



Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

██████████
Bernhard-Nocht-Str. 78
20359 Hamburg

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom

Mein Zeichen, meine Nachricht vom

☎ 0228

Bonn

06.04.2022

**Stellungnahme der Bundesnetzagentur zum Vorentwurf des
Flächenentwicklungsplans vom 17.12.2021**

Sehr ██████████,

mit Beschluss vom 06.04.2022 hat das Bundeskabinett den Entwurf des „Zweiten Gesetzes zur Änderung des Windenergie-auf-See-Gesetzes und anderer Vorschriften“ gebilligt. Damit verfestigen sich die bereits im Koalitionsvertrag vom 07.12.2021 vorgesehene Beschleunigung des Ausbaus der Windenergie auf See sowie die Erhöhung der Ausbauziele, denen das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) im Vorentwurf des Flächenentwicklungsplans bereits soweit möglich Rechnung getragen hat. Zugleich machen die neuen Ziele ein Abweichen von dem im Netzentwicklungsplan 2021-2035 vorgesehenen Vorgehen bei der Netzanbindung der Offshore-Windenergie erforderlich.

Die Bundesnetzagentur hat daher verschiedene Varianten berechnet, um die Vorgaben zur Erreichung einer installierten Erzeugungskapazität aus Windenergieanlagen auf See von 30 GW bis 2030, beziehungsweise 34 GW bis 2031, bestmöglich umzusetzen.

Bundesnetzagentur für
Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen

Telefax Bonn
0228 14-8872

E-Mail
poststelle@bnetza.de
Internet
<http://www.bundesnetzagentur.de>

Bitte neue Bankverbindung beachten!
Bundeskasse Weiden
Dt. Bundesbank – Filiale Regensburg
BIC: MARKDEF1750
IBAN: DE08 7500 0000 0075 0010 07

Behördensitz: Bonn
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
☎ 0228 14-0

Datenschutzhinweis:

Der Schutz Ihrer Daten ist uns wichtig. Nähere Informationen zum Umgang mit personenbezogenen Daten in der BNetzA können Sie der Datenschutzerklärung auf <https://www.bundesnetzagentur.de/Datenschutz> entnehmen. Sollte Ihnen ein Abruf der Datenschutzerklärung nicht möglich sein, kann Ihnen diese auch in Textform übermittelt werden.

Hierfür wurden für die Jahre 2030 und 2031 sowohl unterschiedliche Netzausbauzustände als auch unterschiedliche Netzverknüpfungspunkte modelliert und betrachtet, soweit diese aus heutiger prognostischer Sicht realistisch und umsetzbar erscheinen. Mittels zugehöriger Netzberechnungen konnten so für jede Variante verbleibende Netzengpässe ermittelt und die daraus resultierenden Redispatch-Kosten abgeschätzt werden.

Als in diesem Sinne netztechnisch bzw. volkswirtschaftlich beste Variante hat sich die Konfiguration in Tabelle 1 herausgestellt. Diese Konfiguration ist jedoch planerisch nicht umsetzbar, da der Grenzkorridor II jeweils nur einmal (eine Ausnahme hiervon bilden die beiden Anbindungen nach Hanekenfähr im Jahr 2028, siehe Hintergrundinformationen in der Anlage) und der Grenzkorridor III maximal zweimal pro Jahr zur Verfügung steht.

Tabelle 1: Variante 1 auf Basis der Ergebnisse der Netzberechnungen im Jahr 2030

Netzanbindung					
Bezeichnung	Kapazität [MW]	Inbetriebnahme	Netzverknüpfungspunkt	Korridor zum Küstenmeer	Vorhabenträger
OST-1-4	300	2026	Lubmin	O-I	50Hertz
NOR-7-2	980	2027	Büttel	N-IV und N-V	TenneT
NOR-3-2	900	2028	Hanekenfähr	N-II	Amprion
NOR-6-3	900	2028	Hanekenfähr	N-II	Amprion
NOR-9-1	2000	2029	Wehrendorf	N-II	Amprion
NOR-9-2	2000	2029	Wilhelmshaven 2	N-III	TenneT
NOR-9-3	2000	2029	Unterweser	N-III	TenneT
OST-2-4	1000	2030	Brünzow	O-I	50Hertz
NOR-10-1	2000	2030	Westerkappeln	N-II	Amprion
NOR-11-1	2000	2030	Wilhelmshaven 2	N-II	TenneT
NOR-12-1	2000	2030	Unterweser	N-III	TenneT
NOR-12-2	2000	2030	Blockland_neu	N-III	TenneT

Aufgrund des starken Zubaus in den Jahren 2029 und 2030 ist durch die Restriktionen der Grenzkorridore II und III zwangsläufig die Nutzung des Grenzkorridors V notwendig, wodurch der Netzverknüpfungspunkt Heide/West angebunden wird. Dies führt dazu, dass die Anbindung NOR-11-1 in Heide/West statt wie zuvor in Wilhelmshaven angebunden werden muss. Hieraus ergibt sich die Konfiguration nach Tabelle 2.

Tabelle 2: Variante 2 nach Einbezug der bestehenden Restriktionen im Küstenmeer im Jahr 2030

Netzanbindung					
Bezeichnung	Kapazität [MW]	Inbetriebnahme	Netzverknüpfungspunkt	Korridor zum Küstenmeer	Vorhabenträger
OST-1-4	300	2026	Lubmin	O-I	50Hertz
NOR-7-2	980	2027	Büttel	N-IV und N-V	TenneT
NOR-3-2	900	2028	Hanekenfähr	N-II	Amprion
NOR-6-3	900	2028	Hanekenfähr	N-II	Amprion
NOR-9-1	2000	2029	Wehrendorf	N-II	Amprion
NOR-9-2	2000	2029	Wilhelmshaven 2	N-III	TenneT
NOR-9-3	2000	2029	Unterweser	N-III	TenneT
OST-2-4	1000	2030	Brünzow	O-I	50Hertz
NOR-10-1	2000	2030	Westerkappeln	N-II	Amprion
NOR-11-1	2000	2030	Heide/West	N-V	50Hertz
NOR-12-1	2000	2030	Unterweser	N-III	TenneT
NOR-12-2	2000	2030	Blockland_neu	N-III	TenneT

In Bezug auf die Einbindung der Offshore-Leistung und die daraus resultierenden Abregelungen und Redispatch-Kosten stellt diese Variante aus heutiger prognostischer Sicht nur die zweitbeste Lösung dar. Die Einbindung von Heide/West ist stark abhängig von der Umsetzung der HGÜ-Maßnahmen DC25 Heide/West – Polsum (Korridor B) und DC31 Heide/West – Klein Rogahn. Um eine Anbindung mit 2 GW in Heide/West nahezu engpassfrei zu gewährleisten, ist die vorherige Inbetriebnahme einer der beiden genannten HGÜ-Maßnahmen notwendig. Laut aktuellem Monitoring des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ist die Inbetriebnahme von DC25 derzeit für 2031 vorgesehen. Somit wäre temporär mit erheblichen Abregelungen der Anbindung in Heide/West bis zur Inbetriebnahme der DC25 zu rechnen. Dennoch sieht die Bundesnetzagentur diese Variante aufgrund der oben genannten planerischen Restriktionen im Küstenmeer Niedersachsens als notwendig an. Um weitere Abregelungen der Offshore-Leistung zu vermeiden, ist es bei dieser Variante jedoch zwingend notwendig, dass die HGÜ-Maßnahme DC25 keinen weiteren Verzögerungen unterliegt.

Sollte es dem Land Niedersachsen möglich sein, die derzeitigen Restriktionen im Küstenmeer dahingehend zu lockern, dass die Nutzung des Grenzkorridors II im Jahr 2030 für zwei Anbindungen möglich ist, ist Variante 1 in 2030 vorzuziehen. Dadurch würden Offshore-Abregelung im Jahr 2030 vermieden werden. Dies würde, auf Basis der im NEP 2021-2035 angenommenen Randbedingungen, zu einer Abregelung von ca.

4 TWh führen und damit Kosten in Milliardenhöhe auslösen (siehe Hintergrundinformationen in der Anlage).

Die Flächen, deren Anbindungen NOR-11-2 und NOR-12-3 im Jahr 2031 fertiggestellt sein müssen, werden bereits im Jahr 2023 ausgeschrieben. Da die Bestätigung des Netzentwicklungsplans 2023-2037 erst für Ende 2023 geplant ist müssen die Anbindungen bereits zuvor im FEP festgelegt werden. Die Bundesnetzagentur hat aus diesem Grund auch für das Jahr 2031 Berechnungen durchgeführt, um geeignete Netzverknüpfungspunkte festzulegen.

Wird der Ausbaupfad von 4 GW pro Jahr zu Grunde gelegt, ergibt sich für das Jahr 2031 eine angestrebte Kapazität von 34 GW. Unter Einbezug der bestehenden Restriktionen im Küstenmeer wurde auf der Variante 2 des Jahres 2030 aufgebaut und die Auswirkungen weiterer Anbindungen an unterschiedlichen Netzverknüpfungspunkten im Jahr 2031 geprüft. Daraus hat sich für das Jahr 2031 folgende Ergänzung zur Vorzugsvariante ergeben.

Tabelle 3: Vorzugsvariante nach Einbezug der bestehenden Restriktionen im Küstenmeer im Jahr 2031

Netzanbindung					
Bezeichnung	Kapazität [MW]	Inbetriebnahme	Netzverknüpfungspunkt	Korridor zum Küstenmeer	Vorhabenträger
NOR-11-2	2000	2031	Wilhelmshaven 2	N-III	TenneT
NOR-12-3	2000	2031	Rastede	N-II	TenneT

Zusätzlich zu den bereits bis 2030 vorgesehenen Anbindungen wird hier jeweils eine weitere Anbindung an den Netzverknüpfungspunkten Wilhelmshaven 2 und Rastede vorgesehen.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben sich mit Stellungnahme vom 04.03.2022 und vom 14.03.2022 zu den gemeinsam vorgeschlagenen Anbindungs-Konfigurationen des BSH und der Bundesnetzagentur geäußert. Sie schlagen hierin insbesondere vor, die NOR-11-2 in Heide/West anzubinden und diese im besten Fall bereits in 2030 umzusetzen, um das Ziel von 30 GW in 2030 zu erreichen.

Anbindungssystem*	Inbetriebnahme	Kapazität [MW]	Netzverknüpfungspunkt	Grenzkorridor
OST-1-4	2026	300	Lubmin (Raum Brünzow)	O-I
NOR-7-2	2027	980	Büttel	N-V
NOR-3-2	2028	900	Hanekenfähr	N-II
NOR-6-3	2028 (2029)	900	Hanekenfähr	N-II
NOR-9-1	2029	2.000	Wehrendorf (Unterweser)	N-II (N-III)
NOR-9-2	2029 (2030)	2.000	Wilhelmshaven 2	N-III (N-II)
NOR-9-3	2029 (2032)	2.000	Unterweser (Zensenbusch)	N-III
OST-2-4	2030	1.000	Brünzow	O-I
NOR-10-1	2030	2.000	Westerkappeln (Unterweser)	N-II (N-III)
NOR-11-1	2030	2.000	Heide/West (Westerkappeln)	N-V (N-II)
NOR-12-1	2030	2.000	Unterweser (Wehrendorf)	N-III (N-II)
NOR-12-2	2030	2.000	Blockland (Raum Heide)	N-III (N-V)
NOR-11-2	2031 (2030/2031**)	2.000	Wilhelmshaven 2 (Raum Heide)	N-III (N-V)
NOR-12-3	2031 (2032)	2.000	Rastede	N-II (N-III)

*in rot: Abweichungen zum ÜNB Vorschlag vom 4. März 2022 (siehe Tabelle 2)

** Das Offshore-Netzanbindungssystem NOR-11-2 mit NVP im Raum Heide gemäß ÜNB-Vorschlag kann in Abhängigkeit des weiteren Projektverlaufs in 2031, gegebenenfalls aber auch bereits in 2030, fertiggestellt werden.

Abbildung 1: Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber zur Umsetzung der 30 GW aus ihrer Stellungnahme vom 14.03.2022

Nach Berechnungen der Bundesnetzagentur können jedoch 4 GW ohne die HGÜ-Maßnahmen DC25 (Heide/West – Polsum) und DC31 (Heide/West – Klein Rogahn) nicht in Heide/West integriert werden, da sonst über die Hälfte der gesamten Jahresenergie beider Offshore-Anbindungen in Heide/West abgeregelt werden müsste.

Weiterhin wäre – nach Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber – die Nutzung des Grenzkorridors II im Jahr 2030 zweimal (NOR-12-1 und NOR-11-1) notwendig. Das Land Niedersachsen hat jedoch im Termin vom 08.03.2022 deutlich betont, dass für eine bessere Grenzkorridorverfügbarkeit eine pauschale Aufweitung der Bauzeitenfenster nicht möglich sei, sondern nur in Einzelfällen bei Vorliegen bestimmter Voraussetzungen ein Bauzeitenfenster um Tage bis wenige Wochen verschoben werden könne. Dies könne jedoch nicht als Planungsprämisse angesehen werden. Daher ist im Vorschlag von BSH und Bundesnetzagentur keine Aufweitung des Bauzeitenfensters unterstellt. Weiterhin müsste auch der Grenzkorridor V nach Vorschlag der Übertragungsnetzbetreiber im Jahr 2030 zweimal genutzt werden. Inwieweit dies umsetzbar ist, wäre seitens Schleswig-Holstein zu prüfen.

Bei der Aussage der Übertragungsnetzbetreiber, dass eine Inbetriebnahme der Anbindung NOR-9-1 in Wehrendorf in 2029 unrealistisch sei, sind die Argumente aufgrund der Länge der Trasse zwar durchaus nachvollziehbar. Dennoch erscheint eine Verschiebung der Inbetriebnahme auf das Jahr 2030 zum jetzigen Zeitpunkt nicht zielführend. Vielmehr sollte in Rücksprache mit den zuständigen Genehmigungsbehörden geprüft werden, ob und unter welchen Voraussetzungen ein Vorliegen der Planfeststellungsbeschlüsse bis Mitte 2025 möglich ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber führen aus, dass der Vorschlag der Bundesnetzagentur die Nutzung von Synergieeffekten außer Acht lasse. Allerdings beziehen sich die behaupteten Synergieeffekte lediglich punktuell auf die Einbindung der 4 GW in Heide/West. Das einzige Argument dafür, beide Anbindungen zeitgleich oder in aufeinander folgenden Jahren zu realisieren, ist die Verkürzung bzw. Parallelisierung der Bauzeiten am Standort. Dies könnte zwar ggf. zu geringeren Belastungen am Netzverknüpfungspunkt führen, jedoch hätte es keinerlei Beschleunigungswirkung auf den Offshore-Ausbau insgesamt. Da die Einbindung von 4 GW in Heide/West ohne die Inbetriebnahme der DC25 (2031) und DC31 (2032) netztechnisch nicht möglich ist, konnte diesem Argument seitens BSH und Bundesnetzagentur nicht gefolgt werden. Dem von den Übertragungsnetzbetreibern behaupteten (akzeptanzseitigen) Vorteil, in Heide/West „alles auf einmal“ zu realisieren, steht das (volkswirtschaftliche und damit ebenfalls akzeptanzseitige) Risiko gegenüber, in den Engpass und damit in die Abregelung der Offshore-Windparks hinein zu bauen.

Laut Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber zum Vorschlag von BSH und Bundesnetzagentur ist die Inbetriebnahme der P119 (BBPIG Nr. 56) Voraussetzung für die Nutzung der Netzverknüpfungspunkte Rastede und Blockland_neu. Die Übertragungsnetzbetreiber würden derzeit mit einer vollständigen Inbetriebnahme in Q4 2031 planen. Dass die P119 zur Integration von Rastede oder Blockland_neu notwendig ist, liegt daran, dass das Umspannwerk in Rastede noch nicht existiert und erst im Zuge der P119 errichtet werden soll. Das Umspannwerk Blockland ist derzeit lediglich in die 220 kV-Struktur eingebunden und soll mit der P119 auf 380 kV umgestellt werden. Jedoch würde nach Erkenntnissen der Bundesnetzagentur auch eine teilweise Inbetriebnahme der P119 genügen, dies bestätigen die durchgeführten Netzberechnungen. Im Falle von Blockland müsste das bestehende 220 kV-Umspannwerk umgerüstet und an die 380 kV-Struktur angebunden werden. Im Falle von Rastede müsste ein neues 380 kV-Umspannwerk errichtet und ebenfalls angebunden werden. Im Netzausbau-Monitoring (Q4 2021) der Bundesnetzagentur ist

die P119 in vier Teilabschnitte unterteilt. Drei davon gehen nach bestehender Planung bereits in 2030 und lediglich einer erst in 2031 in Betrieb. Der Baubeginn ist derzeit für 2028 geplant, wodurch die Umsetzung der drei für die landseitige Einbindung von NOR-12-2 relevanten Teilbereiche der P119 bis 2030 realistisch erscheint. Hier sollte seitens des Vorhabenträgers TenneT GmbH gemeinsam mit den zuständigen Landesbehörden die Umsetzung relevanter Teilabschnitte priorisiert werden, um eine fristgerechte Anbindung in Blockland_neu (oder alternativ in Rastede) bis 2030 zu gewährleisten.

Auch das Vorbringen der Übertragungsnetzbetreiber, dass für die Integration der ersten Offshore-Anbindung nach Wilhelmshaven 2 bereits sowohl die P175 als auch die HGÜ-Maßnahme DC21 notwendig sei, deckt sich weder mit den Erkenntnissen der Bundesnetzagentur aus den Netzberechnungen noch mit den bisherigen Planungen im Netzentwicklungsplan. Die Anbindung nach Wilhelmshaven 2 war nach dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 sowie nach Bestätigung des Netzentwicklungsplans bereits vor der Inbetriebnahme des DC21 vorgesehen. Weiterhin fügen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Stellungnahme hinzu, dass für eine zweite Anbindung in Wilhelmshaven 2, also der Integration von insgesamt 4 GW ein Leerrohr in DC21, oder aber eine zusätzliche Last von 2 GW am Standort notwendig sei. Dies deckt sich ebenfalls nicht mit unseren Erkenntnissen aus den Netzberechnungen, wonach die DC21 und die P175 zur Integration von 4 GW bereits ausreichend sind.

Den jetzigen Aussagen zum Netzverknüpfungspunkt Wilhelmshaven 2 widersprechen zudem früheren eigenen Bewertungen der Übertragungsnetzbetreiber. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2021-2035 schlug die TenneT TSO GmbH vor, anstelle von Rastede in 2032 besser Blockland_neu oder ein zweites Mal Wilhelmshaven 2 als Netzverknüpfungspunkt zu nehmen. Dieser Vorschlag hätte zu 4 GW in Wilhelmshaven 2 im Jahr 2032 geführt und widerspricht somit der aktuellen Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber. Gleiches gilt für das seitens der TenneT TSO GmbH vorgebrachte Windstrombooster-Konzept. Hier schlug die TenneT TSO GmbH ebenfalls eine zweite Anbindung in Wilhelmshaven 2 und somit insgesamt 4 GW bereits in 2032 vor.

Zu den von der Bundesnetzagentur angestellten Netzberechnungen äußern sich die Übertragungsnetzbetreiber in ihren Stellungnahmen nicht. Eigene Netzberechnungen, welche ihre Vorschläge untermauern könnten, haben die Übertragungsnetzbetreiber nicht vorgelegt. Mangels solcher netztechnischen Bewertungen fehlt es an einem

wesentlichen Aspekt für eine Weichenstellung zugunsten der seitens der Übertragungsnetzbetreiber vorgebrachten Vorschläge.

Insgesamt erscheint daher der gemeinsame Vorschlag von BSH und Bundesnetzagentur, wie sich die für die Jahre 2030 bzw. angestrebten Ziele unter Gesamtwürdigung aller maßgeblichen Umstände und Restriktionen am wahrscheinlichsten erreichen lassen, aus Sicht der Bundesnetzagentur daher nach wie vor als die geeignetere Variante.

Bei Rückfragen wenden Sie sich gerne an Frau Kaatz.

Mit freundlichen Grüßen

Im Auftrag

[Redacted]

[Redacted]

Anlage:
Hintergrundinformation zur Berechnungsgrundlage

Hintergrundinformation zur Berechnungsgrundlage

Für die Berechnungen zur Beschleunigung des Offshore-Ausbaus konnten aufgrund der Kurzfristigkeit keine neuen Szenarien für das Zieljahr 2030 erstellt werden. Aufgrund des beschleunigten Ausbaus der erneuerbaren Energien gegenüber den Annahmen des Szenariorahmens 2021-2035 hält die Bundesnetzagentur es jedoch für sachgerecht, die Berechnungen auf Basis des Szenarios B2035 des Netzentwicklungsplan 2021-2035 durchzuführen. Denn in diesem Szenario ist die Zielkapazität von 30 GW enthalten. Für die Berechnungen des Jahres 2031 wurden zwei weitere Offshore-Anbindungen mit jeweils 2 GW hinzugefügt.

Die Bundesnetzagentur hat sich dabei bezüglich des Netzausbauzustandes auf das Monitoring des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klima von Januar 2022 bezogen. In Tabelle 4 sind die Inbetriebnahmejahre entsprechend des Monitorings im Vergleich zu den älteren Daten aus dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans 2021-2035 der Übertragungsnetzbetreiber dargestellt.

Tabelle 4: Inbetriebnahmejahre nach Netzentwicklungsplan 2021-2035, beziehungsweise BMWK Monitoring

Inbetriebnahme nach	Korridor B (DC21b, DC25)	P22 M80	P119 M19, M535	P175	P216 M455/M532
Netzentwicklungsplan 2. Entwurf	2030	2030	2030	2029	2032/2029
BMWK Monitoring	2031	2031	2031	2029	2033/2030

Bei jeder der betrachteten Varianten wurde für die beiden Netzausbauzustände jeweils eine Jahresrechnung der Lastflüsse, der Ausfälle und des resultierenden Redispatch durchgeführt.

Tabelle 5 und Tabelle 6 zeigen die resultierende Summe aller Offshore-Abregelungen sowie die gesamten Redispatch Kosten der beiden Varianten für das Jahr 2030.

Tabelle 5: Summe der Offshore Abregelungen sowie Redispatch-Kosten der Variante 1 im Jahr 2030

Variante 1	Abregelungen Offshore [GWh]	Kosten Redispatch [Mrd. €]
Netzzustand nach Netzentwicklungsplan 2. Entwurf	-772	0,9
Netzzustand nach BMWK Monitoring	-3611	2,4

Tabelle 6: Summe der Offshore Abregelungen sowie Redispatch-Kosten der Variante 2 im Jahr 2030

Variante 2	Abregelungen Offshore [GWh]	Kosten Redispatch [Mrd. €]
Netzzustand nach Netzentwicklungsplan 2. Entwurf	-786	0,78
Netzzustand nach BMWK Monitoring	-7426	2,6

Der Netzausbauzustand nach dem BMWK-Monitoring stellt den derzeitigen Planungsstand der landseitigen Netzausbauvorhaben dar. Hiernach sind in Variante 1 sowohl die gesamten Kosten für Redispatch als auch die Abregelungen der Offshore-Energie im Jahr 2030 insgesamt deutlich geringer als in der Variante 2. Die Anbindung in Heide/West in Variante 2 führt sogar zu einer Verdoppelung der Mengen an Offshore-Abregelungen gegenüber der Variante 1.

Abbildung 2 und Abbildung 3 zeigen die Offshore-Abregelungen der einzelnen Offshore-Anbindungen für die Varianten 1 und 2 im Jahr 2030.

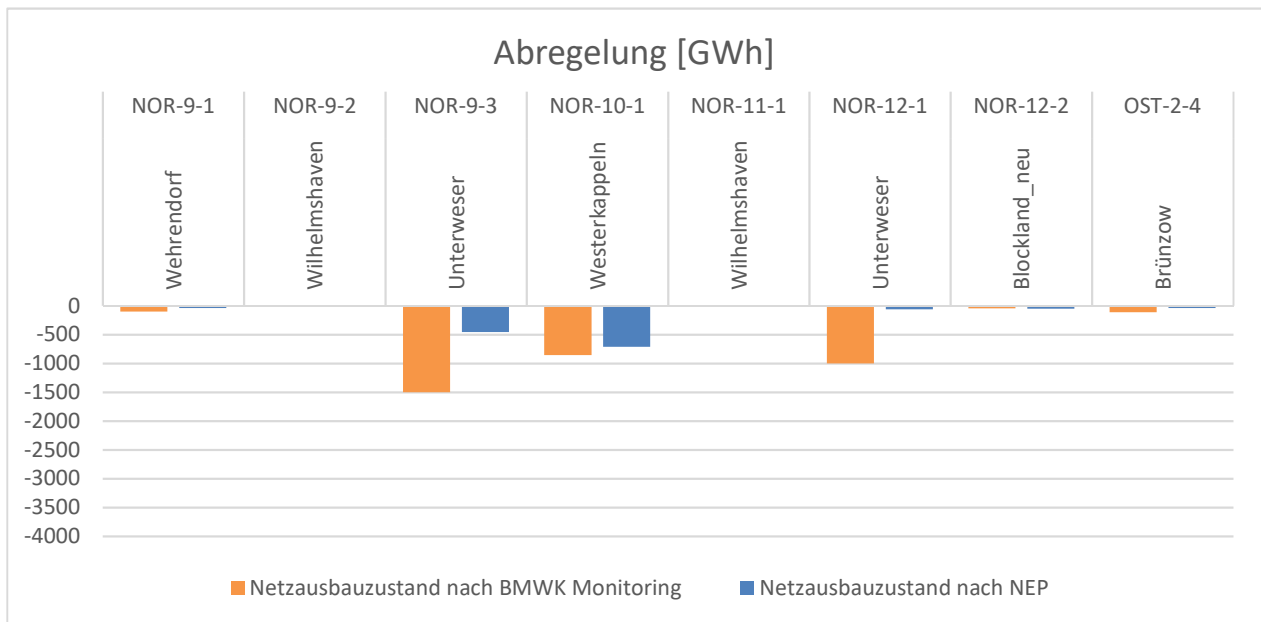


Abbildung 2: Abregelungen der Offshore Anbindungen nach Vorzugsvariante 1 im Jahr 2030

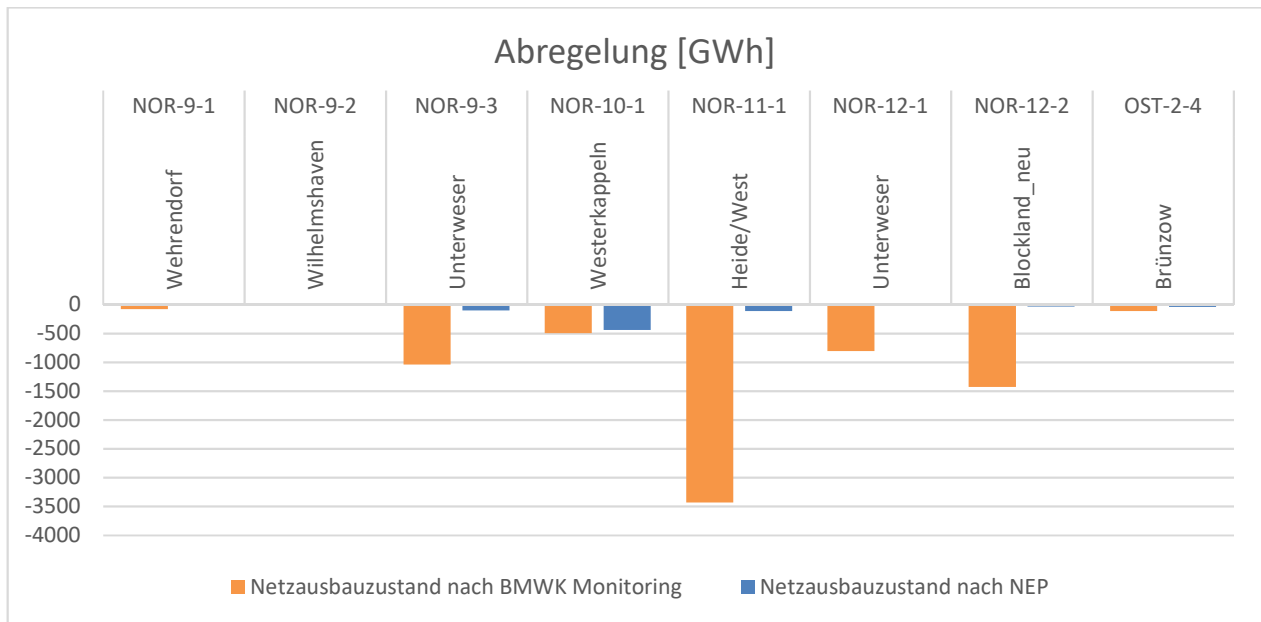


Abbildung 3: Abregelungen der Offshore Anbindungen nach Vorzugsvariante 2 im Jahr 2030

Die Variante 1 weist nur geringfügige Abregelungen von Offshore-Einspeisungen auf. Bei der Variante 2 kommt es hingegen insbesondere am Standort Heide/West zu verstärkten Abregelungen der Offshore-Einspeisung.

Die Vorzugsvarianten für das Jahr 2031 bauen jeweils auf der Variante 2 des Jahres 2030 auf. Während in Vorzugsvariante I im Jahr 2031 ein weiteres Mal auf den Netzverknüpfungspunkt Heide/West zurückgegriffen wird, wird die Anbindung NOR-12-3 in Vorzugsvariante II in Rastede angebunden. Die zweite im Jahre 2031 einzubindende Offshore-Anbindung landet in beiden Varianten in Wilhelmshaven 2 an.

Tabelle 7: Summe der Offshore Abregelungen sowie Redispatch-Kosten der Vorzugsvarianten I und II im Jahr 2031

	Abregelungen Offshore [GWh]	Kosten Redispatch [Mrd. €]
Vorzugsvariante I für 2031	-3052	1,63
Vorzugsvariante II für 2031	-1942	1,53

Der Netzausbauzustand nach dem zweiten Entwurf des Netzentwicklungsplans entspricht im Jahr 2031 dem des BMWK-Monitorings. Nach den Ergebnissen der Netzberechnungen sind in Vorzugsvariante II sowohl die gesamten Kosten für Redispatch als auch die Abregelungen der Offshore-Energie im Jahr 2031 insgesamt geringer als in der Vorzugsvariante I.

Abbildung 4 zeigt die Offshore-Abregelungen der einzelnen Offshore-Anbindungen für die Vorzugsvarianten I und II im Jahr 2031.

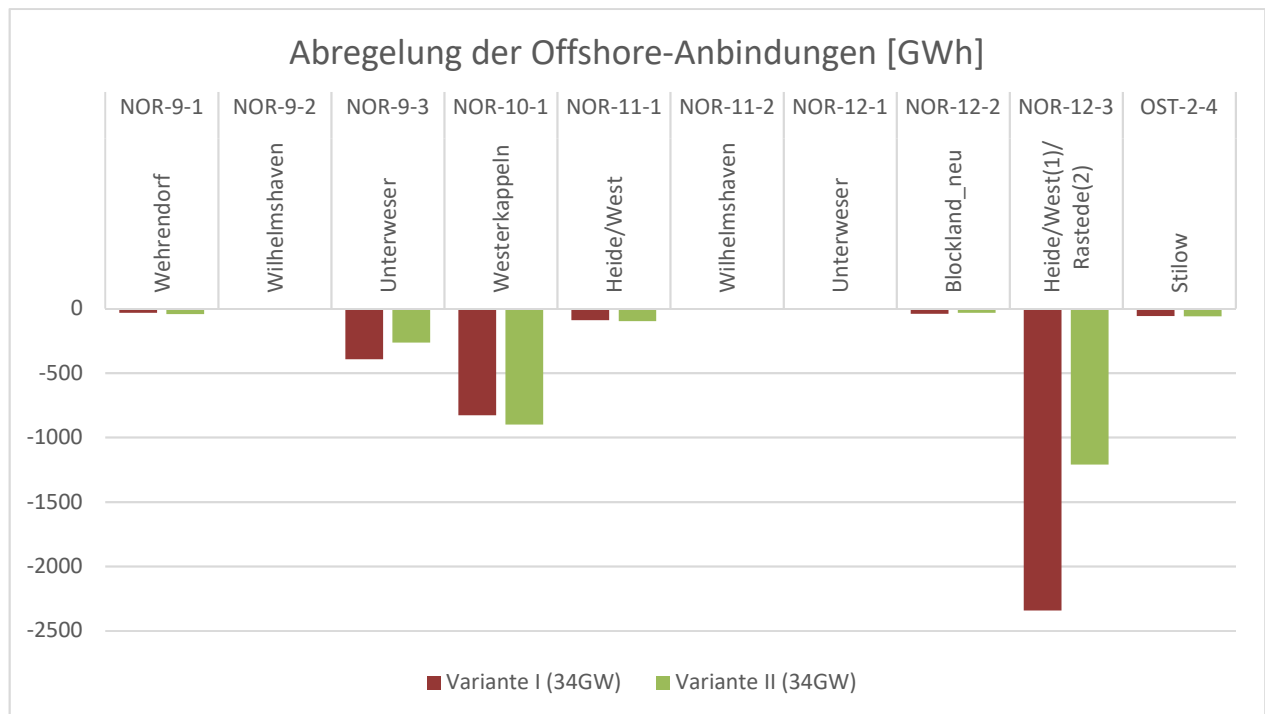


Abbildung 4: Abregelungen der Offshore Anbindungen nach Variante 1 und 2 im Jahr 2031

In der Auswertung der Offshore-Abregelungen einzelner Anbindungen zeigt sich, dass die Mengen der Abregelungen der NOR-12-3 in Heide/West in der Vorzugsvariante II nur halb so hoch sind wie die in Rastede auftretenden Abregelungen der NOR-12-3 in Vorzugsvariante I. An den anderen Standorten sind die Abregelungen in etwa gleichwertig.