

Berlin, 3. Juli 2023

Diskussionspapier

Verringerung des Drucks auf die deutsche Preiszone

Kurzfassung

Der europäische Binnenmarkt ist in verschiedene Preiszonen aufgeteilt. In der Regel entsprechen die Grenzen der Preiszonen bislang den Grenzen der Mitgliedstaaten. Schweden, Norwegen, Dänemark und Italien sind jeweils in mehrere Preiszonen unterteilt. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine Preiszone.

Innerhalb einer Preiszone kann sich der Großhandelspreis ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen aus Angebot und Nachfrage bilden.

Deutschland ist keine Insel. Im EU-Binnenmarkt stellt sich die Frage nach der Effizienz des aktuellen Preiszonenzuschnitts.

- › Es gibt **keinen zwingenden Grund** die Preiszone zu teilen.
 - Der einzige zwingende Grund könnte sich aus EU-Recht (speziell der Binnenmarktverordnung Strom) ergeben. Das ist jedoch weder aktuell noch perspektivisch der Fall: Die EU-Binnenmarktverordnung Strom (BMVO) sieht vor, dass die Einteilung in Preiszonen entweder sofort entlang festgestellter struktureller Engpässe erfolgen muss oder die Mitgliedstaaten einen Aktionsplan vorlegen können, wie Engpässe in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern abgebaut werden können. Die Bundesregierung hat am 28.12.2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Dieser zeigt auf, wie das Ziel einer siebzigprozentigen Verfügbarkeit des Netzes für Handelsgeschäfte in Stufen bis zum 31.12.2025 erreicht werden soll. Die BNetzA hat förmlich bestätigt, dass auf der Basis des Jahres 2021 die für 2021 maßgebliche Stufe sicher übertroffen wurde.
- › Der **Aufwand**, der **zur Aufrechterhaltung** der Preiszone betrieben werden muss (Stichwort Redispatch), ist **nicht gering**, muss jedoch im richtigen Kontext gesehen werden.
 - Redispatch-Volumina und -Kosten würden durch die Teilung der Preiszone zurückgehen, würden aber auch dann wegen des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und nicht in ausreichendem Maße vorhandener flexibler Lasten auf einem hohen Niveau verharren.
 - Die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber zur Vermeidung interner Netzengpässe – sog. Redispatch – haben 2022 ein Volumen von rund 32 Terrawattstunden angenommen und Kosten von rund 4 Mrd. € verursacht. Allerdings beliefen sich die Kosten vor der Preiskrise auf rund die Hälfte und weniger. Durch eine Teilung der Preiszone würden Redispatchmaßnahmen – bei gleichzeitiger Einhaltung der Klima- und Ausbauziele der Bundesregierung – nicht vollständig entfallen, sondern in 2030 auf 2/3 des Volumens von 2022 zurückgehen.
- › Eine Teilung der Preiszone ist **mit erheblichen Nachteilen verbunden**.
 - Der **Ausbau der Erneuerbaren Energien** wird massiven Gefahren ausgesetzt.

Der Rentabilitätsdruck auf die Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands nähme drastisch zu. Grund hierfür wäre die mit der Teilung verbundene Vervierfachung der Stunden von Großhandelspreisen unter oder gleich null. Die Rentabilität der Anlagen im Süden nähme zwar zu. In Summe würde der Ertrag von EE-Anlagen im Norden und im Süden jedoch um 3,4 Mrd. € zurückgehen. Ein förderungsfreier Ausbau der Erneuerbaren Energien würde erschwert.

- Die Stromkosten steigen für **Verbraucher** (2 bis 3 Mrd.€/Jahr), insbesondere auch für die **energieintensive Industrie** (1 bis 1,5 Mrd.€/Jahr).
- In den Nachbarländern Deutschlands würden die Großhandelspreise mit Ausnahme von Dänemark nicht fallen, sondern moderat steigen (im Falle Österreichs sogar mehr als 4 € pro MWh).
- › Die **Aufrechterhaltung** der Preiszone ist mit **signifikanten Vorteilen** verbunden. Zuvorderst zu nennen:
 - An erster Stelle zu erwähnen ist die **hohe Marktliquidität** sowohl des Termin- als auch des Spotmarkts. Sie ist die mit Abstand höchste in der gesamten EU. Liquidität sorgt für Vertrauen in die Marktergebnisse und stärkt damit den Wettbewerb.
 - Die Liquidität des deutschen Großhandelsmarkts kommt auch den Marktparteien in anderen Preiszonen zugute. Sie können sich im Wege von sog. Proxy-Hedging im deutschen Markt absichern.
 - Der Fortbestand der Preiszone gibt Planungssicherheit für den **Übertragungsnetzausbau**, für den sehr langfristige Planungszeiträume anzusetzen sind.

Die Beurteilung der Vor- und Nachteile der Aufrechterhaltung der Preiszone **kann sich im Zeitverlauf ändern**.

- › Die Fertigstellung vor allem der großen HGÜ-Verbindungen **entlastet** die Preiszone. Der Netzausbau kommt voran, allerdings langsamer als ursprünglich geplant. Von den im Netzentwicklungsplan 2037/45 aufgeführten Projekten sind erst gut 2.000 km von insgesamt 14.000 km fertiggestellt. Ab 2026 ist aber Jahr für Jahr mit der Fertigstellung von Ausbauvorhaben zu rechnen.
- › Andererseits wird der wachsende und anhaltende Zubau von Erneuerbaren Energien (Offshore, Onshore, PV) den **Druck auf die Preiszone erhöhen**. Zu beachten ist auch die Witterungsabhängigkeit insbesondere der Windkraft und die daraus resultierenden starken Unterschiede der Netzbeanspruchung innerhalb eines Jahres und im Jahresvergleich.
- › Die **Allokation** insbesondere von Elektrolyseuren an den „falschen“ Stellen des Netzes, also im Süden, würde den Redispatchbedarf beträchtlich erhöhen und damit auch den Erhalt der Preiszone gefährden.

Der **Erhalt** der Preiszone ist also **nicht selbstverständlich**. Er kann aber gelingen, wenn **kontinuierlich Maßnahmen** ergriffen werden, um den Druck auf die Preiszone zu verringern:

- › An vorderster Stelle zu nennen ist der fortgesetzte **Netzausbau**.
- › **Langfristige Allokationssignale**: Studien der Übertragungsnetzbetreiber zeigen, dass die systemdienliche, das heißt netzengpassorientierte Verortung, bereits eines kleinen Teils der flexiblen Erzeugung und Lasten zukünftig Redispatch-Volumen und -Kosten signifikant senken kann.
 - Dem Anwendungsbereich langfristiger Allokationssignale sollten **nur Neuanlagen**, nicht aber Ertüchtigungen oder Umbauten, unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich räumlich steuern.
 - Erfasst werden sollen **konventionelle Kraftwerke** und **Elektrolyseure**.
 - Mit Rücksicht auf das Erfordernis eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sollten dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aus dem Anwendungsbereich entlassen werden. Ausgenommen werden sollten auch Produktionsanlagen, deren Ansiedlung anderen Kriterien folgt.
 - Regionale Allokationssignale können **in einen Kapazitätsmarkt integriert oder separat** verankert werden. Im letztgenannten Fall sind sie mit dem Kapazitätsmarkt eng zu verzahnen.

Inhalt

1	Anlass und Fragestellung	6
2	Bestandsaufnahme	9
2.1	Aktionsplan	9
2.2	Redispatch	10
2.3	Wohlfahrtsgewinne und Verluste durch Aufrechterhaltung oder Aufteilung der bestehenden Preiszone	10
2.3.1	Wohlfahrtsgewinne durch Aufrechterhaltung der Preiszone.....	10
2.3.2	Wohlfahrtsverluste durch Aufteilung der Preiszone	12
2.3.3	Wohlfahrtsgewinne durch Aufteilung der Preiszone.....	15
2.4	Zwischenbilanz	17
3	Absehbare be- und entlastende Entwicklungen.....	17
3.1	Entlastende Entwicklungen	17
3.2	Belastende Entwicklungen	18
3.3	Zwischenbilanz	20
4	Instrumente zur Verringerung des Drucks auf die Preiszone	20
5	Fragen der Einbettung von regionalen Allokationssignalen	24
5.1	Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie.....	24
5.2	Weitere Systemdienstleistungen	25
6	Fazit.....	25

1 Anlass und Fragestellung

Der europäische Binnenmarkt ist in verschiedene Preiszonen aufgeteilt. In der Regel entsprechen die Grenzen der Preiszonen bislang den Grenzen der Mitgliedstaaten. Schweden, Norwegen, Dänemark und Italien sind jeweils in mehrere Preiszonen unterteilt. Deutschland bildet zusammen mit Luxemburg eine Preiszone.

Innerhalb einer Preiszone werden eventuelle Netzrestriktionen bei der Preisbildung, zumindest aktuell, nicht berücksichtigt. Innerhalb einer Preiszone ergibt sich ein homogener Preis für Angebot und Nachfrage. Etwaige physikalische Netzrestriktionen innerhalb einer Preiszone werden durch Redispatch kompensiert²⁷.



Abbildung 1: Schematische Darstellung Preiszonen und Wirkweise (Quelle: Tennet)

In einem Binnenmarkt stellt sich die Frage nach der Effizienz der Einteilung in Preiszonen²⁸. Die Effizienz einer Preiszone ergibt sich nicht aus einem einzigen Kriterium, sondern aus mehreren Kriterien – im Rahmen des EU Bidding Zone Reviews werden eine Reihe von Indikatoren zur Bewertung herangezogen. Besonders zu nennen sind das für zonenübergreifende Handelskapazität zur Verfügung stehende prozentuale Handelsvolumen (Minimum Remaining Available Margin – „minRAM“), Volumen und Kosten des Redispatch innerhalb der Preiszone, die von einer Preiszone ausgelösten Ringflüsse sowie die Liquidität, die innerhalb einer Preiszone besteht.

²⁷ Anders ist die Handhabung z. B. in Polen. Dort gibt es einen zentralen Dispatch. Das heißt, die Engpässe werden direkt beim Dispatch der Kraftwerke berücksichtigt.

²⁸ Der Frage, ob und unter welchen Umständen statt eines zonalen ein nodales System günstiger sein könnte, wird hier nicht nachgegangen.



Abbildung 2: Ansatzpunkte der Diskussion zum Gebotszonensplit (Quelle: Tennet)

Die EU-Binnenmarktverordnung Strom (BMVO) sieht in der Fassung von 2018 vor, dass die Einteilung in Preiszonen entweder sofort entlang festgestellter struktureller Engpässe erfolgen muss oder die Mitgliedstaaten einen Aktionsplan vorlegen können, wie Engpässe in Zusammenarbeit mit den Übertragungsnetzbetreibern abgebaut werden können.

Potenzielle Auslöser eines Gebotszonensplits auf EU-Ebene

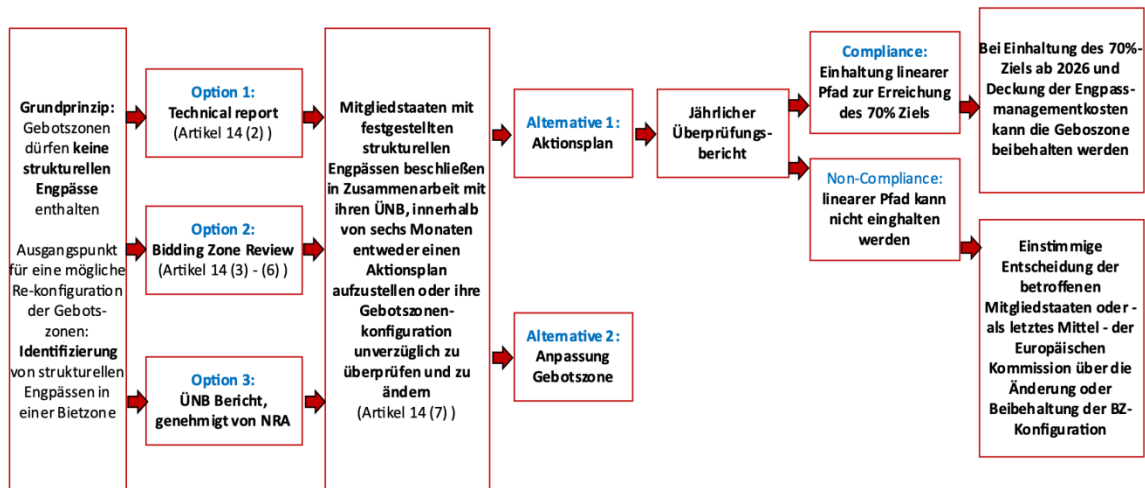


Abbildung 3: Potenzielle Auslöser eines Gebotszonensplits auf EU-Ebene (Quelle: eigene Darstellung)

Die deutsche Bundesregierung hat von der Möglichkeit der Vorlage eines Aktionsplans Gebrauch gemacht. Sie hat am 28.12.2019 den „Aktionsplan Gebotszone“ vorgelegt. Dieser zeigt auf, wie das Ziel einer siebzigprozentigen Verfügbarkeit des Netzes für Handelsgeschäfte bis zum 31.12.2025 erreicht werden soll. Dementsprechend müssen bestehende strukturelle Netzengpässe nun in Jahresstufen (siehe Stufentabelle Abbildung 4) abgebaut werden, sodass ab dem 31.12.2025 mindestens 70 % der Kapazität kritischer Netzelemente für Handelsgeschäfte nutzbar sind.

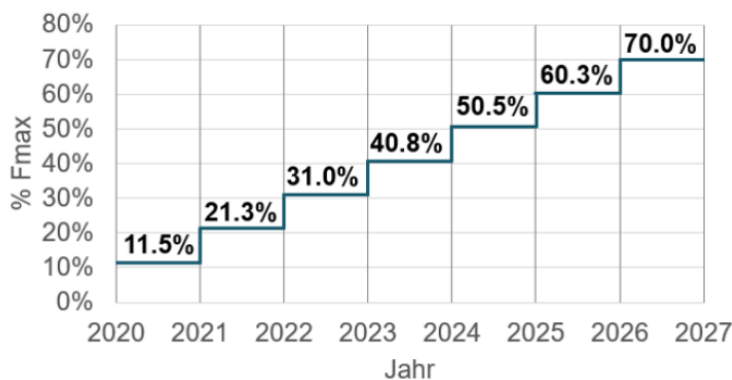


Abbildung 4: Steigende Mindesthandelskapazitäten bis 2026 (Quelle: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021; BNetzA). CORE-Region und Nordgrenzen Deutschlands unterscheiden sich in der Methodik zur Berechnung der Kapazität.

Eine Teilung der Preiszone würde Ringflüsse nicht beseitigen, sondern aus ungeplanten Ringflüssen geplante machen. Wesentlicher Unterschied: Geplante Ringflüsse zählen als Handelsgeschäfte und tragen daher zur Erfüllung der 70-Prozent-Regel bei. Das bedeutet, dass nicht mehr unbegrenzt Strom zwischen einer neu entstandenen Preiszone und einer anderen aus der Teilung hervorgegangenen Preiszone gehandelt werden kann. Diese Änderungen im Markt können durchaus Einfluss auf die physikalische Belastung haben. Weiterhin verringert oder vergrößert sich durch die Teilung der Gebotszone für benachbarte Preiszonen die Attraktivität, Strom aus einer der neuen deutschen Preiszonen zu kaufen. Die physikalische Belastung der Netze würde sich dadurch allerdings nicht grundlegend ändern.

Hinweis:

Gelegentlich werden Erhalt oder Teilung der Preiszone mit der Diskussion um die Höhe lokaler Verteilnetzentgelte verbunden. Ein solcher Zusammenhang besteht nicht. Beispielsweise sinken lokale Verteilnetzentgelte in Norddeutschland auch im Falle einer Preiszonenteilung nicht automatisch. Auch in einem solchen Fall wird der Anschluss Erneuerbarer Energien einen wesentlichen Einfluss auf die örtlichen Netzentgelte haben.

2 Bestandsaufnahme

2.1 Aktionsplan

Unter den Kriterien zur Bewertung der Effizienz der Preiszonenkonfiguration spielt die Einhaltung der Zielwerte für zonenübergreifende Handelskapazität eine besondere Rolle. Werden die Werte verfehlt, so ist eine Aufspaltung der Preiszone nach den Regelungen der Binnenmarktverordnung Strom vorgesehen. Umgekehrt kann eine Aufteilung nicht erzwungen werden, solange die Zielwerte eingehalten oder übertroffen werden.

In Abbildung 5 exemplarisch dargestellt sind die Werte für die Verteilung der Handelsmarge aller kritischen Netzelemente der zentral-westeuropäischen Region (CWE-Region). Sie umfasst außer Deutschland die BENELUX-Staaten, Frankreich und Österreich. Die Schweiz war assoziierter Partner der CWE-Region, nahm aber nicht an den Kapazitätsberechnungen teil.

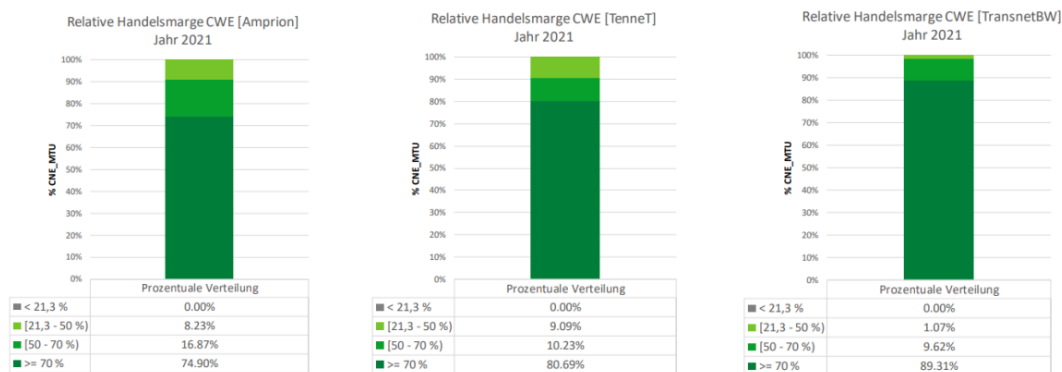


Abbildung 5: Verteilung der Handelsmarge aller kritischen Netzelemente (CNEs) der CWE-Region (Quelle: Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur verfügbaren gebotszonenüberschreitenden Kapazität für das Jahr 2021; BNetzA)

Die Abbildung zeigt: Auf der Basis des Jahres 2021 sind die für 2021 maßgeblichen Zielwerte sicher übertroffen (vgl. Abbildung 4). Mindestens mussten sämtliche kritische Netzelemente²⁹ mit 21,3 % ihrer Kapazität für Handelsgeschäfte zur Verfügung stehen – und zwar in jeder Stunde und in beiden Richtungen. Dieser Wert wurde im Jahr 2021 nie unterschritten. In rund 75 bis 89 % aller CNEs pro Stunde wurde sogar schon der Zielwert von 70 % erreicht.

Dementsprechend hat die juristisch für die Überprüfung zuständige BNetzA die Einhaltung der Mindestwerte bestätigt. Die Umsetzung des Aktionsplans ist also nach vorläufigem Erkenntnisstand auf Kurs, aber noch nicht am Ziel.

²⁹ In der CWE-Region wurden als kritische Netzelement (CNE) zugrunde gelegt: 57 für Amprion, 32 für TenneT und 33 für TransnetBW je Marktzeitbereich (MTU – in diesem Fall je Stunde). So sind beispielsweise in Abbildung 5 für Amprion 57*8760 Werte enthalten.

2.2 Redispatch

Aufgrund von strukturellen internen Netzengpässen kann die Transportaufgabe des Netzes sowie insbesondere die europäischen Vorgaben für grenzüberschreitenden Stromhandel innerhalb Deutschlands, nur unter Einsatz von Redispatch realisiert werden.

Engpassmanagement 2013 bis 2021

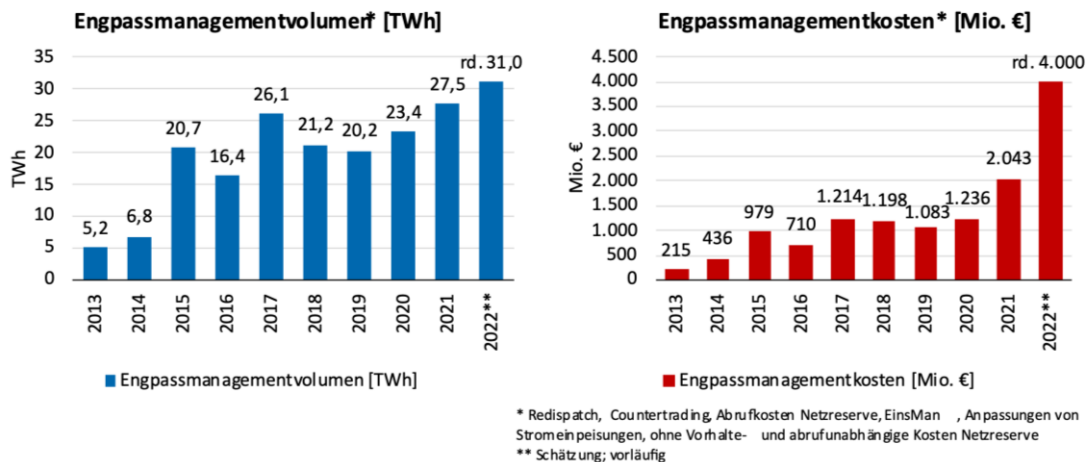


Abbildung 6: Redispatch-Volumen und -Kosten

Das Volumen des Redispatches ist auch im Jahr 2022 auf einem hohen Niveau.

Die Redispatch-Kosten im Jahr 2022 waren insbesondere durch die hohen Preisspitzen der Commodities im Jahr 2022 geprägt.

2.3 Wohlfahrtsgewinne und Verluste durch Aufrechterhaltung oder Aufteilung der bestehenden Preiszone

2.3.1 Wohlfahrtsgewinne durch Aufrechterhaltung der Preiszone

Den Kosten der Aufrechterhaltung der Preiszone sind die mit einer einheitlichen Preiszone verbundenen monetären (günstigere Preise durch hohe Liquidität) und nicht monetären (Marktvertrauen, Akzeptanz) Effekte gegenüberzustellen.

Einige wesentliche Vorteile der einheitlichen Preiszone sind beispielsweise:

- › Hohe Marktliquidität.
- › Planungssicherheit für den Übertragungsnetzausbau, für den sehr langfristige Planungszeiträume anzusetzen sind, aber auch für andere Investitionen.
- › Leichtere Integration Erneuerbarer Energien in den Markt.

- › Investitionssicherheit für neue Energieerzeugungs-Infrastruktur und Industrie.
- › Vermeidung von Aufwand und Zeitbedarf zur Umsetzung der Preiszonentrennung.

Die Liquidität der deutschen Preiszone ist im EU-Vergleich mit Abstand am höchsten.

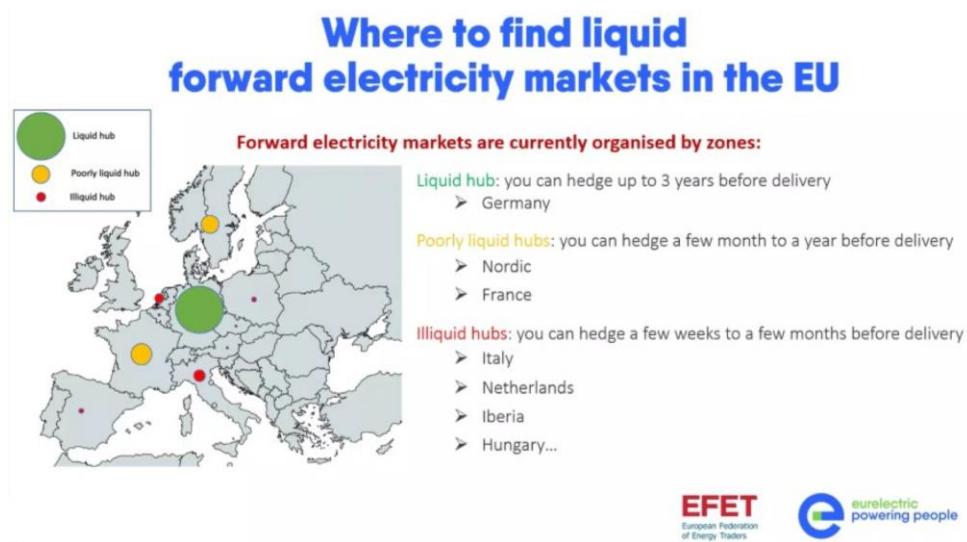


Abbildung 7: Liquidität der Strommärkte in EU-Mitgliedstaaten (Quelle: EFET/Eurelectric 2023)

Diese hohe Liquidität ist nicht zum Schaden, sondern zum Nutzen anderer Mitgliedstaaten.

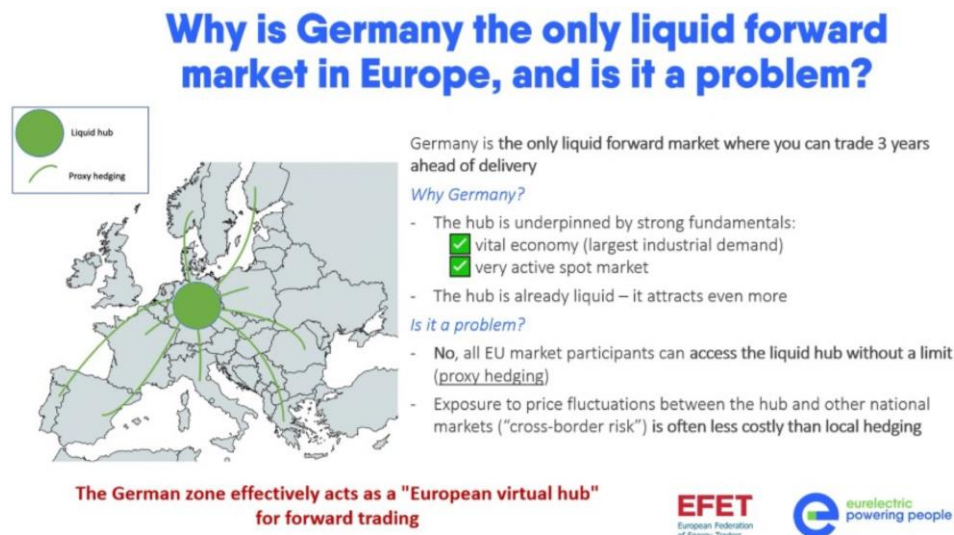


Abbildung 8: Ausstrahlung des deutschen Marktes auf andere Stromgroßhandelsmärkte in der EU

Andere Marktteilnehmer sichern sich im deutschen Markt ab (sog. Proxy Hedging).

2.3.2 Wohlfahrtsverluste durch Aufteilung der Preiszone

Eine Aufspaltung der Preiszone wäre spiegelbildlich mit einer Reihe von Nachteilen verbunden.

- › Engpässe entstehen zwischen den neuen Zonen innerhalb Deutschlands. Dadurch sinkt die Marktliquidität in den neuen kleineren Preiszonen.
- › In mehreren kleineren Gebotszone wird tendenziell mehr Regelleistung dimensioniert als in einer großen Gebotszone. Dieser Effekt könnte im Laufe der Zeit bspw. durch den Einsatz von Sharing Agreements reduziert werden.
- › Auch Intraday- und Regelenenergiemärkte wären nachteilig betroffen³⁰.
- › Starker Anstieg der Zeiten negativer Preise in der oder den norddeutschen Preiszonen und daraus resultierend ein höherer EE-Förderbedarf zu erwarten (vgl. Abbildung 9).
- › Verschiebung der relativen Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Deutschland, ggf. Verlagerung ins Ausland (vgl. Abbildung 10).
- › Prognostizierbarkeit von Deckungsbeiträgen sinkt in eine kleinerer Preiszone.
- › Zudem steigt die Unsicherheit bei bereits bezuschlagten EEG-Kraftwerken (unsichere Realisierung).
- › Unsicherheit beim Bau oder Umbau von benötigten Back-Up-Kapazitäten.
- › Aktuell geschlossene preiszonенübergreifende PPAs (Power Purchase Agreements) müssten ab operativer Einführung der Preiszonentrennung neu bewertet werden und verlieren an Wirtschaftlichkeit .
- › Abnehmendes Vertrauen in die Stabilität von Preiszonen nach einer Teilung (Gefahr dynamischer Preiszonen).

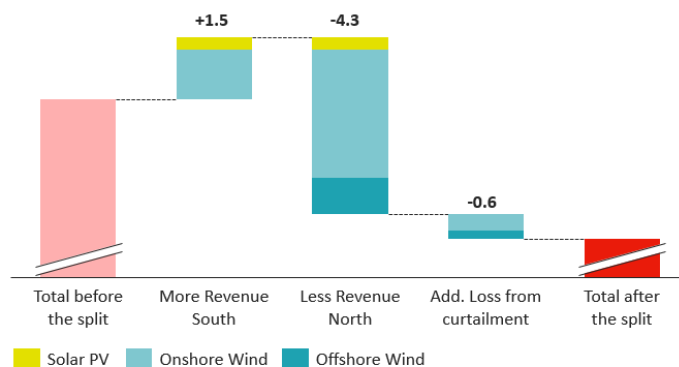
Die Auswirkungen auf den Betrieb von EE-Anlagen und auf Verbraucher, insbesondere die energieintensive Industrie, lässt sich auch quantitativ bewerten.

³⁰ Für Regelenenergie ergeben sich je Gebotszone und Preiskonstellation unterschiedlich hohe Opportunitätskosten und damit die Häufung der Bezuschlagung von Geboten aus einer Region. Dies dürfte auf Netzseite zu einer erhöhten Beschaffungsmenge durch die Ausweitung der Kernanteile je Gebotszone und/oder Anhebung der auszusprechenden Gesamtmenge führen. Für den Bilanzausgleich der fluktuierenden Energien wird die Bewirtschaftung der Prognoseabweichungen das Portfolio und die damit verbundenen ausgleichenden Effekte geringer, die Möglichkeit Intraday auszugleichen sinkt aber auch, da bei Nichtverfügbarkeit nicht mehr innerhalb der Gebotszone oder nur unter hohen Kosten ausgeglichen werden kann. Der verpflichtende Bilanzausgleich ist in Deutschland physisch verpflichtend.

Zonal prices lead to lower revenues for renewables in the North implying additional subsidies necessary for existing & new plants

Reduction in renewables revenues from wholesale market, exemplary for 2025

[bn€/a, real 2021]



1) In general, hours in which Renewables production exceeds demand leading to prices around 0 €/MWh or negative.

- More than 70% of onshore wind and all of offshore wind generation are allocated in the Northern zones and **will lose out on revenue due to significantly lower capture rates**
- Increases of Revenue in South will not compensate. Overall revenue loss implies **additional subsidies might be needed.**
- Revenue impact softens after HVDC lines come online but remain around €0.5 – 1 bn/a.
- Zonal split will significantly increase number of zero/negative price hours¹ in the North: from quadrupling at the start (2025) to +25% (2030) after HVDC lines come online.
- As a consequence economic curtailment of RES in the North increases (~5-6 TWh/a).

Abbildung 9: Rückläufige Erträge von EE-Anlagen in Deutschland aufgrund zunehmender Anzahl von Stunden mit Preisen von null und kleiner. Die Ergebnisse beruhen auf einer fundamental modellierten Aufteilung der Preiszone in 4 Teilzonen entsprechend der von ACER definierten Konfiguration DE³¹. Es handelt sich hierbei um die höchst bewertete Konfiguration, die ACER für den kontinentalen Bidding Zone Review vorschlägt³². Das unterliegende Referenzszenario ist orientiert an den aktuellen Zielsetzungen der Bundesregierung und der EU. Kapazitäten und Nachfrage wurden den jeweiligen neuen Preiszonen auf Grundlage der zuvor von ACER definierten Kriterien für eine Teilung der Preiszone zugeordnet. Innerdeutsche Verbindungsleitungen basieren auf dem statischen Kernnetzmodell der ÜNB unter Berücksichtigung von Anlagenprojekten auf der Grundlage des Netzentwicklungsplan 2035 (Quelle: E.ON 2023).

Der Druck auf die Erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands nähme durch eine Teilung der Preiszone zu. Abbildung 9 zeigt: Über 70 % der Onshore-Windkraftanlagen und alle Offshore-Windkraftanlagen liegen in der nördlichen Hälfte Deutschlands. Die Rentabilität der Anlagen im Süden nähme zwar zu. In Summe würde der Ertrag von EE-Anlagen im Norden und im Süden jedoch um 3,4 Mrd. € zurückgehen. Grund hierfür wäre die mit der Teilung verbundene Vervielfachung der Stunden von Großhandelspreisen unter oder gleich null. Eine Abregelung von 5 bis 6 TWh wäre die weitere Folge. Zumindest in einer mehrjährigen Übergangszeit resul-

³¹ https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions_annex/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations%20-%20Annex%20I.pdf, dort S. 7

³² <https://www.acer.europa.eu/Individual%20Decisions/ACER%20Decision%2011-2022%20on%20alternative%20BZ%20configurations.pdf>, siehe dort Tabelle 8 auf Seite 45/45.

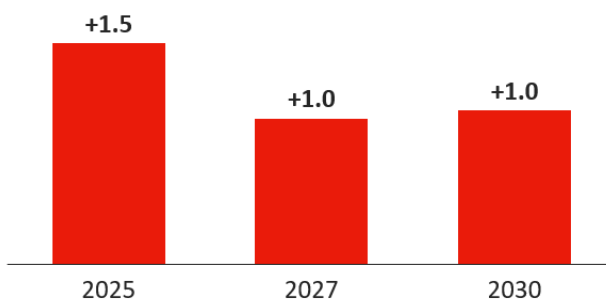
tiert hieraus Investitionsunsicherheit, die ihrerseits die Erreichung der Ausbauziele für 2030 gefährdet. Die Situation würde sich erst entspannen, wenn die geplanten Gleichstromtrassen in Betrieb gehen.

Auch das Argument, dass eine Teilung der Preiszone den Netzausbau überflüssig macht, ist nicht zutreffend. Ein erheblicher Teil des Netzausbaus dient der An- und Einbindung der Erneuerbaren Energien und muss energiewendebedingt mit und ohne Teilung der Preiszone erfolgen.

Market split harms German industry as regional discrepancies in supply & demand implies high prices in industry-intensive zones

Increase in electricity procurement costs for German industry

[bn€/a, real 2021]



- **Industrial consumers suffer from market split**, being primarily located in high priced Western and Southern zone
- **Additional government subsidies may be needed** to keep industry competitive
- Rising electricity consumption due industrial electrification would exacerbate the industrial burden if the convergence of prices were not to offset this effect
- The **overall cost of procurement** across the whole market increases **by around €2 - 3 bn/a**.

Abbildung 10: Steigende Beschaffungskosten für die Industrie und andere Verbraucher (Quelle: E.ON 2023)

In Summe negativ betroffen wären auch die Verbraucher mit Mehrkosten von 2 bis 3 Mrd. €/Jahr wie Abbildung 10 zeigt. Besonders hervorzuheben sind die Beschaffungsmehrkosten der energieintensiven Industrie. Die Preiszonenteilung würde sich für Letztere in einer Mehrbelastung von 1,5 Mrd. €/Jahr niederschlagen, die erst nach dem Ausbau der Gleichstromtrassen auf 1,0 Mrd. €/Jahr zurückginge. Angesichts der ohnehin hohen Strompreise und der im Zuge der Energiewende zunehmenden Elektrifizierung dürfte von einer Zunahme der Beschaffungskosten in dieser Größenordnung zusätzlicher Abwanderungsdruck ausgehen.

Schon die bloße Diskussion um bzw. Einführung einer Preiszonentrennung führt zu einer hohen Unsicherheit im Markt („Missing Certainty Problem“).

2.3.3 Wohlfahrtsgewinne durch Aufteilung der Preiszone

Diesen Vorteilen der Beibehaltung der Preiszone stehen natürlich auch **Vorzüge einer potenziellen Aufteilung** gegenüber³³.

Zu nennen sind:

- › Vermeidung struktureller Engpässe (vgl. 70-Prozent-Kriterium).
- › Investitionsanreize für Speicher im Norden, die die Integration der EE verbessern können.
- › Verringerung der Redispatch-Volumina und damit einhergehende Kosten (vgl. hierzu Abbildung 11).
- › Marktpreise, auf die künftig zahlreiche neue flexible Verbraucher reagieren sollen, würden direkt die Netzengpässe zwischen den Gebotszonen berücksichtigen. Das würde die koordinierte Reaktion dieser Anlagen vereinfachen und Redispatchbedarfe verringern.
- › Auch sind im benachbarten Ausland zu erwartende Wohlfahrtsgewinne zu berücksichtigen (vgl. allerdings Abbildung 12).

Generell lässt sich feststellen: Kleine Gebotszonen bis hin zu nodalen Märkten stärken die Kongruenz der physischen Märkte mit der Netzphysik zu Lasten der langfristigen finanziellen Märkte.

Die oft geäußerte Erwartung, dass eine Preiszonenteilung sofort zu Investitionsentscheidungen zugunsten einer niederpreisigeren Zone führen ist allerdings unrealistisch. Investitionsentscheidungen der Industrie haben regelmäßig hohe zeitliche Vorläufe.

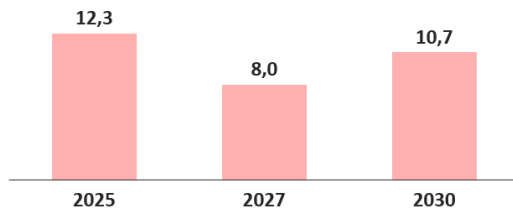
Einen solchen zeitlichen Vorlauf haben die von einer Preiszonenteilung zu erwartenden Effekte auf den Redispatchbedarf und auf die Großhandelspreise in Nachbarländern nicht. Sie wirken vielmehr unmittelbar. Deshalb ist ein Blick auf die potenzielle Entwicklung beider Indikatoren wünschenswert.

³³ ACER, DECISION No 11/2022 on the alternative bidding zone configurations to be considered in the bidding zone review process.

Redispatch saving potential – the major economic benefit – through zonal split is limited

Potential redispatch volumes saved

[TWh]



1) For the period 2017 – 2021 the average volume was 23 TWh and the average cost was €67/MWh.

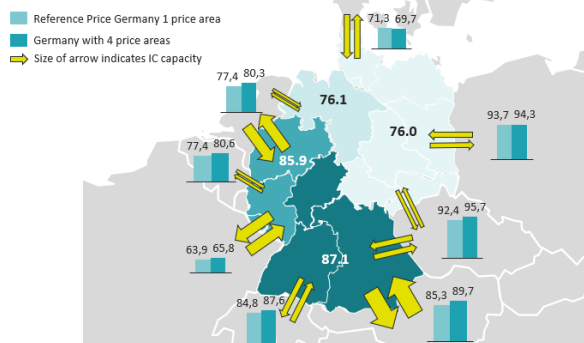
- Estimate on redispatch volumes saved is based on comparison of generation after zonal split adjusted for changes in imports and exports
- Since it is based on economic optimization the actual redispatch volumes saved could be lower
- The volumes indicate a saving of 35 – 50% compared to historic volumes¹ which aligns with expectation as zonal split will not resolve congestions inside the zones
- Applying an average cost¹ this would translate to a cost saving of €0.5 – 0.8 bn/a.

Abbildung 11: Durch einen Preiszonensplit potenziell eingespartes Redispatch-Volumen in TWh (Quelle: E.ON 2023)

Wie Abbildung 11 zeigt, ist das eingesparte Redispatch-Volumen von ca. 8 bis 12 TWh beachtlich. Setzt man es jedoch in Bezug zum gesamten Redispatch-Volumen, welches sich in den Jahren 2020 bis 2022 auf 27 bis 31 TWh belief (vgl. Abbildung 6), relativieren sich diese Zahlen. Gleiches gilt für die erzielbare Kosteneinsparung.

Zonal split changes the economic interaction with adjacent markets leading to an overall increase of cost for Germany's neighbors

Change in prices [€/MWh] across surrounding countries, exemplary for 2027



- Prices in western and southern countries rise with higher prices in western and southern bidding zones
- North-eastern countries can hardly benefit from lower electricity prices due to limited IC capacity
- Hence, from an European view the **zonal split in Germany could come with negative impacts on the Internal Energy Market:**
 - Overall cost of electricity production across Europe will increase
 - Additional limits to grid expansion will disturb the exchange of Renewable generation inside Europe considering Germany's function as a revolving door when it comes to imports and exports

Abbildung 12: Ein Preiszonensplit wirkt sich auf die Großhandelsmarktpreise in den Nachbarländern regelmäßig preissteigernd aus (Quelle: E.ON 2023)

Eine Aufteilung führt, wie aus Abbildung 12 ersichtlich, nicht zu der erwarteten Dividende für Deutschlands Nachbarländer. Mit Ausnahme von Dänemark entfaltet die Teilung keine preisenkende Wirkung. Im Gegenteil kommt es zu Anstiegen, die im Falle Österreichs sogar mehr als 4 € die MWh betragen.

Des Weiteren sind die Auswirkungen des im Falle einer Preiszonenteilung zu erwartenden Rückgangs der Liquidität im europäischen Binnenmarkt zu bedenken. Aufgrund der hohen Liquidität der deutschen Preiszone sichern sich auch Marktakteure aus anderen Mitgliedstaaten durch Terminkontrakte ab, die auf die deutsche Preiszone referenzieren (sog. Proxy Hedges). Der Physical Electricity Index (PHELIX DE), der den Spotmarkt des Marktgebiets Deutschland abbildet, wird insbesondere in Zentralwesteuropa (CWE) in Lieferverträgen verwendet, da die Kunden der Markttiefe des deutschen Termin- und Day-Ahead-Marktes großes Vertrauen schenken. Von einem Liquiditätsanker in der Mitte der EU profitieren darüber hinaus alle kontinentaleuropäischen Strommärkte in der EU.

2.4 Zwischenbilanz

Der Aktionsplan ist auf Kurs. Damit besteht akut kein Zwang zur Aufteilung der deutschen Preiszone.

Wenn das 70-Prozent-Kriterium eingehalten ist, relativieren sich zugleich die Vorteile der Aufteilung der Preiszone. Und mit dem Erhalt der Preiszone verbinden sich zahlreiche volkswirtschaftliche Vorteile.

Die Aufteilung führt zu Umverteilungseffekten. Den Verlusten bei einer Aufteilung der Preiszone (Erträge von EE-Anlagen, Beschaffungsmehrkosten insbesondere für die energieintensive Industrie) stehen auch Gewinne gegenüber. Ein Rückgang der Redispatch-Volumina um etwa ein Drittel findet statt. Das übrige Redispatch-Volumen fällt aber auch im Falle einer Teilung an. Eine Teilung der Preiszone führt in Summe nicht zu einer Ent- sondern zu einer moderaten Mehrbelastung der Großhandelsmärkte der Nachbarländer Deutschlands.

Allerdings ist die weitere Entwicklung fortlaufend zu beobachten.

3 Absehbare be- und entlastende Entwicklungen

3.1 Entlastende Entwicklungen

Der Netzausbau kommt voran, allerdings langsamer als ursprünglich geplant. Derzeit ist die entlastende Wirkung durch fertiggestellte Bauabschnitte noch gering. Die Fertigstellung weiterer Abschnitte³⁴, vor allem der großen HGÜ-Verbindungen, entlastet die Preiszone.

³⁴ Monitoringbericht des Stromnetzausbaus (BNetzA Q3 2022).

HGÜ (BBP 2022)	IBN laut NEP 2037/2045 (2023), 1. Entwurf	Planungs- und Baufortschritt (BBPlG/EnLAG), Stand: 30. Sept 2022	
Ultranet (DC2)	2026	noch nicht im Genehmigungsverfahren	4.447 km
A-Nord (DC1)	2027	im Raumordnungs- oder Bundesfachplanungsverfahren	375 km
SuedOstLink (DC5)	2027	im oder vor dem Planfeststellungs- oder Anzeigeverfahren	5.752 km
Suedlink (DC3/DC4)	2028	genehmigt beziehungsweise im Bau	1.178 km
Klein Rogahn – Isar (DC 20)	2030	fertiggestellt	2.292 km
Korridor B (DC21/DC25)	2032		
Heide/West – Klein Rogahn (DC31)	2032		
Rastede – Bürstadt (DC34)	2033		
		Summe:	14.044 km

Abbildung 13: Stand Netzausbauvorhaben und insbesondere der großen HGÜ-Verbindungen (Quelle: Monitoringbericht des Stromnetzausbaus (BNetzA Q3 2022), aktualisiert anhand Entwurf Netzentwicklungsplan 2037/2045)

Die entlastende Wirkung des Netzausbaus macht sich daher insbesondere nach dem Zielpunkt des Aktionsplans bemerkbar. Dann allerdings werden von ihr spürbare Entlastungseffekte ausgehen (vgl. Abbildung 13). Grundsätzlich wird der Netzausbau entlastende Effekte haben, daher sind die geplanten Maßnahmen im Netzentwicklungsplan no-regret Optionen.

Gewisse entlastende Effekte bestehen bereits heute dank der Nutzung grenzüberschreitender Redispatchpotenziale. Im Rahmen des Projekts zur Core Kapazitätsberechnungsregion arbeiten die deutschen ÜNB in einem internationalen Konsortium und zudem an einer Weiterentwicklung dieser Prozesse, um somit eine verursachungsgerechte Kostenteilung unter Entschädigung der entstehenden Kosten aufgrund von Ringflüssen im Ausland zu ermöglichen.

3.2 Belastende Entwicklungen

Ein wachsender und anhaltender Zubau von Erneuerbaren Energien (Offshore, Onshore, PV) ist angestrebt und wird den Druck auf die Preiszone erhöhen. Zu beachten ist auch die Witterungsabhängigkeit insbesondere der Windkraft und die daraus resultierenden starken Unterschiede der Netzbeanspruchung innerhalb eines Jahres und im Jahresvergleich.

Strom: Ausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030

Bis 2022 Ist, ab 2023 gemäß 2030 -Ziele EEG 2023/WindSeeG

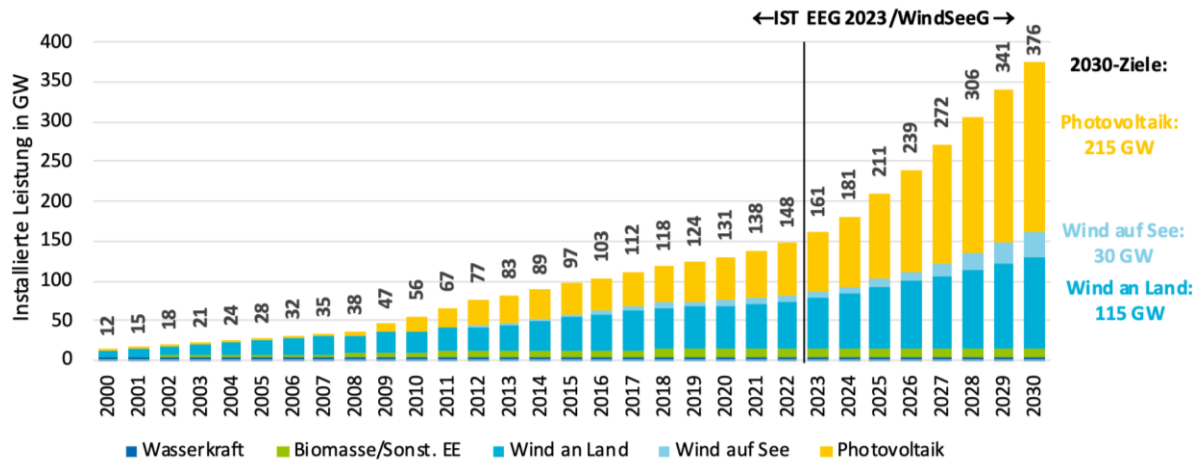


Abbildung 14: Gesamtausbau der Erneuerbaren Energien bis 2030 (Quelle: AGE Stat, BDEW (eigene Berechnungen))

Ausbaumengen Wind an Land auf Basis EEG 2023

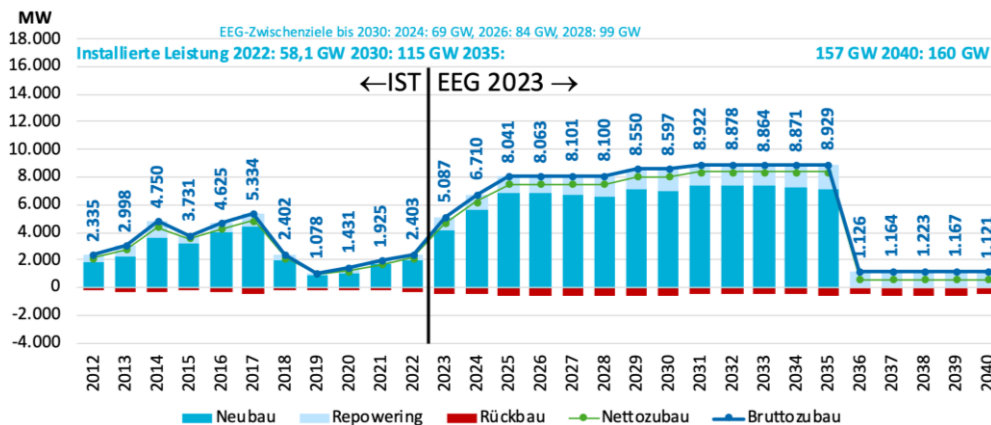


Abbildung 15: Ausbau der Windenergie an Land bis 2030 (Quelle: AGE Stat, Deutsche Windguard, BDEW (eigene Berechnungen))

Der Pfad für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist sehr ehrgeizig. Von ihm geht ein fortlaufend wachsender Druck auf die Preiszone aus. Aufgrund des nötigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird es über zwei Jahrzehnte eine angespannte Netzsituation geben. Dies ist insbesondere der Fall, wenn sich der Ausbau der Windkraft an der Windhöflichkeit ausrichtet. Auch die Entwicklung der Redispatch-Kosten und vor allem des Redispatch-Volumens muss fortlaufend beobachtet werden. Weitere, zum Teil erhebliche Belastungen der Preiszone können aus der Anbindung von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken resultieren. Sie haben erhebliche Auswirkungen auf den Redispatch.

Ergebnis

Variante	Redispatchmenge [TWh]	davon Erneuerbare [TWh]	CO ₂ -Ausstoß RD [Mt]
PtH ₂ -süd (rot) im Vergleich zu grün	+4,1	+3,3	+1,9

Der Anstieg der Redispatchmengen geht des Weiteren einher mit einer zusätzlich notwendige Vorhaltung von Reservekraftwerken. Auch zusätzliche Netzverluste durch weitere Transportwege wurden nicht berücksichtigt.

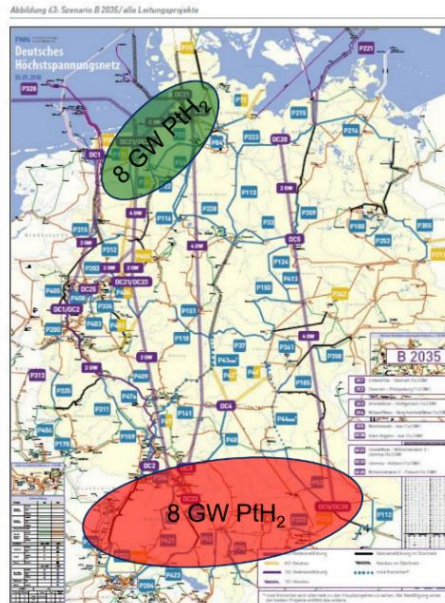


Abbildung 16: Auswirkung von 8 GW Elektrolyseurkapazität im Süden (Quelle: Tennet)

Der Koalitionsvertrag spricht sich für die Erhöhung des Ausbauziels für die Elektrolysekapazität auf rund 10 Gigawatt im Jahr 2030 aus. Bei einer Allokation an den „falschen“ Stellen des Netzes, also im Süden, würde der Redispatchbedarf voraussichtlich über die von Tennet identifizierten 4,1 TWh hinaus anwachsen.

3.3 Zwischenbilanz

Der Netzausbau kommt voran, allerdings langsamer als ursprünglich geplant. Derzeit ist die entlastende Wirkung durch fertiggestellte Bauabschnitte noch gering. Die Fertigstellung weiterer Abschnitte, vor allem der großen HGÜ-Verbindungen, entlastet die Preiszone.

Ein wachsender und anhaltender Zubau von Erneuerbaren Energien (Offshore, Onshore, PV) ist angestrebt und wird den Druck auf die Preiszone erhöhen. Zu beachten ist auch die Witterungsabhängigkeit insbesondere der Windkraft und die daraus resultierenden starken Unterschiede der Netzbeanspruchung innerhalb eines Jahres und im Jahresvergleich.

Dementsprechend **bleibt** die **Entlastung des Drucks auf die Preiszone** eine **Daueraufgabe**.

4 Instrumente zur Verringerung des Drucks auf die Preiszone

Neben dem Netzausbau steht grundsätzlich eine breite Palette von Instrumenten zur Verringerung des Drucks auf die Preiszone zur Verfügung.

Neben dem hier aufgeführten Instrumentarium und dem Redispatch 2.0 kommt mittelfristig der komplementäre marktliche Redispatch zur Ergänzung des Redispatch 2.0 in Betracht. Dort

geht es darum Flexibilität, die in niedrigen Spannungsebenen angesiedelt ist, neben der Hoch- und Mittelspannung auch für die Hoch und Höchstspannung nutzbar zu machen³⁵. Als den Redispatch 2.0 lastseitig ergänzende Instrumente kommen nach Ansicht des BDEW folgende Instrumente grundsätzlich in Frage:

- › Standortanreize,
- › Gestaltung der Netztarife, z. B. engpassorientierte Netztarife,
- › komplementärer marktbasierter Redispatch.

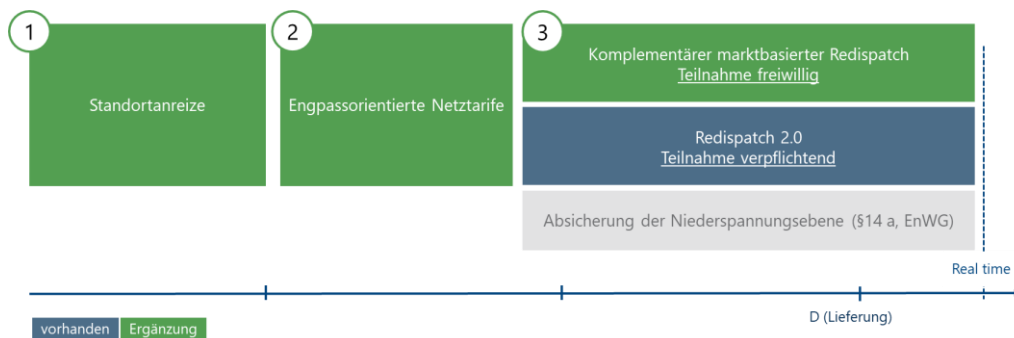


Abbildung 17: Zusammenspiel von Instrumenten zur Nutzung der Flexibilität von Lasten und Speichern (Quelle BDEW & E-Bridge in „Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitigen Flexibilitäten bei Netzbetreibern“, 2023)

Die in der Hoch- und Mittelspannung erschlossene Flexibilität kann grundsätzlich dort, aber **auch in der Höchstspannung** genutzt werden. Mithin können sie auch zur Reduzierung von Engpässen innerhalb der Preiszone beitragen.

Während an anderer Stelle die kurzfristige Mobilisierung von Flexibilität zu netzdienlichen Zwecken im Zentrum steht³⁶, wird nachfolgend den langfristigen Signalen besonderes Augenmerk geschenkt. Sie können in besonderem Maße mit investiven Wirkungen verbunden sein.

Dabei sollte gerade auch auf freiwilligen komplementären Redispatch (Nachfrageseite) gesetzt werden. Dies kann das Redispatchpotenzial erhöhen und damit die Kosten senken.

Im heutigen Marktdesign bestehen nur unzureichende ökonomische Anreize für eine systemdienliche Auslegung und Standortwahl von Marktteilnehmern. Nachgelagerte Netz- und Sys-

³⁵ BDEW und E-Bridge: Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern; 2023, Kap. 2, S. 7 ff.

³⁶ BDEW und E-Bridge: Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern; 2023, Kap 4, S. 13 ff.

temkosten werden heute bei den Investitions- und Betriebsentscheidungen der Marktteilnehmer nicht berücksichtigt. Langfristige Allokationssignale sollen hier ansetzen³⁷.

Allokationssignale können – je nach Ausgestaltung – auf der Erzeugungsseite wahlweise alle Erzeugungsanlagen und Speicher oder nur eine Teilmenge betreffen. Auf der Lastseite können sie wiederum die Ansiedlung aller Verbrauchsanlagen steuern oder sich auf Investitionen in Anlagen zur Flexibilisierung der Verbrauchssteuerung beziehen oder – wegen ihres hohen Verbrauchs – auf Elektrolyseure konzentrieren.

Der BDEW spricht sich im Kontext der Gewährleistung der Versorgungssicherheit für folgende Ausgestaltung langfristiger Allokationssignale aus:

- › Dem Anwendungsbereich sollten nur Neuanlagen, nicht aber Ertüchtigungen oder Umbauten, unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich räumlich steuern. Zusätzlich sollte der Erhalt netzdienlicher Bestandsanlagen nicht gefährdet werden.
- › Erfasst werden sollen konventionelle Kraftwerke und Elektrolyseure³⁸, weil diese den wesentlichsten Beitrag für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit leisten können.
- › Derzeit bereits genehmigte oder im Genehmigungsverfahren befindliche Anlagen sollten mit Rücksicht auf das Investorenvertrauen ausgenommen werden.
- › Mit Rücksicht auf das Erfordernis eines raschen Ausbaus der Erneuerbaren Energien sollten dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen aus dem Anwendungsbereich entlassen werden. Ausgenommen werden sollten auch Produktionsanlagen, deren Ansiedlung anderen Kriterien folgt.
- › Regionale Allokationssignale können in einen Kapazitätsmarkt integriert oder separat verankert werden. Im letztgenannten Fall sind sie mit dem Kapazitätsmarkt eng zu verzahnen.

Restriktionen für die Ortswahl von Elektrolyseuren und Wasserstoffkraftwerken werden allerdings auch von der Anbindung an das H₂-Backbone ausgehen.

Die Allokationssignale müssen effizient und effektiv sein. Sie müssen Ansiedlungs- und Einsatzentscheidungen nicht erzwingen, sondern Optimierungsentscheidungen ermöglichen. No-Go-Areas sind deshalb nicht angebracht.

Die räumliche Verteilung der Allokationssignale folgt der erwarteten Netzbelastung bzw. dem erwarteten Netzausbau nach einer noch festzulegenden Methodik. Ändert sich die Netzbelastung, so ist die räumliche Verteilung der Allokationssignale entsprechend zyklisch anzupassen.

³⁷ BDEW-Diskussionspapier, Versorgungssicherheit in Zeiten eines hohen Ausbaugrads Erneuerbarer Energien, Kap. 2.5.1, S. 20

³⁸ Zur Einbindung von Elektrolyseuren vgl. Tennet TSO GmbH, Thyssengas, Gasunie Deutschland, Quo vadis Elektrolyse? 2023, S. 40 ff.

Das gilt jedoch nicht für Anlagen, die eine Allokationskomponente „gewonnen“ haben. Für diese bleibt das einmal gesendete Allokationssignal für die Dauer des zuvor vereinbarten Vergütungszeitraums bestehen. Eine veränderte räumliche Verteilung der Allokationssignale wirkt sich nur auf die jeweils neu ans Netz gehenden Anlagen aus. Investitionssicherheit wird somit gewahrt.

Die systemdienliche, das heißt netzengpassorientierte Verortung bereits eines kleinen Teils der flexiblen Erzeugung und Lasten kann zukünftig Redispatch-Volumen und -Kosten um bis zu 20 % senken. Dies zeigt eine Fallstudie³⁹ von Amprion zu den Auswirkungen einer systemdienlichen Verortung von je ca. 5 GW Kraftwerken und neuen flexiblen Lasten (PtG) auf Basis eines Referenzszenarios sowie eines „Best“ und „Worst Case“-Szenarios (systemdienlich bzw. verstärkend) für 2030. Bei den angenommenen Kraftwerken aus der Fallstudie handelt es sich um reine Stromerzeugungsanlagen und keine KWK-Anlagen.

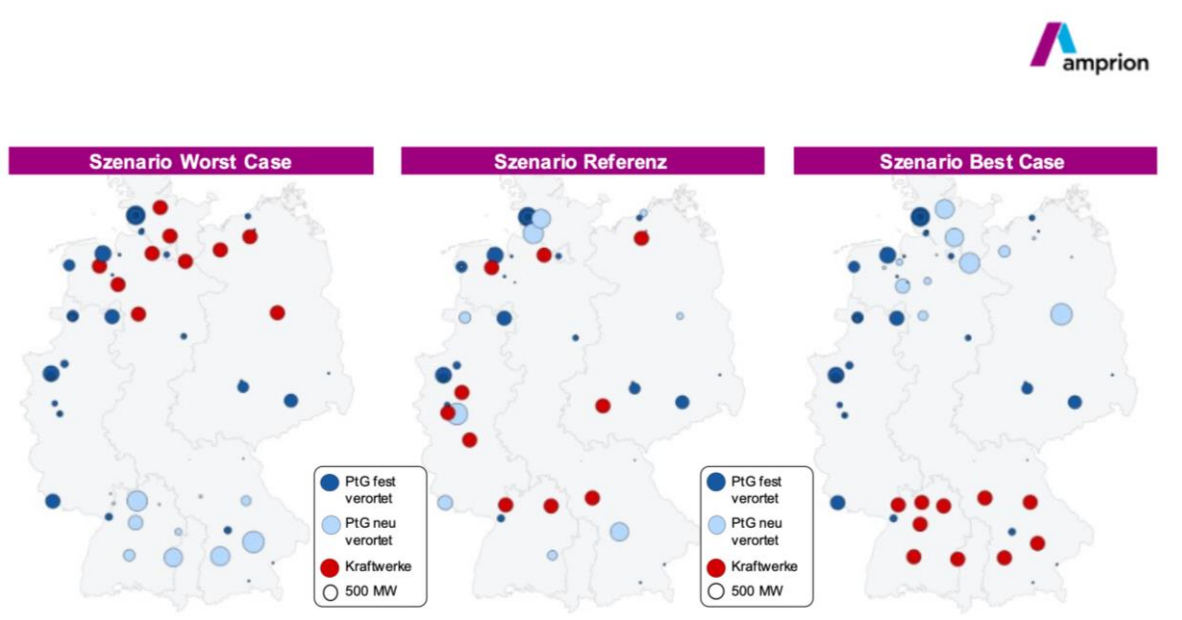


Abbildung 18: Vorteile lokaler Kapazitätsanreize (Quelle: Amprion)

Die Einführung räumlicher Allokationssignale stellt einen wichtigen Hebel dar, um die Preiszone auch in Phasen zu erhalten, in denen – wie auf absehbarer Zeit – der Ausbau der Erneuerbaren Energien dem Ausbau der Übertragungsnetze vorausseilt. Die genaue Ausgestaltung dieses Konzepts sollte Gegenstand weiterer konstruktiver Arbeiten sein.

³⁹ amprion_fallstudie___lokale_kapazitaetsanreize.pdf

SENSITIVITÄTS-UNTERSUCHUNGEN: EINFLUSS DER PTG-VERORTUNG AUSSCHLAGGEBEND

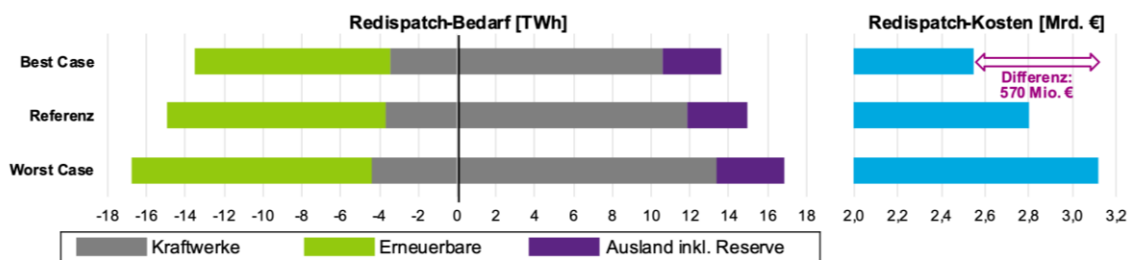


Abbildung 19: Vorteile lokaler Kapazitätsanreize (Quelle: Amprion)

Aufgrund der Parallelen zur geplanten Ausschreibung von H₂-Kraftwerken und PtG-Anlagen im EEG und der Erarbeitung einer Kraftwerksstrategie zeigt sich die Dringlichkeit deren Standorte systemdienlich zu wählen.

5 Fragen der Einbettung von regionalen Allokationssignalen

5.1 Kapazitätsmarkt und Kraftwerksstrategie

Es ist möglich, regionale Allokationssignale mit der Bereitstellung von Kapazität zu verknüpfen. Das hätte zur Folge, dass die Bedarfsermittlung gesicherter Leistung (Erzeugung/Lasten) nach Regionen zu differenzieren wäre. Entständen hierdurch zwei oder mehr Kapazitätsmärkte wäre dies negativ für die Liquidität.



Abbildung 20: Zwei Optionen zur Umsetzung lokaler Kapazitätsanreize (Quelle: Amprion)

Es ist jedoch erforderlich, dass Gebote für Neuanlagen in vollständiger Kenntnis verbindlicher Allokationsanreize erfolgen. Dazu muss es TSOs rechtlich möglich sein, entsprechende Allokationssignale zu setzen, zu honorieren und die Kosten über die Netzentgelte zurückerhalten zu können.

Möglicherweise werden im Zuge der Kraftwerksstrategie erhebliche Kapazitäten ausgeschrieben. Mit dem daraus resultierenden Bau oder Umbau von Kapazitäten entscheidet sich, ob der Druck auf die Preiszone hierdurch verringert oder erhöht wird. Ein System örtlicher Allokationssignale sollte daher bereits vor der Verabschiedung der Kraftwerksstrategie etabliert sein und greifen.

5.2 Weitere Systemdienstleistungen

Bei langfristigen Allokationssignalen geht es um eine systemdienliche Ausrichtung der Entscheidung über die Ansiedlung der erfassten Anlagen.

Bei der Implementierung eines solchen Ansatzes ist darauf zu achten, dass andere Systemdienstleistungen gleichfalls effektiv und effizient erbracht werden und ggf. Synergien erzeugt werden können.

So könnte der Ansatz beispielsweise genutzt werden, um auch für eine effiziente Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve zu sorgen. Auf die Erzeugung solcher Synergien zielt das Konzept des Systemmarkts⁴⁰.

6 Fazit

Der Erhalt der Preiszone ist nicht selbstverständlich. Er kann gelingen, wenn kontinuierlich Maßnahmen ergriffen werden, um den Druck auf die Preiszone zu verringern.

Auch im Fall der Einführung von regionalen Allokationssignalen ist der ehrgeizige Ausbau des Übertragungsnetzes unverzichtbar.

Aufgrund des nötigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien wird es über zwei Jahrzehnte eine angespannte Netzsituation geben. Der Ausbau der Übertragungsnetze ist und bleibt ein zentraler Faktor. Allerdings zeigt die Praxis, dass mit erheblichen Zeiträumen bis zur Indienstnahme neuer und Verstärkung bestehender Höchstspannungsleitungen zu rechnen ist.

Erfolgsversprechend erscheint deshalb eine **Doppelstrategie: Netzausbau und regionale Allokationssignale**.

Die Signale müssen effizient und effektiv sein. Sie müssen Ansiedlungs- und Einsatzentscheidungen nicht erzwingen, sondern Optimierungsentscheidungen ermöglichen.

⁴⁰ Amprion, Systemmarkt (Konzeptpapier, Langfassung) Februar 2022

Die Einführung räumlicher Allokationssignale für den Zubau steuerbarer Kapazitäten stellt einen wichtigen Hebel dar, um die Preiszone auch in Phasen zu erhalten, in denen – wie auf absehbarer Zeit – der Ausbau der Erneuerbaren Energien dem Ausbau der Übertragungsnetze vorausgeht. Die genaue Ausgestaltung dieses Konzept sollte Gegenstand weiterer konstruktiver Arbeiten sein.

Zugleich ist zu prüfen, ob ein System regionaler Allokationssignale gleichzeitig auch für die Beschaffung weiterer Systemdienstleistungen, wie etwa für eine effiziente Bereitstellung von Blindleistung und Momentanreserve genutzt werden kann. Darüber hinaus sollte auch auf lastseitigen, freiwilligen, komplementären und marktbasieren Redispatch gesetzt werden. Dies führt zu keinen Mehrkosten, kann aber das Redispatchpotenzial erhöhen und die Redispatch-Kosten senken.

Herausgeber

BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.

Reinhardtstraße 32

10117 Berlin

T +49 30 300199-0

F +49 30 300199-3900

info@bdew.de

www.bdew.de

Ansprechpartner BDEW

Dr. Stephan Krieger

Strategie und Politik

Telefonnummer: +49 30 300199-1060

stephan.krieger@bdew.de

Elmar Stracke

Strategie und Politik

Telefonnummer: +49 30 300199-1071

elmar.stracke@bdew.de

Stand: 07/2023

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38