



Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee für eine effiziente Energiewende

Kurzstudie im Auftrag von AquaVentus Förderverein e.V.

29.08.2024

Bewertung von Anschlusskonzepten für weit entfernte Offshore-Windgebiete in der deutschen Nordsee für eine effiziente Energiewende

KURZSTUDIE ÜBER ANSCHLUSSKONZEPTE FÜR WINDENERGIE AUF SEE

E-Bridge: Dr. Henrik Schwaeppe,
Gerald Blumberg,
Dr. Philipp-Matthias Heuser,
Alexander Schrief, Andreas Gelfort,
Christopher Kneip,
Dr. Christian Schneller, Tuncay Türkucar

PGU: Dr. Ute Schadek, Florian Maiwald,
Frank Bachmann, Dr. Lesley Szostek,
Anika Freund

29.08.2024

Das Copyright für die veröffentlichten vom Autor selbst erstellten Objekte sowie Inhalte der Folien bleiben allein dem Autor vorbehalten.
Eine Vervielfältigung, Verwendung oder Änderung solcher Grafiken, Tondokumente, Videosequenzen und Texte in anderen elektronischen oder gedruckten Publikationen ist ohne ausdrückliche schriftlicher Zustimmung des Autors nicht gestattet. Weiter gelten bei Unstimmigkeiten mit der elektronischen Version die Inhalte des Original ausgedruckten Foliensatzes der E-Bridge Consulting GmbH.

E-Bridge Consulting GmbH lehnt jede Verantwortung für jeden direkten, indirekten, konsequenten bzw. zufälligen Schaden, der durch die nicht autorisierte Nutzung der Inhalte und Daten bzw. dem Unvermögen in der Nutzung der Information und Daten, die Bestandteil dieses Dokumentes sind, entstanden sind, ab. Die Inhalte dieses Dokumentes dürfen nur an Dritte in der vollständigen Form, mit dem Copyright versehen, der Untersagung von Änderungen sowie dem Disclaimer der E-Bridge Consulting GmbH weitergegeben werden.

E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany. Alle Rechte vorbehalten.

Sponsoren

Diese Studie wurde von einem Konsortium aus EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Fluxys NV, GASCADE Gastransport GmbH, N.V. Nederlandse Gasunie, Net Zero Technology Centre Ltd, RWE Offshore Wind GmbH und VERBUND Green Hydrogen GmbH in Auftrag gegeben. Das Konsortium wurde von der Tewis Projektmanagement GmbH koordiniert und ist mit dem AquaVentus Förderverein e.V. verbunden. Das Konsortium agiert als Teil des Fördervereins AquaVentus, welcher als Gründer der gleichnamigen Initiative das Ziel verfolgt, mit klimafreundlicher Wasserstofftechnologie weltweit Signale zu setzen. Der AquaVentus Förderverein setzt sich zusammen aus hochinnovativen Organisationen und Forschungseinrichtungen sowie international führenden Unternehmen, die mit der Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See ein neues Zeitalter klimafreundlicher Energie ausrufen möchten.

E-Bridge Consulting GmbH

E-Bridge gehört zu den führenden Unternehmensberatungen der europäischen Energiewirtschaft. Unsere Führungsrolle ergibt sich durch die Kombination von energiewirtschaftlichem Know-how und praxisorientierter Umsetzungsberatung. Dadurch leistet E-Bridge einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren, wettbewerbsfähigen und nachhaltigen Energieversorgung sowie zur Umsetzung der Energiewende.

PGU: Planungsgemeinschaft Umweltplanung Offshore Windpark GbR

Die PGU ist ein Zusammenschluss von drei Umweltplanungsbüros mit langjähriger Erfahrung im Nordwesten Deutschlands. Seit 2000 arbeiten wir bei Offshore-Projekten erfolgreich zusammen. Mit unseren interdisziplinären Teams unterstützen wir öffentliche und private Auftraggeber mit unserer ökologischen Expertise und Planungskompetenz bei der nachhaltigen Planung und Realisierung von Projekten an Land und auf See.

Hinweis: diese Version der Kurzstudie ist die deutsche Übersetzung der ursprünglich englischen Fassung. Die Übersetzung beabsichtigt den Bericht einem möglichst breiten Publikum zugänglich zu machen. Trotz sorgfältiger Überprüfung können Übersetzungsfehler nicht ausgeschlossen werden. Im Zweifel ist die englische Fassung maßgeblich.

INHALTSVERZEICHNIS

MANAGEMENT SUMMARY

1	Einführung	1
1.1	Zielsetzung und Umfang der Studie	2
1.2	Hypothesen: Kombinierte Anschlusskonzepte bieten mehrere Vorteile	5
2	Methodik	7
3	Energieszenarien	9
3.1	Storyline	9
3.2	Überblick über die drei Energieszenarien	10
3.3	Entwicklung der Strom- und Wasserstoffpreise	17
4	Anschlusskonzepte für Offshore Windparks	24
4.1	Komponenten der Anschlusskonzepte	24
4.2	Analysierte Anschlusskonzepte	27
5	Kostenschätzungen: Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten verschiedener Anschlusskonzepte	31
5.1	Offshore-Windpark	31
5.2	DC-Netzanschlussystem & Onshore-Netzanschluss	31
5.3	Elektrolyse	32
5.4	Pipeline	35
5.5	Geplante und genutzte elektrische Netzanschlussysteme	36
5.6	Investitionskosten pro Wasserstoffproduktions- und Anschlussvariante	37
6	Technisch-wirtschaftliche Bewertung von Anschlusskonzepten	40
6.1	Erzeugung von Strom und Wasserstoff	41
6.2	Bewertung der Erlösströme	43
6.3	Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren	44
6.4	Fallbewertung und wirtschaftliche Eignung von Konfigurationen	45
6.5	Sensitivität: Auswirkungen der Anschlusskonzepte auf die Strommarktpreise	47
6.6	Sensitivität: Overplanting der elektrischen Kapazität	48
6.7	Sensitivität: Wasserstofferzeugung an Land	49
7	Umweltfachliche Ersteinschätzung	53
7.1	Einleitung und Leitgedanke	53
7.2	Umweltrecht und Umweltstudien	53
7.3	Räumliche Planung als Planungsrahmen	54
7.4	Wirkungen und Auswirkungen auf die Umwelt	54
7.5	Besondere Aspekte von Offshore-Wasserstoffprojekten	56
8	Rechtliche Perspektive	61
8.1	Einführung und Leitfragen	61
8.2	Die Offshore-Produktion von Wasserstoff in der AWZ nach geltendem Recht	61
8.2.1	Anlagen zur Offshore-Produktion von Wasserstoff unterfallen dem WindSeeG	62
8.2.2	Erfordernis der Planfeststellung	62
8.2.3	Zuschlagserteilung bei Ausschreibung sonstiger Energiegewinnungsbereiche als Voraussetzung zur Beantragung der Planfeststellung	62

8.2.4	Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche im FEP	62
8.2.5	Ausschreibung der Antragsberechtigten für die Planfeststellung	63
8.3	Voraussetzungen für die Qualifizierung als „grüner Wasserstoff“	64
8.4	Gesetzliche Anpassungen zur Erreichung der Regierungsziele für die Offshore-Wasserstoffproduktion	66
8.4.1	Gesetzliche Regelung der Ausbauziele für die (Offshore-)Wasserstofferzeugung	66
8.4.2	Aktivieren von kombinierten Anschlusskonzepten für die Offshore-Wasserstoffproduktion	67
8.4.2.1	Eigenstrombedarf von WEA und EL	67
8.4.2.2	Systemvorteile und effiziente Integration von erneuerbaren Energien	67
8.4.2.3	Nicht restriktive Anschlussregelung in anderen europäischen Ländern und Ziele der NSEC	68
8.4.2.4	Versagung des Anspruchs auf Netzanschluss nach EU-Recht	69
8.4.2.5	Überprüfung der Anforderungen der SoEnergieV	70
9	Handlungsempfehlungen	72
ANHANG		74
A.	Kostenschätzungen	75
B.	Auswirkungen auf die Umwelt	76
C.	Überlegungen zu Overplanting	81
D.	Abbildungsverzeichnis	83
E.	Tabellenverzeichnis	85
F.	Literaturverzeichnis	86
G.	Abkürzungsverzeichnis	88

Auf einen Blick

1. Die gleichzeitige Anbindung von Offshore-Windparks via Stromkabel sowie mittels **Offshore-Elektrolyse und Pipeline** bietet viele Vorteile bezüglich der Energiesystemintegration, Gesamtkosten und Umsetzungsrisiken für weit entfernte Windparks auf See in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ). Im Folgenden wird jene Anbindung als kombiniertes Anschlusskonzept bezeichnet.
2. Kombinierte Anschlusskonzepte erhöhen die Flexibilität der Energieversorgung: Strom wird dann eingespeist, wenn er benötigt wird. Sind Erneuerbare Energien ausreichend vorhanden, wird Wasserstoff erzeugt. Wenn die Stromerzeugung per Windenergie auf See begrenzt ist, kann das Stromkabel auch zur Versorgung der Offshore-Elektrolyse mit überschüssigem Landstrom genutzt werden. Dies **erhöht sinnvollerweise die Auslastung der Offshore-Elektrolyseure und der Transportinfrastruktur**.
3. Im Vergleich zu einer reinen Strom- oder Wasserstoffanbindung haben **wasserstofffokussierte kombinierte Anschlusskonzepte ein deutlich höheres Erlöspotenzial** und können **unterhalb der Kosten eines reinen Stromanbindungskonzeptes** realisiert werden. Beide Faktoren **senken die gesellschaftlich tragenden Kosten** für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie in der Nordsee.
4. In einem übergeordneten Vergleich der Anbindungsansätze „Pipeline vs. Kabel“ (einschließlich der jeweiligen Plattformen) gibt es **aus Umweltsicht keine eindeutige Präferenz** für das eine oder das andere System. Obwohl eine abschließende Bewertung noch nicht möglich ist und **keine generellen Genehmigungshindernisse** zu erwarten sind, erfordern beide Arten von Plattformen und Anbindungssystemen geeignete Vermeidungs- bzw. Minderungsmaßnahmen und Kompensationen.
5. Trotz der genannten Vorteile und im Gegensatz zu den Nachbarländern in der Nordsee-Region gibt es in Deutschland einen gesetzlichen Ausschluss von **kombinierten Anschlusskonzepten**. Diese Studie schlägt Änderungen des Windenergie-auf-See-Gesetzes (WindSeeG) vor, um das volle Potenzial von kombinierten Anschlusskonzepten zu erschließen.

MANAGEMENT SUMMARY

Einleitung. Offshore-Windparks (OWP) und die Erzeugung von grünem Wasserstoff sind zentrale Säulen der deutschen Energiewende, welche erhebliche Vorteile, aber auch Herausforderungen mit sich bringen.

Zum einen sind die Investitionskosten für die Stromanbindung von küstenfernen OWPs beträchtlich und die Entferungen nehmen weiter zu, da die Netzanschlusspunkte an Land weit ins Festland hineinreichen müssen. Weiterhin hängen die Einnahmen der OWPs von den Strompreisen zu Zeiten des Windaufkommens ab, mit dem Risiko niedriger Preise, wenn erneuerbare Energiequellen an Land gleichzeitig produzieren. Beide Umstände können dazu führen, dass entweder Förderinstrumente benötigt werden bzw. entsprechende (gesellschaftlich getragene) Kosten entstehen oder das Risiko entsteht, dass notwendige Investitionen zum Erreichen der Energiewende aufgeschoben werden.

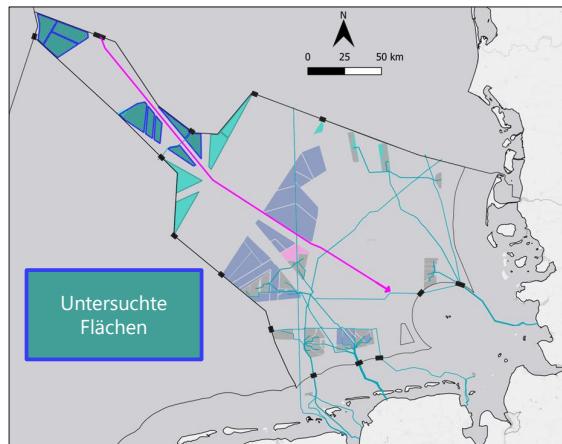
Andererseits ist die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Elektrolyse wahlweise einem Strompreisrisiko (bei Onshore-Elektrolyse) oder einer begrenzten Anzahl von Volllaststunden (Offshore-Elektrolyse, die ausschließlich direkt durch einen Offshore-Windpark versorgt wird) ausgesetzt. Da sich die Wasserstoffwirtschaft noch in einer frühen Phase befindet, sind auch die Preisrisiken für Wasserstoff hoch. Dadurch besteht die Gefahr, dass sich notwendige Investitionen in Elektrolyseure verzögern.

Zielsetzung. Die Studie bewertet die folgenden Anschlusskonzepte für weit entfernte OWPs aus sozioökonomischer und umweltplanerischer Perspektive. Die folgenden Konzepte werden untersucht:

1. OWPs mit einem rein elektrischen Anschluss (rein elektrisch, All E)
2. OWPs mit Offshore-Elektrolyseuren und Wasserstoff-Pipeline-Anschluss (rein wasserstoffbasiert, All H2)
3. OWPs in einer Kombination aus 1 und 2: "kombiniertes Anschlusskonzept" („mixed connection“, MC).

Ergänzt wird die Konzeptanalyse durch eine Betrachtung der entsprechenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für die Produktion von Wasserstoff auf See sowie kombinierte Anschlusskonzepte.

Untersuchungsumfang. Die Analyse konzentriert sich auf die weit entfernten Zonen 4 und 5 in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee, welche umgangssprachlich den „Entenschnabel“ der AWZ bilden. Innerhalb dieser Zonen konzentrieren wir uns auf Gebiete in der Nähe der geplanten AquaDuctus-Pipeline (magenta).



Untersuchung für die Zonen 4 und 5 der deutschen AWZ, gemeinhin als „Entenschnabel“ bezeichnet

Methodik. Um robuste Schätzungen der zukünftigen Erlösströme der OWP-Standorte abzuleiten, werden drei verschiedene Energieszenarien verwendet. Das erste Szenario Klimaneutralität („Climate Neutrality“, CN), konzentriert sich auf hohe Energieeffizienzsteigerungen und Elektrifizierung in Deutschland und Europa sowie die stärkste Entwicklung des Einsatzes erneuerbarer Energien. Ausgewählte Länder wie Deutschland erreichen die Dekarbonisierungsziele bereits im Jahr 2040. Das zweite Szenario, Molekülbasierte Energiewende („Molecule-based Energy Transition“, MET), erwartet eine Dekarbonisierung und Klimaneutralität bis 2045, in Übereinstimmung mit den Zielen der deutschen Energiepolitik, durch einen starken Einsatz von grünen Gasen wie Wasserstoff. Sowohl die Wasserstoffimporte als auch die inländische Produktion liegen

auf einem höheren Niveau als in CN. Das dritte Szenario, Verzögerte Energiewende („Delayed Energy Transition“, DET), geht von einem insgesamt langsameren Tempo der Energiewende aufgrund von Akzeptanzproblemen in der Gesellschaft, hohen Kosten, langsameren Effizienzgewinnen und hohem bürokratischen Aufwand aus. Das DET-Szenario geht davon aus, dass die Klimaneutralität bis 2055 erreicht wird (Verzögerung von 10 Jahren gegenüber MET-Szenario).

Für jedes Szenario wird eine fundamentale Strommarktsimulation für die Referenzjahre 2035, 2040 und 2045 angewendet. Diese ermittelt, dass die durchschnittlichen stündlichen (nominalen) Strompreise im CN-Szenario von 100 EUR/MWh im Jahr 2035 auf 109 EUR/MWh im Jahr 2045 steigen werden. In den beiden anderen Szenarien fallen die Durchschnittspreise von 122 auf 111 EUR/MWh im MET-Szenario und von 135 auf 90 EUR/MWh im DET-Szenario. Im Jahr 2045 erwarten alle Szenarien zwischen 2000 und 3000 Stunden mit Strompreisen kleiner gleich 0 EUR/MWh. Die Wasserstoffpreise sinken in allen drei Szenarien von etwa 200 EUR/MWh_{H2} im Jahr 2035 auf etwas über 100 EUR/MWh_{H2} im Jahr 2045, was hauptsächlich auf kostengünstige Importmöglichkeiten zurückzuführen ist.

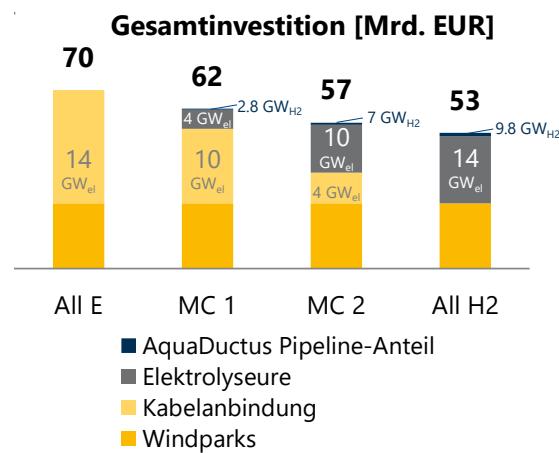
Um die drei Anschlusskonzepte zu bewerten, werden vier Konfigurationen für jedes Szenario untersucht. Jede Konfiguration verbindet 14 GW OWPs in den Zonen 4 und 5 mit einer Gesamtanschlusskapazität von ebenfalls 14 GW:

- (All E) ein rein elektrischer Kabelanschluss,
- (MC 1) ein stromfokussiertes kombiniertes Anschlusskonzept,
- (MC 2) ein wasserstofffokussiertes kombiniertes Anschlusskonzept und
- (All H2) ein rein wasserstoffbasierter Anschluss.

Technisch-wirtschaftliche Bewertung. Die verschiedenen Konfigurationen werden hinsichtlich ihrer Investitions- und Betriebskosten, der gelieferten Energie und der Einnahmen bewertet.

Für die wirtschaftliche Bewertung verschiedener Anschlusskonzepte im „Entenschnabel“

wurde eine umfassende Bewertung der Investitionskosten vorgenommen. Da die Investitionskosten aufgrund von Skalierung- und Lerneffekten im Laufe der Zeit sinken, wurden auch verschiedene Startjahre untersucht. Die folgende Abbildung fasst die Investitionskosten der zentralen Analyse zusammen. Die Betriebskosten wurden mit 2,6 % p.a. der Investitionskosten je Systemkomponente angenommen, zuzüglich der Kosten für den Austausch der Elektrolyse-Stack.



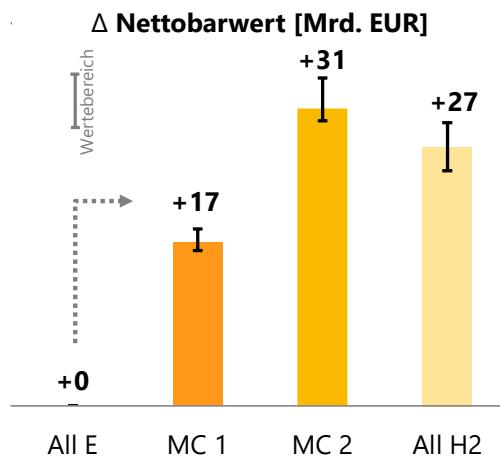
Investitionskosten der bewerteten Anschlusskonzepte

Unter den untersuchten Konfigurationen hat All E mit rund 70 Mrd. EUR die höchsten, All H2 mit rund 53 Mrd. EUR die niedrigsten Investitionskosten. Je nach Auslegung der Konfiguration liegen die Kosten für kombinierte Anschlusskonzepte dazwischen.

Für die Bewertung der Erlöse und der gelieferten Energie wurde ein Optimierungsmodell verwendet. Ausgehend von den Erlösen und den Investitionskosten wird der Nettoarbarwert jeder Konfiguration berechnet. Der Nettoarbarwert erfasst die Investitions- und Betriebskosten der Offshore-Windparks und -Elektrolyseure sowie die Anschlusskosten und Einnahmen. Für alle Konfigurationen wird ein gewichteter durchschnittlicher Kapitalkostensatz von 9 % angenommen. Wegen hoher Investitionskosten führt die Anbindung von Offshore-Wind mit allen Anschlusskonzepten zu einem negativen Nettoarbarwert. Finanzielle Engpässe müssten künftig über Umlagen oder vergleichbare Förderinstrumente ausgeglichen werden, um Investitionen zu ermöglichen. Daher ist ein

höherer Nettobarwert auch ein geeigneter Indikator für einen größeren soziökonomischen Nutzen.

Das höhere Erlöspotenzial der Offshore-Elektrolyse (All H2) und die geringeren Anbindungskosten erhöhen den Kapitalwert jedoch um rund +27 Mrd. EUR im Vergleich zu einer rein elektrischen Abbindung (All E). Von den untersuchten Konfigurationen bietet das wasserstofffokussiert kombinierte Anschlusskonzept MC 2 mit 10 GW_{el} Elektrolyse und 4 GW Kabel den größten Nutzen; der Nettobarwert steigt hier um +31 Mrd. EUR ggü. All E.



Differenz des Nettobarwerts für verschiedene Anschlusskonzepte im Vergleich zu All E

Bei kombinierten Anschlusskonzepten ermöglicht die bidirektionale Kabelnutzung auch die Nutzung von Festlandstrom, was die Auslastung der Elektrolyseure und die Wasserstoffproduktion erhöht. Dies gilt für Zeiten, in denen an Land reichlich Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, während die Offshore-Windkraft nicht ausreicht, um die Elektrolyseure vollständig mit Strom zu beliefern.

Kombinierte Anschlusskonzepte werden durch Offshore-Elektrolyse überhaupt erst ermöglicht. Sie senken die Investitionskosten für die Integration von Offshore-Standorten in den AWZ-Zonen 4 und 5 und erhöhen die Einnahmen im Vergleich zu einem reinen Strom- aber auch einem reinen Wasserstoffkonzept. Dies minimiert das Risiko, dass notwendige Investitionen in Elektrolyseure oder OWPs aufgeschoben werden. Die Resultate sind für alle Szenarien robust.

Beitrag zur Energiesouveränität. Eine höhere inländische Produktion von Wasserstoff begrenzt das Risiko von Importabhängigkeiten.

Umweltfachliche Ersteinschätzung. Eine vorläufige Umweltprüfung der Offshore-Elektrolyse zeigt, dass alle in diesem Zusammenhang relevanten Komponenten (OWPs, Kabel, Pipelines, Offshore-Elektrolyseure) Umweltauswirkungen haben werden. Einige dieser Auswirkungen sind so relevant, dass sie einer weiteren umweltrechtlichen Betrachtung bedürfen. Den meisten Auswirkungen kann jedoch mit geeigneten Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen entgegengewirkt werden. **In einem übergeordneten Vergleich der Anschlusskonzepte über Pipeline vs. Kabel (einschließlich der jeweiligen Plattformen) ergibt sich aus Umweltsicht keine eindeutige Präferenz für die eine oder die andere Anbindungsart.** Obwohl eine abschließende Bewertung noch nicht möglich ist und keine generellen Genehmigungshindernisse zu erwarten sind, sind für Konverter- und Elektrolyseurplattformen und die jeweiligen Anbindungssysteme geeignete Vermeidungs- bzw. Minimierungsmaßnahmen und Kompensationen erforderlich. Der nächste Schritt wird sein, geeignete technische Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen für mögliche relevante Umweltauswirkungen von Wasserstoffpipelines und Offshore-Elektrolyseuren aufzuzeigen und in die weitere Planung zu integrieren.

Rechtliche Bewertung. Das geltende deutsche Recht schließt kombinierte Anschlusskonzepte für die Offshore-Wasserstoffproduktion in der AWZ aus, da das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) die für die Wasserstoffproduktion in Frage kommenden Meeresgebiete ausschließlich auf Anlagen ohne Anschluss an das Stromnetz beschränkt.

Das kategorische Verbot von Stromnetzanschlüssen für die Offshore-Wasserstoffproduktion verhindert systematisch die wirtschaftlichen und systemischen Vorteile von kombinierten Anschlusskonzepten. Zudem wird allen Elektrolyseuren der Anspruch auf einen Netzanschluss als (generelle) Voraussetzung für das Recht auf Netzzugang verwehrt. Mit dem Ausschluss von kombinierten Anschlüssen weicht die deutsche Regulierung auch von der Regulierungspraxis

der deutschen Nachbarn im Nordseeraum (North Seas Energy Cooperation, NSEC) ab. Das gemeinsame Ziel der NSEC-Länder, eine integrierte Energieinfrastruktur in der Nordsee zu entwickeln, erfordert ein gemeinsames und einheitliches Vorgehen. Ein einseitiger Ausschluss von kombinierten Anschlusskonzepten durch ein Land sollte vermieden werden.

Zur Erreichung des 1-GW-Ziels der Bundesregierung im Jahr 2030 für die künftige Offshore-Wasserstoffproduktion sollte der rechtliche Rahmen für die Offshore-Elektrolyse zweckmäßig fortentwickelt werden.

Neben der Abschaffung des derzeitigen Verbots für kombinierte Anschlüsse sollten die Ausbauziele für die (Offshore-)Elektrolyse gesetzlich verankert werden. Darüber hinaus sollten die Ausschreibungsbedingungen, insbesondere die strikten Realisierungsfristen und die damit verbundenen Strafzahlungen nach der Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung (SoEnergieV), überprüft werden, um die Praktikabilität zu erhöhen und die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für Investoren zu schaffen.

Zusammenfassung. Kombinierte Anschlusskonzepte mit Schwerpunkt auf der Wasserstofferzeugung bieten den größten Vorteil bei der Integration der untersuchten Offshore-Windparks in den AWZ-Zonen 4 und 5. Sie liefern wertvollen Strom bei hoher Nachfrage, hinreichende Mengen an Wasserstoff und können kostengünstig mit höherem Erlöspotenzial realisiert werden. Kombinierte Anschlusskonzepte reduzieren die Einspeisespitzen in das Stromnetz insgesamt und insbesondere in Zeiten, in denen EE an Land im Überfluss vorhanden sind. Dies dürfte sich positiv auf den Bedarf an Engpassmanagement im Stromnetz auswirken. Kombinierte Anschlusskonzepte sind jedoch im deutschen Recht nicht vorgesehen und es bedarf daher entsprechender Anpassungen.

Über diese Studie hinaus. Weitere Untersuchungen sind gerechtfertigt, um den Nutzen von kombinierten Anschläßen für das Stromnetz, insbesondere im Hinblick auf das Engpassmanagement, zu belegen. Weitere Untersuchungen erfordern ebenfalls eine mögliche Verknüpfung von kombinierten Anschlusskonzepten mit hybriden Interkonnektoren, die Ausgestaltung

zukünftiger Auktionen und die Organisation zukünftiger Offshore-Energiemarkte. Dies könnte sich auf die optimale Konfiguration der Anschlusskonzepte in Zone 4 und 5 auswirken, die Vorteile der in dieser Studie bewerteten kombinierten Anschlusskonzepte bleiben davon jedoch wahrscheinlich unberührt.

Empfehlungen für Maßnahmen. *Um das gesamte Offshore-Potenzial zu erschließen und das Risiko zu vermeiden, dass notwendige Investitionen in OWP und die heimische Wasserstofferzeugung aufgeschoben werden, wird ein dreistufiger Ansatz als Ausgangspunkt für weitere Diskussionen vorgeschlagen.*

■ **Schritt 1 "Demonstration":** Ziel ist es, die technologische Machbarkeit zu beweisen. Demonstrationsprojekte für Offshore-Elektrolyseure bieten Gelegenheit, praktische Erfahrung mit Planung, Bau, Betrieb und dem angewandten Umweltkonzept zu sammeln und Verbesserungspotenziale zu identifizieren. Dieser Schritt beinhaltet zügige Demonstrationsprojekte in kleinem Maßstab, begleitet von dem Bestreben, ein technisches Konzept für großskalige Offshore-Elektrolysesysteme zu entwickeln. Dieses Ziel sollte durch das Bestreben untermauert werden, derartige Systeme zu realisieren, welches wahrscheinlich ein separates Demonstrationsprojekt erforderlich macht.

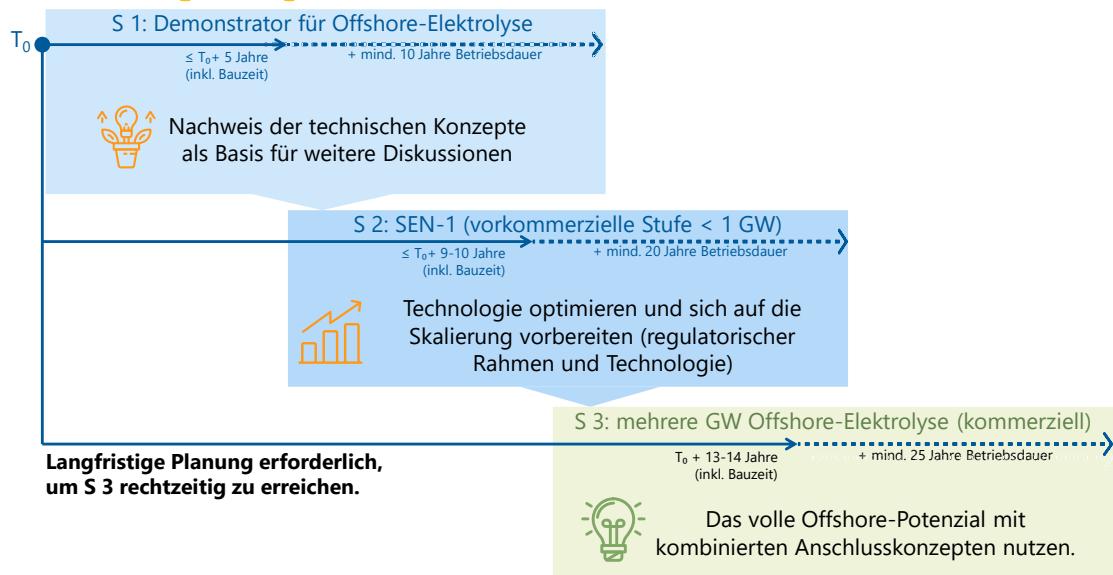
■ **Schritt 2 "Vorkommerzieller Maßstab":** Identifizierung von Beschleunigungspotenzialen und Kostensenkungen durch Skalierungseffekte, und Vorbereitung der Lieferketten auf den Hochlauf. Skalierung und Optimierung des Konzepts für großskalige Offshore-Elektrolyse und Optimierung des Umweltkonzepts. Anpassung des Rechtsrahmens (siehe rechtliche Bewertung). Entwicklung einer gemeinsamen Auffassung aller NSEC-Länder über einen integrierten Systemplan für die Nordsee und die Rolle kombinierter Anschlusskonzepte. Anhand dieser Erkenntnisse können Ausschreibungen von Windgebieten in den Zonen 4 und 5 mit der Option eines kombinierten Anschlusskonzepts realisiert werden.

■ **Schritt 3 "Kommerzielle Nutzung":** Die Erfahrungen früherer Phasen nutzen und

das volle Potenzial der Offshore-Windenergie mit Strom, Wasserstoff aus Offshore-Elektrolyseuren und kombinierten Anschlusskonzepten ausschöpfen.

Diese Schritte können nur in begrenztem Umfang parallel durchgeführt werden, da jeder Schritt mehrere Jahre Planung, Bau und der Erprobung erfordert. Schritt 1 sollte so schnell wie möglich umgesetzt werden, damit

der sozio-ökonomische Nutzen von Schritt 3 so schnell wie möglich voll zum Tragen kommen. Da erforderlich, empfehlen wir, finanzielle Förderinstrumente einzusetzen, um einen raschen Beginn in Schritt 1 zu ermöglichen. Die Kosten sind im Vergleich zu den potenziellen Vorteilen in Schritt 3 gering.



1 Einführung

Im Jahr 2023 wurden mehr als 70 % des deutschen Primärenergiebedarfs durch Importe fossiler Brennstoffe gedeckt. Um bis 2045 Klimaneutralität zu erreichen, muss Deutschland seinen Energiebedarf durch erneuerbare Energiequellen, eine heimische Wasserstoffproduktion und Wasserstoffimporte decken. In einem dekarbonisierten, deutschen Energiesystem wird die Infrastruktur für den Transport und die Speicherung von Wasserstoff an Land von entscheidender Bedeutung sein. Diese Infrastruktur ist notwendig, um eine nachhaltige Versorgung mit grüner Energie für Schlüsselindustrien in Deutschland sicherzustellen, die auf molekülbasierte Energieträger angewiesen sind, um eine weitere Dekarbonisierung zu erreichen, wie z.B. die Stahlproduktion oder die chemische Industrie. Weitere Anwendungen von Wasserstoff im Wärme- und Verkehrssektor sowie in Wasserstoffkraftwerken steigern die Notwendigkeit dieser Infrastruktur und könnten ihre Transportfähigkeit in Zukunft weiter erhöhen.

Offshore-Windparks (OWP) und Onshore-Elektrolyseure sind zentrale Säulen der deutschen Energiewende, die erhebliche Vorteile, aber auch Herausforderungen mit sich bringen:

- Offshore-Windparks sind für die Energiewende unverzichtbar, da sie auch in Zeiten Energie liefern, in denen an Land keine erneuerbaren Energiequellen (EE) verfügbar sind. Das Erlöspotenzial hängt von den Strompreisen zu Windzeiten ab. Aufgrund ihrer Anbindung an das Stromnetz in Norddeutschland stehen OWPs vor Herausforderungen wie einem erhöhten Risiko von Abregelungen, wenn an Land bereits Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugt wird. Dies droht die Kosten für das Engpassmanagement zu erhöhen und verhindert die Nutzung des vollen Potenzials der sauberer Offshore-Energie. Außerdem gibt es nur begrenzte Leitungswege und hohe Investitionskosten für die Netzanbindung. Da immer mehr OWP ausgebaut werden, vergrößert sich die Entfernung zur Küstenlinie sowohl offshore als auch onshore – um weitere Netzengpässe zu vermeiden – was insgesamt die Anschlusskosten erhöht. Da das interne Stromnetz in Deutschland bereits heute mit Engpässen zu kämpfen hat und dies auch mit den erwarteten Investitionen bis 2045 der Fall sein wird, sind alternative Lösungen für den Transport von Energie an die Küste und darüber hinaus erforderlich.
- Onshore-Elektrolyseure nutzen erneuerbare Energie, um grünen Wasserstoff zu produzieren und die Dekarbonisierung zu fördern. Die heimische Wasserstoffproduktion erhöht die nationale und europäische Souveränität, da sie die Abhängigkeit von Wasserstoffimporten verringert. Es besteht jedoch ein Wettbewerb um die Nutzung von Süßwasserquellen sowie um die Landnutzung. Das Erlöspotenzial von Onshore-Elektrolyseuren hängt zudem von der Verfügbarkeit niedriger Strompreise ab. Ihre Auswirkungen auf das Engpassmanagement hängen von Standort und Betrieb ab, wobei (lokale) Anreizmechanismen zu einer besseren Leistung in beiden Bereichen beitragen können.

Dies führt zur Frage, wie OWPs und Elektrolyseure mit dem größten sozioökonomischen Nutzen integriert werden können. Neben einer elektrischen Anbindung der OWPs könnte die Offshore-Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion beitragen, diesen in eine Pipeline einspeisen und die Auswirkungen von OWPs und Elektrolyseuren auf das Stromnetz reduzieren. Bei einem reinen Wasserstoffanschluss würde jedoch elektrische Energie dem Stromnetz entzogen und stünde nicht mehr zur Verfügung, wenn EE knapp sind.

Alternativ zu einer Anbindung ausschließlich über ein Stromkabel oder eine Pipeline könnte auch eine Kombination aus einem elektrischen und einem Pipeline-Anschlusskonzept angewendet werden. Im Rahmen dieser Studie **definieren wir eine solche Kombination von Transportinfrastrukturen, einschließlich Wasserstoffpipelines und Offshore-Kabeln, als**

"kombinierte Anschlusskonzepte"¹ (vgl. Abbildung 1). Diese Anschlusskonzepte wurden bislang nicht näher verglichen.

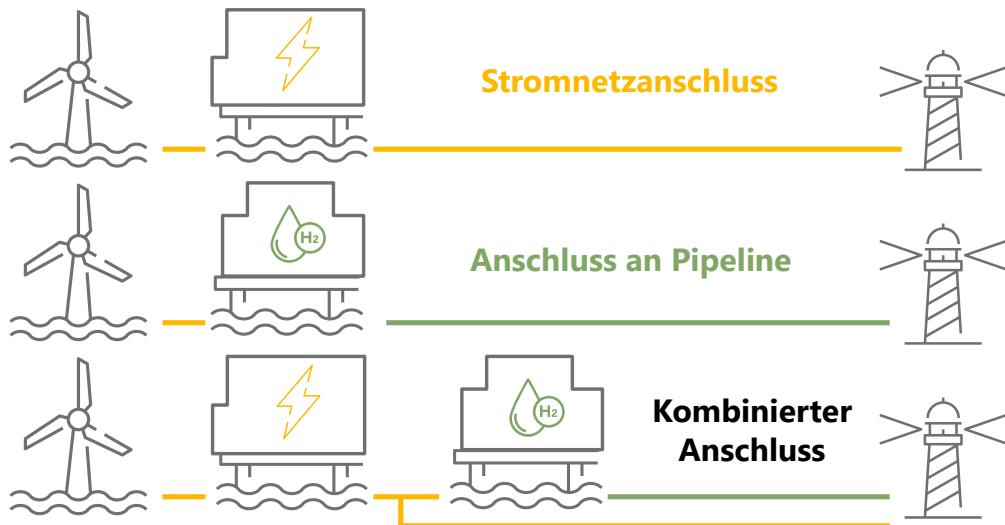


Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung der in dieser Studie zu behandelnden Anschlusskonzepte

1.1 Zielsetzung und Umfang der Studie

Ziel der Studie ist es, den sozioökonomischen Nutzen verschiedener Anschlusskonzepte² abzuschätzen und diese entsprechend zu bewerten. In der Analyse werden die Anschlusskonzepte aus technischer, wirtschaftlicher, ökologischer und rechtlicher Sicht bewertet. Ziel der Studie ist es, einen Überblick über die verschiedenen relevanten Faktoren zu geben und Empfehlungen für das weitere Vorgehen abzuleiten.

Konkret werden in dieser Studie Anschlusskonzepte über Kabel und Elektrolyse für OWP in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) in der Nordsee untersucht. Die Anschlusskonzepte werden für die AWZ-Zonen 4 und 5 verglichen (vgl. Abbildung 2), oft auch als „Entenschnabel“ bezeichnet.

¹ Die Terminologie grenzt sie von bereits bestehenden Konzepten ab. "Hybride" oder "kombinierte Netzlösungen" beschreiben Konzepte, die an Windparks anschließen und gleichzeitig als Interktor genutzt werden (vgl. Kriegers Flak). Es ist auch nicht zu verwechseln mit "vermaschten Offshore-Netzen".

² inkl. verschiedener Ausführungsvarianten

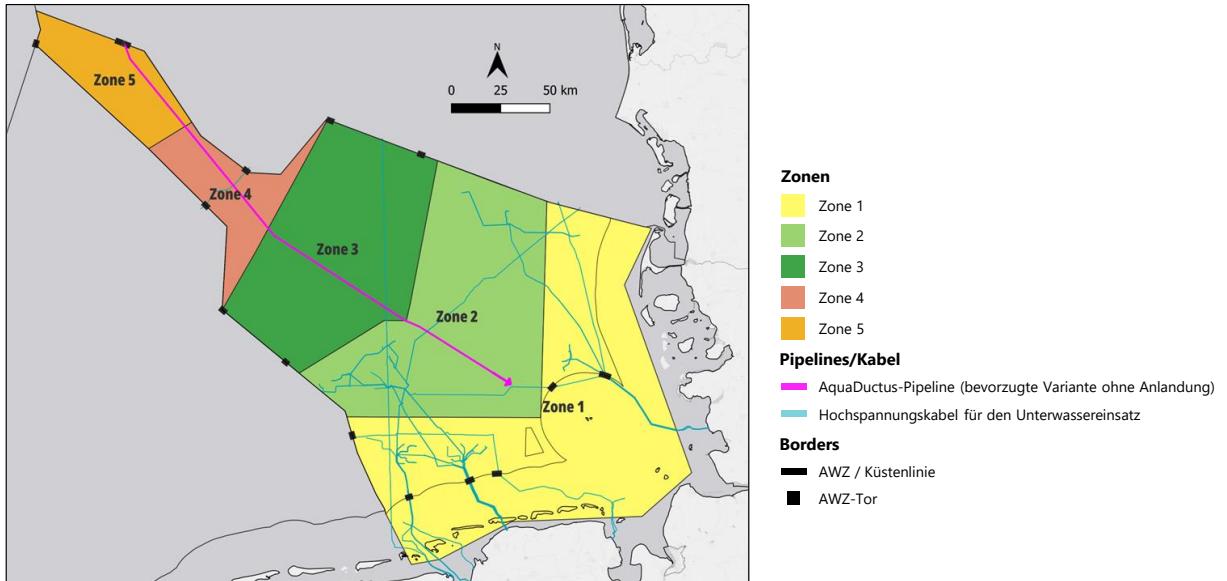


Abbildung 2: Untersuchung von Anschlusskonzepten für die Zonen 4 und 5 der deutschen AWZ

Im Gegensatz zu den SEN-1-Testgebieten (vgl. Abbildung 3) wird derzeit die konkrete Nutzung der Windparkflächen in den Zonen 4 und 5 untersucht und eine Umsetzung frühestens Mitte der 2030er Jahre erwartet. Hier müssen vergleichsweise große Entfernungen für die Anbindung an die Küste zurückgelegt werden, wodurch die Anschlusskosten weiter steigen.

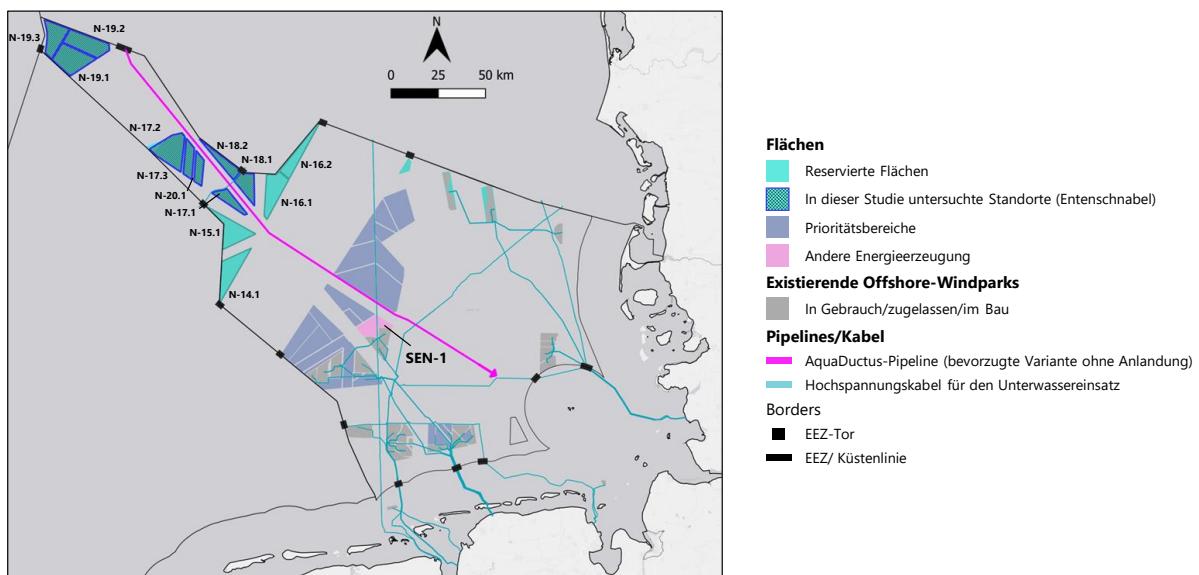


Abbildung 3: Für die Untersuchung von (kombinierten) Anschlusskonzepten in den Zonen 4 und 5 werden nur Windparks im „Entenschnabel“ der AWZ untersucht

Insgesamt wird für acht Flächen des „Entenschnabels“ ein Ausbaupotenzial von rund 14 GW angenommen. Die entsprechenden Bereiche sind in der Abbildung 3 als dunkelgrüne Flächen mit blauer Umrandung hervorgehoben. Diese Bereiche des „Entenschnabels“ haben vergleichsweise kurze Entfernungen zur geplanten Wasserstoffpipeline (AquaDuctus) und sind daher besonders geeignet, um Anschlusskonzepte mit Wasserstoff zu bewerten. Die Abschätzung basiert auf dem letzten Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans (FEP), in dem Kapazitätsabschätzungen vorgenommen wurden (BSH, 2021). In späteren Veröffentlichungen des FEP wurde der Zuschnitt leicht verändert, jedoch ohne Schätzungen zur gesamten Kapazität. Auf Grundlage der letzten Schätzungen wird davon ausgegangen, dass die Anlagen in der Zone 5 ein Potenzial von rund 6 GW aufweisen. Entsprechend wird für die markierten Flächen in Zone 4 eine Kapazität von 8 GW angenommen. Für die Zwecke der Studie ist eine detailliertere Flächenanalyse nicht notwendig. Abbildung 3 zeigt den

Projektstand, auf dessen Grundlage die Anschlusskonzepte analysiert wurden. Die Darstellung weicht vom letzten Entwurf des Flächenentwicklungsplans vom Juni 2024 ab (BSH, 2024). Zum einen befindet sich der Gebietsentwicklungsplan in einem ständigen Entwicklungsprozess, zum anderen haben die Änderungen keine Auswirkungen für die folgende konzeptionelle Bewertung.

Konkrete Gründe, warum diese Flächen für einen Vergleich ausgewählt werden:

- Die Flächen liegen weit entfernt von der Küste, was den Anschluss von OWPs besonders kostspielig macht.
- Die untersuchten Flächen im „Entenschnabel“ sind eng der geplanten AquaDuctus-Wasserstoffpipeline zugeordnet, die ab 2030 Wasserstoff von Norwegen nach Deutschland transportieren soll. Die Offshore-Elektrolyse könnte AquaDuctus zumindest teilweise nutzen. Für die Studie werden die Kosten der Pipeline anteilig der Kapazität des jeweiligen Anschlusskonzeptes zugeordnet. Weitere, nicht berücksichtigte Gebiete, die in "Sichtweite" von AquaDuctus liegen, müssten größere Entfernung und andere maritime Hindernisse überwinden.
- Die konkrete Nutzung der Flächen in Zone 4 und 5 ist noch nicht abschließend festgelegt. Ebenso sieht diese Studie keine Änderung der Flächennutzung in den Zonen 1-3 vor.

Die Flächen wurden insbesondere ausgewählt, um Vergleiche der Anschlusskonzepte durchzuführen. Die Beschränkung auf bestimmte Flächen schränkt den Umfang der Studie ein. Dennoch können mögliche Erkenntnisse auch auf andere Flächen übertragen werden.

Basierend auf den Erkenntnissen aus der vorangegangenen AquaVentus-Studie "Vergleich von Systemvarianten zur Wasserstoffbereitstellung aus Offshore-Windkraft" werden **im Folgenden nur netzgebundene Anbindungen untersucht**. Dies bezieht sich auf Seekabel und Wasserstoffpipelines. Andere Konzepte, wie z.B. die netzunabhängige, küstennahe Erzeugung oder der Wasserstofftransport per Schiff, werden nicht weiter untersucht, da sie hinsichtlich Kosteneffizienz und Umsetzungsgeschwindigkeit unterlegen sind (AFRY, 2022). Der Vergleich bezieht sich ferner auf **plattformbasierte Systeme sowohl für die Elektrolyse als auch für die Konverter ("zentrales Konzept")**. Die **turbinenintegrierte Elektrolyse ("dezentrales Konzept")** hat ihre Berechtigung. Erkenntnisse in Zusammenhang mit Plattformen können an vielen Stellen auf dezentrale Konzepte übertragen werden. Die Nutzung von Offshore-Windparks für dezentrale Konzepte ist also nicht vom Tisch. Ein detaillierterer Vergleich wird jedoch unterlassen, um den Fokus auf die erforderliche Transportinfrastruktur zu legen.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut: Kapitel 1 beschreibt den Hintergrund und das Ziel der Studie und stellt Hypothesen auf, die weiter untersucht werden müssen. Kapitel 2 beschreibt die Methodik der Studie, die auch die nachfolgenden Kapitel strukturiert.

Kapitel 3 beschreibt drei Energieszenarien, welche potenzielle Entwicklungen des Energiesystems in Deutschland und Europa im weiteren Sinne abbilden. Diese Szenarien zielen darauf ab, eine relevante Bandbreite von Entwicklungen für den Einsatz von Offshore-Windparks und Elektrolyse abzudecken. Wichtige Ergebnisse sind die Strom- und Wasserstoffpreise, die in die anschließende Bewertung einfließen. In ähnlicher Weise werden in Kapitel 4 die Anschlusskonzepte näher vorgestellt, wobei auch hier besondere Vorteile und Herausforderungen aufgezeigt werden. Um eine erste wirtschaftliche Bewertung vornehmen zu können, werden in Kapitel 5 auch die Investitionskosten abgeschätzt.

Kapitel 6 bewertet dann die Verbindungskonzepte aus technisch-ökonomischer Sicht. Kapitel 7 gibt eine erste Einschätzung der Umweltauswirkungen der verschiedenen Anschlusskonzepte und erörtert, wie die Auswirkungen der Offshore-Elektrolyse in der Praxis abgemildert werden können. Kapitel 8 behandelt die aktuelle Rechtslage und schlägt insbesondere für kombinierte Anschlusskonzepte rechtliche Umsetzungsstrategien vor. Das abschließende Kapitel 9 schließt mit Handlungsempfehlungen ab.

1.2 Hypothesen: Kombinierte Anschlusskonzepte bieten mehrere Vorteile

Bis 2045 will Deutschland seine Offshore-Windkapazitäten auf bis zu 70 GW erhöhen, wovon bis zu 60 GW in der Nordsee erwartet werden - ein wesentlicher Baustein zur Erreichung der Klimaziele. Die deutsche Wasserstoffstrategie zielt zudem darauf ab, die Versorgungssicherheit mit Wasserstoff und die Wettbewerbsfähigkeit zu erhöhen. Die Anschlusskonzepte müssen unter diesem Gesichtspunkt analysiert werden. Im Rahmen dieser Studie werden die folgenden Hypothesen untersucht:

- Kombinierte Anschlusskonzepte können mindestens mit vergleichbaren Systemkosten wie singuläre Anschlusskonzepte realisiert werden und ermöglichen es, an zwei Märkten - Strom und Wasserstoff - gleichzeitig teilzunehmen. Dies erhöht die Erlös möglichkeiten und verringert somit die Projektrisiken. Singuläre Anschlusskonzepte erlauben nur einen Markt zu bedienen.
- Die Offshore-Elektrolyse nutzt die Energie vor Ort und löst das Energietransportproblem über Pipelines, was auch den Bedarf an Redispatch-Maßnahmen deutlich reduziert (Consentec, 2023). Bei kombinierten Netzanschlüssen reduziert die Elektrolyse zwar die Auswirkungen auf das Stromnetz, liefert aber wertvolle Energie, wenn diese auf den Strommärkten knapp ist. Dies senkt die Stromkosten und - obwohl nicht im Fokus dieser Studie - die Netzentgelte für Netzzengpassmaßnahmen.
- In einem kombinierten Anschlusskonzept können die Kabel nicht nur für den Energietransport an Land (unidirektional), sondern auch für die Nutzung von Strom vom Festland zur Wasserstofferzeugung auf See genutzt werden. Diese bidirektionale Nutzung von Offshore-Kabeln erhöht die Kapazitätsfaktoren von Kabeln und Elektrolyseuren und trägt zu einer effektiven Nutzung knapper Flächen in der deutschen AWZ bei. Hinweis: Dies erfordert einen angemessenen Rechtsrahmen für Offshore-Verbraucher, der die Erzeugung von grünem Wasserstoff weiter garantiert.
- Ein kombiniertes Anschlusskonzept kann nicht nur die Kosten für die genannten Projekte, sondern für die Integration von Offshore-Anlagen in der Nordsee insgesamt senken. Durch die größere betriebliche Flexibilität und die Fähigkeit, mehr potenzielle Erlösströme zu erschließen (Strom und Wasserstoff), sind kombinierte Anschlusskonzepte zur Integration von Windkraft wirtschaftlich attraktiver. Dies minimiert das Risiko einer verzögerten Energiewende und reduziert weiter die Kosten, die gesellschaftlich getragen werden müssen (Umlagen oder Subventionen).

Offshore-Windparks in einem kombinierten Anschlusskonzept könnten das Potenzial der elektrischen Integration sowie der Offshore-Elektrolyse erschließen und den Nutzen insgesamt erhöhen. Das Konzept könnte die Energieproduktion, das Ertragspotenzial und die Versorgungssicherheit steigern, ist aber auch mit veränderten Investitionskosten, Umweltauswirkungen und rechtlichen Umsetzungsanforderungen verbunden.

Außerhalb des Studienrahmens: es werden weder hybride Interkonnektoren (Anbindung von OWP an eine Verbindungsleitung zwischen Ländern) noch eine Kopplung an ein potenzielles "Nordsee-Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs (HGÜ)-Offshorenetz" untersucht. Zusätzliche Annahmen über die maximale Auslastung der Verbindungen, die sich aus betrieblichen Einschränkungen des elektrischen Netzes ergeben, werden ebenfalls nicht berücksichtigt. Beide Konzepte und solche betrieblichen Restriktionen können die Gesamtergebnisse beeinflussen. Allerdings können weder Hybridverbindungen noch ein "Nordsee-HGÜ-Netz" die gesamte Energie transportieren, die von den 14 GW OWP-Kapazität erzeugt wird, die in den untersuchten Gebieten als installiert angenommen werden. Zusätzliche Verbindungen zur deutschen Küste - über Wasserstoffpipeline oder Stromkabel - werden erforderlich sein.

Ziel der Studie ist es, Erkenntnisse darüber zu gewinnen, welche Anschlusskonzepte aus sozioökonomischer Sicht vorteilhaft sind, und nicht, die optimale Konfigurationen zu ermitteln, die in Zukunft realisiert werden sollten. Vorteilhafte Anschlusskonzepte sollten so zügig wie möglich

ermöglicht werden (als zentrale Säule der zweiten Phase der Energiewende). Für die genaue Ausgestaltung empfiehlt E-Bridge die Durchführung weiterer Studien unter Einbeziehung der oben genannten und weiterer Punkte, die nicht Teil der Studie sind.

2 Methodik

In der folgenden Studie werden verschiedene Anschlusskonzepte für Windenergie auf See bewertet. Der Aufbau des Berichts ist an die für die Bewertung erforderlichen Schritte angepasst. Ziel ist es, das Anschlusskonzept mit dem größten sozioökonomischen Nutzen zu ermitteln. Die Bewertung stützt sich auf qualitative Argumente und quantitative Analysen. Quantitativ werden für jedes Konzept die Marktentwicklung, mögliche Investitions- und Betriebskosten, der Betrieb und die bereitgestellte Energie analysiert und verglichen. Daraus lassen sich weitere Aussagen zur Versorgungssicherheit und Energieabhängigkeit, zur Systemintegration, zu Förderkosten und zu den Auswirkungen auf die Energiekosten ableiten. Daran anknüpfend werden mögliche Umsetzungsrisiken analysiert, bewertet und entsprechende Gegenmaßnahmen vorgeschlagen. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die angewandte Methodik.

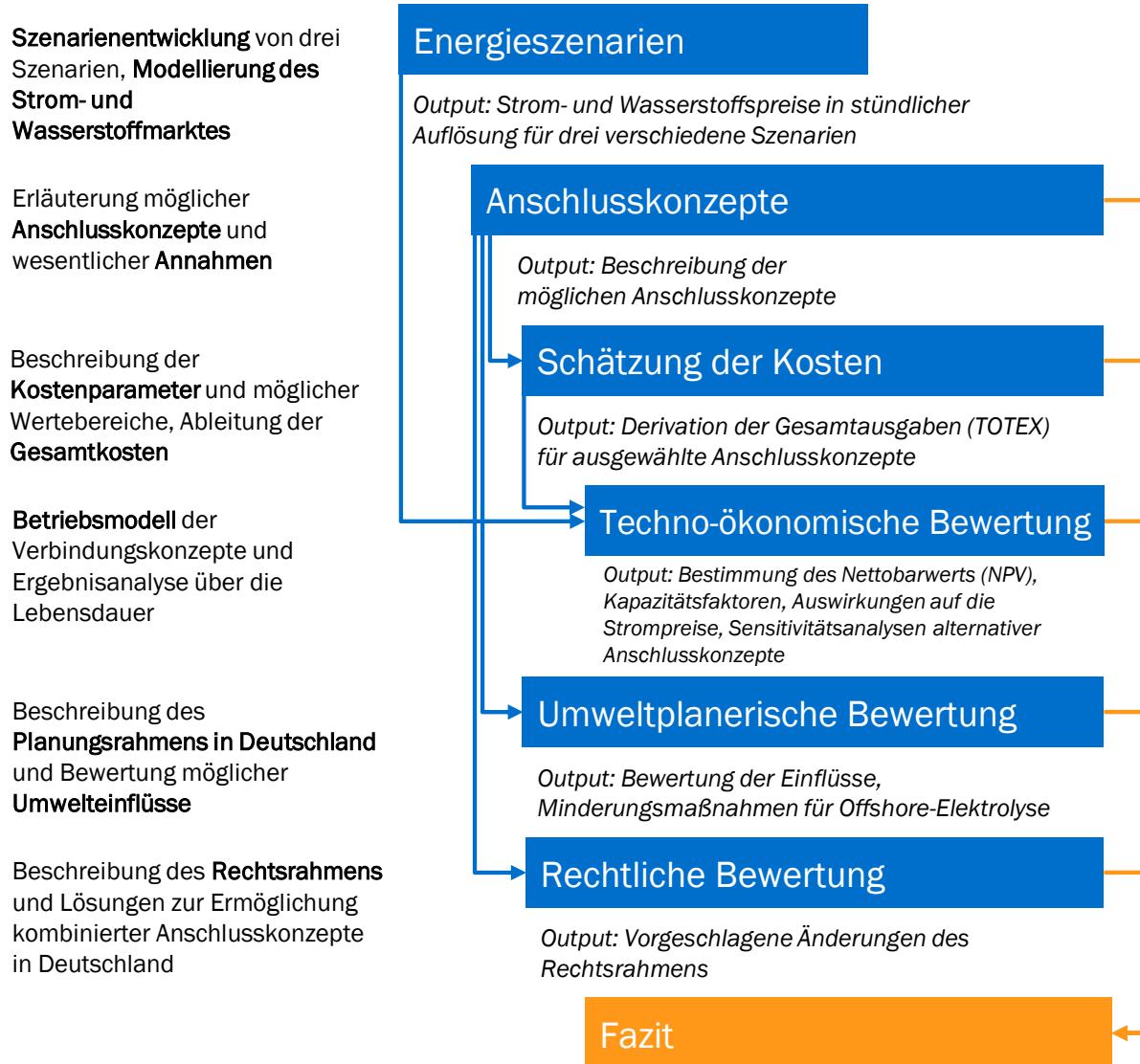


Abbildung 4: Methodik der Studie

Um die Zukunft zu beschreiben, in der die Anschlusskonzepte bewertet werden müssen, verwenden wir drei Szenarien, welche sich auf 2035, 2040 und 2045 beziehen (Kapitel 3). Die Szenarien unterscheiden sich hinsichtlich der Entwicklung der Elektrifizierung bzw. des Einsatzes von Wasserstoff und der Geschwindigkeit des Übergangs. Die Szenarien werden zur Berechnung der Strompreise auf der Grundlage eines europäischen Marktmodells in stündlicher Auflösung verwendet. In einem weiteren Modell werden die Preise für Wasserstoff für Deutschland ermittelt. Um eine

Bewertung über eine Nutzungsdauern von bis zu 25 Jahren vorzunehmen, werden die Szenarien für die Jahre nach 2045 ausgehend von 2045 extrapoliert.

Mögliche Anschlusskonzepte und notwendige Annahmen werden in Kapitel 4 behandelt. Basierend auf diesen Annahmen werden dann in Kapitel 5 die Kosten für die Anschlusskonzepte ermittelt. Für einzelne Kostenkomponenten, wie den Ausbau von Windparks, die Verlegung von Kabeln, Elektrolyseuren und Pipelines, wird eine Bandbreite von Kosten ermittelt, wie sie in der Literatur angegeben wird. Darüber hinaus werden spezifische Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten für bestimmte Konfigurationen ermittelt, die im folgenden Kapitel näher analysiert werden, um eine Bewertung vornehmen zu können.

Die technisch-wirtschaftliche Analyse in Kapitel 6 ermittelt anhand eines Betriebsmodells die optimale Nutzung der Windparks in ihrem jeweiligen Anschlusskonzept. Es wird beispielsweise untersucht, wie viel Energie bereitgestellt wird, welche Auslastung der Betriebsmittel erreicht wird, welche Erlöse erzielt werden können und wie sich dies – abzüglich CAPEX und OPEX – auf die wirtschaftliche Gesamtbewertung auswirkt. Durch die Ermittlung des wirtschaftlichsten Anschlusskonzepts (erweitert um Sensitivitäten) werden schließlich die Konzepte ermittelt, die die geringste finanzielle Unterstützung zur Umsetzung erfordern. Auch die Auswirkungen der Anschlusskonzepte auf die Strompreise werden analysiert.

Die Umweltpflege in Kapitel 7 beschreibt die rechtlichen Rahmenbedingungen und Planungsparameter. Die Auswirkungen der verschiedenen Anschlusskonzepte werden qualitativ beschrieben. Eine Umweltplanung ist in diesem Stadium nur bedingt möglich. Aus diesem Grund werden insbesondere für die neue Offshore-Elektrolyse Einflussgrößen und Minderungsmaßnahmen beschrieben.

Der rechtliche Rahmen der Verbindungskonzepte ist Gegenstand von Kapitel 8. Nach einer Zusammenfassung des Status quo werden die rechtlichen Anforderungen erläutert und ggf. Änderungsvorschläge unterbreitet.

Die Kosten- und Preisprojektionen werden in nominalen Werten zu Preisen des Basisjahres 2024 durchgeführt. Ausschließlich bei der Berechnung des Kapitalwerts wird die Inflation durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten berücksichtigt, allerdings nur, um Investitionen zu vergleichen, die zum gleichen Zeitpunkt getätigt wurden.

Wenn Energiewerte für Wasserstoff angegeben werden und nichts anderes vermerkt wird, beziehen diese sich auf den unteren Heizwert.

3 Energieszenarien

Leitfragen

- Welche Entwicklungen sind für die Strom- und Wasserstoffmärkte der Zukunft relevant? Wie wird dies in der Studie abgebildet?
- Was sind die zentralen Annahmen für die Entwicklung der Szenarien?
- Welche Strom- und Wasserstoffpreise werden in dieser Studie angenommen?

Um die Zukunft zu beschreiben, in der Offshore-Anschlusskonzepte bewertet werden müssen, wurden von E-Bridge drei Szenarien entwickelt und in dieser Studie angewendet. Diese Szenarien unterscheiden sich in ihrer Entwicklung hinsichtlich Elektrifizierung vs. dem Einsatz von Wasserstoff und in ihrer Übergangsgeschwindigkeit. Die Szenarien werden zunächst beschreibend in Kapitel 3.1 vorgestellt.

Jedes Szenario beschreibt eine mögliche Entwicklung des Energiesystems bis 2045 und darüber hinaus. Auf der Grundlage einer detaillierten Beschreibung des Szenarios werden geeignete und numerische Werte angenommen, meist unter Bezugnahme auf bestehende Studien. Zu diesen Annahmen gehören die installierte Kapazität der erneuerbaren Energien, die Energienachfrage oder die künftigen CO₂-Preise für 2035, 2040 und 2045, wie in Kapitel 3.2 beschrieben.

Die daraus resultierenden Strom- und Wasserstoffpreise werden in Kapitel 3.3 vorgestellt. Für jedes Szenario werden die beschriebenen Eingangsdaten in einem ersten Schritt verwendet, um mithilfe einer Strommarktsimulation die Strommarktpreise und den Betrieb von Elektrolyseuren zu ermitteln. In einem zweiten Schritt werden, anhand dieser Daten und unter Annahme von Importpreisen, Wasserstoffpreise abgeleitet.

3.1 Storyline

In den letzten Jahren hat die Komplexität der Herausforderungen, die mit der Energiewende einhergehen, zugenommen. Während sich die erste Phase der Energiewende hauptsächlich auf die Dekarbonisierung der elektrischen Versorgung konzentrierte, betrifft die weitere Dekarbonisierung des Energiesystems, insbesondere des Wärme- und Verkehrssektors, einen Großteil der Gesellschaft. Erschwinglichkeit, Akzeptanz und praktische Umsetzbarkeit der Ziele gewinnen damit an Bedeutung. Dies erhöht die Unsicherheit und erfordert eine Vielfalt im Lösungsmix zur Risikodiversifizierung (Sättigung, technologisches Risiko und Versorgungssicherheit) und Schaffung von Synergien (Sektorenkopplung). Um Energieszenarien langfristig abzubilden, ist eine konsistente Storyline erforderlich. Vor diesem Hintergrund hat E-Bridge drei Szenarien entwickelt, die auf nationalen und EU-weiten Zielen basieren (vgl. Abbildung 5) und geeignet erscheinen, verschiedene Offshore-Konzepte vor dem Hintergrund relevanter Entwicklungen zu bewerten, um daraus wiederum eine belastbare Entscheidungsgrundlage für die Empfehlungen dieser Studie³ abzuleiten. Die Szenarien decken sich mit der Sicht von E-Bridge auf die Energiewende und stellen mögliche Entwicklungen dar, ohne eine Eintrittswahrscheinlichkeit anzunehmen.

³ Da Offshore-Konzepte mit Elektrolyseuren ab 2035 bewertet werden, halten wir die Modellierung verschiedener Richtungen der Gesamtentwicklung für notwendig. Wir ordnen diesen Szenarien jedoch keine Eintrittswahrscheinlichkeiten zu. Ziel ist es vielmehr, zu zeigen, dass die Ergebnisse robust gegenüber unterschiedlichen Entwicklungen sind.



Abbildung 5: Überblick über die Szenarien

Das Szenario "Climate Neutrality" (CN) legt den Schwerpunkt auf hohe Effizienzsteigerungen und Elektrifizierung in Deutschland und Europa. Deutschland erreicht im Jahr 2040 Klimaneutralität, was im Einklang mit den Zielen der Bundesregierung steht. Erreicht wird dies durch eine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung, die einen raschen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Stromnetze begünstigt. Der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung wird bis 2030 erreicht. Durch kostspielige Investitionsprogramme werden in diesem Szenario zusätzliche Effizienzverbesserungen (hohe Renovierungsrate bei Wohngebäuden, Verlagerungen im Verkehr), ehrgeizige Transformationen in der Industrie (weitestgehende Elektrifizierung und hohe Effizienzgewinne) und ein starker Fokus auf Elektrifizierung in Gebäuden (Wärmepumpen) und im Verkehr (Elektroautos und -lastwagen) angenommen. Wir unterscheiden die europäischen Länder in ihrer Übergangsgeschwindigkeit, d.h. einige erreichen die Klimaneutralität erst 2045 (vgl. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)). Die inländische H₂-Elektrolyseproduktion wird gefördert und wächst durch die Verfügbarkeit von kosteneffizientem EE-Strom.

Im Szenario "Molecule-based Energy Transition" (MET) erfolgt die vollständige Dekarbonisierung in Deutschland bis 2045 im Einklang mit den Zielen der deutschen Politik durch eine stärkere Nutzung grüner Gase (im Vergleich zu CN). Gemäß der Prognose dieses Szenarios wird ein entscheidender Anteil des derzeitigen Methanbedarfs im Industrie- und Wärmesektor substituiert. Der verstärkte Einsatz von Wasserstoff, insbesondere in der Industrie über die stoffliche Nutzung hinaus, aber auch in einigen Regionen im Wärmesektor (z.B. Wärmenetze) und in Teilen des Schwerlastverkehrs, führt jedoch zu einem insgesamt höheren Wasserstoffbedarf. Diese Entwicklung wird auch dadurch vorangetrieben, dass die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien eingeschränkt ist und die Gesellschaft aus Gründen der Diversifizierung, der Gesamtsystemeffizienz und der Kosten stärker auf (grüne) Gasanwendungen drängt. Das Szenario weist folglich langfristig ein höheres Niveau an Energie- und Wasserstoffimporten auf, kann jedoch den endgültigen EE-Ausbau an Land verringern (obwohl der Ausbau auf einem hohen Niveau bleibt). Ein Ausstieg aus der Kohle wird spätestens 2038 erreicht.

Das Szenario "Delayed Energy Transition" (DET) geht von einer insgesamt langsameren Transformationsgeschwindigkeit aufgrund von Akzeptanzproblemen, Kosten, nicht realisierten Effizienzgewinnen und Bürokratie aus. Akzeptanzprobleme beim Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Fachkräftemangel, insbesondere bei der Gebäudesanierung und dem erforderlichen Stromnetzausbau, führen zu einer verzögerten Erreichung der Klimaschutzziele. Politische Ziele werden verwässert und nur mit Verzögerung umgesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die fossilen Energieträger - und vor allem Methan - weiterhin unvermindert im Energiesystem verbleiben. Das Ende der Transformation wird im Jahr 2055 mit etwa zehn Jahren Verzögerung erreicht und führt zu einem vergleichbaren Systemdesign wie das MET-Szenario.

3.2 Überblick über die drei Energieszenarien

In diesem Kapitel werden die drei modellierten Energieszenarien und ihre jeweiligen angenommenen Eingangsparameter für die Strommarktsimulation vorgestellt. Die Szenarien wurden in einem fundamentalen europäischen Strommarktmödell modelliert. Das Modell benötigt Daten über Angebot und Nachfrage sowie Rohstoffpreise, Kapazitäten und Mengen an erneuerbaren Energien (EE) und konventionellen Kraftwerken, Nachfrage, Brennstoff- und Emissionspreise, flexible Kapazitäten (Elektrolyseure, EV, etc.). Auch die grenzüberschreitenden Verbindungskapazitäten (NTC) für

Import- und Exportstromflüsse wurden modelliert. Für die EE-Erzeugung und die Stromnachfrage wurden stündlich aufgelöste Zeitreihen als Inputdaten verwendet, die auf dem historischen Klimajahr 2018 (aktuelle Daten ENTSO-E) basieren und entsprechend der jeweiligen Kapazität und Energie des Referenzjahres und des Szenarios skaliert wurden. Alle Eingabedaten wurden vor dem Hintergrund aktueller grundlegender Entwicklungen oder der Politik validiert und verifiziert.

Die europäischen Länder, die in der Marktsimulation modelliert wurden, sind in Abbildung 6 dargestellt. Die Entwicklungen der Länder, die einen besonderen Einfluss auf die Strom- (und Wasserstoff-) Preise in Deutschland haben, werden detaillierter modelliert: Nordseeländer, elektrische Nachbarländer und Länder mit hoher Nachfrage. Die Entwicklung der übrigen europäischen Länder wird mit einem Durchschnittsszenario modelliert, das überwiegend auf CN basiert.

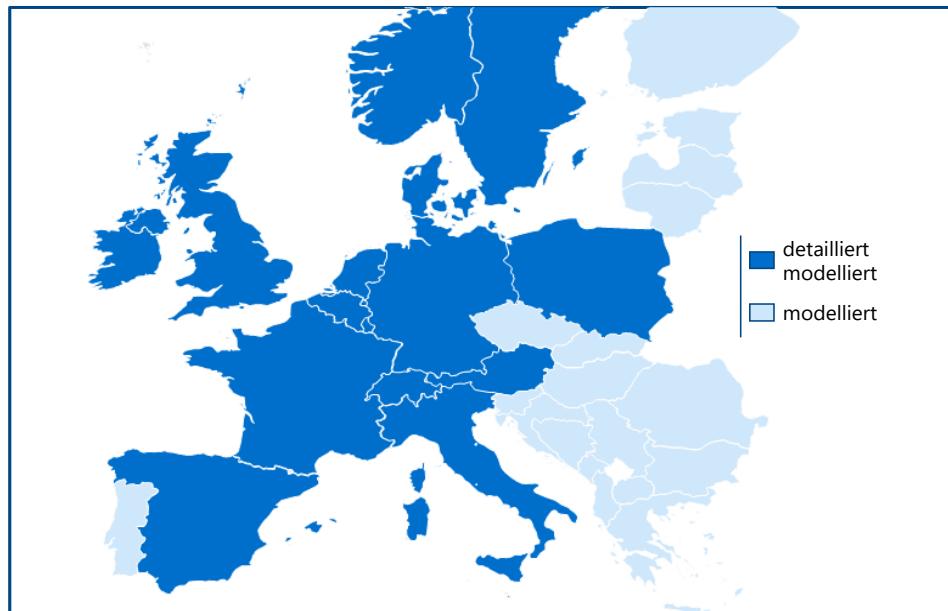


Abbildung 6: Für diese Studie berücksichtigte Länder

Für das Szenario "Climate Neutrality 2040" (CN) wurden für die Modellierung Deutschlands Inputdaten aus dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/45 (2023) verwendet, insbesondere aus dem Szenario B (Dekarbonisierung durch intensive Elektrifizierung). Die NEP-Daten wurden ergänzt durch Eingangsdaten für das H₂ Nachfrageimportpotenzial aus anderen relevanten H₂ Industriestudien und Projekten wie der TransHyDE European H₂ Infrastrukturstudie. Die Modellierung der anderen Länder basiert in erster Linie auf dem TYNDP-Szenario "Distributed Energy". Für erneuerbare Energien wurden die aktualisierten TYNDP-Daten verwendet, die von ENTSO-E im Jahr 2024 veröffentlicht wurden. Für konventionelle und flexible Kapazitäten sowie Nachfragedaten wurden Daten aus dem TYNDP 2022 verwendet, da neuere Daten noch nicht veröffentlicht wurden.

Das Szenario "Molecule-based Energy Transition" (MET) basiert auf dem Szenario T-45 H₂ der "BMWK Langfristszenarien" (2022). Für die Modellierung der anderen Länder wurde das TYNDP-Szenario "Global Ambition" als Grundlage für das Modell verwendet. Es wurden die von ENTSO-E im Jahr 2024 veröffentlichten EE-Daten verwendet, während die Kapazitäten auf den Daten des TYNDP 2022 basieren.

Die für das DET-Szenario verwendeten Datenquellen für die "verzögerte Energiewende" sind die gleichen wie für das MET-Szenario, werden aber mit einer Verzögerung von bis zu 10 Jahren umgesetzt. Für die konventionelle Kapazität wurden die gleichen Werte wie im MET-Szenario verwendet, jedoch mit einem langsameren Kohleausstieg und einem langsameren Anstieg der Gaskraftwerke in den Folgejahren. Bei der Nachfrage, den erneuerbaren Energien und Flexibilitäten wie Batterie-Energiespeichersystemen (BESS), Elektrofahrzeugen (EV) und Elektrolyseuren wurde ein langsamerer Anstieg gegenüber den heutigen Zahlen angenommen.

Im Folgenden werden die Eingangsdaten für Deutschland näher erläutert. Die unterschiedlichen Mengen an installierter EE-Leistung pro Szenario sind in Abbildung 7 dargestellt. Ab 2024 erfolgt der Ausbau der erneuerbaren Energien am schnellsten im CN-Szenario, in dem die maximale Solarkapazität in Deutschland bereits 2040 erreicht wird, während die maximalen Kapazitäten für Onshore- und Offshore-Windkraft im Jahr 2045 erreicht werden. Der Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im MET-Szenario langsamer, wo die maximale Kapazität für alle drei Technologien im Jahr 2045 erreicht wird. Diese Höchstwerte sind niedriger als im CN-Szenario, da die Gesamtstromnachfrage aufgrund einer insgesamt niedrigeren Elektrifizierungsrate als im CN-Szenario und erhöhter Wasserstoffimporte geringer ist. In MET ist die Wasserstoffnachfrage jedoch höher (siehe unten). Im Einklang mit der Storyline der Szenarien wirkt sich der geringere EE-Ausbau nur auf den Ausbau an Land aus, wo große PV-Freiflächenanlagen und Onshore-Windkraftanlagen auf Akzeptanzprobleme stoßen. Der langsamste Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgt im DET-Szenario, was dazu führt, dass der Höchstwert erst 2055 erreicht wird. Die Kapazitäten entsprechen hier denen des MET-Szenarios im Jahr 2045.

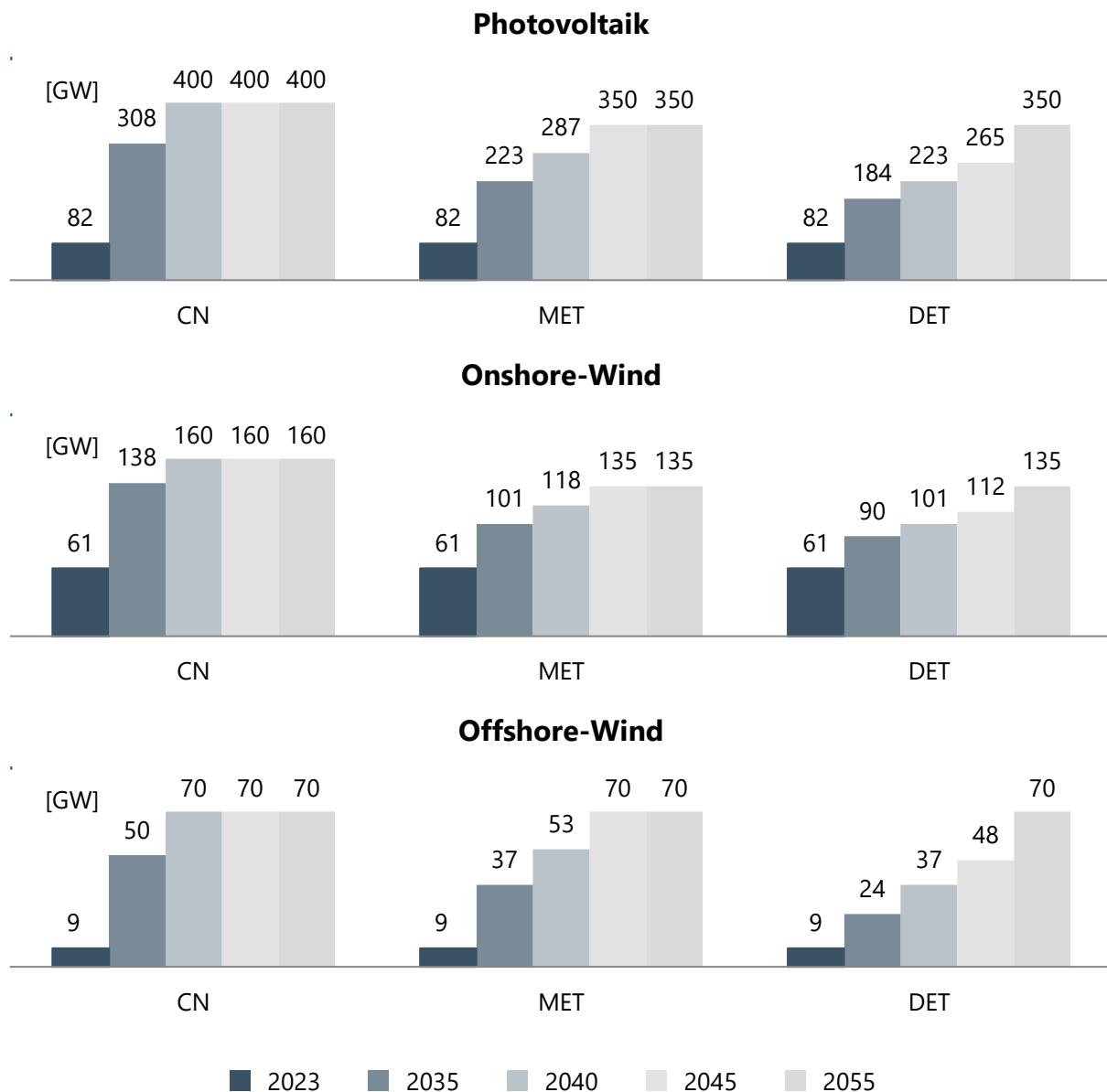


Abbildung 7: Installierte EE-Kapazität in Deutschland je Szenario und Jahr

Bei Elektrolyseuren ist die langsamste Entwicklung im CN-Szenario zu verzeichnen (vgl. Abbildung 8). Dennoch wird in allen drei Szenarien⁴ ein ehrgeiziger Start von Elektrolyseuren angenommen. Der Höchststand wird im Jahr 2040 erreicht, liegt aber unter den 50 GW_{el} in den beiden anderen Szenarien. Das MET-Szenario weist den schnellsten Ausbau auf, wobei 50 GW_{el} im Jahr 2045 erreicht werden. Im DET-Szenario werden 50 GW_{el} im Jahr 2055 erreicht. Der Ausbau bis 2045 ist ähnlich wie im CN-Szenario, obwohl die Kapazitäten in den Jahren 2035 und 2040 etwas höher sind.

Im Gegensatz dazu weist das CN-Szenario die größte Kapazität für BESS auf, da dieses Szenario die größten Mengen an hohen und niedrigen Preisen bietet, die Geschäftsmodelle für Flexibilität fördern. Die maximale Kapazität von 43 GW wird im Jahr 2045 erreicht. Das sind 15 GW mehr als die maximale Kapazität in den anderen beiden Szenarien. Im MET-Szenario werden 28 GW im Jahr 2045 erreicht, im DET-Szenario dagegen erst 2055. Heimspeicher wurden in die Modellierung einzogen, allerdings mit begrenztem Handel an den Stromgroßhandelsmärkten. Die Flexibilität der Eletromobilität wird nur nachfrageseitig modelliert, nicht als Vehicle-to-grid (V2G), um das praktische Potenzial von V2G nicht zu überschätzen.

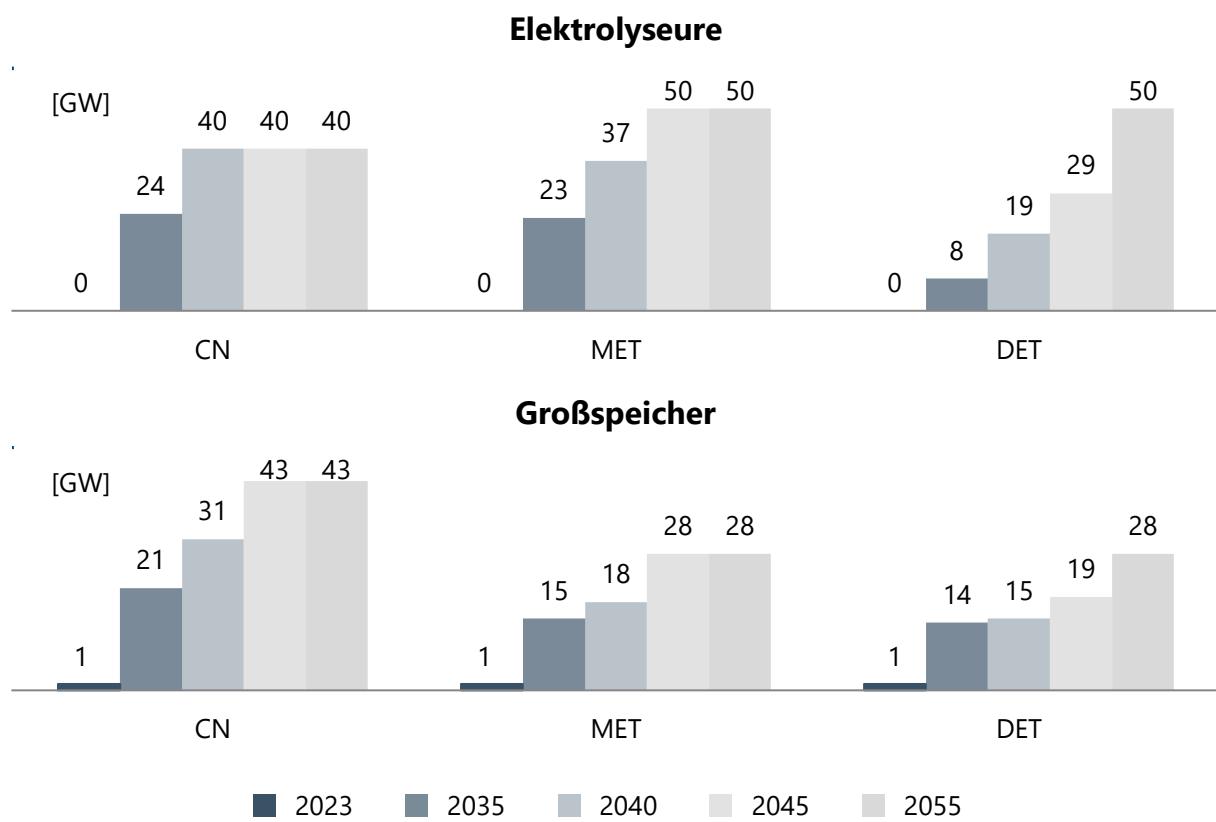


Abbildung 8: Installierte Elektrolyseur- und Großspeicherkapazität in Deutschland pro Szenario und Jahr

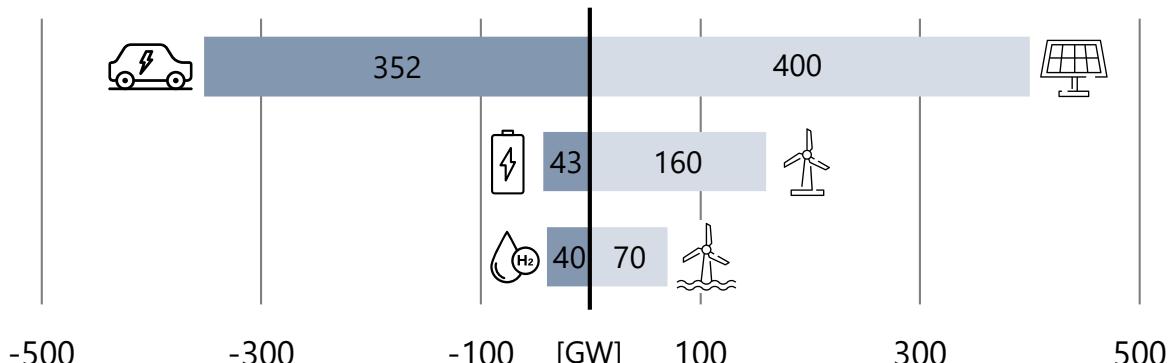
Von der genannten Elektrolyseurkapazität werden im Jahr 2045 im CN- und MET-Szenario 90 % und im DET-Szenario 50 % auf der Grundlage von Preissignalen betrieben. 2035 beträgt dieser Prozentsatz 60 %, 30 % und 0 % und für 2040 90 %, 80 % und 10 % im CN-, MET- bzw. DET-Szenario. Die sich daraus ergebende absolute flexible Kapazität für das Jahr 2045 ist in Abbildung 9 dargestellt. Diese Kapazität erzeugt Wasserstoff, wenn der Strompreis unter einem bestimmten Schwellenwert liegt (65 EUR/MWh im Jahr 2045).

⁴ Da der Wasserstoffimport mindestens bis Anfang der 2030er Jahre begrenzt sein wird, ist in allen Szenarien eine ausreichende politische Unterstützung für den Bau von Elektrolyseuren notwendig, um die Aufnahme der H₂-Wirtschaft überhaupt zu ermöglichen.

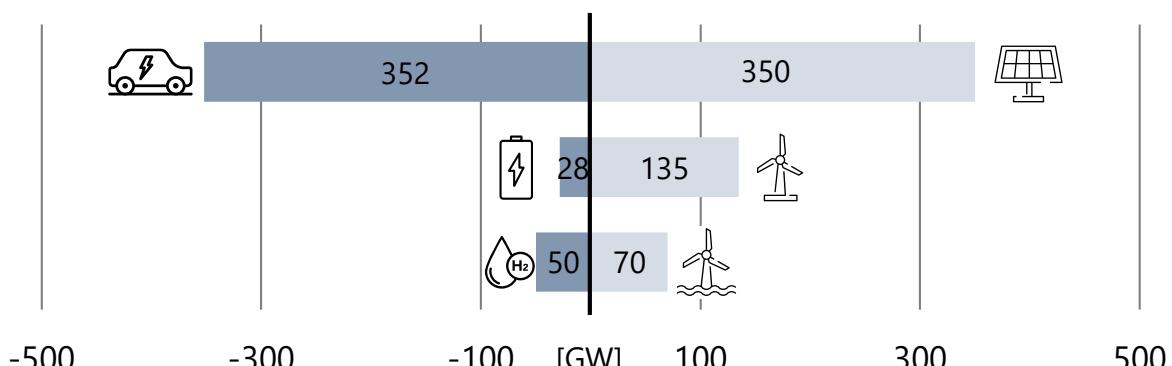
Für Elektrofahrzeuge (EV) wird angenommen, dass ein bestimmter Prozentsatz (15 % im Jahr 2035, 20 % im Jahr 2040, 25 % im Jahr 2045) flexibel zwischen 19 Uhr und 7 Uhr morgens laden kann. Dies entspricht 13 GW im Jahr 2045 für das CN- und MET-Szenario und 9 GW für das DET-Szenario. EV und Elektrolyseure werden nur als Verbraucher modelliert und speisen daher keinen Strom in das Netz zurück (Lastverschiebung).

Die installierte EE-Kapazität ist deutlich größer als die flexible Kapazität (vgl. Abbildung 9), obwohl in der Praxis selten die volle Leistung der erneuerbaren Energien zur Verfügung steht.

EE und flexible Kapazität im Jahr 2045 im CN-Szenario



EE und flexible Kapazität im Jahr 2045 im MET-Szenario



EE und flexible Kapazität im Jahr 2045 im DET-Szenario

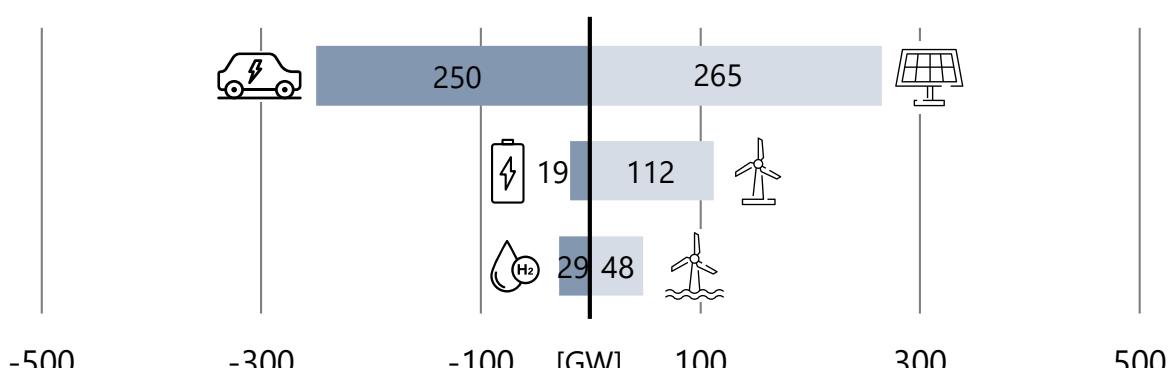


Abbildung 9: Vergleich der installierten EE-Kapazität mit der Kapazität von flexiblen Verbrauchern und Speichern für jedes Szenario im Jahr 2045

Die installierte Kapazität von Gas- oder H₂-befeuerten Kraftwerken wird in allen drei Szenarien als ähnlich angenommen, und die Gesamtzahl ist über die Jahre hinweg ziemlich konstant⁵. Der Übergang von Erdgas zu H₂ ist im CN-Szenario am schnellsten, siehe Abbildung 10. Im Jahr 2035 ist bereits die Hälfte der Kapazität auf H₂ umgestellt, und im Jahr 2040 sind alle Gaskraftwerke auf H₂ umgestellt. Im MET-Szenario ist der vollständige Übergang zwischen 2040 und 2045 abgeschlossen, während im DET-Szenario im Jahr 2045 noch etwa 30 % der Gaskraftwerke vorhanden sind.

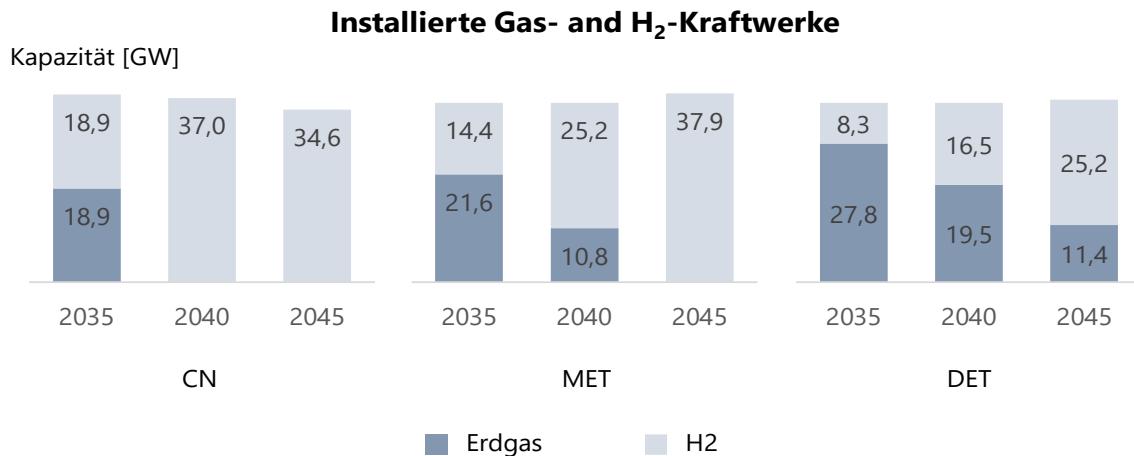


Abbildung 10: Installierte Gas- und H₂-gefeuerte Kraftwerksleistung in Deutschland pro Szenario und Jahr

Wie Abbildung 11 zeigt, ist der Anstieg der Stromnachfrage im CN-Szenario am größten, wobei der Höchstwert 2040 erreicht wird. Auch die Lastspitze ist in diesem Szenario am höchsten. Aufgrund des stärkeren Einsatzes von Wasserstoff steigt die Stromnachfrage im MET-Szenario langsamer. Das Maximum wird 2045 erreicht. Sowohl im CN- als auch im MET-Szenario sinkt die Stromnachfrage nach 2045 aufgrund der rückläufigen inländischen Wasserstoffproduktion. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nach 2045 eine Zunahme von Wasserstoffimporten angenommen wird, da weitere Länder erhebliche Wasserstoffproduktionskapazitäten aufbauen. Im DET-Szenario wird der Höchststand der Stromnachfrage im Jahr 2055 erreicht und entspricht dem Niveau der Stromnachfrage im MET-Szenario für dasselbe Jahr. In diesem Szenario steigt die Nachfrage kontinuierlich an, da auch die Wasserstoffproduktion kontinuierlich zunimmt.

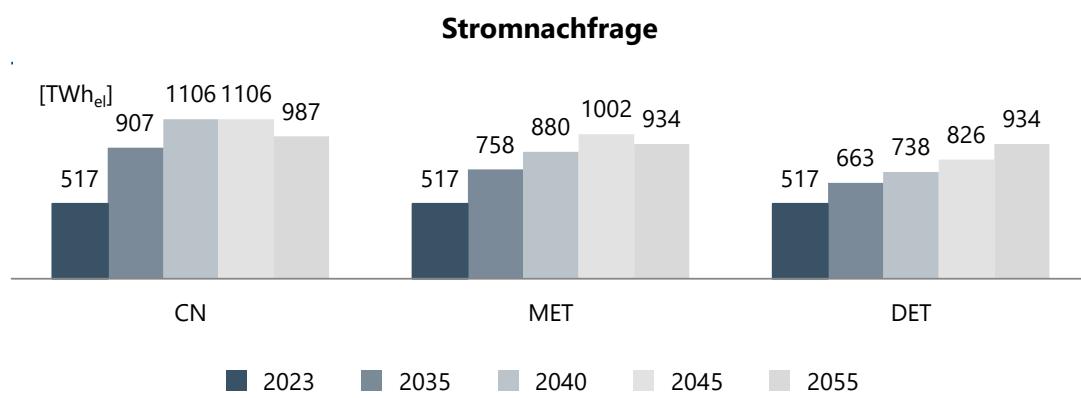


Abbildung 11: Annahmen für die Stromnachfrage in Deutschland pro Szenario und Jahr

⁵ Im Hinblick auf den Schwerpunkt dieser Studie ist das Gesamtkapazitätsniveau weniger wichtig. Für die Frage der Angemessenheit der Kapazitäten und die damit verbundenen Fragen ist sie jedoch von größter Bedeutung für die Zukunft. E-Bridge plädiert für eine ambitionierte Weiterentwicklung der Kraftwerksstrategie und des Kapazitätsmarktes zur Stützung des Energiesystems.

Während das CN-Szenario den höchsten Strombedarf aufweist, hat das MET-Szenario den höchsten Wasserstoffbedarf, wie Abbildung 12 zeigt. Der Höchstwert von 472 TWh_{th}⁶ wird im MET-Szenario im Jahr 2045 und im DET-Szenario im Jahr 2055 erreicht. Der maximale Wasserstoffbedarf im CN-Szenario liegt bei 357 TWh_{th} und wird bereits 2040 erreicht.

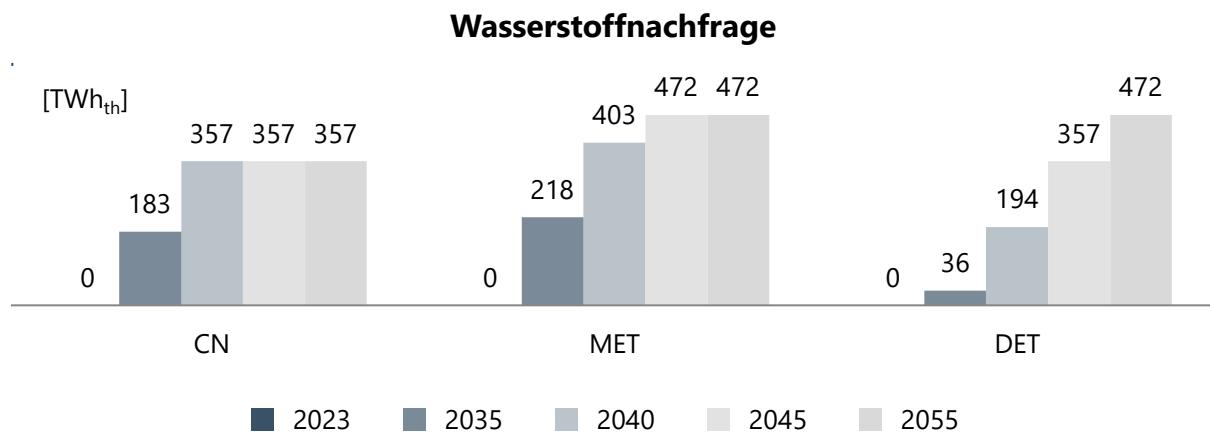


Abbildung 12: Annahmen für den Wasserstoffbedarf in Deutschland pro Szenario und Jahr. Der Wasserstoffbedarf im Jahr 2023 wird durch das Cracken von Methan gedeckt und ist damit (noch) Teil des Methanbedarfs.

Die Rohstoffpreise für Erdgas, Steinkohle, Wasserstoff und CO₂ sind neben der Entwicklung von Angebot und Nachfrage ein wesentlicher Treiber der Strompreise. Die Rohstoffpreisannahmen für die Jahre 2035, 2040 und 2045 wurden extrapoliert und mit den aktuellen zukünftigen Preisen an den relevanten Börsen und den Preisannahmen der Internationalen Energieagentur (IEA) im World Energy Outlook (2023) abgeglichen. Die Preise für das CN-Szenario wurden an das "Net Zero Emission"-Szenario (NZE), das MET-Szenario an das Announced Pledge-Szenario (APS) und das DET-Szenario an das Stated Policy-Szenario (STEPS) der IEA angeglichen.

Abbildung 13 gibt einen Überblick über die angenommenen Gas- und Emissionspreise. Das CN-Szenario geht vom schnellsten Rückgang der Rohstoffpreise (Gas und Kohle) und dem schnellsten Anstieg der CO₂-Preise auf 150 EUR/t im Jahr 2035 und 225 EUR/t im Jahr 2045 aus. Dies wird durch einen hohen Elektrifizierungsgrad verursacht, der die Nachfrage nach Gas und Kohle verringert. Die Kohlenachfrage wird durch einen frühzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung weiter reduziert. Höhere CO₂-Preise werden durch eine ehrgeizigere Politik zur Emissionsreduzierung und zur Erreichung der Klimaneutralität verursacht.

Das MET-Szenario geht von einer langsameren Elektrifizierung und einer immer noch relativ stabilen Gas- und Kohlenachfrage aus, was die Gaspreise (und auch die Kohlepriese) höher hält als im CN-Szenario. Der langsamere Grad der Elektrifizierung auch in der Industrie und im Wärmesektor hält die Gasnachfrage und die Preise stabil.

Das DET-Szenario spiegelt den langsamsten Dekarbonisierungspfad wider. Die Nachfrage nach Gas und Kohle bleibt stabil und wird bis 2040 aufgrund einer weniger ehrgeizigen Dekarbonisierungspolitik und eines langsameren Elektrifizierungsgrades nicht wesentlich reduziert. Dies führt zu einem langsameren Rückgang der Gas- und Kohlepriese. Die Emissionspreise steigen aufgrund der niedrigeren Dekarbonisierungsziele langsamer an.

⁶ In dieser Studie werden alle energiebezogenen Werte für Wasserstoff (z. B. MWh, GWh, TWh, EUR/MWh) auf den unteren Heizwert von 33,324 kWh/kgH₂ bezogen.

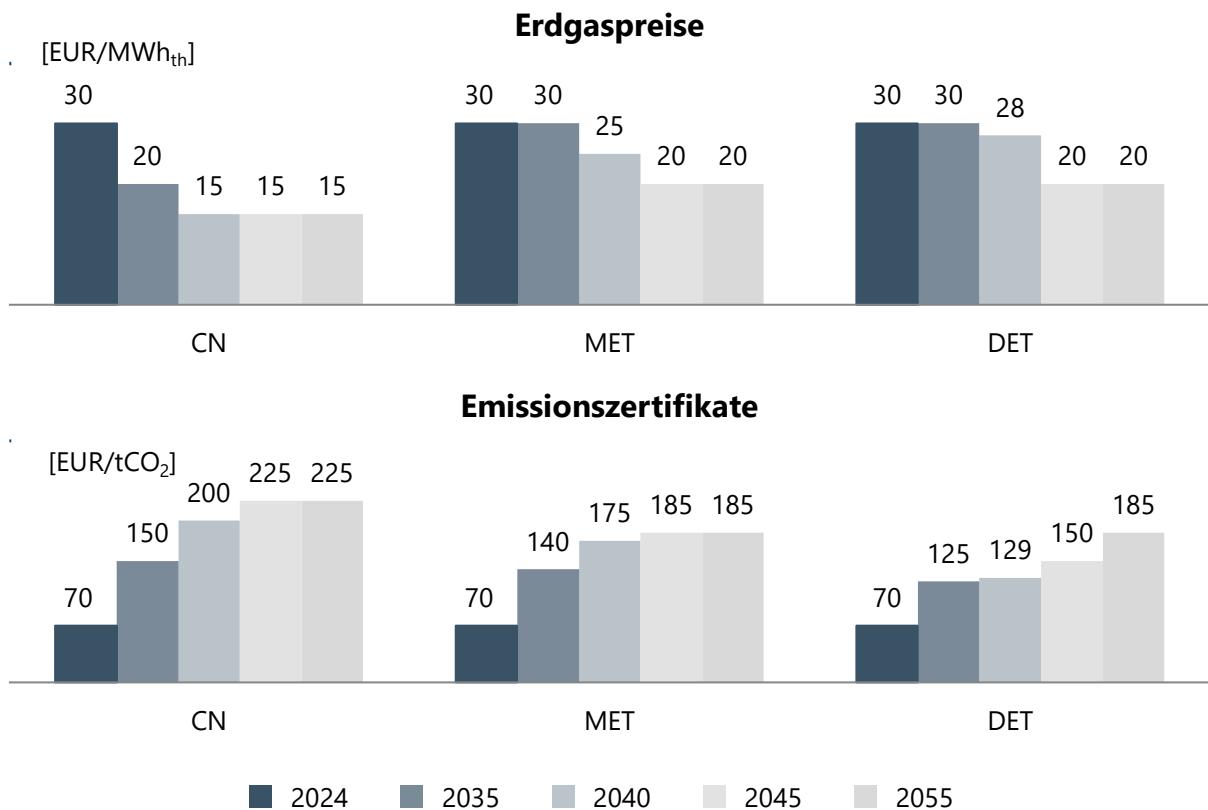


Abbildung 13: Annahmen für Erdgas- und Emissionspreise pro Szenario und Jahr⁷

3.3 Entwicklung der Strom- und Wasserstoffpreise

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Strommarktsimulation vorgestellt. Für jedes der drei Szenarien wurden Simulationen für die drei Zieljahre 2035, 2040 und 2045 durchgeführt, insgesamt also neun Berechnungen. Die Entwicklungen nach 2045 werden ausgehend von 2045 extrapoliert. Nur im DET-Szenario wird davon ausgegangen, dass die Entwicklungen ab 2055 dem MET-Szenario 2045 entsprechen.

Abbildung 14 zeigt die durchschnittlichen Strompreise als Base sowie den Peak-Preis (Durchschnitt der 3000 h mit dem höchsten Preis) und den Off-Peak-Preis (Durchschnitt der 3000 h mit dem niedrigsten Preis) für alle drei Szenarien und Zieljahre. Beachtenswert ist, dass der Off-Peak-Preis im fundamentalen Marktmodell 0 EUR/MWh beträgt. Negative Strompreise werden vom Modell bei 0 EUR/MWh abgeschnitten, da keine ausreichenden fundamentalen und historischen Daten zu negativen Strompreisen verfügbar sind. Negative Preise werden derzeit durch unflexible Erzeugung, Fehlanreize durch Subventionen (z. B. EEG-Marktprämie) und unflexible Nachfrage verursacht. Diese Effekte werden in Zukunft abnehmen, so dass Preise von 0 EUR/MWh oder darunter künftig unwahrscheinlicher werden.

⁷ Bei den Preisen handelt es sich um Nominalpreise in 2024 Euro, die für alle in diesem Bericht genannten Preise gelten.

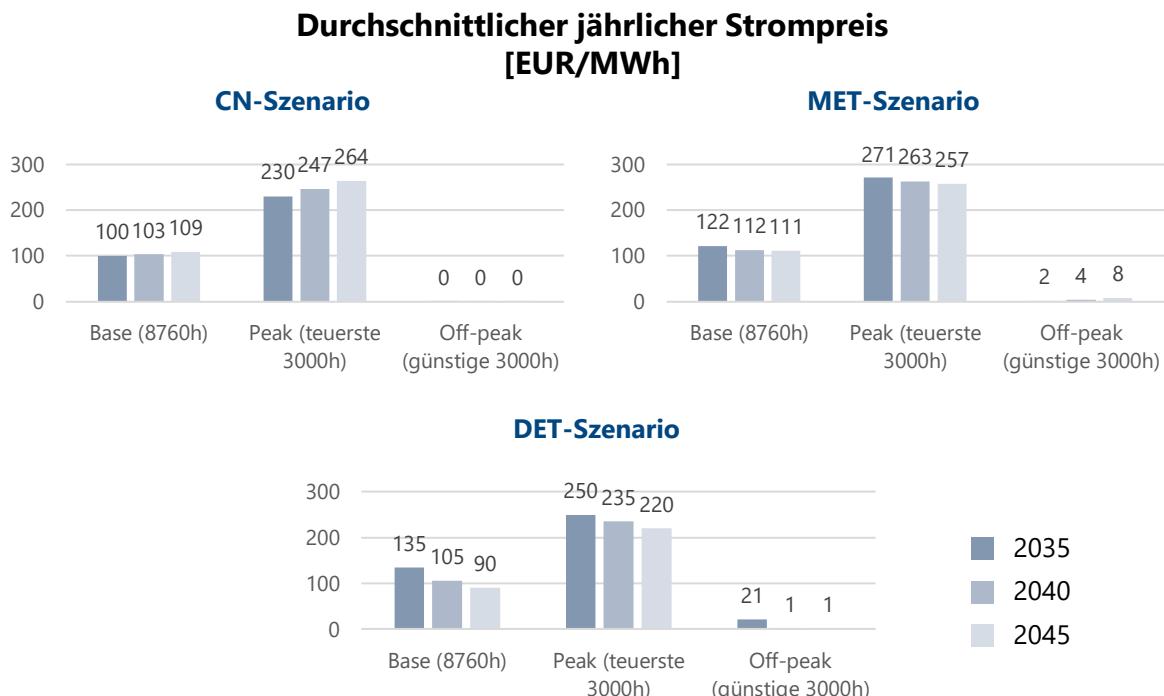


Abbildung 14: Durchschnittliche jährliche Basis-, Spitzen- und Off-Peak-Strompreise pro Szenario und Jahr

Die durchschnittlichen Strompreise ergeben sich in allen drei Szenarien und Referenzjahren zu 100 - 120 EUR/MWh. Im CN-Szenario wird erwartet, dass die Höchstpreise allmählich ansteigen, da die Stromnachfrage aus der H₂-Erzeugung und der Anteil der teuren H₂-basierten Stromerzeugung bis 2045 zunehmen wird. Auch die stark steigenden CO₂-Preise (225 EUR/tCO₂) tragen zum Anstieg des Strompreises bei.

Im MET-Szenario gehen die Preise von 2035 bis 2045 leicht zurück. Dies lässt sich durch ein stärkeres EE-Wachstum und einen in Relation geringeren Anstieg der Nachfrage im Vergleich zum CN-Szenario erklären. Auch die Umstellung von der Gaserzeugung auf die teurere H₂-Stromerzeugung verläuft im MET-Szenario in allen Ländern langsamer.

Das DET-Szenario wird bis 2045 von einem Rückgang der Strompreis geprägt, ausgehend von einem hohen Niveau im Jahr 2035. Erklärung hierfür ist das relativ stärkere EE-Wachstum gegenüber der Zunahme der Stromnachfrage sowie der höhere Anteil der Gaserzeugung, der bis 2045 noch zur Verfügung steht, bei gleichzeitig niedrigeren Gaspreisen.

In Abbildung 15 sind die monatlichen Durchschnittswerte der Strompreise für jedes Szenario und das Referenzjahr 2045 dargestellt, welches für die folgende Bewertung besonders entscheidend sind, da von 2045 ausgehend die folgenden Jahre extrapoliert werden. Der saisonale und monatliche Verlauf der Strompreise ist jedoch in allen drei Szenarien und Jahren ähnlich. Die höchsten monatlichen Preise werden im Januar und Februar aufgrund der hohen Nachfrage und der geringen Erzeugung aus erneuerbaren Energien erwartet.

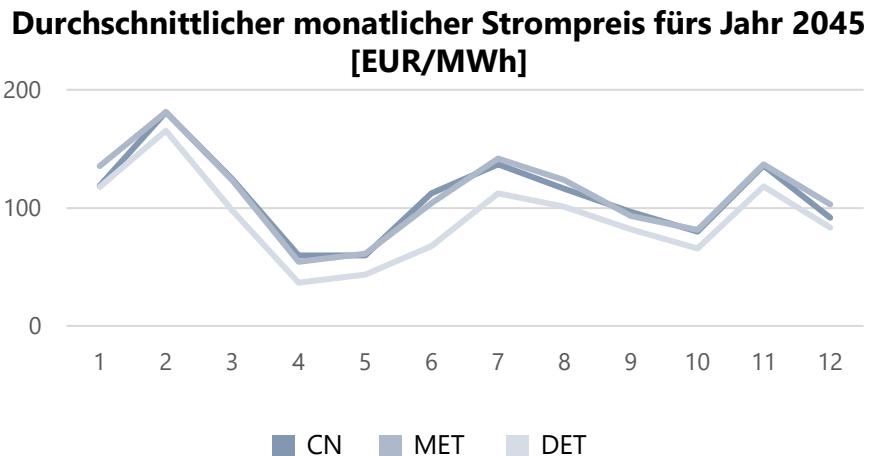


Abbildung 15: Durchschnittliche monatliche Strompreise für jedes Szenario im Jahr 2045

Abbildung 16 zeigt die durchschnittlichen täglichen Strompreise pro Stunde für alle drei Szenarien für das Bezugsjahr 2045. Auch hier ist Verlauf in allen drei Szenarien und Jahren ähnlich. Die niedrigsten Durchschnittspreise werden für die Mittagsstunden mit hoher Solarstromerzeugung erwartet, während die Abendstunden (19 Uhr) aufgrund der hohen Nachfrage und der geringen EE-Erzeugung am teuersten sein dürften. Von 2035 bis 2045 vergrößert sich vor allem die Spanne zwischen Tag und Nacht – der Verlauf der "Badewannenkurve" bleibt jedoch ähnlich.

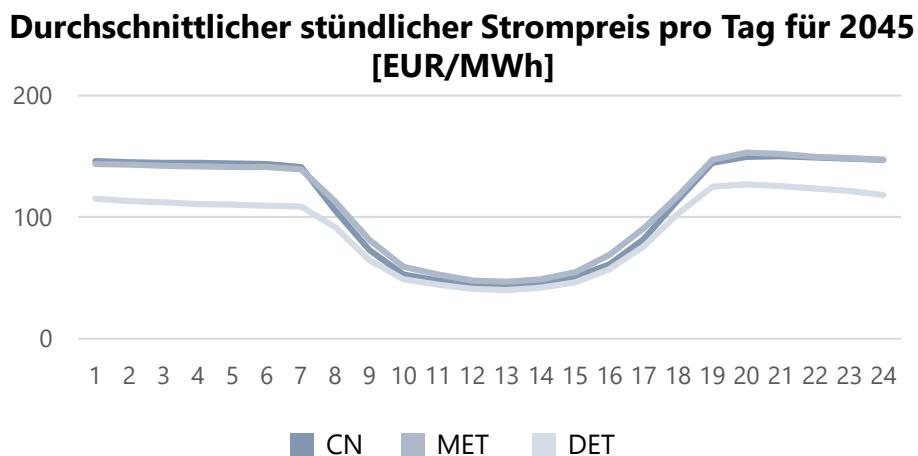


Abbildung 16: Durchschnittliche tägliche stündliche Strompreise für jedes Szenario im Jahr 2045

Die stündliche Preisdauerlinie zeigt ebenfalls ähnliche Verläufe in allen drei Szenarien, wie in Abbildung 17 nachvollzogen werden kann. In allen Szenarien gibt es eine beträchtliche Anzahl von Stunden mit einem Preis von 0 EUR/MWh (oder darunter) und etwa 1.200 bis 2.200 Stunden mit einem Preis von über 200 EUR/MWh. Im CN- und MET-Szenario gibt es mehr Stunden mit einem Preis von 300 EUR/MWh oder mehr, was auf die Zunahme der Stromerzeugung durch Wasserstoffkraftwerke zurückzuführen ist, während im DET-Szenario mehr Strom durch konventionelle Gaskraftwerke erzeugt wird.

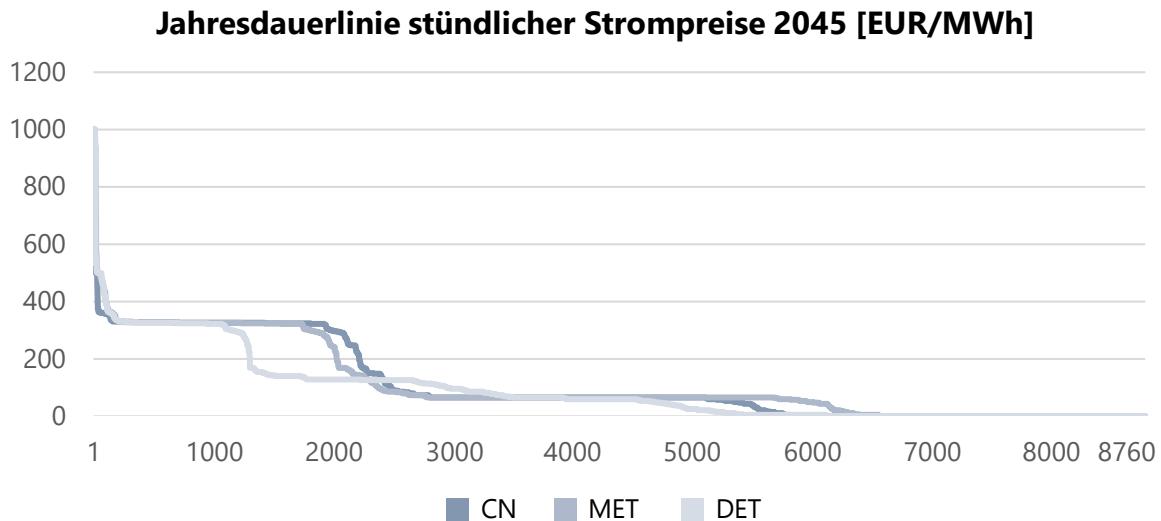


Abbildung 17: Stündliche Preisdauer-Kurve für jedes Szenario im Jahr 2045

Aufgrund des starken Anstiegs des EE-Angebots werden in allen Szenarien 2000 oder mehr Stunden zu einem Preis von 0 EUR/MWh (oder darunter) produziert (Abbildung 18). Das CN-Szenario hat wegen des stärksten EE-Zubaus die meisten dieser Stunden. Der vergleichsweise höhere Anteil von flexibler Last im MET-Szenario führt zu einer geringeren Anzahl von Stunden mit Nullpreisen im Vergleich zum DET-Szenario.

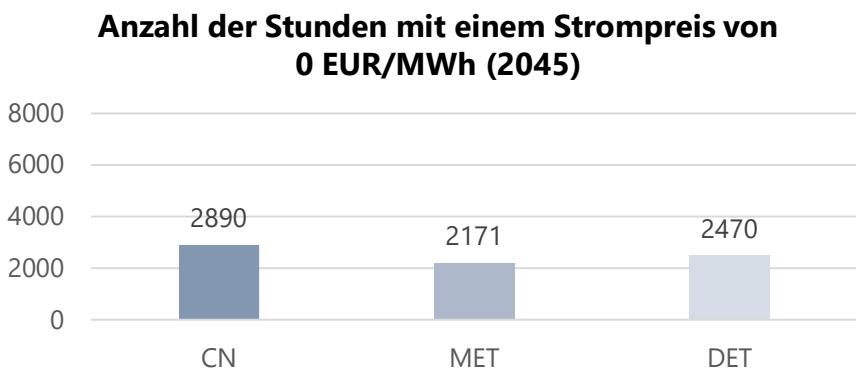


Abbildung 18: Anzahl der Stunden mit einem Strompreis von 0 EUR/MWh für jedes Szenario im Jahr 2045

Die Strombeschaffungskriterien aus der EU-Richtlinie 2023/1184 wurden mittlerweile in nationales Recht umgesetzt und sind damit Bestandteil der 37ten Bundesimmissionsschutzverordnung (BlmSchV). Es ist zwischen voll- und teilerneuerbaren Kraftstoffen zu unterscheiden. Vollständig erneuerbare Kraftstoffe müssen in der Regel alle Strombezugskriterien erfüllen, einschließlich des Abschlusses eines grünen Power-Purchase-Agreement (PPA). Teilweise erneuerbare Brennstoffe müssen diese Kriterien nicht erfüllen. Mit Ausnahme von Biomasse sind alle erneuerbaren Energieträger für die Stromerzeugung zugelassen. Um sicherzustellen, dass speziell für die Wasserstofferzeugung erzeugter Ökostrom verwendet wird, müssen die Stromerzeugung und die Produktion von Wasserstoff entweder physisch direkt oder durch PPAs miteinander verbunden sein. Grundsätzlich darf die Installation der Anlage für erneuerbare Energien, aus der der Strom bezogen wird, nicht mehr als 36 Monate vor dem Datum der Installation des Elektrolyseurs liegen. Bis zum 1. Januar 2027 gibt es eine Übergangszeitraum, in der diese Regelung nicht gilt. Darüber hinaus gibt es drei Bedingungen für die Erzeugung von grünem Wasserstoff ausschließlich aus dem öffentlichen Netz, von denen nur eine erfüllt sein muss:

1. Im vergangenen Jahr stammten über 90 % des in der Strompreiszone des Elektrolyseurs bereitgestellten Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen.
2. Der Strompreis auf dem Day-Ahead-Markt für ein Stundenprodukt ist nicht größer als 20 EUR/MWh.
3. Der Strompreis auf dem Day-Ahead-Markt für ein Stundenprodukt ist kleiner als das 0,36-fache des Preises für eine Tonne (t) CO₂-Äquivalent (European Union Allowances, EUA).

Wie Abbildung 19 zeigt, ist die Anzahl der Stunden mit einem Strompreis unter 20 EUR/MWh etwas größer als die Anzahl der Stunden mit einem Preis von 0 EUR/MWh für das CN- und MET-Szenario. Für das DET-Szenario ist der Unterschied größer, hier sind es 3.651 Stunden, in denen Elektrolyseure grünen Wasserstoff produzieren könnten, verglichen mit 3.175 Stunden im CN-Szenario und 2.547 Stunden im MET-Szenario. Wenn die Strompreise unter dem 0,36-fachen des CO₂-Preises liegen (vgl. Abbildung 20), steigt die Zahl der Stunden sowohl im CN- als auch im MET-Szenario auf ca. 6.000, während es im DET-Szenario nur etwa 4.200 Stunden sind. Dies ist hauptsächlich auf die höheren CO₂-Preise im CN- und MET-Szenario zurückzuführen.

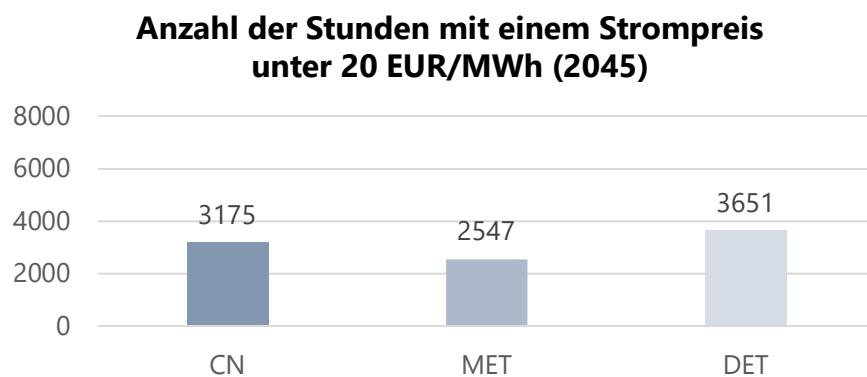


Abbildung 19: Anzahl der Stunden mit einem Strompreis unter 20 EUR/MWh für jedes Szenario im Jahr 2045

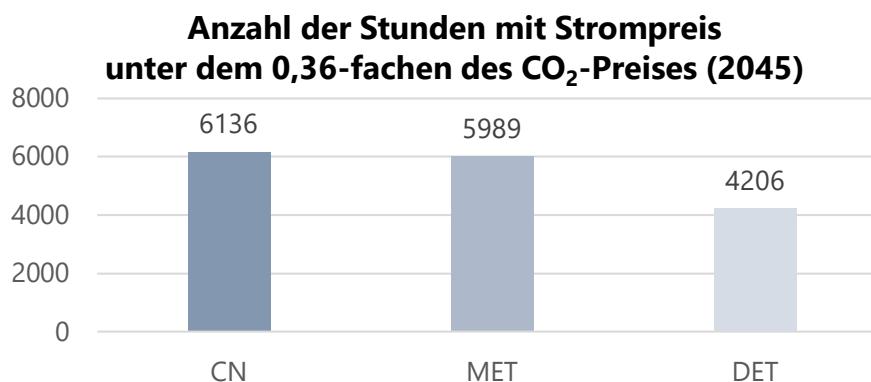


Abbildung 20: Anzahl der Stunden mit einem Strompreis unter 0,36 * CO₂-Preis für jedes Szenario im Jahr 2045

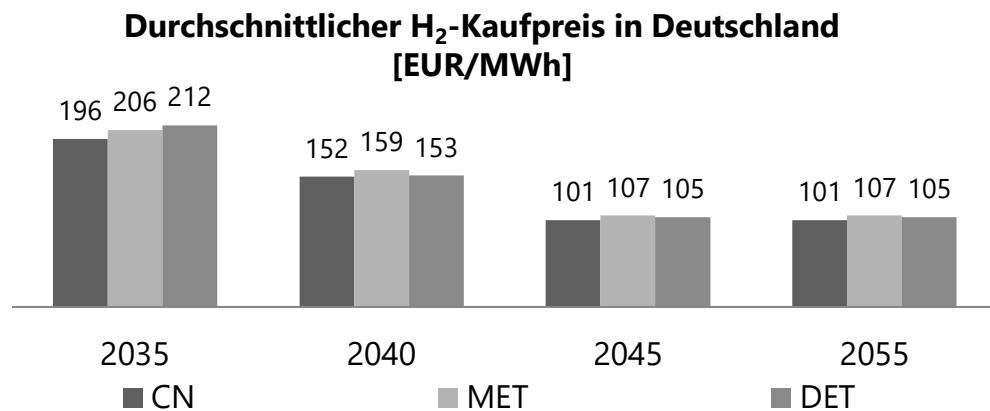


Abbildung 21: Durchschnittliche Wasserstoffpreise pro Jahr und Szenario (bezogen auf den niedrigeren Heizwert von H₂)

Da die Importpreise im Laufe der Zeit sinken und die Menge an verfügbarem (und kostengünstigem) heimischem Strom steigt, sinken auch die Preise für Wasserstoff im Laufe der Zeit. Darüber hinaus ändern sich auch die Eigenschaften der zeitlich aufgelösten Wasserstoffpreiskurve zwischen 2035 und 2045. Im Jahr 2035 führen die relativ höheren Importpreise zu mehr Stunden, in denen heimischer Wasserstoff produziert wird. Dies zeigt sich im schwankenden Verlauf der Grafik in Abbildung 22. Aufgrund des höheren Wasserstoffbedarfs, der bei konstanten Preisen durch Importe gedeckt werden muss, glättet sich der grafische Verlauf mit der Zeit. Im Vergleich zu den Gaspreiskurven der letzten Jahre erklärt sich die insgesamt saisonale Abflachung der Kurven durch den stark abnehmenden Einfluss des Raumwärmesektors. Wasserstoff wird hauptsächlich in der Industrie und im Mobilitätssektor nachgefragt, die beide eine relativ konstante Nachfrage aufweisen.

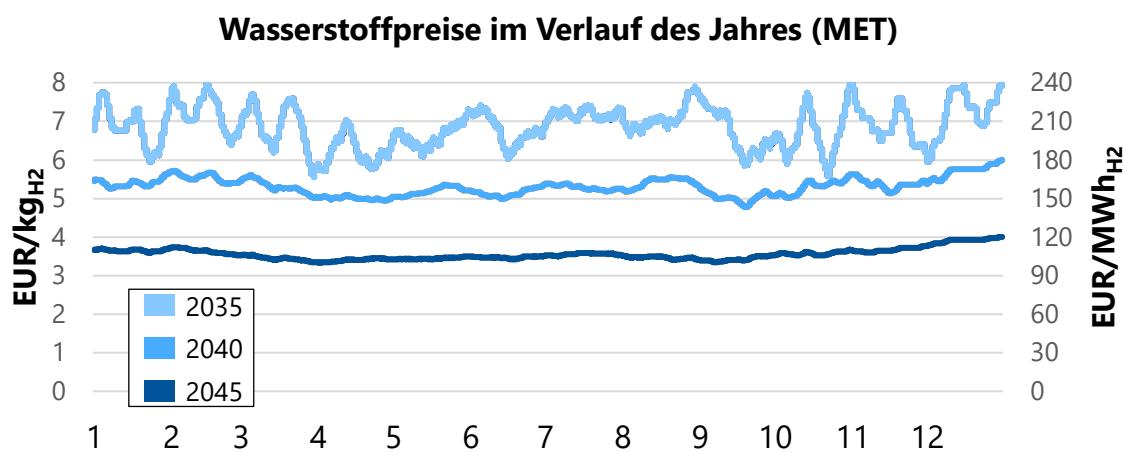


Abbildung 22: Deutsche Wasserstoff-Großhandelspreise im Szenario MET (von 2035 bis 2045)

Schlussfolgerung

- Welche Entwicklungen sind für die Strom- und Wasserstoffmärkte der Zukunft relevant? Wie wird dies in der Studie abgebildet?

Die Entwicklung der Strommärkte hängt wesentlich vom **Ausbau der erneuerbaren Energien und der zukünftigen Stromnachfrage (inkl. Elektrolyseure)** ab. In der verwendeten **Strommarktsimulation** werden diese Entwicklungen in verschiedenen Szenarien berücksichtigt. Die **Wasserstoffmärkte** werden von der **Nachfrage, den Importen und der lokalen Wasserstoffproduktion** bestimmt, deren Kosten von den Strompreisen abhängen. Die Wasserstoffpreise werden daher in einem zweiten Schritt abgeleitet.

- Was sind die zentralen Annahmen für die Entwicklung der Szenarien?

Szenarien werden verwendet, um **mögliche Entwicklungen** des Energiesystems in die Zukunft zu projizieren. Es wurden **drei Szenarien** entwickelt: **Climate Neutrality (CN)**, **Molecule-based Energy Transition (MET)** und **Delayed Energy Transition (DET)**. Während die Klimaziele in den Szenarien CN und MET bis 2045 erreicht werden, mit unterschiedlichen Ausführungen und Zeitplänen, verzögert sich der Übergang in DET um 10 Jahre. CN steht für eine starke Elektrifizierung, während MET und DET einen stärkeren Einsatz von Wasserstoff berücksichtigen. Insgesamt deckt diese Aufstellung ein breites Spektrum an Entwicklungen ab.

- Welche Strom- und Wasserstoffpreise werden in dieser Studie angenommen?

Die Strom- und Wasserstoffpreise wurden aus den Modellierungsergebnissen abgeleitet. Der durchschnittliche Strompreis im Jahr 2045 liegt zwischen **90 und 111 EUR/MWh**. Signifikante Unterschiede je Szenario für die Bewertung von Elektrolyseuren und kombinierten Anschlusskonzepten ergeben sich aus der Anzahl der Stunden mit niedrigen und hohen Strompreisen (sowie dem Wasserstoffpreis). Die meisten preisgünstigen Stunden sind im CN-Szenario zu erwarten, die wenigsten im MET-Szenario. Die Anzahl und Menge der teuren Stunden variiert je nach Szenario und Jahr. Die Wasserstoffpreise werden langfristig bei rund **3,5 EUR/kg_{H2}** liegen, knapp über 100 EUR/MWh_{H2}. Im Jahr 2045 ist Wasserstoff in CN am billigsten (101 EUR/MWh_{H2}) und in MET am teuersten (107 EUR/MWh_{H2}).

4 Anschlusskonzepte für Offshore Windparks

Leitfragen

- Aus welchen Komponenten setzen sich die Anschlusskonzepte zusammen?
- Welche Anschlusskonzepte kommen in Frage und wie viel Leistung sollen sie übertragen können?
- Welche Anschlusskonzepte werden im Detail untersucht?

Die bestehenden Optionen zum Anschluss von Offshore-Windparks (OWP) an die Netzinfrastruktur an Land sind mit unterschiedlichen technischen Herausforderungen und unterschiedlichen Kosten verbunden. Im Folgenden werden die verfolgten technischen Konzepte vorgestellt, um anschließend im folgenden Kapitel die notwendigen Kosten abzuleiten. Es werden die folgenden, in Abbildung 23 dargestellten Anschlusskonzepte betrachtet:

1. Elektrisches Netzanschlussystem mittels Hochspannungs-Gleichstromübertragung in Form von Konvertern und DC-Exportkabel sowie Anschluss an das AC-Netz
2. Die Kombination von OWPs mit Offshore-Elektrolyse und Anschluss über eine Wasserstoffpipeline
3. Die Kombination beider Konzepte: Elektrisches Netzanschlussystem und Offshore-Wasserstoffproduktion sowie Transport per Pipeline

Entsprechend der Anzahl anzubindender OWPs ist für das kombinierte Anschlusskonzept eine Vielzahl von Auslegungen möglich.

Zu beachten ist, dass Windturbinen und Elektrolyseure auch dann eine Stromversorgung benötigen, wenn keine Windenergie vorhanden ist (Betriebsstromversorgung). Diese kann durch Batteriespeicher oder eine Anbindung an einen benachbarten Windpark erfolgen. Ein Vorteil von kombinierten Anschlusskonzepten ist, dass die Hilfsspannung für alle Anlagenkomponenten zur Verfügung steht. Da dies jedoch eine geringe technische Herausforderung darstellt, wird dieser Aspekt bei späteren Vergleichen vernachlässigt.

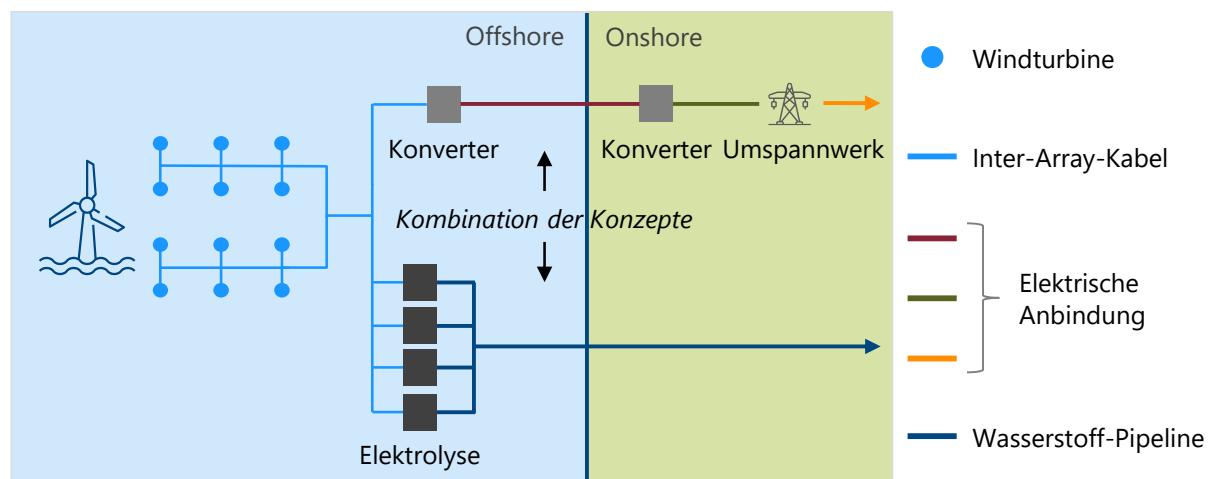


Abbildung 23: Schematische Darstellung eines kombinierten Anschlusskonzepts

4.1 Komponenten der Anschlusskonzepte

Windparks – Ausgangspunkt für den Energietransport an Land ist der OWP. Es wird davon ausgegangen, dass die OWP-Flächen, die an die Küste angeschlossen werden sollen, eine Gesamtgröße von 2 GW maximaler Kapazität je Fläche haben. Diese Kapazität kann sich wiederum aus mehreren

OWPs ergeben, wobei im Folgenden der Einfachheit halber von 2 GW OWP ausgegangen wird. Die Kapazität von 2 GW basiert auf den Annahmen des Flächenentwicklungsplans respektive dem darin ausgewiesenen Technologiestandard für Offshore-Netzanschlussysteme. Ferner wird angenommen, dass eine radiale Windparktopologie mit 20 MW Windturbinen gewählt wird. Mögliche Steigerungen der Turbinenkapazität in der Zukunft könnten die Anzahl der Turbinen verändern, aber nicht die installierte Gesamtkapazität von 2 GW pro Fläche.

Die Windturbinen sind in Strängen von 100 MW angeordnet und über ein Inter-Array-Kabelsystem verbunden, das mit 132 kV Wechselspannung arbeitet (132-kV-Direktanschlusskonzept). Die Stränge sind direkt mit den Offshore-Plattformen verbunden, die entsprechend der beschriebenen Netzanschlusskonzepte entweder Konverter- oder Elektrolyseplattformen sind. Dies entspricht - abgesehen von den Annahmen zur Turbinen- und Strangleistung, für die es keine Vorgaben gibt - den technischen Standards des deutschen Flächenentwicklungsplans (BSH, 2024).

Elektrischer Anschluss mittels DC-Netzanschlussystem – Entsprechend der angenommenen maximalen Kapazität der OWP und den technischen Standards des Flächenentwicklungsplans wird die Kapazität des elektrischen Netzanschlussystems zu 2 GW angenommen und besteht aus den folgenden Komponenten. Multiterminal-Hubs sind nicht Bestandteil des Konzepts, weswegen keine DC-Leistungsschalter für die Umrichter benötigt werden.

- Offshore-Konverterstation mit 525-kV-Konverter (spannungsgeführt, Voltage-Source-Converter, VSC): Nimmt den erzeugten Wechselstrom auf, transformiert ihn auf 525 kV und wandelt ihn für die Übertragung in Gleichstrom um.
- Bipolares Gleichstrom-Kabelsystem mit metallischem Rückleiter/dedizierter metallischer Rückleitung, einer Spannung von 525 kV und einer Kapazität von 2 GW: Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) von der Offshore-Konverterstation zur Onshore-Konverterstation. Dabei muss zwischen Offshore- und Onshore-Kabelabschnitten differenziert werden, da sich diese in Verlegeart, Platzbedarf und Kosten unterscheiden.
- Onshore-Konverterstation mit 525-kV-Konverter (VSC): Rückwandlung von Gleichstrom in Wechselstrom und Umwandlung in 380 kV.
- 380-kV-Kabel und Umspannwerk: Verbindung zwischen Konverterstation und Umspannwerk, das wiederum als Netzanschluss dient. Entweder kann eine bestehende Station erweitert werden oder es ist ein neuer Standort einschließlich der Anbindung an das Netz über eine 380-kV-Freileitung oder Kabel erforderlich.

Offshore-Elektrolyse und Anschluss mittels Wasserstoffpipeline – Die Wasserstoffproduktion erfolgt auf zentralen Elektrolyseplattformen. Diese Plattformen werden ähnlich einer Konverterstation über das 132-kV-AC-Direktanschlusskonzept an die Windturbinen angeschlossen. In der Standalone-Konfiguration muss eine Betriebsstromversorgung für Zeiten ohne Windenergieerzeugung über ein Wasserstoffspeichersystem und ein Brennstoffzellensystem in Betracht gezogen werden, um Netzspannung und -frequenz in Zeiten ohne Windenergieerzeugung aufrechtzuerhalten. Für die Elektrolyseplattformen⁸ ist eine Blockgröße von 500 MW_{el} Eingangsleistung vorgesehen. Die Plattformen sollen in der Nähe der AquaDuctus-Pipeline errichtet werden. Bei einer Gesamtkapazität von 2 GW_{el} würden vier Elektrolyseplattformen die Windenergieerzeugung bei Nennleistung vollständig nutzen.

In Zukunft soll die Offshore-Pipeline AquaDuctus kohlenstoffarmen Wasserstoff von der Nordsee direkt zum Festland transportieren. Mit einer Gesamtkapazität von 20 GW_{H2} ist die Pipeline als frei zugängliche Pipeline mit einer Gesamtlänge von über 400 km konzipiert. Bislang ist das Projekt eine Kooperation zwischen Norwegen und Deutschland, aber weitere Akteure wie Dänemark, die Niederlande und das Vereinigte Königreich (UK) könnten Zugang zu der Pipeline erhalten. Im Rahmen des AquaVentus-Projekts müssen bei dieser Analyse 330 von 400 km Offshore-Entfernung berücksichtigt werden. Bei einem Druckniveau von 100 bar und einem Durchmesser von 48 Zoll

⁸ Die Kapazität von Elektrolyseanlagen bezieht sich in der Regel auf die elektrische Eingangsleistung. Daher wird den Einheiten kW, MW oder GW das Suffix "el" angefügt.

(1.220 mm) wird die Pipeline mit einer Gasgeschwindigkeit von etwa 18 m/s betrieben. Da die Pipeline nicht nur die OWPs und Wasserstoffproduktionsplattformen, sondern auch andere europäische Länder und deren Wasserstoffproduktionsanlagen mit der deutschen Küste verbinden soll, entsprechen die den OWPs zugeordneten Kosten der Pipeline dem entsprechenden Kapazitätsanteil.

Als Randbemerkung sei erwähnt, dass die Nutzung der AquaDuctus-Pipeline durch Offshore-Elektrolyseure das Risiko, dass die Pipeline ein unwirtschaftliches Anlagevermögen wird, weiter verringern könnte. Daher hat dies auch positive Auswirkungen auf die Investitionssicherheit bereits in Planung befindlicher Infrastruktur.

Wasserstoffpipeline AquaDuctus

AquaDuctus ist Teil der AquaVentus-Initiative und wird eine Offshore-Wasserstoffpipeline im Gigawatt-Maßstab in der deutschen Nordsee sein. Die Pipeline bietet verschiedenen Netznutzern diskriminierungsfreien Zugang. Das Projekt wird große Mengen an grünem Wasserstoff, der in der Nordsee gewonnen wird, mit dem europäischen Festland und der entstehenden landseitigen Wasserstoffinfrastruktur verbinden.

Das IPCEI-Projekt AquaDuctus ist Bestandteil des deutschen Wasserstoffkernnetzes und wird zum Kern einer vernetzten Offshore-Infrastruktur zwischen Deutschland und den Nordsee-Anrainern Niederlande, Belgien, Dänemark, Großbritannien und Norwegen.

Auf diese Weise werden die europäischen Produktions- und Nachfragezentren für grünen Wasserstoff miteinander verbunden.



Diese Studie schätzt die Gesamtkosten für AquaDuctus im niedrigen einstelligen Milliardenbereich. Soweit die Anschlusskonzepte Pipelinekapazitäten nutzen, werden die Anteile der Investitions- und Betriebskosten der Pipelinekapazität dem Anschlusskonzept zugeordnet.

Kombiniertes Anschlusskonzept – Die Kombination der beiden Anschlusskonzepte – per HGÜ einerseits und Wasserstofferzeugung und -transport mittels Pipeline andererseits – stellt den zentralen Untersuchungsgegenstand der Studie dar. Die Redundanz der Systeme bietet die Möglichkeit, bei niedrigen Strompreisen stündlich zu entscheiden, ob produzierter Strom direkt verkauft wird oder ob dieser zur Wasserstoffproduktion genutzt wird. Dies reduziert das Strompreisrisiko für

die Gesamtinvestition. Allerdings weisen kombinierte Anschlusskonzepte potenziell höhere Investitionskosten auf als singuläre Anschlusskonzepte auf, wenn die Windenergie nur für einen Zweck gleichzeitig genutzt werden kann. Daher könnten höhere Einnahmen erforderlich sein, um die höheren Investitionskosten zu kompensieren.

Mehrere Anschlussvarianten sind denkbar, wenn die Kabel- und Elektrolyseleistung in technisch standardisierten und vordefinierten Schritten variiert werden. Nach den technischen Standards des Flächenentwicklungsplans würde ein kombiniertes Anschlusskonzept den elektrischen Netzzanschluss in Leistungsschritten von 2 GW vorsehen. Für die Elektrolyse wird angenommen, dass 0,5 bis 2 GW_{el} je Fläche installiert werden, basierend auf einem 500 MW_{el} Plattformkonzept. Jeder OWP ist somit mit Wasserstoffproduktionskapazitäten (min. 500 MW_{el} und max. 2 GW_{el}), einem Pipelineneanschluss (min. 0,35 GW_{H2} und max. 1,4 GW_{H2})⁹ und einem (geteilten) elektrischen Anschluss an eine HGÜ-Konverterstation (Standard 2 GW) mit anteilig 500 MW bis 2 GW ausgestattet. Demnach sind alle Kombinationen von Exportkabel- und Elektrolysekapazitäten dieser Schrittweite über sieben OWP von bis zu 14 GW Exportkabel- und 14 GW_{el} Elektrolyseleistung denkbar. Die Studie ermittelt und untersucht geeignete und kostengünstige Kombinationen, die nicht unbedingt optimal sein müssen. Bei tatsächlichen Konfigurationen müssen auch Stillstands- und Wartungszeiten berücksichtigt werden. Die Auslegung der Elektrolyseure hängt daher von mehreren Faktoren ab. Eine Übersicht über die untersuchten Konzepte und die technisch-wirtschaftlichen Parameter findet sich in Kapitel 5.

Weitere Überlegungen zu den Anschlusskonzepten – Windparks in den Zonen 4 und 5 in der AWZ werden aufgrund der großen Entfernung zwischen den Zonen und Gebieten immer getrennt voneinander angeschlossen. Je nach Anschlusskonzept wird eine unterschiedliche Anzahl von Elektrolyseuren und Exportkabeln installiert. In einigen Fällen teilen sich mehrere Windparks ein Kabel oder einen oder mehrere Elektrolyseure, allerdings nur innerhalb einer Zone. Eine detaillierte Konfiguration ist nicht Teil dieser Studie.

4.2 Analysierte Anschlusskonzepte

Im Folgenden wird ein Überblick über die untersuchten Anschlusskonzepte gegeben, aufgelistet nach installierter Elektrolyseleistung und Exportkabel. Insgesamt sind 14 GW Offshore-Windkapazität mit einem Äquivalent an Exportkabel- und/oder Elektrolyseurleistung angeschlossen. Um eine Startpunkt für den Vergleich zu haben, wird eine vollelektrische (All E) und eine rein wasserstoffbasierte Konfiguration (All H2) bewertet. Die kombinierten Anschlussvarianten MC 1 und MC 2 analysieren repräsentativ die Auswirkungen der beiden Dimensionen: (1) der elektrischen Verbindung und (2) der Dimensionierung der Elektrolyseanlage (die direkt die maximale Nutzung der AquaDuctus-Pipeline beeinflusst).

- All E – Diese Variante umfasst eine vollständige elektrische Anbindung aller OWP in Zone 4 und Zone 5, was zu einer Gesamtkapazität von 14 GW elektrischem Netzzanschluss führt.
- MC 1 "Elektrizitätsfokus" – Für die 4 GW_{el} Elektrolyse-Variante MC 1 wird angenommen, dass 2 GW_{el} Elektrolyse für die in Zone 4 errichteten OWP und 2 GW_{el} Elektrolyse für die weiteren OWP in Zone 5 installiert werden. Zusätzlich werden 6 GW elektrischer Netzzanschluss für Zone 4 und 4 GW elektrischer Netzzanschluss für Zone 5 installiert, insgesamt somit 10 GW.
- MC 2 "Wasserstofffokus" – Für die 10 GW_{el} Elektrolyse-Variante MC 2 wird angenommen, dass 6 GW_{el} Elektrolyse für die in Zone 4 errichteten OWP und 4 GW_{el} Elektrolyse für die weiteren OWP in Zone 5 installiert werden. Zusätzlich werden 2 GW elektrischer Netzzanschluss für Zone 4 sowie 2 GW elektrischer Netzzanschluss für Zone 5 installiert, insgesamt somit 4 GW.

⁹ Bei einem angenommenen durchschnittlichen Elektrolyse-Wirkungsgrad von 70 % bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff (33,324 kWh/kg)

- All H2 – In dieser Variante werden 2 GW_{el} Elektrolyse pro OWP installiert, was zu einer Gesamtkapazität von GW_{el} Elektrolyse führt. Es wird keine Installation von elektrischen Netzzuschlussystemen zur Küste angenommen.

Die räumliche Verteilung der Konzepte ist schematisch in Abbildung 24 dargestellt.

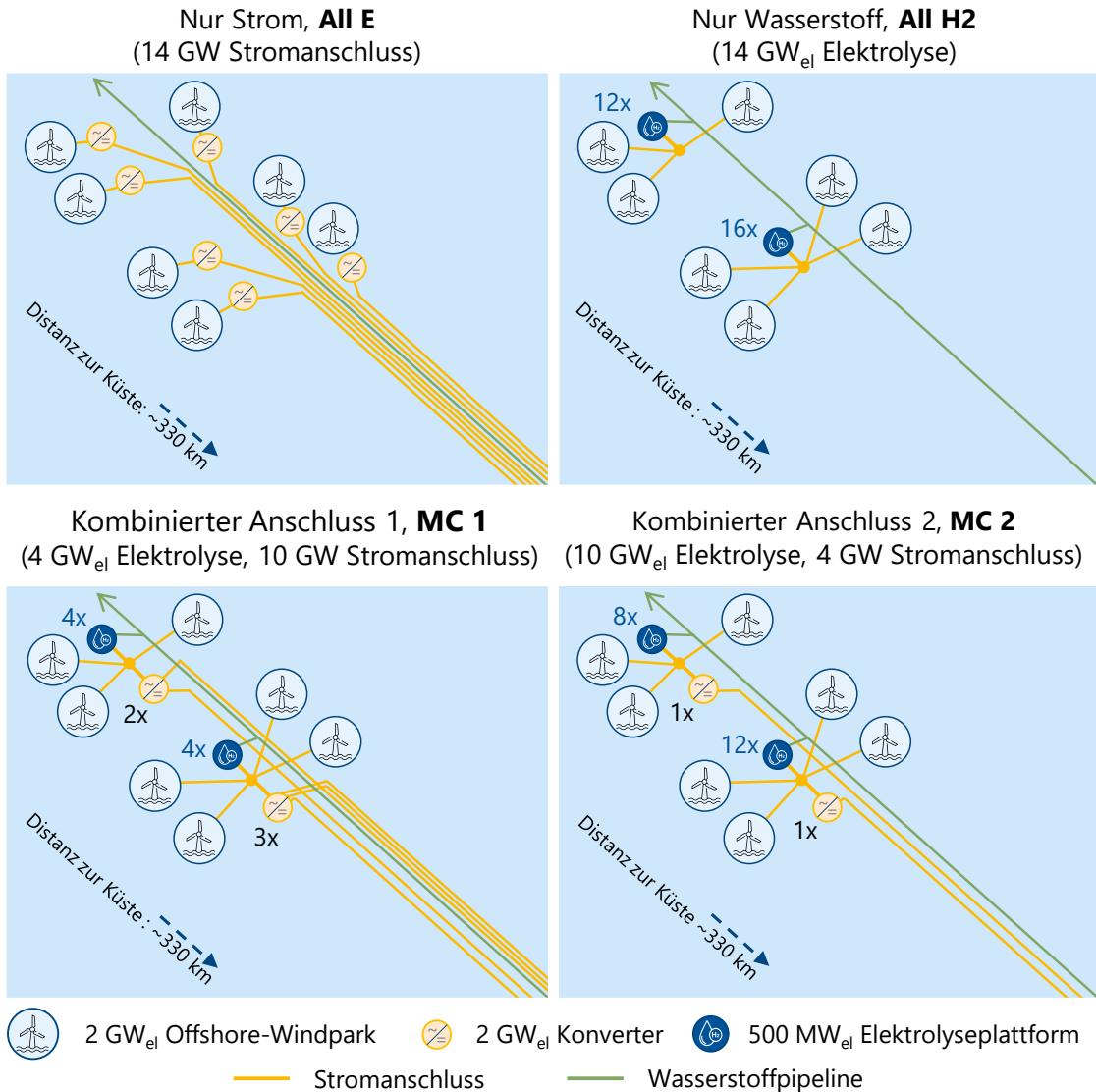


Abbildung 24: Betrachtete Anschlusskonzepte

Neben der insgesamt genutzten Kapazität je Technologie (Elektrolyse und Wasserstoffpipeline vs. HGÜ) muss auch die zeitliche Dimension respektive die Umsetzung der Anschlüsse betrachtet werden. Da sich die in dieser Studie betrachteten OWPs eindeutig in OWPs in Zone 4 und Zone 5 unterteilen lassen, wird zunächst davon ausgegangen, dass zunächst 8 GW Erzeugungskapazität in Zone 4 installiert werden und die weiteren 6 GW in Zone 5 erst 5 Jahre später installiert werden. Die Anschlusssysteme für diese OWPs werden entsprechend analog installiert.

Entsprechend Abbildung 25 werden die Jahre 2035 und 2040 werden Startjahre betrachtet, d.h.:

- Im Betrachtungszeitraum 2035 - 2040 werden 8 GW in Zone 4 im Jahr 2035 und 6 GW in Zone 5 im Jahr 2040 installiert
- Im Betrachtungszeitraum 2040 - 2045 werden 8 GW in Zone 4 im Jahr 2040 und 6 GW in Zone 5 im Jahr 2045 installiert.

Die Konzepte All E und MC 1 können in einem stromgetriebenen Energiesystem mit hohem Strombedarf und relativ geringem Anteil von Wasserstoff als Energieträger im Gesamtenergiesystem erhebliche wirtschaftliche Vorteile aufweisen. Die Elektrolysekapazität von 4 GW_{el} im Fall MC 1 kann als Risikominderung für Stunden mit niedrigen Strompreisen verstanden werden, in denen der direkte Stromtransport und -bezug an der Börse nicht rentabel ist.

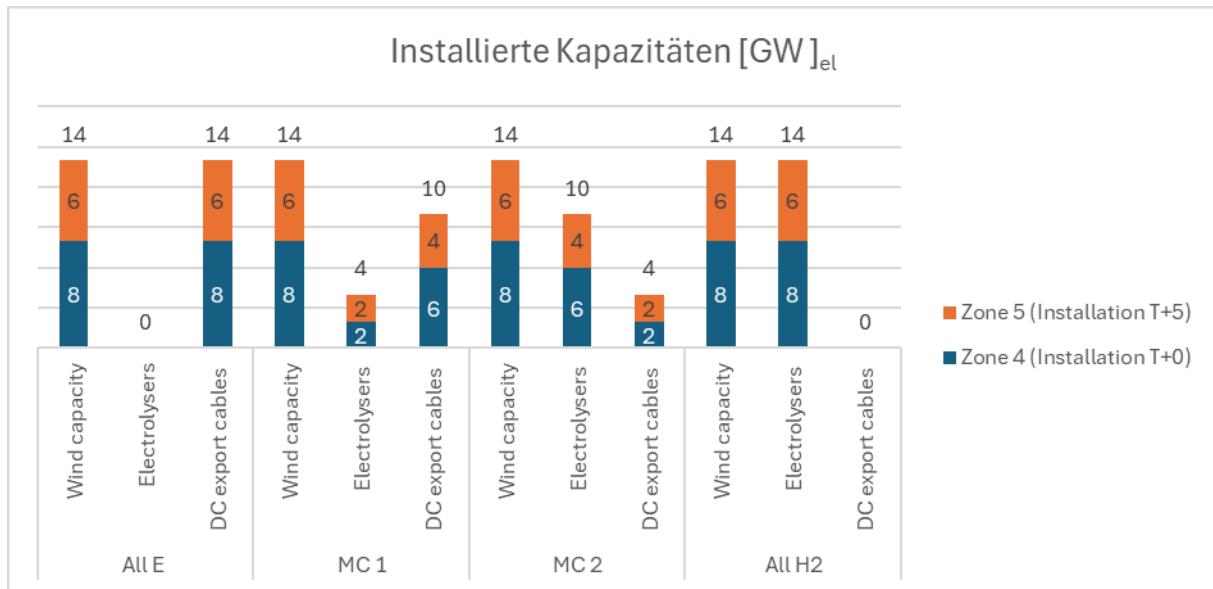


Abbildung 25: Übersicht über die untersuchten Anschlussvarianten hinsichtlich der zeitlichen Aufteilung der verschiedenen Kapazitäten; T entspricht dem Startzeitpunkt des betrachteten Ausbauzeitraums, z.B. T+0 = 2035 für den Ausbauzeitraum 2035 – 2040

Schlussfolgerung

- Aus welchen Komponenten setzen sich die Anschlusskonzepte zusammen?

Die im Folgenden analysierten Anschlusskonzepte setzen sich zusammen aus dem OWP, dem für den Anschluss an ein HGÜ-Exportkabel erforderlichen Konverter, dem Exportkabel und dem Konverter an Land, Offshore-Elektrolyseuren, die mit den Windparks verbunden sind sowie der (AquaDuctus-) Pipeline, die den Wasserstoff an Land transportiert.

- Welche Anschlusssysteme kommen in Frage und wie viel Leistung sollen sie übertragen können?

Insgesamt werden in der Studie zwei verschiedene Verbindungsarten verglichen: über Kabel und über Pipeline. Jedes Exportkabel hat eine Übertragungskapazität von 2 GW. Die Pipeline hat eine Übertragungskapazität von bis zu 20 GW_{H2}. Bei Nutzung der Pipeline wird nur bis zur Hälfte der Pipelinekapazität für den von AquaVentus produzierten Wasserstoff benötigt.

- Welche Anschlusskonzepte werden im Detail untersucht?

Insgesamt werden 4 verschiedene Anschlusskonzepte im Detail untersucht (vgl. Abbildung 26). Ein rein elektrischer Anschluss (All E) und ein reines Wasserstoffkonzept (All H2) integrieren die OWPs vollständig über Exportkabel oder Elektrolyseure ins Energiesystem. Die kombinierten Anschlusskonzepte variieren die Anschlusskapazität über Kabel und Elektrolyseur/Pipeline. Konzept MC 1 konzentriert sich auf den elektrischen Anschluss mit 10 GW Kabelkapazität und 4 GW_{el} Elektrolysekapazität. Konzept MC 2 hingegen hat 4 GW Kabelkapazität und eine Elektrolysekapazität von 10 GW_{el}.

	 All E	 MC 1 "strom-zentriert"	 MC 2 "wasserstoff-zentriert"	 All H2
 Offshore-Windkapazität [GW _{el}]		14 GW (Zeitraum 1: 8 GW Zone 4 2035, 6 GW Zone 5 2040, Zeitraum 2: 8 GW Zone 4 2040, 6 GW Zone 5 2045)		
 Elektrolyseur [GW _{el}]	/	4 GW (2 GW Zone 4, 2 GW Zone 5)	10 GW (6 GW Zone 4, 4 GW Zone 5)	14 GW (8 GW Zone 4, 6 GW Zone 5)
 Anteil der AquaDuctus-Pipeline	/	(max.) 15 %	(max.) 35 %	(max.) 50 %
 Zusätzlicher Kabelanschluss für Offshore-Windkapazität [GW _{el}]	14 GW	10 GW (6 GW Zone 4, 4 GW Zone 5)	4 GW (2 GW Zone 4, 2 GW Zone 5)	/
Zweck der Untersuchung	Alle Stromfälle bewerten	<i>Auswirkungen verschiedener kombinierter Anschlusskonzepte</i>		Alle H2-Fälle bewerten

Abbildung 26: Übersicht über die untersuchten Wasserstofferzeugungs- und -anschlussvarianten einschließlich der zeitlichen und räumlichen Verteilung der installierten Kapazitäten und des Untersuchungszwecks

5 Kostenschätzungen: Investitions-, Betriebs- und Kapitalkosten verschiedener Anschlusskonzepte

Leitfragen

- Was sind die Hauptkostentreiber von (kombinierten) Anschlusskonzepten?
- Wie hoch sind die Gesamtinvestitionskosten der Anschlusskonzepte?

Für die Kostenschätzung ist es neben Investitions- und Betriebskosten wichtig zu bestimmen, welche Kapitalkosten verwendet werden sollen. Der gewichtete durchschnittliche Kapitalkostensatz (WACC) wird verwendet, um den Kapitalbedarf bei Eigen- und Fremdkapital kombiniert zu betrachten. Der WACC ist ein Instrument zur Unternehmens- und Risikobewertung und dient als Referenzwert für die Mindestrendite von Investitionsprojekten. Im Rahmen dieser Studie wird ein gemeinsamer und einheitlicher WACC von 9 % über alle Technologien hinweg angenommen. Dies deckt sich mit der Einschätzung des Konsortiums.

Die Kosten wurden mittels Literaturrecherche und im Austausch mit dem Konsortium ermittelt. Eine umfassende Auflistung der Kostenparameter und ihrer Quellen findet sich im Anhang (vgl. Tabelle 8). Zusätzliche Betriebsmittel wie gasisierte Schaltanlagen, Transformatoren und Leistungsschalter sowie Installations- und Umweltschutzmaßnahmen sind in den Kostenannahmen bereits enthalten, sofern sie nicht explizit aufgeführt sind.

5.1 Offshore-Windpark

Für den Bau des Offshore-Windparks (OWP) werden die Jahre 2035/2040/2045 (vgl. Kapitel 4.2) berücksichtigt. Für die Kosten des Inter-Array-Kabelsystems des OWP wird nicht nach Jahren differenziert. Es werden gemeinsame OPEX für Betrieb und Wartung von 2,6 % der Gesamtinvestitionen pro Jahr für alle Systeme angenommen. Die Kosten pro MW bzw. km sind in Tabelle 1 dargestellt. Wurden für die Betriebsmittel deutlich abweichende Kostenwerte ermittelt, so ist die Spanne in Klammern angegeben.

Tabelle 1: Investitionskosten eines 2 GW OWP mit 132-kV-Direktanschlusskonzept

Kostenelemente	Kosten pro Einheit (Wertebereich)	2 GW OWP-Kosten (Wertebereich)
20 MW Windturbinen, 2 GW OWP	1,74 / 1,68 / 1,66 Mio. EUR/MW in 2035 / 2040 / 2045 (1,32 - 1,74 Mio. EUR/MW)	3,48 / 3,36 / 3,32 Mrd. EUR in 2035 / 2040 / 2045 (2,64 – 3,48)
132-kV-Inter-Array-Kabelsystem	1,25 Mio. EUR/km (0,252 - 2,00 Mio. EUR/km)	0,30 Mrd. EUR (0,06 – 0,48)
Summe	-	3,78 / 3,66 / 3,62 Mrd. EUR in 2035 / 2040 / 2045 (2,70 – 3,96)

5.2 DC-Netzanschlussystem & Onshore-Netzanschluss

Die Investitionskosten elektrischer Offshore-Netzanschlussysteme hängen neben den festen Komponenten wie Umrichtern, AC-Umspannwerk und AC-Leitungsbetriebsmitteln wesentlich von der Entfernung zwischen OWP und Küste sowie zwischen Küste und Netzanschlusspunkt ab. Die in den folgenden Kapiteln analysierten Anschlusskonzepte orientieren sich an den tatsächlichen Längen bereits geplanter Anschlusssysteme, wobei die Anschlusssysteme ausgewählt wurden, die die kürzeste Entfernung zur Küste aufweisen. Analog zum Inter-Array-Kabelsystem werden die Kosten dieser Komponenten für den in dieser Studie betrachteten Zeitraum nicht nach dem Jahr der Installation differenziert (vgl. Tabelle 2). Für alle Systeme werden OPEX für Betrieb und Wartung von 2,6 % der Gesamtinvestitionen pro Jahr angenommen.

Tabelle 2: Investitionskosten des elektrischen Netzanschlussystems

Kostenelemente	Kosten pro Einheit (Spanne)
525 kV VSC Offshore-Umrichter	0,70 Mio. EUR / MW (0,55 - 0,79 Mio. EUR / MW)
2 GW Offshore-Exportkabel (525 kV, bipolar + metallischer Rückleiter)	6,00 m EUR / km (3,36 - 6,00 Mio. EUR / km)
2 GW Onshore-Exportkabel (525 kV, bipolar + metallischer Rückleiter)	7,60 Mio. EUR / km (3,36 - 10,86 Mio. EUR / km)
525 kV VSC Onshore-Konverter	0,30 Mio. EUR / MW (0,25 - 0,43 Mio. EUR / MW)
380-kV-Umspannwerk	50 Mio. EUR (29 - 50 Mio. EUR)

5.3 Elektrolyse

Das technische Konzept der Offshore-Wasserstofferzeugung geht auf mehrere Studien und Berichte zu diesem Thema zurück. AFRY Management Consulting hat im Auftrag der AquaVentus-Initiative Systemvarianten der Wasserstoffbereitstellung auf Basis von Offshore-Windenergie verglichen (AFRY, 2022). Darüber hinaus haben die dänische Energieagentur in Zusammenarbeit mit DNV (DNV, 2023) und das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (Projekt OffsH2ore, 2023) Studien zu technischen Konzepten der Offshore-Wasserstoffproduktion auf der Basis von Windenergie und entsprechenden Kostenparametern veröffentlicht.

Da die spezifische technische Auslegung einer Wasserstoffplattform bereits Gegenstand verschiedener Studien war, wird in dieser Bewertung nicht auf die technischen Details der Plattformgestaltung eingegangen. Dieser Abschnitt dient als Überblick über die wichtigsten Aspekte, die im Planungsprozess berücksichtigt werden müssen. Dem gemeinsamen Prinzip dieser Studien folgend, betrachtet dieser Bericht Offshore-Elektrolyseplattformen mit einer Kapazität von jeweils 500 MW_{el}. Im Rahmen dieses Berichts wird ein Protonenaustauschmembran-Elektrolysesystem (Proton Exchange Membrane, PEM) aufgrund der kompakten Bauweise und der hohen Leistungsdichte als die am besten geeignete Technologie angesehen. Im Vergleich zu anderen Elektrolyse-Technologien weist die PEM deutlich höhere Lastgradienten und niedrigere Teillastgrenzen auf. In Kombination mit der zu erwartenden Kostendegression, die im Folgenden diskutiert wird, weist die PEM das größte Potenzial für den Offshore-Einsatz auf. Der Wirkungsgrad der Elektrolyse wird voraussichtlich auf 70 % - 72 % steigen (bezogen auf den unteren Heizwert von Wasserstoff von 33,324 kWh/kg). Berücksichtigt man die Degradation des Stacks, sinkt der Wirkungsgrad um etwa 4 - 6 Prozentpunkte. Daher wird in dieser Studie ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 68 % angenommen.

Neben dem Elektrolysesystem, das aus dem Stack und der Anlagenperipherie besteht, befinden sich auf jeder Plattform eine Wasseraufbereitungsanlage (Entsalzung und Entionisierung), eine Gasaufbereitungsanlage (Trocknung und Sauerstoffentfernung) und Kompressoren sowie die erforderlichen Pumpen und Rohrleitungen zur Bereitstellung der Infrastruktur für den Wasser- und Gastransport. Während für das BoP-System und die zusätzlichen Systeme eine Lebensdauer von 25 Jahren angesetzt wird, hat der Stack der Elektrolyse eine Lebensdauer von etwa 50.000 Volllaststunden. Berücksichtigt man jährliche Volllaststunden zwischen 4.000 und 5.000, muss der Stack nach zehn Jahren ausgetauscht werden.

Die Plattform selbst besteht aus einem Fundament (Stahlpfähle oder Beton) unter dem Meeresspiegel, einem Stahlgerüst zur Überwindung der Wassertiefe von 30 bis 50 m und des Abstands zwischen Wasseroberfläche und Plattform sowie einer Plattform zur Aufnahme der Wasserstofferzeugungsanlagen. Das OffsH2ore-Projekt geht davon aus, dass die Plattform aus fünf Ebenen besteht, die jeweils 100 MW_{el} Elektrolysekapazität umfassen. Die oben erwähnten zusätzlichen Systeme (Wasser- und Gasaufbereitung, Verdichtung, Rohrleitungen und Pumpen) werden dann den fünf Ebenen zugeordnet. In Gesprächen mit Experten des AquaVentus-Konsortiums wurden jedoch Bedenken hinsichtlich der Effektivität und Sicherheit der übereinander angeordneten Wasserstofferzeugungselemente auf einer Offshore-Plattform geäußert. Daher wurde ein anderes Layout mit dem folgenden Vier-Ebenen-Konzept vorgeschlagen:

1. Wasseraufbereitung / Nutzgasbereich / Hochspannungsanlage
2. Gleichrichter und Transformator für die Elektrolyse
3. Elektrolyse
4. Komprimierung und Abtransport auf dem Wetterdeck

Aus Sicherheitsgründen sollten die Wasserstofferzeugungs- und -konditionierungsanlagen auf den oberen Decks angeordnet werden, damit der Wasserstoff im Falle eines Lecks in die Atmosphäre entweichen kann und die Plattform im Falle einer Explosion geschützt ist. Da die System- und Betriebskonzepte in den nächsten Jahren weitere Entwicklungsanstrengungen erfordern, wird in diesem Bericht nicht weiter auf Sicherheitsdetails sowie auf die spezifische technische Konzeption und Auslegung eingegangen.

Die Kosten der Elektrolyseplattform, bestehend aus Elektrolysesystem, Wasseraufbereitung, Gasaufbereitung, Plattformstruktur, Konstruktion und Engineering, werden mangels vorhandener Projekterfahrung aus Studien und Literaturquellen sowie aus Experteninterviews abgeleitet. Im Gegensatz zur Offshore-Wasserstoffproduktion sind Onshore-Projekte bereits durchgeführt worden. Daher werden die Offshore-Kosten auf der Grundlage der Kosten für Onshore-Wasserstoffsyste abgeleitet.

Derzeit liegen die Investitionskosten für Elektrolyseure bei etwa 1.800 EUR/kW_{el}. Aufgrund des modularen Aufbaus von Elektrolyseuren steigen die spezifischen Kosten nicht wesentlich mit der Größe an. Allerdings müssen neben den Materialkosten zusätzliche Installationskosten von +70 % berücksichtigt werden (DNV, 2023). Aufgrund der fehlenden Erfahrung mit großen Elektrolyseanlagen, insbesondere in Bezug auf Offshore-Anlagen, ist dieser Faktor mit einem hohen Maß an Unsicherheit behaftet. In dieser Studie werden die Installationskosten mit +70 % konservativ abgeschätzt.

Es wird davon ausgegangen, dass der Elektrolyseur für Offshore-Anwendungen in einer Werft an Land installiert und dann auf See transportiert wird. Hinsichtlich der Installation dürften sich die Kosten für die Onshore- und die Offshore-Elektrolyse nicht wesentlich unterscheiden. Zusätzliche Kosten für die Marinisierung, den Transport und die Inbetriebnahme für Offshore-Anwendungen sind bereits in dem Aufschlag von 70 % für die Installation enthalten. Daraus ergeben sich für die Offshore-Elektrolyse spezifische Investitionskosten von insgesamt 3.000 EUR/kW_{el} für das Jahr 2024. Dies beinhaltet die Leistungselektronik (Transformator und Gleichrichter) und das Elektrolysesystem mit Stacks und BoP-Komponenten. Eduktwasseraufbereitung, Druckluft- und Stickstoffversorgung sowie Gasreinigung und -verdichtung sind in den Kosten für die Elektrolyseanlage nicht enthalten. Hinzu kommen die Betriebskosten für die Wartung und die Instandhaltungskosten für den Austausch der Elektrolyse-Stack entsprechend der angegebenen Stack-Lebensdauer.

Für die nächsten Jahrzehnte wird ein erheblicher Kosteneinsparung erwartet. Abbildung 27 zeigt die Entwicklung für Elektrolyse-Systeme bis 2050. Es wird erwartet, dass die Kosten bis 2050 um 72 % sinken werden. Dies führt zu einem Kostenniveau von 850 EUR/kW_{el} (500 EUR/kW_{el} (Projekt OffsH2ore, 2023) plus Installationskosten). Dieser Kostenrückgang scheint realistisch zu sein, da die Erfahrung mit erneuerbaren Energiequellen in den letzten 15 Jahren einen ähnlichen Kostenrückgang gezeigt hat. Der Preis für Strom aus Onshore-Windkraft ist beispielsweise in den 10 Jahren von 2009 bis 2019 um 70 % gesunken (Lazard, 2024). Die Stückkosten der Solarenergie sind von 2009 bis 2019 sogar um 85 % gesunken (IRENA, 2021).

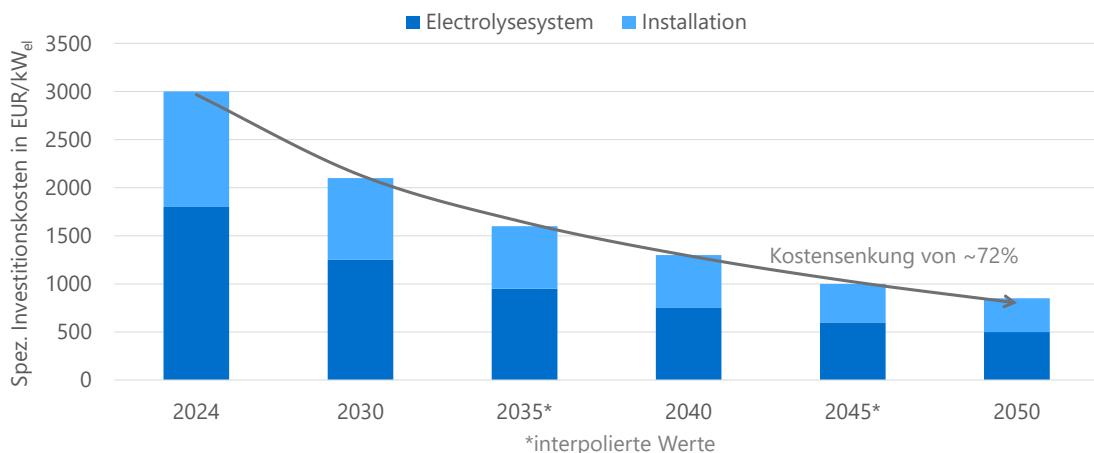


Abbildung 27: Kostenentwicklung von Offshore-Elektrolyse-Systemen basierend auf verschiedenen Studien und Experteninterviews, vgl. (Holst, et al.), (Agora Verkehrswende 2018), (Bristowe und Smallbone 2021), (Deutsche Energie-Agentur 2018), (He, et al.), (Wuppertal Institut 2020), (Forschungszentrum Jülich 2020), (Prognos 2020) und (Zun und McLellan 2023)

Im Rahmen dieser Studie wird davon ausgegangen, dass die Kosten für die zusätzlichen Systeme wie Plattform-, Gas- und Wasseraufbereitung aufgrund ihres Reifegrades im Laufe der Zeit konstant sind. Diese Kosten umfassen auch die Marinisierung dieser zusätzlichen Systeme. Eine Kostensenkung ist jedoch zu erwarten, wenn die Plattformkonstruktionen in Bezug auf Größe oder Gewicht optimiert werden (vor allem durch kleinere und leichtere Wasserstofferzeugungssysteme). In Bezug auf die Elektrolysekapazität sind die Kosten für die zusätzlichen Systeme in Abbildung 28. Pro kW_{el} Elektrolyseleistung müssen rund 580 EUR an zusätzlichen Systemen installiert werden, von denen 77 % auf die Plattform entfallen (bestehend aus Fundament, Gerüst und Aufbauplattform). Da die erforderliche Kühlung mit Meerwasser bereits in den Elektrolysekosten enthalten ist, entfällt der verbleibende Kostenanteil von 23 % auf die Wasserentsalzung und -entionisierung, die Gasreinigung (Trocknung und Sauerstoffentfernung), die Verdichtung, Rohrleitungen und Pumpen. Diese Kosten ergeben sich aus der Elektrolysekapazität, dem Systemgewicht und der Gesamtgröße der Plattform. Ein Überschuss für die Offshore-Installation von etwa 30 % im Vergleich zur Onshore-Installation ist bereits enthalten.

Da die Offshore-Elektrolyse einen höheren Engineering-Aufwand erfordert als Onshore-Anlagen, wird ein zusätzlicher Kostenbeitrag von 20 % in Bezug auf die zusätzlichen Systemkosten angenommen. Für eine Plattform mit einer Elektrolyseleistung von 500 MW_{el} sind zusätzliche Systemkosten von rund 290 Mio. EUR und Engineering-Kosten von rund 58 Mio. EUR erforderlich. Unter der Annahme eines Investitionsbeginns im Jahr 2035 und resultierenden Elektrolysekosten von 1.600 EUR/kW_{el} belaufen sich die Gesamtkosten der 500 MW_{el} Plattform auf 1,15 Mrd. EUR.

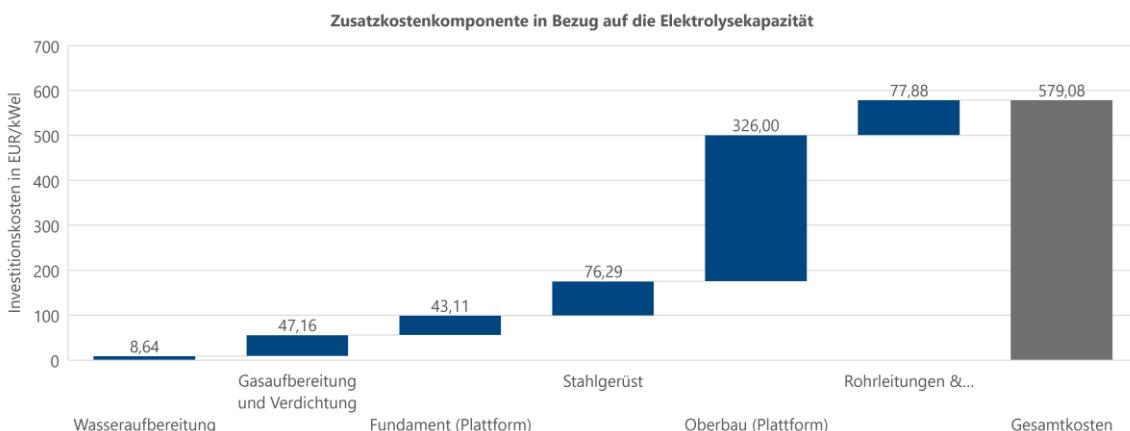


Abbildung 28: Zusätzliche Kostenkomponenten im Verhältnis zur Elektrolysekapazität

Die umfassende Aufschlüsselung der Plattformkomponenten ist in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Aufschlüsselung der Kostenkomponenten der Offshore-Wasserstoffproduktion (im Verhältnis zur Elektrolysekapazität)

Kostenelemente	Spezifische Kosten (Spanne)	Kosten für 500 MW (Spanne)
Elektrolyse-System	1.600 EUR/kW _{el} im Jahr 2035 (1.000 - 2.200 EUR/kW _{el}) 1.300 EUR/kW _{el} im Jahr 2040 (850 - 1.700 EUR/kW _{el})	800 Mio. EUR im Jahr 2035 (500 - 1.100 Mio. EUR) 650 Mio. EUR im Jahr 2040 (425 - 850 Mio. EUR)
Wasseraufbereitung (Entsalzung und Entionisierung)	8,64 EUR/kW _{el}	4,32 Mio. EUR
Gasaufbereitung und -verdichtung	47,16 EUR/kW _{el}	23,58 Mio. EUR
Fundament der Plattform	43,11 EUR/kW _{el}	21,55 Mio. EUR
Plattformgerüst	76,29 EUR/kW _{el}	38,15 Mio. EUR
Plattform	326,00 EUR/kW _{el}	163,00 Mio. EUR
Rohrleitungen und Pumpen	77,88 EUR/kW _{el}	38,94 Mio. EUR
Engineering	115,80 EUR/kW _{el}	57,90 Mio. EUR
Summe	-	1.147,4 Mio. EUR im Jahr 2035 997,4 Mio. EUR im Jahr 2040

Auch wenn die Investitionsausgaben den größten Anteil an den Gesamtausgaben ausmachen, müssen auch die Betriebskosten über die Lebensdauer von 25 Jahren berücksichtigt werden. Der Einfachheit halber wird ein gemeinsamer Satz für Betrieb und Wartung von 2,6 % der Gesamtinvestitionen pro Jahr für alle Systeme angenommen. Da der Stack der Elektrolyse nach zehn Jahren ausgetauscht werden muss, sind zusätzliche OPEX hinzuzurechnen. Mit Hilfe des Zukunftswerts kann der jährliche OPEX-Zuschlag berechnet werden. Bei einer Erstinvestition im Jahr 2035 findet der erste Stackwechsel im Jahr 2045 statt. Daher wird der jährliche OPEX-Anteil für den Austausch in Bezug auf die Stackkosten im Jahr 2045 berechnet. Bei einer Erstinvestition im Jahr 2040 und einem Austausch im Jahr 2050 ist das Verfahren ähnlich (vgl. Tabelle 4).

Tabelle 4: Übersicht über die Kostenannahmen für Elektrolysesysteme

Kostenelemente	Einheit	2024	2030	2035	2040	2045	2050
Investitionskosten							
Elektrolyse-System	EUR/kW _{el}	3,000	2,100	1,600	1,300	1,000	850
Zusätzl. Systeme und Plattform	EUR/kW _{el}	579.1	579.1	579.1	579.1	579.1	579.1
Engineering	EUR/kW _{el}	115.8	115.8	115.8	115.8	115.8	115.8
Betrieb und Wartung							
O&M	% der Investitionen pro Jahr	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
Stack-Ersatz	EUR/kW _{el} /a	42.13	34.23	26.33	22.38	22.38	22.38

5.4 Pipeline

Für die Kosten der AquaDuctus-Pipeline wird ein ähnlicher Kostenansatz gewählt. Da Offshore-Gaspipelines bereits seit einiger Zeit gebaut und betrieben werden, wird kein Kostенrückgang bis 2050 angenommen. Die spezifischen Investitionskosten für eine Onshore-Pipeline belaufen sich auf etwa 4,4 Mio. EUR pro km. Um den größeren Aufwand für die Offshore-Anwendung zu berücksichtigen, wird ein Faktor von 1,7 berücksichtigt (Aufschlag von +70 % in Anlehnung an das European Hydrogen Backbone and Cascade (EHB, 2023) (Cascade, 2024)). Es werden also spezifische Investitionskosten von 7,48 Mio. EUR pro km angenommen. Je nach Konfiguration sollen entweder 4 GW_{el}, 10 GW_{el} oder 14 GW_{el} an Elektrolysekapazität installiert werden. Da sich diese Kapazitäten auf den elektrischen Input beziehen, führt ein angenommener Elektrolyse-

Wirkungsgrad von ~70 % zu 2,8 GW_{H2}, 7 GW_{H2} bzw. 9,8 GW_{H2} an Wasserstoff-Output. Bezogen auf die Gesamtkapazität der AquaDuctus-Pipeline machen diese Wasserstoffmengen 14 %, 35 % bzw. 50 % aus. Wie bereits erwähnt, beträgt die zu überwindende Entfernung ca. 330 km, und der Kostenanteil des AquaVentus-Projekts umfasst die abgeleiteten 14 %, 35 % bzw. 50 % der Pipelinekapazität. Die verbleibende Kapazität der Pipeline kann für Wasserstoffimporte aus Norwegen, Dänemark, dem Vereinigten Königreich oder von anderen Akteuren verwendet werden. Die Betriebskosten der Pipeline in Höhe von 2,6 % stehen im Einklang mit den Betriebskosten der anderen Systemkomponenten.

5.5 Geplante und genutzte elektrische Netzanschlussysteme

Offshore-Netzanschlussysteme sind für die in dieser Studie betrachteten OWP-Flächen bereits im Netzentwicklungsplan (NEP) 2037/2045 (2023) der deutschen Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen und von der nationalen Regulierungsbehörde bereits als notwendig bestätigt worden. Sie sind jedoch noch nicht gesetzlich zur Umsetzung vorgeschrieben. Auch wenn die Pläne als bisher ohne Aktivität gekennzeichnet sind, könnten einige dieser Anlagen Teil künftiger Gleichstrom-Multiterminal-Hubs werden, was ihre Bedeutung für die Gesamtsystemplanung erhöht¹⁰. Abbildung 29 zeigt die geplanten Offshore-Netzanschlussysteme (links) und die ungefähren Offshore- und Onshore-Längenanteile dieser Systeme (rechts). Wesentliche Kriterien für die Bestimmung der Onshore-Netzverknüpfungspunkte (NVP) und die Gründe für die daraus resultierende Auswahl sind:

- Geografische Nähe aufgrund geringerer Kosten
- Kriterium der freien Kapazität (nach ENTSO-E): Der Ausfall von gekoppelten Sammelschienen darf nicht zu Erzeugungsverlusten von mehr als 3 GW führen; eine strukturelle Entkopplung/Erweiterung von Netzanschlusspunkten ist teilweise nicht möglich
- Systemischer Einfluss der geografischen Lage der NVPs: Nördliche NVPs und der anschließende Energietransport in den Süden erfordern zusätzliche AC-Systeme mit zusätzlichen Verlusten und Blindleistungsanforderungen; Konverter können regional notwendige Systemdienstleistungen und Flexibilität bieten

Die Anbindung der Offshore-Erzeugung kann trotz großer Entfernung an Land wirtschaftlich und systemisch sinnvoll sein, insbesondere bei lastnahen NVPs, die Großkraftwerke anschließen, die in Zukunft stillgelegt werden. Aber auch durch die Nutzung des Gasnetzes zur Anbindung von Offshore-Erzeugung in Kombination mit wasserstofftauglichen Gaskraftwerken könnte Vorteile wie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und Flexibilität erzielen. Hinzu kämen typische Vorteile von Wasserstoffanwendungen in Bezug auf Speicherkapazität und Flexibilität.

Insgesamt wären die Netzanschlussysteme mit weit ins Land reichend NVPs prädestiniert, durch alternative Netzanschlusskonzepte wie die AquaDuctus-Pipeline-Anbindung ersetzt zu werden. Nach den dargestellten Plänen wären davon vier Anlagen betroffen, wobei drei der betroffenen OWP in der AWZ-Zone 5 und ein OWP in der AWZ-Zone 4 liegen (NOR-17.1). Für drei Anlagen ist eine küstennahe elektrische Anbindung möglich.

¹⁰ NOR-17.1 (Amprion, geplante Inbetriebnahme 2034, MT-System in Verbindung mit NOR-18.1 durch zusätzliches Kabel zwischen den beiden Offshore-Konvertern); NOR-17.2 (TenneT, 2037, MT-System in Verbindung mit NOR x.11, NOR-17.2, DC40 unter Verwendung des Onshore-Konverterstandorts als DC-Hub); NOR-18.1 (TenneT, 2035, Multiterminal-System in Verbindung mit NOR-17.1 durch zusätzliches Kabel zwischen den beiden Offshore-Konvertern); NOR-19.1 (Amprion, 2036); NOR-19.2 (Amprion, 2037); NOR-19.3 (Amprion, 2036); NOR-20.1 (TenneT, 2039, MT-System in Verbindung mit NOR-13.1, NOR-20.1, DC34, DC35 unter Nutzung des Onshore-Konverterstandorts als DC-Hub ("NordWestHub").

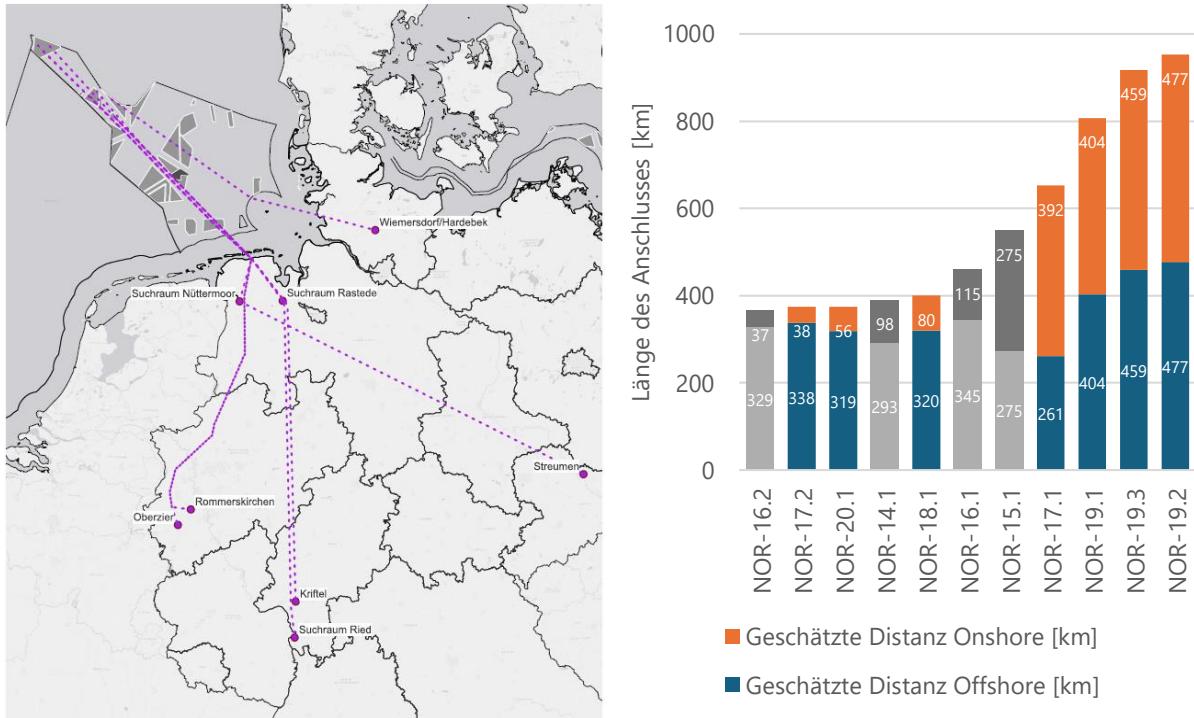


Abbildung 29: DC-Netzanbindungssysteme der betrachteten OWPs gemäß Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) (links); ungefähre Offshore- und Onshore-Längenanteile dieser Systeme (rechts) sowie weitere geplante Anschlüsse für Zone 4 (grau).

Tabelle 5 zeigt die für die untersuchten Konzepte verwendeten Netzanschlussysteme.

Tabelle 5: Übersicht über die eingesetzten elektrischen Offshore-Netzanschlussysteme und die daraus resultierenden Offshore- und Onshore-Gleichstromkabellängen pro Variante

	All E	MC 1	MC 2	All H2
Kapazität des DC-Exportkabels	14 GW (8 GW Zone 4, 6 GW Zone 5)	10 GW (6 GW Zone 4, 4 GW Zone 5)	4 GW (2 GW Zone 4, 2 GW Zone 5)	0 GW
DC-Anschlüsse Zone 4	NOR17.-2, NOR20.-1, NOR-18.1, NOR-17.1	NOR-17.2, NOR-20.1, NOR-18.1	NOR-17.2	-
DC-Anschlüsse Zone 5	NOR-19.1, NOR-19.3, NOR-19.2	NOR-19.1, NOR-19.3	NOR-19.1	-
Länge des Offshore-Exportkabels	2.576 km	1.838 km	741 km	0 km
Länge des Onshore-Exportkabels	1.904 km	1.036 km	441 km	0 km

5.6 Investitionskosten pro Wasserstoffproduktions- und Anschlussvariante

Abbildung 30 zeigt die Investitionskosten der untersuchten Varianten für die Investitionsstartjahre 2035 und 2040 bzw. die Bauzeiträume 2035 - 2040 und 2040 - 2045 unter Annahme der in den obigen Unterkapiteln als beste Schätzung angegebenen Kostenwerte.

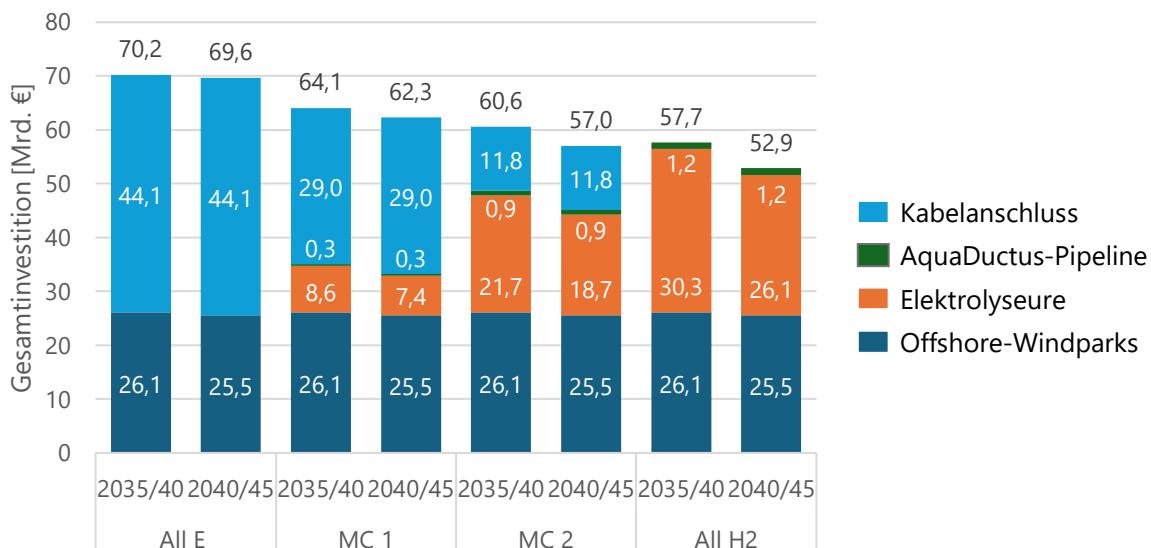


Abbildung 30: Erwartete Investitionskosten aufgeschlüsselt nach DC-Kabel (inkl. Konverter & AC-Station) für Offshore-Windkapazitäten, Kostenanteil der AquaDuctus-Pipeline, Elektrolyseuren und Offshore-Windparks

Die gesamte Bandbreite der möglichen Investitionskosten, sowohl hinsichtlich der Annahme bestimmter Kostenparameter als auch des Investitionsbeginns, ist in Abbildung 31 dargestellt.

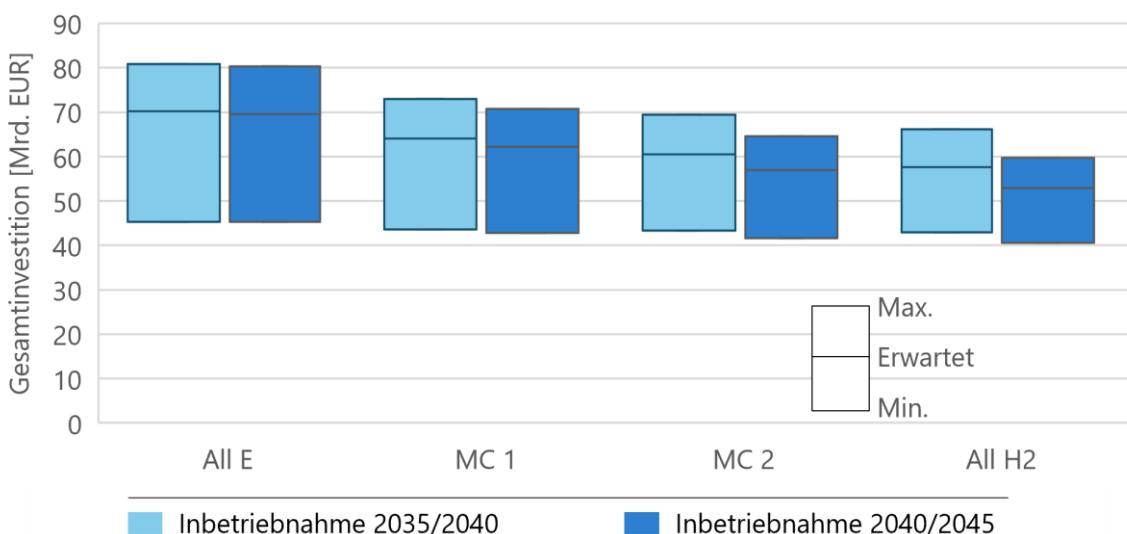


Abbildung 31: Überblick über die Kostenspanne, die sich aus verschiedenen Annahmen für Kostenparameter und Startjahre der Investition ergibt. Entscheidend für die Bewertung sind die als „Erwartet“ gekennzeichneten Werte. Die Abbildung zeigt außerdem, dass die Unsicherheit bei Windkraftanlagen nicht größer ist als bei der Offshore-Elektrolyse.

Schlussfolgerung

- Was sind die Hauptkostentreiber von (kombinierten) Anschlusskonzepten?

Mit 25 Mrd. EUR sind die Investitionskosten für Windparks in allen Konzepten gleich hoch. Die Kosten für ein rein elektrischen Netzanschlusskonzept werden auf rund 44 Mrd. EUR geschätzt, wobei für die kürzeste Anschlussstrecke rund 4 Mrd. EUR und für längere Verbindungen entsprechend höhere Kosten angenommen werden. Die dritte Komponente sind die Elektrolyseurplattformen mit 20 bis 30 Mrd. EUR. Die entsprechend des Nutzungsgrads anteiligen Investitionskosten an der Pipeline werden auf 1 Mrd. EUR geschätzt.

■ Wie hoch sind die Gesamtinvestitionskosten der Anschlusskonzepte?

Die Investitionskosten variieren nicht nur von Konzept zu Konzept, sondern hängen auch von den Baujahren ab. Das elektrische Anschlusskonzept hat mit rund 70 Mrd. EUR die höchsten Investitionskosten. Dagegen ist bei einer reinen Wasserstoffanbindung mit Kosten von rund 55 Mrd. Euro zu rechnen, abhängig vom Baujahr. Je nach Auslegung liegen die Kosten für ein kombiniertes Anschlusskonzept zwischen diesen angenommenen Investitionskosten. MC 1 ist mit rund 63 Mrd. EUR etwas teurer als das wasserstoffbasierte MC 2 mit rund 59 Mrd. EUR. Zusätzlich werden Betriebs- (2,6 % p.a. plus Austausch der Elektrolysestacks) und Kapitalkosten (WACC 9 %) berücksichtigt.

6 Technisch-wirtschaftliche Bewertung von Anschlusskonzepten

Leitfragen

- Welches Anschlusskonzept bietet den größten Nutzen?
- Sollten kombinierte Anschlusskonzepte eher strom- oder wasserstofffokussiert ausgelegt werden?
- Wäre es nicht sinnvoller, Wasserstoff an Land zu produzieren?

Im Folgenden werden wesentliche technische Leistungsparameter und die Wirtschaftlichkeit der vorgestellten (kombinierten) Anschlusskonzepte in den Zonen 4 und 5 der deutschen AWZ bewertet.

Für die Bewertung werden die **Anschlusskonzepte als Ganzes bewertet**, d.h. die OWPs, Elektrolyseure, Konverterplattformen, Kabel und (anteilig) die Pipeline werden einbezogen. In der Realität würden diese Komponenten von unterschiedlichen Unternehmen betrieben werden. Diese Unternehmen würden auch unterschiedliche Parameter für die Bewertung anwenden, z. B. bei Kapitalkosten oder in der Risikoanalyse. Die Infrastrukturkosten werden ebenfalls nicht in die Bewertung von OWPs einbezogen, sind aber in diesem Fall ein entscheidender Faktor für die Analyse. Zur Ermittlung des sozioökonomischen Gesamtnutzens werden im Folgenden die Komponenten der Anschlusskonzepte gemeinsam bewertet.

Der Betrieb der Windparks und der Offshore-Elektrolyse wurde mithilfe eines Betriebsmodells optimiert. Das Modell verfügt über die Kenntnis der verfügbaren Windenergie sowie der Strom- und Marktpreise (wie zuvor dargestellt). Ausgehend von den vorhandenen Vermarktungsmöglichkeiten wird der erlösmaximierende Betrieb gewählt. Windparks, die nur elektrisch angeschlossen sind (All E), liefern nur Strom. Ist nur ein Pipelineanschluss möglich (All H2), kann nur Wasserstoff geliefert werden. Windparks in kombinierten Anschlusskonzepten können Betriebsentscheidungen treffen, die es ihnen erlauben, Strom und Wasserstoff zu liefern oder Strom aus dem Netz für die Elektrolyse zu entnehmen. Ausfallzeiten sind mit einer Verfügbarkeit von 95 % berücksichtigt. Komplexe Ausfälle (Einzelausfälle von OWPs, Elektrolyseuren, Kabeln oder Rohrleitungen) werden nicht berücksichtigt.

In der folgenden **technisch-ökonomischen Analyse** werden verschiedene Aspekte untersucht. Zunächst wird die von jedem Anschlusskonzept **gelieferte Energie** bewertet (vgl. Kapitel 6.1). Ausgehend von den Strom- und Wasserstoffpreisen der jeweiligen Referenzjahre und -szenarien können in einem zweiten Schritt auch die **Erlöse aus den jeweiligen Anschlusskonzepten** abgeleitet werden (vgl. Kapitel 6.2)¹¹. Bei den Vergleichen wird davon ausgegangen, dass die Anschlusskonzepte zum jeweiligen Szenario und Jahr vollständig in Betrieb genommen sind, was den Vergleich der Szenarien erleichtert und die Entwicklung der Energieversorgung und der Erlöspotenziale aufzeigt.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die **Auslastung der Komponenten**. Neben den OWP werden auch Kabel, Elektrolyseure und Pipelines in der Meeresumwelt verlegt und belasten diese. Eine hohe Auslastung der vorhandenen Ressourcen vermeidet einen verschwenderischen Ausbau und damit unnötige Belastungen. Daher wird die Nutzung der Anlagen (Kabel und Elektrolyseure) im Zusammenhang mit dem Offshore-Verbrauch und einer bidirektionalen Nutzung der Stromkabel in Kapitel 6.3.

In einem vierten Schritt werden dann die Einnahmen aus Strom und Wasserstoff den Investitions- und Betriebskosten sowie den Gesamtkostengegenübergestellt (vgl. Kapitel 6.4). Die Anschlusskonzepte werden mit dem **internen Zinsfuß (Internal Rate of Return, IRR)** und dem **Nettobarwert (NBW, englisch Net Present Value, NPV)** bewertet. Beide bewerten den Wert der Projekte,

¹¹ Aufgrund der notwendigen Entscheidungsfindung ergibt sich die gelieferte Energie bereits aus dem Ertragspotenzial selbst. Die beiden Ergebnisse werden nur sequentiell dargestellt.

einschließlich der Kosten für den Anschluss. Anschlusskonzepte mit einem höheren Wert können einen größeren Beitrag zu den Anschlusskosten leisten und damit auch die gesellschaftlich zu tragenden Kosten (Netzentgelte / Offshore-Umlage) minimieren. NBW und IRR können daher auch als Indikator für den sozioökonomischen Nutzen interpretiert werden. Eine höhere Rendite ist gleichbedeutend mit geringeren Kosten für die Förderung des Ausbaus der Offshore-Windenergie.

Außerdem wirkt sich die Offshore-Windeinspeisung auf die Strompreise aus. Der Verkauf von Offshore-Strom in Zeiten hoher Nachfrage senkt die Strompreise für alle Verbraucher. Kapitel 6.5 untersucht daher eine Strommarktsimulationssensitivität, wie sich die elektrische Offshore-Windeinspeisung bzw. im Falle der Offshore-Elektrolyse das Fehlen derselben auf den Strommarkt auswirkt. Die Wasserstoffproduktion erhöht die Unabhängigkeit von Energieimporten. Die Auswirkungen auf die Wasserstoffpreise sind jedoch vernachlässigbar.

Schließlich werden zwei zusätzliche Sensitivitäten betrachtet. Die erste Sensitivität untersucht Overplanting, welches den Anschluss von OWP mit einer reduzierten Anschlusskapazität beschreibt. Die Sensitivität zielt darauf ab, zu verstehen, warum eine reduzierte Anbindung überhaupt von Vorteil sein kann.

Die zweite Sensitivität untersucht ein alternatives Anschlusskonzept, bei dem sich die Elektrolyseure an Land befinden. Die OWPs sind an das Netz angeschlossen, ähnlich All E. Die Elektrolyse findet jedoch direkt am Netzverknüpfungspunkt an Land statt, an dem die Elektrolyseure direkt Strom von den Windturbinen beziehen können. Wie zuvor kann die Windenergie an die Strommärkte verkauft werden, und die Elektrolyseure können Strom von den Strommärkten kaufen (nun ohne Übertragungsbeschränkungen). Ziel ist es, zu untersuchen, ob die höheren Investitionskosten für die Offshore-Elektrolyse gerechtfertigt sind. Außerdem wird Overplanting implizit untersucht, d. h. die Auslegung der Anschlusskabel für eine geringere Kapazität. Diese Sensitivitätsanalyse unterscheidet sich von „Küstenelektrolyse“, bei der die Standortwahl zwar zu geringeren Anschlusskosten führt, den Netzanschluss aber nur unter bestimmten Bedingungen ermöglicht.

6.1 Erzeugung von Strom und Wasserstoff

Abhängig von der Entwicklung der Strom- und Wasserstoffpreise sind unterschiedliche Betriebsentscheidungen optimal. Diese unterscheiden sich zwischen den Szenarien, aber auch in Abhängigkeit des Jahres. Abbildung 32 zeigt die Energiebereitstellung in allen berechneten Szenarien von 2035 bis 2045. Für einen besseren Vergleich wird vorerst angenommen, dass der gesamte Windpark inklusive Elektrolyseur, Kabel und Pipeline im entsprechenden Szenariojahr bereits ausgebaut ist.

Insgesamt lässt sich für jedes Anschlusskonzept eine ähnliche Nutzung über alle Szenarien hinweg feststellen. Im Anschlusskonzept All E wird nur Strom und in All H2 nur Wasserstoff geliefert. Die Energiemenge variiert in diesen Fällen nicht, da nur ein Energieträger gewählt werden kann und die Szenarien auf dem gleichen Wetterjahr basieren. Die Differenz zwischen elektrischer und Wasserstoff-Energie entspricht den Wirkungsgradverlusten der Elektrolyseure.

Im Gegensatz zu den singulären Anschlusskonzepten können Windparks in kombinierten Anschlusskonzepten sowohl Strom als auch Wasserstoff bereitstellen - sogar gleichzeitig. Neben der Nutzung von Offshore-Windenergie ermöglicht die Anbindung eines Kabels auch die Nutzung von Onshore-Energie zur zusätzlichen Erzeugung von Wasserstoff und ist entsprechend als "Überschuss H2" in Abbildung 32¹² gekennzeichnet.

¹² Spätestens 2045 wird der mit Onshore-Energie erzeugte Wasserstoff in den Szenarien CN und MET RFNBO-konform sein. Das DET-Szenario wird diese Konformität mit einer Verzögerung von 10 Jahren im Jahr 2055 erreichen. Die Einhaltung des RFNBO-Mechanismus wird jedoch durch die CO₂-Intensität des gesamten Strommarktes bestimmt. Der Wasserstoff selbst wird mit einer viel geringeren Intensität produziert. Zu den Zeiten, in denen Elektrolyseure betrieben werden, liegt der Anteil der erneuerbaren Energien über 90 % und ab 2035 für alle Szenarien unter einem Grenzwert von 5 g CO₂/kWh. In der folgenden Betrachtung wird die Produktion von grünem Wasserstoff bei der Nutzung von Onshore-Strom angenommen.

Bei kombinierten Anschlusskonzepten reduziert die Elektrolyse die Auswirkungen auf das Stromnetz durch die Umwandlung von Strom in Wasserstoff. Windparks liefern aber dennoch Strom, wenn dieser knapp ist. Je nach Szenario hat die Dimensionierung der kombinierten Verbindung unterschiedliche Auswirkungen auf die tatsächlichen Betriebsentscheidungen. Insgesamt wird mit einer größeren Kabelverbindung (MC 1) mehr elektrische Energie übertragen, aber auch weniger Wasserstoff erzeugt. Bei einem kleineren Kabel und mehr Elektrolyseuren kehrt sich das Ergebnis um.

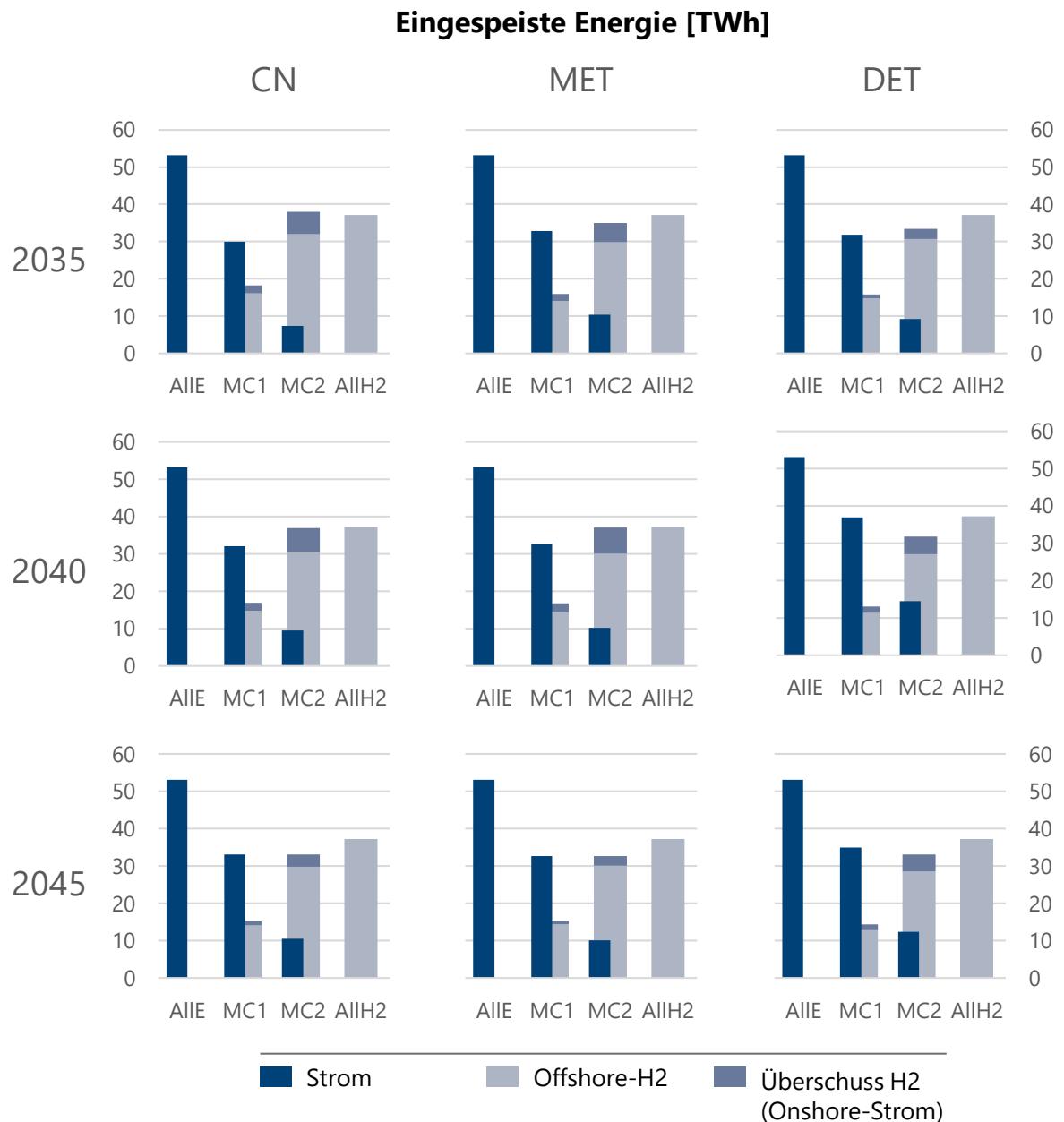


Abbildung 32: Vergleich der jährlich gelieferten Energie in verschiedenen Szenarien unter der Annahme eines Vollausbaus des jeweiligen Anschlusskonzeptes im jeweiligen Szenariojahr

Je nach Szenario sind unterschiedliche Betriebsentscheidungen zu beobachten. Im DET-Szenario ist elektrische Energie in Zeiten höherer Nachfrage wertvoller, was zu höheren Preisen und der Entscheidung führt, Strom einzuspeisen, anstatt Wasserstoff zu produzieren. Umgekehrt führen niedrigere Strompreise in den Szenarien CN und MET dazu, dass mehr überschüssiger Wasserstoff produziert wird. Die Produktion von zusätzlichem Wasserstoff nimmt jedoch in allen Szenarien bis 2045 ab. Der Hauptgrund sind stabile Strompreise bei sinkenden Wasserstoffpreisen - es lohnt sich weniger, zusätzlichen Wasserstoff zu produzieren. Selbst unter schlechten Bedingungen für

die zusätzliche Erzeugung von Wasserstoff kann die Produktion um 6 % gesteigert werden, in der Spur sogar um 20 %. Im Durchschnitt aller Szenarien wird die Wasserstoffproduktion um 13 % gesteigert, langfristig (2045 und wahrscheinlich darüber hinaus) um 9 %. Dennoch ist es bemerkenswert, dass mit einer reduzierten Kapazität von 10 GW_{el} von Elektrolyseuren (MC 2, statt 14 GW_{el} in All H2) vergleichbare Mengen an Wasserstoff produziert werden können. Obwohl die Szenarien ab 2045 einen Rückgang dieses Wasserstoffüberschusses vorhersagen, werden durch diese bidirektionale Kabelnutzung die vorhandenen Ressourcen und insbesondere die Elektrolyseure besser ausgenutzt.

6.2 Bewertung der Erlösströme

Da die Betriebsentscheidungen direkt an die Strom- und Wasserstoffpreisen geknüpft sind, bestimmen diese auch die jährlichen Einnahmen. Die jährlichen Gesamteinnahmen in einem bestimmten Jahr unterscheiden sich nicht wesentlich von Szenario zu Szenario. Die Unterschiede sind hauptsächlich auf die Bereitstellung von Energieformen zurückzuführen. Abbildung 33 zeigt die Erlöse für alle Anschlusskonzepte für die Jahre 2035, 2040 und 2045 über alle Szenarien hinweg. Für einen besseren Vergleich der Szenarien wird nach wie vor ein vollständiger Ausbau der OWPs inkl. Elektrolyseure und Anschlüsse angenommen.

Über alle Szenarien hinweg ist ein Rückgang der Einnahmen über die Jahre deutlich erkennbar. Werden nur die Wasserstoffmengen verkauft (unter der Annahme des Vollausbau von 14 GW_{el} der Elektrolyseure), so sind im Jahr 2035 Erlöse von fast 8 Mrd. EUR zu erwarten. Bis 2045 halbieren sich die Erlöse aufgrund der weltweit sinkenden Wasserstoffpreise auf rund 4 Mrd. EUR. Die Einnahmen aus dem reinen Stromverkauf bleiben insgesamt stabil, sind aber unter allen Umständen niedriger und liegen zwischen 3 und 4 Mrd. EUR jährlich.

Jährlicher Umsatz aus der Bereitstellung von Strom- und Wasserstoff [Milliarden EUR]

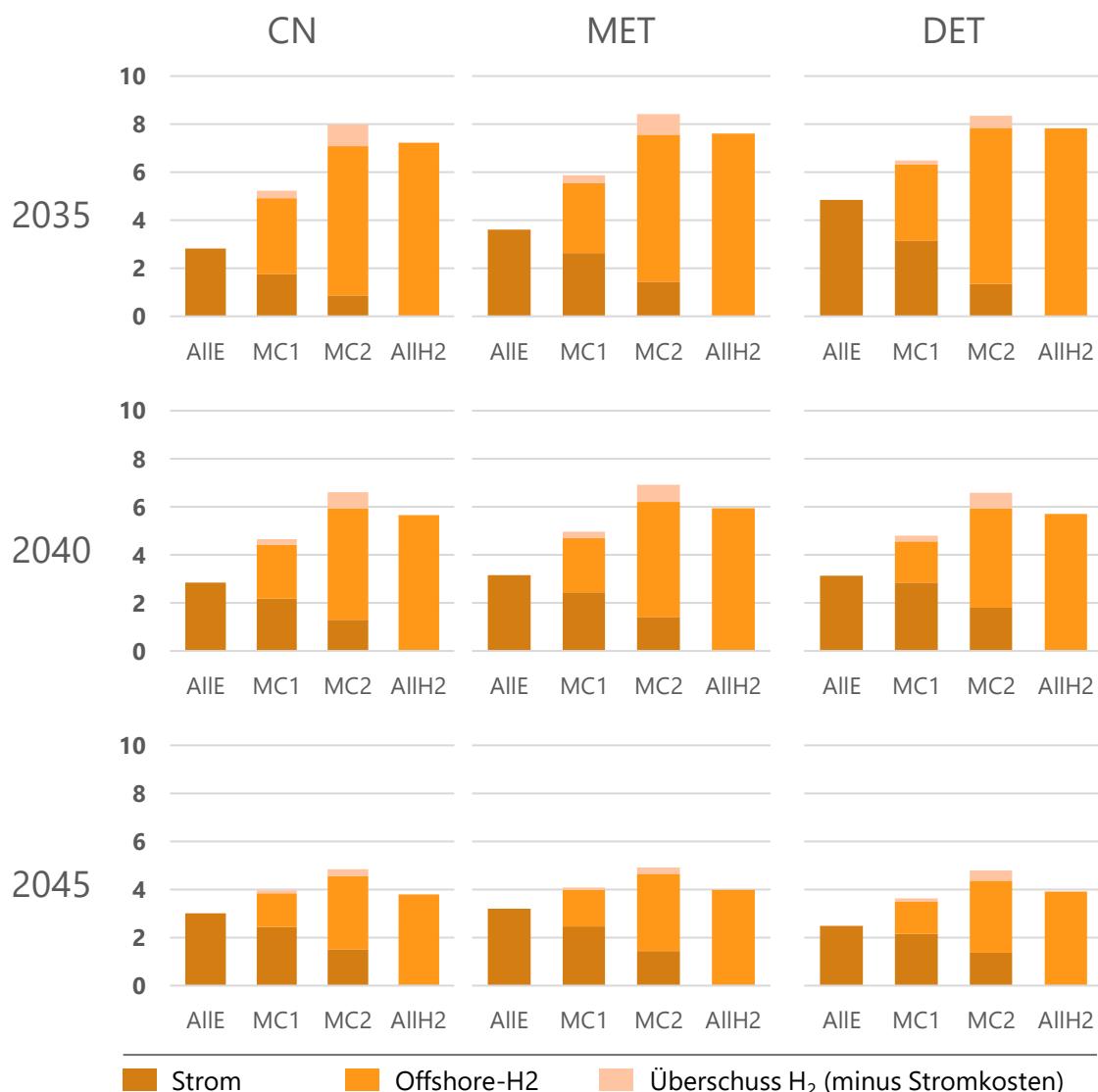


Abbildung 33: Beispielhafte Einnahmen aus Anschlusskonzepten in verschiedenen Jahren im Szenario MET

Das Erlöspotenzial der kombinierten Anschlusskonzepte variiert. Das stromfokussierte MC 1, mit 10 GW Kabelanschluss, hat höhere Einnahmen als das reine Stromkonzept All E. Das wasserstoffdominierte MC 2 ist nicht nur in der Lage, höhere Erlöse zu erzielen als All H2, sondern hat über alle Jahre und Szenarien hinweg die höchsten Erlöse. Insgesamt hat die Wasserstoffproduktion ein größeres Erlöspotenzial, weshalb ein wasserstoffdominiertes Mischan schlusskonzept trotz sinkender Wasserstoffpreise höhere Erlöse aufweist. Gleichzeitig sinken die Erlöse aus dem Stromverkauf um durchschnittlich nur 50 %, obwohl die Kabelanschlusskapazität um mehr als 60 % reduziert wurde. Aus Erlössicht ist es daher vorteilhaft, ein wasserstoffdominantes Mischan schlusskonzept zu wählen.

6.3 Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren

Der Kapazitätsfaktor beschreibt die durchschnittliche jährliche Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren. Bei unidirektonaler Kabelnutzung ist die Auslastung abhängig von der verfügbaren Windenergie. Eine Reduzierung der Anschlusskapazität erhöht die durchschnittliche Auslastung,

führt aber in anderen Fällen zu Betriebseinschränkungen. Eine Überdimensionierung der Verbindung verringert die Auslastung. Durch die bidirektionale Nutzung des Kabels kann die Auslastung und damit der Nutzen sowohl des Kabels als auch des Elektrolyseurs insgesamt erhöht werden. Die durchschnittliche Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren ist dargestellt in Abbildung 34.

Wenn bidirektionale Kabelnutzung erlaubt ist, können Elektrolyseure Strom vom Festland nutzen und die Auslastung steigt. Je nach Szenario kann im Fall von MC 2 ein gemeinsamer Kapazitätsfaktor von bis zu 60 % für Kabel und Elektrolyseur erreicht werden. Bei kombinierten Anschlusskonzepten mit bidirektionaler Kabelnutzung ist im Jahr 2045 eine durchschnittliche Erhöhung des Kapazitätsfaktors für Kabel um 11 Prozentpunkte - im Vergleich zum unidirektionalen Fall - zu erwarten. Der Kapazitätsfaktor der Elektrolyseure steigt im Mittel um etwa 6 Prozentpunkte. In einem Szenario ist zu beobachten, dass der Kapazitätsfaktor unter der durchschnittlichen Auslastung von 43 % bei singulären Anschlusskonzepten liegt - in diesem Fall jedoch zugunsten einer intensiven Nutzung des komplementären Kabels/Elektrolyseurs.

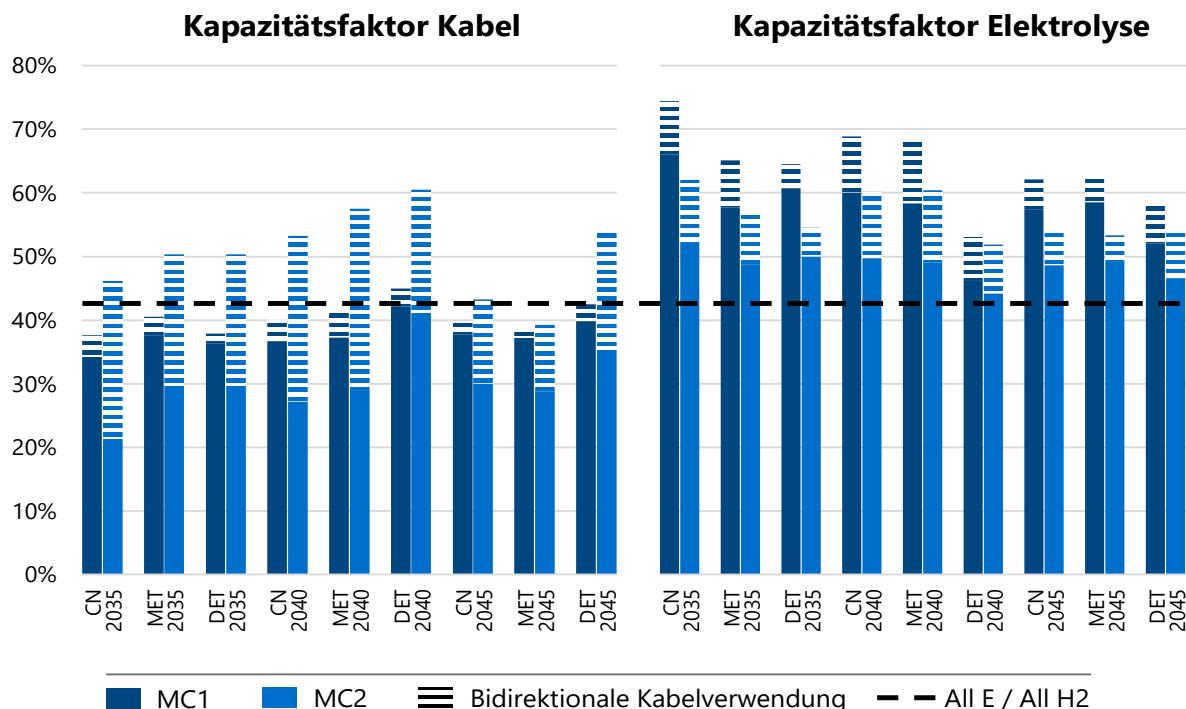


Abbildung 34: Kapazitätsfaktoren von Kabeln und Elektrolyseuren im Vergleich zur Standardauslastung. Aufgrund der erhöhten Flexibilität eines kombinierten Anschlusskonzepts wird die Kapazitätsauslastung zwischen Kabel und Elektrolyseur aufgeteilt. Die untersuchten Szenarien führen zu einer höheren Auslastung der Elektrolyseure. Die bidirektionale Kabelnutzung maximiert die Kapazitätsauslastung von Kabel und Elektrolyseuren insgesamt.

Die Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren könnte auch durch Unterdimensionierung erhöht werden, wenn eine bidirektionale Nutzung des Kabels nicht zulässig wäre. Bei kombinierten Anschlusskonzepten kann jedoch die bidirektionale Nutzung des Kabels den Kapazitätsfaktor und damit die Auslastung der Anlagen spürbar erhöhen. In fast allen Fällen werden bei bidirektionalen kombinierten Anschlusskonzepten die vorhandenen Ressourcen besser ausgelastet als bei singulären Konzepten.

6.4 Fallbewertung und wirtschaftliche Eignung von Konfigurationen

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung wurden für die Jahre 2035, 2040 und 2045 berechnet. Der interne Zinsfuß entspricht dem Zinssatz, bei dem der Nettobarwert (NBW) aller Zahlungsströme aus einem Projekt Null ist. Der Nettobarwert (NBW) wird ermittelt, indem die erwarteten Zahlungsströme, abgezinst mit einem zuvor bestimmten Zinssatz, addiert werden. Zu den

wichtigsten Ausgaben gehören die anfänglichen Investitionskosten für das gesamte System und die Austauschkosten für die Elektrolysestacks (falls relevant). Die Mittelzuflüsse entsprechen den jährlichen Einnahmen, wie oben dargestellt, oder den Einnahmen abzüglich des Strombezugs im Falle der Wasserstofferzeugung mit Strom vom Festland.

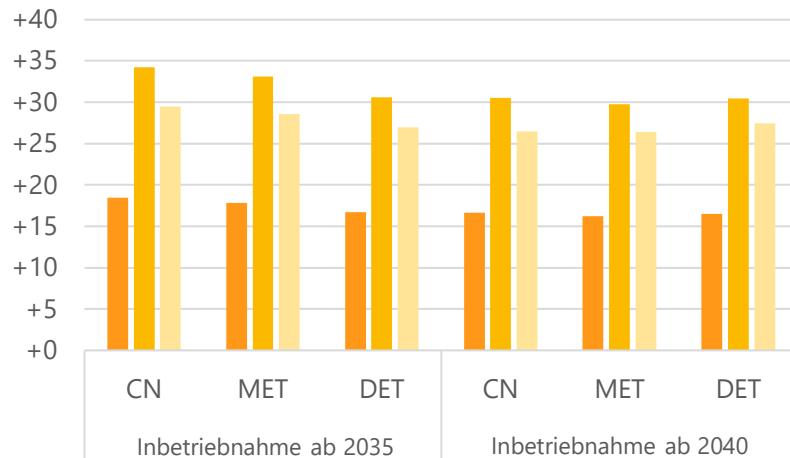
Im Folgenden wird das Anschlusskonzept All E als Vergleichsgrundlage herangezogen. In nahezu jedem Szenario und Jahr führt eine rein elektrische Anbindung zu einem negativen internen Zinsfuß von -4 % und einem NPV von rund -55 Mrd. EUR. Dieses Ergebnis wird insbesondere durch die hohen Kabelkosten getrieben. Die Differenzen der Nettoarwerte aller Anschlusskonzepte sind in Abbildung 35 zusammengefasst.

Alle verglichenen Anschlusskonzepte haben über alle Annahmen hinweg einen höheren internen Zinsfuß und NBW als All E. Das Anschlusskonzept MC 2 hat fast durchgängig den höchsten internen Zinsfuß und NBW. Bei den kombinierten Anschlusskonzepten sind IRR und NPV für das wasserstofffokussierte MC 2 höher als für das stromfokussierte MC 1, was die Ergebnisse aus dem Erlöspotenzial bestätigt. Ein positiver Kapitalwert ist jedoch in keiner Variante möglich. Zumindes unter den getroffenen Annahmen sind bei Anschlusskonzepten bestimmte Investitionssignale erforderlich, um Anreize für den Ausbau von OWP in der AWZ zu setzen. Allerdings verspricht die Variante mit dem höchsten Erlöspotenzial auch die Variante mit dem geringsten Bedarf an Subventionen und damit Umlagen zu sein.

Die Nutzung des Stromkabels für den Bezug von Energie aus dem Onshore-Netz (bidirektionaler Nutzungsfall) erhöht den IRR für kombinierte Anschlusskonzepte um durchschnittlich 1 bis 2 Prozentpunkte im Vergleich zur unidirektionalen Kabelnutzung (nicht in Abbildung 35 dargestellt). Die bidirektionale Kabelnutzung führt also nicht nur zu einer höheren Auslastung, sondern auch zu einer wirtschaftlich messbaren Verbesserung.

Δ Nettoarwert im Vergleich zu All E

[Milliarden EUR]



Δ Interner Zinsfuß im Vergleich zu All E

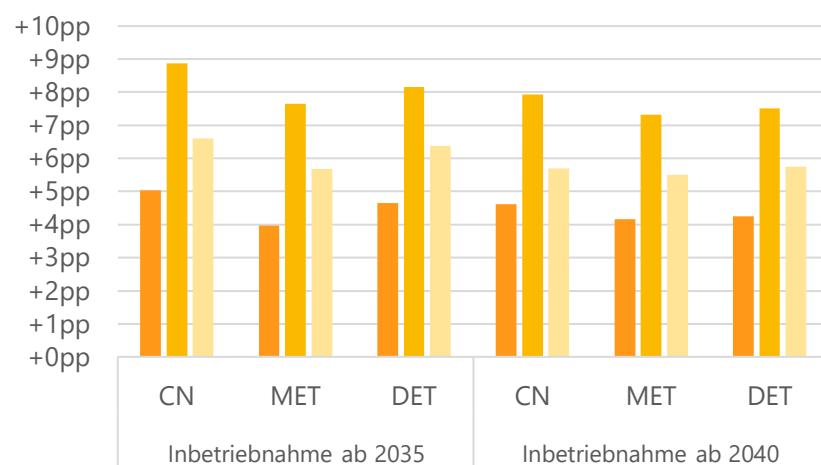


Abbildung 35: Unterschied in NPV und IRR der Verbindungskonzepte im Vergleich zu All E

Es ist auffällig, dass eine Inbetriebnahme ab 2035 einen höheren Nettoarwert bedeutet als im Jahr 2040. Dies ist hauptsächlich auf die höheren Wasserstoffpreise zurückzuführen, die für 2035 erwartet werden, bevor sie nach 2040 sinken - hat aber keinen Einfluss auf das Ergebnis des insgesamt leistungsfähigsten Anschlusskonzepts. Kombinierte Anschlusskonzepte ermöglichen es, von höheren Wasserstoffpreisen zu profitieren, aber sobald die Wasserstoffpreise fallen, sichern die Stromkabel zusätzliche Einnahmen auf den Strommärkten, was in allen Szenarien der Fall ist.

6.5 Sensitivität: Auswirkungen der Anschlusskonzepte auf die Strommarktpreise

Diese Sensitivität analysiert indikativ die Auswirkung der verschiedenen Anschlusskonzepte auf die Strommarktpreise im Vergleich zu den ursprünglichen Marktpreisen, die unter der Annahme eines Stromkabelanschlusses von 14 GW (vgl. All E) berechnet wurden. Zwei verschiedene Sensitivitätsberechnungen des ursprünglichen All-E-Falls (Kapitel 3.2) wurden für das Referenzjahr 2045 durchgeführt:

- Anbindung nur via Pipeline (All H2): 14 GW Offshore-Windkraft und 14 GW_{el} Elektrolyseure sind nicht über Kabel verbunden. Es gibt nur eine H₂ Verbindung per Pipeline. Weder die Offshore-Windturbinen noch die Elektrolyseure können am Strommarkt partizipieren.
- Kombiniertes Anschlusskonzept (MC 2): 14 GW Offshore-Windkraft und 10 GW_{el} Elektrolyseure sind über ein 4-GW-Stromkabel und die Pipeline verbunden. Offshore-Windkraftanlagen und Elektrolyseure nehmen beide am Strommarkt teil, werden jedoch durch die 4-GW-Kabelnetzkapazität eingeschränkt.

Der vollständige Ausschluss der Offshore-Windkapazitäten aus dem Strommarkt (All H2) führt je nach Szenario zu einem Anstieg von 5 - 8 EUR/MWh auf dem deutschen Strommarkt, wie in Abbildung 36. Die Auswirkungen auf die Marktpreise sind im DET-Szenario am höchsten, was sich durch die insgesamt geringste Offshore-Windkapazität in diesem Szenario erklären lässt. Dies erhöht den System- und Preiseffekt der ausgeschlossenen 14 GW_{el}.

In MC 2 wird das Kabel zur Übertragung von Strom auf den Elektrolyseur in den Stunden genutzt, in denen die Windenergieerzeugung nicht ausreicht und der Strommarktpreis unter dem Wasserstoffmarktpreis liegt (was zu einem Preisanstieg führt). Im Gegenzug werden bis zu 4 GW Offshore-Windenergie in die Strommärkte eingespeist, wenn die Strompreise hoch sind (was zu einem Preisrückgang führt). Wie in Abbildung 36 dargestellt, ist die Auswirkung einer solchen reduzierten Kabelanbindung auf die Strommarktpreise eher gering. Der Preisanstieg liegt zwischen 1,5 und 5 EUR/MWh im Vergleich zum All-E-Fall. Die Auswirkungen sind insbesondere im Vergleich zum All-H2-Fall geringer. Die Verwendung eines kombinierten Anschlusskonzepts kann daher das Risiko höherer Strompreise bei einer überwiegenden Nutzung von Offshore-Windenergie zur Erzeugung von Wasserstoff mindern.

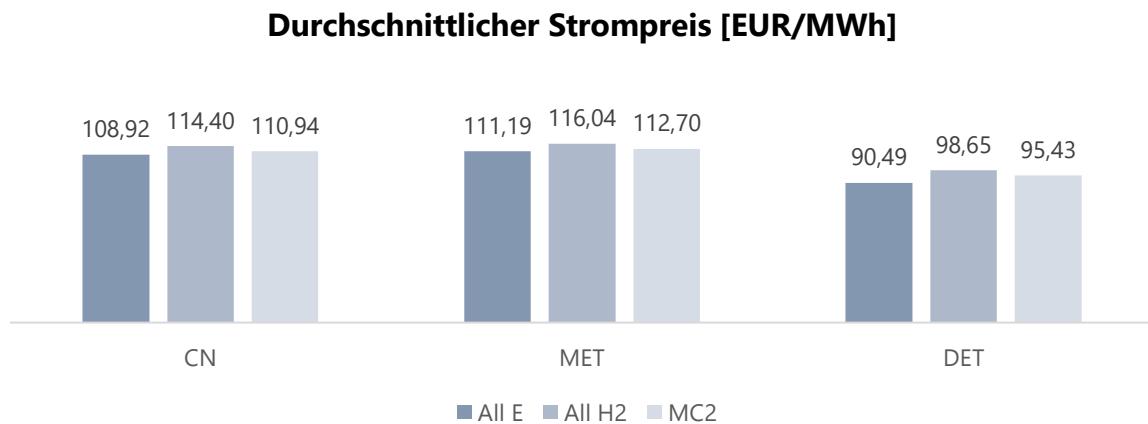


Abbildung 36: Durchschnittlicher Strompreis bei der Sensitivität All H2 und MC im Vergleich zu All E im Jahr 2045

Die Veränderung der Strompreise beeinflusst auch die Wasserstoffpreise. Diese Effekte sind jedoch marginal und berücksichtigen z.B. nicht den inhärenten Mehrwert einer verringerten Importabhängigkeit, der im gewählten Modellierungsansatz nicht abgebildet werden kann. Wichtig ist, dass das kombinierte Anschlusskonzept MC 2 im Vergleich zu All H2 eine deutlich geringere Auswirkung auf Knappheitssignale, also den Strompreis, hat. Die Preiseffekte sind daher im DET-Szenario deutlicher: Bei einer verzögerten Energiewende profitieren Knappheitssituationen messbar vom verfügbaren Offshore-Strom.

6.6 Sensitivität: Overplanting der elektrischen Kapazität

Neben dem Anschluss von OWPs mit voller Kapazität besteht auch die Möglichkeit, sie mit einer reduzierten Kabelkapazität elektrisch mit dem Festland zu verbinden. Von Overplanting spricht man in der Regel, wenn mehr Kapazität installiert wird als eingespeist werden kann. In der folgenden Analyse wird umgekehrt untersucht, wie eine Reduzierung der Anschlusskapazität in einer rein elektrischen Konfiguration (All E) zu einer Verbesserung der wirtschaftlichen Bewertung beiträgt - bei konstant 14 GW installierter OWPs.

Durch die Reduzierung der Anzahl der Kabel sinken die durchschnittlichen Anschlusskosten (vgl. Kapitel 5). Die folgende Sensitivität zeigt die wirtschaftliche Bewertung für eine Kabelkapazität von insgesamt 10 GW und 4 GW (statt 14). Die betrachteten elektrischen Anschlusskosten für 10 GW und 4 GW entsprechen den elektrischen Anschlusskosten in MC 1 bzw. MC 2. In der Analyse haben wir auch andere theoretische Kapazitätskonfigurationen untersucht, wobei eine Kapazität von 6 GW das beste Überbauungsergebnis insgesamt darstellt. Um das Bild zu vervollständigen, wurde eine 6-GW-Konfiguration in den Vergleich einbezogen. Die Kosten wurden durch lineare Interpolation der anderen Anschlusskosten bestimmt.

Durch die Reduzierung der Anschlusskapazität kommt es zu einem erheblichen Anstieg der Abregelung aufgrund mangelnder Übertragungskapazität (nicht aufgrund von Netzengpässen am Festland). Dies führt zwar zu einer Verringerung der Erlösmöglichkeiten, tritt aber vor allem in den Stunden auf, in denen bereits ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Die Ergebnisse sind dargestellt in Abbildung 37.

Wie angedeutet, hat eine Anschlusskapazität mit etwa 6 GW den höchsten internen Zinsfuß. Der höchste Kapitalwert wird mit einer Anschlusskapazität von 4 GW erzielt, was sich durch die deutlich niedrigeren Investitionskosten erklären lässt. Dies ist bei allen untersuchten Szenarien gleich. Dennoch schneidet ein rein elektrischer Anschluss auch bei Overplanting schlechter ab als das ursprünglich vorgestellte Anschlusskonzept MC 2.

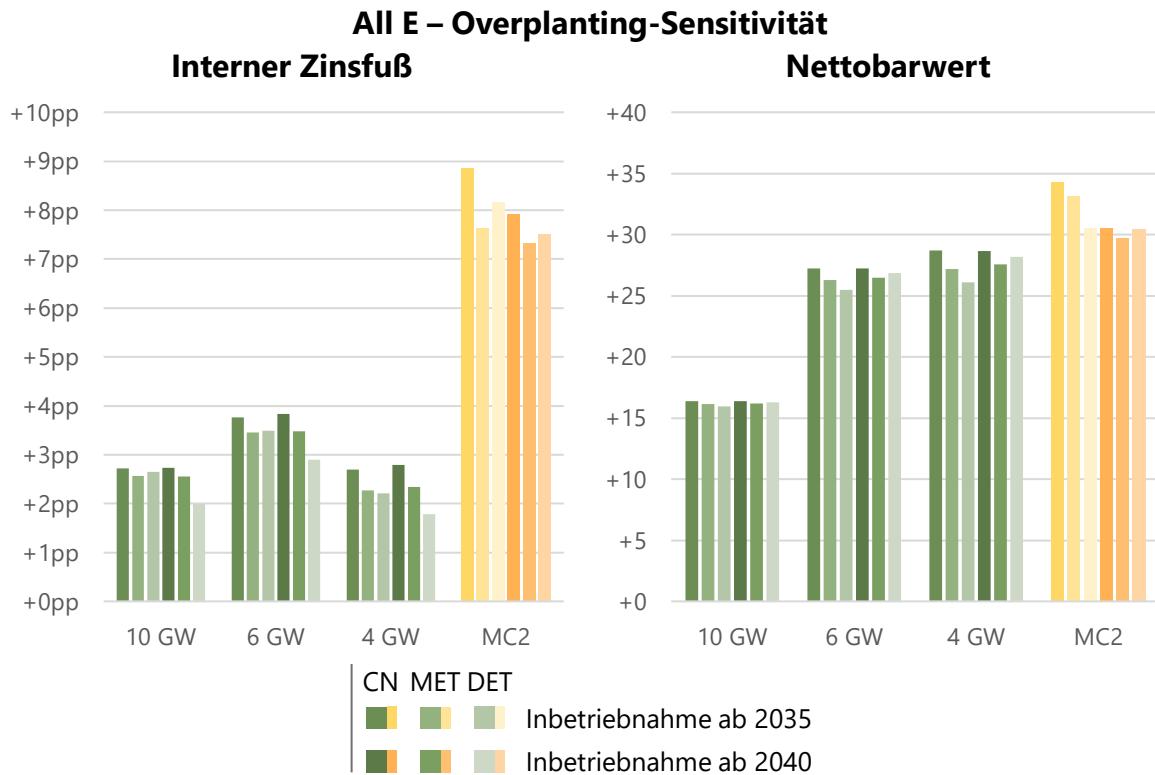


Abbildung 37: Differenz von IRR und Kapitalwert bei der Sensitivität mit Overplanting, wiederum im Vergleich zu All E mit 14 GW Kabelkapazität. Zum besseren Vergleich ist MC 2 ebenfalls dargestellt.

In der Sensitivitätsanalyse umfassen die optimalen Szenarien einen 14-GW-Offshore-Windpark (OWP), der über ein Kabel mit einer Kapazität von 4 bis 6 GW angeschlossen ist. Dies bedeutet, dass die Drosselung der Produktion auf etwa ein Drittel der Erzeugungskapazität zur besten wirtschaftlichen Bewertung führt. Folglich ist es wirtschaftlicher, einen beträchtlichen Teil des Stroms zu drosseln, als in die Übertragungsinfrastruktur zu investieren. Gleichzeitig müssen trotz einer verbesserten IRR- und NPV-Bewertung 40 bis 50 % der Offshore-Energie gedrosselt werden, was nicht rational erscheint. Indirekt gibt das Ergebnis Hinweise, warum ein wasserstofffokussiertes kombiniertes Anschlusskonzept zu einer besseren Bewertung führt: eine kleinere elektrische Anbindung könnte insgesamt vorteilhafter sein.

Overplanting ist auch mit Wasserstoff möglich. Überlegungen dazu und den Auswirkungen auf die Wasserstoffgestehungskosten (Levelized Cost of Hydrogen, LCOH) finden sich in Anhang C.

6.7 Sensitivität: Wasserstofferzeugung an Land

Bislang wurden Konzepte untersucht, bei denen die Elektrolyse auf See stattfindet. Wäre es günstiger, Wasserstoff stattdessen an Land zu produzieren? Im Folgenden werden Onshore-Elektrolyseure als Teil des Anbindungssystems bewertet. Die 14 GW OWP sind mit einer Kabelkapazität von 14 und 10 GW verbunden. An ihren jeweiligen Onshore-Netzanschlusspunkten werden Elektrolyseure der gleichen Größe ($14 \text{ GW}_{\text{el}}$ und $10 \text{ GW}_{\text{el}}$) angeschlossen. Die Sensitivität untersucht damit, ob eine elektrische Verbindung mit anschließender Elektrolyse ein günstigeres Konzept sein könnte.

Der Vergleich zwischen Offshore- und Onshore-Elektrolyseuren basiert auf unterschiedlichen Bedingungen: Ein Onshore-Wasserstoffkonzept mit $14 \text{ GW}_{\text{el}}$ Kapazität erfordert so viele Kabel und Elektrolyseure wie All E und All H2 zusammen. Eine Verbindung mit $10 \text{ GW}_{\text{el}}$ Kapazität kombiniert

die Kabelkapazität von MC 1 und die Elektrolyseurkapazität von MC 2¹³. Ein Vergleich der wirtschaftlichen Parameter lässt dennoch einige Schlussfolgerungen zu.

Die bisher angenommenen Kostenparameter ändern sich nicht. Allerdings sind die Investitionskosten für die Onshore-Elektrolyse insgesamt niedriger als für die Offshore-Elektrolyse: Onshore-Elektrolyseure müssen nicht marinisiert werden und benötigen weniger Zusatzsysteme. Insgesamt wird von einer Kostenreduzierung von rund 50 % für den Elektrolyse-Teil - im Vergleich zur Offshore-Elektrolyse - ausgegangen. Der elektrische Anschluss erfolgt an den vorgesehenen Anschlusspunkten im Stromnetz - eine Installation an anderer Stelle würde vermutlich keine elektrische Systemintegration ermöglichen. Die Kosten für den Anschluss an eine (bestehende) Pipeline an Land und die Kosten für den Grunderwerb werden vernachlässigt. Die gesamten Investitionskosten belaufen sich auf rund 88 Mrd. EUR für 14 GW_{el} (+20 Mrd. EUR gegenüber All E) und 68 Mrd. EUR für 10 GW_{el} (+/- 0 Mrd. EUR gegenüber All E).

Bei dieser Sensitivität sind die Windturbinen weiterhin in der Lage, ihre Energie an die Strommärkte zu verkaufen oder die Elektrolyseure mit Energie zu versorgen. Der Betrieb der Elektrolyseure mit Energie vom Festland wird nur durch die Kapazität des Elektrolyseurs (und nicht durch eine verfügbare Kabelkapazität) begrenzt. Zwei Faktoren werden mit dem kombinierten Anschlusskonzept MC 2 verglichen: der Nettoarbarwert und der interne Zinsfuß einerseits und die insgesamt eingespeiste Energie andererseits. Im Falle einer Transportkapazität von weniger als 14 GW muss auch eine Einschränkung der Energieversorgung berücksichtigt werden.

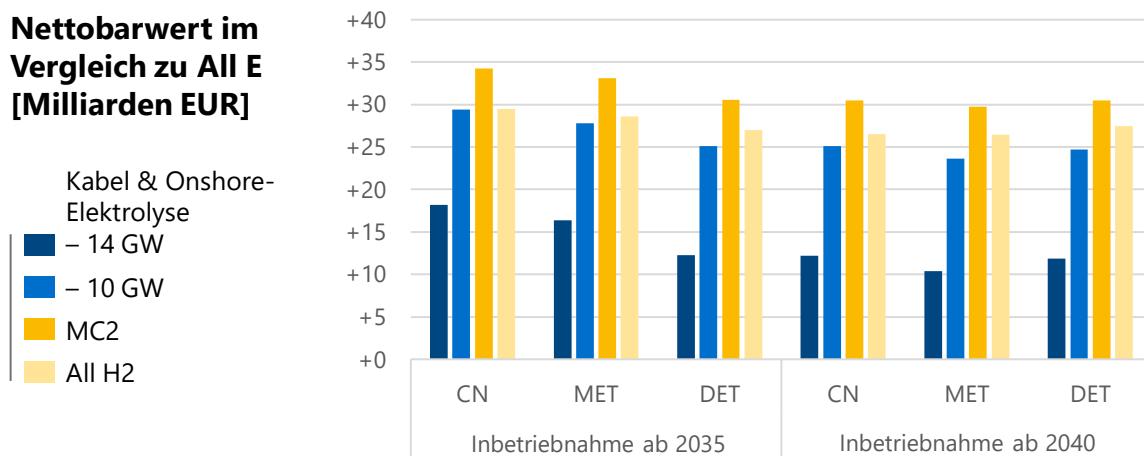
Abbildung 38 zeigt den NBW und den internen Zinsfuß für die Anschlusskonzepte mit Onshore-Elektrolyse und vergleicht sie mit All E (sowie MC 2 und All H2). Eine Anbindung mit 10 GW_{el} an Kabel und Onshore-Elektrolyseuren bietet einen höheren NPV und IRR als mit 14 GW_{el}. Dies liegt daran, dass eine Reduzierung auf 10 GW_{el} implizit Overplanting gleichkommt.

Aufgrund der höheren Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffproduktion schneiden die Onshore-Wasserstoffkonzepte besser ab als All E. Während der IRR höher ist als beim All H2-Konzept, hat All H2 durchweg den höheren Nettoarbarwert. Trotz des niedrigeren internen Zinsfußes profitiert die Offshore-Elektrolyse von niedrigeren Investitionskosten. Entscheidend ist, dass All H2 trotz des niedrigeren IRR den höheren Kapitalwert hat und im Gegensatz zur 10 GW_{el} Onshore-Konfiguration das Potenzial von Overplanting noch nicht ausschöpft.

Ungeachtet dessen hat das wasserstofffokussierte kombinierte Anschlusskonzept MC 2 in allen Fällen die besten Ergebnisse, sowohl in Bezug auf den NBW als auch den internen Zinsfuß. Die Offshore-Elektrolyse vermeidet Netzausbau, was die höheren Investitionskosten rechtfertigt. Gleichzeitig behält MC 2 die Flexibilität von Onshore-Konfigurationen bei, was zu vergleichbaren Erlösströmen führt.

¹³ Ein Onshore-Wasserstoffanbindungskonzept mit geringerer Kapazität wird nicht verglichen, da aufgrund fehlender Transportkapazitäten große Energiemengen abgeregelt werden müssen. Dies könnte zwar die Bewertung weiter verbessern, würde aber den Vergleich schwächen. Auch bei anderen Anschlusskonzepten müsste dann Overplanting berücksichtigt werden.

Nettobarwert im Vergleich zu All E [Milliarden EUR]



Δ Interner Zinsfuß im Vergleich zu All E

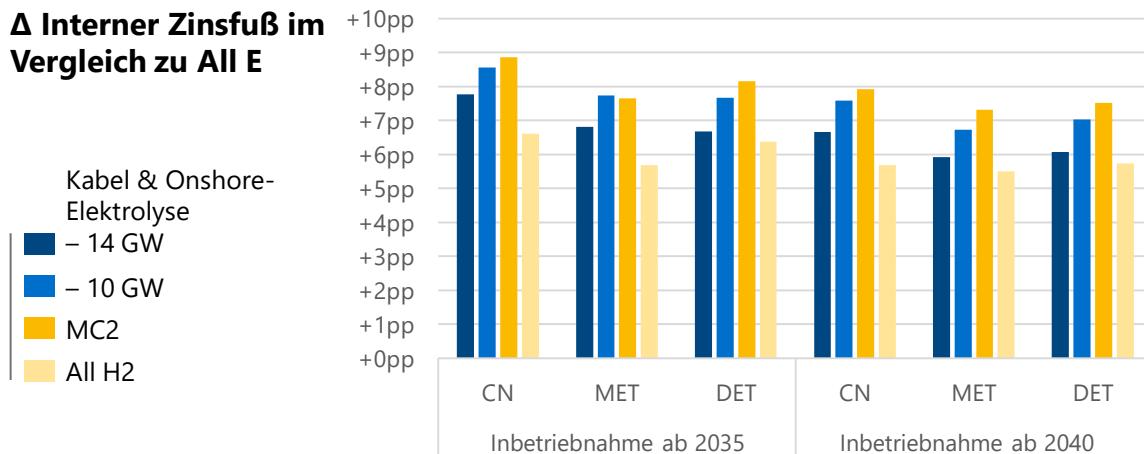


Abbildung 38: Kapitalwert und IRR des Onshore-Elektrolysefalls (im Vergleich zu All E). Trotz allgemein niedrigeren Zinsfußes hat All H2 einen höheren Nettobarwert. Da alle Nettobarwert absolut negativ sind, können niedrigere Investitionskosten (hier bei All H2) zu einer besseren Bewertung führen.

Um die Folgen der Onshore-Elektrolyse näher zu veranschaulichen, zeigt Abbildung 39 beispielhaft die eingepeiste Energie im Szenario MET 2045. Wie zuvor dargestellt, zeigt die Analyse den eingepeisten Strom, Wasserstoff und den mit Strom vom Festland erzeugten Wasserstoff. In einer vierten Kategorie wird die Energie bewertet, die aufgrund begrenzter Transportkapazitäten zurückgehalten wird.

Im direkten Vergleich von $10 \text{ GW}_{\text{el}}$ "Onshore-Elektrolyse" (On - $10 \text{ GW}_{\text{el}}$) und MC 2 wird fast die gleiche Menge an Wasserstoff erzeugt. Die Elektrolyseure sind also ähnlich ausgelastet. Darüber hinaus liefert die $10 \text{ GW}_{\text{el}}$ Onshore-Elektrolyse 7 TWh Strom, aber auch 5 TWh Strom müssen kapazitätsbedingt abgeregelt werden. Im Vergleich dazu liefert MC 2 rund 10 TWh Strom ohne jene Einschränkungen. Die Konzepte führen zum praktisch gleichen Ergebnis (mit nur geringen Unterschieden zwischen den Szenarien).

Onshore-Elektrolyseure benötigen jedoch Netzverknüpfungspunkte an das Stromnetz (Festland). Die Integration von Elektrolyseuren an Land selbst ist zwar zu niedrigeren Kosten und mit ähnlichen Vorteilen wie auf See möglich, vermindert aber die verfügbare Anschlusskapazität für das volle Potenzial der Onshore-Elektrolyse. Gleichzeitig werden die Offshore-Kapazitäten unzureichend ausgenutzt, da Overplanting eine Notwendigkeit ist, damit die in dieser Sensitivität beschriebene Onshore-Konfiguration überhaupt wirtschaftlich wird. Während Onshore-Elektrolyse eine wichtige Säule der Energiewende darstellt, ist sie für die Integration von Offshore-Windturbinen nicht notwendig. Offshore-Elektrolyse ist in Verbindung mit kombinierten Anschlusskonzepten genauso effektiv und erfordert weniger Anbindungskapazität im Stromnetz. In gewisser Weise ermöglicht die Offshore-Elektrolyse überhaupt erst die Realisierung gemischter Anschlusskonzepte, die für die

kosteneffiziente und vorteilhafte Integration weit entfernter OWP in der Nordsee unerlässlich werden könnten.

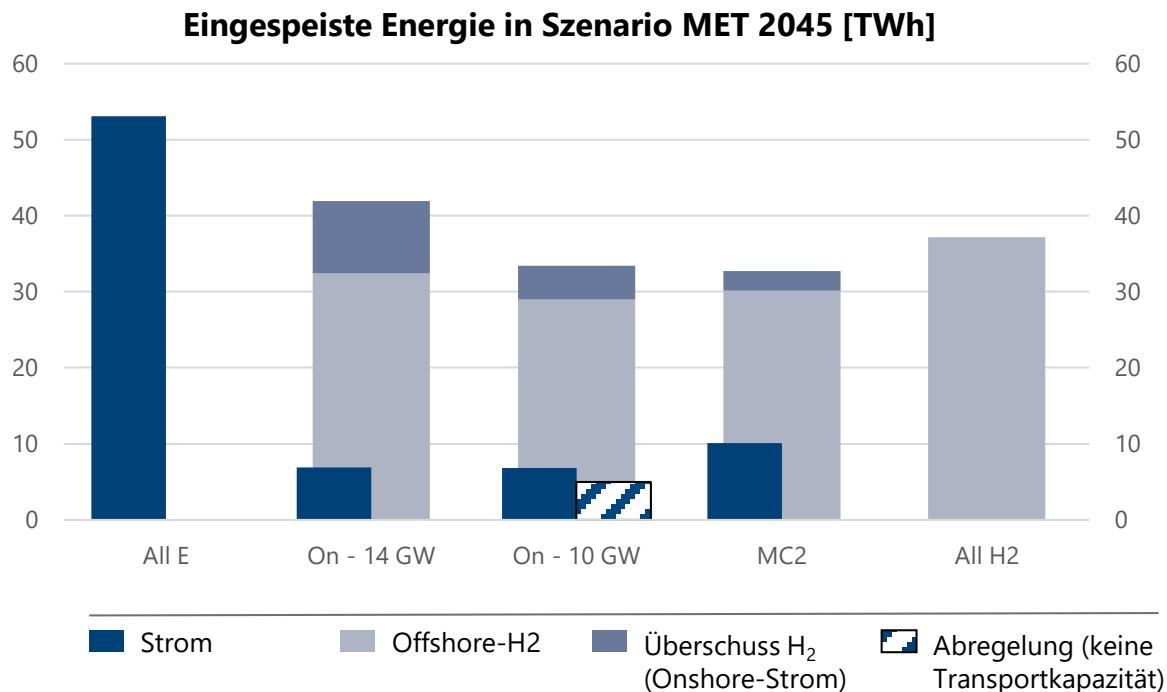


Abbildung 39: Onshore-Energieversorgung im Szenario MET 2045 (Beispiel).

Schlussfolgerung

- Welches Verbindungskonzept bietet den größten Nutzen?

In unserer Untersuchung zur Anbindung von 14 GW OWPs in den AWZ-Zonen 4 und 5 hat ein kombiniertes Anschlusskonzept mit 10 GW_{el} an Elektrolysekapazität und 4 GW bidirekionaler Kabelkapazität den größten Nutzen - mit robusten Resultaten. Trotz einer Verringerung der Kabelkapazität um 70 % (im Vergleich zu einem reinen Stromanschluss) bleiben die Erlösmöglichkeiten aus der Stromerzeugung hoch, während die Auswirkungen auf die Märkte aufgrund der geringeren Offshore-Windkapazität marginal sind. Das Stromkabel kann auch dazu genutzt werden, die Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren zu erhöhen, was den Wert der Offshore-Windprojekte ebenfalls steigert. Die gesteigerte Rentabilität dieser Konzepte verringert damit auch den Bedarf an Subventionensmechanismen.

- Sollten kombinierte Anschlusskonzepte eher strom- oder wasserstofffokussiert ausgelegt werden?

Unsere Ergebnisse zeigen, dass gemischte Anschlusskonzepte (in den AWZ-Zonen 4 und 5) in der Gesamtbetrachtung von einem kleineren elektrischen Anschluss profitieren, so dass Wasserstoff der hauptsächliche Energieträger wird.

- Wäre es nicht vorteilhafter, Wasserstoff an Land, statt auf See zu produzieren?

Die Verlagerung der Offshore-Elektrolyse ans Festland ist teurer und bietet keinen Mehrwert gegenüber der Offshore-Elektrolyse. Insgesamt steigt der Kapital- und Ressourcenaufwand, gleichzeitig stehen aber genutzte Anschlusskapazitäten an Land für andere benötigte Elektrolyseure nicht mehr zur Verfügung. Die Mehrkosten der Offshore-Elektrolyse werden durch die geringeren Anschlusskosten und den Gesamtnutzen gerechtfertigt. Die Offshore-Elektrolyse ist damit ein Wegbereiter kombinierter Anschlusskonzepte, die wiederum eine kostengünstige und vorteilhafte Systemintegration von weit entfernten OWP ermöglichen.

7 Umweltfachliche Ersteinschätzung

Leitfragen

- Was sind die umweltrechtlichen Grundlagen und welchen Planungsrahmen gibt es in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone für Offshore-Wasserstoffproduktionsflächen?
- Welche Wirkungen werden von Vorhaben der Offshore-Wasserstoffproduktion verursacht und welche Umweltauswirkungen resultieren daraus?
- Welche Aspekte sind bei Offshore-Wasserstoffprojekten unter dem Gesichtspunkt des Umweltschutzes besonders zu beachten?

7.1 Einleitung und Leitgedanke

Aus umweltfachlicher Sicht entwickelt sich ein Lebensraum, insbesondere in der marinen Umwelt, am besten, wenn er den natürlichen Mechanismen unterliegt und ohne menschliche und technische Eingriffe bleibt, also ungestört ist. Die Mechanismen in der Umwelt sind selbstregulierend, weshalb diese ohne äußere Einflüsse den natürlichsten Zustand erreicht. Das bedeutet, dass jeder Eingriff durch den Menschen, wie in diesem Fall die Errichtung technischer Anlagen im Offshore-Bereich, grundsätzlich als negativ für die Umwelt zu werten ist, auch wenn die Projekte auf die Förderung erneuerbarer Energien abzielen und daher aus Sicht des Klimaschutzes als positiv zu bewerten sind.

Der wichtigste Leitgedanke, der auch gesetzlich verankert ist und in Zukunft noch an Bedeutung gewinnen wird, ist somit die Vermeidung und Minimierung von technischen Eingriffen und damit von Umweltauswirkungen. Die folgende Analyse konzentriert sich daher vor allem auf die Darstellung von Wirkfaktoren und Mechanismen sowie darauf, wie Vermeidung und Verminderung bereits in einem frühen Stadium der technischen Planung berücksichtigt werden können.

7.2 Umweltrecht und Umweltstudien

In der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) basieren die umweltrechtlichen Grundlagen für Offshore-Wasserstofferzeugungsanlagen auf dem Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG). Bei einer Offshore-Wasserstoffproduktionsanlage handelt es sich nach § 3 WindSeeG um eine „sonstige Energiegewinnungsanlage“. Die zuständige Genehmigungsbehörde ist das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH).

Als Bestandteil des Genehmigungsverfahrens sind im Zuge des Planfeststellungsverfahrens auch die Umweltgutachten, wie u. a. die Natura 2000-Verträglichkeitsuntersuchung und Umweltverträglichkeitsprüfung, beim BSH einzureichen. Um zu untersuchen und festzustellen, ob ein Projekt eine Gefahr für die Meeresumwelt darstellt, werden von Umweltplaner:innen Gutachten für den Antrag beim BSH erstellt. Dabei werden die folgenden Themen behandelt:

- Umweltauswirkungen und ihre Erheblichkeit im Allgemeinen (Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP))
- Auswirkungen auf das europäische Schutzgebietsnetz Natura 2000 für Vögel, Pflanzen und Tiere (Natura 2000-Verträglichkeitsprüfungen (und Vorprüfungen) für Fauna-Flora-Habitat- und Vogelschutzgebiete)
- Auswirkungen auf bestimmte streng geschützte Tier- und Pflanzenarten (Artenschutzrechtlicher Fachbeitrag)
- Auswirkungen auf besonders geschützte Biotope (Biotopschutzrechtlicher Fachbeitrag)
- Auswirkungen auf die Gewässer (Wasserrechtlicher Fachbeitrag)
- Ermittlung des Kompensationsbedarfs (Eingriffsermittlung) und der Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen für die Umwelt (Landschaftspflegerischer Begleitplan)
- Konzepte für die Überwachung von Vogelkollisionen mit Offshore-Bauwerken (Konzept zum Monitoring von Vogelkollisionen) und ein Konzept für die Überwachung der baubedingten

Auswirkungen des Projekts auf die Meeresumwelt (Vorkonzept Monitoring baubedingter Auswirkungen)

Alle genannten Berichte und Gutachten werden auf der Grundlage deutscher und europäischer Vorschriften (Bundesnaturschutzgesetz, Wasserhaushaltsgesetz, Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz) erstellt.

Die Grundlage für die Berichte bilden Daten über den aktuellen Zustand der lokalen Umwelt. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt auf den Schutzwerten Benthos, Fische, Avifauna, Fledermäuse, Landschaft und Meeressäuger. Die Auswirkungen auf diese Schutzwerte werden von den Gutachter:innen bewertet (zu den Wirkfaktoren siehe Kapitel 7.4). Dies erfolgt zum Teil auf der Grundlage von technischen Gutachten, die vom Vorhabenträger extern in Auftrag gegeben werden (Lärmprognose, Emissionsgutachten, Wärmeemissionsstudie für geplante Kabel oder Pipelines, Archäologisches Fachgutachten usw.).

7.3 Räumliche Planung als Planungsrahmen

Zentrales Steuerungsinstrument der Offshore-Energieerzeugung ist der vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) erstellte Flächenentwicklungsplan (FEP), der Vorgaben zum räumlichen und zeitlichen Offshore-Ausbau trifft (§ 5 WindSeeG). Im aktuellen Entwurf des FEP vom 07. Juni 2024 (BSH 2024) ist ein sonstiger Energiegewinnungsbereich (SEN-1) in der AWZ der Nordsee ausgewiesen, der sich 102 km nördlich von Borkum befindet und eine Fläche von knapp 102 km² umfasst. Der FEP trifft keine räumlichen Festlegungen zu Leitungen für die Anbindung des Gebietes SEN-1 (BSH 2023). Im aktuellen Entwurf des FEP werden jedoch mögliche Trassen für eine Wasserstoffpipeline zur Erschließung des Gebietes SEN-1 zur Diskussion gestellt. Weitere Flächen für Offshore-Wasserstoffproduktionsanlagen sind im FEP derzeit nicht festgelegt (BSH 2024). Mit der Ausweisung von SEN-1 wird jedoch ein erster Rahmen für die umwelt- und raumordnerische Berücksichtigung einer solchen Energieerzeugung und -übertragung geschaffen.

Im Falle einer zukünftigen Anbindung an die Zonen 4 und 5 des FEP (im sog. „Schnabel“ der AWZ) sind aus heutiger Sicht insbesondere Belange der Schifffahrt, Windenergie, von sonstigen Leitungen sowie der Meeresumwelt zu beachten. Weite Teile der Zonen 4 und 5 werden vom Naturschutzgebiet Doggerbank eingenommen, mit dessen Schutzbefangenheit in zukünftigen Verfahren entsprechend umgegangen werden muss. In puncto Arten- und ggf. auch Gebietsschutz werden in Zukunft vermutlich verstärkt Vermeidungs- und Verminderungsmaßnahmen auf technischer Seite relevant werden.

7.4 Wirkungen und Auswirkungen auf die Umwelt

Die technische Planung des Vorhabens stellt die Grundlage für die Ableitung der vorhabenbedingten Wirkungen dar. Eine Wirkung wird durch einen Wirkfaktor hervorgerufen. Dieser Wirkfaktor beeinträchtigt einen Umweltzustand oder ein Schutzgut. Dies führt zu einer Auswirkung, welche in der Regel eine Beeinträchtigung der Umwelt oder des zu betrachtenden Schutzgutes bedingt.

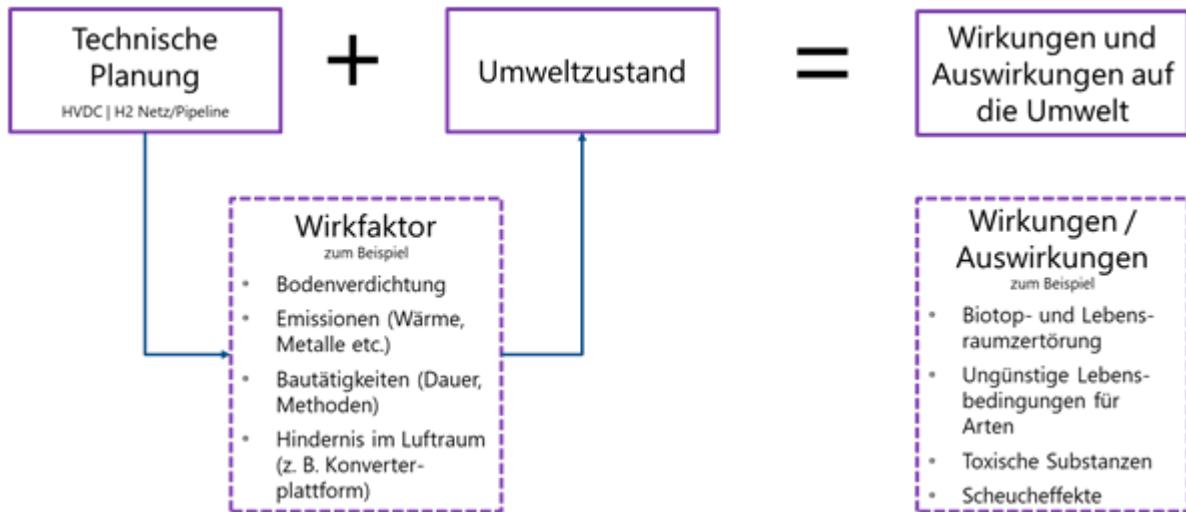


Abbildung 40: Ablaufschema einer Umweltprüfung

Verschiedene Konfigurationen von Offshore-Wasserstoffproduktionsanlagen und die erforderlichen Pipelines haben unterschiedliche Arten und Kombinationen von Umweltauswirkungen.

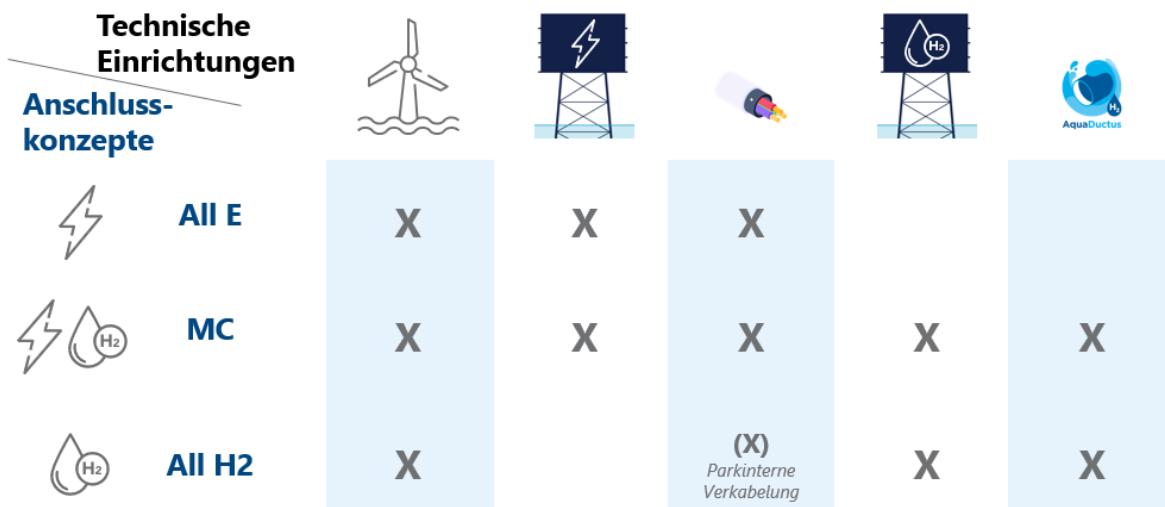


Abbildung 41: Überblick über untersuchte Szenarien (Anlagenkonfigurationen) und die damit verbundenen technischen Einrichtungen

Die Prüfung der Umweltauswirkungen wird in der Praxis in drei Phasen unterteilt:

- bau-/rückbaubedingte Wirkungen (z. B. Schallemissionen während der Errichtung der Fundamente)
- anlagebedingte Wirkungen (z. B. Flächeninanspruchnahmen auf dem Meeresboden, Hindernis und Sichtbarkeit im Luftraum) und
- betriebsbedingte Wirkungen (z. B. Kühlwassereinleitung in die Meeressumwelt).

Die folgende Tabelle zeigt typische Wirkungen der oben genannten Offshore-Projekte sowie in welcher Phase welche Umweltschutzwerte betroffen sind. Nicht alle Wirkungen treten bei allen Offshore-Komponenten auf (OWP, Kabel, Pipelines, Konverterplattformen, Wasserstoffplattformen). Eine detaillierte und komponentenspezifische Auflistung typischer Wirkungen ist der Tabelle 3 im Anhang zu entnehmen.

Tabelle 6: Zuordnung des Wirkzeitraums (●) und der Schutzgüter (X) zu den vorhabenbedingten Wirkungen

Wirkungen	bau-/rückbaubedingt	anlagebedingt	betriebsbedingt	Menschen	Biotypen	Benthos	Fischfauna	Marine Säugetiere	Rastvögel	Zugvögel	Fledermäuse	Biologische Vielfalt	Boden (Sediment)	Fläche	Wasser	Klima	Luft	Landschaft	Kulturelles Erbe und sonstige Sachgüter
Sediment-aufwirbelungen/ Trübungsfahnen	●				X	X	X					X	X		X				
Sediment-umlagerung	●				X	X						X	X						
Schallemissionen	●	●			X	X	X	X				X							
Visuelle Unruhe	●	●							X			X							
Lichtimmissionen	●	●							X	X	X	X						X	
Flächeninanspruchnahme	●	●				X	X					X	X	X					X
Sediment-verdichtung	●				X	X						X	X						
Einbringung von Hartsubstrat		●				X	X					X		X					
Hindernisse im Wasserkörper		●				X						X			X				
Hindernis und Sichtbarkeit im Luftraum	●	●							X	X	X	X						X	
Stoffeinträge ins Wasser		●	●			X	X					X	X		X				
Entnahme und Einleitung von Kühlwasser		●				X	X					X			X				
Nutzungsein-schränkungen		●		X		X	X					X	X						
Wärme-emissionen			●			X	X					X	X						
Elektro-magnetische Felder			●			X	X	X				X							

● Zeitraum der Wirkung unterteilt in bau-/rückbaubedingt, anlagebedingt und betriebsbedingt
 X Zuordnung der Schutzgüter, die von den Wirkungen betroffen sind

7.5 Besondere Aspekte von Offshore-Wasserstoffprojekten

Weil die Umweltauswirkungen durch den Bau und Betrieb von WEA, Kabeln und Konverterplattformen bereits regelmäßig in abgeschlossenen und aktuellen Offshore-Windpark-Projekten berücksichtigt werden, liegt der Fokus im folgenden Text und in der Tabelle auf den möglichen zusätzlichen, speziellen und/oder noch nicht etablierten Umweltauswirkungen von Elektrolyseplattformen und Wasserstoffpipelines. Dies dient in erster Linie dazu, Rückschlüsse auf die vorteilhaftesten technischen Konfigurationen im derzeit frühen Planungsstadium zu ziehen und zu klären, an welchen Stellen Überschneidungen und Abwägungsnotwendigkeiten zwischen Technik und Umweltbelangen bestehen.

Tabelle 7: Parameter, mögliche Auswirkungen sowie Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen, die aus umweltfachlicher Perspektive neu oder besonders relevant bei Offshore-Elektrolyse- und Pipeline-Projekten sind

Parameter	Mögliche Auswirkungen	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen
Wasserstoffplattformen		
Einleitung von mit Salz angereichertem Wasser (Sole) [Konzentration und Volumen]	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einfluss auf den pH-Wert → Auswirkungen auf Fische und Benthos ■ Einfluss auf die Sauerstofflöslichkeit → Auswirkungen auf Fische und Benthos ■ Einfluss auf die Nahrungs-kette (Benthos und Fische) → Auswirkungen auf Meeressäuger und Avifauna 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Verdünnung mit Meerwasser zur Reduzierung der Konzentration. Eine Verdünnung der Sole mit dem Kühlwasser ist vorgesehen. (Aber: Folglich kann es zur erhöhten Aufnahme von Meerwasser kommen.) ■ Einleitung durch mehrere Düsen zur besseren Durchmischung im Wasserkörper
Kühlwasser- und Salzwasserentnahme [Volumen und Schallemissionen]	<ul style="list-style-type: none"> ■ Entnahme von insbesondere Ei- und Larvenstadien der Benthos- und Fischfauna ■ Störung von Rastvögeln und Meeressäugern durch Lärmemissionen von Meerwasserpumpen 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ansauggeschwindigkeit möglichst gering halten ■ Schallemissionen möglichst gering halten ■ Wenn möglich ein feinmaschiges Netz/Sieb vor der Einsaugöffnung ■ Optimierte Positionierung der Wasseraufnahme in der Wassersäule
Einleitung von erwärmtem Wasser in die Meeresumwelt [Temperatur und Volumen]	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lebensraumveränderung Pelagial → abhängig von Menge, Temperaturunterschied und Vermischungsprozessen → ggf. Ausbreitungsmodellierung erforderlich 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Die Temperaturdifferenz durch Erhöhung des Kühlwasserdurchflusses so gering wie technisch möglich und umsetzbar halten (führt zu höherem Kühlwasserverbrauch und Einleitung von Bioziden)
Einleitung von Bioziden (Biozide werden derzeit regelmäßig eingesetzt, um die Kühlkreisläufe frei von Ablagerungen zu halten. Die Verwendung von Bioziden ist Teil des Genehmigungsverfahrens und wird bei künftigen Projekten möglicherweise nicht mehr akzeptiert [Konzentration und Volumen])	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anreicherung von Schadstoffen in Meeresorganismen und Sedimenten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Alternative Reinigungsmethoden, möglichst Vermeidung von Bioziden

Parameter	Mögliche Auswirkungen	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen
Freisetzung von Schadstoffen durch mögliche Opferanoden (Korrosionsschutz) [Menge des Stoffeintrags]	<ul style="list-style-type: none"> ■ Anreicherung von Schadstoffen in Meeresorganismen und Sedimenten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einsatz von alternativem Korrosionsschutz (Fremdstromkorrosionsschutz (z. B. ICCPs))
Rammen der Fundamente [abhängig vom Pfahl-durchmesser]	<ul style="list-style-type: none"> ■ Störung von Meeressäugern (Scheucheffekt, Ausweichbewegung, Verhaltensänderung) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Das Schallschutzkonzept (BMU, 2013) ist zu beachten, wo Grenzwerte für Impuls-schall festgelegt sind. Bei Überschreitung der kritischen Werte sind Schallschutzmaßnahmen zu ergreifen (z. B. Blasenschleier) ■ Bauzeitenpläne, Koordination gleichzeitiger Arbeiten in der Umgebung
Hindernis im Luftraum (je nach Größe/Höhe der Topside und Beleuchtung)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Störung von Rast- und Zugvögeln (Barriereeffekt, Anlock- bzw. Scheucheffekte im Nahbereich, Habitatverlust, Kollision) 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beleuchtungskonzept
Serviceverkehr	<ul style="list-style-type: none"> ■ Störung von Rastvögeln und Meeressäugern 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Minimierung des Schiffsverkehrs ■ Langsam verkehrende Schiffe ■ Einhalten von Schifffahrtsrouten
Wasserstoffemissionen in die Luft aufgrund von Reinigungs- und Entlüftungsvorgängen	<ul style="list-style-type: none"> ■ Wasserstoff hat aufgrund seiner chemischen Reaktionen mit Treibhausgasen ein Erderwärmungspotenzial 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Einsatz von technischen Lösungen zur Minimierung der Emissionen
Pipeline		
Flächeninanspruchnahme durch Pipeline auf dem Meeresboden	<ul style="list-style-type: none"> ■ Dauerhafte Inanspruchnahme benthischer Habitate, ggf. Zerstörung bzw. erhebliche Beeinträchtigung gesetzlich geschützter Biotope 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ggf. Verlegung im Meeresboden → folglich aber andere Eingriffe, die aber wahrscheinlich nach einigen Jahren regenerierbar sind
Einbringung von Hartsubstrat durch Pipeline und ggf. Sicherungselemente (Steinschüttungen)	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lebensraumveränderungen von Weichboden- zu Hartbodenhabitaten 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Möglichst wenig Sicherungselemente einbauen (Anzahl, Fläche)
Temperaturveränderungen umgebendes Sediment und untere Wassersäule durch Pipelinebetrieb	<ul style="list-style-type: none"> ■ Lebensraumveränderungen für benthische Organismen, Veränderungen der Sedimentchemie 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Möglichst geringe Temperaturunterschiede zum Meerwasser an der Oberfläche (z.B. durch Dämmung der Pipeline), bei Verlegung unterhalb

Parameter	Mögliche Auswirkungen	Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen
		Meeresbodenoberfläche ausreichende Verlegetiefe
Lärmemissionen der Pipeline Unterwasser im Betrieb (Infraschall etc.)	■ Scheuchwirkungen, Barrierewirkungen Fische und marine Säuger	■ Angepasste Durchleitungsgeschwindigkeit
Verlegeschiff (je nach Größe, Höhe Oberbau, Beleuchtung und Geschwindigkeit der Verlegung) Wartungsverkehr	<ul style="list-style-type: none"> ■ Visuelle Störung → Scheuchwirkung auf Rastvögel (Habitatverlust), potenziell Anlockung von Zugvögeln (Kollisionsgefahr) ■ Akustische Störung → Scheuchwirkungen, Barrierewirkungen Fische und marine Säuger 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Beleuchtungskonzept des Verlegeschiffs ■ Angepasster Bauzeitenplan (zeitlich auf Lebenszyklen der Tiere angepasst, so wenig Schiffe wie möglich einsetzen, so ökonomisch wie möglich)

Grundlage für die Ableitung von Wirkungen und Wirkfaktoren ist in der Regel eine detaillierte Projektbeschreibung. Eine solche Beschreibung liegt für das hier betrachtete Projekt noch nicht vor. Die vorliegenden Informationen dienen daher nur der allgemeinen Orientierung und erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

Schlussfolgerung

- Was sind die umweltrechtlichen Grundlagen und welchen Planungsrahmen gibt es in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone für Offshore-Wasserstoffproduktionsflächen?

Umweltrechtliche Aspekte für Offshore-Wasserstoffproduktionsanlagen richten sich derzeit nach den Vorgaben des **Windenergie-auf-See-Gesetzes**. Im Rahmen des **Planfeststellungsverfahrens sind Umweltuntersuchungen notwendig**, die als Grundlage für Umweltberichte und Gutachten dienen, welche beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie eingereicht werden müssen. Diese Umweltberichte beruhen auf deutschen und europäischen Vorschriften (Bundesnaturschutzgesetz, Wasserhaushaltsgesetz, Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung).

Der **Flächenentwicklungsplan** ist das zentrale Steuerungsinstrument der Offshore-Windenergieerzeugung in der deutschen AWZ und ist im Windenergie-auf-See-Gesetz als solches verankert. Derzeit ist in der deutschen AWZ der Nordsee ein „sonstiger Energiegewinnungsbereich“ ausgewiesen, auf welchem Offshore-Wasserstoff produziert werden kann. Bei der künftigen Erschließung der nordwestlichen Teile der AWZ sind aus heutiger Sicht insbesondere die Belange der **Schifffahrt, der Windenergie, der Anbindungsleitungen und der Meeresumwelt** zu berücksichtigen.

- Welche Wirkungen werden von Offshore-Wasserstoffproduktionen verursacht und welche Umweltauswirkungen resultieren daraus?

Die technische Planung des Vorhabens und der **aktuelle Zustand der Umwelt** bilden die Grundlage für die Ableitung der **vorhabenbedingten Umweltauswirkungen**. Die Umwelt-auswirkungen sind vielfältig und betreffen eine große Anzahl an Schutzgütern. Um die Umweltauswirkungen zu minimieren, müssen im Rahmen des Planfeststellungsverfahrens **geeignete Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen** festgelegt werden.

- Welche Aspekte sind bei Offshore-Wasserstoffprojekten unter dem Gesichtspunkt des Umweltschutzes besonders zu beachten?

Im Vergleich zu etablierten Offshore-Projekten gibt es bei **Wasserstoffplattformen und Pipelines zusätzliche und zum Teil intensivere Parameter, die Auswirkungen auf die Umwelt haben**. Diese Parameter bedürfen bei künftigen Genehmigungsverfahren besonderer Beachtung. Bei Wasserstoffplattformen beziehen sich die neuen Parameter vor allem auf betriebsbedingte Aspekte der Elektrolyseure. Im Gegensatz zu Stromnetzanschlüssen sind für eine Offshore-Wasserstoffproduktion mehr Plattformen erforderlich, was auch zu höheren Umweltauswirkungen führt. Der Bau und Betrieb einer Pipeline unterscheidet sich in mehreren Parametern von Offshore-Kabeln. Abhängig von der Art der Pipelineverlegung sind die Parameter Flächeninanspruchnahme, Einbringung von Hartsubstrat, Temperaturveränderungen im umgebenden Sediment und in der unteren Wassersäule, Unterwasserschallemissionen und Störungen durch das Verlegeschiff wichtige Parameter mit möglichen Umweltauswirkungen, die im Planfeststellungsverfahren berücksichtigt werden müssen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt kann noch nicht abschließend festgestellt werden, ob das molekül- oder das elektronenbasierte System aus ökologischer Sicht vorteilhafter ist.

8 Rechtliche Perspektive

Leitfragen

- Was sind die rechtlichen Voraussetzungen für den Bau und Betrieb von Offshore-Wasserstoffproduktionsanlagen in der deutschen AWZ?
- Welche Voraussetzungen müssen erfüllt sein, damit Wasserstoff als "grüner Wasserstoff" bezeichnet werden kann?
- Welcher gesetzgeberische Handlungsbedarf besteht, um die Ziele der Bundesregierung für die Offshore-Elektrolyse zu erreichen? Wie verhält sich der Ausschluss von Mischanschlüssen nach geltendem deutschem Recht im Vergleich zu den rechtlichen Rahmenbedingungen in den europäischen Nachbarländern?

8.1 Einführung und Leitfragen

Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Offshore-Elektrolyse ist ein fester Bestandteil des Instrumentenmixes der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung vom Juli 2023. Die für 2030 angestrebte inländische Wasserstoffkapazität wurde auf 10 GW verdoppelt, wovon 1 GW oder 10 % auf die Offshore-Elektrolyse entfallen sollen. Neben der Onshore-Elektrolyse und dem Import von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten soll die Offshore-Wasserstoffproduktion damit zu einer zentralen und unverzichtbaren Versorgungsquelle für die sich entwickelnde Wasserstoffwirtschaft werden.¹⁴

Damit gehen die Erwartungen der Bundesregierung an die Entwicklung der Offshore-Wasserstoffelektrolyse jedoch weit über den ursprünglichen, im Wesentlichen ergebnisoffenen Erprobungszweck der aktuellen Regelungen zur Offshore-Wasserstoffproduktion hinaus.¹⁵

8.2 Die Offshore-Produktion von Wasserstoff in der AWZ nach geltendem Recht

Nachfolgend werden die aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen für die Errichtung und den Betrieb der für die Offshore-Elektrolyse notwendigen Anlagen dargestellt. Maßgebliche gesetzliche Grundlage ist das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG).¹⁶ Nach dessen § 2 Abs. 1 Nr. 3 regelt das WindSeeG die Genehmigung, Errichtung, Inbetriebnahme und den Betrieb von Windenergieanlagen auf See. Dazu gehören auch andere Energieerzeugungsanlagen, Offshore-Anbindungskabel und Transportleitungen, die Energie oder Energieträger aus Windenergieanlagen oder aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen in sonstiger Energiegewinnungsbereiche abführen.

¹⁴ Vgl. Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, BMWK, Juli 2023, S.8; <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html>: Die aktualisierte Nationale Wasserstoffstrategie betont die dringende Notwendigkeit der Sicherstellung einer ausreichenden Versorgung mit Wasserstoff: Um die rasche Entwicklung und den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu gewährleisten und die erwartete Nachfrage, insbesondere in der Transformationsphase, zu decken, und damit den technologischen Umstieg auf Wasserstoff zu ermöglichen, zumindest bis genügend grüner Wasserstoff verfügbar ist

werden auch andere Wasserstofffarben verwendet, insbesondere kohlenstoffreicher Wasserstoff aus Abfällen oder Erdgas in Kombination mit Carbon Capture Storage; S.4

¹⁵ Siehe § 4 Abs. 3 WindSeeG. Auch in der Gesetzesbegründung wird betont, dass andere Energieerzeugungsgebiete Raum für die Erprobung der Praxistauglichkeit innovativer Konzepte zur Energieerzeugung ohne Netzanschluss bieten, BT-Drucks. 19/5523 vom 6.11.2018, S. 124.

¹⁶ Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258, 2310), zuletzt geändert durch Art. 10 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. I Nr. 151).

8.2.1 Anlagen zur Offshore-Produktion von Wasserstoff unterfallen dem WindSeeG
Die zukünftige Erzeugung von Offshore-Wasserstoff soll durch Windenergieanlagen (WEA) und Elektrolyseure (EL) einschließlich der erforderlichen Leitungsinfrastruktur in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) erfolgen.

Windenergieanlagen (WEA) in der AWZ fallen unter die Definition der Windenergieanlagen auf See nach §. 3 Nr. 11 WindSeeG. EL sind sonstige Energiegewinnungsanlagen nach § 3 Nr. 8 WindSeeG eingestuft. 3 Nr. 8 WindSeeG. Dazu gehören neben Anlagen zur Erzeugung von Strom auf See aus anderen erneuerbaren Energiequellen als Wind auch Anlagen zur Erzeugung anderer Energieträger, insbesondere von Gas, oder anderer Energieformen, insbesondere thermischer Energie.¹⁷

8.2.2 Erfordernis der Planfeststellung

Gemäß § 65 Abs. 1 Nr. 1 WindSeeG werden die Errichtung und der Betrieb von Windenergieanlagen auf See und sonstigen Energiegewinnungsanlagen in der AWZ sowie die zugehörige Netzinfrastruktur¹⁸ und die für die Errichtung und den Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebenanlagen in Teil 4 des WindSeeG (§§ 65-92) geregelt. WEA und ELs zur Offshore-Wasserstofferzeugung bedürfen der Planfeststellung nach § 66 WindSeeG. Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ist zuständige Behörde gem. 66 Abs. 2 WindSeeG. Es soll die Genehmigung innerhalb von 18 Monaten erteilen (§ 69 Abs. 4 S. 1 WindSeeG) und auf 25 Jahre befristen (§ 69 Abs. 7 S. 1 WindSeeG).

8.2.3 Zuschlagserteilung bei Ausschreibung sonstiger Energiegewinnungsbereiche als Voraussetzung zur Beantragung der Planfeststellung

Nach §. 67 WindSeeG kann der Antrag auf Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens jedoch nur von demjenigen gestellt werden, dem zuvor eine Genehmigung für das Fläche, auf die sich sein Vorhaben bezieht, erteilt worden ist. Ein entsprechender Nachweis über die Erteilung einer Genehmigung für das betreffende Gebiet ist als Teil des Vorhabenplans gemäß § 68 Abs. 1 WindSeeG vorzulegen.

§ 92 WindSeeG sieht vor, dass das BSH für die im Flächenentwicklungsplan (FEP) festgelegten sonstigen Energiegewinnungsbereiche der AWZ den zugelassenen Antragsteller im Wege eines Ausschreibungsverfahrens ermittelt. Nach der Definition in §. 3 Nr. 8 WindSeeG sind die sonstigen Energiegewinnungsbereiche für die Errichtung von WEA auf See und sonstigen Energiegewinnungsanlagen bestimmt, die beide nicht an das Netz angeschlossen sind. Die sonstigen Energiegewinnungsbereiche müssen auch außerhalb von Gebieten im Sinne des § 3 Nr. 3 WindSeeG liegen. d.h. außerhalb von Meeresgebieten, die für die Errichtung und den Betrieb von Offshore-WEA bestimmt sind, die an das Stromnetz angeschlossen sind. EL sind in Gebieten nach § 3 Nr. 3 WindSeeG ebenfalls nicht vorgesehen.

Voraussetzung für die Beantragung einer Planfeststellung für Offshore-Elektrolyseanlagen ist daher die Ausweisung von sonstigen Energiegewinnungsbereichen (s. u. 9.2.4.) und die erfolgreiche Teilnahme des Antragstellers an der Gebietsausschreibung (s. u. 9.2.5.).

8.2.4 Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche im FEP

Die Festlegung sonstiger Energiegewinnungsbereiche erfolgt im Flächenentwicklungsplan (FEP), der gem. § 4 Abs. 1 S. 1 WindSeeG die fachplanerischen Festlegungen für die AWZ trifft und nach Abs. 3 für Windenergieanlagen auf See und sonstige Energiegewinnungsanlagen, die jeweils nicht

¹⁷ Vgl. Die Gesetzesbegründung, die sich ausdrücklich auf die Offshore-Elektrolyse als Beispiel sonstiger Energiegewinnung bezieht, BT-Drucks. 19/5523 vom 06.11.2018, S. 124.

¹⁸ Die Netzinfrastruktur umfasst Offshore-Anbindungsleitungen, Anlagen zur Übertragung von Strom aus Windenergieanlagen auf See und Anlagen zur Übertragung von anderen Energieträgern aus Windenergieanlagen auf See oder aus sonstigen Energiegewinnungsanlagen jeweils einschließlich der zur Errichtung und zum Betrieb der Anlagen erforderlichen technischen und baulichen Nebeneinrichtungen.

an das Netz angeschlossen werden, Festlegungen mit dem Ziel treffen kann, die praktische Erprobung und Umsetzung von innovativen Konzepten für nicht an das Netz angeschlossene Energiegewinnung räumlich geordnet und flächensparsam zu ermöglichen. Dies soll in räumlich geordneter und flächensparender Weise geschehen. Hinsichtlich möglicher räumlicher und technischer Festlegungen im FEP ist das BSH an weitere gesetzliche Vorgaben gebunden, insbesondere an § 5 WindSeeG.

Der derzeit gültige FEP 2023 sieht nur einen sonstigen Energiegewinnungsbereich in der Nordsee vor, der als SEN-1 bezeichnet wird. Die räumliche Ausdehnung von SEN-1 wurde im Vergleich zum bisherigen FEP auf 101,61 km² erweitert. Dagegen wurde ein zweiter sonstiger Energiegewinnungsbereich mit der Bezeichnung SEO-1, der im bisherigen FEP enthalten war, gestrichen. In Ergänzung zu § 3 Nr. 8 WindSeeG, der den Anschluss an das Stromnetz ausschließt, schließt der FEP 2023 die (rechtlich grds. mögliche) Verlegung eines Kabels zur Anbindung von SEN-1 an Land, z.B. an eine Elektrolyseanlage, aus, da diese Option als „aus räumlicher Sicht ineffiziente Anbindungsmöglichkeit“ angesehen wird.¹⁹

Derzeit wird der FEP 2024 vorbereitet. Es gibt eine Diskussion über die Schaffung weiterer Energiegewinnungsgebiete in den nordwestlichen Teilen der deutschen AWZ. Der aktuelle Entwurf des FEP 2024 sieht jedoch keine solchen Erweiterungen anderer Energiegewinnungsgebiete in der Nordsee vor.²⁰

8.2.5 Ausschreibung der Antragsberechtigten für die Planfeststellung

Die Ausschreibung der Antragsberechtigten gem. § 92 WindSeeG richtet sich nach den Bestimmungen der Verordnung zur Vergabe von sonstigen Energiegewinnungsbereichen in der ausschließlichen Wirtschaftszone (SoEnergieV).²¹ Grundlage ist die Verordnungsermächtigung des § 96 Nr. 5 WindSeeG, die insbesondere die Regelung des Vergabeverfahrens sowie Vorgaben für zu erbringende Sicherheiten und Realisierungsfristen vorsieht. Um an der Ausschreibung teilzunehmen, hat der Bieter gem. § 8 Abs. 2 und 3 SoEnergieV eine umfassende Projektbeschreibung und einen Wirtschafts- und Finanzierungsplan einzureichen. Die Vergabeentscheidung erfolgt gem. § 9 SoEnergieV auf Grundlage eines punktabasierten Bewertungssystems anhand der Kriterien (1) voraussichtliche jährliche Energiemenge des finalen Energieträgers (2) Energieeffizienz im Zuge von Umwandlungen und Transport (3) Technologiereife (4) Skalierbarkeit des Projekts (5) Kosten der Energiebereitstellung sowie (6) absehbare, wesentliche Auswirkungen auf die Meeresumwelt. Neben umfangreichen Anforderungen an Gebote. Soweit keine Ausschlussgründe vorliegen, erteilt gem. § 12 Abs. 1 Nr. 5 SoEnergieV das BSH vier Monate nach dem Gebotstermin dem Gebot mit der höchsten Bewertungspunktzahl die gewünschte Antragsberechtigung zur Planfeststellung.

Im Folgenden ist der Antragsberechtigte an die Realisierungsfristen des § 14 SoEnergieV gebunden, d.h. er hat insbesondere innerhalb von 24 Monaten nach Unterrichtung über die Erteilung der Antragsberechtigung die notwendigen Antragsunterlagen zur Planfeststellung beim BSH einzurichten. Nach Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses ist binnen weiterer 24 Monate ein Finanzierungsnachweis für das Vorhaben zu erbringen und binnen weiterer 12 Monate ein Nachweis über den erfolgten Baubeginn vorzulegen. Die technische Betriebsbereitschaft der Anlagen ist binnen 52 Monaten nach Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses nachzuweisen. Schließlich ist dem BSH nach sechs Betriebsjahren nachzuweisen, dass die in den ersten fünf Betriebsjahren

¹⁹ Vgl. FEP 2023, S. 88;

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2023/flaechenentwicklungsplan_2023_node.html

²⁰ Vgl. Entwurf FEP2024, S. 54 und 110;

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads_Entwurf_FEP/Entwurf_FEP.html;jsessionid=A5FB7E583364CB26F4E17E22E6E8F86B.live11314.

²¹ Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung (SoEnergieV), vom 21. September 2021 (BGBl. I S. 4328), zuletzt geändert durch Art. 11 des Gesetzes vom 20.Juli 2022 (BGBl. I S. 1325).

durchschnittlich produzierte Energiemenge mindestens 90 % der im Gebot nach § 8 SoEnergieV angegebenen Energiemenge entsprach.

Werden diese Fristen nicht eingehalten drohen gem. § 15 Abs. 1 und 2 SoEnergieV Pönalen von mindestens 30 % der geleisteten Sicherheit²², es sei denn der Vorhabenträger weist nach, dass ihn kein eigenes Verschulden trifft. Unabhängig von der Leistung einer Pönale sieht die SoEnergieV zudem den Widerruf der Antragsberechtigung vor, wenn der fristgemäße Finanzierungsnachweis oder die fristgemäße Anzeige des Baubeginns versäumt werden²³.

8.3 Voraussetzungen für die Qualifizierung als „grüner Wasserstoff“

Die grüne Qualität von Wasserstoff ist vor allem Anknüpfungspunkt für die finanzielle Förderung von Wasserstoffprojekten.²⁴ Sie ist nicht Voraussetzung der Vorhabenzulassung nach dem Wind-SeeG und auch nicht Teil des punktebasierten Bewertungssystems bei der Ausschreibung der Antragsberechtigung.

Die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung definiert grünen Wasserstoff wie folgt:

Grüner Wasserstoff wird durch Elektrolyse von Wasser hergestellt, wobei für die Elektrolyse ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien zum Einsatz kommt. Unabhängig von der gewählten Elektrolysetechnologie erfolgt die Produktion von Wasserstoff CO₂-frei, da der eingesetzte Strom zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen stammt und damit CO₂-frei ist.²⁵

Die Anforderungen an grünen Wasserstoff werden durch die Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184²⁶ zur Ergänzung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 definiert, die für den deutschen Gesetzgeber im Rahmen seiner Verpflichtung zur Umsetzung der dritten Erneuerbare-Energien-Richtlinie verbindlich ist.

Die Anforderungen an grünen Wasserstoff sollen u.a. in einer Rechtsverordnung der Bundesregierung gem. § 93 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)²⁷ geregelt werden, die die generelle Voraussetzung enthält, dass nur nicht geförderter Strom aus erneuerbaren Energien für die

²² Gemäß §. 7 Abs. 3 SoEnergieV beträgt die Höhe der Sicherheit 2 Euro pro Quadratmeter und richtet sich nach der Größe des sonstigen Energieerzeugungsgebiets gemäß FEP bzw. des entsprechenden Teilgebiets, auf das sich das Angebot bezieht. Demnach würde für die Erschließung des gesamten SEN-1-Gebietes bei einer Größe von 101,61 Quadratkilometern ein Betrag von bis zu 203,22 Mio. Euro im Risiko stehen.

²³ Für die Zukunft plante das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima (BMWK) die Durchführung von Förderaufrufen vor den gebietsbezogenen Ausschreibungen. Auf diese Weise könnten sich Projektträger in einem Bieterverfahren auf Basis des geringsten Förderbedarfs um Investitionsmittel für WEA, EL und Wasserstofftransportleitungen bewerben. Die Teilnahme am Förderaufruf wäre fakultativ und keine notwendige Bedingung für die Teilnahme an den folgenden gebietsbezogenen Ausschreibungen. Das BMWK hat den ersten Förderaufruf für den SEN-1-Bereich nach der beihilferechtlichen Genehmigung der Förderrichtlinie durch die EU-Kommission vorgesehen. Es ist unklar, ob die Idee eines Förderaufrufs derzeit noch verfolgt wird. Vgl. Marktkonsultation Eckpunkte Förderrichtlinie zur Erzeugung von grünem Wasserstoff auf See: "Förderrichtlinie Offshore-Elektrolyse"; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/marktkonsultation-eckpunktepapier-foerderrichtlinie-offshore-elektrolyse.pdf?__blob=publicationFile&v=1.

²⁴ Die direkte finanzielle Unterstützung der Wasserstofferzeugung ist auf die Produktion von grünem Wasserstoff beschränkt, Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, BMWK, Juli 2023, S.3; <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html>.

²⁵ Die Nationale Wasserstoffstrategie, BMWi, Juni 2020, Glossar, S. 29. <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.html>.

²⁶ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr, OJ L 157, 20.6.2023, S. 11–19.

²⁷ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21.Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 1 des Gesetzes vom 8.Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151).

Herstellung von grünem Wasserstoff verwendet werden darf.²⁸ Darüber hinaus wird die Verordnung räumliche und zeitliche Anforderungen an die kombinierte Erzeugung von erneuerbarem Strom und Wasserstoff sowie Vorgaben für den erforderlichen Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage zur Stromerzeugung und entsprechende Nachweise regeln. Derzeit steht die Verordnung noch aus.²⁹

Gemäß Art. 5-7 der Delegierten Verordnung sind Hauptkriterien für die Einstufung als grüner Wasserstoff die Zusätzlichkeit der eingesetzten erneuerbaren Stromerzeugung, d.h. die Schaffung neuer Erzeugungskapazitäten, sowie die zeitliche und räumliche Korrelation von Strom- und Wasserstofferzeugung. Nach der Systematik der delegierten Verordnung ist dabei zwischen der Elektrizitätsversorgung über direkte Leitungen und der netzgekoppelten Elektrizitätsversorgung zur Wasserstofferzeugung zu unterscheiden.

1. Elektrizitätsversorgung über eine Direktleitung

Wird die Wasserstoff-Elektrolyse mit Strom betrieben, der über eine direkte Leitung zugeführt wird, muss dies gemäß Art. 3 der Delegierten Verordnung nachgewiesen werden. Besteht daneben auch ein Netzanschluss, muss durch ein intelligentes Messsystem nachgewiesen werden, dass für die Wasserstofferzeugung kein Strom aus dem Netz bezogen wurde. Um das Zusätzlichkeitskriterium zu erfüllen, darf die entsprechende Stromerzeugungsanlage frühestens 36 Monate vor dem EL in Betrieb genommen worden sein.

2. Elektrizitätsversorgung aus dem Netz

Wird der für die Wasserstoffproduktion verwendete Strom über einen Netzanschluss bezogen, ist eine Einstufung als grüner Wasserstoff in folgenden Fällen möglich:

- A. Der EL befindet sich in einer Gebotszone, in der der durchschnittliche Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien im vorangegangenen Kalenderjahr über 90 % lag. Darüber hinaus darf die Produktion von erneuerbaren Kraftstoffen eine maximale Stundenzahl nicht überschreiten, die im Verhältnis zum Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen in der Gebotszone festgelegt ist (Art. 4 Abs. 1 Delegierte Verordnung - "90 %-Modell");
- B. Der EL befindet sich in einer Gebotszone, in der die Emissionsintensität von Strom weniger als 18 g CO₂-Äquivalent/MJ beträgt. Darüber hinaus ist der Wasserstofferzeuger verpflichtet, Stromlieferverträge für erneuerbare Energien abzuschließen, durch die der Strom mindestens in der als vollständig erneuerbar angegebenen Menge erzeugt wird. Darüber hinaus müssen die Bedingungen des zeitlichen und räumlichen Zusammenhangs erfüllt sein (Art. 4 Abs. 2 Delegierte Verordnung - "Klimamodell");
- C. Der aus dem Netz entnommene Strom wird während einer Redispatch-Periode zur Wasserstofferzeugung genutzt. Es muss nachgewiesen werden, dass Stromerzeugungsanlagen, die erneuerbare Energiequellen nutzen, nach unten redispatcht wurden und dass der für die Wasserstofferzeugung genutzte Strom den Redispatch-Bedarf entsprechend reduziert hat (Art. 4 Abs. 3 Delegierte Verordnung - "Redispatch-Modell");
- D. Erfüllung der Kriterien der Zusätzlichkeit sowie des räumlichen und zeitlichen Zusammenhangs. Dies setzt voraus, dass die gesamte für die Wasserstofferzeugung genutzte Strommenge durch Eigenerzeugung oder über ein PPA aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien geliefert wird, die frühestens 36 Monate vor Inbetriebnahme des EL in Betrieb genommen wurden und zu keinem Zeitpunkt staatliche Beihilfen erhalten haben. Darüber hinaus muss der für die Wasserstoffproduktion genutzte Strom im selben Kalendermonat (ab 2030 in derselben

²⁸ Vgl. Report of the Parliamentary Committee on Economics and Energy (Ausschuss für Wirtschaft und Energie), BT-Drucks. 19/25326, p. 30 which explicitly refers to minimum standards („Mindestvoraussetzung“).

²⁹ Im Gegensatz dazu ist die Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote vom 17.04.2024 (37. BlmSchV), die sich ebenfalls auf die Kriterien für grünen Wasserstoff bezieht, bereits in Kraft getreten, BGBl. 2024 I Nr. 131).

Stunde) und innerhalb derselben Gebotszone erzeugt worden sein (Art. 4 Abs. 4 Delegierte Verordnung - "Netzstrommodell").

Bei direkter Netzeinspeisung kann die grüne Qualität problemlos eingehalten werden. Der Ansatz entspricht der netzungebundenen Wasserstofferzeugung, wie sie auch das WindSeeG vorsieht. Im Falle einer Netzanbindung erscheinen das "90 %-Modell" und das "Klimamodell" realistisch für den zukünftigen Fall der Einrichtung von Offshore-Gebotszonen und/oder durch die schrittweise Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren an der Stromerzeugung über 90 % hinaus. Das "Redispatch-Modell" ist bereits heute eine geeignete Option, wenn entsprechende Stromüberschüsse genutzt werden. Die strengsten Anforderungen würden für die Nutzung im Rahmen des "Netzstrommodells" gelten.

8.4 Gesetzliche Anpassungen zur Erreichung der Regierungsziele für die Offshore-Wasserstoffproduktion

Wenn die Offshore-Wasserstoffproduktion einen relevanten Anteil an der zukünftigen Elektrolysekapazität in Deutschland haben soll, muss der bestehende Rechtsrahmen zweckmäßig gestaltet und gegebenenfalls weiter verbessert werden.

8.4.1 Gesetzliche Regelung der Ausbauziele für die (Offshore-)Wasserstofferzeugung
Mit der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie und ihrem Ziel von 1 GW Offshore-Elektrolysekapazität oder 10 % der gesamten Elektrolysekapazität in Deutschland im Jahr 2030 gehen die Erwartungen der Regierung deutlich über den bisherigen Gesetzeszweck des WindSeeG für sonstiger Energiegewinnungsbereiche hinaus. So ging es dem Gesetzgeber 2018 lediglich darum, "die praktische Umsetzbarkeit solcher innovativen Konzepte zur Energiegewinnung ohne Netzzuschluss zu erproben".³⁰ Dieser ursprüngliche Erprobungszweck ist durch ein quantifiziertes Ausbauziel ersetzt worden.

Es erscheint folgerichtig, die Wasserstoff-Ausbauziele in gleicher Weise gesetzlich zu verankern wie die Ziele für die erneuerbare Stromerzeugung im EEG und WindSeeG.

Eine Kodifizierung sowohl der allgemeinen Wasserstoffkapazitätsziele als auch des spezifischen Offshore-Ziels würde die Gleichrangigkeit der Ziele für erneuerbare Stromerzeugung und Elektrolysekapazitäten im Klimaschutzprogramm 2023 der Bundesregierung unterstreichen.³¹ Beide Ziele müssen erreicht werden, um die deutschen Treibhausgasminderungsziele zu erreichen. Eine gesetzliche Regelung wäre nicht rein symbolisch, sondern hätte praktische Auswirkungen, wie die Ausweisung sonstiger Energiegewinnungsbereiche im FEP2023 zeigt, der die Erfüllung der gesetzlichen Ziele des § 4 Abs. 2 Nr. 1 WindSeeG für netzgekoppelte Offshore-Windenergie gegenüber dem Ausbau der Offshore-Elektrolyse priorisiert:

„Die Festlegung von zusätzlichen sonstigen Energiegewinnungsbereichen würde das Erfordernis zur Identifikation zusätzlicher Potenzialflächen und die damit zusammenhängenden Nutzungs-konkurrenzen weiter verschärfen. Aufgrund der gesetzlichen Ziele für den Ausbau von Windenergieanlagen auf See, die an das Netz angeschlossen werden, wird diese Nutzung gegenüber der Festlegung weiterer sonstiger Energiegewinnungsbereiche priorisiert.“³²

³⁰ § 4 Abs. 3 WindSeeG und Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 8 WindSeeG, BT-Drucks. 19/5523, S. 124.

³¹ Das Ziel von 10 GW Elektrolysekapazität im Jahr 2030 ist sowohl im Koalitionsvertrag von 2021 als auch im Klimaschutzprogramm der Bundesregierung von 2023 enthalten. Nach der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie von 2023 soll 1 GW Elektrolysekapazität offshore erreicht werden. Dies sind - ebenso wie die Ausbauziele für erneuerbare Energien - notwendige Bausteine, um im Rahmen der Maßnahmen im Industriesektor die 65 %-ige Treibhausgasminderung gem. 3 Abs. 1 Nr. 1 des Bundesklimaschutzgesetzes bis 2030 zu erreichen.

³² FEP 2023, S. 88;
https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan_2023/flaechenentwicklungsplan_2023_node.html.

Wenn sonstige Energiegewinnungsbereiche entsprechend zurückgestellt werden, ist die gezielte Entwicklung der Offshore-Wasserstofferzeugung gefährdet. Tatsächlich wird die ganzheitliche Steuerung der Energiewende über quantifizierte staatliche Ziele in Frage gestellt, wenn einige ihrer (Teil-)Ziele von den Behörden mangels gesetzlicher Regelung einfach ignoriert oder beiseite geschoben werden können.

8.4.2 Aktivieren von kombinierten Anschlusskonzepten für die Offshore-Wasserstoffproduktion

Derzeit besteht ein gesetzlicher Ausschluss des Netzanschlusses für WEA und EL zur Offshore-Wasserstofferzeugung, der sich aus dem Wortlaut und der Systematik des WindSeeG ergibt. Die gesetzliche Definition der sonstigen Energiegewinnungsbereiche in § 3 Nr. 8 WindSeeG und der Regelungszweck des § 1 SoEnergieV³³ sind ausdrücklich auf Anlagen ohne Netzanschluss beschränkt. Unter dem Begriff "Netz" ist dabei das Stromnetz der allgemeinen Versorgung im Sinne des § 2 Nr. 35 EEG³⁴ zu verstehen. Der landseitige Anschluss über eine Stromleitung kommt daher nur dann in Betracht, wenn der entnommene Strom sofort vollständig verbraucht würde, ohne jemals in das Netz eingespeist zu werden. Dies könnte etwa bei einer Onshore-EL ohne Netzanschluss der Fall sein. Für die Ableitung des erzeugten Wasserstoffs gibt es dagegen keine Einschränkung.

Es gibt zahlreiche Gründe, die den derzeitigen Ausschluss von kombinierten Netzanschlüssen in Frage stellen:

8.4.2.1 Eigenstrombedarf von WEA und EL

Gegen einen kategorischen Ausschluss von Stromnetzanschlüssen spricht bereits der Eigenstrombedarf von WEA und EL. Kann die Stromversorgung für Rotorblattverstellung, Windrichtungsnachführung oder Hindernisbefeuierung etc. aufgrund von Windstille nicht direkt aus dem WEA-Betrieb erfolgen, muss der für den Betrieb benötigte Strom entweder aus dem Netz oder aus einem Strohspeicher bereitgestellt werden. Eine externe Stromversorgung für den WEA-Betrieb ist allein schon aus technischen Gründen zumindest sehr empfehlenswert³⁵.

8.4.2.2 Systemvorteile und effiziente Integration von erneuerbaren Energien

Die Netzanbindung von Anlagen zur Offshore-Elektrolyse ermöglicht Flexibilitätsoptionen, die zunehmend an Bedeutung gewinnen: Die Netzintegration gestattet es, überschüssigen Strom, der sowohl an Land als auch auf See erzeugt wird, für die Wasserstofferzeugung zu nutzen, und kann so dazu beitragen, unerwünschte Abregelungen der erneuerbaren Erzeugung zu vermeiden.³⁶ In der fortgeschriebenen Nationalen Wasserstoffstrategie werden die wichtigen Flexibilitätsoptionen hervorgehoben, die eine "systemdienliche Elektrolyse" biete, die somit dazu beitragen könne, den Bedarf am Ausbau des Stromnetzes zu begrenzen.³⁷

³³ Im Gegensatz zu Offshore-Anbindungsleitungen. § 3 Nr. 5 WindSeeG, bezeichnet § 4 Abs. 3 S. 2 WindSeeG die Anschlussinfrastruktur für sonstige Energiegewinnungsbereiche allgemein als Leitungen oder Kabel, die Energie oder Energieträger aus Windenergieanlagen auf See oder sonstigen Energiegewinnungsanlagen aus sonstigen Energiegewinnungsbereichen abführen.

³⁴ Vgl. auch Kirch/Huth, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See, EnWZ 2021, 344 (347).

³⁵ Vgl. Kirch/Huth, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See, EnWZ 2021, 344 (347). Alternativ zu einem versorgenden Netzanschluss ließe sich auch an einen Anschluss an andere Offshore-Windkraftanlagen oder Umspannwerke denken, die nicht zu den Offshore-Landanbindungen im Sinne des § 3 Nr. 5 WindSeeG gehören, da diese gem. 17d Abs. 1 S. 3 EnWG Teil des Versorgungsnetzes sind.

³⁶ Nach der Antwort der Bundesregierung vom 30. Oktober 2023 auf eine Kleine Anfrage im Bundestag ist die Offshore-Windenergie mit einem Anteil von 24 c in Q1/2023 besonders von Abregelungen betroffen; siehe BT-Drucks. 20/9016, S. 2.

³⁷ Vgl. Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie, NWS 2023, BMWK, Juli 2023, S. 6; <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Wasserstoff/Downloads/Fortschreibung.html>.

Bei Kapazitätsengpässen im Netz können WEA, die sonst zur Wasserstofferzeugung genutzt werden, einspringen und dazu beitragen, die Systembilanz und damit die Sicherheit der Stromversorgung aufrechtzuerhalten. Die gemeinsame Nutzung von Netzzanschlüssen an Land mit WEA zur Netstromerzeugung kann eine höhere und damit effizientere Leistungsauslastung ermöglichen.³⁸ Abhängig von den Kosten des Netzzanschlusses kann die Flexibilität, Offshore-WEA sowohl für die Offshore-Elektrolyse als auch für die Stromeinspeisung zu nutzen, die Wirtschaftlichkeit des Betriebs verbessern bzw. den Subventionsbedarf reduzieren. Diese aus energiewirtschaftlicher Sicht wünschenswerten Vorteile werden durch die derzeitige Gesetzgebung von vornherein ausgeschlossen.

8.4.2.3 Nicht restriktive Anschlussregelung in anderen europäischen Ländern und Ziele der NSEC

Der kategorische Ausschluss von Stromnetzzanschlüssen für die Offshore-Elektrolyse in Deutschland steht im Widerspruch zu den technologieoffenen Entwicklungen der Offshore-Elektrolyse der europäischen Nachbarländer. Er erschwert auch die Erreichung des gemeinsamen Ziels der Nordsee-Anrainerstaaten, einen koordinierten und integrierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Rahmen der North Sea Energy Cooperation (NSEC) zu ermöglichen.

Andere europäische Länder und Partner in der NSEC wie die Niederlande, das Vereinigte Königreich, Dänemark und Belgien sehen nicht nur von solchen Verboten des Anschlusses von Offshore-Wasserstoffanlagen an das Stromnetz ab, sondern es gibt eine sichtbare Tendenz, die potenziellen Vorteile eines kombinierten Anschlusses von Wasserstoff und Strom an das Netz zu erkennen und zu erkunden.

In den Niederlanden werden derzeit zwei Demonstrationsprojekte für die Offshore-Elektrolyse vorbereitet. Beim Projekt "Demo 1" soll ein 100-MW-Elektrolyseur an einen bestehenden OWP angebaut werden, der bereits an das Netz angeschlossen ist. Die Wasserstoffproduktion soll den bestehenden Stromnetzzanschluss ergänzen. Beim Projekt "Demo 2" soll ein OWP im Gebiet Ten Noorden van de Waddeneilanden errichtet werden, der für die Wasserstoff-Elektrolyse genutzt werden soll. Auch hier ist die Absicht der Regierung, einen zusätzlichen Stromnetzzanschluss zu ermöglichen.³⁹

Auch im Vereinigten Königreich gibt es keine Pläne für ein Verbot der Offshore-Elektrolyse. Vielmehr betont die Wasserstoffstrategie der Regierung die Vorteile von Mixed-Grid-Ansätzen und verweist auf die Nutzung von Überschussstrom, die Speicherfunktion und die optimierte Sektorkopplung.⁴⁰ Dänemark und Belgien sind ebenfalls offen für kombinierte Verbindungen.

Der dänische Ko-Vorsitz des NSEC betonte in seiner Agenda 2024 die Bedeutung der Offshore-Wasserstoffproduktion und die Notwendigkeit der Integration in das elektrische System, was die Notwendigkeit kombinierter Verbindungen impliziert:

Grüner Offshore-Wasserstoff wird voraussichtlich nach 2030 zu einem wesentlichen Bestandteil des Energiesystems werden. Seine breite Einführung kann eine wichtige Rolle bei der Abschwächung des Klimawandels spielen, indem Treibhausgasemissionen in Sektoren reduziert werden, die nur schwer direkt elektrifiziert werden können. Darüber hinaus birgt die Integration von grünem Wasserstoff mit der Entwicklung von Offshore-Windenergie das Potenzial, die Gesamtwirkung von Initiativen im Bereich der erneuerbaren Energien zu verbessern. Er geht die Herausforderungen im Zusammenhang mit der Unterbrechung der Energieversorgung an, bietet einen sauberen

³⁸ § 5 Abs. 4 Nr. 1 WindSeeG verweist ausdrücklich auf die effiziente Trassennutzung als Kriterium für die Flächen-Priorisierung.

³⁹ Vgl. Kamerbrief „Structuurvisie Windenergie op Zee“, MinEZK, 28.6.2023, S. 2 f.; <https://zoek.officielebekendmakingen.nl/kst-33561-58.html>.

⁴⁰ Vgl. UK Hydrogen Strategy, August 2021, S. 57-59; https://assets.publishing.service.gov.uk/media/64c7e8bad8b1a70011b05e38/UK-Hydrogen-Strategy_web.pdf.

Energieträger für mehrere Sektoren, unterstützt die Netzstabilität und schafft wirtschaftliche Möglichkeiten im Rahmen der globalen Umstellung auf nachhaltige Energiesysteme.⁴¹

8.4.2.4 Versagung des Anspruchs auf Netzanschluss nach EU-Recht

Durch § 3 Nr. 8 WindSeeG wird Offshore-Wasserstoffproduzenten (WEA/EL-Betreibern) das Recht auf einen Netzanschluss verweigert. Dies wirft die Frage der Vereinbarkeit mit dem europäischen Energierecht auf.

Die aktuelle Strommarktrichtlinie (EU) 2019/944⁴² und ihre Vorgängerrichtlinien enthalten keine explizite Regelung zur allgemeinen Netzanschlusspflicht an das Stromnetz. Laut dem Europäischen Gerichtshof (EuGH) ist das Recht auf Netzzugang nach Art. 6 der Richtlinie zudem vom Begriff des Netzanschlusses zu unterscheiden. Netzzugang bezeichnet das Recht zur Nutzung des Elektrizitätssystems, während der Begriff des Anschlusses der physischen Verbindung mit dem Elektrizitätssystem entspricht.⁴³

Aus den Bestimmungen der Richtlinie zu den Aufgaben der nationalen Regulierungsbehörden⁴⁴ ergibt sich jedoch, dass der Anschluss an die Übertragungs- und Verteilungsnetze gewährt werden muss. Nach EU-Recht sind Netzbetreiber verpflichtet, alle Arten von Kunden an ihre Netze anzuschließen.⁴⁵

Offensichtlich ist der physische Netzanschluss unverzichtbare Voraussetzung für den Netzzugang Dritter, der wiederum die Grundlage für einen funktionierenden Binnenmarkt für Elektrizität bildet.⁴⁶ Wenn der Netzanschluss verweigert wird, ist der Netzzugang unmöglich.

Die Strommarktrichtlinie von 2019 betont die Bedeutung eines effektiven Netzzugangs und fordert die Mitgliedstaaten sogar auf, diesen aktiv zu fördern und zu erleichtern: Die Förderung eines einfachen Zugangs für verschiedene Anbieter ist für die Mitgliedstaaten von größter Bedeutung, damit die Verbraucher die Möglichkeiten eines liberalisierten Binnenmarkts für Elektrizität voll ausschöpfen können.⁴⁷ Alle Kundengruppen (Industrie, Gewerbe und Haushalte) sollten Zugang zu den Strohmärkten haben, um ihre Flexibilität und ihren selbst erzeugten Strom zu handeln.⁴⁸

Netzzugang muss auf der Grundlage objektiver, diskriminierungsfreier und transparenter Kriterien gewährt werden.⁴⁹ Sollen diese strengen Standards wirksam aufrechterhalten werden, dürfen sie nicht mittelbar durch Beschränkung physischer Netzanschlüsse umgangen werden. Zwar haben die Mitgliedstaaten bei der Ausgestaltung der Anschlussregeln einen gesetzgeberischen Ermessensspielraum, das Anschlussrecht als solches steht jedoch nicht zur Disposition.⁵⁰

Auch nach deutschem Recht sind Netzanschlussansprüche je nach Gruppe der Anschlussnehmer im Detail unterschiedlich ausgestaltet. Neben dem allgemeinen Anschlussrecht nach

⁴¹ The North Seas as Europe's Green Energy Hub, Danish Co-Presidency of the North Seas Energy Cooperation (NSEC) 2024, S. 6; <https://www.kefm.dk/Media/638439502250796923/NSEC.pdf>.

⁴² Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, OJ L 158, 14.6.2019, S. 125–199.

⁴³ EuGH, Urteil vom 9.10.2008, Sabatauskas, C-239/09, EU:C:2008:551, Rn. 40-42

⁴⁴ Vgl. Art. 59 Nr. 1q und Nr. 7a der Richtlinie (EU) 2019/944, bzw. Art. 37 der Richtlinie 2009/72/EC.

⁴⁵ Vgl. Bösche, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Ed. 2019, EnWG § 17 Abs. 5.

⁴⁶ EuGH, Urteil vom 9.10.2008, Sabatauskas, C-239/09, EU:C:2008:551, Rn. 46.

⁴⁷ Richtlinie (EU) 2019/944, Erwägungsgrund 12.

⁴⁸ Richtlinie (EU) 2019/944, Erwägungsgrund 39.

⁴⁹ EuGH, Urteil vom 9.10.2008, Sabatauskas, C-239/09, EU:C:2008:551, Rn. 46.; Art. 6 Abs. 1 Richtlinie (EU) 2019/944.

⁵⁰ Entsprechend hat der EuGH im Sabatauskas-Urteil von 2008 zwar das grundsätzliche Recht der Mitgliedstaaten anerkannt, Verbraucher zum Anschluss an bestimmte Spannungsebenen zu verpflichten. Das Recht auf Anschluss an das Stromnetz als Voraussetzung für den Netzzugang wurde allerdings in keiner Weise relativiert; Rs. C 239-09, Rn. 49.

§ 17 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)⁵¹ gibt es eine Reihe spezifischer Bestimmungen, z. B. für Anschlüsse, die der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern auf Niederspannungs- und Niederdruckebene nach § 18 EnWG dienen, oder für vorrangige Anschlüsse nach § 8 EEG und § 3 Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz (KWKG).⁵²

Ein genereller Ausschluss des Netzanschlussrechts ist lediglich für L-Gas-Anschlüsse nach § 17 Abs. 1 S. 2 EnWG im Rahmen der sog. Markttraumumstellung vorgesehen. Unter L-Gas versteht man niederkalorisches Erdgas, das bis 2030 aus dem Markt genommen und durch hochkalorisches H-Gas ersetzt wird, da die L-Gas-Produktion in den Niederlanden und Deutschland weitgehend beendet wird. Daher ist es nachvollziehbar und sinnvoll, in der Übergangsphase auf neue L-Gas-Netzanschlüsse zu verzichten. Dennoch können selbst bei L-Gas Netzbetreiber zum Anschluss verpflichtet sein, dann nämlich, wenn der Antragsteller nachweisen kann, dass sein Anschluss an ein H-Gas-Netz aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen unmöglich oder unzumutbar wäre.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob der vollständige Ausschluss jeglicher Stromnetzbindung bei der Offshore-Elektrolyse gerechtfertigt werden kann.

Als Begründung für die aktuelle Regelung wird angegeben, dass diese der Vermeidung von Konkurrenz um maritime Flächen im Rahmen des FEP diene.⁵³ Möglicherweise hat auch die begrenzte Verfügbarkeit von Trassen und Trassenkorridoren für Offshore-Anbindungsleitungen zum Ausschluss von Netzanschlüssen für Offshore-Elektrolyseure beigetragen. Ein Indiz in diese Richtung ist § 5 Abs. 4 Nr. 1 WindSeeG, der auf die effiziente Nutzung von Offshore-Anbindungsleitungen als Kriterium für die prioritäre Flächenfestlegung im FEP verweist.

Der Ausschluss von Netzanschlüssen für Offshore-Wasserstoffanlagen ist allerdings nicht erforderlich, um die Erreichung der Ausbauziele für netzgekoppelte Offshore-Windkraft nach § 1 Abs. 2 WindSeeG sicherzustellen. Das Erfordernis der Zusätzlichkeit (und teilweise bereits die verpflichtende Nutzung nicht subventionierter erneuerbarer Energien) zur Qualifizierung als grüner Wasserstoff schützen bereits die Produktion von <erneuerbarem Strom für die allgemeine Stromversorgung. Vor allem bietet das FEP-System der Zuweisung von Meerestiefen zu bestimmten Zwecken selbst ausreichende Steuerungsmöglichkeiten, um die Anteile der Offshore-Windkraft für die allgemeine Stromversorgung einerseits und für die Wasserstoffproduktion andererseits entsprechend den politischen Ausbauzielen zu steuern.

8.4.2.5 Überprüfung der Anforderungen der SoEnergieV

Angesichts der frühen Entwicklungsphase der Offshore-Elektrolyse, des politischen Wunsches nach einem zügigen Kapazitätsausbau und des Bedarfs an Planungssicherheit für Projektträger erscheint es zudem sinnvoll, die Vorgaben der SoEnergieV noch einmal zu überprüfen.

Dies gilt insbesondere für die vorgegebenen Realisierungsfristen und die Androhung von Pönen. Das System der Realisierungsfristen wurde in Anlehnung an die Regelungen für Offshore-WEA der allgemeinen Stromversorgung formuliert. Allerdings gibt es bei der Offshore-Wasserstoffproduktion im Vergleich zur Einspeisung von Offshore-WEA in das Onshore-Stromsystem einige Unterschiede, die ausreichend berücksichtigt werden sollten. Offshore-Wasserstofferzeugung bedeutet

1. erheblich mehr Komplexität: Dies liegt an der Kombination mit Elektrolyseuren einschließlich Wasseraufbereitung und Entsalzung sowie an der Notwendigkeit des Wasserstofftransports einschließlich Kompressorstationen, um den Wasserstoff von der Produktion bis zur Zwischenspeicherung und zum Pipelinetransport auf unterschiedliche Druckstufen zu bringen.

⁵¹ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2014 (BGBl. I S. 1970), zuletzt geändert durch Art. 26 des Gesetzes vom 15. Juli 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 236).

⁵² Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), zuletzt geändert durch Art. 9 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512).

⁵³ Vgl. Gesetzesbegründung zu § 3 Nr. 8 WindSeeG, BT-Drucks. 19/5523, S. 124. ebenso Kirch/Huth, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See, EnWZ 2021, 344 (347).

Hinzu kommt, dass die verschiedenen Komponenten koordiniert und zentral gesteuert werden müssen, je nach Verfügbarkeit der Energie;

2. ein Mangel an Erfahrung sowohl beim Bau als auch beim Betrieb. Die Entwicklung der Offshore-Elektrolyse hinkt 15-20 Jahre hinter den "traditionellen" Offshore-WEA her, die nur in das Stromnetz einspeisen, und
3. eine größere Abhängigkeit von externen Faktoren, die außerhalb des Einflussbereichs der Projektentwickler liegen, einschließlich Genehmigungsfragen und Marktunsicherheiten wie der künftigen Entwicklung der Nachfrage nach Wasserstoff;
4. anders als bei EEG- oder Offshore-Windausschreibungen ohne EL werden die Nachteile von Offshore-Elektrolyseprojekten nicht durch ein staatliches Fördersystem ausgeglichen.

In Anbetracht dieser besonderen Umstände sollte der Realisierungsplan Verlängerungsoptionen vorsehen, drohende Strafzahlungen sollten nochmals überprüft und Sicherheiten so schnell wie möglich zurückgegeben werden.⁵⁴

⁵⁴ Detailliert hierzu Kirch/Huth, Die Erzeugung von grünem Wasserstoff durch Windenergieanlagen auf See, in: EnWZ 2021,344 (350f.).

9 Handlungsempfehlungen

Auf der Grundlage der umfassenden Analyse dieser Studie können die in Kapitel 1 aufgestellten Hypothesen überprüft und verifiziert werden. Kombinierte Anschlusskonzepte können wesentlich zu einer sozioökonomisch vorteilhaften Entwicklung der deutschen AWZ-Zonen 4 und 5 beitragen. Kombinierte Anschlusskonzepte können die Kosten nicht nur für die genannten Projekte, sondern für die Integration von OWP in der Nordsee insgesamt senken. Zusammen mit der höheren betrieblichen Flexibilität kombinierter Anschlusskonzepte und ihrer Fähigkeit, mehr potenzielle Erlösströme (Strom und Wasserstoff) zu ermöglichen, machen sie Investitionen in weit entfernte OWP wirtschaftlich attraktiver. Durch die Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von OWPs kann langfristig eine weitere heimische Wasserstoffproduktion gesichert werden, was das Risiko einer Importabhängigkeit verringert und den Weg für eine erfolgreiche Energiewende ebnet.

Für die untersuchten OWP-Gebiete gilt Folgendes:

- **Kombinierte Anschlusskonzepte können zu vergleichbaren Systemkosten wie singuläre Anschlusskonzepte realisiert werden.** Unsere Analysen zeigen, dass die Umsetzung kostengünstiger ist als eine elektrische Verbindung und, je nach Auslegung, nur geringfügig teurer als eine reine Wasserstoffverbindung.
- **Kombinierte Anschlusskonzepte erhöhen die Erlöspotenziale durch Flexibilität.** Das Erlöspotenzial eines wasserstofffokussierten kombinierten Anschlusskonzeptes ist mehr als doppelt so hoch wie das eines vollelektrischen Konzepts. Dadurch wird der Bedarf an gesellschaftlich finanzierten Förderprogrammen zur Ermöglichung von Offshore-Investitionen deutlich reduziert.
- **Bei kombinierten Netzanschlüssen reduziert die Elektrolyse die Auswirkungen auf das Stromnetz, liefert aber Strom, wenn die Nachfrage groß ist.** In unserem Beispiel reduziert ein wasserstofffokussiertes Anschlusskonzept die Stromeinspeisung um etwa 80 %. Wenn Strom jedoch knapp ist, wird er mit der maximal verfügbaren Kapazität bereitgestellt. Langfristig kann die Wasserstoffproduktion durch die Nutzung von überschüssigem Strom vom Festland um durchschnittlich 9 % gesteigert werden, mittelfristig sogar noch mehr. Positive Auswirkungen auf das Engpassmanagement sind wahrscheinlich, sollten aber in weiteren Studien untersucht werden.
- **Die bidirektionale Nutzung von Offshore-Kabeln in kombinierten Anschlusskonzepten erhöht die Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren und trägt zu einer effektiveren Nutzung begrenzter Flächen in der deutschen AWZ bei.** Die Auslastung der Offshore-Elektrolyseure und Kabel kann im Vergleich zu singulären Anschlusskonzepten potenziell um mehrere 10 % gesteigert werden. Die tatsächliche Auslastung von Kabeln und Elektrolyseuren ist fallabhängig, aber insgesamt höher.

Kombinierte Anschlusskonzepte sind unter bestimmten Voraussetzungen das günstigste Anschlusskonzept, aber rechtlich ausgeschlossen. Um das Offshore-Potenzial voll auszuschöpfen und das Risiko zu vermeiden, dass notwendige Investitionen in OWPs und die heimische Wasserstoffproduktion aufgeschoben werden, wird ein dreistufiger Ansatz als Ausgangspunkt für weitere Diskussionen vorgeschlagen.

Der dreistufige Ansatz (siehe Abbildung 42) umfasst die folgenden Handlungsempfehlungen.

- **Schritt 1 "Demonstration":** Ziel ist es, die Machbarkeit zu beweisen. Ermöglichung von Demonstrationsprojekten für Offshore-Elektrolyseure, um erste praktische Erfahrungen mit Planung, Bau, Betrieb und dem angewandten Umweltkonzept zu sammeln. Verbesserungspotenziale sollen identifiziert werden. Dieser Schritt sollte schnelle Demonstrationsprojekte in kleinem Maßstab für (erste) praktische Erfahrungen umfassen, begleitet von dem Bestreben, ein großskaliges Elektrolysesystem zu entwickeln. Dies soll mit dem Ziel untermauert werden, in Zukunft größere Systeme zu realisieren.

■ Schritt 2 "Vorkommerzieller Maßstab":

- Identifizierung von Beschleunigungspotentialen und Kostensenkungen durch Skalierungseffekte, und Vorbereitung der Lieferketten auf den Hochlauf. Vorbereitung der Lieferketten auf den Hochlauf. Optimierung des Konzepts für größere Systeme und Verfeinerung des Umweltkonzepts.
 - Entwicklung einer gemeinsamen Sichtweise aller NSEC-Länder auf einen integrierten Systemplan für die Nordsee und die Rolle von kombinierten Anschlusskonzepten. Ermöglichung der Ausschreibung von Windgebieten in den Zonen 4 und 5 mit der Möglichkeit eines kombinierten Anschlusskonzepts.
 - Angesichts des 1-GW-Ziels der Bundesregierung im Jahr 2030 für die zukünftige Offshore-Wasserstoffproduktion sollten die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Offshore-Elektrolyse zweckmäßig gestaltet werden. Neben der Abschaffung des derzeitigen Verbots kombinierter Anschlüsse sollten die Ausbauziele für die (Offshore-)Elektrolyse gesetzlich verankert werden. Darüber hinaus sollten die Ausschreibungsbedingungen, insbesondere die Realisierungsfristen und die damit verbundenen Pönalen der SoEnergieV, überprüft und entschärft werden, um die Praktikabilität zu erhöhen und die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für Investoren zu schaffen.
- **Schritt 3 "Kommerzielle Nutzung":** Nutzung der Erfahrungen aus früheren Phasen und Aus schöpfung des vollen Potenzials der Offshore-Windenergie mit reinen OWP und OWP mit Offshore-Elektrolyseuren, die durch kombinierte Anschlusskonzepte verbunden sind.

Diese Schritte können nur in begrenztem Umfang gleichzeitig durchgeführt werden, da jede Phase mehrere Jahre der Planung, des Baus und der Erprobung voraussetzt. Daher sollte der erste Schritt ohne Verzögerung eingeleitet werden, um die sozioökonomischen Vorteile von Schritt drei so schnell wie möglich voll auszuschöpfen. Förderinstrumente können einen raschen Beginn erleichtern. Die damit verbundenen Kosten sind im Vergleich zu den potenziellen Vorteilen des dritten Schritts geringfügig.

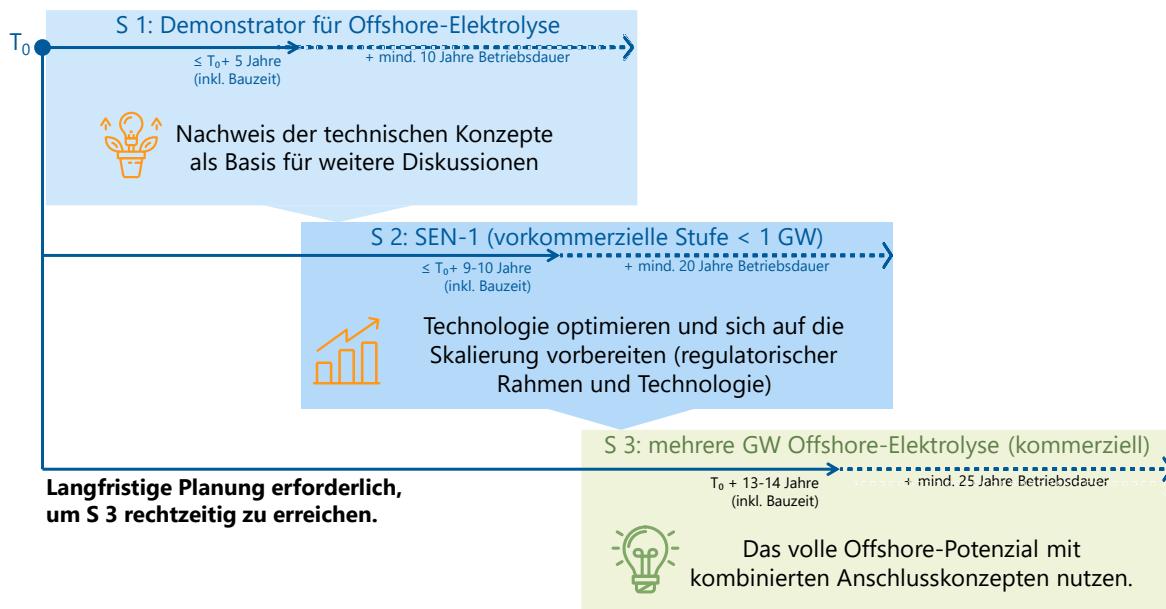


Abbildung 42: Dreistufiger Ansatz zur Umsetzung von Wasserstoffproduktion auf See

ANHANG

- A. Kostenschätzungen
- B. Auswirkungen auf die Umwelt
- C. Überlegungen zu Overplanting
- D. Abbildungsverzeichnis
- E. Tabellenverzeichnis
- F. Literaturverzeichnis
- G. Abkürzungsverzeichnis

A. Kostenschätzungen

Tabelle 8: Kostenangaben für elektrische Anschlusselemente, Offshore-Windparks und Wasserstofferzeugung

KATEGORIE	KOMPONENTE	JAHR	INVESTIEREN	INKLUSIVE EINBAU	EINHEIT	QUELLE	
ELEKTRISCHER ANSCHLUSS	DC-Offshore-Kabel	-	-	3.36	m EUR / km (für 2 GW)	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 1	
			-	6	m EUR / km	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 3	
	DC- Onshore Kabel	-	-	3.36	m EUR / km (für 2 GW)	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 1	
			-	7.6	m EUR / km	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 3	
			-	10.86	m EUR / km	Feedback des Konsortiums	
	AC-Inter-Array-Kabel	-	-	0.252	m EUR / km	(North Sea Wind Power Hub Consortium, 2019)	
			-	1.25	m EUR / km	(ACER, 2023)	
			-	2.083	m EUR / km	Feedback des Konsortiums	
	Konverter	-	-	0.25	m EUR / MW	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 1	
			-	0.3	m EUR / MW	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 2	
			-	0.43	m EUR / MW	Feedback des Konsortiums	
	DC-Offshore-Wandler	-	-	0.55	m EUR / MW	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 1	
			-	0.7	m EUR / MW	(ENTSO-E, 2024) Kostensatz 3	
			-	0.786	m EUR / MW	Feedback des Konsortiums	
OFFSHORE-WINDPARK	Onshore AC Umspannwerk	-	-	28.57	Mio. EUR / 2 GW	Feedback des Konsortiums	
			-	50	Mio. EUR / 2 GW	Feedback des Konsortiums	
	Windturbine	-	-	1.32	m EUR / MW	Feedback des Konsortiums	
			2035	1.74	m. W	Interpoliert	
			2040	1.68	m EUR / MW	(Danish Energy Agency, 2024)	
WASSERSTOFF	Elektrolyse	2024	1,800	3,000	EUR/kW _{el}	Expertenschätzungen aus realen Projekten (E-Bridge)	
			2030	700	1,200	EUR/kW _{el}	(Agora Verkehrswende, A.E. u. F.E., 2018)
				1,200	2,100	EUR/kW _{el}	(Prognos , 2020)
				1,500	2,500	EUR/kW _{el}	(Prognos , 2020)
		2035	600	1,000	EUR/kW _{el}	Interpoliert	
			950	1,600	EUR/kW _{el}	Interpoliert	
			1,300	2,200	EUR/kW _{el}	Interpoliert	
		2040	500	850	EUR/kW _{el}	(Zun & McLellan, 2023)	
			750	1,300	EUR/kW _{el}	(Bristowe & Smallbone, 2021)	
			1,000	1,700	EUR/kW _{el}	(He, 2021)	
		2045	400	650	EUR/kW _{el}	Interpoliert	
			600	1,000	EUR/kW _{el}	Interpoliert	
			800	1,400	EUR/kW _{el}	Interpoliert	
		2050	300	500	EUR/kW _{el}	(Deutsche Energie-Agentur, 2024)	
			500	850	EUR/kW _{el}	(Forschungszentrum Jülich, 2020)	
			700	1,200	EUR/kW _{el}	(Wuppertal Institut, 2020)	

B. Auswirkungen auf die Umwelt

Tabelle 9: Auflistung der bau-/rückbaubedingten, anlagebedingten, betriebsbedingten Wirkungen durch OWEA, Kabel, Pipelines, Konverterplattformen und Elektrolyse-Plattformen

Wirkung	Wirkungen durch OWEA	Wirkungen durch Kabel	Wirkungen durch Pipelines	Wirkungen durch Konverterplattformen	Wirkungen durch Elektrolyse-Plattformen	Beispiele für die Wirkungsverursachung
Sedimentaufwirbelungen /Trübungsfahnen		bau/rückbau-bed.				Beim Bau/Rückbau kommt es bei bodenberührenden Arbeiten zur Aufwirbelung von Sedimenten und zur Trübung des Wassers.
Sedimentumlagerung		bau/rückbau-bed.				Sedimentumlagerungen werden durch bodenberührende Arbeiten verursacht, wie z. B. bei der Verlegung von Kabeln oder Pipelines. Für Konverterplattformen kann auch eine Baugrundnivellierung mit Bodenentnahme und -verbringung erforderlich sein.
Schallemissionen durch allgemeinen Baubetrieb und Schiffsverkehr		bau/rückbau-bed.				Schallemissionen gehen bei Bautätigkeiten sowohl von Rammarbeiten der OWEA- und Plattformgründungen (bei Pfahlgründungen) als auch von dem Motor und dem Antrieb der notwendigen Schiffe aus. Die Schallemissionen treten in der Luft und im Wasser auf.
Visuelle Unruhe durch allgemeinen Baubetrieb und Schiffsverkehr		bau/rückbau-bed.				Der Baubetrieb und der zu diesem Zweck notwendige Schiffsverkehr verursachen eine visuelle Unruhe mit Scheucheffekten und Habitatverlusten für Tiere.

Wirkung	Wirkungen durch OWEA	Wirkungen durch Kabel	Wirkungen durch Pipelines	Wirkungen durch Konverterplattformen	Wirkungen durch Elektrolyse-Plattformen	Beispiele für die Wirkungsverursachung
Lichtimmissionen durch allgemeinen Baubetrieb und Schiffsverkehr		bau/rückbau-bed.				Die Beleuchtung der Schiffe und Anlagen verursachen im Baubetrieb Lichtimmissionen, die Anlock-, Scheuch- und Barriereeffekte für Tiere (v.a. Vögel) bedingen.
Flächeninanspruchnahme		bau/rückbau-bed. & anlagebed.				Flächeninanspruchnahmen gehen sowohl von Bauflächen im Bau/Rückbau als auch von den Anlagen selbst aus. Bei Kabeln und Pipelines im Boden kann es durch Kreuzungsbauwerke zu Flächeninanspruchnahmen kommen. Bei aufliegenden Pipelines ist die Aufliegefläche eine Flächeninanspruchnahme, da der Meeresboden davon an dieser Stelle überdeckt wird.
Sedimentverdichtung		bau/rückbau-bed.				Bei dem Bau von Offshore-Anlagen wie OWEA und Kabeln kommen bodenberührende Geräte und ggf. Schiffe mit Jack-up-Stempeln zum Einsatz, die durch ihre Aufliegelast das Sediment verdichten.
Einbringung von Hartsubstrat		anlagebed.				Zum Schutz vor strömungsbedingten Sedimentausfällungen um die Gründungen und Fundamente von OWEA und Plattformen wird in der Regel ein Kolksschutz (zumeist als Steinschüttung) um die Gründungen errichtet. Bei Kabeln und Pipelines kann es durch Kreuzungsbauwerke zum Einsatz von Steinschüttungen oder sonstigen Befestigungen kommen.

Wirkung	Wirkungen durch OWEA	Wirkungen durch Kabel	Wirkungen durch Pipelines	Wirkungen durch Konverterplattformen	Wirkungen durch Elektrolyse-Plattformen	Beispiele für die Wirkungsverursachung
Hindernis im Wasserkörper	anlagebed.	n/a	anlagebed. (wenn aufliegend)	anlagebed.		Im Wasser befindliche Anlagen stellen ein Hindernis im Wasserkörper für Tiere oder die menschliche Nutzung dar.
Hindernis und Sichtbarkeit im Luftraum	anlagebed.		n/a	anlagebed.		Im Luftraum über dem Wasser befindliche Anlagen stellen ein Hindernis im Luftraum für Tiere oder die menschliche Nutzung dar.
Lichtemissionen	anlagebed.		n/a	anlagebed.		Zur Kennzeichnung und Flugsicherung der Anlagen sind im Luftraum befindliche Anlagen mit Lichtquellen ausgestattet, die Lichtemissionen verursachen. Dies wirkt vor allem auf Tiere (Vögel, Fledermäuse).
Stoffeinträge ins Wasser	anlagebed.	n/a	anlagebed.	anlagebed. & betriebsbed.		Durch Opferanoden als Korrosionsschutz kommt es bei Offshore-Anlagen zu Stoffeinträgen. Beim Betrieb von Konverter- und Elektrolyseplattformen werden dem Kühlwasser Antifouling-Zusätze zum Schutz der Kühlsysteme beigemischt. Die Elektrolyseplattformen leiten zudem Sole aus dem Entsalzungsprozess ins Wasser.
Entnahme und Einleitung von Kühlwasser		n/a		betriebsbed.		Zur Kühlung der technischen Anlagen im Betrieb ist die Entnahme und Einleitung von Kühlwasser auf den Plattformen notwendig. Die Wärmeabgabe ins Wasser verändert kleinräumig die Lebensbedingungen im Wasser und die Eigenschaften des Wasserkörpers selbst.
Nutzungseinschränkung			anlagebed.			Mit der Errichtung der Anlagen kommt es im Umkreis der Anlagen zu Nutzungseinschränkungen.

Wirkung	Wirkungen durch OWEA	Wirkungen durch Kabel	Wirkungen durch Pipelines	Wirkungen durch Konverterplattformen	Wirkungen durch Elektrolyse-Plattformen	Beispiele für die Wirkungsverursachung		
						Dies betrifft vorwiegend die Fischerei und die Schifffahrt. Im Küstenmeer gehen auch von den Baustelleneinrichtungen Beeinträchtigungen auf die Erholungsfunktion aus.		
Hindernis und Sichtbarkeit im Luftraum (durch Rotorbewegung)	betriebsbed.	n/a			Die Rotorbewegung der OWEA stellt im Betrieb ein (sich bewegendes) Hindernis dar und beeinträchtigt die Sichtbarkeit im Luftraum. Dies hat Auswirkungen auf Rast- und Zugvögel sowie Fledermäuse.			
Schallemissionen Unterwasserbetriebsschall	betriebsbed.	n/a			Während des Betriebs geraten OWEA durch technische Geräte wie das Getriebe und Generatoren in Schwingungen, die sich auf das Wasser übertragen und Unterwasserschallemissionen verursachen.			
Visuelle Unruhe, v.a. durch Wartung, Reparatur und Schiffsverkehr	betriebsbed.			Von den Anlagen kommt es, durch Wartungen, Reparaturarbeiten und dem damit verbundenen Schiffsverkehr zu visuellen Unruhen.				
Schallemissionen durch Schiffsverkehr	betriebsbed.			Durch Wartungs- und Reparaturarbeiten kommt es zu regelmäßigm Schiffsverkehr, wodurch Schallemissionen verursacht werden.				
Elektromagnetische Felder	n/a	betriebsbed.	n/a			Von Kabeln gehen im Betrieb elektromagnetische Felder aus.		
Wärmeemissionen	n/a	betriebsbed.			Bei Kabeln und Pipelines entstehen durch den elektrischen Widerstand bzw. Reibung des Gases Wärme, die an die Umgebung (Sediment- oder			

Wirkung	Wirkungen durch OWEA	Wirkungen durch Kabel	Wirkungen durch Pipe- lines	Wirkungen durch Konverte- rplattformen	Wirkungen durch Elekto- lyse- Plattformen	Beispiele für die Wirkungsverursachung
						Wasserkörper) abgegeben wird. Dadurch verändern sich die Lebensraumbedingungen im Umfeld und u.U. die Eigenschaften von Boden oder Wasser an sich.

C. Überlegungen zu Overplanting

Neben der Möglichkeit, das Strompreisrisiko zu mindern, kann die Kombination aus Windkraft und einer im Verhältnis geringeren Elektrolysekapazität wirtschaftlich sinnvoller sein. Die Begrenzung der Elektrolysekapazität auf 75 % (MC 2) der OWP-Kapazität führt zu geringen Verlusten bei der Wasserstoffproduktion, so dass diese Konfiguration aus Sicht der Wasserstoffproduktion wirtschaftlich sinnvoll ist.

Aufgrund der Volatilität der Stromerzeugung entsprechen die Vollaststunden der Elektrolyse denen der Stromerzeugung und die Elektrolyse würde meist im Teillastbereich arbeiten. Zugleich wären die Investitionskosten angesichts der geringen Auslastung vergleichsweise hoch. Es ist daher wirtschaftlich nicht sinnvoll, die Elektrolysekapazitäten auf eine Vollausnutzung des Stroms auszulegen. Würde man einen bestimmten Bereich der Stromerzeugungskapazität abregeln, stiegen die Stromerzeugungskosten, die Installationskosten der Elektrolyse aber entsprechend sinken. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass sich in Abhängigkeit der Volatilität der Stromerzeugungszeitreihen ein kostenoptimaler Auslegungszustand der Elektrolyse in Bezug auf die Wasserstofferzeugung finden lässt. Dazu müsste die kostenoptimale Abregelung ermittelt werden, bei der die Vollaststunden der Elektrolyse auf ein optimales Niveau erhöht werden könnten. Abbildung 43 zeigt beispielhaft die stündlich aufgelöste Leistungszeitreihe der kumulierten Windleistung bei 14 GW installierter Leistung und einem repräsentativen Offshore-Winderzeugungsprofil. Im kostenoptimalen Fall werden 25 % der Leistung abgeregelt, was zu einem Energieverlust von rund 7,2 % führt (blaue Fläche).

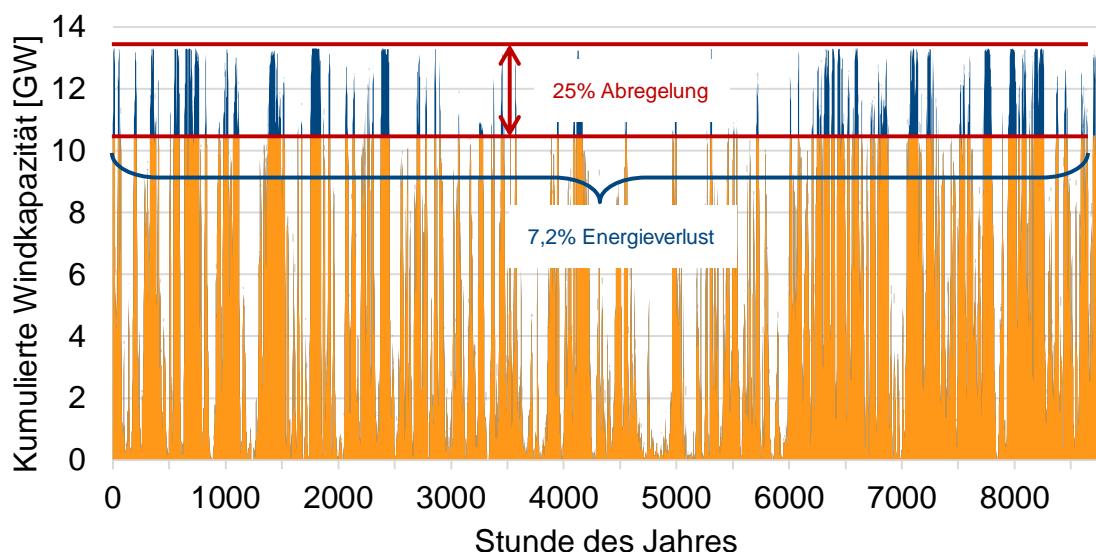


Abbildung 43: Leistungskurve mit stündlicher Auflösung eines kumulierten Windparks (14 GW) mit einer Einschränkung von 25 % (bezogen auf die installierte Leistung) und einem Energieverlust von 7,2 %)

Zur Ermittlung der Abregelungsrate und der damit verbundenen kostenoptimalen Ausbauleistung der Elektrolyse werden die Wasserstoffgestehungskosten in diskreten Abregelungsschritten von jeweils 5 Prozentpunkten berechnet. Das sich daraus ergebende lokale Minimum der Kostenkurve für die Wasserstoffproduktion definiert die kostenoptimale Abregelungsrate. Abbildung 44 veranschaulicht diesen Zusammenhang durch einen Vergleich der Stromgestehungskosten (levelized cost of electricity, LCOE), der Wasserstoffgestehungskosten (levelized cost of hydrogen, LCOH) und der Energieverluste bei verschiedenen diskreten Abregelungsraten. In diesem Beispiel beträgt die kumulierte Windkapazität 14 GW und eine Leistungsbeschränkung von 25 % führt zu einem Energieverlust von etwa 7,2 % und zu minimalen Wasserstofferzeugungskosten von 5,53 EUR/kgH₂. Dies bedeutet, dass die kostenoptimale kumulierte Elektrolysekapazität bei 75 % der Windkapazität (10,5 GW) liegt. Da diese kurze Analyse von den angenommenen Investitionskostenparametern der Offshore-Windenergie und der Offshore-Elektrolyse abhängig ist, sind die Ergebnisse als

Beispiele zu verstehen. Dennoch zeigen die Ergebnisse deutlich, dass die kumulierte Elektrolysekapazität im Hinblick auf die minimalen Gestehungskosten von Wasserstoff geringer sein sollte als die kumulierte Windenergiakapazität. Die Kombination der Konzepte führt zu einem Mehraufwand für das elektrische Kollektorsystem hinsichtlich des Betriebskonzeptes und der Verkabelung.

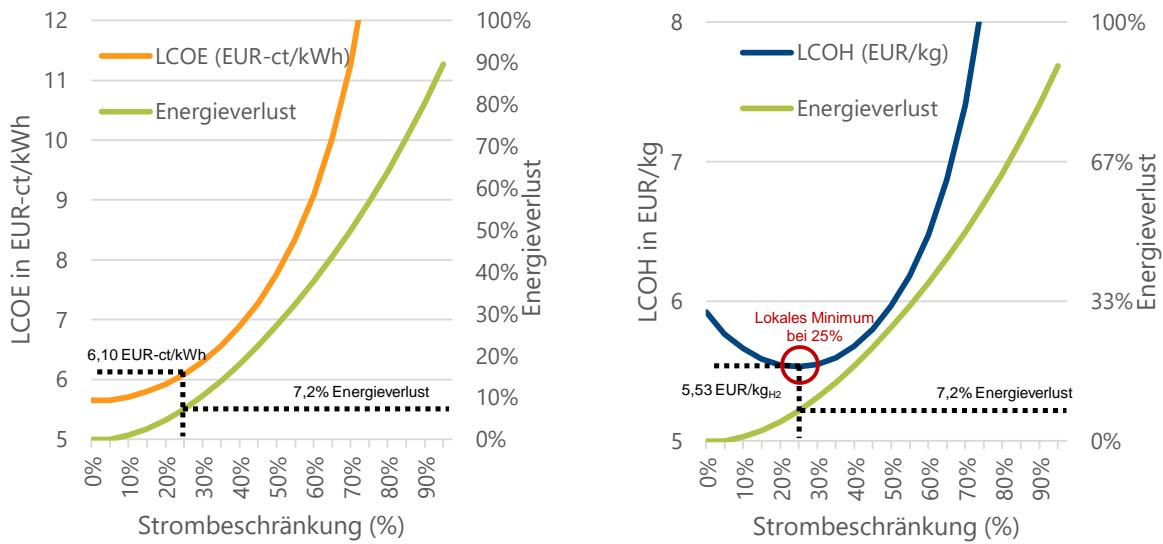


Abbildung 44: Exemplarische Ermittlung der kostenoptimalen Abregelungsrate in Relation zu den Wasserstoffproduktionskosten anhand eines exemplarischen Windparkprofils und einer Gesamtleistung von 14 GW

D. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vereinfachte Darstellung der in dieser Studie zu behandelnden Anschlusskonzepte	2
Abbildung 2: Untersuchung von Anschlusskonzepten für die Zonen 4 und 5 der deutschen AWZ	3
Abbildung 3: Für die Untersuchung von (kombinierten) Anschlusskonzepten in den Zonen 4 und 5 werden nur Windparks im „Entenschnabel“ der AWZ untersucht	3
Abbildung 4: Methodik der Studie	7
Abbildung 5: Überblick über die Szenarien	10
Abbildung 6: Für diese Studie berücksichtigte Länder	11
Abbildung 7: Installierte EE-Kapazität in Deutschland je Szenario und Jahr	12
Abbildung 8: Installierte Elektrolyseur- und Großspeicherkapazität in Deutschland pro Szenario und Jahr	13
Abbildung 9: Vergleich der installierten EE-Kapazität mit der Kapazität von flexiblen Verbrauchern und Speichern für jedes Szenario im Jahr 2045	14
Abbildung 10: Installierte Gas- und H ₂ -gefeuerte Kraftwerksleistung in Deutschland pro Szenario und Jahr	15
Abbildung 11: Annahmen für die Stromnachfrage in Deutschland pro Szenario und Jahr	15
Abbildung 12: Annahmen für den Wasserstoffbedarf in Deutschland pro Szenario und Jahr. Der Wasserstoffbedarf im Jahr 2023 wird durch das Cracken von Methan gedeckt und ist damit (noch) Teil des Methanbedarfs.	16
Abbildung 13: Annahmen für Erdgas- und Emissionspreise pro Szenario und Jahr	17
Abbildung 14: Durchschnittliche jährliche Basis-, Spitzen- und Off-Peak-Strompreise pro Szenario und Jahr	18
Abbildung 15: Durchschnittliche monatliche Strompreise für jedes Szenario im Jahr 2045	19
Abbildung 16: Durchschnittliche tägliche stündliche Strompreise für jedes Szenario im Jahr 2045	19
Abbildung 17: Stündliche Preisdauer-Kurve für jedes Szenario im Jahr 2045	20
Abbildung 18: Anzahl der Stunden mit einem Strompreis von 0 EUR/MWh für jedes Szenario im Jahr 2045	20
Abbildung 19: Anzahl der Stunden mit einem Strompreis unter 20 EUR/MWh für jedes Szenario im Jahr 2045	21
Abbildung 20: Anzahl der Stunden mit einem Strompreis unter 0,36 * CO ₂ -Preis für jedes Szenario im Jahr 2045	21
Abbildung 21: Durchschnittliche Wasserstoffpreise pro Jahr und Szenario (bezogen auf den niedrigeren Heizwert von H ₂)	22
Abbildung 22: Deutsche Wasserstoff-Großhandelspreise im Szenario MET (von 2035 bis 2045)	22
Abbildung 23: Schematische Darstellung eines kombinierten Anschlusskonzepts	24
Abbildung 24: Betrachtete Anschlusskonzepte	28
Abbildung 25: Übersicht über die untersuchten Anschlussvarianten hinsichtlich der zeitlichen Aufteilung der verschiedenen Kapazitäten; T entspricht dem Startzeitpunkt des betrachteten Ausbauzeitraums, z.B. T+0 = 2035 für den Ausbauzeitraum 2035 – 2040	29
Abbildung 26: Übersicht über die untersuchten Wasserstofferzeugungs- und -anschlussvarianten einschließlich der zeitlichen und räumlichen Verteilung der installierten Kapazitäten und des Untersuchungszwecks	30
Abbildung 27: Kostenentwicklung von Offshore-Elektrolyse-Systemen basierend auf verschiedenen Studien und Experteninterviews, vgl. (Holst, et al.), (Agora Verkehrswende 2018), (Bristow und Smallbone 2021), (Deutsche Energie-Agentur 2018), (He, et al.), (Wuppertal Institut	

2020), (Forschungszentrum Jülich 2020), (Prognos 2020) und (Zun und McLellan 2023)	34
Abbildung 28: Zusätzliche Kostenkomponenten im Verhältnis zur Elektrolysekapazität	34
Abbildung 29: DC-Netzanbindungssysteme der betrachteten OWPs gemäß Netzentwicklungsplan 2037/2045 (2023) (links); ungefähre Offshore- und Onshore-Längenanteile dieser Systeme (rechts) sowie weitere geplante Anschlüsse für Zone 4 (grau).	37
Abbildung 30: Erwartete Investitionskosten aufgeschlüsselt nach DC-Kabel (inkl. Konverter & AC-Station) für Offshore-Windkapazitäten, Kostenanteil der AquaDuctus-Pipeline, Elektrolyseuren und Offshore-Windparks	38
Abbildung 31: Überblick über die Kostenspanne, die sich aus verschiedenen Annahmen für Kostenparameter und Startjahre der Investition ergibt. Entscheidend für die Bewertung sind die als „Erwartet“ gekennzeichneten Werte. Die Abbildung zeigt außerdem, dass die Unsicherheit bei Windkraftanlagen nicht größer ist als bei der Offshore-Elektrolyse.	38
Abbildung 32: Vergleich der jährlich gelieferten Energie in verschiedenen Szenarien unter der Annahme eines Vollausbaus des jeweiligen Anschlusskonzeptes im jeweiligen Szenariojahr	42
Abbildung 33: Beispielhafte Einnahmen aus Anschlusskonzepten in verschiedenen Jahren im Szenario MET	44
Abbildung 34: Kapazitätsfaktoren von Kabeln und Elektrolyseuren im Vergleich zur Standardauslastung. Aufgrund der erhöhten Flexibilität eines kombinierten Anschlusskonzepts wird die Kapazitätsauslastung zwischen Kabel und Elektrolyseur aufgeteilt. Die untersuchten Szenarien führen zu einer höheren Auslastung der Elektrolyseure. Die bidirektionale Kabelnutzung maximiert die Kapazitätsauslastung von Kabel und Elektrolyseuren insgesamt.	45
Abbildung 35: Unterschied in NPV und IRR der Verbindungskonzepte im Vergleich zu All E	47
Abbildung 36: Durchschnittlicher Strompreis bei der Sensitivität All H2 und MC im Vergleich zu All E im Jahr 2045	48
Abbildung 37: Differenz von IRR und Kapitalwert bei der Sensitivität mit Overplanting, wiederum im Vergleich zu All E mit 14 GW Kabelkapazität. Zum besseren Vergleich ist MC 2 ebenfalls dargestellt.	49
Abbildung 38: Kapitalwert und IRR des Onshore-Elektrolysefalls (im Vergleich zu All E). Trotz allgemein niedrigeren Zinsfußes hat All H2 einen höheren Nettobarwert. Da alle Nettobarwert absolut negativ sind, können niedrigere Investitionskosten (hier bei All H2) zu einer besseren Bewertung führen.	51
Abbildung 39: Onshore-Energieversorgung im Szenario MET 2045 (Beispiel).	52
Abbildung 40: Ablaufschema einer Umweltprüfung	55
Abbildung 41: Überblick über untersuchte Szenarien (Anlagenkonfigurationen) und die damit verbundenen technischen Einrichtungen	55
Abbildung 42: Dreistufiger Ansatz zur Umsetzung von Wasserstoffproduktion auf See	73
Abbildung 43: Leistungskurve mit stündlicher Auflösung eines kumulierten Windparks (14 GW) mit einer Einschränkung von 25 % (bezogen auf die installierte Leistung) und einem Energieverlust von 7,2 %)	81
Abbildung 44: Exemplarische Ermittlung der kostenoptimalen Abregelungsrate in Relation zu den Wasserstoffproduktionskosten anhand eines exemplarischen Windparkprofils und einer Gesamtleistung von 14 GW	82

E. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Investitionskosten eines 2 GW OWP mit 132-kV-Direktanschlusskonzept	31
Tabelle 2: Investitionskosten des elektrischen Netzanschlussystems	32
Tabelle 3: Aufschlüsselung der Kostenkomponenten der Offshore-Wasserstoffproduktion (im Verhältnis zur Elektrolysekapazität)	35
Tabelle 4: Übersicht über die Kostenannahmen für Elektrolysesysteme	35
Tabelle 5: Übersicht über die eingesetzten elektrischen Offshore-Netzanschlussysteme und die daraus resultierenden Offshore- und Onshore-Gleichstromkabellängen pro Variante	37
Tabelle 6: Zuordnung des Wirkzeitraums (●) und der Schutzgüter (X) zu den vorhabenbedingten Wirkungen	56
Tabelle 7: Parameter, mögliche Auswirkungen sowie Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen, die aus umweltfachlicher Perspektive neu oder besonders relevant bei Offshore-Elektrolyse- und Pipeline-Projekten sind	57
Tabelle 8: Kostenangaben für elektrische Anschlusselemente, Offshore-Windparks und Wasserstofferzeugung	75
Tabelle 9: Auflistung der bau-/rückbaubedingten, anlagebedingten, betriebsbedingten Wirkungen durch OWEA, Kabel, Pipelines, Konverterplattformen und Elektrolyse-Plattformen	76

F. Literaturverzeichnis

- ACER. (2023). *Unit Investment Cost Indicators - Project Support to ACER Final report*, s.l.: s.n.
- AFRY. (2022). *Comparison of system variants for hydrogen production from offshore wind power.*, s.l.: s.n.
- AG Energiebilanzen. (2023). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2023*. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., 2023., s.l.: s.n.
- Agora Verkehrswende, A.E. u. F.E. (2018). *Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe*, s.l.: s.n.
- BMU. (2013). *Konzept für den Schutz der Schweinswale vor Schallbelastungen bei der Errichtung von Offshore-Windparks in der deutschen Nordsee (Schallschutzkonzept)* https://www.bfn.de/sites/default/files/2022-03/Schallschutzkonzept_Schweinswale_bf.pdf, s.l.: s.n.
- Bristowe, G., & Smallbone, A. (2021). The Key Techno-Economic and Manufacturing Drivers for Reducing the Cost of Power-to-Gas and a Hydrogen-Enabled Energy System. *Hydrogen*, 272-300.
- BSH - Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2023). *Flächenentwicklungsplan 2023 für die deutsche Nordsee und Ostsee*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Flaechenentwicklungsplan/_Anlagen/Downloads/FEP_2023_1/Flaechenentwicklungsplan_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=1, accessed 26.06.2.
- BSH - Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. (2024). *Entwurf Flächenentwicklungsplan*. https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Offshore/Meeresfachplanung/Laufende_Fortschreibung_Flaechenentwicklungsplan/Anlagen/Downloads_Entwurf_FEP/Entwurf_FEP.pdf?__blob=publicationFile&v=3, s.l.: s.n.
- BSH. (2021). „Vorentwurf Flächenentwicklungsplan Dezember.“, s.l.: s.n.
- BSH. (2024). „Entwurf Flächenentwicklungsplan Juni 2024“, s.l.: s.n.
- Consentec. (2023). „Ansätze eines Offshore-Stromnetzes in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ).“ *Schlussbericht*, Aachen, 2023., s.l.: s.n.
- Danish Energy Agency. (2024). *Technology Data for Generation of Electricity and District Heating*, s.l.: s.n.
- Deutsche Energie-Agentur. (2024). *dena-Leitstudie - Integrierte Energiewende*, s.l.: s.n.
- DNV. (2023). „Cost and performance data for offshore hydrogen production.“ *Danish Energy Agency*, 2023, s.l.: s.n.
- EHB. (2023). *European Hydrogen Backbone: Implementation roadmap - cross border projects and costs update*, s.l.: s.n.
- ENTSO-E. (2024). *TYNDP 2024 Offshore Network Development Plans Methodology*, s.l.: s.n.
- Forschungszentrum Jülich. (2020). *Wege für die Energiewende - Kosteneffiziente und klimagerechte Transformationsstrategien für das deutsche Energiesystem bis zum Jahr 2050*. s.l.: Forschungszentrum Jülich.
- Gascade. (2024). *AquaDuctus - Transportleitung für grünen Wasserstoff aus der Nordsee*. 10. July 2024. <https://www.gascade.de/wasserstoff/aqueduct>, s.l.: s.n.
- He, G. e. (2021). Sector coupling via hydrogen to lower the cost of energy system decarbonization. *Energy Environmental Science*, 4635-4646.
- Holst, M. S. (2021). *Cost Forecast for Low Temperature Electrolysis - Technology Driven Bottom-Up Prognosis for PEM and Alkaline Water Electrolysis Systems*. Fraunhofer ISE, 2021., s.l.: s.n.
- IRENA. (2021). „Renewable Power Generation Costs in 2020.“ 2021., s.l.: s.n.
- Lazard. (2024). „Levelized cost of energy+.“ 2024, s.l.: s.n.

North Sea Wind Power Hub Consortium. (4. February 2019). Cost Evaluation of North Sea Offshore Wind Post 2030. Von <https://northseawindpowerhub.eu/files/media/document/Cost-Evaluation-of-North-Sea-Offshore-Wind-1.pdf> abgerufen

Prognos . (2020). „*Endbericht: Offshore-Wasserstofferzeugung mittels Offshore-Windenergie als Insellösung.*“ 2023., s.l.: s.n.

Projekt OffsH2ore. (2023). „*Endbericht: Offshore-Wasserstofferzeugung mittels Offshore-Windenergie als Insellösung.*“ 2023., s.l.: s.n.

Wuppertal Institut. (2020). *Bewertung der Vor- und Nachteile von Wasserstoffimporten im Vergleich zur heimischen Erzeugung.* Wuppertal Institut.

Zun, M. T., & McLellan, B. C. (2023). Cost Projections of Global Green Hydrogen Production Scenarios. *Hydrogen*, Seiten 932-960.

G. Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (Alternating Current)
All E	Anschlusskonzept: rein elektrischer Anschluss
All H2	Anschlusskonzept: rein wasserstoffbasierter Anschluss
APS	Announced Pledge Scenario
AWZ	Außenwirtschaftszone
BESS	Batterie-Energiespeichersystem (Battery energy storage system)
BlmSchV	Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
CN	Klimaneutralität
CO₂	Kohlendioxid
DC	Gleichstrom (Direct Current)
DET	Delayed Energy Transition
DNV	Danish Energy Agency
e.V.	eingetragener Verein
EE	Erneuerbare Energie
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EL	Elektrolyseur
EU	Europäische Union
EUGH	Europäischen Gerichtshof
EV	Elektrische Fahrzeuge
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EUA	European Union Allowances
FEP	Flächenentwicklungsplan
FFH	Fauna-Flora-Habitat
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
H₂	Wasserstoff
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVDC	High-voltage direct current
ICCP	Kathodischer Druckstromschutz (Impressed current cathodic protection)
IEA	Internationale Energieagentur
IRR	Interner Zinsfuß (Internal rate of Return)
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz
L-Gas	Niederkalorisches Erdgas
LCOE	Stromgestehungskosten (Levelized cost of energy)
LCOH	Wasserstoffgestehungskosten (Levelized cost of hydrogen)
MET	Molekülbasierte Energiewende (Molecule-based Energy Transition)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NBW	Nettobarwert
NEP	Netzentwicklungsplan
NPV	Net present value (vgl. NBW)
NSEC	North Seas Energy Cooperation

NZE	Net Zero Emission
OPEX	Operational expenditures
OWP	Offshore-Windpark
PEM	Proton exchange membrane
PPA	Power Purchase Agreement
PV	Photovoltaik
RFNBO	Renewable fuels of non-biological origin
SoEnergieV	Sonstige-Energiegewinnungsbereiche-Verordnung
STEPS	Stated policy scenario
t	Tonne
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-year network development plan
UK	Vereinigtes Königreich (United Kingdom)
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
V2G	Vehicle-to-Grid
VSC	Voltage Source Converter
WACC	Gewichteter Kapitalkostensatz (Weighted average cost of capital)
WEA	Windenergieanlagen
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz

KOMPETENZ
IN ENERGIE

