

Studie zur Auswirkung regionaler dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem

April 2026

Haftungsausschluss

Aurora gewährt keine Zusicherungen oder Garantien hinsichtlich des Inhalts, der Vollständigkeit oder der Richtigkeit dieses Berichts. Die Verwendung dieses Berichts erfolgt auf eigene Verantwortung und unterliegt den Hinweisen und Haftungsausschlüssen am Ende dieses Berichts.



Executive Summary

(1/2)

Aurora Energy Research hat im Auftrag eines Unternehmenskonsortiums¹ eine umfassende quantitative und qualitative Analyse zur Einführung dynamischer Netzentgelte (dNE) durchgeführt. Die zentralen Ergebnisse dieser Analyse werden in dieser Studie dargestellt.

Eine wesentliche Annahme der Untersuchung ist die Einführung von dNE mit begrenzter räumlicher Granularität, das heißt auf regionaler Ebene in 22 Regionen. Die Modellierungen basieren auf dem Aurora Central Szenario für die Jahre 2029 und 2037. Insgesamt wurden sechs unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten dynamischer Netzentgelte analysiert.

1 Gesamtsystem: Regionale dNE reduzieren Redispatch nur teilweise – verursachen dabei aber starke systemische Nebenwirkungen.

- **Regionale dNE führen zu Überreaktionen im Marktdispatch:** Die ausgelösten Erzeugungsverschiebungen liegen für das Jahr 2037 bereits bei Annahme von dNE in Höhe von nur ± 10 €/MWh² bei insgesamt 54TWh, und damit deutlich über dem Redispatchvolumen in einem Basisszenario ohne dNE (19 TWh). In einer dNE-Ausgestaltungsvariante mit höheren dNE sind die Effekte um ein Vielfaches größer.
- **Redispatch wird nur teilweise reduziert:** Unter Annahme vollkommener Voraussicht auf Netzengpässe wird in den getesteten dNE-Ausgestaltungen eine Reduktion der Redispatch-Volumina von 5 - 63% erreicht. Bei Annahme unvollkommener Voraussicht sinkt die Redispatch-Minderungswirkung auf maximal 58%, da Preissignale weniger zielgerichtet sind.
- **EE-Einspeisung sinkt deutlich, thermische Erzeugung steigt:** Durch die Kombination aus starker Marktreaktion und hohem verbleibendem Redispatchbedarf sind alle getesteten dNE-Szenarien durch deutlich weniger EE und mehr thermische Erzeugung geprägt. Schon dNE in Höhe von ± 10 €/MWh haben im Jahr 2037 eine Mindererzeugung von EE in Höhe von 14TWh zur Folge. Das entspricht dem Doppelten der erwarteten netzbedingten Abregelung in diesem Jahr ohne die Einführung von dNE.
- **Strompreise und CO₂-Emissionen steigen:** Die Verschiebung hin zu thermischer Erzeugung hebt das Preisniveau; die kostenbasierte dNE - Ausgestaltungsvariante zeigt einen um 13% höheren Grundlastpreis gegenüber dem Basisszenario. Gleichzeitig steigen die CO₂-Emissionen um 26% (2029) und 22% (2037)
- **Wohlfahrtsverlust:** Die Mehrproduktion teurerer thermischer Anlagen zulasten günstiger EE-Erzeugung erzeugt einen Wohlfahrtsverlust, der in einer kostenbasierten dNE-Ausgestaltung³ im Jahr 2029 zwischen 1,1 und 1,6 Milliarden Euro beträgt⁴.

1) EnBW, Engie, LEAG, Onyx Power, RWE, Statkraft, Trianel, Uniper, Vattenfall. 2) Das "±" Symbol steht dafür, dass dNE sowohl positive als auch negative Ausprägungen haben können. 3) Siehe Seiten 13-14 für eine Beschreibung der modellierten dNE-Varianten. 4) Zuzüglich von Implementierungskosten, die nicht Teil dieser Analyse sind.

Executive Summary

(2/2)

Aurora Energy Research hat im Auftrag eines Unternehmenskonsortiums¹ eine umfassende quantitative und qualitative Analyse zur Einführung dynamischer Netzentgelte (dNE) durchgeführt. Die zentralen Ergebnisse dieser Analyse werden in dieser Studie dargestellt.

Eine wesentliche Annahme der Untersuchung ist die Einführung von dNE mit begrenzter räumlicher Granularität, das heißt auf regionaler Ebene in 22 Regionen. Die Modellierungen basieren auf dem Aurora Central Szenario für die Jahre 2029 und 2037. Insgesamt wurden sechs unterschiedliche Ausgestaltungsvarianten dynamischer Netzentgelte analysiert.

2 Verteilungseffekte: dNE verschieben Kosten und Erlöse stark zwischen Regionen und Akteuren – mit Risiken für Investitionen und Akzeptanz.

- **Regionale Effekte konzentrieren sich stark und verschieben Standortattraktivität:** EE-Mindererzeugung konzentriert sich auf norddeutsche Regionen und wird v. a. durch Wind (on-/offshore) getrieben; PV-Effekte sind im Vergleich geringer, werden aber bis 2037 regional stärker.
- **Sehr ungleiche Belastung/Entlastung für Erzeuger:** Mengengewichtete dNE unterscheiden sich im Durchschnitt über das Jahr um bis zu 64 €/MWh; Regionen mit hoher Windkonzentration und begrenzter Leitungskapazität werden stark belastet.
- **Wirtschaftlichkeit bestehender und neuer EE-Projekte wird regional stark belastet²:**
 - 🌪️ **Onshore-Wind:** Mindererlöse bis –70 % in bestimmten Regionen im Norden; gleichzeitig hohe Erlössteigerungen in anderen Regionen, ohne dass dortige Anlagen einen Beitrag zur Redispatch-Auflösung leisten (Mitnahmeeffekte)
 - 🌊 **Offshore-Wind:** Mindererlöse von bis zu –67 % für ein Teil der Nordsee-Flotte. Nur Anlagen mit direkter Anbindung weiter im Inland können positive Effekte erwarten.
 - ☀️ **Solar-PV:** bis 2037 regional Mindererlöse von bis zu –45 % möglich (Netzengpässe in Ausbau-Hotspots). Hohe Erlössteigerungen in vielen Regionen, ohne dass die Anlagen einen Beitrag zur Redispatch-Auflösung leisten
- **Verbraucherseite (direkter Effekt der dNE):** inverses Muster zu Erzeugern, aber überwiegend höhere Belastung: Bei Bandlast-Annahme profitieren nur wenige Regionen von negativen dNE, während die Mehrheit von dNE-Kosten betroffen ist; in West/Südwest sind bis zu +26 €/MWh zusätzliche Kosten durch dNE möglich.
- **Mit Strompreiseffekt verschärft sich die Verbraucherbelastung:** Der höhere Großhandelspreis wirkt in allen Regionen, Gesamteffekte steigen lokal auf bis zu +37 €/MWh, während Vorteile in “Gewinnerregionen” schrumpfen.

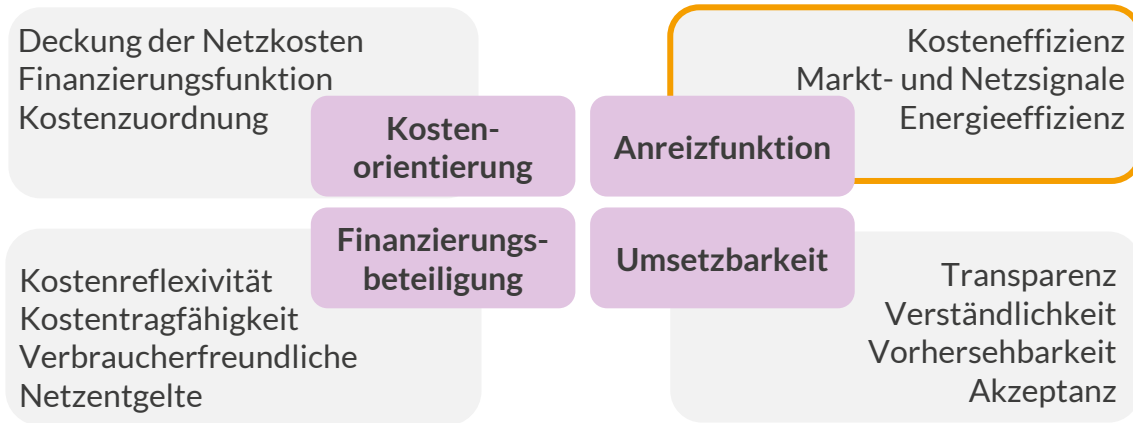
1) EnBW, Engie, LEAG, Onyx Power, RWE, Statkraft, Trianel, Uniper, Vattenfall; 2) Ergebnisse für eine Redispatchkosten-basierte Ausgestaltungsvariante der dNE. Siehe Seiten 13-18 für eine Beschreibung der modellierten dNE-Varianten.

- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 1. Gesamtsystembetrachtung
 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

Die BNetzA strebt die Einführung dynamischer Netzentgelte an, um netzdienliches Verhalten durch variable Kosten zu fördern

Zielbild der Netzentgeltreform

Auszug aus dem AgNES Diskussionspapier



- Die BNetzA strebt eine **Reformierung der Netzentgelte zum 31. Dezember 2028 an**, um den Anforderungen der Energiewende gerechter zu werden
- Neuen Netzentgelte sollen „**transparent, marktgerecht, flexibel und möglichst fair** an den tatsächlichen Netzbelastungen ausgerichtet sein“
- Dynamische Netzentgelte (dNE) erfüllen eine **Anreizfunktion** indem sie netzdienliches Verhalten fördern
- dNE können auch eine Finanzierungsfunktion übernehmen, wenn sie auf Gruppen angewandt werden, die derzeit keine Netzentgelte zahlen (z. B. Speicher oder Erzeuger). Dies ist jedoch nicht ihr primäres Ziel.

Funktionsweise dynamischer Netzentgelte

Vereinfachte Darstellung

	Stromeinspeisung	Stromentnahme
Positiver Redispatch	Negatives Entgelt	Positives Entgelt
Kein Redispatch	Kein Entgelt	Kein Entgelt
Negativer Redispatch	Positives Entgelt	Negatives Entgelt

- dNE sind **zeitvariable Gebühren für die Nutzung des Stromnetzes**, die sich nach der Auslastung des Netzes richten. Aus Sicht eines Erzeugers:
 - **Positives Netzentgelt** entsteht bei **Überschusserzeugung**
 - **Negatives Netzentgelt** entsteht bei **Mangelerzeugung**
- **Netzengpasssignale sind regionsspezifisch und symmetrisch**, das heißt positive und negative Netzentgelte finden gleichzeitig statt
- dNE sollen **einen Tag im Voraus vor der Day-ahead Auktion** veröffentlicht werden, damit sie in den Kraftwerkseinsatz *ex-ante* systemdienlicher machen und damit den Bedarf für Redispatch minimieren

Diese Studie trägt auf Basis einer Markt- und Netzmodellierung zur Quantifizierung der Auswirkungen dNE auf das Stromsystem bei



Zentrale Fragestellungen der Studie

- Wie beeinflussen regionale dynamische Netzentgelte die **Dispatch-Entscheidungen** von Erzeugungs- und Speichertechnologien im **Strommarkt**?
- In welchem Umfang können regionale dynamische Netzentgelte zur **Reduzierung des Redispatch-Bedarfs** beitragen?
- Welche Auswirkungen haben regionale dynamische Netzentgelte auf **Strompreise, Emissionen** sowie den **grenzüberschreitenden Stromhandel**?
- Welche **gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrtseffekte** sind von der Einführung regionaler dynamischer Netzentgelte zu erwarten?
- Wie unterscheiden sich die Effekte auf das Stromsystem zwischen **verschiedenen Ausgestaltungsvarianten** regionaler dynamischer Netzentgelte?
- Wie **variieren dynamische Netzentgelte zwischen Regionen** – wo sind positive bzw. negative Entgelte zu erwarten, und in welcher Größenordnung?
- Welche **Verteilungswirkungen** ergeben sich aus dynamischen Netzentgelten für unterschiedliche Typen von Stromerzeugern sowie für Stromverbraucher?



Methodischer Ansatz in Kürze

Die Analyse beruht auf einer iterativen Integration von Netz- und Marktmodellierung. Der Ansatz lässt sich in drei zentrale Schritte strukturieren::

1

Prognose stündlicher dynamischer Netzentgeltsignale

- Einteilung Deutschlands in 22 dNE – Regionen
- Definition von 6 Ausgestaltungsmöglichkeiten der dNE, basierend auf stündlichen Redispatch-Ergebnissen aus dem Aurora Origin Netzmodell
- Output: Regionen- und stundenscharfe Werte für dNE

2

Modellierung von Strommarktszenarien mit dNE

- Regional- und zeitvariable dNE fließen als variable Kosten in das Aurora Origin Strommarktmodell ein
- Output: Einfluss der dNE auf Dispatch und Preisbildung im Markt

3

Modellierung von Netzflussszenarien mit dNE

- Die durch dNE beeinflussten Dispatch-Ergebnisse der Strommarktmodellierung werden als Input in der Netzflussmodellierung verwendet.
- Output: Einfluss der dNE auf Netzflüsse und Redispatchvolumina

I. Motivation

II. Modellierungsansatz und Annahmen

III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte

IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem

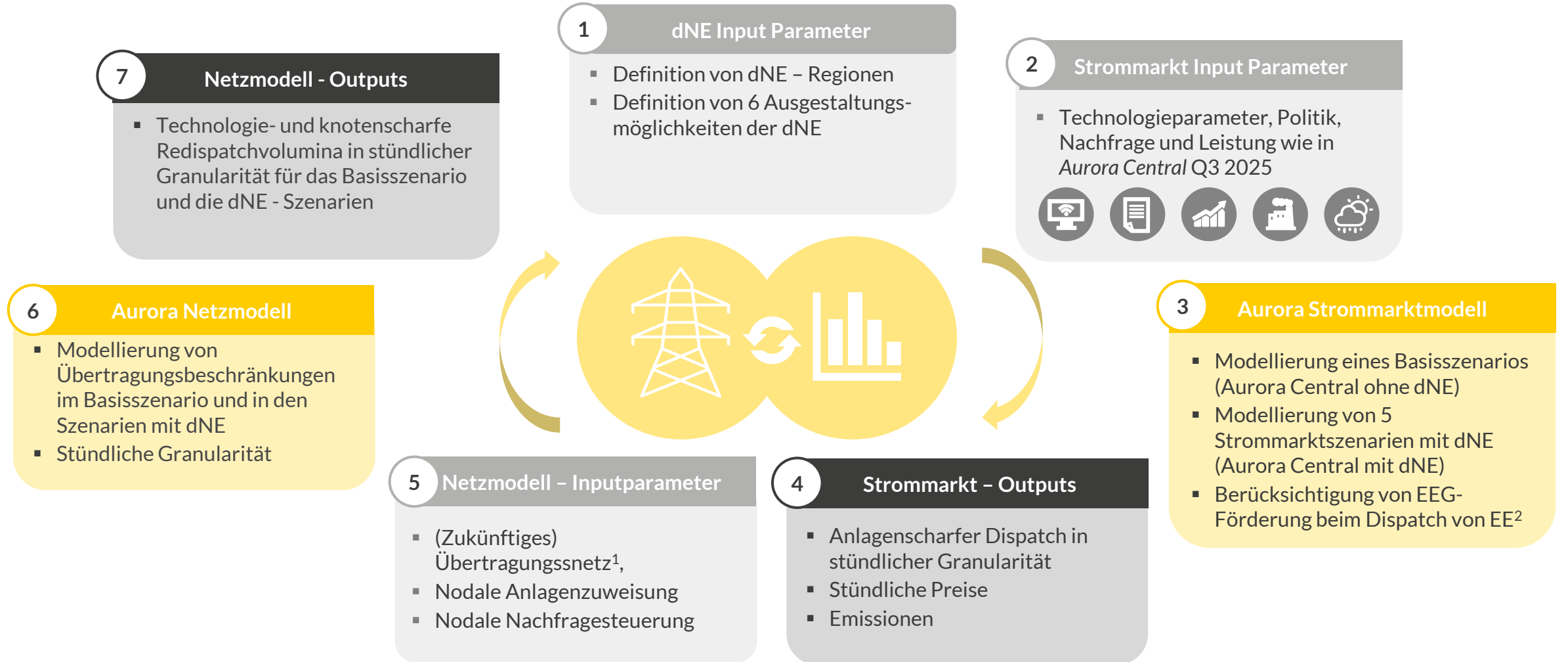
1. Gesamtsystembetrachtung
2. Regionale Verteilungseffekte

V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte

VI. Anhang

1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

Aurora integriert für die Modellierung von dynamischen Netzentgelten Strommarkt- und Netzmodellierung in einem iterativen Prozess



Modellierung Input Output

1) Basierend auf dem *Netzentwicklungsplan* und Aurora's Expertise. 2) Im Strommarktmodell wird zwischen EEG-geförderten und rein marktlichen EE-Anlagen unterschieden. Bei Dispatch-Entscheidungen und der Wirkung der dNE-Signale wird berücksichtigt, ob eine Anlage über einen anzulegenden Wert verfügt.

Wir analysieren die Systemauswirkungen von regionalen dNE für zwei repräsentative Jahre auf Basis von Aurora Central

1 Als Zieljahre der Analyse dienen das geplante **Startjahr der dNE (2029)** und das **Zieljahr des NEP (2037)**.

- 2026: Konsultation der *BNetzA* zur Ausgestaltung der DNE
- **2029: Geplante Einführung der dNE auf Übertragungsebene**
- 2030 – 2035 : Schrittweise Ausweitung der dNE auf Verteilnetzebene
- **2037: Reduktion von Redispatch im Zieljahr des NEP¹**

2 Aurora Central bildet die **wahrscheinlichste Entwicklung des Strommarkts mit konservativen Annahmen zur Umsetzung politischer Ziele ab.**

	Aurora Central	NDP (Szenario C)
Dekarbonisierung	2060	2045
Angebot (EE-Ausbau)	429 GW (2045)	+64%
Stromnachfrage	846 TWh (2045)	+54%
Netzausbau	10.700 km (2035)	+40%

3 Deutschland wird in **22 dNE - Regionen unterteilt**, die sich an den WAPP²-Regionen der Übertragungsbetreiber orientieren.



1) Netzentwicklungsplan 2) Week Ahead Planning Process



dNE werden für Erzeugungs- und Speichieranlagen modelliert, ein potenzieller Einfluss auf Investitionsentscheidungen wird nicht betrachtet

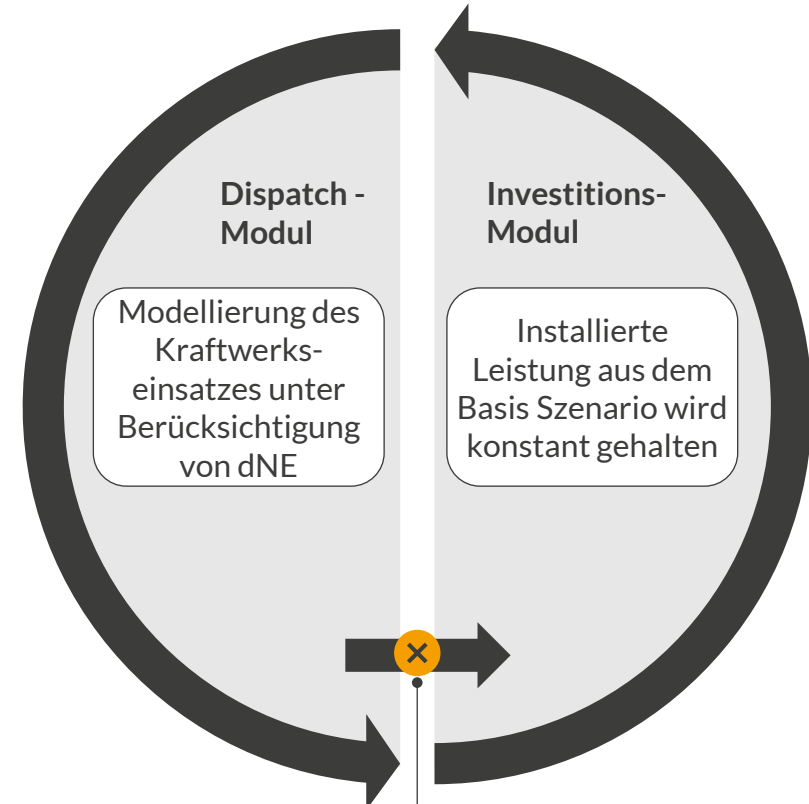
1 dNE werden als variable Kosten für alle Erzeugungs- und Speichieranlagen in der Strommarktmodellierung abgebildet

2 Mit unserem Strommarktmodell Origin modellieren wir den Einfluss dNE auf den Dispatch, der Kraftwerkspark wird dabei konstant gehalten.

Marktakteure

Implementierung von dNE im Strommarktmodell

<p>Erzeuger</p> 	<p>✓ Berücksichtigt</p> <ul style="list-style-type: none"> Für Erzeugungsanlagen aller Technologien fließt das dNE als variable Kostenkomponente in die Modellierung ein und wird in den Dispatch-Entscheidungen berücksichtigt
<p>Speicher</p> 	<p>✓ Berücksichtigt</p> <ul style="list-style-type: none"> Für alle Speichertechnologien (inkl. Batteriespeicher und Pumpspeicher) fließt das dNE als variable Kostenkomponente in die Modellierung ein und wird in den Dispatch-Entscheidungen berücksichtigt Für die Einspeisung und Ausspeisung werden separate dNE-Signale bestimmt
<p>Verbraucher</p> 	<p>✗ Nicht berücksichtigt</p> <ul style="list-style-type: none"> Es wird keine direkte Reaktion der Stromnachfrage auf dynamische Netzentgelte modelliert



Wir modellieren keine Investitionsreaktionen, wie etwa einen reduzierten Zubau oder vorzeitige Stilllegungen, die durch veränderte betriebswirtschaftliche Bedingungen infolge von dNE ausgelöst werden könnten.

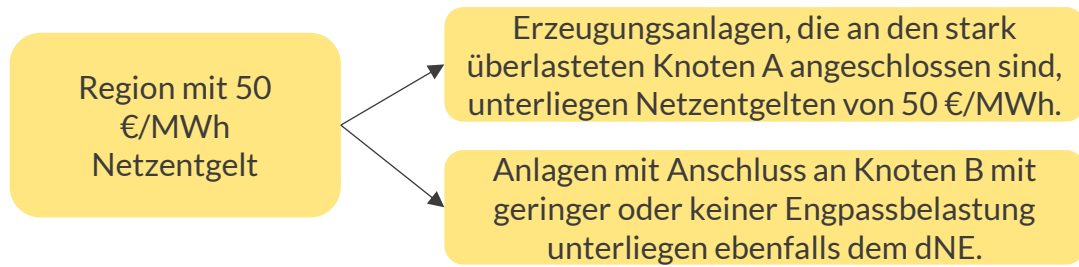
- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 - 1. Gesamtsystembetrachtung
 - 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 - 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 - 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

dNE können aufgrund unzureichender regionaler Granularität und Prognosefehlern unbeabsichtigte Markteffekte auslösen



Unzureichende Granularität regionaler Signale führt zu **Treffungenaugigkeit** und **Überreaktionen** im Kraftwerkseinsatz

- **Engpässe** im deutschen Strommarkt sind häufig stark **lokal begrenzt** und entstehen meist an einzelnen Leitungen oder Umspannwerken.
- Eine **Aggregation** der Netzsituation auf regionale Ebenen birgt das Risiko, solche **lokalen Engpässe nicht richtig abzubilden** - die daraus abgeleiteten dNE spiegeln den tatsächlichen Netzzustand am jeweiligen Netzanschlusspunkt daher oft nicht adäquat wider.
- Dies kann zu **Fehlanreizen im Dispatch** führen: Anlagen ohne lokalen Engpass werden unnötig belastet, während tatsächlich netzbelastende Anlagen nicht ausreichend bepreist werden.
- Ein regionenweites dNE-Signal birgt zudem das **Risiko von Überreaktionen im Dispatch**, da – anders als beim Redispatch – weder einzelne Anlagen noch Teilmengen einzelner Anlagen gezielt angesteuert werden können.



Prognosefehler aufgrund der zeitlichen Verzögerung zwischen dNE – Festlegung und Engpassereignissen führen zu **Ungenauigkeit**

- In Deutschland wird das Redispatch-Volumen maßgeblich durch wetterabhängige erneuerbare Erzeugung bestimmt.
- Da die dynamischen Netzentgelte einen Tag vor der tatsächlichen Erzeugung festgelegt werden, sind **Prognosefehler unvermeidlich**, und das reale Redispatch-Volumen kann deutlich von den vorhergesagten Netzbedingungen abweichen.
- Dies kann dazu führen, dass **nur ein Teil der tatsächlichen Netzengpässe** in den dynamischen Netzentgelten **abgebildet** wird.
- Darüber hinaus können **potenziell sogar zusätzliche Redispatch-Volumina** entstehen: Anlagen reduzieren ihre Einspeisung oder verschieben ihren Verbrauch, weil sie aufgrund prognostizierter Redispatch-Down-Mengen mit hohen Netzentgelten rechnen. Treten die tatsächlichen Engpässe jedoch räumlich oder zeitlich an anderer Stelle auf, kann das Verhalten der Anlagen die Netzsituation unbeabsichtigt verschärfen.



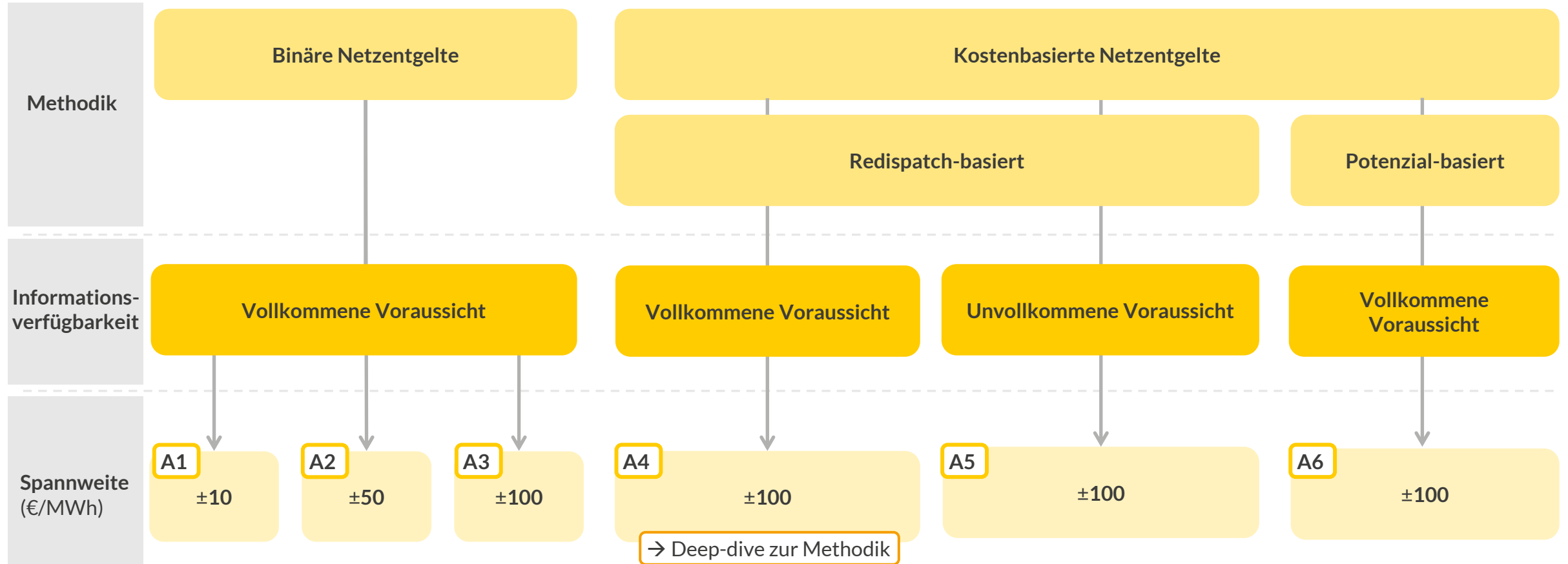
Wir haben verschiedene dNE-Varianten entwickelt, um den Einfluss des dNE-Designs auf die Markteffekte zu untersuchen (1/2)

Beschreibung der für die Studie entwickelten dNE-Ausgestaltungen

Variante	Methodik der dNE-Bestimmung	Motivation für die Auswahl
A1 A2 A3	<ul style="list-style-type: none"> Je nach Richtung der Summe des nodalen Redispatches innerhalb einer Region und Stunde (Redispatch Up oder Redispatch Down) nimmt das dNE einen positiven oder negativen Wert an Der Wert ist dabei binär, kann also nur zwei Werte annehmen: für A1: $\pm 10\text{€}/\text{MWh}$; für A2: $\pm 50\text{€}/\text{MWh}$; für A3: $\pm 100\text{€}/\text{MWh}$ 	<ul style="list-style-type: none"> Mithilfe von drei klar definierten dNE-Höhen lassen sich potenzielle Schwellenwerte identifizieren, ab denen Marktreaktionen einsetzen
A4	<ul style="list-style-type: none"> Bestimmung der dNE basierend auf den marginalen Engpassvermeidungskosten der Anlagen, die im Redispatch aktiviert werden Die Werte werden auf $\pm 100\text{€}/\text{MWh}$ gekappt → Deep-dive zur Methodik 	<ul style="list-style-type: none"> Diese Variante bildet den von der BNetzA kommunizierten Ansatz ab, wonach sich dynamische Netzentgelte an den marginalen Kosten des Netzengpassmanagements orientieren sollen
A5	<ul style="list-style-type: none"> Entspricht der Ausgestaltungsvariante A4, aber unter Hinzufügung eines Fehlerterms, durch ein Vertauschen von dNE-Werten zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden in 50% der Stunden. Die Werte werden auf $\pm 100\text{€}/\text{MWh}$ gekappt 	<ul style="list-style-type: none"> Diese Variante simuliert Prognosefehler aufgrund von unvollkommener Voraussicht auf Engpassereignisse
A6	<ul style="list-style-type: none"> Anstatt wie in Variante A4 die marginalen Engpassvermeidungskosten auf Basis der im Redispatch aktivierten Anlagen zu bestimmen, wird zur Ermittlung der marginalen Engpassvermeidungskosten das Lastanpassungspotenzial aller Anlagen in der Region – unabhängig vom anlagenspezifischen Redispatch-Ergebnis – herangezogen. Die Werte werden auf $\pm 100\text{€}/\text{MWh}$ gekappt 	<ul style="list-style-type: none"> Mit dieser Variante wird untersucht, inwiefern sich das Ausmaß unbeabsichtigter Marktreaktionen aus der Variante A4 durch eine alternative Bestimmung der marginalen Engpassvermeidungskosten reduzieren lässt.

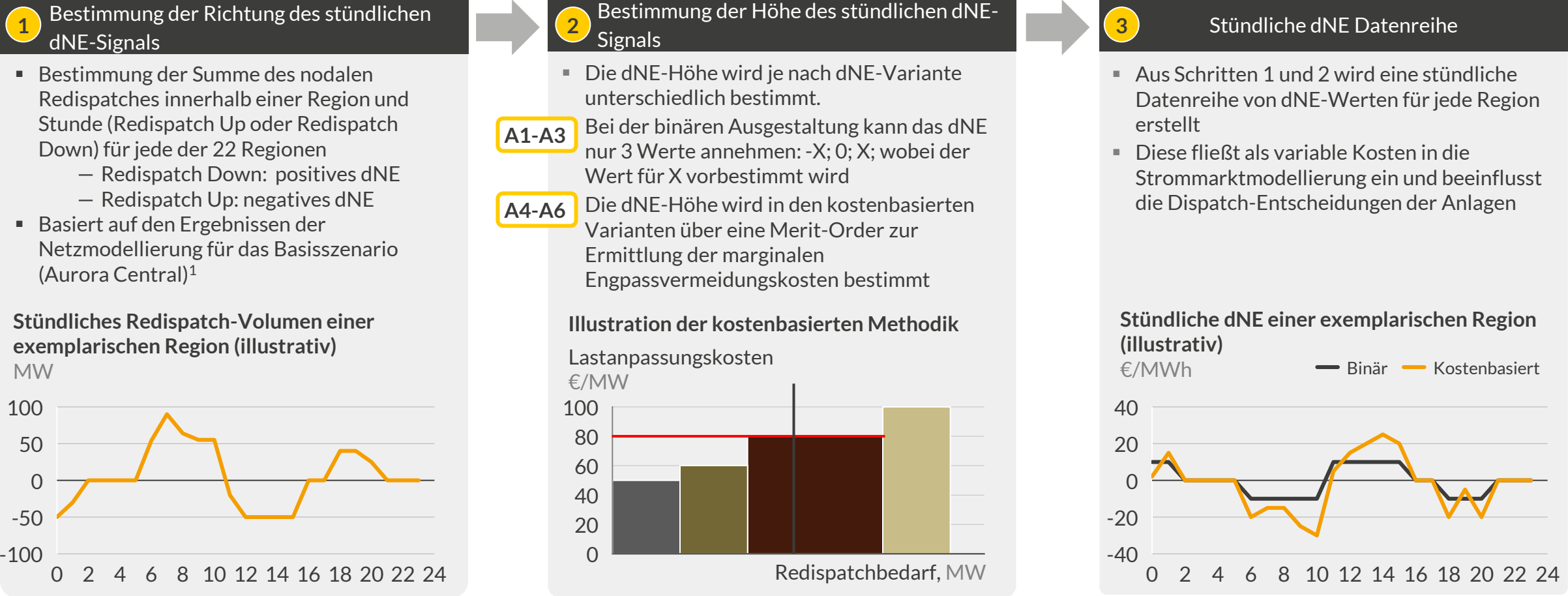
Wir haben verschiedene dNE-Varianten entwickelt, um den Einfluss des dNE-Designs auf die Markteffekte zu untersuchen (2/2)

Graphische Übersicht der entwickelten dNE - Ausgestaltungsvarianten



Allen dNE-Varianten liegen stündliche regionale Redispatch-Prognosen aus Auroras Netzmodellierung zugrunde

Berechnung der dNE auf Basis des prognostizierten regionalen Redispatch-Volumens aus Auroras Netzmodell¹



1) Für Details zur Methodik der Netzmodellierung, siehe Anhang.

Durch eine optimierte Bestimmung der dNE können Ineffizienzen im Kraftwerkseinsatz verringert, aber nicht völlig vermieden werden

1 Durch eine effiziente Ausgestaltung der kostenbasierten dNE können unbeabsichtigte Marktreaktionen regionaler dNE verringert werden.

Variante	Erwartetes Ausmaß unbeabsichtigter Marktreaktionen
<p>A4</p> <p>Redispatch-basiert</p>	<p>Höhere Überreaktionen im Strommarkt:</p> <ul style="list-style-type: none"> Dadurch, dass nur die im Redispatch aktivierten Anlagen innerhalb einer Region berücksichtigt werden, sind die marginalen Engpassvermeidungskosten, und damit die dNE, höher Höhere dNE führen zu stärkeren Überreaktionen im Strommarkt, da mehr Anlagen ihren Dispatch aufgrund der dNE anpassen
<p>A6</p> <p>Potenzial-basiert</p>	<p>Niedrigere Überreaktionen im Strommarkt</p> <ul style="list-style-type: none"> Durch die Berücksichtigung des regionalen Lastanpassungspotenzials aller Anlagen unabhängig des Redispatch-Ergebnisses ergeben sich niedrigere marginale Engpassvermeidungskosten, und damit niedrigere dNE Niedrigere dNE führen zu geringeren Überreaktionen am Strommarkt, da weniger Anlagen ihren Dispatch aufgrund der dNE anpassen

→ Deep-dive zur beispielhaften Erklärung des Ergebnisses niedrigerer dNE in A6

2 Aufgrund von unvollständigen Informationen über anlagenspezifischen Grenzkosten sind Ineffizienzen dennoch zu erwarten.

A



- Die Ermittlung marginaler Engpassreduktionskosten basiert auf **anlagenspezifischen Grenzkosten**.
- Diese sind jedoch **nicht immer eindeutig zu ermitteln**. Insbesondere bei Speichern ist die Ermittlung komplex, da die Kosten der Speicherzyklusänderung von den realisierbaren Spreads in angrenzenden Stunden abhängen.

B



- Durch das dNE wird die **gesamte Kapazität einer Anlage aktiviert oder abgeregelt**, eine Aktivierung von Teilmengen, wie im Redispatch, ist nicht möglich.
- Gerade in Regionen mit großen Anlagen kann dies zu Überreaktionen führen

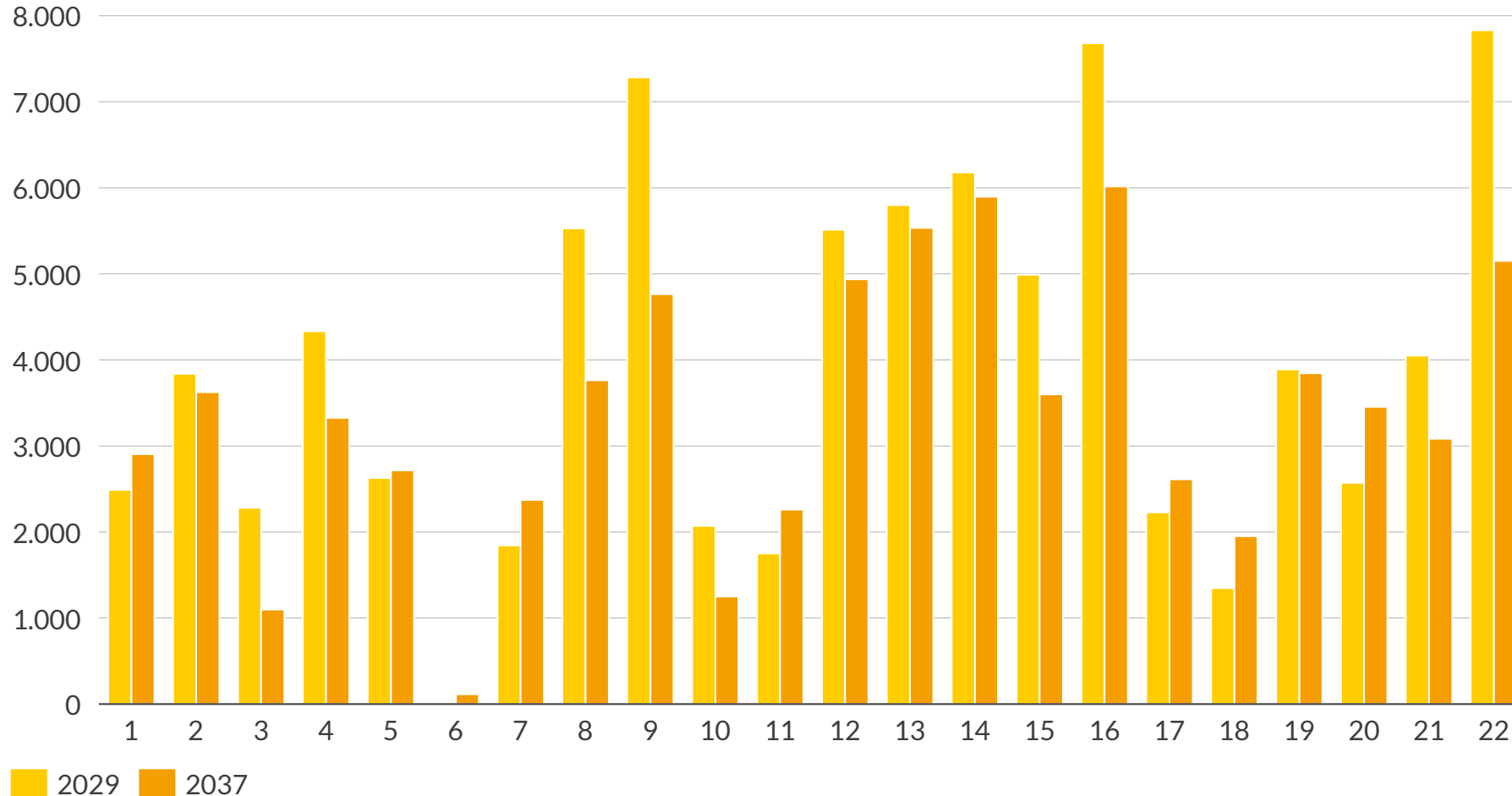
C



- Anlagen eines Technologietyps können oft die **gleichen oder sehr ähnliche Grenzkosten** haben. Dies ist vor allem bei EE-Anlagen der Fall
- Das führt zu einem hohen Risiko von Überreaktionen, bei denen durch das dNE-Signal ein großer Teil oder sogar alle Anlagen einer Technologie in einer Region abschalten

In den meisten Regionen erwarten wir dynamische Netzentgelte in mehr als einem Viertel der Stunden

Anzahl der Stunden pro Jahr und je Region mit Anwendung dynamischer Netzentgelte, dNE – Szenarien

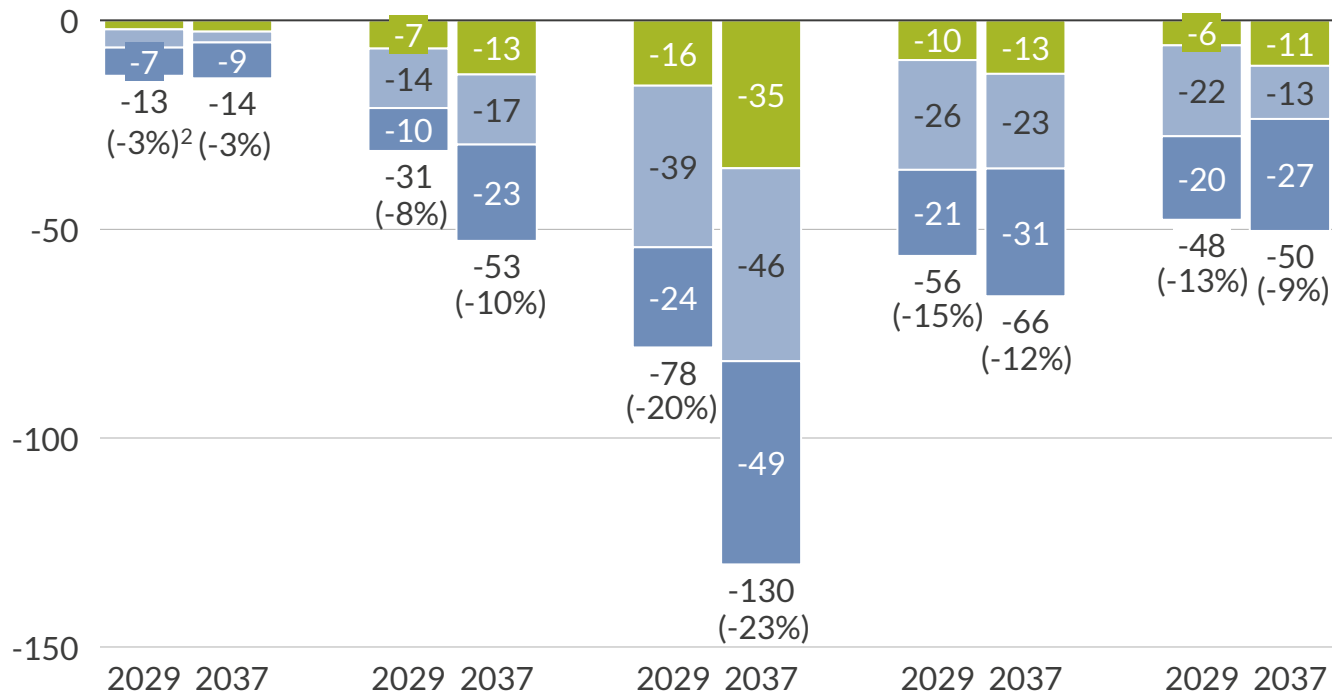


- dNE werden angewendet, wenn für eine Region und Stunde ein Redispatch-Volumen prognostiziert wird.
- Im Jahr 2025 war Redispatch in mehr als 70 % der Stunden aktiv im gesamten Markt.
- In den meisten Regionen werden dNE in den Jahren 2029 und 2037 in mehr als einem Viertel der Zeit angewendet.
- Regionen mit hohem Offshore-Wind-Redispatch, wie zum Beispiel Region 22, weisen eine besonders hohe Häufigkeit dNE auf.
- Die Anzahl der Stunden mit dNE nimmt zwischen 2029 und 2037 ab, da der erwartete Redispatchbedarf mit steigendem Netzausbau abnimmt.

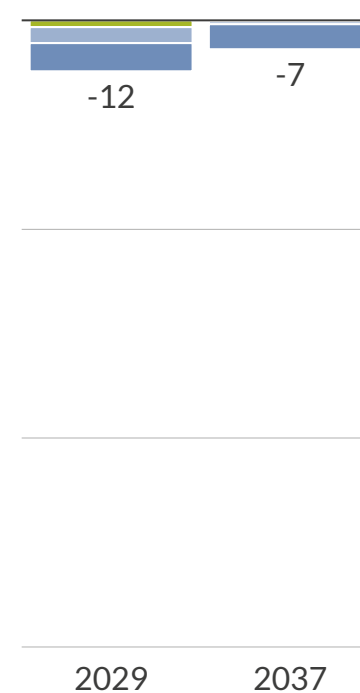
- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 1. Gesamtsystembetrachtung
 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

Insgesamt wird durch die Einführung regionaler dynamischer Netzentgelte deutlich mehr EE-Erzeugung abgeregelt ...

Delta der Nettoerzeugungsmengen von EE im Vergleich zum Basisszenario, inkl. Redispatch
TWh



EE-Redispatch, Basisszenario¹
TWh



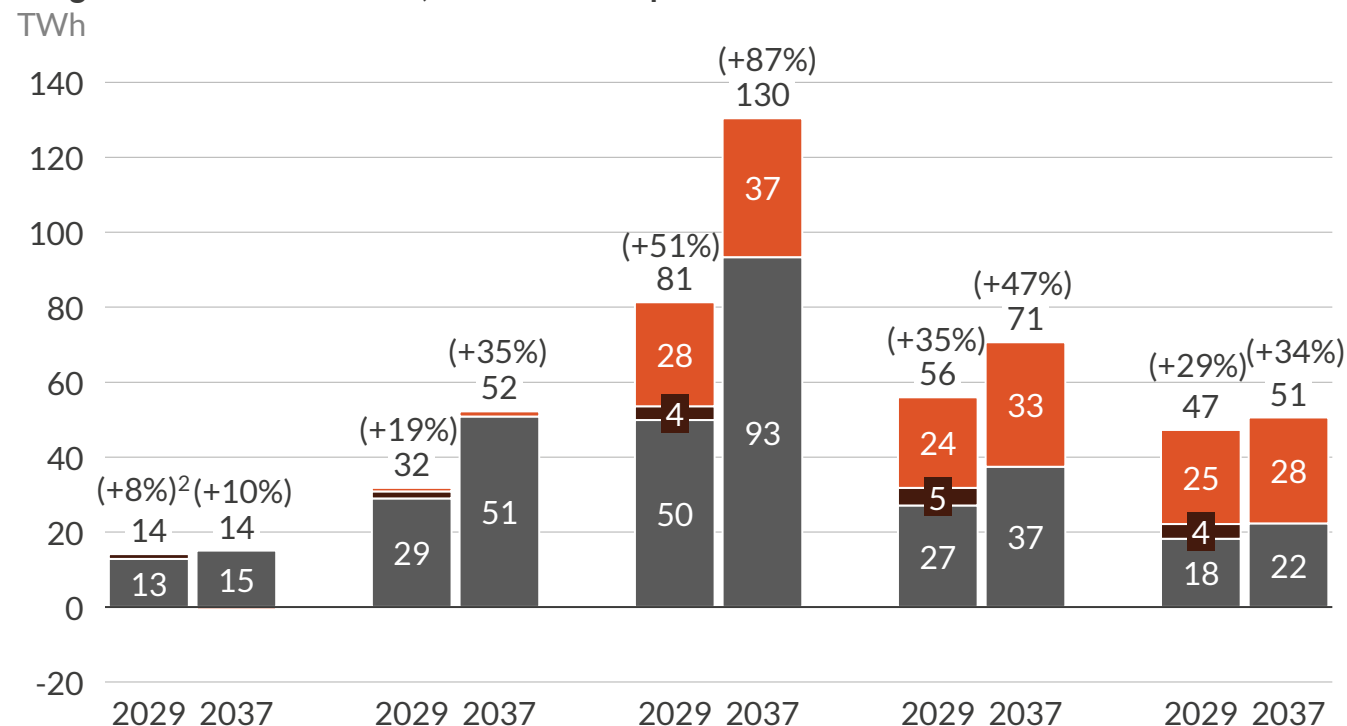
- Die linke Grafik kombiniert sowohl die Netto-Änderungen der Stromerzeugung im Markt als auch die Redispatch-Volumina.
- In allen Ausgestaltungsvarianten führt die Kombination aus Marktreaktion und verbleibendem Redispatch zu deutlich mehr EE-Abregelung als im Basisszenario ohne dNE.
- Bereits bei dNE von 10 €/MWh fällt der Effekt stark aus: 2037 werden in A1 rund 14 TWh EE-Erzeugung abgeregelt. Zum Vergleich (rechte Grafik): Das entspricht dem Doppelten der Redispatch-bedingten Abregelung im Basisszenario.
- In der Variante A4 entspricht das Delta der abgeregelten EE-Erzeugung dem Neunfachen des Redispatch-Volumens im Basisszenario

■ Solar PV ■ Wind Onshore ■ Wind Offshore

1) Netto-Redispatch-Volumen der erneuerbaren Energien im Basisszenario. 2) Prozentuale Reduktion im Vergleich zur Gesamterzeugung von Solar PV und Wind im Basisszenario.

...was durch eine höhere Erzeugung von thermischen Kraftwerken und Stromimporten aus dem Ausland ausgeglichen wird

Delta der Nettoerzeugungsmengen von thermischen Kraftwerken und Importen im Vergleich zum Basisszenario, inklusive Redispatch



Redispatch thermischer Kraftwerke, Basisszenario,¹ TWh



- Die linke Grafik kombiniert sowohl die Netto-Änderungen der Stromerzeugung im Markt als auch die Redispatch-Volumina.
- In allen Ausgestaltungsvarianten führt die Kombination aus Marktreaktion und verbleibendem Redispatch zu deutlich mehr thermischer Erzeugung als im Basisszenario ohne dNE.
- Bereits bei dNE von 10 €/MWh fällt der Effekt stark aus: 2037 wird in A1 rund 14 TWh mehr Strom aus thermischen Kraftwerken erzeugt.
 - Zum Vergleich (rechte Grafik): Das entspricht dem Doppelten der Redispatch-bedingten thermalen Erzeugung im Basisszenario.

A1 A2 A3 A4 A6

±10 ±50 ±100 Redispatch-basiert Potenzial-basiert

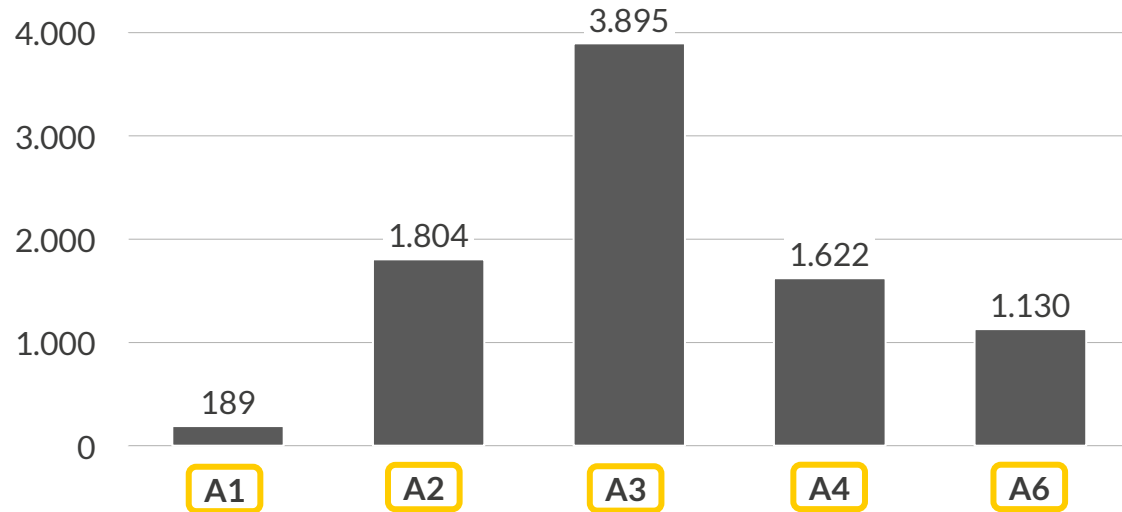
Gas Kohle Nettoimporte

1) Netto-Redispatch-Volumen thermischer Kraftwerke im Basisszenario. 2) Prozentuale Zunahme im Vergleich zu Erzeugungsmengen von thermischen Kraftwerken und Importen im Basisszenario.

Regionale dNE führen zu einem Wohlfahrtsverlust und bei hohen Preissignalen zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber Erzeugung im Ausland

Abschätzung Wohlfahrtsverlust, gemessen an den Kosten zusätzlicher thermischer Erzeugung¹, 2029

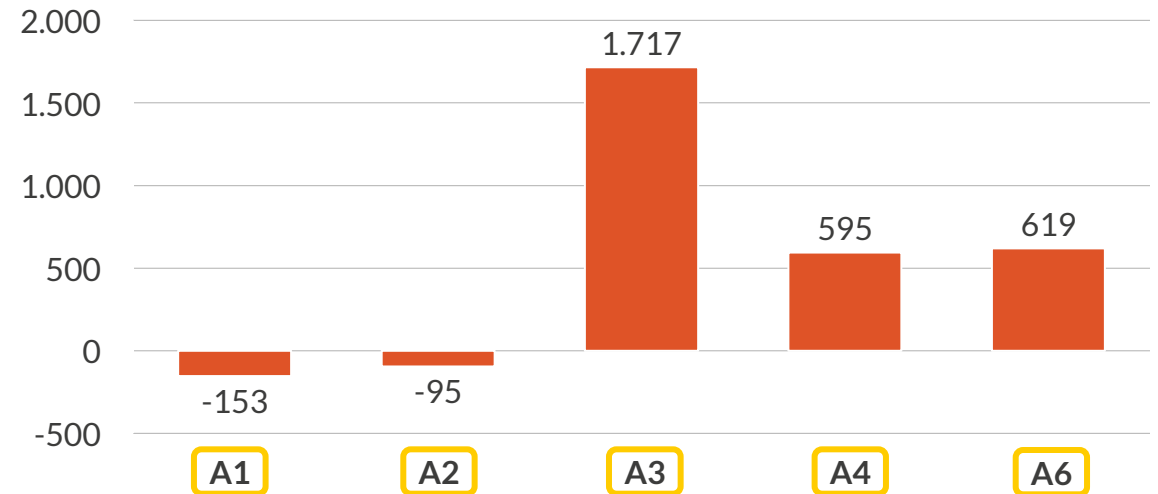
Millionen €



- Dynamische Netzentgelte können Wohlfahrtsverluste verursachen, wenn sie zu Lastverschiebungen führen, die den Einsatz zusätzlicher thermischer Erzeugung erforderlich machen.
- Der Wohlfahrtsverlust lässt sich als zusätzliche Erzeugungskosten abschätzen, insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Gas- oder Kohlekraftwerken mit hohen variablen Kosten.
- Implementierungskosten, die voraussichtlich erheblich sind, sind nicht Teil dieser Analyse.

Abfluss von Produzentenrente ins Ausland, gemessen am Wert der zusätzlichen Nettoimporte, 2029

Millionen €



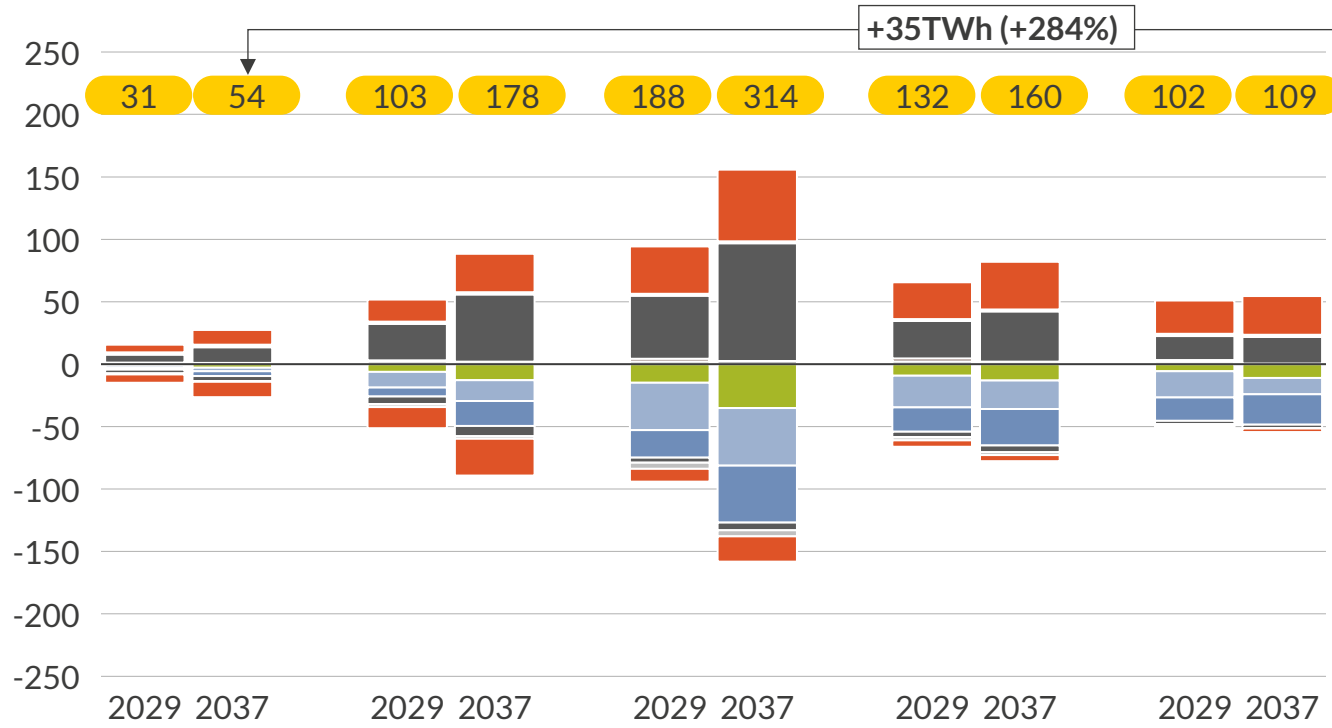
- dNE können zu Wettbewerbsnachteilen gegenüber Erzeugung im Ausland führen, wenn sie zusätzliche Stromimporte begünstigen.
- Dieser Effekt lässt sich als Wert der zusätzlichen Nettoimporte quantifizieren, bewertet zu den jeweiligen Großhandelspreisen.
- Ein entsprechender Effekt tritt bei den binären dNE - Ausgestaltungen mit kleineren Spannen (10€ und 50€) noch nicht auf (hier entsteht eine leichte zusätzliche inländische Produzentenrente), aber bei den Ausgestaltungen mit einer Spanne von bis zu 100€.

1) SRMC Gas 100 €/MWh. SRMC Kohle 140 €/MWh, 2029.

Grund sind Überreaktionen bei Dispatch-Entscheidungen im Strommarkt, die schon bei einer Höhe von 10€/MWh eintreten...

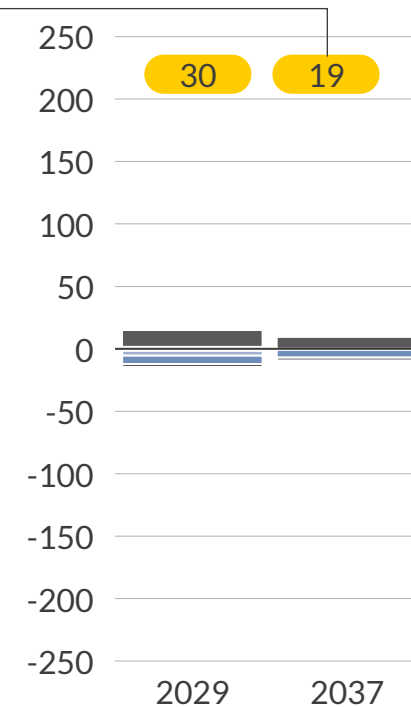
Delta der Stromerzeugung zum Basisszenario für 2029 und 2037

TWh



Vergleich: Redispatch im Basisszenario

TWh



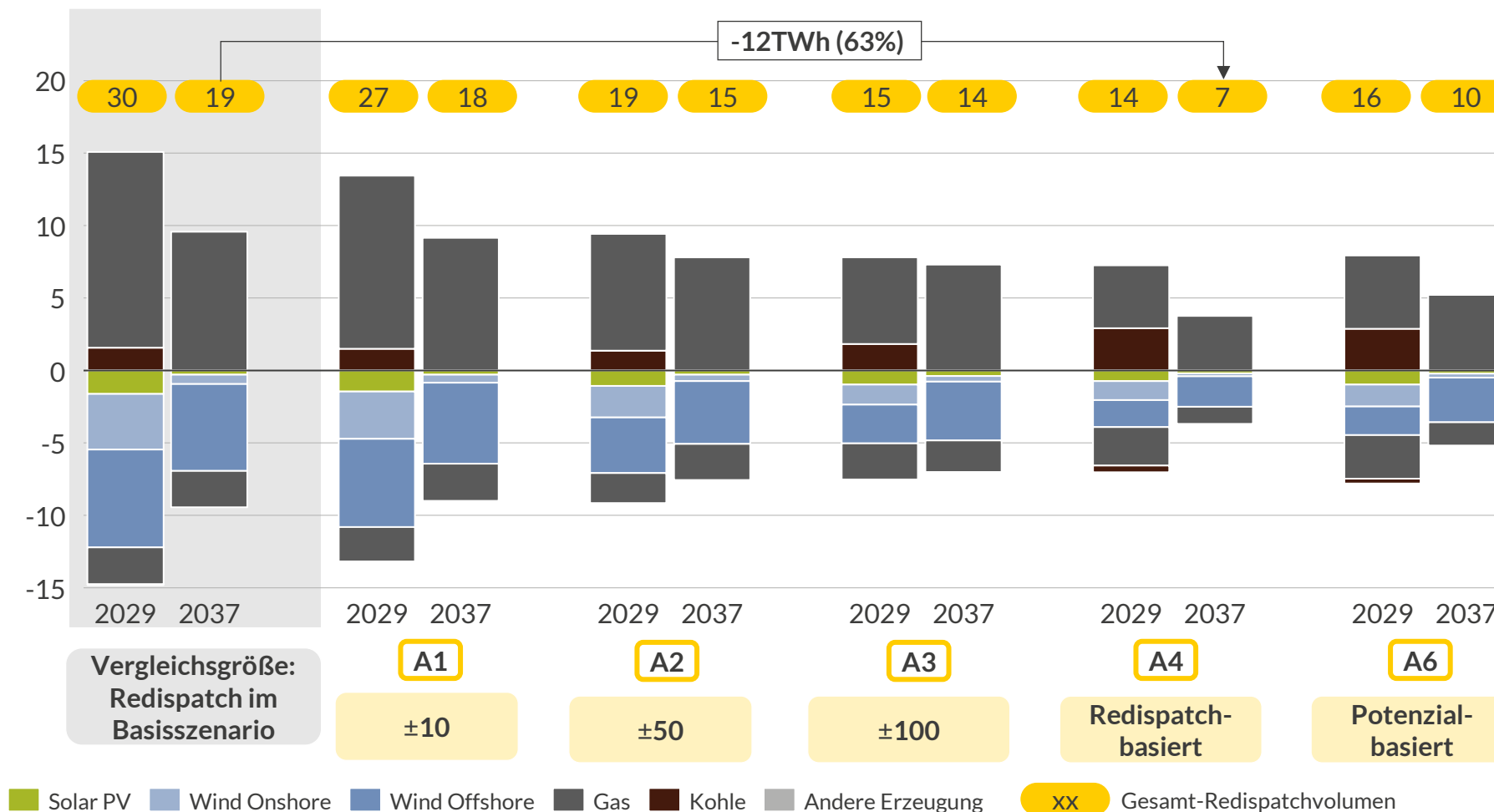
■ Solar PV
 ■ Wind Onshore
 ■ Wind Offshore
 ■ Gas
 ■ Kohle
 ■ Importe / Exporte
 ■ Andere Erzeugung
 XX Summe der Erzeugungsabweichungen bzw. Summe des Redispatchvolumens im Basisszenario

- Der Kraftwerksdispatch reagiert auf die Einführung von dNE: Die Erzeugung von EE verringert sich, während die thermische Erzeugung zunimmt.
- Bereits bei einem dNE-Niveau von 10 €/MWh kommt es im Jahr 2037 im Vergleich zum Basisszenario zu Dispatch-Änderungen im Umfang von insgesamt 54 TWh. Damit liegen die durch dNE ausgelösten Verschiebungen um 35 TWh über dem Redispatch-Volumen des Basisszenario ohne dNE.
- Die kostenbasierte dNE - Implementierung A4 würde zu Erzeugungsabweichungen von insgesamt 160 TWh im Jahr 2037 führen, 8x höher als das Redispatch-Volumen im Basisszenario.

Deep-dive ausgewählte Stunde

...verbunden mit einer nur teilweisen Minderung des Redispatch-Bedarfs bei einer regionalen Implementierung dNE

Redispatchvolumina in den dNE-Szenarien mit vollkommener Voraussicht im Vergleich zum Basisszenario
TWh



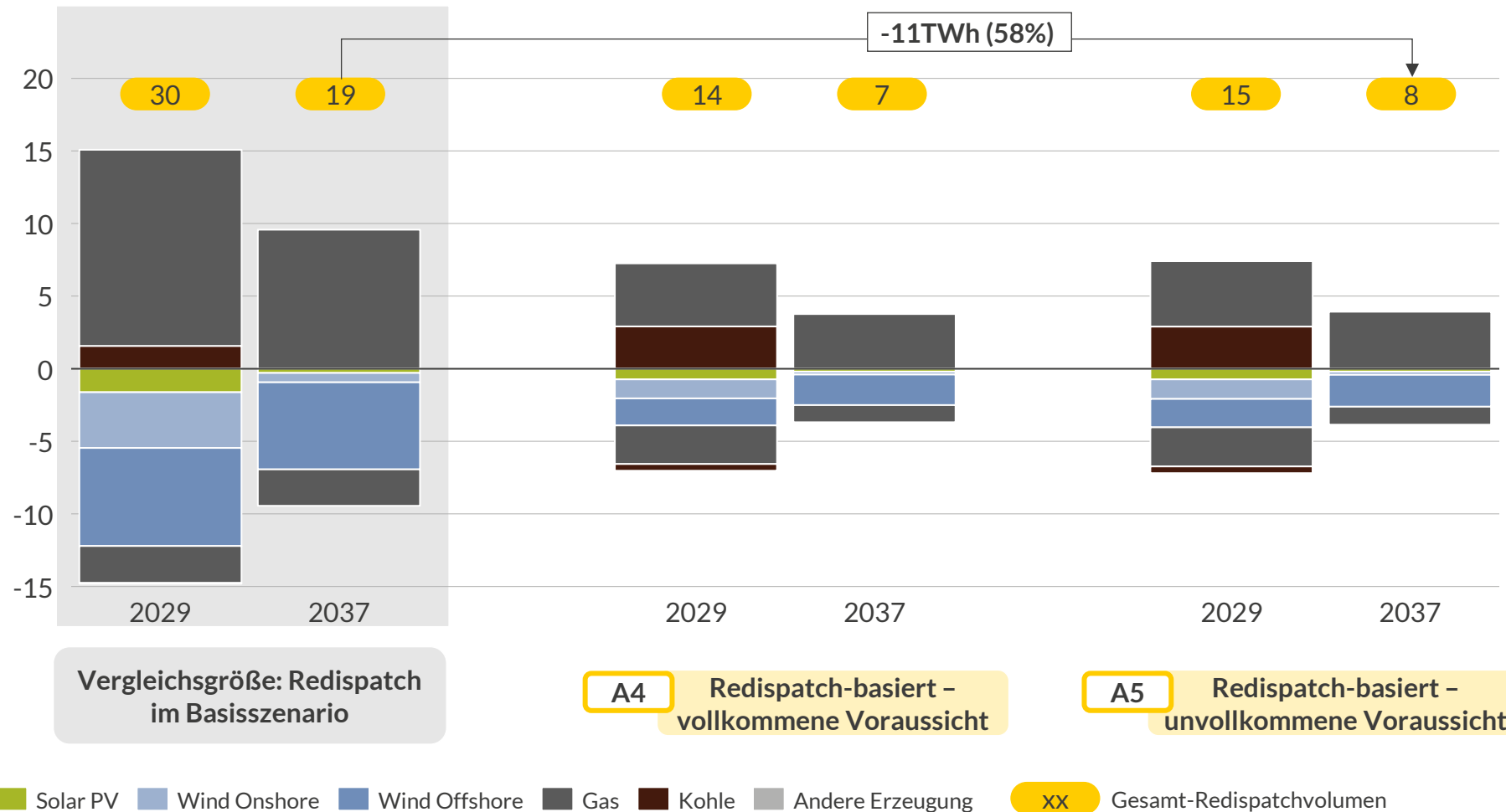
- In allen getesteten Ausgestaltungsvarianten mit vollkommener Voraussicht auf Netzengpässe (A1-A4, A6) reduzieren die dNE das Redispatch-Volumen im Vergleich zum Basisszenario.
- In den binären Varianten nimmt die redispatchmindernde Wirkung mit steigender dNE-Höhe zu; am stärksten fällt die Reduktion in der kostenbasierten Variante A4 aus.
- Im Jahr 2029 erzielt A4 eine Verringerung des Redispatch-Volumens um 53 %; im Jahr 2037 steigt dieser Wert auf 63 %.

Deep-dive ausgewählte Stunde

Die Annahme einer unvollkommenen Voraussicht reduziert die Redispatch-Minderungswirkung der dynamischen Netzentgelte

Redispatchvolumina in den kostenbasierten dNE-Szenarien im Vergleich zum Basisszenario

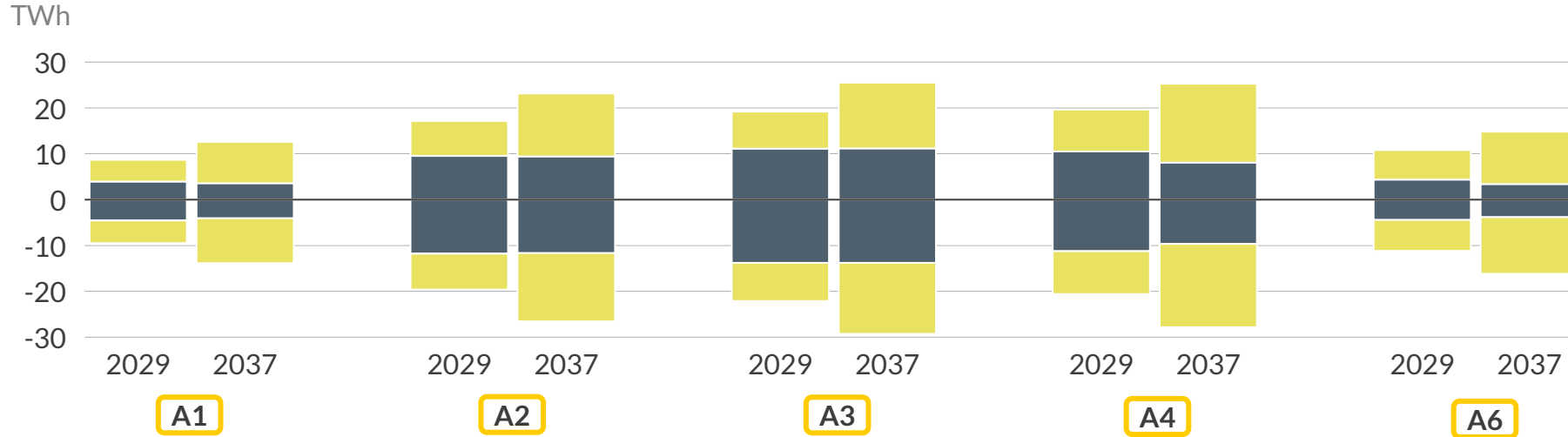
TWh



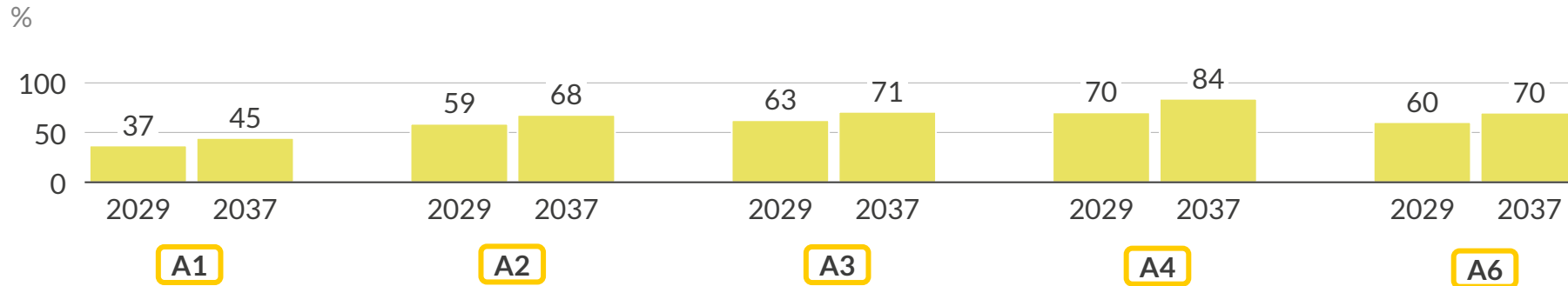
- A5 simuliert unvollkommene Voraussicht durch ein Vertauschen von dNE-Werten zwischen zwei aufeinanderfolgenden Stunden in 50 % der Stunden.
- Im Vergleich zu A4 fällt die Wirksamkeit der dNE zur Reduktion von Redispatch geringer aus. Statt einer Reduktion von 12 TWh in 2037 beträgt sie in A5 noch 11 TWh (-58%)
- Die Ergebnisse unterstreichen die hohe Bedeutung von präziser Engpass- und Redispatch-Voraussicht für die Effektivität dynamischer Netzentgelte. Prognosefehler bei Netzengpässen führen zu weniger zielgerichteten Preissignalen und damit zu suboptimalen Dispatch-Anreizen.

Auch Speicher reagieren schon auf niedrige dNE deutlich, wodurch operative Unsicherheiten und Investitionsrisiken steigen

Delta der geladenen und entladenen Energiemengen zum Basisszenario für 2029 und 2037¹



Delta der Lade-/Entlademengen für Batteriespeicher relativ zum Gesamtdurchsatz² im Basisszenario



■ Batteriespeicher ■ Pumpspeicherkraftwerke

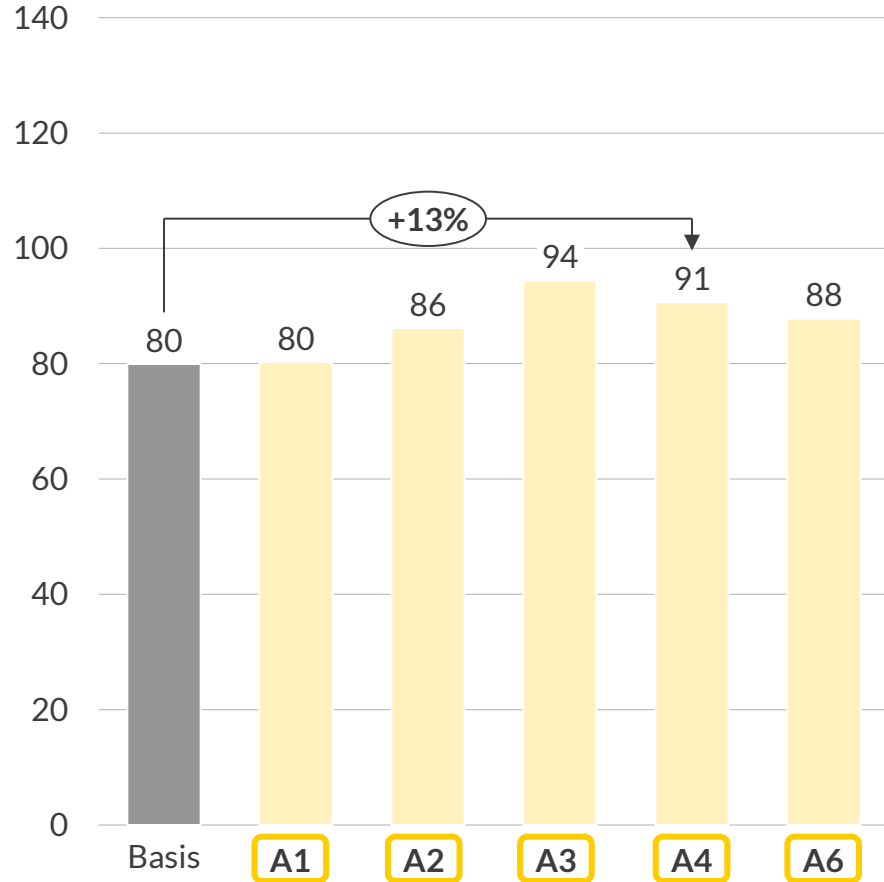
1) Berechnet auf Basis der stündlichen Differenzen zwischen dem Speichereinsatz in den dNE-Szenarien und dem Basisszenario; negative und positive Abweichungen werden dabei getrennt aggregiert. 2) Summe aus geladenen und entladenen Strommengen über ein Jahr

Quellen: Aurora Energy Research

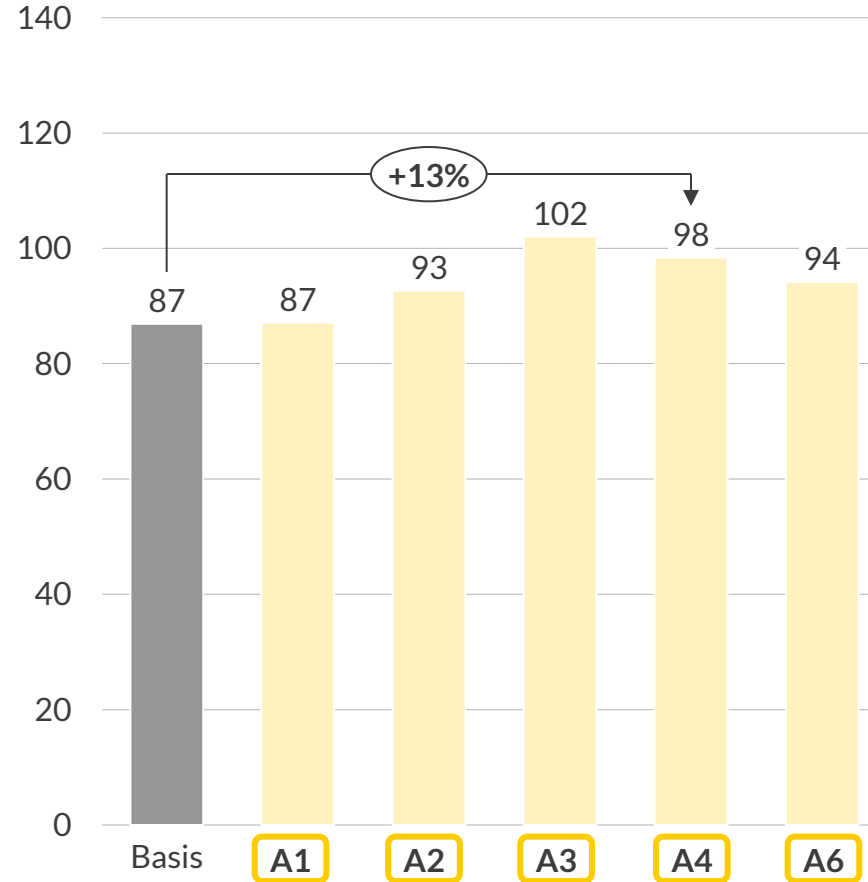
- Die Strommarktszenarien mit dNE zeigen deutliche Veränderungen in den Lade- und Entlademustern der Speicher.
- Bereits in Variante A1 mit einer dNE-Höhe von 10 €/MWh summieren sich die Abweichungen der stündlichen Lade- und Entlademengen im Vergleich zum Basisszenario im Jahr 2029 auf 9,7 TWh für Batteriespeicher.
- Das entspricht 37 % des gesamten Energiedurchsatzes von Batteriespeichern im Basisszenario im Jahr 2029.
- Die starken Veränderungen im Speichereinsatz erhöhen die operative Unsicherheit für Speicherbetreiber, da Erlöse schwieriger prognostizierbar werden und sich damit Investitions- und Finanzierungsrisiken erhöhen

Die Verlagerung der Erzeugung von Erneuerbaren zu thermischen Kraftwerken führt zu höheren Strompreisen...

Grundlastpreis im Jahr 2029 nach dNE-Szenario
€/MWh



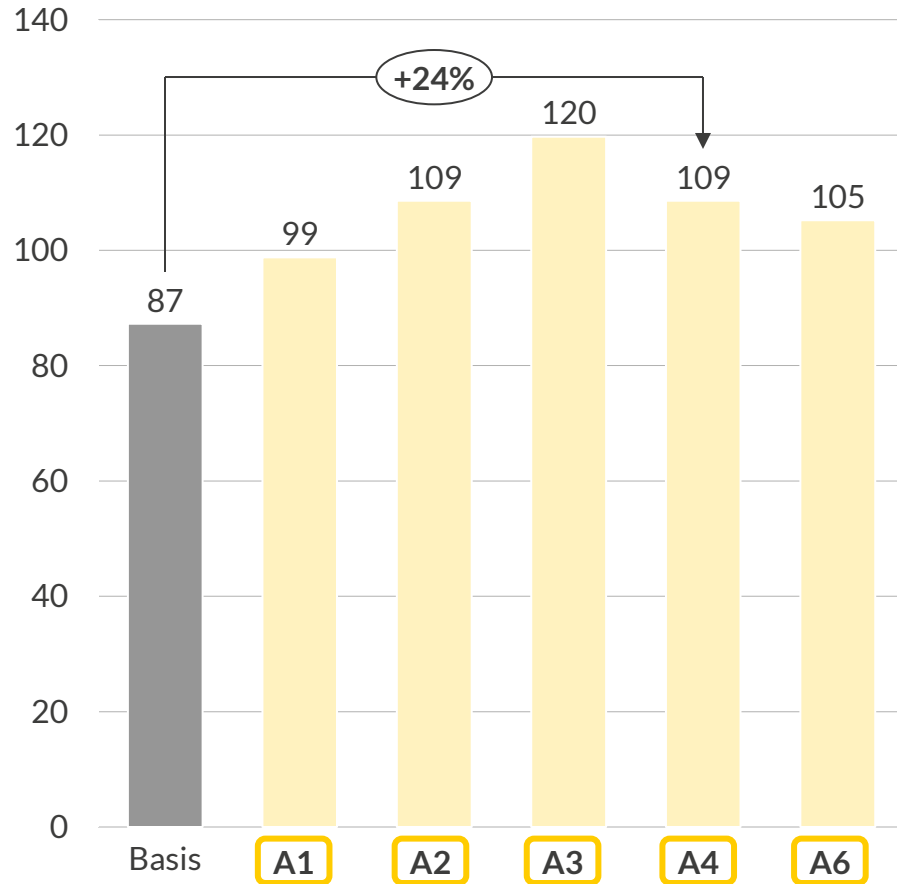
Grundlastpreis im Jahr 2037 nach dNE-Szenario
€/MWh



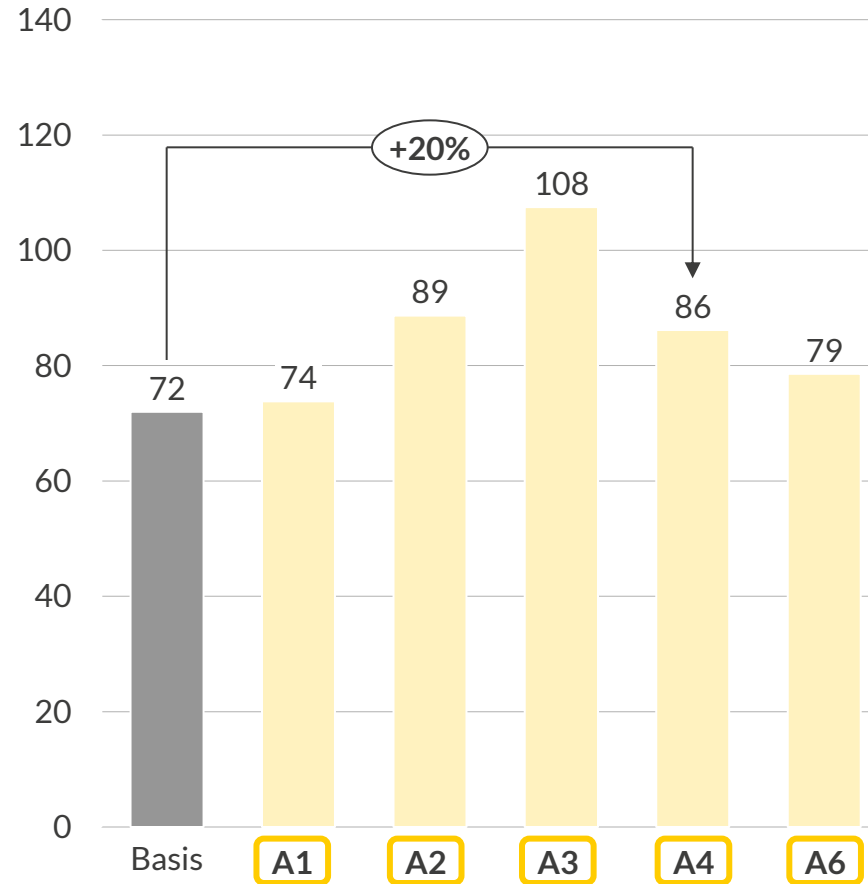
- In den binären dNE-Ausgestaltungsvarianten mit 50 €/MWh und 100 €/MWh (A2, A3) sowie in den kostenbasierten Varianten (A4, A6) liegt der durchschnittliche Spotpreis deutlich über dem Niveau des Basisszenarios.
- Ursache hierfür ist die Verlagerung von erneuerbarer zu thermischer Erzeugung: Thermische Kraftwerke mit höheren Erzeugungskosten setzen in mehr Stunden den Preis und erhöhen dadurch das Strompreisniveau.
- In der kostenbasierten Variante A4 liegt der Grundlastpreis in beiden Referenzjahren um 13 % über dem Basisszenario.

...und höheren CO₂-Emissionen

CO₂-Emissionen im Jahr 2029 nach dNE-Szenario¹
Millionen Tonnen



CO₂-Emissionen im Jahr 2037 nach dNE-Szenario¹
Millionen Tonnen

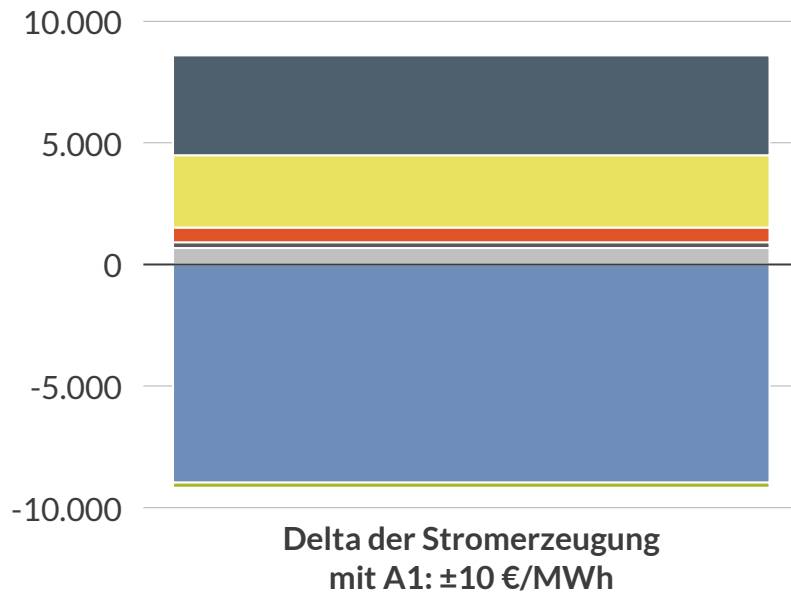


- Die erhöhte thermische Erzeugung in den dNE-Ausgestaltungsvarianten führt zu einem Anstieg der CO₂-Emissionen im Stromsektor.
- In der kostenbasierten Variante A4 liegen die CO₂-Emissionen im Jahr 2029 26 % und im Jahr 2037 22 % über dem Niveau des Basisszenarios.
- Diese Werte berücksichtigen bereits den emissionsmindernden Effekt des niedrigeren Redispatch Bedarfs thermischer Kraftwerke
- Damit wirken die dNE in der regionalen Ausgestaltung klimapolitischen Zielen entgegen.

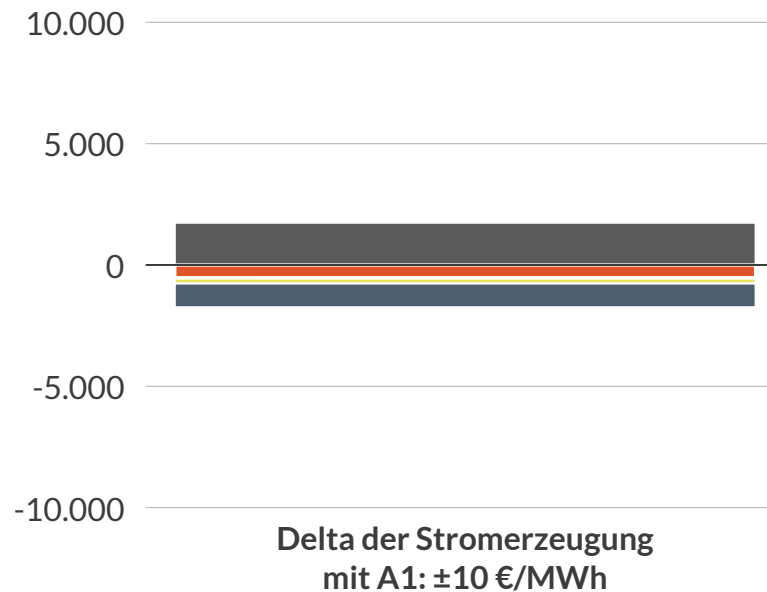
1) Inklusive Berücksichtigung des Redispatch-Einsatzes thermischer Kraftwerke

Bereits ±10 €/MWh dNE führen zu EE-Abregelungen bei niedrigen, und zu mehr thermischer Erzeugung bei hohen Strompreisen

Fall 1: 2029-01-30 08:00, Day-Ahead Preis: 0,00 €/MWh
Delta der Stromerzeugung zum Basisszenario
MWh



Fall 2: 2029-02-02 05:00, Day-Ahead Preis: +65,8 €/MWh
Delta der Stromerzeugung zum Basisszenario
MWh



Effekte in ausgewählten Regionen in Fall 1

- Region 20: +10 €/MWh -> -6.299 MWh aus Offshore Wind
- Region 5: -10 €/MWh -> +182 MWh aus Batterien

Effekte in ausgewählten Regionen in Fall 2

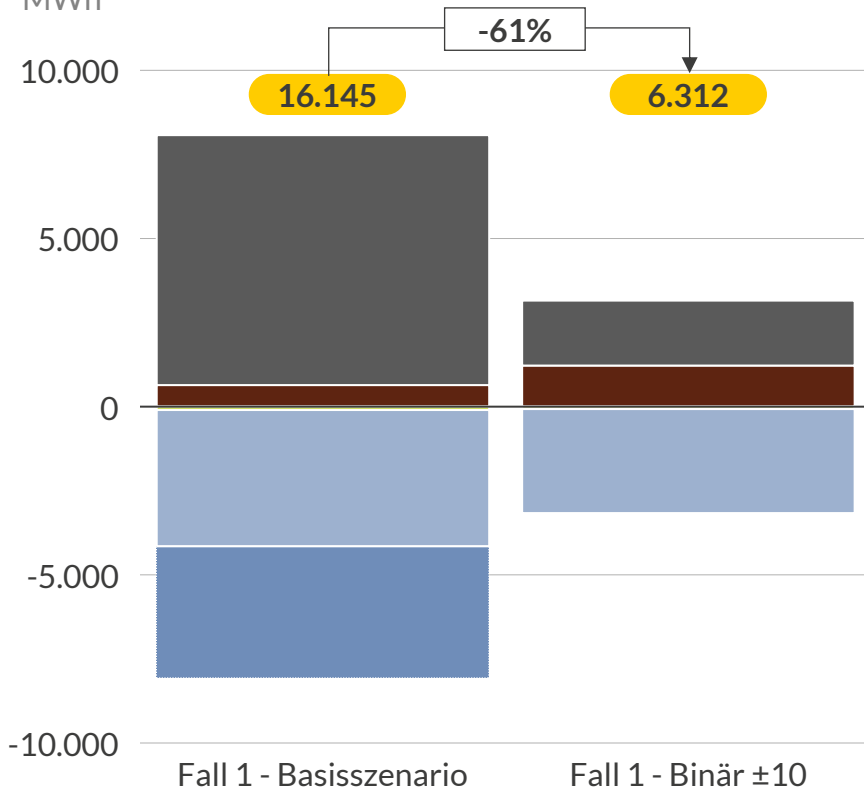
- Region 16: -10 €/MWh -> + 611 MWh aus CCGT
- Region 22: +10 €/MWh -> -233 MWh aus Exporte von Batterien

■ Solar PV
 ■ Wind Onshore
 ■ Wind Offshore
 ■ Gas
 ■ Kohle
■ Importe / Exporte
 ■ Andere Erzeugung
 ■ Batterien
 ■ Pumpspeicher

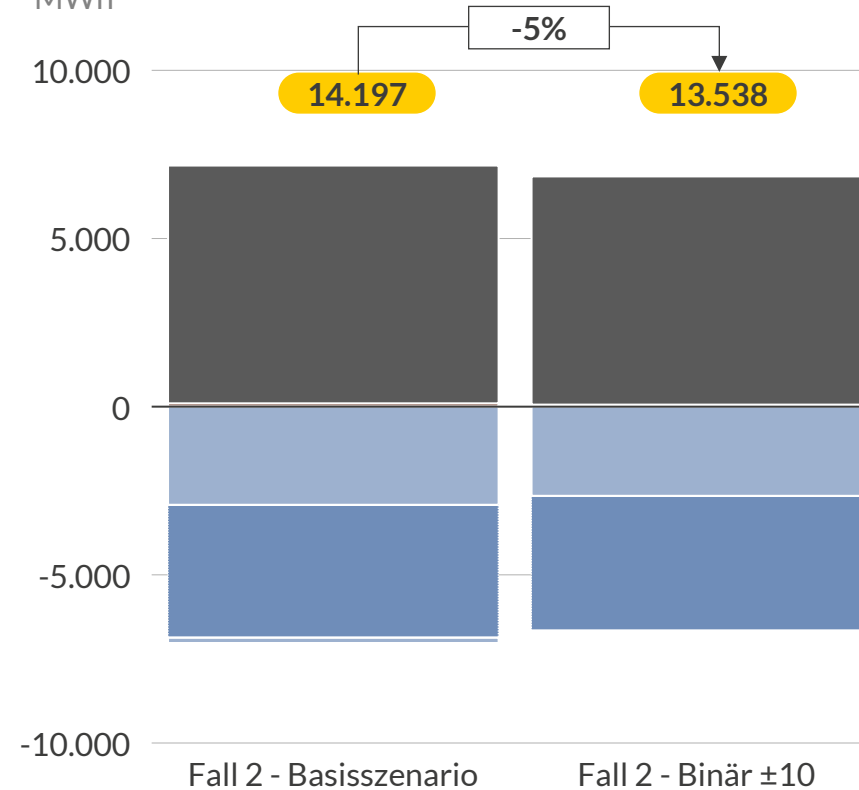
- In Fall 1 liegt der Day-Ahead-Preis bei 0 €/MWh. Durch dNE von 10 €/MWh sinkt die Windstromerzeugung deutlich. Dies wird durch eine teilweise Verschiebung von Speicherladezyklen und mehr Importe ausgeglichen.
- In Fall 2 beträgt der Day-Ahead-Preis 65,8 €/MWh. Durch den zusätzlichen finanziellen Anreiz von -10 €/MWh bei Anlagen in Regionen mit positivem Redispatch wird der Betrieb zusätzlicher Gaskraftwerke wirtschaftlich, wodurch die Stromerzeugung von Gaskraftwerken steigt.

In beiden Fällen senken dynamische Netzentgelte den Redispatch, jedoch nicht vollständig

Fall 1: 2029-01-30 08:00, Day-Ahead Preis: 0,00 €/MWh
Redispatchvolumina
MWh



Fall 2: 2029-02-02 05:00, Day-Ahead Preis: +65,8 €/MWh
Redispatchvolumina
MWh



 Solar PV
  Wind Onshore
  Wind Offshore
  Gas
  Kohle
 Importe / Exporte
  Andere Erzeugung

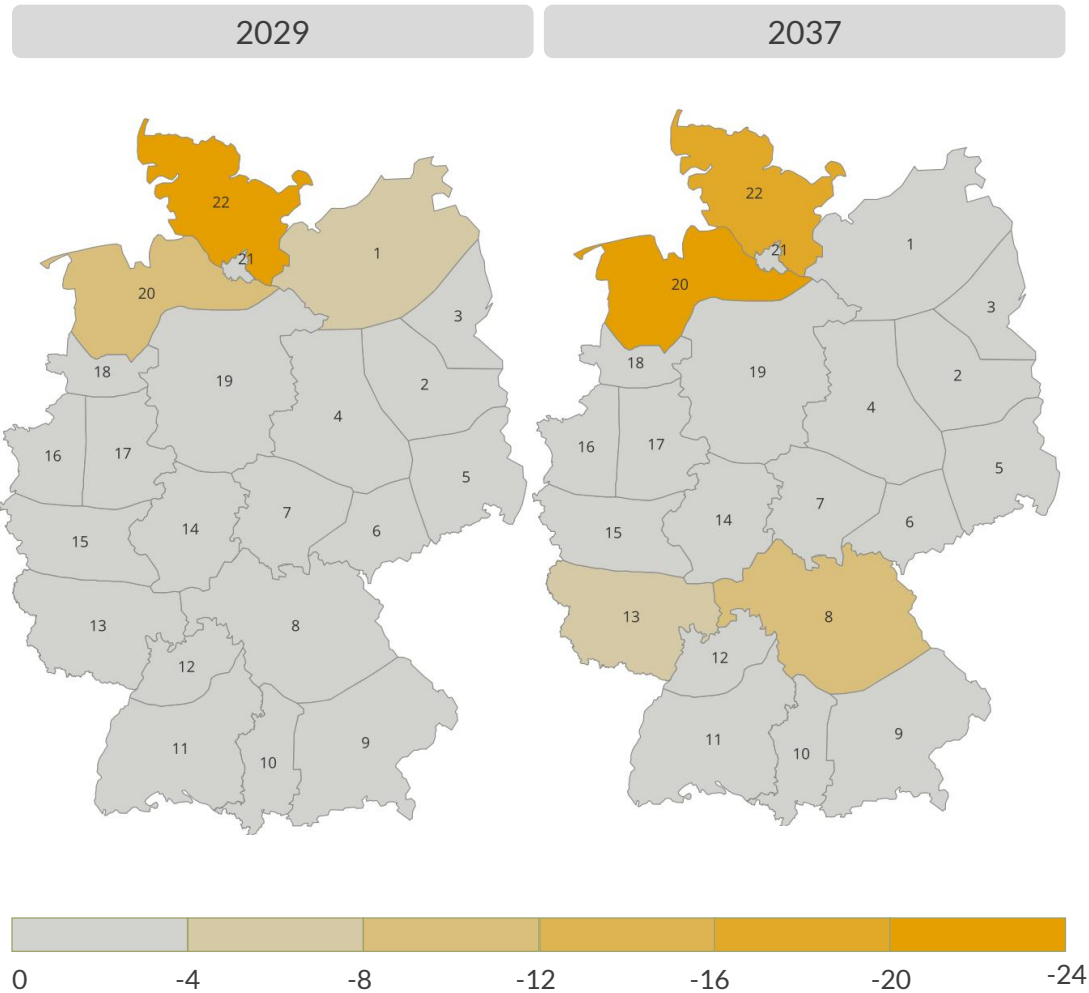
XX Gesamt-Redispatchvolumen

- Fall 1: dNE senken den Redispatch-Bedarf deutlich, insbesondere bei Offshore-Wind und Gaskraftwerken. Gleichzeitig steigt der Redispatch bei Kohle und bleibt bei Onshore-Wind bestehen. Dies zeigt, dass dNE unerwartete Effekte haben und kein gezielt wirksames Instrument zur Redispatch-Reduktion sind.
- Fall 2: Die Day-Ahead-Anpassungen führen in der betrachteten Stunde nicht zu einer deutlichen Reduktion des Redispatch-Bedarfs.

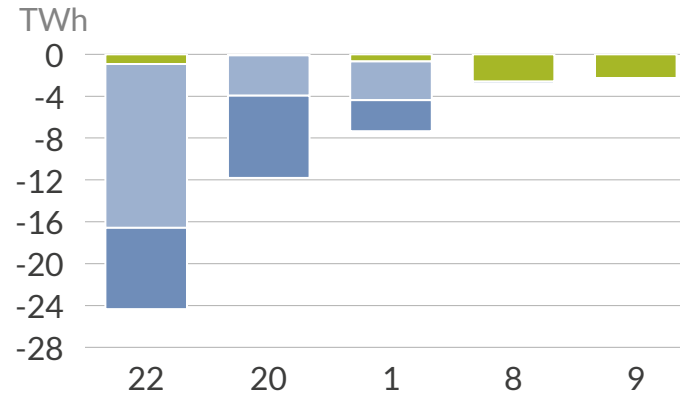
- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 1. Gesamtsystembetrachtung
 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

Die durch dNE ausgelöste Mindererzeugung von Erneuerbaren Energien konzentriert sich stark auf einzelne Regionen

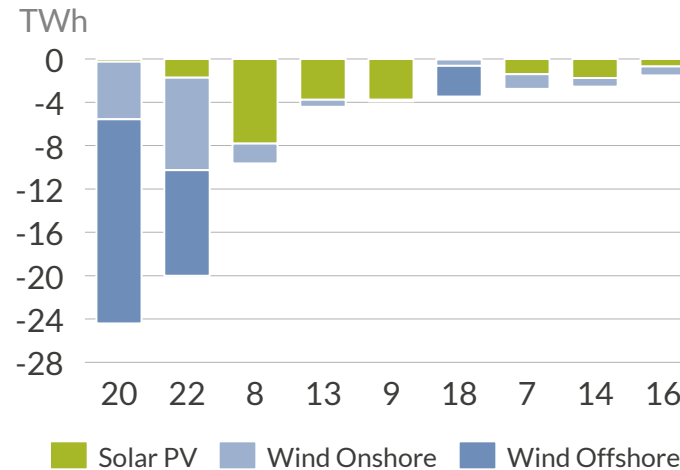
EE-Erzeugungsdelta, Basisszenario vs. kostenbasierte dNE Ausgestaltung
TWh



EE-Erzeugungsdelta zum Basisszenario nach Technologie, 2029
TWh



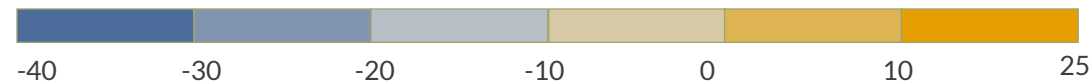
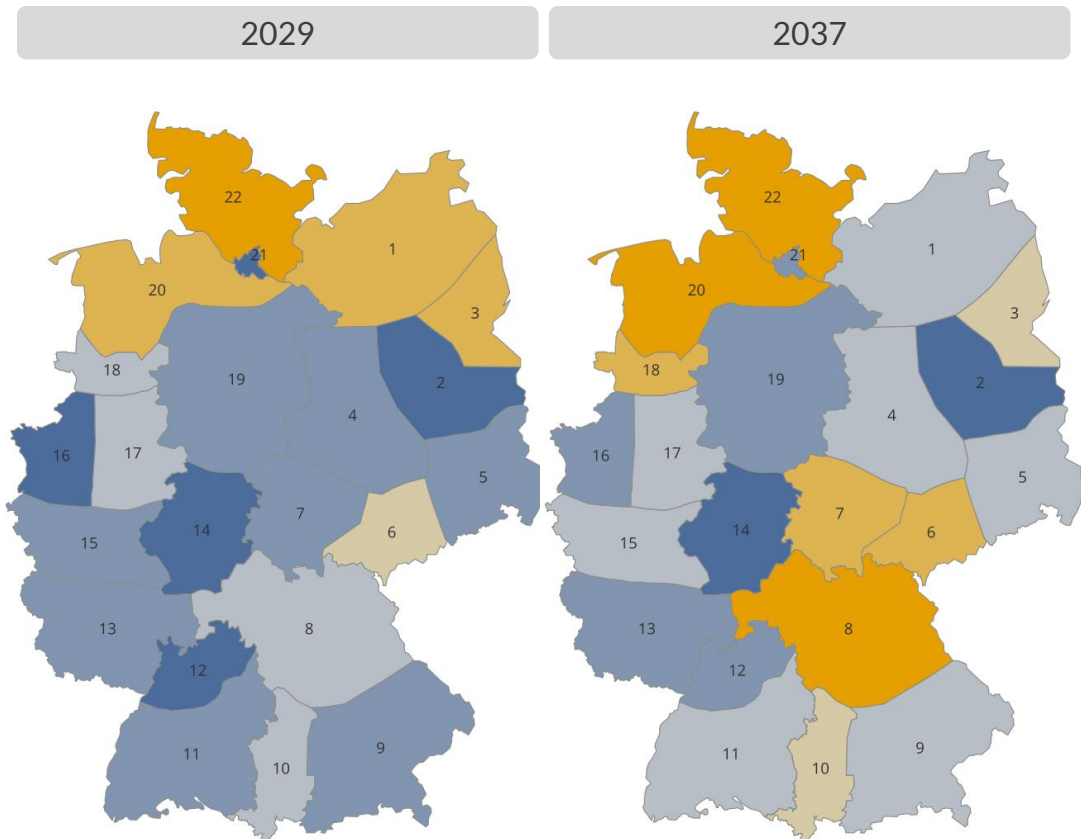
EE-Erzeugungsdelta zum Basisszenario nach Technologie, 2037
TWh



- Die Einführung kostenbasierter dNE führt zu einer signifikanten Mindererzeugung der Erneuerbaren, die sich fast ausschließlich auf norddeutsche Regionen konzentriert.
- Der Rückgang wird primär durch Windkraftanlagen (Onshore und Offshore) getrieben. Im Gegensatz dazu sind die Auswirkungen auf PV-Anlagen geringer.
- Das Ergebnis der lokalen Konzentration der Effekte wird durch die zugrundeliegenden Annahmen des regionalen EE-Ausbaus und des Netzausbaus getrieben. Diese sind exogen vorgegeben, eine endogene Reaktion des Zubaus auf dynamische Netzentgelte wird nicht modelliert (siehe Seite 10).

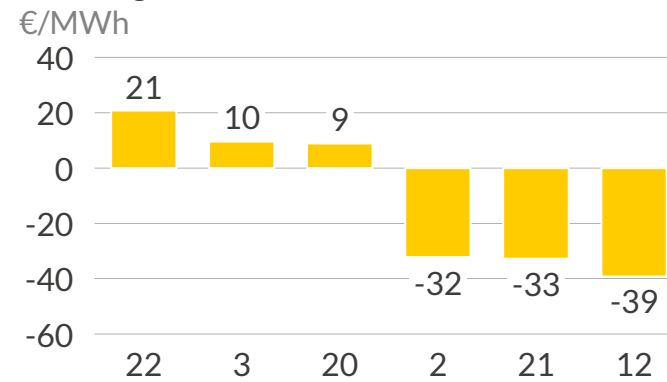
dNE führen je nach Standort zu sehr ungleichen Kosten bzw. Auszahlungen für Erzeuger – mit einer Spanne von bis zu 64 €/MWh

Mengengewichteter Durchschnittswert der dNE nach Region¹
€/MWh

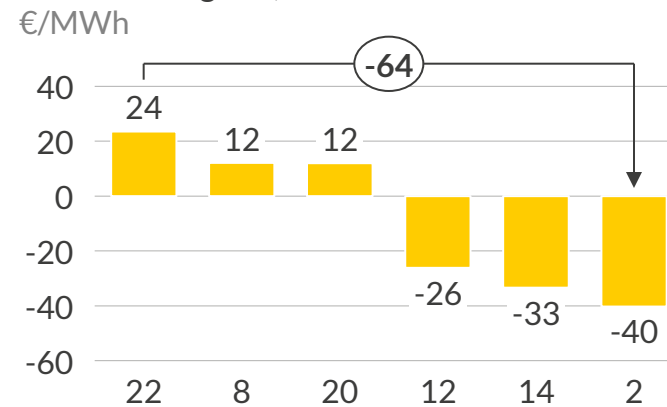


1) stündliche regionale Erzeugung, multipliziert mit dem jeweils gültigen dNE und über das Jahr aufsummiert.

Mengengewichteter Durchschnittswert der dNE nach Region¹, 2029
€/MWh



Mengengewichteter Durchschnittswert der dNE nach Region¹, 2037
€/MWh

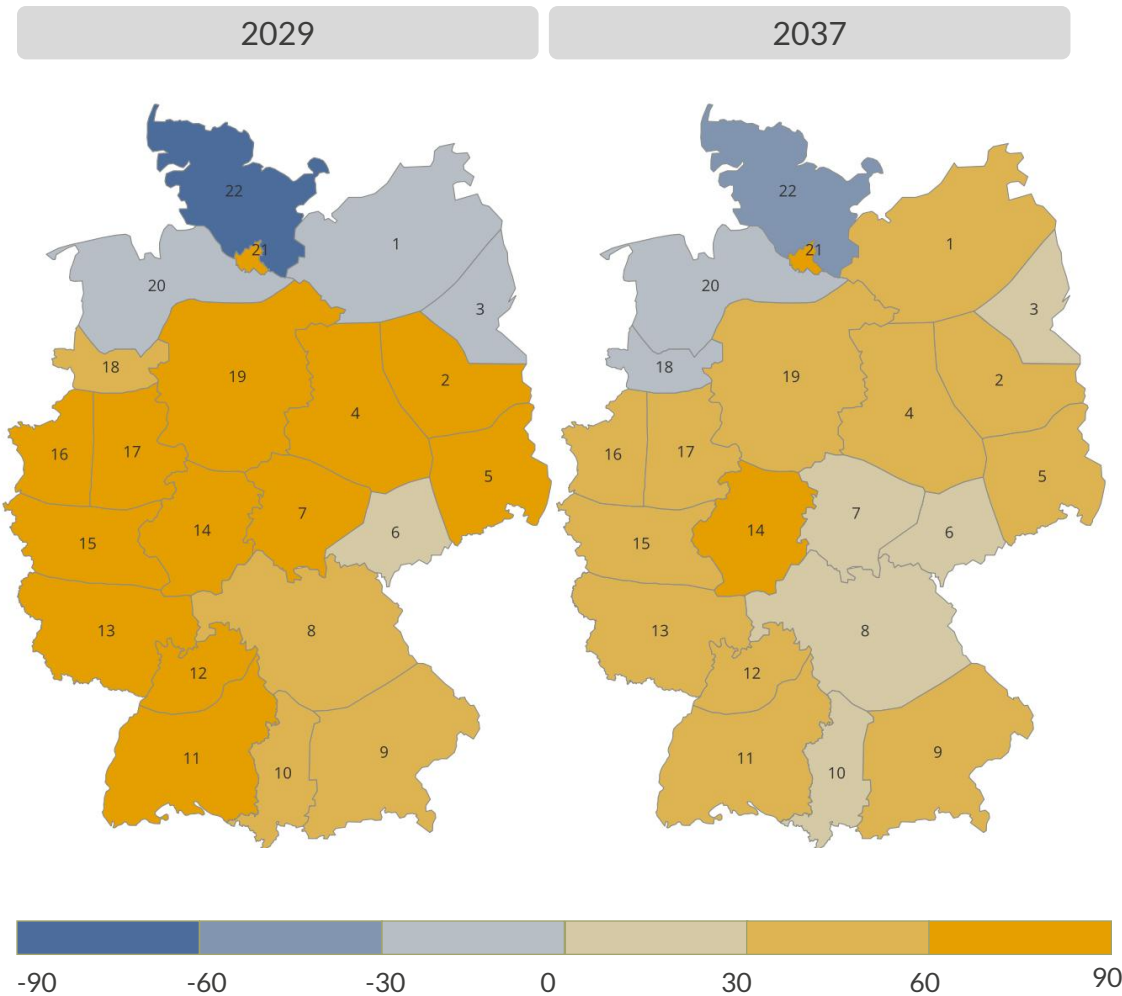


- Die dNE führen zu extremen regionalen Unterschieden von bis zu 64 €/MWh, was die wirtschaftliche Attraktivität von Standorten massiv verschiebt
- Regionen wie 22 und 20 bleiben aufgrund der hohen Windkonzentration und mangelnder Leitungskapazität dauerhaft in der Hochkosten-Region.
- Auf der anderen Seite profitieren Erzeuger in anderen Regionen von durchschnittlich sehr negativen dNE; mit dem Maximum von -40€/MWh in der Region 12, in der häufig zusätzliche Leistung bereitgestellt werden muss.

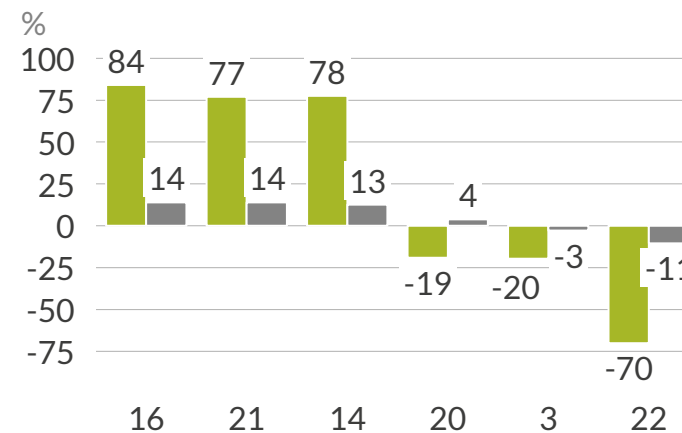


Dynamische Netzentgelte führen zu Mindererlösen von bis zu 70% für Onshore Wind Anlagen in bestimmten Regionen

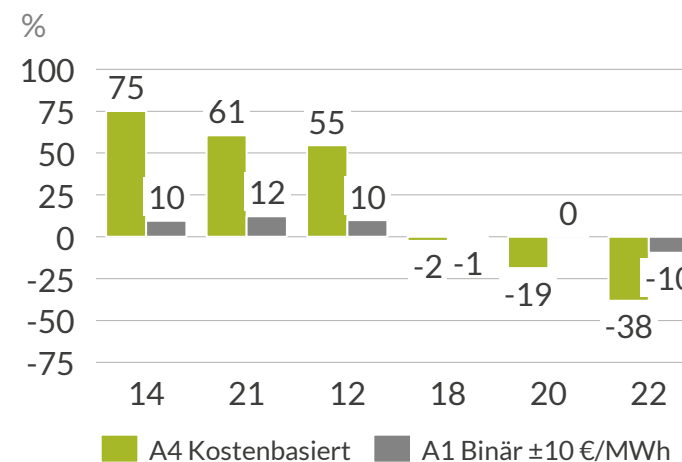
Delta der Onshore Wind - Erlöse nach Region, Basisszenario vs. A4 %



Delta der Onshore Wind - Erlöse nach Region, 2029 %



Delta der Onshore Wind - Erlöse nach Region, 2037 %

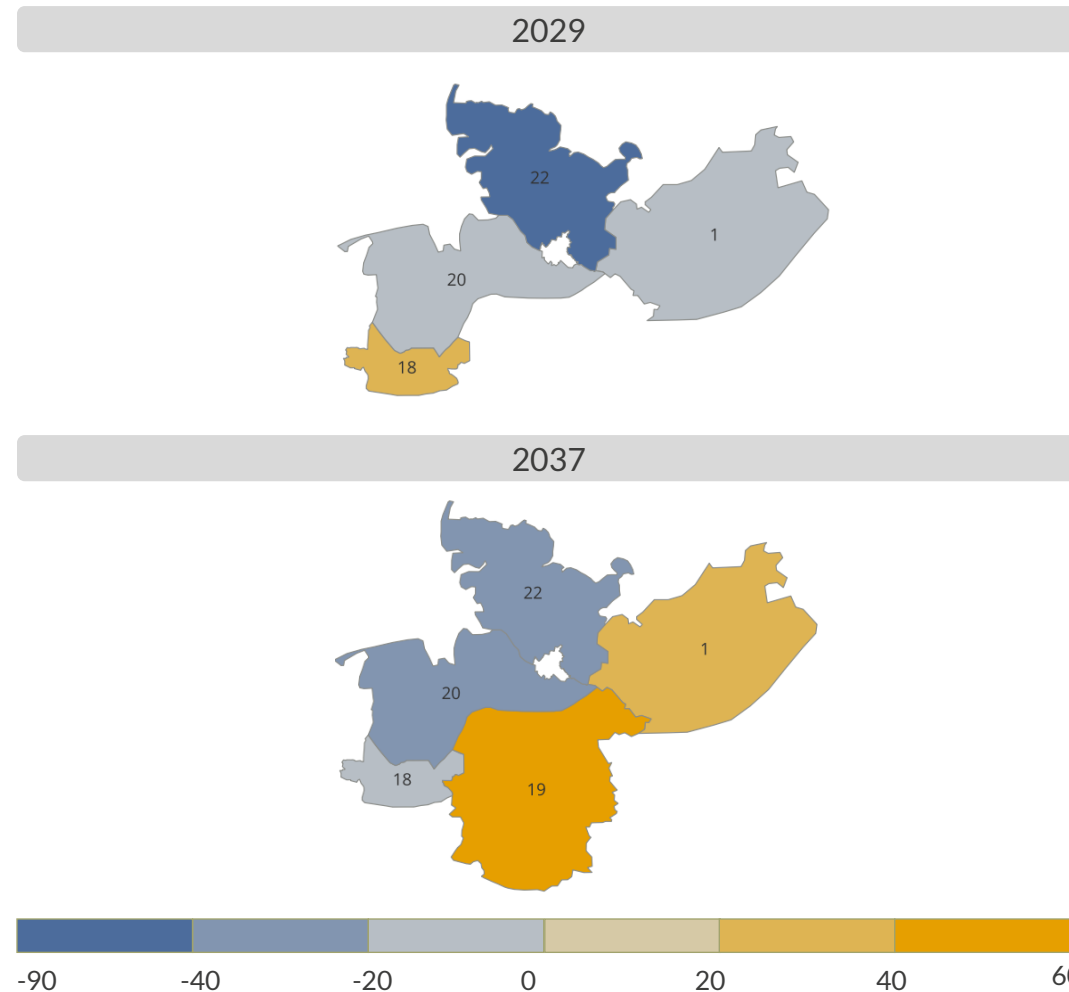


- Onshore-Windanlagen in Norddeutschland (Region 22) sehen sich Mindererlösen von bis zu 70% gegenüber dem Basisszenario ausgesetzt.
- Im Gegensatz dazu verzeichnen zentrale und südliche Regionen signifikante Erlössteigerungen von über 80% im Jahr 2029.
- Mit der Inbetriebnahme neuer Nord-Süd-Interkonnectoren schwächen sich die extremen Erlösausschläge bis 2037 zwar leicht ab, dennoch bleiben signifikante regionale Unterschiede in den Erlösauswirkungen bestehen.

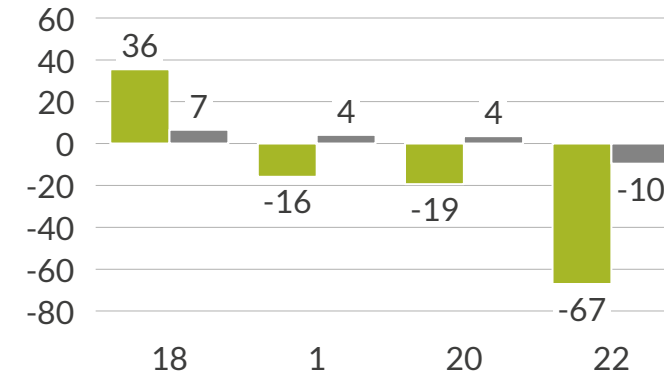


Dynamische Netzentgelte führen zu Mindererlösen von bis zu 67% für Offshore Wind Anlagen in bestimmten Regionen

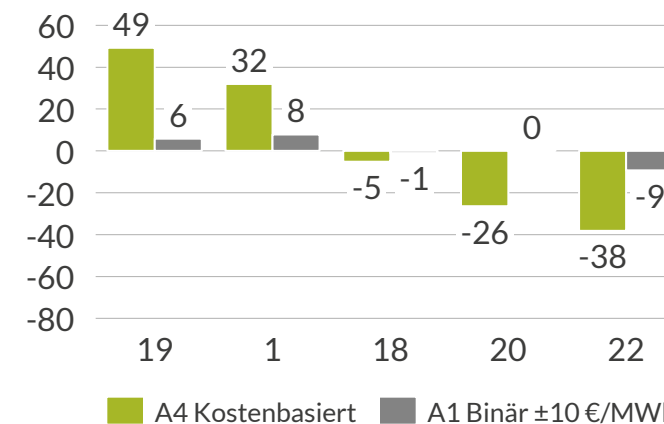
Delta der Offshore Wind - Erlöse nach Region, Basisszenario vs. A4 %



Delta der Offshore Wind - Erlöse nach Region, 2029, %



Delta der Offshore Wind - Erlöse nach Region, 2037, %

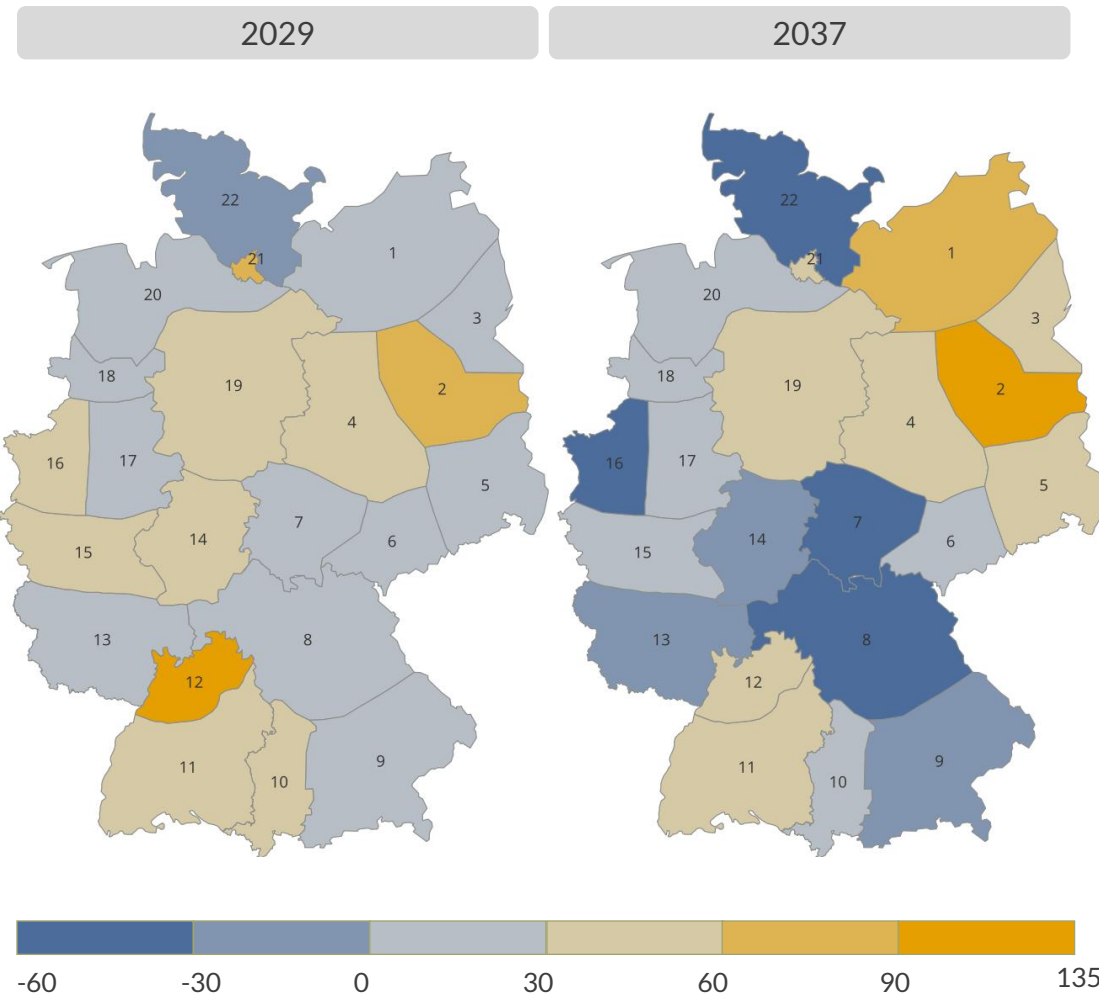


- An Region 22 angeschlossene Offshore Wind - Anlagen sind 2029 bei Annahme der kostenbasierten dNE-Ausgestaltung (A4) mit massiven Mindererlösen von bis zu 67% konfrontiert, wodurch kein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen mehr möglich wäre.
- Positive Effekte entstehen nur für jene Offshore Windparks, die über direkte Leitungen weiter im Inland angeschlossen werden (zB Region 18 und 19)

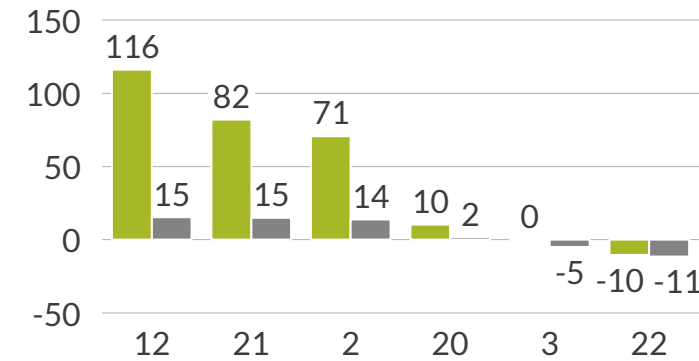


Dynamische Netzentgelte führen zu Mindererlösen von bis zu 45% für Solar PV Anlagen in bestimmten Regionen

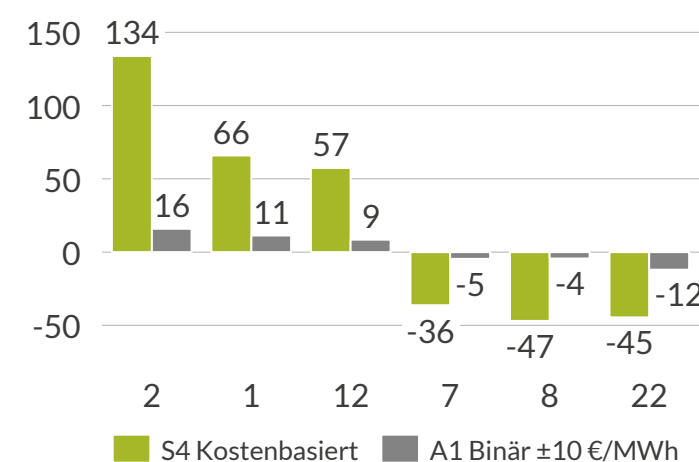
Delta der Solar PV - Erlöse nach Region, Basisszenario vs. A4
%



Delta der Solar PV - Erlöse nach Region, 2029
%



Delta der Solar PV - Erlöse nach Region, 2037
%



- Während die negativen Effekte 2029 noch moderat sind, führen dNE bis 2037 in einzelnen Regionen bei Annahme der kostenbasierten Ausgestaltung zu Mindererlösen von fast 50 %, da der massive Solar-Zubau die Kapazitäten der Verteilnetze übersteigt.
- Das Modell zeigt eine starke Schere zwischen Ausbau-Hotspots im Süden und profitierenden Regionen (z. B. Region 2 mit > 130 % Erlössteigerung) aufgrund unterschiedlicher Netzbelastungen.

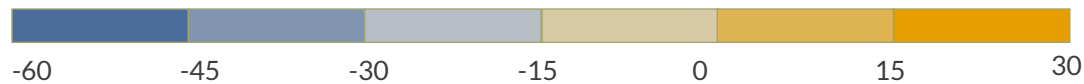
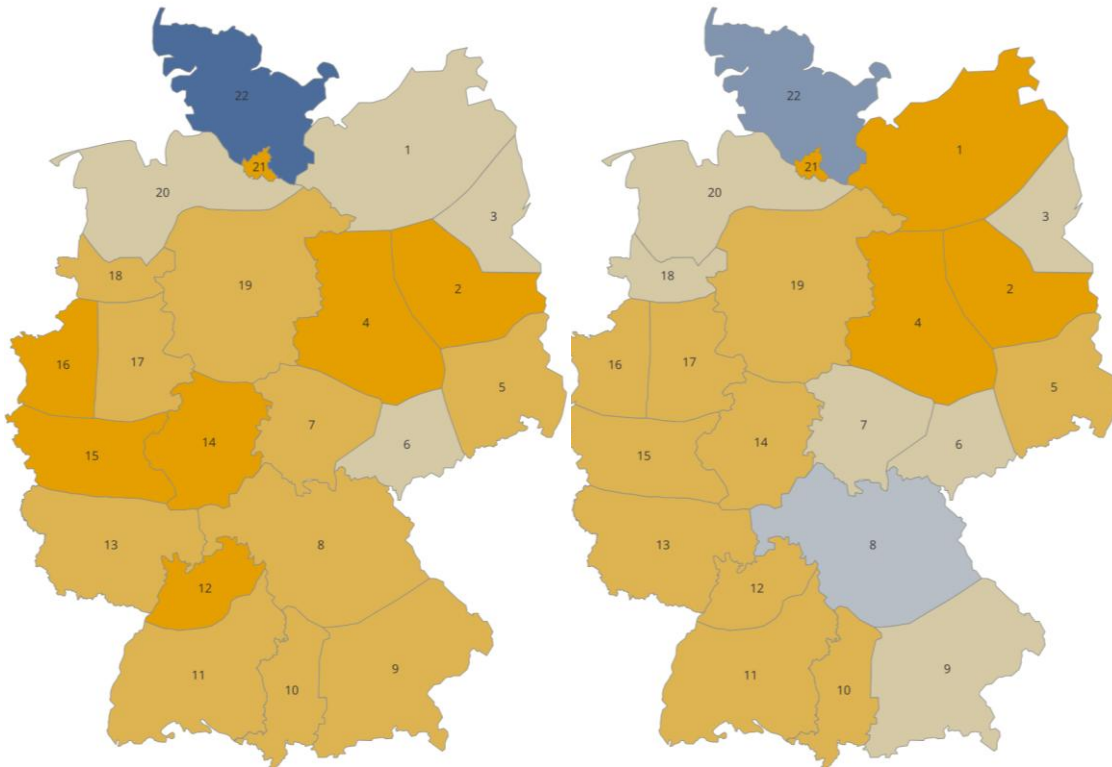
Stromverbraucher werden durch dNE in den meisten Regionen belastet, mit regionalen Unterschieden von bis zu 81 €/MWh



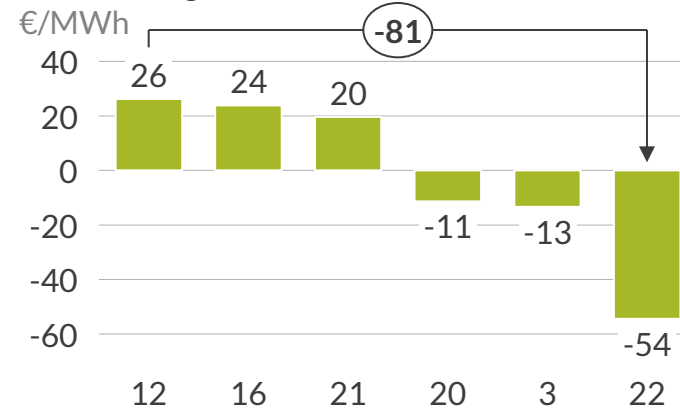
Durchschnitt der Verbraucher-dNE bei Bandlastverbrauch, A4
€/MWh

2029

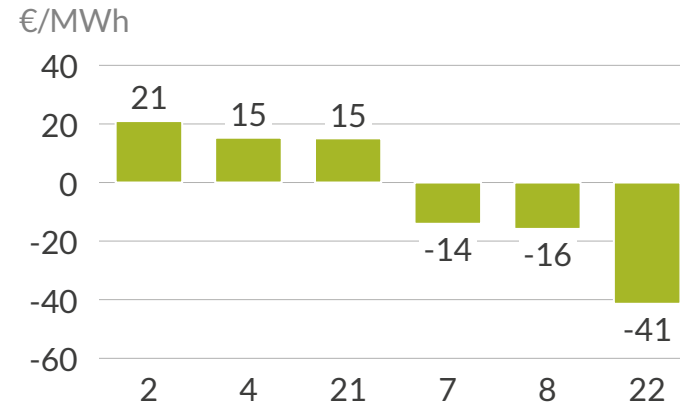
2037



Durchschnitt der dNE bei Bandlastverbrauch für einzelne Regionen, 2029
€/MWh



Durchschnitt der dNE bei Bandlastverbrauch für einzelne Regionen, 2037
€/MWh

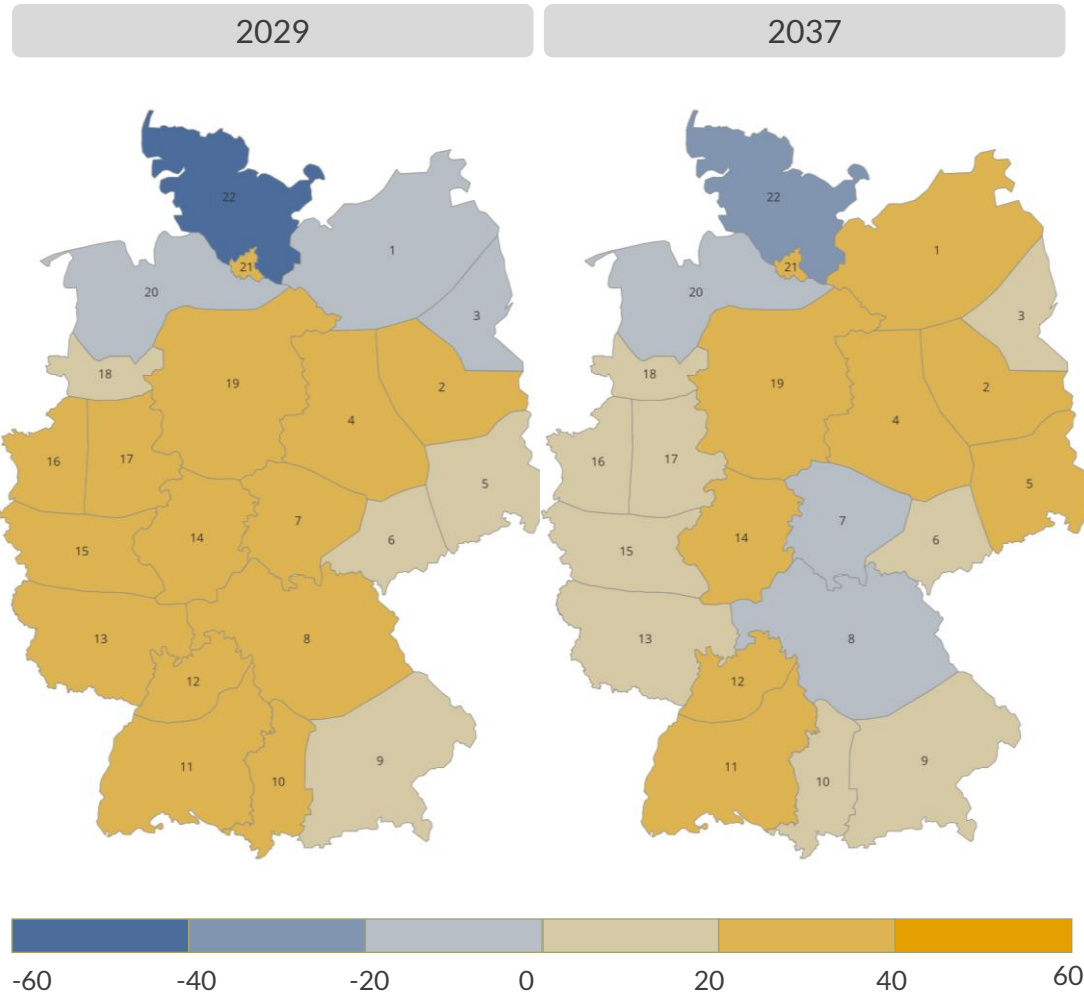


- Für diese Folie wird angenommen, dass ein Verbraucher mit Bandlast dNE auf seinen Strombezug zahlt.
- Regional zeigt sich ein umgekehrtes Bild zu den Erzeugern: In wenigen Regionen profitieren inflexible Verbraucher von durchschnittlich negativen dNE, während sie in den meisten Regionen belastet werden.
- Besonders in industriestarken Regionen im Westen und Südwesten Deutschlands wären bei der Ausgestaltungsvariante 4 hohe zusätzliche Kosten von bis zu 26€/MWh zu erwarten.

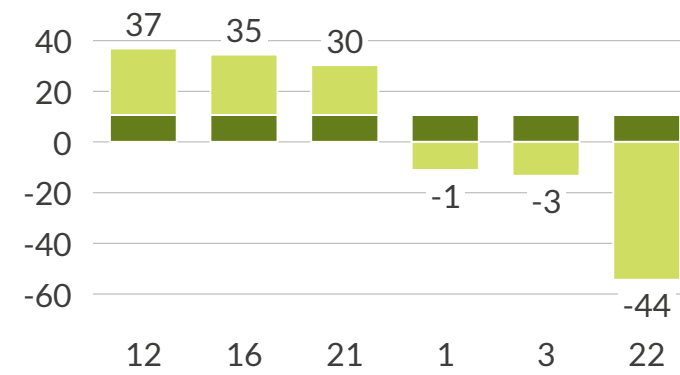


Die Kombination aus höheren Strompreisen und dNE führt zu Mehrkosten von Verbrauchern von bis zu 37 €/MWh

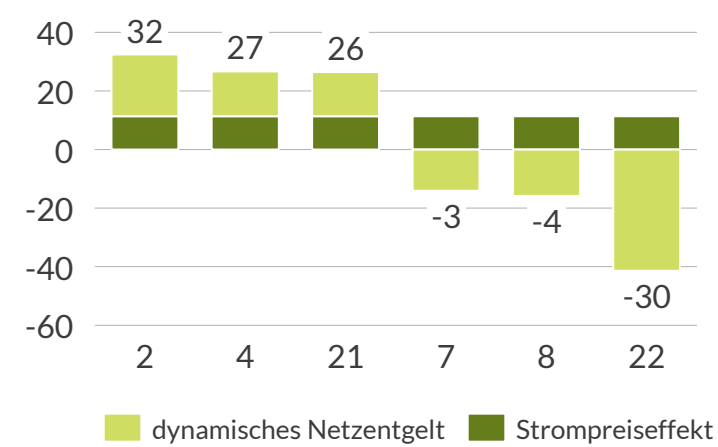
Delta der Stromkosten bei Bandlastverbrauch, Basisszenario vs. A4
€/MWh



Delta der Stromkosten, Basisszenario vs. Sensitivität 4, 2029
€/MWh





Delta der Stromkosten, Basisszenario vs. Sensitivität 4, 2037
€/MWh





- Berücksichtigt man zusätzlich zum direkten dNE-Effekt auch den indirekten Effekt über höhere Strompreise, verschlechtert sich die Situation für Verbraucher weiter.
- In allen Regionen wirkt der höhere Großhandelspreis, der in der kostenbasierten Variante um 11 €/MWh steigt (siehe Seite 20).
- Dadurch erhöhen sich die Mehrkosten für Verbraucher in einzelnen Regionen im Westen und Südwesten auf bis zu 37 €/MWh, während die Vorteile in den wenigen profitierenden Regionen sinken.

- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 - 1. Gesamtsystembetrachtung
 - 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 - 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 - 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

Strukturelle Hürden limitieren die Wirksamkeit dynamischer Netzentgelte

Argument	Ausführung
 <p>Grenzen der praktischen Umsetzbarkeit und Nachteile einer feineren räumlichen Granularität:</p> <p>Eine feinere räumliche Granularität könnte Fehlanreize von dNE reduzieren, ist aber technisch und organisatorisch kaum realisierbar, erhöht die Anfälligkeit für Prognosefehler, und verschlechtert zugleich die Planbarkeit für Erzeuger.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Überreaktionen bei grober Auflösung: Modellierungsergebnisse zeigen, dass dNE auf Basis von 22 Regionen zu übermäßigen Abregelungen erneuerbarer Anlagen führen, ohne den Redispatchbedarf wesentlich zu senken. ▪ Theoretischer Vorteil granularerer Modelle, aber hohe Komplexität: Granularere (ggf. bis zu knotenscharfe) Definitionen der Engpasssignale könnten Fehlanreize verringern. Die technische Komplexität und Abstimmung würden jedoch signifikant steigen. ▪ Verschärfung von Prognosefehlern: Mit zunehmender regionaler Auflösung wirken sich Prognosefehler stärker aus, da sie sich in kleineren Regionen weniger ausmitteln und unmittelbarer zu fehlerhaften dNE-Signalen führen. ▪ Auf ÜNB-Ebene schwierig, auf VNB-Ebene unrealistisch: Bereits auf Übertragungsnetzebene wäre eine konsistente, dynamische Regionendefinition herausfordernd. Auf Verteilnetzebene ist die Zahl der Akteure, Datenpunkte und Schnittstellen so groß, dass ein praktikabler Betrieb kaum vorstellbar ist. ▪ Geringe Planbarkeit für Marktteilnehmer: Höhere Granularität bedeutet stärkere räumliche und zeitliche Schwankungen der dNE, was Investitionssicherheit und operative Planung für Erzeuger erschwert.
 <p>Ungenauigkeit durch zeitliche Verzögerung</p> <p>Dynamische Netzentgelte können kurzfristige Engpassänderungen nicht adressieren, da sie mit zeitlichen Verzögerungen arbeiten und damit auf volatile Systemzustände zu langsam reagieren.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Zeitliche Verzögerungen begrenzen die Steuerungswirkung: dNE reagieren nur auf erwartete, nicht aber auf tatsächlich auftretende, kurzfristige Systemzustände. ▪ Kurzfristige Engpässe entstehen oft plötzlich und sind schwer prognostizierbar: Volatile EE-Einspeisungen, Lastsprünge oder kurzfristige Handelsreaktionen können Engpässe innerhalb weniger Minuten verändern – nachdem die dNE bereits definiert sind. ▪ Zentraler Redispatch bleibt unverzichtbar: Da dNE kurzfristige Engpassituationen nicht verhindern können, wird Redispatch weiterhin notwendig sein, um Netzengpässe zu beheben.

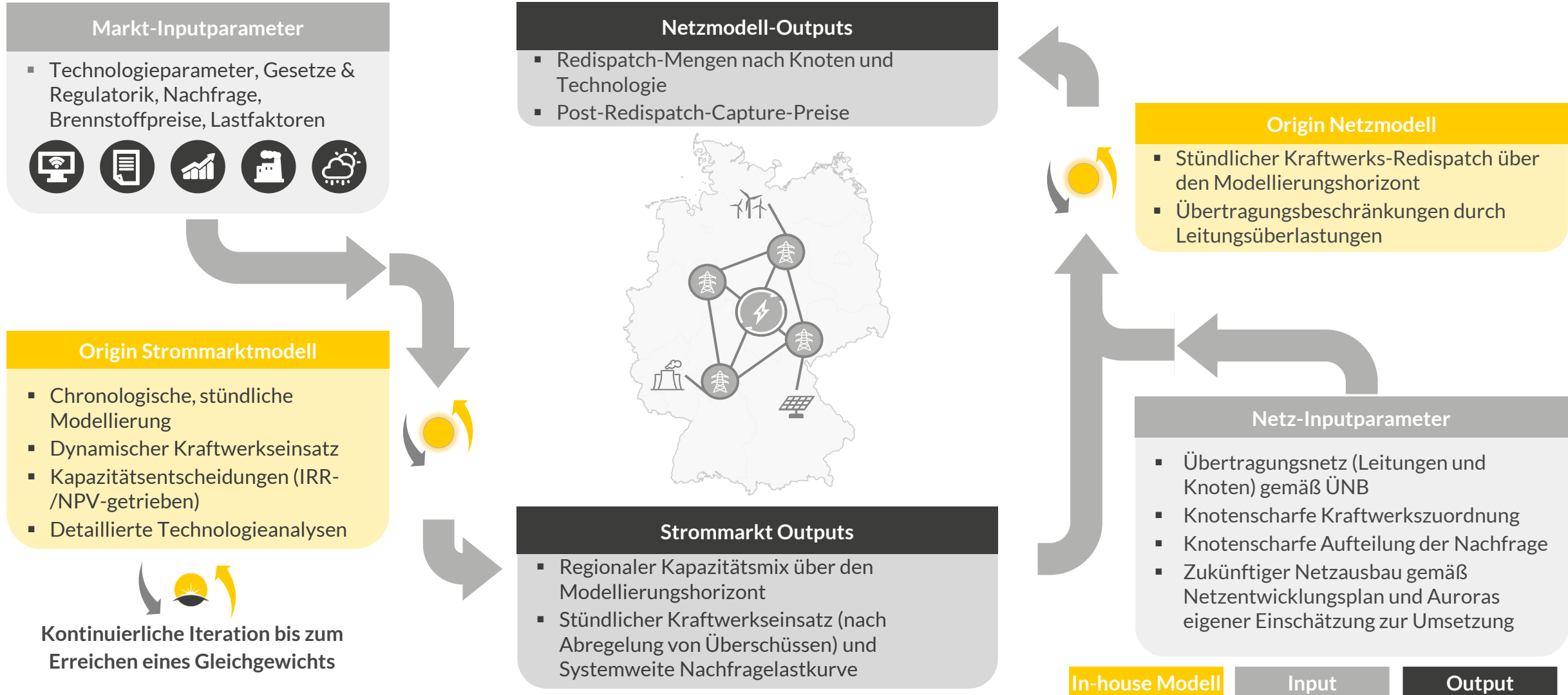
dNE schaffen neue Unsicherheiten in Langfristmärkten, PPAs und Tolling-Verträgen

Argument	Ausführung
 <p>Potenziell nachteilige Effekte auf die Langfristmärkte:</p> <p>Dynamische Netzentgelte können – sofern sie preisändernd wirken – Hedging-Entscheidungen und die Funktion von Terminmärkten beeinträchtigen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ dNE beeinflussen Spotpreise, wenn sie ausreichend hoch sind: Die Ergebnisse der Strommarktmodellierung zeigen, dass dNE bei einer gewissen Höhe Spotpreise verändern. ▪ dNE können zu Preissteigerungen auf den Langfristmärkten führen: Es ist zu erwarten, dass die mit dNE verbunden Risiken und Unsicherheiten zu einer Preiserhöhung auf den Terminmärkten führen, da Produzenten ihre Erzeugungskosten (inkl. dNE) nicht mehr zuverlässig prognostizieren können. ▪ Veränderung der Effektivität zonaler¹ Hedging-Produkte: Die Treffsicherheit bestehender Hedging-Instrumente könnte sich verschlechtern: Zonale Financial-Forwards oder CfDs werden weniger wirksam, wenn dNE zu einer stärkeren Divergenz zwischen tatsächlichen Spotpreisen inklusive dNE und zonalen Terminpreisen führen.
 <p>Potenziell nachteilige Effekte auf PPAs und Tolling Agreements</p> <p>dNE erhöhen die Unsicherheit über zukünftige Standortkosten und erschweren damit die Preisbildung und Risikoverteilung in PPAs und Tolling-Verträgen.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ dNE müssen in die Preisbildung eingepreist werden: Da dNE variable Standortkosten darstellen, müssen Investoren und Offtaker sie in PPA- und Tolling-Preise einrechnen. Dies führt typischerweise zu Risikoaufschlägen, insbesondere wenn Höhe und Häufigkeit der dNE schwer prognostizierbar sind. ▪ Unsicherheit über Weitergabe und Optimierbarkeit bei Bestandsanlagen: Für bestehende PPAs und Tolling Agreements ist unklar, ob dNE als zusätzliche Kosten an den Offtaker weitergereicht werden dürfen bzw. können. Gleichzeitig ist fraglich, ob der Offtaker die dNE in seine Dispatchoptimierung einbeziehen kann, falls er keine unmittelbare Steuerungsmöglichkeit über das Asset hat. ▪ Reduzierte Vertragsstabilität und komplexere Risikoordnung: Die zusätzliche Kostenkomponente erschwert die Risikoallokation zwischen den Parteien und kann bestehende Vertragsstrukturen destabilisieren – etwa wenn dNE zu häufigen, nicht vorgesehenen Anpassungsbedarfen führen.

1) Mit zonal ist hier die einheitliche Strompreiszone gemeint.

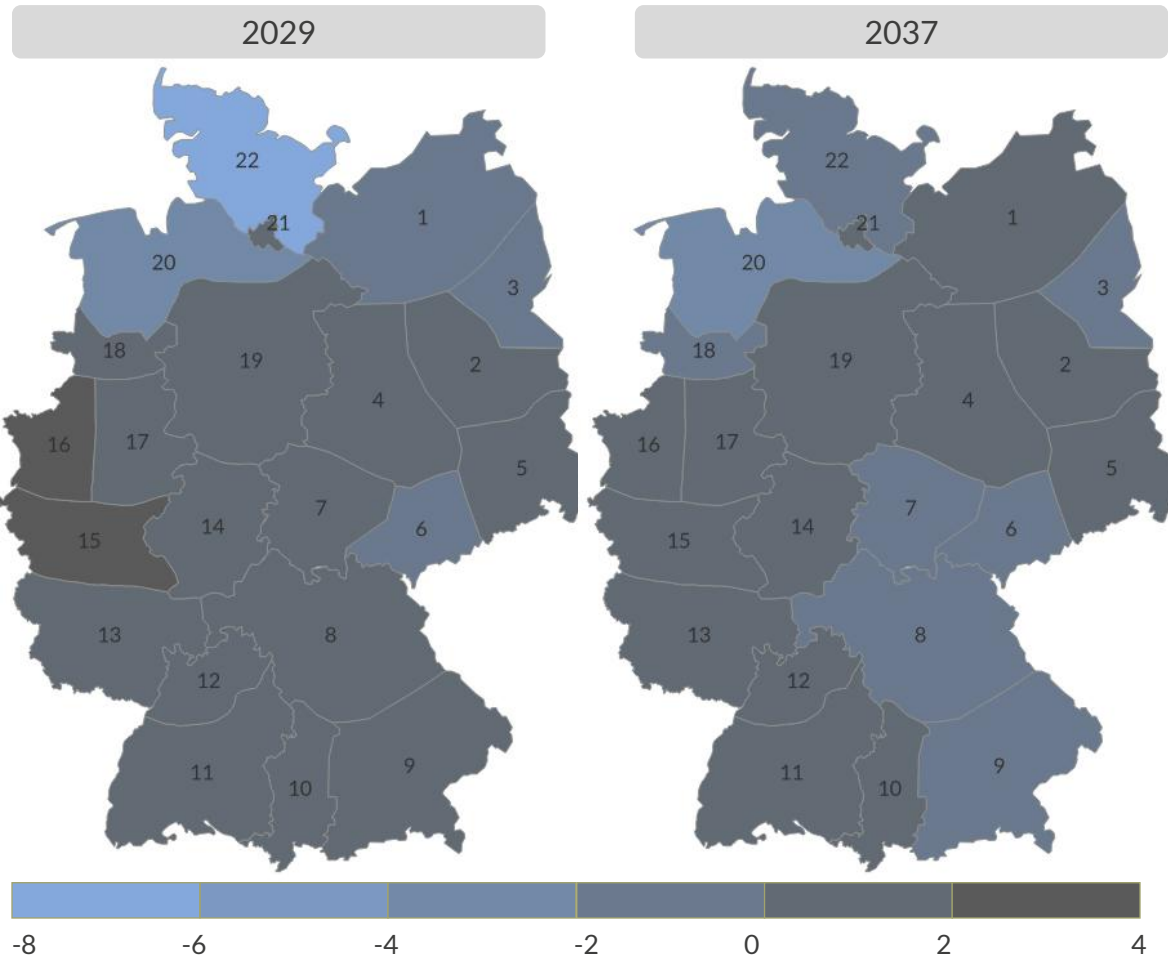
- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 1. Gesamtsystembetrachtung
 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

Auroras Netzmodell berücksichtigt Anpassungen des Dispatchs nach dem Day-Ahead Clearing zur Einhaltung von Netzrestriktionen

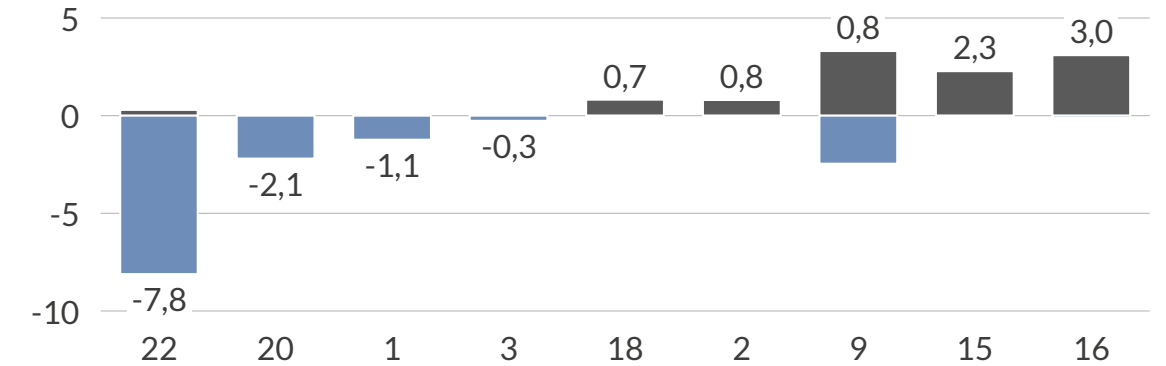


Der Großteil der Netzenspassvolumina wird in Auroras Modellierung auch in Zukunft auf einzelne Regionen konzentriert sein

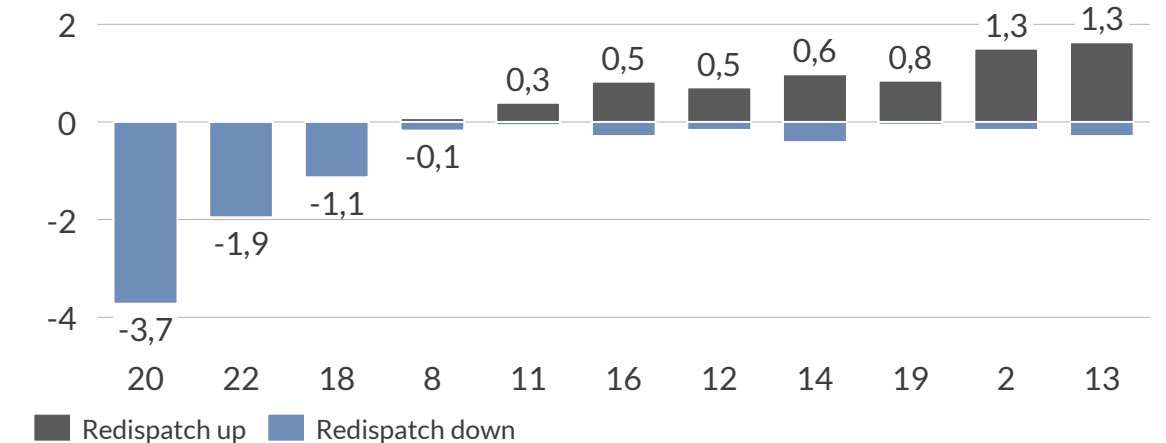
Redispatchvolumina nach Region im Basis-Szenario¹
TWh



Redispatchvolumina nach WAPP-Region, 2029
TWh



Redispatchvolumina nach WAPP-Region, 2037
TWh



1) Summe aus Redispatch up und Redispatch down Volumina

- I. Motivation
- II. Modellierungsansatz und Annahmen
- III. Bestimmung dynamischer Netzentgelte
- IV. Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem
 1. Gesamtsystembetrachtung
 2. Regionale Verteilungseffekte
- V. Weitere Implikationen dynamischer Netzentgelte
- VI. Anhang
 1. Methodik und Ergebnis der zugrundeliegenden Netzmodellierung
 2. Methodik der kostenbasierten dNE-Varianten

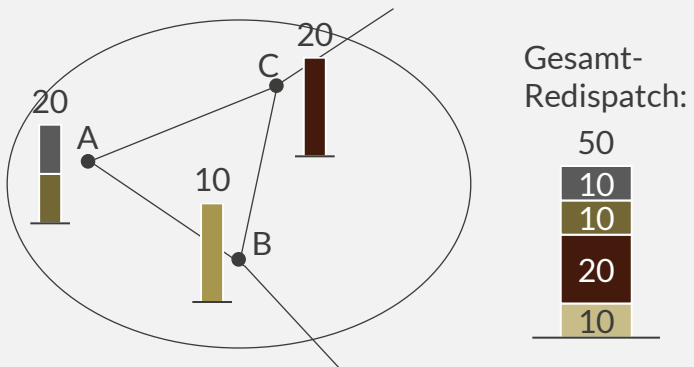
In dNE-Variante A4 basiert die dNE-Bestimmung auf den marginalen Engpassvermeidungskosten der im Redispatch eingesetzten Anlagen

Schrittweise Erklärung der dNE-Variante A4:

1 Ermittlung des regionalen Redispatchbedarfs

- Stündliche Bestimmung des Redispatch-Bedarfs je Region über eine Aggregation der jeweiligen Redispatch-Bedarfe aller Netzknoten innerhalb der Region (Output des Aurora Netzmodells)
- Ableitung der Redispatch-Richtung auf regionaler Ebene: Entweder Redispatch Up (zusätzliche Erzeugung benötigt), oder Redispatch Down (Erzeugungsreduktion benötigt)

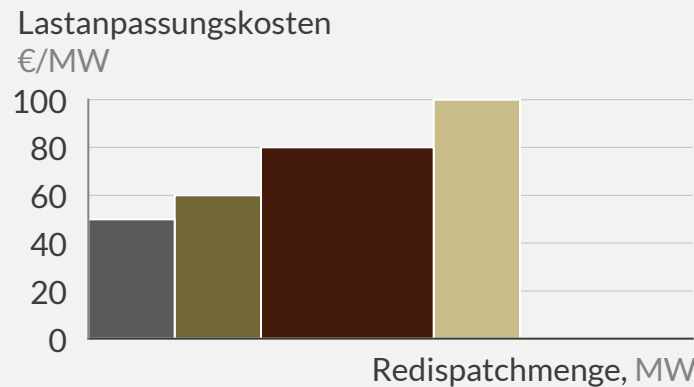
Beispiel für Region in Stunde mit Redispatch Up MW



● Netzknotenpunkt ■ Anlage 1 ■ Anlage 2 ■ Anlage 3 ■ Anlage 4

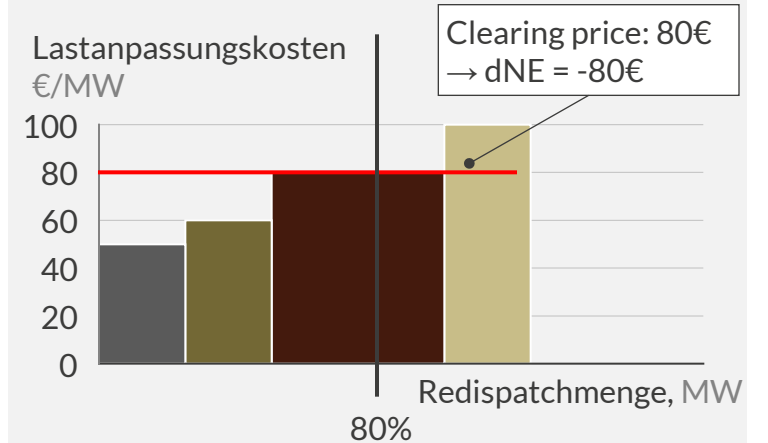
2 Bildung der Redispatch-Merit-Order

- Ermittlung der Laständerungskosten (LAK) je Anlage bzw. Anlagentechnologie¹, die im Rahmen des kostenoptimalen Redispatches aktiviert wurden.
- Die LAK sind das Kostensignal, bei dem die Anlage ihren Dispatch ändert. Definiert als Differenz zwischen Day-Ahead-Marktpreis und technologiespezifischen Grenzkosten
- Sortierung der Anlagen nach aufsteigenden LAK



3 Ableitung des dynamischen Netzentgelts

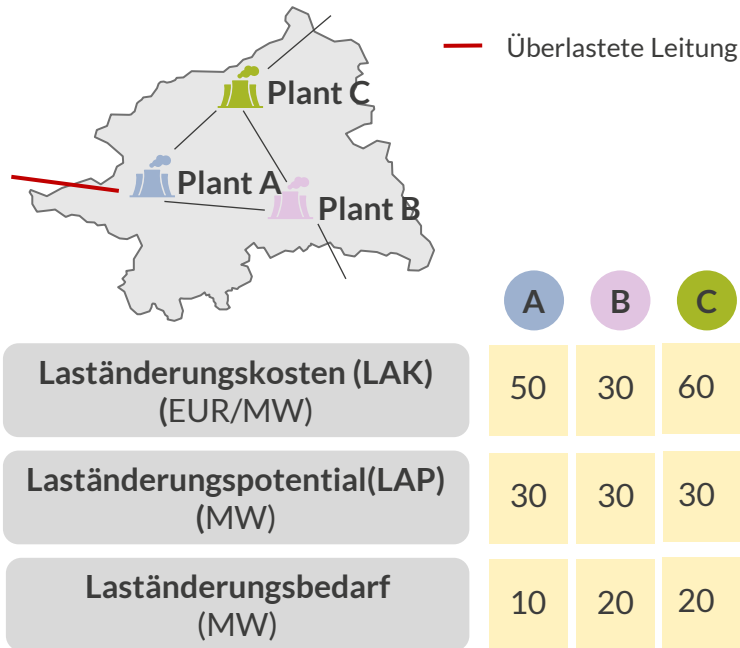
- Bestimmung des preissetzenden LAK-Niveaus als Clearing Price der Merit-Order
- Clearing Price entspricht den LAK der Anlage bzw. Anlagentechnologie, die 80% des Redispatch-Bedarfs deckt
- Definition des dynamischen Netzentgelts: Redispatch Up → negatives Einspeiser-dNE, Redispatch Down → positives Einspeiser-dNE



1) Größere Anlagen sind einzeln abgebildet, kleiner Anlagen sind nach Erzeugungstechnologie aggregiert.

Anhand eines Beispiels wird deutlich, wie die Varianten A4 und A6 zu unterschiedlichen dNE-Signalen führen

Ausgangslage: Redispatch-Ergebnis



Kostenminimaler Redispatch: 10MW Laständerung von Kraftwerk A bei LAK von 50€/MW: 500€

Kraftwerk B hat geringere LAK, aber bedingt durch höheren Laständerungsbedarf zur Auflösung des Engpasses höhere Redispatchkosten (600€)

A4 Redispatch-basierte dNE Bestimmung

- 1 Bildung einer Merit Order über alle im Redispatch aktivierten Anlagen, nach aufsteigender LAK
- 2 Die Anlage mit den höchsten LAK bestimmt die Höhe des dNE-Signals
- 3 Ergebnis: Hohe dNE-Signale können zu Übersteuerung führen

Basierend auf dem Beispiel links:

- Die LAK von 50€/MW von Kraftwerk A bestimmen das dNE, da dieses Kraftwerk zur Auflösung des Engpasses eingesetzt würde
- Bei einem dNE von -50€ regelt Kraftwerk A sein gesamtes LAP hoch
- Gleichzeitig regelt auch Kraftwerk B sein gesamtes LAP hoch
- Im Ergebnis: +60MW bei Gesamtkosten von 2.700€

A6 Potenzial-basierte dNE Bestimmung

- 1 Alle Anlagen mit Lastanpassungspotenzial werden unabhängig von den Redispatch-Aktivierungen in einer Merit Order nach aufsteigenden LAK gereiht
- 2 Die LAK der teuersten Anlage, die benötigt wird, um das regionale Redispatch-Volumen zu erfüllen, bestimmt das dNE Signal
- 3 Ergebnis: Niedrigere dNE Signale

Basierend auf dem Beispiel links:

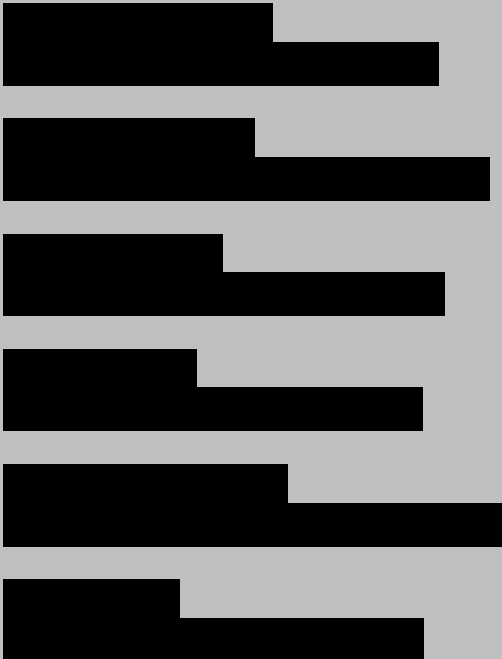
- Der regionale Laständerungsbedarf ergibt sich aus dem Redispatch-Ergebnis für die Region mit 10MW
- 10MW können am günstigsten von Anlage B zu LAK von 30€/MW bereitgestellt werden, daher ergibt sich ein dNE-Signal von -30€
- Im Ergebnis: -30€ dNE bewirken eine Hochregelung von 30MW von Kraftwerk B. Kraftwerke A und C reagieren nicht
- Gesamtkosten: +30MW bei Gesamtkosten von 900€

Details und Haftungsausschluss

Studie zur Auswirkung dynamischer Netzentgelte auf das Stromsystem

April 2026

Autoren:



Urheberrechtshinweis und Haftungsausschluss

- Dieses Dokument (der „**Bericht**“) und sein Inhalt (einschließlich, aber nicht auf Text, Bilder, Grafiken und Illustrationen beschränkt) sind urheberrechtlich geschütztes Material von Aurora Energy Research Limited, einer oder mehreren ihrer Tochtergesellschaften und anderen, später gegründeten Tochtergesellschaften oder sonst verbundenen Unternehmen von Aurora Energy Research Limited (zusammen „**Aurora**“), sofern nicht anders angegeben.
- Dieser Bericht darf ohne vorherige schriftliche Zustimmung von Aurora weder ganz noch teilweise kopiert, reproduziert, verbreitet oder in irgendeiner Weise für kommerzielle Zwecke verwendet werden.
- **Es ist untersagt, ohne die vorherige schriftliche Zustimmung von Aurora:**
 - die stündlichen und/oder unterstündigen Prognosedaten von Aurora offenzulegen, einschließlich der Weitergabe solcher Daten an professionelle Berater oder sonstige Dritte; und
 - die stündlichen und/oder unterstündigen Prognosedaten von Aurora in Stromanalyse-Software von Drittanbietern zu verwenden – einschließlich, aber nicht beschränkt auf Anwendungen zur Anlagensteuerung oder -bewertung.

Haftungsausschluss

- Dieser Bericht wird „wie besehen“ ausschließlich zu Ihrer Information bereitgestellt, und weder Aurora noch seine Direktoren, Mitarbeiter, Vertreter oder verbundenen Unternehmen geben ausdrückliche oder stillschweigende Zusicherungen oder Garantien hinsichtlich seiner Genauigkeit, Zuverlässigkeit, Vollständigkeit oder Eignung für einen bestimmten Zweck.
- Die Haftung von Aurora hinsichtlich dieses Berichts ist auf Schäden, die vorsätzlich oder grob fahrlässig verursacht werden, beschränkt, im Übrigen ist eine Haftung des Auftragnehmers ausgeschlossen. Diese Haftungsbeschränkung gilt nicht in Bezug auf die Haftung für Schäden, die auf der Verletzung von Leben, Körper und Gesundheit, beruhen oder die auf der Verletzung einer Vertragspflicht, deren Erfüllung die ordnungsgemäße Durchführung des Vertrags überhaupt erst ermöglicht und auf deren Einhaltung der Vertragspartner regelmäßig vertrauen darf (Kardinalpflicht). Eine weitergehende Haftung, insbesondere für mittelbare oder Folgeschäden (z. B. entgangenen Gewinn oder Datenverluste), ist ausgeschlossen. Zwingende gesetzliche Vorschriften, insbesondere nach dem Produkthaftungsgesetz, bleiben unberührt.
- Die Verwendung des Berichts erfolgt ausschließlich auf Ihr eigenes Risiko. Der Bericht darf nicht als Grundlage für irgendeinen Zweck verwendet werden oder als Ersatz für Ihre eigenen unabhängigen Untersuchungen und Ihr eigenes vernünftiges Urteil verwendet werden.
- Die in diesem Bericht enthaltenen Informationen können Annahmen, Absichten und Erwartungen zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Berichts widerspiegeln. Aurora beabsichtigt nicht, diese Informationen zu aktualisieren und übernimmt dahingehend auch keine Verpflichtung.
- Wenn Sie Kunde von Aurora sind und einen Dienstleistungsvertrag mit Aurora vereinbart haben („**Dienstleistungsvertrag**“) oder den Bericht vorbehaltlich einer Freigabe, einer Vertrauensvereinbarung oder einer anderen Vereinbarung mit Aurora („**alternative Vereinbarung**“) erhalten haben, unterliegt Ihr Zugriff auf den Bericht, sowie dessen Verwendung ebenfalls den Bedingungen dieses Dienstleistungsvertrags oder der alternativen Vereinbarung zwischen Ihnen und Aurora.
- Dieser Urheberrechtshinweis und Haftungsausschluss darf nicht aus diesem Bericht entfernt werden und muss auf allen autorisierten kopierten, reproduzierten oder verbreiteten Versionen erscheinen.
- Bei Unstimmigkeiten oder Widersprüchen zwischen diesem Urheberrechtshinweis und Haftungsausschluss und Ihrem Dienstleistungsvertrag oder Ihrer alternativen Vereinbarung hat Ihr Dienstleistungsvertrag oder Ihre alternative Vereinbarung diesbezüglich Vorrang.

AURORA



ENERGY RESEARCH