

EFFIZIENTE INTEGRATION VON OFFSHORE-WINDENERGIE DURCH OFFSHORE- WASSERSTOFFPRODUKTION

Eine Studie für AquaVentus

24. NOVEMBER 2025

Autor:innen:

Dr Matthias Janssen
María Paula Torres
Gregor Braendle
Laura Coordt

EXECUTIVE SUMMARY

Die Erschließung des Offshore-Windpotenzials Deutschlands und der Einsatz heimischer Elektrolyse sind entscheidend für die Erreichung einer bezahlbaren, sicheren Energieversorgung und die Erfüllung des deutschen Klimaneutralitätsziels für 2045. Allerdings sind die Kostenprognosen für den Anschluss von Offshore-Windparks durch Unterwasserkabel in letzter Zeit explodiert: Der aktuelle Netzentwicklungsplan sieht bis 2045 Kosten in Höhe von 158 Milliarden Euro für die Offshore-Übertragung vor, zusätzlich zu einer ähnlichen Größenordnung für das Onshore-Übertragungsnetz (die teilweise ebenfalls durch den Ausbau der Offshore-Windenergie getrieben wird). Um Netzanbindungskosten zu senken, schlägt das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im aktuellen Flächenentwicklungsplan (FEP) das sogenannte „*Overplanting*“ von Offshore-Stromkabeln in der deutschen Nordsee vor, insbesondere in den weit entfernten Offshore-Zonen 4 und 5 der Nordsee. Im Rahmen des FEP bittet das BSH um Stellungnahmen der Branche zur Idee des Overplantings.

In dieser Studie untersuchen wir, wie eine Kombination von Stromnetzanschlüssen mit Wasserstoffpipelineanschlüssen und Offshore-Wasserstoffproduktion – von uns als „Offshore-Sektorkopplung“ bezeichnet – den Vorschlag des BSH zum Elektrizitäts-Overplanting ergänzen kann, um die Kosten für die Integration von Offshore-Windenergie zu minimieren.

Unsere Analyse umfasst zwei Szenarien für den Ausbau der Offshore-Windenergie bis 2045: 70 GW, was dem gesetzlichen Ziel Deutschlands entspricht, und 55 GW, was einem konservativeren Ausbau unter Berücksichtigung von Nachlaufeffekten entspricht. Für jedes Szenario vergleichen wir drei Konfigurationen:

- **Referenz:** Geplanter Ausbau mit gleicher Offshore-Turbinen- und Stromkabelkapazität (kein Overplanting), wobei die Elektrolyseure zur Wasserstofferzeugung an Land stehen.
- **Elektrizitäts-Overplanting:** Überkapazitäten bei Windkraftanlagen im Verhältnis zu Kabeln und Elektrolyseuren an Land.
- **Offshore-Sektorkopplung:** Überschüssige Turbinenkapazität im Verhältnis zum Netzanschluss; Offshore-Elektrolyse mit einer Wasserstoffpipeline als Ergänzung zu den Stromverbindungen.

Wir bewerten diese drei Konfigurationen anhand eines Optimierungsmodells, das die kostenminimierende Kapazität der Transportinfrastruktur ermittelt, die für die Integration der Offshore-Wind- und Wasserstoffproduktion in den Zonen 4 und 5 der Nordsee erforderlich ist, während die Verbindungsinfrastruktur in den küstennahen Zonen 1-3 unverändert bleibt.

Die wichtigsten Ergebnisse auf einen Blick



1. Die Offshore-Sektorkopplung ermöglicht Kosteneinsparungen von bis zu 1,7 Milliarden Euro pro Jahr in den Zonen 4 und 5 der deutschen Nordsee

Elektrizitäts-Overplanting reduziert die Netto-Infrastrukturkosten gegenüber dem geplanten Ausbau bereits um 778 Millionen Euro pro Jahr im 70-GW-Offshore-Windszenario und um 116 Millionen Euro im 55-GW-Szenario. Durch die Sektorkopplung im Offshore-Bereich lassen sich jedoch wesentlich höhere Einsparungen erzielen: 1.664 Millionen Euro pro Jahr im 70-GW-Szenario und 477 Millionen Euro pro Jahr im 55-GW-Szenario.



2. Kostengünstige Transportinfrastruktur erklärt den wirtschaftlichen Vorteil

Die Offshore-Sektorkopplung ist eine wertvolle Option für die Anbindung von weit von der Küste entfernten Windgebieten, da sie durch die Kombination von effizientem Energietransport und flexibler Nutzung der Offshore-Erzeugung die niedrigsten Kosten verursacht. Trotz der im Vergleich zur Onshore-Elektrolyse höheren Kosten für die Offshore-Elektrolyse werden die Kosten durch den Einsatz von Wasserstoffpipelines statt Stromkabeln erheblich reduziert. Die Flexibilität, entweder Strom oder Wasserstoff zu produzieren und zu exportieren, verbessert zudem die Auslastung der Erzeugungs- und Übertragungsinfrastruktur und minimiert die Abregelung der Offshore-Windenergie.

Insbesondere steigt die Auslastung des Stromnetzes von 52 % bei reinem Elektrizitäts-Overplanting auf 65 % bei einer Offshore-Sektorkopplung im 70-GW-Szenario, sowie von 55 % auf 64 % im 55-GW-Szenario. Abregelung sinkt im Vergleich zu Overplanting von 14 % auf 11 % bei 70 GW und von 5 % auf 3 % bei 55 GW. Dies führt zu mehr nutzbarer Energie im Jahr 2045 (2,5 TWh im 70-GW-Szenario und 1 TWh im 55-GW-Szenario), wobei Strom- und Wasserstoffproduktion kombiniert werden.



3. Die Ergebnisse bleiben robust gegenüber Änderungen bei der Elektrolyseurkapazität, Strompreisen und Kosten für Offshore-Elektrolyse

Die Offshore-Sektorkopplung liefert die niedrigsten Netto-Infrastrukturkosten über alle wichtigen Sensitivitäten hinweg. Der relative Vorteil von Sektorkopplung (a) steigt mit zunehmender Elektrolyseurkapazität, (b) bleibt gegenüber Strompreisschwankungen von ± 20 % weitgehend konstant und (c) bleibt auch dann bestehen, wenn Offshore-Elektrolyseure als doppelt so teuer wie Onshore-Elektrolyseure angenommen werden. Dies bestätigt, dass die Wirtschaftlichkeit der Offshore-Sektorkopplung nicht von eng definierten Parameterannahmen abhängt, sondern unter einer Vielzahl zukünftiger Marktbedingungen gilt.



4. Erforderliche Maßnahmen zur Ermöglichung der Offshore-Sektorkopplung

Um die Offshore-Sektorkopplung in Deutschland zu ermöglichen und das Potenzial für einen kosteneffizienten Einsatz von Offshore-Windenergie auszuschöpfen, müssen wichtige regulatorische Elemente implementiert werden. Zu den regulatorischen Elementen gehören a) die Ausweitung der Standortausweisungen über die derzeit geplanten 1 GW für Offshore-Elektrolyse im Pilotgebiet SEN-1 hinaus und die Zulassung gemischter Offshore-Strom- und Wasserstoff-Anbindungskonzepte, b) das parallele Vorantreiben der Planung für die Strom- und Wasserstoffübertragung, c) die Gewährung des gleichen Status von öffentlichem Interesse für Offshore-Elektrolyseurprojekte wie für Onshore-Elektrolyseurprojekte und d) die Einführung von Mechanismen zur Minderung von Investitionsrisiken.

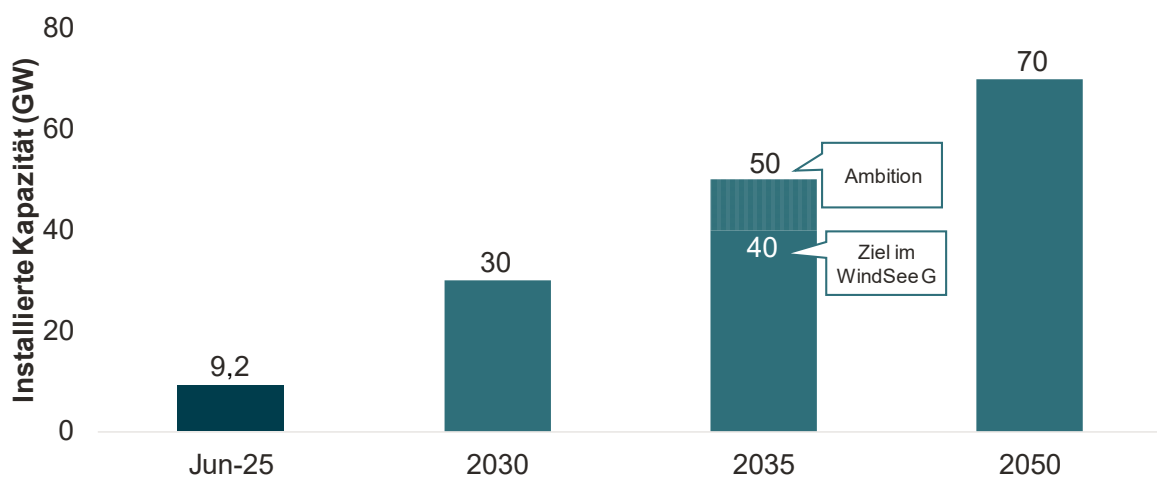
Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
2	Die Modellergebnisse zeigen, dass die Offshore-Sektorkopplung die kostengünstigste Nutzung des Offshore-Windpotenzials ermöglicht	11
2.1	Ansatz: Vergleich zwischen Offshore-Sektorkopplung und alternativen Konfigurationen	11
2.2	Zentrale Ergebnisse: Die Sektorkopplung im Offshore-Bereich ermöglicht die wirtschaftlichste Nutzung der Offshore-Windenergie	15
2.3	Sensitivitätsanalyse: Der Vorteil der Sektorkopplung ist robust gegenüber sich ändernden, unsicheren Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Energiemarktes	20
3	Gemischte Anschlusskonzepte ermöglichen effiziente Nutzung des Offshore-Windpotenzials in Deutschland	24
3.1	Ausweitung der Gebiete für Offshore-Elektrolyse und Zulassung gemischter Offshore-Wasserstoff- und Stromanschlüsse	24
3.2	Vorantreiben der gemeinsamen Planung von Strom- und Wasserstoffnetzen	25
3.3	Ausweitung der rechtlichen Priorisierung auf Offshore-Elektrolyseprojekte	26
3.4	Minderung des Investitionsrisikos	26
	Anhang A Literatur	27
	Anhang B Modellbeschreibung & Annahmen	29
	Anhang C Bewertung der Elektrolyse in Küstennähe gegenüber Elektrolyse im Landesinneren (Süddeutschland)	33

1 Einleitung

Deutschland strebt bis 2045 Klimaneutralität an. Zentrale Elemente sind dabei Offshore-Windenergie und erneuerbarer Wasserstoff auf Basis von Elektrolyse mit erneuerbarem Strom. Die Zielwerte für die installierte Offshore-Windenergiekapazität liegen bei 30 GW bis 2030, 50 GW bis 2040 und 70 GW bis 2045 (Abbildung 1).

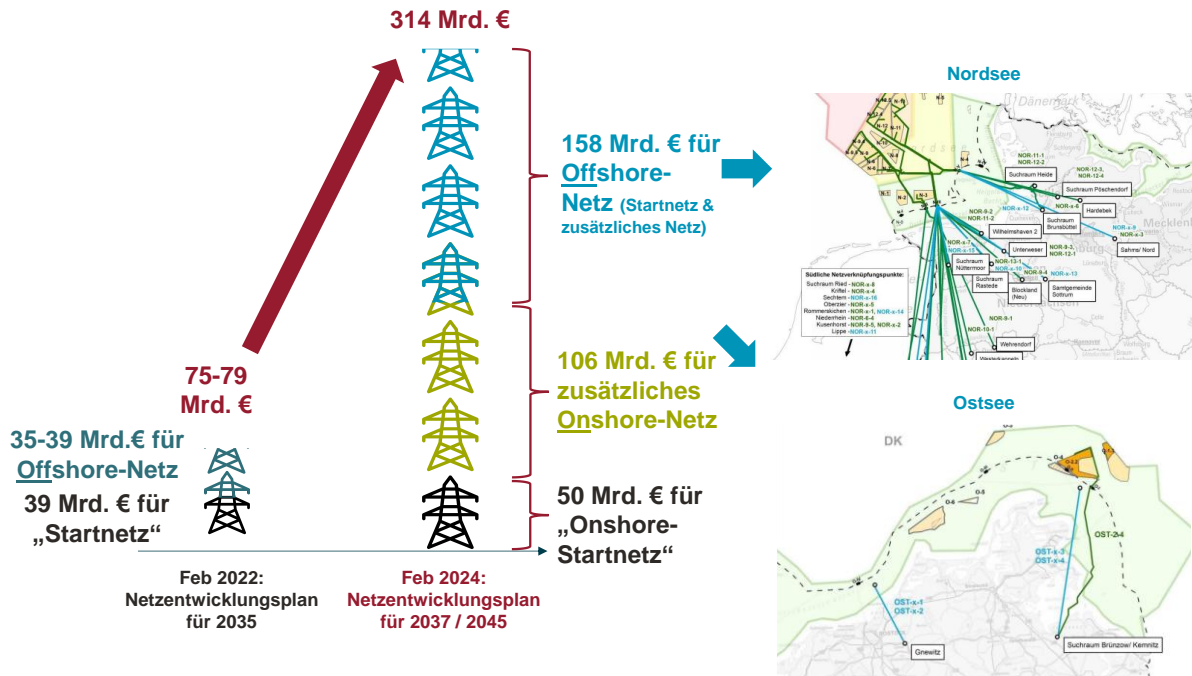
Abbildung 1 Gesetzliche Ziele für die Offshore-Windenergiekapazität in Deutschland



Quelle: Frontier Economics basierend auf Deutsche WindGuard (<https://www.offshore-stiftung.de/en/status-quo-offshore-windenergy.php>) und WindSeeGesetz (www.gesetze-im-internet.de/windseeg)

Bis heute basieren die Planungsgrundsätze Deutschlands auf der Annahme, dass jeder Offshore-Windpark zu 100 % an das Stromnetz angeschlossen wird, mit Ausnahme eines 1-GW-Pilotgebiets (SEN-1), in dem alternative Anschlusskonzepte wie Offshore-Wasserstoff getestet werden sollen. Die Kostenprognosen für den Anschluss von Offshore-Windparks an Unterwasserstromkabel sind jedoch in letzter Zeit explodiert: Der aktuelle Netzentwicklungsplan sieht bis 2045 Offshore-Übertragungskosten in Höhe von 158 Milliarden Euro vor, zusätzlich zu einem ähnlichen Betrag für das Onshore-Übertragungsnetz.

Abbildung 2 Entwicklung der erwarteten Kosten für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes zwischen 2022 und 2024



Quelle: Frontier Economics basierend auf den Netzentwicklungsplänen (NEP) 2022 und 2024

Im Einklang mit den jüngsten Monitoring-Ergebnissen sollte eine kosteneffiziente heimische Elektrolyse die groß angelegten Wasserstoffimporte ergänzen und systemdienlich entwickelt werden. Die Wahrung der Kosteneffizienz ist dabei notwendig, um die Wettbewerbsfähigkeit und Bezahlbarkeit der deutschen Energieversorgung zu sichern.

In diesem Zusammenhang hat der aktuelle Flächenentwicklungsplan Offshore (FEP) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) die Diskussion über ein Overplanting an Offshore-Windkraftkapazität im Verhältnis zu den Netzanschlüssen wiederbelebt, insbesondere in den Zonen 4 und 5 der Nordsee, das heißt den Zonen im sogenannten „Entenschnabel“, die am weitesten von der deutschen Küste entfernt sind. Diese Alternative wurde bereits zuvor in mehreren Ländern geprüft, beispielsweise im Vereinigten Königreich, in Irland und in den Niederlanden.¹

Der Vorschlag des BSH beinhaltet einen Zielkonflikt zwischen der Senkung der Kosten für den Anschluss der Offshore-Stromnetze und der Reduzierung der Strommengen, die von

¹ Beispiele hierfür sind das britische Leasingverfahren der dritten Runde (2008), die Entscheidung Irlands, seine Obergrenze um 20 % über die maximale Exportkapazität anzuheben, und der Ansatz der Niederlande, bei der Ausschreibung in Borssele eine zusätzliche Kapazität von bis zu etwa 8 Prozent zuzulassen. Siehe Borrás Mora et al. (2019) im *Journal of Physics Conference Series* 1356 und Wolter et al. (2016) im 15. *Wind Integration Workshop, Overplanting in Offshore Wind Power Plants in Different Regulatory Regimes*. Letztere beziehen sich auf Studien in Irland, die ein optimales Overplanting von 8-20 % über der Übertragungskapazität für Onshore-Windenergie und ein optimales Overplanting von 2-5 % für Offshore-Windenergie im Vereinigten Königreich vorschlagen.

Offshore-Windparks zu den Verbraucher:innen transportiert werden: Einerseits reduziert die Dimensionierung der Kabel unterhalb der Offshore-Spitzenenerzeugungskapazität die Kosten, da die Spitzenleistung selten erreicht wird. Andererseits begrenzt sie die maximal lieferbare Leistung und erfordert eine Abregelung der Energie, wodurch die Einnahmen eingeschränkt werden und der Bedarf an Subventionen für Offshore-Windenergie steigt.

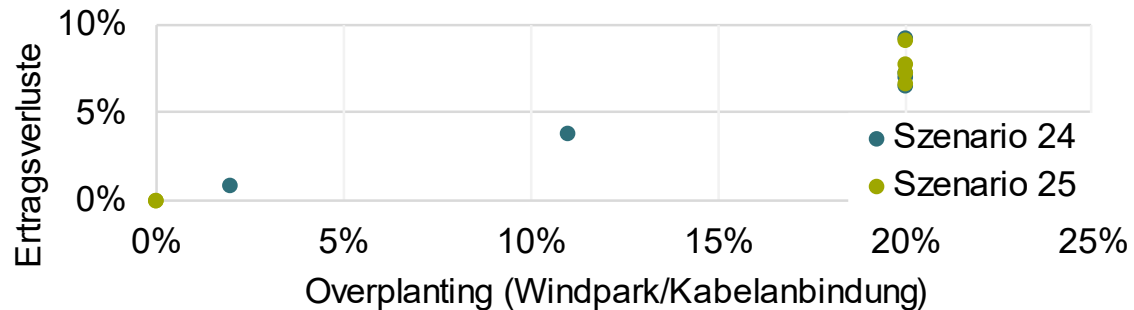
Mehrere Faktoren beeinflussen diesen Trade-Off. Overplanting ist wirtschaftlich vorteilhafter, wenn die Verfügbarkeit der Turbinen geringer ist (aufgrund der Windgeschwindigkeitsverteilung, Nachlaufeffekten oder einer schnelleren Abnutzung der Rotorblätter) oder wenn die Kosten für die Turbinen im Vergleich zur Stromnetzinfrastruktur relativ niedrig sind. Da diese Bedingungen je nach Kontext und konkretem Standort des Offshore-Parks variieren, erfordert jeder Vorschlag eine empirische Bewertung, die auf den jeweiligen Standort zugeschnitten ist.²

Aktuelle Studien liefern spezifische Erkenntnisse für Deutschland. Eine Analyse des Fraunhofer-Instituts für das BSH zeigt, dass ein Overplanting von 20 % in den Zonen 4 und 5 ohne Sektorkopplung zu einem Rückgang der verfügbaren Offshore-Windenergie (Ertragsverluste) um 2,8 % auf der Gesamtebene der Ausschließlichen Wirtschaftszone Deutschlands (AWZ) unter einer flächenaggregierten Spitzenlastbegrenzung führen würde, mit weiteren Ertragsverlusten von 1,4 % unter einer flächen- oder parkspezifischen Begrenzung.³ Auf Gebietsebene sind die Ertragsverluste höher und liegen zwischen 5 und 10 %, wie in der folgenden Abbildung dargestellt.

² Siehe Borràs Mora et al. (2019) und Wolter et al. (2016).

³ Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (Fraunhofer, 2025): Ad-hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25. Szenarien 24 und 25 sind alternative Offshore-Windenergieausbaupfade, die vom BSH definiert wurden. S24 geht von einer Zusammenlegung der Gebiete N-14/N-15, einer Vergrößerung von N-17 und einer neuen Zoneneinteilung von N-5 (4,4 GW) aus, was zu einer etwas geringeren Kapazität als im Basisszenario führt. S25 behält die gleichen Layouts wie S24 bei, modelliert jedoch bestehende Windparks in N-5 anstelle einer Neuplanung mit angepassten Kapazitätszuweisungen. Die Studie unterscheidet zwischen zwei Formen der Spitzenlastbegrenzung als Reaktion auf Overplanting. Bei der flächenaggregierten Begrenzung kann die freie Netzkapazität zwischen Windparks innerhalb desselben Gebiets geteilt werden. Bei der flächen- oder parkspezifischen Begrenzung ist jeder Windpark auf seinen eigenen Anteil an der Netzanbindung beschränkt, ohne dass ein Ausgleich zwischen den Parks stattfindet.

Abbildung 3 Ertragsverluste bei unterschiedlichen Overplanting-Graden in der deutschen Nordsee auf Gebietsebene

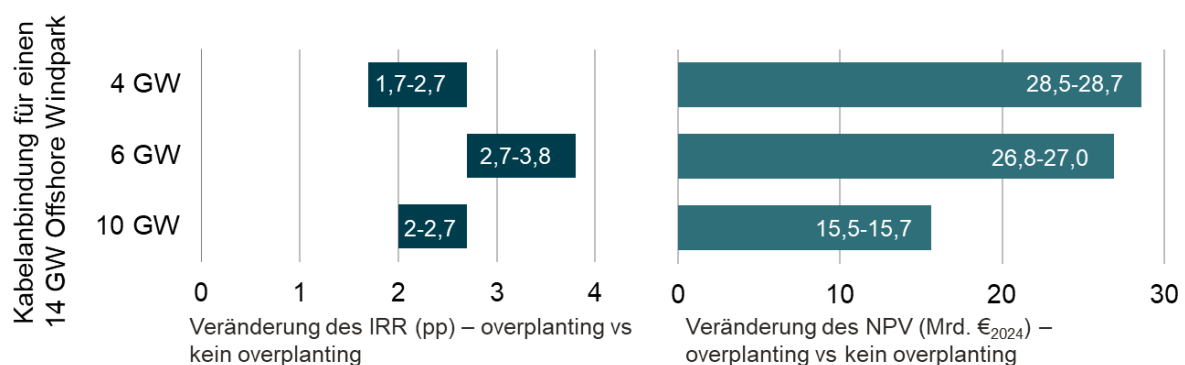


Quelle: Frontier Economics basierend auf Vollmer & Dörenkämper (Fraunhofer, 2025)

Hinweis: Die Szenarien 24 und 25 sind alternative Wege zum Ausbau der Offshore-Windenergie, die vom BSH definiert wurden (siehe Fußnote 3). Die Szenarien unterscheiden sich in der Gesamtkapazität der Offshore-Windenergie: 75 GW im Szenario 24 und 70 GW im Szenario 25. Jeder Punkt steht für die Ergebnisse für die Offshore-Windgebiete N-14, N-16, N-19, N-9E, N-12E und N-13E in der Nordsee.

Eine Studie von E-Bridge im Auftrag von AquaVentus schlussfolgert, dass Overplanting in den Zonen 4 und 5 der deutschen Nordsee sowohl die interne Verzinsung (Internal Rate of Return, IRR) als auch den Kapitalwert (Net Present Value, NPV) von Offshore-Windprojekten steigert gegenüber einer Baseline (geplanter Ausbau) ohne Overplanting, bei dem Turbinenleistung und Netzanschlusskapazität übereinstimmen.⁴ Die nächste Grafik fasst diese Ergebnisse zusammen.

Abbildung 4 Steigerungen in der IRR (Prozentpunkte) links und NPV (Mrd. €₂₀₂₄) rechts im Vergleich zu Baseline (geplanter Ausbau) ohne Overplanting



Quelle: Frontier Economics basierend auf E-Bridge (2024) für AquaVentus

Hinweis: Die Studie bewertet mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Annahmen zur Gesamtnachfrage und zum Energiemix. Die dargestellten Bereiche zeigen die Schwankungen der Ergebnisse zwischen diesen Szenarien.

⁴ E-Bridge (2024) für AquaVentus *Assessment of connection concepts for Germany's far out North Sea offshore wind areas for an efficient energy transition*

AquaVentus möchte das Verständnis dafür vertiefen, wie die Offshore-Sektorkopplung mit gemischten Strom- und Wasserstoffanbindungen das Prinzip des Overplanting nutzen kann, um die Wirtschaftlichkeit von Projekten zu stärken und die Gesamtsystemkosten zu senken. Die vorliegende Studie untersucht, wie Offshore-Elektrolyse, die zusammen mit der Windenergieerzeugung an einem Standort erfolgt und über Stromkabel und Wasserstoffpipelines an das Festland angebunden ist, die effiziente Nutzung des Offshore-Windpotenzials in Deutschland verbessern kann.

2 Die Modellergebnisse zeigen, dass die Offshore-Sektorkopplung die kostengünstigste Nutzung des Offshore-Windpotenzials ermöglicht

In diesem Abschnitt stellen wir zunächst den analytischen Ansatz vor, der zum Vergleich der Offshore-Sektorkopplung mit alternativen Konfigurationen zur Integration von Offshore-Windenergie verwendet wurde, einschließlich der wichtigsten Annahmen, Szenarien und Modellierungsdesigns. Anschließend präsentieren wir die zentralen Ergebnisse, gefolgt von Sensitivitätsanalysen, die die Robustheit dieser Ergebnisse testen.

2.1 Ansatz: Vergleich zwischen Offshore-Sektorkopplung und alternativen Konfigurationen

Wir untersuchen die Offshore-Sektorkopplung mit gemischten Strom- und Wasserstoff-Offshore-Anbindungen als Alternative zum Vorschlag des BSH, in den Zonen 4 und 5 der deutschen Nordsee ein reines Elektrizitäts-Overplanting zu implementieren. Im Vorschlag des BSH übersteigt die Offshore-Windkapazität die Kabelkapazität, und alle Anbindungen an Land sind ausschließlich für Strom vorgesehen. Wir vergleichen beide Optionen mit einer Baseline „Aktueller Ausbau“, bei der die Kabelkapazität der Turbinenkapazität entspricht (das heißt keine Überkapazität) und alle Anbindungen ausschließlich für Strom vorgesehen sind. Abbildung 5 veranschaulicht die drei Konfigurationen, die wir in unserer Analyse vergleichen.

Abbildung 5 Übersicht über Infrastrukturkonfigurationen



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: 1) Alle Konfigurationen gehen von identischen Windparkkapazitäten und identischen Elektrolyseurkapazitäten innerhalb jedes Offshore-Windkraft-Szenarios aus (70 GW und 55 GW). Die Kapazitäten variieren zwischen den Offshore-Szenarios, sind jedoch innerhalb jedes Offshore-Szenarios für alle Konfigurationen gleich. In der Baseline- und Overplanting-Konfiguration befindet sich der Elektrolyseur an Land an der Küste, während er in der Offshore-Sektorkopplungs-Konfiguration auf See neben den Windparks steht. In allen Konfigurationen und beiden Szenarien ist die Stromverbindung für Offshore- und Küstenelektrolyseure bidirektional, was bedeutet, dass Elektrolyseure auch Netzstrom nutzen können, wenn die Offshore-Windenergieerzeugung gering ist, aber die Strompreise niedrig sind (z.B. aufgrund einer hohen Einspeisung von Solarstrom).

2) Das Modell optimiert Offshore-Kabel, Elektrolyse und Wasserstofftransport unter Berücksichtigung der geplanten Turbinenkapazität und ermöglicht eine Überkapazität (Overplanting) der Turbinenkapazität im Verhältnis zur Kabelkapazität und der Elektrolyseurkapazität im Verhältnis zur Wasserstoffpipelinekapazität.

Wir führen unseren Vergleich der verschiedenen Konfigurationen für zwei unterschiedliche Offshore-Windkraftausbau-Szenarien bis 2045 durch (siehe Abbildung 6):

- Das erste Szenario umfasst 70 GW installierte Offshore-Windkapazität und spiegelt das gesetzliche Ausbauziel Deutschlands wider, wobei der aktuelle FEP den Rahmen für dessen Umsetzung vorgibt. In diesem Szenario legen wir die Elektrolyseurkapazität für alle Konfigurationen auf 10 GW fest, wobei sich der Standort (onshore oder offshore) zwischen den Konfigurationen „Baseline“, „Overplanting“ und „Offshore-Sektorkopplung“ unterscheidet.⁵
- Das zweite Szenario geht von 55 GW aus, was einer Beschränkung der Offshore-Windkapazität aufgrund von Nachlaufeffekten entspricht. In diesem Szenario haben wir die Elektrolyseurkapazität für alle Konfigurationen auf 4 GW festgelegt.

Wir gehen von derselben Elektrolyseurkapazität für alle Konfigurationen innerhalb jedes Offshore-Windkraft-Szenarios aus (10 GW im 70-GW-Offshore-Windkraft-Szenario und 4 GW im 55-GW-Szenario), anstatt sie innerhalb jeder Konfiguration zu optimieren. Dies steht im Einklang mit dem Design unseres **eigenständigen Offshore-Systemmodells, das für jedes Offshore-Windkapazitätsszenario und jede Konfiguration die Offshore-Verbindungskonfiguration (d.h. die Kapazität des Stromkabels und der Wasserstoffpipeline) ermittelt, die die Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie minimiert.**⁶

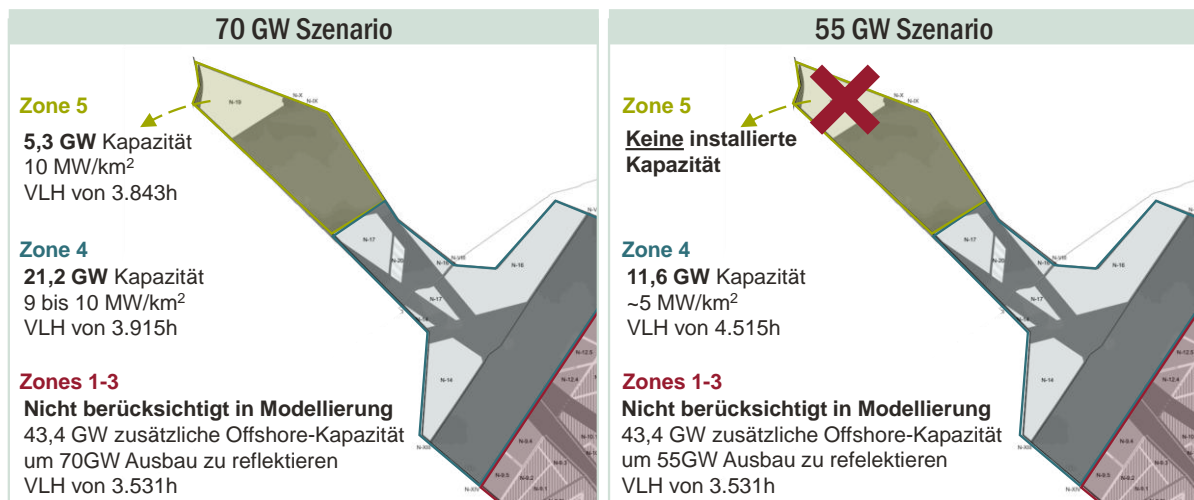
Anders als ganzheitliche Energiesystemmodelle berücksichtigt unser Modell keine weitreichenden Rückkopplungen zu Endverbrauchssektoren oder zum Gesamtenergiemix. Es optimiert folglich weder die Wasserstoffnachfrage noch die Herkunft ihrer Deckung (Importe vs. inländische Produktion).

Die Annahme einer Elektrolyseurkapazität von 10 GW im 70-GW-Offshore-Windszenario steht im Einklang mit der Vision von AquaVentus, bis 2035 eine Offshore-Elektrolyseurkapazität von 10 GW in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone aufzubauen. Die Annahme von 4 GW im 55-GW-Szenario spiegelt die geringere Offshore-Windkapazität in den Zonen 4 und 5 wider (11,6 GW im Vergleich zu 26,5 GW im 70-GW-Szenario, siehe Abbildung 6) und gewährleistet so die Konsistenz zwischen den Szenarien.

⁵ Die Baseline- und Overplanting-Konfigurationen gehen von einer Onshore-Elektrolyseurkapazität von 10 GW an der Küste aus, während in der Offshore-Sektorkopplungs-Konfiguration eine Offshore-Elektrolyseurkapazität von 10 GW neben den Windparks angenommen wird.

⁶ Eine detailliertere Modelldarstellung findet sich in Annex B.

Abbildung 6 Übersicht über zwei verschiedene Offshore-Ausbauszenarien



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Volllaststunden basierend auf Windmodellsimulationen.

Innerhalb jeder Konfiguration und jedes Szenarios optimieren wir die Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie, definiert als die Differenz zwischen allen Transport- und Produktionsinfrastrukturkosten und den Erlösen aus dem Verkauf von Strom und Wasserstoff zu Großhandelsmarktpreisen:

- Die **Kosten** setzen sich zusammen aus den Investitionsausgaben (CAPEX) und den Betriebsausgaben (OPEX) für den Offshore-Windpark (OWP), die Offshore- und Onshore-Stromkabelverbindungen, den Elektrolyseur und die Wasserstoffpipelineverbindung. Eine Übersicht über die technischen und kostenbezogenen Annahmen finden sich in Annex B.
- Die **Stromerlöse** werden berechnet, indem die stündlichen Strommengen, die von der Offshore-Anlage zum Festland transportiert werden, mit den stündlichen Strompreisen bewertet werden, die wir aus zwei separaten Durchläufen unseres sektorübergreifenden Energiesystemmodells COMET erhalten (ein Durchlauf für das 70-GW- und ein Durchlauf für das 55-GW-Offshore-Ausbauszenario).⁷ Die **Wasserstoferlöse** werden berechnet,

⁷ Wir führen stündliche Berechnungen für das Jahr 2045 durch. Um die korrekte Offshore-Kapazität bei der Modellierung der Stromerzeugung widerzuspiegeln, modellieren wir die Preise für die beiden OWP-Ausbauszenarien mit einer installierten Offshore-Kapazität von 70 GW bzw. 55 GW separat. Weitere Informationen zu unserem COMET-Modell findet sich unter: <https://www.frontier-economics.com/uk/en/hot-topics/collection-i21808-comet/>. Im Gegensatz zu einem systemweiten Sektorenmodell konzentriert sich unser Modell hier nur auf die Offshore-Stromerzeugung und die Onshore-Strom- und Wasserstoffinfrastruktur, die zur Nutzung des Offshore-Potenzials erforderlich ist. Da wir die Strompreise als exogen behandeln, erfasst unser Modell nicht die Rückkopplungsschleife zwischen dem Einsatz von Elektrolyseur und den Strompreisen. Da die Elektrolyseurkapazität in allen Konfigurationen identisch ist, wirkt sich dies auf alle Optionen gleichermaßen aus und stellt daher keine relevante Einschränkung für die Bewertung der wirtschaftlichsten Option dar.

indem die Wasserstoffproduktion mit den Wasserstoffpreisschätzungen aus einer Fraunhofer-Studie bewertet wird.⁸

Im Rahmen unserer Analyse haben wir alternative Standorte für die Onshore-Elektrolyse in der Konfiguration mit reinem Strom-Overplanting bewertet, um die am besten geeignete Referenz für den Vergleich mit der Offshore-Sektorkopplung zu identifizieren. Wir haben Standorte an der Küste und im Landesinneren (Süddeutschland) getestet. Wir haben festgestellt, dass die Elektrolyse an der Küste im Allgemeinen besser abschneidet, da sie zusätzliche Kosten für die Integration in das Onshore-Stromnetz vermeidet, und verwenden sie daher als unser Referenzszenario.⁹ Aus Gründen der Transparenz haben wir den Standort im Landesinneren als Sensitivität in Annex C aufgenommen.

Bei der Bewertung, wie die Nettoinfrastrukturkosten für die Offshore-Energieintegration minimiert werden können, **befasst sich unsere Analyse mit der Leitfrage, welche Konfiguration das Offshore-Energiepotenzial Deutschlands am besten nutzt.** Dies bietet eine einheitliche Grundlage für den Vergleich von Konfigurationen, ohne dass die Verteilung von Kosten und Nutzen auf die verschiedenen Interessengruppen berücksichtigt werden muss. Die Analyse ist nicht als Kosten-Nutzen-Analyse zu verstehen, da sie sich nicht auf systemweite Überlegungen wie alternative Wege zur Netto-Null, den Wert verschiedener Dekarbonisierungsverläufe oder den Beitrag des Offshore-Potenzials zur Versorgungssicherheit erstreckt.

Wir beginnen mit der Darstellung der wichtigsten Ergebnisse unter unseren zentralen Annahmen, bevor wir uns den Sensitivitäten zuwenden, mit denen wir testen, wie robust diese Ergebnisse gegenüber Änderungen der Schlüsselvariablen sind.

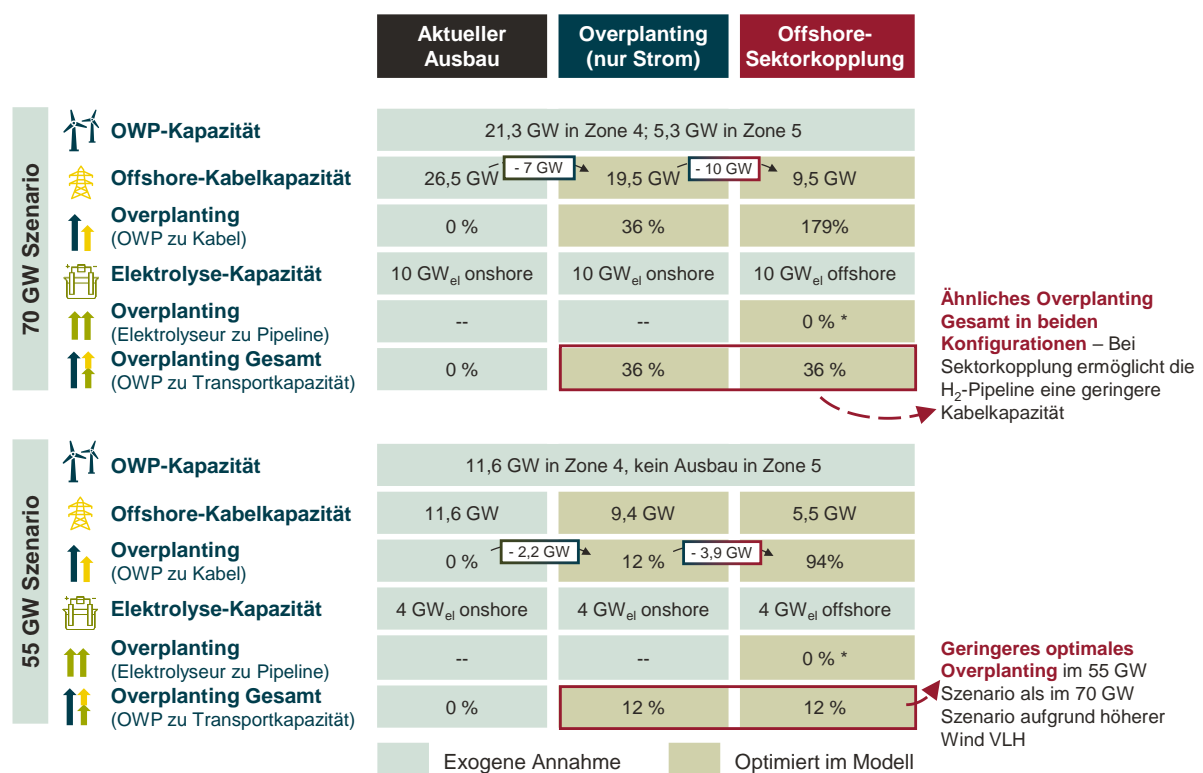
⁸ Wir nehmen einen Medianwert von 110 €/MWh als unseren zentralen Fall aus einer Spanne von 90–130 €/MWh. Das HyPAT-Working Paper 01/2023 (Wietschel et al., 2023) erklärt: „Allerdings sind Preisregionen von unter 90 €/MWh und niedriger kaum zu erwarten. Selbst reine Kostenbetrachtungen zeigen, dass dies derzeit nur an sehr günstigen Standorten der Welt als realisierbar erscheint. Auf die in diesen Studien ausgewiesenen Herstellkosten kommen aber u.a. noch Transportkosten, Gewinnmargen, Kapitalkosten, die Länderrisiken abbilden, Vertriebskosten, F&E-Kosten etc. hinzu.“ (S. 26). Auf der Nachfrageseite stellt die Studie fest, dass „bei hohen Wasserstoffpreisen der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, die Akzeptanz von Stromüberschüssen und die verstärkte Nutzung von Strom in Fernwärmenetzen kostengünstiger sind. Daher kann die Nachfrage nach Wasserstoff bei hohen Preisen sehr gering werden.“ (Übersetzung des deutschen Originals, S. 26).

⁹ Im Referenzszenario für die Küstenregion lassen wir eine Überkapazität (Overplanting) an Offshore-Windkraftanlagen und Offshore-Netzkapazitäten im Verhältnis zum Onshore-Kabel in der geplanten Ausbaukonfiguration (Baseline). zu.

2.2 Zentrale Ergebnisse: Die Sektorkopplung im Offshore-Bereich ermöglicht die wirtschaftlichste Nutzung der Offshore-Windenergie

Abbildung 7 fasst die von unserem Modell ermittelte optimale Infrastrukturkonfigurationen zusammen und zeigt die installierten Kapazitäten, die die Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie in den Konfigurationen „Overplanting (nur Strom)“ und „Offshore-Sektorkopplung“ über alle Offshore-Windausbau-Szenarien hinweg minimieren.

Abbildung 7 Kostenminimierende Infrastrukturkapazitäten in verschiedenen Konfigurationen und Offshore-Windausbau-Szenarien



Quelle: Frontier Economics

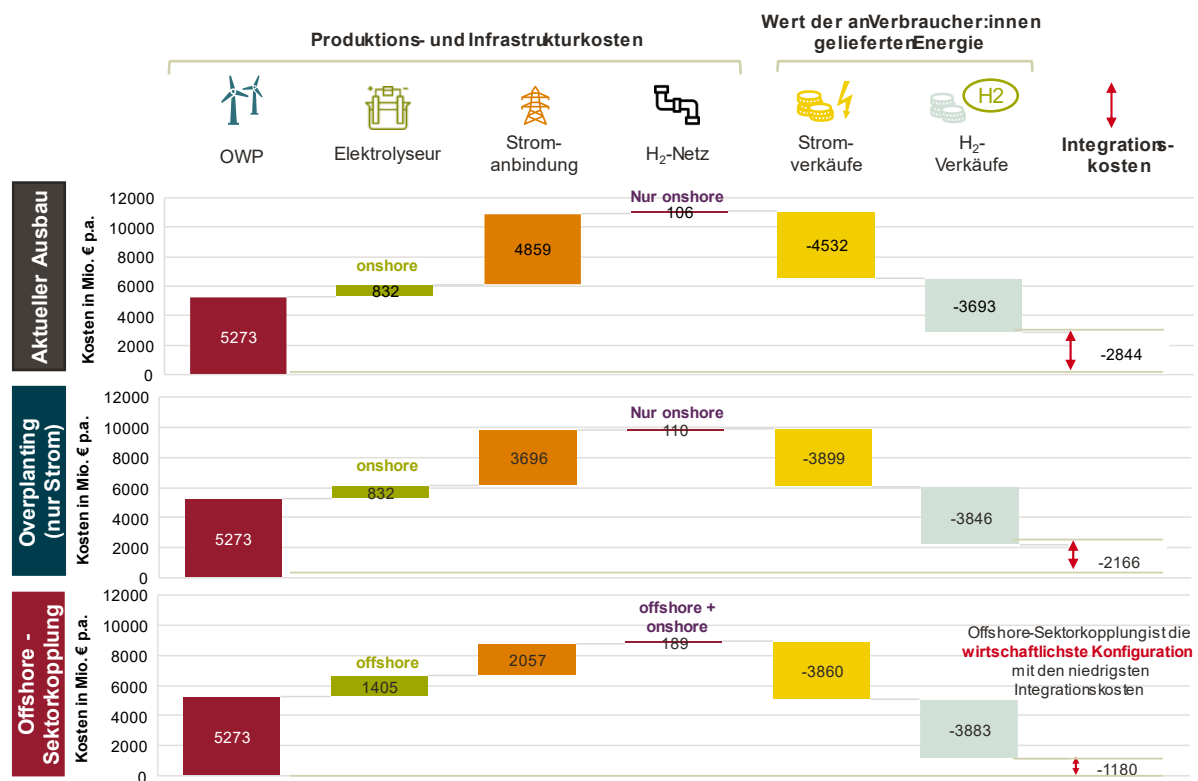
Hinweis: * Aufgrund eines Wirkungsgrads des Elektrolyseurs von 68 % reicht eine Pipelinekapazität von 68 % der Elektrolyseurkapazität aus, um 100 % der Energie aus dem Elektrolyseur zu transportieren. Daher liegt die Überkapazität bei 0 % für die Elektrolyseur- zu Pipelinekapazität.

Beim Elektrizitäts-Overplanting und der Offshore-Sektorkopplung ergibt sich eine optimale Überkapazität der Offshore-Windkapazität von 36 % im Verhältnis zur gesamten Offshore-Transportkapazität (siehe „Overplanting Gesamt“). Im Fall der Offshore-Sektorkopplung, bei der eine Wasserstoffpipeline das Stromkabel ergänzt, ist es kostenoptimierend, eine geringere Kabelkapazität als beim reinen Overplanting (nur Strom) zu installieren, da die Pipeline eine zusätzliche, kosteneffiziente Transportroute bietet. Die optimale Pipelinekapazität entspricht der Elektrolyseurkapazität, was darauf hindeutet, dass angesichts des kostengünstigen Transports von Energie in großem Maßstab in Form von Wasserstoff die Kosteneinsparungsargumente, die eine Überkapazität an Turbinen im Verhältnis zur

Kabelkapazität rechtfertigen, nicht für die Elektrolyseurkapazität im Verhältnis zur Wasserstoffpipeline gelten, selbst innerhalb einer integrierten Strom- und Wasserstoffkonfiguration.

Wir stellen außerdem fest, dass **die Offshore-Sektorkopplung das effektivste Mittel ist, um das Offshore-Windpotenzial in den Zonen 4 und 5 der deutschen Nordsee zu nutzen** (siehe Abbildung 8). Sowohl Overplanting (nur Strom) als auch Offshore-Sektorkopplung reduzieren die Netto-Infrastrukturkosten für die Integration des Offshore-Energiepotenzials im Vergleich zur Baseline-Konfiguration ohne Overplanting. Die Offshore-Sektorkopplung liefert dabei in beiden Offshore-Windausbau-Szenarien das wirtschaftlichste Ergebnis.¹⁰

Abbildung 8 Jährliche Kosten für die Integration von Offshore-Energie in verschiedenen Konfigurationen im Jahr 2045 (70-GW-Szenario)



Quelle: Frontier Economics

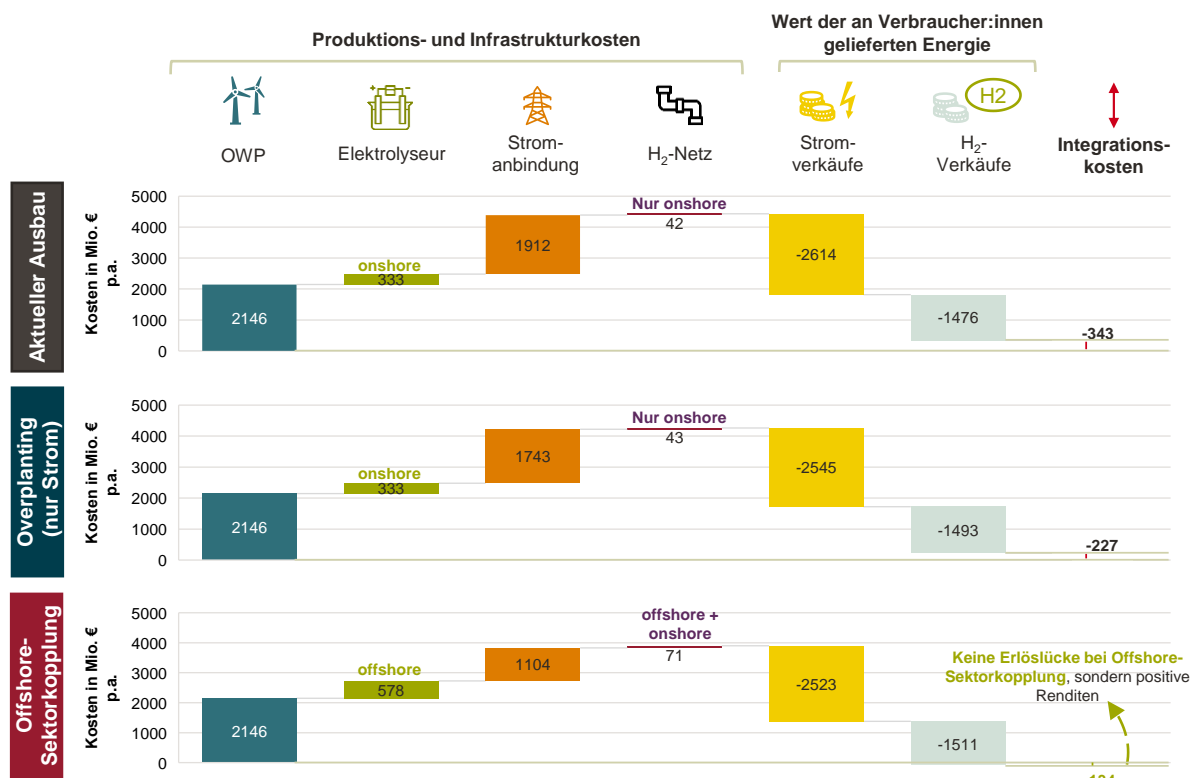
Hinweis: Die Analyse berücksichtigt nur Kosten und Einnahmen aus den Offshore-Zonen 4 und 5 (während die Zonen 1-3 unverändert bleiben).

Die niedrigeren Netto-Infrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie ergeben sich aus einer reduzierten Kapazität der Offshore-Stromkabel. Diese Reduzierung führt zwar zu einem leichten Rückgang der Einnahmen aus dem Verkauf von Strom zu

¹⁰ Im 55-GW-Szenario werden die Nettointegrationskosten sogar zu einem positiven Gewinn. Dies geschieht, obwohl die Einnahmenseite des Modells nur einen Teil der potenziellen Einnahmen des Systems (Strom- und Wasserstoffverkäufe zu Großhandelsmarktpreisen) erfasst, ohne mögliche Netzentgelte oder andere Vergütungsmechanismen zu berücksichtigen, die die Finanzierung der Verkehrsinfrastruktur zusätzlich unterstützen könnten.

Großhandelsmarktpreisen, und die Kosten für Elektrolyseure sind offshore höher als onshore. Jedoch sind die Einsparungen bei den Investitions- und Betriebskosten wesentlich größer. Aufgrund der Möglichkeit, Energie als Wasserstoff an Land zu transportieren, kann die Kapazität der Stromkabel in der Offshore-Sektorkopplungskonfiguration noch weiter reduziert werden.

Abbildung 9 Jährliche Kosten für die Integration von Offshore-Energie in verschiedenen Konfigurationen im Jahr 2045 (55-GW-Szenario)



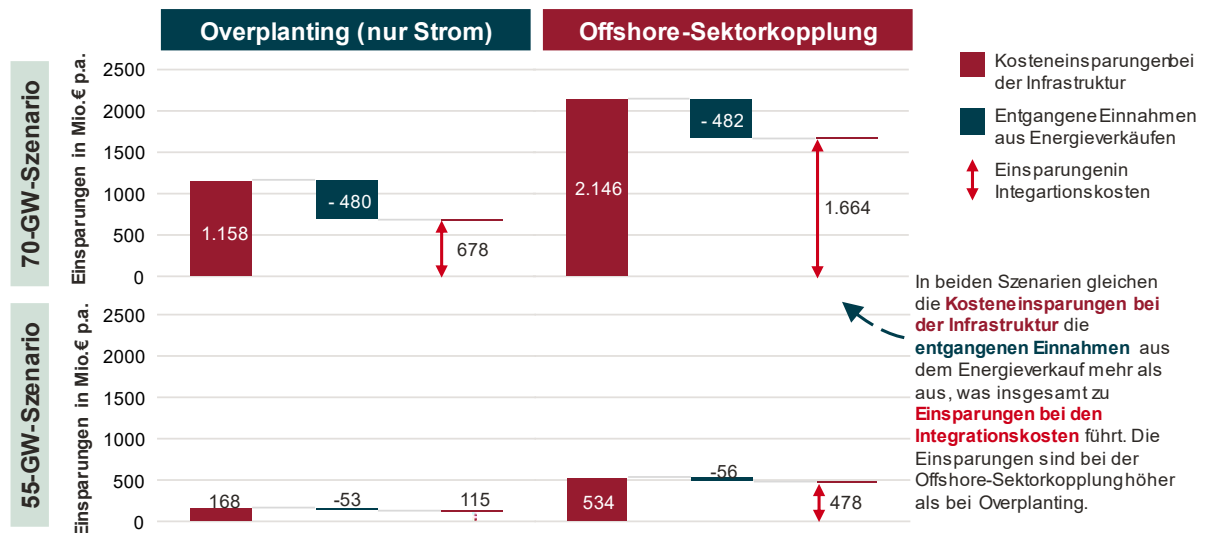
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Analyse berücksichtigt nur Kosten und Einnahmen aus der Offshore-Zone 4. Kein Ausbau der Zone 5 im 55-GW-Szenario

Die Offshore-Sektorkopplung führt zu den niedrigsten Netto-Infrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie

Konkret senkt die Offshore-Sektorkopplung die Netto-Infrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie um etwa 1.664 Millionen Euro pro Jahr im Vergleich zur Baseline (geplanter Ausbau) im 70-GW-Szenario und um 477 Millionen Euro pro Jahr im 55-GW-Szenario (siehe Abbildung 10). Zum Vergleich: Ein reines Overplanting im Strombereich senkt diese Kosten nur um 678 Millionen Euro bzw. 116 Millionen Euro pro Jahr. Die relativ größeren Einsparungen im 70-GW-Szenario zeigen, dass Offshore-Wasserstoff für die Integration der letzten 15 GW besonders wertvoll ist, insbesondere für die Kapazitäten an der weit entfernten Küste in Zone 5.

Abbildung 10 Einsparungen in den jährlichen Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie im Jahr 2045 durch Overplanting (nur Strom) und Sektorkopplung im Vergleich zum geplanten Ausbau (Baseline)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Die Baseline ist der geplante Ausbau mit Küstenelektrolyse.

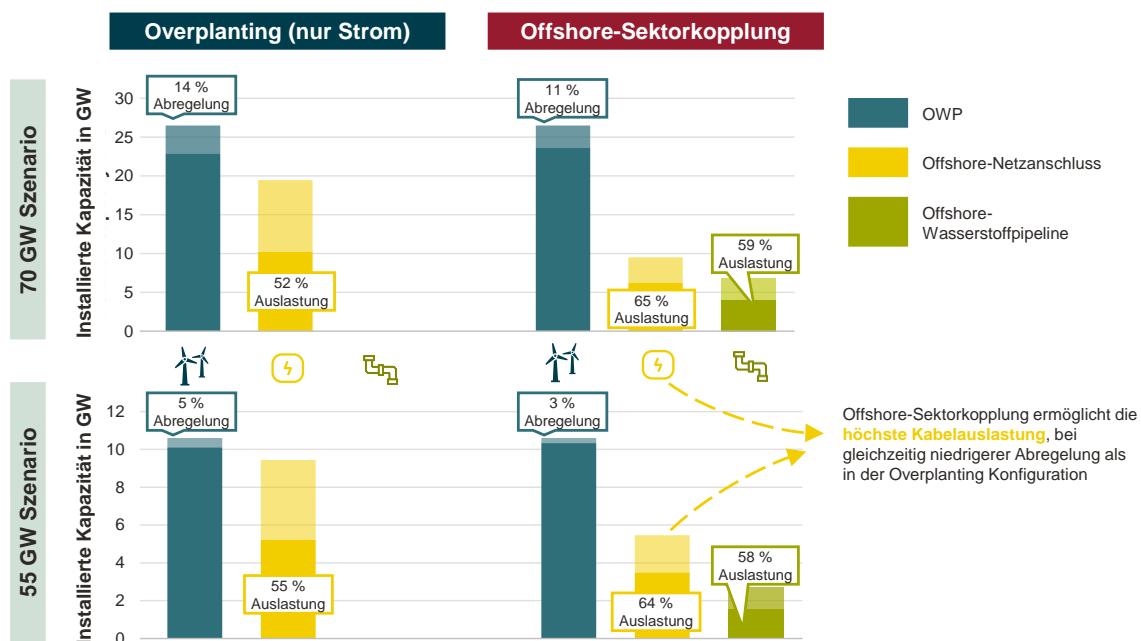
Der Vorteil der Offshore-Elektrolyse liegt in dem im Vergleich zu Strom kostengünstigsten Energietransport

Der Vorteil der Sektorkopplung ergibt sich aus drei Faktoren:

- Erstens sind die **Gesamtkosten für die Offshore-Sektorkopplung am niedrigsten**. Zwar sind die Investitions- und Betriebskosten für die Offshore-Elektrolyse höher als für die Onshore-Elektrolyse und es muss eine Wasserstoffpipeline gebaut werden. Doch diese Nachteile werden durch eingesparte Kabelinvestitionen und Effizienzgewinne beim Energietransport mehr als ausgeglichen. Wasserstoffpipelines bieten eine deutlich kostengünstigere Möglichkeit, große Energiemengen über große Entfernungen zu transportieren als Stromkabel, sodass die Gesamtkosten für die Systemintegration trotz der höheren Kosten für Offshore-Elektrolyseur geringer sind.
- Zweitens verbessert die Flexibilität, entweder Strom oder Wasserstoff zu transportieren, die **Auslastung der Offshore-Stromübertragungsinfrastruktur**. Die Offshore-Kabel werden im Rahmen der Sektorkopplung zu 65 % ausgelastet, verglichen mit 52 % bei einem reinen Strom-Overplanting im 70-GW-Szenario und 64 % gegenüber 55 % im 55-GW-Szenario (siehe Abbildung 11).
- Drittens **reduziert die Offshore-Sektorkopplung auch die Abregelung** im Vergleich zum Overplanting, da die Offshore-Windenergie flexibel entweder für die Elektrolyse oder

für die Stromerzeugung genutzt werden kann. Dies wiederum erhöht die Gesamtmenge der im System verfügbaren Energie, indem Strom- und Wasserstoffproduktion kombiniert werden. Dieser Effekt ist am ausgeprägtesten im 70-GW-Szenario, das einen stärkeren Ausbau in weit vom Ufer entfernten Gebieten vorsieht: Die Abregelung beträgt 11 % bei der Offshore-Sektorkopplung gegenüber 14 % bei Overplanting (nur Strom). Dies entspricht einer um 2,5 TWh höheren Energiezufuhr pro Jahr für das System. Im 55-GW-Szenario beträgt die Abregelung bei der Offshore-Sektorkopplung 3 % gegenüber 5 % bei Elektrizitäts-Overplanting (siehe Abbildung 11). Der geringere Unterschied in diesem Szenario spiegelt die kürzere Entfernung der Windparks zur Küste wider, was zu einem geringeren Kabelbedarf für die Stromübertragung führt. Zudem ist das 55-GW-Szenario durch eine geringere Kapazitätsdichte der Windparks charakterisiert, was zu höheren Volllaststunden führt und eine geringeres Overplanting wirtschaftlich attraktiver macht. In diesem Fall steigt die dem System zur Verfügung stehende Gesamtenergie um rund 1 TWh durch die Sektorkopplung im Vergleich zum Elektrizitäts-Overplanting.

Abbildung 11 **Installierte Kapazitäten und Infrastrukturnutzung**



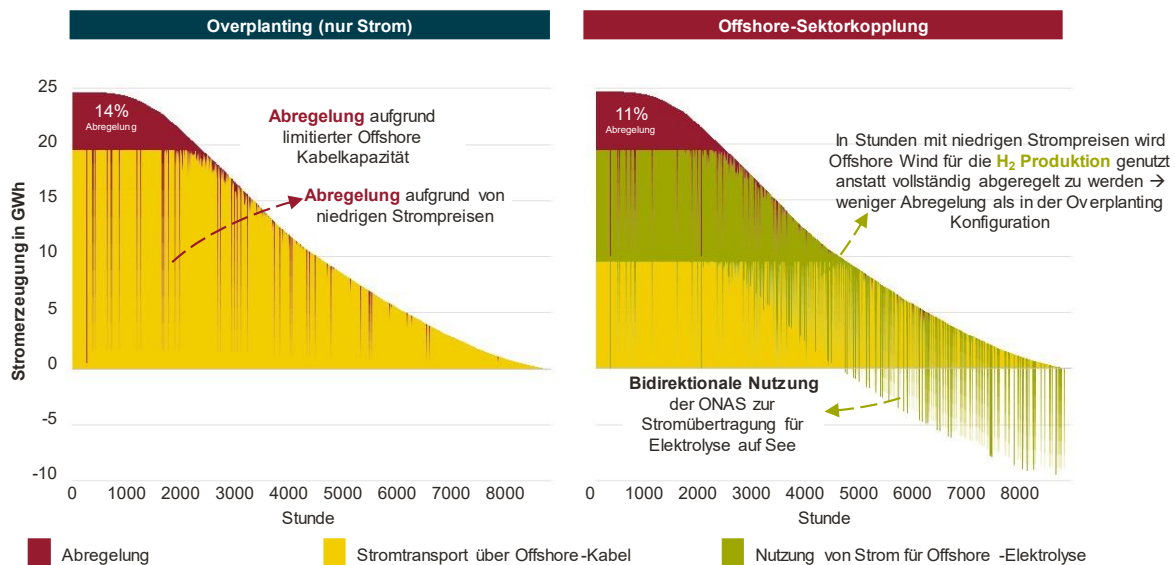
Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Heller gefärbte Bereiche zeigen den Anteil der Kapazität an, der gedrosselt (für OWP) oder nicht genutzt wird (für Kabel und Pipelines).

Aufgrund der parallelen Infrastruktur für Strom- und Wasserstoffanschlüsse ermöglicht die Offshore-Sektorkopplung eine systemvorteilhafte Nutzung der Offshore-Windenergie. In Zeiten hoher Strompreise wird der Strom vorrangig an Land transportiert, wodurch der Wert der Stromerzeugung maximiert wird. Bei niedrigen oder negativen Strompreisen wird der Offshore-Strom stattdessen direkt für die Elektrolyse genutzt und als Wasserstoff an Land transportiert. In diesen Zeiträumen ermöglicht die bidirektionale Offshore-Stromverbindung auch Offshore-Elektrolyseuren die Nutzung von überschüssigem Strom aus dem Onshore-

Netz, wodurch der Wert der Offshore-Sektorkopplung für das Energiesystem erhöht wird. In Zeiten hoher Windleistung werden sowohl Strom als auch Wasserstoff gleichzeitig exportiert. Durch die Kombination beider Transportwege kann das System die verfügbaren Offshore-Erzeugungskapazitäten voll ausnutzen und die Einschränkung von Offshore-Windparks auf ein Minimum beschränken.

Abbildung 12 Stündliche Nutzung der Offshore-Stromerzeugung (70-GW-Szenario)



Quelle: Frontier Economics

2.3 Sensitivitätsanalyse: Der Vorteil der Sektorkopplung ist robust gegenüber sich ändernden, unsicheren Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Energiemarktes

Wir testen die Sensitivitäten der Variablen, die den Vorteil der Offshore-Sektorkopplung am ehesten beeinflussen. Ziel ist es, die Robustheit unserer Ergebnisse gegenüber den wichtigsten Treibern der Offshore-Energieökonomie zu bewerten, insbesondere der installierten Elektrolyseurkapazität, der Höhe der Strompreise und der Kostendifferenz zwischen Offshore- und Onshore-Elektrolyseuren.¹¹

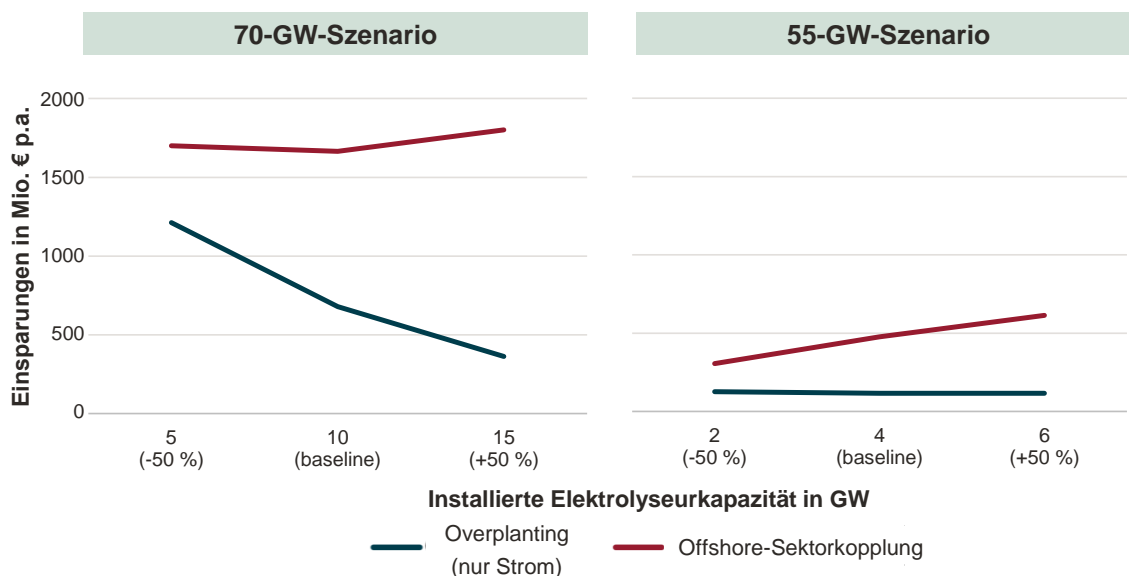
¹¹ Wir haben keine Sensitivität gegenüber Wasserstoffpreisen berücksichtigt, da das Modell von einem festen (exogenen) Niveau der installierten Elektrolysekapazität ausgeht. Das bedeutet, dass Änderungen der Großhandelswasserstoffpreise nur die Einnahmen aus Wasserstoffverkäufen beeinflussen würden, nicht aber Investitionsentscheidungen oder Kosten. Somit haben diese Änderungen keinen Einfluss auf den Vergleich der Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Windenergie über verschiedene Konfigurationen hinweg. In der Realität würden die Wasserstoffpreise mehrere

Angeichts der geringeren Kosten für den Energietransport steigen die Vorteile der Offshore-Wasserstoffproduktion mit der installierten Elektrolyseurkapazität

Unsere Standardanalyse geht von einer Elektrolyseurkapazität von 10 GW im 70-GW-Szenario und 4 GW im 55-GW-Szenario als Basiswert aus. Wir testen verschiedene Sensitivitäten, indem wir die Elektrolyseurkapazität um $\pm 50\%$ variieren. Die Ergebnisse zeigen, dass die Offshore-Sektorkopplung in allen Sensitivitäten die wirtschaftlichste Konfiguration bleibt (siehe Abbildung 13). Darüber hinaus steigt ihr wirtschaftlicher Vorteil gegenüber alternativen Konfigurationen mit höherer Elektrolyseurkapazität.

Bei der Offshore-Sektorkopplung sinken die Nettointegrationskosten mit steigender Elektrolyseurkapazität, was eine effizientere Nutzung der Offshore-Erzeugungs- und Transportinfrastruktur widerspiegelt. Im Gegensatz dazu steigen bei der Elektrizitäts-Overplanting-Konfiguration die Nettointegrationskosten mit höherer Elektrolyseurkapazität. Dies liegt daran, dass zusätzliche Offshore-Kabelkapazitäten erforderlich sind, um die größere Onshore-Elektrolyseurkapazität anzuschließen, und die entsprechenden Kostensteigerungen nicht durch Mehreinnahmen ausgeglichen werden. In diesem Zusammenhang stellt **die Offshore-Sektorkopplung den effektivsten Weg dar, um einen größeren und effizienteren Einsatz der heimischen Elektrolyse zu ermöglichen.**

**Abbildung 13 Sensitivität: Einsparungen in den Nettointegrationskosten in
Abhängigkeit der installierten Elektrolyseurkapazität**



Quelle: Frontier Economics

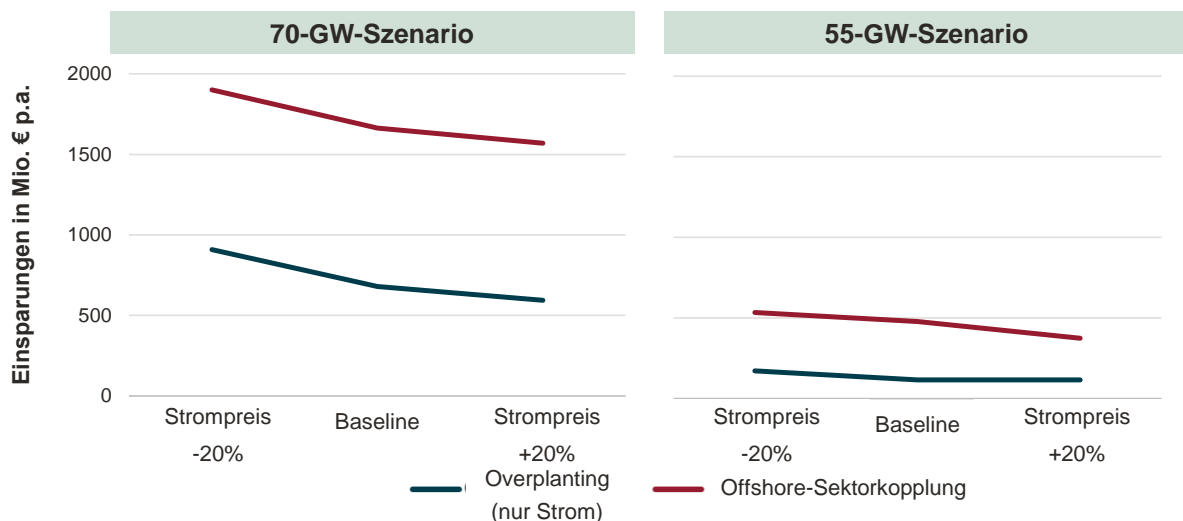
Hinweis: Einsparungen im Vergleich zum geplanten Ausbau (Baseline).

Faktoren gleichzeitig beeinflussen – den Umfang der installierten Elektrolysekapazität, die produzierte Wasserstoffmenge und die pro verkaufter Einheit erzielten Einnahmen. Die Produktion würde nur dann stattfinden, wenn sie angesichts der Großhandelsstrompreise rentabel ist oder wenn der Strom ansonsten abgeregelt würde.

Die Sektorkopplungsoption ist die robusteste Konfiguration angesichts unsicherer Strompreise

Bei den Strompreisen testen wir Sensitivitäten in einem Bereich von - 20 % bis + 20 % um das Standard-Großhandelspreisniveau, wobei die Preisverteilung konstant gehalten wird (siehe Abbildung 14). Niedrigere Strompreise verringern die Einnahmen aus dem Stromverkauf und erhöhen die Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie im Fall von Elektrizitäts-Overplanting im Vergleich zur Offshore-Sektorkopplung, wodurch die Vorteile der letzteren verstärkt werden. Höhere Strompreise verringern diesen Unterschied zwar, aber sowohl im 70-GW- als auch im 55-GW-Offshore-Windausbauszenario weist die Offshore-Sektorkopplung über den gesamten getesteten Bereich hinweg weiterhin niedrigere Nettoinfrastrukturkosten für die Offshore-Energieintegration auf, was auf robuste Ergebnisse hindeutet.

Abbildung 14 Sensitivität: Einsparungen in den Nettointegrationskosten in Abhängigkeit der Strompreise



Quelle: Frontier Economics

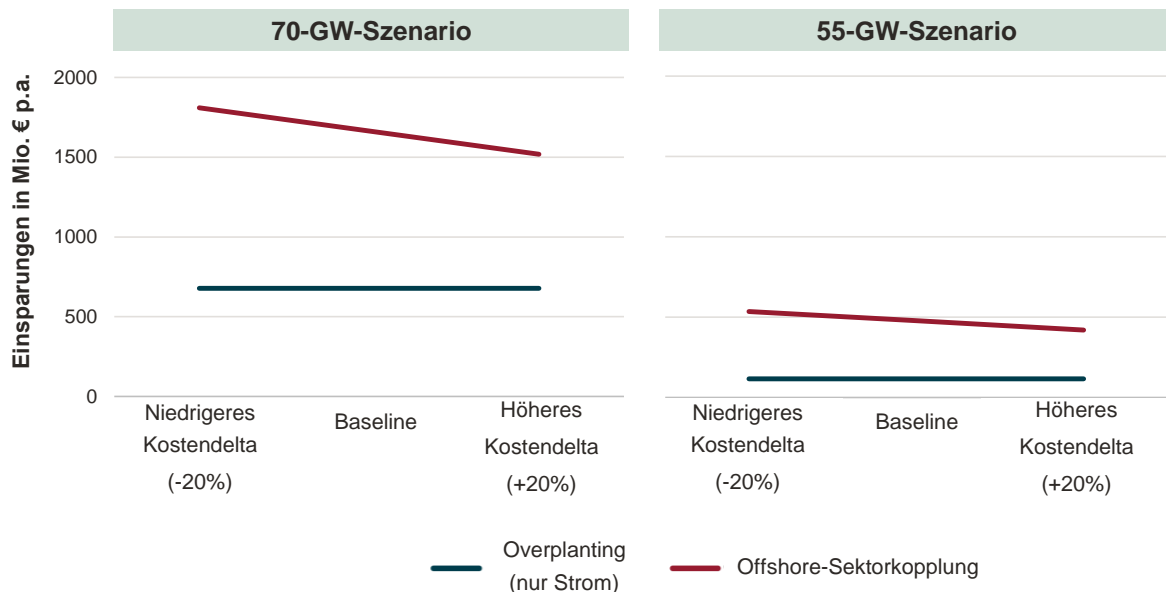
Hinweis: Einsparungen im Vergleich zum geplanten Ausbau (Baseline). Die Strompreiszahlen spiegeln Durchschnittspreise wider. Das Modell verwendet eine vollständige stündliche Strompreiskurve mit variierenden Preisen.

Die zusätzlichen Kosten der Offshore-Elektrolyse im Vergleich zur Onshore-Elektrolyse sind kein wesentlicher Treiber der Ergebnisse: Offshore-Sektorkopplung bleibt auch unter erheblichen Kostenunterschieden die wirtschaftlichste Option.

Abschließend testen wir die Sensitivität der Ergebnisse gegenüber den zusätzlichen Kosten der Offshore-Elektrolyse im Vergleich zur Onshore-Elektrolyse (siehe Abbildung 15). Eine schnellere Kostenkonvergenz mit geringeren Kostenunterschieden erhöht den Vorteil der Offshore-Sektorkopplung. Über den gesamten Bereich hinweg bleibt der Vorteil der Minimierung der Nettoinfrastrukturkosten für die Integration von Offshore-Energie jedoch weitgehend unverändert, was die Robustheit der Ergebnisse bestätigt. Selbst unter der Annahme deutlich höherer Kosten für Offshore-Elektrolyseure halten folgende Erkenntnisse:

- Die Offshore-Wasserstoffproduktion ist die wirtschaftlichste Option für die heimische Wasserstofferzeugung aus Offshore-Windenergie und
- folglich ist Offshore-Sektorkopplung die wirtschaftlichste Option zur Integration des Offshore-Windpotenzials.

Abbildung 15 Sensitivität: Einsparungen in den Nettointegrationskosten in
Anhängigkeit der zusätzlichen Kosten der Offshore-Elektrolyse im
Vergleich zur Onshore-Elektrolyse



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Einsparungen im Vergleich zum geplanten Ausbau (Baseline). Unter den Basisannahmen liegen die Investitionskosten für Offshore-Elektrolyseure um etwa 80 % über denen für Onshore-Elektrolyseure. Dies ist eine konservative Annahme, da Literatur und Expert:innen die zusätzlichen Kosten für Offshore-Elektrolyseure im Vergleich zu Onshore-Elektrolyseuren auf 20 % bis 50 % schätzen (siehe Guidehouse und Berenschot, 2021).

3 **Gemischte Anschlusskonzepte ermöglichen effiziente Nutzung des Offshore-Windpotenzials in Deutschland**

Verschiedene Herausforderungen behindern weiterhin den Einsatz der Sektorkopplung im Offshore-Bereich in Deutschland. Bestehende Standortausweisungen, Vergabeverfahren und Genehmigungsrahmen schränken die Entwicklung von Offshore-Elektrolyse und integrierten Strom- und Wasserstoff-Anbindungskonzepten ein. Laufende Diskussionen über Ausschreibungsdesign, regulatorische Rahmenbedingungen und Fördermechanismen werden darüber entscheiden, wie und wann solche Projekte dazu beitragen können, das Offshore-Windpotenzial Deutschlands zu realisieren und damit zur Erreichung der Klima- und Umweltziele des Landes beizutragen

3.1 **Ausweitung der Gebiete für Offshore-Elektrolyse und Zulassung gemischter Offshore-Wasserstoff- und Stromanschlüsse**

Derzeit hat das BSH eine Zone (SEN-1) für andere Energieerzeugungszwecke ausgewiesen, in der allgemein mit der Ansiedlung von Elektrolyseanlagen gerechnet wird. Dieses Pilotgebiet mit einer geplanten Kapazität von maximal 1 GW ist derzeit das einzige Offshore-Wasserstoffgebiet, das in der deutschen AWZ vorgesehen ist. Alle anderen Gebiete sind für reine Stromprojekte reserviert, was den Spielraum für die Skalierung von Offshore-Wasserstoff einschränkt.

Die Offshore-Elektrolyse-Gebiete sind als nicht an das Stromnetz angeschlossene Gebiete definiert.¹² Daher würden SEN-1 und alle weiteren Zonen, die im bestehenden Rahmen für die Offshore-Elektrolyse ausgewiesen werden könnten, nicht über eine gemischte Strom- und Wasserstoffverbindung verfügen, was das Potenzial für Sektorkopplung und Systemintegration einschränken würde. Stattdessen wird der Transport von Wasserstoff per Schiff oder Pipeline vorgesehen, wobei der Transport per Pipeline als bevorzugte Option angesehen wird.

Die Aufteilung von SEN-1 wurde wiederholt verschoben. Es wird weiterhin diskutiert, ob in diesem Gebiet ein einziges Großprojekt angesiedelt wird oder das Gebiet in kleinere Teilgebiete unterteilt werden soll. Der Entwurf des FEP 2023 schlug eine mögliche Dreiteilung vor, aber eine endgültige Entscheidung wurde noch nicht getroffen. Der aktuelle FEP 2025 enthält keine neuen Bestimmungen im Vergleich zum FEP 2023.

Der Zuteilungsmechanismus wird weiterhin diskutiert, und die endgültigen Ausschreibungsregeln, die ursprünglich für Mitte 2023 erwartet wurden, wurden bisher noch nicht veröffentlicht. Ein Entwurf der Förderrichtlinien, der im Januar 2023 vom BMWK

¹² WindSeeGesetz § 3 Nr. 8

konsultiert wurde, sieht ein zweistufiges Verfahren vor:¹³ eine Ausschreibung für die Zuteilung des Gebiets auf der Grundlage qualitativer Kriterien wie Effizienz, Skalierbarkeit und Umweltverträglichkeit (§ 9 SoEnergieV) und eine separate Förderausschreibung durch das BMWK auf der Grundlage des Preises. Rückmeldungen aus der Industrie deuten darauf hin, dass die Abfolge dieser Ausschreibungen und der kurze Zeitraum zwischen ihnen zu Herausforderungen führen könnten. Projektentwickler könnten Fördermittel erhalten, ohne sich das Gebiet gesichert zu haben, oder sie müssten Business Cases erstellen, ohne Klarheit über die Höhe der Fördermittel zu haben.¹⁴

3.2 Vorantreiben der gemeinsamen Planung von Strom- und Wasserstoffnetzen

Die gemeinsame Planung der Strom- und Wasserstoffübertragungsinfrastruktur ist sowohl aus systemischer Sicht als auch aus Investorensicht wichtig. Aus systemischer Sicht ermöglicht sie eine koordinierte Entwicklung von Netzen, die mit der Ausweitung der Wasserstofferzeugung, -speicherung und -nutzung sowie der Elektrifizierung zunehmend miteinander interagieren werden. Eine gemeinsame Raumplanung und eine einheitliche Modellierung können Doppelarbeit reduzieren, die Gesamtsystemkosten senken und die Widerstandsfähigkeit verbessern. Aus Investorensicht bietet ein integrierter Ansatz eine klarere Sichtbarkeit der zukünftigen Kapazitäten, Anschlusspunkte und Netzprioritäten, wodurch Unsicherheiten reduziert und zeitnahe private Investitionen gefördert werden.

Die EU und Deutschland haben erste Schritte in diese Richtung unternommen, indem sie den Prozessablauf für die Entwicklung von Strom-, Gas- und Wasserstoffnetzen harmonisiert haben. Diese Reform gleicht Szenario-Rahmenbedingungen, Zeitpläne und Konsultationsverfahren an, sodass Netzentwicklungspläne auf einheitlichen Annahmen basieren und parallel entwickelt werden.¹⁵

Mögliche nächste Schritte in Richtung einer integrierten Planung könnten die Entwicklung eines einheitlichen Raumordnungsplans zur Ermittlung gemeinsamer Korridore und komplementärer Infrastruktur, die Einrichtung einer gemeinsamen Governance für alle Übertragungsnetzbetreiber sowie die Einführung gemeinsamer Rahmenwerke für die Kosten-Nutzen- und Investitionsbewertung umfassen.

¹³ BMWK, [Eckpunktepapier zur Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse – Marktkonsultation](#), Jan. 2023.

¹⁴ BWO, [Stellungnahme zur Marktkonsultation Eckpunkte Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse](#), Jan. 2023, S. 2. BDEW, [Stellungnahme zum BMWK-Eckpunktepapier Offshore-Elektrolyse](#), Jan. 2023. BDEW [Stellungnahme zur Marktkonsultation „Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse“](#), Jan. 2023

¹⁵ [Netzentwicklungsplan \(2025\). „Netzentwicklungsplan 2037/2045 \(2025\)“](#). <https://www.netzentwicklungsplan.de/en/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>

3.3 Ausweitung der rechtlichen Priorisierung auf Offshore-Elektrolyseprojekte

Eine weitere mögliche Stellschraube hinsichtlich der Genehmigung und des rechtlichen Status betrifft den Entwurf des Wasserstoffbeschleunigungsgesetzes. Das Gesetz kategorisiert Elektrolyseure an Land und in Küstengewässern als Projekte übergeordneten öffentlichen Interesses und schließt Offshore-Projekte in der AWZ von dieser Bestimmung aus.¹⁶ In der Praxis bedeutet dies, dass die Offshore-Elektrolyse nicht die gleiche rechtliche Priorität erhält. Dies ist zwar kein Hindernis, aber das Fehlen eines solchen Status könnte die Genehmigungs- und Zulassungsverfahren vergleichsweise schwieriger machen, was sich auf die Planungssicherheit für Investoren auswirken könnte.

3.4 Minderung des Investitionsrisikos

Investitionsrisiken bleiben eine zentrale Herausforderung im aufstrebenden Wasserstoffsektor, auch für Offshore-Projekte. Es wird erwartet, dass die Kosten für die Elektrolyse, einschließlich der Offshore-Elektrolyse, durch Skaleneffekte und Lerneffekte sinken werden. Frühzeitige Investitionen tragen zu diesem Prozess bei und schaffen Vorteile für den gesamten Sektor, auch wenn einzelne Investoren diesen Wert möglicherweise nicht realisieren können.

Wasserstoffnetze stehen vor ähnlichen Herausforderungen. Sie erfordern hohe Vorabinvestitionen, während die Kosten mit steigender Nutzung sinken, sodass frühe Nutzer höheren Stückkosten gegenüber stehen. Auf der Nachfrageseite wird der Hochlauf durch die Kostendifferenz zu herkömmlichen Kraftstoffen und durch die Kosten für die Anpassung bestehender Anlagen an die Wasserstoffnutzung eingeschränkt.

Eine unvollständige CO₂-Bepreisung und die Kostenvorteile herkömmlicher Kraftstoffe (mit ausgereiften Märkten) erhöhen das Risiko für Investoren zusätzlich, da kohlenstoffarmer Wasserstoff nach wie vor weniger wettbewerbsfähig ist. In Verbindung mit der begrenzten Produktions- und Transportkapazität führt dies zu dem bekannten „Henne-Ei-Problem“: Die Nachfrage hängt von niedrigeren Kosten und einer zuverlässigen Versorgung ab, während Investitionen von einer gesicherten Nachfrage abhängen.

Zusammen führen diese Faktoren zu erheblicher Unsicherheit für Investoren sowohl im Onshore- als auch im Offshore-Wasserstoffbereich und unterstreichen die Notwendigkeit gezielter Maßnahmen zur Minderung des Investitionsrisikos und zur Stärkung des Marktvertrauens, auch für den Ausbau des Wasserstoffnetzes.

¹⁶ BMW. (2024). *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (Anhörungsfassung)* (S. 31). Abgerufen unter https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wasserstoffbeschleunigungsgesetz-bmwe-anhoerung.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Anhang A Literatur

BDEW. (2023a). *Stellungnahme zum BMWK-Eckpunktepapier Offshore-Elektrolyse*.

BDEW. (2023b). *Stellungnahme zur Marktkonsultation „Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse“*.
https://www.bdew.de/media/documents/303_BDEW-Stellungnahme_F%C3%B6rderrichtlinie_Offshore-Elektrolyse.pdf

BMWK. (2023). *Eckpunktepapier zur Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse – Marktkonsultation*. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz.
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/E/marktkonsultation-eckpunktepapier-foerderrichtlinie-offshore-elektrolyse.pdf?__blob=publicationFile&v=1

BMWE (2024). *Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (Anhörungsfassung)* (S. 31).
https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/W/wasserstoffbeschleunigungsgesetz-bmwe-anhoerung.pdf?__blob=publicationFile&v=8

Borràs Mora, J., de Castro, R., Korpås, M., & Torre, S. (2019). *How does risk aversion shape overplanting in the design of offshore wind farms?* In *Journal of Physics: Conference Series* (Vol. 1356, No. 1, p. 012026). IOP Publishing.

BWO. (2023). *Stellungnahme zur Marktkonsultation Eckpunkte Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse*
https://bwo-offshorewind.de/wp-content/uploads/2023/01/230118_BWO-Stellungnahme_Foerderrichtlinie-Offshore-Elektrolyse.pdf

E-Bridge. (2024). *Assessment of connection concepts for Germany's far-out North Sea offshore wind areas for an efficient energy transition*. https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_ShortStudy_EN.pdf

European Hydrogen Backbone (EHB) initiative (2023). *Implementation roadmap – Cross-border projects and cost update (EHB-2023-Implementation-Roadmap-Part 1)*.

EnBW Aurora. (2025). *Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040*.
<https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf>

ENTSO-E. (2024). *TYNDP 2024 Offshore Network Development Plans – Methodology, Cost Set 2*.
<https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/ONDP2024/ONDP2024-methodology.pdf>

ENTSO-E. (2025). *TYNDP 2026 Draft Scenarios Input Data and Methodologies*. <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

ENTSO-E & ENTSG. (2025). *TYNDP 2024 Scenarios Methodology Report – Final Version*.
<https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp->

[content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf](#)

International Energy Agency. (2024). *World Energy Outlook 2024: Announced Pledges Scenario*. Paris: IEA. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

Netzentwicklungsplan (2025). “Network Development Plan 2037/2045 (2025)”. <https://www.netzentwicklungsplan.de/en/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>

Vollmer, L., & Dörenkämper, M. (2025). *Ad-hoc Analyse: Ertragsmodellierung der Ausbauszenarien 24 und 25*. Fraunhofer Institut. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2025/Anlagen/Downloads_FEP2025/Adhoc_Analyse_Ertragsmodellg_24_25.pdf?blob=publicationFile&v=3

Wietschel, M., et al. (2023). *Preiselastische Wasserstoffnachfrage in Deutschland – Methodik und Ergebnisse (HyPAT Working Paper 01/2023)*. Karlsruhe: Fraunhofer ISI. https://www.hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HyPAT_Working-Paper-01_2023_Preis elastische-Nachfrage.pdf

Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG). (2016, October 13). *Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See (§ 3 Nr. 8)*. BGBl. I S. 2258, 2310; zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 30. September 2025 (BGBl. 2025 I Nr. 231).

Wolter, C., Klinge Jacobsen, H., Rogdakis, G., Zeni, L., & Cutululis, N. A. (2016). *Overplanting in offshore wind power plants in different regulatory regimes*. In *15th Wind Integration Workshop – International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants*.

Anhang B Modellbeschreibung & Annahmen

Dieser Anhang fasst den analytischen Rahmen zusammen, der der Modellierung des Offshore-Systems zugrunde liegt. Der erste Teil beschreibt die Funktionsweise des Modells, der zweite Teil legt die in der Analyse verwendeten techno-ökonomischen Annahmen dar. Diese umfassen Kosten-, Effizienz- und Preisparameter.

Modellbeschreibung und Optimierungsansatz

Zur Bestimmung einer kosteneffizienten Infrastrukturkonfiguration für die Integration von Offshore-Windenergie in den Zonen 4 und 5 der deutschen Nordsee wird ein eigenständiges Offshore-Systemmodell verwendet. Für jede Konfiguration (d. h. geplanten Ausbau (Baseline), reines Elektrizitäts-Overplanting und Offshore-Sektorkopplung) und jedes Szenario (70 GW bzw. 55 GW Offshore-Windleistung in der deutschen Nordsee) minimiert das Modell die **Nettoinfrastrukturkosten** der Offshore-Energieintegration. Diese Nettoinfrastrukturkosten sind definiert als:

- Kosten der Offshore-Energieerzeugung und der Transportinfrastruktur, *abzüglich*
- Erlöse aus dem Verkauf von Strom und Wasserstoff zu Großhandelspreisen.

Abbildung 16 veranschaulicht die Funktionsweise des Modells. Als Eingangsgrößen dienen die exogenen Kapazitäten der Offshore-Windparks und Elektrolyseure, stündliche Erzeugungsprofile, Technologie- und Effizienzparameter, Übertragungsverluste sowie exogene stündliche Preise für Strom und Wasserstoff.

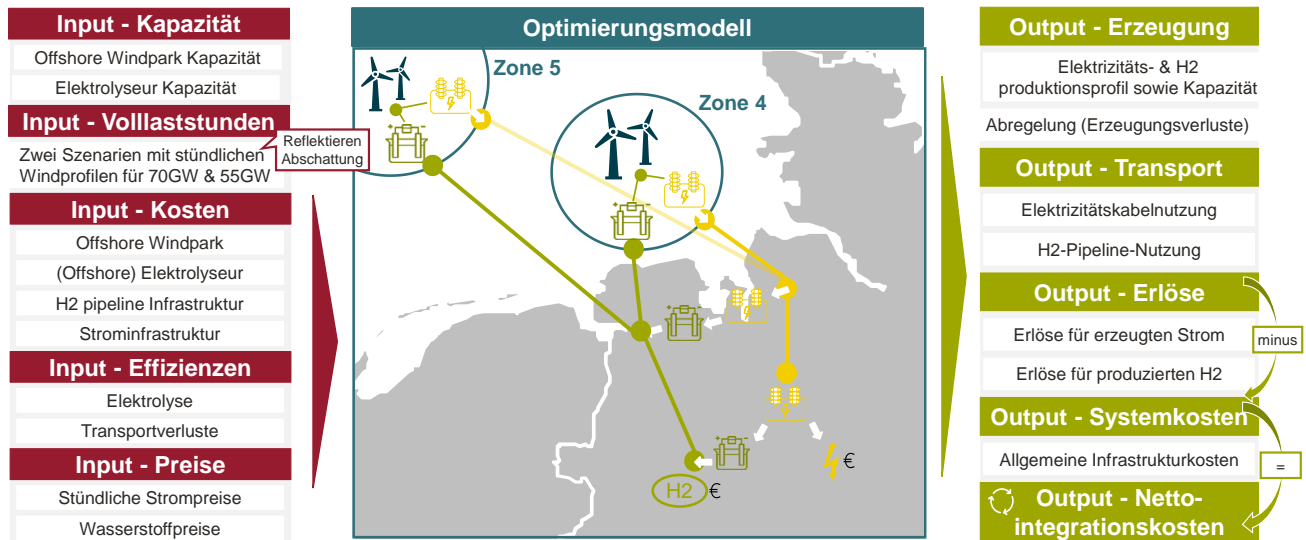
Das Modell identifiziert die Kombination aus Stromkabeln, Konvertern, Elektrolyseuren und Pipelines, die die Gesamtsystemkosten bei Einhaltung technischer und betrieblicher Restriktionen minimiert. Auf diese Weise bestimmt es für jede Konfiguration und jedes Szenario die jeweils kosteneffizienteste Infrastrukturkonfiguration. Die Offshore-Winderzeugung kann entweder dem Strom- oder dem Wasserstoffmarkt dienen:

- Zur Versorgung des Strommarkts wird die elektrische Energie über Offshore-AC/DC- und Onshore-DC/AC-Umwandlung direkt zu den Nachfragezentren im Inland übertragen.
- Im Wasserstoffpfad wird der erzeugte Strom für die Elektrolyse genutzt, wobei der Wasserstoff anschließend per Pipeline zu denselben Nachfragezentren transportiert wird. Die Elektrolyse kann dabei entweder offshore oder onshore (an der Küste oder im Landesinneren, je nach Konfiguration) erfolgen.

Die Optimierung bestimmt, wie diese beiden Pfade miteinander interagieren und welches Verhältnis von Stromeinspeisung und Wasserstoffbereitstellung die geringsten Gesamtsystemkosten bewirkt.

Alle Kosten und Erlöse werden annualisiert¹⁷ und auf das Jahr 2045 bezogen, das einen stationären Betriebszustand nach vollständiger Inbetriebnahme der Kapazitäten widerspiegelt.

Abbildung 16 Illustration des Modells



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Optimierungsproblem mit mehreren Nebenbedingungen. Für gegebene Wasserstoff- und Strompreise optimiert das Modell die Erzeugung sowie die dazugehörige Transportinfrastruktur. Da die Preise die Marktbefehle widerspiegeln, unterstützt das Modell automatisch das Gesamtsystem der Energieversorgung. Das Optimierungsproblem wird in GAMS gelöst – einer Modellierungsumgebung für mathematische Optimierung, die speziell für große, komplexe und strukturierte Optimierungsprobleme entwickelt wurde.

Techno-ökonomische Annahmen

Die techno-ökonomischen Parameter basieren auf der Annahme, dass die Infrastruktur in Zone 4 sowie die Onshore-Infrastruktur bereits im Jahr 2040 errichtet wird – also vor der Entwicklung von Zone 5 im Jahr 2045. Die stündlichen Strompreiskurven werden mit dem sektorgekoppelten europäischen Energiesystemmodell COMET¹⁸ modelliert. Hierbei werden für jedes der beiden Ausbauszenarien eigene Lastfaktorprofile für Offshore-Windenergie als Eingangsgrößen verwendet.¹⁹ Die resultierenden durchschnittlichen Strompreise im Jahr 2045 betragen 81,5 €/MWh_{el} im 70-GW-Szenario und 84,4 €/MWh_{el} im 55-GW-Szenario. Die höheren Preise im 55-GW-Szenario ergeben sich aus einem geringeren Angebot an Strom mit niedrigen variablen Kosten. Dieser Effekt wird teilweise durch höhere Volllaststunden kompensiert, die aus geringeren Wake-Effekten infolge

¹⁷ Die Annualisierung der Kosten erfolgt mittels der Annuitätenmethode, bei der die jährlichen Kosten jedes Infrastrukturelements auf Basis seiner Lebensdauer und des angenommenen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes (WACC) berechnet werden. Dabei wird unterstellt, dass Kosten und Erträge über die gesamte Betriebsdauer konstant bleiben.

¹⁸ Mehr Information zu unserem COMET finden sich unter folgendem Link: <https://www.frontier-economics.com/uk/en/hot-topics/collection-i21808-comet/>

¹⁹ Das EnBW-Team (als Mitglied von AquaVentus) stellte die Volllaststundenprofile bereit, die im Modell für die 70-GW- und 55-GW-Szenarien des Offshore-Windausbaus verwendet wurden.

einer niedrigeren Dichte der Offshore-Windparks in Zone 4 resultieren. Der Wasserstoffpreis wird mit 110 €/MWh_{H₂} angesetzt, basierend auf Wietschel et al. (2023), wie in Abschnitt 2 näher erläutert.

Tabelle 1 Elektrizitätsinfrastruktur

Infrastrukturkomponente	CAPEX €/kW _{el}	OPEX % CAPEX / Jahr	Lebenszeit Jahre	Effizienz %	WACC %	Quelle
Offshore Windpark Zone 4	1.702	2,4	35	44,7-51,5*	9	[1],[4],[5]
Offshore Windpark Zone 5	1.541	2,5	35	43,5*	9	[1],[4],[5]
Offshore HGÜ-Konverter	625	1,5	35	100	7	[2],[4],[5]
Onshore HGÜ-Konverter	275	1,5	35	100	7	[2],[4],[5]
Onshore Wechselstrom-Umspannwerk	215	1,5	35	100	7	[2],[4],[5]
Offshore HGÜ-Kabel**	2,34 / km	2,5	40	100	7	[2],[4],[5]
Onshore HGÜ-Kabel***	433 -1.356	-	40	100	7	[3],[4],[5]

Quellen::

[1] IEA 2024, World Energy Outlook 2024, Announced Pledges Scenario, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>

[2] ENTSO-E (2024), TYNDP 2024 Offshore Network Development Plans – Methodology, Cost Set 2, <https://publicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/tyndp-documents/ONDP2024/ONDP2024-methodology.pdf>

[3] Frontier basierend auf EnBW Aurora (2025), Systemkostenreduzierter Pfad zur Klimaneutralität im Stromsektor 2040, <https://www.enbw.com/media/presse/docs/gemeinsame-pressemitteilungen/2025/zusammenfassung-systemkostenstudie-aurora-zzgl-enbw-ableitungen.pdf>

[4] Allgemeine Lebenszeitannahmen und Effizienzen basieren auf E-Bridge (2024) Assessment of connection concepts for Germany's far out North Sea offshore wind areas for an efficient energy transition, https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_ShortStudy_EN.pdf

[5] Der WACC basiert auf internen Annahmen.

Notizen:

*Durchschnittlicher Kapazitätsfaktor unter Berücksichtigung von Wake-Effekten. Für Zone 4 liegt der durchschnittliche Kapazitätsfaktor im 55-GW-Szenario mit 51,5 % höher als im 70-GW-Szenario (44,7 %).

**Der Offshore-HGÜ-Konverter beinhaltet die Plattformkosten. Die Längen der Offshore-HGÜ-Kabel werden gemäß E-Bridge (2024), Abbildung 29, mit 300 km für Zone 4 und 450 km für Zone 5 angenommen. Die Investitionskosten (CAPEX) für die Offshore-HGÜ-Kabel werden in €/kW_{el} pro km angegeben.

***Die Investitionskosten (CAPEX) der Onshore-HGÜ-Kabel werden als Differenz zwischen den Netzinfrastrukturkosten im Modell und den endgültigen Netzanchlusswerten aus EnBW Aurora (2025) berechnet. Der CAPEX steigt linear mit der installierten Leistung – von 433 €/kW bei 45 GW auf 1 357,5 €/kW bei 70 GW.

Tabelle 2 Wasserstoffinfrastruktur

Infrastruktur- komponente	CAPEX €/kW _{el}	OPEX % CAPEX / Jahr	Lebens- zeit Jahre	Effizienz %	WACC %	Quelle
Offshore Elektrolyseur Zone 4	1.995	3,7	25	68	9	[1],[5],[6]
Offshore Elektrolyseur Zone 5	1.695	3,9	25	68	9	[1],[5],[6]
Onshore Elektrolyseur	1.121	4	25	68	9	[1],[2], [5],[6]
Offshore H ₂ -pipeline*	0,374 / km	2	50	100	7	[3],[4], [5],[6]
Onshore H ₂ -pipeline**	-	0,00315**	50	100	7	[3],[5],[6]

Quellen::

[1] E-Bridge (2024), Assessment of connection concepts for Germany's far out North Sea offshore wind areas for an efficient energy transition, Table 4, https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_ShortStudy_EN.pdf

[2] ENTSO-E (2025), TYNDP 2026 Draft Scenarios Input Data and Methodologies, <https://2026.entsos-tyndp-scenarios.eu/download/>

[3] EHB (2023) Implementation Roadmap - cross border projects and cost update, [EHB-2023-Implementation-Roadmap-Part-1.pdf](https://ehb-2023-implementation-roadmap-part-1.pdf)

[4] OPEX basieren auf ENTSO-E und ENTSG (2025), TYNDP 2024 Scenarios Methodology Report – Final Version, https://2024.entsos-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2025/01/TYNDP_2024_Scenarios_Methodology_Report_Final_Version_250128.pdf

[4] Allgemeine Lebenszeitannahmen und Effizienzen basieren auf E-Bridge (2024) Assessment of connection concepts for Germany's far out North Sea offshore wind areas for an efficient energy transition, https://aquaventus.org/wp-content/uploads/2024/09/240829_AQV_ShortStudy_EN.pdf

[5] WACC basiert auf internen Annahmen.

Notizen:

*Die offshore H₂-pipeline wird gemäß E-Bridge (2024), Abbildung 29, mit 300 km für Zone 4 und 450 km für Zone 5 angenommen. Die CAPEX für die offshore H₂-pipeline werden in €/kWh_{H2} pro km aufgeführt. Die OPEX basieren auf ENTSO-E and ENTSG (2025) plus zusätzliche OPEX für die Verdichtung.

**The onshore H₂-pipeline wird mit einer Länge von 500 km angenommen und die OPEX sind in €/kWh_{H2} angegeben.

Anhang C Bewertung der Elektrolyse in Küstennähe gegenüber Elektrolyse im Landesinneren (Süddeutschland)

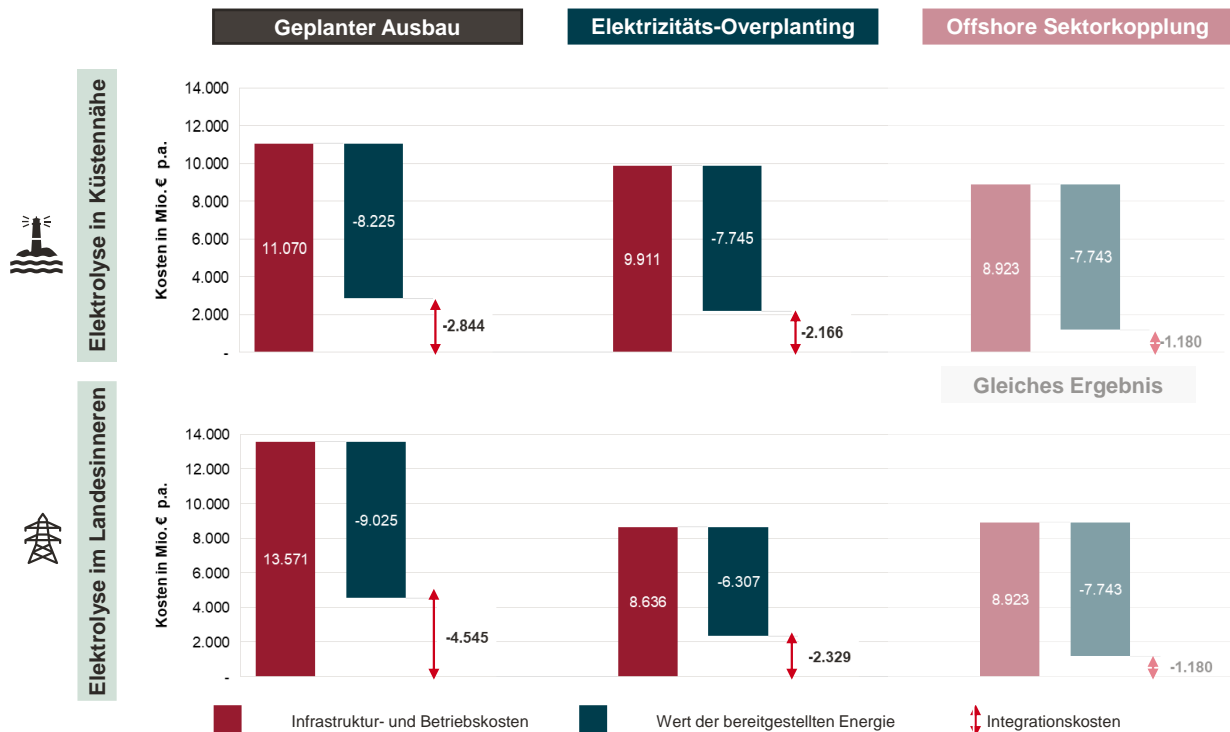
Anstatt Elektrolyseure an der Küste an Land zu errichten, könnten sie alternativ weiter im Landesinneren – zum Beispiel in Süddeutschland – an das Stromnetz angeschlossen werden. Diese Option bringt Vor- und Nachteile in Bezug auf Kosten und Erlöse mit sich. Einerseits erfordert sie einen stärkeren Ausbau des Onshore-Stromnetzes, um Offshore-Windstrom zu den südlichen Nachfragezentren zu transportieren; dies führt zu höheren Infrastrukturkosten. Andererseits bietet sie eine größere betriebliche Flexibilität, da die zusätzliche Onshore-Netzkapazität ermöglicht, Strom entweder der Elektrolyse zuzuführen oder direkt am Strommarkt zu vermarkten.

Abbildung 17 vergleicht Küsten- und Elektrolyse im Landesinneren für das 70-GW-Szenario.

- **Geplanter Ausbau (Baseline):** Der vollständige Onshore-Netzanschluss, der für die Elektrolyse im Landesinneren erforderlich ist, führt zu deutlich höheren Infrastrukturkosten als bei der Küstenelektrolyse. Zwar ist der Wert der an die Verbraucher:innen gelieferten Energie höher, jedoch steigt er weniger stark als die entsprechenden Kosten – mit dem Ergebnis höherer Nettointegrationskosten von 4.545 Millionen Euro pro Jahr.
- **Elektrizitäts-Overplanting:** In dieser Konfiguration reduziert das Modell die Onshore-Netzanschlusskapazität, um die Kosten zu senken. Dadurch sinkt allerdings auch der Wert der gelieferten Energie; es resultieren Nettointegrationskosten von rund 2.329 Millionen Euro pro Jahr.

Im Allgemeinen erweist sich im **70-GW-Szenario die Küstenelektrolyse als die wirtschaftlichere Alternative der Onshore-Elektrolyse**, weil durch die Installation der Elektrolyseurkapazität an der Küste lange und kapitalintensive Nord-Süd-Stromübertragungskabel vermieden werden können.

Abbildung 17 Vergleich der Elektrolyse an der Küste mit der Elektrolyse im Landesinneren (70-GW-Szenario)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für die Offshore-Sektorkopplung ergeben sich keine Unterschiede, da die Elektrolyseure hier stets offshore installiert werden.

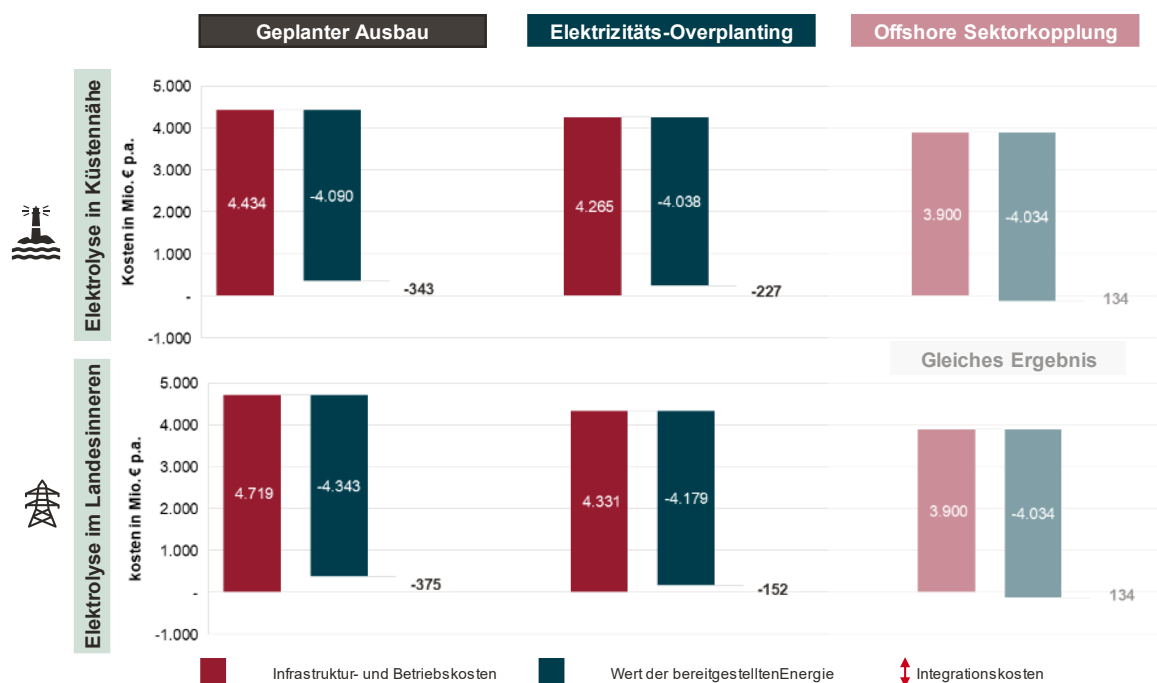
Im 55-GW-Szenario (siehe Abbildung 18) fallen die Unterschiede weniger stark aus. Zwei Faktoren erklären dies:

1. Höhere Volllaststunden infolge geringerer Kapazitätsdichte verbessern die Auslastung der Übertragungsinfrastruktur; und
2. Kein Ausbau der Zone 5: Die durchschnittliche Entfernung der Offshore-Windparks (OWP) zur Küste verringert sich, was zu niedrigeren Offshore-Anschlusskosten führt.

Als Ergebnis schneidet die Elektrolyse im Landesinneren (mit höherer Onshore-Übertragungskapazität) besser ab als im 70-GW-Szenario:

- Geplanten Ausbau (Baseline): Die Elektrolyse im Landesinneren weist leicht höhere Infrastruktur- und Betriebskosten, zugleich aber auch einen etwas höheren Wert der Energie auf, sodass sich insgesamt ähnliche Nettointegrationskosten.
- Elektrizitäts-Overplanting: Die Elektrolyse im Landesinneren erweist sich mit Nettointegrationskosten von 152 Millionen Euro pro Jahr sogar als die kostenvorteilhaftere Alternative gegenüber der Küstenelektrolyse (227 Millionen Euro pro Jahr).

Abbildung 18 Vergleich der Elektrolyse an der Küste mit der Elektrolyse im Landesinneren (55-GW-Szenario)



Quelle: Frontier Economics

Hinweis: Für die Offshore-Sektorkopplung ergeben sich keine Unterschiede, da die Elektrolyseure hier stets offshore installiert werden.

Frontier Economics Ltd is a member of the Frontier Economics network, which consists of two separate companies based in Europe (Frontier Economics Ltd) and Australia (Frontier Economics Pty Ltd). Both companies are independently owned, and legal commitments entered into by one company do not impose any obligations on the other company in the network. All views expressed in this document are the views of Frontier Economics Ltd.