



# Systemtechnische Grauzonen der Energiewende

## *Kurven, Zahlen, Interpretationen*

Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler c/o Westfälisches Energieinstitut Gelsenkirchen

... auf Einladung vom 24.09.2024 von ...



30.11.2024,  
CSU-Landesleitung,  
Franz-Josef-Strauß-Haus

# Überblick

Allgemeines zur Energiewende 2045

$$6 + 2 + 2 = 10$$

Leistungsverläufe

$$2 + 3 + 0 = 5$$

EE-Defizitleistung & Backup-Kraftwerke

$$6 + 1 + 1 = 7$$

EE-Überschussleistung & Speicher

$$4 + 1 + 5 = 10$$

Information zum Netzausbau

$$4 + 1 + 0 = 5$$

Mein persönliches Fazit

$$1 + 3 + 0 = 4$$

Vertiefung in 23 von 42 Schaubildern.

$$23 + 11 + 8 = 42$$

*Zusatzmaterial*

$$38 + 7 + 0 = 45$$

Farb-Codes: intensive Erörterung, kurze Erörterung oder Vorlesen, kurzes Anzeigen/kurze Anmerkung



# Allgemeines zum EE-System 2045

... gem. Daten BMWK/BNetzA<sup>1)</sup>

<sup>1)</sup> Insbesondere „Szenario A“ des von der Bundesnetzagentur 2022 genehmigten Szenariorahmens 2037/2045.

# Grobschema EE-Versorgung 2045

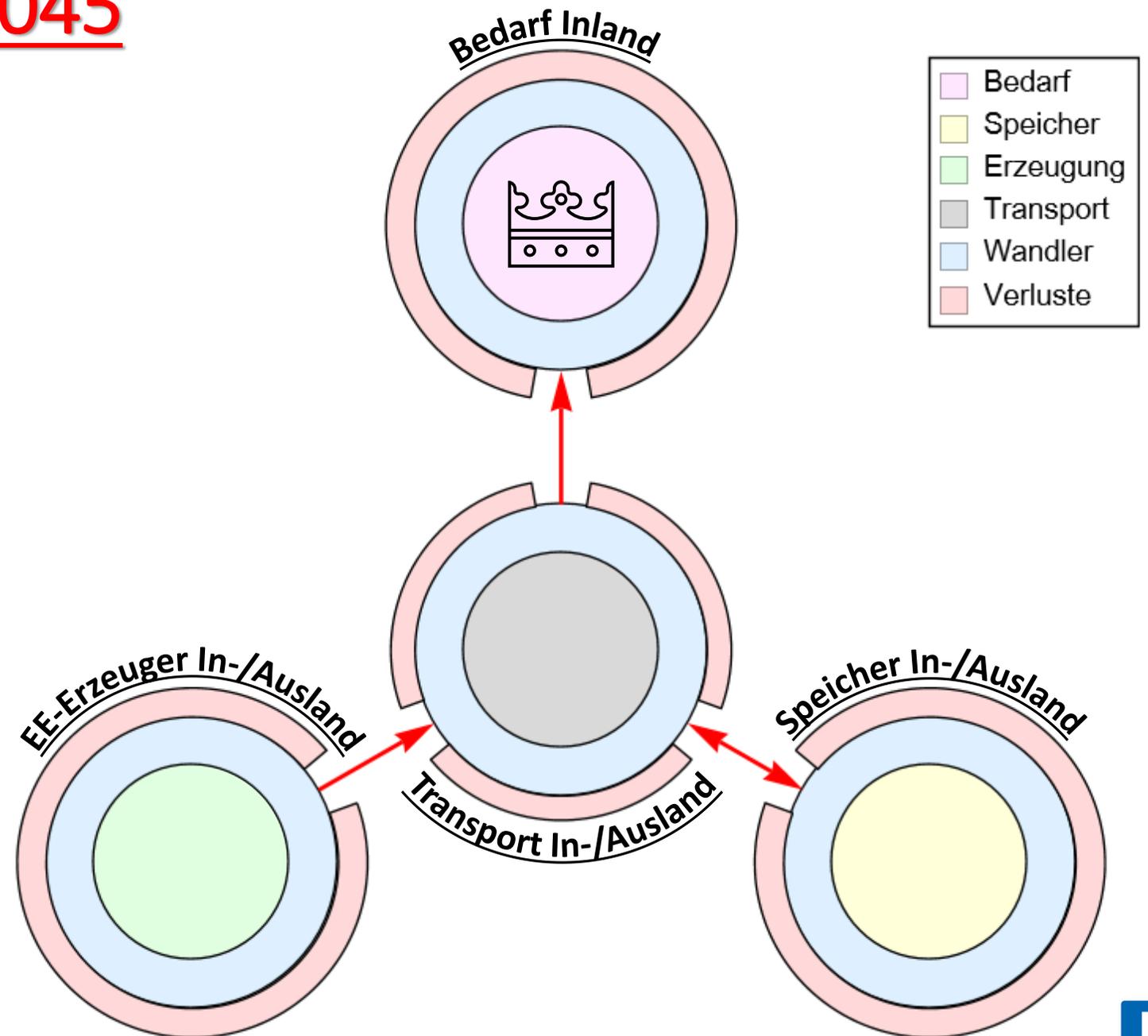
(EE = Erneuerbare Energien)

Sämtliche Elemente müssen aneinander angepasst sein, damit das Gesamtsystem funktionsfähig ist!

**Das schwächste Element bestimmt den Fortschritt der Energiewende!**

## Beispiel:

Wenn der Inlandsbedarf nicht zunimmt oder tendenziell sogar abnimmt, und wenn gleichzeitig kein/kaum Speicher zur Verfügung stehen und das Niederspannungsnetz in sämtlichen Gemeindestraßen Deutschlands nicht ausreichend verstärkt ist, müsste der Ausbau der EE-Erzeuger so lange pausieren, bis diese Elemente leistungs- und kapazitätsmäßig entsprechend aufgeholt haben.



# Das Ausland muss sich 2040/45 an Deutschlands Energie-Versorgung maßgeblich beteiligen!

## Vorbemerkung

### Wasserstoff-Bedarf Deutschland 2045:

Die Spannweite der Prognosen zum Wasserstoffbedarf Deutschlands im Jahr 2045 reicht von 250 bis 1.500 TWh/a! Davon 100 bis 224 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a aus unwirtschaftlicher Eigenproduktion.

### Importbedarf H<sub>2</sub>/H<sub>2</sub>-Derivate:

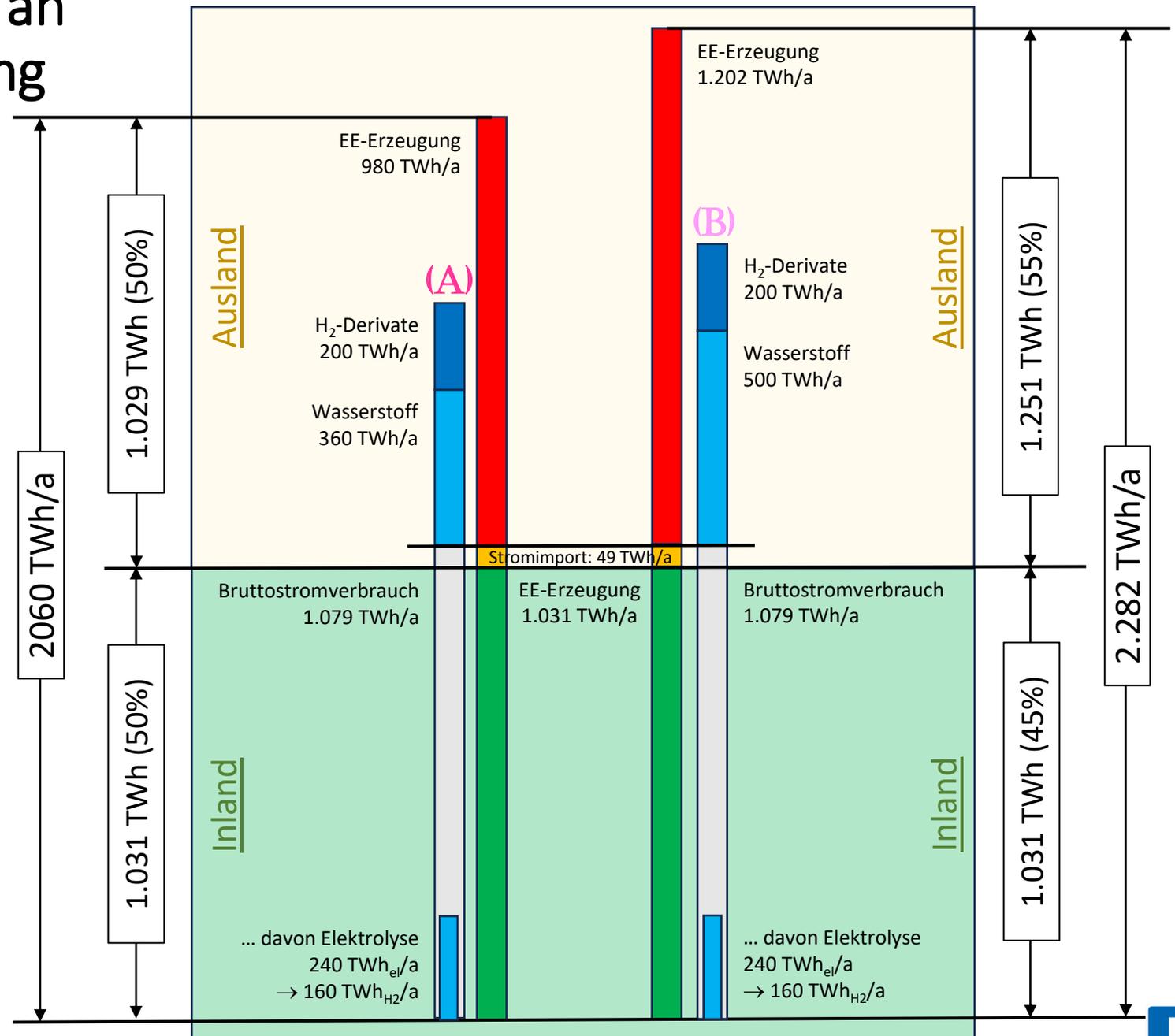
(A) 360 bis (B) 500 TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a zzgl. 200 TWh/a H<sub>2</sub>-Derivate gemäß „Wasserstoffimportstrategie“ des BMWK 2024. Es könne auch mehr oder weniger sein.

### Anmerkung:

2-malige Anfrage an das BMWK, ob es sich bei den Zahlen um den H<sub>2</sub>-Import- oder -Gesamtbedarf handelt, blieb unbeantwortet.

## Ausländische Beteiligung an EE-Versorgung von DEU wie folgt:

- ungefähr 50/50 EE-Erzeugung.
- bis spätestens 2040/45!



Ohne Biomasse, Umweltwärme u.a.



# Wie berechnet sich der EE-Aufwand des Auslands für H<sub>2</sub>-/H<sub>2</sub>-Derivate- Erzeugung?

	Wasserstoff		Derivate	GESAMT		
	Variante 1	Variante 2	(Ammoniak)	<i>Variante 1</i>	<i>Variante 2</i>	
Energieinhalt	500	360	200	700	560	TWh
Wirkungsgrad <sup>1)</sup>	63%	63%	49%	58%	57%	
Erforderliche EE	794	571	408	1202	980	TWh

<sup>1)</sup> Wirkungsgrad = stofflich gebundene Energie geteilt durch Erneuerbare Energie.

- H<sub>2</sub>-Elektrolyse + Transport via Pipeline:  $\eta=63\%$
- LH<sub>2</sub> + Transport via Schiff:  $\eta=49\%$
- Ammoniak + Transport via Schiff:  $\eta=49\%$
- Methan via Pipeline/Methanol via Schiff:  $\eta=41\%$

Zur überschlägigen Berechnung werden die optimistischsten Wirkungsgrade gewählt.



# Nachfolgende Betrachtungen ...

- ... beschränken sich (*nahezu*) ausschließlich auf die inländische EE-Stromerzeugung und deren systemtechnisches Handling.
- Das Thema „Wasserstoff-Import“ ist (*fast*) nicht Teil dieser Betrachtungen.



# Potenzielle Leistungslücke

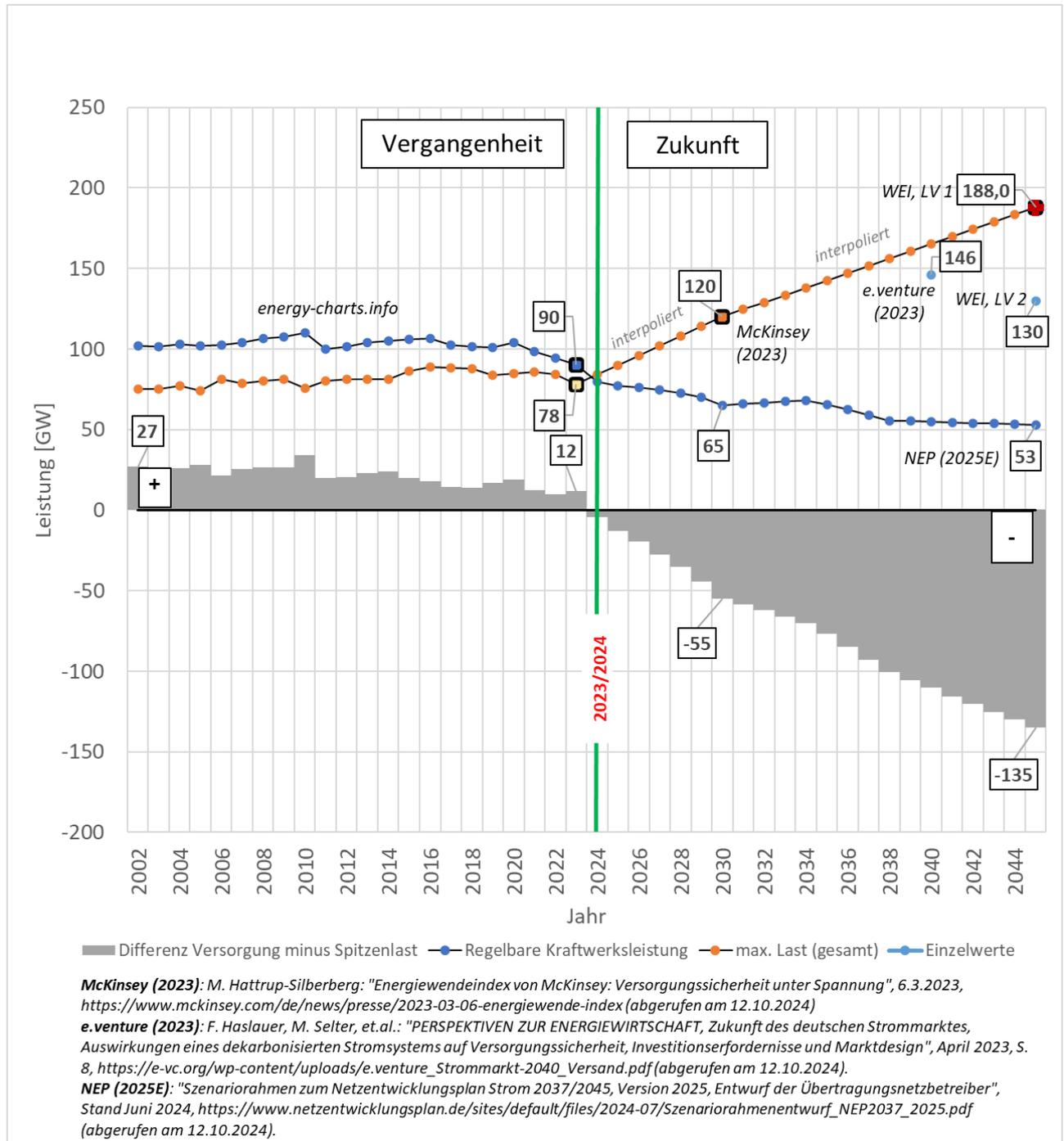
## → Gefahr von Blackouts

Ohne Kohle-Kraftwerke (aus der Reserve) und/oder **zusätzliche** Gas-Kraftwerke und/oder **zusätzliche** Batterie-/Pumpspeicher-Kraftwerke und/oder Erhöhung der **Importleistung** und/oder **Verringerung** der Spitzenlast (DSM? Flex-Tarif?) kommt es bei **planmäßiger** Abwicklung der Energiewende zu Leistungsengpässen und somit zwingend zu ungeplanten Lastabschaltungen, Brownouts oder Blackouts.

### Grundsätzlich muss daher gelten:

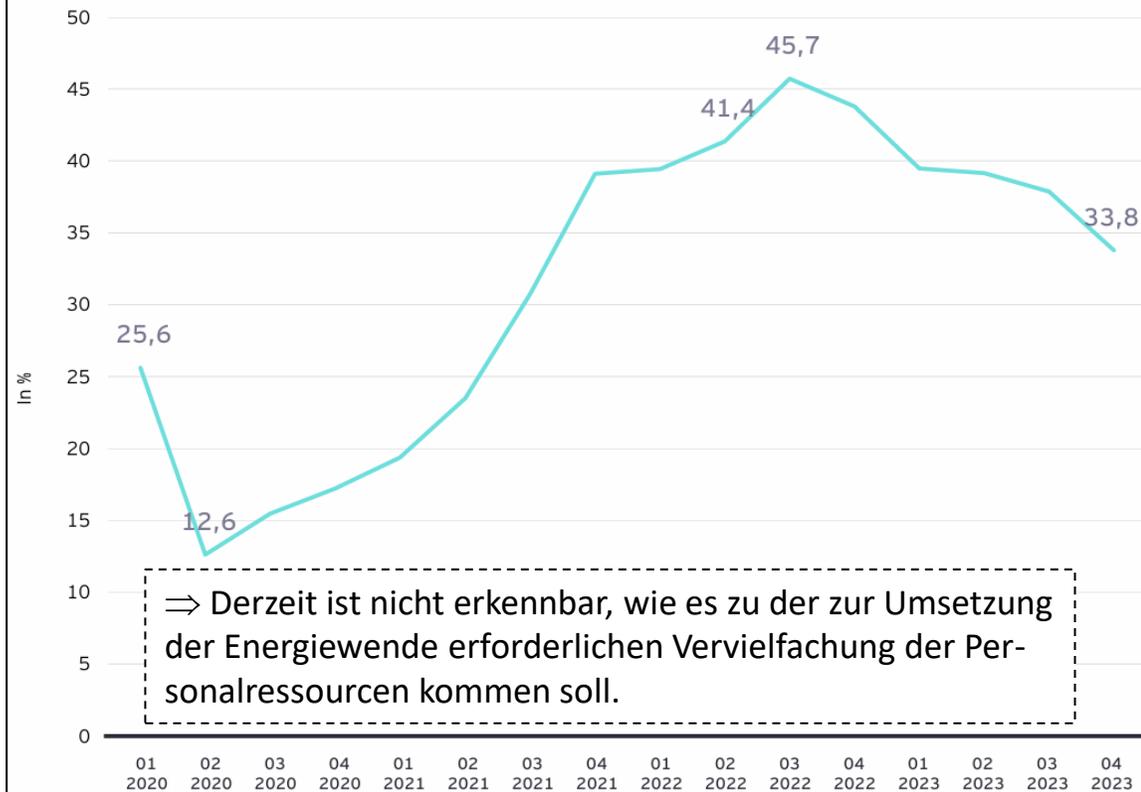
Für jedes regelbare Kraftwerk, das abgeschaltet wird, muss vorher ein anderes ans Netz gebracht werden (Inland und/oder Ausland). Bei dem geplanten zunehmenden Stromverbrauch müssen darüber hinaus weitere regelbare Kraftwerke hinzugebaut werden (→ +50% bis <100% im Vergleich zum Jahr 2023)!

Der Sachverhalt der Erfordernis regelbarer Kraftwerke (In-/Ausland), die (fast) den gesamten EE-Kraftwerkspark ersetzen können müssen, wird weiter unten diskutiert.



# Anmerkung: Vervielfachung der Ressourcen, hier: Personal (4-5x)

## Fachkräftemangel im Kontext der Energiewende

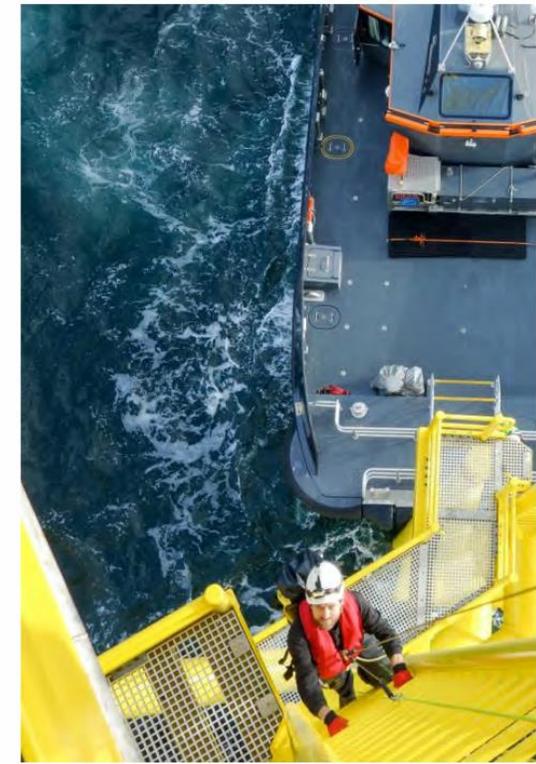


⇒ Derzeit ist nicht erkennbar, wie es zu der zur Umsetzung der Energiewende erforderlichen Vervielfachung der Personalressourcen kommen soll.

Anteil der Unternehmen, die eine Behinderung ihrer Geschäftstätigkeit durch fehlendes Fachpersonal melden

Quelle:  
EY auf der Basis des KfW-ifo-Fachkräftebarometers

## Fachkräftemangel bleibt ein Problem



- ▶ Die Kennzahl gibt an, wie viele der mit der Energiewende befassten Handwerksbetriebe durch Fachkräftemangel in ihrer Geschäftstätigkeit gehindert werden.
- ▶ Nach einem starken Anstieg im Jahr 2022 auf über 45 % aller Betriebe ist der Anteil aufgrund der schwachen Konjunktur etwas zurückgegangen.
- ▶ Entspannung ist aber nicht in Sicht: Noch immer gibt ein Drittel aller mit der Energiewende befassten Betriebe an, durch Fachkräftemangel in der Geschäftstätigkeit behindert zu sein.

### AUSBLICK

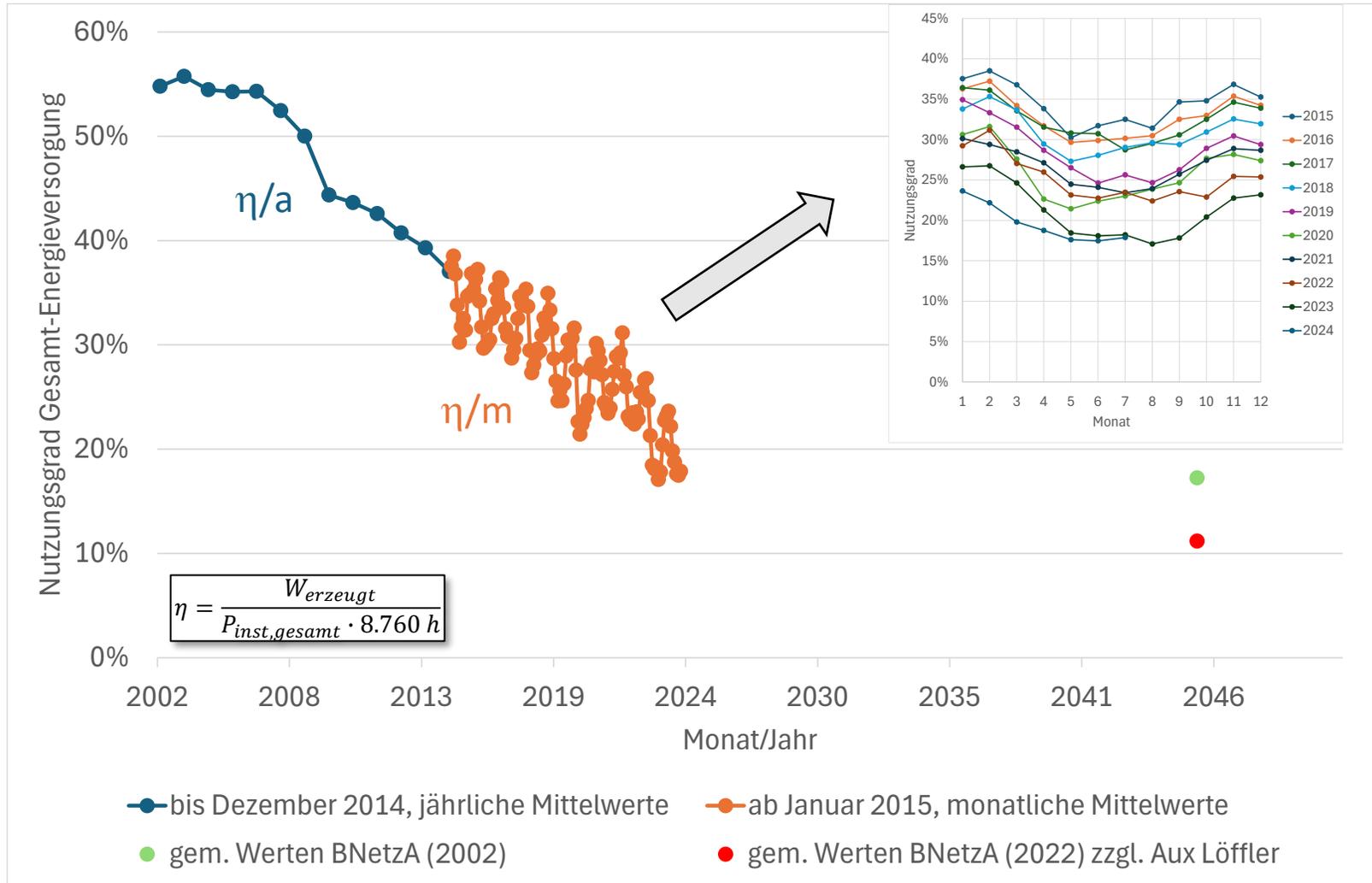
- ▶ Aufgrund unverändert schwacher Konjunktur ist für 2024 nicht mit einer Änderung des Fachkräftemangels zu rechnen.
- ▶ Anzeichen für eine nachhaltige Entspannung am Arbeitsmarkt gibt es nicht. Die aktuelle Lage sollte daher genutzt werden, um zielgenaue Maßnahmen in der Aus- und Weiterbildung anzustoßen.



BDEW, EY: „Fortschrittsmonitor 2024 Energiewende“  
[https://www.bdew.de/media/original\\_images/2024/04/24/fortschrittsmonitor\\_2024\\_zCu1QX7.pdf](https://www.bdew.de/media/original_images/2024/04/24/fortschrittsmonitor_2024_zCu1QX7.pdf) (abgerufen am 14.11.2024)



# Anmerkung: Nutzungsgrad des EE-Systems (Vergangenheit, Zukunft)

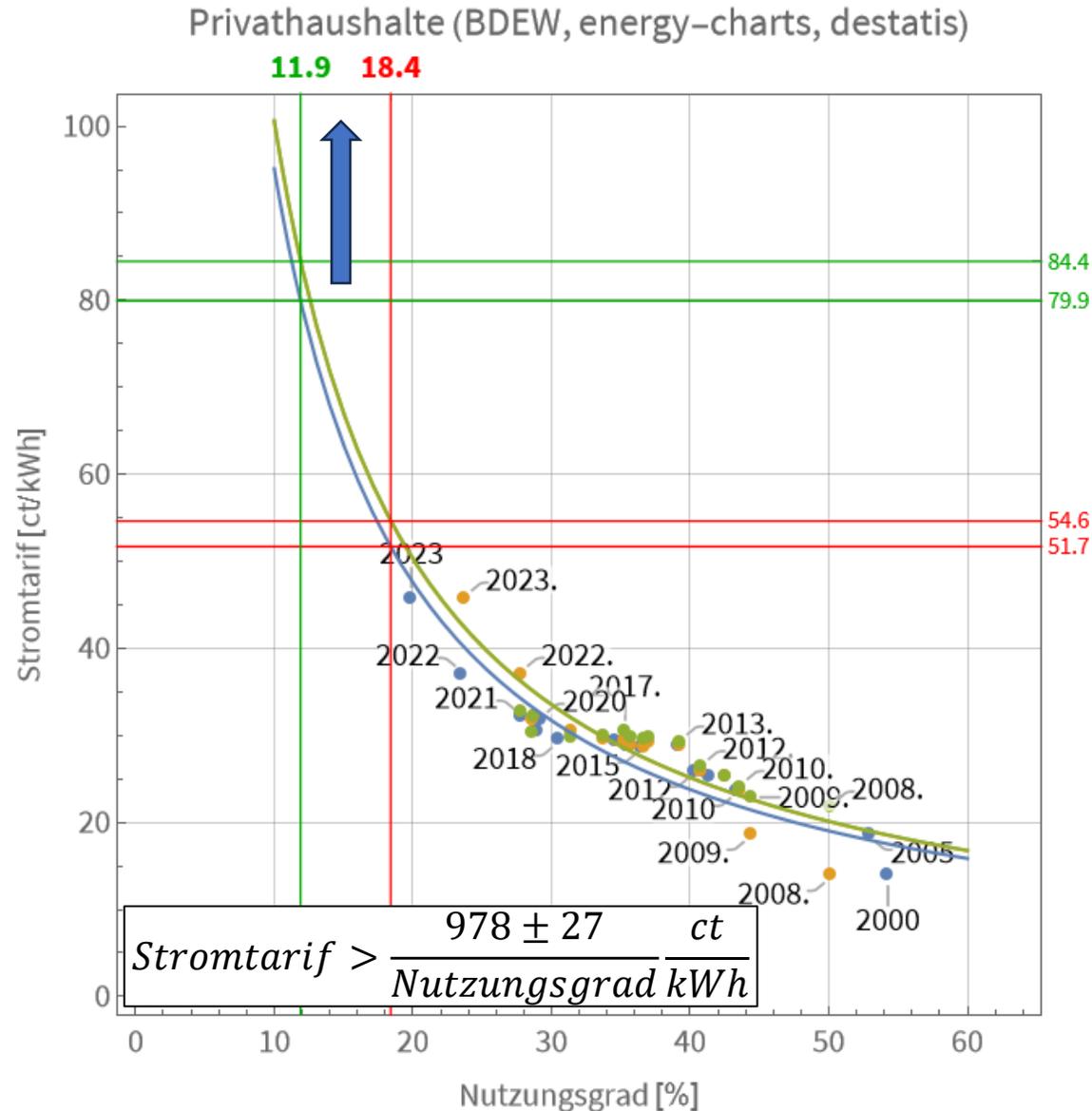


## Zum Vergleich: Schweden

SE 2023	$P_{inst}$	W	Volllast-	Nutzungs-
	GW	TWh	stunden	grad
			Vlh/a	%
Kernenergie	6,9	46,6	6753,6	77,1%
Speicherwasser	16,3	65,9	4042,9	46,2%
Andere	6,6	7,3	1106,1	12,6%
Wind Onshore	16,7	34,2	2047,9	23,4%
Solar	3,2	1,3	406,3	4,6%
<b>GESAMT</b>	<b>49,7</b>	<b>155,3</b>	<b>3124,7</b>	<b>35,7%</b>

DEU: 20%

# Anmerkung: Versuch einer Prognose Stromtarif vs. (Aus)Nutzungsgrad



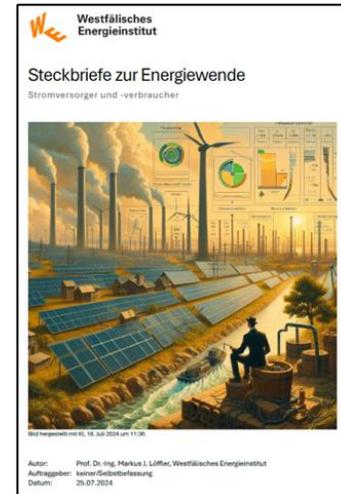
Eher größere Werte bzw. Stromtarife, da die leistungsspezifischen Kosten aufgrund „höherwertiger“ Kraftwerksleistungen noch steigen dürften. Wasserstoff- und Batteriespeicher sowie Stromnetz kommen als Kostenfaktoren noch hinzu.

## **Aber, Vorsicht!**

Wie für alle Prognosen gilt auch für diese Prognose das Manko des fehlenden realen Beweises und weiterer Überprüfung. Sie ist daher **nicht spruchreif!**



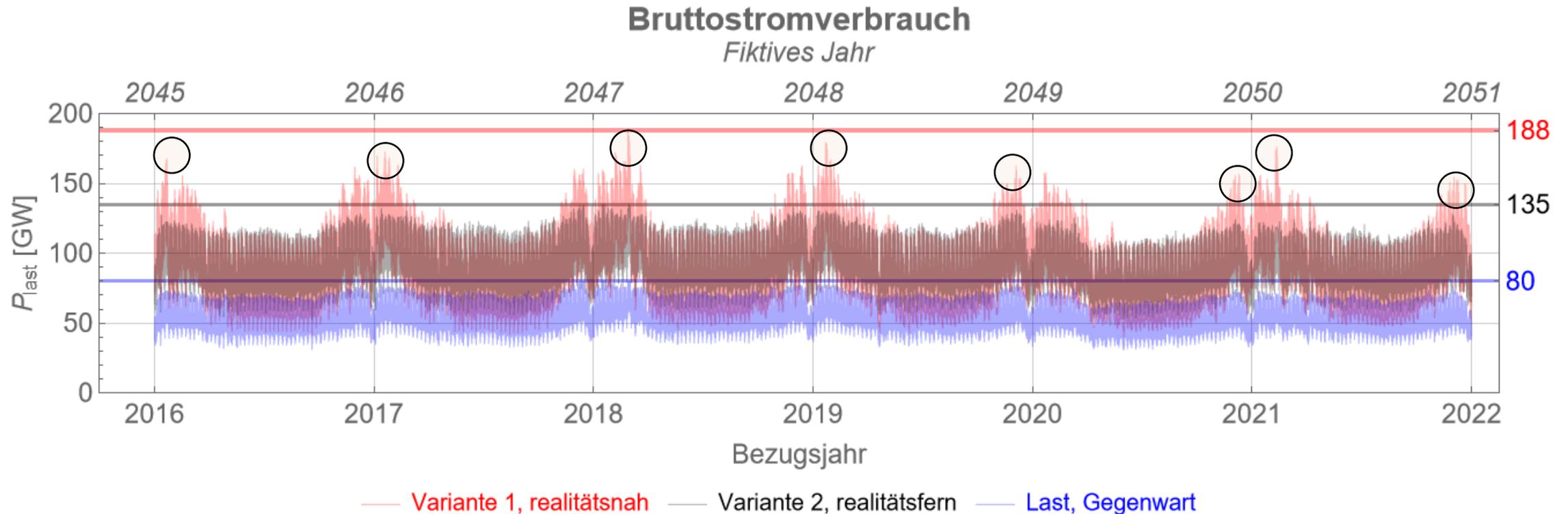
# Leistungsverläufe



Stromverbrauch, EE-Erzeugung, Batterien

# Verlaufsvarianten Direktstromverbrauch (ohne Elektrolyseure und Batterien)

Oder: Am Anfang war die „Last“! (= Energietechniker-Grundregel)



**Mit** Sondereffekten  
Wärmepumpen und E-Fzge

Hiermit wird nachfolgend fortgefahren.

**Ohne** Sondereffekte  
Wärmepumpen und E-Fzge

$$188/80 \approx 2,4$$

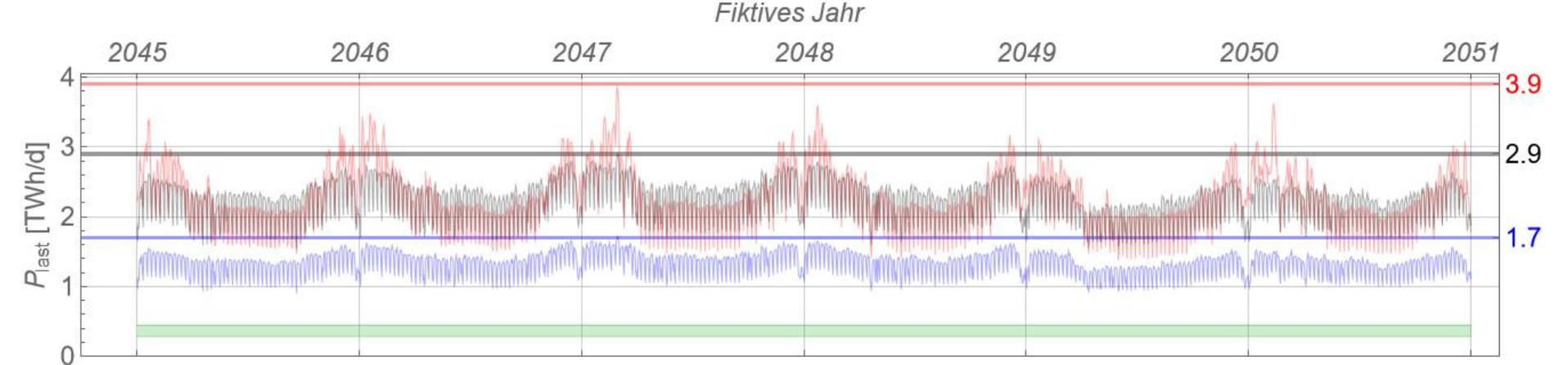
$$135/80 \approx 1,7$$

$$188/135 \approx 1,4$$

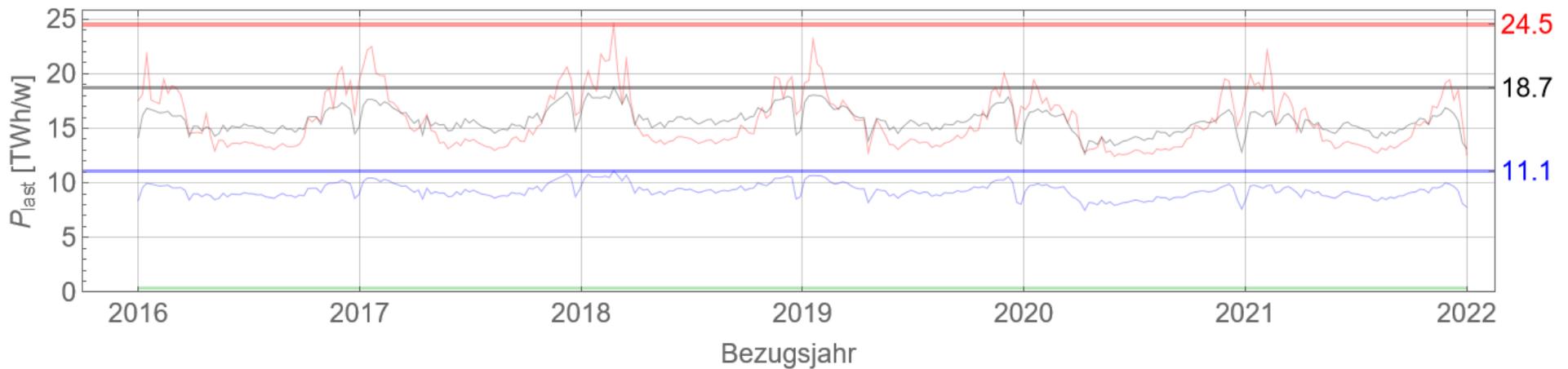
# Verlaufsvarianten Direktstromverbrauch (ohne Elektrolyseure und Batterien)

Anmerkung zu Kurzzeitspeichern (→ Batterien, Pumpspeicher, „DSM“)

Tagesenergiebedarf



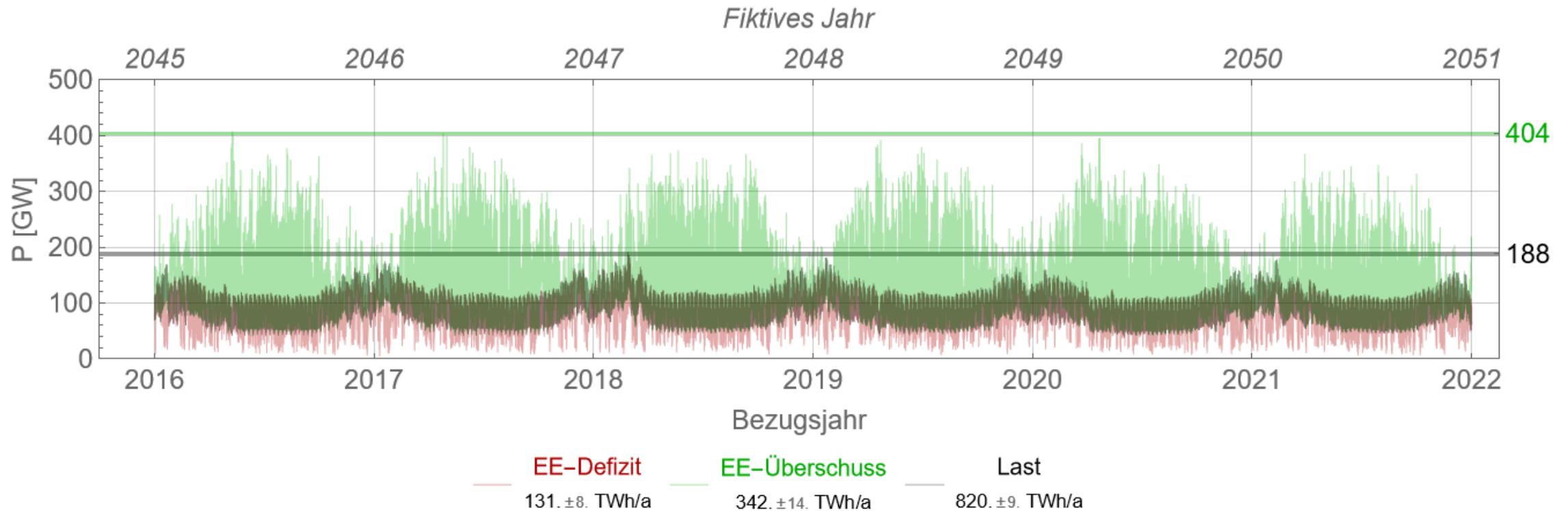
Wochenenergiebedarf



— Lastvariante 1, realitätsnah — Lastvariante 2, realitätsfern — Last, Gegenwart  
— Kurzzeitspeicher → 0,28 TWh — Kurzzeitspeicher → 0,45 TWh

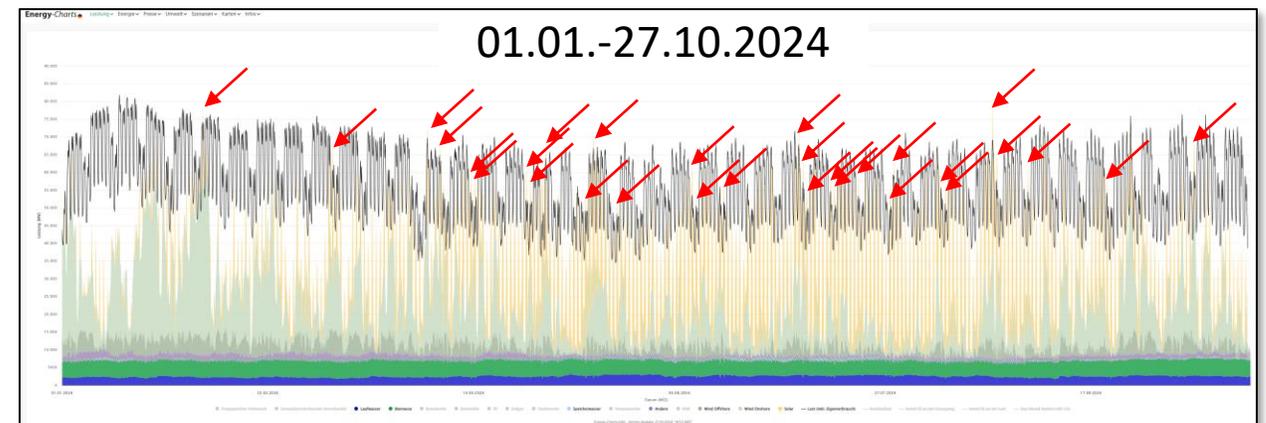
→ Die geplanten Batterie- und Pumpspeicher-Kapazitäten von 0,28 bis 0,45 TWh reichen nicht annähernd für ein-/mehrtägige Dunkelflauten aus!  
→ Elektro-Fahrzeuge könnten im Idealfall 0,7 bis 1,5 TWh verfügbar machen [eigene Schätzung auf Basis Bericht FfE (2024)].

# Erzeugerleistung vs. Last inkl. Übertragungsverluste



## Anmerkung:

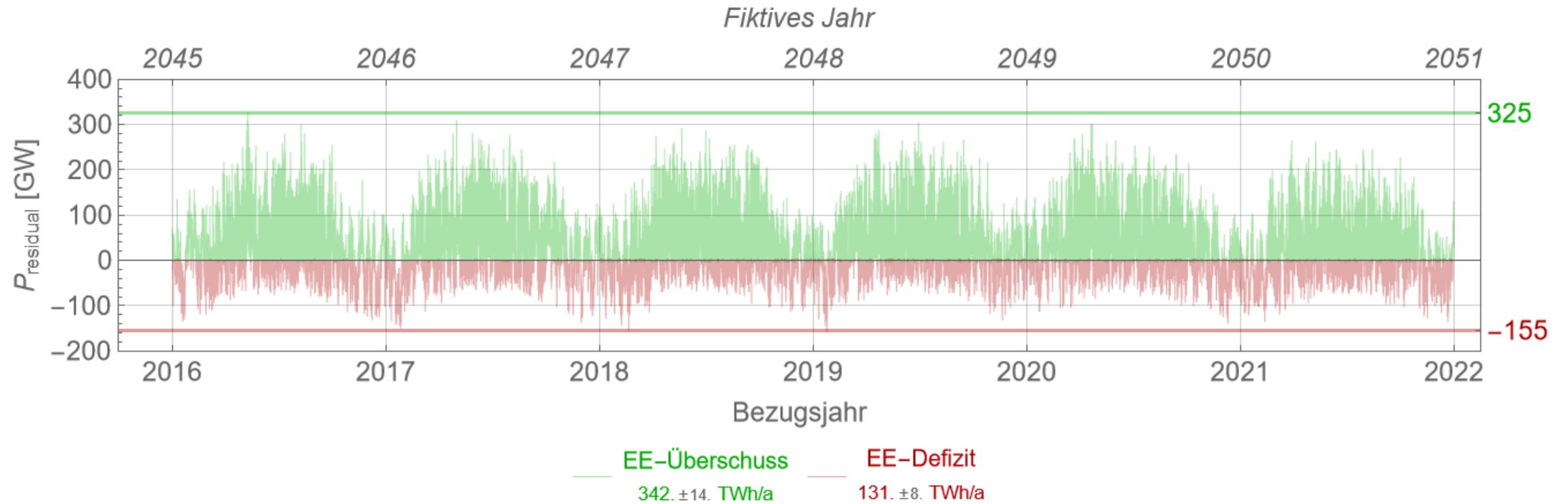
Die bereits heutzutage auftretenden und als problematisch empfundenen Stromüberschüsse sind **NICHTS** im Vergleich zu den für 2045 geplanten Stromüberschüssen!



Energy-charts.info (abgerufen am 27.10.2024)

# Residualleistung

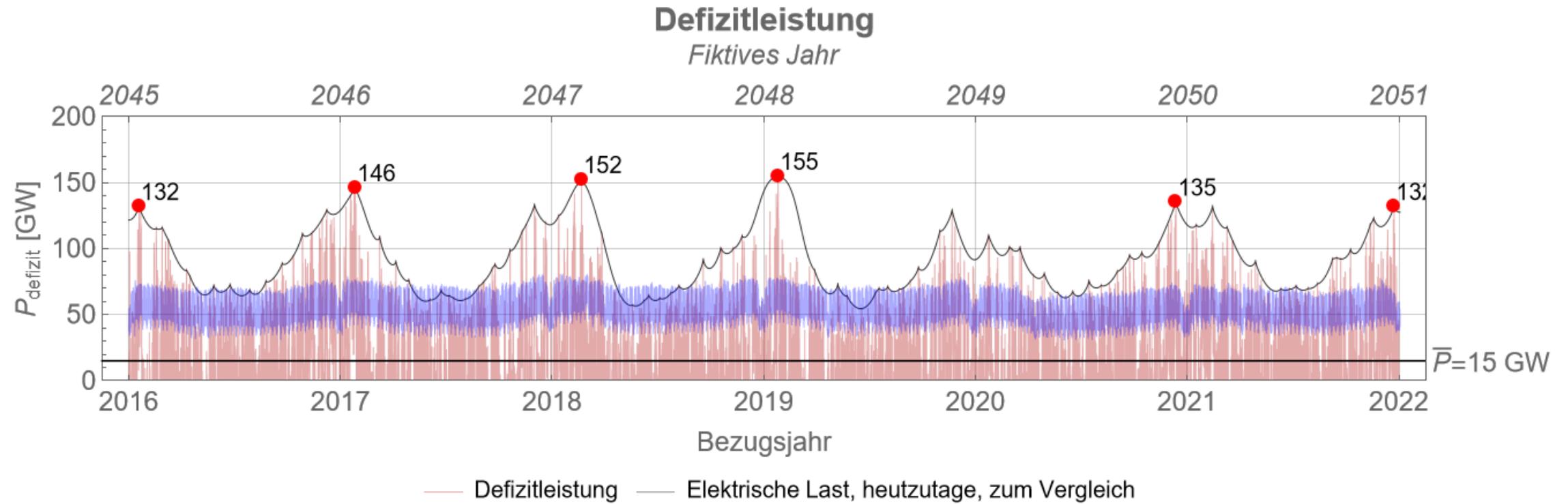
Residualleistung = Saldo aus EE-Leistung und Stromverbrauch.



# EE-Defizitleistung & Backup-KW

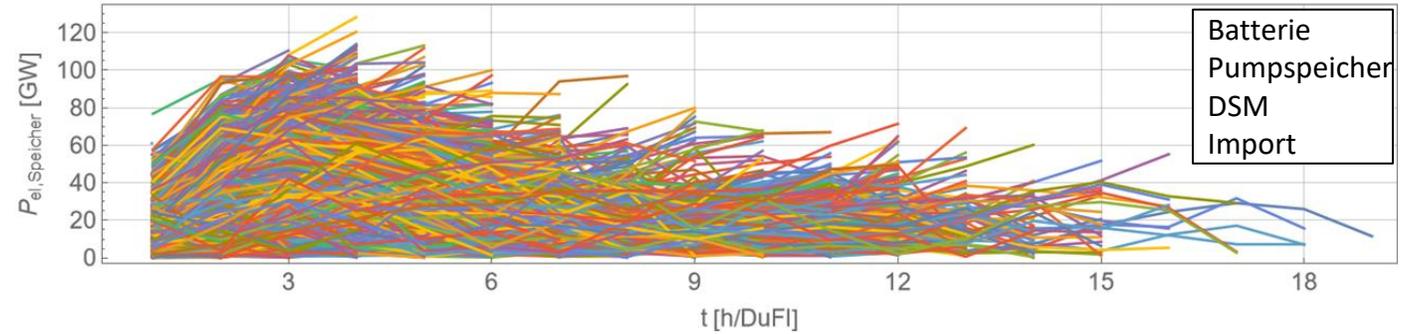
... würde die Versorgungssicherheit gefährden!

# EE-Defizitleistung (= negative Residualleistung)

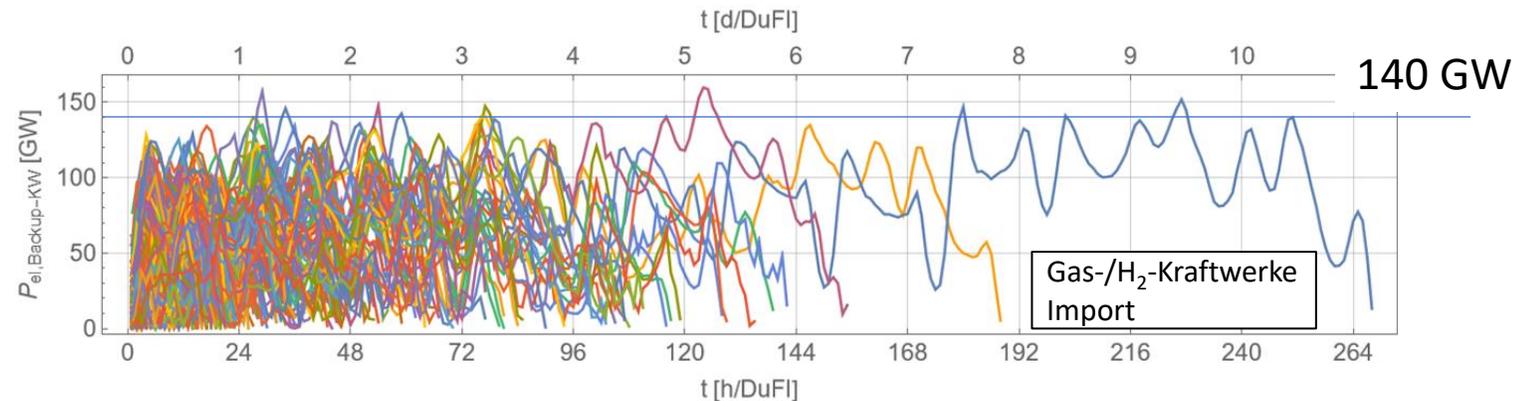


# „Dunkelflauten“ erfordern Notstromversorgung

” Zwischen der 1. bis zur 6. Stunde kann das Leistungsdefizit mit Hilfe von Batterie- und Pumpspeicher-Kraftwerken sehr gut bis zufriedenstellend gedeckt werden. Im leistungsbegrenzten „Streckbetrieb“ ist dies unter günstigen Bedingungen auch bis zu 18 Stunden (<1 Tag) möglich.“  
(Zitat Studie „Energiewende und Versorgungssicherheit 2045“)



” Im Falle längerer Leistungsdefizit-Phasen, bis zu 11 Tage, **kommen nur noch steuerbare Kraftwerke in Frage, die mit einer abrufbaren Leistung von mindestens 140 GW verfügbar sein müssen.** Diese Kraftwerke sind entweder im Inland oder im Ausland [→ Stromimport] vorzuhalten.“  
(Zitat Studie „Energiewende und Versorgungssicherheit 2045“)



Anmerkung:

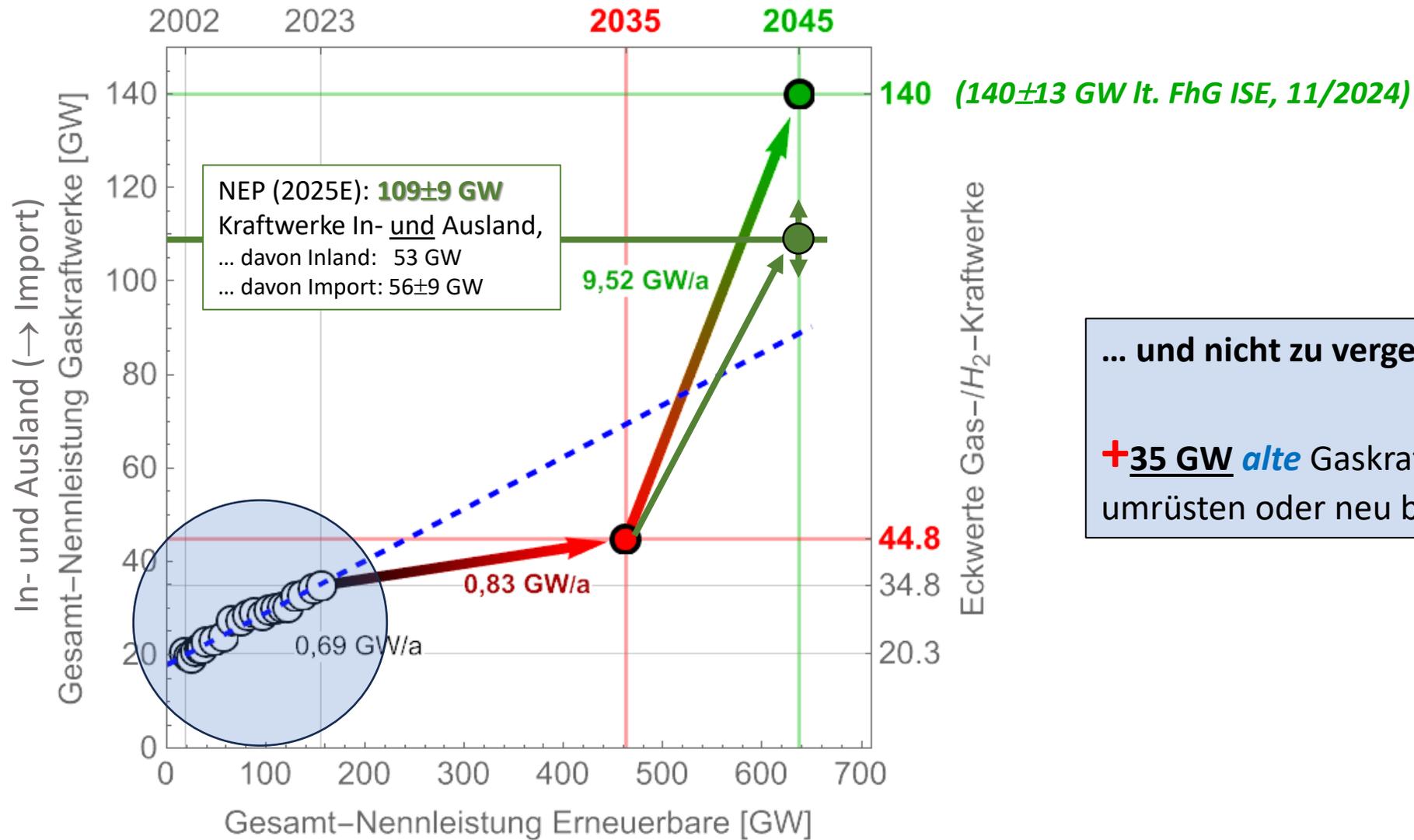
FhG ISE, November 2024: 140±13 GW

Die H<sub>2</sub>-Kraftwerke sollten mit H<sub>2</sub> aus der EE-Überproduktion betrieben werden. Dies erfordert H<sub>2</sub>-Speicher entsprechender Größe. Siehe weiter unten.

# Resultierendes Fazit im Hinblick auf Versorgungssicherheit

- Versorgungssicherheit ist in allen Sektoren nur dann gegeben, wenn die Stromversorgungssicherheit garantiert ist, da fast alle energetischen Anwendungen direkt oder indirekt von der Stromversorgung abhängen!
- Stets auftretende Dunkelflauten/Kaltdunkelflauten sind in der Weise zu interpretieren, dass jederzeit mit längerfristigen nahezu vollständigen Versorgungsausfällen der EE-Stromversorgung zu rechnen ist.
- Dies erfordert zwingend einen regelbaren Kraftwerkspark (DEU, EU)
  - der die künftige elektrische Last nahezu allein bewältigen kann,
  - der größer ist wie heute (Grund: Geplanter höherer Strombedarf),
  - der überwiegend im Standby betrieben wird (inkl. Personal).

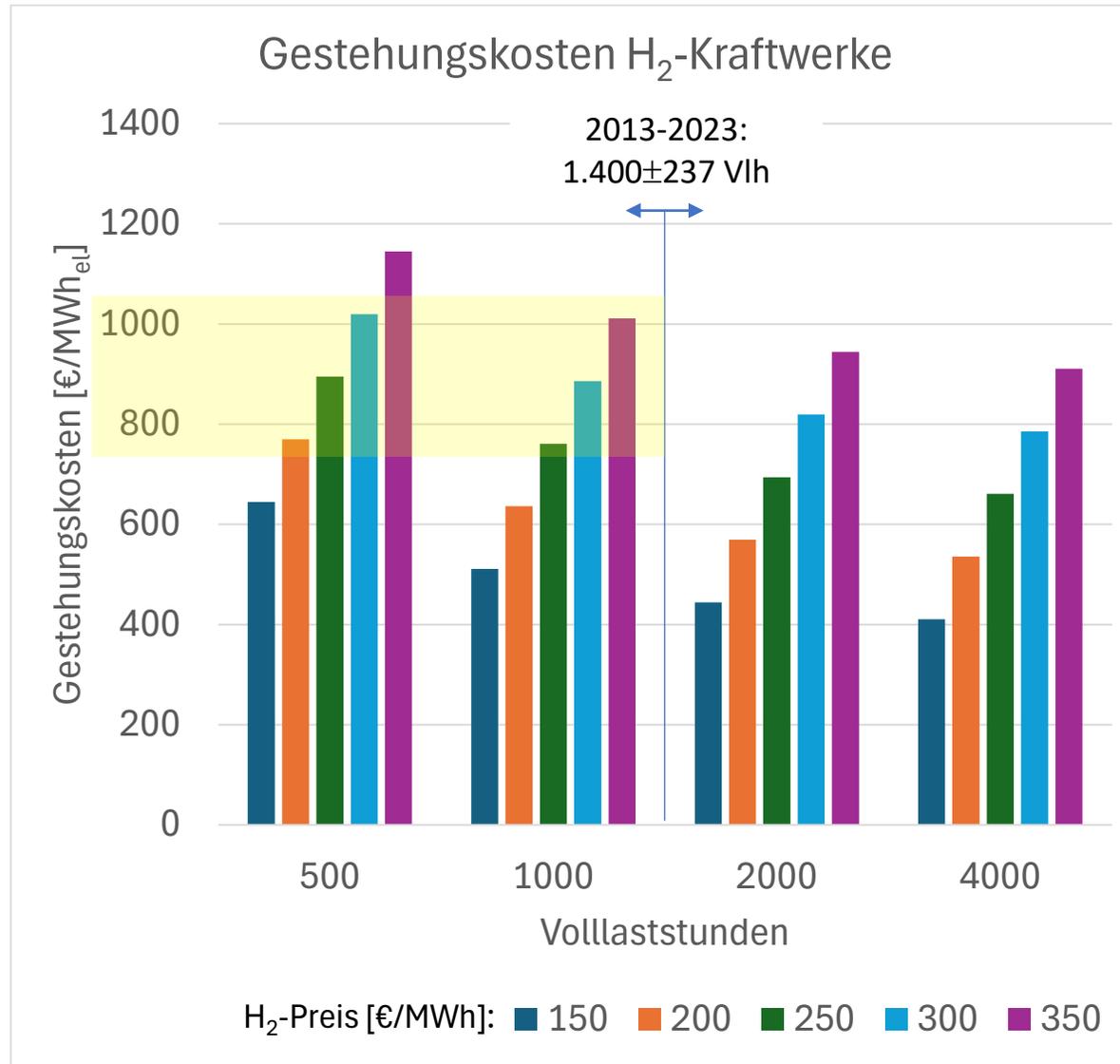
# Zur "Planung" von "H<sub>2</sub>-ready"-/H<sub>2</sub>-Kraftwerken



... und nicht zu vergessen:  
**+35 GW alte** Gaskraftwerke auf H<sub>2</sub> umrüsten oder neu bauen?! **WER?**

- Entwicklung 2002 bis 2023
- BMWK-Planung 2024
- Eigene Berechnungen

# Stromgestehungskosten von H<sub>2</sub>-Kraftwerken



## H<sub>2</sub>-Preise:

[A]: 180 €/MWh im Jahr 2023

[A]: 110 €/MWh im Jahr 2030

[B]: 333 €/MWh im Jahr 2040

[C]: 165 bis 330 €/MWh

[D]: **249±18 €/MWh** (22.05.-11.09.2024)

[A] Bundesnetzagentur: Versorgungssicherheitsbericht - Strom, 2022, S. 99

[B] Prof. Dr. Graham Weale, gem. Ankündigung via [https://www.linkedin.com/posts/rasmus-c-beck-201454138\\_hysummit-wasserstoff-hysummit-activity-7240782009583742976-5sAu/?originalSubdomain=de](https://www.linkedin.com/posts/rasmus-c-beck-201454138_hysummit-wasserstoff-hysummit-activity-7240782009583742976-5sAu/?originalSubdomain=de) (abgerufen am 20.09.2024)

[C] Michael Sura, [https://www.linkedin.com/posts/michael-sura-9a47511bb\\_hydrogen-hydrogen-hopium-activity-7241485060804157440-JOcM/](https://www.linkedin.com/posts/michael-sura-9a47511bb_hydrogen-hydrogen-hopium-activity-7241485060804157440-JOcM/) (abgerufen am 20.09.2024)

[D] EEX HYDRIX, <https://www.eex-transparency.com/hydrogen/germany> (abgerufen am 20.09.2024)

Werte berechnet gemäß Berechnungsschema in M. Löffler, R.-M. Marquardt: „Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?“, Wirtschaftsdienst, 2023, 103(10), 698-697, Tab. 3

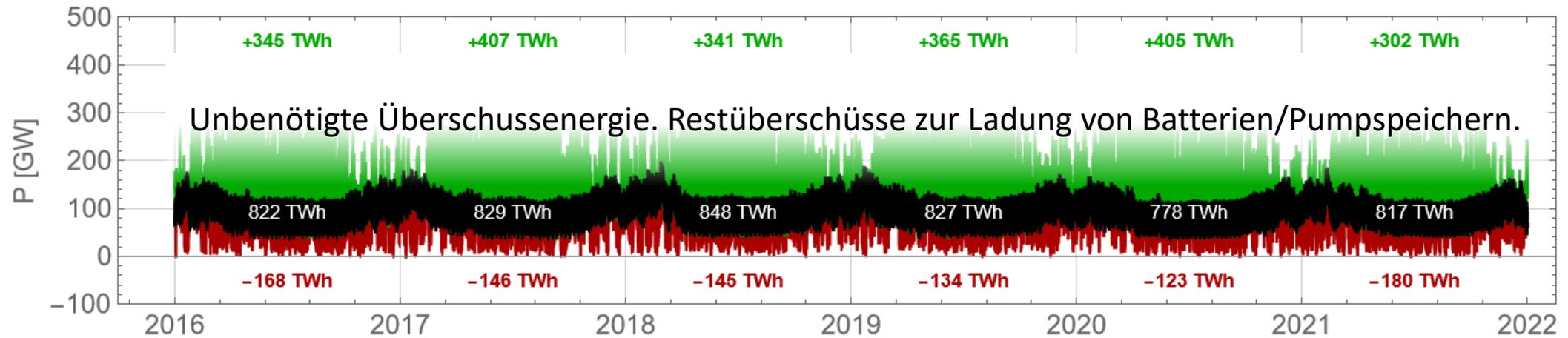


# H<sub>2</sub>-Kraftwerke nur via Kapazitätsmarkt darstellbar oder gar nicht!

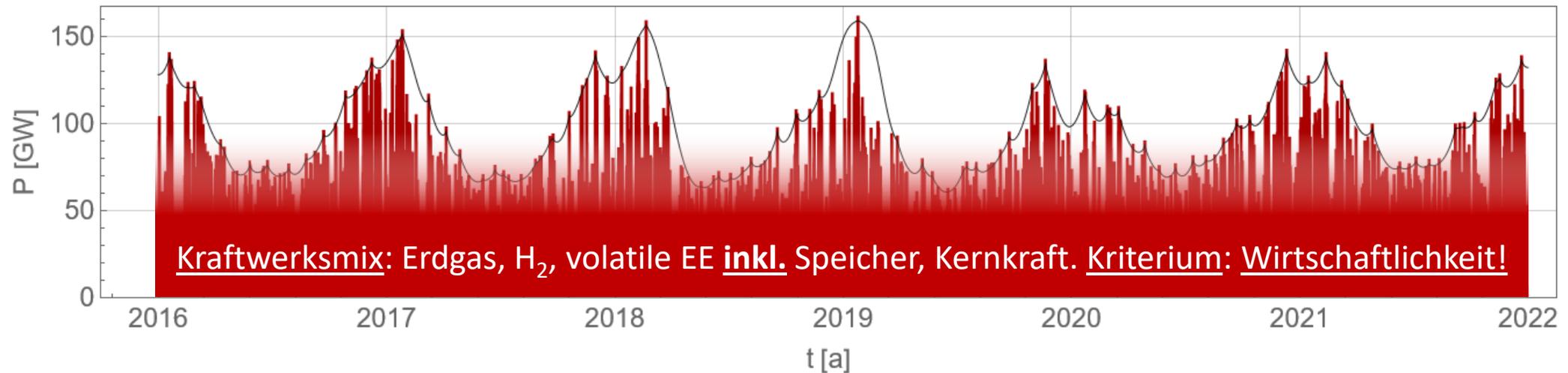
- Bedauerlicherweise gibt es keine Privatinvestoren für derartige Wasserstoff-Kraftwerke.  
(← 500-800 Volllaststunden rechnen sich nicht!)
- Im Inland vielleicht mittels Kapazitätsmarkt umsetzbar?
- Im Inland also „Kraftwerksbereitstellungsgrundgebühr“ zur Bewältigung der **Leerkosten**?
  - ... im Strompreis enthalten?
  - ... und/oder zusätzliche „Stromversorgungssicherungs-Steuer“?
- Und im Ausland?  
(← Man hofft, Deutschlands Versorgungssicherheit mittels erheblicher Stromimporte sicherstellen zu können; hierfür müsste das Ausland für Deutschland entsprechend steuerbare Kraftwerke vorhalten; welcher ausländische Investor wird dies ohne entsprechende Regulierungen finanzieren?)
- **Falls das nicht möglich ist:**
  - ⇒ keine regelb. Kraftwerke ausreichender Nennleistung
  - ⇒ keine Versorgungssicherheit
  - ⇒ Energiewende **heutiger Ausprägung** gescheitert.



# Lösungsansatz: Kraftwerke wieder wirtschaftlich machen!



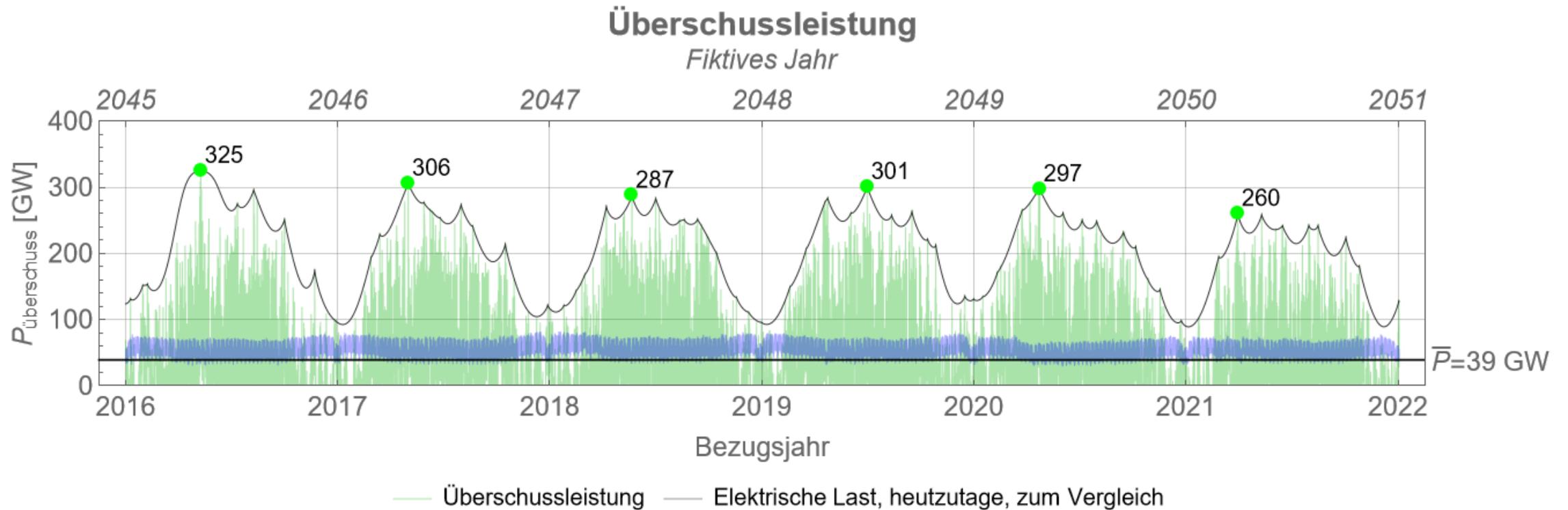
Leistung Backup-Kraftwerke (inkl. Auslandskraftwerken)



# EE-Überschussleistung & Speicher

→ Wasserstoffversorgung für Backup-KW

# Überschussleistung (→ positive Residualleistung)



## **Befund per Inaugenscheinnahme:**

Die Überschussenergie kann nur beherrscht werden, wenn sie

- gespeichert (gepuffert) wird
- oder wenn ihre Erzeugung verhindert wird (→ Leerkosten)
- oder wenn sie ins Ausland entsorgt wird (→ „Energie-Entsorgungsgebühr“ = „negative Strompreise“).



# Speichertypen zum Zwecke der Rückverstromung

## Wasserstoff-Speicherung in Salzkavernen zur Glättung des Windstromangebots

F. Crotagino und R.Hamelmann

KBB Underground Technologies GmbH, Baumschulenallee 16, D-30625 Hannover, und  
Kompetenzzentrum für Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie,  
Fachhochschule Lübeck, Mönkhofer Weg 239, 23562 Lübeck,

18.11.2019, <https://www.researchgate.net/publication/268381111>

**Tabelle 1:** Speicherbare Energie pro Volumen und Wirkungsgrad  $\eta$  bei Rückverstromung

	KWh / m <sup>3</sup>	$\eta$	ANNAHMEN
Pumpspeicher	0,7	0,8	Fallhöhe 300 m
Druckluftspeicher (adiabat)	2,7	0,7	Druckspiel 20 bar
Wasserstoffspeicher	410	0,3	Druckspiel 144 bar

⇒ Für die Speicherung großer Energiemengen (~TWh bis ~100 TWh), wie sie bei der Langzeitspeicherung erforderlich ist, kommen nur noch Wasserstoffspeicher in Frage.

Mit dem Wasserstoff könnten dann z.B. die Wasserstoff-Kraftwerke insbesondere zur Wintersonnezeit versorgt werden. Auch Fernwärmeversorgung ist damit während der Dauer von Dunkelflauten denkbar.

**Tabelle 2:** Speicherbare Energie für Modell-Speicher mit jeweils 3.000.000 m<sup>3</sup> Volumen

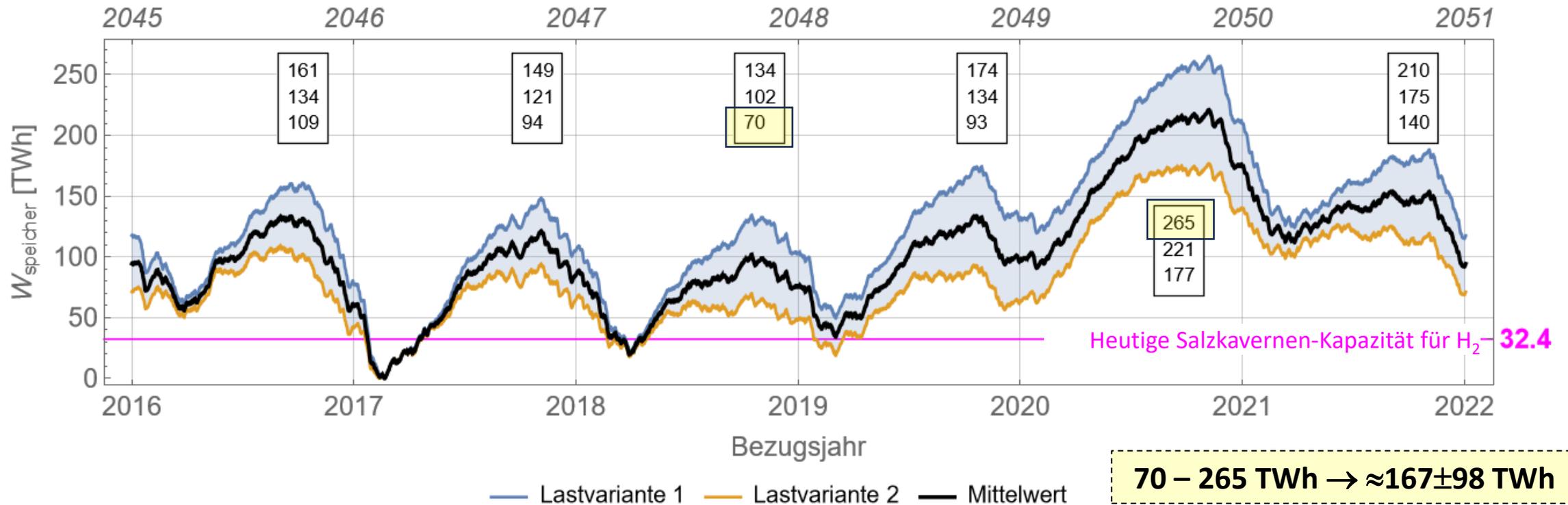
PUMPSPEICHER	1.970 MWh	2 GWh
DRUCKLUFTSPEICHER	8.150 MWh	8 GWh
WASSERSTOFFSPEICHER	1.230.000 MWh	1.230 GWh



# Erforderlicher Langzeitspeicher (optimal: ohne Berücksichtigung von Nennleistungsrestriktionen)

## Füllstände ( $H_2$ -Speicher, Batterien, Pumpspeicher) Fiktives Jahr

Residualleistung  $\Rightarrow \eta_{\text{laden}} \eta_{\text{entladen}} \approx 38\%$   
Wahl:  $\eta_{\text{laden}} \approx 74\%$ ,  $\eta_{\text{entladen}} \approx 51\%$ ,



**Prognose FhG ISI/BMWK auf [langfristszenarien.de](http://langfristszenarien.de):**

4 Szenarien  $\rightarrow 65 - 73 - 75 - 105$  TWh

Batterien und Pumpspeicher: 0,28 – 0,45 TWh

Vehicle-to-Grid: 0,70 – 1,50 TWh

Zusammen: 0,98 – 1,95 TWh

**Erfordert massiven Zubau von  $H_2$ -Salzkavernenspeichern!**

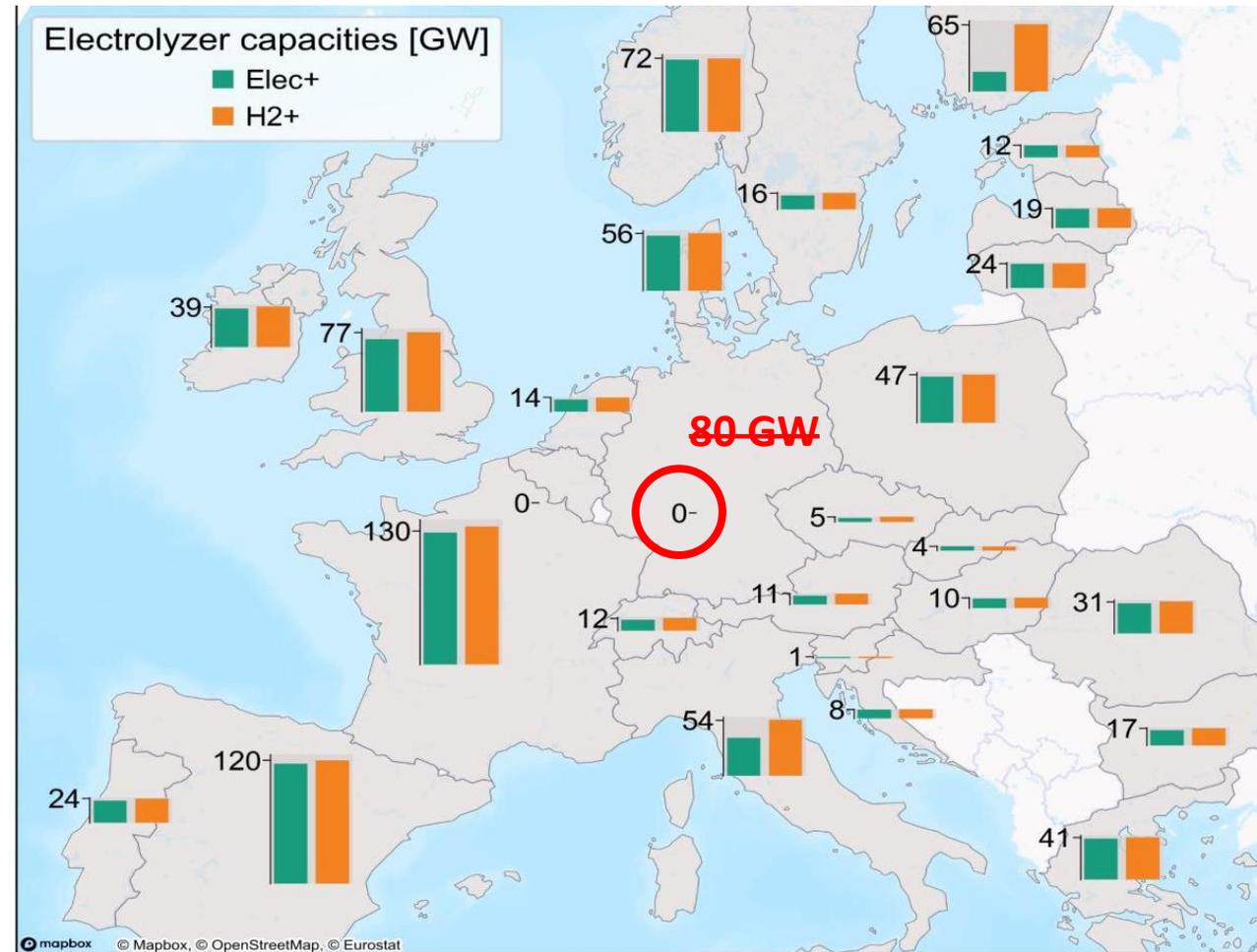
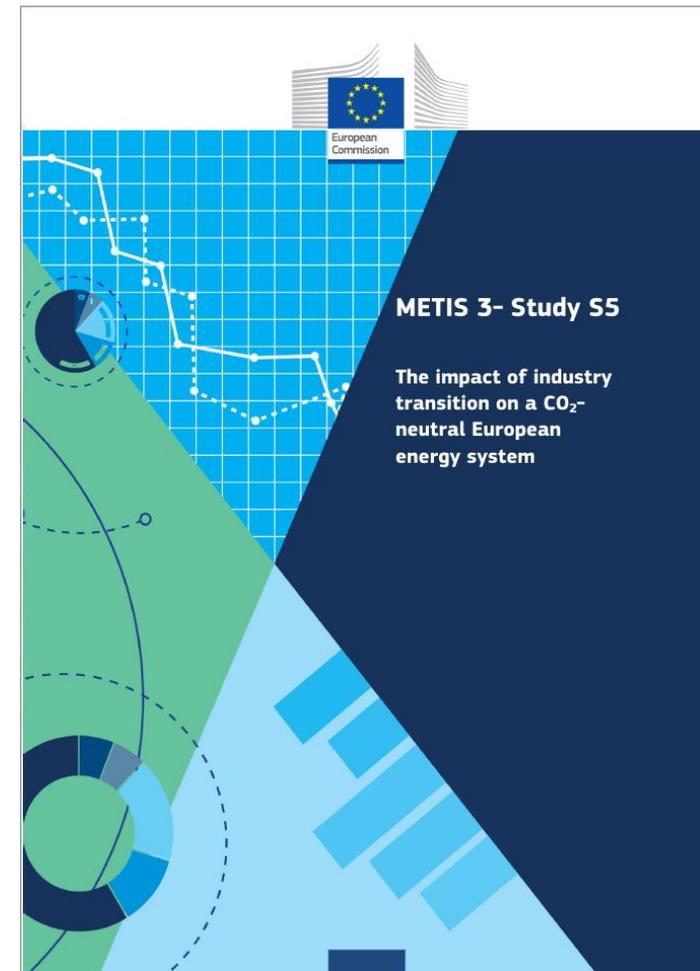
- Lastvariante 1: Faktor 4,1 bis 8,2

- Lastvariante 2: Faktor 2,2 bis 5,5

- Mittelwert LV 1&2: Faktor 3,1 bis 6,8

... und von in Deutschland unwirtschaftlichen Elektrolyseuren.

# Achtung! Elektrolyse in Deutschland unwirtschaftlich!



“Figure 21 shows the regional distribution of installed electrolyser capacities and, reveals that central European countries including Germany, Belgium, the Netherlands and others have minimal or no hydrogen production via electrolysis, despite their substantial demand for hydrogen.”

⇒ **Dilemma**

80-GW-Elektrolyseure, 3.000 (4.000?) Volllaststunden,  $\eta=66\%$  (70%?)  $\Rightarrow 160$  (226?) TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>/a.

Dieser Wasserstoff müsste dann ersatzweise aus dem Ausland importiert werden, um dann mit 40% Effizienz in H<sub>2</sub>-Kraftwerken in Strom umgesetzt zu werden (ca. 60 TWh/a).



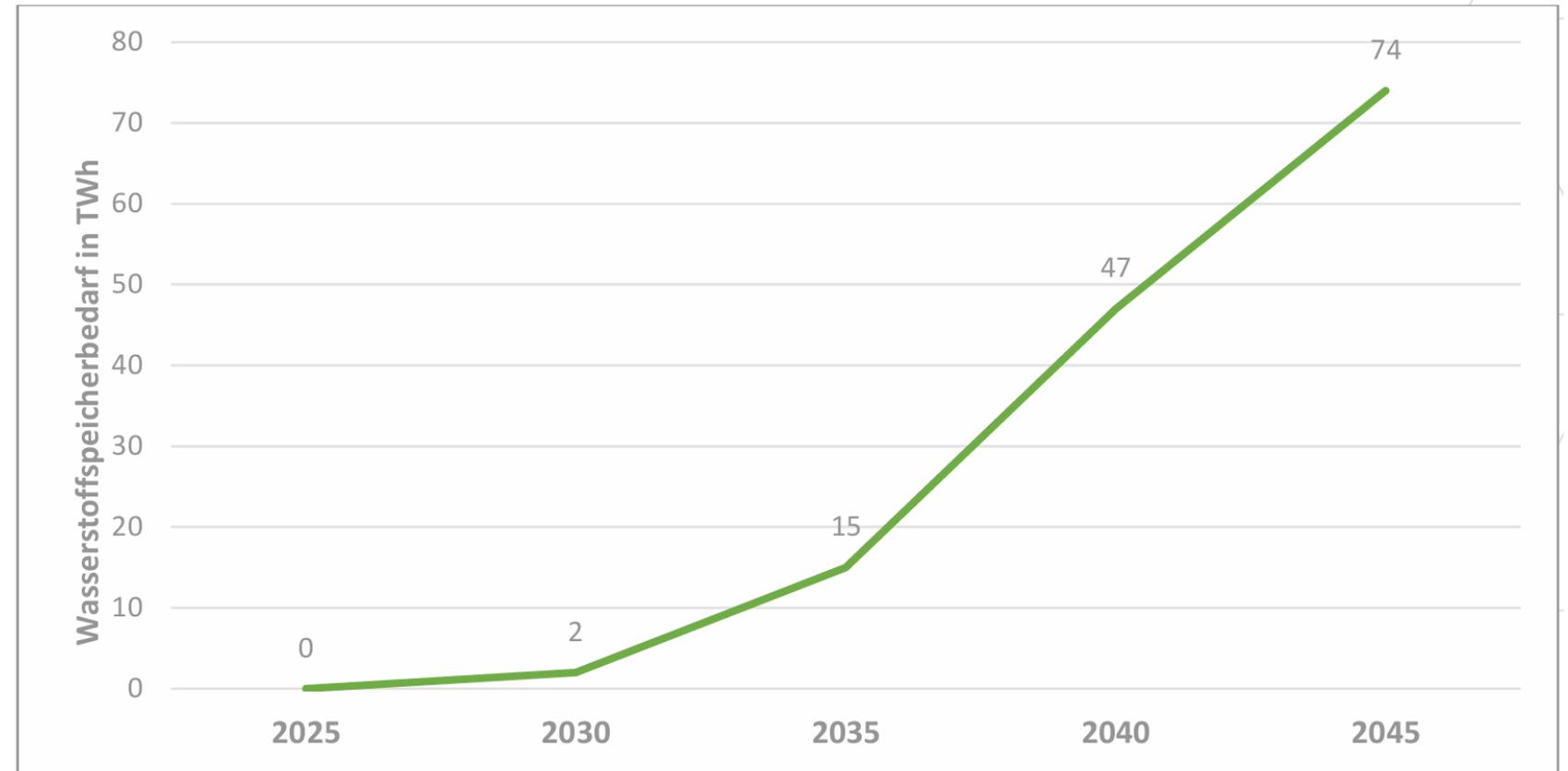
# H<sub>2</sub>-Speicher-Bedarf gemäß Langfristszenario T45-Strom (BMWK 2022)

INITIATIVE  
ENERGIEN SPEICHERN  
**INES**

Initiative Energien Speichern e.V.  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin  
Tel. +49 (0)30 36418-086  
Fax +49 (0)30 36418-255  
info@energien-speichern.de  
www.energien-speichern.de

**Positionspapier**  
Vorschläge für einen Marktrahmen zur  
Entwicklung von Wasserstoffspeichern

Stand: 6. Oktober 2023



# Bedarf Wasserstoffspeicher (saisonale Speicherung + Speicherung Import-H<sub>2</sub>)

Prognosen zu saisonalen Wasserstoffspeichern für eigenerzeugten Wasserstoff			
	Min	Max	65-265 TWh
	TWh	TWh	
eigene Berechnung	70	265	<i>Jahre 2016 bis 2021</i>
FHG-ISI-Studie	65	105	<i>Wetterjahr 2012, 5 Szenarien</i>

Prognosen zu Wasserstoffspeichern für importierten Wasserstoff (ohne Wasserstoff-Derivate)			
	Min	Max	36-125 TWh
	TWh	TWh	
Importmenge (Wasserstoffimportstrategie 2024)	360	500	
10% erforderlicher Speicher (NWR2021)	36	50	
falls 90-Tage-Reserve erforderlich (=25%)	90	125	

Insgesamt benötigter Wasserstoffspeicher			
	Min	Max	101-390 TWh
	TWh	TWh	
ohne 90-Tage-Reserve	101	315	
mit 90-Tage-Reserve	155	390	

Verfügbar (Nationaler Wasserstoffrat 2021)			
	Min	Max	(24-) 33 (52) TWh
	TWh	TWh	
Kavernenspeicher	24	33	
Porenspeicher	0	19	
GESAMT	24	52	

Faktoren	101 TWh	390 TWh
24 TWh	4,2	16,3
52 TWh	1,9	7,5

$(9,1 \pm 7,2) \times$

# Bedarf Wasserstoffspeicher

Dimensionierung einer Kaverne auf dem Untergrundgasspeicher Bernburg im Vergleich

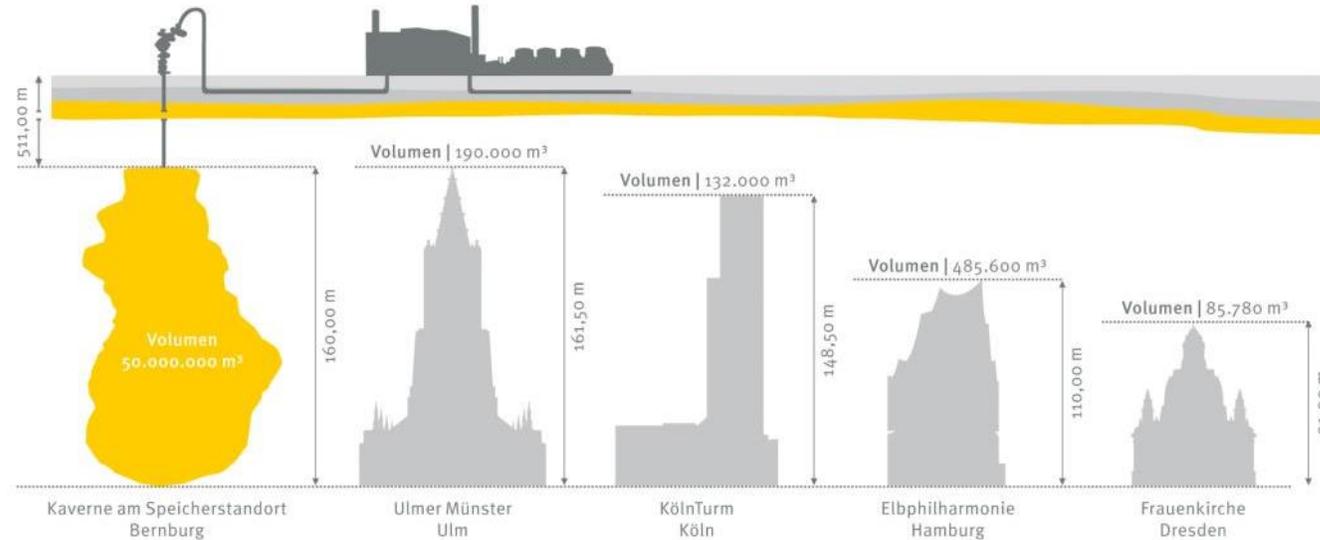


Bild: VNG Gasspeicher, <https://www.vng-gasspeicher.de/de/speichertypen> (abgerufen am 02.11.2024).

„Im Vergleich zum Bedarf an Wasserstoffspeichern **bleiben die aktuell geplanten Projekte deutlich hinter dem identifizierten Bedarf zurück.**“

Laut H2Inframap<sup>2</sup> ist derzeit erst in drei Pilot-Projekten tatsächlich eine Final Investment Decision („FID“) getroffen worden, welche allerdings mit ca. 0,002 TWh<sup>3</sup> keine nennenswerten Speicherkapazitäten darstellen. Hinzu kommen 0,7 TWh<sup>3</sup> an Wasserstoffspeicherkapazitäten, die zwar noch keine FID haben, aber in der Planung bereits weiter fortgeschritten sind und im Rahmen der EU-Förderprogramme einen IPCEI- oder PCI-Status<sup>4</sup> erlangt haben.“

... aus „Finanzierungsmechanismus für den Aufbau von Wasserstoffspeichern“, Studie im Auftrag des BDEW, 30.08.2024, [https://www.bdew.de/media/documents/Frontier\\_Economics\\_-\\_Finanzierungsmechanismus\\_f%C3%BCr\\_Wasserstoffspeicher\\_-\\_FINAL.pdf](https://www.bdew.de/media/documents/Frontier_Economics_-_Finanzierungsmechanismus_f%C3%BCr_Wasserstoffspeicher_-_FINAL.pdf) (abgerufen am 02.11.2024).

Umrüstung eines Kavernenspeichers:

Neubau eines Kavernenspeichers:

Dauer ca. 7-9 Jahre

Dauer ca. 11 Jahre,

Investition Speicher ca. 0,55 Mrd. €/TWh<sub>Speicher</sub>

Betrieb Speicher ca. 20 Mio. €/TWh<sub>Speicher</sub>

Vollkosten H<sub>2</sub> ca. 103 Mio. €/TWh<sub>H<sub>2</sub></sub>

INES (2023): „Vorschläge für einen Marktrahmen zur Entwicklung von Wasserstoffspeichern“, 06.10.2023, verfügbar unter [https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006\\_INES-Positionspapier\\_Vorschlaege-Marktrahmen\\_Entwicklung-H2-Speicher.pdf](https://energien-speichern.de/wp-content/uploads/2023/10/20231006_INES-Positionspapier_Vorschlaege-Marktrahmen_Entwicklung-H2-Speicher.pdf) (abgerufen am 02.11.2024).

# Add-on zum Thema Wärmespeicher



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

## Speicher für die Energiewende

Bedeutung, Handlungsfelder und Maßnahmen für Strom-, Wärme- und Wasserstoff-  
speicher

Stand 13.03.2024

11

- 3.2.1 Wärmespeicher in Wärmenetzen
  - "Derzeit ist in Deutschland eine Speicherkapazität von Großwärmespeichern von etwa 30 GWh installiert."
  - **"In den Langfristszenarien des BMWK werden Wärmespeicher bislang als Behälterspeicher mit einer Kapazität für wenige Stunden bis Tage simuliert, die nicht in der Lage sind, die Saisonalität der Erzeugung auszugleichen.** In den Szenarien wird derzeit von einem Speicherbedarf bis 2045 im Bereich von 625-871 GWh ermittelt. Dies entspricht etwa 0,5 % der erwarteten Fernwärmennachfrage in den Langfristszenarien und bedeutet trotzdem eine mehr als zwanzigfache Steigerung des aktuellen Ausbaus."
  - "Mit durchschnittlichen Annahmen zu Abstand zur Senke, Form und Volumen des Speichers und Wärmekapazität ergibt sich überschlägig ein **technisches Potenzial von 100-250 TWh.** **Nicht berücksichtigt ist hierbei aber die hohe Flächenkonkurrenz sowohl zu großflächigen Energieerzeugungsanlagen wie Photovoltaik oder Solarthermie als auch zu Aspekten der Ernährungssicherheit oder des Naturschutzes.**"
- 3.2.2 Dezentrale Wärmespeicher in Gebäuden / Wärmespeicherkapazität von Gebäuden
  - **"Zum jetzigen Zeitpunkt können noch keine Einschätzungen zum Stand des Speicherausbaus in Gebäuden getroffen werden."**
- 3.2.3 Wärmespeicher für die Industrie und im GHD-Sektor
  - **"Zum jetzigen Zeitpunkt können noch keine Einschätzungen zum Stand des Speicherausbaus für die Prozesswärme und in der Industrie getroffen werden."**
- 3.5 Handlungsfelder
  - "Anders als in anderen europäischen Staaten sind vor allem Langzeitwärmespeicher in Deutschland teure Einzelfalllösungen mit langen Realisierungszeiträumen und vom Engagement Einzelner abhängig. Dadurch konnten bisher nur wenige Erfahrungen mit dieser Technologie gemacht werden.,"
  - **"Im Geltungsbereich bestehender Bauleitpläne sind derzeit in der Regel keine Flächen für Großwärmespeicher vorgesehen."**



# Information zum Netzausbau

Hier: Nur Strom

# Längen Übertragungs-/Verteilnetz Strom

Stromkreislänge 2022 (in Tsd. Km)			
Spannungsebene	ÜNB	VNB	Summe
Höchstspannung (220/380 kV)	36,2	0,2	36,4
Hochspannung (110 kV; 60-150 kV)	0,1	95,1	95,2
Mittelspannung (10/20/30 kV)	0	530,2	530,2
Niederspannung (240/400 V)	0	1570,1	1570,1
<b>GESAMT</b>	<b>36,3</b>	<b>2195,6</b>	<b>2231,9</b>

Netzlänge Gas 2022 (in Tsd. Km)			
Druckebene	FNB	VNB	Summe
≤0,1 bar	0	188,2	188,2
>0,1 bis 1 bar	0	264,1	264,1
>1 bis 5 bar	0,1	27,6	27,7
>5 bis 16 bar	2,9	27,4	30,3
>16 bar	40,3	20,1	60,4
<b>GESAMT</b>	<b>43,3</b>	<b>527,4</b>	<b>570,7</b>

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: "Monitoringbericht 2023, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 29. November 2023",

<https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> (abgerufen am 05.11.2024).



## Größter Transformator-Hersteller warnt laut: Bedarf ist nicht zu decken

Der Chef des weltgrößten Trafosherstellers warnt vor einer Versorgungskrise. Die steigende Nachfrage nach KI-Rechenzentren und erneuerbare Energien überfordert die Branche. Lieferzeiten von bis zu vier Jahren könnten den Ausbau der Stromnetze verzögern.

<https://winfuture.de/news,146456.html>

Frankfurter Allgemeine Zeitung

ENERGIEWENDE IN FRANKFURT

## 1500 Kilometer Leitung müssen unter die Straßen

Von Inga Janović 04.11.2024, 17:26 Lesezeit: 2 Min.

Die Energieversorgung Frankfurts auf klimafreundliche Quellen umzustellen, ist auch ein baulicher Kraftakt. Mainova und Stadt wollen die Arbeit beschleunigen und quartiersweise vorgehen.

„... die Energiewende kommt also bei ziemlich jedem in Form einer Baustelle an.“

# ... u.a. Netzausbau wegen Wärmepumpen erforderlich!

- Energie & Management: „**Das Problem der Wärmepumpe ist die Gleichzeitigkeit**“, 23.05.2023,  
<https://www.energie-und-management.de/nachrichten/energieerzeugung/detail/das-problem-der-waermepumpe-ist-die-gleichzeitigkeit-184079>  
(abgerufen am 18.11.2023)
  - Aus einem Interview mit Carsten Liedtke, Sprecher des Vorstands der Stadtwerke Krefeld:
  - „Das Stromnetz in Krefeld würde zusammenbrechen, wenn alle Wohnungen und Häuser mit Wärmepumpen betrieben werden“.
  - „In Krefeld wurde simuliert, was denn die Netzertüchtigung kosten würde. Auch diese Zahlen waren ernüchternd: 750 Millionen Euro und 20 Jahre würde nach Berechnungen der Stadtwerke der Umbau das Stromnetz kosten und dauern, um Krefeld komplett mit Wärmepumpenstrom versorgen zu können.“  
→ *Allein Wärmepumpen erzwingen generellen Netzausbau!*
  - „Im Gegensatz zu den E-Autos, die man auch zeitverzögert landen können [sic!] , gehe das beim Heizen mit Strom nicht.“  
→ *Smart-Grid bei Wärmepumpen nicht einsetzbar!*

# Kosten Stromnetze bis 2045

## Stromübertragungsnetze:

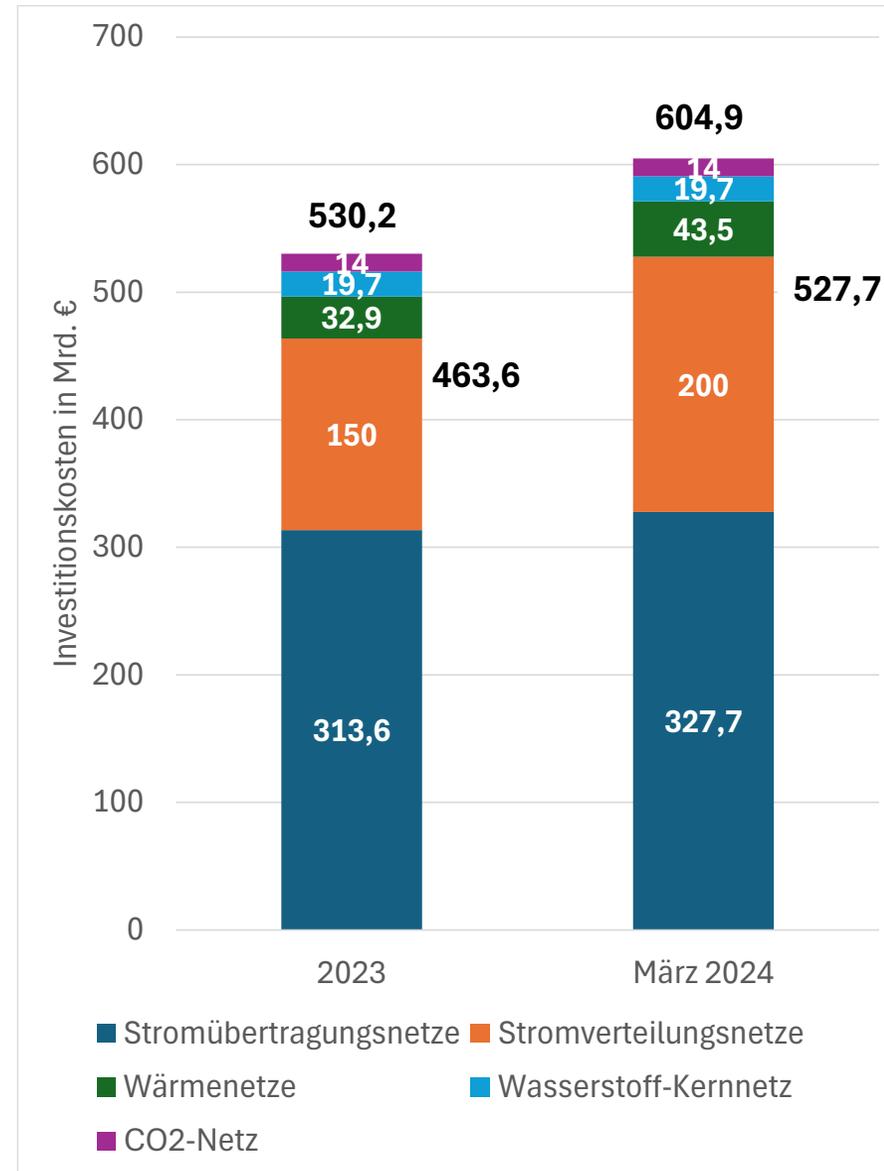
- 2023: 313,6 Mrd. €
- 2024: 327,7 Mrd. €
- Saldo: 14,1 Mrd. €

## Stromverteilnetze:

- 2023: 150 Mrd. €
- 2024: 200 Mrd. €
- Saldo: 50 Mrd. €

## Summen Stromnetze:

2023: 463,6 Mrd. € → 23,8 Mrd. €/a  
2024: 527,7 Mrd. € → 26,4 Mrd. €/a  
Saldo: 64,1 Mrd. €



Gemäß Handelsblatt, 01.08.2024, Nr. 147, S. 6:

Klaus Stratmann: „Energiewende. Netzausbau: 600 Milliarden Euro reichen nicht“

# Interview mit ChatGPT zur Bauzeit Niederspannungsnetze

## Antwort mit ChatGPT (02.11.2024) zur Frage wg. Bauzeit Niederspannungsnetz:

*(Ohne Gewähr; bisweilen „lügt“ ChatGPT auch.)*

### Frage:

Wieviel Zeit wird es Deiner Schätzung nach beanspruchen, das Niederspannungsnetz Deutschlands auf die im Vergleich zu heute doppelte Leistungsfähigkeit umzubauen?

### ChatGPT:

*Realistisch betrachtet dürfte der Zeitrahmen für eine Verdopplung der Kapazität des Niederspannungsnetzes bei etwa **20–30 Jahren** liegen, [...].*

### Weitere Nachfrage ergibt:

*Bei heutigem Personalstand würde es theoretisch sogar **bis zu 60 Jahre** dauern. Mit mehr Arbeitskräften und zusätzlicher Finanzierung ließe sich diese Zeit jedoch verkürzen, möglicherweise auf 20–30 Jahre, wenn der Prozess stark beschleunigt wird.*

# Mein persönliches Fazit

... in Sachen Strom-/H<sub>2</sub>-Versorgung aus Erneuerbaren 2045”

## Und was ist mit den Investitionskosten?

„Die Bundesregierung erstellt keine (eigene) Gesamtkostenrechnung für die voraussichtlich durch die Energiewende entstehenden Kosten.“

Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag: „Kurzinformation. Zur Berechnung der Investitionskosten für die Energiewende“, WD 5 - 3000 - 135/24 (16.09.2024)

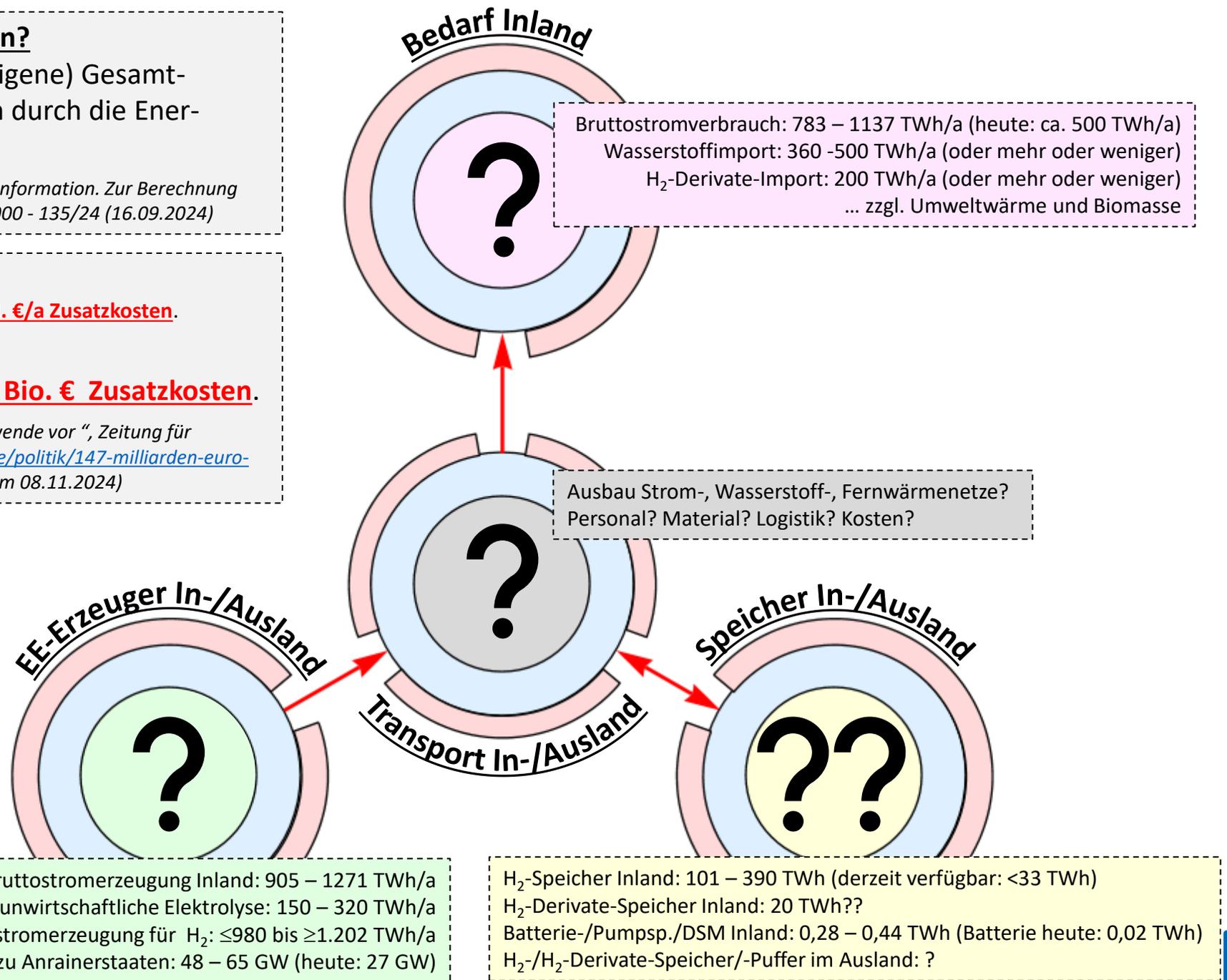
## AGORA Energiewende:

540 Mrd. €/a: 393 Mrd. €/a Sowieso- plus **147 Mrd. €/a Zusatzkosten.**

## Gesamt 2025-2045:

**10,8 Bio. €: 7,8 Bio. € Sowieso- plus 3 Bio. € Zusatzkosten.**

„147 Milliarden Euro pro Jahr – Agora rechnet Energiewende vor“, Zeitung für kommunale Wirtschaft, 15.10.2024, <https://www.zfk.de/politik/147-milliarden-euro-pro-jahr-agera-rechnet-energie-wende-vor> (abgerufen am 08.11.2024)



**Westfälisches Energieinstitut**  
der Westfälischen Hochschule

## Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit

Positionspapier aus dem Westfälischen Energieinstitut zur Energie- und Klimawende

Heinz-J. Bontrup, Michael Boehmer, Christian Felberg, Markus Löffler, Rafik M. Marquardt, Andreas Schneider und Andreas Wöhrmann



Von Heinz-J. Bontrup, Energie- und Klimawende

Version 1.1 – Stand 16.08.2022

**Westfälisches Energieinstitut**  
der Westfälischen Hochschule

## Energie- und Klimawende zwischen Anspruch, Wunschdenken und Wirklichkeit – Umsetzungspfade

Positionspapier aus dem Westfälischen Energieinstitut zur Energie- und Klimawende

Heinz-J. Bontrup, Michael Boehmer, Christian Felberg, Markus Löffler, Rafik M. Marquardt, Andreas Schneider und Andreas Wöhrmann



Von Heinz-J. Bontrup, Energie- und Klimawende

Version 2 – Zusammenfassung – Stand 05.09.2024

**Westfälisches Energieinstitut**

## Energiewende und Versorgungssicherheit 2045

Dunkelflauten erfordern Handeln!



Bild hergestellt mit AI, 05.05.2024, 18:37

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler, Westfälisches Energieinstitut  
Auftraggeber: keiner/Selbstbefassung  
Datum: 14.08.2024 (Version 1.1, ersetzt Version 1.0 vom 05.05.2024)

**Westfälisches Energieinstitut**

## Steckbriefe zur Energiewende

Stromversorger und -verbraucher

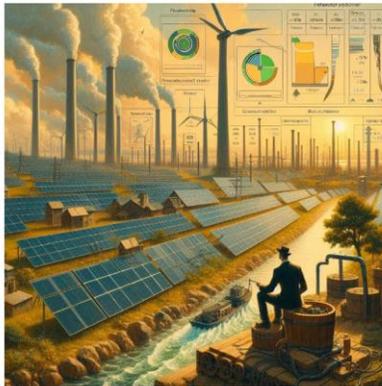


Bild hergestellt mit KI, 18. Juli 2024 um 11:30

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler, Westfälisches Energieinstitut  
Auftraggeber: keiner/Selbstbefassung  
Datum: 25.07.2024

**Westfälisches Energieinstitut**

## Dynamische Strompreistarife

... und deren Wirkung auf den Stromverbrauch



Mit KI erstellt - 25. September 2024 um 8:45 PM

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler e/o Westfälisches Energieinstitut, Gelsenkirchen  
Auftraggeber: keiner/Selbstbefassung  
Datum: 13.10.2024 (Version 1.1, ersetzt Version 1.0 vom 02.10.2024)

**et ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN**  
ZEITSCHRIFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT · RECHT · TECHNIK UND UMWELT · 54 · 2024



ZUKUNFTSFRAGEN  
24. WORLD ENERGY CONGRESS – SCHLÜSSELBOTSCHAFTEN UND ERGEBNISSE

DEZENTRALISIERUNG  
NETZORIENTIERTE STEUERUNG UND IHRE ROLLE IN DER ENERGIEWENDE

DIGITALISIERUNG  
EU-REGULIERUNG BRINGT WACHSENDE ANFORDERUNGEN AN DIE CYBERSICHERHEIT

**BERICHT ZUR ENERGIEWENDE**

### Kaiser Habeck und sein Ministerium ohne Kleider

Von Heinz-J. Bontrup und Markus J. Löffler

Der Bundesrechnungshof hat einen Bericht „zur Umsetzung der Energiewende“ vorgelegt. Brisant: Darin wird dem zuständigen Minister Robert Habeck nicht weniger als völliges Versagen bescheinigt. Der reagiert beleidigt und mit Machtarroganz. Doch ist die Reaktion berechtigt?



**ENERGIEWENDE**

### Energiepolitisches Wunschdenken

Von Heinz-J. Bontrup und Markus J. Löffler

So groß die klimapolitischen Herausforderungen, so undurchdacht und unzureichend die politischen Maßnahmen. Wir müssen ehrlich über die Verteilung der sozioökonomischen Lasten reden.



**GRÜNER WASSERSTOFF**

### Die EU-Kommission erfindet den 32-Stunden-Tag

Von Heinz-J. Bontrup und Markus J. Löffler

Eine bislang kaum beachtete Mitteilung aus Brüssel für ein klimaneutrales Europa toppt jedes politischen Wunschdenken: Für ihre Wasserstoffstrategie hat die EU-Kommission sogar eine neue Zeitrechnung erfunden.



**MAKROSKOP**

**vcbe energy journal**  
International Journal for Generation and Storage of Electricity and Heat  
10 · 2023

**FOCUS**

- Thermal waste utilization
- Sustainable hydropower

**Program & Anmeldung**  
**Kommunale Strom- und Wärmeerzeugung 2024**

MÜNCHEN | DEUTSCHLAND | 30. JANUAR 2024  
STADTWERKE MÜNCHEN

**www.vcbe-energy.de**

Markus J. Löffler: „Systemtechnische Grauzonen der Energiewende“

103. Jahrgang | Heft 10 | Oktober 2023

## Wirtschaftsdienst

Zeitschrift für Wirtschaftspolitik

**Was kann gegen die Investitionsschwäche in Deutschland getan werden?**

Michael Hüther, Katharina Niczay, Daniela Stenbrömer, Tom Bauermann, Sebastian Dullien, Katja Fletzer, Tom Krebs

**EZB-Letztes**  
Erhöhung – kein Grund zur Entwarnung  
Volkert Wischen

**Steuereffekte**  
Von Ehegattensplitting zur Individualbesteuerung  
Holger F. Richter

**Gemeinschaftsdiagnose**  
Staufwerk hinter zurück und hohe Unsicherheit  
Gertraude Dary-Knecht, Oliver Holzmüller, Stefan Kooße, Torsten Schmidt, Timo Wöhrmann

**Bankenpolitik**  
Politik- und Marktversagen erfordern Eingriff- und Restrukturierung  
Erik Neuberger

**Konjunktur**  
Schwächen bei hoher Inflation  
Jana Kremer, Jan Kuckuck, Karsten Wendorff

**Arbeitsmarkt**  
Debatte um die 32-Stunden-Woche  
Markus Löffler

**Erneuerbare Energien**  
Wasserstoff-Kraftwerke für die Energiewende  
Markus Löffler, Rafik M. Marquardt

**Konjunktur**  
Hoffnung liegt auf dem privaten Konsum  
Michael Bauermann, Marita Eulich, Moritz Grünewald

**Luftverkehr**  
Nachfrageerwartungen durch Fließband-Transporte  
Kathrin Köcker, Thorsten Ehlers, Klaus Lügans

**sciendo** **ZBW**

**10**

M. Löffler, R.-M. Marquardt: „Wie viele Wasserstoff-Kraftwerke erfordert die Energiewende und wie erhalten wir sie?“

H.-J. Bontrup, M. J. Löffler: „Weiterhin energiepolitisches Wunschdenken in der Politik – Die neue Kraftwerksstrategie ist ein ungenügendes Flickwerk“

<https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/positionspapier-zur-energiewende/>  
<https://www.w-hs.de/wei/aktuelles/aktuelle-beitraege-zur-energiewende/>

Das war der Vortrag

„Systemtechnische Grauzonen  
der Energiewende

*Kurven, Zahlen, Interpretationen“*





Zugabe

Zusatz-Folien wg.  
evt. Fragen



The background features a dark blue and black color scheme with a white line graph. The graph has several data points connected by lines, with some points highlighted in a light blue or yellowish glow. The overall aesthetic is technical and futuristic, suggesting data analysis or forecasting.

# Investitionskosten Energiewende

Prognosen

# Investitionsvolumen im Energiesektor 1975-2022

... gemäß Statistisches Bundesamt (Destatis), 2024 | Stand: 14.11.2024 / 09:41:11

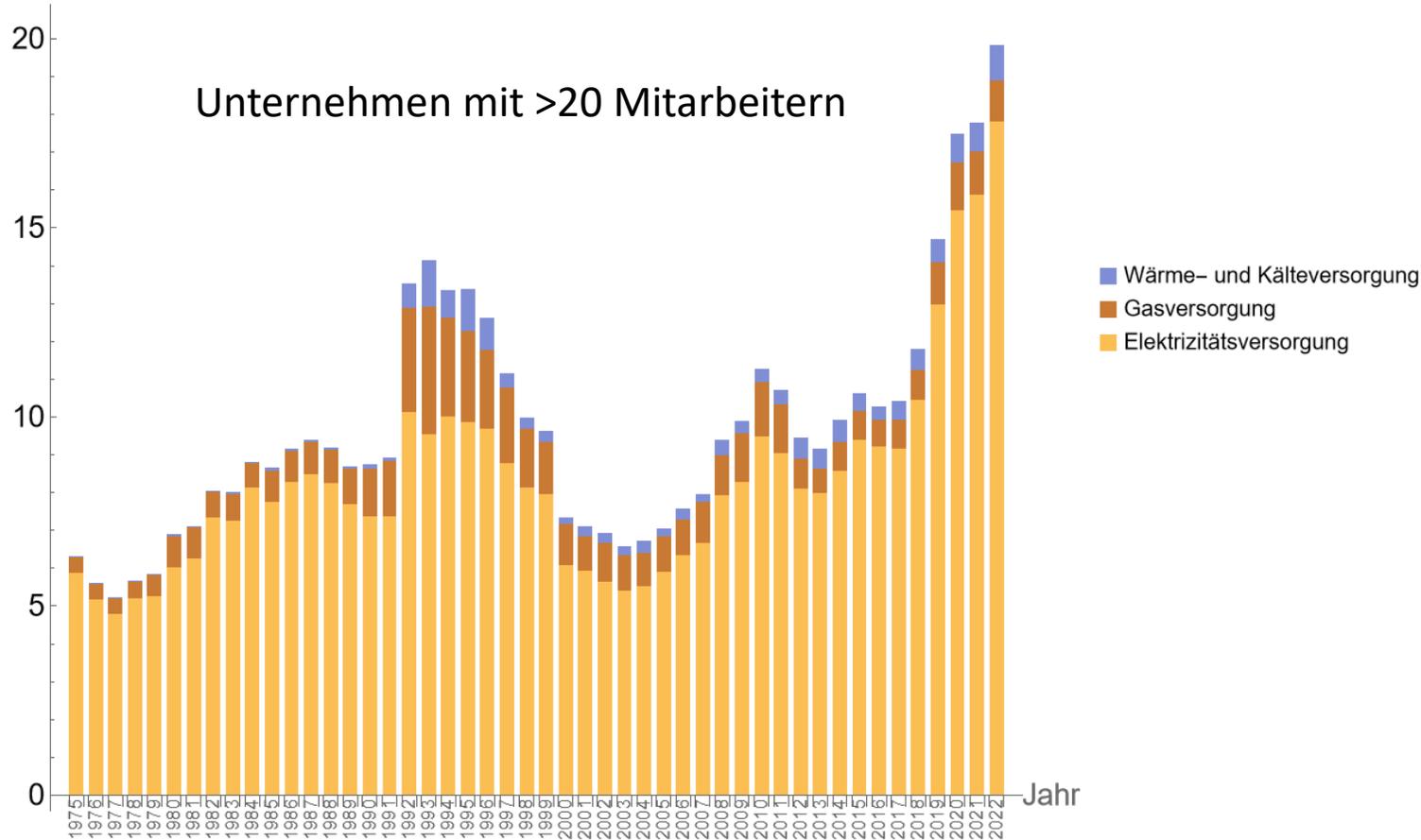
<https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/43211/table/43211-0001> (abgerufen am 14.11.2024)

## Entwicklung der Investitionen im Energiesektor

→ Maschinen, Grundstücke mit Bauten, Grundstücke ohne Bauten

(Bis einschl. 1991: Nur früheres Bundesgebiet. Bis einschl. 2007: ohne Kälteversorgung)

Investitionen  
[Mrd. €]



# Prognose Investitionsvolumen gem. „Gabor Steingart“

Ablesung von einer Infografik von The Pioneer (Gabor Steingart), veröffentlicht am 10.01.2024:

<b>Energiewende bis 2045</b>	
	Mrd. €
Stromerzeugung	521
Stromnetz	496
Wasserstoffnetz	35
Energiespeicher	33
Fernwärmenetz	20
CO2-Infrastruktur	5
<b>GESAMT</b>	<b>1110</b>



Resumée vom Wirtschaftsrat der CDU e.V., Landesverband Baden-Württemberg Fachkommission „Energie und Umwelt“ und Unternehmerdialog „Energiepolitik und sichere Versorgung“:

Position	Schätzwert
Energiewende	1.110 Mrd. €
davon neue Stromnetze im Übertragungs- und Verteilnetz	496 Mrd. €
Vergleichsgrößen: Wert des bestehenden Gasnetzes	300 Mrd. €
Bruttosozialprodukt Deutschland etwa	4.100 Mrd. €
Bundeshaushalt Deutschland 2023	457 Mrd. €

⇒ **55,5 Mrd. €/a**

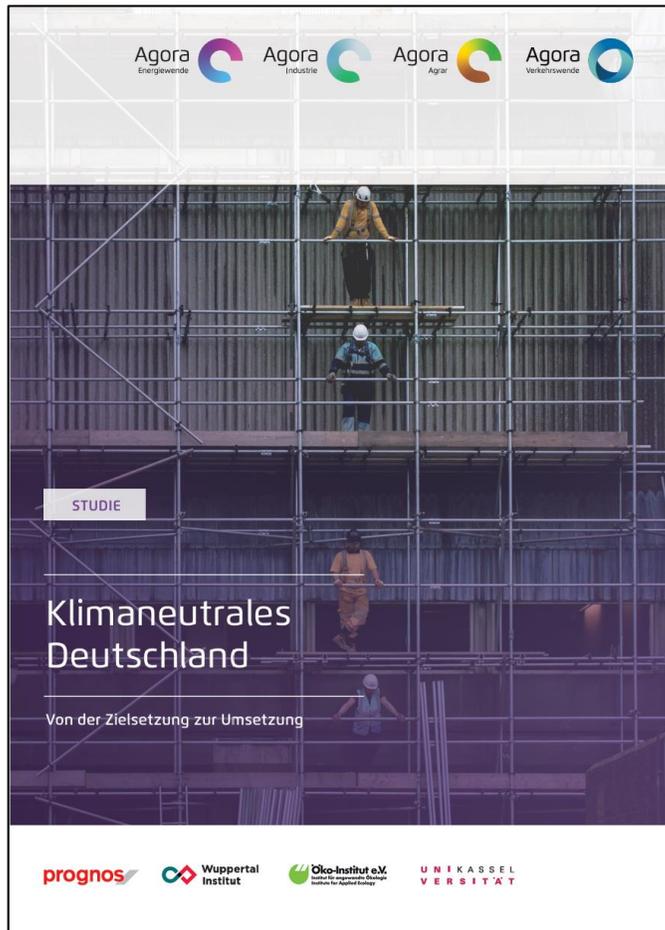
Im Vergleich zu den nachfolgenden Prognosen geradezu ein „Schnäppchen“!

**Vgl. mit 20 Mrd. € im Jahr 2022!  
Siehe oben.**

# Prognose Investitionsvolumen gem. „Agora Energiewende“

„Die Bundesregierung erstellt keine (eigene) Gesamtkostenrechnung für die voraussichtlich durch die Energiewende entstehenden Kosten.“

Wissenschaftliche Dienste, Deutscher Bundestag: „Kurzinformation. Zur Berechnung der Investitionskosten für die Energiewende“, WD 5 - 3000 - 135/24 (16.09.2024)



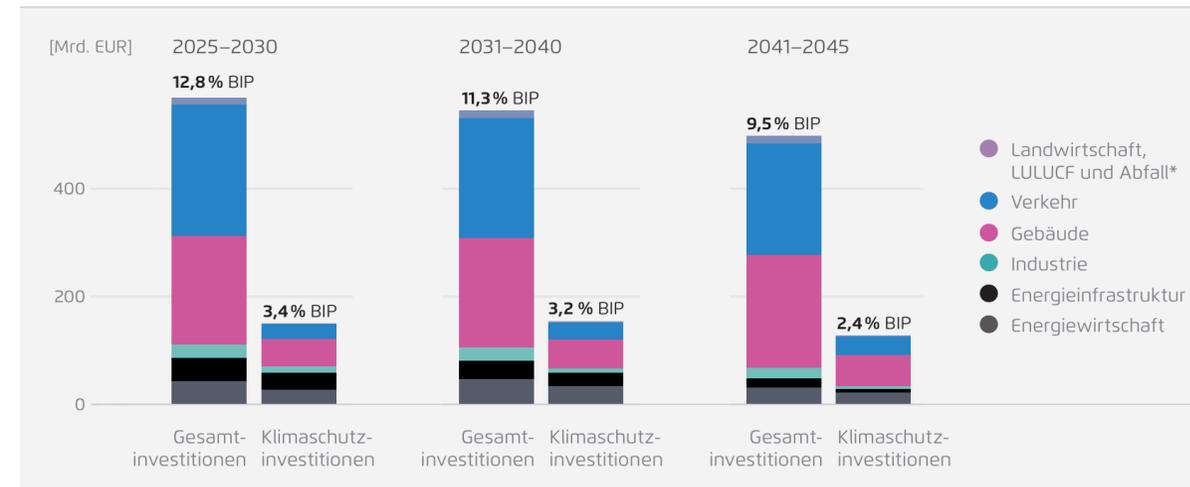
in Mrd. €/a	Privatsektor		Öffentlicher Sektor		Gesamt	
	relativ	absolut	relativ	absolut	relativ	absolut
<b>Ohnehin-Investitionen pro Jahr</b>	6,93%	333,8	1,24%	59,7	8,17%	393,6
<b>Klimaschutzinvestitionen pro Jahr</b>	2,26%	108,9	0,78%	37,6	3,04%	146,4
<b>Gesamt pro Jahr</b>	9,19%	442,7	2,02%	97,3	11,21%	540,0
<b>Gesamt 2025 bis 2045</b>		<b>8853,9</b>		<b>1946,1</b>		<b>10800,0</b>

Anm.: 540 Mrd. €/a entsprechen etwa 31% des Bruttolohns aller Beschäftigten in Industrie und GHD (2023).

Gesamt- und Klimaschutzinvestitionen in den Sektoren als Anteil am Bruttoinlandsprodukt

→ Abb. 4

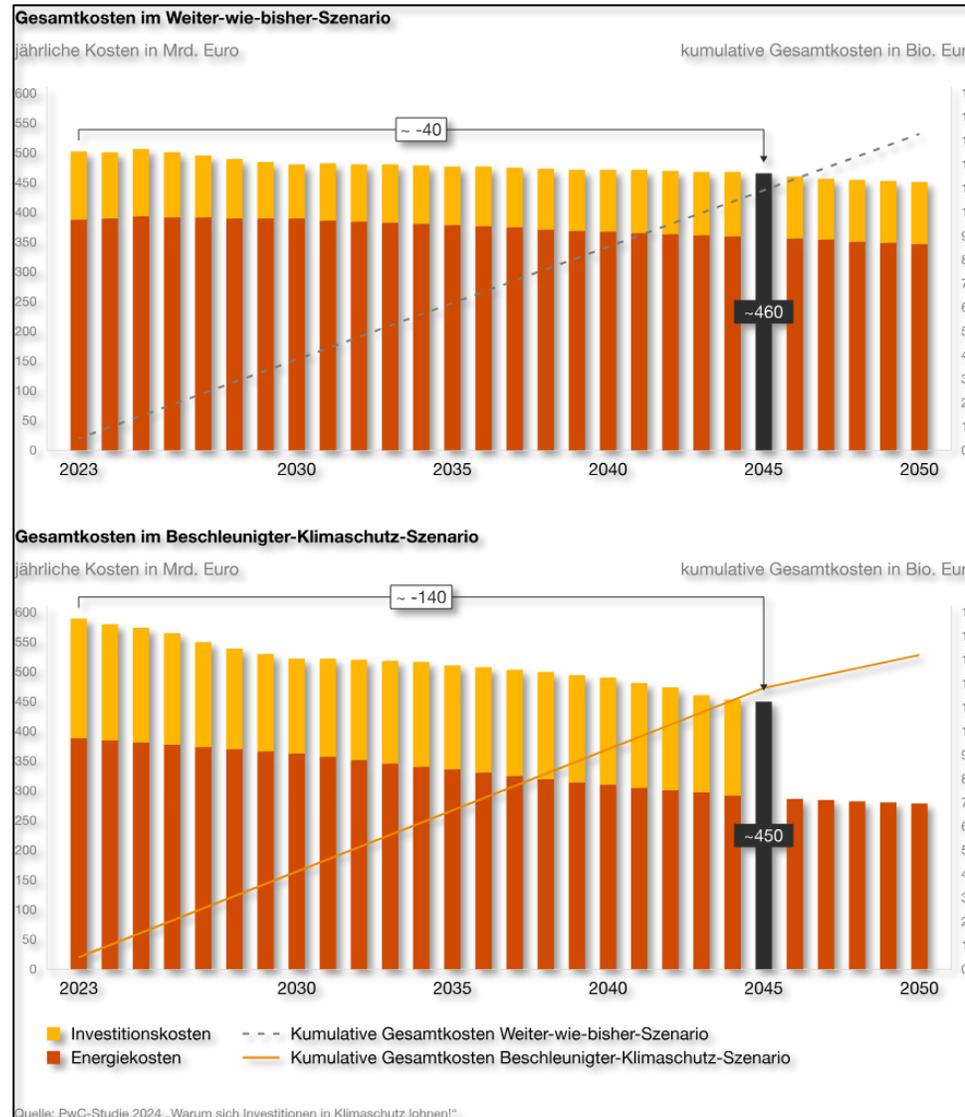
Vgl. mit 20 Mrd. €  
im Jahr 2022!  
Siehe oben.



Agora Energiewende, Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut und Universität Kassel (2024). Anteil am Bruttoinlandsprodukt des jeweiligen Zeitraums, in realen Preisen (2023). \* Berechnungen umfassen nicht alle Kategorien notwendiger Investitionen.

# Prognose Investitionsvolumen gem. „PricewaterhouseCoopers GmbH“

... gemäß PwC-Studie 2024 „Warum sich Investitionen in Klimaschutz lohnen!“



Vgl. mit 20 Mrd. €  
im Jahr 2022!  
Siehe oben.

A technical drawing or blueprint is the background, featuring various geometric shapes and lines. Overlaid on the drawing are several drafting tools: a pair of compasses, a pair of dividers, a pair of tweezers, and a ruler. The ruler is positioned horizontally across the middle of the image, with markings in millimeters and centimeters. The tools are arranged in a way that suggests precision and technical work.

# Weitere Prognosen

... gemäß

„Genehmigten Szenariorahmen 2037/2045“ (Bundesnetzagentur 2022) und

“Entwurf des Netzentwicklungsplans 2025“ (Vorschlag Übertragungsnetzbetreiber 2024)

“Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem (FhG ISE 2024)

# Sechs Szenarien, viele Zahlen

ACHTUNG: Es können Rundungsfehler auftreten!

	BNetzA (2022)						NEP (2025, Entwurf)						Auffällige Unterschiede zwischen BNetzA (2022) und NEP (2025, Entwurf)
	A 2045		B 2045		C 2045		A 2045		B 2045		C 2045 <sup>1)</sup>		
	P [GW]	W [TWh]	P [GW]	W [TWh]	P [GW]	W [TWh]	P [GW]	W [TWh]	P [GW]	W [TWh]	P [GW]	W [TWh]	
<b>Energieträger</b>													
Kernenergie	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Braunkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Steinkohle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gaskraftwerke zzgl. endogenem Zubau) bzw. Erdgas/Wasserstoff	> 34,6		> 34,6		> 34,6		51,9		51,9		51,9		deutlich größere Nennleistungen, Werte konkretisiert
Öl	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
sonstige konv. Erzeugung	1		1		1		1,1		1,1		1,1		geringfügig größere Nennleistungen
<b>Summe konventionelle Erzeugung (inkl. Pumpspeicher)</b>	<b>&gt; 46,7</b>		<b>&gt; 46,7</b>		<b>&gt; 46,7</b>		<b>64,7</b>		<b>64,7</b>		<b>64,7</b>		Nennleistungen konkretisiert und deutlich größer
<b>Summe konventionelle Erzeugung (ohne Pumpspeicher)</b>	<b>35,6</b>		<b>35,6</b>		<b>35,6</b>		<b>53</b>		<b>53</b>		<b>53</b>		
Wind Onshore	160	394	160	394	180	450	125	337,5	160	432	180	486	etwas größere Energieausbeuten
Wind Offshore	70	230,4	70	230,4	70	230,4	65,2	221,7	75,5	256,7	81,5	277,1	tendenziell höhere Nennleistungen
Photovoltaik	400	380	400	380	445	422,8	330	313,5	400	380	500	475	größere Variationsbreite der Nennleistungen
Biomasse	2,0	6,0	2,0	6,0	2,0	5,0	3,0	9,0	3,0	9,0	3,0	9,0	50% höhere Nennleistungen
Wasserkraft	5,3	21,1	5,3	21,1	5,3	13,25	4,6	15,8	4,6	15,8	4,6	15,8	kleinere Nennleistungen
sonstige regenerative Erzeugung (Abfall)	1,0	5,0	1,0	5,0	1,0	5,0	1,0	4,8	1,0	4,8	1,0	4,8	nahezu unverändert
<b>Summe regenerative Erzeugung</b>	<b>638,3</b>	<b>1030,8</b>	<b>638,3</b>	<b>1030,8</b>	<b>703,3</b>	<b>1122,2</b>	<b>528,8</b>	<b>902,3</b>	<b>644,1</b>	<b>1098,3</b>	<b>770,1</b>	<b>1267,7</b>	etwas erhöhte Werte
<i>Informell: Mittlere Volllaststunden regenerative Erzeugung (Werte in Volllaststunden)</i>	<i>1615</i>		<i>1615</i>		<i>1596</i>		<i>1706</i>		<i>1705</i>		<i>1646</i>		leicht höhere Werte
<i>Informell: Mittlerer Nutzungsgrad regenerative Erzeugung (Werte in Prozent)</i>	<i>18,4%</i>		<i>18,4%</i>		<i>18,2%</i>		<i>19,5%</i>		<i>19,5%</i>		<i>18,8%</i>		leicht höhere Werte
Interkonnektoren <sup>2),4)</sup>	46		46		46		48		48		65		in Szenario C erheblich erhöhte Leistung
<b>Summe gesamte Erzeugung ohne Interkonnektoren</b>	<b>685,3</b>		<b>685,3</b>		<b>750,3</b>		<b>593,5</b>		<b>708,8</b>		<b>834,8</b>		tendenziell höhere Leistungswerte
<b>Summe gesamte Erzeugung mit Interkonnektoren</b>	<b>731,3</b>		<b>731,3</b>		<b>796,3</b>		<b>641,5</b>		<b>756,8</b>		<b>899,8</b>		tendenziell höhere Leistungswerte
<b>Summe regelbare Erzeugung ohne Interkonnektoren<sup>3)</sup></b>	<b>55</b>		<b>55</b>		<b>55</b>		<b>73,3</b>		<b>73,3</b>		<b>73,3</b>		tendenziell höhere Leistungswerte
<b>Summe regelbare Erzeugung mit Interkonnektoren<sup>3)</sup></b>	<b>101</b>		<b>101</b>		<b>101</b>		<b>121,3</b>		<b>121,3</b>		<b>138,3</b>		tendenziell höhere Leistungswerte
<b>Stromverbrauch</b>													
Nettostromverbrauch inkl. Elektrolyse (geschätzt)		999		1025		1222		887,4		1098,6		1269,7	Verbrauchswerte ungefähr vergleichbar
Verluste		80,5		81,1		81,1		79,5		80,1		81,4	
Netzverluste (Verteilernetz und Übertragungsnetz)		74,8		74,8		74,8		74,8		74,8		74,8	
Speicherverluste		4,7		5,3		5,3		3,7		4,3		5,6	
Umwandlungsbereich (Kraftwerksbedarf)		1,0		1,0		1,0		1,0		1,0		1,0	
<b>Bruttostromverbrauch (geschätzt)</b>		<b>1079,3</b>		<b>1106,4</b>		<b>1302,7</b>		<b>966,9</b>		<b>1178,7</b>		<b>1351,1</b>	Verbrauchswerte ungefähr vergleichbar
Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch (geschätzt)		>95,5%		>93,2%		>86,1%		>90 %		>90%		>91%	leicht geringere Werte
<b>Treiber Sektorenkopplung</b>													
Elektromobilität, statt in GW in Millionen	34,8	118,8	37,3	160,6	37,3	172,8	32,5	129	37,2	168,5	44,8	185,9	tendenziell höhere Leistungswerte
davon E-PKW	29	67,7	32	74,7	32	81,7	23,9	72,7	32,4	76	39,8	92,1	
davon Plug-in-Hybride	3	3,4	2	2,3	2	2,5	4,8	7,3	1,4	1,8	0,8	0,9	
davon Leichte E-Nutzfahrzeuge	2,6	17,5	2,9	19,6	2,9	21	3,4	16	2,6	11,6	3,4	17,5	
davon Schwere E-Nutzfahrzeuge	0,15	15,2	0,2	20,3	0,2	21,8	0,5	20	0,79	55,1	0,8	51,5	
Oberleitungs-Hybrid-LKW	0	0	0,2	26,8	0,2	28,8	0	0	0	0	0	0	
davon Schienen- und Busverkehr		15		17		17		13		24		24	
Wärmepumpen (HH und GHD)	16,3	67,6	16,3	67,6	16,3	91,1	10,4	87,2	15,4	119	18	130,4	erheblich höhere Verbrauchswerte
direktelektrische Heizungen und Nachtspeicheröfen								18,7		18,9		18,4	
Wärmepumpen		67,6		67,6		91,1		68,5		100,1		112	
Fernwärmeerzeugung (Power-to-Heat)	14,9	24,6	20,4	26,9	27	42,8	16,4	21,5	17,8	23,4	17,8	23,4	niedrigere Verbrauchswerte
Großwärmepumpen (Fernwärme)	8	19,1	6,6	15,9	13,2	31,8	5,3	12,6	5,7	13,7	5,7	13,7	
Elektrokessel (Fernwärme) (eh. Elektrodenheizer)	6,9	5,5	13,8	11	13,8	11	11,1	8,9	12,1	9,7	12,1	9,7	
Elektrolyse <sup>5)</sup>	80	240	50	150	55	165	46	184	60	240	80	320	um 33% erhöhte Energieausbeute!
<b>Summe Treiber Sektorkopplung</b>		<b>451</b>		<b>337,5</b>		<b>380,6</b>		<b>421,7</b>		<b>550,9</b>		<b>659,7</b>	deutlich höhere Verbräuche
<b>Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilität</b>													
PV-Batteriespeicher bzw. Kleinbatteriespeicher	97,7	0,20	97,7	0,20	113,4	0,23	52,0	0,13	70,0	0,18	75,0	0,19	deutlich geringere Werte
Großbatteriespeicher	43,3	0,09	43,3	0,09	54,5	0,11	21,0	0,08	36,0	0,14	44,0	0,18	ähnliche Werte
Pumpspeicher <sup>6)</sup>	11,1	0,04	11,1	0,04	11,1	0,04	11,7	0,04	11,7	0,04	11,7	0,04	ähnliche Werte
DSM (Industrie und GHD) <sup>6)</sup>	8,9	0,03	12,0	0,04	12,0	0,04	8,4	0,03	12,9	0,04	14,5	0,04	ähnliche Werte
davon Industrie, abschaltbar		5,3		6,7		6,7		1,3		2		2,0	0,01
davon Industrie, verschiebbar								4,0		4,7		4,7	0,01
davon GHD, abschaltbar		3,6		5,3		5,3		0,0		0,0		0,0	0,00
davon GHD, verschiebbar								3,1		6,2		7,8	0,02
<b>Summe Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten</b>	<b>161,0</b>	<b>0,35</b>	<b>164,1</b>	<b>0,36</b>	<b>191,0</b>	<b>0,41</b>	<b>93,1</b>	<b>0,28</b>	<b>130,6</b>	<b>0,40</b>	<b>145,2</b>	<b>0,45</b>	deutlich geringere Werte
<i>Informell: Mittlere Entladedauer bei voller Belastung/Ausnutzung (Werte in Stunden)</i>	<i>2,17</i>		<i>2,18</i>		<i>2,16</i>		<i>3,01</i>		<i>3,04</i>		<i>3,08</i>		
<b>Gesamtsystem</b>													
<b>Insgesamt zur Stromerzeugung installierte Leistung (Kraftwerke, Erneuerbare, Speicher, Elektrolyseure, Interkonnektoren, DSM)</b>	<b>892,3</b>		<b>895,4</b>		<b>987,3</b>		<b>734,6</b>		<b>887,4</b>		<b>1045</b>		leicht höhere Werte
davon regelbar (siehe oben)	101		101		101		121,3		121,3		138,3		deutlich erhöhte Werte

Bundesnetzagentur (2022): "Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Bedarfsermittlung 2023-2037/2045“, Az.: 4.14.01.01/001#1, 08.07.2022.

K.E. Bartos, C. Dede, C. Brehm, P. Kaiser: "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber“ (NEP), 06/2024, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf) (abgerufen am 21.11.2024)

# Batterien, Pumpspeicher, Wasserstoff-Elektrolyse

	2020	2022	2045											
	<i>BNetzA</i>	<i>NEP 2025E</i>	<i>BNetzA "A"</i>		<i>BNetzA "B"</i>		<i>BNetzA "C"</i>		<i>NEP25E "A"</i>		<i>NEP25E "B"</i>		<i>NEP25E "C"</i>	
	GW	GW	GW	TWh	GW	TWh								
Pumpspeicher	9,8	9,7	11,1	0,050	11,1	0,050	11,1	0,050	11,7	0,053	11,7	0,053	11,7	0,053
PV-Speicher/Kleinbatteriespeicher	1,3	6,3	97,7	0,195	97,7	0,195	113,4	0,227	52	0,131	70	0,175	75	0,188
Großbatteriespeicher	0,5	1,3	43,3	0,087	43,3	0,087	54,5	0,109	21	0,084	36	0,143	44	0,175
DSM (geschätzte Nutzbarkeit: 2 h im Durchschnitt)	1,2	1,4	8,9	0,018	12	0,024	12	0,024	8,4	0,017	12,9	0,026	14,5	0,029
	12,8	18,7	161	0,350	164,1	0,356	191	0,410	93,1	0,284	130,6	0,396	145,2	0,445
													Mittelwert 2045	0,374
													Standardabweichung 2045	0,056
													Minimum 2045	0,284
													Maximum 2045	0,445

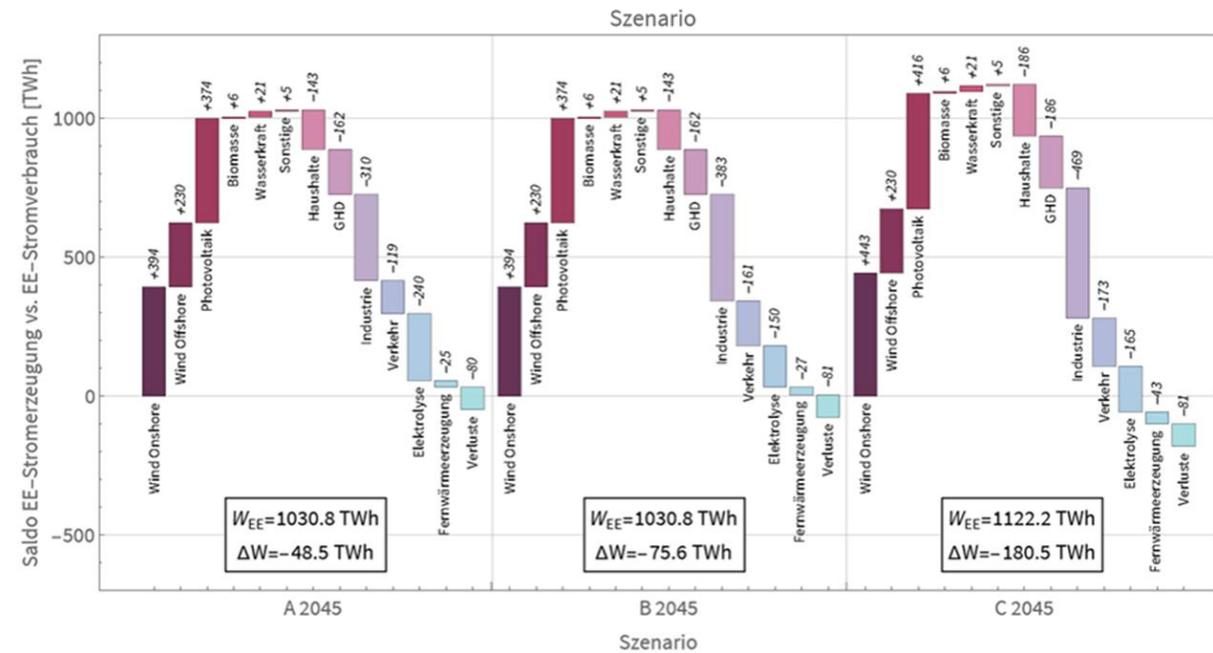
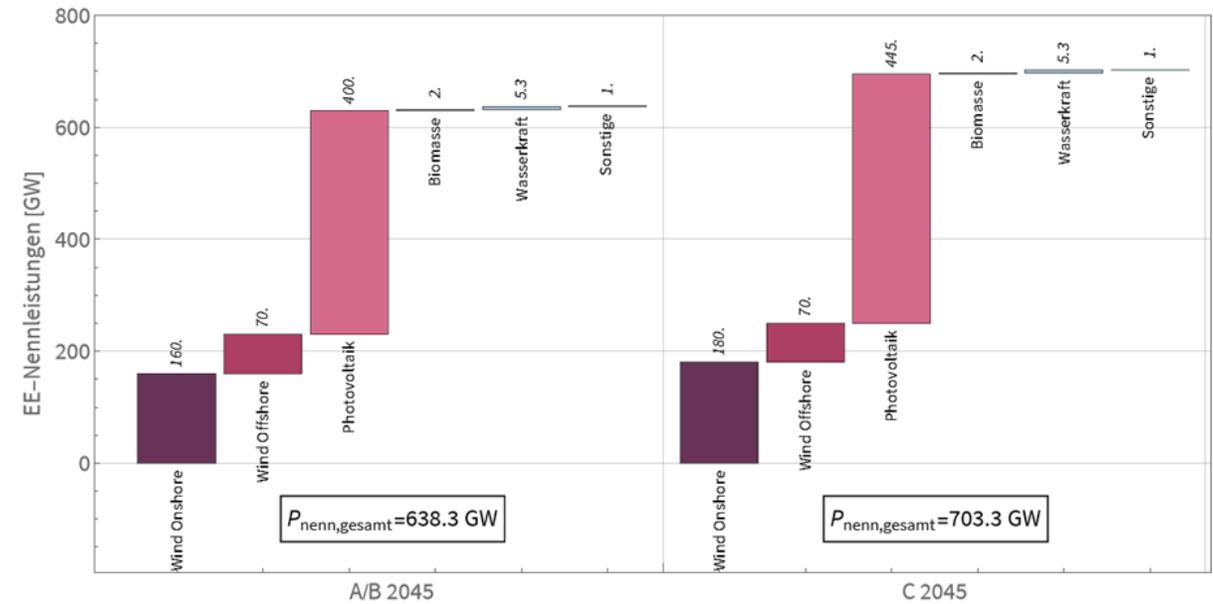
Elektrolyse für H <sub>2</sub> für H <sub>2</sub> -Kraftwerke ( <i>GW<sub>el</sub></i> , <i>TWh<sub>H2</sub></i> )	<i>BNetzA "A"</i>		<i>BNetzA "B"</i>		<i>BNetzA "C"</i>		<i>NEP25E "A"</i>		<i>NEP25E "B"</i>		<i>NEP25E "C"</i>	
	80	160	50	100	55	165	46	128,8	60	168	80	224
	3.000 Volllaststunden; 66% Wirkungsgrad						4.000 Volllaststunden; 70% Wirkungsgrad					

Bundesnetzagentur (2022): "Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Bedarfsermittlung 2023-2037/2045", Az.: 4.14.01.01/001#1, 08.07.2022.

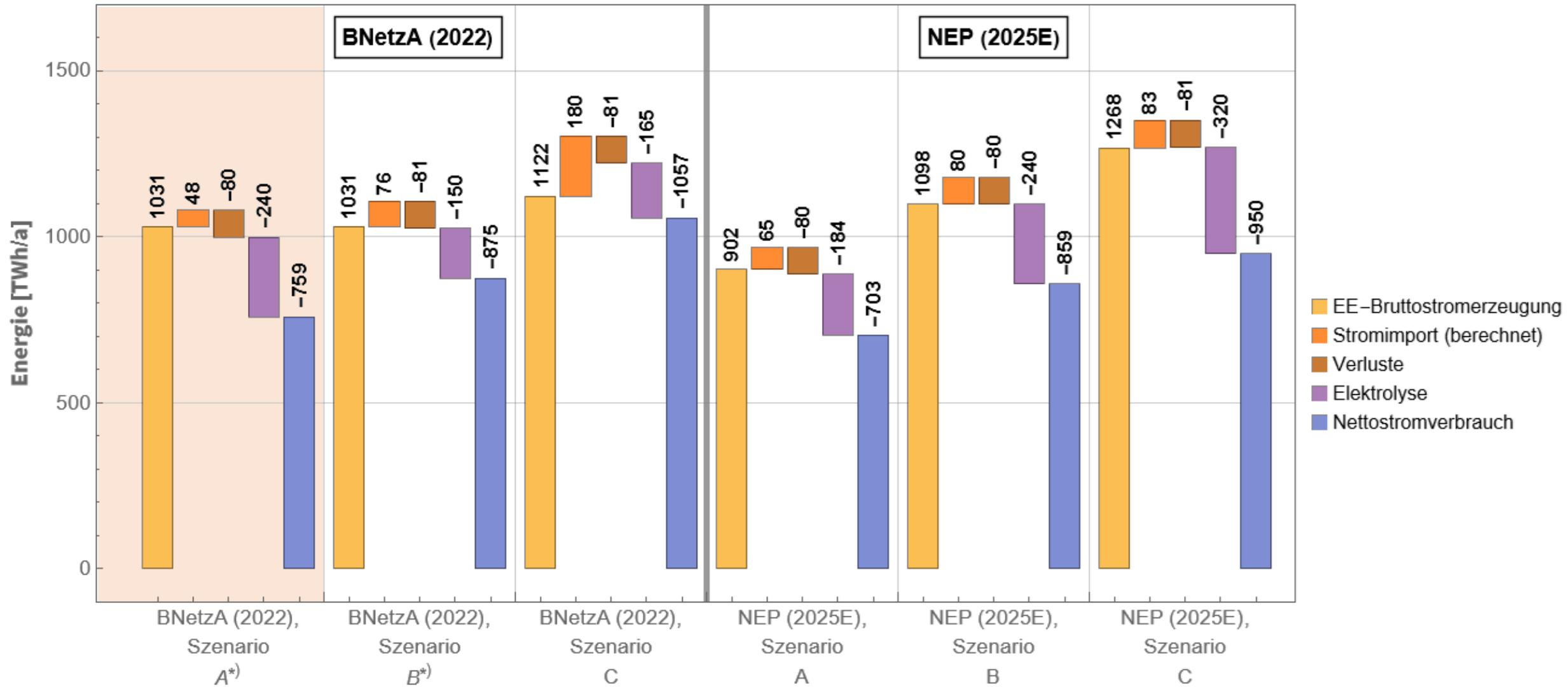
K.E. Bartos, C. Dede, C. Brehm, P. Kaiser: "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber" (NEP), 06/2024, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf) (abgerufen am 21.11.2024)

# Genehmigter Szenariorahmen gemäß BNetzA (2022)

Bundesnetzagentur (2022): "Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Bedarfsermittlung 2023-2037/2045", Az.: 4.14.01.01/001#1, 08.07.2022.



# Zusammenfassung Erzeuger- und Verbrauchsenergien 2045, div. Szenarien



Bundesnetzagentur (2022): "Genehmigung des Szenariorahmens 2023-2037/2045, Bedarfsermittlung 2023-2037/2045", Az.: 4.14.01.01/001#1, 08.07.2022.

K.E. Bartos, C. Dede, C. Brehm, P. Kaiser: "Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025 – Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber" (NEP), 06/2024, [https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf\\_NEP2037\\_2025.pdf](https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf) (abgerufen am 21.11.2024)

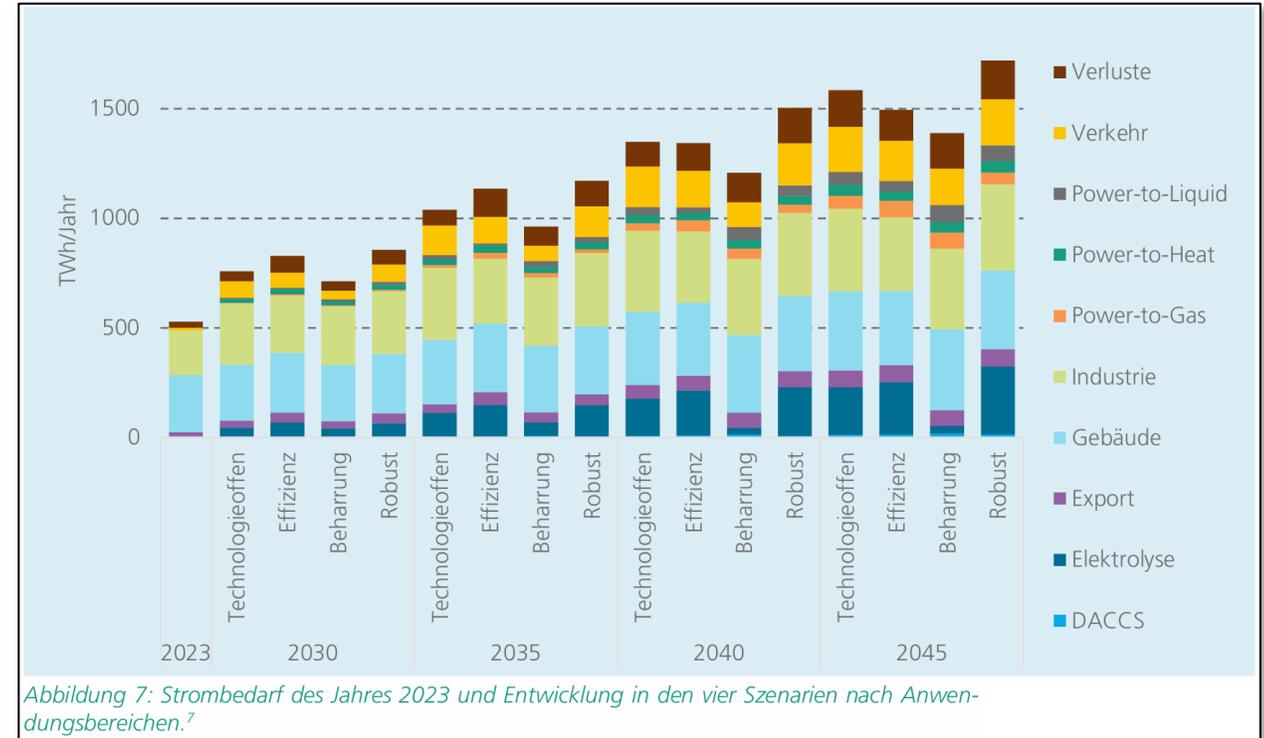
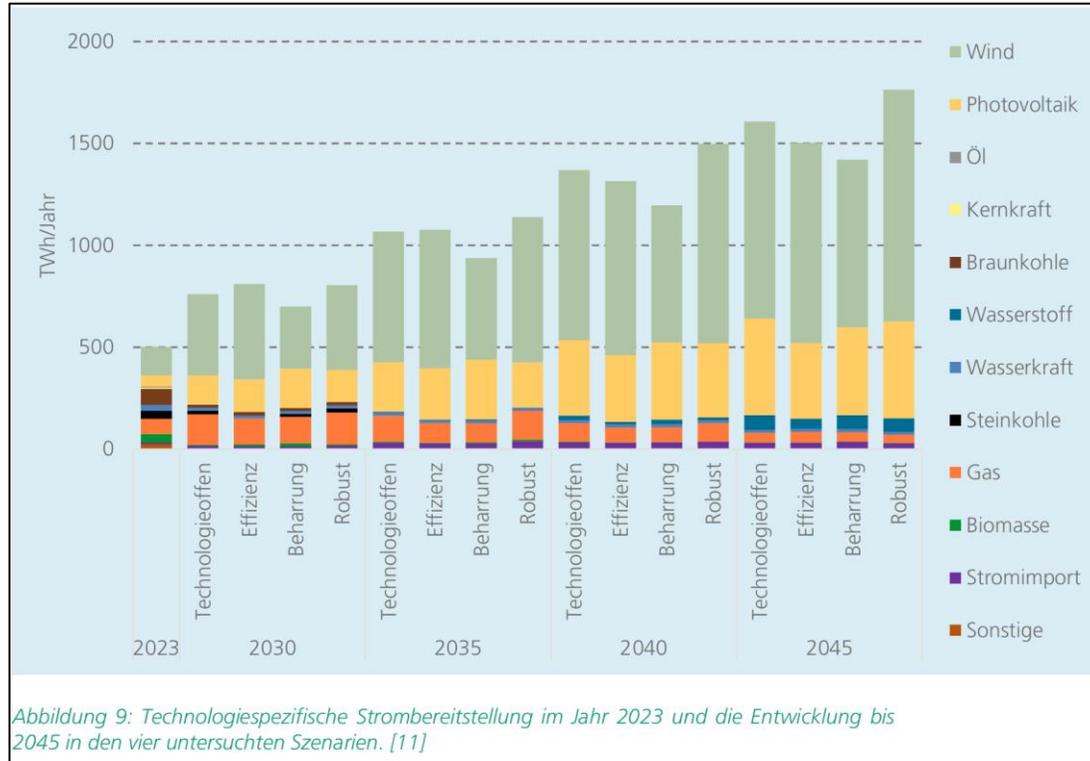
# Fraunhofer ISE, 13. November 2024

## Ergebnisse bzgl. Kerndaten

<https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/wege-zu-einem-klimaneutralen-energiesystem.html>  
(abgerufen am 16.11.2024)



# Stromerzeugung/-bedarf gem. FhG ISE



Strombereitstellung 2045:  $1.600 \pm 170$  TWh/a

Strombedarf 2045:  $1.555 \pm 165$  TWh/a

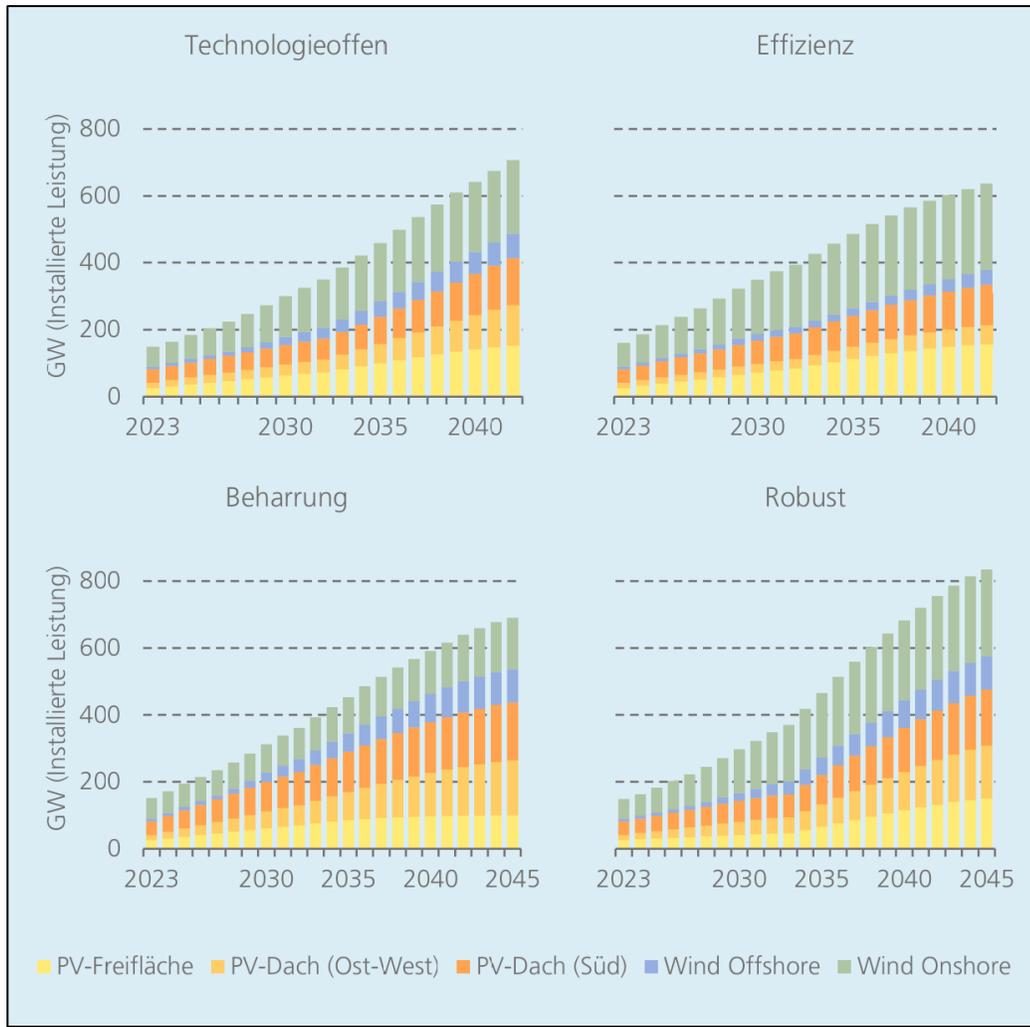
## Infobox – Kernenergie

Die Rolle der Atomkraft im zukünftigen Energiesystem ist politisch und medial umstritten. Im Rahmen dieser Studie wurden verschiedene Sensitivitäten unter Berücksichtigung des Ausbaus der Kernkraft berechnet.

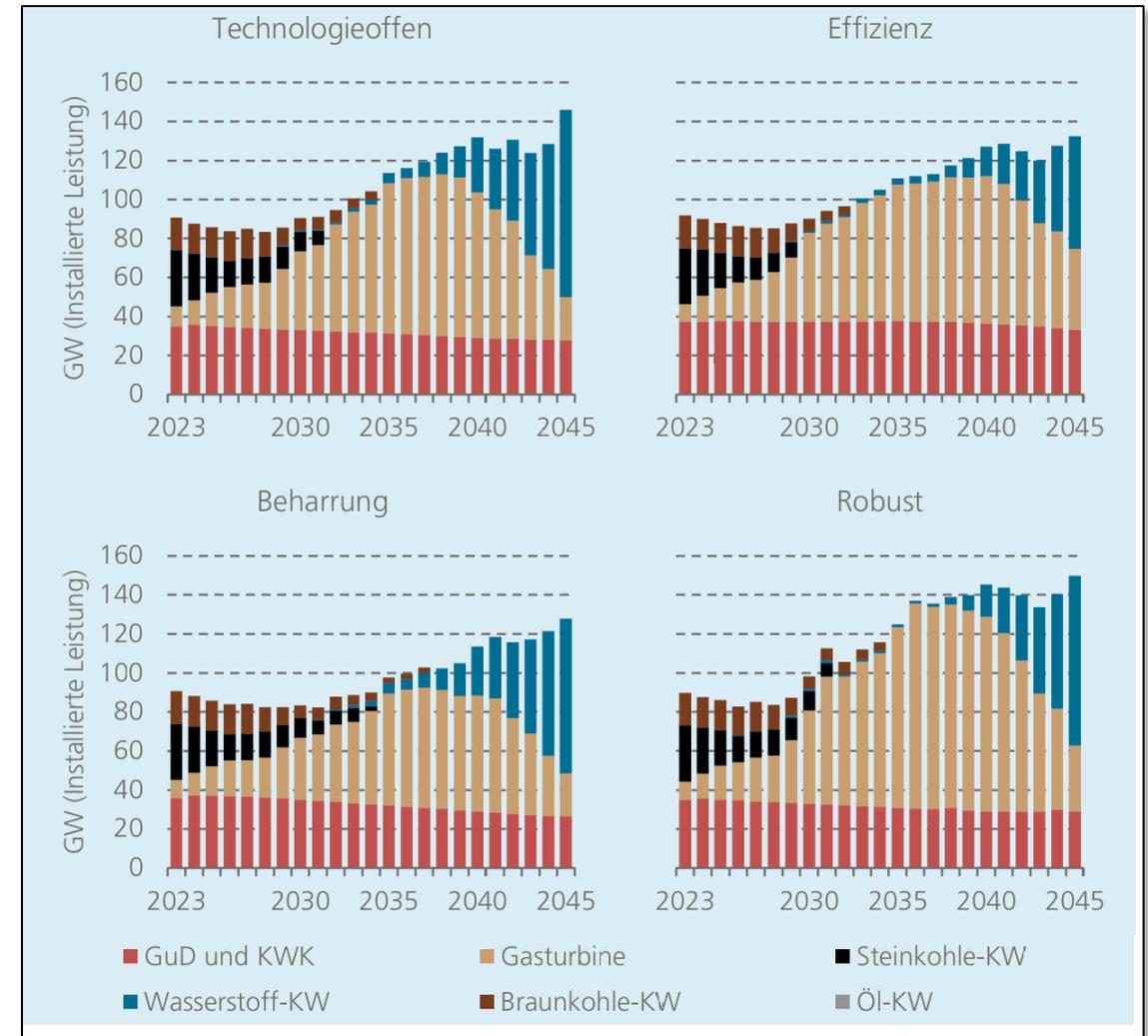


Dabei wurde die Annahme getroffen, dass ab 2035 in vier Bundesländern jeweils eine Kapazität von 2,5 GW ausgebaut wird. Die CAPEX wurden auf 9.000 €/kW und OPEX entsprechend [34] angenommen. In dieser Sensitivitätsrechnung mit neuen Kernkraftwerken in Deutschland erhöhten sich die Transformationskosten deutlich. Dies deckt sich mit Untersuchungen der Universität Aalborg: die Kosten der Kernenergie übersteigen den systemischen Nutzen durch reduzierten Flexibilitätsbedarf deutlich [33].

# Nennleistung EE und regelbare Kraftwerke 2023-2045 gem. FhG ISE

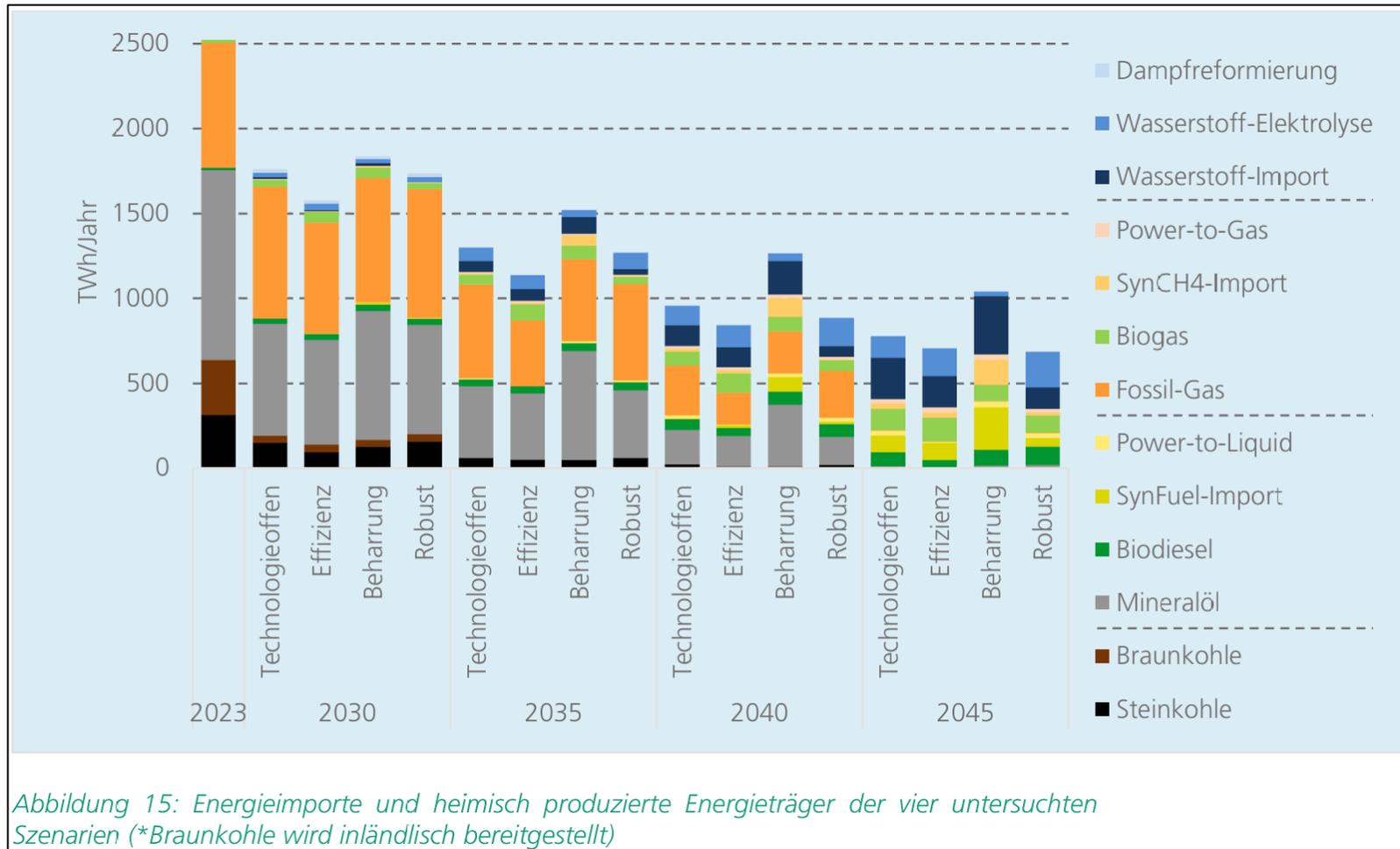


EE-Nennleistung 2045: 740±100 GW

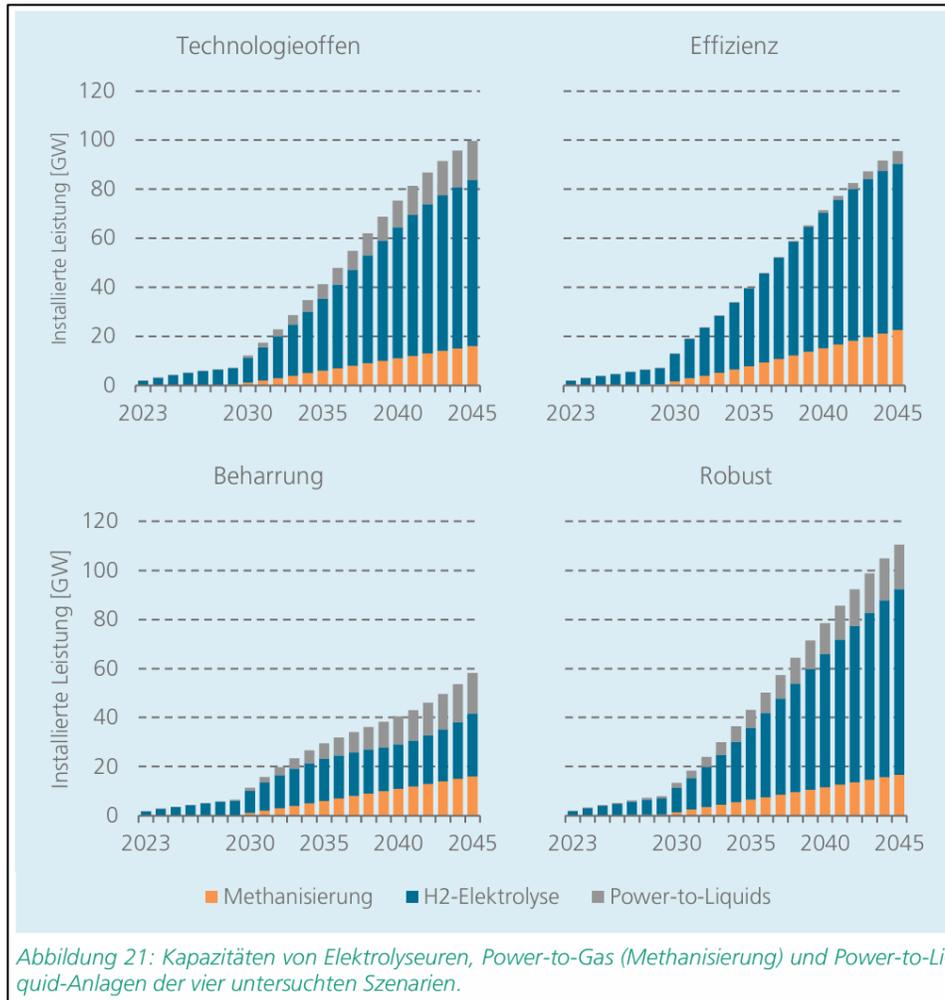


Nennleistung regelbare Kraftwerke 2045: 140±13 GW

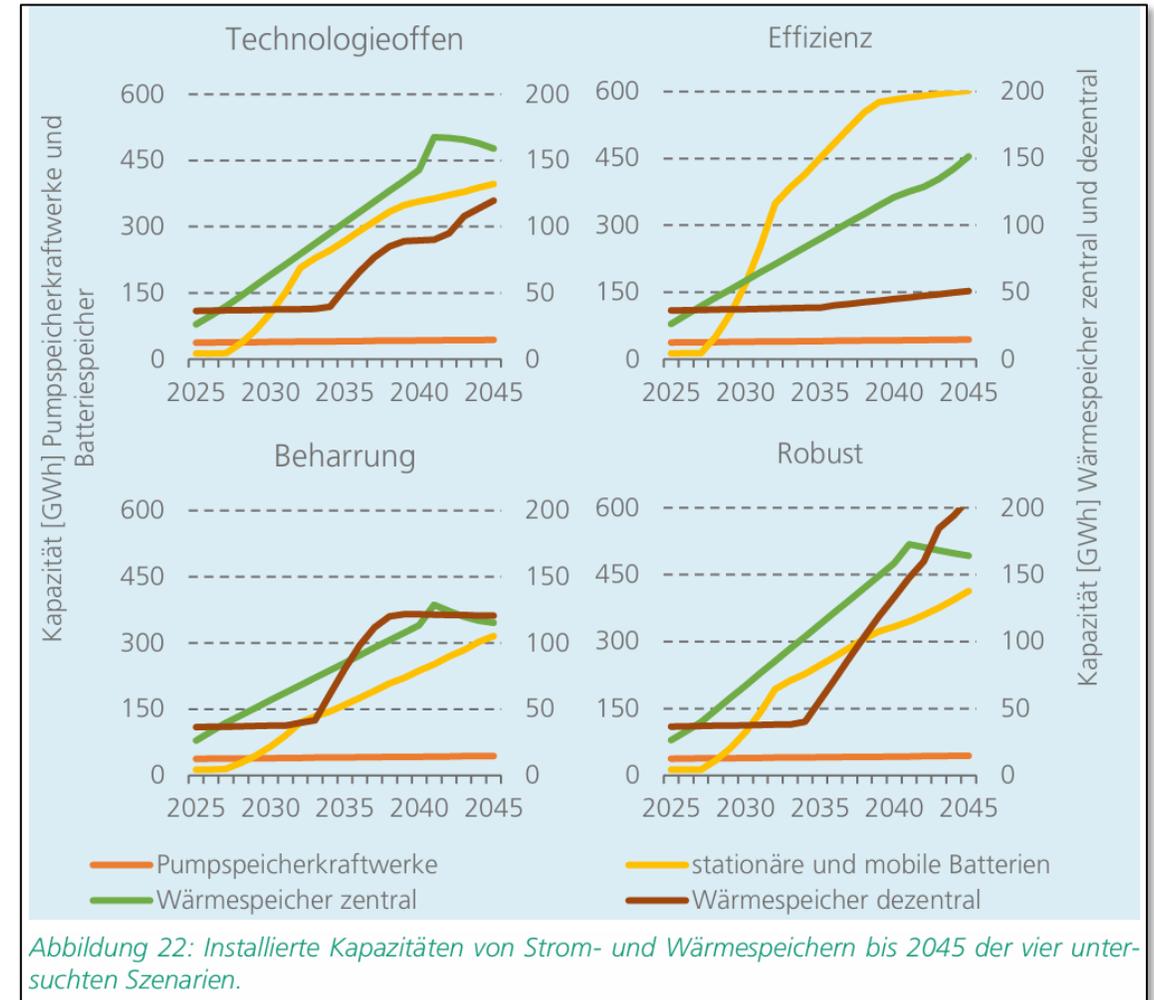
# Energieimporte gem. FhG SE



# Nennleistungen Stoffherzeuger und Strom-/Wärmespeicher



Nennleistung Stoffherzeuger 2045:  $84 \pm 26$  GW



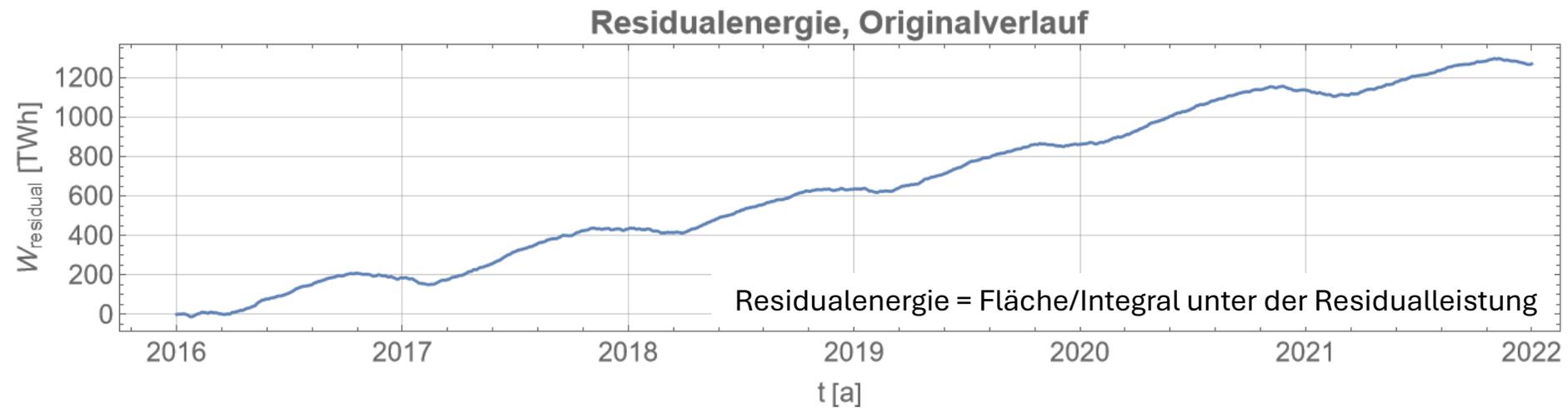
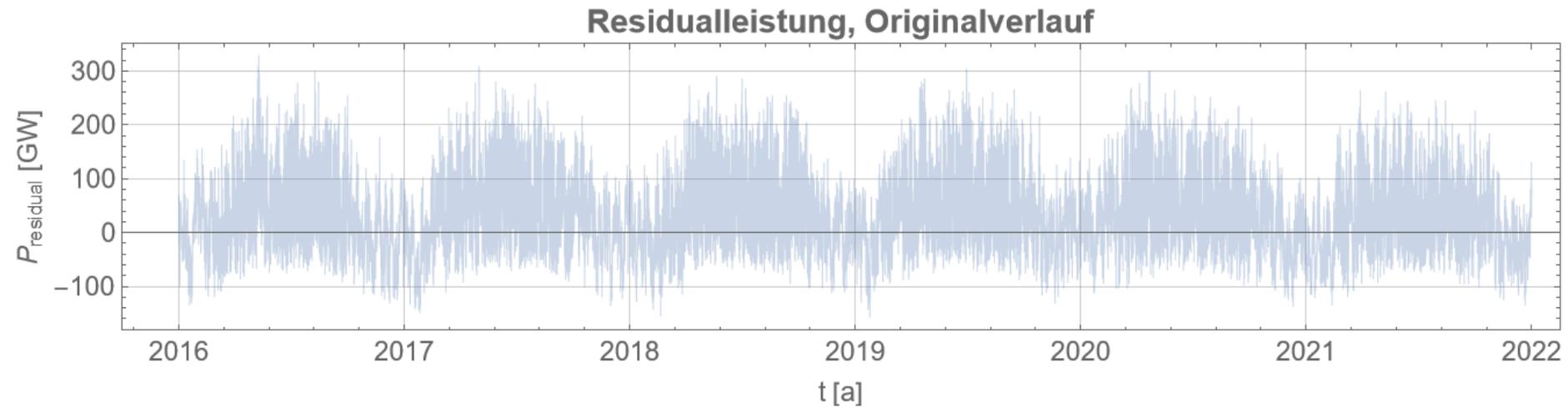
Kapazität Batterie+Pumpspeicher 2045:  $0,56 \pm 0,09$  TWh  
 Kapazität Wärmespeicher 2045:  $0,30 \pm 0,07$  TWh

# Vergleich der Methoden

... zur Abschätzung des resultierenden Bedarfs an Langzeitspeicher-Kapazität

# Erläuterungen zu den Methoden „Fitting“, „Gauß“, „ $\eta$ “

am Beispiel der Lastvariante 1



**Befund:** Nahezu **linearer Anstieg** mit jährlich wiederkehrendem **Wellenanteil**  $\Rightarrow$  **Verluste** + Ein-/Aus**speicher**vorgänge.

# Erläuterungen zu den Methoden „Fitting“, „Gauß“, „ $\eta$ “

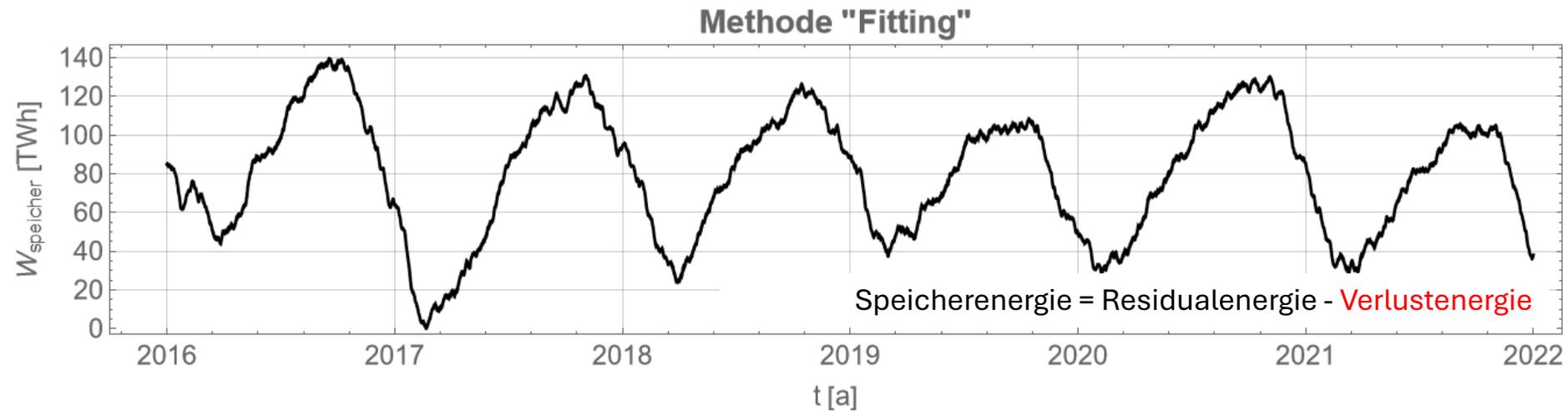
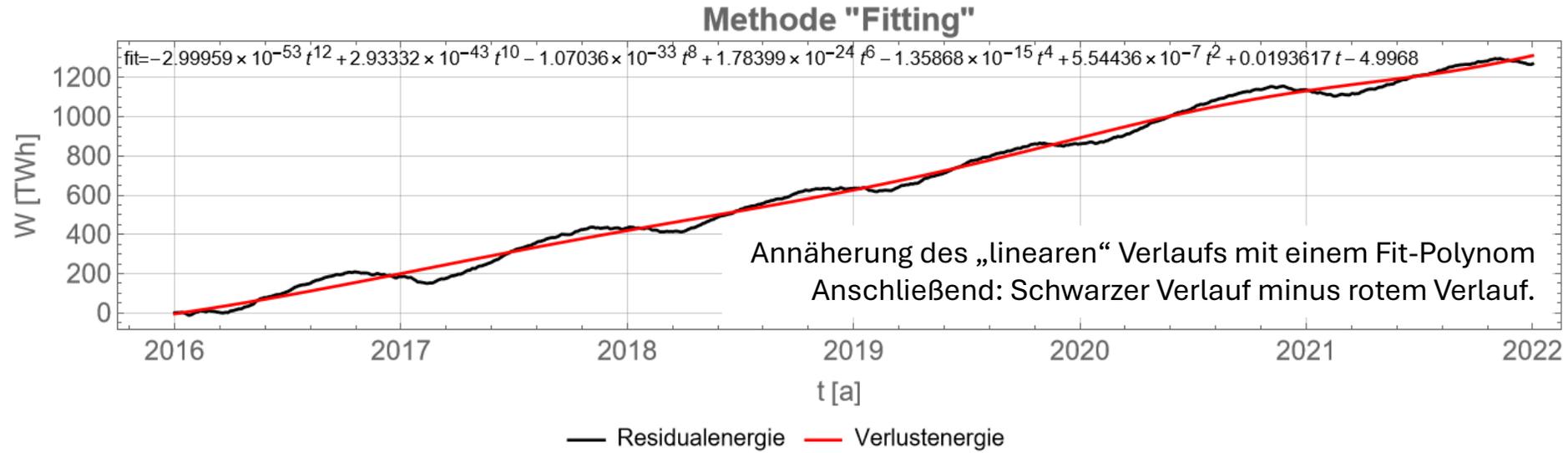
am Beispiel der Lastvariante 1

## Problem:

Mit welchem Verfahren lässt sich die Residualenergie auftrennen in Speicher- und Verlustenergie? Die entsprechenden konkreten Verläufe sind anhand des Verlaufs ohne Zuhilfenahme mathematischer Hilfsmittel nur unzureichend erkennbar.

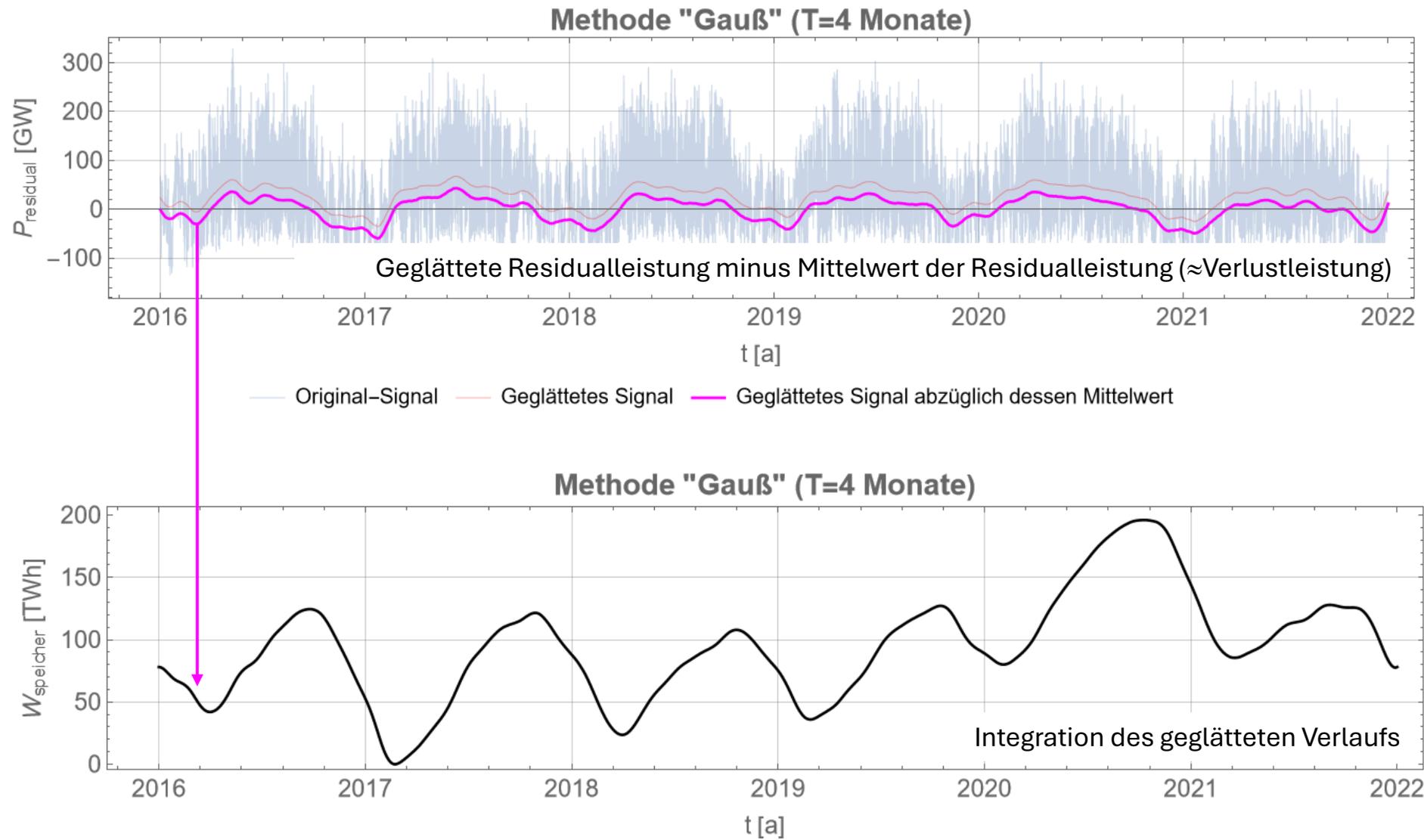
# Methode „Fitting“

Einfachste Methode



# Methode „Gauß“

Leicht aufwändigere Methode

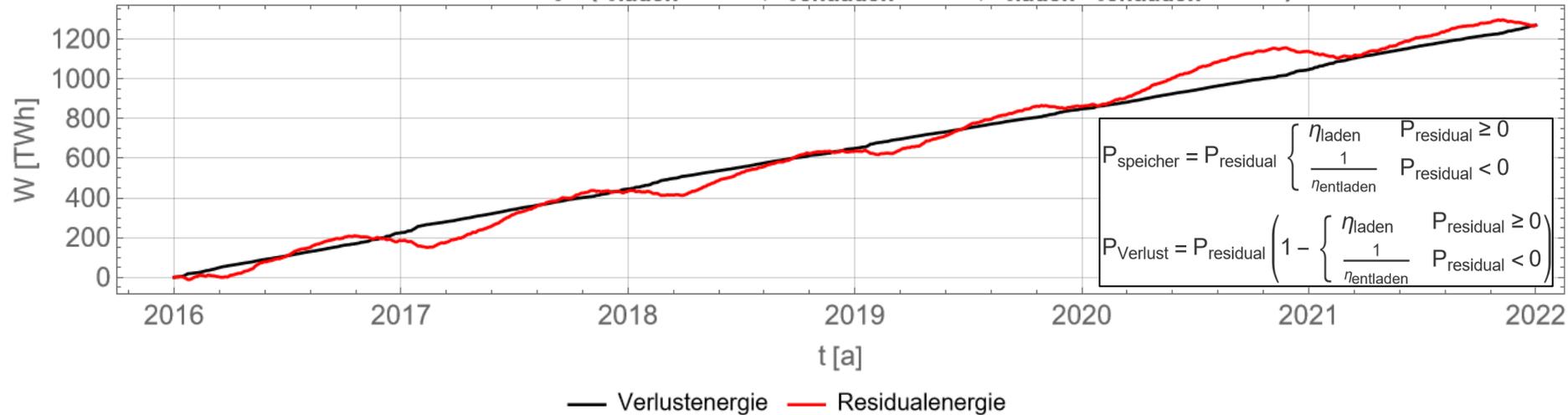


# Methode „ $\eta$ “

Aufwändig

... recht gute Wirkungsgrade, da beim **Laden** Mischung aus mittlerem Elektrolyseurs- und sehr gutem Batterie-Wirkungsgrad. Für das **Entladen** über H<sub>2</sub>-Kraftwerke ergibt sich ein recht guter aber nicht realitätsferner Wirkungsgrad. Hinweis: Bei Annahme des dargestellten Berechnungsansatzes für  $P_{\text{speicher}}$  und  $P_{\text{verlust}}$  ergeben sich die Wirkungsgrade zwangsweise aus der Residualleistung.

Methode "η" ( $\eta_{\text{luden}}=74\%$ ,  $\eta_{\text{entladen}}=51\%$ ,  $\eta_{\text{luden}} \cdot \eta_{\text{entladen}}=38\%$ )



Speicher- und Verlustleistung ermitteln gemäß den dargestellten Formeln. Dann Speicherleistung integrieren.  $\Rightarrow$  Speicherenergie

Methode "η" ( $\eta_{\text{luden}}=74\%$ ,  $\eta_{\text{entladen}}=51\%$ ,  $\eta_{\text{luden}} \cdot \eta_{\text{entladen}}=38\%$ )

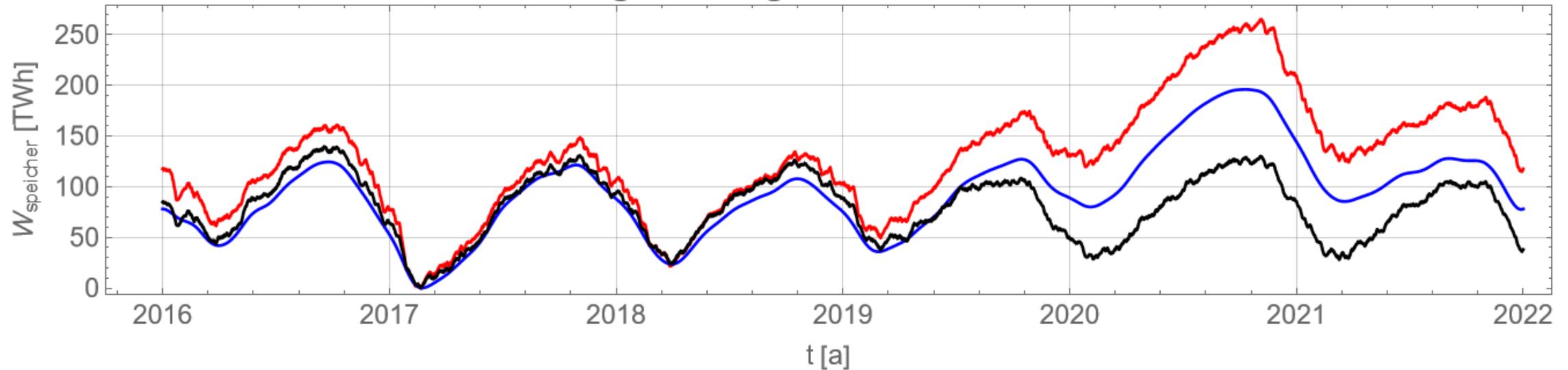


# Direktvergleich der drei Methoden

Für erste drei Jahre sehr ähnliche Ergebnisse

Für letzte drei Jahre sehr unterschiedliche Ergebnisse

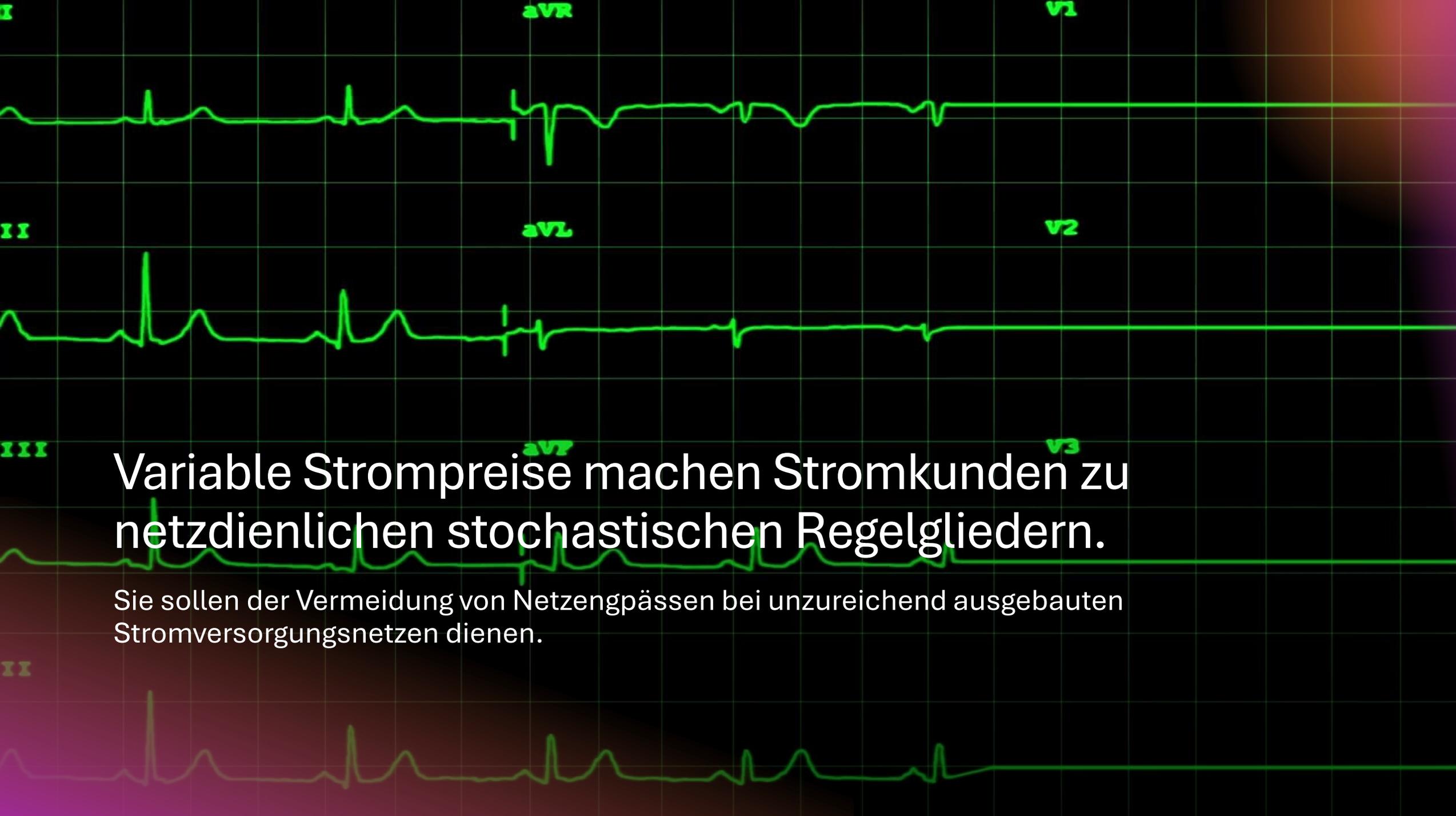
## Ergebnisvergleich der Methoden



— gem. Methode " $\eta$ " — gem. Methode "Gauß" — gem. Methode "Fit"

realitätsnäher

realitätsferner



# Variable Strompreise machen Stromkunden zu netzdienlichen stochastischen Regelgliedern.

Sie sollen der Vermeidung von Netzengpässen bei unzureichend ausgebauten Stromversorgungsnetzen dienen.

# Variable Strompreise in Deutschland, Beispiel Tibber

## Dynamische Strompreistarife

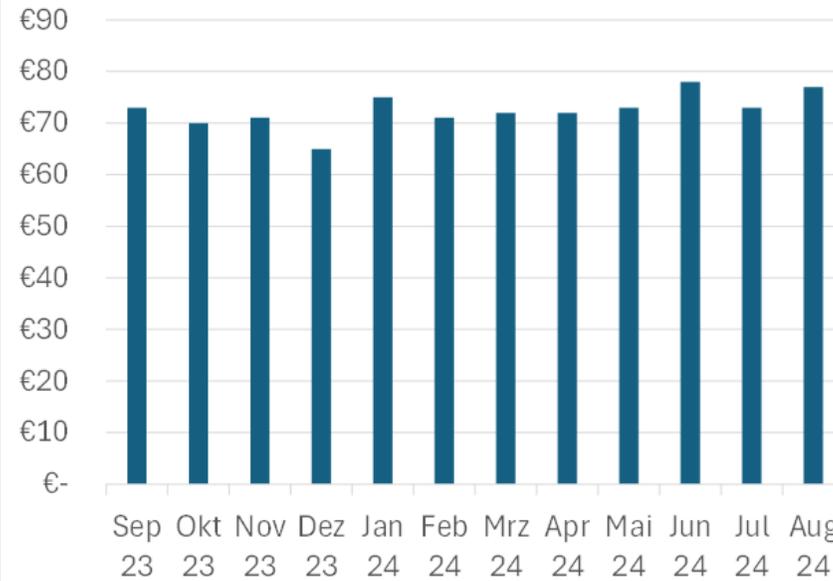
... und deren Wirkung auf den Stromverbrauch



Mit KI erstellt · 25. September 2024 um 8:45 PM

Autor: Prof. Dr.-Ing. Markus J. Löffler c/o Westfälisches Energieinstitut, Gelsenkirchen  
Auftraggeber: keiner/Selbstbefassung  
Datum: 02.10.2024 (Version 1.0)

Tibber, monatl. Bruttopreis, 2.500 kWh/a



Tibber, monatl. Bruttopreis, 20.000 kWh/a

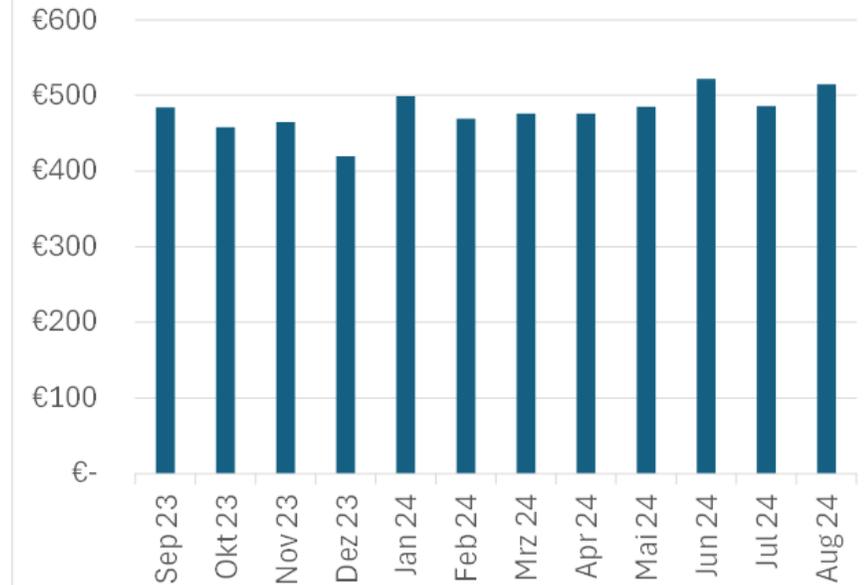
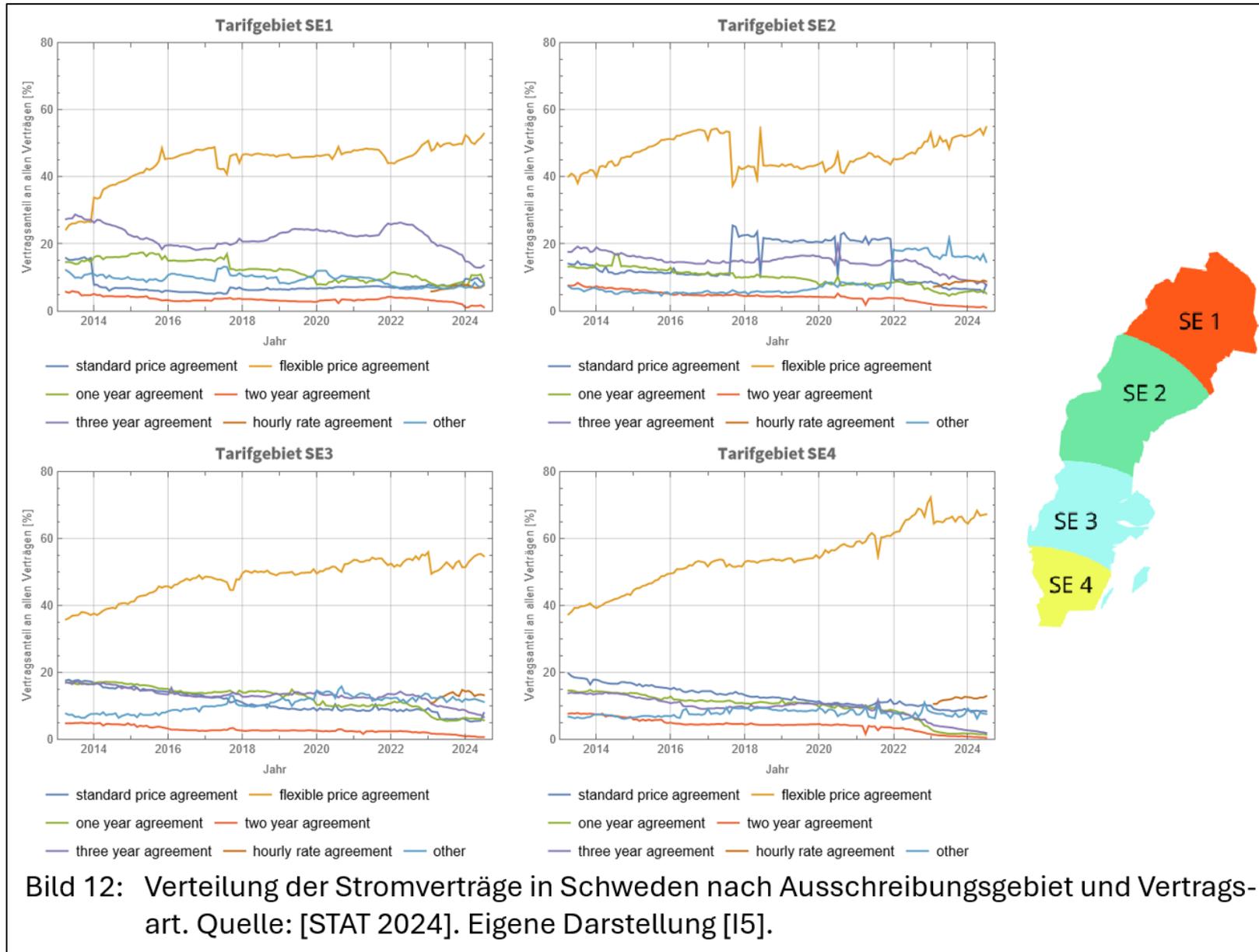


Bild 10: Monatliche Strompreise der Firma Tibber vom September 2023 bis zum August 2024 für eine Stromabnahme von 2.500 kWh/a (linkes Teilbild) und für eine Stromabnahme von 20.000 kWh/a. Daten von [TIBB 2024]. Eigene Darstellung [I2].

# Fallbeispiel Schweden: Entwicklung der Stromvertragsformen



## 1. Flexible Stromtarife:

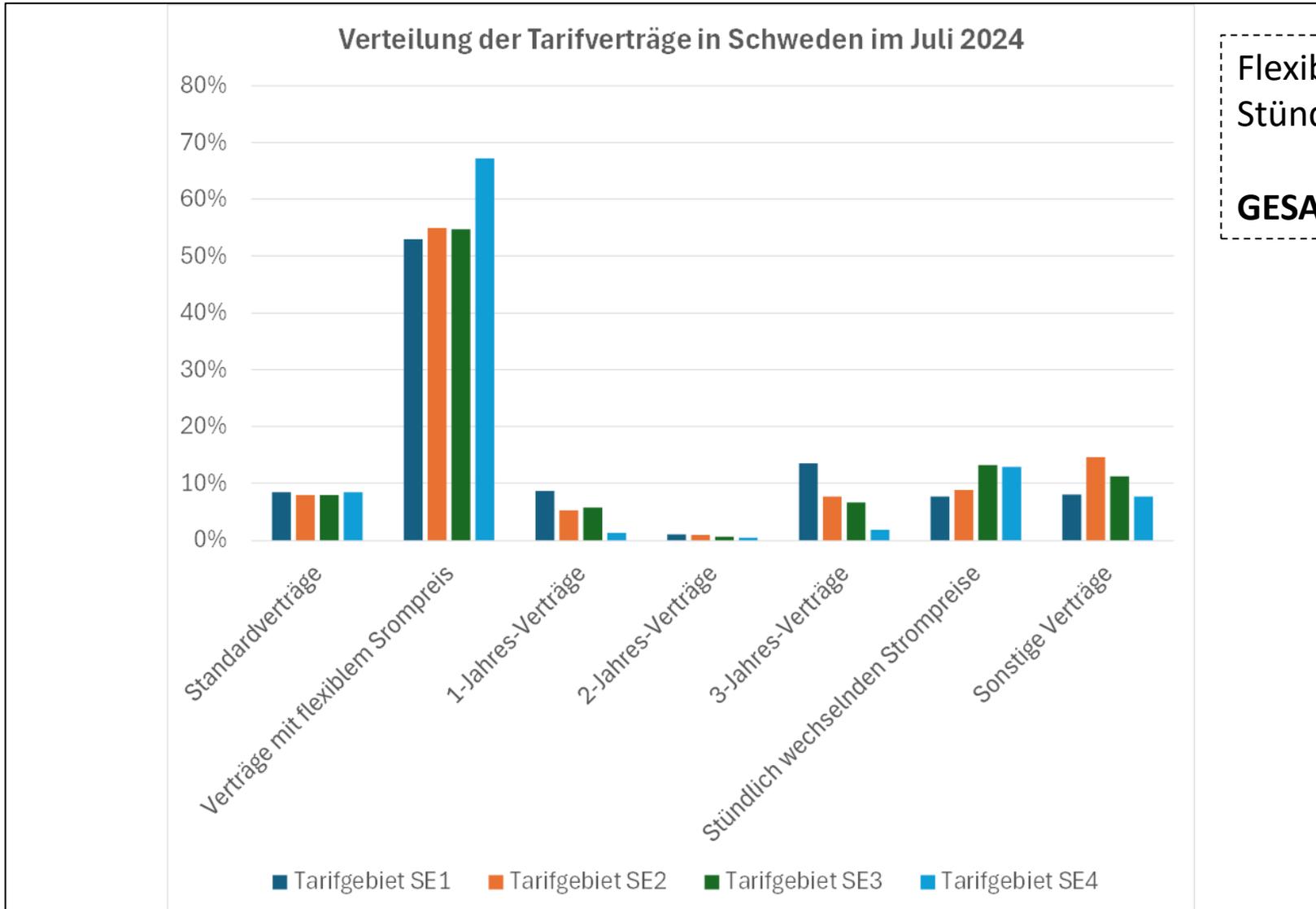
1. Flexible Stromtarife passen sich den Marktbedingungen an, ändern jedoch nicht unbedingt jede Stunde. Diese Tarife orientieren sich oft an den Großhandelspreisen, die meist nur zu bestimmten Zeiten angepasst werden, beispielsweise täglich oder in größeren Intervallen.
2. Der Strompreis kann also über den Tag hinweg konstant bleiben und sich erst am nächsten Tag oder in größeren Abständen ändern.

## 2. Stromtarife mit stündlich wechselndem Strompreis:

1. Bei diesen Tarifen ändert sich der Strompreis tatsächlich jede Stunde. Die Preise werden direkt an die stündlichen Börsenpreise des Großhandelsmarktes gekoppelt, etwa der Strombörse Nord Pool in Skandinavien.
2. Für Verbraucher bedeutet das, dass der Strompreis über den Tag hinweg schwankt und je nach Verbrauchszeitpunkt sehr unterschiedlich sein kann.

[Auskunft ChatGPT vom 16.11.2024]

# Fallbeispiel Schweden: Anteile der Stromvertragsformen im Jahr 2024



Flexibler Strompreis:  $\approx 55\%$   
Stündlich wechselnder Strompreis:  $\approx 10\%$   
**GESAMT:**  $\approx 65\%$

## 1. Flexible Stromtarife:

1. Flexible Stromtarife passen sich den Marktbedingungen an, ändern jedoch nicht unbedingt jede Stunde. Diese Tarife orientieren sich oft an den Großhandelspreisen, die meist nur zu bestimmten Zeiten angepasst werden, beispielsweise täglich oder in größeren Intervallen.
2. Der Strompreis kann also über den Tag hinweg konstant bleiben und sich erst am nächsten Tag oder in größeren Abständen ändern.

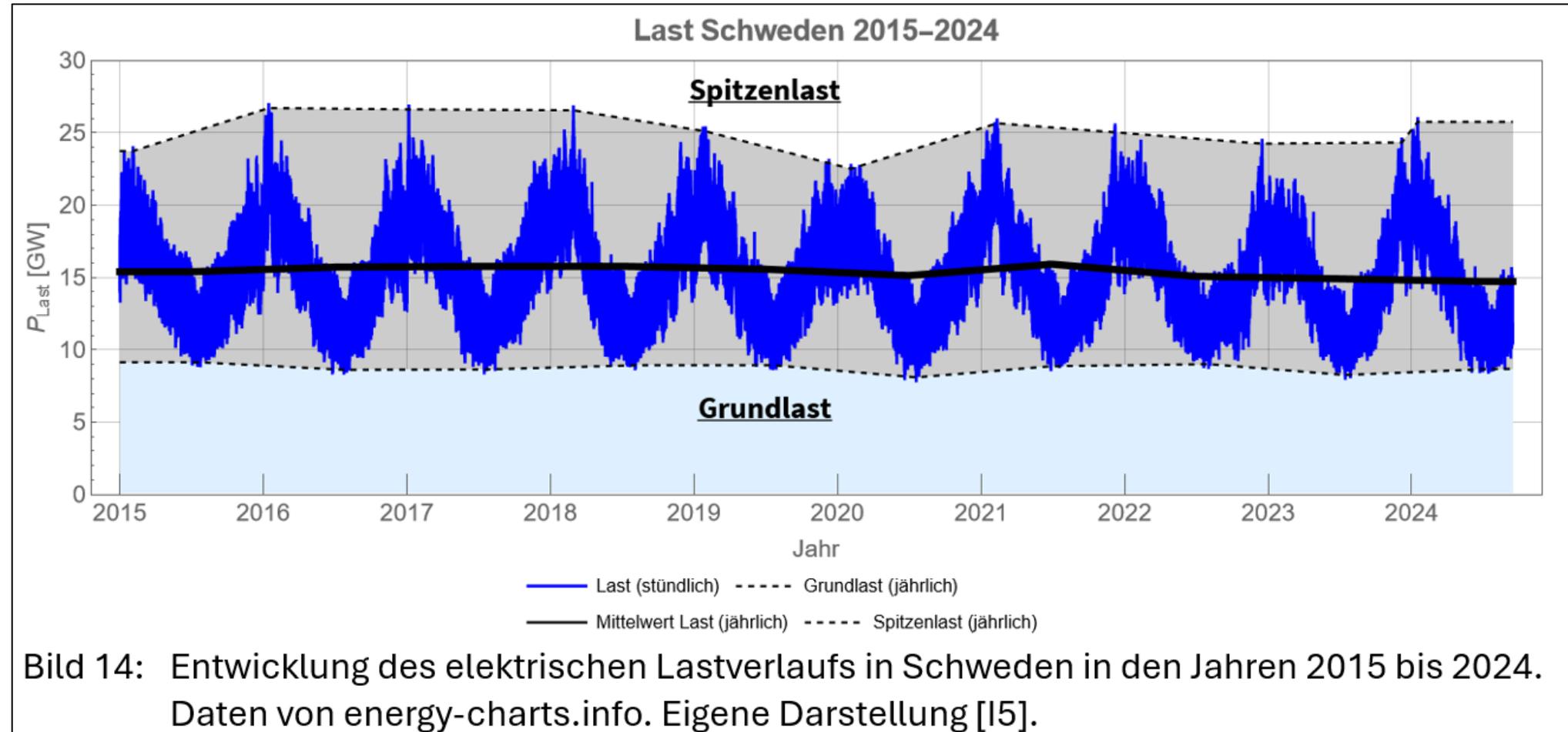
## 2. Stromtarife mit stündlich wechselndem Strompreis:

1. Bei diesen Tarifen ändert sich der Strompreis tatsächlich jede Stunde. Die Preise werden direkt an die stündlichen Börsenpreise des Großhandelsmarktes gekoppelt, etwa der Strombörse Nord Pool in Skandinavien.
2. Für Verbraucher bedeutet das, dass der Strompreis über den Tag hinweg schwankt und je nach Verbrauchszeitpunkt sehr unterschiedlich sein kann.

Bild 13: Verteilung der Stromverträge in Schweden im Juli 2024 nach Ausschreibungsgebiet und Vertragsart. Quelle: [STAT 2024]. Eigene Darstellung [I6].

[Auskunft ChatGPT vom 16.11.2024]

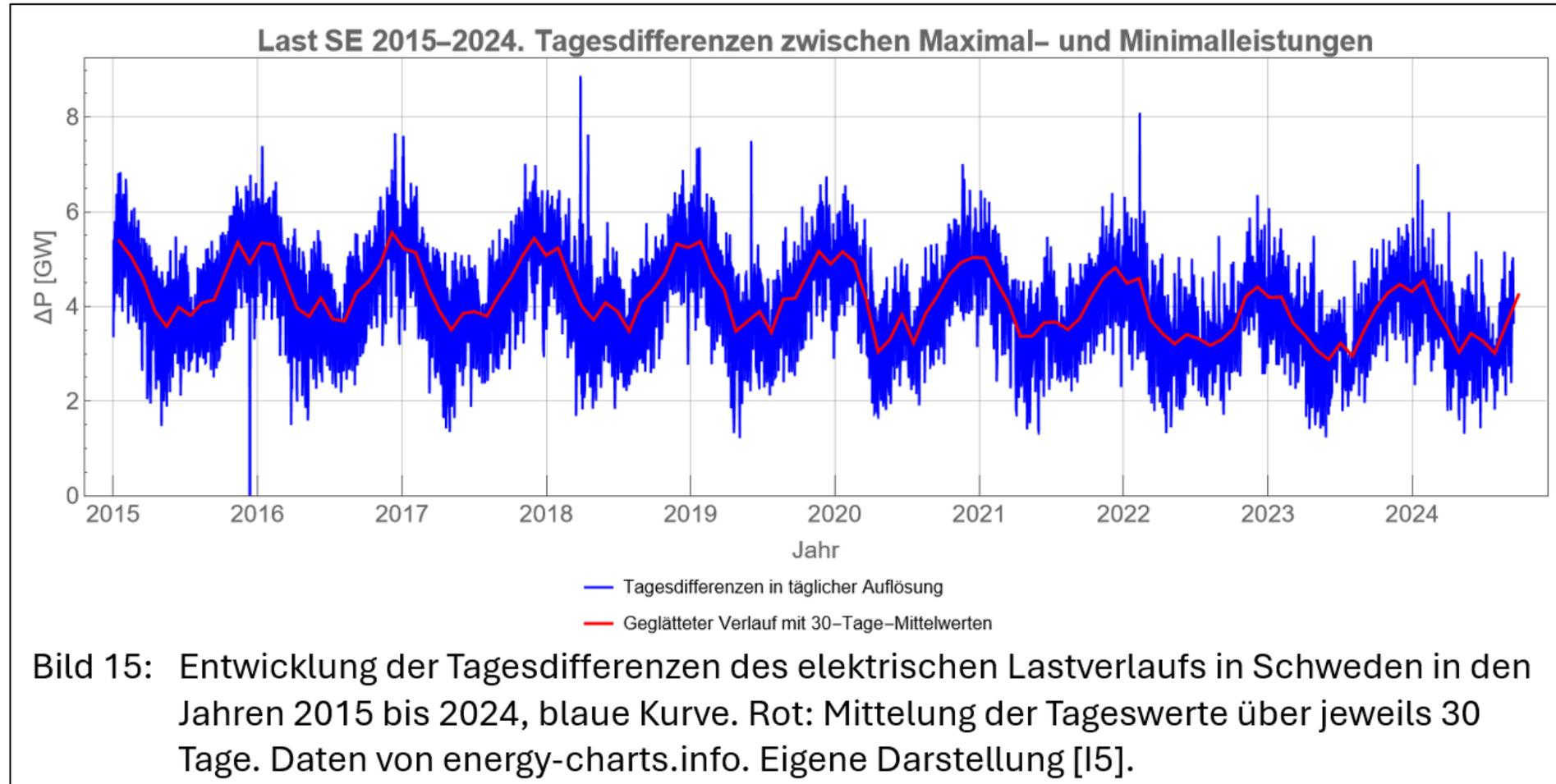
# Fallbeispiel Schweden: Elektrischer Lastverlauf 2015 bis 2024



**Befund:** Kein sichtbarer Einfluss der zunehmenden Stromverträge mit flexiblen Strompreisen auf Grund- und Spitzenlast.

**Frage:** Aber irgendeinen Einfluss muss der flexible Stromtarif doch haben?

# Fallbeispiel Schweden: Elektrischer Lastverlauf 2015 bis 2024



**Befund:** Tendenziell gehen die täglichen Differenzen aus Maximal- und Minimalleistung zurück:  
 $\approx 12 \pm 2,5\%$  von  $\approx 4,5 \pm 2,5$  GW  $\Rightarrow \approx 0,65 \pm 0,45$  GW von  $17 \pm 8$  GW Gesamtlast  $\Rightarrow 6,5 \pm 5,7\% \approx 10\%$

# Ergebnis eines Interviews mit ChatGPT zum Thema Einsparpotential dynamischer Stromtarife für private Haushalte und Unternehmen

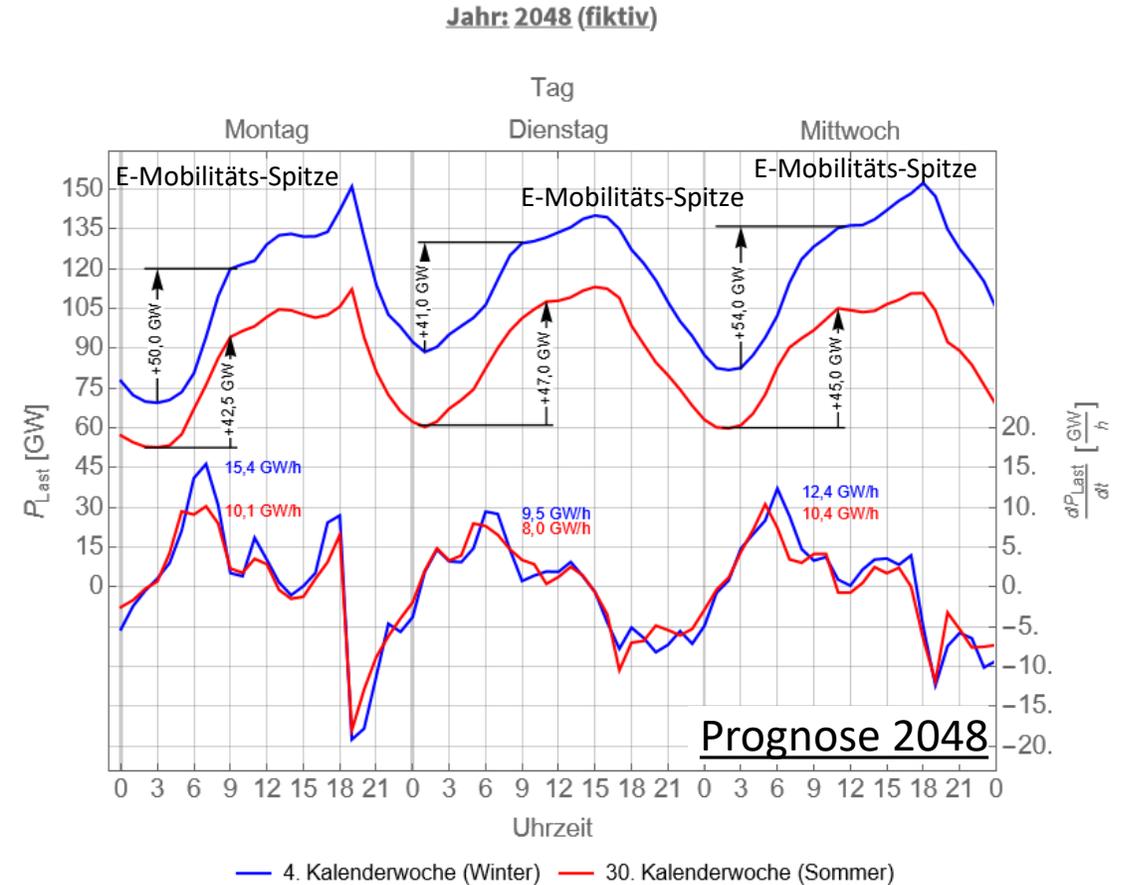
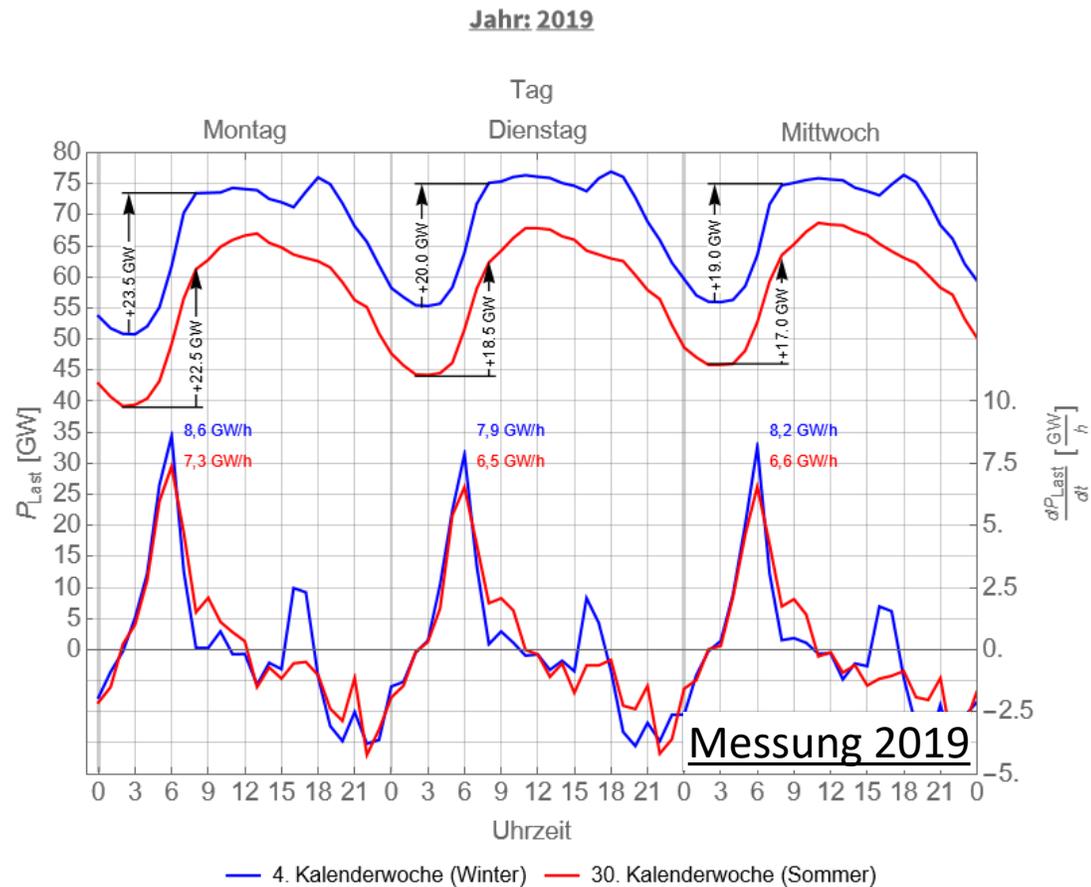
## Privathaushalte:

Einsparpotentiale von Privathaushalten durch flexible Stromtarife. [ChatGPT 2024c] gemäß "Studien und Schätzungen"						
	pro HH		Anteil an HH		Gesamtpotential	Flexibilisierungsoptionen
	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>		
Maximierte Einsparungen	15%	25%	10%	20%	(3,00±1,30)%	Smart Home, Batteriespeicher, E-Auto, Waschmaschinen, Trockner, Geschirrspüler
Durchschnittliche Einsparungen	5%	15%	60%	70%	(6,50±3,30)%	Waschmaschinen, Geschirrspüler
Geringe Einsparungen	2%	5%	20%	30%	(0,90±0,40)%	keine bis kaum
<b>Gesamteinsparungen</b>					<b>(10,40±3,50)%</b>	

## Unternehmen:

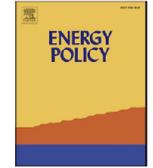
Geschätzte Einsparpotentiale von Unternehmen durch flexible Stromtarife. [ChatGPT 2024c]						
	pro Untern.		Anteil an Untern.		Gesamtpotential	Flexibilisierungsoptionen
	<i>min</i>	<i>max</i>	<i>min</i>	<i>max</i>		
Maximierte Einsparungen	10%	20%	20%	30%	(3,80±1,50)%	Energiemanagementsystem, Batteriespeicher, Maschinen, Kühlanlagen, E-Fzg.
Durchschnittliche Einsparungen	5%	10%	50%	60%	(4,10±1,40)%	Klimaanlagen, Maschinen in Prod.pausen
Geringe Einsparungen	0%	5%	10%	20%	(0,40±0,40)%	
<b>Gesamteinsparungen</b>					<b>(8,30±2,10)%</b>	

# Hinweis: Zu regelnder morgendlicher Hochlauf 2019 vs. 20248



Ein zu regelnder Hochlauf zu Tagesbeginn kann volatilen Energieerzeugern nicht überlassen werden. Auch nicht Smart-Grid oder DSM. Er erfordert regelbare Kraftwerke, die jederzeit einsatzbereit sind. Im Jahr 2019 wären dies mindestens 24 GW gewesen, im Jahr 2048 müssten dies mindestens 47 GW sein. Zuzüglich der mit Smart-Grid oder DSM ebenfalls nicht ausregelbaren Grundlast von  $\approx 45$  bis 60 GW im Jahr 2019 bzw. von  $\approx 50$  bis 90 GW im Jahr 2048.

Meine Meinung: Smart-Grid und DSM sind technische Notlösungen für kritische Einzelfälle aber keine Dauerlösung für unzureichend ausgebaute Stromnetze oder für ein qualitativ unzureichendes Stromangebot.

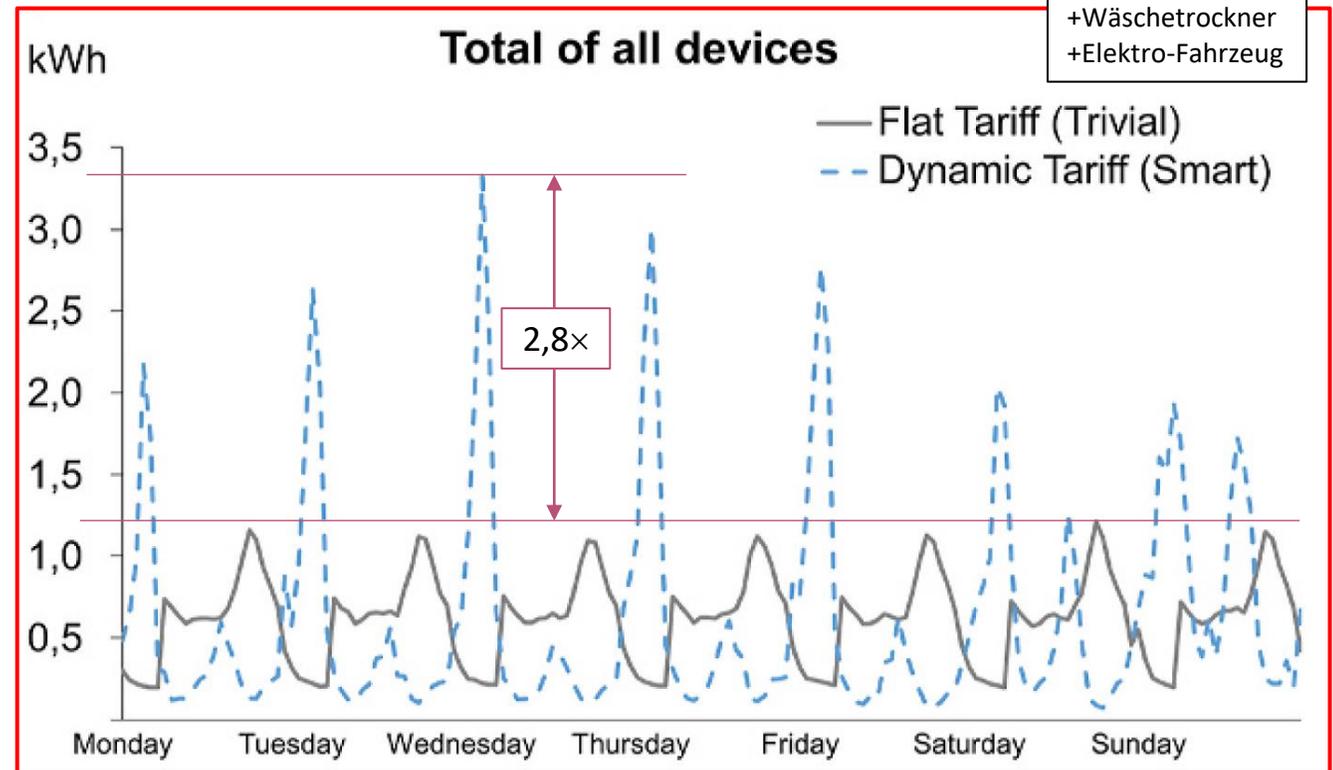


## Dynamic pricing of electricity: Enabling demand response in domestic households

Maximilian J. Blaschke

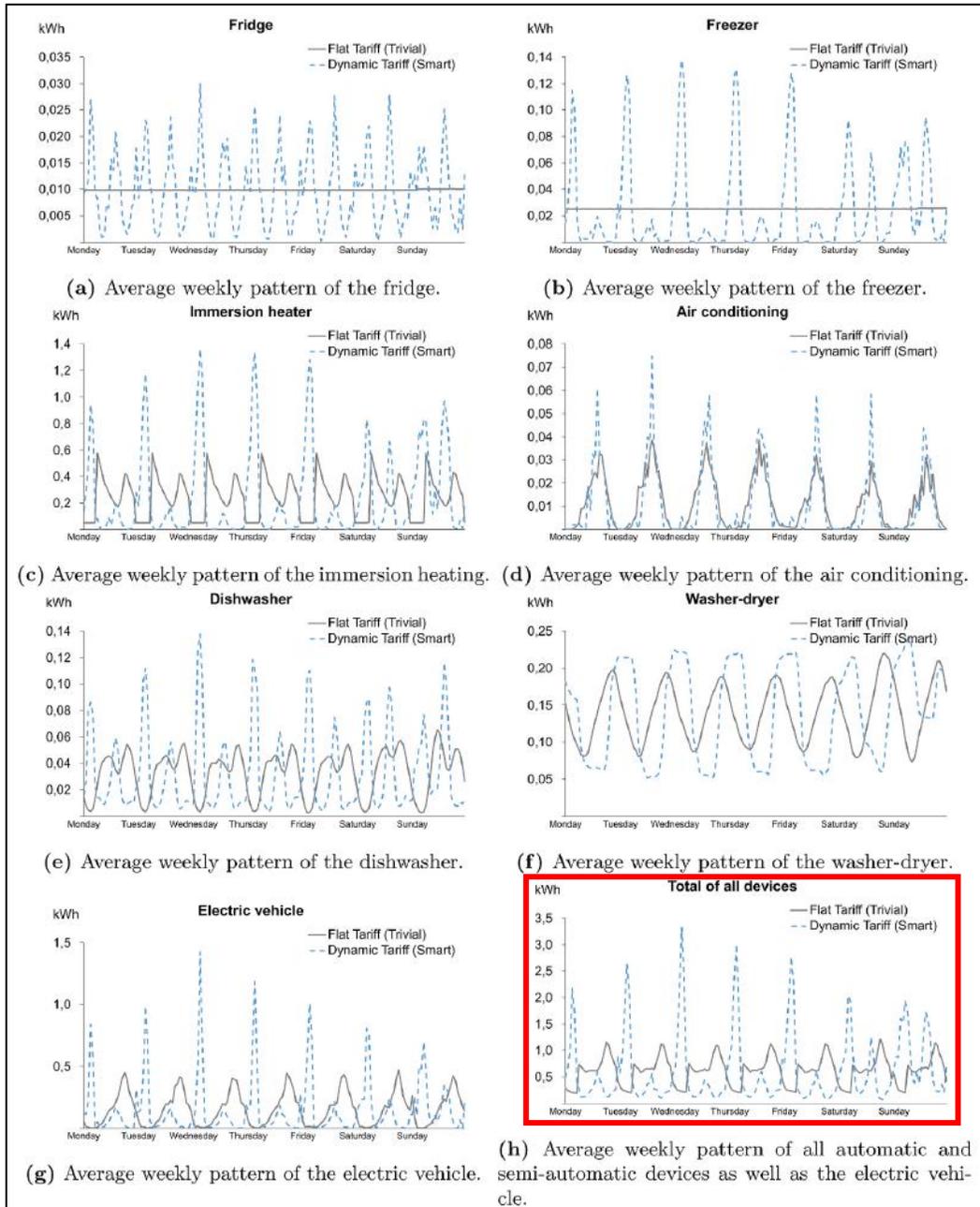
TUM School of Management, Center for Energy Markets (CEM), Technical University of Munich (TUM), Arcisstrasse 21, 80333, Munich, Germany

**Total=**  
 Kühlschrank  
 +Gefrierschrank  
 +Heizstab  
 +Klimaanlage  
 +Spülmaschine  
 +Wäschetrockner  
 +Elektro-Fahrzeug



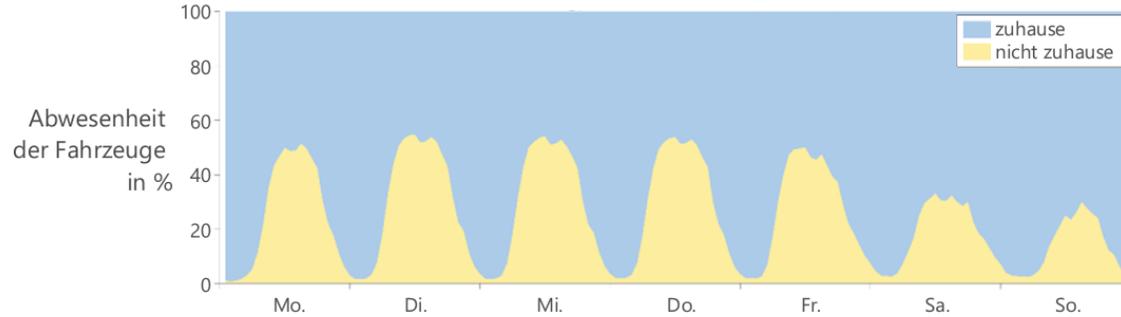
⇒ Volatiler Stromtarif erfordert aufgrund Gleichzeitigkeit der Einschaltprozesse Erhöhung der Ortsnetzleistung (hier: 2,8×).

# Flexibler (→volatiler) Stromtarif

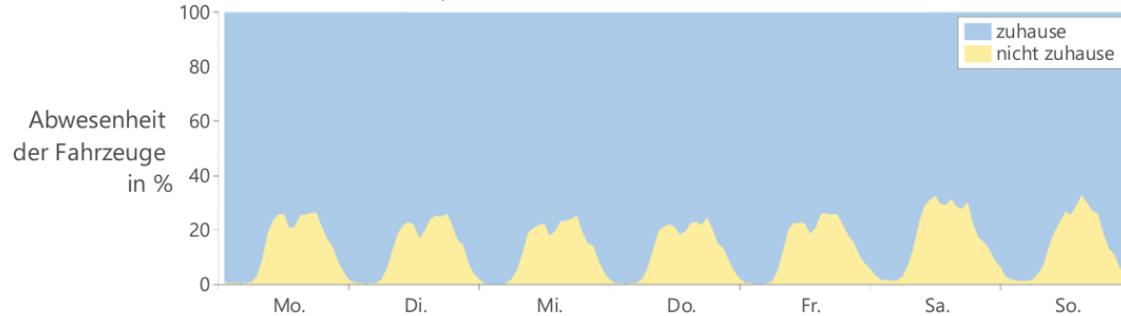


# Autobatterien, für Vehicle-to-Grid verfügbare Kapazität

Fahrprofile aller Nutzer:innen (200 einzelne Profile)



Fahrprofile nur Nicht-Pendler (100 einzelne Profile)



FfE (2024): Bidirektionales Laden – Anwendungsfälle aus Nutzersicht. Abschlussbericht zur Studie im Auftrag des ADAC e. V., 1.5.2024, S. 39, <https://acrobat.adobe.com/id/urn:aaid:sc:EU:51ec923a-fc2e-47c4-934c-855bf568c5f2> (abgerufen am 03.11.2024)

**Auffällig:** Die Käufer teurer E-Autos kaufen eigentlich nur eine Batterie mit der Hauptnutzung, die Versorgungssicherheit zu unterstützen. Das Fahren des E-Autos ist dann nur noch eine Nebennutzung. Sämtliche Kosten des Betriebs dieses Mini-Puffers werden vom E-Auto-Besitzer getragen. Vor diesem Hintergrund sollten m.E. besser die E-Versorger die Batterie im E-Auto und die bidirektionale Ladestation beschaffen und an die E-Autofahrer vermieten. Am besten sollten sie sogar gleich das ganze E-Auto vermieten.

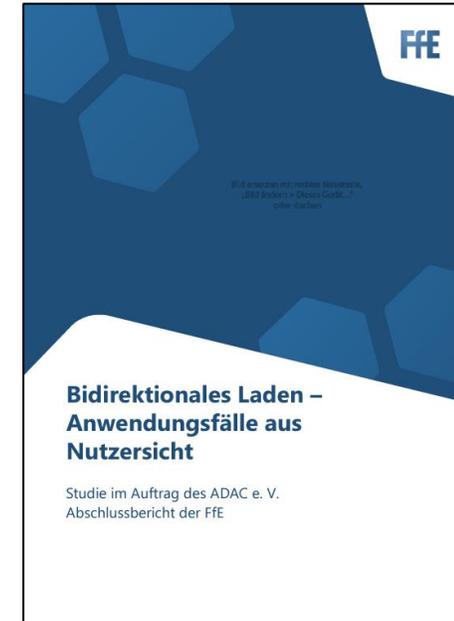
## Verfügbarkeit **ALLER** Nutzer:

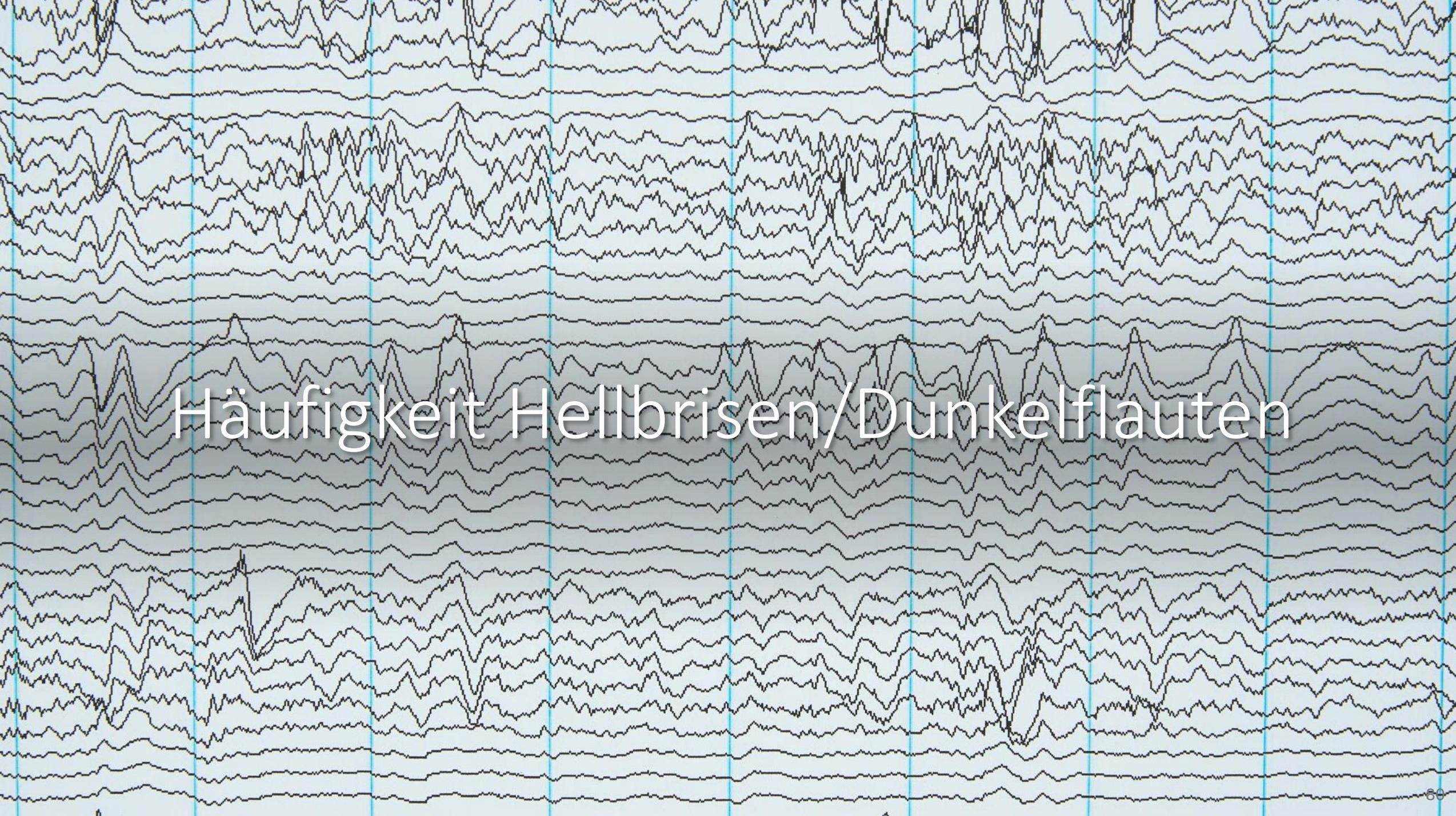
- tagsüber: 40%
- nachts: 95%
- durchschnittlich: 80%

## Verfügbarkeit Nicht-Pendler:

- tagsüber: 65%
- nachts: 99%
- durchschnittlich: 91%

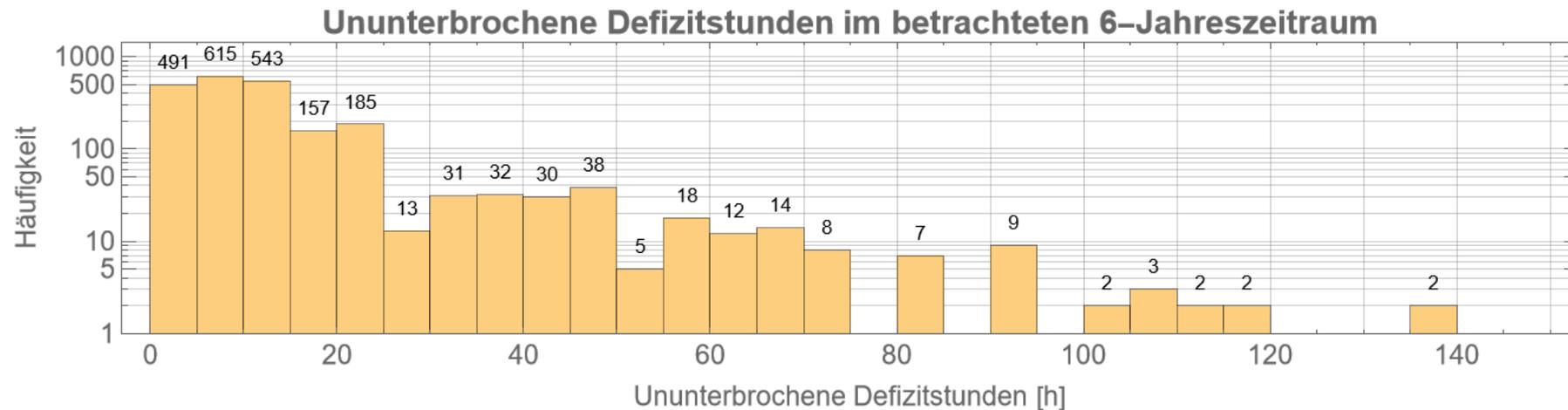
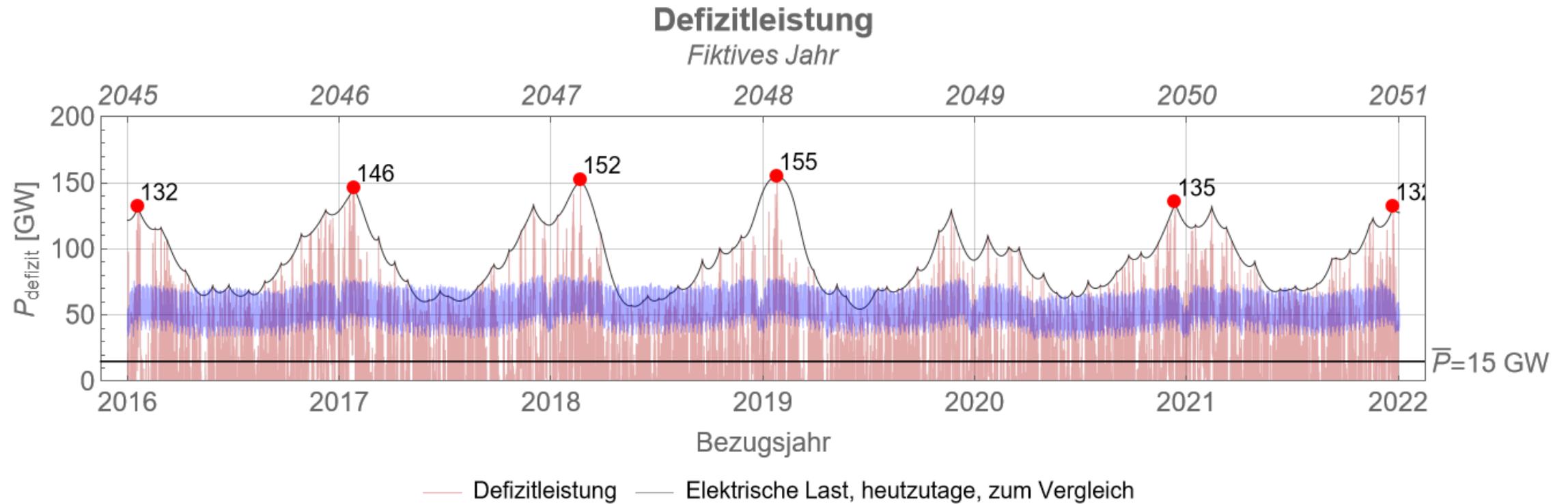
- Mittlere Kapazität/Fzg: 60 kWh [FfE (2024), S. 40]
- Anzahl Fahrzeuge: 40 Mio. [eigene Schätzung]
- Verfügbare Gesamtkapazität bei 66% Kapazitätsfreigabe:
  - alle:  $66\% \times 2,4 \text{ TWh} = 1,6 \text{ TWh}$
  - tagsüber:  $66\% \times 1,0 \text{ TWh} = 0,7 \text{ TWh}$
  - nachts:  $66\% \times 2,3 \text{ TWh} = 1,5 \text{ TWh}$
  - durchschnittlich:  $66\% \times 1,9 \text{ TWh} = \mathbf{1,3 \text{ TWh}}$





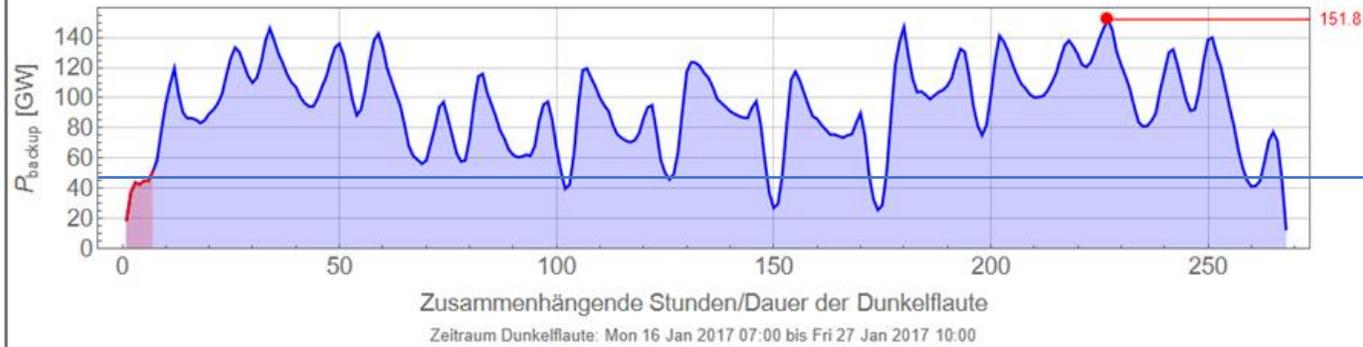
Häufigkeit Hellbrisen/Dunkelflauten

# Defizitleistung (→ negative Residualleistung)



# Beispielverläufe der 3 langandauerndsten Dunkelflauten

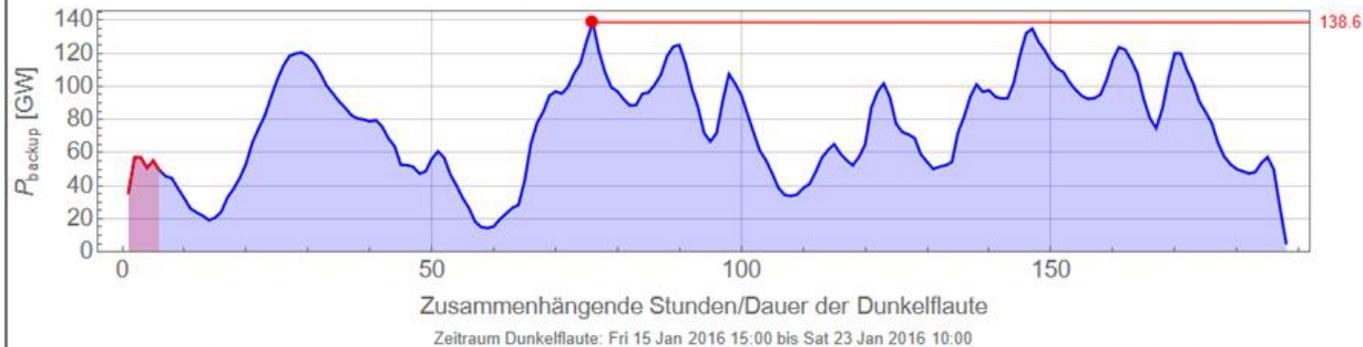
$W_{\text{Dunkelflaute}} = 25.2 \text{ TWh}$ ,  $W_{\text{Speicher}} = 0.326 \text{ TWh}$ ,  $t_{\text{entlade}} \approx 7 \text{ h}$ ,  $W_{\text{Backup-KW}} = 24.8 \text{ TWh}$   
 gem. BNetzA (2022)



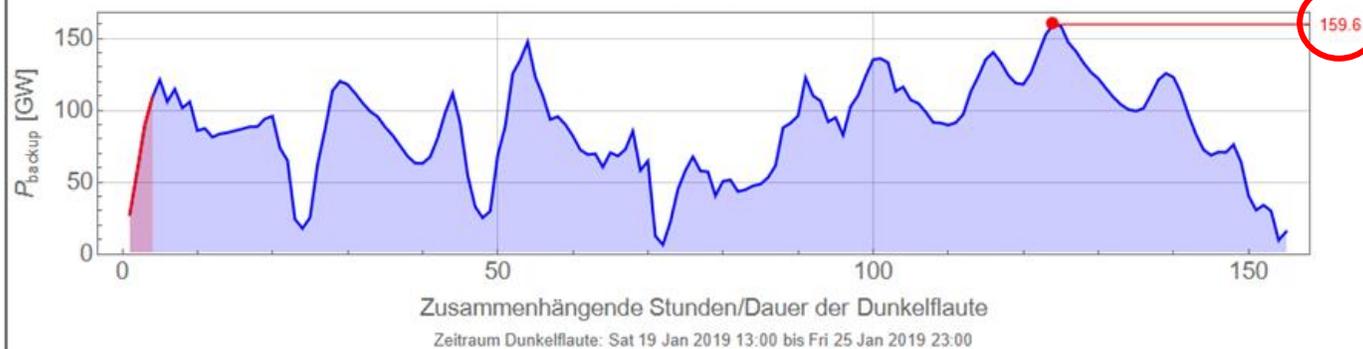
46 GW maximale Importleistung (NEP 2023)  
 ⇒ maximal 1,1 TWh/Tag

Frage: Ist das EU-Ausland in der Lage, diese Leistung garantiert und bei jederzeitiger Abrufbereitschaft für bis zu ca. 10 Tage zu liefern?

$W_{\text{Dunkelflaute}} = 14.1 \text{ TWh}$ ,  $W_{\text{Speicher}} = 0.326 \text{ TWh}$ ,  $t_{\text{entlade}} \approx 6 \text{ h}$ ,  $W_{\text{Backup-KW}} = 13.8 \text{ TWh}$   
 gem. BNetzA (2022)

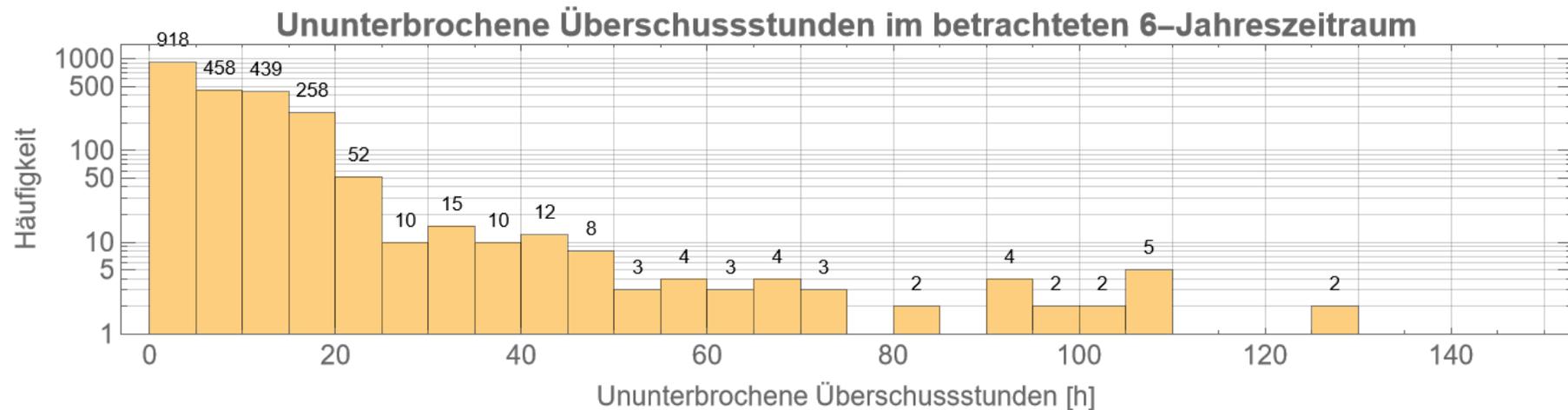
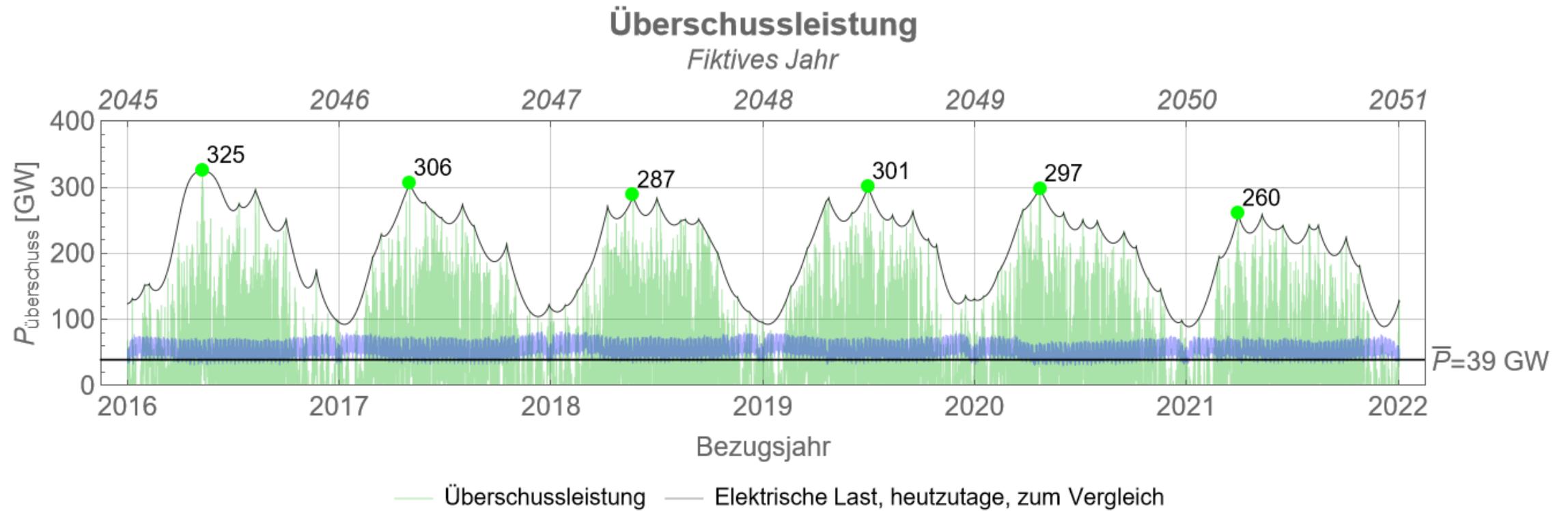


$W_{\text{Dunkelflaute}} = 13.6 \text{ TWh}$ ,  $W_{\text{Speicher}} = 0.326 \text{ TWh}$ ,  $t_{\text{entlade}} \approx 4 \text{ h}$ ,  $W_{\text{Backup-KW}} = 13.3 \text{ TWh}$   
 gem. BNetzA (2022)



- ⇒ 160 GW zu sichernder Leistung bei Kraftwerks-Verfügbarkeit von 85%
- ⇒ 190 GW zu installierende Leistung
- Salvatorischer Abschlag:  $\approx -50 \text{ GW}$
- ⇒  $\approx 140 \text{ GW}$  zumindest zu installierende Leistung (im Inland und im Ausland wg. Importleistung)

# Überschussleistung (→ positive Residualleistung)





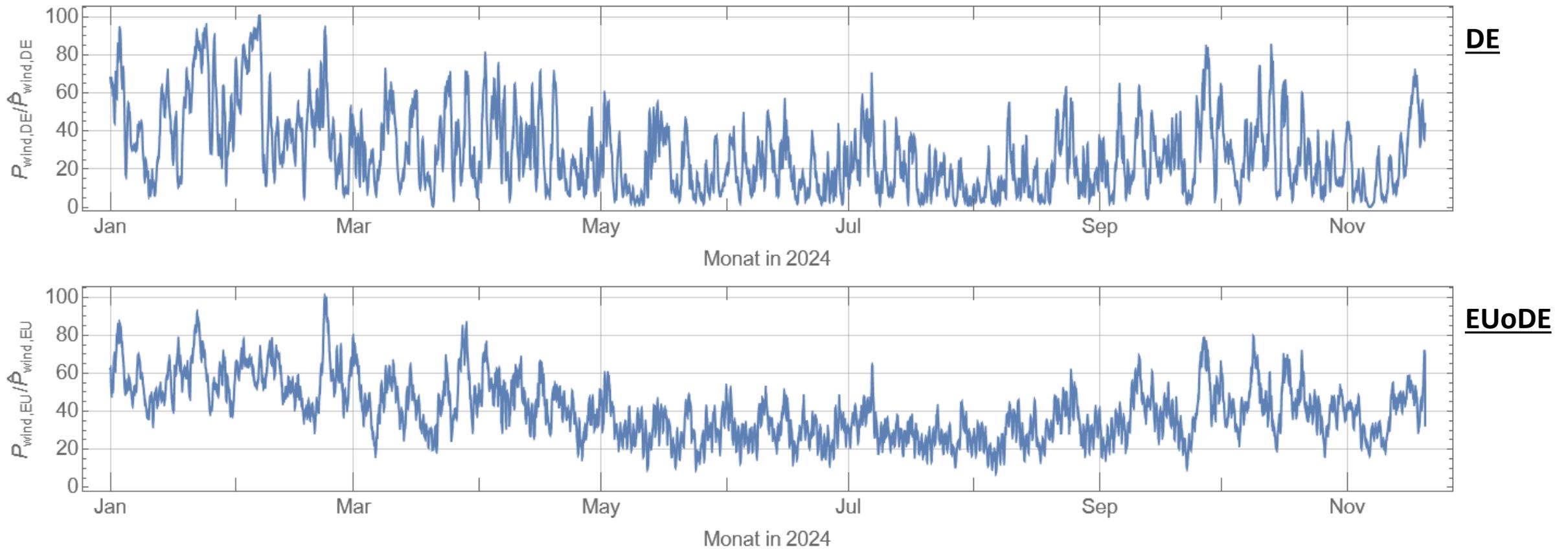
Irgendwo ...

... weht der Wind immer in Europa

# Vergleich Stromerzeugung Wind on-/offshore DEU ↔ EU27 (01.01.-19.11.24)

Quelle: energy-charts.info

Auf Maximalwerte normierte Windkraftverläufe on-/offshore für Deutschland und EU27 ohne Deutschland:

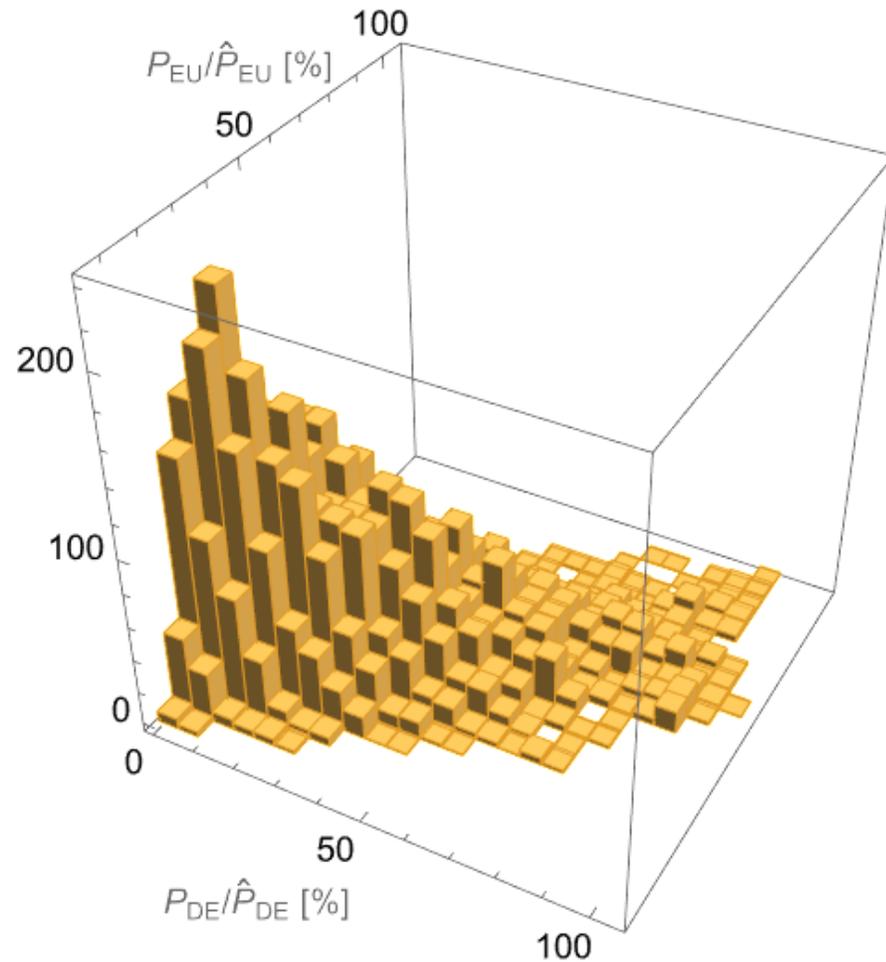


EUoDE = EU27 ohne Deutschland.

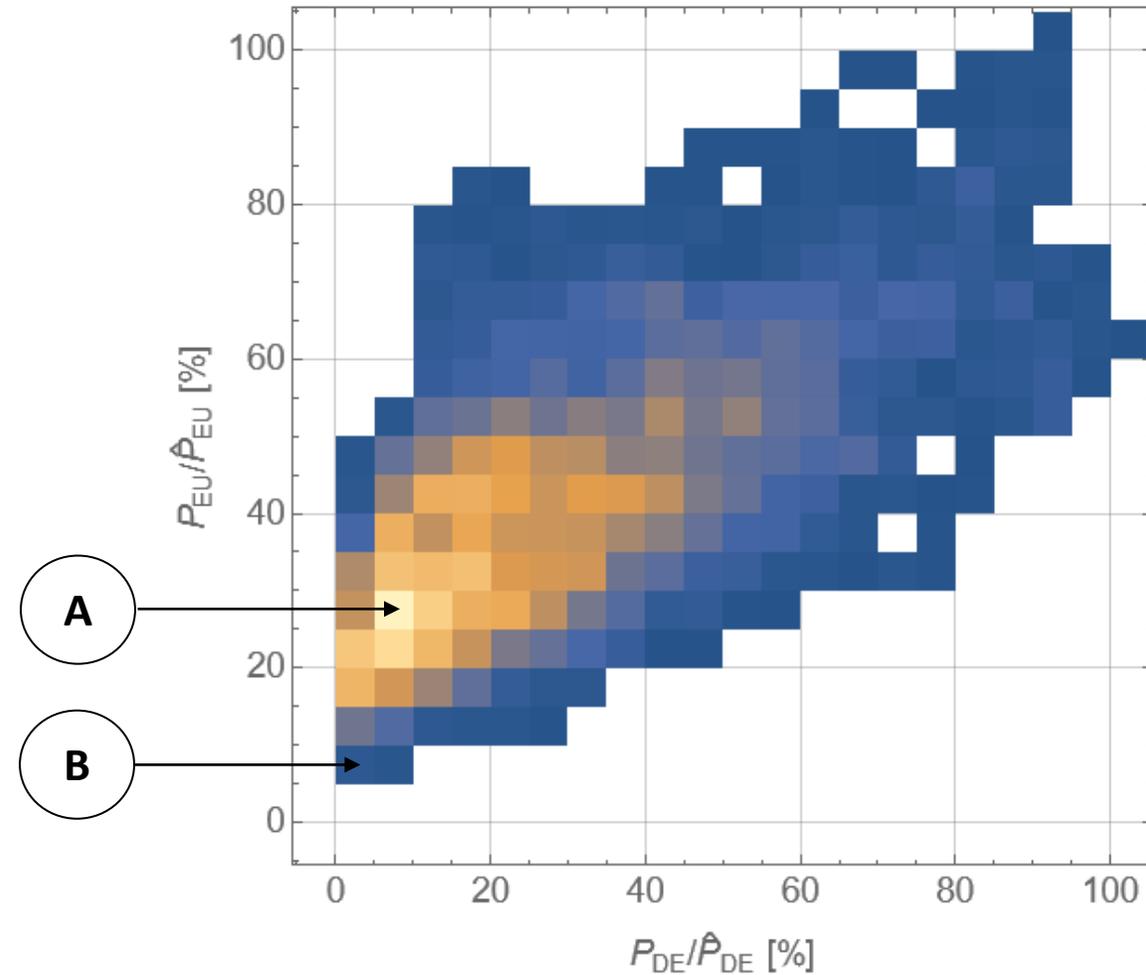
# Vergleich Stromerzeugung Wind on-/offshore DEU ↔ EU27 (01.01.-19.11.24)

Quelle: energy-charts.info

## Koinzidenz Windkraft Land+See EU vs. De, 01.01.-19.11.2024 (stundenweise), 5%-Raster



**A** - Häufig DE 5% bis 10% ↔ EU 25% bis 30%.



**B** - Selten DE 0% bis 5% ↔ EU 5% bis 10%.

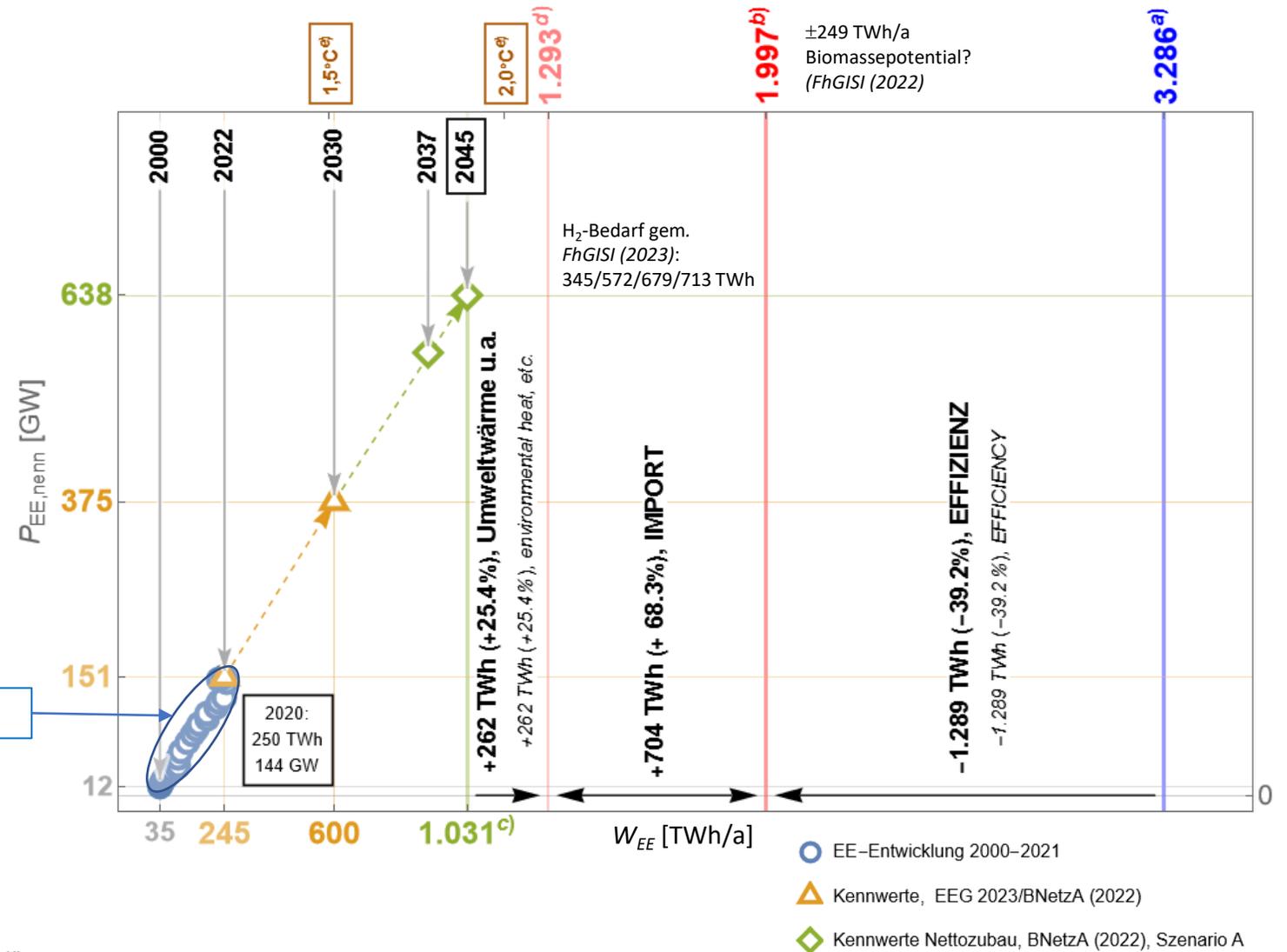
A close-up photograph of several spools of thread in various colors, including red, orange, yellow, and purple. The spools are arranged on a surface, and the background is blurred. The text "Andere Themen" is overlaid in the center of the image.

# Andere Themen

# EE-Zeitschiene

R.E. timeline

... muss gleichzeitig erneut gebaut werden („Repowering“)



## Erläuterungen:

- Istwert Primärenergieverbrauch im Jahr 2022
- Zielwert Primärenergieverbrauch gem. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: "Energieeffizienzstrategie 2050", 12/2019
- Zielwert EE-Primärenergieerzeugung gem. BNetzA (2022, Szenario A) (vgl. auch: Fraunhofer IEE: "Barometer der Energiewende" (2017/2019))
- EE-Primärenergie 2045 zzgl. Umweltwärme (Wärmepumpen, Biomasse, Solarthermie)
- Gemäß "CO<sub>2</sub>-Uhr" des Mercator Research Institute on Global Commons and Climate Change (<https://www.mcc-berlin.net/forschung/co2-budget.html>). Die 1,5°C- bzw. 2°C-Marke wird demnach aus heutiger Sicht im Juli 2029 bzw. im April 2047 erreicht.

Hier ist eine Übersicht der Anteile von Kernkraft, Wasserkraft und Erdgas an der Stromerzeugung in den genannten Ländern:

**1.England (Vereinigtes Königreich):** Im Vereinigten Königreich wird etwa 15% des Stroms durch Kernkraft und rund 40% durch Erdgas erzeugt. Wasserkraft hat einen geringen Anteil, da das Land stärker auf Wind- und Solarenergie setzt.

([Our World in Data](#))

**2.Schweden:** Hier machen Wasserkraft (rund 41%) und Kernkraft (ungefähr 31%) den Großteil der Stromerzeugung aus. Der Anteil von Erdgas ist hingegen sehr gering, da Schweden hauptsächlich auf erneuerbare Energiequellen setzt.

([Our World in Data](#), [Wikipedia](#))

**3.Norwegen:** Norwegen generiert nahezu 92% seiner Elektrizität durch Wasserkraft. Kernkraft und Erdgas spielen kaum eine Rolle in der norwegischen Energieproduktion, da das Land eine hohe Wasserkraftkapazität hat und damit fast vollständig fossilfrei ist.

([Our World in Data](#))

**4.Finnland:** Finnland produziert etwa 34% seines Stroms durch Kernkraft. Der Anteil von Erdgas beträgt nur etwa 1-2%, da das Land einen Mix aus Wasserkraft und Importen nutzt. Wasserkraft trägt etwa 15-20% zur Stromerzeugung bei, abhängig von den jährlichen Wetterbedingungen.

([Wikipedia](#))

**5.Schweiz:** Die Schweiz deckt ihre Stromproduktion zu etwa 55-60% aus Wasserkraft und etwa 35% aus Kernkraft. Erdgas spielt im Vergleich eine sehr geringe Rolle und wird meist nur in Notfällen oder zur Abdeckung von Spitzenlasten genutzt.

([Our World in Data](#))

Insgesamt setzen diese Länder stark auf erneuerbare und emissionsarme Energiequellen wie Wasserkraft und Kernkraft, während Erdgas nur in begrenztem Umfang genutzt wird.

ChatGPT 03.11.2024, <https://chatgpt.com/c/67273c9a-c6ec-800b-8b45-5ef8293c4e4d> (abgerufen am 03.11.2024)

# Längen Übertragungs-/Verteilnetz Gas

Stromkreislänge 2022 (in Tsd. Km)			
Spannungsebene	ÜNB	VNB	Summe
Höchstspannung (220/380 kV)	36,2	0,2	36,4
Hochspannung (110 kV; 60-150 kV)	0,1	95,1	95,2
Mittelspannung (10/20/30 kV)	0	530,2	530,2
Niederspannung (240/400 V)	0	1570,1	1570,1
<b>GESAMT</b>	<b>36,3</b>	<b>2195,6</b>	<b>2231,9</b>

Netzlänge Gas 2022 (in Tsd. Km)			
Druckebene	FNB	VNB	Summe
≤0,1 bar	0	188,2	188,2
>0,1 bis 1 bar	0	264,1	264,1
>1 bis 5 bar	0,1	27,6	27,7
>5 bis 16 bar	2,9	27,4	30,3
>16 bar	40,3	20,1	60,4
<b>GESAMT</b>	<b>43,3</b>	<b>527,4</b>	<b>570,7</b>

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt: "Monitoringbericht 2023, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: 29. November 2023", <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2023.pdf> (abgerufen am 05.11.2024).

Von der Bundesnetzagentur am 22.10.2024 genehmigtes „Wasserstoff-Kernnetz“: 9.040 km

Davon rund 60% Umstellung bestehender Erdgasleitungen (→ ≈ 5.400 km).

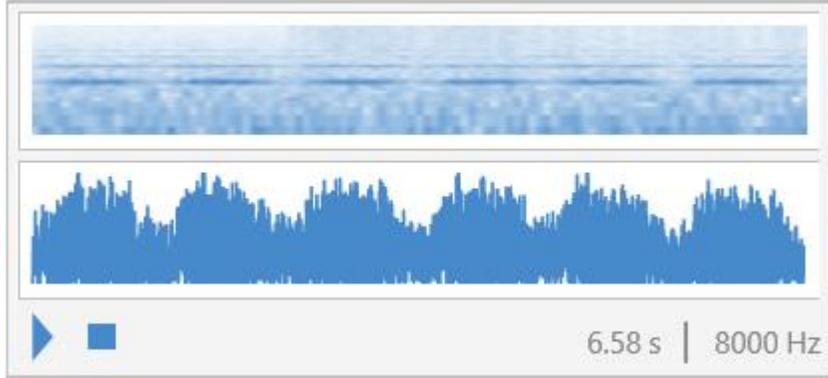
Erwartete Investitionskosten: 18,9 Mrd. € (→ ≈ 2 Mio. €/km)

Umsetzung bis 2032

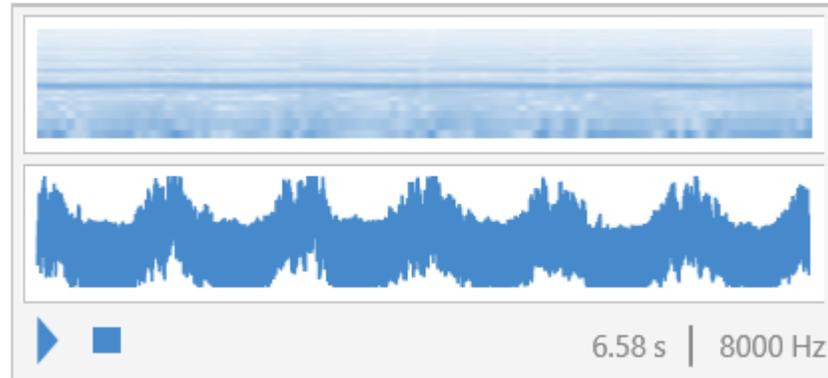
Bundesnetzagentur: „Wasserstoff-Kernnetz“, <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Wasserstoff/Kernnetz/start.html>

Informell:  
Fernwärmenetze lt. Interview mit ChatGPT: 20.000 bis 30.000 km.

# Akustische Präsentation wesentlicher Energiewende-Leistungssignale



Vertonung EE-Leistung 2045



Vertonung Lastvariante 1 2045



Vertonung Lastvariante 2 2045