen
Gregor Braendle
Laura Coordt
Lia Alscher

WWW.FRONTIER-ECONOMICS.COM

Abbildung 1 Zentrale Ergebnisse der Studie auf einen Blick



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Ergebnisse für betrachtete Referenzgebiete und getroffene Annahmen. Unter Betrachtung möglicher Marktentwicklung kann die optimale Überbauung höher oder niedriger liegen.

Hintergrund und Zielsetzung der Studie

Offshore-Wind stellt einen zentralen Baustein für eine bezahlbare und sichere Stromversorgung sowie für die Erreichung des Klimaneutralitätsziels dar, insbesondere aufgrund hoher Volllaststunden und vergleichsweise stabiler Erzeugungsprofile. Deutschland verfolgt daher ambitionierte Ausbauziele von 70 GW installierter Leistung Offshore-Wind bis 2045. Der Ausbau geht jedoch mit erheblichen Infrastrukturinvestitionen einher. Die Kostenprognosen für die Offshore-Netzanbindungssysteme (ONAS) sind in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Der aktuelle Netzentwicklungsplan¹ beziffert die notwendigen Investitionen in das Offshore-Netz bis 2045 auf 153 bis 171 Milliarden Euro. Hinzu kommen umfangreiche Investitionen in das Onshore-Netz, die teilweise ebenfalls durch den Ausbau der Offshore-Windenergie ausgelöst werden. Die Netzintegration stellt damit einen wesentlichen Kostentreiber des Offshore-Ausbaus dar.

Vor diesem Hintergrund wird aktuell eine verpflichtende Überbauung von Offshore-Windparks (OWPs) – das heißt eine im Verhältnis zur Netzanschlusskapazität höhere Windparkleistung – als Instrument zur Effizienzsteigerung diskutiert. Sie erhöht die Auslastung der Netzanbindung und kann Systemkosten senken, führt jedoch in Erzeugungsspitzen zu Abregelung (Spitzenkappung).

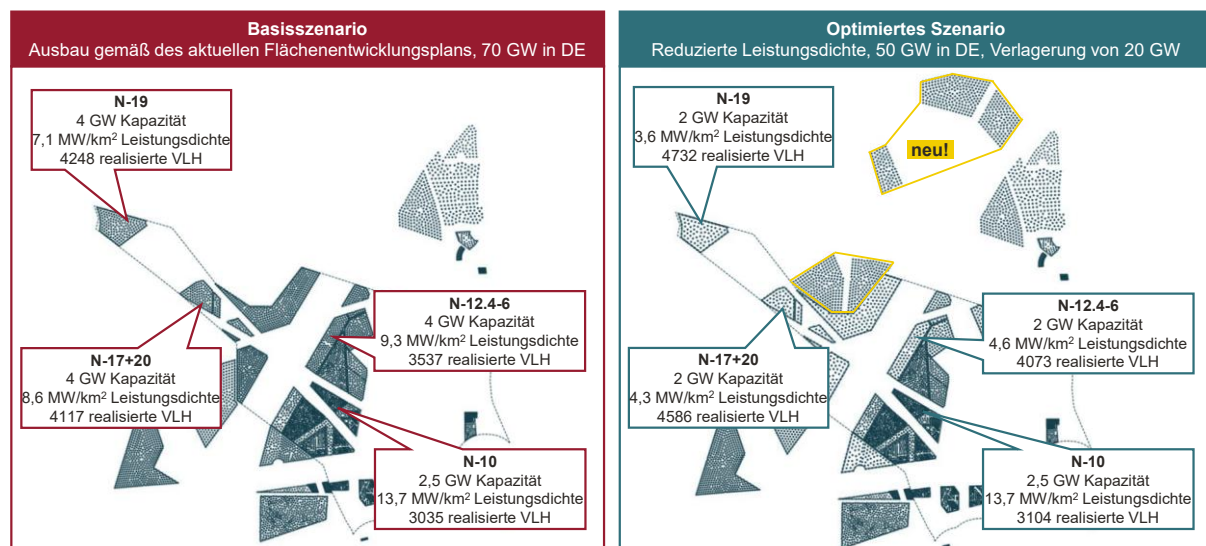
In dieser Studie untersuchen wir, wie hoch Überbauung aus ökonomischer Sicht optimalerweise sein sollte. Dabei unterscheiden wir zwischen der volkswirtschaftlichen Perspektive, die Erzeugungs- und Netzinfrastruktur gemeinsam optimiert, und der betriebswirtschaftlichen Perspektive eines Offshore-Windparkbetreibers, der ausschließlich eigene Kosten und Erlöse berücksichtigt. Ergänzend analysieren wir systematisch, welche Faktoren optimale

¹ Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2025-12/NEP_2037_2045_V2025_1_Entwurf.pdf

Überbauung maßgeblich beeinflussen. Unsere Analyse umfasst **zwei Szenarien für den Ausbau der Offshore-Windenergie** bis 2045 (siehe Abbildung 2):

- Ein Szenario entsprechend dem aktuellen Flächenentwicklungsplan mit 70 GW installierter Kapazität in Deutschland.
- Ein optimiertes Szenario (basierend auf Vorarbeiten von Fraunhofer IWES²), in dem die Volllaststunden (VLH) durch eine Reduktion der Leistungsdichte auf deutschen Flächen gesteigert werden.

Abbildung 2 Illustration der betrachteten Szenarien und Referenzgebiete



Quelle: Frontier Economics auf Basis von Fraunhofer IWES (2026)

Für beide Ausbauszenarien betrachten wir vier Referenzgebiete aus den aktuellen Flächenentwicklungsplan. Für jedes Gebiet und Szenario modellieren wir die Kombination aus OWP- und ONAS-Kapazität, die die „Integrationskosten“³ (Investitions- und Kapitalkosten abzüglich Stromerlöse) minimiert. Dabei unterscheiden wir zwei Perspektiven:

- Das **volkswirtschaftliche Optimum** umfasst OWP- und ONAS-Kosten sowie die Erlöse aus dem Stromverkauf (bewertet zum Marktwert des erzeugten Stroms).
- Das **betriebswirtschaftliche Optimum** berücksichtigt ausschließlich OWP-Kosten und -Erlöse und entspricht damit der Perspektive eines OWP-Betreibers, der keine ONAS-Kosten trägt.

² Fraunhofer IWES (2026): International Optimization of Full Load Hours in the German Bight – Cross-Border Radials: https://www.bdew.de/media/documents/20260122-BDEW-Offshore_Wind_Cross_Border_Radials.pdf

³ Als „Integrationskosten“ bezeichnen wir verbleibende volkswirtschaftliche Kosten zur Integration von Offshore Wind nach Abzug der Erlöse aus dem Stromverkauf. Diese müssten z.B. durch Netzentgelte (nicht in der Analyse berücksichtigt) oder andere Ausgleichsmechanismen gedeckt werden.

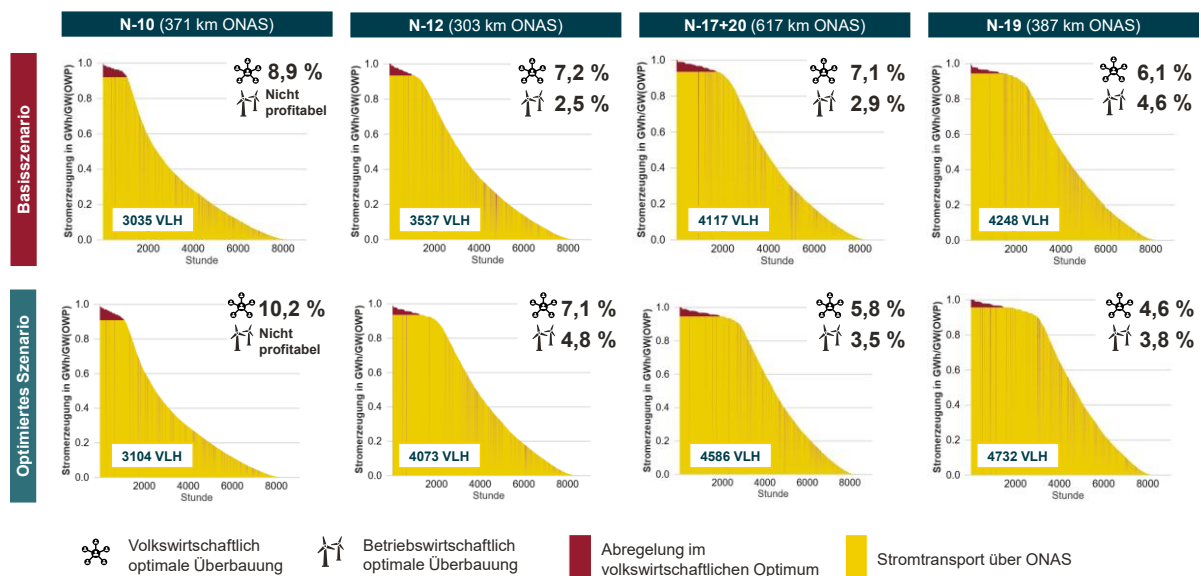
Überbauung ist bis zu einem gewissen Grad volkswirtschaftlich sinnvoll

Überbauung senkt volkswirtschaftliche Kosten durch mögliche Einsparungen von Netzanbindungssystemen bzw. eine höhere Auslastung der Anbindungssysteme. Für die in dieser Analyse betrachteten Gebiete beträgt die volkswirtschaftlich **optimale Überbauung 5 bis 10%** (siehe Abbildung 3). Unter Betrachtung möglicher Marktentwicklungen kann die optimale Überbauung allerdings auch höher oder niedriger liegen. Eine **verpflichtende Überbauungsvorgabe oberhalb des volkswirtschaftlichen Optimums⁴** führt zu volkswirtschaftlichen Mehrkosten.

Auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht gibt es bereits Anreize zur Überbauung, allerdings in geringerem Maße als volkswirtschaftlich optimal

Die **betriebswirtschaftlich optimale Überbauung liegt bei 3 bis 5 %** (siehe Abbildung 3). Das heißt, dass OWP-Betreiber bereits ohne verpflichtende Vorgabe einen Teil OWP-Kapazität überbauen, um bei gegebener ONAS-Kapazität noch mehr Strom erzeugen und verkaufen zu können – dies wiederum erhöht die Auslastung der ONAS. Das betriebswirtschaftliche Optimum liegt jedoch immer unterhalb des volkswirtschaftlichen Optimums: Eine Überbauungsverpflichtung in Höhe des **volkswirtschaftlichen Optimums verschlechtert daher die kommerzielle Situation** des OWP-Betreibers, was einen Ausgleichsmechanismus erforderlich machen kann.

Abbildung 3 Winderzeugungsprofile und optimale Überbauung für betrachtete Gebiete und Szenarien



⁴ wie z.B. 20% im Offshore Flächenentwicklungsplan (FEP) 2025, Anhang 3

Quelle: Frontier Economics

Volkswirtschaftlich optimale Überbauung hängt von verschiedenen Faktoren ab – diese sind mit Unsicherheiten verbunden

Das optimale Maß an Überbauung ist standort- und kostenabhängig. Insbesondere variiert die optimale Überbauung mit:

- **Form des Winderzeugungsprofils** (insbesondere in der Spitze) und damit verbundenen Volllaststunden (VLH): Je höher der Stromertrag bei viel Wind und je höher die Windverfügbarkeit (und damit die VLH), desto geringer die volkswirtschaftlich optimale Überbauung (siehe Abbildung 3, Winderzeugungsprofile mit flacherem Profilabfall haben eine niedrigere optimale Überbauung).
- **ONAS-Länge:** Je höher die Distanz zw. Offshore Wind Park & Netzverknüpfungspunkt, desto höher die optimale Überbauung. Die Distanz besteht aus:
 - **Entfernung des Gebiets zur Küste** (eine feste Charakteristik des jeweiligen Gebiets) und
 - a. Trassenlänge von der Küste bis zum Netzverknüpfungspunkt. Die in der Studie ermittelten Werte für optimale Überbauung basieren dabei auf ONAS-Längen bis zu den geplanten Netzverknüpfungspunkten (NVP) im NEP – der Standort des NVP beeinflusst somit die optimale Überbauung signifikant (siehe Abbildung 4).⁵

Abbildung 4 Abhängigkeit der optimalen Überbauung von der ONAS-Länge

	Basisszenario mit NVP-Distanz wie im NEP				Einheitliche NVP-Distanzen Onshore			
	N-10	N-12	N-17+20	N-19	N-10	N-12	N-17+20	N-19
Optimale Überbauung	↑ 8,9 % Überbauung	↑ 7,2 % Überbauung	↑ 7,1 % Überbauung	↑ 6,1 % Überbauung	↓ 6,5 % Überbauung	↑ 8,3 % Überbauung	↓ 5,8 % Überbauung	↑ 7,1 % Überbauung
VLH	3035 VLH	3537 VLH	4117 VLH	4248 VLH	3035 VLH	3537 VLH	4117 VLH	4248 VLH
HVDC Offshore	163 km	246 km	295 km	383 km	163 km	246 km	295 km	383 km
HVDC Onshore	208 km	58 km	323 km	4 km	↓ 121 km	↑ 121 km	↓ 121 km	↑ 121 km

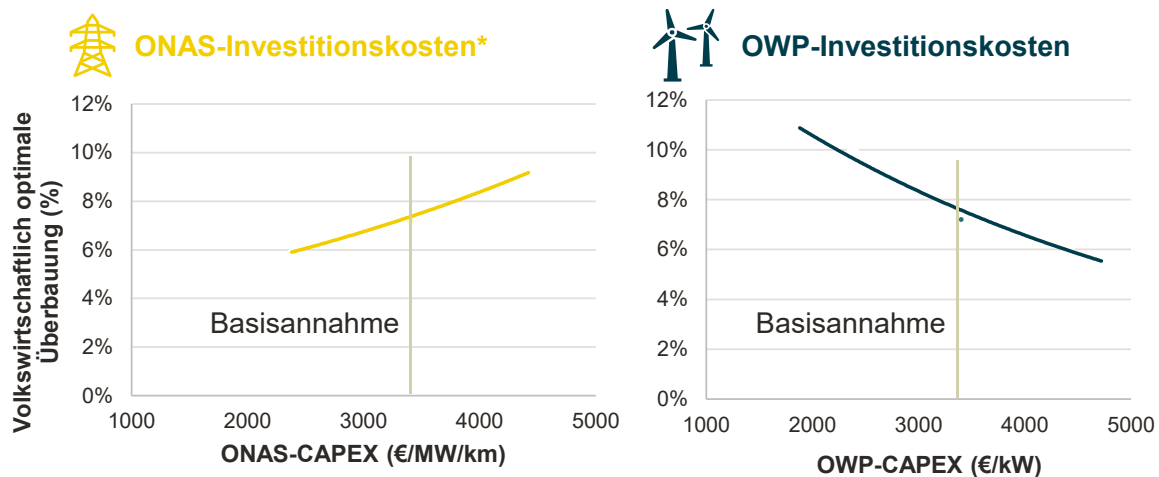
Quelle: Frontier Economics

- **Verhältnis zwischen OWP- & ONAS-Kosten:** Je höher ONAS-Kosten relativ zu OWP-Kosten, desto höher die optimale Überbauung (siehe Abbildung 5).

⁵ Die Netzplanung (und damit die Wahl der Netzverknüpfungspunkte) ist eine gesonderte Optimierungsaufgabe der ÜNB und kann sich noch ändern – und somit die optimale Überbauung für einzelne Gebiete.

- Optimale Überbauung steigt mit den Kosten für ONAS, da in diesem Fall ONAS relativ zu OWPs teurer werden.
- Steigende Kosten für OWPs führen zu niedrigerer optimaler Überbauung, in diesem Fall werden ebenfalls ONAS relativ zu OWPs teurer.

Abbildung 5 Sensitivitäten für Referenzgebiet N-12 (Basisszenario): Optimale Überbauung in von ONAS- und OWP-Investitionskosten



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Eine Änderung der Kapital- oder Betriebskosten hätte einen vergleichbaren Effekt wie die hier gezeigte Änderung der Investitionskosten

Über die modellierten Sensitivitäten hinaus hängt das optimale Maß an Überbauung von weiteren strukturellen Faktoren ab, die in der Analyse nicht gesondert variiert wurden. Hierzu zählen insbesondere die Strompreise in Stunden mit hoher Winderzeugung. Eine stärkere Kannibalisierung von Offshore-Wind – also sinkende Capture-Preise in Starkwindzeiten – reduziert den Wert zusätzlicher Erzeugungskapazität und führt damit zu einer höheren optimalen Überbauung. Die zukünftige Entwicklung dieser Capture-Preise ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

Zudem werden Abregelungen infolge lokaler AC-Netzengpässe in der vorliegenden Analyse nicht berücksichtigt. In der Praxis könnten strukturelle Netzengpässe an Land das effektive Abtransportpotenzial von Offshore-Wind einschränken oder verteuern. Dies würde die relativen Vorteile einer höheren Netzauslastung verstärken und könnte das ökonomisch optimale Maß an Überbauung erhöhen.

Eine Optimierung des ökonomischen Potentials von Offshore Wind sollte in einem weiteren Rahmen gedacht werden

Überbauung kann ein **sinnvolles Werkzeug zur Effizienzsteigerung** des Offshore Ausbaus in der deutschen Bucht sein – ist jedoch **nicht das einzige**:

- Eine **Reduktion der Leistungsdichte** führt zu weniger Verschattung und höheren VLH. Die **erzeugte Strommenge nimmt entsprechend weniger stark ab als die Kapazität**. Zusätzlich können Kapazitäten durch internationale Kooperation (wie in der Fraunhofer IWES Studie zum optimierten Ausbau) ausgeglichen werden. Vor diesem Hintergrund sollte im Rahmen des Offshore-Ausbaus auch ein **Fokus auf die Energiebereitstellung** gelegt werden. Ein reines Kapazitätsziel (z.B. von 70GW) ignoriert die tatsächliche Energiebereitstellung und kann damit zu Ineffizienzen beim Ausbau führen.
- **Sinkende Kosten für OWP und ONAS** verringern die volkswirtschaftlichen Kosten von Offshore-Wind. Maßnahmen zum De-Risking von Projekten sowie die Materialisierung von Skaleneffekten in der Produktion können hier eine tragende Rolle spielen.
- Die Analyse betrachtet ausschließlich die direkte Nutzung von Windenergie zum Transport ins Stromnetz. Grundsätzlich sind jedoch auch weitere Faktoren zur Effizienzsteigerung der Offshore-Winderzeugung denkbar. Zum Beispiel könnte durch Offshore-Sektorkopplung ein Teil der Energie in Form von **Wasserstoff** anstatt in Form von Strom transportiert werden, wodurch die Transportkosten sinken und zusätzliche Flexibilität im System bereitgestellt werden kann.

Die vollständige Studie ist unter www.frontier-economics.com erhältlich.

Frontier Economics Ltd ist Teil des Frontier Economics Netzwerks, welches aus zwei unabhängigen Firmen in Europa (Frontier Economics Ltd) und Australien (Frontier Economics Pty Ltd) besteht. Beide Firmen sind in unabhängigem Besitz und Management, und rechtliche Verpflichtungen einer Firma erlegen keine Verpflichtungen auf die andere Firma des Netzwerks. Alle im hier vorliegenden Dokument geäußerten Meinungen sind die Meinungen von Frontier Economics Ltd.