

Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekten

FICHTNER

Kurzfassung

Juni 2016

[GGSC]

[Gaßner, Groth, Siederer & Coll.]
Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB



Liste der Auftraggeber

8.2 Consulting AG

Brandstwiete 4, 20457 Hamburg

ABB AG

Kallstadter Straße 1, 68309 Mannheim

ADWEN GmbH

Am Lunedeich 156, 27572 Bremerhaven

Arbeitsgemeinschaft Offshore-Windenergie e.V.

Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

ENOVA Energieanlagen GmbH

Steinhausstraße 112, 26831 Bunderhee

GE Energy Germany (Präsident: Alf Henryk Wulf)

Bleichstr. 64 - 66, 60313 Frankfurt

Nordwest Assekuranzmakler GmbH & Co. KG

Herrlichkeit 5 - 6, 28199 Bremen

Offshore Forum Windenergie GbR

Kaiser-Wilhelm-Str. 93, 20355 Hamburg

Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA)

Schiffbauerdamm 19, 10117 Berlin

PNE WIND AG

Peter-Henlein-Str. 2 - 4, 27472 Cuxhaven

Siemens AG

Lindenplatz 2, 20099 Hamburg

Stiftung OFFSHORE - WINDENERGIE

Oldenburger Str. 65, 26316 Varel

Strabag OW EVS GmbH

Reeperbahn 1, 20359 Hamburg

Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e.V.

Lyoner Straße 18, 60528 Frankfurt a. Main

WAB e.V.

Barkhausenstr. 2, 27568 Bremerhaven

WindMW GmbH

Schleusenstraße 12, 27568 Bremerhaven

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.

Baudirektor-Hahn-Str. 20, 27472 Cuxhaven

wpd offshore solutions GmbH

Stephanitorsbollwerk 3, 28217 Bremen

Inhalt

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE	3
Ergebnisüberblick	4
Einleitung und Methodik	
1. Hintergrund und Aufgabenstellung	6
2. Methodik und Grundlagen	7
3. Bisherige Projekte	9
Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale	
4. Genehmigungsprozess	11
5. Ausschreibungs- und Vergabeverfahren	13
6. Projektrealisierung	14
7. Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen	16
8. Onshore-Netzausbau	18
Schlussfolgerung	
9. Maßnahmenübersicht und Umsetzungsempfehlung	20
Liste der befragten Unternehmen und Behörden	28

Vorwort der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE und des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke

Die kurze Historie der Netzanbindung von Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland ist gekennzeichnet von Systemwechseln, Höhen und Tiefen. Waren bis vor zehn Jahren die Investoren von Offshore-Windparks auch für die Planung, den Bau und die Finanzierung von Netzanbindungen verantwortlich, hat der Gesetzgeber diese Aufgabe im Dezember 2006 mit dem neu geschaffenen § 17 Abs. 2 a EnWG auf die Übertragungsnetzbetreiber übertragen. Damit waren sie verpflichtet, Offshore-Windparks rechtzeitig mit deren Inbetriebnahme anzuschließen.

Das ging gründlich schief, zumal die Bundesnetzagentur die konkreten Spielregeln für die Umsetzung dieser neuen Vorschrift erst knapp drei Jahre später, im Oktober 2009, mit ihrem Positionspapier veröffentlichte. Deswegen griff der Gesetzgeber Ende 2012 noch einmal korrigierend ein und regelte, dass der Bau der Parks der absehbaren Netzanbindung zu folgen habe. Gleichzeitig mit diesem erneuten Systemwechsel wurden auch die Haftungsfragen bei verzögertem (und gestörtem) Netzanschluss geklärt, offen blieb aber das nicht unwesentliche Ziel, wie der Netzausbau auf See beschleunigt und die Kosten begrenzt werden könnten.

Vor allem die Auseinandersetzung über die Kosten und den Netzausbau dominiert zunehmend die Diskussion um die weitere Entwicklung der Energiewende. Nachdem die von der Stiftung und der Offshore-Branche in Auftrag gegebene und im Sommer 2013 veröffentlichte Studie von Prognos und Fichtner Einsparpotenziale bei den Stromgestehungskosten von Offshore-Windkraftwerken von etwa 30 v.H. innerhalb eines Jahrzehnts ermittelt hat, war es folgerichtig, jetzt auch den Netzausbau auf See als wesentlichen Kostenfaktor unter die Lupe zu nehmen und gleichzeitig den Zeitaufwand, der sich seit Ende des letzten Jahrzehnts von prognostizierten 30 inzwischen auf 60 Monate erhöht hat, kritisch zu hinterfragen.

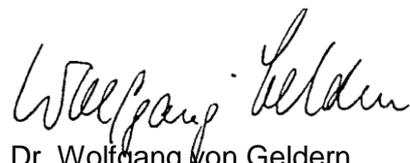
Die Arbeit an dieser Studie hat sich allerdings als unerwartet schwierig erwiesen. Jede Analyse bedingt eine gründliche Durchdringung des Status Quo, um daraus Vorschläge entwickeln zu können. Es ist aber nur begrenzt gelungen, an dieses „Herrschaftswissen“ zu gelangen. Die Intransparenz, die die Ausschreibungen von Netzanbindungen und die Zusammensetzung ihrer Kosten bestimmt, und die Geheimhaltungsverpflichtungen der diversen Vertragspartner erschweren es, eine Wissenssymmetrie zwischen den Beteiligten herzustellen.

Vor allem für die Bundesnetzagentur, aber auch für das Bundeswirtschaftsministerium bietet sich hier noch ein reiches Betätigungsfeld.

Trotz dieses grundlegenden Handicaps zeigt die vorliegende Studie zahlreiche Lösungsansätze auf, wie kurz- und mittelfristig Kosten gesenkt und Bauzeiten verkürzt werden können. Gleichzeitig finden sich Vorschläge zur Überbrückung von Netzengpässen an Land. Dabei richtet sich die Hoffnung auf neue technische Systeme und Innovationen bei der Offshore-Netztechnik, die finanziell und regulatorisch gefördert werden sollten.

Unser herzlicher Dank gilt den Mitgliedern des Steuerungskreises, die die Studie von Anfang an mit großem Engagement konstruktiv begleitet und unseren Partnern, die sie mitfinanziert haben.


Jörg Kuhbier
Vorstandsvorsitzender
der Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE


Dr. Wolfgang von Geldern
Vorsitzender des Vorstandes
des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V.

Ergebnisüberblick

In dieser Studie wurden Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale von HGÜ-Offshore-Netzanbindungen in der deutschen Nordsee untersucht. Eine wichtige Grundlage dafür ist der Bundesfachplan Offshore für die Nordsee. Dieser ist eine wichtige Basis für die Genehmigung, und er regelt u. a. auch die technischen Rahmenbedingungen der HGÜ-Offshore-Netzanbindungen.

Im Rahmen der Studie wurden für die drei Hauptphasen: Genehmigung, Ausschreibung und Projektrealisierung, sowie für die potenzielle Weiterentwicklung der technischen Rahmenbedingungen, Maßnahmen erarbeitet. Diese Maßnahmen wirken sich beschleunigend und / oder kostensenkend auf den Gesamtprozess des Netzausbaus und der Netzanbindung in der Nordsee aus.

Für die drei Hauptphasen geht man davon aus, dass für die Planung und Genehmigung ein Zeitraum von 36 bis 60 Monaten einzuplanen ist. Für die Ausschreibungs- und Vergabephase werden üblicherweise bis zu 12 Monate angesetzt, und für die Realisierungs- und Inbetriebnahmephase wird mit einem Zeitraum von bis zu 60 Monaten geplant. Die bisher ausgeführten Projekte zeigen, dass in allen Phasen Beschleunigungspotenziale stecken.

Durch die Umsetzung der empfohlenen Maßnahmen ergeben sich für die drei untersuchten Phasen - gegenüber den Planwerten - die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Beschleunigungspotenziale. Für die Ausschreibungs- und Vergabephase, sowie für die Phase der Projektrealisierung ist mit einem Beschleunigungspotenzial von insgesamt 8 bis 14 Monaten zu rechnen. Das Beschleunigungspotenzial von 6 bis 9 Monaten in der Planungs- und Genehmigungsphase kann nicht direkt dazu addiert werden, da die Phasen nicht sequenziell ablaufen. Damit liegt das Beschleunigungspotenzial im Vergleich zu den pauschalen Planwerten in allen Phasen zwischen 10% und 25%.

Projektphasen	Ablauf	Planwert in Monaten	Beschleunigungspotential in Monaten	Beschleunigungspotential in Prozent
Planung und Genehmigung		36 bis 60	6 bis 9	10% bis 25%
Ausschreibung und Vergabe		bis zu 12	ca. 2	ca. 17%
Realisierung und Inbetriebnahme		bis zu 60	6 bis 12	10% bis 20%

Beschleunigungspotenzial je Projektphase

Legende:
 Standardlaufzeit
 häufig zusätzlich erforderlich

Da zur Erstellung dieser Studie keine ausreichend belastbare Datenbasis zu den tatsächlichen Kosten für HGÜ-Offshore-Netzanbindungen vorlag, kann keine konkrete Aussage zu den Kostensenkungspotenzialen getroffen werden. Es kann lediglich festgestellt werden, dass Prozessverbesserungsmaßnahmen, die zu einer Beschleunigung führen, häufig mit nicht zu vernachlässigbaren Kostensenkungen einhergehen. Für wettbewerbliche Maßnahmen wie beispielsweise die Ausweitung der Losaufteilung und technische Maßnahmen durch die Flexibilisierung des Bundesfachplans Offshore (BFO) werden ebenfalls Kosteneinsparungen erwartet. Die Einsparungen durch technische Maßnahmen liegen nach Herstellerangaben bei bis zu 30%. Ein Summenwert für alle Maßnahmen lässt sich im Rahmen dieser Studie jedoch nicht genauer quantifizieren.

Die offshore erzeugte Energie muss onshore nicht nur ans Netz angebunden sondern auch weitergeleitet werden. Der mittel- und langfristige Ausbau des Onshore-Netzes ist deshalb zur Übertragung der zukünftig offshore erzeugten Leistung notwendig. Zusätzlich

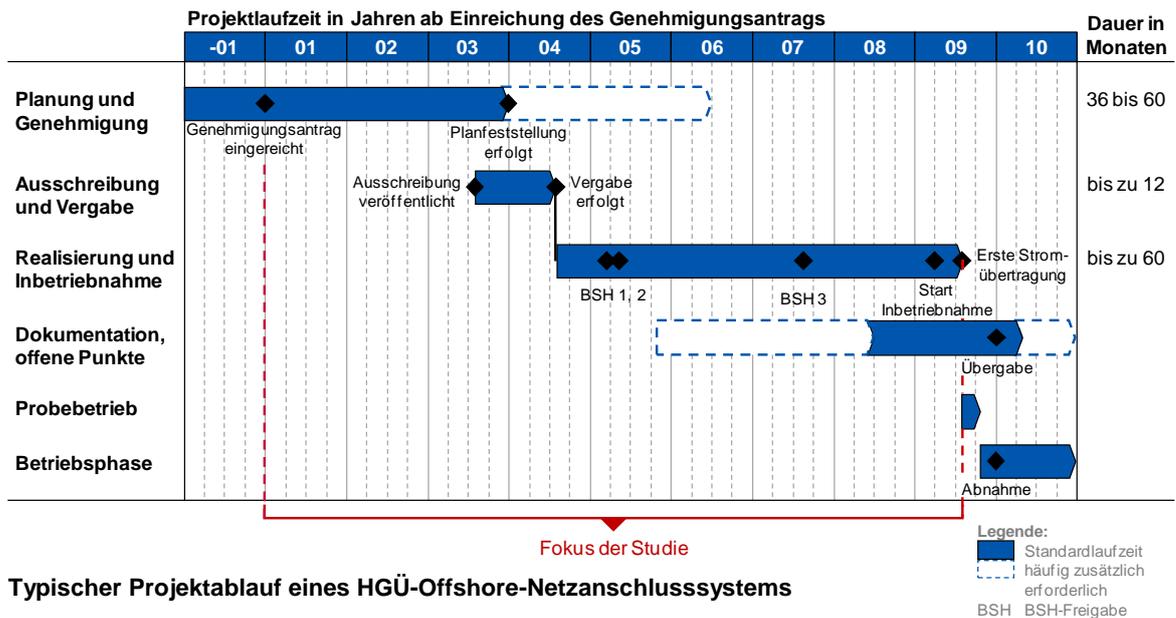
existieren Potenziale zur kurzfristigen Steigerung der Übertragungskapazitäten oder besseren Integration der offshore erzeugten Energie ins Versorgungssystem. Damit können temporäre Verzögerungen im Netzausbau, die den weiteren Zubau der Offshore-Windenergie in Netzengpassgebieten verhindern, überwunden werden. Der Ausbau der Offshore-Windenergie kann daher unabhängig von kurzfristigen Verzögerungen des Onshore-Netzausbaus erfolgen. Bei richtiger Anwendung wird die Sicherheit der Versorgung und des Systembetriebs weiterhin gewährleistet, und der Ausbau der Offshore-Windenergie muss nicht wegen kurzzeitiger Netzengpässe gedrosselt werden.

1. Hintergrund und Aufgabenstellung

Der Netzausbau und die Offshore-Netzanschlussysteme sind zentrale Elemente für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergie. Insbesondere für eine bessere Planbarkeit sowie für die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie insgesamt ist es erforderlich, die Kosten und den Zeitaufwand für den Netzausbau und die Netzanbindung auf See zu senken, wobei sich beide Faktoren gegenseitig bedingen.

Ziel dieser Studie ist es, Ansätze für Beschleunigungs- und Kostensenkungspotenziale von Netzanschlussystemen herauszuarbeiten, die als Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) in der deutschen Nordsee realisiert werden.

Der typische zeitliche Ablauf für die Erstellung eines Netzanschlussystems kann bis zur ersten Stromübertragung in drei überwiegend aufeinander folgende Phasen gegliedert werden. Jedes Projekt startet mit der Planungs- und Genehmigungsphase. Hinsichtlich des Zeitaufwandes geht man davon aus, dass für diese Phase ein Zeitraum von 36 bis 60 Monaten einzuplanen ist. Die Phase der Ausschreibung und Vergabe beginnt, wenn der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die Ausschreibung veröffentlicht und endet, wenn alle Verträge mit Lieferanten abgeschlossen sind. Für diese Phase werden üblicherweise bis zu 12 Monate angesetzt. Direkt anschließend beginnt die Realisierungsphase, die in einem Zeitraum von bis zu 60 Monaten durchgeführt werden soll. Nach den drei Hauptphasen schließt sich die finale Dokumentation, die Abarbeitung offener Punkte, der Probebetrieb und die Betriebsphase an.



2. Methodik und Grundlagen

Im Rahmen der beauftragten **Vorgehensweise** untersucht die Studie in einem ersten Schritt die bisherigen Projekte im Hinblick auf typische Verläufe und Kostenverteilungen, um daraus Rückschlüsse für zukünftige Projekte ziehen zu können. In den nachfolgenden Schritten wurden die drei oben beschriebenen Hauptphasen untersucht. Dazu wurden innerhalb der Planungs- und Genehmigungsphase, Ausschreibungs- und Vergabephase sowie der Realisierungs- und Inbetriebnahmephase Maßnahmen erarbeitet, die sich beschleunigend und kostensenkend auswirken. Zudem wurden Maßnahmen im Bereich der technischen Rahmenbedingungen und Entwicklungen betrachtet. Auch diese können zu einer Beschleunigung und Kostensenkung bei HGÜ-Offshore-Netzanschlussprojekten führen.

Umfang, Muster und Ursachen von Zeitverzögerungen und Kostensteigerungen bei Offshore-Netzanbindungsprojekten beruhen auf den Erfahrungen des Auftragnehmers, einer Analyse von Veröffentlichungen und Studien zur Offshore-Windenergie, sowie einer gerade abgeschlossenen wissenschaftlichen Arbeit zur Dauer der Planungen. Des Weiteren wurde eine Befragung der wesentlichen Akteure durchgeführt. Dabei wurden Akteure aus der gesamten Offshore-Windbranche, von den Investoren bis hin zu den Genehmigungsbehörden, befragt. Die Studie stellt allerdings nicht zwangsläufig die Meinungen der einzelnen beteiligten Akteure dar, die zum Teil konträr sind und sich nicht immer mit den Aussagen und Ergebnissen der Studie decken.

Zu den Ausschreibungsbedingungen wurden vornehmlich die Netzbetreiber und die jeweils von ihnen beauftragten Unternehmen befragt. Die Diskussionspunkte reichen von gesetzlichen Rahmenbedingungen zu Ausschreibungsverfahren über Modularisierungsansätze bis hin zu der Frage, ob Anbindungssysteme kleinteilig oder als Ganzes ausgeschrieben werden sollten.

Zur Praxis der Planfeststellungsverfahren wurden insbesondere die Netzbetreiber und betroffene Behörden befragt. Das Ziel ist es, die Wechselwirkung zwischen einheitlichen Verfahren und langfristig verbindlichen Regelungen zu vereinfachen.

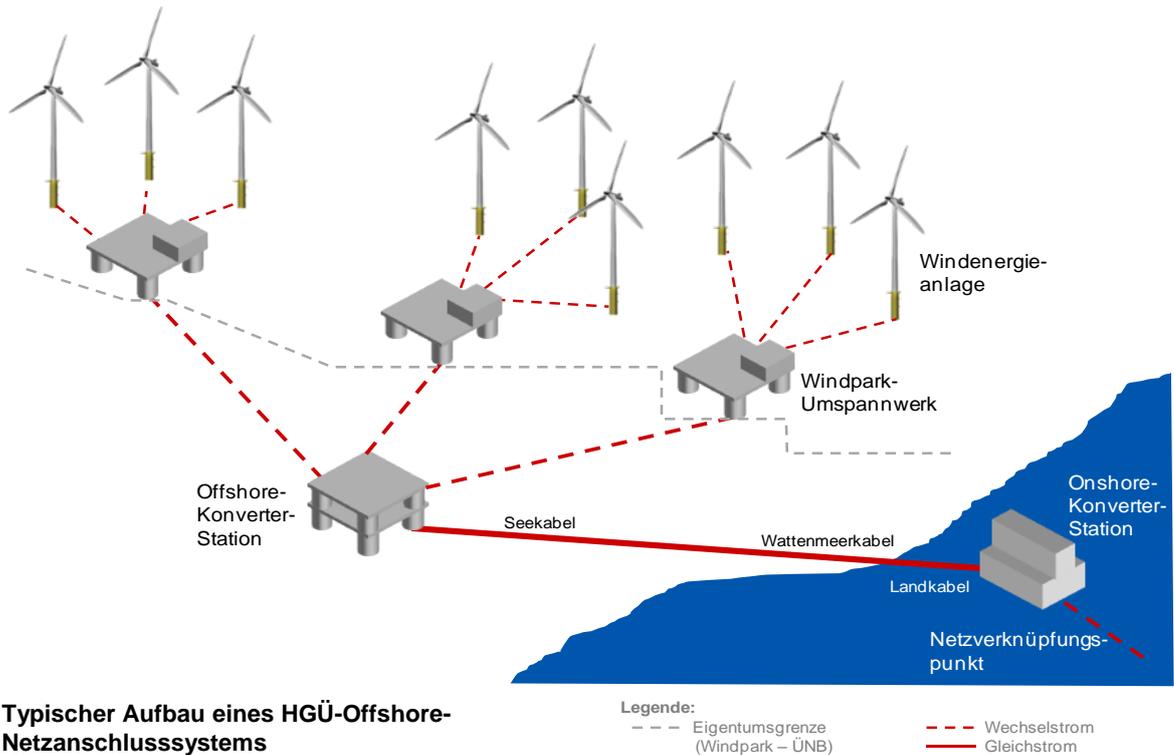
Alle identifizierten Maßnahmen zur Beschleunigung und Kostensenkung bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungen werden in einer Maßnahmenliste zusammengefasst. Dabei werden die Maßnahmen nach den drei Hauptphasen Genehmigung (GV), Ausschreibung und Vergabe (AV), sowie Projektrealisierung (RI) unterschieden. Des Weiteren werden Maßnahmen, die sich auf die technischen Rahmenbedingungen und Entwicklungen (TE) beziehen, aufgeführt.

Um den Studienschwerpunkt und die vorgeschlagenen Maßnahmen besser einordnen zu können, werden nachfolgend die einfachsten **Grundlagen** eines typischen HGÜ-Offshore-Netzanschlussystems erläutert.

Windenergieanlagen stellen elektrische Energie als Drehstrom in bestimmten Spannungsbereichen wie der 33 kV-Ebene zur Verfügung. Nach derzeitigem Stand der Technik wird diese offshore auf ein höheres Spannungsniveau transformiert, um dann an Land in das Stromnetz eingespeist zu werden.

Da Windenergieanlagen auf See aus ökologischen Gründen (Nationalpark Wattenmeer in der Nordsee), sowie wegen der Berücksichtigung der Belange der Schifffahrt und des Tourismus meistens nur weitab der Küste installiert werden, bedeutet dies hohe Verluste bei der Übertragung des Drehstroms an Land. Aus diesem Grund wird verstärkt auf HGÜ-Systeme zurückgegriffen. Diese haben geringere Übertragungsverluste als die alternativen Wechselstromanbindungen.

Der derzeit verwendete Ansatz sieht die gesammelte Netzanbindung mehrerer Windparks vor. Der von den Windenergieanlagen bereitgestellte Drehstrom wird im Umspannwerk des jeweiligen Windparks auf ein höheres Spannungsniveau transformiert. Mehrere Windpark-Umspannwerke sind wiederum an eine Offshore-Konverter-Station angeschlossen. Hier kommt es zur Gleichrichtung, dem Wechsel von Drehstrom auf Gleichstrom für den Transport an Land. Der Strom wird dort wieder auf Wechselspannung umgeformt und am Netzverknüpfungspunkt ins Onshore-Hochspannungsnetz eingespeist.



Typischer Aufbau eines HGÜ-Offshore-Netzanbindungssystems

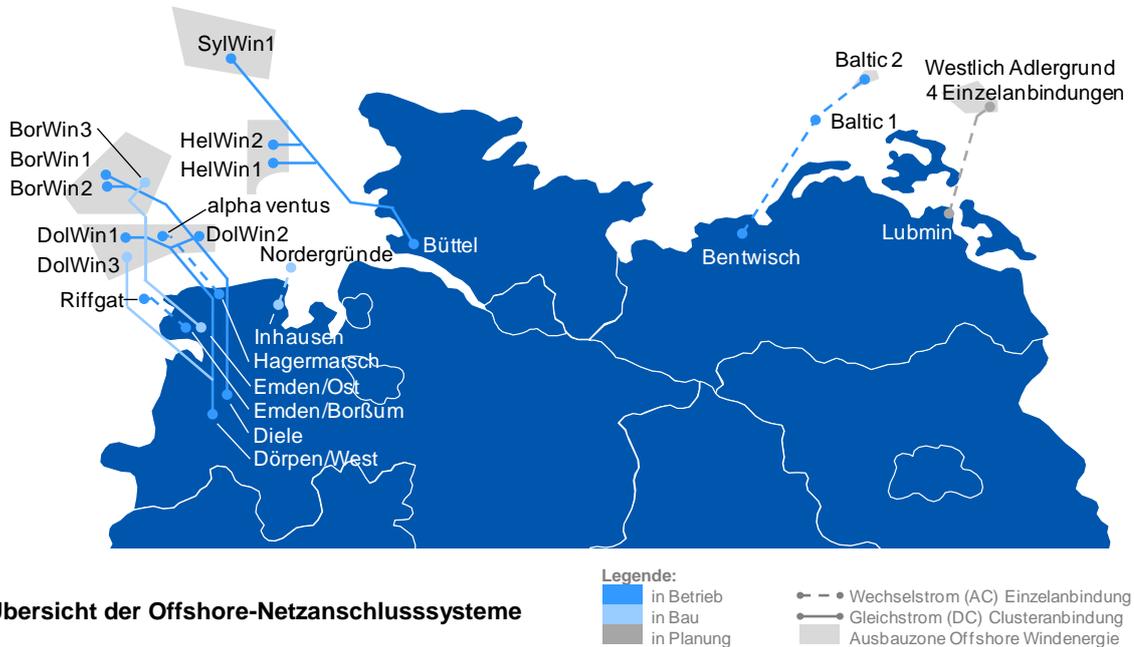
Die Zuständigkeit für die Verkabelung innerhalb des Windparks und zu dessen Umspannwerk liegt beim Windparkbetreiber, ebenso die Verantwortung für die Errichtung des Umspannwerks selbst. Das sich an das Umspannwerk anschließende Verbindungskabel zur Offshore-Konverter-Station ist jedoch bereits ab Endverschluss des Kabels im Umspannwerk Eigentum und Verantwortungsbereich des ÜNB wie auch alle darauf folgenden Komponenten des Netzanbindungssystems.

Ein HGÜ-Netzanbindungssystem gliedert sich in folgende Komponenten:

- Wechselstrom-Offshore-Kabel zur Verbindung der Umspannstation mit der Konverter-Station
- Offshore-Konverter-Station zur Gleichrichtung
- Gleichstrom-Kabel (Seekabel, Wattenmeerkabel und Landkabel) für den Transport zur Onshore-Konverter-Station
- Onshore-Konverter-Station zur Umrichtung und Einspeisung ins Onshore-Netz

3. Bisherige Projekte

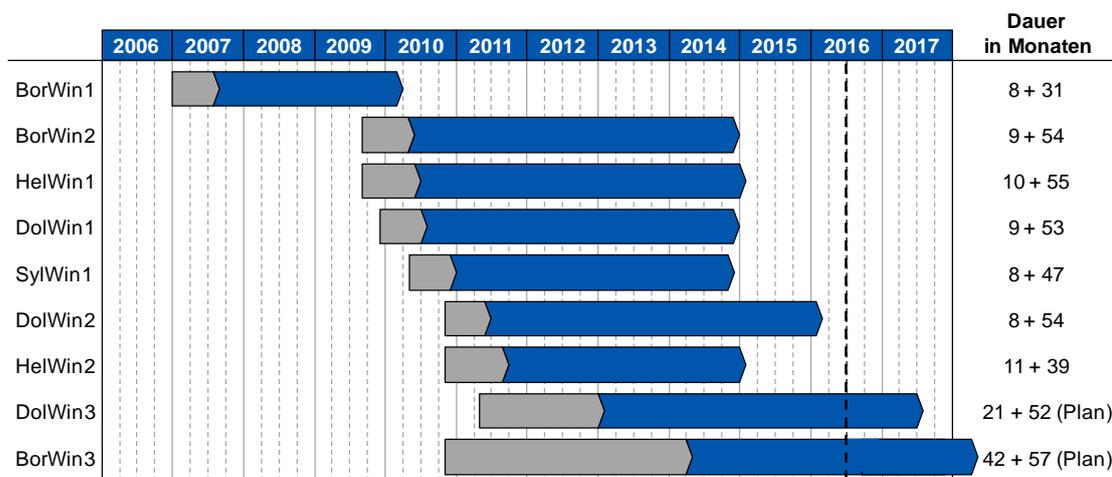
In der deutschen Nord- und Ostsee sind aktuell 15 Offshore-Netzanbindungssysteme in Betrieb oder im Bau.



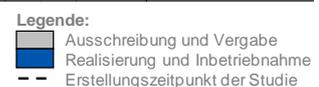
Übersicht der Offshore-Netzanbindungssysteme

Es existieren verschiedene Konzepte für die Realisierung von Offshore-Netzanbindungssystemen. Diese sind u. a. abhängig von der Leistung des anzubindenden Offshore-Windparks und dessen Entfernung von der Küste. In der Ostsee werden durch den zuständigen ÜNB alle Verbindungen in Wechselstrom-Technologie realisiert und auch in der Nordsee existieren drei dieser Anbindungen bei relativ küstennahen Offshore-Windparks. Die übrigen Verbindungen in der Nordsee sind in HGÜ-Technologie realisiert oder geplant.

Bisher hat der für die Nordseeküste zuständige ÜNB, TenneT, neun Netzanbindungssysteme vergeben, von denen sieben bereits in Betrieb sind. Die anderen zwei, DolWin3 und BorWin3 befinden sich noch in der Realisierungsphase und sind unterschiedlich weit im Projektverlauf fortgeschritten.



Übersicht der bisherigen Projektlaufzeiten



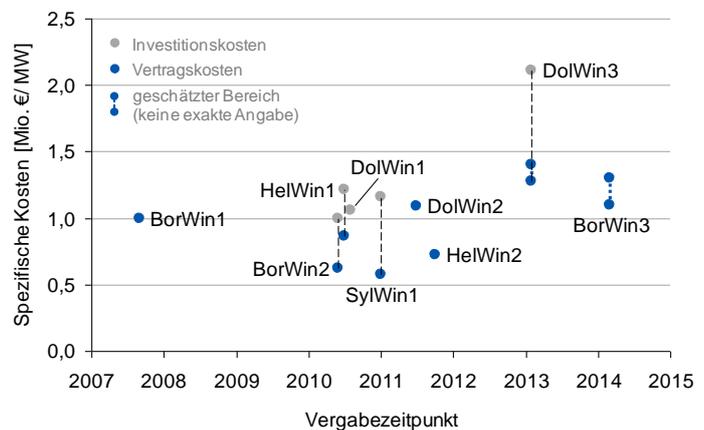
Der Vergleich von pauschalen Planungsansätzen der **Projektlaufzeiten** von bis zu 12 Monaten für die Ausschreibung und Vergabe sowie bis zu 60 Monaten für Realisierung und Inbetriebnahme mit den realisierten Projektlaufzeiten zeigt, dass es projektspezifisch deutliche Abweichungen gibt.

Ausschreibungen und Vergaben wurden mit Ausnahme der zuletzt beauftragten Netzanschlussysteme DoWin3 und BorWin3 unter 12 Monaten durchgeführt. Ein Grund für die deutlich längeren Vergabezeiten von 21 und 42 Monaten dieser Projekte ist nicht öffentlich bekannt; jedoch ist BorWin3 das bisher einzige Projekt, das in zwei Losen vergeben wurde. Die mittlere Laufzeit der Ausschreibungs- und Vergabephase liegt ohne Miteinbeziehung dieser deutlich verzögerten Projekte bei 9 Monaten.

Auch Realisierungs- und Inbetriebnahmephase aller bisher fertiggestellten Projekte haben den pauschalen Planungswert von 60 Monaten unterschritten. Dies ist erstaunlich, da im Vergleich zum projektspezifischen Zeitplan durchaus diverse Verzögerungen auftraten. Die besonders schnell durchgeführten Projekte BorWin1 und HelWin2 (31 und 39 Monate) können nicht als Maßstab herangezogen werden, da hier gehäuft Probleme in der Betriebsphase bekannt wurden, die auf Qualitätsmängel in der Umsetzung deuten. Werden die beiden besonders schnell durchgeführten Projekte außen vor gelassen, dann ergibt sich eine durchschnittliche Umsetzungsdauer von ca. 53 Monaten.

Öffentlich ist nur wenig zu den konkreten **Kosten** von Netzanschlusssystemen bekannt. Die für diese Studie befragten Unternehmen konnten u. a. aus Vertraulichkeitsgründen keine Informationen zu den Gesamtkosten, Kostenverteilungen oder Steigerungen im Projektverlauf zur Verfügung stellen. Es existieren jedoch Presseberichte und -meldungen, die die geplanten Gesamtinvestitionskosten (Vertragskosten + Projektkosten des ÜNB) und die Vertragskosten mit dem Nachunternehmer nennen. Bezieht man diese Werte auf die geplante Übertragungsleitung, erhält man leistungsspezifischen Kosten. Die einzelnen Projekte unterscheiden sich neben der Leistung jedoch auch in weiteren technischen Parametern wie der Kabellänge. Diese Unterschiede müssen beim Kostenvergleich beachtet werden.

Unabhängig von den projektspezifischen Besonderheiten ist bei Pilotprojekten wie BorWin1 generell mit höheren spezifischen Kosten zu rechnen. Für Projekte, die auf ein Pilotprojekt folgen, werden typischerweise sukzessive sinkende spezifische Kosten erwartet. Dies trägt dem Wissens- und Konkurrenz Aufbau in der Branche Rechnung. Bei den Folgeprojekte HelWin1, BorWin2 und SylWin2 ist diese Entwicklung zu beobachten. Dann kommt es jedoch zu einer Trendumkehr.



Spezifische Vertrags- und Gesamtinvestitionskosten

Die steigenden spezifischen Vertragskosten jüngerer Projekte und die inzwischen in der Branche bekannten Kostensteigerungen der ersten Projekte von 25 bis 50 % lassen vermuten, dass die Kosten bzw. die Risiken in den ersten Projekten zu gering bewertet wurden.

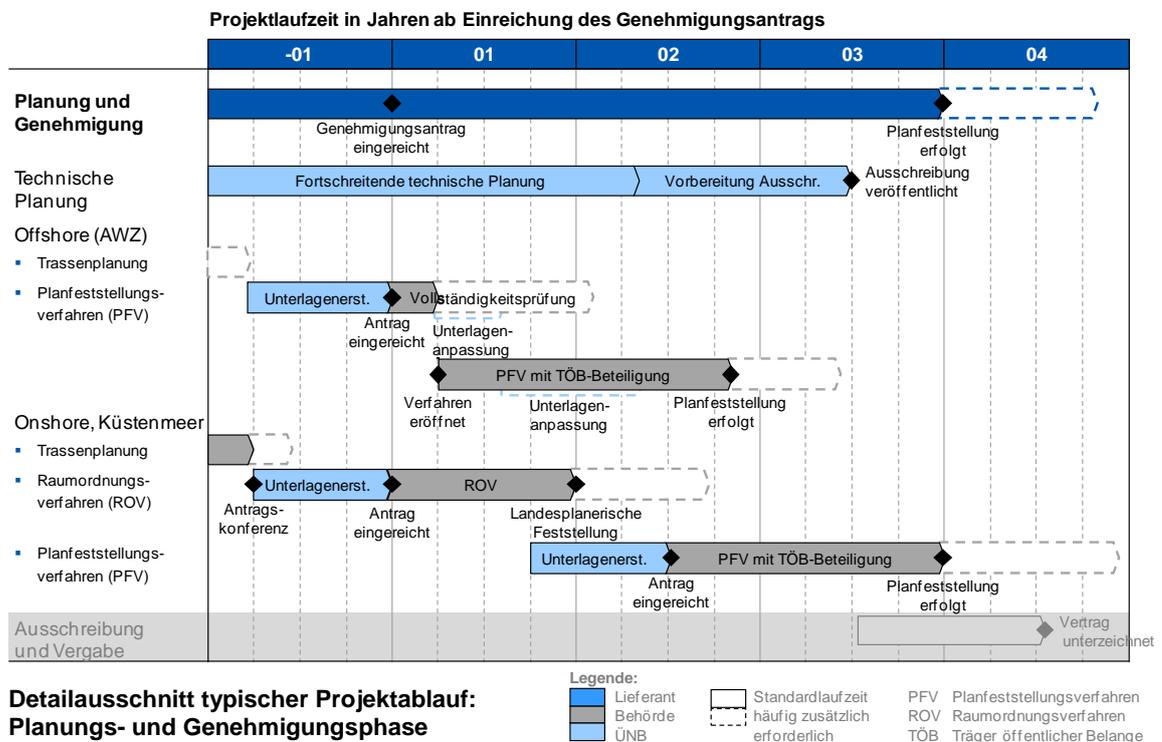
Die vorliegenden Informationen sind jedoch zu oberflächlich und nicht ausreichend belastbar, um darauf aufbauend im Rahmen dieser Studie weitere Untersuchungen durchzuführen und konkrete Kostensenkungspotenziale abzuleiten. Dies zeigt den Informationsmangel zu aktuell durchgeführten Projekten und führt, wie auch später als konkrete Maßnahme formuliert, zu der Forderung nach mehr Transparenz.

4. Genehmigungsprozess

Genehmigungsprozesse von Infrastrukturprojekten werden insbesondere bei Großvorhaben wie Offshore-Windparks und deren Netzanbindungen immer komplexer. Die oftmals erhebliche Zahl von Beteiligten, die in der Regel verschiedene Interessen vertreten, erschwert diesen Prozess zusätzlich. Die Bedeutung der eigentlichen technischen Planung rückt damit, insbesondere in der Öffentlichkeit, immer mehr in den Hintergrund.

Im Rahmen der fortschreitenden technischen Planung, die am Ende in die Ausschreibung mündet, werden die Grundlagen für den Genehmigungsprozess erarbeitet. Dies umfasst u. a. Machbarkeitsstudien und Trassenplanungen, aber auch Vor-Ort-Untersuchungen wie Baugrunduntersuchungen. Es werden dabei alle technischen, planerischen und genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen erarbeitet, die für das Gesamtprojekt notwendig sind. Allgemein gilt: Je besser die Planungsphase vorbereitet wird, desto weniger Probleme, wie z. B. Verzögerungen, Kostensteigerungen durch Änderungen und Qualitätsmängel, gibt es im laufenden Projekt.

Die rechtliche Grundlage für den Genehmigungsprozess in Verbindung mit dem Ausbau der Offshore-Windparks ist die Seeanlagenverordnung. Inhaltliche Grundlagen für die HGÜ-Offshore-Netzanbindungen sind der BFO und der Netzentwicklungsplan Offshore (O-NEP). Das Planfeststellungsverfahren als Leitverfahren erfordert sowohl in der ausschließlichen Wirtschaftszone als auch im Küstenmeer und auf dem Festland eine nachvollziehbare Trassenplanung und ist von den jeweils zuständigen Genehmigungsbehörden durchzuführen. Das Planfeststellungsverfahren dauert zumeist länger als die technische Planung, weshalb die eigentliche Planfeststellung in der Regel erst nach der Ausschreibung erfolgt.



Problematisch für die Weiterentwicklung der Offshore-Windenergie ist die in der Vergangenheit fehlende Kontinuität der Planungsgrundlagen. Dies kann dazu führen, dass die zu Beginn der Planfeststellungsverfahren geltenden Rahmenbedingungen zum Abschluss der Verfahren keinen oder nur noch bedingt Bestand haben. Eine sinnvolle Maßnahme ist daher die **Sicherstellung der Planungskontinuität durch BFO und O-NEP (GV1)**. Die oftmals erhebliche Anzahl von Beteiligten mit unterschiedlichen Anforderungen, mit denen

eine qualifizierte Auseinandersetzung geführt werden muss, ist ein weiteres Problem. Beschleunigungspotenziale im Genehmigungsprozess lassen sich aus planerischer und rechtlicher Sicht insbesondere über eine bessere Koordination zwischen ÜNB, Windparkentwicklern, Zulieferern und dem Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sowie den betroffenen Bundesländern erzielen. Dabei stehen das Lernen aus den bisherigen Problemen in den durchgeführten Verfahren, der Austausch bisheriger Erfahrungen über die unterschiedlichen Pflichten und Interessen der Akteure, die Kooperation zwischen den Beteiligten und die Schaffung klarer und möglichst einheitlicher Antragsvoraussetzungen und Antragsunterlagen im Vordergrund.

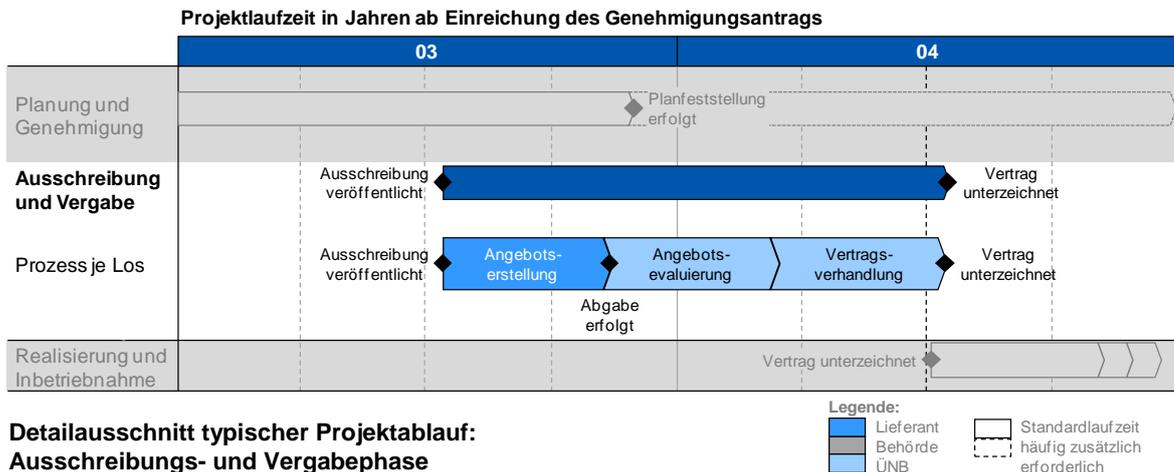
Der Trassenplanung kommt eine besondere Bedeutung zu. Durch die **frühzeitige Einbindung von Trägern öffentlicher Belange und Privatbetroffenen (GV2)** im Vorfeld des eigentlichen Planfeststellungsverfahrens können zeitkritische Voruntersuchungen frühzeitig in Gang gesetzt werden. Die sich daraus ergebende Zeitersparnis ist insbesondere bei der Vermeidung jahreszeitbedingter, längerfristiger Untersuchungen im laufenden Verfahren erheblich. Hierzu tragen bereits vor Beginn des eigentlichen Planfeststellungsverfahrens vorgenommene „**orientierende Untersuchungen**“ in den **Trassenkorridoren (GV3)** durch den Antragsteller bei. Bei der Ermittlung und Bewertung der erforderlichen Trassenalternativen bzw. der parallelen Umweltprüfung kann der Verfahrensablauf durch **einheitliche Zuständigkeiten (GV4)** sowie durch Vereinheitlichung der für die Verfahrensdurchführung erforderlichen Unterlagen beschleunigt werden.

Die Analyse der durchgeführten Planfeststellungsverfahren hat gezeigt, dass mehrere geeignete Maßnahmen existieren, die den Prozess vereinfachen und beschleunigen können. Durch den **Einsatz „privater Dritter“ (GV5)** - vorzugsweise als Projektmanager - können die Aufgaben beim Antragsteller zusätzlich wirkungsvoll konzentriert und möglicherweise auftretende Personalengpässe kompensiert und insbesondere Projekterfahrungen aus vergleichbaren Projekten in das Verfahren eingebracht werden. Durch eine **Standardisierung der Antragsunterlagen (GV6)**, die z. B. in einer informellen länderübergreifenden Arbeitsgruppe unter Einbeziehung des BSH erarbeitet werden können, wird die Erstellung der Antragsunterlagen erleichtert und deren Überprüfung und Bewertung beschleunigt. Hierdurch verringert sich das Risiko nachträglicher Änderungen. Durch definierte **technische Schwellenwerte bzw. maximale Ausbaugrößen für Bauteile (GV7)**, die für die Ermittlung der Raum- und Umweltwirkungen der Projekte maßgeblich sind, lässt sich das Risiko einer Neuauslegung der Verfahrensunterlagen bei geringfügigen technischen Änderungen verringern. Eine frühzeitige **Aufteilung der Gesamttrasse (GV8)** zur Netzanbindung in Genehmigungsabschnitte entsprechend den naturräumlichen, territorialen oder besonderen technischen Anforderungen (z. B. Querung von Deichen oder anderen Trassen) ermöglicht eine Parallelbearbeitung oder das Vorziehen besonders kritischer bzw. unkritischer Bereiche. Dadurch kann eine erhebliche Zeit- und Kostenersparnis erzielt werden.

Als neues Instrument zur **Optimierung der planerischen Abläufe (GV9)** werden eine behördliche Vollständigkeitsprüfung und die Erstellung eines entsprechenden behördlichen Vollständigkeitsstats vorgeschlagen. Dieses gibt den antragstellenden ÜNB Rechtssicherheit, erhöht den Anreiz zur Standardisierung der behördlichen Anforderungen und kann als Zäsur für eine Unabänderlichkeit der Festlegungen des O-NEP genutzt werden. Durch vorgezogene Behördenentscheidungen über Teilaspekte des Vorhabens kann schließlich eine Flexibilisierung bei der Ausführung des Vorhabens erzielt werden und den antragstellenden Windparkbetreibern früher Planungssicherheit gegeben werden (GV9).

5. Ausschreibungs- und Vergabeverfahren

Das Ausschreibungs- und Vergabeverfahren beginnt mit der Veröffentlichung der Ausschreibungsunterlagen und endet mit der Vertragsunterzeichnung. Es gliedert sich in die Angebotserstellung, die Angebotsevaluierung mit Klärungsgesprächen und die Vertragsverhandlungen bis zur Vergabe. Die drei Phasen des Ausschreibungs- und Vergabeverfahrens folgen zeitlich aufeinander.



Nach der Veröffentlichung der Ausschreibung beginnen die Bieter mit der Angebotserstellung. Aufgrund der technischen Komplexität und Detaillierung der technischen Spezifikation sind aktuell 4 bis 5 Monate für eine Angebotserstellung eingeplant. Nach Abgabe der Angebote beginnt die Angebotsevaluierung. Außerdem werden Klärungsgespräche mit den Bietern geführt. Für diese Phase werden aktuell ebenfalls 4 bis 5 Monate geplant. Die anschließenden Vertragsverhandlungen sind vor allem abhängig von den Verhandlungspositionen der Bieter und vom Umfang der Abweichungen zur Spezifikation. Geplant wird für diese Phase üblicherweise ein Zeitraum von 3 bis 4 Monaten.

Aktuell wird der Netzanschluss nach § 17 d Abs. 1 EnWG durch den in der Regelzone zuständigen ÜNB ausgeschrieben. Eine Änderung würde es ermöglichen die **Errichtung und den Betrieb der Netzanschlussysteme** durch eine staatliche Stelle europaweit **auszuschreiben (AV1)**. Der Ansatz soll außerhalb dieser Studie weiter detailliert und diskutiert werden, um das daraus resultierende Potenzial abzuschätzen.

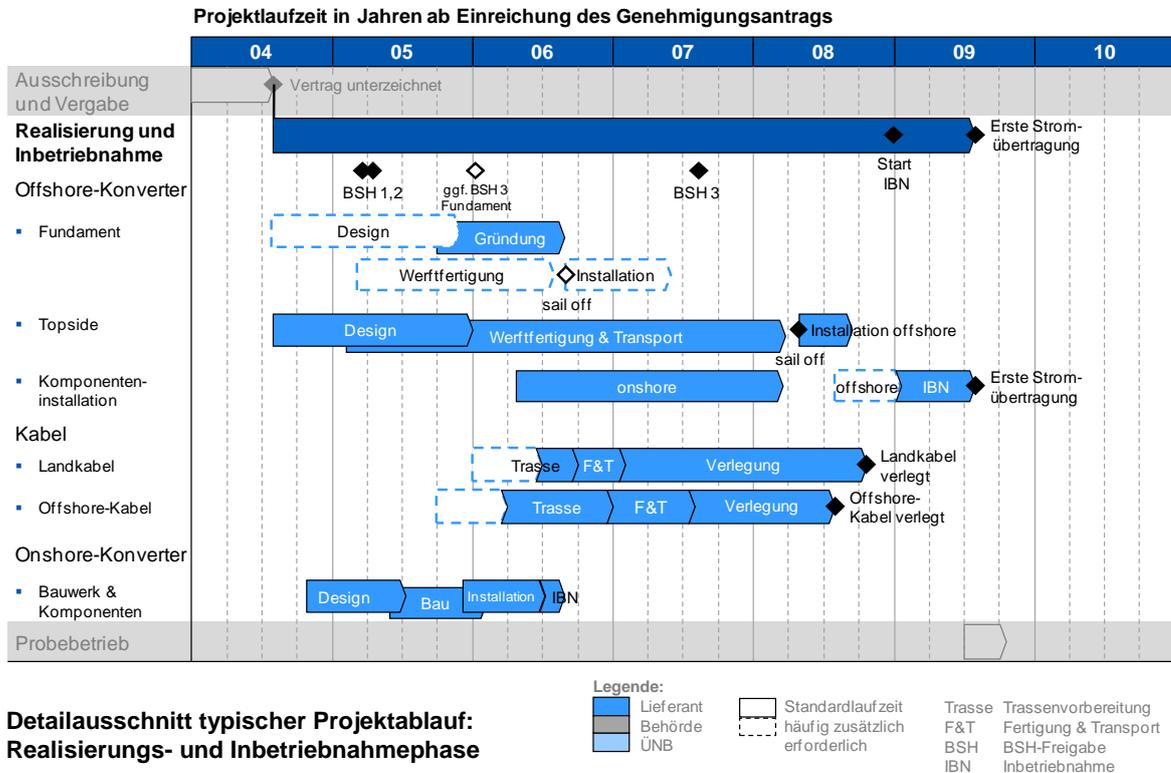
Die Ausschreibungsverfahren sind in der Vergangenheit relativ intransparent gestaltet gewesen und werden es auch in Zukunft sein, wenn nicht regulatorische Vorgaben erarbeitet werden. Die **Erhöhung der Transparenz (AV2)** könnte z. B. durch die Ausweitung der Bekanntmachungspflichten realisiert werden. Durch die Erhöhung der Transparenz steigt der Druck auf die Beteiligten, kosten- und zeiteffizient zu arbeiten.

Die Anzahl der potenziellen Bieter ist relativ gering. Um diesem entgegen zu wirken und in Zukunft bei gleichbleibendem Technikkonzept mehr Wettbewerb zu erhalten, könnte der Ausschreibende die **Bieterkosten anteilig übernehmen (AV3)** und / oder die **Losaufteilung ausweiten (AV4)**. Aktuell werden für Ausschreibung und Vergabe bis zu 12 Monate Bearbeitungszeit angesetzt. In der Vergangenheit ist dieser Zeitraum bei Vergaben an einen Generalunternehmer regelmäßig unterschritten worden. Bei der momentan durchgeführten Zwei-Lose-Vergabe kann der pauschal angesetzte **Planwert auf 10 Monate verkürzt** werden (**AV5**).

Diese Maßnahmen führen zum Teil zu einem höheren Risiko und Personalaufwand beim ÜNB; auf der anderen Seite stehen dem aber Kostensenkungspotenziale in der Projektrealisierung entgegen.

6. Projektrealisierung

Die Projektrealisierung startet mit der Vertragsunterzeichnung und erfolgt parallel für die drei Gewerke Offshore-Konverter, Kabel und Onshore-Konverter.



In der Projektrealisierung liegt das größte Kostensenkungs- und Beschleunigungspotenzial im Teilprojekt der Offshore-Konverter-Station. Dies beeinflusst auch die gesamte Projektdauer, da sie die längste Realisierungszeit hat und damit vorwiegend auf dem kritischen Pfad des Gesamtprojekts liegt.

Die Anforderungen an dieses Gewerk im Zusammenhang mit der Zertifizierung für die Genehmigung waren zu Projektbeginn nicht vollständig geklärt. Dies hat zu späten Design- und Konzeptänderungen geführt und damit zu Kostensteigerungen und Verzögerungen. Daher sollten die **Zertifizierungsvorgaben festgeschrieben (RI1)** werden. Dies kann in Zusammenarbeit zwischen den genehmigenden Behörden, den Zertifizierern und dem ÜNB stattfinden. Wenn die Vorgaben zum Projektbeginn festgeschrieben werden, reduziert sich das Risiko von Verzögerungen in der Genehmigung und von technischen Änderungen im späteren Projektverlauf. Um das Risiko von Änderungen weiter zu reduzieren, sollte eine **Designfreigabe durch den ÜNB zu Baubeginn (RI2)** eingeführt werden, damit zwischen ÜNB und Auftragnehmer von Anfang an das gleiche Verständnis über das zu liefernde Gewerk besteht.

Die technischen Ausstattungen und Redundanzen sind nicht festgeschrieben. Um eine volkswirtschaftlich optimale Lösung zu erzielen, könnten die **Ausstattungsstandards vorgegeben (RI3)** werden. Bei der Ermittlung dieser Vorgaben ist auf ein ausgewogenes Verhältnis zwischen sicherer Ausstattung und kostengünstigen Lösungen zu achten. Um einen angemessenen Technik- und Kostenrahmen festzulegen, könnten diese Vorgaben durch die Bundesnetzagentur und das BSH entwickelt werden.

Eine Ausweitung der **Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer (RI4)** wird empfohlen, da durch diese Verzögerungen hätten vermieden werden können. Damit entsteht allerdings erhöhter Personalbedarf beim ÜNB und dem Auftragnehmer, der mit erhöhten Personal-

kosten einhergeht. Diesem erhöhten Personalbedarf stehen aber ein besserer Projektablauf mit geringeren Verzögerungs- und Kostensteigerungspotenzialen entgegen.

Die im Moment mit bis zu 60 Monaten geplante Realisierungszeit wurde in den bisherigen Projekten trotz Verzögerungen nicht überschritten. Besonders schnell durchgeführte Projekte sollten nicht als Maßstab herangezogen werden, da hier häufig Probleme in der Betriebsphase bekannt wurden, die auf Qualitätsmängel in der Umsetzung deuten. In Anbetracht dessen, dass eine schnelle Projektrealisierung nur dann sinnvoll ist, wenn auch bestimmte Qualitäts- und Kostenziele eingehalten werden, kann die geplante Realisierungszeit mit Umsetzung der beschriebenen Maßnahmen um 6 bis 12 Monate gekürzt werden.

7. Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen

Technische Richtlinien, die für die Planung und Auslegung der elektrotechnischen Komponenten des Netzanschlusssystem von Bedeutung sind, werden hauptsächlich über den BFO vorgegeben. Neben übergeordneten Planungsgrundsätzen, die Trassenkorridore, Art der Verlegung und Auswirkungen auf die Umwelt (2 K-Kriterium) regeln, werden auch spezifische technische Vorgaben gemacht.

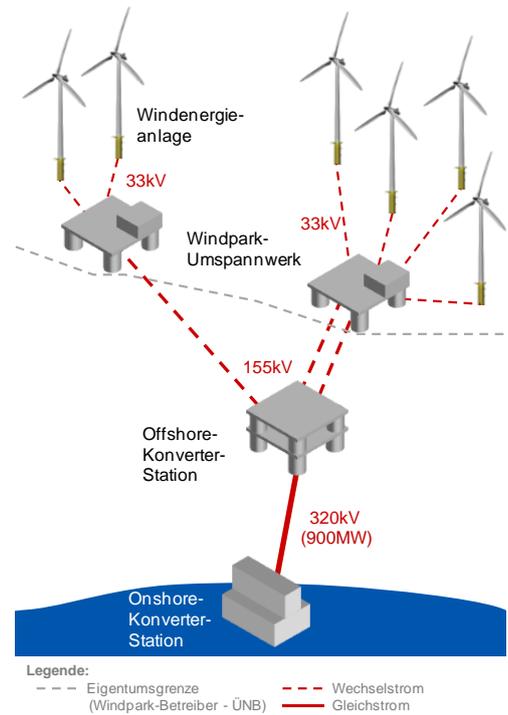
Dabei werden Technologien, wie die Verwendung von HGÜ, oder einzelne Parameter, wie die Übertragungsleistung und -spannung eines Netzanschlusses, vorgeschrieben. Auch die Parameter der Schnittstelle bzw. Eigentumsgrenze zum Windpark-Betreiber sind festgelegt. Netzanschlusssysteme, die entsprechend dieser Vorgaben entwickelt werden, haben deshalb einen typischen Aufbau.

Die Vorgaben vereinfachen den Planungsprozess, sorgen für mehr Wettbewerb, erhöhen die Verfügbarkeit von Ersatzteilen und erleichtern den Betrieb mehrerer solcher Systeme. Jedoch wird die Entwicklung von Innovationen, die mit den Vorgaben nicht kompatibel sind und womöglich größere Verbesserungspotenziale mit sich bringen, behindert.

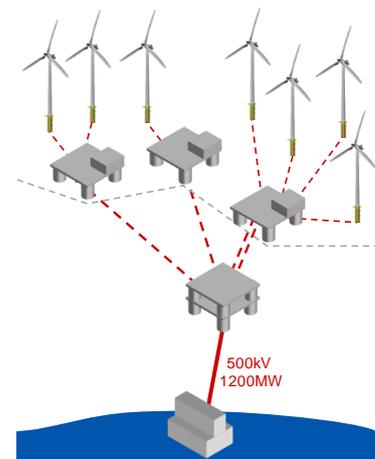
Aktuell existieren technische Weiterentwicklungen wie gasisolierte HGÜ-Schaltanlagen, die eine kompaktere Bauform der Offshore-Konverter-Station ermöglichen und im Rahmen der geltenden Vorgaben realisiert werden können. Andere Weiterentwicklungen wie Kabel, die mit höheren Spannungen mehr Leistung übertragen können, oder Anschlusskonzepte, die weniger Plattformen benötigen, können im Rahmen der Vorgaben jedoch nicht realisiert werden.

HGÜ-Kabel mit höheren Nennspannungen können eingesetzt werden, wenn die **Vorgaben zur Gleichstrom-Übertragungsleistung und -spannung im BFO (TE1)** angepasst werden. Diese Änderung ist vergleichsweise klein, da sie sich nur auf Bereiche auswirkt, die im Verantwortungsbereich des ÜNB liegen.

Um andere technische Weiterentwicklungen nutzen zu können, müssen **Parameter des BFO angepasst (TE2)** werden, die mehrere Akteure betreffen. Dies sind beispielsweise die Parameter der Schnittstelle zwischen Windpark-Betreiber und ÜNB oder das 2 K-Kriterium, das die zulässige Erwärmung des Meeresbodens beschreibt. Dabei bietet sich neben der Änderung auf einen neuen, höheren Wert vor allem eine Flexibilisierung an. Diese Flexibilisierung ermöglicht eine projektspezifische Optimierung zur Senkung von Übertragungsspezifischen Kosten und Bauzeit, da beispielsweise die Anzahl der Drehstromkabelverbindungen oder der Komponenten auf Plattformen verringert werden kann.

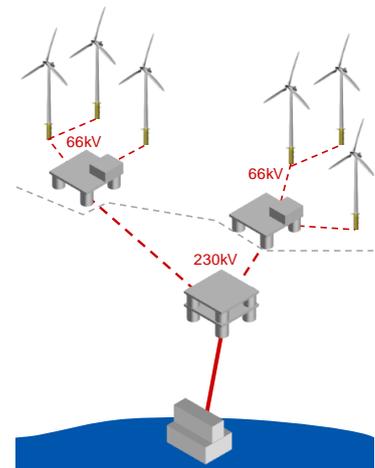


Typischer Aufbau eines HGÜ-Netzanschlusssystem nach aktuellem BFO



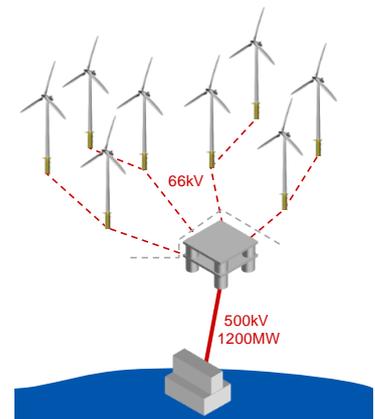
Änderungsmöglichkeit mit TE1

Noch höhere Beschleunigungs- und / oder Kostensenkungspotenziale versprechen **innovative Anschlusskonzepte (TE3)**, wie ein Direktanschluss der Windenergieanlage an die Offshore-Konverter-Station oder eine dezentrale Gleichrichtung. Die Kostenreduktion liegt nach Herstellerangaben bei bis zu 30%. In beiden Varianten kann im Vergleich zum aktuellen Konzept auf Plattformen verzichtet und damit der bauliche Umfang deutlich reduziert werden. Der Aufbau der verbleibenden Plattformen wird sich ebenfalls deutlich verändern. Um dies zu realisieren muss neben einer Anpassung der Parameter des BFO auch die Schnittstelle zwischen ÜNB und Windpark-Betreiber im BFO neu definiert werden. Die Neudefinition ermöglicht dem ÜNB sowohl nach aktuellem als auch nach innovativen Konzepten zu planen und somit jeden Netzanschluss projektspezifisch optimiert ausulegen.



Änderungsmöglichkeit mit TE2

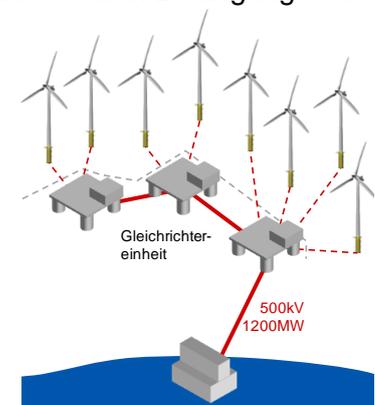
Eine Flexibilisierung der im BFO vorgegebenen Technologien und Anschlusskonzepte sowie eine Aufhebung der starren Begrenzungen von Systemleistung und Betriebsspannungen sind wesentliche Voraussetzungen für die Nutzung technischer Weiterentwicklungen. Auch eine Überprüfung von anderen festgelegten Grundsätzen und Vorgaben wie dem 2 K-Kriterium und der Schnittstelle zum Windpark-Betreiber, kann Einsparpotenziale für die spezifischen Kosten und Projektlaufzeit eröffnen. Eine schrittweise Flexibilisierung im Rahmen des für den BFO vorgesehenen Fortschreibungsverfahrens ist genauso denkbar wie eine einmalige umfängliche Anpassung.



Direktanschluss der Windenergieanlagen (Variante mit TE3)

Die Anpassung des BFO sollte zeitnah und ergebnisoffen begonnen werden. Der Änderungsumfang bestimmt, welche technischen Weiterentwicklungen im Rahmen der Vorgaben eingesetzt werden können. Ein Vorgehen entsprechend TE3, das Raum für eine projektspezifische Optimierung lässt, verspricht die größten Kostensenkungs- und Beschleunigungspotenziale. Lässt der Konsultationsprozess zur Anpassung des BFO keine Umsetzung von TE3 zu, stehen TE1 und TE2 oder auch nur TE1 als Rückfallposition zur Verfügung.

Da speziell neue Entwicklungen nicht nur in der Theorie und per Simulation zur Einsatzreife gebracht werden können, sondern auch die Erprobung unter realen Bedingungen erfordern, sollte ein Teil der gesamten für die Errichtung von Windparks geeigneten **Fläche speziell zur Realisierung von Pilotprojekten (TE4)** zur Praxiserprobung neuer Technologien und Konzepte ausgewiesen werden. Die Kriterien für die Festlegung der gesondert auszuweisenden Bereiche müssen dafür erarbeitet und konsultiert werden. Die Einführung der technologieoffenen Flächen sollte frühzeitig und unabhängig von dem Ergebnis der BFO-Anpassung geschehen.



Dezentrale Gleichrichtung (Variante mit TE3)

In Ländern wie Kanada oder Großbritannien wurde ein **Forschungszentrum für HGÜ-Technologie (TE5)** eingerichtet. Ein solches Zentrum könnte auch in Deutschland Wissen bündeln, Innovationen fördern, als unabhängiger Ansprechpartner fungieren und Synergien schaffen.

8. Onshore-Netzausbau

Gemäß dem Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025 sind Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen in der Umgebung der Offshore-Netzanschlussysteme eine notwendige Voraussetzung zur Ableitung der offshore erzeugten Energie. Die teilweise enge Abfolge von Inbetriebnahmen wirft jedoch die Frage auf, ob sich aufgrund der geplanten Zeitreserven zwischen den Offshore- und Onshore-Projekten sowie durch Verzögerungen im Projektablauf Risiken für die Abführung der elektrischen Energie in das Übertragungssystem ergeben.

Das **Netzgebiet um die Schaltanlage Conneforde** weist beispielsweise eine besonders hohe geografische und chronologische Dichte an Offshore- und Onshore-Projekten auf. Zwischen den Jahren 2017 und 2035 sollen insgesamt elf Offshore- und zwölf Onshore-Projekte in Betrieb genommen werden. So ist für die Netzanbindung BorWin3 mit dem geplanten Inbetriebnahmeterrnin 2019 das Leitungsverstärkungsprojekt von Emden / Ost nach Conneforde (Ausbau von 220 kV nach 380 kV) notwendig. Es ist ebenfalls für 2019 terminiert. Eine mögliche Verzögerung im Projektfortschritt bedeutet daher ein Verzögerungsrisiko für die Ableitung der erzeugten Energie.

Ein weiteres Beispiel ergibt sich für das Netzanbindungssystem DoWin6. In diesem Zusammenhang ist die Verstärkung einer bestehenden 220-kV-Leitung auf 380 kV sowie die Neuerrichtung von zwei 380-kV-Schaltanlagen und von zwei 380-kV-Leitungen geplant. Die Inbetriebnahmen dieser Projekte sind für den Zeitraum 2019 bis 2022 terminiert. DoWin6 soll laut dem aktuellen Entwurf des O-NEP 2025 in 2023 in Betrieb genommen werden. Im Vergleich zum O-NEP 2024 verschiebt sich damit das geplante Inbetriebnahmedatum um 2 Jahre in die Zukunft. Dies wird derzeit intensiv diskutiert, da die Vergabe in 2016 - zur Fertigstellung in 2021 nach O-NEP 2024 - von den norddeutschen Küstenländern und der Offshore-Windbranche für nötig erachtet wird. Unabhängig vom konkreten Inbetriebnahmedatum wirft in diesem Fall jedoch bereits die Anzahl der Onshore-Projekte mit potenziell möglichen Verzögerungen die Frage auf, ob diese abgedeckt werden können.

Zur Überwindung der Herausforderung ergeben sich **zwei Konsequenzen**:

- Strikte Umsetzung des geplanten Onshore-Netzausbaus
- Bereithalten von präventiven Lösungen, um Verzögerungen im Onshore-Netzausbau kurzfristig zu überbrücken

Derzeit gibt es dazu verschiedene, den Netzausbau ergänzende Vorschläge. Sie zielen darauf ab, wenn nötig, übergangsweise (d.h. bis zur Fertigstellung von Onshore-Ausbaumaßnahmen) Engpässe im Übertragungssystem zu verringern.

Die **Vorschläge** sind:

- Gewährleistung der Subsidiarität in den Eingriff von Anlagen, die nach EEG und / oder KWKG gefördert werden (entsprechend §13 EnWG)
- Verstärkte Nutzung von Hybridleitungen im Übertragungsnetz
- Beseilung bestehender Trassen mit Hochtemperatur- und Hochstromseilen
- Nutzung von Pumpspeicherkraftwerken als Regelkraftwerke
- Bundesweites Last-Management zur Vermeidung von Netzengpässen
- Bundesweite Anreizregelung für gesicherte Leistung aus erneuerbaren Energien
- Sicherheitsbeurteilung durch dynamische Echtzeitverfahren

- Entschärfung kritischer Netznutzungsfälle durch vorübergehende Leistungsreduktion von Erzeugern erneuerbarer Energien
- Reflektion des Strukturwandels im Kraftwerkspark in GridCodes und den Netzan-schlussregeln

Der mittel- und langfristige Ausbau des Onshore-Netzes ist notwendig zur Übertragung der zukünftig offshore erzeugten Leistung. Zusätzlich existieren Potenziale zur kurzfristigen Steigerung der Übertragungskapazitäten oder besseren Integration der offshore erzeugten Energie ins Versorgungssystem. Damit können temporäre Verzögerungen im Netzausbau, die den weiteren Zubau der Offshore-Windenergie in Netzengpassgebieten verhindern, überwunden werden. Der Ausbau der Offshore-Windenergie kann daher unabhängig von kurzfristigen Verzögerungen des Onshore-Netzausbaus erfolgen. Bei richtiger Anwendung wird die Sicherheit der Versorgung und des Systembetriebs weiterhin gewährleistet und der Ausbau der Offshore-Windenergie muss nicht wegen kurzzeitiger Netzengpässe gedrosselt werden.

9. Maßnahmenübersicht und Umsetzungsempfehlung

Die auf den Seiten 23 bis 26 dargestellte Maßnahmenliste enthält eine Übersicht und Zusammenfassung aller in dieser Studie beschriebenen Maßnahmen zur Beschleunigung und Kostensenkung bei HGÜ-Offshore-Netzanbindungsprojekten. Die Maßnahmenliste enthält neben der Darstellung des Nutzens (Zeit- und / oder Kostenersparnis) und der Verantwortlichen auch Hinweise für die Notwendigkeit einer gesetzlichen Änderung zur Umsetzung einer Maßnahme sowie die eventuellen Abhängigkeiten der einzelnen Maßnahmen untereinander.

Etwa zwei Drittel der erarbeiteten **Maßnahmen** können **unabhängig voneinander** umgesetzt werden. Diese sind in der Maßnahmenliste in der Spalte „Abhängigkeit“ mit „Neutral“ gekennzeichnet. Die Mehrzahl dieser unabhängigen Maßnahmen erfordert auch keine gesetzliche Änderung, so dass sie jederzeit und unabhängig von anderen Maßnahmen durch den jeweiligen Verantwortlichen umgesetzt werden können. Zu nennen wären hier Prozessverbesserungen wie beispielsweise die frühzeitige Einbindung von Trägern öffentlicher Belange und Privatbetroffenen (GV2), die Verbesserung der Antragsunterlagen (GV6 und GV7), die Verkürzung von Vergabeverfahren (AV5) oder die Festschreibung von Zertifizierungsvorgaben (RI1). Mit der Umsetzung dieser Maßnahmen könnte umgehend begonnen werden.

Des Weiteren gibt es voneinander unabhängige Maßnahmen, die jedoch einer gesetzlichen Änderung bedürfen und erst nach erfolgter Anpassung der entsprechenden Gesetze und/oder Regularien umgesetzt werden können. Dies sind beispielsweise die behördliche Zuständigkeitsoptimierung (GV4) und die Einführung einer Ausschreibung auf ÜNB-Ebene (AV1). Die Ausschreibung auf ÜNB-Ebene aber sollte zuvor im Rahmen einer separaten Studie untersucht und bewertet werden.

Die Erhöhung der Transparenz (AV2) und auch der Einsatz privater Dritter (GV5) erfordern eine teilweise gesetzliche Änderung. So ist beim Einsatz privater Dritter (GV5) z. B. die teilweise Kostenerstattung durch den Antragsteller sicherzustellen. Auch die Umsetzung dieser Maßnahmen kann erst nach der erforderlichen Anpassung geschehen.

Maßnahmen sind dann **voneinander abhängig**, wenn sie nicht zeitgleich mit anderen durchgeführt werden können. Weiterhin ist es möglich, dass Maßnahmen ein besonders hohes Potenzial aufweisen, wenn sie nach anderen Maßnahmen oder in Kombination damit erfolgen. Nachfolgend werden daher solche Maßnahmen diskutiert, die zeitlich gestaffelt umgesetzt werden sollen oder in anderer Weise voneinander abhängen.

Beispielsweise sind eine Ausweitung der Losaufteilung (AV4) und eine zeitgleiche Flexibilisierung im BFO (TE1, TE2, TE3) nicht möglich. Soll in mehreren Lose vergeben werden, müssen die Schnittstellen zwischen diesen Losen genau spezifiziert werden. Dies erfordert ein fortgeschrittenes Design im Vorfeld der Ausschreibung. Will man nun die Verbesserungspotenziale der Flexibilisierung ausschöpfen, muss aus den unterschiedlichen technischen Varianten die wirtschaftlichste ermittelt werden.

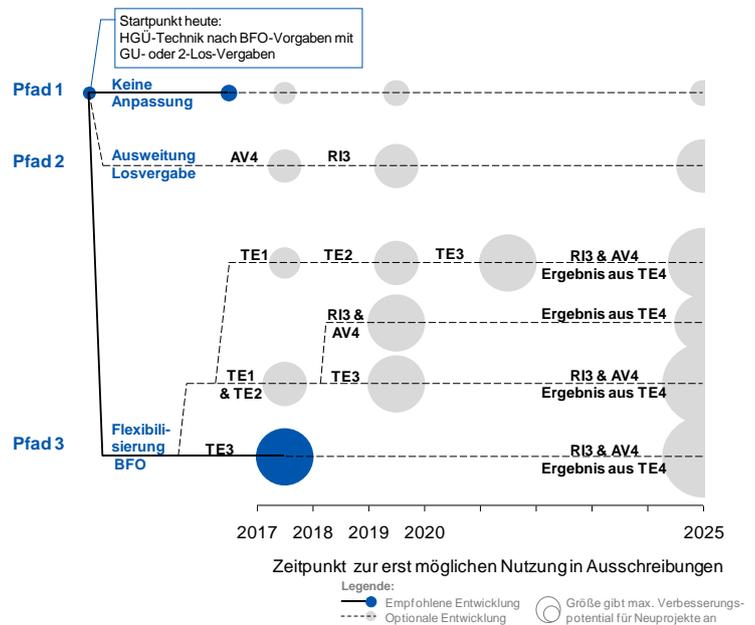
Da es unwahrscheinlich ist, dass der ÜNB diese Auslegungsrechnungen und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen im Vorfeld einer Ausschreibung durchführt, wird empfohlen, erst eine Flexibilisierung in den Vorgaben und der Ausschreibung durchzuführen. Bei einer Ausschreibung in ein oder maximal zwei Losen kann die Optimierungsrechnung durch den Hersteller erfolgen. Soll in zwei Losen vergeben werden, muss dies in diesem Fall zeitlich gestaffelt erfolgen. Erst wenn das erste Los vergeben und damit die Technik spezifiziert ist, kann die Ausschreibung für das zweite Los erfolgen.

Konnte der ÜNB in mindestens einem Projekt Erfahrung hinsichtlich der neuen Spezifikation aufbauen, kann diese zur Schnittstellendefinition für Mehr-Los-Vergaben genutzt werden. Dieses sukzessive Vorgehen ist nachfolgend dargestellt. Außerdem werden in

der Grafik weitere denkbare Kombinationen der sich gegenseitig beeinflussenden Maßnahmen als Entwicklungspfade verdeutlicht.

Der **erste Entwicklungspfad** stellt den Referenzfall dar. Hier werden keine Anpassungen am BFO durchgeführt, so dass nur das Potenzial der gasisolierte HGÜ-Schaltanlagen, die eine kompaktere Bauform der Offshore-Konverter-Station ermöglichen, genutzt werden kann. Dies könnte in allen Ausschreibungen ab sofort realisiert werden.

Es besteht jedoch die Möglichkeit, die Losaufteilung auszuweiten (AV4). Dies müsste dann ab sofort vorbereitet werden, um wie im **zweiten Pfad** bei Ausschreibungen Mitte 2017 verwendet zu werden. Daran angeschlossen können auch Ausstattungsstandards (RI3) in den Ausschreibungen genutzt werden. Dies ist nicht früher möglich, da mit einer Erarbeitungszeit von mindestens 2 Jahren gerechnet wird. Auch mit dieser Maßnahme müsste deshalb sofort begonnen werden.



Mögliche Entwicklungspfade für abhängige Maßnahmen

Der **dritte Pfad** stellt die Entwicklungsmöglichkeiten durch eine Überarbeitung bzw. Flexibilisierung des BFO dar. Es wird empfohlen, sofort mit den Vorbereitungen zu beginnen und eine möglichst weitreichende Flexibilisierung (TE3) anzustreben. Dies würde dem ÜNB für Ausschreibungen ab Mitte 2017 die Freiheit geben, innovative Anschlusskonzepte umzusetzen und technische Weiterentwicklungen zu berücksichtigen. Es wäre jedoch auch denkbar, eine der beschriebenen Teillösungen oder das aktuell gültige Konzept umzusetzen. Die Festlegung von Ausstattungsstandards und die Ausweitung der Losvergabe können erst erfolgen, wenn sich einzelne technische Konzepte für die jeweiligen Randbedingungen durchgesetzt haben. Dies wird einige Jahre in Anspruch nehmen. Sollte sich die Konsultation der vorgeschlagenen Änderungen verzögern oder eine Einigung der beteiligten Akteure in diesem Zeitraum scheitern, kann auf die Umsetzung weniger weitreichender Änderungen ausgewichen werden.

Als **erste Rückfallebene** steht die Flexibilisierung der Schnittstellenparameter (TE2) und der Systemleistung (TE1) gemeinsam zur Verfügung. Ist diese Anpassung im Fortschreibungsprozess erfolgt, kann im nächsten Schritt entweder erneut TE3 oder eine Losaufteilung ggf. in Kombination mit der Einführung von Ausstattungsstandards angegangen werden. Sollte jedoch auch die gemeinsame Umsetzung von TE1 und TE2 keinen Konsens im Fortschreibungsprozess finden, kann als **zweite Rückfallebene** nur TE1 im ersten Schritt umgesetzt werden. Weitere Flexibilisierungen müssten dann in den Folgezyklen diskutiert werden.

Pfad 1 ist die einzige Möglichkeit, Projekte in naher Zukunft auszuschreiben, zeigt aber langfristig die geringsten Potenziale. Entwicklungspfad 2 weist zwar eine gute kurzfristige Entwicklung auf, bietet jedoch vergleichsweise geringe langfristige Potenziale. Pfad 3 zeigt die besten lang- und kurzfristigen Möglichkeiten.

Die Flexibilisierung des BFO in Systemleistung und der Schnittstellenparameter (TE1 & TE2) sowie die Anpassung der Eigentumsgrenzen zwischen Windpark-Betreiber und ÜNB (TE3) sollte möglichst zeitnah vorbereitet werden, damit eine Umsetzung schon im nächs-

ten Fortschreibungsverfahren (2016 / 2017) erfolgen kann. Parallel sollte auch die Ausschreibung von technologieoffenen Pilotflächen angegangen werden (TE4), um die Ergebnisse zu einem späteren Zeitpunkt in die Weiterentwicklung einfließen zu lassen.

Da zur Erstellung dieser Studie weder aus öffentlich zugänglichen Quellen noch von den befragten Unternehmen (u. a. aus Vertraulichkeitsgründen) ausreichend belastbare Informationen zu den tatsächlichen Kosten von HGÜ-Offshore-Netzanbindungen zur Verfügung standen, kann keine konkrete Aussage zu den **Kostensenkungspotenzialen** getroffen werden. Es kann lediglich festgestellt werden, dass Prozessverbesserungsmaßnahmen, die zu einer Beschleunigung führen, häufig mit nicht zu vernachlässigbaren Kostensenkungen einhergehen. Für wettbewerbliche Maßnahmen wie beispielsweise die Ausweitung der Losaufteilung (AV4) und technische Maßnahmen durch die Flexibilisierung des BFO (TE1, TE2 und TE3) werden ebenfalls Kosteneinsparungen erwartet. Die Einsparungen durch technische Maßnahmen liegen nach Herstellerangaben bei bis zu 30%. Ein Summenwert für alle Maßnahmen lässt sich im Rahmen dieser Studie jedoch nicht genauer quantifizieren.

Nr.	Maßnahme	Abhängig-keit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung
GV1	Planungskontinuität durch BFO und O-NEP sicherstellen	Neutral	nein	Zeitersparnis bei Offshore-Abschnitten mehrere Monate, bei Festland-Abschnitten bis zu einer Vegetationsperiode (= 1 Jahr)	Bei den nächsten NAS-Verfahren (sowie ggf. bei noch ausstehenden Festlandbindungen)	Antragsteller in Zusammenarbeit mit Planfeststellungsbehörde (bzw. Raumordnungsbehörde) in Abstimmung mit der die UVP zuständigen Behörde	Vermeidung von Zusatzaufwand für eine Anpassung der technischen Planung bzw. der Planungsunterlagen durch stabile übergeordnete Rahmenbedingungen. Umsetzung über ein gemeinsames Einwirken auf die politischen Entscheidungsträger.
GV2	Frühzeitige Einbindung und Abstimmung von TÖBs und Privatbetroffenen	Neutral	nein	Zeitersparnis von 3 - 6 Monaten in der Vorbereitungsphase für das PFV durch den Antragsteller	Bei allen künftigen neuen NAS-Verfahren sowie ergänzenden Leitungsabschnitten	Planfeststellungsbehörde (bzw. Raumordnungsbehörde) in Abstimmung mit der für die UVP zuständigen Behörde	Wirksame Reduzierung des Zeit- und Kostenaufwands für die Erstellung sowie eventuelle nachträgliche Änderungen oder Anpassungen. Eine frühzeitige Einbeziehung der speziellen Projektanforderungen der TÖBs und der Privatbetroffenen in die Erarbeitung der technischen Planungen sowie der darauf aufbauenden Unterlagen für das Genehmigungsverfahren ist erforderlich. Inhaltlicher sowie organisatorischer Rahmen für solche Vorab-Abstimmungen ist mit den Genehmigungsbehörden einheitlich auszuarbeiten und informell festzulegen.
GV3	Voruntersuchung in den Trassenkorridoren	Neutral	nein	Zeitersparnis von 1 - 6 Monaten	Bei allen künftigen neuen NAS-Verfahren sowie ergänzenden Leitungsabschnitten	Antragsteller; Planfeststellungs- bzw. Raumordnungsbehörde unterstützend	Unter Aufwendung von Voraussetzungen wird das Risiko für nachträgliche Änderungen der detaillierten Trassenführung reduziert und damit in der Regel Zeitverzögerungen und Mehrkosten vermieden. Zur Umsetzung wird die Ausarbeitung verschiedener Einzelmaßnahmen unter Einbeziehung der bisherigen Erfahrungen erforderlich, die vorab informell mit den Genehmigungsbehörden für ein einheitliches Vorgehen abzustimmen sind.
GV4	Behördliche Zuständigkeitsoptimierung	Neutral	ja	Zeitersparnis in der Vorbereitung der Antragsunterlagen und im Verfahrensablauf selbst. Eine Quantifizierung ist nur fallspezifisch möglich.	Deutlich vor den nächsten NAS-Verfahren	BMWi als zuständiges Ministerium; BSH unterstützend	Der Aufwand für die Ausschreibung und Vergabe der Erstellung der Antragsunterlagen wird durch die Vereinheitlichung der Verfahrensdurchführung verringert und durch eine einheitliche Umsetzung beschleunigt. Gegebenenfalls kann die Aufgabe komplett einem federführenden Verfahrensträger übertragen werden. Die Möglichkeiten hierfür sollten über eine länderübergreifende Arbeitsgruppe unter Beteiligung des BSH ausgelotet und neu geordnet werden.
GV5	Einsatz privater Dritter	Neutral	teilweise	Eine Zeitersparnis ergibt sich insbesondere, wenn "private Dritte" eingebunden werden können, die aktuelle Erfahrungen mit der Genehmigungsbehörde haben.	Möglichst frühzeitig vor Projektbeginn, aber ggf. auch im laufenden Verfahren wirksam	Zuständige Genehmigungsbehörde ÜNB als Antragsteller	Wirksame Beschleunigung der Verfahren bei Personalengpässen beim Antragsteller bzw. der Genehmigungsbehörden sowie den zuarbeitenden Fachbehörden. Einbeziehung von Erfahrungen aus vergleichbaren aktuellen Projekten auf Folgeprojekte möglich. Rahmenbedingungen hierfür sollten über die Länderzuständigkeiten hinweg unter Einbeziehung des BSH einheitlich festgelegt werden.
GV6	Verbesserung der Antragsunterlagen durch Standardisierung	Neutral	nein	Zeitersparnis von 1 - 2 Monaten	Standardisierung möglichst frühzeitig. Benennung von Musterverfahren aber auch in laufenden Verfahren wirksam	BSH und zuständige Länderbehörden in Kooperation	Erfleichterung von Ausschreibung, Vergabe und Durchführung der Erstellung der Antragsunterlagen durch Standardisierung der Antragsunterlagen auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungen. Angleich der Standards über informelle Arbeitsgruppen für ausschließliche Wirtschaftszone, Küstenmeer, Festland sowie die Anforderungen in den Bundesländern unter Beteiligung des BSH.

Legende:	
GV	Genehmigungsverfahren
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe
RI	Realisierung und Inbetriebnahme
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen
#	nicht gleichzeitig möglich mit ...
&	besonders sinnvoll wenn zuvor ...
Neutral	unabhängig von anderen Maßnahmen möglich
NAS	Netzanschlusssystem
OWP	Offshore-Windpark
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
TÖB	Träger öffentlicher Belange

Nr.	Maßnahme	Abhängigkeit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn Maßnahme: Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung
GV7	Verbesserung der Antragsunterlagen durch Einreichung des plausiblen Worst Case	Neutral	nein	Zeitersparnis von 3 - 6 Monaten	Vor Beginn des Verfahrens	Antragsteller, möglichst in gemeinsamer Abstimmung untereinander sowie mit den zuständigen Genehmigungsbehörden	Verringerung des Risikos einer Neuauslegung der Verfahrensunterlagen bei geringfügigen technischen Anpassungen bzw. Änderungen durch veränderte Raum- und Umweltwirkungen. Definition technischer Schwellenwerte (plausible Ausbaugrößen) für maßgebliche Bauteile in einer Facharbeitsgruppe als informeller Standard.
GV8	Abschnittsbildung im Planfeststellungsverfahren	Neutral	nein	Zeit- und Kostenentlastung insgesamt, da Beteiligungsverfahren einer Gesamtrasse im Problemfall weniger komplex wird.	Die Abschnittsbildung muss zwangsläufig vor Beginn der Genehmigungsbehörde in Abstimmung mit dem ÜNB als Antragsteller Gesamtmaßnahmen beginnen.	Zuständige Genehmigungsbehörde	Komplexitätsreduzierung gegenüber einem Gesamtverfahren. Erhebliche Zeit- und Kostenersparnis durch Parallelbearbeitung oder Vorziehen besonders kritischer (bzw. unkritischer) Bereiche. Vereinheitlichung der Kriterien für eine Aufteilung der Gesamtrasse zur Netzanbindung in Genehmigungsabschnitte entsprechend der naturräumlichen, territorialen oder der besonderen technischen Anforderungen aufgrund der bisherigen Erfahrungen.
GV9	Optimierung planerischer Abläufe durch behördliche Zwischenentscheide	Neutral	nein	Bislang keine Erfahrungen in den NAS-Projekten	Klärung bereits im Rahmen der Beratung der Antragsteller bzw. in der Antragskonferenz	Genehmigungsbehörden	Erhöhung der Rechtssicherheit für den antragstellenden ÜNB über ein Instrument der behördlichen Vollständigkeitsprüfung mit einem entsprechenden behördlichen Vollständigkeitsstat. Flexibilisierung bei der Ausführung des Vorhabens durch vorgezogene Behördenentscheidungen über Teilaspekte des Vorhabens bei der Ausführung des Vorhabens mit früherer Planungssicherheit für den antragstellenden OWP.
AV1	Ausschreibung auf ÜNB-Ebene	Neutral	ja	Erwartet werden Kostenersparnis aber Steigerung der Projektklaufzeit	Kurzfristige Beauftragung eines Gutachtens zur weiteren Untersuchung. Mögliche Umsetzbarkeit und Zeitpläne können Teil einer solchen Studie sein.	BMWi	Diese Maßnahme soll zur Diskussion anregen. Eine Bewertung und Umsetzungsempfehlung kann nur durch eine gesonderte Studie ermittelt werden.
AV2	Erhöhung der Transparenz	Neutral	teilweise	Zeitersparnis und Kostenersparnis	Kurzfristig kann durch das BMWi begonnen werden, neue Rahmenbedingungen für transparent zu schaffen. Die Wirksamkeit könnte danach kurzfristig bei den nächsten NAS angewendet werden.	BMWi und ÜNB	Mehr Bekamtmachungspflichten führen zu mehr Transparenz in der Öffentlichkeit. Durch diese besteht bei allen Beteiligten ein größerer Anreiz, kosten- und zeiteffizient zu arbeiten.
AV3	Bieterkreises vergrößern durch Kostenübernahme	& AV4	nein	Zeitersparnis und Kostenersparnis	Kurzfristig kann durch die BNetzA begonnen werden, neue Rahmenbedingungen für eine Kostenübernahme für die Bieter zu schaffen. Die Wirksamkeit könnte danach kurzfristig bei den nächsten NAS angewendet werden.	ÜNB und BNetzA	Durch eine Kostenübernahme, insbesondere in Kombination mit einer Ausweitung der Losaufteilung (AV4), können Anreize gesetzt werden, weitere Bieter zu erhalten und damit einen größeren Preisdruck zu erzeugen. Dieses gilt natürlich nur bei gleichbleibenden technologischen Konzepten.

Legende:	GV	AV	RI	TE	NAS	OWP	UVP	TOB
Genehmigungsverfahren	Realisierungsverfahren und Vergabe	Realisierung und Inbetriebnahme	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen	Netzanschlusssystem	Offshore-Windpark	Umweltverträglichkeitsprüfung	Träger öffentlicher Belange	

Nr.	Maßnahme	Abhängig- keit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung
AV4	Ausweitung der Losaufteilung	# TE1, TE2, TE3	nein	Kostenersparnis: 15% für Plattform, Topside und Fundament	Wenn das Technikumfeld nicht angepasst wird, sollte man kurzfristig mit der Vorbereitung beginnen. Eine Wirksamkeit wird sich bei den NAS-Verfahren in ca. 2 Jahren zeigen.	ÜNB	Eine Ausweitung der Losaufteilung kann im Bereich der Offshore-Konverter-Station, insbesondere für den statibaulichen Teil und die Nebensysteme, zu Kostensenkungen führen. Hier wird es einen erhöhten Wettbewerb geben und die Margen, die durch die aktuellen GU aufgeschlagen werden, fallen weg. Dagegen steigt das Risiko des ÜNB, das über Rahmenbedingungen (BNetzA) entsprechend geregelt werden muss. Diese Maßnahme erfordert erhöhten Personalbedarf und eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters.
AV5	Verkürzung der Vergabeverfahren	Neutral	nein	Zeitersparnis von 2 Monaten	Dieser gestraffte Zeitplan kann bei den nächsten NAS-Verfahren vorgegeben werden und sollte sofort wirksam werden.	ÜNB	Diese Maßnahme kann durch Straffung des Zeitplans kurzfristig umgesetzt werden und Wirkung zeigen. Sie erfordert jedoch erhöhten Personalbedarf und dadurch eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters.
R11	Festschreibung der Zertifizierungsvorgaben	Neutral	nein	Zeit- und Kostenersparnis	Kontinuierlich. Erste weitere Wirksamkeit in ca. 2 Jahren. Zum Teil ist diese Maßnahme schon umgesetzt.	ÜNB, BSH, Zertifizierer	Diese Maßnahme ist Voraussetzung, um technische Änderungen im Projektverlauf so gering wie möglich zu halten. Die Anforderungen an die Zertifizierung und Genehmigung müssen möglichst klar definiert werden. Daher sollte dies in Abstimmung mit den Beteiligten möglichst zeitnah umgesetzt werden.
R12	Designfreigabe durch ÜNB vor Baubeginn	& R11	nein	Zeitersparnis: 3 - 6 Monaten in Fertigung und Gesamtprojekt	Dieses sollten kontinuierlich angepasst werden. Erste weitere Wirksamkeit in ca. 2 Jahren. Zum Teil ist diese Maßnahme schon umgesetzt.	Genehmigungsbehörden der Länder und des Bundes, Zertifikat-Aussteller und ÜNB	Wenn zu Beginn der Projektrealisierung die Anforderungen an das NAS fest stehen, sollte eine Designfreigabe durch den ÜNB vor Baubeginn eingeführt werden. Änderungen im Projektverlauf werden dadurch minimiert und das Risiko einer Kostensteigerung oder Verzögerung wird verringert. Diese Maßnahme erfordert erhöhten Personalbedarf und eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters.
R13	Festlegung von Ausstattungsstandards zur Ausschreibung von HGÜ-Plattformen nach aktuellen BFO-Vorgaben	# TE2, TE3	teilweise	Kostenersparnis: Offshore-Konverter und ggf. Zeitersparnis	Eine Ausarbeitung von Ausstattungsstandards sollte kurzfristig begonnen werden. Erste weitere Wirksamkeit in ca. 2 Jahren und abhängig von dem Detaillierungsgrad der Vorgaben.	BNetzA und BSH	Durch Festlegen von Mindest-/Maximalausstattungen wird sichergestellt, dass nur die Funktionalitäten und Qualitäten verbaut werden, die wirklich notwendig sind. Dadurch wird von neutraler Stelle die Kosten / Nutzenabwägung für die Technik durchgeführt, die während des Projektes zur Installation und Inbetriebnahme aber auch im Betrieb zur Verfügung steht. Unnötige Mehrkosten werden dadurch verhindert.
Legende:							
GV	Genehmigungsverfahren						
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe						
RI	Realisierung und Inbetriebnahme						
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen						
				# & Neutral	nicht gleichzeitig möglich mit ... besonders sinnvoll wenn zuvor ... unabhängig von anderen Maßnahmen möglich		NAS Netzanschlusssystem OWP Offshore-Windpark UVP Umweltverträglichkeitsprüfung TÖB Träger öffentlicher Belange

Nr.	Maßnahme	Abhängigkeit	gesetzl. Änderung	Nutzen	Beginn der Wirksamkeit	Verantwortlich	Bewertung und Umsetzungsempfehlung
RI4	Stärkere Kontrolle der (Sub-) Auftragnehmer	Neutral	nein	Zeitersparnis: 3 - 6 Monate in Realisierung	Bei den nächsten NAs-Verfahren kann die Überwachung der Auftragnehmer intensiviert werden. Die Wirksamkeit zeigt sich dann im Projektverlauf.	ÜNB und BNetzA	Diese Maßnahme kann durch eine einfache Umsetzung kurzfristig begommen werden und Wirkung zeigen. Diese Maßnahme erfordert erhöhten Personalbedarf und eine Anpassung des Personalstamms beim ÜNB oder eine Beauftragung eines externen Dienstleisters. Dieser Mehraufwand steht potentiellen Einsparungen gegenüber, die sich aus Verzögerungen und Mehrkosten im Projektverlauf ergeben können und diesen Mehraufwand normalerweise überschreiten.
TE1	Flexibilisierung bzw. Erhöhung der HGÜ-Systemleistung im BFO	& TE2 ≠ RI3	teilweise	Spez. Kostenersparnis: Offshore-Konverter und Kabel ggf. Zeitersparnis	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BSH in Abstimmung mit BNetzA und ÜNB Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Die Nutzung einer höheren Systemspannung kann durch eine Flexibilisierung der technischen Vorgaben des BFO im Rahmen des Fortschreibungsverfahrens erfolgen. Die Änderung der technischen Vorgaben ist vergleichsweise klein, da die Schnittstelle zum OWP unverändert bleibt. Die Maßnahme sollte in der nächsten Ausgabe des BFO-N (2016 / 2017) berücksichtigt und damit sofort angegangen werden.
TE2	Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter im BFO	& TE1 ≠ AV4, RI3	ja	Zeit- und Kostenersparnis	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BSH in Abstimmung mit BNetzA, ÜNB und OWP Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Zur Flexibilisierung (Erhöhung) der Transportkapazität im Drehsstromsystem müssen die Parameter der Schnittstelle zum OWP-Betreiber insbesondere die Spannungsvorgabe von 155 kV angepasst und / oder das 2 K-Kriterium gelockert werden. Es gibt mehr betroffene Parteien als bei TE1, da die Änderungen im BFO nun auch Auswirkungen auf Umwelt und Komponenten des OWP-Betreibers haben. Es sollte angestrebt werden, die Maßnahme in der nächsten Ausgabe des BFO-N (2016 / 2017) zu berücksichtigen.
TE3	Flexibilisierung unterschiedlicher Parameter und Anpassung der Schnittstelle OWP - ÜNB im BFO zur direkten Anbindung von Windenergieanlagen	≠ AV4, RI3	ja	Zeit- und Kostenersparnis	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BSH in Abstimmung mit BNetzA, ÜNB und OWP Konsultation (Stakeholder) erforderlich	Die Schnittstelle bzw. die Eigentumsgrenze zwischen OWP-Betreiber und ÜNB soll neu definiert werden, so dass Konzepte ohne Offshore-Umspannstation realisiert werden können. Die Parameter sollen wie TE1 und TE2 beschrieben Flexibilität in der Übertragungsspannung und damit -leistung zulassen, die dann projektspezifisch in Abhängigkeit der jeweiligen Randbedingungen und des Stands der Technik optimal festgelegt werden können. Es sollte angestrebt werden, die Maßnahme in der nächsten Ausgabe des BFO-N (2016 / 2017) zu berücksichtigen.
TE4	Ausweisung von Flächen für technologieoffene Pilotprojekte	Neutral	teilweise	schnellere Weiterentwicklung und damit indirekt Zeit- und Kostenersparnis bei zukünftigen Projekten	sofort; nächste BFO-Ausgabe (2016 / 2017)	BMWj, BNetzA, BSH (Stakeholder) erforderlich	Die Einführung neuer Technologien sollte zuerst in Pilotprojekten erprobt werden. Die Implementierung von ausgewiesenen Pilotflächen ist uneingeschränkt zu empfehlen.
TE5	Gründung eines unabhängigen Forschungszentrums für HGÜ-Technik	Neutral	nein	schnellere und günstigere Weiterentwicklung und damit indirekt Zeit- und Kostenersparnis bei zukünftigen Projekten	Gründung jederzeit möglich; ÜNB + Industrieverbände Umsetzungsbeginn	ÜNB + Industrieverbände	Ein HGÜ-Forschungszentrum kann ein wichtiger Ansprechpartner für alle beteiligten Akteure werden und zu der Lösung komplexer technischer Herausforderungen beitragen. Die Gründung des Forschungszentrums kann uneingeschränkt empfohlen und ab sofort angestoßen werden.
Legende:							
GV	Genehmigungsverfahren			≠	nicht gleichzeitig möglich mit ...		NAS
AV	Ausschreibungsverfahren und Vergabe			&	besonders sinnvoll wenn zuvor ...		OWP
RI	Realisierung und Inbetriebnahme			Neutral	unabhängig von anderen Maßnahmen möglich		UWP
TE	Technische Rahmenbedingungen und Entwicklungen						TOB
							Träger öffentlicher Belange

Liste der befragten Unternehmen und Behörden

Die folgende Liste enthält alle Unternehmen und Behörden, die an der Studie inhaltlich über die schriftliche Befragung oder die folgenden Interviews teilgenommen haben.

Schriftliche Befragung	Zusätzliches Interview
50Hertz Transmission GmbH	X
ABB AG	X
Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)	X
DNV GL	-
EnBW Energie Baden-Württemberg AG	-
ENOVA Energieanlagen GmbH	-
E.ON SE	-
Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein	X
Niedersachsen: Amt für regionale Landesentwicklung Weser - Ems	X
Niedersachsen: Landesbehörde für Straßenbau und Verkehr	X
Nordic Yards GmbH	-
Overdick GmbH & Co. KG	-
Offshore-Wind-Industrie-Allianz (OWIA)	-
PNE WIND AG	-
SEARenergy Offshore Holding GmbH & Cie. KG	-
Senvion GmbH	-
Siemens AG	X
Strabag AG	-
TenneT Offshore GmbH	-
Wärtsilä Deutschland GmbH	-
WindMW GmbH	X
wpd offshore solutions GmbH	-

Die **Fichtner-Gruppe** ist ein führendes international tätiges, inhabergeführtes Ingenieur- und Consultingunternehmen in der Energiewirtschaft. Fichtner plant und berät beim Bau und Betrieb von Energieerzeugungs- und Netzanlagen. Speziell für Offshore-Windenergie wurde von Fichtner in Hamburg eine Niederlassung mit Kompetenzzentrum und einer Tochtergesellschaft, der Fichtner Water und Wind GmbH, eingerichtet.

Fichtner GmbH & Co. KG

Sarweystraße 3
D - 70191 Stuttgart
Telefon: +49 711 89 95 - 0
Telefax: +49 711 89 95 - 459
info@fichtner.de

Geschäftsführer

Georg Fichtner (Vorsitz),
Hermann Bayerlein,
Ralf Epping,
Mansour Hamza,
Tilman Herzig,
Hans Kalb,
Roland Pröger,
Dr. Andreas Weidler

Ansprechpartner

Dr. Robert van de Sandt

Auftraggeber:

i.A. Projektkonsortium Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

Vorstandsvorsitzender
Jörg Kuhbier

Geschäftsführer
Andreas Wagner

Schiffbauerdamm 19
D - 10117 Berlin
Telefon: +49 30 275 95 218
info@offshore-stiftung.de
www.offshore-stiftung.de

Das **Anwaltsbüro [Gaßner, Groth, Siederer & Coll]** ist eine bundesweit tätige Spezialkanzlei mit Schwerpunkten in den Bereichen Umwelt, Bauen und Planen sowie Abfall, Wasser und Energie.

Neben dem Schwerpunkt im Bereich Erneuerbare Energien und Spezialmaterien, wie dem Atom- und Strahlenschutzrecht, deckt [GGSC] nahezu alle Bereiche der Energiewirtschaft ab. Die Vertretung von Verbänden, Ministerien und Oberbehörden bei Forschungsvorhaben, Gesetzesentwürfen und Prozessen ist rechtspolitisch und fachlich eine ideale Ergänzung zu den vielschichtigen Projektmandaten aus dem Unternehmensbereich.

[Gaßner, Groth, Siederer & Coll]

Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB

EnergieForum Berlin
Stralauer Platz 34
D - 10243 Berlin
Telefon +49 30 726 10 26 - 0
Telefax +49 30 726 10 26 - 10
berlin@ggsc.de

Geschäftsführende Partner

Hartmut Gaßner,
Wolfgang Siederer

Wirtschaftsverband Windkraftwerke e.V.

Vorstandsvorsitzender
Dr. Wolfgang von Geldern

Baudirektor-Hahn-Str. 20
D - 27472 Cuxhaven
Telefon: +49 4721 6677 243
info@wwwindkraft.de
www.wwwindkraft.de