



## Droht die Energiewende zu scheitern?

*Wir müssen die Energiewende neu denken!*

Österreichischer Verband der **WirtschaftsINGenieure**  
(WING-digital)

3. Mai 2023



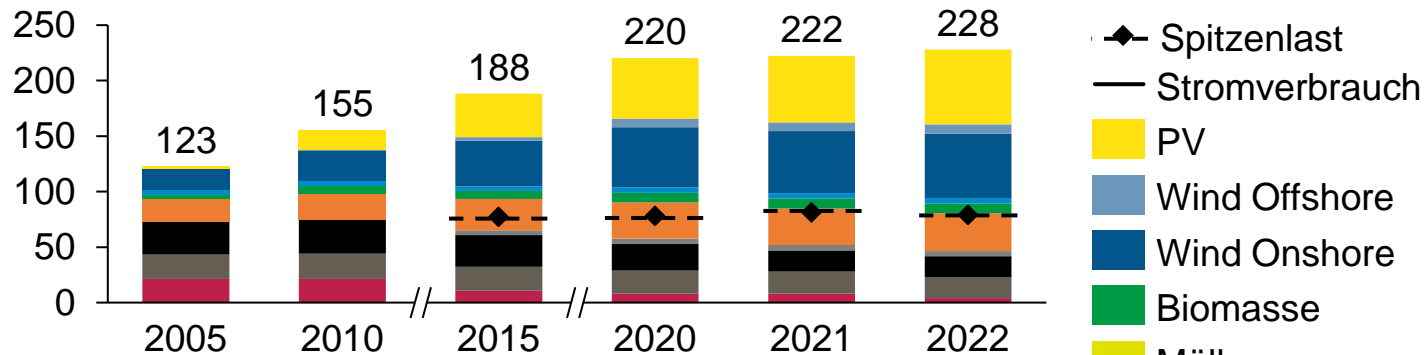
# Agenda

- **Die Energiewende nach dem deutschen Modell lässt die Versorgungssicherheit außer Acht**
- Ein Stromsystem mit einem hohen Erneuerbaren Anteil braucht einen signifikante Anteil an flexiblen Erzeugungskapazitäten
- Der Umbau des Stromsystems erhöht die Kosten – der Ausbau an Erneuerbaren senkt die Strompreise nicht sondern erhöht diese

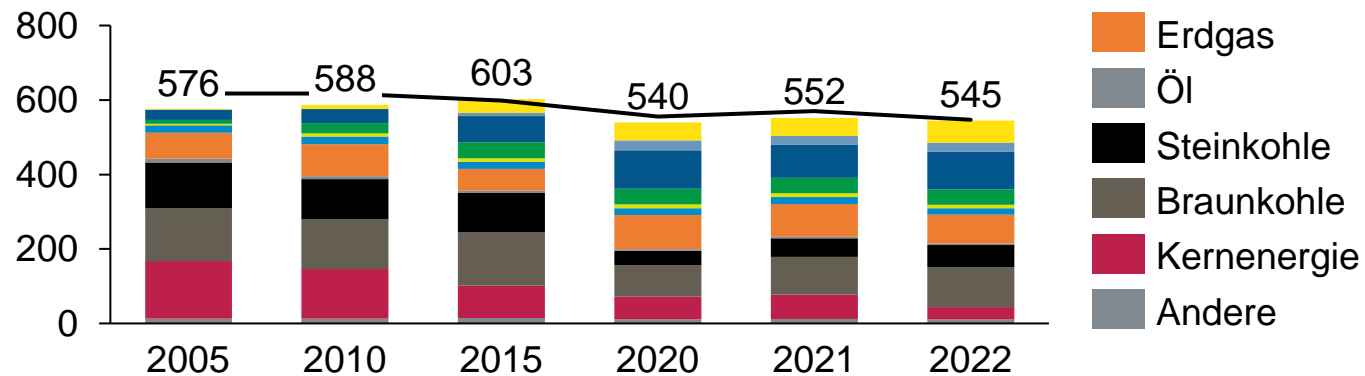
# Aufgrund der Volatilität von Wind und PV ist trotz starken Ausbaus der Erneuerbaren die Stromerzeugung in Deutschland rückläufig.

## Entwicklung von Angebot und Nachfrage

### Installierte Leistung in GW



### Stromerzeugung und -nachfrage in TWh



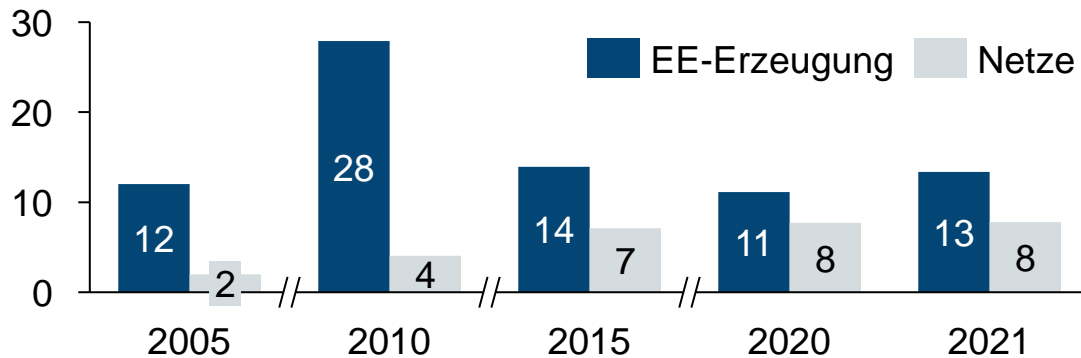
- Seit 2005 ist die installierte Leistung von PV und Onshore Wind massiv gestiegen.
- Mittlerweile machen sie gemeinsam über die Hälfte der installierten Leistung in Deutschland aus.
- Aufgrund der hohen Volatilität ihrer Erzeugung decken sie dennoch nur knapp ein Drittel des Strombedarfs.
- Mit der Abschaltung von Kern- und Kohlekraftwerken wurden sukzessive grundlastfähige Kraftwerke vom Netz genommen.

Quellen: energy-charts.info, BMWK

# Seit 2005 hat es massive Investitionen in Erzeugung und Netze gegeben, teilweise finanziert durch die EEG-Umlage.

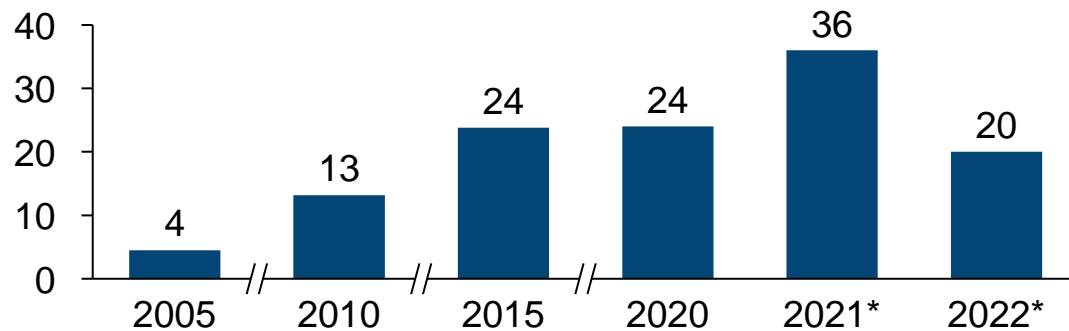
## Investitionen und Förderungen

Investitionen in EE-Erzeugung und Netz in Mrd. €



- Seit 2005 sind die Investitionen in Stromerzeugung und -netze massiv angestiegen und liegen in den letzten Jahren bei jeweils etwa 20 Mrd. € pro Jahr.
- Dabei entfällt der Großteil auf den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten.
- Über Einspeisevergütung und Marktprämie können Investoren diesen Ausbau von erneuerbaren Erzeugungsanlagen finanzieren.
- Die entstehenden Kosten von zuletzt über 20 Mrd. € jährlich wurden von den Endverbrauchern getragen.
- Ab Juli 2022 ist die EEG-Umlage für Endverbraucher weggefallen, die Förderungen werden nun durch den Bund getragen.

EEG-Förderungen in Mrd. €



\*vor Förderung aus Steuermittel (ca. 10 Mrd. € in 2021, ca. 4 Mrd. € in 2022)

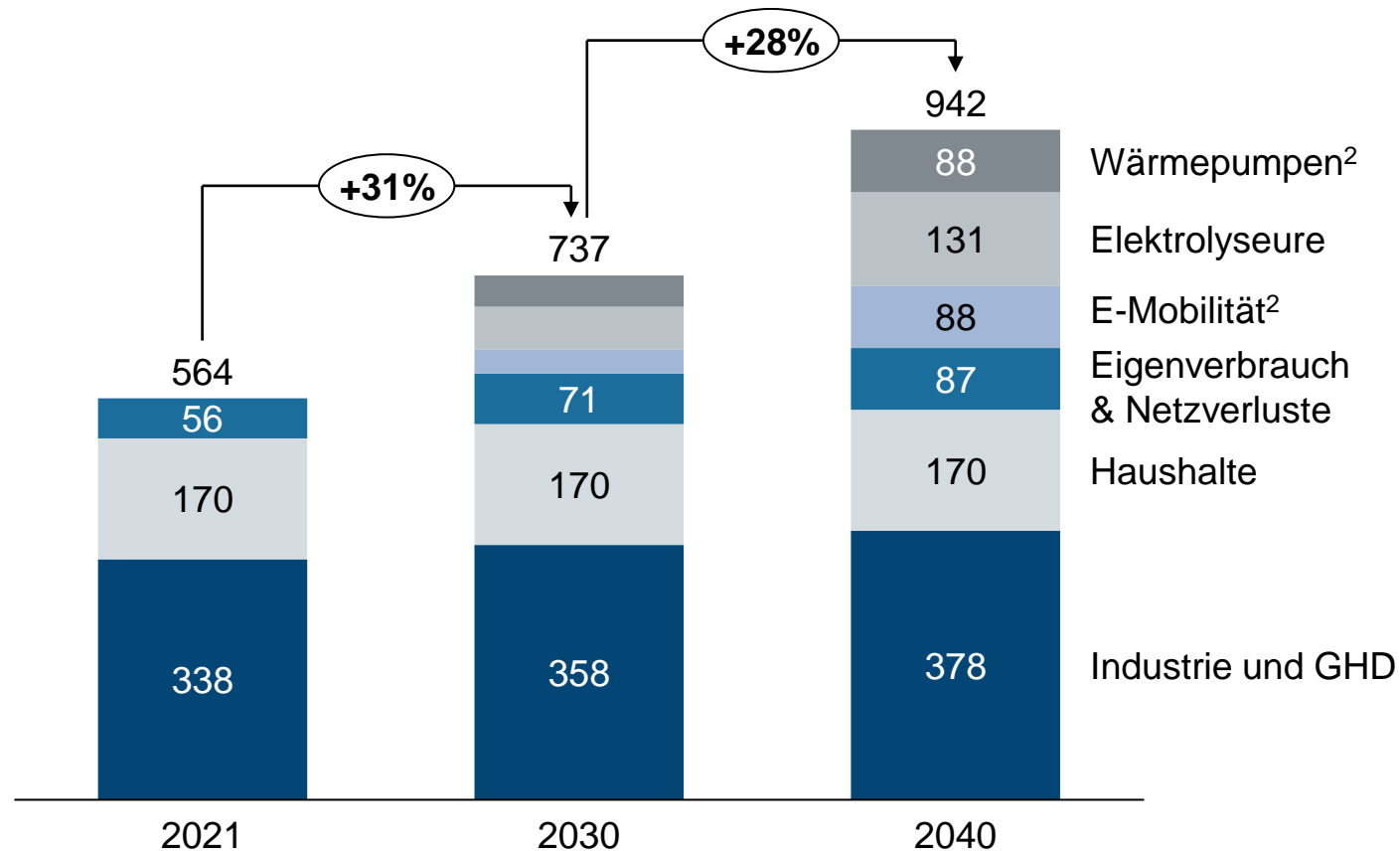
Quelle: BMWK, Netztransparenz

# Agenda

- Die Energiewende nach dem deutschen Modell lässt die Versorgungssicherheit außer acht
- **Ein Stromsystem mit einem hohen Erneuerbaren Anteil braucht einen signifikante Anteil an flexiblen Erzeugungskapazitäten**
- Der Umbau des Stromsystems erhöht die Kosten – der Ausbau an Erneuerbaren senkt die Strompreise nicht sondern erhöht diese

# Nach e.venture Prognosen wird der Strombedarf in Deutschland auf über 940 TWh in 2040 steigen.

## Entwicklung Brutto-Strombedarf<sup>1</sup> (in TWh)



1) Inklusiv Netzverluste und Eigenbedarf der Kraftwerke (z. B. Pumpspeicher & Batterien)

2) Zusätzlich zu 2021, Werte für 2021 sind in der Gruppe Haushalte inkludiert

GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistung

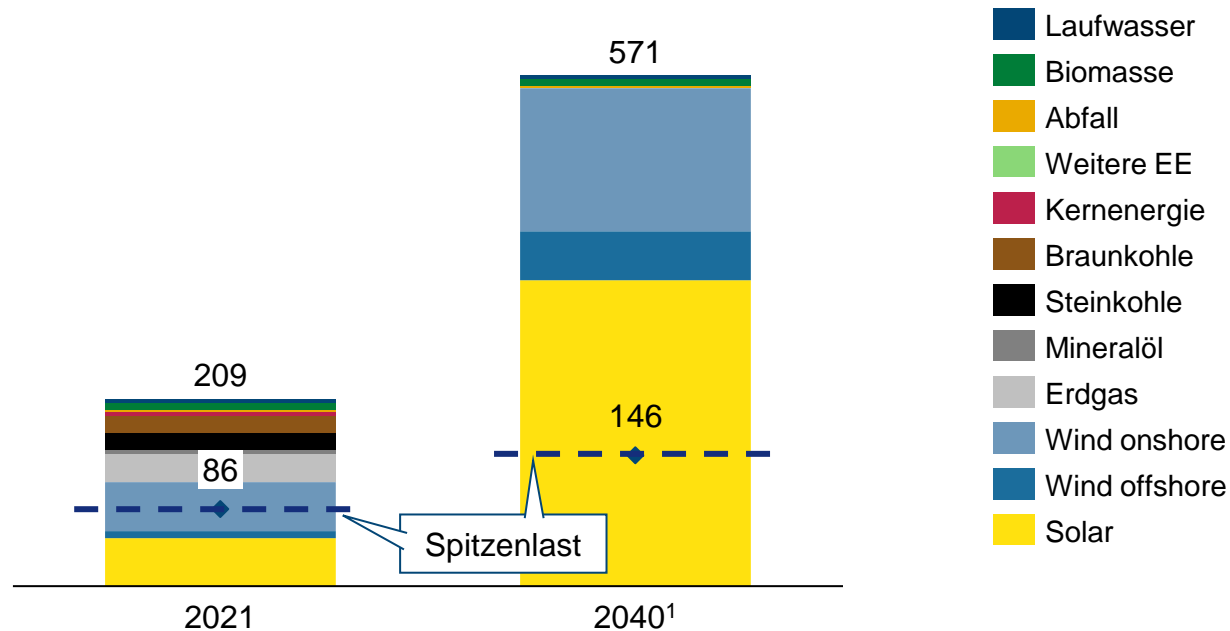
## Treiber des Stromverbrauchswachstums bis 2040

- Zunehmende Elektrifizierung im Wärme- sowie im Verkehrssektor lassen den Stromverbrauch bis 2040 stark ansteigen:
  - Wärmepumpen + 88 TWh
  - Elektromobilität: + 88 TWh
- Hinzu kommen gänzlich neue Verbraucher wie Elektrolyseure (bis 2040: 130 TWh Stromverbrauch).
- In der Industrie sowie im Gewerbe- und Dienstleistungssektor steigt der Strombedarf um rund 40 TWh bis 2040.

# Bis 2040 wird Deutschland den Jahresstromverbrauch aus Erneuerbaren Erzeugungsquellen bilanziell decken können.

## Installierte Leistung und Stromerzeugung

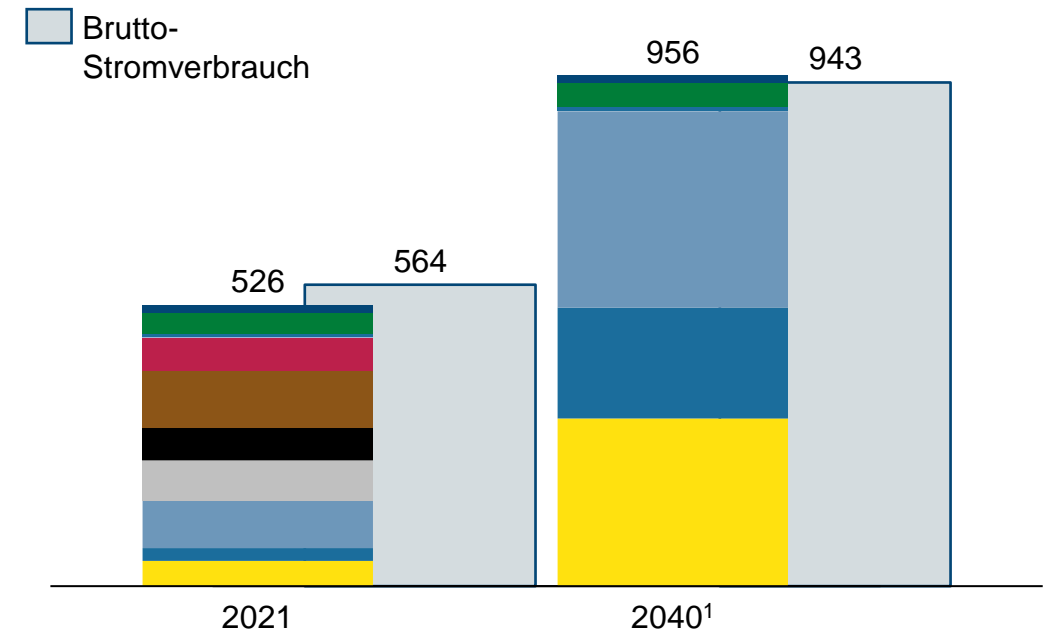
### Installierte Leistung (in GW)



- Bis 2040 großer Zubau v.a. Wind und PV. Ausstieg aus konventioneller Erzeugung.
- Das Verhältnis von installierter Leistung zu Spitzenlast steigt vom Zwei- auf das Vierfache.

1) Nur Erneuerbare, exkl. Gas (H<sub>2</sub>-)Kraftwerke, EE-Erzeugung vor Abregelung

### Stromerzeugung und -verbrauch (in TWh)

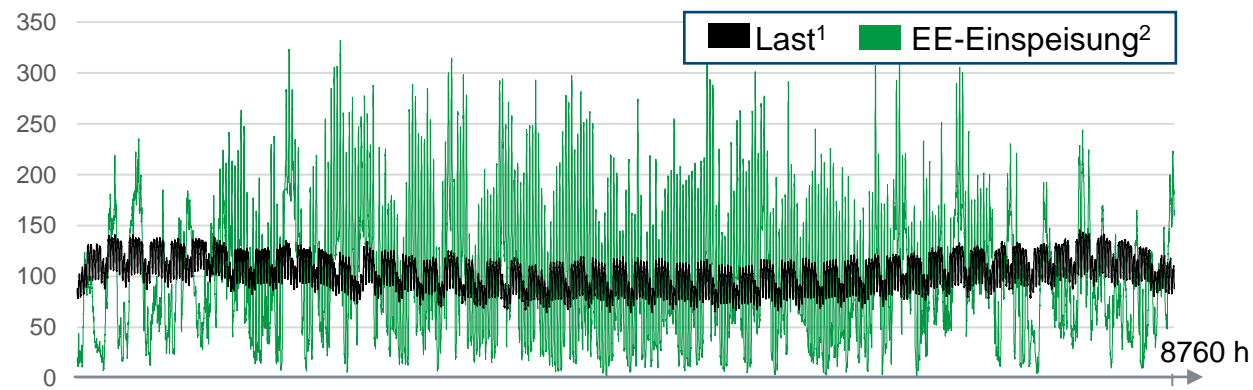


- Bis 2040 kann der Verbrauch bilanziell aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Erzeugung 956 TWh und Verbrauch 943 TWh.
- Wind Onshore und PV stellen 2040 die größten Energiemengen bereit.

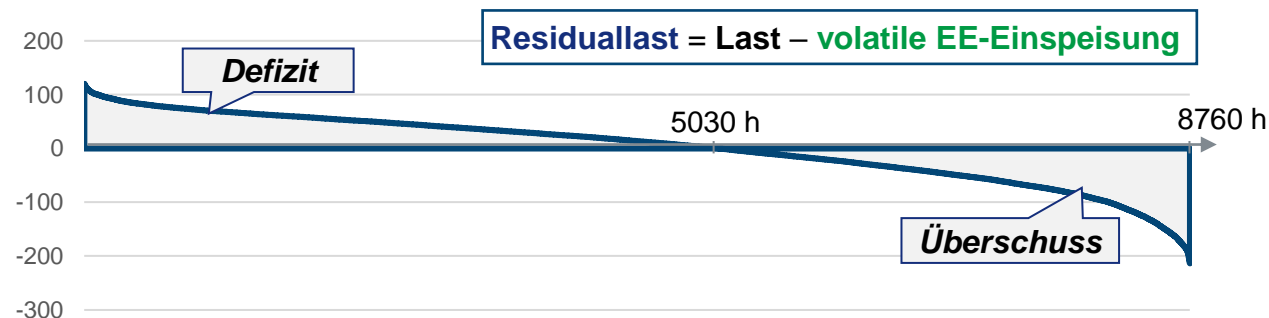
# Auch wenn die Erneuerbaren Energien bilanziell den Jahresbedarf decken, besteht in über 5.000 Stunden ein Leistungs- und Versorgungsdefizit.

## Last und Erzeugung

### Volatile EE-Einspeisung und Last im Jahr 2040 [in GW]



### Residuallast nach absteigender Größe sortiert 2040 [in GW]



1) Exkl. Eigenverbrauch durch Pumpspeicher und Batterie

2) Volatile erneuerbare Erzeugung: PV, Wind onshore & offshore

### Die Produktion aus Erneuerbaren Stromquellen und die Nachfrage weichen erheblich voneinander ab.

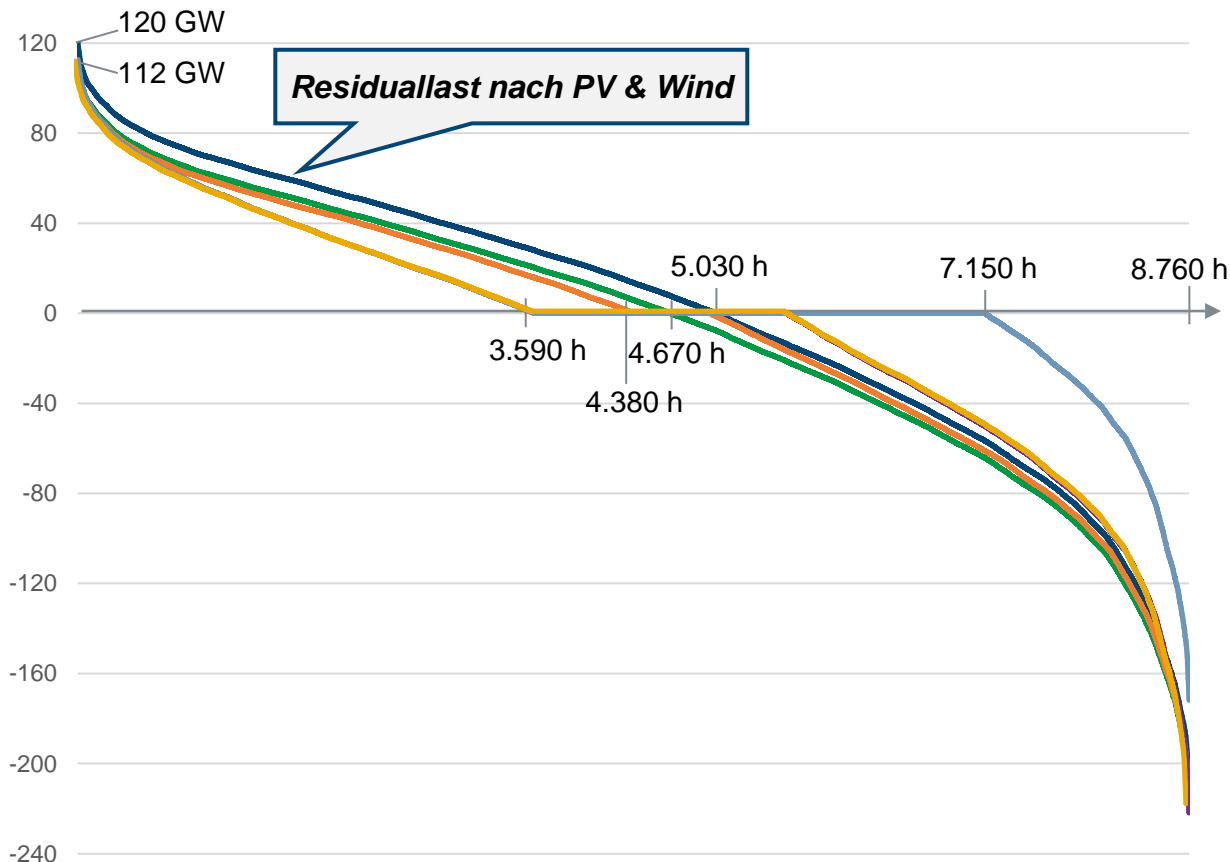
- Das maximale Leistungsdefizit beläuft sich auf 120 GW in 2040.
- Der kumulierte Überschuss beträgt 219 TWh, das kumulierte Defizit 233 TWh jeweils in 2040.
- Das Defizit in der Bedarfsdeckung durch Erneuerbare Stromquellen (PV und Wind) erstreckt sich über ca. 5.030 h.
- Das Defizit an Leistung und Erzeugung muss durch flexible Erzeugungskapazitäten, Lastmanagement, Speicher sowie durch Stromimporte abgedeckt und im Zeitablauf ausgeglichen werden.



# Durch die Nutzung von im System vorhandenen Flexibilitäts-Potenzialen kann die Anzahl der Stunden mit Unterdeckung um 1.440 h gesenkt werden.

## Last und Erzeugung – Flexibilitäten (I/II)

### Deckung der Residuallast [in GW]



Damit Last und Strombereitstellung jederzeit ausgeglichen ist, müssen Flexibilitäten und weitere Erzeuger die Defizite und Überschüsse von PV und Wind ausgleichen.



#### Gesicherte EE (v.a. Laufwasser, Biomasse, Abfall)

- Defizitmenge - 38 TWh, Defizitstunden - 360 h.



#### Flexibilisierung des Verbrauchs<sup>1</sup> (E-Autos, Wärmepumpen)

- Defizitmenge - 15 TWh, Defizitstunden - 290 h.
- Max. Überbrückungszeit: 5 h (E-Autos), 12 h (Wärmepumpen)



#### Verschiebung durch Speicher (Pumpspeicher, Batterien)

- Defizitmenge - 36 TWh, Defizitstunden - 790 h.
- Kapazität: 200 GWh (Batterie), 66 GWh (Pumpspeicher)



#### H<sub>2</sub> Einsatz von Elektrolyseuren

- Überschussmenge - 120 TWh, Überschussstunden - 1.560 h.

**Die Speicher und Verbrauchsflexibilitäten tragen nicht zur Reduktion der max. Defizitlast bei, da deren Einsatz zeitlich und von der Menge begrenzt ist<sup>2</sup>.**

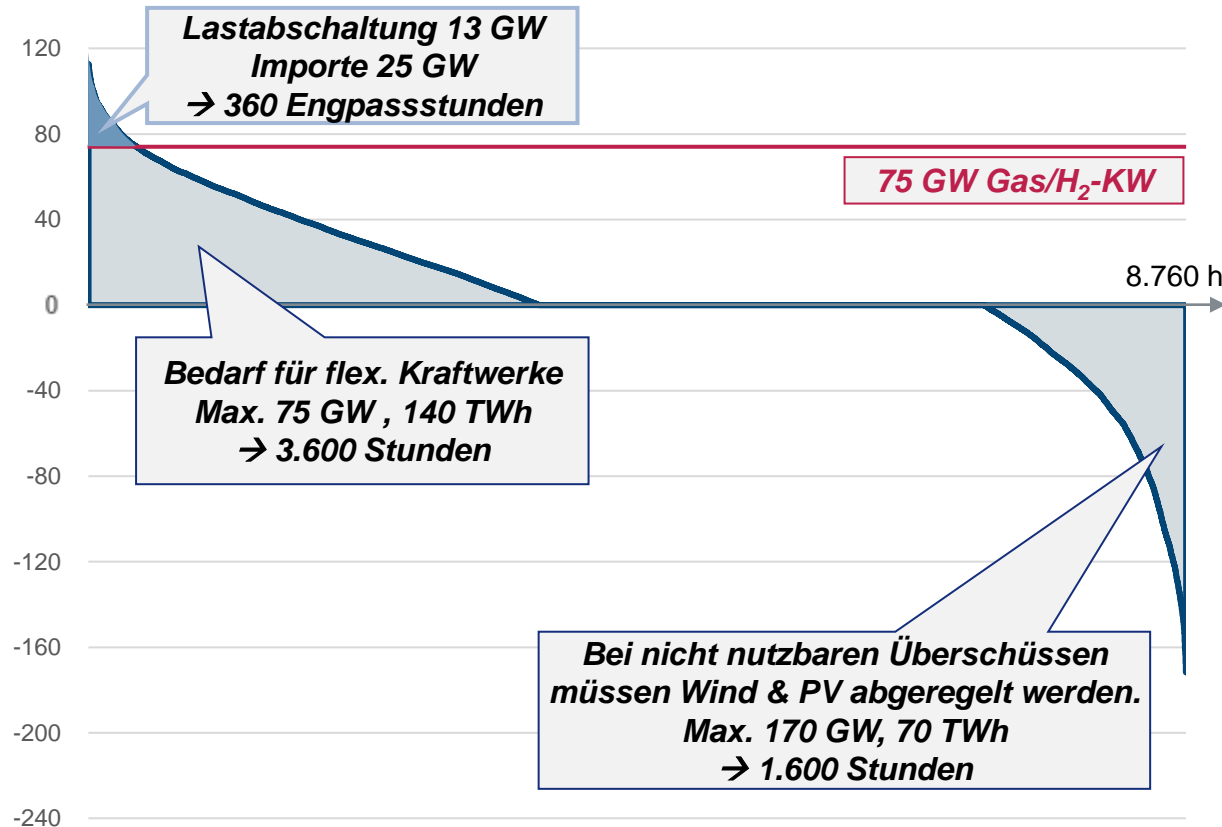
1) Wärmepumpe und E-Autos werden wie Speicher betrachtet, da sie je nach ihrer eigenen Speicherkapazität den Verbrauch zeitlich verschieben.

2) Im modellierten Jahr trat die max. Defizitlast nach 75 h im Defizit auf, weshalb die Speicher und flex. Verbraucher hier keinen Beitrag zur Reduktion leisten konnten.

# Zur vollständigen Deckung der Defizitstunden bedarf es zusätzlich flexibler Kraftwerkskapazitäten mit einer Leistung von mind. 75 GW.

## Last und Erzeugung – Flexibilitäten (II/II)

### Deckung der Residuallast [in GW]



### Signifikantes Defizit wie Überschuss in der Stromversorgung

#### Weitere Flexibilitäts-Potenziale um Last in der Spitze zu reduzieren (Importe & Lastreduktion):

- Potential Importe<sup>1</sup>: 25 GW
- Potential Lastabschaltungen von Industrie, Gewerbe und Haushalten<sup>2</sup>: 13 GW

#### 75 GW Bedarf an gesicherter Leistung

- In 3600 Stunden besteht Bedarf nach flexiblen Erzeugungskapazitäten, die 140 TWh bereitstellen, das bedeutet durchschnittlich 1860 Volllaststunden pro Jahr
- H<sub>2</sub>- betriebene Gaskraftwerke oder Erdgas-Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung werden diesen Bedarf nach heutigem Stand der Technik abdecken
- Das werden teils KWK-Anlagen oder auch Mikro-Turbinen sein

#### 170 GW Überschusskapazität

- In 1600 Stunden verbleibt eine Überschussproduktion von 70 TWh die teils durch Abregelung erneuerbarer Kapazitäten und Export ausgeglichen wird

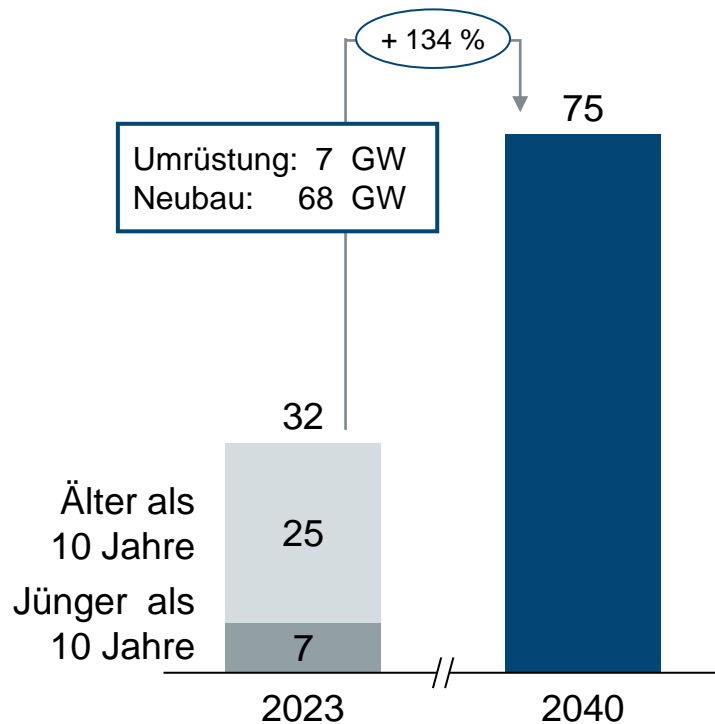
1) Annahme: technische Kapazitäten bis 2040 von 40 GW ca. 50-75 % Verfügbarkeit, Defizite treten in gekoppelten Märkten zu ähnlichen Stunden auf

2) dena (2016), ffe(2022): 5-15 GW DSR-Potentiale in der Industrie, Annahme: DSR-Potentiale bei privaten Haushalten mit variablen Tarifen (und Smart Meter): ~5 GW

# Die benötigten flexiblen Erzeugungskapazitäten müssen durch Gaskraftwerke (H<sub>2</sub>-ready) bereitgestellt werden, welche hohe Kosten haben.

## Notwendige wasserstofffähige Gaskraftwerke

### Installierte Gaskraftwerke<sup>1</sup> [in GW]



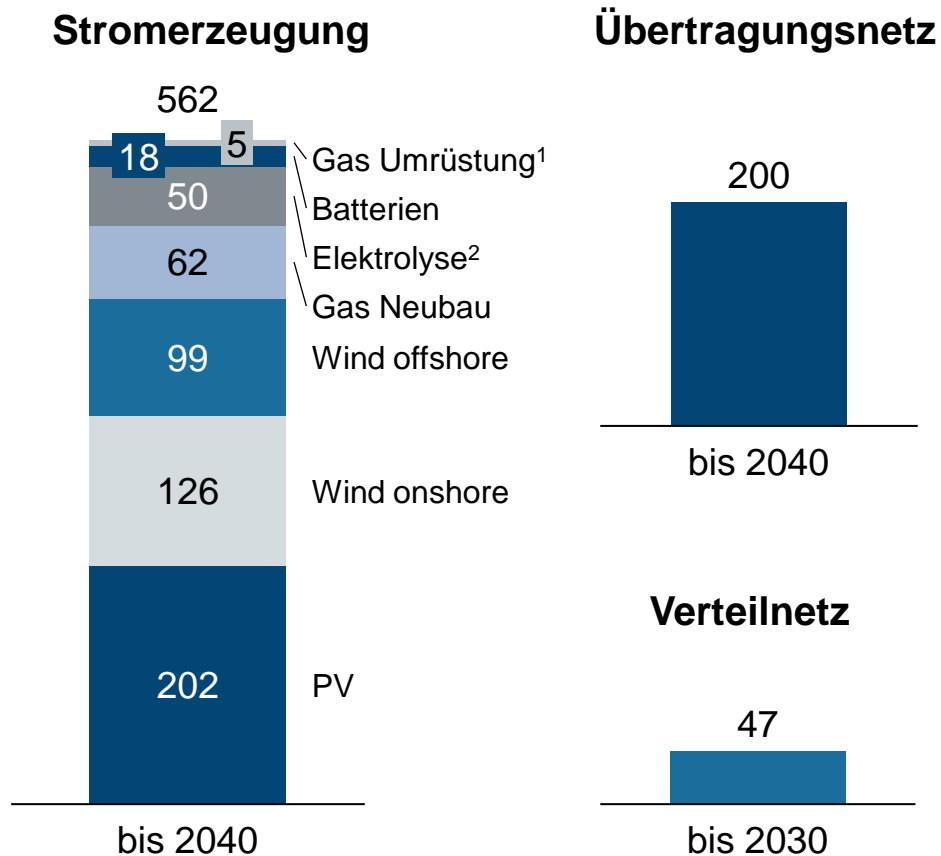
**Auf Erzeugerseite müssen große flexible Kapazitäten geschaffen werden, diese sind auch für die Planungssicherheit der Industrie notwendig.**

- Die Anzahl notwendiger Gaskraftwerke ergibt sich aus der maximal zu deckenden Residuallast
- Die elektrische Leistung von 75 GW wird bereitgestellt durch
  - KWK- Anlagen
  - Mikroturbinen- Anlagen
  - Großturbinen- Anlagen
- Ein Teil des Zubaus kann voraussichtlich über Umrüstungen geschehen, der größte Teil sollte über neue (H<sub>2</sub>-ready) Kraftwerke realisiert werden.
- Aktuell sind ca. 3 GW Gaskraftwerke in Bau oder Planung.
- Die in 2040 gebrauchten Gaskraftwerke kommen mit einer Gesamterzeugung von 140 TWh auf ca. 1.865 Volllaststunden.
- Bei Verzögerungen im Netzausbau sind zusätzliche Kapazitäten in einer Netzreserve vorzuhalten (bis zu 15 GW).

1) H<sub>2</sub>-getriebene Gaskraftwerke oder Erdgaskraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung  
Quelle: BNetzA, ENTSO-E

# Der Umbau des deutschen Stromsystems erfordert Investitionen von mehr als 800 Mrd. EUR.

Neuinvestitionen in das Stromsystem bis 2040 [Mrd. €, real]



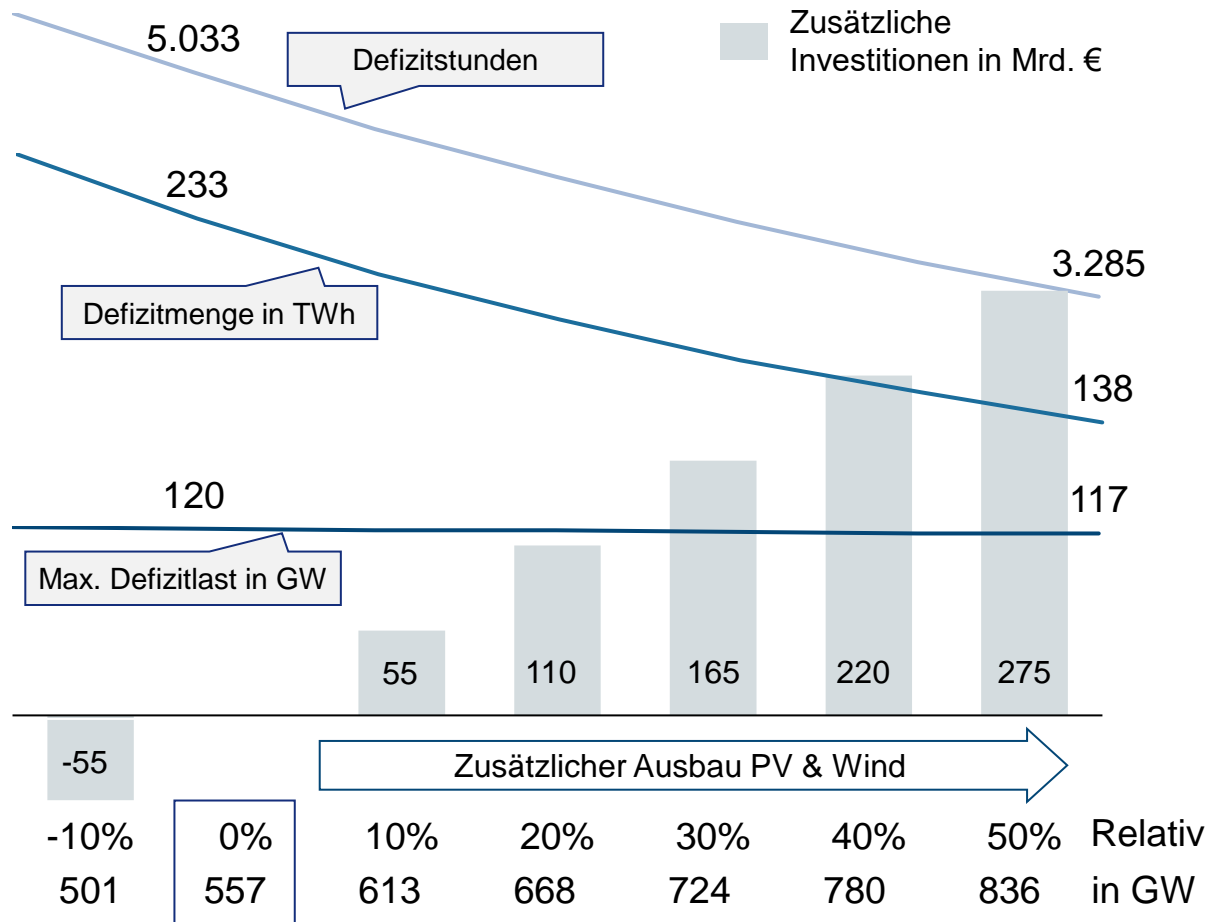
**Aus den Entwicklungen im Stromsystem lässt sich der Investitionsbedarf herleiten.**

- Allein für den Umbau des Erzeugungsportfolios sind bis 2040 Investitionen von über 560 Mrd. € notwendig.
- Dabei erfolgt der Großteil der Investitionen (>74 %) mit Wind und PV in wetterabhängige Erzeugungstechnologien.
- Die Investitionen in flexible Erzeuger wie Gaskraftwerke und Batterien fallen im Vergleich geringer aus (ca. 14 %).
- Zusätzlich zu reinen Stromerzeugern werden Investitionen in Elektrolyseure benötigt, um Überschussstrom für die Versorgung der H<sub>2</sub>-Kraftwerke nutzbar zu machen.
- In Summe ergibt sich bis 2040 ein Investitionsbedarf von über 800 Mrd. Euro.

1) Umrüstung für Gaskraftwerke, die nach 2010 gebaut wurden  
2) Für Elektrolyseure, die netzdienlich eingesetzt werden und H<sub>2</sub> für flexible Gaskraftwerke produzieren  
Quelle: Danish Energy Agency, NEP (2023), BDEW (2021), e.venture-Analyse

# Ein Ausbau von Erneuerbaren über die bilanzielle Deckung hinaus führt kaum zu zusätzlichen positiven Effekten, jedoch zu hohen Kosten.

## Potenzieller zusätzlicher Ausbau von PV & Windkraftanlagen



**Eine Sensitivitätsanalyse zeigt abnehmende positive Effekte bei zunehmendem EE-Ausbau.**

- Der Zubau von Wind und PV zeigt abnehmende zusätzliche Effekte auf die Residuallast, dem gegenüber stehen stetig steigende Investitionen.
- Insbesondere die maximale Defizitlast kann durch zusätzlichen Ausbau kaum gesenkt werden. Mit zusätzlichem Zubau entsteht insbesondere ein höherer Überschuss in Zeiten, in denen ohnehin genug Strom vorhanden ist.

**Der Grenznutzen von zusätzlichen PV- und Wind-Kapazitäten über die bilanzielle Deckung des Stromverbrauchs hinaus nimmt stark ab. Die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen im Verbrauch sowie Investition in Flexibilitäten (z. B. Speicher und H<sub>2</sub>-Kraftwerke) ist entscheidend die**

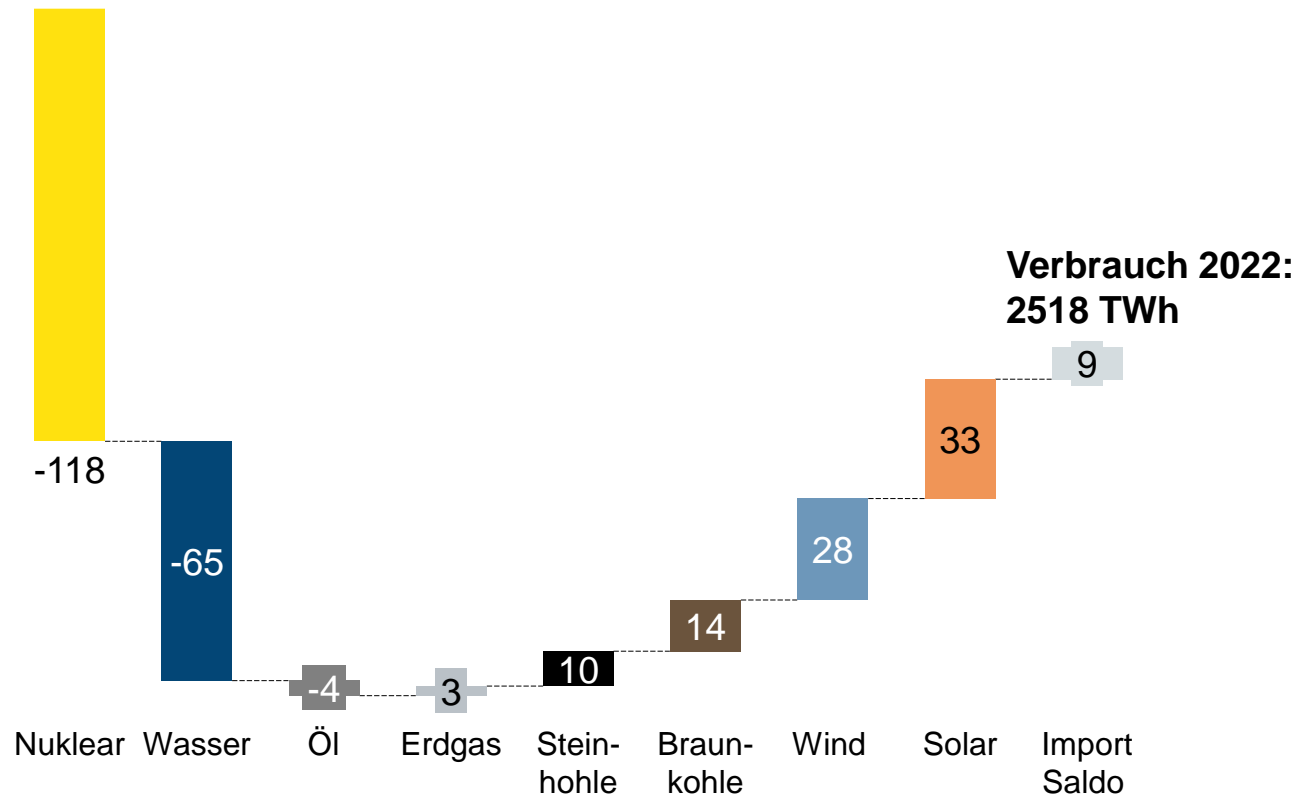
# Agenda

- Die Energiewende nach dem deutschen Modell lässt die Versorgungssicherheit außer acht
- Ein Stromsystem mit einem hohen Erneuerbaren Anteil braucht einen signifikante Anteil an flexiblen Erzeugungskapazitäten
- **Der Umbau des Stromsystems erhöht die Kosten – der Ausbau an Erneuerbaren senkt die Strompreise nicht sondern erhöht diese**

# Aufgrund der Angebotsverknappung in Europa bei der Stromerzeugung ist der Strompreis gestiegen.

## Änderung der Stromproduktion in der EU Vergleich 2022 zu 2021 [in TWh]

Verbrauch 2021:  
2632 TWh

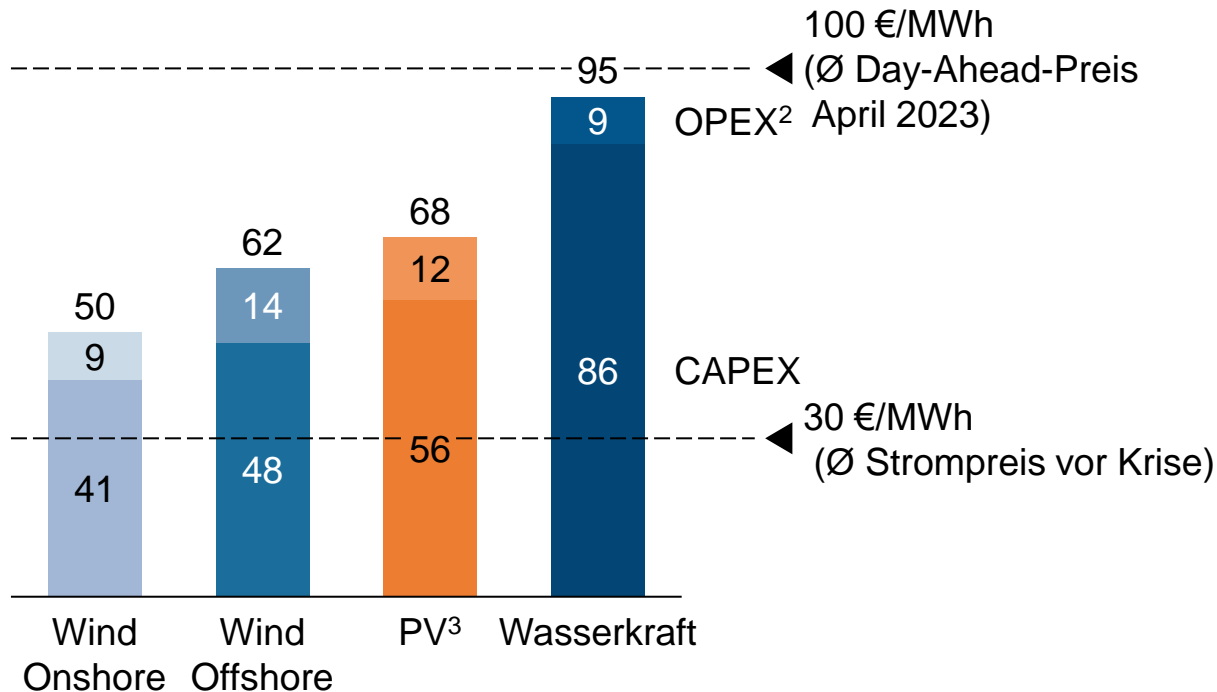


- Technische Probleme in der französischen Kernkraftflotte und ein extrem trockener Sommer führten zu enormen Erzeugungsrückgängen bei Nuklear und Wasserkraft.
- Damit sind Strommengen ausgefallen, die normalerweise mit niedrigen Grenzkosten produzieren, diese Mengen wurden teilweise ersetzt durch Kohle und Gas mit weitaus höheren Grenzkosten.
- Die Angebotsverknappung führte zu einer preisgetriebenen Verbrauchsreduktion von ca. 120 TWh in Summe.

# Die Vollkosten der Erneuerbaren liegen zwischen 50 und 90 €/MWh. Dazu kommen Strukturierungskosten für die Vollversorgung

## Rentabilität von erneuerbaren in Deutschland

### Ø Strompreis und EE-Vollkosten<sup>1</sup> in den Jahren 2028 bis 2040 [in €/MWh]



- Die Vollkosten der Erneuerbaren liegen zwischen 50 und 95 €/MWh.
- Bei stark volatilen erneuerbaren Technologien, wie PV und Wind, müssen zur spezifischen Erlösermittlung die genaue Einspeisezeit und der dann geltende Preis beachtet werden.
- So erzielen PV und Wind im Durchschnitt niedrigere Erlöse als den Durchschnittspreis eines Jahres (base).
- Dennoch ist zu erwarten, dass Erneuerbare am Energy-Only-Markt profitabel sein werden.

1) Vollkosten: jährliche Fixkosten + Grenzkosten je produzierter Einheit

2) Fix + variabel

3) Durchschnitt aller PV-Anlagen in Deutschland

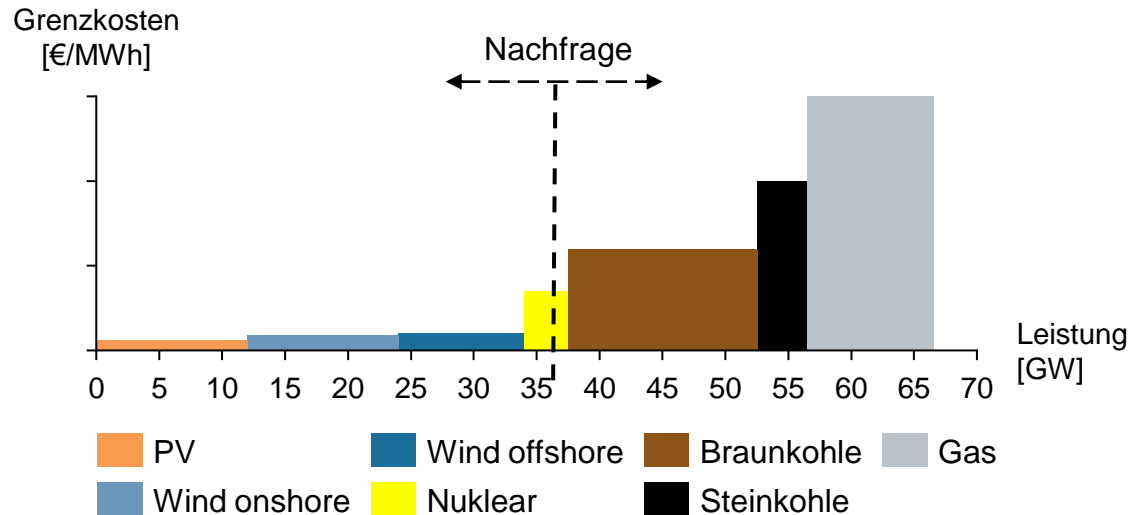
Quellen: Fraunhofer, Danish Energy Agency, IRENA



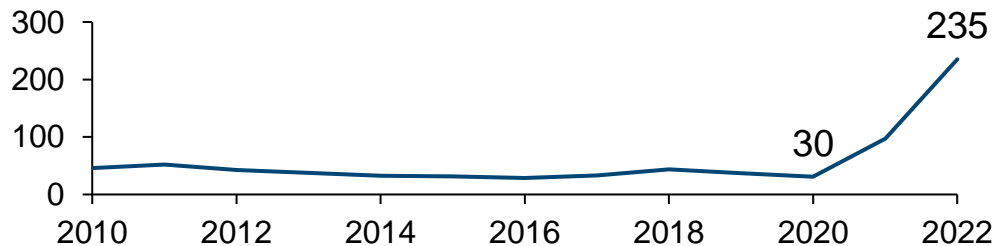
# In der Preisbildung nach Merit-Order wird der Wert des Stroms nach den Grenzkosten der teuersten Erzeugung bestimmt.

## Preisbildung am Strommarkt

### Exemplarische Merit-Order



### Großhandelspreise Spotmarkt DE in €/MWh



Quelle: SMARD.de

Der Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage bestimmt am Strommarkt den Preis

### Angebot

- Stellt die zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Erzeugungskapazitäten dar.
- Die Einsatzentscheidung der Kraftwerke hängt von den Grenzkosten der jeweiligen Stromerzeugung ab

### Nachfrage

- Stellt die zu einem bestimmten Zeitpunkt nachgefragte Last dar.

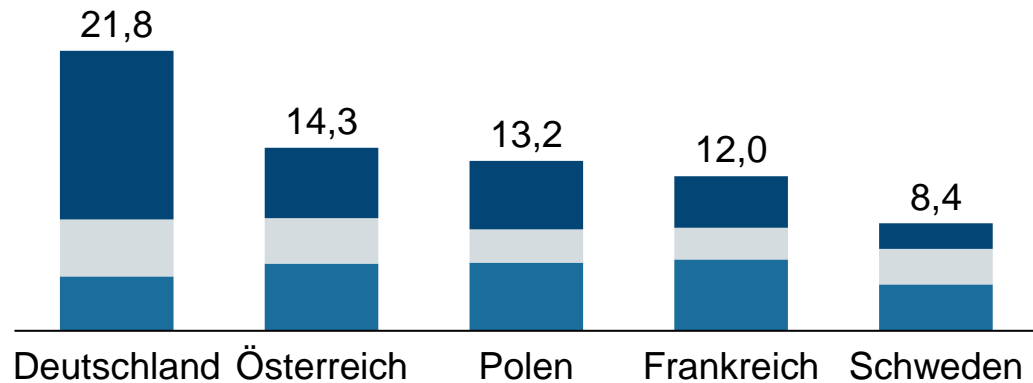
### Preis (=Wert) des Stroms

- Grenzkosten, die das teuerste noch gebrauchte Kraftwerke für einen kostendeckenden Einsatz benötigt.

# In der Vergangenheit war der Endkundenpreis v.a. durch Steuern und Abgaben bestimmt, der Einfluss von Großhandelspreisen nimmt zu.

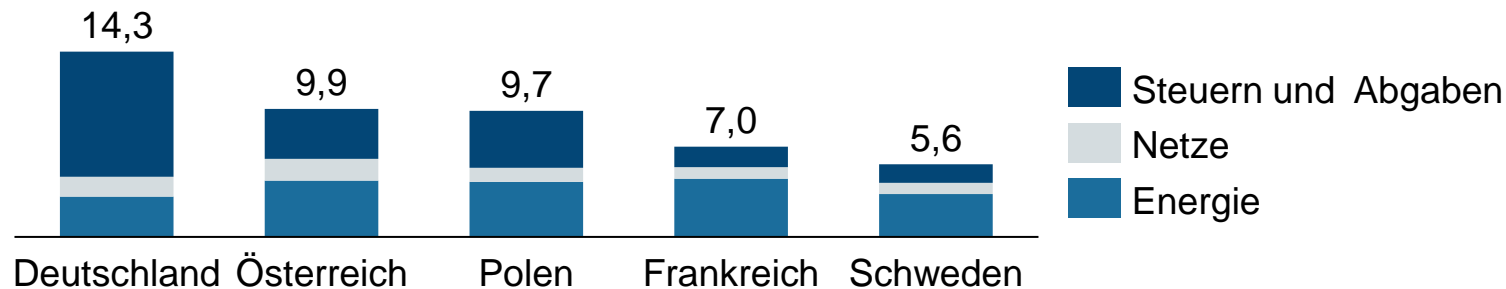
## Strompreise

### Industriestrompreis 2020 (500-2.000 MWh Verbrauch) in ct/kWh



- Im europäischen Vergleich sind die Strompreise für Haushalts- und Industriekunden sehr unterschiedlich.
- In Deutschland fällt der Preis für die Energiekomponente wegen der historisch niedrigen Großhandelspreise gering aus, während Steuern und Abgaben den Großteil ausmachen.
- In Zukunft ist zu erwarten, dass der Strompreis v.a. durch hohe/ volatile Großhandelspreise beeinflusst wird.

### Industriestrompreis 2020 (70-150 GWh Verbrauch) in ct/kWh

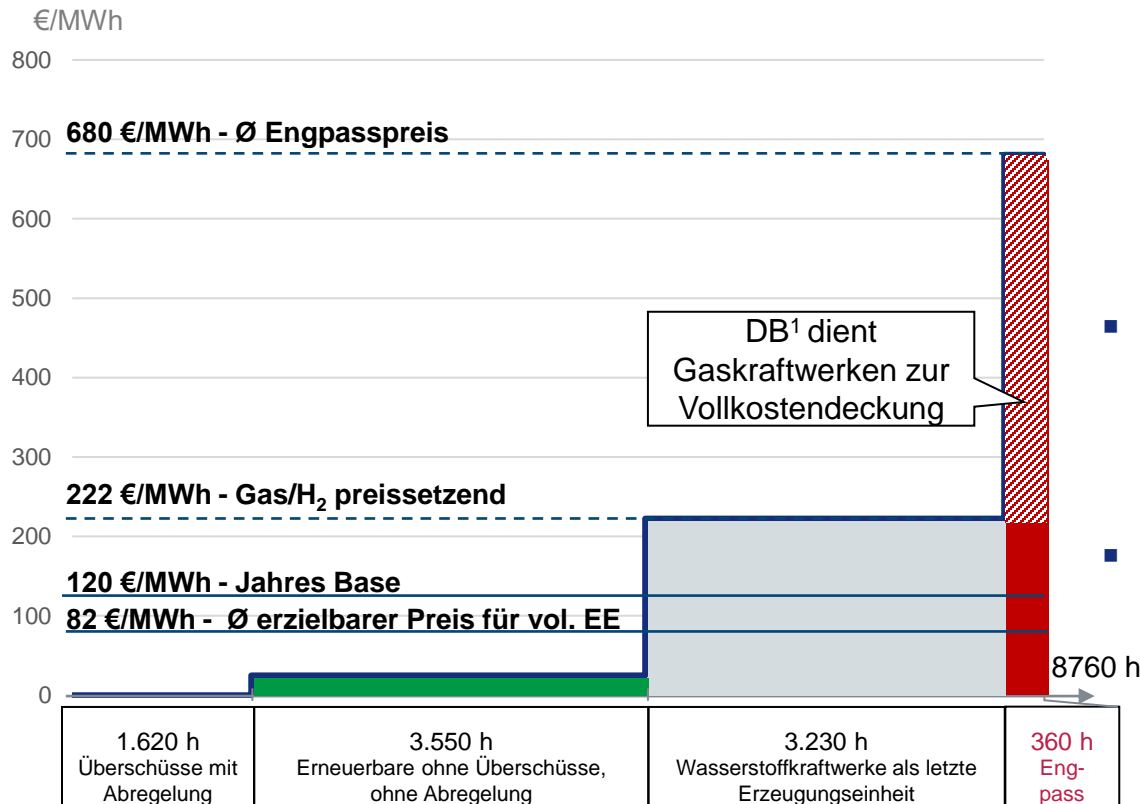


Quelle: BMK, BDEW, BNetzA, energy-charts.info, Eurostat

# Der Energy Only Markt auf Basis der Merit Order sorgt auch in einem von Erneuerbaren dominierten Markt für die notwendigen Investitionsanreize.

## Preise nach der Merit Order

### Strompreise 2040 ansteigend sortiert in €/MWh



### Preisbildung im zukünftigen EOM:

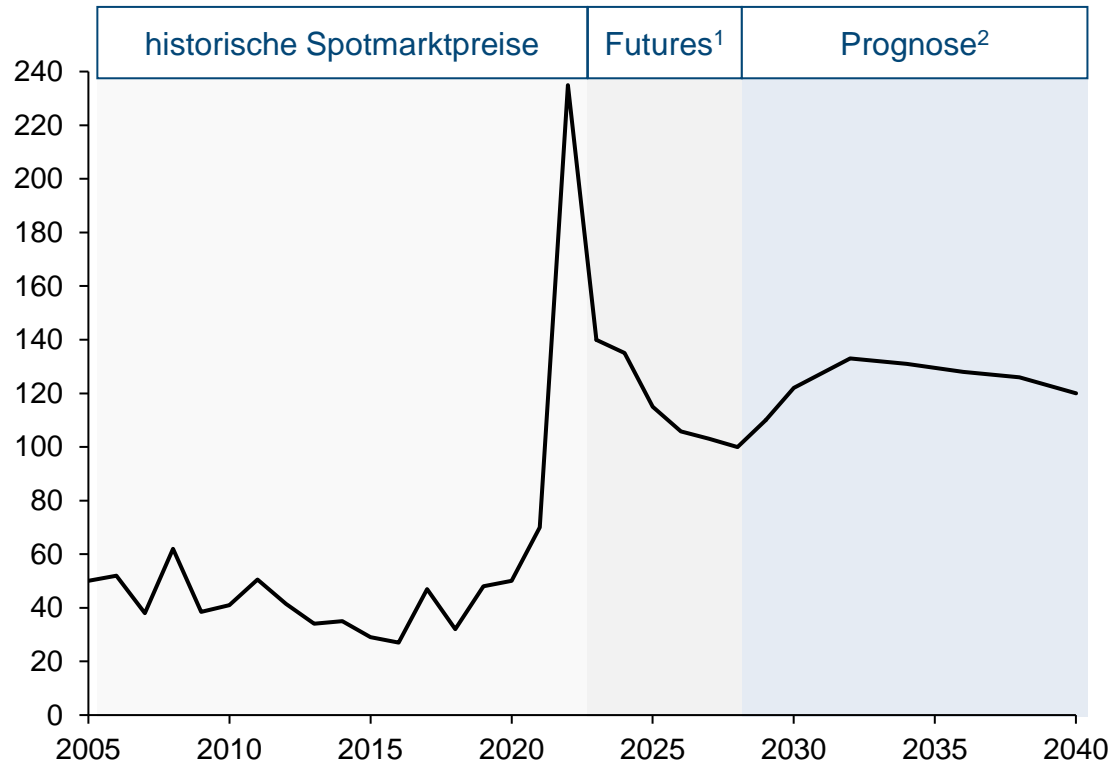
- Preissetzende Technologien der Merit Order in 2040 (bilanziell 100% Bedarfsdeckung durch Erneuerbare)
  - EE mit Abregelung 1.620 h ~ 0 €/MWh
  - EE ohne Abregelung 3.550 h ~ 2 €/MWh PV; 4 €/MWh Wind
  - Gas-KW: 3.230 h ~ 222 €/MWh
  - Engpassstunden (Importe, Lastabsch.): 360 h ~ 680 €/MWh
- Die volatilen Erneuerbaren erzielen ein Durchschnittserlös von 82 €/MWh und damit einen Deckungsbeitrag von bis zu 80 €/MWh → die Gesamtkosten sind damit gedeckt und der Investitionsanreiz gegeben.
- Gaskraftwerke erzielen in den Engpassstunden einen Erlös von mindestens Ø 680 €/MWh, umgelegt auf die Volllaststunden bedeutet das einen Durchschnittserlös von 310 €/MWh. Für die Gaskraftwerke, die in den Engpassstunden am Netz sind, bedeutet das ein Deckungsbeitrag von 458 €/MWh.

1) DB: Deckungsbeitrag = Erlöse – variable Kosten

# Auch mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren wird der Strompreis im Jahresdurchschnitt auf einem relativ hohen Niveau liegen.

## Entwicklung der Strompreise in Deutschland

### Strompreise (real), Jahresdurchschnitt in €/MWh



- Nach dem Ausreißer in 2022 zeigt der Terminmarkt sinkende Preise bis 2028. In den nächsten 15 bis 20 Jahren liegt das Strompreis-Niveau beim 3-fachen im Vergleich zu den beiden letzten Jahrzehnten.
- Der durchschnittliche Preis im Jahr 2040 liegt bei 120 €/MWh.
- Neben dem durchschnittlich hohen Preis wird der Strommarkt von extremer Volatilität geprägt sein.
- Gaskraftwerke werden weiterhin in vielen Stunden preissetzend sein. Zwischen 2027 und Anfang der 30er-Jahre ist mit steigenden Preisen zu rechnen, aufgrund steigender CO<sub>2</sub> Preise und dem langsamen Übergang auf H<sub>2</sub>-Gaskraftwerke.
- Nach 2032 wird verstärkt grüner Wasserstoff in der Gasverstromung eingesetzt, was die Preise sinken lässt, weil Skalen- und Effizienzeffekte nutzbar werden.

Quelle: EEX, EPEX Spot, SMARD.de, e.venture Analyse

1) Stand 22.03.2023

2) Abhängig von den Grenzkosten der Wasserstoff-Kraftwerke und damit dem H<sub>2</sub>-Preis

# Ihr Ansprechpartner bei e.venture consulting



**Dr. Florian Haslauer**  
Partner

+43 664 4227443  
[florian.haslauer@e-vc.org](mailto:florian.haslauer@e-vc.org)

e.venture consulting GmbH  
Lennéstraße 3  
10785 Berlin

[www.e-vc.org](http://www.e-vc.org)



# Inhalte

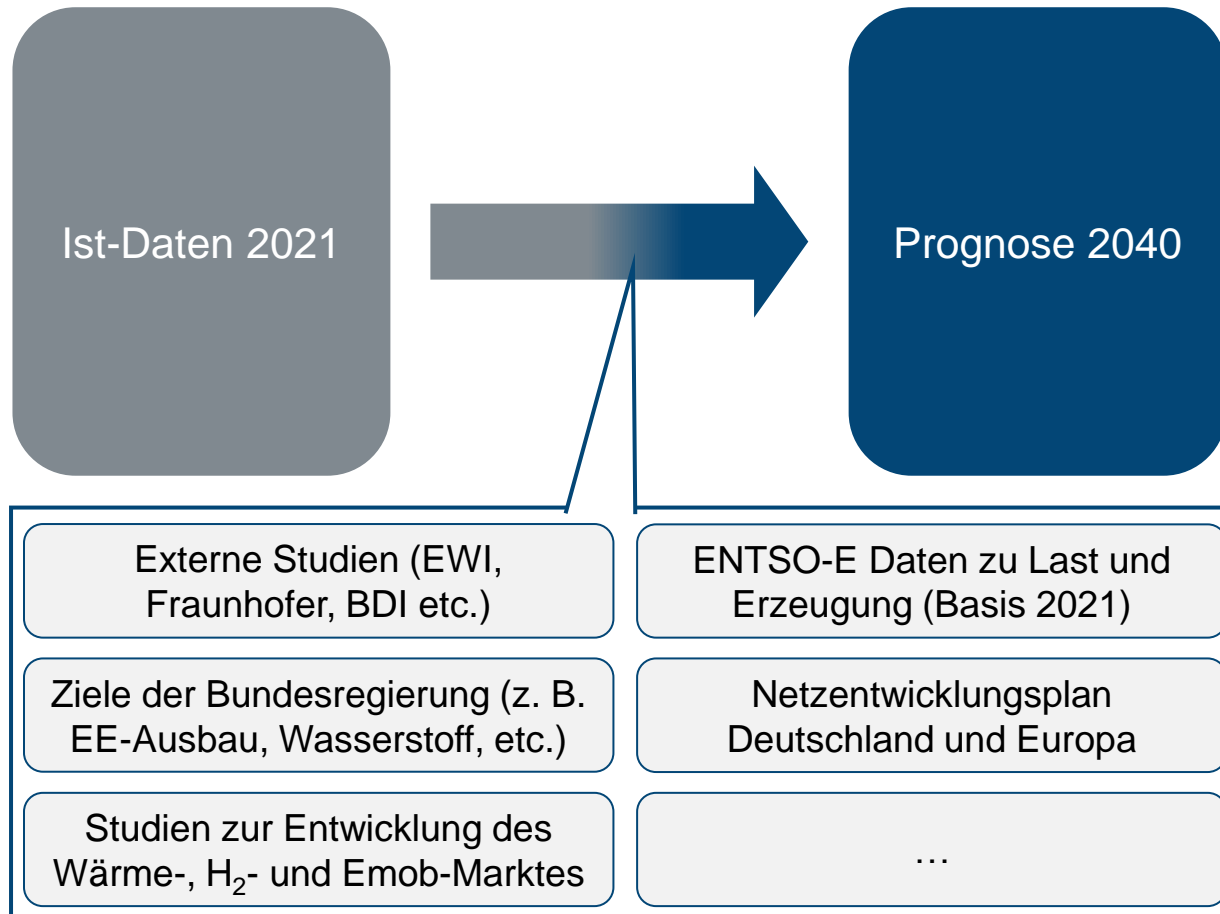
- Zusammenfassung

## Methodik und Rahmen der Studie

- Entwicklung Brutto-Stromverbrauch und installierte Kraftwerkskapazitäten zeigen Stromversorgungslücke
- Potenziale zur Schließung der Stromversorgungslücke
- Notwendige Investitionen in das Stromsystem
- Marktdesign muss Investitionsanreiz und Anreize für die Hebung der Flexibilitätspotenziale gewährleisten
- Ergänzungen zum Energy Only Markt um politisch-regulatorische Risiken auszugleichen

# Den Ergebnissen liegt eine fundierte Vorgehensweise zugrunde.

## Methodik und Rahmen der Studie



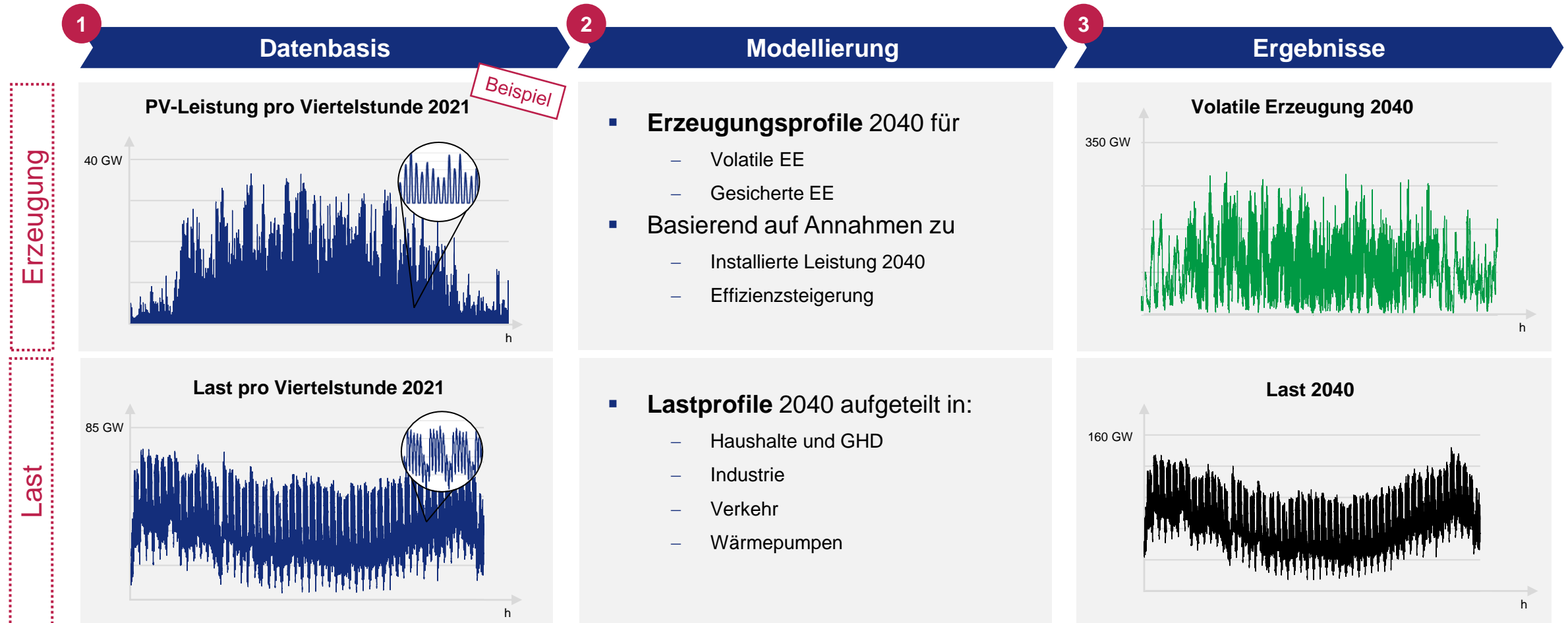
## Grundannahmen

- 2021 als Ausgangsjahr
  - Wetterdaten
  - Installierte Leistung und Verbrauch auf 15min-Basis
  - Einspeiseprofil (insb. der volatilen Erneuerbaren)
  - Lastprofil, z. B. Wärmepumpen
  - ...
- Modellierung von 2040 unter der Prämisse der bilanziellen Ausgeglichenheit inkl.
  - Installierte Leistung
  - Erzeugung und Last auf 15min-Basis
  - Strompreise auf Basis EOM (Merit Order)
  - ...



# Historische Erzeugungs- und Lastprofile bilden die Grundlage für die Modellierung der Erzeugungs- und Lastkurven 2040.

## Herleitung Ergebnisse (1/2)



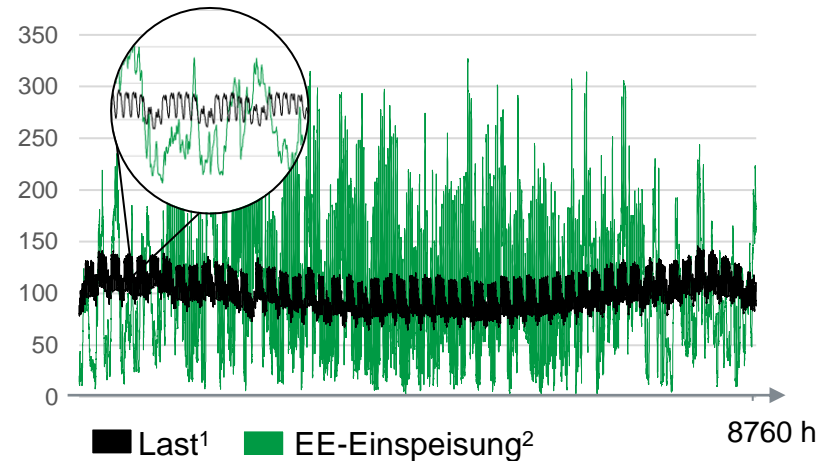
Quelle: ENTSO-E, e.venture Analyse



# Die Residuallast stellt die Last dar, die nach Einspeisung volatiler erneuerbarer Erzeuger gedeckt werden muss.

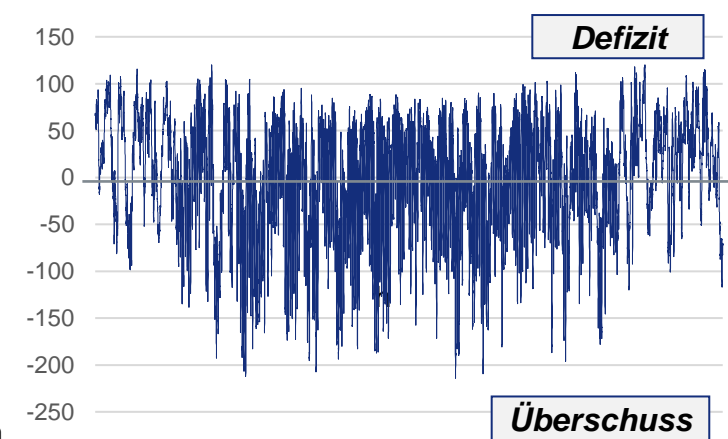
## Herleitung Ergebnisse (2/2)

### 1 Volatile EE-Einspeisung und Last im Jahr 2040 [in GW]



- Übereinanderlegen der Gesamlast- und der volatilen EE-Erzeugungskurve zeigt Phasen mit Unter- und Überdeckung

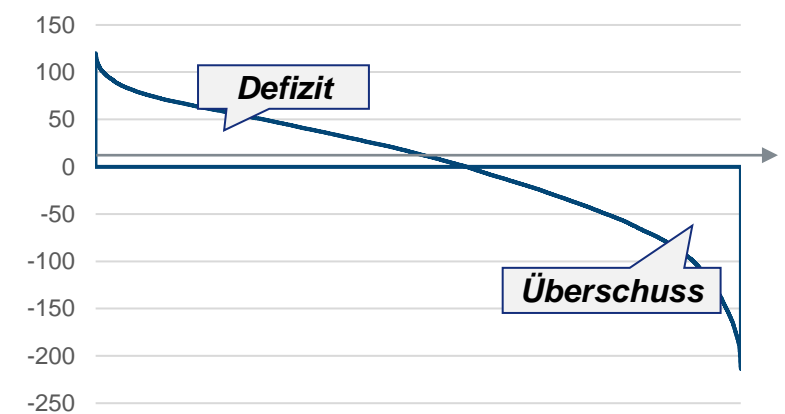
### 2 Residuallast unsortiert 2040 [in GW]



- Zeigt den Anteil am Stromverbrauch, der unabhängig von Wind und Solar gedeckt werden muss.

$$\text{Residuallast} = \text{Last} - \text{volatile EE-Einspeisung}$$

### 3 Residuallast absteigend sortiert 2040 [in GW]



- Verdeutlicht Dimensionen der Defizite und Überschüsse übers Jahr.
- Basis für Analysen für Potenzial weiterer Erzeuger, Speicher, Lastmanagement
- Basis für Ableitung der zusätzlich notwendigen steuerbaren Leistungen

1) Exkl. Eigenverbrauch durch Pumpspeicher und Batterie  
2) Volatile erneuerbare Erzeugung: PV, Wind onshore & offshore

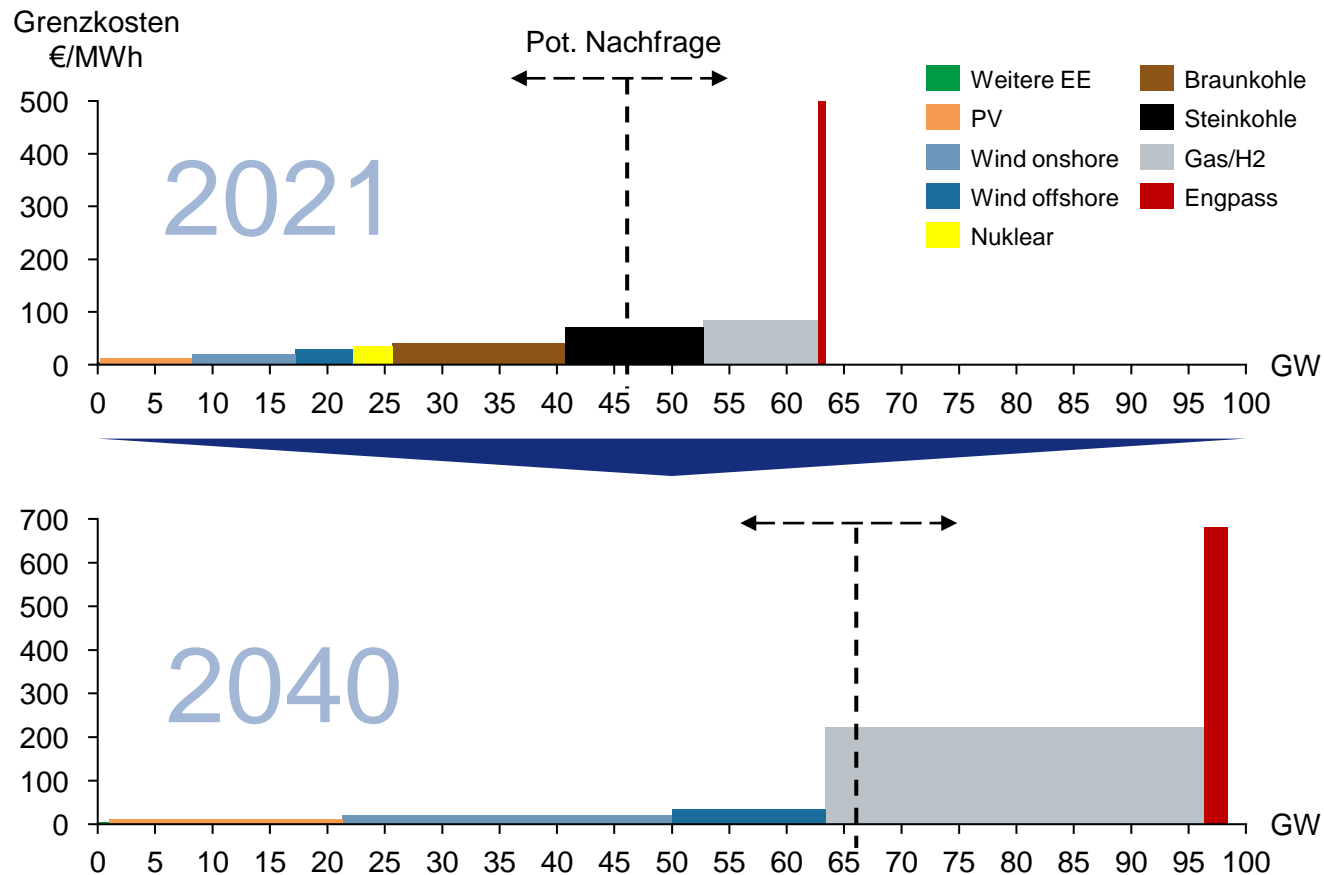
# Das Strommarkt-Design muss langfristig ausreichend Anreize für Investitionen setzen und kurzfristig für systemdienliches Kundenverhalten sorgen.

## Anforderungen an Markt-Design

- Für den erforderlichen Ausbau der Stromerzeugung ist ein Marktdesign sinnvoll, das privatwirtschaftliche Investitionen anreizt und staatliche Förderungen zur Anreizlenkung minimiert oder gänzlich verzichtbar macht.
- Die Nutzung von Flexibilitäten, insbesondere auf der Verbrauchseite, erfordern ein Marktdesign, das Anreize über Preissignale setzt; das wird zukünftig wichtiger, da auf der Verbraucherseite Flexibilitäten entstehen, z. B. Wärmepumpen oder die Ladung von Elektrofahrzeugen. Bestehende Flexibilitäten in Haushalten sowie in Industrie und Gewerbe können am effizientesten mit Preissignalen genutzt werden.
- Auch in einem Markt mit einem sehr hohen Anteil Erneuerbarer Stromquellen bleiben nicht vereinzelte Stunden, sondern sehr viele Stunden im Jahr (bei 100%-iger bilanzieller Deckung des Verbrauchs über 5.000 Stunden), die eine Unterdeckung aufweisen. Für diese Zeiten braucht es Kraftwerke und andere Technologien, mit denen flexibel, gesicherte Leistung erzeugt werden kann. Das Marktdesign muss einen langfristigen Anreiz bieten, diese Investitionen privatwirtschaftlich anzureizen.
- Es muss damit gerechnet werden, dass die Netzrestriktion in Europa und Deutschland weiterbestehen werden. Der Ausbau des Netzes hält mit dem Ausbau der dezentralen Erneuerbaren Stromerzeugung nicht mit. Deshalb brauchen die Transportnetzbetreiber die Möglichkeit, Kapazitäten langfristig vertraglich zu sichern, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Das ist auch schon heute der Fall und muss noch ausgebaut werden, z. B. in Richtung längerfristiger Bindung der Kapazitäten. Der absolute Bedarf an flexiblen Kapazitäten wird steigen.

# Die Merit Order liefert das Marktdesign, das einen langfristig stabilen Rahmen mit den notwendigen Anreizen bereitstellt.

## Merit Order

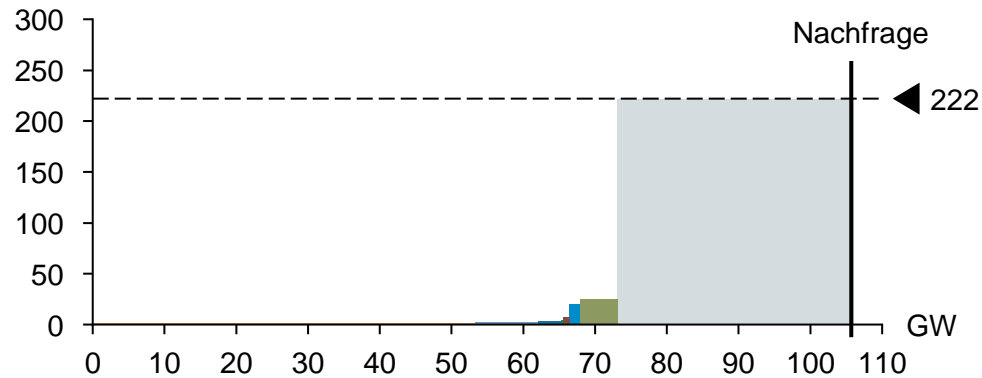


- Bis 2040 sind gesicherte Kapazitäten wie Kohle und Nuklear nicht mehr im Markt.
- Bei gleichzeitig starkem Ausbau der erneuerbaren Energien mit niedrigen Grenzkosten bedeutet dies, dass die Preisvolatilität zwischen sehr hohen und sehr niedrigen Preisen zunimmt.
- Hierfür wird ein Marktdesign benötigt, welches Flexibilitäten anreizt und netzdienliches Verhalten belohnt.
- Der EOM mit der Merit Order erfüllt diese Bedingungen und reizt das notwendige Verbraucherverhalten über Preissignale an.
- Die notwendigen Engpasspreise reizen Gaskraftwerke an, da hier die Vollkosten gedeckt werden.

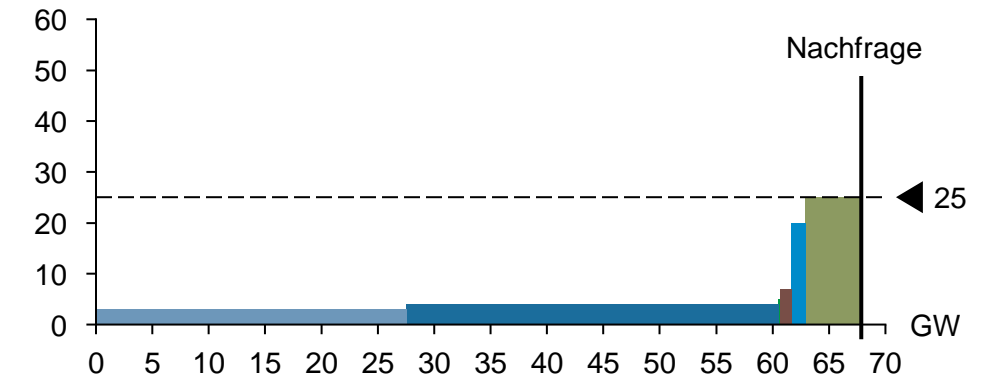
# Das Verhältnis von verfügbarer erneuerbarer Leistung und Stromnachfrage wird in 2040 stark schwanken, was sich auf die Strompreis auswirkt.

## Erneuerbare Erzeugung und Stromverbrauch 2040: Merit Order

### Beispielhafter Frühlingstag

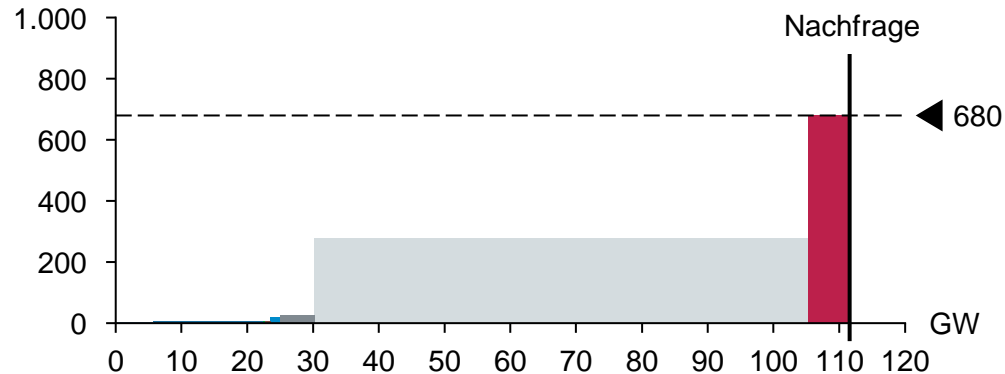


### Beispielhafter Herbsttag



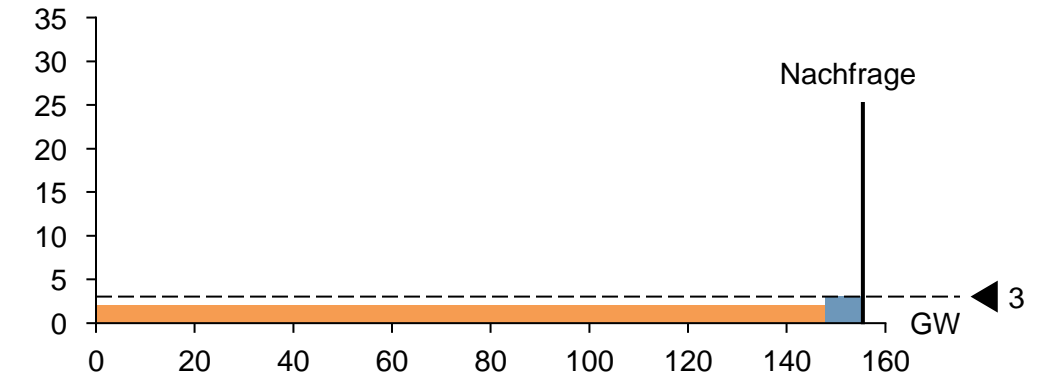
Grenzkosten  
€/MWh

### Beispielhafter Wintertag



Grenzkosten  
€/MWh

### Beispielhafter Sommertag

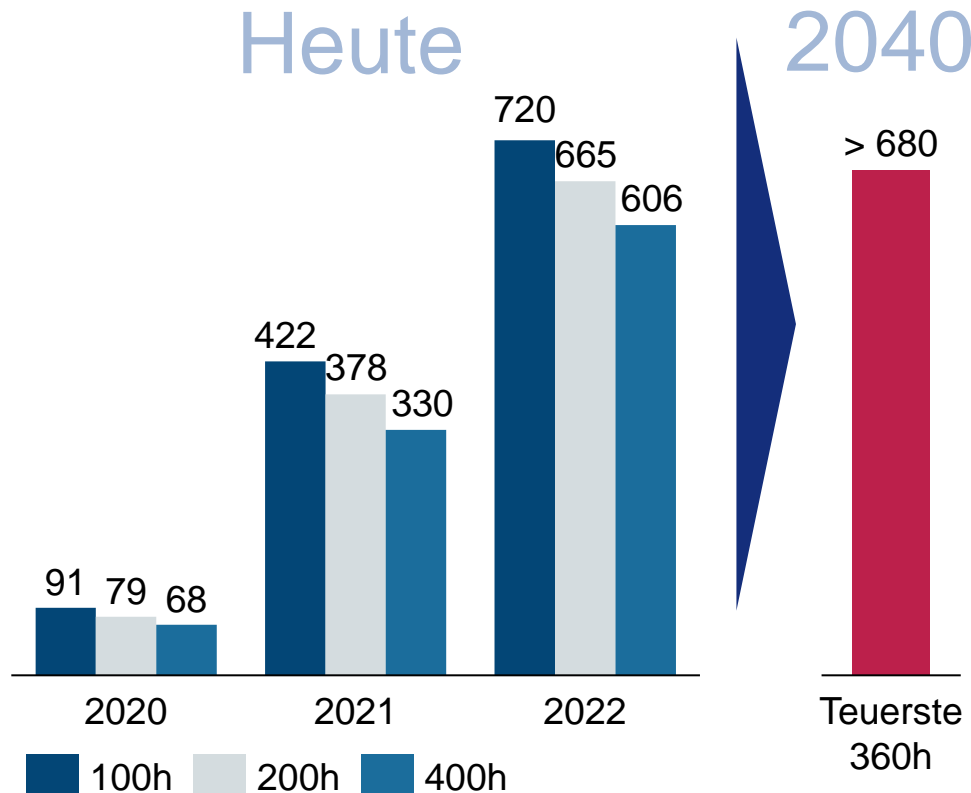


- Weitere EE
- Abfall
- PV
- Wind onshore
- Laufwasser
- Biomasse
- Wind offshore
- Gas/H2
- Enpass

# Die Preise in den Engpassstunden sind in den letzten Jahren stetig gestiegen und könnten zukünftig die Vollkosten der H<sub>2</sub>-Kraftwerke decken.

## Engpassstunden und -preise

### Teuerste Stunden am deutschen Spotmarkt in €/MWh



- In Engpassstunden reichen die geplanten Kapazitäten nicht aus, bzw. stehen nicht ausreichend zur Verfügung um den Bedarf zu decken. Sehr teure Kapazitäten kommen zum Einsatz oder Industriebetriebe reduzieren die Last.
- Dadurch entstehen am Spotmarkt Preise die deutlich über den Durchschnittspreisen liegen.
- Die Anzahl der Engpassstunden, wie auch die Preise sind in den letzten Jahren angestiegen.
- Mit voranschreitendem Ausbau erneuerbarer und gleichzeitigem Rückgang gesicherter Leistung werden diese Engpassstunden und -preise zunehmen.
- Für 2040 ist mit mindestens 680 €/MWh zu rechnen, in diesem Fall könnten die H<sub>2</sub>/Gaskraftwerke in diesen Engpassstunden (360 h) ihre Fixkosten verdienen.

1) Kernkraftprobleme in Frankreich, geringe Einspeisung von Wasserkraft wegen Dürren etc.  
Quelle: SMARD.de

# Inhalte

- Zusammenfassung
- Methodik und Rahmen der Studie

## Entwicklung Brutto-Stromverbrauch und installierte Kraftwerkskapazitäten zeigen Stromversorgungslücke

- Potenziale zur Schließung der Stromversorgungslücke
- Notwendige Investitionen in das Stromsystem
- Marktdesign muss Investitionsanreiz und Anreize für die Hebung der Flexibilitätspotenziale gewährleisten
- Ergänzungen zum Energy Only Markt um politisch-regulatorische Risiken auszugleichen

# Annahmen für Installierte Leistung und Stromerzeugung (2040)

Technologie	Inst. Leistung (2021) in GW	Inst. Leistung (2040) in GW	Erzeugung (2021) in TWh	Erzeugung (2040) in TWh	Anmerkung/Hintergrund
PV	53,5	342,0	46,8	313,9	Effizienzfaktor: 5 %.
Offshore	7,8	55,0	24,0	207,2	Effizienzfaktor: 22 %.
Onshore	54,7	160,0	89,7	367,5	Effizienzfaktor: 40 %.
Biomasse	8,4	8,4	39,7	43,7	Effizienzfaktor: 10 %.
Laufwasser	3,8	3,8	13,4	14,7	Effizienzfaktor: 10 %.
Abfall	1,7	1,7	7,0	7,7	Effizienzfaktor: 10 %.
Weitere EE	0,4	0,4	1,3	1,5	Effizienzfaktor: 10 %.
Speicher	0,58	20,0		28,5 <sup>1</sup>	Kapazität: 200 GWh
Pumpspeicher	8,0	8,0		9,9 <sup>1</sup>	Kapazität: 66 GWh

1) ausgespeichert, Wirkungsgrad Batterie: 95 %, Pumpspeicher: 75 %

# Die wesentlichen Treiber des Stromverbrauchs sind Elektrolysen, E-Mobilität, Wärmepumpen sowie Elektrifizierung und Wirtschaftswachstum.

## Treiber des steigenden Stromverbrauchs bis 2030



### Elektrolyse

- Rund 10 GW bis 2030.
- Durchschnittliche Laufzeit von etwa 4.500 h/a.
- Sowohl netzdienlicher als auch Grundlast-Einsatz.



### E-Mobilität

- Bei der Mobilitätswende wird die Elektrifizierung gefördert.
- Zusätzlich zu den ca. 1 Mio. heute werden bis 2030 weitere 15 Mio. E-Autos kommen.



### Wärmepumpen<sup>2</sup>

- Im Gebäudebereich wird die Elektrifizierung gefördert.
- Bis 2030 können ca. 5 Mio. neue Wärmepumpen eingebaut werden.



### Elektrifizierung und Wirtschaftswachstum

- Erhöhter Stromverbrauch durch Elektrifizierung und Wirtschaftswachstum:
  - Gewerbe, Handel & Dienstleistung als Haupttreiber bei Wirtschaftswachstum
  - Verkehrssektor, z.B. durch Elektrifizierung und Ausbau von Bahnen

**Etwa + 60 TWh**  
Stromverbrauch in 2030<sup>1</sup>

**Etwa + 34 TWh**  
Stromverbrauch in 2030<sup>1</sup>

**Etwa + 44 TWh**  
Stromverbrauch in 2030<sup>1</sup>

**Etwa + 20 TWh**  
Stromverbrauch in 2030<sup>1</sup>

1) Bezogen auf 2021

2) Wärmepumpen zur Raumwärme in Haushalten und Gewerbe

Quelle: Ariadne-Report (2021), bwp e.V., BMWK, e.venture Analyse



# Die wesentlichen Treiber des Stromverbrauchs sind Elektrolysen, E-Mobilität, Wärmepumpen sowie Elektrifizierung und Wirtschaftswachstum.

## Treiber des steigenden Stromverbrauchs bis 2040



### Elektrolyse

- Rund 70 GW bis 2040
  - 20 GW Baseload für Industrie
  - 50 GW netzdienlicher Einsatz
- Durchschnittliche Laufzeit von etwa 5.000 h/a.
- H<sub>2</sub>-Einsatz in der Stromerzeugung.

**Etwa + 130 TWh**  
Stromverbrauch in 2040<sup>1</sup>



### E-Mobilität

- Bis 2040 sind ca. 35 Mio. E-Autos im Einsatz.
- Bei regelmäßiger Nutzung führt dies zu einer durchschnittlichen Last von ca. 10 GW.

**Etwa + 88 TWh**  
Stromverbrauch in 2040<sup>1</sup>



### Wärmepumpen<sup>2</sup>

- Bis 2040 können ca. 10 Mio. neue Wärmepumpen eingebaut werden.
- Zusammen ergibt sich eine Heizleistung von ca. 16 GW.

**Etwa + 88 TWh**  
Stromverbrauch in 2040<sup>1</sup>



### Elektrifizierung und Wirtschaftswachstum

- Erhöhter Stromverbrauch durch Elektrifizierung und Wirtschaftswachstum:
  - Gewerbe, Handel & Dienstleistung als Haupttreiber bei Wirtschaftswachstum
  - Verkehrssektor, z.B. durch Elektrifizierung und Ausbau von Bahnen

**Etwa + 40 TWh**  
Stromverbrauch in 2040<sup>1</sup>

1) Bezogen auf 2021

2) Wärmepumpen zur Raumwärme in Haushalten und Gewerbe

Quelle: Ariadne-Report (2021), bwp e.V., e.venture Analyse