

Klimaneutralität und Versorgungssicherheit – ein Widerspruch?

Hans-Wilhelm Schiffer, Stefan Ulreich und Tobias Zimmermann

Um die selbst gesteckten Klimaziele in Deutschland und Europa zu erreichen, müssen die Verbrennung fossiler Brennstoffe in naher Zukunft sehr stark reduziert werden und ein Großteil der Stromproduktion auf erneuerbaren Quellen beruhen. Diese erneuerbaren Quellen sind – Stand heute – größtenteils nicht steuerbar und stellen daher zwar sehr preiswerte elektrische Energie, aber deutlich weniger bis gar keine gesicherte Leistung bereit. In diesem Artikel soll allgemein – aber auch spezifisch für die Situation in Deutschland – beleuchtet werden, ob ein Widerspruch zwischen Klimaneutralität und Versorgungssicherheit existiert und wenn ja, wie dieser gelöst werden kann.

In traditionellen Stromsystemen, die in vielen Ländern Europas, Teilen der USA und auch in Wachstumsmärkten wie China oder Indien vorherrschen, dominieren thermische Kraftwerke (inklusive Kernenergie) den Erzeugungsmix. Thermische Kraftwerke haben den Vorteil, gleichzeitig Energie als auch gesicherte Leistung, also Kapazität, bereitzustellen. Dazu muss „lediglich“ die technische Verfügbarkeit der Anlagen hoch sein und der im Kraftwerk verwendete Brennstoff bzw. Energieträger zuverlässig und in ausreichender Menge jederzeit zur Verfügung stehen.

Die zeitliche Struktur der Nachfragekurve bestimmt den optimalen Mix zwischen eher Grundlast-orientierten Kraftwerken (hohe CAPEX [1], niedrige SRMC [2]) und Spitzenlastkraftwerken (niedrige CAPEX, hohe SRMC). Es gibt in Wissenschaft und Praxis eine bisher ungelöste Debatte, ob ein Energy-Only-Markt ausreichende Kraftwerkskapazitäten refinanzieren kann oder zusätzliche Kapazitätsmechanismen nötig sind. Ohne diese Frage hier grundsätzlich beantworten zu können oder zu wollen, lässt sich zumindest festhalten, dass zusätzliche, kapazitätsbezogene Einnahmen in traditionellen Stromsystemen nur moderat sein müssen.

Das Stromsystem in Deutschland steht zwei Herausforderungen gegenüber: eine deutliche Steigerung der Nachfrage nach Strom, der zunehmend für Wärme/Kälte und in der Mobilität eingesetzt wird – und einen wachsenden Anteil stark wetterabhängiger Stromerzeugung, was zu einem komplexeren Abgleich zwischen Stromerzeugung und -verbrauch führt. Als Folge steigt der Bedarf an steuer-



Klimaneutralität erfordert die verstärkte Nutzung von grünem Strom. Stromversorgungssicherheit bedeutet damit automatisch auch jederzeit verfügbare Energie auch für individuelle Mobilität

Bild: Adobe Stock

barer Leistung, um kurzfristige Schwankungen zu beherrschen, aber auch der Bedarf an saisonal einsetzbarer Leistung, da z.B. die Stromnachfrage fürs Heizen die bisherige Saisonalität verstärken wird. Neben anderen Lösungen wie Lastfolge und Stromspeichern, bieten sich hier zunehmend wasserstoffbefeuerte Gaskraftwerke als Lösung an – in Kombination mit der Nutzung von Gasspeichern und der internationalen Infrastruktur zum Import flüssiger oder gasförmiger Energieträger.

Aktuelle Situation – Stromerzeugungsleistung und -nachfrage in Deutschland

Im Jahr 2021 existierte in Deutschland eine installierte Stromerzeugungsleistung von

netto 232,7 GW [3]. Davon entfielen mit 134,0 GW knapp 58 % auf Erneuerbare-Energien- und mit 98,7 GW gut 42 % auf konventionelle Anlagen. Von der insgesamt installierten Leistung sind 10,5 GW Kraftwerke außerhalb des Strommarktes. Das sind Braunkohlenblöcke in Sicherheitsbereitschaft, systemrelevante Anlagen auf Basis Steinkohle, Erdgas und Mineralölprodukte, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden (Netzreserve) und vorläufig stillgelegte Anlagen vor allem auf Basis Erdgas.

Die Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt betrug mit Stand 15.11.2021 entsprechend 222,3 GW. Davon

entfallen 88,2 GW auf konventionelle und 134,0 GW auf Erneuerbare-Energien-Anlagen (Tab. 1). Die in Deutschland in den letzten Jahren erreichte, von den ÜNB gemessene höchste Last, die in der Regel am frühen Abend eines Wintermonats (und außerhalb der Feiertagssaison) auftritt, beträgt etwa 80 GW. Nach Angaben der Bundesnetzagentur wurde die Höchstlast im Jahr 2021 am 30. November im Zeitraum von 11:45-12:00 mit insgesamt 81.368 MW erreicht. Im Jahr 2020 lag

die Höchstlast bei 79.480 MW am 03.12. um 17:45-18:00. Diese „Lastmessung“ auf Basis von stündlichen Produktionsdaten der ÜNB ist für Deutschland aber nicht komplett. Grund dafür sind Industriekraftwerke, deren Produktion nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird. Schätzungen beziffern die fehlenden Mengen auf 5-10 % der stündlich gemessenen Nachfrage, so dass die tatsächliche Spitzenlast aktuell bei ca. 85 GW liegen dürfte.

Für die Sicherheit der Versorgung ist maßgeblich, in welchem Umfang Stromerzeugungsleistung zum Zeitpunkt der Höchstlast als sicher verfügbar unterstellt werden kann.

Der Anteil der gesicherten an der installierten Leistung ist bei den verschiedenen Technologien unterschiedlich hoch. Bei Anlagen auf Basis von Kernenergie, Steinkohle, Braunkohle und Erdgas können mehr als 90 % der installierten Leistung als gesichert eingestuft werden [4]. Am anderen Ende der Bandbreite rangiert die Photovoltaik (PV). Die zum Zeitpunkt der zu erwartenden Höchstlast verfügbare PV-Leistung ist mit Null anzusetzen, da in Deutschland die Höchstlast typischerweise zu einem Zeitpunkt auftritt, an dem es dunkel ist. Bei Windenergie – dies gilt insbesondere für Offshore-Anlagen – stellt sich die Situation günstiger dar. Allerdings ist nicht ausgeschlossen, dass zum Zeitpunkt der höchsten Last eine Windflaute herrscht (Abb. 1). Deshalb setzt etwa der Verband der Europäischen ÜNB den Anteil der gesicherten Leistung an der installierten Kapazität mit <10 % an. Deutlich günstigere Relationen bestehen bei Wasserkraft, Biomasse und Geothermie (Abb. 2). Letztgenannte Technologien haben den großen Nachteil, dass sie aus unterschiedlichen Gründen nicht beliebig skalierbar sind.

Unter Berücksichtigung der dargelegten Relationen kann für 2021 eine in Deutschland als jederzeit gesicherte Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in Höhe von etwa 89 GW unterstellt werden (Abb. 3). Hinzu kommen die Kraftwerke außerhalb des Strommarktes, die im Falle von Engpässen eingesetzt werden könnten. Außerdem ist Deutschland in den europäischen Strommarkt eingebunden. Bei Engpässen kann somit auf Leistung im Ausland zurückgegriffen werden, soweit die dort verfügbaren Kapazitäten dies zulassen und die grenzüberschreitenden Übertragungsnetze keinen Engpass bilden. Allerdings sind im Winter – und das ist die relevante Periode für die Auslegung der Versorgungssicherheit – Erzeugungsknappheiten in allen europäischen Ländern zu erwarten.

Energieträger	Installierte Netto-Leistung in MW	Kraftwerke außerhalb des Strommarktes in MW	Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt in MW
Kernenergie	8.114	-	8.114
Braunkohle	19.962	1.886	18.076
Steinkohle	19.909	3.633	16.276
Erdgas	31.678	3.110	28.568
Mineralölprodukte	4.684	1.828	2.856
Pumpspeicher	9.804	-	9.804
Sonstige Energieträger*	4.547	-	4.547
Erneuerbare Energien davon:	134.018	-	134.018
- Windkraft onshore	55.262	-	55.262
- Windkraft offshore	7.774	-	7.774
- Solare Strahlungsenergie	56.166	-	56.166
- Biomasse	9.432	-	9.432
- Wasser**	4.372	-	4.372
- Sonstige Energieträger***	1.012	-	1.012
Insgesamt	232.716	10.457	222.259

Stand: 15. November 2021 (EEG-Anlagen ausgewertet zum 30. Juni 2021)

* nicht erneuerbar: 50 % Abfall und Grubengas

** ohne Pumpspeicher

*** 50 % Abfall, Deponiegas, Klärgas, Geothermie

Von den 134,0 GW Erneuerbare-Energien-Anlagen handelt es sich bei 130,1 GW um Anlagen mit Zahlungsanspruch nach dem EEG.

Die angegebene Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarktes verteilt sich mit 1.886 MW auf Sicherheitsbereitschaft, 6.815 MW Netzreserve und 1.756 MW vorläufig stillgelegte Anlagen. Differenziert nach diesen Kategorien und nach Energieträgern stellt sich die Leistungsaufteilung der Anlagen außerhalb des Strommarktes wie folgt dar:

• Anlagen in Sicherheitsbereitschaft: Braunkohle mit 1.886 MW.

• Systemrelevante Kraftwerke gem. § 13b EnWG und KVBG, die nur auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden (Netzreserve): Steinkohle mit 3.633 MW, Erdgas mit 1.569 MW und Mineralölprodukte mit 1.613 MW.

• Vorläufig stillgelegte Anlagen: Erdgas mit 1.541 MW und Mineralölprodukte mit 215 MW.

In den ausgewiesenen Angaben zur Stromerzeugungsleistung am Strommarkt sind Anlagen, die zwar in den Ländern Österreich, Luxemburg, der Schweiz oder Dänemark installiert sind, allerdings direkt ins deutsche Netz einspeisen, enthalten (insgesamt 4.390 MW). Dabei handelt es sich um 3.605 MW Pumpspeicher (darunter 1.294 MW in Luxemburg und 2.311 MW in Österreich), 104 MW Laufwasser (Schweiz) und 631 MW Speicherwasserkraftwerke (Österreich) sowie Anlagen auf Basis solarer Strahlungsenergie mit 50 MW (Dänemark).

Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste mit Stand 15.11.2021

Tab. 1 Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2021

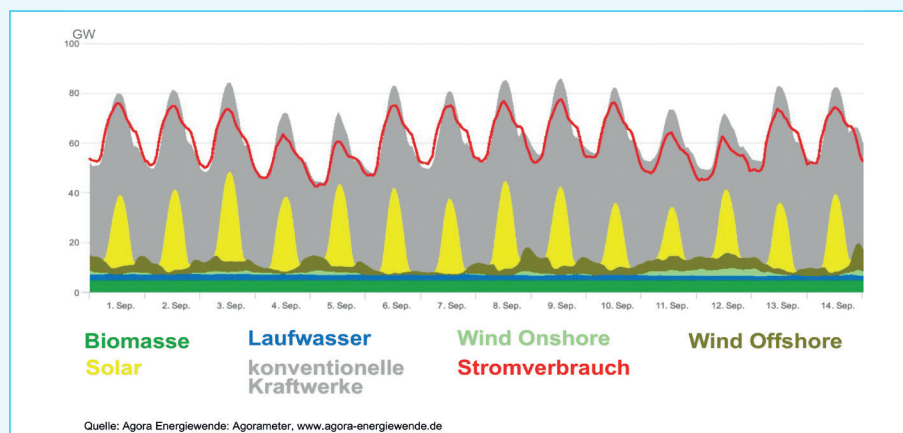


Abb. 1 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 01.-14.09.2021

In Summe kann man daher schließen, dass – Stand 2021 – Deutschland mehr als ausreichend gesicherte Leistung besitzt, um das Stromsystem zu jedem Zeitpunkt zu stabilisieren. Man könnte sogar von einem signifikanten Überangebot an gesicherter Leistung und elektrischer Energie sprechen.

Herausforderungen – Absehbare Öffnung der Schere zwischen der Entwicklung von Nachfrage und gesicherter Leistung

Schon für die nahe Zukunft öffnet sich allerdings eine Schere zwischen der Entwicklung von Nachfrage und gesicherter Leistung. Die deutsche Bundesregierung hat beschlossen, aus energiepolitischen Gründen sowohl aus der Kernenergie wie auch aus der Verstromung von Kohle auszusteigen.

Nach Stilllegung der Kernkraftwerke Gundremmingen C, Grohnde und Brokdorf zum Ende des Jahres 2021 folgen die verbleibenden Blöcke Neckarwestheim 2, Emsland und Isar 2 zum Ende des Jahres 2022. Damit vermindert sich die steuerbare Leistung um 8,1 GW im Vergleich zum Stand 15.11.2021. Die endgültige Stilllegung der gegenwärtig noch in Sicherheitsbereitschaft befindlichen Braunkohlekraftwerke mit zusammen 1,8 GW erfolgt zum 01.10.2022 bzw. 01.10.2023. Darüber hinaus wird nach Angaben der Bundesnetzagentur bis 2024 Steinkohle- und Braunkohlekraftwerks-Leistung gemäß KVBG [5] in Höhe von 6,2 GW außer Betrieb gesetzt (Abb. 4). Bis 2030 verbleiben gemäß dem gesetzlich vorgegebenen Kohleausstiegspfad nach KVBG noch Kapazitäten in Höhe von 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle. Das ist eine Halbierung im Vergleich zum Stand 15.11.2021.

Bei einem auf 2030 vorgezogenen kompletten Kohleausstieg würden von der gegenwärtig installierten fossil gefeuerten Kraftwerkskapazität nur noch 40,9 GW – darunter 31,7 GW auf Basis Erdgas – verbleiben (4,7 GW Mineralölprodukte und 4,5 GW sonstige Nicht-Erneuerbare Energien), soweit bis dahin nicht auch Stilllegungen im Bereich dieser Anlagen erfolgen. Weitere Kapazitäten, die nicht auf erneuerbaren Energien basieren,

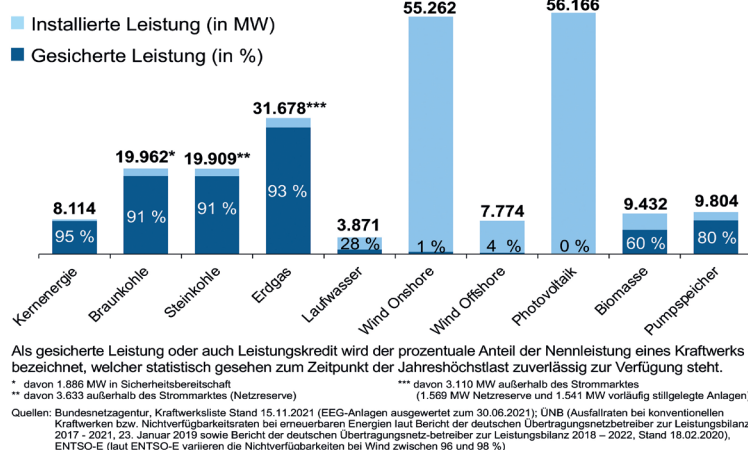


Abb. 2 Installierte und gesicherte Leistung (15.11.2021)

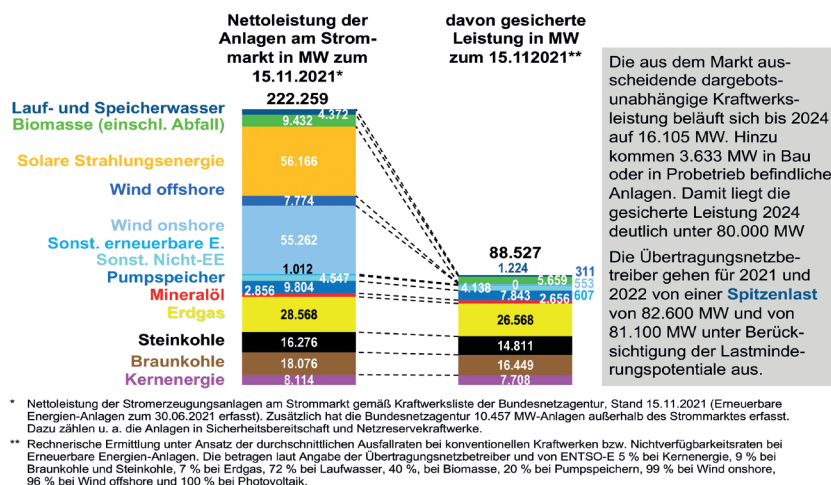


Abb. 3 Ableitung der gesicherten Leistung von der Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am deutschen Strommarkt

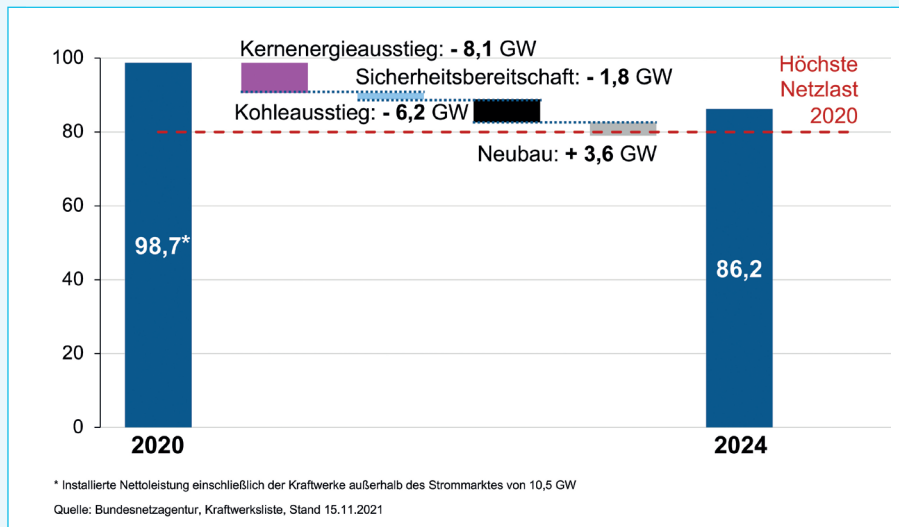


Abb. 4 Entwicklung der konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland bis 2024

bilden die Pumpspeicherkraftwerke. Deren gesamte Leistung wird zum 15.11.2021 einschließlich der Anlagen, die im Ausland installiert sind aber direkt ins deutsche Netz einspeisen, auf 9,8 GW beziffert. Das wäre fast eine Halbierung im Vergleich zum Stand 15.11.2021, für den die installierte Leistung an konventioneller Kapazität auf 98,7 GW beziffert wird.

Der Kraftwerkspark ändert sich auch in anderen europäischen Ländern

Die gegenwärtig auch in unseren Nachbarstaaten teilweise noch reichlich verfügbare steuerbare Kapazität wird sich verringern. Es ist damit zu rechnen, dass die Kapazität der Kohlekraftwerke nicht nur in Deutschland, sondern auch in einer Reihe weiterer Staaten bis 2030 deutlich niedriger ausfällt

als heute. Das gilt für Polen, Tschechien, Niederlande, Italien, Großbritannien, Frankreich, Finnland und Dänemark. In vielen dieser Staaten ist von einer Beendigung der Kohleverstromung bis 2030 auszugehen (Abb. 5). Die Internationale Energie-Agentur kommt in Abhängigkeit der verschiedenen modellierten Szenarien zu Ergebnissen, die diesen Trend bestätigen (Tab. 2). Für die gesamte EU-27 wird – einschließlich Deutschland – von einem Rückgang der Kohlekraftwerkskapazität bis 2030 auf 43,4 GW im *Stated Policy Scenario (SPS)* und auf 23,7 GW in den Szenarien *Announced Pledges (APS)* sowie *Sustainable Development (SDS)* ausgegangen. Das wäre ein Abbau zwischen 92,5 und 112,2 GW im Vergleich zum Stand des Jahres 2020.

Hinzu kommt ein Abbau der Leistung von Kernkraftwerken, der trotz der für Finnland erwarteten Kapazitätsaufstockung und der unveränderten Leistung in Tschechien bis 2030 für die EU-27 auf 16,5 GW (SPS) bzw. 10,9 GW (APS und SDS) im Vergleich zum Jahr 2020 beziffert wird [6]. Davon sind 8,1 GW Deutschland zuzurechnen. Ein Teil dieses erwarteten Kapazitätsabbaus bei Kohle und Kernenergie wird durch einen Brutto-Zubau an Erdgas-befeuerten KWK-Anlagen im europäischen Ausland bis 2030 kompensiert.

Vor dem Hintergrund des Ukraine-Krieges wird diskutiert, ob Kohlekraftwerke doch länger betrieben werden sollen, um die Erdgasimporte Europas zu vermindern. Dies würde in Konsequenz aber nicht nur längeres Vorhalten von Kohlekraftwerken für Extremsituationen bedeuten, sondern auch signifikant höhere Stromproduktion aus Kohle. Längerfristig wird dies zu großen Zielkonflikten führen und wir gehen daher nur von zeitlich befristeten Laufzeitverlängerungen aus.

Neue Optionen für kurzfristige Flexibilität werden zunehmend implementiert

Die Kapazität von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken wird für Deutschland bis 2030 als konstant angenommen [7]. Pumpspeicher liefern den Löwenanteil an Leis-

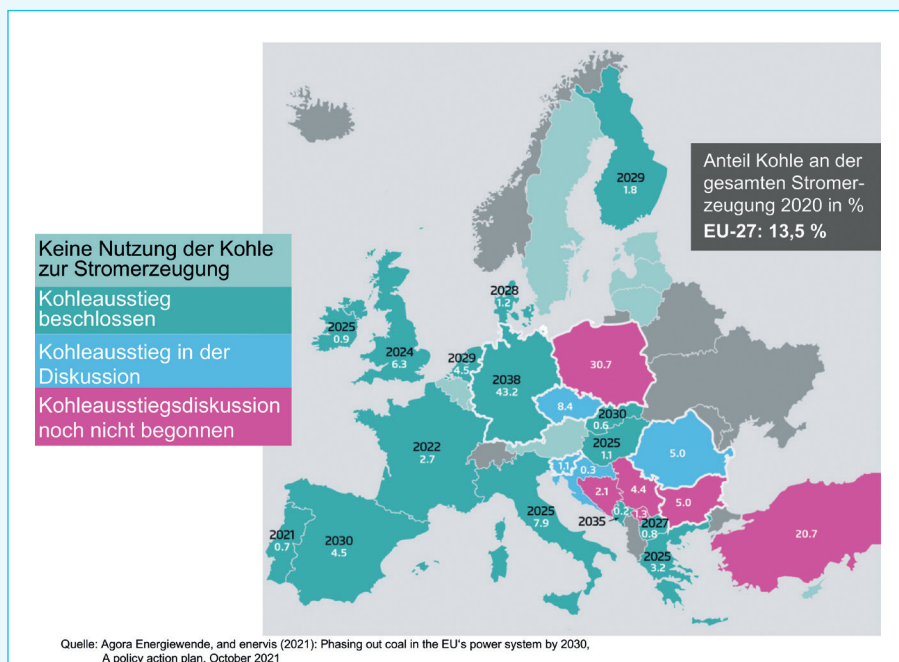


Abb. 5 Verbliebene Kohle-Kraftwerkskapazitäten (in GW) und Termin für den Kohleausstieg

Jahr	Erneuerbare Energien	Kernenergie	Wasserstoff	Fossil mit CCS	Kohle ohne CCS	Erdgas ohne CCS	Ölprodukte	Batterie speicher	Gesamt
GW									
Stated Policy Scenario									
2020	510,1	109,1	0	0	135,9	182,8	34,7	2,5	975,1
2030	893,8	92,6	0	0	43,4	206,4	18,1	14,9	1.269,2
2035	1.010,6	84,4	0	0	20,6	212,3	14,3	40,4	1.382,6
2040	1.061,6	82,5	0	0	12,6	215,6	10,2	75,7	1.458,2
2045	1.086,6	82,5	0	0	12,3	194,8	7,8	99,8	1.483,7
2050	1.106,1	82,5	0	0	10,8	161,9	6,3	130,0	1.497,6
Announced Pledges und Sustainable Development Scenario									
2020	510,1	109,1	0	0	135,9	182,8	34,7	2,5	975,1
2030	1.069,4	98,2	0	0,3	23,7	163,7	10,8	49,9	1.416,0
2035	1.317,2	94,6	0	4,0	1,4	137,0	0,9	92,7	1.647,7
2040	1.489,5	98,6	32,7	7,9	0,4	87,4	0	137,3	1.853,9
2045	1.588,1	99,4	71,2	10,7	0,0	26,2	0	170,6	1.966,3
2050	1.647,1	99,4	73,3	12,7	0	23,9	0	193,9	2.050,3

Quelle: International Energy Agency, World Energy Outlook 2021, Paris, Oktober 2021

Tab. 2 Entwicklung der Stromerzeugungskapazitäten in der EU-27 gemäß Szenarien des World Energy Outlook 2021 der Internationalen Energieagentur

tung und Energie: 6,2 GW sind in Deutschland installiert, mit einem Speichervolumen von rund 40 GWh. Die Batteriespeicherkapa-

azität belief sich Ende 2021 auf rund 4,5 GWh. Bei den stationären Batteriespeichern dominieren die Heimspeichersysteme mit einer

Kapazität von bis zu 30 kWh. Insgesamt wird für Ende 2021 von einem Bestand von 430.000 Heimspeichern in Deutschland ausgegangen. Zu diesem Zeitpunkt waren insgesamt 3,54 GWh Batteriespeicherkapazität mit 1.940 MW Leistung an Heimspeichern in Deutschland installiert [8]. Gewerbespeicher werden als Speichersysteme zwischen 30 kWh und 1 MWh definiert. Die Zahl der Großspeicher (Anlagenklasse ab 1 MWh) beläuft sich mit Stand Ende 2021 auf 97 (Abb. 6). Der Bestand an Elektrofahrzeugen wird zum Jahresende 2021 auf 1,27 Millionen veranschlagt (39,59 GWh mit DC charging power von 51,84 GW und AC charging power von 7,71 GW) [8]. Diese EV-Kapazitäten stehen aber nur bedingt für Flexibilität zur Verfügung: Erstens ist diese nur dann möglich, wenn das Elektroauto auch gerade an das Netz angeschlossen ist und die technischen Steuerungen dafür eingerichtet sind. Zweitens muss es auch vertraglich geregelt sein. Das Potential ist aber offenbar erheblich.

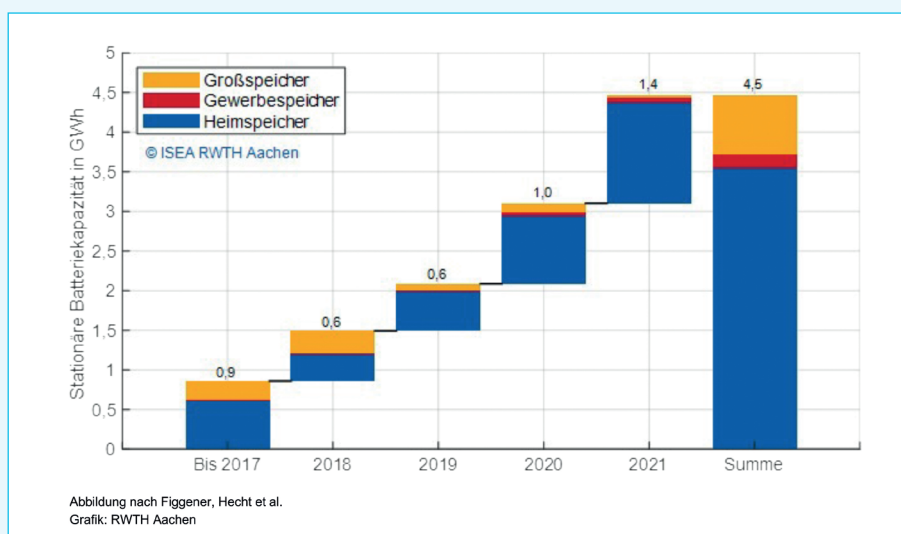


Abb. 6 Entwicklung des stationären Batteriespeichermarktes in Deutschland

Als weitere Flexibilitätsoptionen kommen Netzersatzanlagen (NEA), Demand Side Management (DSM) und Großbatteriespeicher in Betracht. NEA, die zur Notstromversorgung (bei lokalen Versorgungsunterbrechungen) genutzt werden können, bestehen üblicherweise aus einem mit Diesel oder Erdgas betriebenen Motor und einem Generator. In einem dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im April 2021 vorgelegten Projektbericht wird die dadurch in Deutschland wirtschaftlich erschließbare installierte Leistung in einer Größenordnung von 4,5 GW angenommen.

Das in Deutschland über das verfügbare Potenzial hinausgehende wirtschaftlich erschließbare Lastreduktionspotenzial der Industrie (freiwilliger Lastverzicht der Industrie gegen Vergütung – DSM) wird in der gleichen Studie für 2030 auf 15,6 GW hochgerechnet. Bezüglich der Entwicklung von Großbatteriespeichern wird in diesem Projektbericht für Deutschland von einem Kapazitätsanstieg von 0,6 GW im Jahr 2021 auf 2 GW im Jahr 2030 ausgegangen [7].

Die Nachfrage nach Strom wird deutlich steigen

Dieses Leistungspotenzial trifft in Zukunft auf eine wachsende Stromnachfrage. Eine zunehmende Elektrifizierung spielt für die angestrebte Dekarbonisierung der Energieversorgung eine Schlüsselrolle. In einer Vielzahl von Anwendungen kann die Verbrennung fossiler Energien durch den Einsatz von Strom ersetzt werden. Dies gilt für die Industrie, für den Gebäudesektor und den Verkehr. In der Industrie kann die Bereitstellung von Prozesswärme in praktisch allen Temperaturbereichen bis etwa 1.800 Grad Celsius auch elektrisch erfolgen. Ein Beispiel stellt die Papierindustrie dar, die Temperaturen bis zirka 150 Grad Celsius benötigt. Im Temperatursegment 150 bis 800 Grad Celsius können insbesondere elektrische Dampferzeuger und Steamcracker wesentliche Teile des Bedarfs in der Chemischen Industrie decken. Mehr als die Hälfte des industriellen Wärmebedarfs entfällt auf Temperaturen über 800 Grad Celsius. Sektoren, in denen Prozesse mit sehr hohen Temperaturen eine wichtige Rolle spielen, sind beispielsweise

die Stahlproduktion sowie die Glas- und Keramikindustrie. Batterieelektrische Antriebe können insbesondere bei Pkw Verbrennungsmotoren ersetzen. Bei der Wärmeversorgung von Gebäuden kann die Nutzung von elektrischen Wärmepumpen eine verstärkte Rolle spielen [9]. Der Wärmebedarf ist zudem durch eine hohe Inelastizität gekennzeichnet: Kälteeinbrüche geschehen üblicherweise auf einem größeren Gebiet, womit alle Heizungen in diesem Gebiet nahezu gleichzeitig eingeschaltet werden. Lastfolge ist somit nur sehr eingeschränkt möglich. Es sind zwar signifikante aber allenfalls zeitlich begrenzte Lastverschiebungen möglich – falls Wärmespeicher vorhanden sind.

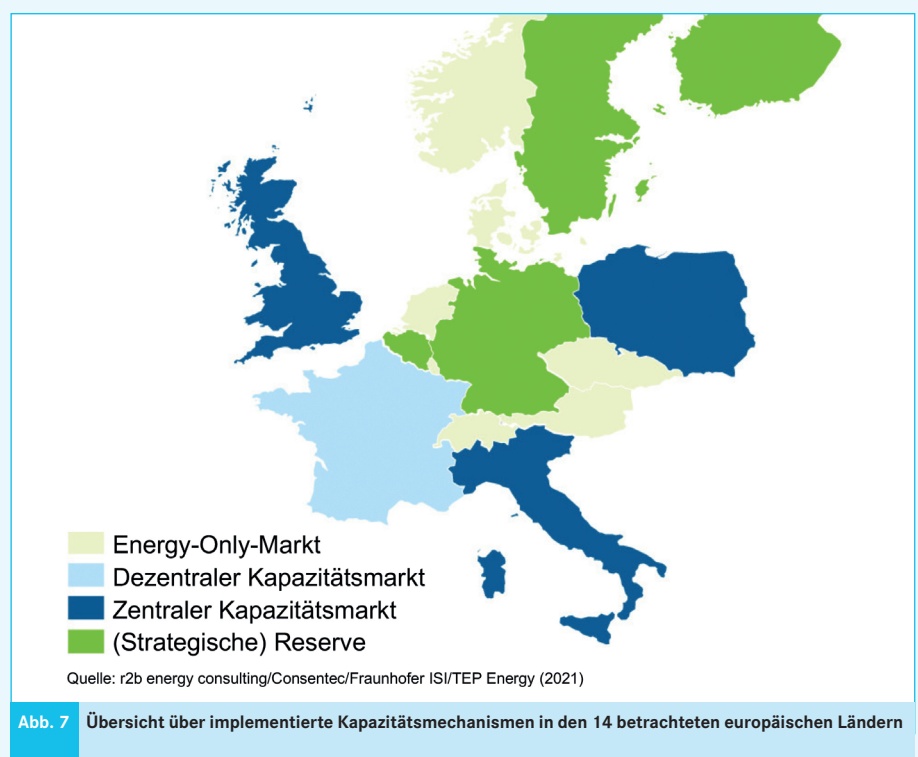
Kapazitätsmechanismen: Wird gesicherte Leistung ausreichend finanziert?

Mit dem starken Zubau der fluktuierenden erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung ist verbunden, dass den steuerbaren Kraftwerken – anders als in der Vergangenheit – nur noch die Funktion zukommt, die Residuallast zu decken. Dies wirkt sich negativ auf die Auslastung dieser Anlagen aus. In einer Reihe europäischer Staaten wurde als Reak-

tion darauf ein verändertes Marktdesign konzipiert bzw. ist in Planung. Danach erfolgen Zahlungen für das Vorhalten von gesicherter Leistung – in Ergänzung zu den am Strommarkt und am Regelle Energiemarkt erzielten Erlösen. Zu den gewählten Mechanismen zählen Kapazitätsmärkte bzw. strategische Reserven (Abb. 7).

Die Kapazitätsmärkte können zentral oder alternativ dezentral ausgestaltet sein. Zentrale Kapazitätsmärkte existieren in Großbritannien und Polen. Das Funktionsprinzip besteht darin, dass eine staatliche Stelle eine für notwendig gehaltene gesicherte Leistung festlegt und in Auktionen die Vergütung am Markt ermittelt. Bei dezentralen Kapazitätsmärkten werden die Stromanbieter durch regulatorische Vorgaben verpflichtet, eine jeweils der Höhe nach festgelegte gesicherte Leistung zu beschaffen. Dies ist in Frankreich der Fall.

In Belgien, Schweden und Finnland wird das Instrument der strategischen Reserven genutzt. Dabei wird eine ex ante festgelegte Leistung über Ausschreibungen vom ÜNB beschafft, wobei die bezuschlagten Kapazi-



täten – dies können auch flexible Verbrauchslasten sein – für einen definierten Zeitraum Zahlungen für das Vorhalten von Kapazität außerhalb des Strommarktes erhalten.

In Deutschland wurden bisher keine Kapazitätsmechanismen eingeführt. Vielmehr beruht das Konzept der Bundesregierung, eine mögliche Knappheit an elektrischer Energie und gesicherten Leistung zu verhindern, auf zwei Säulen (EOM [10] 2.0):

■ **Säule 1: Starker Ausbau der erneuerbaren Energien, der die höhere Nachfrage nach Elektrizität decken und die rückläufige Produktion aus Kohle und Kernenergie möglichst zu 100 % ersetzen soll.** Gemäß dem Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/DIE GRÜNEN und FDP vom November 2021 wird das verschärfte Erneuerbare-Energien-Ziel von 80 % des Brutto-Stromverbrauchs im Jahr 2030 auf einen höheren Brutto-Stromverbrauch von 680 bis 750 TWh im Jahr 2030 ausgerichtet. Zum Vergleich: Im Jahr 2021 belief sich der Brutto-Stromverbrauch in Deutschland auf rund 570 TWh. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) beziffert die Brutto-Stromnachfrage 2030 unter Berücksichtigung der Ziele des Koalitionsvertrages auf 725 TWh. Dieser Wert liegt somit im oberen Bereich der im Koalitionsvertrag für 2030 ausgewiesenen Bandbreite. Begründet wird dieser Anstieg mit der zu erwartenden erhöhten Stromnachfrage in den Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie sowie zur Erzeugung von Wasserstoff unter Ansatz der gemäß Koalitionsvertrag angestrebten Elektrolysekapazität von 10 GW im Jahr 2030 [11]. Um einen Erneuerbare-Energien-Anteil an der Brutto-Stromnachfrage von 80 % im Jahr 2030 zu erreichen, sind nach Berechnungen des EWI – neben dem gemäß Koalitionsvertrag angestrebten Ausbau der PV-Kapazität auf 200 GW und der Offshore-Wind-Leistung auf 30 GW – Wind-Onshore-Anlagen mit einer Leistung von 94 GW erforderlich.

■ **Säule 2: Stärkung und Ausbau von thermischen Kraftwerksreserven außerhalb des Strommarktes.** Um Versorgungssicherheit auch in Zeiten einer längeren Dunkelflaute sicherstellen zu können, hält Deutschland wie erwähnt signifikante Kraftwerkskapazitäten als Reserven vor. Die Bundesnetzagentur ist in Deutschland für die Versorgungssicherheit verantwortlich und könnte diese Reserven weiter erhöhen, wenn sie dies für nötig erachtet. Dazu wurden Braunkohlenblöcke in eine zeitlich befristete Sicherheitsbereitschaft überführt. Außerdem wurde eine Netzreserve aus Kraftwerken außerhalb des Strommarktes gebildet, die nur auf Anforderung der ÜNB zu Zwecken der Wahrung der Versorgungssicherheit betrieben werden.

Brauchen wir eine Änderung des Marktdesigns und einen Neubau thermischer (Gas-) Kraftwerke in den nächsten Jahren?

Aus physikalischer Sicht spricht zunächst nichts gegen eine Erhöhung der Reservekapazitäten. Im Extremfall wäre es vorstellbar, dass der überwiegende Teil der jetzt noch am Markt aktiven Kohlekraftwerke dauerhaft als Reserve vorgehalten wird. Die verfügbare gesicherte Leistung würde sich kaum verändern und das System könnte vermutlich in jeder Situation physikalisch stabil gehalten werden. Durch das Vermarktungsverbot dieser Anlagen am Strommarkt würden Emissionen des Stromsektors unabhängig von CO₂ und Brennstoffpreisen reduziert werden. Die Verknappung am Strommarkt würde den dann noch verbleibenden Gaskraftwerken (endlich) helfen, ihre Fixkosten zurück zu verdienen und dauerhaft am Markt zu überleben. Aufgrund dieser Argumente wurde dieses Konzept in der Vergangenheit häufig als kosteneffizienteste Lösung angesehen.

Durch die nun angepassten Annahmen in Bezug auf Stromnachfrage (deutliche Erhöhung) und verfügbare gesicherte Leistung am Strommarkt (deutliche Reduzierung, da Kohleausstieg bis 2030 angestrebt) beinhaltet dieses Konzept nun aber große ökonomische Risiken. Denn das dauerhafte Vorhalten und häufige Aktivieren von Reser-

ven, bestehend aus relativ alten Kohlekraftwerken, ist letztlich eine sehr teure Lösung, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Insbesondere je mehr sich der angestrebte Ausbau der Erneuerbaren verzögert, desto höher ist die Gefahr einer wetterabhängigen Energielücke, welche dann zu häufigen und längeren Aktivierungsphasen der Kraftwerksreserven und sehr hohen Strompreisen führen würde. Letztlich könnte es sogar so sein, dass genauso viel Kohlestrom produziert wird wie in einem Szenario ohne Vermarktungsverbot der Kohlekraftwerke am Strommarkt und/oder entsprechende Emissionen einfach ins benachbarte Ausland verlagert werden.

Somit ist absehbar, dass ein Neubau von effizienten Gaskraftwerken (und Sicherung der Brennstoffversorgung) in den nächsten Jahren aus physikalisch technischer Perspektive zwar nicht unbedingt erforderlich, ökonomisch aber dringend geboten ist. Denn nur durch den Bau solcher Gaskraftwerke lässt sich gleichzeitig sicherstellen, dass

- Emissionsziele aller Sektoren erreicht werden,
- Strompreise und Kosten für Verbraucher nicht explodieren und
- Versorgungssicherheit jederzeit gegeben ist.

Lösungen und Szenarien, welche ohne Gaskraftwerksneubau in den nächsten 5-10 Jahren auskommen, sind für Deutschland zwar technisch denkbar und möglich, stehen aber im Widerspruch zu mindestens einer anderen Dimension des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umwelt- bzw. Klimaschutz). Diese Widersprüche werden umso größer, je mehr sich der Erneuerbare-Energien-Ausbau verzögert und die Stromnachfrage steigt.

Die im Jahr 2030 notwendige steuerbare Leistung beläuft sich nach den Analysen des EWI auf 71 GW. Im Falle eines Ausstiegs aus der Kohleverstromung bis 2030 müsste bis 2030 ein Nettozubau von 23 GW wasserstofffähiger Gaskraftwerke erfolgen. Neben der gegenwärtig installierten Gas-Leistung von 31,7 GW werden vom EWI 8 GW Leistung auf

Basis Biomasse, 5 GW auf Basis Wasserkraft und 3 GW auf Basis sonstiger konventioneller Energien ausgewiesen. Der mit einem Zubau von 23 GW wasserstofffähiger Gaskraftwerkskapazität gewährleisteten steuerbaren Leistung von insgesamt 71 GW stünde eine Nachfragespitze von 95 GW im Jahr 2030 gegenüber [11].

Dies wurde mittlerweile auch von der Politik erkannt. Die Umsetzung eines beschleunigten Kohleausstiegs und die Einhaltung der verschärften Klimaziele erfordert laut Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/DIE GRÜNEN und FDP – neben dem massiven Ausbau der erneuerbaren Energien – „die Errichtung moderner Gaskraftwerke, um den im Laufe der nächsten Jahre steigenden Strom- und Energiebedarf zu wettbewerbsfähigen Preisen zu decken.“ Zur Gewährleistung dieses Ausbaus bedarf es ausreichender Investitionsanreize, damit ein marktgetriebener Prozess von Planung, Genehmigung und Bau entsprechender Anlagen in Gang kommt. Es bestehen allerdings Zweifel, dass dies über das gegenwärtig in Deutschland bestehende Marktdesign erreicht werden kann [12].

Angesichts der vergleichsweise geringen zu erwartenden Jahresvolllaststunden ist unter alleiniger Berücksichtigung von Erlösen auf dem Energy-Only-Markt die Wirtschaftlichkeit entsprechender Investitionen voraussichtlich nicht gegeben, selbst wenn Preispitzen in besonderen Knappheitssituationen auftreten. Hinzu kommt das unsichere regulatorische Umfeld. Aktuell ist nicht klar, ob und unter welchen Bedingungen Investitionen in Gas-Infrastruktur als nachhaltige Investments klassifiziert werden können. Hinzu kommen weitere Unsicherheiten in Bezug auf die zukünftige Verfügbarkeit von grünen Gasen oder Wasserstoff.

Daraus ergibt sich die Notwendigkeit für eine wettbewerblich organisierte Steuerung des Ausbaus gesicherter Leistung auf Basis Gas mittels eines Kapazitätsmarktes. Zur Sicherstellung der Errichtung einer als ausreichend angesehenen Leistung auf Gasbasis bis 2030 sind die Weichen für eine Neugestaltung des Strommarkt-Designs bereits 2022 zu stellen. Planung, Genehmigungs-

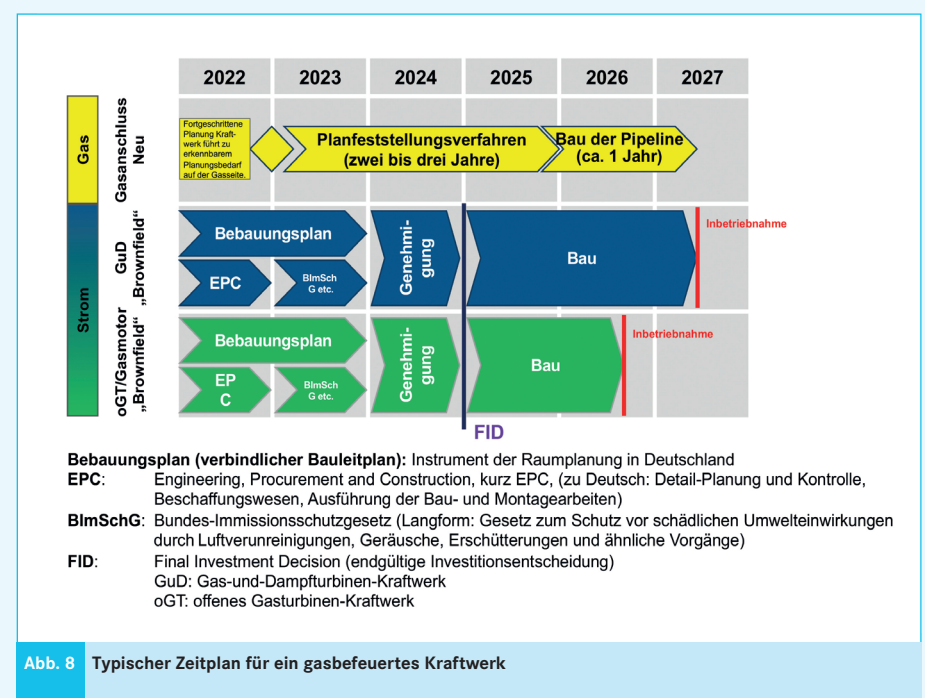
verfahren und Bau von Gaskraftwerken erfordern nämlich einen Zeitrahmen von mindestens sechs Jahren (Abb. 8). Dies gilt im optimalen Fall, der nicht durch Verzögerungen beeinträchtigt ist. Dabei sind Gaskraftwerke auch wesentlich, um die saisonalen Schwankungen bei der Stromnachfrage zwischen Sommer und Winter bzw. längere, bis zu überjährigen Schwankungen im Grünstromangebot zu kompensieren.

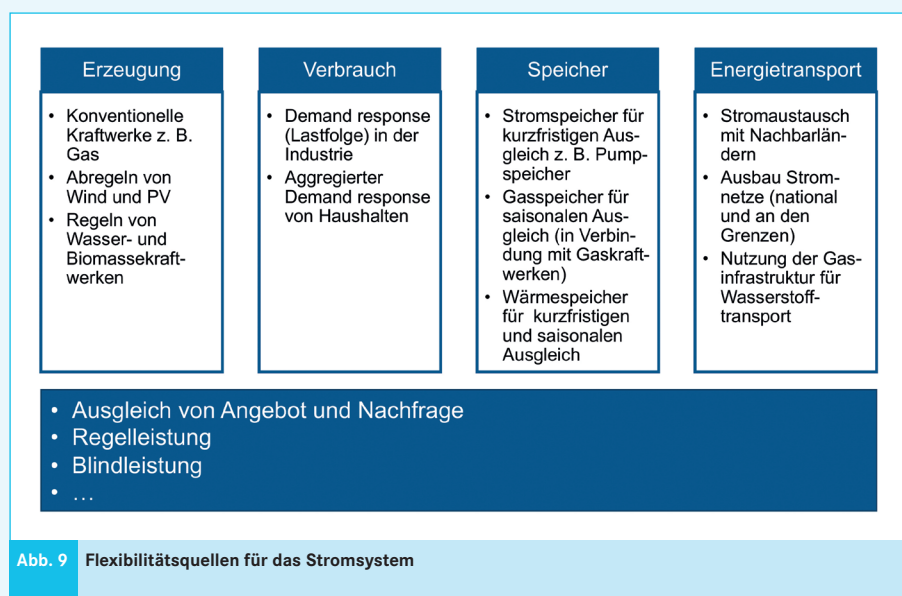
Target Picture – Versorgungssicherheit in einem dekarbonisierten Stromsystem und Transformation auf eine Wasserstoff-basierte thermische Erzeugung

Deutschland strebt ein klimaneutrales Energiesystem spätestens in 2045 an, das Stromsystem soll Vorreiter sein und bereits vor diesem Zieldatum vollständig dekarbonisiert sein. Ist dieser Zustand erreicht bzw. wenn die für 2045 relevanten Investments getätigt werden, hat der Kapazitäts- und Erzeugungsmix keinen langfristigen Effekt auf Emissionen mehr. Das heißt, die Frage, wie viel gesicherte Leistung aus Gaskraftwerken gebraucht wird, sollte rein kostenminimal beantwortet werden.

Von nicht skalierbaren Technologien wie Wasser oder Biomasse abgesehen, stehen dem deutschen Stromsystem langfristig – Stand heute – die folgenden wettbewerbsfähigen Erzeugungstechnologien zur Verfügung: Erneuerbare Stromerzeugung aus Wind oder Sonneneinstrahlung, kurzfristige Speichertechnologien (insbesondere Mehrstunden-Batterien), CO₂-freie thermische Kraftwerke (grüne Brennstoffe oder CCS-Technologien). Kernenergie scheint zumindest für Deutschland aktuell keine politische Option zu sein und ist außerdem teuer.

Allgemein wird erwartet, dass CO₂-freie Energieträger wie Wasserstoff im Vergleich zu fossilen Energieträgern relativ teuer oder knapp sein werden. Im Falle „echter“ grüner Brennstoffe erklärt sich dies schon dadurch, dass diese üblicherweise mit Hilfe von grünem Strom erst gewonnen werden können. Eine direkte Nutzung des Stroms ohne Umweg über Elektrolyse und anschließende Rückverstromung ist somit generell vorzuziehen. Bei auf fossilen Energieträgern und CCS basierten Technologien ist dies nicht ganz so eindeutig. Allerdings ist auch hier klar, dass die Anwendung von CCS-Technologien Preise und Kosten im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken erhöhen dürfte.





Somit stellt sich für Politik und Investoren gleichermaßen die Frage, ob man auf thermische Kraftwerke in einem zukünftigen Stromsystem nicht komplett verzichten und ausschließlich auf „unkonventionelle“ Ausgleichsmechanismen setzen sollte. Diese sind (Abb. 9):

- Batterien und andere Stromspeicher,
- Nachfrageflexibilisierung,
- Netzausbau und bessere Nutzung der Portfolioeffekte bei der Erneuerbaren-Erzeugung und der Nachfrage.

Die Antwort auf diese Frage ist aus unserer Sicht im Sinne des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks ein klares „Nein“. Zwar wird das Stromsystem mit dem erwarteten Hochlauf von Batterien und anderen Stromspeichern in der Lage sein, größere Strommengen zeitlich zu verschieben. Somit lassen sich kritische Situationen auch immer weniger durch einen statischen Vergleich zwischen Peak Load und gesicherter Leistung eingrenzen, sondern es muss vielmehr immer ein längerer chronologischer Zeitraum von Angebot und Nachfrage (z.B. ein Winter

oder ein ganzes Jahr) betrachtet werden. Das große Problem der oben genannten, alternativen Ausgleichsmechanismen ist aber, dass sie keinerlei Möglichkeit bieten, dem Stromsystem über eine längere Zeit größere Mengen elektrischer Energie zuzuführen. Anhand dieser Überlegungen wird die unverzichtbare Rolle thermischer, grüner Kraftwerke auch in der sehr langen Frist deutlich: der Ausgleich der saisonalen oder sogar überjährigen Schwankungen der Stromproduktion aus wetterabhängigen erneuerbaren Energien (Abb. 10). Gesicherte Leistung aus thermischen Kraftwerken wird für die Versorgungssicherheit also weiter gebraucht, insbesondere um längere Phasen geringer Erneuerbaren-Produktion und hoher Nachfrage auszugleichen. Dies gilt, obwohl CO₂-arme oder -freie thermische Kraftwerke in der sehr langen Frist im mehrjährigen Durchschnitt nur noch einen sehr kleinen Teil der Stromerzeugung abdecken werden (ca. 10-15 %).

Einen Vorgeschmack auf die zukünftig auszugleichenden elektrischen Energiemengen zeigen Erzeugungsdaten für das erste Quartal 2021. Die produzierte Strommenge aus Wind onshore lag bei 27,3 TWh. Dies war 15,1 TWh weniger als im Vorjahresquartal, bei mehr oder weniger gleicher installierter Leistung von etwa 54,4 GW. Skaliert man diese Schwankung auf die für das Jahr 2030 angestrebte installierte Windleistung von 71 GW, ergibt sich eine Schwankung des Windangebots von 19,7 TWh. Unter der Annahme, dass im Jahr 2050 180 GW Wind in Deutschland installiert sind, ergäben sich 50,0 TWh Differenz.

Diese Überlegungen zeigen, wie wichtig es ist, auch langfristig Möglichkeiten zu besitzen, chemische Energiespeicher und grüne Brennstoffe in elektrische Energie umzuwandeln. Verschiedene Studien und Simulationsrechnungen zeigen, dass sich die nötige Menge an gesicherter thermischer Kraftwerksleistung durch zusätzliche elektrische Energie aus Wind und Sonne in Verbindung mit Kurzfristspeichern nur unterproportional reduzieren lässt. Somit wird auch klar, dass zielgerichtete Investitionen in grüne Gasinfrastruktur kein stranded Investment sind, auch wenn die Auslastung dieser Anla-

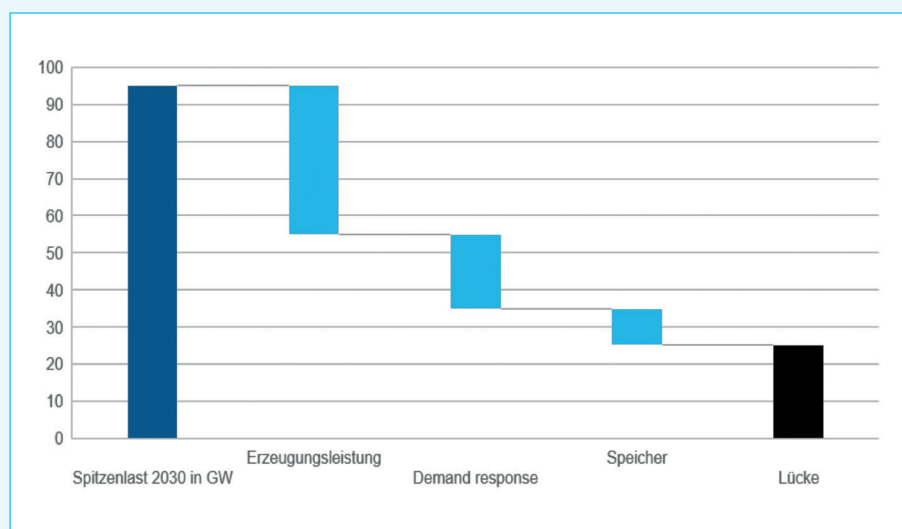


Abb. 10 Bedarf an gesicherter Leistung 2030

gen, in Abhängigkeit der Verfügbarkeit grüner Brennstoffe im Durchschnitt sehr gering ausfallen dürfte. Ein Teil dieser langfristig nötigen Kraftwerksleistung wird eventuell nur einmal in fünf Jahren abgerufen, ein anderer Teil eventuell nur in Wintermonaten.

Wie oben erwähnt, ist wegen der regulatorischen Unsicherheit und der erwarteten geringen Auslastung nicht damit zu rechnen, dass diese Anlagen ohne politische Unterstützung, z.B. in Form von Kapazitätsprämien, gebaut bzw. betrieben werden können. Die zusätzlichen Kosten für diesen signifikanten Beitrag zur Versorgungssicherheit sind relativ klein (10 GW neue Gaspeaker sind aktuell für ca. 500 Mio. € p.a. zu finanzieren (ca. 6 € pro Kopf/Jahr) [13].

Trotz allem sollte der Beitrag innovativer Ausgleichssysteme wie eine Flexibilisierung der Nachfrage nicht unterschätzt werden. Um zu effizienten Lösungen zu kommen, ist aus unserer Sicht der ordnungspolitische Rahmen wichtig: Präferenzen der Verbraucher und (Opportunitäts-) Kosten alternativer Ausgleichsmechanismen müssen hierfür den Kosten für den Betrieb grüner Kraftwerke gegenübergestellt werden. Dies geht am besten auf diskriminierungsfreien Energie- und Kapazitätsmärkten, setzt aber auch voraus, dass möglichst alle Verbraucher die technischen Möglichkeiten und ökonomischen Anreize haben, auf stündliche Schwankungen der Strompreise zu reagieren. Verbraucher und Stromkunden sollten die Möglichkeit haben, durch Offenbarung ihrer Zahlungsbereitschaft an Märkten selbst zu entscheiden, inwieweit sie ihren Stromverbrauch dem Wetter anpassen wollen. Trotzdem wird der Staat durch bestimmte regulatorische Vorgaben (z.B. Ausschreiben eines Kapazitätsziels) ein gewisses Versorgungssicherheitsniveau staatlich vorgeben und sicherstellen müssen.

Welche weiteren Herausforderungen gibt es?

Neben den oben skizzierten Problemen und Lösungen lassen sich drei weitere Herausforderungen definieren.

Erstens entsteht der einzigartige Beitrag konventioneller Kraftwerke zur Versorgungssicherheit in der Verfügbarkeit des verwendeten Brennstoffs. Dies bedeutet, dass der Regulator zukünftig darauf achten muss, dass die Brennstoffversorgung auch in Knappheitssituationen uneingeschränkt gewährleistet ist. Konkret heißt dies beispielsweise, dass alle Gaskraftwerke mit unterbrechungsfreien Versorgungsverträgen ausgestattet werden müssen. Mit dem Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes zur Einführung von Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen, dessen Inkrafttreten zum 01.05.2022 vorgesehen ist, werden in einem mehrstufigen Verfahren die Speicherfüllstände zu im Einzelnen im Jahresverlauf festgelegten Stichtagen vorgeschrieben. Damit soll unter Beachtung der aktuellen Lieferstrukturen eine Unterversorgung mit Erdgas vermieden werden.

Vorliegenden Schätzungen zufolge wird 2050 weniger als ein Drittel der im Inland für alle Einsatzzwecke benötigten Mengen an Wasserstoff aus inländischen Elektrolyse-Anlagen kommen können [14]. Gemäß Koalitionsvertrag von SPD, Bündnis 90/DIE GRÜNEN und FDP aus November 2021 soll in Deutschland bis 2030 eine Elektrolyse-Kapazität von 10 GW errichtet werden. Damit könnten ca. 0.8 Mio. t Wasserstoff auf Basis von erneuerbar erzeugtem Strom produziert werden. Bei knapp drei Viertel wird Deutschland auf Importe angewiesen sein. Die Nationale Wasserstoff-Strategie trägt dieser Tatsache Rechnung [15]. Internationale Partnerschaften zur Realisierung entsprechender Vorhaben können dazu einen wesentlichen Beitrag leisten [16].

Neben der Sicherstellung der Readiness neu zu errichtender Gaskraftwerke für den Einsatz von Wasserstoff sind die Vorbereitung des Infrastruktur-Aufbaus für sowie die Gewährleistung einer ausreichenden Verfügbarkeit von Wasserstoff aus inländischer Produktion und Importen unverzichtbare Bausteine für die klimapolitisch gebotene Transformation. Hierzu muss zukünftig die Planung des Stromnetzes eng mit der Planung des Gas- bzw. eines Wasserstoffnetzes verzahnt werden.

In Deutschland existiert ein Gasrohrnetz von 437.800 km (ohne Hausanschlussleitungen gerechnet) [17]. Dieses breit gefächerte Netz, an das Kraftwerke, Industriestandorte und Haushalte angeschlossen sind, besteht aus einem Material, das die Umrüstung auf den Transport reinen Wasserstoffs erlaubt. Dieses Netz lässt sich zum ganz überwiegenden Teil ohne größere Eingriffe zu einer Versorgungsinfrastruktur für klimaneutralen Wasserstoff transformieren. Schwerwiegender als die technologischen Herausforderungen, die nach Aussage der Branche kurzfristig lösbar sind, erscheinen eine Reihe marktlicher und regulatorischer Hindernisse. Dazu werden Unsicherheiten in Bezug auf Preis und verfügbare Mengen sowie ein noch fehlendes Regelwerk auf EU-Ebene gesehen. Es sollte deshalb die Möglichkeit geschaffen werden, dass Verteilnetzbetreiber – neben der Beimischung von Wasserstoff in Erdgasnetze – auch reine Wasserstoffnetze betreiben dürfen [18].

Mittels Ausbau der Infrastruktur von Energietransporten – sowohl Stromnetze als auch für klimaneutrale Gase – kann auf Flexibilität in benachbarten Regionen zurückgegriffen und so eine sichere Versorgung erreicht werden. Gerade bei leitungsgebundenen Energieträgern wie Strom und Gas ist eine bestimmte Transportinfrastruktur auch Voraussetzung dafür, dass Märkte entstehen können und effiziente Preisanreize liefern.

Zweitens führt die Energiewende dazu, dass ein sehr großer Teil des Strom- und ggfls. auch des Gassystems neu gebaut oder zumindest erneuert oder umgerüstet werden muss. Ähnliche Veränderungen werden auf der Nachfrageseite passieren. Vor diesem Hintergrund werden unzählige Möglichkeiten diskutiert, ob und inwieweit regionale oder sogar lokale Anreize dafür sorgen sollen, dass neue Stromerzeugungskapazitäten oder neue Nachfrage an die passenden Stellen gebaut werden bzw. dorthin wandern. Ohne hier weiter ins Detail gehen zu können, lässt sich festhalten, dass es in Deutschland aktuell nur eine recht geringe Bereitschaft gibt, elektrische Energie regional(er) zu bepreisen. Dies ist in anderen Ländern schon jetzt anders: Zonale Strompreise, wie sie

z.B. in Italien oder Skandinavien gebildet werden, stellen eine Art Kompromiss zwischen landesweit einheitlichen Strompreisen und nodalen Preissystemen, wie wir sie z.B. häufig in den USA finden, dar. Die deutsche Netzreserve, welche ebenfalls von den ÜNB gemanagt wird, zielt schon jetzt darauf ab, Kapazität regional zu sichern, soll aber offiziell wieder abgeschafft werden, wenn der Netzausbau dies zulässt.

Drittens beziehen sich die Ausführungen in diesem Artikel bisher nur auf die Bereitstellung von elektrischer Energie in Form der sog. Wirkleistung [19]. Eine Kapazitätsbilanz stellt am Ende auch nichts Anderes dar, als die Gegenüberstellung von Nachfrage und Angebot an elektrischer Energie zu einem bestimmten Zeitpunkt. Kohlekraftwerke tragen aktuell aber auch in erheblichem Maße zur Spannungs- sowie zur Frequenzhaltung und -Stabilität im Netz bei. Ihr Einsatz dient dazu, sowohl zu hohe als auch zu niedrige Spannungen zu vermeiden. Mit der Stilllegung der Kohlekraftwerke entfallen die Blindleistungspotenziale dieser Anlagen. Im Falle eines beschleunigten Kohleausstiegs müssten diese Blindleistungsquellen ersetzt werden – ebenso wie auch andere System-

dienstleistungen durch andere technische Lösungen geliefert werden müssen (Abb. 11). Des Weiteren führt ein beschleunigter Kohleausstieg im Kontext der Frequenzstabilität zu zwei wesentlichen Effekten: Erstens sinkt die verfügbare Schwungmasse bzw. Momentanreserve, da die bisherigen Beiträge von Kohlekraftwerken entfallen [20]. Zweitens kommt es angesichts der steigenden Leistungsüberschüsse im Norden Deutschlands zu weiträumigeren Leistungstransporten.

Fazit

Klimaneutralität erfordert die verstärkte Nutzung von klimaneutral erzeugtem Strom: der Ersatz fossiler Brennstoffe im Bereich Wärme/Kälte als auch der Treibstoffe für Mobilität durch Strom – sei es direkt oder über strombasierte Energieträger – führt zu einem deutlichen Anstieg der Nachfrage nach Strom. Versorgungssicherheit bei Strom bedeutet damit auch automatisch eine sichere Wärmeversorgung im Winter und jederzeit verfügbare Energie für individuelle Mobilität.

Neben der kurzfristigen Versorgungssicherheit – welche vor allem Antworten auf die

wetterbedingten Fluktuationen finden wird – müssen in zunehmendem Maße auch saisonale oder sogar überjährige Schwankungen des verfügbaren Stroms aus Wind und Sonne ausgeglichen werden. Dazu wird weiterhin kontrollierbare Leistung in ausreichender Menge benötigt, mit dessen Hilfe man chemische Energiespeicher in Strom umwandeln kann. Aus jetziger Sicht bieten sich hier vor allem konventionelle Kraftwerke auf Basis von Energieträgern an, die mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden, d.h. direkt mit Wasserstoff oder e-Methan oder e-Ammoniak. Da diese Kraftwerke sehr gut steuerbar sind, aber ebenso die Brennstoffe sehr gut gelagert werden können, bieten sie hier technisch und ökonomisch interessante Lösungen. Gaskraftwerke sind damit auch keine „stranded investments“ oder ein „lock in“ für Treibhausgas-Emissionen – wenn sie wasserstoff-ready sind.

Der europaweite Ausgleich von Strom durch Handelsgeschäfte – verstärkt auch intraday – wird helfen, die vorhandenen gesicherten Kapazitäten so kostengünstig wie möglich einzusetzen und den europaweiten Bedarf zu minimieren. Der globale Handel mit Wasserstoff und daraus produzierten Energieträgern sichert die Versorgung mit den benötigten Energiemengen auch in den Heizperioden und bei längeren Dunkelflauten ab. Die dezentrale klimaneutrale Lösung vor Ort hat also eine Verbindung mit dem europäischen und dem globalen Energiesystem.

Quellen

- [1] CAPEX = Capital Expenditures (Investitionsausgaben).
- [2] SRMC = Short-Run Marginal Cost: kurzfristige Grenzkosten.
- [3] Beinhaltet 7,8 GW in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (Offshore); außerdem sind in den ausgewiesenen Angaben zur Stromerzeugungsleistung am Strommarkt Anlagen enthalten, die zwar in den Ländern Österreich, Luxemburg, der Schweiz oder Dänemark installiert sind, allerdings direkt ins deutsche Netz einspeisen (insgesamt 4.390 MW). Dabei handelt es sich um 3.605 MW Pumpspeicher- (darunter 1.294 MW in Luxemburg und 2.311 MW in Österreich), 104 MW Laufwasser-

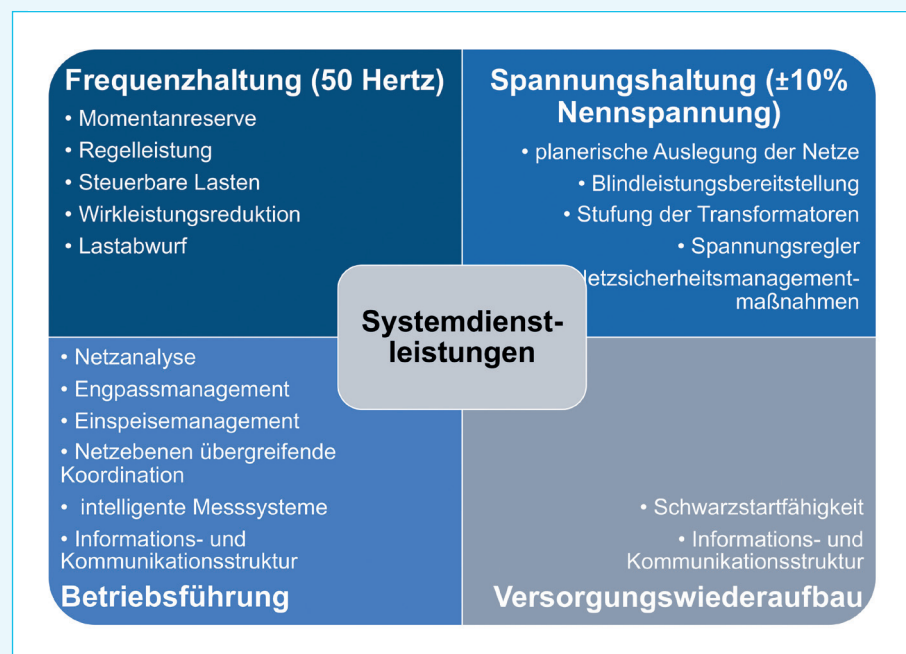
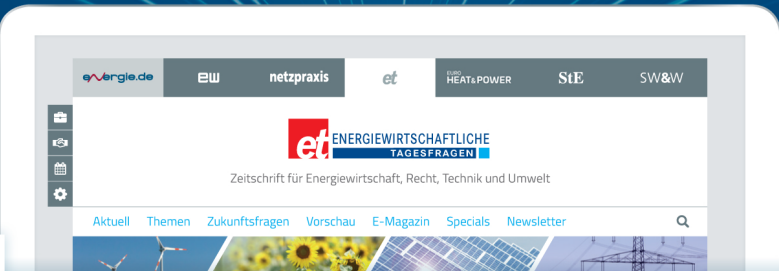


Abb. 11 Systemdienstleistungen

- (Schweiz) und 631 MW Speicherwasserkraftwerke (Österreich) sowie Anlagen auf Basis solarer Strahlungsenergie mit 50 MW (Dänemark).
- [4] Zudem stellt ein Kraftwerk alleine keine gesicherte Leistung dar, sondern nur in Verbindung mit ausreichend Brennstoffen. Daher spielen Speicher für Brennstoffe eine wesentliche Rolle bei der sicheren Versorgung.
- [5] Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG vom 08.08.2020, <https://www.gesetze-im-internet.de/kvbgb/BjNR181810020.html>
- [6] IEA (2021): World Energy Outlook 2021. Paris, 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- [7] r2b energy consulting/Consentec/Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI/TEP Energy (2021): Monitoring der Angemessenheit der Ressourcen an den europäischen Strommärkten. Projektbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Projekt Nr. 047/16. Köln, 26. April 2021. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/angemessenheit-der-ressourcen-an-den-europaeischen-strommaerkten.pdf?__blob=publicationFile&v=30
- [8] E.ON ERC / RWTH Aachen: The development of battery storage systems in Germany – A market review (status 2022), Jan Figgenger et al. <https://arxiv.org/abs/2203.06762>
- [9] Lubenow, M. und Voß, H. (2021): Zusätzlicher Bedarf an grünem Strom zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/2021. URL: <https://www.energie.de/et/aktuell/alle-beitraege>
- [10] Energy Only Market.
- [11] EWI (2021): Auswirkungen des Koalitionsvertrags auf den Stromsektor 2030. Köln, 6.12.2021. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/auswirkungen-des-koalitionsvertrags-auf-den-stromsektor-2030/>
- [12] Energate messenger (2021): Versorgungssicherheit: 50 Hertz bringt Kapazitätsmärkte ins Spiel. 12. Dezember 2021. URL: <https://www.energate-messenger.de/news/213096/versorgungssicherheit-50-hertz-bringt-kapazitaetsmaerkte-ins-spiel>
- [13] 550 €/kW CAPEX, 25 Jahre Lebensdauer, 8 % WACC.
- [14] La Revue de l'Énergie, Octobre 2021: Decarbonised hydrogen imports into the European Union: challenges and opportunities.
- [15] Die Bundesregierung (2020): Die Nationale Wasserstoffstrategie. Juni 2020. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile
- [16] Ludwig-Bölkow-Systemtechnik und Weltenergieat – Deutschland (2020): Internationale Wasserstoffstrategien, Juni 2020. URL: https://www.weltenergieat.de/wp-content/uploads/2020/11/WEC_H2-Strategie_Executive-Summary_DE_final.pdf
- [17] BDEW (2022): Die Energieversorgung 2021 – Jahresbericht 2021, 19. Januar 2022. URL: https://www.bdew.de/media/documents/Jahresbericht_2021_korrigiert_19Jan2022.pdf
- [18] Ready4H2 (2021): Europe's Local Hydrogen Networks. Dezember 2021. URL: https://www.ready4h2.com/_files/ugd/597932_bcbe101b-84834beab52da207aa89d5e6.pdf
- [19] Wirkleistung ist die Leistung, die beim Verbraucher verfügbar ist.
- [20] dena (2016): Analyse: Momentanreserve 2030, Berlin, 16.02.2016.

*Prof. Dr. H.-W. Schiffer, Lehrbeauftragter an der RWTH Aachen; Prof. Dr. S. Ulreich, Hochschule Biberach; Dr. T. Zimmermann, Leiter Strategische Marktanalyse, RWE Supply & Trading, Essen
HWSchiffer@t-online.de*

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE



www.et-magazin.de

**Mit Online-Archiv
Zukunftsfragen**



**ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE
TAGESFRAGEN**

Im Online-Verbund mit

