

---

**Energie-Leitgesetz:  
zentrale versus dezentrale Lösungen  
in der Energiewende?**

**Impulsvortrag im Rahmen des Energiewende-  
Seminars des vzbv**

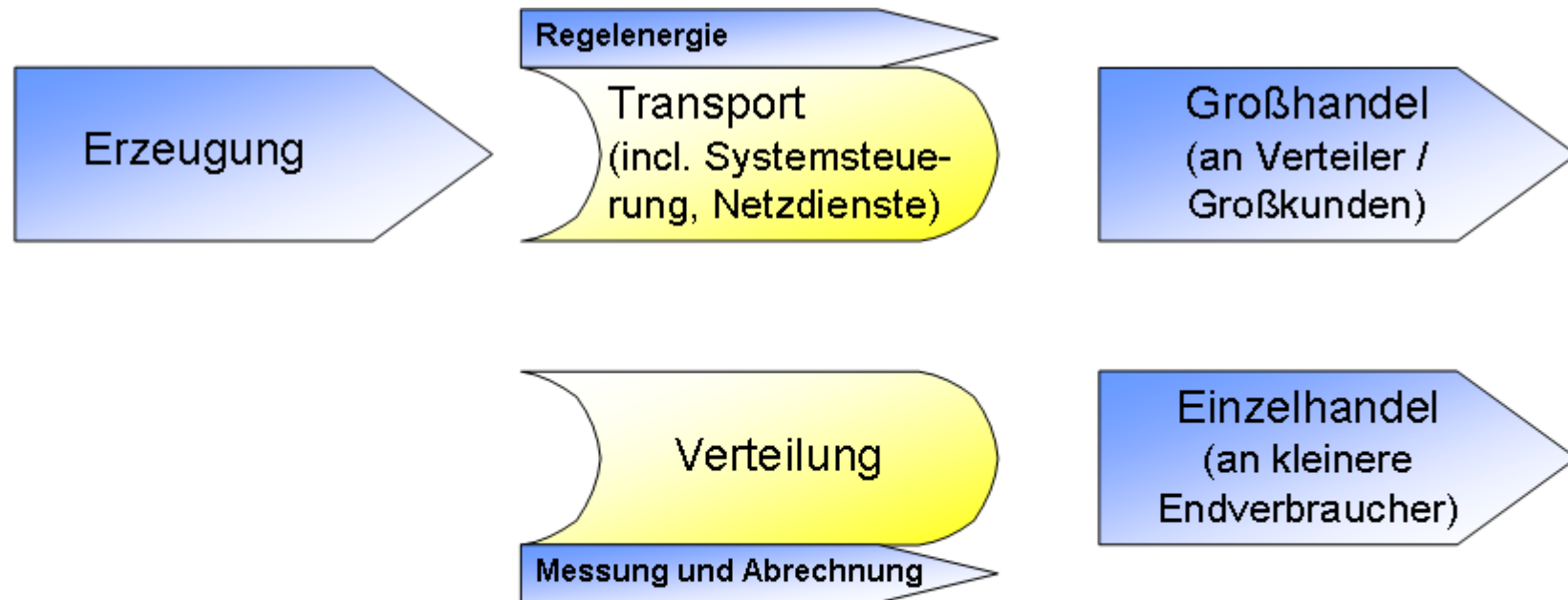
**Berlin, den 29. September 2020**

**Prof. Dr. Uwe Leprich**



# 1. Ausgangspunkt: Systemprägung durch Liberalisierung des Stromsektors

# Wertschöpfungsstufen im Stromsektor



 Wettbewerbsbereich

 „natürlicher“ Monopolbereich

# Grundpfeiler der Liberalisierung

- **Entflechtung** der einzelnen Wertschöpfungsstufen: Interessensenflechtung
- Einrichtung eines einheitlichen Großhandelsmarktes mit der **Strombörse** als Leitmarkt: Wettbewerb in der Stromerzeugung
- Einführung einer **Netzregulierung** zur Festlegung der Netznutzungsentgelte: Begrenzung von Monopolprofiten
- Einführung einer Netzregulierung zur Sicherung eines diskriminierungsfreien Netzzugangs: Wettbewerb um Endkunden
- Einführung eines **Regelzonen- und Bilanzkreis-systems** zur Sicherung der Versorgung

## Politische Ergänzungen des Liberalisierungs-Lehrbuchs

- Erneuerbares Energie Gesetz (EEG)
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)
- Atom(ausstiegs-)gesetz (AtG)
- Kohleausstiegsgesetz
- Energiesicherungsgesetz (EnSiG)
- Last-Abschaltverordnung (AbLaV)
- Netzreserveverordnung

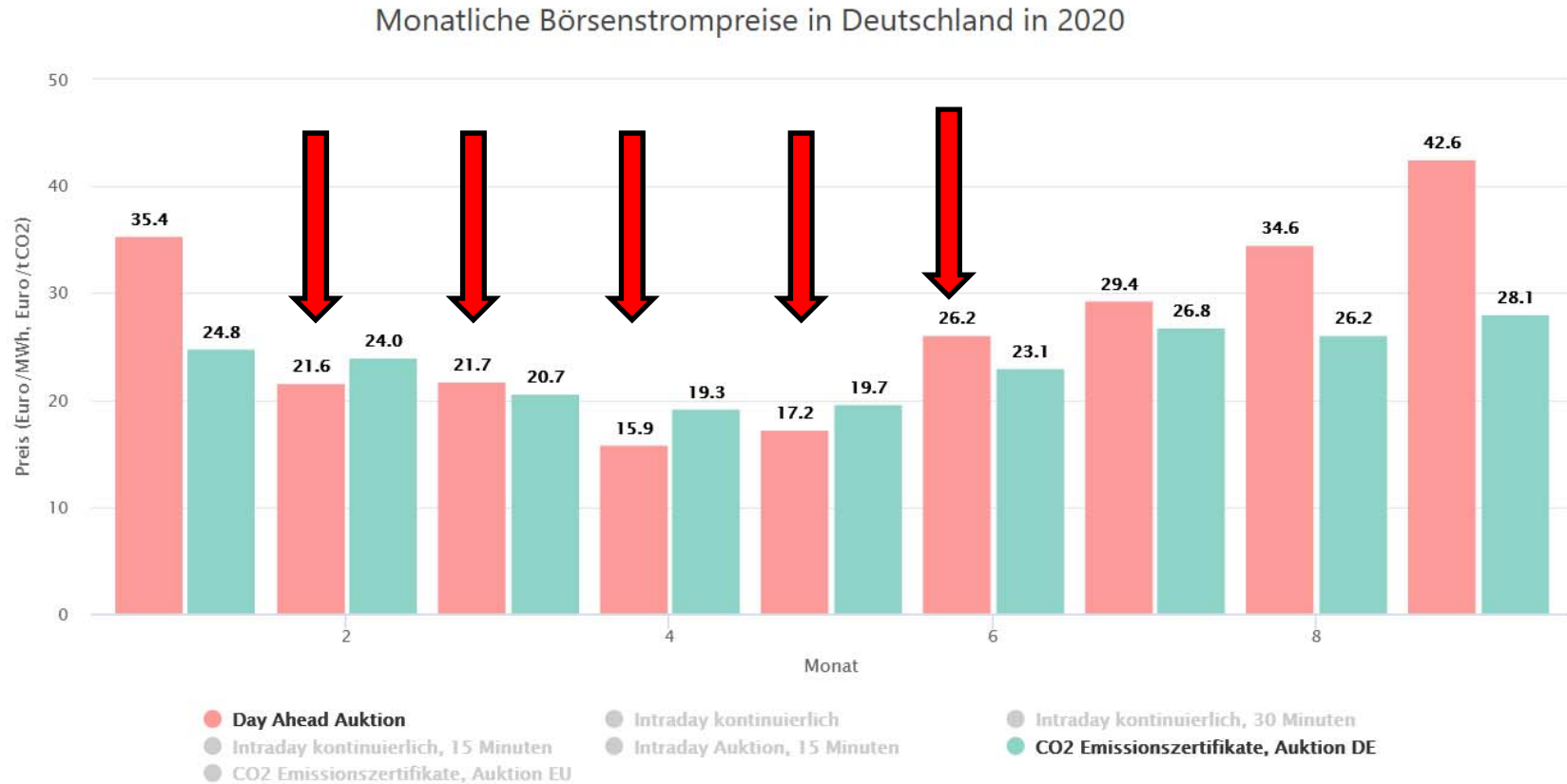
**Es gibt keinen „Strommarkt“, sondern einen hochkomplexen Sektor, dessen Regelwerk sich ständig weiter entwickelt und sowohl politischen Zielsetzungen als auch realweltlichen Abweichungen von der Lehrbuchlogik Rechnung trägt.**

# Aktuelle Baustellen im Stromsektor

- Strompreise an der Börse sind zu niedrig für die Finanzierung von EE-Anlagen und Backup-Optionen; beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien verschärft sich das Problem

# Day-ahead Strompreise in 2020

Quelle: [https://energy-charts.info/charts/price\\_average/chart.htm?l=de&c=DE&nominal\\_real=nominal&partsum=1](https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=de&c=DE&nominal_real=nominal&partsum=1)



Nominalpreise, Monatsdurchschnitt

# Konzeptionelle Baustellen im Stromsektor

- Strompreise an der Börse sind zu niedrig für die Finanzierung von EE-Anlagen und Backup-Optionen; beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien verschärft sich das Problem
- Netzregulierung setzt Anreize für „Kupfer“ statt für intelligente Lösungen
- Die nationale „Kupferplatte“ bleibt gleichwohl Wunschdenken, und Netzrestriktionen bleiben der Normalfall
- Die Trennung von Strom- und Gassektor – u.a. durch völlig unterschiedliche Steuer- und Abgabensysteme – behindert die Sektorkopplung
- Bürgerenergie drängt „von unten“ in den Sektor



## Zwischenfazit

- Die konkrete Umsetzung der Liberalisierung im Stromsektor entsprach nie dem Lehrbuch, sondern trug immer politischen Zielen und pragmatischen Herausforderungen Rechnung.
- Aktuell stellt sich verstärkt die Frage, wie das „System-Design“ weiter entwickelt bzw. verändert werden muss, um der übergeordneten Zielsetzung eines klimaneutralen Energiesystems auf der Basis nahezu grenzkostenfreier erneuerbarer Energien Rechnung zu tragen.
- Dabei sollte die Infragestellung von Grundpfeilern der Liberalisierung kein Tabu darstellen.

## **2. Zentral oder dezentral – das ist hier die (System-)Frage**

# Zur Bedeutung von Systemgrenzen

**Die politisch favorisierte  
Systemgrenze bildet die  
entscheidende Rahmenbedingung für  
die Ausgestaltung des künftigen  
Designs des Strom-Wärme-Systems**

WIRTSCHAFT

Ch  
gar

Das g



WELT

che  
atte  
and  
gal?

# Was heißt dezentral?

„dezentral“ ist ein Sammelbegriff

Abbildung 1



# Konkrete dezentrale Subsysteme

- Einzelhäuser
- Nachbarschaften/Straßenzüge
- (Teil-)Quartiere
- Kommunen/Landkreise
- Regionen
- Verteilnetzgebiete
- ...

**Dezentrale Subsysteme haben als gemeinsames Merkmal, dass sie räumlich zusammenhängende Einheiten bilden.**

# Bewertungskriterien dezentraler Subsysteme

Dezentrale Subsysteme werden häufig als nicht kosteneffizient, unsolidarisch, erschwerend für Akteure wie Netzbetreiber, Bilanzkreis- und Regelzonenverantwortliche und dadurch möglicherweise als gefährdend für die Versorgungssicherheit gebrandmarkt.

Eine faire Bewertung dieser Systeme kann jedoch nur auf der Grundlage eines Kriterienkatalogs erfolgen, zu dem u.a. gehören:

- Umwelt-/Klimaverträglichkeit
- (dynamische) ökonomische Effizienz
- Akzeptanz
- Resilienz
- Überschaubarkeit
- Mitwirkungsmöglichkeit / Partizipation
- lokale/regionale Wertschöpfung
- Versorgungssicherheit
- Planungssicherheit
- Bezahlbarkeit / Wettbewerbsfähigkeit
- „Systemdienlichkeit“

# Welche zentralen Elemente des Stromsektors stehen mittelfristig nicht zur Disposition?

- Deutsches und europäisches Stromverbundnetz
- Offshore und größere Onshore Windparks
- Pumpspeicherkraftwerke
- ...



# Welche zentralen Elemente des Stromsektors stehen mittelfristig möglicherweise zur Disposition?

- Strombörse als Leitmarkt / einheitlicher Großhandelsmarkt in D / einheitliche Preiszone
- Anreizregulierung für Verteilnetzbetreiber
- Verantwortung der ÜNB für Versorgungssicherheit / Regelzonen- und Bilanzkreiswesen
- Entflechtung Netz/Vertrieb/Messstelle
- Nationale virtuelle Kraftwerke / überregionale Produkte und Versorgungsangebote
- ...



# Wie ändern sich im Gesamtsystem die Rollen/Aufgaben der Akteure?

Bisherige Akteure: Netzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche, Regelzonenbetreiber, Direktvermarkter, Händler, ...

Welche Rolle können künftig Prosumer, Quartiersmanager, Aggregatoren, Bürgerenergiegesellschaften, etc. spielen?

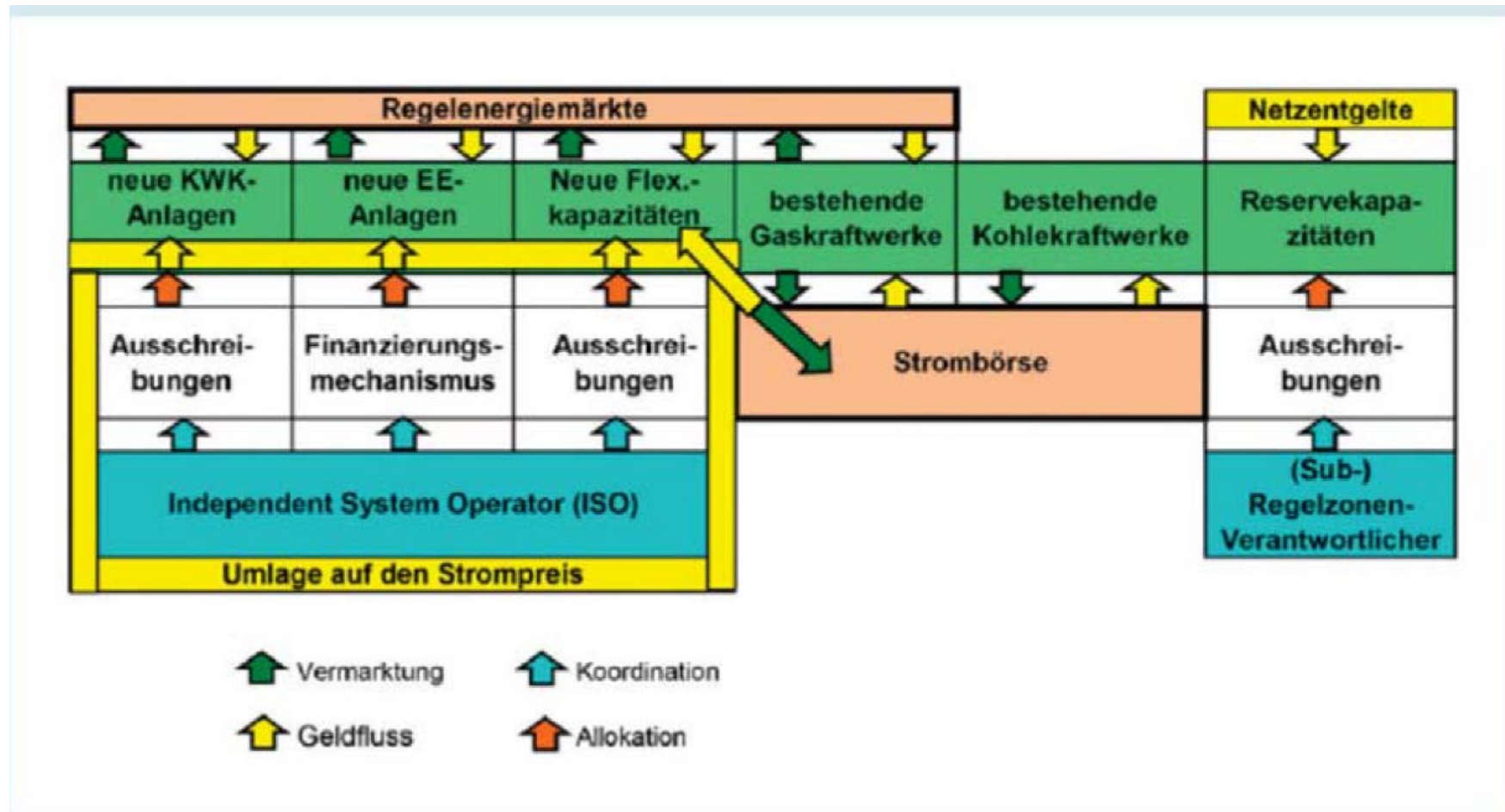
- Wer ist künftig verantwortlich für Versorgungssicherheit? (Arbeitsteilung)
- Wie sieht die Zusammenarbeit der Netzbetreiber aus? (Strom, Gas/H<sub>2</sub>, Wärme)
- Wie sieht die Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Händlern mit den Prosumern aus?
- ...

# Zwischenfazit

- Dezentrale Subsysteme im Stromsektor werden aktuell mehr behindert als gefördert, um die ökonomische (Lehrbuch-)Effizienz eines zentral optimierten Stromsektors nicht zu gefährden.
- Bedingt durch technische Entwicklungen, engagierte Akteure und das stärkere Zusammenwachsen des Stromsektors mit dem Wärmesektor wird der Druck auf die Politik, dezentrale Subsysteme stärker zu unterstützen, zunehmen.
- Eine Bewertung dezentraler Subsysteme allein mit dem Kriterium ökonomischer (Lehrbuch-)Effizienz wird diesen Systemen nicht gerecht; andere Kriterien sind mindestens gleichgewichtig.
- Eine stärkere Unterstützung dezentraler Subsysteme in Verbindung mit den nicht zur Disposition stehenden zentralen Elementen erfordert ein neues Systemdesign, das möglicherweise einige Grundpfeiler der Liberalisierung abräumt.

### **3. Zur Finanzierung des Strom- Wärme-Systems auf dem Weg zu 100% EE, stärkerer Dezentralisierung und Sektorkopplung**

# Differenzierte Finanzierungsmechanismen für die notwendigen Stromkapazitäten



# Differenzierte Finanzierungsmechanismen für die notwendigen Stromkapazitäten

- Die Strombörse ist nicht länger Leitmarkt, sondern „Zusatzbrot-Markt“ für die anderweitig finanzierten Kapazitäten (EE- und KWK-Anlagen; Backups)
- Ob Ausschreibungen für erneuerbare Energien, KWK-Anlagen und Flexibilitäten national oder regional erfolgen, hängt von der Bereitschaft ab, räumlich unterschiedliche Preiszonen zu akzeptieren und davon, wie die Regionen abgegrenzt werden und wie ein regionenübergreifender Austausch geregelt wird.
- Ob ein Independent System Operator als eigenständiger Akteur zusätzlich benötigt wird, hängt davon ab, wie sich die Übertragungsnetzbetreiber künftig organisieren (Deutsche Netz AG?)
- Die wesentlichen Bestandteile des Strompreises sind künftig die Vollkosten der EE-Anlagen und des Backup-Systems sowie die Netzentgelte; Konzessionsabgabe, Stromsteuer und Höhe der Mehrwertsteuer sind mit Blick auf die Sektorkopplung zu hinterfragen

# Finanzierung der Infrastruktur

- durch regulierte Netzentgelte
- Zu diskutierende Weiterentwicklungen:
  - neue Netzentgeltstruktur / höhere Leistungspreise
  - Innovationsregulierung statt Anreizregulierung, insbesondere für dezentrales Netzmanagement
  - Nodal Pricing
  - gemeinsames Infrastrukturentgelt für Strom-, Gas- und Wärmenetze

**Wir brauchen dringend eine Netzregulierung 2.0, um den Herausforderungen der Systemtransformation gerecht werden zu können.**

# Dezentrales Netzmanagement

## §14 Abs. 2 EnWG

(2) Bei der Planung des Verteilernetzausbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der in Satz 1 genannten Belange bei Planungen festzulegen.

**Diese Verordnungsermächtigung wurde bis heute nicht ausgefüllt; daher existiert auch keine regulatorische Absicherung der mit solchen Aktivitäten verbundenen Kosten**

## Zwischenausblick

- Die Finanzierung eines stärker dezentralisierten Stromsektors auf dem Weg zu einer 100% EE-Versorgung sowie die Sicherstellung der Versorgung erfordern zwingend die enge Verzahnung der separaten Gesetze Energiewirtschaftsgesetz, EEG, KWKG – beispielsweise in einem Energie-Leitgesetz.
- Institutionell wäre die Einführung eines Independent System Operators hilfreich, der letzten Endes auch für die Versorgungssicherheit verantwortlich ist.
- Infrastrukturell erscheint ein Neuzuschnitt der Verteilnetze zu regional vermaschten Netzen notwendig, um einen dezentraleren Angebots-Nachfrage-Ausgleich zur Entlastung der überregionalen Transportbedarfe zu organisieren und zu koordinieren.



# 4. Orientierende Szenarien

Quelle:

Leprich, Berlin, 29. September 2020

# Genehmigter Szenariorahmen Strom 2021-2035 (1)

Energieträger	Installierte Leistung [GW]				
	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
Kernenergie	8,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,9	7,8	0,0	0,0	0,0
Steinkohle	22,6	0,0	0,0	0,0	0,0
Erdgas	30,0	38,1	42,4	46,7	42,4
Öl	4,4	1,3	1,3	1,3	1,1
Pumpspeicher	9,8	10,2	10,2	10,2	10,2
sonstige konventionelle Erzeugung	4,3	3,8	3,8	3,8	3,7
<b>Summe konventionelle Erzeugung</b>	<b>100,1</b>	<b>61,2</b>	<b>57,7</b>	<b>62,0</b>	<b>57,4</b>
Wind Onshore	53,3	81,5	86,8	90,9	88,8
Wind Offshore	7,5	28,0	30,0	34,0	40,0
Photovoltaik	49,0	110,2	117,8	120,1	125,8
Biomasse	8,3	6,8	7,5	8,7	8,2
Wasserkraft	4,8	5,6	5,6	5,6	5,6
sonstige regenerative Erzeugung	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
<b>Summe regenerative Erzeugung</b>	<b>124,2</b>	<b>233,4</b>	<b>249,0</b>	<b>260,6</b>	<b>269,7</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>224,3</b>	<b>294,6</b>	<b>306,7</b>	<b>322,6</b>	<b>327,1</b>

# Genehmigter Szenariorahmen Strom 2021-2035 (2)

	Referenz 2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
<b>Weitere Speicher und nachfrageseitige Flexibilitäten [GW]</b>					
PV-Batteriespeicher	0,6	11,0	14,1	16,8	14,9
Großbatteriespeicher	0,4	3,6	3,8	3,8	3,8
DSM (Industrie und GHD)	1,5 <sup>3)</sup>	4,0	5,0	8,0	7,0

Zur

Ermittlung der Leistung der PV-Aufdachanlagen wurde angenommen dass in Szenario A 2035 sich jeweils 50 % der PV-Leistung (vgl. Tabelle 12) auf PV-Freiflächen und PV-Aufdachanlagen verteilen. In Szenario B 2035 und B 2040 wird eine Verteilung von 60 % zu 40 % zu Gunsten der PV-Aufdachanlagen angenommen und in Szenario C 2035 werden 70 % der gesamten PV Leistung den PV-Aufdachanlagen und 30 % den Freiflächen zugeordnet.

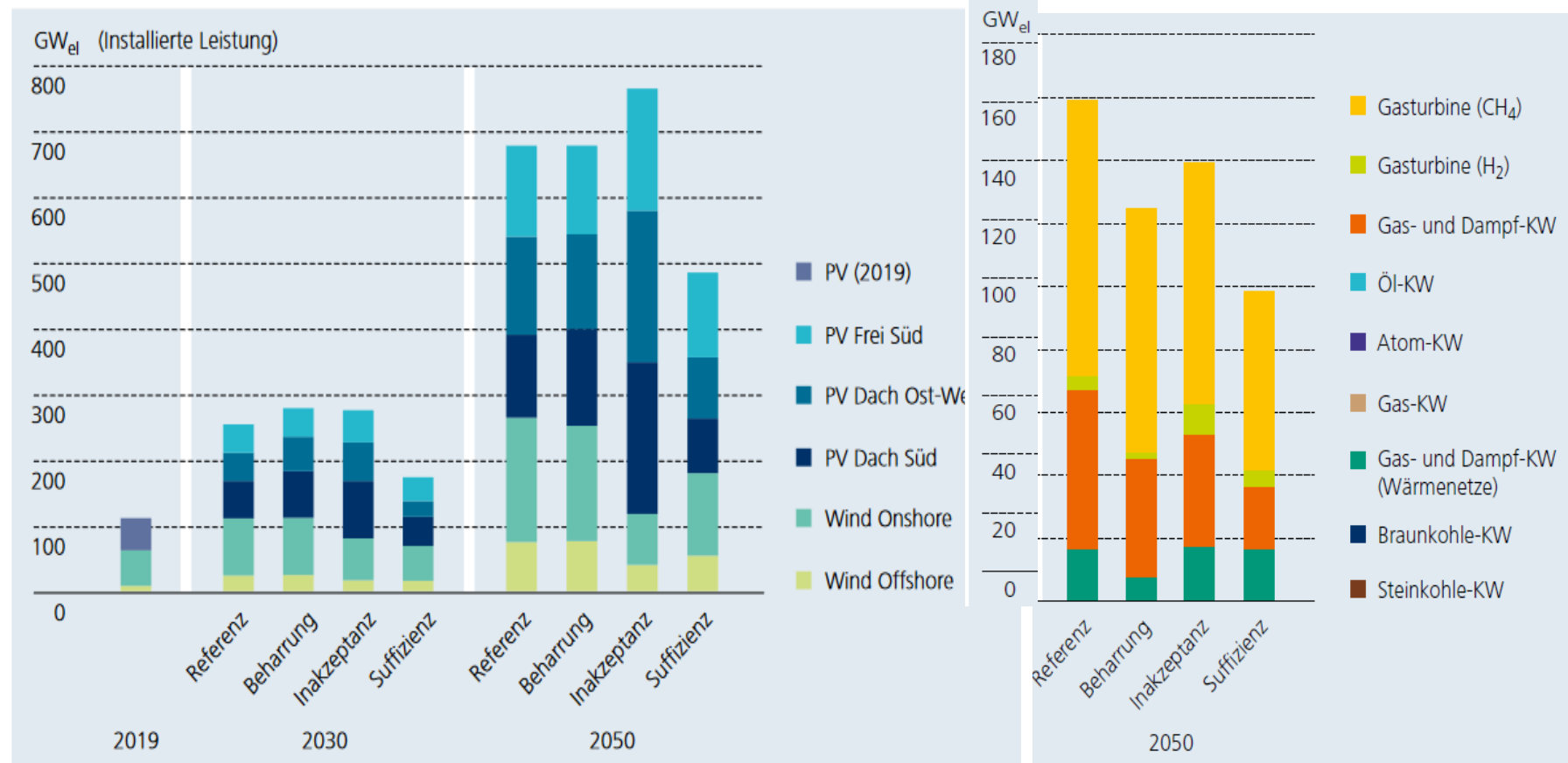
Leistungsklasse [GW]	2019	Szenario A 2035	Szenario B 2035	Szenario C 2035	Szenario B 2040
<10	5,2	9,2	9,2	9,1	9,4
10>=x<100	10,8	10,1	10,2	10,2	10,2
100>=x<1000	41,6	21,0	20,1	24,6	20,2
>=1000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Summe</b>	<b>57,6</b>	<b>40,3</b>	<b>39,5</b>	<b>43,9</b>	<b>39,8</b>

Tabelle 5: Installierte Leistung KWK-fähiger Kraftwerke nach Leistungsklassen

**2035: mindestens  $\sum$  80 GW = dezentral (ohne Wind)**

Leprich, Berlin, 29. September 2020

# Fraunhofer ISE: Klimaneutrales Energiesystem



Quelle: ISE 2020

Kumulativ installierte Leistung von Photovoltaikanlagen sowie Windenergieanlagen in 2030 und 2050 für die vier untersuchten Szenarien

**PV Dach 2050: 180 - 460 GW**

Leprich, Berlin, 29. September 2020

## Zwischenfazit

- Im genehmigten offiziellen Szenariorahmen 2035 der Übertragungsbetreiber sind bereits mindestens 80 GW dezentrale Anlagen plus rund 15 GW Batteriespeicher enthalten, deren Systemeinbindung nicht explizit thematisiert wird.
- Ehrgeizige 100% EE-Szenarien gehen von einem sehr hohen Ausbau von PV-Dachanlagen plus Batteriespeicher aus; das Backup-System wird von Gasturbinen dominiert, die mit Wasserstoff oder synthetischem Gas betrieben werden.
- Offen bleibt in den Szenarien, ob und wie Windanlagen an Land und Gasturbinen in dezentrale Subsysteme eingebunden werden.

# Ausblick: Ein Kompass für die Systemtransformation

- Technische Dynamiken zulassen und fördern
  - Dezentralität systematisch entdecken
  - Innovationsräume für Netzbetreiber schaffen
  - Kundenwünsche identifizieren und akzeptieren
  - breite Partizipation ermöglichen
- 
- Ein neues Design für das künftige Strom-Wärme-System vom Ende her neu denken

**Die Transformation der Energiesysteme ist keine planwirtschaftliche Optimierungsaufgabe, sondern eine gesellschaftliche Gestaltungsaufgabe!**

**Herzlichen Dank für Ihre  
Aufmerksamkeit!  
Fragen?**

**Prof. Dr. Uwe Leprich  
Mobil: 0173-6660910  
Mail: [uwe.leprich@posteo.de](mailto:uwe.leprich@posteo.de)**

Leprich, Berlin, 29. September 2020