IHK Schleswig-Holstein
Flensburg·Kiel·Lübeck

Flensburg, 09.06.2026

Konzept für eine EU-Modellregion zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien für die Steigerung regionaler Wertschöpfung sowie nationaler Energie-Resilienz und -Souveränität durch Unabhängigkeit von außereuropäischen Märkten.

Ziel ist die Vermeidung von Knappheits- und Spitzenpreis-Signalen durch verstärkte Transformation erneuerbaren Stroms in molekülbasierte Energieformen zur Verwendung in Industrie, Wärmesektor, Mobilität und zur Langzeitspeicherung mit reduzierter Importabhängigkeit.

Erste zentrale Schlüsselmaßnahme ist die Bildung einer neuen gemeinsamen Strompreiszone aus DK1 und SH (Dänemark West zusammen mit Schleswig-Holstein) zur NordicTwinSeaZone NTSZ mit einer Erweiterung um Hamburg.

1. Management Summary

Ergebnisse in Kürze:
Die Fraunhofer-IEE-Szenarienanalyse für 2030 zeigt eindeutig: Die Einführung einer gemeinsamen Strompreiszone aus DK1 plus Schleswig-Holstein und Hamburg in Kombination mit mindestens 3 GW flexibler Elektrolyse führt zu einem strukturell stabileren, kosteneffizienteren und resilienteren Energiesystem. Der durchschnittliche Strompreis sinkt um rund 4 %, extreme Preisspitzen werden marktlich um ein Drittel reduziert, negative Preise gehen um 35 % zurück, während gleichzeitig EE-Abregelung in Schleswig-Holstein um 75 % und Redispatch bundesweit um ca. 1 TWh pro Jahr sinken. Zugleich stabilisieren sich die Marktwerte erneuerbarer Energien deutlich (Wind Onshore: +6 €/MWh gegenüber reiner Zonenteilung). Die Zone erfüllt dauerhaft das RED-III-90-%-Kriterium und ermöglicht Elektrolyseuren über 5.000 Volllaststunden, womit grüner Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen, planbaren Preisen in Europa erzeugt werden kann. Für Deutschland wird die heimische, inländische Wasserstoffproduktion zu wettbewerbsfähigen Preisen von 3-5€/kg Wasserstoff (90-150€/MWh) als Mittelwert eines 20-Jahres-Kontraktes möglich.

Strategischer Mehrwert:
Die NordicTwinSeaZone etabliert erneuerbaren Strom nicht mehr als Endprodukt, sondern als Ausgangspunkt integrierter Wertschöpfungsketten in den Bereichen Wasserstoff, PtX, Wärme und Speicherung. Durch die Bündelung komplementärer Erzeugungsportfolios (Onshore- und Offshorewind, Solar, Biomasse) mit Batteriespeichern, Elektrolyseuren und Wärmeinfrastrukturen entsteht ein europäischer Flexibilitäts- und Wertschöpfungsraum, der Preissignale glättet, Netzengpässe reduziert und Investitionssicherheit schafft. Die regionale Entnahme von bis zu 3 GW Strom reduziert nachweislich die abgeregelten oder dem Redispatch zugeführten Strommengen und entlastet damit die Netzengpässe und Verbraucher in Deutschland.

Nutzen für Wirtschaft, Industrie und Verbraucher:
Industrie und Großverbraucher profitieren von einem deutlich erweiterten nutzbaren Preisband mit mehr als 200 zusätzlichen Stunden pro Jahr unter marktfähigen Preisniveaus. Rechenzentren, Grundstoffindustrie und Power-to-X-Anwendungen erhalten planbare Energiepreise, hohe Versorgungssicherheit und nahezu klimaneutrale Produktionsbedingungen. Verbraucher werden vor extremen Preissignalen geschützt, ohne die Erlöse der EE-Produzenten zu gefährden.

Systemische und politische Relevanz:
Die NTSZ adressiert alle Kernziele des ACER-Bidding-Zone-Reviews: höhere Marktliquidität, effizientere Preisbildung, geringere Redispatch-Kosten in Deutschland und eine bessere Integration erneuerbarer Energien. Für Hamburg erleichtert sie den Weg zur Klimaneutralität durch Einbindung der Region in eine Zone mit 90% erneuerbarem Strom. Die Vision verstärkt die europäische Energiesouveränität, reduziert Importabhängigkeiten fossiler Energieträger und erhöht die Resilienz in Krisensituationen.

Fazit:
Die NordicTwinSeaZone ist kein rein regulatorisches Projekt, sondern ein marktbasiertes industrie- und energiepolitisches Zielbild für Europa ab 2030. Sie verwandelt erneuerbare Erzeugung konsequent in dauerhafte Wertschöpfung, stabilisiert Preise und Erlöse und positioniert die Region als Green Energy Hub für grünen Wasserstoff und Moleküle. Das 3-GW-Elektrolyse-Szenario erweist sich dabei als klarer systemischer und wirtschaftlicher Optimumspfad in der neuen Stromzone.

2. Projektziel

Die NordicTwinSeaZone (NTSZ) soll als europäische Modellregion zeigen, wie erneuerbare Energien systematisch in stabile Wertschöpfungsketten mit flüssigen oder gasförmigen Energieträgern überführt werden können. Ziel ist es, Markt- und Preisstabilität für Strom, Wasserstoff, Wärme und grüne Moleküle zu schaffen und damit langfristige Energieversorgungssicherheit und wirtschaftliche Entwicklung zu ermöglichen. Die qualitativen Ausgangsüberlegungen sind mit einer konkreten Szenarienanalyse durch Simulations-Berechnungen des Fraunhofer-Instituts IEE quantitativ bestätigt worden.

Kern ist die Bildung einer gemeinsamen Strompreiszone aus DK1, Schleswig-Holstein und Hamburg. Sie schafft marktorientierte Preissignale, reduziert Netzengpässe und erhöht die Liquidität im regionalen Strommarkt. Dadurch entsteht ein Marktumfeld, das erneuerbaren Strom nicht als Endprodukt versteht, sondern als Ausgangspunkt einer integrierten Wasserstoff- und PtX-Industrie.

Durch die gezielte Umwandlung erneuerbarer Energie in Wasserstoff entstehen planbare und saisonal speicherbare Energieträger für Industrie, Wärmeversorgung, Mobilität und Rechenzentren. Dies stabilisiert das Energiesystem, vermeidet weitestgehend Abregelungen und Redispatch, senkt die Importabhängigkeit Europas und stärkt die regionale Versorgungssicherheit in Krisensituationen.

Die NTSZ bietet zudem attraktive Investitionsbedingungen für energieintensive Industrien und neue Rechenzentren. Geringe Preisvolatilität, hohe EE-Verfügbarkeit sowie die Kopplung mit Wärme- und Wasserstoffinfrastrukturen ermöglichen kosteneffiziente und nahezu klimaneutrale Produktion. Rechenzentren profitieren zusätzlich von stabilen Lastprofilen, günstigen Grünstrompreisen und nutzbarer Abwärme.

Die Empfehlung von ACER eröffnet Schleswig-Holstein die Chance gemeinsam mit DK1 und Hamburg eine führende Rolle in der europäischen Energiewende einzunehmen. Die im Konzept beschriebene Anbindung an die Strompreiszone Dänemark West zum Jahreswechsel 2029/2030 ist ein strategischer Schritt für faire Strompreise, größere Verbraucherstrukturen und eine beschleunigte Energiewende. Gleichzeitig stärkt die Zone den wettbewerbsfähigen, integrierten Strommarkt in Nordeuropa.

Sobald die Zone dauerhaft das RED-III-Kriterium von 90 % erneuerbarer Erzeugung physisch erfüllt, kann die Erweiterung auf Hamburg zeitnah erfolgen. Der vereinfachte Zugang zu Strom mit sehr hohem Grünstromanteil würde Hamburgs ambitionierte Klimaneutralitätsziele maßgeblich unterstützen.

3. Hintergrund

Deutschland verfügt derzeit über eine einheitliche Strompreiszone, während Dänemark seit langem zwei Zonen (DK1/DK2) betreibt. Schleswig-Holstein ist einer der größten Erzeuger erneuerbarer Energien in Europa, profitiert jedoch aufgrund der einheitlichen deutschen Zone nicht von seinen niedrigen regionalen Erzeugungskosten. Gleichzeitig belasten Netzengpässe und zunehmende Abregelungen sowohl die Wirtschaftlichkeit neuer Anlagen als auch die Integration weiterer Erzeugung.

Die EU verfolgt seit Jahren das Ziel, durch differenzierte Preiszonen Netzengpässe zu reduzieren, Redispatch-Kosten zu senken und Investitionsanreize besser an realen Netzbedingungen auszurichten. Vor diesem Hintergrund schafft die NordicTwinSeaZone ein Modell, das Erzeugung, Verbrauch und Marktmechanismen über nationale Grenzen hinweg effizient verknüpft. Die Simulationen zeigen eine massive Reduktion von Abregelung und Redispatch in den Netzen.

Die Zone bettet die komplementären erneuerbaren Portfolios beider Regionen – Offshorewind, Onshorewind, Solar und Biomasse – in ein gemeinsames Marktgebiet ein. Ergänzt durch flexible Verbraucher wie Elektrolyseure, Batteriespeicher, Wärmespeicher und perspektivisch große Rechenzentren entsteht ein integriertes Energiesystem, das Schwankungen im Stromangebot ausgleicht und Lastspitzen glättet.

Die NTSZ ist besonders relevant für die deutsche und europäische Energiepolitik, weil sie strukturelle Engpässe adressiert: Ohne flexible Großverbraucher in Norddeutschland wären weitere EE-Zubauten in bestimmten Netzgebieten Deutschlands wegen begrenzter Netzkapazitäten im Übertragungsnetz kaum noch wirtschaftlich realisierbar. Gleichzeitig fehlt der Zugang zu regionalen PtX-Wertschöpfungsketten, obwohl die nötigen Erzeugungspotenziale vorhanden sind.

Durch die regionale Verarbeitung erneuerbarer Energie entstehen resiliente, geopolitisch unabhängige Energieträger. Dies stärkt die europäische Energiesouveränität, indem Importe fossiler Molekülenergien schrittweise ersetzt werden. In Krisenzeiten – etwa bei dem Ausfall internationaler Lieferketten, extremen Preissprüngen oder geopolitischen Spannungen – kann die Zone Energie lokal bereitstellen und Versorgungssicherheit gewährleisten.

Mit ihrem hohen EE-Anteil (deutlich vor 2030 ≥ 90 %) bildet die Zone zudem eine robuste Grundlage für industrielle Anwendungen und Exportmodelle. Sie verbessert die Wirtschaftlichkeit neuer EE-Anlagen, unterstützt die Integration der deutschen Wasserstoffstrategie und schafft einen europäischen Referenzmarkt für grüne Molekülproduktion.

Die NTSZ erhöht die europäische Resilienz auf vier Ebenen:

1. Organisatorisch: Die Umwandlung von grünem Strom in grüne Moleküle führt zu stabilen, gleichmäßigen Mengen und Preisen und verringert durch reduzierte Importabhängigkeiten bei flüssigen und gasförmigen fossilen Brennstoffen die Abhängigkeit in Stress- und Krisensituationen.

2. Technisch-systemisch: Diversifizierte EE-Erzeugung (Onshore/Offshore/Solar/Biomasse) plus Flexibilitäten (Batterien, Elektrolyse, Wärmespeicher) glätten Last- und Preisprofile, reduzieren Redispatch und fangen niedrige/negative Preise ab. In Dunkelflauten stützen H_2- und Wärmespeicher sowie grenzüberschreitender Handel die Versorgungssicherheit.

3. Marktlich-ökonomisch: Mehr Liquidität und marktorientierte Preissignale in der gemeinsamen Zone mindern extreme Preissprünge; die Kopplung von Strom, H_2 und Wärme verstetigt Erlöse (Erzeuger) und senkt Kostenrisiken (Verbraucher/Industrie).

4. Räumlich-infrastrukturell: Bestehende und geplante 380-kV-Achsen (u. a. Westküstenleitung/Mittelachse) sowie Interkonnektoren erweitern den Austauschraum; Offshore-Anlandungen und perspektivische hybride Konverter stärken die internationale Einbindung

4. SWOT für Verbraucher, Industrie und Stromproduzenten in Schleswig-Holstein, DK1 und HH

Stärken	Schwächen
• Optimierte Marktstruktur, verbesserte Liquidität in DK1, europäische Vernetzung mit Stabilisierung der Bedarfskurve in DK1 und SH (z.B. an nationalen Feiertagen oder im Last-Tagesverlauf) • Starke EE-Erzeugung in unterschiedlichen zeitlichen und örtlichen Portfolien (DK1=Offshorewind+Biomasse+KWK und SH mit Onshorewind+Solar) • Stärkung der europäischen Marktintegration und Marktflexibilität • Gemeinsame Einhaltung des 90%-EE-Anteils gemäß REDIII • Verdopplung der Volllaststunden für Elektrolyseure auf theoretisch >8000h, Entfall der Zusätzlichkeit, der zeitlichen und der örtlichen Korrelation • Verstetigung der Erlöse bei den Erzeugern und zusätzliche Erlössituation in der Engpassregion SH • vielfältige internationale Kabel-Interkonnektoren mit in Summe >4 GW plus inländische 380KV • Politische Unterstützung in Kiel und Brüssel möglich	• Einmalige Regulierungshürde • Preisunterschiede zu Nachbarzonen möglich • EU-Genehmigung erforderlich • Anpassung Mechanismus der EEG-Marktprämie nötig • Vorrübergehende Ertragsminderung bei den Marktpreisen bis neue Elektrolyseure und Rechenzentren in Betrieb sind oder Hamburg hinzukommt. Marktprämien bleiben hingegen bestehen • Merit-Order könnte in Krisenzeiten zu Marktversagen führen • Verschiebung der Netzgrenze an die Elbe nötig wie bei ACER Variante DE5 ohnehin vorgeschlagen
Chancen	**Risiken**
• Vorteile für Verbraucher und Industrie in DK1 und SH durch Glättung und Kappung der Peak-Preiskurven • DK1 und SH werden ein Green Energy Hub für Europa und können gemeinsam H2 für Deutschland herstellen • Pilotregion in Europa und SH als grüne 90%-Nachbarzone ggü. Rest-Deutschland (laut REDIII) • Starker Anreiz für zusätzliche Investoren und Sicherstellung der Versorgung mit grünem Strom in DK und SH • Power-to-X und E-Fuel-Erzeugung, Ansiedlung von Elektrolyseuren und Elektro-Nahwärmespeichern zur Vermeidung weiterer Abregelungen • Günstige regionale Abwärmemöglichkeiten für grüne Nahwärme und lokale Wärmewende • Möglichkeit der Überbauung bestehender Netzanschlüsse mit doppelter Windkraft-Leistung und flexiblem Elektrolyseur • Wirtschaftliche Realisierung neuer EE-Anlagen in der Engpassregion SH und weiteren Teilen Deutschlands • Weiterbetrieb der Ü20-Anlagen als EE-Lieferant für Elektrolyseure • Verminderung niedriger oder negativer Preise durch Verstärkung und Flexibilisierung der Grundlast • Reduzierte Netzengpässe und geringere Redispatch-Kosten, stark zurückgehende Abregelung um 1 TWh • Erweiterung der NordicTwinSeaZone um Hamburg bei dauerhafter gemeinsamer Einhaltung des 90%-Kriteriums	• Verzögerungen bei Genehmigungen durch nationale und EU-Behörden • Technische Risiken noch zu prüfen • Unsicherheit über langfristige Preisentwicklung. • Beide Teilbereiche sind Nettoexporteure mit unterschiedlichen Zeitverläufen und physischen Konnektoren

Zur Beurteilung der SWOT ist es wichtig auf den Zeitraum ab ca. 2030 zu blicken und alle Argumente vor dem Hintergrund der dann geltenden Marktkonditionen zu bewerten. Eine marktwirtschaftliche Umsetzung würde einige Zeit und die Entwicklung sowie das Pricing neuer Terminkontrakte erfordern. Bis dahin würden sich Verbraucher und Produzenten entsprechend der neuen Möglichkeiten aufstellen können.

5. Vorteile der NTSZ für Deutschland und für die EU, ACER/BZR

NTSZ Stärken mit Deutschland-Bezug:

Deutlich weniger Redispatch: Ein stärkerer Verbrauch in SH bedingt durch regionale Preise und an das Marktgeschehen angepasster Verbrauch verringert auch den in Deutschland notwendigen Redispatch um ca. 1 TWh und reduziert die von allen Verbrauchern zu tragenden Redispatchkosten.

Vermeidung von Abregelung: Nutzung von fast 1 TWh Energiemengen aus der marktlichen Abregelung hin zu Wertschöpfung ermöglicht marktfähige Wasserstoffpreise für Industrie und Versorgungssicherheit für zukünftige H_2-Kraftwerke.

Deutlich reduzierter Strom über die Elbe: der in SH zusätzlich genutzte Strom reduziert und entlastet die Engpässe in Deutschland und ermöglicht den geplanten und gesteuerten Zubau geeigneter Erneuerbaren Anlagen in den Regionen Deutschlands. Die Abregelungsgrenze des in der Debatte stehenden Netzpaketes im Rahmen des Redispatch-Vorbehalts sollte daher großräumig nicht mehr zur Anwendung kommen müssen.

Marktfähiger Wasserstoffpreis: bedingt durch die günstigeren Produktionsbedingungen und die bessere Verteilung der CAPEX-Kosten kann für die Industrie und die Nutzung in Speichern und Kraftwerken inländischer Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen bereitgestellt werden. Der durch die Hochschule Flensburg berechnete Zielkorridor für in das Kernnetz eingespeisten Wasserstoff liegt bei 3- 5€/kg bzw 90-150€/MWh als Mittelwert eines 20-Jahres-Kontraktes.

NTSZ-Stärken mit EU und ACER-Bezug:

Zusätzlich bietet die NTSZ-Strategie erhebliche Stärken im Sinne des Bidding Zone Reviews 2025: Sie wahrt eine wirtschaftlich robuste Marktstruktur, fördert die Integration erneuerbarer Energien, erhöht die Marktliquidität, und stärkt Netzsicherheit – allesamt geforderte Schlüsselfaktoren der BZR-Methodik.

Zusätzlich nennt ACER die allgemeinen Zielnutzen gut definierter Zonen: mehr grenzüberschreitender Handel, effizientere Netzinvestitionen und kosteneffiziente Integration neuer Technologien.

Die NTSZ adressiert alle vier BZR-Kategorien mit klaren Stärken:
Sie erhöht Liquidität und Markteffizienz, mindert Engpässe und Redispatch, integriert P2X/Elektrolyseure kosteneffizient und stabilisiert Preise - exakt die Punkte, die ACER als Zielkorridor definiert.

Gruppe	NTSZ-Stärken	BZR-Nutzen
Marktstruktur & Liquidität	Größere Zone (DK1+SH), mehr Teilnehmer, stabilere Forward-Kurven	Höhere Marktliquidität, effizientere Preisbildung
Erneuerbare & Flexibilität	Hoher EE-Anteil (≥90%), komplementäre Portfolios, >8.000h für Elektrolyseure	Integration von RES, Kosteneffiziente Technologien (P2X, Speicher)
Netz & Handel	Starke Interkonnektoren (>4 GW), Überbauung bestehender Knoten	Mehr grenzüberschreitender Handel, Netzsicherheit
Preis- & Volatilitätsmanagement	Glättung von Preisspitzen, Nutzung negativer Preise, weniger Redispatch	Sozialer Wohlfahrtsgewinn, Stabilität
Investoren & Governance	Klare Preissignale, politische Unterstützung, Erweiterungsoption Hamburg	Investitionsanreize, robuste Umsetzung
Energiewende-Hub	Green Energy Hub für H_2, Nahwärme, Weiterbetrieb Ü20-Anlagen	Dekarbonisierung, Systemeffizienz

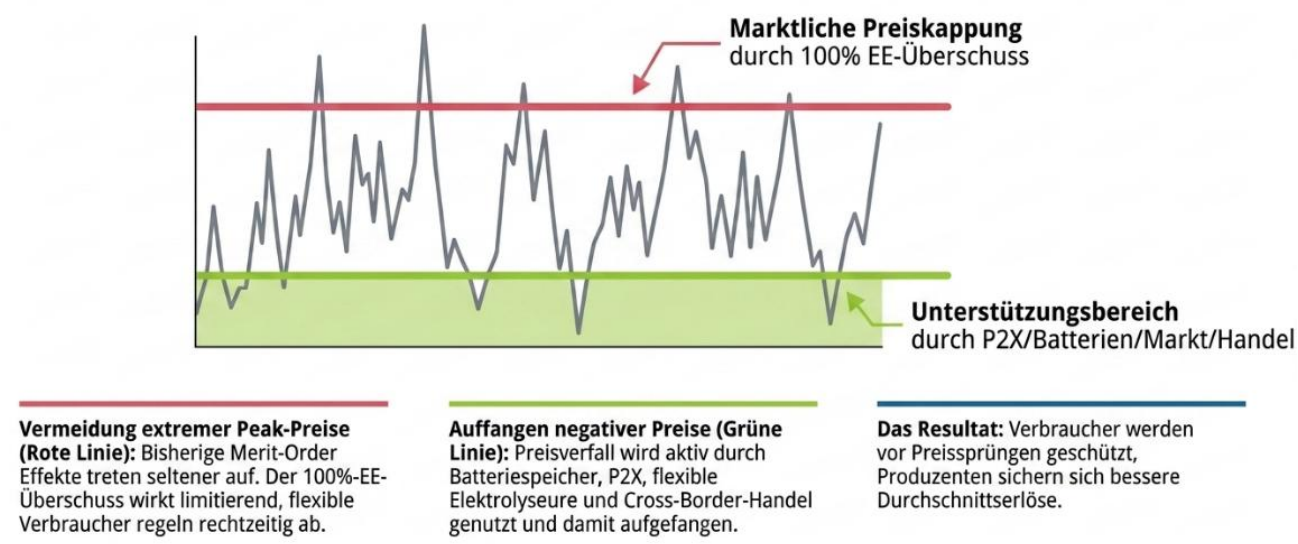
6. Energiewirtschaftliche und energierechtliche Auswirkungen

6.1. Entwicklungen und Verlauf der Strompreis-Struktur

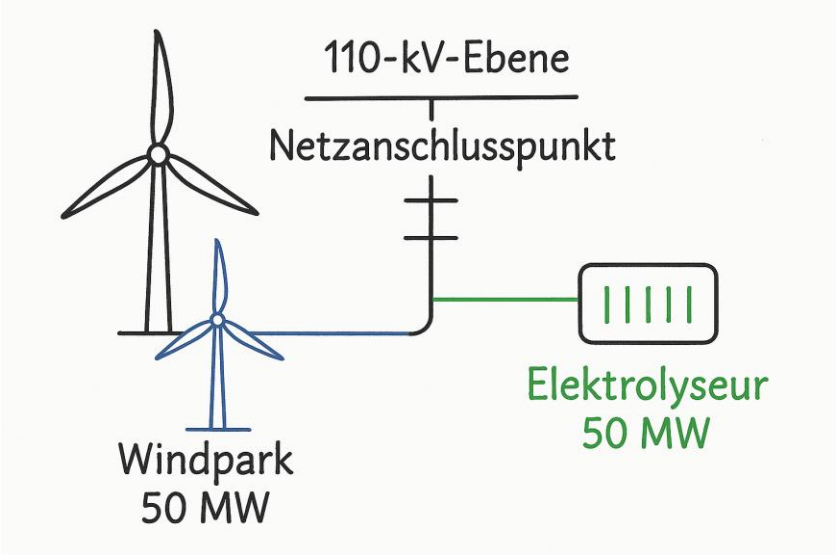
Durch den zu erwartenden verstärkten Einsatz von Batteriespeichern und marktgetriebenen P2X-Anwendungen (gerade auch flexible Elektrolyseure mit marktnahen Grenzkosten) bei gleichzeitig verstärkter EE-Produktion können in einer neuen Preiszone ab dem Zieljahr 2030 zwei Effekte auftreten. Beide werden den nutzbaren Preis-Raum für Verbraucher deutlich stabilisieren und erweitern und gleichzeitig im Marktwert für Erzeuger weniger Preispeaks abbilden:

- eine rote Widerstandslinie führt dazu, dass bisher bekannte Merit-Order Effekte weniger und seltener auftreten, da der 100%-EE-Überschuss nach oben limitierend wirkt und gleichzeitig flexible Verbraucher rechtzeitig aus dem Markt gehen. Es findet damit am oberen Ende der Preise eine marktliche Preiskappung (kein politscher Preisdeckel) statt.
- ein wiederkehrender Preisverfall in niedrige oder negative Preiszenarien wird durch einen Anlagen-spezifischen „hier grünen“ Unterstützungsbereich aufgegangen und vermieden, weil Batteriespeicher, P2X und flexible Elektrolyseure diese Preise aktiv nutzen. Ferner unterstützt weiter der Cross-Border-Handel aktiv im Unterstützungsbereich.

Damit profitieren sowohl Verbraucher als auch Produzenten von einem gleichmäßigeren Marktgeschehen. Für Verbraucher könnten hohe Peakpreise vermieden werden, ohne dass EE-Produzenten darunter leiden, weil in diesen Zeiten ohnehin EE-Anlagen wenig oder gar nicht einspeisen. Produzenten könnten durch das Auffangen niedriger oder negativer Preise einen besseren Durchschnittserlös erreichen.



B) Eine zusätzliche Überbauung von ursprünglichen Einspeise-Netzverknüpfungspunkten mit gleichzeitigem Betrieb von Elektrolyseuren und optionalem doppelten Windkraftausbau wird möglich.



Zu Beginn 1. bestehender oder konventioneller Netzanschluss zur 50MW-Windeinspeisung („schwarz“). In der neuen Strompreiszone 2. zusätzlicher Elektrolyseur („grün“) attraktiv wegen Einhaltung des 90%-Kriteriums vor dem Netzverknüpfungspunkt ohne Gleichzeitigkeit und ohne Zusätzlichkeit und 3. weiterer Windpark optional („blau“) möglich. Ein besonderer Vorteil entsteht für Elektrolyseure in einer 90%-Zone wegen der Verdopplung der Volllaststunden auf theoretisch über 8000h/Jahr.

6.2. Energierechtliche Auswirkungen

Am Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE) der Fachhochschule Westküste wurde die Umsetzbarkeit eines Gebotszonesplits aus energierechtlicher Sicht bewertet.
Eine Aufteilung der Stromgebotszone wird als grundsätzlich rechtlich möglich, jedoch nur im Rahmen umfassender gesetzlicher und europarechtlicher Anpassungen umsetzbar, betrachtet . Kurzfristig bestehen politische und regulatorische Hemmnisse, während mittelfristig bei veränderten Rahmenbedingungen Handlungsspielräume entstehen. Die NordicTwinSeaZone ist vor diesem Hintergrund teilweise bereits heute vorbereitbar (z. B. Infrastruktur und Wertschöpfungsketten), während ihre formale Umsetzung als eigenständige Stromgebotszone einen politischen und regulatorischen Rahmenwechsel voraussetzt.

Rechtlicher Handlungsbedarf in Deutschland (Auswahl wesentlicher Maßnahmen):

- Anpassung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Ermöglichung mehrerer Stromgebotszonen
- Initiierung bzw. aktive Begleitung eines EU-Bidding-Zone-Reviews (BZR)
- Abstimmung und Genehmigung im Rahmen der EU-Strombinnenmarkt- und Beihilferegeln
- Weiterentwicklung der EEG-Förderlogik (Marktprämie, Ausschreibungsdesign, Marktwerte)
- Anpassung von Industrie-Kompensationsmechanismen (z. B. Strompreiskompensation)
- Systematische Integration der RED-III-90 %-Regeln für Wasserstoff in nationale Umsetzung
- Flankierende Anpassungen bei Netzentgelten und Strommarkthandel
- Schaffung von Übergangsregelungen zur Wahrung von Investitions- und Planungssicherheit

7. Vision 2030 – Ergebnisse einer Fraunhofer-IEE-Szenarienanalyse

Zur vertieften quantitativen Bewertung der NordicTwinSeaZone (NTSZ) wurde mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (IEE) eine detaillierte Szenarienanalyse für das Zieljahr 2030 durchgeführt.

Im Gegensatz zu rein retrospektiven Status-quo-Studien der Vergangenheit bildet die Analyse explizit zukünftige Markt- und Infrastrukturentwicklungen ab und liefert damit einen belastbaren Forecast für die energieökonomische Wirkungsweise der NTSZ. Neben den geplanten Erweiterungen der Infrastruktur wurden starke Aktivitäten der Marktteilnehmer in beiden Regionen DK1 und SH+HH eingeplant. Dazu zählen Batteriespeicher, Rechenzentren, Großwärmepumpen, flexible Elektrolyseure und Erweiterungen der EE-Erzeugungsanlagen.

7.1. Methodik und Szenarienrahmen

Analyse basiert auf einem stündlich aufgelösten, ganzzahlig-linearen Optimierungsmodell (8760 h), das den Strommarkt unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen, Kraftwerkseinsatz, erneuerbarer Erzeugung sowie flexiblen Verbrauchern abbildet. Zielgröße ist die Minimierung der Systembetriebskosten, die Reduzierung der Verbraucherkosten und die Beibehaltung der Erzeuger-Marktwerte unter realistischen Netz-, Markt- und Technologieannahmen für 2030.

Untersucht wurden vier klar abgegrenzte Kernszenarien:

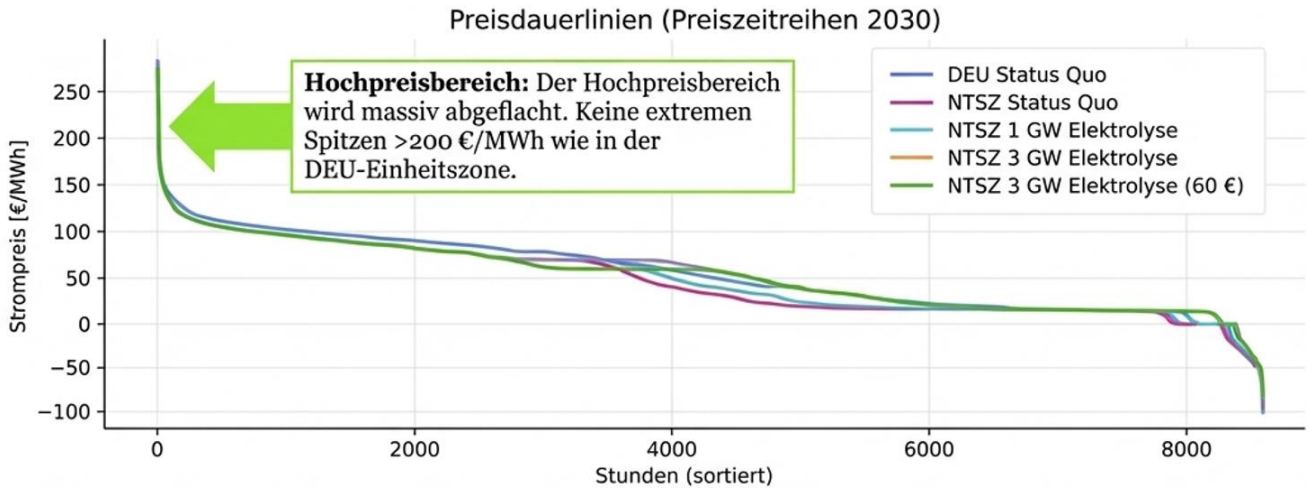
1. DEU Status quo – heutige deutsche Einheitszone
2. NTSZ Status quo – reine technische Zonenteilung (SH, HH, DK1) ohne neue Nachfrage
3. NTSZ + 1 GW Elektrolyse – begrenzte Flexibilisierung
4. NTSZ + 3 GW Elektrolyse (60 €/MWh Grenzpreis) – skalierte Flexibilität mit marktlicher Preiskappung

7.2. Modellansatz und Annahmen

Zentrale Annahmen für die NTSZ im Zieljahr 2030 sind u. a.:

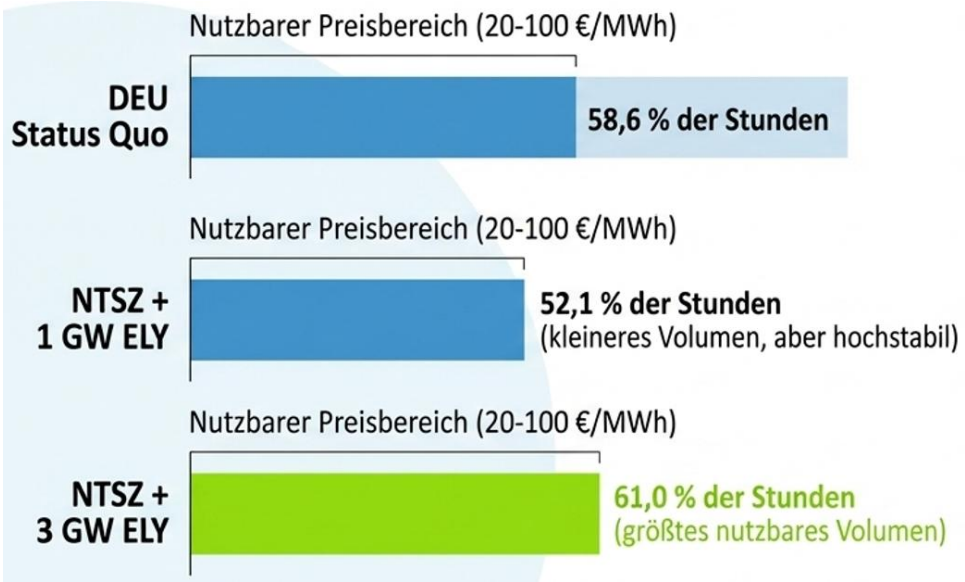
- EE-Anteil an der Stromerzeugung: > 91 %,
- Bestehende Elektrolysekapazitäten als Status Quo: 1,1 GW in SH/HH und 0,9 GW in DK1,
- Geplante und realisierte Batteriespeicher: 2,7 GW,
- Netto-Stromexport der Zone: > 17 % der Erzeugung,
- Elektrolyse als systemische Flexibilität mit Preisobergrenzen des Strombezugs von 60–70 €/MWh bei Erfüllung des RED-III-Kriteriums (≥ 90 % EE).

7.3. Auswirkungen auf Strompreise



Die Szenarien zeigen eindeutig, dass erst ein Elektrolyse-Ausbau ab 3 GW die gewünschte systemische Stabilisierung erzeugt:

- Der mittlere Strompreis für Verbraucher sinkt von 52,9 €/MWh (DEU) auf 50,9 €/MWh (NTSZ + 3 GW) (-3,9 %)
- Gleichzeitig verbreitert sich der nutzbare Preisbereich für Industrie und Großverbraucher deutlich um 3% pro Jahr. Dies entspricht über 250 zusätzlichen Stunden.
- Anteil negativer Stunden (≤ 0 €/MWh): 8,9 % → 5,4 % (-35 % Zeitanteil pro Jahr)
- Anteil der Stunden ≤ 100 €/MWh:87,1 % → 91,8 % (+4,7 PP) entspricht +33% mehr Stunden
- Extreme Hochpreisspitzen werden marktlich begrenzt, ohne regulatorischen Preisdeckel. Dieser Preisanteil geht um 33% zurück.



Interpretation: Die NTSZ wirkt marktlich wie ein integrierter Flexibilitätsraum, in dem erneuerbarer Überschussstrom nicht verdrängt, sondern wertschöpfend genutzt wird. Die Elektrolyse wirkt dabei wie ein dynamischer Systemdämpfer: Sie verlässt den Markt freiwillig oberhalb von 60 €/MWh und ersetzt Redispatch durch marktliche Laststeuerung. Nicht der absolute Tiefstpreis, sondern Planbarkeit und Volllastfähigkeit wird zum entscheidenden Standortvorteil – insbesondere für Rechenzentren, PtX-Industrie und Grundstoffprozesse. Errechnete Marktpreise sind rein netto und ohne Inflation bis zum Zieljahr 2030 berechnet.

7.4. Marktwerte erneuerbarer Energien: Stabilisierung statt Zufallserlöse

Die neue Analyse differenziert klar zwischen kurzfristiger Preissenkung und langfristiger Erlössicherheit. Ohne zusätzliche flexible Nachfrage sänken die Marktwerte für Wind und PV in der Nordzone zunächst:

- Wind: –3,5 €/MWh gegenüber Einheitszone,
- PV: +0,6 €/MWh (leicht stabilisiert durch Tagesgang).

Mit zunehmender Elektrolyseleistung würde sich dieser Effekt umkehren:

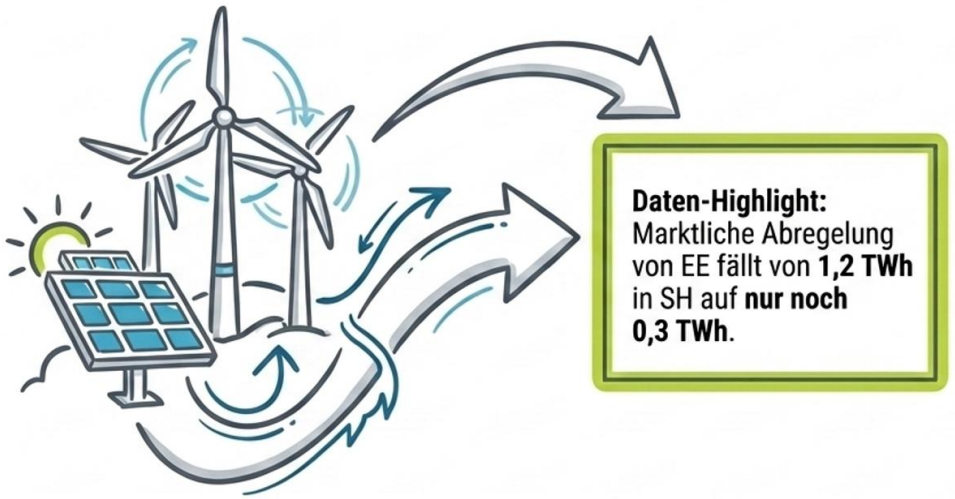
- Elektrolyse stabilisiert die EE-Marktwerte,
- Erlösrisiken für Erzeuger werden reduziert,
- Marktwert Wind Onshore:
    - NTSZ ohne Elektrolyse: 35,0 €/MWh
    - NTSZ + 3 GW Elektrolyse: 40,8 €/MWh

- Elektrolyse fungiert als dauerhafte lokale Nachfrage, die:
    - Dumpingpreise abfängt,
    - Marktwerte stabilisiert,
    - die Finanzierbarkeit neuer EE-Anlagen deutlich verbessert.

7.5. Abregelung und Redispatch: Strukturbruch statt Symptombekämpfung

Die Fraunhofer-Simulationen zeigen eine strukturelle Entlastung des Stromsystems. Ein zentrales Ergebnis der Szenarienanalyse ist die massive Reduktion systemischer Ineffizienzen:

- Marktliche EE-Abregelung in Schleswig-Holstein sinkt von 1,2 TWh/a auf 0,3 TWh/a (-75 %)
- Redispatch-Mengen reduzieren sich bundesweit um rund 1 TWh pro Jahr.
- Netzengpässe werden durch Marktmechanismen sichtbar und effizient bewirtschaftet, statt nachgelagert kostenintensiv korrigiert zu werden.



Damit ersetzt die NTSZ Redispatch durch Marktmechanik, Verbrauch des Stroms und Wertschöpfung, nicht durch zusätzliche Subventionen oder pauschale Eingriffe.

7.6. Elektrolyse und RED-III-Hebel: Verdopplung der Volllaststunden

Ein struktureller Schlüssel der NTSZ ist das dauerhafte Erreichen und gesicherte Überschreiten des 90-%-EE-Kriteriums. Der zentrale Effekt der NTSZ liegt in der deutlich verbesserten Wirtschaftlichkeit der Elektrolyse:

- Erhöhung der Auslastung um +110 % bis +136 % gegenüber der deutschen Einheitszone,
- Elektrolyseure dürfen > 8.000 Volllaststunden/Jahr betrieben werden und erreichen in der neuen Stromgebotszone bei Grenzkosten 60-10€ dennoch >5000h/Jahr
- ermöglicht Überbauung bestehender Netzanschlusspunkte,
- ohne Zusätzlichkeits-, Zeit- oder Ortsrestriktionen für Elektrolyseure.

Die Elektrolyse wird damit eine grundlastfähige industriepolitische Infrastruktur – nicht mehr nur ein Nebenprodukt von Überschussstrom. Elektrolyseure entwickeln sich von „Überschussnutzern“ zu tragenden Systemelementen mit Grundlastcharakter.

Systemische Gesamteinordnung und Fazit: Das 3-GW-Szenario als eindeutiges Optimum

Die Szenarienanalyse kommt zu einem klaren Schluss:

Nur das Szenario „NTSZ + 3 GW Elektrolyse (mit 60 € Grenzpreis)“ vereint niedrige Preise, hohe EE-Verwertung, stabile Erlöse und systemische Effizienz. Zu beachten ist, dass die 3GW-Bemessung im Verhältnis zur geplanten EE-Produktion in 2030 in die Bewertung einfließt. Sobald sich die installierte EE-Erzeugungsleistung maßgeblich ändert, sollte sich auch die Elektrolyse-Leistung darauf adaptieren.

Andere Varianten bleiben entweder:

- volatil (Einheitszone),
- instabil (reine Zonenteilung),
- oder nur punktuell wirksam (1 GW Elektrolyse).

Die Fraunhofer-IEE-Analyse belegt analytisch, dass die NordicTwinSeaZone:

- Strompreise und Systemkosten ohne politischen Preisdeckel senkt und stabilisiert,
- die Integration erneuerbarer Energien erhöht,
- Abregelung und Redispatch strukturell reduziert,
- den wirtschaftlichen Hochlauf von Wasserstoff und PtX ermöglicht
- einen robusten, investitionssicheren Rahmen für Industrie und Infrastruktur schafft,
- EE-Erlöse verstetigt,
- und die Region als Green Energy Hub Europas zur resilienten und preisstabilen Versorgung Europas mit grünen Molekülen positioniert.

Die NTSZ wandelt erneuerbare Erzeugung in dauerhafte industrielle Wertschöpfung um.

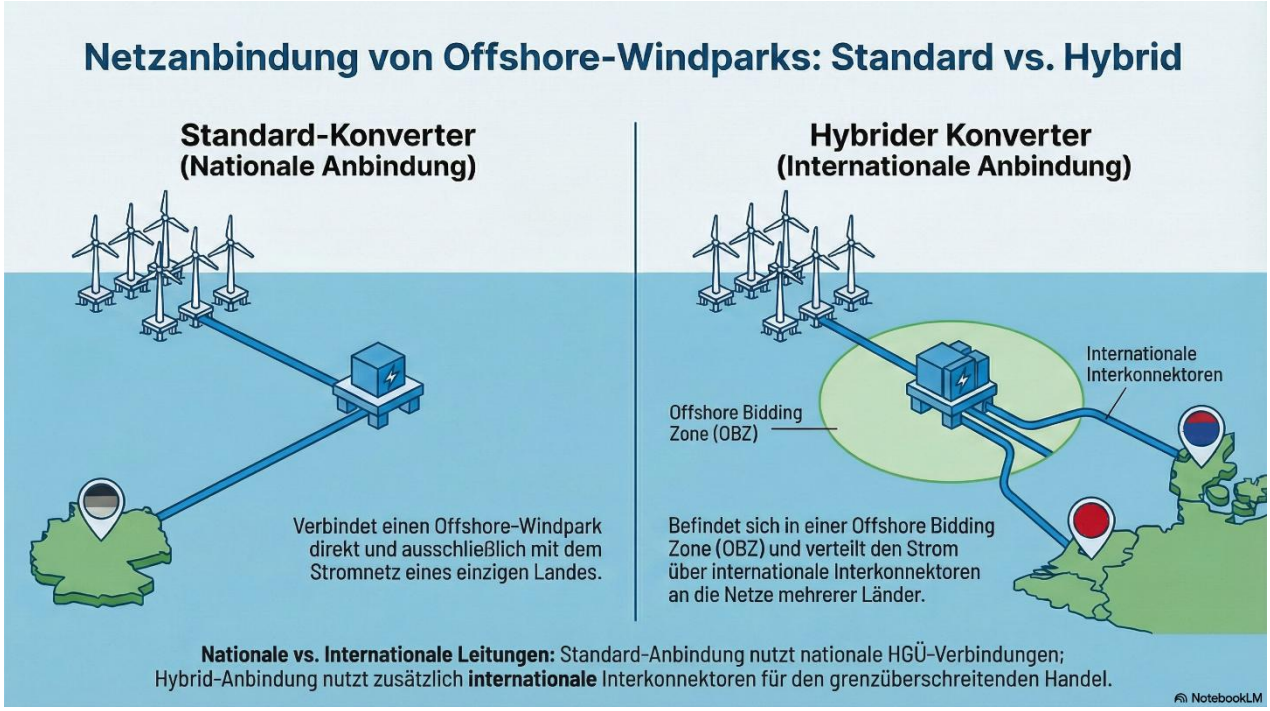
Damit bestätigt Fraunhofer IEE die NordicTwinSeaZone als ein marktbasiertes, europäisch skalierbares Zielbild für ein resilienteres Energiesystem ab 2030.

8. Anbindung und Kopplung mit der Offhore-Bidding-Zone OBD

Einen zusätzlichen Aspekt stellt die Offshore-Produktion in der Außenwirtschaftszone (AWZ) dar. Diese gehört bisher vollständig zur deutschen Preiszone, landet jedoch Energiemengen über zahlreiche überlagerte HGÜ-Verbindungen sowohl in Niedersachsen als auch in Schleswig-Holstein und möglichweise auch international an. Nach 2030 werden hybride Konverter mit integrierten Interkonnektoren z.B. nach Norwegen, Dänemark, Niederlande und UK zum Einsatz kommen. Damit entsteht ein internationales HGÜ-Netz über die AWZ hinaus. Letztlich wäre die AWZ damit mehrfach an unterschiedliche Strompreiszonen innerhalb und außerhalb der EU angebunden.

ACER empfiehlt in solchen Fällen die Bildung einer eigenen Offshore-Bidding-Zone OBZ. Diese wäre dann als Nachbarzone auch an die neue Strompreiszone DK1+SH angebunden. Laut ACER gehören insbesondere hybride Konverter in eine eigene OBZ während rein nationale HGÜ-Konverter (alter Bauart) zur jeweiligen regionalen Strompreiszone gehören. Damit würden zum Beispiel die vor 2030 bestehenden Offshore-Anlandungen am Heide-Hub und Büttel-Hub direkt zur neuen Stromgebotszone DK1+SH gehören. Diese Strommengen wären entsprechend zu bilanzieren, sofern sie nicht ohne Konverter und Übergang in die NTSZ direkt an andere Gebotszonen via HGÜ (SüdLink, SüdwestLink, Vorhaben 42 und 48) weitergeleitet werden.

Für die Scenarien-Analye von Fraunhofer sind diese Strommengen der OBZ vollständig an die deutsche Strompreiszone angebunden worden und sind daher auch nur dort Mengen- und Preisbildend. Die Offshoremengen wurden also nicht in Schleswig-Holstein bilanziert, um die Scenarien zunächst möglichst unbeeinflusst stabil zu halten. Sollten über die im Netzentwicklungsplan bekannten und von Fraunhofer berechneten Verbraucher hinaus zusätzliche ungeplante Neuansiedlungen großer Verbraucher stattfinden, können die Schleswig-Holstein anteilig zustehenden OBZ-Strommengen zukünftig der neuen Stromgebotszone übergeben und zugerechnet werden. Die berechneten Scenarien sind somit konservativ stabil.



9. Dialogpartner im Detail und zeitliche Abfolge

EE-Produzenten: watt_2.0 e.V., LEE.SH und Arge Netz sowie viele andere

Politik und Verwaltung in Dänemark: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet, Energinet.dk, Dansk Industri, Green Power Denmark, Erhvervshus Sydjylland, GESEK

Regionale Wirtschaft : IHK Flensburg, IHK Kiel und IHK Lübeck sowie HK Hamburg

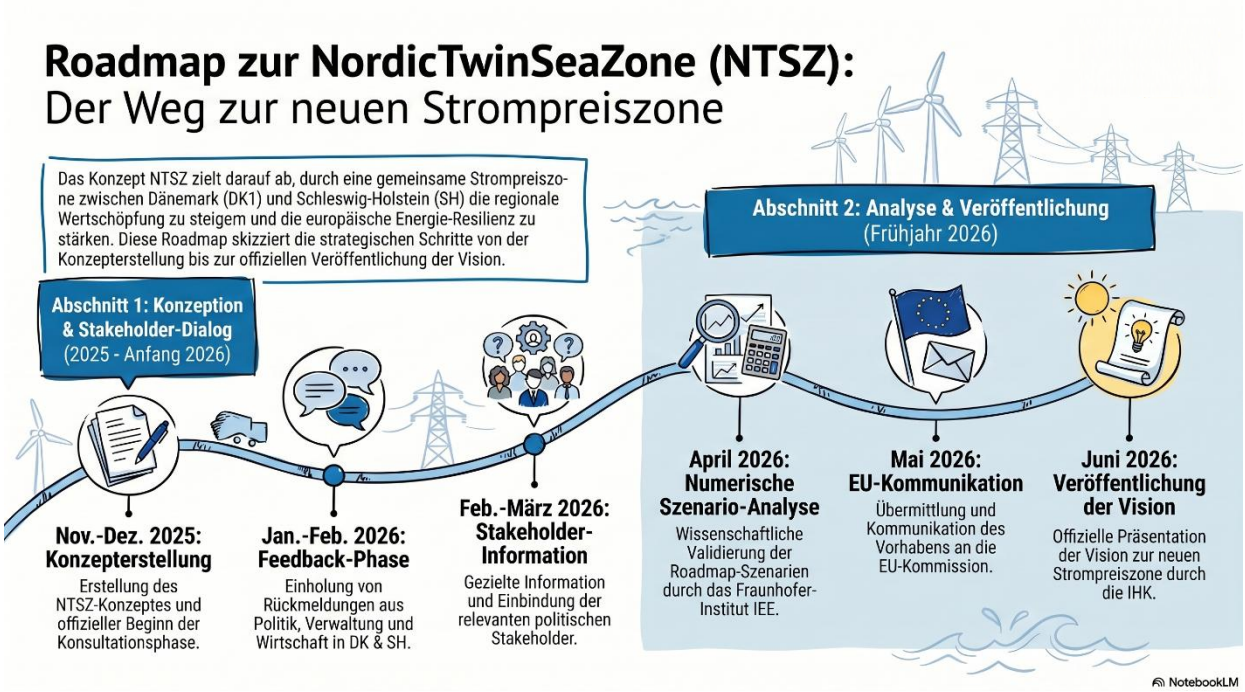
Politik und Verwaltung in SH: Landesregierung, MEKUN, MWVATT, MdLs

MdEP: regionale EU-Abgeordnete aus SH, HH und DK

EU: Generaldirektion Energie (DG Energy)

Berlin: BMWE und regionale Energie-Experten sowie MdBs

10. Roadmap



Ansprechpartner

Jan Peter Grigat
Referent Energiewirtschaft, CO2 und Offshore-Energie
+49461806460
janpeter.grigat@flensburg.ihk.de

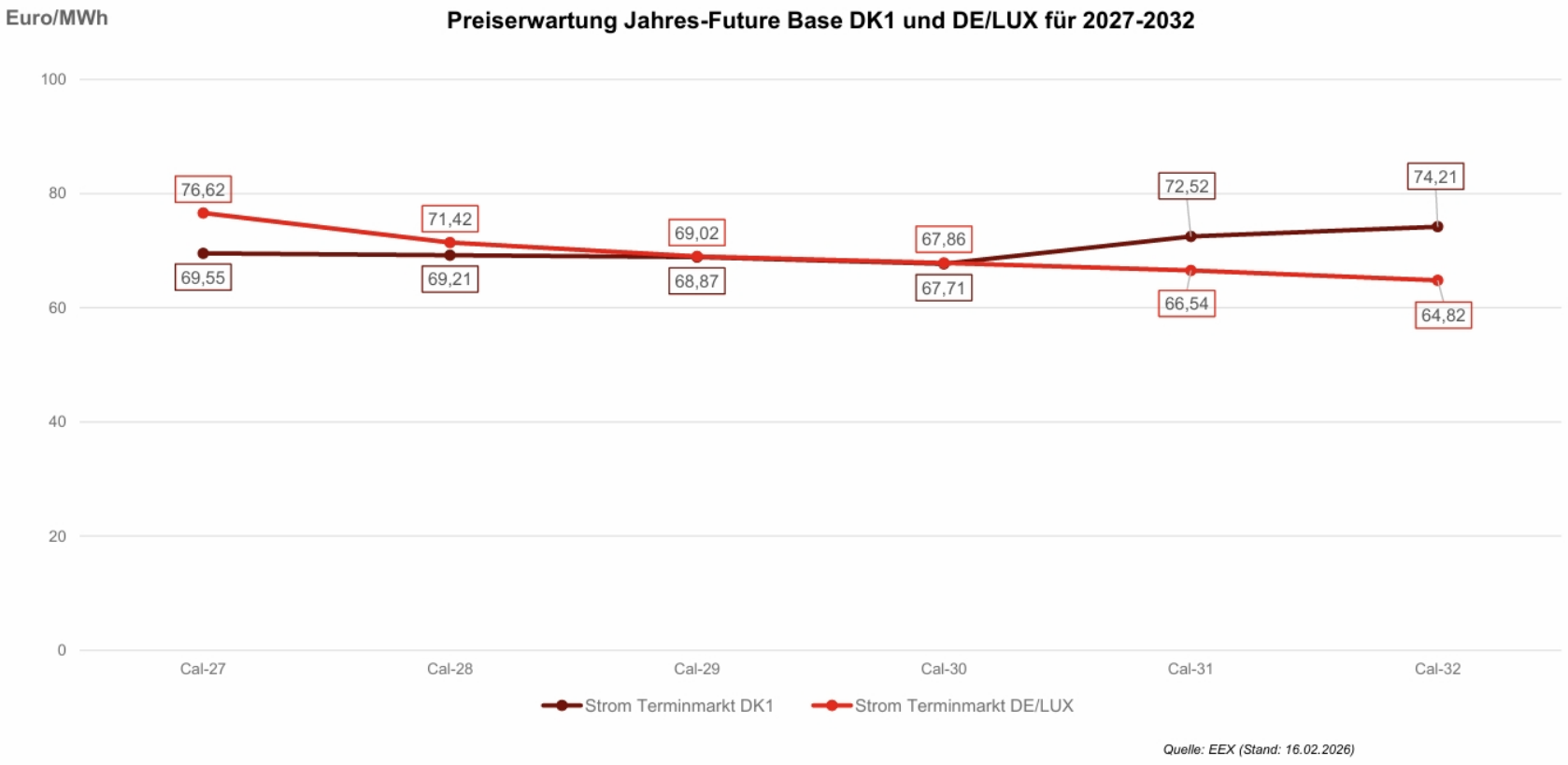
Björn Meyer
Geschäftsbereichsleiter Energie, Umwelt und Industrie
+49461806451
bjoern.meyer@flensburg.ihk.de

11. Anlagen: Prognose 2030 und historische Erzeugungsdaten 2024

GWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
SH Produktion gesamt	**24200**	**24713**	**25290**	**25933**	**26641**	**27414**	**28253**
Wind	**16700**	17285	17889	18516	19164	19834	20529
Wind Offshore 3,4% SH	**194**	0	0	0	0	0	0
Solar	**2200**	2398	2614	2849	3105	3385	3690
Biomasse	**2600**	2600	2600	2600	2600	2600	2600
Grau	**2700**	2430	2187	1968	1771	1594	1435
Menge EE	**21694**	**22283**	**23103**	**23965**	**24869**	**25819**	**26818**
Anteil EE %	**90**	**90,2**	**91,4**	**92,4**	**93,4**	**94,2**	**94,9**
	0						
DK1 Produktion gesamt	**22810**	**22975**	**23177**	**23416**	**23692**	**24002**	**24346**
Wind onshore	**9131**	9131	9131	9131	9131	9131	9131
Wind offshore	**6143**	6450	6773	7111	7467	7840	8232
Solar	**2696**	2763	2832	2903	2976	3050	3127
Biomasse	**2500**	2500	2500	2500	2500	2500	2500
EE-Abfall	**240**	240	240	240	240	240	240
Grau	**2100**	1890	1701	1531	1378	1240	1116
Menge EE	**20710**	**21085**	**21476**	**21886**	**22314**	**22761**	**23230**
EE-Anteil %	**91**	**91,8**	**92,7**	**93,5**	**94,2**	**94,8**	**95,4**
EE-Anteil DK1+SH	**90**	90,9	92,0	92,9	93,7	94,5	95,2
	0						
HH "Einspeisung" gesamt	**2740**	**2090**	**2090**	**2090**	**2090**	**2090**	**2090**
Wind	240	240	240	240	240	240	240
Wind Offshore	650	0	0	0	0	0	0
Solar	170	170	170	170	170	170	170
Biomasse/Biogas	180	180	180	180	180	180	180
Grau	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500
Menge EE	1240	590	590	590	590	590	590
EE-Anteil %	45	28	28	28	28	28	28
EE-Anteil DK1+SH+HH	88	88	89	90	91	92	93

Wechsel der Preisführerschaft mit Contango in DK1 und Backwardation in DE/LUX:

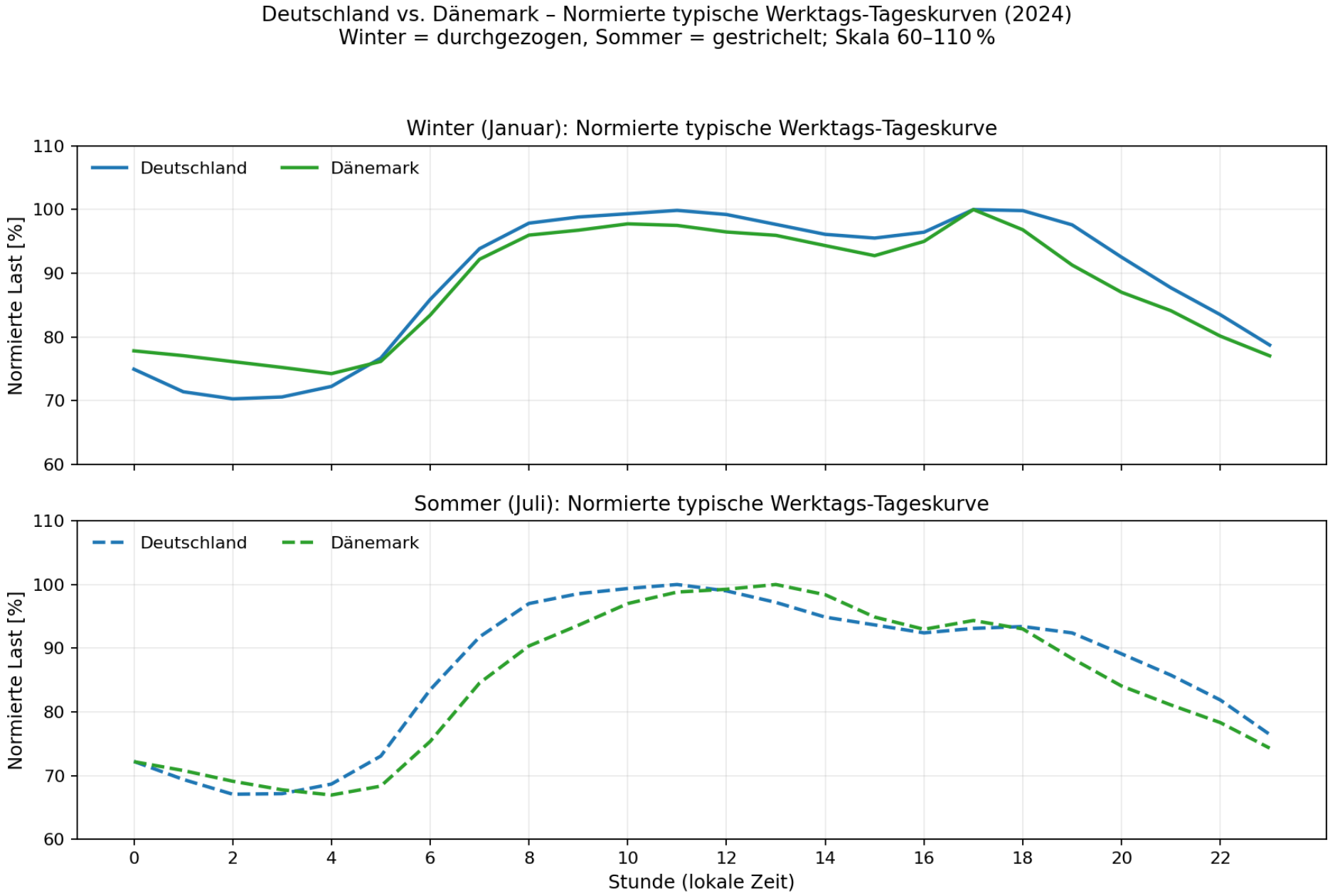
Price Forward Curve DE/LUX vs. DK1 (Abrechnungspreise 16. Feb 2026)



Quelle: EEX (Stand: 16.02.2026)

© EEX 2026

Internal

1

Tageslastgang im Vergleich