

➔ www.dvgw.de

STELLUNGNAHME

vom 17. Juli 2026 zu
**zur 2. Änderung des FEP 2025 für die
deutsche Nordsee und Ostsee und
Vorprüfung des Einzelfalls über die
Durchführung einer strategischen
Umweltprüfung**

**DVGW Deutscher Verein des
Gas- und Wasserfaches e.V.**

Ansprechpartnerin

Helena Ballreich

Hannoversche Str. 19

10115 Berlin

T.: +49 30 79473673

E-Mail: helena.ballreich@dvgw.de

Lobbyregisternr.: R000916

Der zweite Änderungsentwurf des FEP 2025 enthält grundsätzlich nachvollziehbare Maßnahmen zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und Netzauslastung von Offshore-Windflächen. Aus Sicht der Offshore-Wasserstoffwirtschaft muss allerdings gewährleistet werden, dass die Erprobung und Skalierung der Offshore-Elektrolyse nicht zugunsten einer kurzfristigen Optimierung einzelner Windflächen zurückgestellt wird. Deutschland benötigt funktionierende Offshore-Windparks nicht nur zur Stromerzeugung, sondern perspektivisch auch als direkte Energiequelle für die Offshore-Elektrolyse und die Produktion grünen Wasserstoffs.

Der DVGW lehnt Option 3 ab, da sie zum vollständigen Wegfall von SEN-1 führen würde. Eine Weiterentwicklung auf Basis von Option 2 wird präferiert, sofern ausreichende Flächen und Kapazitäten für Offshore-Elektrolyse erhalten bleiben. Der schnelle Aufbau eines Demonstrations- und Skalierungsprojekts zur Systemintegration von Offshore-Wind und Offshore-Elektrolyse in Zone 3/SEN-1 sehen wir als unbedingte energiepolitische Priorität an.

F1: Sind die dargestellten Optionen aus Ihrer Sicht grundsätzlich geeignet, um die wirtschaftliche Attraktivität der Flächen N-10.1 und N-10.2 zu erhöhen?

Besonders die Optionen 1 und 2 erscheinen geeignet, die Attraktivität der Flächen zu steigern, ohne die wasserstoffbezogenen Entwicklungsperspektiven vollständig aufzugeben. Option 3 erhöht zwar die Attraktivität des Windparks am stärksten, erfolgt jedoch zulasten des einzigen aktuell ausgewiesenen Offshore-Elektrolysebereichs

F2: Sind die dargestellten Optionen aus Ihrer Sicht geeignet, um einen ausreichenden Ausbau der Offshore-Elektrolyse zu erreichen?

Nur teilweise, denn nur ein ausreichender Ausbau der Offshore-Elektrolyse setzt voraus, dass ein hinreichend großer und zeitnah verfügbarer Entwicklungsraum für die Erprobung und Skalierung der Technologie erhalten bleibt.

Option 1 ermöglicht den vollständigen Erhalt von SEN-1 und ist deshalb grundsätzlich geeignet, den Aufbau einer Offshore-Elektrolysewirtschaft zu unterstützen.

Option 2 ist ebenfalls geeignet, sofern die verbleibende Fläche ausreichend dimensioniert wird, um industrielle Demonstrations- und erste Skalierungsprojekte zu ermöglichen. Mit einer verbleibenden Gesamtfläche von 32 km² für SEN-1 und der reduzierten Netzanbindung auf 250 MW ist es fraglich, ob mit der Flächenplanung eine vollständige Erprobung und ausreichende Entwicklungsperspektiven für die Offshore-Elektrolyse gewährleistet werden kann.

Option 3 ist nicht geeignet, da SEN-1 vollständig entfällt und ein möglicher Ersatzstandort lediglich für eine spätere Fortschreibung des FEP in Aussicht gestellt wird. Dies würde den Aufbau der Offshore-Elektrolyse erheblich verzögern bzw. in Gänze in Frage stellen.

Die Offshore-Elektrolyse benötigt funktionierende Offshore-Windparks als primäre Energiequelle. Ziel muss daher die frühzeitige Erprobung der gesamten Wertschöpfungskette sein: Von Offshore-Wind zur Offshore-Elektrolyse, Transport des erzeugten Wasserstoffs zur industriellen Nutzung. Hierfür muss ein geeigneter Demonstrations- und Skalierungsraum erhalten bleiben.

F3: Wie groß wäre die auf SEN-1 idealerweise zu installierende Windpark- und Elektrolyseleistung? Was wäre das ideale Verhältnis aus Windpark-, Elektrolyse- und Übertragungsleistung?

Aus Sicht der Offshore-Elektrolyse sollte eine kombinierte Infrastruktur angestrebt werden, die sowohl den Stromtransport als auch die Wasserstoffproduktion ermöglicht.

Systemisch sinnvoll ist dabei eine teilweise Nutzung des erzeugten Stroms zur direkten Offshore-Elektrolyse, während überschüssige Energiemengen über die elektrische Netzanbindung abgeführt werden.

Option 1: Aus Sicht der Offshore-Elektrolyse bietet Option 1 die besten Voraussetzungen, da SEN-1 vollständig erhalten bleibt und perspektivisch bis zu 500 MW Übertragungskapazität über NOR-10-1 für eine kombinierte Anbindung zur Verfügung stehen könnten. Damit ließe sich ein integriertes System aus rund 2,8 GW Offshore-Windleistung und bis zu 0,5 GW Offshore-Elektrolyse entwickeln, das sowohl die Erprobung als auch die spätere Skalierung der Offshore-Wasserstoffproduktion ermöglicht. Die Option schafft den größten Handlungsspielraum für Innovation, Investitionssicherheit und die frühzeitige Demonstration der Systemintegration von Offshore-Wind und Wasserstoffherzeugung.

Option 2 stellt einen ausgewogenen Kompromiss zwischen der Steigerung der Attraktivität der Windflächen und dem Erhalt einer Offshore-Elektrolyseperspektive dar. Mit einer Zielkonfiguration von etwa 2,5 GW Offshore-Windleistung und rund 0,3 GW Offshore-Elektrolyse könnte weiterhin ein relevanter Demonstrations- und Entwicklungsraum für die Offshore-Wasserstoffwirtschaft erhalten bleiben. Gleichzeitig werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für die Windflächen verbessert und die Grundlage für die frühzeitige Erprobung integrierter Offshore-Energiesysteme geschaffen. Die reduzierte Skalierungsoption für Elektrolysevorhaben kann aus Sicht des DVGW nur hingenommen werden, wenn die Möglichkeit eines weiteren 250 MW-Vorhaben in Aussicht gestellt wird.

F4: Welche der dargestellten Optionen bietet aus Ihrer Sicht die insgesamt größten Vorteile?

Der DVGW präferiert eine Weiterentwicklung von Option 2. Aus DVGW-Sicht bietet keine der drei dargestellten Optionen eine optimale Lösung, da eine naheliegende Hybridkonfiguration bislang nicht betrachtet wird. Neben den vorgeschlagenen Varianten sollte geprüft werden, ob auf Basis des Flächenzuschnitts von Option 2 zusätzlich eine zweite 250-MW-Offshore-Elektrolyseplattform errichtet werden kann. Eine solche Konfiguration würde die Flächenvorteile von Option 2 mit der Skalierungslogik von Option 1 verbinden und insgesamt bis zu 500 MW Offshore-Elektrolyseleistung ermöglichen.

Option 3 sollte hingegen nicht umgesetzt werden. Mit dem vollständigen Wegfall von SEN-1 entfielen der derzeit einzige konkret ausgewiesene Bereich für die Offshore-Sektorenkopplung und damit eine wesentliche Grundlage für den Markthochlauf der Offshore-Wasserstoffwirtschaft in Deutschland.

F5: Sehen Sie weitere, hier nicht dargestellte Auswirkungen?

Aus Sicht des DVGW besteht die zentrale, über den konkreten Einzelfall hinausgehende Fragestellung darin, dass Offshore-Sektorenkopplung nach geltendem WindSeeG ausschließlich in eigens festgelegten Bereichen wie SEN-1 zulässig ist, nicht jedoch auf regulären Offshore-Windflächen. Diese regulatorische Trennung wird mit zunehmender Integration von Offshore-Wind und Wasserstoffherzeugung zu einem strukturellen Hemmnis für den Hochlauf der Offshore-Wasserstoffwirtschaft.

Sollten im Rahmen von Option 2 oder Option 3 Teile von SEN-1 beziehungsweise die gesamte Fläche SEN-1 in N-10.1 integriert werden, ginge damit nach heutiger Rechtslage gleichzeitig die Möglichkeit verloren, dort Strom- und Wasserstoffproduktion kombiniert umzusetzen. Die technische Eignung eines Standorts würde damit hinter einer regulatorischen Gebietskategorie zurücktreten.

Der DVGW regt daher an, die gesetzlichen Rahmenbedingungen so weiterzuentwickeln, dass kombinierte Anschluss- und Nutzungskonzepte aus Strom- und Wasserstoffinfrastruktur grundsätzlich auch auf regulären Offshore-Windflächen ermöglicht werden. Diese Fragestellung betrifft nicht nur N-10.1, sondern ist auch für die zukünftige Entwicklung der Flächen in den äußeren Zonen der AWZ von grundsätzlicher Bedeutung.

Auslastung von Netzanbindung und Infrastruktur

Bei der Bewertung der Optionen sollte nicht nur die Auslastung der Windflächen, sondern auch die effiziente Nutzung der vorhandenen Offshore-Infrastruktur berücksichtigt werden. Offshore-Elektrolyse kann dazu beitragen, Konverterplattformen, Netzanschlüsse und weitere Offshore-Energieinfrastrukturen flexibler und effizienter auszulasten. Insbesondere im Umfeld von SEN-1 ergeben sich durch die Nähe zu bestehender und geplanter Infrastruktur erhebliche Potenziale für eine integrierte Nutzung.

F6: Bestehen zwingende Gründe für abweichende zeitliche Festlegungen bei Optionen 2 und 3?

Aus Sicht des DVGW bestehen nachvollziehbare Gründe dafür, bei den zusätzlich aus dem bisherigen Bereich SEN-1 in die Fläche N-10.1 einbezogenen Teilbereichen eine erhöhte zeitliche Flexibilität vorzusehen. Die fehlende zentrale Voruntersuchung, insbesondere die bislang nicht erfolgte Baugrunderkundung, führt im Vergleich zu vollständig voruntersuchten Flächen zu erhöhten Projekt- und Planungsrisiken.

Vor diesem Hintergrund sollte geprüft werden, ob für die neu einbezogenen Teilbereiche angemessene regulatorische Flexibilität hinsichtlich der Inbetriebnahmetermine vorgesehen werden kann. Eine solche Flexibilität würde den zusätzlichen Untersuchungs- und Planungsaufwand berücksichtigen, ohne die grundsätzliche Nutzbarkeit dieser Flächen infrage zu stellen.

Gleichzeitig sehen wir derzeit keine zwingenden Gründe, die gegen eine Einbeziehung von Teilen der bisherigen SEN-1-Fläche sprechen oder einen grundsätzlichen Verzicht auf diese Flächenerweiterung rechtfertigen würden. Insbesondere im Falle einer Umsetzung von Option 2 (bzw. deren Weiterentwicklung) überwiegen aus Sicht des DVGW die langfristigen Vorteile einer integrierten Entwicklung von Offshore-Windenergie und Offshore-Wasserstoffwirtschaft die mit den zusätzlichen Baugrunduntersuchungen verbundenen Mehraufwände. Daher sollte eine mögliche zeitliche Flexibilisierung als pragmatische Risikovorsorge verstanden werden und nicht als Hindernis für die weitere Entwicklung von Offshore-Sektorenkopplungsprojekten.