

Situation der Energieversorgung in Deutschland und energiepolitische Rahmensetzung

Hans-Wilhelm Schiffer

Einleitung

Die akute Versorgungskrise, ausgelöst durch Russland, ist überwunden. Der Verbrauch an Energie in Deutschland ist deutlich zurückgegangen. Russland spielt als Energie-Rohstofflieferant für Deutschland keine maßgebliche Rolle mehr. Die Importpreise für Erdgas und Steinkohle haben gegenüber den Ende August 2022 erreichten Höchstständen wieder nachgegeben. Auch die Rohölpreise sind gesunken.

Allerdings sind die Importpreise für Erdgas und für Steinkohle immer noch doppelt so hoch wie im vergangenen Jahrzehnt. Dies spürt der Verbraucher bei seiner Heiz- und Stromrechnung. Mittelständische Unternehmen und Industrie sind ebenfalls weiterhin stark belastet. Hinzu kommt, dass die

Sicherheit und Preiswürdigkeit der Stromversorgung – unabhängig von globalen Risiken bei Energie-Rohstofflieferungen – in Frage steht. Die Energiepolitik hat in den vergangenen Jahren, und nicht erst seit 2021, widersprüchlich auf die bestehenden Herausforderungen reagiert. Eine Anpassung des Kurses ist geboten, damit die Energieversorgung ihrer Rolle als einer der zentralen Antriebsmittel für die wirtschaftliche Entwicklung gerecht werden kann.

1 Bedingungen für die Energie-Rohstoffversorgung Deutschlands

Der Primärenergieverbrauch in Deutschland hat sich 2024 im Vergleich zu 2021 um 16% vermindert. Im Vergleich zu 1990 macht der Rückgang sogar 30% aus. Dies ist geschehen, obwohl die Bevölkerungszahl seit 1990 um 5 Millionen zugenommen hat und die Wirtschaftsleistung um 50% gewachsen ist. Als entscheidende Gründe sind zu nennen:

– Fortgesetzte Verbesserung der Energieeffizienz,

– Veränderungen im Energiemix und
– Strukturwandel zulasten der energieintensiven Industrien.

Daneben haben auch Witterungseinflüsse eine – allerdings begrenzte – Rolle gespielt.

Zu den weiteren Befunden gehört: Der Energiemix hat sich in den letzten Jahrzehnten erheblich gewandelt. 1965 basierten zwei Drittel der Energieversorgung auf dem Einsatz von Kohle; 2023 waren es noch 17%. Bis 1973 hatte sich Öl zum dominierenden Energieträger entwickelt. Die nach der ersten Energie-Preiskrise 1973/74 verfolgte Politik „weg vom Öl“ hatte zu einer Zurückdrängung von dessen Anteil geführt. Aber auch 2024 war Öl noch mit mehr als einem Drittel am Primärenergieverbrauch beteiligt. Erdgas gewann – ebenso wie Kernenergie – in den letzten Jahrzehnten des vergangenen Jahrhunderts an Bedeutung. Seit dem Jahr 2000 haben allerdings die erneuerbaren Energien das stärkste Wachstum entfaltet. Trotzdem sind 2024 fossile Energien immer noch mit 80% am Primärenergieverbrauch beteiligt. Erneuerbare Energien kommen auf 20%. Die Nutzung

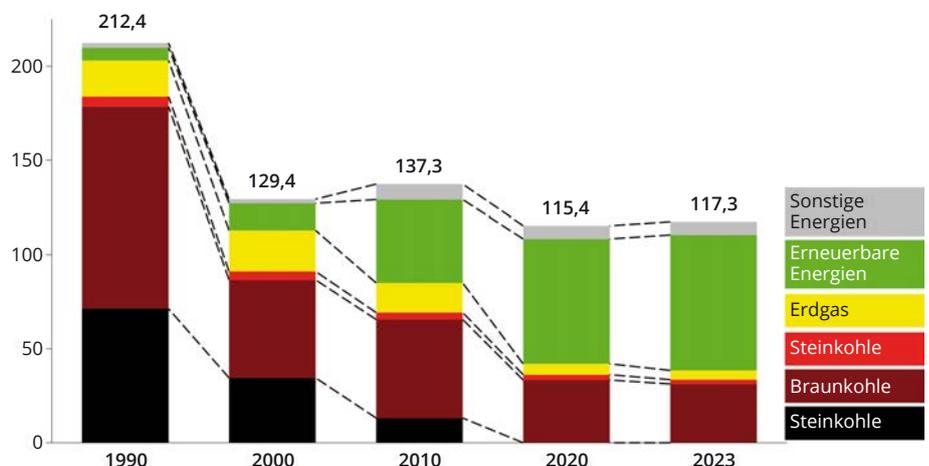


Bild 1. Energiegewinnung in Deutschland 1990 bis 2023 in Mio. t SKE. Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), Auswertungstabellen, November 2023 sowie Jahresbericht 2023, April 2024.

Autor

Prof. Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Lehrbeauftragter an der
RWTH Aachen University
Aachen, Deutschland

der Kernenergie war im April 2023 in Deutschland beendet worden.

Besonderes Kennzeichen der deutschen Energieversorgung ist die hohe Abhängigkeit von Importen. Das liegt an dem geringen Beitrag inländischer Energiequellen. Seit 1990 war folgende Entwicklung zu verzeichnen (Bild 1):

- Ölförderung halbiert
- Erdgasförderung um drei Viertel zurückgegangen
- Braunkohlengewinnung um 70% vermindert
- Steinkohleabbau Ende 2018 komplett beendet.

Obwohl sich die Nutzung erneuerbarer Energien seit 1990 mehr als verzehnfacht hat, ist der Beitrag heimischer Energien seitdem um 46% gesunken. Als Konsequenz hat sich die Energie-Importabhängigkeit Deutschlands von 58% im Jahr 1990 auf 68% im Jahr 2024 vergrößert. Sie beträgt bei Erdgas 95%, bei Öl 98% und bei Steinkohle 100%. Braunkohle und erneuerbare Energien sind die einzigen heimischen Energiequellen mit ausreichender Verfügbarkeit. Mit dem politisch beschlossenen Ausstieg aus der Kohle verbleiben – abgesehen von geringen Mengen an Öl und Erdgas – nur die erneuerbaren Energien (Bild 2).

Die Versorgung Deutschlands mit Rohöl, Erdgas und Steinkohle ist durch eine geringe Diversifizierung nach Herkunftsländern gekennzeichnet. Bis 2021 war Russland nicht nur bei Erdgas, sondern auch bei Rohöl und bei Steinkohle mit Anteilen von jeweils mehr als 50% der für Deutschland wichtigste Lieferant. Aufgrund der zunächst reduzierten und Ende 2022 komplett eingestellten Erdgas-Lieferungen aus Russland mussten Ersatzlieferungen auf den internationalen Märkten beschafft werden. Verschärft worden war die Situation durch den Ende 2021 niedrigen Füllstand der Erdgasspeicher. Der hatte am 1. Oktober 2021 lediglich 80% betragen (Bild 3). Rheden, der größte Speicher in Deutschland, damals im Eigentum von Gazprom Germania, war in den Sommermonaten nicht befüllt worden. Und immerhin entfällt ein Fünftel der Speicherkapazität in Deutschland allein auf Rheden. Am 4. April 2022 war das Unternehmen Gazprom Germania unter Treuhand der Bundesnetzagentur gestellt worden.

Zusätzliche Pipeline-Lieferungen aus Norwegen konnten als Ersatz beschafft werden sowie in Form von LNG über Terminals in Belgien, Niederlande und Frankreich sowie seit Ende 2022 auch an der deutschen Küste. Seit 2023 ist Norwegen mit 40% zum wichtigsten Erdgas-Lieferanten aufgestiegen. Lieferungen aus den Niederlanden und aus inländischer Förderung trugen mit jeweils 5% zur Bedarfsdeckung bei. Die verbleibenden 50% wurden in Form von LNG bezogen und über die bestehenden Import-Terminals

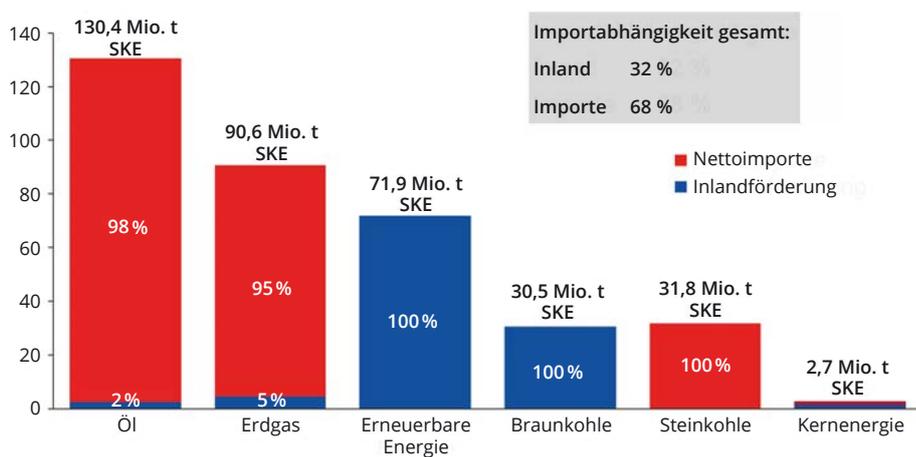
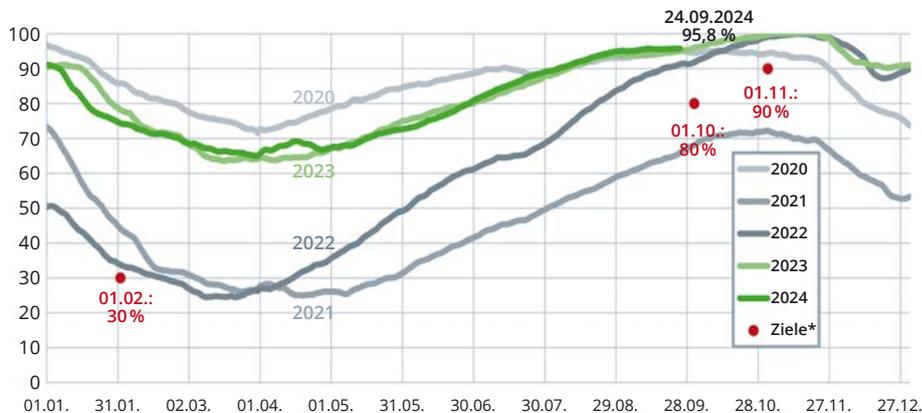


Bild 2. Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2023. Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 04/2024 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o.a. Außenhandelssaldo Strom, von 8,4 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 366,3 Mio. t SKE.



* Füllstandsvorgabe gemäß EnWG/GasSpFüllstV; gesetzliche Vorgabe gilt für jeden einzelnen Speicher. Die Darstellung beinhaltet die Daten aller auf gie.eu zum angegebenen Datum (Gas Day Start) erfassten Speicher.

Bild 3. Prozentuale Speicherfüllstände der deutschen Erdgasspeicher in % der Maximalbefüllung. Quelle: Gas Infrastructure Europe.

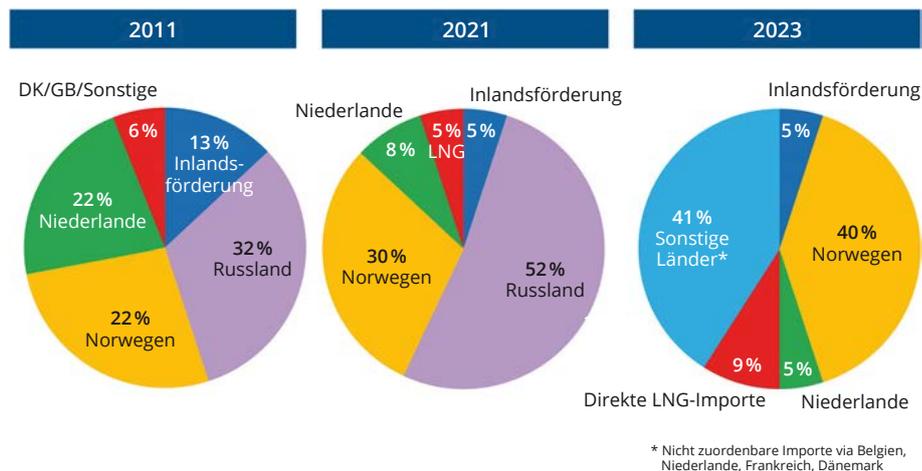


Bild 4. Erdgasaufkommen zur Versorgung in Deutschland nach der Herkunft 2011 und 2021 sowie 2023 im Vergleich. Quelle: H.-W. Schiffer (Datenbasis: BAFA, Bruegel und eigene Schätzung für 2011 und 2021 sowie BDEW auf Basis ENTSG und FNB für 2023).

ins Gasnetz eingespeist (Bild 4). Damit spielt LNG inzwischen eine maßgebliche Rolle für die Erdgasversorgung Deutschlands. Auch bei Rohöl und Steinkohlen haben die USA seit Verhängung von Sanktionen gegen Russland erheblich an Bedeutung gewonnen. So sind die USA – hinter Norwe-

gen – an die zweite Stelle im Ranking der für Deutschland wichtigsten Lieferländer für Energierohstoffe aufgerückt.

Aufgrund der starken Nachfrage auf dem Großhandelsmarkt zur Schließung der Lücke, die sich durch die Einstellung der Liefere-

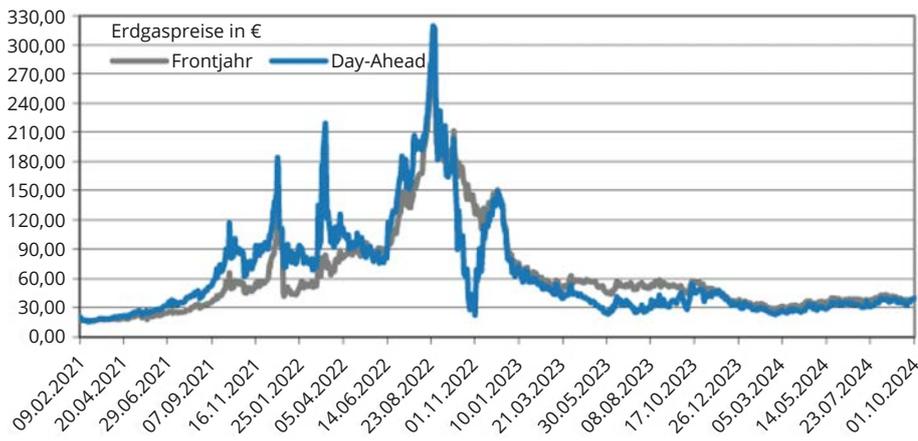


Bild 5. Erdgaspreise Marktgebiet Trading Hub Europe – Day-Ahead und Frontjahr in €/MWh. Quelle: EID.

rungen aus Russland ergeben hatte, erreichten die Preise im Jahr 2022 zuvor nie dagewesene Dimensionen. In der Spitze kletterten die Notierungen im Großhandel mit Erdgas bis Ende August 2022 das Zehnfache der bis 2021 üblichen Höhe. Sie waren in der Folge wieder deutlich zurückgegangen, sind aber immer noch deutlich höher als vor Ausbruch der Krise (Bild 5). Für die Lieferjahre 2025, 2026 und 2027 werden weiter sinkende Preise notiert. Aber auch diese Werte sind noch doppelt so hoch wie die vergleichbaren Notierungen im vergangenen Jahrzehnt.

Zwar machen die Beschaffungskosten nur einen Teil der Verbraucherpreise aus. Der drastische Anstieg der Beschaffungskosten hat aber dazu geführt, dass die Verbraucherpreise für private Haushalte 2022 und 2023 doppelt so hoch waren wie im vergangenen Jahrzehnt. Die 2024 verzeichnete weitere Abschwächung der Großhandelsnotierungen hat zwar die Verbraucherpreise gedämpft. Allerdings haben die Erhöhung der Netzentgelte und der CO₂-Bepreisung bewirkt, dass ein Teil der Senkung der Beschaffungskosten verpufft ist. Am 1. April 2024 war zudem die Mehrwertsteuer von 7 wieder auf 19% angehoben worden (Bild 6).

2 Versorgungssicherheit bei Strom

Im World Energy Outlook 2024 hat die Internationale Energie-Agentur (IEA) erklärt: Wir haben das Zeitalter von Kohle und Öl erlebt. Jetzt bewegen wir uns mit hoher Geschwindigkeit in das Zeitalter der Elektrizität. Gemäß den Szenarien der IEA verdoppelt bis verdreifacht sich der weltweite Stromverbrauch bis zum Jahr 2050. Als entscheidende Gründe werden das Vordringen der E-Mobility, der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen zur Gebäudeheizung und der vermehrte Stromeinsatz in Industrieprozessen genannt. Der zuwachsende Strombedarf wird ganz überwiegend durch erneuerbare Energien gedeckt werden.

2.1 Entwicklungen auf den Nachfrageseite

Auch für Deutschland wird im Rahmen einer verstärkten Sektorenkopplung und der zunehmenden Elektrifizierung von Anwendungen mit einem künftig wachsenden Stromverbrauch gerechnet. Die Übertragungsnetzbetreiber haben in dem 2024 vorgelegten Szenariorahmenentwurf für den Netzentwicklungsplan Strom drei Szenarien

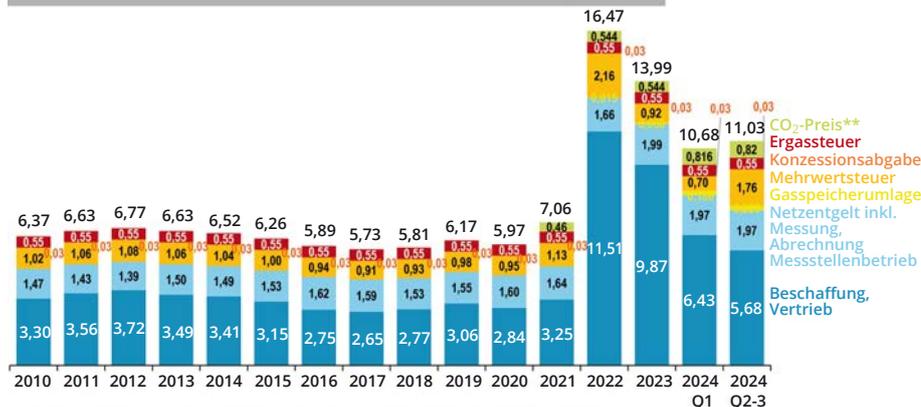
für 2037 vorgestellt, mit denen die Bandbreite der wahrscheinlichen Entwicklung zur zukünftigen Stromversorgung fortgeschrieben wird. Darüber hinaus sind die Szenarien fortgeschrieben, sodass drei mögliche Ausgestaltungen eines treibhausgasneutralen Energiesystems im Jahr 2045 abgebildet werden.

Eines dieser Szenarien beschreibt eine Transformation des Energiesystems, in der Strom weit über die heutigen Anwendungsgebiete hinaus zum Einsatz kommt (Szenario B). Ein weiteres Szenario skizziert eine Transformation des Energiesystems, die einerseits durch hohe Anteile der Elektrifizierung und andererseits durch eine hohe Souveränität Deutschlands hinsichtlich der Wasserstoffherzeugung gekennzeichnet ist. (Szenario C). Szenario A geht von einer Transformation des Energiesystems aus, die im Vergleich zu den Szenarien B und C die größte Verwendung von Wasserstoff und synthetischen Energieträgern vorsieht. In diesem Szenario erfolgt keine direkte flächendeckende Elektrifizierung von Endanwendungen. Das in diesem Szenario angenommene Unterschreiten des gesetzlich verankerten Ausbaupfades der erneuerbaren Energien wird durch hohe Importe von Wasserstoff und synthetischen Brenn- und Kraftstoffen kompensiert.

Der künftig höchste Bruttostromverbrauch wird für Szenario C ermittelt, der niedrigste Verbrauch für Szenario A. Dabei reicht die für 2037 genannte Spannweite von 844,0 TWh bis 1.073,3 TWh. Im Szenario B sind es 1.008,8 TWh. Für 2045 wird eine Bandbreite von 966,9 TWh bis 1.351,1 TWh ausgewiesen. Im Szenario B sind es 1.178,7 TWh. Zum Vergleich: im Jahr 2023 belief sich der Bruttostromverbrauch auf 520,0 TWh. Legt man das mittlere Szenario (Szenario B) zugrunde, so ergibt sich ein Anstieg des Bruttostromverbrauchs bis 2037 um 80% im Vergleich zum Stand des Jahres 2023. Bis 2045 wäre mit mehr als einer Verdopplung zu rechnen. Für dieses Szenario werden als wichtigste Treiber für die Zeit bis 2045 der Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudebereich mit einem Plus von etwa 100 TWh, die verstärkte Elektrifizierung der Industrie mit ebenfalls rund 100 TWh, der aus der Elektrifizierung des Verkehrssektors resultierende Mehrbedarf mit etwa 150 TWh und die Elektrolyse mit 240 TWh identifiziert.

Neben der absehbar steigenden Nachfrage ist künftig mit einer verstärkten Saisonalität im Stromverbrauch zu rechnen. Auch bisher unterliegt die Stromnachfrage bereits starken Schwankungen. Schwankungen bestehen abhängig von der Tageszeit, zwischen Werktagen einerseits sowie Wochenenden und Feiertagen andererseits und auch abhängig von der Jahreszeit. Die saisonalen Schwankungen sind bisher aber weniger stark ausgeprägt, auch wenn die Nachfrage im Winter tendenziell etwas größer ist als im Sommer. Die Höchstlast, die in Deutschland meist am Spätnachmittag bzw. frühen Abend eines

Durchschnittlicher Erdgaspreis für einen Haushalt (EFH)
Ein-Familienhaus, Erdgas-Zentralheizung mit Warmwasserbereitung jeweils aktuelle Sondervertragskonditionen* im Markt, Jahresverbrauch 20.000 kWh, Grundpreis anteilig enthalten, nicht mengengewichtet.



* Heizgas-Kunden sind i. d. R. Sondervertragskunden mit geminderter Konzessionsabgabe (0,03 ct/kWh)
** Der CO₂-Preis von 25 €/t im Jahr 2021 entspricht 0,455 ct/kWh (netto) und der Preis von 30 €/t im Jahr 2022 und 2023 entspricht 0,546 ct/kWh bzw. 0,544 ct/kWh (netto). 2024 sind es bei einem CO₂-Preis von 45 €/t 0,82 ct/kWh.

Bild 6. Erdgaspreis für Haushalte (EFH) in €/kWh. Quelle: BDEW, August 2024.

Werktag zwischen November und Februar erreicht wird, hat sich in den letzten Jahren nach Angaben der Bundesnetzagentur (BNetzA) für das Marktgebiet Deutschland/Luxemburg wie folgt entwickelt:

- 2019: 78.730 MW
- 2020: 79.742 MW
- 2021: 82.417 MW
- 2022: 79.631 MW
- 2023: 74.601 MW

Zu den wichtigsten Gründen für den seit 2021 verzeichneten Rückgang dürfte die verminderte Industrieproduktion gehören.

Künftig dürfte das Stromsystem – neben der wachsenden Stromnachfrage – durch die zunehmende Saisonalität des Stromverbrauchs vor weitere Herausforderungen gestellt werden. Der vermehrte Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudesektor vergrößert die gegenwärtig bestehenden Lastunterschiede zwischen Winter und Sommer. Bei der steigenden Zahl von Verbrauchern, die PV-Kapazität installiert haben (Prosumer), übersteigt der Strombedarf im Winter die Eigenenerzeugung. Im Sommer dürfte der Bedarf in diesen Fällen dagegen zu vielen Zeiten niedriger ausfallen als die Eigenenerzeugung.

2.2 Entwicklungen auf der Angebotsseite

In der Vergangenheit bestand in Deutschland eine ausreichende Verfügbarkeit an steuerbarer Kraftwerksleistung. So belief sich die installierte Nettoleistung allein der konventionellen Kraftwerke, also der Anlagen auf Basis Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle, Erdgas und Mineralöl, zwischen den Jahren 2000 und 2010 auf rund 100 GW. Selbst unter Berücksichtigung der Tatsache, dass vorhersehbare Revisionen, unvorhergesehene Ausfälle und die notwendige Reserve für Systemdienstleistungen die verfügbare Leistung einschränken, boten allein die konventionellen Anlagen die Gewähr, dass die Versorgung jederzeit garantiert war. Nachfrage-Schwankungen und die Zunahme in der fluktuierenden Einspeisung von Strom konnten durch flexible, an die jeweilige Situation angepasste, Fahrweise der Kohle- und Gaskraftwerke ausgeglichen werden. Auch bei den bestehenden Biomasse-Anlagen handelt es sich um steuerbare Leistung, und die verfügbaren Pumpspeicher sind zusätzlich in der Lage, kurzzeitige Nachfragespitzen abzudecken.

Seit Beginn des letzten Jahrzehnts geht die steuerbare Leistung allerdings kontinuierlich zurück. Der erste Einschnitt erfolgte mit der Stilllegung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 nach der Reaktorkatastrophe von Fukushima. Es folgte die schrittweise Beendigung des Betriebs der neun noch verbliebenen Kernkraftwerke bis April 2023. Seit Ende 2010 sind damit 20,5 GW Kernenergie-Leistung vom Netz genommen worden. Im Zuge des beschlossenen Kohleausstiegs bis spätestens 2038 sollen insgesamt knapp 33 GW stillgelegt werden. Bereits Ende

2023 war die Kapazität der Braunkohle- und Steinkohlekraftwerke um 11,9 GW niedriger als im Jahr 2010. Dem gegenüber steht nur ein Zubau an Stromerzeugungsleistung auf Basis Erdgas in Höhe von 7,3 GW und ein begrenzter Ausbau von Batteriespeichern. Bezieht man außerdem die Pumpspeicher einschließlich der im Ausland bestehenden und direkt in das deutsche Stromnetz einspeisenden Anlagen sowie die Kraftwerke auf Basis sonstiger Energieträger, wie Abfälle, in die Betrachtung ein, so errechnet sich mit Stand April 2024 eine konventionelle Stromerzeugungsleistung von rund 89,3 GW. Marktgetriebene Investitionen in gesicherte Leistung haben in den letzten zehn Jahren nur in geringem Umfang stattgefunden. Diese Tatsache verdeutlicht, dass sich die politische Erwartung nicht erfüllt hat, dass der Energy-Only-Markt 2.0 Anreize für den Neubau gesicherter Leistung setzt.

Im Unterschied dazu hat sich ein starker Zubau von Anlagen auf Basis Wind und Photovoltaik eingestellt. Zum 30. Juni 2024 lag die installierte Leistung von Windkraftwer-

ken bei 70,8 GW und von PV-Anlagen bei 89,7 GW. Unter Einbeziehung der Anlagen auf Basis Biomasse, Wasser und Geothermie ist die Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen mit rund 180 GW inzwischen doppelt so hoch wie die konventionelle Erzeugungsleistung von 89,3 GW (Tabelle 1). Die insgesamt installierte elektrische Nettoleistung ist damit drei Mal so hoch wie die gegenwärtig erwartbare Jahreshöchstlast.

Die zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast gesichert zur Verfügung stehende Leistung ist nach Angaben der Übertragungsnetzbetreiber bei konventionellen Kraftwerken mit rund 90 % anzusetzen. Im Unterschied dazu liegt dieser Anteil bei Windenergie unter 10 % und bei Solarenergie bei Null. Für Biomasse und für Wasserkraftwerke kann dagegen eine deutlich höhere Verfügbarkeitsrate zum Zeitpunkt der Höchstlast unterstellt werden, die sich der Situation bei konventionellen Energien zumindest annähert (Bild 7). Die als gesichert einstuftbare Leistung des gesamten Stromerzeugungsparks

Tab. 1. Leistung der Stromerzeugungsanlagen in Deutschland im Jahr 2024.

Energieträger	Installierte elektrische Netto-Leistung	Kraftwerke außerhalb des Strommarktes	Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt
	in MW	in MW	in MW
Braunkohle	15.136	-	15.136
Steinkohle	17.538	6.031	11.507
Erdgas	36.331	5.139	31.192
Mineralölprodukte	4.040	1.053	2.987
Pumpspeicher	9.929	-	9.929
Sonstige Energieträger*	4.625	2	4.623
Batteriespeicher	1.678	-	1.678
Erneuerbare Energien	180.228	30	180.198
davon:			
- Windkraft onshore	61.944	-	61.944
- Windkraft offshore	8.835	-	8.835
- Solare Strahlungsenergie	89.726	-	89.726
- Biomasse	10.671	30	10.641
- Wasser**	8.015	-	8.015
- Sonstige Energieträger***	1.037	-	1.037
Insgesamt	269.505	12.255	257.250

Stand: 15. April 2024 (Wind- und Solaranlagen zum 30.6.2024 ausgewertet; Stand 31. Dezember 2023 bei Biomasse, Wasser und sonstigen erneuerbaren Energien)

* nicht erneuerbar: 50 % der Leistung auf Basis Abfall (988 MW) sowie Grubengas (142 MW), Wärme (560 MW) und sonstige Energieträger (2.935 MW)

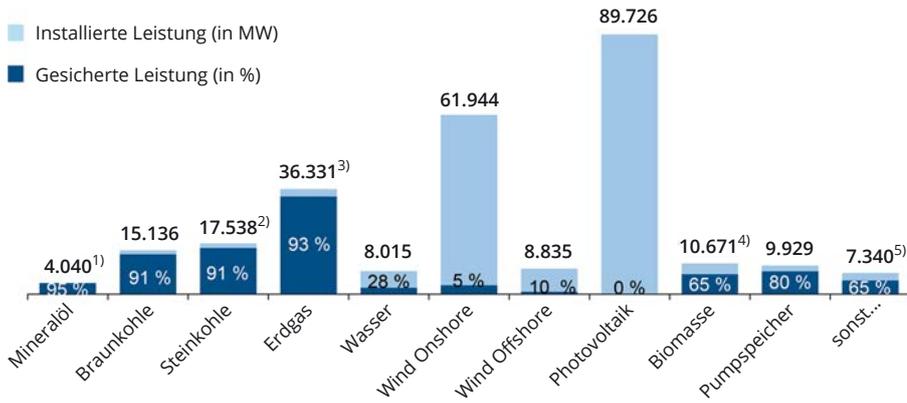
** ohne Pumpspeicher

*** 50 % der Leistung auf Basis Abfall (988 MW) und Geothermie (50 MW)

Die angegebene Kraftwerksleistung außerhalb des Strommarktes verteilt sich mit 8.218 MW auf Netzreserve (davon 6.021 MW Steinkohle, 1.340 MW Erdgas und 857 MW Mineralölprodukte), mit 1.786 MW auf vorläufig stillgelegte Anlagen (davon 1.548 MW Erdgas, 196 MW Mineralölprodukte, 10 MW Steinkohle, 2 MW sonstige – nicht-erneuerbare – Energieträger und 30 MW Biomasse), mit 1.263 MW auf Kapazitätsreserve (Erdgas) und mit 988 MW auf „besonderes netztechnisches Betriebsmittel“ (Erdgas).

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 4.504 MW, davon 3.625 MW Pumpspeicher, 829 MW Wasser und 50 MW solare Strahlungsenergie).

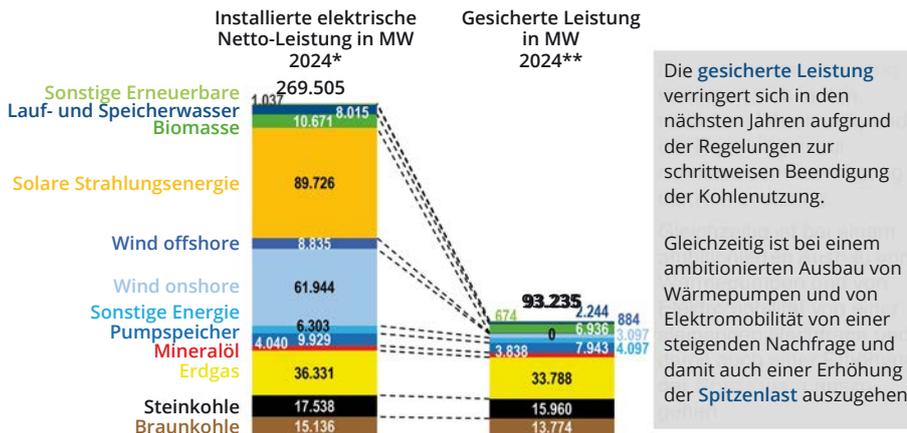
Quelle: Monitoringreferat der Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste mit Stand 15. April 2024 sowie Monatsbericht Plus+ der AGEE-Stat mit Stand 16. Juli 2024



Als gesicherte Leistung oder auch Leistungskredit wird der prozentuale Anteil der Nennleistung eines Kraftwerks bezeichnet, welcher statistisch gesehen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast zuverlässig zur Verfügung steht.

- 1) davon 857 MW in Netzreserve und 196 MW vorläufig stillgelegt
- 2) davon 6.021 MW in Netzreserve und 10 MW vorläufig stillgelegt
- 3) davon 1.340 MW in Netzreserve, 1.548 MW vorläufig stillgelegt, 1.263 MW Kapazitätsreserve und 988 MW, besonderes netztechnisches Betriebsmittel
- 4) davon 30 MW vorläufig stillgelegt
- 5) davon 2 MW vorläufig stillgelegt

Bild 7. Installierte und gesicherte Leistung 2024 für Deutschland. Quellen: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste Stand 15.04.2024 (Wind- und Solaranlagen gemäß AGEE-Stat zum 30.06.2024 ausgewertet, Biomasse, Wasser und sonstige erneuerbare Energien zum 31.12.2023 ausgewertet); ÜNB (Ausfallraten bei konventionellen bzw. Nichtverfügbarkeitsraten bei erneuerbaren Energien laut Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2017 – 2021, 23. Januar 2019 sowie Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2018 – 2022, Stand 18.02.2020), ENTSO-E (laut ENTSO-E variieren die Nichtverfügbarkeiten bei Wind zwischen 96 und 98 %); in dieser Grafik Wind Onshore mit 5 % und Wind Offshore mit 10 % gesicherter Leistung berücksichtigt (Durchschnitt: 6 %).



Die **gesicherte Leistung** verringert sich in den nächsten Jahren aufgrund der Regelungen zur schrittweisen Beendigung der Kohlenutzung. Gleichzeitig ist bei einem ambitionierten Ausbau von Wärmepumpen und von Elektromobilität von einer steigenden Nachfrage und damit auch einer Erhöhung der **Spitzenlast** auszugehen.

* Installierte Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen gemäß Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur mit Stand 15.04.2024 aktualisiert um Monatsbericht-Plus der AGEE-Stat vom 16.07.2024 bezüglich der Leistung der Wind und Solaranlagen (Stand: 30.06.2024); Angaben zu konventionellen Kraftwerken mit Stand 15.04.2024, Biomasse, Wasser und Sonstige EE mit Stand 31.12.2023. Die Netto-Leistung der Stromerzeugungsanlagen am Strommarkt beträgt 257.250 MW. 12.255 MW wurden von der Bundesnetzagentur als Anlagen außerhalb des Strommarktes erfasst (u.a. Netzreservekraftwerke).

** Rechnerische Ermittlung unter Ansatz der durchschnittlichen Ausfallraten bei konventionellen Kraftwerken bzw. Nichtverfügbarkeitsraten bei Erneuerbare-Energien-Anlagen. Die betragen laut Angabe der Übertragungsnetzbetreiber und von ENTSO-E 5 % bei Kernenergie, 9 % bei Braunkohle und Steinkohle, 7 % bei Erdgas (und Mineralöl), 72 % bei Laufwasser, 35 % bei Biomasse, 20 % bei Pumpspeichern. Bei Wind onshore wurden 95 %, bei Wind offshore 90 % und bei Photovoltaik 100 % angesetzt. Für sonstige erneuerbare und sonstige nicht-erneuerbare Energien wird - wie bei Biomasse - eine Nichtverfügbarkeit von 35 % unterstellt.

Bild 8. Ableitung der gesicherten Leistung von der Nettoleistung der Stromerzeugungsanlagen am deutschen Strommarkt.

in Deutschland kann unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen auf 93,2 GW beziffert werden (Bild 8).

Nach Angaben der Bundesnetzagentur werden bis Ende 2026 weitere 4,35 GW konventionelle Leistung, vor allem auf Basis Steinkohle, stillgelegt. Der Neubau konventioneller Anlagen wird für den Zeitraum bis Ende 2026 auf 1,56 GW beziffert. Davon entfällt gut die Hälfte auf Erdgas-Anlagen. Die konventionelle Stromerzeugungsleistung sinkt damit bis Ende 2026 auf 86,5 GW (Bild 9). Dieser Rückgang setzt sich in den Folgejahren im Zuge des fortgesetzten Ausbaus aus der Kohle verstärkt fort. Bei einem, in Teilen der Politik diskutierten, vollständigen Aus-

stieg aus der Steinkohle und der Braunkohle bis zum Ende dieses Jahrzehnts würde sich die steuerbare konventionelle Leistung bis 2030 auf etwa 53 GW vermindern. Im Ergebnis wird sich die gesicherte Leistung trotz des erwarteten starken Ausbaus von Wind- und Solaranlagen somit bereits bis 2026 und verstärkt danach im Zuge des fortgesetzten Ausbaus aus der Kohle deutlich vermindern.

Deutschland ist elektrizitätswirtschaftlich mit den Nachbarstaaten eng verknüpft. Laut Monitoringbericht der BNetzA wurden im Jahr 2022 ein Maximum von 14,12 GW (17,78 GW) als Importleistung (Exportleis-

tung) festgestellt. Der bestehende Elektrizitäts-Binnenmarkt bietet den Vorteil, dass die Anlagen mit den jeweils geringsten variablen Kosten – unabhängig von deren Standort – eingesetzt werden, soweit die Leitungskapazitäten keinen Engpass darstellen. In den vergangenen Jahrzehnten hatte der entsprechend mit den Nachbarstaaten bestehende Stromaustausch regelmäßig dazu geführt, dass die Stromlieferungen aus Deutschland größer als die Stromeinfuhren aus den Nachbarstaaten waren. 2023 war Deutschland erstmals seit 20 Jahren Netto-Importeur von Strom. Entscheidende Gründe waren die wieder verbesserte Verfügbarkeit der französischen Kernkraftwerke und der Rückgang der Gaspreise, durch die sich die Erzeugungsbedingungen außerhalb der deutschen Grenzen verbessert hatten. 2024 hat sich der Saldo aus Importen und Exporten weiter vergrößert.

Inwieweit Deutschland künftig auf Erzeugungsleistung im Ausland zurückgreifen kann, steht in Frage. Lastspitzen treten zwar in Europa vielfach nicht zeitgleich auf. Wie die Daten der Transparency Platform des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) andererseits aber auch belegen, wird die höchste Last in allen mit dem deutschen Stromversorgungssystem verknüpften Staaten in den Monaten November bis Februar erreicht. Von daher bietet selbst eine Ausweitung des grenzüberschreitenden Übertragungssystems keine Gewähr dafür, dass steuerbare Leistung im Ausland für die Versorgung in Deutschland genutzt werden kann. Hinzu kommt: Unsicherheiten bestehen hinsichtlich der Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Frankreich, wie die Situation im Jahr 2022 gezeigt hat. Außerdem ist nicht nur in Deutschland, sondern auch in den meisten anderen Staaten der Europäischen Union mit einem Rückgang an steuerbarer Kraftwerksleistung, vor allem auf Basis Kohle, zu rechnen.

Der starke Ausbau fluktuierender Erzeugungsleistung auf Basis Wind und Solar hat dazu geführt, dass die Stromversorgung in Deutschland immer häufiger zu weiten Teilen durch diese erneuerbaren Energien gedeckt werden kann. Beispielfhaft für solche Situationen können der 4. Januar 2023 oder der 12. August 2024 herangezogen werden. Am 4. Januar 2023 konnte der Stromverbrauch aufgrund günstiger Windverhältnisse ganz überwiegend durch Windkraft gedeckt werden (Bild 10). Am 12. August 2024 deckte die Solarenergie zumindest in den Stunden zwischen 10 und 16 Uhr, vor allem konzentriert auf die Mittagsstunden, einen großen Teil der Nachfrage (Bild 11). Vergleichbare Verhältnisse hatte es fast durchgängig über den gesamten Monat Juli 2024 gegeben. Auf der anderen Seite kommt es immer wieder vor, dass schwache Windverhältnisse in Kombination mit geringer Sonneneinstrahlung zu „Dunkelflauten“ führen. Das sind Situationen, in denen der



* Installierte Nettoleistung einschließlich der Kraftwerke außerhalb des Strommarktes von 12,2 GW
 ** davon 0,460 GW Braunkohle, 3,792 GW Steinkohle, 0,020 GW Erdgas, 0,047 GW Mineralöl und 0,035 GW sonstige Nicht-Erneuerbare
 *** im Bau oder im Probebetrieb befindliche Anlagen: 1,559 GW (davon 0,813 GW Erdgas, 0,310 GW Mineralölprodukte, 0,146 GW Pumpspeicher, 0,220 GW Batteriespeicher und 0,705 GW sonstige - nicht erneuerbare - Energieträger)

Bild 9. Entwicklung der konventionellen Stromerzeugungs-kapazitäten in Deutschland bis 2026 in Megawatt. Quelle: Bundesnetzagentur, Kraftwerksliste, Stand 15.04.2024.

Stromverbrauch überwiegend durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Diese Dunkelflauten können mehrere Tage andauern. Beispiele sind die zweite Januar-Woche 2024, der 6. und 7. November 2024 oder – noch extremer – die Zeit vom 29. November bis zum 16. Dezember 2022, in der eine Windflaute herrschte, die 18 Tage andauerte. Die Solarenergie trug in dieser Zeit ebenfalls nur geringfügig zur Bedarfsdeckung bei (Bild 12).

Zur Sicherung der Stromversorgung in Zeiten mit mangelnder Verfügbarkeit der Erneuerbare-Energien-Anlagen ist eine hinreichende Kapazität an steuerbarer Kraftwerksleistung erforderlich. Da mit künftig wachsendem Stromverbrauch auch die Höchstlast im Netz zunehmen dürfte, sind Investitionen in neue steuerbare Energieanlagen unverzichtbar. Der Ausbau von Speicheranlagen ist ebenfalls notwendig. Die gegenwärtig vor allem genutzten Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher sind allerdings nur in der Lage, Strom über einige Stunden ein- bzw. auszuspeichern und eignen sich entsprechend eher zur sehr kurzfristigen zeitlichen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Der längerfristige und saisonale Ausgleich von Erzeugungs- und Nachfrageschwankungen kann nach derzeitigem Kenntnisstand durch Umwandlung von Strom in Wasserstoff und anschließende Rückverstromung erbracht werden. Entsprechend müssen die zu bauenden Gaskraftwerke so ausgelegt ein, dass sie künftig mit Wasserstoff betrieben werden können.

Als Voraussetzung für Investitionsentscheidungen in die dafür erforderlichen Gaskraftwerke, die zur Vermeidung von Knappheiten bereits ab Beginn der 2030er-Jahre verfügbar gemacht werden müssen, ist die Einführung von Entgelt-Systemen für das Vorhalten von Leistung unverzichtbar. Angesichts der vergleichsweise geringen Stundenzahlen, in denen diese Anlagen – zur Deckung der nach prioritärem Einsatz der Erneuerbare-Energien-Anlagen verbleibenden Residuallast – benötigt werden, gewähr-

leisten die aus dem EOM zu erwartenden Erlöse nämlich keine hinreichende Kostendeckung. Entsprechende Kapazitätsszahlungen, die über Ausschreibungen kosteneffizient geregelt werden können, sind kurzfristig zu organisieren, da für Planung, Genehmigung und Bau von Gaskraftwerken etwa sechs Jahre benötigt werden (Bild 13).

In dem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz im August 2024 vor-

gelegten Vorschlag zum Strommarktdesign der Zukunft wird die Notwendigkeit für die Schaffung eines Back-up-Systems bestätigt, damit Versorgungssicherheit auch dann gewährleistet bleibt, wenn Wind- und PV-Strom nicht ausreichen, um die Nachfrage zu decken. Wörtlich heißt es in dem Papier zutreffend: „Solche Back-up-Technologien müssen zwei Anforderungen erfüllen: Zum einen müssen sie in der Lage sein, kurzfristig die schwankende Stromerzeugung aus Wind und PV auszugleichen, d.h. sie müssen kurzfristige Flexibilität bereitstellen. Zum anderen müssen sie in selteneren Fällen auch mehrere Tage ggf. sogar Wochen mit geringer Wind- und PV-Erzeugung („Dunkelflaute“) abdecken sowie einen saisonalen Ausgleich ermöglichen können, das heißt sie müssen langfristige Flexibilität bereitstellen.“

Im August 2024 hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz verlautbart, mit dem geplanten Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) im Vorgriff auf einen künftigen technologieneutralen Kapazitätsmechanismus insgesamt 12,5 GW an neuen, steuerbaren Kraftwerken auszuschreiben. In einer ersten Säule sollen gemäß dem unterbreiteten Vorschlag zum Strommarktdesign der Zukunft „zeitnah fünf GW an neuen H2-ready-Gaskraftwerken und zwei GW an umfassenden H2-ready-Modernisierungen aus-

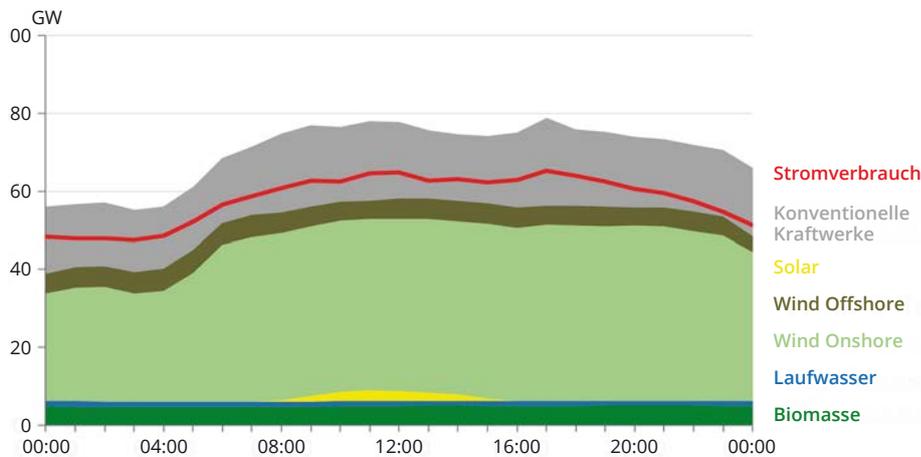


Bild 10. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am Mittwoch, dem 4. Januar 2023. Quelle: Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de.

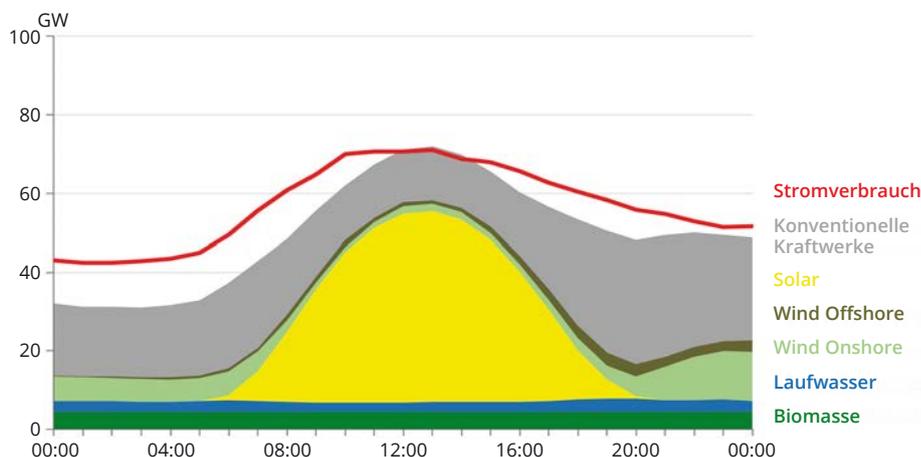


Bild 11. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am Montag, dem 12. August 2024. Quelle: Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de.

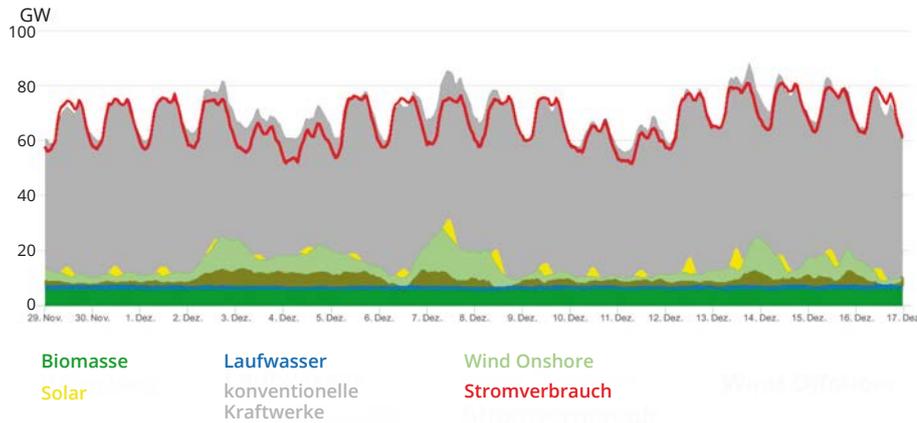
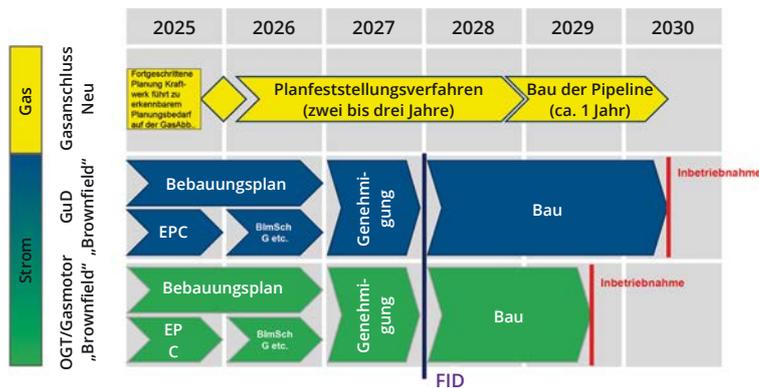


Bild 12. Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 29. November bis 16. Dezember 2022. Quelle: Agora Energiewende: Agorameter, www.agora-energiewende.de.



Bebauungsplan (verbindlicher Bauleitplan): Instrument der Raumplanung in Deutschland
EPC: Engineering, Procurement and Construction, kurz EPC, (zu Deutsch: Detail-Planung und Kontrolle, Beschaffungswesen, Ausführung der Bau- und Montagearbeiten)
BlmSchG: Bundes-Immissionsschutzgesetz (Langform: Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge)
FID: Final Investment Decision (endgültige Investitionsentscheidung)
GuD: Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerk
oGT: offenes Gasturbinen-Kraftwerk

Bild 13. Typischer Zeitplan für ein gasbefeuertes Kraftwerk.

geschrieben werden, die als Beitrag zur schnellen Dekarbonisierung des Kraftwerksparks ab dem 8. Jahr ihrer Inbetriebnahme/Modernisierung auf den Betrieb auf grünen oder blauen Wasserstoff gemäß Nationaler Wasserstoffstrategie umstellen müssen. Hinzu kommen 500 MW an reinen Wasserstoffkraftwerken, die sofort mit Wasserstoff laufen (Wasserstoffsprinter) und 500 MW Langzeitspeicher. Bei den Kraftwerken werden Investitionskosten und ab dem Umstieg auf Wasserstoff für 800 Vollbenutzungsstunden im Jahr die Differenzkosten zwischen Wasserstoff und Erdgas gefördert. In einer zweiten Säule werden noch einmal fünf Gigawatt neue Gaskraftwerke ausgeschrieben, die insbesondere in Dunkelflauten einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten.“

3 Widersprüchlichkeit der Energie- und Klimapolitik

Das jüngste Energiekonzept einer Bundesregierung hatte die damals regierende Koalition aus CDU/CSU und FDP am 28. September 2010 vorgelegt. Darin heißt es u.a.: „Dabei setzen wir auf eine ideologiefreie, technologieoffene und marktorientierte Energiepolitik.“ Des Weiteren wird dort aus-

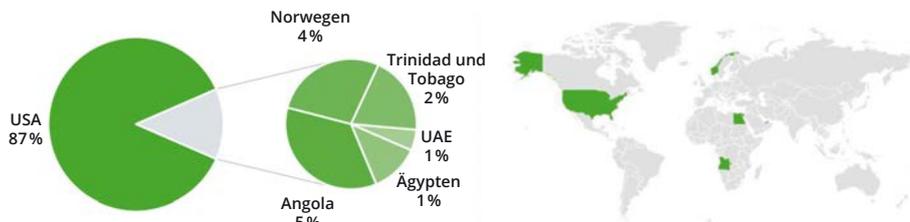
geführt: „Die Diversifizierung von Energieträgern, Importländern und Importrouten gehört ebenso zu den zentralen Elementen deutscher Energieaußenpolitik wie die Flankierung grenzüberschreitender Energieinfrastruktur.“ Bezüglich der aufgelisteten Maßnahmen zur Umsetzung der Energiepolitik ist, so der Wortlaut im Energiekonzept, „auf das Gleichgewicht unserer Ziele – sicher, umweltschonend und bezahlbar – zu achten.“ Als Ziel der Bundesregierung wird ferner genannt, „ein hohes Maß an Versorgungssicherheit, auch bei den Primärenergieträgern Öl und Gas, sicherzustellen. Sie wird daher weiterhin die deutschen Unternehmen bei Infrastrukturprojekten, die der Diversifizierung der Energieversorgung dienen (z.B. Nordstream, ...) politisch flankieren, um Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten.“

Diesen Zielen ist die damalige Regierungskoalition aus CDU/CSU und FDP (2009 bis 2013) ebenso wenig gerecht geworden, wie die Koalitionen aus CDU/CSU und SPD (2013 bis 2021) sowie SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP (2021 bis 2024). Die Widersprüchlichkeit der verfolgten Politiken kann exemplarisch mit zentralen Weichenstellungen der jeweiligen Regierungen belegt werden.

Eines der zentralen Elemente des Energiekonzepts vom 28. September 2010 war die Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke. In dem Energiekonzept war verankert, dass die Laufzeit der 17 Kernkraftwerke in Deutschland gegenüber dem zuvor gesetzlich geregelten Stand verlängert werden sollte. Die Umsetzung der Laufzeitverlängerung erfolgte im 12. Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, das am 8. Dezember 2010 in Kraft getreten war. Als Reaktion auf die Katastrophe in Fukushima am 11. März 2011, die sich als Folge eines Tsunamis ereignet hatte, wurde in Deutschland ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Mit Inkrafttreten der 13. Atomgesetz-Novelle am 6. August 2011 war acht Kernkraftwerken die Berechtigung zum Leistungsbetrieb entzogen worden. Die noch verbliebenen neun Kernkraftwerke wurden schrittweise bis April 2023 vom Netz genommen. Diese Regelung ist erfolgt, obwohl das Phänomen Tsunami keine Bedeutung für die Sicherheit der Kernkraftwerke in Deutschland hat. Faktisch war also der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland mit dem Tsunami, der sich in Japan ereignet hatte, nicht begründbar. Hinzu kommt, dass wir weiterhin Strom aus unseren Nachbarländern beziehen, dessen Erzeugung zu großen Teilen auf Basis Kernkraft erfolgt. Dies gilt vor allem für Frankreich. 2023 basierten 65 % der Stromerzeugung Frankreichs auf dem Einsatz von Kernenergie. Auch 2024 hat Deutschland, wie zuvor bereits 2023, mehr Strom importiert als in die Nachbarländer exportiert wurde. Im 1. bis 3. Quartal 2024 stand Frankreich im Kreis der Länder, aus denen Deutschland Strom bezogen hat, mit Lieferungen von etwa 15 TWh an erster Stelle.

Bis zum Jahr 2011 war die Versorgung mit Erdgas noch durch eine vergleichsweise ausgeglichene Verteilung verschiedener Lieferländer gekennzeichnet. Im November 2011 hatte Nord Stream 1 den Betrieb aufgenommen. In der Folge hatte sich der Anteil Russlands an den Erdgas-Importen Deutschlands von 32% im Jahr 2011 auf 52% im Jahr 2021 erhöht. Russland war damit nicht nur für Rohöl und Steinkohle sondern auch für Erdgas der für Deutschland mit Abstand wichtigste Energie-Rohstofflieferant geworden – Diversifizierung nach Lieferländern fehlte. Hinzu kommt, dass im Jahr 2018, also nach der völkerrechtswidrigen Besetzung der Krim durch Russland im März 2014, der Bau der in Europa und insbesondere auch in den USA umstrittenen Pipeline Nord Stream 2 von den zuständigen Behörden in Deutschland genehmigt worden war. Mit Realisierung der für 2022 vorgesehenen Inbetriebnahme hätte sich die Abhängigkeit von Russland noch weiter vergrößert.

Als Konsequenz der kompletten Einstellung der Pipeline-Gaslieferungen aus Russland Ende August 2022 mussten die Bezüge von Erdgas nach Deutschland neu geordnet werden. Dies wurde durch verstärkte Lieferun-



Die Gesamtliefermenge basiert auf Daten der Fernnetzbetreiber und wird dann anhand der Ladekapazitäten der beobachteten LNG-Tanker und ihren Entsendehäfen den Herkunftsländern zugeordnet.

Bild 14. Herkunft der LNG-Liefermengen 01.01.2023 - 25.09.2024. Quellen: Vesselfinder, BDEW, BGR, FNB.

gen von Pipeline-Gas aus Norwegen sowie durch massiv erhöhte Bezüge von LNG, zunächst insbesondere über die in Niederlande/Belgien/Nordfrankreich bestehenden und später ergänzend auch über die in Deutschland errichteten Importterminals geregelt. Nach Angaben des Bundesverbandes der Gas- und Wasserwirtschaft (BDEW) stammten im Zeitraum 1. Januar 2023 bis Herbst 2024 rund 87% der LNG-Bezüge Deutschlands aus den USA (Bild 14). Dabei handelt es sich um Erdgas, das zu weiten Teilen mittels der Fracking-Methode gefördert wird, deren Anwendung für die Gewinnung von Erdgas in Deutschland ausgeschlossen ist.

Das Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung vom 8. August 2020 regelt die schrittweise Stilllegung der in Deutschland betriebenen Stein- und Braunkohlenkraftwerke bis zum Jahr 2038. Mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Braunkohleausstiegs im Rheinischen Revier, das im Dezember 2022 verabschiedet worden war, wurde die Stilllegung der Braunkohlenkraftwerke im Rheinischen Revier auf das Jahr 2030 vorgezogen. Als entscheidender Grund für diese Regelungen wird die Minderung der CO₂-Emissionen genannt. Die Begründung für diese Regelung ist jedoch fragwürdig, da die Emissionen aus allen von dem Gesetz erfassten Anlagen durch das Europäische Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz gedeckelt sind. Die europäische Regelung garantiert eine sichere Einhaltung der Vorgaben. Die Verhängung von nationalem Ordnungsrecht und einem EU-weit gültigen marktwirtschaftlichen Instrument zur Regelung des gleichen Tatbestandes erhöht die Kosten des Klimaschutzes, ohne einen wirksamen Beitrag dazu zu leisten.

Eine wirksame Begrenzung der Emissionen aus Kohlekraftwerken wäre mit der Technologie der Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ auch in Deutschland möglich gewesen. Die Betreiber der Braunkohlenkraftwerke in Deutschland hatten in Pilotanlagen gezeigt, dass die Abscheidung von CO₂ technisch umsetzbar ist. Gegen Ende des ersten Jahrzehnts dieses Jahrhunderts bestanden zudem Pläne, Demonstrationsanlagen zu bauen, und es war beabsichtigt, die nötige Infrastruktur in Form von

Pipelines zur Verbringung des CO₂ zu dafür geeigneten Speicherstätten in Norddeutschland zu schaffen. Am Standort Ketzin bei Potsdam konnte im Rahmen eines von 2004 bis 2017 durchgeführten Pilotvorhabens nachgewiesen werden, dass eine sichere Speicherung des CO₂ in dafür geeigneten Sandsteinreservoirien möglich ist. Jahrzehntelange Erfahrungen beispielsweise in Norwegen haben zudem gezeigt, dass dies auch im industriellen Maßstab machbar ist. Nach anfänglicher Unterstützung der CCS-Technologie, die vom Weltklimarat als unerlässlich zur Erreichung der Klimaschutzziele angesehen wird, war mit dem im August 2012 verabschiedeten Kohlendioxid-Speicherungsgesetz deren kommerzielle Anwendung jedoch in Deutschland faktisch verboten worden. Eine Kehrtwende ist im Jahr 2024 erfolgt. Mittels einer Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes, die am 27. September 2024 in Erster Lesung im Deutschen Bundestag beraten worden ist, soll die CO₂-Speicherung in dafür geeigneten Formationen unter dem Boden der Nordsee möglich gemacht werden, um besonders der Zement-, Stahl- und Chemieindustrie den Weg in eine klimafreundlichere Produktion zu erleichtern. Nach dem vorliegenden Gesetzentwurf bliebe aber die Speicherung von CO₂ aus Kohleanlagen verboten.

Mit dem Kraftwerkssicherheitsgesetz soll gewährleistet werden, dass der zur Bewahrung der Versorgungssicherheit notwendige Neubau an steuerbarer Kraftwerksleistung umgesetzt wird. Dabei wird auf Gaskraftwerke gesetzt, die für einen künftigen Betrieb ab der zweiten Hälfte der 2030er-Jahre für eine Umstellung auf den Einsatz von Wasserstoff geeignet sind. Ein Rückgriff auf erhebliche finanzielle Mittel aus dem Bundeshaushalt ist notwendig, um zum einen Kompensation für die vorzeitige Stilllegung der Kohlekraftwerke und zum anderen für die Errichtung von Gaskraftwerken bereitzustellen. Dem Klimaschutz ist damit nicht gedient, da die Begrenzung der CO₂-Emissionen bei der Verbrennung von Kohle und Gas in Kraftwerken durch das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS-1) wirksam erfolgt. Mit diesem Instrument ist garantiert, dass die Vorgabe zur Reduktion der CO₂-Emissionen bei den von diesem System erfassten Anlagen von 62% bis 2030 gegenüber dem Jahr 2005 sicher eingehalten

wird. Allerdings sind die Methan- und CO₂-Emissionen, die bei der Förderung des Erdgases und dessen Transport entstehen, vom EU-ETS-1 nicht erfasst.

Für den Ausbau erneuerbarer Energien wurden politisch konkrete Ausbauziele vor allem für Stromerzeugungsanlagen auf Basis Wind und Solar festgelegt. So soll sich die Leistung der Anlagen von Mitte 2024 bis 2030 bei Solar von 90 GW auf 215 GW, bei Wind onshore von 62 GW auf 115 GW und bei Wind offshore von 9 GW auf 30 GW erhöhen. Bei Realisierung dieser Vorgaben würde sich die Leistung der in Deutschland installierten Solar- und Windanlagen bis 2030 auf 360 GW vergrößern und damit gegenüber dem gegenwärtigen Stand mehr als verdoppeln. Dabei sehen die bestehenden Fördermechanismen eine finanzielle Vergütung auch für den Strom aus den neu gebauten Anlagen vor, der nicht gebraucht wird. Solche Situationen entstehen – und zwar künftig vermehrt – vor allem in sonnenreichen Mittagsstunden. Die Netzbetreiber dürfen Solar- und Windparks abregeln, um das Stromangebot zur Vermeidung einer Gefährdung der Netzstabilität zu verringern. Die Betreiber der Anlagen erhalten Entschädigungen für die hypothetisch produzierte, tatsächlich jedoch nicht erzeugte Strommenge. Nach Angaben der Bundesnetzagentur belief sich der geschätzte finanzielle Ausgleich an Anlagenbetreiber für die Abregelung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen im Jahr 2023 auf rund 580 Millionen Euro. Das Überangebot an Strom, das durch die Einspeisung aus zusätzlich installierten Solarmodulen entsteht, führt in solchen Fällen zudem zu negativen Preisen auf dem Großhandelsmarkt. Auch Batteriespeicher im Keller bewirken vielfach keine wesentliche Entlastung, weil sie an sonnenreichen Tagen schnell voll sind. Das bedeutet: Für die Verwertung des überschüssigen Stroms – etwa durch Abnehmer im Ausland – muss Geld bezahlt werden. Und auch für diesen Strom, dessen gesamtwirtschaftlicher Wert negativ ist, trägt der Verbraucher die Kosten. Damit ist eine Umverteilung finanzieller Mittel von Verbrauchern in Mietwohnungen zugunsten der Eigentümer von Einfamilienhäusern verbunden, die Rooftop-Solarpanels installiert haben.

Zur Einhaltung des Klimaziels der Europäischen Union, das auf eine Minderung der gesamten Treibhausgas-Emissionen der Gemeinschaft um 55% bis 2030 im Vergleich zu 1990 ausgerichtet ist (Fit-for-55-Paket), ist in Ergänzung zu dem bestehenden EU-ETS-1 ein neues Emissionshandelssystem zur Begrenzung der Emissionen aus dem Verbrauch fossiler Energien in Gebäuden, im Straßenverkehr und in zusätzlichen Sektoren geschaffen worden (EU-ETS-2). Dieses EU-ETS-2 soll im Jahr 2027 starten. Deswegen Scharfschaltung kann einmalig auf 2028 verschoben werden, wenn die Gas- und Ölpreise sehr hoch sein sollten.

Anders als das EU-ETS-1 knüpft das EU-ETS-2 nicht an den Emissionen der Anlagen an; Verpflichtungen zur Abgabe von Zertifikaten unterliegen vielmehr diejenigen Unternehmen, die Gas und Öl in Verkehr bringen. Diese geben die damit verbundene Belastung im Produktpreis an die Verbraucher weiter. Es ist vorgesehen, ab 2027 die vorgesehene Zertifikatmenge jedes Jahr linear um 5,10% beziehungsweise ab 2028 um 5,38% gegenüber der Referenzmenge zu senken. Damit soll gewährleistet werden, dass die Gesamtmenge an Emissionen in den Sektoren Gebäude und Verkehr bis 2030 im Vergleich zu 2005 um 43% zurückgeht, in den übrigen Sektoren um 42%.

Das in Deutschland bestehende nationale Brennstoffemissionshandelssystem (nEHS), das 2021 mit Festpreisen für CO₂ eingeführt worden war, soll in dieses europäische System integriert werden, wobei im Unterschied zum nEHS im EU-ETS-2 weder Festpreise noch ein Preiskorridor vorgesehen sind. Im Ergebnis ist also die Einhaltung der europäischen Klimaziele, vor allem des 55%-Ziels bis 2030, durch dieses marktwirtschaftliche Instrumentarium gewährleistet. Die Belastungen für die Verbraucher, die sich mit den zu erwartenden steigenden CO₂-Preisen erhöhen dürften, sollten durch Auszahlung eines Klimageldes, das sich aus den Einnahmen für die versteigerten Zertifikate speist, ausgeglichen werden. Mit einheitlicher Bemessung pro-Kopf der Bevölkerung könnte zudem ein sozialer Ausgleich geleistet werden, da finanziell besser gestellte Bevölkerungsschichten in der Regel einen höheren Brenn- und Treibstoffverbrauch haben als finanziell schwächer aufgestellte Kreise.

Aufgrund der Einführung dieses marktwirtschaftlichen Instruments erübrigt sich die Notwendigkeit, das bestehende System der Flottengrenzwerte für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge aufrecht zu erhalten. Mit der Abschaffung würden ansonsten möglicherweise anfallende Strafzahlungen bei Überschreiten der Grenzwerte in Höhe mehrerer Hundert Millionen Euro vermieden und damit Schaden von den Herstellern von Fahrzeugen abgewendet. Mit Fortführung des EU-ETS-2 über 2030 hinaus entfällt auch die Notwendigkeit, die ordnungsrechtliche Vorgabe beizubehalten, dass ab 2035 neu zugelassene Pkw kein CO₂ mehr ausstoßen dürfen. Das marktwirtschaftliche Instrument, das die Höhe die Emission verlässlich begrenzt, ist dem Ordnungsrecht in Bezug auf Kosteneffizienz deutlich überlegen. Vergleichbar gilt dies auch für die nationale Vorgabe gemäß Gebäudeenergiegesetz, der zufolge bei Neubau oder Heizungsaustausch 65% des Heizenergiebedarfs durch erneuerbare Energien zu decken sind.

Grundsätzlich, also nicht nur in diesem Bereich, sollte gelten, dass nationale Vorgaben sich erübrigen, wenn EU-Bestimmungen einen Sachverhalt wirksam regeln. Das stellt

auch die nationalen Ziele in Frage, denen zufolge die Treibhausgas-Emissionen in Deutschland bis 2030 um 65% im Vergleich zum Stand des Jahres 1990 zu begrenzen sind und Klimaneutralität bis 2045 hergestellt werden soll. Das genannte Fit-for-55-Paket sieht Klimaneutralität für die Europäische Union bis 2050 vor. Wenn Deutschland Klimaneutralität zu einem früheren Termin erreicht, was aus heutiger Sicht nicht unbedingt realistisch erscheint, wird es für die anderen Staaten der Gemeinschaft leichter, ihre Anstrengungen auf das EU-Ziel auszurichten. Dem Klimaschutz wäre insoweit mit einer nationalen Vorreiterrolle Deutschlands nicht gedient.

4 Konsequenzen der in Deutschland verfolgten Energie- und Klimapolitik

Die gleichgewichtige Verfolgung des Dreiecks der Energiepolitik aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umweltverträglichkeit und Klimaschutz war in den Jahren seit 2010 – ebenso wie bereits zuvor – nie zu beobachten. Bis 2021 stand der Klimaschutz im Vordergrund, und erst mit der Energiekrise im Jahr 2022/23 haben die Gesichtspunkte Versorgungssicherheit und zuletzt auch Wirtschaftlichkeit wieder vermehrt die politische Agenda bestimmt.

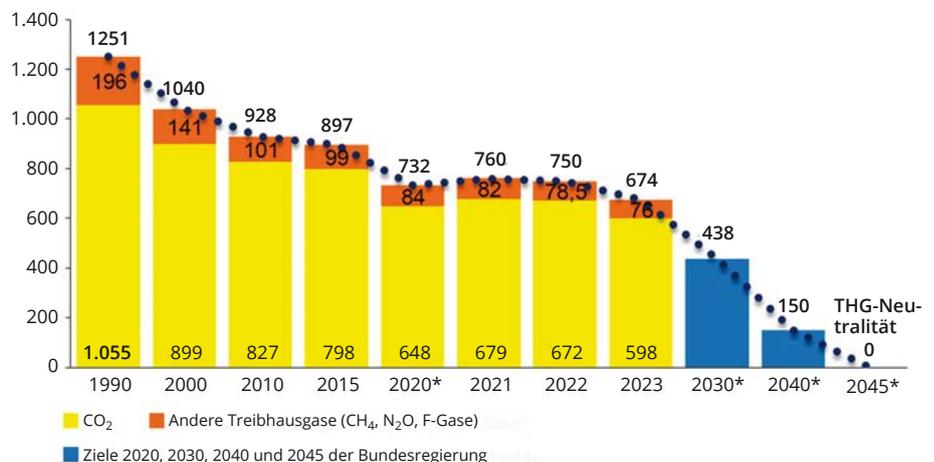
Die Treibhausgas-Emissionen in Deutschland konnten von 1.251 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente (Mio. t CO₂-Äq.) im Jahr 1990 um 46% auf 674 Mio. t CO₂-Äq. im Jahr 2023 gemindert werden. Den größten Teil der Treibhausgase machen die CO₂-Emissionen aus. Die sind im gleichen Zeitraum von 1.055 Mio. t um 43% gesunken (Bild 15). Damit ist Deutschland noch mit 1,5% an den weltweiten CO₂-Emissionen beteiligt, die sich seit 1990 deutlich erhöht haben.

Eine weitere Erfolgsgeschichte ist der Ausbau erneuerbarer Energien, der seit dem Jahr 2000 vor allem auf die Stromerzeugung

konzentriert war. So haben sich die erneuerbaren Energien in Deutschland, ausgehend von einem Anteil von erst 6% im Jahr 2000, auf einen Beitrag von mehr als 50% seit 2023 zur zentralen Säule der Stromversorgung entwickelt. Unter den G20-Staaten konnte Deutschland seit dem Jahr 2000 die stärksten Anteilszuwächse bei erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung erzielen. Im Jahr 2000 rangierte Deutschland im Kreis der G20 – gemessen am Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung – noch auf Platz 15. 2024 erreichen die erneuerbaren Energien – bezogen auf die G20 – nur in Brasilien und in Kanada größere Anteile an der Stromerzeugung als in Deutschland. Dort ist die Wasserkraft die wichtigste erneuerbare Energiequelle, in Deutschland sind es Wind- und Solarenergie sowie Biomasse.

Der starke Ausbau der erneuerbaren Energien war jedoch mit hohen Kosten verbunden, die bis 2022 von den Stromverbrauchern über die EEG-Umlage getragen wurden. Die Gesamtbelastung aus der EEG-Umlage im Zeitraum 2000 bis Mitte 2022 ist auf rund 160 Milliarden Euro zu beziffern (Bild 16). Seit Anfang 2022 wird die finanzielle Förderung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung teilweise und seit dem 1.7. 2022 vollständig aus dem Bundeshaushalt getragen. Trotz der damit verbundenen Absenkung der Lasten verbleiben andere Faktoren, die Deutschland zum Strom-Hochpreisland gemacht haben, oder verstärken sich sogar. Dazu gehören spezifische Steuern und Abgaben auf Strom sowie die Netzentgelte, die sich künftig wegen der wachsenden Kosten für den Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze weiter erhöhen werden.

Nach den von der IEA erhobenen Preisdaten nimmt Deutschland bei Strom eine Spitzenposition im weltweiten Vergleich ein. So sind die Durchschnittspreise, die von der Industrie für Strom zu bezahlen sind, mehr



* Zielvorgaben: Minderung um 40% bis 2020, um 65% bis 2030, um 88% bis 2040 und Treibhausgasneutralität bis 2045 - jeweils gegenüber dem Stand 1990.

Bild 15. Emissionen an Treibhausgasen in Deutschland 1990 bis 2023 und Ziele bis 2045 in Mio. t CO₂-Äquivalenten. Quelle: Umweltbundesamt, Pressemitteilung vom 15.03.2023 (für 2015 und 2021) Nationales Treibhausgasinventar 1990 – 2022, EU-Submission, Januar 2024 sowie Pressemitteilung vom 15.03.2024.

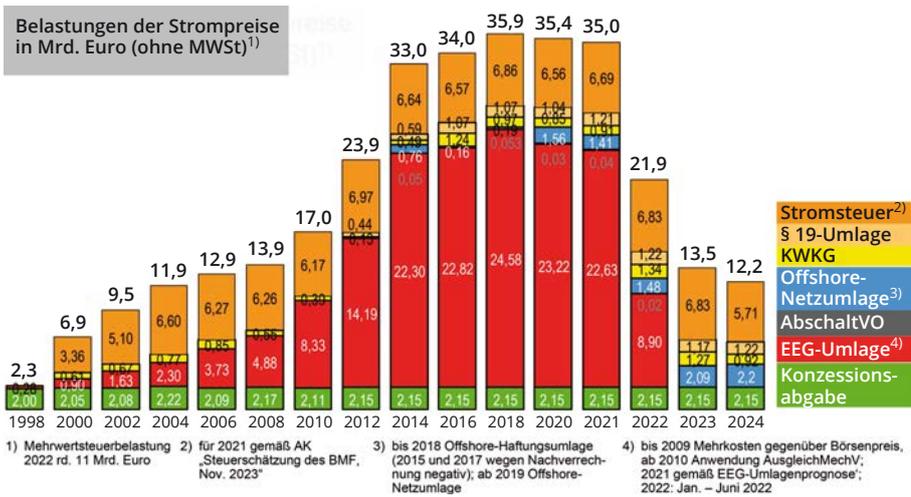


Bild 16. Gesamtbelastung durch Steuern und Abgaben seit 1998. Quelle: BDEW, Juli 2024.

als doppelt so hoch wie in den USA, in Kanada oder auch in Norwegen. Private Haushalte zahlen sogar dreimal so viel wie die Verbraucher in den beispielhaft genannten Staaten. Und auch im Vergleich zum Durchschnitt der OECD-Staaten herrschen in Deutschland deutlich höhere Strompreise (Bild 17).

Bei Erdgas ist die Situation noch dramatischer. So waren die Durchschnittspreise für Erdgas, die von der Industrie zu zahlen sind, 2023 in Deutschland fünf Mal so hoch wie in Nordamerika und doppelt so hoch wie im Durchschnitt aller Industrie-

staaten. Eine vergleichbare Diskrepanz zeigt sich bei den Erdgaspreisen für private Haushalte (Bild 18). Erschwerend kommt hinzu: Die Preisschere zwischen Nordamerika und Deutschland hat sich seit 2021 für Erdgas – ebenso wie auch für Strom – noch weiter geöffnet. Damit sind die Preise für Strom und Erdgas zu einem Faktor geworden, der deutsche Unternehmen im internationalen Wettbewerb vor noch vergrößerte Herausforderungen stellt. Auch mittelständische Unternehmen und Gewerbetreibende sind dadurch stark belastet.

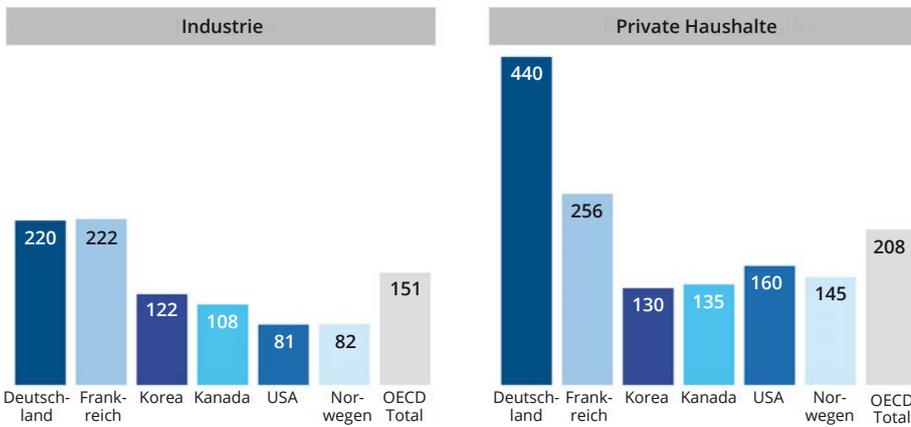


Bild 17. Strompreise im internationalen Vergleich (Angaben in USD/MWh für das Jahr 2023). Quelle: IEA (2024), Energy Prices.

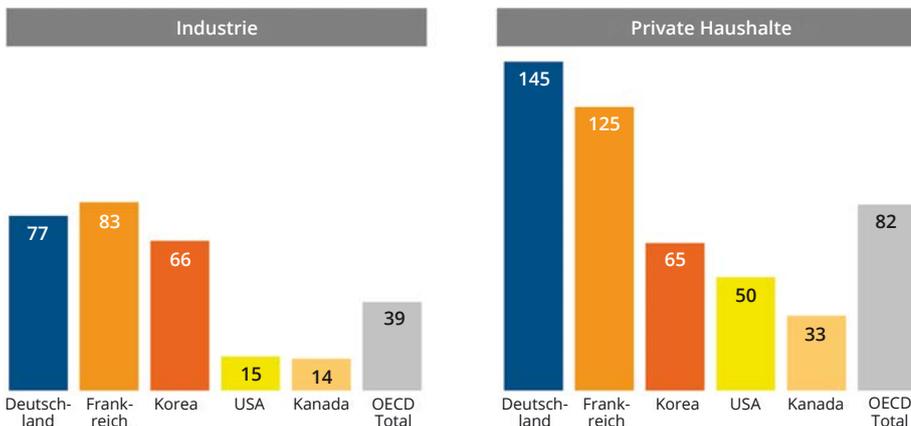


Bild 18. Erdgaspreise im internationalen Vergleich (Angaben in USD/MWh für das Jahr 2023). Quelle: IEA (2024), Energy Prices.

Die Bedeutung, die von der Höhe der Strompreise auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen ausgeht, kann am Beispiel des Chemieunternehmens BASF und des Aluminiumproduzenten Trimet deutlich gemacht werden. Im Jahr 2021 hatte BASF allein am Standort Ludwigshafen 6TWh Strom verbraucht. Das ist so viel wie alle Haushalte in Hamburg, Duisburg und München zusammen verbrauchen. Trimet hatte für das gleiche Jahr einen Verbrauch am Standort Deutschland von 5,5TWh genannt. Das entspricht in etwa dem Verbrauch aller Haushalte in Berlin. Von 2021 bis 2023 hat BASF den Stromverbrauch am Standort Ludwigshafen um ein Viertel vermindert. Das erklärt sich durch Produktionsrückgänge, teilweise auch aufgrund einer Verlagerung von Produktion ins Ausland. Die Problematik, die von den Standortnachteilen ausgeht, von denen Unternehmen in Deutschland betroffen sind, zeigt sich auch in der Veränderung des Bruttoanlagevermögens. In energieintensiven Branchen, zu denen auch Unternehmen der Papier und Glas-/Keramikindustrie sowie der Metallherzeugung und -bearbeitung gehören, hat sich das Bruttoanlagevermögen in den meisten Jahren seit 2000 verringert.

5 Fazit

Nach der am 23. Februar 2025 anstehenden Wahl zum 21. Deutschen Bundestag sollte die dann neu formierte Bundesregierung eine Neuaufrichtung der Energie- und Klimapolitik vornehmen. Leitlinie muss die gleichrangige Verfolgung der Ziele Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Umwelt- und Klimaschutz sein. Dabei sollte auf mehr Markt anstelle zunehmender Staatseingriffe, wie Verbote oder Gebote für bestimmte Technologien, gesetzt werden. Soweit europäische Regelungen bestehen, sollte auf zusätzliches national angelegtes Mikromanagement verzichtet werden. Bei der Energie-Rohstoffversorgung ist eine breite Diversifizierung nach Energien sowie nach Herkunftsländern anzustreben. Eine Absicherung der Versorgung mit kritischen mineralischen Rohstoffen, die für die Transformation der Energieversorgung eine zunehmende Rolle spielen, ist ebenfalls von zentraler Bedeutung. Bei politisch gesetzten Zielvorgaben sollte der Schwerpunkt auf deren Umsetzung statt auf immer weitere Verschärfungen gesetzt werden. Zur Sicherung der Stromversorgung ist die Einführung eines technologieoffenen, wettbewerbsfähig und europaweit harmonisierten Kapazitätsmarktes von zentraler Bedeutung. Das Design der Förderung erneuerbarer Energien ist an die veränderten Verhältnisse anzupassen. Die Flexibilisierung und Digitalisierung müssen verstärkt werden. Möglichkeiten zur Senkung der Strompreise sollten genutzt werden, wie u.a. die durchgängige Reduktion der Stromsteuer auf das europäische Mindestniveau. Bei internationalen Klimaverhandlungen sollte der Fokus auf eine globale

Bepreisung von Kohlendioxid gelegt werden, um Wettbewerbsnachteilen von Unternehmen in Europa zu begegnen. Die neu formierte Bundesregierung sollte unter Berücksichtigung der genannten Eckpunkte mit der Erstellung eines Energieprogramms ein konsistentes energie- und klimapolitisches Konzept vorlegen.

Referenzen

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 2024. *Stromerzeugung nach Energieträgern von 1990 bis 2023 in Deutschland (Datenstand April 2024)*. https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2024/04/STRERZ_Abg_02_2024_korr.pdf

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024). *Einigung zur Kraftwerksstrategie*. Pressemitteilung vom 5.2.2024; <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/02/20240205-eini-gung-zur-kraftwerksstrategie.html>

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024). *Strommarktdesign der Zukunft. August 2024*. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf?__blob=publicationFile&v=18

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2024). *Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplanes*. Bundesrepublik Deutschland – August 2024; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?__blob=publicationFile&v=6

Bundesnetzagentur (2024). *Kraftwerksliste mit Stand 15. April 2024*; <https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/Securi-tyOfSupply/GeneratingCapacity/PowerPlantList/start.html>

Bundesregierung (2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, 28. September 2010; https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiekonzept-2010.pdf?__blob=publicationFile&v=1

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2024). *Entwicklung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten am deutschen Strommarkt*. <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/03/Entwicklung-der-konventionellen-Kraftwerkskapazitaeten-am-deutschen-Strommarkt.pdf>

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2023). *Die Kraftwerksstrategie 2026: Ziele und Herausforderungen*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2023/07/EWI_Policy_Brief_Die-Kraftwerksstrategie-2026-1.pdf

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2022). *Analyse der Versorgungssicherheit bis 2030 – Trends und Szenarien im deutschen Stromsektor*. https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2022/09/20220929_Versorgungssicherheit-bis-2030_EWI-1.pdf

Frondel M. (2024). *Die teure Kehrseite des neuen Solarbooms*. Frankfurter Allgemeine Zeitung Nr. 246 vom 22. Oktober 2024

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT GmbH, TransnetBW GmbH (2024). *Netzentwicklungsplan Strom. Szenariorahmen (Entwurf) zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025*; https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025.pdf

Umweltbundesamt (2023). *Einführung eines Emissionshandelssystems für Gebäude, Straßenverkehr und zusätzliche Sektoren in der EU*. 19. Juli 2023; https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11850/publikationen/factsheet_einfuehrung_eines_emissionshandelssystems.pdf

Abstract

Energy supply situation in Germany and energy policy framework

The acute supply crisis triggered by Russia has been overcome. Energy consumption in Germany has fallen significantly. Russia no longer plays a significant role as an energy commodity supplier for Germany. Import prices for natural gas and hard coal have fallen again compared to the highs reached at the end of August 2022. Crude oil prices have also fallen. However, import prices for natural gas and hard coal are still twice as high as in the last decade. Consumers are feeling this effect in their heating and electricity bills. Medium-sized companies and industry also continue to be heavily burdened. In addition, the security and affordability of the power supply – irrespective of global risks in energy commodity supplies – is in question. In recent years, and not just since 2021, energy policy has reacted inconsistently to the existing challenges. An adjustment of course is required so that energy supply can fulfill its role as one of the central drivers of economic development.



vgbe-Standard VGBE-S-179-00-2023-09-DE

Zentralwarte

vgbe-Standard VGBE-S-179-00-2023-09-DE. 30 S., 6 Abb., DIN A4 (2024), ISBN 978-3-96284-336-6 (Print, Deutsch), ISBN 978-3-96284-337-3 (E-Book, Deutsch)

Dieser vgbe-Standard liegt nur in Deutscher Sprache vor.

This vgbe-Standard is only available in German.

Preis für vgbe-Mitglieder* 90,- €, Nichtmitglieder 135,- €, + Versand und USt.

Mit diesem vgbe-Standard „Zentralwarte“ werden Betreibern von Energieanlagen Leitlinien an die Hand gegeben, welche vorbereitenden Maßnahmen anzustrengen sind, um Energieanlagen an verschiedenen Standorten mit gegebenenfalls unterschiedlicher Erzeugungstechnologie von einer Stelle aus verantwortungsvoll zu betreiben.

In Vorbereitung der Einführung einer Zentralwarte zum Betreiben von konventionellen und/oder erneuerbaren Energieanlagen an verschiedenen Standorten sind in Abhängigkeit der Zielsetzung und der Rahmenbedingungen vielfältige Aspekte und Fragestellungen vom Arbeitgeber zu beachten bzw. zu klären.

Insbesondere muss die Zielsetzung bzw. Aufgabenstellung der Zentralwarte – über die rein wirtschaftliche einer effizienten Schichtbesetzung hinaus – klar definiert werden. Hierbei gilt es insbesondere folgende Fragestellung im Vorfeld zu klären: Sollen die Mitarbeiter_innen der Zentralwarte als reine Anlagendisponenten des Energieanlagenparks fungieren oder soll von der Zentralwarte auch in den verfahrenstechnischen Prozess aller angebundenen Anlagen eingegriffen werden, um beispielsweise eine hohe Verfügbarkeit des Energieanlagenparks zu erzielen (Mischkonstellationen dieser Extreme sind ebenfalls denkbar und zu definieren)?

Im Anschluss ist ein Projekt aufzusetzen, welches mit den relevanten Akteuren besetzt ist. Zu nennen sind hier sowohl der Betrieb, insbesondere Mitarbeiter_innen des Fahrbetriebes, des Engineerings, der Instandhaltung als auch Experten aus den Bereichen Arbeitssicherheit, Brand-, Ex- und Umweltschutz.



vgbe Congress 2025

24. und 25. September 2025,
Wien, Österreich

Die Transformation des Energiesektors ist ein ambitioniertes Vorhaben mit enormen Herausforderungen. Es gilt nicht nur ein einziges Ziel zu verfolgen und zu erreichen, die Klimaneutralität der Energieversorgung, sondern auch Versorgungssicherheit, Finanzer- und Bezahlbarkeit sowie Netzstabilität in diesem Prozess in Einklang zu bringen sowie Sektoren übergreifend ganzheitlich zu agieren. Zudem werfen aktuelle Entwicklungen neue Fragen auf, die auf ein auch resilientes Energiesystem zielen.

Beim „vgbe Congress 2025“ stehen dafür technische, strukturelle und geopolitische Lösungen und Aspekte im Mittelpunkt, mit denen die Energiebranche, Politik, Wirtschaft und Wissenschaft gemeinsam die Transformation umsetzen können.

Folgende Themen stehen im Fokus von Plenarveranstaltung und Fachsektionen des zweitägigen »vgbe Congress 2025« in Wien:

- ▼ Versorgungssicherheit: Optionen für Flexibilität und Gesicherte Leistung
- ▼ Aktuelle Projekte: Wasserstoff, Ammoniak und CCUS
- ▼ Projekte und Betriebserfahrungen: Erneuerbare Energien, Disponible Erzeugung und Energiespeicher
- ▼ Bestandsanlagen: Optimierung, Hybridisierung und Nachnutzung
- ▼ Innovationen: Zukunftstechnologien für den Energiesektor

Präsentieren Sie mit Ihrem Beitrag innovative Ansätze, Lösungen und Erfahrungen auf dem »vgbe Congress 2025«, der Plattform zum Erfahrungsaustausch für die technischen Aspekte des Energiesystems der Zukunft.



Bitte reichen Sie Ihre **Vortragsvorschläge** mit einem Abstract online bis zum **28. Februar 2025** ein:

https://www.vgbe.energy/mform/?form_id=993066

Die Konferenzsprachen sind Deutsch und Englisch. Eine Simultanübersetzung ist vorgesehen. Ausgewählte Vorträge werden zudem in der Fachzeitschrift **vgbe energy journal** veröffentlicht, womit Sie ein noch breiteres Publikum erreichen.



In der begleitenden **Foyerausstellung** können Betreiber, Hersteller und Dienstleister ihr Branchennetzwerk pflegen und weiterentwickeln. Sprechen Sie uns dazu an. Die Einreichung eines Vortrages ist unabhängig von einer Teilnahme an der Ausstellung.



SCAN ME ▶ [vgbe Congress 2025](#)



[vgbe YouTube Channel](#) ◀ SCAN ME



CALL FOR PAPERS

KONTAKTE

Tagung

Angela Langen

t +49 201 8128-310

Ines Moors

t +49 201 8128-222

e vgbe-congress@vgbe.energy

Foyerausstellung

Angela Langen

e angela.langen@vgbe.energy

t +49 201 8128-310



vgbe energy e.V.

Deilbachtal 173

45257 Essen | Deutschland

vgbe energy service GmbH

Deilbachtal 173

45257 Essen | Deutschland

be informed www.vgbe.energy

vgbe Congress 2025

24. und 25. September 2025,
Wien, Österreich

Die Transformation des Energiesektors ist ein ambitioniertes Vorhaben mit enormen Herausforderungen. Es gilt nicht nur ein einziges Ziel zu verfolgen und zu erreichen, die Klimaneutralität der Energieversorgung, sondern auch Versorgungssicherheit, Finanzer- und Bezahlbarkeit sowie Netzstabilität in diesem Prozess in Einklang zu bringen sowie Sektoren übergreifend ganzheitlich zu agieren. Zudem werfen aktuelle Entwicklungen neue Fragen auf, die auf ein auch resilientes Energiesystem zielen.

Beim „vgbe Congress 2025“ stehen dafür technische, strukturelle und geopolitische Lösungen und Aspekte im Mittelpunkt, mit denen die Energiebranche, Politik, Wirtschaft und Wissenschaft gemeinsam die Transformation umsetzen können.

Folgende Themen stehen im Fokus von Plenarveranstaltung und Fachsektionen des zweitägigen »vgbe Congress 2025« in Wien:

- ▼ Versorgungssicherheit: Optionen für Flexibilität und Gesicherte Leistung
- ▼ Aktuelle Projekte: Wasserstoff, Ammoniak und CCUS
- ▼ Projekte und Betriebserfahrungen: Erneuerbare Energien, Disponible Erzeugung und Energiespeicher
- ▼ Bestandsanlagen: Optimierung, Hybridisierung und Nachnutzung
- ▼ Innovationen: Zukunftstechnologien für den Energiesektor

Präsentieren Sie mit Ihrem Beitrag innovative Ansätze, Lösungen und Erfahrungen auf dem »vgbe Congress 2025«, der Plattform zum Erfahrungsaustausch für die technischen Aspekte des Energiesystems der Zukunft.



Bitte reichen Sie Ihre **Vortragsvorschläge** mit einem Abstract online bis zum **28. Februar 2025** ein:

https://www.vgbe.energy/mform/?form_id=993066

Die Konferenzsprachen sind Deutsch und Englisch. Eine Simultanübersetzung ist vorgesehen. Ausgewählte Vorträge werden zudem in der Fachzeitschrift **vgbe energy journal** veröffentlicht, womit Sie ein noch breiteres Publikum erreichen.



In der begleitenden **Foyerausstellung** können Betreiber, Hersteller und Dienstleister ihr Branchennetzwerk pflegen und weiterentwickeln. Sprechen Sie uns dazu an. Die Einreichung eines Vortrages ist unabhängig von einer Teilnahme an der Ausstellung.



SCAN ME ▶ [vgbe Congress 2025](#)



[vgbe YouTube Channel](#) ◀ SCAN ME



CALL FOR PAPERS

KONTAKTE

Tagung

Angela Langen

t +49 201 8128-310

Ines Moors

t +49 201 8128-222

e vgbe-congress@vgbe.energy

Foyerausstellung

Angela Langen

e angela.langen@vgbe.energy

t +49 201 8128-310



vgbe energy e.V.

Deilbachtal 173

45257 Essen | Deutschland

vgbe energy service GmbH

Deilbachtal 173

45257 Essen | Deutschland

be informed www.vgbe.energy

vgbe Events 2024 | Please visit our website for updates!

Congress/Kongress

vgbe | Congress 2024
vgbe | Kongress 2024



Call for Papers!



11 & 12 September 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
Angela Langen
t +49 201 8128-310
e vgbe-congress@vgbe.energy

vgbe/VEÖ Expert Event
River Management and Ecology



21 and 22 May 2024
Salzburg, Austria

Contact

Eva Silberer
t +49 201 8128-202
e eva.silberer@vgbe.energy

Konferenzen | Fachtagungen

DIHKW 2024
Energieversorgung Deutschlands –
Chancen und Risiken



Fachtagung mit Fachausstellung
16. und 17. April 2024
Garmisch-Partenkirchen, Deutschland

Contact

Jennifer Kulinna
t +49 201 8128-206
e vgbe-dihkw@vgbe.energy

vgbe KELI 2024
Elektro-, Leit- und Informations-
technik in der Energieversorgung



mit Fachausstellung

14 to 16 May 2024
Bonn, Germany

Contact

Ulrike Troglio
t +49 201 8128-282
e vgbe-keli@vgbe.energy

vgbe Dampfturbinen
und Dampfturbinenbetrieb 2024
vgbe Steam Turbines and
Operation of Steam Turbines 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

28 and 29 May 2024
Würzburg, Germany

Contact

Diana Ringhoff
t +49 201 8128-232
e vgbe-dampfturb@vgbe.energy

vgbe Chemiekonferenz 2024
vgbe Conference Chemistry 2024



mit Fachausstellung/
with Technical Exhibition

22 to 24 October 2024
Potsdam, Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-chemie@vgbe.energy

Seminare | Workshops

Basics Wasserchemie
im Kraftwerk



vgbe | Online-Seminar
21. und 22. Februar 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Wasseraufbereitung
vgbe | Seminar



20. und 21. März 2024
Velbert, Deutschland

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasseraufb@vgbe.energy

Flue Gas Cleaning 2024



Workshop

22 and 23 May 2024
Frankfurt a.M., Germany

Contact

Ines Moors
t +49 201 8128-222
e vgbe-flue-gas@vgbe.energy

Chemie im
Wasser-Dampf-Kreislauf



vgbe | Seminar
13. und 14. November 2024

Contact

Eugenia Hartmann
t +49 201 8128-266
e vgbe-wasserdampf@vgbe.energy

Offshore Windenergieanlagen –
Arbeitsmedizin 2024



Fortbildungsveranstaltung
6. und 7. September 2024
Emden, Deutschland

Contact

Dr. Gregor Lipinski
t: +49 201 8128 272
t +49 201 8128-272
e gregor.lipinski@vgbe.energy

Immissionsschutz- und
Störfallbeauftragte 2024



Fortbildungsveranstaltung
26. bis 28. November 2024
Höhr-Grenzhausen, Deutschland

Contact

Stephanie Wilmsen
t +49 201 8128-244
e vgbe-immission@vgbe.energy

Information on all
events with exhibition
Auskunft zu allen
Veranstaltungen
mit Fachausstellung

t +49 201 8128-310/-299
e events@vgbe.energy

Updates www.vgbe.energy

Exhibitions and Conferences

E-world energy & water

20. bis 24. Februar 2024
Essen, Deutschland

www.e-world-essen.com

Enlit Europe 2024

22 to 24 October 2024
Milan, Italy

www.enlit-europe.com/

56. Kraftwerkstechnisches Kolloquium

8. und 9. Oktober 2024
Dresden, Deutschland

<https://t1p.de/tud-kwt> (Kurzlink)