



# Vorstellung der Studie **„Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender Erneuerbarer Energien“**

Dr. Matthias Stark  
Leiter Erneuerbare Energiesysteme  
des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V.

# Die Relevanz des Ausbaus Erneuerbarer Energien

## Ausbau Erneuerbarer Energien (EE)

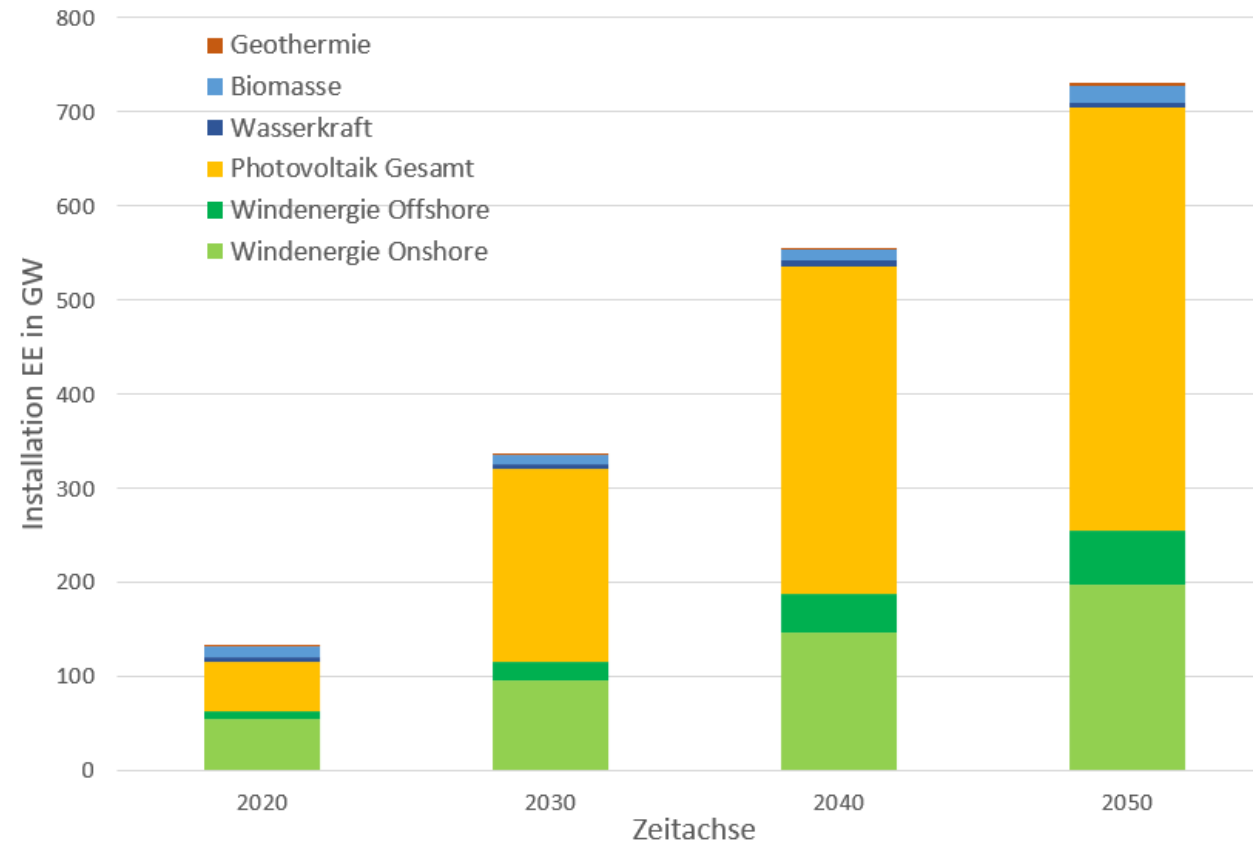
- Zum Erreichen der Klimaziele ist ein beschleunigter Ausbau der EE zwingend.
- Die Studie adressiert hierbei bereits die im Koalitionsvertrag aktuellen Herausforderungen (u.a. 200 GW PV bis 2030).
- V.a. der Ausbau von Photovoltaik und Windenergie ist zu vervielfachen.
- Insgesamt benötigt Deutschland über 700 GW an Erneuerbarer Leistung.

## Herausforderung

- Der Ausbau der Erneuerbaren Energien bedingt eine betriebswirtschaftliche Grundlage.

## Resultat

- Klimaneutralität bis 2045 ist mit entsprechender Ambition realisierbar.



# Warum ein neues Strommarktdesign?

Während bisherige Studien bei der Betrachtung der Transformation des Energiesektors im Wesentlichen auf den volkswirtschaftlichen Rahmen für den EE-Ausbau fokussieren, betrachtet die BEE-Studie auch die Sicherstellung des betriebswirtschaftlichen Rahmens.

Der Energiemarkt muss sich für alle Marktakteure lohnen und folgende Bedingungen erfüllen:

1. Die Kosten der Stromproduktion müssen durch die Erlöse gedeckt werden.
2. Strom darf kein Luxusgut werden.
3. Die für die Energiewende benötigten Flexibilitäten\* müssen sich rechnen.
4. Die Versorgungssicherheit muss gewährleistet sein.

## \*Definition Flexibilitäten:

Flexibel steuerbare Elemente im Energiesystem gibt es sowohl auf der Verbraucher-, Speicher- sowie der Erzeugerebene. Sie orientieren sich hierbei in ihrer Erzeugung/ihrem Verbrauch an der Einspeisung volatil dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien (Wind und Photovoltaik).

# Wer wirkte an der Studie mit?

Zur **fachlichen Bearbeitung** der Studie sind die beiden Fraunhofer Institute ISE und IEE beauftragt worden.

Fachliche  
Umsetzung



Die **juristische Bewertung** der geplanten Maßnahmen nahm die Kanzlei BBH vor.

Juristische  
Umsetzung



BECKER BÜTTNER HELD

In über 10 Workshops wurden Fragen und Lösungen mit **Stakeholdern** aus der gesamten Breite der Energiewirtschaft besprochen.

Beiräte  
Stakeholder

Über 70 Unterstützer aus allen Bereichen der Energiewirtschaft

**Spezielle Themen** zu Stromnetzen und Marktdesignfragen wurden mit den **4 ÜNB** als auch mit den **Strombörsen** diskutiert.

ÜNB +  
Strombörse



Die BEE Strommarktdesignstudie ist mit Unterstützung einer breiten fachlichen Expertise entstanden.

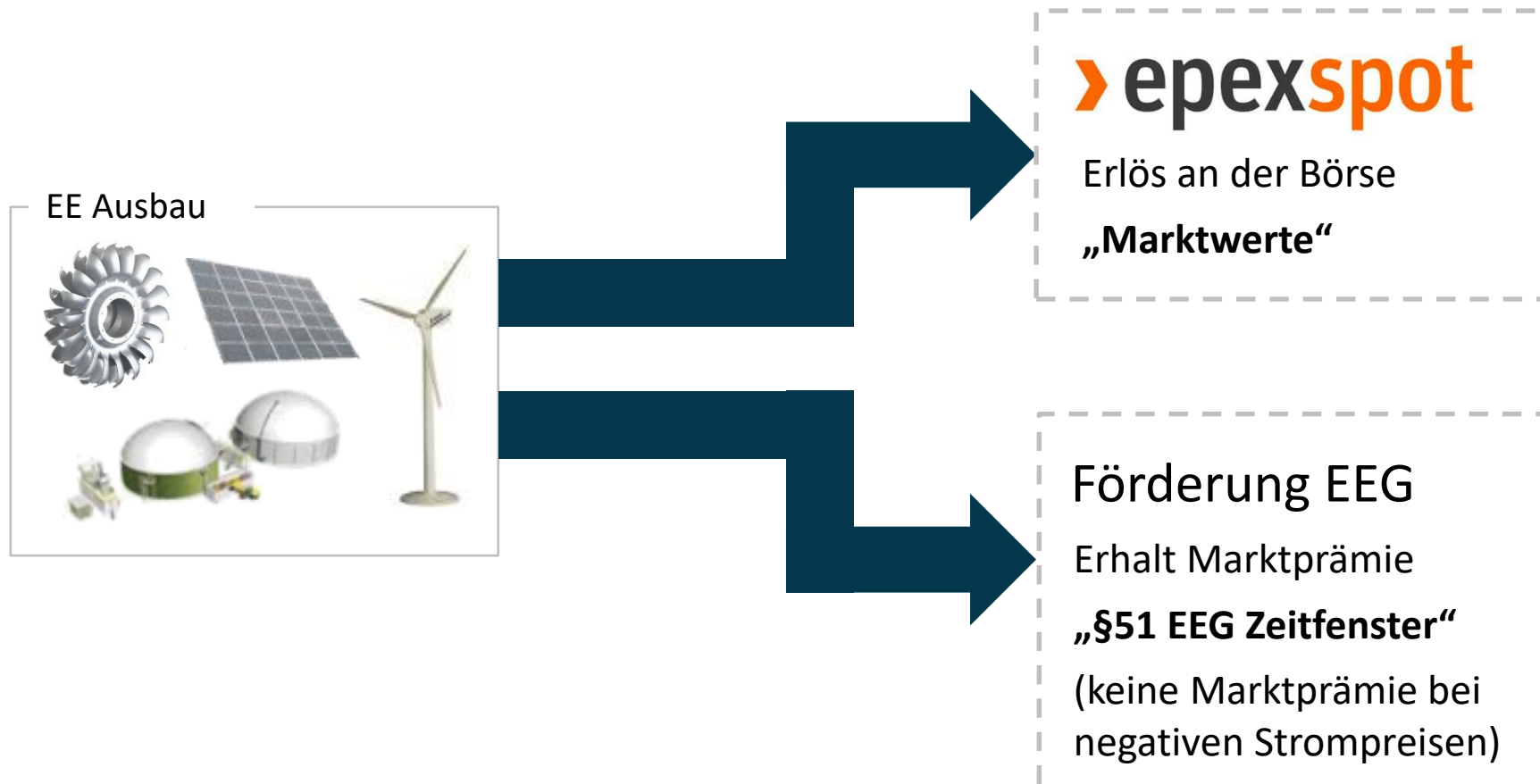
# Die BEE Strommarktdesignstudie wird unterstützt von über 70 Stakeholdern aus der Energiebranche



Über 70 Stakeholder aus der gesamten Energiebranche und deren Arbeitstiefe unterstützen die BEE-Strommarktdesignstudie.

- |   |                                                |
|---|------------------------------------------------|
| 1 | Hintergrund der Strommarktdesignstudie         |
| 2 | Aufbau der Strommarktdesignstudie              |
| 3 | Zentrale Ergebnisse der Strommarktdesignstudie |

Für den Ausbau Erneuerbarer Energien ist eine betriebswirtschaftliche Grundlage notwendig.





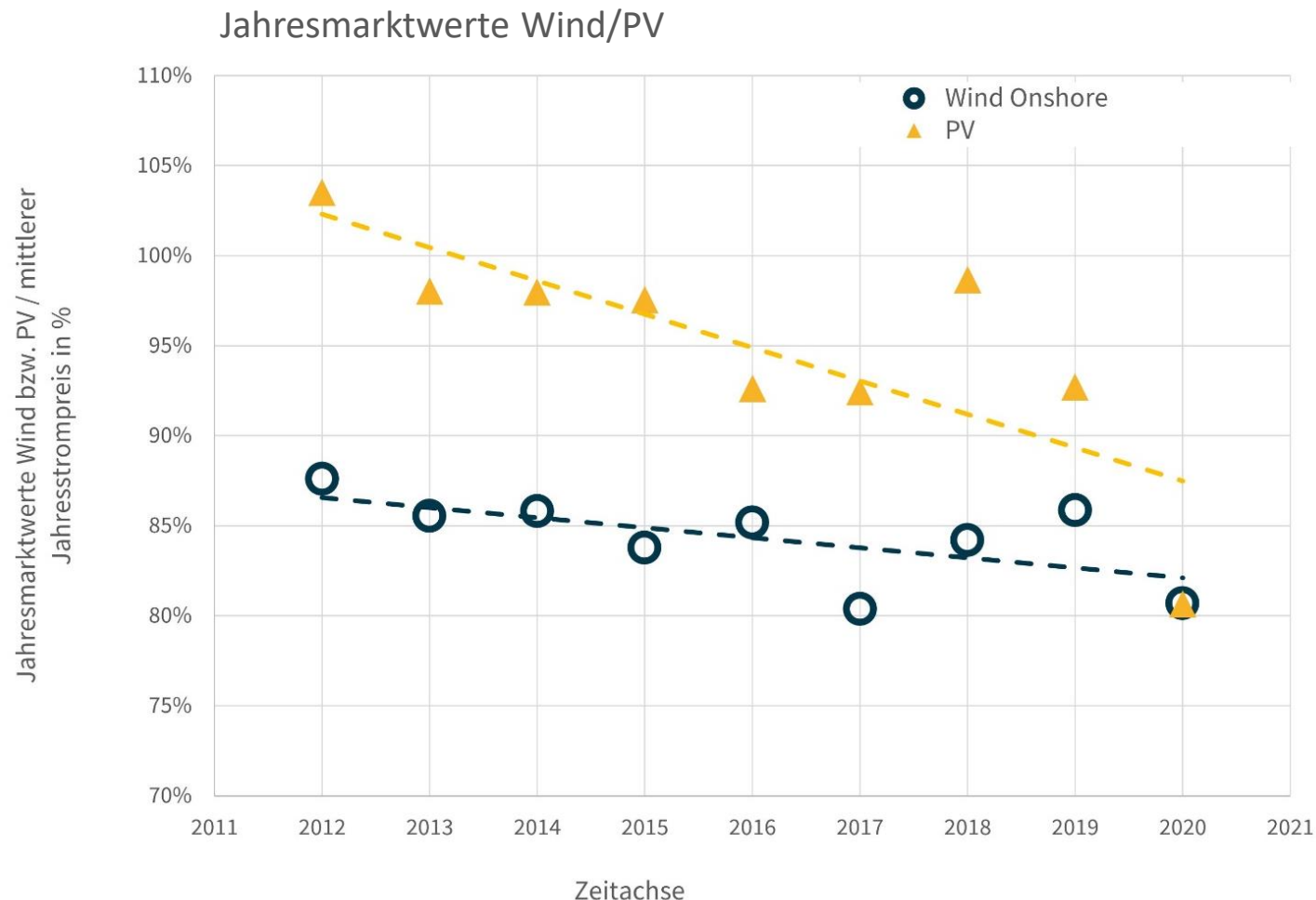
# Entwicklung der Marktwerte Erneuerbarer Energien an der Strombörse

## Herausforderungen

- Der Marktwert von Wind und PV sinkt seit Jahren gegenüber dem mittleren Marktniveau.
- Ist das Marktniveau niedrig, sind weder ein Weiterbetrieb noch Neuanlagen außerhalb der Förderung wirtschaftlich.

## Lösungen

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Stabilisierung der Marktwerte Erneuerbarer Energien.





# Entwicklung nicht vergüteter Strommengen innerhalb einer EEG Förderung

In Zeitfenstern\* negativer Strompreise erhalten neue Anlagen keine Förderung im EEG  
(siehe §51 EEG 2021).

## Entwicklung §51 Mengen

- Starker Anstieg der nicht vergüteten §51 EEG-Energiemengen in den letzten Jahren.

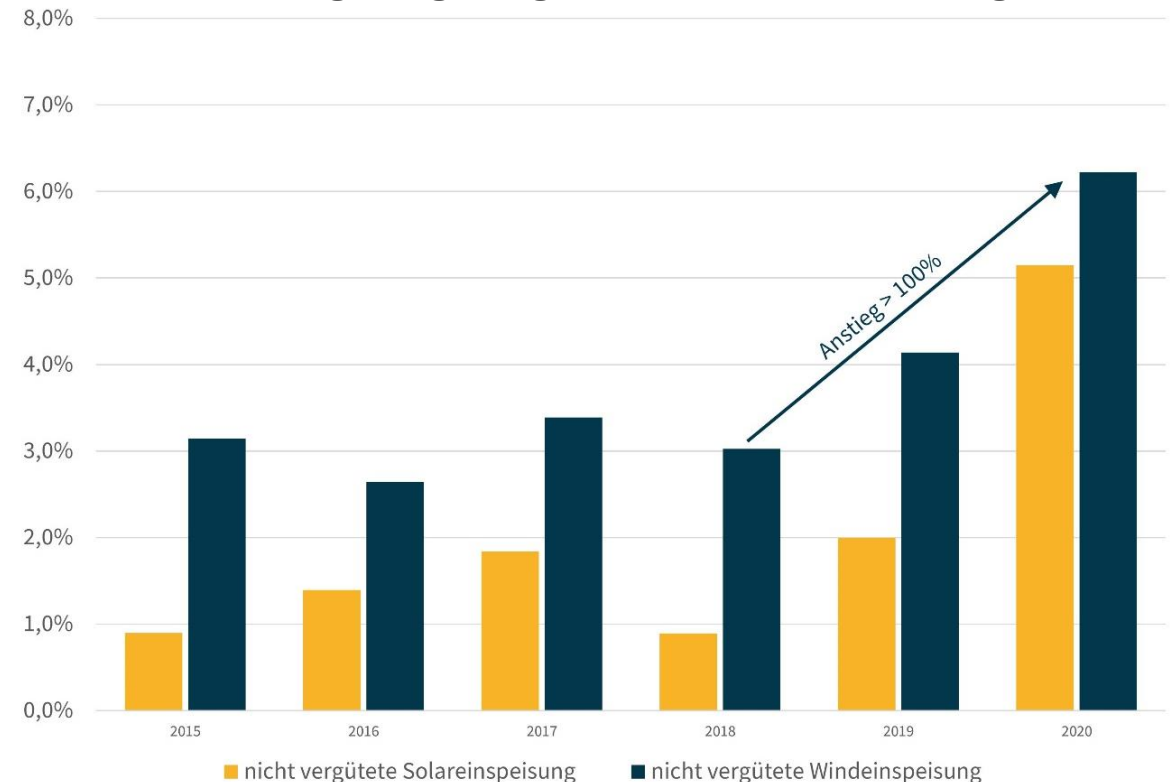
## Herausforderung

- Aufgrund des klimapolitisch notwendigen EE-Ausbaus würde ohne die Schaffung ausreichender Flexibilitäten der §51 EEG Rahmen die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien gefährden.

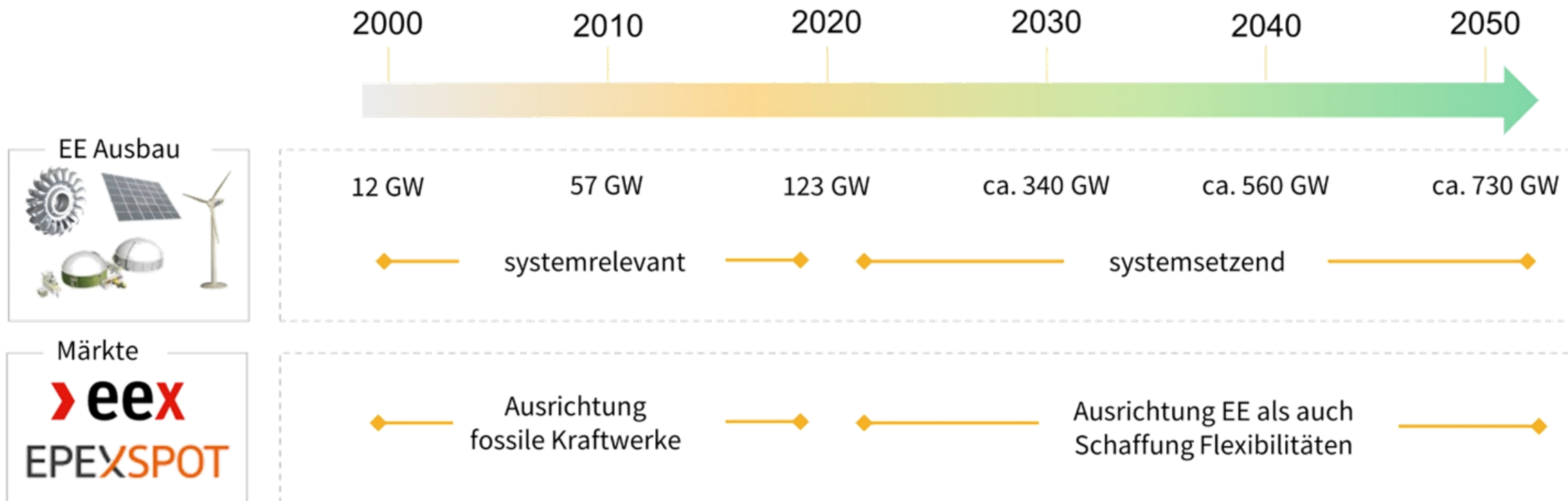
## Lösung

- Schaffung ausreichender Flexibilitäten zur Verhinderung negativer Strompreise.

Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen



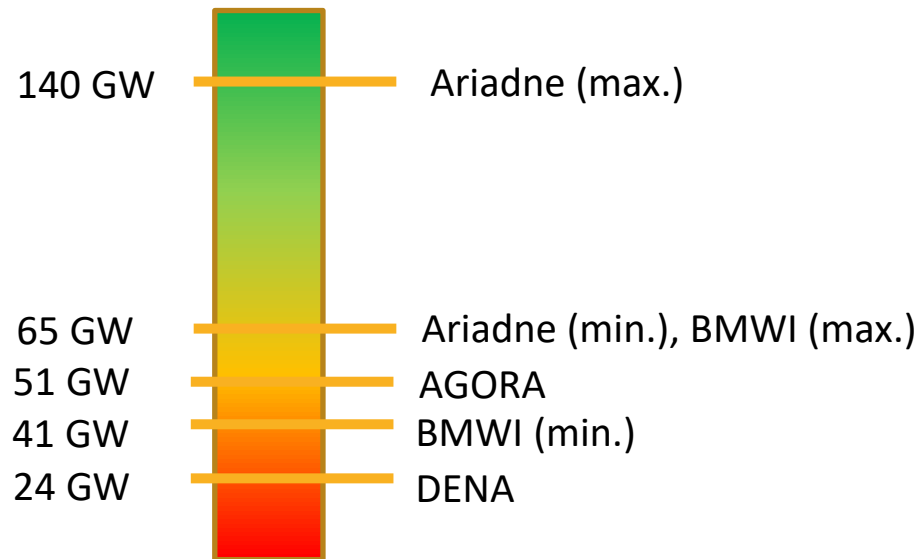
# Umsetzung der Energiewende bedingt Neuausrichtung der Märkte



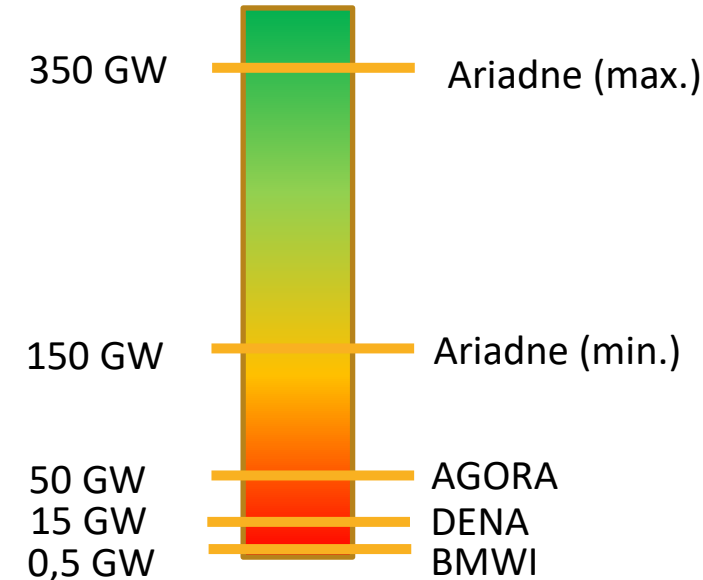
Die Erneuerbaren Energien wurden im Zuge der Energiewende systemsetzend.  
Die Märkte müssen sich auf die Erneuerbaren Energien und Finanzierbarkeit von Flexibilitäten ausrichten.

# Wie viel Flexibilitäten\* werden für eine erfolgreiche Energiewende benötigt?

## Elektrolyse



## Batterieausbau



\* Am Beispiel von Batteriezubau und Elektrolyse in Deutschland. Weitere Flexibilitäten existieren.

Aktuelle Studien zeigen ein sehr diffuses Bild benötigter Flexibilitäten.

# Pfade zur Energiewende

## Beispiel: BMWi Langfristszenarien

Unterschiedliche Pfade der Energiewende bedingen unterschiedliche Rahmen.

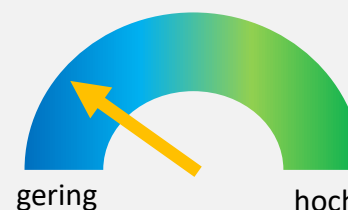
Pfad: **Klimazielerreichung über externe Pfade:**

- EE-Ausbau in Deutschland begrenzt
- hoher Stromnettoimport
- überdurchschnittlicher Netzausbau zum Ausland (Grenzkuppelstellen)
- geringer wirtschaftlicher Rahmen für Flexibilitäten in Deutschland

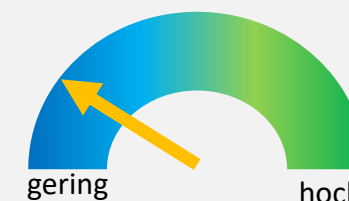
### Fazit

- Es besteht eine starke Abhängigkeit von anderen Staaten zur Erreichung der eigenen Klimaziele und der Versorgungssicherheit.

### Ausbau Erneuerbare Energien in Deutschland

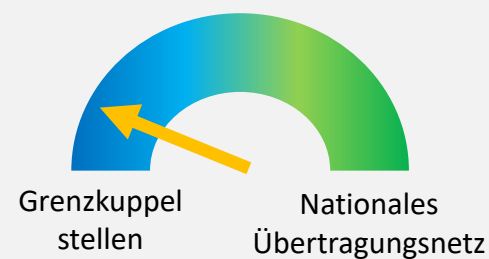


### Bedarf an Flexibilitäten



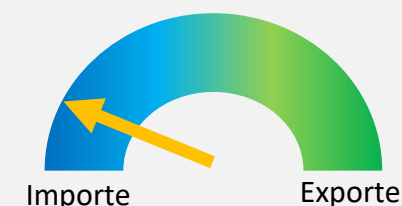
### Erreichung der Klimaziele

### Netzausbau



Netzausbau im externen und internen Pfad ähnlich

### Netto Stromtransfer



# Pfade zur Energiewende

## Beispiel: BEE Strommarktdesign

Unterschiedliche Pfade der Energiewende bedingen unterschiedliche Rahmen.

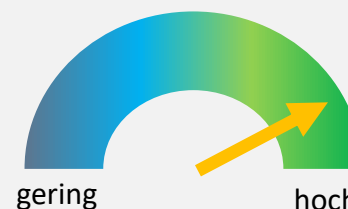
Pfad: **Klimazielerreichung über interne Pfade**

- EE-Ausbau in Deutschland hoch
- Netzausbau stärker im Inland
- Stromnettoexport
- hoher wirtschaftlicher Rahmen für Flexibilitäten in Deutschland

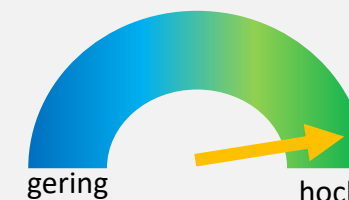
### Fazit

- Reduktion Importabhängigkeit
- hohes heimisches Wirtschaftspotential
- hoher Bedarf an Flexibilitäten in Deutschland (Elektrolyseure, Speicher, PtH, usw.)

### Ausbau Erneuerbare Energien in Deutschland

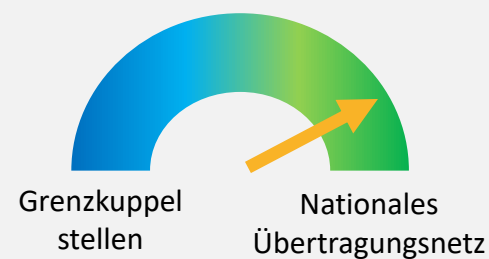


### Bedarf an Flexibilitäten



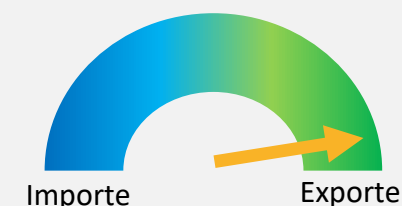
### Erreichung der Klimaziele

### Netzausbau



Netzausbau im externen und internen Pfad ähnlich

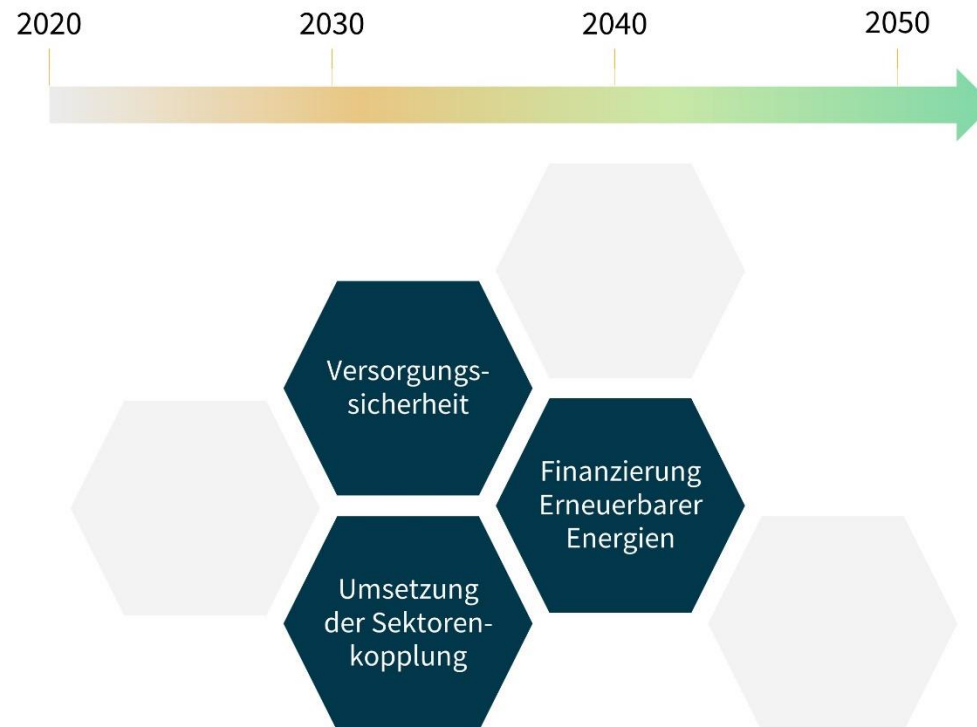
### Netto Stromtransfer



- |   |                                                |
|---|------------------------------------------------|
| 1 | Hintergrund der Strommarktdesignstudie         |
| 2 | Aufbau der Strommarktdesignstudie              |
| 3 | Zentrale Ergebnisse der Strommarktdesignstudie |

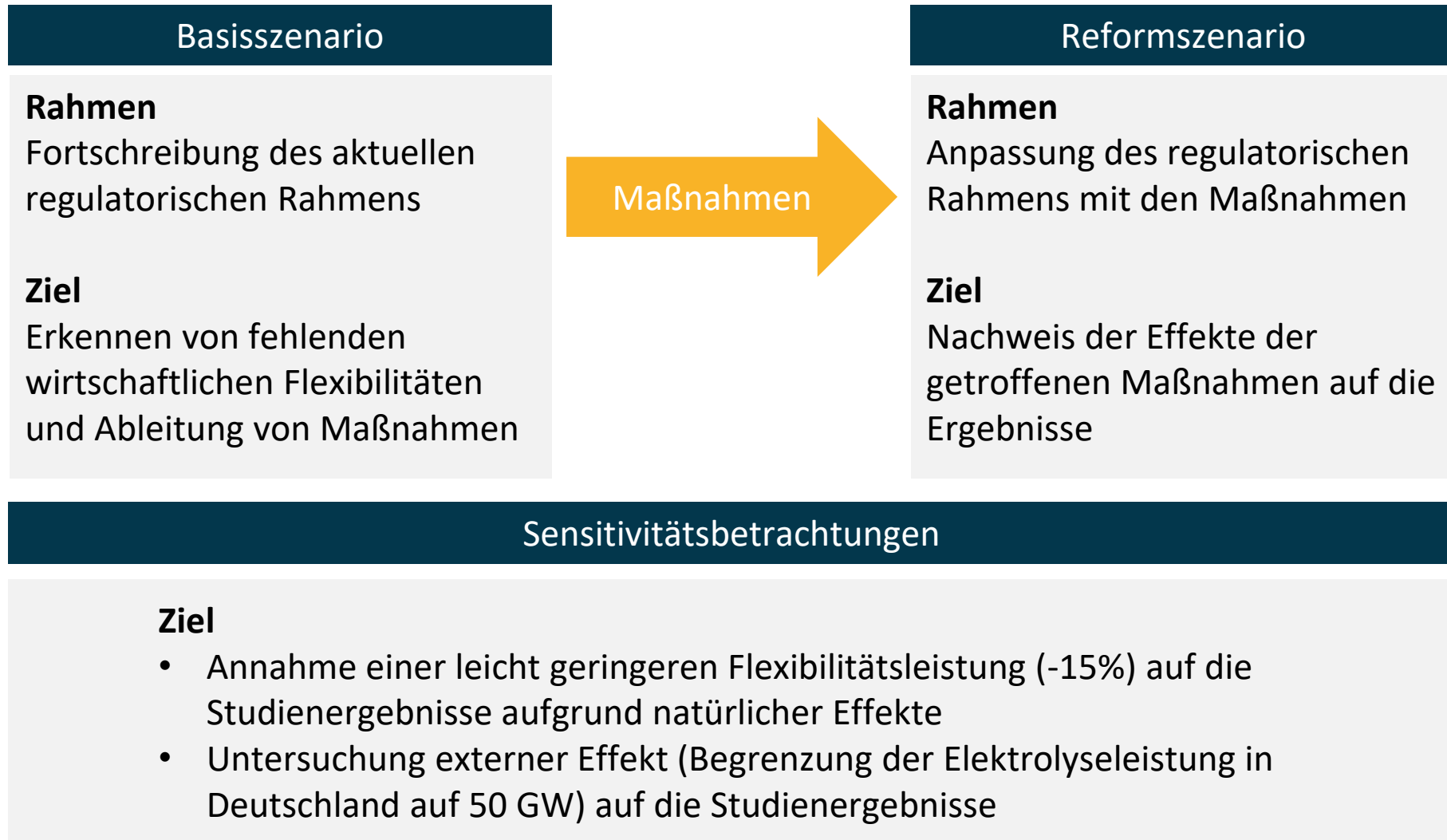
# Warum bedarf es einer Strommarktdesignstudie?

Viele der heutigen großen Studien zur Energiewende sind volkswirtschaftlich optimiert, betrachten aber den betriebswirtschaftlichen Rahmen der Flexibilitäten bzw. Erneuerbaren Energien hierzu kaum bzw. gar nicht.





# Aufbau der BEE Strommarktdesignstudie

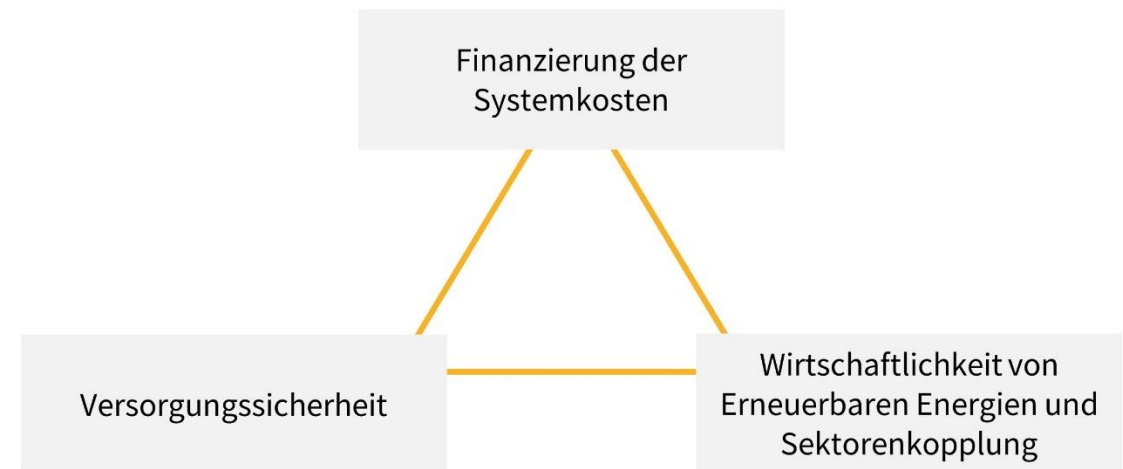


# Übersicht über die zentralen Leitthemen der BEE Strommarktdesignstudie

Die Strommarktdesignstudie behandelt das Thema der **Betriebswirtschaftlichkeit der Erneuerbaren Energien und Flexibilitäten**.

Die Studie betrachtet die zentralen **Themen zur Versorgungssicherheit**. Neben der stündlichen Lastdeckung und des **Netzausbaus** liegt hierbei der Fokus auf Lastgradienten und die **Übernahme von Netzdienstleistungen durch Erneuerbare**.

Zusätzlich werden die **Finanzierung der Systemkosten** analysiert und allgemeine Fragen des neuen Marktdesigns beantwortet. Hierzu zählt, wie eine **Ausgestaltung eines Terminmarkts mit ausschließlich Erneuerbaren Energien** aussieht, oder auch, wie sich eine **Aufspaltung der deutschen Strompreiszone auf die Energiewende** auswirkt.



# Agenda

- 1 Hintergrund der Strommarktdesignstudie
- 2 Aufbau der Strommarktdesignstudie
- 3 Zentrale Ergebnisse der Strommarktdesignstudie

# Exogene und Endogene Flexibilitätsleistungen

## Basisszenario

| Technologie/Szenariojahr                                            | 2030                  | 2040                  | 2050                  |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Modellendogen:</b>                                               |                       |                       |                       |
| Quartiersbatteriespeicher                                           | 0 GW,<br>0 GWh        | 4,6 GW, 18,2<br>GWh   | 46,5 GW,<br>224,8 GWh |
| Elektrolyse                                                         | 14,4 GW <sub>el</sub> | 48,9 GW <sub>el</sub> | 86,4 GW <sub>el</sub> |
| Power-to-Methan                                                     | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  |
| Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)                                | 9,6 GW <sub>el</sub>  | 27,8 GW <sub>el</sub> | 36,3 GW <sub>el</sub> |
| Gasturbinen (H2, Neubau)                                            | 0 GW <sub>el</sub>    | 0 GW <sub>el</sub>    | 9,7 GW <sub>el</sub>  |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))  | 12,1 GW <sub>el</sub> | 8,8 GW <sub>el</sub>  | 8,6 GW <sub>el</sub>  |
| <b>Modellexogen:</b>                                                |                       |                       |                       |
| Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung                          | 18,7 GW,<br>55,4 GWh  | 30,7 GW,<br>90,1 GWh  | 39,1 GW,<br>112,8 GWh |
| Gasturbinen (CH4, Bestand)                                          | 0,9 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Kondensationskraftwerke (Bestand)                                   | 8,1 GW <sub>el</sub>  | 6,9 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))        | 9,8 GW <sub>el</sub>  | 9,7 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle)) | 11,0 GW <sub>el</sub> | 13,3 GW <sub>el</sub> | 18,3 GW <sub>el</sub> |

## Reformszenario

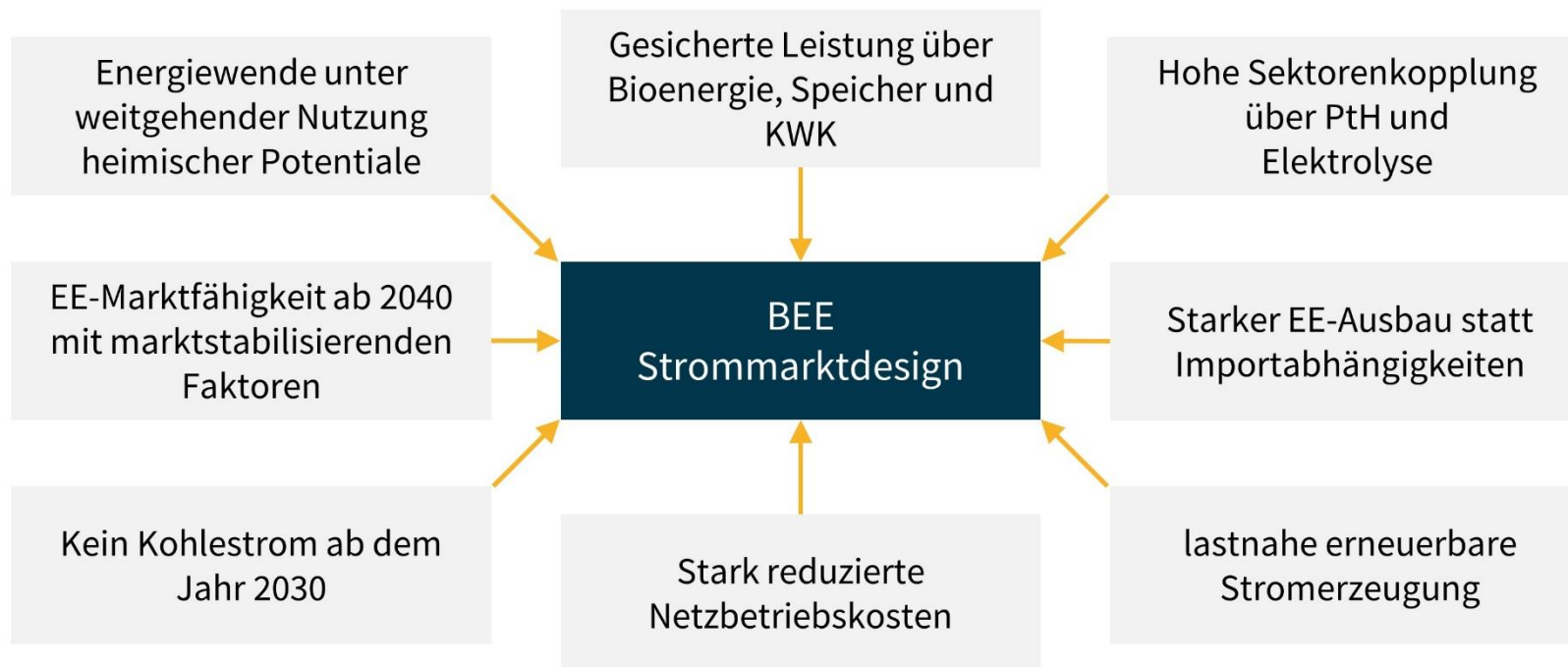
| Technologie/Szenariojahr                                            | 2030                  | 2040                  | 2050                  |
|---------------------------------------------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| <b>Modellendogen:</b>                                               |                       |                       |                       |
| Quartiersbatteriespeicher                                           | 0 GW,<br>0 GWh        | 0 GW,<br>0 GWh        | 32 GW,<br>116,8 GWh   |
| Elektrolyse                                                         | 5 GW <sub>el</sub>    | 42,5 GW <sub>el</sub> | 99,4 GW <sub>el</sub> |
| Power-to-Methan                                                     | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  |
| Power-to-Heat (Fernwärme, Industrie)                                | 25,2 GW <sub>el</sub> | 29 GW <sub>el</sub>   | 36,4 GW <sub>el</sub> |
| Gasturbinen (H2, Neubau)                                            | 0 GW <sub>el</sub>    | 0 GW <sub>el</sub>    | 0,1 GW <sub>el</sub>  |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Neubau (synth. Methan))  | 8,7 GW <sub>el</sub>  | 8,2 GW <sub>el</sub>  | 8,7 GW <sub>el</sub>  |
| <b>Modellexogen:</b>                                                |                       |                       |                       |
| Heimbatterien für PV-Eigenstromoptimierung                          | 18,7 GW,<br>55,4 GWh  | 30,7 GW,<br>90,1 GWh  | 39,1 GW,<br>112,8 GWh |
| Gasturbinen (CH4, Bestand)                                          | 0,9 GW <sub>el</sub>  | 0,5 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Kondensationskraftwerke (Bestand)                                   | 8,1 GW <sub>el</sub>  | 6,9 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| KWK-Anlagen (ohne Biomasse und Geothermie, Bestand (Erdgas))        | 9,8 GW <sub>el</sub>  | 9,7 GW <sub>el</sub>  | 0 GW <sub>el</sub>    |
| Bioenergie (Biogas (inkl. Überbauung, feste Biomasse, Müll, Gülle)) | 12,5 GW <sub>el</sub> | 16,8 GW <sub>el</sub> | 26,7 GW <sub>el</sub> |

Aufgrund der Modellexogen Vorgabe der stärkeren Flexibilisierung der Bioenergie\* im Reformszenario kann der Bedarf an zusätzlichen H2-Gasturbinen im Reformszenario auf 0,1 GW reduziert werden.

Beide Szenarien sind geprägt durch ein hohes aktivierbares Flexibilitätspotential. Im Bereich der Elektrolyse können fast 100 GW bis 2050 betriebswirtschaftlich entstehen und den H2-Bedarf somit vollkommen heimisch decken.

\* Hierbei bleibt die erzeugte Jahresenergiemenge der Bioenergie auf gleichem Niveau.

# Zentrale Ergebnisse der BEE Strommarktdesignstudie



Die BEE-Strommarktdesignstudie belegt die national umsetzbare Energiewende mit Steigerung der Wertschöpfung in Deutschland.



# Ergebnisse zur betriebswirtschaftlichen Grundlage des Ausbaus Erneuerbarer Energien

# Erzielbare Marktwerte im Basisszenario (Fortschreibung des aktuellen regulatorischen Rahmens)

## Ergebnis

- Aufgrund des starken Zubaus an Erneuerbaren Energien sinken die erzielbaren Marktwerte im Jahr 2030 deutlich.
- Im Jahr 2040 kommt es aufgrund eines stärkeren Ausbaus an Flexibilitäten zu einer Erhöhung der Marktwerte, welche allerdings noch keine betriebswirtschaftliche Grundlage bilden.
- Ab Mitte 2045 ist für Wind, PV-Freifläche und Wasserkraft mit einem betriebswirtschaftlichen Betrieb außerhalb einer Förderung zu rechnen.

## Fazit

- **Der heutige regulatorische Rahmen ermöglicht voraussichtlich bis in die Mitte der 40er Jahre keinen förderfreien Betrieb von Erneuerbaren Energien.**
- **Der Ausbau an Erneuerbaren Energien ist daher bis dahin weitestgehend über eine Förderung zu realisieren.**





# Fehlende wirtschaftliche Grundlage innerhalb der Förderung im Basisszenario

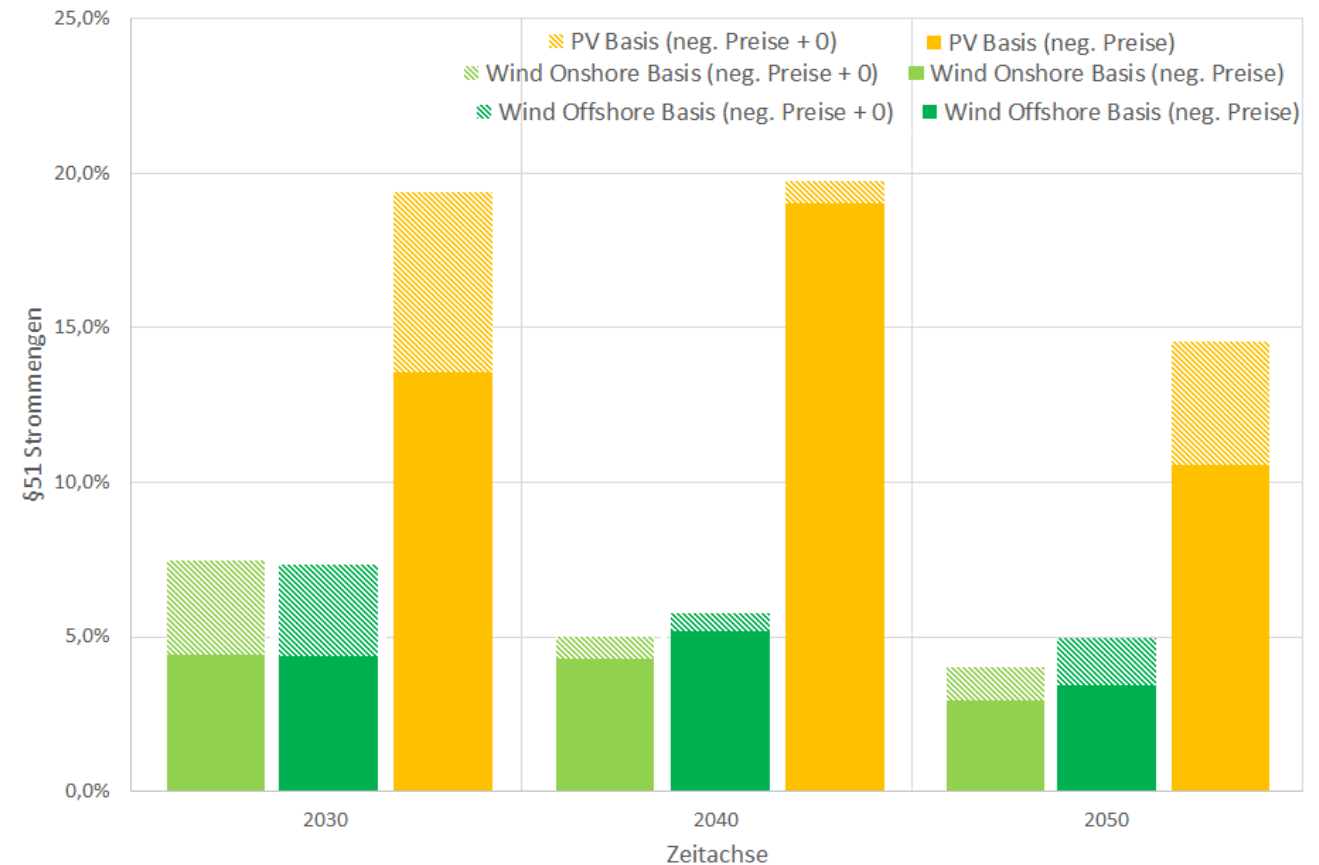
## Ergebnis

- Unter Ausnutzung aller betriebswirtschaftlichen Flexibilitäten verbleiben im Basisszenario mehrere hundert Stunden mit negativen Strompreisen.
- Die dabei entstehenden §51 EEG 2021 Zeitfenster verursachen prozentual 10% bis 20% nicht vergütungsfähige Einspeisung.

## Fazit

- **Der heutige regulatorische Rahmen ermöglicht keine betriebswirtschaftliche Grundlage für den klimapolitisch notwendigen Ausbau der Erneuerbaren Energien.**
- **Damit Deutschland seine Klimaziele erreicht, müssen Maßnahmen getroffen werden, welche auf eine Steigerung der Flexibilitäten im System abzielen.**

## Nicht vergütungsfähige erneuerbare Strommengen





# Übersicht über die getroffenen Maßnahmen im Reformszenario

## Ziel der Maßnahmen

- Erhöhung der flexiblen Fahrweise aus Verbraucher-, Speicher- und Erzeugerebene.

## Verbraucherebene

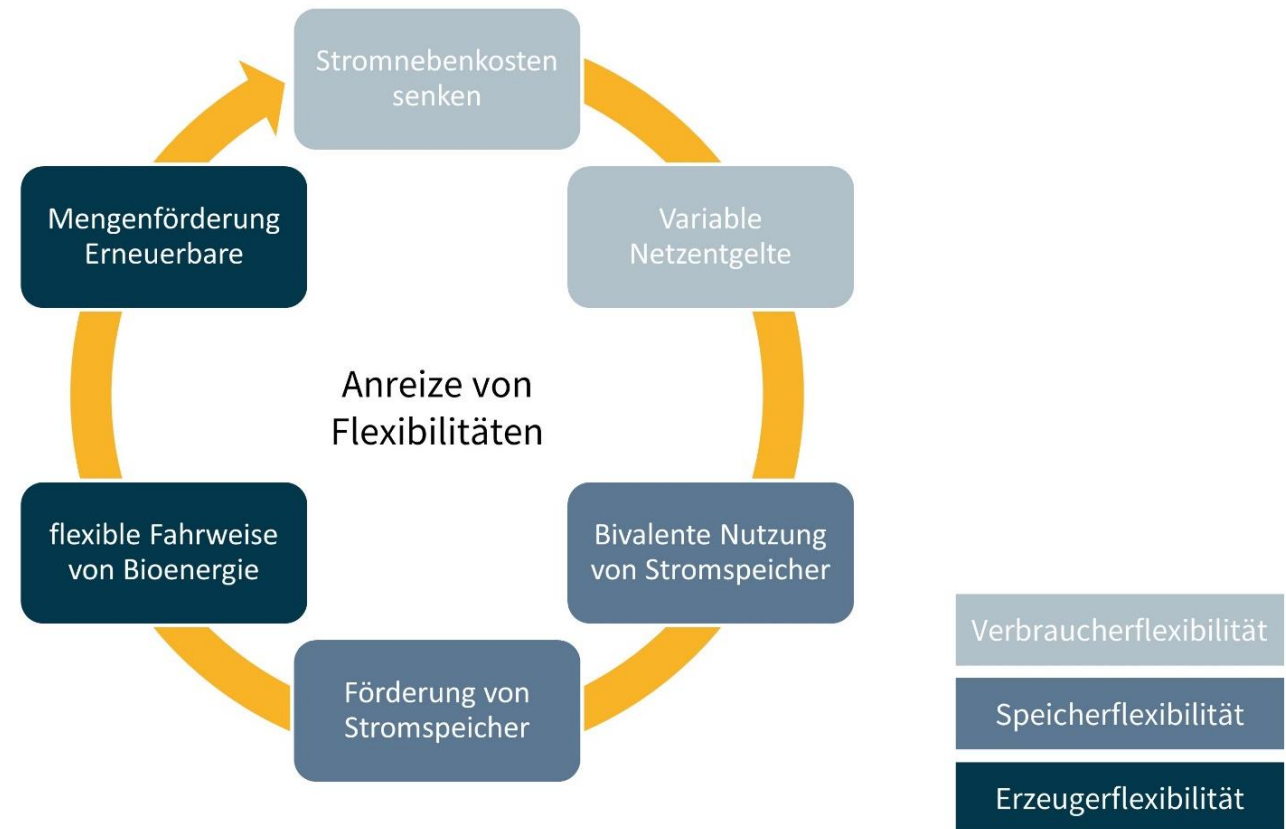
- Anreiz zur Ausrichtung des Stromverbrauchs an Erneuerbare Einspeisung über größeren Einfluss des Strompreises am Endkundenpreis.

## Speicherebene

- Anreiz über Förderung bzw. über bivalente Nutzung der PV-Stromspeicher.

## Erzeugerebene

- Anreiz über Flexibilitätsförderung der Bioenergie bzw. über Umstellung des Förderrahmens auf eine Mengen- statt einer Zeitförderung.



# Erzielbare Marktwerte im Reformszenario

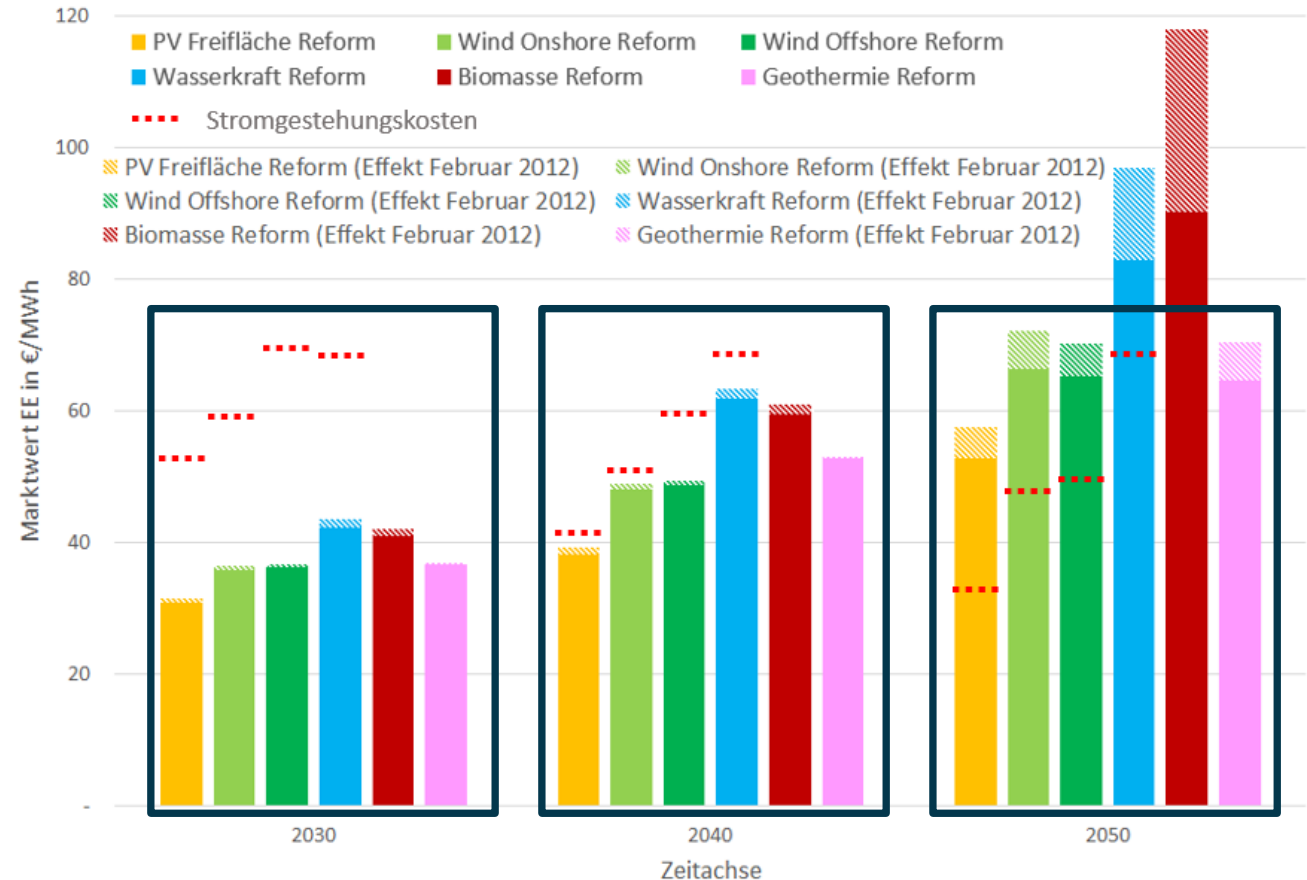
## Ergebnis

- Mit den getroffenen Maßnahmen im Reformszenario ist eine signifikante Steigerung der Marktwerte der EE sichtbar.
- Nach dem Jahr 2040 ist eine betriebswirtschaftliche Grundlage im förderfreien Rahmen für PV-Freifläche und Wind Onshore bereits möglich.

## Fazit

- **Bis zum Jahr 2040 sind die Erneuerbaren Energien auf eine Förderung angewiesen.**
- **Die getroffenen Maßnahmen ermöglichen einen förderfreien Ausbau ab dem Jahr 2040.**
  - ➔ Da es im Reformszenario zu keinen negativen Strompreisen kommt, existieren keine §51 EEG 2021 Zeitfenster.

➔ Der klimapolitisch notwendige Ausbau im Reformszenario ist sichergestellt.

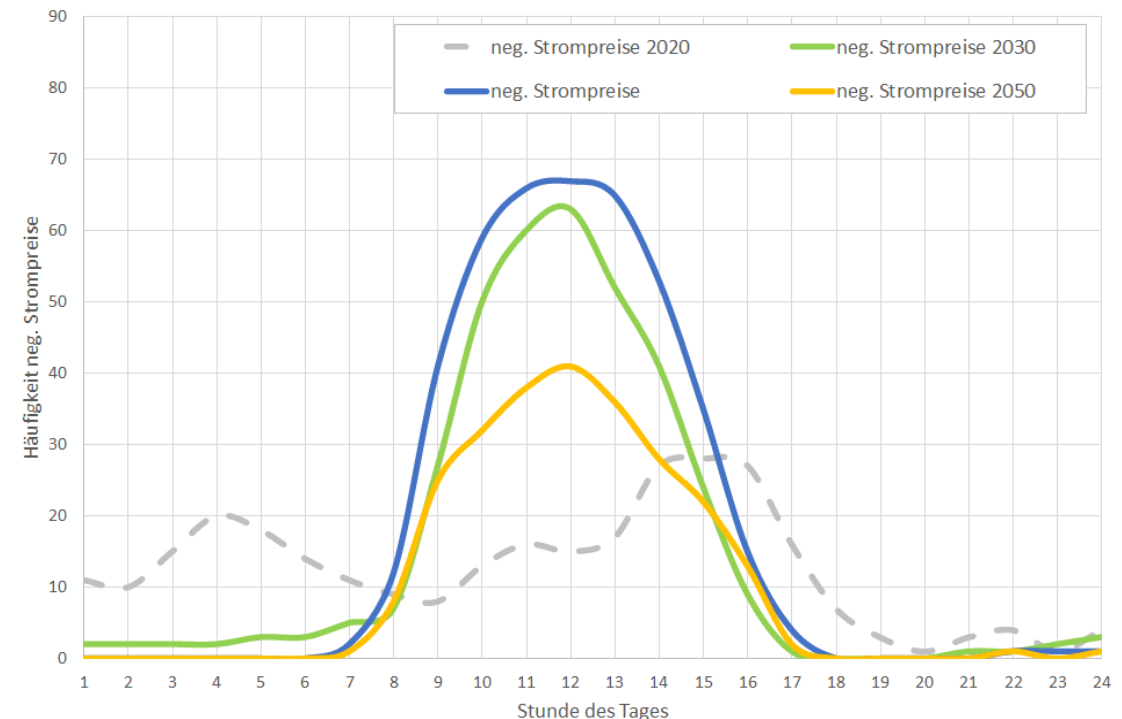




## Ergebnisse der Strompreise (Analyse negative Strompreise)

# Entwicklung negativer Strompreise Basisszenario „Tagesebene“

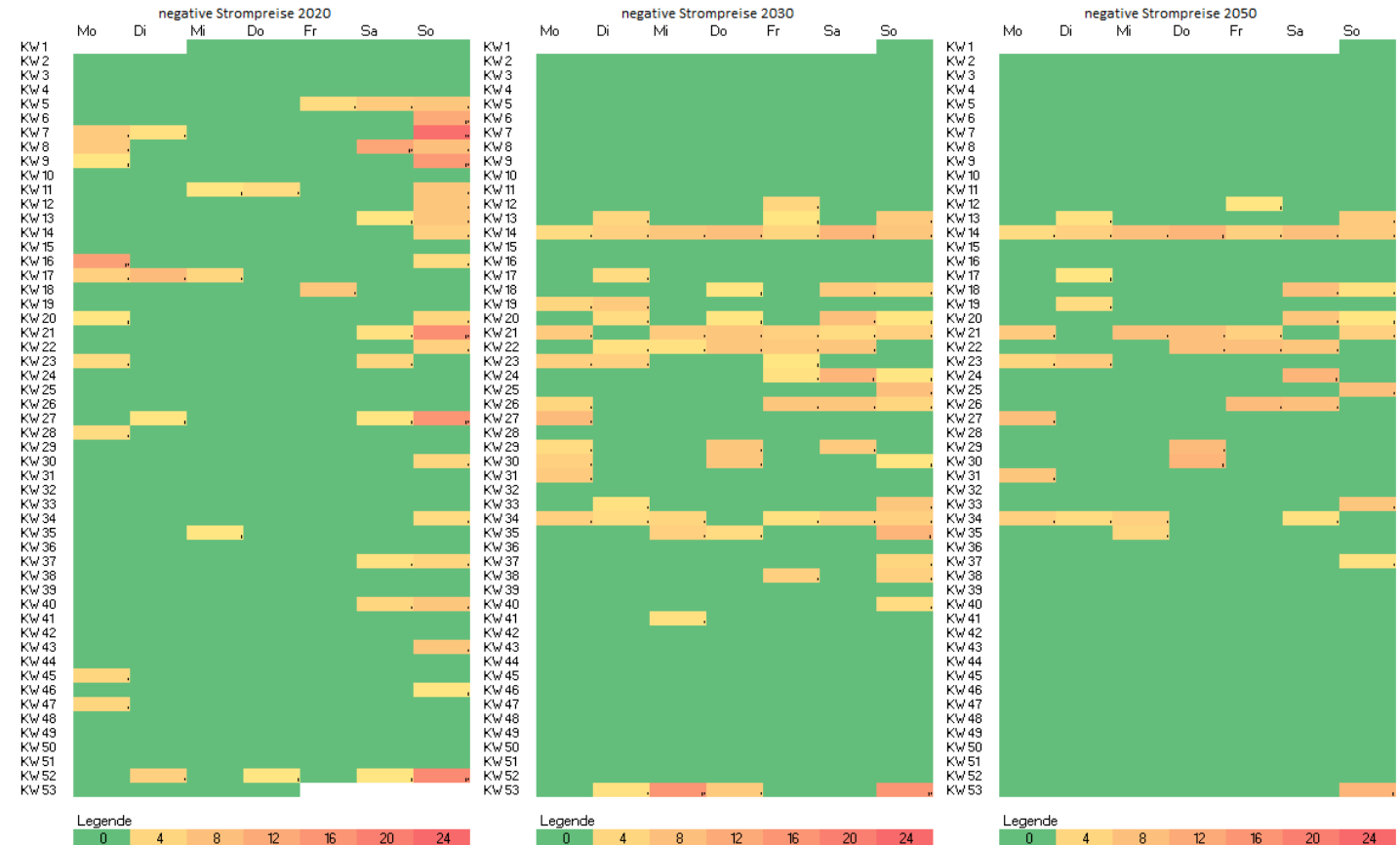
- Das Auftreten negativer Strompreise über den Tagesbereich würde laut der Studie ein deutlich verändertes Bild darstellen
  - Fast ausschließlich negative Strompreise nur noch über den Tagesbereich
  - Sehr stark ähnelnd der PV Einspeisungskurve
  - Größere zusammenhängende Stunden (> 4h) würden häufiger den §51 EEG 2021 auslösen



# Entwicklung negativer Strompreise

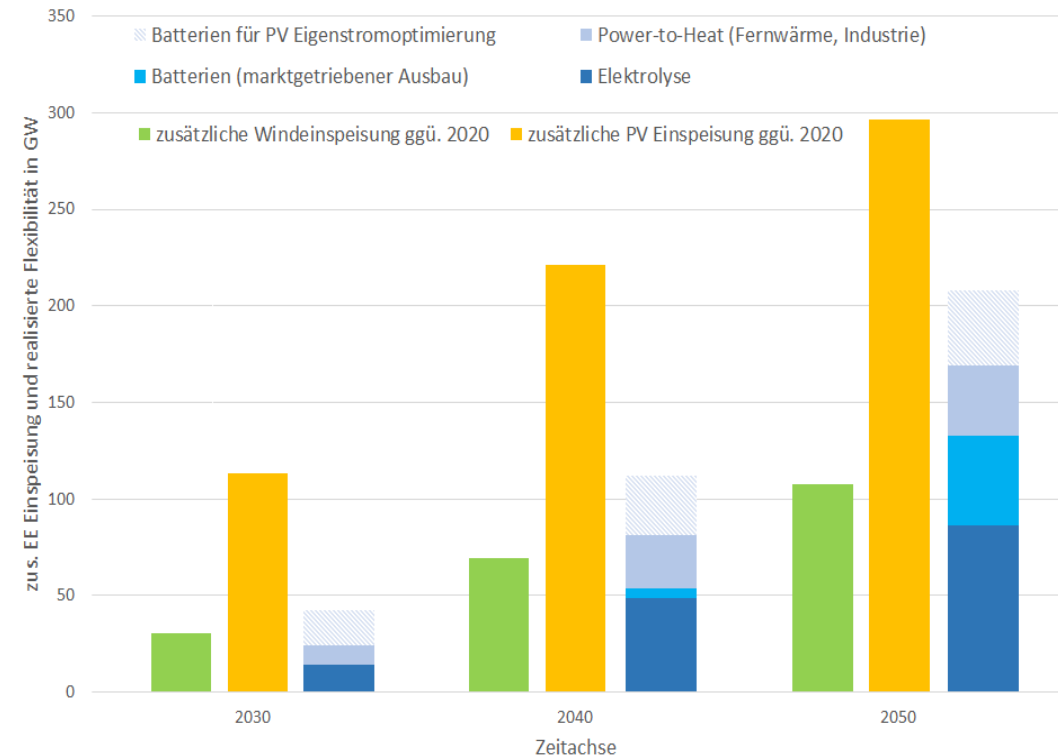
## Basisszenario „Kalenderwoche und Wochentag“

- Im Jahr 2020 (links) kam es vorwiegend an Wochenenden als auch in den Wintermonaten zu negativen Strompreisen
- Aufgrund des weiteren erneuerbaren Ausbaus, speziell der Photovoltaik, treten innerhalb der Studie sowohl 2030 (Mitte) als auch 2050 (rechts) negative Strompreise fast ausschließlich nur noch zwischen der KW 12 und KW 40 auf.
- Hierbei wird zudem das Auftreten negativer Strompreise über alle Wochentage realisiert
  - Stärkere Ausrichtung an die dargebotsabhängige Erzeugung



# Gründe für den veränderten Rahmen negativer Strompreise

- Diese sehr unterschiedliche Entwicklung der negativen Strompreise liegt unter anderem im Entstehen der wirtschaftlichen Flexibilitäten begründet.
  - Ausrichtung nach der Photovoltaik
- Die entstehenden Flexibilitäten reichen hierbei nicht aus um jede zusätzliche PV Einspeisung ggü. 2020 abzuf puffern, doch überpased diese die benötigte Flexibilität aus er zusätzlichen Windeinspeisung ggü. 2020.
- Käme es zu einer anderen Ausprägung der Erneuerbaren Installation (z.B. weniger stark im PV Sektor) würde sich das gezeigte Verhalten negativer Strompreise und den §51 EEG Mengenanteilen anders ausprägen.





## Ergebnisse zur Versorgungssicherheit und Stromnetze

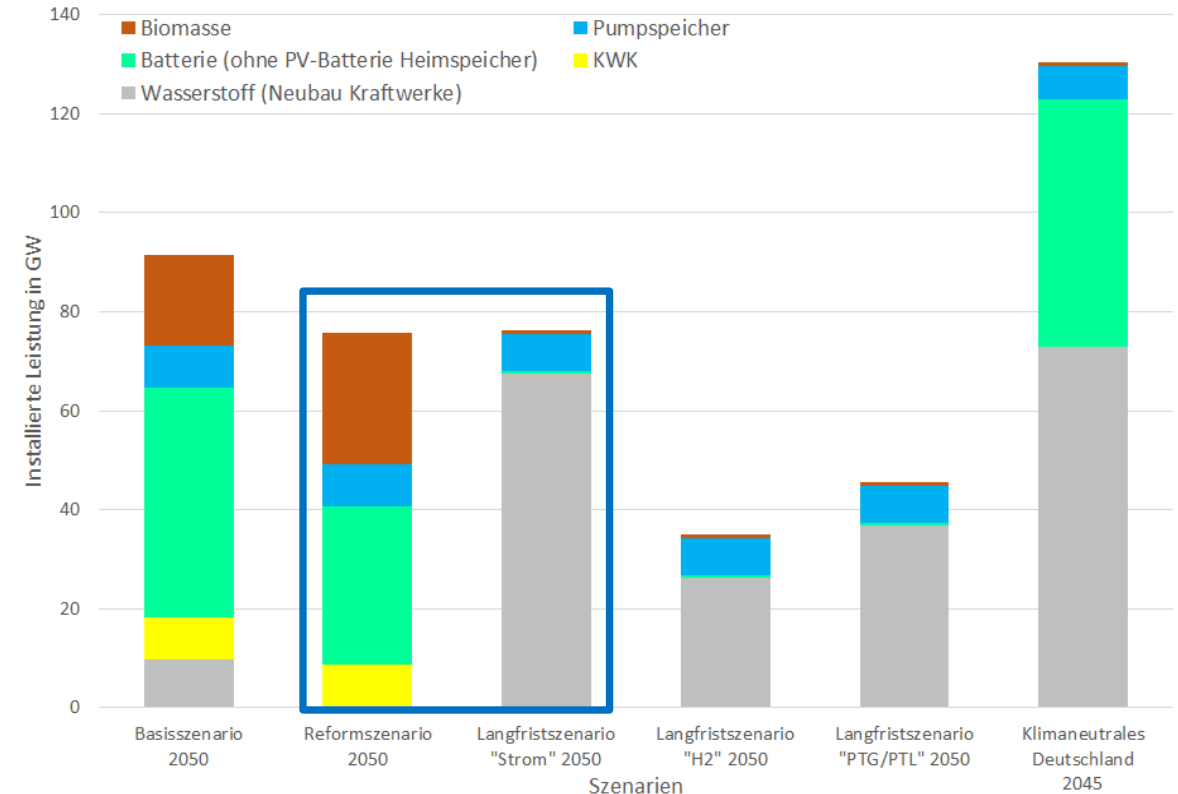


## Ergebnis

- Steuerbare Erzeugerleistung ist notwendig, um in Zeitfenstern niedriger erneuerbarer Einspeisung die Stromlast zu decken.
- Zur Deckung der benötigten steuerbaren Leistung werden im Jahr 2050 **steuerbare Bioenergie, KWK – Anlagen (grünes Gas) als auch Speicher** eingesetzt.
- Neue H2-Gaskraftwerke (grauer Balken) werden im Reformszenario so gut wie nicht benötigt.

## Kontext zu anderen Studien

- Verglichen z.B. mit den Langfristszenarien des BMWI (TN Strom) kommen beide Studien auf ungefähr die gleiche benötigte steuerbare Leistung.
- Der wesentliche Unterschied ist, dass innerhalb der BEE Strommarktdesignstudie die sinnvolle Einbeziehung von Bioenergie und Batteriespeicher zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit realisiert wird.





# Netzausbau und Integration Erneuerbarer Energien im Vergleich zu anderen Studien

## Vergleich 2030 mit dem Netzentwicklungsplan

### **BEE Studie**

- Deutlich mehr EE (+25 bis 35%)

➔ Netzausbau ist in ähnlicher Größenordnung wie im Netzentwicklungsplan 2019 notwendig.

## Vergleich 2050 mit dem BMWI Langfristszenario

### **BEE Studie**

- Deutlich mehr EE (+214 GW)
- Geringere Grenzkuppelstellen (-54 GW)
- Deutlich mehr Elektrolyseure (+62 GW)

➔ Netzausbau ist in ähnlicher Größenordnung wie im BMWi Langfristszenario TN Strom notwendig.

Die BEE-Strommarktdesignstudie zeigt eine bessere Integrationsfähigkeit Erneuerbarer Energien.  
Dies unterstreicht den aus Akzeptanzsicht sinnvollen Einsatz verbrauchsnaher dezentraler Erneuerbarer Energien.

## **Vergleich der aktuellen Kosten aus 2020 mit den Netzbetriebskosten des Jahres 2030**

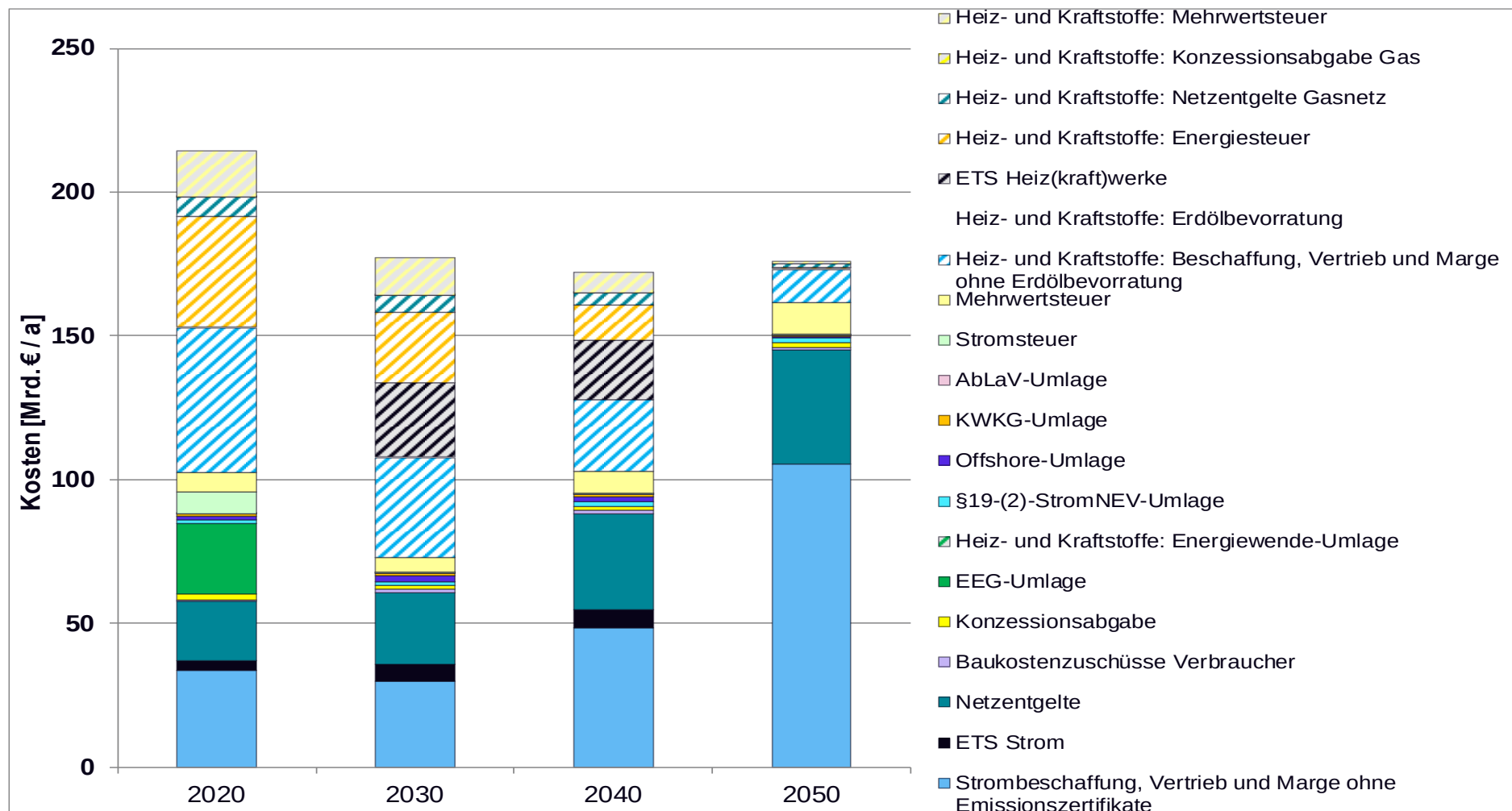
- Verglichen mit den heutigen Kosten für die Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen aus dem Jahr 2020 können in beiden Szenarien zwischen 72% bis 82% eingespart werden.

## **Vergleich Basisszenario vs. Reformszenario im Jahr 2050**

- Im Jahr 2050 liegen im Reformszenario die Netzbetriebskosten um 32% niedriger als im Basisszenario
  - ➔ Keine Elektrolyseure in Süddeutschland.
  - ➔ Erweiterung der Freiheitsgrade in der Netzbetriebsführung (u.a. Einbindung von Verbrauchern).
    - Vermeidung ansonsten vergleichsmäßig teurer Veränderung der Einspeisung durch Erzeugungsanlagen.
    - Gleichzeitige Erhöhung der Nutzbarkeit Erneuerbarer Energieeinspeisung.

Die positiven Effekte des Reformszenarios unterstreichen den volkswirtschaftlichen Nutzen der getroffenen Maßnahmen.

# Die Systemkosten des deutschen Energiesystems sinken aufgrund der Energiewende



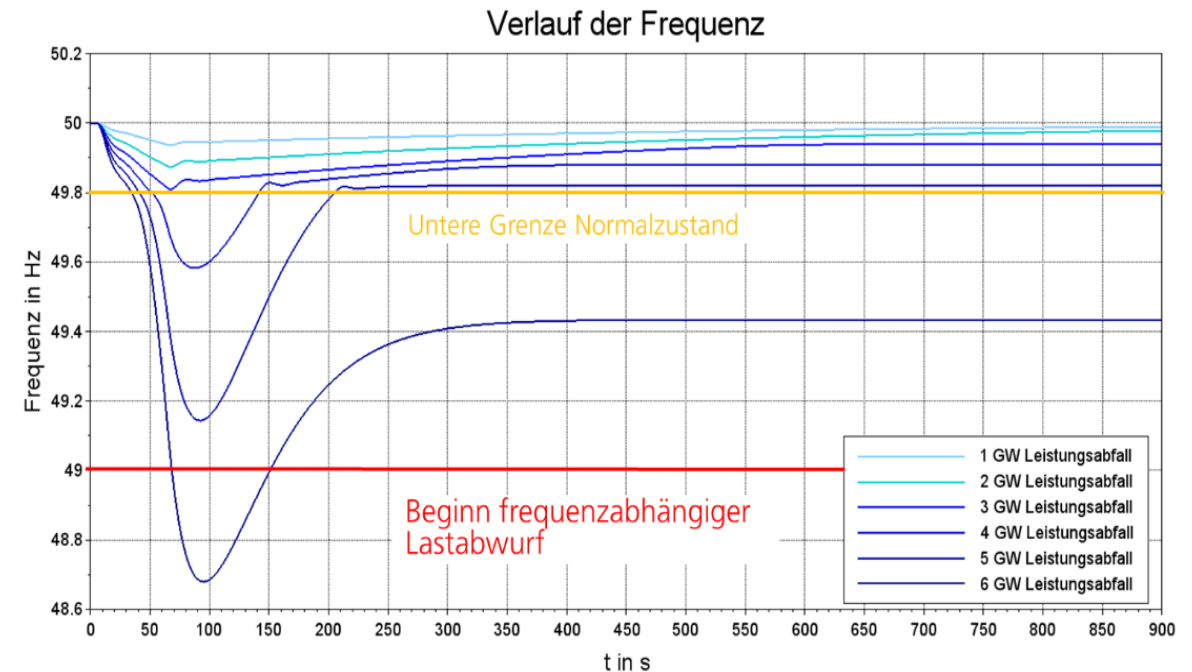
# Besondere Herausforderungen bei gleichzeitigen Schalthandlungen

## Herausforderung gleichzeitiger Schalthandlungen

- Im Falle von marktgetriebenen gleichzeitigen Schalthandlungen (u.a. über den §51 EEG 2021) kommt es zu Herausforderungen im Stromnetz.

## Hintergrund

- Während der Markt nur in einer ¼ stündlichen Bilanz den Ausgleich zwischen Einspeisung und Ausspeisung sicherstellt, muss dies im Netzbetrieb im sekündlichen Rahmen geschehen.
- Somit kann es trotz marktlich ausgeglichener Situation zu starken Netzproblemen kommen.
- Bereits ein kurzzeitiger Netto-Leistungsabfall von 6 GW könnte zu massiven Netzproblemen bis hin zu frequenzabhängigen Lastabwürfen führen.



Der §51 EEG 2021 verursacht somit nicht nur betriebswirtschaftliche, sondern auch potentiell netzkritische Probleme.

# Erfahren Sie mehr über die Studie auf unser Landing Page

[www.klimaneutrales-stromsystem.de](http://www.klimaneutrales-stromsystem.de)

[Unterstützer](#) [Statements](#) [Downloads](#) [Impressum](#)

## BEE Studie

### Neues Strommarktdesign

Das heutige Strommarktdesign ist nicht in der Lage, den klimapolitisch notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Daher hat der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) eine durch die Fraunhofer Institute für Energiewirtschaft und Netzbetrieb (IEE) und Solare Energiesysteme (ISE) durchgeführte und von der Kanzlei Becker Büttner Held (BBH) juristisch geprüfte Studie vorgelegt.



|                        |    |
|------------------------|----|
| Home                   | 00 |
| Vorwort                | 01 |
| Unterstützer           | 02 |
| Hintergrund der Studie | 03 |
| Aufbau der Studie      | 04 |
| Ziele der Studie       | 05 |
| Maßnahmen              | 06 |
| Ergebnisse der Studie  | 07 |
| Kernergebnisse         | 08 |



1. Der heutige regulatorische Rahmen im Strommarkt verhindert aufgrund fehlender ökonomischer Grundlage den klimapolitisch notwendigen Ausbau Erneuerbarer Energien. Daher sind Veränderungen des heutigen Strommarkts notwendig.
2. Um den zukünftigen Zubau Erneuerbarer Energien betriebswirtschaftlich rentabel zu ermöglichen, müssen und können die dafür benötigten Flexibilitätsoptionen gleichzeitig ausreichend ausgebaut werden.
3. Ein vorgezogener Kohleausstieg auf das Jahr 2030 ist möglich.
4. Über Bioenergie, KWK-Anlagen und Speicher kann ausreichend steuerbare Leistung für die Versorgungssicherheit bereitgestellt werden, bei gleichzeitig geringerem Zubau an H<sub>2</sub>-Gaskraftwerksleistung
5. Bis zu 100 GW Elektrolyse-Leistung können hierzulande finanziell lohnend und mit hoher regionaler Wertschöpfung aufgebaut werden, so dass ein Import von grünem Wasserstoff zur Umsetzung der Energiewende in Deutschland nicht zwingend notwendig ist.
6. Die aktuell festgelegte Förderdauer von 20 Jahren sollte in eine Mengenförderung überführt werden, um den Erneuerbaren Energien zu ermöglichen, selbst auf Strompreise zu reagieren. Das sichert den wirtschaftlichen Betrieb der EE-Anlagen.
7. Mit wachsender Sektorenkopplung und der Schaffung ausreichender Flexibilitätsoptionen im Energiesystem sind die Erneuerbaren Energien ab 2040 marktfähig.
8. Sinnvolle Einsparungen im Netzbetrieb sind zu erreichen, wenn der Fokus auf der dezentralen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und einer erzeugungsnahen Wasserstoffproduktion aus volatilen Erneuerbaren Energien liegt.

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

## **Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.**

German Renewable Energy Federation

Dr. Matthias Stark  
Leiter Erneuerbare Energiesysteme  
EUREF-Campus 16  
10829 Berlin

Tel 030 275817022  
Mobil 0151 17123012  
E-Mail [matthias.stark@bee-ev.de](mailto:matthias.stark@bee-ev.de)  
[www.bee-ev.de](http://www.bee-ev.de)

