



IHK

Schleswig-Holstein

Flensburg · Kiel · Lübeck



NordicTwinSeaZone (NTSZ)

Management Summary: Eine marktbasierte Vision für
die europäische Energie- und Industriepolitik nach 2030

Stärkung der Resilienz und Souveranität durch regionale Energieproduktion

Strom als Ausgangspunkt einer umfassenden Wertschöpfungskette

Unabhängigkeit durch Grüne Moleküle



Die Transformation von EE-Strom zu grünen Molekülen (H₂, eFuels) reduziert die Abhängigkeit von fossilen Importen.



Erhöhte Versorgungssicherheit durch lokale Produktion von flüssigen und gasförmigen Brennstoffen.

Vermeidung von Risiken & Preisspitzen



Schutz vor extremen Preisschwankungen infolge internationaler Krisen.



Unabhängigkeit von anfälligen globalen Lieferketten und versperrten Transportwegen.

Das NTSZ Konzept

Die geografische und konzeptionelle Vision



The Paradigm Shift

Status Quo: Erneuerbarer Strom als volatiles Endprodukt.

- Netzengpässe
- Abregelung
- Preisspitzen

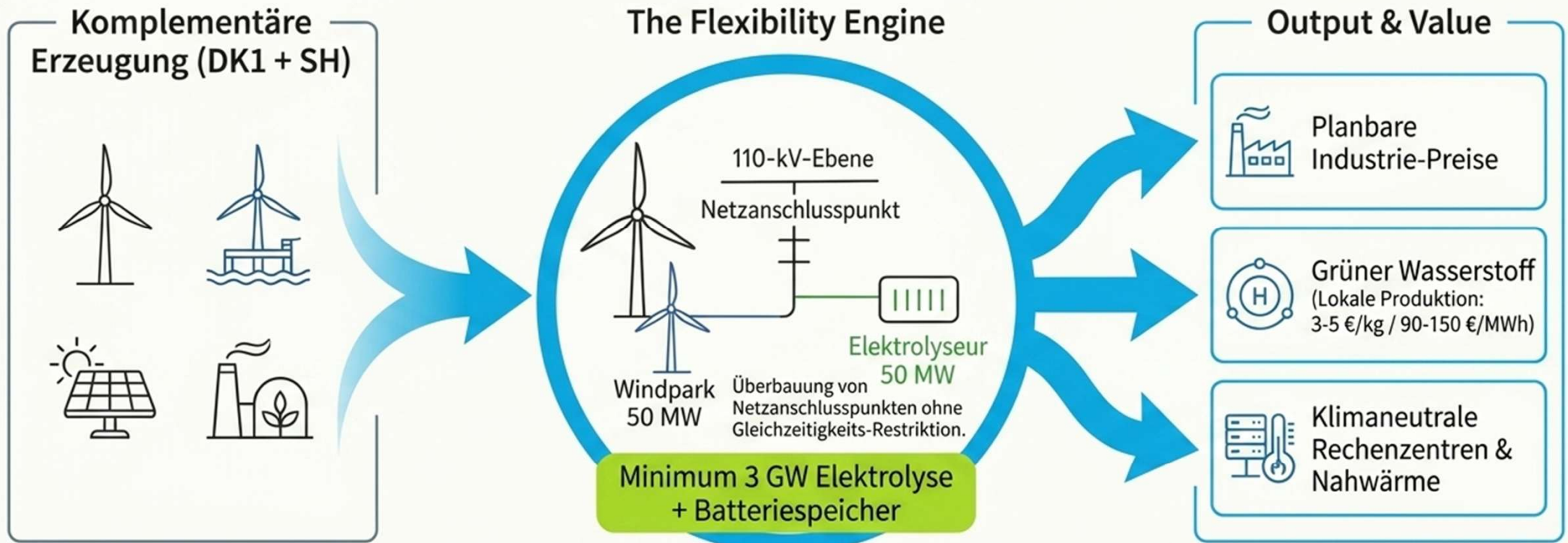
NTSZ Vision: Erneuerbarer Strom als Ausgangspunkt.

- Integrierte Wasserstoff-Wirtschaft
- Power-to-X & Wärme
- Stabile Industriepreise

Zielbild: Dauerhafte physische Erfüllung des RED-III-90%-Kriteriums für erneuerbare Erzeugung.

Die System-Mechanik

Von volatilen Elektronen zu grundlastfähigen Molekülen

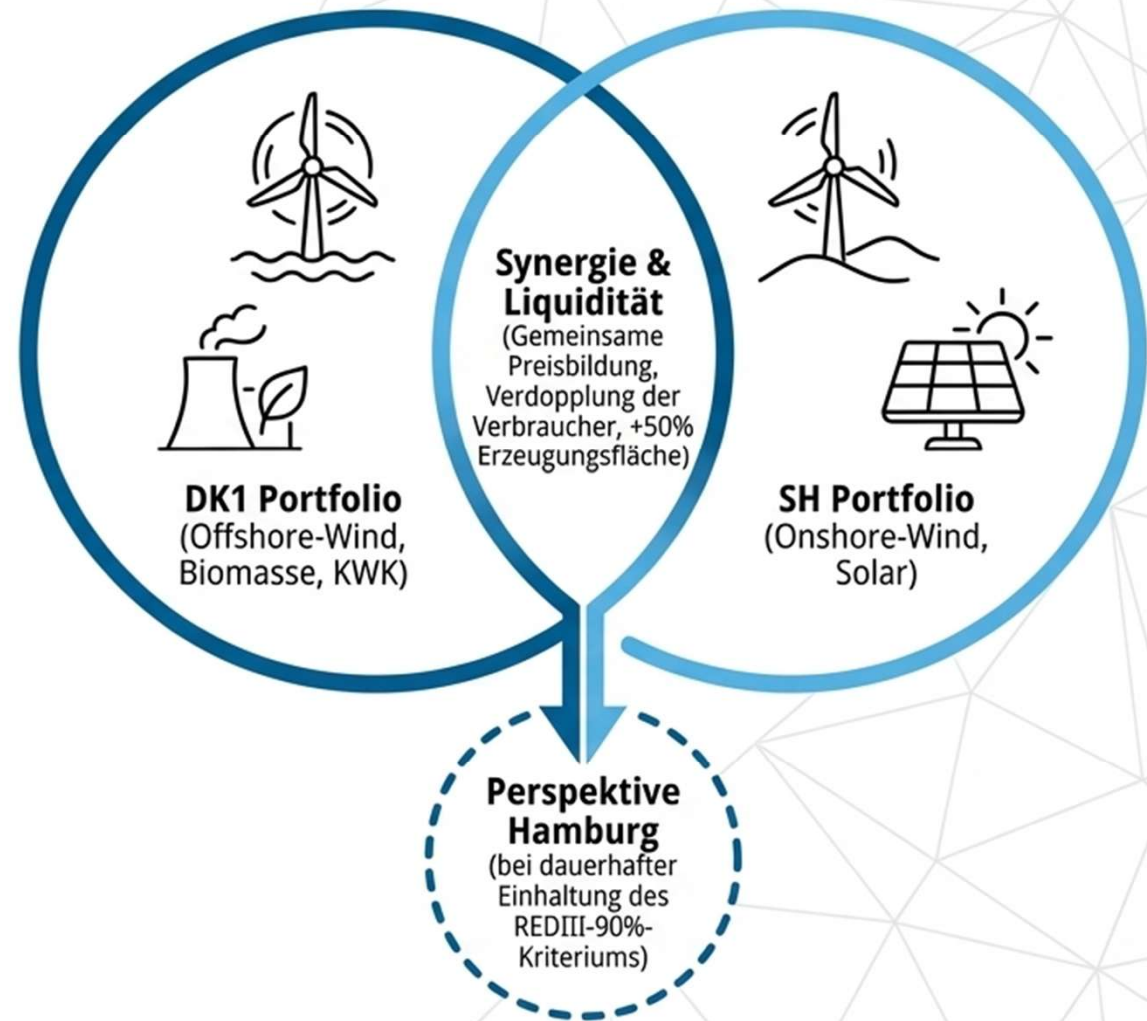


Die NTSZ ersetzt Redispatch durch Marktmechanik und direkte Wertschöpfung.

Die Mechanik: Eine gemeinsame Stromgebotszone

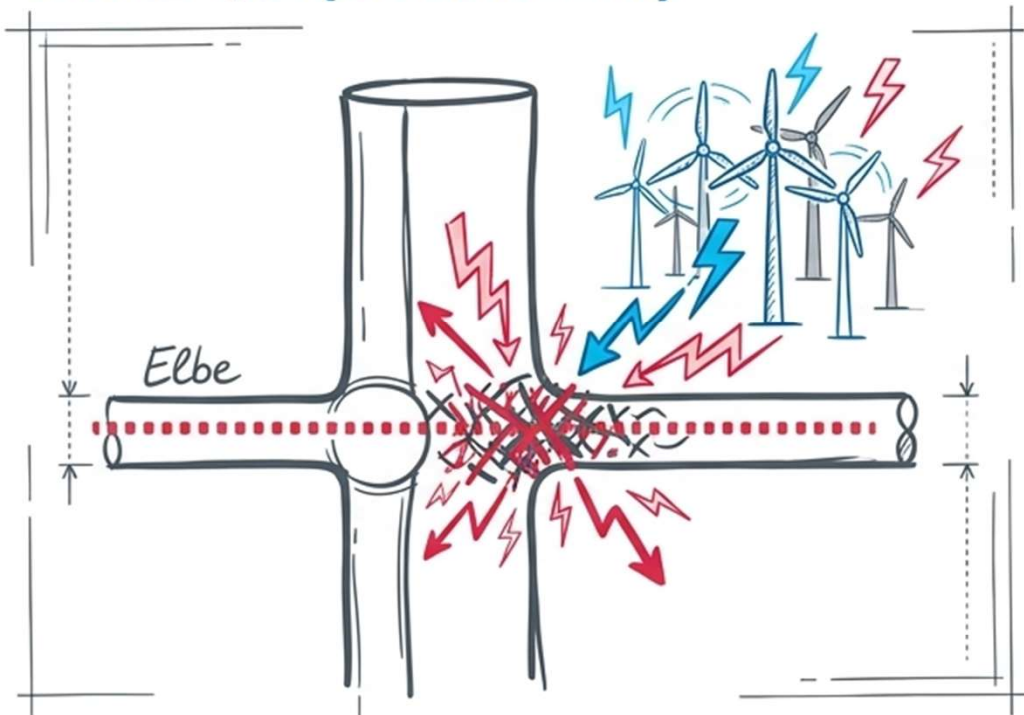
Eine neue, gemeinsame Strompreiszone
aus Dänemark West (DK1) und Schleswig-
Holstein (SH)

Die erste zentrale
Schlüsselmaßnahme ist die
Bildung einer neuen,
gemeinsamen Strompreiszone
aus Dänemark West (DK1) und
Schleswig-Holstein (SH), mit
perspektivischer Erweiterung
um Hamburg.



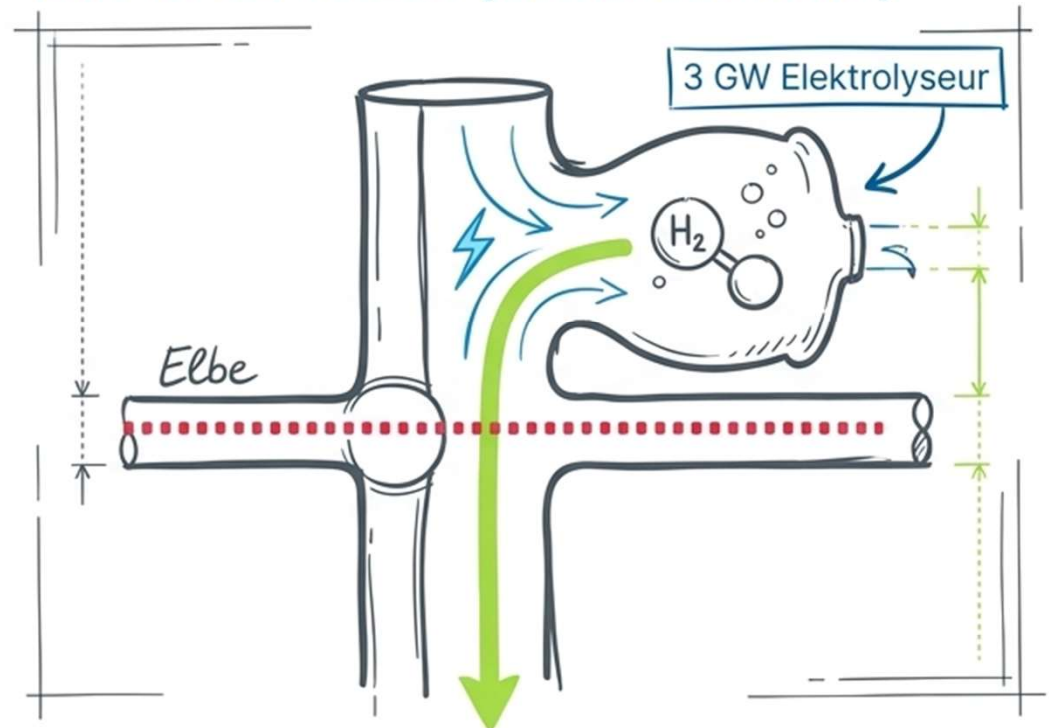
Die Mechanik: Das "Druckventil" für Deutschlands Stromnetz

Status Quo (Einheitszone)



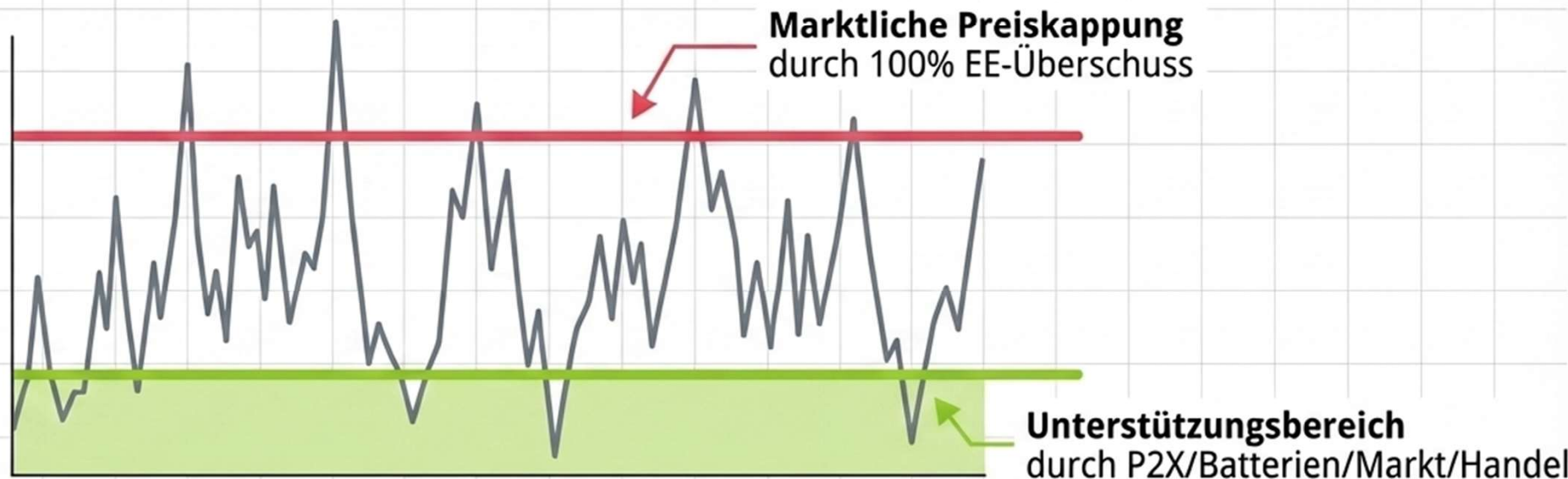
Überschussstrom verstopft das Netz gen Süden.
Folge: Teurer Redispatch und Abregelung von Windkraft.

Das NTSZ-Modell (Das Druckventil)



Die Elektrolyse saugt den Überschuss lokal auf. Der Stromfluss über die Elbe wird geglättet und netzdienlich. Keine Verstopfung, stabiler Export in den Süden.

Der Stabilitätskorridor glättet Marktpreise durch neue Flexibilitäten



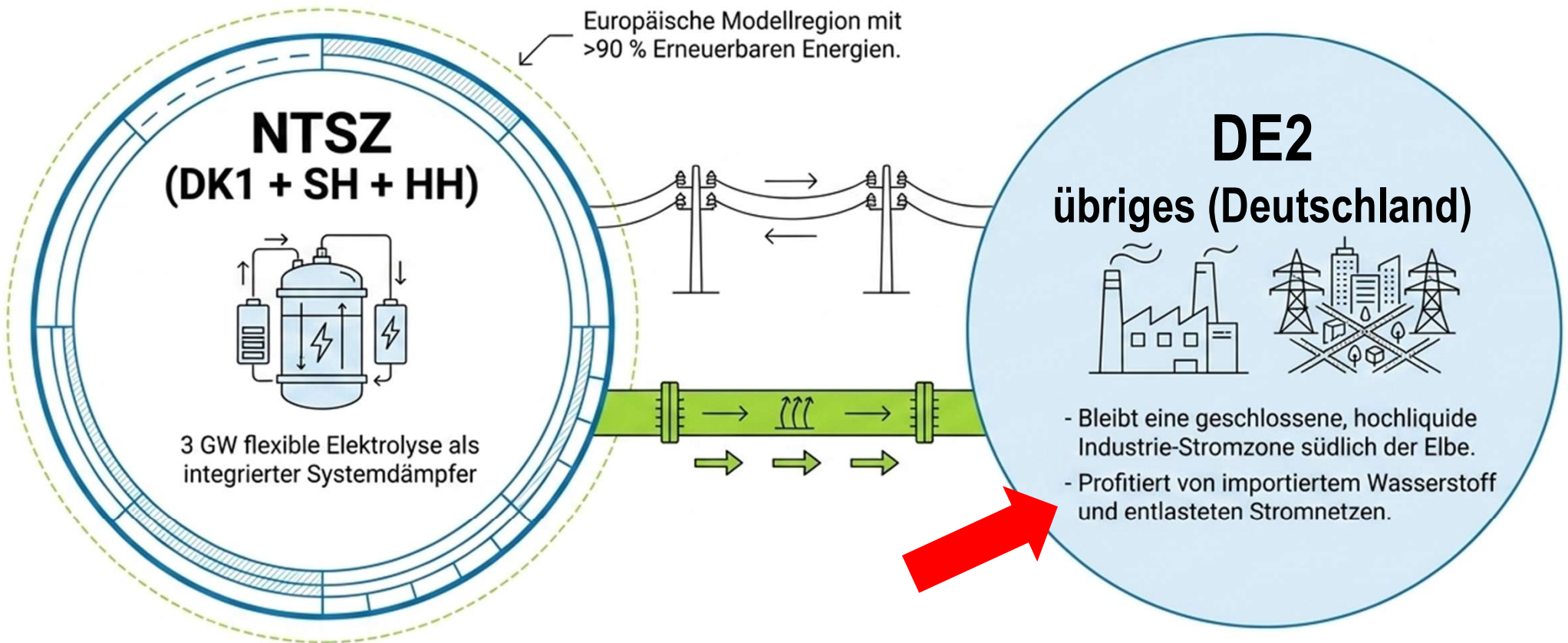
Vermeidung extremer Peak-Preise (Rote Linie): Bisherige Merit-Order Effekte treten seltener auf. Der 100%-EE-Überschuss wirkt limitierend, flexible Verbraucher regeln rechtzeitig ab.

Auffangen negativer Preise (Grüne Linie): Preisverfall wird aktiv durch Batteriespeicher, P2X, flexible Elektrolyseure und Cross-Border-Handel genutzt und damit aufgefangen.

Das Resultat: Verbraucher werden vor Preissprüngen geschützt, Produzenten sichern sich bessere Durchschnittserlöse.

Das Konzept:

Wie die NTSZ schematisch funktioniert



Strommarktuntersuchung einer gemeinsamen Strompreiszone aus Schleswig-Holstein, Hamburg und Dänemark-West

Methodik

Definition vom Base Szenario 2030

Erarbeitung von Sensitivitäten für das Base Szenario

Einsatz des sektorenübergreifendes Gesamteuropäischen Kraftwerkseinsatzmodell **SCOPE Electricity Market („SCOPE-EM“)** zu Erzeugung von Strompreis- und Einsatzzeitreihen



Szenarien Konfiguration für 2030

Szenario 1: DEU Status_Quo
Einheitliche Strompreiszone (Baseline)



Szenario 2: NTSZ Status_Quo
Neue Strompreiszone aus SH, HH, DK1



Szenario 3: NTSZ +1GW Ely
Zusätzliche flexible Elektrolyse in NTSZ



Szenario 4: NTSZ +3GW Ely
Massive Skalierung zusätzlicher flexible Elektrolyse in NTSZ



Szenario 5: NTSZ +3GW Ely | 60€
60 EUR/MWh als Grenzpreis für den Elektrolysebetrieb



Kernergebnisse der Untersuchung zum neuen Strompreiszonenzuschnitt – Perspektive NTSZ



Zonenteilung reduziert den durchschnittlichen Strompreis in der NTSZ um **7,6 EUR/MWh**.

Zusätzliche **Elektrolyse (+1GW)** in NTSZ erhöht den durchschnittlichen Strompreis in der NTSZ zusätzlich um 2,3 EUR/MWh (in Summe um -5,3 EUR/MWh).

Skalierung zusätzliche **Elektrolyse (+3GW)** in NTSZ:
erhöht den durchschnittlichen Strompreis in der NTSZ zusätzlich um 6,7 EUR/MWh
(in Summe um **-0,9 EUR/MWh**),
reduziert die marktliche Abregelung von Wind und PV um **75%**,
ändert die durchschnittlichen Marktwerte für Wind auf **-5%** und für PV auf **+7%** gegenüber
der Einheitszone.

Durch das Erreichen des 90% EE-Kriteriums und dem damit entfallenden stündlichen Matchings kann grüner Wasserstoff in der NTSZ zu ca. **4 - 4,5 EUR/kg** hergestellt werden.

Kernergebnisse der Untersuchung zum neuen Strompreiszonenzuschnitt – Perspektive DEU (hier DE2)



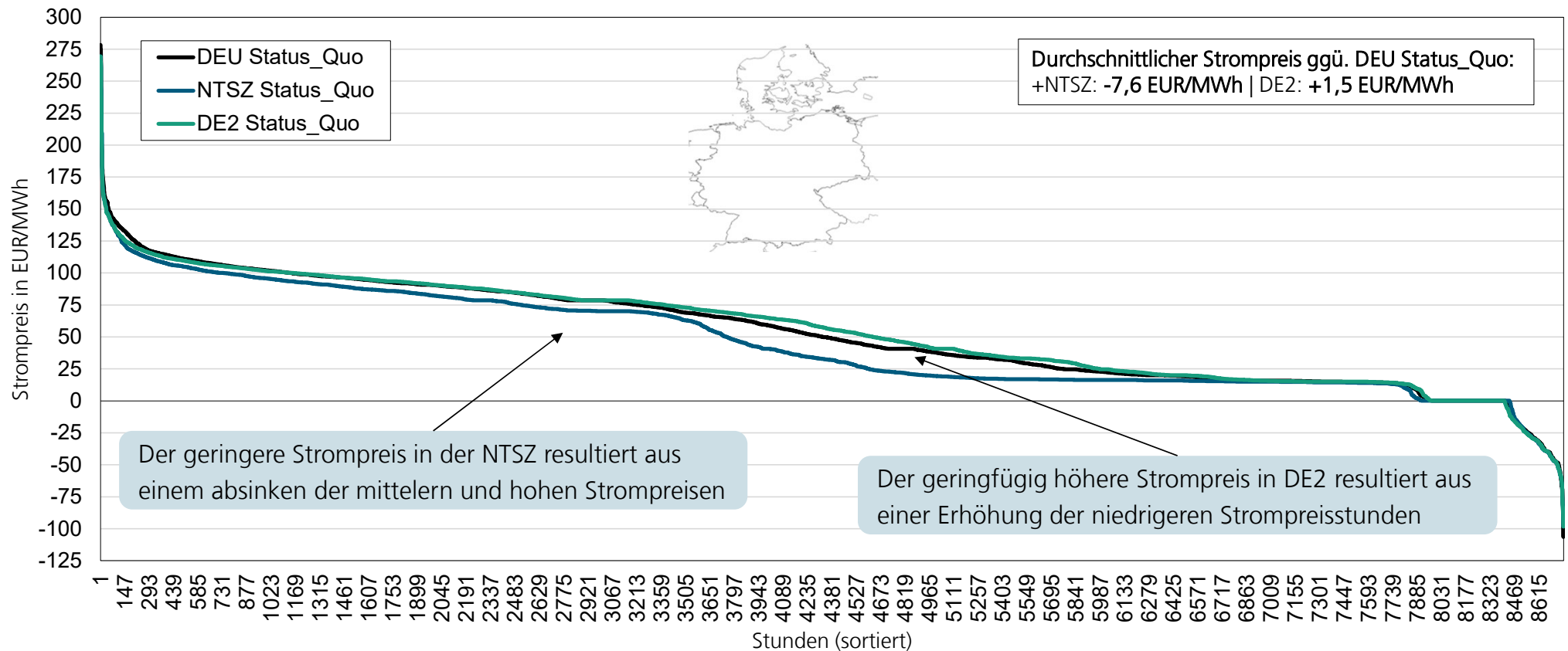
Zonenteilung erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU (hier DE2) um **1,5 EUR/MWh**.

Zusätzliche **Elektrolyse (+1GW)** in NTSZ erhöht den durchschnittlichen Strompreis in DEU (hier DE2) zusätzlich um 0,2 EUR/MWh (in Summe um 1,8 EUR/MWh).

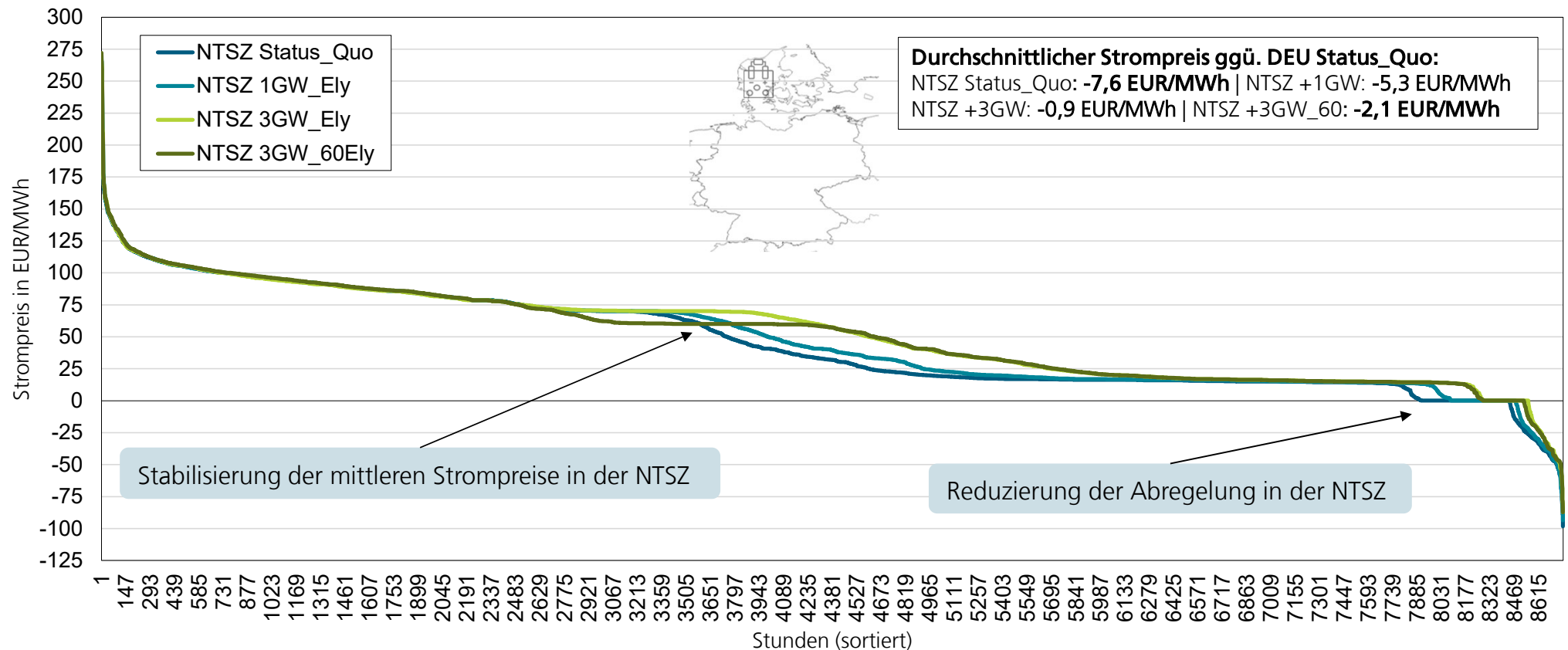
Skalierung zusätzliche **Elektrolyse (+3GW)** in NTSZ:
erhöht den durchschnittlichen Strompreis in der NTZS zusätzlich um 1,2 EUR/MWh
(in Summe um **2,7 EUR/MWh**),
erhöht die durchschnittlichen Marktwerte für Wind auf **+8%** und für PV auf **+11%** gegenüber
der Einheitszone.

In DEU (hier DE2) betriebene Elektrolyseure sind an das stündlichen Matching gebunden und
haben daher Gestehungskosten für grünen Wasserstoff von ca. **6,5 - 7,5 EUR/kg**.

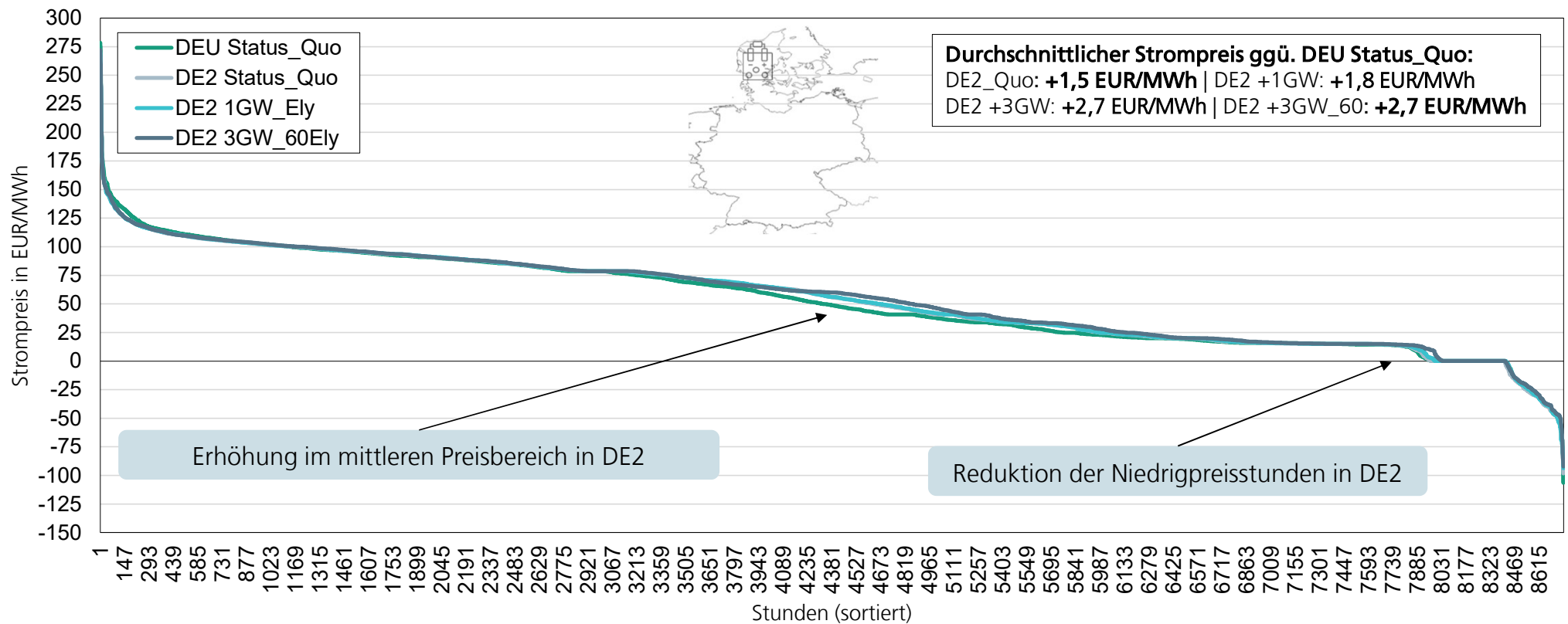
Der neue Strompreiszonenzuschnitt führt zu einer NTSZ mit einem durchschnittlich niedrigeren Strompreis gegenüber der Einheitszone.



Die Hinzunahme von flexiblen Lasten in Form von Elektrolyseuren reduziert die marktliche Abregelung und stabilisiert den mittleren Strompreis in der NTSZ.



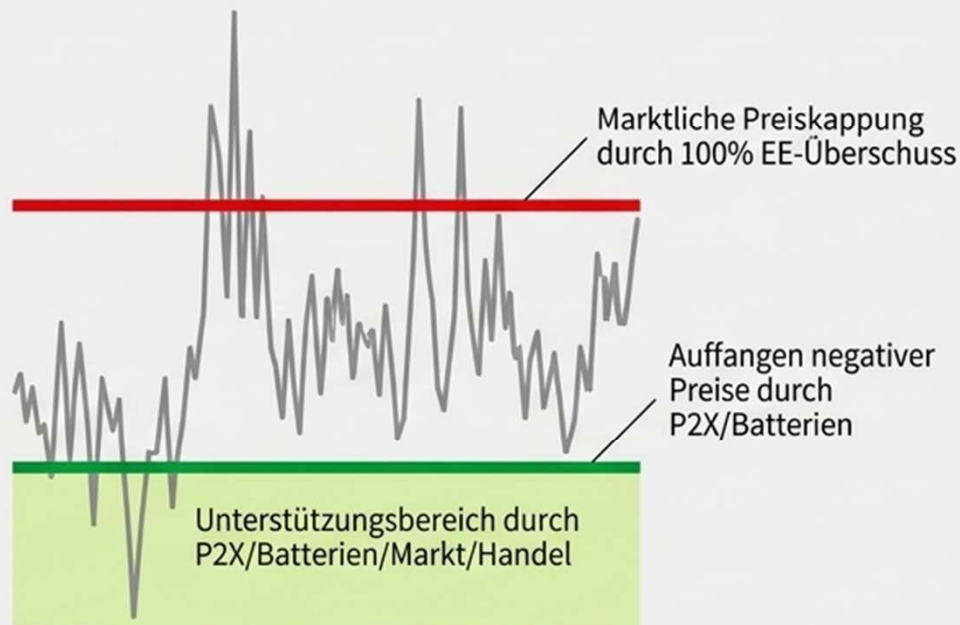
Die Hinzunahme von flexiblen Lasten in Form von Elektrolyseuren hebt Niedrig- und Negativpreise in DE2 an.



Fraunhofer Simulation 2030

Der Preis-Effekt: Marktliche Stabilisierung

Marktmechanismus



-75% Abregelung

in Schleswig-Holstein
von 1,2TWh auf nur
0,3TWh

-5 TWh

Entlastung
Netzengpässe in
Deutschland

-35%

Rückgang von negativen
Preis-Stunden

-33%

Reduktion extremer
Hochpreisspitzen

Der politische Scheideweg

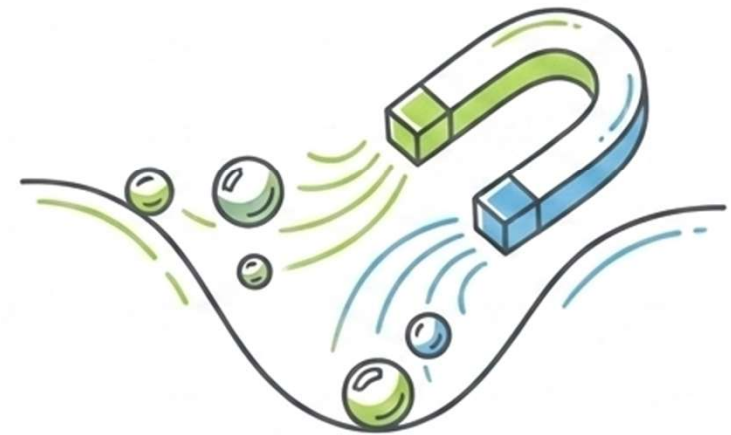
Von regulatorischem Druck zu wirtschaftlichem Sog

Der Push-Faktor (Aktuelles Paradigma)



Verlässt sich auf staatliche Subventionen, komplexe regulatorische Vorgaben und künstliche Redispatch-Eingriffe. Führt zu hohen Systemkosten, verschwendeter erneuerbarer Erzeugung und ständiger politischer Reibung.

Der Pull-Faktor (Die NTSZ-Vision)

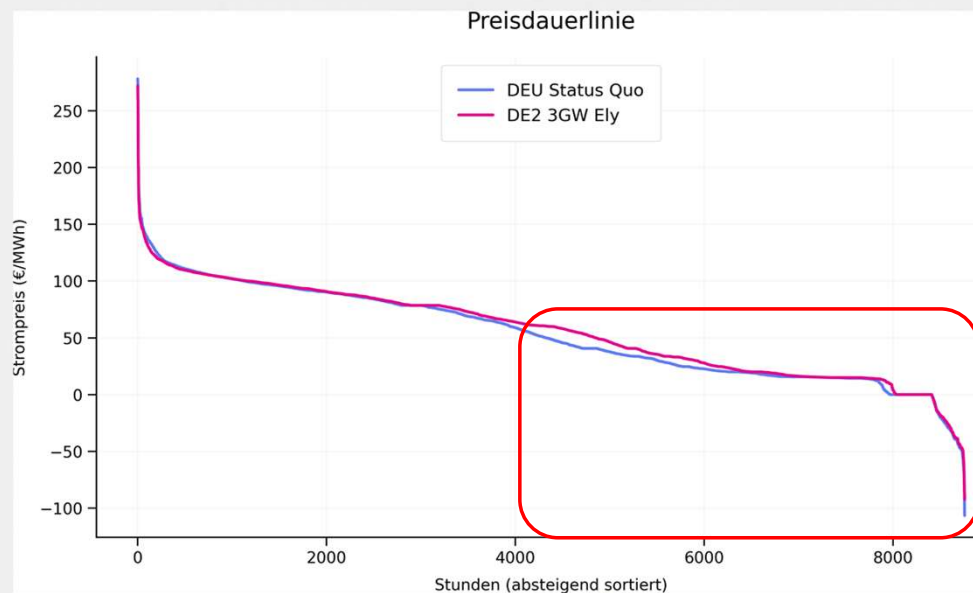


Die Neudefinition von Marktgebieten ermöglicht es, dass günstige, reichlich vorhandene erneuerbare Energie flexible industrielle Nachfrage auf natürliche Weise anzieht. Schafft selbsttragende, profitable Geschäftsmodelle ohne ständige staatliche Beihilfen.

Fraunhofer Simulation 2030

Der Preis-Effekt: Marktliche Stabilisierung

Marktmechanismus



-75% Abregelung

in Schleswig-Holstein
von 1,2TWh auf nur
0,3TWh

**-1 TWh
Redispatch**

bundesweit

-5 TWh

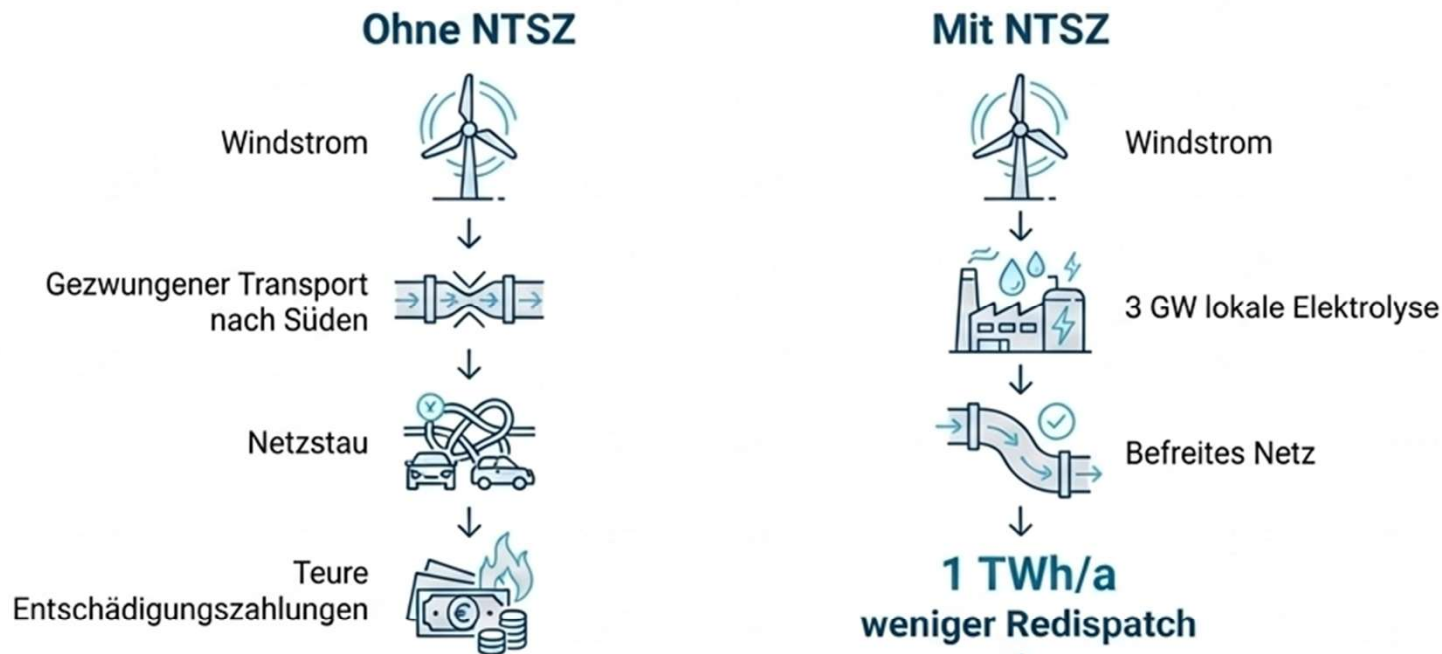
Entlastung
Netzengpässe in
Deutschland

+8%/11%

Steigt der EE-Marktwert
in DE2

Vorteil 1: Senkung der Systemkosten in ganz Deutschland

Regionaler Verbrauch in der NTSZ senkt bundesweite Redispatch-Kosten um ~200 Mio. € / Jahr



~200 Mio. € / Jahr Einsparung

Kostenansatz laut SMARD. Die Entlastung fließt direkt in die Netzentgelte ein und senkt die Stromnebenkosten für Haushalte und Industrie bundesweit.

Vorteil 2: Günstige & grüne Wasserstoffproduktion

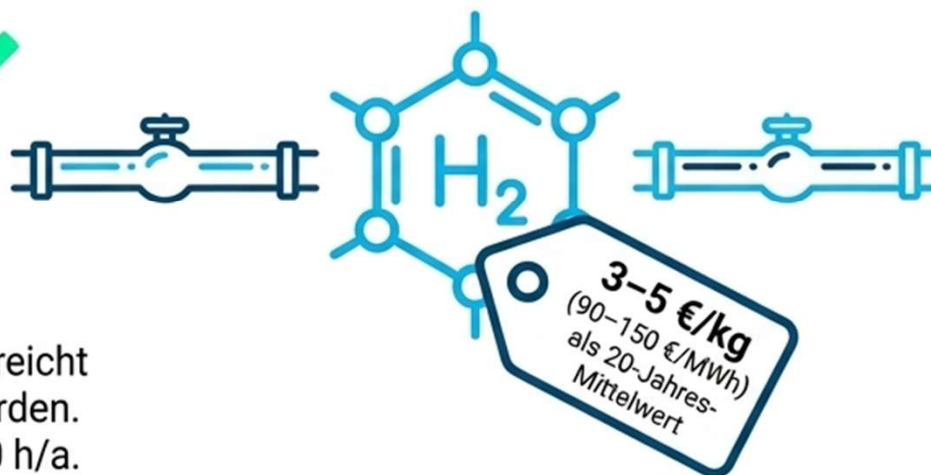
3–5 €/kg H₂ sichert die Transformation der deutschen Industrie

1. Erzeugung (Norden)



90%-EE-Schwelle (RED III) erreicht
= Wegfall bürokratischer Hürden.
Elektrolyseure laufen >5.000 h/a.

2. Veredelung



3. Transport & Nutzung (Süden)



Pipeline direkt in die Industrie
und zu H₂-ready Gaskraftwerken
(Kraftwerksstrategie).

Souveranität: Norddeutsche Wasserstoff-Produktion über das Kernnetz ersetzt teure, unsichere Importe flüssiger Derivate. Mit saisonalen Speichern wird die Versorgung für H₂-fähige Gaskraftwerke während Dunkelflauten gesichert.

Vorteil 3 & 4: Süd-Ausbau entblocken, Haushalt schonen

Physikalische Netzentlastung und höhere Marktwerte außerhalb der NTSZ

Entlastung südlich der Elbe



- Beseitigung des "EE-Ausbaustopps" in der Mitte Deutschlands.
- Ermöglicht neuen PV- und Wind-Zubau im Süden.
- Generiert regionale Gewerbesteuern & Kommunal-Beteiligung (§ 6 EEG).

Entlastung des EEG-Kontos



- Höhere EE-Marktwerte außerhalb "unserer Zone" (übriges Deutschland).
- Die Marktprämie (staatlicher Zuschuss) sinkt.
- Direkte Einsparung von Fördergeldern aus dem Bundeshaushalt.

Die 5 nationalen Dividenden der NTSZ im Überblick

Fünf klare gesamtdeutsche Vorteile durch die Lösung eines regionalen Knotens

5. Intelligenter Export:
Beendung von Schleuder-Exporten. Weniger Negativpreis-Verkäufe ins Ausland.



4. EEG-Konto Entlastung:
Höhere Marktwerte im Süden senken Bundeszuschuss.



1. Redispatch-Reduktion:
~200 Mio. €/a Einsparung. Senkt Netzentgelte.



2. Grüne H2-Versorgung:
3–5 €/kg für Industrie & Kraftwerke via Kernnetz.

3. Süd-Ausbau Entlastung:
Freie Netzkapazitäten für EE-Zubau südlich der Elbe.



Summe der Kosteneinsparungen kann zum Ausgleich der Stromkosten im übrigen Deutschland eingesetzt werden

„ **Die NordicTwinSeaZone zeigt: Wer erneuerbaren Strom richtig nutzt, senkt Preise, stärkt die Industrie und stabilisiert das System – und zwar gleichzeitig. Aus Wind wird verlässliche Wertschöpfung.** „

Die NTSZ positioniert sich als energieökonomisch überlegene europäische Modellregion für die Kopplung von Strom- und Wasserstoffmärkten.

Kontakt:

Jan Peter Grigat (Referent Energiewirtschaft, CO2 und Offshore-Energie)

Biörn Meyer (Geschäftsbereichsleiter Energie, Umwelt und Industrie)