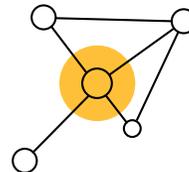
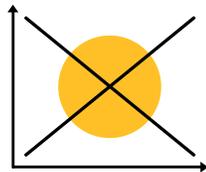
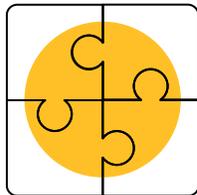
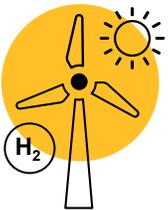


# Preisvolatilität am Strommarkt

## Auswirkungen auf Profitabilität von Flexibilität

Im Auftrag von: Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts  
an der Universität zu Köln e.V.



Energiewirtschaftliches Institut an der  
Universität zu Köln gGmbH (EWI)

Alte Wagenfabrik  
Vogelsanger Straße 321a  
50827 Köln

 +49 (0)221 650 853-60

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

**Verfasst von:**

Dr. Philip Schnaars  
Dr. Fabian Arnold  
Stephan Terhorst  
Erik Schrader  
Arne Lilienkamp

Bitte zitieren als:

EWI (2025): Preisvolatilität am Strommarkt - Auswirkungen auf die Profitabilität von Flexibilität

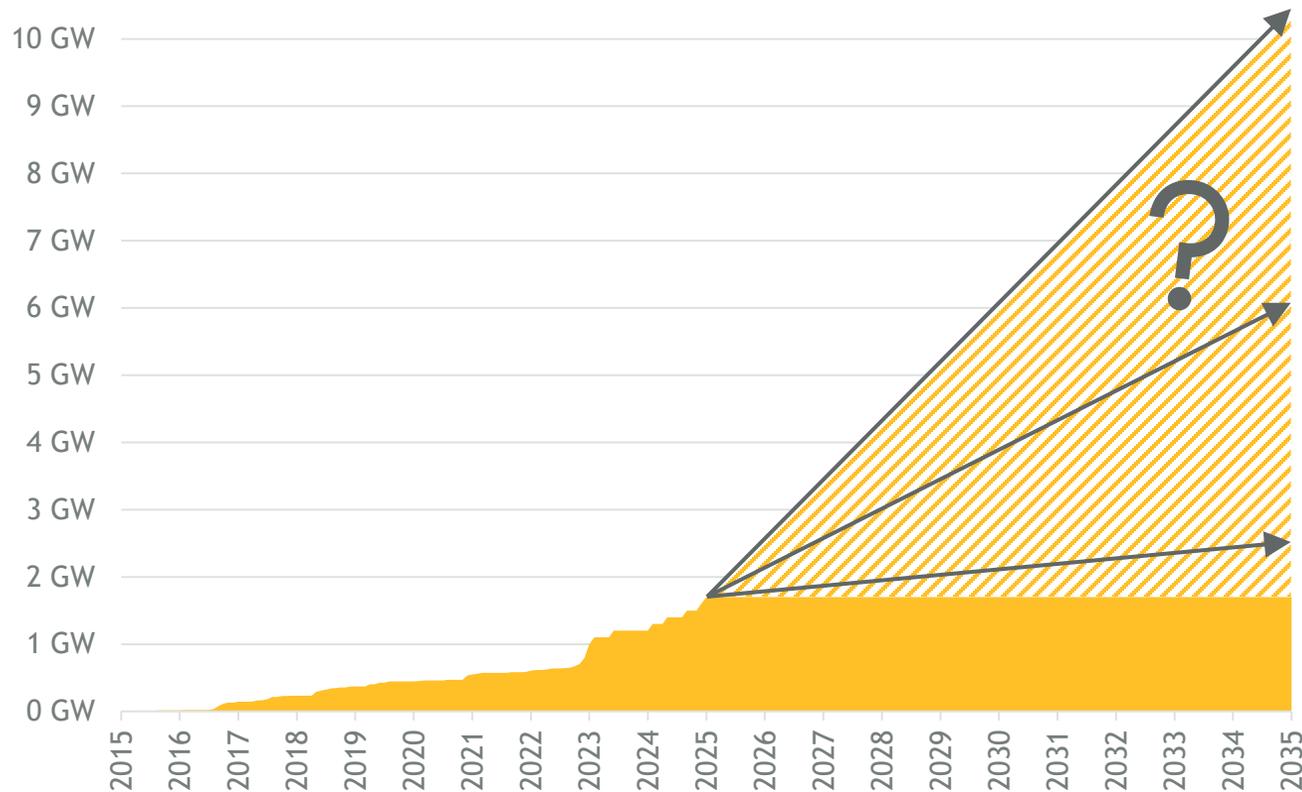
# Inhaltsverzeichnis

---

1. [Motivation](#)
2. [Methodik](#)
3. [Ergebnisse](#)
4. [Interpretation](#)

# Sind Investitionen in Flexibilitätstechnologien in Zukunft rentabel?

## Installierte Leistung von Großbatteriespeichern in Deutschland



1: [pv-magazine.de \(2025\)](https://www.pv-magazine.de/2025/)

## Marktveränderung mit Einfluss auf Flexibilität

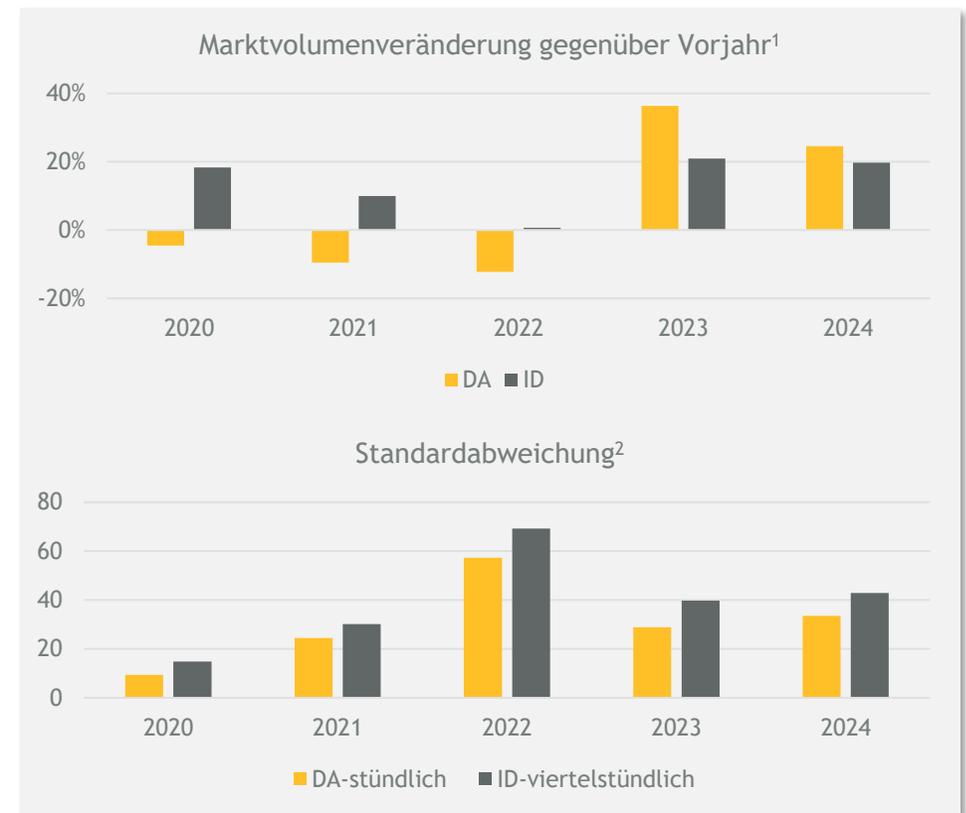
- Der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem wird in Zukunft voraussichtlich deutlich zunehmen, da die Integration von Strom aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien wie Wind und Solar eine stärkere Anpassung von Angebot und Nachfrage erfordert.
- Von Januar 2021 bis 2025 ist die installierte Leistung von flexiblen Batteriespeichern, die am Strommarkt handeln, um 300 Prozent gestiegen. Für die Zukunft wird ein weiteres deutliches Wachstum erwartet, da die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Anfang 2025 Anschlussanfragen für 226 GW verzeichnet haben<sup>1</sup>.
- Die zukünftige Rentabilität dieser und anderer Flexibilität ist dabei wesentlich von der Preisvolatilität beeinflusst, die unter anderem von der Erzeugung erneuerbarer Energien, bereits vorhandenen Flexibilitätsoptionen sowie der Entwicklung der Stromnachfrage abhängt.
- In dieser Analyse wird die zukünftige Marktvolatilität in Deutschland szenariobasiert fundamental modelliert. Dies erlaubt es, den zukünftigen Wert von Flexibilität zu ermitteln.

# Zukünftige Profite hängen von der Entwicklung von Volatilitätsparametern in den Stromkurzfristmärkten ab.

## Motivation

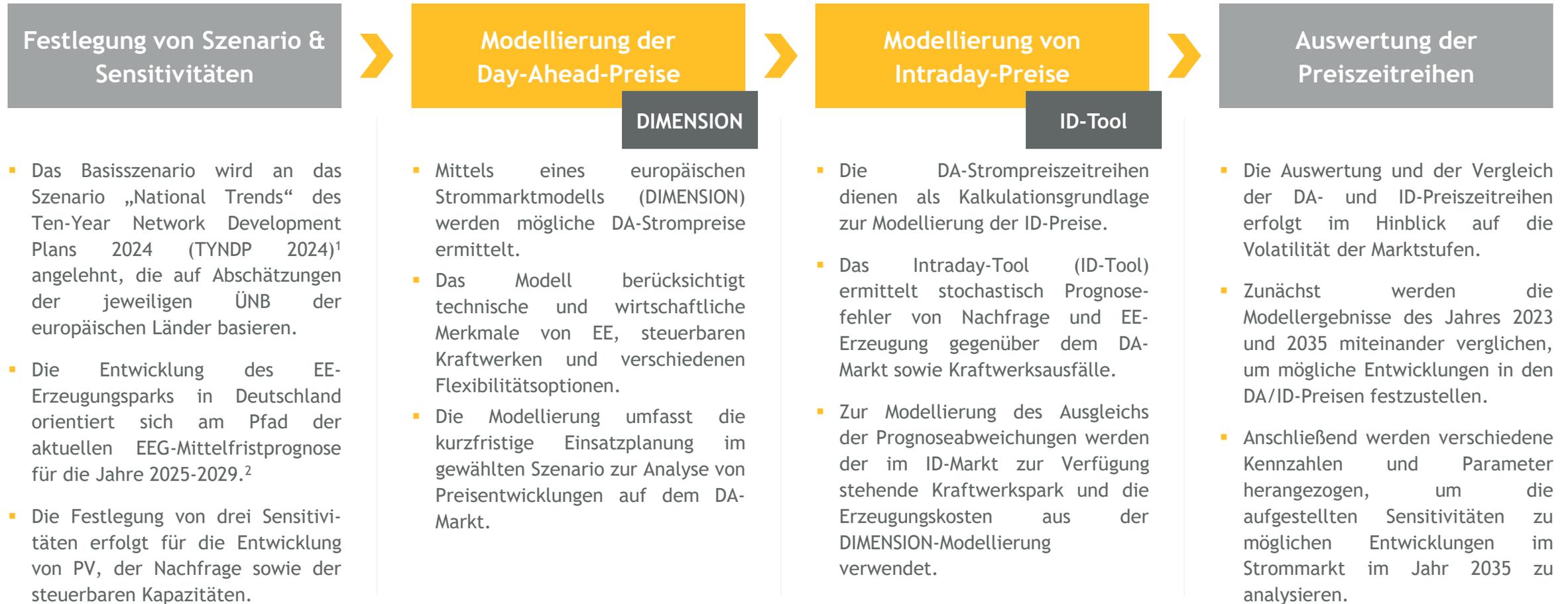
- Die Volatilität der Erzeugung schlägt sich auch in den Spotpreisen nieder, wobei die Standardabweichung im kontinuierlichen Intraday (ID) Handel größer ist als in den Day-Ahead (DA) Auktionen.
- Die Relevanz des ID-Handels ist in den vergangenen Jahren in Deutschland und auf anderen europäischen Märkten gestiegen, um insbesondere die Vorhersagefehler der zunehmend größeren Einspeisung erneuerbarer Energien (EE) sowie der Nachfrage auszugleichen.
- Die zukünftigen Profite von Flexibilitätstechnologien hängen dabei von zwei Effekten ab:
  - Entwicklung der Preisvolatilität durch allgemeine Marktentwicklungen
  - Verhältnis dieser Preisvolatilität zwischen ID und DA-Markt
- Aufgrund erwartbarer fundamentaler Änderungen am Strommarkt ist eine fundamentale Systemmodellierung notwendig, um den zukünftigen Effekt dieser Änderungen quantifizieren zu können.
- In dieser Analyse wird eine mögliche Entwicklung der Preisvolatilität und des Verhältnisses der Volatilität zwischen den Marktstufen im Jahr 2035 dargestellt und die Effekte verschiedener Volatilitätstreiber quantitativ eingeordnet.

## Entwicklungen auf den betrachteten Strommärkten



1: [EEX \(2025\)](#) | 2: [FFE \(2025\)](#)

# Die Abschätzung der Volatilitätsentwicklung bis 2035 erfolgt auf Basis fundamentaler Strommarktmodellierung.



1: [ENTSO-E \(2024\)](#) | 2: [netztransparenz.de \(2024\)](#)

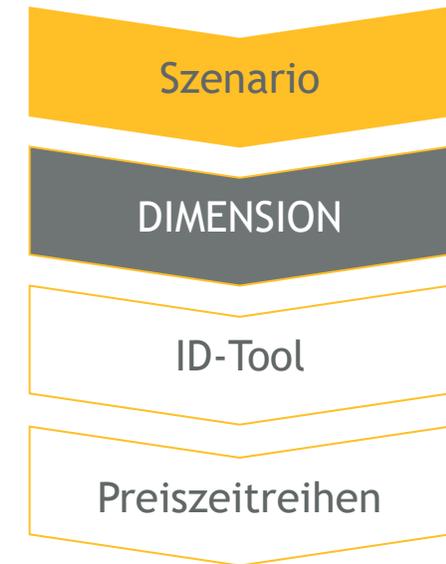
# Es werden 1 Szenario und drei Sensitivitäten definiert, um den Einfluss fundamentaler Veränderungen auf die Preisvolatilität im Jahr 2035 abzuschätzen.

Rahmendaten	Referenzszenario		Weniger PV	Weniger Nachfrage	Weniger Gaskraftwerke
	2023	2035	2035	2035	2035
<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Installierte Leistung <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ PV - Aufdach: 46 GW</li> <li>▪ PV - Freifläche: 20 GW</li> <li>▪ Wind Onshore: 57 GW</li> <li>▪ Wind Offshore: 8 GW</li> <li>▪ Gaskraftwerke: 31 GW</li> <li>▪ Batteriespeicher: 1 GW</li> </ul> </li> <li>▪ Kohleausstieg gemäß KVBG <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Steinkohle: 14 GW</li> <li>▪ Braunkohle: 18 GW</li> </ul> </li> <li>▪ Nachfrage 2035: 478 TWh</li> </ul>			<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 50 % <b>geringerer Zubau</b> ab dem Jahr 2026</li> <li>▪ Die resultierende installierte Leistung im Jahr 2035 an PV sinkt hierdurch um <b>93 GW</b> gegenüber dem Referenzszenario.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 50 % <b>weniger Nachfrage</b> bis zum Jahr 2035 in den Endverbrauchssektoren <b>Verkehr, Gebäude und Industrie</b></li> <li>▪ Die Gesamtnachfrage wird im Jahr 2035 um <b>65 TWh</b> reduziert.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerke können nur verzögert zugebaut werden.</li> <li>▪ Bis zum Jahr 2035 wird der Zubau von Gaskraftwerken um <b>5 GW</b> geringer ausfallen.</li> </ul>
			Ist eine fundamentale Marktentwicklung, die auf die Volatilität in beiden Märkten wirkt	Ist eine fundamentale Marktentwicklung, die auf die Volatilität in beiden Märkten wirkt	Wirkt darüber hinaus auf das Verhältnis zwischen den Marktstufen

# Die fundamentale Herleitung von DA-Strompreisen erfolgt mit dem europäischen Strommarktmodell DIMENSION.

## Berechnung der DA-Strompreise

1. Mittels des europäischen Strommarktmodells DIMENSION<sup>1</sup> werden Preiszeitreihen für den DA-Markt abgeleitet:
  - DIMENSION wird zur Berechnung der Minimierung von Gesamtsystemkosten (Kapitalstock, Erzeugung, Umwandlung und Verteilung) eingesetzt. Hierbei werden die kurzfristige Entwicklung der Energieströme und -preise, die Kapazitäten des europäischen Strommarktes, den Erzeugungsmix und die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Wärme- und Stromversorgung nach Sektoren, Energieimporte und Power-to-X sowie viele weitere relevante Entscheidungsparameter ermittelt.
  - Durch die Festlegung eines ausgewählten Szenarios wird der Kapitalstock bei der Berechnung fixiert.
2. In einem ersten Schritt wird die Berechnung für das Referenzszenario durchgeführt. Dabei werden die Grenzkosten des ermittelten Marktgleichgewichts als DA-Preise interpretiert. Zusätzlich werden Werte mit extremen Grenzkosten ex post adjustiert, um die oberen und unteren Ränder der Grenzkostenverteilung besser abzubilden.
3. Die Berechnung für die ausgewählten Sensitivitäten erfolgt konsekutiv zum Referenzszenario, indem ceteris paribus die Kapitalstöcke einzelner Technologien geändert werden.
4. Damit ist eine Betrachtung der Volatilität auf dem Day-Ahead-Markt im betrachteten Referenzszenario und den Sensitivitäten für das Jahr 2035 möglich.



1: [DIMENSION \(2025\)](#)

# Das ID-Tool bildet den Preis zum Ausgleich von Vorhersagefehlern unter vollständigen Informationen des Marktgeschehens ab.

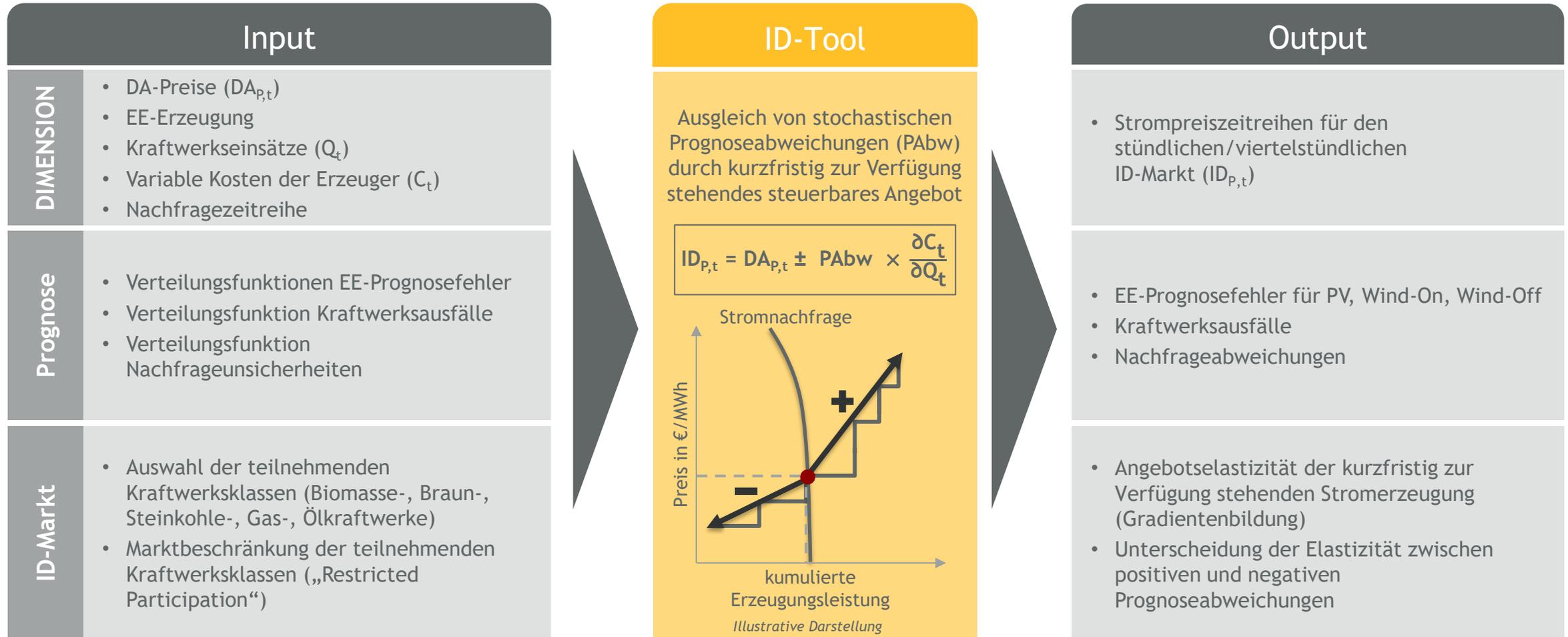
## Aus den stündlichen DA-Strompreisen werden viertelstündliche ID-Preise abgeleitet

1. Basierend auf den DA-Strompreisen, EE-Einspeisungen und Kraftwerkseinsätzen werden mit dem ID-Tool Preiszeitreihen für einen Intraday-Handel zum Lieferzeitpunkt abgeleitet.
2. Das Tool bildet dabei die Auflösung der Stundenprodukte der DA-Auktion auf Stunden- und Viertelstundenprodukte und die Veränderung der EE- und Nachfrageprognose bis zum Lieferzeitpunkt ab.
  - Das Tool bildet den Preis unter vollständigen Informationen auf dem ID-Markt ab. Die Vorhersagefehler sind also vollständig realisiert und es besteht keine Unsicherheit im Markt.
  - Den modellierten Preis interpretieren wir daher als das Ergebnis einer fiktiven Auktion ohne Unsicherheiten zum Lieferzeitpunkt.
3. Der Preis eines Viertelstundenprodukts basiert auf dem Preis des entsprechenden Stundenprodukts, angepasst um die Änderung der Residuallast und der Prognoseabweichung zur vorherigen bzw. folgenden Stunde.
4. Dabei wird berücksichtigt, welcher Teil der Marktteilnehmer aus der DA-Auktion Fahrplanänderungen vornehmen kann. Dadurch wird fundamental abgebildet, dass ein Treiber der Volatilität am Intraday-Markt die eingeschränkten Teilnahmemöglichkeiten („Restricted Participation“) auf der Angebotsseite gegenüber dem DA-Markt sind. Diese ergeben sich aus technischen und organisatorischen Restriktionen. Flexibilitätstechnologien werden nicht zum Ausgleich von Prognosefehlern genutzt.
5. Die Verteilung der Prognosefehler basiert auf der Abweichung zwischen der prognostizierten EE-Einspeisung zum Zeitpunkt der DA-Auktion und der realisierten Einspeisung zum Lieferzeitpunkt. Basierend auf ENTSO-E-Daten<sup>1</sup> werden saisonale, stündlich variierende Verteilungsfunktionen erstellt, deren Prognosegüte mit zunehmendem Abstand zwischen DA-Auktion und Lieferzeitpunkt abnimmt.

1: [ENTSOE-E \(2025\)](#)



# Im ID-Tool werden durch einen prognosefehlerabhängige Gradientenbildung ID-Preise abgeleitet.



# Untersuchungsgegenstand der ermittelten Preiszeitreihen ist die Volatilität. Diese wird mittels unterschiedlicher Kennzahlen analysiert.

## Kennzahlen und ihre Interpretation im Hinblick auf die Volatilität

### 1. Mittelwert ( $\mu$ )

- Der Mittelwert der Preise erlaubt Aussagen über das allgemeine Preisniveau und bildet per Konstruktion das tägliche Preisniveau ab.

### 2. Standardabweichung ( $\Omega$ )

- Die Standardabweichung zeigt die Volatilität um das Preisniveau an und kann als mittlere tägliche Streuung interpretiert werden. Sie ist ein Maß für die **absolute** Höhe der resultierenden Volatilität.

### 3. Variationskoeffizient ( $\Omega / \mu$ )

- Der Variationskoeffizient gibt das Maß für die **relative** Volatilität einer Preiszeitreihe im Verhältnis zum Preisniveau an. Dies ermöglicht den Vergleich der Volatilität über verschiedene Marktstufen.

### 4. Mittelwert des Tages-Spreads $\emptyset$ (*max - min*)

- Der Mittelwert des Tages-Spreads beschreibt den mittleren Unterschied zwischen dem geringsten und höchsten Preis eines Tages und ermöglicht Abschätzungen der untertägigen Volatilität.

### 5. Häufigkeit von Extrempreisen ( $n$ )

- Die Anzahl der Stunden mit negativen und hohen Preisen gibt die Veränderungen der Extrempreise an und ermöglicht eine Betrachtung in der Veränderung der Preisstruktur.



# Einschlägige Veränderungen unseres heutigen Energiesystems zum Jahr 2035 erlauben einen Vergleich der Veränderung der Märkte.

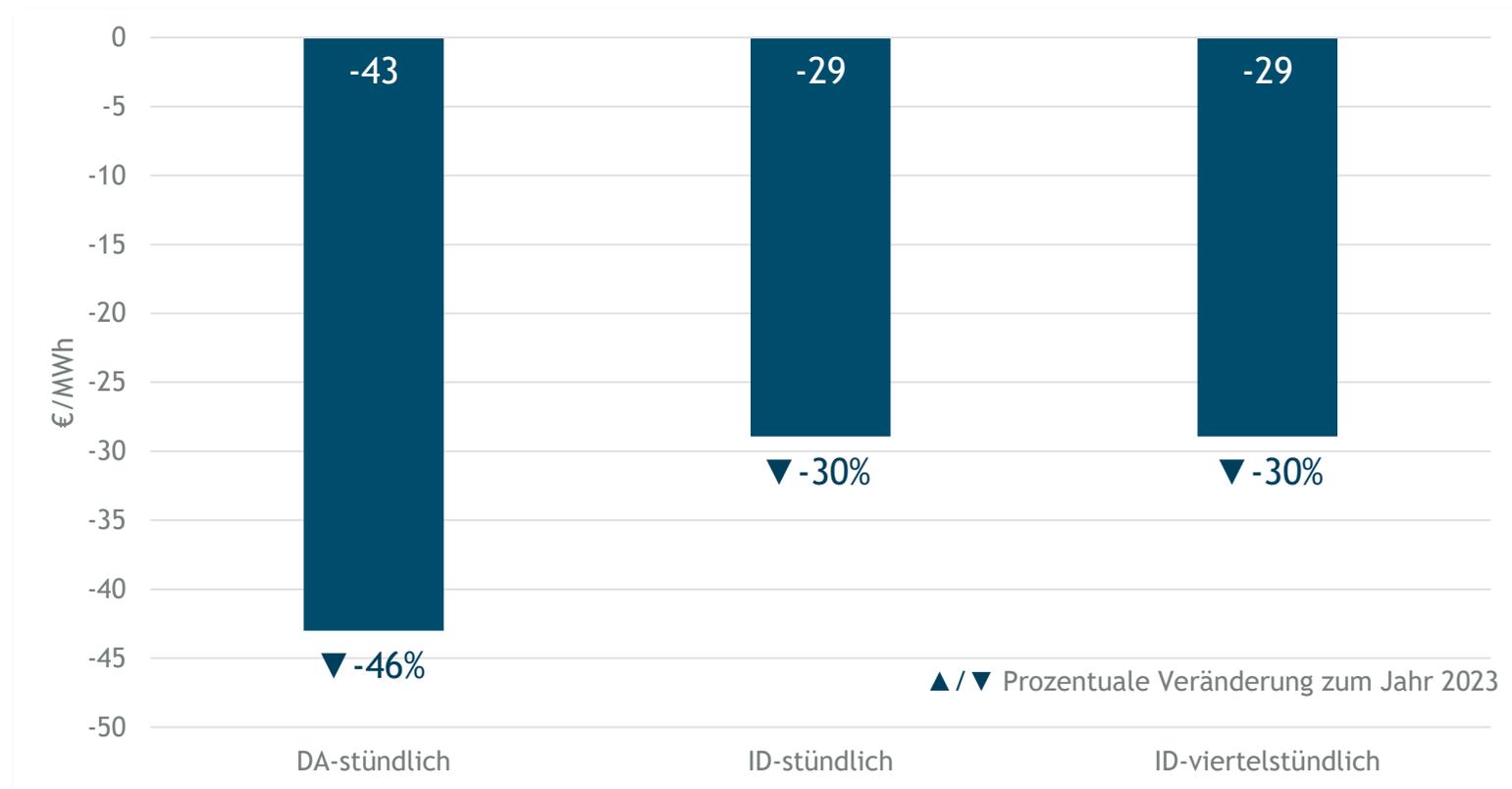
## Vorgehen zur Auswertung der Modellergebnisse

- Im ersten Schritt wird das Modellergebnis des Jahres 2035 mit der Modellierung des Jahres 2023 verglichen:
  - Dieser Vergleich ermöglicht eine Einschätzung der modellinternen fundamentalen Faktoren auf die Volatilität, während zentrale Faktoren wie die Wahl des Wetterjahres beibehalten wurden.
  - Veränderungen zum Jahr 2023 können damit auf fundamentale Unterschiede im Referenzszenario bezogen auf die Nachfragestrukturen, den Kraftwerkspark oder den Flexibilitätszubau bis zum Jahr 2035 rückgeführt werden und werden nicht durch nicht-fundamentale Faktoren verzerrt.
- Im zweiten Schritt werden die Ergebnisse der betrachteten Sensitivitäten als Differenz zum Referenzszenario aufgezeigt:
  - Dieser Vergleich ermöglicht eine Bewertung der fundamentalen Treiber auf die Volatilität im Jahr 2035.
  - In der Auswertung werden die beschriebenen fünf Kennzahlen untersucht. Diese betrachten die Volatilität auf verschiedenen Zeithorizonten: Jahres-, Jahreszeiten-, Tages- und Stundenebene.



# Im Referenzszenario sinkt das Preisniveau auf allen betrachteten Märkten im Jahr 2035 deutlich.

## Mittelwert - Differenz Referenzszenario 2035 zum Modelljahr 2023

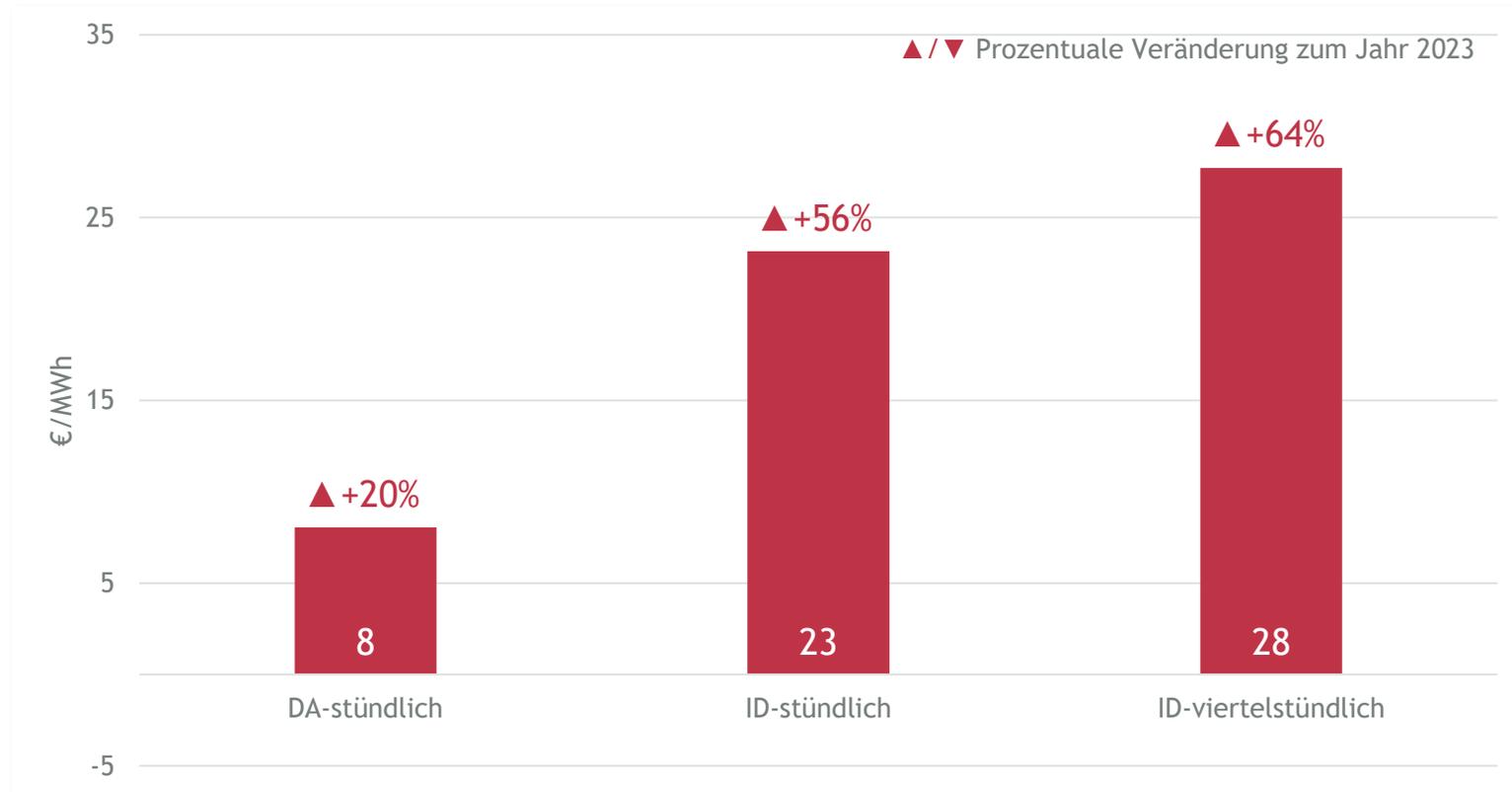


## Kommentare

- Das allgemeine Preisniveau sinkt über die drei Marktstufen verglichen mit dem Jahr 2023 deutlich ab. Maßgeblich sind hierfür der unterstellte hohe Zubau an EE und an Flexibilitätstechnologien.
- Während das Preisniveau im Jahr 2023 über die betrachteten Marktstufen hinweg sich geringfügig unterscheidet, ist ersichtlich, dass das Niveau zwischen DA- und ID-Markt bis zum Jahr 2035 immer weiter divergiert (Spanne von 14 €/MWh):
  - Verglichen mit dem DA-Markt im Jahr 2023 sinkt das Preisniveau auf dem DA-Markt im Jahr 2035 um fast die Hälfte.
  - Verglichen mit dem ID-Markt im Jahr 2023 sinkt das Preisniveau auf beiden Marktstufen des ID-Markts im Jahr 2035 um ca. ein Drittel ab.

# Im Referenzszenario steigt die Standardabweichung auf den ID-Märkten stark an.

## Standardabweichung - Differenz Referenzszenario 2035 zum Modelljahr 2023

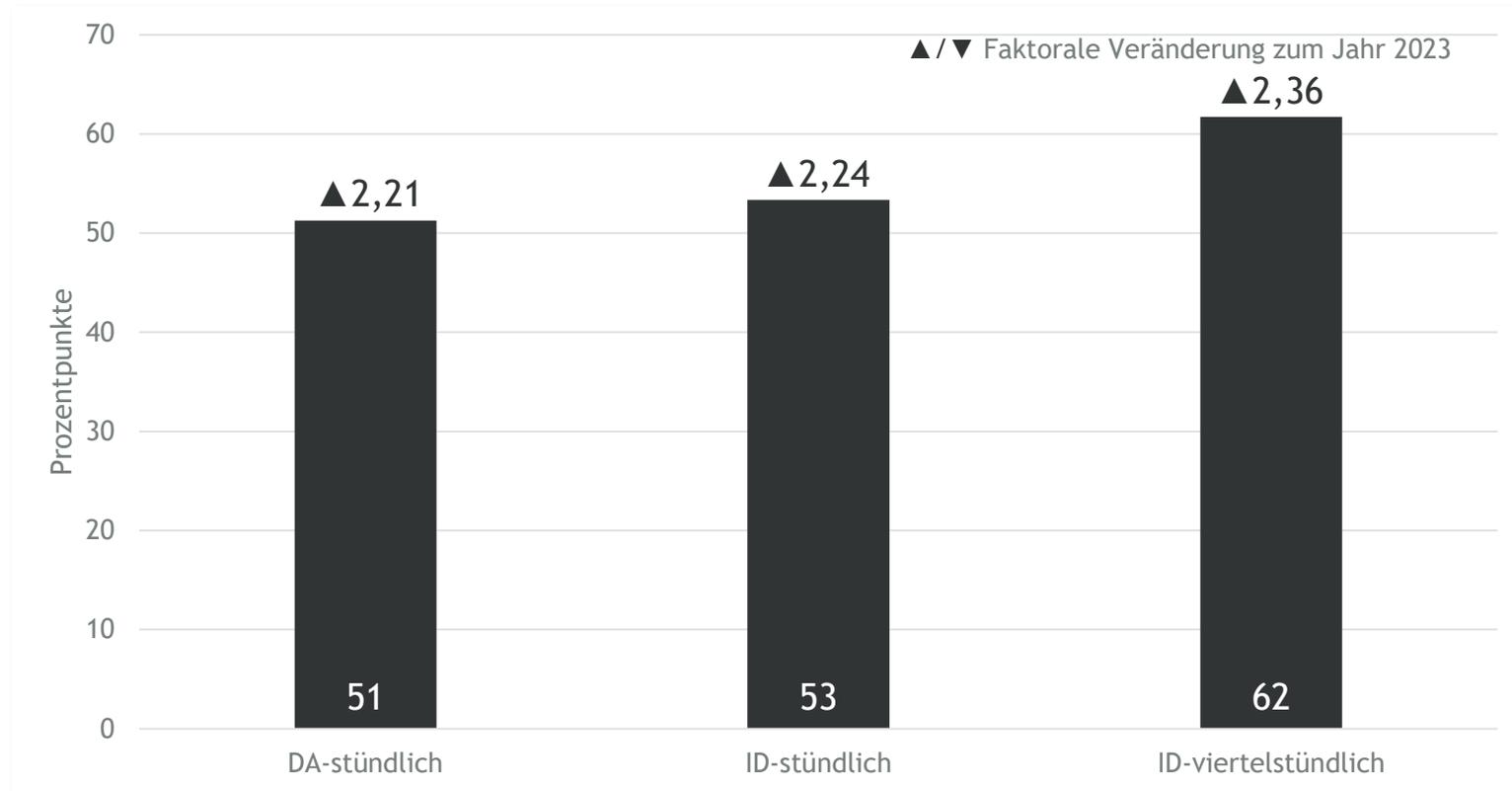


## Kommentare

- Im Jahr 2035 steigt die Standardabweichung auf allen Marktstufen gegenüber dem Jahr 2023 an:
  - Der zunehmende Einfluss der EE auf den DA-Markt prägt die Volatilität der Preise.
  - Absolute Prognosefehler, insbesondere bei EE, nehmen deutlich zu und beeinflussen den ID-Markt.
  - Durch das Ausscheiden steuerbarer Kraftwerke steigen die durchschnittlichen Kosten des Ausgleichs der Prognosefehler.
- Zu beobachten ist dabei, dass die Niveauunterschiede der Standardabweichung zwischen den Marktstufen im Modellergebnis des Jahres 2035 gegenüber denen des Jahres 2023 zunehmen.

# Im Referenzszenario verdoppelt sich die relative Volatilität bis 2035 verglichen mit dem Jahr 2023.

## Variationskoeffizient - Differenz Referenzszenario 2035 zum Modelljahr 2023



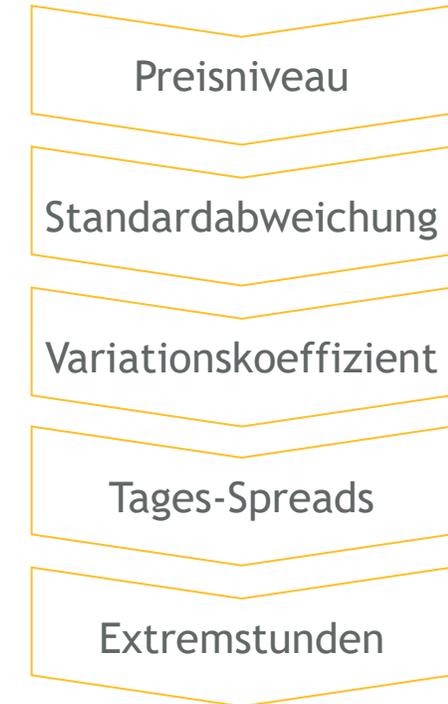
## Kommentare

- Der Variationskoeffizient setzt Standardabweichung und Mittelwert ins Verhältnis und gibt damit die relative Volatilität der Strompreise an.
- Hierdurch wird ein Vergleich der Volatilität der Marktstufen trotz unterschiedlicher Preisniveaus ermöglicht:
  - In allen Marktstufen steigt der Variationskoeffizient stark an. Die relative Volatilität wird gegenüber dem Jahr 2023 über alle Marktstufen mindestens verdoppelt.
  - Der DA-Markt weist eine nur geringfügig niedrigere Volatilität als der ID-Markt auf: Das Ergebnis sind volatile Marktpreise um ein stark gesunkenes Preisniveau. Auf dem ID-Markt ist die absolute Höhe der Schwankung jedoch ausgeprägter (siehe Folie 14).

# Es werden 3 Sensitivitäten modelliert, um den Einfluss unsicherer Entwicklungen auf die Preisvolatilität abzuschätzen.

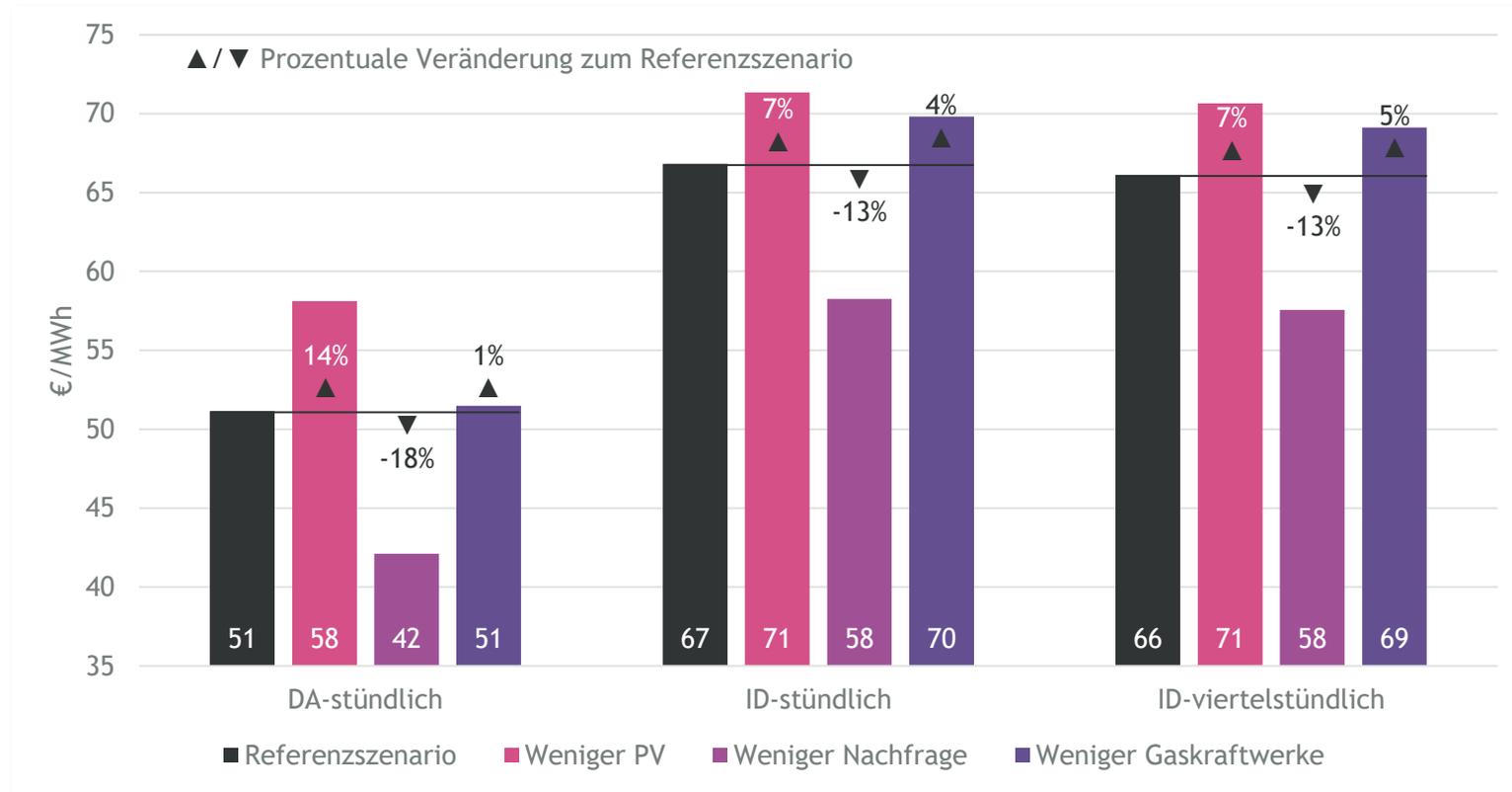
## Vorgehen zur Auswertung der Szenarien

- Im Folgenden werden die drei beschriebenen Sensitivitäten mit dem Referenzszenario verglichen. Dabei werden die gezeigten Kennzahlen in absoluten Werten für das Jahr 2035 ausgewiesen. In der jahreszeitenscharfen Betrachtung werden Preisniveau und Standardabweichung in der Differenz zum Referenzszenario gezeigt.
  - Positive Werte zeigen eine Zunahme zum Referenzszenario an.
  - Negative Werte zeigen eine Reduktion zum Referenzszenario an.
- Im ersten Schritt werden die Kennzahlen Preisniveau und Standardabweichung absolut und jahreszeitenscharf ausgewertet, um unterjährige Einflüsse der Sensitivitäten darzustellen.
- Im zweiten Schritt setzt der Variationskoeffizient diese Veränderungen ins Verhältnis zueinander und beschreibt die Entwicklung der Volatilität über die Marktstufen hinweg.
- Im dritten Schritt wird der Einfluss der Sensitivitäten auf Tagesebene untersucht, indem der Mittelwert der täglichen Differenz zwischen dem kleinsten und dem größten Preis eines Tages gebildet wird.
- Im vierten Schritt, wird die Anzahl der Stunden mit negativen und hohen Preisen ausgewertet, um Unterschiede in der Preisstruktur erkennen zu können.



# Die betrachteten Sensitivitäten reduzieren das Preisniveau auf allen Marktstufen.

## Mittelwert - Referenzszenario und Sensitivitäten

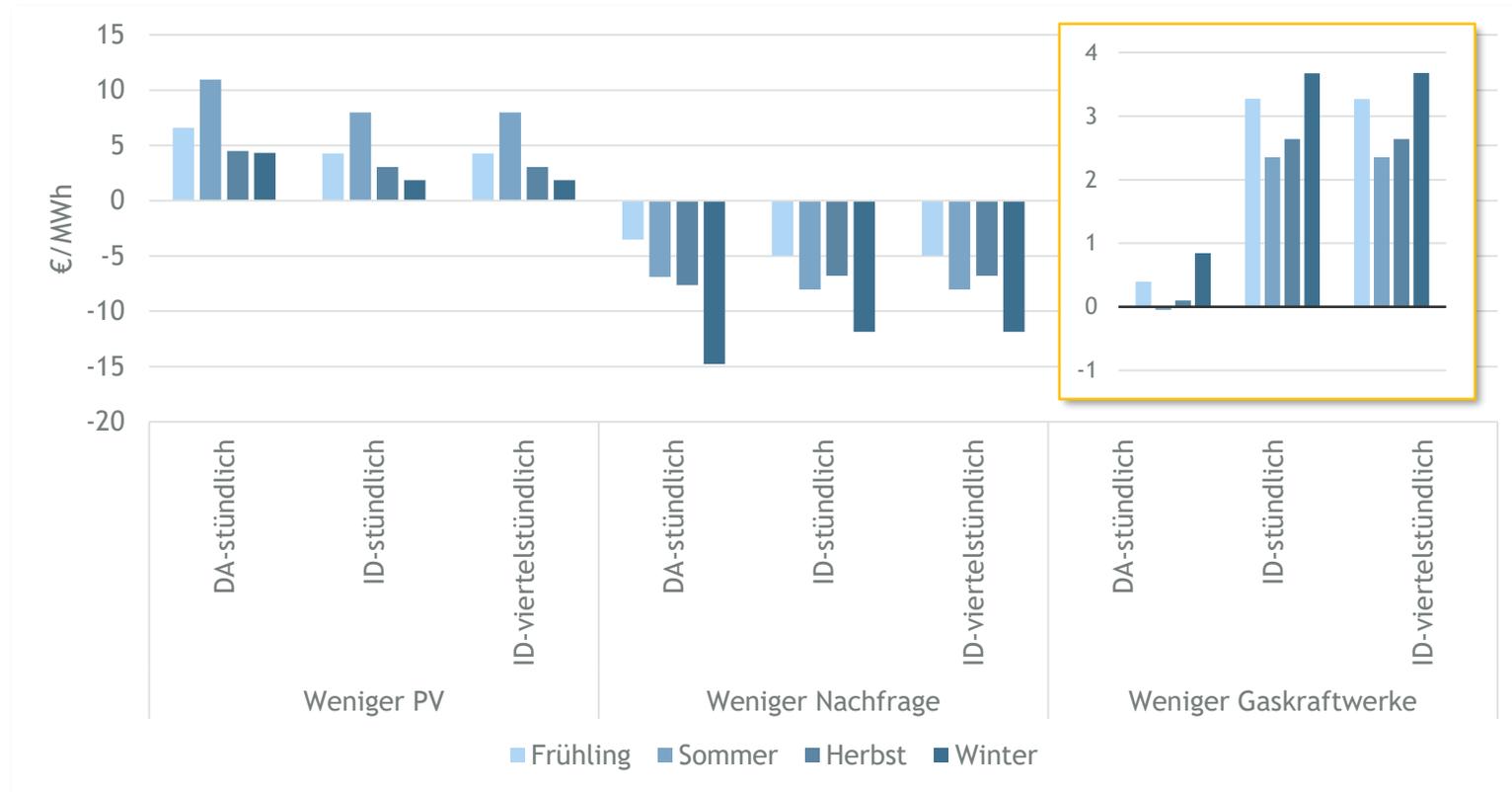


## Kommentare

- Die untersuchten Sensitivitäten zeigen auf allen betrachteten Marktstufen eine kohärente Auswirkung auf das Preisniveau:
  - Durch den **geringeren Zubau an PV** erhöht sich vor allem das Preisniveau auf dem DA-Markt. Das Niveau der ID-Märkte steigt auch, wird jedoch dort durch geringere Prognoseabweichungen abgeschwächt.
  - Eine **niedrigere Nachfrage** reduziert das Preisniveau aller Märkte maßgeblich. Am deutlichsten zeigt sich dies am DA-Markt.
  - Ein **geringerer Zubau an Gaskraftwerken** hat einen ähnlichen Effekt wie ein verringerter Zubau an PV. Auf allen Märkten steigt das Preisniveau, jedoch erhöht die Verknappung an kurzfristiger Erzeugungsleistung insbesondere das Preisniveau auf den ID-Märkten.

# Die Mittelwerte der Preise der Sensitivitäten auf den Marktstufen unterliegen starken Jahreszeiteffekten.

## Mittelwert - Differenz zum Referenzszenario

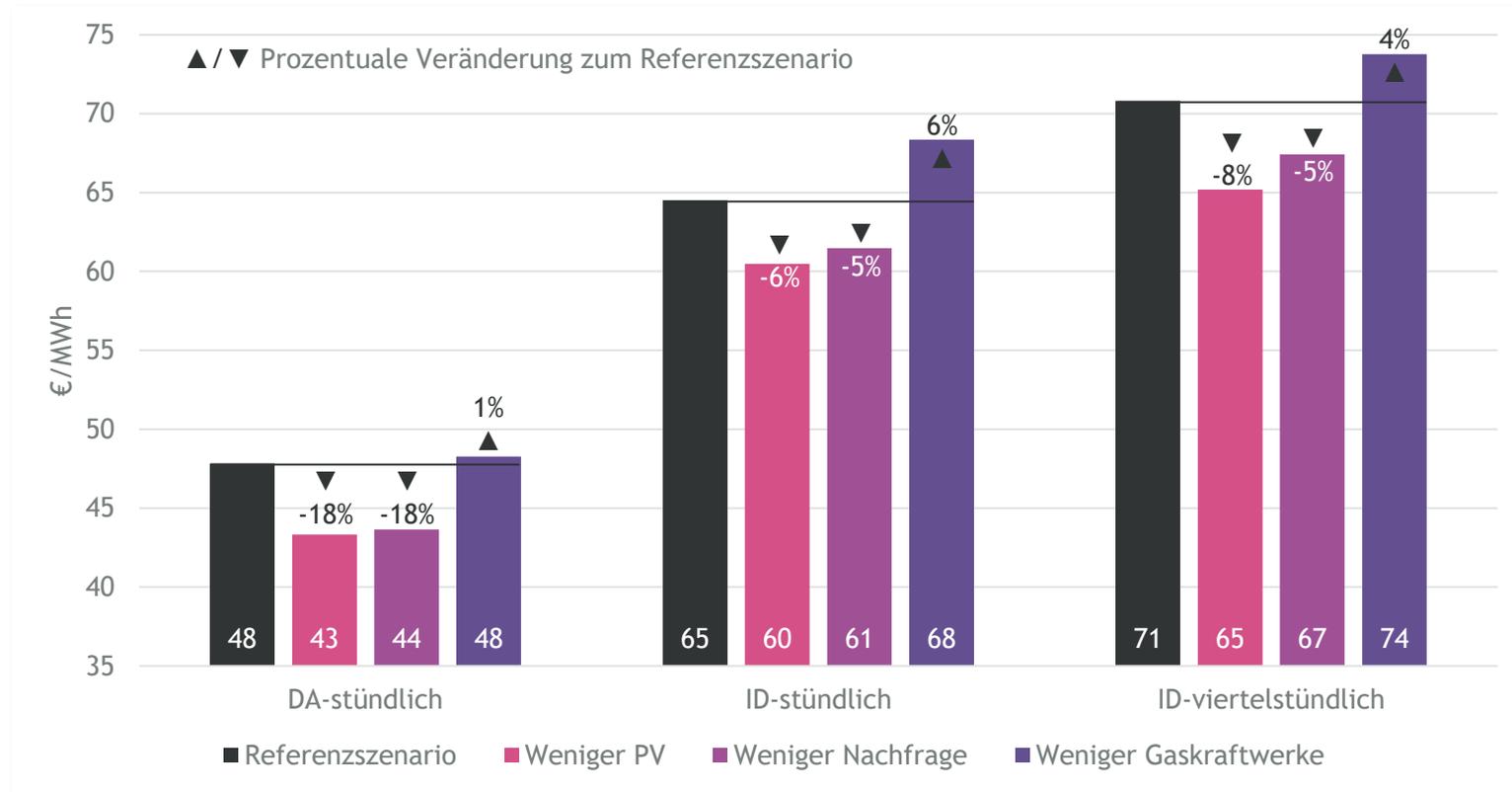


## Kommentare

- In der **weniger PV-Sensitivität** sind starke Sommereffekte mit einem erhöhten Preis sichtbar. Über alle Jahreszeiten hinweg steigt das Preisniveau an. Dies gilt sowohl für den DA- als auch für den ID-Markt.
- In der **weniger Nachfrage-Sensitivität** zeigt sich der ausgeprägteste Effekt im Winter, da weniger Stromnachfrage im Gebäudebereich gedeckt werden muss. Auch hier sind keine strukturellen Unterschiede zwischen den Marktstufen zu erkennen.
- In der **weniger Gaskraftwerke-Sensitivität** lässt sich ein leicht steigendes Preisniveau, speziell im Winter, durch veränderte Kraftwerkseinsätze beobachten. Hier sind die Effekte im ID-Markt am prägnantesten, da sich die Möglichkeiten des Ausgleichs von Prognosefehlern deutlich ändern.

# Die Beeinflussung der Standardabweichung ist sensitiv: Nicht alle Märkte beeinflussen die Preisvolatilität gleichmäßig.

## Standardabweichung - Referenzszenario und Sensitivitäten

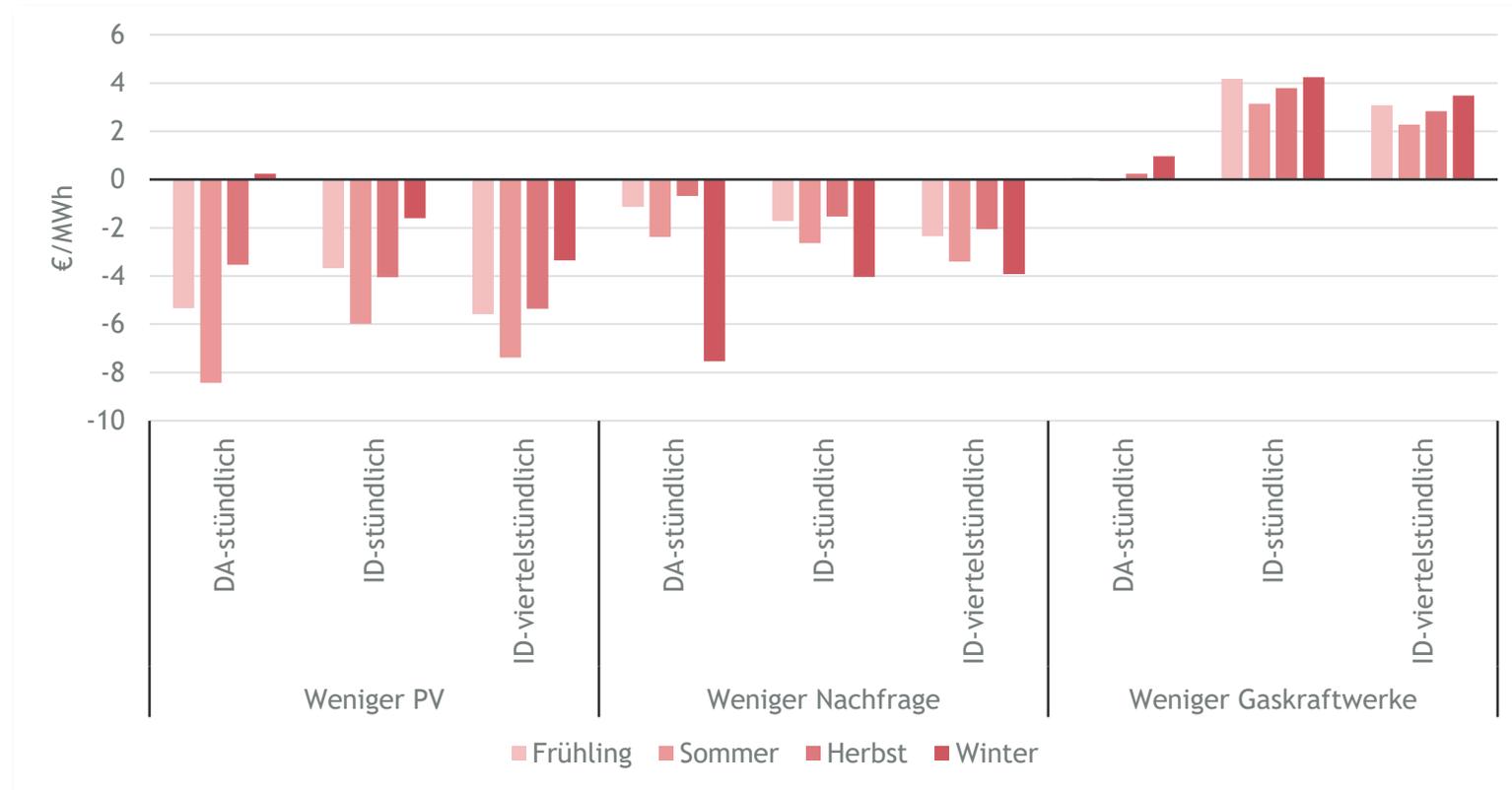


## Kommentare

- Die absolute Volatilität, die Höhe der durchschnittlichen Preisstreuung, ist im Jahr 2035 auf den ID-Märkten ausgeprägter als auf dem DA-Markt.
- Für die Standardabweichung lässt sich kein einheitlicher Trend über alle Sensitivitäten hinweg beobachten:
  - Ein **geringer Zubau an PV** oder ein **reduzierter Strombedarf** verringert die Standardabweichung weitgehend gleichmäßig auf allen Marktstufen.
  - In der **weniger Gaskraftwerke-Sensitivität** ist insbesondere auf den ID-Märkten eine steigende absolute Preisvariabilität erkennbar. Die gegenüber dem Referenzszenario fehlenden Kraftwerke verringern das Angebot, das zum Ausgleich der Prognoseabweichung zur Verfügung steht.

# Die Standardabweichungen der Preise der Sensitivitäten auf den Marktstufen unterliegen starken Jahreszeiteffekten.

## Standardabweichung - Differenz zum Referenzszenario

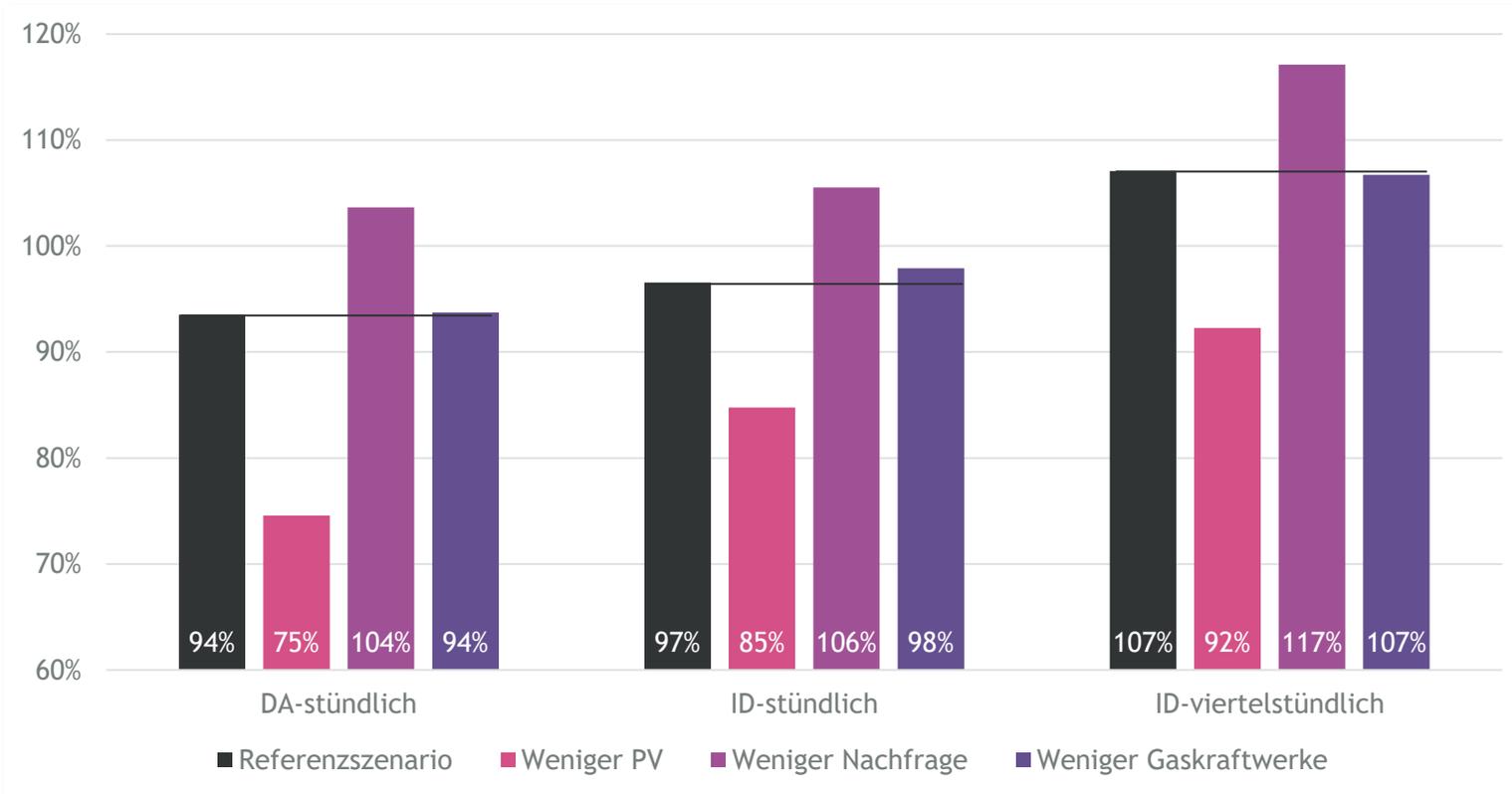


## Kommentare

- In der **weniger PV**-Sensitivität zeigt sich ein unterschiedliches Muster für die Standardabweichung der Marktstufen. Die Jahreszeiten mit viel PV-Einspeisung weisen eine deutliche Reduktion der Volatilität auf.
- In der **weniger Nachfrage**-Sensitivität zeigt sich ebenfalls ein ausgeprägter Jahreszeiten-Effekt, besonders im Winter, in dem eine geringere Nachfrage Spitzenlastzeiten reduziert. Hierdurch wird die absolute Streuung der Preise verringert.
- In der **weniger Gaskraftwerke**-Sensitivität ist insbesondere auf den ID-Märkten eine steigende Preisvariabilität erkennbar. Die fehlenden Kraftwerke verringern das Angebot, das zum Ausgleich der Prognoseabweichung zur Verfügung steht.

# Volatilität trotz sinkender Standardabweichung: Preisvariabilität entsteht auch auf einem niedrigeren Preisniveau.

## Variationskoeffizient - Referenzszenario und Sensitivitäten

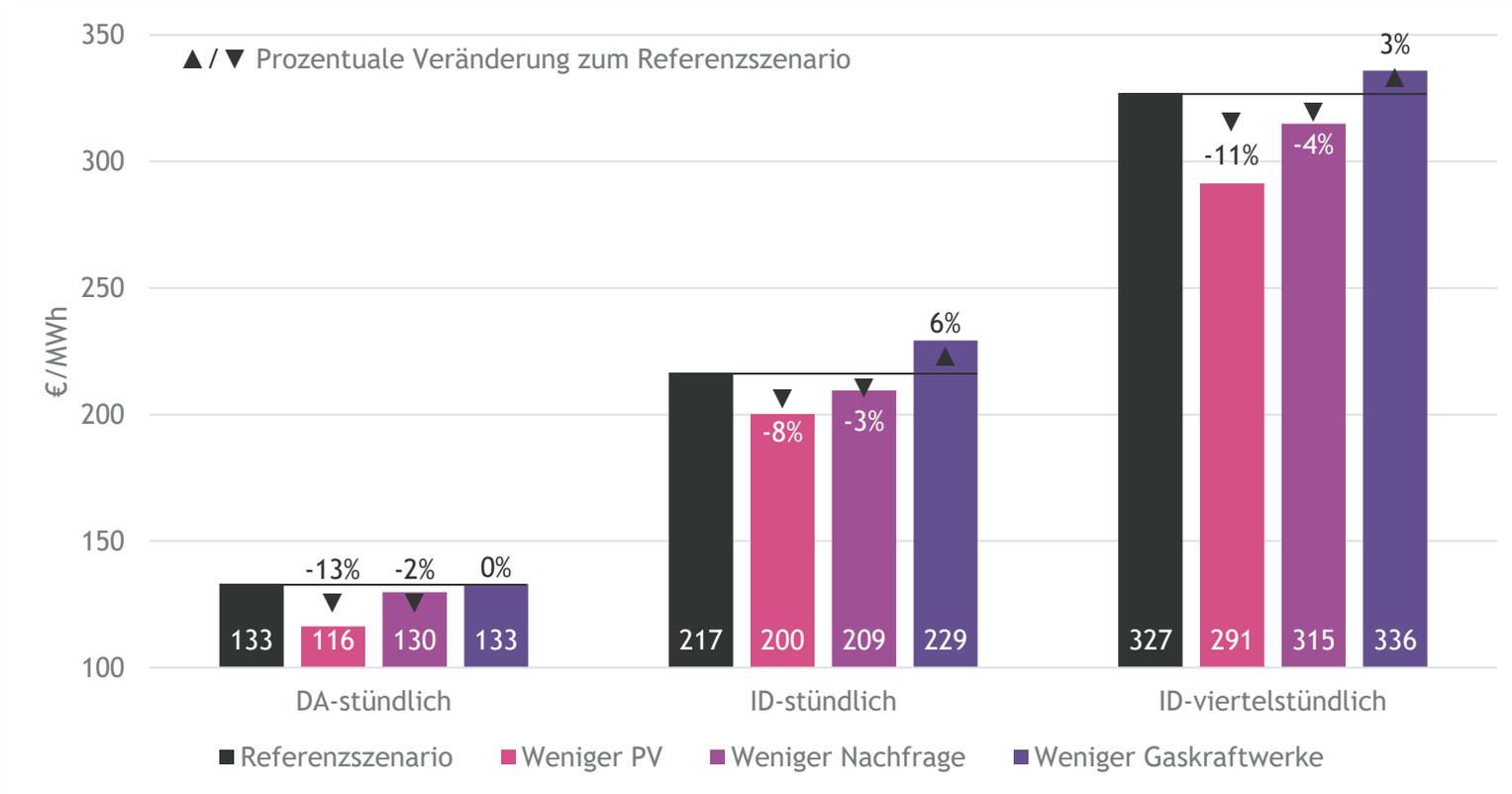


## Kommentare

- Die relative Volatilität, die Streuung der Preise um das resultierende Preisniveau, ist auf den ID-Märkten am höchsten. Ein Trend zu mehr Volatilität in Richtung der kurzfristigsten Märkte ist sichtbar.
- Die Sensitivitäten wirken unterschiedlich auf die relative Volatilitätsentwicklung:
  - Weniger PV reduziert die Volatilität der Preise auf dem DA-Markt am stärksten. Auf den ID-Märkten wirken diesem Effekt abnehmende Prognosefehler entgegen.
  - In der weniger Nachfrage-Sensitivität wird die Höhe der absoluten Volatilität zwar durch die Abnahme größerer Tages-Spreads gesenkt, jedoch hat sich die relative Volatilität zum sich einstellenden Preisniveau erhöht.
  - Die geringere Verfügbarkeit von Gaskraftwerken beeinflusst die relative Volatilität kaum.

# Der Tages-Spread wird am stärksten auf dem viertelstündlichen ID-Markt beeinflusst.

## Mittelwert des Tages-Spreads - Referenzszenario und Sensitivitäten

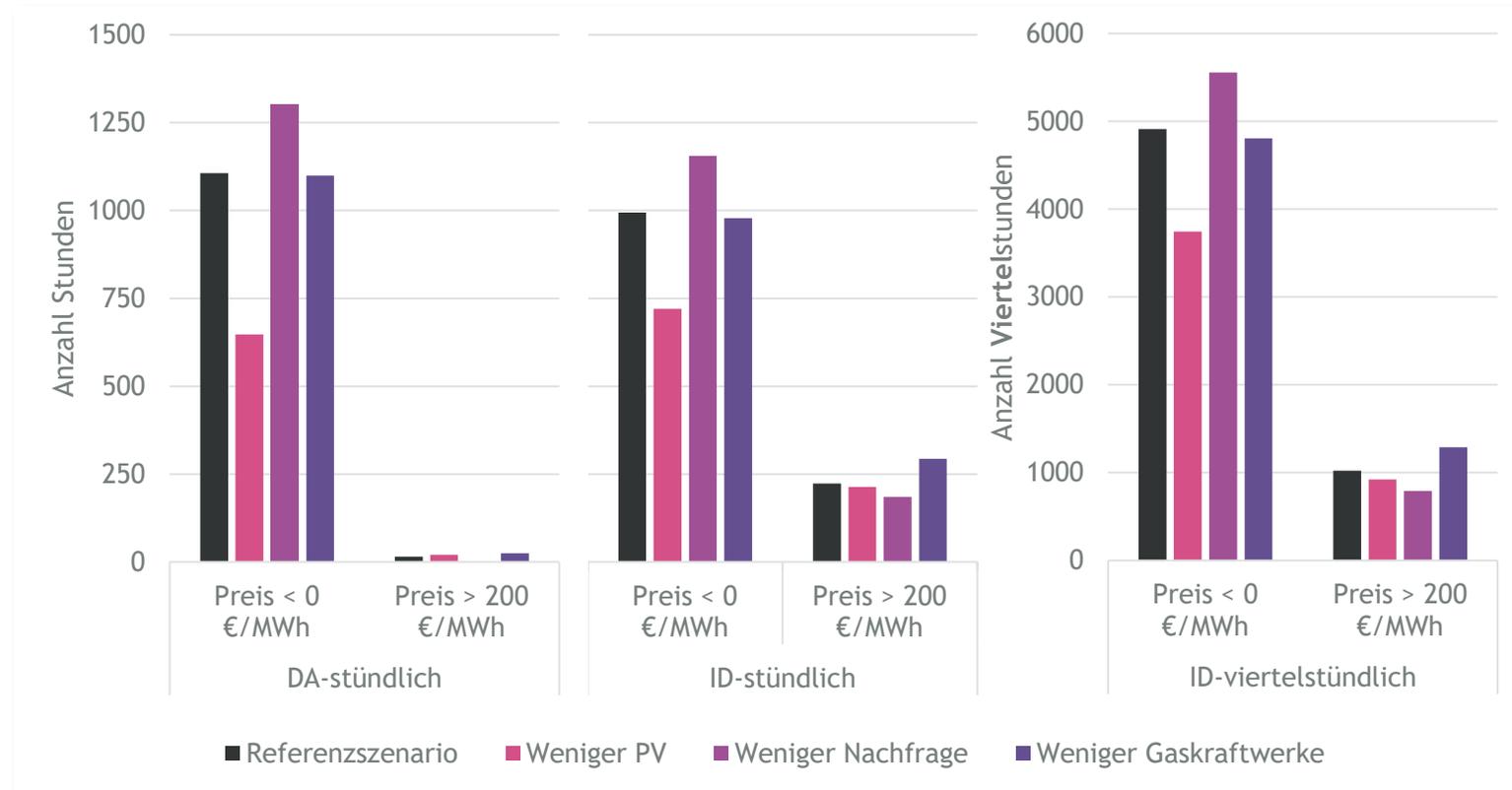


## Kommentare

- Der durchschnittliche Tages-Spread steigt entsprechend der größeren Standardabweichung in Richtung der kurzfristigsten Märkte an.
- Während sich auf dem DA-Markt gegenüber dem Referenzszenario über alle Sensitivitäten hinweg eine Reduktion bzw. Erhaltung des Spreads einstellt, zeigen die Sensitivitäten auf den ID-Märkten unterschiedliche Auswirkungen:
  - Die Sensitivität mit weniger PV reduziert den Spread am stärksten, indem vor allem Stunden mit niedrigen Preisen reduziert werden. Der größte Effekt ist dabei auf dem DA-Markt zu beobachten, da Prognoseabweichungen auf den ID-Märkten der Reduktion der Tages-Spreads dort entgegenwirken.
  - Die **weniger Gaskraftwerke**-Sensitivität zeigt auf beiden ID-Märkten mit steigenden Spreads ein gegenläufiges Muster, da nun teure Erzeuger häufiger eingesetzt werden müssen. Der DA-Markt bleibt weitgehend unberührt.

# Die Weniger PV-Sensitivität zeigt den stärksten Einfluss auf die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen.

## Anzahl Stunden mit extremen Preisen - Referenzszenario und Sensitivitäten



## Kommentare

- Die Anzahl der negativen Preiszeiten liegt im Referenzszenario in den betrachteten Marktstufen auf einem ähnlich hohen Niveau.
- Die Sensitivitäten beeinflussen insbesondere die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen:
  - PV kann als wesentlicher Treiber für das Auftreten negativer Preise identifiziert werden. Die Reduktion der installierten PV-Leistung führt über alle Marktstufen hinweg zu einer Verringerung der negativen Stunden.
  - Die **weniger Nachfrage**-Sensitivität wirkt preisdämpfend, bei gleichzeitiger Erhöhung der Anzahl negativer Stunden und einer leichten Reduktion der Stunden mit hohen Preisen.
  - Die **weniger Gaskraftwerke**-Sensitivität zeigt ein gegenläufiges Muster. Vor allem die Stunden mit hohen Preisen nehmen stark zu, da nun teils teure Kraftwerke einspringen müssen.

# Die strukturellen Veränderungen im Vergleich zum Jahr 2023 führen zu verbesserten Erlösmöglichkeiten von Flexibilitäten.

## Referenzszenario

- Die Preiszeitreihen des Referenzszenarios zeigen für 2035 eine Absenkung des Preisniveaus. Gleichzeitig steigt die Standardabweichung stärker im Verhältnis an, sodass sich der Variationskoeffizient über alle Marktstufen hinweg erhöht:
  - Die Modellergebnisse weisen hierdurch eine starke Zunahme der Volatilität auf dem DA- und ID-Markt aus.
  - Diese Entwicklung ist vorteilhaft für Flexibilitätstechnologien wie Batteriespeicher, da diese von erhöhter Preisfluktuation profitieren können.<sup>1</sup>
  - Das gesunkene Preisniveau in Kombination mit einer erhöhten Volatilität könnte die Vermarktung der Flexibilität von elektrischen Fahrzeugen begünstigen.<sup>2,3</sup>
  - Das gesunkene Preisniveau sowie die erhöhte Anzahl an negativen Stunden erhöhen das Einsatzpotenzial von Elektrolyseuren, sofern diese marktlich aktiv sind.<sup>4</sup>
- Lastflexibilität, die sich vor allem aus der Vermeidung von Hochpreisstunden refinanziert, kann von einer Erhöhung der Anzahl dieser Stunden profitieren.<sup>5</sup>
- Etwaige Kannibalisierungseffekte von Flexibilitäten auf dem ID-Markt sind im ID-Tool nicht berücksichtigt. Die Preisvolatilität in dem betrachteten Szenario dürfte daher tendenziell überschätzt sein.

## Sensitivität

Die Sensitivitäten ermöglichen eine Einschätzung der fundamentalen Treiber auf die durchschnittliche Volatilität im Jahr 2035:

- Im Fall von **weniger PV-Zubau** sinkt die Volatilität. Hierdurch fallen Erlösmöglichkeiten von Flexibilitäten, da sich der Variationskoeffizient, der Tages-Spread und die Anzahl der negativen Stunden verringern. Durch die Saisonalität der PV-Einspeisung bleibt das Marktumfeld in den Wintermonaten positiver.
- Die Sensitivität **weniger Nachfrage** wirkt preisdämpfend und zeigt ein geteiltes Bild. Der Variationskoeffizient steigt aufgrund eines im Verhältnis stärker sinkenden Preisniveaus an. Der mittlere Tages-Spread sinkt für alle Marktstufen. Die Anzahl negativer Stunden erhöht sich und die Anzahl der Stunden mit hohen Preisen sinkt. Durch die preisdämpfende Wirkung und die Reduktion des Tages-Spreads ist von einer Verschlechterung der Erlösmöglichkeiten über Arbitrage auszugehen, wengleich die Märkte in der Sensitivität volatil bleiben.
- Im Fall von **weniger Gaskraftwerken** steigen die Erlösmöglichkeiten für Flexibilitäten an. Unter gleichzeitiger Erhöhung des Preisniveaus und der Standardabweichung steigt der Variationskoeffizient an. Auf den ID-Märkten steigt zudem der durchschnittliche untertägige Tages-Spread. Das geringere Angebot an Gaskraftwerken wirkt durch die Zunahme der Hochpreisstunden preissteigernd.

1: [pv-magazine.com \(2024\)](#) | 2: [IEA \(2024\)](#) | 3: [Chemudupaty et al. \(2025\)](#) | 4: [Pólchlopek et al. \(2024\)](#) | 5: [Stute, Kühnbach \(2022\)](#)



## EWI - Eine Wissensfabrik

Das EWI ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen.

## Forschungs- und Beratungsprojekte

Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten - praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.

## Neuste volkswirtschaftliche Methoden

Das EWI analysiert den Wandel der Energiewelt mit neusten volkswirtschaftlichen Methoden und detaillierten computergestützten Modellen.

## EWI Academy

Das EWI bietet Trainings zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen für Unternehmen, Politik, NGOs, Verbände sowie Ministerien an.

## KONTAKT

 Dr. Philip Schnaars  
[philip.schnaars@ewi.uni-koeln.de](mailto:philip.schnaars@ewi.uni-koeln.de)  
+49 (0)221 650 745 44

 <https://www.ewi.uni-koeln.de>

 @ewi\_koeln

 EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Chemudupaty et al. (2025) Chemudupaty, Hornek, Pavic, Potenciano Menci (2025) Optimizing trading of electric vehicle charging flexibility in the continuous intraday market under user and market uncertainties. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.125103>, letztes Aufrufdatum: 06.02.2025

DIMENSION (2025) DIMENSION (2025) Dynamisches Investitionsmodell für das europäische Energiesystem. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/methoden/dimension/>

EEX (2025) EEX (2025) European Energy Exchange AG. URL: <https://www.eex.com/en/newsroom/news>, letztes Aufrufdatum: 06.02.2025

ENTSO-E (2024) ENTSO-E (2024) TYNDP 2024 Final Scenarios Report. URL: <https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2024/>, letztes Aufrufdatum: 06.02.2025

ENTSOE-E (2025) ENTSOE-E (2025) Generation Forecasts for Wind and Solar. URL: <https://transparency.entsoe.eu/generation/r2/dayAheadGenerationForecastWindAndSolar/show>, letztes Aufrufdatum: 06.02.2025

FFE (2025) FFE (2025) Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. German electricity prices on EPEX Spot 2024. URL: <https://www.ffe.de/en/publications/german-electricity-prices-on-epex-spot-2024/>, letztes Aufrufdatum: 06.02.2025

IEA (2024) IEA (2024) International Energy Agency. Global EV Outlook 2024. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a9e3544b-0b12-4e15-b407-65f5c8ce1b5f/GlobalEVOutlook2024.pdf>, letztes Aufrufdatum 07.02.2025

Netztransparenz.de (2024) Netztransparenz.de (2024) Mittelfristprognose 2025-2029 URL: <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2025-2029>, letztes Aufrufdatum 06.02.2025

Pólchlopek et al. (2024) Pólchlopek, de Haas, Massabie (2024) Balancing act: the impact of electrolyser flexibility on green hydrogen cost, industry decarbonization and system integration. URL: [https://26322382.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26322382/Battolyser%20Systems%20h2ckathon\\_paper%2020240514.pdf](https://26322382.fs1.hubspotusercontent-eu1.net/hubfs/26322382/Battolyser%20Systems%20h2ckathon_paper%2020240514.pdf), letztes Aufrufdatum: 06.02.2024

pv-magazine.com (2024) pv-magazine.com (2024) BESS are becoming more attractive. URL: <https://www.pv-magazine.com/2024/11/27/bess-are-becoming-more-attractive/>, letztes Aufrufdatum 06.02.2025

pv-magazine.de (2025) pv-magazine.de (2025) Übertragungsnetzbetreiber liegen zum Jahreswechsel 650 Anschlussanfragen für große Batteriespeicher mit 226 Gigawatt vor. URL: <https://www.pv-magazine.de/2025/01/13/uebertragungsnetzbetreibern-liegen-zum-jahreswechsel-650-anschlussanfragen-fuer-grosse-batteriespeicher-mit-226-gigawatt-vor/>, letztes Aufrufdatum 06.02.2025

Stute, Kühnbach (2022) Stute, Kühnbach (2022) Dynamic pricing and the flexible consumer - Investigating grid and financial implications: A case study for Germany. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100987>, letztes Aufrufdatum 07.02.2025